PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA GENERACIÓN – TRANSMISIÓN 2016 – 2030

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

Germán Arce Zapata
Ministro de Minas y Energía

Jorge Alberto Valencia Marín
Director General UPME

Ricardo Humberto Ramírez Carrero
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:

Empresas Públicas de Medellín E.S.P.
Codensa S.A. E.S.P.
ISAGEN S.A. E.S.P.
Electricaribe S.A. E.S.P.
AES Chivor S.A. E.S.P
Cerro Matoso S.A.
Occidental de Colombia, Inc.
Meta Petroleum Corp.
Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P.
Empresa de Energía del Pacífico S.A E.S.P.
Intercolombia S.A. E.S.P.

CONVOCATORIAS:
- Javier A. Martínez Gil
- Juliana A. Moreno Tiusabá
- Alexandra Sandoval Buitrago

DEMANDA:
- Carlos A. García Botero
- William A. Martínez Moreno
- Romel Rodríguez Hernández

HIDROCARBUROS:
- Beatriz H. Jaimes
- Carlos F. Rojas Páez

Invitados permanentes de CAPT:

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

GENERACIÓN:
- Marco A. Caro Camargo
- Luis A. Hernández Beleño
- Juan C. De la Torre
- William J. Henao Ramírez
- Henry J. Zapata Lesmes
- Juan C. Aponte Gutiérrez
- Dora Liliam Castaño Ramirez
- Baisser A. Jiménez Rivera

TRANSMISIÓN:
- Baisser A. Jiménez Rivera
- Jhon S. Zárate Herrera
- Raúl Gil Naranjo
- Cristian C. Viasús Figueredo
- Nicolás Achury Beltrán
- Ana M. Ospina Sierra
- Silvana P. Fonseca Consuegra
- Luis A. Reyes Martínez
- Álvaro Gómez Ruíz
- Mateo Restrepo Bahamón
- Raúl Rodríguez Peña
- Marco A. Caro Camargo

INTRODUCCIÓN

Con el objetivo de alcanzar un adecuado abastecimiento de la demanda de energía eléctrica, la UPME realiza una revisión anual del plan de expansión de los recursos de generación y de las redes de transmisión de electricidad. Los análisis de planeamiento realizados tienen un horizonte de largo plazo y se fundamentan en información de la infraestructura eléctrica actual, los proyectos futuros y las proyecciones de demanda de energía eléctrica.

Este documento contiene una revisión de las diferentes variables económicas del país. Incluye la evolución de la demanda y las situaciones más recientes del entorno internacional.

Esta versión del Plan fue desarrollada durante el transcurso del 2016, razón por la cual se utilizó la proyección de demanda, revisión de julio. En cuanto a la generación, se realizó un análisis de los recursos energéticos con los que cuenta el país. Se presenta la expansión considerada para cada escenario, sus supuestos, la proyección de precios de los combustibles fósiles, el crecimiento esperado de la capacidad instalada de plantas de generación menor, el balance entre la Energía en Firme y la proyección de demanda de energía eléctrica, el contraste entre la evolución de la capacidad instalada y el pico de potencia, el beneficio de incrementar la capacidad de intercambio entre Colombia y Ecuador, la flexibilidad del Sistema Interconectado Nacional-SIN considerando una propuesta de despacho predictivo y la incorporación de recursos intermitentes, la conveniencia de repotenciación de unidades térmicas, entre otros análisis.

Al igual que en versiones anteriores, la Unidad ha venido evaluando opciones de diversificación de la matriz de generación de electricidad. Este Plan aborda nuevamente dichos ejercicios, lo anterior apalancado por la ley 1715 de 2014, las iniciativas de los agentes generadores por desarrollar fuentes renovables no convencionales y la dinámica del sector en general. Es por ello que en esta versión 2016-2030 se mejoró la metodología de construcción de escenarios, la cual minimiza conjunta y simultáneamente (co-optimización) los costos de operación e inversión.

Se analizó también el efecto del cambio climático y la sedimentación de los embalses. También se determinó el valor esperado de las emisiones y factor de emisión, identificando las matrices más contaminantes. Adicionalmente, con el ánimo de entregar mejor información a los agentes, se estableció el costo nivelado de capital y generación de cada estrategia.

Finalmente, se presenta la valoración de cada escenario de largo plazo, ello en función de cuatro (4) indicadores, a saber: resiliencia hidráulica, costo marginal, emisiones y costo nivelado de generación. Al aplicar la metodología propuesta, el escenario 0 presentó el mejor desempeño.

Respecto a transmisión, se analiza el Sistema de Transmisión Nacional – STN y los Sistemas de Transmisión Regionales – STR, identificando los efectos del crecimiento de la demanda y la incorporación de plantas de generación. Lo anterior, con el fin de garantizar la prestación del servicio de energía eléctrica de una manera confiable, segura y eficiente.

Se identificaron dos (2) obras en el STN, la primera corresponde a un nuevo punto de conexión STN/STR en Santander y la segunda a una obra estructural entre Casanare y Arauca; adicionalmente se identificó la necesidad de ubicar compensación capacitiva en la Costa Atlántica para lo cual se está trabajando con los transmisores dueños de los puntos de conexión con el fin de verificar su viabilidad.

Se realizaron ejercicios de identificación de manera preliminar de las obras necesarias para conectar plantas de generación en Antioquia – Caldas – Quindio – Risaralda e impacto de conexión de grandes demandas en

el área Oriental, adicionalmente el análisis de una obra propuesta para eliminar las restricciones de generación en el Valle, con el fin de dar señales al OR de ajuste de la misma.

Por otro lado se realizó un análisis detallado de los Sistemas de Transmisión Regional identificando las problemáticas y dando señales de expansión.

Finalmente se realizó un ejercicio que planteó un modelo de optimización que busca definir o prever la infraestructura de transmisión en el largo plazo, identificando corredores entre áreas y obras a ejecutar, teniendo en cuenta la incertidumbre en el crecimiento de la demanda y ubicación de la generación, además de los temas ambientas y sociales pudiesen impactar las diferentes obras propuestas.

De esta manera la UPME hace entrega del Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2016 – 2030, el cual fue elaborado con la asesoría del Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión-CAPT, la participación de diferentes agentes y el apoyo de XM. A todos ellos nuestro agradecimiento.

LISTA DE SIGLAS

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

TABLA DE CONTENIDO

1. COLOMBIA ANTE EL MUNDO 2016 – 2017: DRÁSTICO AJUSTE EN LA PERSPECTIVA 2030 DE UNA NUEVA ECONOMÍA 31

1.1. INCERTIDUMBRE EN PAÍSES DESARROLLADOS, CRISIS EN EMERGENTES: RENACER DEL NACIONALISMO Y CRISIS DEL MODELO DE LIBRE COMERCIO E INTEGRACIÓN 31

1.2. PETRÓLEO Y MATERIAS PRIMAS: BÚSQUEDA DE MEJORES PRECIOS EN UN ENTORNO VOLÁTIL PARA ATRAER INVERSIÓN Y AJUSTAR TÉRMINOS DE INTERCAMBIO 33

1.3. COYUNTURA ECONÓMICA DE COLOMBIA: EL RETO DE BAJAR LA INFLACIÓN Y REDUCIR EL DÉFICIT FISCAL 36

1.4. REVISIÓN DE PROYECCIONES MACROECONÓMICAS DE COLOMBIA: AJUSTE Y RECUPERACIÓN CON UNA DURACIÓN MAYOR A LA PREVISTA POR ANALISTAS 40

1.5. AJUSTES EN PATRONES DE DEMANDA DE ELECTRICIDAD Y GAS NATURAL POR CAMPAÑA APAGAR PAGA 42

1.6. CONCLUSIONES 49

2. PROYECCIONES NACIONALES DE DEMANDA ELÉCTRICA 51

2.1. PROYECCIÓN DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA 51

2.1.1. Metodología 52

2.2. GRANDES CONSUMIDORES EXISTENTES 58

2.3. PROYECCIONES DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA A LARGO PLAZO (ANUAL) 63

2.4. PROYECCIONES POTENCIA MÁXIMA A LARGO PLAZO (ANUAL) 67

2.5. PROYECCIONES DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA A CORTO PLAZO (MENSUAL) 70

2.6. PROYECCIONES DEMANDA DE POTENCIA MÁXIMA A CORTO PLAZO (MENSUAL) 72

2.7. DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA REGIONAL 74

2.8. PARTICIPACIÓN PROMEDIO DE LA DEMANDA EN LAS REGIONES 77

2.9. CRECIMIENTO PROMEDIO DE LA DEMANDA EN LAS REGIONES 80

3. PLAN DE EXPANSIÓN EN GENERACIÓN 85

3.1. INTRODUCCIÓN 85

3.2. METODOLOGÍA DE PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN–GENERACIÓN 86

3.2.1. Indicadores de valoración de los escenarios de Largo Plazo 91
3.2.2. Definición matemática indicadores 92
3.2.3. Metodología de modelación de las fuentes intermitentes en el SDDP 94
3.3. REVISIÓN DE POTENCIA Y ENERGÍA EN COLOMBIA 97
3.3.1. Comparación de la capacidad instalada y demanda máxima de potencia 97
3.3.2. Comparación de la Energía Firme y la demanda de energía eléctrica 99
3.4. SEÑALES DE EXPANSIÓN Y REQUERIMIENTOS DE LARGO PLAZO 102
3.4.1. Supuestos 102
3.4.2. Señales de expansión 106
3.4.3. Supuestos 106
3.4.4. Resultados 107
3.4.5. Efecto de la revisión de demanda, octubre de 2016, en las señales de expansión 109
3.4.6. Requerimientos de Largo Plazo 111
3.5. EVALUACIÓN DE LOS ESCENARIOS DE LARGO PLAZO-INDICADORES DE DESEMPEÑO 166
3.6. INTERCONEXIONES. REFUERZO CAPACIDAD DE TRANSPORTE COLOMBIA-ECUADOR . 170
3.6.1. Resultados intercambios Colombia-Ecuador 171
3.6.2. Conclusiones 173
3.7. OBLIGACIONES Y ENERGÍA EN FIRME DE LOS ESCENARIOS DE LARGO PLAZO DEL PLAN DE EXPANSIÓN 175
3.7.1. Resultados 175
3.8. ANÁLISIS ESPECIALES 187
3.8.1. Flexibilidad y despacho predictivo 188
3.8.2. Viabilidad económica de repotenciación de unidades térmicas a carbón 204
3.9. EFECTO DE LA SEDIMENTACIÓN EN LOS EMBALSES Y EL CAMBIO CLIMÁTICO 209
3.9.1. Sedimentación 209
3.9.2. Cambio climático 219
3.10. ANÁLISIS DE ALERTAS TEMPRANAS 225

3.10.1. Pequeñas Centrales hidroeléctricas 226
3.10.2. Proyectos del Cargo por Confiabilidad 231
3.10.3. Análisis regional 241
3.10.4. Conclusiones 259
3.11. CONCLUSIONES GENERALES 260
4. PLAN DE EXPANSIÓN EN TRANSMISIÓN 262
4.1. INTRODUCCIÓN 262
4.2. METOLOGÍA GENERAL DE EXPANSIÓN DE RED 263
4.3. ANÁLISIS DEL SISTEMA DEL TRANSMISIÓN NACIONAL – STN 265
4.3.1. Expansión del Sur de Santander 265
4.3.2. Expansión Casanare – Arauca 283
4.3.3. Conexión Generación en Antioquia – Análisis preliminares 302
4.3.4. Análisis Nueva Obra en Valle – Subestación La Portada 230/115 kV 322
4.3.5. Conexión de Grandes Cargas en Oriental 326
4.3.6. Medidas de Mitigación en la Región Caribe 333
4.3.7. Conexión del Parque de Generación Eólica en La Guajira – Primera Fase 337
4.3.8. Metodología para el Planeamiento de Largo Plazo 353
4.3.9. Resumen de recomendación STN 381
4.4. ANÁLISIS SISTEMAS DE TRASMISIÓN REGIONALES – STR 382
4.4.1. Área Caribe – Atlántico 382
4.4.2. Área Caribe – Bolívar 386
4.4.3. Área Caribe – Chinú 388
4.4.4. Área Caribe – Cerromatoso 389
4.4.5. Área Caribe – Guajira – Cesar – Magdalena 390
4.4.6. Área Nordeste – Santander 391
4.4.7. Área Nordeste – Norte de Santander 392

4.4.8. Área Nordeste – Boyacá – Casanare ... 394
4.4.9. Área Nordeste – Arauca ... 395
4.4.10. Área Antioquia – Antioquia ... 395
4.4.11. Área Antioquia – Chocó ... 397
4.4.12. Área Oriental – Bogotá ... 398
4.4.13. Área Oriental – Meta – Guaviare ... 399
4.4.14. Área Suroccidental – Caldas – Quindío – Risaralda ... 401
4.4.15. Área Suroccidental – Valle ... 402
4.4.16. Área Suroccidental – Cauca – Nariño ... 403
4.4.17. Área Suroccidental – Tolima – Huila – Caquetá ... 404
4.4.18. Área Suroccidental – Putumayo ... 406
4.5. INTERCONEXIÓN CON ECUADOR ... 406
4.5.1. Año 2016 Exportaciones e importaciones ... 406
4.5.2. Año 2022 Exportaciones e importaciones ... 414
4.6. OTRAS NECESIDADES ... 421
ANEXO I. PRINCIPALES VARIABLES DE GENERACIÓN – ESCENARIOS LARGO PLAZO ... 423
ANEXO II. DIAGRAMAS UNIFILARES ... 453
ANEXO III. SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL ACTUAL 2016 ... 468
ANEXO IV. SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL VISIÓN 2030 ... 469
ANEXO V. SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL Y SISTEMAS DE TRANSMISIÓN REGIONALES ACTUAL 2016 470
ANEXO VI. DIAGRAMA UNIFILAR SISTEMA DE TRANSMISIÓN ACTUAL ... 471
ANEXO VII. DIAGRAMA UNIFILAR SISTEMA DE TRANSMISIÓN VISIÓN 2030 ... 472
ANEXO VIII. PROYECTOS APROBADOS A LOS OPERADORES DE RED 2015 – 2016 ... 473
ANEXO IX. SEGUIMIENTO DE LOS PROYECTOS APROBADOS A LOS OPERADORES DE RED – RESOLUCIÓN CREG 024 DE 2013 ... 477

LISTA DE GRÁFICAS

Gráfica 1-1: Crecimiento Países Desarrollados. 31

Gráfica 1-2: Crecimiento Económico Comparativo Países Emergentes. 32

Gráfica 1-3: Crecimiento Económico Mundial y Precio del Petróleo (USD/Barril, Referencia Brent). 33

Gráfica 1-4: Inflación Mundial Según Área Económica. 33

Gráfica 1-5: Crecimiento Anual Demanda de Petróleo. Observado y Proyectado 2015 – 2020. 34

Gráfica 1-6: Exceso/Déficit Petróleo. Variación Anual. 34

Gráfica 1-7: Precio Petróleo Referencia Brent (USD/ Barril). Histórico y Proyección Largo Plazo. 35

Gráfica 1-8: Recorte Producción Petróleo Acuerdo OPEP – Viena. Miles de Barriles Diarios. 35

Gráfica 1-9: Producción Histórica OPEP (Barriles / Día). 35

Gráfica 1-10: Precio Histórico y Proyectado, Gas Natural – Referencia Henry Hub (USD /mm btu). 36

Gráfica 1-11: Crecimiento Económico Colombia 2014Q1 – 2016Q3. 37

Gráfica 1-12: Crecimiento Económico Colombia por Sectores 2014Q1 – 2016Q3. Agricultura, Minería e Industria. 37

Gráfica 1-13: Crecimiento Económico Colombia por Sectores 2014Q1 – 2016Q3. 38

Gráfica 1-14: Crecimiento Económico Colombia por Sectores 2014Q1 – 2016Q3. Comercio – Sector Financiero. 38

Gráfica 1-15: Inflación al Consumidor Versus Inflación al Productor Colombia 39

Gráfica 1-16: Riesgo País Colombia Versus Países Emergentes (EM) y Latinoamérica(LATAM). 39

Gráfica 1-17: Proyecciones Iniciales Subdirección Demanda UPME. Crecimiento Económico Colombia (A Junio 2016). 40

Gráfica 1-18: Proyección Actual (Octubre 2016) Subdirección Demanda UPME. Crecimiento Económico Colombia 41

Gráfica 1-19: Comparación Escenarios Subdirecciòn de Demanda UPME. Crecimiento Económico 2016 – 2016 41

Gráfica 1-20: Crecimiento Potencial de la Economía Colombiana 42

Gráfica 1-21: Inflación Promedio Anual de Electricidad, Gas Natural y Electricidad 43

Gráfica 1-22:Impacto Apagar Paga (AP) Elasticidad Precio – Demanda Mercado Regulado de Electricidad. 44

Gráfica 1-23. Impacto Apagar Paga (AP) Elasticidad Precio – Demanda Mercado No Regulado Electricidad 44

Gráfica 1-24: Elasticidad Precio Demanda Gas Natural. Mercado Regulado. 45

Gráfica 1-25: Elasticidad Precio – Demanda Gas Natural Mercado Regulado Versus No Regulado. 45

Gráfica 1-26: Elasticidad Precio – Demanda Mercado No Regulado Gas Natura. Sectores Productivos. 46

Gráfica 1-27: IPI – ISE VS Demanda Mensual de Gas Natural y Energía Eléctrica. 46

Gráfica 1-28: Crecimiento Anual PIB Vs Crecimiento Anual Demanda EE y Gas Natural. 47

Gráfica 1-29: Correlación Demanda GN Vs PIB 47

Gráfica 1-30: Correlación Demanda GN Vs EE 48

Gráfica 1-31: Precio Petróleo (Brent) Vs Demanda Electricidad Grandes Consumidores. 48

Gráfica 1-32: Crecimiento Potencial Demanda Energía Eléctrica en Colombia 49

Gráfica 2-1: Crecimiento anual Demanda de Potencia Máxima (SIN 1T14) vs PIB, Población y Temperatura. 52

Gráfica 2-2:Crecimiento anual Demanda de Energía Eléctrica (SIN 1T16) vs PIB, Población y Temperatura. 55

Gráfica 2-3:Crecimiento anual Demanda de Potencia Máxima (SIN 1T16) vs PIB, Población y Temperatura. 55

Gráfica 2-4: Evolución anual de la demanda de energía eléctrica 1992 -2015. 56

Gráfica 2-5: Evolución anual de la demanda de potencia máxima 1992 -2015. 56

Gráfica 2-6: Evolución mensual de la demanda de energía eléctrica 2015M1 – 2016M3. 57

Gráfica 2-7: Evolución mensual de la demanda de potencia máxima 2015M1 – 2016M3. 57

Gráfica 2-8: Comportamiento histórico de la demanda de energía eléctrica de los Grandes Consumidores Existentes (GWh). 58

Gráfica 2-9: Comportamiento histórico de la demanda de potencia máxima de los Grandes Consumidores Existentes (MW). 59

Gráfica 2-10: Producción Fiscalizada de Petróleo – Campo Rubiales (BPDC). 60

Gráfica 2-11: Histórico de la demanda en electricidad y potencia para el GCE Rubiales. 60

Gráfica 2-12: Indice de la demanda de energía eléctrica (Base Enero de 2000 = 100). 61

Gráfica 2-13: Crecimiento anual de la demanda de energía eléctrica. 62

Gráfica 2-14: Indice de la demanda de potencia máxima (Base Enero de 2000 = 100). 62

Gráfica 2-15: Crecimiento anual de la demanda de potencia máxima. 63

Gráfica 2-16: Escenarios de la proyección de demanda de energía eléctrica (GWh – año). 66

Gráfica 2-17: Escenarios de la proyección de demanda de potencia máxima (MW – año). 69

Gráfica 2-18: Escenarios de la proyección de demanda de energía eléctrica (GWh – mes). 71

Gráfica 2-19: Escenarios de la proyección de demanda de potencia máxima (MW – mes). 74

Gráfica 2-20: Mapa de Desagregación de la Demanda Nacional del SIN por Regiones. 76

Gráfica 2-21: Participación de la demanda regional de energía eléctrica (GWh – año). 78

Gráfica 2-22: Participación de la demanda regional de potencia máxima (MW- año). 79

Gráfica 2-23: Crecimiento regional de la demanda de energía eléctrica – Escenario Medio. 80

Gráfica 2-24: Proyección de la demanda de energía eléctrica – Escenario Medio (GWh – mes) 82

Gráfica 2-25: Crecimiento regional de la demanda de potencia máxima – Escenario Medio. 82

Gráfica 2-26: Proyección de la demanda de potencia máxima – Escenario Medio (MW – mes). 84

Gráfica 3-1: Metodología de Planificación-Generación. 89

Gráfica 3-2: Metodología de selección de series sintéticas generadas por el modelo ARP del SDDP. 90

Gráfica 3-3: Series de aportes consideradas en el Plan de Expansión 2016-2030. 91

Gráfica 3-4: Proyección demanda máxima de potencia eléctrica y capacidad instalada. 98

Gráfica 3-5: Margen de reserva de potencia del sistema Colombiano. 99

Gráfica 3-6: ENFICC verificada y OEF vs. Proyecciones de demanda. Escenario 0. 100

Gráfica 3-7: ENFICC verificada y OEF Vs. Proyecciones de demanda. Escenarios 1, 2, 3 y 4. 101

Gráfica 3-8: Proyección precios combustibles. 104

Gráfica 3-9: Proyecciones de demanda nacional y regional. 105

Gráfica 3-10: Poroyección demanda de potencia. 105

Gráfica 3-11: Evolución esperada crecimiento plantas menores. 106

Gráfica 3-12: Evolución de los índices de confiabilidad. 107

Gráfica 3-13: Comportamiento principales variables. 108

Gráfica 3-14: Generación de plantas menores existentes. 109

Gráfica 3-15: Evolución de los índices de confiabilidad. Demanda alta revisión octubre 2016. 110

Gráfica 3-16: Comportamiento principales variables. Demanda alta revisión octubre 2016. 110

Gráfica 3-17: Generación térmica agregada-líquidos. Demanda alta revisión octubre 2016. 111

Gráfica 3-18: Esquema general para la construcción de escenarios. 112

Gráfica 3-19: Costos nivelados de capital (I). 113

Gráfica 3-20: Costos nivelados de capital (II). 114

Gráfica 3-21: Costos nivelados de capital (III). 115

Gráfica 3-22: Impuesto emisiones CO_2. 117

Gráfica 3-23: Cronograma de expansión y participación tecnológica. Escenario 0. [MW]. 121

Gráfica 3-24: Confiabilidad. Escenario 0. 123

Gráfica 3-25: Complementariedad energética. Escenario 0. 123

Gráfica 3-26: Comportamiento principales variables. Escenario 0. 124

Gráfica 3-27: Emisiones y Factor de emisión. Escenario 0. 125

Gráfica 3-28: Participación tecnológica de cada escenario y capacidad instalada. [MW]. 127

Gráfica 3-29: Costos . Escenarios 0, 1, 2, 3 y 4. 130

Gráfica 3-30: Capacidad instalada Vs. Costo de inversión. Escenarios 0, 1, 2, 3 y 4. 131

Gráfica 3-31: Energía total Vs. Costo operativo. Escenarios 0, 1, 2, 3 y 4. 132

Gráfica 3-32: Valor esperado variables (I). Escenarios 0, 1, 2, 3 y 4. 133

Gráfica 3-33: Valor esperado variables (II). Escenarios 0, 1, 2, 3 y 4. 134

Gráfica 3-34: Capacidad instalada por tecnología y cronograma de expansión [MW]. Escenario 1.1. 137

Gráfica 3-35: Costos. Escenarios 1 y 1.1. 138

Gráfica 3-36: Capacidad instalada Vs. Costo de inversión. Escenarios 1 y 1.1. 139

Gráfica 3-37: Energía total Vs. Costo operativo. Escenarios 1 y 1.1. 140

Gráfica 3-38: Valor esperado variables (I). Escenarios 1 y 1.1. 141

Gráfica 3-39: Valor esperado variables (II). Escenarios 1 y 1.1. 142

Gráfica 3-40: Capacidad instalada por tecnología y cronograma de expansión [MW]. Escenario 2.1. 144

Gráfica 3-41: Costos. Escenarios 2 y 2.1. 145

Gráfica 3-42: Capacidad instalada Vs. Costo de inversión. Escenarios 2 y 2.1. 146

Gráfica 3-43: Energía total Vs. Costo operativo. Escenarios 2 y 2.1. 147

Gráfica 3-44: Valor esperado variables (I). Escenarios 2 y 2.1. 148

Gráfica 3-45: Valor esperado variables (II). Escenarios 2 y 2.1. 149

Gráfica 3-46: Capacidad instalada por tecnología y participación tecnológica [MW]. Escenarios 3, 3.1 y 3.2. 152

Gráfica 3-47: Costos. Escenarios 3, 3.1 y 3.2. 153

Gráfica 3-48: Capacidad instalada Vs. Costo de inversión. Escenarios 3, 3.1 y 3.2. 154

Gráfica 3-49: Energía total Vs. Costo operativo. Escenarios 3, 3.1 y 3.2. 155

Gráfica 3-50: Valor esperado variables (I). Escenarios 3, 3.1 y 3.2. 156

Gráfica 3-51: Valor esperado variables (II). Escenarios 3, 3.1 y 3.2. 157

Gráfica 3-52: Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenarios 4, 4.1 y 4.2. 159

Gráfica 3-53: Costos. Escenarios 4, 4.1 y 4.2. 161

Gráfica 3-54: Capacidad instalada Vs. Costo de inversión. Escenarios 4, 4.1 y 4.2. 162

Gráfica 3-55: Energía total Vs. Costo operativo. Escenarios 4, 4.1 y 4.2. 163

Gráfica 3-56: Valor esperado variables (I). Escenarios 4, 4.1 y 4.2. 164

Gráfica 3-57: Valor esperado variables (II). Escenarios 4, 4.1 y 4.2. 165

Gráfica 3-58: Costos totales y contraste entre el valor esperado de energía y el Costo nivelado de generación. Todos los escenarios. 167

Gráfica 3-59: Costo nivelado de generación. Todos los escenarios. 168

Gráfica 3-60: Radar de indicadores. Todos los escenarios. 169

Gráfica 3-61: Intercambios Colombia-Ecuador. 172

Gráfica 3-62: Flujo neto Colombia-Ecuador. 173

Gráfica 3-63: Valores Esperados Costo marginal y flujo neto Colombia-Ecuador. 174

Gráfica 3-64: Aportes promedio en p.u. respecto a la media histórica. 174

Gráfica 3-65: Nueva ENFICC por tecnología para cada escenario de largo plazo del Plan de Expansión. 180

Gráfica 3-66: Balance Energía en Firme Vs. Proyección Demanda de Energía Eléctrica. Escenario 0. 182

Gráfica 3-67: Balance Energía en Firme Vs. Proyección Demanda de Energía Eléctrica. Escenario 1. 182

Gráfica 3-68: Balance Energía en Firme Vs. Proyección Demanda de Energía Eléctrica. Escenario 1.1. ... 183

Gráfica 3-69: Balance Energía en Firme Vs. Proyección Demanda de Energía Eléctrica. Escenario 2. 183

Gráfica 3-70: Balance Energía en Firme Vs. Proyección Demanda de Energía Eléctrica. Escenario 2.1. ... 184

Gráfica 3-71: Balance Energía en Firme Vs. Proyección Demanda de Energía Eléctrica. Escenario 3. 184

Gráfica 3-72: Balance Energía en Firme Vs. Proyección Demanda de Energía Eléctrica. Escenario 3.1. ... 185

Gráfica 3-73: Balance Energía en Firme Vs. Proyección Demanda de Energía Eléctrica. Escenario 3.2. ... 185

Gráfica 3-74: Balance Energía en Firme Vs. Proyección Demanda de Energía Eléctrica. Escenario 4. 186

Gráfica 3-75: Balance Energía en Firme Vs. Proyección Demanda de Energía Eléctrica. Escenario 4.1. ... 186

Gráfica 3-76: Balance Energía en Firme Vs. Proyección Demanda de Energía Eléctrica. Escenario 4.2. ... 187

Gráfica 3-77: Concepto Power Node. 189

Gráfica 3-78: Sistema Colombiano reducido de cinco (5) áreas. 192

Gráfica 3-79: Horizonte de predicción N y frecuencia de optimización f = 4 (ejemplo). 196

Gráfica 3-80: Resultados Escenario A. 198

Gráfica 3-81: Resultados Escenario B. 199

Gráfica 3-82: Resultados Escenario C. 200

Gráfica 3-83: Generación intermitente y curtailment asociado. Capacidad instalada incrementada tres (3) veces. 202

Gráfica 3-84: Métricas de flexibilidad. 203

Gráfica 3-85: Escenarios 1.1 y 4.1 sin incremento de capacidad. 207

Gráfica 3-86: Escenarios 1.1 y 4.1 con incremento de capacidad. 208

Gráfica 3-87: Proporciones en la sedimentación anual. 210

Gráfica 3-88: Sedimentación de los embalses luego de 25 años. 219

Gráfica 3-89: Caudales históricos y futuros calculados (Marzo). 223

Gráfica 3-90: Aportes totales históricos. 224
Gráfica 3-91: Aportes totales futuros. 224
Gráfica 3-92: Desviación estándar anual de los aportes futuros. 225
Gráfica 3-93: Ubicación Termonorte. 231
Gráfica 3-94: Mapa uso del suelo Termonorte. 233
Gráfica 3-95: Mapa erosión Termonorte. 233
Gráfica 3-96: Mapa áreas naturales protegidas Termonorte. 234
Gráfica 3-97: Mapa áreas de conservación prioritoria Termonorte. 234
Gráfica 3-98: Mapa de bosque seco Termonorte. 235
Gráfica 3-99: Ubicación Gecelca 3.2. 235
Gráfica 3-100: Mapa uso del suelo Gecelca 3.2. 236
Gráfica 3-101: Mapa erosión Gecelca 3.2. 237
Gráfica 3-102: Mapa áreas de conservación prioritaria Gecelca 3.2. 237
Gráfica 3-103: Contorno del embalse Pescadero-Ituango (cota 420 msnm). 239
Gráfica 3-104: Mapa uso del suelo Ituango. 239
Gráfica 3-105: Mapa erosión Ituango. 240
Gráfica 3-106: Mapa áreas de conservación prioritarias Ituango. 240
Gráfica 3-107: Mapa áreas de bosque seco tropical Ituango. 241
Gráfica 3-108: Mapa de la región Guajira Norte. 242
Gráfica 3-109: Mapa áreas de conservación prioritaria-Norte Guajira. 244
Gráfica 3-110: Mapa uso del suelo-Norte Guajira. 244
Gráfica 3-111: Mapa erosión-Norte Guajira. 245
Gráfica 3-112: Mapa áreas de bosque seco-Norte Guajira. 245
Gráfica 3-113: Mapa área de salinización-Norte Guajira. 246
Gráfica 3-114: Mapa parques nacionales naturales-Norte Guajira. 246
Gráfica 3-115: Mapa áreas naturales protegidas-RUNAP-Norte Guajira. 247

Gráfica 3-116: Mapa área de resguardos indígenas-Norte Guajira. 247
Gráfica 3-117: Mapa zona de influencia del proyecto. 248
Gráfica 3-118: Mapa uso del suelo-Suroeste antioqueño. 250
Gráfica 3-119: Mapa áreas de bosque seco tropical-Suroeste antioqueño. 250
Gráfica 3-120: Mapa erosión-Suroeste antioqueño. 251
Gráfica 3-121: Mapa de áreas de páramo-Suroeste antioqueño. 251
Gráfica 3-122: Mapa áreas de conservación prioritaria-Suroeste antioqueño. 252
Gráfica 3-123: Mapa áreas de salinización-Suroeste antioqueño. 252
Gráfica 3-124: Mapa áreas naturales protegidas-RUNAP-Suroeste antioqueño. 253
Gráfica 3-125: Mapa de áreas regionales naturales protegidas-Suroeste antioqueño. 253
Gráfica 3-126: Mapa zona de influencia de los proyectos-Cesar central. 254
Gráfica 3-127: Mapa de uso del suelo-Cesar central. 256
Gráfica 3-128: Mapa de erosión-Cesar central. 256
Gráfica 3-129: Mapa de áreas de conservación-Cesar central. 257
Gráfica 3-130: Mapa de áreas de salinización-Cesar central. 257
Gráfica 3-131: Mapa de áreas de bosque seco tropical-Cesar central. 258
Gráfica 3-132: Mapa áreas de páramo-Cesar central. 258
Gráfica 3-133: Mapa de áreas de resguardo indígena-Cesar central. 259
Gráfica 4-1: Esquema general del planeamiento de la transmisión. 263
Gráfica 4-2: Diagrama general para la definición de proyectos. 264
Gráfica 4-3: Ubicación de general de las PCHs y planta mayor. 266
Gráfica 4-4: Estructura para la busqueda de solución integral. 269
Gráfica 4-5: Ubicación de las PCHs y planta mayor, e infraestructura actual. 270
Gráfica 4-6: Cluster para la identificación de la nueva infraestructura. 271
Gráfica 4-7: Desarrollo de Red propuesto. 272
Gráfica 4-8: Respuesta frecuencia del sistema. 276

Gráfica 4-9: Respuesta potencia activa. 276

Gráfica 4-10: Respuesta tensión. 277

Gráfica 4-11: Respuesta potencia reactiva. 277

Gráfica 4-12: Corto circuito trifásico 2021. 278

Gráfica 4-13: Corto circuito monofásico 2021. 278

Gráfica 4-14: Corto circuito trifásico 2022. 279

Gráfica 4-15: Corto circuito monofásico 2022. 279

Gráfica 4-16: Beneficios por reducción costo marginal y por confiabilidad. 281

Gráfica 4-17: Costos del proyecto. 282

Gráfica 4-18: Relación Beneficio/Costo para las obras propuestas 282

Gráfica 4-19: Alternativa de expansión del STR en Casanare. 288

Gráfica 4-20: Alternativa de expansión del STR – STN en Casanare. 290

Gráfica 4-21: Alternativa de expansión integral STR – STN en Arauca – Casanare..... 294

Gráfica 4-22: Alternativa de expansión integral STR – STN en Arauca – Casanare..... 296

Gráfica 4-23: Alternativa Propuesta Integral SNT – STR Arauca – Casanare desempeño transitorio ante re cierre exitoso. 297

Gráfica 4-24: Alternativa propuesta integral SNT – STR Arauca – Casanare desempeño transitorio con apertura de la línea ambos extremos. 298

Gráfica 4-25: Alternativa Propuesta Integral SNT – STR Arauca – Casanare desempeño transitorio ante re cierre exitoso. 298

Gráfica 4-26: Alternativa propuesta integral SNT – STR Arauca – Casanare desempeño transitorio con apertura de la línea ambos extremos. 299

Gráfica 4-27: Corto circuito trifásico 2021. 300

Gráfica 4-28: Corto circuito monofásico 2021. 300

Gráfica 4-29: Ubicación general de la generación en el área. 303

Gráfica 4-30: Análisis de crices de la infraestructura en el área. 304

Gráfica 4-31: Estrategía para el desarrollo de Red. 305

Gráfica 4-32: Definición de escenarios de Red a analizar. 306

Gráfica 4-33: Conexión de Espiritu Santo. 307

Gráfica 4-34: Conexión de Encimadas – Cañaveral. 308

Gráfica 4-35: Conexión de Río San Juan. 309

Gráfica 4-36: Conexión de Cañafisto. 310

Gráfica 4-37: Conexión de El Porvenir. 311

Gráfica 4-38: Conexión de Termosinifaná. 312

Gráfica 4-39: Conexión de Porvenir II. 313

Gráfica 4-40: Conexión de Espíritu Santo, Encimada – Cañaveral, San Juan, Cañafisto, El Porvenir, Termosinifaná y Pornevir II. 314

Gráfica 4-41: Conexión de Espíritu Santo, Encimadas – Cañaveral y Cañafisto. 316

Gráfica 4-42: Conexión de lantas Espitiru Santo, Encimada – Cañaveral , Cañafisto y Porvenir II. 317

Gráfica 4-43: Conexión de Espíritu Santo, Encimadas– Cañaveral , San Juan, Cañafisto y Porvenir II. 319

Gráfica 4-44: Conexión de Espititu Santo y Cañafisto. 320

Gráfica 4-45: Costos en Unidades Constructivas para la incorporación del recurso asociado a cada escenario. 321

Gráfica 4-46: Proyecto propuesto. 323

Gráfica 4-47: Unidades Equivalentes en la región Caribe. 334

Gráfica 4-48: Unidades equivalentes con y sin proyecto para los años 2016, 2017 y 2018 antes de la expansión. 335

Gráfica 4-49: Unidades equivalentes con y sin proyecto para el año 2018 despues de la expansión. 336

Gráfica 4-50: Relación Beneficio/Costo de las alternativas propuestas. 337

Gráfica 4-51: Ubicación de los parques eólicos. 340

Gráfica 4-52: Esquema general para la definición de las Colectoras. 341

Gráfica 4-53: Diagrama detallado para la ubicación de las Colectoras. 342

Gráfica 4-54: Ubicación de los conjuntos de generación eólica. 343

Gráfica 4-55: Diagrama de las obras propuestas. 346

Gráfica 4-56: Ubicación de las obras propuestas. 347

Gráfica 4-57: Frecuencia en San Carlos 500 kV en mínima demanda – Incorporación de hasta 1400 MW. 348

Gráfica 4-58: Necesidades de reactivos en los puntos de conexión. 349

Gráfica 4-59: Relación Beneficio/Costo para las obras propuestas 352

Gráfica 4-60: Esquema general del planeamiento de la transmisión. 353

Gráfica 4-61: Escenarios analizados de generación Plan de Expansión de Refrencias Generación – Transmisión 2015 – 2029. 355

Gráfica 4-62: Objetivo del planeamiento de largo plazo. 355

Gráfica 4-63: Metodología general para el planeamiento de largo plazo. 356

Gráfica 4-64: Multiplicidad de escenarios de demanda y generación. 357

Gráfica 4-65: Metodología de programación lineal. 358

Gráfica 4-66: Sistema de ejemplo. 359

Gráfica 4-67: Interconexiónes entre áreas para el caso colombiano. 361

Gráfica 4-68: Mapa de áreas de exclusión total – Riesgo 1. 363

Gráfica 4-69: Mapa de áreas de muy alta sensibilidad – Riesgo 2. 364

Gráfica 4-70: Mapa de áreas de alta sensibilidad – Riesgo 3. 365

Gráfica 4-71: Mapa de áreas de moderada sensibilidad – Riesgo 4. 366

Gráfica 4-72: Mpara de áreas de baja sensibilidad – Riesgo 5. 367

Gráfica 4-73: Escalones de demanda y generación para los cuales se observa expansión en el Largo Plazo. 368

Gráfica 4-74: Valores de demanda en los cuales se observa expansión en el Largo Plazo. 368

Gráfica 4-75: Expansión propuesta – Bloque 1 370

Gráfica 4-76: Utilidad de expansión propuesta – Bloque 1. 371

Gráfica 4-77: Expansión propuesta – Bloque 2 373

Gráfica 4-78: Utilidad de expansión propuesta – Bloque 2. 374

Gráfica 4-79: Expansión propuesta – Bloque 3 376

Gráfica 4-80: Utilidad de expansión propuesta – Bloque 3. 377

Gráfica 4-81: Expansión propuesta – Bloque 4 379

Gráfica 4-82: Utilidad de expansión propuesta – Bloque 4. 380

Gráfica 4-83: Costo incremental de la expansión. 380
Gráfica 4-84: Área Caribe..... 382
Gráfica 4-85: Área Nordeste. 391
Gráfica 4-86: Área Antioquia. 395
Gráfica 4-87: Área Oriental..... 398
Gráfica 4-88: Área Suroccidental. 401
Gráfica I-1: Confiabilidad. Escenario 1. 423
Gráfica I-2: Complementariedad energética. Escenario 1. 423
Gráfica I-3: Comportamiento principales variables. Escenario 1. 424
Gráfica I-4: Emisiones y Factor de emisión. Escenario 1. 425
Gráfica I-5: Confiabilidad. Escenario 1.1. 426
Gráfica I-6: Complementariedad energética. Escenario 1.1. 426
Gráfica I-7: Comportamiento principales variables. Escenario 1.1. 427
Gráfica I-8: Emisiones y Factor de emisión. Escenario 1.1. 428
Gráfica I-9: Confiabilidad. Escenario 2. 429
Gráfica I-10: Complementariedad energética. Escenario 2. 429
Gráfica I-11: Comportamiento principales variables. Escenario 2. 430
Gráfica I-12: Emisiones y Factor de emisión. Escenario 2. 431
Gráfica I-13: Confiabilidad. Escenario 2.1. 432
Gráfica I-14: Complementariedad energética. Escenario 2.1. 432
Gráfica I-15: Comportamiento principales variables. Escenario 2.1. 433
Gráfica I-16: Emisiones y Factor de emisión. Escenario 2.1. 434
Gráfica I-17: Confiabilidad. Escenario 3. 435
Gráfica I-18: Complementariedad energética. Escenario 3. 435
Gráfica I-19: Comportamiento principales variables. Escenario 3. 436
Gráfica I-20: Emisiones y Factor de emisión. Escenario 3. 437

Gráfica I-21: Confiabilidad. Escenario 3.1. 438
Gráfica I-22: Complementariedad energética. Escenario 3.1. 438
Gráfica I-23: Comportamiento principales variables. Escenario 3.1. 439
Gráfica I-24: Emisiones y Factor de emisión. Escenario 3.1. 440
Gráfica I-25: Confiabilidad. Escenario 3.2. 441
Gráfica I-26: Complementariedad energética. Escenario 3.2. 441
Gráfica I-27: Comportamiento principales variables. Escenario 3.2. 442
Gráfica I-28: Emisiones y Factor de emisión. Escenario 3.2. 443
Gráfica I-29: Confiabilidad. Escenario 4. 444
Gráfica I-30: Complementariedad energética. Escenario 4. 444
Gráfica I-31: Comportamiento principales variables. Escenario 4. 445
Gráfica I-32: Emisiones y Factor de emisión. Escenario 4. 446
Gráfica I-33: Confiabilidad. Escenario 4.1. 447
Gráfica I-34: Complementariedad energética. Escenario 4.1. 447
Gráfica I-35: Comportamiento principales variables. Escenario 4.1. 448
Gráfica I-36: Emisiones y Factor de emisión. Escenario 4.1. 449
Gráfica I-37: Confiabilidad. Escenario 4.2. 450
Gráfica I-38: Complementariedad energética. Escenario 4.2. 450
Gráfica I-39: Comportamiento principales variables. Escenario 4.2. 451
Gráfica I-40: Emisiones y Factor de emisión. Escenario 4.2. 452
Gráfica IX-1: Información requerida en los informes de interventoría. 478
Gráfica IX-2: Número de proyectos por estado de ejecución a 5 de septiembre de 2016 (curva S). 478
Gráfica IX-3: Número de proyectos en ejecución por OR. 479

LISTA DE TABLAS

Tabla 2-1: Variables de la Demanda de EE a largo Plazo. 52

Tabla 2-2: Principales Supuestos Macroeconomicos, Sociales y Climaticos empleados en las proyecciones. 53

Tabla 2-3: Principales Supuestos Macroeconómicos. 54

Tabla 2-4: Pronósticos de analistas. Encuestas Trimestral de Expectativas Banco de la República. 54

Tabla 2-5: Proyección de demanda de energía eléctrica para GCE y Panamá. 64

Tabla 2-6: Proyección de Demanda de EE sin incluir GCE ni Panamá (Anual). 65

Tabla 2-7: Proyección de Demanda de EE incluyendo GCE y Panamá (Anual). 65

Tabla 2-8: Proyección de demanda de potencia máxima para GCE y Panamá. 67

Tabla 2-9: Proyección de Demanda de PMáx sin incluir GCE ni Panamá (Anual). 68

Tabla 2-10: Proyección de Demanda de PMáx incluyendo GCE y Panamá (Anual). 68

Tabla 2-11: Proyección de Demanda de EE sin incluir GCE (Mensual). 70

Tabla 2-12: Proyección de Demanda de EE incluyendo GCE (Mensual). 71

Tabla 2-13: Proyección de Demanda de PMáx sin incluir GCE (Mensual). 72

Tabla 2-14: Proyección de Demanda de PMáx incluyendo GCE (Mensual). 73

Tabla 2-15: Agrupación por regiones. 77

Tabla 2-16: Participación Promedio Regional respecto a la Demanda Nacional de Energía Eléctrica. 78

Tabla 2-17: Participación Promedio Regional respecto a la Demanda Nacional de Energía Eléctrica. 79

Tabla 2-18: Proyección de la demanda de energía eléctrica – Escenario Medio (GWh – año). 81

Tabla 2-19: Proyección de la demanda de potencia máxima – Escenario Medio (MW – año). 83

Tabla 3.1: Indicadores de Confiabilidad según Resolución CREG 025 de 1995. 87

Tabla 3.2: Modelación recurso eólico. 95

Tabla 3.3: Modelación recurso solar fotovoltaico. 97

Tabla 3.4: Escenarios considerados. 100

Tabla 3.5: Fecha de entrada en operación proyectos de generación. 104

Tabla 3.6: Expansión contemplada. 106

Tabla 3.7: Matriz de criterios. 115

Tabla 3.8: Justificación de los sub-criterios. 116

Tabla 3.9: Capacidad existente y expansión fija que es común en los 4 escenarios. [MW]. 126

Tabla 3.10: Cronogramas de expansión. Escenarios 1 y 2. [MW]. 128

Tabla 3.11: Cronogramas de expansión. Escenarios 3 y 4. [MW]. 129

Tabla 3.12: Costos. Escenarios 0, 1, 2, 3 y 4. 130

Tabla 3.13: Capacidad instalada por tecnología [MW]. Escenarios 0, 1, 2, 3 y 4. 131

Tabla 3.14: Valor Esperado del total de Energía [GWh]. Escenarios 0, 1, 2, 3 y 4. 132

Tabla 3.15: Indicador VEREC. Escenarios 0, 1, 2, 3 y 4. 135

Tabla 3.16: Matriz de criterios y sub criterios escenarios 1 y 1.1. 136

Tabla 3.17: Costos. Escenarios 1 y 1.1. 138

Tabla 3.18: Capacidad instalada por tecnología [MW]. Escenarios 1 y 1.1. 139

Tabla 3.19: Valor esperado del total de energía [GWh]. Escenarios 1 y 1.1. 140

Tabla 3.20: Indicador VEREC. Escenarios 1 y 1.1. 143

Tabla 3.21: Matriz de criterios y sub criterios escenarios 2 y 2.1. 143

Tabla 3.22: Costos. Escenarios 2 y 2.1. 145

Tabla 3.23: Capacidad instalada por tecnología [MW]. Escenarios 2 y 2.1. 146

Tabla 3.24: Valor esperado del total de energía [GWh]. Escenarios 2 y 2.1. 147

Tabla 3.25: Matriz de criterios y sub criterios escenarios 3, 3.1 y 3.2. 150

Tabla 3.26: Cronogramas de expansión [MW]. Escenarios 3.1 y 3.2. 151

Tabla 3.27: Costos. Escenarios 3, 3.1 y 3.2. 153

Tabla 3.28. Capacidad instalada por tecnología [MW]. Escenarios 3, 3.1 y 3.2. 154

Tabla 3.29: Valor esperado del total de energía [GWh]. Escenarios 3, 3.1 y 3.2. 155

Tabla 3.30: Indicador VEREC. Escenarios 3, 3.1 y 3.2. 158

Tabla 3.31: Matriz de criterios y sub criterios escenarios 4, 4.1 y 4.2. 158

Tabla 3.32: Cronogramas de expansión [MW]. Escenarios 4.1 y 4.2. 160

Tabla 3.33: Costos. Escenarios 4, 4.1 y 4.2. 161

Tabla 3.34: Capacidad instalada por tecnología [MW]. Escenarios 4, 4.1 y 4.2. 162

Tabla 3.35: Valor esperado del total de energía [GWh]. Escenarios 4, 4.1 y 4.2. 163

Tabla 3.36: Costo nivelado de generación. Todos los escenarios. 168

Tabla 3.37: Indicadores de desempeño. Todos los escenarios. 169

Tabla 3.38: Capacidad de intercambio actual Colombia-Ecuador. 171

Tabla 3.39: Capacidad de intercambio una vez puesta en servicio la nueva infraestructura de transmisión. 171

Tabla 3.40: Resoluciones CREG. Cálculo de la Energía en Firme. 175

Tabla 3.41: ENFICC para las nuevas plantas hidroeléctricas. 176

Tabla 3.42: ENFICC para las nuevas plantas térmicas. 177

Tabla 3.43: ENFICC para las nuevas plantas de biomasa y geotérmia. 177

Tabla 3.44: ENFICC para las nuevas plantas eólicas. 178

Tabla 3.45: ENFICC para las nuevas plantas solares. 179

Tabla 3.46: Restricciones adicionales. 191

Tabla 3.47: Modelación de los elementos de un sistema de potencia a traves de los Power Nodes. 192

Tabla 3.48: Despacho predictivo para tres escenarios. 197

Tabla 3.49: Indicador de flexibilidad (I). 204

Tabla 3.50: Indicador de flexibilidad (II). 204

Tabla 3.51: Transporte de sedimentos. 209

Tabla 3.52: Tipos de operación para embalses. 210

Tabla 3.53: Valores usuales para la densidad y el factor de tiempo de sedimentación. 212

Tabla 3.54: Relación entre sedimentos en suspensión y arrastre. 213

Tabla 3.55: Cálculo de sedimentación en embalses. 215

Tabla 3.56: Resumen de resultados de sedimentación. 218

Tabla 3.57: Matriz de caudales mensuales históricos [m^3/s]. Ejemplo. 220

Tabla 3.58: Resultados del análisis de tendencia histórica. Ejemplo. 221

Tabla 3.59: Cálculo de los caudales futuros [m³/s]. Ejemplo. 222
Tabla 3.60: Porcentajes de afectación del área de interés para cada planta menor. 227
Tabla 3.61: Amenaza Volcánica. 228
Tabla 3.62: Áreas de conservación prioritaria. 228
Tabla 3.63: Bosque seco tropical. 228
Tabla 3.64: Erosión. 229
Tabla 3.65: Cobertura del suelo. 230
Tabla 3.66: Salinización. 230
Tabla 3.67: Bosque seco tropical. 230
Tabla 3.68: Áreas zona de estudio por proyecto de generación. 231
Tabla 3.69: Uso del suelo Termonorte. 232
Tabla 3.70: Erosión Termonorte. 232
Tabla 3.71: Áreas protegidas Termonorte. 232
Tabla 3.72: Áreas de conservación prioritaria Termonorte. 232
Tabla 3.73: Bosque seco Termonorte. 232
Tabla 3.74: Uso del suelo Gecelca 3.2. 236
Tabla 3.75: Erosión Gecelca 3.2. 236
Tabla 3.76: Áreas de conservación prioritaria Gecelca 3.2. 236
Tabla 3.77: Uso del suelo Ituango. 238
Tabla 3.78: Erosión Ituango. 238
Tabla 3.79: Áreas de conservación prioritaria Ituango. 238
Tabla 3.80: Áreas de bosque seco tropical. 238
Tabla 3.81: Áreas de conservación prioritaria-Norte Guajira. 242
Tabla 3.82: Uso del suelo-Norte Guajira. 242
Tabla 3.83: Erosión-Norte Guajra. 243
Tabla 3.84: Áreas de bosque seco-Norte Guajira. 243

