

# **PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA GENERACIÓN – TRANSMISIÓN 2020 – 2034**

**VOLUMEN 1. INTRODUCCIÓN Y CAPÍTULO 1**



**REPÚBLICA DE COLOMBIA**  
**Ministerio de Minas y Energía**  
**Unidad de Planeación Minero-Energética UPME**

**Diego Mesa Puyo**

Ministro de Minas y Energía

**Miguel Lotero Robledo**

Viceministro de Energía y Gas

**Christian Jaramillo Herrera**

Director General UPME

**Javier Martínez Gil**

Subdirector de Energía Eléctrica

**Elaboró:**

Subdirección de Energía Eléctrica  
Grupos de Generación, Transmisión y  
Convocatorias

**Con la asesoría del Comité Asesor de  
Planeamiento de la Transmisión – CAPT,  
conformado por:**

Cerro Matoso S.A.  
Ecopetrol S.A.  
Empresa de Energía del Pacífico S.A E.S.P.  
Empresas Públicas de Medellín E.S.P.  
Enel Codensa S.A. E.S.P.  
Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.  
Intercolombia S.A. E.S.P.  
Electricaribe S.A. E.S.P.  
Occidental de Colombia, Inc.  
Termobarranquilla S.A. E.S.P.  
Isagen S.A. E.S.P.

**Invitados permanentes de CAPT:**

Ministerio de Minas y Energía  
XM – Compañía de Expertos en Mercados S.A.  
E.S.P.

**GIT Generación:**

- Luis A. Hernández Beleño
- Henry J. Zapata Lesmes
- Juan C. Aponte Gutiérrez
- Jhon S. Zárate Herrera
- William J. Henao Ramírez
- Alfonso Segura
- Carlos Valles Franco

**GIT Transmisión:**

- Baisser A. Jiménez Rivera
- Raúl Gil Naranjo
- Cristian C. Viasús Figueredo
- Silvana P. Fonseca Consuegra
- Yohana C. Galvis Silva
- Andrés F. Hernández Gómez
- Alexandra Moreno Garzón

**GIT Convocatorias:**

- Carmen Andrea Rojas Castellanos
- Leonardo Moreno
- Juliana A. Moreno Tiusabá
- Pedro Alexander Cruz
- Mayerli Andrea Becerra Pérez

**Subdirección de Demanda:**

- Lina Patricia Escobar Rangel, Subdirectora
- Romel A. Rodríguez Hernández
- William A. Martínez Moreno

## INTRODUCCIÓN

Siempre es grato para la UPME y su equipo dar a conocer el resultado de un arduo trabajo hecho para el país, los agentes, los inversionistas y muchos otros actores, todo en pro de la seguridad energética y el desarrollo económico.

Para conocedores y para los más nuevos en este mundo, el Plan de Expansión identifica requerimientos de nueva capacidad de generación y define obras de la red de transporte, con el fin de garantizar la seguridad y la confiabilidad del sistema eléctrico nacional. En generación el Plan es indicativo ya que dicha actividad es de libre iniciativa, mientras que en transmisión se siguen procedimientos normativos para la ejecución de las obras.

El horizonte de análisis es de 15 años y se fundamenta en las proyecciones de demanda, la información asociada a la infraestructura eléctrica existente, los proyectos de generación y transmisión en desarrollo y con compromisos, el portafolio de iniciativas de proyectos y los recursos disponibles.

La presente versión tomó como base la proyección de demanda de energía eléctrica de junio de 2020, la cual considera el impacto derivado de emergencia sanitaria por el Covid 19, esto reconociendo las incertidumbres, especialmente en el corto y mediano plazo.

En cuanto a generación, se realizó un análisis de los recursos energéticos con los que cuenta el país: el agua, el viento, la radiación solar, la biomasa, la geotermia, el carbón, el gas natural y los combustibles líquidos. Se formularon escenarios posibles, tendientes a identificar necesidades de expansión ante situaciones de continuidad, efecto de hidrologías críticas (Fenómeno El Niño), impuesto a las emisiones, aplicación de nuevas políticas de caudal ambiental y sensibilidad al atraso de proyectos de generación. Adicionalmente, se realizaron análisis de necesidades de energía firme y una sensibilidad de las posibilidades de ingreso de la geotermia.

De esta manera, cargo por confiabilidad y Plan de Expansión son herramientas complementarias entre el mediano y el largo plazo.

Por primera vez se presentan estudios a nivel horario del comportamiento del sistema eléctrico, aunque en esta materia aún hay mucho por trabajar. El horizonte de dichos análisis es de corto plazo dado el esfuerzo computacional de la herramienta utilizada. Los resultados del Plan de Generación dejan ver un importante crecimiento y participación en la matriz de las fuentes renovables no convencionales, principalmente eólica y solar. Esta es una de las razones por las cuales se incluyeron simulaciones horarias y así obtener una primera aproximación sobre la interacción entre las diferentes fuentes.

De otra parte, el Plan de Expansión analizó el Sistema de Transmisión Nacional – STN y las diferentes áreas operativas con el fin de identificar requerimientos para garantizar continuidad, seguridad, ampliar la capacidad de transporte y así permitir la conexión de nueva generación. Se analizan las opciones con FACTS (Flexible AC Transmission System) distribuidos, niveles de corto circuito, configuración de subestaciones, visión de largo plazo, aspectos de la planeación disruptiva y se analizan los Sistemas de Transmisión Regionales – STR. Finalmente se proponen obras de expansión en diferentes zonas del país, algunas de las cuales serían objeto de convocatoria pública o ampliación.

El presente consta de volúmenes independientes, el primero (presente documento) hace referencia a las proyecciones de demanda, el segundo a la expansión de la generación y el tercero a la expansión de la transmisión.

## LISTA DE SIGLAS

<b>AEO:</b>	Annual Energy Outlook.
<b>BTU:</b>	British Thermal Unit.
<b>CLPE:</b>	Contratos de Largo Plazo de Energía
<b>CND:</b>	Centro Nacional de Despacho.
<b>CNO:</b>	Condición Normal de Operación
<b>CREG:</b>	Comisión de Regulación de Energía y Gas.
<b>CRO:</b>	Costo de Racionamiento.
<b>CAPT:</b>	Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión.
<b>DOE EIA:</b>	U.S. Energy Information Administration.
<b>DANE:</b>	Departamento Administrativo Nacional de Estadística.
<b>ENFICC:</b>	Energía en Firme.
<b>ENS:</b>	Energía No Suministrada.
<b>EDAC:</b>	Esquema de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia.
<b>FACTs:</b>	Sistemas Flexibles de Transmisión de Potencia Alterna.
<b>FNCER:</b>	Fuentes No Convencionales de Energías Renovables
<b>FPO</b>	Fecha de Entrada en Operación
<b>FSO</b>	Fecha de Salida de Operación
<b>GNC:</b>	Gobierno Nacional Central.
<b>GNL:</b>	Gas Natural Licuado.
<b>HVDC:</b>	Sistemas de transmisión de Corriente Directa en Alto Voltaje.
<b>kV:</b>	Kilo Voltio.
<b>MVA:</b>	Mega Voltio Amperio.
<b>MW:</b>	Megavatio.
<b>MVA<sub>r</sub>:</b>	Mega Voltio Amperio Reactivo.
<b>MPCD:</b>	Millones de pies cúbicos diarios.
<b>OR:</b>	Operador de Red.
<b>OEF:</b>	Obligación de Energía Firme.
<b>PIB:</b>	Producto Interno Bruto.
<b>PST:</b>	Transformadores de desplazamiento de fase
<b>SIN:</b>	Sistema Interconectado Nacional.
<b>S/E:</b>	Subestación.
<b>STN:</b>	Sistema de Transmisión Nacional.
<b>STEO:</b>	Short Term Energy Outlook.
<b>STR:</b>	Sistema de Transmisión Regional.
<b>SDL:</b>	Sistema de Distribución Local.
<b>SVC:</b>	Compensador Estático de Potencia Reactiva.
<b>STATCOM:</b>	Compensador Estático Síncrono.
<b>TRM:</b>	Tasa Representativa del Mercado.
<b>TRF:</b>	Transformador.
<b>TPC:</b>	Terapiés cúbicos.
<b>XM:</b>	Expertos del Mercado.
<b>ZCIT:</b>	Zona de confluencia intertropical.
<b>ZNI:</b>	Zona No Interconectada

## TABLA DE CONTENIDO

1.	PROYECCIONES DE DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA .....	6
1.1.	INTRODUCCIÓN.....	6
1.2.	CONTEXTO MACROECONÓMICO .....	7
1.3.	PROYECCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y POTENCIA MÁXIMA.....	13
1.3.1.	Comportamiento de la demanda de energía eléctrica 2019 – 2020 .....	13
1.3.2.	Metodología .....	16
1.3.3.	Escenarios de proyección planteados.....	17
1.3.4.	Resultados .....	18
1.3.5.	Conclusiones .....	21
<b>ANEXO I.</b>	<b>Tablas y soportes de resultados – Energía eléctrica y Potencia Máxima .....</b>	<b>22</b>
2.	PLAN DE EXPANSIÓN EN GENERACIÓN	Volumen 2.
3.	PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN	Volumen 3.

## LISTA DE GRÁFICAS

Gráfica 1. Previsiones Crecimiento Económico Mundial .....	8
Gráfica 2. Evolución Previsiones MHCP - Crecimiento Económico Colombia en 2020 .....	9
Gráfica 3. Escenarios UPME Post – COVID 19 Crecimiento Económico Colombia .....	9
Gráfica 4. Comparativo Previsiones – Crecimiento Económico Colombia 2020 .....	10
Gráfica 5. Crecimiento Económico Colombia. Escenarios Pre – COVID 19 Versus Escenarios Post – COVID 19.....	11
Gráfica 6. Escenarios Base Post – Covid19 Crecimiento Económico Colombia: Evolución Trimestral .....	12
Gráfica 7. Respuesta Sectores Económicos Intensivos en Demanda de Energía ante Choque del Covid19	12
Gráfica 8. Seguimiento a la demanda de energía eléctrica – 2020 (GWh-día) .....	13
Gráfica 9. Proyección anual de demanda energía eléctrica (GWh-año) – sin GCE .....	18
Gráfica 10. Proyección anual de demanda energía eléctrica GCE + VE +GD (GWh-año) .....	19
Gráfica 11. Proyección anual de demanda potencia máxima (MW-año) – sin GCE .....	20
Gráfica 12. Proyección anual de demanda potencia máxima (MW-año) – Con GCE + VE +GD.....	21

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Demanda comercial promedio día por tipo de mercado (GWh-día) – 2020 .....	14
Tabla 2. Demanda promedio día por actividad económica del mercado no regulado (GWh-día) – 2020.....	14
Tabla 3. Demanda comercial promedio día por región (GWh-día) – 2020 .....	15
Tabla 4. Variables de la Demanda de EE a largo Plazo .....	17
Tabla 5. Proyección mensual de la demanda energía eléctrica del SIN (GWh-mes).....	22
Tabla 6. Proyección mensual de la demanda energía eléctrica del SIN + GCE + VE (GWh-mes).....	26
Tabla 7. Proyección mensual de la demanda energía eléctrica del SIN + GCE + VE+ GD (GWh-mes) .....	30
Tabla 8. Proyección mensual de la demanda potencia máxima del SIN (MW-mes).....	34
Tabla 9. Proyección mensual de la demanda potencia máxima del SIN + GCE + VE (MW-mes) .....	38
Tabla 10. Proyección mensual de la demanda potencia máxima del SIN + GCE + VE + GD (MW-mes) .....	42

# 1. PROYECCIONES DE DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

## 1.1. INTRODUCCIÓN

En este capítulo se presentan las proyecciones de demanda en energía y potencia eléctrica presentadas en el documento “PROYECCIÓN DE DEMANDA DE ENERGÉTICOS ANTE EL COVID 19 2020-2026”, desarrollado y publicado por la Unidad en junio de 2020.

La información presentada en este capítulo se soporta en las secciones de “Contexto Macroeconómico” y “Proyección de Energía Eléctrica y Potencia Máxima” del documento mencionado.

La UPME publica las proyecciones de los principales energéticos, en el contexto del Covid 19, evento que, sin lugar a duda, ha sido un choque social y económico sin precedentes. Situación que ha obligado a los gobiernos del mundo a establecer restricciones de movilidad y de actividades económicas, para mitigar los impactos de este virus en la salud de sus habitantes. Como resultado de estas medidas, la economía de los países y el comercio global se han visto fuertemente golpeados.

El sector energético no es ajeno a esta situación. Según la Agencia Internacional de Energía (AIE), los países con medidas de aislamiento estricto han experimentado caídas en la demanda de energéticos del orden del 25% en promedio y en aquellos en los que se han adoptado medidas menos restrictivas, se ha observado una reducción del 18% en promedio.

En Colombia la situación no es distinta. El Gobierno Nacional adoptó la medida de aislamiento preventivo obligatorio el 24 de marzo de 2020, definiendo una cuarentena obligatoria para gran parte de las actividades económicas. Esta restricción se ha levantado gradualmente y ha permitido la movilidad y regreso al lugar de trabajo para ciertos sectores, habilitando la reactivación de los sectores de industria y construcción, posteriormente los sectores de servicios y comercio.

Como resultado de tales medidas, la caída en la demanda de energéticos ha sido notoria. En particular, para el sector eléctrico la demanda se contrajo en más del 10% en el mes de abril. En gas natural, se registraron reducciones de más del 20%, para el mismo mes. Dado que una situación de esta naturaleza no se encontraba prevista en ninguna de las proyecciones de demanda, la UPME considera pertinente reestimar las proyecciones de energéticos.

La recuperación económica dependerá de las medidas que se adopten, tanto para mitigar los impactos del virus, como para la reactivación económica. Asimismo, la reducción de demanda que se ha registrado como consecuencia del Covid 19 es un evento sin precedentes, esto implica que los datos de consumo histórico (insumos para las proyecciones) no contienen información útil, para identificar patrones y velocidades de recuperación.

Teniendo en cuenta lo anterior, se han estimado para el caso de energía eléctrica y gas natural varios escenarios, con el fin de presentar al público posibles sendas de evolución y distintos niveles de efectos de la pandemia en la demanda de energéticos en el corto y mediano plazo.

Vale la pena señalar que los escenarios que se presentan en esta edición se encuentran sustentados en diferentes supuestos y conjuntos de información, por lo que no necesariamente se puede concluir que uno de ellos es más probable que el otro. De hecho, una interpretación posible es que la demanda puede situarse en cierto escenario y progresivamente ir migrando hacia otro, dependiendo de la adopción de nuevas medidas y como progresa la economía.

Para consultar el documento “PROYECCIÓN DE DEMANDA DE ENERGÉTICOS ANTE EL COVID 19 2020-2026”, este se encuentra disponible a través de la siguiente ruta: [www.upme.gov.co](http://www.upme.gov.co) ->

Demanda y Eficiencia Energética -> Proyecciones de Demanda -> Energía Eléctrica -> 2020 Rev. Junio.

## 1.2. CONTEXTO MACROECONÓMICO

Dada la aparición del Covid 19 en el país y las medidas que se han adoptado para mitigar los impactos del virus, el panorama económico y las perspectivas de crecimiento en Colombia han cambiado sustancialmente desde finales de 2019 a la fecha.

En enero de 2020, el panorama de crecimiento en Colombia era optimista sustentado en el resultado de 2019, un crecimiento de 3.3%, el mayor desde 2015 (3.1%).

La economía colombiana inició en 2018 una recuperación que se aceleró en 2019, tras el choque petrolero de 2014. La reactivación estuvo apalancada en la mayor dinámica de las materias primas en el mercado internacional y a nivel interno, por el buen desempeño del sector terciario (i.e comercio, transporte, sector financiero, entre otro) que registró un crecimiento de 4.4%.

La reactivación económica de 2019 se ve reflejada en el crecimiento del consumo de los hogares (4.5%), la inversión (4.0%), con lo cual la demanda interna se expandió en 4.3%. El gasto del gobierno registró tasas de crecimiento del 4.3%, lo que también fue determinante en la aceleración del crecimiento económico de 2019, en particular durante el segundo semestre.

Para 2020 la previsión de crecimiento era de 4%. Los primeros dos meses del año mostraron señales auge en la actividad productiva, que hacían previsible la meta de crecimiento señalada. El comportamiento de los indicadores líderes durante el primer bimestre permite estimar una tasa de crecimiento del PIB de 3.6% en enero y 4.5% en febrero.

La rápida transmisión del virus llevó a la OMS a reconocer el Covid 19 como pandemia mundial en marzo de 2020. Esta situación obligó a los gobiernos de diferentes países a adoptar medidas para reducir la probabilidad de transmisión, tales como, el confinamiento de la población, el cierre de fronteras, la suspensión de actividades al aire libre, la masificación del teletrabajo y el cierre del comercio, hotelería, restaurantes y el turismo.

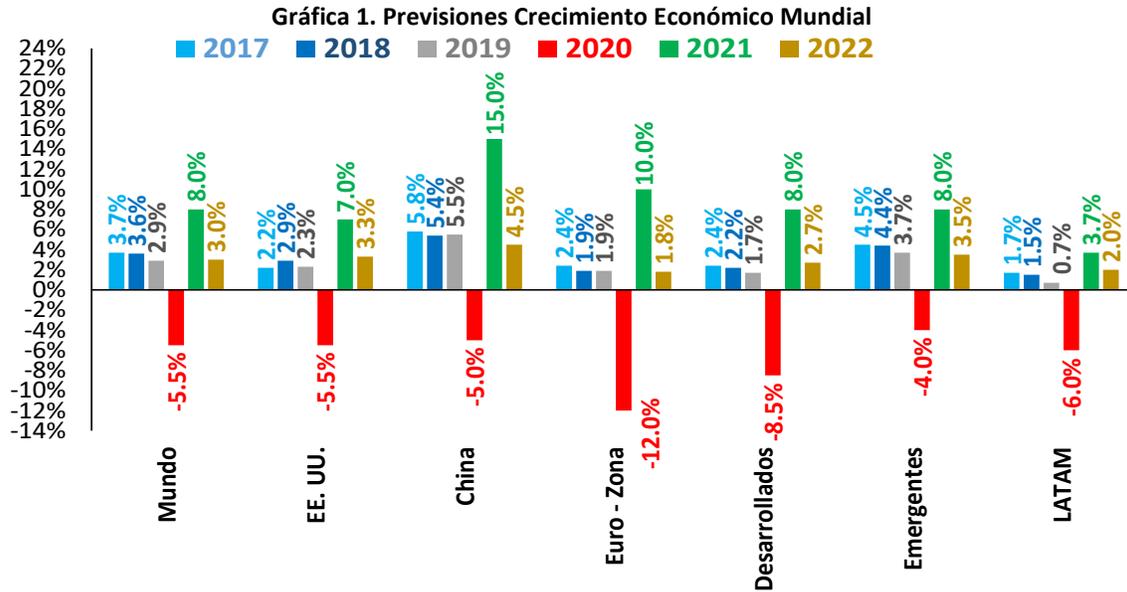
El Gobierno de Colombia no fue ajeno a tal dinámica, el 24 de marzo declaró la emergencia sanitaria. Dentro de las medidas adoptadas se encuentran: el aislamiento preventivo obligatorio, la suspensión del transporte aéreo y terrestre, la limitación al 35% de la capacidad de todo sistema de transporte masivo nacional, la suspensión de clases presenciales en todo nivel educativo y establecer el mayor teletrabajo posible, entre otras.

Las medidas de confinamiento adoptadas tanto a nivel global como local tendrán un impacto en el desempeño económico de gran magnitud en 2020. Según las proyecciones de agencias internacionales, en este año se registrará la peor recesión económica desde la Gran Depresión de 1929 y la década posterior 1930 – 1940. Según el FMI, por primera vez en la historia, todas las regiones del mundo se encuentran en recesión simultáneamente.

El efecto del Covid 19 en el PIB mundial se estima será de una reducción del 5.5%, con una recuperación del 8% en 2021.

Para Latinoamérica se espera que el Covid 19 tenga efectos aún más adversos que los registrados con la crisis de la deuda de la década 1980 – 1989. La contracción estimada del PIB en 2020 para la región es del 6%, pero esta caída no se podría compensar en 2021 – 2022, dado que las previsiones de crecimiento son de 3.7% y 2% anual, respectivamente.

Esto implica que a la región le tomará hasta 2023 para retornar a los niveles de PIB de 2019 (Gráfica 1).



Fuente: FMI – Latin Focus – Capital Economics

Para el caso de Colombia, las primeras estimaciones sobre el impacto del Covid 19 en la economía nacional se dieron en abril de 2020 (

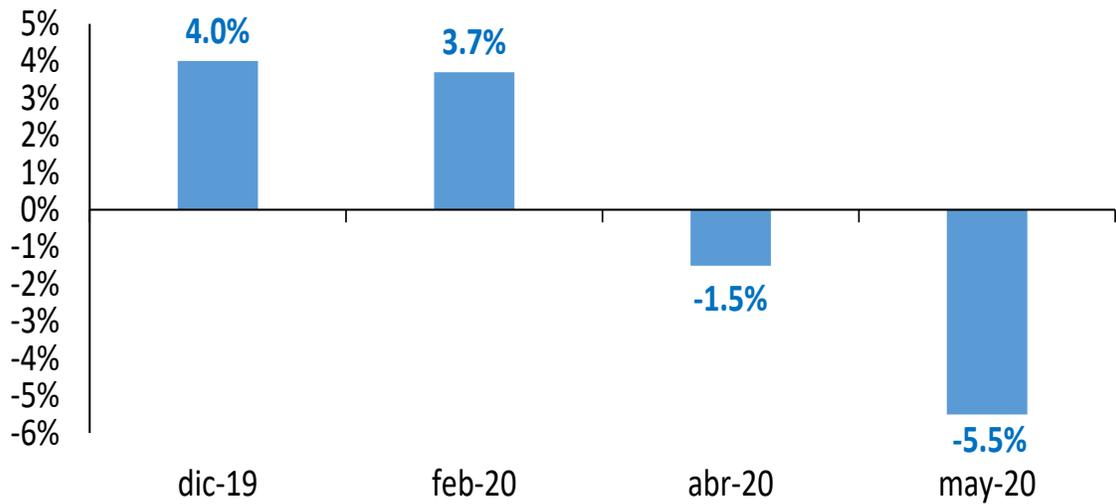
**Gráfica 2).** En este momento, la previsión oficial de crecimiento económico de Colombia para 2020 se redujo de 3.7% a -1.5% anual.

Con la información y entorno con el que se contaba en abril de 2020, la Subdirección de Demanda de la UPME construyó un escenario inicial de crecimiento para el 2020 con un rango de 0.5% a -2.5% anual, considerando tres escenarios; base, alto y bajo.

En los tres escenarios previstos en abril, la economía colombiana volvería a niveles de PIB pre Covid 19 en el segundo semestre de 2021 (Gráfica 3). Sin embargo, con la prolongación del aislamiento, el acelerado deterioro del empleo, el aumento del número de contagios y la estimación de una profundización de la recesión en países desarrollados por parte del FMI, el Banco Mundial y la CEPAL, durante mayo de 2020, el Ministerio de Hacienda y Crédito Público (MHCP), el Departamento Nacional de Planeación y el Banco de la República (BR) revisaron sus escenarios de crecimiento económico colombiano para el año 2020.

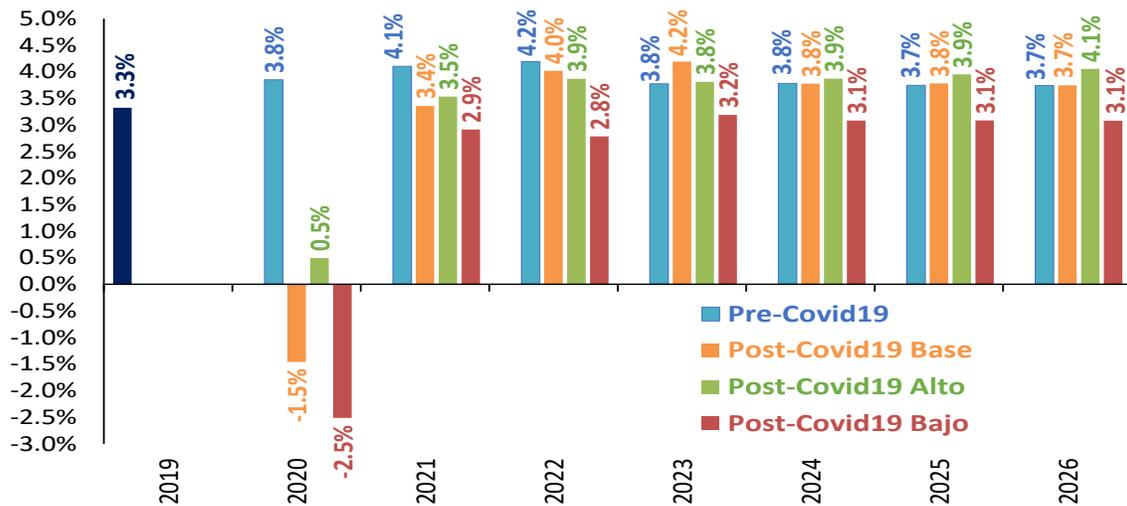
En los nuevos escenarios hechos por el MHCP se prevé una mayor contracción de la economía, en relación con los escenarios de abril.

**Gráfica 2. Evolución Previsiones MHCP - Crecimiento Económico Colombia en 2020**



Fuente: MHCP

**Gráfica 3. Escenarios UPME Post – COVID 19 Crecimiento Económico Colombia Estimación 2020 – 2026 con base en información disponible Abril 2020**



Fuente: MHCP – Banco de la República – LATIN FOCUS

En mayo de 2020 el MHCP estima que el crecimiento económico de 2020 sería -5,5%, con un escenario pesimista de -9%. Por su parte, el BR consideró un rango de crecimiento entre -2% y -7%, en su informe de política monetaria (Gráfica 4).

Por lo anterior y la nueva información que se obtuvo en mayo de 2020, la Subdirección de Demanda de la UPME realizó una segunda revisión de las previsiones de crecimiento económico.

La nueva información con la que se contó en mayo 2020 que obligó una nueva revisión de crecimiento se describe a continuación.

En primer lugar, se tiene la fuerte caída en los precios del petróleo, como resultado de los excesos de oferta y la recesión prevista en China y EE. UU. De diciembre de 2019 al mes de abril de 2020, el precio de la referencia Brent cayó de USD 32/ Barril a USD 18/ Barril, con una recuperación moderada en mayo, USD 29/Barril.

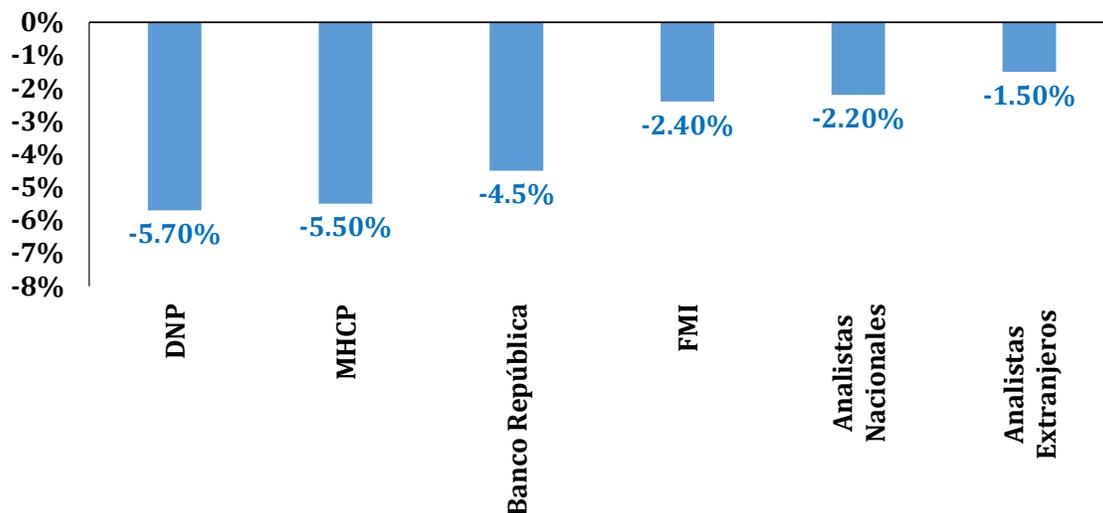
De igual forma, en mayo de 2020 el DANE publicó el crecimiento económico del primer trimestre 2020 (2020Q1). Adicionalmente, el DANE calcula que la primera semana de cuarentena (24 al 31 de marzo) redujo el crecimiento del PIB de 3,8% a 1,1%.

Con esta información se puede inferir que el costo económico de una semana de estricta cuarentena es de 6,1 billones de pesos corrientes (COP BB 2015), equivalente a COP 24 BB en un mes.

En tercer lugar, durante el mes de mayo se dio una apertura gradual de sectores económicos, con lo que fue posible evidenciar datos más cercanos al potencial impacto de la pandemia en el consumo de hogares y la actividad productiva.

La información sobre la inflación de precios al consumidor también fue insumo para la revisión del crecimiento económico en el mes de mayo. En febrero de 2020, la inflación de precios fue de 3,9%, mientras que en abril descendió a 3,5% y en mayo llegó a 2,8%. Lo anterior, refleja que el Covid 19 deterioró la capacidad de compra de los hogares y propició la acumulación de inventarios.

**Gráfica 4. Comparativo Previsiones – Crecimiento Económico Colombia 2020**



Fuente: MHCP – Banco de la República – LATIN FOCUS

Finalmente, las cifras de aceleración en el contagio de Covid 19 y desempleo también fueron tenidas en cuenta en la revisión de PIB en el mes de mayo. Por un lado, las regiones con mayor número de casos de Covid 19 (Bogotá, Atlántico y Valle del Cauca) involucran tres de las cuatro ciudades más

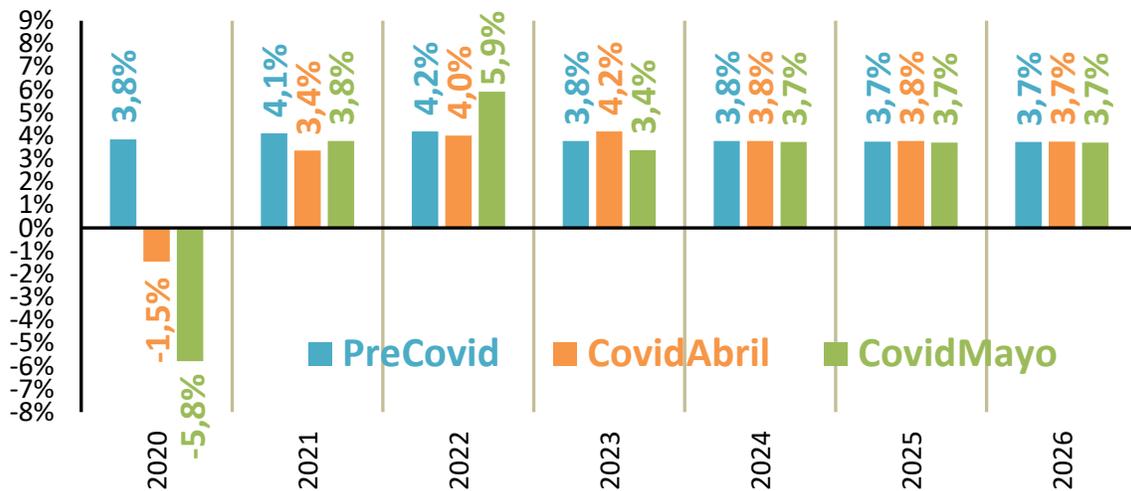
importantes, en particular de Bogotá que aporta el 28% del PIB nacional. Y por el otro, se registró un aumento en la tasa desempleo, que paso de 12,6% en marzo a 19,8% en abril.

Los supuestos macroeconómicos utilizados para los escenarios de crecimiento económico utilizados en la proyección de energéticos se listan a continuación:

- La TRM valor de largo plazo de COP 4000/USD con una desviación promedio de 10%.
- En los escenarios de abril el precio del Petróleo – Referencia Brent se ubica entre USD 40 – USD 60 por barril, para los próximos 5 años y se supone un precio de largo plazo de USD 50. En el escenario base de mayo, se supone un rango de USD 20 – USD 60 por barril, para los próximos 5 años y de USD 40 para el largo plazo.

La inflación de precios al consumidor se mantiene en el rango meta fijado a largo por la Junta Directiva del Banco de la República (2% – 4%).

**Gráfica 5. Crecimiento Económico Colombia. Escenarios Pre – COVID 19 Versus Escenarios Post – COVID 19**



Fuente: Cálculos Subdirección Demanda UPME

Las proyecciones de PIB publicados y utilizados para los escenarios de demanda de energía eléctrica y gas natural que se presentan en esta edición (ver **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**) se calcularon bajo supuestos confinamiento de la población que limitan el lado de la oferta y la demanda. A continuación, los límites simulados.

- En la oferta se limita el crecimiento de los sectores de transporte y comercio dadas sus restricciones para trabajo remoto, la dependencia en ventas, la presencialidad del consumidor y la concurrencia masiva.
- En la demanda se restringe la capacidad de compra por la menor capacidad de gasto y límites al crecimiento de la inversión.
- La magnitud de la contracción puede incrementarse si se reversionan medidas de apertura de sectores económicos y se retorna a la cuarentena. La contracción potencial de la actividad económica estimada es 23%, en dicho caso.

Para este ejercicio de proyección de PIB, la UPME estimó tasas de crecimiento en un horizonte de mediano plazo y largo plazo, a pesar de que oficialmente no se tienen cifras en dicho periodo de tiempo.

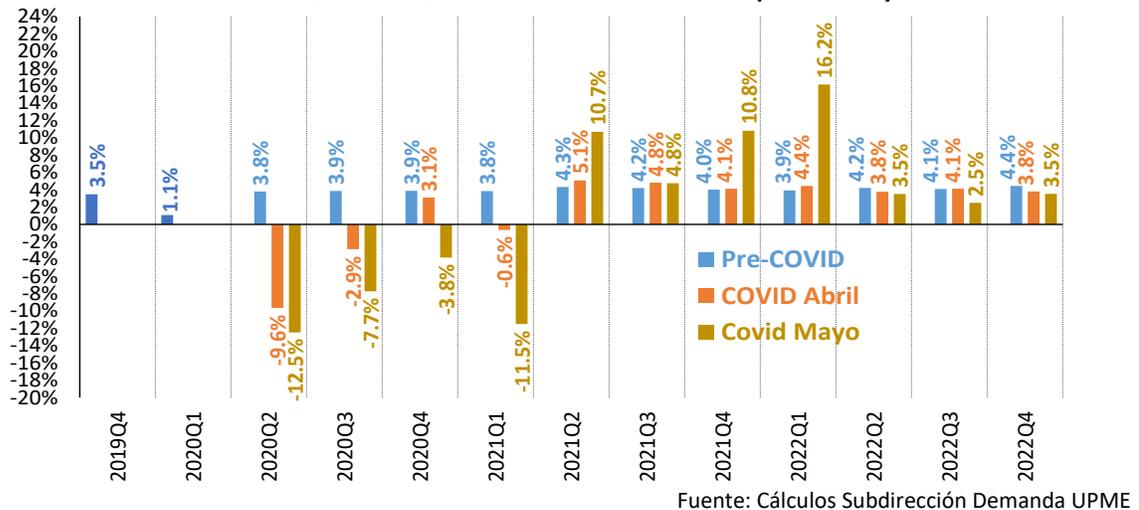
Los principales resultados de los escenarios construidos por parte de la Subdirección de Demanda de la UPME en mayo de 2020 (**¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**) son los siguientes:

- El crecimiento esperado en el escenario base para 2020 es -5,8%.
- La economía colombiana tendrá en todos los escenarios, al menos cuatro trimestres consecutivos de contracción del PIB (desde 2020Q2 hasta 2021Q1). Las mayores contracciones del PIB se darían en 2020Q2 (-12,5%) y 2020Q3 (-7,7%) en todos los escenarios (ver **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**).
- La economía colombiana entraría en recesión en septiembre 2020 (dos trimestres consecutivos con variación interanual negativa del PIB).
- La recuperación económica prevista para 2021 es inferior a la contracción en 2020. Por tanto, los niveles de PIB Pre – Covid 19 (2019Q4), solo se volverían a observar en el último trimestre de 2022 en el escenario base, 2021Q4 en el escenario optimista y 2023Q4 en el escenario pesimista.

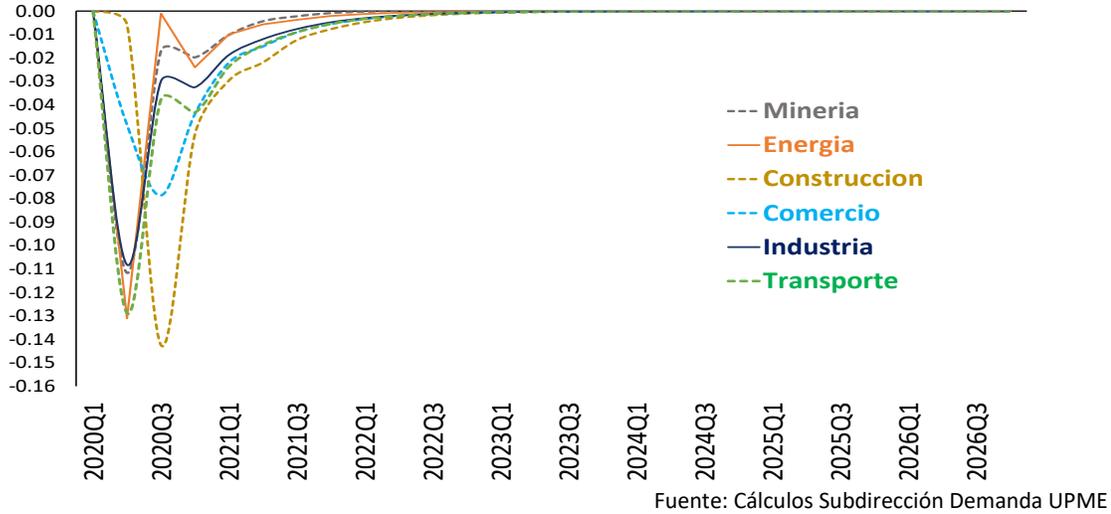
A partir de las proyecciones de PIB se realizó un ejercicio para medir la posible respuesta ante el choque del Covid 19, de los sectores económicos más relacionados con la demanda de energía ( Gráfica 7).

Los resultados obtenidos permiten señalar que los sectores de suministro de electricidad y gas natural, minería e industria serían los sectores que más rápidamente retornarían a niveles Pre-Covid19 (2021Q4 – 2022Q2). Por el contrario, los sectores de comercio, transporte y construcción son los que tendrían una recuperación más lenta y retornarían a niveles Pre-Covid19 entre 2022Q2 y 2022Q4.

**Gráfica 6. Escenarios Base Post – Covid19 Crecimiento Económico Colombia: Evolución Trimestral Estimación 2020Q2 – 2023Q4 con base en información disponible Mayo 2020**



**Gráfica 7. Respuesta Sectores Económicos Intensivos en Demanda de Energía ante Choque del Covid19 Eje X ( Y=0): Nivel PIB Sectorial Pre – Covid19 (PIB 2019)**



### 1.3. PROYECCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y POTENCIA MÁXIMA

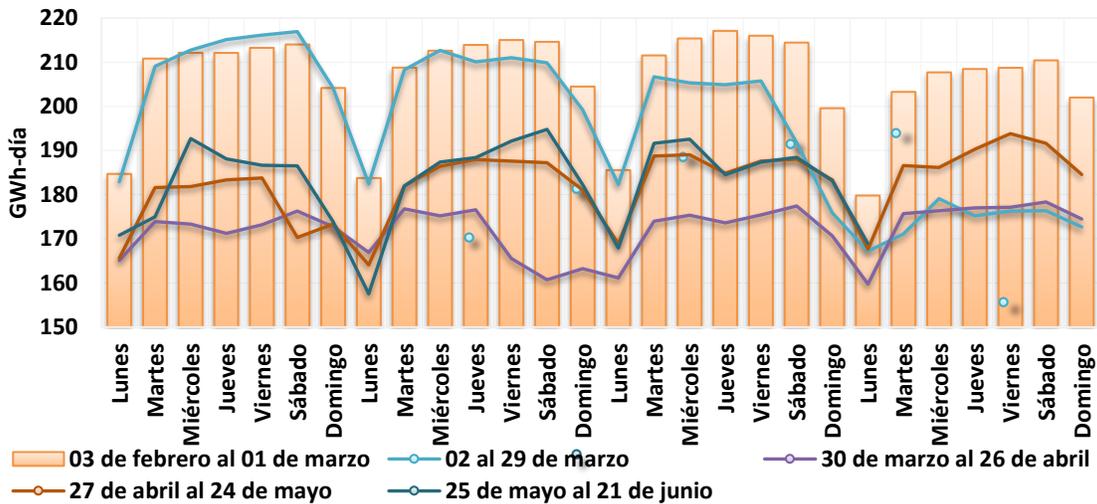
#### 1.3.1. Comportamiento de la demanda de energía eléctrica 2019 – 2020

Durante el año 2019, la demanda promedio de energía eléctrica fue 5.993,8 GWh-mes (aprox. 197,1 GWh-día). Lo anterior implica un aumento de 0,73 puntos porcentuales con respecto a 2018 y un crecimiento promedio mensual de 4,05%.

En los primeros dos meses de 2020, la demanda de energía eléctrica mostró un repunte de 0,4 puntos porcentuales en el crecimiento promedio mes, pasando de 4,5% (2019) a 4,9% (2020).

Con las medidas adoptadas para mitigar los efectos del Covid 19, la demanda sufrió una desaceleración en el crecimiento promedio mes de 6,2%, perdiendo 11,1 puntos porcentuales en comparación al período Pre-Covid 19 (enero a febrero de 2020). (Ver Gráfica 8).

Gráfica 8. Seguimiento a la demanda de energía eléctrica – 2020 (GWh-día)



Las reducciones más notables como consecuencia del Covid se registraron en el mercado no regulado.

La participación de la demanda del mercado regulado sobre el total del SIN para en los dos primeros meses de 2020 fue del 68,6% (i.e 138,5 GWh-día) y la del mercado no regulado fue de 31,4% (i.e 63,5 GWh-día). Para el período posterior al asilamiento preventivo se presentó una disminución de la participación del mercado no regulado de 3,4 puntos porcentuales.

De la segunda mitad de marzo a junio de 2020, el consumo promedio diario del mercado no regulado estuvo en un rango entre 45,7 y 54,37 GWh-día y en el mercado regulado en un rango entre 126,8 y 131,11 GWh-día. Lo anterior, corresponde a un decrecimiento de 20,3% en el mercado no regulado y de 6,5% en el mercado regulado, frente al período Pre-Covid. (ver Tabla 1; **Error! No se encuentra el origen de la referencia.**).

**Tabla 1. Demanda comercial promedio día por tipo de mercado (GWh-día) – 2020**

	Pre-COVID19		COVID19				
	Febrero		Marzo		Abril	Mayo	Junio
	01 al 29	01 al 15	16 al 31	01 al 30	01 al 31	01 al 11	
<b>Mercado No Regulado</b>	65,05	↓ 63,93	↓ 52,16	↓ 45,70	↑ 50,40	↑ 54,37	
<b>Mercado Regulado</b>	140,57	↓ 139,89	↓ 129,38	↓ 126,81	↑ 130,63	↑ 131,11	

Fuente: UPME, Base de Datos XM, 2020.

De la Grafica 8 y la Tabla 7 se puede decir que las reducciones de demanda más importantes se registraron en la primera etapa del asilamiento, es decir, desde finales de marzo a finales de abril. Con la apertura de ciertos sectores económicos a partir de mayo, el consumo se ha recuperado en particular, en el mercado no regulado.

En la Tabla 2 se encuentra el consumo promedio diario por actividad industrial desde febrero 2020 hasta las primeras semanas de junio. Las actividades resaltadas en color verde han aumentado su consumo en 8,7% en mayo-junio; esto corresponde al 82,2% de la demanda del período Pre-Covid 19. Vale la pena señalar, que las actividades resaltadas representan más más del 80% del mercado no regulado.

**Tabla 2. Demanda promedio día por actividad económica del mercado no regulado (GWh-día) – 2020**

	Pre-COVID			COVID		
	Febrero		Marzo	Abril	Mayo	Junio
	01 al 29	01 al 15	16 al 31	01 al 30	01 al 31	01 al 11
Actividades artísticas, de entretenimiento y recreación	0,23	↓ 0,23	↓ 0,10	↓ 0,09	↑ 0,09	↓ 0,08
Actividades de atención de la salud humana y de asistencia social	1,42	↓ 1,42	↓ 1,29	↓ 1,25	↑ 1,31	↑ 1,32
Actividades de organizaciones y entidades	0,08	↑ 0,09	↓ 0,07	↓ 0,05	↑ 0,06	↓ 0,05
Actividades de servicios administrativos y de apoyo	0,25	↓ 0,25	↓ 0,21	↓ 0,18	↑ 0,19	↑ 0,21
Actividades financieras y de seguros	0,35	↓ 0,34	↓ 0,29	↓ 0,25	↑ 0,26	↑ 0,27
Actividades inmobiliarias	0,90	↓ 0,88	↓ 0,54	↓ 0,45	↑ 0,47	↑ 0,55
Actividades profesionales, científicas y técnicas	0,26	↑ 0,27	↓ 0,14	↓ 0,12	↑ 0,14	↑ 0,18
Administración pública y defensa; planes de seguridad social de afiliación obligatoria	3,24	↓ 3,19	↓ 3,06	↓ 3,05	↑ 3,23	↓ 3,06
Agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca	2,24	↓ 2,14	↓ 2,10	↓ 2,08	↓ 2,07	↓ 1,99
Alojamiento y servicios de comida	0,89	↓ 0,84	↓ 0,45	↓ 0,32	↑ 0,37	↓ 0,31
Comercio al por mayor y al por menor; reparación de vehículos automotores y motocicletas	3,76	↓ 3,74	↓ 2,96	↓ 2,71	↑ 2,95	↑ 3,12
Construcción	0,26	↓ 0,26	↓ 0,19	↓ 0,18	↑ 0,23	↑ 0,24
Distribución de agua; evacuación y tratamiento de aguas residuales, gestión de desechos y actividades de saneamiento ambiental	2,12	↑ 2,35	↓ 2,18	↓ 2,16	↑ 2,29	↑ 2,36
Educación	0,84	↑ 0,85	↓ 0,41	↓ 0,35	↓ 0,34	↑ 0,35
Explotación de minas y canteras	16,92	↓ 16,01	↓ 14,11	↓ 12,16	↑ 12,30	↑ 13,07
Industrias manufactureras	27,08	↓ 27,05	↓ 20,50	↓ 16,88	↑ 20,62	↑ 23,69
Información y comunicaciones	1,13	↓ 1,12	↓ 1,00	↓ 0,98	↑ 1,01	↓ 0,99
Otras actividades de servicios	0,52	↓ 0,51	↓ 0,41	↓ 0,40	↓ 0,40	↑ 0,41
Suministro de electricidad, gas, vapor y aire acondicionado	1,29	↓ 1,15	↓ 1,07	↓ 1,03	↑ 1,05	↑ 1,07
Transporte y almacenamiento	1,27	↓ 1,25	↓ 1,09	↓ 1,02	↑ 1,03	↑ 1,04

Fuente: UPME, Base de Datos XM, 2020.

Durante el período de aislamiento estricto, las actividades económicas que más redujeron su demanda de electricidad, frente al período Pre-Covid 19 (enero-febrero) fueron:

- Alojamiento y servicios de comida -45,6%
- Actividades artísticas de entretenimiento y recreación -45,1%
- Actividades profesionales, científicas y técnicas -37,2%
- Actividades inmobiliarias -35,6%
- Educación -31,9%

Para los meses de mayo-junio de 2020, las actividades que presentaron un crecimiento positivo en la demanda de energía fueron: construcción (15,8%), industrias manufactureras (9,3%), distribución de agua (5,2%), admón. pública (1,9%), actividades de salud (1,1%) y comercio al por mayor y al por menor (0,3%). El resto de las actividades tuvo un crecimiento promedio de -10,8%.

**Tabla 3. Demanda comercial promedio día por región (GWh-día) – 2020**



Región	Pre-COVID			COVID		
	Febrero	Marzo		Abril	Mayo	Junio
	01 al 29	01 al 15	16 al 31	01 al 30	01 al 31	01 al 11
Centro	50,31	↓ 49,22	↓ 42,94	↓ 39,43	↑ 40,97	↑ 42,89
Costa - Caribe	49,78	↓ 49,54	↓ 46,53	↑ 47,01	↑ 48,53	↓ 47,95
Noroeste	28,45	↓ 28,30	↓ 24,19	↓ 22,78	↑ 24,96	↑ 25,93
Oriente	21,75	↑ 21,84	↓ 18,73	↓ 17,23	↑ 18,45	↑ 18,94
Valle	20,75	↓ 20,71	↓ 17,99	↓ 16,70	↑ 18,00	↑ 18,16
Tolima grande	8,46	↓ 8,13	↓ 7,33	↓ 7,06	↑ 7,09	↓ 6,99
CQR	7,54	↑ 7,76	↓ 6,99	↓ 6,33	↑ 6,76	↑ 7,13
Sur	3,79	↑ 5,43	↓ 5,35	↓ 5,09	↑ 5,32	↑ 5,43

Fuente: UPME, Base de Datos XM, 2020.

A nivel regional, en el período Pre Covid 19 los crecimientos promedio año a nivel regional fueron: 5,1% (Centro), 10,4% (Costa-Caribe), 4,2% (Noroeste), 6,2% (Oriente), 1,0% (Valle), 4,1% (Tolima Grande), 1,4% (CQR) y 3,5% (Sur).

A partir del confinamiento por el Covid 19, la demanda regional decreció en promedio un 14,3%, con respecto los dos primeros meses de 2020.

Para mayo-junio de 2020, la demanda ha mostrado signos de recuperación, pues ésta creció en promedio un 3,3%. Lo anterior, significa que la demanda ha alcanzado entre el 84,3% a 97,1% de lo registrado antes del Covid 19.

### 1.3.2. Metodología

La proyección de demanda de energía eléctrica de largo plazo resulta de un modelo econométrico de combinación de pronósticos<sup>1</sup> que emplea modelos de Vectores Autorregresivos (VAR) y Vectores de Corrección de Error (VEC). Estos modelos proponen un sistema de ecuaciones, con tantas ecuaciones como series a analizar o predecir.

Los datos utilizados para la proyección de demanda de junio 2020 fueron:

- Series históricas de la demanda de energía eléctrica de Colombia obtenidas en XM,
- Datos económicos (PIB Total) del Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE),
- Datos demográficos (Población) de la Organización de las Naciones Unidas (UN)

<sup>1</sup> CASTAÑO V., ELKIN. *Revista Lecturas de Economía No. 41. "Combinación de pronósticos y variables predictoras con error"*.

- Temperatura obtenida del Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM).

La abreviatura y la periodicidad de las variables se muestran en la Tabla 4.

**Tabla 4. Variables de la Demanda de EE a largo Plazo**

	ABREVIATURA	PERIODICIDAD	FUENTE
<b>Demanda de Energía Eléctrica:</b>	DEE	Mensual (ene1991 – may2020)	XM
<b>PIB Total:</b>	PIBTot	Trimestral (mar1994 – dic2019)	DANE
		Trimestral (mar2020 – dic2034)	UPME
<b>Población:</b>	POB	Anual (1950 – 2034)	ONU (Organización Naciones Unidas)
<b>Temperatura Media Áreas Geográficas del SIN :</b>	TEMP	Mensual (ene1971 – dic2034)	IDEAM

Fuente: UPME, Base de Datos XM (abril-mayo), ONU (Febrero), DANE e IDEAM, 2020.

### 1.3.3. Escenarios de proyección planteados

En la presente revisión se plantean 5 escenarios de proyección de energía eléctrica, a continuación, se describen los supuestos de crecimiento económico y el conjunto de información utilizado en cada uno de ellos.

#### i. Escenario Pre-COVID 19

El escenario denominado Pre-Covid 19 se sustenta en las perspectivas de crecimiento económico previas a la pandemia y la información de consumo recogida a diciembre de 2019.

Este escenario puede ser interpretado desde dos perspectivas, la primera como un contrafactual, es decir, como lo que se registraría en la demanda si el Covid 19 no hubiese ocurrido. La segunda posible interpretación es la de un escenario de recuperación rápida y total de la actividad económica en el corto plazo (i.e recuperación en V).

#### ii. Escenario Abril COVID

El escenario Abril Covid recoge la información de consumo del primer trimestre del año y la corrección de las perspectivas económicas que se realizaron con la información disponible en abril de 2020, momento en el que se concebía una finalización de la cuarentena para finales de abril.

Los resultados de proyección de demanda de este escenario pueden ser interpretados como la situación en la que el Covid 19 tiene un impacto el corto plazo, pero que afecta a la baja las tasas de crecimiento de mediano plazo (i.e recuperación en U).

#### iii. Escenario Mayo COVID, Mayo Alto y Mayo Bajo

Los escenarios Mayo Covid recogen la información de consumo hasta el segundo trimestre del año y las nuevas predicciones macroeconómicas para 2020, dada la prolongación del aislamiento y los pronunciamientos de las autoridades esta materia. El escenario Mayo Covid toma las proyecciones de crecimiento del escenario base calculado en mayo de 2020, el “Mayo Alto” las del escenario optimista y el “Mayo Bajo” las del pesimista.

Las proyecciones resultantes de estos escenarios podrían interpretarse como la situación que se presentaría, si como resultado del Covid 19 se presentara una recuperación menos rápida y cambios duraderos en consumo de energía (i.e recuperación L). En estos escenarios, la reducción del

crecimiento económico en el corto plazo y la dificultad para recuperar las tasas estimadas en el largo plazo, así como las dificultades para superar el virus y recuperar la confianza de los consumidores se reflejan cambios estructurales en los niveles de consumos de mediano plazo.

#### iv. Escenario Resultante

Finalmente se construyó un escenario denominado “resultante” en el que pondera cada escenario, otorgándole pesos diferentes a cada escenario en cada año.

En este escenario se da peso mayor a los escenarios Mayo Covid en el corto plazo, luego se da más peso a los escenarios Abril Covid y Pre-Covid y a partir del 2026, el 90% del peso es para el escenario Pre-Covid 19.

Este escenario considera una transición de mediano plazo entre las proyecciones. Puede ser considerado como una senda de transición en la recuperación de la confianza por parte de los consumidores. Bajo este escenario se supone que en el corto plazo hay dificultades para recuperar el consumo, pero gradualmente se hace un traslado a escenarios con perspectivas de consumo mayores, lo que implicaría que el Covid tendría un impacto en el corto y mediano plazo, pero no significaría cambios estructurales en el largo plazo.

Es preciso mencionar que este escenario se construyó con la única finalidad de poder condensar los resultados encontrados en la proyección de demanda de energía eléctrica en un solo conjunto de información, que fuese insumo para el modelo de despacho de generación eléctrica del que se obtendrían las proyecciones de consumo de gas natural del sector térmico, que se presentan en la sección 4 de este documento.

Este fue el escenario demanda utilizado para el desarrollo del volumen II, correspondiente al plan de expansión en generación.

#### 1.3.4. Resultados

##### i Demanda de energía eléctrica del SIN

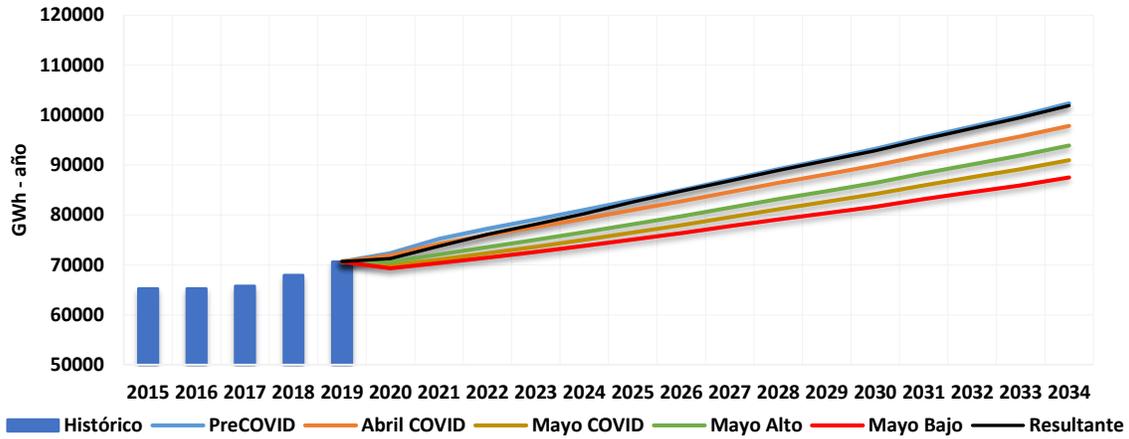
En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se encuentran los resultados de los escenarios proyectados. El modelo de proyección de demanda de electricidad está determinado principalmente por la estimación del clima y el comportamiento económico.

Es preciso destacar uno de los limitantes de los modelos utilizados y por ende, de sus producciones es la persistencia. Es por esto que los escenarios de Covid 19 no se analizan los niveles de consumo esperados antes de esta situación.

Esta limitante es la razón por la que el escenario “resultante” es útil, en la medida que permite que durante el periodo de proyección puedan ocurrir cambios estructurales. Gracias a ello se logra construir una posible senda en la que se retornen a los niveles pre-Covid 19 en el mediano plazo.

De igual forma, se pueden construir escenarios alternos dependiendo de las medidas que se tomen en el resto de año y la información que surja a lo largo de 2020, ya sea sustentada en los resultados observados en otros países o en la aparición de nuevas noticias.

#### Gráfica 9. Proyección anual de demanda energía eléctrica (GWh-año) – sin GCE



Fuente: UPME, Base de Datos XM, 2020

En la **Tabla 5** (Anexo I) se encuentra la proyección de demanda de energía eléctrica en resolución mensual para el periodo proyectado.

## ii Demanda de energía eléctrica del SIN+GCE+VE+GD.

La proyección de demanda de energía eléctrica total incluye la estimación de demanda de energía proveniente de vehículos eléctricos (VE) y generación distribuida (GD), así como las demandas de consumidores especiales (GCE).

De acuerdo con la información suministrada por los GCE se incorpora en esta proyección lo siguiente:

- Entrada de Sociedades Portuarias para el año 2020,
- Entrada de la conexión de Drummond "La Loma" para 2020,
- Entrada de la conexión de Ternium Sabanalarga para 2020,
- Entrada de la conexión de Minesa (Santander) para 2021,
- Entrada de la conexión de Quebradona (Jericó – Antioquia) para 2025,

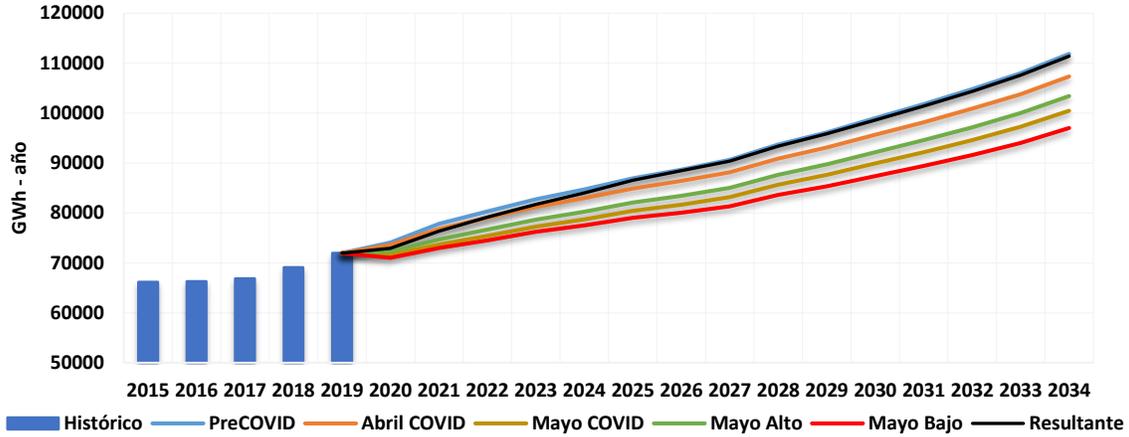
En la **Tabla 6** (Anexo I) se presentan los valores mensuales de la proyección de demanda de energía eléctrica esperada para GCE. La información presentada en esta sección se encuentra actualizada con la información de las solicitudes de conexión presentadas.

Incluyendo la información de VE y GCE se estima que la demanda de energía eléctrica tendría un crecimiento promedio anual de 3,09%, para el escenario Pre-Covid 19.

Como consecuencia del Covid, las tasas de crecimiento estimadas son menores y se encuentran en un rango de 2,71% (Abril Covid) a 1,61% (Mayo Bajo).

Con la inclusión de la GD, la proyección de demanda presentaría una reducción del crecimiento promedio anual entre: 0,05% (Pre-Covid, Abril Covid, y Resultante), y 0,06% (Mayo Covid, y Mayo Alto – Bajo). En la Gráfica 10, se presenta la información de GCE, VE y GD utilizada en esta proyección.

**Gráfica 10. Proyección anual de demanda energía eléctrica GCE + VE +GD (GWh-año)**



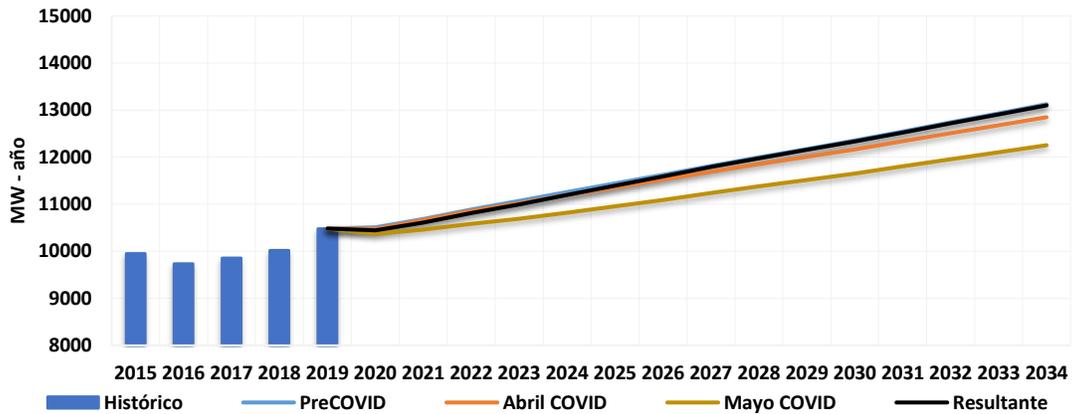
Fuente: Pacific Rubiales, Ecopetrol, Drummond, Sociedades Portuarias, Transelca S.A., Minesa, AngloGold Ashanti Colombia, 2020.

### iii Demanda de potencia máxima

Para las proyecciones de demanda de potencia máxima se utilizaron los siguientes 4 escenarios: Pre Covid 19, Abril Covid, Mayo Covid y el escenario denominado “resultante”.

Los resultados encontrados señalan que, la demanda de potencia máxima sin incluir GCE tendría un crecimiento promedio anual potencial de 1,67%, para el escenario Pre Covid 19. Por el efecto Covid estas tasas de crecimiento se encontrarían entre 0,82% (Mayo Covid) y 1,46% (Resultante), ver **Gráfica 11**.

**Gráfica 11. Proyección anual de demanda potencia máxima (MW-año) – sin GCE**

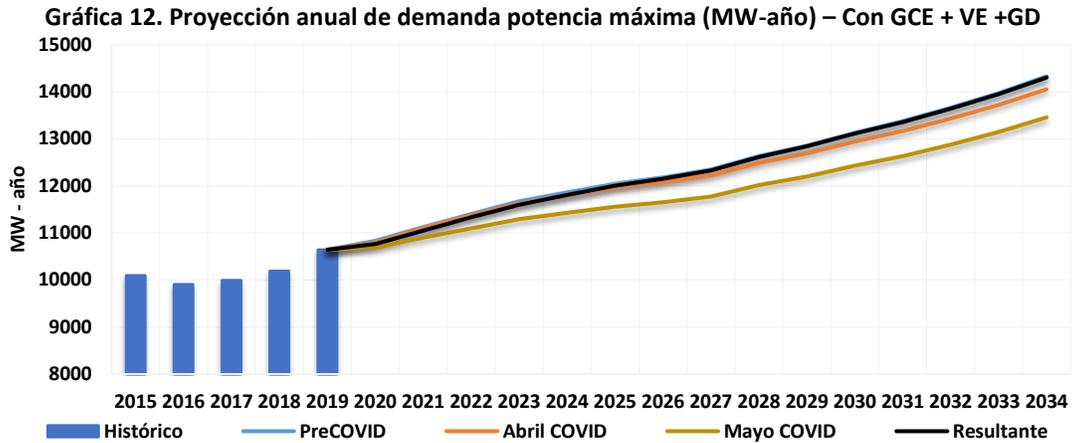


Fuente: UPME, Base de Datos XM, 2020

En la Tabla 8(Anexo I), se presentan los valores de la proyección de demanda de potencia máxima esperada para GCE, los cuales se actualizaron con respecto a las solicitudes de conexión presentadas. Se estima que la demanda de potencia máxima incluyendo GCE y VE tendría un crecimiento promedio anual de 2,03%, para el escenario Pre-Covid.

En cuanto a los escenarios Covid 19, el crecimiento promedio anual de la demanda de potencia eléctrica incluyendo GCE y VE para el período de análisis, sería de: 1,91% (Abril Covid), 1,39% (Mayo Covid), y 2,00% (Resultante), respectivamente. (Ver Gráfica 12).

Si a esta demanda se le incluye la GD, presentaría una reducción del crecimiento promedio anual del 0,08% para todos los escenarios (ver Gráfica 12).



### 1.3.5. Conclusiones

Dado que el país aún no ha superado el virus y aún se encuentran vigentes restricciones a diversas actividades de la economía, la incertidumbre sobre los impactos del Covid 19 a mediano y largo plazo, así como la velocidad de la recuperación de la economía son aún inciertos.

Por ello, las proyecciones presentadas deben ser interpretadas bajo el contexto de incertidumbre que las rodea y los cambios que pueden sucederse en el corto plazo, en caso de que se adopten nuevas medidas, se sigan presentando picos del virus, aplicación de las vacunas, entre otros.

## ANEXO I. Tablas y soportes de resultados – Energía eléctrica y Potencia Máxima

Tabla 5. Proyección mensual de la demanda energía eléctrica del SIN (GWh-mes)

	Pre-COVID	Abril COVID	Mayo COVID	Mayo Alto	Mayo Bajo	Resultante
Jun-20	6,043	5,924	5,609	5,783	5,436	5,836
Jul-20	6,223	6,157	5,966	6,031	5,920	6,101
Aug-20	6,246	6,179	5,987	6,052	5,941	6,123
Sep-20	6,150	6,084	5,895	5,959	5,850	6,029
Oct-20	6,265	6,254	6,045	6,103	6,019	6,174
Nov-20	6,094	6,083	5,880	5,937	5,854	6,005
Dec-20	6,263	6,252	6,043	6,102	6,017	6,172
Jan-21	6,131	6,047	5,847	5,915	5,819	6,025
Feb-21	5,868	5,788	5,596	5,661	5,570	5,767
Mar-21	6,353	6,266	6,059	6,130	6,031	6,244
Apr-21	6,133	5,965	5,703	5,803	5,628	5,960
May-21	6,349	6,175	5,903	6,007	5,827	6,170
Jun-21	6,203	6,033	5,767	5,869	5,692	6,028
Jul-21	6,332	6,254	5,968	6,058	5,893	6,205
Aug-21	6,427	6,349	6,059	6,149	5,983	6,299
Sep-21	6,294	6,218	5,933	6,022	5,859	6,169
Oct-21	6,399	6,384	6,096	6,180	6,047	6,310
Nov-21	6,286	6,271	5,988	6,070	5,939	6,197
Dec-21	6,455	6,440	6,149	6,234	6,100	6,365
Jan-22	6,308	6,192	5,936	6,028	5,887	6,215
Feb-22	6,020	5,909	5,665	5,753	5,618	5,931
Mar-22	6,508	6,388	6,124	6,219	6,073	6,411
Apr-22	6,283	6,084	5,791	5,907	5,698	6,143
May-22	6,515	6,308	6,004	6,125	5,908	6,370
Jun-22	6,361	6,159	5,862	5,980	5,769	6,219
Jul-22	6,476	6,388	6,063	6,168	5,972	6,387
Aug-22	6,630	6,540	6,208	6,315	6,114	6,539
Sep-22	6,469	6,380	6,057	6,161	5,965	6,379
Oct-22	6,578	6,551	6,223	6,324	6,162	6,519
Nov-22	6,471	6,444	6,122	6,221	6,061	6,412
Dec-22	6,630	6,602	6,272	6,373	6,210	6,570
Jan-23	6,487	6,347	6,063	6,170	6,002	6,405
Feb-23	6,191	6,057	5,786	5,888	5,728	6,113
Mar-23	6,679	6,535	6,242	6,352	6,180	6,594
Apr-23	6,417	6,196	5,882	6,010	5,775	6,300
May-23	6,680	6,450	6,123	6,256	6,012	6,558
Jun-23	6,523	6,299	5,980	6,109	5,871	6,404
Jul-23	6,627	6,529	6,175	6,292	6,070	6,555
Aug-23	6,762	6,662	6,302	6,420	6,194	6,689

	Pre-COVID	Abril COVID	Mayo COVID	Mayo Alto	Mayo Bajo	Resultante
Sep-23	6,616	6,517	6,165	6,281	6,059	6,543
Oct-23	6,748	6,705	6,349	6,461	6,277	6,698
Nov-23	6,633	6,591	6,241	6,351	6,170	6,584
Dec-23	6,739	6,696	6,340	6,452	6,268	6,688
Jan-24	6,603	6,439	6,137	6,252	6,062	6,539
Feb-24	6,438	6,279	5,983	6,096	5,910	6,376
Mar-24	6,695	6,529	6,222	6,340	6,146	6,630
Apr-24	6,643	6,399	6,057	6,196	5,933	6,552
May-24	6,811	6,561	6,211	6,353	6,084	6,719
Jun-24	6,621	6,378	6,037	6,176	5,914	6,531
Jul-24	6,857	6,742	6,355	6,484	6,233	6,803
Aug-24	6,915	6,799	6,409	6,539	6,285	6,860
Sep-24	6,757	6,644	6,262	6,389	6,142	6,704
Oct-24	6,945	6,883	6,498	6,622	6,411	6,907
Nov-24	6,791	6,730	6,353	6,475	6,269	6,754
Dec-24	6,934	6,872	6,487	6,611	6,400	6,896
Jan-25	6,804	6,617	6,292	6,418	6,204	6,767
Feb-25	6,508	6,328	6,018	6,138	5,933	6,472
Mar-25	6,955	6,763	6,431	6,560	6,341	6,917
Apr-25	6,773	6,509	6,147	6,296	6,008	6,720
May-25	7,015	6,742	6,367	6,521	6,223	6,961
Jun-25	6,787	6,523	6,160	6,309	6,021	6,734
Jul-25	7,043	6,910	6,497	6,638	6,358	7,017
Aug-25	7,045	6,912	6,499	6,639	6,359	7,018
Sep-25	6,944	6,813	6,405	6,544	6,268	6,917
Oct-25	7,109	7,026	6,621	6,755	6,517	7,092
Nov-25	6,927	6,847	6,451	6,582	6,350	6,911
Dec-25	7,101	7,019	6,614	6,748	6,510	7,085
Jan-26	6,948	6,738	6,397	6,531	6,295	6,927
Feb-26	6,660	6,459	6,132	6,261	6,035	6,640
Mar-26	7,114	6,899	6,550	6,687	6,446	7,092
Apr-26	6,943	6,658	6,275	6,434	6,120	6,915
May-26	7,133	6,840	6,446	6,609	6,286	7,103
Jun-26	6,986	6,699	6,314	6,473	6,157	6,957
Jul-26	7,197	7,045	6,609	6,759	6,452	7,181
Aug-26	7,220	7,067	6,630	6,781	6,473	7,205
Sep-26	7,125	6,975	6,544	6,693	6,388	7,110
Oct-26	7,273	7,170	6,744	6,889	6,624	7,262
Nov-26	7,103	7,003	6,587	6,728	6,469	7,093
Dec-26	7,273	7,171	6,745	6,890	6,624	7,263
Jan-27	7,110	6,879	6,520	6,663	6,403	7,087
Feb-27	6,850	6,628	6,282	6,420	6,170	6,828
Mar-27	7,274	7,038	6,670	6,817	6,551	7,250
Apr-27	7,127	6,820	6,416	6,584	6,242	7,096
May-27	7,258	6,945	6,533	6,705	6,356	7,226
Jun-27	7,164	6,855	6,449	6,618	6,274	7,133

	<b>Pre-COVID</b>	<b>Abril COVID</b>	<b>Mayo COVID</b>	<b>Mayo Alto</b>	<b>Mayo Bajo</b>	<b>Resultante</b>
<b>Jul-27</b>	7,338	7,166	6,709	6,870	6,534	7,321
<b>Aug-27</b>	7,434	7,261	6,798	6,961	6,620	7,417
<b>Sep-27</b>	7,303	7,132	6,678	6,837	6,503	7,286
<b>Oct-27</b>	7,421	7,298	6,852	7,006	6,713	7,409
<b>Nov-27</b>	7,308	7,188	6,748	6,900	6,612	7,296
<b>Dec-27</b>	7,479	7,355	6,906	7,061	6,766	7,466
<b>Jan-28</b>	7,240	6,988	6,613	6,764	6,481	7,215
<b>Feb-28</b>	7,088	6,842	6,474	6,622	6,345	7,064
<b>Mar-28</b>	7,439	7,180	6,794	6,950	6,659	7,413
<b>Apr-28</b>	7,239	6,911	6,490	6,667	6,299	7,206
<b>May-28</b>	7,501	7,162	6,725	6,908	6,528	7,467
<b>Jun-28</b>	7,346	7,014	6,586	6,766	6,393	7,313
<b>Jul-28</b>	7,488	7,296	6,819	6,989	6,623	7,469
<b>Aug-28</b>	7,624	7,429	6,943	7,116	6,743	7,605
<b>Sep-28</b>	7,478	7,287	6,810	6,980	6,615	7,459
<b>Oct-28</b>	7,614	7,470	7,002	7,167	6,843	7,600
<b>Nov-28</b>	7,501	7,358	6,898	7,060	6,741	7,487
<b>Dec-28</b>	7,607	7,462	6,995	7,160	6,836	7,592
<b>Jan-29</b>	7,478	7,202	6,804	6,967	6,655	7,451
<b>Feb-29</b>	7,183	6,917	6,535	6,692	6,392	7,156
<b>Mar-29</b>	7,601	7,320	6,916	7,081	6,763	7,573
<b>Apr-29</b>	7,456	7,103	6,658	6,847	6,448	7,421
<b>May-29</b>	7,654	7,291	6,834	7,029	6,619	7,618
<b>Jun-29</b>	7,492	7,137	6,690	6,880	6,479	7,457
<b>Jul-29</b>	7,674	7,460	6,960	7,141	6,742	7,652
<b>Aug-29</b>	7,799	7,582	7,073	7,258	6,852	7,777
<b>Sep-29</b>	7,629	7,416	6,919	7,099	6,703	7,608
<b>Oct-29</b>	7,786	7,621	7,133	7,308	6,953	7,770
<b>Nov-29</b>	7,645	7,483	7,004	7,176	6,827	7,629
<b>Dec-29</b>	7,774	7,609	7,122	7,297	6,942	7,758
<b>Jan-30</b>	7,633	7,334	6,919	7,092	6,753	7,603
<b>Feb-30</b>	7,339	7,051	6,652	6,819	6,492	7,310
<b>Mar-30</b>	7,786	7,481	7,057	7,235	6,888	7,756
<b>Apr-30</b>	7,606	7,230	6,765	6,965	6,537	7,569
<b>May-30</b>	7,859	7,470	6,990	7,196	6,754	7,820
<b>Jun-30</b>	7,646	7,268	6,800	7,001	6,571	7,608
<b>Jul-30</b>	7,886	7,649	7,124	7,317	6,883	7,863
<b>Aug-30</b>	7,945	7,706	7,177	7,371	6,935	7,921
<b>Sep-30</b>	7,789	7,555	7,036	7,227	6,798	7,766
<b>Oct-30</b>	7,964	7,775	7,267	7,453	7,066	7,945
<b>Nov-30</b>	7,812	7,627	7,129	7,311	6,931	7,794
<b>Dec-30</b>	7,955	7,767	7,259	7,445	7,058	7,936
<b>Jan-31</b>	7,815	7,493	7,056	7,243	6,874	7,783
<b>Feb-31</b>	7,523	7,212	6,792	6,972	6,616	7,492
<b>Mar-31</b>	7,967	7,638	7,193	7,383	7,007	7,934
<b>Apr-31</b>	7,818	7,416	6,926	7,139	6,678	7,778

	Pre-COVID	Abril COVID	Mayo COVID	Mayo Alto	Mayo Bajo	Resultante
May-31	8,036	7,622	7,118	7,338	6,864	7,995
Jun-31	7,835	7,431	6,940	7,154	6,692	7,794
Jul-31	8,097	7,836	7,285	7,491	7,022	8,071
Aug-31	8,100	7,839	7,287	7,494	7,024	8,074
Sep-31	8,000	7,743	7,198	7,402	6,938	7,975
Oct-31	8,167	7,956	7,423	7,622	7,200	8,146
Nov-31	7,987	7,781	7,260	7,454	7,042	7,966
Dec-31	8,162	7,951	7,419	7,617	7,196	8,141
Jan-32	7,963	7,617	7,163	7,362	6,965	7,929
Feb-32	7,782	7,444	7,000	7,195	6,807	7,749
Mar-32	8,099	7,747	7,285	7,488	7,084	8,064
Apr-32	8,027	7,597	7,083	7,311	6,815	7,984
May-32	8,158	7,721	7,199	7,430	6,927	8,115
Jun-32	8,066	7,633	7,117	7,346	6,848	8,023
Jul-32	8,231	7,948	7,376	7,594	7,092	8,203
Aug-32	8,329	8,042	7,463	7,684	7,176	8,300
Sep-32	8,199	7,917	7,347	7,564	7,064	8,170
Oct-32	8,306	8,073	7,521	7,731	7,277	8,283
Nov-32	8,195	7,965	7,420	7,628	7,180	8,172
Dec-32	8,366	8,131	7,575	7,787	7,330	8,342
Jan-33	8,152	7,781	7,305	7,519	7,091	8,115
Feb-33	7,871	7,512	7,053	7,260	6,846	7,835
Mar-33	8,353	7,972	7,485	7,704	7,266	8,315
Apr-33	8,158	7,703	7,171	7,411	6,886	8,112
May-33	8,389	7,921	7,373	7,620	7,081	8,342
Jun-33	8,239	7,780	7,242	7,484	6,954	8,193
Jul-33	8,386	8,079	7,484	7,716	7,179	8,356
Aug-33	8,541	8,229	7,623	7,858	7,312	8,510
Sep-33	8,383	8,077	7,482	7,713	7,177	8,353
Oct-33	8,492	8,234	7,658	7,883	7,393	8,466
Nov-33	8,388	8,133	7,564	7,786	7,302	8,362
Dec-33	8,547	8,288	7,708	7,934	7,441	8,521
Jan-34	8,349	7,950	7,452	7,683	7,222	8,309
Feb-34	8,060	7,675	7,194	7,417	6,972	8,022
Mar-34	8,542	8,134	7,625	7,860	7,389	8,501
Apr-34	8,340	7,858	7,301	7,557	6,999	8,292
May-34	8,603	8,106	7,531	7,795	7,219	8,553
Jun-34	8,450	7,961	7,397	7,657	7,091	8,401
Jul-34	8,606	8,272	7,648	7,896	7,320	8,572
Aug-34	8,743	8,404	7,770	8,022	7,437	8,709
Sep-34	8,599	8,265	7,642	7,889	7,314	8,566
Oct-34	8,726	8,441	7,837	8,079	7,550	8,697
Nov-34	8,614	8,333	7,737	7,976	7,453	8,586
Dec-34	8,721	8,436	7,832	8,075	7,545	8,692

Fuente: UPME, 2020

**Tabla 6. Proyección mensual de la demanda energía eléctrica del SIN + GCE + VE (GWh-mes)**

	Pre COVID	Abril COVID	Mayo COVID	Mayo Alto	Mayo Bajo	Resultante
Jun-20	6,186	6,066	5,752	5,926	5,579	5,979
Jul-20	6,365	6,299	6,108	6,172	6,062	6,242
Aug-20	6,392	6,326	6,134	6,199	6,088	6,269
Sep-20	6,294	6,229	6,040	6,104	5,995	6,173
Oct-20	6,407	6,396	6,187	6,246	6,161	6,316
Nov-20	6,238	6,227	6,024	6,081	5,998	6,149
Dec-20	6,415	6,404	6,195	6,254	6,169	6,324
Jan-21	6,351	6,267	6,067	6,135	6,040	6,246
Feb-21	6,075	5,995	5,803	5,869	5,777	5,974
Mar-21	6,577	6,490	6,283	6,354	6,254	6,468
Apr-21	6,344	6,176	5,913	6,013	5,839	6,171
May-21	6,574	6,400	6,129	6,233	6,052	6,395
Jun-21	6,421	6,251	5,985	6,087	5,910	6,246
Jul-21	6,548	6,471	6,185	6,274	6,110	6,422
Aug-21	6,650	6,572	6,282	6,372	6,205	6,522
Sep-21	6,515	6,438	6,154	6,242	6,079	6,389
Oct-21	6,619	6,604	6,316	6,400	6,267	6,529
Nov-21	6,505	6,491	6,208	6,290	6,159	6,417
Dec-21	6,688	6,673	6,383	6,467	6,333	6,598
Jan-22	6,575	6,458	6,202	6,294	6,153	6,481
Feb-22	6,266	6,156	5,911	5,999	5,865	6,177
Mar-22	6,773	6,653	6,389	6,484	6,338	6,677
Apr-22	6,537	6,337	6,044	6,160	5,952	6,397
May-22	6,784	6,578	6,274	6,394	6,178	6,639
Jun-22	6,622	6,420	6,123	6,241	6,030	6,480
Jul-22	6,737	6,648	6,324	6,428	6,232	6,647
Aug-22	6,897	6,806	6,474	6,581	6,380	6,805
Sep-22	6,733	6,644	6,320	6,425	6,229	6,643
Oct-22	6,843	6,815	6,487	6,588	6,426	6,783
Nov-22	6,734	6,707	6,385	6,484	6,325	6,676
Dec-22	6,910	6,882	6,552	6,653	6,490	6,850
Jan-23	6,803	6,663	6,379	6,486	6,318	6,721
Feb-23	6,480	6,346	6,075	6,177	6,018	6,402
Mar-23	6,990	6,845	6,553	6,662	6,490	6,905
Apr-23	6,717	6,496	6,182	6,310	6,076	6,600
May-23	6,998	6,768	6,442	6,574	6,330	6,876
Jun-23	6,831	6,607	6,288	6,417	6,179	6,712
Jul-23	6,934	6,836	6,483	6,599	6,377	6,862
Aug-23	7,077	6,976	6,616	6,734	6,508	7,003
Sep-23	6,926	6,828	6,476	6,592	6,370	6,854
Oct-23	7,061	7,018	6,662	6,774	6,590	7,011
Nov-23	6,944	6,902	6,552	6,662	6,481	6,895
Dec-23	7,070	7,027	6,671	6,783	6,599	7,019
Jan-24	6,935	6,771	6,469	6,584	6,394	6,871
Feb-24	6,741	6,581	6,286	6,399	6,213	6,678

	Pre COVID	Abril COVID	Mayo COVID	Mayo Alto	Mayo Bajo	Resultante
Mar-24	7,019	6,852	6,546	6,663	6,470	6,954
Apr-24	6,958	6,714	6,372	6,511	6,248	6,868
May-24	7,144	6,894	6,544	6,687	6,417	7,052
Jun-24	6,943	6,700	6,360	6,498	6,236	6,854
Jul-24	7,180	7,065	6,678	6,807	6,556	7,126
Aug-24	7,243	7,128	6,738	6,868	6,614	7,189
Sep-24	7,082	6,969	6,588	6,715	6,467	7,029
Oct-24	7,274	7,212	6,826	6,951	6,740	7,236
Nov-24	7,117	7,056	6,679	6,801	6,594	7,080
Dec-24	7,280	7,219	6,834	6,958	6,747	7,243
Jan-25	7,159	6,972	6,647	6,773	6,559	7,122
Feb-25	6,830	6,650	6,339	6,460	6,255	6,794
Mar-25	7,299	7,107	6,775	6,904	6,685	7,260
Apr-25	7,110	6,846	6,484	6,633	6,345	7,057
May-25	7,371	7,098	6,723	6,877	6,579	7,316
Jun-25	7,131	6,867	6,504	6,653	6,365	7,078
Jul-25	7,388	7,255	6,842	6,982	6,703	7,361
Aug-25	7,396	7,263	6,850	6,990	6,710	7,369
Sep-25	7,291	7,160	6,753	6,891	6,615	7,265
Oct-25	7,460	7,378	6,972	7,107	6,869	7,444
Nov-25	7,274	7,194	6,799	6,930	6,698	7,258
Dec-25	7,471	7,389	6,984	7,118	6,880	7,455
Jan-26	7,290	7,081	6,739	6,874	6,638	7,269
Feb-26	6,971	6,770	6,443	6,572	6,345	6,951
Mar-26	7,445	7,231	6,881	7,019	6,777	7,424
Apr-26	7,269	6,984	6,601	6,759	6,445	7,240
May-26	7,475	7,182	6,789	6,952	6,629	7,446
Jun-26	7,318	7,031	6,646	6,805	6,489	7,290
Jul-26	7,530	7,378	6,942	7,093	6,785	7,515
Aug-26	7,558	7,406	6,969	7,120	6,811	7,543
Sep-26	7,461	7,310	6,879	7,028	6,723	7,446
Oct-26	7,612	7,510	7,084	7,228	6,963	7,602
Nov-26	7,439	7,339	6,923	7,064	6,805	7,429
Dec-26	7,630	7,528	7,102	7,246	6,981	7,620
Jan-27	7,449	7,218	6,859	7,002	6,743	7,426
Feb-27	7,159	6,937	6,591	6,728	6,478	7,137
Mar-27	7,603	7,367	6,999	7,146	6,880	7,579
Apr-27	7,452	7,144	6,740	6,909	6,566	7,421
May-27	7,598	7,285	6,873	7,045	6,696	7,566
Jun-27	7,494	7,186	6,779	6,949	6,605	7,463
Jul-27	7,669	7,498	7,041	7,202	6,865	7,652
Aug-27	7,772	7,598	7,135	7,298	6,957	7,754
Sep-27	7,636	7,466	7,011	7,171	6,836	7,619
Oct-27	7,758	7,636	7,190	7,344	7,051	7,746
Nov-27	7,642	7,521	7,082	7,234	6,945	7,630
Dec-27	7,832	7,709	7,259	7,415	7,119	7,820

	Pre COVID	Abril COVID	Mayo COVID	Mayo Alto	Mayo Bajo	Resultante
Jan-28	7,664	7,412	7,036	7,188	6,905	7,639
Feb-28	7,476	7,230	6,862	7,010	6,733	7,451
Mar-28	7,850	7,592	7,206	7,361	7,070	7,825
Apr-28	7,643	7,316	6,894	7,072	6,704	7,611
May-28	7,926	7,587	7,150	7,333	6,953	7,892
Jun-28	7,759	7,426	6,998	7,178	6,806	7,726
Jul-28	7,902	7,711	7,233	7,404	7,038	7,883
Aug-28	8,046	7,851	7,365	7,538	7,165	8,026
Sep-28	7,895	7,703	7,227	7,397	7,031	7,876
Oct-28	8,037	7,892	7,425	7,589	7,266	8,022
Nov-28	7,917	7,775	7,315	7,477	7,158	7,903
Dec-28	8,047	7,903	7,436	7,601	7,277	8,033
Jan-29	7,945	7,669	7,271	7,434	7,121	7,918
Feb-29	7,611	7,346	6,964	7,120	6,820	7,585
Mar-29	8,056	7,775	7,371	7,537	7,219	8,028
Apr-29	7,905	7,552	7,107	7,296	6,897	7,870
May-29	8,124	7,761	7,304	7,498	7,089	8,087
Jun-29	7,949	7,594	7,147	7,337	6,936	7,913
Jul-29	8,134	7,920	7,420	7,601	7,202	8,112
Aug-29	8,267	8,050	7,542	7,726	7,321	8,245
Sep-29	8,090	7,878	7,380	7,561	7,164	8,069
Oct-29	8,255	8,090	7,602	7,777	7,422	8,239
Nov-29	8,107	7,945	7,466	7,637	7,289	8,091
Dec-29	8,260	8,095	7,608	7,783	7,428	8,244
Jan-30	8,167	7,868	7,452	7,626	7,286	8,137
Feb-30	7,833	7,545	7,146	7,313	6,986	7,804
Mar-30	8,311	8,006	7,582	7,759	7,413	8,281
Apr-30	8,124	7,747	7,283	7,482	7,054	8,086
May-30	8,399	8,010	7,529	7,736	7,294	8,360
Jun-30	8,170	7,791	7,324	7,525	7,095	8,132
Jul-30	8,419	8,181	7,656	7,849	7,416	8,395
Aug-30	8,483	8,244	7,715	7,909	7,473	8,459
Sep-30	8,320	8,085	7,566	7,757	7,329	8,296
Oct-30	8,503	8,315	7,806	7,992	7,605	8,484
Nov-30	8,342	8,158	7,659	7,841	7,462	8,324
Dec-30	8,510	8,322	7,815	8,000	7,613	8,491
Jan-31	8,399	8,076	7,640	7,826	7,457	8,366
Feb-31	8,065	7,754	7,334	7,514	7,158	8,034
Mar-31	8,543	8,214	7,769	7,959	7,583	8,510
Apr-31	8,385	7,982	7,492	7,706	7,245	8,345
May-31	8,625	8,211	7,708	7,927	7,453	8,584
Jun-31	8,407	8,004	7,513	7,727	7,264	8,367
Jul-31	8,682	8,421	7,870	8,076	7,606	8,656
Aug-31	8,689	8,428	7,876	8,083	7,613	8,663
Sep-31	8,583	8,325	7,780	7,984	7,520	8,557
Oct-31	8,757	8,546	8,014	8,213	7,791	8,736

	Pre COVID	Abril COVID	Mayo COVID	Mayo Alto	Mayo Bajo	Resultante
<b>Nov-31</b>	8,566	8,360	7,839	8,034	7,621	8,546
<b>Dec-31</b>	8,767	8,556	8,024	8,223	7,801	8,746
<b>Jan-32</b>	8,612	8,266	7,812	8,011	7,614	8,578
<b>Feb-32</b>	8,394	8,056	7,612	7,807	7,419	8,361
<b>Mar-32</b>	8,742	8,391	7,928	8,131	7,727	8,707
<b>Apr-32</b>	8,664	8,233	7,719	7,947	7,452	8,621
<b>May-32</b>	8,814	8,377	7,855	8,086	7,583	8,771
<b>Jun-32</b>	8,709	8,276	7,760	7,989	7,491	8,666
<b>Jul-32</b>	8,883	8,600	8,027	8,245	7,743	8,854
<b>Aug-32</b>	8,989	8,702	8,123	8,344	7,836	8,960
<b>Sep-32</b>	8,850	8,568	7,998	8,215	7,715	8,822
<b>Oct-32</b>	8,964	8,731	8,178	8,389	7,935	8,941
<b>Nov-32</b>	8,844	8,614	8,069	8,277	7,829	8,821
<b>Dec-32</b>	9,041	8,806	8,250	8,462	8,005	9,017
<b>Jan-33</b>	8,892	8,520	8,045	8,259	7,831	8,855
<b>Feb-33</b>	8,566	8,207	7,748	7,955	7,541	8,530
<b>Mar-33</b>	9,092	8,711	8,224	8,443	8,004	9,053
<b>Apr-33</b>	8,882	8,427	7,894	8,135	7,610	8,836
<b>May-33</b>	9,139	8,672	8,124	8,371	7,831	9,092
<b>Jun-33</b>	8,972	8,513	7,975	8,218	7,688	8,926
<b>Jul-33</b>	9,129	8,822	8,227	8,459	7,922	9,098
<b>Aug-33</b>	9,297	8,985	8,379	8,614	8,068	9,266
<b>Sep-33</b>	9,127	8,821	8,226	8,457	7,921	9,097
<b>Oct-33</b>	9,243	8,985	8,409	8,634	8,144	9,217
<b>Nov-33</b>	9,129	8,874	8,305	8,528	8,044	9,103
<b>Dec-33</b>	9,316	9,056	8,476	8,703	8,210	9,290
<b>Jan-34</b>	9,210	8,811	8,313	8,543	8,082	9,170
<b>Feb-34</b>	8,873	8,488	8,007	8,230	7,785	8,835
<b>Mar-34</b>	9,405	8,996	8,487	8,723	8,251	9,364
<b>Apr-34</b>	9,183	8,700	8,144	8,400	7,841	9,134
<b>May-34</b>	9,477	8,980	8,405	8,669	8,093	9,427
<b>Jun-34</b>	9,305	8,816	8,252	8,511	7,946	9,256
<b>Jul-34</b>	9,472	9,138	8,515	8,762	8,186	9,439
<b>Aug-34</b>	9,624	9,284	8,651	8,902	8,317	9,590
<b>Sep-34</b>	9,467	9,133	8,510	8,757	8,181	9,433
<b>Oct-34</b>	9,602	9,317	8,713	8,956	8,426	9,574
<b>Nov-34</b>	9,479	9,197	8,601	8,840	8,318	9,451
<b>Dec-34</b>	9,611	9,326	8,722	8,964	8,435	9,582

Fuente: UPME, 2020

**Tabla 7. Proyección mensual de la demanda energía eléctrica del SIN + GCE + VE+ GD (GWh-mes)**

	Pre COVID	Abril COVID	Mayo COVID	Mayo Alto	Mayo Bajo	Resultante
Jun-20	6,184	6,064	5,749	5,924	5,577	5,977
Jul-20	6,363	6,296	6,105	6,170	6,059	6,240
Aug-20	6,390	6,324	6,132	6,196	6,086	6,267
Sep-20	6,292	6,227	6,038	6,101	5,992	6,171
Oct-20	6,405	6,394	6,185	6,243	6,159	6,314
Nov-20	6,236	6,225	6,021	6,078	5,996	6,147
Dec-20	6,413	6,402	6,193	6,251	6,166	6,322
Jan-21	6,347	6,263	6,063	6,131	6,035	6,241
Feb-21	6,071	5,991	5,799	5,865	5,773	5,970
Mar-21	6,573	6,486	6,279	6,349	6,250	6,464
Apr-21	6,340	6,172	5,909	6,009	5,835	6,167
May-21	6,570	6,396	6,125	6,228	6,048	6,391
Jun-21	6,417	6,247	5,981	6,083	5,906	6,242
Jul-21	6,544	6,467	6,181	6,270	6,106	6,418
Aug-21	6,646	6,568	6,277	6,368	6,201	6,518
Sep-21	6,510	6,434	6,149	6,238	6,075	6,385
Oct-21	6,615	6,600	6,312	6,396	6,262	6,525
Nov-21	6,501	6,487	6,204	6,286	6,155	6,413
Dec-21	6,684	6,669	6,378	6,463	6,329	6,594
Jan-22	6,567	6,451	6,195	6,287	6,146	6,474
Feb-22	6,260	6,149	5,904	5,992	5,858	6,171
Mar-22	6,766	6,646	6,382	6,477	6,331	6,670
Apr-22	6,530	6,330	6,037	6,153	5,945	6,390
May-22	6,777	6,571	6,267	6,387	6,171	6,632
Jun-22	6,615	6,413	6,117	6,234	6,023	6,473
Jul-22	6,729	6,641	6,316	6,421	6,225	6,640
Aug-22	6,890	6,799	6,467	6,574	6,373	6,798
Sep-22	6,725	6,637	6,313	6,418	6,222	6,636
Oct-22	6,836	6,808	6,480	6,581	6,419	6,776
Nov-22	6,728	6,700	6,378	6,477	6,318	6,669
Dec-22	6,903	6,875	6,545	6,646	6,483	6,843
Jan-23	6,792	6,651	6,367	6,474	6,306	6,709
Feb-23	6,470	6,336	6,065	6,167	6,007	6,391
Mar-23	6,979	6,834	6,542	6,652	6,479	6,894
Apr-23	6,706	6,486	6,172	6,299	6,065	6,589
May-23	6,987	6,758	6,431	6,563	6,320	6,865
Jun-23	6,821	6,596	6,277	6,407	6,169	6,702
Jul-23	6,923	6,825	6,472	6,588	6,366	6,851
Aug-23	7,065	6,965	6,604	6,723	6,496	6,991
Sep-23	6,915	6,817	6,464	6,580	6,359	6,843
Oct-23	7,050	7,008	6,651	6,763	6,579	7,000
Nov-23	6,934	6,892	6,541	6,652	6,471	6,884
Dec-23	7,059	7,016	6,660	6,772	6,588	7,008
Jan-24	6,918	6,754	6,452	6,567	6,377	6,854

	Pre COVID	Abril COVID	Mayo COVID	Mayo Alto	Mayo Bajo	Resultante
Feb-24	6,726	6,566	6,271	6,384	6,198	6,663
Mar-24	7,003	6,837	6,530	6,647	6,454	6,938
Apr-24	6,943	6,699	6,357	6,496	6,233	6,852
May-24	7,129	6,879	6,528	6,671	6,401	7,036
Jun-24	6,928	6,685	6,345	6,483	6,221	6,838
Jul-24	7,163	7,049	6,662	6,791	6,540	7,110
Aug-24	7,227	7,112	6,721	6,851	6,598	7,173
Sep-24	7,066	6,953	6,572	6,699	6,451	7,013
Oct-24	7,258	7,196	6,811	6,935	6,724	7,220
Nov-24	7,102	7,041	6,664	6,786	6,580	7,065
Dec-24	7,265	7,203	6,818	6,943	6,732	7,227
Jan-25	7,136	6,949	6,623	6,750	6,535	7,099
Feb-25	6,809	6,630	6,319	6,439	6,234	6,773
Mar-25	7,277	7,086	6,754	6,883	6,664	7,239
Apr-25	7,089	6,826	6,464	6,612	6,324	7,036
May-25	7,350	7,077	6,702	6,856	6,558	7,295
Jun-25	7,111	6,847	6,484	6,633	6,344	7,058
Jul-25	7,366	7,233	6,820	6,961	6,681	7,340
Aug-25	7,373	7,240	6,827	6,967	6,688	7,347
Sep-25	7,269	7,138	6,731	6,869	6,593	7,243
Oct-25	7,439	7,357	6,951	7,086	6,848	7,423
Nov-25	7,254	7,174	6,779	6,910	6,678	7,238
Dec-25	7,450	7,368	6,963	7,097	6,859	7,433
Jan-26	7,260	7,051	6,709	6,844	6,608	7,239
Feb-26	6,944	6,743	6,416	6,545	6,319	6,924
Mar-26	7,418	7,203	6,854	6,992	6,750	7,396
Apr-26	7,242	6,957	6,574	6,732	6,418	7,214
May-26	7,448	7,155	6,761	6,924	6,602	7,419
Jun-26	7,292	7,005	6,619	6,779	6,463	7,263
Jul-26	7,502	7,350	6,914	7,064	6,757	7,486
Aug-26	7,530	7,377	6,940	7,091	6,782	7,514
Sep-26	7,432	7,282	6,850	7,000	6,695	7,417
Oct-26	7,585	7,483	7,057	7,201	6,936	7,575
Nov-26	7,413	7,313	6,897	7,038	6,779	7,403
Dec-26	7,602	7,500	7,074	7,219	6,953	7,592
Jan-27	7,412	7,182	6,822	6,965	6,706	7,389
Feb-27	7,126	6,904	6,557	6,695	6,445	7,104
Mar-27	7,569	7,333	6,965	7,112	6,846	7,546
Apr-27	7,419	7,111	6,707	6,875	6,533	7,388
May-27	7,564	7,251	6,839	7,011	6,663	7,533
Jun-27	7,462	7,153	6,746	6,916	6,572	7,431
Jul-27	7,634	7,463	7,006	7,167	6,830	7,617
Aug-27	7,736	7,562	7,099	7,262	6,921	7,718
Sep-27	7,601	7,431	6,976	7,136	6,801	7,584
Oct-27	7,725	7,602	7,156	7,310	7,017	7,712
Nov-27	7,610	7,489	7,050	7,201	6,913	7,597

	Pre COVID	Abril COVID	Mayo COVID	Mayo Alto	Mayo Bajo	Resultante
Dec-27	7,798	7,675	7,225	7,381	7,085	7,786
Jan-28	7,620	7,368	6,992	7,144	6,860	7,594
Feb-28	7,436	7,190	6,822	6,971	6,693	7,412
Mar-28	7,810	7,551	7,165	7,321	7,030	7,784
Apr-28	7,604	7,276	6,855	7,032	6,665	7,571
May-28	7,886	7,546	7,109	7,293	6,912	7,852
Jun-28	7,720	7,387	6,959	7,139	6,766	7,686
Jul-28	7,861	7,669	7,191	7,362	6,996	7,841
Aug-28	8,003	7,808	7,322	7,495	7,122	7,984
Sep-28	7,853	7,661	7,185	7,355	6,989	7,834
Oct-28	7,996	7,852	7,384	7,549	7,225	7,982
Nov-28	7,879	7,736	7,276	7,438	7,119	7,865
Dec-28	8,007	7,862	7,395	7,560	7,236	7,992
Jan-29	7,894	7,618	7,220	7,383	7,071	7,867
Feb-29	7,565	7,300	6,918	7,075	6,774	7,539
Mar-29	8,009	7,729	7,324	7,490	7,172	7,981
Apr-29	7,860	7,507	7,062	7,251	6,852	7,825
May-29	8,077	7,715	7,258	7,452	7,042	8,041
Jun-29	7,903	7,549	7,101	7,291	6,890	7,868
Jul-29	8,085	7,872	7,371	7,553	7,154	8,064
Aug-29	8,218	8,001	7,492	7,676	7,271	8,196
Sep-29	8,042	7,829	7,332	7,512	7,116	8,021
Oct-29	8,209	8,043	7,556	7,730	7,375	8,192
Nov-29	8,063	7,900	7,421	7,593	7,244	8,046
Dec-29	8,213	8,048	7,561	7,735	7,381	8,197
Jan-30	8,110	7,811	7,395	7,569	7,229	8,080
Feb-30	7,782	7,494	7,095	7,262	6,935	7,753
Mar-30	8,259	7,954	7,530	7,707	7,361	8,228
Apr-30	8,073	7,696	7,232	7,431	7,003	8,035
May-30	8,347	7,958	7,477	7,684	7,242	8,308
Jun-30	8,119	7,741	7,273	7,474	7,044	8,081
Jul-30	8,365	8,127	7,602	7,795	7,362	8,341
Aug-30	8,428	8,189	7,659	7,854	7,417	8,404
Sep-30	8,266	8,031	7,512	7,703	7,275	8,242
Oct-30	8,450	8,262	7,754	7,940	7,552	8,432
Nov-30	8,293	8,108	7,609	7,791	7,412	8,274
Dec-30	8,457	8,270	7,762	7,947	7,560	8,439
Jan-31	8,336	8,013	7,577	7,763	7,394	8,303
Feb-31	8,008	7,698	7,278	7,457	7,102	7,977
Mar-31	8,485	8,156	7,711	7,901	7,525	8,452
Apr-31	8,329	7,926	7,436	7,649	7,188	8,288
May-31	8,568	8,154	7,650	7,870	7,395	8,526
Jun-31	8,351	7,948	7,457	7,671	7,208	8,311
Jul-31	8,622	8,361	7,810	8,016	7,547	8,596
Aug-31	8,628	8,367	7,815	8,022	7,552	8,602
Sep-31	8,523	8,265	7,720	7,924	7,460	8,497

	Pre COVID	Abril COVID	Mayo COVID	Mayo Alto	Mayo Bajo	Resultante
<b>Oct-31</b>	8,700	8,489	7,956	8,155	7,733	8,678
<b>Nov-31</b>	8,511	8,305	7,784	7,978	7,566	8,490
<b>Dec-31</b>	8,709	8,498	7,966	8,164	7,742	8,687
<b>Jan-32</b>	8,544	8,198	7,744	7,943	7,546	8,509
<b>Feb-32</b>	8,333	7,995	7,551	7,746	7,358	8,299
<b>Mar-32</b>	8,680	8,328	7,866	8,069	7,664	8,645
<b>Apr-32</b>	8,602	8,172	7,658	7,886	7,391	8,559
<b>May-32</b>	8,752	8,315	7,792	8,024	7,521	8,708
<b>Jun-32</b>	8,648	8,216	7,699	7,928	7,431	8,605
<b>Jul-32</b>	8,818	8,535	7,963	8,181	7,679	8,790
<b>Aug-32</b>	8,922	8,636	8,057	8,278	7,770	8,894
<b>Sep-32</b>	8,785	8,503	7,933	8,150	7,650	8,757
<b>Oct-32</b>	8,901	8,668	8,116	8,327	7,872	8,878
<b>Nov-32</b>	8,784	8,554	8,009	8,217	7,769	8,761
<b>Dec-32</b>	8,978	8,743	8,186	8,399	7,941	8,954
<b>Jan-33</b>	8,819	8,447	7,972	8,186	7,758	8,782
<b>Feb-33</b>	8,501	8,142	7,683	7,890	7,476	8,465
<b>Mar-33</b>	9,025	8,644	8,157	8,376	7,938	8,987
<b>Apr-33</b>	8,817	8,362	7,829	8,070	7,545	8,771
<b>May-33</b>	9,073	8,606	8,058	8,305	7,765	9,026
<b>Jun-33</b>	8,908	8,449	7,911	8,153	7,623	8,862
<b>Jul-33</b>	9,060	8,754	8,159	8,390	7,853	9,030
<b>Aug-33</b>	9,227	8,914	8,308	8,544	7,998	9,196
<b>Sep-33</b>	9,058	8,752	8,157	8,388	7,852	9,028
<b>Oct-33</b>	9,176	8,918	8,342	8,567	8,078	9,150
<b>Nov-33</b>	9,065	8,811	8,242	8,464	7,980	9,040
<b>Dec-33</b>	9,248	8,989	8,409	8,636	8,143	9,222
<b>Jan-34</b>	9,133	8,733	8,236	8,466	8,005	9,093
<b>Feb-34</b>	8,804	8,419	7,938	8,161	7,716	8,766
<b>Mar-34</b>	9,334	8,926	8,417	8,652	8,181	9,293
<b>Apr-34</b>	9,114	8,631	8,075	8,330	7,772	9,065
<b>May-34</b>	9,407	8,909	8,335	8,599	8,023	9,357
<b>Jun-34</b>	9,236	8,748	8,184	8,443	7,877	9,187
<b>Jul-34</b>	9,399	9,065	8,442	8,689	8,113	9,366
<b>Aug-34</b>	9,549	9,210	8,576	8,828	8,242	9,515
<b>Sep-34</b>	9,393	9,060	8,436	8,684	8,108	9,360
<b>Oct-34</b>	9,532	9,247	8,643	8,885	8,355	9,503
<b>Nov-34</b>	9,411	9,130	8,534	8,773	8,250	9,383
<b>Dec-34</b>	9,539	9,254	8,651	8,893	8,364	9,511

Fuente: UPME, 2020

**Tabla 8. Proyección mensual de la demanda potencia máxima del SIN (MW-mes)**

	PreCOVID	Abril COVID	Mayo COVID	Resultante
Jun-20	10,283	10,230	10,022	10,166
Jul-20	10,338	10,297	10,153	10,254
Aug-20	10,428	10,392	10,274	10,357
Sep-20	10,511	10,476	10,369	10,445
Oct-20	10,425	10,407	10,301	10,371
Nov-20	10,423	10,413	10,306	10,374
Dec-20	10,461	10,454	10,347	10,414
Jan-21	10,414	10,324	10,219	10,301
Feb-21	10,312	10,290	10,186	10,274
Mar-21	10,435	10,422	10,316	10,408
Apr-21	10,418	10,360	10,154	10,324
May-21	10,503	10,416	10,163	10,371
Jun-21	10,497	10,392	10,140	10,352
Jul-21	10,549	10,470	10,233	10,425
Aug-21	10,628	10,561	10,338	10,516
Sep-21	10,648	10,587	10,373	10,543
Oct-21	10,661	10,625	10,416	10,573
Nov-21	10,632	10,609	10,403	10,554
Dec-21	10,681	10,666	10,460	10,608
Jan-22	10,644	10,574	10,378	10,550
Feb-22	10,510	10,440	10,249	10,431
Mar-22	10,636	10,569	10,377	10,568
Apr-22	10,619	10,513	10,278	10,519
May-22	10,707	10,574	10,305	10,581
Jun-22	10,697	10,548	10,266	10,556
Jul-22	10,743	10,630	10,340	10,618
Aug-22	10,832	10,737	10,447	10,718
Sep-22	10,829	10,744	10,458	10,722
Oct-22	10,864	10,809	10,526	10,774
Nov-22	10,838	10,800	10,520	10,758
Dec-22	10,889	10,860	10,581	10,815
Jan-23	10,857	10,781	10,517	10,772
Feb-23	10,713	10,618	10,364	10,628
Mar-23	10,836	10,733	10,480	10,755
Apr-23	10,806	10,664	10,388	10,706
May-23	10,898	10,730	10,432	10,781
Jun-23	10,888	10,705	10,394	10,760
Jul-23	10,929	10,788	10,461	10,815
Aug-23	11,013	10,895	10,561	10,908
Sep-23	11,005	10,901	10,565	10,907
Oct-23	11,051	10,978	10,644	10,967
Nov-23	11,029	10,975	10,642	10,955
Dec-23	11,067	11,023	10,691	10,998
Jan-24	11,033	10,942	10,629	10,959
Feb-24	10,924	10,809	10,509	10,848

	PreCOVID	Abril COVID	Mayo COVID	Resultante
<b>Mar-24</b>	10,993	10,864	10,568	10,917
<b>Apr-24</b>	10,997	10,827	10,513	10,908
<b>May-24</b>	11,077	10,880	10,551	10,976
<b>Jun-24</b>	11,052	10,840	10,502	10,943
<b>Jul-24</b>	11,123	10,957	10,598	11,026
<b>Aug-24</b>	11,196	11,056	10,686	11,107
<b>Sep-24</b>	11,179	11,055	10,681	11,095
<b>Oct-24</b>	11,240	11,147	10,773	11,168
<b>Nov-24</b>	11,215	11,141	10,769	11,150
<b>Dec-24</b>	11,257	11,195	10,822	11,198
<b>Jan-25</b>	11,227	11,118	10,766	11,168
<b>Feb-25</b>	11,093	10,957	10,621	11,033
<b>Mar-25</b>	11,188	11,036	10,704	11,129
<b>Apr-25</b>	11,178	10,983	10,637	11,109
<b>May-25</b>	11,268	11,046	10,687	11,192
<b>Jun-25</b>	11,232	10,996	10,630	11,151
<b>Jul-25</b>	11,313	11,124	10,737	11,241
<b>Aug-25</b>	11,371	11,210	10,810	11,305
<b>Sep-25</b>	11,361	11,217	10,812	11,300
<b>Oct-25</b>	11,423	11,310	10,905	11,370
<b>Nov-25</b>	11,389	11,296	10,893	11,343
<b>Dec-25</b>	11,438	11,357	10,952	11,396
<b>Jan-26</b>	11,406	11,276	10,896	11,363
<b>Feb-26</b>	11,265	11,109	10,746	11,223
<b>Mar-26</b>	11,368	11,193	10,835	11,326
<b>Apr-26</b>	11,359	11,142	10,769	11,312
<b>May-26</b>	11,438	11,194	10,809	11,386
<b>Jun-26</b>	11,418	11,158	10,768	11,363
<b>Jul-26</b>	11,495	11,283	10,872	11,445
<b>Aug-26</b>	11,552	11,370	10,945	11,507
<b>Sep-26</b>	11,547	11,382	10,950	11,504
<b>Oct-26</b>	11,605	11,472	11,041	11,569
<b>Nov-26</b>	11,572	11,458	11,029	11,539
<b>Dec-26</b>	11,621	11,519	11,089	11,592
<b>Jan-27</b>	11,585	11,435	11,030	11,553
<b>Feb-27</b>	11,451	11,273	10,887	11,418
<b>Mar-27</b>	11,548	11,352	10,970	11,515
<b>Apr-27</b>	11,545	11,306	10,910	11,508
<b>May-27</b>	11,605	11,339	10,932	11,565
<b>Jun-27</b>	11,598	11,316	10,903	11,555
<b>Jul-27</b>	11,668	11,435	11,000	11,630
<b>Aug-27</b>	11,743	11,539	11,090	11,708
<b>Sep-27</b>	11,736	11,550	11,094	11,703
<b>Oct-27</b>	11,784	11,630	11,175	11,756
<b>Nov-27</b>	11,762	11,628	11,176	11,737
<b>Dec-27</b>	11,817	11,694	11,240	11,794

	PreCOVID	Abril COVID	Mayo COVID	Resultante
<b>Jan-28</b>	11,761	11,590	11,163	11,734
<b>Feb-28</b>	11,652	11,453	11,044	11,623
<b>Mar-28</b>	11,736	11,518	11,115	11,706
<b>Apr-28</b>	11,714	11,454	11,036	11,681
<b>May-28</b>	11,797	11,509	11,080	11,762
<b>Jun-28</b>	11,787	11,483	11,048	11,750
<b>Jul-28</b>	11,844	11,590	11,133	11,812
<b>Aug-28</b>	11,930	11,704	11,233	11,901
<b>Sep-28</b>	11,923	11,717	11,238	11,896
<b>Oct-28</b>	11,973	11,798	11,322	11,950
<b>Nov-28</b>	11,956	11,801	11,327	11,935
<b>Dec-28</b>	11,996	11,852	11,377	11,976
<b>Jan-29</b>	11,959	11,767	11,319	11,935
<b>Feb-29</b>	11,825	11,605	11,177	11,798
<b>Mar-29</b>	11,913	11,674	11,252	11,885
<b>Apr-29</b>	11,903	11,621	11,183	11,871
<b>May-29</b>	11,980	11,670	11,220	11,946
<b>Jun-29</b>	11,964	11,638	11,183	11,929
<b>Jul-29</b>	12,026	11,750	11,273	11,996
<b>Aug-29</b>	12,114	11,867	11,375	12,087
<b>Sep-29</b>	12,102	11,874	11,375	12,076
<b>Oct-29</b>	12,156	11,960	11,462	12,134
<b>Nov-29</b>	12,134	11,958	11,464	12,114
<b>Dec-29</b>	12,173	12,009	11,514	12,155
<b>Jan-30</b>	12,139	11,926	11,458	12,116
<b>Feb-30</b>	11,999	11,758	11,311	11,973
<b>Mar-30</b>	12,093	11,833	11,392	12,066
<b>Apr-30</b>	12,080	11,776	11,320	12,049
<b>May-30</b>	12,169	11,836	11,366	12,135
<b>Jun-30</b>	12,143	11,794	11,319	12,107
<b>Jul-30</b>	12,217	11,918	11,421	12,187
<b>Aug-30</b>	12,292	12,024	11,511	12,265
<b>Sep-30</b>	12,277	12,028	11,509	12,252
<b>Oct-30</b>	12,336	12,118	11,601	12,314
<b>Nov-30</b>	12,312	12,115	11,601	12,292
<b>Dec-30</b>	12,354	12,168	11,654	12,335
<b>Jan-31</b>	12,322	12,087	11,601	12,299
<b>Feb-31</b>	12,183	11,920	11,455	12,156
<b>Mar-31</b>	12,277	11,995	11,535	12,249
<b>Apr-31</b>	12,272	11,946	11,469	12,240
<b>May-31</b>	12,358	12,002	11,512	12,323
<b>Jun-31</b>	12,330	11,959	11,464	12,294
<b>Jul-31</b>	12,414	12,093	11,574	12,383
<b>Aug-31</b>	12,474	12,183	11,650	12,446
<b>Sep-31</b>	12,467	12,196	11,655	12,441
<b>Oct-31</b>	12,528	12,289	11,750	12,505

	PreCOVID	Abril COVID	Mayo COVID	Resultante
<b>Nov-31</b>	12,497	12,278	11,744	12,476
<b>Dec-31</b>	12,545	12,338	11,804	12,525
<b>Jan-32</b>	12,501	12,244	11,739	12,476
<b>Feb-32</b>	12,388	12,103	11,618	12,360
<b>Mar-32</b>	12,458	12,153	11,675	12,429
<b>Apr-32</b>	12,466	12,117	11,621	12,432
<b>May-32</b>	12,532	12,154	11,645	12,496
<b>Jun-32</b>	12,526	12,132	11,616	12,488
<b>Jul-32</b>	12,595	12,251	11,712	12,562
<b>Aug-32</b>	12,669	12,356	11,801	12,639
<b>Sep-32</b>	12,663	12,370	11,807	12,635
<b>Oct-32</b>	12,709	12,447	11,889	12,684
<b>Nov-32</b>	12,688	12,447	11,893	12,666
<b>Dec-32</b>	12,741	12,511	11,957	12,719
<b>Jan-33</b>	12,691	12,412	11,887	12,665
<b>Feb-33</b>	12,557	12,250	11,747	12,527
<b>Mar-33</b>	12,654	12,327	11,830	12,623
<b>Apr-33</b>	12,646	12,273	11,758	12,610
<b>May-33</b>	12,725	12,323	11,793	12,687
<b>Jun-33</b>	12,716	12,298	11,762	12,676
<b>Jul-33</b>	12,774	12,407	11,847	12,739
<b>Aug-33</b>	12,863	12,526	11,950	12,831
<b>Sep-33</b>	12,856	12,540	11,956	12,827
<b>Oct-33</b>	12,897	12,613	12,033	12,871
<b>Nov-33</b>	12,880	12,616	12,041	12,855
<b>Dec-33</b>	12,932	12,679	12,104	12,908
<b>Jan-34</b>	12,885	12,582	12,037	12,856
<b>Feb-34</b>	12,744	12,413	11,891	12,712
<b>Mar-34</b>	12,846	12,494	11,978	12,812
<b>Apr-34</b>	12,832	12,436	11,901	12,794
<b>May-34</b>	12,921	12,495	11,945	12,881
<b>Jun-34</b>	12,915	12,472	11,915	12,873
<b>Jul-34</b>	12,973	12,582	12,000	12,936
<b>Aug-34</b>	13,061	12,701	12,102	13,028
<b>Sep-34</b>	13,058	12,718	12,111	13,027
<b>Oct-34</b>	13,104	12,796	12,193	13,075
<b>Nov-34</b>	13,088	12,800	12,203	13,061
<b>Dec-34</b>	13,126	12,850	12,253	13,100

Fuente: UPME, 2020

**Tabla 9. Proyección mensual de la demanda potencia máxima del SIN + GCE + VE (MW-mes)**

	PreCOVID	Abril COVID	Mayo COVID	Resultante
Jun-20	10,603	10,550	10,342	10,487
Jul-20	10,659	10,618	10,474	10,575
Aug-20	10,747	10,710	10,592	10,675
Sep-20	10,835	10,801	10,694	10,770
Oct-20	10,741	10,723	10,616	10,686
Nov-20	10,757	10,747	10,640	10,708
Dec-20	10,788	10,781	10,674	10,741
Jan-21	10,849	10,759	10,654	10,736
Feb-21	10,745	10,723	10,618	10,706
Mar-21	10,847	10,834	10,729	10,821
Apr-21	10,837	10,778	10,572	10,743
May-21	10,937	10,849	10,597	10,805
Jun-21	10,937	10,832	10,580	10,792
Jul-21	10,992	10,913	10,676	10,867
Aug-21	11,067	11,000	10,776	10,955
Sep-21	11,094	11,033	10,819	10,989
Oct-21	11,101	11,065	10,857	11,014
Nov-21	11,094	11,071	10,865	11,016
Dec-21	11,131	11,116	10,910	11,058
Jan-22	11,159	11,089	10,892	11,064
Feb-22	11,024	10,953	10,763	10,945
Mar-22	11,131	11,063	10,871	11,062
Apr-22	11,120	11,013	10,778	11,019
May-22	11,222	11,090	10,821	11,096
Jun-22	11,218	11,070	10,787	11,078
Jul-22	11,268	11,155	10,865	11,144
Aug-22	11,352	11,258	10,968	11,238
Sep-22	11,357	11,272	10,986	11,250
Oct-22	11,390	11,335	11,053	11,300
Nov-22	11,387	11,349	11,070	11,308
Dec-22	11,423	11,394	11,115	11,349
Jan-23	11,463	11,387	11,123	11,378
Feb-23	11,321	11,226	10,972	11,236
Mar-23	11,424	11,322	11,068	11,343
Apr-23	11,400	11,258	10,982	11,300
May-23	11,508	11,340	11,042	11,391
Jun-23	11,503	11,320	11,010	11,375
Jul-23	11,549	11,408	11,082	11,435
Aug-23	11,627	11,510	11,175	11,523
Sep-23	11,627	11,523	11,188	11,529
Oct-23	11,676	11,603	11,269	11,592
Nov-23	11,679	11,625	11,292	11,604
Dec-23	11,697	11,653	11,321	11,628
Jan-24	11,655	11,564	11,251	11,580

	<b>PreCOVID</b>	<b>Abril COVID</b>	<b>Mayo COVID</b>	<b>Resultante</b>
<b>Feb-24</b>	11,550	11,434	11,134	11,473
<b>Mar-24</b>	11,600	11,471	11,175	11,524
<b>Apr-24</b>	11,610	11,440	11,126	11,520
<b>May-24</b>	11,704	11,507	11,178	11,603
<b>Jun-24</b>	11,684	11,472	11,134	11,575
<b>Jul-24</b>	11,760	11,594	11,236	11,664
<b>Aug-24</b>	11,827	11,688	11,317	11,738
<b>Sep-24</b>	11,818	11,694	11,320	11,734
<b>Oct-24</b>	11,884	11,792	11,417	11,812
<b>Nov-24</b>	11,883	11,809	11,437	11,818
<b>Dec-24</b>	11,905	11,843	11,469	11,846
<b>Jan-25</b>	11,863	11,754	11,402	11,804
<b>Feb-25</b>	11,733	11,597	11,262	11,674
<b>Mar-25</b>	11,812	11,660	11,328	11,752
<b>Apr-25</b>	11,806	11,612	11,266	11,738
<b>May-25</b>	11,910	11,688	11,329	11,834
<b>Jun-25</b>	11,879	11,642	11,277	11,797
<b>Jul-25</b>	11,966	11,776	11,390	11,894
<b>Aug-25</b>	12,017	11,856	11,457	11,952
<b>Sep-25</b>	12,014	11,870	11,465	11,953
<b>Oct-25</b>	12,084	11,971	11,566	12,031
<b>Nov-25</b>	12,073	11,980	11,577	12,026
<b>Dec-25</b>	12,101	12,020	11,615	12,059
<b>Jan-26</b>	12,011	11,882	11,501	11,969
<b>Feb-26</b>	11,875	11,719	11,356	11,833
<b>Mar-26</b>	11,963	11,789	11,430	11,921
<b>Apr-26</b>	11,959	11,742	11,369	11,912
<b>May-26</b>	12,050	11,806	11,421	11,998
<b>Jun-26</b>	12,034	11,774	11,383	11,978
<b>Jul-26</b>	12,117	11,905	11,493	12,067
<b>Aug-26</b>	12,168	11,986	11,561	12,123
<b>Sep-26</b>	12,169	12,004	11,573	12,127
<b>Oct-26</b>	12,235	12,102	11,671	12,198
<b>Nov-26</b>	12,222	12,108	11,679	12,189
<b>Dec-26</b>	12,252	12,150	11,720	12,223
<b>Jan-27</b>	12,180	12,030	11,625	12,148
<b>Feb-27</b>	12,049	11,872	11,485	12,016
<b>Mar-27</b>	12,134	11,938	11,556	12,101
<b>Apr-27</b>	12,135	11,896	11,500	12,097
<b>May-27</b>	12,206	11,940	11,532	12,166
<b>Jun-27</b>	12,202	11,920	11,507	12,159
<b>Jul-27</b>	12,278	12,044	11,610	12,240
<b>Aug-27</b>	12,347	12,143	11,694	12,313
<b>Sep-27</b>	12,346	12,160	11,705	12,314
<b>Oct-27</b>	12,402	12,248	11,793	12,374
<b>Nov-27</b>	12,399	12,265	11,812	12,374

	<b>PreCOVID</b>	<b>Abril COVID</b>	<b>Mayo COVID</b>	<b>Resultante</b>
<b>Dec-27</b>	12,435	12,313	11,859	12,413
<b>Jan-28</b>	12,476	12,305	11,878	12,449
<b>Feb-28</b>	12,371	12,172	11,764	12,342
<b>Mar-28</b>	12,443	12,225	11,823	12,414
<b>Apr-28</b>	12,425	12,165	11,747	12,392
<b>May-28</b>	12,520	12,232	11,802	12,484
<b>Jun-28</b>	12,512	12,208	11,773	12,475
<b>Jul-28</b>	12,576	12,322	11,866	12,544
<b>Aug-28</b>	12,657	12,432	11,961	12,628
<b>Sep-28</b>	12,657	12,450	11,972	12,629
<b>Oct-28</b>	12,717	12,542	12,065	12,693
<b>Nov-28</b>	12,719	12,564	12,090	12,698
<b>Dec-28</b>	12,740	12,596	12,121	12,720
<b>Jan-29</b>	12,736	12,544	12,096	12,712
<b>Feb-29</b>	12,605	12,386	11,958	12,579
<b>Mar-29</b>	12,683	12,444	12,022	12,656
<b>Apr-29</b>	12,677	12,394	11,957	12,645
<b>May-29</b>	12,765	12,455	12,005	12,731
<b>Jun-29</b>	12,751	12,425	11,970	12,716
<b>Jul-29</b>	12,820	12,544	12,067	12,790
<b>Aug-29</b>	12,904	12,657	12,165	12,877
<b>Sep-29</b>	12,897	12,670	12,171	12,872
<b>Oct-29</b>	12,962	12,766	12,269	12,940
<b>Nov-29</b>	12,959	12,783	12,288	12,939
<b>Dec-29</b>	12,980	12,816	12,321	12,962
<b>Jan-30</b>	13,015	12,802	12,335	12,992
<b>Feb-30</b>	12,878	12,636	12,190	12,851
<b>Mar-30</b>	12,963	12,703	12,262	12,936
<b>Apr-30</b>	12,953	12,649	12,193	12,922
<b>May-30</b>	13,053	12,721	12,251	13,020
<b>Jun-30</b>	13,028	12,680	12,205	12,993
<b>Jul-30</b>	13,111	12,812	12,315	13,080
<b>Aug-30</b>	13,183	12,914	12,401	13,156
<b>Sep-30</b>	13,173	12,924	12,404	13,148
<b>Oct-30</b>	13,242	13,025	12,507	13,220
<b>Nov-30</b>	13,235	13,038	12,524	13,215
<b>Dec-30</b>	13,261	13,075	12,561	13,242
<b>Jan-31</b>	13,271	13,036	12,550	13,248
<b>Feb-31</b>	13,132	12,870	12,404	13,105
<b>Mar-31</b>	13,219	12,937	12,478	13,191
<b>Apr-31</b>	13,218	12,891	12,415	13,185
<b>May-31</b>	13,315	12,960	12,469	13,280
<b>Jun-31</b>	13,289	12,918	12,422	13,252
<b>Jul-31</b>	13,381	13,060	12,541	13,350
<b>Aug-31</b>	13,438	13,148	12,614	13,410
<b>Sep-31</b>	13,436	13,165	12,625	13,410

	<b>PreCOVID</b>	<b>Abril COVID</b>	<b>Mayo COVID</b>	<b>Resultante</b>
<b>Oct-31</b>	13,508	13,269	12,731	13,485
<b>Nov-31</b>	13,493	13,274	12,740	13,472
<b>Dec-31</b>	13,526	13,318	12,784	13,506
<b>Jan-32</b>	13,549	13,292	12,787	13,524
<b>Feb-32</b>	13,437	13,152	12,667	13,409
<b>Mar-32</b>	13,500	13,195	12,717	13,470
<b>Apr-32</b>	13,511	13,162	12,666	13,477
<b>May-32</b>	13,589	13,210	12,701	13,552
<b>Jun-32</b>	13,584	13,189	12,673	13,546
<b>Jul-32</b>	13,661	13,317	12,778	13,628
<b>Aug-32</b>	13,734	13,420	12,865	13,704
<b>Sep-32</b>	13,732	13,438	12,876	13,704
<b>Oct-32</b>	13,788	13,527	12,968	13,764
<b>Nov-32</b>	13,782	13,541	12,987	13,760
<b>Dec-32</b>	13,821	13,592	13,037	13,800
<b>Jan-33</b>	13,872	13,593	13,068	13,845
<b>Feb-33</b>	13,736	13,428	12,925	13,706
<b>Mar-33</b>	13,828	13,500	13,003	13,797
<b>Apr-33</b>	13,822	13,449	12,934	13,786
<b>May-33</b>	13,913	13,511	12,982	13,875
<b>Jun-33</b>	13,906	13,488	12,952	13,867
<b>Jul-33</b>	13,972	13,606	13,046	13,938
<b>Aug-33</b>	14,062	13,726	13,149	14,031
<b>Sep-33</b>	14,060	13,744	13,160	14,030
<b>Oct-33</b>	14,110	13,826	13,246	14,083
<b>Nov-33</b>	14,108	13,844	13,269	14,084
<b>Dec-33</b>	14,146	13,894	13,319	14,123
<b>Jan-34</b>	14,236	13,934	13,388	14,208
<b>Feb-34</b>	14,091	13,760	13,237	14,059
<b>Mar-34</b>	14,190	13,839	13,322	14,157
<b>Apr-34</b>	14,178	13,782	13,247	14,140
<b>May-34</b>	14,282	13,855	13,305	14,242
<b>Jun-34</b>	14,278	13,835	13,278	14,236
<b>Jul-34</b>	14,344	13,952	13,371	14,307
<b>Aug-34</b>	14,434	14,074	13,475	14,401
<b>Sep-34</b>	14,436	14,095	13,489	14,404
<b>Oct-34</b>	14,491	14,183	13,581	14,463
<b>Nov-34</b>	14,489	14,201	13,604	14,462
<b>Dec-34</b>	14,515	14,239	13,642	14,490

Fuente: UPME, 2020

**Tabla 10. Proyección mensual de la demanda potencia máxima del SIN + GCE + VE + GD (MW-mes)**

	<b>PreCOVID</b>	<b>Abril COVID</b>	<b>Mayo COVID</b>	<b>Resultante</b>
<b>Jun-20</b>	10,597	10,545	10,337	10,481
<b>Jul-20</b>	10,654	10,613	10,468	10,569
<b>Aug-20</b>	10,741	10,705	10,587	10,670
<b>Sep-20</b>	10,830	10,796	10,688	10,764
<b>Oct-20</b>	10,735	10,717	10,611	10,681
<b>Nov-20</b>	10,752	10,742	10,635	10,703
<b>Dec-20</b>	10,782	10,775	10,668	10,735
<b>Jan-21</b>	10,837	10,748	10,643	10,725
<b>Feb-21</b>	10,734	10,712	10,607	10,696
<b>Mar-21</b>	10,837	10,824	10,719	10,811
<b>Apr-21</b>	10,827	10,768	10,562	10,732
<b>May-21</b>	10,927	10,839	10,587	10,794
<b>Jun-21</b>	10,926	10,822	10,570	10,782
<b>Jul-21</b>	10,981	10,902	10,665	10,857
<b>Aug-21</b>	11,056	10,989	10,766	10,944
<b>Sep-21</b>	11,083	11,022	10,808	10,978
<b>Oct-21</b>	11,091	11,055	10,847	11,003
<b>Nov-21</b>	11,084	11,061	10,855	11,006
<b>Dec-21</b>	11,121	11,105	10,899	11,047
<b>Jan-22</b>	11,139	11,069	10,873	11,045
<b>Feb-22</b>	11,006	10,935	10,745	10,927
<b>Mar-22</b>	11,113	11,046	10,854	11,045
<b>Apr-22</b>	11,102	10,995	10,760	11,001
<b>May-22</b>	11,205	11,073	10,803	11,079
<b>Jun-22</b>	11,201	11,052	10,770	11,060
<b>Jul-22</b>	11,250	11,137	10,847	11,126
<b>Aug-22</b>	11,334	11,239	10,949	11,220
<b>Sep-22</b>	11,338	11,253	10,967	11,231
<b>Oct-22</b>	11,372	11,318	11,035	11,283
<b>Nov-22</b>	11,370	11,332	11,053	11,290
<b>Dec-22</b>	11,405	11,376	11,097	11,331
<b>Jan-23</b>	11,433	11,357	11,093	11,348
<b>Feb-23</b>	11,292	11,197	10,943	11,207
<b>Mar-23</b>	11,396	11,294	11,040	11,315
<b>Apr-23</b>	11,374	11,231	10,956	11,273
<b>May-23</b>	11,481	11,313	11,015	11,364
<b>Jun-23</b>	11,476	11,293	10,983	11,348
<b>Jul-23</b>	11,522	11,381	11,055	11,408
<b>Aug-23</b>	11,599	11,482	11,147	11,494
<b>Sep-23</b>	11,600	11,496	11,160	11,502
<b>Oct-23</b>	11,650	11,577	11,242	11,566
<b>Nov-23</b>	11,652	11,598	11,266	11,578
<b>Dec-23</b>	11,669	11,626	11,293	11,601
<b>Jan-24</b>	11,612	11,521	11,208	11,537

	PreCOVID	Abril COVID	Mayo COVID	Resultante
<b>Feb-24</b>	11,508	11,392	11,092	11,431
<b>Mar-24</b>	11,561	11,432	11,136	11,485
<b>Apr-24</b>	11,570	11,400	11,086	11,481
<b>May-24</b>	11,665	11,468	11,139	11,564
<b>Jun-24</b>	11,644	11,433	11,094	11,535
<b>Jul-24</b>	11,720	11,554	11,195	11,623
<b>Aug-24</b>	11,785	11,645	11,275	11,696
<b>Sep-24</b>	11,775	11,651	11,277	11,691
<b>Oct-24</b>	11,844	11,752	11,377	11,772
<b>Nov-24</b>	11,843	11,770	11,397	11,778
<b>Dec-24</b>	11,863	11,801	11,428	11,804
<b>Jan-25</b>	11,804	11,695	11,344	11,745
<b>Feb-25</b>	11,674	11,539	11,203	11,615
<b>Mar-25</b>	11,758	11,606	11,274	11,699
<b>Apr-25</b>	11,752	11,558	11,212	11,684
<b>May-25</b>	11,857	11,636	11,276	11,781
<b>Jun-25</b>	11,825	11,588	11,223	11,744
<b>Jul-25</b>	11,910	11,720	11,334	11,838
<b>Aug-25</b>	11,960	11,799	11,400	11,895
<b>Sep-25</b>	11,957	11,813	11,408	11,896
<b>Oct-25</b>	12,029	11,916	11,511	11,976
<b>Nov-25</b>	12,020	11,927	11,523	11,973
<b>Dec-25</b>	12,046	11,964	11,560	12,003
<b>Jan-26</b>	11,936	11,807	11,426	11,894
<b>Feb-26</b>	11,805	11,649	11,286	11,763
<b>Mar-26</b>	11,894	11,720	11,362	11,852
<b>Apr-26</b>	11,890	11,673	11,300	11,843
<b>May-26</b>	11,983	11,739	11,354	11,931
<b>Jun-26</b>	11,967	11,707	11,316	11,911
<b>Jul-26</b>	12,047	11,835	11,423	11,997
<b>Aug-26</b>	12,098	11,915	11,490	12,052
<b>Sep-26</b>	12,097	11,933	11,501	12,055
<b>Oct-26</b>	12,168	12,035	11,603	12,131
<b>Nov-26</b>	12,155	12,042	11,613	12,123
<b>Dec-26</b>	12,181	12,080	11,650	12,152
<b>Jan-27</b>	12,086	11,936	11,531	12,054
<b>Feb-27</b>	11,960	11,782	11,396	11,927
<b>Mar-27</b>	12,051	11,855	11,474	12,018
<b>Apr-27</b>	12,050	11,811	11,415	12,012
<b>May-27</b>	12,124	11,858	11,451	12,084
<b>Jun-27</b>	12,117	11,836	11,423	12,075
<b>Jul-27</b>	12,192	11,959	11,524	12,154
<b>Aug-27</b>	12,261	12,057	11,608	12,227
<b>Sep-27</b>	12,258	12,072	11,617	12,226
<b>Oct-27</b>	12,320	12,166	11,711	12,292
<b>Nov-27</b>	12,316	12,182	11,730	12,291

	PreCOVID	Abril COVID	Mayo COVID	Resultante
<b>Dec-27</b>	12,348	12,226	11,772	12,326
<b>Jan-28</b>	12,364	12,193	11,766	12,337
<b>Feb-28</b>	12,263	12,064	11,655	12,234
<b>Mar-28</b>	12,340	12,123	11,720	12,311
<b>Apr-28</b>	12,324	12,064	11,647	12,292
<b>May-28</b>	12,420	12,132	11,702	12,385
<b>Jun-28</b>	12,411	12,107	11,672	12,373
<b>Jul-28</b>	12,473	12,218	11,762	12,441
<b>Aug-28</b>	12,552	12,327	11,856	12,523
<b>Sep-28</b>	12,551	12,345	11,867	12,524
<b>Oct-28</b>	12,619	12,443	11,967	12,595
<b>Nov-28</b>	12,619	12,464	11,989	12,598
<b>Dec-28</b>	12,634	12,490	12,015	12,614
<b>Jan-29</b>	12,607	12,415	11,967	12,583
<b>Feb-29</b>	12,482	12,262	11,834	12,455
<b>Mar-29</b>	12,564	12,325	11,903	12,536
<b>Apr-29</b>	12,553	12,271	11,834	12,522
<b>May-29</b>	12,648	12,338	11,888	12,614
<b>Jun-29</b>	12,633	12,307	11,852	12,598
<b>Jul-29</b>	12,702	12,426	11,949	12,672
<b>Aug-29</b>	12,782	12,535	12,042	12,754
<b>Sep-29</b>	12,776	12,549	12,050	12,751
<b>Oct-29</b>	12,847	12,651	12,153	12,825
<b>Nov-29</b>	12,843	12,667	12,172	12,823
<b>Dec-29</b>	12,858	12,693	12,199	12,839
<b>Jan-30</b>	12,871	12,657	12,190	12,848
<b>Feb-30</b>	12,743	12,502	12,056	12,717
<b>Mar-30</b>	12,831	12,571	12,130	12,804
<b>Apr-30</b>	12,822	12,518	12,061	12,790
<b>May-30</b>	12,922	12,589	12,119	12,888
<b>Jun-30</b>	12,900	12,551	12,077	12,864
<b>Jul-30</b>	12,979	12,680	12,182	12,948
<b>Aug-30</b>	13,051	12,783	12,270	13,024
<b>Sep-30</b>	13,040	12,790	12,271	13,014
<b>Oct-30</b>	13,117	12,899	12,382	13,095
<b>Nov-30</b>	13,110	12,912	12,399	13,090
<b>Dec-30</b>	13,128	12,942	12,428	13,109
<b>Jan-31</b>	13,112	12,876	12,390	13,088
<b>Feb-31</b>	12,977	12,714	12,249	12,950
<b>Mar-31</b>	13,073	12,791	12,331	13,045
<b>Apr-31</b>	13,073	12,747	12,270	13,041
<b>May-31</b>	13,172	12,816	12,326	13,137
<b>Jun-31</b>	13,147	12,775	12,280	13,110
<b>Jul-31</b>	13,232	12,911	12,392	13,201
<b>Aug-31</b>	13,287	12,996	12,463	13,259
<b>Sep-31</b>	13,286	13,015	12,474	13,259

	PreCOVID	Abril COVID	Mayo COVID	Resultante
<b>Oct-31</b>	13,364	13,125	12,587	13,341
<b>Nov-31</b>	13,350	13,131	12,597	13,329
<b>Dec-31</b>	13,373	13,166	12,632	13,353
<b>Jan-32</b>	13,376	13,119	12,614	13,351
<b>Feb-32</b>	13,274	12,989	12,504	13,246
<b>Mar-32</b>	13,347	13,042	12,564	13,317
<b>Apr-32</b>	13,353	13,004	12,508	13,319
<b>May-32</b>	13,437	13,059	12,549	13,400
<b>Jun-32</b>	13,433	13,039	12,523	13,395
<b>Jul-32</b>	13,504	13,160	12,621	13,471
<b>Aug-32</b>	13,574	13,261	12,706	13,544
<b>Sep-32</b>	13,569	13,276	12,713	13,541
<b>Oct-32</b>	13,635	13,374	12,815	13,611
<b>Nov-32</b>	13,631	13,390	12,836	13,609
<b>Dec-32</b>	13,661	13,431	12,877	13,639
<b>Jan-33</b>	13,688	13,409	12,884	13,662
<b>Feb-33</b>	13,560	13,252	12,749	13,530
<b>Mar-33</b>	13,666	13,338	12,841	13,635
<b>Apr-33</b>	13,653	13,280	12,765	13,617
<b>May-33</b>	13,751	13,349	12,819	13,712
<b>Jun-33</b>	13,744	13,325	12,789	13,704
<b>Jul-33</b>	13,806	13,439	12,879	13,771
<b>Aug-33</b>	13,892	13,556	12,979	13,861
<b>Sep-33</b>	13,886	13,569	12,985	13,856
<b>Oct-33</b>	13,943	13,659	13,079	13,917
<b>Nov-33</b>	13,945	13,681	13,106	13,920
<b>Dec-33</b>	13,972	13,720	13,145	13,949
<b>Jan-34</b>	14,041	13,738	13,193	14,013
<b>Feb-34</b>	13,907	13,576	13,054	13,875
<b>Mar-34</b>	14,008	13,656	13,140	13,974
<b>Apr-34</b>	14,002	13,606	13,071	13,964
<b>May-34</b>	14,103	13,677	13,126	14,063
<b>Jun-34</b>	14,101	13,658	13,101	14,059
<b>Jul-34</b>	14,165	13,774	13,192	14,128
<b>Aug-34</b>	14,249	13,888	13,290	14,215
<b>Sep-34</b>	14,250	13,910	13,303	14,218
<b>Oct-34</b>	14,316	14,008	13,406	14,288
<b>Nov-34</b>	14,313	14,025	13,428	14,286
<b>Dec-34</b>	14,328	14,052	13,456	14,303

Fuente: UPME, 2020

# **PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA GENERACIÓN – TRANSMISIÓN 2020 – 2034**

## **VOLUMEN 2. GENERACIÓN**



## TABLA DE CONTENIDO

2.	PLAN DE EXPANSIÓN EN GENERACIÓN .....	11
2.1.	CONTEXTO.....	11
2.2.	METODOLOGÍA DE PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN – GENERACIÓN .....	13
2.2.1.	Cambios metodológicos en la modelación del sistema de generación en SDDP .....	15
2.2.2.	Metodología de modelación en PLEXOS.....	18
2.2.3.	Parámetros para simulación en PLEXOS .....	21
2.2.4.	Función objetivo SDDP y PLEXOS .....	21
2.3.	REVISIÓN DE POTENCIA Y ENERGÍA .....	22
2.3.1.	Comparación de la capacidad instalada y la proyección de demanda máxima de potencia ...	22
2.3.2.	Comparación entre energía firme y proyección de demanda de energía eléctrica. ....	23
2.4.	ESCENARIOS DE EXPANSIÓN.....	24
2.4.1.	SUPUESTOS.....	24
2.4.2.	DESCRIPCIÓN DE ESCENARIOS.....	30
2.4.3.	ESCENARIO 0.1.....	30
2.4.4.	ESCENARIO 0.2.....	36
2.4.5.	ESCENARIO 1.....	42
2.4.6.	ESCENARIO 2.....	50
2.4.7.	ESCENARIO 3.....	59
2.4.8.	ESCENARIO 4.....	64
2.4.9.	ESCENARIO 5.....	69
2.4.10.	ESCENARIO 6.....	75
2.4.11.	ESCENARIO 7.....	80
2.4.12.	ESCENARIO 8.....	85
2.4.13.	ESCENARIO 9.....	90
2.4.14.	ESCENARIO 10.....	96

2.4.15.	ESCENARIO DE MUY LARGO PLAZO 1 .....	101
2.4.16.	ESCENARIO DE MUY LARGO PLAZO 2 .....	104
2.4.17.	RESUMEN DE RESULTADOS .....	106
2.5.	EVALUACIÓN DE OBJETIVOS DECRETO 570 DE 2018 .....	110
2.6.	ENERGÍA FIRME ESTIMADA PARA LOS ESCENARIOS DE LARGO PLAZO DEL PLAN DE EXPANSIÓN .....	115
2.6.1.	Resultados .....	115
2.6.2.	Comparación entre energía firme y proyección de demanda de energía eléctrica para cada escenario de expansión .....	118
2.7.	CONCLUSIONES GENERALES .....	123
ANEXO I. FUNCIÓN OBJETIVO Y RESTRICCIONES DE MODELACIÓN .....		124
1.	OPTGEN-SDDP .....	124
1.1.	Función Objetivo .....	124
1.1.1.	Restricción de balance de energía .....	125
1.1.2.	Restricciones de despacho .....	125
1.1.3.	Restricción de integralidad de la decisión .....	125
1.1.4.	Restricción de unicidad de la decisión .....	125
1.1.5.	Restricciones de inversión .....	126
1.1.6.	Restricciones operativas .....	126
1.2.	PLEXOS .....	127
1.2.1.	Función Objetivo .....	127
1.2.2.	Restricción de balance de energía .....	127
1.2.3.	Restricción de despacho .....	127
1.2.4.	Restricción de integralidad de la decisión .....	128
1.2.5.	<b>GenBuild<sub>g</sub>, y</b> : Entero .....	128
1.2.6.	Restricción de factibilidad de la expansión .....	128
1.2.7.	<b><math>i \leq yGenBuild_{g,i} \leq MaxUnitsBuilt_{g,y}</math></b> .....	128

1.2.8.	Restricciones operativas .....	128
ANEXO II.	SEDIMENTACIÓN.....	129
1.	Introducción .....	129
2.	Análisis y Resultados.....	129
2.1.	Datos de sedimentación .....	129
2.2.	Teoría de sedimentación .....	130
2.3.	Resultados.....	134
2.4.	Sedimentación para el PERGT 2020-2034.....	138
2.5.	Análisis de Energía Útil .....	140
ANEXO III.	SENSIBILIDAD GENERACIÓN GEOTÉRMICA .....	143
1.	Introducción .....	143
2.	Punto de vista del inversionista .....	144
2.1.	Aproximación a un modelo financiero para un proyecto geotérmico en Colombia.....	144
2.1.1.	Aspectos técnico-operativos de la planta.....	145
2.1.2.	Estructura de capital.....	145
2.1.3.	Impuestos .....	145
2.1.4.	Costos de instalación .....	145
2.1.5.	Ingresos .....	146
2.1.6.	Costos de operación.....	147
2.1.7.	Deuda .....	147
2.1.8.	Ingresos gravables .....	148
2.1.9.	Beneficio fiscal.....	148
2.1.10.	Deducción Ley 1715.....	148
2.1.11.	Flujo financiero .....	148
2.1.12.	Valor Presente Neto (VPN) del Capital .....	149
2.1.13.	Algunas consideraciones o hipótesis respecto del CAPEX .....	149

2.1.14.	Aproximación a un CAPEX reducido por efecto de incentivos gubernamentales .....	151
3.	Sensibilidades al flujo financiero.....	152
3.1.	Sensibilidades al flujo de caja del proyecto geotérmico.....	152
3.2.	Sensibilidades sobre el Valor Presente Neto (VPN) del Capital del proyecto geotérmico. ....	154
3.3.	Sensibilidades en la determinación del “CAPEX PRIMA” del proyecto geotérmico .....	156
4.	Punto de vista económico de la demanda.....	158
4.1.	Consideraciones sobre la inversión la generación de electricidad geotérmica, competitiva. ....	158
4.2.	Estimación del beneficio económico para la demanda del proyecto de 150 MW geotérmico. ....	158
4.3.	Estimación del costo económico en Incentivos de renta de la Ley 1715 y del Cargo por Confiabilidad (CXC) 159	
4.4.	Estimación del beneficio/costo económico del proyecto geotérmico .....	159
5.	Recomendaciones y estrategias.....	160
6.	Conclusiones .....	160

## LISTA DE GRÁFICAS

Gráfica 1 Diagrama de Flujo Metodología Plan de Expansión en Generación.....	14
Gráfica 2. Perfil Promedio Horario .....	16
Gráfica 3 Capacidad Efectiva Neta Vs Demanda de Potencia .....	22
Gráfica 4 Balance Energía en Firme Vs. Proyección Demanda de Energía Eléctrica. Escenario base. ....	23
Gráfica 5. Proyección de demanda de energía eléctrica .....	25
Gráfica 6. Proyección de demanda de potencia máxima.....	26
Gráfica 7. Proyección de precios de gas natural y GLP .....	26
Gráfica 8. Proyección de precios de carbón .....	27
Gráfica 9. Proyección de precios de combustibles líquidos.....	27
Gráfica 10 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 0.1 .....	32
Gráfica 11 Indicadores de Confiabilidad. Escenario 0.1 .....	34
Gráfica 12 Generación por recurso vs Costo Marginal. Escenario 0.1 .....	35
Gráfica 13 Emisiones CO2 Generación Térmica. Escenario 0.1 .....	36
Gráfica 14 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 0.2 .....	37
Gráfica 15 Indicadores de Confiabilidad. Escenario 0.2 .....	40
Gráfica 16 Generación por recurso vs Costo Marginal. Escenario 0.2.....	41
Gráfica 17 Emisiones CO <sub>2</sub> Generación Térmica. Escenario 0.2.....	42
Gráfica 18 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 1 .....	43
Gráfica 19 Indicadores de Confiabilidad. Escenario 1 .....	45
Gráfica 20 Generación por recurso vs Costo Marginal. Escenario 1 .....	46
Gráfica 21 Emisiones CO <sub>2</sub> Generación Térmica. Escenario 1 .....	47
Gráfica 22. Generación por recurso vs Demanda 27-01-2024. Escenario 1 .....	48
Gráfica 23. Generación por recurso vs Demanda 27-01-2030. Escenario 1 .....	48
Gráfica 24. Generación por recurso vs Demanda 29-12-2034. Escenario 1 .....	49
Gráfica 25. Flujo Neto Área Caribe. Escenario 1 .....	50

Gráfica 26 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 2 .....	51
Gráfica 27 Indicadores de Confiabilidad. Escenario 2 .....	53
Gráfica 28 Generación por recurso vs Costo Marginal. Escenario 2 .....	54
Gráfica 29 Emisiones CO <sub>2</sub> Generación Térmica. Escenario 2 .....	55
Gráfica 30. Generación por recurso vs Demanda 24-06-2024. Escenario 2 .....	56
Gráfica 31. Generación por recurso vs Demanda 26-07-2030. Escenario 2 .....	57
Gráfica 32. Generación por recurso vs Demanda 29-12-2034. Escenario 2 .....	57
Gráfica 33 Flujo Neto Área Caribe. Escenario 2 .....	58
Gráfica 34 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 3 .....	60
Gráfica 35 Indicadores de Confiabilidad. Escenario 3 .....	62
Gráfica 36 Generación por recurso vs Costo Marginal. Escenario 3 .....	63
Gráfica 37 Emisiones CO <sub>2</sub> Generación Térmica. Escenario 3 .....	64
Gráfica 38 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 4 .....	65
Gráfica 39 Indicadores de Confiabilidad. Escenario 4 .....	67
Gráfica 40 Generación por recurso vs Costo Marginal. Escenario 4 .....	68
Gráfica 41 Emisiones CO <sub>2</sub> Generación Térmica. Escenario 4 .....	69
Gráfica 42 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 5 .....	70
Gráfica 43 Indicadores de Confiabilidad. Escenario 5 .....	72
Gráfica 44 Generación por recurso vs Costo Marginal. Escenario 5 .....	74
Gráfica 45 Emisiones CO <sub>2</sub> Generación Térmica. Escenario 5 .....	75
Gráfica 46 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 6 .....	76
Gráfica 47 Indicadores de Confiabilidad. Escenario 6 .....	78
Gráfica 48 Generación por recurso vs Costo Marginal. Escenario 6 .....	79
Gráfica 49 Emisiones CO <sub>2</sub> Generación Térmica. Escenario 6 .....	80
Gráfica 50 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 7 .....	81
Gráfica 51 Indicadores de Confiabilidad. Escenario 7 .....	83

Gráfica 52 Generación por recurso vs Costo Marginal. Escenario 7 .....	84
Gráfica 53 Emisiones CO <sub>2</sub> Generación Térmica. Escenario 7 .....	85
Gráfica 54 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 8 .....	86
Gráfica 55 Indicadores de Confiabilidad. Escenario 8 .....	88
Gráfica 56 Generación por recurso vs Costo Marginal. Escenario 8 .....	89
Gráfica 57 Emisiones CO <sub>2</sub> Generación Térmica. Escenario 8 .....	90
Gráfica 58 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 9 .....	91
Gráfica 59 Indicadores de Confiabilidad. Escenario 9 .....	94
Gráfica 60 Generación por recurso vs Costo Marginal. Escenario 9 .....	95
Gráfica 61 Emisiones CO <sub>2</sub> Generación Térmica. Escenario 9 .....	96
Gráfica 62 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 10 .....	97
Gráfica 63 Indicadores de Confiabilidad. Escenario 10 .....	99
Gráfica 64 Generación por recurso vs Costo Marginal. Escenario 10 .....	100
Gráfica 65 Emisiones CO <sub>2</sub> Generación Térmica. Escenario 10 .....	101
Gráfica 66 Generación por recurso. Escenario MLP 1 .....	103
Gráfica 67 Generación por recurso. Escenario MLP 2 .....	105
Gráfica 68 Costo Marginal de la Demanda Escenarios Sin/Con Expansión Adicional.....	107
Gráfica 69 Costo Marginal de la Demanda Escenarios Impares .....	107
Gráfica 70 Costo marginal de la demanda escenarios pares .....	108
Gráfica 71 Resumen Emisiones de CO <sub>2</sub> .....	109
Gráfica 72 Índice de Shannon – Wiener para los Escenarios Impares .....	111
Gráfica 73 Índice de Shannon – Wiener para los Escenarios Pares .....	111
Gráfica 74 Coeficiente de Pearson .....	113
Gráfica 75 Emisiones de CO <sub>2</sub> año 2030 por Escenario .....	114
Gráfica 76 Balance Energía en Firme Vs. Proyección Demanda de Energía Eléctrica.....	119

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Indicadores de Confiabilidad según Resolución CREG 025 de 1995.....	14
Tabla 2 Mapeo Hora- Bloque .....	16
Tabla 3 Parametros de la Simulación .....	18
Tabla 4. Red de transmisión entre áreas operativas .....	19
Tabla 5. Límites de importación .....	20
Tabla 6. Curva de Aversión al Riesgo* .....	24
Tabla 7. Costos Variables .....	25
Tabla 8. Capacidad disponible por tecnología .....	28
Tabla 9. Capex por tecnología .....	28
Tabla 10 Proyectos expansión fija .....	28
Tabla 11 Proyectos expansión fija – Primer Semestre 2020 .....	29
Tabla 12 Descripción de Escenarios .....	30
Tabla 13 Cronograma de entrada primera etapa de Ituango.....	31
Tabla 14 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 0.1 .....	32
Tabla 15 Cronograma de Expansión. Escenario 0.1 .....	33
Tabla 16 Cronograma de entrada segunda etapa de Ituango .....	36
Tabla 17 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 0.2.....	38
Tabla 18 Cronograma de Expansión. Escenario 0.2 .....	39
Tabla 19 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 1 .....	43
Tabla 20 Cronograma de Expansión. Escenario 1 .....	44
Tabla 21 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 2.....	51
Tabla 22 Cronograma de Expansión. Escenario 2 .....	52
Tabla 23 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 3.....	60
Tabla 24 Cronograma de Expansión. Escenario 3 .....	61

Tabla 25 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 4.....	65
Tabla 26 Cronograma de Expansión. Escenario 4 .....	66
Tabla 27 Proyección ENSO.....	69
Tabla 28 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 5.....	70
Tabla 29 Cronograma de Expansión. Escenario 5 .....	71
Tabla 30 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 6.....	76
Tabla 31 Cronograma de Expansión. Escenario 6 .....	77
Tabla 32 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 7.....	81
Tabla 33 Cronograma de Expansión. Escenario 7 .....	82
Tabla 34 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 8.....	86
Tabla 35 Cronograma de Expansión. Escenario 8 .....	87
Tabla 36 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 9.....	92
Tabla 37 Cronograma de Expansión. Escenario 9 .....	93
Tabla 38 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 10.....	97
Tabla 39 Cronograma de Expansión. Escenario 10 .....	98
Tabla 40 Portafolio disponible Escenario MLP.....	101
Tabla 41 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario MLP 1 .....	102
Tabla 42 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario MLP 2 .....	104
Tabla 43 Resumen de Expasión .....	106
Tabla 44 Resoluciones CREG. Cálculo de la Energía en Firme.....	115
Tabla 45 Expansión y Enficc a 2034.....	115

## 2. PLAN DE EXPANSIÓN EN GENERACIÓN

### 2.1. CONTEXTO

En este capítulo se desarrolla la planificación indicativa de la expansión en generación para el horizonte 2020-2034, 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”*.