Tabla 3.85: Áreas de salinización-Norte Guajira. 243

Tabla 3.86: Parques nacionales naturales-Norte Guajira. 243

Tabla 3.87: Áreas naturales protegidas-Runap-Norte Guajira. 243

Tabla 3.88: Áreas de resguardo indígena-Norte Guajira. 243

Tabla 3.89: Uso del suelo-Suroeste antioqueño. 248

Tabla 3.90: Áreas de bosque seco tropical-Suroeste antioqueño. 248

Tabla 3.91: Erosión-Suroeste antioqueño. 248

Tabla 3.92: Áreas de páramo-Suroeste antioqueño. 249

Tabla 3.93: Áreas de conservación prioritaria-Suroeste antioqueño. 249

Tabla 3.94: Áreas de salinización-Suroeste antioqueño. 249

Tabla 3.95: Áreas naturales protegidas-RUNAP-Suroeste antioqueño. 249

Tabla 3.96: Áreas regionales naturales protegidas (Suroeste antioqueño). 249

Tabla 3.97: Uso del suelo-Cesar central. 254

Tabla 3.98: Áreas de resguardos indígenas-Cesar central. 254

Tabla 3.99: Áreas de conservación prioritarias-Cesar central. 254

Tabla 3.100: Áreas de salinización-Cesar central. 255

Tabla 3.101: Áreas de bosque seco tropical-Cesar central. 255

Tabla 3.102: Áreas de páramo-Cesar central. 255

Tabla 3.103: Erosión-Cesar central. 255

Tabla 4-1: Solicitud plantas de generación en Santander. 265

Tabla 4-2: Escenarios operativos. 267

Tabla 4-3: Desempeño del sistema sin proyectos. 267

Tabla 4-4: Desempeño del sistema con la conexión de proyectos Oibita y San Bartolome a la S/E Oibita 34.5 kV 267

Tabla 4-5: Desempeño del sistema con la conexión de proyectos Santa Rosa y Altamira a la S/E Barbosa 34.5 kV 268

Tabla 4-6: Desempeño del sistema con la conexión de Piedra del Sol a la S/E Guatiguará 220 kV. 268

Tabla 4-7: Obras presentadas por el Operador de Red – ESSA. 271

Tabla 4-8: Desempeño del sistema con demanda máxima, despacho mínimo y sin repotenciación. 273

Tabla 4-9: Desempeño del sistema con demanda máxima, despacho mínimo y con repotenciación. 274

Tabla 4-10: Desempeño del sistema con despacho máximo y demanda mínima. 275

Tabla 4-11: Escenarios operativos. 284

Tabla 4-12: Plantas de generación consideradas. 284

Tabla 4-13: Obras a nivel STR consideradas. 285

Tabla 4-14: Desempeño del sistema sin la expansión en Casanare 2019. 285

Tabla 4-15: Desempeño del sistema sin la expansión en Casanare 2022. 286

Tabla 4-16: Desempeño del sistema sin la expansión en Arauca 2019 – 2022. 286

Tabla 4-17: Desempeño del sistema alternativa expansión STR Casanare 2019. 288

Tabla 4-18: Desempeño del sistema alternativa expansión STR Casanare 2022. 289

Tabla 4-19: Desempeño del sistema alternativa expansión STR – STN Casanare 2019. 291

Tabla 4-20: Desempeño del sistema alternativa expansión STR – STN Casanare 2022. 291

Tabla 4-21: Desempeño del sistema alternativa expansión STR Arauca 2019 – 2022. 292

Tabla 4-22: Desempeño del sistema alternativa expansión STR Casanare 2019. 295

Tabla 4-23: Desempeño del sistema alternativa expansión STR Casanare 2019. 297

Tabla 4-24: Evaluación Beneficio/Costo proyecto. 301

Tabla 4-25: Solicitudes e intenciones de conexión. 302

Tabla 4-26: Escenarios de Red a analizar. 306

Tabla 4-27: Desempeño del sistema en el año 2021. 307

Tabla 4-28: Desempeño del sistema en el año 2021. 308

Tabla 4-29: Desempeño del sistema en el año 2021. 309

Tabla 4-30: Desempeño del sistema en el año 2021. 310

Tabla 4-31: Desempeño del sistema en el año 2021. 311

Tabla 4-32: Desempeño del sistema en el año 2022. 312

Tabla 4-33: Desempeño del sistema en el año 2022. 313

Tabla 4-34: Desempeño del sistema en el año 2021. 315

Tabla 4-35: Desempeño del sistema en el año 2022. 316

Tabla 4-36: Desempeño del sistema en el año 2022. 318

Tabla 4-37: Desempeño del sistema en el año 2022. 319

Tabla 4-38: Desempeño del sistema en el año 2022. 321

Tabla 4-39: Desempeño del proyecto en el 2019 con el proyecto Bahia 115 kV. 324

Tabla 4-40: Desempeño del proyecto en el 2019 sin el proyecto Bahia 115 kV. 324

Tabla 4-41: Desempeño del proyecto en el 2022. 325

Tabla 4-42: Capacidad de la carga de Ecopetrol en la subestación Reforma 230 kV. 326

Tabla 4-43: Capacidad de la carga de PEL en la subestación Chivor II 230 kV (San Luis). 327

Tabla 4-44: Capacidad de la carga de Ecopetrol en la subestación Chivor II 230 kV (San Luis). 327

Tabla 4-45: Escenarios operativos para los años 2016 y 2018 en el corto plazo. 327

Tabla 4-46: Escenarios operativos para los años 2016 y 2018 en el mediano plazo. 328

Tabla 4-47: Desempeño del sistema con la carga de Ecopetrol 180 MW en S/E Reforma 230 kV (San Fernando) y carga de PEL 192 MW en S/E Chivor II. Sensibilidad antes la entrada de las obras año 2016. 328

Tabla 4-48: Desempeño del sistema con la carga de Ecopetrol 208 MW en la S/E Reforma 230 kV (San Fernando) y carga de PEL 280 MW en la S/E Chivor II 220 kV. Sensibilidad antes la entrada de las obras año 2016 329

Tabla 4-49: Desempeño del sistema con la carga de Ecopetrol 208 MW en la S/E Reforma 230 kV (San Fernando) y carga de PEL 280 MW en la S/E Chivor II 220 kV. Sensibilidad antes la entrada de las obras año 2016. 329

Tabla 4-50: Desempeño del sistema con la carga de Ecopetrol 208 MW en la S/E Reforma 230 kV (San Fernando), carga de PEL 280 MW en la S/E Chivor II 230 kV y carga de Ecopetrol 356 MW en la S/E Chivor 230 kV. Sensibilidad antes la entrada de las obras año 2018. 330

Tabla 4-51: Desempeño del sistema con la carga de Ecopetrol 208 MW en la S/E Reforma 230 kV (San Fernando), carga de PEL 280 MW en la S/E Chivor II 230 kV y carga de Ecopetrol 356 MW en la S/E Chivor 230 kV. Todas las obras en servicio año 2018. 331

Tabla 4-52: Desempeño del sistema con la carga de Ecopetrol 208 MW en la S/E Reforma 230 kV (San Fernando), carga de PEL 280 MW en la S/E Chivor II 230 kV y carga de Ecopetrol 356 MW en la S/E Chivor 230 kV. Todas las obras en servicio año 2020. 331

Tabla 4-53: Desempeño del sistema con la carga de Ecopetrol 208 MW en la S/E Reforma 230 kV (San Fernando), carga de PEL 280 MW en la S/E Chivor II 230 kV y carga de Ecopetrol 356 MW en la S/E Chivor 230 kV. Todas las obras en servicio año 2020. 331

Tabla 4-54: Desempeño del sistema con la carga de Ecopetrol 208 MW en la S/E Reforma 230 kV (San Fernando), carga de PEL 280 MW en la S/E Chivor II 230 kV y carga de Ecopetrol 356 MW en la S/E Chivor 230 kV. Todas las obras en servicio. Año 2021. 332

Tabla 4-55: Desempeño del sistema con la carga de Ecopetrol 208 MW en la S/E Reforma 230 kV (San Fernando), carga de PEL 280 MW en la S/E Chivor II 230 kV y carga de Ecopetrol 356 MW en la S/E Chivor 230 kV. Todas las obras en servicio año 2021. 332

Tabla 4-56: Riesgo de no contar con número mínimo de unidades equivalentes. 334

Tabla 4-57: Capacidad de los agentes que cumplieron con las Circulares UPME No. 003 y 004 de 2016. . 339

Tabla 4-58: Escenarios operativos. 344

Tabla 4-59: Plantas de generación consideradas. 344

Tabla 4-60: Desempeño eléctrico del sistema para el año 2016. 344

Tabla 4-61: Desempeño eléctrico del sistema para el año 2018. 344

Tabla 4-62: Desempeño eléctrico del sistema para el año 2019. 345

Tabla 4-63: Desempeño eléctrico del sistema para el año 2022. 345

Tabla 4-64: Escenarios de análisis transitorios. 347

Tabla 4-65: Unidades Constructivas (UC) de las obras propuestas. 351

Tabla 4-66: Variables de la demanda de energía eléctrica a largo plazo. 354

Tabla 4-67: Zonificación propuesta para el análisis ambiental. 362

Tabla 4-68: Sensibilidades analizadas según el riesgo. 362

Tabla 4-69: Riesgo de ejecución observado en la expansión propuesta – Bloque 1. 369

Tabla 4-70: Riesgo de ejecución observado en la expansión propuesta – Bloque 2 372

Tabla 4-71: Riesgo de ejecución observado en la expansión propuesta – Bloque 3. 375

Tabla 4-72: Riesgo de ejecución observado en la expansión propuesta – Bloque 4. 378

Tabla 4-73: Desempeño del sistema en Atlántico. 383

Tabla 4-74: Desempeño del sistema en Bolívar. 387

Tabla 4-75: Desempeño del sistema en Chinú. 388

Tabla 4-76: Desempeño del sistema en Cerromatoso. 389

Tabla 4-77: Desempeño del sistema en Guajira – Cesar – Magdalena. 390

Tabla 4-78: Desempeño del sistema en Santander. 392

Tabla 4-79: Desempeño del sistema en Norte de Santander. 393

Tabla 4-80: Desempeño del sistema Boyacá – Casanare. 394

Tabla 4-81: Desempeño del sistema en Antioquia. 396

Tabla 4-82: Desempeño del sistema en Chocó. 397

Tabla 4-83: Desempeño del sistema en Bogotá. 398

Tabla 4-84: Desempeño del sistema en Meta. 399

Tabla 4-85: Desempeño del sistema en Caldas – Quindío – Risaralda. 401

Tabla 4-86: Desempeño del sistema en Valle 402

Tabla 4-87: Desempeño del sistema en Cauca – Nariño. 403

Tabla 4-88: Desempeño del sistema en Tolima – Huila – Caquetá. 405

Tabla 4-89: Escenarios análisis exportaciones/importaciones Ecuador. 406

Tabla 4-90: Desempeño sistema 2016 – Exportaciones demanda máxima. 406

Tabla 4-91: Desempeño sistema 2016 – Exportaciones demanda mínima. 408

Tabla 4-92: Desempeño sistema 2016 – Importaciones demanda máxima. 411

Tabla 4-93: Desempeño sistema 2016 – Importaciones demanda mínima. 412

Tabla 4-94: Desempeño sistema 2022 – Exportaciones demanda máxima. 414

Tabla 4-95: Desempeño sistema 2022 – Exportaciones demanda mínima. 416

Tabla 4-96: Desempeño sistema 2022 – Exportaciones demanda mínima 418

Tabla 4-97: Desempeño sistema 2022 – Importaciones demanda mínima. 419

Tabla 4-98: Bahías de transformadores de conexión al STN que pudieran ser ejecutadas por el mecanismo de ampliación. 422

Tabla IX-1: Estado de ejecución de un proyecto según índice de cumplimiento. 477

Tabla IX-2: Número de proyectos por estado de ejecución. 478

Tabla IX-3: Número de proyectos en ejecución por OR. 479

1. COLOMBIA ANTE EL MUNDO 2016 – 2017: DRÁSTICO AJUSTE EN LA PERSPECTIVA 2030 DE UNA NUEVA ECONOMÍA

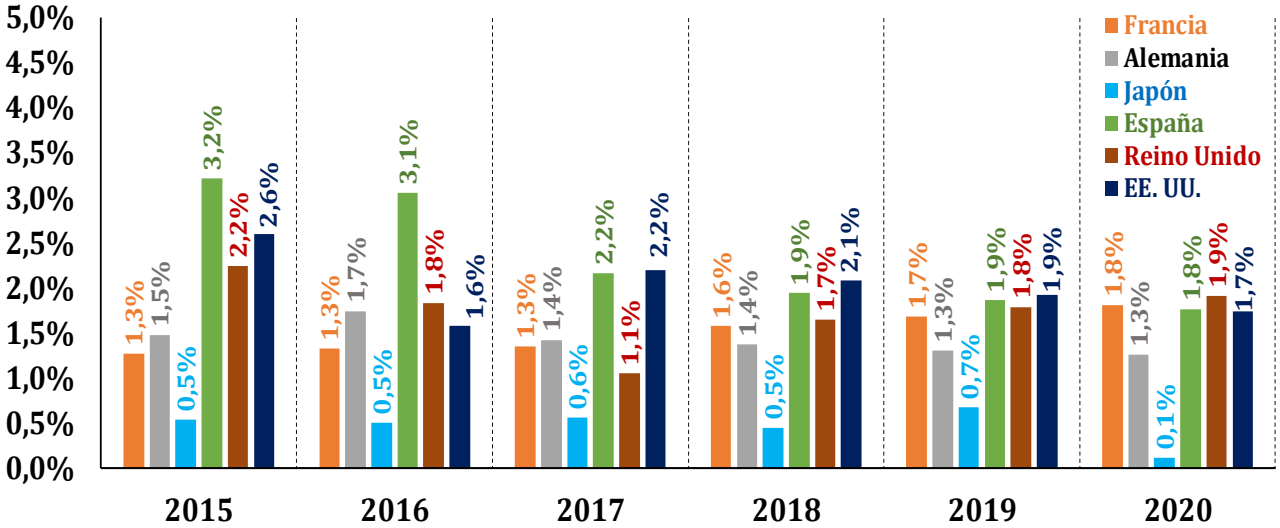
1.1. INCERTIDUMBRE EN PAÍSES DESARROLLADOS, CRISIS EN EMERGENTES: RENACER DEL NACIONALISMO Y CRISIS DEL MODELO DE LIBRE COMERCIO E INTEGRACIÓN

A pesar de las expectativas de un mejor crecimiento, la economía mundial no ha logrado retomar su dinámica de crecimiento previa a la crisis financiera de 2007 – 2009. (Gráfica 1-1). Las economías desarrolladas, no logran, excepto Estados Unidos, acercarse a una tasa de desempleo, cercana a su tasa natural. En consecuencia, la inflación se mantiene en niveles históricamente bajos, por debajo del 1% lo que ha permitido la continuación de la política monetaria expansionista con tasas de interés históricamente bajas, la tasa de la FED se ha mantenido a lo largo de 2016 en el rango de 0,25% a 0,50%, lo que también contribuyó a moderar las presiones alcistas en el tipo de cambio en economías emergentes.

Sin embargo, el factor político, en 2016, a diferencia de años anteriores, ha sido determinante en el ciclo económico de los países desarrollados, a partir de tres hechos: el Brexit, el cambio de orientación que acompaña al nuevo presidente electo de Estados Unidos, Donald Trump, y la reelección de la administración Rajoy en España. Con el SI mayoritario en el Brexit, Reino Unido tomó la decisión de salir de la Unión Europea, lo que implica a ésta región económica perder a su segunda economía más grande luego de Alemania. El descontento por los resultados económicos de la Unión Europea y el incumplimiento en las expectativas de bienestar, está llevando a retomar en la política, una agenda nacionalista, liderada por movimientos de extrema derecha, que en Francia, Italia y Alemania, pretenden seguir el ejemplo de Gran Bretaña.

En cuanto Estados Unidos, su economía ha mostrado la dificultad para crecer de forma sostenida por encima del 3%, hecho que se explica por el impacto negativo en la minería, a raíz de la caída en los precios del petróleo, así como por el endurecimiento en la regulación para la exploración de carbón, y la contracción en la industria del acero.

Gráfica 1-1: Crecimiento Países Desarrollados.

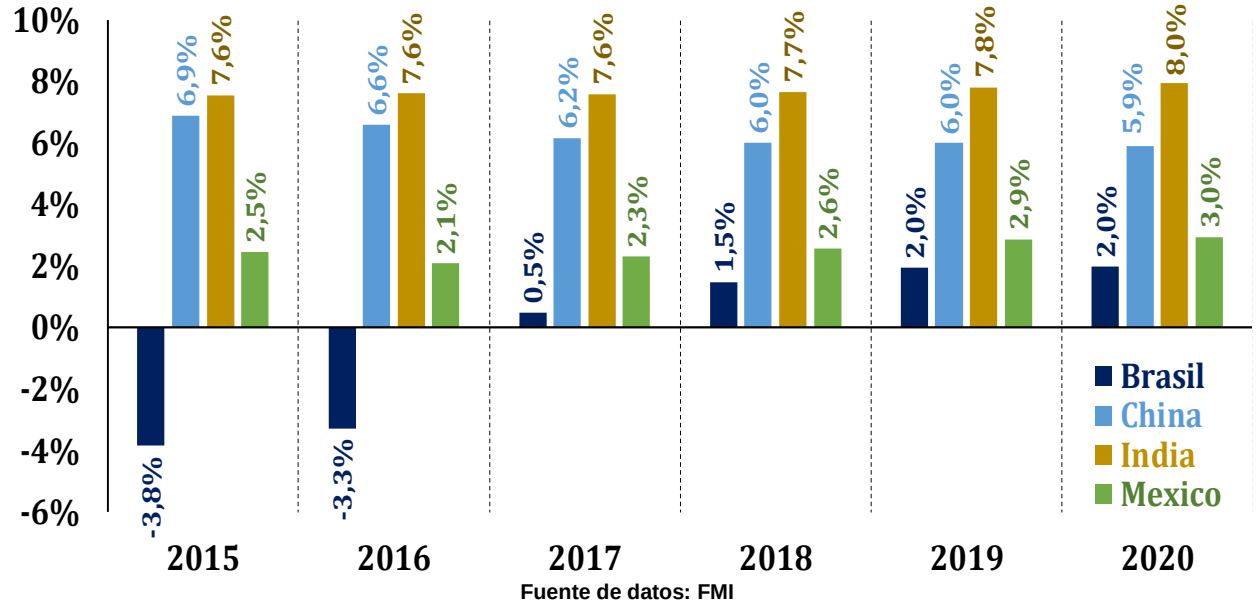


Fuente de datos: World Outlook FMI – Cálculos UPME

La recuperación del desempleo a partir de una reducción en los salarios hora, no ha satisfecho las expectativas de consumidores, lo que sumado al impacto negativo en destrucción de puestos de trabajo asociada a la irrupción de China, y los tratados de libre comercio, llevaron a que el antes candidato y ahora Presidente Electo Donald Trump, construyera una campaña, a partir de impulsar el proteccionismo para fortalecer la industria nacional, y reducir el comercio con el resto del mundo. Él éxito de su campaña replicó al Brexit, desnudando inconformidades con relación a los beneficios del comercio sobre el ingreso y el bienestar de los estadounidenses.

El crecimiento de las economías emergentes (Gráfica 1-2), está mostrando una clara señal de desaceleración, en cabeza de China e India. Luego de tener tasas de crecimiento en promedio del 9% en la presente década, China comienza a sentir los efectos de un mayor desequilibrio de sus términos de intercambio, y el envejecimiento de su población, y no prevé a mediano plazo crecer más de 6% anual. Para India el reto, es mayor por el mayor rezago en sus indicadores sociales, previendo un crecimiento estable alrededor del 7,8% anual. Por su parte Brasil, México y Rusia comienzan a dar señales de una recuperación leve en 2017, luego de la fuerte caída en su crecimiento, en particular, Brasil.

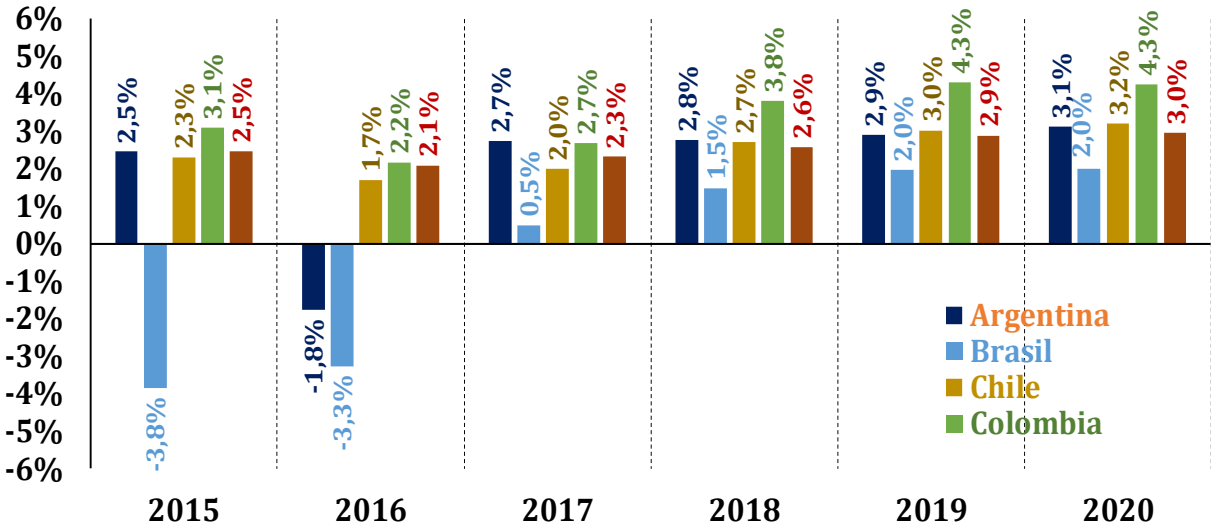
Gráfica 1-2: Crecimiento Económico Comparativo Países Emergentes.



Fuente de datos: FMI

Las economías latinoamericanas (Gráfica 1-3) evidencian el deterioro más notable de su crecimiento, desde la década de los noventa. Salvo Perú, impulsada por la minería y proyectos de infraestructura y agro – industria, los demás países con economías relevantes en su peso relativo respecto a la actividad económica de la región, seguirán ajustándose en 2017 con tasas entre 1,5% y 3%, con lo cuál existe el riesgo, que el crecimiento potencial de la región se haya reducido, esto es, que Latinoamérica no pueda crecer con pleno uso de sus factores de producción, más del 3% a largo plazo, ante la dificultad de ajustar un nuevo modelo de crecimiento que no se soporte como antes, en la exportación bajo un entorno de precios altos, sino basado en la terciarización de su economía, la demanda interna, la inversión privada, y el fortalecimiento de sus sectores agrícola e industrial.

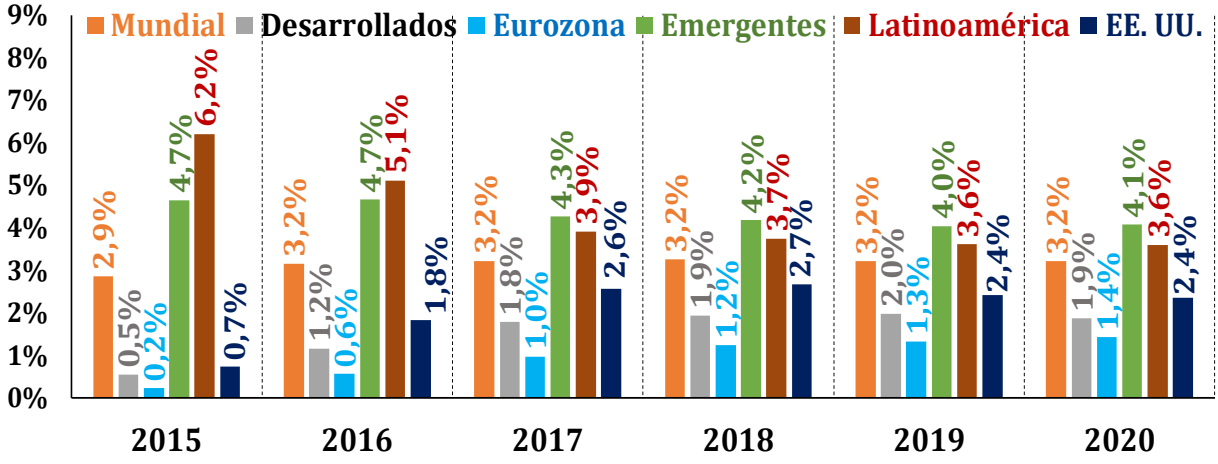
Gráfica 1-3: Crecimiento Económico Mundial y Precio del Petróleo (USD/Barril, Referencia Brent).



Fuente de datos: World Bank – Datastream – Wood Mackenzie

La inflación muestra dos caras a nivel mundial. Una inflación baja y estable en países desarrollados, producto de la apreciación de sus monedas, y por otra parte, una inflación alta e inestable en países emergentes, principalmente en Latinoamérica como consecuencia de la depreciación de sus monedas ante el menor flujo de divisas que la caída de precios de las materias primas y su efecto dominó sobre la inversión extranjera, produjo. Aunque no son inflaciones de dos dígitos, la inflación en Latinoamérica en promedio mayor a 5%, restringe su competitividad por costos, y crea dificultades en cuanto la reducción del desempleo, por el mayor costo de contratación de la mano de obra.

Gráfica 1-4: Inflación Mundial Según Área Económica.



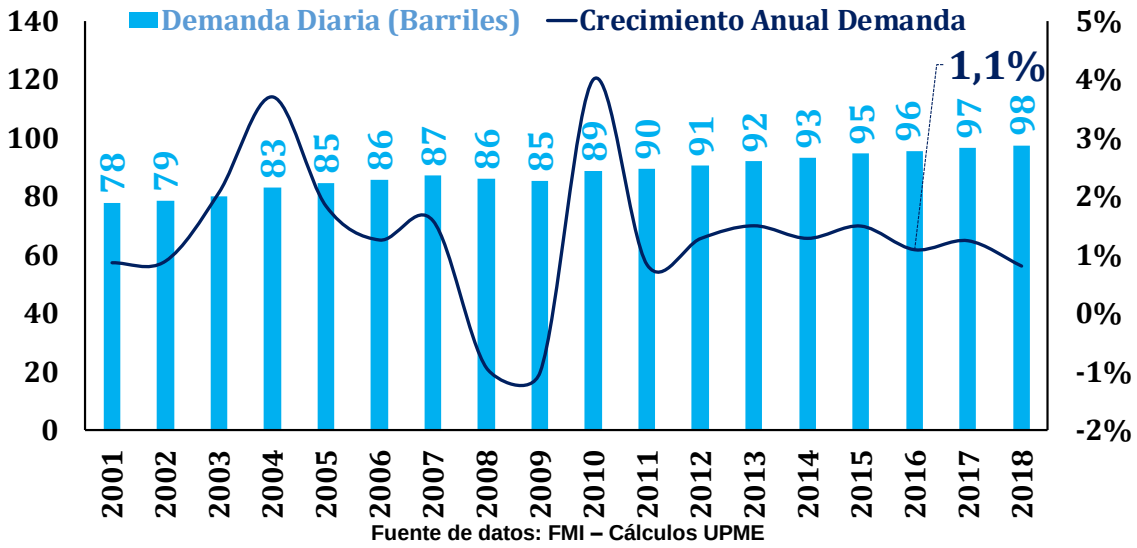
Fuente de datos: World Bank – Datastream – Wood Mackenzie

1.2. PETRÓLEO Y MATERIAS PRIMAS: BÚSQUEDA DE MEJORES PRECIOS EN UN ENTORNO VOLÁTIL PARA ATRAER INVERSIÓN Y AJUSTAR TÉRMINOS DE INTERCAMBIO

La baja dinámica de la economía mundial, hace prever según estimaciones de Wood Mackenzie un bajo crecimiento de la demanda de crudo, que se estima será sólo de 0,8% en 2017 (Gráfica 1-6). Trump, el

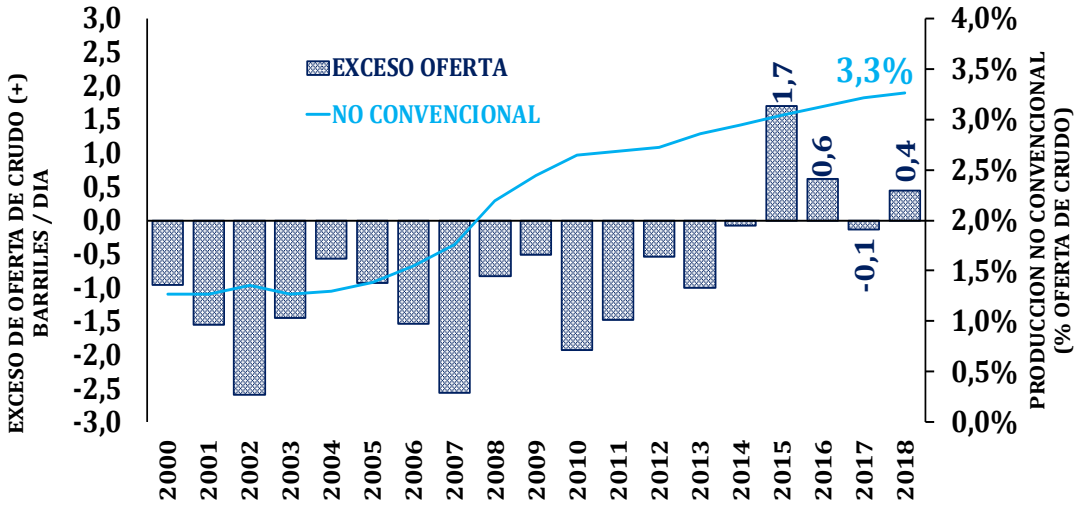
Candidato, prometió revisar plan de energías limpias, y promoción de eficiencia de vehículos en consumo de combustibles, para dinamizar la actividad minero – energética, que se ha contraído en PÍB USA. Así mismo, anunció una serie de medidas encaminadas a seguir aumentando la oferta de petróleo y gas, lo cual no daría espacio para un precio de petróleo mayor a USD 40 a mediano plazo. No obstante, la caída de precios de crudo por un mayor exceso de oferta de crudo (Gráfica 1-7), se podría atenuar por la revisión de subsidios a esquemas de energía renovable, anunciada por el Presidente Electo Trump, que, en Estados Unidos, llevaría a incrementar la demanda por combustibles fósiles.

Gráfica 1-5: Crecimiento Anual Demanda de Petróleo. Observado y Proyectado 2015 – 2020.



Fuente de datos: FMI – Cálculos UPME

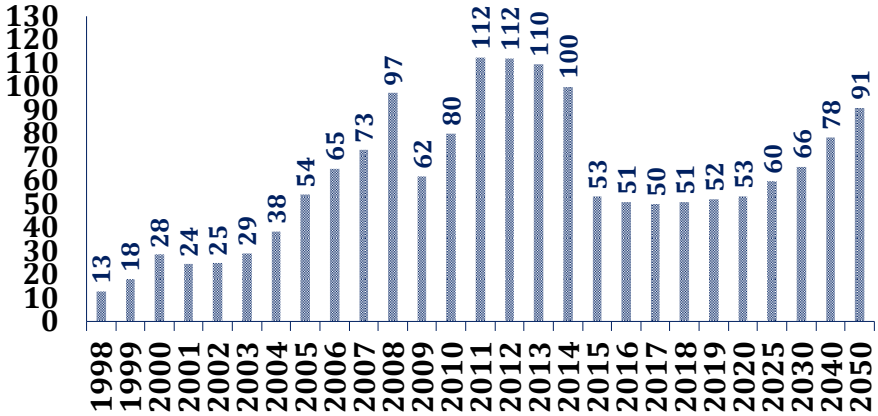
Gráfica 1-6: Exceso/Déficit Petróleo. Variación Anual.



Fuente de datos: FMI – Cálculos UPME

La proyección de un crecimiento anual mesurado en los precios del petróleo (2,7%) se soporta en que a 2016, se mantiene en altos niveles (8,7 millones de barriles diarios) y los países miembros de la Organización de Países Exportadores de Petróleo – OPEP (39 millones de barriles diarios). Los inventarios de crudo en Estados Unidos, se ubican a 2016 en 460 millones de barriles también por encima de niveles históricos, lo cual hace prever, que Estados Unidos tendrá como seguir reduciendo sus importaciones y fortaleciendo su negocio de refinería. Por ende, se condicionan las expectativas de precios significativamente más altos, respecto al nivel actual (Gráfica 1-7).

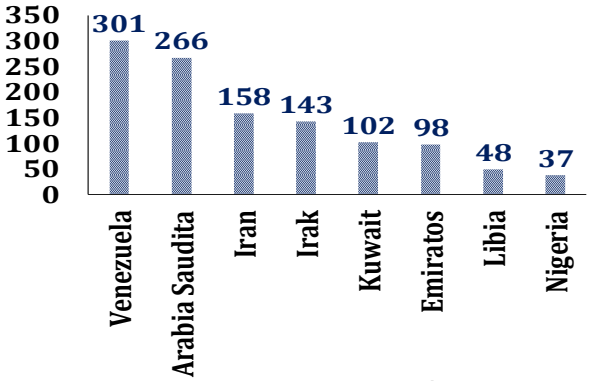
Gráfica 1-7: Precio Petróleo Referencia Brent (USD/ Barril). Histórico y Proyección Largo Plazo.



Fuente de datos: Wood Mackenzie – Cálculos UPME

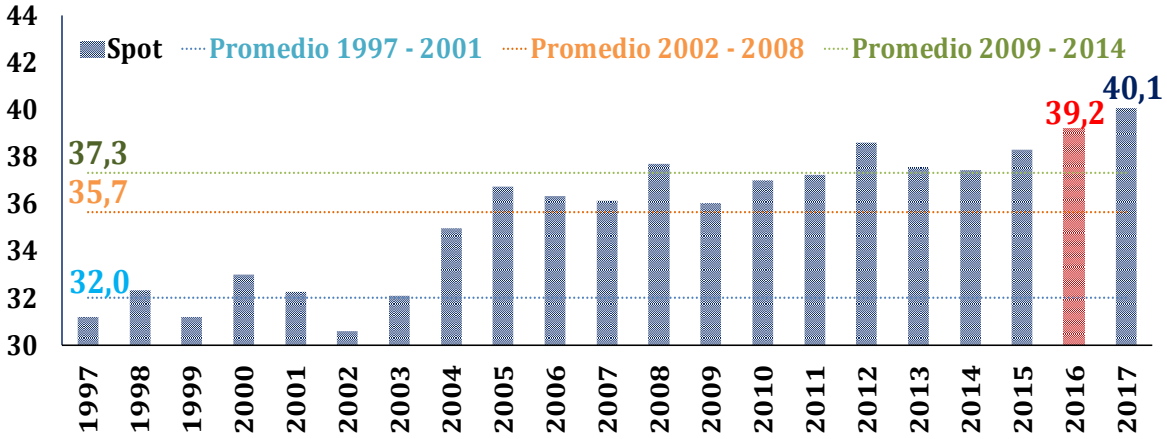
El recorte de producción acordado por la OPEP en la reunión del 30 de noviembre en Viena, liderado por Venezuela, y estimado en 1,3 millones de barriles diarios (Gráfica 1-8), de respetarse el acuerdo, podría llevar el precio del barril a a USD 60, nivel donde la mayoría de las firmas ya podrían superar su break even, ser rentables y dinamizar en forma masiva, la actividad exploratoria de crudo y gas. Esto, a pesar, que la producción de crudo de la OPEP está por encima de máximos históricos, lo que hace difícil sostener un acuerdo de precios a largo plazo (Gráfica 1-9).

Gráfica 1-8: Recorte Producción Petróleo Acuerdo OPEP – Viena. Miles de Barriles Diarios.



Fuente de datos: Wood Mackenzie – Cálculos UPME

Gráfica 1-9: Producción Histórica OPEP (Barriles / Día).

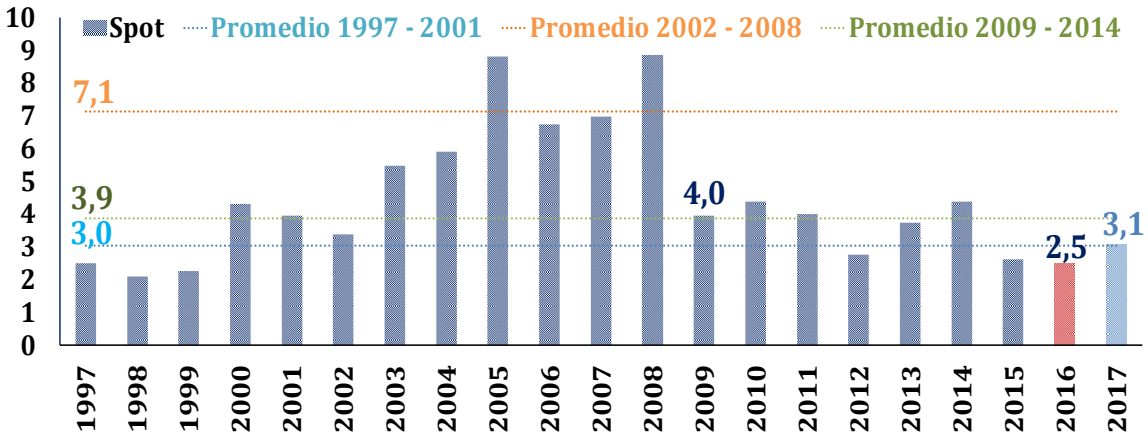


Fuente de datos: Wood Mackenzie – Moody´s – Cálculos UPME

La Subdirección de Demanda de la UPME, prevé un crecimiento del precio del petróleo muy moderado, estimando un escenario base donde los precios a dos años, se mantendrían cercanos a USD 50. A largo plazo, como consecuencia del ajuste que debe darse en producción, por cuenta del rezago generado en exploración ante la caída de precios 2014 – 2016 se estima un repunte del déficit de crudo que debe conducir a un incremento del precio por encima de los US 70, el barril.

En consonancia con las proyecciones de precio del petróleo, el gas también se encuentra en niveles cercanos a los históricos, proyectando cerrar en USD 2,5 / mm btu, precio inferior en 20%, al promedio de esta referencia en 1997 – 2001. La previsión para 2016 es un repunte moderado del precio, cerrando en USD 3,1/ mm btu, aunque distante de los niveles previos a la crisis financiera de 2008.

Gráfica 1-10: Precio Histórico y Proyectado, Gas Natural – Referencia Henry Hub (USD /mm btu).



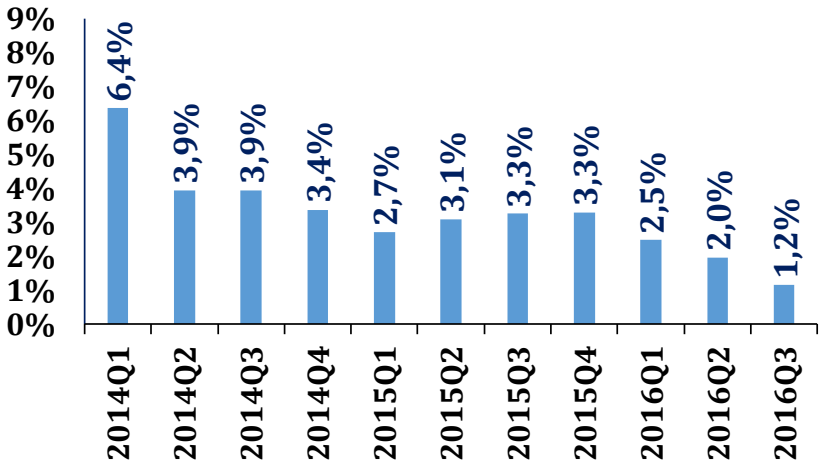
Fuente de datos: Wood Mackenzie – Moody´s – Cálculos UPME

1.3. COYUNTURA ECONÓMICA DE COLOMBIA: EL RETO DE BAJAR LA INFLACIÓN Y REDUCIR EL DÉFICIT FISCAL

Con la caída de los precios del petróleo de niveles de USD 110 por barril en Junio de 2014, al nivel actual de USD 52 (Referencia Brent) habiendo incluso bajado a USD 32 en Febrero de 2016, Colombia perdió su principal fuente de ingresos fiscales, y de generación de divisas, lo que ocasionó una fuerte devaluación, que impulsó el repunte de la inflación, y desaceleró de forma notable el crecimiento económico, el cuál descendió de 6,4% en 2014Q1, a 2% en 2016Q2, cayendo luego a 1,2% en 2016Q3 (Gráfica 1-11).

El crecimiento económico en 2016 ha sido inferior al previsto por analistas (2.8%) y Gobierno (3%) lo cual se ha explicado por la caída en la inversión y consumo, el paro camionero de Junio y Julio, y la reducción en la actividad que la campaña Apagar Paga pudo generar en la industria y el comercio, durante los meses de marzo y abril. A esto debe sumarse el deterioro del crecimiento de la región, donde salvo Perú, las demás economías enfrentan una coyuntura con bajas tasas de crecimiento (Chile, México, Argentina) o negativas, es decir, bajo recesión (Ecuador, Brasil, Venezuela).

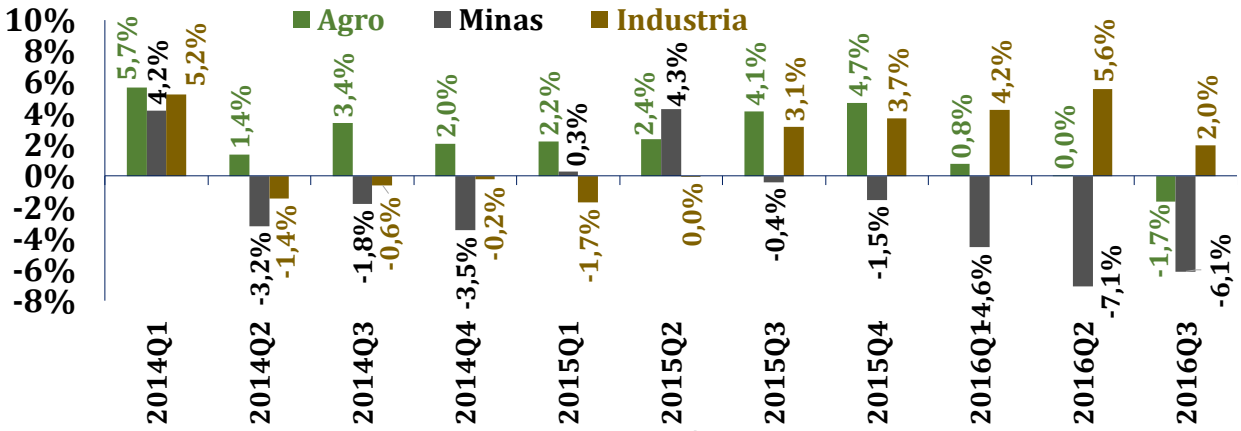
Gráfica 1-11: Crecimiento Económico Colombia 2014Q1 – 2016Q3.



Fuente de datos: DANE – Cálculos UPME

Las previsiones oficiales de crecimiento para 2016, eran optimistas. Se esperaba un mejor desempeño respecto de 2015, por la puesta en marcha de REFICAR, la sustitución de importaciones en favor de la industria, la estabilidad en el consumo de los hogares por el lado de la demanda, y el alto crecimiento, que había venido mostrando la construcción y el comercio por el lado de la oferta. En cuanto la industria, el crecimiento ha estado concentrado en pocos sub – sectores, particularmente en refinería (Reficar) y bebidas. El dato de crecimiento de 6% del segundo trimestre y del 2,3% no es representativo y distorsiona las proyecciones de demanda de energía eléctrica. Aunque es evidente una tendencia al alza en las tasas de crecimiento de sectores industriales, hay alta volatilidad. Los datos de primer semestre y el tercer trimestre no evidencian un impacto negativo atribuible por completo al Fenómeno del Niño ni al Paro Camionero (Gráfica 1-12).

Gráfica 1-12: Crecimiento Económico Colombia por Sectores 2014Q1 – 2016Q3. Agricultura, Minería e Industria.

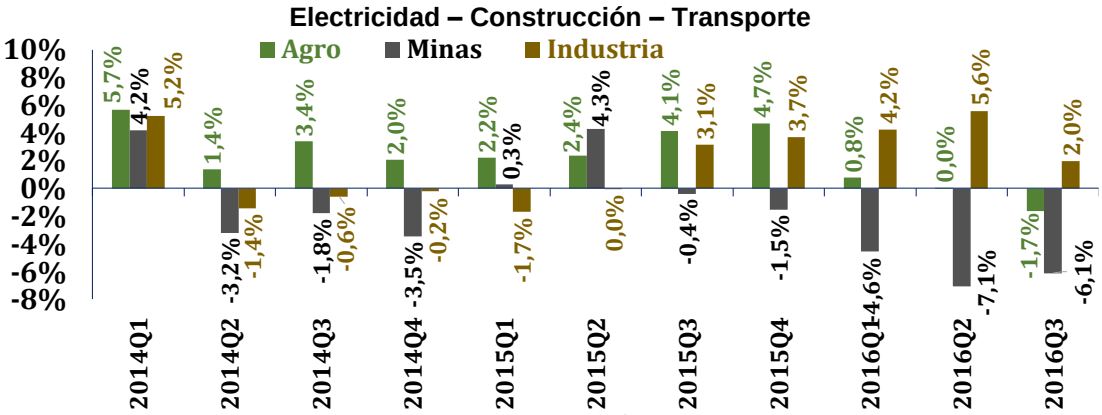


Fuente de datos: DANE – Cálculos UPME

En el transporte, se ha observado una gran desaceleración; éste sector creció en promedio 0,3% en los tres trimestres transcurridos de 2016, afectado por el paro camionero que inició en junio, el incremento en el precio del gas, la caída en la venta de vehículos, la disminución en el crecimiento del flujo de pasajeros fuera del país, y la menor dinámica en actividades relacionadas con agencias de viajes, correo y telecomunicaciones, en respuesta a la desaceleración que ha tenido el consumo de los hogares y la menor actividad económica que la caída en los precios del petróleo y minerales, y el fenómeno del niño, produjeron en la minería y la agricultura (Gráfica 1-12).

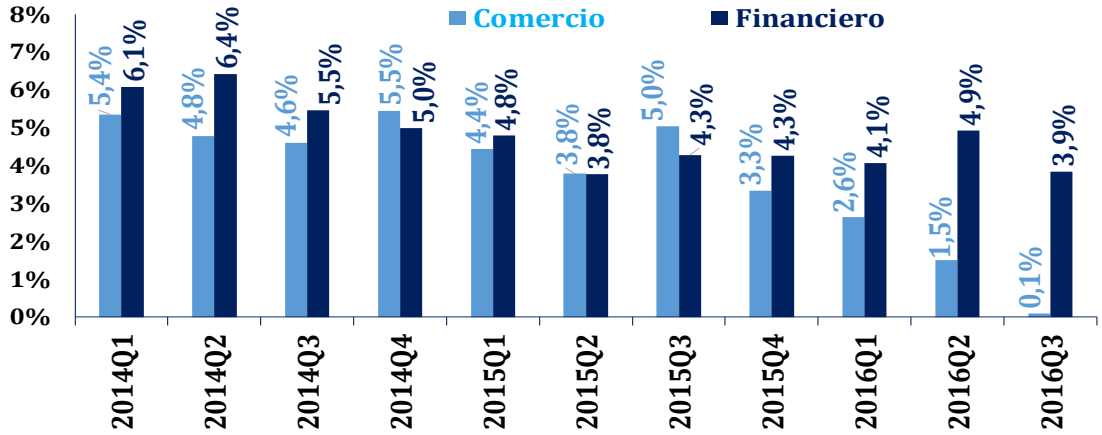
En el sector eléctrico, a pesar de la venta de ISAGEN por parte del Gobierno, el sector se resintió por los sobrecostos que debieron asumir las empresas generadoras ante la caída en el nivel de los embalses por la reducción en el nivel de lluvias, y el incremento en el costo de generación al tener que acudir a las termoeléctricas para cumplir con sus compromisos, situación que aumentó el precio del gas natural.

Gráfica 1-13: Crecimiento Económico Colombia por Sectores 2014Q1 – 2016Q3.



Fuente de datos: DANE – Cálculos UPME

Gráfica 1-14: Crecimiento Económico Colombia por Sectores 2014Q1 – 2016Q3. Comercio – Sector Financiero.



Fuente de datos: DANE – Cálculos UPME

La economía colombiana esta sustentando su crecimiento, en sectores no intensivos en demanda de energía eléctrica, particularmente, el sector terciario, en cabeza del comercio y del sector financiero, y con una tendencia también decreciente, porque son quienes más están sintiendo el endurecimiento de la política monetaria, con tasas de interés más altas para contrarrestar el aumento de la inflación.

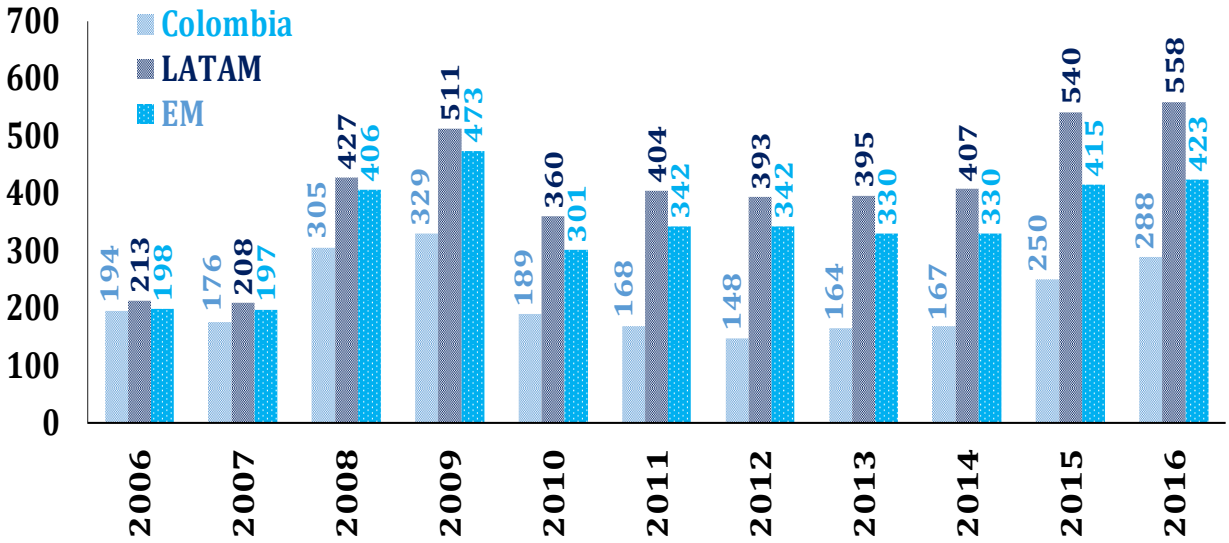
La inflación al consumidor, es la variable fundamental macroeconómica, que más inquieta a los analistas, en la actual coyuntura de la economía colombiana. Desde febrero de 2015, la inflación al consumidor se ubica por encima del nivel objetivo establecido por la Junta Directiva del Banco de la República (2% - 4%), el cual fue ratificado por el Emisor en su Junta de Nov. 2016. El incremento de la inflación, que se presenta desde noviembre de 2013, completará en 2016 dos años por encima de la meta de inflación, estimándose en Dic. 2016 se ubique en un rango entre 6% y 6,5% (Gráfica 1-15). No obstante, la decisión del Banco de la República de aumentar las tasas de interés desde 4,5% (Julio 2015) hasta 7,75% (Agosto 2016), ha contribuido a que la inflación desde el mes de julio de 2016, comenzara a ceder, después de alcanzar en dicho mes un máximo de 9% a 12 meses, la inflación más alta desde que Colombia tiene esquema de inflación objetivo (1999).

Gráfica 1-15: Inflación al Consumidor Versus Inflación al Productor Colombia

Fuente de datos: DANE – Banco de la República

Un hecho a favor, en medio de la desaceleración de la economía colombiana, ha sido que en términos de riesgo país, Colombia sigue estando en mínimos históricos, lo cual ayuda a que el país tenga una mayor capacidad, para atraer inversión de portafolio, además de contribuir, a la renegociación de deuda pública representada en TES a corto y mediano plazo, para liberar recursos por parte del Tesoro Nacional, considerando el menor recaudo potencial en impuestos, consecuente con la actual desaceleración de la economía (Gráfica 1-16).

Gráfica 1-16: Riesgo País Colombia Versus Países Emergentes (EM) y Latinoamérica(LATAM).

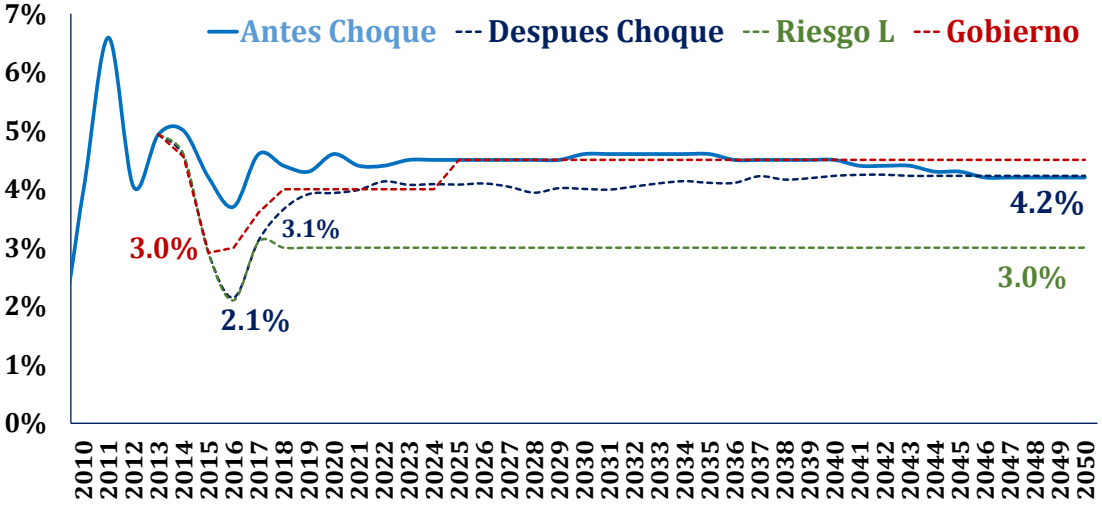


Fuente: Bloomberg – Cálculos UPME

1.4. REVISIÓN DE PROYECCIONES MACROECONÓMICAS DE COLOMBIA: AJUSTE Y RECUPERACIÓN CON UNA DURACIÓN MAYOR A LA PREVISTA POR ANALISTAS

Las proyecciones de crecimiento económico de Colombia a corto y largo plazo, estimadas por parte de la Subdirección de Demanda de la UPME, al comenzar en 2016, y revisadas en junio, apuntaban a un crecimiento de 2,1% en 2016 y de 3,1% en 2017, confiando en un retorno al crecimiento potencial previo al choque petrolero, del 4%, hacia 2020 (Gráfica 1-17). De acuerdo a éste análisis, la economía colombiana enfrentaría el riesgo de un crecimiento a largo plazo no inferior al 3%, pero bajo condiciones normales, de pleno empleo, crecería a largo plazo en 4,2%.

Gráfica 1-17: Proyecciones Iniciales Subdirección Demanda UPME. Crecimiento Económico Colombia (A Junio 2016).



Fuente de Datos: Cálculos UPME

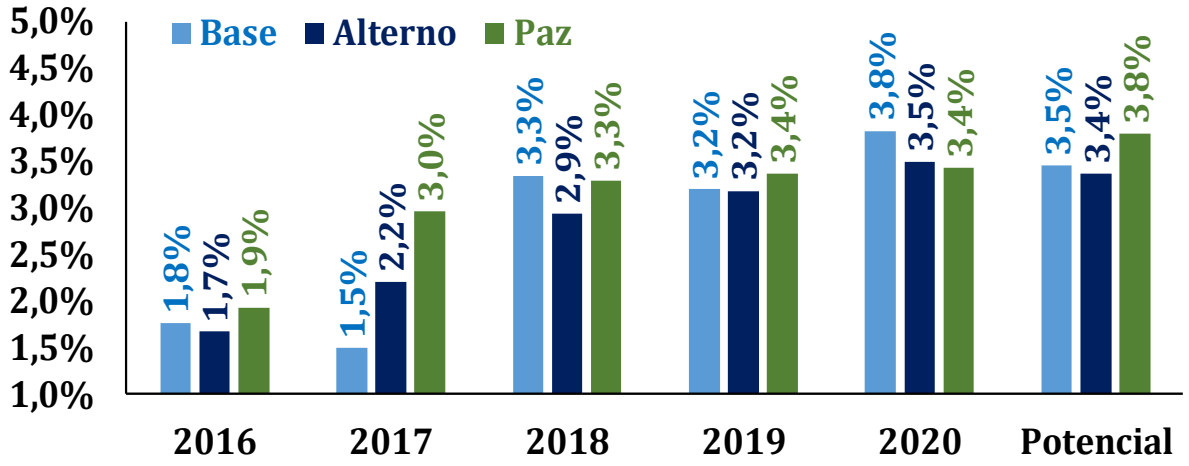
Sin embargo, los datos de crecimiento económico en la medida que confirmaron la dificultad para retoma a una senda de crecimiento mayor al 3% a mediano plazo, y a un crecimiento potencial igual o mayor al 4%, condujeron al Ministerio de Hacienda, analistas y la banca multilateral, a revisar con sesgo hacia abajo, las proyecciones de crecimiento de Colombia, a largo plazo.

El MHCP en su marco fiscal de mediano plazo (MFMP) presentado en Julio de 2016 redujo su previsión de crecimiento de largo plazo de la economía colombiana, de 4,3% a 3,7%. Esto sumado, a la continua revisión a la baja del crecimiento de 2016 y años siguientes por parte de FMI, Banco Mundial, Cepal y Calificadoras de Riesgo, llevaron a la UPME a revisar su escenario de crecimiento, tanto a corto como a largo plazo (Gráfica 1-17).

La Subdirección de Demanda de la UPME estimó un escenario de crecimiento base, en el cual la economía crecería en 1,8% en 2016 (0,5 puntos porcentuales menos que la previsión UPME hecha, en marzo de 2016) y 1,5% en 2017 (que se preveía antes de esta revisión, crecería 3,2%). En este escenario base, el crecimiento de largo plazo es 3,5% (menor al 4,2% que se tenía como escenario en marzo) y se espera un pico de crecimiento en 2020, estimado en 3,8% siempre y cuando: a) haya una reducción en el déficit fiscal, a nivel central, y un superávit a nivel consolidado; b) la inflación esté dentro del rango meta del emisor 2% - 4%; c) un crecimiento de la región mayor al 2% ; d) un nivel de tasas de interés del Emisor menor al 5%.

La vulnerabilidad macroeconómica de países como Colombia, Chile y Brasil, pasa por la evolución de precios de materias primas, reducción de su déficit fiscal, términos de intercambio, y control de presiones inflacionarias. Los efectos de cambios de política económica en EE. UU. con la transición de la Administración Obama a la Administración Trump son a largo plazo: Efecto para Colombia relativamente bajo, por deterioro en términos de intercambio con EE. UU. Situación más compleja para México y China.

Gráfica 1-18: Proyección Actual (Octubre 2016) Subdirección Demanda UPME. Crecimiento Económico Colombia

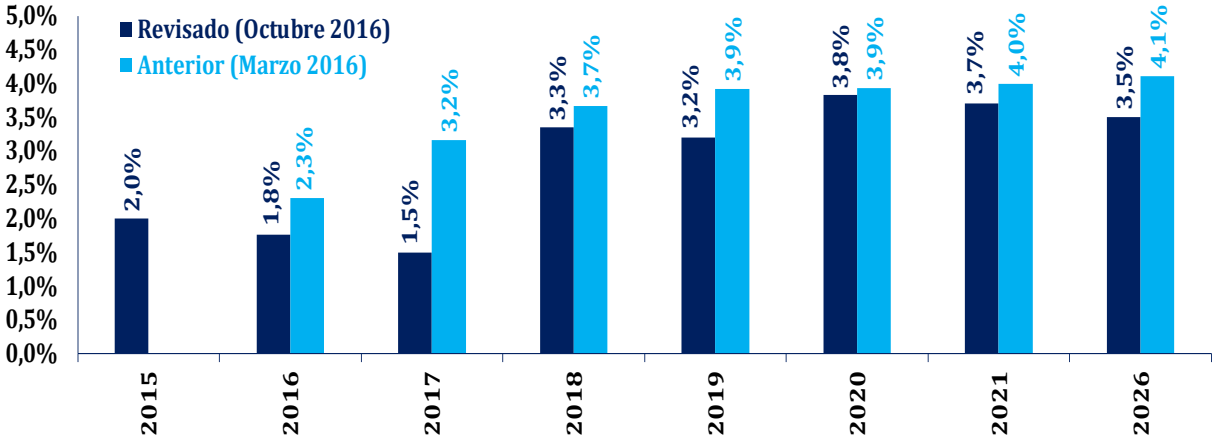


Fuente de datos: Cálculos UPME

Los escenarios bajo los cuales se construyeron los escenarios del PEGT 2016- 2030, considerando la amplitud del ejercicio, y la minimización del riesgo de racionamiento ante una posible previsión de Fenómeno del Niño, fueron los utilizados, en Junio, es decir, considerando, un crecimiento de 2,1% en 2016 (una revisión de a la baja del 2,3% en marzo), 3,2% en 2017, crecimiento potencial de 4,2% y a largo plazo de 4,3%.

Dada la revisión que hizo la Subdirección de Demanda de la UPME en Octubre, y considerando que las proyecciones de demanda de energía eléctrica y de gas natural, consecuentes con un escenario menor de crecimiento a corto y largo plazo (Gráfica 1-19), se redujeron, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) tomó la decisión de no realizar subastas hasta 2019, considerando el retraso del proyecto de Ituango, y el fortalecimiento que ha recibido el parque energético con la reparación de la Central de Guatapé, además del impacto que en términos de elasticidad precio – demanda se han producido en materia de electricidad y gas natural.

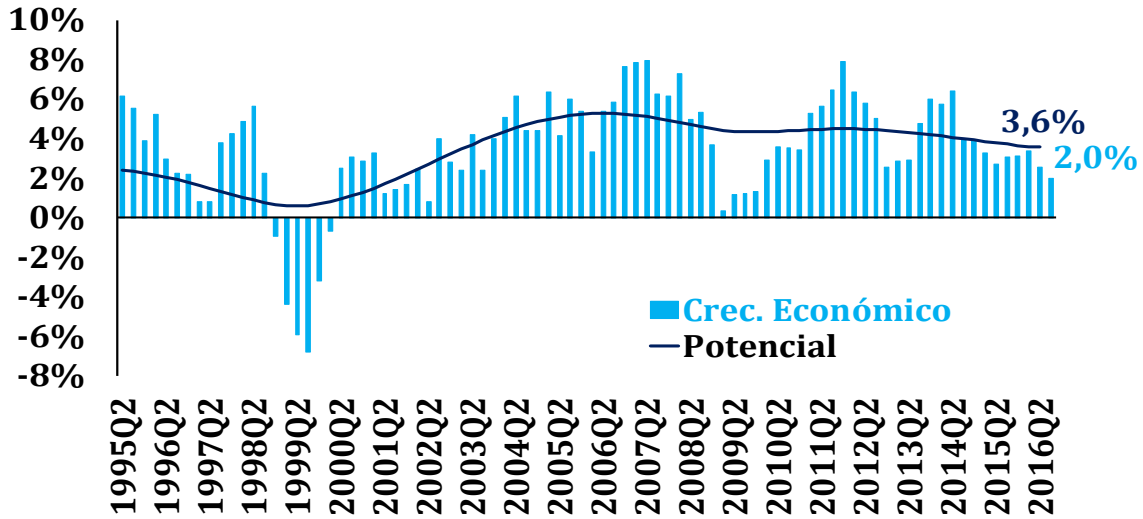
Gráfica 1-19: Comparación Escenarios Subdirecciòn de Demanda UPME. Crecimiento Económico 2016 – 2016



Fuente de datos: Fuente de datos: Cálculos UPME basado en Datos Históricos DANE

Por último, el ejercicio de revisión de proyecciones macroeconómicas, involucró una revisión del crecimiento potencial de la economía en el cual, Colombia lo reduce del 4,2% al 3,6%, lo que indica, que la magnitud del choque petrolero, tiene la capacidad de generar un efecto histéresis, es decir afectar a largo plazo los fundamentales macroeconómicos del país.

Gráfica 1-20: Crecimiento Potencial de la Economía Colombiana

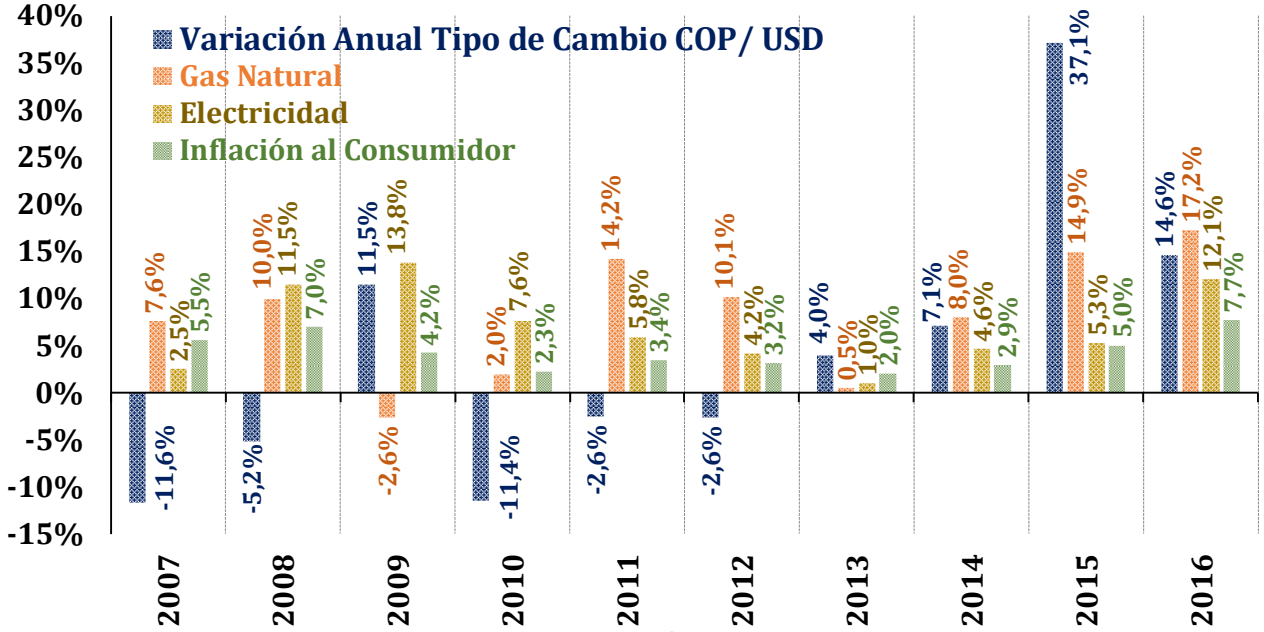


Fuente de datos: Cálculos UPME basado en Datos Históricos DANE

1.5. AJUSTES EN PATRONES DE DEMANDA DE ELECTRICIDAD Y GAS NATURAL POR CAMPAÑA APAGAR PAGA

Con el riesgo de racionamiento, ante el daño en la Central de Guatapé ocurrido en el mes de febrero, y la disminución en el nivel de lluvias, y por ende, el menor nivel de agua en embalses, sumado a las restricciones en disponibilidad de gas natural y diésel, el Gobierno tuvo que implementar la campaña Apagar Paga (AP), la cual estableció estímulos para el ahorro de electricidad, a consumidores que redujeran su demanda por debajo de su nivel histórico, así como penalidades, para quienes mantuvieran un consumo por encima de dicho nivel. Debe, además, considerarse, que la fuerte depreciación del peso durante 2015 y el primer trimestre de 2016, junto al menor crecimiento de la oferta de gas natural, contribuyeron a encarecer la electricidad y el gas natural, al punto de ubicarse, en promedio, durante 2016 hasta noviembre, en 17,2% y 12,1% anual respectivamente, significativamente por encima de la inflación de precios al consumidor (7,7%) de por sí, por encima del rango meta de inflación del Banco de la República (2%- 4%) lo cual significó un deterioro de la capacidad de poder adquisitivo de hogares y empresas, para mantener sus niveles de consumo de energía a niveles históricos, lo que coadyuvo al éxito de AP (Gráfica 1-21).

Gráfica 1-21: Inflación Promedio Anual de Electricidad, Gas Natural y Electricidad



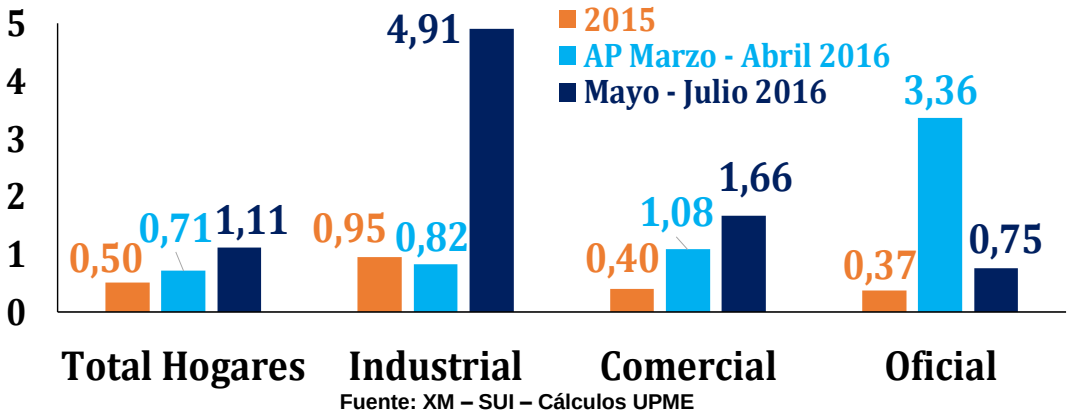
Fuente: DANE – Cálculos UPME

La elasticidad promedio de todo el sector de consumo, se ubica a Julio de 2015 en 0.92, su nivel más alto desde 2007, y con la mayor variación respecto al año precedente en la última década. Esto indica, una tendencia del consumo a ser cada vez más sensible a cambios en los precios, y por tanto, más sensible a cambios en los esquemas tarifarios. El análisis de elasticidad, ha implicado separar tres momentos: antes, durante y después de la campaña Apagar Paga (AP), tanto para el sector regulado como para el no regulado.

En el sector regulado, tanto hogares, como comercio e industria, incrementaron durante y después de AP, su nivel de elasticidad, pero siendo este aumento incluso más fuerte luego de la terminación de la campaña, en particular en la industria (Gráfica 1-22). Los hogares colombianos son hoy dos veces aproximadamente, más sensible, a cambios en los precios que hace un año: su elasticidad promedio, entre mayo y julio, posterior a AP, es de 1,11 superior a la que hubo en la campaña, 0,7, y 2,2 veces por encima de la elasticidad previa a AP, es decir, un incremento del 1% en precios, en los niveles actuales de tarifa, produce una reducción potencial del 1,1%, más que proporcional, en el consumo, luego, es hoy una demanda elástica.

La industria, ha tenido un ajuste aún más drástico. La elasticidad posterior a AP, es en promedio de 4,9, evidenciando una sensibilidad creciente a los cambios en precios, con el agravante que ya en 2015, mostraba señales de mayor sensibilidad a precios, con una elasticidad creciente, cercana a la unidad. En el caso del comercio, el incremento de la elasticidad es también evidente. Su nivel posterior a AP, es de 1,66, aproximadamente 4 veces más el nivel de 2015, y superior en 70%, al nivel de elasticidad durante AP.

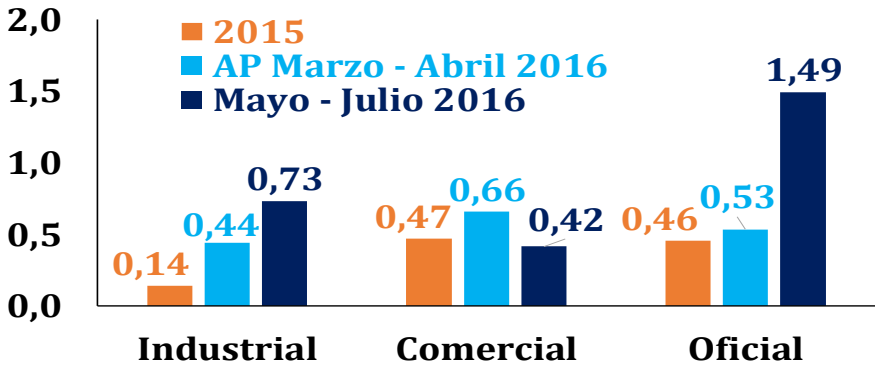
Gráfica 1-22:Impacto Apagar Paga (AP) Elasticidad Precio – Demanda Mercado Regulado de Electricidad.



Fuente: XM – SUI – Cálculos UPME

En cuanto al sector no regulado, la demanda se mantiene inelástica en industria y hogares, aunque también muestra un repunte respecto a la campaña AP. La excepción, es el sector oficial, donde por el menor consumo, estadísticamente tiende a incrementar aún más los ajustes por elasticidad, respecto s los demás sectores. Dado, que, en el sector no regulado, se está expuesto a mayor volatilidad en precios, por estar estos sujetos al comportamiento en bolsa, este factor se internaliza en las decisiones de los agentes, llevando a que la capacidad de ajuste de éstos sea mejor, y por ende, la menor sensibilidad en precios. Es significativo, que la elasticidad de la industria con el consumo no regulado, haya subido en el último año de 0,14 a 0,73, lo que indica, de seguir esta tendencia, a que pueda contraer aún más el consumo facturado. Un caso indicativo fue la tasa negativa de crecimiento de 8,7% en la facturación de industria no regulada, que se presentó en Julio.

Gráfica 1-23. Impacto Apagar Paga (AP) Elasticidad Precio – Demanda Mercado No Regulado Electricidad



Fuente: XM – SUI – Cálculos UPME

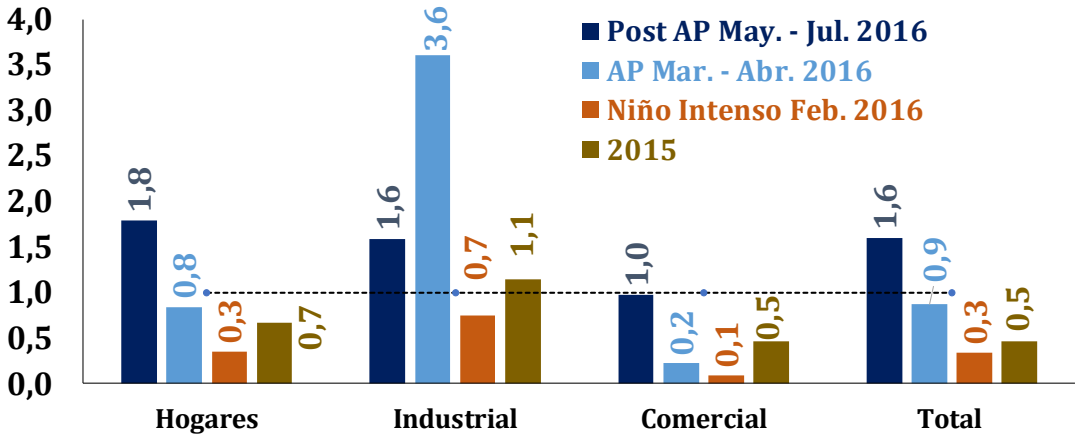
El análisis de elasticidad precio – demanda de gas natural, de forma similar, al hecho que el mercado de energía eléctrica, evidencia el ajuste en la sensibilidad de la demanda (elasticidad que tiende a ser mayor a uno) y la persistencia del ajuste en el patrón de consumo que se da como consecuencia de las medidas que, con Apagar Paga, procuraron desde el Gobierno promover una cultura de ahorro de energía y de eficiencia energética. Que una campaña AP aumente la elasticidad, es el resultado esperado cuando se estimula con precios el bajo consumo, y se castiga con tarifas altas, el consumo por encima del promedio o excesivo: en ambos casos, la demanda se sensibiliza por precios, en consecuencia, la elasticidad debe tender a ser cercana o mayor a 1,0 (demanda sensible o elástica).

En el caso de los hogares, con la campaña AP, la elasticidad precio demanda de gas natural, ha tenido una tendencia creciente, pasando de 0,3 con la intensificación del fenómeno del niño, a 0,8 con la campaña AP (por cada 1% que variase el precio, la variación en la demanda subió en 0,5 puntos porcentuales) y con la

campaña AP, pasó a 1,8 (demanda muy sensible, varia más que proporcionalmente al cambio en los precios). En cuanto a la industria, con el fenómeno del niño, la elasticidad se redujo, de 1,1 a 0,7. Con AP, el ajuste en el consumo, llevó a que la elasticidad subiera a 3,6 (una variación del 1% en los precios, produjo un cambio en la demanda de 3,6%). Posterior a AP, la demanda de gas natural de la industria, se mantuvo elástica (por encima de 1), siendo de 1,6 lo que muestra que los ajustes de AP en patrón de consumo, han mantenido la demanda de gas natural más sensible para la industria nacional. Respecto al comercio, AP no generó un cambio significativo en la elasticidad precio – demanda, pero posterior a AP, la elasticidad subió de 0,2 a 1,0 evidenciando una mayor sensibilidad de la demanda ante cambios en los precios (Gráfica 1-24).

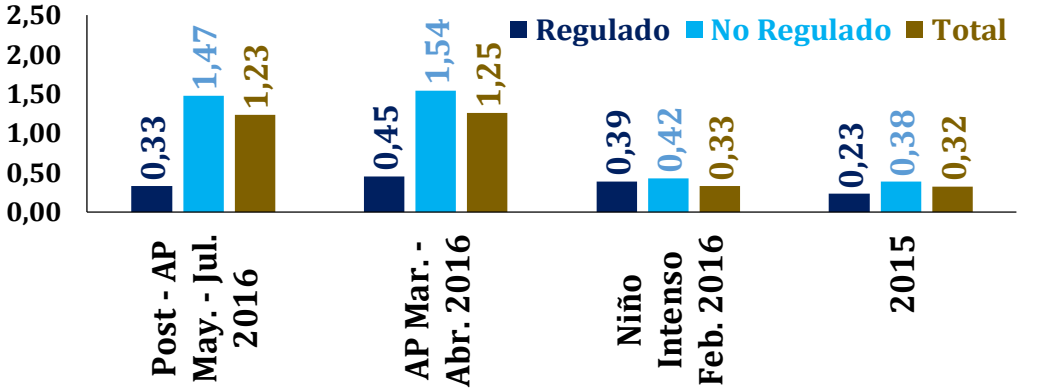
En comparación a la demanda regulada de gas natural (cuya elasticidad subió en forma general, de 0,4 a 0, 45), la demanda no regulada con AP, logró un aumento de la elasticidad mayor, de 0,4 a 1,5, aumento que se ha estabilizado en este nivel, luego de AP, hecho en el que confluyen, al igual que en el mercado regulado, ajustes en cuanto refiere a la eficiencia y el ahorro de gas y energía eléctrica, así como el fuerte aumento en los precios del gas natural, descrito en el comienzo de este numeral (Gráfica 2-25).

Gráfica 1-24: Elasticidad Precio Demanda Gas Natural. Mercado Regulado.



Fuente: XM – SUI – Cálculos UPME

Gráfica 1-25: Elasticidad Precio – Demanda Gas Natural Mercado Regulado Versus No Regulado.

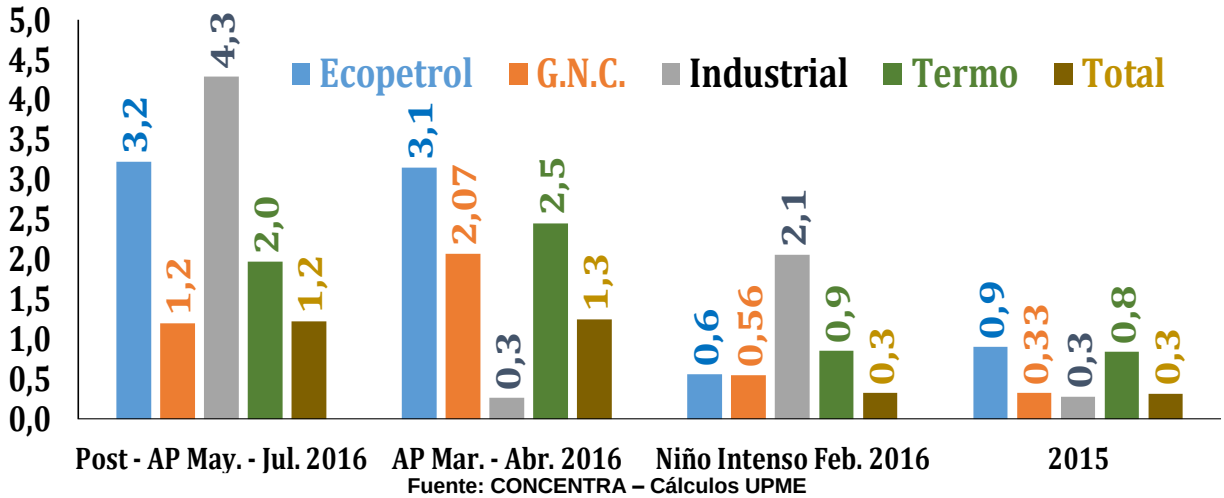


Fuente: CONCENTRA – Cálculos UPME.
***Información con IPC Gas Natural DANE**

En el sector no regulado (Gráfica 1-26), se incrementó la elasticidad precio – demanda en térmicas y Ecopetrol (que cogenera), luego de la campaña AP, ubicándose en niveles de 3,1 y 2,1 respectivamente, durante AP, y de 1,2 y 3,2 respectivamente luego de AP. En el caso de la industria, los resultados muestran una mayor elasticidad durante el fenómeno del Niño, 2,1, un ajuste hacia abajo con AP, y una mayor elasticidad posterior

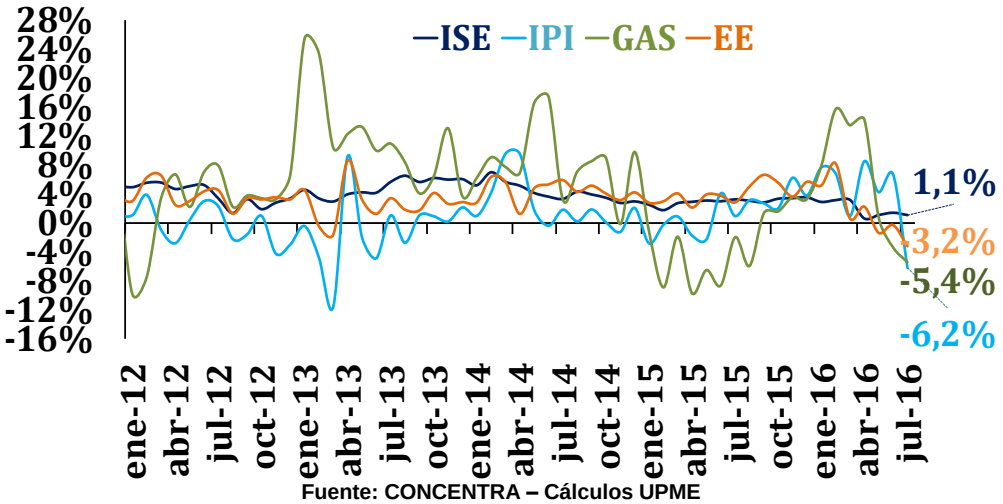
a AP, que se ubica en 4,3. Los resultados obtenidos en elasticidad precio demanda del gas natural, revelan de forma implícita la relación entre un fundamental macro, como es la inflación, con el consumo de gas. En general, el acoplamiento de la demanda de gas natural sigue la dinámica de la actividad económica en general. Al contrastar el índice de seguimiento a la economía (ISE) con el índice de producción industrial (IPI), y las demandas de electricidad (EE) y gas natural (GAS), se evidencia la fuerte correlación positiva entre las 4 series (Gráfica 1-27).

Gráfica 1-26: Elasticidad Precio – Demanda Mercado No Regulado Gas Natura. Sectores Productivos.



Fuente: CONCENTRA – Cálculos UPME
***Información con IPC Gas Natural DANE**

Gráfica 1-27: IPI – ISE VS Demanda Mensual de Gas Natural y Energía Eléctrica.

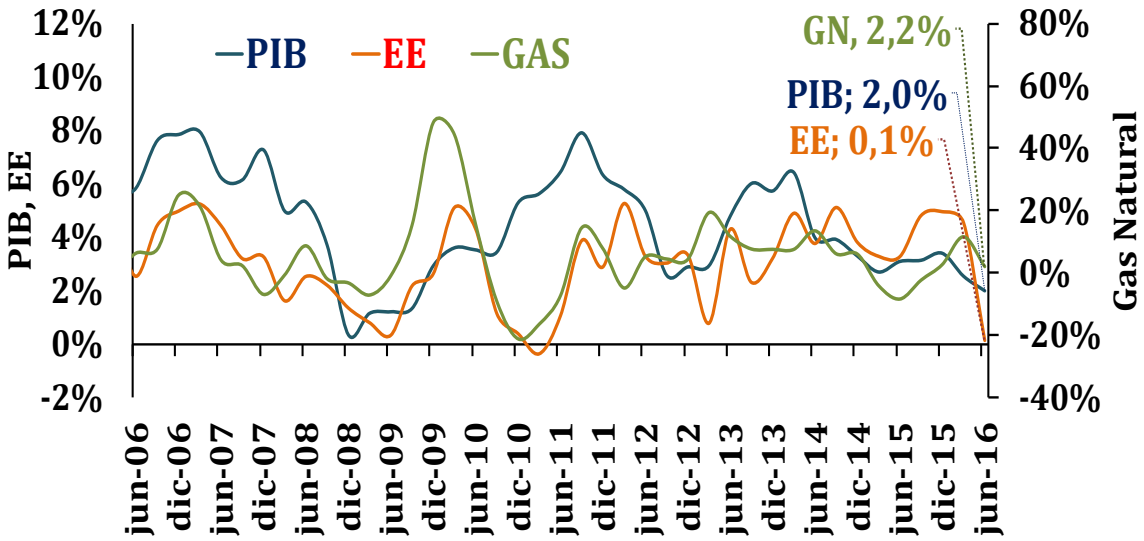


Fuente: CONCENTRA – Cálculos UPME

En la medida que se ha deterioro la dinámica de la actividad económica, y se reducido el crecimiento del IPI y del ISE, se ha acentuado la caída de la demanda de electricidad y gas natural. El crecimiento de la demanda de gas natural, es otra muestra de su acople con los fundamentales macroeconómicos. Durante el segundo trimestre de 2016, con la mayor desaceleración del PIB, que redujo su tasa de crecimiento de 2,5% a 2%, la demanda de gas natural del primer al segundo trimestre de 2016, redujo su crecimiento de 11,7% a 2,2%, mientras, en el caso de la energía eléctrica, la tasa de crecimiento, para el mismo período, se redujo de 4,5% a 0,1% (Gráfica 1-28).

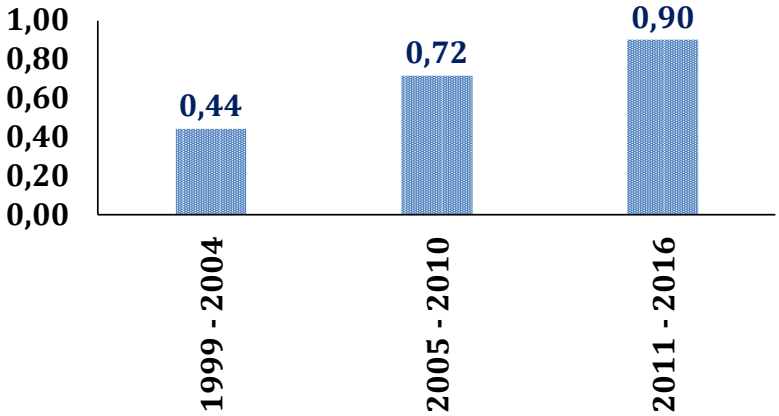
Los análisis de correlación revelan que en la presente década, en Colombia, se mantiene una fuerte correlación tanto entre la demanda de gas natural, y la actividad económica, como entre la demanda de gas natural y la demanda de energía eléctrica, así como entre la demanda de electricidad y el crecimiento económico (Gráfica 1-29, Gráfica 1-30) . En el caso de la demanda de gas natural, con relación al PIB la relación ha fortalecido una tendencia creciente, que deja entrever a la demanda de gas natural como un buen predictor a priori de la actividad económica.

Gráfica 1-28: Crecimiento Anual PIB Vs Crecimiento Anual Demanda EE y Gas Natural.



Fuente: DANE – Cálculos UPME

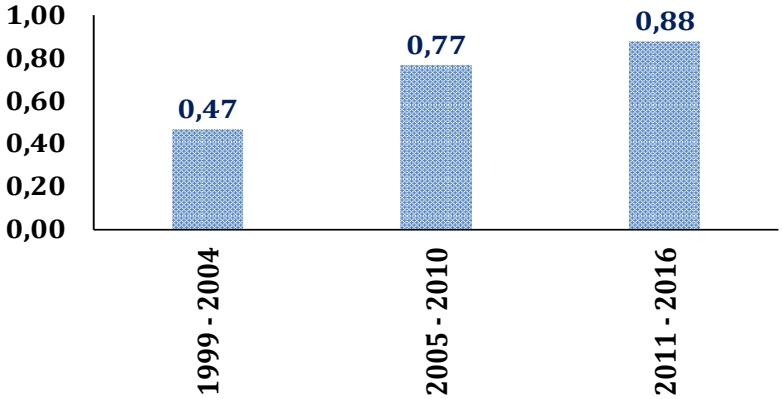
Gráfica 1-29: Correlación Demanda GN Vs PIB



Fuente: CONCENTRA – Cálculos UPME

La correlación entre la demanda de energía eléctrica y el gas natural es alta, siendo de 0,88 en la presente, evidenciando la baja capacidad de sustitución de ambos, lo que se manifiesta en la similitud de tendencias en consumo en ambos, en la actual coyuntura de precios altos, que ha conducido a una mayor elasticidad observada precio – demanda en el consumo de electricidad y gas natural, hecho que se contradice con la teoría económica, en cuanto la presencia de dos insumos de producción, los cuales si tienen una función similar, que en este caso es la alimentación del sistema de energía, deberían tener una relación de sustitución bruta.

Gráfica 1-30: Correlación Demanda GN Vs EE

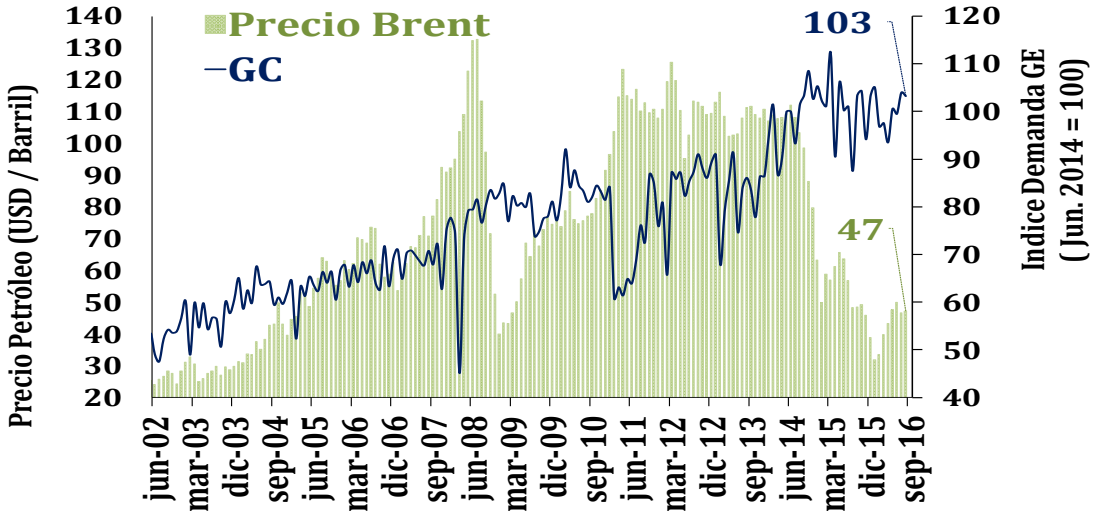


Fuente: CONCENTRA – Cálculos UPME

Examinar las razones de la contracción de la demanda de electricidad, implica examinar sus mayores componentes, industria y los grandes consumidores, teniendo en cuenta el impacto de la desaceleración económica, y el efecto rezagado de la campaña apagar paga. En el caso de los Grandes consumidores (Cira Infantas, Cerrejón, Oxy, Rubiales y Cerro Matoso) la demanda de electricidad entre agosto de 2015 y junio de 2016 se contrajo 4,1% principalmente por la reducción de la producción, en consonancia con la caída en los precios mundiales del petróleo, el carbón y el níquel, además del proceso de reingeniería que las empresas del sector están llevando a cabo, procurando una mayor eficiencia y la reducción en los costos de producción, a fin de ajustarse a un nuevo escenario a mediano plazo, con precios estables y más bajos tanto en minerales como en hidrocarburos.

La contracción en la demanda de electricidad de los grandes consumidores, llevó a que su participación en la demanda nacional, descendiera de 5,6% en febrero de 2014, a 4,8% en agosto de 2016. En términos relativos, la demanda de grandes consumidores, tomando como base, junio de 2014, mes en el que comenzó la caída de precios de los hidrocarburos, había tenido un descenso desde abril de 2015, que sólo se ha revertido desde mayo de 2016, como respuesta al mejor desempeño en el mercado de los precios de materias primas. De hecho, esto se pone en evidencia, con la correlación positiva entre el precio del petróleo y el índice de demanda en grandes consumidores.

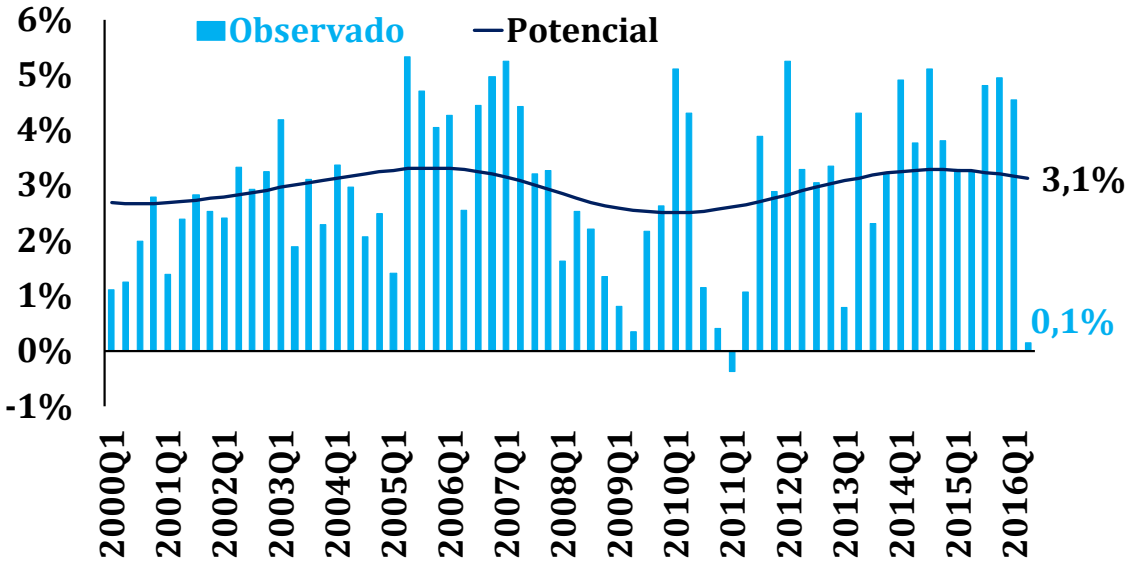
Gráfica 1-31: Precio Petróleo (Brent) Vs Demanda Electricidad Grandes Consumidores.



Fuente: DANE – XM – Cálculos UPME

La inquietud planteada con la volatilidad que ha tenido la demanda de energía eléctrica durante el último año, es determinar el potencial de su crecimiento a largo plazo, y su comparación con el crecimiento potencial de la economía. El crecimiento potencial de la economía, de acuerdo a la estimación de la UPME es 3,6%, el cuál se ha reducido en respuesta al choque sufrido por la economía con la caída de los precios del petróleo. En el caso de la demanda de energía eléctrica, la estimación de su crecimiento potencial, acorde con la capacidad de crecimiento de la economía, es 3,1%, lo que evidenciaría que las tasas de crecimiento observadas en los trimestres previos en la demanda, superiores al 4%, no son sostenibles (Gráfica 1-32).

Gráfica 1-32: Crecimiento Potencial Demanda Energía Eléctrica en Colombia



Fuente: DANE – XM – Cálculos UPME

1.6. CONCLUSIONES

Al estar el crecimiento potencial de la demanda de energía eléctrica, por debajo del crecimiento potencial de la economía, estimado en 3,6% anual, se evidencia concordancia con la menor intensidad en consumo de electricidad de los sectores que presentan las mayores tasas de crecimiento (sector terciario), pero su relativa cercanía, es a su vez consistente con la alta correlación, en cuanto tendencias de largo plazo, que sigue teniendo la demanda de energía eléctrica con el PIB. Así mismo, el menor crecimiento potencial de la demanda de electricidad, tiende a capturar, el impacto que las transformaciones demográficas, por el lado de los hogares, con su menor tamaño, y la tendencia a un crecimiento de la población menor al 2%, y el cambio en la composición de la industria, están teniendo en el comportamiento de la demanda eléctrica y su potencial de crecimiento, habida cuenta que los hogares y la industria constituyen el 45% y 21% respectivamente del consumo nacional.

En síntesis, con un escenario de crecimiento económico potencial menor para Colombia, a 2030, es consecuente la revisión a la baja en el crecimiento potencial de las demandas de energía eléctrica y gas natural, considerando los escenarios macroeconómicos estimados por la Subdirección de Demanda de la UPME, que invitan a la prudencia sobre la previsión de la economía, considerando que la economía colombiana completará en 2017 su proceso de ajuste, luego de lo cual, con un mejoramiento de su situación fiscal, donde es clave la aprobación la reforma tributaria propuesta y radicada por el Gobierno ante el Congreso de la República en el último trimestre de 2016, un mejor entorno económico regional, y una mayor

homogeneidad en el crecimiento por sectores, esto es, una nueva economía, sin un sector particularmente líder, y sin sustentar el crecimiento en actividades primarias, sino en industria y servicios, es factible revisar hacia arriba las previsiones de crecimiento potencial, tanto de la economía, como de la demanda de servicios en electricidad y gas natural.

2. PROYECCIONES NACIONALES DE DEMANDA ELÉCTRICA

A continuación se presentan los escenarios de proyección de la demanda de energía y potencia, revisión junio de 2016, junto con los supuestos considerados, así como la metodología empleada por la UPME para llevar a cabo este ejercicio de planificación.

2.1. PROYECCIÓN DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA

La proyección de la demanda de energía eléctrica en Colombia para el Sistema Interconectado Nacional (SIN) es un insumo de la mayor importancia para el planeamiento de la generación de energía eléctrica en el país, pronosticando de manera anticipada, eficaz, eficiente y efectiva los proyectos para la generación futura de energía eléctrica podrían evitar desequilibrios en el Mercado de Energía Mayorista (MEM).

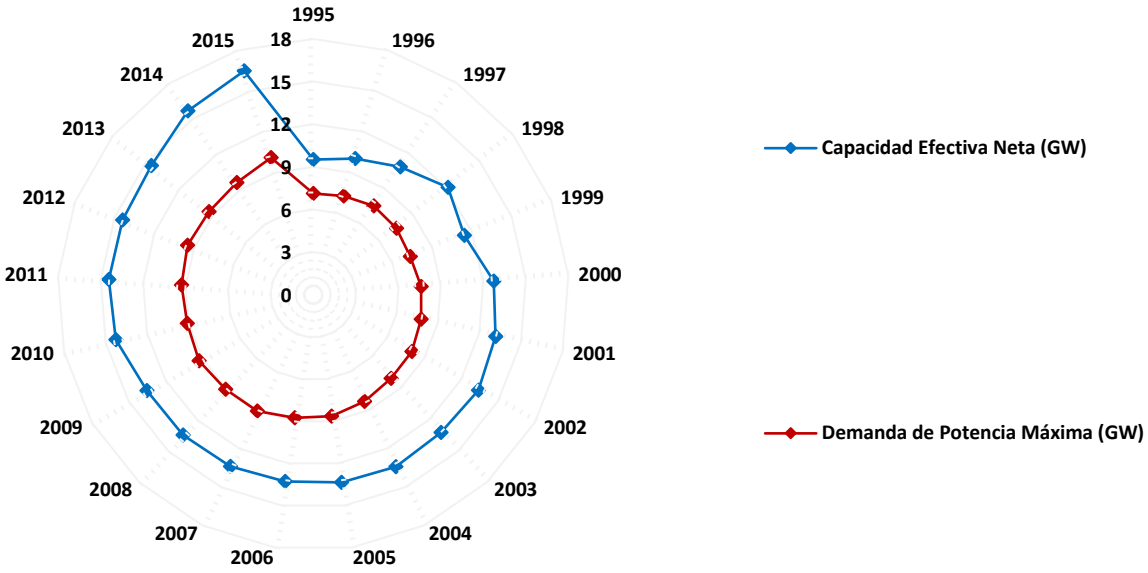
La demanda de energía eléctrica sin incluir GCE para el período de septiembre de 2015 a marzo de 2016, ha tenido un crecimiento del 4,75%, estando 1,81% por encima del crecimiento en el mismo período para 2013 - 2014. Sin embargo, si se incluyen los GCE (Rubiales y Drummond) el crecimiento para el periodo septiembre 2015 a marzo 2016 alcanzó el 5,01%, mostrando una diferencia del 1,23% en el mismo período para 2013 – 2014. Esto se debió especialmente, al fenómeno climático de “El Niño” que afronto el país.