En el plan se analiza el desempeño del sistema eléctrico mediante escenarios, determinando de manera indicativa la expansión en generación para abastecer la demanda de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional, considerando para esto, la disponibilidad de recursos naturales (hídrico, eólico, solar, biomasa, geotermia), disponibilidad y precio de combustibles fósiles (gas, carbón, líquidos) y el desarrollo de proyectos de generación. Todos los escenarios tienen como base una expansión fija de los proyectos con compromisos derivados de las subastas<sup>1</sup> y/o con garantías para la construcción del proyecto Colectora 1. Adicionalmente se define un portafolio de nuevos proyectos a partir del cual se determina la expansión de los escenarios desarrollados en este capítulo. Para la elaboración del portafolio de proyectos se tienen en cuenta los proyectos de generación con estudio de conexión aprobado y los proyectos con registro vigente en fase 2 y fase 3 a 31 de diciembre de 2019.

El documento muestra los hitos y características principales del proceso de planeamiento, dejando su detalle en anexos que incluyen, la función objetivo, restricciones de la modelación, la sedimentación de los embalses y sensibilidades sobre la posibilidad de incorporar la generación geotérmica, entre otros.

Se analiza el sistema en el corto (5 años), mediano (10 años) y largo plazo (15 años), para determinar si, sumando al parque de generación actual los proyectos que tienen compromisos derivados de las subastas<sup>2</sup> y/o que colocaron garantías para la construcción del proyecto Colectora 1, se cumplen los indicadores de confiabilidad, sin considerar intercambios internacionales (sistema autónomo). Así mismo se busca determinar en qué momento se requiere expansión adicional debido al no cumplimiento de los mencionados indicadores. Para este análisis los escenarios se desarrollan en dos grupos, teniendo en consideración para el primer grupo, la entrada de la fase 1 del proyecto Hidroituango (1,200 MW) y para el segundo grupo se considera la entrada de las dos fases del proyecto Hidroituango (2,400 MW). En cuanto a la demanda de energía y potencia, ésta tiene en cuenta en su proyección, el impacto generado por la emergencia sanitaria ocasionada por el Covid 19.

Para simular la expansión y operación del sistema de generación, se utilizan las recientes versiones de las herramientas OPTGEN y SDDP, que admiten representar los recursos renovables (viento, radiación solar, agua, biomasa, geotermia) y la demanda de energía con resolución horaria, lo cual

---

<sup>1</sup> Cargo por Confiabilidad y Subasta de Energía Media de Largo Plazo CLPE 02-2019

<sup>2</sup> *Ibidem*

permite a esa resolución estimaciones de la generación con el recurso disponible y la demanda a abastecer, optimizando así, el despacho hidro-térmico.

Otro cambio importante en esta versión del Plan es que se pasa de simular la generación solar y eólica como análogos de plantas hidroeléctricas<sup>3</sup>, a simular el comportamiento de estos recursos mediante un perfil horario anual (8,760 horas) expresado por unidad de potencia, cuya generación resultante se descuenta directamente de la demanda de energía, antes de realizar el despacho hidrotérmico en el modelo SDDP.

El perfil horario anual de disponibilidad de cada recurso y planta eólica o solar se obtiene a partir de las series históricas de mediciones del recurso “in situ” (o en su ausencia de mediciones, caso solar, de estimaciones MERRA<sup>4</sup>). En el caso solar se ajustan los datos de potencia unitaria obtenida de MERRA, considerando los factores de planta definidos para la subasta de contratación de energía de largo plazo CLPE.

Adicional a las herramientas tradicionalmente utilizadas para la elaboración del plan de expansión en generación (OPTGEN y SDDP), para este plan se cuenta con la herramienta PLEXOS, la cual permite realizar el análisis de expansión y operación del sistema en el largo, mediano y corto plazo.

Para el desarrollo de los diferentes escenarios de expansión en generación, se utilizan las herramientas SDDP y OPTGEN para definir la expansión y operación del sistema, con una resolución mensual durante el período de estudio, en un sistema uninodal. Las consideraciones de la modelación en SDDP y OPTGEN las puede consultar en el ANEXO I. La herramienta PLEXOS se utiliza, en esta versión del Plan, para realizar simulaciones con resolución horaria en un sistema multinodal (18 zonas) en determinados años, donde se requiera realizar un análisis con mayor detalle de la operación del sistema. Las consideraciones de la modelación en PLEXOS se pueden consultar en el ANEXO I.

El actual plan presenta un escenario de expansión para un periodo de análisis de muy largo plazo al año 2050, originado en los compromisos del país respecto del Cambio Climático y en concordancia con el Plan Energético Nacional, también se realiza una sensibilidad de la energía geotérmica con los incentivos de Ley 1715 y Cargo por Confiabilidad y del impacto de la aplicación de la guía de caudal ambiental en la generación de energía eléctrica. Por último, en la versión definitiva, se incluirán los análisis considerando conexiones internacionales (Panamá y Ecuador).

---

<sup>3</sup> La representación de plantas eólicas o solares como análogas hidroeléctricas se utilizó en los anteriores planes para las simulaciones mediante el SDDP y se incluía la generación renovable como parte del despacho hidrotérmico.

<sup>4</sup> Modern-Era Retrospective analysis for Research and Applications

## 2.2. METODOLOGÍA DE PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN – GENERACIÓN

A nivel de generación, el Plan tiene como principal objetivo proveer información y señales de mediano y largo plazo<sup>5</sup> a los interesados, sobre la inversión en energía eléctrica, requerida para garantizar un suministro confiable, económico, sostenible y eficiente de electricidad en el país. En este sentido, con el fin de determinar la posible expansión del sistema, se construyen diferentes escenarios indicativos, según la evolución de variables como la demanda de energía eléctrica, la disponibilidad de recursos energéticos, incentivos regulatorios, desarrollo de proyectos con compromisos adquiridos (Subastas de Cargo por Confiabilidad, CLPE y compromisos de conexión a la red de transmisión) e iniciativas de nuevos proyectos (Registro de proyectos y solicitudes de conexión).

Los análisis parten de las proyecciones de demanda de energía eléctrica. Posteriormente se llevan a cabo análisis de la disponibilidad y proyección de precios de los recursos energéticos. Con esta información y con el seguimiento a los proyectos con compromisos adquiridos e iniciativas de nuevos proyectos, se definen los diferentes escenarios del Plan de Expansión en Generación.

Para este Plan, la formulación de los escenarios de expansión es la siguiente:

1. Recopilación de información sobre i) la infraestructura existente de generación y transmisión, ii) proyecciones de demanda de energía y potencia, iii) disponibilidad de recursos energéticos y proyección de precios, iv) regulación del sector eléctrico y v) entorno económico y social, entre otras.
2. Análisis preliminar de confiabilidad para el corto, mediano y largo plazo.
  - i. Potencia: en este análisis se realiza una comparación de la evolución de la capacidad instalada del sistema vs la proyección de demanda máxima de potencia. Respecto a la evolución capacidad del sistema, adicional a la capacidad existente se consideran los proyectos definidos por el mecanismo del Cargo por Confiabilidad.
  - ii. Energía Firme: en este análisis se realiza una comparación entre la Energía Firme (ENFICC) verificada del sistema y las Obligaciones de Energía Firme (OEF) asignadas por el mecanismo del Cargo por Confiabilidad vs proyección de demanda en energía.
  - iii. Simulación escenario de referencia. Este escenario considera la generación existente y como expansión adicional, los proyectos con compromisos adquiridos en las subastas de Cargo por Confiabilidad y CLPE y /o que tengan compromisos de conexión a la red de transmisión. Para este escenario se calculan los indicadores de confiabilidad indicados en la Tabla 1.
3. Definición de criterios y construcción de escenarios: teniendo como base el escenario de referencia y un conjunto de proyectos seleccionados a partir del registro de proyectos (fase 2 y 3 con registro vigente) y de los estudios de conexión (aprobados y en estudio), se construyen los escenarios con base en criterios definidos a partir de diferentes variables que se considera pueden impactar en el desarrollo de proyectos de generación.
4. Simulación de la expansión y operación del sistema de generación, minimizando de forma simultánea los costos de inversión y operación, sujeto a restricciones operativas de capacidad, inversión y almacenamiento. Como resultado del proceso de optimización se obtiene una matriz de expansión que cumple con los criterios definidos.

---

<sup>5</sup> El período de análisis de corto plazo es de 5 años, mediano plazo 10 años y largo plazo 15 años.

5. Verificación de cumplimiento de los indicadores de confiabilidad indicados en la Tabla 1 para cada escenario de expansión.
6. Análisis de resultados para los escenarios definidos.

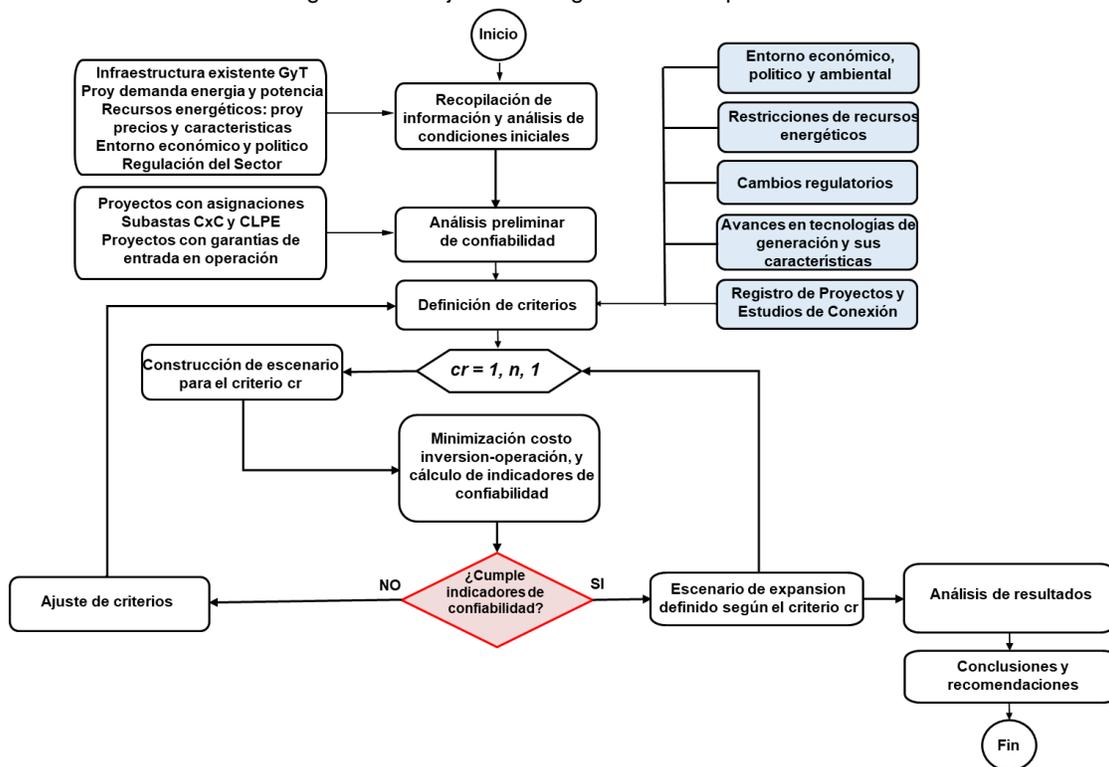
Tabla 1 Indicadores de Confiabilidad según Resolución CREG 025 de 1995

Indicador	Definición	Expresión matemática	Límite
VERE	Es la razón entre el valor esperado de la energía racionada en un mes, y la demanda nacional proyectada para dicho periodo.	$VERE = \frac{\sum_{i=1}^n \left( \frac{\text{Energía mensual Racionada}_i}{n} \right)}{\text{Demanda Nacional de Energía}_{mes}}$ <p><i>n = número de casos simulados</i></p>	$< 1.5 \% (\text{Demanda Nacional de Energía}_{mes})$
VEREC	Es la razón entre el valor esperado de la energía racionada en un mes, y la demanda nacional proyectada para dicho periodo. Solo se consideran los casos donde se presentan déficit.	$VEREC = \frac{\sum_{i=1}^m \left( \frac{\text{Energía mensual Racionada}_i}{m} \right)}{\text{Demanda Nacional de Energía}_{mes}}$ <p><i>m = número de casos con déficit</i></p>	$< 3 \% (\text{Demanda Nacional de Energía}_{mes})$
Número de casos con déficit	Número de eventos en el mes donde se presenta racionamiento de energía.	<i>m</i>	$\frac{m}{n} < 5 \%$

Fuente de tabla: UPME.

En la Gráfica 1 se presenta, de forma resumida, la metodología del Plan de Expansión en Generación.

Gráfica 1 Diagrama de Flujo Metodología Plan de Expansión en Generación



### 2.2.1. Cambios metodológicos en la modelación del sistema de generación en SDDP

La UPME utiliza el modelo energético SDDP (sigla en inglés, Programación Dinámica Dual Estocástica) para simular la operación de la generación. El SDDP requiere de la información histórica de aportes hidrológicos, con lo cual genera series sintéticas de caudales a partir de su modelo autorregresivo de parámetros (ARP), donde cada serie representa, para todo el horizonte de planeación, un escenario hidrológico equiprobable. También requiere la información de costos de operación, administración y mantenimiento, costos de combustibles, y los principales parámetros y características de las plantas de generación, con lo cual busca minimizar el costo operativo del sistema (función objetivo), teniendo en cuenta la función de costo futuro que se construye con las series sintéticas generadas (enfoque estocástico).

Teniendo en cuenta lo anterior, en la presente versión del plan se implementan cambios relacionados con la utilización del modelo SDDP, los cuales se detallan a continuación:

#### 2.2.1.1. Series sintéticas de aportes hidrológicos

En la metodología anterior se simulaban 200 series sintéticas de aportes hidrológicos. Posteriormente y bajo diferentes criterios estadísticos, se realizaba un filtrado de series, teniendo como referencia el comportamiento histórico de la hidrología. Con el filtrado se reducía de 200 a 100 series sintéticas, de las cuales se derivan los resultados presentados en la pasada versión del Plan. En la presente versión del Plan se generan con el SDDP 100 series sintéticas, las cuales se utilizan en los resultados presentados sin aplicar ningún tipo de filtrado. Este cambio se implementó luego de realizar pruebas donde se comparaban resultados, encontrando diferencias menores al 1%, en cambio, los tiempos de simulación se redujeron en un 40% trabajando con 100 series.

#### 2.2.1.2. Metodología Mapeo-Hora Bloque

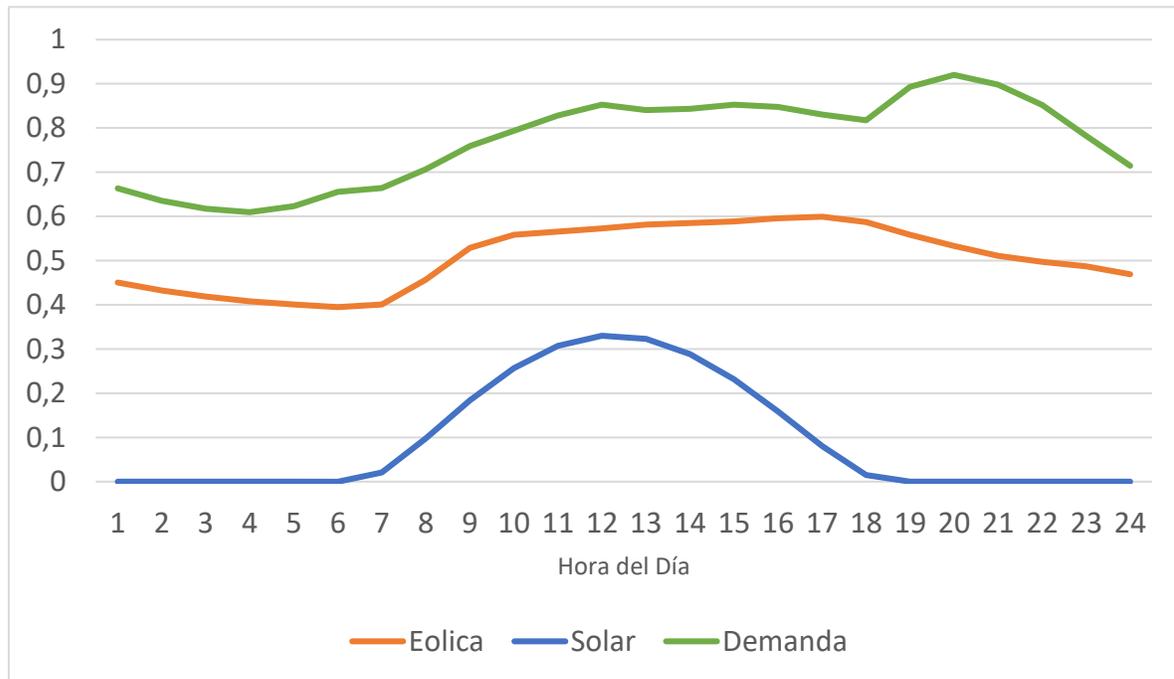
Tradicionalmente se utilizaba la metodología de duración de bloques para representar la curva de la demanda en energía y potencia. En esta metodología se transforma la demanda cronológica horaria de una etapa (mes o semana), en un conjunto de bloques, donde cada bloque está definido por una duración (%) y una demanda (GWh o MW). La sumatoria de la duración de los  $n$  bloques definidos es igual al 100% de la curva de demanda. En planes anteriores se configuraba la demanda con cinco bloques de duración y etapas mensuales. Esta metodología permite una buena aproximación de la operación del sistema (para mediano y largo plazo) en un despacho hidrotérmico.

La metodología de mapeo hora-bloque, permite agrupar de forma cronológica, que hora(s) pertenece(n) a cada bloque (esto no es posible en la metodología de duración de bloques), lo que se convierte en una ventaja cuando se trabaja con recursos variables como se muestra a continuación.

Con la incorporación de la generación a partir de recursos variables como el viento y el sol, además de tener en cuenta el comportamiento de la demanda para la identificación de los bloques, también se hace necesario tener en cuenta el comportamiento del recurso. De acuerdo con lo anterior, se procedió a realizar la primera aproximación de este tipo de análisis, utilizando para ello el perfil diario (24 horas) de los recursos variables (solar y eólico), así como el perfil diario de demanda, con el fin de definir períodos representativos para la identificación de los bloques.

En la Gráfica 2 se muestran los perfiles utilizados en los cuales se utiliza la misma información tanto de la demanda como de los proyectos tenidos en cuenta en la presente versión del Plan.

Gráfica 2. Perfil Promedio Horario



De acuerdo con los perfiles identificados y teniendo en cuenta la correspondencia entre la demanda y la participación del recurso solar y eólico, se identificaron los bloques de la Tabla 2

Tabla 2 Mapeo Hora- Bloque

HORA	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
BLOQUE	1	1	1	1	1	1	4	4	4	4	5	5	5	5	6	6	6	6	2	3	2	2	2	2

Distribución horaria por bloque:

- Bloque 1. H 01:00 - H 06:00
- Bloque 2. H 19:00 y H 21:00-24:00
- Bloque 3. H 20:00
- Bloque 4. H 07:00 – H 10:00
- Bloque 5. H 11:00 – H 14:00
- Bloque 6. H 15:00 – H 18:00

### 2.2.1.3. Módulo de Fuentes Renovables del SDDP

A partir del presente plan se utiliza el módulo de Fuentes renovables del SDDP para modelar las plantas y/o proyectos de:

- i. Generación menor hidro y térmica
- ii. Generación a partir del recurso eólico
- iii. Generación a partir de recurso solar GE<sup>6</sup>

<sup>6</sup> Gran Escala: plantas o proyectos con capacidad mayor a 1 MW.

- iv. Generación solar AGPE<sup>7</sup> y GDPE<sup>8</sup>
- v. Generación a partir de recurso de Biomasa
- vi. Generación geotérmica.

Anteriormente se simulaba la generación a partir del recurso solar y eólico como análogos de plantas hidroeléctricas, estimando caudales sintéticos futuros a partir de las series históricas de los recursos, utilizando para ello el modelo auto regresivo de parámetros -ARP, con lo cual el SDDP incluía la generación renovable como parte del despacho hidrotérmico. Luego de conversaciones con PSR, proveedor del software, y de algunos análisis comparativos de los resultados, se determinó que el módulo de Fuentes Renovables y la utilización de la información horaria de los recursos variables (sol y viento), eran suficientes para modelar adecuadamente este tipo de generación.

Para la utilización del módulo de renovables, el SDDP requiere de un perfil horario anual en por unidad de potencia para cada planta. Este perfil es obtenido, para las plantas eólicas<sup>9</sup> y solares, a partir de las series históricas de mediciones del recurso "in situ". En ausencia de mediciones, caso solar, se utiliza información de MERRA<sup>10</sup>, considerando, entre otros aspectos, la ubicación geográfica de cada proyecto. Para las plantas menores hidro y térmica, el perfil se obtiene a partir de históricos de generación y, por último, para los proyectos de generación a partir de biomasa y geotermia, se define un perfil teniendo en cuenta su capacidad y factor de planta.

La generación de las plantas y proyectos modelados en este módulo se descuenta directamente de la demanda antes que el SDDP realice el despacho hidrotérmico estocástico. En este sentido se indica que para cada planta y proyecto incluido en el módulo de renovables se utiliza un único perfil promedio anual. Es decir, para cada escenario estocástico generado por el SDDP, el aporte anual de la generación renovable es la misma. Esto debido a que se realizaron pruebas con perfiles horarios de 15 años (8.760 x15) para cada proyecto solar y eólico, lo que incrementaba los tiempos de funcionamiento del modelo de forma considerable (de horas a días) y la variación en el resultado era menor a un 5% en comparación con la utilización de un perfil promedio anual (8.760 x1). No obstante, con la mejora en los recursos computacionales y con la actualización de series de recursos con mayor número de años de medición se realizarán los ajustes que permitan mejorar los resultados.

#### 2.2.1.4. Parámetros para simulación en SDDP y OPTGEN

A continuación, se describen las herramientas de software utilizadas y los parámetros configurados en la simulación de los escenarios de expansión

- Software: SDDP versión 15.1.11 y OPTGEN versión 7.4.20.
- Horizonte de estudio: 15 años (2020-2034), 180 etapas mensuales.
- Demanda: resolución horaria (15 años x 8.760 horas), agrupada para cada etapa mensual de acuerdo con el mapeo hora-bloque definido en la Tabla 2.
- Decisión de inversión (nuevo proyecto) en OPTGEN: semestral
- Energía no suministrada: segmento 100%, costo 2,739.62 USD/MWh

<sup>7</sup> Autogeneración a Pequeña Escala: plantas o proyectos con capacidad menor o igual a 1 MW.

<sup>8</sup> Generación Distribuida a Pequeña Escala: plantas o proyectos con capacidad menor o igual a 1 MW.

<sup>9</sup> Ver metodología de expansión series de viento, PERGT 2017 – 2031, Numeral 3.2.3.1.1. Energía eólica, página 99.

<sup>10</sup> Modern-Era Retrospective analysis for Research and Applications

- Penalización Curva CAR: Se configura en el SDDP como automático (1.1xCostoOperacion Térmica mas costosa)
- Penalización Volumen Alerta: Se configura en el SDDP como automático (1.1xCostoOperacion Térmica mas costosa)
- Penalización Volumen Mínimo: Se configura en el SDDP como automático (1.1xCosto Energía No Suministrada)
- Parámetros:

Tabla 3 Parametros de la Simulación

<b>Política Operativa</b>	
<b>Parámetro</b>	<b>Valor</b>
No. de escenarios Forward	40
No. de escenarios Backward	40
No. Mínimo de iteraciones	1
No. Máximo de iteraciones	35
<b>Simulación Operativa</b>	
<b>Parámetro</b>	<b>Valor</b>
No. de escenarios Forward	100

### 2.2.2. Metodología de modelación en PLEXOS

Con el fin de realizar análisis que incorporen un mayor nivel de detalle tanto en resolución temporal, pasando de resolución mensual a resolución horaria (incluso de minutos o segundos en caso de llegar a requerirse), así como en las características y restricciones propias del parque de generación tales como: bloques de encendido y apagado, tipos de arranque (frío, tibio, caliente), número de arranques por período, rampas de subida y bajada, rampas de embalses, mínimo tiempo online, horas online, entre otras (esta información fue tomada de la información reportada en el PARATEC para cada una de las plantas térmicas), la UPME adquirió la herramienta PLEXOS que es un modelo energético para simular la operación y expansión del sistema de generación eléctrica. Inicialmente, esta herramienta se utilizará como complemento en los análisis de los escenarios de expansión definidos con los modelos OPTGEN y SDDP.

En PLEXOS, la simulación de la operación se realiza en dos pasos:

1. Simulación MT (Mid Time – mediano plazo): en este modo, PLEXOS permite realizar simulaciones en etapas de años, meses, semanas y días. En relación con las características operativas de las plantas de generación, solo se tienen en cuenta los factores de indisponibilidad y máximos-mínimos técnicos. Las características operativas que implican algún tipo de cronología como rampas, tiempos online-offline, bloques de encendido y apagado, entre otros, no son tenidos en cuenta en este tipo de simulación.  
El objetivo de esta simulación es, calcular para cada etapa, la política de operación de los embalses (volúmenes al final de cada etapa), que posteriormente transfiere a la simulación ST (Short time – corto plazo).
2. Simulación ST (Short Time – corto plazo): en este modo, PLEXOS permite realizar simulaciones en etapas de semanas, días, horas, minutos y segundos.  
En este paso de la simulación, PLEXOS incorpora los volúmenes de los embalses calculados en la simulación MT para resolver el problema de optimización del despacho, incluyendo todas las características operativas definidas para las plantas de generación.

A continuación, se presentan las principales características del sistema configurado en PLEXOS:

- a. Sistema multinodal. Se consideran las siguientes áreas operativas:
- i. Guajira, Cesar, Magdalena - GCM
  - ii. Atlántico - ATL
  - iii. Bolívar - BOL
  - iv. Córdoba-Sucre - CSU
  - v. Cerromatoso - CRM
  - vi. Antioquia-Chocó - ANT
  - vii. Caldas-Quindío-Risaralda - CQR
  - viii. Huila-Tolima - HTL
  - ix. Caquetá - CAQ
  - x. Valle - VAL
  - xi. Cauca-Nariño - CNR
  - xii. Putumayo - PUT
  - xiii. Bogotá-Cundinamarca - BOG
  - xiv. Meta - MET
  - xv. Boyacá-Casanare - BCA
  - xvi. Arauca - ARA
  - xvii. Santander - SAT
  - xviii. Norte de Santander – NSA
- b. Para cada área se configura su proyección de demanda horaria y la generación existente y futura del escenario en análisis (si aplica). Para la construcción de la demanda horaria, se utiliza la información de los mercados de comercialización (MC) reportada en los “Indicadores de pronósticos oficiales de demanda” para el año 2019, información disponible en el portal web de XM. Con la información de los MC se construye el perfil horario para cada una de las áreas operativas del literal anterior. Con la información del perfil horario de cada área operativa y la proyección mensual de la demanda en energía y potencia indicada en el numeral 2.4.1, el modelo PLEXOS construye la proyección de demanda horaria para cada área operativa.
- c. Para interconectar las áreas operativas, se modela la red de transmisión a nivel de 220 kV, 230kV y 500 kV de la Tabla 4.

Tabla 4. Red de transmisión entre áreas operativas

Línea	Capacidad [MW]	FPO	FSO	LÍNEA	Capacidad [MW]	FPO	FSO
ANT_BOG_230_1	332.5			BOG_MET_230_1	347		
ANT_BOG_230_2	332.5			BOG_MET_230_2	347		
ANT_BOG_500	1485			BOG_MET_230_3	164.5		
ANT_CQR_230_1	332.5		31/12/2023	BOG_MET_230_4	164.5		
ANT_CQR_230_2	332.5		31/12/2023	BOL_CSU_220	205		
ANT_CQR_230_3	343			CAQ_PUT_230	373		
ANT_CQR_230_4	343		31/12/2023	CNR_CAQ_230	373		
ANT_CQR_230_5	339			CNR_PUT_230	373		
ANT_CQR_230_6	339			CQR_VAL_230_1	337		
ANT_CQR_230_7	300	31/12/2023		CQR_VAL_230_2	337		
ANT_CQR_230_8	300	31/12/2023		CQR_VAL_230_3	240		
ANT_CQR_230_9	205	31/12/2023		CQR_VAL_230_4	240		
ANT_CQR_500	1559			CQR_VAL_500	1559		

Línea	Capacidad [MW]	FPO	FSO	LÍNEA	Capacidad [MW]	FPO	FSO
ANT_CQR_500_2	1855	30/05/2021		CRM_CSU_230_1	360		
ANT_CRM_500_1	1485			CRM_CSU_500_1	1902		
ANT_CRM_500_2	1949			CRM_CSU_500_2	1902		
ANT_CRM_500_3	3710	17/09/2020		CRM_CSU_500_3	1949	01/08/2021	
ANT_SAT_230_1	277.5			CSU_ATL_500_1	1900		
ANT_SAT_230_2	277.5			CSU_ATL_500_2	1900		
ANT_SAT_230_3	336			CSU_GCM_500	1485	01/02/2021	
ANT_SAT_500	1485			GCM_BOL_500	1485		
ANT_SAT_500_2	1855	17/09/2020		HTL_CAQ_230	373		
ATL_BOL_220_1	267.5			HTL_CNR_230_1	274.5		
ATL_BOL_220_2	267.5			HTL_CNR_230_2	274.5		
ATL_BOL_220_3	216			HTL_CNR_230_3	373		
ATL_BOL_500	3804	01/06/2022		NSA_GCM_500	1485		
ATL_GCM_220_1	283			NSA_SAT_230_1	304		
ATL_GCM_220_2	283			NSA_SAT_230_2	281		
ATL_GCM_220_3	283			NSA_SAT_230_3	338		
BOG_BCA_230_1	329			SAT_ARA_230	274		
BOG_BCA_230_2	329			SAT_BCA_230_1	314		
BOG_CQR_230_1	326.5			SAT_BCA_230_2	314		
BOG_CQR_230_2	326.5			SAT_GCM_500	1485	31/12/2023	
BOG_CQR_500	1485	30/08/2022		VAL_CNR_230_1	344		
BOG_HTL_230_1	331.5			VAL_CNR_230_2	344		
BOG_HTL_230_2	331.5						

- d. Adicional a la red de transmisión, se configuran las restricciones de importación en las zonas de caribe, nordeste y suroccidente, de acuerdo con los valores presentados en la Tabla 5 .

Tabla 5. Límites de importación

Zona	Áreas operativas	Límite Imp [MW]	Fecha
Caribe	CRM-CSU-BOL-ATL-GCM	1500	
Caribe	CRM-CSU-BOL-ATL-GCM	1700	1/6/2021
Caribe	CRM-CSU-BOL-ATL-GCM	2400	1/10/2023
Nordeste	NSA-SAT-ARA-BCA	1400	
Suroccidente	CQR-VAL-CNR-PUT-CAQ-HTL	1260	

- e. Para las plantas hidroeléctricas mayores se modelan sus características técnicas y de embalses (si aplica) de igual forma que en el SDDP. Los aportes corresponden a series sintéticas futuras generadas por el modelo SDDP.
- f. Para los embalses se modelan las restricciones de volumen mínimo, volumen de alerta y CAR, de forma análoga al SDDP.

- g. Para las plantas térmicas mayores se modelan sus características técnicas, combustibles y costos de forma análoga al SDDP. Adicionalmente para el parque térmico se consideran las siguientes características operativas:
- i. Bloques de encendido y apagado
  - ii. Rampas de subida y bajada
  - iii. Tipos de arranque (frío, tibio y caliente)
  - iv. Mínimo técnico
  - v. Mínimo tiempo online
  - vi. Mínimo tiempo offline
  - vii. Número de arranques por período
- h. Para las plantas menores y renovables se modelan sus características técnicas de igual forma que en el SDDP. Igualmente, el recurso se representa mediante un perfil horario anual en por unidad de potencia.

### **2.2.3. Parámetros para simulación en PLEXOS**

A continuación, se describe la herramienta de software utilizada y los parámetros configurados en las simulaciones horarias de los escenarios de expansión:

- Software: PLEXOS versión 8.2 R05.
- Simulación determinística
- Horizonte de estudio MT: 15 años (2020-2034), 783 etapas semanales.
- Horizonte de estudio ST: 1 año, con resolución horaria (8,760 horas) distribuidas en pasos semanales.
- Demanda: se configura con resolución horaria. Para el modo MT la demanda de cada etapa semanal se agrupa de acuerdo con el mapeo hora-bloque definido en la Tabla 2.
- Escenarios hidrológicos simulados: 20 (debido a la limitación en la capacidad de cómputo)

### **2.2.4. Función objetivo SDDP y PLEXOS**

La información referente a la función objetivo y las restricciones consideradas en la modelación del sistema de generación puede ser consultadas en el ANEXO I.

## 2.3. REVISIÓN DE POTENCIA Y ENERGÍA

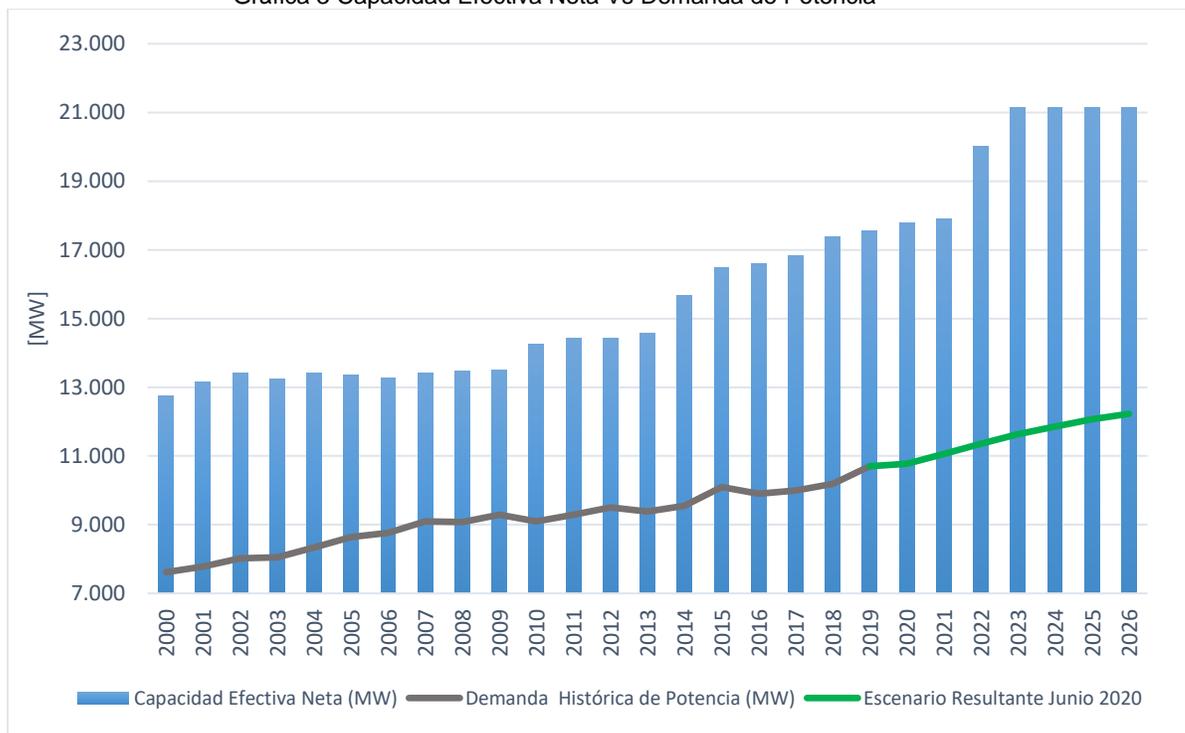
En desarrollo de la metodología de planificación, donde se realiza un análisis preliminar de confiabilidad de corto, mediano y largo plazo, a continuación, se presenta la revisión de potencia y energía. Estos análisis permiten comparar la capacidad y la energía firme del sistema con las proyecciones de demanda en potencia y energía.

### 2.3.1. Comparación de la capacidad instalada y la proyección de demanda máxima de potencia

A continuación, se hace una revisión de la evolución de la capacidad instalada del sistema para la atención de la demanda máxima de potencia, sin considerar conexiones internacionales. En este análisis tiene como base la capacidad instalada del sistema a diciembre de 2019 y como evolución de la capacidad instalada solo se consideran los proyectos definidos por el mecanismo del Cargo por Confiabilidad.

La capacidad efectiva neta a diciembre de 2019 fue de 17,660 MW, mientras que la demanda máxima de potencia, registrada para este mismo año fue de 10,702 MW. Lo que implica un factor de 1.65, entre la Capacidad Efectiva neta y la demanda máxima de potencia. En la Gráfica 3, se describe el comportamiento histórico de ambas variables; asimismo, la proyección para la demanda de potencia máxima en los próximos años y el incremento estimado de la capacidad con la entrada de los proyectos asociados al Cargo por Confiabilidad. La capacidad efectiva neta presentada en la Gráfica 3 no considera los índices de indisponibilidad. Los resultados evidencian que, para el período considerado, la capacidad instalada es superior a la demanda proyectada, alcanzando un factor de 1.8 en 2023 una vez hayan entrado en operación todos los proyectos asociados al Cargo por Confiabilidad.

Gráfica 3 Capacidad Efectiva Neta Vs Demanda de Potencia

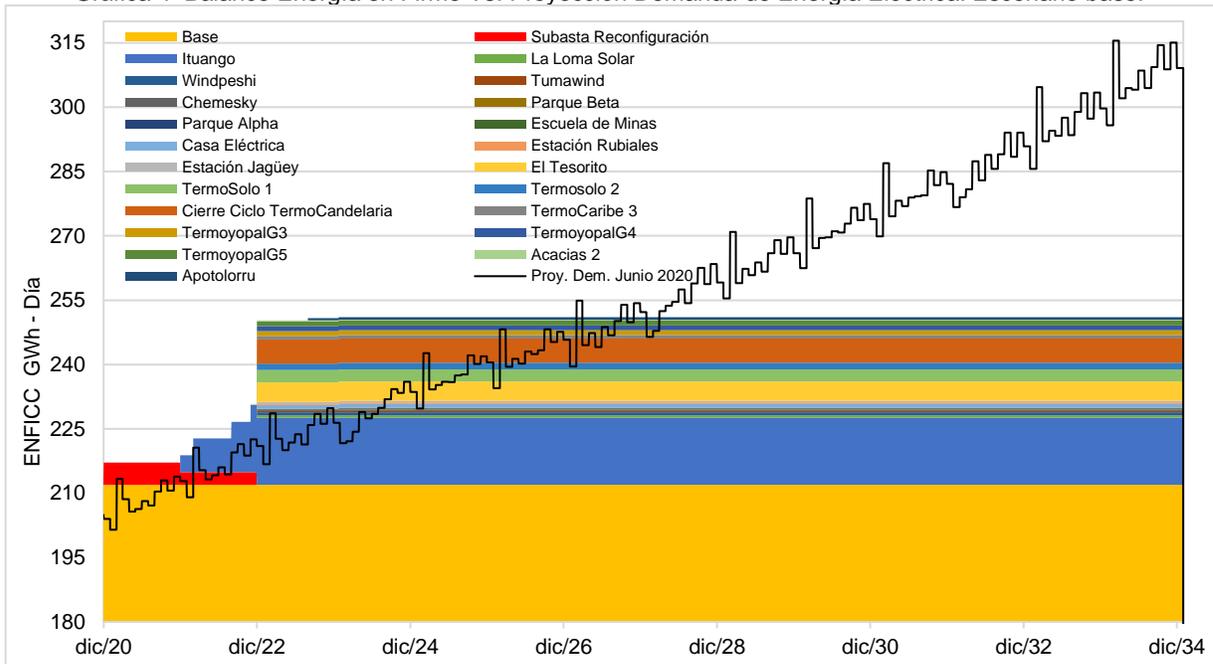


Fuente: Upme, XM

### 2.3.2. Comparación entre energía firme y proyección de demanda de energía eléctrica.

Respecto a energía firme, se estima la ENFICC verificada hasta el periodo 2022-2023 tanto para los proyectos existentes como para los proyectos nuevos con obligaciones de energía firme. Asimismo, se considera la energía firme resultante de las subastas de reconfiguración realizadas por la CREG para los periodos 2020-2021 y 2021-2022. En la Gráfica 4, se describe el comportamiento de la ENFICC base verificada hasta 2023, la energía firme asociada a cada proyecto de Cargo por Confiabilidad; asimismo, el escenario de demanda proyectado por la UPME en la revisión realizada en junio de 2020.

Gráfica 4 Balance Energía en Firme Vs. Proyección Demanda de Energía Eléctrica. Escenario base.



Fuente: UPME, XM

De la Gráfica 4, se puede concluir:

- La disminución de la ENFICC base respecto a versiones anteriores del Plan, se asocia con la actualización de parámetros, especialmente las series hidrológicas de las plantas hidráulicas, causando una reducción en el cálculo de la ENFICC verificada.
- Considerando únicamente la ENFICC estimada para los proyectos de las subastas de Cargo por Confiabilidad, a partir de febrero de 2027 la demanda del escenario resultante supera la oferta de energía firme. En la proyección de demanda publicada en junio de 2020, no se contempla escenario medio ni bajo.
- Aunque la mayor expansión en capacidad se da con la tecnología eólica, en cuanto a energía firme el aporte se logra con tecnología hidroeléctrica y térmica asociado a los proyectos individuales del Cargo por Confiabilidad.

En la sección 2.6 se detalla la ENFICC adicional estimada para cada escenario, contemplando proyectos con concepto de conexión aprobado y que han presentado garantías, así como nuevos proyectos considerados como expansión adicional resultantes de las simulaciones realizadas.

## 2.4. ESCENARIOS DE EXPANSIÓN

El análisis de prospectiva de generación busca establecer las señales de expansión y los requerimientos de largo plazo que permitan atender la evolución de la demanda de energía y potencia del país. El presente análisis comprende el periodo 2020-2034.

Siguiendo la metodología definida, se construyen escenarios a partir de una serie de criterios que inciden en el desarrollo de proyectos de generación de las tecnologías consideradas en este Plan. La expansión de cada escenario se obtiene a partir de la minimización conjunta de los costos de inversión y operación, verificando el cumplimiento de los indicadores de confiabilidad, teniendo en consideración la diversidad y disponibilidad de los recursos energéticos con los que cuenta el país.

Como novedad, se incluyen sensibilidades con resolución horaria en determinados años, con el fin de tener un mayor detalle del impacto, en el mediano y largo plazo, de la incorporación de generación renovable no convencional, principalmente aquella que utiliza recurso variable.

### 2.4.1. SUPUESTOS

A continuación, se presentan las variables y supuestos utilizados en la formulación de las estrategias de generación.

- Sistema de generación colombiano existente a diciembre de 2019
- Características de plantas hidráulicas y térmicas a diciembre de 2019, incluyendo índices de indisponibilidad históricos.
- Características y condiciones de los embalses asociados a las plantas hidroeléctricas y su correspondiente topología.
- Mínimos operativos vigentes a diciembre de 2019.
- Atlas de potenciales de los recursos renovables, específicamente agua, viento, biomasa y sol.
- Se considera sistema uninodal para los análisis y señales de largo plazo (definición de escenarios de expansión). Adicionalmente, en estos análisis se considera la Curva de Aversión al Riesgo – CAR. Tabla 7

Tabla 6. Curva de Aversión al Riesgo\*

%											
Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
43.3	35.08	26.34	24.48	29.87	37.27	39.79	45.16	45.42	48.04	52.33	49.04

\* Tomada de la Base de Datos del Análisis Energético de LP MPODE Enero 2020 (XM)

- Se considera sistema multinodal en los análisis con resolución horaria realizados como sensibilidades en determinados escenarios.

- 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. Tabla 7

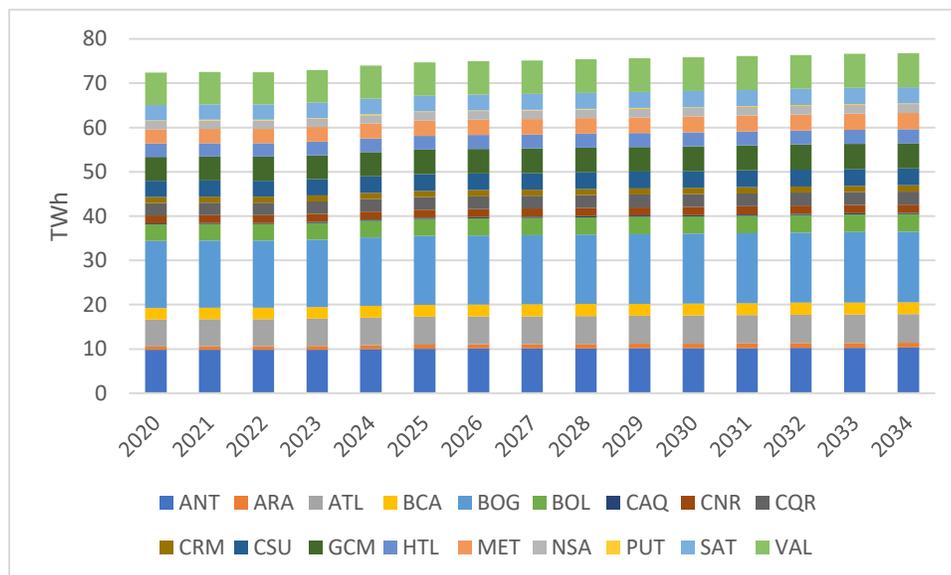
Tabla 7. Costos Variables

Concepto	Actualizado Dic 2019 [USD/MWh]*
Costo O&M - Gas	3.662
Costo O&M - Carbón	7.507
Costo O&M - Otro	5.585
CERE	17.109
FAZNI	0.647
OCV	2.316

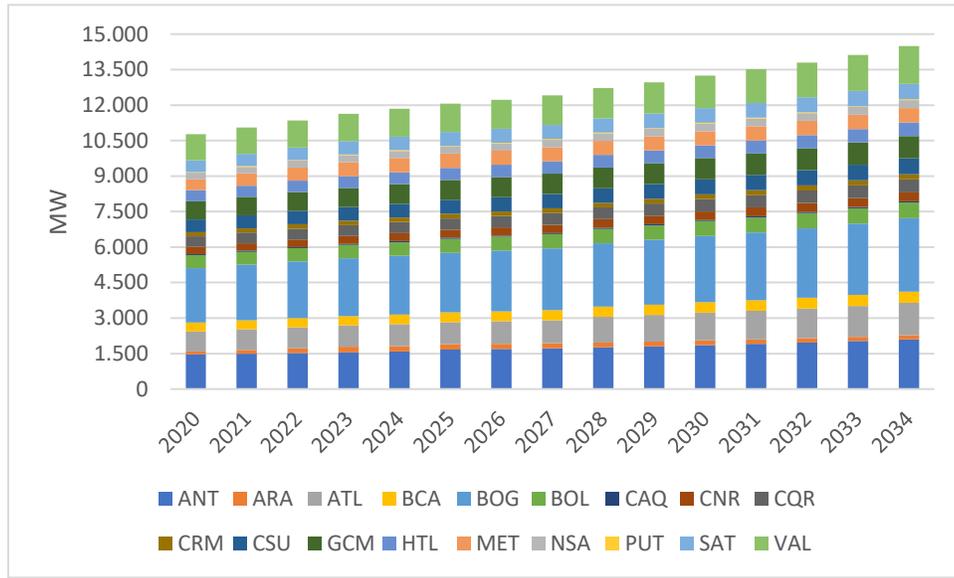
\*TRM 3277.14 COP/USD (31/12/2019)

- Perfil de recurso eólico de acuerdo con las mediciones de velocidad del viento reportadas por agentes y/o promotores.
- Series históricas de radiación solar obtenidas de MERRA para todas las regiones del país.
- Series sintéticas de caudales generadas a partir de datos históricos de aportes del período 1937-2019
- Proyecciones de demanda de energía (Gráfica 5) y potencia (Gráfica 6). Escenario resultante de la revisión de junio de 2020. Esta proyección incluye, además de la demanda del SIN, los consumidores especiales (GCE) y vehículos eléctricos (VE).

Gráfica 5. Proyección de demanda de energía eléctrica

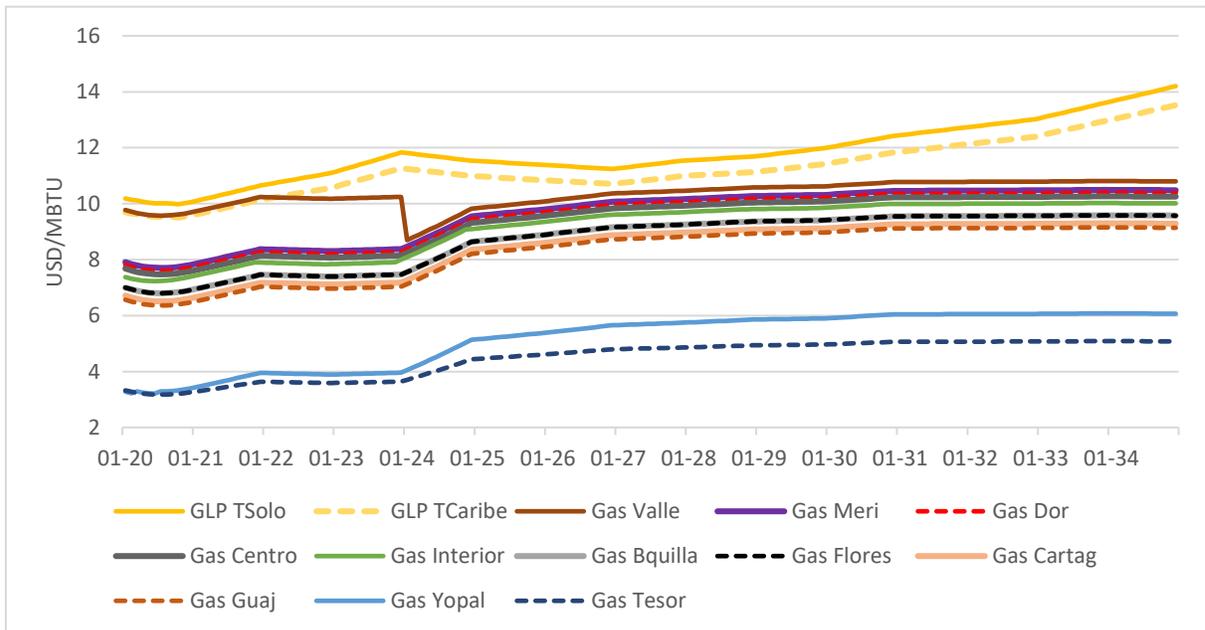


Gráfica 6. Proyección de demanda de potencia máxima

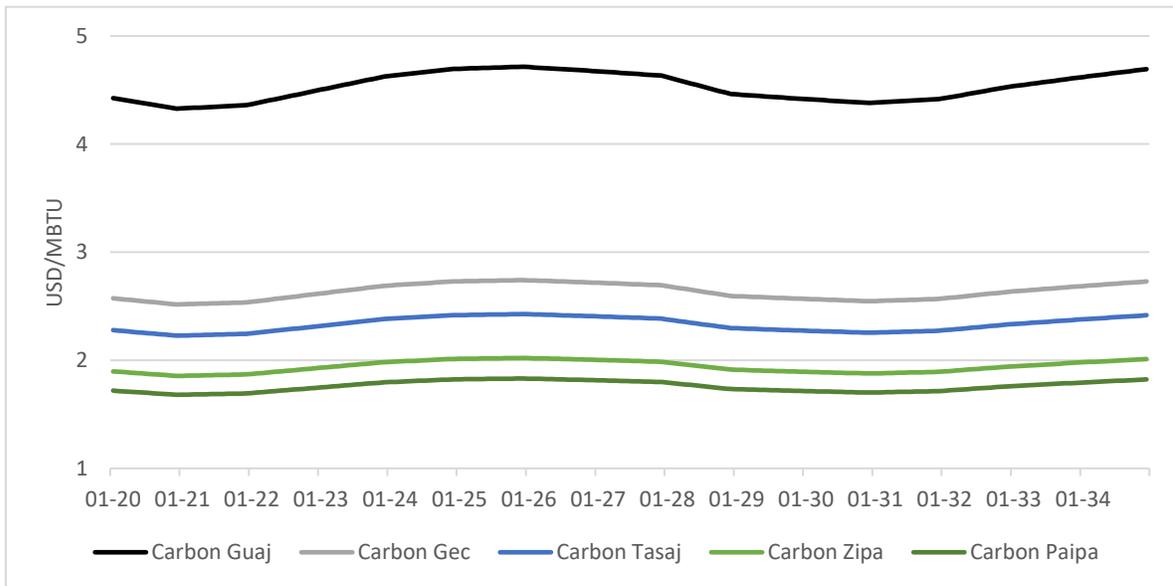


- Proyección de precios de combustibles de gas natural y GLP (Gráfica 7), carbón (Gráfica 8) y combustibles líquidos (Gráfica 9). Revisión junio de 2020.

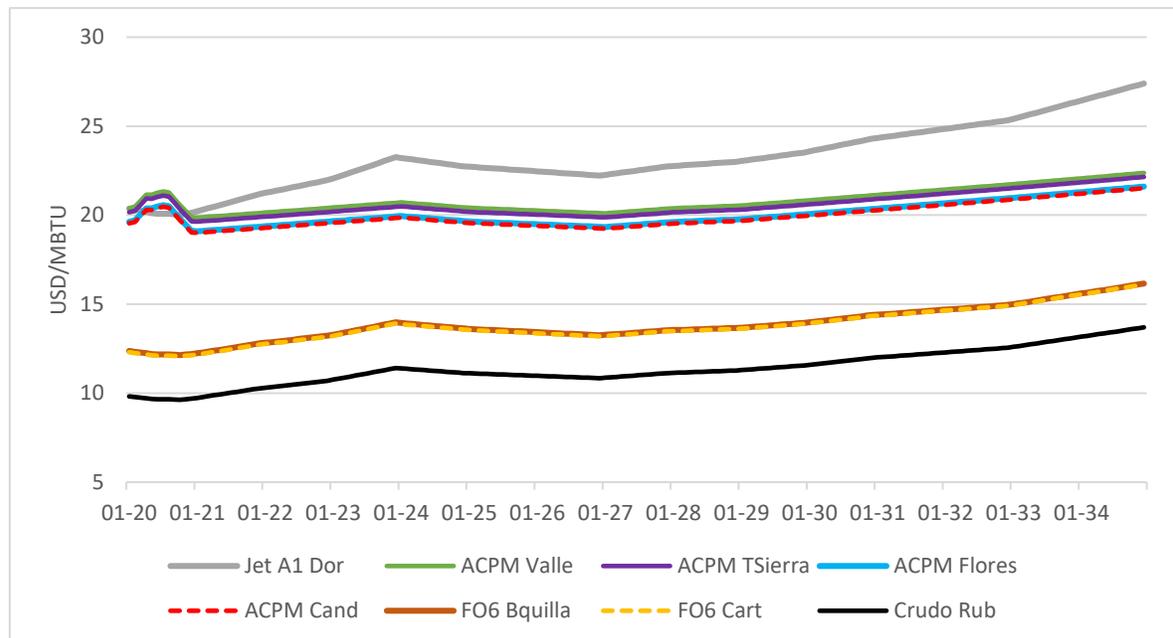
Gráfica 7. Proyección de precios de gas natural y GLP



Gráfica 8. Proyección de precios de carbón



Gráfica 9. Proyección de precios de combustibles líquidos



- No se consideran limitaciones en el suministro de carbón y gas natural.
- Capacidades de expansión por tecnología definidas a partir de proyectos inscritos en el registro de la UPME (fase 2 y 3) y otros que cuentan con estudio de conexión radicado o aprobado (Tabla 8).

Tabla 8. Capacidad disponible por tecnología

Tecnología	Capacidad [MW]
Biomasa	34.9
Carbón	1,110.0
Eólica	2,536
Gas	329.9
Geotermia	50.0
Hidro Mayor	1,106.5
Hidro Menor	595.1
Solar	5,122.8
Cogeneración	120.0
<b>Total</b>	<b>11,005.2</b>

- Costos de inversión por tecnología para proyectos nuevos obtenidos a partir de información reportada a la UPME y de fuentes internacionales (Tabla 9).

Tabla 9. Capex por tecnología

Tecnología	Mínimo [\$/kW]	Promedio [\$/kW]	Máximo [\$/kW]
Carbón	1,300	1,900	2,500
Gas	1086	1,150	1,213
Crudo	1,613	1,613	1,613
Hidro Mayor	1,704	1,792	1,880
Hidro Menor	2,542	2,542	2,542
Eólico	1,108	1,454	1,800
Solar	710	1,105	1,500
Biomasa-Cog	2,141	2,141	2,141
Geotermia	4,500	4,500	4,500

- Para todos los escenarios desarrollados se considera una expansión fija conformada por proyectos con compromisos adquiridos en las subastas de OEF y CLPE y proyectos que tienen compromisos de conexión a la red de transmisión respaldados con garantías bancarias (Tabla 10)

Tabla 10 Proyectos expansión fija

Nombre	Tipo	Capacidad [MW]	Departamento	FPO	OEF	CLPE	Garantía de Expansión
EL PASO SOLAR	Solar	68	Cesar	ene-21	x		
ITUANGO	Hidro	1200	Antioquia	jun-22	x		
ALPHA	Eólico	212	La Guajira	nov-23	x	x	x
BETA	Eólico	280	La Guajira	nov-23	x	x	x
WINDPESHI	Eólico	200	La Guajira	dic-22	x		
LA LOMA	Solar	150	Cesar	nov-22	x		
TERMOCARIBE 3	Térmico	42	Bolívar	nov-22	x		
TERMOCANDELARIA	Térmico	252	Bolívar	nov-22	x		
EL TESORITO	Térmico	199	Córdoba	dic-22	x		x
TERMOYOPAL G3*	Térmico	50	Casanare	ago-20	x		

Nombre	Tipo	Capacidad [MW]	Departamento	FPO	OEF	CLPE	Garantía de Expansión
TERMOYOPAL G4*	Térmico	50	Casanare	ago-20	x		
TERMOYOPAL G5*	Térmico	50	Casanare	sep-20	x		
TERMO JAGÜEY	Térmico	19	Casanare	dic-21	x		
TERMO RUBIALES	Térmico	19	Meta	dic-21	x		
TERMO SOLO 2	Térmico	80	Valle del Cauca	dic-22	x		
CAMPANO	Solar	99	Córdoba	dic-22		x	
APOTOLORRU	Eólico	75	La Guajira	ago-23	x	x	x
CARTAGO	Solar	99	Valle del Cauca	dic-22		x	
SAN FELIPE	Solar	90	Tolima	dic-22		x	
CASA ELÉCTRICA	Eólico	180	La Guajira	ago-23	x	x	x
KUISA (TUMAWIND)	Eólico	200	La Guajira	ago-23	x		x
CHEMESKY (URRAICHI)	Eólico	100	La Guajira	ago-23	x		x
IRRAIPA	Eólico	99	La Guajira	jun-23			x
CARRIZAL	Eólico	195	La Guajira	jun-23			x
IPAPURE	Eólico	201	La Guajira	sep-23			x
CAMELIAS	Eólico	250	La Guajira	dic-23		x	x
ACACIA 2	Eólico	80	La Guajira	nov-22	x	x	
TERMO SOLO 1	Térmico	148	Valle del Cauca	dic-23	x		
ENR COL I	Solar	120	La Guajira	ene-24			x
TAYRONA	Solar	76	La Guajira	ene-24			x

Nota: Las fechas indicadas son las mejores estimaciones según información disponible, permiten servir de referencia para los análisis de planeación y no comprometen en nada a la UPME ni a los agentes.

\* La capacidad instalada adicional para el proyecto Termoyopal son 40 MW en total de las tres unidades (G3, G4, G5).

Adicional a los proyectos de la Tabla 10 se consideran dentro de la expansión fija los proyectos que entraron en el primer semestre del 2020, los cuales se pueden observar en la Tabla 11.

Tabla 11 Proyectos expansión fija – Primer Semestre 2020

Nombre	Tipo	Capacidad [MW]
Autogeneración Turgas	Menor	3.5
Autogeneración Ferticol	Menor	17
PCH Libertad	Menor	1.2
Espinal	Solar	9.9
San Andres de Querquia	Menor	19.9

Se aclara que la información de recurso o combustible reportado en las tablas, tanto para proyectos futuros como para plantas existentes, hace referencia al combustible más utilizado por la planta de acuerdo con las simulaciones del SDDP. En el caso de plantas duales Gas-Líquidos, se relacionan estas plantas con el recurso Gas, ya que las simulaciones muestran un uso predominante de este recurso debido a que en los supuestos no se contemplaron limitaciones en el suministro y que su costo es menor al de los combustibles líquidos. La descripción específica de las plantas duales puede ser consultada en la base de datos de PARATEC – XM.

## 2.4.2. DESCRIPCIÓN DE ESCENARIOS

En la Tabla 12 se presenta una descripción de los criterios definidos para el desarrollo los escenarios de expansión, los cuales se explicarán en detalle más adelante. Para esta versión del Plan, los escenarios se desarrollaron en pares, esto teniendo en cuenta el desarrollo de una o de las dos fases del proyecto Hidroituango.

De acuerdo con lo anterior, los escenarios impares contemplan la entrada en operación de la primera fase del proyecto y los escenarios pares consideran la entrada en operación de ambas fases.

Tabla 12 Descripción de Escenarios

Ituango 1200 MW	Ituango 2400 MW	Descripción
<b>Escenario 0.1</b>	<b>Escenario 0.2</b>	Simulación operativa de referencia considerando solo la expansión fija definida en la Tabla 10
<b>Escenario 1</b>	<b>Escenario 2</b>	A partir de los escenarios 0.1 y 0.2, se determina la expansión adicional requerida, teniendo en cuenta las capacidades por tecnología definidas en la Tabla 8
<b>Escenario 3</b>	<b>Escenario 4</b>	A partir de los escenarios 0.1 y 0.2, se determina la expansión adicional, teniendo en cuenta las capacidades por tecnología definidas en la Tabla 8 y considerando atraso de un año en la FPO del proyecto Hidroituango
<b>Escenario 5</b>	<b>Escenario 6</b>	A partir de los escenarios 0.1 y 0.2, se determina la expansión adicional, teniendo en cuenta las capacidades por tecnología definidas en la Tabla 8 y considerando la presencia del Fenómeno El Niño
<b>Escenario 7</b>	<b>Escenario 8</b>	A partir de los escenarios 0.1 y 0.2, se determina la expansión adicional, teniendo en cuenta las capacidades por tecnología definidas en la Tabla 8 y considerando un impuesto a las emisiones de CO <sub>2</sub> (5USD/Ton Co <sub>2</sub> )
<b>Escenario 9</b>	<b>Escenario 10</b>	A partir de los escenarios 0.1 y 0.2, se determina la expansión adicional, teniendo en cuenta las capacidades por tecnología definidas en la Tabla 8 y considerando la aplicación de la guía de caudal ambiental a nuevos proyectos hidro y renovación de concesiones
<b>Escenario MLP 1</b>	<b>Escenario MLP 2</b>	Escenarios ilustrativos de Muy Largo Plazo que presentan expansión al año 2050

### 2.4.3. ESCENARIO 0.1

El objetivo de este escenario es analizar el comportamiento de diferentes variables del sistema (confiabilidad, generación, costo marginal, emisiones), considerando solo las plantas existentes y la expansión que tiene mayor grado de certeza en su desarrollo e incorporación a la matriz de generación. Para ellos se simula en el modelo SDDP la operación del sistema de generación existente, proyectos en construcción, modificaciones de capacidad de proyectos existentes y la expansión definida en la Tabla 10. Así mismo, se considera dentro la expansión fija, la proyección de generación Solar Distribuida presentada en el documento de Proyección de Demanda de Energía Eléctrica en Colombia – Revisión octubre 2019, publicado por la UPME

Como se indicó en el numeral anterior, este escenario solo considera la entrada en operación de la primera etapa del proyecto Hidroituango, de acuerdo con el cronograma presentado en la Tabla 13.

Tabla 13 Cronograma de entrada primera etapa de Ituango

Unidades	FPO	Capacidad [MW]
1	Junio 2022	300
2	Agosto 2022	600
3	Octubre 2022	900
4	Diciembre 2022	1,200

#### 2.4.3.1. RESULTADOS ESCENARIO 0.1

Los resultados permiten establecer un marco de referencia para el análisis de los siguientes escenarios desarrollados en el presente documento. A continuación, se presentan los resultados de: i) expansión, ii) indicadores de confiabilidad, iii) generación por tecnología, iv) costo marginal y v) emisiones.

Al finalizar el año 2019, la participación de las FNCER (sin incluir PCH) en la composición de la matriz de generación es inferior al 1 %. Con la entrada de los proyectos eólicos y solares adjudicados en las Subastas de Cargo por Confiabilidad y CLPE, y el crecimiento proyectado de la generación solar distribuida, la participación de las FNCER en la matriz de generación alcanzaría un 15% en el año 2023.

En la Gráfica 10 y Tabla 14 se muestra la composición de la matriz de generación al finalizar el periodo de análisis.

Gráfica 10 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 0.1

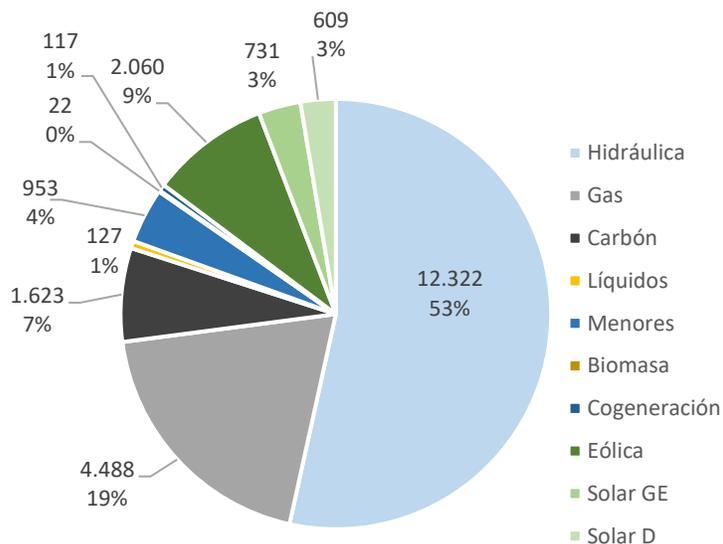


Tabla 14 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 0.1

Recurso	Base	Cargo por confiabilidad y Expansión Fija	Expansión Adicional	Total [MW]
Hidráulica	11,122	1,200	0	12,322
Gas	3,726	762	0	4,488
Carbón	1,623	0	0	1,623
Líquidos	88	39	0	127
Menores	911	42	0	953
Biomasa	22	0	0	22
Cogeneración	117	0	0	117
Eólica	18	2,042	0	2,060
Geotérmica	0	0	0	0
Solar GE	18	713	0	731
Solar D	15	594	0	609
<b>Total</b>	<b>17,660</b>	<b>5,391</b>	<b>0</b>	<b>23,051</b>

Los resultados muestran un crecimiento del 30% (5,391 MW) en la capacidad instalada del parque de generación, en comparación con el año 2019. Este incremento se debe principalmente a las asignaciones de nuevos proyectos realizadas en las Subastas de Cargo por Confiabilidad y CLPE. Destacándose el crecimiento del recurso eólico y solar con una capacidad total de 3,349 MW (Tabla 14).

En la Tabla 15 se presenta el cronograma anual de expansión por recurso definido para este escenario.

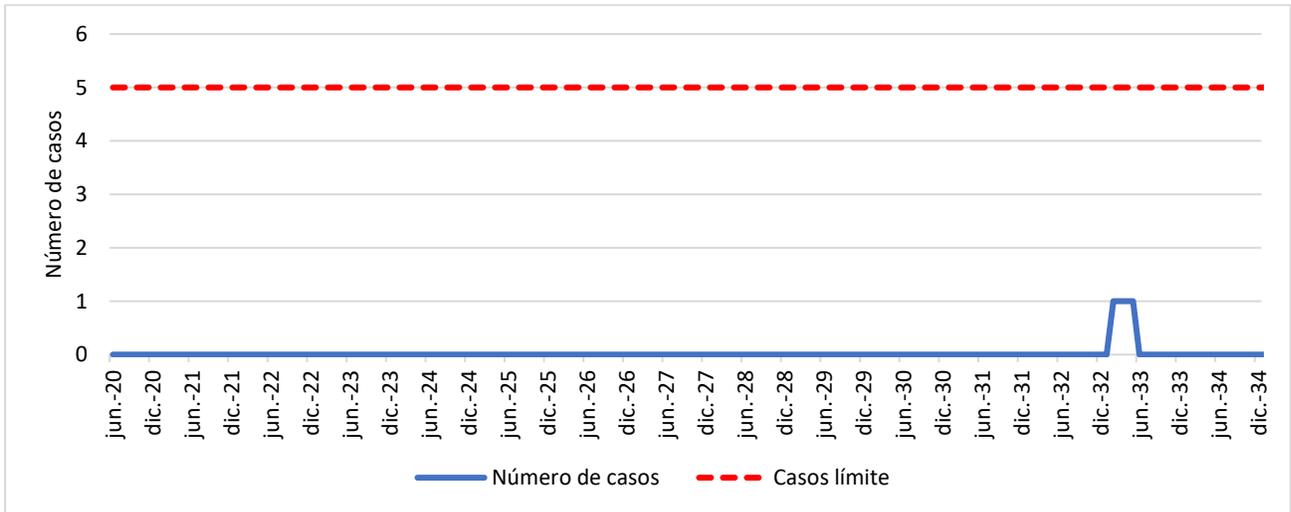
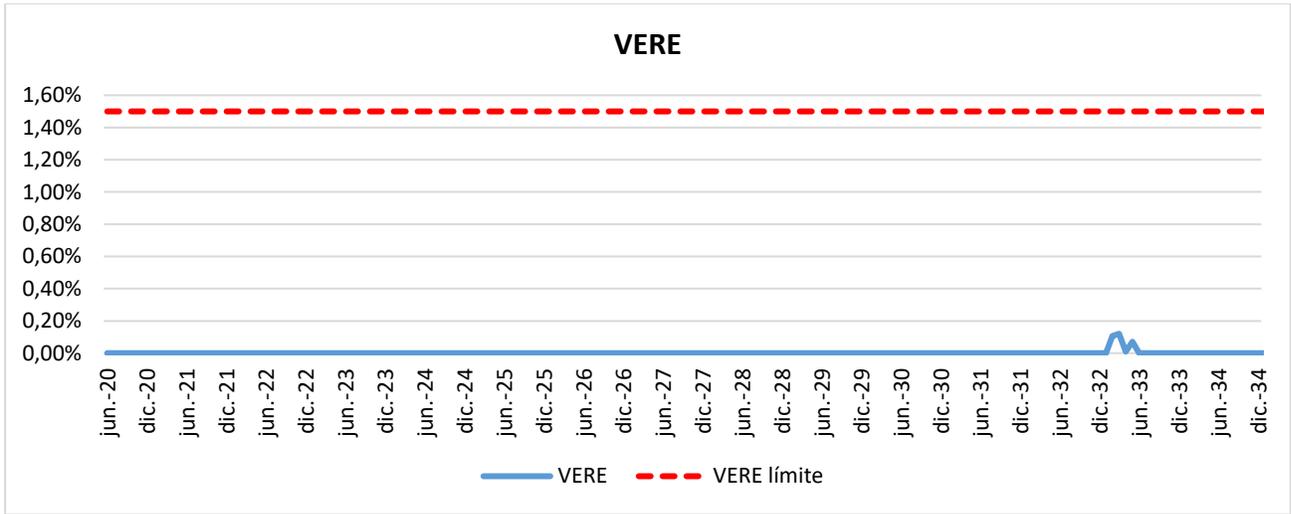
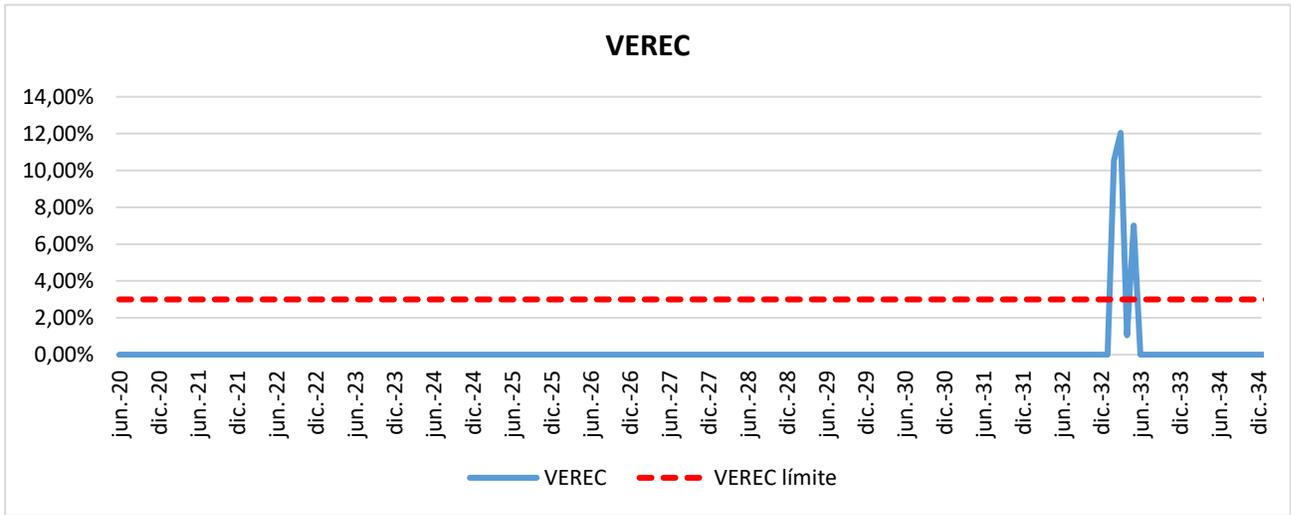
Tabla 15 Cronograma de Expansión. Escenario 0.1

Cargo por Confiabilidad y Subasta CLPE										
Fecha	Hidráulica	Gas	Carbón	PCH	Biomasa	Eólica	Solar GE	Solar D	Líquidos	Cogeneración
2020		40								
2021							68		39	
2022	1,200	574				275	439			
2023		148				1,290				
<b>Total</b>	<b>1200</b>	<b>762</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1565</b>	<b>507</b>	<b>0</b>	<b>39</b>	<b>0</b>

Expansión										
Año	Hidráulica	Gas	Carbón	PCH	Biomasa	Eólica	Solar GE	Solar D	Líquidos	Cogeneración
2020		50		42			10	4		
2021		-50						17		
2022								25		
2023						477		33		
2024							196	41		
2025								49		
2026								53		
2027								57		
2028								57		
2029								55		
2030								49		
2031								49		
2032								40		
2033								35		
2034								29		
<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>42</b>	<b>0</b>	<b>477</b>	<b>206</b>	<b>594</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

El cálculo de los indicadores de confiabilidad evidencia incumplimiento del índice VEREC a partir del mes febrero de 2033 (Gráfica 11). Esto implica que puede requerirse expansión adicional (nuevos proyectos), para garantizar la confiabilidad durante todo el periodo de análisis. Por otro lado, luego de hacer un análisis detallado de las 100 series que componen la simulación, se encontró que la serie que genera el déficit es la serie 64, que corresponde a una hidrología crítica en el primer semestre del año 2033, lo cual, sumado con las restricciones configuradas para la generación hidro mayor (Curva de Aversión al Riesgo, volumen mínimo y volumen de alerta) ocasionan el incumplimiento del indicador VEREC en los meses de febrero, marzo y mayo del año 2033. Por lo anterior, se resalta que el incumplimiento no es ocasionado por un agotamiento en la capacidad disponible (recurso disponible), sino por las restricciones configuradas. Si se flexibilizaran dichas restricciones, es posible que se elimine el incumplimiento del indicador.

Gráfica 11 Indicadores de Confiabilidad. Escenario 0.1

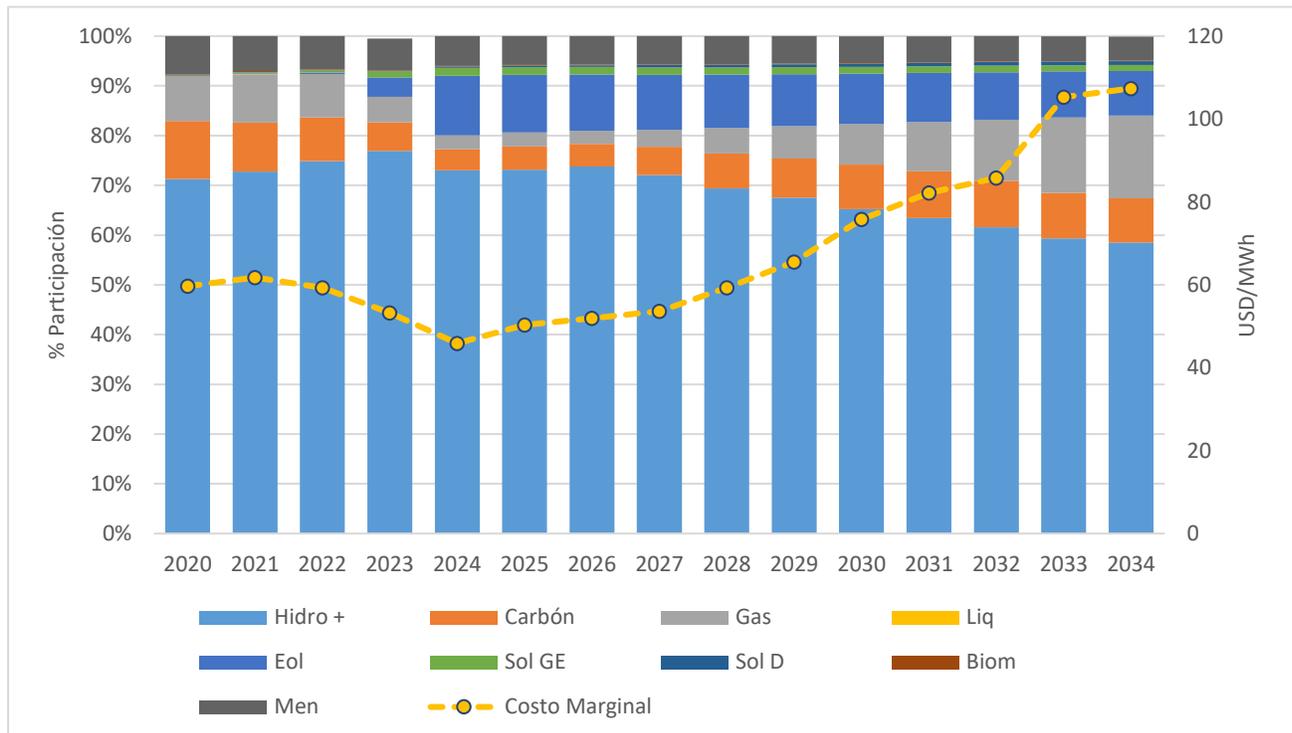


En la Gráfica 12 se presentan los resultados de la participación promedio en el abastecimiento de la demanda de la generación por recurso vs el costo marginal promedio.

Estos resultados permiten concluir que, el hecho de no incorporar nueva generación al sistema, además de causar el incumplimiento de los criterios de confiabilidad, también se refleja en un crecimiento del costo marginal, el cual presenta durante el período de análisis un valor promedio de 67.8 USD/MWh, alcanzando un valor máximo de 107 USD/MWh en el año 2034.

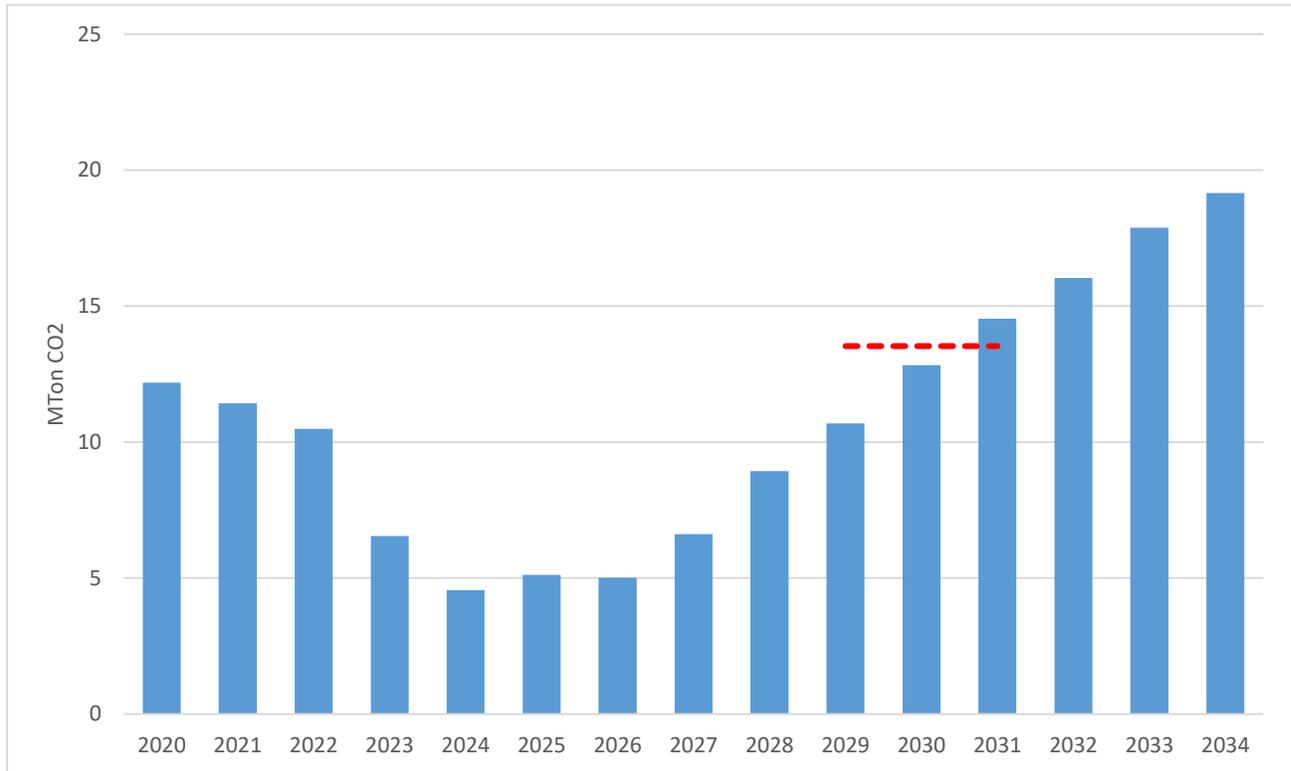
Este crecimiento del costo marginal es causado por el incremento en la participación de la generación térmica, que pasa de una participación del 7% en 2024 a un 25% en 2034.

Gráfica 12 Generación por recurso vs Costo Marginal. Escenario 0.1



El análisis del comportamiento de las emisiones de CO<sub>2</sub>, evidencian que para el año 2030 se estaría cumpliendo con los compromisos establecidos para el sector eléctrico (13.52 MTON CO<sub>2</sub>), pero con un mínimo margen de libertad, teniendo en cuenta que el valor calculado de las emisiones para 2030 es de 12.83 MTON CO<sub>2</sub> (Gráfica 13). Esta simulación no considera directamente eventos con un Fenómeno El Niño, que implican una mayor participación de la generación térmica en el abastecimiento de la demanda, lo cual causaría un aumento en las emisiones de CO<sub>2</sub>, y, por ende, un posible incumplimiento en la meta propuesta para el año 2030.

Gráfica 13 Emisiones CO2 Generación Térmica. Escenario 0.1



Los resultados de las simulaciones del escenario 0.1 evidencian que durante el periodo de análisis no se cumple con la confiabilidad del sistema solo con la expansión fija definida, así mismo, al no considerar expansión adicional la operación del sistema irá incrementando los costos debido a una mayor participación de la generación térmica, lo que a su vez incrementa las emisiones de CO<sub>2</sub>, con el riesgo de incumplir con la meta propuesta para el 2030.

#### 2.4.4. ESCENARIO 0.2

Este escenario considera la generación (existente y futura) definida para el Escenario 0.1 y, adicionalmente, la entrada en operación de la segunda etapa del proyecto Hidroituango. El objetivo de este escenario es analizar el comportamiento de las diferentes variables del sistema ante la entrada en operación de la totalidad del proyecto Hidroituango.

En la Tabla 16 se presenta el cronograma de entrada de la segunda etapa del proyecto Hidroituango.

Tabla 16 Cronograma de entrada segunda etapa de Ituango

Unidades	FPO	Capacidad [MW]
5	ene-24	1500
6	mar-24	1800
7	jun-24	2100
8	sep-24	2400

#### 2.4.4.1. RESULTADOS ESCENARIO 0.2

Los resultados permiten establecer un marco de referencia para el análisis de los siguientes escenarios desarrollados en el presente documento. A continuación, se presentan los resultados de: i) expansión, ii) indicadores de confiabilidad, iii) generación por tecnología, iv) costo marginal y v) emisiones.

Con la entrada en operación de la segunda fase del proyecto Hidroituango (1,200 MW) en el año 2024, la capacidad instalada hidro mayor aumenta su participación, pasando de 53% en el año 2023 a 56% a finales del año 2024, una vez finalizada la entrada de la segunda fase. Este incremento de la participación hidro implica una reducción del 1% en el porcentaje de participación de las FNCER (del 15% al 14%), en comparación con el Escenario 0.1.

En la Gráfica 14 y

Tabla 17 se presenta la composición de la matriz de generación al finalizar el periodo de análisis.

Gráfica 14 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 0.2

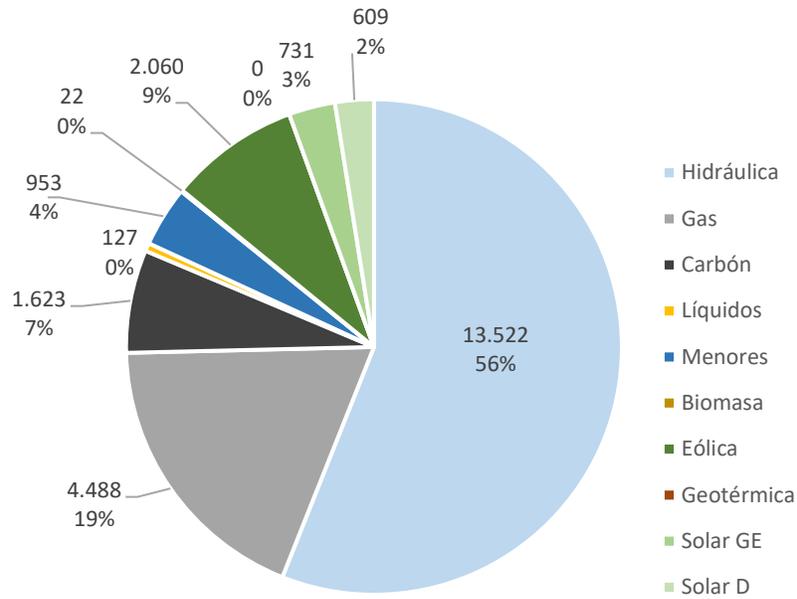


Tabla 17 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 0.2

Recurso	Base	Cargo por confiabilidad y Expansión Fija	Expansión Adicional	Total [MW]
Hidráulica	11,122	2,400	0	13,522
Gas	3,726	762	0	4,488
Carbón	1,623	0	0	1,623
Líquidos	88	39	0	127
Menores	911	42	0	953
Biomasa	22	0	0	22
Cogeneración	117	0	0	117
Eólica	18	2,042	0	2,060
Geotérmica	0	0	0	0
Solar GE	18	713	0	731
Solar D	15	594	0	609
<b>Total</b>	<b>17,660</b>	<b>6,591</b>	<b>0</b>	<b>24,251</b>

Con la entrada de las dos fases del proyecto Hidroituango (2,400 MW), la capacidad instalada del parque generador crece un 47% (6,591 MW), en relación con el año 2019. Esto significa un incremento del 17% en comparación con la capacidad del Escenario 0.1 (

Tabla 17).

En la

Tabla 18 se presenta el cronograma anual de expansión por recurso definido para este escenario.

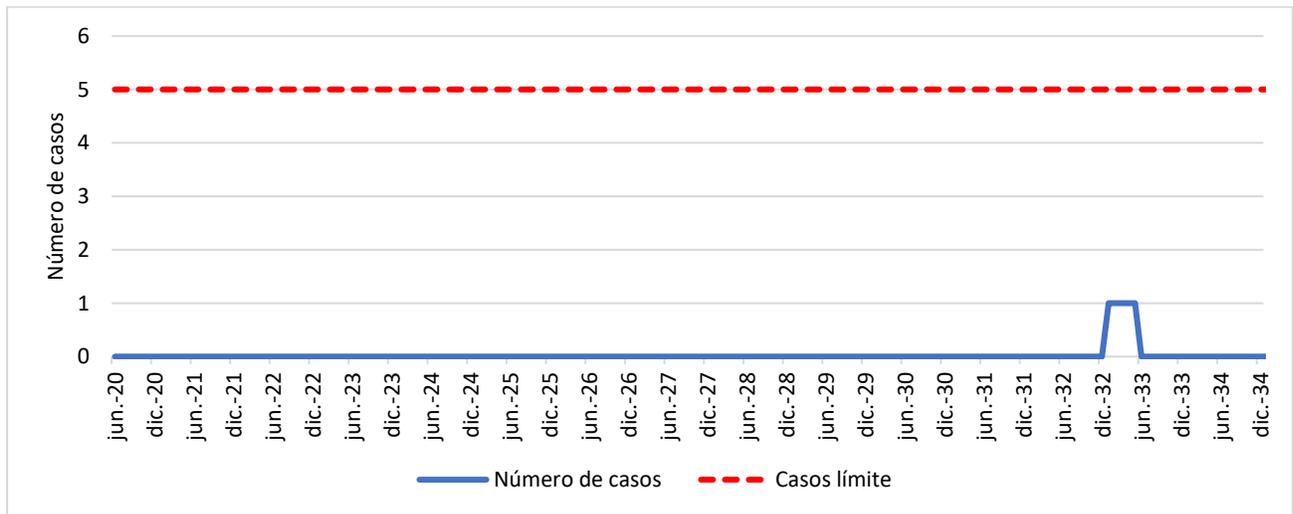
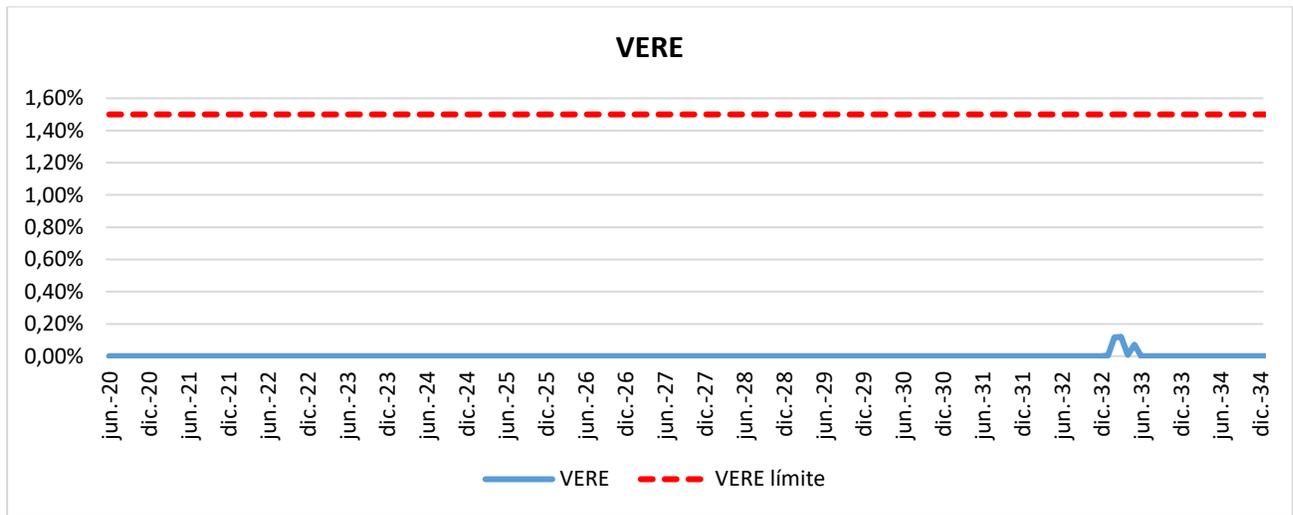
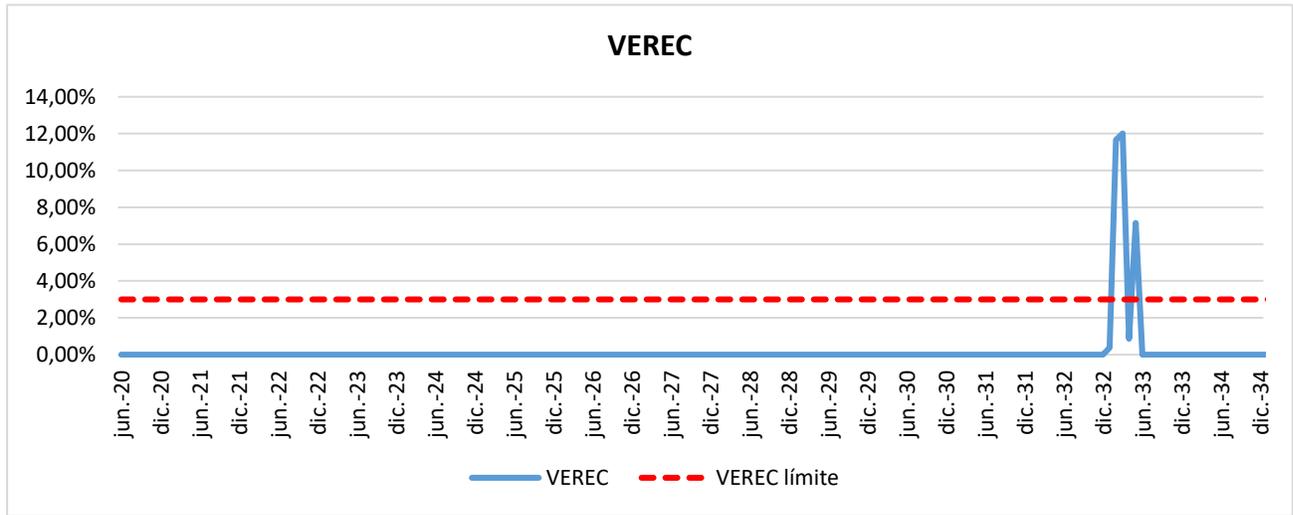
Tabla 18 Cronograma de Expansión. Escenario 0.2

CARGO POR CONFIABILIDAD Y SUBASTA CLPE										
Fecha	Hidráulica	Gas	Carbón	PCH	Biomasa	Eólica	Solar GE	Solar D	Líquidos	Cogeneración
2020		40								
2021							68		39	
2022	1,200	574				275	439			
2023		148				1,290				
<b>Total</b>	<b>1200</b>	<b>762</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1565</b>	<b>507</b>	<b>0</b>	<b>39</b>	<b>0</b>

Expansión										
Año	Hidráulica	Gas	Carbón	PCH	Biomasa	Eólica	Solar GE	Solar D	Líquidos	Cogeneración
2020		50		42			10	4		0
2021		-50						17		0
2022								25		0
2023						477		33		0
2024	1,200						196	41		0
2025								49		0
2026								53		0
2027								57		0
2028								57		0
2029								55		0
2030								49		0
2031								49		0
2032								40		0
2033								35		0
2034								29		0
<b>Total</b>	<b>1,200</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>42</b>	<b>0</b>	<b>477</b>	<b>206</b>	<b>594</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

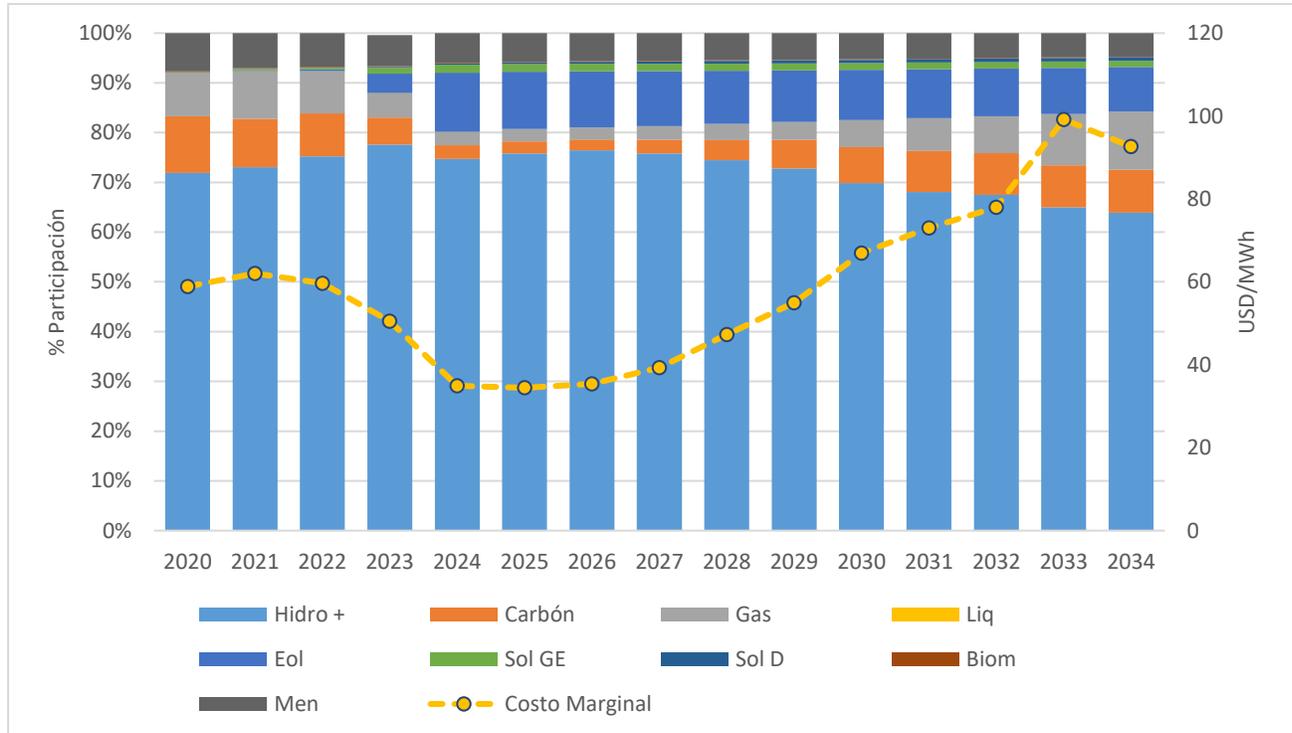
El cálculo de los indicadores de confiabilidad evidencia incumplimiento del índice VEREC a partir del mes febrero de 2033 (Gráfica 15), similar a lo sucedido en el ESCENARIO 0.1, lo que implica que se pueda requerir expansión adicional para garantizar la confiabilidad durante todo el período de análisis. Por otro lado, luego de hacer un análisis detallado de las 100 series que componen la simulación, se encontró que la serie que genera el déficit es la serie 64, que corresponde a una hidrología crítica en el primer semestre del año 2033, lo cual, sumado con las restricciones configuradas para la generación hidro mayor (Curva de Aversión al Riesgo, volumen mínimo y volumen de alerta) ocasionan el incumplimiento del indicador VEREC en los meses de febrero, marzo y mayo del año 2033. Por lo anterior, se resalta que el incumplimiento no es ocasionado por un agotamiento en la capacidad disponible (recurso disponible), sino por las restricciones configuradas. Si se flexibilizaran dichas restricciones, es posible que se elimine el incumplimiento del indicador.

Gráfica 15 Indicadores de Confiabilidad. Escenario 0.2



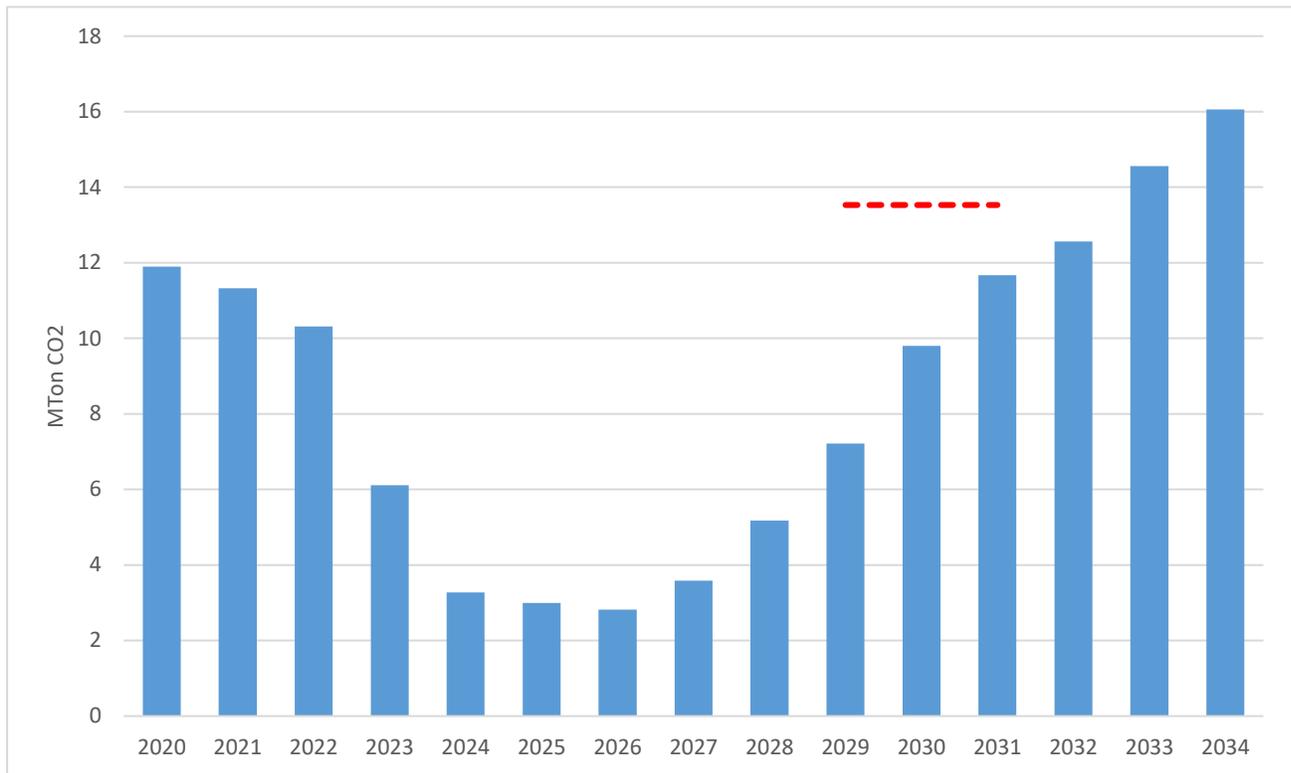
Con la expansión fija definida para este escenario no es posible cumplir con los indicadores de confiabilidad para el período de estudio. Así mismo, el hecho de no incorporar nueva generación al sistema se refleja en un crecimiento del costo marginal, ocasionado por una mayor participación de la generación térmica en el abastecimiento de la demanda, llegando al año 2034 con valor promedio de costo marginal de 92 USD/MWh- mes y una participación de los recursos térmicos del 20% en el abastecimiento de la demanda. (Gráfica 16).

Gráfica 16 Generación por recurso vs Costo Marginal. Escenario 0.2



El análisis del comportamiento de las emisiones de CO<sub>2</sub>, evidencian que para el año 2030 se estaría cumpliendo con los compromisos establecidos para el sector eléctrico (13.52 Mton CO<sub>2</sub>). El valor calculado de las emisiones para 2030 es de 9.9 Mton CO<sub>2</sub> (Gráfica 17).

Gráfica 17 Emisiones CO<sub>2</sub> Generación Térmica. Escenario 0.2



Los resultados de las simulaciones del escenario 0.2 permiten concluir que durante el periodo de análisis no se cumple con la confiabilidad del sistema solo con la expansión fija establecida para este escenario, así mismo, al no considerar expansión adicional, el costo marginal del sistema se irá incrementando debido a una mayor participación de la generación térmica durante el período de análisis, lo que a su vez incrementa las emisiones de CO<sub>2</sub>.

En comparación con el escenario 0.1, se evidencia una disminución del 13 % en el costo marginal, así mismo, se observa una disminución en las emisiones de CO<sub>2</sub> aproximadamente del 24%. Lo anterior ocasionado por una mayor participación de generación hidráulica, derivada del ingreso de 1,200 MW adicionales del proyecto Hidroituango.

#### 2.4.5. ESCENARIO 1

Este escenario tiene como base el Escenario 0.1. Adicionalmente se considera un portafolio de proyectos con las capacidades disponibles por tecnología definidas en la Tabla 8, con el objeto determinar (con la ayuda del software OPTGEN) la expansión adicional de mínimo costo (co-optimización de inversión y operación) y analizar el comportamiento de variables del sistema, tales como: confiabilidad, generación, costo marginal y emisiones.

### 2.4.5.1. RESULTADOS ESCENARIO 1

A continuación, se presentan los resultados de: i) expansión, ii) indicadores de confiabilidad, iii) generación por tecnología, iv) costo marginal y v) emisiones.

En la Gráfica 18 se presentan los resultados de la conformación de la matriz de generación al final del período de análisis. Estos resultados muestran una distribución porcentual de la matriz en el siguiente orden: en primer lugar, se encuentra el recurso hidro con una participación aproximada del 44%, en segundo lugar, se encuentra el recurso eólico y solar, con una participación conjunta del 29% aproximadamente, en tercer lugar, están los recursos térmicos (gas, carbón, líquidos) con una participación del 21% y por último los recursos restantes (menores, biomasa y cogeneración) que alcanzan una participación conjunta del 6%.

En la columna “Expansión adicional” de la Tabla 19, se detallan las capacidades por recurso definidas con el modelo OPTGEN, las cuales, sumadas con la expansión fija, representan un incremento del 64.5% en la capacidad instalada, en comparación con la capacidad al inicio del período de análisis.

Del total de la expansión adicional (6,008 MW), el 84% corresponde a capacidad eólica y solar, 10% a menores, biomasa y cogeneración y el 6% restante a hidro mayor. No se define nueva expansión térmica.

Gráfica 18 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 1

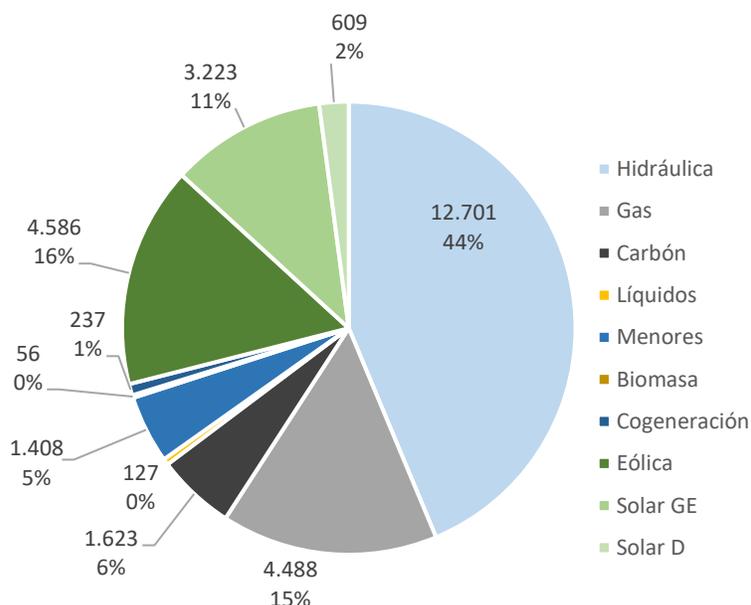


Tabla 19 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 1

Recurso	Base	Cargo por confiabilidad y Expansión Fija	Expansión Adicional	Total [MW]
Hidráulica	11,122	1,200	380	12,701
Gas	3,726	762	0	4,488
Carbón	1,623	0	0	1,623
Líquidos	88	39	0	127

Recurso	Base	Cargo por confiabilidad y Expansión Fija	Expansión Adicional	Total [MW]
Menores	911	42	455	1,408
Biomasa	22	0	35	56
Cogeneración	117	0	120	237
Eólica	18	2,042	2,526	4,586
Geotérmica	0	0	0	0
Solar GE	18	713	2,492	3,223
Solar D	15	594	0	609
<b>Total</b>	<b>17,660</b>	<b>5,391</b>	<b>6,008</b>	<b>29,059</b>

En la Tabla 20 se presenta el cronograma de entrada de la expansión definida para este escenario.

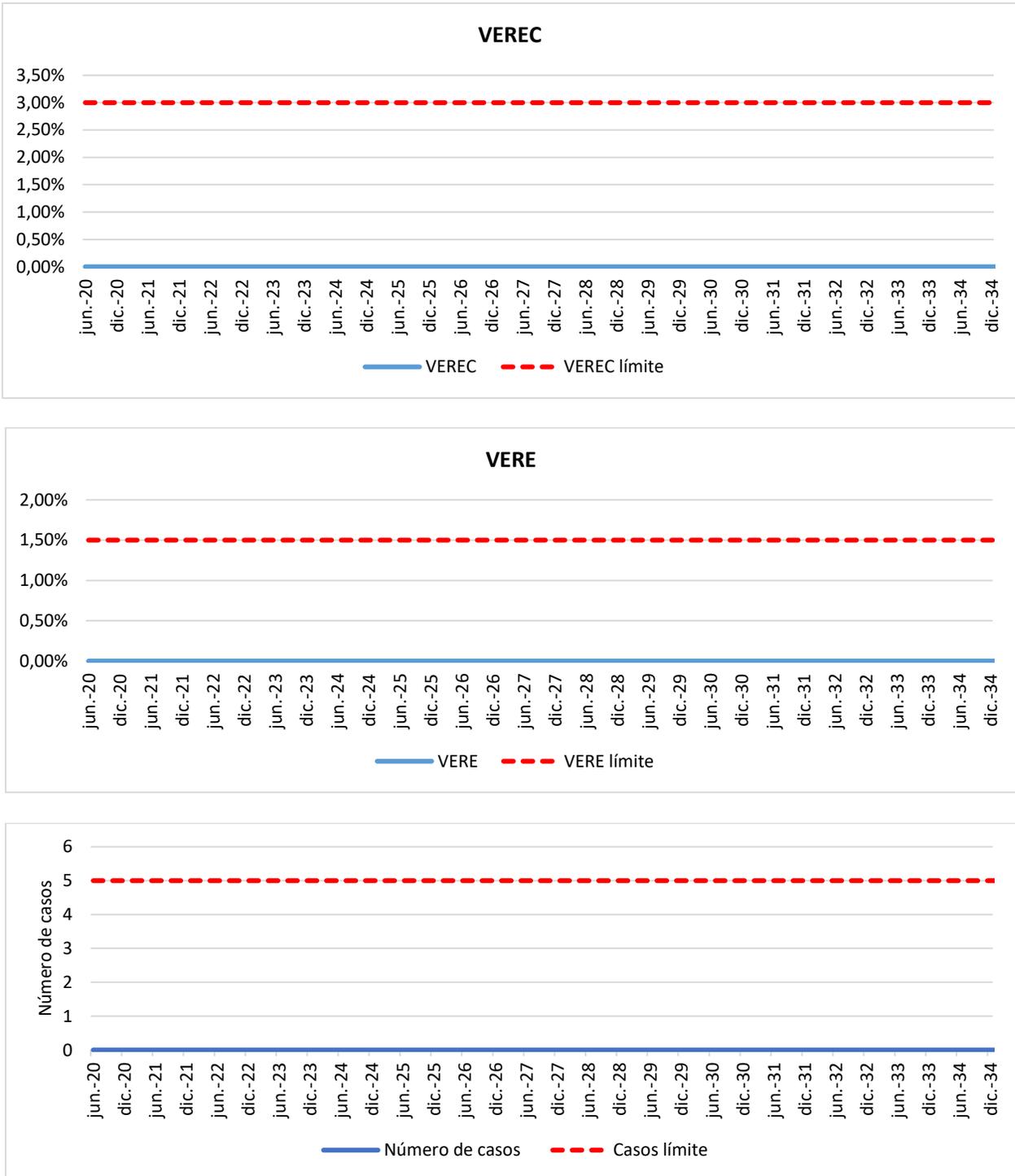
Tabla 20 Cronograma de Expansión. Escenario 1

CARGO POR CONFIABILIDAD Y SUBASTA CLPE										
Fecha	Hidráulica	Gas	Carbón	PCH	Biomasa	Eólica	Solar GE	Solar D	Líquidos	Cogeneración
2020		40								
2021							68		39	
2022	1200	574				275	439			
2023		148				1290				
<b>Total</b>	<b>1200</b>	<b>762</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1565</b>	<b>507</b>	<b>0</b>	<b>39</b>	<b>0</b>

Expansión										
Año	Hidráulica	Gas	Carbón	PCH	Biomasa	Eólica	Solar GE	Solar D	Líquidos	Cogeneración
2020		50		42			10	4		
2021		-50		20			200	17		
2022							500	25		
2023						477		33		
2024							196	41		
2025								49		
2026								53		
2027						1,098		57		
2028						152		57		
2029					25			55		
2030				204		408		49		60
2031				20			1,000	49		
2032						350		40		
2033	380			211	10	468		35		60
2034						50	793	29		
<b>Total</b>	<b>380</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>497</b>	<b>35</b>	<b>3,003</b>	<b>2,699</b>	<b>594</b>	<b>0</b>	<b>120</b>

En la evaluación de los indicadores de confiabilidad se evidencia el cumplimiento de los índices VEREC, VERE y Número de Casos (Gráfica 19).

Gráfica 19 Indicadores de Confiabilidad. Escenario 1



En la Gráfica 20 se presentan los resultados de la participación promedio en el abastecimiento de la demanda de la generación por recurso vs el costo marginal promedio. De estos resultados se resalta lo siguiente:

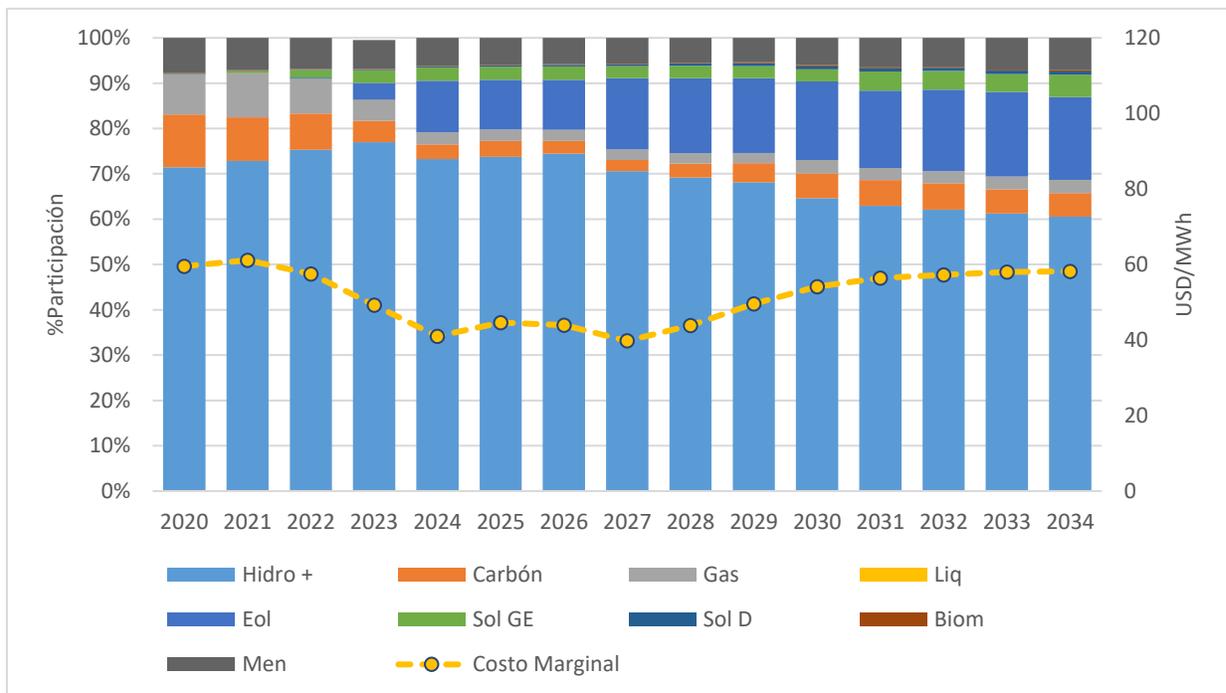
La generación hidro es la de mayor aporte en el abastecimiento de la demanda con una participación media del 69% durante el período de análisis. Alcanzando su mayor participación (77%) en el año 2023, a causa de la entrada en operación de la fase 1 del proyecto Hidroituango.

La generación eólica y solar alcanza una participación promedio del 15% durante el período de análisis. Esta participación es menor al 1% en el año 2020 y llega al 24% en el año 2034.

La entrada de generación renovable, principalmente eólica y solar causa una reducción de la generación térmica, la cual pasa de una participación promedio del 19% en el periodo 2020-2022 a una participación media del 7% en el período 2023-2034.

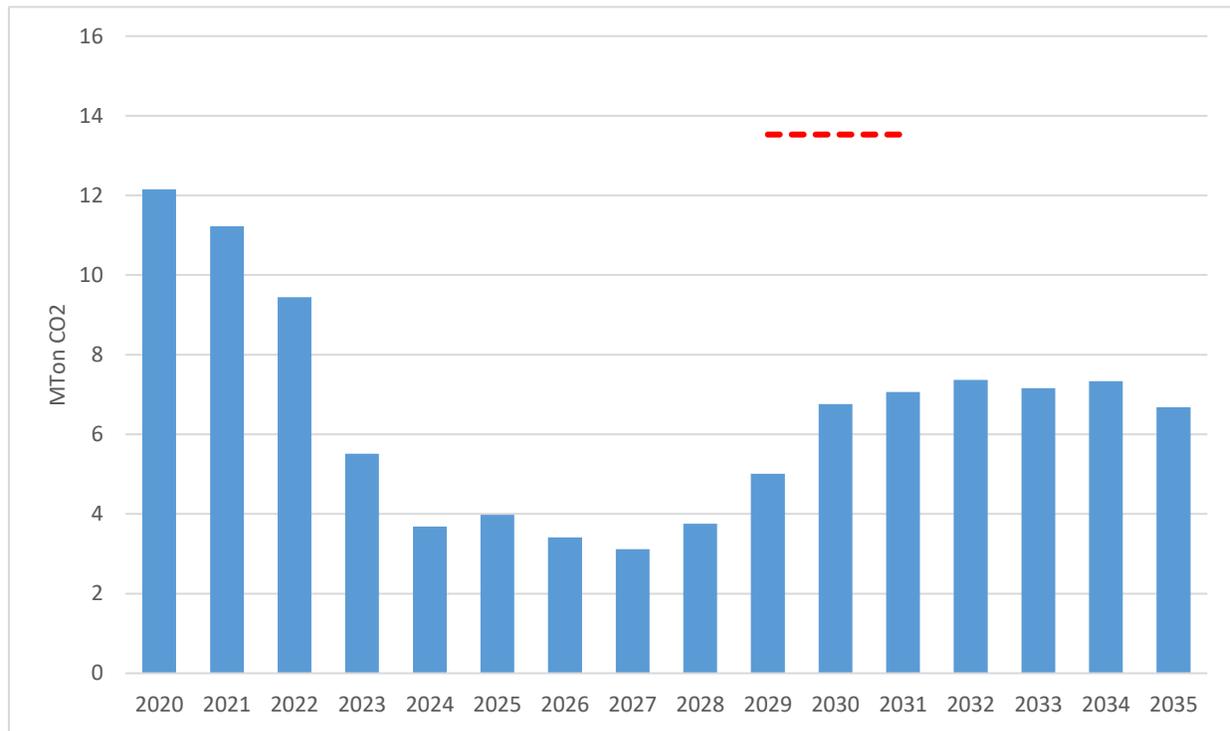
Este escenario presenta un costo marginal promedio de 51.6 USD/MWh-mes, el cual es 24% menor que el costo marginal del Escenario 0.1 (solo considera expansión fija).

Gráfica 20 Generación por recurso vs Costo Marginal. Escenario 1



El análisis del comportamiento de las emisiones de CO<sub>2</sub>, evidencian que para el año 2030 se estaría cumpliendo con los compromisos establecidos para el sector eléctrico. El valor calculado de las emisiones para 2030 es de 6.76 Mton CO<sub>2</sub> (Gráfica 21)

Gráfica 21 Emisiones CO<sub>2</sub> Generación Térmica. Escenario 1



#### 2.4.5.2. RESULTADOS SIMULACIONES HORARIAS ESCENARIO 1

Para las simulaciones con resolución horaria se utilizó el software PLEXOS de acuerdo con los parámetros y supuestos mencionados en la Metodología de modelación en PLEXOS.

Del período de análisis (2020-2034) se seleccionaron los años 2024, 2030, 2034 para realizar las simulaciones horarias. En cuanto a las series de aporte de caudales utilizadas, se incluyeron en PLEXOS las 40 series de caudales de política generadas por el SDDP y se configuró el modelo para que, de las 40 series de política, seleccione 20 series para realizar las simulaciones incluidas en este plan, quedando la simulación de cada año con la siguiente dimensión: 1 año x 8,760 horas x 20 series. Este dimensionamiento se configuró teniendo en cuenta la capacidad de cómputo disponible para la ejecución de este tipo de simulaciones.

De las simulaciones realizadas para los años 2024, 2030 y 2034, se selecciona, para cada año, el día de mayor aporte de generación eólica y solar, con el objetivo de analizar el impacto en la curva de demanda y el comportamiento del recurso hidro y térmico en la condición mencionada.

A continuación, se presentan los resultados de la generación por recurso, demanda total y demanda neta (demanda total descontando la generación eólica y solar). Ver: Gráfica 22, Gráfica 23 y Gráfica 24.

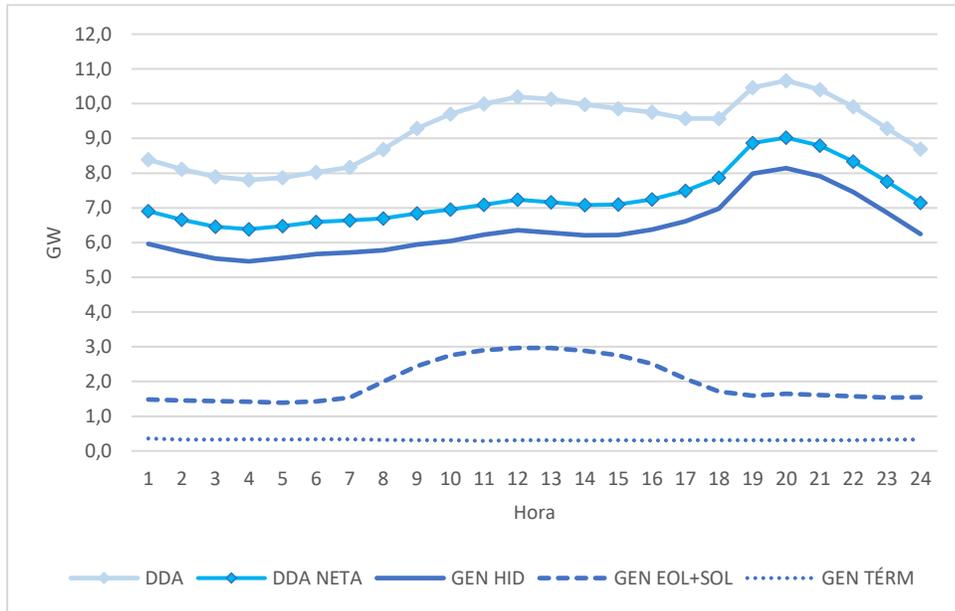
De estos resultados se resalta lo siguiente:

La generación eólica y solar alcanza una participación en el abastecimiento de la demanda del 21.4%, 31% y 32% en los días 27-01-2024, 27-01-2030 y 29-12-2034 respectivamente. Por otro lado, para los mismos días analizados, la participación de la generación térmica es del 3.5%, 6% y 7.5% respectivamente.

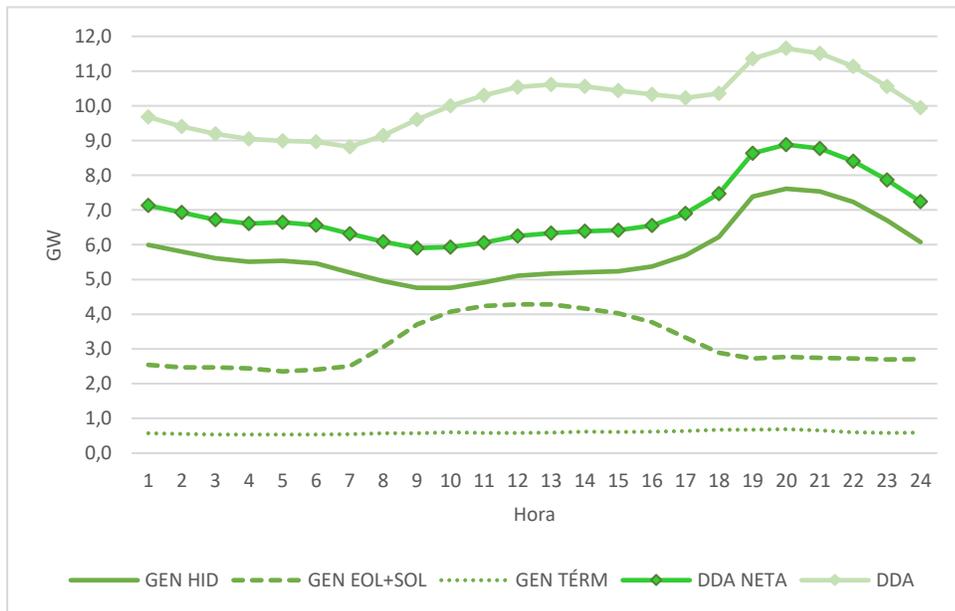
La participación de recurso eólico y solar en el abastecimiento de la demanda se muestra mediante una curva de demanda neta (demanda total descontando la generación eólica y solar), la cual presenta, para el día 27-01-2024, una rampa de subida de 1.9 GW durante un período de 6 horas (14 h a 20 h). Para los días 27-01-2030 y 29-12-2034, las rampas de subida alcanzan valores de 2.5 GW y 3.6 GW respectivamente, durante un período de 7 horas (13 h a 20 h).

Las rampas de 1.9 GW y 3.6 GW son asumidas en su totalidad por la generación hidro. Para la rampa de 2.5 GW la generación hidro asume el 96% y la generación térmica el 4% restante.

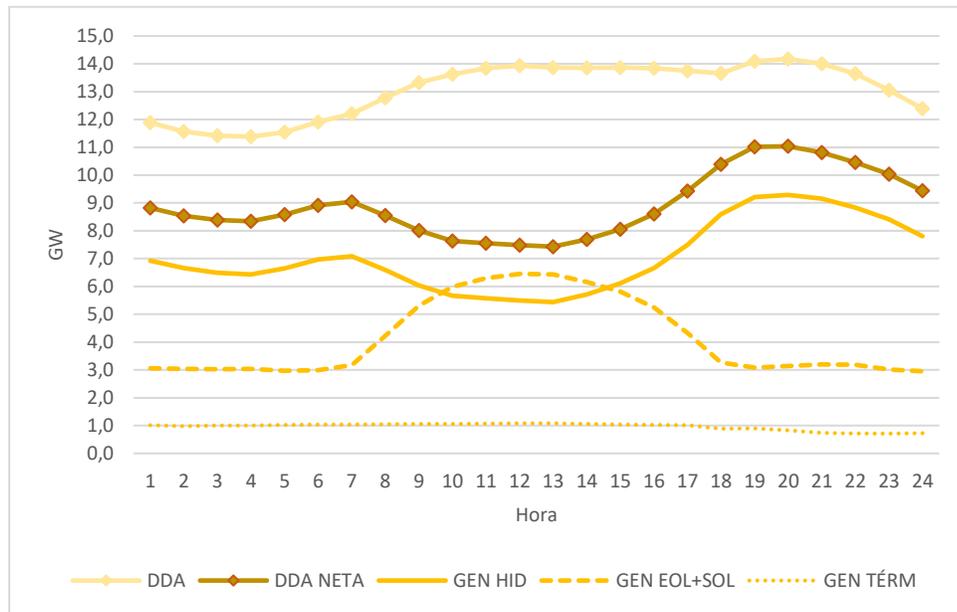
Gráfica 22. Generación por recurso vs Demanda 27-01-2024. Escenario 1



Gráfica 23. Generación por recurso vs Demanda 27-01-2030. Escenario 1



Gráfica 24. Generación por recurso vs Demanda 29-12-2034. Escenario 1



En la Gráfica 25, se presentan los resultados del flujo neto (Importaciones – Exportaciones) del Área Caribe (CRM, CSU, BOL, ATL y GCM), para cada uno de los días analizados.

Estos resultados evidencian que, a medida que se incrementa la expansión en generación en el Área Caribe (2,876 MW a 2024, 4,534 MW a 2030 y 6,201 MW a 2034), se disminuye el flujo hacia esta Área, hasta ser autosuficiente en la atención de su demanda y exportar excedentes de generación en determinados períodos del día.

La expansión en el Área Caribe está conformada principalmente por generación eólica y solar (2,382 MW a 2024, 4,038 a 2030 y 5,705 MW a 2034) lo que se refleja en el flujo neto, el cual presenta su mayor variación en el período de máximo aporte de la generación eólica y solar (07 h a 18 h).

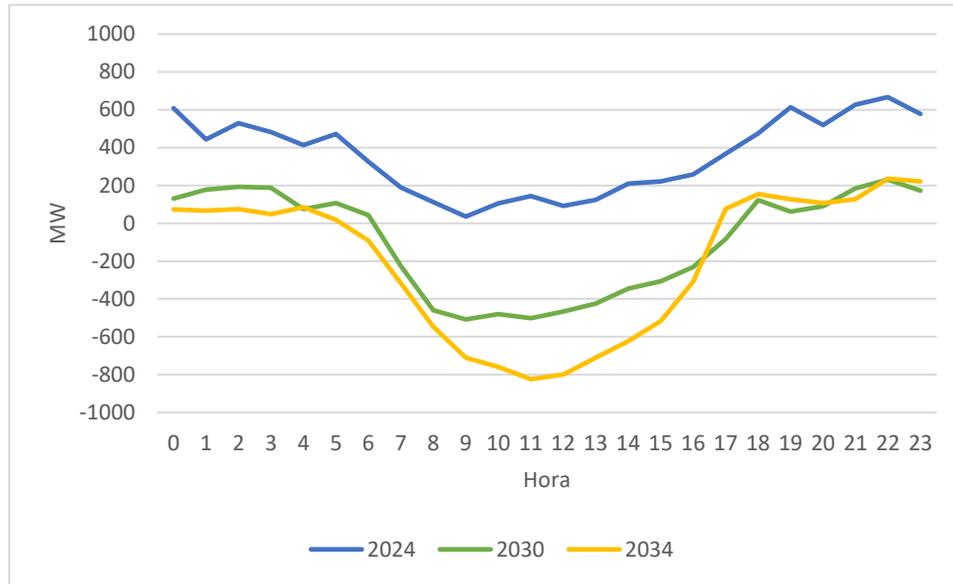
Durante todo el día 27-01-2024, el flujo es de entrada (importación), presentando un valor máximo de 667 MW a las 23 h y un valor mínimo de 35.4 MW a las 10 h. El flujo durante todo el período (01 h a 24 h) suma 8.6 GWh que equivale 14.3% de la demanda del Área Caribe para el día en mención.

El día 27-01-2030, durante el período entre las 08 h y las 18 h, el flujo es de salida (exportación), con un valor de 4.03 GWh y alcanza un valor máximo de 508 MW a las 10 h. En el período restante el flujo es de entrada (importación), suma 1.78 GWh y alcanza un valor máximo de 230.8 MW a las 23 h.

El día 29-12-2034, durante el período entre las 07 h y las 17 h, el flujo es de salida (exportación), con un valor de 6.2 GWh y alcanza un máximo de 824 MW a las 12 h. En el período restante el flujo es de entrada (importación), suma 1.42 GWh y alcanza un valor máximo de 236 MW a las 23 h.

Dentro del Área Caribe se destaca la Subárea GCM, la cual produce el 91% (41 GWh), 93% (67.8 GWh) y 78% (74.4 GWh) del total de la generación de Caribe para los días 27-01-2024, 27-01-2030 y 29-12-2034 respectivamente.

Gráfica 25. Flujo Neto Área Caribe. Escenario 1



## 2.4.6. ESCENARIO 2

Este escenario tiene como base el Escenario 0.2. Adicionalmente se considera un portafolio de proyectos con las capacidades disponibles por tecnología definidas en la Tabla 8, con el objeto determinar (con la ayuda del software OPTGEN) la expansión adicional de mínimo costo (co-optimización de inversión y operación) y analizar el comportamiento de variables del sistema, tales como: confiabilidad, generación, costo marginal y emisiones.

### 2.4.6.1. RESULTADOS ESCENARIO 2

A continuación, se presentan los resultados de: i) expansión, ii) indicadores de confiabilidad, iii) generación por tecnología, iv) costo marginal y v) emisiones.

En la Gráfica 26 se presentan los resultados de la conformación de la matriz de generación al final del período de análisis. Estos resultados permiten evidenciar que los recursos de mayor crecimiento son el eólico y solar, con una participación conjunta del 21.4%. El recurso hidro y el recurso térmico alcanzan una participación del 50.3% y 23.2% respectivamente y los recursos restantes (menores, biomasa y cogeneración), alcanzan una participación conjunta del 5.1%.

En la columna “Expansión adicional” de la Tabla 21, se detallan las capacidades complementarias por recurso definidas con el modelo OPTGEN, las cuales suman un total de 2,628 MW que, sumados con la expansión fija (5,391 MW), representan un incremento del 52% en la capacidad instalada, en comparación con la capacidad al inicio del período de estudio.

Del total de la expansión adicional (2,628 MW), el 90% corresponde a capacidad eólica y solar y el restante 10% a menores, biomasa y cogeneración. No se define nueva expansión hidro mayor ni térmica.

La entrada de la segunda fase del proyecto Hidroituango (1,200 MW) ocasionó una disminución aproximada del 56% (3,380 MW) en la expansión adicional del Escenario 2 (2,628 MW) en comparación con el Escenario 1 (6,008 MW).

Gráfica 26 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 2

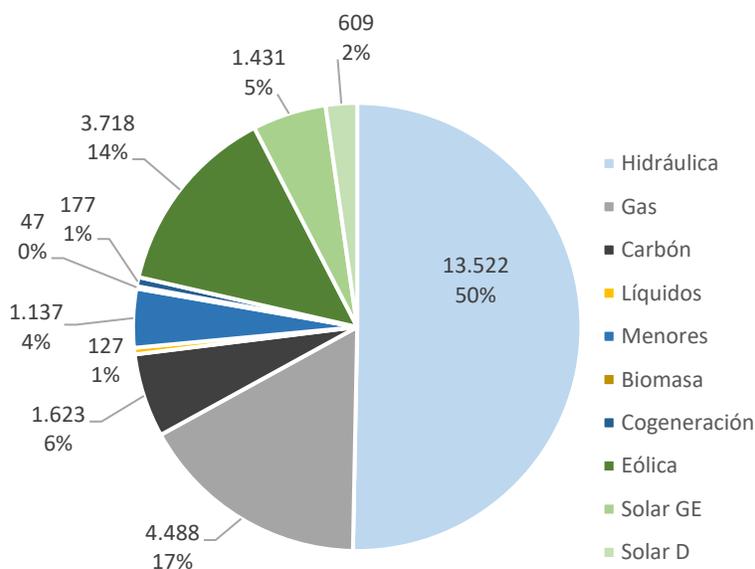


Tabla 21 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 2

Recurso	Base	Cargo por confiabilidad y Expansión Fija	Expansión Adicional	Total [MW]
Hidráulica	11,122	2,400	0	13,522
Gas	3,726	762	0	4,488
Carbón	1,623	0	0	1,623
Líquidos	88	39	0	127
Menores	911	42	185	1,137
Biomasa	22	0	25	47
Cogeneración	117	0	60	177
Eólica	18	2,042	1,658	3,718
Geotérmica	0	0	0	0
Solar GE	18	713	700	1,431
Solar D	15	594	0	609
<b>Total</b>	<b>17,660</b>	<b>6,591</b>	<b>2,628</b>	<b>26,879</b>

En la Tabla 22 se presenta el cronograma de entrada de la expansión definida para este escenario.