Durante los últimos 6 meses se ha visto afectada la generación y la demanda de energía como consecuencia del aumento creciente de la temperatura, y la severidad del periodo de sequía extremo, además del cambio de los patrones de precipitación acuosa. De manera similar, para la demanda de potencia máxima para el período de septiembre de 2015 a marzo de 2016, ha tenido un crecimiento del 5,12%, estando 4,17% por encima del crecimiento en el mismo período para 2013 – 2014. Sin embargo, si se incluyen los GCE (Rubiales y Drummond) el crecimiento para el periodo septiembre 2015 a marzo 2016 alcanzó el 5,22%, mostrando una diferencia del 2,97% en el mismo período para 2013 – 2014.

La metodología empleada para la construcción de los escenarios de proyección desde noviembre de 2013 a la fecha, guardan una estrecha relación, que ha permitido realizar los contrastes necesarios para el desarrollo de mecanismos que permitan identificar los cambios, tanto en bases de datos, como en las metodologías. La incorporación de la demanda constituida como Grandes Consumidores Especiales (GCE), se realiza de acuerdo a una constante verificación del avance de dichas conexiones y se ajusta en función de los retrasos en la ejecución real verificada.

En la Gráfica 2-1, se observa como la capacidad instalada ha respaldado durante 21 años (1995 – 2015) la demanda de potencia máxima con una diferencia de aproximadamente el 35%, lo cual muestra la robustez del sistema, sin embargo no está exenta de impactos climáticos, de infraestructura, entre otros.

Gráfica 2-1: Crecimiento anual Demanda de Potencia Máxima (SIN 1T14) vs PIB, Población y Temperatura.



Fuente: UPME, Base de Datos XM, 2016.

2.1.1. Metodología

Como se ha mencionado anteriormente en los informes de revisión, el modelo de largo plazo es un modelo econométrico de combinación de pronósticos[1] (explicado en los informes de julio y noviembre de 2014); empleando modelos multivariados como los VAR (Modelo de Vectores Autorregresivos) y los VEC (Modelo de Vectores de Corrección de Error), los cuales proponen un sistema de ecuaciones, con tantas ecuaciones como series a analizar o predecir.

Los datos introducidos en el modelo de esta revisión son: las series históricas de la Demanda de Energía Eléctrica de Colombia obtenidas del Operador del Sistema (XM), los datos económicos (PIB Total) del Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE), los datos demográficos (Población) de la Organización de las Naciones Unidas (UN) y el dato climático (Temperatura) obtenido del Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM). La abreviatura y la periodicidad de las variables se muestran en la Tabla 2-1.

Tabla 2-1: Variables de la Demanda de EE a largo Plazo.

	ABREVIATURA	PERIODICIDAD	FUENTE
Demanda de Energía Eléctrica :	**DEE**	Mensual (Enero 1991 – Marzo 2016)	XM
PIB Total :	**PIBTotal**	Trimestral (Marzo 1994 – Diciembre 2015)	DANE
		Trimestral (Marzo 2016 – Diciembre 2050)	UPME
Población :	**POB**	Anual (1950 – 2100)	ONU (Organización Naciones Unidas)
Temperatura Media Áreas Geográficas del SIN :	**TEMP**	Mensual (Enero 1971 – Diciembre 2100)	IDEAM

Fuente: UPME, Base de Datos XM, UN, DANE e IDEAM, 2015.

[1] **CASTAÑO V., ELKIN.** *Revista Lecturas de Economía No. 41. "Combinación de pronósticos y variables predictoras con error".*

Los modelos empleados para la construcción del modelo de largo plazo en esta revisión fueron: un modelo VAR endógeno, un VAR exógeno, y un modelo VEC con variable exógenas (variable simulada de tipo impulso o escalón "Dummy" – 09/2010 a 03/2011 y 09/2015 a 03/2016).

La estimación eficiente de las ponderaciones se realizó otorgándole mayor valor al modelo que cumpliera con los parámetros más idóneos. Los parámetros calificados fueron: los criterios de Akaike, Schwarz y el Logaritmo de Máxima Verosimilitud Conjunto. El resultado de dicho análisis dio como resultado las siguientes participaciones: Modelo VAR endógeno (42%), Modelo VAR exógeno (39%) y Modelo VEC (19%).

Por otra parte, los escenarios alto y bajo se calcularon a partir del escenario medio con un ancho de banda del 95% (Z1, 96), lo que permitirá incorporar la incertidumbre originada por los Grandes Consumidores Especiales (GCE), capturando con un mayor grado de confiabilidad los valores reales futuros asociados a la demanda de energía, tanto en electricidad como en potencia máxima.

A continuación en la Tabla 2-1, se presentan los supuestos macroeconómicos (PIB), sociales (Población) y climáticos (Temperatura Media Áreas Geográficas del SIN), tanto históricos como proyectados, que son los drivers empleados para la elaboración de los modelos de largo plazo de demanda de energía eléctrica.

El escenario de crecimiento económico construido por la UPME es consistente con las proyecciones estimadas por el Fondo Monetario Internacional (FMI) y el Ministerio de Hacienda y Crédito Público (MHCP) (Tabla 2-3 y Tabla 2-4). La UPME proyecta un escenario de crecimiento económico en Colombia de 2,33% para 2016 y de un 3,13% en 2017, así como un crecimiento a mediano plazo de 3,8% (2020). (Revisión Abril de 2016).

Tabla 2-2: Principales Supuestos Macroeconomicos, Sociales y Climaticos empleados en las proyecciones.

	PIB (Precios Constantes – Millones de Pesos 2005)	Temperatura Media Áreas Geográficas del SIN (°C)	Población (Habitantes)	Crecimiento Anual		
				PIB	Temperatura Media Áreas Geográficas del SIN	Población
2010	424.599	23,73	45.918	3,97%	-0,07%	1,10%
2011	452.578	*23,86*	46.406	6,59%	*0,57%*	1,06%
2012	470.880	*23,99*	46.881	4,04%	*0,55%*	1,02%
2013	493.831	*23,98*	47.342	4,87%	*-0,03%*	0,98%
2014	515.489	*24,01*	47.791	4,39%	*0,12%*	0,95%
2015	531.376	*23,94*	*48.229*	3,08%	*-0,29%*	*0,92%*
2016	*543.782*	*24,08*	*48.654*	*2,33%*	*0,55%*	*0,88%*
2017	*560.796*	*24,09*	*49.068*	*3,13%*	*0,06%*	*0,85%*
2018	*581.348*	*24,00*	*49.469*	*3,66%*	*-0,35%*	*0,82%*
2019	*604.140*	*24,01*	*49.856*	*3,92%*	*0,01%*	*0,78%*
2020	*627.897*	*24,10*	*50.229*	*3,93%*	*0,40%*	*0,75%*
2021	*652.933*	*24,22*	*50.587*	*3,99%*	*0,47%*	*0,71%*
2022	*679.911*	*24,26*	*50.931*	*4,13%*	*0,17%*	*0,68%*
2023	*707.596*	*24,19*	*51.261*	*4,07%*	*-0,29%*	*0,65%*
2024	*736.511*	*24,22*	*51.576*	*4,09%*	*0,14%*	*0,62%*
2025	*766.558*	*24,26*	*51.878*	*4,08%*	*0,16%*	*0,58%*
2026	*798.009*	*24,27*	*52.165*	*4,10%*	*0,02%*	*0,55%*
2027	*830.298*	*24,33*	*52.439*	*4,05%*	*0,26%*	*0,52%*
2028	*863.021*	*24,36*	*52.698*	*3,94%*	*0,13%*	*0,49%*
2029	*897.761*	*24,32*	*52.944*	*4,03%*	*-0,14%*	*0,47%*
2030	*933.774*	*24,30*	*53.175*	*4,01%*	*-0,09%*	*0,44%*
Fuente:	DANE - Cálculos UPME	IDEAM	Naciones Unidas			
Revisión:	Abril de 2016	2015	Julio de 2015			

Tabla 2-3: Principales Supuestos Macroeconómicos.

	PIB Interno Real ($ Miles de Millones de 2005)			Variación porcentual		
	MHCP	FMI	UPME	MHCP	FMI	UPME
2015	531.376	531.376	531.376	3,1%	3,1%	3,1%
2016	547.096	544.670	543.782	*3,0%*	*2,5%*	*2,3%*
2017	566.244	560.839	560.796	*3,5%*	*3,0%*	*3,1%*
2018	588.328	581.705	581.348	3,9%	3,7%	3,7%
2019	613.626	605.842	604.140	4,3%	4,1%	3,9%
2020	641.852	631.590	627.897	4,6%	4,3%	3,9%
2021	672.661	656.798	652.933	4,8%	4,0%	4,0%
2022	703.604		679.911	4,6%		4,1%
2023	733.388		707.596	4,2%		4,1%
2024	761.630		736.511	3,9%		4,1%
2025	790.709		766.558	3,8%		4,1%
2026	820.612		798.009	3,8%		4,1%
2027	851.307		830.298	3,7%		4,0%

Fuente: UPME, MHCP, FMI, 2016.

Tabla 2-4: Pronósticos de analistas. Encuestas Trimestral de Expectativas Banco de la República.

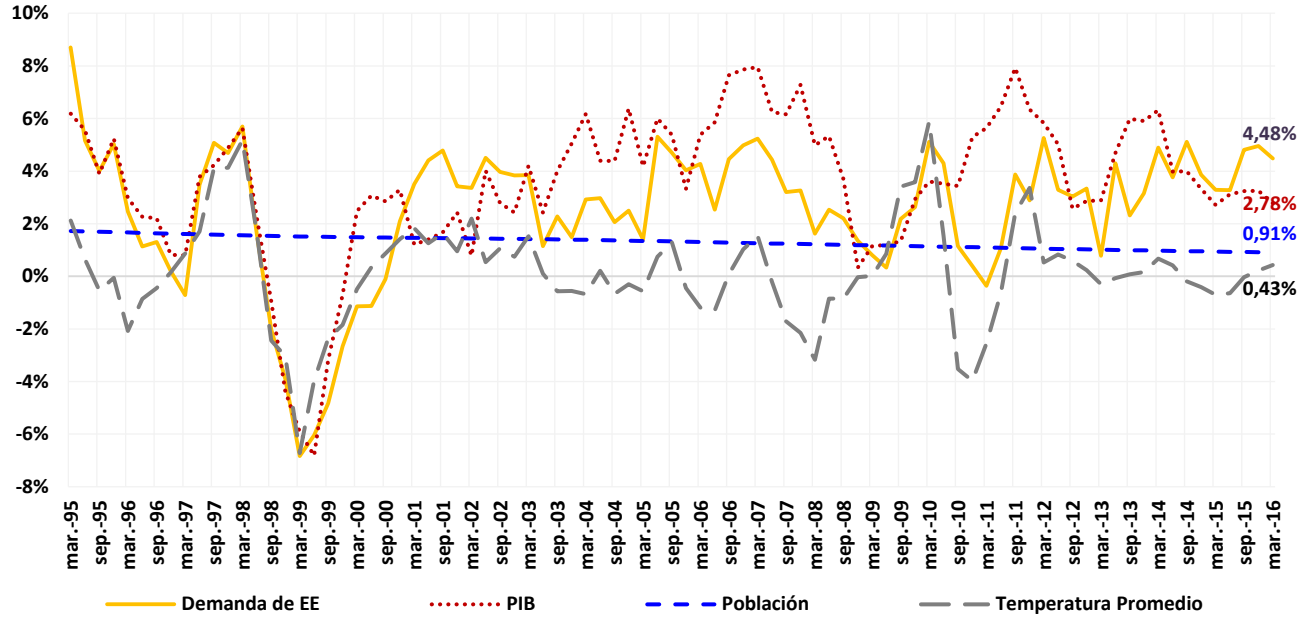
	2016	2017
Analistas Locales		
Alianza Valores	2,0%	2,5%
ANIF	2,5%	3,4%
Banco de Bogotá	3,0%	3,5%
Bancolombia	2,6%	2,9%
BBVA Colombia	2,0%	3,0%
BTG Pactual	2,3%	3,1%
Corficolombiana	2,7%	3,2%
Corpbanca	2,5%	3,7%
Corredores Davivienda	2,6%	3,7%
Credicorp Capital	2,3%	3,2%
Davivienda	2,6%	3,7%
Fedesarrollo	2,5%	3,0%
Ultraserfinco	2,8%	3,2%
Promedio	*2,5%*	*3,2%*
Analistas Externos		
Citibank-Colombia	2,4%	3,0%
Deutsche Bank	2,4%	3,1%
Goldman Sachs	2,2%	2,7%
JP Morgan	2,2%	3,2%
Promedio	*2,3%*	*3,0%*

Nota: Cierre del análisis Marzo de 2016.

Fuente: Banco de la República (encuesta electrónica).

El crecimiento anual, en los últimos 5 años (2011 – 2015) para demanda de energía eléctrica ha presentado un crecimiento promedio de 3,3% y para la demanda de potencia máxima un crecimiento promedio de 2,1 %. (Gráfica 2-2 y Gráfica 2-3).

Gráfica 2-2:Crecimiento anual Demanda de Energía Eléctrica (SIN 1T16) vs PIB, Población y Temperatura.

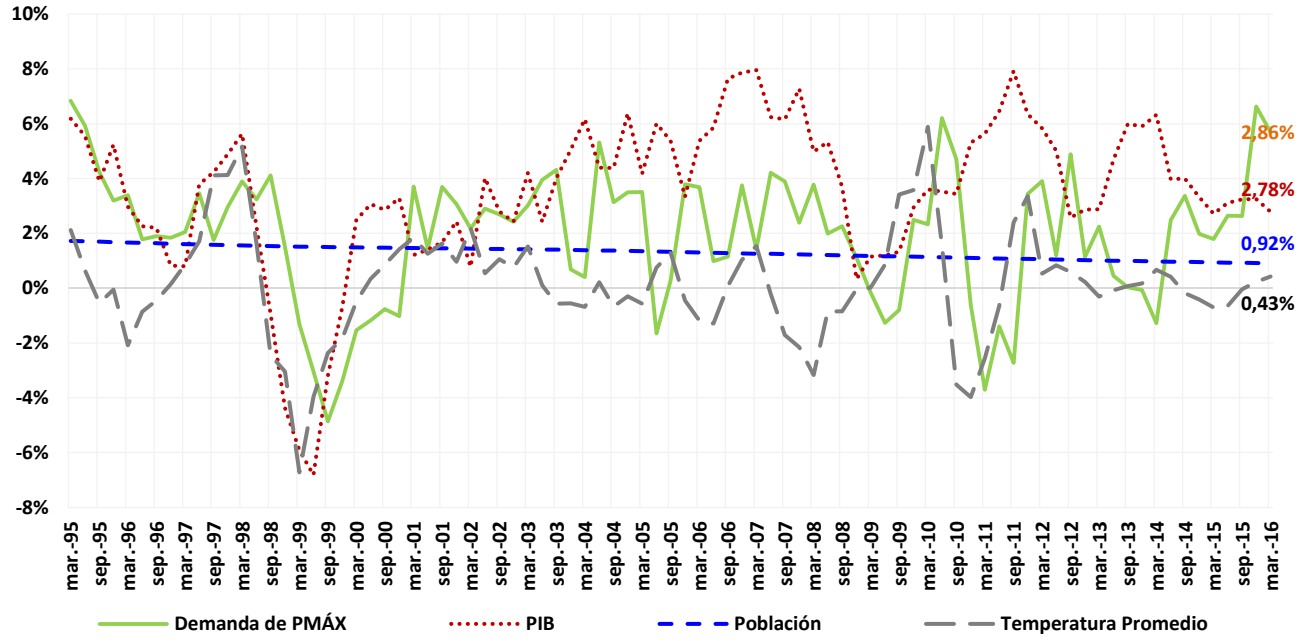


Correlación Demanda de energía eléctrica vs:

PIB Total: 72,77%.
Población: -7,13%.
Temperatura media del SIN: 58,25%.

Fuente de datos: Portal BI - XM, DANE, IDEAM y ONU, 2016
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 2-3:Crecimiento anual Demanda de Potencia Máxima (SIN 1T16) vs PIB, Población y Temperatura.

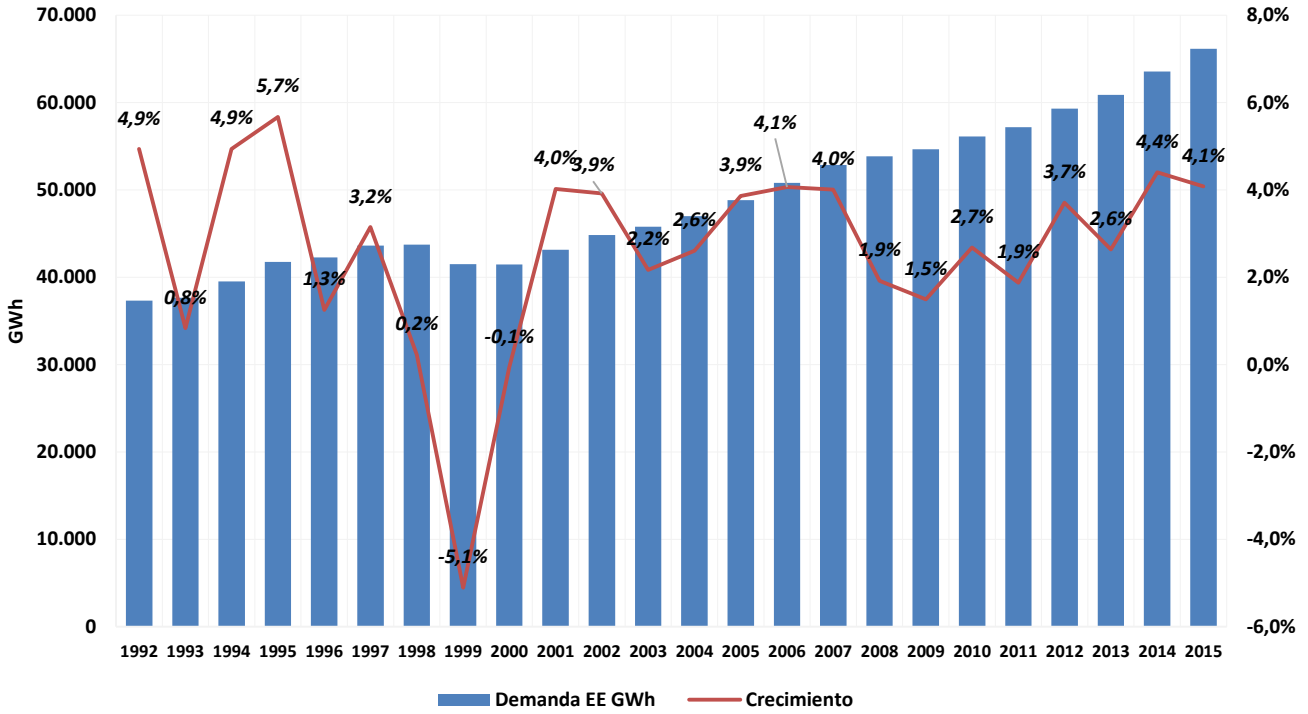


Correlación Demanda de potencia máxima vs:

PIB Total: 42,64%.
Población: 12,06%.
Temperatura media del SIN: 34,08%.

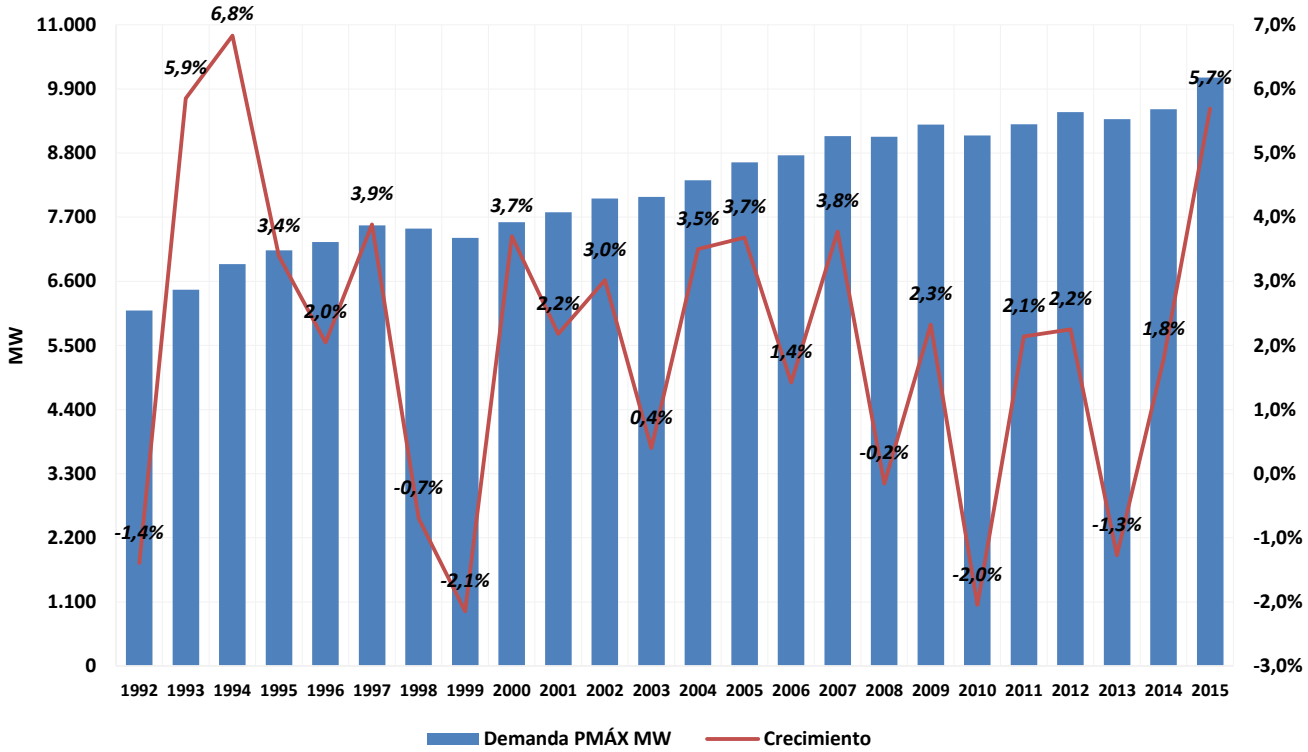
Fuente de datos: Portal BI - XM, DANE, IDEAM y ONU, 2016
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 2-4: Evolución anual de la demanda de energía eléctrica 1992 -2015.



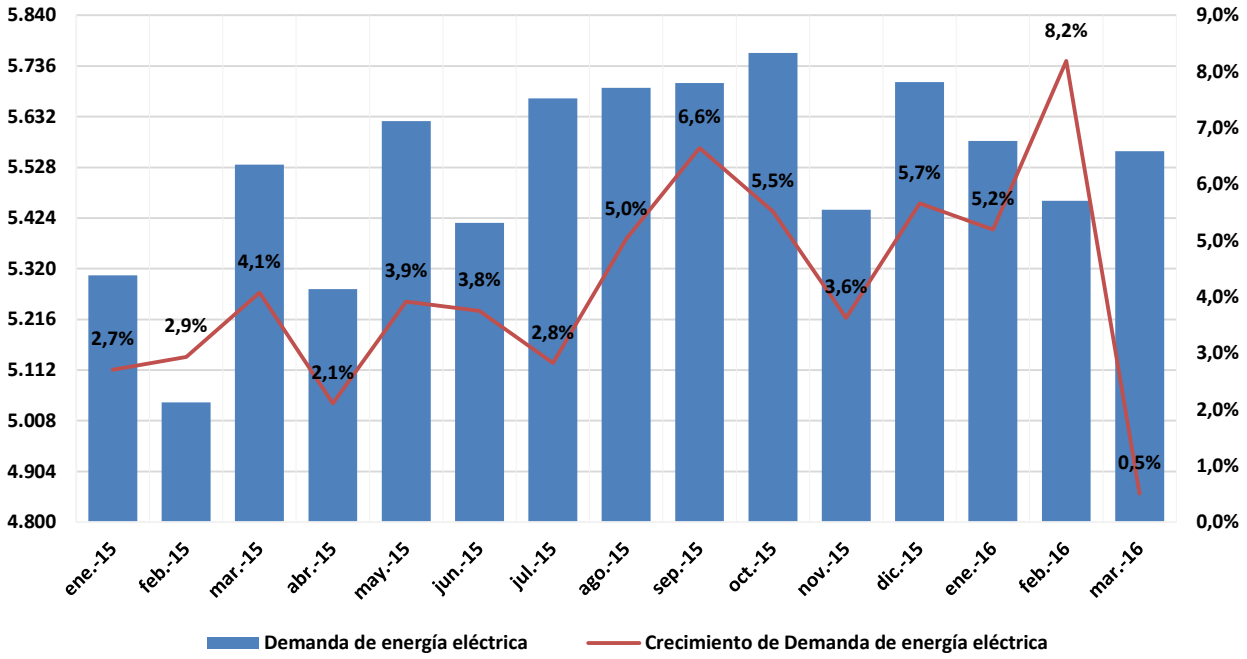
Fuente de datos: Portal BI - XM
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 2-5: Evolución anual de la demanda de potencia máxima 1992 -2015.



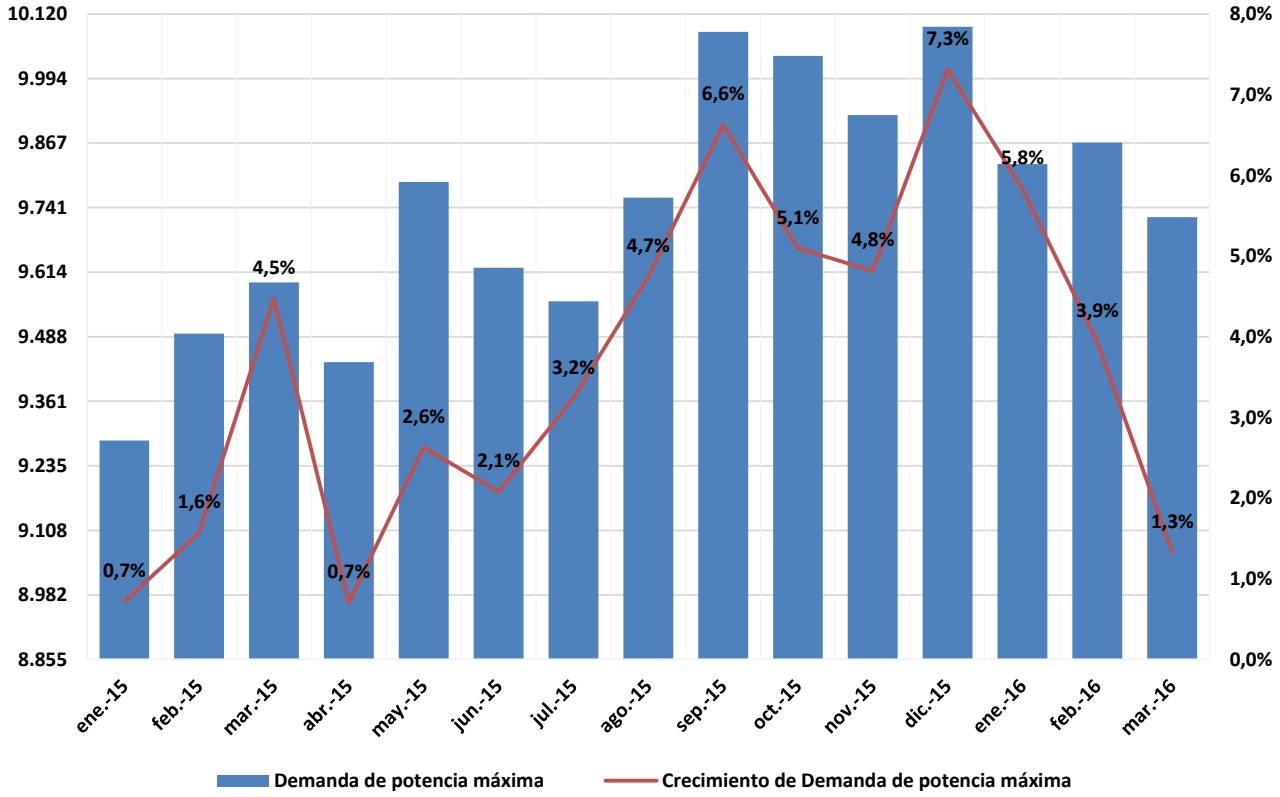
Fuente de datos: Portal BI - XM
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 2-6: Evolución mensual de la demanda de energía eléctrica 2015M1 – 2016M3.



Fuente de datos: Portal BI - XM
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 2-7: Evolución mensual de la demanda de potencia máxima 2015M1 – 2016M3.



Fuente de datos: Portal BI - XM
Fuente de gráfica: UPME

2.2. GRANDES CONSUMIDORES EXISTENTES

Al observar los consumos de empresas como Cerromatoso, Cerrejón, Ecopetrol (La Cira-infantas) y OXY, los cuales por su magnitud podemos llamar “Grandes Consumidores Existentes” (GC Existentes) y por otra parte se encuentran Rubiales y Drummond, los cuales los definimos como “Grandes Consumidores Especiales Nuevos”. A continuación, se puede apreciar un aumento importante de su participación en la demanda total del SIN:

Energía eléctrica: pasa de alrededor de 2,53% de la demanda total desde enero de 2000 y llega hasta 4,84% en marzo de 2016.

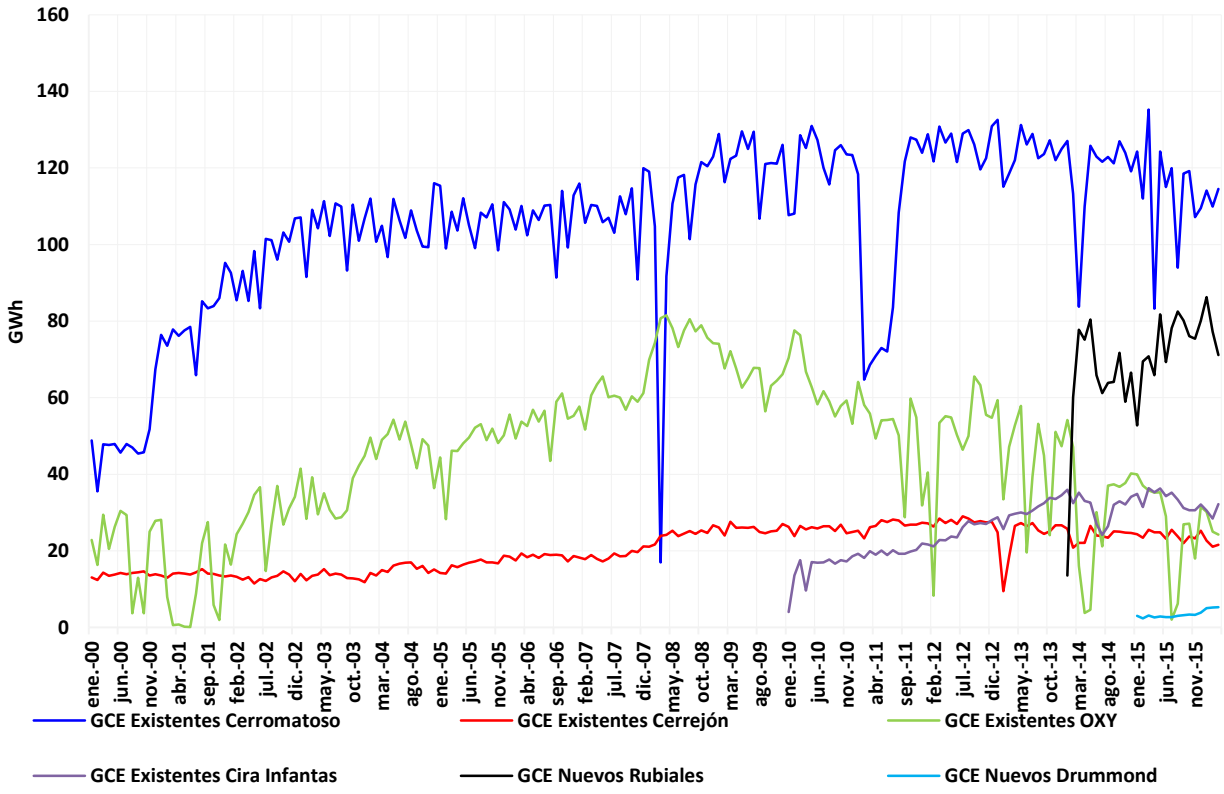
Potencia máxima: pasa de alrededor de 1,62% de la demanda total desde enero de 2000 y llega hasta 4,68% en marzo de 2016.

Lo anterior muestra un crecimiento mucho más pronunciado respecto al resto de la demanda capturada por el SIN.

Dentro de las proyecciones de demanda de energía eléctrica que hace la UPME se toma la información del SIN, la cual incluye la información de estos agentes, por lo que está incluida dentro del conjunto usado para modelar la demanda total.

A continuación en la Gráfica 2-8 y Gráfica 2-9, se presenta un seguimiento de la demanda de estos:

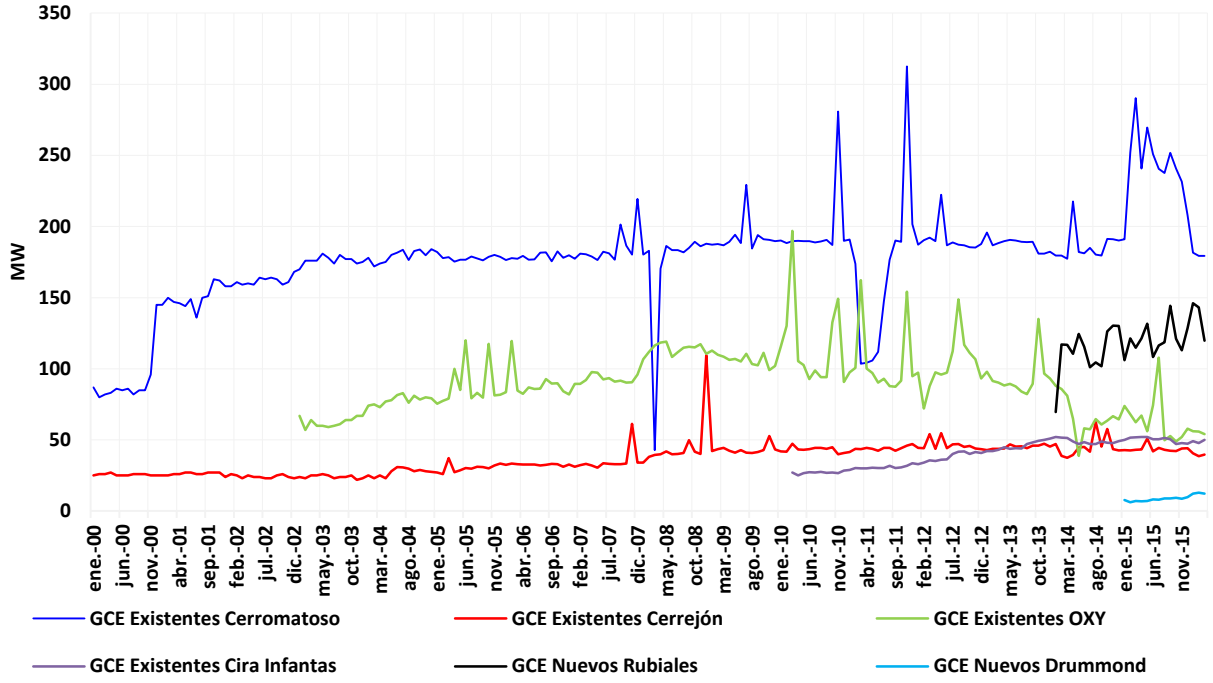
Gráfica 2-8: Comportamiento histórico de la demanda de energía eléctrica de los Grandes Consumidores Existentes (GWh).



Fuente de datos: Portal BI - XM

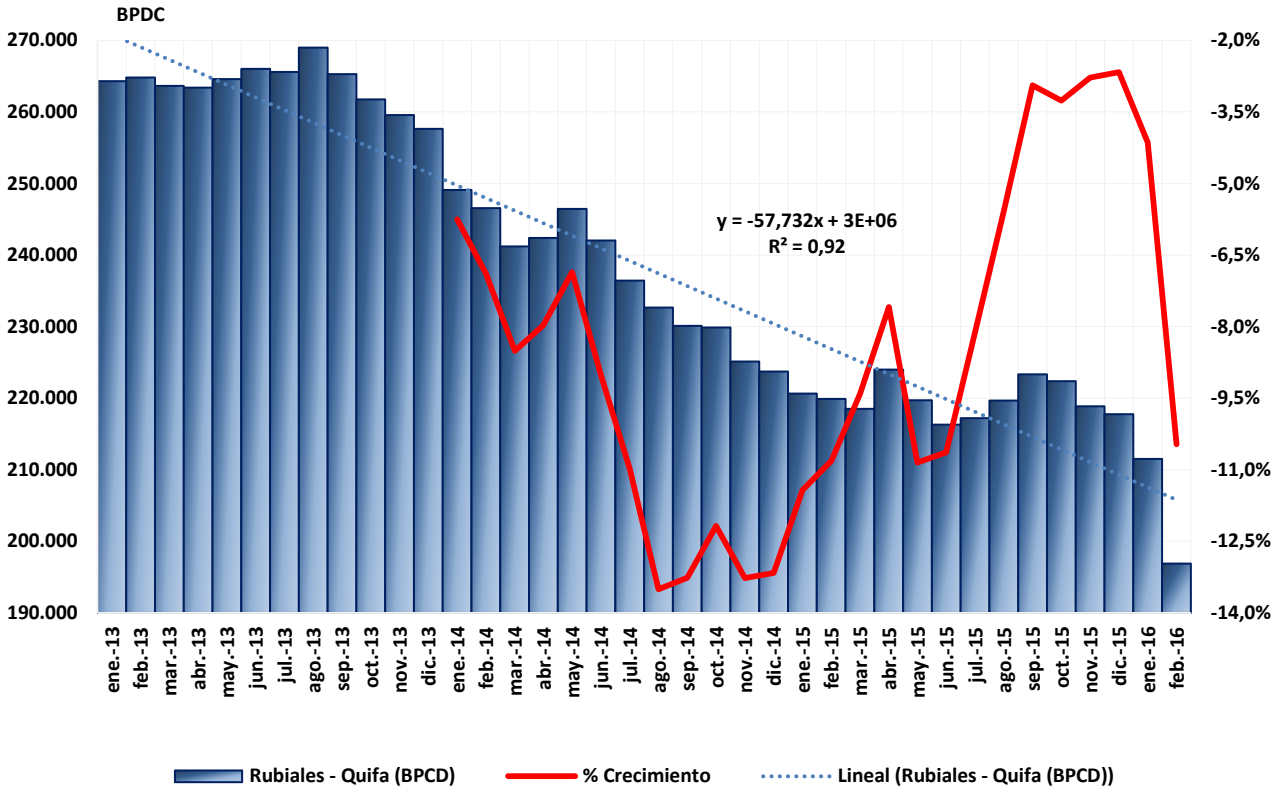
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 2-9: Comportamiento histórico de la demanda de potencia máxima de los Grandes Consumidores Existentes (MW).

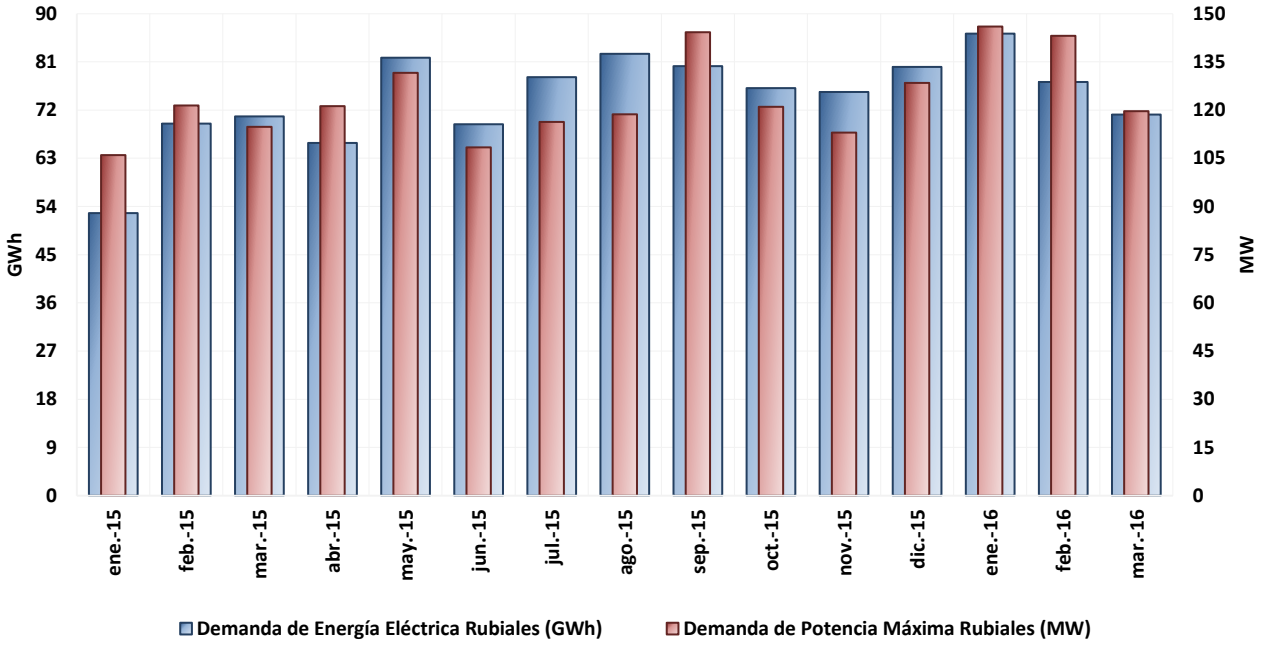


Fuente de datos: Portal BI - XM
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 2-10: Producción Fiscalizada de Petróleo – Campo Rubiales (BPDC).



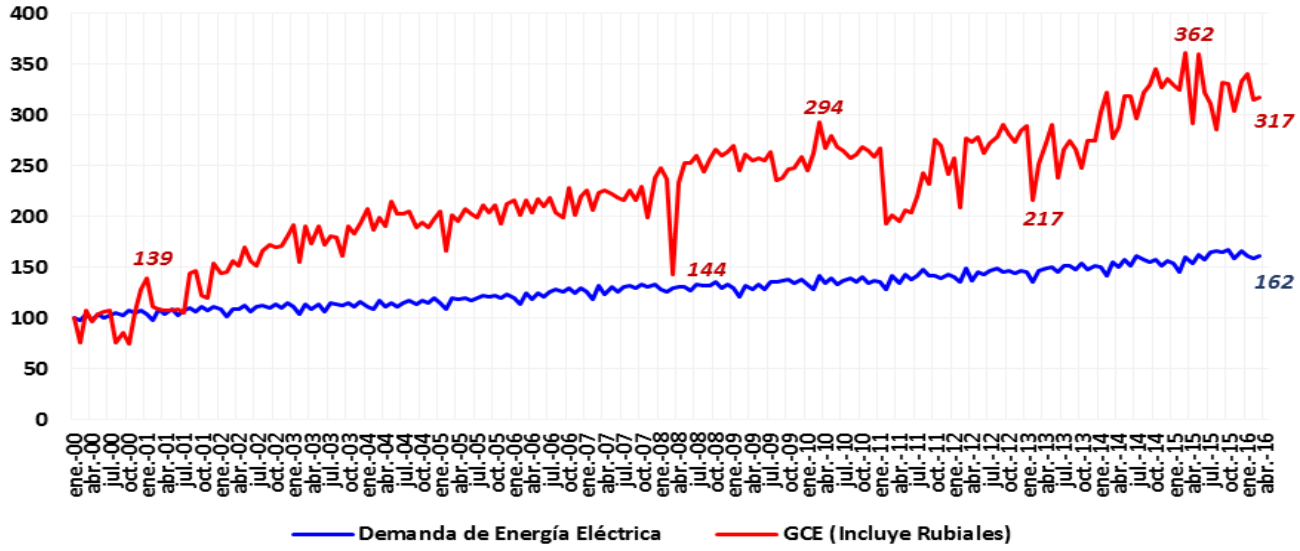
Gráfica 2-11: Histórico de la demanda en electricidad y potencia para el GCE Rubiales.



Por otra parte, se realizó el ejercicio de mostrar en un índice la relación de los grandes consumidores versus la demanda nacional del SIN, tomando como base a enero del 2000. De lo cual se puede observar que:

Energía eléctrica: Tomando como base enero de 2000, la demanda de los grandes consumidores a marzo de 2016 ha crecido 3,17 veces, mientras la demanda del SIN solamente ha crecido 1,62 veces, lo cual demuestra que los GCE poseen una dinámica y un crecimiento más pronunciado con relación a la demanda del SIN, la cual muestra un crecimiento moderado, tendencial y con estacionalidad (Gráfica 2-12).

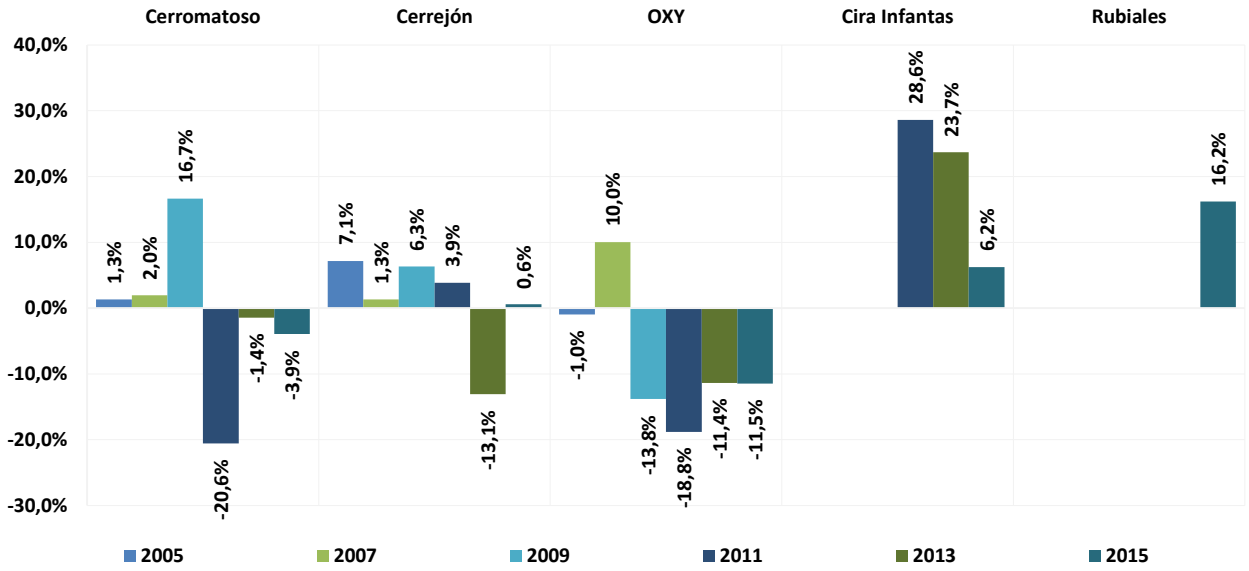
Gráfica 2-12: Indice de la demanda de energía eléctrica (Base Enero de 2000 = 100).



Fuente de datos: Portal BI - XM
Fuente de gráfica: UPME

El crecimiento de los GC Existentes durante los últimos 10 años (Gráfica 2-13), muestra distintas dinámicas de comportamiento debido a diversos fenómenos socioeconómicos, O&M, entre otros. El crecimiento anual promedio para estos son: Cerrejón (4,36%), Cerromatoso (1,42%), Cira Infantas (17,49%) y OXY (-4,03%).

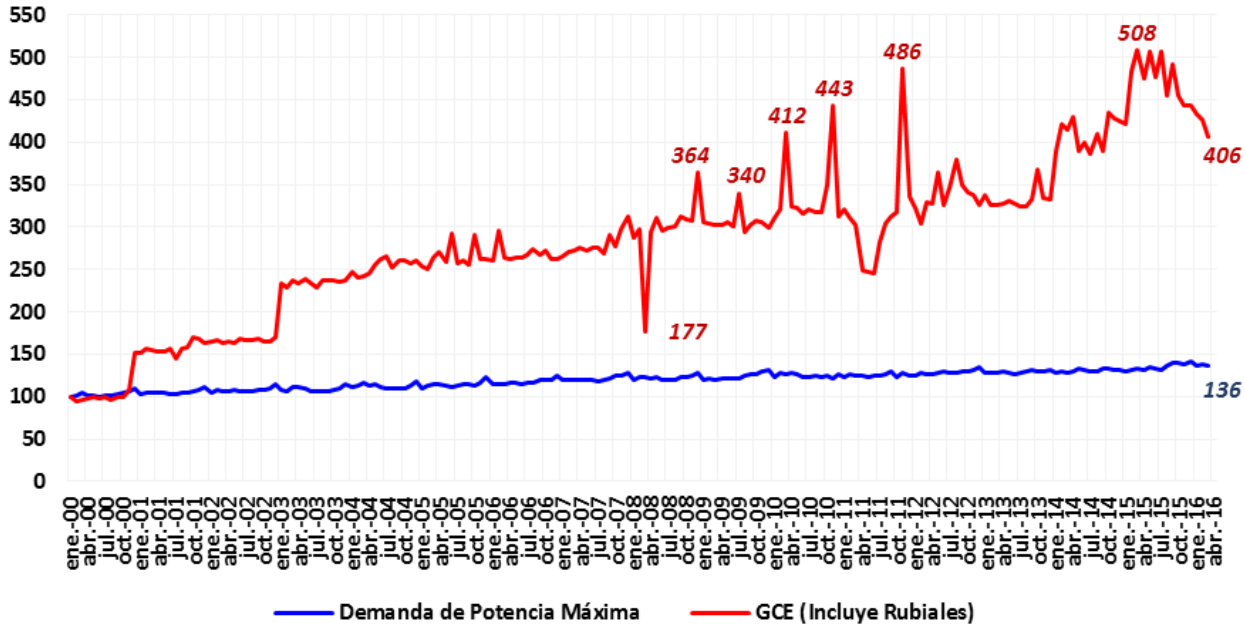
Gráfica 2-13: Crecimiento anual de la demanda de energía eléctrica.



Fuente de datos: Portal BI - XM
Fuente de gráfica: UPME

Potencia máxima: Tomando como base enero de 2000, la demanda de los grandes consumidores a marzo de 2016 ha crecido 4,06 veces, mientras la demanda del SIN ha crecido 1,36 veces (Gráfica 2-14).

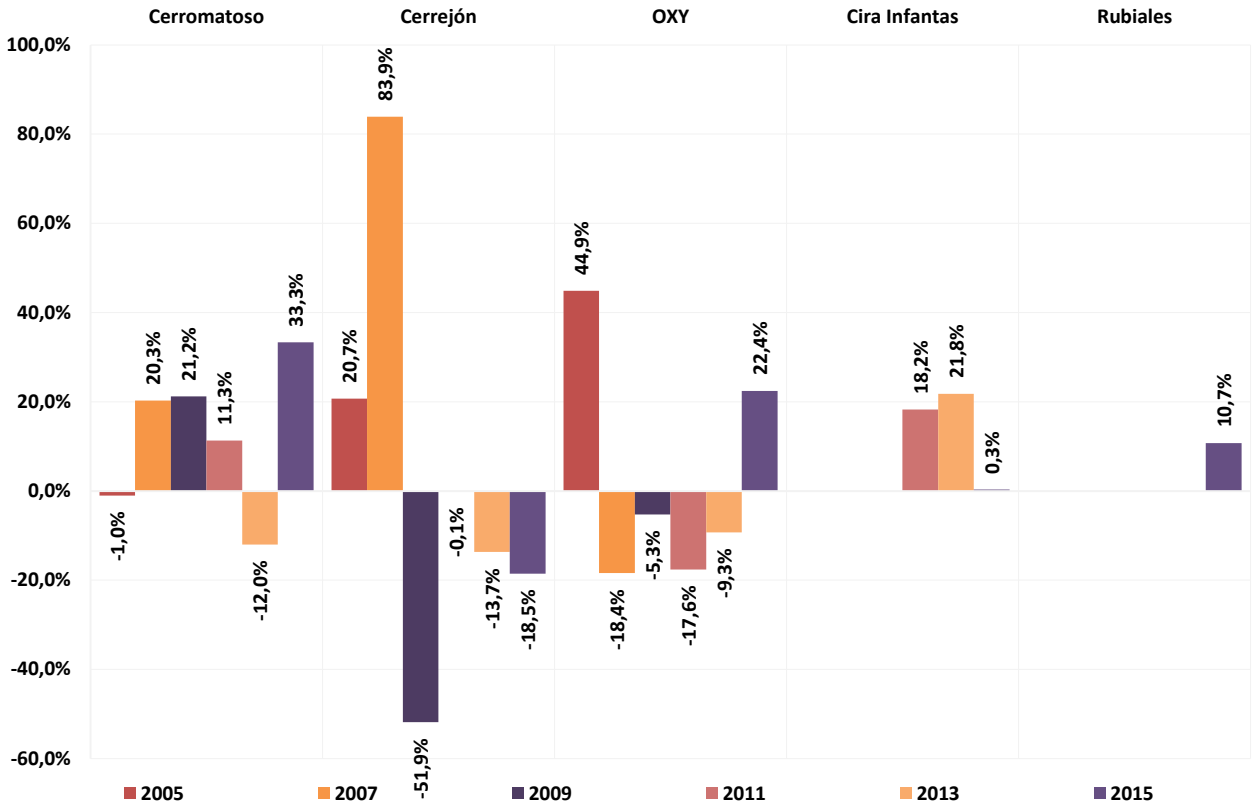
Gráfica 2-14: Indice de la demanda de potencia máxima (Base Enero de 2000 = 100).



Fuente de datos: Portal BI - XM
Fuente de gráfica: UPME

El crecimiento de los GC Existentes durante los últimos 10 años (Gráfica 2-15), muestran distintas dinámicas de comportamiento debido a diversos fenómenos socioeconómicos, O&M, entre otros. El crecimiento anual promedio para estos son: Cerrejón (10,56%), Cerromatoso (6,53%), Cira Infantas (13,24%) y OXY (2,51%).

Gráfica 2-15: Crecimiento anual de la demanda de potencia máxima.



Fuente de datos: Portal BI - XM
Fuente de gráfica: UPME

2.3. PROYECCIONES DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA A LARGO PLAZO (ANUAL)

Las proyecciones de energía a largo plazo de las demandas de GCE se revisaron y se ajustaron, de acuerdo a una reunión realizada en las instalaciones de la UPME el día 26 de enero del presente año con la empresa Ecopetrol.

En donde, Ecopetrol manifiesta:

- Proyecto Subestación San Fernando 230 kV: presenta un atraso y entraría en operación en el segundo semestre del 2017 con la demanda solicitada en el estudio de conexión para el año 2016.
- Conexión en Chivor II: presentaría una duplicidad en la carga, específicamente la demanda asociada a los campo Quifa y Rubiales que revierten a Ecopetrol en el segundo semestre de año en curso. En esta reunión, se propone realizar una reunión en conjunto Ecopetrol y PEL con el fin de identificar las cargas traslapadas.
- Conexión Demanda REFICAR en Bolívar 230 kV: la demanda del año 2016 a 2020 será de 30 MW, y del año 2020 en adelante sería de 70 MW.
- Refinería de BARRANCA – Comuneros, la capacidad inicial era de 120 MW, y pasaría a estar entre 15 MW a 35 MW, esto debido a la no modernización de la Refinería. Ecopetrol, hará llegar a la UPME la información de acuerdo a la probabilidad de ocurrencia de la demanda asociada a esta capacidad.

Los valores de la demanda de energía eléctrica y de potencia máxima para Rubiales se recalcularon como consecuencia de análisis de expertos. Las demandas asociadas al GCE Drummond (Proyecto La Loma 500 kV y Proyecto Rio Córdoba 220 kV), se ajustaron de acuerdo a la solicitud de constitución de garantías y parámetros de las mismas, presentadas a la UPME.

Por otra parte, se reporta la entrada para el cuarto trimestre del GCE "Sociedad Portuaria Puerto nuevo", la cual desde el año 2011, PRODECO solicito para el año 2012 la conexión de una nueva demanda al Sistema de Transmisión Nacional (STN), la cual está asociada al desarrollo de un nuevo puerto para la exportación de carbón. El proyecto está ubicado en el municipio de Ciénaga en el departamento de Magdalena. El valor de la carga es de 40 MW con un factor de potencia de 0.97 en atraso y un perfil de carga constante en todos los periodos de demanda.

La Tabla 2-5 presenta los resultados de la proyección de demanda de energía eléctrica esperada para Grandes Consumidores Especiales y ventas a Panamá.

Tabla 2-5: Proyección de demanda de energía eléctrica para GCE y Panamá.

PROYECCIÓN GCE (GWh)					
AÑO	**RUBIALES**	**ECOPETROL**	**DRUMMOND**	**SOCIEDADES PORTUARIAS**	**EXPORTACIONES PANAMÁ**
2014	*759*				
2015	*882*		*31*		
2016	882	633	71	247	
2017	915	667	438	247	
2018	821	985	647	247	1.313
2019	666	1.304	856	247	1.313
2020	496	1.496	982	247	1.313
2021	433	1.401	919	247	1.313
2022	359	1.281	841	247	1.313
2023	292	1.161	762	247	1.313
2024	237	1.053	691	247	1.313
2025	197	965	633	247	1.313
2026	162	879	577	247	1.313
2027	133	800	525	247	1.313
2028	109	728	478	247	1.313
2029	90	664	436	247	1.313
2030	74	605	397	247	1.313

Nota: Los valores y el tiempo estimado de entrada en operación se revisa en cada proyección

Fuente de datos: Pacific Rubiales, Ecopetrol, Drummond, Sociedad Portuaria.
Fuente de tabla: UPME

La Tabla 2-6 y la Tabla 2-7, muestran la proyección de demanda de energía eléctrica esperada sin incluir e incluyendo los GCE y ventas a Panamá.

Tabla 2-6: Proyección de Demanda de EE sin incluir GCE ni Panamá (Anual).

PROYECCIÓN GWh			
Año	**Esc. Alto**	**Esc. Medio**	**Esc. Bajo**
2016	68.447	67.198	65.956
2017	70.679	68.974	67.279
2018	72.570	70.822	69.082
2019	74.570	72.775	70.989
2020	76.695	74.850	73.015
2021	78.935	77.038	75.151
2022	81.295	79.343	77.401
2023	83.741	81.732	79.733
2024	86.333	84.264	82.206
2025	89.048	86.916	84.795
2026	91.909	89.711	87.524
2027	94.917	92.650	90.393
2028	98.061	95.722	93.393
2029	101.375	98.960	96.555
2030	104.877	102.382	99.897

Fuente de datos: UPME
Fuente de tabla: UPME

Tabla 2-7: Proyección de Demanda de EE incluyendo GCE y Panamá (Anual).

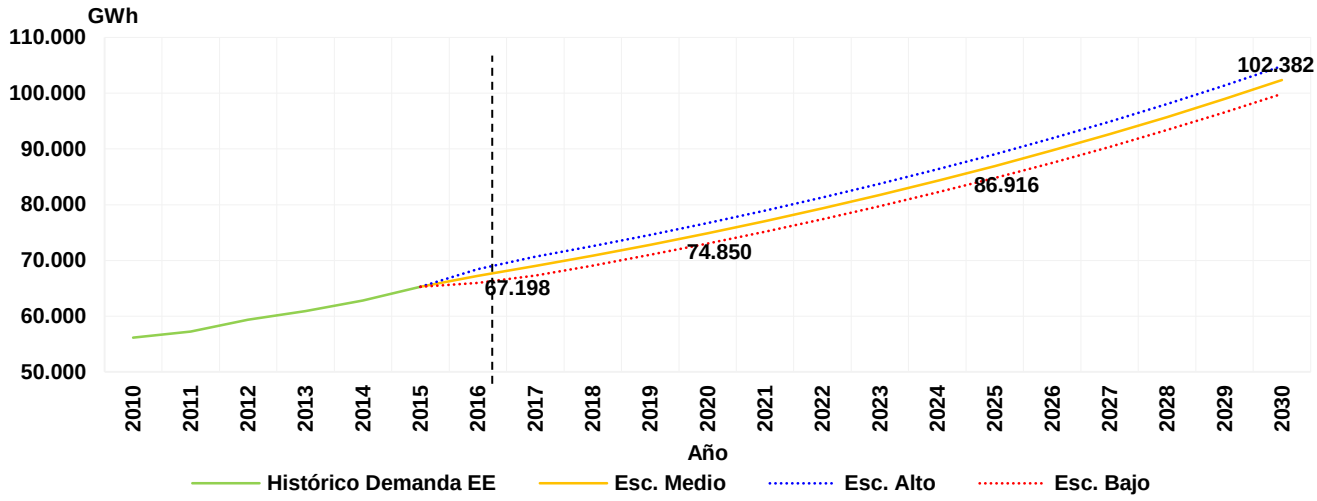
PROYECCIÓN GWh			
Año	**Esc. Alto**	**Esc. Medio**	**Esc. Bajo**
2016	70.280	69.031	67.788
2017	72.945	71.241	69.546
2018	76.583	74.835	73.095
2019	78.955	77.160	75.375
2020	81.229	79.384	77.549
2021	83.248	81.351	79.464
2022	85.336	83.384	81.442
2023	87.516	85.508	83.509
2024	89.875	87.806	85.747
2025	92.403	90.271	88.150
2026	95.086	92.889	90.701
2027	97.934	95.667	93.411
2028	100.937	98.597	96.269
2029	104.125	101.710	99.305
2030	107.514	105.018	102.533

Fuente de datos: UPME
Fuente de tabla: UPME

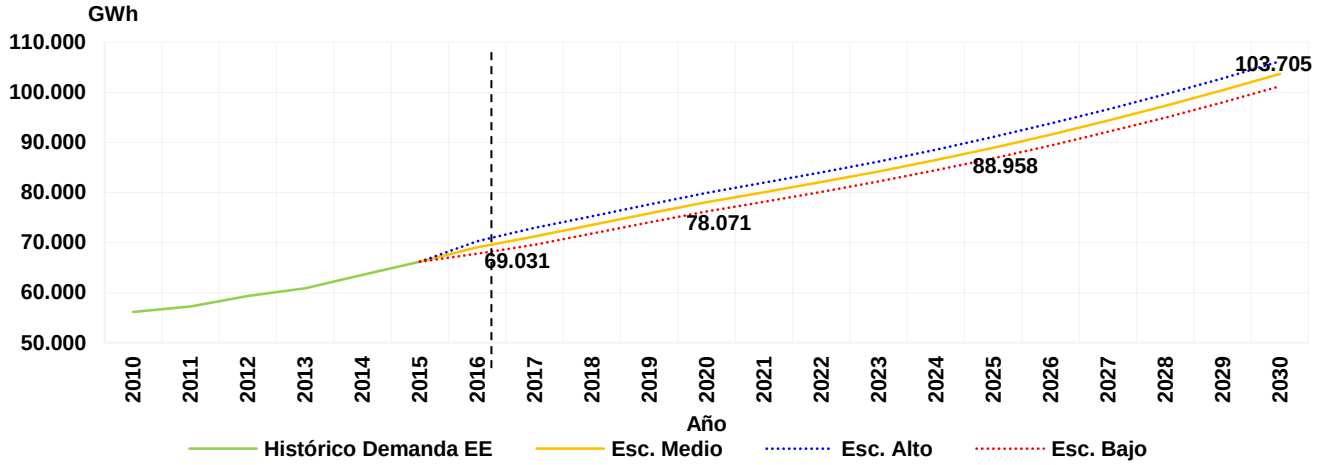
En la Gráfica 2-16, muestra los resultados de la proyección para el período 2016-2030, iniciando con la demanda Nacional, seguida de la demanda nacional más GCE y por último la demanda nacional más GCE y Panamá.

Gráfica 2-16: Escenarios de la proyección de demanda de energía eléctrica (GWh – año).

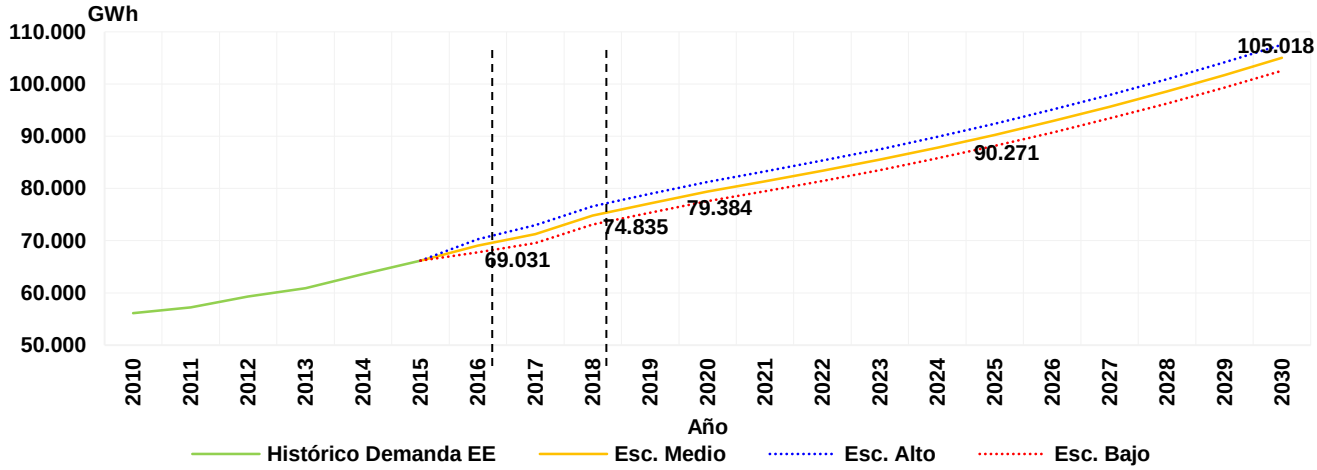
Sin GCE ni Panamá



Con GCE y Sin Panamá



Incluye GCE y Panamá



Fuente de datos: Portal BI - XM
Fuente de gráfica: UPME

Se estima que la demanda de energía eléctrica – "sin incluir la demanda de Grandes Consumidores Especiales" - tenga un crecimiento promedio para el periodo 2016 a 2030 de 3,05% en el escenario medio. La proyección conjunta nacional más GCE y Panamá, tendrá un crecimiento promedio anual en el escenario medio del 3,04% durante el periodo proyectado.

2.4. PROYECCIONES POTENCIA MÁXIMA A LARGO PLAZO (ANUAL)

Las proyecciones de potencia máxima a largo plazo, se estimaron de acuerdo a la carga declarada en las solicitudes de conexión de los GCE, los atrasos o adelantos presentados en su entrada.

La Tabla 2-8 se presentan los valores de la proyección de la potencia eléctrica total anual de GCE (MW), los cuales se actualizaron con respecto a las solicitudes de conexión presentadas.

Tabla 2-8: Proyección de demanda de potencia máxima para GCE y Panamá.

	PROYECCIÓN GCE (MW)				
AÑO	**RUBIALES**	**ECOPETROL**	**DRUMMOND**	**SOCIEDADES PORTUARIAS**	**EXPORTACIONES PANAMÁ**
2014	*130*				
2015	*144*		*10*		
2016	168	120	13	47	
2017	174	127	83	47	
2018	156	187	123	47	270
2019	127	248	163	47	270
2020	94	285	187	47	270
2021	82	267	175	47	270
2022	68	244	160	47	270
2023	56	221	145	47	270
2024	45	200	132	47	270
2025	38	184	120	47	270
2026	31	167	110	47	270
2027	25	152	100	47	270
2028	21	139	91	47	270
2029	17	126	83	47	270
2030	14	115	76	47	270

Nota: Los valores y el tiempo estimado de entrada en operación se revisa en cada proyección

Fuente de datos: Pacific Rubiales, Ecopetrol, Drummond, Sociedad Portuaria.
Fuente de tabla: UPME

La Tabla 2-9 y la Tabla 2-10, muestran la proyección de demanda de potencia máxima sin incluir e incluyendo los GCE y ventas a Panamá.

Tabla 2-9: Proyección de Demanda de PMáx sin incluir GCE ni Panamá (Anual).

PROYECCIÓN MW			
Año	**Esc. Alto**	**Esc. Medio**	**Esc. Bajo**
2016	10.558	10.159	9.775
2017	10.791	10.383	9.991
2018	10.997	10.581	10.182
2019	11.217	10.794	10.386
2020	11.453	11.020	10.604
2021	11.695	11.253	10.828
2022	11.951	11.499	11.065
2023	12.211	11.749	11.305
2024	12.483	12.012	11.558
2025	12.774	12.292	11.827
2026	13.077	12.583	12.108
2027	13.391	12.885	12.398
2028	13.715	13.197	12.698
2029	14.053	13.523	13.012
2030	14.411	13.866	13.343

Fuente de datos: UPME
Fuente de tabla: UPME

Tabla 2-10: Proyección de Demanda de PMáx incluyendo GCE y Panamá (Anual).

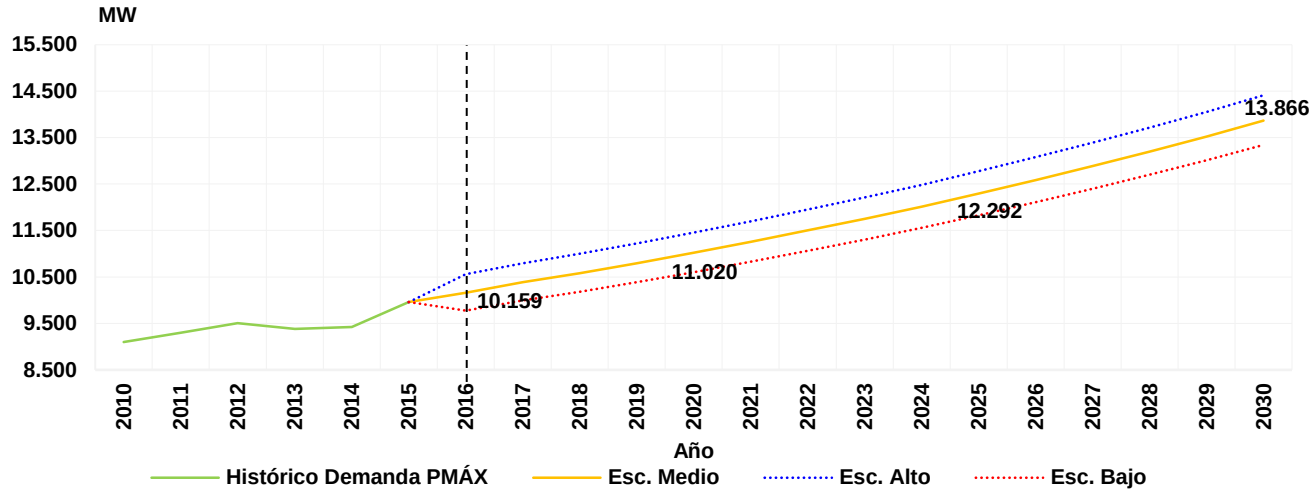
PROYECCIÓN MW			
Año	**Esc. Alto**	**Esc. Medio**	**Esc. Bajo**
2016	10.889	10.490	10.107
2017	11.208	10.800	10.408
2018	11.753	11.337	10.937
2019	12.041	11.618	11.210
2020	12.304	11.871	11.455
2021	12.507	12.065	11.640
2022	12.714	12.263	11.828
2023	12.924	12.463	12.019
2024	13.155	12.683	12.229
2025	13.409	12.926	12.462
2026	13.680	13.186	12.711
2027	13.969	13.463	12.977
2028	14.268	13.750	13.251
2029	14.583	14.052	13.541
2030	14.917	14.372	13.849

Fuente de datos: UPME
Fuente de tabla: UPME

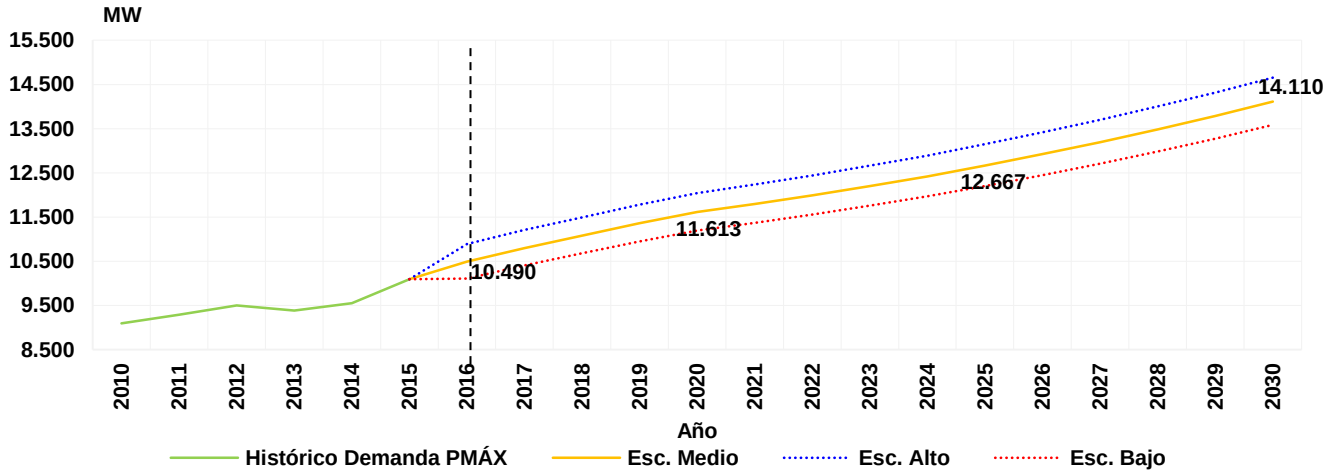
En la Gráfica 2-17, muestra los resultados de la proyección para el período 2016-2030, iniciando con la demanda nacional, seguida de la demanda nacional más GCE y por último la demanda nacional más GCE y Panamá.

Gráfica 2-17: Escenarios de la proyección de demanda de potencia máxima (MW – año).

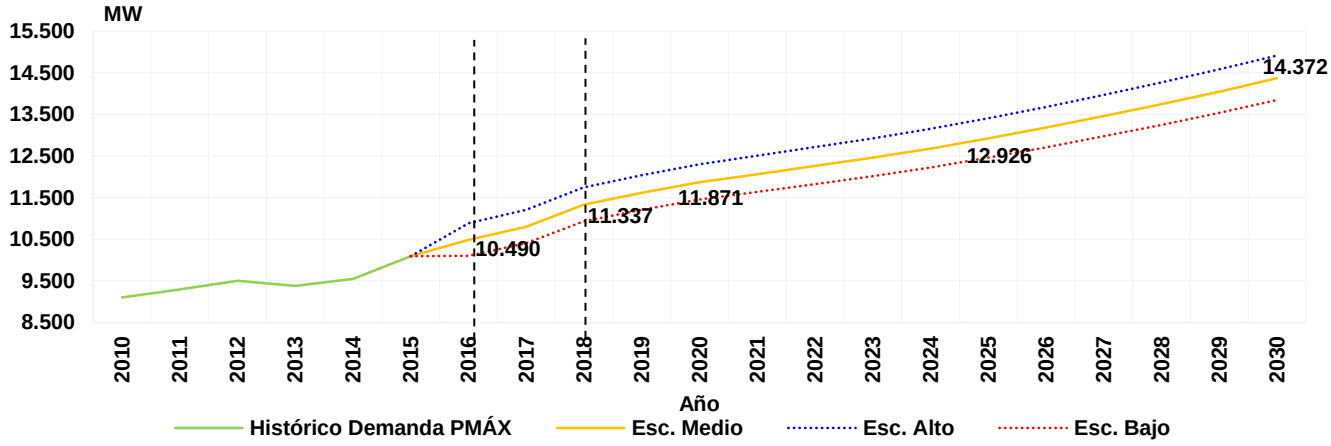
Sin GCE ni Panamá



Con GCE y Sin Panamá



Incluye GCE y Panamá



Fuente de datos: Portal BI – XM
Fuente de gráfica: UPME

Se estima que la demanda de potencia máxima en el escenario medio - “sin incluir la demanda de Grandes Consumidores Especiales” - tenga un crecimiento promedio para el periodo 2016 a 2030 de 2,23%. El crecimiento promedio anual de la proyección nacional más los GCE seria 2,26%, y si se adiciona a está la proyección de Panamá aumentaría en 0,13% entre 2016 a 2030.

2.5. PROYECCIONES DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA A CORTO PLAZO (MENSUAL)

El modelo de corto plazo utiliza los datos obtenidos del modelo de largo plazo de la demanda de energía eléctrica. Cabe anotar, la metodología empleada es similar a la de los informes elaborados desde noviembre 2013 a junio de 2016. La Tabla 2-11 y la Tabla 2-12, muestran la proyección de demanda de energía eléctrica esperada sin incluir e incluyendo los GCE.

Tabla 2-11: Proyección de Demanda de EE sin incluir GCE (Mensual).

PROYECCIÓN GWh			
Mes	**Esc. Alto**	**Esc. Medio**	**Esc. Bajo**
abr-16	5.616	5.482	5.348
may-16	5.775	5.637	5.500
jun-16	5.649	5.514	5.379
jul-16	5.815	5.678	5.542
ago-16	5.936	5.796	5.656
sep-16	5.831	5.693	5.556
oct-16	5.876	5.733	5.590
nov-16	5.722	5.582	5.443
dic-16	5.874	5.731	5.588
ene-17	5.796	5.653	5.512
feb-17	5.496	5.361	5.227
mar-17	5.940	5.794	5.649
abr-17	5.694	5.558	5.423
may-17	5.986	5.843	5.700
jun-17	5.813	5.674	5.536
jul-17	5.967	5.826	5.686
ago-17	6.077	5.934	5.791
sep-17	5.982	5.841	5.701
oct-17	6.046	5.899	5.752
nov-17	5.887	5.743	5.600
dic-17	5.993	5.847	5.702

Fuente de datos: UPME
Fuente de tabla: UPME

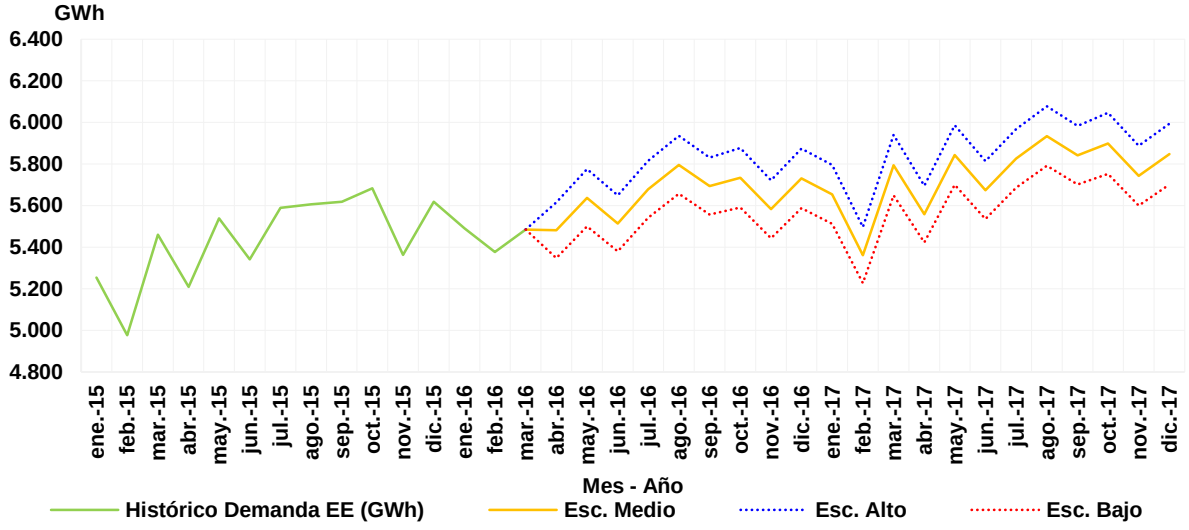
Tabla 2-12: Proyección de Demanda de EE incluyendo GCE (Mensual).

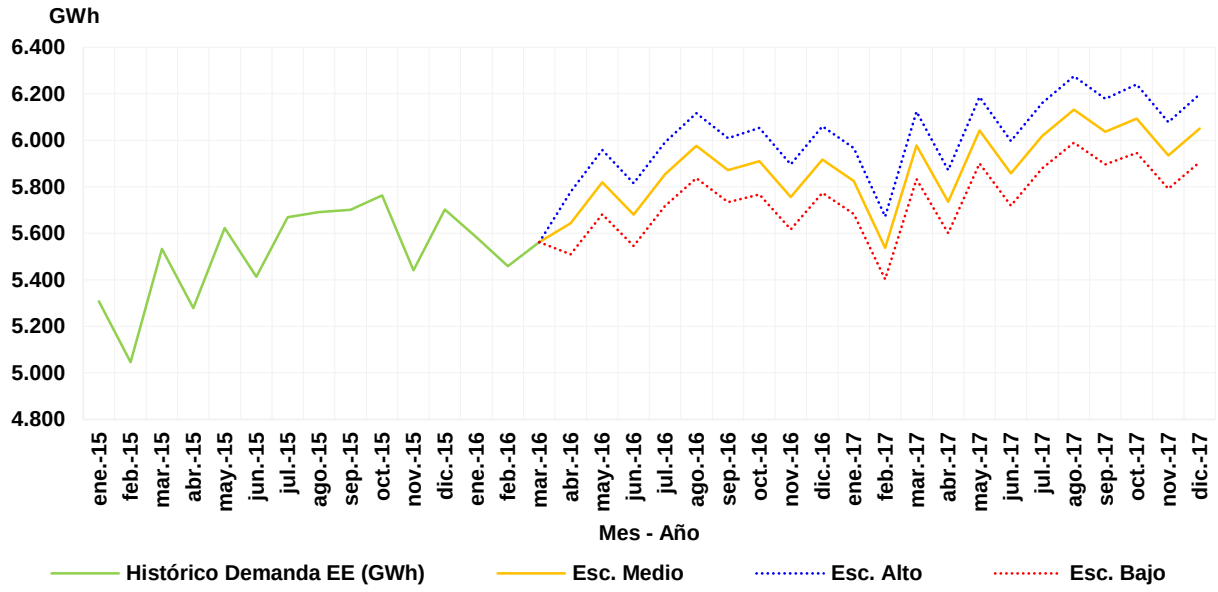
PROYECCIÓN GWh			
Mes	**Esc. Alto**	**Esc. Medio**	**Esc. Bajo**
abr-16	5.778	5.643	5.510
may-16	5.958	5.819	5.682
jun-16	5.816	5.680	5.546
jul-16	5.991	5.854	5.718
ago-16	6.117	5.977	5.837
sep-16	6.009	5.871	5.735
oct-16	6.053	5.910	5.767
nov-16	5.896	5.757	5.618
dic-16	6.060	5.916	5.774
ene-17	5.967	5.824	5.683
feb-17	5.671	5.537	5.402
mar-17	6.123	5.977	5.832
abr-17	5.872	5.736	5.600
may-17	6.186	6.043	5.900
jun-17	5.996	5.857	5.719
jul-17	6.160	6.019	5.879
ago-17	6.276	6.132	5.990
sep-17	6.178	6.037	5.897
oct-17	6.240	6.093	5.946
nov-17	6.078	5.935	5.792
dic-17	6.197	6.051	5.906

Fuente de datos: UPME
Fuente de tabla: UPME

En la Gráfica 2-18, muestra los resultados de la proyección para el período abril de 2016 – diciembre de 2017, iniciando con la demanda nacional, seguida de la demanda nacional más GCE.

Gráfica 2-18: Escenarios de la proyección de demanda de energía eléctrica (GWh – mes).





Fuente de datos: Portal BI - XM
Fuente de gráfica: UPME

2.6. PROYECCIONES DEMANDA DE POTENCIA MÁXIMA A CORTO PLAZO (MENSUAL)

Con los datos obtenidos del modelo de corto plazo de la demanda de energía eléctrica, el cual emplea el método de combinación de pronósticos, se realiza un modelo de regresión lineal de donde se obtienen las potencias máximas mensuales asociadas. La Tabla 2-13 y la Tabla 2-14, muestran la proyección de demanda de potencia máxima esperada sin incluir e incluyendo los GCE.

Tabla 2-13: Proyección de Demanda de PMáx sin incluir GCE (Mensual).

PROYECCIÓN MW			
Mes	**Esc. Alto**	**Esc. Medio**	**Esc. Bajo**
abr-16	10.060	9.680	9.314
may-16	10.185	9.800	9.430
jun-16	10.233	9.846	9.474
jul-16	10.328	9.938	9.562
ago-16	10.441	10.046	9.667
sep-16	10.487	10.091	9.710
oct-16	10.536	10.138	9.755
nov-16	10.517	10.120	9.738
dic-16	10.558	10.159	9.775
ene-17	10.559	10.160	9.776
feb-17	10.451	10.056	9.676
mar-17	10.531	10.134	9.751
abr-17	10.505	10.108	9.726
may-17	10.589	10.188	9.804
jun-17	10.590	10.190	9.805

PROYECCIÓN MW			
Mes	**Esc. Alto**	**Esc. Medio**	**Esc. Bajo**
jul-17	10.645	10.243	9.856
ago-17	10.725	10.320	9.930
sep-17	10.751	10.345	9.954
oct-17	10.791	10.383	9.991
nov-17	10.764	10.357	9.966
dic-17	10.782	10.374	9.982

Fuente de datos: UPME
Fuente de tabla: UPME

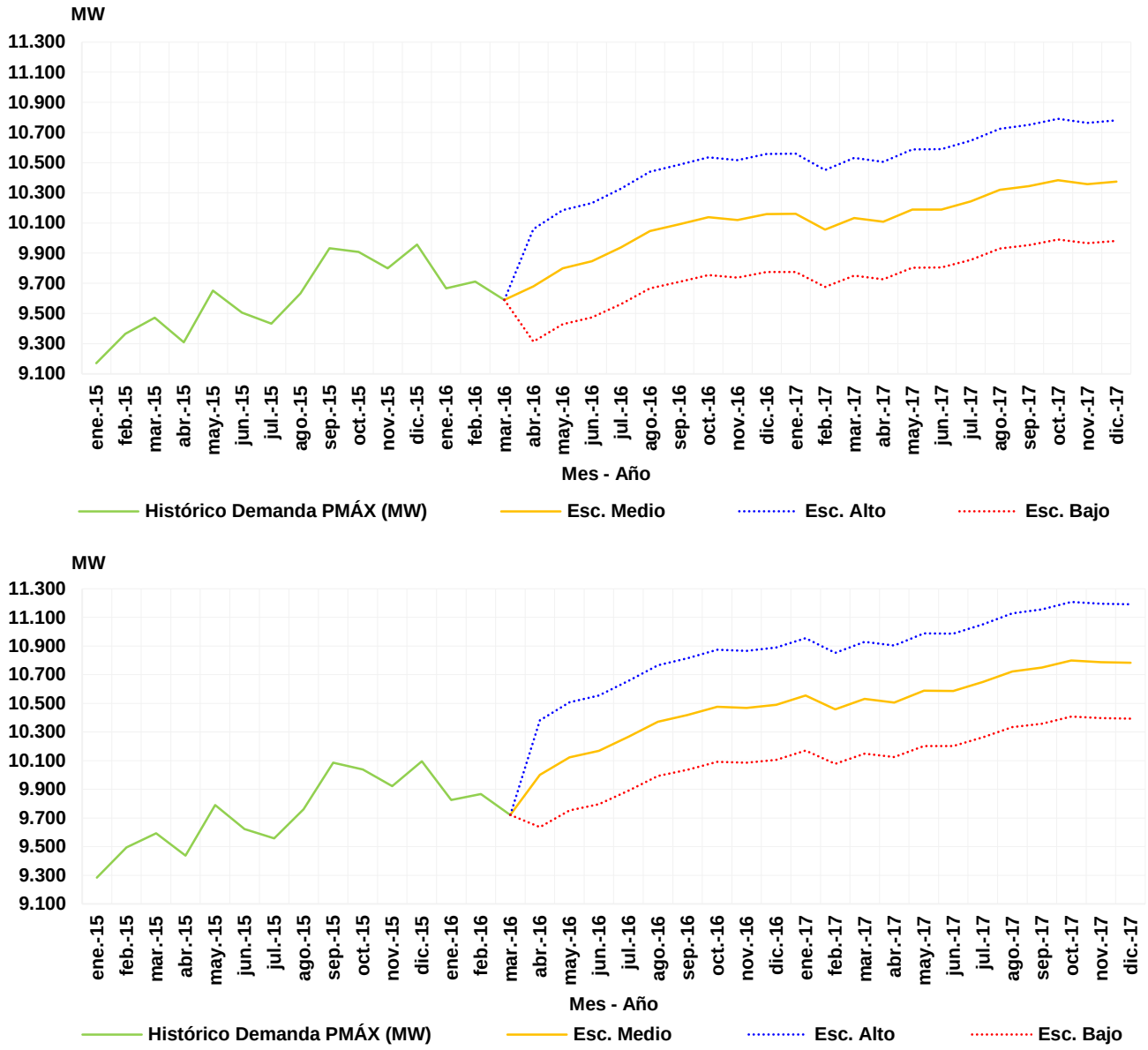
Tabla 2-14: Proyección de Demanda de PMáx incluyendo GCE (Mensual).

PROYECCIÓN MW			
Mes	**Esc. Alto**	**Esc. Medio**	**Esc. Bajo**
abr-16	10.382	10.002	9.636
may-16	10.507	10.123	9.752
jun-16	10.554	10.168	9.796
jul-16	10.657	10.266	9.891
ago-16	10.767	10.372	9.993
sep-16	10.814	10.418	10.037
oct-16	10.873	10.475	10.092
nov-16	10.866	10.469	10.086
dic-16	10.889	10.490	10.107
ene-17	10.954	10.555	10.171
feb-17	10.853	10.458	10.078
mar-17	10.930	10.532	10.149
abr-17	10.903	10.506	10.125
may-17	10.988	10.588	10.203
jun-17	10.987	10.587	10.202
jul-17	11.052	10.649	10.262
ago-17	11.128	10.723	10.333
sep-17	11.156	10.749	10.359
oct-17	11.208	10.800	10.408
nov-17	11.195	10.788	10.397
dic-17	11.192	10.784	10.392

Fuente de datos: UPME
Fuente de tabla: UPME

En la Gráfica 2-19, muestra los resultados de la proyección para el período mayo de 2015 – diciembre de 2016, iniciando con la demanda nacional, seguida de la demanda nacional más GCE.

Gráfica 2-19: Escenarios de la proyección de demanda de potencia máxima (MW – mes).



Fuente de datos: Portal BI - XM
Fuente de gráfica: UPME

2.7. DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA REGIONAL

En el presente capitulo, se presentan las proyecciones de demanda de energía eléctrica y potencia máxima a nivel de Unidades de Control de Pronóstico (UCP), ya que estás son la referencia usada en el despacho de los generadores eléctricos y se posee información primaria de los mismos.

En esta actualización, se emplean los datos reportados por XM, para cada una de las 30 UCP, sin incluir las UCP de Grandes Consumidores Existentes (GC Existentes), tales como: Cerrejón, Cerromatoso, OXY y La Cira Infantas.

Es importante aclarar que las fronteras de las áreas alimentadas por cada UCP no se ajustan a las fronteras políticas departamentales en que se divide el País.

Partiendo de la clasificación por UCP y regiones establecida por el CND, y teniendo en cuenta las siguientes desagregaciones de algunas UCP:

- UCP Pasto en UCP Bajo Putumayo, UCP CEDENAR y UCP Putumayo a partir de Abril de 2013.
- UCP EPSA en UCP Cartago, UCP Pacifico y UCP Tuluá a partir de Enero de 2010.
- UCP Cafeteros en UCP CHEC y UCP Quindío a partir de Enero de 2010.
- UCP Noroeste en UCP Antioquia y UCP Chocó a partir de Noviembre de 2010.
- UCP Oriente en UCP CENS, UCP EBSA, UCP ENELAR, UCP ENERCA y UCP Santander a partir de Agosto de 2010.
- UCP Centro en UCP CODENSA y UCP Cundinamarca a partir de Marzo de 2013.
- UCP Meta en UCP EMSA y UCP Guaviare a partir de Julio de 2010.

Para la obtención de las proyecciones de demanda de energía eléctrica y potencia máxima regionales, es decir, desagregadas en las mencionadas UCP, se emplean los valores de la demanda nacional obtenidos a partir del método de combinación de pronósticos expuestos en el documento de: *"Proyección de Demanda de Energía Eléctrica y Potencia Máxima en Colombia - Revisión Junio de 2016"* las cuales guardan relación con las diferentes variables como PIB, Población y Temperatura de las áreas geográficas del SIN, de manera que las proyecciones nacionales y regionales mantengan la coherencia necesaria[2].

Además, se consideran los efectos calendario, permitiendo la obtención de proyecciones mensuales de la demanda de electricidad regional.

Para la obtención de la potencia máxima, y dadas las dificultades para medir este parámetro a nivel regional y para proyectar un evento que se presenta durante una hora al mes, se parte de la demanda de energía eléctrica mensualizada a la que se aplica el método de mínimos cuadrados ordinarios dinámicos, el cual *"genera estimaciones robustas principalmente cuando el número de observaciones consideradas es pequeño y las series no son estacionarias.*

Además, el método de mínimos cuadrados ordinarios dinámicos corrige posibles problemas de simultaneidad entre las variables explicativas, al tiempo que considera diferente orden de integración de dichas variables. La potencial simultaneidad y el sesgo generado al trabajar con muestras pequeñas son tratados mediante la incorporación de valores rezagos y adelantados de las variables explicativas" (Masih & Masih, 1996).

Luego se agregaron tanto las regiones como las UCP de tal forma que, como prueba de chequeo, los resultados explicaran la demanda nacional, y se obtuvo la participación esperada, con respecto a la demanda del SIN, de la demanda de energía de cada UCP, y de cada Región.

Dentro de la historia y las proyecciones de cada una las regiones antes mencionadas, se aclara que en estas no se encuentran las UCP de Grandes Consumidores Existes (GC Existentes), tales como: Cerrejón,

---

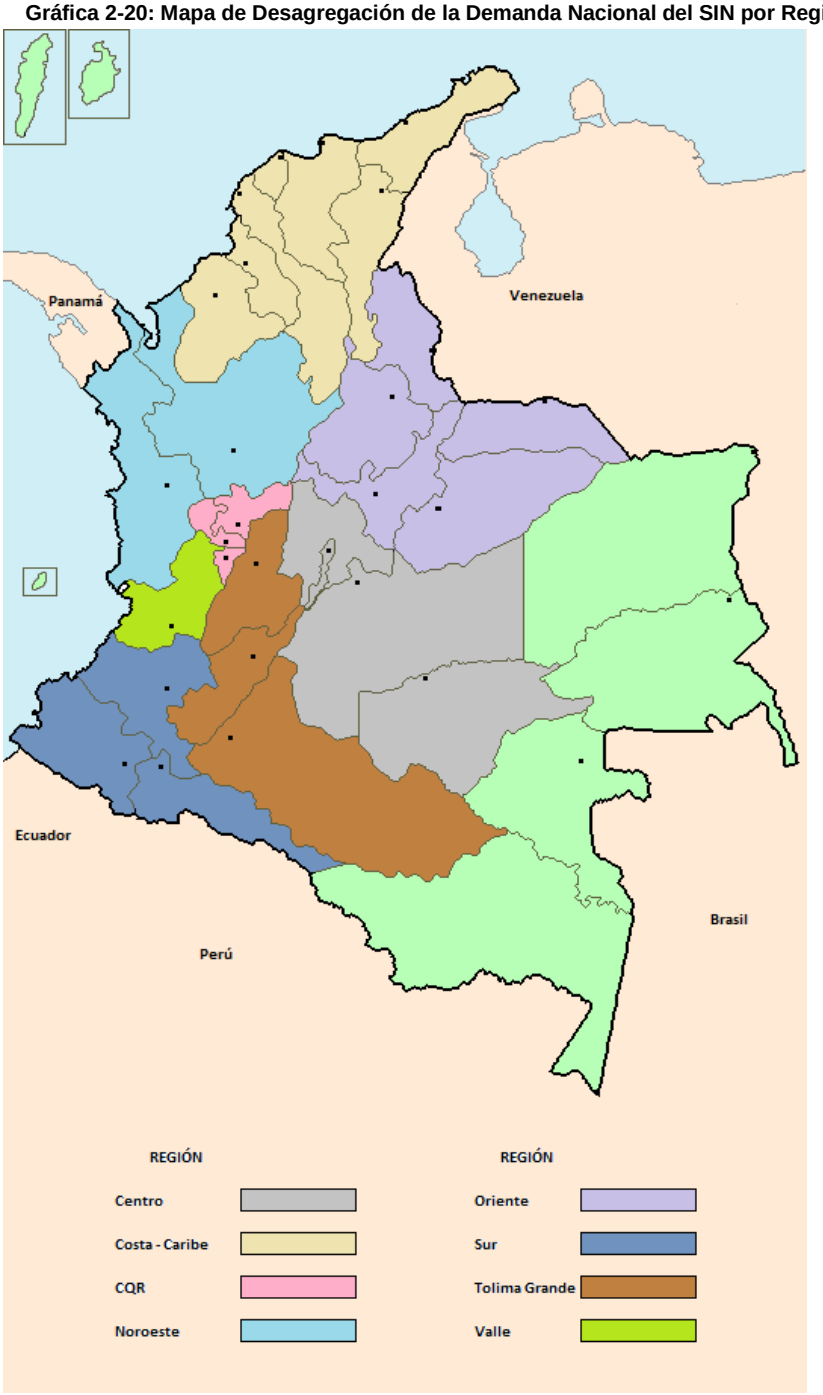
2 La sumatoria de las demandas regionales, cargas especiales y pérdidas del Sistema de Transmisión Nacional debe ser consistente con la demanda nacional calculada.

SIEL. Sistema de Información Eléctrico Colombia. (2016). "Demanda de Energía. Escenarios de Proyección de Demanda. Proyección de Demanda de Energía Eléctrica y Potencia Máxima en Colombia. Revisión Junio de 2016". En línea: http://www.siel.gov.co/Inicio/Demanda/ProyeccionesdeDemanda/tabid/97/Default.aspx

Cerromatoso, OXY y La Cira Infantas, ya que éstas se modelan independientemente debido a las características propias que poseen.

A continuación en la Gráfica 2-20 y en Tabla 2-15, se presenta la desagregación por UCP dependiendo de la región:

Gráfica 2-20: Mapa de Desagregación de la Demanda Nacional del SIN por Regiones.



Fuente de datos: UPME
Fuente de tabla: UPME

Tabla 2-15: Agrupación por regiones.

REGIÓN	UCP ORIGINAL	UCP DESAGREGADA
CENTRO	CENTRO	CODENSA
		CUNDINAMARCA
	META	EMSA
		GUAVIARE
COSTA - CARIBE	CARTAGENA	CARTAGENA
	PLANETA RICA	PLANETA RICA
	SINÚ	SINÚ
	BARRRANQUILLA	BARRANQUILLA
	TAIRONA	TAIRONA
NOROESTE	NOROESTE	ANTIOQUIA
		CHOCÓ
ORIENTE	ORIENTE	CENS
		EBSA
		ENELAR
		ENERCA
		SANTANDER
VALLE	CALI	CALI
	EPSA	CARTAGO
		PACÍFICO
		TULUÁ
CQR	CAFETEROS	CHEC
		QUINDÍO
	PEREIRA	PEREIRA
TOLIMA GRANDE	ANDAKÍ	ANDAKÍ
	PACANDÉ	PACANDÉ
	PIJAOS	PIJAOS
SUR	PASTO	BAJO PUTUMAYO
		CEDENAR
		PUTUMAYO
	SUR	SUR

Fuente de datos: Portal BI – XM
Fuente de tabla: UPME

2.8. PARTICIPACIÓN PROMEDIO DE LA DEMANDA EN LAS REGIONES

Durante la historia, las distintas regiones han mostrado sustanciales diferencias en sus tasas de crecimiento de la demanda de energía eléctrica, dichas diferencias se originan en la complejidad de sus estructuras económicas, en sus niveles de cobertura, en sus crecimientos poblacionales, entre otras.