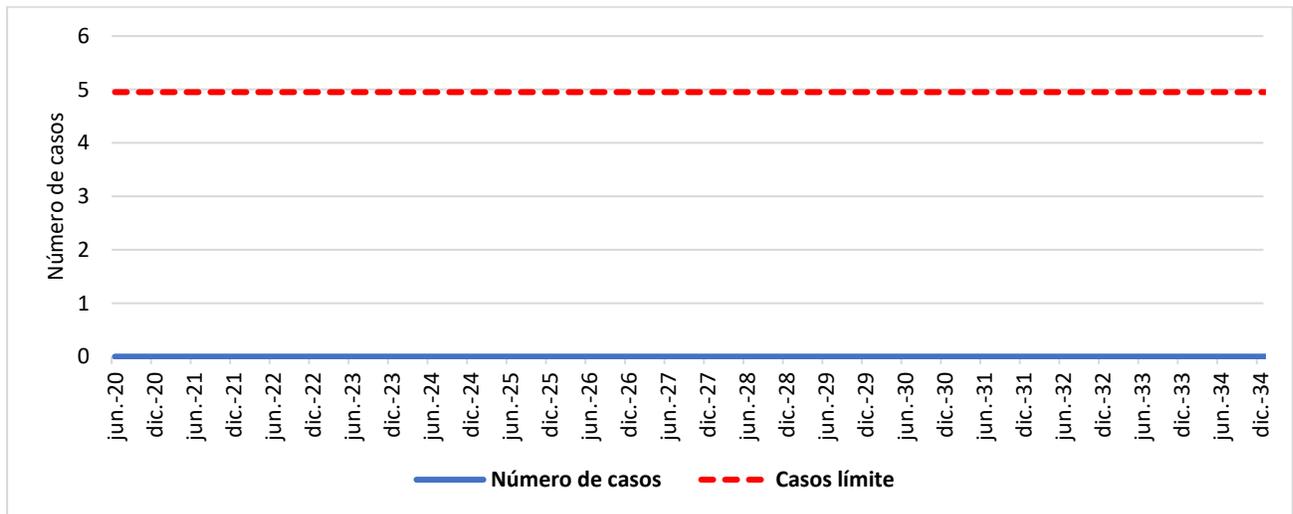
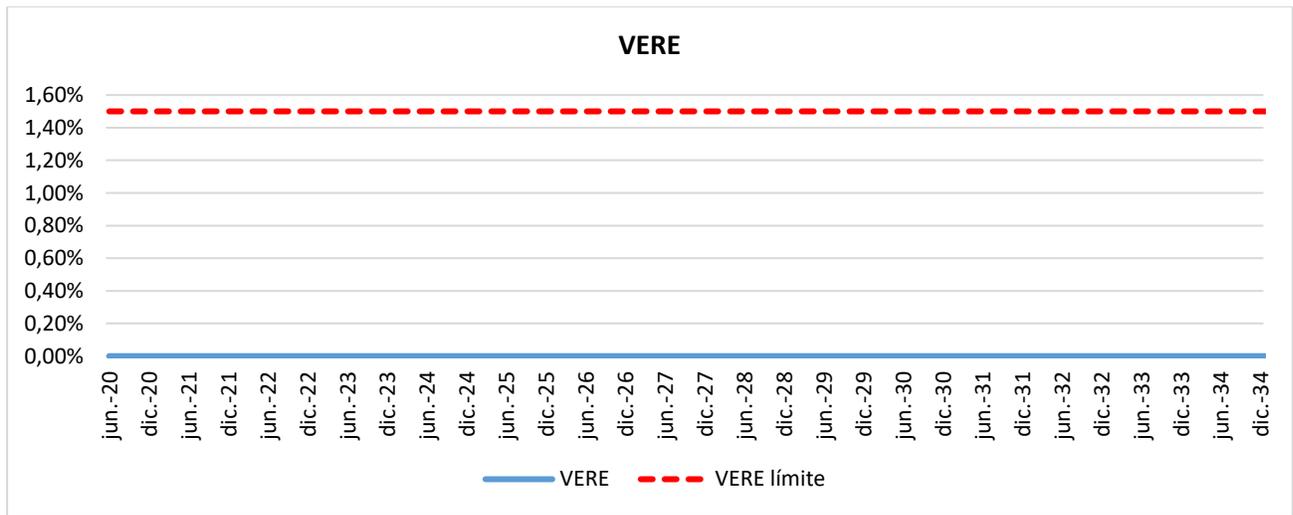
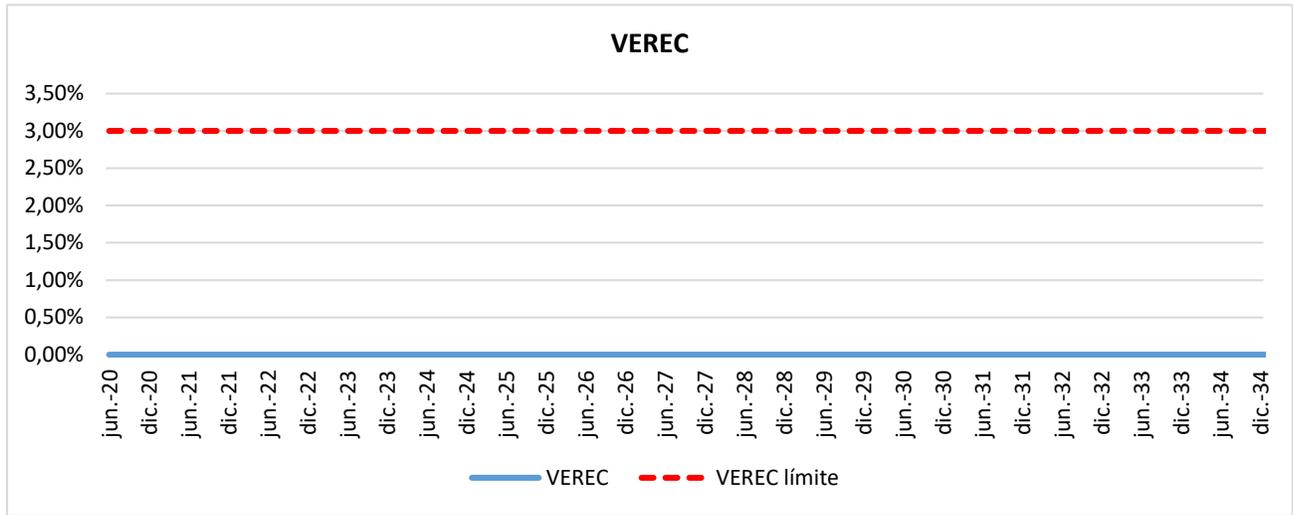
Tabla 22 Cronograma de Expansión. Escenario 2

Cargo por Confiabilidad y Subasta CLPE										
Fecha	Hidráulica	Gas	Carbón	PCH	Biomasa	Eólica	Solar GE	Solar D	Líquidos	Cogeneración
2020		40								
2021							68		39	
2022	1,200	574				275	439			
2023		148				1,290				
<b>Total</b>	<b>1,200</b>	<b>762</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1,565</b>	<b>507</b>	<b>0</b>	<b>39</b>	<b>0</b>

Expansión										
Año	Hidráulica	Gas	Carbón	PCH	Biomasa	Eólica	Solar GE	Solar D	Líquidos	Cogeneración
2020		50		42			10	4		
2021		-50						17		
2022								25		
2023						477		33		
2024	1,200						196	41		
2025								49		
2026								53		
2027								57		
2028						499		57		
2029								55		
2030						299		49		
2031						300		49		
2032								40		
2033						152	300	35		
2034				185	25	408	400	29		60
<b>Total</b>	<b>1,200</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>226</b>	<b>25</b>	<b>2,135</b>	<b>906</b>	<b>594</b>	<b>0</b>	<b>60</b>

En la evaluación de los indicadores de confiabilidad se evidencia el cumplimiento de los índices *VEREC*, *VERE* y *Número de Casos* (Gráfica 27).

Gráfica 27 Indicadores de Confiabilidad. Escenario 2



En la Gráfica 28 se presentan los resultados de la participación promedio en el abastecimiento de la demanda de la generación por recurso vs el costo marginal promedio. De estos resultados se resalta lo siguiente:

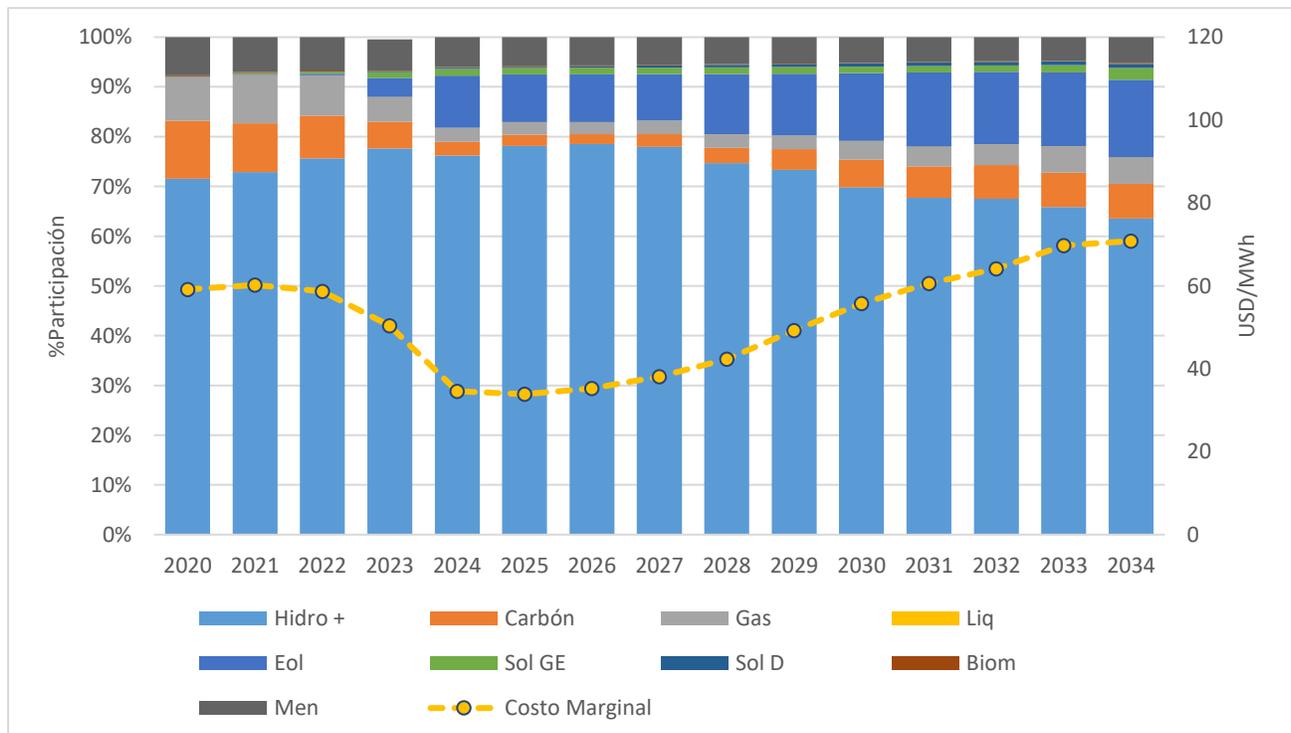
El recurso hidro alcanza una participación promedio del 73% en el abastecimiento de la demanda durante el período de análisis. Esta participación representa un incremento del 4% en comparación con el Escenario 1 (69%) y se debe principalmente a la entrada en operación de la segunda fase del proyecto Hidroitango.

La generación eólica y solar alcanza una participación promedio del 11% durante el período de análisis. Esta participación es 4% menor que en el mismo período del Escenario 1 debido a que este escenario presenta una menor expansión del recurso eólico y solar. Estos recursos alcanzan una participación del 18% en el año 2034.

La participación promedio de la generación térmica, durante el período de análisis, es del 10.3%, lo que representa un incremento del 1% en comparación con la participación media alcanzada en el Escenario 1. Este incremento de la generación térmica se da principalmente en el período 2031-2034, donde alcanza una participación promedio del 11.4%, siendo superior en un 3% en comparación con el mismo período del Escenario 1.

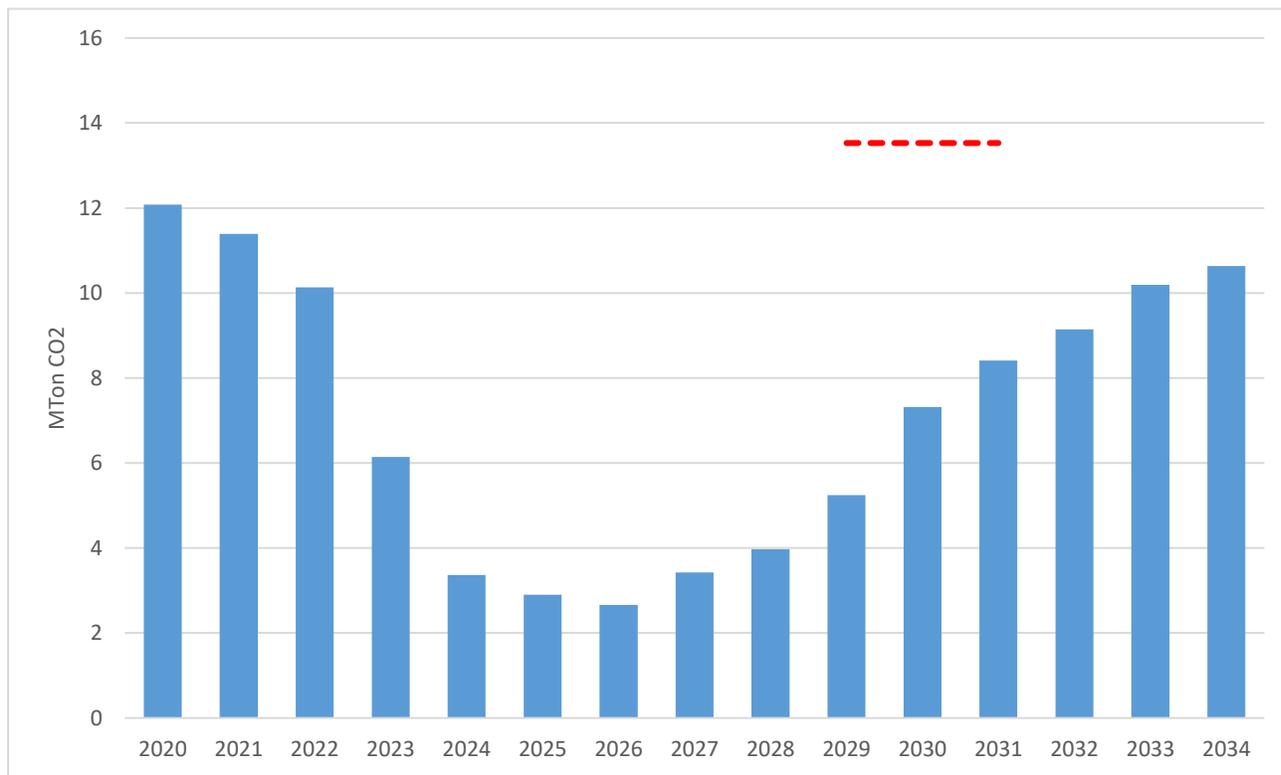
El incremento de la participación de la generación térmica se refleja en el costo marginal del escenario (52.2 USD/MWh-mes), el cual presenta un incremento de 0.6 USD/MWh-mes en comparación con el costo marginal promedio del Escenario 1.

Gráfica 28 Generación por recurso vs Costo Marginal. Escenario 2



El análisis del comportamiento de las emisiones de CO<sub>2</sub>, evidencian que para el año 2030 se estaría cumpliendo con los compromisos establecidos para el sector eléctrico. El valor calculado de las emisiones para 2030 es de 7.31 Mton CO<sub>2</sub> (Gráfica 29)

Gráfica 29 Emisiones CO<sub>2</sub> Generación Térmica. Escenario 2



#### 2.4.6.2. RESULTADOS SIMULACIONES HORARIAS ESCENARIO 2

En este caso, al igual que en el Escenario 1, se realizaron simulaciones horarias para los años 2024, 2030 y 2034 con la misma configuración del modelo PLEXOS indicada en el Escenario 1.

De las simulaciones realizadas para los años 2024, 2030 y 2034, se selecciona, para cada año, el día de mayor aporte de generación eólica y solar, con el objetivo de analizar el impacto en la curva de demanda y el comportamiento del recurso hidro y térmico en la condición mencionada

A continuación, se presentan los resultados de la generación por recurso, demanda total y demanda neta (demanda total descontando la generación eólica y solar). Ver: Gráfica 30, Gráfica 31, y Gráfica 32.

De estos resultados se resalta lo siguiente:

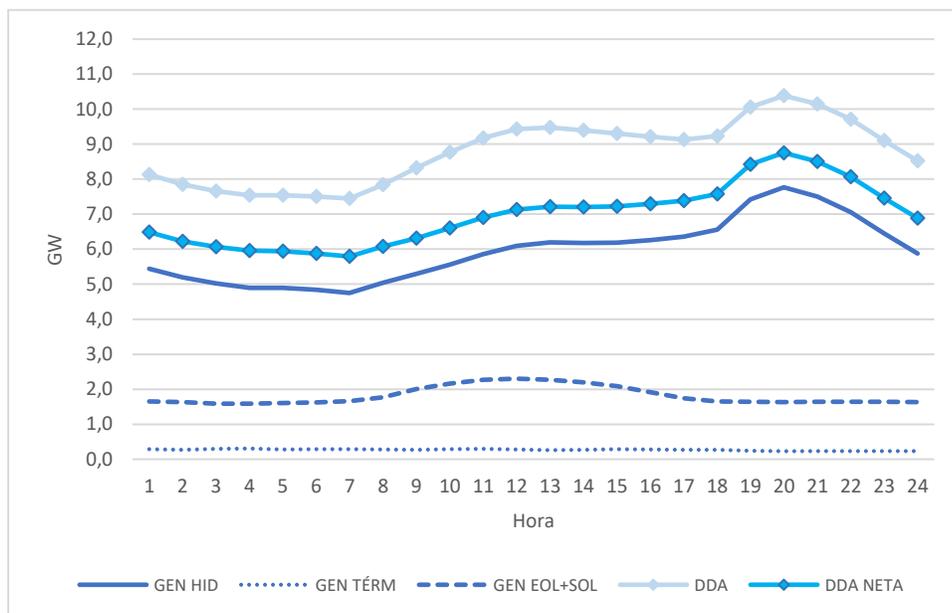
La participación del recurso eólico y solar en el abastecimiento de la demanda, en los días de máxima generación conjunta, es del 20.6%, 21.4% y 23.8% para los días 24-06-2024, 26-07-2030 y 29-12-2034

respectivamente. Esta participación es menor que en los días analizados del Escenario 1, debido a la disminución en la expansión del recurso eólico y solar del Escenario 2 (5,149 MW), en comparación con la expansión en el Escenario 1 (7,809 MW).

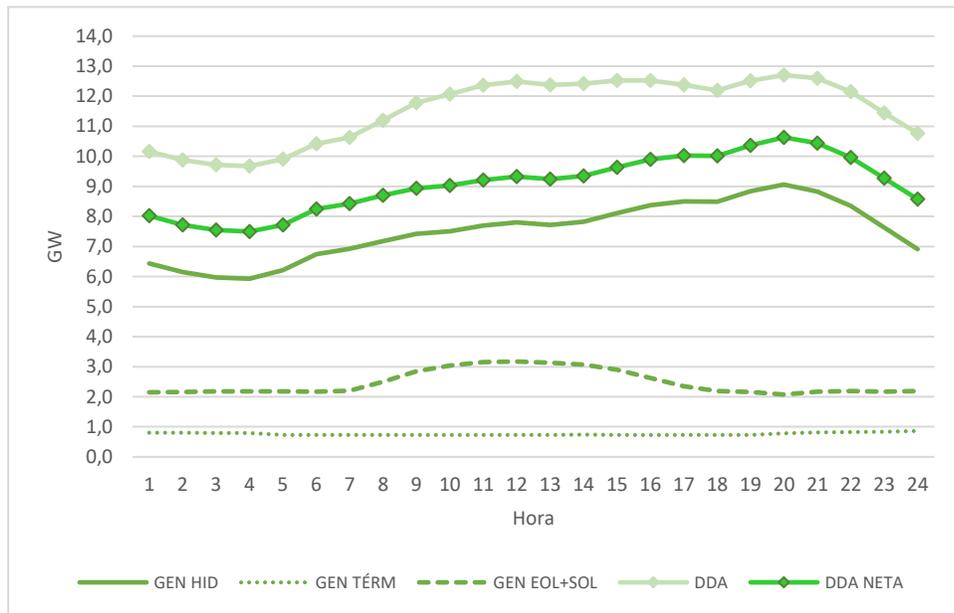
Al igual que en el Escenario 1, la participación del recurso eólico y solar en el abastecimiento de la demanda se muestra mediante una curva de demanda neta (demanda total descontando la generación eólica y solar), la cual presenta rampas de subida de 1.6 GW, 1.3 GW y 2.0 GW durante un período de 6 horas (14 h a 20 h) para los días 24-06-2024, 26-07-2030 y 29-12-2034 respectivamente.

Las rampas de 1.6 GW y 2.0 GW son asumidas en su totalidad por la generación hidro. Para la rampa de 1.2 GW la generación hidro asume el 97% y la generación térmica el 3% restante.

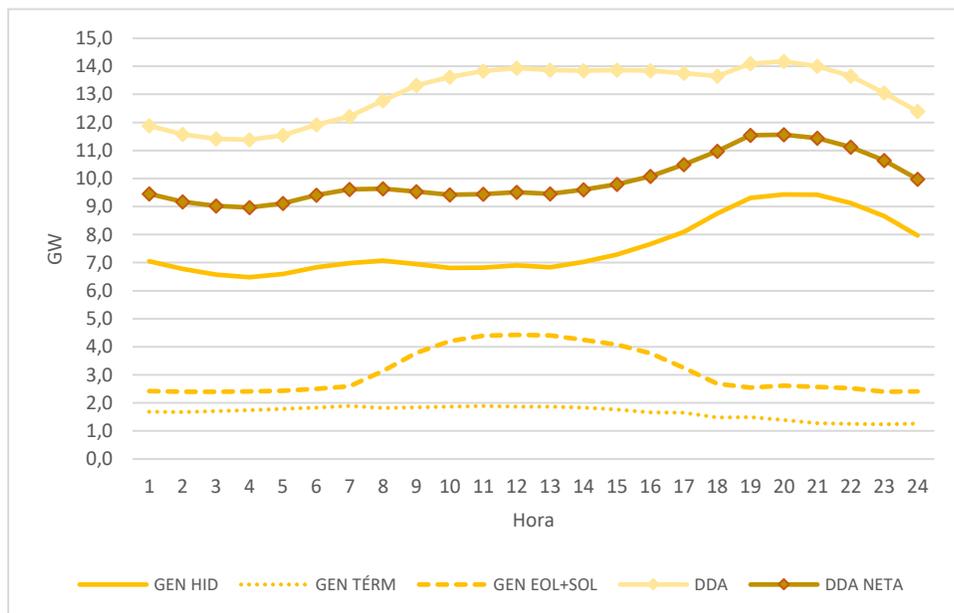
Gráfica 30. Generación por recurso vs Demanda 24-06-2024. Escenario 2



Gráfica 31. Generación por recurso vs Demanda 26-07-2030. Escenario 2



Gráfica 32. Generación por recurso vs Demanda 29-12-2034. Escenario 2



En la Gráfica 33, se presentan los resultados del flujo neto (Importaciones – Exportaciones) del Área Caribe (CRM, CSU, BOL, ATL y GCM), para cada uno de los días analizados.

De igual forma que en el Escenario 1, los resultados muestran una disminución en el flujo hacia el Área Caribe a medida que se incrementa la capacidad instalada en esta área (2,876 MW a 2024, 3,674 MW a 2030 y 4,534 MW a 2034).

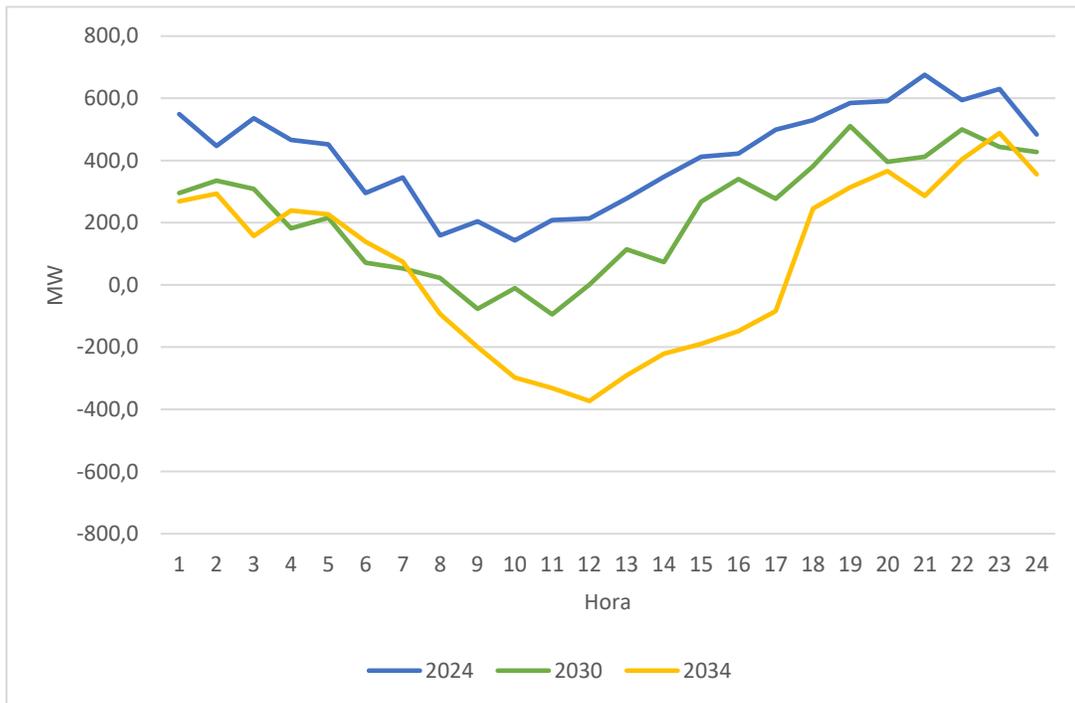
En este escenario también se presentan períodos donde el flujo es de salida (exportación), aunque en períodos y magnitudes menores que los presentados para el Escenario 1 (Gráfica 25), esto a causa de la menor expansión en generación eólica y solar.

El día 24-06-2024 el flujo es de entrada (importación) durante todo el período (01 h a 24 h), con un valor de 10.1 GWh, presentando un valor máximo de 675.5 MW a las 21 h y un mínimo de 143.1 MW a las 10 h.

El día 26-07-2030 presenta un flujo de salida (exportación) de 0.18 GWh entre las 09 h y 11 h. El resto del período el flujo es de entrada (importación), suma 5.6 GWh y alcanza un valor máximo de 510.6 MW a las 18 h.

El día 29-12-2034, en el período entre las 08 h y las 17 h, el flujo es de salida (exportación), con un valor de 2.2 GWh y alcanza un máximo de 373.3 MW a las 12 h. En el período restante el flujo es de entrada (importación), suma 3.86 GWh y alcanza un valor máximo de 488.4 MW a las 23 h.

Gráfica 33 Flujo Neto Área Caribe. Escenario 2



### 2.4.7. ESCENARIO 3

Este escenario tiene como referencia el Escenario 0.1, en el cual se considera la entrada en operación de la primera fase del proyecto Hidroitango (1,200 MW), pero realizando una variante correspondiente al atraso de un año en las fechas de entrada del proyecto. Es decir, las fechas definidas en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** para la entrada de las cuatro primeras unidades de generación del proyecto, se modifican de tal forma que cada unidad entra un año después.

El objetivo de este escenario es determinar a partir de las capacidades disponibles definidas en la Tabla 8 y con la ayuda del software OPTGEN, la expansión de mínimo costo (co-optimización de inversión y operación) y analizar el comportamiento de variables del sistema, tales como: confiabilidad, generación, costo marginal y emisiones, ante un atraso en la entrada del proyecto Hidroitango.

#### 2.4.7.1. RESULTADOS ESCENARIO 3

A continuación, se presentan los resultados de: i) expansión, ii) indicadores de confiabilidad, iii) generación por tecnología, iv) costo marginal y v) emisiones.

En la Gráfica 34 se presentan los resultados de la conformación de la matriz de generación al final del período de análisis. En cuanto a la conformación de la matriz de generación, en primer lugar, se encuentra el recurso hidro con una participación aproximada del 44%, en segundo lugar, se encuentra el recurso eólico y solar, con una participación conjunta del 28% aproximadamente, en tercer lugar, están los recursos térmicos con una participación del 21.5% y por último los recursos restantes (menores, biomasa y cogeneración) que alcanzan una participación conjunta del 5.9%.

En la columna “Expansión adicional” de la Tabla 23 se detallan las capacidades complementarias por recurso definidas con el modelo OPTGEN, las cuales, sumadas con la expansión fija, representan un incremento del 63% en la capacidad instalada, en comparación con la capacidad al inicio del período de análisis.

Del total de la expansión adicional (5,668 MW), el 83% corresponde a capacidad eólica y solar, 10% a menores, biomasa y cogeneración y el 7% restante a hidro mayor. No se define nueva expansión térmica.

Gráfica 34 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 3

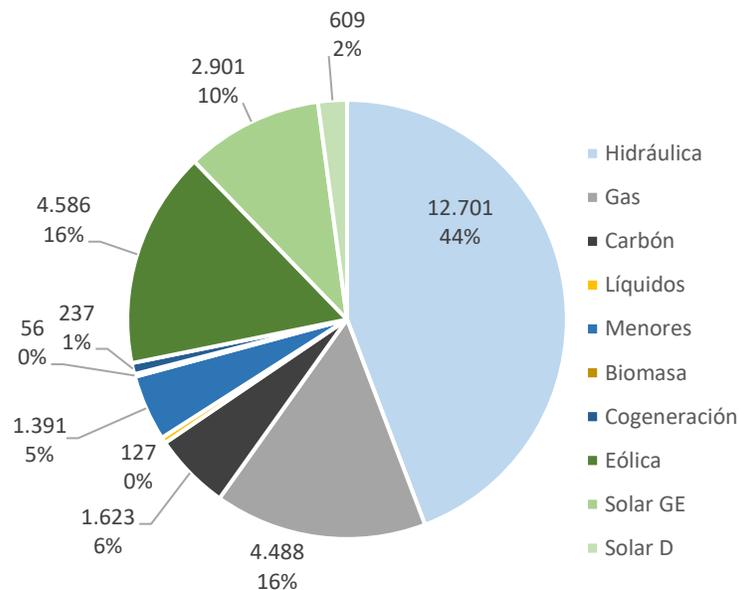


Tabla 23 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 3

Recurso	Base	Cargo por confiabilidad y expansión Fija	Expansión Adicional	Total [MW]
Hidráulica	11,122	1,200	380	12,701
Gas	3,726	762	0	4,488
Carbón	1,623	0	0	1,623
Líquidos	88	39	0	127
Menores	911	42	438	1,391
Biomasa	22	0	35	56
Cogeneración	117	0	120	237
Eólica	18	2,042	2,526	4,586
Geotérmica	0	0	0	0
Solar GE	18	713	2,170	2,901
Solar D	15	594	0	609
<b>Total</b>	<b>17,660</b>	<b>5,391</b>	<b>5,668</b>	<b>28,719</b>

En la Tabla 24 se presenta el cronograma de entrada de la expansión definida para este escenario.

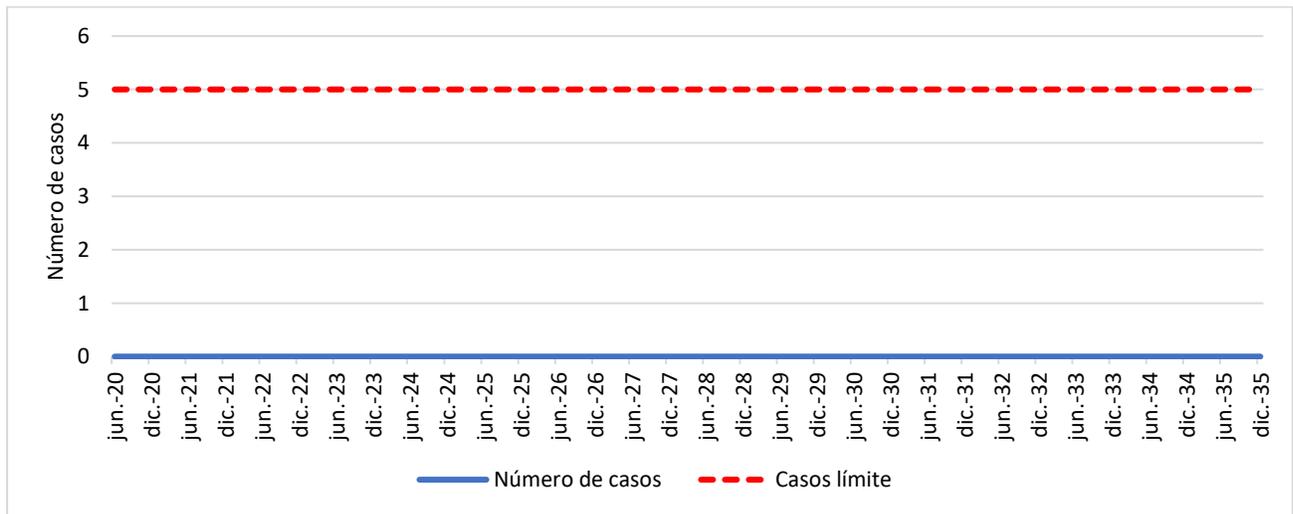
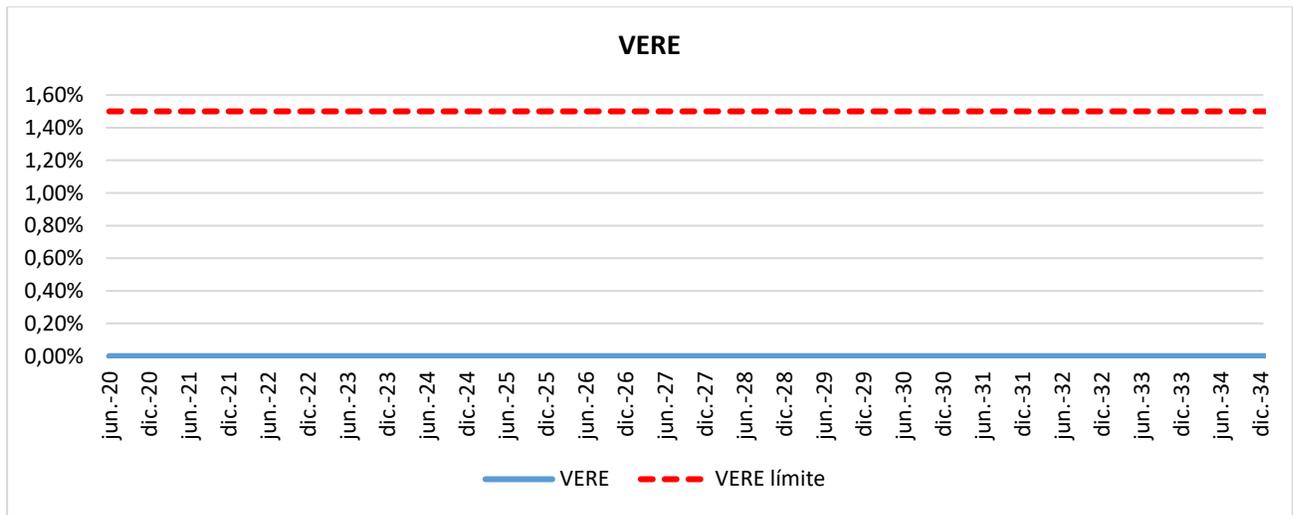
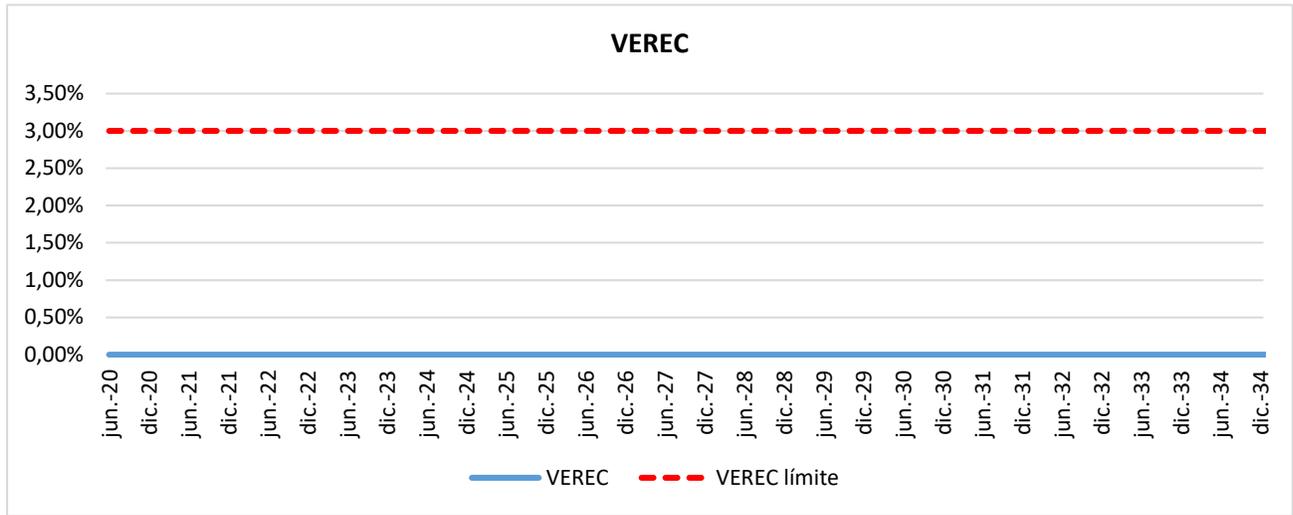
Tabla 24 Cronograma de Expansión. Escenario 3

Cargo por Confiabilidad y Subasta CLPE										
Fecha	Hidráulica	Gas	Carbón	PCH	Biomasa	Eólica	Solar GE	Solar D	Líquidos	Cogeneración
2020		40								
2021							68		39	
2022		574				275	439			
2023	1,200	148				1,290				
<b>Total</b>	<b>1,200</b>	<b>762</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1,565</b>	<b>507</b>	<b>0</b>	<b>39</b>	<b>0</b>

Expansión										
Año	Hidráulica	Gas	Carbón	PCH	Biomasa	Eólica	Solar GE	Solar D	Líquidos	Cogeneración
2020		50		42			10	4		
2021		-50		20			200	17		
2022				59			500	25		
2023						477		33		
2024							196	41		
2025								49		
2026								53		
2027						798		57		
2028						300		57		
2029						152		55		
2030				124	25	408		49		60
2031				5			400	49		
2032							550	40		
2033	281			231		350		35		60
2034	99				10	518	520	29		
<b>Total</b>	<b>380</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>480</b>	<b>35</b>	<b>3,003</b>	<b>2,376</b>	<b>594</b>	<b>0</b>	<b>120</b>

En la evaluación de los indicadores de confiabilidad se evidencia el cumplimiento de los índices *VEREC*, *VERE* y *Número de Casos* (Gráfica 35).

Gráfica 35 Indicadores de Confiabilidad. Escenario 3



En la Gráfica 36 se presentan los resultados de la participación promedio en el abastecimiento de la demanda de la generación por recurso vs el costo marginal promedio. De estos resultados se resalta lo siguiente:

Comparando los resultados de la Gráfica 36, con los mismos resultados del Escenario 1 (Gráfica 20), se evidencia una disminución aproximada del 5.6% en la participación de la generación hidro mayor en el período 2022-2023, debido al atraso en entrada de la fase 1 del proyecto Hidroituando. Esta disminución en la generación hidro es asumida principalmente por la generación térmica.

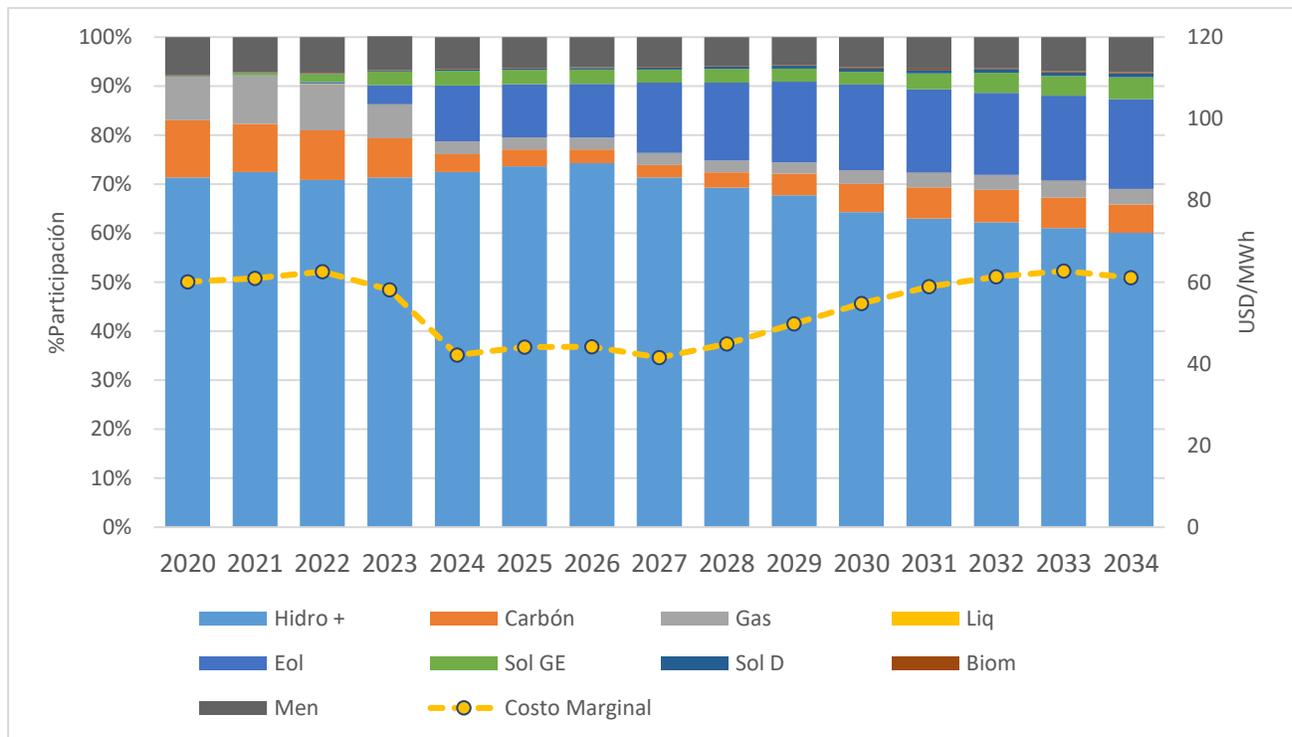
El incremento de la generación térmica en el período 2022-2023 se refleja en el costo marginal, el cual presenta un valor promedio de 60.4 USD/MWh-mes. Este costo marginal es superior en un 13% al costo marginal del Escenario 1 en el mismo período (2022-2023).

A partir del año 2024, los resultados del Escenario 1 (Gráfica 20) y el Escenario 3 (Gráfica 36), presentan un comportamiento similar en cuanto a porcentaje de participación por recurso en el abastecimiento de la demanda y costo marginal.

Este escenario presenta un costo marginal promedio de 54 USD/MWh-mes, que equivale a un incremento aproximado del 4.3% en comparación con el costo marginal del Escenario 1.

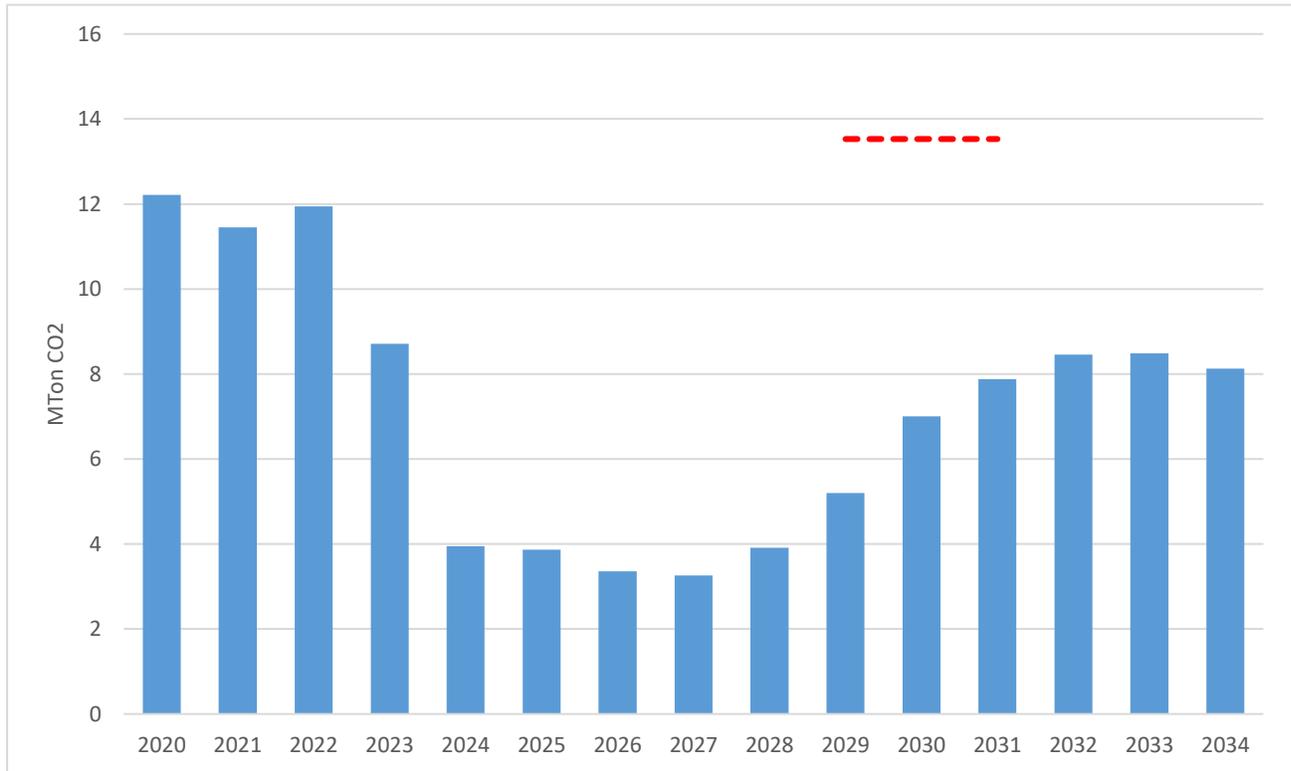
Durante el período de análisis, la generación eólica y solar alcanzan una participación promedio del 14.5% en el abastecimiento de la demanda, mientras que la generación hidro mayor y térmica tienen una participación del 68.4% y 10.4% respectivamente.

Gráfica 36 Generación por recurso vs Costo Marginal. Escenario 3



El análisis del comportamiento de las emisiones de CO<sub>2</sub>, evidencian que para el año 2030 se estaría cumpliendo con los compromisos establecidos para el sector eléctrico. El valor calculado de las emisiones para 2030 es de 7.01 Mton CO<sub>2</sub> (Gráfica 37)

Gráfica 37 Emisiones CO<sub>2</sub> Generación Térmica. Escenario 3



#### 2.4.8. ESCENARIO 4

Este escenario tiene como referencia el Escenario 0.2, en el cual se considera la entrada en operación de las dos fases del proyecto Hidroituango (2,400 MW), pero realizando una variante correspondiente al atraso de un año en las fechas de entrada del proyecto. Es decir, las fechas definidas en la Tabla 13 y la Tabla 16 se modifican de tal forma que cada unidad entra un año después.

El objetivo de este escenario es determinar, a partir de las capacidades disponibles definidas en la Tabla 8 y con la ayuda del software OPTGEN, la expansión de mínimo costo (co-optimización de inversión y operación) y analizar el comportamiento de variables del sistema, tales como: confiabilidad, generación, costo marginal y emisiones, ante un atraso en la entrada del proyecto Hidroituango (Fases 1 y 2).

##### 2.4.8.1. RESULTADOS ESCENARIO 4

A continuación, se presentan los resultados de: i) expansión, ii) indicadores de confiabilidad, iii) generación por tecnología, iv) costo marginal y v) emisiones.

En la Gráfica 38 se presentan los resultados agregados de la conformación de la matriz de generación al final del período de análisis. Estos resultados permiten evidenciar una participación por recurso similar a la presentada en el Escenario 2 (Gráfica 26). En este caso, el recurso hidro tiene una participación aproximada del 50%. El otro 50% se distribuye de la siguiente forma: recursos térmicos (gas, carbón, líquidos) 23%, recurso eólico y solar 22%, % y los recursos restantes (menores, biomasa y cogeneración) 5%.

En la columna “Expansión adicional” de la Tabla 25, se detallan las capacidades complementarias por recurso definidas con el modelo OPTGEN, las cuales, sumadas con la expansión fija, representan un incremento aproximado del 53% en la capacidad instalada, en comparación con la capacidad al inicio del período de análisis.

Del total de la expansión adicional (2,867 MW), el 91% corresponde a capacidad eólica y solar y el 9% restante a menores, biomasa y cogeneración. No se define nueva expansión hidro mayor ni térmica.

Gráfica 38 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 4

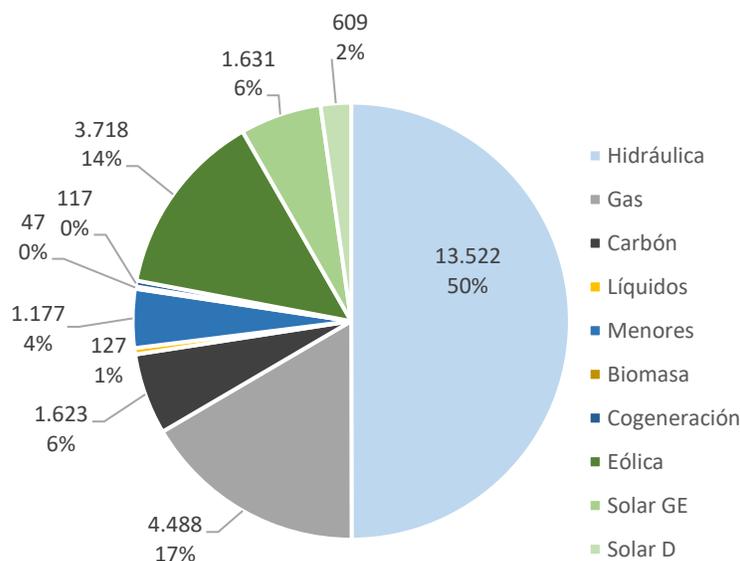


Tabla 25 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 4

Recurso	Base	Cargo por confiabilidad y Expansión Fija	Expansión Adicional	Total [MW]
Hidráulica	11,122	2,400	0	13,522
Gas	3,726	762	0	4,488
Carbón	1,623	0	0	1,623
Líquidos	88	39	0	127
Menores	911	42	224	1,177
Biomasa	22	0	25	47
Cogeneración	117	0	60	117

Recurso	Base	Cargo por confiabilidad y Expansión Fija	Expansión Adicional	Total [MW]
Eólica	18	2,042	1,658	3,718
Geotérmica	0	0	0	0
Solar GE	18	713	900	1,631
Solar D	15	594	0	609
<b>Total</b>	<b>17,660</b>	<b>6,591</b>	<b>2,867</b>	<b>27,058</b>

En la Tabla 26 se presenta el cronograma de entrada de la expansión definida para este escenario

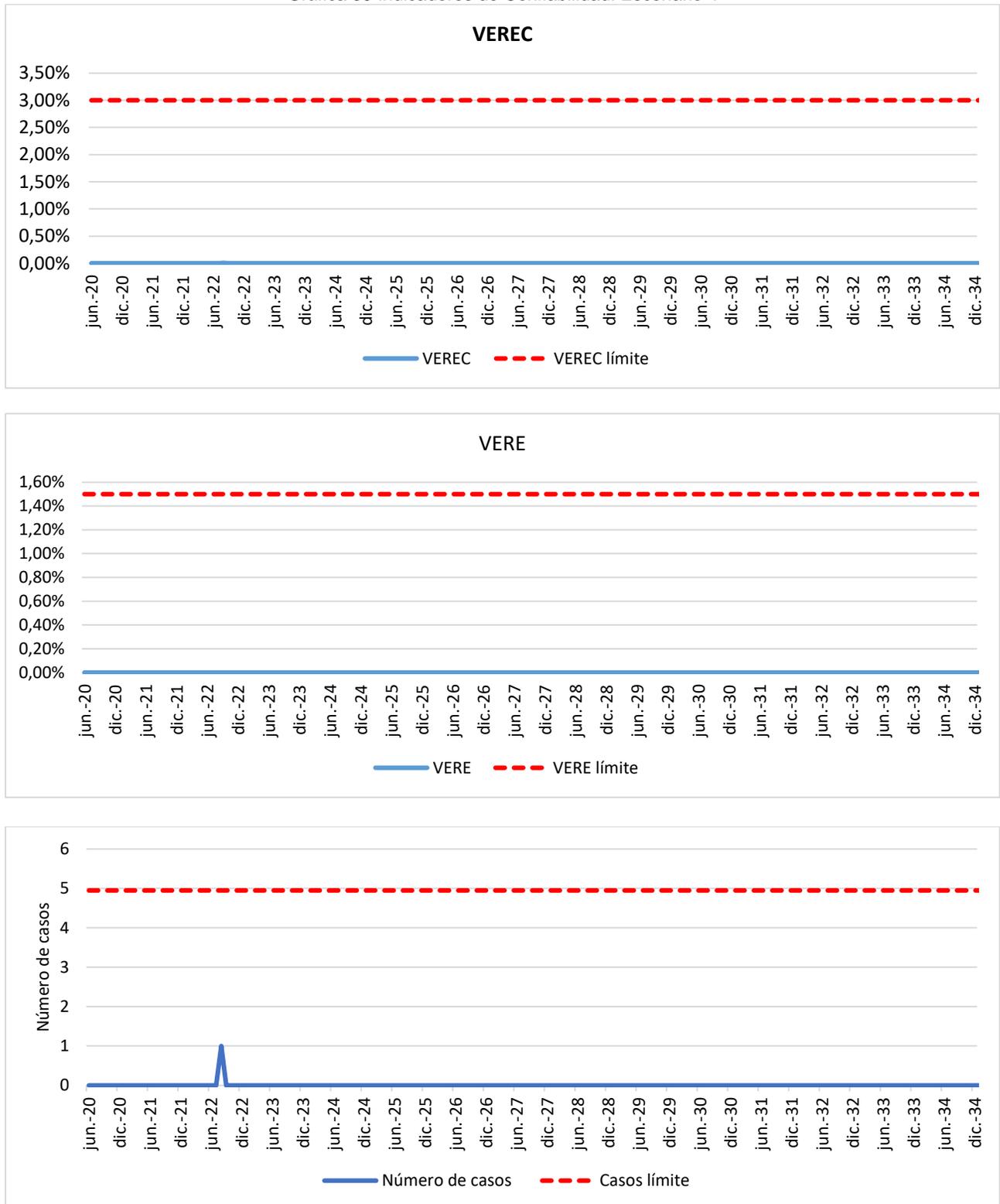
Tabla 26 Cronograma de Expansión. Escenario 4

CARGO POR CONFIABILIDAD Y SUBASTA CLPE										
Fecha	Hidráulica	Gas	Carbón	PCH	Biomasa	Eólica	Solar GE	Solar D	Líquidos	Cogeneración
2019										
2020		40								
2021							68		39	
2022		574				275	439			
2023	1,200	148				1,290				
<b>Total</b>	<b>1,200</b>	<b>762</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1,565</b>	<b>507</b>	<b>0</b>	<b>39</b>	<b>0</b>

Expansión										
Año	Hidráulica	Gas	Carbón	PCH	Biomasa	Eólica	Solar GE	Solar D	Líquidos	Cogeneración
2019										
2020		50		42			10	4		
2021		-50						17		
2022								25		
2023						477		33		
2024							196	41		
2025	1,200							49		
2026								53		
2027								57		
2028						499		57		
2029								55		
2030						399		49		
2031						200		49		
2032								40		
2033				203	25	152	700	35		60
2034				22		408	200	29		
<b>Total</b>	<b>1,200</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>266</b>	<b>25</b>	<b>2,135</b>	<b>1,106</b>	<b>594</b>		<b>60</b>

En la evaluación de los indicadores de confiabilidad se evidencia el cumplimiento de los índices VEREC, VERE y Número de Casos (Gráfica 39).

Gráfica 39 Indicadores de Confiabilidad. Escenario 4



En la Gráfica 40 se presentan los resultados de la participación promedio en el abastecimiento de la demanda de la generación por recurso vs el costo marginal promedio. De estos resultados se resalta lo siguiente:

Comparando los resultados de la Gráfica 40, con los mismos resultados del Escenario 2 (Gráfica 28), se evidencia una disminución aproximada del 4% en la participación de la generación hidro mayor en el período 2022-2025, debido al atraso en entrada de las fases 1 y 2. Esta disminución en la generación hidro es asumida principalmente por la generación térmica, la cual presenta un incremento del 3.2% en comparación con el mismo período del Escenario 2.

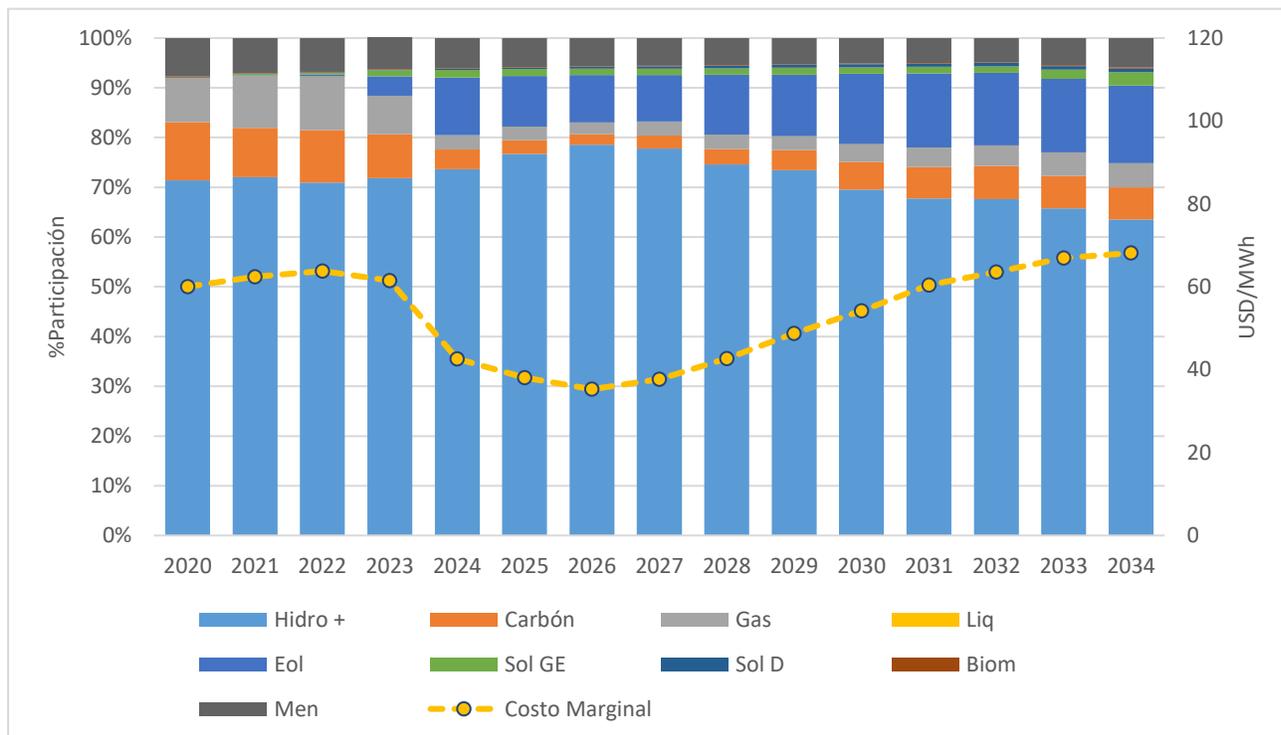
En relación con el costo marginal, durante el período 2022-2025, presenta un valor promedio de 51.5 USD/MWh-mes. Este valor es superior en un 16% al costo marginal del Escenario 2 durante el mismo período.

A partir del año 2026, los resultados del Escenario 2 y el Escenario 4, presentan un comportamiento similar en cuanto a porcentaje de participación por recurso en el abastecimiento de la demanda y costo marginal.

Este escenario presenta un costo marginal promedio de 53.7 USD/MWh-mes, que equivale a un incremento aproximado del 3% en comparación con el costo marginal del Escenario 2.

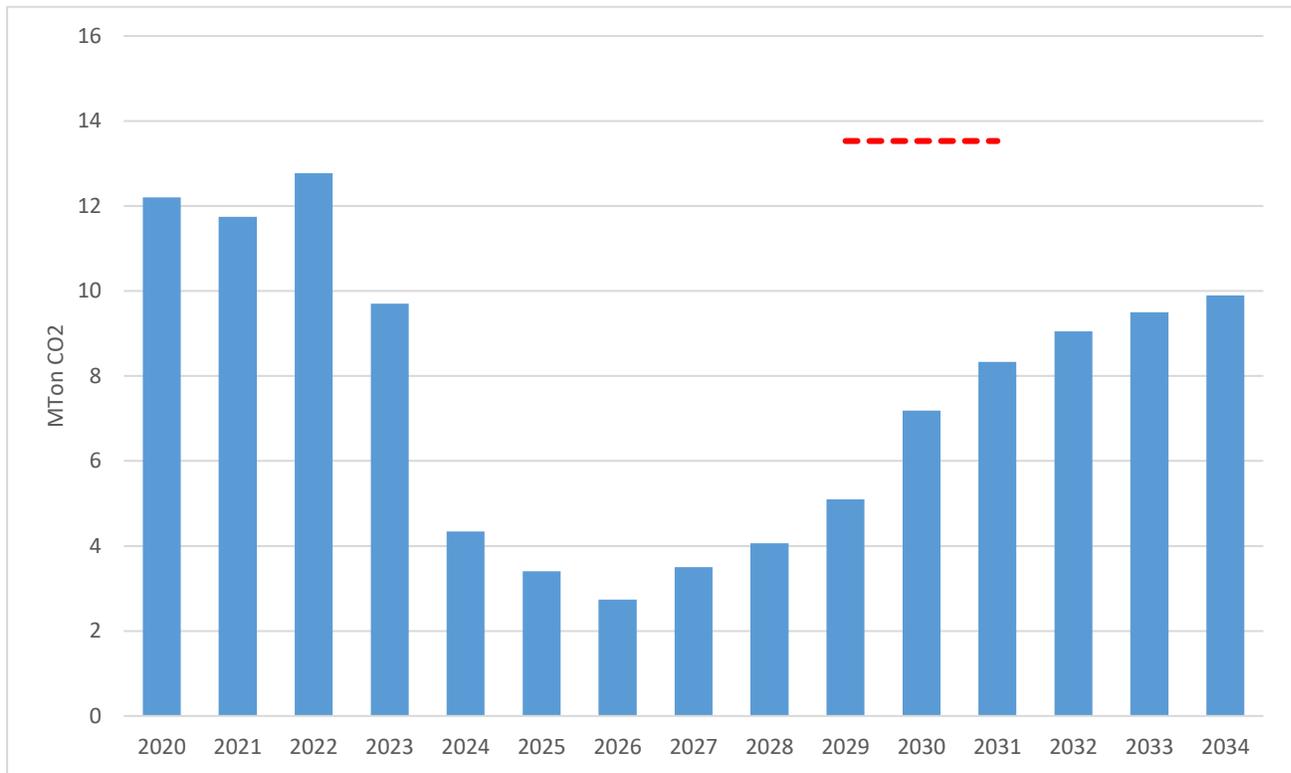
Durante el período de análisis, la generación eólica y solar alcanzan una participación promedio del 11.2%, la generación térmica queda con una participación similar llegando al 11.2% y la generación hidro mayor presenta una participación del 72%.

Gráfica 40 Generación por recurso vs Costo Marginal. Escenario 4



El análisis del comportamiento de las emisiones de CO<sub>2</sub>, evidencian que para el año 2030 se estaría cumpliendo con los compromisos establecidos para el sector eléctrico. El valor calculado de las emisiones para 2030 es de 7.19 Mton CO<sub>2</sub> (Gráfica 41).

Gráfica 41 Emisiones CO<sub>2</sub> Generación Térmica. Escenario 4



### 2.4.9. ESCENARIO 5

Este escenario tiene como referencia el Escenario 0.1, en el cual se considera la entrada en operación de la primera fase del proyecto Hidroituango (1,200 MW). Para este caso, se modifican los caudales futuros generados por el modelo auto regresivo de parámetros del SDDP de tal forma que, de manera determinística, se define la inclusión de eventos climatológicos como los fenómenos de El Niño y La Niña, de acuerdo con la proyección presentada en la Tabla 27.

Tabla 27 Proyección ENSO

Año	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Tipo de ENSO	Neutral	Niña Débil	Neutral	Niña Moderada	Niño Moderado	Neutral	Neutral	Neutral	Neutral	Niña Débil	Niño Débil	Neutral	Niña Moderada	Niño Débil	Niño Moderado

El objetivo de este escenario es determinar, a partir de las capacidades disponibles definidas en la Tabla 8 y con la ayuda del software OPTGEN, la expansión de mínimo costo (co-optimización de inversión y operación) y analizar el comportamiento de variables del sistema, tales como: confiabilidad, generación, costo marginal y emisiones, ante la presencia de los fenómenos climáticos de El niño y La Niña.

### 2.4.9.1. RESULTADOS ESCENARIO 5

A continuación, se presentan los resultados de: i) expansión, ii) indicadores de confiabilidad, iii) generación por tecnología, iv) costo marginal y v) emisiones.

En la Gráfica 42 se puede observar la capacidad instalada por tecnología de la matriz de generación colombiana al finalizar el periodo de análisis. Aunque la capacidad instalada de proyectos hidráulicos continúa teniendo una participación predominante al finalizar el periodo, la participación de proyectos solares y eólicos se incrementó de manera importante, alcanzando una porción superior al 30 % de la matriz de generación.

En la columna “Expansión adicional” de la Tabla 28, se detallan las capacidades por recurso definidas con el modelo OPTGEN, las cuales, sumadas con la expansión fija, representan un incremento del 65% en la capacidad instalada, en comparación con la capacidad al inicio del período de análisis.

Del total de la expansión adicional (6,088 MW), el 86% corresponde a capacidad eólica y solar, 10% a menores, biomasa y cogeneración y el 4% restante a hidro mayor. No se define nueva expansión térmica.

Gráfica 42 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 5

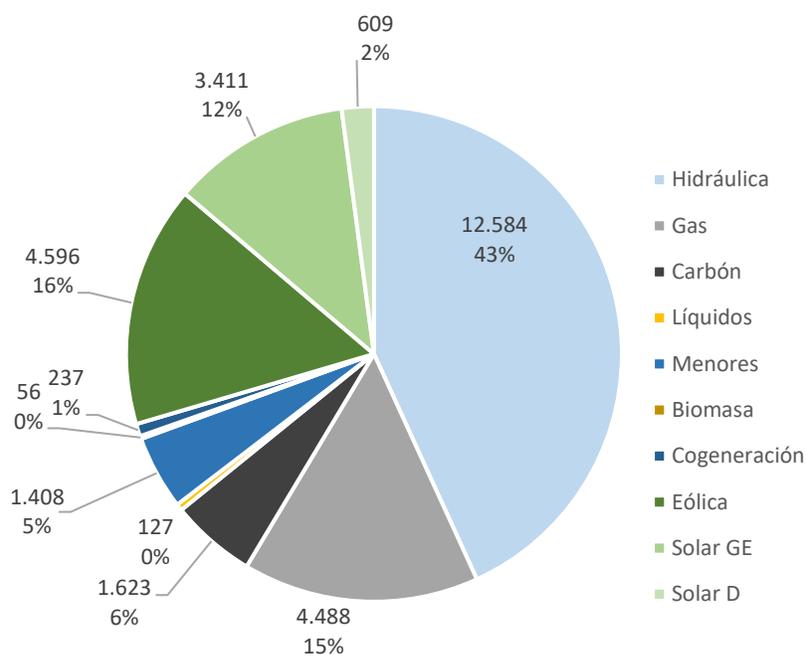


Tabla 28 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 5

Recurso	Base	Cargo por confiabilidad y Expansión Fija	Expansión Adicional	Total [MW]
Hidráulica	11,122	1,200	262	12,584
Gas	3,726	762	0	4,488
Carbón	1,623	0	0	1,623
Líquidos	88	39	0	127

Recurso	Base	Cargo por confiabilidad y Expansión Fija	Expansión Adicional	Total [MW]
Menores	911	42	455	1,408
Biomasa	22	0	35	56
Cogeneración	117	0	120	237
Eólica	18	2,042	2,536	4,596
Geotérmica	0	0	0	0
Solar GE	18	713	2,680	3,411
Solar D	15	594	0	609
<b>Total</b>	<b>17,660</b>	<b>5,391</b>	<b>6,088</b>	<b>29,139</b>

En la Tabla 29 se presenta el cronograma de entrada de la expansión definida para este escenario. De estos resultados se evidencia la entrada de 600 MW de capacidad de generación solar GE en el año 2021, esto debido principalmente a la ocurrencia del Fenómeno El Niño en ese año y a la escasa disponibilidad de nueva capacidad de generación diferente a la solar para 2021.

Tabla 29 Cronograma de Expansión. Escenario 5

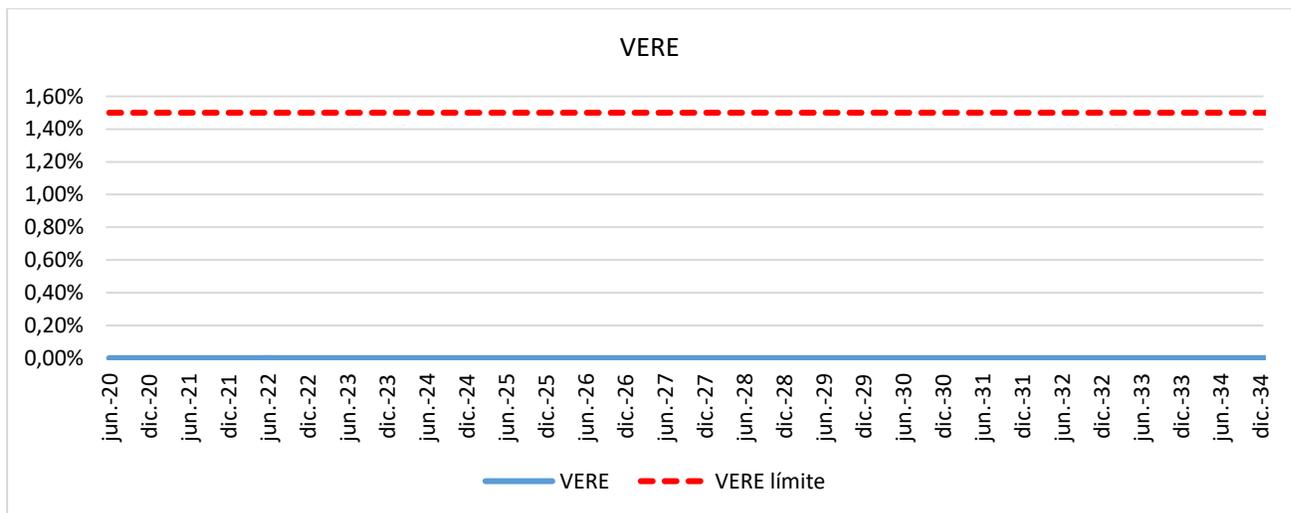
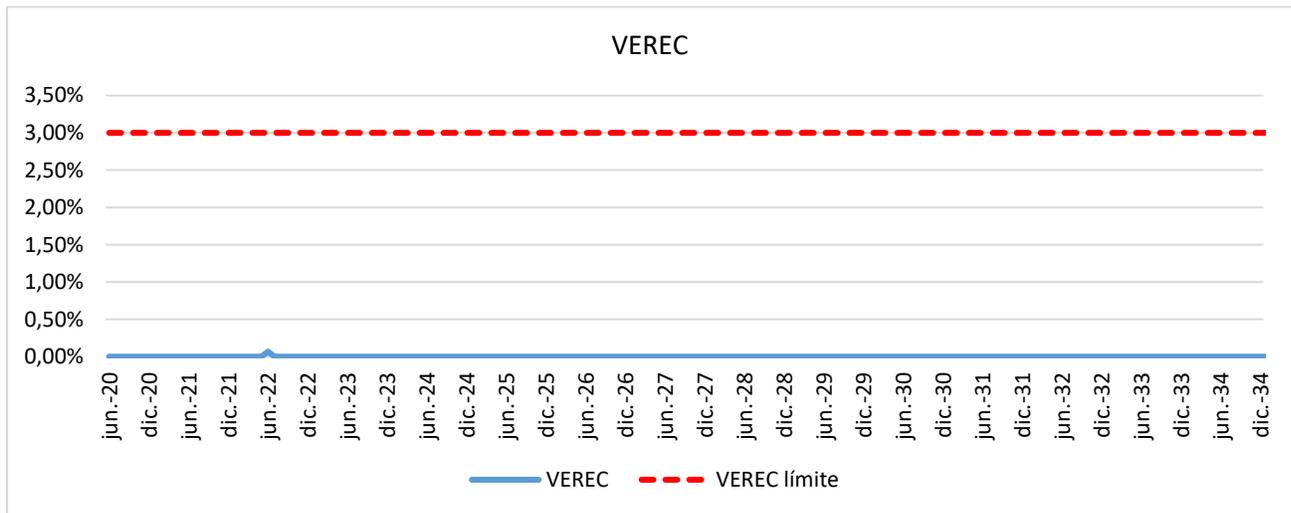
CARGO POR CONFIABILIDAD Y SUBASTA CLPE										
Fecha	Hidráulica	Gas	Carbón	PCH	Biomasa	Eólica	Solar GE	Solar D	Líquidos	Cogeneración
2020		40								
2021							68		39	
2022	1,200	574				275	439			
2023		148				1,290				
<b>Total</b>	<b>1,200</b>	<b>762</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1,565</b>	<b>507</b>	<b>0</b>	<b>39</b>	<b>0</b>

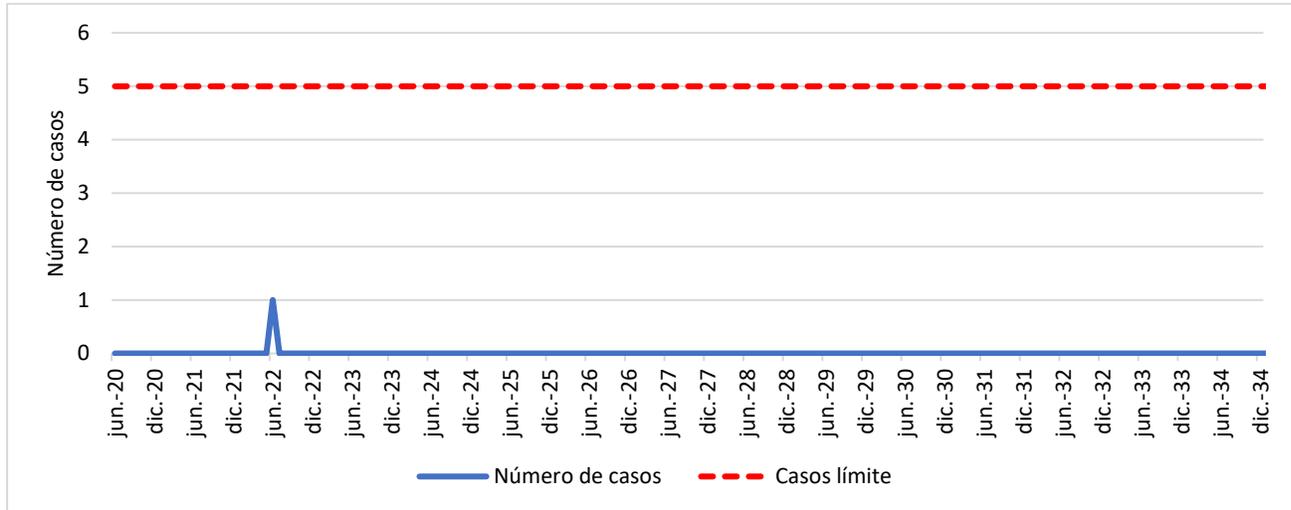
Expansión										
Año	Hidráulica	Gas	Carbón	PCH	Biomasa	Eólica	Solar GE	Solar D	Líquidos	Cogeneración
2020		50		42			10	4		
2021		-50		20			600	17		
2022				59			700	25		
2023						477		33		
2024					25	32	196	41		60
2025								49		
2026								53		
2027						1,250		57		
2028								57		
2029								55		
2030				146		376	200	49		
2031								49		
2032								40		
2033	163			231	10	868	1,181	35		60
2034	99					10		29		
<b>Total</b>	<b>262</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>497</b>	<b>35</b>	<b>3,013</b>	<b>2,886</b>	<b>594</b>	<b>0</b>	<b>120</b>

En la evaluación de los indicadores de confiabilidad (Gráfica 43), se evidencia un cumplimiento de los índices *VERE* y *Número de Casos* y un incumplimiento de índice *VEREC* en el año 2021.

Este incumplimiento se debe principalmente a la ocurrencia del Fenómeno El Niño que ocasiona una disminución en la generación hidro, la cual no alcanza a ser compensada con la generación existente y con la expansión definida para el año 2021 (744 MW) que corresponde en un 92% al recurso solar (es el recurso con mayor disponibilidad para ese año), el cual no aporta generación en todos los bloques definidos y, en consecuencia, no es suficiente para evitar el incumplimiento del *VEREC*.

Gráfica 43 Indicadores de Confiabilidad. Escenario 5





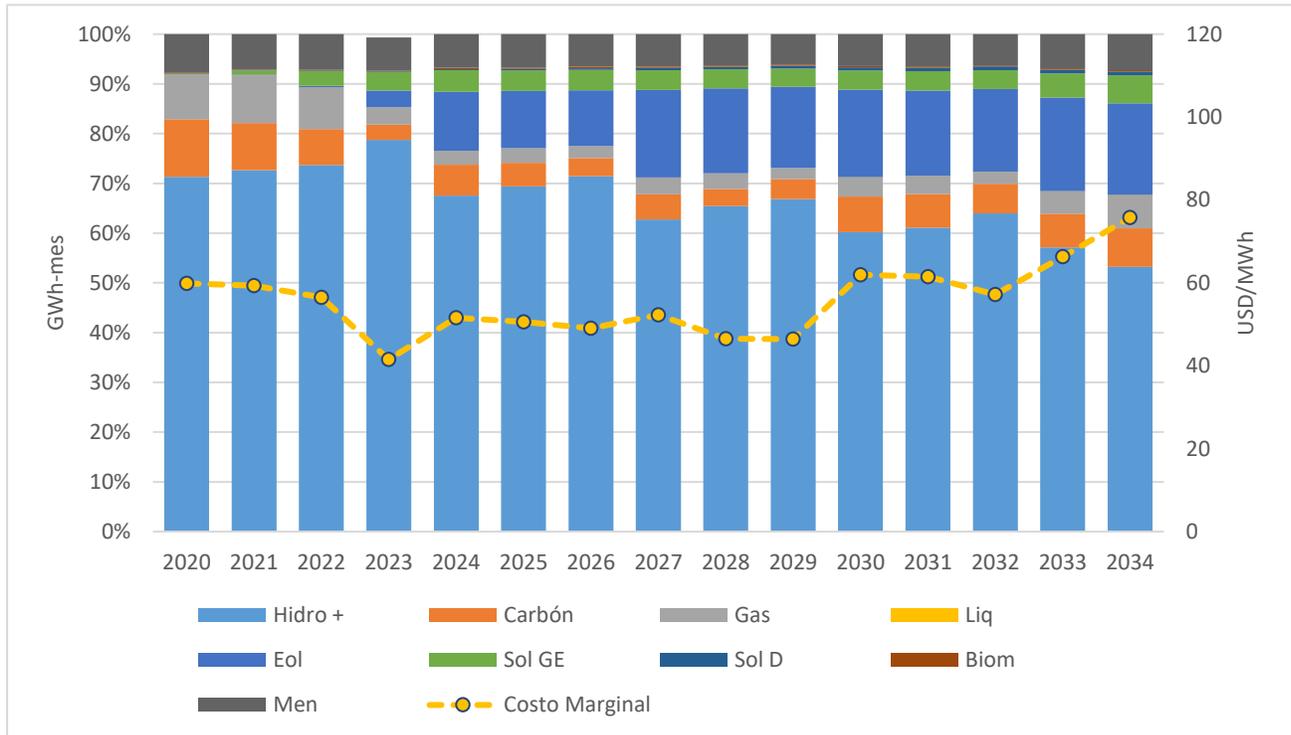
En la Gráfica 44 se presentan los resultados de la participación promedio en el abastecimiento de la demanda de la generación por recurso vs el costo marginal promedio. De estos resultados se resalta lo siguiente:

La generación térmica alcanza su mayor participación (23% aprox.) en el año 2021. En este año, de acuerdo con la proyección definida en la Tabla 27, ocurre el Fenómeno El Niño (niño débil). En los siguientes períodos de niño (2024, 2030, 2033 y 2034) la generación térmica tiene una participación del 9.4%, 10.7%, 11.5% y 14.7% respectivamente.

La generación eólica y solar tienen, durante el período de análisis, una participación del 15.8% en el abastecimiento de la demanda. Para el mismo período, el recurso hidro tiene una participación promedio del 66%, alcanzando su mayor participación (79%) en el año 2023, coincidiendo con el Fenómeno de la niña y su menor participación (53%) en el año 2034, coincidiendo con el Fenómeno El Niño.

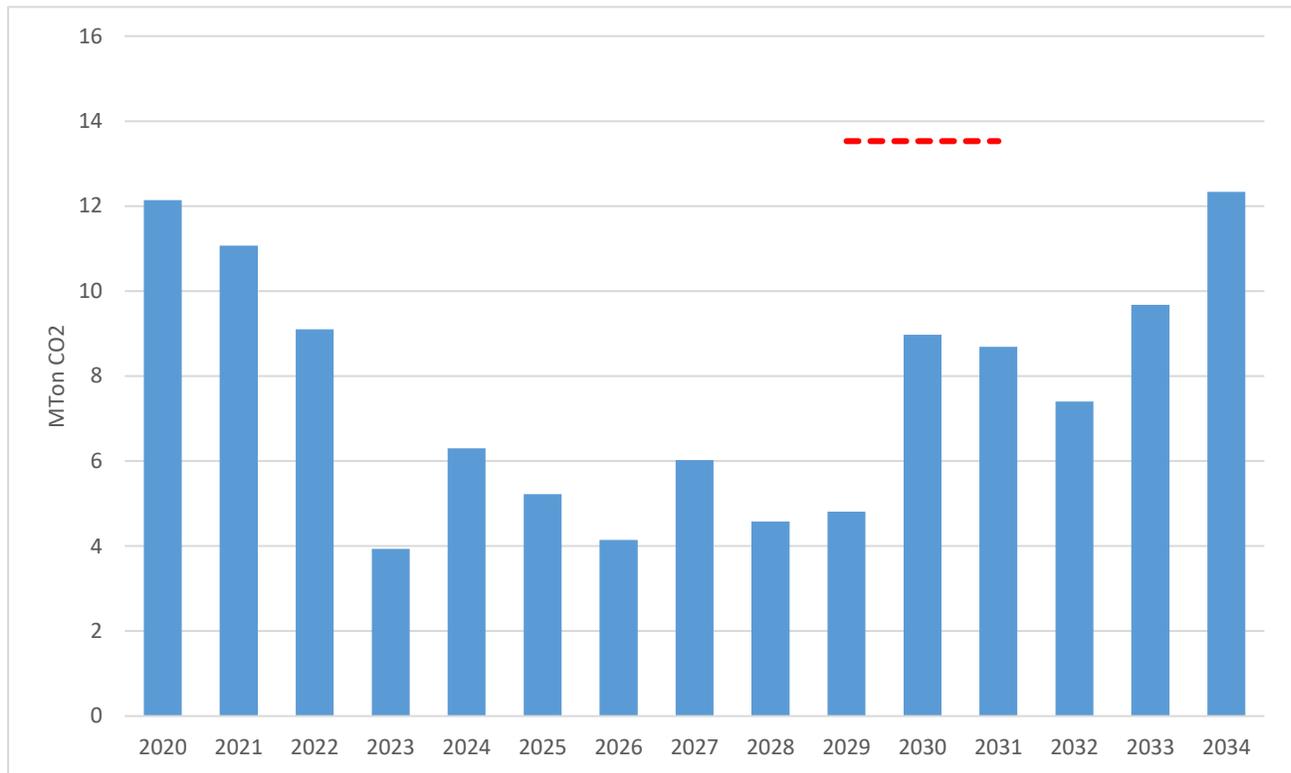
El costo marginal presenta, durante el horizonte de análisis, un valor promedio de 57 USD/MWh-mes, alcanzando un valor máximo de 76 USD/MWh-mes en el año 2034 (Fenómeno El Niño) y un valor mínimo de 41 USD/MWh-mes en el año 2023 (Fenómeno de la niña).

Gráfica 44 Generación por recurso vs Costo Marginal. Escenario 5



El análisis del comportamiento de las emisiones de CO<sub>2</sub>, evidencian que para el año 2030 se estaría cumpliendo con los compromisos establecidos para el sector eléctrico. El valor calculado de las emisiones para 2030 es de 8.98 Mton CO<sub>2</sub> (Gráfica 45)

Gráfica 45 Emisiones CO<sub>2</sub> Generación Térmica. Escenario 5



#### 2.4.10. ESCENARIO 6

Este escenario tiene como referencia el Escenario 0.2. En este caso se modifican los caudales futuros generados por el modelo auto regresivo de parámetros del SDDP de tal forma que de manera determinística se define la inclusión de eventos climatológicos como los fenómenos de El Niño y La Niña, de acuerdo con la proyección presentada en la Tabla 27.

El objetivo de este escenario es determinar, a partir de las capacidades disponibles definidas en la Tabla 8 y con la ayuda del software OPTGEN, la expansión de mínimo costo (co-optimización de inversión y operación) y analizar el comportamiento de variables del sistema, tales como: confiabilidad, generación, costo marginal y emisiones, ante la presencia de los fenómenos climáticos de El niño y La Niña.

##### 2.4.10.1. RESULTADOS ESCENARIO 6

A continuación, se presentan los resultados de: i) expansión, ii) indicadores de confiabilidad, iii) generación por tecnología, iv) costo marginal y v) emisiones.

En la Gráfica 46 se presentan los resultados agregados de la conformación de la matriz de generación en capacidad instalada y porcentajes de participación por recurso al final del período de estudio. En este caso, el recurso hidro tiene una participación aproximada del 47%. El porcentaje restante se distribuye de la siguiente forma: recurso eólico y solar 26%, recursos térmicos 21%, y los recursos restantes (menores, biomasa y cogeneración) 6%.

En la columna “Expansión adicional” de la Tabla 30, se detallan las capacidades por recurso definidas con el modelo OPTGEN, las cuales, sumadas con la expansión fija, representan un incremento del 66% en la capacidad instalada, en comparación con la capacidad al inicio del período de análisis.

Del total de la expansión adicional (5,148 MW), el 85% corresponde a capacidad eólica y solar, 12% a menores, biomasa y cogeneración y el 3% restante a hidro mayor.

Gráfica 46 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 6

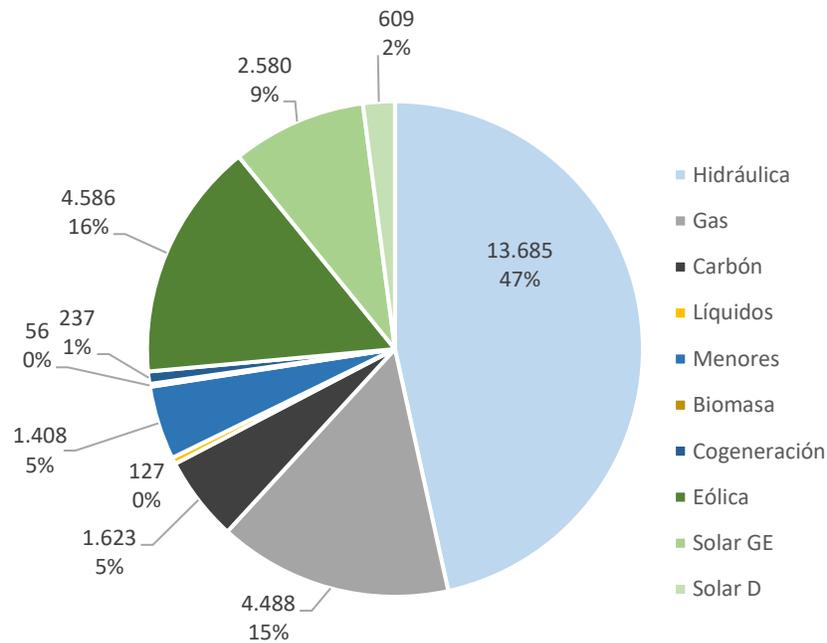


Tabla 30 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 6

Recurso	Base	Cargo por confiabilidad y Expansión Fija	Expansión Adicional	Total [MW]
Hidráulica	11,122	2,400	163	13,685
Gas	3,726	762	0	4,488
Carbón	1,623	0	0	1,623
Líquidos	88	39	0	127
Menores	911	42	455	1,408
Biomasa	22	0	35	56
Cogeneración	117	0	120	237
Eólica	18	2,042	2,526	4,586
Geotérmica	0	0	0	0
Solar GE	18	713	1,849	2,580
Solar D	15	594	0	609
<b>Total</b>	<b>17,660</b>	<b>6,591</b>	<b>5,148</b>	<b>29,399</b>

En la Tabla 31 se presenta el cronograma de entrada de la expansión definida para este escenario.

Tabla 31 Cronograma de Expansión. Escenario 6

CARGO POR CONFIABILIDAD Y SUBASTA CLPE										
Fecha	Hidráulica	Gas	Carbón	PCH	Biomasa	Eólica	Solar GE	Solar D	Líquidos	Cogeneración
2020		40								
2021							68		39	
2022	1,200	574				275	439			
2023		148				1,290				
<b>Total</b>	<b>1,200</b>	<b>762</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1,565</b>	<b>507</b>	<b>0</b>	<b>39</b>	<b>0</b>

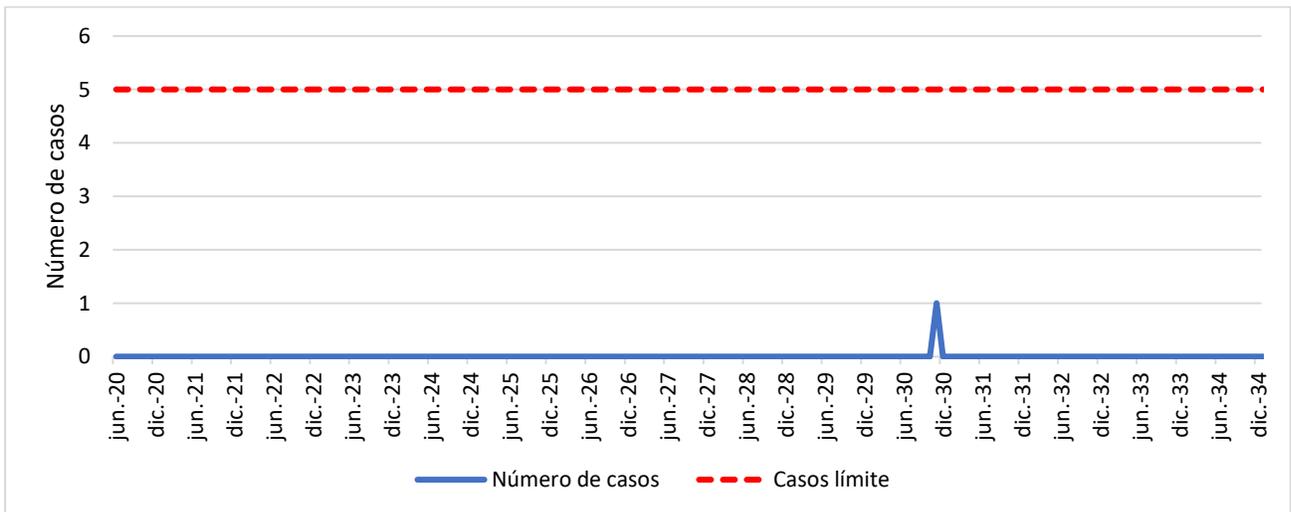
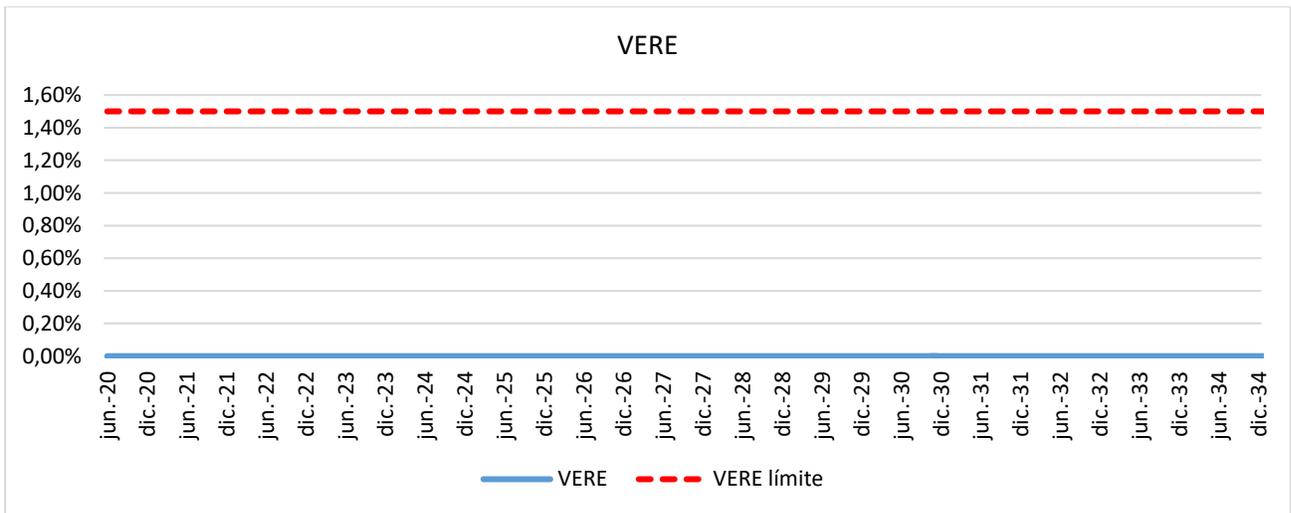
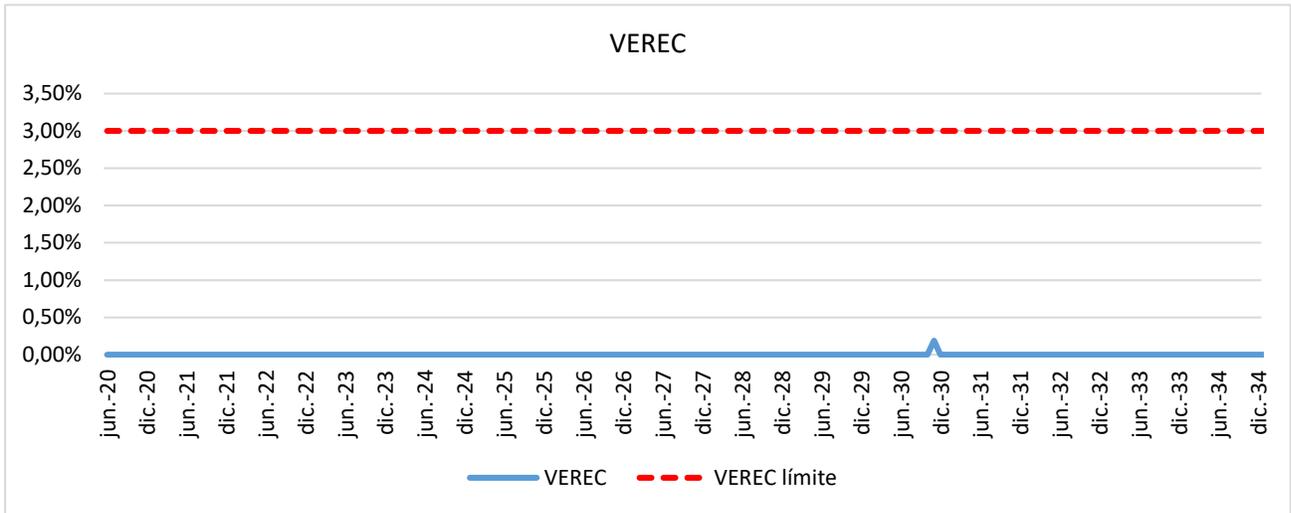
  

Expansión										
Año	Hidráulica	Gas	Carbón	PCH	Biomasa	Eólica	Solar GE	Solar D	Líquidos	Cogeneración
2020		50		42			10	4		
2021		-50					200	17		
2022								25		
2023						477		33		
2024	1,200						196	41		
2025								49		
2026								53		
2027						699		57		
2028								57		
2029						408		55		
2030				2	25	551	300	49		
2031								49		
2032								40		
2033	163			454	10	350	1,349	35		120
2034						518		29		
<b>Total</b>	<b>1,363</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>497</b>	<b>35</b>	<b>3,003</b>	<b>2,056</b>	<b>594</b>	<b>0</b>	<b>120</b>

En la evaluación de los indicadores de confiabilidad se evidencia el cumplimiento de los índices *VEREC*, *VERE* y *Número de Casos*.

Este incumplimiento se debe principalmente a la ocurrencia del Fenómeno El Niño que ocasiona una disminución en la generación hidro, la cual no alcanza a ser compensada con la generación existente y la expansión definida para el año 2021 (324 MW) corresponde en un 88% al recurso solar (es el recurso con mayor disponibilidad para ese año), que no aporta generación en todos los bloques definidos y, en consecuencia, no es suficiente para evitar el incumplimiento del *VEREC*.

Gráfica 47 Indicadores de Confiabilidad. Escenario 6



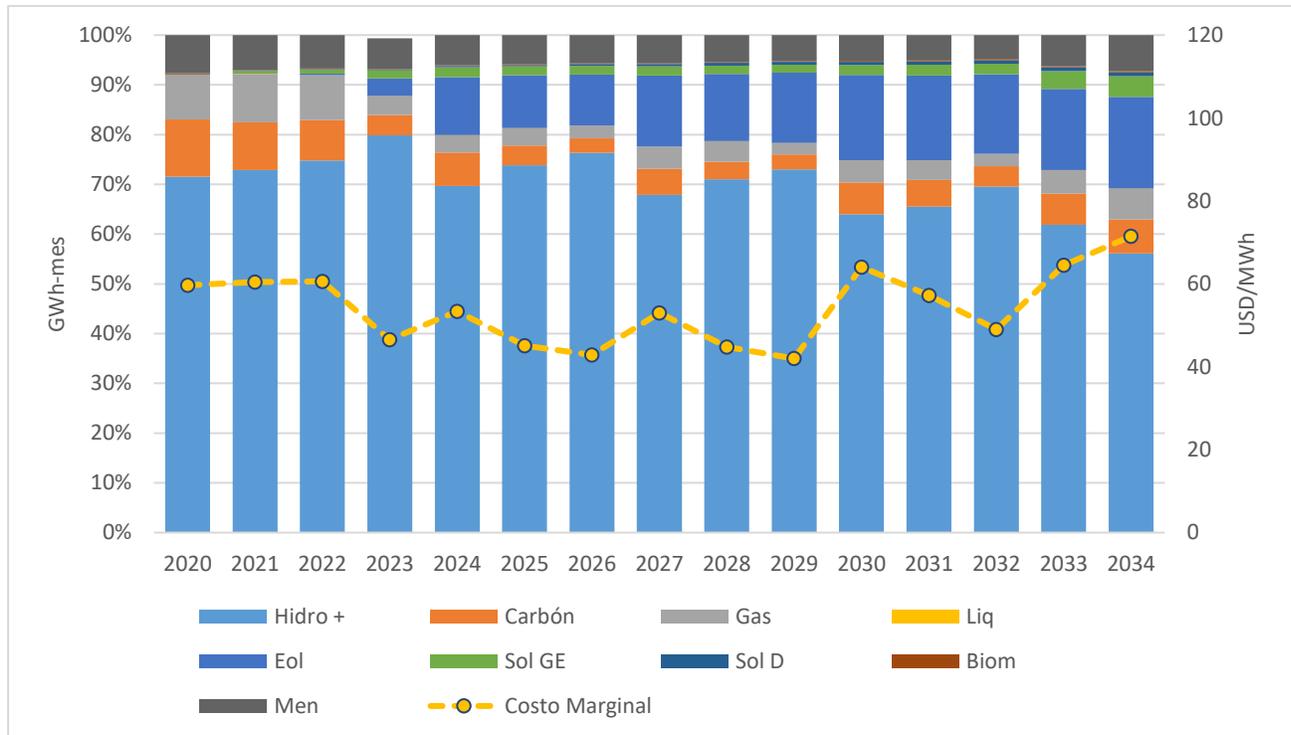
En la Gráfica 48 se presentan los resultados de la participación promedio en el abastecimiento de la demanda de la generación por recurso vs el costo marginal promedio. De estos resultados se resalta lo siguiente:

Los recursos térmicos alcanzan su mayor participación (25% aprox.) en el año 2021. En este año, de acuerdo con la proyección definida en la Tabla 27, se presenta el Fenómeno El Niño (niño débil) y la expansión en generación es de 340 MW, de los cuales el 88% corresponde a recurso solar. Con la entrada del resto de la expansión definida para este escenario (11,399 MW), la participación de los recursos térmicos en los siguientes períodos de niño (2024, 2030, 2033 y 2034) es del 10%, 10.8%, 11.1% y 13% respectivamente.

Durante el período de análisis la generación eólica y solar tienen una participación del 13.2% en el abastecimiento de la demanda. En el mismo período, el recurso hidro tiene una participación promedio del 69% (3% mayor que en el Escenario 5) y alcanza su mayor participación (80%) en el año 2023, coincidiendo con el Fenómeno de la niña y su menor participación (56%) en el año 2034, coincidiendo con el Fenómeno El Niño.

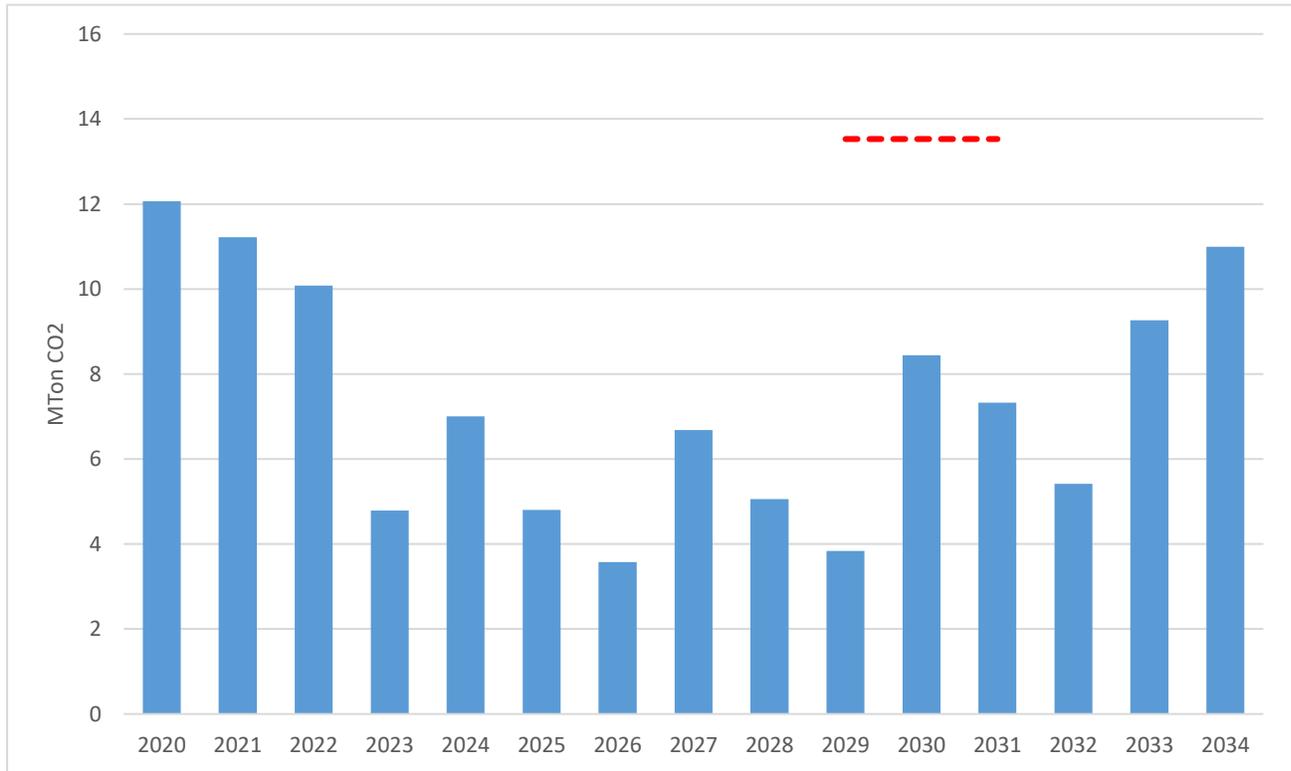
El costo marginal presenta, durante el horizonte de análisis, un valor promedio de 55 USD/MWh-mes, alcanzando un valor máximo de 74 USD/MWh-mes en el año 2021 (Fenómeno El Niño) y un valor mínimo de 42 USD/MWh-mes en el año 2029 (Fenómeno de la niña).

Gráfica 48 Generación por recurso vs Costo Marginal. Escenario 6



El análisis del comportamiento de las emisiones de CO<sub>2</sub>, evidencian que para el año 2030 se estaría cumpliendo con los compromisos establecidos para el sector eléctrico. El valor calculado de las emisiones para 2030 es de 8.44 MTon CO<sub>2</sub> (Gráfica 49)

Gráfica 49 Emisiones CO<sub>2</sub> Generación Térmica. Escenario 6



### 2.4.11. ESCENARIO 7

Este escenario tiene como referencia el Escenario 0.1, en el cual se considera la entrada en operación de la primera fase del proyecto Hidroituango (1,200 MW). En este caso se considera un impuesto adicional a las plantas térmicas equivalente a 5 USD/Ton CO<sub>2</sub> emitida.

El objetivo de este escenario es determinar, a partir de las capacidades disponibles definidas en la Tabla 8 y con la ayuda del software OPTGEN, la expansión de mínimo costo (co-optimización de inversión y operación) y analizar el comportamiento de variables del sistema, tales como: confiabilidad, generación, costo marginal y emisiones, ante la aplicación del mencionado impuesto.

#### 2.4.11.1. RESULTADOS ESCENARIO 7

A continuación, se presentan los resultados de: i) expansión, ii) indicadores de confiabilidad, iii) generación por tecnología, iv) costo marginal y v) emisiones.

Este escenario presenta una expansión en capacidad instalada por recurso, igual a la del Escenario 1, diferenciándose en la fecha de entrada de las capacidades de expansión por recurso presentadas en las tablas de cronograma de expansión( Tabla 20 y Tabla 33). Por lo tanto, se mantienen los mismos porcentajes de participación por recursos definidos para el Escenario 1.

Gráfica 50 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 7

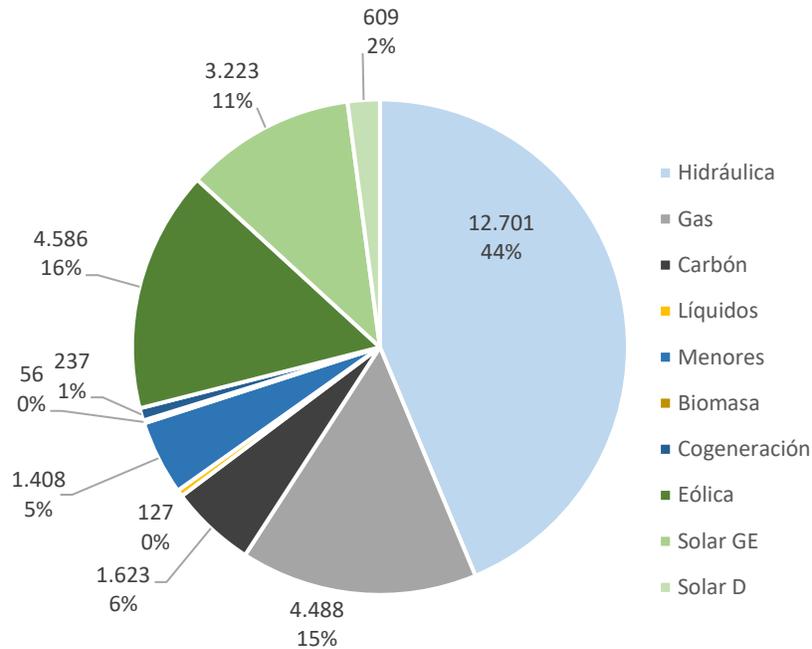


Tabla 32 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 7

Recurso	Base	Cargo por confiabilidad y Expansión Fija	Expansión Adicional	Total [MW]
Hidráulica	11,122	1,200	380	12,701
Gas	3,726	762	0	4,488
Carbón	1,623	0	0	1,623
Líquidos	88	39	0	127
Menores	911	42	455	1,408
Biomasa	22	0	35	56
Cogeneración	117	0	120	237
Eólica	18	2,042	2,526	4,586
Geotérmica	0	0	0	0
Solar GE	18	713	2,492	3,223
Solar D	15	594	0	609
<b>Total</b>	<b>17,660</b>	<b>5,391</b>	<b>6,008</b>	<b>29,059</b>

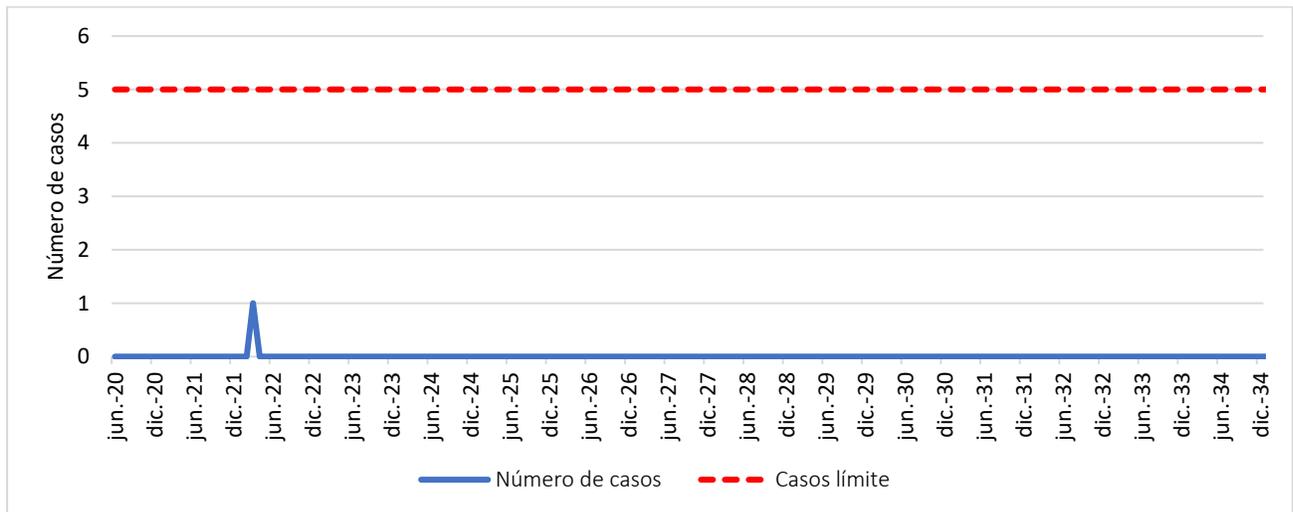
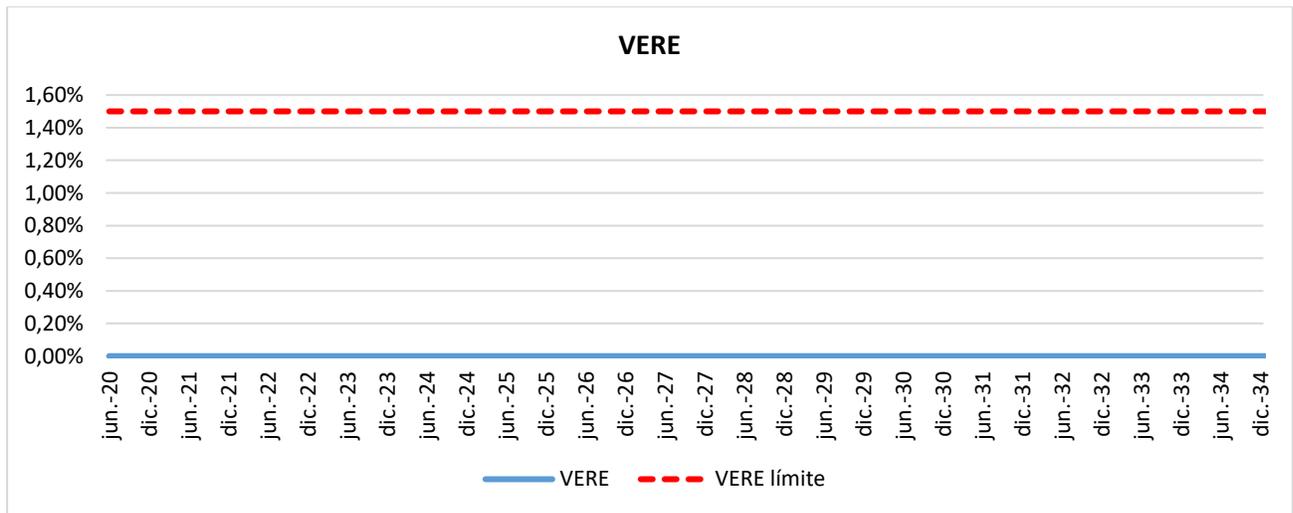
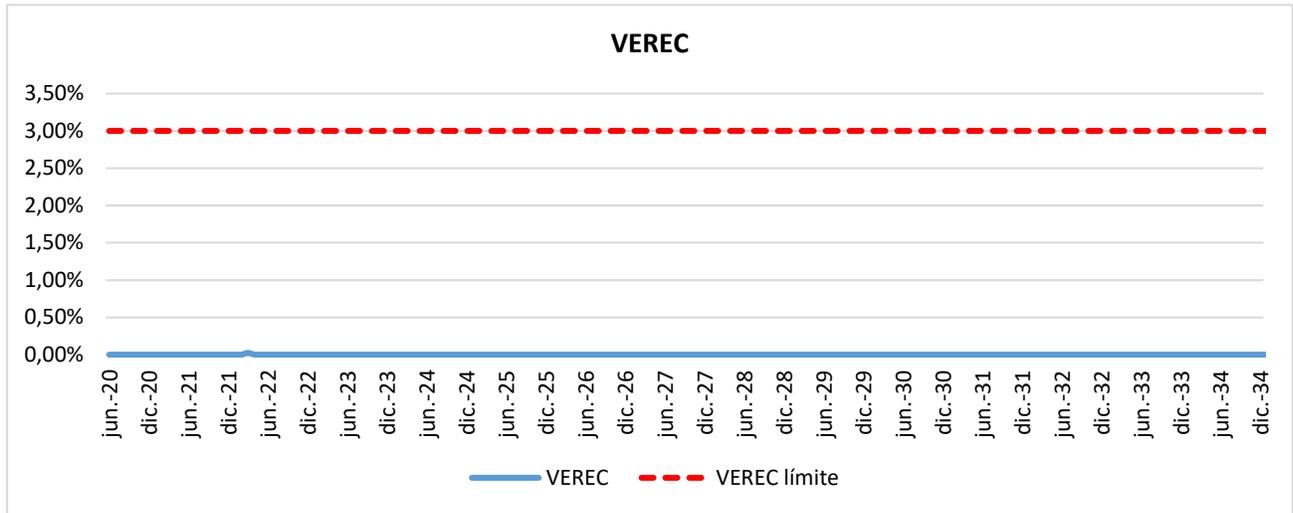
Tabla 33 Cronograma de Expansión. Escenario 7

Cargo por Confiabilidad y Subasta CLPE										
Fecha	Hidráulica	Gas	Carbón	PCHs	Biomasa	Eólica	Solar GE	Solar D	Líquidos	Cogeneración
2020		40								
2021							68		39	
2022	1,200	574				275	439			
2023		148				1,290				
<b>Total</b>	<b>1,200</b>	<b>762</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1,565</b>	<b>507</b>	<b>0</b>	<b>39</b>	<b>0</b>

Expansión										
Año	Hidráulica	Gas	Carbón	PCH's	Biomasa	Eólica	Solar GE	Solar D	Líquidos	Cogeneración
2020		50		42			10	4		
2021		-50		20			200	17		
2022							500	25		
2023						477		33		
2024							196	41		
2025								49		
2026								53		
2027						898		57		
2028						200		57		
2029				16	25	152		55		60
2030				189		408		49		
2031				20			1,000	49		
2032								40		60
2033	380			211	10	818	360	35		
2034						50	433	29		
<b>Total</b>	<b>380</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>497</b>	<b>35</b>	<b>3,003</b>	<b>2,699</b>	<b>594</b>	<b>0</b>	<b>120</b>

En la evaluación de los indicadores de confiabilidad se evidencia el cumplimiento de los índices *VEREC*, *VERE* y *Número de Casos* (Gráfica 51).

Gráfica 51 Indicadores de Confiabilidad. Escenario 7



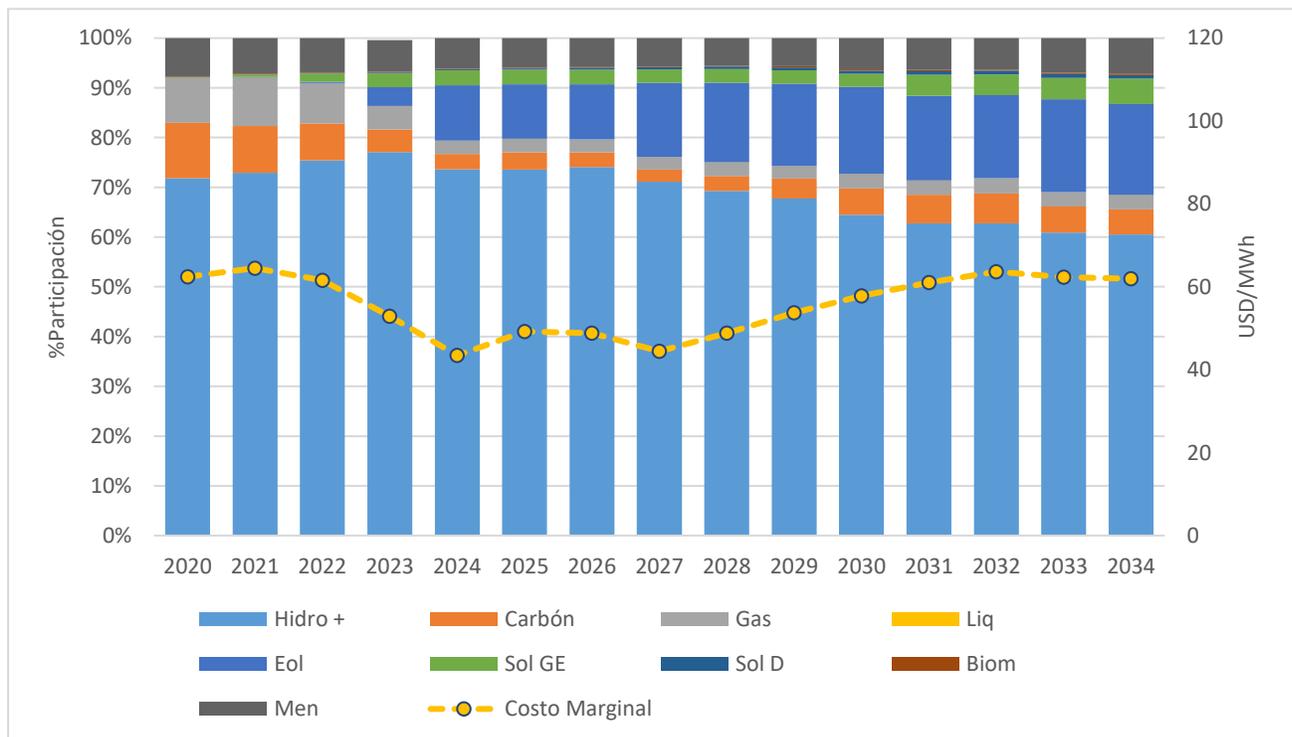
En la Gráfica 52 se presentan los resultados de la participación promedio en el abastecimiento de la demanda de la generación por recurso vs el costo marginal promedio. De estos resultados se resalta lo siguiente:

Este escenario presenta durante el período de análisis, un comportamiento y una participación por recurso similar a la del Escenario 1. En este sentido, la participación de la generación eólica y solar es del 15%, la generación hidro y térmica tienen una participación del 69% y 9% respectivamente.

La diferencia con el Escenario 1 se presenta en el costo marginal, el cual presenta, para este escenario, un valor de 55.8 USD/MWh mes-año, siendo superior en un 8%, en comparación con el costo marginal del Escenario 1 (51.6 USD/MWh mes-año). Esto se debe principalmente a la inclusión del impuesto al CO2, teniendo en cuenta que ambos escenarios presentan una participación similar de generación térmica.

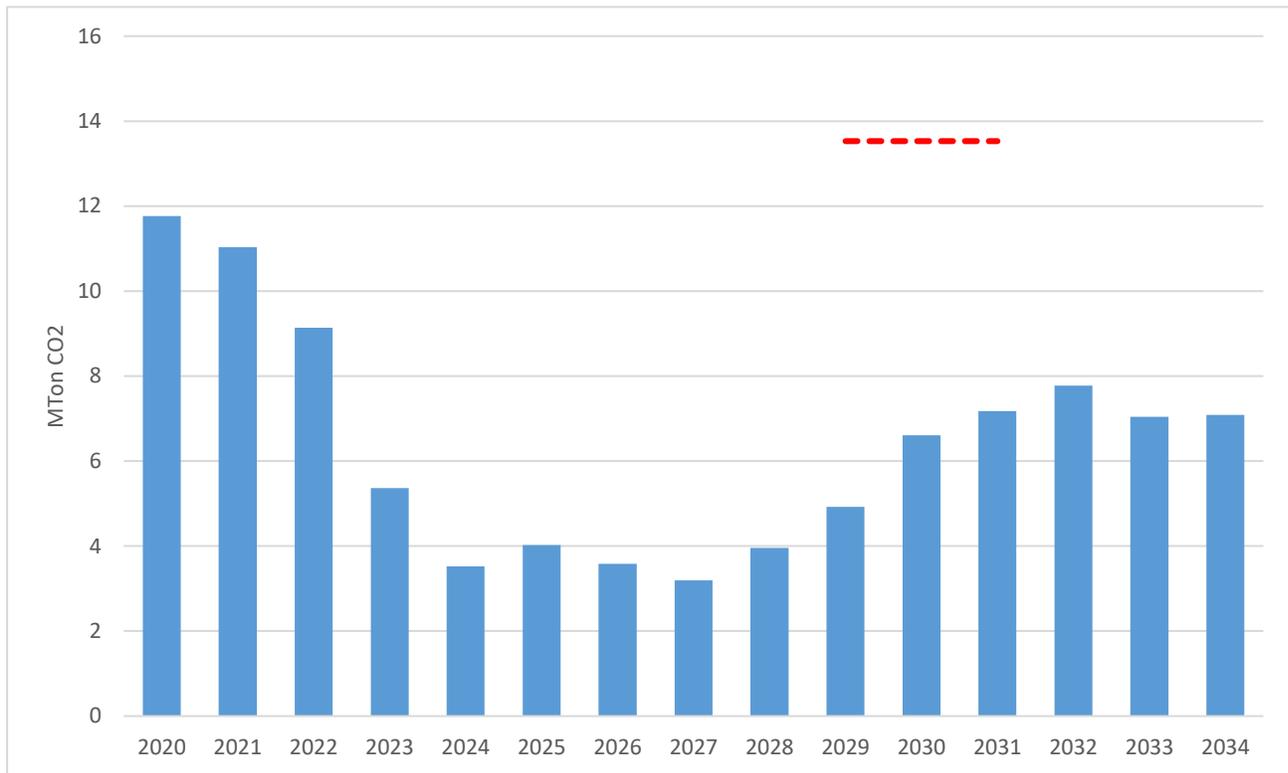
Estos resultados también permiten concluir que la participación de la generación térmica en los escenarios 1 y 7 es la mínima que requiere el sistema para cumplir con la confiabilidad independiente de su costo.

Gráfica 52 Generación por recurso vs Costo Marginal. Escenario 7



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 eléctrico. El valor calculado de las emisiones para 2030 es de 6.61 Mton CO2 (Gráfica 53)

Gráfica 53 Emisiones CO<sub>2</sub> Generación Térmica. Escenario 7



#### 2.4.12. ESCENARIO 8

Este escenario tiene como referencia el Escenario 0.2, en el cual se considera la entrada en operación de las dos fases del proyecto Hidroituango (2,400 MW). En este caso se considera un impuesto adicional a las plantas térmicas equivalente a 5 USD/Ton CO<sub>2</sub> emitida.

El objetivo de este escenario es determinar a partir de las capacidades disponibles definidas en la Tabla 8 y con la ayuda del software OPTGEN, la expansión de mínimo costo (co-optimización de inversión y operación) y, analizar el comportamiento de variables del sistema, tales como: confiabilidad, generación, costo marginal y emisiones, ante la aplicación del mencionado impuesto.

##### 2.4.12.1. RESULTADOS ESCENARIO 8

A continuación, se presentan los resultados de: i) expansión, ii) indicadores de confiabilidad, iii) generación por tecnología, iv) costo marginal y v) emisiones.

En la Gráfica 54 se presenta la conformación de la matriz de generación al final de período de análisis. Estos resultados muestran una distribución porcentual en la cual el recurso hidro tiene una participación del 50%, el 50% restante se distribuye de la siguiente forma: 23% recursos térmicos (gas, carbón, líquidos), 21% recurso eólico y solar y 6% para menores, biomasa y cogeneración.

En la columna “Expansión adicional” de la Tabla 34, se detallan las capacidades complementarias por recurso definidas con el modelo OPTGEN las cuales, sumadas con la expansión fija, representan un

incremento aproximado del 52% en la capacidad instalada, en comparación con la capacidad al inicio del período de estudio.

Este escenario presenta una expansión adicional (2,650 MW) similar a la del Escenario 2 (2,628 MW - Tabla 21). La diferencia corresponde a 18 MW de capacidad de menores y 4 MW de capacidad eólica y a la variación en la fecha de entrada de los diferentes recursos (Tabla 35).

Del total de la expansión adicional (2,650 MW), el 89% corresponde a capacidad eólica y solar y 11% a menores, biomasa y cogeneración. No se define nueva expansión hidro mayor ni térmica.

Gráfica 54 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 8

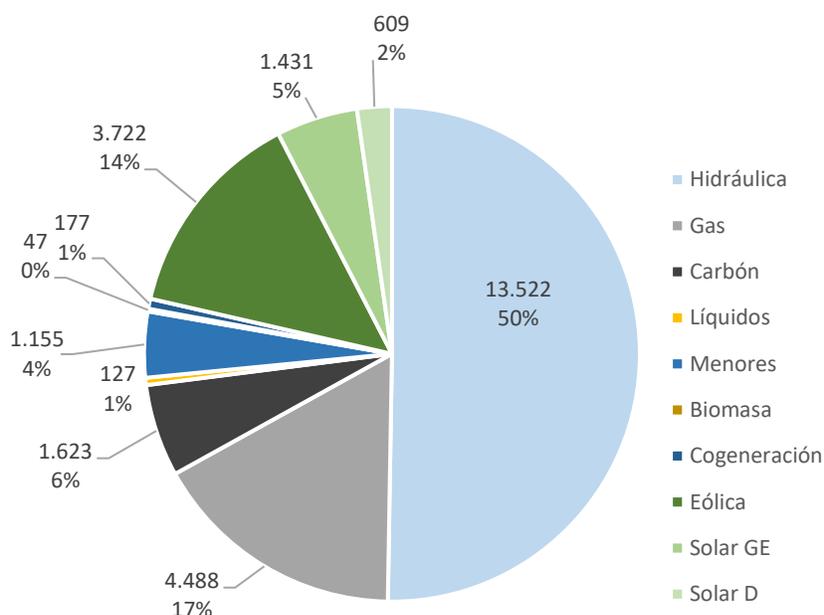


Tabla 34 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 8

Recurso	Base	Cargo por confiabilidad y Expansión Fija	Expansión Adicional	Total [MW]
Hidráulica	11,122	2,400	0	13,522
Gas	3,726	762	0	4,488
Carbón	1,623	0	0	1,623
Líquidos	88	39	0	127
Menores	911	42	203	1,155
Biomasa	22	0	25	47
Cogeneración	117	0	60	177
Eólica	18	2,042	1,662	3,722

Recurso	Base	Cargo por confiabilidad y Expansión Fija	Expansión Adicional	Total [MW]
Geotérmica	0	0	0	0
Solar GE	18	713	700	1,431
Solar D	15	594	0	609
<b>Total</b>	<b>17,660</b>	<b>6,591</b>	<b>2,650</b>	<b>26,901</b>

En la Tabla 35 se presenta el cronograma de entrada de la expansión definida para este escenario

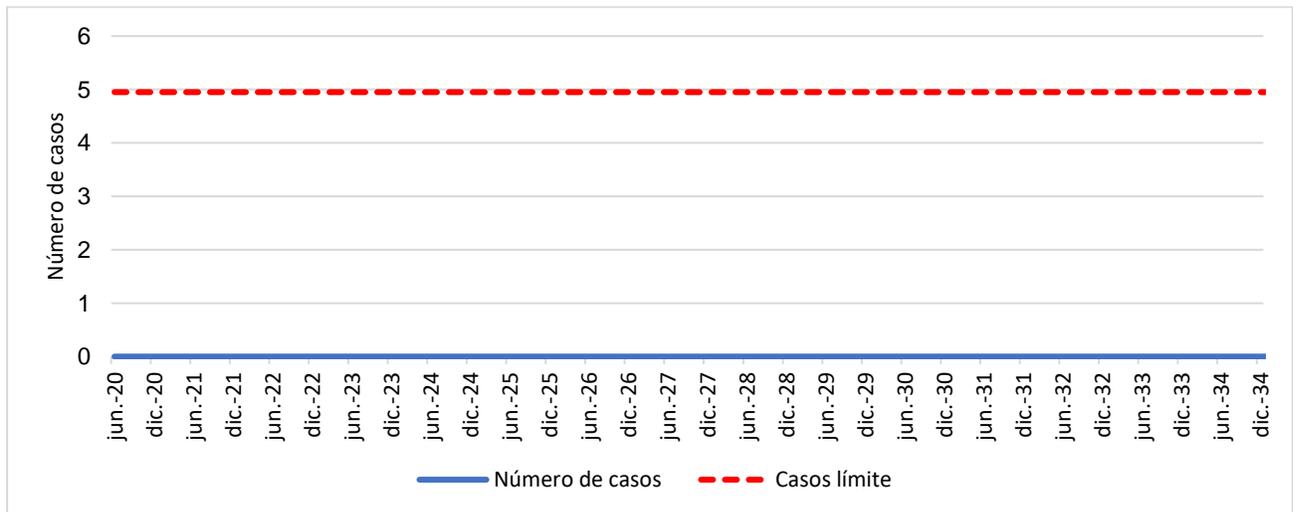
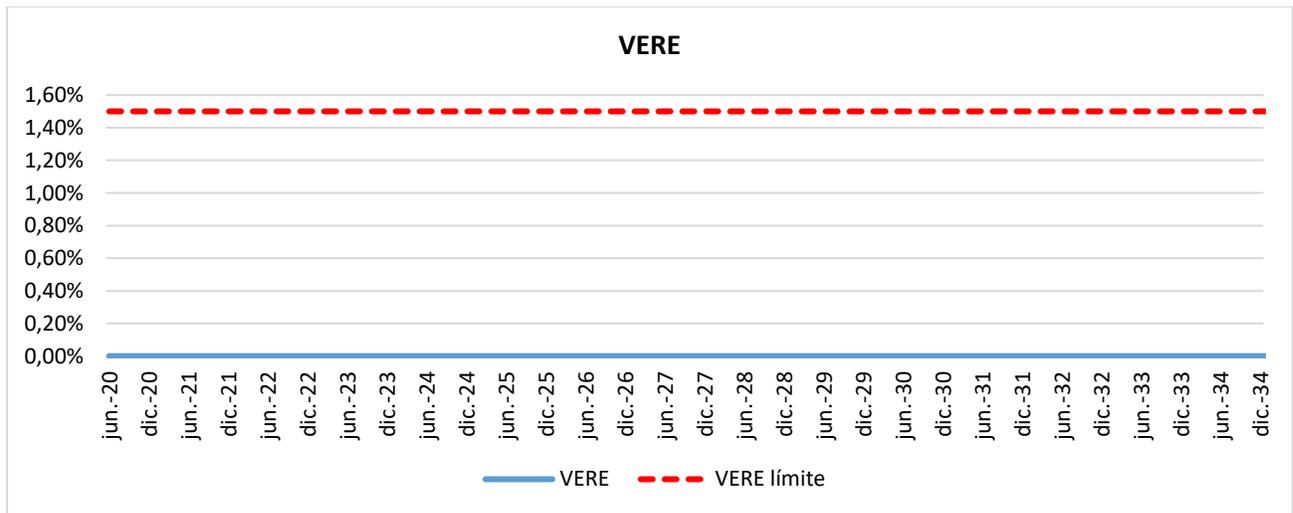
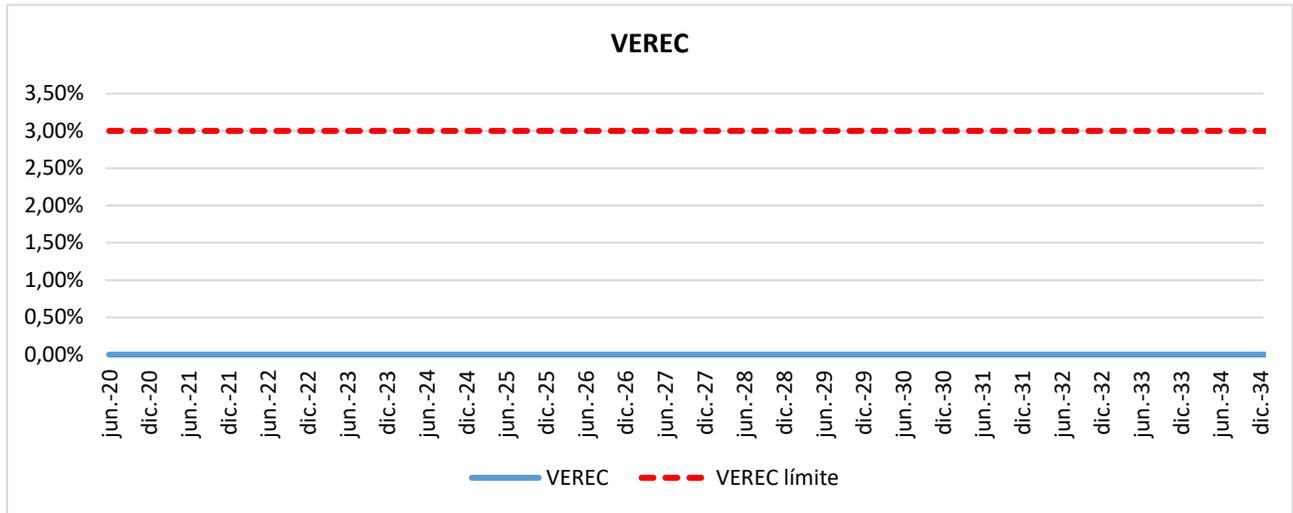
Tabla 35 Cronograma de Expansión. Escenario 8

Cargo por Confiabilidad y Subasta CLPE										
Fecha	Hidráulica	Gas	Carbón	PCHs	Biomasa	Eólica	Solar GE	Solar D	Líquidos	Cogeneración
2020		40								
2021							68		39	
2022	1,200	574				275	439			
2023		148				1,290				
<b>Total</b>	<b>1,200</b>	<b>762</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1,565</b>	<b>507</b>	<b>0</b>	<b>39</b>	<b>0</b>

Expansión										
Año	Hidráulica	Gas	Carbón	PCH's	Biomasa	Eólica	Solar GE	Solar D	Líquidos	Cogeneración
2020		50		42			10	4		
2021		-50						17		
2022								25		
2023						477		33		
2024	1,200						196	41		
2025								49		
2026								53		
2027								57		
2028						499		57		
2029								55		
2030						299		49		
2031						300		49		
2032								40		
2033							300	35		
2034				203	25	564	400	29		60
<b>Total</b>	<b>1,200</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>244</b>	<b>25</b>	<b>2,139</b>	<b>906</b>	<b>594</b>	<b>0</b>	<b>60</b>

En la evaluación de los indicadores de confiabilidad se evidencia el cumplimiento de los índices *VEREC*, *VERE* y *Número de Casos* (Gráfica 55).

Gráfica 55 Indicadores de Confiabilidad. Escenario 8



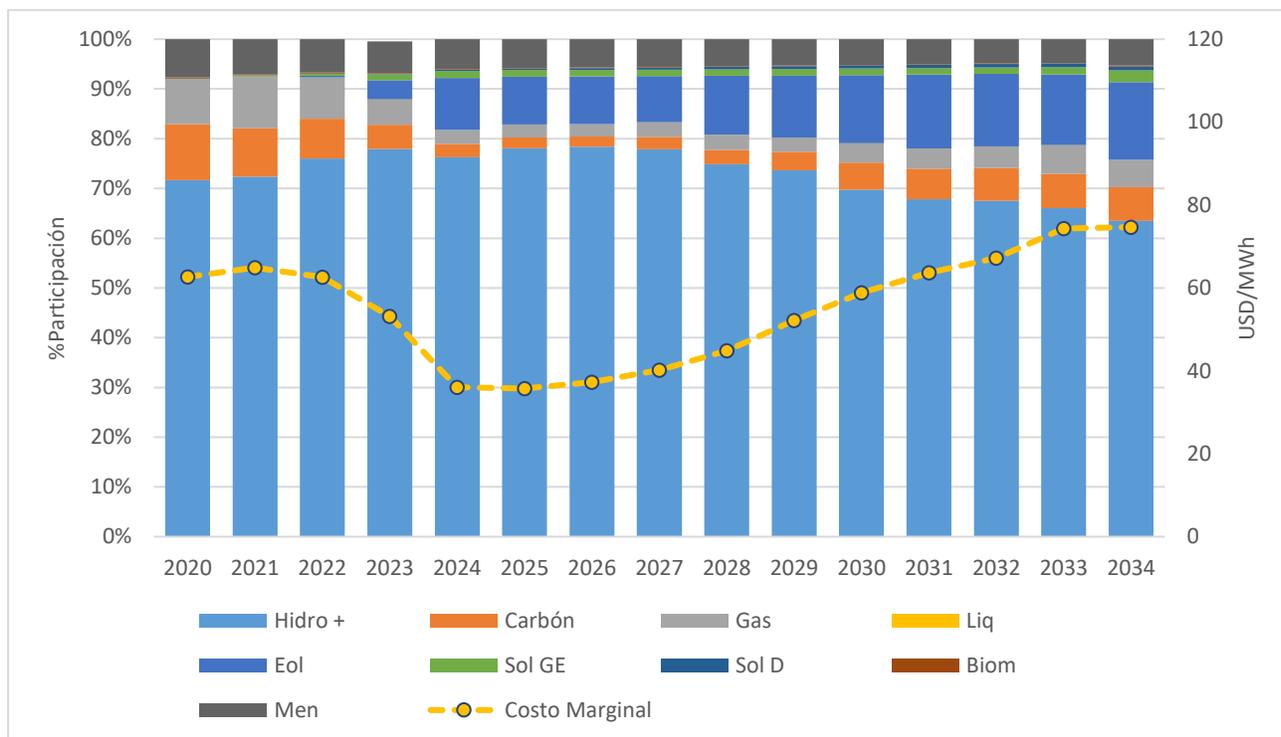
En la Gráfica 56 se presentan los resultados de la participación promedio en el abastecimiento de la demanda de la generación por recurso vs el costo marginal promedio. De estos resultados se resalta lo siguiente:

De igual forma a lo sucedido con los escenarios 1 y 7, el Escenario 8 presenta un comportamiento y una participación por recurso similar a la del Escenario 2. En este caso, la participación de la generación eólica y solar es del 11%, la generación hidro tiene una participación del 73% y la generación térmica alcanza una participación del 10.3%.

El costo marginal promedio para este escenario es de 55.2 USD/MWh-mes, el cual es superior en un 6%, en comparación con el costo marginal del Escenario 2 (52.2 USD/MWh-mes). Esto se debe principalmente a la inclusión del impuesto al CO<sub>2</sub>, teniendo en cuenta que ambos escenarios presentan una participación similar de generación térmica.

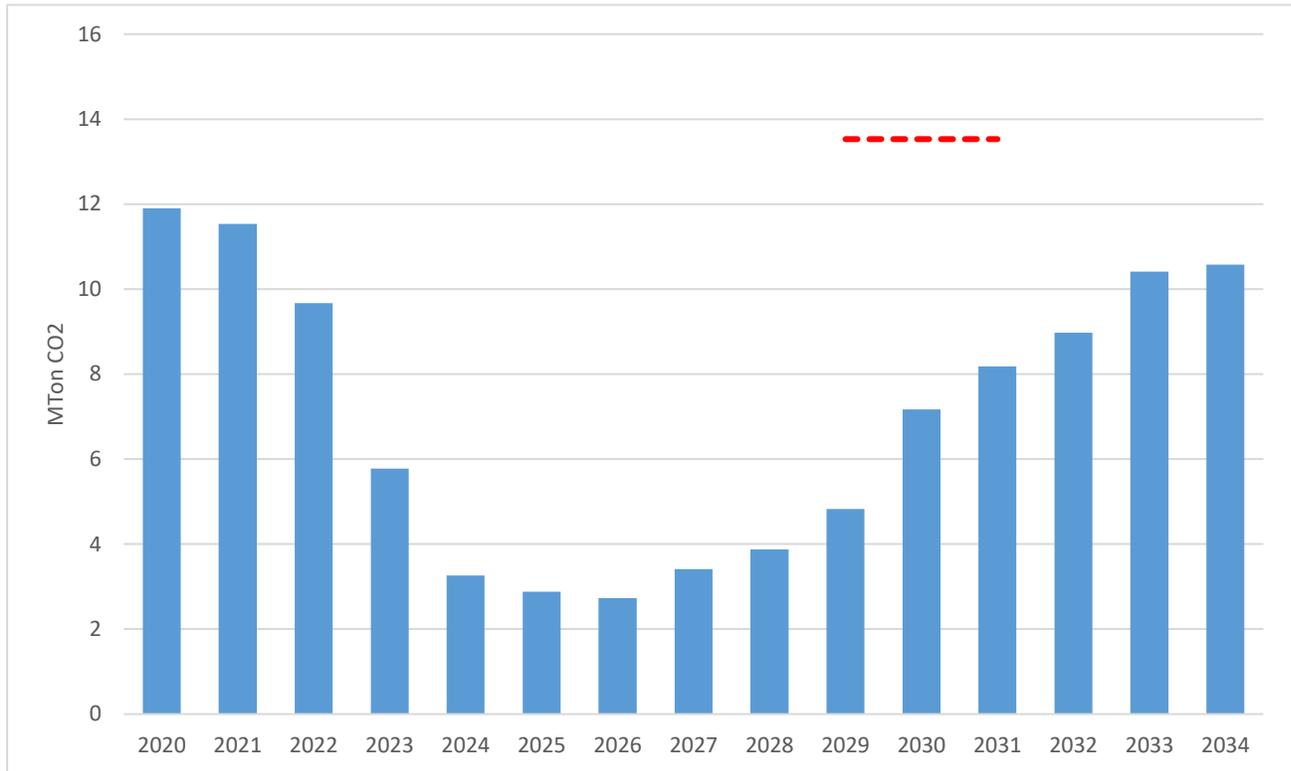
De estos resultados se llega a la misma conclusión del Escenario 7 en el sentido que la participación de la generación térmica en los escenarios 2 y 8 es la mínima que requiere el sistema para cumplir con la confiabilidad independiente de su costo.

Gráfica 56 Generación por recurso vs Costo Marginal. Escenario 8



El análisis del comportamiento de las emisiones de CO<sub>2</sub>, evidencian que para el año 2030 se estaría cumpliendo con los compromisos establecidos para el sector eléctrico. El valor calculado de las emisiones para 2030 es de 7.17 MTon CO<sub>2</sub> (Gráfica 57)

Gráfica 57 Emisiones CO<sub>2</sub> Generación Térmica. Escenario 8



### 2.4.13. ESCENARIO 9

Este escenario tiene como referencia el Escenario 0.1, en el cual se considera la entrada en operación de la primera fase del proyecto Hidroituango (1,200 MW). En este caso se considera la aplicación de la versión 2 de la metodología propuesta en la guía de caudal ambiental a las plantas existentes que renueven concesiones y a los nuevos proyectos hidroeléctricos.

La Guía de Caudal Ambiental es un documento desarrollado por el Ministerio de Ambiente en el cual se presenta una metodología de cálculo de los caudales que pueden ser aprovechados por parte de cualquier proyecto de uso de recursos hídricos (hidroelectricidad, riego, agua potable, etc.), utilizando criterios hidrológicos y ecológicos para el cálculo de los mencionados caudales. Para el caso de los escenarios 9 y 10, la aplicación de la guía se refleja en la disminución del caudal aprovechable de las plantas existentes a partir de la renovación de sus concesiones y también aplica para los nuevos proyectos hidroeléctricos a partir de la fecha de entrada en operación. Esta disminución no aplica para el proyecto Hidroituango.

El objetivo de este escenario es determinar a partir de las capacidades disponibles definidas en la Tabla 8 y con la ayuda del software OPTGEN, la expansión de mínimo costo (co-optimización de inversión y operación) y, analizar el comportamiento de variables del sistema, tales como: confiabilidad, generación, costo marginal y emisiones, ante la aplicación de la de la guía de caudal ambiental.

### 2.4.13.1. RESULTADOS ESCENARIO 9

A continuación, se presentan los resultados de: i) expansión, ii) indicadores de confiabilidad, iii) generación por tecnología, iv) costo marginal y v) emisiones.

En la Gráfica 58 se presenta la conformación de la matriz de generación al final de período de análisis. Estos resultados muestran una distribución porcentual de la matriz en el siguiente orden: en primer lugar, se encuentra el recurso hidro con una participación aproximada del 43%, en segundo lugar, se encuentra el recurso eólico y solar, con una participación conjunta del 30% aproximadamente, en tercer lugar, están los recursos térmicos (gas, carbón, líquidos) con una participación del 21% y por último los recursos restantes (menores, biomasa, geotermia y cogeneración) que alcanzan una participación conjunta del 6%.

En la columna “Expansión adicional” de la Tabla 36, se detallan las capacidades complementarias por recurso definidas con el modelo OPTGEN, las cuales, sumadas con la expansión fija, representan un incremento aproximado del 70% en la capacidad instalada, en comparación con la capacidad al inicio del período de estudio. Este es el mayor crecimiento en capacidad instalada para los escenarios que consideran solo la primera fase del proyecto Hidroituango.

Del total de la expansión adicional (7,092 MW), el 83% corresponde a capacidad eólica y solar, 9% a menores, biomasa, cogeneración y geotermia y, el 8% restante a hidro mayor. No se define nueva expansión térmica (carbón y gas).

Es de resaltar que este es el único escenario donde se define la incorporación del recurso geotérmico (50 MW) en la matriz de generación.

Gráfica 58 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 9

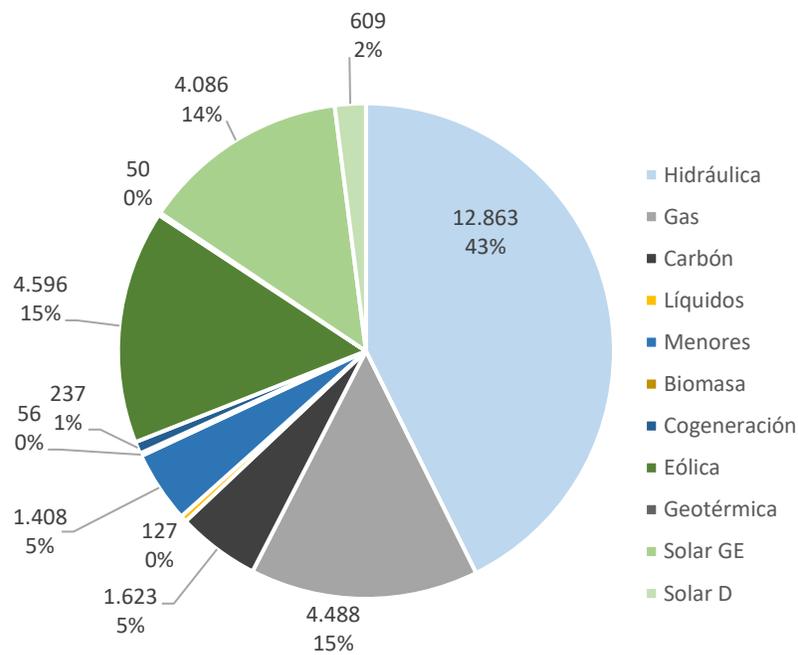


Tabla 36 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 9

Recurso	Base	Cargo por confiabilidad y Expansión Fija	Expansión Adicional	Total [MW]
Hidráulica	11,122	1,200	541	12,863
Gas	3,726	762	0	4,488
Carbón	1,623	0	0	1,623
Líquidos	88	39	0	127
Menores	911	42	455	1,408
Biomasa	22	0	35	56
Cogeneración	117	0	120	237
Eólica	18	2,042	2,536	4,596
Geotérmica	0	0	50	50
Solar GE	18	713	3,355	4,086
Solar D	15	594	0	609
<b>Total</b>	<b>17,660</b>	<b>5,391</b>	<b>7,092</b>	<b>30,143</b>

En la

Tabla 37 se presenta el cronograma de entrada de la expansión definida para este escenario

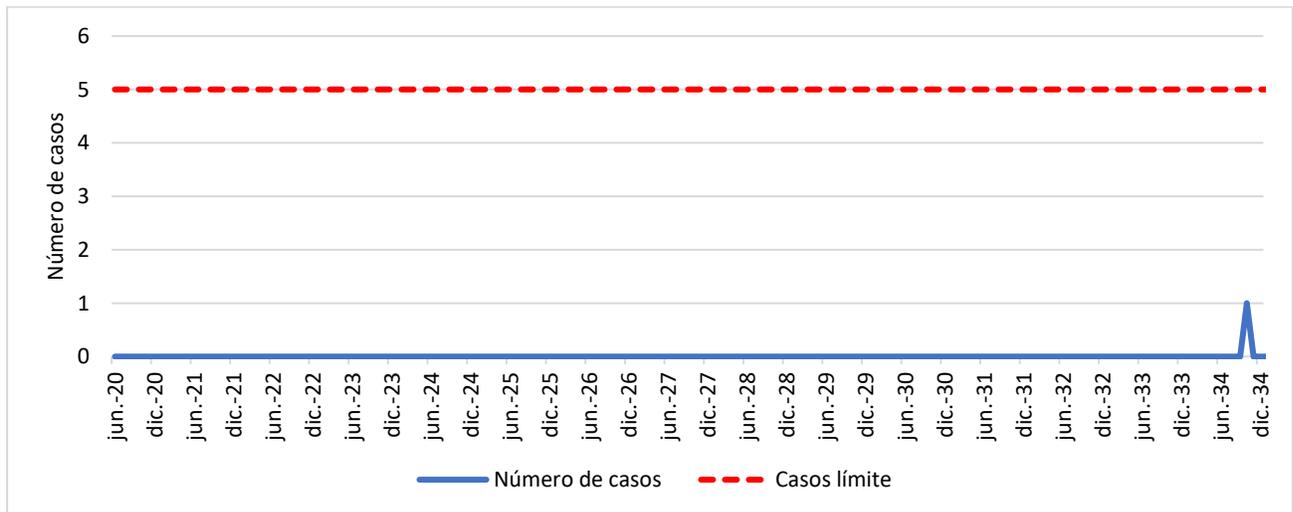
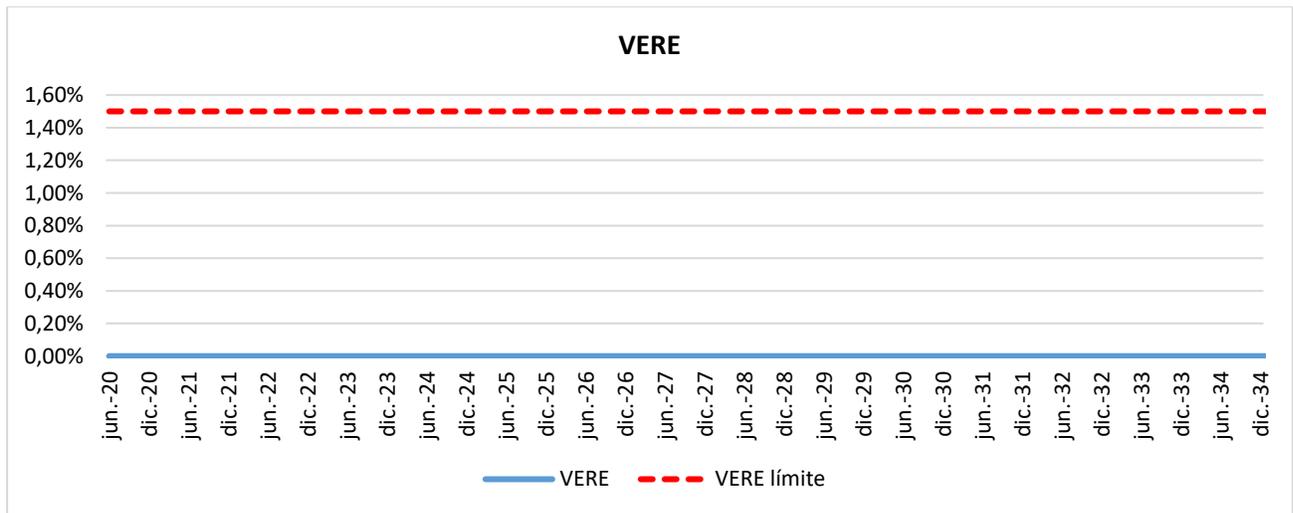
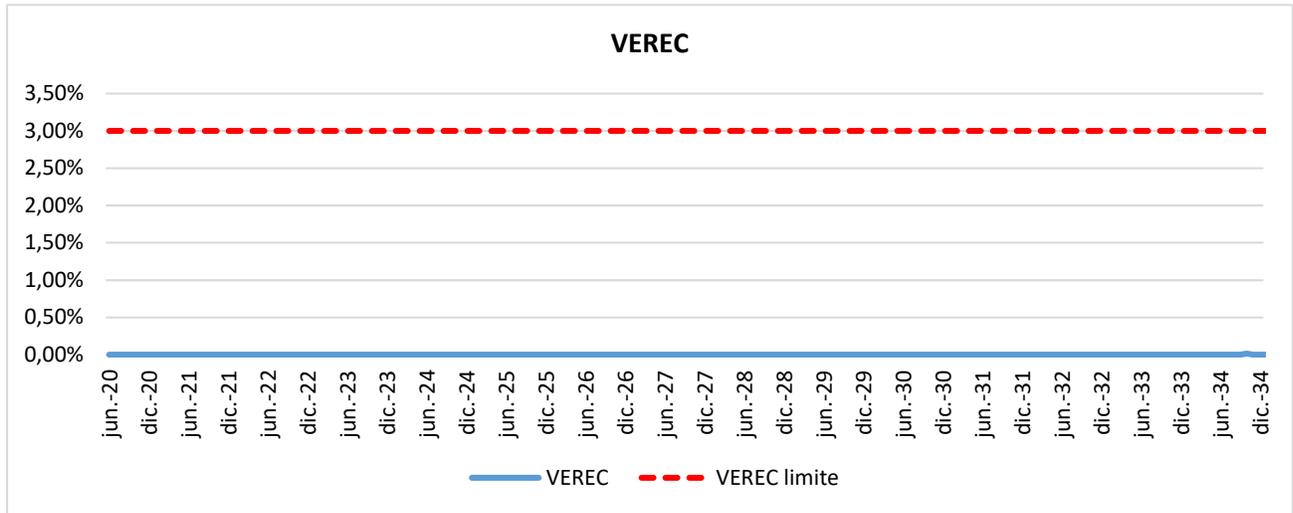
Tabla 37 Cronograma de Expansión. Escenario 9

Cargo por Confiabilidad y Subasta CLPE										
Fecha	Hidráulica	Gas	Carbón	PCH	Biomasa	Eólica	Solar GE	Solar D	Líquidos	Cogeneración
2020		40								
2021							68		39	
2022	1,200	574				275	439			
2023		148				1,290				
<b>Total</b>	<b>1,200</b>	<b>762</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1,565</b>	<b>507</b>	<b>0</b>	<b>39</b>	<b>0</b>

Expansión										
Año	Hidráulica	Gas	Carbón	PCH	Biomasa	Eólica	Solar GE	Solar D	Geotérmica	Cogeneración
2020		50		42			10	4		
2021		-50		20			600	17		
2022				59		32	700	25		
2023						477		33		
2024							196	41		
2025								49		
2026								53		
2027						1,250		57		
2028				24	25	376		57		60
2029				122				55		
2030	226			20			400	49		
2031	81			211	10	868	793	49		60
2032	234					10	160	40		
2033							603	35		
2034							100	29	50	
<b>Total</b>	<b>541</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>497</b>	<b>35</b>	<b>3,013</b>	<b>3,561</b>	<b>594</b>	<b>50</b>	<b>120</b>

En la evaluación de los indicadores de confiabilidad se evidencia el cumplimiento de los índices *VEREC*, *VERE* y *Número de Casos* (Gráfica 59).

Gráfica 59 Indicadores de Confiabilidad. Escenario 9

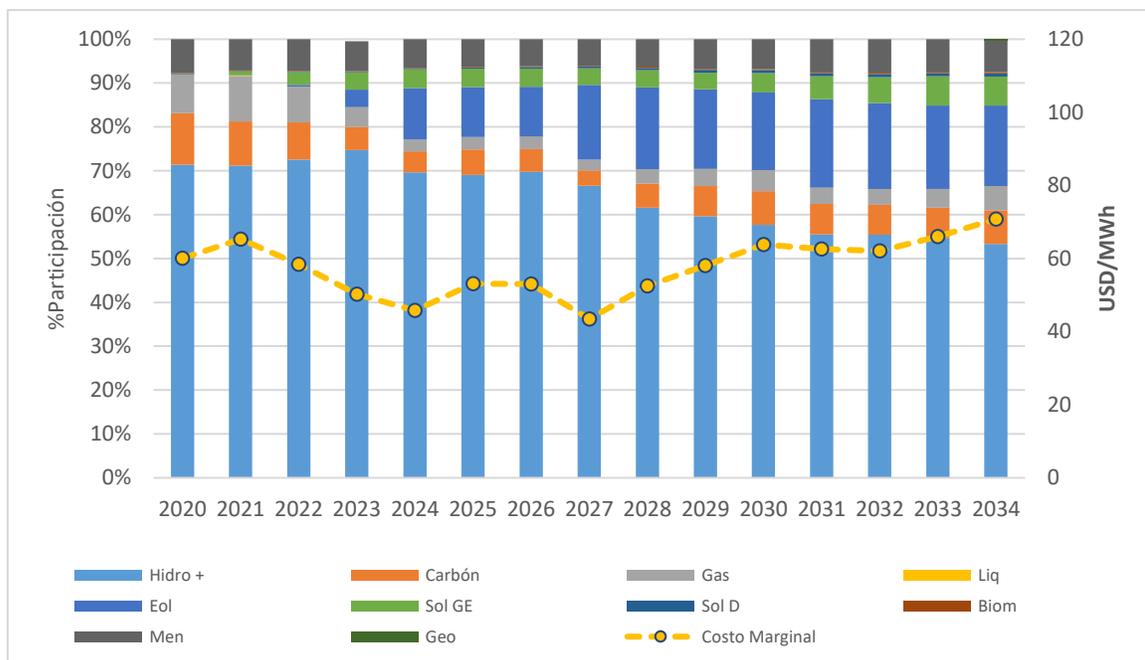


En la Gráfica 60 se presentan los resultados de la participación promedio en el abastecimiento de la demanda de la generación por recurso vs el costo marginal promedio. De estos resultados se resalta lo siguiente:

Con la aplicación de la metodología de caudal ambiental a los nuevos proyectos hidroeléctricos y renovación de concesiones de plantas existentes, el recurso hidro alcanza una participación del 64% durante el horizonte de análisis. Esta es la menor participación del recurso hidro en el abastecimiento de la demanda comparando con los demás escenarios desarrollados. En cambio, el recurso eólico y solar con un 17% y el recurso térmico con un 11.7%, alcanzan su mayor participación en el abastecimiento de la demanda entre los escenarios impares desarrollados (Escenarios 1 a 9).

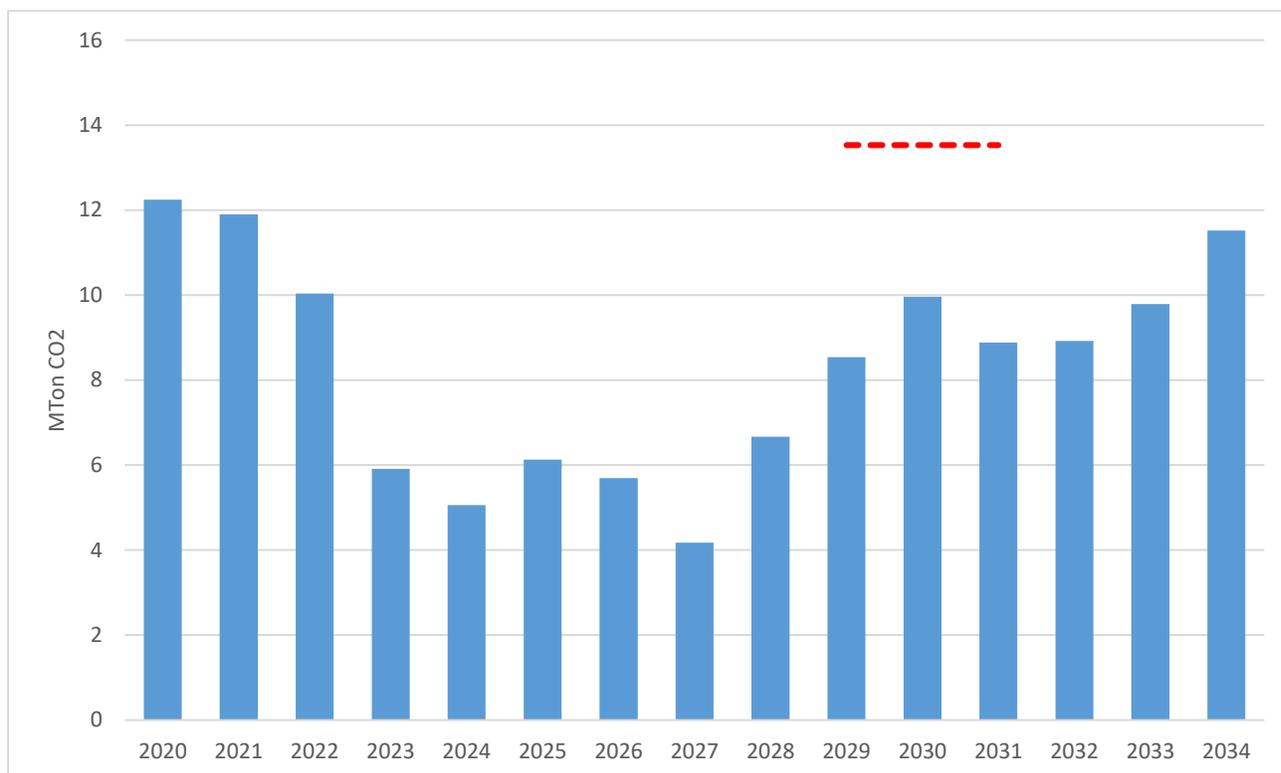
El costo marginal para este escenario es de 57.5 USD/MWh mes, siendo este el mayor valor promedio de costo marginal (para el período de análisis) entre los escenarios 1 a 10.

Gráfica 60 Generación por recurso vs Costo Marginal. Escenario 9



El análisis del comportamiento de las emisiones de CO<sub>2</sub>, evidencian que para el año 2030 se estaría cumpliendo con los compromisos establecidos para el sector eléctrico. El valor calculado de las emisiones para 2030 es de 9.96 Mton CO<sub>2</sub> (Gráfica 61)

Gráfica 61 Emisiones CO<sub>2</sub> Generación Térmica. Escenario 9



#### 2.4.14. ESCENARIO 10

Este escenario tiene como referencia el Escenario 0.2, en el cual se considera la entrada en operación de las dos fases del proyecto Hidroituango (2,400 MW). En este caso se considera la aplicación de la versión 2 de la metodología propuesta en la guía de caudal ambiental a las plantas existentes que renueven concesiones y a los nuevos proyectos hidroeléctricos.

El objetivo de este escenario es determinar a partir de las capacidades disponibles definidas en la Tabla 8 y con la ayuda del software OPTGEN, la expansión de mínimo costo (co-optimización de inversión y operación) y, analizar el comportamiento de variables del sistema, tales como: confiabilidad, generación, costo marginal y emisiones, ante la aplicación de la de la guía de caudal ambiental.

##### 2.4.14.1. RESULTADOS ESCENARIO 10

A continuación, se presentan los resultados de: i) expansión, ii) indicadores de confiabilidad, iii) generación por tecnología, iv) costo marginal y v) emisiones.

En la Gráfica 62 se presenta la conformación de la matriz de generación al final de período de análisis. Estos resultados muestran una distribución porcentual en la cual el recurso hidro tiene una participación del 46%, 28% para el recurso eólico y solar, 20% recursos térmicos, y 6% para menores, biomasa y cogeneración.

En la columna “Expansión adicional” de la Tabla 38, se detallan las capacidades complementarias por recurso definidas con el modelo OPTGEN, las cuales, sumadas con la expansión fija, representan un incremento

aproximado del 72% en la capacidad instalada, en comparación con la capacidad al inicio del período de estudio. Este es el mayor crecimiento en capacidad instalada para los escenarios que consideran la entrada de las dos fases del proyecto Hidroituango (escenarios pares).

Del total de la expansión adicional (6,053 MW), el 83% corresponde a capacidad eólica y solar y 10% a menores, biomasa y cogeneración y, el 7% restante a hidro mayor. No se define nueva expansión térmica.

Gráfica 62 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 10

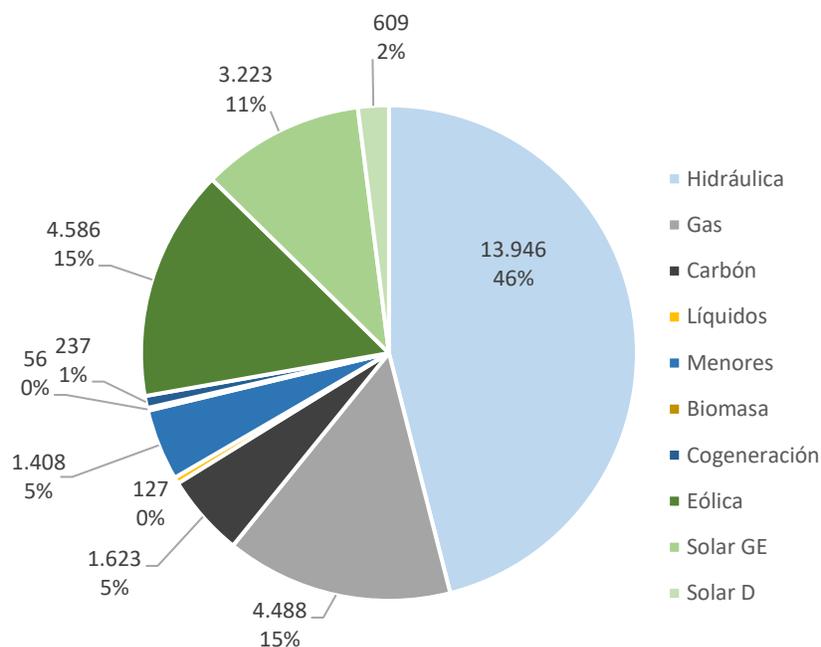


Tabla 38 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario 10

Recurso	Base	Cargo por confiabilidad y Expansión Fija	Expansión Adicional	Total [MW]
Hidráulica	11,122	2,400	425	13,946
Gas	3,726	762	0	4,488
Carbón	1,623	0	0	1,623
Líquidos	88	39	0	127
Menores	911	42	455	1,408
Biomasa	22	0	35	56
Cogeneración	117	0	120	237
Eólica	18	2,042	2,526	4,586
Geotérmica	0	0	0	0
Solar GE	18	713	2,492	3,223
Solar D	15	594	0	609
<b>Total</b>	<b>17,660</b>	<b>6,591</b>	<b>6,053</b>	<b>30,304</b>

En la Tabla 39 se presenta el cronograma de entrada de la expansión definida para este escenario

Tabla 39 Cronograma de Expansión. Escenario 10

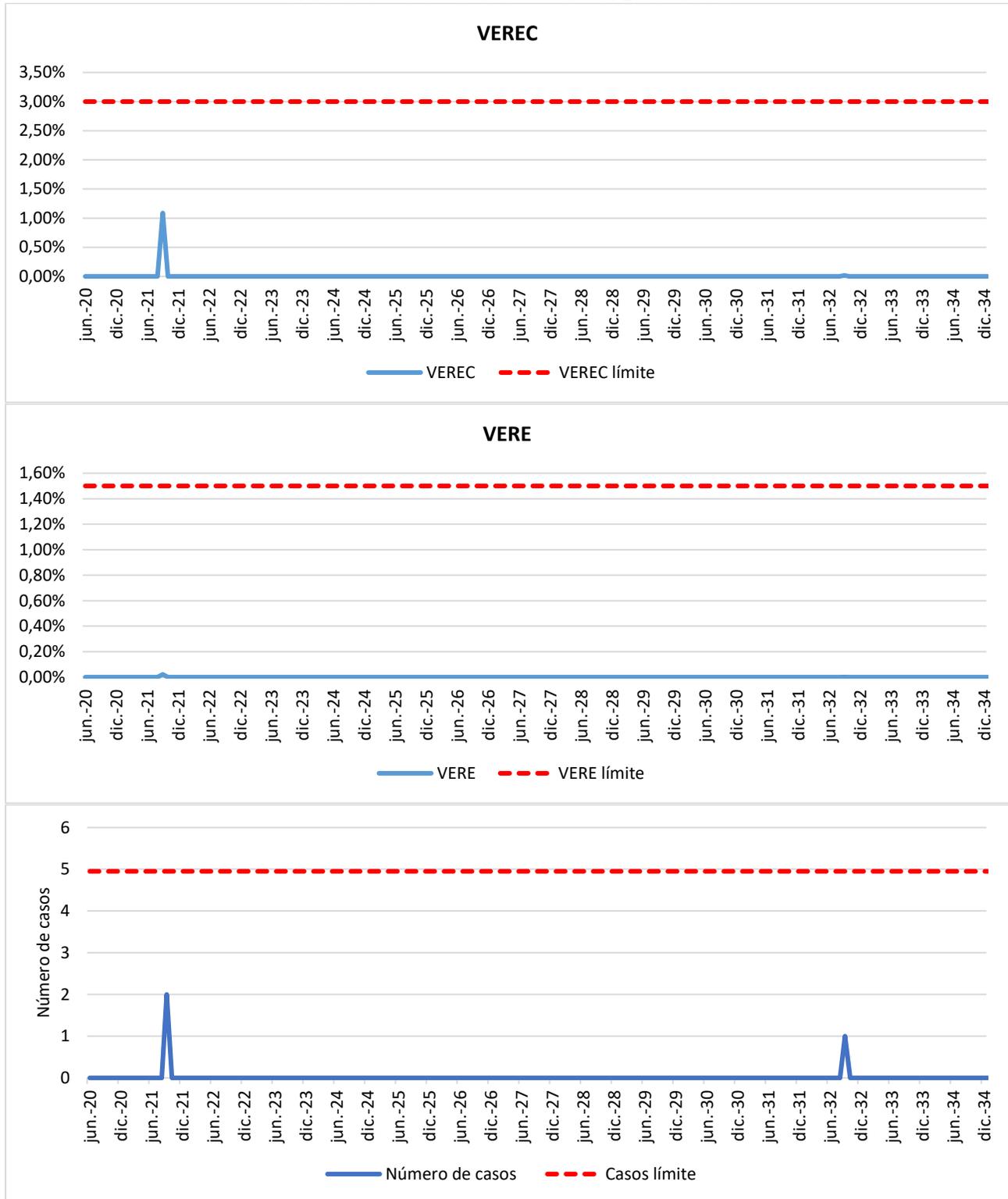
Cargo por Confiabilidad y Subasta CLPE										
Fecha	Hidráulica	Gas	Carbón	PCH	Biomasa	Eólica	Solar GE	Solar D	Líquidos	Cogeneración
2020		40								
2021							68		39	
2022	1,200	574				275	439			
2023		148				1,290				
<b>Total</b>	<b>1,200</b>	<b>762</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1,565</b>	<b>507</b>	<b>0</b>	<b>39</b>	<b>0</b>

Expansión										
Año	Hidráulica	Gas	Carbón	PCH	Biomasa	Eólica	Solar GE	Solar D	Líquidos	Cogeneración
2020		50		42			10	4		
2021		-50						17		
2022								25		
2023						477		33		
2024	1,200						196	41		
2025								49		
2026								53		
2027						499		57		
2028						299		57		
2029						100		55		
2030						352	300	49		
2031				224	25	408	400	49		60
2032							1,000	40		
2033	380			231	10	718	50	35		60
2034	45					150	743	29		
<b>Total</b>	<b>1,625</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>497</b>	<b>35</b>	<b>3,003</b>	<b>2,699</b>	<b>594</b>	<b>0</b>	<b>120</b>

En la evaluación de los indicadores de confiabilidad se evidencia el cumplimiento de los índices *VEREC*, *VERE* y *Número de Casos* (Gráfica 63). En este caso, se presentan tres series con déficit (Series 43, 91, 93), las cuales no ocasionan incumplimiento de los indicadores de confiabilidad. Estas series presentan un déficit en el mes de septiembre en los años 2021 y 2032, al igual que en los escenarios de referencia (01 y 0.2), estos déficits son ocasionados por las restricciones modeladas para la generación hidro mayor, sumado con la disminución de caudales aprovechables definida para este escenario.

Gráfica 63 Indicadores de Confiabilidad. Escenario 10



En la Gráfica 64 se presenta la participación por tecnología de la generación versus el costo marginal promedio. De estos resultados se resalta lo siguiente.

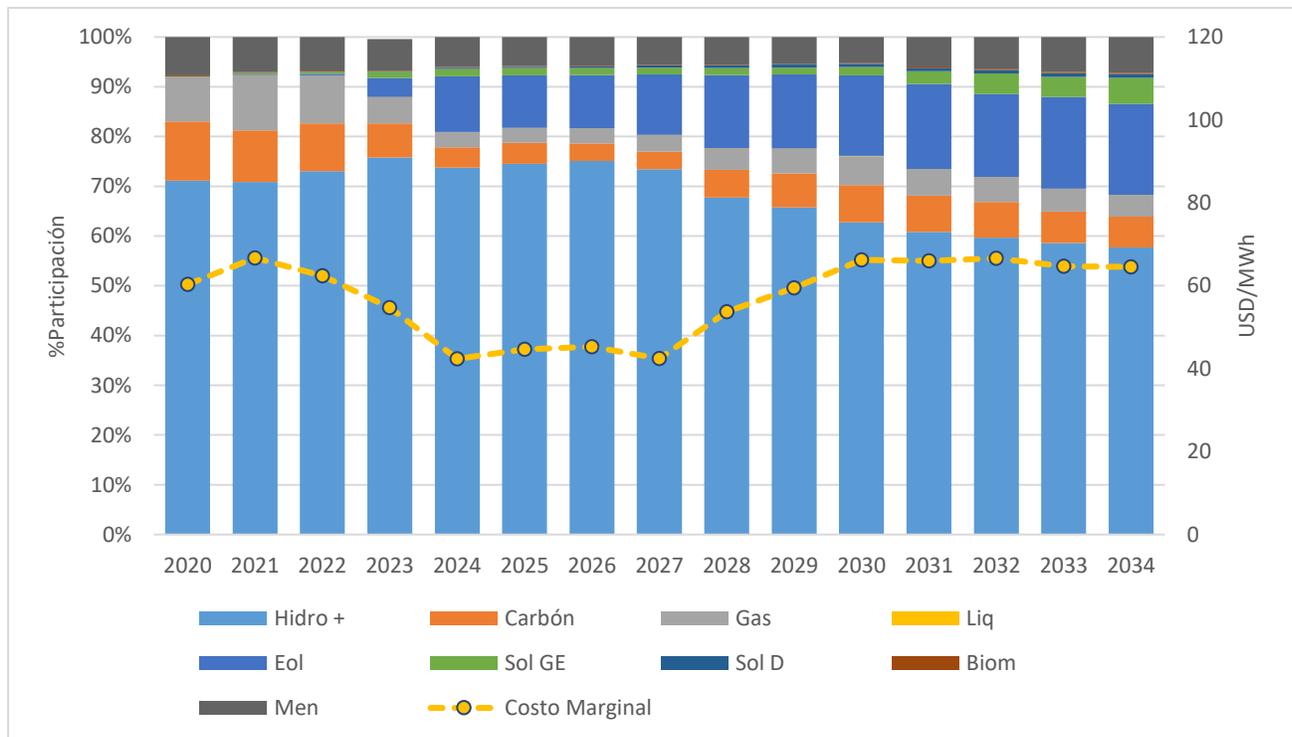
De forma similar a lo ocurrido en el Escenario 9, la aplicación, de la metodología de caudal ambiental a los nuevos proyectos hidroeléctricos y renovación de concesiones de plantas existentes causa que este escenario sea el de menor participación del recurso hidro (67.8%) entre los escenarios pares (escenarios 2 a 10)

El recurso térmico y el recurso eólico y solar alcanzan su mayor participación entre los escenarios pares con unos porcentajes del 12.2% y 13.3% respectivamente.

El costo marginal promedio para este escenario es de 57.1 USD/MWh mes, que es el mayor valor de costo marginal entre los escenarios pares.

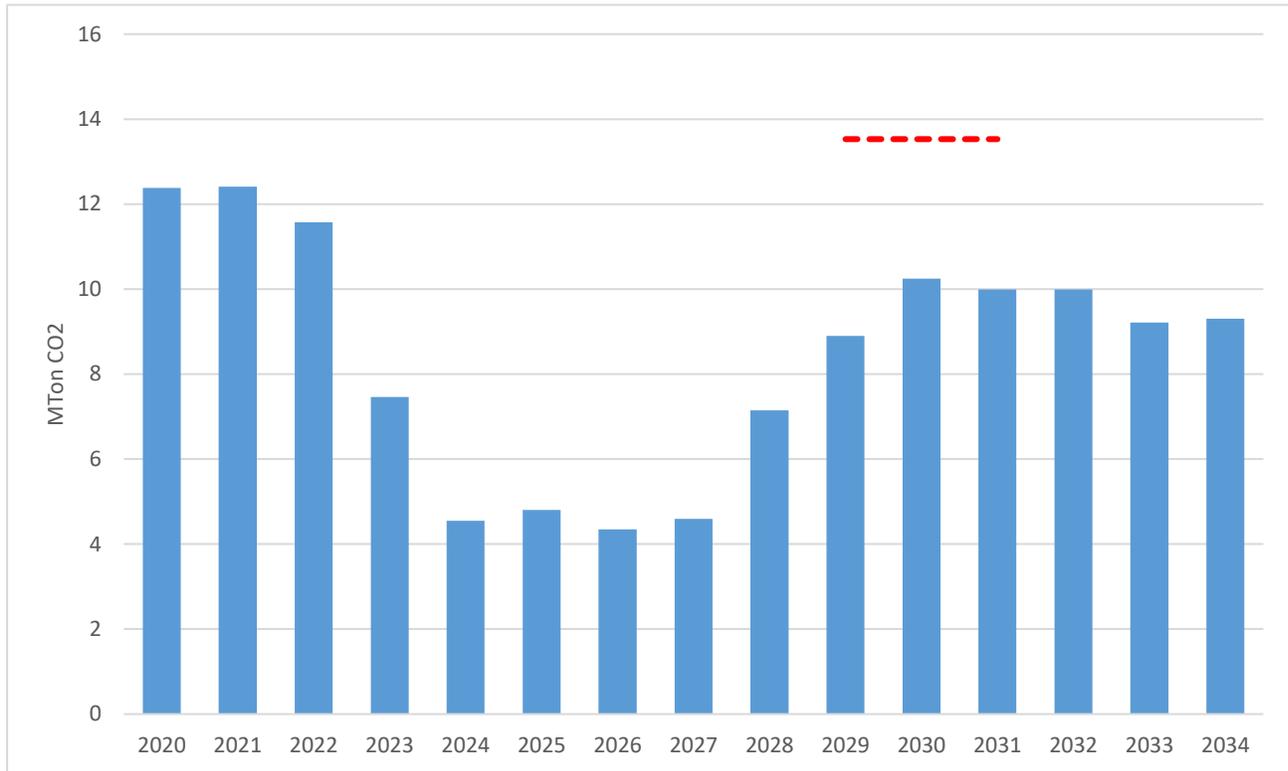
Los resultados de los escenarios 9 y 10 permiten concluir que la aplicación de la guía de caudal ambiental a las plantas y proyectos hidroeléctricos puede ocasionar, en el sector eléctrico, un impacto igual o mayor que el producido por un Fenómeno El Niño.

Gráfica 64 Generación por recurso vs Costo Marginal. Escenario 10



El análisis del comportamiento de las emisiones de CO<sub>2</sub>, evidencian que para el año 2030 se estaría cumpliendo con los compromisos establecidos para el sector eléctrico. El valor calculado de las emisiones para 2030 es de 10.25 Mton CO<sub>2</sub> (Gráfica 65)

Gráfica 65 Emisiones CO<sub>2</sub> Generación Térmica. Escenario 10



#### 2.4.15. ESCENARIO DE MUY LARGO PLAZO 1

La extensión del período de análisis hasta el año 2050 se hizo con el objetivo de desarrollar un escenario que de una señal de expansión en un horizonte de tiempo acorde con el Plan Energético Nacional. Este escenario tiene como base el Escenario 1, a partir del cual, con la ayuda del software OPTGEN, se determina la expansión adicional para el horizonte 2035-2050.

Para el desarrollo de este escenario se tienen las siguientes consideraciones adicionales:

- Se amplía el portafolio de proyectos disponibles (Tabla 40). Se ha modificado el CAPEX y la eficiencia de los proyectos del portafolio de acuerdo con las proyecciones internacionales de costos de capital y factor de planta esperados para las diferentes tecnologías en el muy largo plazo.

Tabla 40 Portafolio disponible Escenario MLP

Tecnología	Capacidad [MW]
Biomasa	350
Carbón	1,110
Cogeneración	120
Eólico	2,744
Eólico Offshore	2,000
Gas	1180

Tecnología	Capacidad [MW]
Geotermia	600
Hidro	780
Menores	139
Nuclear	300
Solar	6,880
<b>Total</b>	<b>16,203</b>

- Se amplía la proyección de demanda. Se estima la demanda para cubrir todo el periodo de análisis de acuerdo con las tendencias presentadas en el Plan Energético Nacional.
- Se amplía la proyección de precios de combustible. Se toma como referencia Proyección de precios de combustibles de gas natural y GLP, carbón y combustibles líquidos. Revisión junio de 2020.

#### 2.4.15.1. RESULTADOS ESCENARIO MLP 1

A continuación, se presentan los resultados de: i) expansión, ii) generación por tecnología, iii) costo marginal y iv) emisiones.

En la Tabla 41 se presentan los resultados de la expansión por recurso definida para el período 2035-2050. De estos resultados se destaca lo siguiente:

Al finalizar el periodo de análisis, la capacidad instalada es de 44,144 MW, lo que equivale a un incremento del 150%, en comparación con la capacidad base.

Los recursos de mayor crecimiento son el eólico y solar, los cuales suman un total de 20,240 MW lo que equivale a una participación aproximada del 46% en la matriz de generación al año 2050.

La generación hidro mayor y térmica alcanzan una participación aproximada del 48% en la matriz de generación al año 2050.

Se resalta la expansión en generación térmica (1,210 MW), esto teniendo en cuenta que no se define nueva capacidad térmica en ninguno de los escenarios a 2034 (Escenarios 1 a 10).

También es de destacar la expansión en generación eólica offshore (2,000 MW) y Geotermia (600 MW), las cuales, debido a sus costos, no se encuentran presente en el corto y mediano plazo.

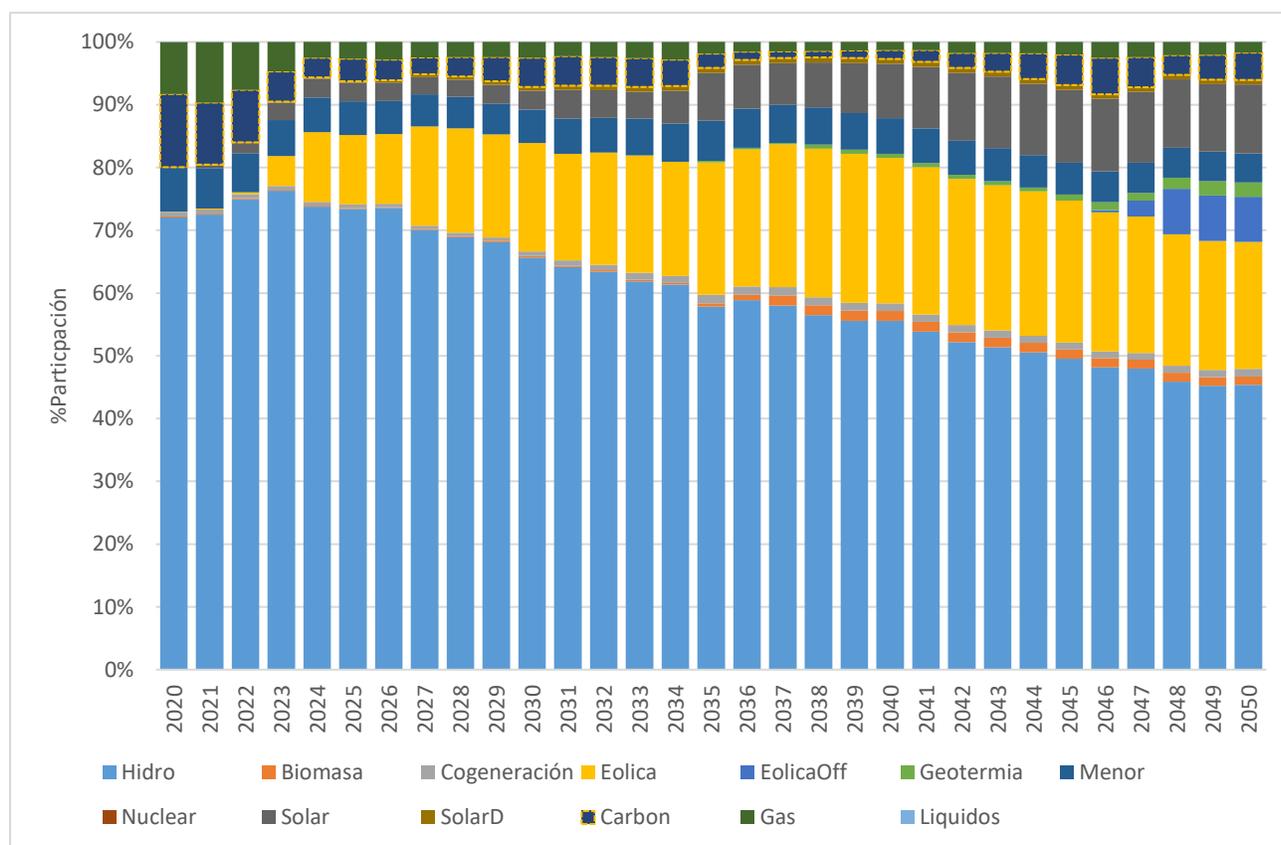
Tabla 41 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario MLP 1

Recurso	Base	Cargo por confiabilidad y Expansión Fija	Expansión Escenario 1	Expansión 2035-2050	Total [MW]	Participación [%]
Hidráulica	11,122	1,200	380	844	13,546	30.7%
Gas	3,726	762	0	350	4,838	11.0%
Carbón	1,623	0	0	860	2,483	5.6%
Líquidos	88	39	0	0	127	0.3%

Recurso	Base	Cargo por confiabilidad y Expansión Fija	Expansión Escenario 1	Expansión 2035-2050	Total [MW]	Participación [%]
Menores	911	42	455	139	1,547	3.5%
Biomasa	22	0	35	350	406	0.9%
Cogeneración	117	0	120	120	357	0.8%
Eólica	18	2,042	2,526	2,744	7,330	16.6%
Geotérmica	0	0	0	600	600	1.4%
Solar GE	18	713	2,492	7,078	10,301	23.3%
Solar D	15	594	0	0	609	1.4%
Eólica Offshore	0	0	0	2,000	2,000	4.5%
<b>Total</b>	<b>17,660</b>	<b>5,391</b>	<b>6,008</b>	<b>15,085</b>	<b>44,144</b>	<b>100%</b>

En la Gráfica 66 se presenta la participación por tecnología de la generación anual. De estos resultados se resalta que para el año 2050, la generación hidro mayor y térmica, alcanzan una participación del 51%, la generación eólica y solar suman una participación del 40% y los recursos restantes llegan a una participación conjunta del 9%.

Gráfica 66 Generación por recurso. Escenario MLP 1



## 2.4.16. ESCENARIO DE MUY LARGO PLAZO 2

La extensión del período de análisis hasta el año 2050 se realizó con el objetivo de identificar señales y la orientación de expansión en un horizonte de tiempo acorde con el Plan Energético Nacional. El análisis tiene como base el Escenario 2, a partir del cual, con la ayuda del software OPTGEN, se determina la expansión adicional para el horizonte 2035-2050.

Para el desarrollo de este análisis se tienen en cuenta las mismas consideraciones adicionales definidas para el Escenario MLP 1, en cuanto a portafolio de proyectos disponibles, proyección de demanda y proyección de precios de combustibles.

### 2.4.16.1. RESULTADOS ESCENARIO MLP 2

A continuación, se presentan los resultados de: i) expansión, ii) generación por tecnología, iii) costo marginal y iv) emisiones.

En la Tabla 42 se presentan los resultados de la expansión por recurso definida para el período 2035-2050. De estos resultados se destaca lo siguiente:

Al finalizar el periodo de análisis, la capacidad instalada es de 42,099 MW, lo que equivale a un incremento del 138%, en comparación con la capacidad base.

En este escenario, al igual que en el Escenario MPL1, los recursos de mayor crecimiento son el eólico y solar, los cuales suman un total de 17,761 MW lo que equivale a una participación aproximada del 42% en la matriz de generación al año 2050. En el crecimiento del recurso eólico se destaca la expansión de 2,000 MW en generación eólica offshore.

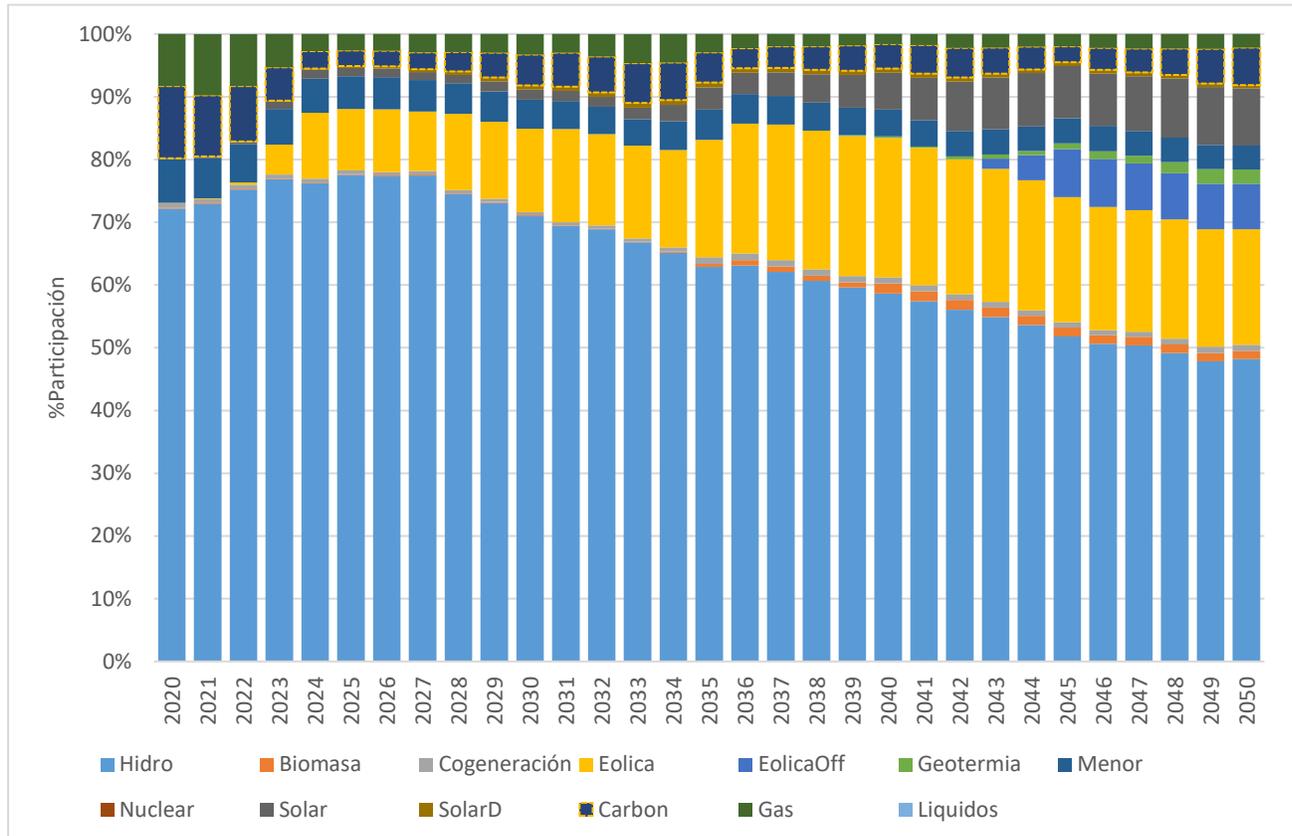
La generación hidro mayor y térmica alcanzan una participación aproximada del 52% en la matriz de generación al año 2050. De igual forma que en el Escenario MLP1, se destaca la expansión de 1,210 MW en generación térmica.

Tabla 42 Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenario MLP 2

Recurso	Base	Cargo por confiabilidad y Expansión Fija	Expansión Escenario 2	Expansión 2035-2050	Total [MW]	Participación
Hidráulica	11,122	2,400	0	798	14,320	34.01%
Gas	3,726	762	0	350	4,838	11.49%
Carbón	1,623	0	0	860	2,483	5.90%
Líquidos	88	39	0	0	127	0.30%
Menores	911	42	185	139	1,277	3.03%
Biomasa	22	0	25	350	397	0.94%
Cogeneración	117	0	60	120	297	0.70%
Eólica	18	2,042	1,658	2,744	6,462	15.35%
Geotérmica	0	0	0	600	600	1.43%
Solar GE	18	713	700	7,080	8,511	20.22%
Solar D	15	594	0	179	788	1.87%
Eólica Offshore	0	0	0	2,000	2,000	4.75%
<b>Total</b>	<b>17,660</b>	<b>6,591</b>	<b>2,628</b>	<b>15,220</b>	<b>42,099</b>	<b>100.00%</b>

En la Gráfica 67 se presenta la participación por tecnología de la generación. De estos resultados se resalta que para el año 2050, la generación hidro mayor y térmica, alcanzan una participación del 57%, la participación de la generación eólica y solar es del 36% y los recursos restantes llegan a una participación conjunta del 7%.

Gráfica 67 Generación por recurso. Escenario MLP 2



## 2.4.17. RESUMEN DE RESULTADOS

En la Tabla 43 se presenta el resumen de expansión por tecnología de cada uno de los escenarios expuestos anteriormente. A la derecha se presenta la capacidad instalada base y la expansión fija, la cual es la misma para todos los escenarios evaluados dependiendo de la consideración de Hidroituango.

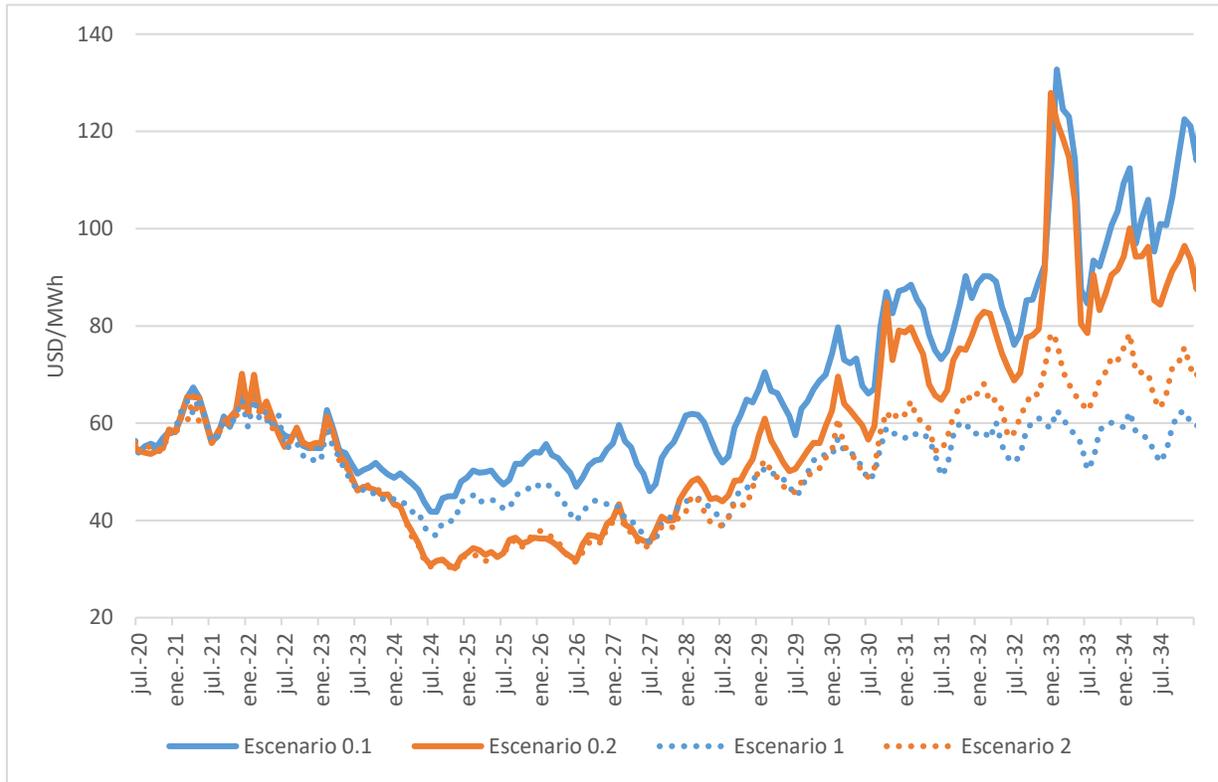
Tabla 43 Resumen de Expansión

Recurso	Base	Cargo por confiabilidad y Expansión Fija	Escenario 0.1 (Sin Expansión Adicional)	Escenario 1	Escenario 3 (Atraso Ituango)	Escenario 5 (Fenómeno El Niño)	Escenario 7 (Impuesto CO2)	Escenario 9 (Caudal Ambiental)
Hidráulica	11,122	1,200	0	380	380	262	380	541
Gas	3,726	762	0	0	0	0	0	0
Carbón	1,623	0	0	0	0	0	0	0
Líquidos	88	39	0	0	0	0	0	0
Menores	911	42	0	455	438	455	455	455
Biomasa	22	0	0	35	35	35	35	35
Cogeneración	117	0	0	120	120	120	120	120
Eólica	18	2,042	0	2,526	2,526	2,536	2,526	2,536
Geotérmica	0	0	0	0	0	0	0	50
Solar GE	18	713	0	2,492	2,170	2,680	2,492	3,355
Solar D	15	594	0	0	0	0	0	0
<b>Total</b>	<b>17,660</b>	<b>5,391</b>	<b>0</b>	<b>6,008</b>	<b>5,668</b>	<b>6,088</b>	<b>6,008</b>	<b>7,092</b>
Recurso	Base	Cargo por confiabilidad y Expansión Fija	Escenario 0.2 (Sin Expansión Adicional)	Escenario 2	Escenario 4 (Atraso Ituango)	Escenario 6 (Fenómeno El Niño)	Escenario 8 (Impuesto CO2)	Escenario 10 (Caudal Ambiental)
Hidráulica	11,122	2,400	0	0	0	163	0	425
Gas	3,726	762	0	0	0	0	0	0
Carbón	1,623	0	0	0	0	0	0	0
Líquidos	88	39	0	0	0	0	0	0
Menores	911	42	0	185	224	455	203	455
Biomasa	22	0	0	25	25	35	25	35
Cogeneración	117	0	0	60	60	120	60	120
Eólica	18	2,042	0	1,658	1,658	2,526	1,662	2,526
Geotérmica	0	0	0	0	0	0	0	0
Solar GE	18	713	0	700	900	1,849	700	2,492
Solar D	15	594	0	0	0	0	0	0
<b>Total</b>	<b>17,660</b>	<b>6,591</b>	<b>0</b>	<b>2,628</b>	<b>2,867</b>	<b>5,148</b>	<b>2,650</b>	<b>6,053</b>

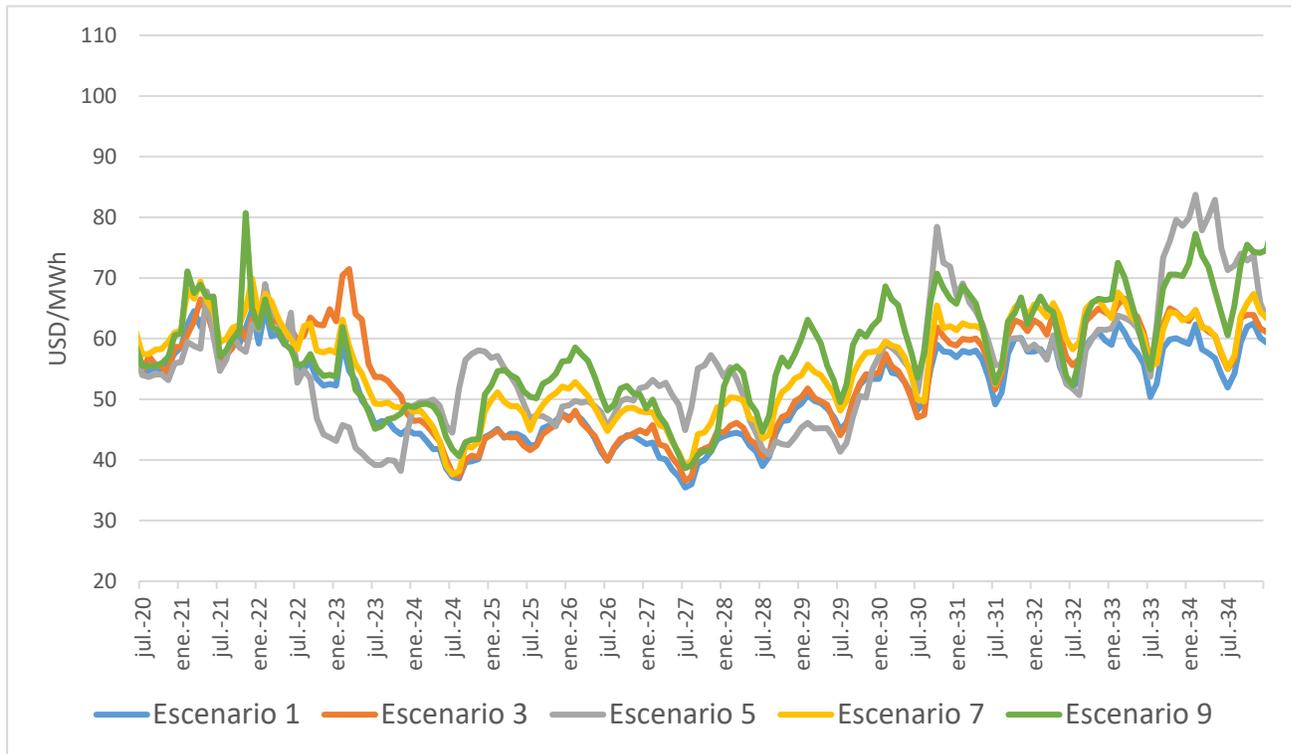
De acuerdo con la tabla anterior es posible observar que para los escenarios que consideran el proyecto Hidroituango completo (2,400 MW) la expansión adicional requerida es menor en comparación con sus escenarios homólogos donde se considera la mitad del proyecto Hidroituango. Así mismo, la consideración que hace que la expansión requerida para mantener la confiabilidad en el sistema bajo una operación óptima sea mayor, es cuando se hace la aplicación de la guía de caudal ambiental (Escenario 9 y Escenario 10).

De la Gráfica 68 a la Gráfica 70 se presenta la comparación de Costo Marginal de cada uno de los escenarios mostrados anteriormente.

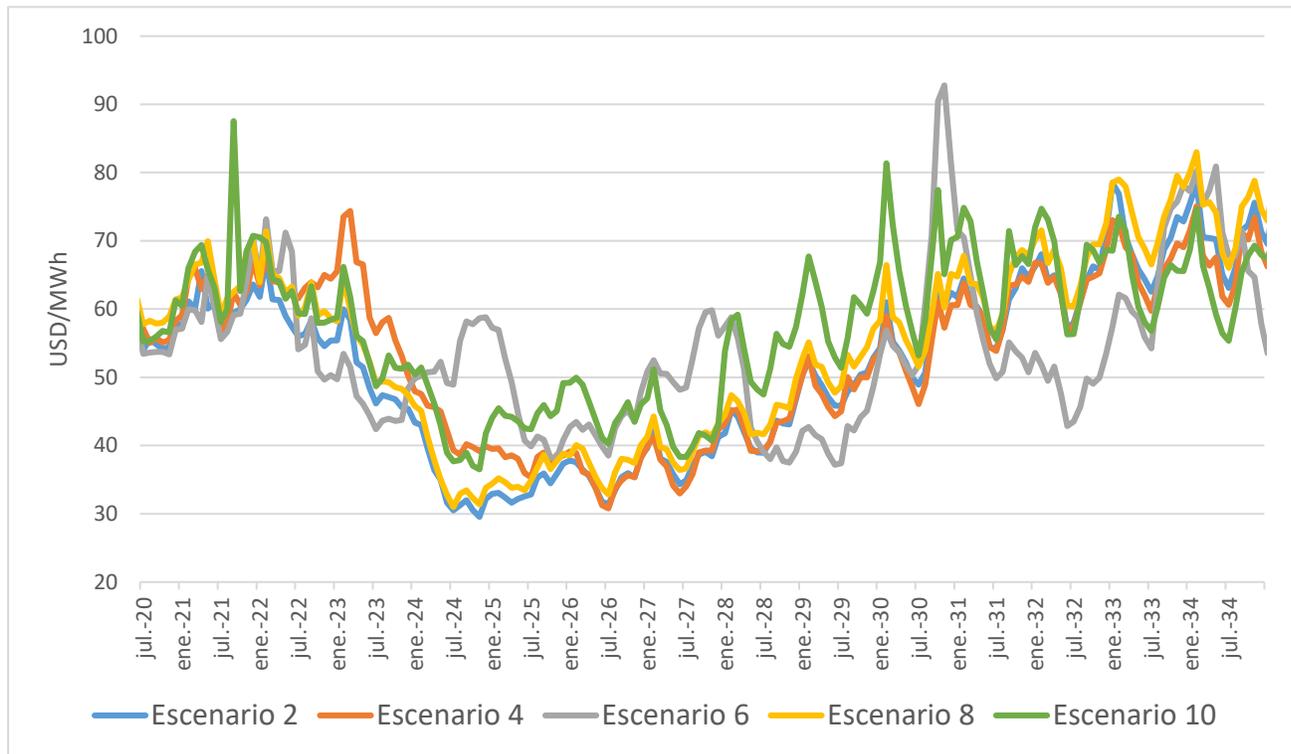
Gráfica 68 Costo Marginal de la Demanda Escenarios Sin/Con Expansión Adicional



Gráfica 69 Costo Marginal de la Demanda Escenarios Impares



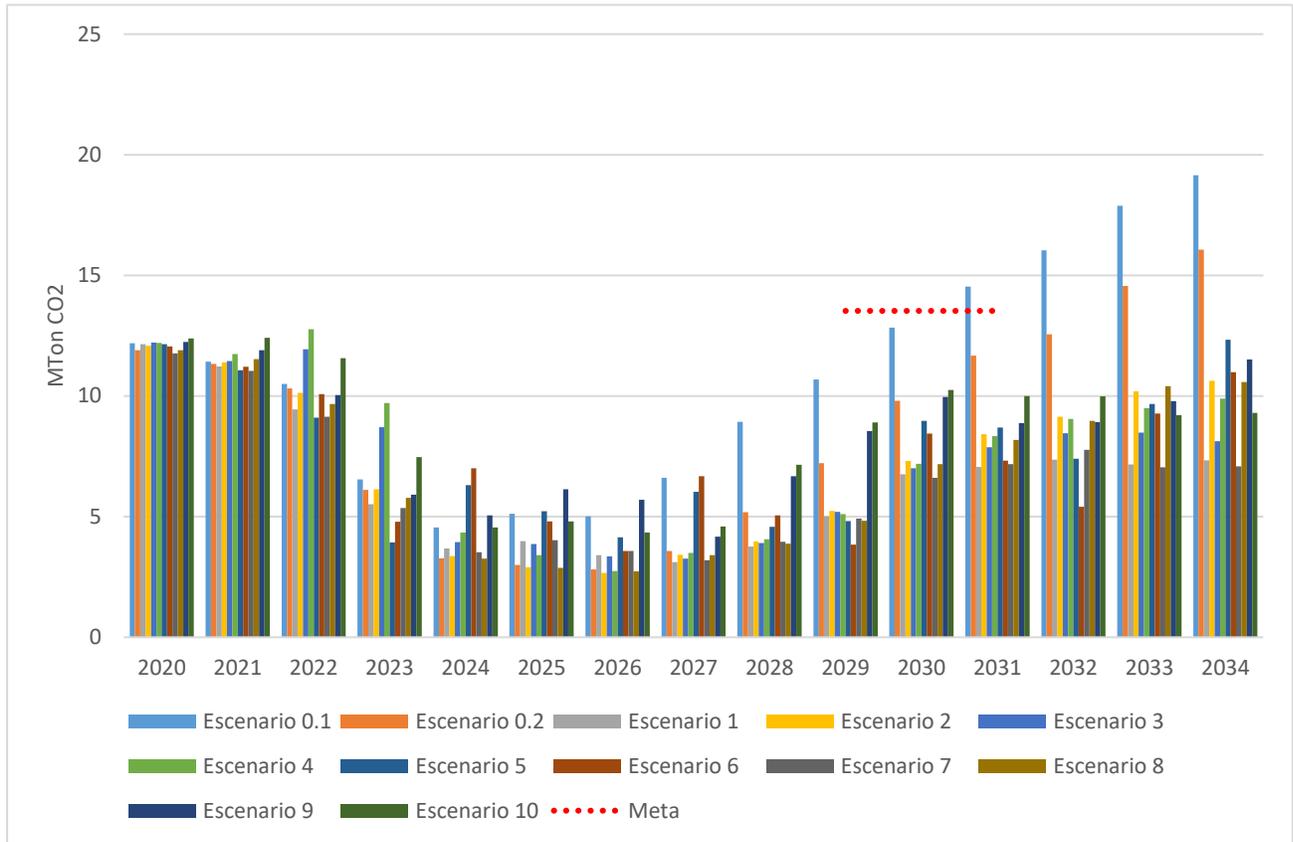
Gráfica 70 Costo marginal de la demanda escenarios pares



De las gráficas anteriores se puede observar la misma estacionalidad de los periodos secos y húmedos en todas las series, encontrando picos más críticos cuando se consideran los fenómenos El Niño y la aplicación de la guía de caudal ambiental. Por otro lado, es posible observar que existe una tendencia a que los escenarios pares (Hidroituango 2,400 MW) presenten una mayor variabilidad y mayor costo marginal que los escenarios impares (Hidroituango 1,200 MW).

Por último, se presenta en la Gráfica 71 la comparación de las emisiones de CO<sub>2</sub> del sector de generación térmica entre los diferentes escenarios analizado. Como se puede observar, en ninguno de los escenarios planteados se presenta violación a la meta de emisiones CO<sub>2</sub> del sector eléctrico para el 2030. El escenario más próximo a la meta, es aquel donde solo se presenta expansión fija y la mitad del proyecto Hidroituango, condición que puede ser más crítica al considerar fenómenos o eventos que puedan disminuir los caudales útiles aprovechables por la generación hidráulica, tales como un fenómeno El Niño o la aplicación de la guía de caudal ambiental.

Gráfica 71 Resumen Emisiones de CO<sub>2</sub>



## 2.5. EVALUACIÓN DE OBJETIVOS DECRETO 570 DE 2018

Dando cumplimiento al Artículo 2.2.3.8.4 del Decreto 570 de 2018 y con el fin de dar señales relacionadas con los objetivos de que trata el Artículo 2.2.3.8.3 del mismo Decreto, se presenta por primera vez una revisión de dichos objetivos, a la luz de los diferentes escenarios de expansión desarrollados en este Plan, lo cual se muestra a continuación:

### i) Fortalecer la resiliencia de la matriz de generación de energía eléctrica ante eventos de variabilidad y cambio climático a través de la diversificación del riesgo.

La resiliencia de la matriz de generación de energía eléctrica se medirá mediante el índice de Shannon – Wiener, el cual es utilizado para cuantificar la diversidad específica. Se utiliza este índice ya que se considera que una forma de aumentar la resiliencia de un sistema energético es incrementando la diversidad, tanto en la producción como en el consumo de energía. La variabilidad y cambio climático se consideran de manera directa en cada uno de los escenarios evaluados.

El índice de Shannon – Wiener se calcula cada 5 años, considerando el corto, mediano y largo plazo con el fin de ver su evaluación durante el periodo de análisis del presente plan, tomando como base la generación anual histórica del año 2019. El índice se calcula de la siguiente manera:

$$H = - \sum_{i=1}^S p_i * \ln p_i$$

Donde:

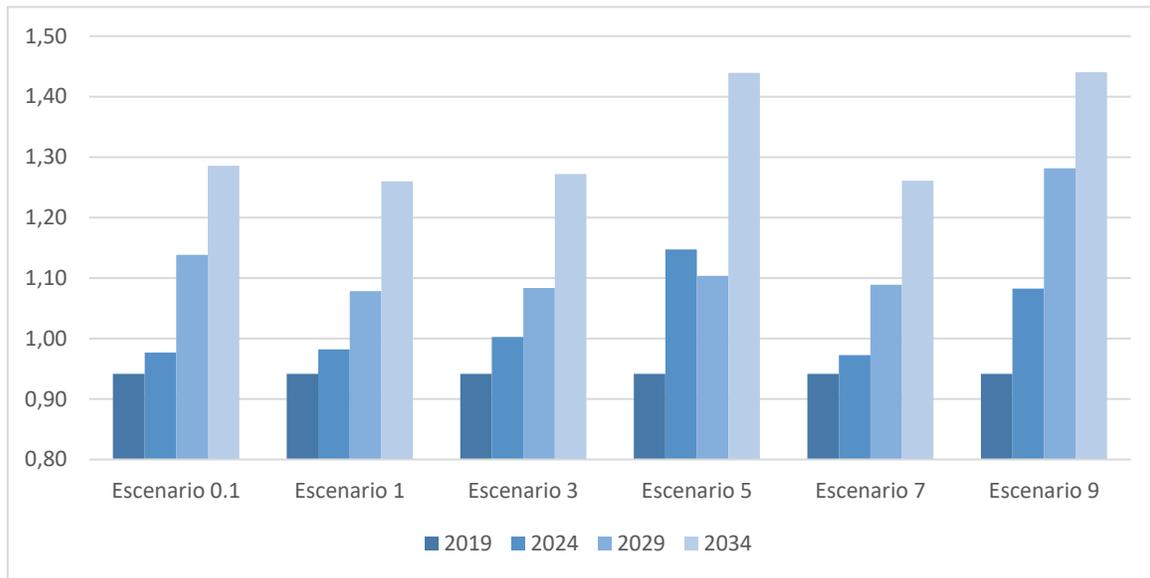
- $H$ : Valor del índice de Shannon – Wiener para la de generación eléctrica anual  
 $S$ : Numero de fuentes energéticas  
 $p_i$ : Participación de la fuente energética  $i$  en la generación eléctrica anual

Las fuentes energéticas consideradas son:

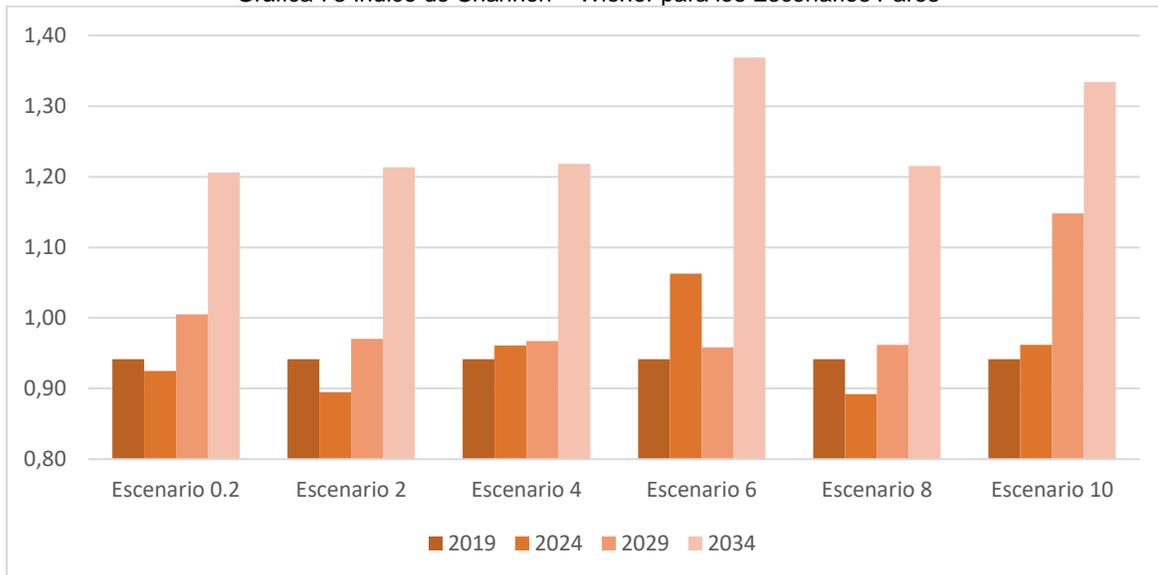
- a. Hidráulica Mayor
- b. Carbón
- c. Gas
- d. Líquidos
- e. Eólica
- f. Sol Gran Escala
- g. Sol Distribuida
- h. Biomasa
- i. Menores
- j. Geotérmica

De acuerdo con lo anterior, en la Gráfica 72 y Gráfica 73 se presentan el índice de Shannon – Wiener para cada uno de los escenarios analizados.

Gráfica 72 Índice de Shannon – Wiener para los Escenarios Impares



Gráfica 73 Índice de Shannon – Wiener para los Escenarios Pares



- ii) **Promover la competencia y aumentar la eficiencia en la formación de precios a través de la contratación de largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica nuevos y/o existentes.**

La metodología actual bajo la cual se desarrolla el plan de expansión de generación busca hacer una optimización conjunta de la inversión y la operación, en la cual los costos operativos del sistema son un resultado de este proceso para los distintos escenarios desarrollados. El costo marginal de por sí, es una señal

que permite validar la eficiencia en la formación de precios en la operación, ligado principalmente a la competencia de diferentes tecnologías por participar tanto en la expansión del sistema (portafolio disponible) como en la participación de la generación en cada una de las etapas (meses) evaluadas dentro del periodo de análisis. De la Gráfica 68 a la Gráfica 70 se puede observar el comportamiento del costo marginal bajo las consideraciones de expansión y operación descritas para cada uno de los escenarios.

**iii) Mitigar los efectos de la variabilidad y cambio climático a través del aprovechamiento del potencial y la complementariedad de los recursos energéticos renovables disponibles, que permitan gestionar el riesgo de atención de la demanda futura de energía eléctrica.**

La complementariedad de los recursos energéticos renovables disponibles se medirá mediante el coeficiente de Pearson, el cual mide la relación estadística lineal en dos variables continuas y con el cual es posible determinar la correlación que existe entre estas. Como primera variable se toma el recurso agregado mensual de las plantas hidráulicas (caudales futuros) que están actualmente en operación y se considera el recurso de las plantas nuevas de acuerdo con el cronograma de expansión de cada escenario específico. De manera similar, la segunda variable se toma del recurso agregado mensual de las plantas eólicas y solares (viento y radiación solar por unidad de potencia) que están actualmente en operación y se considera el recurso de las plantas nuevas de acuerdo con el cronograma de expansión de cada escenario específico. La serie que representan las dos variables descritas anteriormente, representan los valores durante el periodo de análisis (2020 -2034). Para que estas series puedan ser correctamente evaluadas se normalizan a través del promedio dinámico, el cual se calcula anualmente para cada una de las variables.

De esta forma y con el cálculo del coeficiente de correlación de Pearson se calcula la complementariedad de los recursos energéticos renovables disponibles con el recurso hidráulico que ha sido ampliamente usado en la matriz de generación energética colombiana.

La complementariedad que puede conseguirse entre la generación eléctrica a partir de los recursos renovables tiene una relación directa con la complementariedad propia de los recursos, es decir, aunque existen otros factores o fenómenos del mercado que puedan afectar el despacho de las plantas, en su estado natural tendrán un comportamiento que corresponde directamente a la disponibilidad del recurso.

El coeficiente se calcula de la siguiente manera:

$$r_{xy} = \frac{\sum x_i y_i - n \bar{x} \bar{y}}{(n - 1) S_x S_y}$$

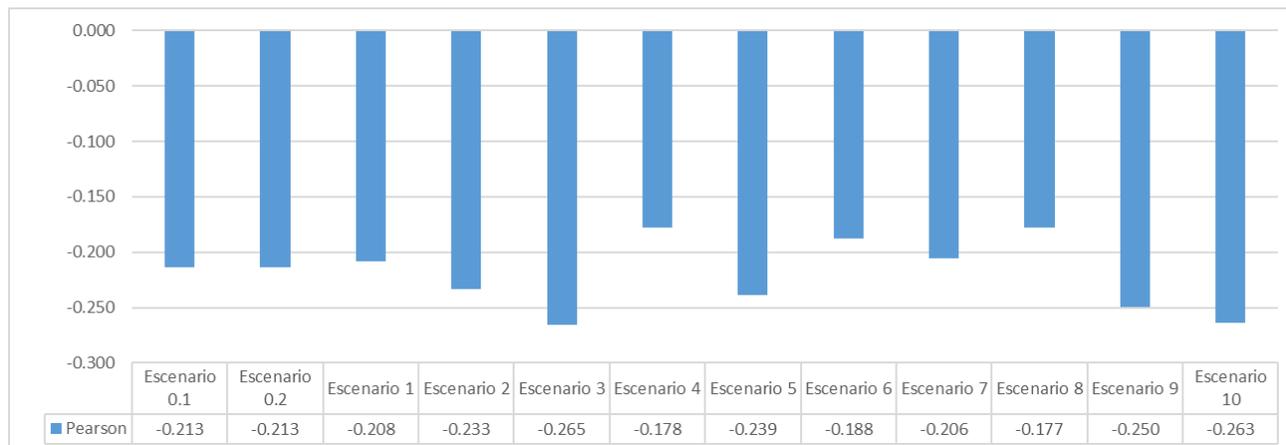
Donde

- $r_{xy}$ : Coeficiente de correlación de Pearson que mide la correlación estacional entre las series de recurso hídrico  $x$  y la serie de los recursos renovables  $y$
- $x_i$ : Valores de la serie correspondientes al caudal futuro agregado de las plantas hidráulicas existentes y futuras normalizado.
- $y_i$ : Valores de la serie correspondientes al viento y radiación solar por unidad agregado de las plantas hidráulicas existentes y futuras normalizado.
- $n$ : Número de datos de la serie (180 datos equivalentes a los meses del periodo de análisis 2020-2034)
- $\bar{x}$ : Media de la serie  $x$
- $\bar{y}$ : Media de la serie  $y$
- $S_x$ : Desviación estándar de la serie  $x$

$S_y$ : Desviación estándar de la serie  $y$

En la Gráfica 74 se presenta el coeficiente de correlación de Pearson para cada uno de los escenarios evaluados. Como se observa a continuación en todos los casos existe una correlación negativa, lo cual indica que existe una complementariedad entre los recursos renovables eólico y solar con el recurso hidráulico.

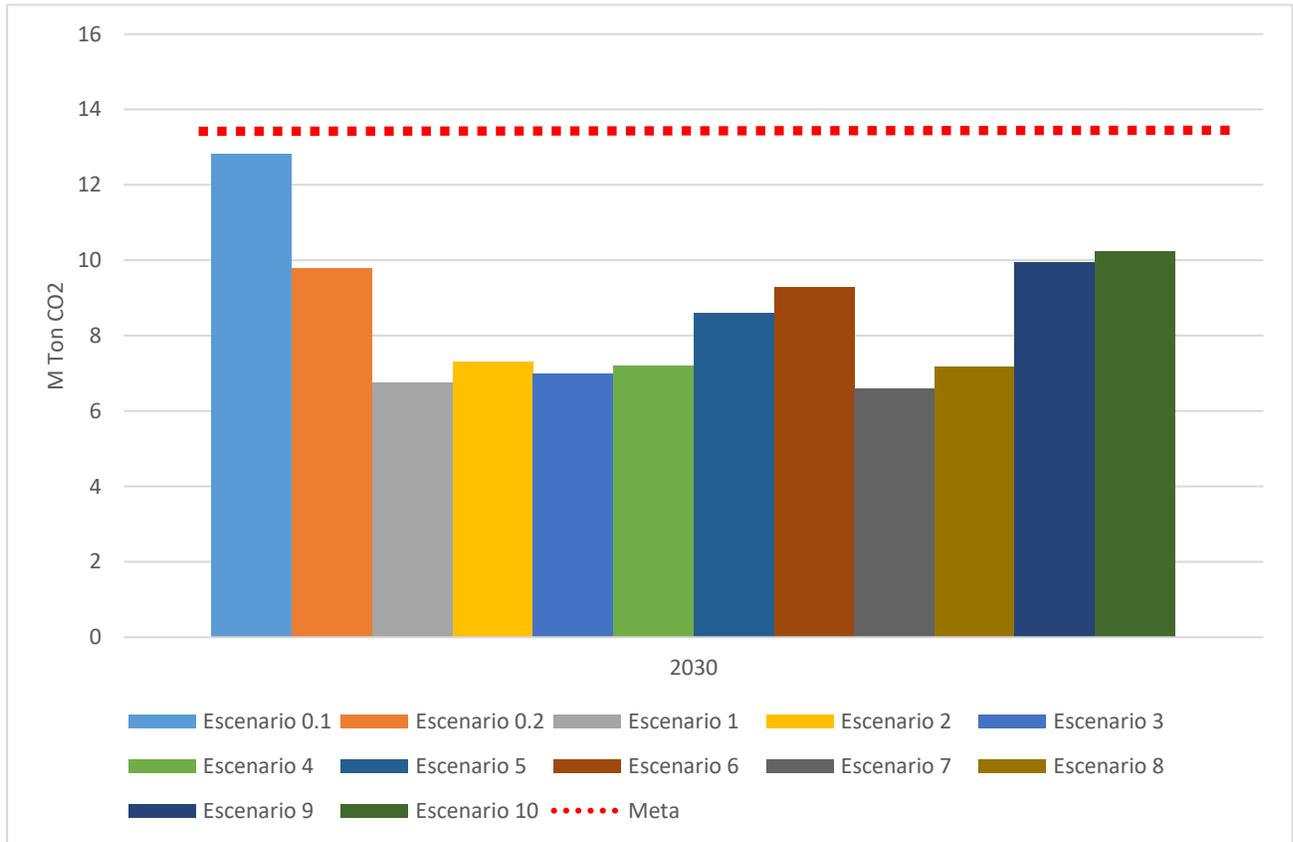
Gráfica 74 Coeficiente de Pearson



**iv) Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) del sector de generación eléctrica de acuerdo con los compromisos adquiridos por Colombia en la Cumbre Mundial de Cambio Climático en París (COP21)**

En línea con los compromisos adquiridos en por Colombia en la Cumbre Mundial de Cambio Climático en París (COP21), todos los escenarios evaluados, incluyendo aquellos que solo consideran una expansión fija de la matriz de generación, cumplen con la meta al estar por debajo del límite de emisiones de CO<sub>2</sub> establecidas para el sector eléctrico en el año 2030 (13.53 MTon CO<sub>2</sub>). De acuerdo con la Gráfica 75, bajo las consideraciones de expansión y operación descritas para cada uno de los escenarios, se cumpliría con los compromisos adquiridos en el COP21.

Gráfica 75 Emisiones de CO2 año 2030 por Escenario



## 2.6. ENERGÍA FIRME ESTIMADA PARA LOS ESCENARIOS DE LARGO PLAZO DEL PLAN DE EXPANSIÓN

A continuación, se procede al cálculo de la energía firme de los escenarios de largo plazo (no se incluyen los escenarios de muy largo plazo), de acuerdo con las metodologías definidas en las resoluciones CREG indicadas en la Tabla 44.

Tabla 44 Resoluciones CREG. Cálculo de la Energía en Firme.

Tecnología de generación	Resolución CREG
Hidráulica	071 de 2006
Térmica	071 de 2006
Eólicas	167 de 2017
Combustible agrícola	153 de 2013
Solar	201 de 2017
Geotérmica	132 de 2014

Fuente de tabla: UPME.

Con esto, se busca estimar la oferta de energía en 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 eléctrica de cada escenario de expansión considerado. Respecto a las plantas termoeléctricas (carbón y gas), se contempla su indisponibilidad histórica sin limitaciones en los contratos de combustible. Respecto al aprovechamiento geotérmico, se incluye en el análisis del Escenario 9, con los supuestos que se detallan en la descripción de dicho escenario.

### 2.6.1. Resultados

En la Tabla 45 se describe la expansión y la ENFICC estimada para los escenarios con horizonte de 2034. Para cada escenario se contempla la capacidad en MW y la ENFICC estimada en GWh-día, para cada recurso. Es importante aclarar que hay proyectos que resultaron asignados tanto en la subasta de Cargo por Confiabilidad como en la subasta CLPE, sin embargo, estos proyectos solo se contemplan una única vez.

De acuerdo con lo anterior, en la columna Capacidad [MW] de Subasta CLPE solo se consideran los proyectos asignados en esta subasta pero que no fueron asignados en la subasta de Cargo por Confiabilidad; en cuanto a ENFICC de Subasta CLPE, solo se consideran los proyectos que posteriormente adquirieron OEF. Asimismo, para análisis de ENFICC estimada, la expansión adicional incluye tanto los proyectos de generación que han presentado garantías para su conexión (Tabla 10), como los resultantes de los modelos de expansión ejecutados.

Tabla 45 Expansión y Enficc a 2034.

Escenario	Tecnología	Subasta CxC		Subasta CLPE		Expansión Adicional		Total a 2034	
		Capacidad [MW]	ENFICC [GWh-Día]	Capacidad [MW]	ENFICC [GWh-Día]	Capacidad [MW]	ENFICC [GWh-Día]	Capacidad [MW]	ENFICC [GWh-Día]
ESC 0.1	Hidro	1,200.00	15.64	----	----	----	----	1,200.00	15.64
	Térmico	909.00	19.52	----	----	----	----	909.00	19.52
	Eólico	1,160.00	2.51	405.00	0.76	477.00	1.57	2,042.00	4.84

Escenario	Tecnología	Subasta CxC		Subasta CLPE		Expansión Adicional		Total a 2034	
		Capacidad [MW]	ENFICC [GWh-Día]	Capacidad [MW]	ENFICC [GWh-Día]	Capacidad [MW]	ENFICC [GWh-Día]	Capacidad [MW]	ENFICC [GWh-Día]
	Solar	220.00	0.76	288.90	----	205.00	0.37	713.90	1.13
	Solar Distribuido	----	----	----	----	594.00	1.06	594.00	1.06
	Biomasa	----	----	----	----	----	----	----	----
	Menores	----	----	----	----	42.00	----	42.00	----
	<b>Total</b>	<b>3,489.00</b>	<b>38.43</b>	<b>693.90</b>	<b>0.76</b>	<b>1,318.00</b>	<b>3.00</b>	<b>5,500.90</b>	<b>42.19</b>
ESC 0.2	Hidro	1,200.00	15.64	----	----	1,200.00	15.64	2,400.00	23.26
	Térmico	909.00	19.52	----	----	----	----	909.00	19.52
	Eólico	1,160.00	2.51	405.00	0.76	477.00	1.57	2,042.00	4.84
	Solar	220.00	0.76	288.90	----	205.00	0.37	713.90	1.13
	Solar Distribuido	----	----	----	----	594.00	1.06	594.00	1.06
	Biomasa	----	----	----	----	----	----	----	----
	Menores	----	----	----	----	42.00	----	42.00	----
<b>Total</b>	<b>3,489.00</b>	<b>38.43</b>	<b>693.90</b>	<b>0.76</b>	<b>2,518.00</b>	<b>18.64</b>	<b>6,700.90</b>	<b>49.81</b>	
ESC 1	Hidro	1,200.00	15.64	----	----	380.00	1.79	1,580.00	17.43
	Térmico	909.00	19.52	----	----	----	----	909.00	19.52
	Eólico	1,160.00	2.51	405.00	0.76	3,003.00	9.86	4,568.00	13.13
	Solar	220.00	0.76	288.90	----	2,697.00	4.81	3,205.90	5.57
	Solar Distribuido	----	----	----	----	594.00	1.06	594.00	1.06
	Biomasa	----	----	----	----	155.00	2.42	155.00	2.42
	Menores	----	----	----	----	497.00	----	497.00	----
<b>Total</b>	<b>3,489.00</b>	<b>38.43</b>	<b>693.90</b>	<b>0.76</b>	<b>7,326.00</b>	<b>19.94</b>	<b>11,508.90</b>	<b>59.13</b>	
ESC 2	Hidro	1,200.00	15.64	----	----	1,200.00	7.62	2,400.00	23.26
	Térmico	909.00	19.52	----	----	----	----	909.00	19.52
	Eólico	1,160.00	2.51	405.00	0.76	2,135.00	7.01	3,700.00	10.28
	Solar	220.00	0.76	288.90	----	906.00	1.62	1,414.90	2.38
	Solar Distribuido	----	----	----	----	594.00	1.06	594.00	1.06
	Biomasa	----	----	----	----	85.00	1.33	85.00	1.33
	Menores	----	----	----	----	226.00	----	226.00	----
<b>Total</b>	<b>3,489.00</b>	<b>38.43</b>	<b>693.90</b>	<b>0.76</b>	<b>5,146.00</b>	<b>18.64</b>	<b>9,328.90</b>	<b>57.83</b>	
ESC 3	Hidro	1,200.00	15.64	----	----	380.00	1.79	1,580.00	17.43
	Térmico	909.00	19.52	----	----	----	----	909.00	19.52
	Eólico	1,160.00	2.51	405.00	0.76	3,003.00	9.86	4,568.00	13.13
	Solar	220.00	0.76	288.90	----	2,375.00	4.24	2,883.90	5.00
	Solar Distribuido	----	----	----	----	594.00	1.06	594.00	1.06
	Biomasa	----	----	----	----	155.00	2.42	155.00	2.42
	Menores	----	----	----	----	480.00	----	480.00	----
<b>Total</b>	<b>3,489.00</b>	<b>38.43</b>	<b>693.90</b>	<b>0.76</b>	<b>6,987.00</b>	<b>19.37</b>	<b>11,169.90</b>	<b>58.56</b>	

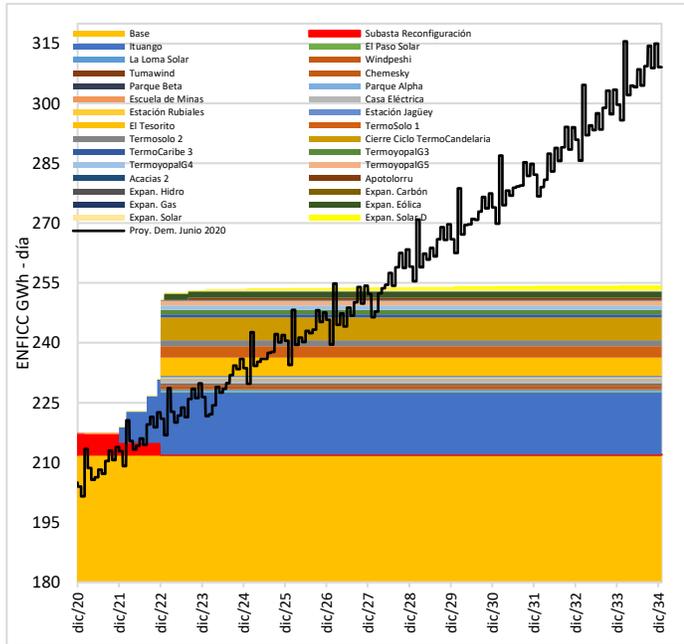
Escenario	Tecnología	Subasta CxC		Subasta CLPE		Expansión Adicional		Total a 2034	
		Capacidad [MW]	ENFICC [GWh-Día]	Capacidad [MW]	ENFICC [GWh-Día]	Capacidad [MW]	ENFICC [GWh-Día]	Capacidad [MW]	ENFICC [GWh-Día]
ESC 4	Hidro	1,200.00	15.64	----	----	1,200.00	7.62	2,400.00	23.26
	Térmico	909.00	19.52	----	----	----	----	909.00	19.52
	Eólico	1,160.00	2.51	405.00	0.76	2,135.00	7.01	3,700.00	10.28
	Solar	220.00	0.76	288.90	----	1,105.00	1.97	1,613.90	2.73
	Solar Distribuido	----	----	----	----	594.00	1.06	594.00	1.06
	Biomasa	----	----	----	----	85.00	1.33	85.00	1.33
	Menores	----	----	----	----	266.00	----	266.00	----
<b>Total</b>		<b>3,489.00</b>	<b>38.43</b>	<b>693.90</b>	<b>0.76</b>	<b>5,385.00</b>	<b>18.99</b>	<b>9,567.90</b>	<b>58.18</b>
ESC 5	Hidro	1,200.00	15.64	----	----	262.00	1.59	1,462.00	17.23
	Térmico	909.00	19.52	----	----	----	----	909.00	19.52
	Eólico	1,160.00	2.51	405.00	0.76	3,013.00	9.90	4,578.00	13.17
	Solar	220.00	0.76	288.90	----	2,885.00	5.15	3,393.90	5.91
	Solar Distribuido	----	----	----	----	594.00	1.06	594.00	1.06
	Biomasa	----	----	----	----	155.00	2.42	155.00	2.42
	Menores	----	----	----	----	497.00	----	497.00	----
<b>Total</b>		<b>3,489.00</b>	<b>38.43</b>	<b>693.90</b>	<b>0.76</b>	<b>7,406.00</b>	<b>20.12</b>	<b>11,588.90</b>	<b>59.31</b>
ESC 6	Hidro	1,200.00	15.64	----	----	1,363.00	8.68	2,563.00	24.32
	Térmico	909.00	19.52	----	----	----	----	909.00	19.52
	Eólico	1,160.00	2.51	405.00	0.76	3,003.00	9.86	4,568.00	13.13
	Solar	220.00	0.76	288.90	----	2,054.00	3.67	2,562.90	4.43
	Solar Distribuido	----	----	----	----	594.00	1.06	594.00	1.06
	Biomasa	----	----	----	----	155.00	2.42	155.00	2.42
	Menores	----	----	----	----	497.00	----	497.00	----
<b>Total</b>		<b>3,489.00</b>	<b>38.43</b>	<b>693.90</b>	<b>0.76</b>	<b>7,666.00</b>	<b>25.69</b>	<b>11,848.90</b>	<b>64.88</b>
ESC 7	Hidro	1,200.00	15.64	----	----	380.00	1.79	1,580.00	17.43
	Térmico	909.00	19.52	----	----	----	----	909.00	19.52
	Eólico	1,160.00	2.51	405.00	0.76	3,003.00	9.86	4,568.00	13.13
	Solar	220.00	0.76	288.90	----	2,697.00	4.81	3,205.90	5.57
	Solar Distribuido	----	----	----	----	594.00	1.06	594.00	1.06
	Biomasa	----	----	----	----	155.00	2.42	155.00	2.42
	Menores	----	----	----	----	497.00	----	497.00	----
<b>Total</b>		<b>3,489.00</b>	<b>38.43</b>	<b>693.90</b>	<b>0.76</b>	<b>7,326.00</b>	<b>19.94</b>	<b>11,508.90</b>	<b>59.13</b>
ESC 8	Hidro	1,200.00	15.64	----	----	1,200.00	7.62	2,400.00	23.26
	Térmico	909.00	19.52	----	----	----	----	909.00	19.52
	Eólico	1,160.00	2.51	405.00	0.76	2,139.00	7.03	3,704.00	10.30
	Solar	220.00	0.76	288.90	----	905.00	1.62	1,413.90	2.38
	Solar Distribuido	----	----	----	----	594.00	1.06	594.00	1.06

Escenario	Tecnología	Subasta CxC		Subasta CLPE		Expansión Adicional		Total a 2034	
		Capacidad [MW]	ENFICC [GWh-Día]	Capacidad [MW]	ENFICC [GWh-Día]	Capacidad [MW]	ENFICC [GWh-Día]	Capacidad [MW]	ENFICC [GWh-Día]
ESC 9	Biomasa	----	----	----	----	85.00	1.33	85.00	1.33
	Menores	----	----	----	----	244.00	----	244.00	----
	<b>Total</b>	<b>3,489.00</b>	<b>38.43</b>	<b>693.90</b>	<b>0.76</b>	<b>5,167.00</b>	<b>18.66</b>	<b>9,349.90</b>	<b>57.85</b>
	Hidro	1,200.00	15.64	----	----	541.00	2.24	1,741.00	17.88
	Térmico	909.00	19.52	----	----	----	----	909.00	19.52
	Eólico	1,160.00	2.51	405.00	0.76	3,013.00	9.90	4,578.00	13.17
	Solar	220.00	0.76	288.90	----	3,560.00	6.35	4,068.90	7.11
	Solar Distribuido	----	----	----	----	594.00	1.06	594.00	1.06
	Biomasa	----	----	----	----	155.00	2.42	155.00	2.42
	Geotérmica	----	----	----	----	50.00	1.08	50.00	1.08
Menores	----	----	----	----	497.00	----	497.00	----	
<b>Total</b>	<b>3,489.00</b>	<b>38.43</b>	<b>693.90</b>	<b>0.76</b>	<b>8,410.00</b>	<b>23.05</b>	<b>12,592.90</b>	<b>62.24</b>	
ESC 10	Hidro	1,200.00	15.64	----	----	1,625.00	9.65	2,825.00	25.29
	Térmico	909.00	19.52	----	----	----	----	909.00	19.52
	Eólico	1,160.00	2.51	405.00	0.76	3,003.00	9.86	4,568.00	13.13
	Solar	220.00	0.76	288.90	----	2,697.00	4.81	3,205.90	5.57
	Solar Distribuido	----	----	----	----	594.00	1.06	594.00	1.06
	Biomasa	----	----	----	----	155.00	2.42	155.00	2.42
	Menores	----	----	----	----	497.00	----	497.00	----
	<b>Total</b>	<b>3,489.00</b>	<b>38.43</b>	<b>693.90</b>	<b>0.76</b>	<b>8,571.00</b>	<b>27.80</b>	<b>12,753.90</b>	<b>66.99</b>

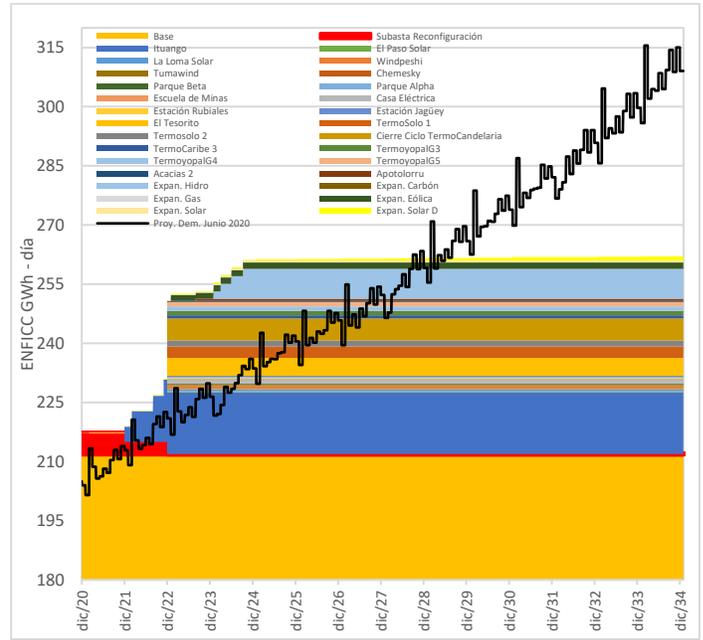
Fuente: XM, UPME

### 2.6.2. Comparación entre energía firme y proyección de demanda de energía eléctrica para cada escenario de expansión

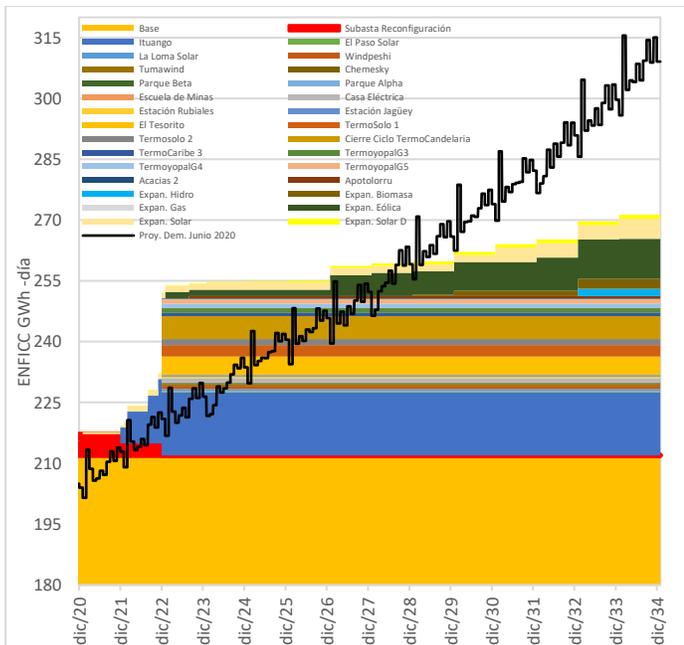
A continuación, se presenta el análisis respecto a la proyección de demanda, revisión junio de 2020, y la Energía en Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC verificada y ENFICC de los nuevos proyectos), junto con las Obligaciones de Energía en Firme-OEF de las plantas en construcción. Lo anterior se lleva a cabo para cada escenario de largo plazo.



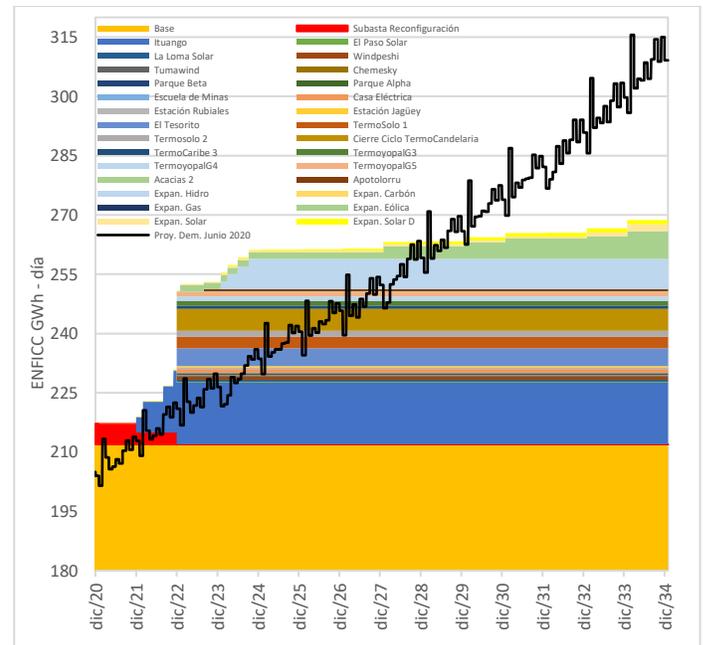
(a) Escenario 0.1



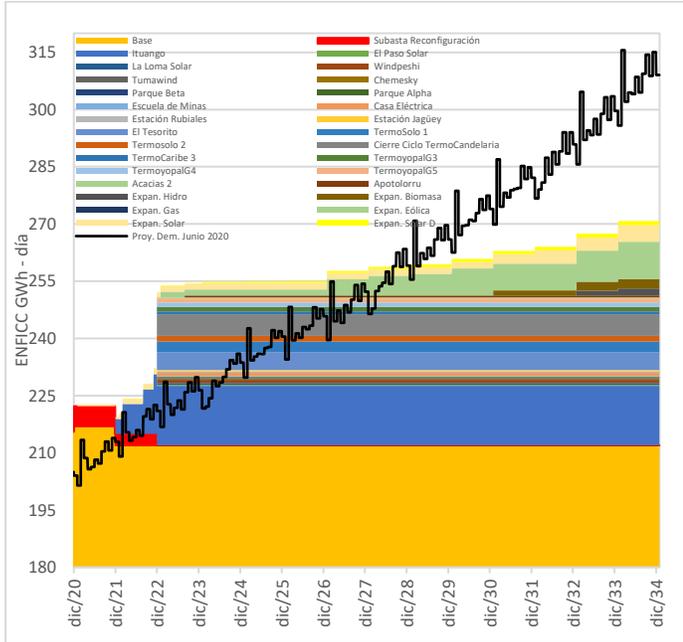
(b) Escenario 0.2



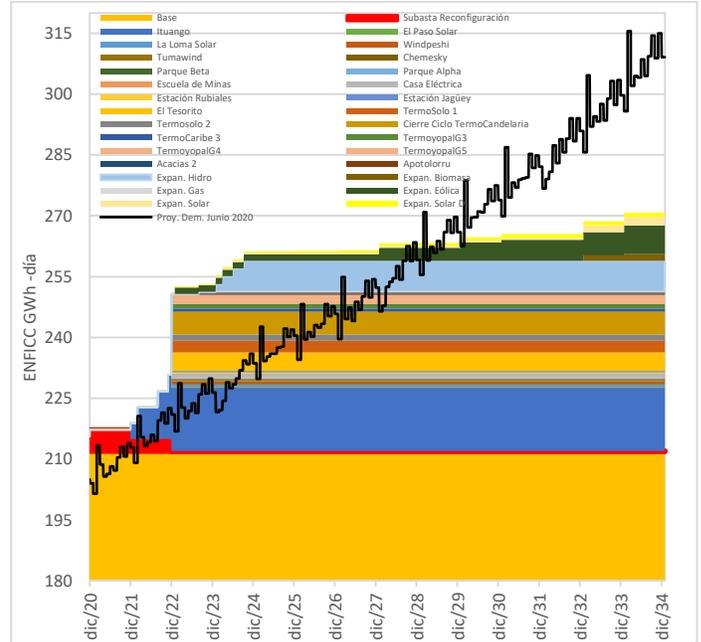
(c) Escenario 1



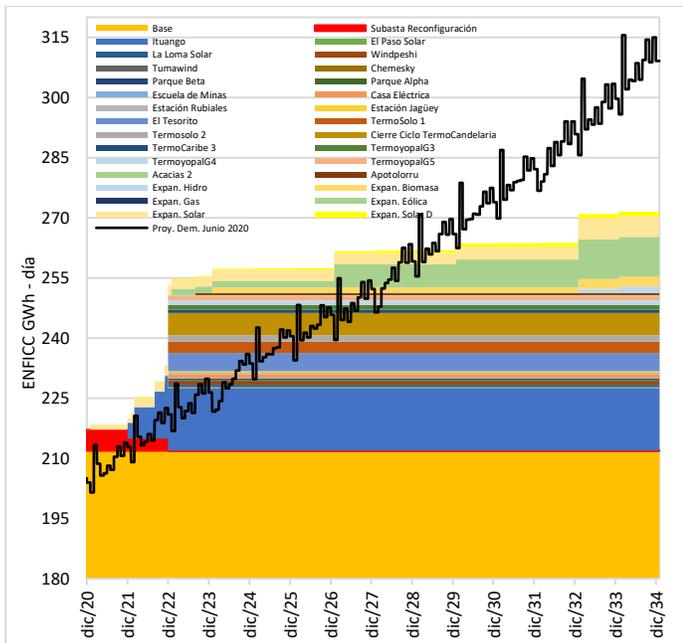
(d) Escenario 2



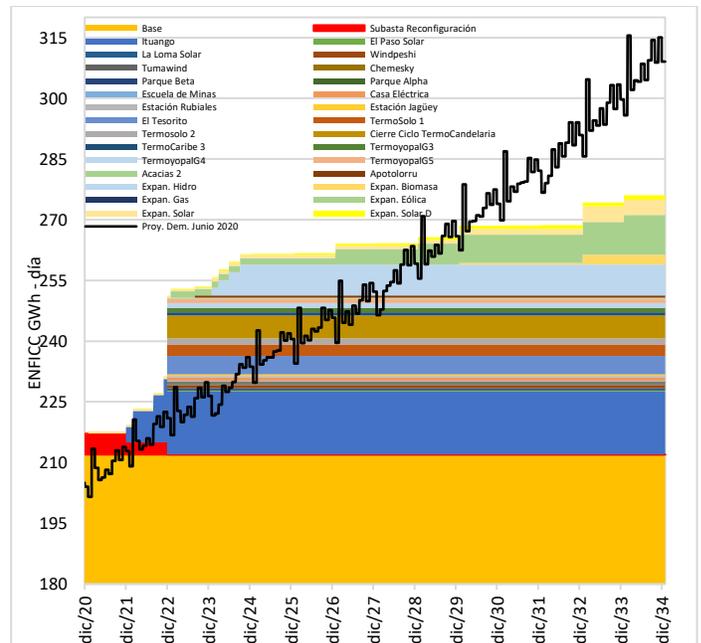
(e) Escenario 3



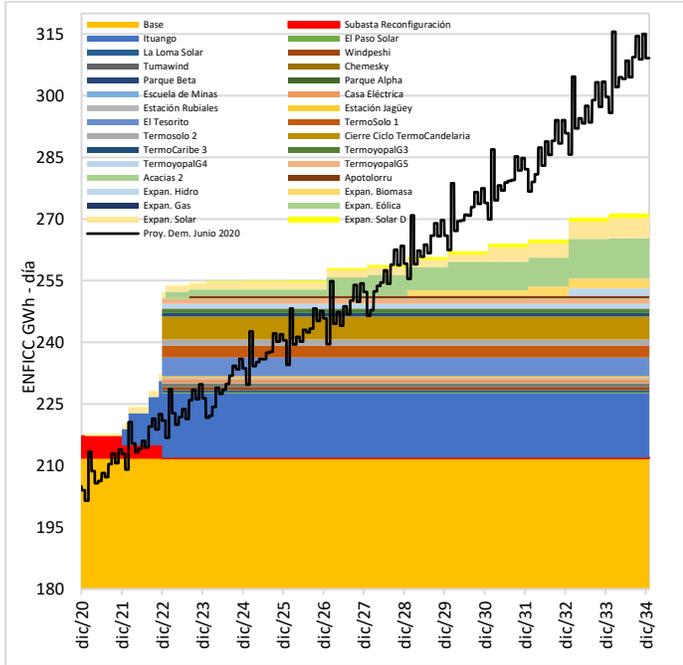
(f) Escenario 4



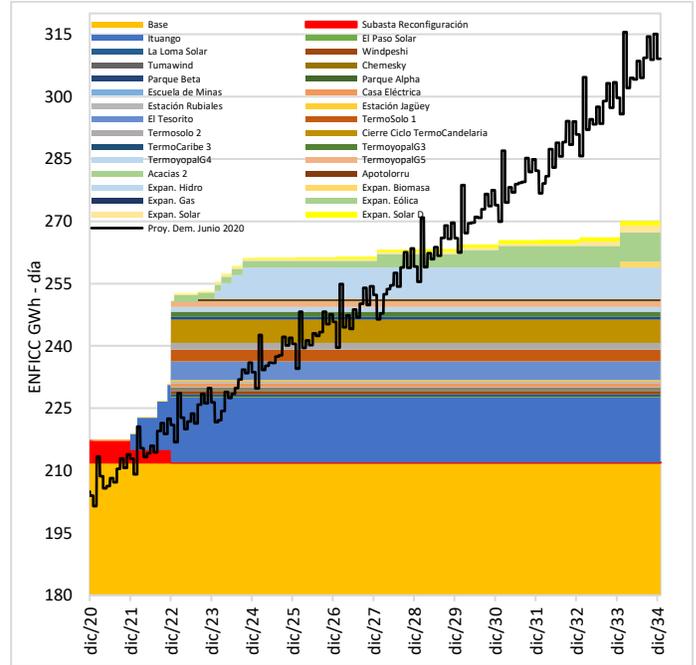
(g) Escenario 5



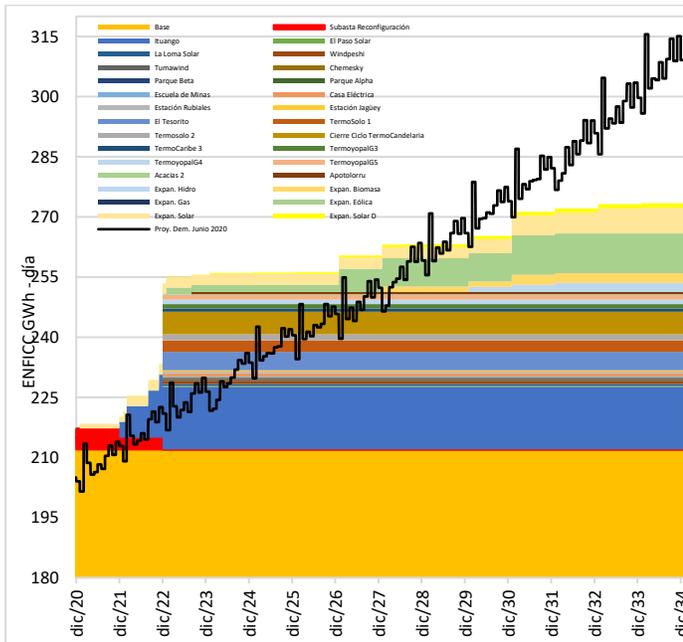
(h) Escenario 6



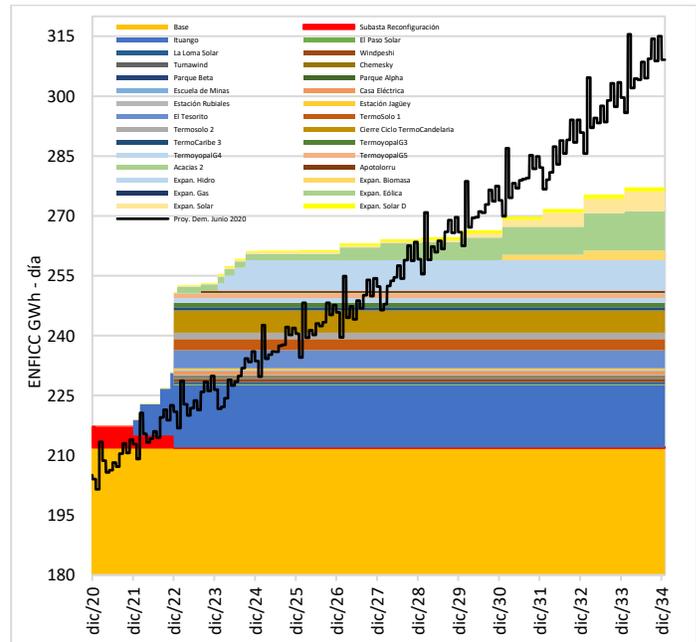
(i) Escenario 7



(j) Escenario 8



(k) Escenario 9



(l) Escenario 10

Gráfica 76 Balance Energía en Firme Vs. Proyección Demanda de Energía Eléctrica.  
Fuente: UPME

De los resultados presentados en la Tabla 45 y la Gráfica 76 se destaca lo siguiente:

Los escenarios pares (2,4,6,8,10) tienen menor una menor expansión adicional, pero a la vez una ENFICC mayor que los escenarios impares (1,3,5,7,9), debido a la ENFICC aportada por la segunda fase del proyecto Hidroituango. Entre los escenarios pares, el Escenario 10 es el de mayor aporte en ENFICC (66.99 GWh-día).

Del resultado del balance de ENFICC vs proyección de demanda (Gráfica 76), se evidencia que para los escenarios pares, el cruce de la ENFICC con la curva de demanda se desplaza 2 años (febrero de 2029) en comparación con el escenario base (Gráfica 4).

En el caso de los escenarios impares, el cruce de la ENFICC con la curva de demanda se desplaza diecinueve meses (septiembre de 2028) para los escenarios 1,3 y 7, para el Escenario 5 se desplaza veintiún meses y, por último, para el Escenario 9, el cruce de las curvas se desplaza dos años (febrero de 2029). El escenario 9 es el que presenta la mayor expansión adicional en recurso convencional con 541 MW en recurso hidro.

## 2.7. CONCLUSIONES GENERALES

- Los escenarios DE REFERENCIA (0.1 Y 0.2), que solo consideran expansión fija, evidencian la necesidad de contar con mayor generación instalada en el SIN, tanto para garantizar que se cumplan los criterios de confiabilidad como para mantener costos competitivos en el horizonte de análisis. La evolución de la demanda ante la nueva realidad luego de la pandemia y el progreso en la incorporación de nuevas obras de generación de energía eléctrica, sobre lo cual existe gran expectativa por la cantidad de conexiones aprobadas y solicitudes realizadas, determinarán la activación de los mecanismos de las subastas del cargo por confiabilidad y de contratación de largo plazo.
- La expansión adicional de todos los escenarios muestra una gran participación de recursos renovables, principalmente eólico y solar, lo cual responde a los costos de inversión y operación que estas fuentes. Aunque la expansión representa el resultado de un proceso de optimización de inversión y operación del SIN, está muy alineado con la intención de desarrollar este tipo de proyectos en el país, tal como lo muestran el número de proyectos inscritos en el Registro de Proyectos de Generación y aquellos con conexión aprobada o en trámite ante la UPME. Estos resultados muestran concordancia con los objetivos de política pública que buscan una matriz de generación diversificada, complementaria y más limpia.
- En contraste, como resultado del proceso de optimización de los costos de inversión y operación del portafolio de proyectos (Registro de Proyectos de Generación y conexiones) y las señales reales del mercado, los diferentes escenarios no identifican participación adicional de térmicas, lo cual no quiere decir que éstas no se requieran o no puedan ingresar al sistema, pues la generación es una actividad de libre iniciativa y que tiene varios incentivos para propiciar su desarrollo.
- Debido a la gran porción de las plantas de generación hidráulica en la matriz de generación colombiana (hoy superior al 60%), los escenarios que comprenden la modificación de los caudales hídricos son aquellos en los cuales las exigencias de expansión del sistema son mayores, lo que constata la alta dependencia y lo sensible que resultan estos aspectos. Lo anterior se evidencia en los análisis, principalmente en los escenarios que consideran el Fenómeno El Niño y la aplicación de la guía de Caudal Ambiental, al requerir mayor expansión para garantizar las condiciones de confiabilidad.
- Aunque la expansión presentada para los escenarios pares (con 2,400 MW de Hidroituango) es menor que para los escenarios impares (con 1,200 MW de Hidroituango), se presentan costos marginales mayores y mayor variabilidad ante los eventos evaluados. Esto conduce a incentivar el ingreso de generación adicional que tenga efectos sobre los costos y que sea complementaria a la producción con el recurso hídrico.
- Dado el parque actual que ya se considera limpio, con el ingreso de la expansión prevista e identificada, todos los escenarios permiten cumplir con la meta de emisiones de CO<sub>2</sub> para el año 2030, incluso los más críticos (El Niño y aplicación de la guía de Caudal Ambiental).
- Las simulaciones horarias dejan ver al recurso hidro asumiendo, en mayor medida, las variaciones en la generación ocasionadas por la variabilidad del recurso eólico y solar, aclarando que para este ejercicio, no se configuraron restricciones a la variabilidad de los embalses (rampas) por no contar con esta información, mientras que para las plantas térmicas se configuraron sus principales características operativas como mínimo técnico, bloques de entrada y salida, rampas de subida y bajada, tipos de arranque (frío, tibio, caliente), mínimo tiempo en línea y fuera de línea. Para el próximo plan de expansión se espera contar con mejor información que permita precisar los resultados.

## ANEXO I. FUNCIÓN OBJETIVO Y RESTRICCIONES DE MODELACIÓN

### 1. OPTGEN-SDDP

#### 1.1. Función Objetivo

Se minimiza para cada etapa del horizonte de simulación los costos de operación e inversión. En la siguiente ecuación se muestra el procedimiento.

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

Donde:

- $t$ : Etapa de simulación del horizonte de estudio. Su resolución es mensual.
- $T$ : Es el horizonte de estudio o simulación (180 meses, es decir, 15 años).
- $CRO$ : Costo de Racionamiento, el cual está expresado en USD/MWh.
- $\overline{D}_{r_t}$ : Es el valor esperado de la demanda racionada en la etapa  $t$  (variable estocástica). Esta expresada en 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). Esta expresado en USD/MWh.
- $\overline{G}_{t,i}$ : Generación de la planta  $i$  en la etapa  $t$  (variable estocástica). Esta expresada en 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). Esta expresado en USD/MWh.
- $\overline{G}_{t,j}$ : Generación de la planta candidata  $j$  en la etapa  $t$  (variable estocástica). Esta expresada en 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<sub>k</sub>, en la etapa  $t$ . Es cero (0) o uno (1).
- $I_{t,k}$ : Es el costo de inversión candidata en T<sub>k</sub> en la etapa  $t$ . Esta expresado en USD.

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

### 1.1.1. 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.

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

### 1.1.2. Restricciones de despacho

La generación del parque existente y 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  $i$ . Esta expresada en MW.
- $Cap_j$ : Capacidad instalada de la planta  $j$ . Esta expresada en MW.
- $\Delta t_i$ : Horas en la etapa  $t_i$ .
- $\Delta t_j$ : Horas en la etapa  $t_j$ .

### 1.1.3. 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  $t$ .

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

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

### 1.1.4. 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.

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

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

### 1.1.5. Restricciones de inversión

- Periodicidad de las inversiones: El modelo permite que las inversiones se pueden llevar a cabo cada trimestre, semestre o año. Para este ejercicio, el modelo puede decidir sobre un proyecto cada seis meses.
- 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 de la Tabla 10 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 de acuerdo con el documento de proyección de demanda vigente.

### 1.1.6. 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.

## 1.2. PLEXOS

### 1.2.1. Función Objetivo

$$\begin{aligned} & \sum_{(y)} \sum_{(g)} DF_y * (BuildCost_g * GenBuild_{(g,y)}) \\ & + \sum_{(y)} DF_y * [FOMCharge_g * 1000 * PMAX_g(Units_g + \sum_{i \leq y} GenBuild_{g,i})] \\ & + \sum_{(t)} DF_{t \in y} * L_t * [Voll * USE_t + \sum_g SRMC_g * GenLoad_{g,t}] \end{aligned}$$

Donde:

- $DF_y$ : Tasa de descuento anual
- $DF_t$ : Tasa de descuento para el período t
- $GenBuild_{(g,y)}$ : Número de unidades de generación construidas en el año y para el generador g
- $GenLoad_{g,t}$ : Despacho de la unidad de generación g en el período t (MWh)
- $BuildCost_g$ : Costo overnight para el generador g (USD)
- $USE_t$ : Energía no servida (demanda racionada) en el despacho del período t (MWh)
- $FOMCharge_g$ : Costos fijos de operación y mantenimiento para el generador g (USD)
- $PMAX_g$ : Capacidad máxima de cada unidad del generador g (MW)
- $Units_g$ : Número de unidades instaladas del generador g
- $L_t$ : Duración del despacho del período t (horas)
- $Voll$ : Costo de racionamiento (USD/MWh)
- $SRMC_g$ : Costo de generación del generador g
- $Demand_t$ : Demanda en el período t
- $MaxUnitsBuilt_{g,y}$ : Máximo número de unidades del generador g que se pueden construir en el año y

### 1.2.2. Restricción de balance de energía

$$\sum_{(g)} GenLoad_{(g,t)} + USE_t = Demand_t \quad \forall_t$$

### 1.2.3. Restricción de despacho

$$GenLoad_{(g,t)} \leq PMAX_g(Units_g + \sum_{i \leq y} GenBuild_{g,i})$$

#### 1.2.4. Restricción de integralidad de la decisión

#### 1.2.5. $GenBuild_{(g,y)}$ : Entero

#### 1.2.6. Restricción de factibilidad de la expansión

$$1.2.7. \sum_{i \leq y} GenBuild_{g,i} \leq MaxUnitsBuilt_{g,y}$$

#### 1.2.8. 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.
- Mínimo tiempo en línea
- Mínimo técnico
- Tiempos de arranque en frío, tibio y caliente
- Bloques de arranque y parada
- Rampas de subida y bajada entre mínimo técnico y capacidad máxima

## ANEXO II. SEDIMENTACIÓN

### 1. Introducción

La sedimentación que ocurre en los embalses se constituye en un parámetro muy importante para establecer cuál es el efecto real en la cantidad de energía que dichos embalses pueden guardar a medida que pasa el tiempo.

Los embalses, en mayor o menor medida, capturan las partículas en suspensión que traen los ríos, y la totalidad del material de arrastre que llega hasta ellos. Este anexo muestra la metodología y los resultados del cálculo de la sedimentación en algunos de los embalses más importantes de Colombia.

### 2. Análisis y Resultados

#### 2.1. Datos de sedimentación

Los datos de sedimentación fueron tomados a partir del Estudio Nacional del Agua 2014, en cuyo Capítulo 7 se habla de la producción de sedimentos. Para la macrocuenca Magdalena-Cauca, donde se encuentran la mayor parte de los embalses analizados, se tienen los siguientes datos:

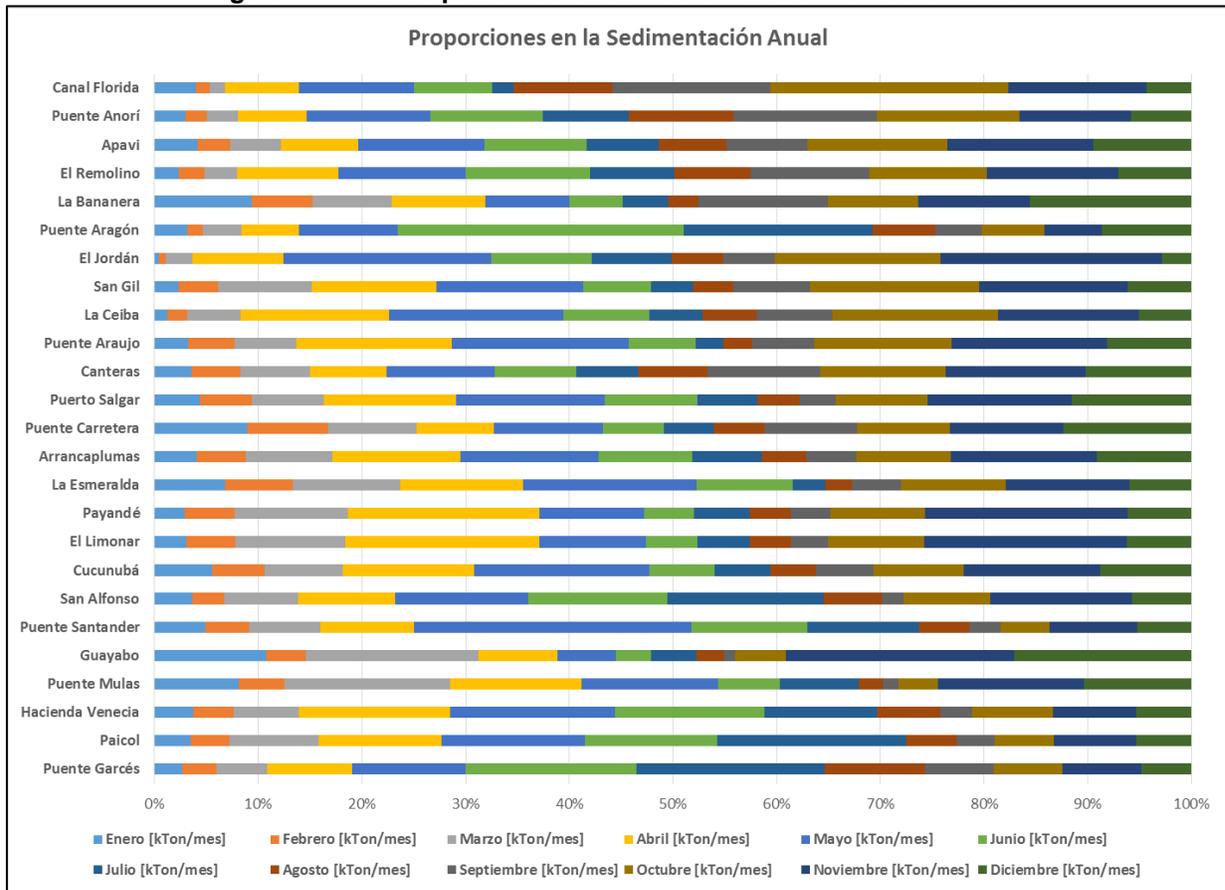
**Tabla II.1 – Transporte de sedimentos**

Zona Hidrográfica	Subzona	Estación	Enero (kTon/mes)	Febrero (kTon/mes)	Marzo (kTon/mes)	Abril (kTon/mes)	Mayo (kTon/mes)	Junio (kTon/mes)	Julio (kTon/mes)	Agosto (kTon/mes)	Septiembre (kTon/mes)	Octubre (kTon/mes)	Noviembre (kTon/mes)	Diciembre (kTon/mes)	Promedio (kTon/mes)
Alto Magdalena	Río Suaza	Puente Garcés	8.50	10.67	15.50	26.25	34.83	52.50	58.08	30.75	21.33	21.00	24.33	15.42	26.60
Alto Magdalena	Río Páez	Paicol	89.72	98.07	222.57	306.03	357.50	331.07	471.56	127.28	93.20	148.15	205.87	138.41	215.78
Alto Magdalena	Río Yapurá	Hacienda Venecia	9.28	9.53	15.39	36.07	39.00	35.51	28.79	15.20	7.41	19.31	19.69	13.08	20.52
Alto Magdalena	Río Neiva	Puente Mulas	12.30	6.54	24.22	19.04	19.85	8.99	11.60	3.39	2.25	5.84	21.20	15.66	12.57
Alto Magdalena	Río Ceiba	Guayabo	6.59	2.36	10.20	4.64	3.45	2.09	2.70	1.59	0.69	2.99	13.50	10.45	5.10
Alto Magdalena	Río Magdalena	Puente Santander	450.30	393.51	636.92	835.70	2.470.59	1.034.48	993.91	450.30	275.86	438.13	774.85	486.82	770.11
Alto Magdalena	Río Cabrera	San Alfonso	37.82	32.31	73.88	97.67	133.74	139.00	157.03	59.11	21.54	86.91	142.00	59.61	86.72
Alto Magdalena	Río Luisa	Cucunubá	4.31	3.92	5.86	9.82	13.12	4.84	4.24	3.35	4.31	6.75	10.24	6.82	6.47
Alto Magdalena	Río Sumapaz	El Limonar	4.99	7.78	17.42	30.72	16.85	8.11	8.30	6.58	5.86	15.17	32.11	10.22	13.68
Alto Magdalena	Río Coello	Poyandé	4.62	7.67	17.57	29.43	16.14	7.67	8.71	6.33	6.10	14.52	31.19	9.86	13.32
Alto Magdalena	Río Laquilla	La Esmeralda	8.49	8.18	12.98	14.73	20.96	11.54	3.94	3.18	5.89	12.71	14.50	7.43	10.41
Alto Magdalena	Río Magdalena	Arrancapumas	1.504.13	1.735.54	3.074.38	4.561.98	4.909.09	3.338.84	2.446.28	1.603.31	1.760.33	3.363.64	5.206.61	3.347.11	3.070.94
Medio Magdalena	Río Sucio	Puente Carretera	0.91	0.79	0.86	0.76	1.06	0.60	0.48	0.50	0.90	0.91	1.12	1.25	0.85
Medio Magdalena	Río Magdalena	Puerto Salgar	1.124.01	1.246.42	1.769.48	3.227.34	3.622.42	2.281.40	1.457.87	1.029.41	879.17	2.253.58	3.527.82	2.915.74	2.111.22
Medio Magdalena	Río Nare	Canteras	73.21	96.09	138.52	150.58	213.81	160.98	121.05	138.52	221.71	246.26	276.62	209.23	170.55
Medio Magdalena	Río Cácare	Puente Araujo	307.79	417.71	564.27	1.419.24	1.607.33	615.57	246.72	271.15	556.85	1.255.57	1.416.79	767.02	787.18
Sogamoso	Río Suárez	La Ceiba	15.23	23.69	63.96	176.99	208.80	102.54	63.96	64.30	90.02	197.87	198.87	62.61	103.24
Sogamoso	Río Fonce	San Gil	11.65	18.85	44.67	59.43	70.24	32.30	20.17	19.45	36.14	81.17	70.72	30.50	41.27
Sogamoso	Río Chicamocho	El Jordán	28.22	41.24	160.62	557.83	1.271.94	614.26	486.20	316.90	314.73	1.011.47	1.356.59	180.16	528.35
Cauca	Alto Cauca	Puente Aragón	2.47	1.17	2.92	4.40	7.46	21.68	14.30	4.71	3.54	4.74	4.36	6.77	6.54
Cauca	Río Otún	La Bananera	1.62	1.01	1.32	1.55	1.41	0.88	0.76	0.49	2.16	1.49	1.86	2.68	1.44
Cauca	Río San Juan	El Remolino	25.63	26.29	34.62	105.60	132.77	130.80	87.64	80.41	123.35	123.35	137.59	76.46	90.38
Cauca	Río Cauca	Aveni	1.573.48	1.198.08	1.989.01	2.827.48	4.608.63	3.753.99	2.627.80	2.492.01	2.939.30	5.127.80	5.267.41	3.578.27	3.163.60
Nechí	Alto Nechí	Puente Anori	19.75	13.21	19.89	43.54	79.43	71.78	54.95	67.33	91.53	91.11	71.36	38.67	55.27
Bajo Magdalena	Ciénaga Grande	Canal Florida	1.100.83	386.78	406.61	1.973.55	3.094.21	2.082.64	585.12	2.638.02	4.224.79	6.386.78	3.689.26	1.209.92	2.314.88

Fuente: Estudio Nacional del Agua 2014. Diseño Tabla: UPME

La tabla anterior muestra la producción de sedimentos a nivel mensual, y la siguiente figura muestra la proporción mensual de producción de sedimentos para cada una de las estaciones

**Figura II.1 – Participación de cada mes en la sedimentación anual**



Fuente: Estudio Nacional del Agua 2014. Diseño Figura: UPME

## 2.2. Teoría de sedimentación

El cálculo de la sedimentación se llevó a cabo con base en la teoría presentada en el Apéndice A del libro “Design of Small Dams” del US Bureau of Reclamation, Tercera Edición (1987).

En primer lugar, se establece la relación entre el Caudal Sólido ( $Q_s$ ) y el Caudal Líquido ( $Q_w$ ), la cual para las unidades del Sistema Internacional, se define como:

$$Q_s = 0.0864CQ_w \quad (\text{Ecuación IV.1})$$

Donde:

- $Q_s$  : Caudal Sólido [Ton/día]
- $Q_w$  : Caudal Líquido [ $m^3/s$ ]
- $C$  : Concentración de sedimentos en suspensión [mg/L]

A continuación, se establece el tipo de operación del embalse, de acuerdo con las siguientes definiciones:

**Tabla IV.2 – Tipos de Operación para Embalses**

Tipo de Operación	Definición de la Operación
1	Embalse generalmente lleno
2	Embalse con mucha fluctuación
3	Embalse generalmente vacío
4	Filo de agua

Fuente: "Design of Small Dams", US Bureau of Reclamation, Third Edition (1987). Diseño Tabla: UPME

Los embalses en Colombia tratan de ser manejados principalmente bajo el tipo de operación # 2, es decir, fluctúan bastante, con excepción de los embalses más grandes (El Peñol y Sogamoso).

Luego se estima la densidad de los sedimentos que entran al embalse utilizando la siguiente expresión:

$$W = W_C p_C + W_M p_M + W_S p_S \quad (\text{Ecuación IV.2})$$

Donde:

W	:	Densidad total del sedimento [kg/m <sup>3</sup> ]
W <sub>C</sub>	:	Densidad de la arcilla [kg/m <sup>3</sup> ]
W <sub>M</sub>	:	Densidad del limo [kg/m <sup>3</sup> ]
W <sub>S</sub>	:	Densidad de la arena [kg/m <sup>3</sup> ]
p <sub>C</sub>	:	Fracción de arcilla [Adim]
p <sub>M</sub>	:	Fracción de limo [Adim]
p <sub>S</sub>	:	Fracción de arena [Adim]

Se debe cumplir que la suma de las fracciones es igual a uno (1).

Luego se hace necesario calcular de qué forma los sedimentos depositados en el embalse van ocupando volumen dentro del mismo, teniendo en cuenta que su densidad aumenta a medida que pasa el tiempo. La expresión que permite calcular de qué forma cambia la densidad a través del tiempo se muestra a continuación:

$$W_T = W + 0.4343K \left[ \left( \frac{T}{T-1} \right) \ln T - 1 \right] \quad (\text{Ecuación IV.3})$$

Donde:

W <sub>T</sub>	:	Densidad del sedimento luego de T años de operación del embalse [kg/m <sup>3</sup> ]
W	:	Densidad del sedimento dada por la Ecuación 2 [kg/m <sup>3</sup> ]
K	:	Factor de tiempo de sedimentación [Adim]

El factor de tiempo de sedimentación se calcula utilizando la siguiente expresión:

$$K = K_C p_C + K_M p_M + K_S p_S \quad (\text{Ecuación IV.4})$$

Donde los factores de tiempo de sedimentación para arcilla (K<sub>C</sub>), limo (K<sub>M</sub>) y arena (K<sub>S</sub>), se obtienen de la siguiente tabla:

**Tabla II.3 – Valores usuales para la densidad y el factor de tiempo de sedimentación**

Operación del Embalse	Tipo de Operación	1	2	3	4
	Definición de la Operación	Embalse generalmente lleno	Embalse con mucha fluctuación	Embalse generalmente vacío	Filo de agua
	Densidad Arcilla [kg/m <sup>3</sup> ]	416	561	641	961
	Densidad Limo [kg/m <sup>3</sup> ]	1120	1140	1150	1170
	Densidad Arena [kg/m <sup>3</sup> ]	1550	1550	1550	1550
	K <sub>C</sub> (Arcilla)	256	135	0	0
	K <sub>M</sub> (Limo)	91	29	0	0
	K <sub>S</sub> (Arena)	0	0	0	0

Fuente: "Design of Small Dams", US Bureau of Reclamation, Third Edition (1987). Diseño Tabla: UPME

El siguiente parámetro necesario para calcular la cantidad de sedimento que se deposita en el embalse es la **Eficiencia de Atrapamiento**, la cual se mide en términos porcentuales y representa la fracción de sedimentos en suspensión que son atrapados en el embalse, teniendo en cuenta que parte de estos sedimentos podrían pasar a través de las turbinas durante la operación normal, y en otros casos, a través de la descarga de fondo o del vertedero de excesos.

Dicha eficiencia se calcula con base en la Ecuación de Churchill:

$$E = 100 - (1600R^{-0.2} - 12) \quad (\text{Ecuación IV.5})$$

Donde:

E : Eficiencia de Atrapamiento de Sedimentos en Suspensión [%]  
R : Índice de Sedimentación [s<sup>2</sup>/m]

El índice de sedimentación se calcula a su vez como:

$$R = \frac{t_D}{v_{Pr}} \quad (\text{Ecuación IV.6})$$

Donde:

t<sub>D</sub> : Tiempo de retención hidráulica [s]  
v<sub>Pr</sub> : Velocidad media de flujo dentro del embalse [m/s]

El tiempo de retención hidráulica se calcula utilizando la siguiente expresión:

$$t_D = \frac{V_E}{Q} \quad (\text{Ecuación IV.7})$$

Donde:

V<sub>E</sub> : Volumen del embalse [m<sup>3</sup>]  
Q : Caudal promedio de entrada al embalse [m<sup>3</sup>/s]

La velocidad promedio de flujo dentro del embalse se calcula así:

$$v_{Pr} = \frac{Q}{A_{ST}} \quad (\text{Ecuación IV.8})$$

Donde A<sub>ST</sub> es el área seccional promedio del embalse, la cual se calcula como:

$$A_{ST} = \frac{V_E}{L_E} \quad (\text{Ecuación IV.9})$$

Donde L<sub>E</sub> es la longitud del embalse. Ahora, reemplazando las ecuaciones 7, 8 y 9 en la ecuación 6, llegamos a que el **Índice de Sedimentación** se calcula como:

$$R = \frac{V_E^2}{Q^2 L_E} \quad (\text{Ecuación IV.10})$$

Cuando ya se tienen calculadas las densidades del sedimento depositado durante los años definidos para el análisis (Para este caso son 50 años), se calculan, para cada año, las cantidades de sedimentos que originalmente vienen en suspensión, depositadas durante cada año T, utilizando la siguiente expresión:

$$V_T = 1000000 \frac{E \cdot Q_s}{W_T} \quad (\text{Ecuación IV.11})$$

Donde:

- $Q_s$  : Caudal de sedimentos en suspensión que entran al embalse [kTon/Año]  
 $V_T$  : Volumen de sedimentos depositados en el embalse durante el año T [m<sup>3</sup>/Año]  
 $E$  : Eficiencia de Atrapamiento de Sedimentos en Suspensión [Adim]

Ahora bien, el procedimiento anterior permite calcular los sedimentos en suspensión que se depositan en el embalse, sin embargo, también se debe calcular la cantidad de sedimentos de arrastre que entran al embalse, para lo cual la mejor opción es medir directamente dicho transporte, y además tener el perfil exacto del fondo del embalse, lo cual no se tiene.

Por lo tanto, la anterior opción no es viable para este caso, haciéndose necesario correlacionar la cantidad de sedimentos de arrastre con la cantidad calculada de sedimentos en suspensión, para lo cual se toma como base la siguiente tabla:

**Tabla II.4 – Relación entre Sedimentos en Suspensión y de Arrastre**

Concentración de los Sedimentos Suspensos [mg/L]	Material de Arrastre	Textura del Material en Suspensión	Porcentaje de carga de fondo en función de la carga suspendida [%]
<1000	Arena	De 20% a 50% de Arena	20 a 150
1000 a 7500	Arena	De 20% a 50% de Arena	10 a 35
>7500	Arena	De 20% a 50% de Arena	5
Cualquier Concentración	Arcilla compactada, grava, guijarros o cantos	De una pequeña cantidad a 25% de Arena	5 a 15
Cualquier Concentración	Arcilla y Limo	Sin Arena	<2

Fuente: "Design of Small Dams", US Bureau of Reclamation, Third Edition (1987). Diseño Tabla: UPME

Mediante el uso de esta tabla se calcula en función de los tres (3) primeros parámetros, el porcentaje de carga de fondo. Dicho valor se multiplica por el transporte anual de sedimentos en suspensión y se suma durante el horizonte de análisis, calculando así el volumen de arrastre que ha sido atrapado por el embalse. La expresión matemática que resume este cálculo es la siguiente:

$$V_A = p_{CF} \cdot \sum_{T=1}^N V_{s,T} \quad (\text{Ecuación IV.12})$$

Donde:

- $p_{CF}$  : Fracción de carga de fondo en función de la carga suspendida [Adim]  
 $V_{s,T}$  : Volumen de sedimentos en suspensión entrando al embalse en el año T [m<sup>3</sup>]

El valor de  $V_{s,T}$  se calcula así:

$$V_{s,T} = 0.365Q_s \quad (\text{Ecuación IV.13})$$

Finalmente, al sumar los aportes de arrastre y en suspensión, se obtiene el volumen total de sedimento depositado en el embalse, el cual disminuye la capacidad inicial del embalse al final del año N.

## 2.3. Resultados

El análisis mostrado en el numeral anterior se llevó a cabo para 26 embalses del país: Sogamoso, El Quimbo, Chuza, Sisga, Neusa, Alto Anchicayá, Calima, Salvajina, San Lorenzo, Tominé, Ituango, Miel I, San Carlos, Urrá I, Chivor, Guavio, Porce III, Peñol, Prado, Riogrande II, Playas, Betania, Porce II, Troneras, Miraflores y Muña, utilizando los datos batimétricos disponibles más recientes que están siendo utilizados en el SDDP para las corridas del plan de expansión.

Para el cálculo de los volúmenes de sedimento se asumió lo siguiente:

- Operación del embalse tipo 2, excepto para Sogamoso y Peñol, para los cuales se tomó un valor de 1, dado que se considera que son embalses con un tamaño tal que sus fluctuaciones son mínimas.
- Fracción de arcilla del 37%.
- Fracción de limo del 23%.
- Fracción de arena del 40%.
- Dado que no había datos de caudal sólido para los embalses de San Carlos, Porce III, Playas, Sisga, Alto Anchicayá, Calima, Salvajina, Tominé y Muña, se asumió una concentración de sedimentos en suspensión de 600 mg/L.
- Para los embalses de Urrá I, Chivor, Guavio, Porce II, Prado, Chuza, Neusa, Riogrande II y San Lorenzo se utilizaron datos históricos provenientes de las batimetrías analizadas en el Consejo Nacional de Operación.
- Para los demás embalses se utilizaron datos de caudal sólido del Estudio Nacional del Agua.
- De acuerdo con la Tabla 4, se escogió un valor del factor de arrastre de 0,75 para las concentraciones de sólidos en suspensión menores a 1000 mg/L, y de 0,20 para las concentraciones entre 1000 y 7500 mg/L.
- De acuerdo con un estudio reciente del Consejo Nacional de Operación y Acolgen, la información analizada arroja una tasa promedio de pérdida del volumen total de los embalses analizados de 4.3 Mm<sup>3</sup>/año, mientras que la del embalse muerto ha sido de 13.5 Mm<sup>3</sup>/año, con lo cual la pérdida porcentual del volumen muerto es del 75,84% de los sedimentos que efectivamente llegan a esa zona, por lo tanto, se asume este porcentaje para todos los embalses.
- Se tomó un horizonte de análisis de 50 años.