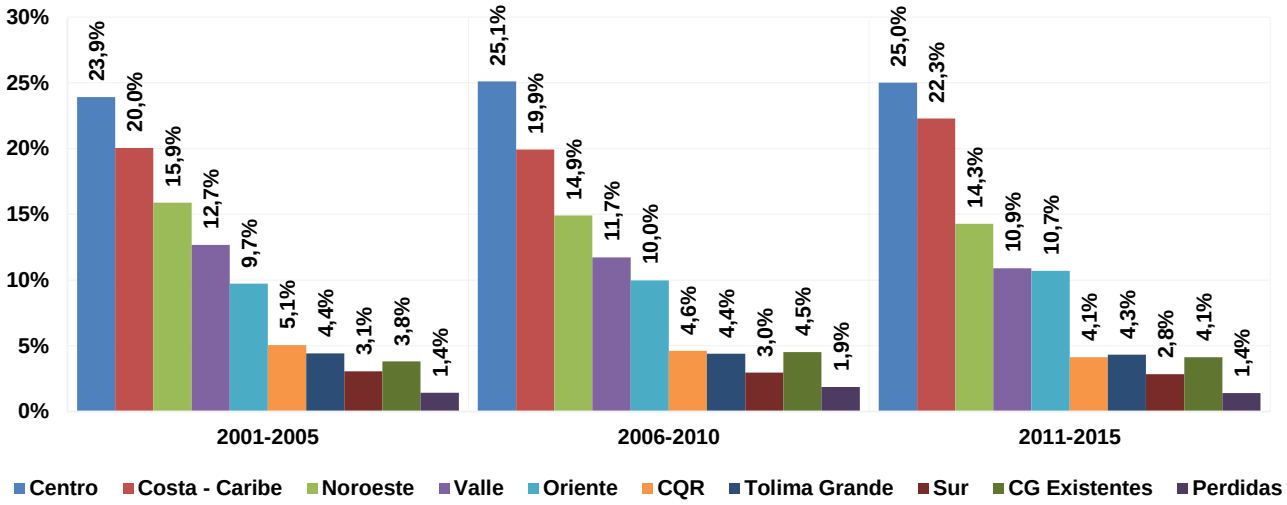
Entre los años 2006 y 2007 la demanda nacional se incrementó a un promedio anual de 4.04%, valor promedio que encubre diferencias a nivel regional como la UCP Centro con un crecimiento de 6.27% basado en su desarrollo económico, y de otra parte la UCP CQR, en donde la demanda durante este periodo solo creció en promedio un 1.86%. (Tabla 2-16 y Gráfica 2-21).

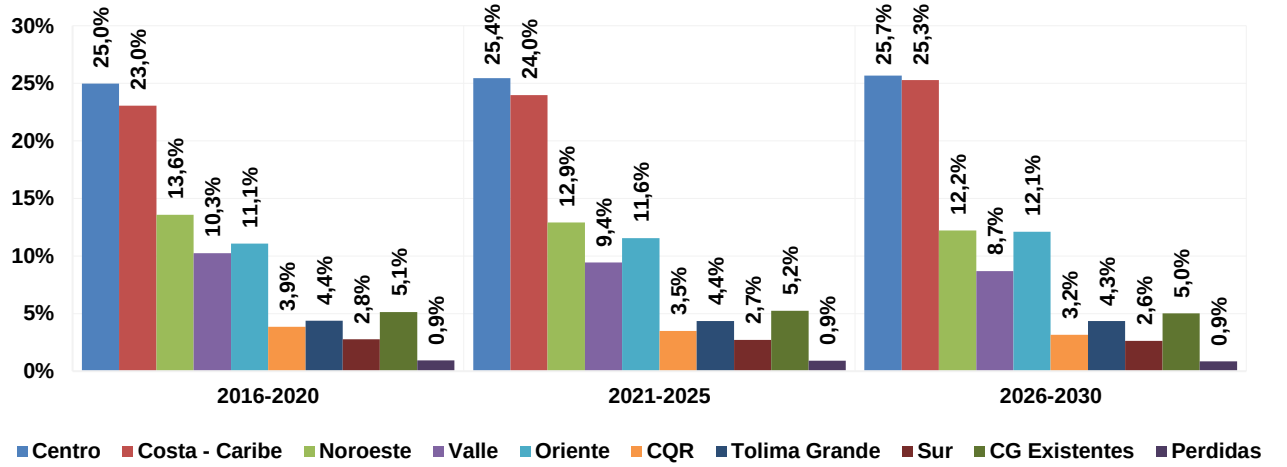
Tabla 2-16: Participación Promedio Regional respecto a la Demanda Nacional de Energía Eléctrica.

	2001-2005	2006-2010	2011-2015	2016-2020	2021-2025	2026-2030
Centro	23,90%	25,10%	25,02%	24,97%	25,44%	25,66%
Costa - Caribe	20,04%	19,92%	22,27%	23,05%	23,98%	25,29%
Noroeste	15,88%	14,91%	14,29%	13,58%	12,91%	12,22%
Valle	12,66%	11,73%	10,90%	10,26%	9,43%	8,70%
Oriente	9,73%	9,98%	10,70%	11,08%	11,55%	12,12%
CQR	5,06%	4,62%	4,13%	3,86%	3,49%	3,15%
Tolima Grande	4,43%	4,39%	4,33%	4,38%	4,35%	4,34%
Sur	3,06%	2,96%	2,83%	2,78%	2,71%	2,63%
CG Existentes	3,81%	4,52%	4,13%	5,13%	5,24%	5,03%
Perdidas	1,42%	1,87%	1,40%	0,93%	0,90%	0,86%

Nota: * GC Existentes: Cerrejón, Cerromatoso, OXY y La Cira Infantas
Fuente de datos: UPME, Portal BI – XM
Fuente de tabla: UPME

Gráfica 2-21: Participación de la demanda regional de energía eléctrica (GWh – año).





Fuente de datos: UPME, Portal BI - XM
Fuente de gráfica: UPME

La demanda máxima de potencia para cada región se presenta en distintos instantes de tiempo y no coinciden en su gran mayoría con el instante de tiempo de la demanda de potencia máxima nacional, por lo tanto, si sumamos los picos de potencia para cada región deberá ser mayor su valor en algunas ocasiones con respecto al valor nacional.

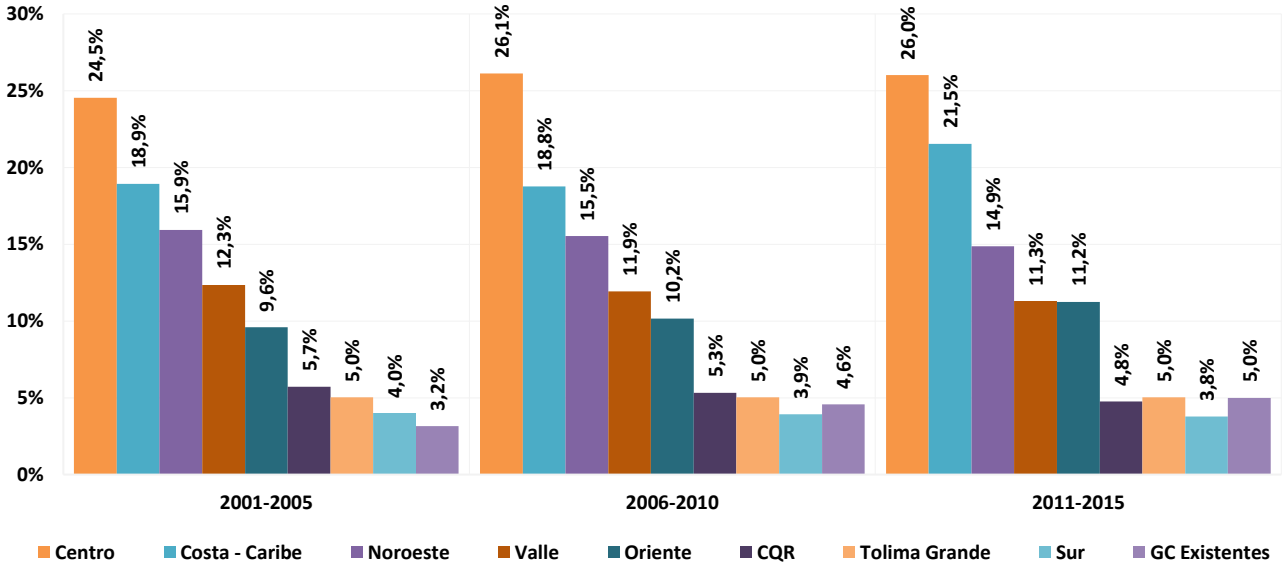
Al igual que en la demanda de energía eléctrica, las regiones más representativas dentro del consumo nacional siguen siendo: Centro, seguida de Costa - Caribe, Noroeste, Valle y Oriente con una participación de 83,49% del total de la demanda nacional en el período 2000 - 2015. (Tabla 2-17 y Gráfica 2-22).

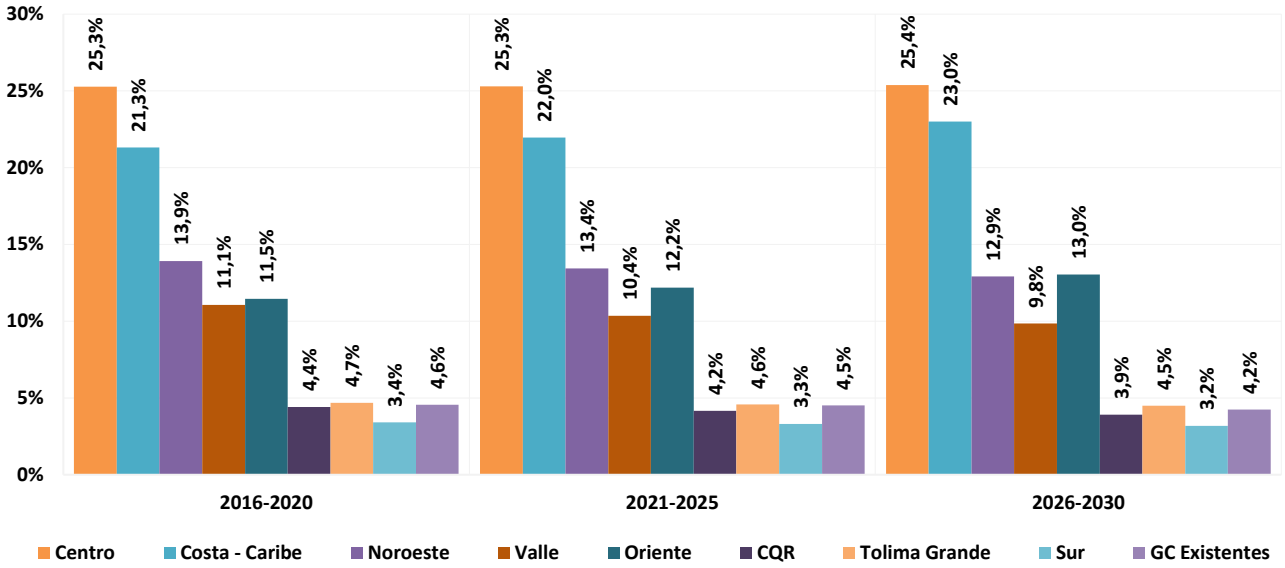
Tabla 2-17: Participación Promedio Regional respecto a la Demanda Nacional de Energía Eléctrica.

	2001-2005	2006-2010	2011-2015	2016-2020	2021-2025	2026-2030
Centro	24,54%	26,12%	26,02%	25,28%	25,30%	25,38%
Costa - Caribe	18,93%	18,77%	21,54%	21,31%	21,95%	23,01%
Noroeste	15,93%	15,53%	14,88%	13,92%	13,44%	12,91%
Valle	12,35%	11,94%	11,30%	11,07%	10,36%	9,85%
Oriente	9,60%	10,16%	11,25%	11,46%	12,18%	13,04%
CQR	5,71%	5,33%	4,76%	4,41%	4,16%	3,92%
Tolima Grande	5,03%	5,04%	5,04%	4,68%	4,59%	4,50%
Sur	4,00%	3,92%	3,79%	3,42%	3,31%	3,19%
GC Existentes	3,15%	4,58%	4,99%	4,56%	4,52%	4,24%

Nota: * GC Existentes: Cerrejón, Cerromatoso, OXY y La Cira Infantas
Fuente de datos: UPME, Portal BI – XM
Fuente de tabla: UPME

Gráfica 2-22: Participación de la demanda regional de potencia máxima (MW- año).



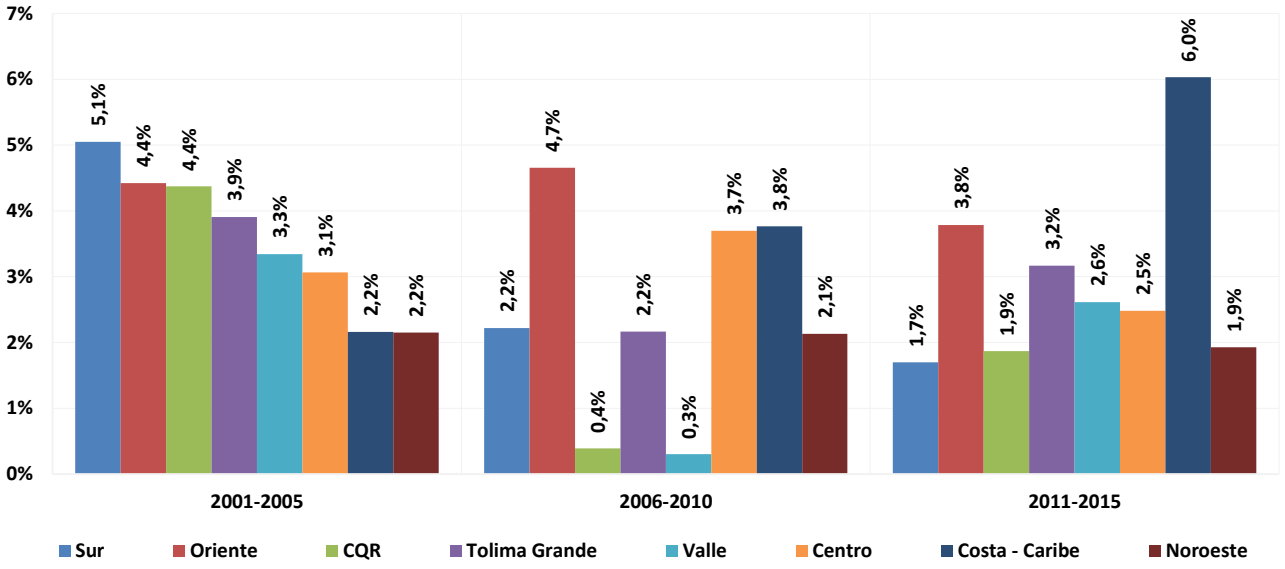


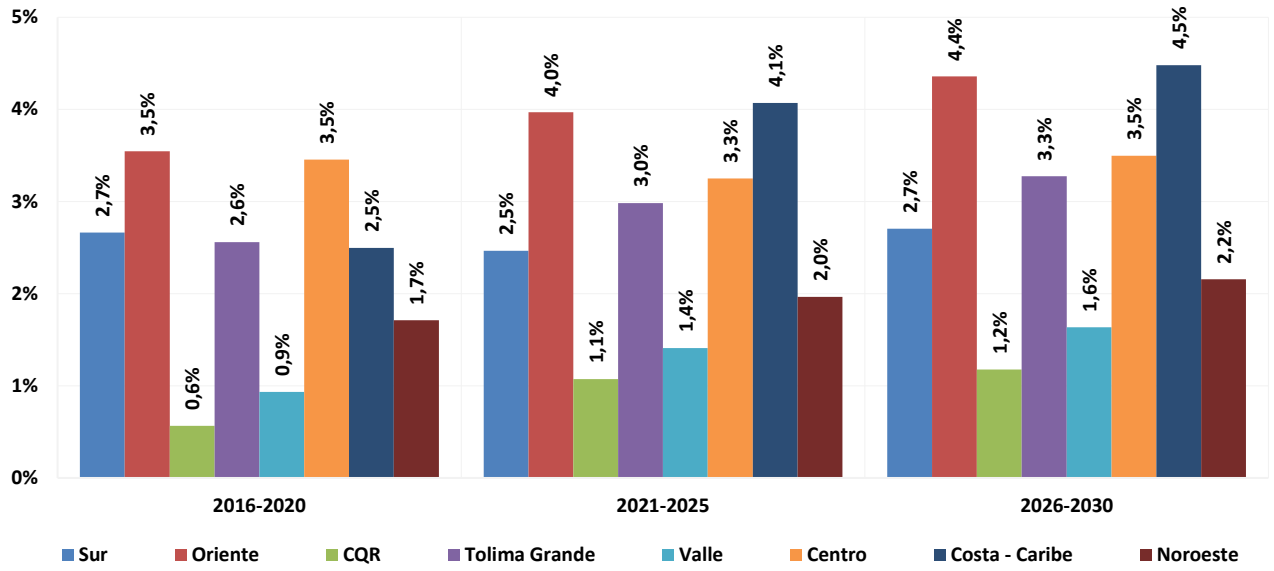
Fuente de datos: UPME, Portal BI - XM
Fuente de gráfica: UPME

2.9. CRECIMIENTO PROMEDIO DE LA DEMANDA EN LAS REGIONES

Se estima que la demanda de energía eléctrica regional tenga un crecimiento promedio para el período 2016 a 2030 en el escenario medio del 2,99%; el cual es conformado por los crecimientos de cada una las regiones: Centro (3,40%), Costa – Caribe (3,68%), Noroeste (1,95%), Oriente (3,96%), Valle (1,33%), CQR (0,94%), Tolima Grande (2,94%) y Sur (2,61%).

Gráfica 2-23: Crecimiento regional de la demanda de energía eléctrica – Escenario Medio.





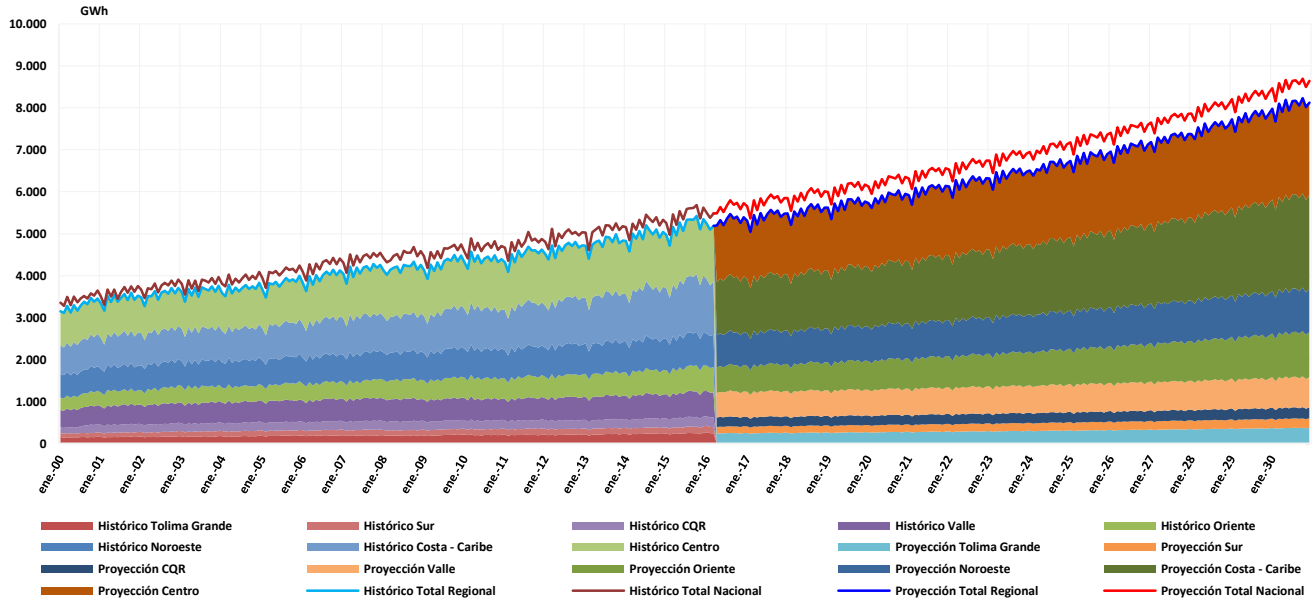
Fuente de datos: UPME, Portal BI - XM
Fuente de gráfica: UPME

Tabla 2-18: Proyección de la demanda de energía eléctrica – Escenario Medio (GWh – año).

	SUR	TOLIMA GRANDE	CQR	VALLE	ORIENTE	NOROESTE	COSTA - CARIBE	CENTRO	REGIONAL	NACIONAL
2016	1.872	2.993	2.750	7.161	7.360	9.320	15.538	16.497	63.491	67.198
2017	1.925	3.011	2.702	7.197	7.574	9.446	15.773	17.125	64.753	68.974
2018	1.970	3.090	2.712	7.250	7.835	9.610	16.224	17.728	66.419	70.822
2019	2.015	3.174	2.735	7.320	8.117	9.782	16.790	18.316	68.249	72.775
2020	2.062	3.263	2.763	7.405	8.419	9.963	17.421	18.909	70.205	74.850
2021	2.111	3.357	2.792	7.500	8.740	10.152	18.102	19.516	72.270	77.038
2022	2.163	3.456	2.821	7.603	9.082	10.349	18.830	20.143	74.446	79.343
2023	2.216	3.558	2.851	7.709	9.441	10.550	19.592	20.792	76.708	81.732
2024	2.271	3.666	2.882	7.824	9.824	10.763	20.405	21.476	79.110	84.264
2025	2.330	3.780	2.914	7.942	10.227	10.982	21.268	22.190	81.634	86.916
2026	2.391	3.899	2.948	8.067	10.658	11.211	22.189	22.940	84.302	89.711
2027	2.454	4.025	2.982	8.197	11.114	11.449	23.166	23.730	87.117	92.650
2028	2.520	4.156	3.017	8.330	11.597	11.694	24.203	24.556	90.074	95.722
2029	2.590	4.294	3.052	8.468	12.111	11.951	25.301	25.432	93.200	98.960
2030	2.662	4.440	3.090	8.613	12.659	12.219	26.481	26.353	96.518	102.382

Nota: No incluye Grandes Consumidores Existes (Cerrejón, Cerromatoso, OXY y La Cira Infantas).
Ni GCE (Pacific Rubiales, Sociedad Portuaria, Ecopetrol, Drummond).
(Fuente de datos: UPME, Portal BI – XM
Fuente de tabla: UPME

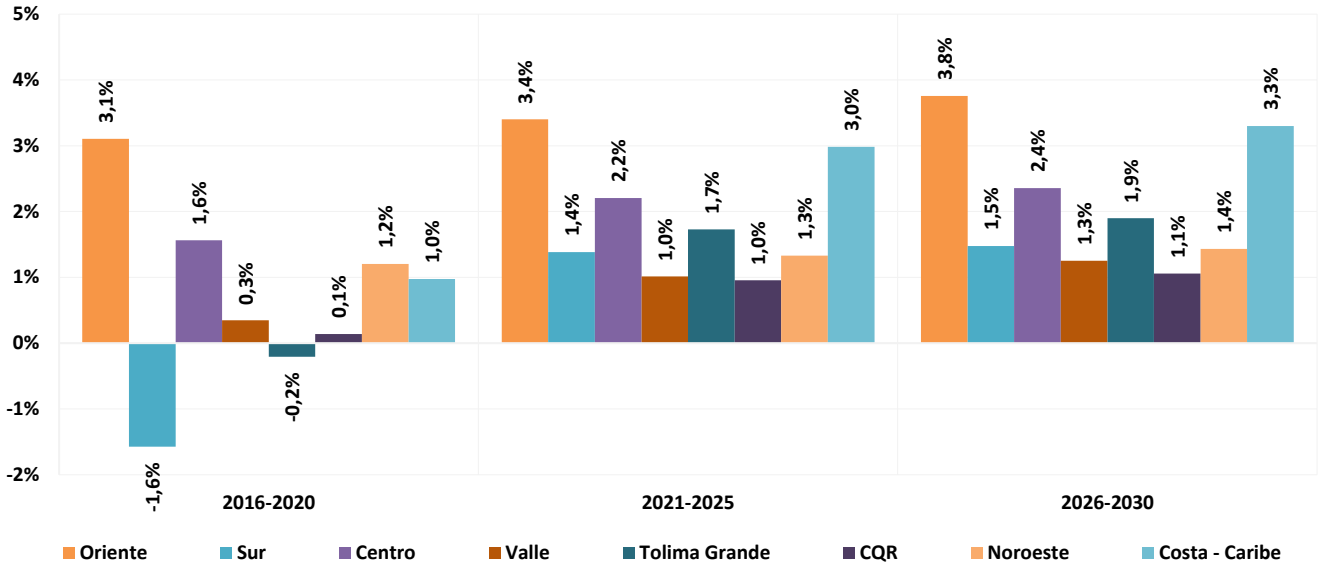
Gráfica 2-24: Proyección de la demanda de energía eléctrica – Escenario Medio (GWh – mes).



Nota: No incluye Grandes Consumidores Existes (Cerrejón, Cerromatoso, OXY y La Cira Infantas).
Ni GCE (Pacific Rubiales, Sociedad Portuaria, Ecopetrol, Drummond).
Fuente de datos: UPME, Portal BI - XM
Fuente de gráfica: UPME

En la demanda de potencia máxima, se estima que el crecimiento promedio para el período 2016 a 2030 en el escenario medio del 2,09%; el cual es conformado por los crecimientos de cada una las regiones: Centro (2,04%), Costa – Caribe (2,42 %), Noroeste (1,32%), Oriente (3,42%), Valle (0,87%), CQR (0,72%), Tolima Grande (1,14%) y Sur (0,43%).

Gráfica 2-25: Crecimiento regional de la demanda de potencia máxima – Escenario Medio.



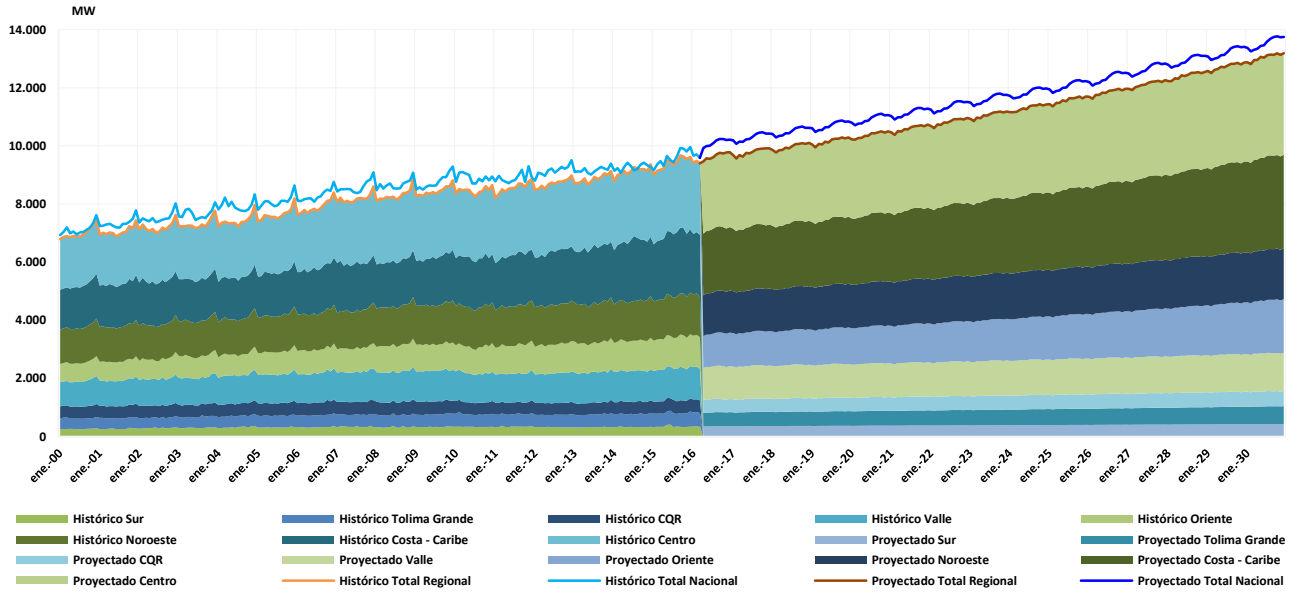
Fuente de datos: UPME, Portal BI - XM
Fuente de gráfica: UPME

Tabla 2-19: Proyección de la demanda de potencia máxima – Escenario Medio (MW – año).

	SUR	TOLIMA GRANDE	CQR	VALLE	ORIENTE	NOROESTE	COSTA - CARIBE	CENTRO	REGIONAL	NACIONAL
2016	356	488	464	1.148	1.154	1.448	2.211	2.614	9.779	10.159
2017	360	490	466	1.150	1.186	1.465	2.218	2.650	9.920	10.383
2018	365	497	469	1.157	1.220	1.484	2.257	2.688	10.107	10.581
2019	370	505	474	1.164	1.258	1.503	2.310	2.737	10.295	10.794
2020	374	513	478	1.173	1.298	1.522	2.370	2.793	10.503	11.020
2021	380	522	481	1.184	1.342	1.542	2.438	2.855	10.729	11.253
2022	385	531	484	1.196	1.387	1.562	2.510	2.913	10.960	11.499
2023	390	540	489	1.208	1.433	1.583	2.585	2.976	11.184	11.749
2024	395	549	496	1.221	1.482	1.605	2.661	3.045	11.438	12.012
2025	401	559	501	1.233	1.535	1.627	2.745	3.114	11.699	12.292
2026	407	570	504	1.249	1.591	1.649	2.833	3.185	11.969	12.583
2027	413	580	509	1.264	1.651	1.672	2.926	3.252	12.263	12.885
2028	418	591	513	1.280	1.712	1.695	3.020	3.333	12.540	13.197
2029	425	603	519	1.297	1.776	1.721	3.124	3.414	12.861	13.523
2030	431	614	528	1.313	1.846	1.746	3.229	3.499	13.183	13.866

Nota: No incluye Grandes Consumidores Existes (Cerrejón, Cerromatoso, OXY y La Cira Infantas).
Ni GCE (Pacific Rubiales, Sociedad Portuaria, Ecopetrol, Drummond).
Fuente de datos: UPME, Portal BI – XM
Fuente de tabla: UPME

Gráfica 2-26: Proyección de la demanda de potencia máxima – Escenario Medio (MW – mes).



Nota: No incluye Grandes Consumidores Existes (Cerrejón, Cerromatoso, OXY y La Cira Infantas).
Ni GCE (Pacific Rubiales, Sociedad Portuaria, Ecopetrol, Drummond).
Fuente de datos: UPME, Portal BI - XM
Fuente de gráfica: UPME

3. PLAN DE EXPANSIÓN EN GENERACIÓN

A continuación se presenta el ejercicio de planificación indicativa llevado a cabo para el horizonte 2016-2030. En este capítulo se encuentra la metodología de planificación y modelación de cada una de las fuentes de generación, los supuestos considerados para la formulación del Plan, el balance entre la proyección de demanda de energía eléctrica y la Energía en Firme para el Cargo por Confiabilidad-ENFICC, considerando las Obligaciones de Energía en Firme-OEF de las plantas futuras que están actualmente en construcción. Se muestra también el contraste entre la evolución de la capacidad instalada y el pico de potencia, al igual que los escenarios de largo plazo.

En esta versión 2016-2030 se presenta una nueva metodología de planificación, la cual formula los escenarios de largo plazo en función de varios criterios, minimizando conjuntamente y de manera simultánea los costos de inversión y operación (co-optimización). Ello se constituye en un nuevo enfoque, en contraste con versiones anteriores del Plan.

Al igual que en el Plan de Expansión anterior, esta versión contempla la incorporación de fuentes renovable no convencionales e intercambios de energía con Ecuador. Respecto al escenario de interconexiones internacionales, se establecen los volúmenes de transferencia y en función de los mismos, la necesidad de incrementar la capacidad de transporte existente. Adicionalmente, se calculan las emisiones esperadas de CO_2, el efecto del cambio climático y la sedimentación en las señales de expansión, y los costos nivelados generación de cada estrategia de largo plazo. También se presenta la valoración de cada escenario aplicando cuatro (4) indicadores de evaluación, que se constituyen en parte integral y activa de la nueva metodología de planificación.

Por otro lado y teniendo en cuenta los resultados de largo plazo, que evidencian una penetración importante de fuentes renovables no convencionales en el SIN (viento y sol), en este Plan la UPME aborda el concepto de flexibilidad, el cual está relacionado con la capacidad que tiene el sistema para incorporar este tipo de recursos. Se desarrolla un modelo de despacho predictivo y se analiza dicha flexibilidad (del sistema) bajo diferentes escenarios. El análisis también se enfoca en los elementos almacenadores BESS (Battery Energy Storage System), los cuales pueden ser utilizados bajo múltiples políticas operativas (firmeza de recursos, eliminación de restricciones eléctricas, etc.).

Asimismo, se estudia la pertinencia de repotenciar algunas unidades térmicas existentes, cuya vida útil es superior a 25 años y tienen una capacidad instalada inferior a 300 MW. El ejercicio se formula desde la perspectiva de los agentes y los usuarios de energía eléctrica.

Finalmente se muestra el primer análisis de alertas tempranas del Plan de Generación. Si bien el mismo es de carácter referencial, es importante de cara a potenciales inversionistas indicar las principales limitaciones y restricciones para la construcción de nuevos proyectos de generación.

3.1. INTRODUCCIÓN

El objetivo del planeamiento de la expansión de la generación es establecer, de manera indicativa, las necesidades energéticas del país, teniendo en cuenta el comportamiento del Sistema Interconectado Nacional-SIN y sus diversas variables, como son la demanda de energía y potencia, hidrología, velocidad del viento, radiación solar, disponibilidad y costos de los combustibles, recursos energéticos, y la fecha de entrada en operación de los proyectos que actualmente están en construcción (Cargo por Confiabilidad). La presente versión del Plan cubre el periodo 2016-2030 y contempla varios escenarios, ello para establecer el desempeño del sistema eléctrico, de acuerdo con la evolución de las variables antes citadas.

Inicialmente se analiza el sistema en el corto plazo (5 años), determinando si en este horizonte, es decir el periodo 2016-2021, con los proyectos definidos por el mecanismo del Cargo por Confiabilidad, que tienen obligaciones de Energía en Firme-OEF y que actualmente están en construcción, se satisfacen los indicadores energéticos (sin intercambios de energía con Ecuador). Así mismo, se determina el momento en el tiempo donde se necesita expansión del parque generador por el no cumplimiento de los citados indicadores. Para este ejercicio se considera el escenario alto de la proyección de demanda, revisión julio de 2016 (sensibilidad con la revisión octubre 2016), y se contemplan los costos de los combustibles para un escenario de referencia, sin limitaciones en el suministro de gas natural (en el muy corto plazo se espera la entrada de la planta de regasificación del Caribe y se evidencia la necesidad de contar con una segunda planta en el Pacífico).

Las simulaciones llevadas a cabo con el modelo energético permitieron establecer en el corto plazo, que el sistema requiere proyectos de generación adicionales a los ya definidos, o el aseguramiento de una importación desde ecuador superior a 168.05 GWh-mes, que es equivalente a un intercambio diario de 5.4 GWh-día. Lo anterior debido al no cumplimiento de los límites fijados por la regulación (VEREC). Teniendo en cuenta el resultado anterior, se extiende el periodo de estudio, analizando el horizonte 2022-2030. Para cumplir los requerimientos de demanda de energía y potencia, se identifican las necesidades de expansión, es decir nuevas plantas. Dentro las opciones se consideran proyectos o alternativas tecnológicas de expansión a partir del portafolio de proyectos de la UPME (registro), algunas solicitudes de conexión, y por supuesto, la dotación de recursos naturales (Atlas de Potenciales). Adicionalmente, para algunos escenarios se contemplan las interconexiones eléctricas actuales y futuras con nuestros países vecinos. A partir de estas alternativas se evalúan opciones de diversificación de la matriz de generación de electricidad, considerando la penetración de fuentes renovables, convencionales y no convencionales, al igual que alternativas tradicionales (generación térmica). La construcción de los escenarios de largo plazo se realiza a partir de la definición de ciertos criterios, que tienen en cuenta, entre otras condiciones, restricciones al desarrollo de recursos, impuesto a las emisiones de CO_2 y competencia entre tecnologías.

También se llevan a cabo otros ejercicios, como el cálculo de las emisiones esperadas de CO_2 para las alternativas de largo plazo, despacho predictivo y análisis de la flexibilidad del sistema, cambio climático y sedimentación, repotenciación de unidades térmicas (carbón), alertas tempranas del Plan de Generación, entre otros.

3.2. 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[3] a los diferentes agentes económicos, sobre la inversión en generación de energía eléctrica, requerida para garantizar un suministro confiable, económico, sostenible y eficiente de la electricidad en el país. En este sentido, con el fin de determinar la posible expansión del sistema, se construyen diferentes escenarios indicativos, según la conducta de ciertas variables, como la demanda de energía, disponibilidad de recursos energéticos, tendencias de expansión (iniciativa de los agentes generadores), incentivos regulatorios, desarrollo de Fuentes Renovables No Convencionales de Energía, interconexiones internacionales, desarrollo de proyectos en países vecinos, etc.

[3] El periodo de análisis de Corto Plazo es de 5 años. El de Mediano Plazo es de 10 años, y el de Largo Plazo es de 15 años.

Los análisis parten de las proyecciones de demanda de energía eléctrica, las cuales están determinadas por las expectativas de crecimiento económico de la población y de la evolución más reciente de la demanda misma. Posteriormente se llevan a cabo análisis de disponibilidad de los recursos energéticos, así como su proyección de precios. Esta información junto con el seguimiento a los proyectos del Cargo por Confiabilidad y aquellos que están en construcción, al igual que otras consideraciones, como son las interconexiones internacionales y la posibilidad de incorporación de recursos renovables, convencionales y no convencionales, al igual que otras tecnologías tradicionales, son de vital importancia al momento de construir y definir los escenarios del Plan de Expansión de Generación.

Para este Plan se ha cambiado la metodología de formulación de los escenarios. En versiones anteriores la construcción de las estrategias de largo plazo se realizaba de manera heurística. Una vez pre-establecida la matriz de generación, se **minimizaba la operación del sistema** y se cuantificaban los criterios de confiabilidad energética (Tabla 3.1). Si los límites definidos se superaban, se establecía la mínima capacidad de generación adicional que permite cumplir con los citados indicadores, ello de manera heurística y siguiendo la senda de expansión fijada.

Para la versión 2016-2030 el enfoque es diferente. Inicialmente se definen los proyectos candidatos (portafolio), los cuales están correlacionados con un análisis de opciones, que consideran iniciativas u alternativas tecnológicas de expansión contenidas en el registro de la UPME, y otras de mayor disponibilidad y menor costo, donde algunas de ellas tienen estudio de conexión asociado. Por supuesto, los Atlas de Potenciales también son contemplados. Con este banco de alternativas se procede a la construcción de los escenarios, ello bajo diferentes criterios heurísticos. Posteriormente se **minimiza conjuntamente y de manera simultánea los costos de inversión y operación** (co-optimización sin simplificación del problema general), sujeto a unas restricciones operativas, de capacidad, inversión y de almacenamiento. El resultado de este proceso es la matriz óptima, que cumple los criterios fijados. Finalmente se verifica el cumplimiento de los indicadores de confiabilidad. La Gráfica 3-1 presenta de manera resumida la nueva metodología.

Tabla 3.1: Indicadores de Confiabilidad según Resolución CREG 025 de 1995.

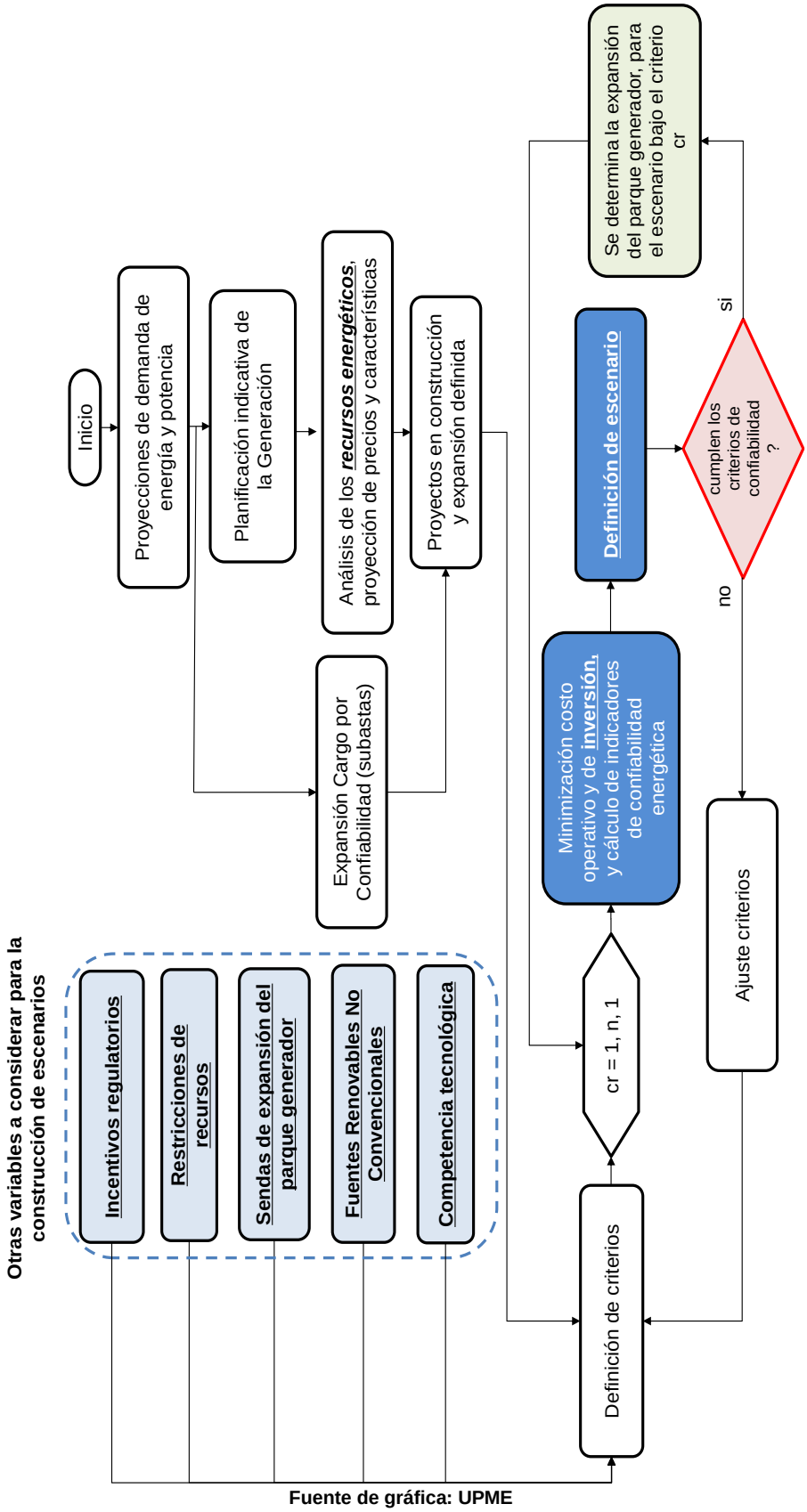
Indicador	Definición	Expresión matemática	Límite
VERE	Es la razón entre el valor esperado de la energía racionada en un mes, y la demanda nacional proyectada para dicho periodo.	$VERE = \frac{\sum_{i=1}^{n}\left(\frac{Energía\ mensual\ Racionada_i}{n}\right)}{Demanda\ Nacional\ de\ Energía_{mes}}$ $n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

Fuente de tabla: UPME

Otro cambio importante para este Plan de Generación es la selección y número de escenarios hidrológicos. La UPME para simular la operación del sistema utiliza el modelo energético SDDP-Programación Dinámica Dual y Estocástica, cuya capacidad de pronóstico depende en gran medida del nivel de aportes esperado. La antigua metodología generaba inicialmente 200 series sintéticas de aportes con un modelo auto regresivo de parámetros ARP. Posteriormente y bajo diferentes criterios estadísticos, se hacía un filtrado de series, teniendo como referencia el comportamiento histórico de la hidrología.

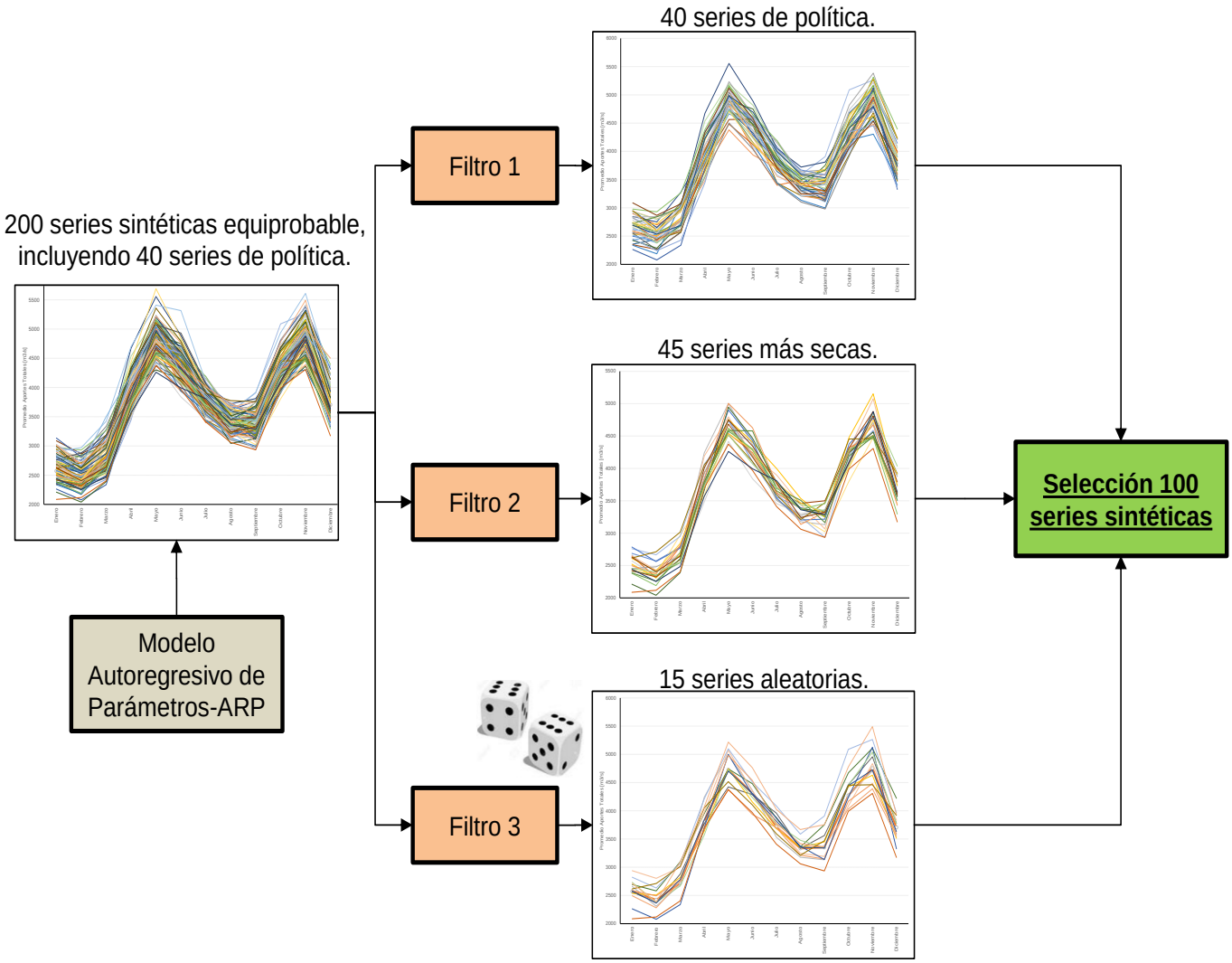
No obstante, durante el pasado fenómeno del Niño los caudales tuvieron un comportamiento tal, que en algunos casos se desviaron de los intervalos de confianza anteriormente considerados (criterios estadísticos). Es por ello que en este Plan se replanteo el procedimiento de selección de series. Inicialmente se generan 40 series de política (manera de gestionar todos los embalses). Después se generan otras 160 series sintéticas, las cuales están directamente relacionadas con las 40 primeras. Posteriormente se seleccionan las 45 series más secas (diferentes a las de política), es decir, aquellas que durante todo el horizonte de planeación presentan los menores aportes totales. Finalmente de manera aleatoria se seleccionan otras 15 series. La metodología se ilustra en la Gráfica 3-2. En la Gráfica 3-3 se observan los escenarios de aportes tenidos en cuenta en este Plan.

Gráfica 3-1: Metodología de Planificación-Generación.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 3-2: Metodología de selección de series sintéticas generadas por el modelo ARP del SDDP.

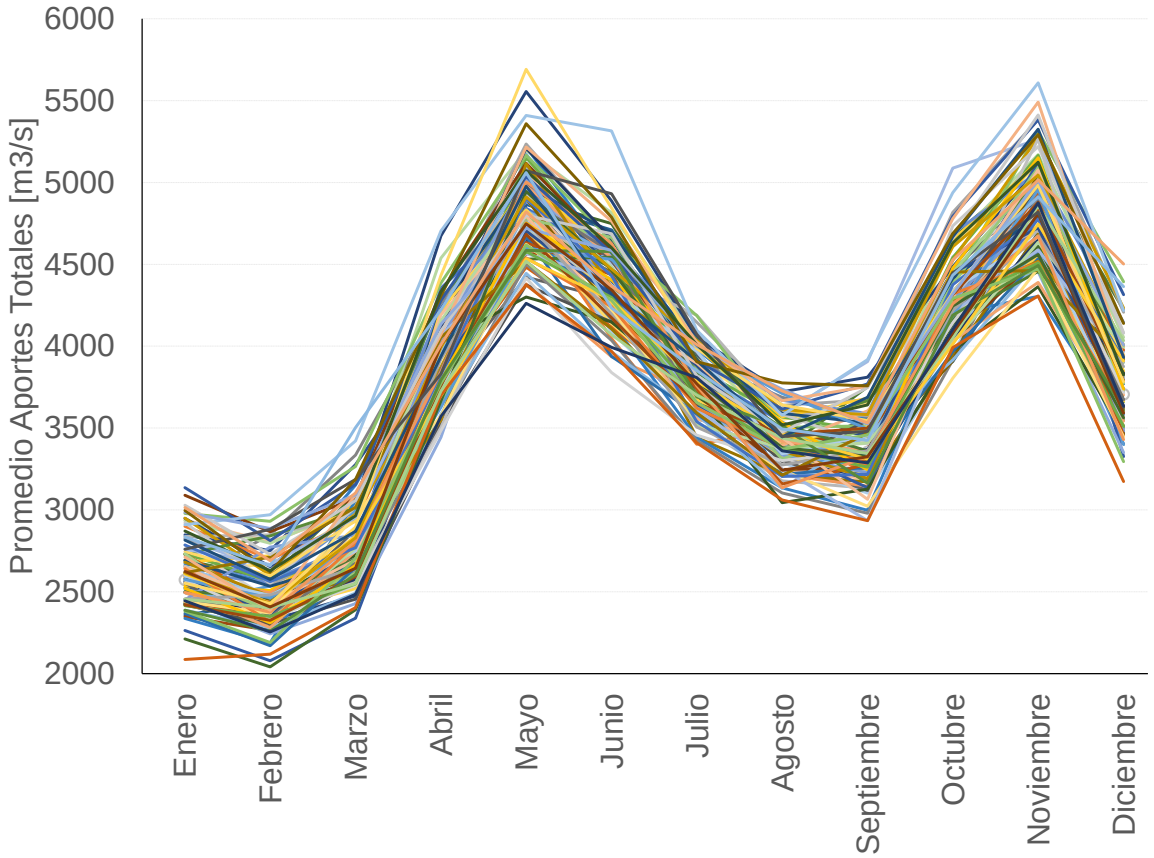


Fuente de gráfica: UPME

Se aclara que no se excluye en el procedimiento las cuarenta (40) series de política. Al contrario, dichas series con las 45 más secas y 15 aleatorias, constituyen las 100 series sintéticas.