El cálculo se muestra en las siguientes tablas:

**Tabla II.5 – Cálculo de sedimentación en embalses (Parte 1 de 5)**

Parámetros	Muña	Alto Anchicayá	Troneras	San Carlos	Playas
Año última batimetría	2019	2019	2019	2019	2019
Tipo de Operación	2	2	2	2	2
Fracción Arcilla	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37
Fracción Limo	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23
Fracción Arena	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Densidad Arcilla [kg/m <sup>3</sup> ]	561	561	561	561	561
Densidad Limo [kg/m <sup>3</sup> ]	1140	1140	1140	1140	1140
Densidad Arena [kg/m <sup>3</sup> ]	1550	1550	1550	1550	1550
Densidad Inicial [kg/m <sup>3</sup> ]	1089,77	1089,77	1089,77	1089,77	1089,77
Factor de Tiempo Arcilla (Kc)	135	135	135	135	135
Factor de Tiempo Limo (Km)	29	29	29	29	29
Factor de Tiempo Arena (Ks)	0	0	0	0	0
Factor de Tiempo Total (K)	56,62	56,62	56,62	56,62	56,62
Volumen Muerto + Mínimo Técnico Inicial [m <sup>3</sup> ]	50.000	6.720.000	8.640.000	8.200.000	19.930.000
Volumen Util Inicial [m <sup>3</sup> ]	12.640.000	31.780.000	21.900.000	48.390.000	49.160.000
Volumen Total Inicial [m <sup>3</sup> ]	<b>12.690.000</b>	<b>38.500.000</b>	<b>30.540.000</b>	<b>56.590.000</b>	<b>69.090.000</b>
Longitud del Embalse [m]	3.935	3.165	2.739	8.640	9.388
Área Seccional Promedio [m <sup>2</sup> ]	3.225	12.164	11.150	6.550	7.359
Tiempo de Retención Hidráulica [s]	1.015.096	856.807	736.928	2.059.649	2.063.669
Índice de Sedimentación (Ksd)	261.860.267	231.948.979	198.270.562	490.989.841	453.635.665
Eficiencia de Atrapamiento de Sedimentos en Suspensión [%]	78,85%	78,03%	76,95%	82,76%	82,30%
Caudal Líquido Promedio [m <sup>3</sup> /s]	12.50127907	44.93426471	41.44230457	27.47556106	33.47919881
Velocidad Promedio de Flujo en el Embalse [m/s]	0,00387648	0,003693947	0,00371678	0,00419489	0,004549178
Concentración SST [mg/L]	600	600	507.4858885	600	600
Transporte Medio Anual en Suspensión [kTon/Año]	<b>236,544202</b>	<b>850,23</b>	<b>663,25</b>	<b>519,88</b>	<b>633,48</b>
Factor de Arrastre [Adim]	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
Transporte Medio Anual de Arrastre [kTon/Año]	177,41	637,67	497,43	389,91	475,11
Sedimentación SST en 50 Años [m <sup>3</sup> ]	8.160.763,33	29.029.989,89	22.331.521,63	18.826.801,94	22.811.351,92
Sedimentación Arrastre en 50 Años [m <sup>3</sup> ]	6.120.572,49	21.772.492,42	16.748.641,22	14.120.101,46	17.108.513,94

Parámetros	Muña	Alto Anchicayá	Troneras	San Carlos	Playas
Sedimentación Total en 50 Años [m3]	14.281.335,82	50.802.482,31	39.080.162,85	32.946.903,40	39.919.865,86
Volumen Remanente después de 50 años [m3]	0,00	0,00	0,00	23.643.096,60	29.170.134,14
Pérdida de Capacidad en 50 años [%]	100,00%	100,00%	100,00%	58,22%	57,78%
Relación Volumen (Muerto+Mínimo Técnico)/Total [%]	0,39%	17,45%	28,29%	14,49%	28,85%
Relación Pérdida VM+VM7/Pérdida Vol Total (Acolgen)	75,84%	75,84%	75,84%	75,84%	75,84%
Sedimentos depositados debajo del mínimo técnico [%]	0,30%	13,24%	21,46%	6,40%	12,64%
Sedimentos depositados sobre el mínimo técnico [%]	99,70%	86,76%	78,54%	51,82%	45,14%

Diseño Tabla y Cálculos: UPME

Tabla II.6 – Cálculo de sedimentación en embalses (Parte 2 de 5)

Parámetros	Betania	San Lorenzo	Porce II	Miel I	Riogrande II
Año última batimetría	2019	2019	2019	2019	2019
Tipo de Operación	2	2	2	2	2
Fracción Arcilla	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37
Fracción Limo	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23
Fracción Arena	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Densidad Arcilla [kg/m3]	561	561	561	561	561
Densidad Limo [kg/m3]	1140	1140	1140	1140	1140
Densidad Arena [kg/m3]	1550	1550	1550	1550	1550
Densidad Inicial [kg/m3]	1089,77	1089,77	1089,77	1089,77	1089,77
Factor de Tiempo Arcilla (Kc)	135	135	135	135	135
Factor de Tiempo Limo (Km)	29	29	29	29	29
Factor de Tiempo Arena (Ks)	0	0	0	0	0
Factor de Tiempo Total (K)	56,62	56,62	56,62	56,62	56,62
Volumen Muerto + Mínimo Técnico Inicial [m3]	444.070.000	17.200.000	40.200.000	49.920.000	48.810.000
Volumen Útil Inicial [m3]	755.980.000	161.860.000	88.820.000	441.380.000	137.060.000
Volumen Total Inicial [m3]	1.200.050.000	179.060.000	129.020.000	491.300.000	185.870.000
Longitud del Embalse [m]	13.117	8.152	8.232	21.460	11.500
Área Seccional Promedio [m2]	91.488	21.965	15.673	22.894	16.163
Tiempo de Retención Hidráulica [s]	6.220.187	4.724.284	1.631.265	5.846.695	6.396.077
Índice de Sedimentación (Ksd)	2.949.662.797	2.737.838.165	323.254.024	1.592.909.567	3.557.374.090
Eficiencia de Atrapamiento de Sedimentos en Suspensión [%]	91,57%	91,27%	80,22%	88,90%	92,33%
Caudal Líquido Promedio [m3/s]	192.9282819	37.90204196	79.09196881	84.03038339	29,06
Velocidad Promedio de Flujo en el Embalse [m/s]	0,002108779	0,001725553	0,005046389	0,00367045	0,001797977
Concentración SST [mg/L]	1518,917873	1113,788287	285,3400883	822,2696833	1036,162898
Transporte Medio Anual en Suspensión [kTon/Año]	9.241,38	1.331,29	711,71	2.179,00	949,58
Factor de Arrastre [Adim]	0,20	0,20	0,75	0,75	0,20
Transporte Medio Anual de Arrastre [kTon/Año]	1.848,28	266,26	533,78	1.634,25	189,92
Sedimentación SST en 50 Años [m3]	370.287.630,72	53.163.954,10	24.979.744,33	84.755.347,21	38.360.143,57
Sedimentación Arrastre en 50 Años [m3]	74.057.526,14	10.632.790,82	18.734.808,25	63.566.510,41	7.672.028,71
Sedimentación Total en 50 Años [m3]	444.345.156,87	63.796.744,92	43.714.552,57	148.321.857,62	46.032.172,28
Volumen Remanente después de 50 años [m3]	755.704.843,13	115.263.255,08	85.305.447,43	342.978.142,38	139.837.827,72
Pérdida de Capacidad en 50 años [%]	37,03%	35,63%	33,88%	30,19%	24,77%
Relación Volumen (Muerto+Mínimo Técnico)/Total [%]	37,00%	9,61%	31,16%	10,16%	26,26%
Relación Pérdida VM+VM7/Pérdida Vol Total (Acolgen)	75,84%	75,84%	75,84%	75,84%	75,84%
Sedimentos depositados debajo del mínimo técnico [%]	10,39%	2,60%	8,01%	2,33%	4,93%
Sedimentos depositados sobre el mínimo técnico [%]	26,64%	33,03%	25,88%	27,86%	19,83%

Diseño Tabla y Cálculos: UPME

Tabla II.7 – Cálculo de sedimentación en embalses (Parte 3 de 5)

Parámetros	Ituango	Urrá I	Chuzá	Salvajina	Porce III
Año última batimetría	2019	2019	2019	2019	2019
Tipo de Operación	2	2	2	2	2
Fracción Arcilla	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37
Fracción Limo	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23
Fracción Arena	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Densidad Arcilla [kg/m3]	561	561	561	561	561
Densidad Limo [kg/m3]	1140	1140	1140	1140	1140
Densidad Arena [kg/m3]	1550	1550	1550	1550	1550
Densidad Inicial [kg/m3]	1089,77	1089,77	1089,77	1089,77	1089,77
Factor de Tiempo Arcilla (Kc)	135	135	135	135	135
Factor de Tiempo Limo (Km)	29	29	29	29	29
Factor de Tiempo Arena (Ks)	0	0	0	0	0
Factor de Tiempo Total (K)	56,62	56,62	56,62	56,62	56,62
Volumen Muerto + Mínimo Técnico Inicial [m3]	842.000.000	356.210.000	10.100.000	93.640.000	29.770.000
Volumen Útil Inicial [m3]	975.000.000	1.237.910.000	215.190.000	714.740.000	130.870.000
Volumen Total Inicial [m3]	1.817.000.000	1.594.120.000	225.290.000	808.380.000	160.640.000
Longitud del Embalse [m]	79.000	22.260	7.990	23.371	15.430
Área Seccional Promedio [m2]	23.000	71.614	28.196	34.589	10.411
Tiempo de Retención Hidráulica [s]	2.186.211	4.696.822	18.918.428	5.925.841	7.059.248
Índice de Sedimentación (Ksd)	60.500.230	991.021.543	44.794.357.042	1.502.528.459	3.229.616.491
Eficiencia de Atrapamiento de Sedimentos en Suspensión [%]	67,56%	86,60%	100,00%	88,62%	91,94%
Caudal Líquido Promedio [m3/s]	831.1183432	339.4039426	11.90849481	136.416078	22.75596491
Velocidad Promedio de Flujo en el Embalse [m/s]	0,03613558	0,004739375	0,00042234	0,003943913	0,002185785
Concentración SST [mg/L]	331,1793576	536,7014804	2693,576886	600	600
Transporte Medio Anual en Suspensión [kTon/Año]	8.680,26	5.744,55	1.011,56	2.581,21	430,58
Factor de Arrastre [Adim]	0,75	0,75	0,20	0,75	0,75
Transporte Medio Anual de Arrastre [kTon/Año]	6.510,20	4.308,42	202,31	1.935,91	322,93
Sedimentación SST en 50 Años [m3]	256.597.383,94	217.660.686,57	44.260.784,23	100.093.276,55	17.321.792,69
Sedimentación Arrastre en 50 Años [m3]	192.448.037,95	163.245.514,92	8.852.156,85	75.069.957,41	12.991.344,52
Sedimentación Total en 50 Años [m3]	449.045.421,89	380.906.201,49	53.112.941,08	175.163.233,96	30.313.137,21
Volumen Remanente después de 50 años [m3]	1.367.954.578,11	1.213.213.798,51	172.177.058,92	633.216.766,04	130.326.862,79
Pérdida de Capacidad en 50 años [%]	24,71%	23,89%	23,58%	21,67%	18,87%

Relación Volumen (Muerto+Mínimo Técnico)/Total [%]	46,34%	22,35%	4,48%	11,58%	18,53%
Relación Pérdida VM+VMT/Pérdida Vol Total (Acolgen)	75,84%	75,84%	75,84%	75,84%	75,84%
Sedimentos depositados debajo del mínimo técnico [%]	8,69%	4,05%	0,80%	1,90%	2,65%
Sedimentos depositados sobre el mínimo técnico [%]	16,03%	19,85%	22,77%	19,76%	16,22%

Diseño Tabla y Cálculos: UPME

Tabla II.8 – Cálculo de sedimentación en embalses (Parte 4 de 5)

Parámetros	Prado	Chivor	El Quimbo	Peñol	Sogamoso
Año última batimetría	2019	2019	2019	2019	2019
Tipo de Operación	2	2	2	1	1
Fracción Arcilla	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37
Fracción Limo	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23
Fracción Arena	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Densidad Arcilla [kg/m3]	561	561	561	416	416
Densidad Limo [kg/m3]	1140	1140	1140	1120	1120
Densidad Arena [kg/m3]	1550	1550	1550	1550	1550
Densidad Inicial [kg/m3]	1089,77	1089,77	1089,77	1031,52	1031,52
Factor de Tiempo Arcilla (Kc)	135	135	135	256	256
Factor de Tiempo Limo (Km)	29	29	29	91	91
Factor de Tiempo Arena (Ks)	0	0	0	0	0
Factor de Tiempo Total (K)	56,62	56,62	56,62	115,65	115,65
Volumen Muerto + Mínimo Técnico Inicial [m3]	330.020.000	23.300.000	445.440.000	77.830.000	581.590.000
Volumen Útil Inicial [m3]	420.660.000	587.590.000	2.360.260.000	1.044.020.000	2.756.310.000
Volumen Total Inicial [m3]	750.680.000	610.890.000	2.805.700.000	1.121.850.000	3.337.900.000
Longitud del Embalse [m]	23.550	22.900	55.000	7.250	17.690
Área Seccional Promedio [m2]	31.876	26.676	51.013	154.738	188.689
Tiempo de Retención Hidráulica [s]	13.862.516	7.686.869	11.901.424	33.508.866	6.946.682
Índice de Sedimentación (Ksd)	8.160.057.110	2.580.260.326	2.575.343.418	154.875.052.000	2.727.891.052
Eficiencia de Atrapamiento de Sedimentos en Suspensión [%]	95,34%	91,02%	91,01%	100,00%	91,25%
Caudal Líquido Promedio [m3/s]	54.1517867	79.47188468	235.7449035	33.47919881	480.5027687
Velocidad Promedio de Flujo en el Embalse [m/s]	0,001698826	0,002979106	0,004621296	0,000216361	0,002546539
Concentración SST [mg/L]	1561,021038	587,4469158	1285,978699	1938,424883	248,7267435
Transporte Medio Anual en Suspensión [kTon/Año]	2.665,80	1.472,27	9.560,55	2.046,59	3.768,99
Factor de Arrastre [Adim]	0,20	0,75	0,20	0,20	0,75
Transporte Medio Anual de Arrastre [kTon/Año]	533,16	1.104,21	1.912,11	409,32	2.826,74
Sedimentación SST en 50 Años [m3]	111.201.581,73	58.634.877,80	380.725.334,12	89.654.256,67	150.665.069,60
Sedimentación Arrastre en 50 Años [m3]	22.240.316,35	43.976.158,35	76.145.066,82	17.930.851,33	112.998.802,20
Sedimentación Total en 50 Años [m3]	133.441.898,08	102.611.036,15	456.870.400,95	107.585.108,00	263.663.871,81
Volumen Remanente después de 50 años [m3]	617.238.101,92	508.278.963,85	2.348.829.599,05	1.014.264.892,00	3.074.236.128,19
Pérdida de Capacidad en 50 años [%]	17,78%	16,80%	16,28%	9,59%	7,90%
Relación Volumen (Muerto+Mínimo Técnico)/Total [%]	43,96%	3,81%	15,88%	6,94%	17,42%
Relación Pérdida VM+VMT/Pérdida Vol Total (Acolgen)	75,84%	75,84%	75,84%	75,84%	75,84%
Sedimentos depositados debajo del mínimo técnico [%]	5,93%	0,49%	1,96%	0,50%	1,04%
Sedimentos depositados sobre el mínimo técnico [%]	11,85%	16,31%	14,32%	9,09%	6,86%

Diseño Tabla y Cálculos: UPME

Tabla II.9 – Cálculo de sedimentación en embalses (Parte 5 de 5)

Parámetros	Neusa	Miraflores	Guavio	Calima	Sisga	Tomín
Año última batimetría	2019	2019	2019	2019	2019	2019
Tipo de Operación	2	2	2	2	2	2
Fracción Arcilla	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37
Fracción Limo	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23
Fracción Arena	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Densidad Arcilla [kg/m3]	561	561	561	561	561	561
Densidad Limo [kg/m3]	1140	1140	1140	1140	1140	1140
Densidad Arena [kg/m3]	1550	1550	1550	1550	1550	1550
Densidad Inicial [kg/m3]	1089,77	1089,77	1089,77	1089,77	1089,77	1089,77
Factor de Tiempo Arcilla (Kc)	135	135	135	135	135	135
Factor de Tiempo Limo (Km)	29	29	29	29	29	29
Factor de Tiempo Arena (Ks)	0	0	0	0	0	0
Factor de Tiempo Total (K)	56,62	56,62	56,62	56,62	56,62	56,62
Volumen Muerto + Mínimo Técnico Inicial [m3]	0	5.640.000	17.710.000	105.520.000	0	0
Volumen Útil Inicial [m3]	114.680.000	96.580.000	764.340.000	424.660.000	91.660.000	619.550.000
Volumen Total Inicial [m3]	114.680.000	102.220.000	782.050.000	530.180.000	91.660.000	619.550.000
Longitud del Embalse [m]	6.855	15.646	14.470	14.043	8.610	15.646
Área Seccional Promedio [m2]	16.729	6.533	54.046	37.754	10.646	39.598
Tiempo de Retención Hidráulica [s]	65.264.472	22.922.842	11.045.747	43.712.981	43.983.862	161.465.543
Índice de Sedimentación (Ksd)	621.364.151.42	33.584.090.33	8.431.826.231	136.069.551.22	224.689.912.65	1.666.312.258.43
Eficiencia de Atrapamiento de Sedimentos en Suspensión [%]	100,00%	99,44%	95,44%	100,00%	100,00%	100,00%
Caudal Líquido Promedio [m3/s]	1.757158177	4.459307479	70.80100639	12.12866265	2.083946136	3.837041565
Velocidad Promedio de Flujo en el Embalse [m/s]	0,000105034	0,000682551	0,001310006	0,000321255	0,000195754	9,68999E-05
Concentración SST [mg/L]	3090,272841	600	217,0167402	600	600	600
Transporte Medio Anual en Suspensión [kTon/Año]	171,24	84,38	484,55	229,49	39,43	72,60
Factor de Arrastre [Adim]	0,20	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
Transporte Medio Anual de Arrastre [kTon/Año]	34,25	63,28	363,41	172,12	29,57	54,45
Sedimentación SST en 50 Años [m3]	7.492.737,87	3.671.341,75	20.235.669,77	10.041.463,72	1.725.323,73	3.176.732,24
Sedimentación Arrastre en 50 Años [m3]	1.498.547,57	2.753.506,31	15.176.752,33	7.531.097,79	1.293.992,80	2.382.549,18
Sedimentación Total en 50 Años [m3]	8.991.285,45	6.424.848,06	35.412.422,09	17.572.561,51	3.019.316,53	5.559.281,42
Volumen Remanente después de 50 años [m3]	105.688.714,55	95.795.151,94	746.637.577,9	512.607.438,49	88.640.683,47	613.990.718,58
Pérdida de Capacidad en 50 años [%]	7,84%	6,29%	4,53%	3,31%	3,29%	0,90%
Relación Volumen (Muerto+Mínimo Técnico)/Total [%]	0,00%	5,52%	2,26%	19,90%	0,00%	0,00%

Relación Pérdida VM+VMT/Pérdida Vol Total (Acolgen)	75,84%	75,84%	75,84%	75,84%	75,84%	75,84%
Sedimentos depositados debajo del mínimo técnico [%]	0,00%	0,26%	0,08%	0,50%	0,00%	0,00%
Sedimentos depositados sobre el mínimo técnico [%]	7,84%	6,02%	4,45%	2,81%	3,29%	0,90%

Diseño Tabla y Cálculos: UPME

La siguiente clasificación muestra la magnitud de la sedimentación de los embalses, en función de la pérdida de Volumen Total (VT):

Muy Baja	:	Menor al 5% del VT
Baja	:	Entre el 5% y el 15% del VT
Media	:	Entre el 15% y el 25% del VT
Alta	:	Entre el 25% y el 40% del VT
Muy Alta	:	Mayor al 40% del VT

Como puede verse en las tablas anteriores, se presenta sedimentación **Muy Alta** para los embalses de Alto Anchicayá, San Carlos, Troneras, Playas y Muña. Por esta razón se recomiendan dragados frecuentes para estos embalses.

En adición a lo anterior, se estimó cuánta profundidad efectiva podría perderse luego de 50 años, por lo tanto, se calculó qué tanto de la pérdida de capacidad está por encima del nivel mínimo técnico. El porcentaje resultante se asume igual a la pérdida de profundidad efectiva.

Estos resultados se resumen en la siguiente tabla:

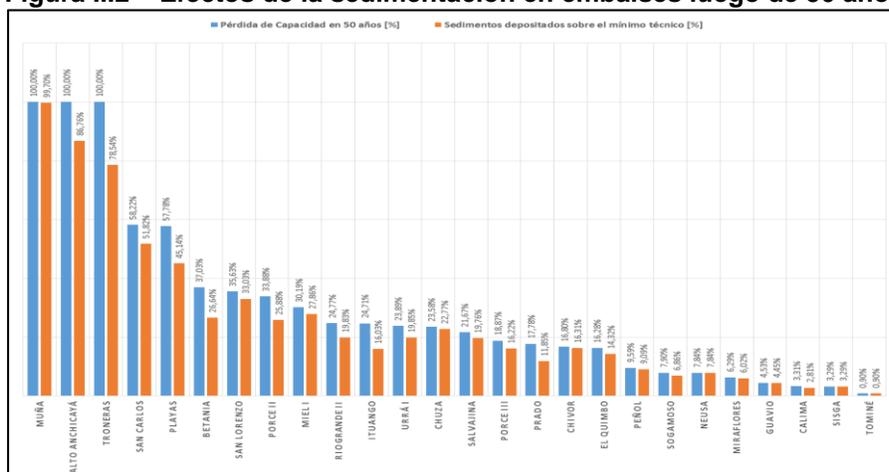
**Tabla II.10 – Resumen de resultados de sedimentación**

Parámetros	Eficiencia de Atrapamiento de Sedimentos en Suspensión [%]	Caudal Líquido Promedio [m <sup>3</sup> /s]	Pérdida de Capacidad en 50 años [%]	Relación Volumen (Muerto+Mínimo Técnico)/Total [%]	Relación Pérdida VM+VMT/Pérdida Vol Total (Acolgen)	Sedimentos depositados debajo del mínimo técnico [%]	Sedimentos depositados sobre el mínimo técnico [%]
Muña	78,85%	12,5	100,00%	0,39%	75,84%	0,30%	99,70%
Alto Anchicayá	78,03%	44,93	100,00%	17,45%	75,84%	13,24%	86,76%
Troneras	76,95%	41,44	100,00%	28,29%	75,84%	21,46%	78,54%
San Carlos	82,76%	27,48	58,22%	14,49%	75,84%	6,40%	51,82%
Playas	82,30%	33,48	57,78%	28,85%	75,84%	12,64%	45,14%
Betania	91,57%	192,93	37,03%	37,00%	75,84%	10,39%	26,64%
San Lorenzo	91,27%	37,9	35,63%	9,61%	75,84%	2,60%	33,03%
Porce II	80,22%	79,09	33,88%	31,16%	75,84%	8,01%	25,88%
Miel I	88,90%	84,03	30,19%	10,16%	75,84%	2,33%	27,86%
Riogrande II	92,33%	29,06	24,77%	26,26%	75,84%	4,93%	19,83%
Ituango	67,56%	831,12	24,71%	46,34%	75,84%	8,69%	16,03%
Urrá I	86,60%	339,4	23,89%	22,35%	75,84%	4,05%	19,85%
Chuza	100,00%	11,91	23,58%	4,48%	75,84%	0,80%	22,77%
Salvajina	88,62%	136,42	21,67%	11,58%	75,84%	1,90%	19,76%
Porce III	91,94%	22,76	18,87%	18,53%	75,84%	2,65%	16,22%
Prado	95,34%	54,15	17,78%	43,96%	75,84%	5,93%	11,85%
Chivor	91,02%	79,47	16,80%	3,81%	75,84%	0,49%	16,31%
El Quimbo	91,01%	235,74	16,28%	15,88%	75,84%	1,96%	14,32%
Peñol	100,00%	33,48	9,59%	6,94%	75,84%	0,50%	9,09%
Sogamoso	91,25%	480,5	7,90%	17,42%	75,84%	1,04%	6,86%
Neusa	100,00%	1,76	7,84%	0,00%	75,84%	0,00%	7,84%
Miraflores	99,44%	4,46	6,29%	5,52%	75,84%	0,26%	6,02%
Guavio	95,44%	70,8	4,53%	2,26%	75,84%	0,08%	4,45%
Calima	100,00%	12,13	3,31%	19,90%	75,84%	0,50%	2,81%
Sisga	100,00%	2,08	3,29%	0,00%	75,84%	0,00%	3,29%
Tominé	100,00%	3,84	0,90%	0,00%	75,84%	0,00%	0,90%

Diseño Tabla y Cálculos: UPME

Gráficamente, la pérdida de capacidad y la deposición de sedimentos sobre el mínimo técnico, es decir, en la zona de embalse útil, se muestran en la siguiente figura:

**Figura II.2 – Efectos de la sedimentación en embalses luego de 50 años**



Diseño Figura: UPME

## 2.4. Sedimentación para el PERGT 2020-2034

El análisis llevado a cabo en el numeral anterior mostró el efecto de la sedimentación en los 26 embalses que se tuvieron en cuenta, para un período de 50 años a partir de la batimetría más reciente<sup>11</sup> de cada uno de ellos. Ahora bien, para utilizar estos datos en el PERGT 2020-2034, se debe establecer el volumen remanente, tanto el total como el útil, para cada uno de los embalses, teniendo en cuenta la fecha de realización de la batimetría más reciente. En la siguiente tabla se muestra dicho análisis para la Central Hidroeléctrica de Salvajina, a modo de ejemplo:

**Tabla II.11 – Análisis de Sedimentación PERGT 2019-2033 – Central Salvajina**

Tabla de Volúmenes de Embalse - PERGT 2019-2033				
Nombre de la Central o Embalse		Salvajina		
Año de la última batimetría		2019		
Volumen Total Inicial según batimetría [m <sup>3</sup> ]		808.380.000,00		
Volumen Útil Inicial según batimetría [m <sup>3</sup> ]		714.740.000,00		
Año	Volumen Total [m <sup>3</sup> ]	Volumen Útil [m <sup>3</sup> ]	Remanente Total [%]	Remanente Útil [%]
2019	808.380.000,00	714.740.000,00	100,00%	100,00%
2020	804.938.799,09	711.364.307,49	99,57%	99,53%
2021	801.496.218,48	707.987.261,56	99,15%	99,06%
2022	798.052.229,93	704.608.834,48	98,72%	98,58%
2023	794.606.804,02	701.228.997,40	98,30%	98,11%
2024	791.159.910,08	697.847.720,25	97,87%	97,64%
2025	787.711.516,16	694.464.971,67	97,44%	97,16%
2026	784.261.588,86	691.080.718,89	97,02%	96,69%
2027	780.810.093,31	687.694.927,72	96,59%	96,22%
2028	777.356.993,03	684.307.562,37	96,16%	95,74%
2029	773.902.249,80	680.918.585,34	95,73%	95,27%
2030	770.445.823,59	677.527.957,38	95,31%	94,79%
2031	766.987.672,38	674.135.637,25	94,88%	94,32%
2032	763.527.752,04	670.741.581,66	94,45%	93,84%
2033	760.066.016,11	667.345.745,06	94,02%	93,37%

Diseño Tabla y Cálculos: UPME

<sup>11</sup> Para este caso particular se utilizaron los datos de volumen existentes en las corridas del SDDP y se asumieron como del año 2019 con el fin de hacer la comparación con el escenario base.

Este análisis se llevó a cabo para todas las centrales, con lo cual los Volúmenes Totales, los Volúmenes Útiles y los porcentajes remanentes se muestran en las siguientes tablas:

**Tabla II.12 – Proyección de Volúmenes Totales (VT) [hm<sup>3</sup>]**

Año	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Muña	12,69	12,41	12,13	11,85	11,57	11,29	11,00	10,72	10,44	10,16	9,88	9,60	9,32	9,03	8,75
Alto Anchicayá	38,50	37,50	36,50	35,50	34,51	33,51	32,51	31,50	30,50	29,50	28,50	27,50	26,50	25,49	24,49
Troneras	30,54	29,77	29,00	28,24	27,47	26,70	25,93	25,16	24,39	23,62	22,85	22,08	21,31	20,53	19,76
San Carlos	56,59	55,94	55,30	54,65	54,00	53,35	52,70	52,05	51,40	50,75	50,10	49,45	48,80	48,15	47,50
Playas	69,09	68,31	67,52	66,74	65,95	65,17	64,38	63,59	62,81	62,02	61,23	60,44	59,66	58,87	58,08
Betania	1200,05	1191,32	1182,59	1173,85	1165,11	1156,37	1147,62	1138,87	1130,11	1121,35	1112,59	1103,82	1095,05	1086,27	1077,49
San Lorenzo	179,06	177,81	176,55	175,30	174,04	172,79	171,53	170,28	169,02	167,76	166,50	165,24	163,98	162,72	161,46
Porce II	129,02	128,16	127,30	126,44	125,58	124,72	123,86	123,00	122,14	121,28	120,42	119,55	118,69	117,83	116,96
Miel I	491,30	488,39	485,47	482,55	479,64	476,72	473,80	470,88	467,95	465,03	462,11	459,18	456,25	453,32	450,39
Riogrande II	185,87	184,97	184,06	183,16	182,25	181,34	180,44	179,53	178,62	177,72	176,81	175,90	174,99	174,08	173,17
Ituango	1817,00	1808,18	1799,35	1790,52	1781,69	1772,85	1764,01	1755,17	1746,32	1737,47	1728,61	1719,75	1710,89	1702,02	1693,14
Urrá I	1594,12	1586,64	1579,15	1571,66	1564,17	1556,67	1549,17	1541,67	1534,17	1526,66	1519,15	1511,63	1504,11	1496,59	1489,06
Chuzá	225,29	224,25	223,20	222,16	221,11	220,07	219,02	217,98	216,93	215,88	214,84	213,79	212,74	211,69	210,64
Salvajina	808,38	804,94	801,50	798,05	794,61	791,16	787,71	784,26	780,81	777,36	773,90	770,45	766,99	763,53	760,07
Porce III	160,64	160,04	159,45	158,85	158,26	157,66	157,06	156,47	155,87	155,27	154,67	154,08	153,48	152,88	152,28
Prado	750,68	748,06	745,44	742,81	740,19	737,56	734,93	732,31	729,68	727,05	724,41	721,78	719,15	716,51	713,87
Chivor	610,89	608,87	606,86	604,84	602,82	600,80	598,78	596,76	594,74	592,72	590,69	588,67	586,64	584,62	582,59
El Quimbo	2805,70	2796,72	2787,75	2778,76	2769,78	2760,79	2751,79	2742,79	2733,79	2724,78	2715,77	2706,76	2697,74	2688,71	2679,68
Peñol	1121,85	1119,74	1117,63	1115,51	1113,40	1111,29	1109,17	1107,05	1104,94	1102,82	1100,70	1098,58	1096,46	1094,33	1092,21
Sogamoso	3337,90	3332,73	3327,55	3322,37	3317,19	3312,01	3306,83	3301,64	3296,45	3291,26	3286,06	3280,87	3275,67	3270,47	3265,26
Neusa	114,68	114,50	114,33	114,15	113,97	113,80	113,62	113,44	113,26	113,09	112,91	112,73	112,56	112,38	112,20
Miraflores	102,22	102,09	101,97	101,84	101,71	101,59	101,46	101,34	101,21	101,08	100,96	100,83	100,70	100,57	100,45
Guavio	782,05	781,35	780,66	779,96	779,27	778,57	777,87	777,17	776,48	775,78	775,08	774,38	773,68	772,98	772,28
Calima	530,18	529,83	529,49	529,14	528,80	528,45	528,11	527,76	527,41	527,07	526,72	526,37	526,03	525,68	525,33
Sisga	91,66	91,60	91,54	91,48	91,42	91,36	91,30	91,24	91,18	91,13	91,07	91,01	90,95	90,89	90,83
Tominé	619,55	619,44	619,33	619,22	619,11	619,00	618,89	618,78	618,67	618,57	618,46	618,35	618,24	618,13	618,02

Diseño Tabla y Cálculos: UPME

**Tabla II.13 – Proyección de Volúmenes Útiles (VU) [hm<sup>3</sup>]**

Año	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Muña	12,64	12,36	12,08	11,80	11,52	11,24	10,96	10,68	10,40	10,12	9,84	9,56	9,28	8,99	8,71
Alto Anchicayá	31,78	30,91	30,05	29,18	28,31	27,45	26,58	25,71	24,84	23,97	23,10	22,23	21,36	20,49	19,62
Troneras	21,90	21,30	20,69	20,09	19,49	18,88	18,28	17,67	17,07	16,46	15,86	15,25	14,65	14,04	13,43
San Carlos	48,39	47,78	47,18	46,57	45,97	45,36	44,75	44,14	43,54	42,93	42,32	41,71	41,10	40,49	39,88
Playas	49,16	48,47	47,79	47,10	46,42	45,73	45,05	44,36	43,67	42,98	42,30	41,61	40,92	40,23	39,54
Betania	755,98	748,16	740,33	732,50	724,67	716,84	709,00	701,16	693,31	685,46	677,61	669,75	661,89	654,02	646,16
San Lorenzo	161,86	160,64	159,42	158,20	156,97	155,75	154,53	153,30	152,08	150,85	149,63	148,40	147,18	145,95	144,72
Porce II	88,82	88,03	87,24	86,45	85,66	84,87	84,07	83,28	82,49	81,70	80,90	80,11	79,32	78,52	77,73
Miel I	441,38	438,53	435,69	432,84	429,99	427,14	424,29	421,43	418,58	415,72	412,86	410,01	407,15	404,28	401,42
Riogrande II	137,06	136,20	135,34	134,48	133,62	132,76	131,90	131,03	130,17	129,31	128,45	127,58	126,72	125,85	124,99
Ituango	975,00	966,94	958,89	950,82	942,76	934,69	926,62	918,54	910,46	902,38	894,29	886,20	878,10	870,00	861,90
Urrá I	1237,91	1230,73	1223,55	1216,36	1209,17	1201,98	1194,78	1187,59	1180,38	1173,18	1165,97	1158,76	1151,54	1144,32	1137,10
Chuzá	215,19	214,15	213,12	212,08	211,05	210,01	208,97	207,94	206,90	205,86	204,82	203,78	202,74	201,70	200,66
Salvajina	714,74	711,36	707,99	704,61	701,23	697,85	694,46	691,08	687,69	684,31	680,92	677,53	674,14	670,74	667,35
Porce III	130,87	130,29	129,71	129,13	128,55	127,97	127,39	126,81	126,23	125,64	125,06	124,48	123,90	123,31	122,73
Prado	420,66	418,19	415,73	413,26	410,79	408,32	405,85	403,38	400,90	398,43	395,95	393,47	391,00	388,52	386,04
Chivor	587,59	585,58	583,58	581,57	579,56	577,55	575,54	573,53	571,52	569,50	567,49	565,48	563,46	561,44	559,43
El Quimbo	2360,26	2351,46	2342,66	2333,85	2325,04	2316,23	2307,41	2298,59	2289,76	2280,93	2272,10	2263,26	2254,42	2245,57	2236,72
Peñol	1044,02	1041,92	1039,82	1037,72	1035,61	1033,51	1031,40	1029,30	1027,19	1025,08	1022,98	1020,87	1018,76	1016,64	1014,53
Sogamoso	2756,31	2751,19	2746,07	2740,94	2735,82	2730,69	2725,56	2720,43	2715,29	2710,15	2705,01	2699,87	2694,73	2689,58	2684,43
Neusa	114,68	114,50	114,33	114,15	113,97	113,80	113,62	113,44	113,26	113,09	112,91	112,73	112,56	112,38	112,20
Miraflores	96,58	96,45	96,33	96,20	96,08	95,95	95,82	95,70	95,57	95,45	95,32	95,19	95,07	94,94	94,81
Guavio	764,34	763,64	762,95	762,25	761,56	760,86	760,16	759,47	758,77	758,07	757,38	756,68	755,98	755,28	754,58
Calima	424,66	424,32	423,97	423,63	423,29	422,94	422,60	422,25	421,91	421,56	421,22	420,87	420,53	420,18	419,84
Sisga	91,66	91,60	91,54	91,48	91,42	91,36	91,30	91,24	91,18	91,13	91,07	91,01	90,95	90,89	90,83
Tominé	619,55	619,44	619,33	619,22	619,11	619,00	618,89	618,78	618,67	618,57	618,46	618,35	618,24	618,13	618,02

Diseño Tabla y Cálculos: UPME

**Tabla II.14 – Proyección de Porcentajes Remanentes - VT [%]**

Año	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Muña	100,00%	97,79%	95,58%	93,36%	91,15%	88,94%	86,72%	84,50%	82,29%	80,07%	77,85%	75,63%	73,41%	71,18%	68,96%
Alto Anchicayá	100,00%	97,41%	94,81%	92,22%	89,62%	87,03%	84,43%	81,83%	79,23%	76,63%	74,03%	71,42%	68,82%	66,21%	63,60%
Troneras	100,00%	97,49%	94,97%	92,46%	89,94%	87,42%	84,90%	82,38%	79,86%	77,34%	74,81%	72,29%	69,76%	67,23%	64,70%
San Carlos	100,00%	98,86%	97,71%	96,57%	95,42%	94,28%	93,13%	91,98%	90,84%	89,69%	88,54%	87,39%	86,24%	85,09%	83,94%
Playas	100,00%	98,86%	97,73%	96,59%	95,46%	94,32%	93,18%	92,04%	90,91%	89,77%	88,63%	87,49%	86,35%	85,20%	84,06%
Betania	100,00%	99,27%	98,54%	97,82%	97,09%	96,36%	95,63%	94,90%	94,17%	93,44%	92,71%	91,98%	91,25%	90,52%	89,79%
San Lorenzo	100,00%	99,30%	98,60%	97,90%	97,20%	96,50%	95,80%	95,09%	94,39%	93,69%	92,99%	92,28%	91,58%	90,88%	90,17%
Porce II	100,00%	99,33%	98,67%	98,00%	97,34%	96,67%	96,00%	95,33%	94,67%	94,00%	93,33%	92,66%	91,99%	91,32%	90,65%
Miel I	100,00%	99,41%	98,81%	98,22%	97,63%	97,03%	96,44%	95,84%	95,25%	94,65%	94,06%	93,46%	92,87%	92,27%	91,67%
Riogrande II	100,00%	99,51%	99,03%	98,54%	98,05%	97,57%	97,08%	96,59%	96,10%	95,61%	95,13%	94,64%	94,15%	93,66%	93,17%
Ituango	100,00%	99,51%	99,03%	98,54%	98,06%	97,57%	97,08%	96,60%	96,11%	95,62%	95,14%	94,65%	94,16%	93,67%	93,18%
Urrá I	100,00%	99,53%	99,06%	98,59%	98,12%	97,65%	97,18%	96,71%	96,24%	95,77%	95,30%	94,83%	94,35%	93,88%	93,41%
Chuzá	100,00%	99,54%	99,07%	98,61%	98,15%										

Año	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Chivor	100,00%	99,67%	99,34%	99,01%	98,68%	98,35%	98,02%	97,69%	97,36%	97,03%	96,69%	96,36%	96,03%	95,70%	95,37%
El Quimbo	100,00%	99,68%	99,36%	99,04%	98,72%	98,40%	98,08%	97,76%	97,44%	97,12%	96,79%	96,47%	96,15%	95,83%	95,51%
Peñol	100,00%	99,81%	99,62%	99,44%	99,25%	99,06%	98,87%	98,68%	98,49%	98,30%	98,11%	97,93%	97,74%	97,55%	97,36%
Sogamoso	100,00%	99,85%	99,69%	99,53%	99,38%	99,22%	99,07%	98,91%	98,76%	98,60%	98,45%	98,29%	98,14%	97,98%	97,82%
Neusa	100,00%	99,85%	99,69%	99,54%	99,38%	99,23%	99,07%	98,92%	98,77%	98,61%	98,46%	98,30%	98,15%	97,99%	97,84%
Miraflores	100,00%	99,88%	99,75%	99,63%	99,51%	99,38%	99,26%	99,13%	99,01%	98,89%	98,76%	98,64%	98,51%	98,39%	98,27%
Guavio	100,00%	99,91%	99,82%	99,73%	99,64%	99,55%	99,47%	99,38%	99,29%	99,20%	99,11%	99,02%	98,93%	98,84%	98,75%
Calima	100,00%	99,93%	99,87%	99,80%	99,74%	99,67%	99,61%	99,54%	99,48%	99,41%	99,35%	99,28%	99,22%	99,15%	99,09%
Sisga	100,00%	99,94%	99,87%	99,81%	99,74%	99,68%	99,61%	99,55%	99,48%	99,42%	99,35%	99,29%	99,22%	99,16%	99,09%
Tominé	100,00%	99,98%	99,96%	99,95%	99,93%	99,91%	99,89%	99,88%	99,86%	99,84%	99,82%	99,81%	99,79%	99,77%	99,75%

Diseño Tabla y Cálculos: UPME

**Tabla II.15 – Proyección de Porcentajes Remanentes - VU [%]**

Año	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Muña	100,00%	97,79%	95,57%	93,36%	91,14%	88,93%	86,71%	84,49%	82,27%	80,05%	77,83%	75,60%	73,38%	71,16%	68,93%
Alto Anchicayá	100,00%	97,28%	94,55%	91,82%	89,09%	86,37%	83,63%	80,90%	78,17%	75,44%	72,70%	69,96%	67,23%	64,49%	61,74%
Troneras	100,00%	97,25%	94,49%	91,74%	88,98%	86,22%	83,46%	80,70%	77,94%	75,18%	72,41%	69,65%	66,88%	64,11%	61,34%
San Carlos	100,00%	98,75%	97,50%	96,24%	94,99%	93,73%	92,48%	91,22%	89,97%	88,71%	87,46%	86,20%	84,94%	83,68%	82,42%
Playas	100,00%	98,61%	97,21%	95,82%	94,42%	93,03%	91,63%	90,23%	88,83%	87,44%	86,04%	84,64%	83,24%	81,84%	80,43%
Betania	100,00%	98,97%	97,93%	96,89%	95,86%	94,82%	93,79%	92,75%	91,71%	90,67%	89,63%	88,59%	87,55%	86,51%	85,47%
San Lorenzo	100,00%	99,25%	98,49%	97,74%	96,98%	96,23%	95,47%	94,71%	93,96%	93,20%	92,44%	91,69%	90,93%	90,17%	89,41%
Porce II	100,00%	99,11%	98,22%	97,33%	96,44%	95,55%	94,66%	93,77%	92,87%	91,98%	91,09%	90,19%	89,30%	88,41%	87,51%
Miel I	100,00%	99,36%	98,71%	98,06%	97,42%	96,77%	96,13%	95,48%	94,83%	94,19%	93,54%	92,89%	92,24%	91,60%	90,95%
Riogrande II	100,00%	99,37%	98,75%	98,12%	97,49%	96,86%	96,23%	95,60%	94,97%	94,35%	93,72%	93,09%	92,45%	91,82%	91,19%
Ituango	100,00%	99,17%	98,35%	97,52%	96,69%	95,87%	95,04%	94,21%	93,38%	92,55%	91,72%	90,89%	90,06%	89,23%	88,40%
Urrá I	100,00%	99,42%	98,84%	98,26%	97,68%	97,10%	96,52%	95,93%	95,35%	94,77%	94,19%	93,61%	93,02%	92,44%	91,86%
Chuzá	100,00%	99,52%	99,04%	98,56%	98,07%	97,59%	97,11%	96,63%	96,15%	95,66%	95,18%	94,70%	94,21%	93,73%	93,25%
Salvajina	100,00%	99,53%	99,06%	98,58%	98,11%	97,64%	97,16%	96,69%	96,22%	95,74%	95,27%	94,79%	94,32%	93,84%	93,37%
Porce III	100,00%	99,56%	99,11%	98,67%	98,23%	97,78%	97,34%	96,90%	96,45%	96,01%	95,56%	95,12%	94,67%	94,23%	93,78%
Prado	100,00%	99,41%	98,83%	98,24%	97,65%	97,07%	96,48%	95,89%	95,30%	94,71%	94,13%	93,54%	92,95%	92,36%	91,77%
Chivor	100,00%	99,66%	99,32%	98,98%	98,63%	98,29%	97,95%	97,61%	97,26%	96,92%	96,58%	96,24%	95,89%	95,55%	95,21%
El Quimbo	100,00%	99,63%	99,25%	98,88%	98,51%	98,13%	97,76%	97,39%	97,01%	96,64%	96,26%	95,89%	95,52%	95,14%	94,77%
Peñol	100,00%	99,80%	99,60%	99,40%	99,19%	98,99%	98,79%	98,59%	98,39%	98,19%	97,98%	97,78%	97,58%	97,38%	97,18%
Sogamoso	100,00%	99,81%	99,63%	99,44%	99,26%	99,07%	98,88%	98,70%	98,51%	98,33%	98,14%	97,95%	97,77%	97,58%	97,39%
Neusa	100,00%	99,85%	99,69%	99,54%	99,38%	99,23%	99,07%	98,92%	98,77%	98,61%	98,46%	98,30%	98,15%	97,99%	97,84%
Miraflores	100,00%	99,87%	99,74%	99,61%	99,48%	99,35%	99,22%	99,09%	98,96%	98,82%	98,69%	98,56%	98,43%	98,30%	98,17%
Guavio	100,00%	99,91%	99,82%	99,73%	99,64%	99,54%	99,45%	99,36%	99,27%	99,18%	99,09%	99,00%	98,91%	98,81%	98,72%
Calima	100,00%	99,92%	99,84%	99,76%	99,68%	99,60%	99,51%	99,43%	99,35%	99,27%	99,19%	99,11%	99,03%	98,95%	98,86%
Sisga	100,00%	99,94%	99,87%	99,81%	99,74%	99,68%	99,61%	99,55%	99,48%	99,42%	99,35%	99,29%	99,22%	99,16%	99,09%
Tominé	100,00%	99,98%	99,96%	99,95%	99,93%	99,91%	99,89%	99,88%	99,86%	99,84%	99,82%	99,81%	99,79%	99,77%	99,75%

Diseño Tabla y Cálculos: UPME

## 2.5. Análisis de Energía Útil

Para hacer el análisis energético de los embalses es necesario establecer la relación entre el volumen útil y la energía almacenada. Para ello se utiliza el Factor de Conversión Medio de cada embalse, el cual está publicado por XM en unidades de potencia por unidad de caudal [MW/(m<sup>3</sup>/s)]. Para este análisis se hace necesario un cambio de unidades a energía por unidad de volumen [kWh/m<sup>3</sup>]. Los factores de conversión son los siguientes:

**Tabla II.16 – Factores de Conversión XM**

CENTRAL	FC [MW/m <sup>3</sup> /s]	FC [kWh/m <sup>3</sup> ]
ALBAN	4,1791	1,160861111
BETANIA	0,5935	0,164861111
CALIMA	1,8399	0,511083333
CHIVOR	6,8320	1,897777778
EL QUIMBO	1,1054	0,307055556
GUATAPE	7,0078	1,946611111
GUATRON	8,4550	2,348611111
GUAVIO	9,8505	2,73625
JAGUAS	2,3503	0,652861111
LA TASAJERA	8,0935	2,248194444
MIEL I	1,9224	0,534
PAGUA	16,4049	4,556916667
PLAYAS	1,7182	0,477277778
PORCE II	2,0588	0,571888889

PORCE III	3,2159	0,893305556
PRADO	0,4820	0,133888889
SALVAJINA	0,8653	0,240361111
SAN CARLOS	5,3375	1,482638889
SOGAMOSO	1,3103	0,363972222
URRA	0,4608	0,128
ITUANGO	1,7019	0,47275

Fuente Datos: XM, Diseño Tabla y Cálculos: UPME

Utilizando los factores de conversión modificados se calculó la energía útil máxima para el año base en cada uno de los embalses:

**Tabla II.17 – Cálculo de la Energía Útil Máxima**

Embalse	Factor de Conversión [kWh/m <sup>3</sup> ]	Volumen Útil Máximo [m <sup>3</sup> ]	Energía Útil Máxima [GWh]
Muña	4,556916667	12.640.000,00	57,60
Alto Anchicayá	1,160861111	31.780.000,00	36,89
Troneras	2,348611111	21.900.000,00	51,43
San Carlos	1,482638889	48.390.000,00	71,74
Playas	0,477277778	49.160.000,00	23,46
Betania	0,164861111	755.980.000,00	124,63
San Lorenzo	0,652861111	161.860.000,00	105,67
Porce II	0,571888889	88.820.000,00	50,80
Miel I	0,534	441.380.000,00	235,70
Riogrande II	2,248194444	137.060.000,00	308,14
Ituango	0,47275	975.000.000,00	460,93
Urrá I	0,128	1.237.910.000,00	158,45
Chuza	4,556916667	215.190.000,00	980,60
Salvajina	0,240361111	714.740.000,00	171,80
Porce III	0,893305556	130.870.000,00	116,91
Prado	0,133888889	420.660.000,00	56,32
Chivor	1,897777778	587.590.000,00	1.115,12
El Quimbo	0,307055556	2.360.260.000,00	724,73
Peñol	1,946611111	1.044.020.000,00	2.032,30
Sogamoso	0,363972222	2.756.310.000,00	1.003,22
Neusa	4,556916667	114.680.000,00	522,59
Miraflores	2,348611111	96.580.000,00	226,83
Guavio	2,73625	764.340.000,00	2.091,43
Calima	0,511083333	424.660.000,00	217,04
Sisga	4,556916667	91.660.000,00	417,69
Tominé	4,556916667	619.550.000,00	2.823,24

Diseño Tabla y Cálculos: UPME

Finalmente, utilizando los cálculos de volumen útil a través del tiempo, se establece el cambio en la energía útil disponible para el período de análisis, incluyendo los totales correspondientes a los embalses analizados:

**Tabla II.18 – Variación de la Energía Útil**

Año	Totales [GWh]	Porcentaje
2020	14.185,25	100,00%
2021	14.146,83	99,73%
2022	14.108,39	99,46%
2023	14.069,93	99,19%
2024	14.031,46	98,92%
2025	13.992,97	98,64%
2026	13.954,47	98,37%
2027	13.915,95	98,10%
2028	13.877,41	97,83%
2029	13.838,85	97,56%
2030	13.800,28	97,29%
2031	13.761,69	97,01%
2032	13.723,07	96,74%
2033	13.684,44	96,47%
2034	13.645,79	96,20%

<b>Año</b>	<b>Totales [GWh]</b>	<b>Porcentaje</b>
2035	13.607,11	95,92%
2036	13.568,42	95,65%
2037	13.529,70	95,38%
2038	13.490,96	95,11%
2039	13.452,20	94,83%
2040	13.413,41	94,56%
2041	13.374,60	94,29%
2042	13.335,76	94,01%
2043	13.296,90	93,74%
2044	13.258,01	93,46%
2045	13.219,09	93,19%
2046	13.180,14	92,91%
2047	13.141,16	92,64%
2048	13.102,15	92,36%
2049	13.063,10	92,09%
2050	13.024,02	91,81%
2051	12.984,90	91,54%
2052	12.945,75	91,26%
2053	12.906,55	90,99%
2054	12.867,32	90,71%
2055	12.828,03	90,43%
2056	12.788,74	90,16%
2057	12.751,49	89,89%
2058	12.714,54	89,63%
2059	12.677,54	89,37%
2060	12.640,47	89,11%
2061	12.603,35	88,85%
2062	12.566,15	88,59%
2063	12.528,87	88,32%
2064	12.491,51	88,06%
2065	12.454,62	87,80%
2066	12.418,38	87,54%
2067	12.382,00	87,29%
2068	12.345,46	87,03%
2069	12.308,71	86,77%
2070	12.271,28	86,51%

Diseño Tabla y Cálculos: UPME

## ANEXO III. SENSIBILIDAD GENERACIÓN GEOTÉRMICA

### 1. Introducción

En cumplimiento de las funciones de la UPME, las indicaciones del Plan Nacional de Desarrollo (PND) y las directrices del Ministerio de Minas y Energía sobre las Bases del PND en la Mesa de Geotermia [...] La Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) adelantará estudios sobre el desarrollo integral y estrategias de política alrededor del aprovechamiento geotérmico.[...], considerando el poco competitivo costo de instalación, pero el alto factor de planta reportado en fuentes reconocidas globalmente<sup>12</sup> la Unidad realiza un estudio para el desarrollo integral de la geotermia, a partir de una aproximación a la viabilidad hipotética de un proyecto de generación geotérmica, cuyos promotores acceden a los incentivos de la Ley 1715 de 2014, el Cargo por Confiabilidad y a las facilidades de crédito de la banca internacional.

En la metodología de planeamiento para la generación, los costos de instalación de los proyectos y sus condiciones técnicas compiten. Los altos costos de instalación de la energía geotérmica hacen imposible que en las simulaciones con el OPTGEN sea seleccionada a simple vista. El alto costo de instalación refleja la complejidad de la implementación de esta tecnología, podría la etapa de exploración estar en el rango del 30 al 45% de este costo.

En el presente anexo se estudia los efectos de: i) Los incentivos de la Ley 1715 y del cargo por confiabilidad (CXC) en el flujo de caja del inversionista (perspectiva del inversionista) y, ii) El impacto en el costo de generación para la atención de la demanda de electricidad (visión de la demanda). Esto último a partir del escenario 0.1 del Plan de Expansión de Referencia Generación agregando la generación geotérmica y comparando con el escenario 1. Como consecuencia del ítem “i)” es posible considerar un nuevo valor “CAPEX prima” (CAPEX disminuido) para considerarlo en el OPTGEN. Junto a lo anterior, el alto factor de planta (CxC) de la geotermia, se construye el flujo de caja del proyecto geotérmico. Hipotéticamente existen las siguientes condiciones, que deben consultarse y verificar:

- Que existe suficiente recurso geotérmico, en virtud de los estudios recopilados y realizados por el Servicio Geológico Colombiano (SGC)<sup>13</sup>.
- Variaciones del CAPEX (5 MUSD/MW), flujo de recursos con un horizonte a 20 años, incentivos Ley 1715 y financiamiento con facilidades multilaterales (lo cual se muestra en este documento).
- Las incertidumbres de los estudios de los recursos geotérmicos en exploración y en explotación son controlados y cumplen estrictos procesos de certificados de calidad.
- Las fuentes de información y bases de datos cumplen estándares y prácticas internacionales – es decir: Cartografía, POT, Geoquímica, Geofísica, Geología, normatividad energética, ambiental y social-.

---

<sup>12</sup> p.e. ver: [https://www.energy.gov/eere/geothermal/geothermal-faqs#cost\\_to\\_develop\\_geothermal\\_power\\_plant](https://www.energy.gov/eere/geothermal/geothermal-faqs#cost_to_develop_geothermal_power_plant)  
[https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Aug/IRENA\\_Geothermal\\_Power\\_2017.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Aug/IRENA_Geothermal_Power_2017.pdf)

<sup>13</sup> Ministerio de Minas y Energía, Mesa de Geotermia, documentos establecen una primera aproximación mayor a 1 GW de capacidad potencial global del país.

- Existen políticas de acuerdos ambientales y sociales en la zona del proyecto, que garantizan la colaboración de las autoridades y entes territoriales como de sus pobladores, mediante por ejemplo la inclusión de proyectos de usos directos de la geotermia.
- Existe una sólida y adecuada gestión social con la población local. El gobierno y los promotores ejecutan estrategias de concientización de los beneficios del aprovechamiento de la geotermia, incluyendo transferencia de conocimiento de los usos directos de la geotermia, tecnologías aplicables localmente, casos exitosos de implementación y proyectos piloto. Contando con el acuerdo, aceptación y posibilidades productivas de las poblaciones en el área de influencia del desarrollo geotérmico.

*Desde el punto de vista del inversionista*, se elabora un modelo financiero de un proyecto de geotermia en Colombia, se consideran aspectos técnicos y operativos, la estructura de capital, costos de instalación, los posibles ingresos del proyecto con base en la venta de su generación, los impuestos, características de los estímulos tributarios, los costos operativos típicos, la deuda, los ingresos gravables, el pago de impuestos y la aplicación de deducciones del impuesto de renta, para obtener el flujo caja del proyecto, realizando algunas consideraciones sobre la posibilidad de reducir los costos de implementación del proyecto. Se realizan sensibilidades considerando un ingreso adicional gravable, la tasa del crédito, y los costos de instalación (CAPEX) del proyecto geotérmico, analizando sus resultados.

*Desde el punto de vista de la demanda del sector eléctrico*, una vez analizado el efecto de los incentivos en la inversión, se muestra el caso de una empresa con ingresos gravables adicionales a los del proyecto del orden de 600 MUSD\$ al año, aplicable los estímulos tributarios, una tasa del crédito del 4%, es posible reducir para efectos de la simulación con el Optgen un CAPEX cercano a 5 MUSD\$/MW a un “CAPEX PRIMA” de 2.5 MUSD\$/MW. A partir de la simulación anterior con un factor de planta del 90% la geotermia ya resulta considerada como competitiva, por lo tanto, se realiza una aproximación sobre los costos y ahorros (beneficios) para la demanda con la implementación del proyecto de generación geotérmica, involucrando las reducciones de emisiones.

Finalmente se realizan unas conclusiones generales y recomendaciones de estrategias de política alrededor del aprovechamiento geotérmico.

## 2. Punto de vista del inversionista

### 2.1. Aproximación a un modelo financiero para un proyecto geotérmico en Colombia.

Se realiza una primera aproximación a un modelo financiero<sup>14</sup> que busca establecer el impacto de los incentivos de Ley 1715 y del Cargo por Confiabilidad sobre el flujo de recursos financieros de un proyecto de geotermia de alta entalpía, con un ciclo de vida de 30 años con las siguientes consideraciones:

---

<sup>14</sup> Se toma como referencia Lazard’s Levelized Cost of Energy Analysis - Version 13.0, noviembre de 2019.

### 2.1.1. Aspectos técnico-operativos de la planta

Capacidad (MW) (3 etapas, una cada 2 años: 10, 40 y 100)	150
Factor de capacidad (%)	90
Costos fijos de O&M (USD\$/kW–Año)	110
Costos variables O&M (USD\$/MWh)	0
Tasa de incremento de O&M anual (%)	3.5

### 2.1.2. Estructura de capital

Se considera se debe financiar el 60% del costo del proyecto:

Deuda	0.6
Costo de la deuda (4 sensibilidades)	0.02 a 0.08
Capital	0.4
Costo de Capital*	0.083

\* En las conclusiones se realizan algunos comentarios para caso de un costo de capital del 12%

### 2.1.3. Impuestos

Se considera de la Ley 1715 de 2014, la deducción renta y depreciación, aplicados a conveniencia durante la vida del proyecto:

Impuesto a la renta	0.33
Deducción de renta hasta 50% de la inversión	0.5
Años de depreciación (dependiendo del impuesto a pagar)	1 a 30
Vida Económica <sup>15</sup> (años)	30

### 2.1.4. Costos de instalación

Se considera para el CAPEX, costos de instalación, una sensibilidad con variaciones desde los 1,250 USD/kW (1.25 MUSD/MW), con este valor como incremento, hasta los 5,000 USD/kW (5 MUSD/MW).

Siguiendo el esquema planteado Lazard<sup>16</sup>, se establecen los siguientes momentos de incrementos de capacidad: el año 1 una capacidad de 10 MW, el año 3, 40MW adicionales y el año 5, 100MW adicionales, para un total de 150MW, es necesario tener en cuenta que se realizan los análisis solamente al año 30 para el flujo caja (ciclo de vida, sólo de los primeros 10 MW instalados).

El BID y Bancoldex en la Mesa de Geotermia han planteado tener recursos para el financiamiento de la geotermia en Colombia del orden de 10 a 20 MUSD\$, y la posibilidad de recursos adicionales aun sin cuantificar de la WKF en Alemania, con tasas de interés bajas y años de gracia. Sin embargo, a todas luces para un proyecto de 150 MW resultarían escasos.

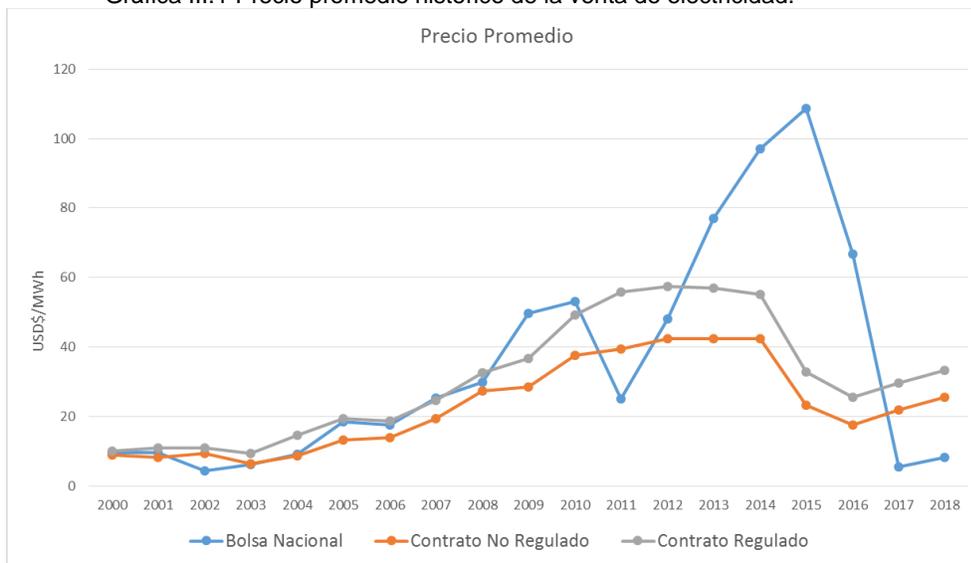
15 El tiempo de vida de estos proyectos pueden superar los 40 años.

16 Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis - Version 13.0, noviembre de 2019.

### 2.1.5. Ingresos

Se toma como referente información histórica promedio anual de XM de los valores del precio de bolsa y contratos regulado y no regulado, en el periodo 2000 a 2018, la Gráfica III.1, muestra la situación. En el caso del precio de la bolsa, eventos como el Fenómeno de la Niña, donde entra de Porce III entre los años 2010 y 2011 bajando el precio y lo contrario (incremento) en años posteriores con el Fenómeno de El Niño y posibles situaciones de especulación. Por otra parte, en el caso del precio de los contratos, se puede afirmar<sup>17</sup> que en promedio su incremento (en todo el periodo) es mayor a 1 USD\$/MWh por año.

Gráfica III.1 Precio promedio histórico de la venta de electricidad.



Dado lo anterior, se podría asumir que el ingreso por venta de energía del proyecto geotérmico una vez implementado en el primer año (hipotéticamente entre el 2019 y el 2023) comenzaría con un precio de 33 USD\$/MWh y se incrementa en 1 USD\$/MWh al año. No se contempla el efecto de que el precio de los contratos pudiese bajar o subir por efecto del Covid19, generación solar o eólica más barata o por sobrecostos en el caso de desbalances en el despacho que estas pudieran ocasionar, en el caso de un respaldo con generación térmica convencional (carbón y gas, entre las principales) incluida la misma geotermia, aun cuando en el análisis desde la perspectiva de la demanda si se consideran (ver numeral 5). Así mismo se considera para la geotermia un factor de panta de 0.8 los dos primeros años, 0.85 los dos años siguientes y el resto del tiempo 0.9.

También se considera los ingresos adicionales por el concepto de Cargo por confiabilidad de 15 USD\$ / MWh para el 80% de la energía geotérmica generada, dado que se poseen factores de planta mayores al 90%.

Capacidad (MW)	(A)
Factor de planta	(B)
Generación total (MWh)	(C) = (A) x (B)x 8760h
Precio de venta de la Energía (USD\$/MWh)	(D)
Cargo por Confiabilidad (Millones USD\$/MWh)	(C x C) = 15 /10 <sup>6</sup>
Ingresos (Millones USD\$)	(E)= (C) x [(D) + (C x C)]

<sup>17</sup> En una aproximación conservadora sin considerar los incrementos del precio del periodo 2007 a 2015.

### 2.1.6. Costos de operación

Se considera cero el costo de combustible y 0.11 MUSD\$/MW al año de costos fijos de operación y mantenimiento<sup>18</sup>, siendo muy conservadores, aun cuando otras fuentes<sup>19</sup> plantean 0.035 MUSD\$/MW, se considera un incremento anual del 3.5%.

Costo Combustible	(F)
Costo de AOM (Millones USD\$)	(G)
Total, Costos Operación (Millones USD\$)	(H)=(F) + (G)

### 2.1.7. Deuda

La deuda tiene 3 desembolsos proporcionales a las capacidades a instalar y se evalúa anualmente, se inicia a pagar después de los dos años de gracia de manera escalonada, año 1, año 3 y año 5 de acuerdo con lo mencionado en el numeral 2.1.1.

Deuda pendiente de pago al comienzo de cada año (Millones USD\$) (incluye interés de 2 años de gracia)	(J)
Gastos por intereses (Millones USD\$)	(K)
Pago deuda (Millones USD\$)	(L)
Servicio deuda (Millones USD\$)	(M)=(K) + (L) + (POT)*

\* POT es el total de la deducción de la renta de la Ley 1715. Mientras que el monto de la deuda sea mayor que el deducible, el total deducible se destina al pago de la deuda. Desde el año final del pago de la deuda si el (POT) es mayor que la deuda, diferencia se considera en el flujo de caja del proyecto y posteriormente mientras sea aplicable.

El Banco Mundial en el Programa ESMAP, reporte técnico 002712 “Geothermal Handbook: Planning and Financing Power Generation, página 98” plantea la posibilidad en USA de tasas del crédito de corto plazo (2 o 3 años) del 4% convertibles a mediano y largo plazo.

<sup>18</sup> Ver pg. 4 del documento IRENA, GEOTHERMAL POWER, TECHNOLOGY BRIEF, 2017 disponible en el link: [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Aug/IRENA\\_Geothermal\\_Power\\_2017.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Aug/IRENA_Geothermal_Power_2017.pdf)

<sup>19</sup> El Banco Mundial en el Programa ESMAP, pág. 44 del reporte técnico 002712 “Geothermal Handbook: Planning and Financing Power Generation” plantea tasas del crédito del 4%.

### 2.1.8. Ingresos gravables

Se gestiona la depreciación<sup>20</sup>, los intereses del préstamo, así como los ingresos discriminados por la empresa y el proyecto de tal manera que se reduzca convenientemente el pago de impuestos y así usar estos recursos para amortizar la deuda.

Depreciación (MA CRS) (Millones USD\$)	(N)
Gastos por intereses (Millones USD\$)	(K)
Ingreso gravable Proyecto (Millones USD\$)	(O) = (I) + (N) + (K)
Ingreso gravable Empresa (Millones USD\$)	(OE)
Ingreso gravable total (Millones USD\$)	(OT) = (O) + (OE)

### 2.1.9. Beneficio fiscal

En el impuesto a la renta se discrimina por la empresa y el proyecto geotérmico.

Beneficio fiscal Proyecto (responsabilidad)[2]	(P) = (O) x (Tasa impuesto)
Beneficio fiscal Empresa (responsabilidad)[2]	(PE) = (OE) x (Tasa impuesto)

### 2.1.10. Dedución Ley 1715

Según la Ley 1715 la deducción de la renta máxima es el 50% de la inversión, con la condición de no superar el 50% del impuesto de renta anual a pagar, aplicable por 15 años según la Ley 1955 de 2019.

Deducción de Renta, 10 MW desde el año 2	(PO1)
Deducción de Renta, 40 MW desde el año 4	(PO2)
Deducción de Renta, 100 MW desde el año 6	(PO3)
Total, Dedución Renta, Ley 1715	(POT) = (PO1) + (PO2) + (PO3)

En este caso el beneficio de la deducción de renta se puede aplicar un año después de que el proyecto inicia a generar ingresos, sin embargo, debe estudiarse en caso de su aplicación durante los años de gracia del prestamos, lo cual posiblemente mejoraría las condiciones de financiamiento del proyecto.

### 2.1.11. Flujo financiero

El flujo de caja de caja del proyecto se calcula considerando los ítems planteados antes:

Flujo de caja neto de capital después de impuestos	(Q) = (I) - (M) + (POT)* - (P)
--	--------------------------------

<sup>20</sup> La depreciación acelerada de la Ley 1715, la depreciación acelerada se utiliza para reducir las obligaciones de impuesto a la renta.

Es necesario resaltar que dentro del flujo de caja del proyecto se busca amortizar la deuda utilizando todos los recursos disponibles: los ingresos, la depreciación y las deducciones de renta. Las deducciones de renta no se ven reflejadas en el flujo de caja neto, porque van al pago de la deuda. Una vez extinta la deuda, si se reflejan en el flujo de caja neto.

### 2.1.12. Valor Presente Neto (VPN) del Capital

Para el cálculo del VPN del Capital (VPNC) se considera el VPN de la inversión (VPNI), y el VPN del flujo de caja del proyecto (VPNF), Para el (VPNI) se considera los años en los cuales se inicia el pago de la deuda, es decir los años 1 para el caso de los primeros 10 MW, el año 3 para los siguientes 40 MW y el año 5 para los 100 MW finales, numeral 2.1.10. Para el caso del (VPNF) se consideran los 30 años del proyecto. En todos los casos traídos al año cero.

VPN de la inversión	$(VPNI) = \sum(VPNI), \text{ años } 1, 3 \text{ y } 5$
VPN del flujo de caja	$(VPNF) = \sum(VPN(Q))$
VPN del Capital	$(VPNC) = (VPNI)*0.4 - (VPNF)$

Como se mencionó antes, el capital para el caso analizado del proyecto correspondería al 40% de la inversión, ver numeral 2.1.2.

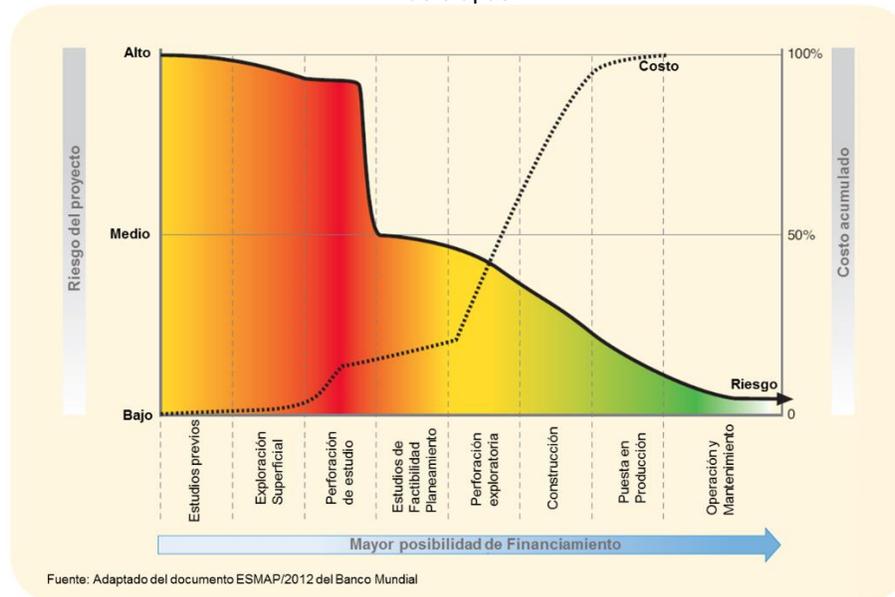
### 2.1.13. Algunas consideraciones o hipótesis respecto del CAPEX

Sería posible lograr costos de instalación (en inglés de capital expenditure, CAPEX) menores, más competitivos y eficientes para los promotores, a partir de diversas estrategias en el desarrollo de un proyecto, de las condiciones propias del potencial del recurso, de los incentivos nacionales a las fuentes no convencionales de energía de la ley 1715 de 2014 y del Cargo por Confiabilidad, por ejemplo:

a. Estrategias en el desarrollo de un proyecto.

Mediante diversificación de los dueños promotores del proyecto, incluyendo perforadores y expertos desarrolladores en geotermia, considerando que la actividad de exploración y preformación puede requerir entre el 30% y 45% de la inversión (Ver Gráfica III.2), los mayores riesgos asociados a la inversión corresponden a estas actividades.

Gráfica III.2. Evolución en un proyecto geotermico del riesgo y de los costos en función del conocimiento del recurso y las etapas.



Se requiere de garantizar altos estándares de calidad en todas las actividades y reportes de resultados en los estudios de superficie (geología, geoquímica y geofísica, modelos de reservorio), en determinar los blancos de perforación, también en la perforación, la cual, debe documentarse y analizarse continuamente a nivel de cada metro perforado. La buena calidad de todas estas actividades reduce fuertemente la incertidumbre, riesgos, tiempos y costos mayoritarios en este tipo de proyectos. Lo anterior a diferencia de las actividades posteriores de construcción y mantenimiento de los pozos de producción, monitoreo y reinyección, que aun cuando determinantes en la operación y mantenimiento de la planta no presentan tales incertidumbre y riesgos en la inversión.

Las alianzas estratégicas con los perforadores y expertos en geotermia pueden mejorar la oportunidad y calidad de los datos, resultados y modelos, así como las destrezas de los socios, es clave su conocimiento y experiencia en las primeras fases de exploración ya que reducen tiempos, costos y riesgos, que en últimas pueden representar economías importantes al reducir los riesgos y demoras.

b. Condiciones propias del recurso geotérmico.

La posibilidad que el recurso sea altamente energético debido a las condiciones de profundidad, tamaño y temperatura del reservorio; volumen de agua y roca caliente en el interior de la tierra que interacciona con una fuente de calor que proveniente de la conducción o convección desde zonas cercanas al magma a mayores profundidades.

Colombia tiene grandes volcanes y existe la posibilidad que los pozos productores superen las expectativas de producción de vapor. En el caso de el Salvador es común encontrar pozos para generar alrededor de 10MW, sin embargo, existen casos de pozos con capacidad cercana a los 20MW, si en Colombia se presentara este último caso, se afectaría fuertemente los costos de instalación ya que cada perforación es del orden de 6 MUSD\$, esto podría reducir considerablemente este costo por MW de cada pozo y pueden aportar a reducir el valor del CAPEX.

c. Incentivos gubernamentales.

Otra posibilidad de ayudar a reducir los costos de inversión es establecer estrategias donde el gobierno aporta recursos y estudios en la etapa exploración (estrategias realizadas en muchos países con desarrollos en generación con geotermia). Para lo cual se requiere establecer beneficio/costo económico

de la generación geotérmica para la Demanda Nacional y la operación del Sistema Interconectado Nacional, respecto de la confiabilidad, flexibilidad y el costo marginal.

Respecto de los ítems a. y b., en el numeral 3, más adelante, se muestran los resultados de sensibilidades al flujo de caja anualizado para el proyecto geotérmico, ante 4 valores de CAPEX<sup>21</sup> (1.25, 2.5, 3.75 y 5 MUSD\$/MW), considerando variaciones de la tasa de interés anual del crédito entre el 2% y el 8%, el cual iniciaría su pago pasados los 2 años de gracia (se considera los intereses sumados de los dos años al capital), una vez comienza la venta de la generación de electricidad de la planta geotérmica.

#### **2.1.14. Aproximación a un CAPEX reducido por efecto de incentivos gubernamentales**

Al proyecto geotérmico se le cuantifica el valor presente de los incentivos de la Ley 1715 y del cargo por confiabilidad (CxC), que recibiría el promotor. Se considera que los recursos de los impuestos deducibles o incentivos recibidos se usan para pagar el crédito y por lo tanto afectan el valor presente del flujo de caja de la inversión, entonces, se establece una disminución del valor de los pagos del crédito que en efecto realiza el promotor, por efecto de los incentivos recibidos por el proyecto, lo que da lugar a evaluar en valor presente el efecto de los incentivos en la posible disminución de los costos de inversión y determinado un valor de CAPEX reducido (por los incentivos recibidos), que posteriormente se utiliza en el numeral 4 para realizar las corridas de los programas OPTGEN y SDDP, con la finalidad de evaluar los efectos económicos para la demanda nacional.

En otras palabras, para evaluar la reducción del CAPEX, se aplica a los valores de los incentivos, anualmente, el valor presente neto VPN, que considera una tasa de oportunidad resultado de la suma de la tasa del crédito y la tasa de oportunidad del dinero en el mercado. Bajo la consideración que anualmente el dinero de los impuestos evitados de pagar y dinero recibido por el pago del Cargo por Confiabilidad se utilizan para el pago de la deuda del proyecto, y que, llevado a valor presente al año de inicio del pago de préstamo, estarían reduciendo el valor de la inversión, es decir reduciendo los costos del proyecto para la Capacidad de generación instada.

Lo anterior permite establecer como los incentivos impactarían la toma de decisión de la inversión mediante un VPN positivo. Al CAPEX reducido, se la refiere como "CAPEX PRIMA", muestra el CAPEX disminuido por efecto del dinero aportado desde los impuestos y el CxC en los 30 años de vida del proyecto.

El numeral 3.3. Superaría la limitación de las simulaciones con los programas de simulación del despacho óptimo para el sistema interconectado nacional, OPTGEN y SDDP, considerando como costos de instalación el CAPEX PRIMA, ya que se encuentra que los incentivos, representarían un subsidio a la entrada de nueva generación con geotermia.

Con base en el CAPEX PRIMA, se realiza una aproximación al costo económico de la implementación de la geotermia en Colombia mediante la comparación del escenario 1 del Plan de Expansión como una sensibilidad integrando una geotermia más competitiva mediante el CAPEX PRIMA, para establecer beneficios para la demanda con la posible reducción del costo marginal al comparar con el escenario1 y considerando las diferencias en los costos de inversión al final del periodo de planeamiento.

---

<sup>21</sup> IRENA, Geothermal Power, Technology Brief, 2017, pg. 5 y 11.

### 3. Sensibilidades al flujo financiero

A continuación, se muestran los resultados con la aplicación del modelo financiero del numeral 2, considerando las siguientes sensibilidades de:

- El ingreso anual gravable de la empresa adicional al del proyecto geotérmico varía, entre los valores de 0 hasta 600 Millones de USD\$, con incrementos de 150 Millones de USD\$.
- La tasa de interés anual del crédito de financiamiento del proyecto geotérmico varía, desde 2% al 8% con incrementos del 2%.
- Los costos de instalación del proyecto de generación geotérmica varían, desde 1.25 hasta 5 MUSD\$/MW con incrementos de 1.25 MUSD\$/MW.

Para el pago del crédito se incluyen los montos anuales de la deducción de la renta de la Ley 1715, depreciación y los beneficios del cargo por confiabilidad para un 80% de la generación.

A continuación, se realiza un análisis de los resultados en cuanto a su impacto en: a) el flujo de caja del proyecto, b) el valor presente neto de la inversión y c) el “CAPEX prima” del proyecto.

#### 3.1. Sensibilidades al flujo de caja del proyecto geotérmico.

La Tabla III.1 muestra una matriz de gráficas del flujo de caja del proyecto de geotermia bajo las sensibilidades descritas antes sobre el CAPEX, la tasa de interés del crédito y los valores de ingresos gravables adicionales de la Empresa. A nivel de fila (de izquierda a derecha), ingresos gravables adicionales de la Empresa tienen variaciones de 0, 300 y 600 millones de USD\$ al año y a nivel de Columna (de arriba a abajo), la tasa de interés del crédito tiene variaciones de 2, 4, 6 y 8 %. En cada caso de valor de CAPEX varía desde 1.25 (color azul) hasta 5 (Color amarillo) MUSD\$/MW, se observa el año donde iniciaría el retorno de las inversiones con el pago final del crédito.

- Se puede verificar que a menor tasa del crédito mejora el *flujo de caja del proyecto*, por ejemplo, en el caso de la fila del “2%”, columna de “0” ingresos gravables adicionales a los del proyecto y el mayor CAPEX considerado de 5 MUSD\$/MW (línea amarilla) *muestra valores positivos después del año 17* (para la fila del “4%” el año 18 y así sucesivamente ingresos positivos más tardíos). En la misma fila (2%) con el ingreso gravable de 600 MUSD\$ se reduce el tiempo para un flujo positivo a 9 años.

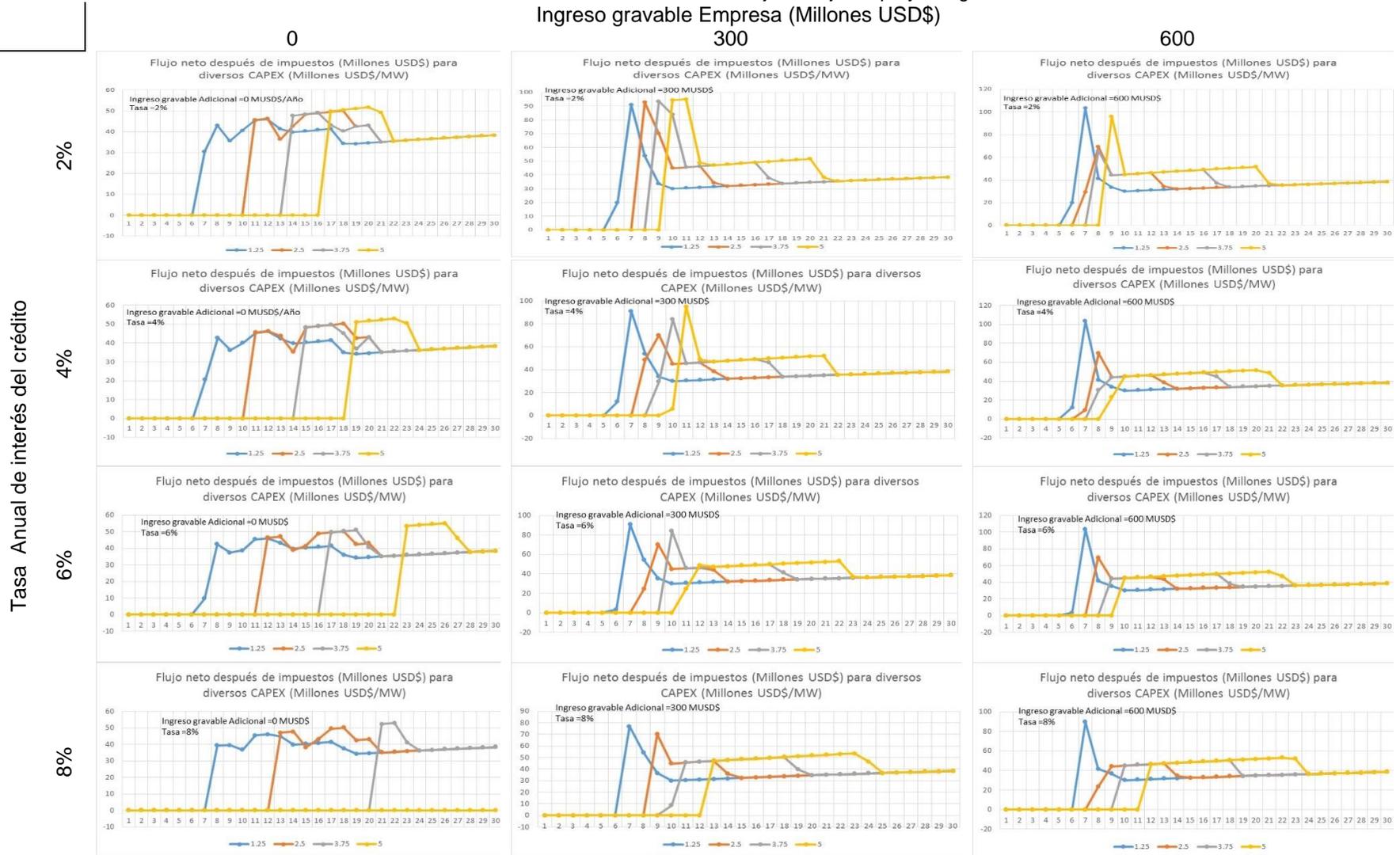
Para el caso con 0 MUSD\$ ingresos gravables adicionales y tasas de 4, 6 y 8%, como es de esperar es más lejano el año para lograr un flujo positivo, después de 22 años, caso del 6%, en el caso del 8% nunca se logra.

- En el otro extremo del menor CAPEX considerado de 1.25 MUSD\$/MW (línea azul), para el caso de una tasa del 2% sin ingresos adicionales gravables (Columna “0”) se *perciben flujos positivos desde el año 7 mayores a 30 MUSD\$/año*, mejorando en las gráficas de izquierda a derecha en función del incremento de los ingresos gravables adicionales *ese mismo año a valores máximos mayores 100 MUSD\$* para el caso de 600USD\$ de ingresos gravables adicionales.
- El Incremento inicial en el flujo de caja se debe al pago total de la deuda y las reducciones por escalones se deben a la terminación del beneficio de renta y luego a la terminación de la depreciación.

Es de anotar que, al incrementar el costo del crédito, dependiendo del valor del CAPEX, se presentan casos donde el primer año de pago de la deuda no se logra cubrir el pago de intereses, sin embargo, debido a los incentivos tributarios en el segundo año, se supera esa situación.

Resultados de la sensibilidad sobre el flujo de caja del proyecto geotérmico ante el ingreso gravable de la Empresa y la tasa del crédito

Tabla III.1 Resultados de la sensibilidad sobre el flujo de caja del proyecto geotérmico  
Ingreso gravable Empresa (Millones USD\$)



### 3.2. Sensibilidades sobre el Valor Presente Neto (VPN) del Capital del proyecto geotérmico.

Los resultados de la Tabla III.2 muestran una matriz de gráficas donde se establece la sensibilidad sobre el VPN del capital de la inversión a 30 años ante las sensibilidades descritas antes sobre: el CAPEX, la tasa de interés del crédito y los valores de ingresos gravables adicionales de la empresa. A nivel de columna (de izquierda a derecha), los ingresos gravables adicionales de la empresa tienen variaciones de 0, 300 y 600 millones de USD\$ al año y a nivel de fila (de arriba a abajo), la tasa de interés del crédito tiene variaciones de 2, 4, 6 y 8 %. En cada caso el valor de CAPEX varía desde 1.25 hasta 5 MUSD\$/MW.

- Se puede verificar que a menor tasa del crédito mejora el VPN.
- Para un CAPEX de 5 MUSD/MW, el VPN es positivo sólo en dos casos del 2%, con ingresos gravables adicionales de 300 y 600 MUSD\$. En el caso de la fila del “2%” y la columna de “0 MUSD\$” se lograrían valores positivos del VPN para CAPEX menores a 3.2 MUSD\$/MW, caso de una empresa sin ingresos gravables adicionales a los del proyecto. En la misma fila con el ingreso gravable adicional de 600 MUSD\$ se lograrían valores positivos de VPN para CAPEX menores desde los 5.34 MUSD\$/MW. Para el caso de una tasa del 4%, con el ingreso gravable adicional de 600 MUSD\$ se lograrían valores positivos de VPN para CAPEX menores desde los 4.88 MUSD\$/MW, en los demás casos de tasas de 6 y 8%, como es de esperar se obtienen menores valores de VPN.
- Los casos extremos de las gráficas son: a) mínimos de VPN, el caso del 8% con 0 MUSD\$ ingresos gravables adicionales y b) máximos de VPN el caso del 2%, con 600 MUSD\$ ingresos gravables adicionales.
- Con el CAPEX de 1.25 MUSD\$/MW, a cualquier tasa del 2 o del 8% y sin ingresos adicionales gravables, se percibe un VPN mayor a 96 MUSD\$, mejorando en las gráficas de izquierda a derecha en función del incremento de los ingresos gravables adicionales a un VPN mayor a 200 MUSD\$ para el caso de 600 MUSD\$ de ingresos gravables adicionales al año.
- Para el caso de ningún ingreso gravable adicional (0 MUSD\$ al año), solamente para CAPEX menores a 2.72 MUSD\$/MW inclusive en la mayor de las tasas consideradas (8%) se tiene VPN positivo. La situación permite CAPEX mayores cuando se tiene ingreso gravable adicional, para el caso de 300 MUSD\$ al año: CAPEX menores a 4.1 MUSD\$/MW.
- Considerando lo manifestado en el numeral 2.1.13. y el numeral 3.3 sobre la posibilidad de reducir el valor del CAPEX, que según el Banco Mundial tasas del crédito del 4 % es común para este tipo de proyectos y si se considera como alcanzable un CAPEX de 2,7 MUSD\$/MW<sup>22</sup> para el caso de un promotor sin ingreso gravable adicional, se tendría valores positivos de VPN.

<sup>22</sup> IRENA, Geothermal Power, Technology Brief, 2017, pg. 5 y 11.

Tabla III.2 Sensibilidades sobre el Valor Presente Neto (VPN) del Capital Ingreso gravable Empresa (Millones USD\$)



### 3.3. Sensibilidades en la determinación del “CAPEX PRIMA” del proyecto geotérmico

Con la finalidad de establecer referencias sobre la viabilidad de la inversión en geotermia en Colombia, considerando un periodo de 30 años, la aplicación de los incentivos a la entrada de generación renovable de la Ley 1715 y del cargo por confiabilidad, se encuentra que los costos de inversión al descontar el monto de los incentivos, generan un reducción del CAPEX que vería el promotor en el flujo de caja de la inversión, permitiendo definir unos costos menores, el “CAPEX PRIMA”. Se consideran el valor presente de los flujos de:

- a. Recursos de las inversiones de capital y créditos, en valor presente al año de inicio de operación de la planta, con un costo oportunidad es el 8.3%.
- b. Recursos de los incentivos de la Ley 1715 y del cargo por confiabilidad, adicionado al costo oportunidad del 8.3% la tasa del crédito del 4% (sin considerar seguros y otros gastos asociados).

Se define el “CAPEX PRIMA” de la siguiente manera en un periodo de los 30 años, como:

$$\text{CAPEX PRIMA} = [\text{VPN}(\text{Inversión}, 8.3\%) - \text{VPN}(\text{Incentivo}, 8.3\% + 4\%)] / (\text{Capacidad Instalada})$$

Los resultados de la Tabla III.3 muestran una matriz de gráficas donde se establece la sensibilidad sobre el CAPEX PRIMA respecto del CAPEX, la tasa de interés del crédito y los valores de ingresos gravables adicionales de la Empresa. A nivel de fila (de izquierda a derecha), ingresos gravables adicionales de la Empresa tienen variaciones de 0, 300 y 600 millones de USD\$ y a nivel de Columna (de arriba a abajo), la tasa de interés del crédito tiene variaciones de 2, 4, 6 y 8 %. En cada caso de valor de CAPEX varía desde 1.25 hasta 5 MUSD\$/MW, con incrementos de 1.25 MUSD\$/MW.

Se puede verificar que a mayor tasa del crédito, es mayor el CAPEX PRIMA, en el caso de la fila del “2%” y la columna de “0” se logran valores para CAPEX PRIMA de 0.18 MUSD\$/MW cuando el CAPEX es de 1.25 MUSD\$/MW, y de 3.27 MUSD\$/MW cuando el CAPEX es de 5 MUSD\$/MW. En la misma fila con el ingreso gravable de 600 MUSD\$ se logran valores para CAPEX PRIMA de 0.01 MUSD\$/MW cuando el CAPEX es de 1.25 MUSD\$/MW, y de 1.97 MUSD\$/MW cuando el CAPEX es de 5 MUSD\$/MW, para el caso de tasas de 4, 6 y 8%, como es de esperar para cada caso de ingreso gravable se obtienen mayores valores de CAPEX PRIMA.

Considerando lo manifestado en los numerales 2.1.13. y 2.1.14. sobre la posibilidad de poder reducir el valor del CAPEX, y lo establecido en el numeral 3.2 con tasas del crédito del 4%<sup>23</sup> para proyectos de geotermia, que es alcanzable conseguir CAPEX<sup>24</sup> del orden de 2,7 MUSD\$/MW, se confirma que con los incentivos de la Ley 1715 y del CxC es alcanzable ese valor, y considerarlo en las simulaciones de los escenarios del plan de expansión.

Adicionalmente, la consideración de un CAPEX PRIMA menor al CAPEX comercial sin incentivos, permite realizar una sensibilidad en las corridas de los programas OPTGEN y SDDP, mostrando referentes para valorar beneficios económicos para la demanda a partir de un proyecto de geotermia de manera “competitiva” dado que los incentivos cambian el flujo de caja del proyecto, o el valor presente neto de la inversión. El numeral 4 a continuación muestra los resultados de las simulaciones en los programas mencionados, considerando un CAPEX de 2,7 MUSD\$/MW.

<sup>23</sup> El Banco Mundial en el Programa ESMAP, reporte técnico 002712 “Geothermal Handbook: Planning and Financing Power Generation” plantea tasas del crédito del 4%.

<sup>24</sup> IRENA, Geothermal Power, Technology Brief, 2017, pg. 5 y 11.

Tabla III.3 Sensibilidades en la determinación del "CAPEX PRIMA"  
Ingreso gravable Empresa (Millones USD\$)



## 4. Punto de vista económico de la demanda

Con los resultados anteriores se realiza una primera sensibilidad respecto de la misma base del Escenario 1 del Plan de Expansión de Generación, se integra la tecnología geotérmica, que busca, desde el punto de vista de la demanda nacional, una aproximación a la relación beneficio / costo económico, bajo los criterios de la Ley 143 de 1994.

### 4.1. Consideraciones sobre la inversión la generación de electricidad geotérmica, competitiva.

Se realiza una corrida de Optgen considerando el portafolio de proyectos del presente plan, incluyendo las capacidades y cronogramas del proyecto geotérmico del presente ejercicio, con los primeros 10 MW en el año 2023.

De acuerdo con lo planteado en el numerales 2.1.14, y 3.2 se considera un CAPEX para la simulación en el OPTGEN de 2,7 MUSD\$/MW correspondiente con un préstamo con tasa<sup>25</sup> del 4% y sin ingresos gravables (ver tabla III.2), un factor de planta de 90%. Del análisis del numeral 3.3. correspondería a un CAPEX “real” cercano a los 5 MUSD\$/MW (sin considerar las posibilidades del numeral 2.1.13.). Una vez realizada la simulación los proyectos de geotermia son seleccionados en la inversión por el OPTGEN, es decir son “competitivos”, con seguridad debido a su característica de ser renovables sin costo de combustible y con un gran factor de planta mejor que las plantas hidroeléctricas.

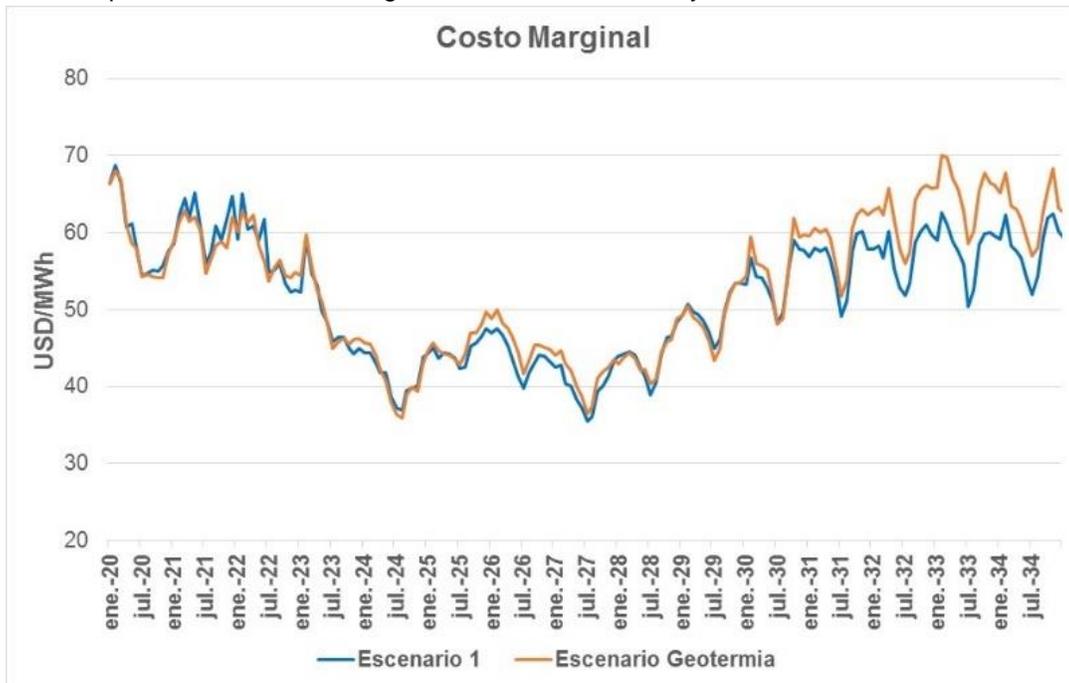
### 4.2. Estimación del beneficio económico para la demanda del proyecto de 150 MW geotérmico.

La sensibilidad realizada con la misma base (Escenario 0.1) del Escenario 1 del plan de expansión permite una aproximación al despacho económico de la generación, incluyendo en la base del SDDP los proyectos Geotérmicos que el OPTGEN escogió de 10MW en enero del 2023, 40 MW en enero del 2025 y 100 MW en enero del 2027. La Gráfica III.3 muestra comparativamente el valor esperado del costo marginal. Se establece en una primera aproximación que se incrementa el promedio mensual del costo marginal en todo el periodo 2022 a 2033 en 1.64 USD\$/MWh. Si se considera la totalidad de demanda nacional proyectada se llega a un sobre costo anual promedio, respecto del escenario 1, de aproximadamente 152 MUSD\$ al año, que no haría viable desde para la demanda.

---

<sup>25</sup> Banco Mundial, ESMAP, 2012, Pg. 98, afirma que para proyectos geotérmicos son posibles tasas entre 3.25% y 4%

Gráfica III.3, Comparación del Costo marginal, entre el Escenario1 y el Escenario Geotermia



### 4.3. Estimación del costo económico en Incentivos de renta de la Ley 1715 y del Cargo por Confiabilidad (CXC)

Una aproximación al cálculo del costo para el país de los incentivos mencionados para los años 2023 a 2034 (12 años) asciende a un promedio anual de 31 MUSD\$ y en valor presente al año de inicio del proyecto geotérmico asciende a un total del orden de 76 MUSD\$. Aun cuando el valor presente de los incentivos, que ve el promotor es menor 56 MUSD\$, debido a que adicional a la tasa de oportunidad considerada del 8,3% es necesario agregarle el costo del crédito del 4%.

### 4.4. Estimación del beneficio/costo económico del proyecto geotérmico

Sin considerar costos asociados a infraestructura de conexión, el periodo para los años 2023 a 2034 al comparar del Escenario 1 con el Escenario incluyendo la Geotermia se encuentra, el valor presente neto (VPN) en millones de dólares, de los costos para la demanda y de los costos de la infraestructura de generación total en el periodo se muestra en la tabla III.4:

Tabla III.4 Comparación en Valor Presente de los costos

MUS\$	Costo Demanda	Costo Inversión
Esc1	\$41,608	\$9.470
EscGeo	\$42.600	\$9.116
Esc1-EscGeo	-\$992	\$355

No se encuentra beneficio en virtud de los costos para la atención de la demanda, como se deduce de la Gráfica 1, son mayores para el escenario que incluye a la geotermia, superando en VPN en 992 millones de dólares el costo del Escenario 1, que no incluye la Geotermia.

Es necesario llamar la atención, sobre el hecho que se trata de una primera aproximación y que se requiere evitar aun tomar estos valores como referencia en el caso de Colombia, ya que aún falta evaluar (ver reporte de IRENA<sup>26</sup>) los posibles aportes a la flexibilidad del Sistema Interconectado Nacional (SIN), en la integración de capacidades nuevas de FNCE con alta variabilidad, reducción los riesgos y sobrecostos asociados a la generación fuera de mérito de la energía solar y la eólica.

## 5. Recomendaciones y estrategias

Para lograr establecer beneficios es necesario revisar y mejorar la forma de implementar las simulaciones, bajo condiciones que valoren la flexibilidad de la geotermia, y permitan analizar con mayor detalle las posibles razones por las cuales el OPTGEN establece que la geotermia hace parte de la matriz de proyectos de generación como más competitiva respecto de la análoga matriz del Escenario 1, con menor costo de instalación sin embargo con un costo marginal mayor que el del escenario 1 al correr el SDDP, aun cuando los costos del recurso geotérmico son nulos.

## 6. Conclusiones

La sensibilidad realizada al escenario base del Escenario 1 y del Escenario con Geotermia del PERG aporta un primer estudio y aproximación sobre el impacto y la inconveniencia de la generación geotérmica (sin considerar aportes a los servicios secundarios). Los dos acercamientos simultáneos, desde el punto de vista del promotor y de la demanda, consideran una valoración financiera y económica del aprovechamiento de la geotermia. Lo cual aporta referentes iniciales no convenientes al establecer los resultados de las simulaciones, por lo cual es necesario revisar las condiciones y estrategias de la simulación, que en primera aproximación muestran la matriz de expansión con geotermia, más conveniente sobre la matriz del Escenario 1, y luego resulta con costos marginales mayores. Se ha realizado un gran esfuerzo en la UPME desde los supuestos iniciales hasta los resultados finales con la finalidad de establecer recomendaciones y estrategias de política para el desarrollo de la geotermia en Colombia, sin embargo, una vez se aclare esta situación de los resultados de simulación se esperaba poder realizarlos.

- Por el momento se muestra en esta aproximación que el desarrollo de proyectos geotérmicos resultaría inconveniente para la economía, una aproximación al sobrecosto a la demanda, desde la implementación del proyecto geotérmico de 150 MW considerando solamente el periodo 2023 a 2034, sería del orden en promedio de 152 MUSD\$ cada año, al incrementar el costo marginal (ver numeral 4.2). Lo cual implicaría que los incentivos de 76 MUSD\$/año (ver numeral 4.3) no los recuperaría la demanda.
- Aún hace falta evaluar el impacto de la energía geotérmica en el sector eléctrico, contando los beneficios por aportar flexibilidad u otros servicios secundarios.

---

<sup>26</sup> IRENA, Geothermal Power, Technology Brief, 2017, pg. 2. [...] Además, en comparación con los recursos de energía fósil, la generación de energía geotérmica trae una serie de beneficios, tales como: menores emisiones de gases de efecto invernadero durante el ciclo de vida (Figura 1); menores costos de funcionamiento; capacidad de suministrar electricidad de carga base, flexibilidad y servicios auxiliares a un sistema; y factores de mayor capacidad. [...]

- Esta metodología de sensibilidad puede aplicarse a proyectos asociados a los otros casos de fuentes no convencionales, con la finalidad de calcular los posibles impactos en costos y beneficios de los incentivos para la demanda.

**PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA  
GENERACIÓN - TRANSMISIÓN  
2020 – 2034**

**VOLUMEN 3. TRANSMISIÓN**



Con el objetivo de alcanzar un adecuado abastecimiento de la demanda de energía eléctrica, garantizar la confiabilidad y seguridad del sistema, permitir la conexión de nueva capacidad de generación y reducir las restricciones, se elabora el Plan de Expansión del sistema de Transmisión Nacional – STN, el cual define las obras de este sistema y da señales de expansión a los Sistemas de Transmisión Regionales – STR. Los análisis de planeamiento realizados tienen un horizonte de mediano y largo plazo y se fundamentan en información de la infraestructura eléctrica actual, los proyectos en construcción y las proyecciones nacionales de demanda de energía y potencia.

## LISTA DE SIGLAS

<b>AEO:</b>	Annual Energy Outlook.
<b>BTU:</b>	British Thermal Unit.
<b>CND:</b>	Centro Nacional de Despacho.
<b>CNO:</b>	Condición Normal de Operación
<b>CREG:</b>	Comisión de Regulación de Energía y Gas.
<b>CRO:</b>	Costo de Racionamiento.
<b>CAPT:</b>	Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión.
<b>DANE:</b>	Departamento Administrativo Nacional de Estadística.
<b>DFACTS:</b>	Sistemas Flexibles de Transmisión de Potencia Alterna distribuidos.
<b>DOE EIA:</b>	U.S. Energy Information Administration.
<b>ENFICC:</b>	Energía en Firme.
<b>ENS:</b>	Energía No Suministrada.
<b>EDAC:</b>	Esquema de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia.
<b>FACTS:</b>	Sistemas Flexibles de Transmisión de Potencia Alterna.
<b>FPO:</b>	Fecha de Entrada en Operación
<b>GNC:</b>	Gobierno Nacional Central.
<b>GNL:</b>	Gas Natural Licuado.
<b>HVDC:</b>	Sistemas de transmisión de Corriente Directa en Alto Voltaje.
<b>kV:</b>	Kilo Voltio.
<b>MVA:</b>	Mega Voltio Amperio.
<b>MW:</b>	Mega Vatio.
<b>MVA<sub>r</sub>:</b>	Mega Voltio Amperio Reactivo.
<b>MPCD:</b>	Millones de pies cúbicos diarios.
<b>OR:</b>	Operador de Red.
<b>OEF:</b>	Obligación de Energía Firme.
<b>PIB:</b>	Producto Interno Bruto.
<b>PST:</b>	Transformadores de desplazamiento de fase
<b>SIN:</b>	Sistema Interconectado Nacional.
<b>S/E:</b>	Subestación.
<b>STN:</b>	Sistema de Transmisión Nacional.
<b>STEO:</b>	Short Term Energy Outlook.
<b>STR:</b>	Sistema de Transmisión Regional.
<b>SDL:</b>	Sistema de Distribución Local.
<b>SVC:</b>	Compensador Estático de Potencia Reactiva.
<b>STATCOM:</b>	Compensador Estático Síncrono.
<b>TRM:</b>	Tasa Representativa del Mercado.
<b>TRF:</b>	Transformador.
<b>TPC:</b>	Terapiés cúbicos.
<b>VPN:</b>	Valor Presente Neto
<b>XM:</b>	Expertos del Mercado.
<b>ZCIT:</b>	Zona de confluencia intertropical.
<b>ZNI:</b>	Zona No Interconectada

## TABLA DE CONTENIDO

3. PLAN DE EXPANSIÓN EN TRANSMISIÓN .....	12
INTRODUCCIÓN .....	12
REQUERIMIENTOS SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL .....	12
Obras Suroccidental – Proyecto Estambul .....	12
Subestación Huila (Norte) .....	39
Obras Suroccidental – Compensación Suroccidental.....	63
Obras Guajira Cesar Magdalena – Análisis Compensación.....	70
Obras Nordeste– Ampliación Capacidad Transformación Santander .....	76
Obras Nordeste– Ampliación Capacidad Transformación Antioquia/Santander .....	79
USO DE FACTS DISTRIBUIDOS .....	82
ANÁLISIS DE CORTO CIRCUITO.....	93
ANÁLISIS NIVEL DE CORTO SABANALARGA.....	94
CONFIGURACIÓN SUBESTACIONES .....	96
ANÁLISIS VISIÓN LARGO PLAZO .....	98
PLANEACIÓN DISRUPTIVA .....	103
ANÁLISIS SISTEMAS DE TRASMISIÓN REGIONALES – STR .....	104
Área Caribe – Atlántico .....	104
Área Caribe – Bolívar .....	106
Área Caribe: Córdoba – Sucre, Chinú .....	108
Área Caribe: Córdoba – Sucre, Cerromatoso .....	109
Área Caribe – Guajira – Cesar – Magdalena.....	109
Área Nordeste – Santander .....	110
Área Nordeste – Norte de Santander .....	112
Área Nordeste – Boyacá – Casanare .....	113
Área Nordeste – Arauca.....	113

Área Antioquia – Antioquia.....	114
Área Antioquia – Chocó .....	115
Área Oriental – Bogotá.....	116
Área Oriental – Meta – Guaviare .....	118
Área Suroccidental – Caldas – Quindío – Risaralda .....	119
Área Suroccidental – Valle.....	120
Área Suroccidental – Cauca – Nariño.....	120
Área Suroccidental – Tolima – Huila – Caquetá .....	121
Área Suroccidental – Putumayo.....	121
4. RECOMENDACIONES.....	122
5. DIAGRAMAS UNIFILARES .....	123
6. SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL ACTUAL 2021 .....	137
7. SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL 2034 .....	138
8. SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL Y SISTEMAS DE TRANSMISIÓN REGIONALES CON EXPANSIÓN.....	139
9. DIAGRAMA UNIFILAR SISTEMA DE TRANSMISIÓN ACTUAL.....	140
10. DIAGRAMA UNIFILAR SISTEMA DE TRANSMISIÓN VISIÓN 2035 .....	141
11. PROYECTOS APROBADOS A LOS ORs .....	142

## LISTA DE GRÁFICAS

Gráfica 3-1 – Red Actual Valle .....	15
Gráfica 3-2 Alternativa 1 Estambul.....	22
Gráfica 3-3 Alternativa 2 Estambul.....	27
Gráfica 3-4 Alternativa 3 Estambul.....	33
Gráfica 3-5 Alternativa 1 Huila .....	46
Gráfica 3-6 Alternativa 2 Huila .....	49
Gráfica 3-7 alternativa 3 Huila.....	52
Gráfica 3-8 Alternativa 4 Huila .....	55
Gráfica 3-9 Nivel de Corto .....	61
Gráfica 3-10 Desempeño del sistema en demanda mínima – Gen mínima .....	65
Gráfica 3-11 Requerimientos potencia reactiva nodos 500 kV – 2022.....	66
Gráfica 3-12 Requerimientos potencia reactiva nodos 500 kV – 2022.....	66
Gráfica 3-13 Requerimientos potencia reactiva nodos 500 kV – 2025.....	67
Gráfica 3-14 Tensiones en barras de 500 kV y 230 kV - 2022 .....	68
Gráfica 3-15 Tensiones en barras de 500 kV y 230 kV - 2023 .....	68
Gráfica 3-16 Tensiones en barras de 500 kV y 230 kV - 2025 .....	69
Gráfica 3-17 Efecto en unidaes equivalentes - 2022 .....	70
Gráfica 3-18 Necesidades de potencia reactiva .....	72
Gráfica 3-19Sensibilidad de absorción potencia reactiva en GCM.....	74
Gráfica 3-20 Capacidad Aprobada Santander .....	76
Gráfica 3-21 Proyectos en análisis UPME .....	77
Gráfica 3-22 Visión Largo Plazo Fase 1.....	99
Gráfica 3-23 Visión Largo Plazo Fase 2.....	100
Gráfica 3-24 Visión Largo Plazo Fase 3.....	101
Gráfica 3-25 Visión Largo Plazo Fase 4.....	102

Gráfica 3-26 Planeación disruptiva .....	103
Gráfica 3-27: Área Caribe Actual. ....	104
Gráfica 3-28: Área Nordeste. ....	111
Gráfica 3-29: Área Antioquia. ....	114
Gráfica 3-30 Área Oriental.....	116
Gráfica 3-31: Área Suroccidental. ....	119

## LISTA DE TABLAS

Tabla 3-1 Escenarios Relevantes Analizados.....	14
Tabla 3-2 Escenario 1, demanda máxima - 2025 .....	16
Tabla 3-3 Escenario 1, demanda media - 2025 .....	16
Tabla 3-4 Escenario 3, demanda máxima – 2025 .....	17
Tabla 3-5 Escenario 3, demanda media - 2025 .....	17
Tabla 3-6 Escenario 5, demanda máxima - 2025 .....	17
Tabla 3-7 Escenario 5, demanda media - 2025 .....	18
Tabla 3-8 Escenario 1, demanda máxima – 2030 .....	18
Tabla 3-9 Escenario 1, demanda media - 2030 .....	19
Tabla 3-10 Escenario 3, demanda máxima - 2030 .....	19
Tabla 3-11 Escenario 5, demanda media - 2030 .....	20
Tabla 3-12 Escenario 5, demanda máxima - 2030 .....	20
Tabla 3-13 Escenario 1, demanda máxima – 2025 .....	23
Tabla 3-14 Escenario 1, demanda media – 2025 .....	23
Tabla 3-15 Escenario 5, demanda máxima – 2025 .....	23
Tabla 3-16 Escenario 5, demanda media – 2025 .....	24
Tabla 3-17 Escenario 1, demanda máxima – 2030 .....	24
Tabla 3-18 Escenario 1, demanda media – 2030 .....	24
Tabla 3-19 Escenario 3, demanda máxima – 2030 .....	25
Tabla 3-20 Escenario 3, demanda media – 2030 .....	25
Tabla 3-21 Escenario 5, demanda máxima – 2030 .....	25
Tabla 3-22 Escenario 5, demanda media – 2030 .....	26
Tabla 3-23 Escenario 1, demanda máxima – 2025 .....	28
Tabla 3-24 Escenario 1, demanda media – 2025 .....	28
Tabla 3-25 Escenario 5, demanda máxima – 2025 .....	28

Tabla 3-26 Escenario 5, demanda media – 2025 .....	29
Tabla 3-27 Escenario 1, demanda máxima – 2030 .....	29
Tabla 3-28 Escenario 1, demanda media – 2030 .....	29
Tabla 3-29 Escenario 3, demanda máxima – 2030 .....	30
Tabla 3-30 Escenario 3, demanda media – 2030 .....	30
Tabla 3-31 Escenario 5, demanda máxima – 2030 .....	31
Tabla 3-32 Escenario 5, demanda media – 2030 .....	31
Tabla 3-33 Capacidad adicional STN Estambul .....	32
Tabla 3-34 Escenario 1, demanda media – 2025 .....	34
Tabla 3-35 Escenario 5, demanda máxima – 2025 .....	34
Tabla 3-36 Escenario 5, demanda media – 2025 .....	35
Tabla 3-37 Escenario 1, demanda máxima – 2030 .....	35
Tabla 3-38 Escenario 1, demanda media – 2030 .....	35
Tabla 3-39 Escenario 5, demanda máxima – 2030 .....	36
Tabla 3-40 Escenario 5, demanda media – 2030 .....	36
Tabla 3-41 Nivel de corto .....	37
Tabla 3-42 Costos del proyecto .....	38
Tabla 3-43 Beneficios del proyecto .....	39
Tabla 3-44 Escenarios Relevantes Analizados.....	41
Tabla 3-45 Escenario 1, demanda máxima – 2025 en Huila .....	41
Tabla 3-46 Escenario 1, demanda mínima – 2025 en Huila .....	42
Tabla 3-47 Escenario 1, demanda máxima – 2030 en Huila .....	42
Tabla 3-48 Escenario 1, demanda mínima – 2030 en Huila .....	43
Tabla 3-49 Escenario 2, demanda mínima – 2025 Huila .....	44
Tabla 3-50 Escenario 2, demanda mínima - 2030 .....	44
Tabla 3-51 Escenario 1, demanda máxima – 2025 Huila .....	47

Tabla 3-52 Escenario 1, demanda mínima – 2025 Huila .....	48
Tabla 3-53 Escenario 1, demanda máxima – 2025 Huila .....	50
Tabla 3-54 Escenario 1, demanda mínima – 2025 Huila .....	50
Tabla 3-55 Escenario 1, demanda máxima – 2025 Huila .....	53
Tabla 3-56 Escenario 1, demanda mínima – 2025 Huila .....	53
Tabla 3-57 Escenario 1, demanda máxima – 2025 Huila .....	56
Tabla 3-58 Escenario 1, demanda mínima – 2025 Huila .....	56
Tabla 3-59 Escenario 1, demanda máxima – 2030 Huila .....	57
Tabla 3-60 Escenario 1, demanda mínima – 2030 Huila .....	58
Tabla 3-61 Consideraciones Análisis Reactiva Suroccidental .....	64
Tabla 3-62 Escenarios extremos Guajira Cesar Magdalena .....	71
Tabla 3-63 Desempeño Sistema 2021 .....	73
Tabla 3-64 Reactor en Cuestecits o Colectora 500 kV .....	75
Tabla 3-65 Desempeño del sistema con reactor de 88 MVAR en Cuestecitas y Colectora 500 kV .....	75
Tabla 3-66 Desempeño del sistema sin proyecto .....	77
Tabla 3-67 Desempeño del sistema 536 MW adicionales .....	78
Tabla 3-68 Desempeño del sistema sin proyecto .....	79
Tabla 3-69 Desempeño del sistema sin proyecto – Hasta 300 MW adicionales .....	80
Tabla 3-70 Desempeño del sistema sin proyecto – Hasta 900 MW adicionales .....	81
Tabla 3-71 Desempeño del sistema sin proyecto .....	82
Tabla 3-72 Desempeño del sistema con proyecto .....	83
Tabla 3-73 Desempeño sin proyecto 2022 .....	85
Tabla 3-74 Desempeño Sisteama Atlantico 2022 – 300 MW con proyecto.....	87
Tabla 3-75 Desempeño del sistema sin proyectos .....	90
Tabla 3-76 Desempeño del Sistema 2022 sin con equipos DFACTS y si expansión .....	91
Tabla 3-77 Desempeño del sistema 2023 con DFACTS y Expansión .....	92

Tabla 3-78 Subestaciones que tienen nivel de corto por encima de su capacidad nominal del 100% (rojo) o 90% (naranja) de su capacidad nominal en el STN 2020 .....	93
Tabla 3-79 Subestaciones que tienen nivel de corto por encima de su capacidad nominal del 100% (rojo) o 90% (naranja) de su capacidad nominal en el STR .....	93
Tabla 3-80 Desempeño del Sistema Alternativas .....	94
Tabla 3-81 Costo de las Alternativas .....	95
Tabla 3-82: Desempeño del sistema en Atlántico.....	105
Tabla 3-83: Desempeño del sistema en Bolívar. ....	107
Tabla 3-84: Desempeño del sistema en Chinú. ....	108
Tabla 3-85: Desempeño del sistema en Cerromatoso.....	109
Tabla 3-86: Desempeño del sistema en Guajira – Cesar – Magdalena. ....	110
Tabla 3-87: Desempeño del sistema en Santander.....	111
Tabla 3-88: Desempeño del sistema en Norte de Santander. ....	112
Tabla 3-89: Desempeño del sistema Boyacá – Casanare.....	113
Tabla 3-90: Desempeño del sistema en Antioquia. ....	114
Tabla 3-91: Desempeño del sistema en Chocó. ....	115
Tabla 3-92: Desempeño del sistema en Bogotá. ....	116
Tabla 3-93: Desempeño del sistema en Meta.....	119
Tabla 3-94: Desempeño del sistema en Caldas – Quindío – Risaralda. ....	120
Tabla 3-95: Desempeño del sistema en Cauca – Nariño. ....	121

### 3. PLAN DE EXPANSIÓN EN TRANSMISIÓN

#### INTRODUCCIÓN

La Unidad de Planeación Minero Energética – UPME tiene entre sus principales funciones, establecer los requerimientos energéticos de la población según criterios económicos, sociales, técnicos y ambientales. En el marco de estas funciones, la UPME realiza anualmente la actualización del Plan de Expansión de Transmisión, definiendo las prioridades del sistema en el corto, mediano y largo plazo. Este ejercicio se fundamenta en la información de la infraestructura eléctrica actual, los proyectos futuros y las proyecciones de demanda de energía eléctrica, además de las nuevas plantas de generación que se conectan en el sistema.

Esta versión del Plan fue desarrollado durante el 2020 y se utilizó la proyección de demanda de este mismo año. Respecto a transmisión, se analiza el Sistema de Transmisión Nacional – STN particularmente se realizaron los análisis correspondientes a; i) Nuevo punto de conexión entre el Sistema de Trasmisión Nacional y Sistema de Transmisión Regional en el departamento del Huila, ii) Nuevo punto de conexión entre el Sistema de Trasmisión Nacional y Sistema de Transmisión Regional en el departamento del Valle, iii) Ubicación de compensación reactiva en el área suroccidental, iv) Ampliación de capacidad de transformación en Sogamoso y Primavera para permitir conexión de plantas en el área, v) Uso de nuevas tecnologías correspondientes a equipos DFACTS en las áreas de Bolívar, Atlántico y Guajira – Cesar – Magdalena también para permitir conectar generación adicional, vi) Análisis de corto circuito y configuración en diferentes subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional, v) Análisis general de largo plazo y una nueva metodología de planeación.

#### REQUERIMIENTOS SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

##### Obras Suroccidental – Proyecto Estambul

##### Antecedentes

- Se han identificado problemáticas a nivel del Sistema transmisión Regional asociado a la limitación de la capacidad de transporte de los circuitos a nivel de 115 kV, correspondientes a los enlaces: i) Guachal – yumbo 115 kV y ii) Yumbo – San Luis 115 kV.
- Agotamiento capacidad de corto circuito en las subestaciones: i) Yumbo, ii) Guachal.
- Gran cantidad de solicitudes de conexión en el Valle.
- El OR de Red Celsia, presentó una propuesta de un nuevo punto de conexión en el departamento de Valle denominado Estambul.

##### Análisis técnicos

A continuación se presentan los análisis técnicos y económicos del sistema sin proyecto y con las alternativas de expansión analizadas correspondientes a:

- Alternativa 1

- Nueva subestación Estambul 220 kV, reconfigurando Alférez – Yumbo 220 kV y Juanchito – San Marcos 220 kV adicionando una derivación de 2 km aproximadamente.
- Nueva subestación Estambul 115 kV con dos (2) bahías de transformación y nueve (9) bahías de línea.
- Reconfiguración de los dobles circuitos San Luis – Termoyumbo – Guachal 115 kV en San Luis – Estambul – Guachal 115 kV. Como resultado de esta reconfiguración se dejan de remunerar 4 bahías en Termoyumbo 115 kV.
- Reconfiguración del doble circuito San Luis – Juanchito 115 kV en San Luis – Estambul – Juanchito 115 kV.
- Nuevo circuito Estambul – Palmaseca 115 kV.
- Dos bancos de unidades monofásicas 230/115 kV, cada uno de 150 MVA.
  
- Obras complementarias:
  - Seccionamiento físico de la subestación Termoyumbo 115 kV, como resultado se tendrán las subestaciones Termoyumbo 1 y 2.
  - Seccionamiento físico de la subestación Guachal 115 kV, como resultado se tendrán las subestaciones Guachal 1 y 2.
  - Normalización de las bahías de los circuitos San Marcos – Codazzi 2 115 kV y Santa Barbara – Codazzi 2 115 kV.
  - Aumento capacidad de corto en Juanchito y Yumbo 115 kV

- Alternativa 2

- Nueva subestación Estambul 220 kV, reconfigurando Alférez – Yumbo 220 kV y Juanchito – San Marcos 220 kV adicionando una derivación de 2 km aproximadamente, en un punto a 9,5 km desde la subestación Yumbo y a 8 km desde la subestación Juanchito.
- Nueva subestación Estambul 115 kV con dos (2) bahías de transformación y seis (6) bahías de línea.
- Reconfiguración del doble circuito San Luis – Juanchito 115 kV en San Luis – Estambul – Juanchito 115 kV adicionando una derivación de 1 km aproximadamente, en un punto a 9 km desde la subestación San Luis.
- Nuevo doble circuito Estambul – Palmaseca 115 kV de 10 km.
- Dos bancos de unidades monofásicas 230/115 kV, cada uno de 150 MVA.

Obras complementarias:

- Seccionamiento físico de la subestación Termoyumbo 115 kV, como resultado se tendrán las subestaciones Termoyumbo 1 y 2.
- Seccionamiento físico de la subestación Guachal 115 kV, como resultado se tendrán las subestaciones Guachal 1 y 2.
- Normalización de las bahías de los circuitos San Marcos – Codazzi 2 115 kV y Santa Barbara – Codazzi 2 115 kV.
- Aumento capacidad de corto en Juanchito y Yumbo 115 kV

- Alternativa 3

- Nueva subestación Estambul 220 kV, reconfigurando Alférez – Yumbo 220 kV, adicionando una derivación de 2 km aproximadamente.

- Nueva subestación Estambul 115 kV con dos (2) bahías de transformación y seis (6) bahías de línea.
- Reconfiguración del doble circuito San Luis – Juanchito 115 kV en San Luis – Estambul – Juanchito 115 kV.
- Nuevo doble circuito Estambul – Palmaseca 115 kV.
- Dos bancos de unidades monofásicas 230/115 kV, cada uno de 150 MVA.

Obras complementarias:

- Seccionamiento físico de la subestación Termoyumbo 115 kV, como resultado se tendrán las subestaciones Termoyumbo 1 y 2.
- Seccionamiento físico de la subestación Guachal 115 kV, como resultado se tendrán las subestaciones Guachal 1 y 2.
- Normalización de las bahías de los circuitos San Marcos – Codazzi 2 115 kV y Santa Barbará – Codazzi 2 115 kV.
- Aumento capacidad de corto en Juanchito y Yumbo 115 kV

Con el fin de verificar el desempeño del sistema, se analizaron múltiples combinaciones de despachos y demanda siendo los más relevantes los mostrados a continuación:

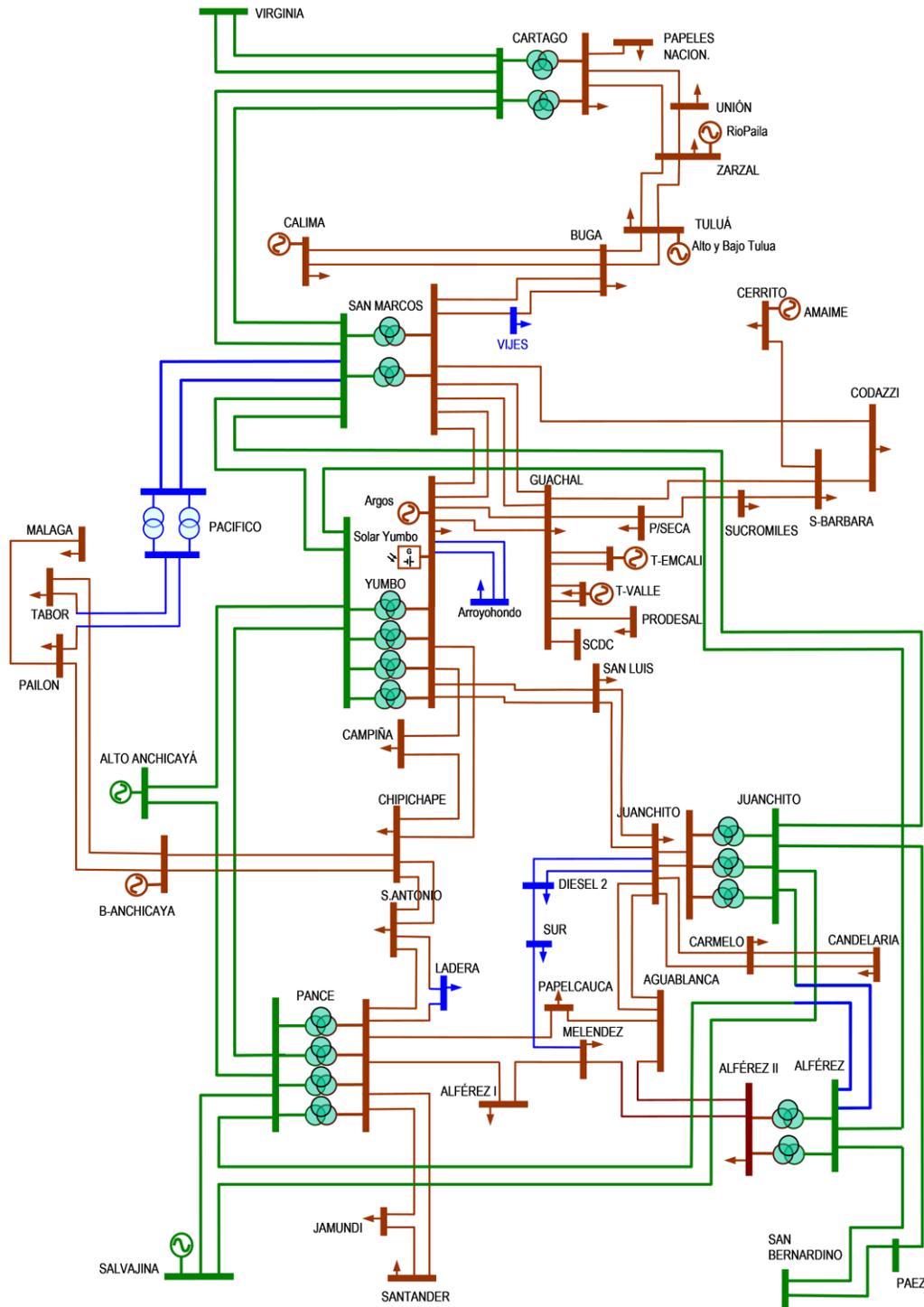
Tabla 3-1 Escenarios Relevantes Analizados

Esc. 1	Gmax	Demanda Max/Med/Min
Esc. 3	Gen Min STN/Gin STR	Demanda Max/Med/Min
Esc. 5	Gmax  importación Ecuador 450 MW	Demanda Max/Med/Min

**Análisis Sin Proyecto**

A continuación se presenta el desempeño del sistema actual sin proyecto para los escenarios presentados.

Gráfica 3-1 – Red Actual Valle



## Desempeño Año 2025

A continuación se presenta el desempeño del sistema para el año 2025 para diferentes escenarios

Tabla 3-2 Escenario 1, demanda máxima - 2025

Contingencia	Componente	[%]
Guachal - Yumbo 2 115	Guachal - Yumbo 1 115	110,4
Guachal - Yumbo 1 115	Guachal - Yumbo 2 115	110,4
San Luis - Yumbo 2 115	San Luis - Yumbo 1 115	97,6
San Luis - Yumbo 1 115	San Luis - Yumbo 2 115	97,6
Alto Anchi - Pance 1 230	Alto Anchi - Yumbo 1 230	89,3
Alto Anchi - Yumbo 1 230	Alto Anchi - Pance 1 230	84,2
El Tabor - Pacifico 1 115	Bajo Anchi - El Tabor 1 115	80,6

Tabla 3-3 Escenario 1, demanda media - 2025

Contingencia	Componente	[%]
Guachal - Yumbo 2 115	Guachal - Yumbo 1 115	121,1
Guachal - Yumbo 1 115	Guachal - Yumbo 2 115	121,1
San Luis - Yumbo 2 115	San Luis - Yumbo 1 115	98,9
San Luis - Yumbo 1 115	San Luis - Yumbo 2 115	98,9
Alto Anchi - Pance 1 230	Alto Anchi - Yumbo 1 230	94,5

Tabla 3-4 Escenario 3, demanda máxima – 2025

Contingencia	Componente	[%]
San Luis - Yumbo 2 115	San Luis - Yumbo 1 115	103,8
San Luis - Yumbo 1 115	San Luis - Yumbo 2 115	103,8
Guachal - Yumbo 2 115	Guachal - Yumbo 1 115	100,7
Guachal - Yumbo 1 115	Guachal - Yumbo 2 115	100,7

Tabla 3-5 Escenario 3, demanda media - 2025

Contingencia	Componente	[%]
Guachal - Yumbo 2 115	Guachal - Yumbo 1 115	109
Guachal - Yumbo 1 115	Guachal - Yumbo 2 115	109
San Luis - Yumbo 2 115	San Luis - Yumbo 1 115	104,9
San Luis - Yumbo 1 115	San Luis - Yumbo 2 115	104,9

Tabla 3-6 Escenario 5, demanda máxima - 2025

Contingencia	Componente	[%]
Guachal - Yumbo 2 115	Guachal - Yumbo 1 115	105,3
Guachal - Yumbo 1 115	Guachal - Yumbo 2 115	105,3
Alto Anchi - Pance 1 230	Alto Anchi - Yumbo 1 230	87,6
San Luis - Yumbo 2 115	San Luis - Yumbo 1 115	83,5
San Luis - Yumbo 1 115	San Luis - Yumbo 2 115	83,5

Alto Anchi - Yumbo 1 230	Alto Anchi - Pance 1 230	82,8
--------------------------	--------------------------	------

El Tabor - Pacifico 1 115	Bajo Anchi - El Tabor 1 115	81
---------------------------	-----------------------------	----

Tabla 3-7 Escenario 5, demanda media - 2025

Contingencia	Componente	[%]
Guachal - Yumbo 2 115	Guachal - Yumbo 1 115	118,2
Guachal - Yumbo 1 115	Guachal - Yumbo 2 115	118,2
Alto Anchi - Pance 1 230	Alto Anchi - Yumbo 1 230	92,9
Alferez 2 500/230	Alferez 1 500/230	91,8
Alferez 1 500/230	Alferez 2 500/230	91,8

### Desempeño Año 2030

Tabla 3-8 Escenario 1, demanda máxima – 2030

Contingencia	Componente	[%]
Guachal - Yumbo 2 115	Guachal - Yumbo 1 115	104,8
Guachal - Yumbo 1 115	Guachal - Yumbo 2 115	104,8
Alto Anchi - Pance 1 230	Alto Anchi - Yumbo 1 230	92,9
San Luis - Yumbo 2 115	San Luis - Yumbo 1 115	89,8
San Luis - Yumbo 1 115	San Luis - Yumbo 2 115	89,8
Alto Anchi - Yumbo 1 230	Alto Anchi - Pance 1 230	87,5

Tabla 3-9 Escenario 1, demanda media - 2030

Contingencia	Componente	[%]
Guachal - Yumbo 2 115	Guachal - Yumbo 1 115	115,4
Guachal - Yumbo 1 115	Guachal - Yumbo 2 115	115,4
Alto Anchi - Pance 1 230	Alto Anchi - Yumbo 1 230	92,8
San Luis - Yumbo 2 115	San Luis - Yumbo 1 115	92,4
San Luis - Yumbo 1 115	San Luis - Yumbo 2 115	92,4

Tabla 3-10 Escenario 3, demanda máxima - 2030

Contingencia	Componente	[%]
San Luis - Yumbo 2 115	San Luis - Yumbo 1 115	107,3
San Luis - Yumbo 1 115	San Luis - Yumbo 2 115	107,3
Guachal - Yumbo 2 115	Guachal - Yumbo 1 115	99,4
Guachal - Yumbo 1 115	Guachal - Yumbo 2 115	99,4
Alferez II - Melendez 1 115	Meléndez - Sur 1 115	81,3
Pance 3 220/115	Pance 2 220/115	81,3
Alferez II - Melendez 1 115	Diesel II - Sur 1 115	81,3
Pance 2 220/115	Pance 3 220/115	81

Tabla 3-11 Escenario 5, demanda media - 2030

Contingencia	Componente	[%]
Guachal - Yumbo 2 115	Guachal - Yumbo 1 115	108,9
Guachal - Yumbo 1 115	Guachal - Yumbo 2 115	108,9
San Luis - Yumbo 2 115	San Luis - Yumbo 1 115	106,2
San Luis - Yumbo 1 115	San Luis - Yumbo 2 115	106,2

Tabla 3-12 Escenario 5, demanda máxima - 2030

Contingencia	Componente	[%]
Guachal - Yumbo 2 115	Guachal - Yumbo 1 115	104,5
Guachal - Yumbo 1 115	Guachal - Yumbo 2 115	104,5
Alto Anchi - Pance 1 230	Alto Anchi - Yumbo 1 230	92,7
Alto Anchi - Yumbo 1 230	Alto Anchi - Pance 1 230	87,6
San Luis - Yumbo 2 115	San Luis - Yumbo 1 115	85,9
San Luis - Yumbo 1 115	San Luis - Yumbo 2 115	85,9

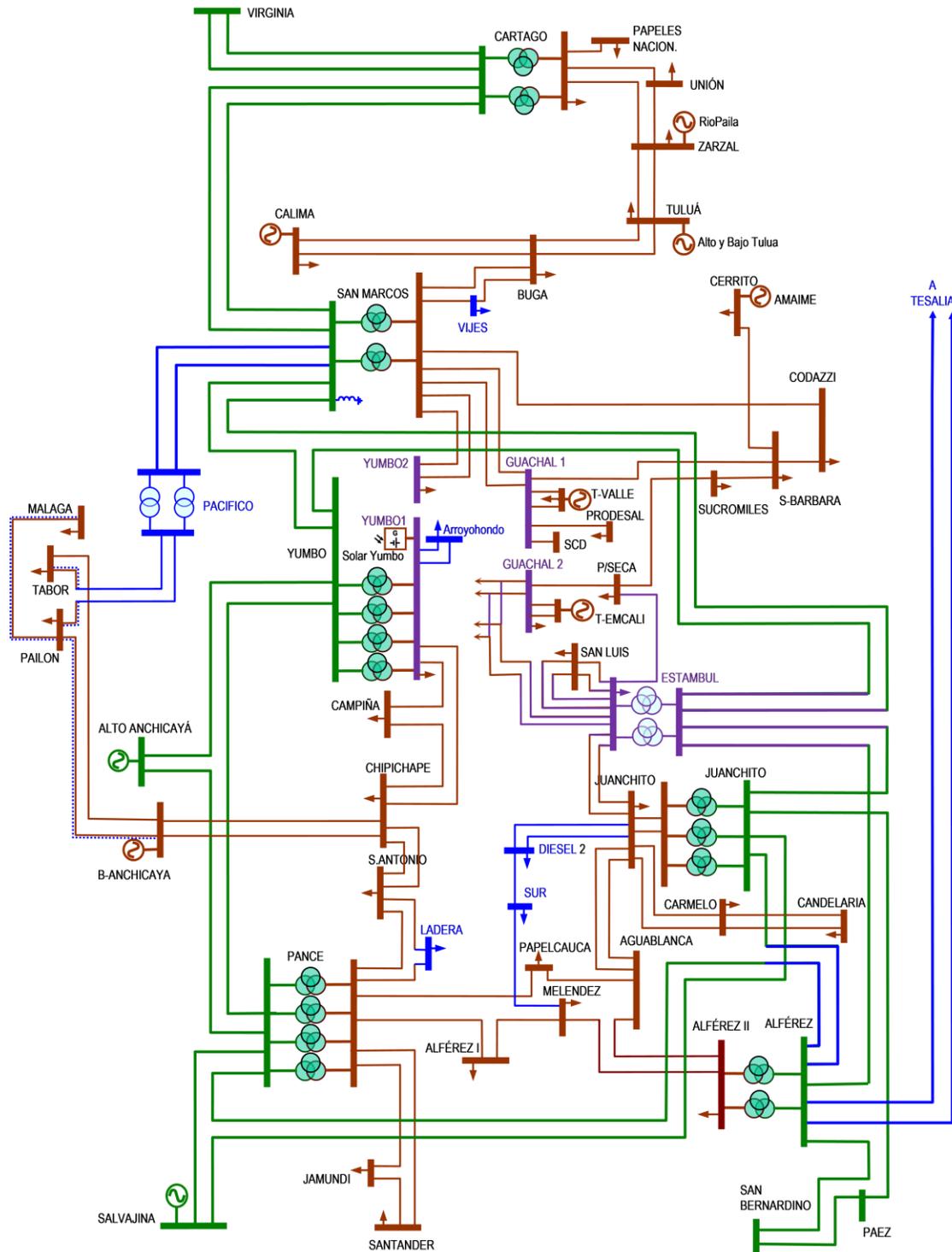
Se observa que para los dos años 2025 y 2030, los enlaces Guachal – Yumbo y Yumbo – San Luis 115 kV presentan altas cargabilidades; inclusive por encima de su valor máximo de sobrecarga, siendo el escenario de demanda media escenarios más críticos; estas sobrecargas se deben a la configuración del STR en relación a la ubicación de la Generación en el área y la demanda; para mitigar estas sobrecargas se establecieron unas medidas operativas por lo cual en el presente plan se presenta la medida estructural para eliminar dicha condición.

## Análisis de Alternativas Estudiadas

### Desempeño Alternativa 1

- Nueva subestación Estambul 220 kV, reconfigurando Alférez – Yumbo 220 kV y Juanchito – San Marcos 220 kV y STR asociado correspondiente a:
  - Nueva subestación Estambul 115 kV con dos (2) bahías de transformación y nueve (9) bahías de línea.
  - Reconfiguración de los dobles circuitos San Luis – Termoyumbo – Guachal 115 kV en San Luis – Estambul – Guachal 115 kV. Como resultado de esta reconfiguración se dejan de remunerar 4 bahías en Termoyumbo 115 kV.
  - Reconfiguración del doble circuito San Luis – Juanchito 115 kV en San Luis – Estambul – Juanchito 115 kV.
  - Nuevo circuito Estambul – Palmaseca 115 kV.
  - Dos bancos de unidades monofásicas 230/115 kV, cada uno de 150 MVA.
    - Obras complementarias:
      - Seccionamiento físico de la subestación Termoyumbo 115 kV, como resultado se tendrán las subestaciones Termoyumbo 1 y 2.
      - Seccionamiento físico de la subestación Guachal 115 kV, como resultado se tendrán las subestaciones Guachal 1 y 2.
      - Normalización de las bahías de los circuitos San Marcos – Codazzi 2 115 kV y Santa Barbará – Codazzi 2 115 kV.

Gráfica 3-2 Alternativa 1 Estambul



A continuación se presenta el desempeño:

## Desempeño Año 2030

Tabla 3-13 Escenario 1, demanda máxima – 2025

Contingencia	Componente	[%]
Alto Anchi - Pance 1 230	Alto Anchi - Yumbo 1 230	88
Alto Anchi - Yumbo 1 230	Alto Anchi - Pance 1 230	82,7
Alfárez - Pance 1 230	Quimbo - Tesalia 1 230	81,8
Alfárez - Pance 1 230	Quimbo - Tesalia 2 230	81,8

Tabla 3-14 Escenario 1, demanda media – 2025

Contingencia	Componente	[%]
Alto Anchi - Pance 1 230	Alto Anchi - Yumbo 1 230	92,8
Alto Anchi - Yumbo 1 230	Alto Anchi - Pance 1 230	87,5
San Marcos 2 220/115 (Nuevo)	San Marcos 1 220/115 (Nuevo)	87,5
San Marcos 1 220/115 (Nuevo)	San Marcos 2 220/115 (Nuevo)	87,3

Tabla 3-15 Escenario 5, demanda máxima – 2025

Contingencia	Componente	[%]
Alto Anchi - Pance 1 230	Alto Anchi - Yumbo 1 230	87,8
Alto Anchi - Yumbo 1 230	Alto Anchi - Pance 1 230	82,7

Tabla 3-16 Escenario 5, demanda media – 2025

Contingencia	Componente	[%]
Alto Anchi - Pance 1 230	Alto Anchi - Yumbo 1 230	92,7
La Unión - Zarzal 1 115	Cartago - Zarzal 1 115	89,1
Alto Anchi - Yumbo 1 230	Alto Anchi - Pance 1 230	87,7

### Desempeño Año 2030

Tabla 3-17 Escenario 1, demanda máxima – 2030

Contingencia	Componente	[%]
Alto Anchi - Pance 1 230	Alto Anchi - Yumbo 1 230	92,7
Alto Anchi - Yumbo 1 230	Alto Anchi - Pance 1 230	87,6

Tabla 3-18 Escenario 1, demanda media – 2030

Contingencia	Componente	[%]
Alto Anchi - Pance 1 230	Alto Anchi - Yumbo 1 230	92,8
Alto Anchi - Yumbo 1 230	Alto Anchi - Pance 1 230	87,5
La Unión - Zarzal 1 115	Cartago - Zarzal 1 115	81,8
El Tabor - Pacífico 1 115	Bajo Anchi - El Tabor 1 115	80,5

Tabla 3-19 Escenario 3, demanda máxima – 2030

Contingencia	Componente	[%]
Alferez II - Melendez 1 115	MeléndeZ - Sur 1 115	84,1
Alferez II - Melendez 1 115	DiéSel II - Sur 1 115	84
Pance 3 220/115	Pance 2 220/115	80,3

Tabla 3-20 Escenario 3, demanda media – 2030

Contingencia	Componente	[%]
Alférez II - Meléndez 1 115	MeléndeZ - Sur 1 115	85
Ladera - San Antonio 1 115	Pance - San Antonio 2 115	85
Alférez II - Meléndez 1 115	DiéSel II - Sur 1 115	84,9

Tabla 3-21 Escenario 5, demanda máxima – 2030

Contingencia	Componente	[%]
Alto Anchi - Pance 1 230	Alto Anchi - Yumbo 1 230	92,8
Alto Anchi - Yumbo 1 230	Alto Anchi - Pance 1 230	87,8

Tabla 3-22 Escenario 5, demanda media – 2030

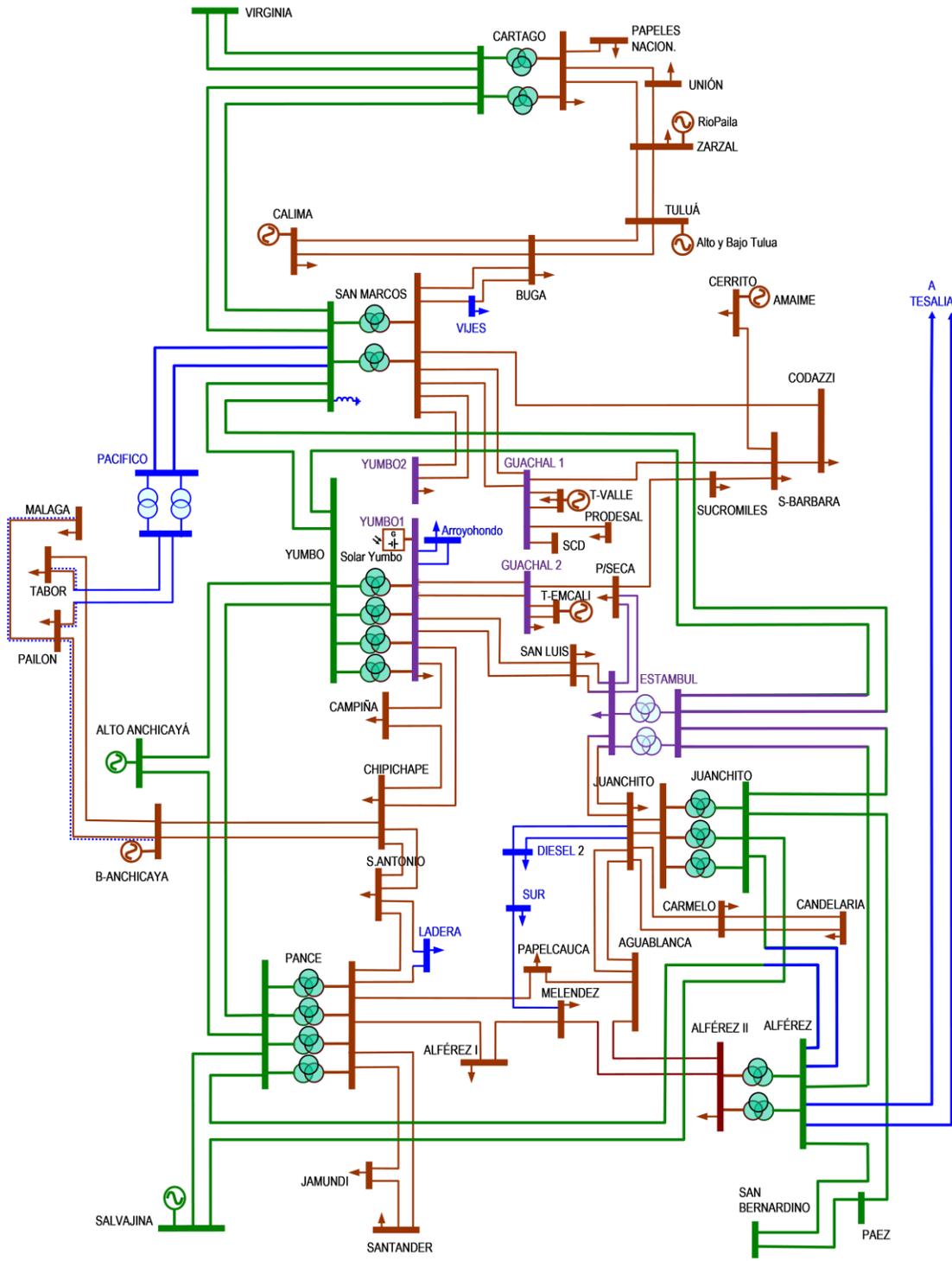
Contingencia	Componente	[%]
Alto Anchi - Pance 1 230	Alto Anchi - Yumbo 1 230	92,7
La Unión - Zarzal 1 115	Cartago - Zarzal 1 115	88,7
Alto Anchi - Yumbo 1 230	Alto Anchi - Pance 1 230	87,7
Cartago - Zarzal 1 115	La Unión - Zarzal 1 115	83,4

Con la alternativa evaluada, se observa que se elimina la cargabilidad de los elementos de la red del STR (Guachal – Yumbo y Yumbo – San Luis) de Valle para los años 2025 y 2030; las cargabilidades de los enlaces correspondientes a Guachal – yumbo y Yumbo – San Luis 1115 kV quedan por debajo del 100% de su capacidad, es decir, el proyecto presenta un desempeño adecuado.

### **Desempeño Alternativa 2:**

- Nueva subestación Estambul 220 kV, reconfigurando Alférez – Yumbo 220 kV y Juanchito – San Marcos 220 kV y obras asociadas correspondientes a:
  - Nueva subestación Estambul 115 kV con dos (2) bahías de transformación y seis (6) bahías de línea.
  - Reconfiguración del doble circuito San Luis – Juanchito 115 kV en San Luis – Estambul – Juanchito 115 kV.
  - Nuevo doble circuito Estambul – Palmaseca 115 kV.
  - Dos bancos de unidades monofásicas 230/115 kV, cada uno de 150 MVA.
  - Obras complementarias:
    - Seccionamiento físico de la subestación Termoyumbo 115 kV, como resultado se tendrán las subestaciones Termoyumbo 1 y 2.
    - Seccionamiento físico de la subestación Guachal 115 kV, como resultado se tendrán las subestaciones Guachal 1 y 2.
    - Normalización de las bahías de los circuitos San Marcos – Codazzi 2 115 kV y Santa Barbará – Codazzi 2 115 kV.

Gráfica 3-3 Alternativa 2 Estambul



A continuación se presenta el desempeño para los años 2025 y 2030:

Desempeño año 2025

Tabla 3-23 Escenario 1, demanda máxima – 2025

Contingencia	Componente	[%]
Alto Anchi - Pance 1 230	Alto Anchi - Yumbo 1 230	87,7
Alto Anchi - Yumbo 1 230	Alto Anchi - Pance 1 230	82,7
Paez - San Bernardino 1 230 Tramo 1 [Pae	Quimbo - Tesalia 1 230	81,6
Paez - San Bernardino 1 230 Tramo 1 [Pae	Quimbo - Tesalia 2 230	81,6
El Tabor - Pacífico 1 115	Bajo Anchi - El Tabor 1 115	80,2

Tabla 3-24 Escenario 1, demanda media – 2025

Contingencia	Componente	[%]
Alto Anchi - Pance 1 230	Alto Anchi - Yumbo 1 230	92,7
Alto Anchi - Yumbo 1 230	Alto Anchi - Pance 1 230	87,6
Guachal - Yumbo 2 115	Guachal - Yumbo 1 115	83,2
Guachal - Yumbo 1 115	Guachal - Yumbo 2 115	83,2

Tabla 3-25 Escenario 5, demanda máxima – 2025

Contingencia	Componente	[%]
Alto Anchi - Pance 1 230	Alto Anchi - Yumbo 1 230	87,6
Alto Anchi - Yumbo 1 230	Alto Anchi - Pance 1 230	82,8

El Tabor - Pacifico 1 115	Bajo Anchi - El Tabor 1 115	81,2
---------------------------	-----------------------------	------

Tabla 3-26 Escenario 5, demanda media – 2025

Contingencia	Componente	[%]
Alto Anchi - Pance 1 230	Alto Anchi - Yumbo 1 230	92,9
Alfárez 2 500/230	Alfárez 1 500/230	91,3
Alfárez 1 500/230	Alfárez 2 500/230	91,3
La Unión - Zarzal 1 115	Cartago - Zarzal 1 115	88,4
Alto Anchi - Yumbo 1 230	Alto Anchi - Pance 1 230	88,1

### Desempeño Año 2030

Tabla 3-27 Escenario 1, demanda máxima – 2030

Contingencia	Componente	[%]
Alto Anchi - Pance 1 230	Alto Anchi - Yumbo 1 230	92,7
Alto Anchi - Yumbo 1 230	Alto Anchi - Pance 1 230	87,5

Tabla 3-28 Escenario 1, demanda media – 2030

Contingencia	Componente	[%]
Alto Anchi - Pance 1 230	Alto Anchi - Yumbo 1 230	92,8

Alto Anchi - Yumbo 1 230	Alto Anchi - Pance 1 230	87,5
La Unión - Zarzal 1 115	Cartago - Zarzal 1 115	82,6
Guachal - Yumbo 2 115	Guachal - Yumbo 1 115	82,1
Guachal - Yumbo 1 115	Guachal - Yumbo 2 115	82,1

Tabla 3-29 Escenario 3, demanda máxima – 2030

Contingencia	Componente	[%]
Alferez II - Melendez 1 115	Meléndez - Sur 1 115	82,4
Alferez II - Melendez 1 115	Diésel II - Sur 1 115	82,4
Pance 3 220/115	Pance 2 220/115	80,9
Pance 2 220/115	Pance 3 220/115	80,5

Tabla 3-30 Escenario 3, demanda media – 2030

Contingencia	Componente	[%]
Ladera - San Antonio 1 115	Pance - San Antonio 2 115	83,9
Pance - San Antonio 2 115	Ladera - San Antonio 1 115	83,4
Pance - San Antonio 2 115	Ladera - Pance 1 115	83,4
Alferez II - Meléndez 1 115	Meléndez - Sur 1 115	82,6
Alferez II - Meléndez 1 115	Diésel II - Sur 1 115	82,5

Tabla 3-31 Escenario 5, demanda máxima – 2030

Contingencia	Componente	[%]
Alto Anchi - Pance 1 230	Alto Anchi - Yumbo 1 230	92,8
Alto Anchi - Yumbo 1 230	Alto Anchi - Pance 1 230	87,8
Guachal - Yumbo 2 115	Guachal - Yumbo 1 115	80,3
Guachal - Yumbo 1 115	Guachal - Yumbo 2 115	80,3

Tabla 3-32 Escenario 5, demanda media – 2030

Contingencia	Componente	[%]
Alto Anchi - Pance 1 230	Alto Anchi - Yumbo 1 230	92,7
La Unión - Zarzal 1 115	Cartago - Zarzal 1 115	90,2
Alto Anchi - Yumbo 1 230	Alto Anchi - Pance 1 230	87,7
Guachal - Yumbo 2 115	Guachal - Yumbo 1 115	85,3
Guachal - Yumbo 1 115	Guachal - Yumbo 2 115	85,3

Con la alternativa evaluada, se observa que se elimina la cargabilidad de los elementos de la red del STR de Valle, el desempeño es superior en disminución en la sobrecarga de elementos en Guachal – Yumbo y Yumbo – San Luis que la alternativa 1; adicionalmente, el OR indica que sería más fácil el desarrollo del STR para esta esta alternativa.

#### Sensibilidad Conexión Generación Adicional:

En el área hay solicitudes por un valor de 1627 MW ; en este sentido, el proyecto Estambul STN, permite una adecuada evacuación de la generación del STR hacia el STN, en este sentido a continuación se presenta la generación adicional que permitiría el desarrollo del STN:

Tabla 3-33 Capacidad adicional STN Estambul

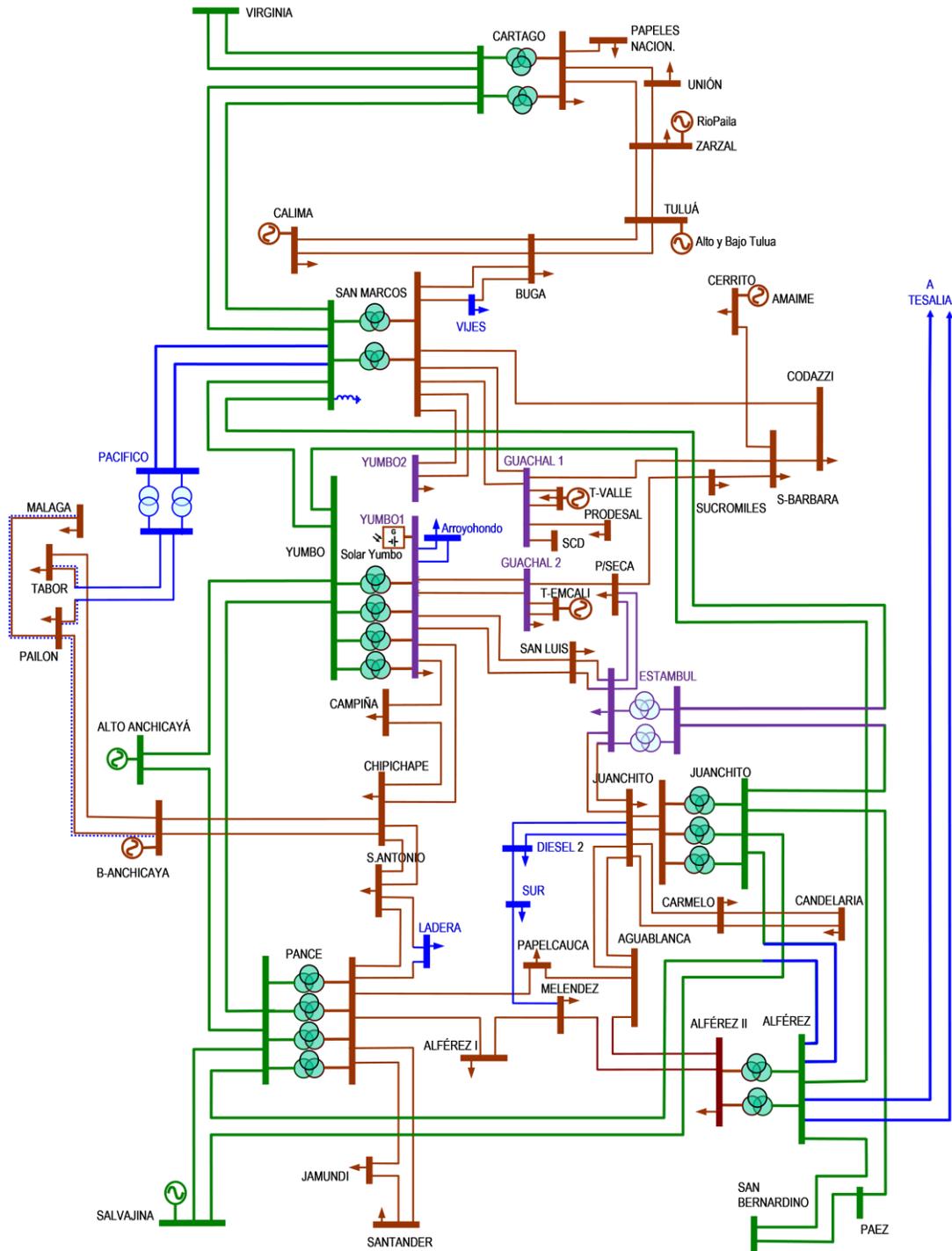
Escenario	Variable que limita	Capacidad Adicional
Sin importaciones	Transformador San Marcos 220/115 kV	319 MW

Se observa que esta alternativa permite la conexión adicional de generación adicional, generación que no se permitiría con solo el desarrollo del Sistema de Transmisión Regional.

### **Desempeño Alternativa 3:**

- Nueva subestación Estambul 220 kV, reconfigurando Alférez – Yumbo 220 kV y obras asociadas correspondientes a:
  - Nueva subestación Estambul 115 kV con dos (2) bahías de transformación y seis (6) bahías de línea.
  - Reconfiguración del doble circuito San Luis – Juanchito 115 kV en San Luis – Estambul – Juanchito 115 kV.
  - Nuevo doble circuito Estambul – Palmaseca 115 kV.
  - Dos bancos de unidades monofásicas 230/115 kV, cada uno de 150 MVA.
  - Obras complementarias:
    - Seccionamiento físico de la subestación Termoyumbo 115 kV, como resultado se tendrán las subestaciones Termoyumbo 1 y 2.
    - Seccionamiento físico de la subestación Guachal 115 kV, como resultado se tendrán las subestaciones Guachal 1 y 2.
    - Normalización de las bahías de los circuitos San Marcos – Codazzi 2 115 kV y Santa Barbará – Codazzi 2 115 kV.

Gráfica 3-4 Alternativa 3 Estambul



A continuación se presenta el desempeño para los años 2025 y 2030:

Desempeño año 2025

Tabla 3-34 Escenario 1, demanda máxima – 2025

Contingencia	Componente	[%]
Alto Anchi - Pance 1 230	Alto Anchi - Yumbo 1 230	89,3
Alto Anchi - Yumbo 1 230	Alto Anchi - Pance 1 230	84,2
El Tabor - Pacifico 1 115	Bajo Anchi - El Tabor 1 115	80,6

Tabla 3-35 Escenario 1, demanda media – 2025

Contingencia	Componente	[%]
Alto Anchi - Pance 1 230	Alto Anchi - Yumbo 1 230	94,5
Alto Anchi - Yumbo 1 230	Alto Anchi - Pance 1 230	89,1
La Unión - Zarzal 1 115	Cartago - Zarzal 1 115	85,2
Guachal - Yumbo 2 115	Guachal - Yumbo 1 115	84,5
Guachal - Yumbo 1 115	Guachal - Yumbo 2 115	84,5

Tabla 3-36 Escenario 5, demanda máxima – 2025

Contingencia	Componente	[%]
Alto Anchi - Pance 1 230	Alto Anchi - Yumbo 1 230	87,6
Alto Anchi - Yumbo 1 230	Alto Anchi - Pance 1 230	82,8
El Tabor - Pacifico 1 115	Bajo Anchi - El Tabor 1 115	81,1
Guachal - Yumbo 2 115	Guachal - Yumbo 1 115	80,1
Guachal - Yumbo 1 115	Guachal - Yumbo 2 115	80,1

Tabla 3-37 Escenario 5, demanda media – 2025

Contingencia	Componente	[%]
Alfárez 2 500/230	Alfárez 1 500/230	94,7
Alfárez 1 500/230	Alfárez 2 500/230	94,7
Alto Anchi - Pance 1 230	Alto Anchi - Yumbo 1 230	92,9
La Unión - Zarzal 1 115	Cartago - Zarzal 1 115	88,4
Guachal - Yumbo 2 115	Guachal - Yumbo 1 115	88,3
Guachal - Yumbo 1 115	Guachal - Yumbo 2 115	88,3

### Desempeño año 2030

Tabla 3-38 Escenario 1, demanda máxima – 2030

Contingencia	Componente	[%]
Alto Anchi - Pance 1 230	Alto Anchi - Yumbo 1 230	92,7
Alto Anchi - Yumbo 1 230	Alto Anchi - Pance 1 230	87,6

Tabla 3-39 Escenario 1, demanda media – 2030

Contingencia	Componente	[%]
Alto Anchi - Pance 1 230	Alto Anchi - Yumbo 1 230	92,8
Alto Anchi - Yumbo 1 230	Alto Anchi - Pance 1 230	87,5

La Unión - Zarzal 1 115	Cartago - Zarzal 1 115	82,6
Guachal - Yumbo 2 115	Guachal - Yumbo 1 115	82,1
Guachal - Yumbo 1 115	Guachal - Yumbo 2 115	82,1

Tabla 3-40 Escenario 5, demanda máxima – 2030

Contingencia	Componente	[%]
Alto Anchi - Pance 1 230	Alto Anchi - Yumbo 1 230	92,8
Alto Anchi - Yumbo 1 230	Alto Anchi - Pance 1 230	87,8
Guachal - Yumbo 2 115	Guachal - Yumbo 1 115	80,8
Guachal - Yumbo 1 115	Guachal - Yumbo 2 115	80,8

Tabla 3-41 Escenario 5, demanda media – 2030

Contingencia	Componente	[%]
Alto Anchi - Pance 1 230	Alto Anchi - Yumbo 1 230	92,7
La Unión - Zarzal 1 115	Cartago - Zarzal 1 115	90,2
Alfárez 2 500/230	Alfárez 1 500/230	88,3
Alfárez 1 500/230	Alfárez 2 500/230	88,3
Alto Anchi - Yumbo 1 230	Alto Anchi - Pance 1 230	87,8
Guachal - Yumbo 2 115	Guachal - Yumbo 1 115	86,1

Guachal - Yumbo 1 115

Guachal - Yumbo 2 115

86,1

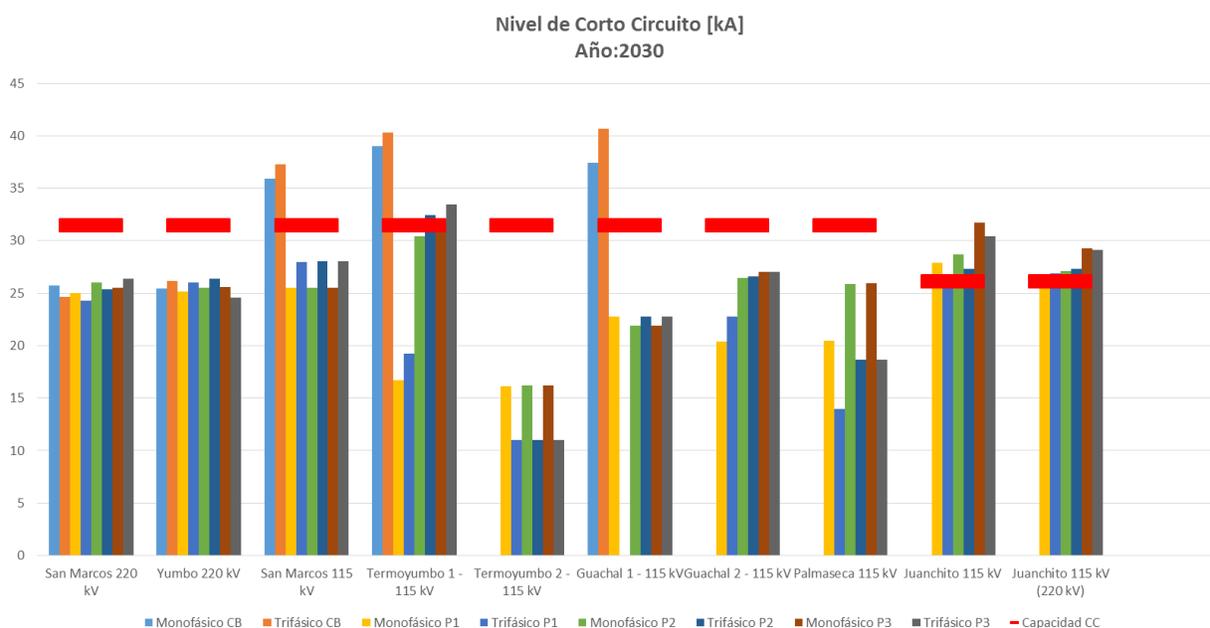
Con la alternativa evaluada, se observa que se elimina la cargabilidad de los elementos de la red del STR de Valle, el desempeño es similar a la alternativa 1 y 2; sin embargo, el OR indica que sería más fácil el desarrollo del STR para esta alternativa.

Adicionalmente, Esta alternativa solo plantea la apertura de un solo circuito por lo cual ante indisponibilidades de elementos en el sistema a nivel del STN, puede llevar a que se tenga un sistema similar al actual; lo que limitaría el desarrollo de las parques al interior del STR del Valle frente a condiciones de indisponibilidad, en este sentido la alternativa 2 presentaría un mejor desempeño que la alternativa 3.

### Nivel de Corto

A continuación se presenta el nivel de corto trifásico y monofásico con y sin proyecto propuesto comparado con la capacidad de corto de las subestaciones del área de influencia.

Tabla 3-42 Nivel de corto



Se observa que los niveles de corto en Guachal 115 kV y San Marcos 115 kV quedan por debajo de los valores máximos de corto en las subestaciones; para Juanchito 115 kV y Termoyumbo 1 115 kV se presenta niveles de corto en las subestaciones por encima de sus valores actuales máximos; sin embargo para estas subestaciones el OR indica que se harán repotenciación de hasta 40 KA, por lo cual con este ajuste los niveles de corto quedaría por debajo de estos valores; en este sentido se solicita al OR Celsia adelantar estas activadas para eliminar dicha condición en el menor tiempo posible para Juanchito y Termoyumbo 115 kV.

### **Análisis Económicos:**

## Costos

Se valoran los costos en UC's según las Resoluciones CREG 015 de 2018 y CREG 011 de 2009.

Tabla 3-43 Costos del proyecto

	Alternativa 1		Alternativa 2		Alternativa 3	
STN	USD	10.669.916,96	USD	10.669.916,96	USD	7.914.999,23
STR	USD	27.471.215,44	USD	19.912.120,04	USD	19.912.120,04
TOTAL	USD	38.141.132,40	USD	30.582.037,00	USD	27.827.119,28

## Beneficios

Para el cálculo de los Beneficios se realizó una valoración teniendo en cuenta: i) Eliminación restricciones de red y ii) Reducción de costo marginal por permitir conexión de plantas de generación

- i) Eliminación de restricciones de red

$$B = VPN \left( \sum_{i=1}^n \{ ENSatra \times (CRO1 - PE) \times 365 \} \right) * Pniño$$

Dónde:

B: Beneficios totales

n: Es el último año del periodo de estudio.

i: Es el año objeto de cuantificación de los beneficios, durante el periodo de estudio.

ENSatra: Energía que se libera con proyecto

CRO: Costo de racionamiento del SIN, escalón 1.

Pniño: Probabilidad escenario niño 19%.

- ii) Reducción costo marginal

$$B = VPN \left( \sum_{i=1}^n (CMsin proy - CMcon proye) \right) * 50\%$$

B: Beneficios totales

n: Es el último año del periodo de estudio.

i: Es el año objeto de cuantificación de los beneficios, durante el periodo de estudio.

CMsin proy: Costo marginal sin proyecto

CMcon proy: Costo marginal con proyecto

Se realizó una sensibilidad del 50% en relación al total de los beneficios, considerando un escenario acido en la evaluación en la cual solo se materializa un 50% de los beneficios.

Tabla 3-44 Beneficios del proyecto

	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3
BENEFICIOS	USD 273.291.350,00	USD 273.291.350,00	\$ 273.291.350,00
BENEFICIOS	USD 737.163.405,76	USD 737.163.405,76	\$ 737.163.405,76
Nueva generación			

### Conclusiones y Recomendaciones:

- Las tres alternativas presentan un desempeño adecuado, sin embargo las alternativas 2 y 3 presentan menores ajustes a nivel del STR y el desempeño técnico es similar.
- La alternativa 2, es una alternativa que presenta una mejor confiabilidad en conexión que la alternativa 3 por intervención de los dos circuitos de 230 kV, frente a indisponibilidades; además permite conectar generación adicional en el área.
- La alternativa 2, presenta un desempeño adecuado en el sistema eliminado las restricciones analizadas en este documento.
- Es necesario que se hagan las repotenciación en los niveles de corto en Yumbo 115 kV y Juanchito 115 kV.
- Los proyectos presenta una relación beneficio costo por encima de 1.
- Se recomienda el desarrollo de la alternativa 2.

### Subestación Huila (Norte)

#### Antecedentes

- Se han identificado problemáticas a nivel del Sistema transmisión Regional en Huila – Tolima, asociado a la limitación de la capacidad de transporte de los circuitos a nivel de 115 kV, correspondientes a los enlaces: i) Betania – Seboruco 115 kV, ii) Betania – Bote 115 kV, iii) Betania – Se sur 115 kV y iv) Bote – Seboruco 115 kV.
- Agotamiento capacidad de transformadores STR/SDL en subestación el Bote 115 kV.
- Existe una radialidad asociada a la subestación Oriente 115 kV.
- El OR de Red Electrohuila, presentó una propuesta de un nuevo punto de conexión en el departamento de Huila, denominado Huila (Norte); el cual plantea la interconexión entre el Sistema de Transmisión Nacional y Sistema de Transmisión Regional.
- Existe nuevas solicitudes de generación en el área por más de 500 MW.

### **Análisis técnicos**

A continuación se presentan los análisis técnicos y económicos del sistema sin proyecto y con las alternativas de expansión analizadas correspondientes a:

- Alternativa 1
  - Reconfiguración circuito Betania – Mirolindo 220 kV en Betania – Tuluni – Mirolindo 230 kV
- Alternativa 2
  - Nueva SE Huila (Norte) 220 kV
  - Reconfiguración Betania – Mirolindo 220 kV
  - Transformador 220/115 kV - 2 x 150 MVA interconectado SE Huila (Norte) 115 kV con SE Bote 115 kV y SE Oriente 115
  - Normalización de subestación Seboruco
- Alternativa 3
  - Nueva SE Bote 220 kV
  - Reconfiguración Betania – Mirolindo 220 kV
  - Transformador 220/115 kV- 2 x 150 MVA interconectado SE Bote 115 kV con SE Oriente 115
  - SE Huila (Norte) 115 kV interconectada a SE Bote 115 kV y SE Oriente 115 kV
  - Normalización de subestación Seboruco
- Alternativa 4
  - Nueva SE Huila (Norte) 220 kV
  - Reconfiguración Betania – Mirolindo 220 kV y Betania- Tuluní 220 kV
  - Transformador 220/115 kV- 2 x 150 MVA interconectando
  - SE Huila (Norte) 115 kV con SE Bote 115 kV y SE Oriente 115
  - Normalización de subestación Seboruco

Con el fin de verificar el desempeño del sistema, se analizaron múltiples combinaciones de despachos y demanda siendo los más relevantes los mostrados a continuación:

Tabla 3-45 Escenarios Relevantes Analizados

Escenario	CQR	Valle	Huila (str)	Tolima	Betania Quimbo	- Importaciones/ Exportaciones	Demanda
1	Bajo	Alto	Bajo		Alto	Máxima importación	Max/min
2	Bajo	Bajo	Alto		Alto	Máxima importación	Max/min

### Desempeño Sistema sin Proyecto

A continuación se presenta el desempeño del sistema actual sin proyecto para los escenarios presentados.

### Escenario 1

Tabla 3-46 Escenario 1, demanda máxima – 2025 en Huila

Contingencia										
Elemento	Betania - El Bote 1 115	Betania - Mirolindo 1 230	Betania - Seboruco 115	Betania - Sur 115	Betania - Tuluni 1 230	Betania 1 230/115	Betania 2 230/115	El Bote - Seboruco 1 115	El Bote 1 115/34.5	El Bote 2 115/34.5
Betania - El Bote 1 115		125	118	96				120		
Betania - Seboruco 115	130	100		127	105					
Betania - Sur 115	113		116					112		
Betania 1 230/115						116				

Betania 2 104  
230/115

El Bote - 120 117  
Seboruco 1  
115

El Bote 1 129  
115/34.5

El Bote 2 148  
115/34.5

Tabla 3-47 Escenario 1, demanda mínima – 2025 en Huila

**Contingencia**

Elemento	Betania - El Bote 1 115	Betania - Mirolindo 1 230	Betania - Seboruc o 115	Betania - Sur 115	Betania - Tuluni 1 230	Betania 2 230/115	El Bote - Natagai ma 115	El Bote - Seboruco 1 115	El Bote 1 115/34.5
Betania - El Bote 1 115			113	105	91			110	
Betania - Seboruco 115	115	92		110	96				
Betania - Sur 115	98		100					98	
Betania 1 230/115						95			
El Bote - Seboruco 1 115	110			105	90				
El Bote 2 115/34.5									100
El Bote - Tenay 1 115		94			95		95		

Tabla 3-48 Escenario 1, demanda máxima – 2030 en Huila

**Contingencia**

Elemento	Betania - El Bote 1 115	Betania - Seboruco 115	Betania - Sur 115	Betania - Tuluni 1 230	Betania 1 230/115	Betania 2 230/115	El Bote - Seboruco 1 115	El Bote - Sur 1 115	El Bote 1 115/34.5	El Bote 2 115/34.5
Betania - El Bote 1 115		120	114				115			
Betania - Seboruco 115	125		123	99						
Betania - Sur 115	110	114					110	90		
Betania 1 230/115					114					
Betania 2 230/115						103				
El Bote - Seboruco 1 115	114		113							
El Bote - Sur 1 115			93							
El Bote 1 115/34.5									141	
El Bote 2 115/34.5									163	

Tabla 3-49 Escenario 1, demanda mínima – 2030 en Huila

**Contingencia**

Elemento	Betania - El Bote 1 115	Betania - Mirolindo 1 230	Betania - Seboruco 115	Betania - Sur 115	El Bote - Seboruco 1 115	El Bote 1 115/34.5	El Bote 2 115/34.5
Betania - El Bote 1 115			110	103	108		
Betania - Seboruco 115	113	89		108			
Betania - Sur 115	96		98		96		

El Bote - Seboruco 1 115	108	103
El Bote 1 115/34.5		94
El Bote 2 115/34.5		109

Se observa que para los dos años 2025 y 2030; en el escenario evaluado, los enlaces Betania – Bote 115 kV, Betania – Seboruco 115 kV, Betania – Sur 115 kV, El Bote – Tenay 115 kV, los transformadores de Betania 230/115 kV y transformadores STR/SDL del Bote; tienen altas cargabilidades, inclusive por encima de su valor máximo de sobrecarga; debido a que el flujo entra por la red del STR de Huila y Tolima, haciendo que se sobrecarguen ante contingencia de los diferentes elementos del STR de Huila; adicionalmente se tiene un radialidad asociada a la subestación Oriente 115 kV.

## Escenario 2

A continuación se presenta el desempeño para el escenario 2, se referencian las condiciones que presentan mayores efectos en el sistema.

Tabla 3-50 Escenario 2, demanda mínima – 2025 Huila

Contingencia									
Elemento	Flandes - Prado 115	-	Mesa - Mirolindo 230	-	Mesa - Mirolindo 230	-	Tuluni 1 220/115	Tuluni 2 220/115	Mirolindo - Tuluni 1 230
Flandes - Prado 1 115	107								91
Brisas - Cajamarca 1 115			91		91				

Tabla 3-51 Escenario 2, demanda mínima - 2030

Contingencia									
Elemento	Flandes - Prado 2 115	-	Mesa - Mirolindo 230	-	Mesa - Mirolindo 230	-	Mirolindo - Tuluni 1 230		

---

Brisas - Cajamarca 1 115	91	91
Cajamarca - Regivit 1 115	90	90
Flandes - Prado 1 115	102	87

---

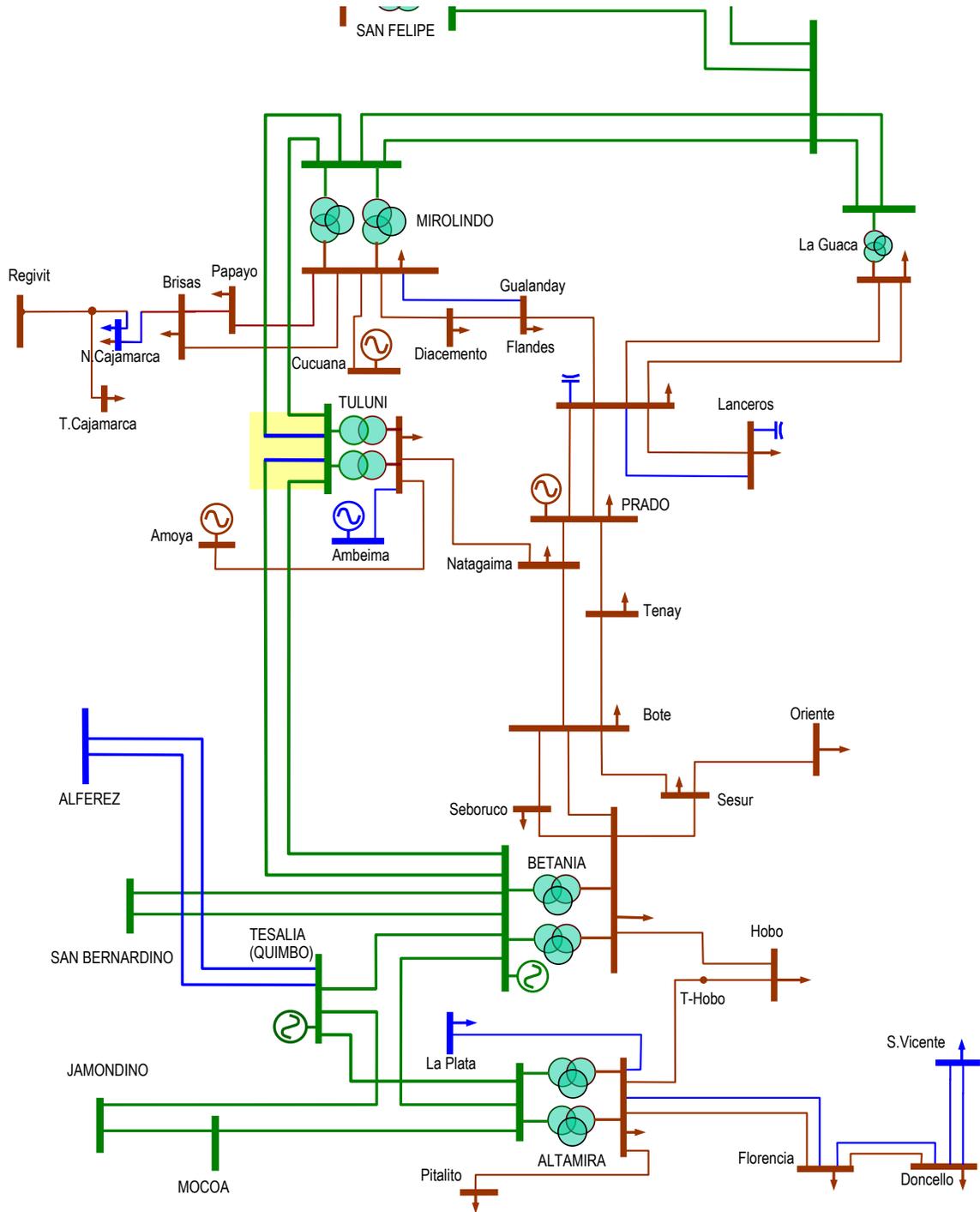
Se observan mayores capacidades en el área de Tolima que en Huila para este escenario, sin embargo para la más crítica que corresponde a Flandes – Pardo 115 kV, se observa que disminuye la capacidad con el aumento de la demanda.

### Desempeño Alternativas

#### Alternativa 1:

- Reconfiguración circuito Betania – Mirolindo 220 kV en Betania – Tuluni – Mirolindo 230 kV

Gráfica 3-5 Alternativa 1 Huila



A continuación se presenta el desempeño para la alternativa 1:

Tabla 3-52 Escenario 1, demanda máxima – 2025 Huila

**Contingencia**

Elemento	Betania - El Bote 1 115	Betania - Tulu ni 1 230	Betania - Seboruco 115	Betania - Sur 115	Betania - Tuluni 1 230	Betania 1 230/115	Betania 2 230/115	El Bote - Seboruco 1 115	El Bote 1 115/34.5	El Bote 2 115/34.5
Betania - El Bote 1 115			126	119				121		
Betania - Seboruco 115	131	101		128	100					
Betania - Sur 115	113		117					113		
Betania 1 230/115							116			
Betania 2 230/115						105				
El Bote - Seboruco 1 115	121			118						
El Bote 1 115/34.5									129	
El Bote 2 115/34.5								148		

Tabla 3-53 Escenario 1, demanda mínima – 2025 Huila

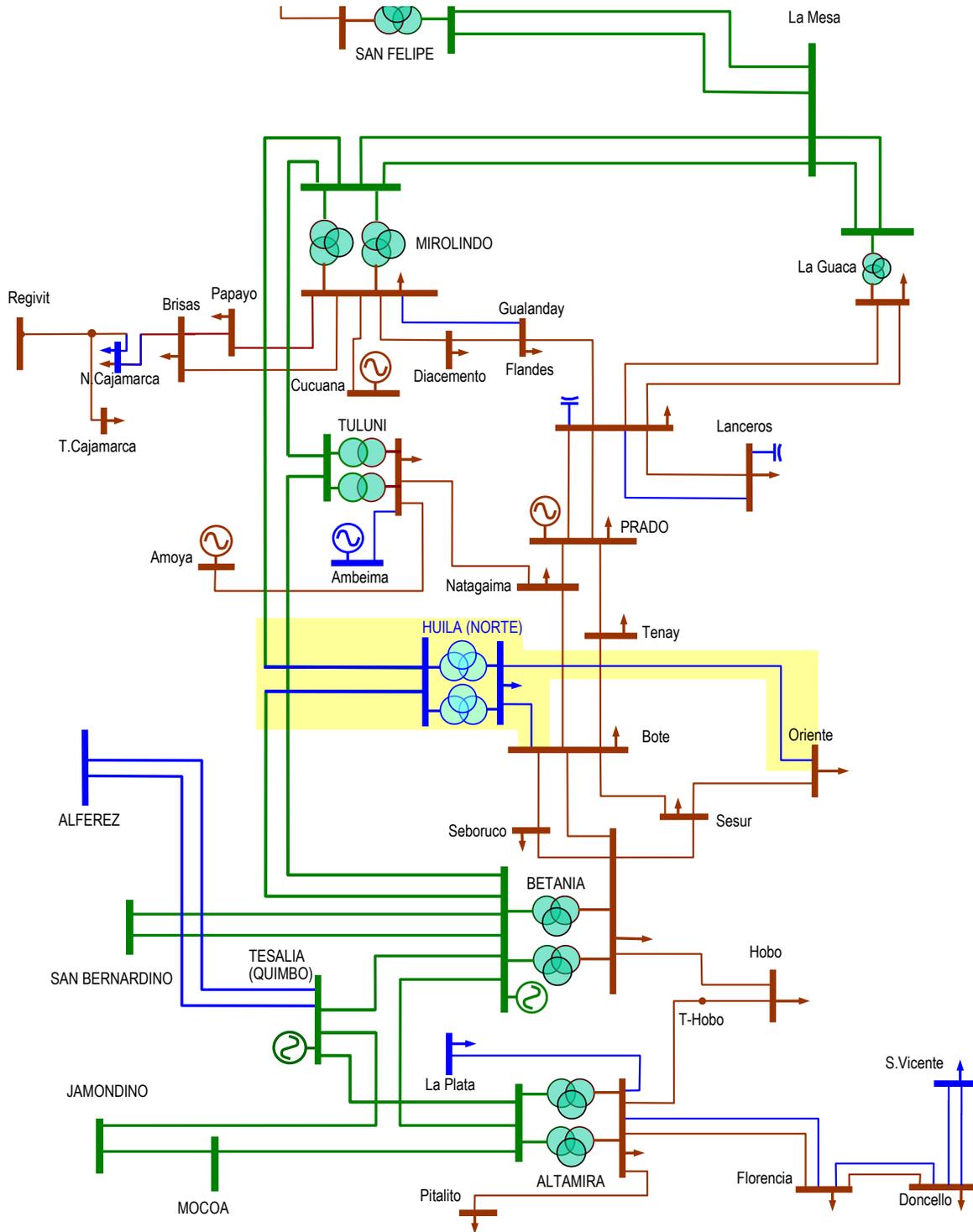
Contingencia					
Elemento	Betania - Tuluni 2 230	Betania - Tuluni 1 230	El Bote - Natagaima 115	Flandes - Prado 2 115	Natagaima - Prado 115
El Bote - Natagaima 115					
El Bote - Tenay 1 115	107	106	116		120
Flandes - Prado 1 115				111	
Prado - Tenay 1 115	101	101	110		115

Como se puede observar, para la alternativa analizada, las condiciones de sobrecarga en la red de STR se empeoran en relación a la condición sin proyecto en el área de Huila; pues el flujo que va del suroccidente al área Oriental pasa por el STR de Huila y evita pasar por el STN; adicionalmente en demanda mínima se aumenta un nivel de sobrecarga de los elementos del STR de Tolima, por lo anterior se descarta esta alternativa y no se evalúa para los otros escenarios y años .

**Alternativa 2:**

- Nueva SE Norte (Huila) 220 kV
- Reconfiguración Betania – Mirolindo 220 kV
- Transformador 220/115 kV- 2 x 150 MVA interconectado SE Norte (Huila) 115 kV con SE Bote 115 kV y SE Oriente 115
- Normalización de Seboruco

Gráfica 3-6 Alternativa 2 Huila



A continuación se presenta el desempeño:

Tabla 3-54 Escenario 1, demanda máxima – 2025 Huila

Elemento	Contingencia					
	Betania - El Bote 1 115	Betania - Norte 230	Betania - Seboruco 115	Betania - Sur 115	El Bote - Seboruco 1 115	Norte 230/115/13.8
Betania - El Bote 1 115		109	94		90	
Betania - Seboruco 115	100	118		96		93
Betania - Sur 115		101				
El Bote - Seboruco 1 115		108				

Tabla 3-55 Escenario 1, demanda mínima – 2025 Huila

Elemento	Contingencia										
	Betania - El Bote 1 115	Betania - Mirolindo 1 230	Betania - Seboruco 115	Betania - Sur 115	Betania - Tuluni 1 230	El Bote - Natagaima 115	El Bote - Seboruco 1 115	Flandes - Prado 2 115	Natagaima - Prado 115	Norte - Mirolindo 230	
Betania - El Bote 1 115		120	99	93			97				
Betania - Seboruco 115	102	124		97							
Betania - Sur 115		111									
El Bote - Seboruco 1 115	96	119		92							

---

El Bote - Tenay 1 115	97	95	103	99
--------------------------	----	----	-----	----

---

Flandes - Prado 1 115			96	
--------------------------	--	--	----	--

---

Prado - Tenay 1 115	92		98	94
------------------------	----	--	----	----

---

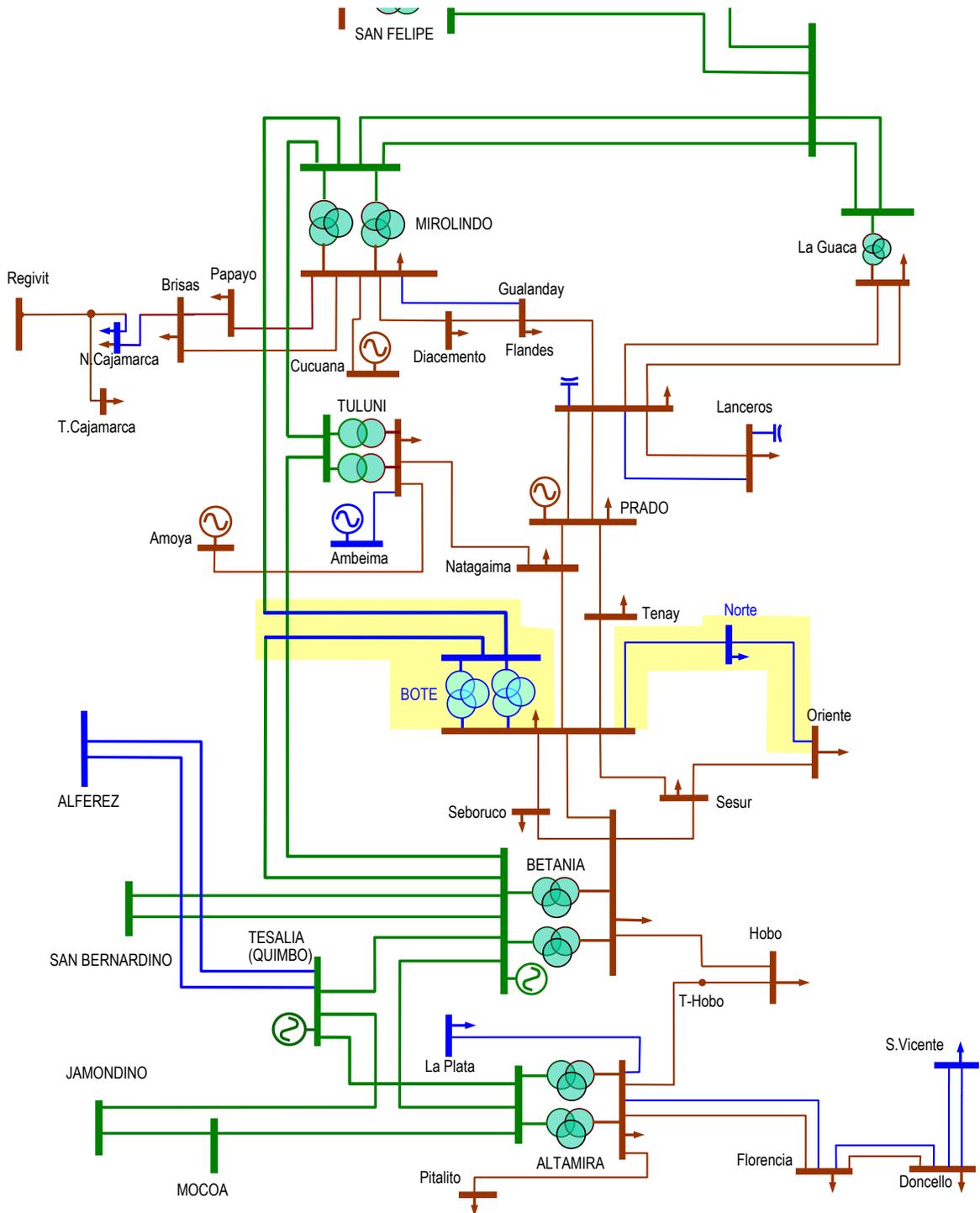
Se observa que esta alternativa tiene un mejor desempeño a la alternativa 1 en relación a la reducción de la cargabilidad en el STR de Huila; sin embargo, las mismas se mantienen por encima del 100% de la cargabilidad.

Adicionalmente, se observa que ante la salida del enlace, Betania – Mirolindo 220 kV en demanda mínima, la sobrecarga la red de STR de Huila aumenta por encima de su valor de sobrecarga; en este sentido, se descarta esta alternativa.

**Alternativa 3:**

- Nueva SE Bote 220 kV
- Reconfiguración Betania – Mirolindo 220 kV
- Transformador 220/115 kV- 2 x 150 MVA interconectado SE Bote 115 kV con SE Oriente 115
- SE Norte (Huila) 115 kV interconectada a SE Bote 115 kV y SE Oriente 115 kV
- Normalización de subestación Seboruco

Gráfica 3-7 alternativa 3 Huila



A continuación se presenta el desempeño:

Tabla 3-56 Escenario 1, demanda máxima – 2025 Huila

Contingencia						
Elemento	Betania - El Bote 115	Betania - Bote 230	Betania - Seboruco 115	Betania - Sur 115	Natagaima - Prado 115	Bote 230/115/13.8
Betania - El Bote 1 115		110	91			
Betania - Seboruco 115	97	119		95		93
Betania - Sur 115		100				
El Bote - Seboruco 1 115		109				
El Bote - Tenay 1 115					94	

Tabla 3-57 Escenario 1, demanda mínima – 2025 Huila

Contingencia					
Elemento	Betania - El Bote 115	Betania - Mirolindo 1 230	Betania - Seboruco 115	Betania - Sur 115	El Bote - Seboruco 1 115
Betania - El Bote 1 115		121	96	91	93
Betania - Seboruco 115	99	126		96	
Betania - Sur 115		109			
El Bote - Seboruco 1 115	93	121		91	

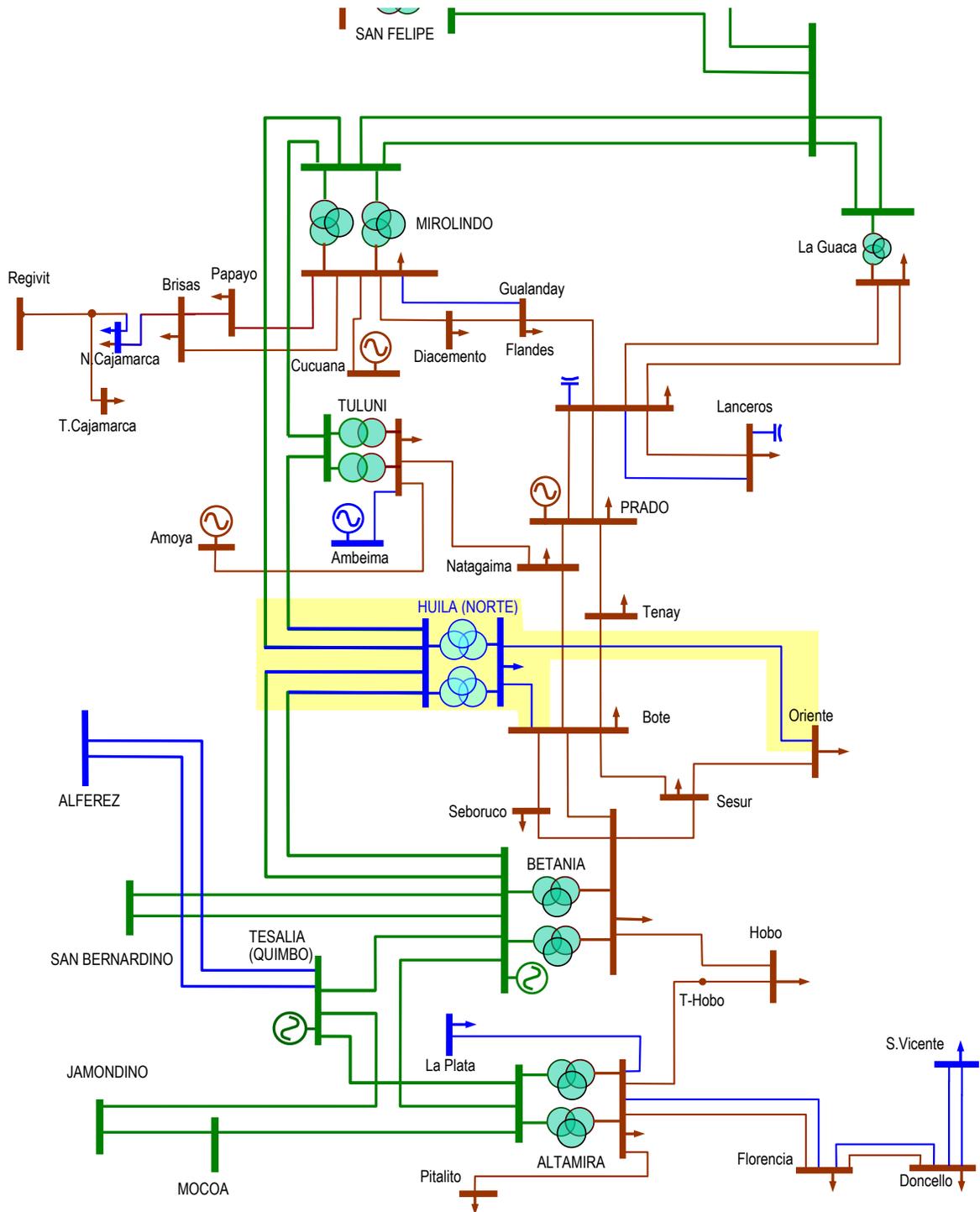
Se observa que esta alternativa tiene un desempeño similar a la alternativa 2, en relación a la reducción de la cargabilidad al caso sin proyecto; sin embargo, las mismas se mantienen por encima del 100% de la cargabilidad.

Adicionalmente, se observa que ante la salida del enlace, Betania – Mirolindo 220 kV en demanda mínima, la sobrecarga la red de STR de Huila aumenta por encima de su valor de sobrecarga, en este sentido, se descarta esta alternativa.

**Alternativa 4:**

- Nueva subestación Norte (Huila) 220 kV
- Reconfiguración Betania – Mirolindo 220 kV y Betania- Tuluní 220 kV
- Transformador 220/115 kV- 2 x 150 MVA interconectando
- Subestación Norte (Huila) 115 kV con subestación Bote 115 kV y subestación Oriente 115
- Normalización subestación Seboruco 115 kV

Gráfica 3-8 Alternativa 4 Huila



A continuación se presenta el desempeño:

Tabla 3-58 Escenario 1, demanda máxima – 2025 Huila

Contingencia				
Elemento	Betania - El Bote 1 115	Betania - Seboruco 115	Betania - Sur 115	Natagaima - Norte Prado 115 230/115/13.8
Betania - El Bote 1 115		92		
Betania - Seboruco 115	98		94	93
El Bote - Tenay 1 115				94

Tabla 3-59 Escenario 1, demanda mínima – 2025 Huila

Contingencia											
Elemento	Betania - El Bote 1 115	Betania - Norte 230	Betania - Seboruco 115	Betania - Sur 115	Betania - Norte 230	El Bote - Natagai 115	El Bote - Seboruco 1 115	Natagai - Prado 115	Norte - Mirolindo 230	Norte - Tuluni 230 kV [Tuluni 220]	Norte - 230/11 5/13.8
Betania - El Bote 1 115			96				94				
Betania - Mirolindo 1 230					96						
Betania - Seboruco 115	99			95							91
Betania - Tuluni 1 230		95									
El Bote - Seboruco 1 115	93										

---

El Bote - Tenay 1 115	97	104	98	98
--------------------------	----	-----	----	----

---

Flandes - Prado  
1 115

---

Prado - Tenay 1 115	91	99	92	92
------------------------	----	----	----	----

---

Tabla 3-60 Escenario 1, demanda máxima – 2030 Huila

Contingencia					
Elemento	Betania - El Bote 1 115	Betania - Sur 115	Mirolindo 230/115	Mirolindo 230/115 2	Norte 230/115/13.8
Betania Seboruco 115	- 89	86			86
Mirolindo 230/115				95	
Mirolindo 230/115 2			94		

Tabla 3-61 Escenario 1, demanda mínima – 2030 Huila

Contingencia										
Elemento	Betania - El Bote 1 115	Betania - Norte 230	Betania - Seboruco 115	Betania - Sur 115	Betania - Norte 230	El Bote - Seboruco 1 115	Natagaima - Prado 115	Norte - Mirolindo 230	Norte - Tuluni 230	Flandes - Prado 2 115
Betania - El Bote 1 115			92	87		90				
Betania - Mirolindo 1 230					91					
Betania - Seboruco 115	95			91						
Betania - Tuluni 1 230		90								
El Bote - Seboruco 1 115	90			86						
El Bote - Tenay 1 115							96	91	92	
Flandes - Prado 1 115										86
Prado - Tenay 1 115							91	86	87	

Se observa que el proyecto disminuye notablemente las cargabilidades en la red de Huila; si bien, se mantienen cargabilidades elevadas, solo una de ellas es superior al 100% y la misma disminuye a medida que aumenta la demanda del área.

Se observa que se mantiene algunas sobrecargas de los elementos en Tolima, particularmente los enlaces: i) Prado – Flandes 115 kV, Natagaima – Prado 115 kV y El Bote – Tenay 115 kV, para lo cual el OR Tolima y Huila informa el cambio de CTs para los circuitos:

- Prado – Flandes 1 115 kV se identifica el conductor con una capacidad 534 A según comunicación con radicado UPME 20201110041382, para lo cual es necesario que se actualice los CTs de este corredor.
- El Bote – Tenay 115 kV se identifica una capacidad de 530 A, sin embargo la capacidad de sobrecarga reportada es 400 A.
- Prado – Tenay 115 kV se identifica una capacidad de 530 A, sin embargo la capacidad de sobrecarga reportada es 400 A.
- Analizar aumentar la capacidad del enlace Natagaima – Prado 115 kV y Bote – Natagaima 115 kV-

El desempeño de esta alternativa es adecuado y supera el de las alternativas 1,2 y 3; se solita al OR Huila la normalización de T- Seboruco 115 kV.

A continuación se presentan análisis considerando la conexión de generación en la zona:

**Para el año 2025 sin la conexión de nueva generación en la Nueva Subestación Norte 230/115 kV, que secciona las líneas Betania – Mirolindo 230 kV y Betania – Tuluní 230 kV, y transformador 150 MVA 230/115 kV:**

En condición normal de operación, se encuentra que las tensiones y las cargabilidades de los elementos en el área de influencia del proyecto están dentro de los rangos establecidos por la regulación.

En un escenario de generación máxima en Valle, Betania y Quimbo e importación máxima desde Ecuador y demanda media, se encuentra que la contingencia sencilla de la línea Natagaima - Prado 115 ocasiona altas cargabilidades en la línea El Bote - Tenay 1 115 sin superar su capacidad de emergencia reportada en PARATEC (14.5%).

**Para el año 2025 conectando nueva generación en la Nueva Subestación Norte 230/115 kV, que secciona las líneas Betania – Mirolindo 230 kV y Betania – Tuluní 230 kV, y transformador 150 MVA 230/115 kV:**

En condición normal de operación, se encuentra que las tensiones y las cargabilidades de los elementos en el área de influencia del proyecto están dentro de los rangos establecidos por la regulación.

Ante contingencias sencillas, en un escenario de generación máxima en Valle, Betania y Quimbo e importación máxima desde Ecuador y demanda máxima, se encuentra que:

- La contingencia sencilla de la línea Natagaima – Prado 1 115 ocasiona altas cargabilidades en las líneas El Bote - Tenay 1 115 y Prado – Tenay 115 kV, superando su capacidad de emergencia reportada en PARATEC, la cuales corresponden a 14,5 % y 9%, respectivamente.
- La contingencia sencilla de las líneas El Bote – Natagaima 115 kV, Natagaima – Tuluní 115 kV, Huila (Norte) - Mirolindo 230 kV y Huila (Norte) – Tuluní 230 kV, ocasiona altas cargabilidades en la líneas el Bote – Tenay 115 kV y Prado – Tenay 115 kV, sin superar su capacidad de emergencia.

- La contingencia de la línea Flandes - Prado 2 115 y Mirolindo - Tuluní 1 230 ocasiona la cargabilidad de la línea Flandes - Prado 1 115 sin superar su capacidad de emergencia reportada en PARATEC (19%).

Ante contingencias sencillas, en un escenario de generación máxima en Valle, Betania y Quimbo e importación máxima desde Ecuador y demanda media, se encuentra que:

- La contingencia sencilla de la línea Natagaima – Prado 1 115 ocasiona altas cargabilidades en las líneas El Bote - Tenay 1 115 y Prado – Tenay 115 kV, superando su capacidad de emergencia reportada en PARATEC, la cuales corresponden a 14,5 % y 9%, respectivamente.
- La contingencia sencilla de las líneas El Bote – Natagaima 115 kV, Natagaima – Tuluní 115 kV, Huila (Norte) - Mirolindo 230 kV y Huila (Norte) – Tuluní 230 kV, ocasiona altas cargabilidades en la líneas el Bote – Tenay 115 kV y Prado – Tenay 115 kV, sin superar su capacidad de emergencia.
- La contingencia de la línea Flandes - Prado 2 115 y Mirolindo - Tuluní 1 230 ocasiona la cargabilidad de la línea Flandes - Prado 1 115 sin superar su capacidad de emergencia reportada en PARATEC (19%).

Ante contingencias sencillas, en un escenario de generación máxima en Huila - Tolima, Betania, Quimbo y Oriental, e importación máxima desde Ecuador y demanda media, se encuentra que:

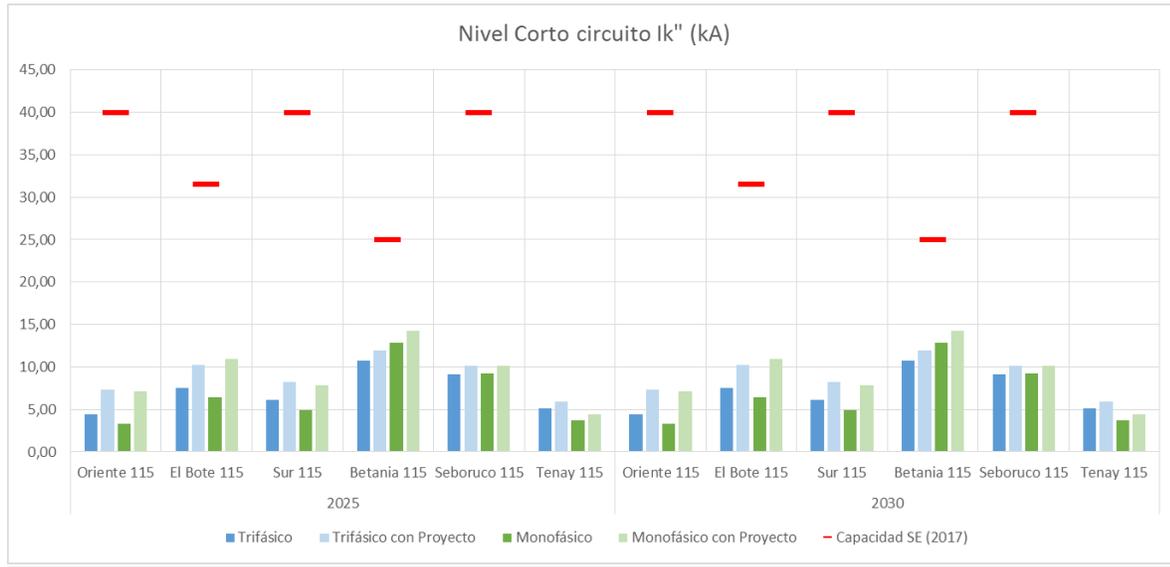
- La contingencia sencilla de las líneas Flandes - Prado 2 115 ocasiona altas cargabilidades en la línea Flandes - Prado 1 115, superando su capacidad de emergencia reportada en PARATEC (19%).
- La contingencia sencilla de las dos líneas Mesa – Mirolindo 230 ocasiona altas cargabilidades en las líneas Brisas - Cajamarca 1 115 y Cajamarca - Regivit 1 115 sin superar su capacidad de emergencia reportada en PARATEC (19%).

De lo anterior, se observa que se hace necesario revisar la posibilidad de aumentar la capacidad de los enlaces Flandes – Prado 1 y 2 115 kV, Prado – Tenay 115 kV y el Bote – Tenay 115 kV, por lo cual se ratifica la solicitud a los OR's Tolima y Huila la necesidad del aumento de la capacidad de los elementos mencionados, para lo cual se reitera la solicitud a los OR.

### **Nivel de Corto Circuito**

A continuación se presenta el nivel de corto trifásico y monofásico con y sin proyecto propuesto comparado con la capacidad de corto de las subestaciones del área de influencia.

Gráfica 3-9 Nivel de Corto



Los niveles de corto se mantienen por debajo de los niveles de corto máximo de las subestaciones del área de influencia del proyecto, aun con la entrada del proyecto para la alternativa 4.

### Análisis Económicos:

#### Costos

Se valoran los costos en UC's según las Resoluciones CREG 015 de 2018 y CREG 011 de 2009 en USD.

Tabla 17. Costo del proyecto

Costo STN	USD 13.308.791,10
Costo STR	USD 8.151.808,43

#### Beneficios

Para el cálculo de los Beneficios se realizó una valoración teniendo en cuenta: i) confiabilidad de la demanda de la zona ii) Eliminación radialidad de las subestaciones de la zona y iv) Eliminación restricciones y v) Reducción costo marginal:

$$B = VPN \left( \sum_{i=1}^n \{ENS \times CRO \times IND_{AÑO}\} + \sum_{i=1}^n \{ENS \times CRO \times x \times IND_{AÑO}\} * Pesc \right)$$

Dónde:

B: Beneficios totales

n: Es el último año del periodo de estudio.

i: Es el año objeto de cuantificación de los beneficios, durante el periodo de estudio.

ENS: energía No Suministrada

CRO: Costo de racionamiento del SIN.

$IND_{AÑO}$ : Indisponibilidad elemento causa ENS

ENS: energía No Suministrada como consecuencia salida elemento

Pesc: Probabilidad escenario restrictivo <sup>1</sup>

Reducción costo marginal

$$B = VPN \left( \sum_{i=1}^n (CM_{sin\ proy} - CM_{con\ proye}) \right) * 50\%$$

B: Beneficios totales

n: Es el último año del periodo de estudio.

i: Es el año objeto de cuantificación de los beneficios, durante el periodo de estudio.

CMsin proy: Costo marginal sin proyecto

CMcon proy: Costo marginal con proyecto

---

<sup>1</sup> Se contabiliza contra demanda no atendida, teniendo en cuenta que la restricción nos puede controlar con plantas mayores a nivel del STR, sería necesario despacho alto contando las plantas menores

Tabla 3- 62 Beneficio proyecto

Beneficio STR	USD	68.854.688,91
Beneficio Solar	USD	410.675.992,07
Costo STN	USD	13.308.791,10
Costo STR	USD	8.151.808,43
Relación B/C		22,34

### Conclusiones y Recomendaciones:

- La alternativa que presenta un mejor desempeño es la Alternativa 4, es la que reduce por encima del 100 % las cargabilidades de los elementos del STR de Huila, elimina la radialidad de Oriente 115 kV y permite tener un nuevo punto de conexión STR/SDL en Huila
- La Alternativa 4 presenta una relación beneficio/costo superior a 1.
- Es necesario el aumento de la capacidad de los enlaces: Flandes – Prado 1 y 2 115 kV, Prado – Tenay 115 kV, el Bote – Tenay 115 kV, el Bote - Natagaima 115 kV.
- Es necesario normalizar la T de Seboruco 115 kV.
- Es necesario el aumento de la capacidad de los enlaces Flandes – Prado 1 115 kV, Prado – Tenay 115 kV, El Bote – Tenay 115 kV y El Bote - Natagaima 115 kV, ya que a pesar de que mejoran las condiciones en la red del Huila, se siguen observado altas cargabilidades en el corredor de Tolima.

Adicionalmente, es necesario revisar otra obra estructural en Tolima para mejorar las condiciones del sistema en el corredor Huila – Tolima, ya que, a futuro, con la entrada de los nuevos proyectos de generación se vuelven a observar sobrecargas en el corredor antes mencionado.

- Se recomienda la ejecución de la alternativa 4.

### Obras Suroccidental – Compensación Suroccidental

#### Antecedentes

- Se han identificado en el área suroccidental, altas tensiones en condiciones de demanda mínima y despacho mínimo.

- Es necesario mantener una generación de seguridad mínima en el área suroccidental con el fin de mantener las tensiones en unos perfiles adecuados para la operación; adicionalmente, esta condición de altas tensiones aumentará con la entrada de la expansión en 500 kV en el área Suroccidental lo cual aumentará la generación de seguridad en la zona.
- En el Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2013 – 2027 se indicó:

*“(…)Teniendo en cuenta que la solución planteada implica el cambio de uno de los reactores actualmente instalados (Copey 500 kV), se analizó la reubicación de dicho reactor en el suroccidente del país, encontrando esto conveniente, especialmente para el control de tensiones en periodos de demanda mínima. Dado que este activo está siendo remunerado actualmente, se deberán realizar los trámites correspondientes sobre las posibilidades técnicas, físicas y regulatorias(…)”*

- Consideraciones generales

Tabla 3-63 Consideraciones Análisis Reactiva Suroccidental

CONSIDERACIONES GENERALES					
Proyectos de expansión STN:	1. Refuerzo Suroccidente:				
	- Tramo 1: Medellín - La Virginia 500 kV (2021)				
	- Tramo 2: Alférez - San Marcos 500 kV (2021)				
	- Tramo 3: Alférez - La Virginia 500 kV (2021)				
	2. La Virginia - Nueva Esperanza 500 kV (2023)				
Proyectos de expansión STR:	3. Quimbo - Alférez 230 kV (2021)				
	4. Pacífico 230 kV (2025)				
	1. Pacífico 115 kV (2025)				
	2. Nueva Viges 115 kV (2021)				
	3. Sur 115 kV (2021)				
	4. Diésel 115 kV (2021)				
Consideraciones extra	5. Ladera 115 kV (2021)				
	6. Arroyohondo 115 kV (2020*)				
Escenarios evaluados	TRFS 500/230 en Tap neutral				
	Punto de Flotación: STATCOM y SVC (>< 30 MVAR)				
Generación mínima y demanda mínima					

### **Análisis técnicos**

A continuación se presentan los análisis técnicos y económicos del sistema sin proyecto y con las alternativas de expansión analizadas correspondientes a:

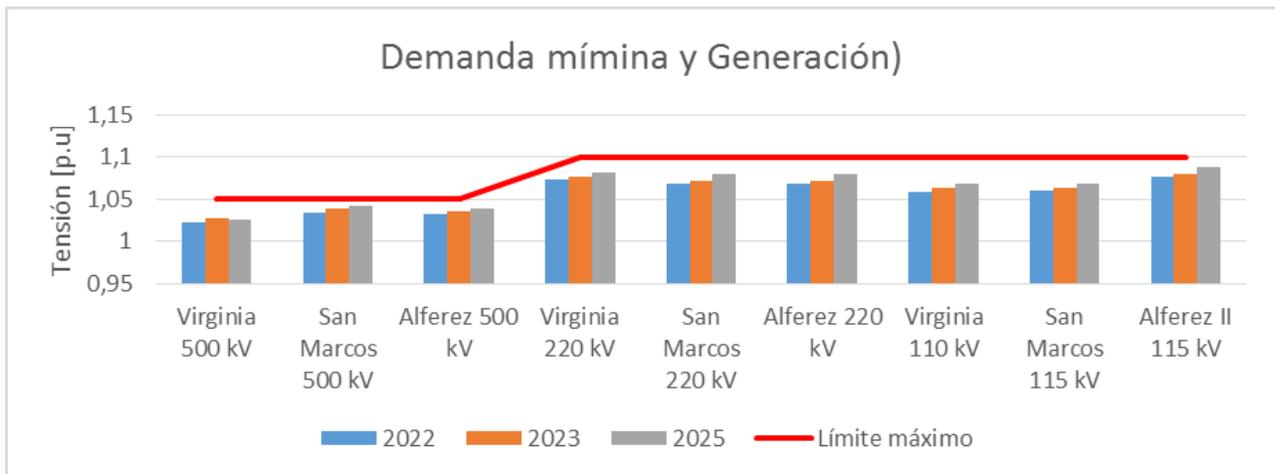
- Alternativa 1
  - Compensación reactiva en San Marcos 500 kV

- Alternativa 2
  - Compensación reactiva en Alférez 500 kV
- Alternativa 3
  - Compensación reactiva en Virginia 500 kV

### Desempeño sistema

A continuación se presentan los perfiles de tensión en las subestaciones en el área suroccidental para el horizonte 2022, 2023 y 2025

Gráfica 3-10 Desempeño del sistema en demanda mínima – Gen mínima

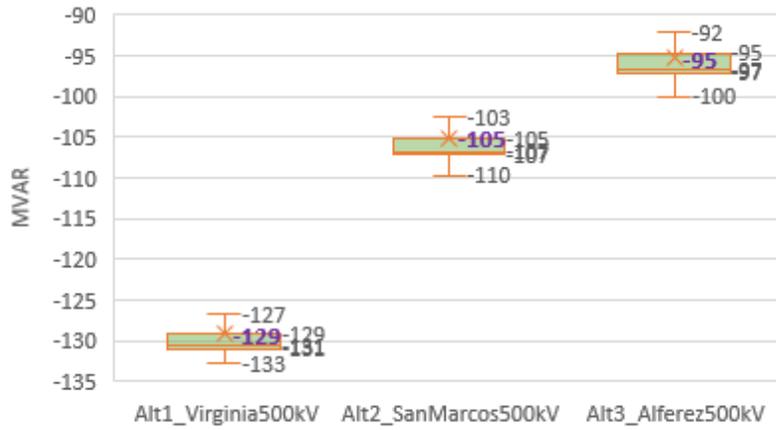


Como se puede observar en la gráfica anterior, presentan altas tensiones en los nodos 500 kV considerando generación mínima en Suroccidental, lo cual evidencia la necesidad de mantener unas unidades equivalentes en el área (actualmente alrededor de 1,5 Unidades en demanda mínima) para mantener estos perfiles de tensión.

Teniendo en cuenta lo anterior, se establecieron las necesidades de absorción de reactivos en las barras de San Marcos, Alférez o Virginia 500 kV con el fin de mantener las tensiones en estas barras en 1 en por Unidad; de tal manera que se pueda identificar las barras con un mayor impacto desde el punto de vista de la ubicación y de menores requerimientos de reactiva.

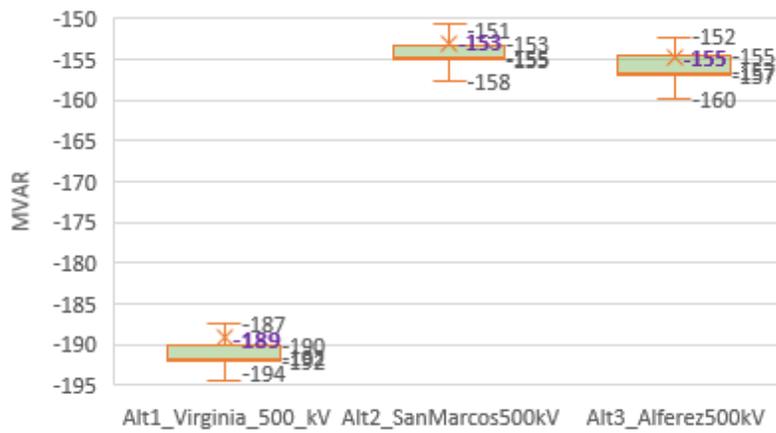
### Año 2022

Gráfica 3-11 Requerimientos potencia reactiva nodos 500 kV – 2022



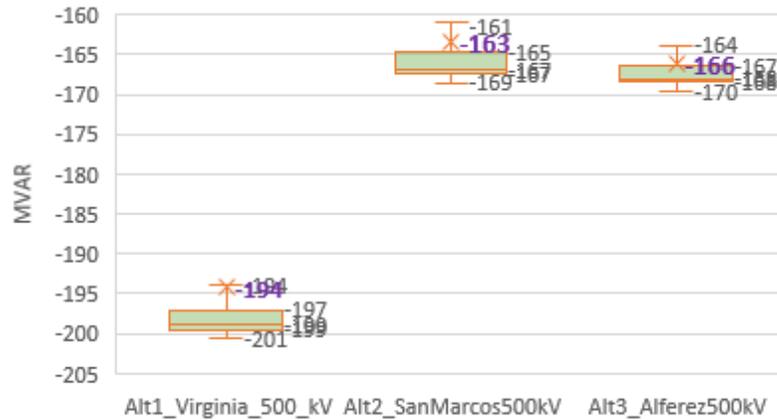
Año 2023

Gráfica 3-12 Requerimientos potencia reactiva nodos 500 kV – 2022



Año 2025

Gráfica 3-13 Requerimientos potencia reactiva nodos 500 kV – 2025



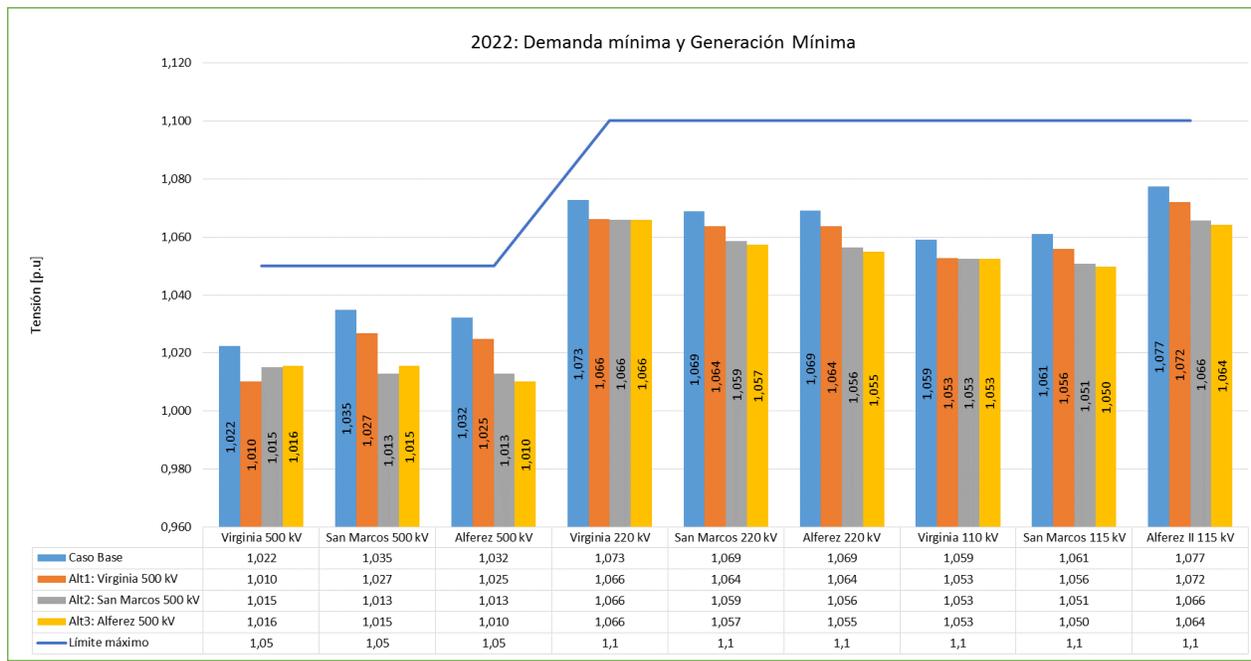
Se puede observar que las subestaciones donde se presentan las menores necesidades de absorción de reactivos en San Marcos y Alférez 500 kV, siendo la subestación San Marcos la que representa la menor necesidad con la entrada de los proyectos en el área suroccidental.

### **Alternativa de solución**

A continuación se presenta el desempeño en tensiones para las barras del STN considerando la ubicación de la compensación fija de 120 MVAR correspondiente al reactor que salió de servicio en Copey en la construcción de la obra la Loma 500 kV en: i) San Marcos 500 kV, ii) Alférez 500 kV o iii) Virginia 500 kV

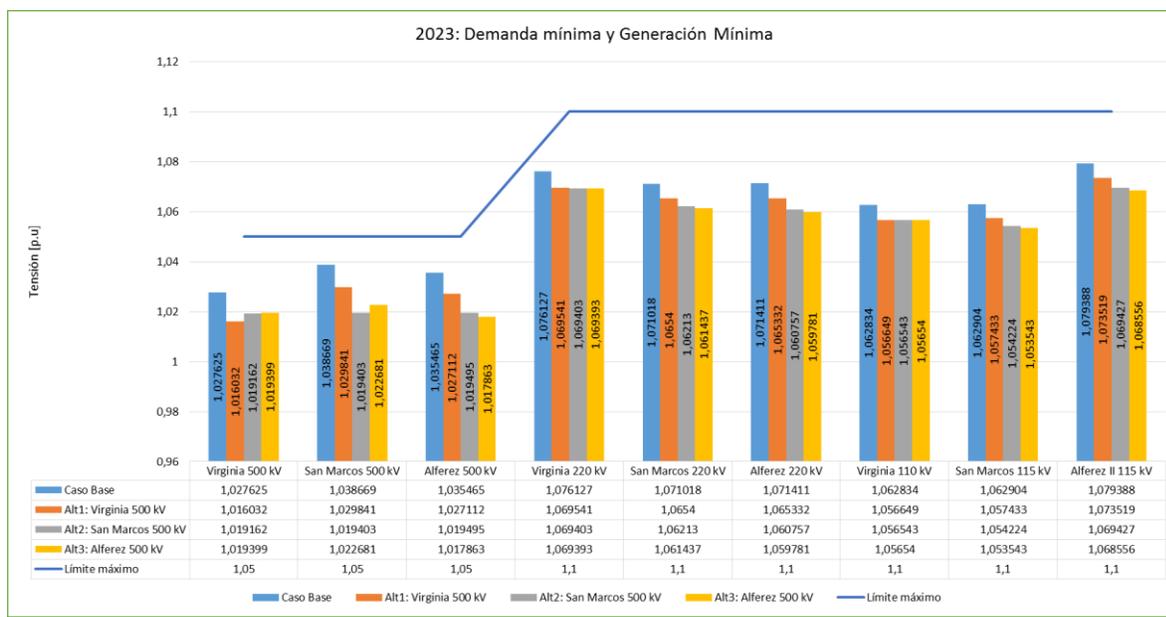
Año 2022

Gráfica 3-14 Tensiones en barras de 500 kV y 230 kV - 2022



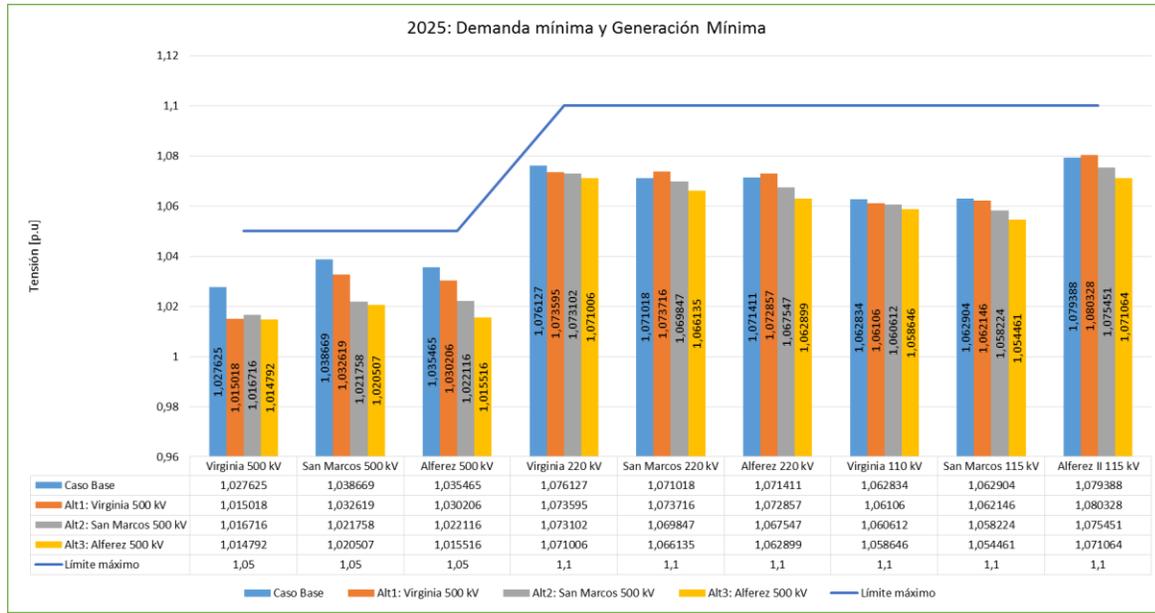
Año 2023

Gráfica 3-15 Tensiones en barras de 500 kV y 230 kV - 2023



Año 2025

Gráfica 3-16 Tensiones en barras de 500 kV y 230 kV - 2025

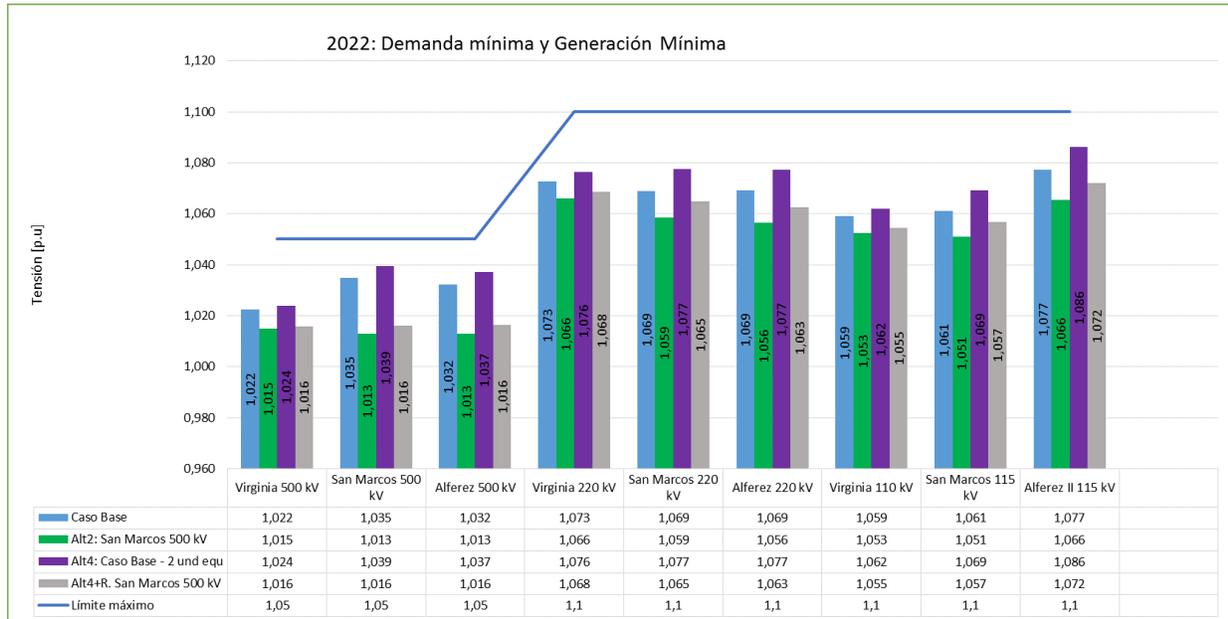


Para cualquiera de las alternativas, las tensiones en las barras de 500 kV y 230 kV se reducen los niveles de tensión, a continuación se presenta un análisis del número de unidades equivalentes en relación al efecto que puede tener el reactor en la barra de San Marcos 500 kV.

Reducción de unidades equivalentes:

La ubicación del reactor de barra en la subestación San Marcos 500 kV, como reactor de barra tiene el siguiente efecto en reducción de unidades equivalentes en el área suroccidental.

Gráfica 3-17 Efecto en unidaes equivalentes - 2022



De la gráfica anterior, se puede observar que ubicar el reactor de 120 MVAR en la barra de San Marcos 500 kV puede tener un desempeño similar a dos unidades equivalentes.

### Conclusiones y Recomendaciones

- El uso del reactor en la Copey para uso en la barra de San Marcos 500 kV, trae beneficios en la reducción de unidades equivalentes y permite que con la entrada de los proyectos de refuerzo en suroccidental en 500 kV, no se aumente los requerimientos de unidades equivalentes para manejo de tensiones en demanda mínima, por lo cual se recomienda en el presente Plan.
- Se recomienda la instalación del reactor junto con su bahía y elementos complementarios necesarios para el correcto funcionamiento de la subestación, entre ellos dos cortes centrales.

### Obras Guajira Cesar Magdalena – Análisis Compensación

#### Antecedentes

- En el área de GCM se han definido los siguientes proyectos: i) Nueva subestación Cuestecitas 500 kV y dos circuitos entre Cuestecitas – Copey 500 kV, ii) Nueva subestación Colectora interconectada mediante dos circuitos Colectora – Cuestecitas 500 kV y Dos circuitos en 500 kV entre Cuestecitas y la Loma 500 kV, iii) Nuevo circuito entre la Loma y Sogamoso 500 kV.
- Se ha aprobado proyectos de diferentes tecnología en el área así:
  - Solares
  - Eólicos

- Térmicos

### **Desempeño del sistema:**

Con el fin de establecer las necesidades de absorción de potencia reactiva se establecieron los siguientes escenarios extremos:

Tabla 3-64 Escenarios extremos Guajira Cesar Magdalena

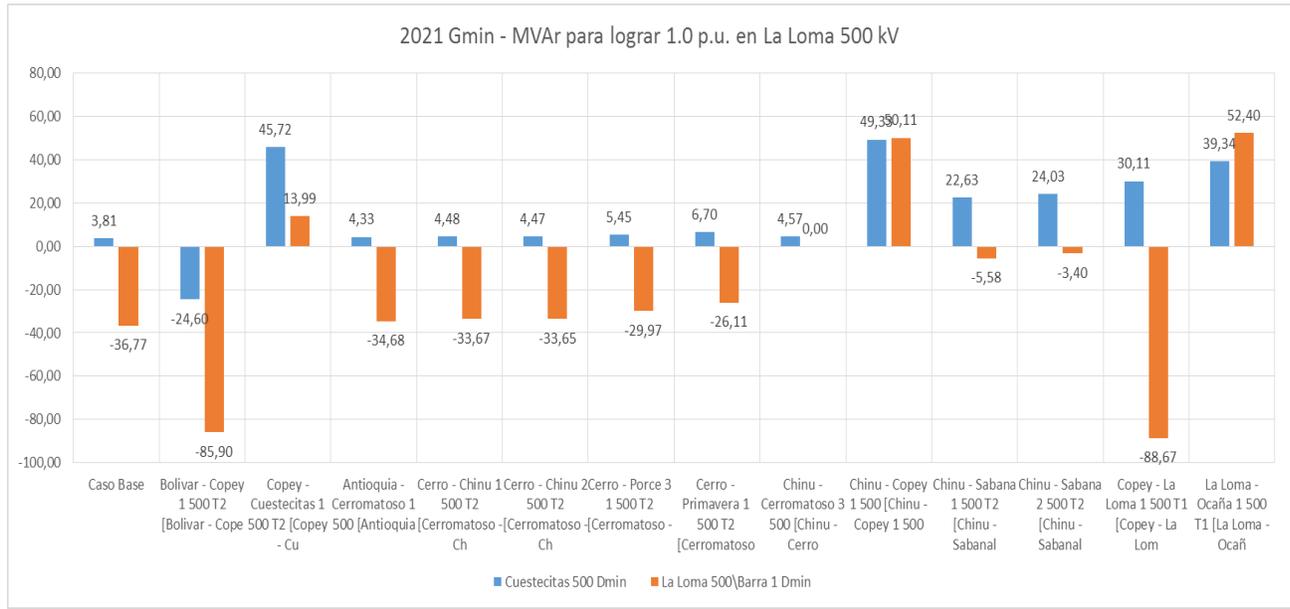
<b>Escenario</b>	<b>Demanda</b>	<b>Generación</b>
<b>1</b>	Máxima	Máxima
<b>2</b>	Máxima	Mínima
<b>3</b>	Mínima	Máxima
<b>4</b>	Mínima	Mínima

De los escenarios de la tabla anterior los cuales son escenarios extremos diferentes a los escenarios relacionando con operación actual del sistema, que el escenario más crítico para definir las necesidades de absorción de potencia reactiva corresponde a demanda mínima y generación mínima, escenario que se desarrolla en el presente documento.

### **Desempeño año 2021**

En el marco de la definición de la ubicación de elementos para la absorción de potencia reactiva, se realizó el ejercicio de identificar cuales nodos son los más procesos a necesitar absorción de potencia reactiva para mantener un perfil de 1 en P.U. en la Loma.

Gráfica 3-18 Necesidades de potencia reactiva



Se observa que existe requerimientos de absorción de potencia reactiva en la Loma 500 kV, y están del orden de 90 MVar, se observa que las contingencias que más producen estos requerimientos corresponden a Bolívar – Copey 500 kV y Copey - Loma 500 kV, se observan requerimientos ante de entrega de potencia reactiva ante las contingencias Copey – Cuestecitas 500 kV, Chinú – Copey 500 kV y La Loma – Ocaña 500 kV, sin embargo, para estas condiciones se modifican con la entrada en servicio de los segundos circuitos en Copey

Cuestecitas 500 kV, Colectora – La Loma 500kV y La Loma – Sogamoso 500 kV como se puede ver en los años posteriores de análisis.

A continuación se presenta el desempeño con un reactor de 60 MVar de barra, propuesto por el transportador GEB

Tabla 3-65 Desempeño Sistema 2021

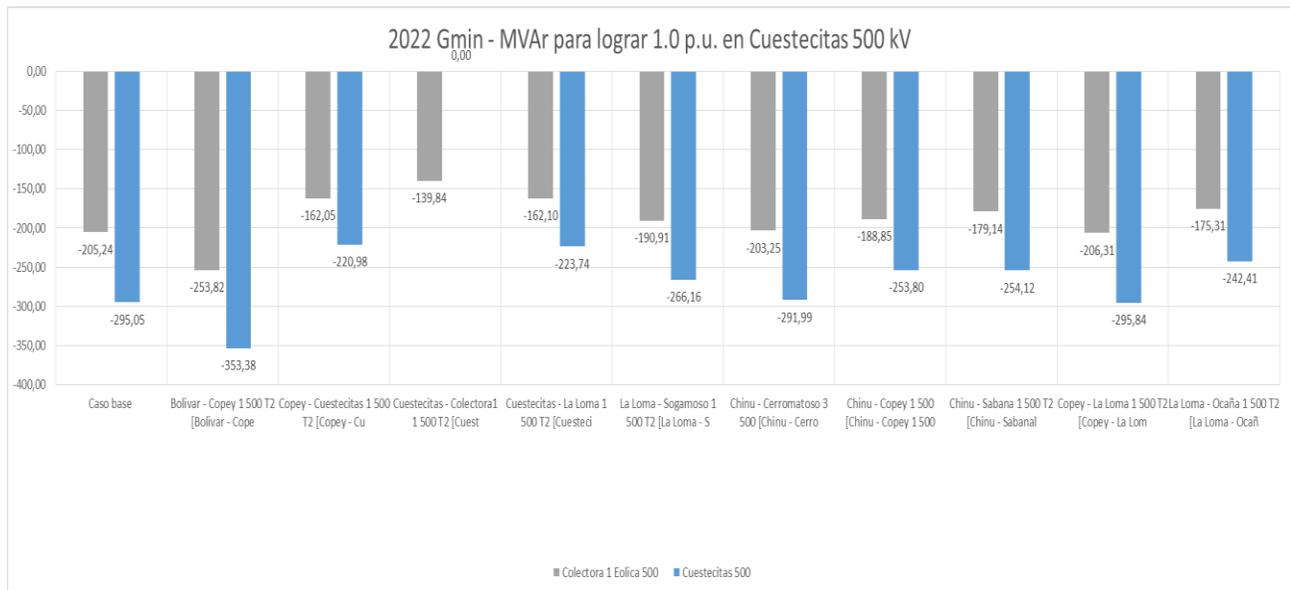
	Generación Mínima Sin La Luna= 660 MW Con la entrada de La Loma 110 kV <b>SIN REACTOR</b>	Generación Mínima Sin La Luna= 660 MW Con la entrada de La Loma 110 kV <b>CON REACTOR 60 MVar</b>
<b>CONDICIÓN SISTEMA</b>		
	La Loma 500 kV = 1.02	La Loma 500 kV = 1.01
C.N.O	Ocaña 500 kV = 1.02	Ocaña 500 kV = 1.01
	Copey 500 kV= 1.01	Copey 500 kV= 1
	La Loma 500 kV = <b>1.06</b>	La Loma 500 kV = 1.03
N-1 La Loma - Copey 500 kV + crítica	Ocaña 500 kV = 1.04	Ocaña 500 kV = 1.02
	Copey 500 kV= 1	Copey 500 kV= 0.99
	La Loma 500 kV = 1	La Loma 500 kV = 0.98
N-1 La Loma - Ocaña 500 kV	Ocaña 500 kV = 1.02	Ocaña 500 kV = 1.02
	Copey 500 kV= 0.99	Copey 500 kV= 0.98

Como se puede observar en la tabla anterior, la conexión del reactor propuesto reduce el perfil de tensión para la condición crítica de demanda mínima y generación mínima en la zona de GCM, sin embargo como se presenta a continuación, el área tiene mayores requerimientos de control de tensión en otros nodos diferentes a la Loma con la entrada de los proyectos.

**Desempeño año 2024 (considerando toda la expansión en la zona de GCM)**

Con la entrada de los proyectos en 500 kV en el área de GCM, se empiezan a observar tensiones elevadas en los nodos de 500 kV, por lo cual se realizó una revisión de las sensibilidad en las barras de Cuestecitas y Colectora para determinar el mejor punto de conexión.

Gráfica 3-19 Sensibilidad de absorción potencia reactiva en GCM



Se observa que para mantener , los perfiles de tensión en los nodos más efectivos corresponde a Cuestecitas y Colectora 500 kV; para lo cual, se realizó un ejercicio de sensibilidad de necesidad de potencia reactiva para mantener una tensión de alrededor 505 kV en los nodos de 500 kV, en Cuestecitas y Colectora 500 kV.

Tabla 3-66 Reactor en Cuestecitas o Colectora 500 kV

	Valor del reactor		
	DemMin	DemMed	DemMax
Colectora 500kV	120	85	65
Cuestecitas 500kV	172	120	88

Se observa que un reactor entre 120 MVAR y 172 MVAR mantendría las tensiones en un valor adecuado en las barras de 500 kV, a continuación se presenta el desempeño del sistema:

Tabla 3-67 Desempeño del sistema con reactor de 88 MVAR en Cuestecitas y Colectora 500 kV Demanda min

Sin Reactor Gen La Luna= 0 MW	SUBESTACIÓN	C.N.O.	N-1 Bolívar - Copey 500 kV	N-1 Chinú - Copey 500 kV	N-1 Copey - La Loma 500 kV
		Colectora 500	524,14	531,14	524,09
	Cuestecitas 500	522,90	529,89	522,86	523,02
	Copey 500	515,00	523,13	515,26	511,82
	La Loma 500	521,63	527,86	521,45	525,92
	Ocaña 500	510,30	513,74	509,83	512,76
Con Reactor en Cuestecitas 500 kV	SUBESTACIÓN	C.N.O.	N-1 Bolívar - Copey 500 kV	N-1 Chinú - Copey 500 kV	N-1 Copey - La Loma 500 kV
	Colectora 500	516,20	522,06	514,71	516,31
	Cuestecitas 500	514,99	520,83	513,50	515,10
	Copey 500	510,45	517,30	508,94	507,39
	La Loma 500	516,87	522,10	515,41	520,98
	Ocaña 500	507,56	510,43	506,38	509,92
Con Reactor en Colectora 500 kV	SUBESTACIÓN	C.N.O.	N-1 Bolívar - Copey 500 kV	N-1 Chinú - Copey 500 kV	N-1 Copey - La Loma 500 kV
	Colectora 500	512,53	518,35	511,05	512,64
	Cuestecitas 500	515,01	520,85	513,52	515,12
	Copey 500	510,46	517,31	508,95	507,40
	La Loma 500	516,88	522,12	515,42	520,99
	Ocaña 500	507,57	510,44	506,39	509,92

## Conclusiones

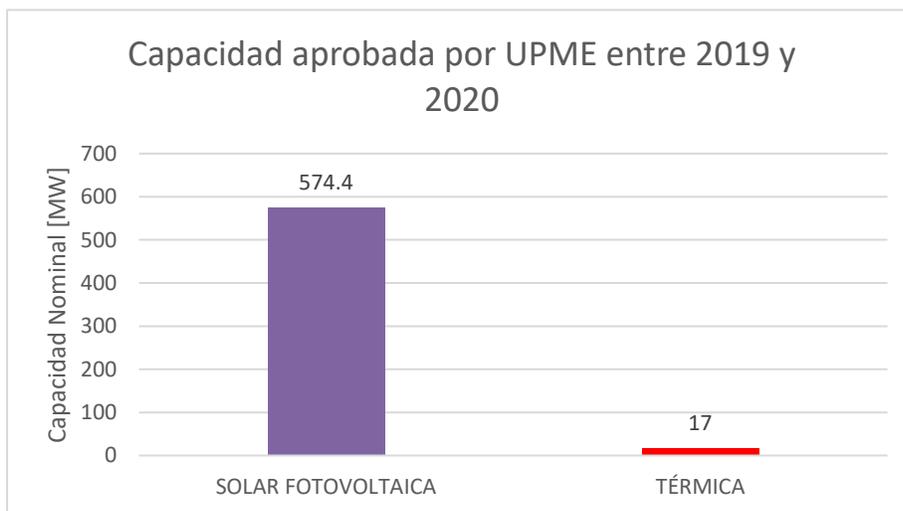
- Se observa que con la entada de la red en 500 kV en Guajira, se aumentan los perfiles de tensión, este aumento, se ve principalmente en las barras de Colectora y Cuestecitas 500 kV para condiciones de despachos mínimos y demanda mínima; en este sentido, se observa que la ubicación de compensación reactiva en Cuestecitas o Colectora 500 kV presenta impacto positivo para las tensiones en las barras en el área de GCM.
- Se evaluará la tecnología y las capacidades considerando la variabilidad del recurso que se va a conectar en la zona.

## Obras Nordeste– Ampliación Capacidad Transformación Santander

### Antecedentes

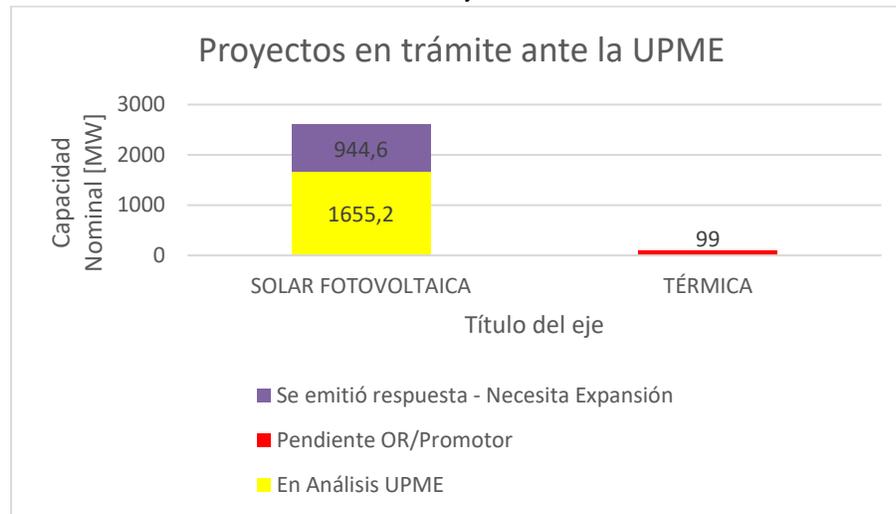
- En el departamento de Santander, entre los años 2019 y 2020 se aprobaron trece (13) solicitudes de conexión que representan 591.4 MW de capacidad nominal, distribuidos en proyectos de las siguientes tecnologías:

Gráfica 3-20 Capacidad Aprobada Santander



- Actualmente existen solicitudes de conexión que superan los 2600 MW de capacidad, clasificadas dentro el Registro de Solicitudes de Conexión como “En análisis UPME”, “Pendiente OR/Promotor” y/o “Necesita Expansión”. Estas solicitudes están distribuidas de la siguiente manera:

Gráfica 3-21 Proyectos en análisis UPME



En este sentido, en el presente Plan se revisa una obra que puede permitir la conexión de generación adicional en la zona.

### **Análisis técnicos**

A continuación se presentan los análisis técnicos relacionados con las condiciones actuales del sistema y considerando la alternativa de ampliación de la capacidad de transformación en Sogamoso mediante un cuarto transformador 500/230 kV de 450 MVA.

### **Desempeño sistema Actual:**

Actualmente con los conceptos aprobados en las sub área de Santander, se observan las siguientes condiciones del sistema, frente a un despacho al interior de Santander y Norte de Santander y demanda media:

Tabla 3-68 Desempeño del sistema sin proyecto

Ante contingencias N-1	Elementos con cargabilidad < cap. emergencia
Sogamoso 1 500/230/34.5 kV	Sogamoso 2/3 500/230/34.5 kV
Sogamoso 2 500/230/34.5 kV	Sogamoso 1/3 500/230/34.5 kV
Sogamoso 3 500/230/34.5 kV	Sogamoso 2/3 500/230/34.5 kV

En la tabla anterior se observa que ante la salida de cualquiera de los transformadores en Sogamoso 500/230 kV se presenta sobrecarga al límite en los transformadores que quedan en servicio, por lo cual conectar

generación adicional en Santander, sobrecargaría estos transformadores debido a que se realiza un redistribución de flujos donde estos tratan de salir por los transformadores 500/230 kV de Sogamoso.

### Alternativa de Solución

Teniendo en cuenta que la problemática identificada obedece a la transformación, a continuación se presenta la capacidad aproximada de generación que permitiría la ampliación de la transformación en Sogamoso 500/230 kV.

Tabla 3-69 Desempeño del sistema 536 MW adicionales

Ante contingencias N-1	Elementos con cargabilidad > cap. Emergencia – con 536 MW adicionales y sin obras	Elementos con cargabilidad < cap. Emergencia – con 536 MW adicionales y con cuarto TRF
<b>Sogamoso 1 500/230/34.5 kV</b>	<b>Sogamoso 2/3 500/230/34.5 kV</b>	Sogamoso 2/3/4 500/230/34.5 kV
<b>Sogamoso 2 500/230/34.5 kV</b>	<b>Sogamoso 1/3/500/230/34.5 kV</b>	Sogamoso 1/3/4 500/230/34.5 kV
<b>Sogamoso 3 500/230/34.5 kV</b>	<b>Sogamoso 1/2 500/230/34.5 kV</b>	Sogamoso 1/2/4 500/230/34.5 kV
<b>Sogamoso 4 500/230/34.5 kV</b>	-	Sogamoso 1/3/4 500/230/34.5 kV

Como se puede observar en el cuadro anterior, la aplicación de la transformación en Sogamoso, permitiría la inclusión de hasta aproximadamente 536 MW.

### Evaluación Económica

El beneficio está asociado a la reducción costo marginal, el cual se calcula de la siguiente manera; para el cálculo se considera un margen del 50% en relación al beneficio calculado ya que para el mismo se hace con un modelo de costos y no de precios.

$$B = VPN \left( \sum_{i=1}^n (CM_{sin\ proy} - CM_{con\ proye}) \right) * 50\%$$

B: Beneficios totales

n: Es el último año del periodo de estudio.

i: Es el año objeto de cuantificación de los beneficios, durante el periodo de estudio.

CMsin proy: Costo marginal sin proyecto

El beneficio asociado es de \$ 1.102.665.038,70 USD, por lo cual se evidencia que los beneficios están muy por encima de los costos; sin embargo, la subestación Sogamoso se está convirtiendo en una de la subestaciones con más elementos de red identificando que el espacio se está agotando.

## Obras Nordeste– Ampliación Capacidad Transformación Antioquia/Santander

### Antecedentes

- En el departamento de Santander y Antioquia, existen múltiples solicitudes de conexión, que hacen que con la generación existente producen restricciones en la red de 220 kV y en los transformadores 500/220 kV, particularmente en San Carlos y Primavera.
- Actualmente existen veintiún (21) solicitudes de conexión que representan 2698.8 MW de capacidad, clasificadas dentro el Registro de Solicitudes de Conexión como “En análisis UPME”, “Pendiente OR/Promotor” y/o “Necesita Expansión”. Estas solicitudes están distribuidas de la siguiente manera:
- La Unidad ha detectado que es necesario la ampliación de la capacidad en la transformación en Primavera, para lo cual en el presente Plan realizó el análisis de las posibilidades con la ampliación al segundo y tercer transformador.

### Análisis técnicos

A continuación se presentan los análisis técnicos relacionados con las condiciones actuales del sistema y considerando la alternativa de ampliación de la capacidad de transformación en primavera 500/230 kV

### Desempeño sistema Actual:

- Actualmente con los conceptos aprobados en las sub área de Santander, Antioquia y Caldas – Quindío - Risaralda, se observan la siguiente condición del sistema, frente a altos despachos al interior de Santander, Antioquia y Caldas – Quindío – Risaralda y demanda media:

Tabla 3-70 Desempeño del sistema sin proyecto

Contingencia N-1	Cargabilidad en Tr Primavera 500/230 kV (%)
TR Medellín 500/230 kV	108
TR Sogamoso 500/230 kV	107
TR San Carlos 500/230 kV	112
L Primavera – San Carlos 500 kV	124
L Antioquia - Medellín 500 kV	112

	113
<b>L La Sierra – San Carlos 230 kV</b>	
	109
<b>L Comuneros-Guatiguará 230 kV</b>	
	109
<b>L Comuneros-Primavera 230 kV</b>	
	110
<b>L Barranca - Sogamoso 230 kV</b>	
	114
<b>L Guatiguará -Primavera 230 kV</b>	

Se observa violación de nivel de sobrecarga para el transformador en Primavera frente a la contingencia del enlace Primavera – San Carlos 500 kV, lo que impide la conexión de generación adicional en la zona.

### **Alternativa de Solución**

Teniendo en cuenta que la problemática identificada obedece a la transformación, a continuación se presenta la capacidad aproximada de generación que permitiría la ampliación de la transformación en Primavera 500/230 kV.

- Segundo transformador en Primavera 500/220 kV

Tabla 3-71 Desempeño del sistema sin proyecto – Hasta 300 MW adicionales

<b>Contingencia N-1</b>	<b>Cargabilidad en Tr Primavera 500/230 kV (%)</b>
	< 120
<b>TR Medellín 500/230 kV</b>	
	< 120
<b>TR Sogamoso 500/230 kV</b>	
	< 120
<b>TR San Carlos 500/230 kV</b>	
	< 120
<b>L Primavera – San Carlos 500 kV</b>	
	< 120
<b>L Antioquia - Medellín 500 kV</b>	
	< 120
<b>L La Sierra – San Carlos 230 kV</b>	
	< 120
<b>L Comuneros-Guatiguará 230 kV</b>	
	< 120
<b>L Comuneros-Primavera 230 kV</b>	
	< 120
<b>L Barranca - Sogamoso 230 kV</b>	
	< 120
<b>L Guatiguará -Primavera 230 kV</b>	

- Tercer transformador en Primavera 500/220 kV

Tabla 3-72 Desempeño del sistema sin proyecto – Hasta 900 MW adicionales

Contingencia N-1	Cargabilidad en Tr Primavera 500/230 kV (%)
TR Medellín 500/230 kV	< 120
TR Sogamoso 500/230 kV	< 120
TR San Carlos 500/230 kV	< 120
L Primavera – San Carlos 500 kV	< 120
L Antioquia - Medellín 500 kV	< 120
L La Sierra – San Carlos 230 kV	< 120
L Comuneros-Guatiguará 230 kV	< 120
L Comuneros-Primavera 230 kV	< 120
L Barranca - Sogamoso 230 kV	< 120
L Guatiguará -Primavera 230 kV	< 120

### Evaluación Económica

El beneficio está asociado a la reducción costo marginal, el cual se calcula de la siguiente manera; para el cálculo se considera un margen del 50% en relación al beneficio calculado ya que para el mismo se hace con un modelo de costos y no de precios.

$$B = VPN \left( \sum_{i=1}^n (CM_{sin\ proy} - CM_{con\ proye}) \right) * 50\%$$

B: Beneficios totales

n: Es el último año del periodo de estudio.

i: Es el año objeto de cuantificación de los beneficios, durante el periodo de estudio.

CMsin proy: Costo marginal sin proyecto

El beneficio asociado es de \$ 1.848.041.964,31 USD, por lo cual se evidencia que los beneficios están muy por encima de los costos.

En consecuencia, se recomienda la instalación de un transformador 500/230 kV de 450 MVA en la subestación Primavera.

## USO DE FACTS DISTRIBUIDOS

### BOLIVAR

#### Antecedentes

- En junio de 2020, TERMOCANDELARIA solicita a la Unidad la modificación del concepto UPME emitido en enero de 2019 y pregunta cuál sería el procedimiento a seguir para validar la alternativa de instalación de FACTS, para la ampliación de generación de la central Termocandelaria.

Durante este mismo mes la UPME da respuesta a TERMOCANDELARIA mediante oficios con radicado UPME 20201520028601 y 20201520033481.

Teniendo en cuenta que Termocandelaria es una planta de cargo por confiabilidad, la Unidad realizó la validación técnica de la posibilidad de utilizar equipos DFACTS.

Los análisis se realizaron con los parámetros del dispositivo DFACTS, según lo reportado por el Transmisor, después de realizar los análisis, la Unidad encuentra:

#### Análisis técnicos

#### Desempeño sistema sin proyecto FACTS ni repotenciación:

Tabla 3-73 Desempeño del sistema sin proyecto

	2022	2028
CONDICIÓN DEL SISTEMA	Escenario máxima generación en Bolívar y aumento de candelaria sin proyecto	Escenario máxima generación en Bolívar y aumento de candelaria sin proyecto
C.N.O	Tenera - Candelaria 220= 56%	Tenera - Candelaria 220= 56%
	Candelaria - Cartagena 220= 32%	Candelaria - Cartagena 220= 32%
	Cartagena - Bolívar 220= 46%	Cartagena - Bolívar 220= 46%
	TRF Bolívar 500/220 kV= 31%	TRF Bolívar 500/220 kV= 31%
N-1 Tenera - Candelaria 220 kV	Tenera - Candelaria 220= 107%	Tenera - Candelaria 220= 107%
	Candelaria - Cartagena 220= 34%	Candelaria - Cartagena 220= 34%
	Cartagena - Bolívar 220= 47%	Cartagena - Bolívar 220= 47%
	TRF Bolívar 500/220 kV= 32%	TRF Bolívar 500/220 kV= 32%

N-1 Candelaria - Cartagena kV	Tenera - Candelaria 220= 57%	Tenera - Candelaria 220= 57%
	Candelaria - Cartagena 220= 60%	Candelaria - Cartagena 220= 60%
	Cartagena - Bolívar 220= 45%	Cartagena - Bolívar 220= 45%
	TRF Bolívar 500/220 kV= 31%	TRF Bolívar 500/220 kV= 31%
N-1 Bolívar - Cartagena kV	Tenera - Candelaria 220= 65%	Tenera - Candelaria 220= 65%
	Candelaria - Cartagena 220= 21%	Candelaria - Cartagena 220= 21%
	Cartagena - Bolívar 220= 71%	Cartagena - Bolívar 220= 71%
	TRF Bolívar 500/220 kV= 31%	TRF Bolívar 500/220 kV= 31%

Como se puede observar, el nivel de sobrecarga del enlace Tenera – Candelaria 220 kV está por encima de la capacidad máxima, lo cual evita la ampliación de la capacidad de generación en Bolívar sin obras adicionales en la zona.

### Alternativa de solución

En el marco del concepto inicial al promotor se indicó que se deberá realizar la repotenciación del circuito Tenera - Candelaria 220 kV; sin embargo, se manifestó por parte del generador la imposibilidad de esta ampliación, por lo cual se buscaron alternativas diferentes tales como los FACTS distribuidos.

Los análisis se realizaron considerando los dispositivos DFACTS, según lo reportado por el Transmisor, después de realizar los análisis, la Unidad encuentra que:

Tabla 3-74 Desempeño del sistema con proyecto

CONDICIÓN DEL SISTEMA	2022	2028
	Con FACTS Distribuidos	Con FACTS Distribuidos
Condición Normal de Operación C.N.O.	Tenera - Candelaria 220= 45%	Tenera - Candelaria 220= 47%
	Candelaria - Cartagena 220= 40%	Candelaria - Cartagena 220= 41%
	Cartagena - Bolívar 220= 52%	Cartagena - Bolívar 220= 47%
	TRF Bolívar 500/220 kV= 32%	TRF Bolívar 500/220 kV= 33%

<b>N-1 Ternera - Candelaria 220 kV</b>	Ternera - Candelaria 220= 73%	Ternera - Candelaria 220= 76%
	Candelaria - Cartagena 220= 47%	Candelaria - Cartagena 220= 48%
	Cartagena - Bolívar 220= 57%	Cartagena - Bolívar 220= 58%
	TRF Bolívar 500/220 kV= 32%	TRF Bolívar 500/220 kV= 33%
<b>N-1 Candelaria - Cartagena kV</b>	Ternera - Candelaria 220= 47%	Ternera - Candelaria 220= 48%
	Candelaria - Cartagena 220= 77%	Candelaria - Cartagena 220= 79%
	Cartagena - Bolívar 220= 51%	Cartagena - Bolívar 220= 46%
	TRF Bolívar 500/220 kV= 32%	TRF Bolívar 500/220 kV= 33%
<b>N-1 Bolívar - Cartagena kV</b>	Ternera - Candelaria 220= 53%	Ternera - Candelaria 220= 54%
	Candelaria - Cartagena 220= 29%	Candelaria - Cartagena 220= 31%
	Cartagena - Bolívar 220= 83%	Cartagena - Bolívar 220= 75%
	TRF Bolívar 500/220 kV= 32%	TRF Bolívar 500/220 kV= 33%

Como se puede observar en el cuadro anterior, la ubicación de los equipos tipo FACTS distribuidos reduce la cargabilidad del enlace Ternera – Candelaria 220 kV por debajo de 76% en el horizonte de análisis, lo que evidencia la utilidad del elemento. El referido equipo fue asignado al transportador correspondiente, atendiendo las disposiciones regulatorias aplicables.

## **ATLÁNTICO**

### **Antecedentes**

- En el área de Atlántico, se han aprobado conexiones por un valor de 1568 MW.
- En el proceso de evaluación de las conexiones en el área de Atlántico, se vienen observando limitaciones en la red de 220 kV; particularmente en el enlace Tebsa – Sabanalarga 230 kV.

### **Análisis técnicos**

#### **Desempeño sistema sin proyecto FACTS ni repotenciación:**

A continuación se presenta el desempeño del sistema, considerando la capacidad aprobada para el año 2022 para el escenario crítico demanda media y máxima generación en Atlántico.

Tabla 3-75 Desempeño sin proyecto 2022

	Caso Base	%
Operación normal	El Rio - Flores 1 220 kV >	26,2
	El Rio - Tebsa 1 220 kV >	12,6
	Sabanalarga - Tebsa 1 220 kV >	79,4
	Sabanalarga - Tebsa 2 220 kV >	79,4
	Caracoli - Tebsa 1 220 kV >	41,4
	Flores - Nv Barranquilla 1 220 kV >	54,7
	Caracoli - Sabanalarga 1 220 kV >	70,6
	TR Flores 1 220/110 kV >	39,1
	TR Sabanalarga 220/110 kV >	40,1
	TR El Rio 220/110 kV >	26,5
Contingencia	El Rio - Flores 1 220 kV >	----
	El Rio - Tebsa 1 220 kV >	34,7
	Sabanalarga - Tebsa 1 220 kV >	83,8
	El Rio - Flores 1 220 kV	83,8
	Sabanalarga - Tebsa 2 220 kV >	83,8
	Caracoli - Tebsa 1 220 kV >	56,0
	Flores - Nv Barranquilla 1 220 kV >	46,0
	Caracoli - Sabanalarga 1 220 kV >	70,0
	TR Flores 1 220/110 kV >	39,5
	TR Sabanalarga 220/110 kV >	40,3
TR El Rio 220/110 kV >	29,6	
Contingencia	El Rio - Flores 1 220 kV >	36,6
	El Rio - Tebsa 1 220 kV >	----
	El Rio - Tebsa 1 220 kV	77,3
	Sabanalarga - Tebsa 1 220 kV >	77,3
	Sabanalarga - Tebsa 2 220 kV >	77,3
	Caracoli - Tebsa 1 220 kV >	34,2
	Flores - Nv Barranquilla 1 220 kV >	58,6
	Caracoli - Sabanalarga 1 220 kV >	71,0
	TR Flores 1 220/110 kV >	38,9
	TR Sabanalarga 220/110 kV >	40,4
TR El Rio 220/110 kV >	28,1	
Contingencia	El Rio - Flores 1 220 kV >	36,6
	El Rio - Tebsa 1 220 kV >	3,1
	Sabanalarga - Tebsa 1 220 kV >	----
	Sabanalarga - Tebsa 1 220	96,4
	Sabanalarga - Tebsa 2 220 kV >	96,4
	Caracoli - Tebsa 1 220 kV >	59,6
	Flores - Nv Barranquilla 1 220 kV >	61,6
	Caracoli - Sabanalarga 1 220 kV >	82,4
	TR Flores 1 220/110 kV >	38,5
	TR Sabanalarga 220/110 kV >	42,2

	TR El Rio 220/110 kV >	26,7
Contingencia	El Rio - Flores 1 220 kV >	36,7
	El Rio - Tebsa 1 220 kV >	3,3
Sabanalarga - Tebsa 3 220	Sabanalarga - Tebsa 1 220 kV >	96,6
	Sabanalarga - Tebsa 2 220 kV >	96,6
	Caracoli - Tebsa 1 220 kV >	59,7
	Flores - Nv Barranquilla 1 220 kV >	61,6
	Caracoli - Sabanalarga 1 220 kV >	82,5
	TR Flores 1 220/110 kV >	38,5
	TR Sabanalarga 220/110 kV >	42,2
	TR El Rio 220/110 kV >	26,7
Contingencia	El Rio - Flores 1 220 kV >	41,4
	El Rio - Tebsa 1 220 kV >	4,9
Caracoli - Tebsa 1 220	Sabanalarga - Tebsa 1 220 kV >	87,3
	Sabanalarga - Tebsa 2 220 kV >	87,3
	Caracoli - Tebsa 1 220 kV >	----
	Flores - Nv Barranquilla 1 220 kV >	59,4
	Caracoli - Sabanalarga 1 220 kV >	60,3
	TR Flores 1 220/110 kV >	39,0
	TR Sabanalarga 220/110 kV >	39,7
	TR El Rio 220/110 kV >	27,3
Contingencia	El Rio - Flores 1 220 kV >	22,7
	El Rio - Tebsa 1 220 kV >	15,8
Caracoli - Flores 1 220	Sabanalarga - Tebsa 1 220 kV >	79,5
	Sabanalarga - Tebsa 2 220 kV >	79,5
	Caracoli - Tebsa 1 220 kV >	44,8
	Flores - Nv Barranquilla 1 220 kV >	58,3
	Caracoli - Sabanalarga 1 220 kV >	69,4
	TR Flores 1 220/110 kV >	38,6
	TR Sabanalarga 220/110 kV >	40,2
	TR El Rio 220/110 kV >	26,5
Contingencia	El Rio - Flores 1 220 kV >	19,8
	El Rio - Tebsa 1 220 kV >	18,9
Flores - Nv Barranquilla 2 220	Sabanalarga - Tebsa 1 220 kV >	81,6
	Sabanalarga - Tebsa 2 220 kV >	81,6
	Caracoli - Tebsa 1 220 kV >	44,7
	Flores - Nv Barranquilla 1 220 kV >	93,7
	Caracoli - Sabanalarga 1 220 kV >	71,7
	TR Flores 1 220/110 kV >	39,5
	TR Sabanalarga 220/110 kV >	40,6
	TR El Rio 220/110 kV >	26,8

Como se observa en la tabla anterior, el enlace Tebsa – Sabanalarga 220 kV 1 y 2, Flores – Nva Barranquilla 220 kV y Caracolí – Sabanalarga 220 kV están llegando al 100% de su capacidad, lo que hace que la conexión de generación adicional en la zona se vea limitada por la capacidad de los enlaces mencionados, en particular Tebsa – Sabanalarga 220 kV 1 y 2.

### Alternativa de solución

La UPME evaluó equipos tipo SSSC (Static Synchronous Series Compensator), como su nombre lo indica se trata de una compensación conectada en serie con la línea de transmisión, los cuales funcionan por medio de una inyección de voltaje, simulan un cambio de impedancia de la línea y, como resultado, re direccionan los flujos de potencia evitando sobrecargas (violaciones).

Estos equipos tienen los siguientes tipos de operación:

- Control de corriente máxima: en esta el equipo monitorea la corriente que transita por la línea de transmisión e inyecta una tensión para limitar el tránsito de la corriente, sin que esta supere el máximo indicado, cuando el valor de la corriente es menor el equipo se encuentra fuera de servicio.
- Control de tensión o reactancia de línea: el equipo es configurado con una tensión objetivo o una reactancia de línea total, la tensión es monitoreada y la impedancia es calculada con los parámetros medidos. Los anteriores modos de control permiten dar flexibilidad a la operación de los activos de transmisión

En este sentido y entendiendo que las líneas que presentan violaciones o mayor cargabilidad de elementos son donde se deben ubicar los equipos, a continuación se presenta un análisis de sensibilidad de desempeño del sistema de hasta 300 MW en Atlántico para las siguientes ubicaciones:

- Tebsa – Sabana 1/2 220 kV
- Caracolí – Sabana 220 kV
- Flores – Nueva Barranquilla 220 kV

Tabla 3-76 Desempeño Sistema Atlántico 2022 – 300 MW con proyecto

	Caso Base	%	Ope
Operación normal	El Rio - Flores 1 220 kV >	24,5	
	El Rio - Tebsa 1 220 kV >	14,6	
	Sabalalarga - Tebsa 1 220 kV >	92,8	Bypass
	Sabalalarga - Tebsa 2 220 kV >	92,8	Bypass
	Caracoli - Tebsa 1 220 kV >	14,8	
	Flores - Nv Barranquilla 1 220 kV >	58,7	Bypass
	Caracoli - Sabanalarga 1 220 kV >	95,4	Bypass
	TR Flores 1 220/110 kV >	38,2	
	TR Sabanalarga 220/110 kV >	42,5	
	TR El Rio 220/110 kV >	25,8	
Contingencia	El Rio - Flores 1 220 kV >	----	
	El Rio - Tebsa 1 220 kV >	35,3	

El Rio - Flores 1 220 kV	Sabanalarga - Tebsa 1 220 kV >	96,8	Bypass
	Sabanalarga - Tebsa 2 220 kV >	96,8	Bypass
	Caracoli - Tebsa 1 220 kV >	28,7	
	Flores - Nv Barranquilla 1 220 kV >	50,7	Bypass
	Caracoli - Sabanalarga 1 220 kV >	94,8	Bypass
	TR Flores 1 220/110 kV >	38,6	
	TR Sabanalarga 220/110 kV >	42,6	
	TR El Rio 220/110 kV >	28,6	
Contingencia	El Rio - Flores 1 220 kV >	36,6	
	El Rio - Tebsa 1 220 kV >	----	
El Rio - Tebsa 1 220 kV	Sabanalarga - Tebsa 1 220 kV >	90,3	Bypass
	Sabanalarga - Tebsa 2 220 kV >	90,3	Bypass
	Caracoli - Tebsa 1 220 kV >	6,3	
	Flores - Nv Barranquilla 1 220 kV >	63,3	Bypass
	Caracoli - Sabanalarga 1 220 kV >	95,8	Bypass
	TR Flores 1 220/110 kV >	38,0	
	TR Sabanalarga 220/110 kV >	42,8	
	TR El Rio 220/110 kV >	27,8	
Contingencia	El Rio - Flores 1 220 kV >	42,2	
	El Rio - Tebsa 1 220 kV >	5,0	
Sabanalarga - Tebsa 1 220	Sabanalarga - Tebsa 1 220 kV >	----	Bypass
	Sabanalarga - Tebsa 2 220 kV >	90,2	Xind
	Caracoli - Tebsa 1 220 kV >	31,0	
	Flores - Nv Barranquilla 1 220 kV >	73,3	Bypass
	Caracoli - Sabanalarga 1 220 kV >	87,5	Xind
	TR Flores 1 220/110 kV >	36,7	
	TR Sabanalarga 220/110 kV >	48,6	
	TR El Rio 220/110 kV >	25,9	
Contingencia	El Rio - Flores 1 220 kV >	48,7	
	El Rio - Tebsa 1 220 kV >	11,3	
Sabanalarga - Tebsa 3 220	Sabanalarga - Tebsa 1 220 kV >	97,8	Xind
	Sabanalarga - Tebsa 2 220 kV >	97,8	Xind
	Caracoli - Tebsa 1 220 kV >	41,3	
	Flores - Nv Barranquilla 1 220 kV >	77,8	Bypass
	Caracoli - Sabanalarga 1 220 kV >	93,0	Xind
	TR Flores 1 220/110 kV >	36,4	
	TR Sabanalarga 220/110 kV >	50,2	
	TR El Rio 220/110 kV >	26,0	
Contingencia	El Rio - Flores 1 220 kV >	30,0	
	El Rio - Tebsa 1 220 kV >	8,9	
Caracoli - Tebsa 1 220	Sabanalarga - Tebsa 1 220 kV >	95,5	Bypass
	Sabanalarga - Tebsa 2 220 kV >	95,5	Bypass
	Caracoli - Tebsa 1 220 kV >	----	

	Flores - Nv Barranquilla 1 220 kV >	60,2	Bypass
	Caracoli - Sabanalarga 1 220 kV >	91,9	Bypass
	TR Flores 1 220/110 kV >	38,2	
	TR Sabanalarga 220/110 kV >	42,3	
	TR El Rio 220/110 kV >	26,0	
Contingencia	El Rio - Flores 1 220 kV >	23,5	
	El Rio - Tebsa 1 220 kV >	15,5	
	Sabanalarga - Tebsa 1 220 kV >	93,0	Bypass
Caracoli - Flores 1 220	Sabanalarga - Tebsa 2 220 kV >	93,0	Bypass
	Caracoli - Tebsa 1 220 kV >	14,5	
	Flores - Nv Barranquilla 1 220 kV >	59,4	Bypass
	Caracoli - Sabanalarga 1 220 kV >	95,4	Bypass
	TR Flores 1 220/110 kV >	37,4	
	TR Sabanalarga 220/110 kV >	42,6	
	TR El Rio 220/110 kV >	25,6	
Contingencia	El Rio - Flores 1 220 kV >	6,7	
	El Rio - Tebsa 1 220 kV >	36,1	
	Sabanalarga - Tebsa 1 220 kV >	100,1	Bypass
Flores - Nv Barranquilla 2 220	Sabanalarga - Tebsa 2 220 kV >	100,1	Bypass
	Caracoli - Tebsa 1 220 kV >	25,8	
	Flores - Nv Barranquilla 1 220 kV >	65,2	Xind
	Caracoli - Sabanalarga 1 220 kV >	99,1	Bypass
	TR Flores 1 220/110 kV >	39,5	
	TR Sabanalarga 220/110 kV >	44,1	
	TR El Rio 220/110 kV >	26,8	

Como se puede observar, este tipo de elementos, permitiría la conexión de hasta 300 MW adicionales en Atlántico, siendo el elemento que limita la cargabilidad Sabanalarga – Tebsa 1/2 220 kV.

## GUAJIRA – CESAR – MAGDALENA

### Antecedentes

- Como parte de los análisis que la Unidad ha venido desarrollando de elementos de red tipo FACTS en el SIN, ha realizado evaluaciones de su utilización en la zona de Guajira Cesar Magdalena, zona en la cual se ubican diferentes plantas que han sido asignadas en el cargo por confiabilidad.

### Análisis técnicos

A continuación se presenta el desempeño para el año 2022

Tabla 3-77 Desempeño del sistema sin proyectos

CONDICIÓN DEL SISTEMA	2022
	Sin Expansión de Transmisión Con proyectos generación en Cuestecitas 220 kV: Ahumado, Acacias y Windpeshi Demanda Mínima Máxima generación
C.N.O	Guajira - Termocol 220 kV= 75%
	Guajira - Santa Marta 220 kV= 80%
	Santa Marta - Termocol 220 kV= 111%
N-1 Guajira - Termocol 220 kV	Guajira - Santa Marta 220 kV= 137%
	Santa Marta - Termocol 220 kV= 39%
N-1 Termocol - Santa Marta 220 kV	Guajira - Termocol 220 kV= 35%
	Guajira - Santa Marta 220 kV= 167%
N-1 Guajira - Santa Marta 220 kV	Guajira - Termocol 220 kV= 135%
	Santa Marta - Termocol 220 kV= 172%

Como se puede observar, se presentan sobrecargas de elementos de red en condición normal y en contingencia por encima de su valor máximo de sobrecarga; por lo cual se hace necesario la expansión en la zona o identificar equipos adicionales que permitan la conexión sin que se presente violación a los criterios de planeación.

### **Alternativa de solución**

Ante esta situación se propone la implementación de dispositivos DFACTS sobre las líneas que presentan las limitaciones identificadas. Para implementar la solución, se calcula la inyección necesaria para llevar las líneas a su capacidad máxima de 780 A, se calcula la reactancia (X) inyectada y se ubica el equipo específico que cumple con tal condición, con una inyección de tensión de 5660 V.

Se requieren DFACTS en enlaces Guajira - Santa Marta (3 equipos) y Bonda – Santa Marta (5 equipos).

Tabla 3-78 Desempeño del Sistema 2022 sin proyectos con equipos DFACTS y sin expansión

CONDICIÓN DEL SISTEMA	2022
	Sin Expansión de Transmisión Con proyectos generación en Cuestecitas 220 kV: Ahumado, Acacias y Windpeshi Demanda Mínima Máxima generación Con DFACTS
C.N.O	Guajira - Termocol 220 kV= 63%
	Guajira - Santa Marta 220 kV= 80%
	Santa Marta - Termocol 220 kV= 101%
N-1 Guajira - Termocol 220 kV	Guajira - Santa Marta 220 kV= 123%
	Santa Marta - Termocol 220 kV= 40%
N-1 Termocol - Santa Marta 220 kV	Guajira - Termocol 220 kV= 35%
	Guajira - Santa Marta 220 kV= 167%
N-1 Guajira - Santa Marta 220 kV	Guajira - Termocol 220 kV= 115%
	Santa Marta - Termocol 220 kV= 152%

Se puede observar que para el año de análisis, aun con los equipos DFACTS se observa que, si bien se reducen las cargabilidades de los elementos, se siguen presentando violaciones de sobrecarga; por tanto, es necesario reducir generación, en este sentido, la capacidad máxima que se pueda conectar con estos equipos es hasta 170 MW en la zona sin que se produzcan violaciones. No obstante, estos valores se deben revisar con ante evolución de la demanda en la zona.

Para el año 2023, considerando el desarrollo de red correspondiente a los enlaces 1 y 2 Copey - Cuestecitas 500 kV se presenta el siguiente desempeño

Tabla 3-79 Desempeño del sistema 2023 con DFACTS y Expansión

CONDICIÓN DEL SISTEMA	
Con DFACTS 1 y 2 Circuito Copey - Cuestecitas Generación en Cuestecitas 220 kV: Ahumado, Acacias y Windpeshi Se considera Jepirachi - 18,42 MW Con Alpha, Beta y Camelias SM Guajira - Santa Marta - Termocol	
C.N.O	Guajira - Termocol 220 kV= 49% Guajira - Santa Marta 220 kV= 62% Santa Marta - Termocol 220 kV= 85%
N-1 Guajira - Termocol 220 kV	Guajira - Santa Marta 220 kV= 87% Santa Marta - Termocol 220 kV= 38%
N-1 Termocol - Santa Marta 220 kV	Guajira - Termocol 220 kV= 35% Guajira - Santa Marta 220 kV= 105%
N-1 Guajira - Santa Marta 220 kV	Guajira - Termocol 220 kV= 77% Santa Marta - Termocol 220 kV= 114%

Se observa que con el desarrollo de la red correspondiente al enlace en 500 kV entre Cuestecitas y Copey 1 y 2 y los equipos DFACTS, se permite la conexión de los 1072 MW previstos de generación.

Es de señalar que, con la expansión de red completa, incluidos los dispositivos DFACTS, se podrá ampliar capacidad de conexión de generación al trasladar los equipos DFACTS del circuito Bonda – Santa Marta a Bonda – Guajira 220 kV.

En consecuencia, se recomienda la instalación de los equipos DFACTS, inicialmente en los circuitos Guajira - Santa Marta (3 equipos) y Bonda – Santa Marta (5 equipos) y posteriormente, una vez esté en servicio toda la expansión del STN hoy definida en La Guajira, el traslado de los dispositivos DFACTS del circuito Bonda – Santa Marta a Bonda – Guajira 220 kV.

## ANÁLISIS DE CORTO CIRCUITO

La Unidad realizó un análisis de nivel de corto de las subestaciones del STN – Sistema de Transmisión Nacional y STR – Sistema de Transmisión Regional, encontrando que las siguientes subestaciones están cerca (>90%) o superan el nivel de corto en el Sistema de Transmisión Regional y Sistema de Transmisión Nacional:

### Sistema de Transmisión Nacional - STN

Tabla 3-80 Subestaciones que tienen nivel de corto por encima de su capacidad nominal del 100% (rojo) o 90% (naranja) de su capacidad nominal en el STN 2020

	Por encima de nivel de corto (Trifásico/Monástico)	cercano nivel de corto (>90%) (Trifásico/Monástico)	Capacidad nivel de corto
<b>Guatape 220</b>	32,01/31,08 kA		31,5 kA
<b>Sabanalarga 220</b>	29,7/32,96 kA		31,5 kA
<b>Mesa 220</b>		25,4/25,09 kA	26,2 kA
<b>Tebesa 220</b>		26,5/30,37 kA	31,5 kA

Se observa que es necesario que los representantes de las subestaciones Guatape 220 kV, Sabanalarga 220 kV adelanten en el menor tiempo posible las acciones para aumentar la capacidad de corto se recomienda que al menos sean de 40 kA; así mismo, para las subestaciones la Mesa 220 kV y Tebsa 220 kV, se observa que el nivel de corto está por encima del 90% de su capacidad; por lo cual, también se hace un llamado a los representantes de estas subestaciones con el fin de aumentar su nivel de corto de al menos 40 kA.

### Sistema de Transmisión Regional - STR

Tabla 3-81 Subestaciones que tienen nivel de corto por encima de su capacidad nominal del 100% (rojo) o 90% (naranja) de su capacidad nominal en el STR

	Por encima de nivel de corto (Trifásico/Monástico)	cercano nivel de corto (>90%) (Trifásico/Monástico)	Capacidad nivel de corto
<b>San José 57.5</b>	15,2/15,4		8,4 kA
<b>Gorgonzola 57.5</b>	14,4/14,2		8,4 kA
<b>Central 110</b>	26,2/23,1		16,7 kA
<b>Termoyumbo 115</b>	30,5/33,12		31,5 kA
<b>San Facon 57.5</b>	14,6/14,2		14,5kA
<b>San Antonio 115</b>		13,1/14,5	15 kA

<b>San Marcos 115</b>	28,1/30	31,5 kA
<b>Salitre 115</b>	29,8/26,7	31,5 kA
<b>Juanchito 220 (115)</b>	22/23	25 kA
<b>Cerromatoso 110</b>	16,4/22,6	25
<b>El Salto 110</b>	23,1/28,5	31,5

Se observa que es necesario que los representantes de las subestaciones San José 57,5 kV, Gorgonzola 57,5 kV, Central 110 kV, Termoyumbo 115 kV y San Facon 57,5 kV, supera su valor de capacidad de corto, por lo cual es necesario que los OR incumbentes realicen todas las acciones para aumentar estas capacidades de corto.

En relación a San Antonio 115 kV, San Marcos 115 kV, Salitre 115 kV, Juanchito 115 kV, Cerromatoso 110 kV y El salto 110 kV, el nivel de corto está por encima del 90% de la capacidad de corto, en este sentido también se hace un llamado a los OR incumentes a tener en cuenta esta consideraciones y revisar las medidas para poder aumentar estos niveles de corto.

## ANÁLISIS NIVEL DE CORTO SABANALARGA

El dueño de la subestación Sabanalarga 220 kV, remitió a esta unidad una serie de alternativas para disminuir el nivel de corto, las cuales se presentan a continuación:

- A1 Segmentación de barras en la S/E Sabanalarga 220 kV: Diámetros 4 y 7 (D4 y D7)
- A2 Instalación de reactores serie en las barras de la S/E Sabanalarga 220 kV
- A3 Reubicación de campos al interior de la S/E Sabanalarga 220 kV:
- A4 Incremento de la impedancia de los transformadores 500/220 kV que se conectan a la S/E Sabanalarga 220 kV.
- A5 Instalación de dispositivos FACTS
- A6 Segmentación de barras en la S/E Sabanalarga 220 kV: Diámetros 4 y 5 (D4 y D5)
- A7 Modernización de la subestación Sabanalarga 220 kV

A continuación se presenta el desempeño del sistema

Tabla 3-82 Desempeño del Sistema Alternativas

		2020		2028	
		3f [kA]	1f [kA]	3f [kA]	1f [kA]
A0	Barra 1	29,1	32,2	31,7	35,0
	Barra 2	29,1	32,2	31,7	35,0
A1	Sección A	21,6	23,4	22,9	24,3
	Sección B	23,5	26,1	25,0	27,4
A2 Reactor de 15 Ohms	Sección A	24,5	27,5	26,2	28,8
	Sección B	25,7	29,5	27,6	31
A2 Reactor de 34 Ohms	Sección A	23,4	25,9	24,9	27,1
	Sección B	24,8	28,2	26,7	29,6

A4	Barra 1	29,1	29,5	31,7	31,6
	Barra 2	29,1	29,5	31,7	31,6
A5	Barra 1	26,1	27,0	27,7	28,3
	Barra 2	26,1	27,0	27,7	28,3
A6	Sección A	23,6	24,5	25,0	26,1
	Sección B	20,5	21,8	22,8	24,0

Se observa que las alternativas 2 (reactor de 15 Ohms y 34 Ohms), 4 (incremento impedancias) se agotan en el mediano plazo, en relación a las alternativas 1 y 6, que plantean seccionamiento de barras, puede representar una disminución de la confiabilidad de la subestación debido al seccionamiento de la subestación, la alternativa 5 plantea un desempeño adecuado.

En relación al costo de cada una de las alternativas, seguidamente se presentan los costos estimados de las mismas

Tabla 3-83 Costo de las Alternativas

	Costo Inversión	Costo AOM/ANE
<b>Alternativa 1</b>	3.062,58	782,78
<b>Alternativa 2</b>	20.811,29	5.319,26
<b>Alternativa 3</b>	Descartado	Descartado
<b>Alternativa 4</b>	66.515,40	17.001,01
<b>Alternativa 5</b>	128.475,00	32.837,57
<b>Alternativa 6</b>	3.062,58	782,78
<b>Alternativa 7</b>	67.799,18	17.361,24

Se observa que las alternativas 1,2 y 6, son las de menor costo, sin embargo para las alternativas 1 y 6 se observa que están en detrimento de la confiabilidad de la subestación Sabanalarga, la alternativa 2 presenta un agotamiento en el mediano plazo; la alternativa 5 presenta el mayor costo para el proyecto; finalmente la alternativa 7, si bien no es la menos costosa, es la que permite un mejor desempeño en el sistema, es decir permite mantener los niveles de corto por debajo de los equipos de la subestación.

## CONFIGURACIÓN SUBESTACIONES

**Barra sencilla:** Cuenta con un solo barraje al cual se conectan los circuitos por medio de un interruptor. Esta configuración tiene la desventaja que, por tener una sola barra colectora, carece de confiabilidad, flexibilidad y seguridad. Teniendo en cuenta lo anterior, esta configuración se debe utilizar sólo para subestaciones pequeñas y/o de media y baja tensión o de menor importancia en el sistema.

**Barra principal más transferencia:** Cuenta con una barra auxiliar (o de transferencia), la cual mejora la confiabilidad en comparación con la configuración barra sencilla, dado que ante la falla en interruptores se cuenta con una unión de las dos barras por medio de seccionadores y de un interruptor. Estos son llamados como seccionadores e interruptores de transferencia, respectivamente.

**Barra principal (seccionada) más transferencia:** Esta configuración es similar a la anterior pero la barra principal se puede operar en dos barras o en una sola. Cuenta con la ventaja de poder dividir los trabajos de mantenimiento en las dos secciones de la barra principal, y así mismo, se logra incrementar la confiabilidad por el seccionamiento mencionado.

**Doble barra:** En comparación con la barra sencilla, esta configuración cuenta con una barra sencilla adicional y un interruptor para el acople de las dos. Esta configuración permite separar circuitos en cada una de las barras, brindándole mayor flexibilidad que las configuraciones en barra sencilla. Cuenta con la confiabilidad por falla en barra e interruptores debido a posibilidad de doble barra colectora.

**Doble barra más by-pass:** Cuenta con una configuración de doble barra conectadas a un seccionador de paso directo (o “by-pass”) al interruptor del circuito, con la finalidad de aislarlo cuando sea necesario. Esta es la configuración que suele requerir un mayor número de equipos por campo, y permite variantes en la operación. Su opción de paso directo o “by-pass” representa mayor utilidad desde el punto de vista del servicio, aunque se eleve la complejidad de operación. **Doble barra más seccionador de transferencia:** Cuenta con una configuración de doble barra conectadas a un seccionador de paso, similar a la configuración de doble barra más by-pass, pero utilizando un seccionador menos. Cuenta con las mismas características descritas para la configuración anterior.

**Interruptor y medio:** En esta configuración se cuenta con tres interruptores entre dos barras por cada dos circuitos. No se requiere de interruptor de transferencia y presenta gran confiabilidad en la operación dado que permite sacar de servicio una barra sin desconectar circuitos. Lo anterior, además de confiabilidad, le brinda un alto índice de seguridad tanto por falla en interruptores como en los circuitos y en las barras.

**Anillo:** En esta configuración la conexión de los circuitos se realiza sobre un anillo formado de interruptores con los circuitos conectados entre cada dos de ellos. Aquí no existe una barra colectora como en las configuraciones anteriores, y su alta conectividad e interdependencia de los elementos de corte asociado al anillo, le brinda gran seguridad y confiabilidad, pero poca flexibilidad<sup>2</sup>

### **Subestaciones Configuración Sencilla**

---

<sup>2</sup> Tomado de presentación Configuración de Subestaciones Grupo Técnico y Regulatorio CAPT 02/09/2020; XM5

Tabla 3- 84 Subestaciones Configuración Sencilla

Subestación	Número de Bahías
Balsillas 230 kV	7
Ancón Sur EPM 230 kV	7
Barbosa 220 kV	7
El Salto 4 220 kV	6
Termocentro 230 kV	5
Oriente 220 kV	5
Envigado 220 kV	5
Bello 220 kV	5
Miraflores 220 kV	5
San Mateo 220 kV	4
Caño Limón 230 kV	4
Banadía 230 kV	4
Toledo 230 kV	3
Merielectrica 230 kV	2

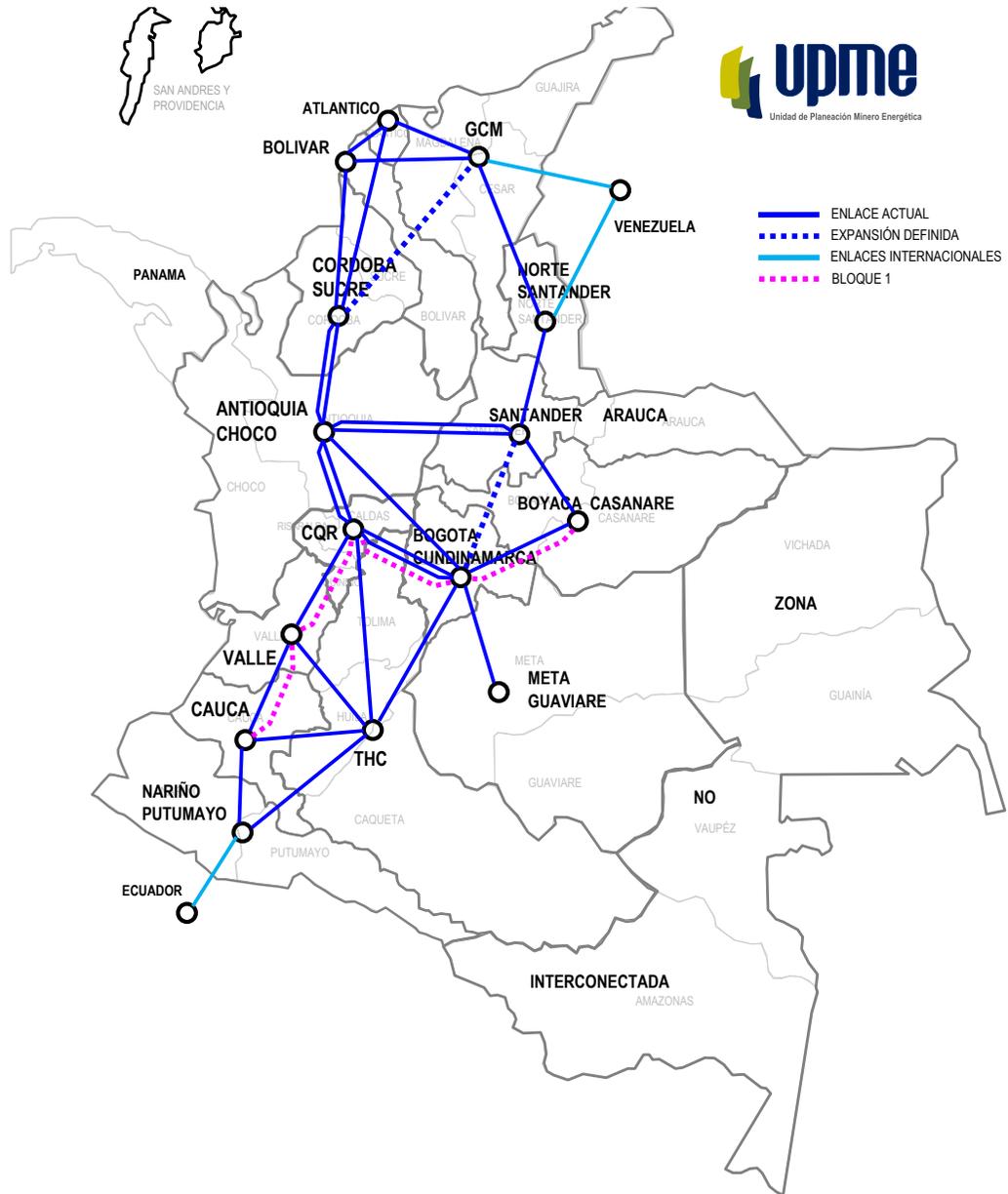
Se evidencian subestaciones tipo sencillas, con un número considerable de bahías, por lo cual se solicita a los transprotadores, verificar la posibilidad de migrar a subestaciones con una configuración más robusta.

## ANÁLISIS VISIÓN LARGO PLAZO

La Unidad ha venido realizando ejercicios relacionados con la visión de largo plazo, para la cual se planteó en el Plan de Expansión 2016-2030; en este sentido en el presente Plan se realiza un seguimiento a la demanda con el fin de verificar las necesidades de Largo Plazo; en el Plan 2016 – 2030 se determinaron las siguientes fases:

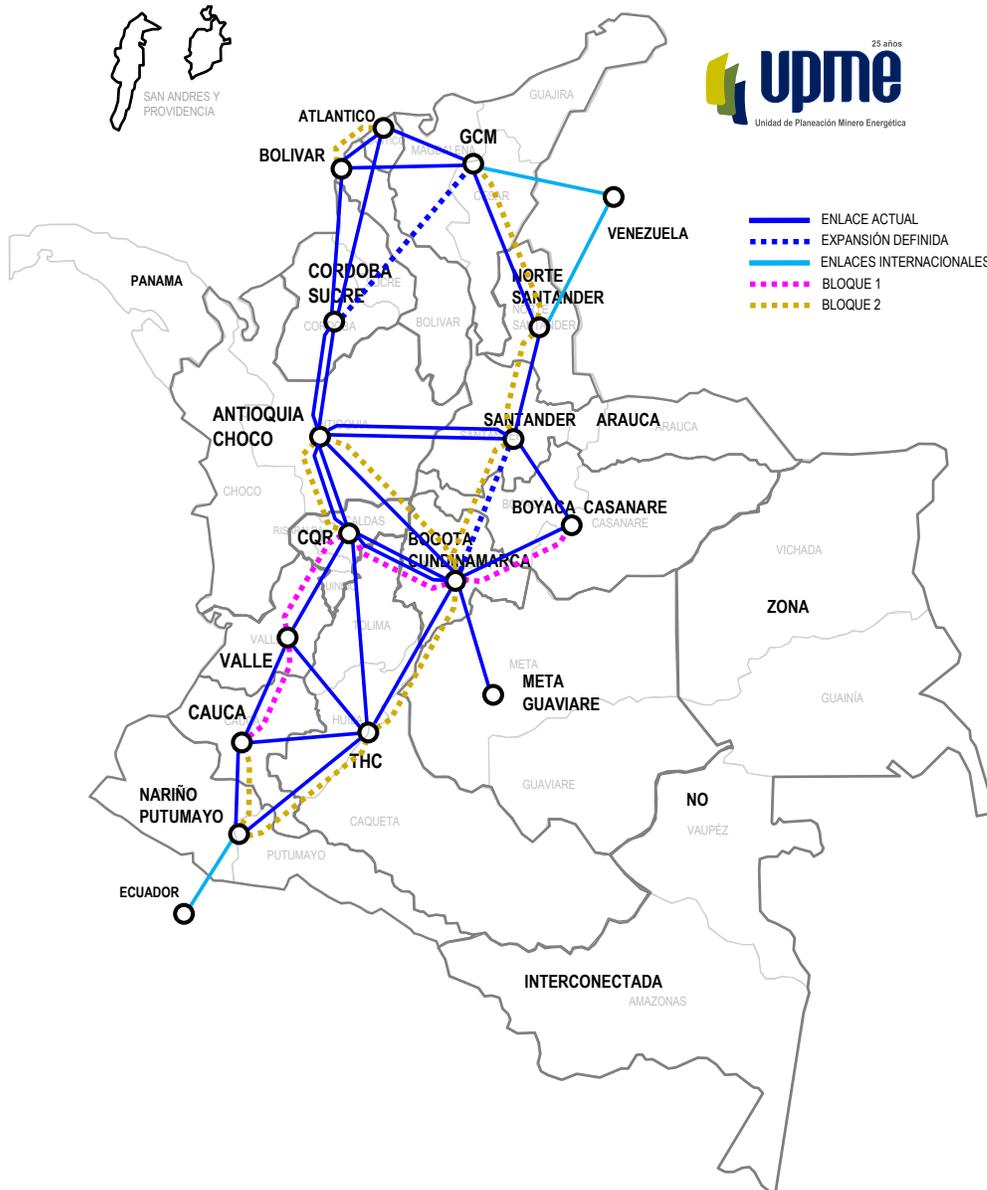
- Fase 1: Refuerzo entre Boyacá - Bogotá - CQR –Valle – Cauca – Nariño, el cual se determinó para una demanda del orden de los 11229 MW.