Adicionalmente, desde la versión 2015-2029 del Plan de generación se han venido estudiando cuatro indicadores de desempeño, ello para “calificar” el comportamiento de cada estrategia de largo plazo. En el siguiente numeral se presentan los indicadores propuestos junto con su definición y procedimiento matemático para calcularlos.

Gráfica 3-3: Series de aportes consideradas en el Plan de Expansión 2016-2030.



Fuente de gráfica: UPME

3.2.1. Indicadores de valoración de los escenarios de Largo Plazo

Uno de los resultados más importantes del Plan de Expansión de Generación son los escenarios de Largo Plazo. Los atributos que comúnmente se evalúan para cada estrategia son los siguientes:

- Generación por tecnología.
- Costo marginal de la demanda.
- Evolución de la confiabilidad.
- Emisiones.
- Factor de emisión.
- Costo nivelado de capital.
- Costo promedio nivelado de generación.

En función de los escenarios simulados surge la pregunta, ¿cuál de todos ellos tiene el mejor desempeño? Para responder dicha interrogante es pertinente construir una serie de indicadores, que posibiliten la visualización del comportamiento de cada estrategia, agrupando la mayor cantidad de atributos. En este sentido, los indicadores propuestos son los siguientes:

i. Resiliencia hidráulica.
ii. Costo marginal de la demanda.
iii. Emisiones.
iv. Costo nivelado de generación.

Los indicadores ii, iii y iv representan cuatro (4) de los atributos analizados en el Plan de Expansión. Respecto a la evolución de la confiabilidad, los índices VERE, VEREC y número de casos con déficit proporcionan el comportamiento de cada uno de los escenarios bajo esta arista, por lo cual no tiene sentido considerar dicho atributo como indicador.

Por otro lado, la matriz de generación actual y futura tendrá una fuerte componente hidroeléctrica, es decir, fenómenos climáticos como El Niño afectarán la seguridad del abastecimiento energético. En este sentido, la resiliencia hidráulica, que cuantifica la dependencia de la demanda nacional respecto al recurso hidroeléctrico, se constituye en un indicador preponderante (entre más expuesto esté la generación del SIN a la incertidumbre hidrológica, menos resiliente será el sistema). Es evidente que dicho indicador está correlacionado con el valor esperado de la producción de cada recurso y la complementariedad con la hidroenergía.

Finalmente, el costo nivelado de generación es un referente para los tomadores de decisiones, por ello se considera como indicador.

3.2.2. Definición matemática indicadores

En este numeral se presentan las expresiones matemáticas para calcular cada indicador. Sus valores oscilan, salvo para las emisiones, entre 0 y 1. Entre más cercano esté a la unidad, el desempeño de cada escenario es positivo (frente al indicador bajo análisis), caso contrario si es tendiente a cero.

3.2.2.1. Resiliencia hidráulica

Como se mencionó previamente, la Resiliencia hidráulica establece la dependencia de la demanda nacional respecto al recurso hidroeléctrico (energía y potencia). Matemáticamente se define de la siguiente manera:

$$R_{h_j} = \left(\frac{\alpha}{n}\right).\sum_{i=1}^{n}\left(1-\frac{E_{j,i}}{D_{e_i}}\right)+\left(\frac{1-\alpha}{n}\right).\sum_{i=1}^{n}\left(1-\frac{P_{j,i}}{D_{p_i}}\right)$$

Donde:

- *j*: Escenario de largo plazo bajo análisis.
- *i*: Es la etapa (mes) bajo estudio.
- *n:* Número total de meses en el horizonte del plan.
- R_{h_j}*:* Resiliencia hidráulica para el escenario de largo plazo *j*.
- α: Peso del indicador que valora la participación de la Energía hidroeléctrica agregada (cuya probabilidad de ser excedida es el 80 %) respecto a la demanda. Para este caso es 0.5.
- $E_{j,i}$: Energía hidroeléctrica agregada que tiene una probabilidad del 80 % de ser excedida, ello en el mes *i*. Sus unidades son GWh-mes. Lo anterior para el escenario *j*. Se seleccionó el 80 % dado que bajo condiciones hidrológicas extremas (sequía), el aporte de esta tecnología se reduce significativamente.
- D_{e_i}: Demanda de energía eléctrica en el mes *i*. Sus unidades son GWh-mes.
- $P_{j,i}$: Capacidad hidroeléctrica agregada en el mes *i*. Sus unidades son MW. Lo anterior para el escenario *j*.
- D_{p_i}: Demanda de potencia en el mes *i*. Sus unidades son MW.

3.2.2.2. Costo marginal de la demanda

El costo marginal de la demanda, análogo al precio futuro de bolsa, es uno de los atributos más importantes de cada escenario de largo plazo. El indicador que se formula y presenta a continuación, tiene como objetivo reflejar la participación de dicho costo frente al máximo valor encontrado, analizando todos los escenarios. En otras palabras, entre más cercano sea a la unidad, la demanda pagaría menos por concepto de generación de energía eléctrica en el futuro. Caso contrario si es tendiente a cero. La siguiente expresión matemática muestra la composición del mismo:

$$I_{C_j} = \left(\frac{1}{n}\right).\sum_{i=1}^{n}\left(1 - \frac{E\left[C_{mg_{j,i}}\right]}{\max\left(E\left[C_{mg_{esc\ max}}\right]\right)}\right)$$

Donde:

- I_{C_j}: Indicador de costo marginal del escenario de largo plazo *j*.
- $E\left[C_{mg_{j,i}}\right]$: Es el valor esperado del costo marginal en el mes *i*, para el escenario de largo plazo *j*. Sus unidades son USD$/MWh-mes.
- $\max\left(E\left[C_{mg_{esc\ max}}\right]\right)$: Es el máximo valor esperado del costo marginal, que ocurre durante todo horizonte de planeación, lo anterior analizando todas las estrategias de largo plazo. Sus unidades son USD$/MWh-mes.

3.2.2.3. Emisiones

Las emisiones de CO_2 también constituyen un indicador diferencial entre cada uno de los escenarios. Como se mencionó previamente, las emisiones dependen de la generación térmica y su consumo de combustible. Respecto al planteamiento del Plan de Generación 2015-2029, en esta versión se presenta una modificación al índice. El objetivo es medir la desviación respecto a una meta, la cual esta correlacionada con una estrategia base de largo plazo.

Teniendo en cuenta que las emisiones de CO_2 pueden ser superiores a la meta fijada en algunas etapas del horizonte, el indicador castiga este tipo de eventos, permitiendo que el índice tome valores negativos. Es por ello que este indicador varía entre (-1) y (1). De todas maneras, entre más cercano sea a la unidad, menos contaminante es la estrategia de largo plazo. La siguiente expresión matemática muestra la manera de cuantificarlo:

$$I_{Em_j} = \left(\frac{1}{n}\right).\sum_{i=1}^{n}\left(\frac{E\left[M_{esc\ meta_i}\right] - E\left[M_{esc_{j,i}}\right]}{E\left[M_{esc\ meta_i}\right]}\right)$$

Donde:

- I_{Em_j}: Indicador de emisiones del escenario de largo plazo *j*.
- $E\left[M_{esc_{j,i}}\right]$: Es el valor esperado de las emisiones en el mes *i*, para el escenario de largo plazo *j*. Sus unidades son Ton CO_2-mes.
- $E\left[M_{esc\ meta_i}\right]$: Es la meta de emisiones de CO_2, que está relacionada con el valor esperado de las emisiones del escenario base de largo plazo. Sus unidades son Ton CO_2-mes.

3.2.2.4. Costo nivelado de generación

Este indicador refleja por escenario, el costo de inversión y operación en que se debe incurrir para garantizar la confiabilidad del SIN, excluyendo la conexión a la red. El mismo se encuentra normalizado respecto al escenario más costoso. Dada la formulación matemática, se observa que para la estrategia más costosa, el índice tomaría el valor de 0. El cálculo se describe a continuación:

$$I_{C_{nivGen_j}} = 1 - \left(\frac{Costo_j}{\max(Costo_1, Costo_2, \dots\dots\dots, Costo_n)}\right)$$

Donde:

- $I_{C_{nivGen_j}}$: Indicador de costo nivelado de generación normalizado, para el escenario *j*.
- $Costo_j$: Es el costo nivelado de generación del escenario *j*. Sus unidades son MUSD$.
- $\max(Costo_1, Costo_2, \dots\dots, Costo_n$: Es el mayor costo nivelado de generación dentro de los escenarios de largo plazo estudiado. Sus unidades son MUSD$.

3.2.3. Metodología de modelación de las fuentes intermitentes en el SDDP

La UPME utiliza el modelo SDDP-Programación Dinámica Dual y Estocástica para simular la operación del sistema. Este toma en consideración la información histórica de aportes a las principales plantas hidroeléctricas del país. A partir de estos datos se generan series sintéticas de caudales con un modelo Autoregresivo de Parámetros-ARP, donde cada una de ellas representa, para todo el horizonte de planeación, un escenario hidrológico equiprobable. Posteriormente, con la información de costos de operación, administración y mantenimiento, costos de combustibles, y los principales parámetros y características de las plantas de generación, se minimiza el costo operativo del sistema, teniendo en cuenta la función de costo futuro, que a la vez se construye con las series hidrológicas generadas (enfoque estocástico).

En contraste, si bien el SDDP permite la modelación de fuentes renovables no convencionales, su formulación y estructura no considera el comportamiento variable de dichos recursos intermitentes, ya que el modelo replica durante todo el horizonte de planeación, series de generación suministradas externamente. Es decir, solamente se consideran los posibles escenarios de generación renovable cuantificados previamente, descontando esta energía de la demanda eléctrica (enfoque determinístico). En este sentido, la Unidad desarrolló una metrología de modelación de las fuentes renovables, teniendo en consideración su comportamiento estocástico. A continuación se presenta el enfoque general y específico para los recursos eólico y solar fotovoltaico.

3.2.3.1. Enfoque general

La disponibilidad de información es necesaria para el adecuado modelamiento de este tipo de fuentes. Es por ello que la Unidad estableció acercamientos con entidades estatales y universitarias, como COLCIENCIAS, el IDEAM, el Servicio Geológico Colombiano-SGC, la Pontificia Universidad Javeriana e IGAC, con el objetivo de actualizar los Altas de Potenciales, específicamente radiación y brillo solar, velocidad del viento e hidroenergía. Asimismo, la UPME tiene contactos con empresas privadas y gremios del sector eléctrico, lo cual le permitió para esta versión del Plan contar con datos actualizados de varios recursos (velocidad del viento en la Guaira, y radiación y brillo solar en las principales áreas del país).

Una vez se dispone de toda esta información, junto con su tratamiento respectivo (validación de datos), se construye la metodología de modelación de las fuentes intermitentes en el SDDP, conservando su naturaleza

estocástica. Respecto a la biomasa y geotermia, dado los potenciales y las capacidades contempladas, se modelan estos recursos como plantas térmicas convencionales, teniendo en cuenta sus costos de operación e inversión, al igual que sus índices de disponibilidad y eficiencias. A continuación se presentan las metodologías individuales para la modelación del recurso eólico y solar fotovoltaico.

3.2.3.1.1. Energía eólica

En la Tabla 3.2 se presenta la metodología planteada para la modelación del recurso eólico. El procedimiento detallado es el siguiente:

- Con los datos históricos de velocidades de viento in situ para el horizonte 2007-2016, a una altura de 80 metros (proyectos que suministraron información a la UPME), se construye una serie de tiempo de mayor longitud (1994-2016), lo anterior con la información del proyecto MERRA de la NASA. Para ello se llevan a cabo análisis horarios y diarios, buscando índices de correlación superiores al 70 %.
- Posteriormente, una vez se ha construido la serie de tiempo, 1994-2016, se calcula la velocidad del viento a una altura de 120 metros con la ecuación de Hellmann (considerando un coeficiente $\alpha = 0.25$), ello según tecnología típica para aerogenerador de 3 MW. Con la serie de tiempo ajustada a la altura correspondiente, se calcula la energía histórica producida por los parques eólicos virtuales, según la tecnología considerada, capacidad instalada del parque, factor de pérdidas del 15 %, y una densidad del aire de 1.15 Kg/m^3.
- Posteriormente, teniendo en cuenta la complementariedad[4] estacional y energética encontrada entre el viento de la zona norte de la guajira y la hidroelectricidad del interior del país, se calcula el caudal medio mensual horario equivalente de una planta hidráulica, para generar la energía eólica de los parques virtuales. Finalmente, se modela en el SDDP los parques eólicos como análogos hidroeléctricos sin embalse, teniendo en cuenta los caudales cuantificados, los cuales guardan una relación directa con la información histórica de vientos.

Tabla 3.2: Modelación recurso eólico.

Algoritmo Metodología de modelación del recurso eólico
1: Recolección de información (velocidad). MERRA y mediciones in situ
2: Cálculo correlaciones a 80 metros de altura
3: **si** (correlación horaria < 0.7) **entonces**
4: **si** (correlación diaria < 0.7) **entonces**
5: **go to** 1
6: **si no**
7: Establecer velocidades de viento históricas
8: **fin si**
9: **si no**
10: Establecer velocidades de viento históricas
11: **fin si**
12: Cálculo velocidades de viento a 120 metros
13: Cálculo energía mensual generada por parque eólico
14: Cálculo caudal medio requerido por planta análoga hidroeléctrica sin embalse
15: **fin**

Fuente de tabla: UPME.

[4] La complementariedad se refiere al hecho, donde en épocas de sequía el viento incrementa su disponibilidad. Los caudales medios mensuales horarios se obtienen a partir de las series de datos históricos de velocidad de viento, y características técnicas específicas de las tecnológicas y configuraciones de los parques, lo cual es facilitado por los agentes. En otras palabras, la complementariedad no se considera para el cálculo de los caudales análogos.

3.2.3.1.2. Energía solar fotovoltaica

En la Tabla 3.3 se presenta la metodología planteada para la modelación del recurso solar fotovoltaico. El procedimiento es el siguiente:

- La Unidad contempla un crecimiento importante de la energía solar a través de sistemas fotovoltaicos a nivel distribuido, particularmente en aquellos centros urbanos con alta demanda industrial. En este sentido se seleccionan las cuatro (4) ciudades con mayor consumo de electricidad, a saber, Bogotá, Medellín, Cali y Barranquilla.
- Acto seguido y para cada ciudad se cuantifica por año, una aproximación de la capacidad instalada total de los sistemas fotovoltaicos distribuidos (Cap_{total}), lo anterior para el horizonte 2016-2030 y contemplando: **i)** censo sistemas fotovoltaicos, **ii)** estudios UPME, **iii)** referentes de precios de instalación, e **iv)** informes del IEA sobre la inclusión de este tipo de sistemas en varias matrices de generación.
- Posteriormente se calcula por año y para cada ciudad *i*, su capacidad instalada (P_i), lo anterior como una ponderación de la capacidad instalada total (Cap_{total}), que está en función de la demanda de electricidad (D_i) y la radiación solar de la ciudad (R_i). Las expresiones matemáticas son las siguientes:

$$P_i = \left\{\frac{D_i}{\sum_{j=1}^{n} D_j} + \frac{R_i}{\sum_{j=1}^{n} R_j}\right\}.\frac{Cap_{total}}{2};\ Cap_{total} = \sum_{i=1}^{n} P_i$$

- Con la capacidad P_i y la información diaria de radiación solar, se calcula la energía diaria que produciría dicha capacidad instalada en la ciudad *i*. Lo anterior de la siguiente manera:

  - ✓ Se asume diariamente un número de horas (h_i) con radiación solar de $1000\ {}^{W}/_{m^2}$, de tal manera que el producto de esta radiación por dicho número de horas, sea igual a la energía de la radiación solar diaria promedio de la ciudad *i* (R_i). La expresión matemática es la siguiente:

$$h_i = \frac{R_i}{1000\ {}^{W}/_{m^2}}$$

  - ✓ El producto de este número de horas h_i y $\mathrm{P_i}$, permite calcular la energía diaria E_i que produciría la ciudad *i* con dicha capacidad instalada. La expresión matemática es la siguiente:

$$E_i = P_i.h_i$$

- Después se cuantifica para la ciudad *i* la energía mensual generada por la capacidad fotovoltaica instalada.
- Finalmente con la energía mensual se determina el caudal promedio equivalente que necesitaría una planta hidráulica virtual para generar dicha energía en los bloques de demanda correspondientes, y se modela de esta manera en el SDDP.
- Cuando de modela un parque solar, cuya capacidad amerita su conexión a un nivel superior del Sistema de Distribución Local-SDL, el procedimiento de modelación es similar, sólo que su capacidad es fija (dato suministrado en función de las características del proyecto).

Tabla 3.3: Modelación recurso solar fotovoltaico.

Algoritmo Metodología de modelación del recurso solar fotovoltaico
Recolección de información (radiación solar). EDEAM y mediciones in situ
si (modelación recurso distribuido agregado) **entonces**
Para i=1:número ciudades
Estimación por año de P_i en el horizonte de análisis
Cálculo E_i del recurso distribuido
Cálculo energía mensual
Cálculo caudal medio requerido por planta análoga hidroeléctrica sin embalse
Modelación restricción de generación solar en bloques de demanda correspondiente
fin
fin si
Cálculo E_i por planta solar
Cálculo energía mensual
Cálculo caudal medio requerido por planta análoga hidroeléctrica sin embalse
Modelación restricción de generación solar en bloques de demanda correspondiente
fin

Fuente de tabla: UPME

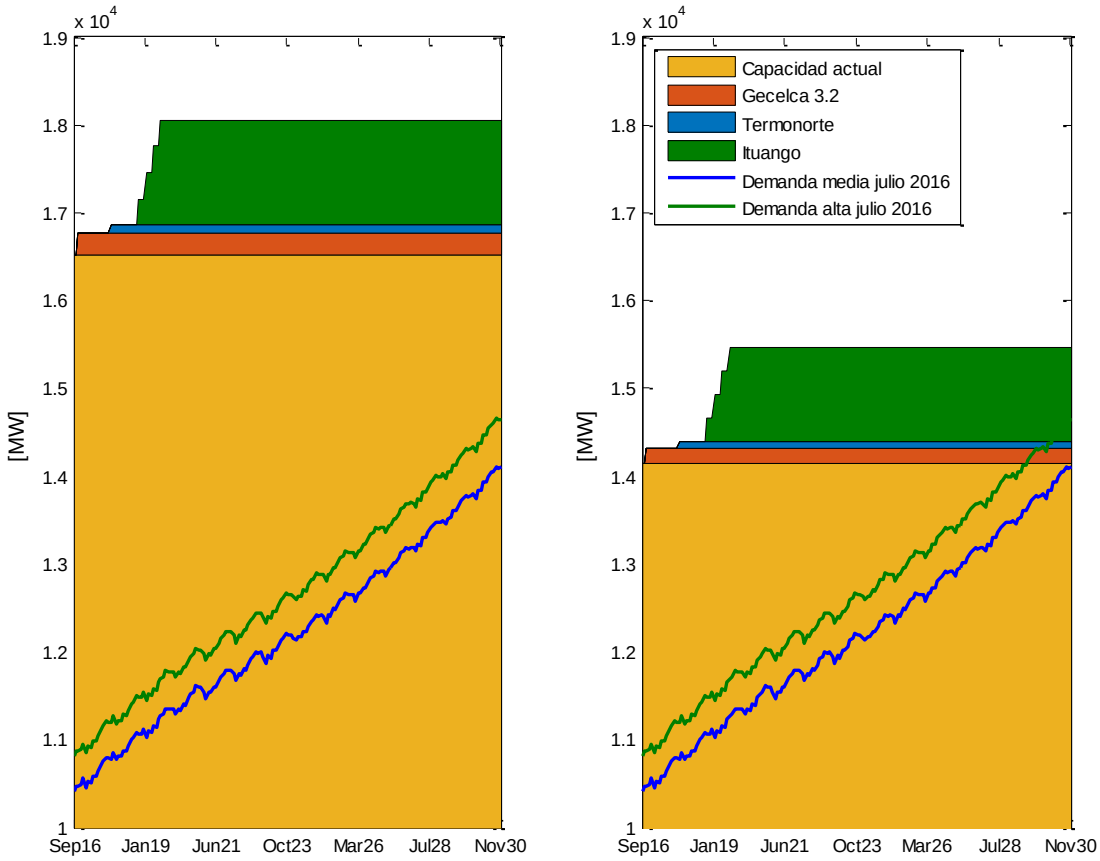
3.3. REVISIÓN DE POTENCIA Y ENERGÍA EN COLOMBIA

En función de la metodología de Planificación de la generación, donde se realiza un análisis de la disponibilidad de los recursos energéticos, a continuación se presenta la revisión de potencia y energía en Colombia. Esto permite comparar la capacidad instalada de potencia del SIN junto con la Energía en Firme para el Cargo por Confiabilidad-ENFICC, y contrastarlas con las proyecciones de demanda de potencia y energía.

3.3.1. Comparación de la capacidad instalada y demanda máxima de potencia

A continuación se realiza una revisión de los requerimientos de capacidad del sistema para la atención de la demanda máxima de potencia (sin interconexiones internacionales). Respecto a la evolución de la capacidad instalada, sólo se consideran los proyectos definidos por el mecanismo del Cargo por Confiabilidad, es decir, no se tiene en cuenta la segunda etapa del proyecto Ituango. La Gráfica 3-4 permite comparar la posible evolución del pico de potencia de la demanda, con la capacidad disponible actual y futura del parque generador, lo anterior para los escenarios alto y medio de la proyección de demanda del mes de julio de 2016. La gráfica presenta la capacidad efectiva neta, es decir, no se considera inicialmente la afectación de la misma por los índices de indisponibilidad, para luego contrastar dicho balance con la capacidad instalada, ajustada con los mencionados índices.

Gráfica 3-4: Proyección demanda máxima de potencia eléctrica y capacidad instalada.



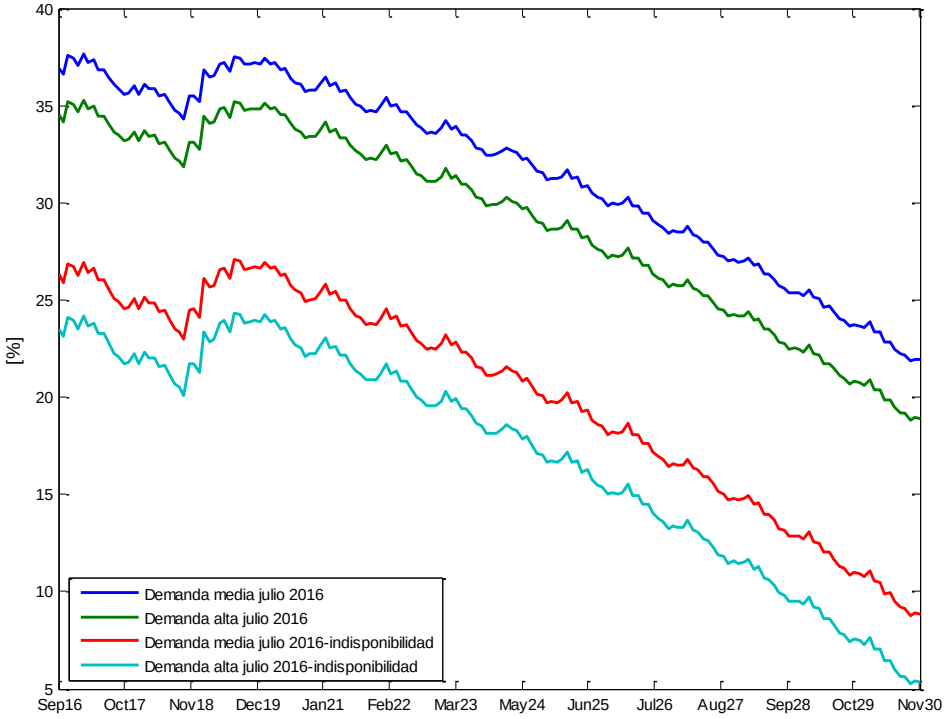
Fuente de gráfica: UPME

De la gráfica anterior se puede concluir que en todos los escenarios de demanda, alto y medio, la capacidad instalada es superior a los requerimientos de potencia que el sistema exige. De todas maneras se observa hacia el final del periodo de planeación, una reducción del 14.35 % en la capacidad del parque generador (2591.6 MW), ello cuando se consideran los índices de indisponibilidad.

Si bien la demanda máxima de potencia se podría abastecer para todo el horizonte (sin considerar el efecto de la reducción de capacidad cuando se tienen bajos niveles en los embalses), el margen de reserva del sistema disminuye considerablemente. La Grafica 3-5 indica el comportamiento de dicha variable, el cual es inferior al 35 % para el mes de febrero del 2020 (escenario demanda alta y sin contemplar los índices de indisponibilidad). A partir de ese instante el indicador decrece de manera progresiva por la no inclusión de nuevos proyectos de generación. Si el margen de potencia se calcula contemplando los índices de indisponibilidad, el mismo se reduce en más del 11.7 % respecto al cálculo original.

En la próxima versión del Plan de Expansión se analizará el efecto del nivel de los embalses del SIN cuándo se tienen aportes hidrológicos reducidos, en el cálculo del balance de potencia y el margen de reserva del sistema.

Gráfica 3-5: Margen de reserva de potencia del sistema Colombiano.



Fuente de gráfica: UPME

3.3.2. Comparación de la Energía Firme y la demanda de energía eléctrica

A continuación se presenta el contraste entre la proyección diaria promedio de demanda de energía eléctrica, revisiones julio y octubre de 2016 (escenarios medio y alto), y la Energía Firme verificada de las plantas existentes-ENFICC, incluyendo las obligaciones de las centrales nuevas (subastas del Cargo por Confiabilidad). Para este ejercicio se tuvo en cuanta la última verificación de ENFICC, periodos 2015-2016, 2016-2017, 2017-2018 y 2018-2019. En los proyectos definidos por el Cargo por Confiabilidad que no han entrado en servicio y que estarían en operación durante los periodos citados, se descuenta su ENFICC y se contemplan sus Obligaciones de Energía en Firme-OEF (sin las centrales Porce IV, Miel II, Termocol, Ambeima y Porvenir II)[5].

El análisis se realizó para cinco (5) escenarios, incluyendo un caso base de referencia. Se plantean atrasos para aquellos proyectos, que según el informe de seguimiento que realizó la UPME al momento de iniciar los análisis del Plan, tenían dificultades (ver Tabla 3.4). Todos los escenarios prevén para las plantas nuevas un desplazamiento máximo de un año en su fecha de entrada, sin la posibilidad de ceder las OEF (salvo para los casos donde no se ejecuta Termonorte). Todo lo anterior con el objetivo de brindar señales y advertir posibles situaciones de desabastecimiento.

Es importante mencionar que los atrasos asumidos desplazan la Energía en Firme según los meses estipulados, y que parte de la misma no se puede respaldar con una sola unidad de generación.

[5] No se tiene en cuenta la ENFICC remanente, es decir, aquella que no fue asignada en las pasadas subastas del Cargo por Confiabilidad.

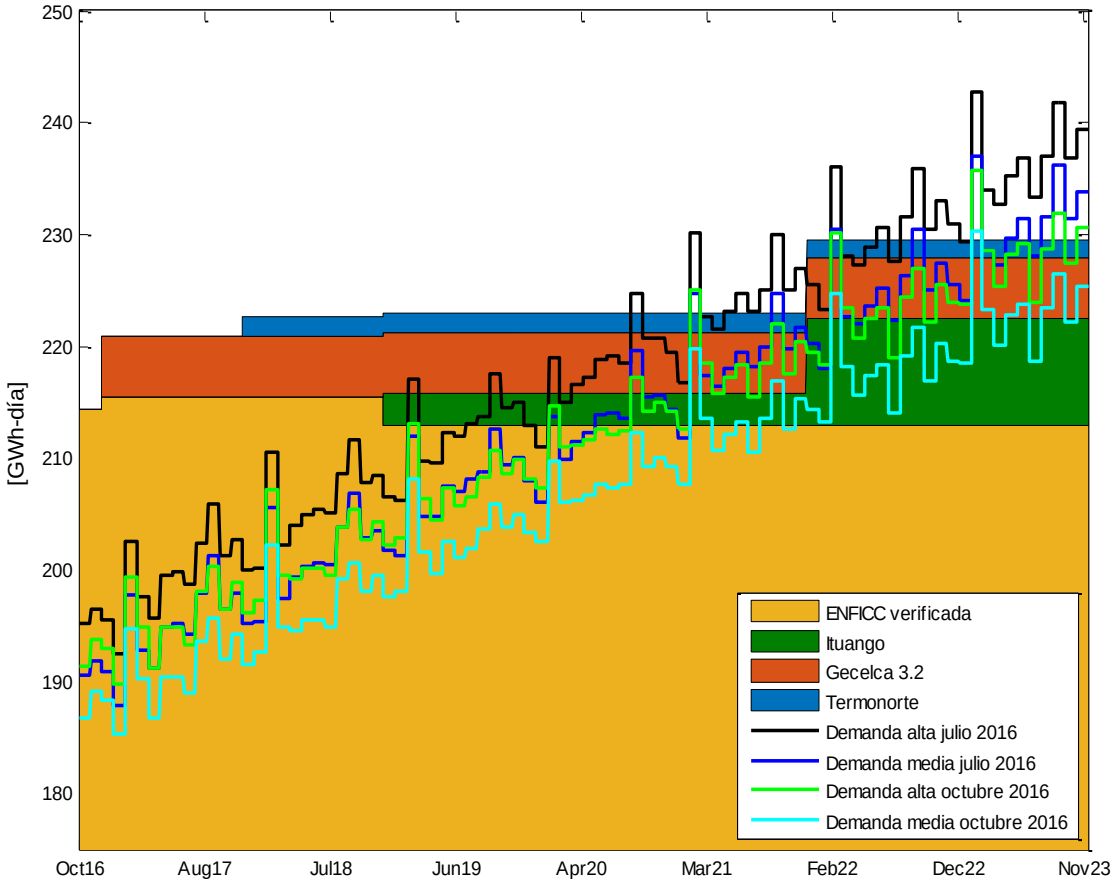
Tabla 3.4: Escenarios considerados.

Parque Generador	Escenario 0	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4
ENFICC Verificada	Incluida	Incluida	Incluida	Incluida	Incluida
Ituango	dic-18	dic-18	**dic-19**	dic-18	**dic-19**
Gecelca 3.2	nov-16	**jul-17**	nov-16	nov-16	**jul-17**
Termonorte	dic-17	dic-17	dic-17	-	-

Fuente de tabla: UPME.

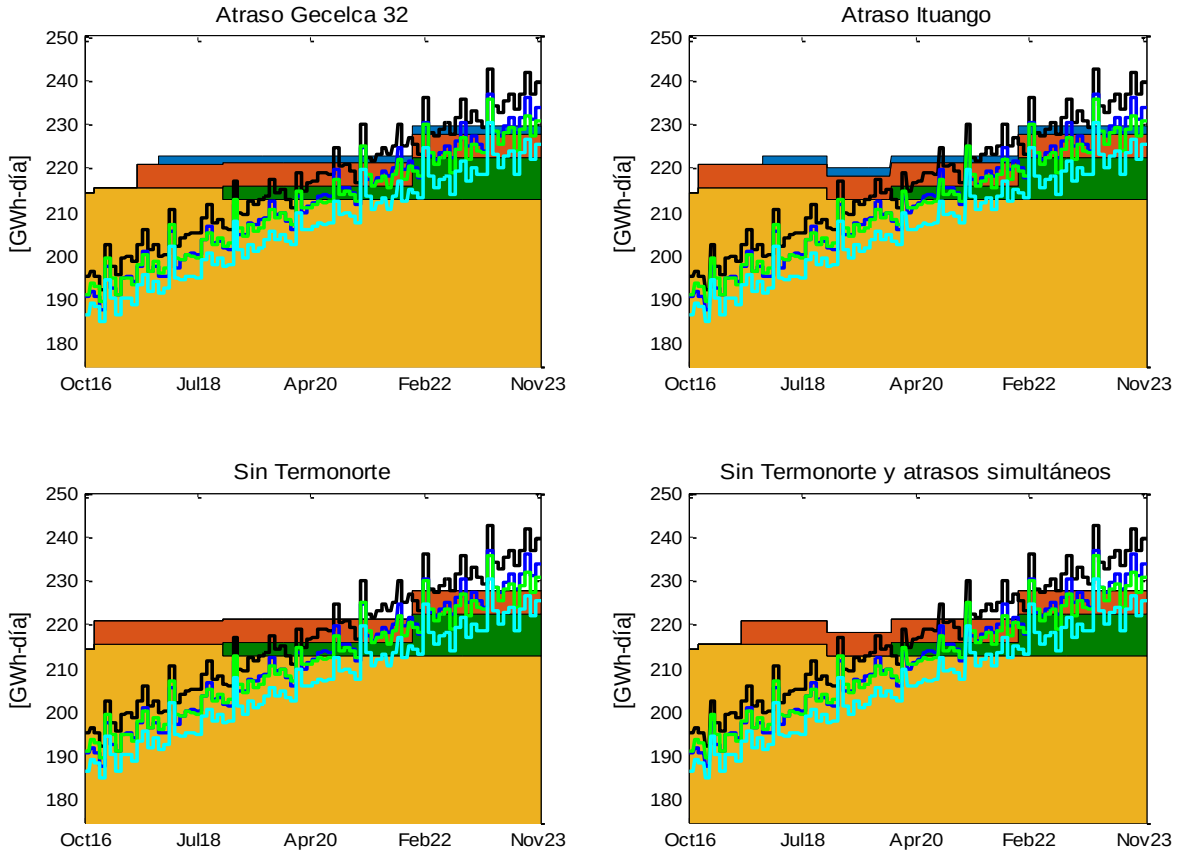
El primer caso corresponde al escenario base (escenario 0), Gráfica 3-6, el cual considera las fechas de entrada en operación de los proyectos, según sus compromisos de Energía Firme. Los atrasos individuales de Gecelca 3.2, Ituango y Termonorte, así como el caso crítico (escenario 4), se observan en la Gráfica 3-7.

Gráfica 3-6: ENFICC verificada y OEF vs. Proyecciones de demanda. Escenario 0.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 3-7: ENFICC verificada y OEF Vs. Proyecciones de demanda. Escenarios 1, 2, 3 y 4.



Fuente de gráfica: UPME

Resultados

- En el caso base se observa una reducción de la ENFICC verificada a partir de diciembre de 2018, ello debido a la disminución de la Energía en Firme para algunas plantas hidroeléctricas y térmicas en dicho instante. Adicionalmente, se comprometería la atención de la demanda en septiembre de 2020, bajo el escenario de proyección alto de la demanda de julio de 2016. Si la demanda evoluciona como lo prevé la revisión de octubre de 2016, la oferta de Energía en Firme sería inferior a la demanda en el mes de febrero del año 2021.

  Por otro lado, si bien para los escenarios 1, 2, 3 y 4, atrasos independientes de los proyectos Gecelca 3.2, Ituango, no ejecución de Termonorte y caso crítico, se ve que la ENFICC y la OEF son inferiores a la proyección de la demanda, escenarios alto de julio y octubre de 2016, ello también a partir de septiembre de 2020 y febrero de 2021 respectivamente, esto no es atribuible a dichos atrasos. Es decir, el balance para dichos casos es similar al del escenario base, en el momento donde se evidencia el déficit.

- Respecto al desbalance, para los escenarios 0, 1 y 2 se observa que la demanda promedio horaria excede a la oferta de energía en firme en 1.72 y 2.1 GWh-día (revisiones altas de julio y octubre de 2016, respectivamente). Las dilaciones en las fechas de entrada en servicio de las plantas Gecelca e Ituango no modifican el tamaño del déficit, ello debido a que los atrasos son subsanados. Por otro lado, en los casos 3 y 4, que tienen en común la no ejecución de Termonorte, el desbalance es de 3.42 y 3.8 GWh-día (según revisión de demanda). Es decir, este proyecto es fundamental para asegurar la confiabilidad en el suministro de energía eléctrica.

- Los análisis anteriores, con resolución diaria, no contemplan la posibilidad de importación de electricidad, o contar con mayor energía en firme a través de los proyectos en construcción, lo cual si bien le posibilitaría a la demanda nacional disponer de una mayor "oferta energética" sin necesidad de una nueva subasta, no representa un estudio conservador en relación a las recomendaciones de la Unidad.
- Respecto a la señal de déficit, hay una diferencia de cinco (5) meses entre las proyecciones de demanda alta (julio y octubre de 2016). En este sentido se recomienda a la Comisión de Regulación y Energía Gas-CREG estudiar la posibilidad de convocar una nueva subasta del Cargo por Confiabilidad lo más pronto posible.

3.4. SEÑALES DE EXPANSIÓN Y REQUERIMIENTOS DE LARGO PLAZO

El análisis de prospectiva de generación busca establecer las señales de expansión y los requerimientos de largo plazo, que permitan atender los crecimientos de energía y potencia del país. El análisis comprende el periodo 2016-2030, considerando un sistema uninodal, es decir, no se tienen en cuenta inicialmente las limitaciones de la red de transmisión. Se determina la expansión del sistema minimizando los costos de inversión y operación del mismo (nuevo enfoque), verificando el cumplimiento de los indicadores de confiabilidad, lo anterior teniendo en consideración la diversidad y disponibilidad de los recursos energéticos con los que cuenta el país. En este mismo sentido, se plantean diferentes criterios para el establecimiento o construcción de los escenarios o alternativas de expansión, que son entre otros, opciones autónomas de abastecimiento e incorporación de fuentes renovables, convencionales y no convencionales, al igual que otras tecnologías tradicionales (plantas térmicas).

3.4.1. Supuestos

Las variables que tienen mayor incidencia sobre el planeamiento del sistema de generación colombiano son: **i)** estocasticidad de la hidrología, viento y radiación solar (disponibilidad de recursos), **ii)** desarrollo de proyectos de generación y sus fechas de entrada en servicio, **iii)** costo de los combustibles fósil, **iv)** evolución de la demanda de energía y potencia, **v)** nuevas tecnologías de generación, **vi)** costos nivelados de capital, entre otros.

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

- Sistema de generación colombiano existente-Abril 2016.
- Índices de indisponibilidad considerados en el cálculo del Cargo por Confiabilidad de cada agente (forzado e histórico).
- Consideración de algunos proyectos inscritos en el registro de la UPME a junio de 2016, y otros que cuentan con estudio de conexión radicado y/o aprobado. Se aclara que el portafolio de candidatos no se limita solamente a dichos proyectos.
- Atlas de potenciales de los recursos renovables, específicamente agua, viento, biomasa y sol.
- Proyecciones de demanda de energía y potencia, nacional y regional, escenarios medio y alto de la revisión de julio de 2016 (ver Gráfica 3-9 y Gráfica 3-10).
- Características de plantas hidráulicas y térmicas-Abril 2016.
- Características y condiciones de los embalses asociados a las plantas hidroeléctricas y su topología correspondiente.

- Proyecciones de precios de gas natural, combustibles líquidos y carbón mineral, revisión primer semestre 2016, en dólares constantes de diciembre de 2015[6] (ver Gráfica 3-8).
- Mínimos operativos vigentes-Abril 2016.
- Curva de Aversión al Riesgo (CAR).
- No se consideran limitaciones en el suministro de gas natural (en el muy corto plazo se espera la entrada de la planta de regasificación del Caribe y se evidencia la necesidad de contar con una segunda planta en el Pacífico).
- Para los análisis especiales, límites de intercambio actuales y proyectados entre las principales áreas del Sistema Interconectado Nacional-SIN. En las señales y estrategias de largo plazo se considera un sistema uninodal.
- Costos indicativos de generación, específicamente costos fijos (inversión) y variables (AOM) determinados por la UPME con el aplicativo GEOLCOE[7].
- El valor esperado de los costos marginales que son calculados con el modelo SDDP, están expresados en dólares constantes de diciembre de 2015, y consideran 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 aquellos que están contemplados en la ley.
- Series históricas actualizadas de velocidad del viento medidas in situ, asociadas a 19 proyectos eólicos en el norte de la Guajira.
- Series históricas actualizadas de radiación solar para las principales ciudades del país y emplazamientos especiales en el área caribe.
- Se utilizan 100 series sintéticas de caudales generadas con el modelo ARP, lo anterior a partir de datos históricos del periodo 1937-2016. Esta hidrología contiene los períodos secos de los horizontes 1991-1992,1997-1998, 2009-2010, 2013-2014, 2014-2015 y primer cuatrimestre del 2016.
- Para los escenarios de largo plazo, evolución de la capacidad de plantas menores tal como lo describe la Gráfica 3-11.
- Respecto a los proyectos definidos por el mecanismo del Cargo por Confiabilidad (verde), se consideran las fechas presentadas en la Tabla 3.5. También se contemplan otras plantas y segundas etapas, las cuales son expansiones comunes en todos los escenarios de Largo Plazo. En relación a la segunda fase de Ituango-1200 MW, si bien la misma no tiene compromisos de Energía en Firme, esta ampliación de capacidad se ejecutará en el corto y mediano plazo. Respecto a los proyectos Termomechero y Yopal III, estos están actualmente en construcción y se espera su puesta en servicio durante el próximo año (2017). Finalmente, si bien los informes de auditoría aún no identifican una modificación a las fechas presentadas en la Tabla 3.4 para Gecelca 3.2 y Termonorte, la UPME considera prudente desplazar seis (6) meses su entrada en operación[8], tal como lo formula la Tabla 3.5.

---

[6] Es necesario aclarar que la proyección de los precios de los distintos energéticos utiliza como driver la información del "Annual Energy Outlook"-2015, emitida por el Departamento de Energía de los Estados Unidos. En los precios de gas natural para Termodorada y Termocentro es normal que se presenten pequeñas diferencias durante todo el horizonte de análisis, que oscilan en promedio en 0.021 USD/MBTU. La razón principal es el transporte, dada su cercanía, y el cambio de fuente de suministro desde el 2023.

Adicionalmente, la caída en los precios de los combustibles líquidos está relacionada con las proyecciones del precio del crudo utilizado. Para la estimación realizada durante el primer semestre de 2016, se tomó la información de precios de crudo de largo plazo elaborada por la firma WOOD MACKENZIE.

[7] http://www.siel.gov.co/Inicio/Generaci%C3%B3n/Estudiodecostosniveladosdegeneracion/tabid/157/Default.aspx

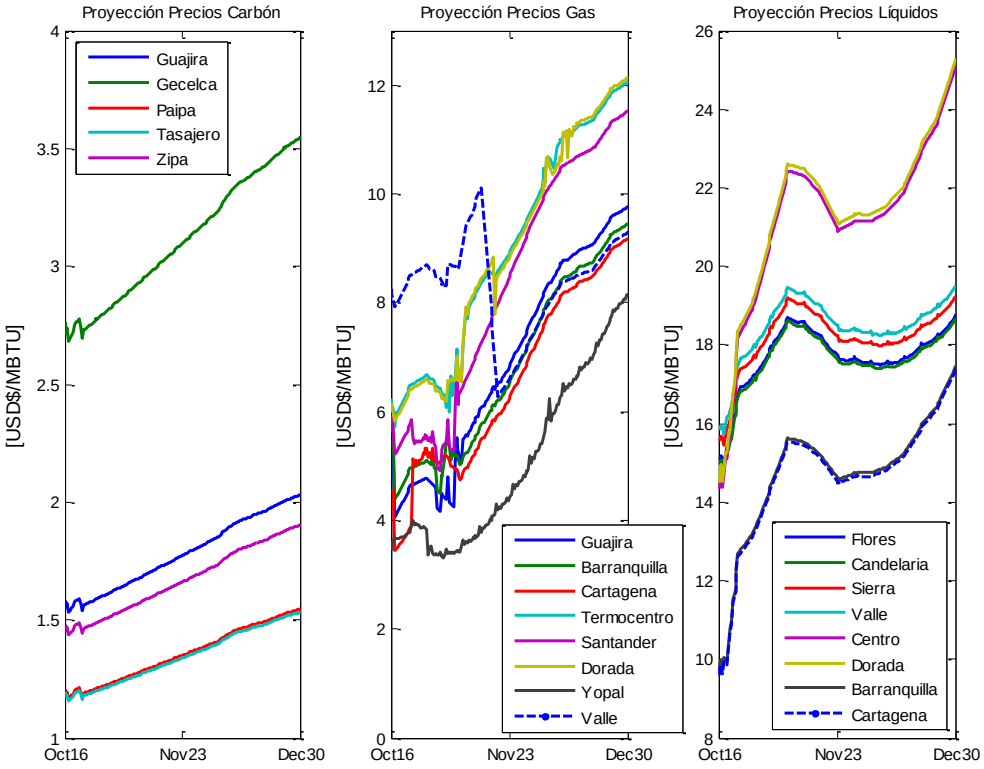
[8] Al momento de publicación de este documento, Gecelca 3.2 no ha entrado en servicio y Termonorte no ha conseguido cierre financiero de su proyecto.

Tabla 3.5: Fecha de entrada en operación proyectos de generación.

Planta	Capacidad	Fecha de entrada en Operación
Gecelca 3.2	250	01/05/2017
Termo Norte	88	01/06/2018
Ituango	300	27/11/2018
	600	20/02/2019
	900	21/05/2019
	1200	19/08/2019
	1500	30/09/2021
	1800	31/12/2021
	2100	31/03/2022
	2400	30/06/2022
Termomechero	57	01/03/2017
Yopal III	40	01/12/2017

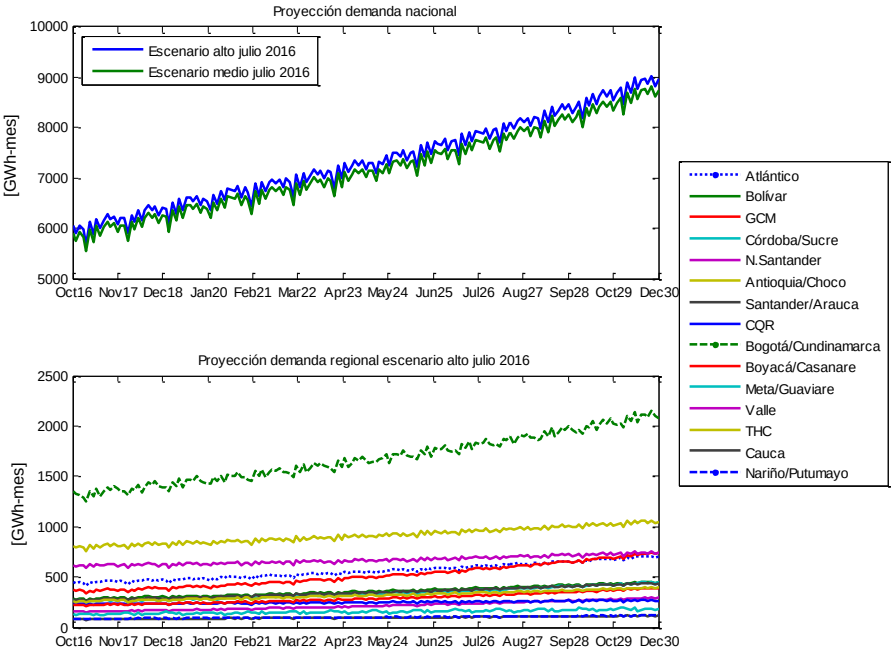
Fuente de tabla: UPME

Gráfica 3-8: Proyección precios combustibles.



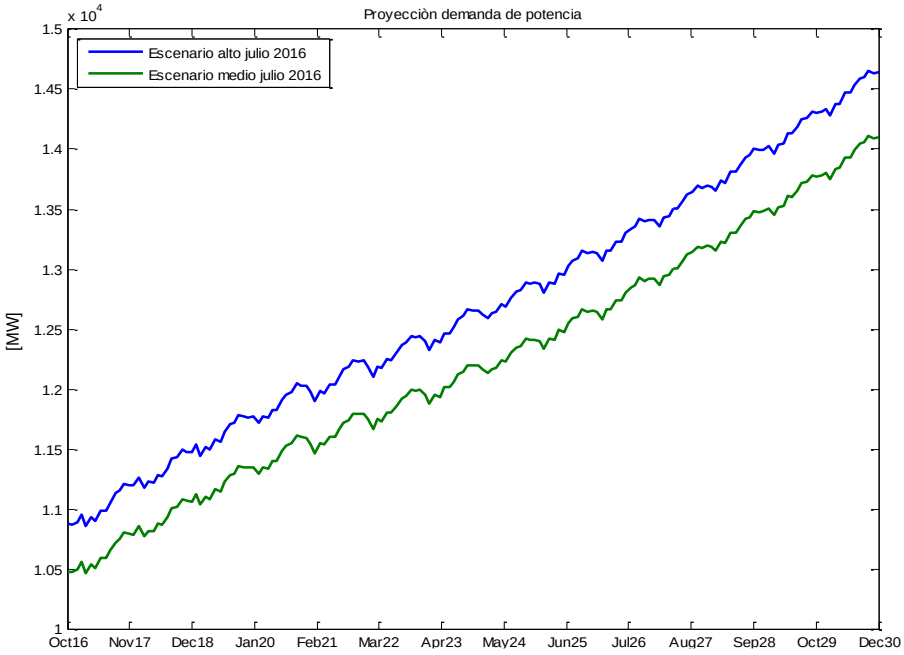
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 3-9: Proyecciones de demanda nacional y regional.



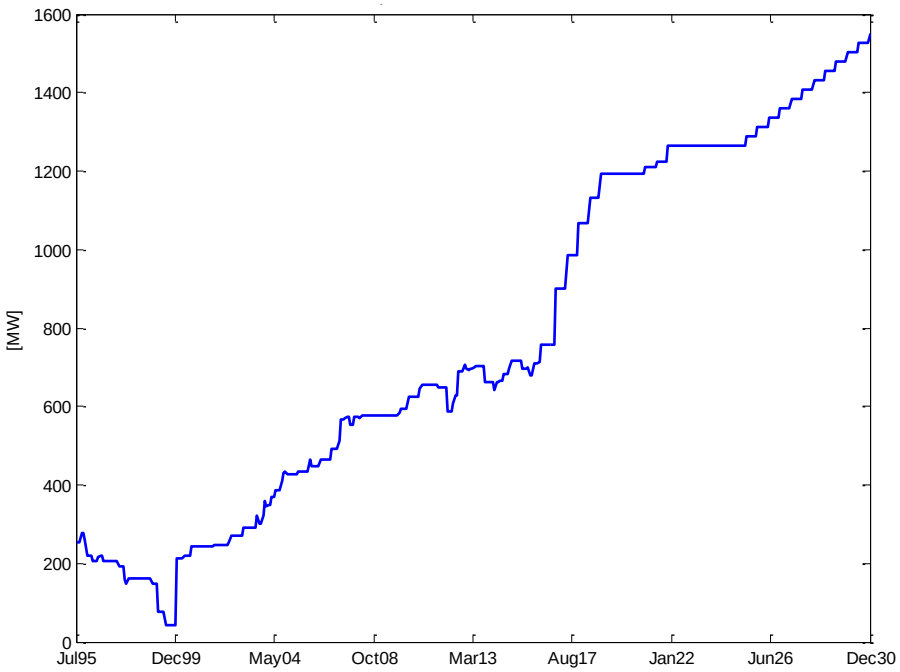
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 3-10: Poroyección demanda de potencia.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 3-11: Evolución esperada crecimiento plantas menores.