Gráfica 3-22 Visión Largo Plazo Fase 1



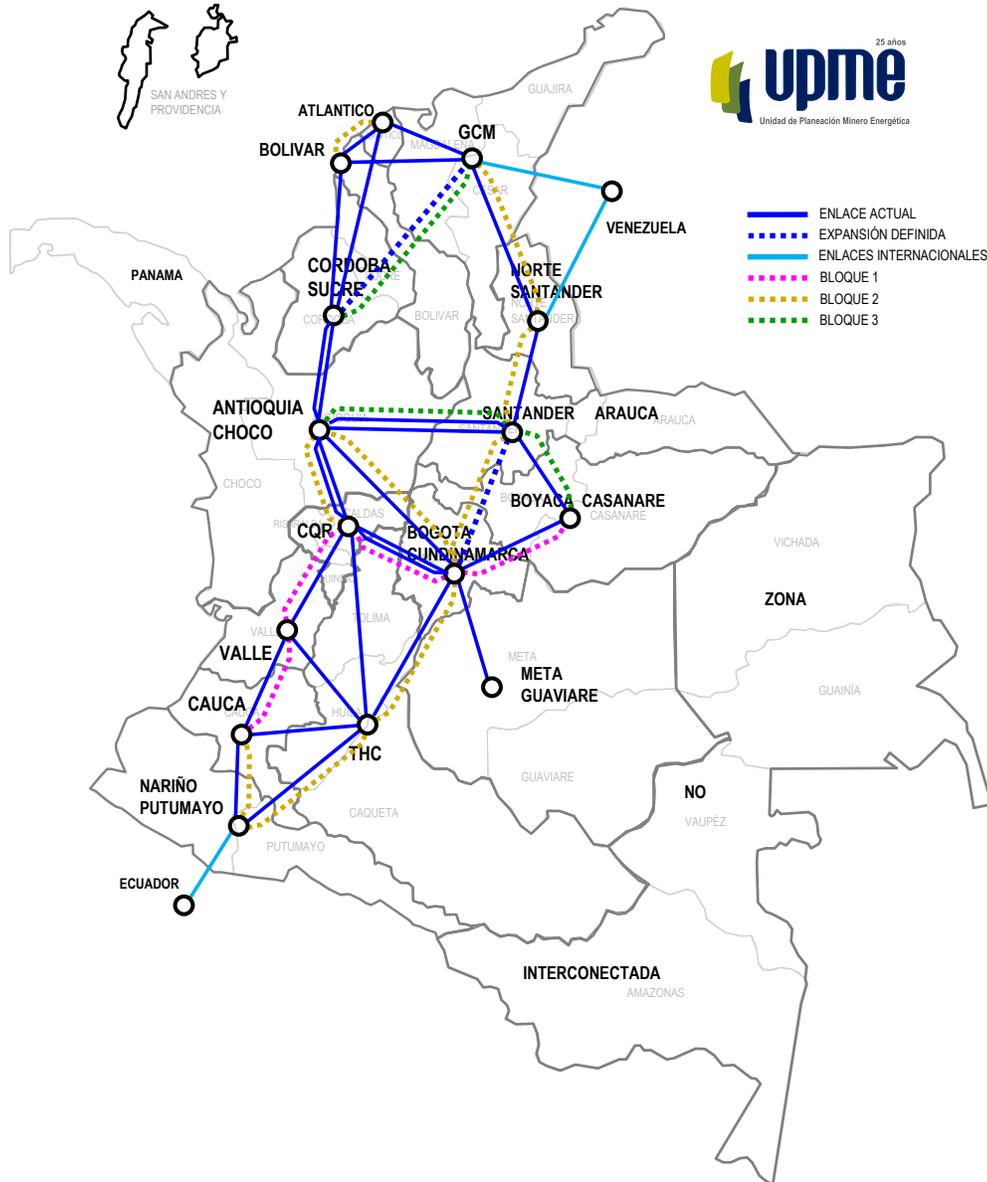
- Fase 2: Santander - Bogotá – Antioquia – CQR – THC – Valle – Cauca el cual se determinó para una demanda del orden de los 13183 MW

Gráfica 3-23 Visión Largo Plazo Fase 2



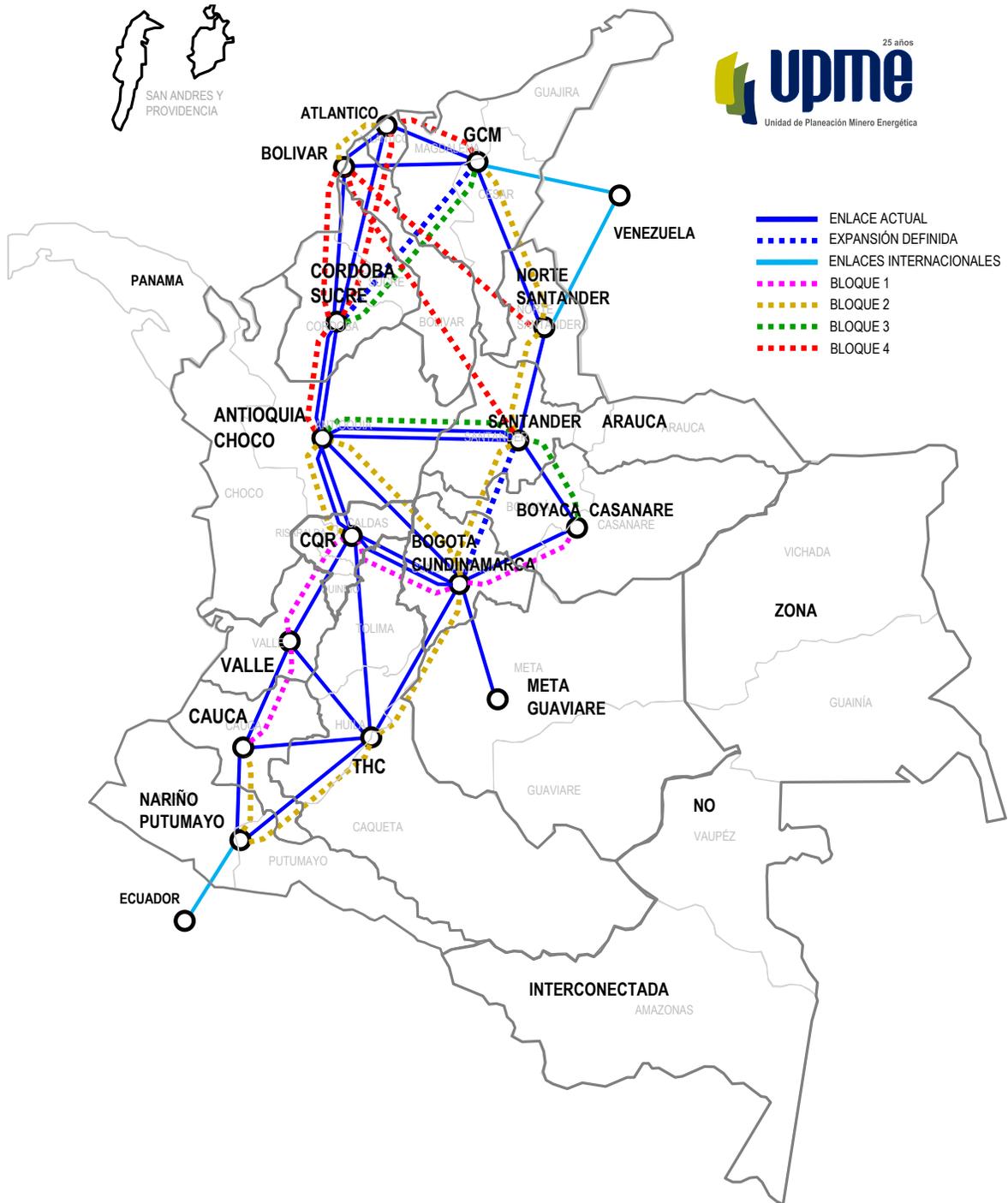
- Fase 3: Antioquia – Córdoba – Sucre – GCM el cual se determinó para una demanda del orden de los 17577 MW

Gráfica 3-24 Visión Largo Plazo Fase 3



- Fase 4: Antioquia - Córdoba – Sucre – Bolívar – Atlántico – GCM el cual se determinó para una demanda del orden de los 21972 MW.

Gráfica 3-25 Visión Largo Plazo Fase 4



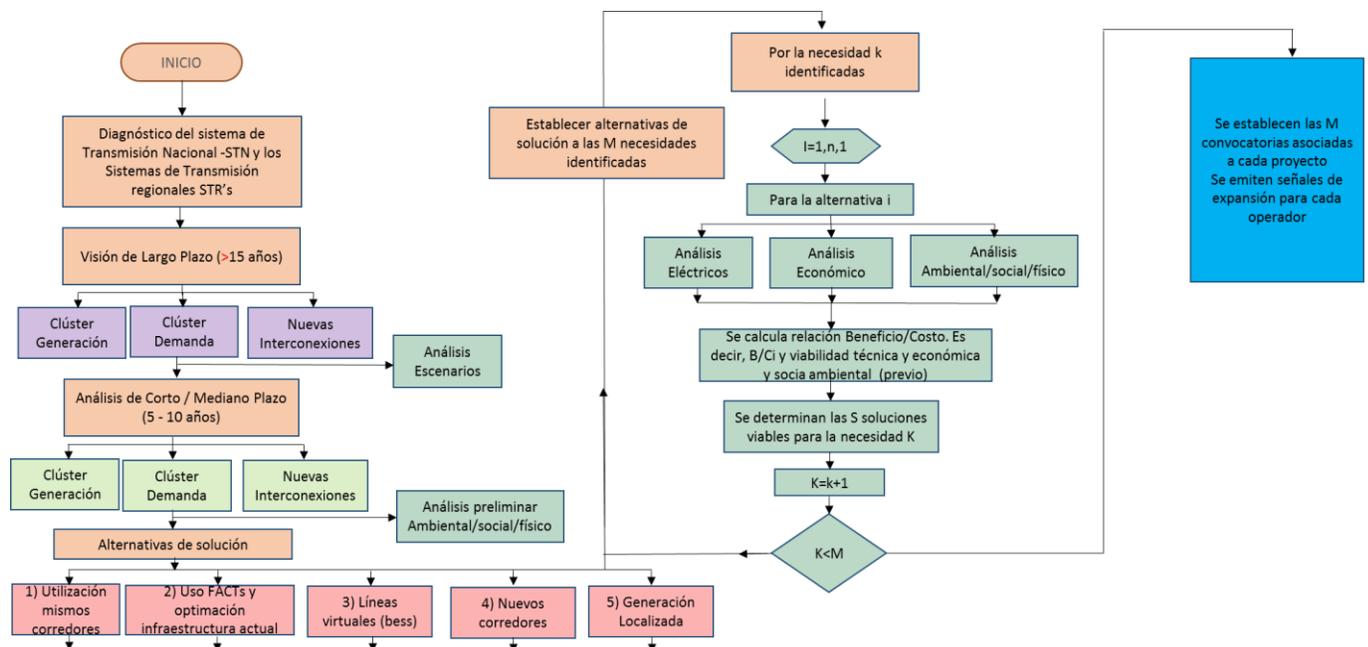
## PLANEACIÓN DISRUPTIVA

En el marco del proceso de planeamiento, la UPME ha identificado algunas oportunidades de mejora en el proceso de planeación, en este sentido, se plantea un nuevo esquema en el proceso, denominado planeación disruptiva la cual plantea los siguientes aspectos generales:

- Horizontes de análisis y definiciones más largos, con la posibilidad de tener ajustes en periodos más cortos.
- Alternativas de solución basadas en su complejidad en la ejecución considerando nuevas tecnologías.
- Establecer clúster de demanda y generación con el fin de tener una planeación más propositiva y menos reactiva.

A continuación se presenta el diagrama general propuesto

Gráfica 3-26 Planeación disruptiva



## ANÁLISIS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN REGIONALES – STR

Teniendo en cuenta el Artículo 7 de la Resolución CREG 024 de 2013, el cual establece lo siguiente:

*“(…) Artículo 7. Necesidades de expansión identificadas por la UPME: Cuando en el Plan de Expansión del SIN se identifiquen necesidades de expansión en los STR, los OR del área de influencia deberán proponer un proyecto que sirva de solución a la necesidad e incluirlo dentro de su respectivo plan de expansión que entregará a la UPME al año siguiente, teniendo en cuenta lo establecido en el artículo 3.*

*Si los OR no incluyen tales proyectos dentro de su plan de expansión, la UPME definirá el proyecto a ejecutar y lo incluirá en el Plan de Expansión del SIN. Los OR del área de influencia que no presentaron proyectos que atendieran las necesidades identificadas no podrán manifestar interés en ejecutar el proyecto que definió la UPME ni participar en los posibles Procesos de Selección para su ejecución en caso de que se tenga que recurrir a ellos (...).”*

La Unidad presenta, para cada una de las áreas operativas, las necesidades identificadas, con el fin de que hagan parte de estudio de las soluciones por cada uno de los OR en sus respectivos Planes de Expansión, y así se puedan presentar las obras respectivas para solucionar las problemáticas.

### Área Caribe – Atlántico

Gráfica 3-27: Área Caribe Actual.



### Problemáticas identificadas:

El área Atlántico presenta múltiples problemáticas, en su mayoría como consecuencia de agotamiento y nula expansión por parte del OR a nivel de 110 kV, además del agotamiento de la capacidad de la transformación STN/STR y STR/SDL, lo que conlleva a tener generación de seguridad en el área, generación que adicionalmente debe ser cuidadosamente balanceada entre los recursos ubicados en el área y los niveles de tensión; además de tener el riesgo de una posible desatención de demanda ante fallas N-1 de elementos de red a nivel del Sistema de Transmisión Regional y Sistema de Distribución Local. Así mismo, se presenta agotamiento de los niveles de corto de las subestaciones del área.

A continuación se presentan las problemáticas observadas:

Tabla 3-85: Desempeño del sistema en Atlántico.

CONDICION DEL SISTEMA	2020	2025
C.N.O (Min Gen Tebsa+Bqlla, Max Gen Flores)	Sobrecarga en el enlace Oasis - Termoflores 110 kV	Desempeño Adecuado
C.N.O (Max Gen Tebsa 230 kV, Min Gen Flores)	Tra. Tebsa 3 230/110 kV > 100%	Desempeño Adecuado
N - 1 Caracolí - Tebsa 230 kV (Max Gen Tebsa 230 kV, Min Gen Flores)	El Rio - Tebsa 110 kV > 90%	El Rio - Tebsa 230 kV > 90%
N - 1 Tra. 1,2,3 Tebsa 230/110 kV (Max Gen Tebsa 230 kV, Min Gen Flores)	Sobrecargas en los Tra. Paralelos Oasis - Termoflores I 110 kV > 100% Oasis - Termoflores II 110 kV > 90%	Desempeño Adecuado
N - 1 Tebsa - Unión 110 kV (Max Gen Tebsa+Bqlla, Min Gen Flores)	Sobrecargas y bajas tensiones en la red de 34.5 kV El Rio - Tebsa 110 kV > 130% Unión 110 kV < 0.9 pu Cordialidad - Tebsa 110 kV > 90%	Desempeño Adecuado
N - 1 Las Flores - Termoflores 110 kV (Max Gen Tebsa+Bqlla, Min Gen Flores)	Sobrecargas y bajas tensiones en la red de 34.5 kV Las Flores 110 kV < 0.9 pu El Rio - Tebsa 110 kV > 90%	Desempeño Adecuado
N - 1 Tebsa - VteJulio 110 kV (Max Gen Tebsa+Bqlla, Min Gen Flores)	Sobrecargas en el corredor Tebsa - TVteJulio - VteJulio 110 kV El Rio - Tebsa 110 kV > 90%	Desempeño Adecuado
N - 1 Tra. Union 110/34.5 kV (Max Gen Tebsa+Bqlla, Min Gen Flores)	Sobrecargas en la red de 34.5 kV El Rio - Tebsa 110 kV > 130% Cordialidad - Tebsa 110 kV > 90%	Sobrecargas en la red de 34.5 kV
N - 1 Tra. El Rio 110/34.5 kV (Max Gen Tebsa+Bqlla, Min Gen Flores)	Sobrecargas en la red de 34.5 kV Tebsa - Unión 110 kV > 100%	Tra. Unión 110/34.5 kV > 90%
N - 1 Tra. Sabanalarga 1,2 230/115 kV	Sobrecarga en el Tra. Sabanalarga 2,1 230/115 kV	Desempeño Adecuado
N - 1 Tra. Silencio 1,2 110/34.5 kV (Max Gen Tebsa+Bqlla, Min Gen Flores)	Sobrecarga en el Tra. Silencio 2,1 110/34.5 kV	Desempeño Adecuado
N - 1 Tra. Flores 1,2 230/110 kV (Max Gen Tebsa+Bqlla, Min Gen Flores)	El Rio - Tebsa 110 kV > 100%	El Rio - Las Flores 110 kV > 90%
N - 1 Tra. Las Flores 1,2 110/34.5 kV (Max Gen Tebsa+Bqlla, Min Gen Flores)	Sobrecarga en el Tra. Las Flores 2,1 110/34.5 kV	Desempeño Adecuado
N - 1 Cordialidad - Tebsa 110 kV (Max Gen Tebsa+Bqlla, Min Gen Flores)	El Rio - Tebsa 110 kV > 110% Tebsa - VteJulio 110 kV > 90%	El Rio - Las Flores 110 kV > 90%
N - 1 TVteJulio - VteJulio 110 kV / Tebsa - TVteJulio 110 kV (Max Gen Tebsa+Bqlla, Min Gen Flores)	Tebsa - VteJulio 110 kV > 120% El Rio - Tebsa 110 kV > 90%	Desempeño Adecuado
N - 1 Silencio - VteJulio 110 kV (Max Gen Tebsa+Bqlla, Min Gen Flores)	El Rio - Tebsa 110 kV > 110% Cordialidad - Tebsa 110 kV > 100% Tebsa - VteJulio 110 kV > 90%	Desempeño Adecuado

N - 1 El Rio - Tebsa 110 kV (Max Gen Tebsa+Bqlla, Min Gen Flores)	Cordialidad - Tebsa 110 kV > 110%	Caracolí - Tebsa 230 kV > 90%
N - 1 El Rio - Oasis 110 kV (Max Gen Tebsa+Bqlla, Min Gen Flores)	Cordialidad - Tebsa 110 kV > 100%	Desempeño Adecuado
N - 1 Cordialidad - Silencio 110 kV (Max Gen Tebsa+Bqlla, Min Gen Flores)	El Rio - Tebsa 110 kV > 100%	Desempeño Adecuado
N - 1 Tebsa - Unión 110 kV (Min Gen Tebsa+Bqlla, Max Gen Flores)	Sobrecargas y bajas tensiones en la red de 34.5 kV Oasis - Termoflores I 110 kV > 100% Oasis - Termoflores II 110 kV > 90% Union 110 kV < 0.9 pu	Desempeño Adecuado
N - 1 Tra. Union 110/34.5 kV (Min Gen Tebsa+Bqlla, Max Gen Flores)	Sobrecargas en la red de 34.5 kV Oasis - Termoflores I 110 kV > 100% Oasis - Termoflores II 110 kV > 90%	Sobrecargas y bajas tensiones en la red de 34.5 kV
N - 1 Las Flores - Termoflores I 110 kV (Min Gen Tebsa+Bqlla, Max Gen Flores)	Sobrecargas y bajas tensiones en la red de 34.5 kV Oasis - Termoflores I 110 kV > 140% Oasis - Silencio 110 kV > 110%	Desempeño Adecuado
N - 1 Oasis - Termoflores I 110 kV (Min Gen Tebsa+Bqlla, Max Gen Flores)	Sobrecargas en la red de 34.5 kV Oasis - Termoflores II 110 kV > 110%	Desempeño Adecuado
N - 1 Tra. Silencio 1,2 110/34.5 kV (Min Gen Tebsa+Bqlla, Max Gen Flores)	Sobrecargas en la transformación 110/34.5 kV del área	Desempeño Adecuado
N - 1 Tra. Las Flores 1,2 110/34.5 kV (Min Gen Tebsa+Bqlla, Max Gen Flores)	Sobrecarga en el Tra. Las Flores 2,1 110/34.5 kV Oasis - Termoflores I 110 kV > 110%	Desempeño Adecuado
N - 1 Tra. El Rio 110/34.5 kV (Min Gen Tebsa+Bqlla, Max Gen Flores)	Sobrecargas en la red de 34.5 kV Tebsa - Unión 110 kV > 110%	El Rio 34.5 kV < 0.9 pu Tra. Union 110/34.5 kV > 100%
N - 1 Oasis - Silencio 110 kV (Min Gen Tebsa+Bqlla, Max Gen Flores)	Centro - Oasis 110 > 180%	Desempeño Adecuado
N - 1 Centro - Oasis 110 kV (Min Gen Tebsa+Bqlla, Max Gen Flores)	Oasis - Silencio 110 kV > 100%	Desempeño Adecuado
N - 1 Oasis - Termoflores II 110 kV (Min Gen Tebsa+Bqlla, Max Gen Flores)	Oasis - Termoflores I 110 kV > 140%	Desempeño Adecuado
N - 1 Tra. Las Flores 1,2 110/34.5 kV (Max Gen Tebsa+Bqlla, Min Gen Flores)	Oasis - Termoflores I y II 110 kV > 100%	Desempeño Adecuado

### Conclusiones:

- Se observa que con la entrada de los proyectos en la zona que están en ejecución tales como la convocatoria STR (Atlántico, el Rio), STN (El Rio), se elimina la problemática en el STN y STR, sin embargo se sigue presentado problemas a nivel del SDL, por lo cual el OR, deberá solucionar la misma.
- Alcance de los niveles de corto circuito a valores de diseño en las subestaciones Tebsa y Termoflores:** Se observa que los niveles de corto para las subestaciones Tebsa 230 kV y Termoflores 110 kV llegan a su nivel máximo. Por lo anterior, **se hace necesario que los dueños de las subestaciones adelanten todas las acciones necesarias para que en el corto plazo y antes de la entrada en servicio de las obras propuestas, se aumenten los niveles de corto en estas subestaciones.**

### Área Caribe – Bolívar

#### Problemáticas identificadas:

Tabla 3-86: Desempeño del sistema en Bolívar.

CONDICION DEL SISTEMA	2020	2025
C.N.O	Bosque - Chambacú 1,2 66 kV > 50%	Cartagena - La Marina 66 kV > 60%
	Tenera - Zaragocilla 66 kV > 40%	Bocagrande - Bosque 66 kV > 60%
	Bocagrande - Cartagena 66 kV > 70%	Tra. El Carmen 110/66 kV > 97% (Visible en CNO y cualquier contingencia)
	Cartagena - Zaragocilla 66 kV > 60%	Gambote - Tenera 66 kV > 90%
	Tra. Bosque 1,2 230/66 kV > 60%	
	Bolívar - Bosque 230 kV > 60%	
	Bocagrande - Bosque 66 kV > 70%	
N - 1 Bosque - Chambacú 1,2 66 kV	Bosque - Chambacú 1,2 66 kV > 100% Bosque - Chambacú 1,2 66 kV > 110% (Gen Min)	Bocagrande - Bosque 66 kV > 100% (Gen Min)
N - 1 Cartagena - Zaragocilla 66 kV	Tenera - Zaragocilla 66 kV > 100% Bocagrande - Cartagena 66 kV > 90%	Desempeño Adecuado
N - 1 Tenera - Zaragocilla 66 kV	Cartagena - Zaragocilla 66 kV > 100% Cartagena - Zaragocilla 66 kV > 110% (Gen Min)	Desempeño Adecuado
N - 1 Tenera - Toluviejo 110 kV / Tra. Tenera 230/110 kV	Tra. Chinú 1,2,3 500/110 kV > 90%	Desempeño Adecuado
N - 1 Tra. Bosque 1,2 230/66 kV	Bocagrande - Cartagena 66 kV > 90% Tra. Bosque 1,2 230/66 kV > 90% (Gen Min)	Desempeño Adecuado
N - 1 Bocagrande - Bosque 66 kV	Bocagrande - Cartagena 66 kV > 90%	Desempeño Adecuado
N - 1 Membrillal - Proelectrica 66 kV	Bocagrande - Cartagena 66 kV > 90%	Cartagena - La Marina 66 kV > 90%
N - 1 Bolívar - Cartagena 230 kV (Gen Min)	Bolívar - Bosque 230 kV > 100%	Desempeño Adecuado
N - 1 Tra Cartagena 1,2 230/66 kV (Gen Min)	Bocagrande - Bosque 66 kV > 90%	Desempeño Adecuado
N - 1 Bocagrande - La Marina 66 kV	-	Bocagrande - Bosque 66 kV > 100%
N - 1 Bosque - La Marina 66 kV	-	Bocagrande - Bosque 66 kV > 90%
N - 1 Toluviejo - El Carmen 110 kV / Tra. El Carmen 110/66 kV (El Carmen - Gambote 66 kV abierto en Gambote 66 kV)	Produce DNA en Calamar 66 kV, San Jacinto 66 kV, Zambrano 66 kV, El Carmen 66 kV	Produce DNA en Calamar 66 kV, San Jacinto 66 kV, Zambrano 66 kV, El Carmen 66 kV

### Conclusiones:

- **Agotamiento de la red a 66 kV:** Es evidente el agotamiento de la red de 66 kV, se presentan sobrecargas de elementos en condición de N-1, el proyecto La Marina mejora el desempeño, sin embargo, el mismo se vuelve a agotar, por lo cual se hace necesario un proyecto estructural correspondiente a cambio de nivel de tensión o repotenciación de los activos existentes. En este sentido, la Unidad está revisando el tema del cambio del nivel de tensión, debido a que, el OR no presentó la obra estructural para tal problemática; en relación al sur de Bolívar se determinó el proyecto Carreto.
- **Red 110 kV:** Ante la entrada en operación del proyecto UPME STR 10-2015, se observa una alta cargabilidad en condición normal de operación en el circuito Bolívar – Villa Estrella 66 kV y sobrecarga ante múltiples contingencias en la red de Bolívar que sobrecargan el circuito Bolívar – Villa Estrella 66 kV por encima del límite de emergencia. Ante esta condición se tiene como medida de mitigación la apertura de la línea Tenera – Villa Estrella 66 kV en Villa Estrella 66 kV; sin embargo, esta situación se presenta debido a que el OR Caribemar de la Costa S.A.S. E.S.P. no ha realizado la repotenciación del antiguo

circuito Villa Estrella – Bayunca, la cual fue advertida por la Unidad desde la definición del proyecto, **por lo cual es necesario que el Operador de Red, adelante la misma en el menor tiempo posible.**

- **Nivel de corto:** Violación de nivel de Corto en las subestaciones: i) Bosque 66 kV, ii) Ternera 66 kV y iii) Cospique 66 kV; frente a estas subestaciones en **necesario que el OR, Caribemar de la Costa S.A.S. E.S.P., realice todas las acciones para repotenciar las mismas y así no limitar ni poner en riesgo la atención de la demanda en la zona de Bolívar.**

## Área Caribe: Córdoba – Sucre, Chinú

### Problemáticas identificadas:

La subárea Córdoba – Sucre presenta diferentes problemáticas, en su mayoría como consecuencia del agotamiento de la capacidad de la transformación, bajas tensiones y sobrecargas de los elementos del STR, lo que podría conducir a tener demanda no atendida.

A continuación, se presentan cada una de las problemáticas observadas, los impactos que estas tienen en el sistema, y en el caso que se hayan presentado soluciones, se indica cuáles fueron las mismas, máxima demanda y mínima generación.

Tabla 3-87: Desempeño del sistema en Córdoba – Sucre.

CONDICION DEL SISTEMA	2020	2025
C.N.O	Tra. Chinú 1,2,3 500/110 kV > 85% Tierra Alta - Urrá 110 kV > 90% Chinú - Boston 110 kV > 95%	Chinú - Sincelejo 110 kV > 90%
N - 1 Cerromatoso 500/230 kV	Altas cargabilidades corredor Urra - Río Sinú - Chinú 110 kV y Tra. Urra 230/110 kV - DNA	Tra. Urra 230/110 kV > 100%
N - 1 Urra 230/110 kV	Colapso por bajas tensiones en Urra 110 kV, Tierra Alta 110 kV, Río Sinú 110 kV, Montería 110 kV y Cereté 110 kV - DNA	Desempeño Adecuado
N - 1 Boston - Sierra Flor 110 kV	Colapso por bajas tensiones en Tolviejo 110 kV, Sierra Flor 110 kV y El Carmen 110 kV - DNA	Desempeño Adecuado
N - 1 Chinú - Coveñas 110 kV	Colapso por bajas tensiones en Tolviejo 110 kV, Coveñas 110 kV y El Carmen 110 kV - DNA	Desempeño Adecuado
N - 1 Río Sinú - Tierra Alta 110 kV	Colapso por bajas tensiones en todo el STR - DNA	Desempeño Adecuado
N - 1 Tierra Alta - Urra 110 kV	Colapso por bajas tensiones en todo el STR - DNA	Desempeño Adecuado
N - 1 Cereté - Chinú 110 kV	Colapso por bajas tensiones en Urra 110 kV, Tierra Alta 110 kV, Río Sinú 110 kV, Montería 110 kV, Cereté 110 kV - DNA	Desempeño Adecuado
N - 1 Tra. Chinú 1,2,3 500/110 kV	Tra. Chinú 1,2,3 500/110 kV > 120% Tra. Urra 230/110 kV > 130% Tierra Alta - Urra 110 kV > 100%	Tra. Chinú 1,2,3 500/110 kV > 90% Chinú - Sincelejo 110 kV > 90%
N - 1 Cerromatoso - Urra 1,2 230 kV	Urra 230/110 kV > 130% Tierra Alta - Urra 110 kV > 100%	Desempeño Adecuado
N - 1 Coveñas - Tolviejo 110 kV	Chinú - Boston 110 kV > 120% Tra. El Carmen 110/66 kV > 90%	Desempeño Adecuado
N - 1 Ternera - Tolviejo 110 kV	Chinú - Boston 110 kV > 100%	Desempeño Adecuado
N - 1 Sierra Flor - Tolviejo 110 kV	Tra. El Carmen 110/66 kV > 100%	Desempeño Adecuado

N - 1 Tra. Urabá 230/115 kV	Tra. Urra 230/110 kV > 130% Tierra Alta - Urra 110 kV > 90%	Desempeño Adecuado
N - 1 Urabá - Urra 230 kV	Tra. Urra 230/110 kV > 130% Tierra Alta - Urra 110 kV > 90%	Tra. Urra 230/110 kV > 100%

### Conclusiones:

- **Agotamiento de capacidad de transformación:** Ante condiciones de falla de uno de los transformadores 500/110 kV en Chinú, se observan sobrecargas en el transformador que queda en servicio, lo que puede producir desatención de demanda y limitación para atender nueva demanda. Para esta situación, se definió el proyecto Toluviejo STN/STR y Montería STN/STR. No obstante, con los crecimientos de demanda se vuelve a observar agotamiento de la transformación en el mediano plazo; **el OR presentó el proyecto de interconexión La Loma – El Banco – Mompox 110 kV proyecto que se esta evaluando actualmte.**

## Área Caribe: Córdoba – Sucre, Cerromatoso

### Problemáticas identificadas:

La subárea Cerromatoso presenta diferentes problemáticas, en su mayoría como consecuencia de agotamiento de la capacidad de la transformación, lo que podría conducir a tener demanda no atendida, para un despacho de máxima demanda y mínima generación.

A continuación, se presentan cada una de las problemáticas observadas y sus impactos:

Tabla 3-88: Desempeño del sistema en Cerromatoso.

CONDICIÓN	2018	2024
N - 1 de un transformador Cerromatoso 500/110 kV	Carga transformadores en servicio > 80%	Carga transformadores en servicio > 100%

Fuente de tabla: UPME

### Conclusiones:

- **Agotamiento de capacidad de transformación:** En el mediano plazo, ante condiciones de falla de uno de los transformadores 500/110 kV en Cerromatoso, se observan sobrecargas en los transformadores que quedan en servicio, lo que puede producir desatención de demanda y limitación para atender nuevas demandas, además la posible des optimización del despacho, debido a las necesidades de generaciones de seguridad al interior de la subárea. Por lo anterior, **se solicita al OR presentar un proyecto para mitigar esta condición, tal como un cuarto transformador en Cerromatoso 500/110 kV – 150 MVA.**
- **Nivel de corto:** alto nivel de corto en la subestación Cerromatoso 110 kV, **por lo cual se hace necesario que el OR adelante todas las actividades para repotenciar la capacidad de corto de esta subestación.**

## Área Caribe – Guajira – Cesar – Magdalena

### Problemáticas identificadas:

Tabla 3-89: Desempeño del sistema en Guajira – Cesar – Magdalena.

CONDICIÓN	2018	2024
C.N.O.	Sobrecarga transformador Valledupar 230/34.5 kV. Bajas tensiones en las subestaciones El Banco 110 kV y La Jagua 110 kV*. Alta cargabilidad transformador Copey 220/110/34,5 kV	Desempeño adecuado
N - 1 Santa Marta – Gaira 110 kV.	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
N - 1 transformador Cuestecitas 1 230/110 kV 100 MVA.	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
N - 1 transformador Santamarta 1 230/110 kV 100 MVA.	Desempeño adecuado	Sobrecarga transformadores quedan en servicio
N - 1 transformador Valledupar 1 230/110 kV	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
N - 1 Ocaña - La Loma 500 kV	Bajas tensiones en las subestaciones El Banco 110 kV y La Jagua 110 kV.	Desempeño adecuado

\*Sin la entrada del segundo transformador en Valledupar 230/110 kV definido, ni el tercer transformador 230/34.5 kV.

Fuente de tabla: UPME

La subárea GCM presenta diferentes problemáticas, en su mayoría como consecuencia del agotamiento de la capacidad de transformación y agotamiento de red a 110 kV, lo que podría conducir a tener demanda no atendida. Así mismo, la existencia de radialidades ocasiona demanda no atendida ante contingencias sencillas en el STR.

En la Tabla 3-89 se presenta cada una de las problemáticas observadas, los impactos que éstas tienen en el sistema y en el caso que se hayan presentado soluciones, se indica cuáles fueron las mismas.

### Conclusiones:

- **Agotamiento de la capacidad de transformación:**

**Alta cargabilidad del transformador Copey 220/110/34.5 kV, en condición normal de operación, ya se definió el segundo transformador en Copey 220/110/34.5 kV.**

En el mediano plazo, se observa nuevamente el agotamiento de la capacidad del transformador en Santa Marta, por lo cual, **es necesario que el OR plantee una alternativa de mitigación ante esta condición, correspondiente a la ampliación de la capacidad de transformación STN/STR en Santa Marta.**

### **Área Nordeste – Santander**

En esta área se presentan diferentes problemáticas, en su mayoría como consecuencia de agotamiento de la capacidad de la transformación y agotamiento de red a 115 kV, que podría ocasionar demanda no atendida.



### Conclusiones:

- Se observa un buen desempeño del sistema con la conexión de los proyectos de expansión, se evidencia restricciones por la conexión de energía solar en la zona, relación al agotamiento de los transformadores 500/230 kV en Sogamoso.

## Área Nordeste – Norte de Santander

### Problemáticas identificadas:

A continuación, se presentan cada una de las problemáticas observadas y los impactos que estas tienen en el sistema.

Tabla 3-91: Desempeño del sistema en Norte de Santander.

CONDICIÓN	2020	2025
Condición Normal de Operación	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
N - 1 TRF Belén 230/115 kV	TRF San Mateo 230/115 < 90% San Mateo - La Ínsula < 60% Belén - La Ínsula < 90%	TRF San Mateo 230/115 > 95% San Mateo - La Ínsula > 90% Belén - La Ínsula > 100%
N - 1 TRF San Mateo 230/115 kV	TRF Belén 230/115 < 90%	TRF Belén 230/115 > 90%
N - 1 Ocaña - Convención 115 kV	Ocaña - Aguachica 115 kV < 90%	Ocaña - Aguachica 115 kV > 90%
N - 1 Ocaña - Aguachica 115 kV	Ocaña - Convención 115 kV < 60% Convención - Ayacucho 115 kV < 80% Aguachica - Ayacucho 115 kV < 20%	Ocaña - Convención 115 kV > 90% Convención - Ayacucho 115 kV > 110% Aguachica - Ayacucho 115 kV < 90%
N - 1 Convención – Ayacucho 115 kV	Ocaña - Convención 115 kV < 60% Aguachica - Ayacucho 115 kV < 20%	Ocaña - Convención 115 kV > 90% Ocaña - aguachica 115 kV > 110% Aguachica - Ayacucho 115 kV < 90%
N - 1 Línea San Mateo - La Ínsula 115 kV		TRF Belén 230/115 > 90%

Fuente de tabla: UPME

### Conclusiones:

- Agotamiento de la capacidad de transformación 230/115 kV:** Como consecuencia del crecimiento de la demanda, se observa alta cargabilidad en los transformadores de conexión STN/STR de áreas tales como Belén y San Mateo, en el corto plazo se soluciona la problemática con la expansión definida, en 2025 se empiezan a ver nuevamente altas cargabilidades en los transformadores.

- **Agotamiento de la red a 115 kV:** Aunque con las obras definidas y en ejecución, se solucionan los problemas de agotamiento de la red en el corto plazo, en el mediano plazo se empiezan a ver nuevamente altas cargabilidades en los corredores de 115 kV, particularmente en Belén - Ínsula, Ocaña – Aguachica, y Convención Ayacucho y Ocaña – Convención 115 kV.
- Se evidencia restricciones por la conexión de energía solar en la zona, relación al agotamiento de los transformadores 500/230 kV y 230/115 kV en Ocaña.

## Área Nordeste – Boyacá – Casanare

### Problemáticas identificadas:

Tabla 3-92: Desempeño del sistema Boyacá – Casanare.

CONDICIÓN	2020	2025
Condición Normal de Operación	Paipa - Barbosa 115 kV > 90%	Paipa - Barbosa 115 kV < 50%
N - 1 Paipa - Barbosa 115 kV	Donato - Chiquinquirá 115 kV > 100% Chiquinquirá 115 kV < 0.82 Barbosa 115 kV < 0.75 Cimitarra 115 kV < 0.73	Donato - Alto Ricaurte 115 kV < 100% Barbosa 115 kV > 0.95 Cimitarra 115 kV > 0.95
N - 1 Chiquinquirá - Barbosa 115 kV	Paipa - Barbosa 115 kV > 110%	Paipa - Barbosa 115 kV < 100%
N - 1 TRF Paipa 230/115 kV	Paipa - Barbosa 115 kV < 100%	Paipa - Barbosa 115 kV < 90%

Fuente de tabla: UPME

### Conclusiones:

- **Agotamiento en la red a 115 kV y agotamiento transformación STN/STR:** Con la conexión de los proyectos definidos y en ejecución se solucionan los problemas de agotamiento de la transformación y de agotamiento de la red del STR en Boyacá y Casanare.

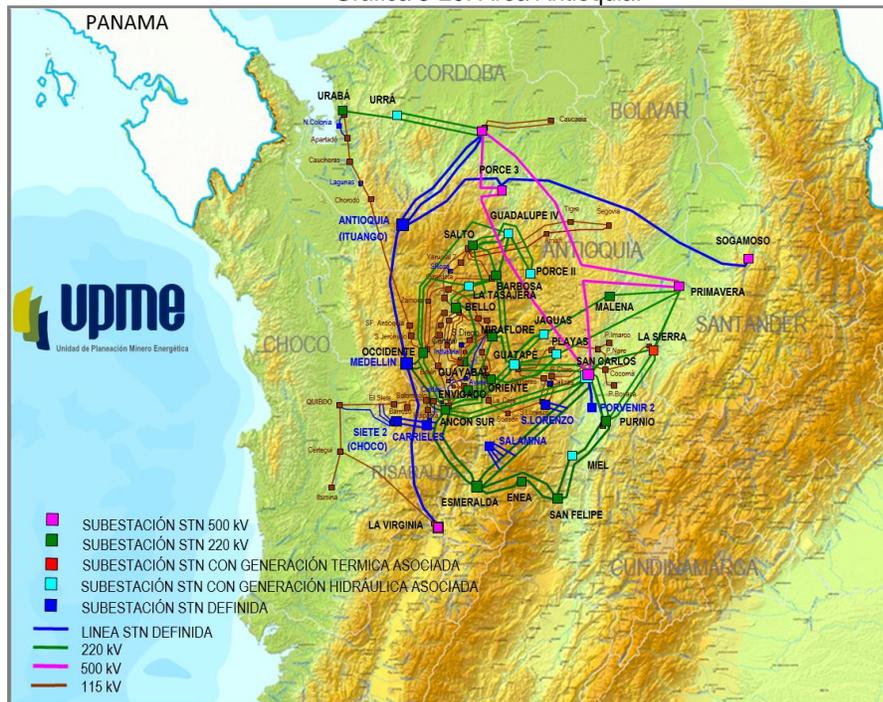
## Área Nordeste – Arauca

### Problemáticas identificadas:

- **Atención radial de la demanda:** Con la ejecución de los proyectos en la zona se solucionan los problemas de radialidad de atención de la demanda.

## Área Antioquia – Antioquia

Gráfica 3-29: Área Antioquia.



### Problemáticas identificadas:

Esta área presenta diferentes problemáticas, en su mayoría relacionadas con la gran capacidad de generación instalada en el Sistema de Transmisión Regional – STR y el Sistema de Transmisión Nacional – STN. Se presentan bajas tensiones en algunas subáreas ante contingencias sencillas y probable desatención de demanda ante contingencias en redes del STR, que operan radialmente. Sin embargo, las obras definidas en el área a nivel del Sistema de Transmisión Nacional y Sistema de Transmisión Regional, solucionan la problemática relacionada con sobrecargas en el STR, además de las problemáticas relacionadas con las bajas tensiones en el Magdalena Medio.

Tabla 3-93: Desempeño del sistema en Antioquia.

CONDICIÓN	2020	2024
	Con de la entrada de Bello - Guayabal – Ancón Sur. con la entrada de corredores San Lorenzo – Sonsón La Sierra y obras asociadas	Con de la entrada de Bello - Guayabal - Ancón Sur con la entrada de corredores San Lorenzo – Sonsón La Sierra y obras asociadas, San Lorenzo y obras en 500 kV
C.N.O.	Desempeño Adecuado	Desempeño adecuado
N – 1 TR Bello 214,5/110 kV	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
N – 1 TR Envigado 230/110 kV	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
N – 1 TR Salto I 230/110 kV	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
Línea Occidente - Ancón Sur 230 kV Línea Occidente - Katíos 230 kV (2022)	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
Línea Guayabal - Ancón Sur 110 kV	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado

CONDICIÓN	2020	2024
	Con de la entrada de Bello - Guayabal – Ancón Sur. con la entrada de corredores San Lorenzo – Sonsón La Sierra y obras asociadas	Con de la entrada de Bello - Guayabal - Ancón Sur con la entrada de corredores San Lorenzo – Sonsón La Sierra y obras asociadas, San Lorenzo y obras en 500 kV
Línea La sierra – Cocorná 110 kV (Sin despacho en el STR)	Playas - Puerto Nare > 90% Rio Claro 110 kV < 90% Cocorná < 90% Puerto Boyacá < 90% Vasconia < 90%	Desempeño adecuado
Línea TRF la Sierra (Sin despacho en el STR)	Playas - Puerto Nare > 90% Rio Claro 110 kV < 90% Cocorná < 90% Puerto Boyacá < 90% Vasconia < 90%	Desempeño adecuado

Fuente de tabla: UPME

### Conclusiones:

- **Bajas tensiones:** Ante la contingencia de la línea Playas – Puerto Nare 110 kV, se presentan bajas tensiones en las subestaciones que quedan alimentadas aguas abajo de Calderas 110 kV (Cocorná, Puerto Inmarco y Puerto Nare) con la consiguiente desatención de demanda. Actualmente, se tiene definido un nuevo punto de inyección a nivel 230 kV denominado La Sierra 110 kV y un circuito La Sierra – Cocorná 110 kV, con fecha de entrada 2017.

Posterior a la entrada del proyecto La Sierra y obras asociadas, la contingencia más crítica corresponde a la salida del transformador en La Sierra o la línea La Sierra – Cocorná 110 kV, la cual, con los crecimientos de demanda en la zona pueden producir bajas tensiones en Rio Claro 110 kV, Cocorná 110 kV, Puerto Boyacá 110 kV y Vasconia 110 kV, condición que se elimina con el proyecto asociado a Calizas correspondiente al circuito San Lorenzo – Río Claro 110 kV y el proyecto San Lorenzo 230 kV.

- **Atención radial de la demanda con bajas tensiones:** Ante la contingencia del transformador de Urabá 230/110 kV.
- Se recomienda que la Subestación San Lorenzo 220 kV tenga dos transformadores STN/STR para evitar sobrecargas en el STR

## Área Antioquia – Chocó

### Problemáticas identificadas:

Esta subárea presenta diferentes problemáticas:

Tabla 3-94: Desempeño del sistema en Chocó.

CONDICIÓN	2020	2025
C.N.O.	Bajas tensiones	Desempeño adecuado
N - 1 transformador La Virginia 230/115 kV	Bajas tensiones	Desempeño adecuado
N - 1 Circuito Virginia - Certegui 115 kV	Bajas tensiones	Desempeño adecuado

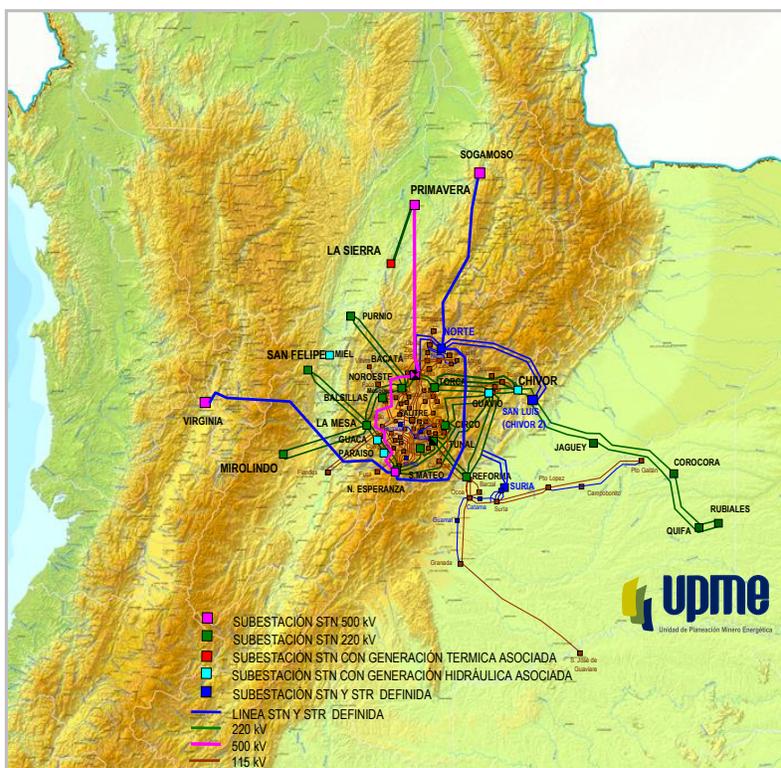
Fuente de tabla: UPME

### Conclusiones:

- **Bajas tensiones:** Bajas tensiones ante condición de falla de elementos del STR, se definió un nuevo punto de conexión STN/STR junto con obras asociadas en el STR, las cuales eliminan las bajas tensiones.

### Área Oriental – Bogotá

Gráfica 3-30 Área Oriental



### Problemáticas identificadas:

Se presentan diferentes problemáticas en esta área, en su mayoría relacionadas como consecuencia del agotamiento de la capacidad de la transformación y bajas tensiones ante contingencias simples que pueden causar demanda no atendida.

A continuación, se presentan cada una de las problemáticas observadas y algunas soluciones definidas.

Tabla 3-95: Desempeño del sistema en Bogotá.

CONDICION	2020	2025
C.N.O	<p>Nva. Esperanza - Paraiso 1/2 230 kV &gt; 70%</p> <p>Balsillas - Mosquera 115 kV &gt; 80%</p> <p>Colegio - La Guaca 115 kV &gt; 80%</p> <p>Tra. Guaca 230/115 kV &gt; 70%</p> <p>Bacatá - El Sol 115 kV &gt; 50%</p> <p>Bacatá - Chía 115 kV &gt; 60%</p> <p>Noroeste - Purnio 1/2 230 &gt; 60%</p> <p>Cajamarca - Regivit 115 kV &gt; 60%</p>	<p>Nva. Esperanza - Paraiso 1/2 230 kV &gt; 50%</p> <p>Balsillas - Mosquera 115 kV &gt; 70%</p> <p>Colegio - La Guaca 115 kV &gt; 70%</p> <p>Tra. Guaca 230/115 kV &gt; 70%</p> <p>Bacatá - Salitre 115 kV &gt; 70%</p> <p>Bacatá - Suba 115 kV &gt; 90%</p> <p>Nva. Esperanza - San Mateo 230 kV &gt; 70%</p> <p>Tra. Nva Esperanza 500/115 kV &gt; 100% (Visible en CNO y contingencias en el STR y STN)</p>

	Tra. Nva Esperanza 500/115 kV > 70%	Chivor - Guavio 1/2 230 kV > 60% Guaca - Mesa 1/2 230 kV > 50%
N - 1 Nva. Esperanza - Paraíso 1/2 230 kV (Max Gen Paguas, Min Gen Chivor, Zipas, Guavio, Darío Valencia)	Nva. Esperanza - Paraíso 1/2 230 kV > 120%	Nva. Esperanza - Paraíso 1/2 230 kV > 90% Bacatá - Suba 115 kV > 90%
N - 1 Balsillas - Fontibón 115 kV (Max Gen Paguas, Min Gen Chivor, Zipas, Guavio, Darío Valencia)	Balsillas - Mosquera 115 kV > 110%	Balsillas - Mosquera 115 kV > 100% Bacatá - Suba 115 kV > 90%
N - 1 Tra. Nva Esperanza 500/230 kV (Max Gen Paguas, Min Gen Chivor, Zipas, Guavio, Darío Valencia)	Tra. Nva Esperanza 500/115 kV > 70%	Tra. Nv Esperanza 500/115 kV > 110% Bacatá - Suba 115 kV > 90%
N - 1 Tra. Nva Esperanza 500/115/11.4 kV (Max Gen Paguas, Min Gen Chivor, Zipas, Guavio, Darío Valencia)	Colegio - La Guaca 115 kV > 100% Tra. Guaca 230/115 kV > 90%	Colegio - La Guaca 115 kV > 100% Tra. Guaca 230/115 kV > 100% Bacatá - Salitre 115 kV > 100% Bacatá - Suba 115 kV > 110%
N - 1 Tra. 1,2 Bacatá 500/115 kV (Max Gen Paguas, Min Gen Chivor, Zipas, Guavio, Darío Valencia)	Balsillas - Mosquera 115 kV > 90%	Tra. Nva Esperanza 500/115 kV > 110% Bacatá - Suba 115 kV > 90%
N - 1 Bacatá - Salitre 115 kV (Max Gen Paguas, Min Gen Chivor, Zipas, Guavio, Darío Valencia)	Bacatá - Suba 115 kV > 70%	Bacatá - Suba 115 kV > 100%
N - 1 Nva Esperanza - San Mateo 230 kV (Max Gen Paguas, Min Gen Chivor, Zipas, Guavio, Darío Valencia)	Tra. Nva Esperanza 500/115 kV > 70% Colegio - La Guaca 115 kV > 90% Balsillas - Mosquera 115 kV > 90%	Tra. Nva Esperanza 500/115 kV > 110% Bacatá - Suba 115 kV > 90%
N - 1 Primavera - Bacatá 500 kV	Requiere generación de seguridad en el área	Reducción generación de seguridad en el área con la entrada del primer y segundo refuerzo del área
N - 1 Chivor - Guavio 1/2 230 kV (Max gen Chivor, Min gen Guavio)	Chivor - Guavio 1/2 230 kV > 130%	Chivor - Guavio 1/2 230 kV > 100%
N - 1 Guaca - Mesa 1/2 230 kV (Dmin, Max gen Pagua, Guavio, Zipa, Darío Valencia, Chivor)	Guaca - Mesa 1/2 230 kV > 130%	Guaca - Mesa 1/2 230 kV > 100%
N - 1 Primavera - Bacatá 500 kV (Max gen Zipa)	Noroeste - Purnio 1/2 230 > 100% Brisas - Cajamarca 115 kV > 100% Cajamarca - Regivit 115 kV > 100% Colegio - La Guaca 115 kV > 110% Armenia - Regivit 115 kV > 100%	Tra. Nva Esperanza 500/115 kV > 100%

Fuente de tabla: UPME

En el año 2019 en el marco de la evaluación de la nueva Subestación El Río 115 kV, la Unidad solicitó a la ENEL – CODENSA acompañar la obra con la instalación de un segundo transformador en Nueva Esperanza 500/115/11.4 kV 450 MVA, ya que para el año 2024 y ante un escenario de demanda máxima, se observaba una sobrecarga en el transformador existente. Teniendo en cuenta lo anterior la UPME realizó la evaluación de la solicitud del OR correspondiente al segundo transformador de Nueva Esperanza 500/115/11.4 kV 450 MVA, encontrando los siguientes resultados con la inclusión del proyecto a partir del año 2023:

### Año 2023

- En condición normal de operación y ante contingencia N-1 se observa que las cargabilidades y tensiones de los elementos del área de influencia se encuentran dentro de los límites permitidos.

- Ante un escenario de demanda media y máxima y alta importación en el área se observan altas cargabilidades en la línea Nueva Esperanza – El Río 115 kV en condición normal de operación.

### Año 2028

- En condición normal de operación y ante contingencia N-1 se observa que las cargabilidades y tensiones de los elementos del área de influencia se encuentran dentro de los límites permitidos.
- Ante contingencia N-1 de los siguientes elementos, se presentan altas cargabilidades en los siguientes elementos, sin embargo, las mismas se mantienen por debajo de la capacidad de emergencia:

Nueva Esperanza 1 500/120/11.4 kV, ante la contingencia N-1 de Nueva Esperanza 2 500/120/11.4 kV.

Nueva Esperanza 2 500/120/11.4 kV, ante la contingencia N-1 de Nueva Esperanza 1 500/120/11.4 kV.

- Ante un escenario de demanda media y máxima y alta importación en el área y ante la entrada de la totalidad de la carga prevista para la subestación El Río 115 kV, se observan sobrecargas en la línea Nueva Esperanza – El Río 115 kV, por lo que se hace necesario que el OR revise esta condición y en caso de ser necesario proponga con antelación las obras necesarias para mitigar esta problemática.

### Conclusiones:

- **Agotamiento transformación STN/STR:** ante el agotamiento progresivo de los transformadores Nueva Esperanza 500/115 kV, le fue aprobado al OR la instalación de un nuevo transformador 500/115 kV de 450 MVA en Nueva Esperanza.
- **Sobrecargas en líneas:** Se observa agotamiento de la red 115 kV, particularmente los enlaces: Bacatá – Suba, Balsillas – Mosquera, Bacatá – El Sol, Colegio – Guaca 115 kV.
- La aprobación del segundo transformador 500/115 kV de 450 MVA en Nueva Esperanza incluye la bahía de alta, la cual es configuración interruptor y medio por lo que ésta hace parte del STN y por tanto debe ser incluida entre las recomendaciones de obras del presente Plan de Expansión.

### **Área Oriental – Meta – Guaviare**

#### Problemáticas identificadas:

Las diferentes problemáticas de esta área se relacionadas en su mayoría al agotamiento de la capacidad de la transformación y atención radial de la demanda.

Tabla 3-96: Desempeño del sistema en Meta.

CONDICIÓN	2017	2023
N - 1 Reforma - Barzal 115 kV	Sobrecarga Ocoa – Barzal > 130 %	Sobrecarga Ocoa – Barzal > 142%
N - 1 Transformador Reforma	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
N - 1 Guavio - Reforma 230 kV	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
Atención radial de la demanda	Granada, San José Guaviare 115 kV	se elimina radialidades de Suria, Puerto López y Puerto Gaitán

Fuente de tabla: UPME

### Área Suroccidental – Caldas – Quindío – Risaralda

Gráfica 3-31: Área Suroccidental.



#### Problemáticas identificadas:

Esta área presenta diferentes problemáticas, relacionadas especialmente con el agotamiento de la capacidad de la transformación, sobrecargas de elementos ante contingencia y bajas tensiones.

Tabla 3-97: Desempeño del sistema en Caldas – Quindío – Risaralda.

CONDICIÓN	2020	2024
C.N.O	Esmeralda 1 230/115 < 90%	Esmeralda 1 230/115 < 90%
	Esmeralda 2 230/115 < 90%	Esmeralda 2 230/115 < 90%
	Hermosa 1 230/115 < 90%	Hermosa 1 230/115 < 90%
N - 1 TR Enea 230/115	Esmeralda 1 230/115 < 90%	Esmeralda 1 230/115 < 90%
	Esmeralda 2 230/115 < 90%	Esmeralda 2 230/115 < 90%
	Hermosa 1 230/115 < 90%	Hermosa 1 230/115 < 90%
N - 1 TR Esmeralda 1 230/115	Esmeralda 2 230/115 < 90%	Esmeralda 2 230/115 < 90%
	Hermosa 1 230/115 < 90%	Hermosa 1 230/115 < 90%
N - 1 TR Hermosa 1 230/115	Esmeralda 1 230/115 < 90%	Esmeralda 1 230/115 < 90%
	Esmeralda 2 230/115 < 90%	Esmeralda 2 230/115 < 90%
N - 1 TR Cartago 1 230/115	Esmeralda 1 230/115 < 90%	Esmeralda 1 230/115 < 90%
	Esmeralda 2 230/115 < 90%	Esmeralda 2 230/115 < 90%
	Hermosa 1 230/115 < 90%	Hermosa 1 230/115 < 90%
N - 1 TR Cartago 2 230/115	Esmeralda 1 230/115 < 90%	Esmeralda 1 230/115 < 90%
	Esmeralda 2 230/115 < 90%	Esmeralda 2 230/115 < 90%
	Hermosa 1 230/115 < 90%	Hermosa 1 230/115 < 90%
N - 1 TR San Felipe 230/115	Esmeralda 1 230/115 < 90%	Esmeralda 1 230/115 < 90%
	Esmeralda 2 230/115 < 90%	Esmeralda 2 230/115 < 90%
	Hermosa 1 230/115 < 90%	Hermosa 1 230/115 < 90%

Fuente de tabla: UPME

## Área Suroccidental – Valle

### Problemáticas identificadas:

La problemática del Valle se desarrolla en el numeral del análisis de las obra Estambul.

## Área Suroccidental – Cauca – Nariño

### Problemáticas identificadas:

La problemática de esta área se relaciona con el agotamiento de la capacidad de la transformación y de la red del STR, además de restricciones de exportaciones e importaciones por desarrollo de STR.

Tabla 3-98: Desempeño del sistema en Cauca – Nariño.

CONDICIÓN	2015	2025
C.N.O	TRF Páez 230 kV >70 % TRF San Bernardino 230 kV <100%	TRF Páez 230/115 kV > 70 % TRF Bernardino 230/115 kV < 100 %
N - 1 Jamondino	TRF Páez 230/115 kV < 100 % TRF Bernardino 230/115 kV < 100 % Junín, Tumaco 115 kV < 90%	TRF Páez 230/115 kV > 74 % TRF Bernardino 230/115 kV < 100 % Lino. Zaque - Popayán 115 kV < 100 % Lino. Bernardino-Popayán 115 kV < 100 % Junín, Tumaco 115 kV < 90%
N - 1 Lino El Zaque - Popayán 115 kV	El Zaque – San Martín >100% San Martín – Calambuco >100%	El Zaque – San Martín >100% San Martín – Calambuco >100%
N - 1 Lino El Pasto - San Martín 115 kV	El Zaque – San Martín >100% San Martín – Calambuco >100%	El Zaque – San Martín >100% San Martín – Calambuco >100%
N - 1 Lino El Saque - San Martín 115 kV	El Zaque – Popayán >100%	El Zaque – Popayán >100%
N - 1 Lino Calambuco - San Martín 115 kV	El Zaque – San Martín >100%	El Zaque – San Martín >100%

- **Agotamiento de la red a 115 kV:** Se observa que ante contingencias simples, se puede producir sobrecargas de los elementos del STR debido a la baja capacidad de los circuitos, por lo cual los OR's CEO y ENELAR, deberán implementar el aumento de capacidad de los siguientes corredores: i) Zaque – Popayán (Principal) 115 kV, del OR CEO, y en los circuitos Zaque – San Martín – Calambuco 115 kV y San Martín – Pasto 115 kV, del OR CEDENAR, mediante cambio de los transformadores de corriente - CTs de las líneas asociadas.

**Se solicita a los OR's incumbentes, estudiar el refuerzo en correspondiente a: Nueva línea Pasto – Calambuco y Jamondino – Calambuco 115 kV y tercer transformador 230/115 kV en Jamondino.**

### Área Suroccidental – Tolima – Huila – Caquetá

- En análisis de Huila Tolima se desarrolla en el numeral donde se presenta el proyecto para Huila

### Área Suroccidental – Putumayo

#### Problemáticas identificadas:

El área de Putumayo presenta problemática relacionada con atención radial de la demanda.

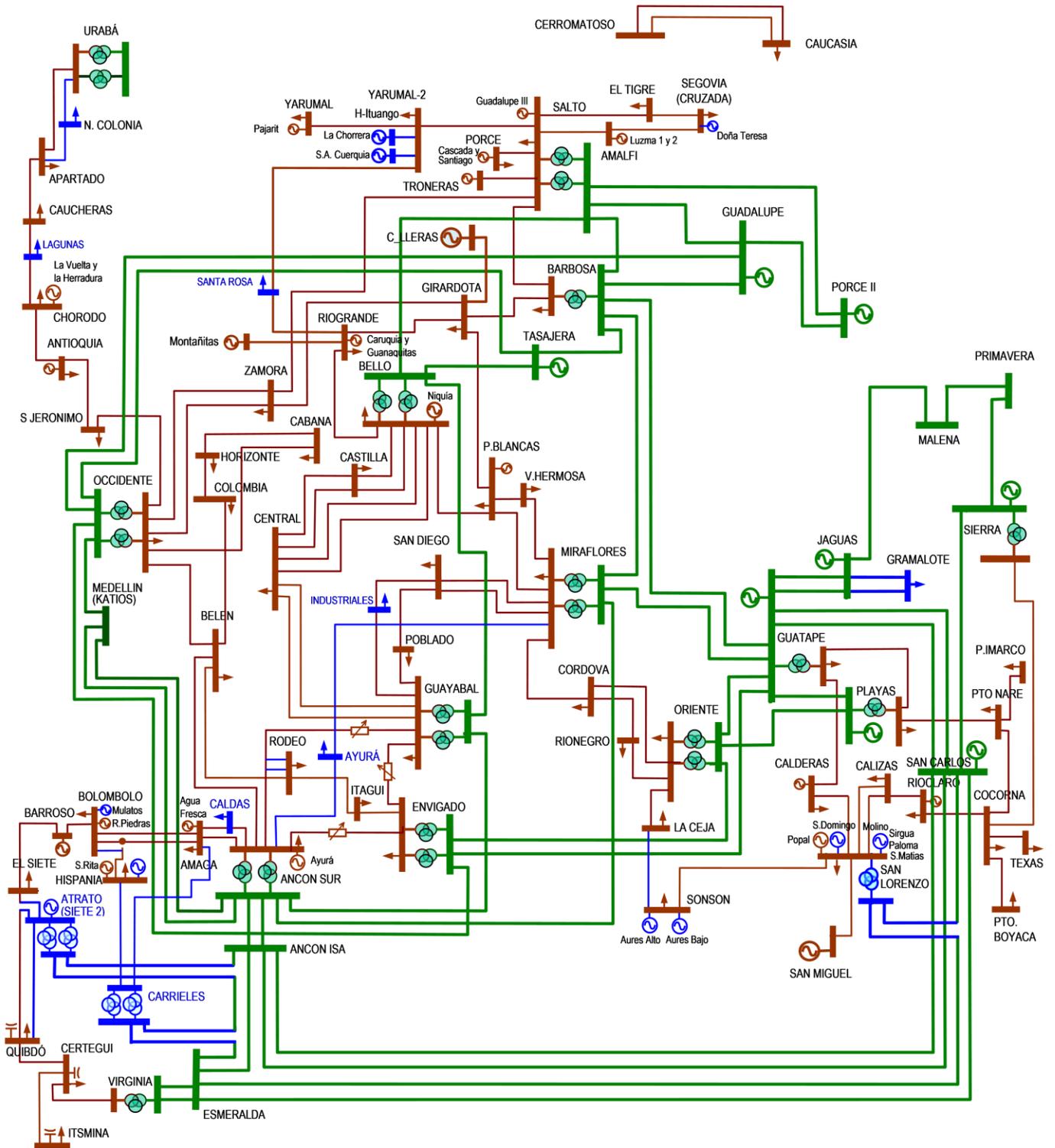
- **Atención Radial de la demanda:** Se observa que la demanda está alimentada radialmente mediante el transformador 230/115 kV de Mocoa, lo cual origina que ante la contingencia del mismo se produzca demanda no atendida. El OR presentó el estudio para la conexión del segundo transformador en Mocoa.

## 4. RECOMENDACIONES

Se recomienda la ejecución de las siguientes obras del Sistema de Transmisión Nacional, para lo cual se deben seguir los procedimientos normativos y regulatorios a efectos de su ejecución:

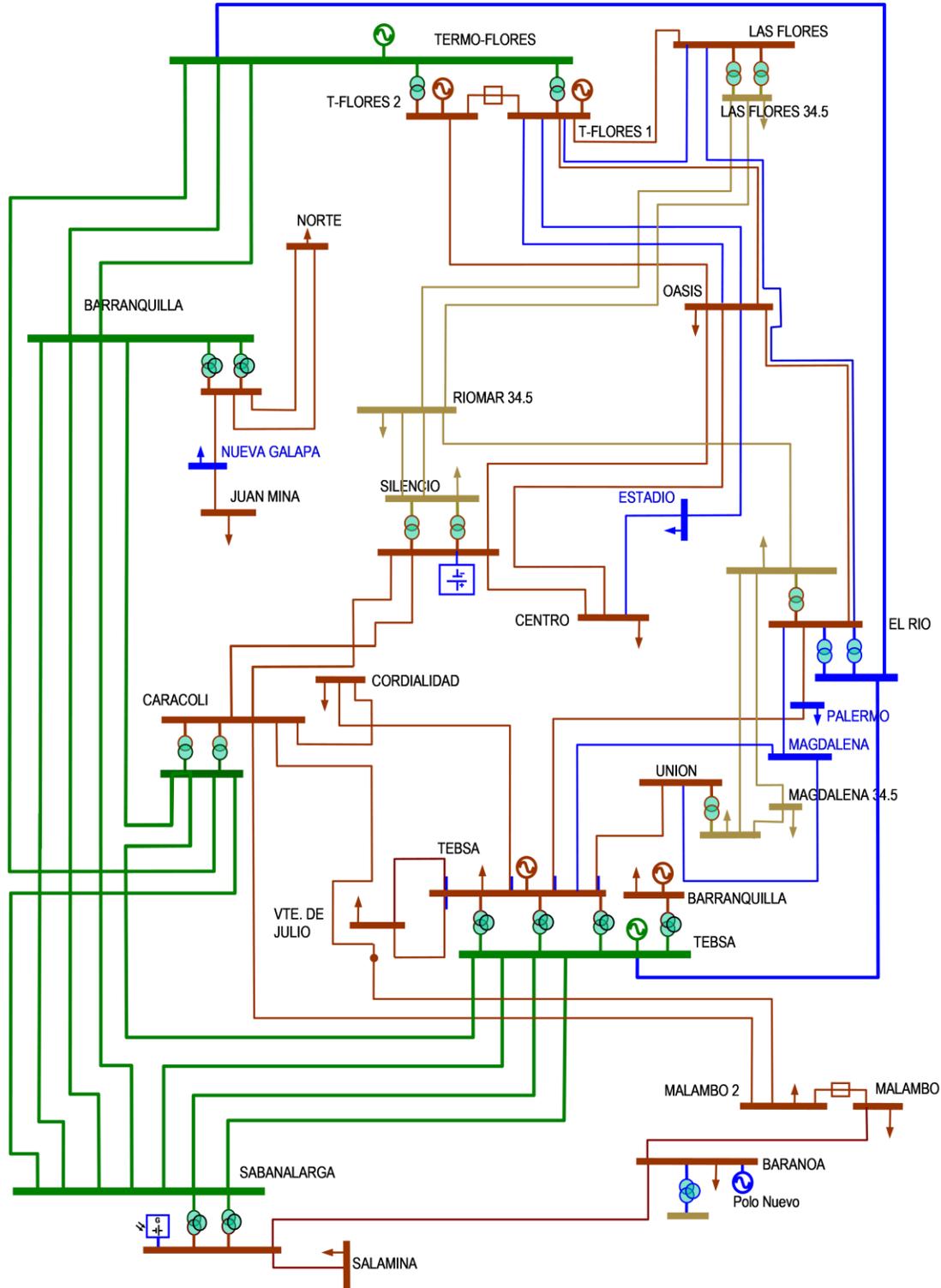
- Nueva subestación Estambul 220 kV, en jurisdicción de Palmira o sus vecindades, reconfigurando los circuitos Alférez – Yumbo 220 kV y Juanchito – San Marcos 220 kV mediante una derivación de 2 km aproximadamente, en un punto aproximado a 9,5 km desde la subestación Yumbo y a 8 km desde la subestación Juanchito. Fecha de entrada en operación: agosto de 2026.
- Nueva subestación Huila 220 kV, en jurisdicción de Neiva o sus vecindades, reconfigurando los circuitos existentes Betania – Mirolindo 220 kV y Betania - Tuluní 220 kV, mediante una derivación de 10 km aproximadamente. Fecha de entrada en operación: agosto de 2026.
- Instalar el reactor de 120 MVAR, retirado de la Subestación Copey, en la barra de San Marcos 500 kV, la bahía para su conexión en la barra y uno o dos cortes centrales según la disposición física que convenga. Fecha de entrada en operación: junio de 2024.
- Transformador 500/230 kV de 450 MVA en la subestación Sogamoso. Fecha de entrada en operación: junio de 2024.
- Transformador 500/230 kV de 450 MVA en la subestación Primavera. Fecha de entrada en operación: junio de 2024.
- Equipos tipo SSSC (Static Synchronous Series Compensator) o FACTS (Flexible AC Transmission System) distribuidos en los circuitos Tebsa – Sabana 1 y 2 220 kV, Caracolí – Sabana 220 kV y Flores – Nueva Barranquilla 220 kV, según lo expuesto en Plan de Expansión 2020-2034. Fecha de entrada en operación: junio de 2024.
- Equipos tipo SSSC (Static Synchronous Series Compensator) o FACTS (Flexible AC Transmission System) distribuidos inicialmente en los circuitos Guajira - Santa Marta y Bonda – Santa Marta y posteriormente, una vez esté en servicio toda la expansión del STN hoy definida para La Guajira, se deberán trasladar los dispositivos del circuito Bonda – Santa Marta a Bonda – Guajira 220 kV, según lo expuesto en Plan de Expansión 2020-2034. Fecha de entrada en operación: julio de 2022 la instalación inicial; la fecha del traslado dependerá de la entrada en servicio de la expansión en el área.
- Bahía de alta de transformador a nivel de 500 kV en la Subestación Nueva Esperanza. Fecha de entrada en operación: diciembre de 2023 o aquella que corresponda en caso de modificación del concepto de conexión del transformador 500/115 kV.

## 5. DIAGRAMAS UNIFILARES



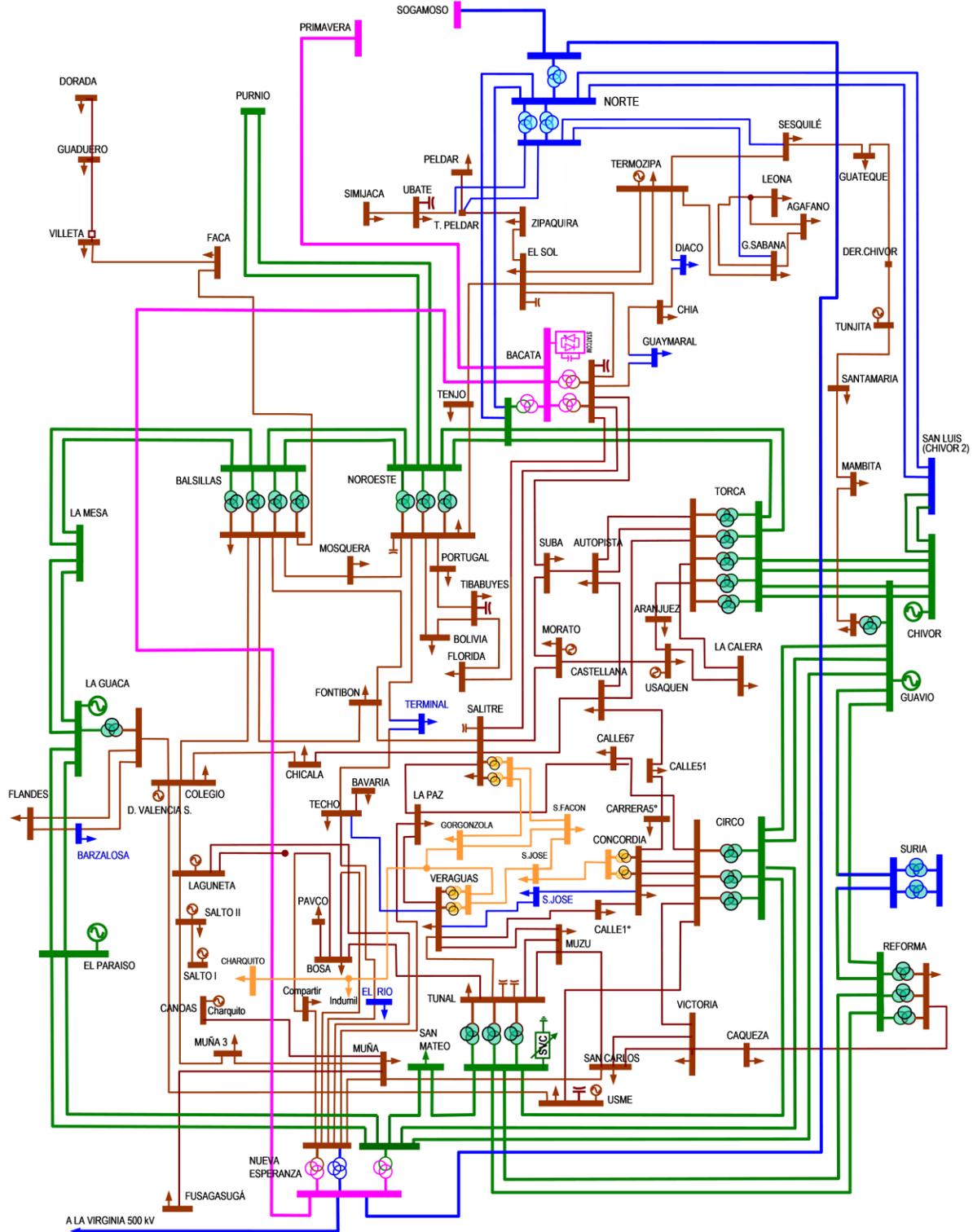
ÁREA ANTIOQUIA - CHOCÓ

■ 220 kV ■ 110 kV ■ 220 kV Expansión en Análisis ■ Proyectos de Expansión



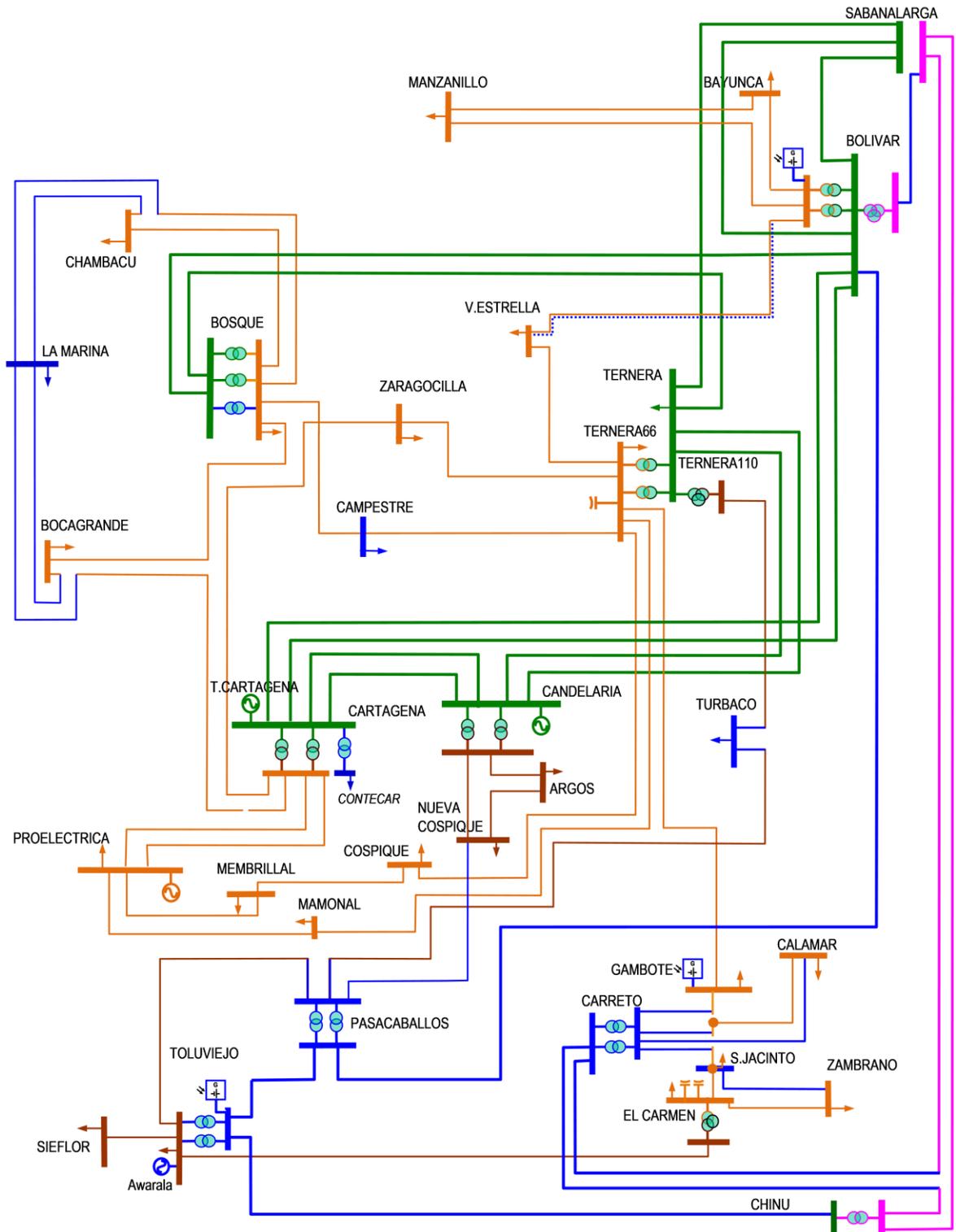
**ÁREA ATLÁNTICO**

■ 220 kV   
 ■ 110 kV   
 ■ 34.5 kV   
 ■ Propuesta UPME   
 ■ Proyectos de Expansión



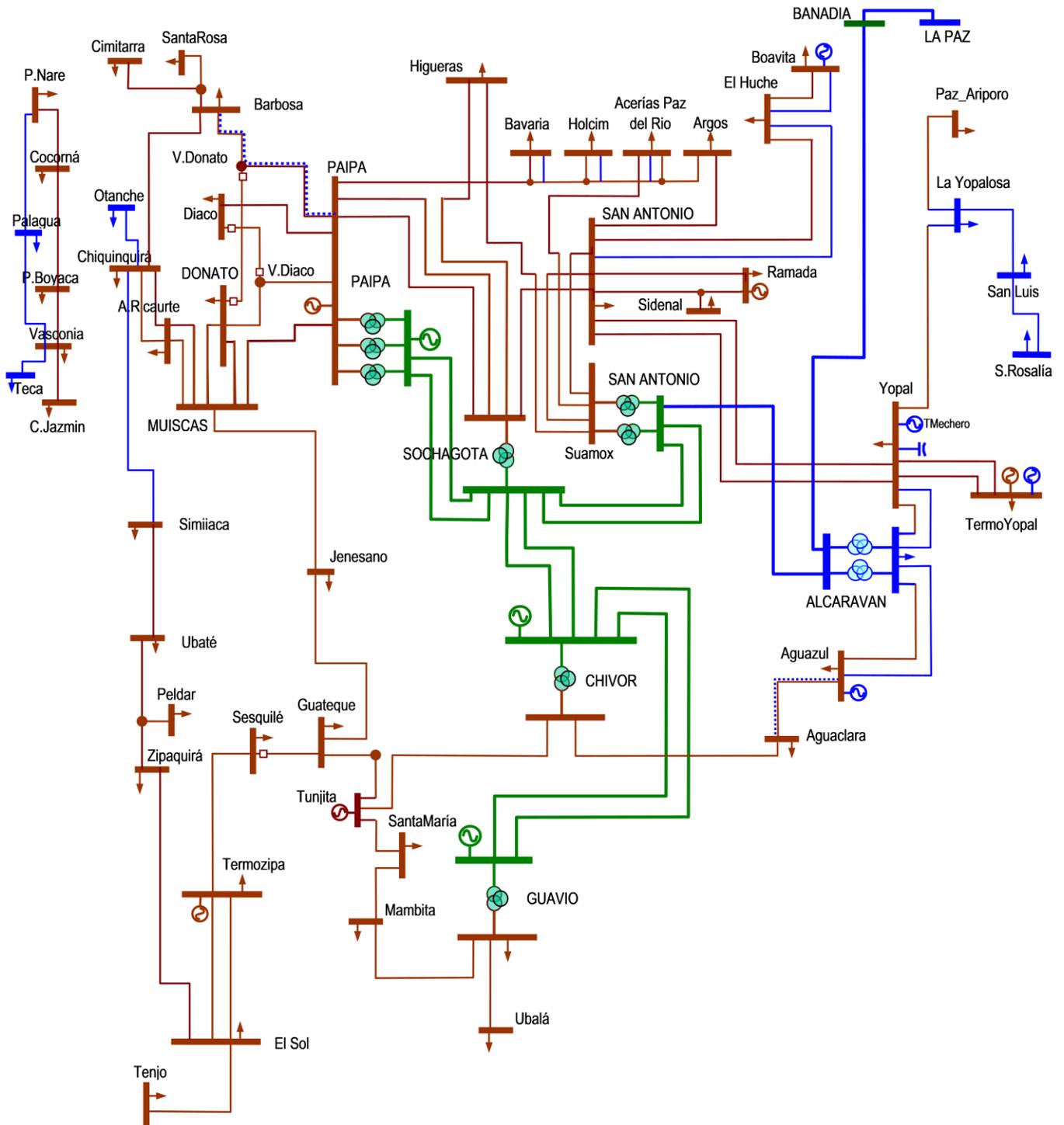
**ÁREA BOGOTÁ**

- 500 kV
- 230 kV
- 115 kV
- 57.5 kV
- Proyectos de Expansión



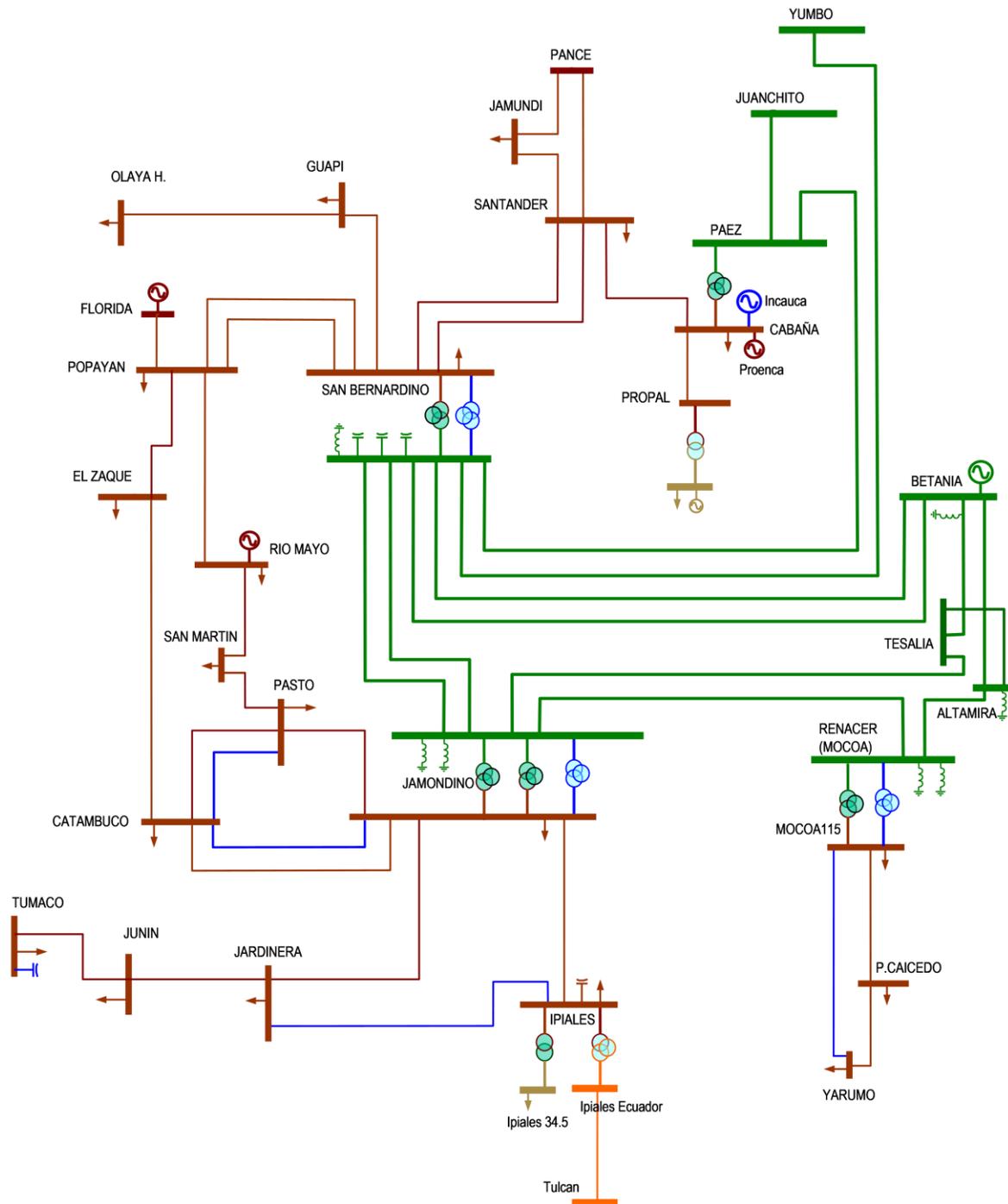
**ÁREA BOLIVAR**

■ 500 kV   
 ■ 220 kV   
 ■ 110 kV   
 ■ 66 kV   
 ■ Proyectos de Expansión



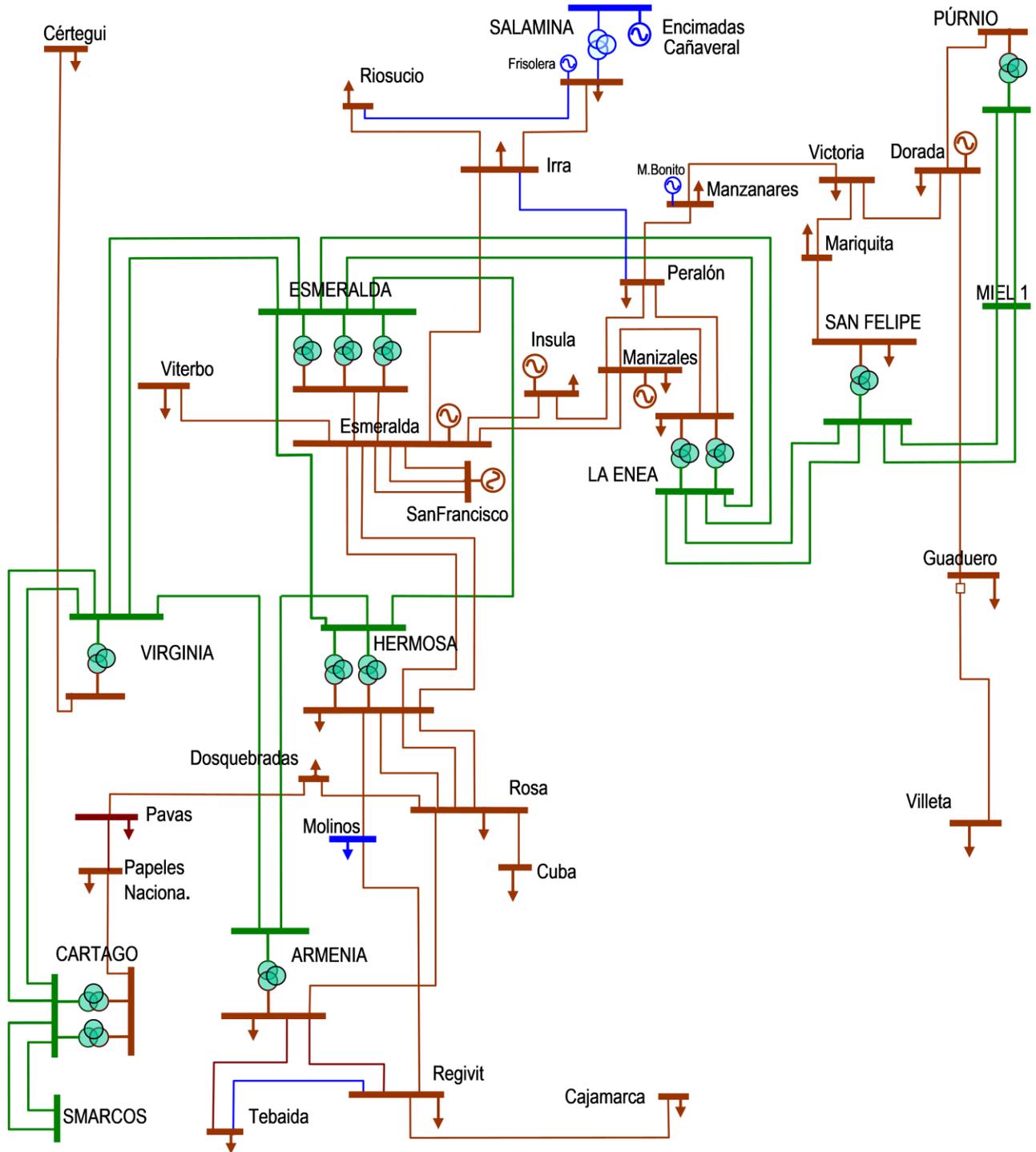
**ÁREA BOYACÁ - CASANARE**

■ 220 kV   ■ 115 kV   ■ Proyectos de Expansión



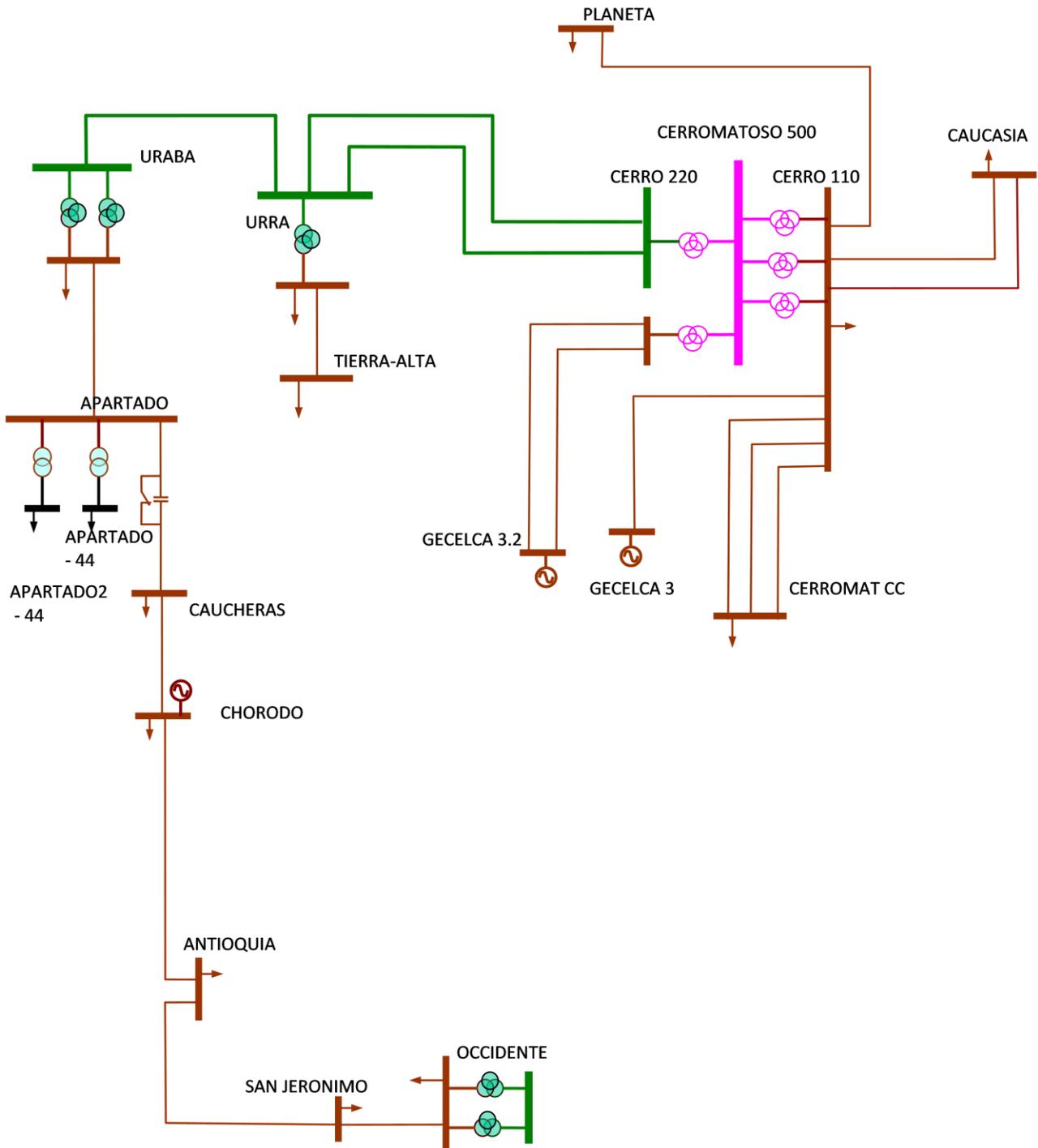
### ÁREA CAUCA - NARIÑO

■ 220 kV   
 ■ 115 kV   
 ■ 34.5 kV   
 ■ 138 kV   
 ■ Recomendación UPME   
 ■ Proyectos de Expansión



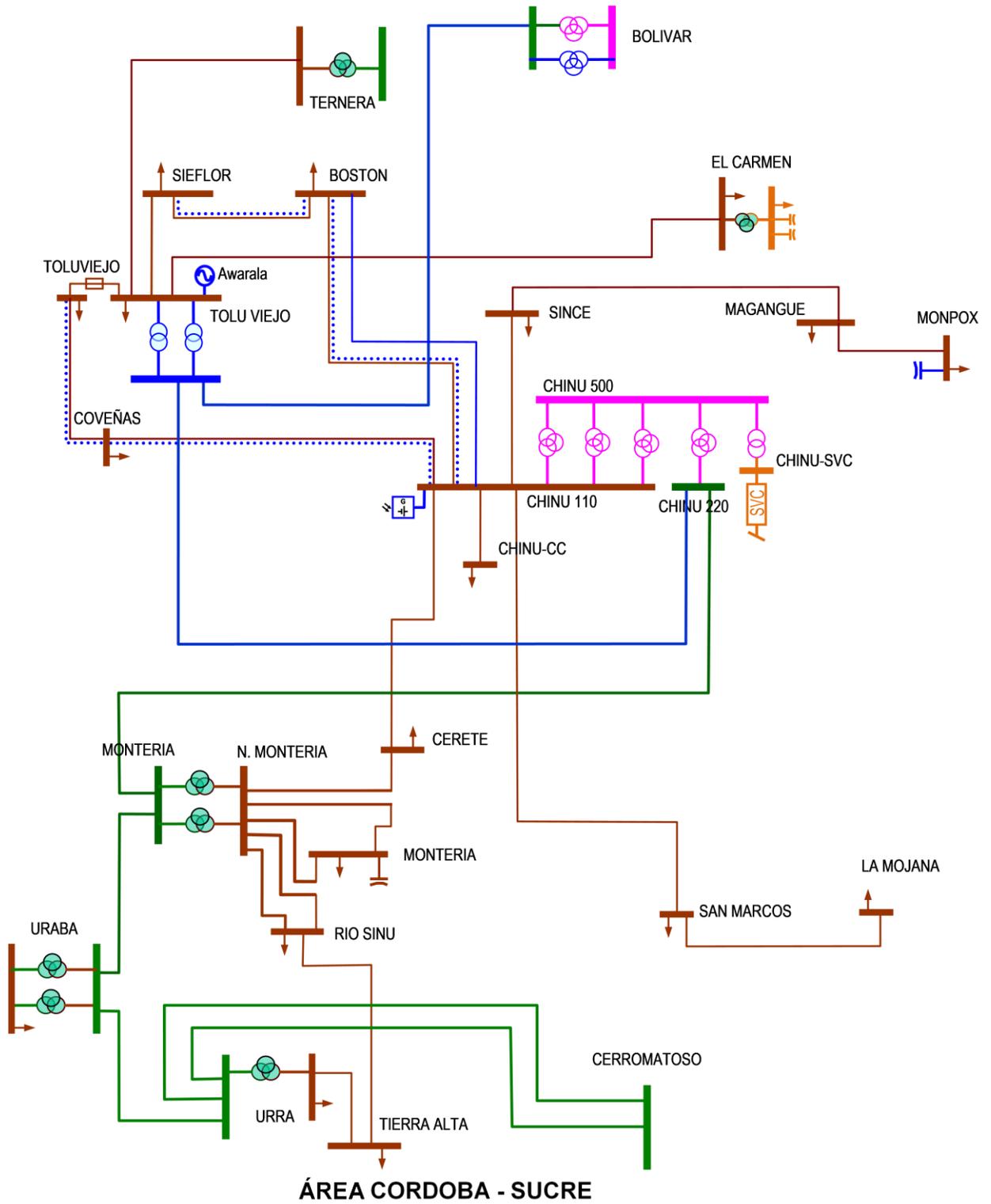
**ÁREA CÁLDAS – QUINDÍO - RISARALDA**

■ 220 kV   ■ 115 kV   ■ Proyectos de Expansión   ■ Expansión en análisis 230 kV

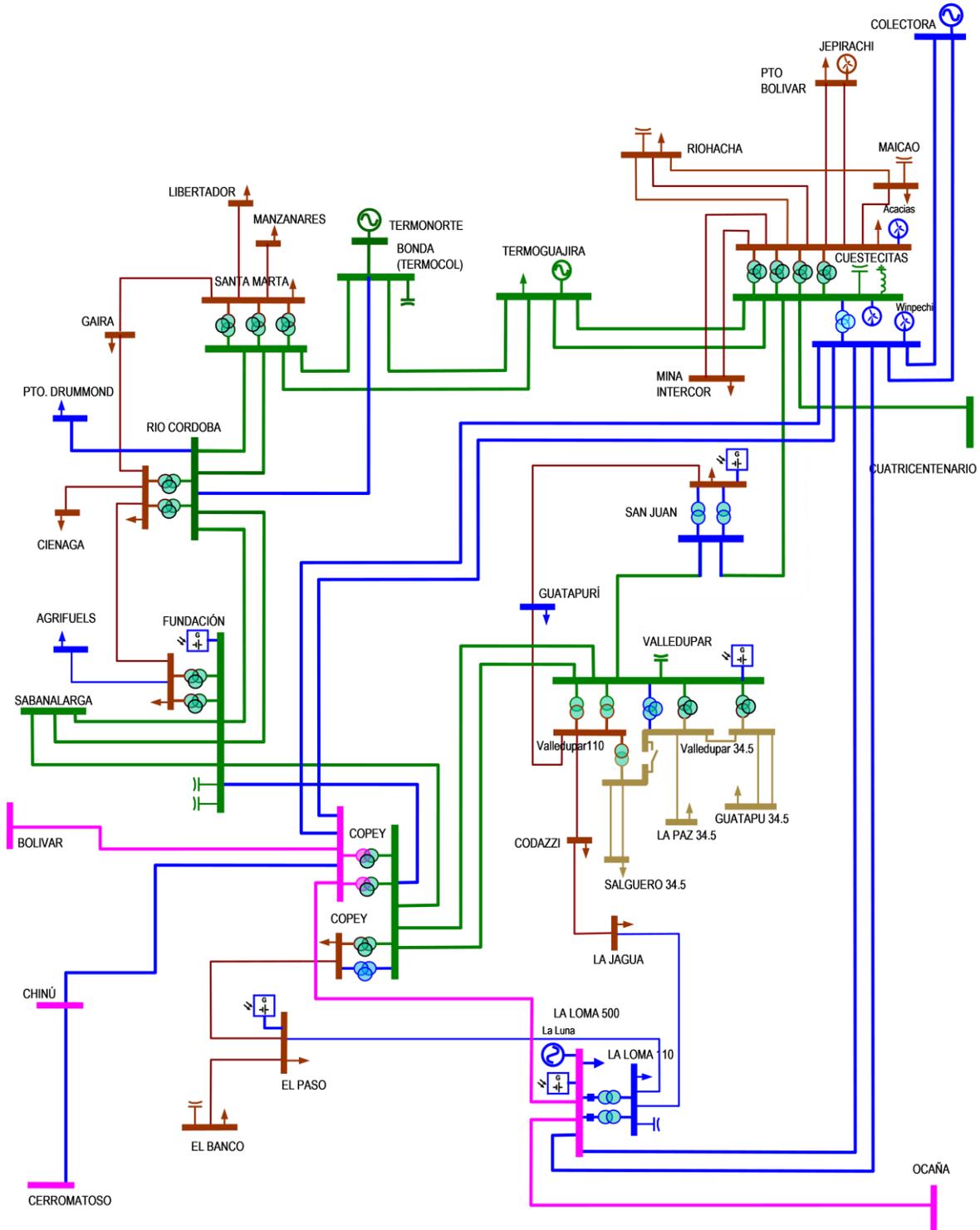


**ÁREA CERROMATOSO**

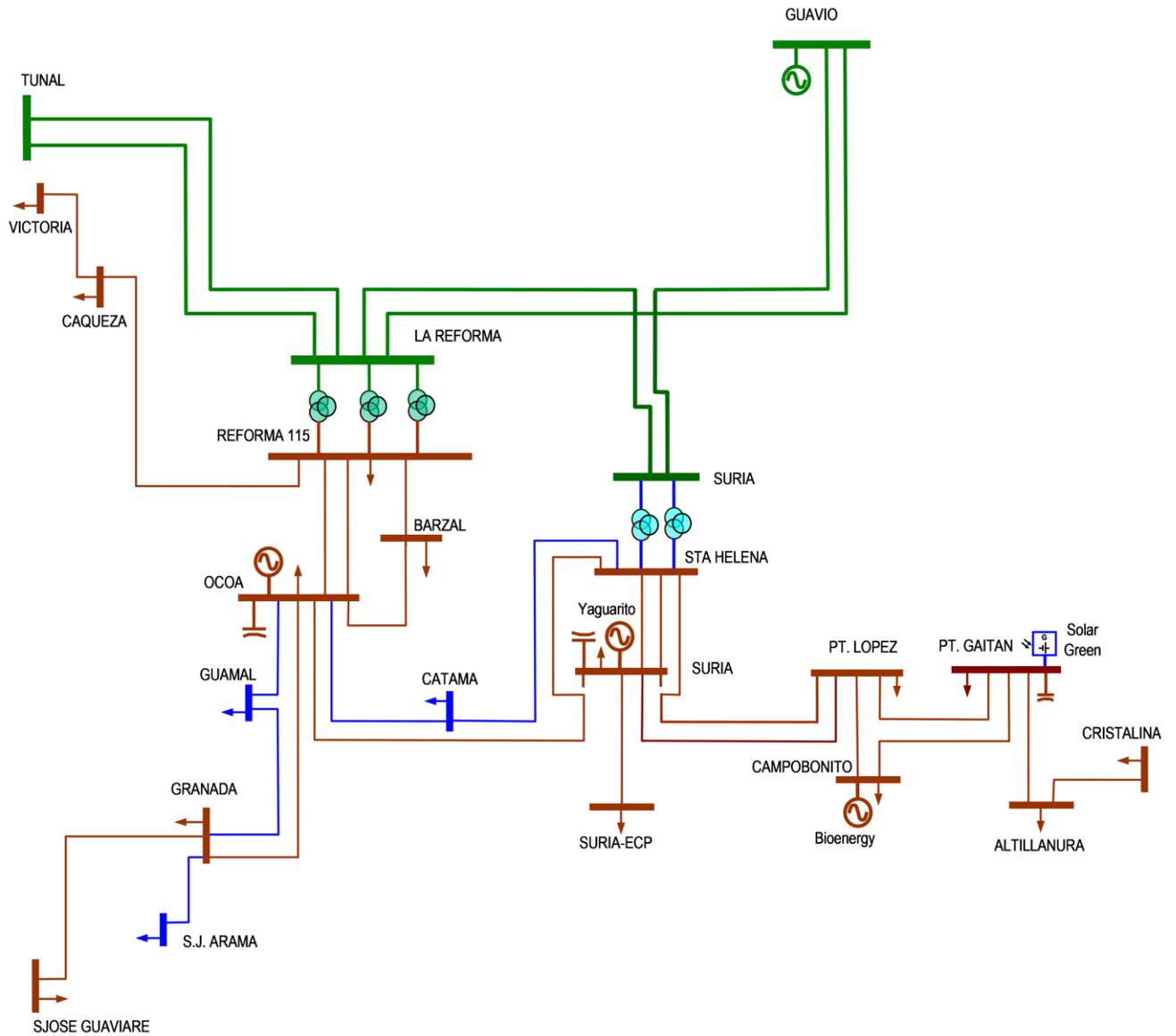
■ 500 kV   
 ■ 220 kV   
 ■ 110 kV   
■ Propuesta UPME   
■ Proyectos de Expansión



■ 500 kV   
 ■ 220 kV   
 ■ 110 kV   
 ■ Propuesta UPME   
 ■ Proyectos de Expansión

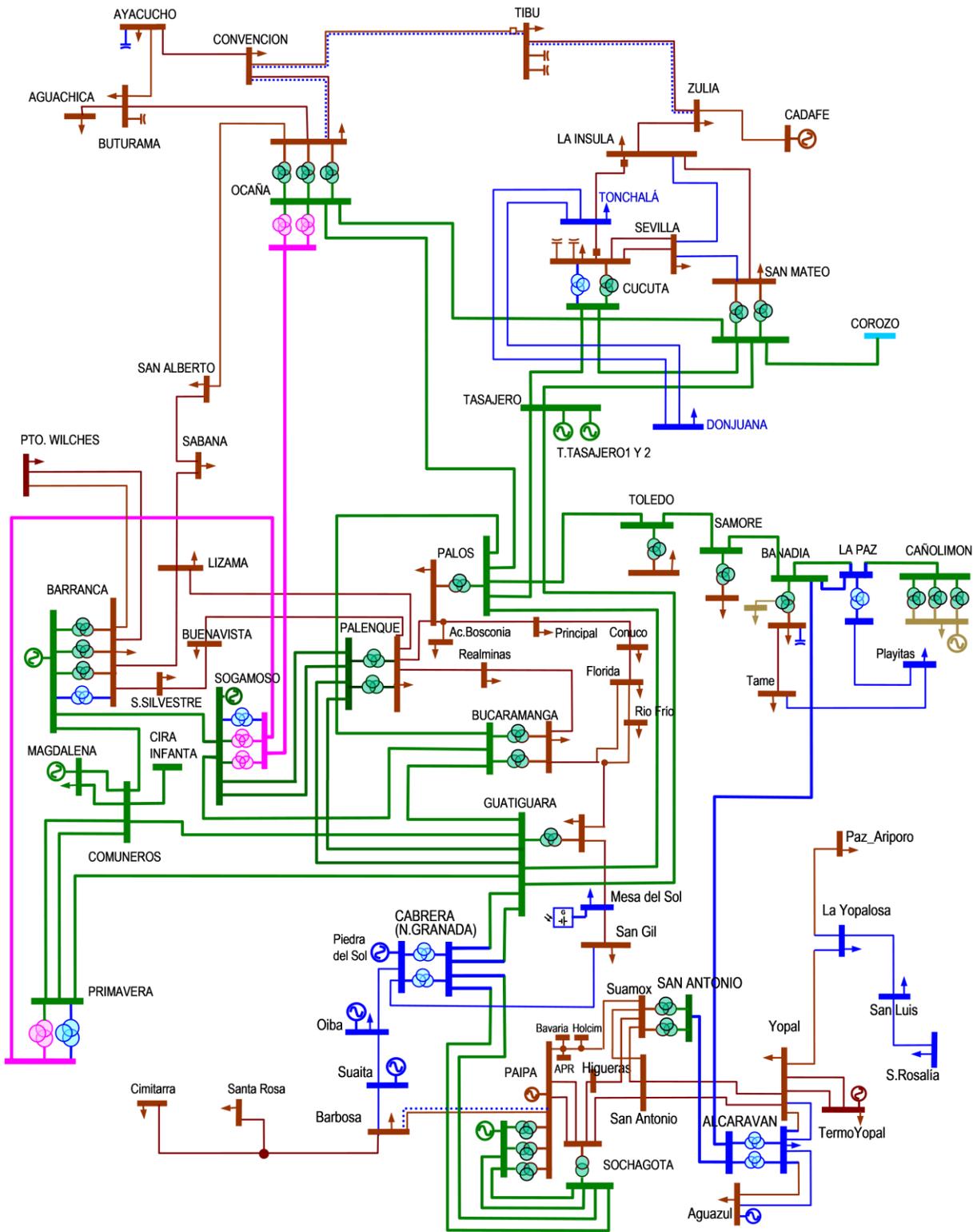


■ 500 kV   
 ■ 220 kV   
 ■ 110 kV   
 ■ 34.5 kV   
 ■ Proyectos de Expansión



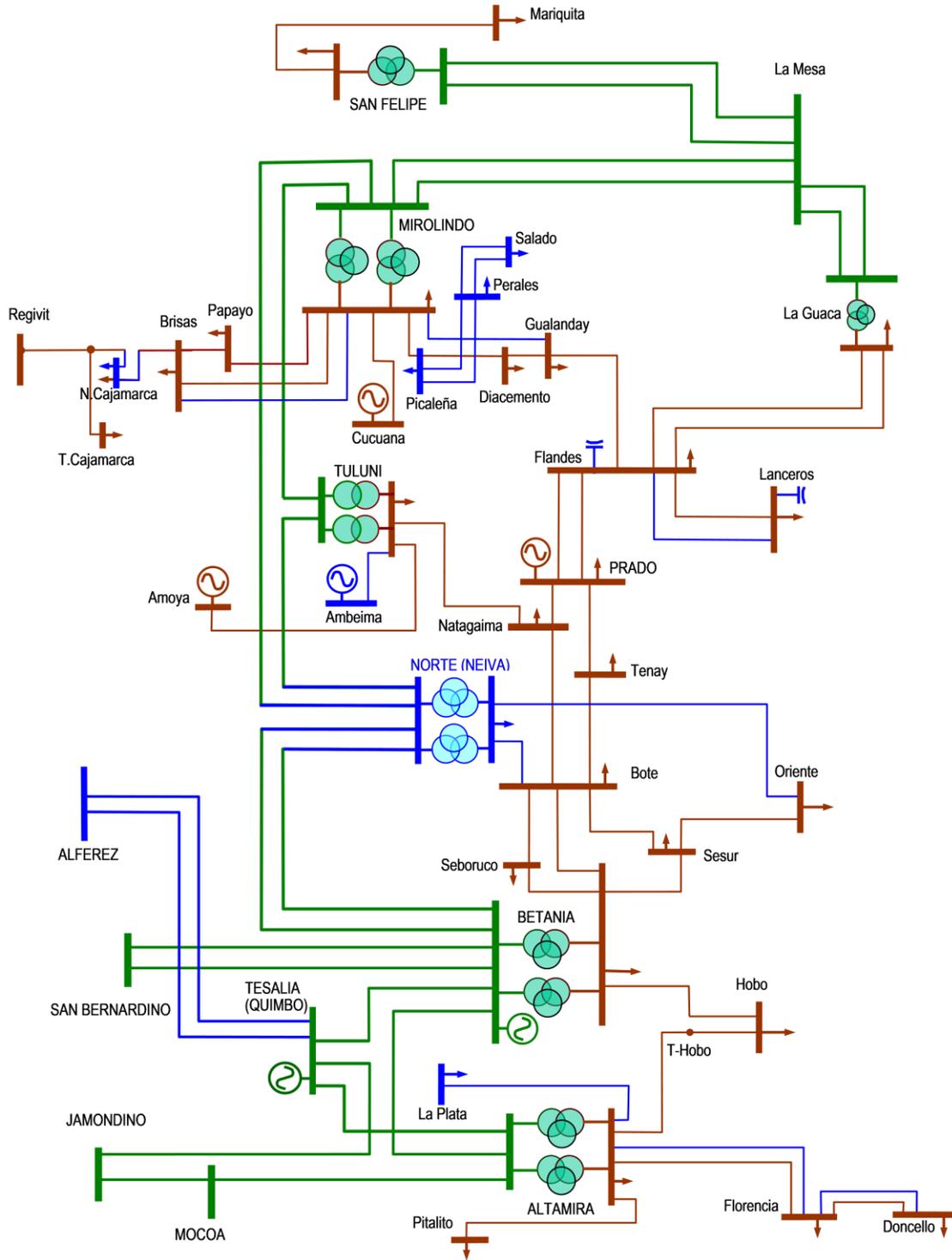
### ÁREA META - GUAVIARE

■ 220 kV   
 ■ 115 kV   
 ■ Proyectos de Expansión



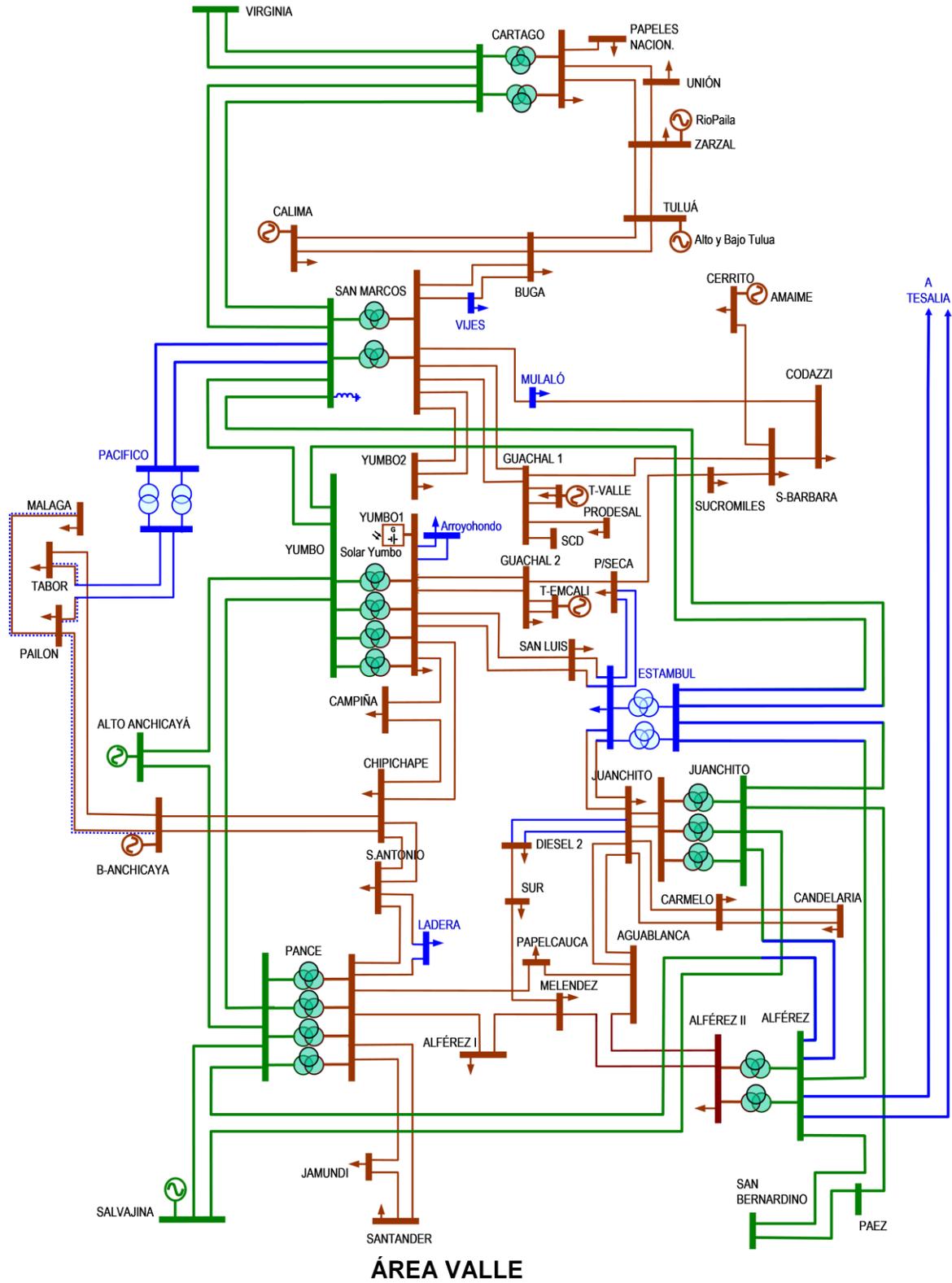
### ÁREA NORDESTE

■ 500 kV   
 ■ 220 kV   
 ■ 115 kV   
 ■ Proyectos de Expansión



### ÁREA TOLIMA – HUILA - CAQUETÁ

■ 220 kV   ■ 115 kV   ■ Proyectos de Expansión



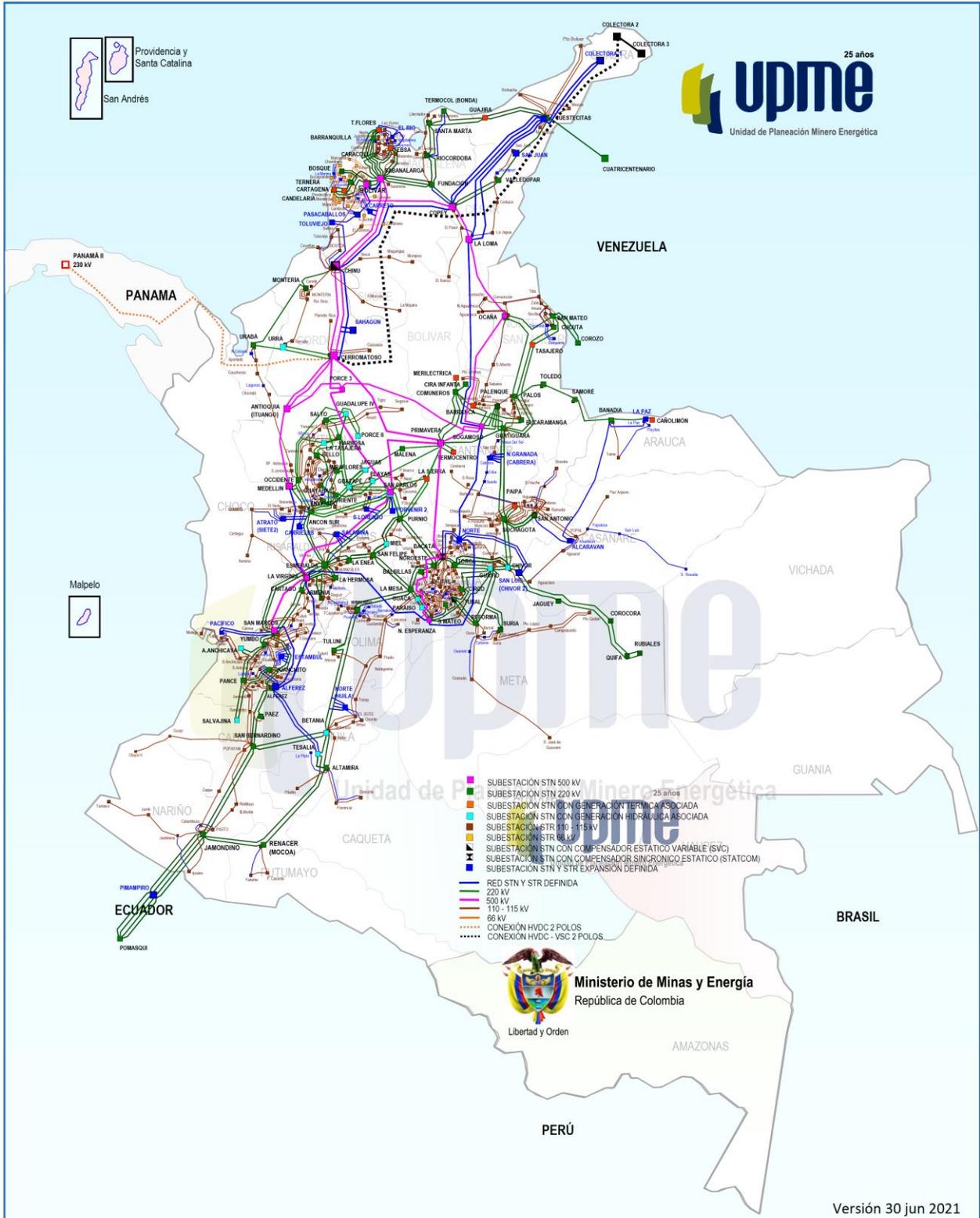
■ 220 kV   ■ 115 kV   ■ Proyectos de Expansión

## 6. SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL ACTUAL 2021

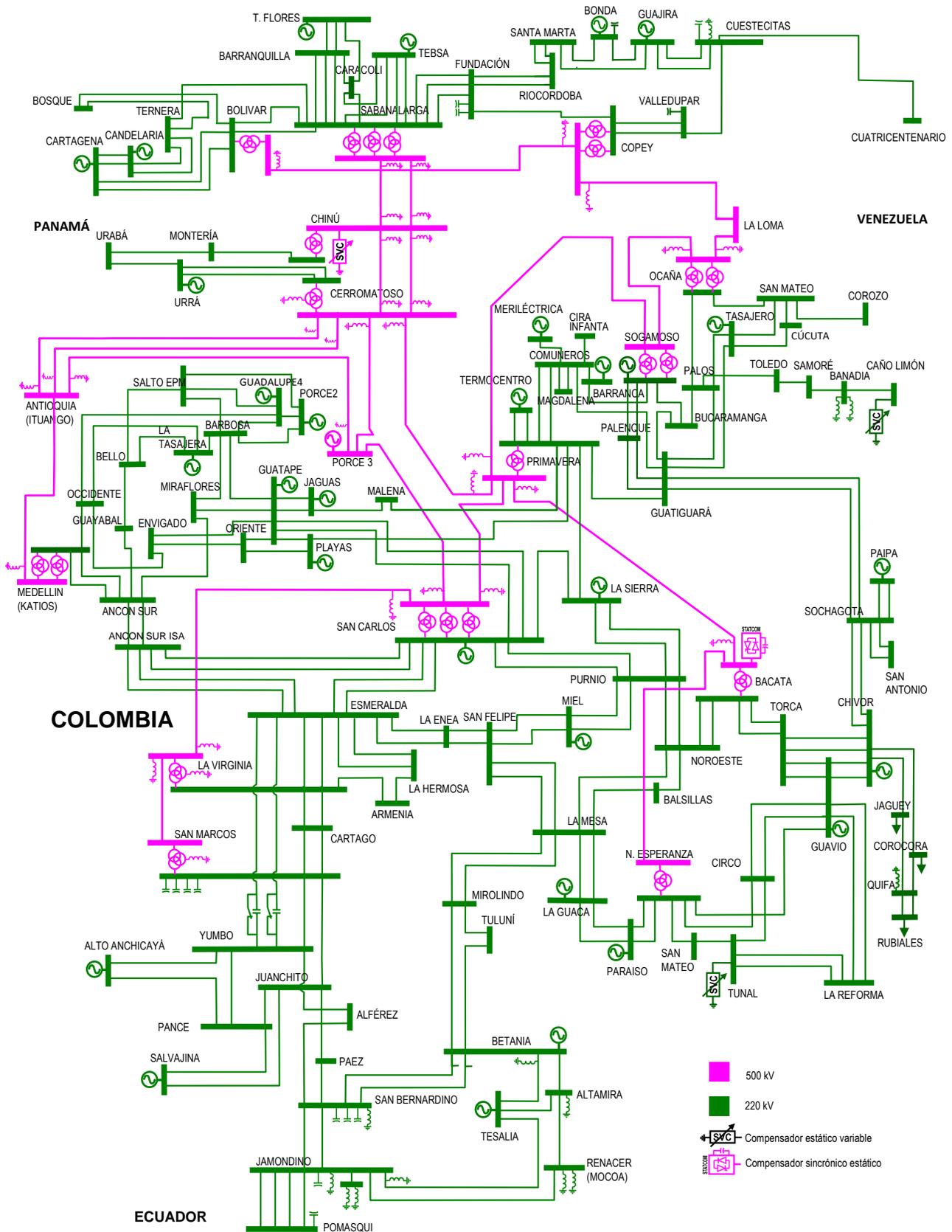




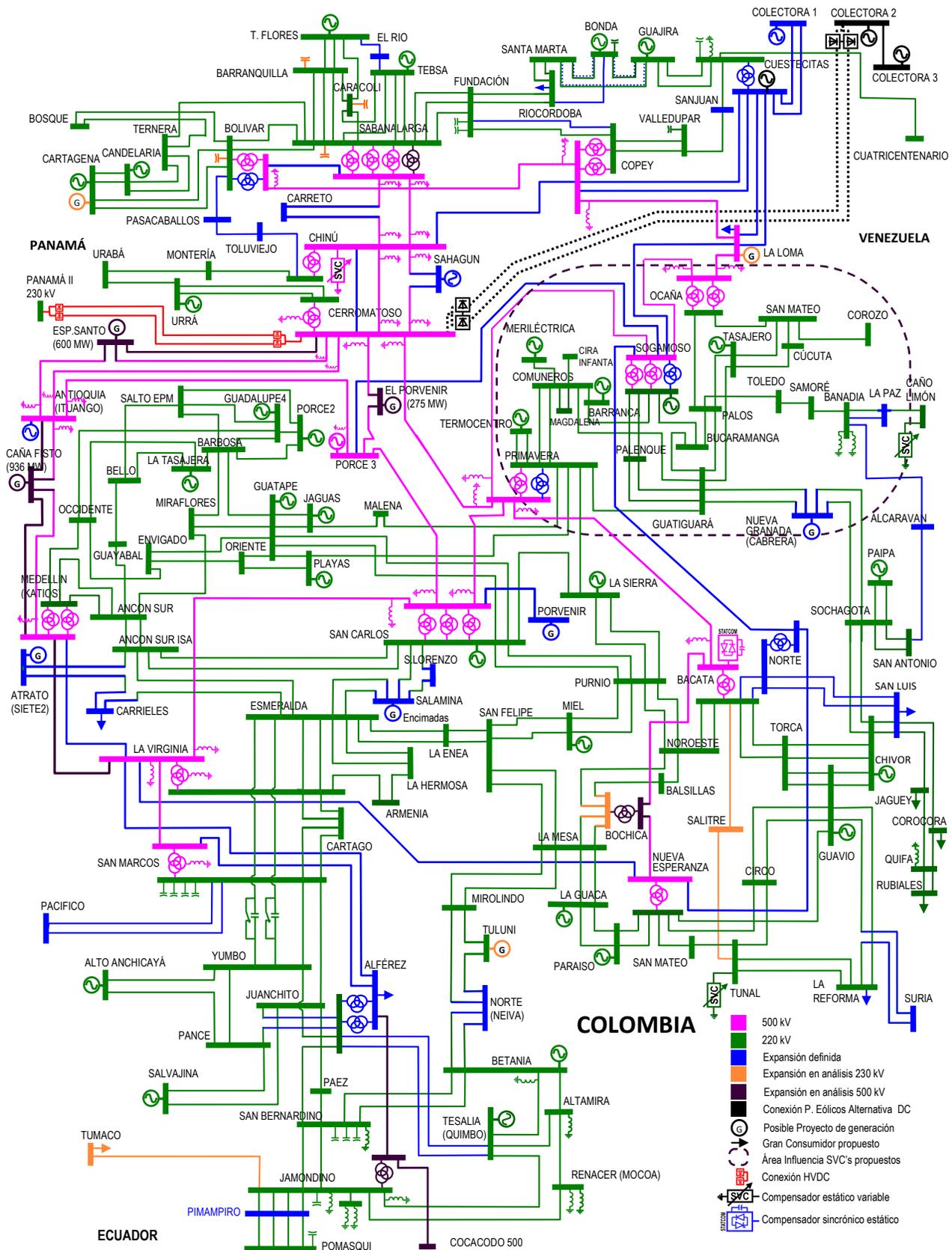
## 8. SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL Y SISTEMAS DE TRANSMISIÓN REGIONALES CON EXPANSIÓN



## 9. DIAGRAMA UNIFILAR SISTEMA DE TRANSMISIÓN ACTUAL



# 10. DIAGRAMA UNIFILAR SISTEMA DE TRANSMISIÓN VISIÓN 2035



## 11. PROYECTOS APROBADOS A LOS ORs

OR	NOMBRE DEL PROYECTO	DESCRIPCIÓN	AÑO DE ENTRADA
CARIBEMAR AFINIA	SUBESTACIÓN CAMPESTRE	NUEVA SUBESTACIÓN CAMPESTRE 66/13.8 KV -2X30 MVA MEDIANTE LA RECONFIGURACIÓN DE LA LÍNEA TERNERA - BOSQUE 66 KV EN TERNERA - CAMPESTRE - BOSQUE 66 KV.	2024
CARIBEMAR AFINIA	CARRETO	SUBESTACIÓN CARRETO 66 KV MEDIANTE LA RECONFIGURACIÓN DE LA LÍNEA EL CARMEN - GAMBOTE 66 KV EN CARRETO - GAMBOTE 66 KV, CARRETO - CALAMAR 66 KV Y CARRETO - SAN JACINTO 66 KV CON AUMENTO DE CAPACIDAD A 469 A Y CON CONEXION AL STN A TRAVÉS DE DOS TRANSFORMADORES 500/66KV DE 150 MVA.	2024
		SEGUNDO CIRCUITO CARRETO - CALAMAR 66 KV	2024
		NUEVO CIRCUITO SAN JACINTO - ZAMBRANO 66 KV	2024
CARIBEMAR AFINIA	TURBACO	ACTUALIZACIÓN DE LA SUBESTACIÓN TURBACO. QUEDANDO UN SOLO TRANSFORMADOR 110/13.8 KV.	2024
CARIBEMAR AFINIA	PASACABALLOS	DOS BANCOS DE TRANSFORMACIÓN 220/110 KV - 2 X 150 MVA EN SUBESTACIÓN PASACABALLOS, RECONFIGURACIÓN DE LA LÍNEA TERNERA - TOLUVIEJO 110 KV EN TERNERA - PASACABALLOS - TOLUVIEJO 110 KV. NUEVA LÍNEA PASACABALLOS - NUEVA COSPIQUE 110 KV	2024
CARIBEMAR AFINIA	COMPENSACIÓN MOMPOX	COMPENSACIÓN DE 16 MVAR EN LA SUBESTACIÓN MOMPOX 110 KV (2 PASOS DE 8 MVAR)	2022
CARIBESOL AIR-E	REPOTENCIACIÓN LÍNEAS SALIDA TEBSA	REPOTENCIACIÓN DE TRAMOS A LA SALIDA DE TEBSA CORRESPONDIENTES A LAS SIGUIENTES LÍNEAS: TEBSA - UNIÓN 110 KV, TEBSA - CORDIALIDAD 110 KV, TEBSA - VEINTE DE JULIO 110 KV, TEBSA - TVEINTE DE JULIO 110 KV Y TEBSA - EL RÍO 110 KV.	2019
CARIBEMAR AFINIA	NORMALIZACIÓN TRANSFORMADOR COPEY 220/110/34.5 KV	NORMALIZACIÓN TRANSFORMADOR COPEY 220/110/34.5 KV	2020
CARIBEMAR AFINIA	TRANSFORMADOR PROVISIONAL EN LA LOMA 110 KV	CONVERSIÓN BAHÍA DE LÍNEA EN LA SUBESTACIÓN LA LOMA 110 KV PARA LA CONEXIÓN DE TRANSFORMADOR PROVISIONAL 110/34,5 KV	2019
CARIBESOL AIR-E	NUEVA GALAPA	NUEVA S/E NUEVA GALAPA 110/13.8 KV 30 MVA. NUEVO CIRCUITO CARACOLÌ - NUEVA GALAPA 110 KV NUEVO CIRCUITO NUEVA GALAPA - JUAN MINA 110 KV	2024
CARIBESOL AIR-E	PALERMO	NUEVA SUBESTACIÓN PALERMO 110 KV MEDIANTE LA APERTURA DE LA LÍNEA EL RÍO - TEBSA 110 KV	2024
CELSIA COLOMBIA	SUBESTACIÓN PACÍFICO	NUEVA SUBESTACIÓN PACÍFICO 115 KV	2025
		DOS TRANSFORMADORES 230/115 KV - 150 MVA	2025
		DOBLE CIRCUITO PACÍFICO - SAN MARCOS 230 KV DE 74 KM	2025
		RECONFIGURACIÓN DEL CIRCUITO TAVOR - PAILÓN EN TAVOR - PACÍFICO - PAILÓN 115 KV	2025
		AUMENTO DE CAPACIDAD DE LOS CIRCUITOS BAJO ANCHICAYÁ - PAILÓN 1 115 KV, PAILÓN - BAHÍA MÁLAGA 1 115 KV Y TAVOR - PAILÓN 1 115 KV A 540 A, 400 A Y 540 A, RESPECTIVAMENTE.	2025
CELSIA COLOMBIA	VIJES	RECONFIGURACIÓN CIRCUITO BUGA-SAN MARCOS 2 115 KV EN BUGA-VIJES-SAN MARCOS 115 KV	2022
		TRANSFORMACIÓN SUBESTACIÓN VIJES 115/34,5 KV - 25 MVA	2022
CELSIA COLOMBIA	PICALEÑA 115 KV	NUEVA SUBESTACIÓN PICALEÑA 115 KV MEDIANTE LA APERTURA DEL CIRCUITO MIROLINDO - DIAMANTE 115 KV Y CONFIGURANDO LOS CIRCUITOS MIROLINDO - PICALEÑA 115 KV Y PICALEÑA - DIAMANTE 115 KV.	2023
CELSIA COLOMBIA	PERALES 115 KV	NUEVA SUBESTACIÓN PERALES 115 KV CON CONEXIÓN MEDIANTE DOBLE CIRCUITO A LA SUBESTACIÓN PICALEÑA 115 KV.	2023

CELSIA COLOMBIA	SALADO 115 KV	NUEVA SUBESTACIÓN SALADO 115 KV CON CONEXIÓN MEDIANTE DOBLE CIRCUITO A LA SBESTACIÓN PERALES 115 KV.	2023
CELSIA COLOMBIA	SEGUNDO CIRCUITO MIROLINDO - BRISAS 115 KV	SEGUNDO CIRCUITO MIROLINDO - BRISAS 115 KV	2023
CENS	DON JUANA 115 KV	NUEVA SUBESTACIÓN DON JUANA 115 KV CON CONEXIÓN MEDIANTE DOBLE CIRCUITO A LA SUBESTACIÓN EL CARMEN 115 KV.	2024
CENS	TONCHALÁ 115 KV	NUEVA SUBESTACIÓN TONCHALÁ 115 KV MEDIANTE LA APERTURA DE LA LÍNEA BELÉN - LA ÍNSULA 115 KV	2024
CENS	RECONFIGURACIÓN S/E SEVILLA	RECONFIGURACIÓN DE LAS LÍNEAS QUE ALIMENTAN LA S/E SEVILLA QUEDANDO ALIMENTADA POR LOS CIRCUITOS SAN MATEO - SEVILLA 115 KV Y SEVILLA - INSULA 115 KV.	2024
CHEC	MOLINOS 115 KV	SUBESTACIÓN MOLINOS 115 KV EN CONFIGURACIÓN BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA, MEDIANTE LA RECONFIGURACIÓN DE LA LÍNEA HERMOSA - REGIVIT 115 KV EN HERMOSA - MOLINOS 115 KV Y MOLINOS - REGIVIT 115 KV.	2025
EBSA	NORMALIZACIÓN DE USUARIOS INDUSTRIALES	NORMALIZACIÓN DE LAS SUBESTACIONES BAVARIA 115 KV, HOLCIM 115 KV Y SIDENAL 115 KV.	2021
ELECTROCAQUETÁ	NORMALIZACIÓN FLORENCIA 115 KV	NORMALIZACIÓN SUBESTACIÓN FLORENCIA 115 KV	2019
EMCALI	MULALÓ 115 KV	NUEVA SUBESTACIÓN MULALÓ 115 KV. CON TRANSFORMACIÓN 115/34,5 KV – 46,55 MVA, MEDIANTE LA RECONFIGURACIÓN DEL CIRCUITO SAN MARCOS - CODAZZI 115 KV EN SAN MARCOS - MULALÓ - CODAZZI 115 KV.	2023
ENEL-CODENSA	SUBESTACIÓN PORTUGAL	NUEVA SUBESTACIÓN PORTUGAL, MEDIANTE LA RECONFIGURACIÓN DEL CIRCUITO NOROESTE - TIBABUYES 115 EN NOROESTE - PORTUGAL 115 KV Y PORTUGAL - TIBABUYES 115 KV.	2020
ENEL-CODENSA	EL RÍO	NUEVA SUBESTACIÓN EL RÍO MEDIANTE LA RECONFIGURACIÓN DE LA LÍNEA NUEVA ESPERANZA - TECHO 115 KV EN NUEVA ESPERANZA - EL RÍO - TECHO 115	2022
		NUEVO CIRCUITO TECHO - VERAGUAS 115 KV.	2024
ENEL-CODENSA	AMPLIACIÓN SUBESTACIÓN MOSQUERA	AMPLIACIÓN DE BARRAJE DE 115 KV Y NUEVO TRANSFORMADOR 115/11.4 KV DE 40 MVA.	2020
ENEL-CODENSA	AMPLIACIÓN SUBESTACIÓN NOROESTE	INSTALACIÓN DE NUEVOS TRANSFORMADORES 115/11.4 KV DE 40 MVA Y 115/34.5 KV DE 30 MVA.	2020
ENEL-CODENSA	AMPLIACIÓN SUBESTACIÓN SAUCES	AMPLIACIÓN DE BARRAJE DE 115 KV Y NUEVO TRANSFORMADOR 115/34.5 KV DE 40 MVA	2020
ENEL-CODENSA	SEGUNDO TRANSFORMADOR NUEVA ESPERANZA 500/115/11.4 kV 450 MVA	SEGUNDO TRANSFORMADOR NUEVA ESPERANZA 500/115/11.4 kV 450 MVA (3 BANCOS MONOFÁSICOS DE 150 MVA C/U)	2023
ENEL-CODENSA	NUEVA ESPERANZA - INDUMIL 115 KV	NUEVO CIRCUITO NUEVA ESPERANZA - INDUMIL 115 KV	2023
EPM	EXPANSIÓN DEL VALLE DE ABURRÁ	FACTS SOBRE LÍNEA ANCÓN SUR - ENVIGADO 110 KV	2020
		FACTS SOBRE LÍNEA ENVIGADO - GUAYABAL 110 KV	2020
		FATCS SOBRE LÍNEA GUAYABAL - RODEO 110 KV	2020
		RECONFIGURACIÓN DE LA LÍNEA GUAYABAL - ANCÓN SUR 110 KV EN GUAYABAL - RODEO 110 KV Y RODEO - ANCON SUR 110 KV.	2023
		NUEVA SUBESTACIÓN CALDAS 110 KV MEDIANTE APERTURA DE LA LÍNEA AMAGÁ - ANCÓN SUR 1 110 KV.	2023
		NUEVA SUBESTACIÓN AYURÁ 110 KV	2023
		NUEVA LÍNEA MIRAFLORES - AYURÁ 110 KV	2023
		NUEVA LÍNEA AYURÁ - ANCÓN SUR 110 KV	2023
		NUEVA SUBESTACIÓN INDUSTRIALES 110 KV MEDIANTE APERTURA DE LA LÍNEA SAN DIEGO - GUAYABAL 110 KV	2025

EPM	NUEVA SUBESTACIÓN SANTA ROSA	NUEVA SUBESTACIÓN SANTA ROSA 110/44/13,2 KV, MEDIANTE LA APERTURA DE LA LÍNEA YARUMAL II - RIOGRANDE 110 KV.	2021
EPM	NORMALIZACIÓN T SAN JERÓNIMO	NORMALIZACIÓN T SAN JERÓNIMO 110 KV	2022
EPM	LAGUNAS 110 KV	NUEVA SUBESTACIÓN LAGUNAS 110 KV MEDIANTE APERTURA DE LA LÍNEA CHORODÓ - CAUCHERAS 110 KV Y TRANSFORMACIÓN 110/44 KV DE 60 MVA.	2025
EPM	CARRIELES 110 KV	NUEVA SUBESTACIÓN CARRIELES 110 KV NUEVO CIRCUITO CARRIELES - AMAGÁ 110 KV NUEVO CIRCUITO CARRIELES - HISPANIA 115 KV TRANSFORMADORES DE CONEXIÓN 220/110 - 2 X 180 MVA	2025
EPM	GUÁRCAMA 110 KV	SUBESTACIÓN GUÁRCAMA 110 KV Y APERTURA DE LA LÍNEA YARUMAL II - NUEVA SANTA ROSA 110 KV PARA CONFORMAR EL CORREDOR DE LÍNEA YARUMAL II - GUÁRCAMA - NUEVA SANTA ROSA 110 KV	2024
		TRANSFORMADORES GUÁRCAMA 110/44 KV Y 44/13.2 KV.	2026
		LÍNEA GUÁRCAMA - ANTIOQUIA 110 KV	2026
ESSA	MESA DEL SOL 115 KV	NUEVA SUBESTACIÓN MESA DEL SOL 115 KV MEDIANTE APERTURA DEL CIRCUITO SAN GIL - PIEDECUESTA 115 KV Y TRANSFORMACIÓN 115/34.5 KV 2 X 20 MVA.	2022

Este listado se actualizará periódicamente, de acuerdo a lo establecido en el párrafo 2 del artículo 3 de la Resolución CREG 024 de 2013, el cual indica "(...) El listado de proyectos identificados para los STR incluido en el Plan de Expansión del SIN podrá ser actualizado por la UPME, antes de la adopción del siguiente plan, cuando esta entidad considere necesario incluir nuevos proyectos en el STR, o modificar los incluidos previamente (...)"

A continuación se presenta el cumplimiento de la Resolución CREG 024 de 2013:

OR	PROYECTO	TENSIÓN (KV)	INTERÉS	INTERVENTOR	CRONOGRAMA	GARANTÍA	REQUIERE GARANTÍA?	FPO
CELSIA COLOMBIA	SUBESTACIÓN NUEVA VIJES	115	SI	SI	SI	NA	NO	2021
CELSIA COLOMBIA	CIRCUITO MIROLINDO - GUALANDAY	115	EL OPERADOR INDICA QUE LOS COSTOS DEL PROYECTO SON MAYORES A LOS COSTOS MEDIOS					2022
CELSIA COLOMBIA	SEGUNDO CIRCUITO FLANDES - LANCEROS	115	EL OPERADOR INDICA QUE LOS COSTOS DEL PROYECTO SON MAYORES A LOS COSTOS MEDIOS					2022
CODENSA	NUEVA SUBESTACIÓN SAN JOSE 115/11.4 KV – 2X40 MVA. CONVERSIÓN DE LAS LÍNEAS CONCORDIA – SAN JOSÉ 57.5 KV Y VERAGUAS – SAN JOSÉ 57.5 KV A 115 KV. REPOTENCIACIÓN DEL CIRCUITO GORGONZOLA – TVERAGUAS 57.5 KV	115	SI	NO	NO	NA	NO	2021
CHEC	CONEXIÓN SALAMINA STN/STR - UN TRANSFORMADOR 230/115/13.8 DE 150MVA. REPOTENCIACIÓN LÍNEAS IRRRA - SALAMINA 115 KV Y ESMERALDA - IRRRA 115 KV.	115					SI	2023
EBSA	NUEVA SUBESTACIÓN JENESANO Y CIRCUITOS MUISCAS - JENESANO 115 KV Y JENESANO - GUATEQUE 115 KV	115	SI	SI	SI	NA	NO	2020
ENERTOLIMA	BANCO DE COMPENSACIÓN CAPACITIVA EN LA SUBESTACIÓN FLANDES CON SU BAHÍA DE CONEXIÓN	115					NO	2020
ENERTOLIMA	BANCO DE COMPENSACIÓN CAPACITIVA EN LA SUBESTACIÓN LANCEROS CON SU BAHÍA DE CONEXIÓN	115					NO	2020
ENERTOLIMA	CONFIABILIDAD SUBESTACIÓN NUEVA CAJAMARCA	115					NO	2023

EPM	CONEXIÓN STN/STR SAN LORENZO Y OBRAS ASOCIADAS	230/115						SI	2020
EPM	CONFIABILIDAD URABÁ - SEGUNDO TRANSFORMADOR 230/110/44 KV DE 150/150/60 MVA EN LA S/E URABÁ	230/110	SI	SI	SI	SI		SI	2020
EPM	CONFIABILIDAD URABÁ - SUBESTACIÓN NUEVA COLONIA A 110 KV. CIRCUITO SENCILLO NUEVA COLONIA - URABÁ 110 KV	110	SI	SI	SI	SI		SI	2022
EPM	CONFIABILIDAD URABÁ - CIRCUITOS SENCILLO NUEVA COLONIA - APARTADÓ 110 KV	110	SI	SI	SI	NA		NO	2022
EPM	NORMALIZACIÓN DE LA "T" DE SAN JERÓNIMO	110	SI	SI	SI	NA		NO	2022
EPM	LÍNEA CALIZAS - SAN LORENZO II	110	SI	SI	SI	NA		NO	2021
ESSA	SUBESTACIÓN OIBA	115	SI	SI	SI	NA		NO	2021
ESSA	SUBESTACIÓN SUAITA	115	SI	SI	SI	NA		NO	2021
ESSA	NUEVO CIRCUITO, OIBA -SANGIL 115 KV - PRIMERA FASE	115	SI	SI	SI	NA		NO	2021
ESSA	RECONFIGURACIÓN DE LÍNEA OIBA-BARBOSA, EN OIBA-SUAITA Y SUAITA-BARBOSA.	115	SI	SI	SI	NA		NO	2021
ESSA	MESA DEL SOL	115	SI	SI	SI	NO		NO	2021
EMSA	SUBESTACIÓN CATAMA 115 KV CON TRANSFORMACIÓN 115/34.5 KV	115	SI	SI	SI	N/A		NO	2020
EMSA	NUEVO CIRCUITO OCOA - CATAMA 115 KV	115	SI	SI	SI	N/A		NO	2020
EMSA	NUEVO CIRCUITO CATAMA - SANTA HELENA 115 KV	115	SI	SI	SI	SI		SI	2020
EMSA	SUBESTACIÓN GUAMAL 115 KV CON TRANSFORMACIÓN 115/34.5 KV, NUEVO CIRCUITO OCOA - GUAMAL 115 KV, NUEVO CIRCUITO GUAMAL - GRANADA 115 KV	115	SI				NA	NO	2021
ENELAR	NUEVA SUBESTACIÓN TAME 115 KV	115	SI	SI	SI	NA		NO	2021
ENELAR	NUEVA SUBESTACIÓN PLAYITAS	115	SI	SI	SI	NA		NO	2021
ENELAR	NUEVA LÍNEA LA PAZ - PLAYITAS 43,05KM	115	SI	SI	SI	NA		NO	2021
ENERCA	NUEVA SUBESTACIÓN ALCARAVÁN 115 KV. RECONFIGURA YOPAL - AGUAZUL 115 KV EN YOPAL - ALCARAVÁN - AGUAZUL 115 KV.	115	ENERCA INDICA NO TENER CAPACIDAD FINANCIERA PARA EJECUTAR EL PROYECTO.					SI	2021
ENERCA	REPOTENCIACIÓN AGUAZUL - ALCARAVÁN	115						NO	2021
ENERCA	SEGUNDO CIRCUITO AGUAZUL - ALCARAVÁN 2	115	ENERCA INDICA NO TENER CAPACIDAD FINANCIERA PARA EJECUTAR EL PROYECTO.					SI	2021
ENERCA	REPOTENCIACIÓN YOPAL - ALCARAVÁN 1	115						NO	2021
ENERCA	SEGUNDO CIRCUITO YOPAL - ALCARAVÁN	115	ENERCA INDICA NO TENER CAPACIDAD FINANCIERA PARA EJECUTAR EL PROYECTO.					SI	2021
ENERCA	REPOTENCIACIÓN AGUAZUL - AGUAZUL	115						NO	2021
DISPAC	SUBESTACIÓN NUEVO SIETE, RECONFIGURACIÓN DE LA LÍNEA EL SIETE - MANIOBRA EN EL SIETE - NUEVO SIETE Y NUEVO SIETE - MANIOBRA	110	DISPAC DESISTE DE LA EJECUCIÓN DEL PROYECTO.					SI	2020
DISPAC	NUEVA LÍNEA EL SIETE - QUIBDÓ 110 KV	110						SI	2020
EMCALI	NUEVA SUBESTACIÓN ARROYOHONDO Y DOS CIRCUITOS	110						SI	2020
ENERPUTUMAYO	SEGUNDO TRANSFORMADOR SUBESTACIÓN MOCOA 220/115 KV - 50 MVA	220/115	SUSPENDIDO POR CATÁSTROFE NATURAL					SI	2016
EEBP	NUEVO CIRCUITO MOCOA - YARUMO 115KV	115	EL OPERADOR INDICA QUE LOS COSTOS DEL PROYECTO SON MAYORES A LOS COSTOS MEDIOS					SI	2021

## **Respuestas a las observaciones a la versión Preliminar del Plan de Expansión de Referencia de Generación Transmisión, PERGT 2020 -2034**

La UPME agradece a todos los interesados todas y cada una de las observaciones presentadas, las cuales, con total seguridad, aportan en la construcción del Plan de Expansión, sus resultados y en la versión final del mismo.

El presente documento responde las observaciones que fueron presentadas de manera oportuna hasta la fecha señalada (30 de abril de 2021). Las demás observaciones se compilaron y se analizarán a efectos de la próxima versión del Plan de Expansión.

### **TEBSA**

#### **Volumen 1. Demanda**

1. *Si bien es cierto que actualmente nos encontramos con la incertidumbre sobre los impactos del COVID-19, consideramos importante definir claramente los escenarios con miras al año 2034, fecha final del horizonte, lo anterior según lo indicado en el numeral 1.3.5 Conclusiones, VOLUMEN 1. INTRODUCCIÓN Y CAPÍTULO 1*

*“... las proyecciones presentadas deben ser interpretadas bajo el contexto de incertidumbre que las rodea y los cambios que pueden sucederse en el corto plazo, en caso de que se adopten nuevas medidas, se sigan presentando picos del virus, aplicación de las vacunas, entre otros.”*

*En tal sentido, consideramos que para una simulación de largo plazo, podrían determinarse nuevos escenarios de demanda a partir de supuestos de la recuperación económica esperada, teniendo en cuenta los efectos sobre la demanda de energía, y/o evaluando cual sería la nueva realidad económica y de demanda como consecuencia de COVID-19 o post-pandemia.*

**Respuesta UPME:** Será considerado en función de la disponibilidad de información en las próximas proyecciones de demanda.

2. *Así mismo, no es posible establecer si con ocasión de COVID-19 los cronogramas de expansión de las cargas especiales futuras sufrieron alguna variación o ajuste, posterior a mayo de 2020 o pareciese que en el país no habría nuevas cargas especiales hasta el año 2034, lo cual sería preocupante para la economía colombiana.*

**Respuesta UPME:** Las proyecciones consideran las cargas especiales y esto se referencia el documento “PROYECCIÓN DE DEMANDA DE ENERGÉTICOS ANTE

EL COVID 19 2020-2026": [www.upme.gov.co](http://www.upme.gov.co) -> Demanda y Eficiencia Energética -> Proyecciones de Demanda -> Energía Eléctrica -> 2020 Rev. Junio.

### **Volumen 2. Generación**

3. *Respecto a la configuración de parámetros a considerar en los modelos de simulación, se hace necesaria la verificación del número de escenarios por recursión forward y backward, como también el número iteraciones máximas consideradas para el cálculo de la política operativa en el software SDDP, dado que no se garantiza que la política obtenida ofrezca una solución con calidad suficiente para representar estadísticamente las características del problema "real" para un sistema hidrotérmico como lo es el caso colombiano.*

**Respuesta UPME:** La configuración presentada en el Tabla 3 del volumen II fue validada y recomendada por el proveedor del software (PSR) para el estudio del Sistema Energético Colombiano luego de realizar diferentes ejercicios de manera conjunta. Luego de pruebas realizadas se encuentra que el aumento en el número de series forward y backward no incrementa significativamente la calidad de la solución, sin embargo, el tiempo y recurso computación si incrementan de manera considerable. Por tal razón se considera que la configuración es adecuada.

4. *En el caso del modelamiento para las plantas térmicas es necesario tener claro que configuraciones fueron seleccionadas en la simulación y como estas entran en el modelo Plexos, dado que la selección de esta información puede condicionar o llevar a representaciones inviables operativamente, como por ejemplo, rampas de subida o bajada para atender las variaciones en la punta de la demanda ante la variación de fuentes renovables no convencionales. Esto es de vital importancia en el modelamiento y simulación, dado que es posible obtener escenarios donde estos recursos deban hacer estas variaciones, y dependiendo como estas hayan sido modeladas, se podrá garantizar la atención segura de la demanda.*

**Respuesta UPME:** En esta primera aproximación a las simulaciones horarias se utilizaron las configuraciones de plantas térmicas que están reportadas en PARATEC. Al momento de modelar se tuvieron en cuenta las siguientes variables: i) Min Stable Level, ii) Start Profile, iii) Shutdown Profile, iv) Min Up time v) Min Down time, vi) Max Ramp UP, vii) Max Ramp Down y viii) Max Starts Day, tal como se menciona en el numeral 2.2.2 del documento del Plan de Expansión (Volumen II).

5. *Observamos que el modelamiento considerado por la UPME, los costos incluidos restringen la participación de la generación térmica a gas en la expansión del sistema, lo cual, no sería razonable al ser una tecnología llamada ser de transición energética, para soportar y respaldar las variabilidades de las nuevas tecnologías.*

**Respuesta UPME:** Para determinar los costos de las tecnologías fueron utilizados los reportes de información del registro de proyectos y algunas fuentes internacionales (NREL, IRENA, Bloomberg). Por otro lado, si bien el gas, como recurso de generación, se considera como el recurso de la transición a las energías más limpias a nivel internacional, en Colombia, se ha encontrado que, aunque el gas tiene una participación importante, el recurso hidráulico tiene la flexibilidad necesaria para soportar y respaldar los cambios de los recursos renovables variables. En una segunda aproximación a este problema, que se analizará en el próximo Plan de Expansión, se planean validar las curvas de carga y descarga de cada una de las tecnologías, incluyendo las hidráulicas.

6. *Respecto a la gráfica de la pág. 23: “Gráfica 4 Balance Energía en Firme Vs. Proyección Demanda de Energía Eléctrica. Escenario base”, observamos que no se incluyen todos los proyectos que tienen asignadas obligaciones de energía firme.*

**Respuesta UPME:** Para los análisis de Energía Firme y Demanda, se consideraron todos los proyectos que adquirieron OEF en las diferentes subastas de Cargo por Confiabilidad. Los proyectos considerados se listan en la Tabla 8 del Volumen 2. Se ajustará la tabla de convenciones en la gráfica de manera que se puedan observar la totalidad de los proyectos.

7. *Al respecto, en la descripción de la gráfica (pág. 23) se indica:*

*“La disminución de la ENFICC base a partir del periodo 2022-2023, se asocia con la actualización de parámetros, especialmente las series hidrológicas de las plantas hidráulicas, causando una reducción en el cálculo de la ENFICC verificada.”*

*Sin embargo, a pesar de este antecedente, no se incluyen nuevos ajustes de la ENFICC esperada de los diferentes agentes dentro de la proyección. En ese sentido, agradecemos la evaluación de modificaciones de ENFICC a futuro.*

**Respuesta UPME:** Se considera la ENFICC verificada para las plantas existentes y para las plantas futuras que tengan OEF. En los escenarios proyectados, la ENFICC se agrupa por tecnología como se muestra en la Tabla 42 del Volumen 2. Análisis adicionales, se considerarán para la siguiente edición del Plan de Expansión.

8. *En el documento se menciona (Pag. 24) “En la sección 2.6 se detalla la ENFICC adicional estimada para cada escenario, contemplando proyectos con concepto de conexión aprobado y que han presentado garantías, así*

*como nuevos proyectos considerados como expansión adicional resultantes de las simulaciones realizadas.”*

*Al respecto agradecemos reconsiderar este enunciado con base en la historia estadística que debe reposar en la UPME, sobre el porcentaje de proyectos no llevados a cabo, a pesar de tener aprobados puntos de conexión.*

**Respuesta UPME:** El plan de generación de referencia, identifica la expansión óptima del sistema interconectado al mínimo costo, cumpliendo con los criterios de confiabilidad y seguridad requeridos. Los análisis resultan de un proceso de optimización, de acuerdo con los supuestos que incluye un portafolio con el potencial de los proyectos disponibles por recurso, y sus posibles retrasos en caso de contar con referentes para considerarlos. En este sentido la UPME no puede descartar o incluir ningún proyecto de acuerdo con la información histórica y estadística. Se debe tener en cuenta que, diferente a los proyectos con compromisos, el Plan de Generación no señala con nombre propio los proyectos que hacen parte de los requerimientos de expansión.

9. *Respecto a los “Costos de inversión por tecnología para proyectos nuevos obtenidos a partir de información reportada a la UPME y de fuentes internacionales (Tabla 7)” (Pag. 27) llama la atención que la UPME no considera para las simulaciones los costos ambientales y sociales, así como, las restricciones crecientes en esta materia que dificultan la realización y ejecución de este tipo de proyectos, donde el tamaño es proporcional a la complejidad de su desarrollo, por lo que recomendamos valorar estas externalidades, al menos en algunos de estos escenarios, para acercar estas proyecciones a las realidades que se vive en materia de ejecución de proyectos.*

**Respuesta UPME:** Para determinar los costos de las tecnologías fueron utilizados los reportes de información del registro de proyectos y algunas fuentes internacionales (NREL, IRENA, Bloomberg), lo cual refleja la situación de mercado entendiendo así que ya están incluidas las externalidades. No obstante, para el próximo Plan de Expansión se evaluará esta situación en más detalle.

10. *Se requiere igualmente evaluar los costos adicionales que se requieren en expansiones de red, así como el cumplimiento de características para mantener la estabilidad del sistema como la inercia necesaria para escenarios con alta composición variable.*

**Respuesta UPME:** Las evaluaciones económicas de las obras de expansión parten de los costos de las unidades constructivas definidas por la CREG y asumen costos estimados de aspectos no explícitos en la conformación de las unidades constructivas. Para nuevos ejercicios del plan de expansión se estarán

considerando aquellas externalidades que puedan cargar costos adicionales que deba asumir el usuario del servicio que es quien finalmente paga estas inversiones.

*11. Sobre los resultados de las diferentes graficas “Flujo Neto Área Caribe. Escenario 1” (Pág. 49 – Grafica 25; Pág. 57 – Grafica 33) la cual muestra un límite de intercambio desde el año 2024 tendiente a cero, con bajos niveles de intercambio entre áreas caribe e interior, se hace necesario compatibilizar estos resultados con el plan de expansión de transmisión, así como, valorar los costos/beneficios reales para la demanda de las expansiones, que a partir del año 2024, disminuyen su utilización.*

**Respuesta UPME:** Estos resultados iniciales de mayor detalle generan nuevos retos que se considerarán realizar durante los próximos planes.

*12. Sobre el escenario 5, donde proyectan los fenómenos ENSO, se observa que es un ejercicio que no considera una metodología estadística ni coincidencia con los fenómenos que se han presentado en Colombia, con lo cual, no es posible advertir al país las consecuencias de subvalorar este fenómeno que es crítico para el sector eléctrico, cada vez que tiene presencia, en especial con el eventual retraso del proyecto Ituango.*

**Respuesta UPME:** Para la proyección de los fenómenos ENSO se utilizó la metodología presentada en el documento “Estudio técnico para el plan de abastecimiento de gas natural” numeral 2.2.2.1.2 Proyección del ONI (link: [https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/PAGN\\_2019-2028.pdf](https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/PAGN_2019-2028.pdf)).

Sin embargo, se resalta que el objetivo de utilizar esta proyección en el plan de expansión de generación no es predecir en qué momento se presentará un fenómeno El Niño, lo que se pretende es observar cómo cambia la expansión óptima si dicho fenómeno se presenta con diferentes magnitudes y en diferentes años del periodo de análisis. Tal condición se explica en el Plan de Expansión.

*13. Respecto a la expansión y la energía firme del cargo por confiabilidad, se observa el gran esfuerzo y costo de inclusión de capacidad instalada de fuentes variable para lograr el aporte de confiabilidad que requiere el sistema, indicando esto que el atributo confiabilidad no se encuentra valorado en los estudios realizados, cuantificando en cada escenario la relación costos/beneficios de largo plazo para la atención confiable de la demanda.*

**Respuesta UPME:** Efectivamente los análisis para identificar la expansión requerida en el largo plazo no se definen a partir de la identificación de las necesidades de energía firme del cargo por confiabilidad. Para encontrar una expansión óptima se utiliza en conjunto la herramienta SDDP y OPTGEN, optimizan los costos de inversión y operación teniendo en cuenta los recursos y capacidades

disponibles garantizando que se cumplan los criterios de confiabilidad del Código de Redes, Resolución CREG 025 de 1995. De manera complementaria se evalúa el aporte de energía firme del mix resultante de la expansión identificada.

### Volumen 3. Transmisión

*14. Se requiere igualmente evaluar los costos adicionales que se requieren en expansiones de red, así como el cumplimiento de características para mantener la estabilidad del sistema como la inercia necesaria para escenarios con alta composición variable.*

**Respuesta UPME:** Las expansiones requeridas por el sistema se han venido analizando e incluyendo en los diferentes Planes de Expansión con el fin de garantizar la atención de la demanda, la confiabilidad y la seguridad del sistema entre lo que se incluye la estabilidad de éste, tal como lo dicta el Código de Redes. En la medida en que se identifiquen necesidades adicionales, se estarán evaluando nuevas obras y recomendando para su aprobación si es del caso.

*15. Sobre los resultados de las diferentes graficas “Flujo Neto Área Caribe. Escenario 1” (Pág. 49 – Grafica 25; Pág. 57 – Grafica 33) la cual muestra un límite de intercambio desde el año 2024 tendiente a cero, con bajos niveles de intercambio entre áreas caribe e interior, se hace necesario compatibilizar estos resultados con el plan de expansión de transmisión, así como, valorar los costos/beneficios reales para la demanda de las expansiones, que a partir del año 2024, disminuyen su utilización.*

**Respuesta UPME:** Estos resultados iniciales de mayor detalle generan nuevos retos que se considerarán realizar durante los próximos planes.

1. Respecto a Compensación Guajira Cesar Magdalena, la UPME concluye (Pag 76)

*“Se observa que, con la entrada de la red en 500 kV en Guajira, se aumentan los perfiles de tensión, este aumento, se ve principalmente en las barras de Colectora y Cuestecitas 500 kV para condiciones de despachos y demanda mínimos; en este sentido, se observa que la ubicación de compensación reactiva en Cuestecitas o Colectora 500 kV presenta impacto positivo para las tensiones en las barras en el área de GCM.”*

*Sin embargo, la Unidad restringe la prestación del servicio de potencia reactiva, y lo circunscribe a un compensador, por lo que recomendamos ampliar el estudio de la solución a otros activos capaces de ofrecer dicho servicio. Por lo tanto, la propuesta de instalación de un reactor de 88 MVAR ya sea en barra de Cuestecitas o Colectora 500 kV no muestra una solución*

*radical al problema de altas tensiones de la zona, es por ello, que se considera necesario reevaluar la implementación de una solución eficaz y que sea sostenible en el corto y mediano plazo.*

**RESPUESTA UPME:** a pesar de no ser preciso en cuanto a por qué la compensación propuesta no sería suficiente, se tendrá en cuenta la observación para la versión final del Plan.

2. *La UPME evaluó equipos tipo SSSC (Static Synchronoun Series Compensator) (Pag. 87), como su nombre lo indica se trata de una compensación conectada en serie con la línea de transmisión, los cuales funcionan por medio de una inyección de voltaje, simulan un cambio de impedancia de la línea y, como resultado, re direccionan los flujos de potencia evitando sobrecargas (violaciones); lo anterior para el sistema Atlántico de hasta 300 MW para las siguientes ubicaciones: Tebsa – Sabana 1/2 220 kV, Caracolí – Sabana 220 kV, Flores – Nueva Barranquilla 220 kV; sin embargo es necesario mencionar que estos elementos no reemplazan la expansión del sistema que garantiza la adecuada atención de la demanda ante el crecimiento de la demanda.*

Respecto a lo anterior, es necesario recordar que al interior de las subáreas del área Caribe, debido agotamiento en la capacidad de transmisión de potencia de algunos circuitos, se han implementado en total cuarenta *Esquemas Suplementarios de Protección (ESPS), para garantizar el cumplimiento de los criterios de seguridad establecidos en la regulación (CREG, 1995), en especial a lo referente a contingencia sencilla N-, por lo que la utilización de las nuevas tecnologías de SSSC debe analizarse con sumo cuidado para que no exista una sobre instalación con el riesgo de reemplazar la expansión. Así mismo, gestionar con el OR la implementación de alternativas que permitan dan mayor seguridad al SDL al interior de la subárea.*

**RESPUESTA UPME:** Los equipos tipo SSSC (Static Synchronoun Series Compensator) son elementos que hacen parte de las posibles soluciones como una nueva tecnología de aplicación y desarrollo más rápido que las convencionales, no obstante, se define red adicional, entendida como subestaciones y líneas, en aquellos casos en que así se requiere, prueba de ello son los 21 proyectos hoy en ejecución a nivel Nacional, 14 de ellos en el área Caribe que es donde se han identificado mayores dificultades, adicionando las 24 obras que han entrado en servicio en los últimos años en esta misma región del país, eliminando en muchos casos la necesidad de esquemas suplementarios. Igualmente, la planeación es un proceso continuo que atiende las necesidades que van surgiendo.

3. *Respecto al comentario de la Pág. 78, donde se relaciona subestaciones que esperan alcanzar la capacidad máxima de corto circuito; es sugerimos que la UPME no dirija sus comentarios a los dueños de las subestaciones de manera específica, sino a los dueños de los activos ubicados en estas subestaciones que presentan multipropiedad, y que requieren necesidades de expansión de los niveles de corto circuito, dado que todos los involucrados deben atender las recomendaciones en caso de que los niveles de corto alcance valores cercanos al 100%. En el caso específico de TEBSA 220 kV, este se encuentra en desarrollo del proyecto, pero sería inocua esta inversión si los dueños o representantes de otros activos dentro de la misma subestación no realizan lo propio con sus activos; por lo que conminamos a la UPME para realizar un llamado en ese sentido.*

**RESPUESTA UPME:** La identificación de los efectos, en este caso los niveles de corto circuito, están dirigidos a las subestaciones. Los agentes responsables, propietarios e involucrados son usuarios de la regulación y en función de sus disposiciones deben atender lo que les corresponde. Indicar el agente encargado o propietario de la subestación no resta responsabilidad a ningún involucrado ya que la UPME en sí no emite instrucciones a este efecto.

## **GOBERNACIÓN DE BOLIVAR**

### **Volumen 3. Transmisión**

1. *Subestación TURBACO: la cual ha sido prevista por el operador de la red, desde muchos años atrás, como una necesidad para la correcta prestación del servicio de energía eléctrica en los municipio de Turbaco y de Turbana y de la mejora del servicio de los barrios de la zona sur de Cartagena, en razón a que todos estos sectores dependen de la Subestación TERNERA ubicada en Cartagena y presenta una sobrecargabilidad al sistema y sobre esta subestación la UPME respondió en comunicado Radicado No.: 20211530001871 de fecha 18/01/2021, que ... “Los análisis técnicos y económicos realizados para el proyecto de una nueva subestación Turbaco 110 kV concluyen que dicha obra resulta ser viable. Y que se está en proceso de expedición del respectivo concepto al Operador de Red – OR... El alcance del proyecto consiste en construcción de la nueva subestación Turbaco 110/13.8 kV a ubicarse en la jurisdicción de Turbaco, Bolívar. Instalación de un transformador 110/13.8 kV de 30 MVA y reconfiguración de la línea Ternera – Pasacaballos 110 kV en Ternera – Turbaco 110 kV y Turbaco – Pasacaballos 110kV...” Por lo anterior solicitamos que esta subestación sea incluida en el plan de expansión previamente mencionado.*

**RESPUESTA UPME:** Mediante oficio con radicado UPME 20211520008421 del 10 de febrero de 2021 se emitió concepto aprobatorio para la subestación Turbaco.

Cabe señalar que esta obra está acompañada de otros proyectos en la zona como lo son Carreto y Pasacaballos que aportarán en la solución de las necesidades del Departamento de Bolívar.

2. *Subestación GALERAZAMBA: la cual ha sido prevista desde muchos años atrás, como un requerimiento a nivel de STR- STN para dar mejora a la prestación y confiabilidad del sistema y para dar atención a todos los proyectos de generación eléctrica de energía solar y eólica, que han presentado los promotores y que obedecen a las ventajas comparativas que ofrece la región por sus condiciones de radiación, y por las buenas y constantes medidas de vientos.*

*Esta subestación es de máxima importancia para exportar al sistema la energía de proyectos que ya están radicados y al que institucionalmente la Gobernación de Bolívar está interesado en desarrollar desde su propia promoción, alineándose así a los objetivos de desarrollo sostenible y a la transición energética que el Plan de Desarrollo “Pacto por la Equidad” 2018-2021. Recordamos que la solicitud que estas subestaciones sean tenidas en cuenta dentro del Plan de expansión, fue reiterada por el Gobernador de Bolívar, Alcalde del Municipio de Turbaco, Alcalde del Municipio de Santa Catalina y Presidente Ejecutivo de la Cámara de Comercio en comunicado enviado al Ministro de Minas y Energía en octubre del 2021.*

*Copiamos de estas observaciones al Operador de Red - AFINIA- a quien también solicitamos su argumentación y articulación en la vía a lo que se ha planteado en el Plan de Desarrollo “Bolívar Primero”- 2020-2023, relacionado con el desarrollo energético y sostenible del departamento.*

**RESPUESTA UPME:** Para analizar técnica y económicamente una nueva subestación como la propuesta (Galerazamba) se debe dar cumplimiento a lo establecido en la regulación vigente, estar originada en necesidades específicas y surtir los procedimientos regulatorios que corresponden. Por el momento, esta Unidad no tiene solicitudes que motiven este proyecto; de considerarse como solución para la atención de la demanda, el OR será el llamado a elaborar la propuesta inicial. De otra parte, para futuros planes la UPME evaluará la conveniencia de hacer apuestas bajo la condición y certeza que exista potencial desarrollo que justifique las obras.

## **CELSIA**

### **Volumen 3. Transmisión**

#### **REGIÓN CARIBE**

*Compensación reactiva propuesta en esta región:*

*a) Se solicita a la unidad indicar si en el análisis presentado el escenario de generación mínima implica la desconexión de la totalidad de los generadores (ausencia de generación, 0 MW) y en caso de que esta sea la hipótesis de análisis hacer explícito que las restricciones de control de tensión son bajo este supuesto.*

**RESPUESTA UPME:** Para este análisis se asumieron las eólicas en 0 MW como caso crítico.

*b) Se recomienda a la Unidad revisar integralmente el tema de la compensación propuesta en conjunto con la provisión de control de tensión y potencia reactiva (Resolución CREG 060 2019) de los generadores que habilitaron la expansión de la red, a fin de que se defina una solución eficiente y operativamente segura para el sistema y los agentes involucrados.*

*En relación a los FACTS distribuidos se recomienda a la unidad indicar que los DFACTS del tipo Smart Valve 10-1800 son dispositivos con un nivel de madurez tecnológica (TRL) que poseen demostraciones en ambiente operacional - TRL 7, sin embargo, aún no poseen la madurez tecnológica de los demás elementos utilizados en la expansión - TRL 9.*

<https://www.entsoe.eu/Technopedia/techsheets/static-synchronous-series-compensator>

**RESPUESTA UPME:** Las disposiciones de la Resolución CREG 060 de 2019 son específicas y están dirigidas a los agentes encargados de los proyectos de generación, cualquier análisis en otro sentido deberá atender a las posibilidades que otorgue la misma regulación. Los DFACTS han venido demostrando su aplicación y desarrollo y son elementos de las nuevas tecnologías que permiten dar solución a determinados problemas de una manera efectiva y más ágil que algunas soluciones convencionales.

## REGIÓN VALLE

*1. En la página 14 gráfico 3-1, este hace referencia a la Red Actual Valle. Se sugiere indicar que es la red proyectada o indicar que es la red actual con los proyectos que cuentan con concepto UPME y eliminar de dicho gráfico los proyectos de expansión que no cuenten con concepto UPME (como por ejemplo la subestación Andalucía y la apertura del circuito Alférez I - Meléndez 115kV para ingresarlo a Alférez II), este mismo comentario aplica para las gráficas 3-2 pág 21, 3-3 pág 26, 3-4 pág 32.*

**RESPUESTA UPME:** Se realizarán los ajustes pertinentes, indicando a qué gráficos se hace referencia y se excluirán los proyectos de expansión que no correspondan.

*Adicionalmente en dicho gráfico se presentan las siguientes inconsistencias:*  
a) *Los transformadores 220/115kV de la subestación Pacífico aparecen con desfases – PST, tener en cuenta que con el Proyecto Estambul 220kV dichos transformadores deben quedar como equipos convencionales tal como quedó en el concepto emitido por la UPME.*

**RESPUESTA UPME:** Se ajustará el gráfico, eliminando la inconsistencia de los transformadores desfases de Pacífico 230/115 kV.

*b) En caso de que se trate de reflejar la red futura, no se observan los proyectos de expansión presentados por CELSIA en su plan de expansión de junio de 2020 en los cuales se incluyeron nuevas subestaciones del STN y STR necesarias para atender de forma confiable la demanda y los nuevos proyectos de generación. Entre estas se mencionan, Estambul 220/115, Zarzal II 500/220/115kV, Tuluá II 220/115kV, Yotoco 220/115kV, Palmira 220/115kV, Reconfiguración de Termoyumbo y Guachal 115Kv.*

**RESPUESTA UPME:** Se incluyen los proyectos analizados, discutidos y aprobados como Estambul 230/115 kV y la reconfiguración de Termoyumbo y Guachal 115 kV. Los otros proyectos citados se analizarán en el siguiente Plan de Expansión previa discusión del OR de la necesidad dados los cambios que se han dado en las consideraciones de desarrollo del área.

*c) Ajustar en nombre de la nueva subestación 115kV entre San Marcos y Buga, de Vigés por Vijes.*

**RESPUESTA UPME:** Se realiza el ajuste modificando el nombre a Vijes 115 kV.

*2. En El diagrama unifilar de la página 134 adicional a los comentarios indicados en los párrafos anteriores de este oficio se observa una diferencia en la reconfiguración de las líneas Guachal-Termoyulbo-Estambul, respecto a la alternativa aprobada. En el sentido que las líneas Guachal-2-Termoyumbo y Termoyulbo-Estambul se mantienen conectadas a Termoyumbo.*

**RESPUESTA UPME:** Se realizan los ajustes pertinentes al diagrama unifilar presentado en la página 134, presentando la alternativa aprobada para el proyecto Estambul 115 kV.

## REGIÓN TOLIMA-HUILA

*1. En la página 59 se menciona lo siguiente:*

*“De lo anterior, se observa que se hace necesario revisar la posibilidad de aumentar la capacidad de los enlaces Flandes – Prado 1 y 2 115 kV, Prado – Tenay 115 kV y el Bote – Tenay 115 kV, por lo cual se ratifica la solicitud a los OR’s Tolima y Huila la necesidad del aumento de la capacidad de los elementos mencionados, para lo cual solicitamos que se dé respuesta en los siguientes 15 días a esta comunicación.” Subrayado fuera de texto  
Favor validar si los 15 días corresponden a la adopción del Plan de expansión o corresponden a otro oficio remitido previamente por la UPME. No obstante, consideramos que esta nota no debería quedar, en razón a que el Plan de Expansión es un documento general.*

**RESPUESTA UPME:** Efectivamente la nota sobre el plazo es de carácter particular para los Operadores de Red, por lo que se realiza el ajuste en el documento del Plan, no obstante, la necesidad señalada se mantiene.

*Adicionalmente recomendamos mencionar la modificación de las capacidades de las líneas del STR del Tolima detalladas en la Tabla 1, que fueron informadas a la UPME el día 22 de julio de 2020 con radicado UPME No. 20201110041382.*

**Tabla 1. Nuevas capacidades en líneas del SRT Tolima**

Línea	Capacidad nominal Actual (A)	Nueva Capacidad nominal [A]	Elemento que impone el límite Operativo	CT Barra Inicial	CT Barra Final	Calibre	I conduct [A]
BOTE - NATAGAIMA	400	534	CONDUCTOR	600-5	600-5	336.4 MCM	534
PAPAYO - BRISAS	400	757	CONDUCTOR	800-5	800-1	605 MCM	757
BRISAS CAJAMARCA	400	757	CONDUCTOR	800-1	800-5	605 MCM	757
CAJAMARCA REGIVIT	400	757	CONDUCTOR	800-5	800-5	605 MCM	757
MIROLINDO CEMEX	600	732	CONDUCTOR	800-5	800-5	556.5 MCM	732
FLANDES LANCEROS	400	534	CONDUCTOR	600-5	600-5	336.4 MCM	534
FLANDES HIDROPRADO 1	400	534	CONDUCTOR	600-5	600-5	336.4 MCM	534
SAN FELIPE MARIQUITA	400	534	CONDUCTOR	600-5	600-5	336.4 MCM	534
MARIQUITA VICTORIA	400	534	CONDUCTOR	600-5	600-5	336.4 MCM	534
MIROLINDO PAPAYO	600	732	CONDUCTOR	800-5	800-5	556.5 MCM	732
GUALANDAY CEMEX	600	732	CONDUCTOR	800-1	800-5	556.5 MCM	732

*Se precisa que el día 28 de enero de 2021 con radicado UPME No. 20211110008822, se dio respuesta a la comunicación emitida por la Unidad el 14 de octubre del 2020 con radicado UPME 20201520048561, donde se explicaron algunas necesidades identificadas para el sistema eléctrico Huila-Tolima, lo que llevará a ejecutar las siguientes obras:*

- a) Aumento de capacidad de la línea El Bote – Natagaima 115 kV
- b) Aumento de capacidad línea Prado – Tenay 115kV

- c) Reconfiguración línea Prado – Tenay 115kV a Prado – Natagaima – Tenay 115kV
- d) Aumento de capacidad línea Natagaima – Prado 115kV
- e) Aumento de capacidad línea El Bote - Tenay 115kV

**RESPUESTA UPME:** Los aumentos de capacidad deben quedar registrados en el sistema de información PARATEC de XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.

2. En el documento (numeral 10 del Plan de expansión) no se mencionan los proyectos listados a continuación, los cuales cuentan con concepto aprobatorio UPME No. 20201520070081 del 24 de diciembre de 2020.

- a) Subestación Salado 115 kV
- b) Subestación Perales 115 kV
- c) Subestación Picaleña 115 kV
- d) Segundo circuito Mirolindo – Brisas 115 kV

**RESPUESTA UPME:** Estos proyectos serán incluidos en la versión final del Plan de Expansión.

3. En el documento no se hace mención a la subestación Salado 220 kV, la cual corresponde a expansión del STN propuesta a la Unidad mediante radicado UPME No. 20191100056052. Cabe resaltar que, en el oficio UPME con radicado No. 20201520070081 del día 24 de diciembre de 2020, la Unidad manifestó lo siguiente:

*“(...) Respecto a la expansión del STN propuesta (subestación Salado 230 kV), será objeto de análisis en el siguiente Plan de Expansión y, en caso de resultar viable técnica y económicamente, se surtirán los procedimientos correspondientes:*

- i) Presentación al Comité Asesor de Planeación de la Transmisión – CAPT para comentarios.
  - ii) Presentación al Público del Plan de Expansión Preliminar.
  - iii) Incorporación de comentarios y ajustes al Plan de Expansión.
  - iv) Envío del Plan de Expansión al Ministerio de Minas y Energía para su adopción.
  - v) Estructuración de la convocatoria y trámite de garantías.
  - vi) Proceso (convocatoria) para la selección del inversionista de transmisión.
  - vii) Ejecución de la obra (diseños, permisos, licencias y construcción, entre otros).
- La fecha de entrada en operación del proyecto Salado 230 kV sería función del tamaño, las implicaciones de las obras y los plazos de cada etapa del proceso. En tal sentido, se estima que podría tomar cerca de 5 años después de su aprobación. (...)*”

**RESPUESTA UPME:** Esta obra continuará siendo analizada con el fin de verificar que sea parte de la solución integral que requiere el área y de resultar viable, se recomendará en el siguiente Plan de Expansión.

4. *En el documento no se menciona el proyecto “Segundo Transformador San Felipe 220/115 kV”, enviado a la UPME el día 8 de septiembre de 2020 con radicado UPME 20201110056502, el cual cuenta con concepto de viabilidad eléctrica y física por parte de ISA Intercolombia, notificado a la Unidad el 14 de diciembre de 2020 con No. radicado UPME 20201110094402.*

*Según lo indicado en oficios anteriores de proyectos de generación de la zona norte del Tolima, la Unidad ha expresado lo siguiente:*

*“(…) Por tanto, es necesario estudiar y aprobar expansión adicional en este Sistema de Transmisión Regional, la cual ha sido propuesta por el OR Celsia Tolima, y que la UPME se encuentra en el proceso de análisis; esto tomara alrededor de 3 meses adicionales; lo anterior debido a que solo mediante radicado UPME 20201110094402 del 14 de diciembre de 2020, ISA Intercolombia emitió la viabilidad de la conexión del segundo transformador San Felipe 230/115 kV (…)”*

**RESPUESTA UPME:** Se trata de un proyecto de nivel de tensión IV que se encuentra en análisis por parte de la UPME y, en caso de resultar viable técnica y económicamente, se emitirá el respectivo concepto de conexión y de viabilidad de las unidades constructivas asociadas.

5. *En el documento no se mencionan los proyectos:*

a) *“Nueva subestación Espinal 115 kV”, el cual fue presentado a la UPME por, en su momento, Enertolima S.A E.S.P, hoy en día Celsia Colombia S.A E.S.P, el día 14 de Junio de 2019 con radicado No.201900044524 en el plan de expansión del año 2019, aunque a la fecha no se tiene concepto por parte de la UPME de este proyecto.*

b) *“Normalización Subestación Mariquita 115 kV e instalación de segundo transformador Mariquita 115/34.5 kV”, el cual fue presentado a la UPME por, en su momento Enertolima S.A E.S.P, hoy en día Celsia Colombia S.A E.S.P, el día 14 de Junio de 2019 con radicado No.201900044524 en el plan de expansión del año 2019, proyecto que a la fecha no tiene concepto UPME.*

**RESPUESTA UPME:** Se trata de proyectos de nivel de tensión IV que se encuentran bajo análisis por parte de la UPME y, en caso de resultar viables técnica y económicamente, se emitirán los respectivos conceptos de conexión y de viabilidad de las unidades constructivas asociadas.

**ISAGEN**

**ANEXO**

## **COMENTARIOS VERSIÓN PRELIMINAR DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA GENERACIÓN TRANSMISIÓN 2020 – 2034**

### **Volumen 2. Generación**

- *Destacamos el trabajo realizado por la UPME en este nuevo Plan de Expansión, al proveer información y señales de mediano y largo plazo con diferentes escenarios indicativos que incluyen variables adicionales como incentivos regulatorios e iniciativas de nuevos proyectos de energía renovable, así como las mejoras y cambios en las metodologías empleadas para modelar los recursos.*
- *Consideramos conveniente contar con un escenario donde se cuente con proyectos con una mayor probabilidad de desarrollo, puede ser con aquellos en fase 3 y con conexión aprobada, y los que podrían participar en la tercera subasta de CLPE, con el fin de tener un escenario en el mediano plazo.*

**Respuesta UPME:** Actualmente, para el plan candidato se toman como referencia aquellos proyectos inscritos en el Registro de Proyectos de Generación y aquellos con conexión aprobada sin señalarlos con nombre propio. Considerar solo los de fase 3 puede ser restrictivo. Considerar los que podrían participar en la subasta depende de las reglas de cada subasta y de si se realizan cada año previo al Plan de Expansión. De cualquier manera se analizará el comentario en pró de resultados más precisos.

- *ISAGEN es consciente de las restricciones computacionales que conllevan los análisis con perfiles horarios a medida que se aumenta la cantidad de años, por tal razón quisiéramos mayor claridad con respecto al comentario que con la mejora en los recursos computacionales y con la actualización de series de recursos con mayor número de años de medición se realizarán los ajustes que permitan mejorar los resultados para cada escenario estocástico generado por el SDDP, con el fin que el aporte anual de la generación renovable deje de ser la misma y contar con algunas sensibilidades al respecto.*

**Respuesta UPME:** La capacidad de cómputo disponible solo permite, en las simulaciones horarias, hasta 25 escenarios hidrológicos de forma simultánea. Lo que se busca al ampliar la capacidad de cómputo es incluir un número de escenarios que permitan lograr un mayor detalle al momento de realizar los análisis de resultados en un tiempo de simulación razonable (menor de 8 horas). En relación con las series del recurso eólico, se buscará contar con la actualización de las series de mediciones de los promotores y los resultados de un estudio financiado por el BID, el cual tiene como gran aporte unas series de 20 años con resolución diez minutil para La Guajira y que se incluirán en las próximas versiones del Plan con el fin de mejorar los análisis presentados en la actual versión.

- *Igualmente, dado el importante cambio que se dio en esta versión del Plan al dejar de simular la generación solar y eólica como análogos de plantas hidroeléctricas, y simular el comportamiento de estos recursos mediante un perfil horario anual, consideramos que en caso de obtener más de un resultado de generación eólica y solar, sería conveniente no descontarla directamente de la demanda de energía, antes de realizar el despacho hidrotérmico en el modelo SDDP.*

**Respuesta UPME:** Tanto el SDDP como el PLEXOS funcionan descontando directamente la generación renovable de la demanda de energía. No es algo parametrizable.

- *Debido a que el perfil horario anual de disponibilidad de cada eólica y solar se obtiene a partir de las series históricas de mediciones del recurso y que en su ausencia de mediciones en el caso solar se ajustan con los datos de potencia unitaria obtenida de MERRA, sería conveniente que fuera explícito también qué se hace en aquellos casos de ausencia de mediciones de proyectos eólicos donde no se cuenta con la ventana de tiempo que se considere óptima.*

**Respuesta UPME:** Como se mencionó en la descripción de la metodología en el Plan de Expansión 2017 - 2031 en el caso de los proyectos eólicos se amplían las ventanas de las series históricas a partir de correlaciones mayores al 70% a nivel de velocidad de viento en los promedios diarios o mensuales, entre las series de datos medidos in situ y las series de MERRA en la región donde se ubica el proyecto. Para los proyectos eólicos considerados en este plan se contó con datos de mediciones de por lo menos un año.

### **Volumen 1. Demanda**

- *Con el mayor dinamismo en la expansión de Generación Distribuida por parte de grandes consumidores en el país, la demanda de energía podría tener un impacto para el mercado no regulado. Empresas como Ecopetrol tienen un plan de expansión de negocios de autogeneración que podrían ser tenidos en cuenta en el plan de expansión del país. No evidenciamos una sensibilidad en la demanda, debido a al incremento del desarrollo de proyectos de Autogeneración por parte de Grandes empresas industriales y comerciales del país.*

**Respuesta UPME:** En las proyecciones de demanda se emplea la información reportada por los Operadores de Red y los Transportadores Nacionales en cuanto a los autogeneradores y generadores distribuidos con potencia instalada menor o igual a 0,1 MW (Resolución CREG 030 de 2018).

### **Volumen 2. Generación**

- *No se visualiza de forma explícita en el plan de expansión de referencia, cómo influye la nueva regulación de la CREG asociada a la posibilidad de que los proyectos puedan compartir activos de conexión. Consideramos que esta regulación puede impactar positivamente la materialización de proyectos.*

**Respuesta UPME:** Se debe tener en cuenta que la reglamentación que permite compartir activos de conexión, está definida para proyectos con conexión aprobada no para proyectos previstos. Esto no tiene efectos sobre los análisis energéticos y por sí solo no habilita capacidad de transporte adicional en la red. En consecuencia, no se considera que esta medida deba ser prevista en el plan, más allá de los efectos que se puedan presentar sobre la red y las implicaciones físicas, ambientales y sociales que se estarían evitando.

- *Uno de los aspectos relevantes que crean incertidumbre en el plan de expansión preliminar, corresponde a que a la fecha, no se tiene definida la demanda objetivo para la subasta CLPE a realizarse en el mes de octubre de 2021. Por las características de esta y la fecha de inicio de las obligaciones de energía de los proyectos asignados, esta subasta tendrá mayores ventajas para la tecnología solar. Del resultado de la subasta CLPE tanto en precios como en capacidad instalada, dependerá el mayor dinamismo de incorporación de plantas de generación de otro tipo de tecnologías, por lo que los escenarios podrían cambiar rápidamente a lo aquí planteado.*

**Respuesta UPME:** Se considerará realizar este tipo de análisis para la siguiente versión del plan de expansión, en el cual se conozcan los resultados de la tercera subasta de contratación de largo plazo.

- *Preocupa visualizar dentro del análisis del plan de expansión propuesto, la pérdida paulatina de volumen útil de los embalses del país, reflejado por los aspectos de colmatación por sedimentos. Sugerimos a la UPME considerar como elemento importante en el plan, un análisis de la firmeza que las diferentes fuentes le aportan al sistema versus la firmeza requerida para apalancar el crecimiento del país.*

**Respuesta UPME:** Hay que tener en cuenta que este análisis es a muy largo plazo y supone que el transporte de sedimentos hacia los embalses se mantendrá constante a las tasas actuales, asumiendo que no se realizaría ningún mantenimiento del vaso del embalse.

Aún con esta situación, la pérdida de capacidad útil del conjunto de embalses analizados es de cerca del 14% en un período de 50 años, tiempo mayor a la vida útil de cualquiera de los embalses existentes, eso sin tener en cuenta los años de vida útil que cada uno de estos embalses tiene ya en 2020.

También se debe tener en cuenta que los embalses con mayor capacidad serán los que conservan un porcentaje mayor de su volumen útil, ya que éstos no superarán el 10% de pérdida de capacidad útil.

En cuanto al análisis comparativo de firmeza, se considerará llevarlo a cabo para el próximo plan.

### **Comentarios específicos.**

#### **Volumen 2. Generación**

- *En la página 23 del Volumen 1 del informe, en el numeral 1.3.5 conclusiones, se expresa que los resultados bajo los cuales se han realizado las proyecciones de demanda de potencia y energía para el país en el mediano y largo plazo son inciertos y, por ende, los resultados del plan deben ser manejados bajo un escenario de incertidumbre.*

*Nos parece importante que además de manejar los elementos macroeconómicos y los de evolución del Covid en el país, sean incorporados en la oferta los efectos de un atraso de la fecha de entrada en operación de los proyectos de generación localizados en la Guajira.*

**Respuesta UPME:** Entre los escenarios se consideran algunas incertidumbres respecto a la fecha y el desarrollo del proyecto más grande hoy en desarrollo. Para el próximo Plan de Expansión se tendrán en cuenta algunas sensibilidades representativas de atrasos.

- *Las condiciones actuales para el desarrollo de los proyectos en la Guajira, aunado al lento desarrollo de las consultas previas para la expansión del sistema de transmisión requerida, es un impacto que no debería denominarse en este plan como incierto, dada la realidad del escenario que hoy se plantea en la zona. Nos preguntamos en este sentido ¿cuál es la razón para que en el numeral 2.3.1. Comparación de la capacidad instalada y la proyección de demanda máxima de potencia, sólo se tenga en cuenta la evolución de la capacidad instalada de los proyectos definidos por el mecanismo del Cargo por Confiabilidad?*

**Respuesta UPME:** Se considera capacidad instalada de los proyectos definidos por el mecanismo del Cargo por Confiabilidad porque son estos proyectos los que tienen compromisos y un incentivo para garantizar la confiabilidad del sistema. Se analizará la conveniencia de agregar proyectos que tengan un mayor grado de certeza en su entrada en operación para la siguiente versión del plan.

- *Si bien siempre se ha considerado un sistema uninodal para los análisis y señales de largo plazo ¿Por qué se considera un sistema multinodal en los análisis con resolución horaria y que se haga sólo en los primeros escenarios?*

**Respuesta UPME:** Con los análisis horarios se busca mayor precisión en cuanto al comportamiento del sistema frente a la variabilidad de los recursos. Por tanto, los análisis con un sistema multimodal permiten identificar flujos entre áreas a las diferentes horas del día y ver el comportamiento de las referidas variaciones. Estos análisis continuarán detallándose en la próxima versión del plan.

- *Como parte de los supuestos se utiliza la proyección de precios de combustibles revisión junio de 2020, sin considerar limitaciones en el suministro de carbón y gas natural, consideramos conveniente mencionar qué costos de transporte y AOM utilizan.*

**Respuesta UPME:** A efectos de aclarar esta condición, se incluirán los costos de AOM en la versión final del plan de expansión, en la descripción de los supuestos (Numeral 2.4.1). Con relación a los costos de transporte, estos están incluidos dentro del precio de combustible puesto en sitio para cada una de las plantas térmicas.

- *En el Volumen 2 del informe, numeral 2.3.2. Comparación entre energía firme y proyección de demanda de energía eléctrica, se presenta una condición de oferta de generación de ENFICC del país, para el escenario hasta el 2032, incorporando la firmeza que dan las plantas que participan en la subasta de largo plazo, situación que todavía la normatividad no incorpora. Compartimos con la UPME la necesidad de que las plantas que entren se armonicen en los balances para no ocasionar una sobreoferta y que es importante considerar su aporte a la ENFICC, pero creemos que se debe evidenciar explícitamente que existe un desacople en los mecanismos y señales de expansión y que desde la regulación debería ser explícita la forma de realizar los balances para definir cuando hay necesidad de nuevas subastas y de expansión.*

**Respuesta UPME:** Se entiende como una adecuada sugerencia a efectos de las disposiciones regulatorias. De cualquier manera, para los proyectos con cargo por confiabilidad que también salieron beneficiados con la subasta de CLPE, solo se consideró una única vez su ENFICC; se ajustará el texto en el documento para evitar confusión al respecto.

- *Revisando la información del Volumen 2 en la Tabla 7 “CAPEX por tecnología”, tenemos discrepancias en los siguientes elementos: o Los costos de Capex para los Proyectos Nuevos denominados Hidro Mayor, tienen valores referenciales muy bajos. La experiencia de desarrollo y actualización que se tiene en ISAGEN para*

*este tipo de Proyectos en Colombia, superan los US\$2400/kW instalado. Se sugiere realizar un mejor sondeo de la información de Capex para este tipo de proyectos.*

*o Los costos definidos para Hidro Menor, no tienen diferencia en la tabla entre un rango máximo y mínimo. En este tipo de proyectos, existe una gran variación de estos. Se sugiere actualizar los costos de referencia.*

**Respuesta UPME:** Para determinar los costos de las tecnologías fueron utilizados los reportes de información del registro de proyectos y algunas fuentes internacionales (NREL, IRENA, Bloomberg). En caso de tener información disponible sobre el costo final del desarrollo de los proyectos en Colombia, resulta conveniente suministrar dicha información para futuros análisis.

- *Como se menciona en el numeral 2.4.5.2. Resultados simulaciones horarias escenario 1, con el objetivo de analizar el impacto en la curva de demanda y el comportamiento del recurso hidro y térmico, para los años 2024, 2030 y 2034, se selecciona, para cada uno, el día de mayor aporte de generación eólica y solar. Consideramos conveniente también analizar al menos un caso donde dicha generación no sea la máxima y observar el comportamiento del sistema bajo dichas circunstancias.*

**Respuesta UPME:** Se analizará la pertinencia de analizarlo en la siguiente versión del plan.

- *Favor revisar las diferencias presentadas en el total de la expansión adicional entre lo presentado en el texto (2,807 MW) y en la tabla (2,867 MW). Lo cual también ocurre en el escenario 5, donde se presentan 6,008 MW en el texto y es 6,088 MW en la tabla.*

**Respuesta UPME:** Se realizan las validaciones y modificaciones correspondientes en la versión final del plan.

- *Consideramos que sería mucho más claro que las tablas donde se presenta la expansión del cargo, la fija y la adicional fueran fácilmente comparables con las tablas de expansión por fechas, para facilitar los análisis.*

**Respuesta UPME:** Se revisará la conveniencia de presentar los resultados de esta manera para el próximo plan.

- *En el escenario 6 se concluye que en la evaluación de los indicadores de confiabilidad se evidencia el cumplimiento de los índices VEREC, VERE y Número de Casos, sin embargo, en las gráficas se puede observar que no es así.*

**Respuesta UPME:** Los escenarios 5 y 6 fueron revisados, ajustados y nuevamente simulados considerando una condición climática ajustada a las previsiones actuales, lo cual lleva a que haya un cambio en los resultados. Sin embargo, se resalta que el objetivo de utilizar esta proyección ENSO en el plan de expansión de generación no es predecir en qué momento se presentará un fenómeno El Niño en el periodo de estudio, si no por el contrario, observar cómo cambia la expansión óptima si dicho fenómeno se presenta con diferentes magnitudes y en diferentes años del periodo de análisis.

*En los resultados de los escenarios 7 y 8 que incluyen el impuesto al CO2 se observan aumentos del 8% y 6% respectivamente, en comparación con el costo marginal de los escenarios 1 y 2, lo cual nos parece elevado al tener en cuenta un aumento de 5 USD por tonelada de CO2 y que presentan una participación similar de generación térmica la cual es considerablemente baja con respecto a las demás tecnologías.*

**Respuesta UPME:** El impuesto (5 USD/Ton CO2) se suma a los costos variables de cada planta proporcionalmente de acuerdo al combustible y al consumo específico. Con este cambio en la información de entrada, que impacta los costos de operación, se utiliza el SDDP para optimizar la operación del sistema, el costo marginal presentado es el resultado directo de la simulación. Tal situación condiciona los despachos y la operación económica del sistema. No se puede hablar de un incremento en la misma proporción por este impuesto.

## **GRUPO ENERGÍA DE BOGOTÁ**

### ***Comentarios Plan de Expansión Generación – Transmisión 2020-2034***

#### ***1. Plan de Generación de Transmisión.***

##### ***1.1. Comentarios generales.***

*Se recomienda realizar una verificación general de la redacción del documento y unificar la numeración de capítulos, tablas y figuras.*

#### ***Volumen 3. Transmisión***

*En el capítulo de análisis sistemas de transmisión regionales – STR y en el capítulo 10, reemplazar las menciones que se hacen al Operador de Red Electricaribe ya sea por AIR-E o Afinia según aplique.*

**RESPUESTA UPME:** Se realiza el ajuste correspondiente a los operadores de red.

*En la tabla del capítulo 10 eliminar los proyectos que se ejecutan mediante convocatorias del STN como la subestación Pacífico 230 kV y la subestación Carreto 500 kV.*

**RESPUESTA UPME:** No se encuentra necesario realizar ajuste al respecto.

### **1.2. Proyecto Estambul.**

*En el documento no se indica una fecha estimada para la puesta en operación del proyecto, considerando los tiempos habituales de adopción del plan, elaboración y adjudicación de la convocatoria, tiempos de licenciamiento con las dificultades ya identificadas en las cercanías al municipio de Palmira y ejecución del proyecto, recomendamos a la Unidad que la FPO no sea inferior a noviembre de 2027.*

**RESPUESTA UPME:** Se considera la recomendación en los análisis correspondientes.

*Se solicita incluir un valor estimado de longitud de las líneas de transmisión a nivel de 230 kV.*

**RESPUESTA UPME:** Se realizan ajustes en la versión final del plan.

*En el documento se menciona que la alternativa seleccionada permitiría la conexión adicional de generación en el área, se recomienda a la Unidad definir si para la apertura de la convocatoria será necesario que los promotores de proyectos de generación deban poner garantías, esto podría aumentar los tiempos de adjudicación y puesta en operación del proyecto.*

**RESPUESTA UPME:** Las reglas a efectos de garantías son las establecidas en la regulación. No corresponde a la UPME a través del plan de expansión indicar dichas obligaciones.

*Indicar que moneda se presenta en la tabla 3-43 Beneficios del Proyecto.*

**RESPUESTA UPME:** Se realiza el ajuste correspondiente.

### **1.3. Proyecto Huila (Norte).**

*En el documento no se indica una fecha estimada para la puesta en operación del proyecto, considerando los tiempos habituales de adopción del plan, elaboración y adjudicación de la convocatoria, tiempos de licenciamiento y ejecución del proyecto, recomendamos a la Unidad que la FPO no sea inferior a noviembre de 2027.*

**RESPUESTA UPME:** Se considera la recomendación en los análisis correspondientes.

*Se solicita incluir un valor estimado de longitud de las líneas de transmisión a nivel de 230 kV.*

**RESPUESTA UPME:** Las distancias aproximadas y que se tuvieron en cuenta en los análisis fueron las siguientes. Sin embargo, las distancias definitivas serán las que indique el ejecutor del proyecto, una vez realice los respectivos levantamientos:  
Betania - Norte 230 kV: 35,85 km  
Norte - Mirolindo 230 kV: 179,25 km  
Norte - Tuluni 230 kV: 130,74 km

*En el documento se menciona que el proyecto Parque Solar Villavieja de 200 MW se conectaría en la nueva subestación, se solicita a la Unidad indicar si el proyecto aprobado incluiría la conexión de la planta de generación.*

*En la página 59 del documento se indica: “De lo anterior, se observa que se hace necesario revisar la posibilidad de aumentar la capacidad de los enlaces Flandes – Prado 1 y 2 115 kV, Prado – Tenay 115 kV y el Bote – Tenay 115 kV, por lo cual se ratifica la solicitud a los OR’s Tolima y Huila la necesidad del aumento de la capacidad de los elementos mencionados, para lo cual solicitamos que se dé respuesta en los siguientes 15 días a esta comunicación”. Recomendamos a la Unidad eliminar del documento del Plan el texto relacionado con la comunicación enviada a los OR e indicar si los mismos aceptaron realizar las repotenciones solicitadas.*

**RESPUESTA UPME:** En cualquier caso, los “activos de conexión” están a cargo del promotor del proyecto al tratarse de activos exclusivos. El proyecto Villavieja no tiene concepto de la UPME, se realiza ajuste al respecto. De otra parte, si bien se modifica la nota sobre el requerimiento a los OR, la necesidad se mantiene.

*Se solicita a la UPME detallar el cálculo del beneficio solar indicado en la tabla 17 dada la magnitud y claridad en cómo se da tal impacto en tarifa a los usuarios finales, así mismo indicar que moneda se está presentando en esta tabla.*

**RESPUESTA UPME:** La tabla 17 se refiere a los costos del proyecto, no a los beneficios, dicha tabla se renumeró. Se realiza el ajuste en la versión final.

#### **1.4. Compensación Suroccidental.**

*Se recomienda a la Unidad indicar los activos que serán remunerados mediante el mecanismo de ampliación para el traslado del reactor a la subestación San Marcos 500 kV, así como el cálculo de la relación beneficio costo para la obra recomendada.*

**RESPUESTA UPME:** Para la conexión del reactor se requiere una bahía de reactor ya que la conexión será a la barra. Se realizan ajustes pertinentes.

### **1.5. Compensación Guajira Cesar Magdalena.**

*Con relación a la compensación propuesta para el área de GCM, GEB ha venido realizando propuestas para la instalación de compensaciones en el área, inicialmente se presentó la solicitud de instalar una compensación reactiva en la subestación La Loma 500 kV con el fin de solucionar el problema de desbalance en la compensación que se generó al realizar la reconfiguración de la línea Copey – La Loma - Ocaña 500 kV y cambiar el tamaño de la compensación de línea en el extremo Copey 500 kV.*

*Así mismo se le presentó a la UPME la propuesta de instalación de una compensación tipo FACTS ubicada en la subestación Colectora 500 kV, la cual presenta una adecuada respuesta para mantener los niveles de tensión en el área con la instalación de un equipo de menor capacidad al que se instalaría en Cuestecitas 500 kV.*

*Actualmente se viene desarrollando en conjunto con la Universidad de los Andes una consultoría para complementar los estudios realizados indicando la tecnología, capacidad y ubicación recomendados según los proyectos de generación que entraran a operar en el área. Una vez se tengan estos resultados, serán compartidos con la Unidad para que los puedan considerar en sus análisis.*

**RESPUESTA UPME:** La compensación para el área Guajira-Cesar-Magdalena tiene importantes avances, no obstante, se definirá en el próximo plan de expansión. La UPME agradece los aportes que se puedan dar en esta materia y estará atenta a los resultados del estudio referido.

### **1.6. Ampliación capacidad de transformación Primavera y Sogamoso.**

*En el documento no se indica una fecha estimada para la puesta en operación de los proyectos, se recomienda que la FPO a establecer considere los tiempos habituales de adopción del plan, elaboración y adjudicación de la convocatoria, tiempos de licenciamiento y ejecución del proyecto, esto, considerando además que las convocatorias requerirán la colocación de garantías por parte de los promotores de los proyectos de generación.*

**RESPUESTA UPME:** En la versión final del plan se indica la fecha de entrada en operación, considerando las diferentes fases de ejecución y desarrollo.

### **1.7. FACTS Distribuidos.**

*Se solicita a la Unidad que al recomendar estas nuevas tecnologías se evite el señalamiento de fabricantes o de referencias específicas de un fabricante en particular pues se puede estar limitando la participación de otros fabricantes con soluciones similares, y le da una posición dominante de negociación que va en contra de las buenas prácticas del mercado que buscan la optimización de precios a los agentes y por ende de costos para el sistema. Se recomienda que le recomendación se de enfocada a la capacidad y funcionamiento de los equipos, tal como se han recomendado otros dispositivos FACTS.*

**RESPUESTA UPME:** Se tendrá en cuenta este comentario para la versión final del documento del Plan.

*Se solicita a la Unidad incluir la relación beneficio/costo para las soluciones recomendadas.*

**RESPUESTA UPME:** Se realizan los ajustes en los casos correspondientes.

*Para la solución propuesta en Atlántico indicar si se recomienda la instalación de equipos en las líneas Tebsa – Sabana 1/2 220 kV, Caracolí – Sabana 220 kV y Flores – Nueva Barranquilla 220 kV o solamente se instalarían en las líneas Tebsa – Sabana 1/2 220 kV, así mismo, indicar si los promotores de generación deberán poner garantías para la convocatoria y viabilizar la conexión de los 300 MW adicionales.*

**RESPUESTA UPME:** El plan de expansión indica las líneas sobre las cuales se debe instalar esta solución. La constitución de garantías obedecerá a la regulación aplicable, no corresponde en el plan de expansión indicarlo.

*Indicar si para la solución propuesta en GCM (FACTS distribuidos en Guajira – Santa Marta 220 kV y Bonda – Santa Marta 220 kV) será necesario que los promotores de proyectos de generación deberán poner garantías.*

**RESPUESTA UPME:** La constitución de garantías obedecerá a la regulación aplicable, no corresponde en el plan de expansión indicarlo.

### **1.8. Configuración Subestaciones.**

*En el documento se presenta un listado de subestaciones del STN con configuración barra sencilla, indicando que se solicita a los transportadores verificar la posibilidad de migrar a subestaciones con una configuración más robusta. Sin embargo, no se hace un análisis del beneficio costo de realizar estas reconfiguraciones ni se da algún otro indicador que permita establecer si realizar estas obras es viable para los*

*transportadores. Se solicita a la UPME aclarar si se está incluyendo en el Plan una recomendación a los agentes para que desarrollen estas obras.*

**RESPUESTA UPME:** Se aclara que no se está incluyendo una recomendación en cuanto a ejecución, primero se deben tener claras las implicaciones físicas de dichas obras.

### **1.9. Análisis Visión de Largo Plazo.**

*En el documento se presenta un listado de subestaciones del STN con configuración barra sencilla, indicando que se solicita a los transportadores verificar la posibilidad de migrar a subestaciones con una configuración más robusta. Sin embargo, no se hace un análisis del beneficio costo de realizar estas reconfiguraciones ni se da algún otro indicador que permita establecer si realizar estas obras es viable para los transportadores. Se solicita a la UPME aclarar si se esta incluyendo en el Plan una recomendación a los agentes para que desarrollen estas obras.*

*Se recomienda a la Unidad detallar el análisis desarrollado en la visión de largo plazo, describir la metodología desarrollada y los bloques propuestos en los diagramas.*

**RESPUESTA UPME:** Se aclara que no se está incluyendo una recomendación en cuanto a ejecución, primero se deben tener claras las implicaciones físicas de dichas obras.

## **Volumen 2. Generación**

### **2. Plan Indicativo de Generación.**

*Aunque no hay expansión en capacidad instalada de carbón, lo cual es razonable, en todos los escenarios se muestra un incremento de la participación de generación con carbón a partir de 2028. ¿Cuál es la explicación?*

**Respuesta UPME:** El incremento natural proyectado de la demanda ocasiona que aumente la participación de la generación renovable hasta un punto en el cual la generación convencional térmica resulta eficiente de acuerdo con sus costos de inversión y operación.

## **Volumen 1. Demanda**

### **3. Proyección de la Demanda.**

*Si bien las proyecciones de demanda están dadas en un contexto de alta incertidumbre, llama la atención que en cualquiera de los escenarios de Precovid y*

*el Resultante, en energía y potencia, se diferencian solo en más o menos un 2% entre ellas; en otras palabras, se estaría considerando que tanto para el corto como largo plazo se considera un impacto mínimo en la actividad económica y en consecuencia en el crecimiento de la demanda de energía por efectos de la pandemia.*

**Respuesta UPME:** Las proyecciones consideran y reflejan la situación que se ha venido desarrollando. Para la nueva versión de las proyecciones de demanda podrán existir elementos que reduzcan las incertidumbres asociadas, lo cual también será considerado.

**JULIA-RD**

**Volumen 1. Demanda**

**Volumen 2. Generación**

*Considerando el ejercicio del Plan de Expansión de Generación - Transmisión en el horizonte 2020-2034, y los distintos escenarios y análisis construidos, nos gustaría plantear algunas inquietudes con respecto a los supuestos relacionados con nuevos desarrollos del mercado de energía.*

*En particular llama la atención que entre los supuestos de expansión no parece haberse considerado la participación de la Respuesta de la Demanda en el mercado de energía mayorista en Colombia.*

*Dado que la regulación y las propuestas de la Misión de Transformación Energética dirigida por el Ministerio de Minas y Energía ha planteado la necesidad de promover y adoptar desarrollos tecnológicos como la AMI, la autogeneración con fuentes renovables no convencionales, y los agregadores de demanda, esta es una opción que puede tener un impacto significativo en términos de la atención de la demanda, el cálculo de la demanda neta, y la estimación de los costos marginales y las necesidades de expansión futura.*

*Sugerimos que en la versión final del Plan de Expansión se hagan explícitos estos supuestos, y la forma en que se incorporan en las metodologías de construcción de la oferta y demanda en los distintos escenarios del Plan, y los impactos sobre la confiabilidad del sistema.*

**Respuesta UPME:** Algunas de las consideraciones citadas hacen parte de los supuestos de las proyecciones de demanda y están expuestas en el documento asociado. De otra parte, los avances de la Misión de Transformación, más recientemente entregados, podrán ser evaluados para determinar qué elementos se deben incorporar en los análisis del próximo plan de expansión.

## **Sociedad de Gestión Grupo TW Solar Colombia S.A.S.**

### **Volumen 3. Transmisión**

*Dentro de la política de transición energética, trazada en el plan de desarrollo de la actual presidencia y en particular el apoyo que se le viene dando al desarrollo de las energías renovables, permítanos felicitarlos por la concepción del plan de expansión 2020 - 2034, ya que le da un nuevo impulso al desarrollo energético renovable del país, tanto físicamente como tecnológicamente - FACTS, que redundará en el cumplimiento de las metas comprometidas en el acuerdo de París, en cuanto a la reducción del calentamiento global del planeta - emisiones de CO2.*

*Dentro de los planteamientos, observamos que se ha analizado muy especialmente, el desarrollo del proyecto parque solar Villavieja de 200 MW, en el norte del departamento del Huila, radicado en marzo 4 de 2020 la consideración de la conexión a 230 kV, por parte del OR ElectroHuila, pág. 38 a la pág. 62, del vol. 3 y concluyendo que se recomienda la ejecución de la alternativa 4 presentada.*

*Así mismo, Tw Solar, ha venido planteando el proyecto Magdalena Sol de 300 MW a 230 kV, en el sur del departamento del Tolima (región indígena ancestral), cercano al desierto de la Tatacoa, en límites con el norte del departamento del Huila, inicialmente se presentó el estudio de conexión de este proyecto el día 15 de septiembre de 2017 y recibido en UPME bajo el radicado No. 20171110054402, posteriormente se recibió respuesta el día 27 de septiembre de 2017 bajo el radicado No. 20171520034021. Luego se realizó una actualización del estudio de conexión del proyecto, modificando su fecha de entrada en operación (FPO) para 2023 y su potencia nominal pasando de 180 MW a 300 MW y fue entregado a UPME el 16 de enero de 2019 bajo el radicado No. 20191100003612. Este proyecto plantea la apertura de la línea Betania - Mirolindo 220 kV a 100 km de la subestación Mirolindo 220 kV para la conexión del proyecto por medio de un doble circuito de 3 km hasta el punto de apertura.*

*Posteriormente, se recibió una comunicación de la UPME solicitando algunos datos meteorológicos en el área del proyecto y TW Solar respondió dicha solicitud el día 30 de diciembre de 2019, entregado a UPME bajo el radicado No. 20191100091332, luego de esto no hemos recibido ninguna comunicación por parte de la UPME acerca del avance del proyecto.*

*Como se puede observar los proyectos Villavieja y Magdalena Sol son proyectos muy similares; en conexión a 220 kV, de 200 MW y 300 MW respectivamente, con punto de conexión propuesto en la misma línea Betania – Mirolindo 220 kV, por tales razones, solicitamos muy cordial y respetuosamente, que se tenga en cuenta dentro de este análisis del plan de expansión y su recomendación de la pág. 58 del volumen*

3, al proyecto Magdalena sol 300 MW a 220 kV, planteándose una solución integral para los dos proyectos.

**RESPUESTA UPME:** Se realizan ajustes para precisar los análisis ya que estos buscan dar solución a las necesidades de atención de la demanda, confiabilidad y ampliación de capacidad de transporte para viabilizar la conexión de nueva generación, sin precisar los proyectos ya que su asignación obedece al cumplimiento de la reglamentación particular de dicho procedimiento. En los análisis se considerará la sugerencia.

## ISA INTERCOLOMBIA

### *Volumen 1. Demanda*

#### **Sobre el Volumen 1. Proyecciones de demanda de energía eléctrica**

*En el numeral 1.3.3 Escenarios de proyecciones planteada, se define un escenario denominado “Resultante”, escenario de demanda que fue considerado en el volumen II del este Plan Preliminar para determinar la expansión en generación.*

*De acuerdo con lo anterior, una vez aprobado el Plan 2020-2034, entendemos que el escenario “Resultante” es el escenario base que aplicarían los Agentes para todos los análisis, estudios y conceptos, por lo cual se solicita amablemente validar el entendimiento previamente expuesto. Adicionalmente, se sugiere incluir en el Plan de Expansión este tipo de precisiones respecto a la demanda como criterios para los análisis de planeamiento. Finalmente, se ve pertinente que la base de datos de mediano y largo plazo que publica XM incluya estas consideraciones.*

**Respuesta UPME:** Se precisará en el plan.

### *Volumen 2. Generación*

#### **Sobre el Volumen 2. Generación**

- *El volumen 2 desarrolla la planificación de la expansión en generación, donde se observa que la máxima expansión es del orden de 6000 MW en el transcurso de 14 años, y al compararlo con la proyección de demanda presentada en el Volumen 1, la expansión en generación duplica el crecimiento esperado de la demanda, por lo que se recomienda en los cronogramas de expansión de los 10 escenarios, detallar la distribución de estos recursos por área del Sistema Interconectado Nacional - SIN, como dato adicional a la cantidad de recurso requerido por año.*

**Respuesta UPME:** Como se expuso en los supuestos del desarrollo de los análisis, para la definición de la expansión óptima se consideró un sistema uninodal, por lo

cual no es posible distribuir la expansión óptima por áreas. Algo como lo propuesto se puede considerar en próximas versiones del plan, no obstante, se debe tener en cuenta que sería una variación al modelo de mercado existente y parametrización de áreas, flujos máximos y mínimos y restricciones operativas propias de las áreas, entre otros.

- *El ítem 3 de la formulación de los escenarios de expansión, contenido en el numeral 2.2 Metodología de Planificación de la Expansión – Generación (página 13), señala:*

*“Definición de criterios y construcción de escenarios: teniendo como base el escenario de referencia y un conjunto de proyectos seleccionados a partir del registro de proyectos (fase 2 y 3 con registro vigente) y de los estudios de conexión (aprobados y en estudio) ...”*

*Teniendo en cuenta que para la formulación de los escenarios de expansión de generación se ha considerado proyectos en fase 2 y 3 del registro vigente y proyectos con estudios de conexión en análisis por parte de UPME, se solicita incluir en el Plan de Expansión la lista de estos proyectos, lo cual permitirá a los Agentes y en el caso particular a los Transmisores Nacionales, conocer las necesidades que está visualizando la UPME y con qué recursos está contando para la adecuada operación del SIN en el largo plazo.*

**Respuesta UPME:** El plan de expansión de generación, siendo este de referencia, no pretende determinar la entrada de proyectos específicos. En este sentido, los proyectos que hacen parte del plan candidato toman como base la capacidad, fuente y costos estimados de inversión y operación, entre otros, de tal forma que permita estimar el potencial disponible para conectarse en el sistema, sin que de esto se derive obligación alguna ya que la generación es una actividad de libre iniciativa en Colombia. Ahora bien, algunas de las necesidades se pueden identificar a partir de los análisis de transmisión, donde se muestran las limitantes a nivel de capacidad de red, y a través de los listados de proyectos del registro y las solicitudes de conexión.

*Por otro lado, entendiendo que este Plan de Expansión ha estimado de manera indicativa el requerimiento de generación hasta el 2034, del orden de 6000 MW, se recomienda correlacionar esta cifra vs los proyectos aprobados según el Registro UPME “Conceptos de Conexión de Proyectos de Generación. Reporte # 83 de abril del 2021” que suman 17500 MW. Adicionalmente, se sugiere indicar el panorama que visualiza la UPME para proyectos de generación que están pendientes de aprobación y en diferentes estados (en análisis, pendiente transportador o promotor, se emitió respuesta – se necesita expansión) que suman alrededor de 33900 MW.*

**Respuesta UPME:** En primer lugar, se debe aclarar que la inscripción en el Registro de Proyectos de Generación es voluntaria, pretende identificar las intenciones de desarrollo a efectos del ejercicio de planeación y no origina derecho alguno sobre los proyectos. De esta manera, el registro y la base de solicitudes de conexión son utilizados para la construcción del portafolio o plan candidato.

### Volumen 3. Transmisión

#### Sobre el Volumen 3. Transmisión

##### Comentarios generales

- *Se recomienda para el Plan de Expansión definitivo 2020-2034, fijar el panorama de obras en el STN que han sido recomendadas en planes de expansión anteriores y que aún no están en desarrollo. Lo anterior, con el fin de garantizar una planeación robusta y teniendo en cuenta además que en este Plan de Expansión preliminar no se visualizó la necesidad ni a mediano ni a largo plazo de proyectos de líneas nuevas en el STN.*

**Respuesta UPME:** Se tendrá en cuenta la observación, la cual se podrá atender a través de los mecanismos de difusión de las convocatorias públicas de transmisión.

- *Se solicita incluir las fechas de puesta en operación de todas las obras definidas, las cuales son un elemento esencial de la planeación.*

**Respuesta UPME:** Las fechas quedan incluidas en la versión final del plan de expansión.

- *Se recomienda establecer un cronograma de trabajo para que en el Plan 2021-2025 se pueda contar con análisis y recomendaciones finales de algunas obras de este Plan preliminar que no alcanzarán a quedar incluidas en su versión definitiva (ejemplo: compensación en GCM, subestaciones con elevado nivel de cortocircuito, reconfiguración de algunas subestaciones, entre otras).*

**Respuesta UPME:** Se tendrá en cuenta la observación para el próximo plan de expansión.

- *Se solicita a la UPME incluir en el Plan un anexo con el detalle de las condiciones bajo las cuales se hacen las diferentes recomendaciones de expansión, de manera que los agentes puedan reproducir los resultados y opinar de manera más objetiva sobre cada proyecto.*

**Respuesta UPME:** Los supuestos y consideraciones de análisis se exponen en la exposición de cada proyecto y cada área. Se estará revisando esta observación y de encontrar pertinente se realizarán ajustes en la próxima versión del plan de expansión.

- *Se recomienda incorporar dentro de las posibilidades de expansión el uso de D-FACTS, FACTS, BESS, repotenciaciones, reconfiguraciones, cambios de tensión, conversión de líneas AC/DC, y en general las nuevas opciones tecnológicas que permitan la optimización de corredores existentes, compitiendo con las tecnologías convencionales y de esta forma lograr que el sistema se expanda de manera óptima.*

**Respuesta UPME:** En esta materia la UPME y el plan ha venido avanzando, se puede observar que en el pasado reciente se definieron dispositivos FACTS en el área Centro Oriental (STATCOM en Bacatá y SVC en Tunal), los cuales están en servicio, baterías en Atlántico, provisiones de segundos circuitos desde la concepción de las obras, DFACTS y provisiones de una línea en corriente continua (HVDC). Soluciones como repotenciaciones y cambios de nivel de tensión han tendido dificultades por las implicaciones físicas y la prevención de los agentes por asuntos de remuneración. No obstante, en la medida en que se identifiquen necesidades que se pueden solucionar con nuevas tecnologías, la UPME estará presta a estudiarlas.

#### Proyecto Estambul

- *Se recomienda precisar en el Plan de Expansión definitivo las características generales de la obra, es decir, longitudes en las que quedan los tramos de línea seccionadas, características de las líneas nuevas, redistribución de demanda en el STR y demás características que precisen el modelo de red a nivel de STN y a nivel de STR, indicando los años en que deben ir ingresando las obras.*

**Respuesta UPME:** Se realiza el ajuste correspondiente en el plan. Se dará alcance al concepto de conexión de Estambul 115 kV con el objeto de precisar algunas condiciones de distribución de la demanda.

- *Adicional al análisis cualitativo de confiabilidad, se sugiere precisar cuantitativamente las diferencias de reconfigurar el circuito Alférez – Yumbo 220 kV (Alternativa 3) o de reconfigurar los circuitos Alférez – Yumbo 220 kV y Juanchito – San Marcos 220 kV (Alternativa 2).*

**Respuesta UPME:** La referida reconfiguración se realiza toda vez que representa el mejor desempeño frente a las opciones existentes, situación que se validó con el OR. El plan incluye el análisis de cada alternativa.

- *Se solicita listar las plantas de generación que se aprobarían como parte de los 319 MW adicionales y que se viabilizarán con la obra de expansión; información que requieren los Agentes para hacer los análisis eléctricos y tener en cuenta en los conceptos de conexión.*

**Respuesta UPME:** Los conceptos de conexión de los proyectos de generación se emiten con base en la reglamentación vigente una vez se apruebe la obra de expansión.

- *Para una adecuada operación del proyecto Estambul, se indica en las conclusiones y recomendaciones obras complementarias a nivel de STR. Se recomienda indicar la dependencia y necesidad de estas obras para el éxito de la expansión.*

**Respuesta UPME:** La obra Estambul 115 kV fue aprobada por la UPME mediante concepto dirigido al Operador de Red. El plan incluye el análisis de cada alternativa.

#### Proyecto Subestación Huila (Norte)

- *Se recomienda precisar en el Plan de Expansión definitivo las características generales de la obra, es decir, longitudes en las que quedan los tramos de línea seccionadas, características de las líneas nuevas, redistribución de demanda en el STR y demás características que precisen el modelo de red a nivel de STN y a nivel de STR, indicando los años en que deben ir ingresando las obras.*

**Respuesta UPME:** Las distancias aproximadas y que se tuvieron en cuenta en los análisis fueron las siguientes. Sin embargo, las distancias definitivas serán las que indique el ejecutor del proyecto, una vez realice los respectivos levantamientos:

Betania - Norte 230 kV: 35,85 km  
Norte - Mirolindo 230 kV: 179,25 km  
Norte - Tuluní 230 kV: 130,74 km

Las capacidades de las líneas de 230 kV se mantienen iguales, ya que las mismas se van a reconfigurar. Las actuales son de 895 A.

Las líneas del STR presentan las siguientes características preliminares:

El Bote – Neiva (Norte) 115 kV: 4,64 km; 1 kA.  
Neiva – Oriente 115 kV: 12.6 kV; 400 A.

- *Para una adecuada operación del proyecto Huila (Norte) se indica en las conclusiones y recomendaciones obras complementarias a nivel de STR y STN. Se recomienda indicar la dependencia y necesidad de estas obras para el éxito de la expansión.*

**Respuesta UPME:** En el plan se expone la necesidad del proyecto al igual que los análisis correspondientes.

#### Compensación Guajira Cesar Magdalena.

- *En el documento se señala: “Se observa que con la entrada de la red en 500 kV en Guajira, se aumentan los perfiles de tensión, este aumento, se ve principalmente en las barras de Colectora y Cuestecitas 500 kV para condiciones de despacho y demanda mínimos; en este sentido, se observa que la ubicación de compensación reactiva en Cuestecitas o Colectora 500 kV presenta impacto positivo para las tensiones en las barras en el área de GCM”.*

*De acuerdo con lo anterior, en estudios eléctricos propios de ISA INTERCOLOMBIA, se ha encontrado que instalar compensación en Cuestecitas 500 kV tiene impacto de mayor cobertura en la regulación de tensión de la red de 500 kV que si ésta se instala en la Subestación Colectora 500 kV. Adicionalmente, Cuestecitas 500 kV tiene un punto crítico para la estabilidad de tensión más alejado, indicando que es un nodo con mayor estabilidad de tensión, por lo cual se tienen estas dos ventajas importantes para instalar la compensación en Cuestecitas 500 kV.*

*Por otro lado, adicional al reactor sugerido en el Plan de Expansión, se recomienda analizar escenarios de alta exportación del área Caribe en demanda media (alta generación solar, eólica y térmica), de manera que las líneas de 500 kV estén altamente cargadas y analizar diferentes condiciones de N-1, para definir posibles requerimientos de compensación dinámica en GCM. De acuerdo con lo anterior, es probable que un dispositivo FACTS (rango inductivo y rango capacitivo) sea requerido en GCM para mantener la tensión en el rango operativo y pudiera hacer control coordinado de tensión (control maestro) para toda la generación no convencional conectada en Colectora y Cuestecitas 500 kV.*

**RESPUESTA UPME:** La compensación para el área Guajira-Cesar-Magdalena tiene importantes avances, no obstante, se definirá en el próximo plan de expansión. La UPME agradece los aportes que se puedan dar en esta materia y en cualquier otra, y estará atenta a los resultados del estudio referido.

#### Ampliación Capacidad Transformación Santander

- *Con esta ampliación de transformación se viabiliza una potencia adicional de generación a conectar en las áreas. Se recomienda verificar la congestión en diferentes escenarios de demanda y despachos de generación (probabilidad de tener simultáneamente despacho de generación hidráulica, térmica, eólica y solar fotovoltaica), considerando el impacto que tienen los proyectos solares al ser despachados solo en demanda media. Este comentario se hace extensivo a todas las obras propuestas en el Plan Preliminar que viabilizan conexión de más generación.*

**Respuesta UPME:** Para las obras de expansión se consideraron diferentes escenarios, entre ellos, un escenario con alto despacho de generación hidráulica, térmica, eólica y solar fotovoltaica en las áreas eléctricas del sistema, entre ellos en el periodo diario de demanda media, que es donde se da el despacho de las solares.

- *Se solicita listar la generación que se viabilizaría como parte de los 536 MW adicionales por la ampliación de transformación en Sogamoso 500/230 kV y los 300 MW o 900 MW adicionales por la ampliación de transformación en Primavera 500/230 kV; información que requieren los Agentes para hacer los análisis eléctricos y tener en cuenta en los conceptos de conexión.*

**Respuesta UPME:** Los conceptos de conexión de los proyectos de generación se emiten con base en la reglamentación vigente una vez se apruebe la obra de expansión.

#### Bolívar - FACTS distribuidos

- *De los resultados presentados, se observa que ante operación de los DFACTS se reduce la carga de la línea Ternera – Candelaria 220kV a valores incluso menores al límite de emergencia declarado. Se recomienda incluir el criterio para dimensionar el número de dispositivos DFACTS.*

**Respuesta UPME:** Actualmente no se puede determinar una metodología exacta para este propósito, al respecto se deben realizar los análisis que permitan determinar que se soluciona la necesidad identificada.

- *Adicional al modo de inyección de reactancia (disminución de flujo) en escenarios donde se evidencia la restricción de Candelaria – Ternera 1 y 2 220 kV, se recomienda a la UPME analizar otros dos modos de operación para estos DFACTS:*  
o *Disminución de reactancia: Consiste en el aumento de flujo en escenarios donde se evidencie la restricción de Candelaria – Cartagena 1 y 2 220 kV.*  
o *Bypass: Aplica en los casos donde no se evidencien restricciones.*

**Respuesta UPME:** Los análisis específicos se exponen en el contenido del plan de expansión y permiten dar solución a la necesidad identificada. Se debe tener presente el modo de operación, de tal forma que el dispositivo actúe de manera automática e inmediata antes que las protecciones. No obstante, la observación se tendrá en cuenta para próximos análisis.

### Atlántico - FACTS

- *De la misma forma que para las áreas de Bolívar y GCM, se identifican equipos específicos e inclusive el tamaño requerido. Se solicita que para el área Atlántico se especifiquen los equipos necesarios en lugar de indicar que se consideran equipos tipo SSSC (Static Synchronous Series Compensator). Así mismo, se solicita indicar si se estima alguna diferencia entre los dispositivos analizados en las tres áreas.*

**Respuesta UPME:** La principal condición es que se debe tener presente el modo de operación, de tal forma que el dispositivo actúe de manera automática e inmediata antes que las protecciones.

- *De los resultados presentados, se observa que ante operación de los DFACTS se reduce la carga de la respectiva línea a valores incluso menores al límite de emergencia declarado y lleva a aumentar la carga en otras líneas del área. Se recomienda incluir el criterio de ajuste de los DFACTS porque de ellos depende el número de dispositivos.*

**Respuesta UPME:** Lo mencionado dependerá de la operación del sistema y del modo de operación del DFACTS, el cual debe estar diseñado para cubrir específicamente la necesidad identificada. Es de tener en cuenta que estos dispositivos son modulares, lo que facilita su ajuste.

- *Se recomienda validar la solución en Atlántico, considerando los DFACTS de las líneas Tebsa – Sabana 1/2 220 kV y Flores – Nueva Barranquilla 220 kV en modo control de corriente y una inyección de reactancia proporcional para bajar la cargabilidad de estos circuitos ligeramente por debajo de su capacidad.*

**Respuesta UPME:**

### GCM - FACTS

- *Teniendo en cuenta que desde el caso base y con condiciones normales de operación se presenta sobrecarga en la línea Santa Marta – Termocol 220 kV, se recomienda a la UPME listar la generación y obras de expansión consideradas para el 2022. Adicionalmente, se solicita informar en qué*

*subestaciones se tendría la conexión de la nueva generación, y de qué potencia, para un total de 170 MW en el 2022 y de 1072 MW en el 2023.*

**Respuesta UPME:** A la expansión en ejecución se le realiza seguimiento permanente y con base en ello se calculan fechas estimadas que permiten realizar los ejercicios de planeación. Dichas fechas pueden variar en desarrollo de los mismos proyectos. Bajo este marco, la evolución de los proyectos de generación y las solicitudes que estos realicen a la UPME en el marco de la regulación vigente, se darán los pronunciamientos a que haya lugar.

- *El valor de generación que podrá conectarse en GCM con la instalación de DFACTS dependerá de la generación que realmente se conecte al sistema y del escenario evaluado. En análisis realizados internamente en ISA INTERCOLOMBIA, se encuentra que los DFACTS permitirían conexión de más generación de los 170 MW encontrados por UPME en el 2022. Se recomienda revisar este detalle.*

**Respuesta UPME:** Bajo el marco de la evolución de los proyectos de transmisión en ejecución, la evolución de los proyectos de generación y las solicitudes que estos realicen a la UPME en el marco de la regulación vigente, se darán los pronunciamientos a que haya lugar.

- *ISA INTERCOLOMBIA ha identificado beneficios de estos DFACTS adicionales a los presentados en el Plan preliminar, que se recomienda revisar y evidenciar:*

*o Sirven de medida de mitigación ante atrasos en la entrada en operación de las obras en transmisión definidas para el año 2023, permitiendo la conexión de la generación aprobada en la subárea GCM.*

*o Aumentarían la oportunidad de conexión de generación adicional en el área una vez se cuente con toda la expansión en transmisión definida en la subárea GCM, considerando la cantidad de proyectos de generación con solicitud de conexión ante la UPME.*

*o Ayudan a cubrir riesgos por mantenimientos en la red.*

**RESPUESTA UPME:** Las dos condiciones señaladas en la observación se tuvieron en cuenta, inicialmente para habilitar el ingreso de generación con conexión aprobada y, posteriormente, una vez esté en servicio el resto de la expansión, permita habilitar capacidad adicional para la conexión de nueva generación.

#### Análisis de cortocircuito.

- *Se recomienda realizar un ejercicio integral de análisis de cortocircuito en subestaciones del STN como parte del Plan de Expansión 2021-2025.*

*Especialmente para las subestaciones en las que se calculan niveles de cortocircuito superiores o muy cercanos a su capacidad de diseño. Se recomienda realizar cálculos de cortocircuito basados en despachos históricos de la operación con máxima generación en el área de influencia. De esta manera, se podría tener una comparación de los valores máximos teóricos encontrados vs valores más probables y tener señales reales de urgencia para definir las acciones requeridas.*

**Respuesta UPME:** Los análisis de corto circuito se realizan bajo normas técnicas específicas para ello, considerando el SIN como un todo y según los protocolos allí definidos, marco en el cual los despachos no inciden. Además, se trata de una prueba de máximo esfuerzo. En tal sentido, se mantienen las señales dadas en cuanto a o niveles que se presentan en las diferentes subestaciones.

Configuración de subestaciones.

- *De la misma manera, se recomienda realizar una evaluación integral sobre la necesidad de reconfiguración de subestaciones del STN como parte del Plan de Expansión 2021-2025, considerando análisis técnicos, viabilidad física, impactos operativos de la ejecución y evaluación económica a partir de la definición de criterios de confiabilidad y seguridad que permitan identificar los beneficios para la demanda y el País. Se solicita a la UPME definir y publicar la metodología y criterios bajo los cuales se defina el cambio de configuraciones de las subestaciones existentes, teniendo en cuenta requisitos como los definidos en la regulación para las configuraciones de las subestaciones del STN, específicamente en el Código de Redes, así como las recomendaciones de estudios realizados en el Sector, entre ellos el estudio "Diagnóstico de las subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional: análisis, identificación de equipos en situación crítica y recomendaciones", elaborado por CONCOL para la UPME en el año 2009, así como el listado de subestaciones del STN sujetas a una evaluación técnica y económica para el cambio de configuración, incluido en el Plan de Expansión 2010-2024.*

**Respuesta UPME:** La metodología para este propósito se expuso en el Plan de Expansión versión 2014 como uno de sus anexos. Algunas de las condiciones particulares se han venido analizando y se verán reflejadas en el próximo plan.

*Finalmente, solicitamos a la UPME que las obras que se adopten en la versión final del Plan de Expansión contemplen tiempos suficientes para su ejecución, y que así mismo se adelante con la mayor prontitud los procesos de convocatoria correspondientes, a fin de que los proyectos se puedan tener con la mayor oportunidad posible de acuerdo con las necesidades de la demanda y del sistema.*

Respuesta UPME: Se considera la observación en la definición de las fechas.

## **CND, XM**

### 1. Comentarios Generales

*Teniendo en cuenta la relevancia del informe y la importancia de este para el sector, valorando el esfuerzo y la calidad técnica de los estudios, y siendo conscientes que lo allí plasmado es una fuente de consulta oficial tanto a nivel nacional como internacional, sugerimos a la Unidad realizar una revisión integral a la calidad de la redacción, ortografía y coherencia con el fin de minimizar algunos puntos detectados en este sentido. Adicionalmente, sugerimos revisar el uso de nombres de operadores de red que para la fecha de publicación ya no se encuentran activos en el mercado, caso Electricaribe. Además, se debe garantizar en cada estudio que la totalidad de supuestos estén explícitamente listados en el documento para que el lector los pueda entender, usar, referenciar y reproducir. De forma similar, las conclusiones y análisis de resultados deben ser completamente claros y contundentes.*

**Respuesta UPME:** Se considera la observación y se realizan ajustes del caso.

### 2. Comentarios volumen 1. Proyecciones de demanda de energía eléctrica

*En el documento indican que las proyecciones incluidas son las proyecciones de la última revisión de los escenarios de demanda que publicaron en el mes de junio de 2020 y entenderíamos que desde la fecha la Unidad viene trabajando en la actualización de los mismos, por tanto, consideramos que podría indicarse en el documento lo que se viene presentando en el comportamiento de la demanda desde la fecha de publicación de los escenarios a marzo de 2021, lo anterior sustentado en lo indicado en las conclusiones “las proyecciones presentadas deben ser interpretadas bajo el contexto de incertidumbre que las rodea y los cambios que pueden sucederse en el corto plazo”*

*Adicionalmente, el comportamiento de la demanda presentado hasta marzo de 2021, sumado a las nuevas medidas de confinamiento decretadas en algunas ciudades del país, podría significar un aumento del peso en la ponderación del escenario Mayo Bajo al menos hasta el Q4 del año 2023, sin embargo, se espera en el largo plazo una recuperación, lo que permite que se continúe con el peso de 90% (a partir del 2026) para el escenario Pre-Covid 19. Este comentario parte del hecho que no conocemos los pesos otorgados a cada escenario y que la nueva información ayudaría a describir comportamientos relevantes que permitan el replanteamiento de estos pesos.*

**Respuesta UPME:** Las proyecciones de demanda sufren procesos periódicos de revisión y ajustes, por lo cual, las nuevas condiciones se estarán viendo reflejadas allí.

### 3. Comentarios volumen 2. Generación

*A continuación, se enumeran los comentarios detallados al volumen de generación.*

*1. Sugerimos en la “Tabla 4. Red de transmisión entre áreas operativas” incluir el nombre de los proyectos considerados para ser de fácil seguimiento y entendimiento de todos los lectores.*

**Respuesta UPME:** Las capacidades expuestas en la Tabla 4 representan la estimación del máximo flujo calculado entre las áreas de acuerdo con las limitaciones de la red actual y futura mediante un ejercicio de máximo esfuerzo de exportación e importación de cada una de ellas, por lo cual las capacidades expuestas en esta tabla no responden a proyectos específicos. De acuerdo con lo anterior y considerando que es un primer ejercicio, al respecto, la UPME está abierta a discutir la metodología realizada para futuros análisis.

*2. Recomendamos incluir en la lista de siglas la definición de FPO y FSO*

**Respuesta UPME:** Se incluirán las siglas FPO y DFACTS en la versión final del plan.

*3. No es claro en la página 19, como se realiza la proyección de demanda horaria para cada área y si a todas se aplica un mismo factor o se considera información histórica del comportamiento de cada una. Así mismo, respecto a la demanda considerada para el desarrollo del plan de generación, no es claro si el escenario resultante usado, de acuerdo con lo desarrollado en el volumen 1 es la demanda del SIN o considera los vehículos eléctricos (VE), generación distribuida (GD), así como las demandas de consumidores especiales (GCE).*

**Respuesta UPME:** Con base en la observación, en la versión final del plan se ampliará la descripción de los supuestos utilizados con el fin de ofrecer mayor claridad.

*4. Consideramos que es de gran valor para la comprensión de los resultados indicar qué valores usan para la Curva de Aversión al Riesgo y con qué valor la penalizan en la página 20 y 24.*

**Respuesta UPME:** Se incluirá esta información en la versión final del plan.

5. Se sugiere en la Grafica 4, incluir todos los proyectos considerados para el balance en la leyenda, adicionalmente, entendemos que el balance se realiza con el escenario resultante, sugerimos especificarlo. Adicionalmente, consideramos que para el ejercicio debería considerarse la ENFICC vigente, la cual fue publicada por XM en enero de 2021 en cumplimiento de la Resolución CREG 127 de 2020, lo anterior considerando que la ENFICC de las plantas no tienen vigencia.

**Respuesta UPME:** Para los análisis de energía firme y demanda, se consideraron todos los proyectos que adquirieron OEF en las diferentes subastas de Cargo por Confiabilidad. Los proyectos considerados se listan en la Tabla 8 del Volumen 2. Se ajustará la tabla de convenciones en la gráfica de manera que, en lo posible, aparezcan la totalidad de los proyectos.

6. En la Tabla 8 “Proyectos expansión fija” se debe indicar que las plantas Apotolorry y Acacia 2 tienen OEF, ya que las mismas accedieron al mecanismo de Tomadores del CxC definido en la Resolución CREG 132 de 2019. Adicionalmente, dado que se indica que se considera el sistema a diciembre de 2019, sugerimos indicar si se está considerando la ampliación de Termovalle vigente a partir de enero de 2020.

**Respuesta UPME:** Se ajusta la Tabla 8 para incluir las OEF de las plantas Acacias y Apotolorry. La ampliación de TermoValle fue considerada como existente dentro de los supuestos dada la fecha.

7. Para el ESCENARIO 0.1 indican: “la proyección de generación Solar Distribuida presentada en el documento de Proyección de Demanda de Energía Eléctrica en Colombia – Revisión octubre 2019, publicado por la UPME” sugerimos dar mayor claridad al comentario y que la información sea autocontenida, ya que puede generar confusión si se consideró dentro de lo denominado Solar D o Solar GE, lo anterior dado que la Solar GE que se considera en la expansión fija no coincide con la suma de la capacidad efectiva neta relacionada en la tabla 8.

**Respuesta UPME:** Se amplía la descripción de la solar distribuida en la versión final del plan. Con relación a la solar gran escala, la tabla 8 presenta los proyectos que tienen algún tipo de obligación, sin embargo, hay proyectos que han entrado en el transcurso de 2020 que no tienen ningún tipo de obligación pero que son considerados dentro de la expansión fija, se da claridad en el documento final.

8. Sugerimos revisar y dar claridad sobre las diferencias con los valores de generación térmica Gas + líquidos de la tabla 11 con los valores de la tabla 8. El comentario aplica en general donde se presentan los resultados de la capacidad instalada y participación tecnológica. Entendemos que de las plantas

*de Termoyopal solo se consideran los 40 MW adicionales para los cuales tenía concepto.*

**Respuesta UPME:** Se agrega un párrafo en el documento final del plan donde se de claridad sobre las plantas duales con el fin de evitar confusiones. La información presentada en las tablas hace referencia al combustible más utilizado por la planta en las simulaciones del SDDP, representado por el recurso Gas debido a que en los supuestos no se contemplaron limitaciones en el suministro y que su costo es menor al de los combustibles líquidos. Así mismo, se da claridad con relación a la capacidad adicional de Termoyopal.

*9. En la información base considerada, se identifica que solo se están considerando como generación con líquidos 88 MW, sin embargo, la generación soportada en combustibles líquidos es mayor.*

**Respuesta UPME:** Se agrega un párrafo en el documento final del plan donde se de claridad sobre las plantas duales con el fin de evitar confusiones. La información presentada en las tablas hace referencia al combustible más utilizado por la planta en las simulaciones del SDDP, representado por el recurso gas debido a que en los supuestos no se contemplaron limitaciones en el suministro y que su costo es menor al de los combustibles líquidos.

*10. Dado que el déficit de los escenarios 0.1 y 0.2 es en un solo caso, sugerimos detallar el motivo del déficit que se presenta ya que puede ser por una serie crítica para esa etapa del estudio o problemas de red.*

**Respuesta UPME:** Se debe tener en cuenta que estos dos escenarios se analizan para todo el horizonte de largo plazo, es decir 15 años, pero no consideran expansión adicional a la que tiene compromisos derivados del cargo por confiabilidad, subasta de largo plazo o cuentan con garantía que respalda la expansión de red. Se presenta la descripción en la versión final del plan.

*11. Para las gráficas 12 y 16, así como las conclusiones sobre el incremento del costo marginal hacia 2034 de los escenarios 0.1 y 0.2, se recomienda aclarar si hace referencia únicamente al caso con déficit o es el promedio de las series.*

**Respuesta UPME:** El costo marginal presentado en las gráficas 12 y 16, al igual que las demás variables presentadas en los resultados, corresponden a valores promedio de las 100 series encontradas por el modelo SDDP.

*12. Sugerimos a la UPME revisar los resultados obtenidos para los escenarios 5 y 6, escenarios donde se considera solo la expansión fija definida en la Tabla 8 del documento y eventos climatológicos como los fenómenos de El Niño y La Niña. Esto dado que los resultados obtenidos por el CND para los análisis de*

*planeamiento operativo energético regulado con simulaciones estocásticas de mediano y largo plazo muestran que la demanda es atendida cumpliendo los índices de confiabilidad establecidos en la regulación vigente para un horizonte de 2 y 5 años respectivamente. Sugerimos atentamente a la unidad revisar en particular lo siguiente:*

- *Establecer la razón por la cual los resultados para estos escenarios muestran incumplimiento de índice VEREC durante algunos de los meses de invierno del año 2021, y sin afectación en la estación de verano 21-22. Esto con el fin de determinar si esta situación se produce por bajos niveles de embalse en dichos meses y que descienden hasta los mínimos operativos en esta estación. De ser así, el déficit presentado en este invierno se puede interpretar como preventivo y no por insuficiencia de recursos primarios.*
- *De igual forma, sería de utilidad revisar las características de la serie hidrológica sintética que produce este fallo y establecer su probabilidad de ocurrencia determinando el tiempo de retorno de la energía afluyente de los caudales en dicha serie.*

**Respuesta UPME:** Para estos análisis se utilizó la proyección de los fenómenos ENSO se utilizó la metodología presentada en el documento “Estudio técnico para el plan de abastecimiento de gas natural” numeral 2.2.2.1.2 Proyección del ONI ([link: https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/PAGN\\_2019-2028.pdf](https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/PAGN_2019-2028.pdf)). se resalta que el objetivo de utilizar esta proyección en el plan de expansión de generación no es predecir en qué momento se presentará un fenómeno El Niño, sino lo que se pretende es observar cómo cambia la expansión óptima si dicho fenómeno se presenta con diferentes magnitudes y en diferentes años del periodo de análisis. Ahora bien, las condiciones para el inicio del periodo de análisis cambiaron y eso lleva a identificar las citadas diferencias en la observación. En tal sentido se realiza el ajuste correspondiente, se realiza nuevamente la simulación de análisis y se ajusta en la versión final del plan.

*13. Para los escenarios 9 y 10 consideramos de interés indicar qué versión de la metodología de caudal ambiental fue empleada, así mismo cuantificar la disminución en los caudales aprovechables de las plantas existentes.*

**Respuesta UPME:** Se aclara que se usó la versión 2 de la metodología de caudal ambiental. Aunque no se presenta un análisis directo sobre la disminución de los caudales, de manera indirecta se puede observar en la participación de la generación hidro en el periodo de análisis. Lo anterior se puede observar en los resultados del escenario 9 y 10 en la versión final del plan de expansión.

*14. Llama la atención en el escenario 10, que se presente déficit en el invierno de 2021, si bien no se violan los indicadores de calidad se identifica que dos casos están mostrando valores de déficit en la simulación. Sugerimos a la*

*Unidad revisar con detalle esta señal ya que como indicamos en el comentario 12, en las diferentes simulaciones que realiza el CND no se observa este tipo de situaciones.*

**Respuesta UPME:** Se realizan las aclaraciones pertinentes en la versión final del plan.

*15. En el ejercicio de lo realizado en la tabla 42 y gráfica 76 recomendamos a la Unidad revisar el supuesto de que la ENFICC hidro para los escenarios pares se duplique, ya que si bien la planta duplica su capacidad no es del todo cierto indicar que pasará lo mismo con su ENFICC ya que este valor dependerá del recurso primario que llegue a la planta.*

**Respuesta UPME:** El supuesto asociado a ENFICC de plantas hídricas se ajustará para todos los escenarios en el documento final, asumiendo parámetros de referencia utilizados en ejercicios internos de la UPME. No obstante, se reconoce la necesidad de evaluar dichas consideraciones especialmente las asociadas a recurso primario. Actualizaciones adicionales se realizarán en la siguiente versión del plan.

*16. En la página 139 la Unidad indica que utiliza el Factor de Conversión Medio de cada embalse, el cual está publicado por XM en unidades de potencia por unidad de caudal [MW/(m<sup>3</sup>/s)]. Agradecemos, indicar que es información publicada por XM en PARATEC e indicar la fuente específica del valor considerado para Ituango ya que no es la misma.*

*Adicionalmente, incluir la fecha en la que fue tomada, lo anterior con el objetivo de que si algún lector quiera corroborar la información tenga claro que puede diferir a lo actual.*

**Respuesta UPME:** Se realiza ajuste en la versión final del plan.

#### 4. Comentarios Volumen 3. Transmisión

Como comentarios generales en este capítulo indicamos:

- *Para definir las soluciones que garanticen una operación económica, confiable y segura en el mediano y largo plazo, es necesario elaborar un diagnóstico completo del sistema y las condiciones bajo las cuales se opera. En ese sentido se recomienda incluir un diagnóstico del STN y STR, el cual puede tomarse de los informes que publica XM y que son compartidos con la Unidad.*
- *Revisar el sentido de las restricciones, ya que es de utilidad nombrar los circuitos acordes a cómo van los flujos de potencia en el escenario donde se*

*encuentra la restricción (por ejemplo, N-1 del circuito  $i - j$  sobrecarga el enlace  $k - l$ , flujos en dirección  $ij$  y  $kl$ )*

- *Se recomienda revisar los DFACTs detalladamente en el horizonte de largo plazo para garantizar que la solución sea efectiva en el horizonte de análisis*
- *Se recomienda hacer referencia al uso de las tecnologías y sus características de forma general y sin especificar fabricantes particulares.*
- *Se recomienda revisar lo indicado en la introducción del plan donde se indica, para esta versión se utilizó la proyección de demanda de energía eléctrica de junio de 2020, frente a lo indicado en la introducción del volumen “se utilizó la proyección de demanda, revisión de febrero, actualizado con las proyecciones de octubre”*
- *Con el objetivo de disminuir los riesgos para la operación, sugerimos que desde la Unidad los nombres de los proyectos no coincidan con subestaciones existentes, así mismo, recomendar a los operadores de red considerar lo anterior para la definición del nombre de sus proyectos.*

Respuesta UPME: La UPME toma como base de la situación existente los informes operativos de XM como parte de la metodología de análisis. Lo referente a los DFACTS se ha venido analizando en cuanto a detalles de desempeño y operativos con los transportadores, XM y el CAPT con el fin de realizar definiciones precisas que se ajusten a las necesidades de corto, mediano y largo plazo. Se realiza ajuste respecto a la temporalidad de la demanda. Se tendrá en cuenta la observación sobre los nombres de los proyectos, algo sobre lo cual se han trabajado algunas condiciones.

*A continuación, en los siguientes numerales indicamos los comentarios particulares para cada área operativa.*

#### **4.1 Área Caribe**

*1. En la página 69, con el nombre Obras Suroccidental – Compensación Guajira Cesar Magdalena, se presenta información referente al área Caribe.*

**Respuesta UPME:** Se ajustará en la versión final.

*2. En la página 70, Escenarios extremos GCM, no se hace mención sobre el estado del límite de transferencia Caribe, ni la potencia a través del corredor Ocaña – La Loma 500 kV en los diferentes escenarios.*

**Respuesta UPME:** No se encuentra necesario realizar ajuste al respecto.

3. En la página 72, se indica que con la entrada de un reactor de 60 Mvar propuesto por GEB, sin embargo, no se indica si es de línea o barra, tampoco es claro que sea en La Loma 500 kV.

**Respuesta UPME:** El reactor, por ahora, es una propuesta que está bajo análisis y que no será definido en el presente Plan. Las condiciones particulares y precisión sobre la ubicación se analizarán en el siguiente plan.

4. En la página 73, el informe indica: “Como se puede observar en la tabla anterior, la conexión del reactor propuesto reduce el perfil de tensión para la condición crítica de demanda mínima y generación mínima en la zona de GCM”. Se recomienda evaluar el impacto en tensión del reactor propuesto por GEB luego de la entrada en operación en el año 2023 de los circuitos La Loma – Sogamoso 500 kV, La Loma – Cuestecitas 1 500 kV y La Loma – Cuestecitas 2 500 kV, dado el impacto de estos circuitos en el nivel de corto circuito o sensibilidad  $dv/dq$  de la subestación La Loma 500 kV que podría modificar la pertinencia de la instalación de este equipo.

**Respuesta UPME:** El reactor, por ahora, es una propuesta que está bajo análisis y que no será definido en el presente Plan. Las condiciones particulares y precisión sobre la ubicación se analizarán en el siguiente plan.

5. En la página 73, posterior a las conclusiones del reactor de 60 Mvar, se tiene el título: “Desempeño año 2024 (considerando toda la expansión en la zona de GCM)” y se indica:

“Con la entrada de los proyectos en 500 kV en el área de GCM, se empiezan a observar tensiones elevadas en los nodos de 500 kV, por lo cual se realizó una revisión de las sensibilidad en las barras de Cuestecitas y Colectora para determinar el mejor punto de conexión”, recomendamos aclarar a que equipo se refiere, si es un equipo para el control de potencia reactiva, SVC, STATCOM, u otro.

**Respuesta UPME:** El reactor, por ahora, es una propuesta que está bajo análisis y que no será definido en el presente Plan. Podrá ser un reactor estático o dinámico. Las condiciones particulares y precisión sobre la ubicación se analizarán en el siguiente plan.

6. En la página 74, en la Tabla 3-64 Reactor Cuestecitas o Colectora 500 kV para condiciones de demanda mínima se requieren en Colectora 500 kV un reactor de 120 Mvar o en Cuestecitas 500 kV un reactor de 172 Mvar. Luego en la conclusión se toma el reactor de 88 Mvar en Cuestecitas 500 kV o Colectora 500 kV el cual es suficiente para garantizar un perfil adecuado de tensión en demanda máxima, pero según los resultados mostrados en la tabla es insuficiente para demanda mínima.

**Respuesta UPME:** El reactor, por ahora, es una propuesta que está bajo análisis y que no será definido en el presente Plan. Podrá ser un reactor estático o dinámico.

Las condiciones particulares y precisión sobre la ubicación se analizarán en el siguiente plan.

*7. En la página 75, en la conclusión: “Se observa que, con la entrada de la red en 500 kV en Guajira, se aumentan los perfiles de tensión, este aumento, se ve principalmente en las barras de Colectora y Cuestecitas 500 kV para condiciones de despachos mínimos y demanda mínima; en este sentido, se observa que la ubicación de compensación reactiva en Cuestecitas o Colectora 500 kV presenta impacto positivo para las tensiones en las barras en el área de GCM.” es importante mencionar el tipo de compensación (respuesta dinámica o discreta) y verificar el valor de la compensación de 88 Mvar para los escenarios de demanda mínima, ya que la Tabla 3-65 “Desempeño del sistema con reactor de 88 Mvar en Cuestecitas y Colectora 500 kV” no especifica que escenario de demanda se analizó, pero de la Tabla 3-64 se da a entender que fue en demanda máxima. Además, se debe aclarar si la entrada en operación de la compensación quedará supedita a la entrada en operación de los circuitos a 500 kV mencionados en el documento, salvo que la compensación definida sea dinámica.*

**Respuesta UPME:** El reactor, por ahora, es una propuesta que está bajo análisis y que no será definido en el presente Plan. Podrá ser un reactor estático o dinámico. Las condiciones particulares y precisión sobre la ubicación se analizarán en el siguiente plan.

*8. Recomendamos indicar que la UPME por ampliación y considerando la obra como prioritaria, ya asignó el proyecto D-FACTS del área Bolívar.*

**Respuesta UPME:** Se ajusta en el documento final.

*9. En la página 89, recomendamos aclarar cómo y dónde se considera la ubicación de los dispositivos FACTS sobre las líneas Guajira – Santa Marta (3 equipos) y Bonda – Santa Marta (5 equipos)*

**Respuesta UPME:** Los equipos deberán quedar instalados sobre la línea de transmisión y deberán ofrecer la solución inicial de corto plazo y la solución de mediano plazo una vez esté en servicio la expansión en ejecución, lo cual deberá ser considerado por el ejecutor. El mecanismo bajo el cual se ejecute obedecerá a la aplicación de las disposiciones regulatorias vigentes.

*10. En la página 104, “Tabla 3-82 Desempeño del sistema en Atlántico” se muestran los resultados de los análisis en 2020 con una subárea en condición crítica, lo cual se ha evidenciado en los Informes de Planeamiento Operativo de Mediano Plazo – IPOEMP en los que se muestra que un gran porcentaje de las restricciones son de emergencia. Solo hasta 2025, con los proyectos que se tienen planeados para la*

*subárea se muestra una condición adecuada, por tanto, no se identifican en el corto plazo obras que permitan mejorar la condición del área.*

**Respuesta UPME:** Los proyectos en ejecución para Atlántico, El Río, Sabanalarga – Bolívar, Atlántico y Baterías, STN y STR, tienen fechas de entrada en operación anteriores al año 2025. Adicionalmente, en el plan se identifica la conveniencia de una expansión conformada por DFACTS, equipos que tienen periodos de ejecución más cortos que aquellos que implican infraestructura nueva de subestaciones y líneas.

*11. En la página 106, se presentan conclusiones para el control de restricciones de la subárea Bolívar, se recomienda validar el enunciado “Agotamiento en la capacidad de transformación 230/66 kV: Se observa el agotamiento de la transformación STN/STR, se hace necesario la entrada de los proyectos relacionados tercer transformador en Bosque y el nuevo punto de conexión STN/STR en Bolívar”. Teniendo en cuenta que el tercer transformador del Bosque ya está en operación, aclarar a qué activos o acciones operativas se refiere al mencionar proyectos relacionados al tercer transformador en Bosque.*

**Respuesta UPME:** realiza ajuste en la versión final del plan.

*12. En la página 107, se menciona la subárea Chinú, se recomienda validar si se refiere a la subárea Córdoba – Sucre.*

**Respuesta UPME:** Se realiza ajuste en la versión final del plan.

*13. En la página 108, se menciona “Agotamiento de capacidad de transformación: Ante condiciones de falla de uno de los transformadores 500/110 kV en Chinú, se observan sobrecargas en el transformador que queda en servicio, lo que puede producir desatención de demanda y limitación para atender nueva demanda. Para esta situación, se definió el proyecto Toluviejo STN/STR y Montería STN/STR”. No obstante, con los crecimientos de demanda se vuelve a observar agotamiento de la transformación en el mediano plazo; el OR presentó el proyecto de interconexión La Loma – El Banco – Mompox 110 kV. Se recomienda detallar el proyecto presentado por el OR y la evaluación del impacto sobre la condición del área, y si este es suficiente para mitigar/eliminar la restricción de transformación.*

**Respuesta UPME:** La propuesta del OR se está analizando como solución a las radialidades de la zona y no como solución a posibles sobrecargas de transformación, no obstante, se realizará el análisis integral, tomando como referencia las señales de XM y de sus informes operativos, y de ser preciso de deberá proponer una solución complementaria.

*14. Sugerimos evaluar algún proyecto u alternativa adicional para el atraso en la entrada en operación del segundo circuito Chinú-Boston 110 kV*

**Respuesta UPME:** Es conveniente que estas observaciones sean acompañadas de propuestas y que éstas consideren los tiempos de ejecución. De cualquier manera, para el siguiente plan de expansión, de ser requerido, la UPME analizará una posible solución que tenga el efecto buscado en los plazos requeridos.

*15. Se recomienda evaluar las recomendaciones para la subárea GCM teniendo presente la entrada de los circuitos La Loma – El Paso 110 kV y La Loma – La Jagua 110 kV con FPO en 2022.*

**Respuesta UPME:** Se tendrán en cuenta las recomendaciones de los informes operativos con el fin de tomar acciones en caso de ser necesario e incluirlas en los próximos planes de expansión, esto a efectos de la entrada en servicio de las redes paralelas a 110 kV y 500 kV.

#### **4.2 Área Nordeste**

- 1. Se muestra que para el año 2025 se da una sobrecarga del circuito Convención – Ayacucho 115 kV ante contingencia de Ocaña – Aguachica 115 kV. En los informes de planeamiento operativo eléctrico de largo plazo se identifica que esta restricción es mutua, es decir, ambos circuitos se sobrecargan ante la contingencia del otro (página 101).*

**Respuesta UPME:** Esta señal coincide con lo identificado por la UPME, lo cual debe ser tenido en cuenta el Operador de Red que es el responsable de la planeación y ejecución de obras en su sistema (STR y SDL).

- 2. En la Tabla 3-67 sugerimos validar por qué en la columna del medio se indican sobrecargas en el transformador 4 de Sogamoso, esta sensibilidad es “sin obras”.*

Tabla 3-67 Desempeño del sistema 536 MW adicionales

Ante contingencias N-1	Elementos con cargabilidad > cap. Emergencia – con 536 MW adicionales y sin obras	Elementos con cargabilidad < cap. Emergencia – con 536 MW adicionales y con cuarto TRF
Sogamoso 1 500/230/34.5 kV	Sogamoso 2/3/4 500/230/34.5 kV	Sogamoso 2/3/4 500/230/34.5 kV
Sogamoso 2 500/230/34.5 kV	Sogamoso 1/3/4 500/230/34.5 kV	Sogamoso 1/3/4 500/230/34.5 kV
Sogamoso 3 500/230/34.5 kV	Sogamoso 1/2/4 500/230/34.5 kV	Sogamoso 1/2/4 500/230/34.5 kV
Sogamoso 4 500/230/34.5 kV	-	Sogamoso 1/3/4 500/230/34.5 kV

**Respuesta UPME:** Al no contar con nuevas obras de expansión y conexión adicional de generación producto de solicitudes de conexión, se identifican sobrecargas en el sistema, tal como se indica en la tabla.

3. Teniendo en cuenta que la ampliación de la capacidad de transformación en primavera está asociada a la proyección de aumento de generación, ¿debería condicionarse el aumento de transformación en algún mecanismo que garantice cierta firmeza a la entrada de la generación?

**Respuesta UPME:** Mediante la Resolución CREG 022 de 2001 y todas sus modificaciones, se establece la exigencia de garantías de cumplimiento para cuando la conexión de usuarios, originan obras de expansión. No corresponde a esta Unidad definir mecanismos adicionales.

### 4.3 Área Oriental.

1. Ante la entrada completa de proyectos de generación solar en el Meta (Trina Vatia Bosque Solares de los Llanos) se podrían presentar condiciones no seguras ante N-1 de los circuitos Puerto Gaitán - Puerto López 115 kV, Puerto Gaitán – Campobonito 115 kV, o Suria – Puerto López 1/2 115 kV. Se recomienda evaluar acciones como repotenciación de los circuitos que podrían sobrecargarse ante las N-1 mencionadas.

**Respuesta UPME:** Las condiciones del área se han venido identificando como resultado de los análisis de las múltiples solicitudes de conexión, señales que corresponde atender al Operador de Red en cuanto a la planeación y desarrollo de la expansión requerida.

2. En el texto se menciona: “...Se presentan diferentes problemáticas en esta área, en su mayoría relacionadas como consecuencia del agotamiento de la capacidad de la transformación y bajas tensiones ante contingencias simples que pueden causar demanda no atendida...”, sin embargo, en el segundo informe de planeamiento operativo eléctrico de largo plazo de 2020 se encontró que existe agotamiento relacionado con las redes del STR, y esto limitaría en gran medida el porcentaje de escenarios seguros de operación, ya que estos agotamientos, tanto en estado normal de operación, como ante contingencias, no se cubren con balances de generación DC.

**Respuesta UPME:** No se identifica diferencia entre la señal de XM y la de la UPME.

3. Se recomienda revisar el agotamiento de las redes del STR identificado en el Segundo Informe de Planeamiento operativo Eléctrico de Largo Plazo 2020 y complementar lo indicado en el Plan de Expansión.

**Respuesta UPME:** Se tendrá en cuenta la recomendación al respecto. En general, para el desarrollo de los diferentes planes de expansión se tienen en cuenta los informes operativos de XM. También se debe considerar la responsabilidad del OR sobre la planeación y el desarrollo de su propio sistema.

#### 4.4 Área Antioquia

1. Se recomienda considerar la alternativa de instalación de equipos de compensación capacitiva en la red de Antioquia – Chocó dadas las bajas tensiones ante contingencias sencillas.

**Respuesta UPME:** Se tendrá en cuenta la recomendación al respecto. También se debe considerar la responsabilidad del OR sobre la planeación y el desarrollo de su propio sistema.

2. En la página 113 indican que “Se presentan bajas tensiones en algunas subáreas ante contingencias sencillas y probable desatención de demanda ante contingencias en redes del STR, que operan radialmente. Sin embargo, las obras definidas en el área a nivel del Sistema de Transmisión Nacional y Sistema de Transmisión Regional solucionan la problemática relacionada con sobrecargas en el STR” sugerimos indicar claramente a que proyectos hace referencia.

**Respuesta UPME:** En dicho numeral se hace referencia específica al Área Nordeste – Boyacá – Casanare. Allí mismo se presentan los resultados de los análisis.

3. En la Tabla 3-90, se recomienda incluir lo siguiente en los análisis:

I. Se sugiere revisar la pertinencia de un segundo transformador en el proyecto San Lorenzo 220 kV, dado que se presenta sobrecarga en la línea Calderas – Guatapé 1 110 kV ante la contingencia del transformador San Lorenzo 220/110 kV.

Adicionalmente, se presentan sobrecargas del transformador San Lorenzo 220/110 kV ante contingencia sencilla.

II. Se sugiere definir obras para mitigar las siguientes sobrecargas que se presentan en estado estacionario:

- Transformadores Medellín 1 450 MVA 500/230 kV, Medellín 2 450 MVA 500/230 kV y la línea Medellín - Occidente 1 220 kV. Las cuales se presentan desde el año 2024, en escenarios de baja generación en Antioquia, alta generación en el Caribe e Ituango en 2400 MW.
- Líneas Barbosa – Guatapé 230 kV y Barbosa - Girardota 1 110 kV, la cual se presenta ante generación alta en el Oriente y baja en el Norte de Antioquia, o viceversa, incluyendo menores.
- Línea La Sierra – San Carlos 1 230 kV, la cual se presenta ante generación alta generación en la Sierra térmica, Sierra solar, Guayacanes solar, Solar Portón del Sol y baja generación en el oriente de Antioquia.

III. Se recomienda definir proyectos de expansión estructurales que permitan disminuir la cargabilidad ante contingencia sencilla de las líneas cercanas a las siguientes subestaciones:

- Barbosa 220 kV
- Barbosa 110 kV
- La Tasajera 220 kV
- Porce II 220 kV
- Ancón Sur 220 kV
- Ancón Sur 110 kV
- Medellín 220 kV
- Sierra 220 kV
- Primavera 220 kV
- Envigado 110 kV

IV. Se sugiere incluir obras para mitigar las siguientes restricciones que ante la n-1 del elemento generan bajas tensiones en el área, para escenarios de baja generación en Antioquia y alta generación en el Caribe; o Ituango generando

*2400 MW y baja generación en Antioquia, las cuales se presentan en el año 2024:*

- *Antioquia - Medellín 500 kV / Baja tensión red 110 kV*
- *Porce III - San Carlos 1 500 kV / Baja tensión en la red 110 kV y 220 kV*
- *Antioquia - Porce III 500 kV / Baja tensión en la red 110 kV y 220 kV*
- *Cerro - primavera 500 kV / Baja tensión en la red 110 kV y 220 kV*
- *Primavera - San Carlos 500 kV / Baja tensión en la red 110 kV y 220 kV*
- *Ancón Sur - Guayabal 1 220 kV / Baja tensión en la red 110 kV*
- *Barbosa / Guatapé 1 220 kV / Baja tensión en la red 110 kV*
- *Guatapé / San Carlos 1 230 kV / Baja tensión en la red 110 kV*
- *Guatapé / San Carlos 2 230 kV / Baja tensión en la red 110 kV*
- *Ancón Sur - Esmeralda 1 220 kV / Baja tensión en la red 110 kV*
- *Ancón Sur - Esmeralda 2 220 kV / Baja tensión en la red 110 kV*
- *Envigado / Itagüí 1 110 kV / Baja tensión en la red 110 kV*
- *Ancón Sur - Medellín 1 220 kV / Baja tensión en la red 110 kV*
- *Ancón Sur - Medellín 2 220 kV / Baja tensión en la red 110 kV*
- *Ancón Sur - Miraflores 1 220 kV / Baja tensión en la red 110 kV*
- *Envigado - Guatapé 1 220 kV / Baja tensión en la red 110 kV*
- *Medellín - Occidente 1 220 kV / Baja tensión en la red 110 kV*
- *Oriente - Playas 1 220 kV / Baja tensión en la red 110 kV*
- *Playas - primavera 1 220 kV / Baja tensión en la red 110 kV*
- *Purnio - San Carlos 1 230 kV / Baja tensión en la red 110 kV*

*V. Obras para mitigar las siguientes restricciones que ante la n-1 del elemento generan bajas tensiones en escenarios de baja generación en el Norte de Antioquia:*

- *Amalfi - Cruzada 1 110 kV / Baja tensión Cruzada 110 kV*
- *Amalfi - El Salto (EPM) 1 110 kV / Baja tensión Cruzada 110 kV*
- *Amalfi - El Salto (EPM) 1 110 kV / Baja tensión Amalfi 110 kV*
- *El Salto (EPM) - El Tigre 1 110 kV / Baja tensión Tigre 110 kV*
- *El Salto (EPM) - El Tigre 1 110 / Baja tensión Cruzada 110 kV*

*VI. Desde el 2024 al 2032 se identifica agotamiento en la transformación del área ante contingencia sencilla, por lo que se recomienda definir proyectos de expansión estructurales que permitan disminuir la cargabilidad de la transformación existente en el área.*

- *Miraflores 1 180 MVA 220/110 kV/Miraflores 2 180 MVA 220/110 kV*
- *Medellin 1 450 MVA 500/230 kV/Medellin 2 450 MVA 500/230 kV*
- *Ancón Sur 1 180 MVA 220/110/44 kV/Ancón Sur 2 180 MVA 220/110/44 kV*

- *Envigado 1 180 MVA 220/110 kV / Envigado 2 180 MVA 220/110 kV*
- *Bello 1 180 MVA 220/110 kV / Bello 2 180 MVA 220/110 kV*
- *Salto 2 180 MVA 220/110 kV /Salto 1 180 MVA 220/110 kV*
- *Playas 4 230/115/46 /Guatapé 90 MVA 230/115/46*
- *Oriente 2 180 MVA 220/110 kV Oriente 1 180 MVA 220/110 kV*
- *San Carlos 2 500/230/San Carlos 4 500/230*
- *San Carlos3 500/230/San Carlos 4 500/230*

*II. Se recomienda ingresar el proyecto Carrizales antes de la entrada en operación del generador Rio San Juan para evitar limitar esta generación por restricciones operativas.*

*III. Se recomienda considerar un proyecto estructural que elimine las restricciones operativas ante el ingreso de la generación Solar La Sierra, Solar Guayacanes, Solar Portón del Sol y Palagua con el fin de evitar limitaciones de esta generación.*

*De acuerdo con los 5 puntos anteriormente planteados, recomendamos actualizar la Tabla 3-90: Desempeño del sistema de Antioquia y sugerimos incluir un análisis con la demanda, generación y red posterior a 2024 para poder dar las señales pertinentes de manera oportunamente.*

**Respuesta UPME:** Se tendrán en cuenta las observaciones de tal manera que en el próximo plan se evalúen soluciones a problemáticas en el STN y se dará la señal al Operador de Red para que, como responsable por la planeación y el desarrollo de su sistema, prevea las soluciones pertinentes.

#### **4.5 Área Suroccidental**

*En el 2020 se trabajó de forma conjunta con la UPME para analizar el impacto de los proyectos Estambul 220 kV en el Valle y Huila 220 kV en Huila-Tolima. En este sentido, en el ITR III del 2020 se incluyeron los análisis realizados por XM asociados con estos dos proyectos los cuales se socializaron con la Unidad. De acuerdo con lo anterior, se revisa el plan de expansión a la luz de las recomendaciones dadas por XM, encontrando lo siguiente:*

##### 1. Estambul 220 kV

- Las alternativas planteadas consideran el seccionamiento físico de subestaciones como Termoyumbo y Guachal 115 kV. Sugerimos aclarar en el documento si las nuevas subestaciones conservarán la misma configuración o pasarán, por ejemplo, a ser barra sencilla.

**Respuesta UPME:** Las nuevas subestaciones conservarán la misma configuración, doble barra; atendiendo la sugerencia, se realizará la aclaración. Se dará alcance al concepto de conexión de la subestación Estambul 115 kV para realizar precisiones sobre la distribución de la demanda.

- El documento indica que la alternativa 2 es más fácil de implementar en el STR. Se recomienda dejar explícito la selección de una alternativa únicamente por el desempeño técnico y el beneficio económico o aquel otro que estipule la reglamentación vigente.

**Respuesta UPME:** Efectivamente las decisiones se toman como resultado del desempeño eléctrico y los análisis técnicos y económicos. No obstante, variables físicas, ambientales, sociales y de entorno de desarrollo son fundamentales a la hora de la viabilidad material de las obras, en consecuencia, se considera conveniente mantener la anotación en el plan de expansión.

## 2. Huila 220 kV

- *En la página 58 se recomienda el cambio de CTs en 4 líneas de la subárea Huila-Tolima tal como lo recomendó XM en el ITR III 2020, sin embargo, se observa que se recomienda el aumento de capacidad de Natagaima – Prado 115 kV cuando debería ser el aumento de capacidad de El Bote – Natagaima 115 kV.*

**Respuesta UPME:** Se realiza ajuste en la versión final del plan.

- *Adicionalmente en la página 59 y en las conclusiones en la página 62 se recomienda revisar cuales son las líneas que efectivamente deben de aumentar su capacidad nominal. Tener en cuenta que en el ITR III 2020 se recomienda el aumento de las líneas que se presentan en la siguiente tabla:*

Línea de transmisión de 115 kV	Corriente nominal (kA)	Máxima capacidad de sobrecarga (%)	Operador de red	Activo limitante de acuerdo con información en PARATEC
El Bote - Natagaima 115	0.40	114.50	CELSIA TOLIMA	CT
El Bote - Tenay 1 115	0.40	114.50	ELECTROHUILA	CT
Flandes - Prado 1 115	0.40	123.60	CELSIA TOLIMA	CT
Prado - Tenay 1 115	0.40	110.00	ELECTROHUILA	Sin información disponible

**Respuesta UPME:** Ver respuesta anterior.

- *Para la alternativa 4 se menciona que se eliminan todas las cargabilidades superiores al 100%, sin embargo, en la Tabla 35-8 se evidencia que ante la contingencia de Natagaima – Prado 115 kV queda al 104% el circuito El Bote – Tenay 115 kV.*

**RESPUESTA UPME:** Se realiza ajuste en la versión final del plan.

- *En las conclusiones del proyecto Huila (norte) se menciona: “...Es necesario revisar otra obra estructural en Tolima adicional para eliminar la problemática identificada...” sin embargo, no queda claro cuál es la problemática identificada. Se supone que la alternativa 4 elimina las sobrecargas.*

**Respuesta UPME:** Se realiza ajuste en la versión final del plan.

### 3. Compensación Suroccidental

- *En el texto se menciona: “...De la gráfica anterior, se puede observar que ubicar el reactor de 120 MVar en San Marcos puede tener un desempeño similar a dos unidades equivalentes en las barras de 500 kV...” No es claro a que se refiere el documento al indicar: dos unidades en las barras de 500kV.*

**Respuesta UPME:** Se realiza ajuste en la versión final del plan.

### 4. Cauca – Nariño

- *En la página 119 se indican cuáles circuitos de la red a 115 kV de la subárea Cauca-Nariño deben de ser repotenciados para mejorar la condición actual de sobrecargas que se presentan en dicha subárea. Se recomienda revisar en el ITR II 2020 cuales son las líneas que efectivamente requieren un aumento de su capacidad nominal.*

**Respuesta UPME:** Se tendrá en cuenta la observación y queda la señal para el Operador de Red como responsable de la planeación y desarrollo de su sistema.

#### **4.6 Análisis de Cortocircuito**

*Se presenta un análisis acerca de los niveles de cortocircuito en el STN y STR con señales muy importantes, sin embargo, en el documento parece solo hacerse mención de una topología del sistema en el año 2020. Se recomienda considerar horizontes de más largo plazo para brindar señales oportunas. En el IPOELP-I y II-2020 se mostró un posible crecimiento del nivel de corto de subestaciones por encima del 90% o incluso que superan la capacidad nominal de los equipos, lo anterior puede servir a la Unidad para plantear lo sugerido.*

**Respuesta UPME:** Se atenderá la observación en la continua revisión de las subestaciones, el agotamiento de la capacidad de corto circuito y definición de acciones necesarias.

#### **4.7 Configuración Subestaciones**

*En las páginas 95-96 se presentan las subestaciones con configuración de barra sencilla. A esto se hace el llamado de la operación de las subestaciones Bello, Envigado, Miraflores y Horizonte a 110 kV; las cuales son de configuración doble barra pero que operan como barra sencilla (todos los seccionadores cerrados). Esta situación se ha venido informando en los IPOEMP-I-2021 e IPOEMP-IV-2020. Se recomienda tenerlo en cuenta para la mejoría de la confiabilidad del sistema.*

**Respuesta UPME:** Se tendrá en cuenta la observación y se dará la señal al OR quien es el responsable del planeamiento y desarrollo de acciones en el STR.

#### **ANDEG**

*En el contexto anterior, en el marco de contribuir a la construcción del Plan de Expansión, ponemos a su consideración algunos aportes desde la perspectiva de la generación eléctrica del país.*

#### **Volumen 2. Generación**

##### *1. Modelos de simulación*

*Vemos que los modelos utilizados, si bien se han modernizado al implementar un análisis multinodal más cercano al estado del arte del análisis eléctrico, podrían tener algunas restricciones debido a que solamente tienen como función objetivo la inversión y a partir de allí, como elemento secundario, la operación.*

*En tal sentido, observamos que al privilegiar el CAPEX de las tecnologías como ponderador principal para los escenarios de operación y expansión, se pasa por alto una infinidad de variables inherentes a la operación del sistema y más aún, cuando se incluye un modelo horario en donde no se tienen en cuenta todas las restricciones tecnológicas, ambientales y climáticas de las tecnologías. De esta forma, sería adecuado complementar los análisis de costos de forma integral para las diferentes tecnologías, de tal forma que haya una conexión entre los escenarios planteados y el desarrollo del mercado, para los diferentes horizontes de planeación.*

*De hecho, la incorporación de fuentes renovables no convencionales de generación especialmente intermitente, caso de las plantas eólicas o solares, supone la necesidad de infraestructura de respaldo, que responda a los cambios en las condiciones de operación y de oferta, de las fuentes intermitentes. Consideramos que la UPME debería incorporar escenarios de planeación que incluyan estos*

*requerimientos adicionales de infraestructura en el SIN, en el horizonte de planeación y en la valoración de la inversión.*

*En adición, se requiere evaluar los costos adicionales de las obras que se necesitan en expansiones de red, así como el cumplimiento de características para mantener la estabilidad del sistema como la inercia necesaria para escenarios con alta composición variable, esto es no solo para eólica y solar, si no de inclusión además de nuevas plantas hidráulicas, mayores y menores.*

**Respuesta UPME:** Sin bien la integración de energías variables traen consigo retos importantes, principalmente en la operación del sistema, el ejercicio de planeamiento se concentra en la evaluación de los potenciales de desarrollo en el largo plazo, que sirven como punto de referencia para muchos de los análisis que usted menciona. No obstante, se aclara que algunos de los supuestos mencionados si se tuvieron en cuenta para los análisis y que a medida en que se mejore la resolución de los mismos y se disponga mejor información, en calidad y en cantidad, se tendrán mejores resultados en el análisis de incorporación de las fuentes no convencionales variables en el sistema. Lo anterior, sin dejar de lado las limitaciones propias de cada uno de los modelos de simulación.

## 2. Planeamiento Energético Integral

*Por su parte, observamos que no existe una articulación entre lo que plantea la UPME en este estudio con las propuestas que se desarrollan en documentos como el Plan Energético Nacional (PEN) y el Plan de Abastecimiento de Gas, por ejemplo, en el contexto de planeamiento integral de los recursos energéticos, dado que para el caso de abastecimiento de plantas térmicas, el Plan de Abastecimiento de Gas prevé el desarrollo de infraestructura de importación de gas en el Pacífico para asegurar el suministro de gas para plantas térmicas en el interior del país, y por su lado, el Plan de Expansión no incorpora en ninguno de los escenarios desarrollados nueva expansión en generación térmica, lo que a todas luces, sesga el criterio de expansión y de confiabilidad en el SIN, al asumir que con "...la entrada de los nuevos recursos de generación, principalmente eólico y solar, es posible cumplir con la confiabilidad del sistema en condiciones de limitación de la generación hidro, durante el período de análisis..."*

**Respuesta UPME:** Hay que tener presente el contexto y los supuestos de los documentos mencionados. En el caso del plan de expansión preliminar, se presentaron escenarios de muy largo plazo (MLP 1 y 2), los cuales fueron utilizados como referencia para el desarrollo del Plan Energético Nacional. En relación al Plan de Abastecimiento de Gas, se realizan trabajos conjuntos entre la subdirección de Energía y la Subdirección de Hidrocarburos para la identificación de las necesidades del sector energéticos del recurso de gas, sin embargo, debido a que el plan de abastecimiento considera dentro de sus supuestos escenarios críticos que ocasionan la máxima exigencia del recurso, no solo para el sistema termoeléctrico

sino para los demás usos, los resultados y conclusiones del plan de abastecimiento se encuentran alineados con el objetivo de garantizar la confiabilidad y seguridad de la infraestructura de gas en condiciones de máxima exigencia. Por otro lado, en el plan de expansión de generación, aunque se consideran escenarios con baja hidrología hay competencia entre diversos recursos, incluido el gas, que suplen la necesidad del sector eléctrico.

### **3. Balance energético**

*En lo relacionado al balance energético, consideramos que realizar un balance energético, tomando proyecciones de demanda calculadas bajo una coyuntura sanitaria con un altísimo nivel de incertidumbre y en donde la realidad de la demanda energética ha mostrado que la recuperación tiene un paso distinto al esperado, le agrega bastante margen de error a las proyecciones. Por esto, consideramos que es necesario que este tipo de ejercicios prevean escenarios con la mejor información disponible y la más reciente posible, teniendo en cuenta, las perspectivas de reactivación y crecimiento económico del país, en el horizonte de planeación, por lo tanto, sugerimos que la UPME incluya escenarios de proyección de demanda más actualizados en el contexto de la construcción del Plan de Expansión.*

**Respuesta UPME:** Para el plan de expansión de generación se utiliza la mejor información disponible que se encuentra vigente en el momento de iniciar los análisis. Con relación a la proyección de demanda, se toma en cuenta la última proyección publicada por la UPME, la cual considera las variables macroeconómicas correspondientes y las condiciones socioeconómicas actuales y futuras.

*Desde esta Asociación compartimos la percepción sobre la necesidad de un mecanismo de asignación de energía en firme en el corto – mediano plazo, recordando que, a través de mecanismos como el Cargo por Confiabilidad, el país no solo ha logrado superar con creces las necesidades de expansión para el parque de generación, sino que se ha permitido superar con holgura algunos eventos periódicos de variabilidad climática en un sistema altamente dependiente del recurso hídrico, bajo criterios de confiabilidad, seguridad y costo-eficiencia.*

*Por otro lado, dentro de la revisión del estudio se logra identificar la alta incidencia que tiene la entrada parcial, total y/o retrasada del proyecto Hidroituango en el balance energético del sistema en el corto y mediano plazo, con lo que, sugerimos considerar diferentes escenarios de entrada de este proyecto al SIN, a fin de: 1) cuantificar adecuadamente las necesidades no solo de expansión sino de flexibilidad, suficiencia y eficiencia para el mercado eléctrico, 2) generar señales de alerta a las autoridades regulatorias en cuanto a las necesidades de nueva generación de energía firme.*

*Así mismo, consideramos que aunque no se haya definido aún, de forma oficial, cómo se aplicará la regla operativa de este proyecto, y aún, cuando se tiene en*

*cuenta la normatividad asociada al caudal ambiental en dos escenarios planteados, creemos que el retraso de este proyecto debería considerarse en un escenario particular, acorde a los datos reales de los informes de auditoría de avances de construcción de los proyectos asignados en las subastas del Cargo por Confiabilidad.*

**Respuesta UPME:** En el plan de expansión se consideraron la entrada del proyecto Hidroituango de acuerdo con la información oficial reportada a la entidad, a partir de lo cual se presenta una sensibilidad con atraso de 1 año del proyecto (escenario 3 y 4). Así mismo, considerando el gran impacto que tiene el proyecto sobre el sistema, se consideraron dos grupos de escenarios de expansión (pares e impares) con el fin de analizar el impacto sobre la expansión al contar de manera total o parcial con el proyecto.

#### **4. Escenarios de generación**

*Como primer comentario específico al volumen dos del Documento, en el cual, se tratan específicamente los temas relacionados a la generación, queremos llamar la atención sobre los supuestos de la UPME, en el sentido que no se prevé participación ni ampliación del parque de generación térmica, y que por lo tanto, la expansión de la generación deberá enfocarse en proyectos FNCER y esquemas diseñados para estas tecnologías. Desde esta Asociación, consideramos que segmentar desde ejercicios predictivos el futuro del mercado no es adecuado y más, sin establecer claramente cuáles son los indicadores que se utilizan para la definición de las tecnologías que entran o no, más allá de sus costos.*

*Dentro de las previsiones de capacidad que propone la Unidad, se considera un mayor desarrollo de tecnologías eólicas que implicarían un desarrollo oportuno de más del 100% de los proyectos considerados en la capacidad disponible por tecnología y un desarrollo de las tecnologías solares de menos del 50%, lo cual nos genera la duda sobre ¿Cuál es el criterio con el que se definen la expansión futura de la generación?*

*Se evidencia que en los modelos que ha realizado la UPME no tienen en cuenta o no se incorporan los potenciales tecnológicos, de mejora de eficiencia y de tecnologías con gran potencial como el hidrogeno (de todos los colores), tecnologías como el CCUS (Captura, Secuestro y Utilización de Carbono) y la sustitución y/o beneficio de combustibles, tecnologías que tienen el potencial de aportar en la descarbonización del sector eléctrico, y adicionalmente, aportar como fuentes de energía confiable para todos los colombianos. Creemos que el Plan de Expansión debería considerar escenarios con nuevos desarrollos tecnológicos, acorde a las perspectivas de la transformación energética.*

**Respuesta UPME:** El plan de expansión óptimo se encuentra con ayuda de los modelos de simulación SDDP y OPTGEN, los cuales en conjunto buscan la mejor matriz de generación en el periodo de análisis considerando la minimización de los costos de inversión y operación. En este sentido, el modelo considera las

características propias de cada una de las tecnologías que componen el portafolio, en libre competencia, las cuales son utilizadas para encontrar la operación óptima del sistema.

El registro de proyectos de generación y reporte de solicitudes de conceptos de conexión son utilizados para la construcción del portafolio, estos proyectos son de referencia en términos de capacidad y tecnología (recurso), incluyendo la generación térmica, de tal forma que nos permita estimar el potencial disponible para conectarse en el sistema. Aunque se tienen las tecnologías mencionadas en el radar, no se presentan evidencias de que se estén desarrollando en el corto y mediano plazo en Colombia, razón por la cual no se han incluido en el portafolio. Sin embargo, no se descarta que en la siguiente versión del plan de expansión estas puedan ser consideradas dentro de los análisis.

### **Volumen 3. Transmisión**

#### **5. Escenarios de Transmisión**

*En lo respectivo al volumen 3 referente a las propuestas y proyecciones para la mejora y suficiencia de la transmisión eléctrica, nos gustaría poner a su consideración algunos comentarios dirigidos a la complementariedad del estudio y a algunos puntos que no hemos identificado que hayan sido abordados en el ejercicio. Vemos que no se identifica el nivel específico en el que se presentarían los eventos de tensión que se prevén en los escenarios, ante la potencial entrada de grandes capacidades renovables especialmente en la Zona Caribe. Dado que gran parte de la energía que está prevista que sea producida por esos desarrollos está destinada para el consumo propio de esta zona, no es claro dentro del alcance del estudio, el análisis del efecto de la entrada masiva de fuentes intermitentes en el sistema de transmisión del país.*

**Respuesta UPME:** Los análisis a nivel de red de transporte son integrales, permiten verificar los diferentes eventos que se pueden presentar, entre ellos los efectos sobre la tensión, los cuales no se han identificado hasta ahora. No obstante, se vienen realizando análisis a nivel horario para identificar cómo el sistema asume las variaciones de las fuentes renovables, lo cual se puede consultar en el Volumen 2 del plan, ejercicio que seguirá realizándose en más detalle en los siguientes planes.

*Por otro lado, aplaudimos que gran parte de las inversiones de ampliación estén siendo enfocadas en la gestión de reactivos de la mano de equipos FACTS (Sistemas flexibles de transmisión de corriente alterna), por esto, sugerimos que se evalúe la implementación de estas opciones, considerando todas las alternativas disponible de soluciones en el mercado, como lo pueden ser supercapacitores, estabilizadores de frecuencia, controladores de potencia, y condensadores síncronos para gestionar de forma económica y rápida, la disminución de inercia por salida de generadores rotativos. Vemos que estas alternativas, como soluciones de*

*corto plazo, no debe suplir en el largo plazo las soluciones estructurales que se requieren para hacer cada vez más redundante, eficiente y confiable el sistema eléctrico, desde la perspectiva de expansión de la infraestructura de transmisión eléctrica.*

**Respuesta UPME:** La UPME trata de estar a la vanguardia de los desarrollos tecnológicos que sirvan a la red, mejoren la operación y hagan seguro y eficiente la prestación del servicio, por tal razón agradece esta sugerencia la cual será tenida en cuenta en próximas versiones del plan.

*Finalmente, nos llama la atención que no hay mayor desarrollo en cuanto a propuestas de ampliación de la capacidad de transmisión para la zona Boyacá – Casanare, ya que solo prevén 3 obras en una zona que tiene 1) alternativas competitivas de generación y 2) un gran potencial para la exportación de energía eléctrica a otras áreas. Lo anterior, contribuiría a habilitar y “desbloquear” el gran potencial energético que tiene esta zona del país.*

**Respuesta UPME:** Para Casanare se tiene aprobado el proyecto del STN San Antonio – Alcaraván 230 kV que mejorará la prestación del servicio y habilitará capacidad para conexión de nueva generación, no obstante, son necesarios complementos en el STR a cargo del OR.

*Por último, reiteramos la importancia de mantener la neutralidad tecnológica en las señales de expansión en la generación, teniendo en cuenta que la diversificación y la complementariedad de la matriz de generación debe tener en cuenta todas las fuentes y no solamente las fuentes no convencionales de energía renovable. En tal sentido, sugerimos ampliar el alcance del estudio como usualmente lo ha hecho la UPME en ediciones pasadas del plan de expansión.*

**Respuesta UPME:** Se debe tener presente que la matriz que conforma cada uno de los escenarios es el resultado de los análisis de optimización de los costos de inversión y operación de proyectos con las fuentes disponibles y las que el mercado ofrece, es así que el portafolio considera convencionales y no convencionales sin restricción alguna.