Fuente de gráfica: UPME

3.4.2. Señales de expansión

Este ejercicio tiene como objetivo establecer el momento donde se necesita expansión adicional, durante el horizonte de estudio (2016-2030). Para ello se simula la operación del sistema con el modelo SDDP, teniendo en consideración solamente los proyectos de generación que han iniciado su construcción, y aquellos que adquirieron Obligaciones de Energía en Firme en las pasadas subastas del Cargo por Confiabilidad. Los resultados permiten conocer las condiciones del parque generador y establecer un marco de referencia para el posterior análisis de las alternativas de largo plazo. Se analiza el costo marginal, la generación por tecnología y los indicadores de confiabilidad, es decir, los requerimientos de nueva capacidad instalada.

3.4.3. Supuestos

- Expansión de la tabla Tabla 3.6 sin contemplar un crecimiento en la capacidad de las plantas menores.
- Escenario alto de la proyección de demanda, revisión julio 2016.
- Caso autónomo, es decir, sin intercambios con Ecuador y Venezuela.

Tabla 3.6: Expansión contemplada.

Planta	Capacidad	Fecha de entrada en Operación
Gecelca 3.2	250	01/05/2017
Termo Norte	88	01/06/2018
Ituango	300	27/11/2018
	600	20/02/2019
	900	21/05/2019
	1200	19/08/2019
Termomechero	57	01/03/2017
Yopal III	40	01/12/2017

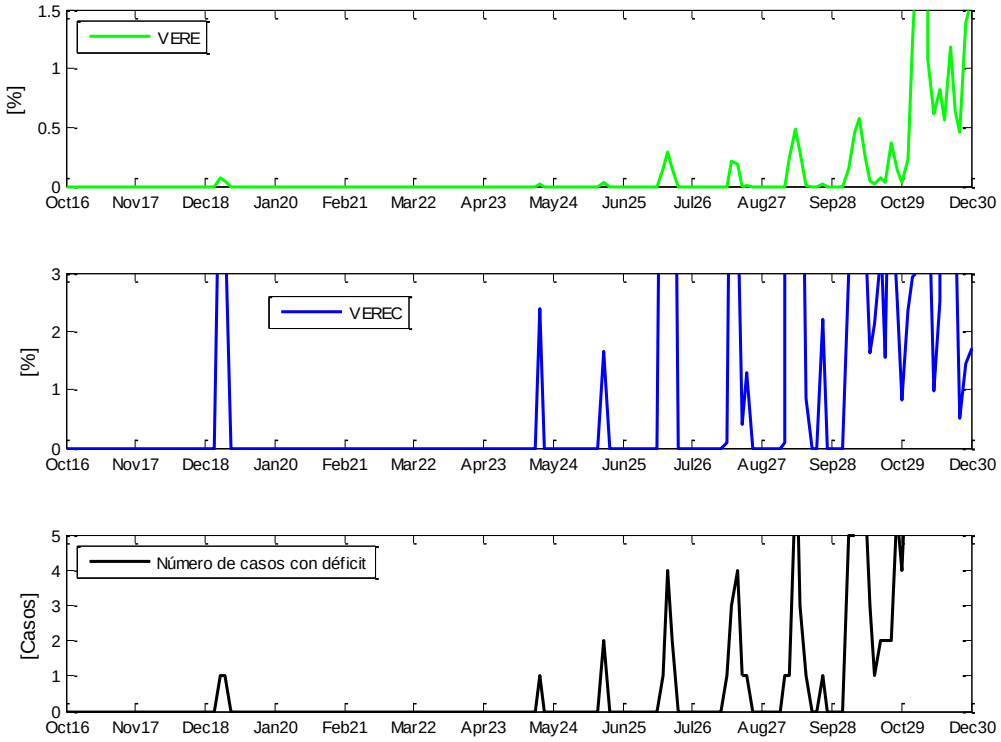
Fuente de tabla: UPME

3.4.4. Resultados

En la Gráfica 3-12, Gráfica 3-13 y Gráfica 3-14, se observa la evolución de los indicadores de confiabilidad y los valores esperados del costo marginal de la demanda, generación hidroeléctrica y producción térmica (Gas y Carbón), al igual que el aporte de las plantas menores, ello para todo el horizonte de planeación. De las mismas se puede concluir:

- En el periodo 2016-2021 se observa el **no** cumplimiento del indicador VEREC, ya que en el mes de marzo del año 2019 este índice toma un valor de 6.88 %, el cual es superior al límite permitido (3%). En otras palabras, se evidencia una situación riesgosa de desabastecimiento energético, ello considerando el cronograma de entrada de proyectos y el escenario alto de crecimiento de la demanda, revisión julio 2016.
- Bajo los supuestos considerados, en el mes de marzo del 2019 se necesitaría de capacidad adicional de generación o el aseguramiento de una importación desde ecuador superior a 168.05 GWh-mes, que es equivalente a un intercambio diario de 5.4 GWh-día. Lo anterior como ya se mencionó, por la violación del criterio de confiabilidad VEREC. Este resultado es consecuente con el balance entre la proyección de demanda, escenario alto de la revisión de julio de 2016, y la oferta de energía en firme (agregación de la Energía en Firme y las Obligaciones de Energía en Firme-OEF). Si bien dicho balance identifica a septiembre del año 2020 como un mes crítico, hay tan sólo una diferencia de 18 meses respecto a la simulación llevada a cabo con el SDDP. Es importante recalcar la diferencia de enfoques entre los dos ejercicios.

Gráfica 3-12: Evolución de los índices de confiabilidad.



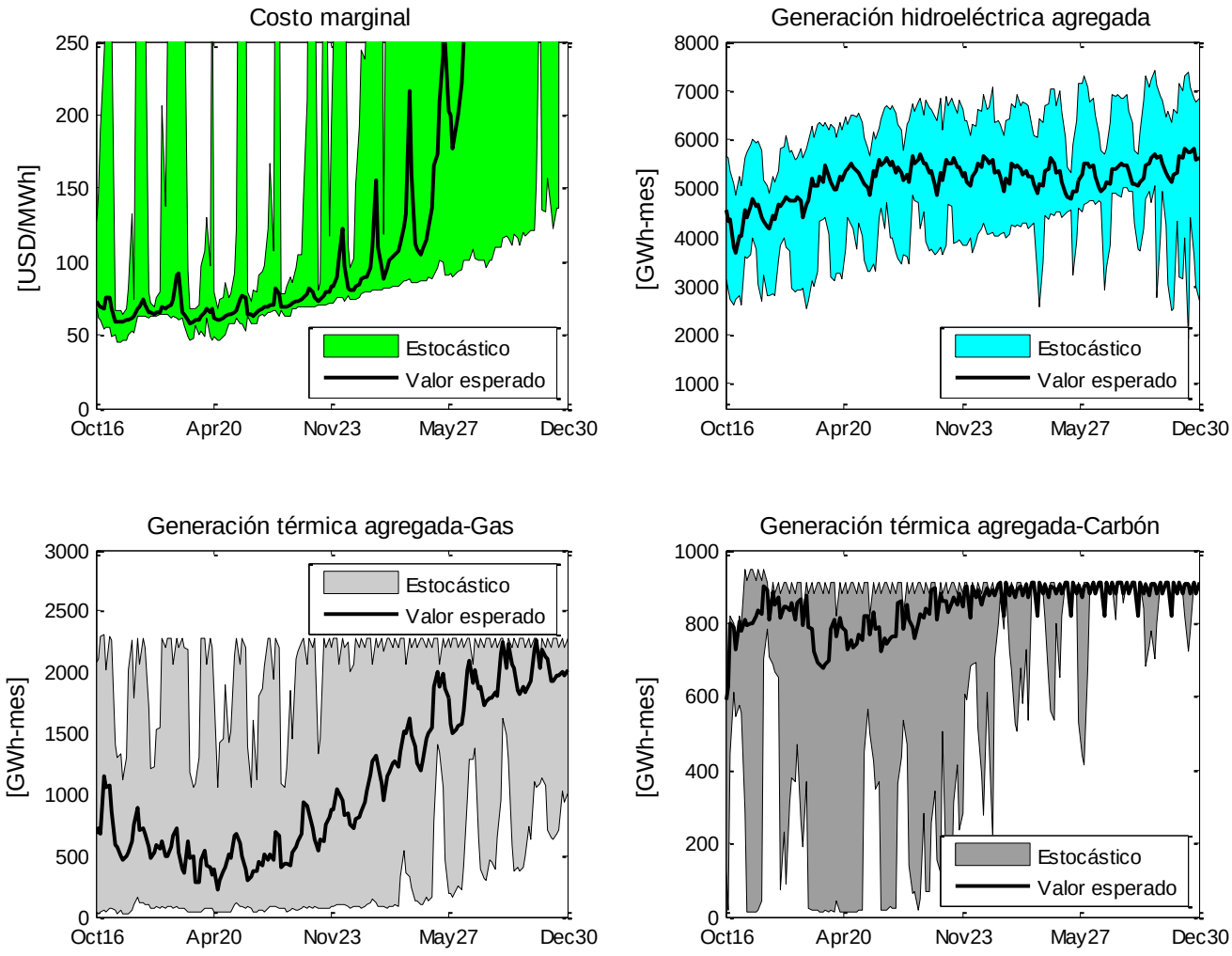
Fuente de gráfica: UPME.

- El aporte de la hidroelectricidad en el horizonte 2018-2022 tiene un efecto en la reducción del valor esperado del costo marginal, ello debido principalmente a la entrada de Ituango-Fase I. No obstante, después de este periodo, se observa un crecimiento sostenido por la no entrada de ningún proyecto

de expansión, particularmente de naturaleza hidroeléctrica o bajo costo variable. Lo anterior también se ve reflejado en el valor esperado de la producción termoeléctrica, que se incrementa sostenidamente en el tiempo, llegando a un valor pico hacia el final del periodo de 2021.9 GWh-mes para el caso de la generación con Gas, y 909.5 GWh-mes para el carbón.

- En relación a la evolución del valor esperado del costo marginal, se observa en el periodo 2016-2019 un promedio de 67.07 USD/MWh. Este valor se reduce por la entrada de Ituango en 0.86 USD/MWh, (2020-2021). A partir del año 2022 el costo marginal se incrementa de manera sostenida, alcanzando un valor promedio en el horizonte 2022-2030 de 355.48 USD/MWh (se llega a este valor por la falta de expansión y la necesidad de racionamiento de energía en el largo plazo).

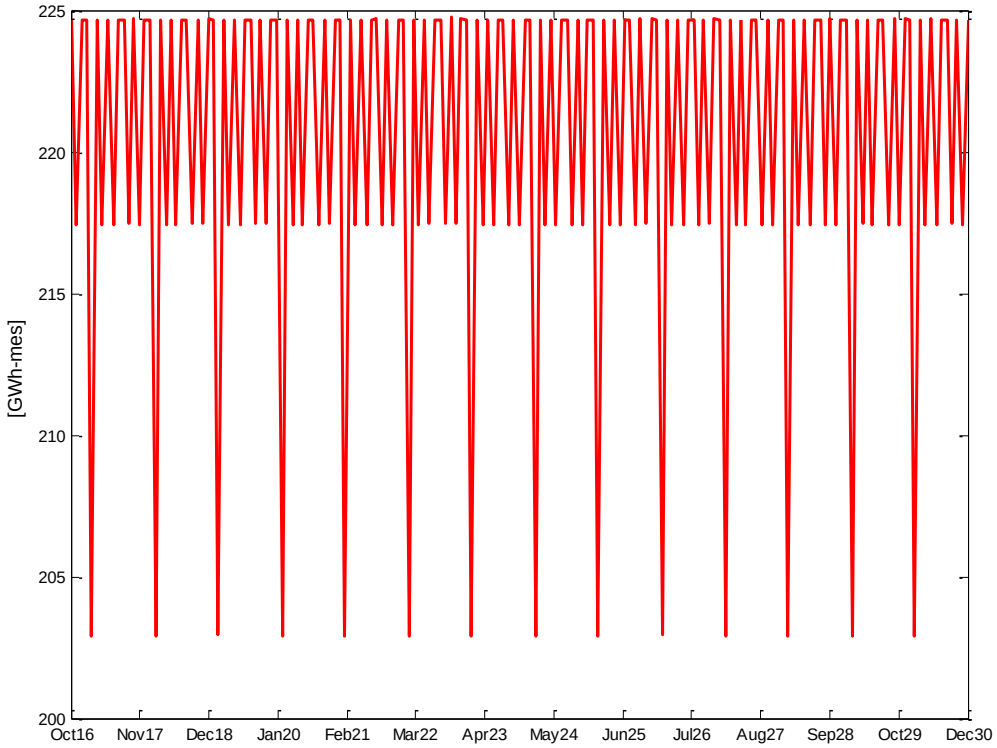
Gráfica 3-13: Comportamiento principales variables.



Fuente de gráfica: UPME

- Respecto al aporte esperado de las unidades menores, nótese que la generación oscila entre 202.91 y 225 GWh-mes. Ello se debe a la restricción contemplada en el SDDP, donde se limita la producción de este conjunto de plantas a un máximo de 7.5 GWh-día.

Gráfica 3-14: Generación de plantas menores existentes.



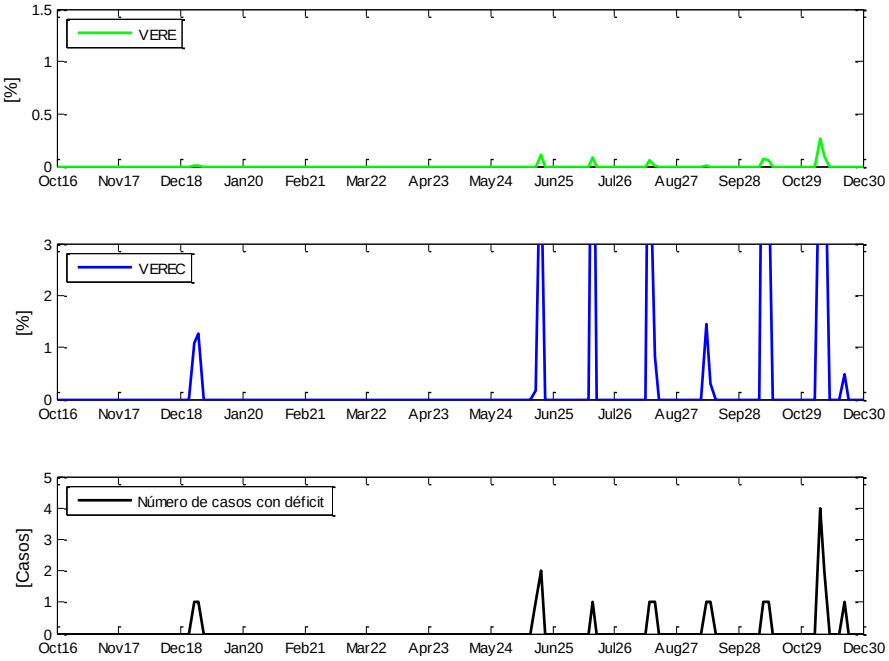
Fuente de gráfica: UPME

3.4.5. Efecto de la revisión de demanda, octubre de 2016, en las señales de expansión

A continuación se presenta el efecto que tiene el nuevo pronóstico en los indicadores de confiabilidad y las principales variables. Se simula la operación del sistema bajo los mismos supuestos del numeral 3.4.3, exceptuando la demanda. La Gráfica 3-15, Gráfica 3-16 y Gráfica 3-17 presenta los resultados, de las mismas se puede concluir:

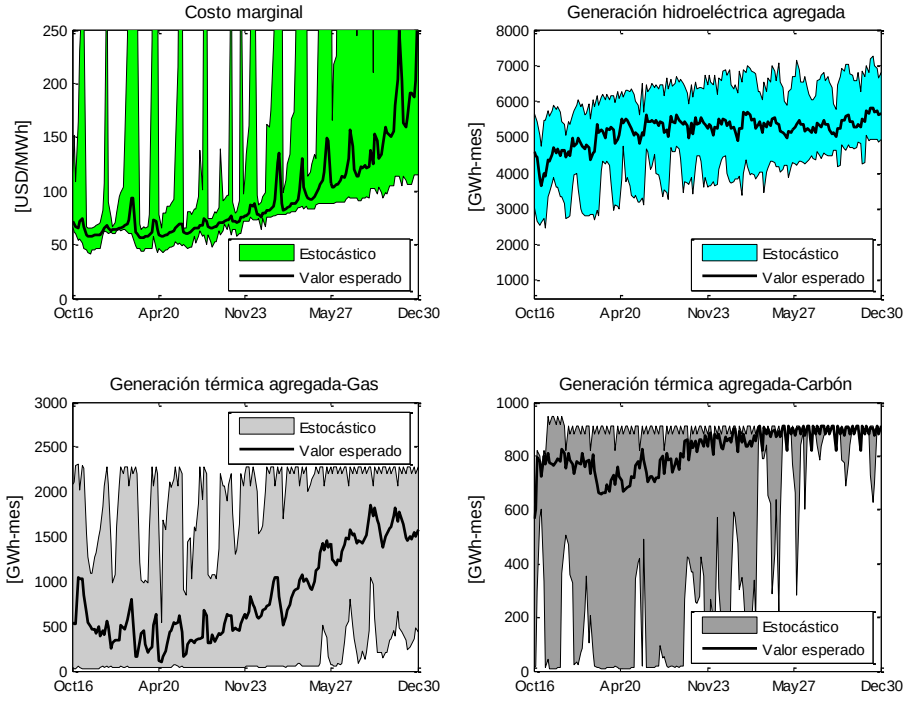
- En marzo de 2019 el VEREC es inferior al 3%, es decir, se cumplen los criterios de confiabilidad en el corto plazo. Dicho indicador es superior al límite permitido en el año 2025, razón por la cual se necesitaría de expansión adicional a partir de ese instante.
- Como era de esperarse, el comportamiento del valor esperado del costo marginal y la generación por recurso disminuye en relación al numeral anterior, sin embargo se mantiene su tendencia, ello por la no consideración de proyectos adicionales. Cabe mencionar la generación a partir de los combustibles líquidos (Termonorte), donde se hace más notaria la diferencia respecto a los resultados previos (demanda alta revisión julio 2016). En hidroelectricidad y producción térmica con carbón y gas, las variaciones son menores.
- El aporte de la generación menor es el mismo de la Gráfica 3-14. Esto se debe a su modelación en el SDDP, donde se limita su producción y se considera un bajo costo variable.

Gráfica 3-15: Evolución de los índices de confiabilidad. Demanda alta revisión octubre 2016.



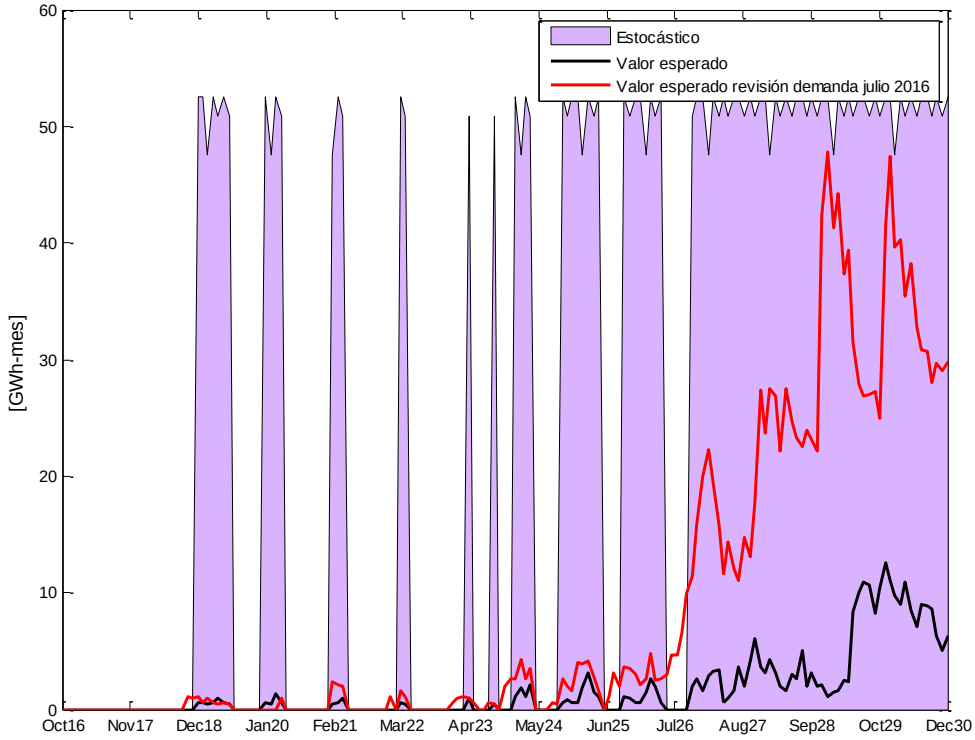
Fuente de gráfica: UPME.

Gráfica 3-16: Comportamiento principales variables. Demanda alta revisión octubre 2016.



Fuente de gráfica: UPME.

Gráfica 3-17: Generación térmica agregada-líquidos. Demanda alta revisión octubre 2016.



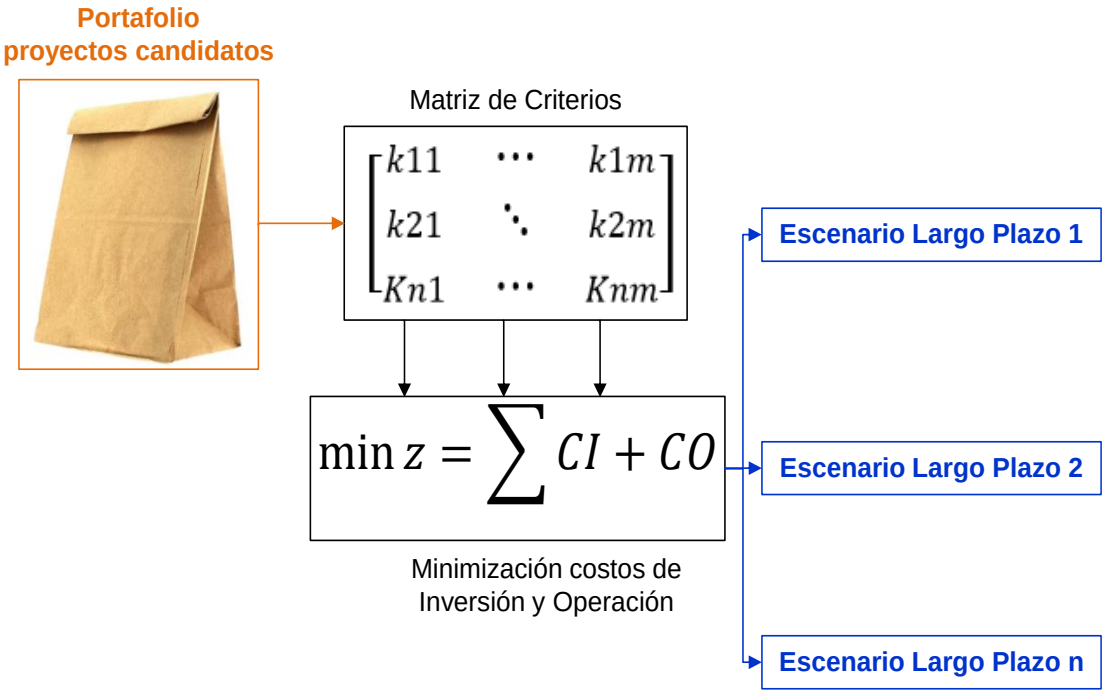
Fuente de gráfica: UPME.

3.4.6. Requerimientos de Largo Plazo

Una vez determinado el comportamiento del sistema y sus requerimientos en el corto plazo, ello con los proyectos definidos por el mecanismo del Cargo por Confiabilidad, al igual que se han analizado las principales variables de generación, es decir, los indicadores de confiabilidad, el valor esperado del costo marginal y la generación por tecnología, a continuación se presentan las alternativas de expansión de largo plazo. Cada una de ellas contempla proyectos con diferentes tecnologías, convencionales como son las plantas térmicas a carbón y gas natural, centrales hidroeléctricas de mediana y gran escala, y no convencionales, como son las plantas eólicas, generación solar fotovoltaica, geotermia y la generación a partir de la biomasa.

Como se mencionó previamente, en esta versión del Plan se establecen una serie de criterios, los cuales son fundamentales para la definición de las estrategias de Largo Plazo. Dichos escenarios son determinados a través de la nueva metodología de planificación (minimización de los costos de inversión y operación simultáneamente). La Gráfica 3-18 presenta esquemáticamente este procedimiento.

Gráfica 3-18: Esquema general para la construcción de escenarios.



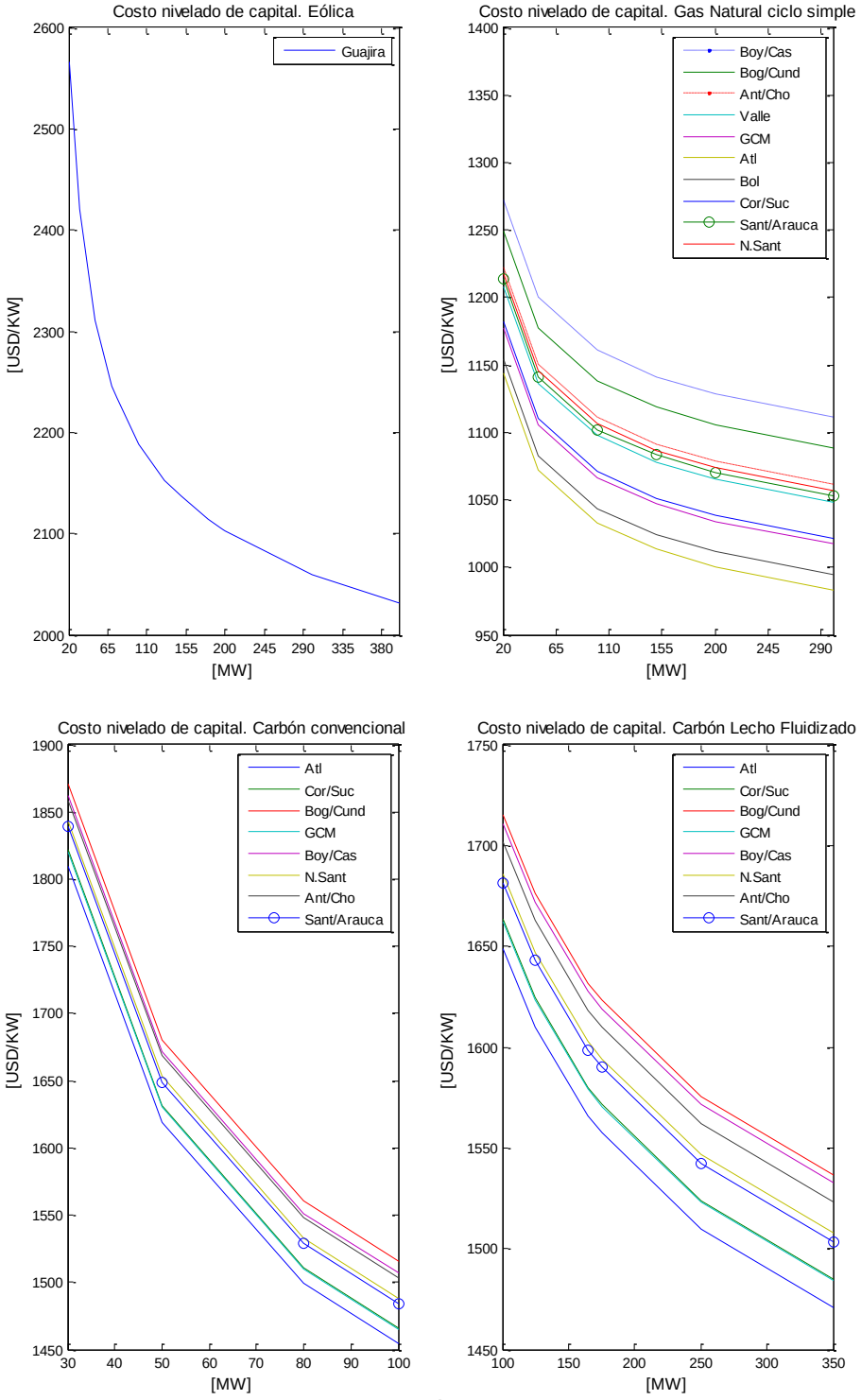
Fuente de gráfica: UPME

Inicialmente se define el portafolio de proyectos candidatos, abarcando todas las tecnologías y tamaños. También se calculan los costos nivelados de capital, que dependen del tipo de planta y su ubicación en el territorio nacional. La Gráfica 3-19, Gráfica 3-20 y Gráfica 3-21 muestran el costo de inversión por rango de capacidad y posible emplazamiento[9].

[9] El emplazamiento de un proyecto influye significativamente en la inversión-CAPEX. Variables como el costo de la tierra, tasa de riesgo, Costo Medio Ponderado de Capital-WACC, costo del transporte de equipos, entre otras, están regionalizadas y determinan el costo nivelado de capital.

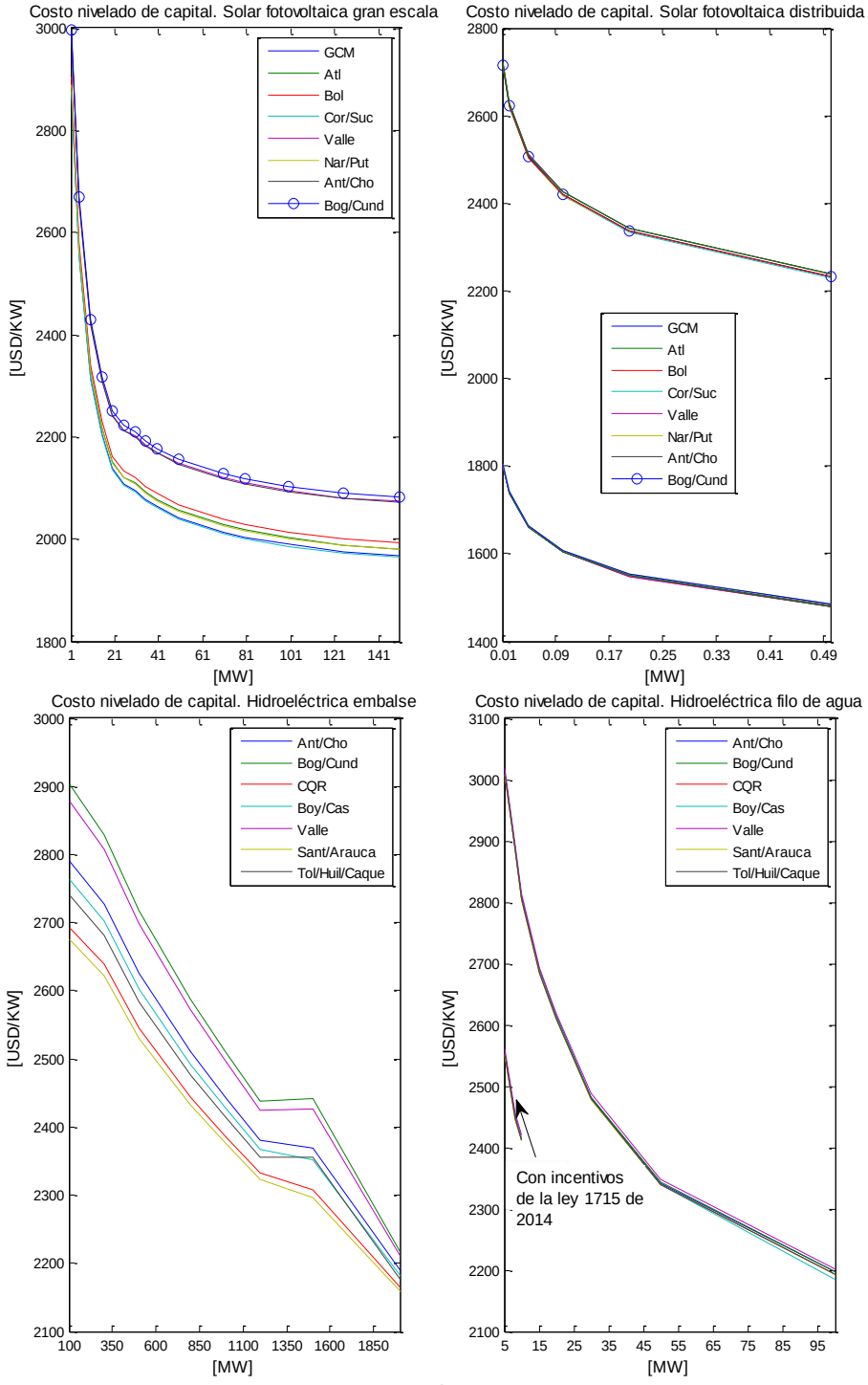
Respecto a los proyectos solares fotovoltaicos a gran escala, los valores calculados por la UPME con su aplicativo GEOLCOE son similares a los referentes internacionales para Latinoamérica de IRENA, EIA y BLOOMBERG. A nivel distribuido la Gráfica 3-20 muestra el costo resultante una vez descontados los costos de compra de energía a través de la red eléctrica (parte inferior).

Gráfica 3-19: Costos nivelados de capital (I).



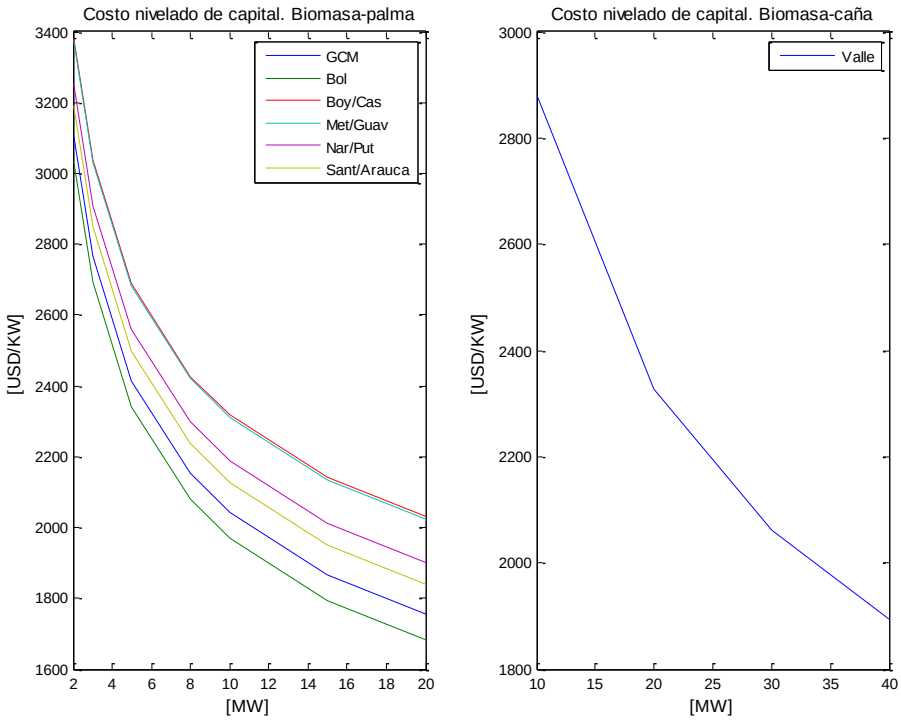
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 3-20: Costos nivelados de capital (II).



Fuente de gráfica: UPME.

Gráfica 3-21: Costos nivelados de capital (III).



Fuente de gráfica: UPME.

Posteriormente se definen los criterios generales para la construcción de las estrategias de largo plazo. Cada escenario tiene un criterio general, el cual está conformado por varios sub criterios. En la Tabla 3.7 y Tabla 3.8 se muestra la matriz de Criterios y la justificación de su conformación.

Tabla 3.7: Matriz de criterios.

Escenario/ Criterio General	Sub criterios					
	Restricción plantas hidroeléctricas a gran escala (embalse)	Restricción al desarrollo eólico en la Guajira respecto a la capacidad del Escenario base (0)		Restricción a más proyectos eólicos en la Guajira	Restricción proyectos renovables en la Guajira	Impuesto emisiones de CO_2
		50 %	25 %			
Escenario 1	SI	SI	NO	SI	SI	NO
Escenario 2	SI	NO	NO	SI	NO	SI
Escenario 3	SI	SI	NO	SI	SI	SI
Escenario 4	NO	NO	NO	SI	NO	NO

Fuente de tabla: UPME.

Tabla 3.8: Justificación de los sub-criterios.

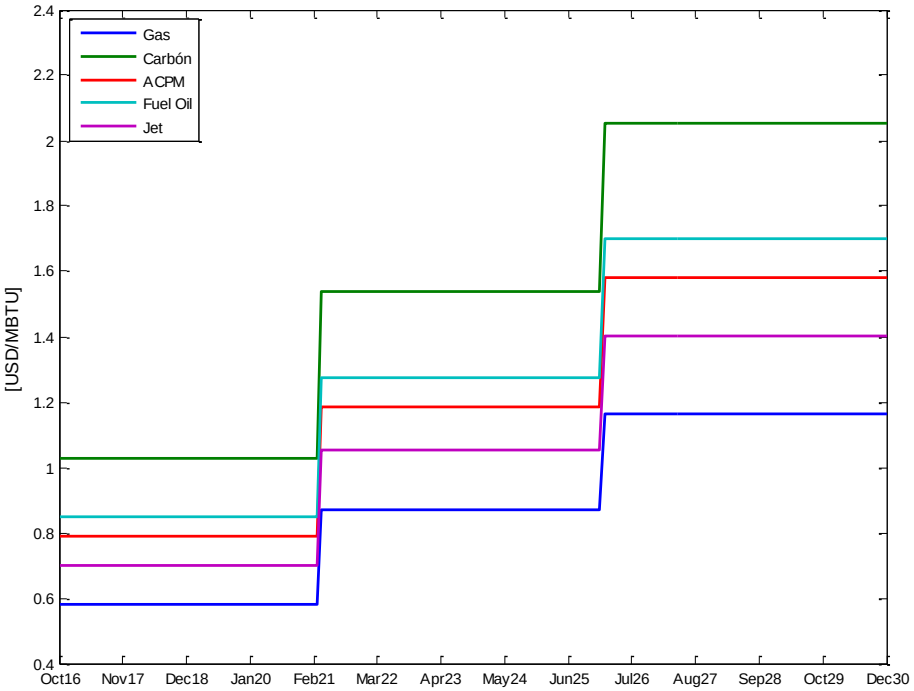
Sub criterio	Justificación
Restricción plantas hidroeléctricas a gran escala (embalse)	En Colombia se presentan dificultades para el desarrollo de esta clase de proyectos. Se evidencian limitaciones de índole ambiental, social y predial. Se modela dicha limitación reduciendo el portafolio de proyectos, restringiendo la consideración de este tipo de alternativas en el proceso de optimización.
Restricción al desarrollo eólico en la Guajira respecto a la capacidad del Escenario base (0)	La UPME en la versión 2015-2029 del Plan de Expansión estableció el impacto de la incorporación del recurso eólico en la Guajira. Se evaluaron varios escenarios, considerando una capacidad máxima de 3131 MW. No obstante, en el transcurso del año 2016 los agentes incumbente manifestaron interés por conectarse al SIN con una capacidad de 1450 MW (capacidad eólica del escenario base). Adicionalmente persiste una preocupación del sector eléctrico. Existen múltiples comunidades indígenas en la Guajira, que a la luz de la legislación actual, implican procesos de concertación y consulta previa bastante complejos. Es por ello que la citada capacidad puede verse comprometida. Se simula esta posibilidad como una restricción en el modelo. Se consideran dos casos, el primero contempla el desarrollo del 50 % de la capacidad eólica del escenario base, y el segundo el 25 %.
Restricción a más proyectos eólicos en la Guajira	Existe otra posibilidad respecto al desarrollo eólico en la Guajira. Inicialmente se construirían los 1450 MW del caso base, pero una vez se consiga ello, las condiciones para edificar más parques se tornarían difíciles. Esto quiere decir que los potenciales adicionales a la capacidad de referencia no se desarrollarían (1681 MW, que es la diferencia entre 3131 y 1450 MW). Se modela dicha limitación reduciendo el portafolio de proyectos, restringiendo la consideración de más plantas eólicas en el proceso de optimización.
Restricción proyectos renovables en la Guajira	Si el escenario formulado tiene en cuenta una restricción al recurso eólico en la Guajira, ya sea del 50 o 25 % (respecto al caso base), es claro que otros proyectos en el área también se verían comprometidos, es decir, otras iniciativas como plantas mega solares (fotovoltaicas), no podrían ejecutarse. Se modela dicha limitación reduciendo el portafolio de proyectos, restringiendo la consideración de este tipo de alternativas en el proceso de optimización.
Impuesto emisiones de CO_2[10]	Las metas u objetivos asociados a la mitigación y/o reducción de Gases efecto Invernadero, pueden implicar muchas acciones. Una de ellas, la cual **es no deseable**, es la imposición de un impuesto a las emisiones de CO_2. La Gráfica 3-22 presenta la evolución de dicho impuesto. Al inicio del periodo de simulación se tienen en cuenta 10 USD/Ton CO_2, para luego incrementarse de forma escalonada a 15 y 20 USD/Ton CO_2. Esta contribución es modelada adicionando dicho impuesto al precio de cada recurso fósil.

Fuente de tabla: UPME

Todos los escenarios formulados tienen en cuenta el escenario alto de proyección de demanda, revisión julio 2016. No contemplan interconexiones internacionales y a menos que se especifique, no se modelan restricciones adicionales a ciertas tecnologías para su eventual implementación (geotermia, Gas, hidroeléctricas a pequeña escala, etc.).

[10] Posterior a la formulación de la versión preliminar de este Plan de Expansión, se contempló un impuesto al uso de los combustibles líquidos en la propuesta de Reforma Tributaria. Dado que uno de los supuestos básicos del Plan es la disponibilidad de Gas natural, modelar lo estipulado en dicha Reforma no tendría ninguna incidencia en las matrices resultantes (Termonorte es un proyecto fijo).

Gráfica 3-22: Impuesto emisiones CO_2.



Fuente de gráfica: UPME

Una vez definidos los criterios, el modelo los tiene en cuenta durante el proceso de optimización, cuyo objetivo es minimizar simultáneamente los costos de inversión y operación. A continuación se presenta de manera simplificada la función objetivo y cada una de las restricciones.

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.

$$\min \sum_{t=1}^{T} \left(CRO.\overline{D_{r_t}} + \sum_{i=1}^{N} \left(\overline{C_{t,i}.G_{t,i}}\right) + \sum_{j=1}^{M} x_{t,j}\left(I_{t,j} + \overline{C_{t,J}.G_{t,J}}\right) \right)$$

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.
- $C_{t,i}$: 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-mes.
- $G_{t,i}$: 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.
- $C_{t,j}$: 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.
- $G_{t,j}$: Generación de la planta candidata j en la etapa t (variable estocástica). Esta expresada en MWh-mes.

Restricción de suministro (demanda)

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.

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

Restricciones de capacidad

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

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

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

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.

Restricción de integralidad de la decisión

La variable binaria $x_{t,j}$, que refleja la decisión de inversión, toma el valor de cero (0) o uno (1) en la etapa t.

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

Restricción de unicidad de la decisión

Una vez el modelo decide invertir en un proyecto j 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, y no construirla en otra, para luego requerirla en otro instante. Ello querría decir que la sumatoria expuesta a continuación sería mayor a uno, lo cual se debe evitar.

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

Otras restricciones de inversión

Se modelan otro tipo de limitaciones sobre la inversión, las cuales se listan a continuación:

- Periodicidad de inversiones: 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.
- Fechas mínimas y máximas de decisión: Salvo para los proyectos con fecha de entrada definida, la fecha mínima de puesta en servicio es el año 2022, lo anterior teniendo en cuenta los tiempos de construcción de las diferentes tecnologías. No se modelan restricciones de fechas máximas.
- Decisiones enteras de proyectos: La capacidad instalada de cada una de las plantas del portafolio es fija. Es decir, si un proyecto se instala el mismo tendrá las condiciones pre establecidas.
- Proyectos obligatorios y excluyentes: Se pueden modelar restricciones entre proyectos, como aquellos que son obligatorios (Cargo por Confiabilidad), o que son excluyentes (ejemplo: cuando la ejecución de una central hidroeléctrica limita la construcción de otra planta, dadas las características de inundación del embalse).
- Perfil de inversión: Esta 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, previa decisión del modelo, 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 y unidades térmicas a carbón, gas y combustibles líquidos: 35 años. Generación solar fotovoltaica distribuida: 20 años. Biomasa caña, biomasa palma: 30 años. Parques eólicos y solares a gran escala: 25 años. Geotermia: 40 años.

- Tasa de descuento: Para este ejercicio de planificación se contempla el 8 %.
- Costos nivelados de capital: Ellos ya fueron presentados previamente.

Otras restricciones operativas

Se modelan otras limitaciones, de índole operativa, en el modelo SDDP. Las principales se listan a continuación:

- Topología de los embalses.
- Restricción de balance hídrico.
- Restricciones individuales y agregadas (CAR) de embalse.
- Restricciones individuales y agregadas de generación.
- Restricciones de combustible (no contempladas en este Plan, ya que para cada recurso se prevé su disponibilidad. Para el caso particular del Gas se contará con dos (2) terminales de regasificación).
- Mantenimientos e indisponibilidades.

Finalmente, una vez se construyen las estrategias de largo plazo bajo la nueva metodología, para todas las alternativas se lleva a cabo el mismo tipo de análisis que se desarrolló en el numeral anterior, es decir, se

establece la evolución del costo marginal, se verifica el cumplimiento de los indicadores de confiabilidad, y se determina la generación por cada tipo de tecnología. Ello se encuentra en detalle en el ANEXO I

3.4.6.1. Resultados

En este numeral se presentan los escenarios de largo plazo, que fueron construidos bajo el nuevo enfoque metodológico.

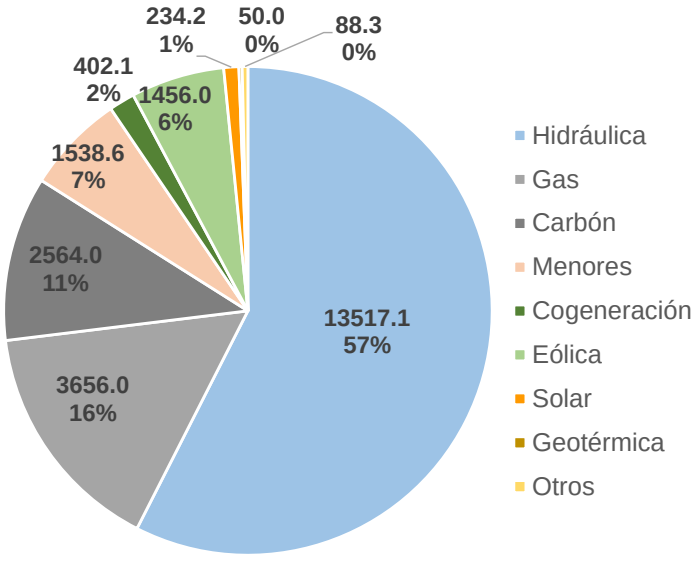
3.4.6.1.1. Escenario 0

Inicialmente se muestra el escenario 0 (caso base), el cual representa la actualización de la estrategia 12 del Plan de Expansión de Referencia Generación y Transmisión 2015-2029. Las capacidades planteadas por recurso, junto con la participación de cada tecnología en la matriz de generación y su cronograma, Gráfica 3 23, garantizan de manera agregada el cumplimiento de los indicadores de confiabilidad VERE, VEREC y número de casos con déficit. La expansión base de este escenario, que es adicional a la establecida por el mecanismo del Cargo por Confiabilidad y la proyección del crecimiento de las plantas menores, se sustenta en la segunda fase de Ituango, 1200 MW, 227 MW de generación hidroeléctrica, 147 MW con plantas térmicas que utilizan el gas natural como recurso principal, 970 MW térmicos a base de carbón, 1456 MW eólicos y 569.2 MW con fuentes renovables no convencionales de energía, específicamente geotérmia, biomasa y generación solar fotovoltaica distribuida.

Es importante mencionar que la participación eólica en este escenario es superior al 6 % y la mezcla sugerida se determinó de forma determinística.

Gráfica 3-23: Cronograma de expansión y participación tecnológica. Escenario 0. [MW].

Central	Fecha de entrada	Capacidad	Recurso
Gecelca 3.2	may-17	*250.0*	Carbón
Termonorte	jun-18	*88.3*	Líquidos
	nov-18	300.0	Hidráulico
	feb-19	600.0	Hidráulico
	may-19	900.0	Hidráulico
Ituango	ago-19	*1200.0*	Hidráulico
	sep-21	1500.0	Hidráulico
	dic-21	1800.0	Hidráulico
	mar-22	2100.0	Hidráulico
	jun-22	*2400.0*	Hidráulico
Hidro 1	nov-20	80.0	Hidráulico
Hidro 2	nov-20	36.0	Hidráulico
Hidro 3	nov-20	55.0	Hidráulico
Hidro 4	ene-21	56.0	Hidráulico
TermGas 4	mar-17	19.0	Gas
TermGas 5	mar-17	19.0	Gas
TermGas 6	mar-17	19.0	Gas
TermGas 1	dic-17	50.0	Gas
TermGas 3	dic-17	40.0	Gas
TermCarb 2.2	dic-22	150.0	Carbón
TermCarb 3.1	dic-22	165.0	Carbón
TermCarb 3.2	dic-22	165.0	Carbón
TermCarb 3.3	dic-22	165.0	Carbón
TermCarb 3.3	dic-22	165.0	Carbón
TermCarb 5	dic-22	160.0	Carbón
Eolo I2	ene-19	32.0	Eólico
Eolo E1.1	ene-19	150.0	Eólico
Eolo J1	ene-22	99.0	Eólico
Eolo J2	ene-22	195.0	Eólico
Eolo J3	ene-22	180.0	Eólico
Eolo P2	ene-22	200.0	Eólico
Eolo P3.1	ene-22	70.0	Eólico
Eolo P3.2	ene-22	130.0	Eólico
Eolo E2	ene-22	200.0	Eólico
Eolo E10	ene-22	200.0	Eólico
	ene-17	4.0	Sol
	ene-20	48.6	Sol
Exp. Solar	ene-24	138.5	Sol
	ene-28	*234.2*	Sol
Cog. Caña	dic-17	57.0	Caña
	dic-18	*107.0*	Caña
	dic-17	48.1	Palma
Cog. Palma	dic-18	97.9	Palma
	dic-19	169.1	Palma
	dic-20	*178.0*	Palma
Geotérmica	ene-22	50.0	Geotérmico
Menores	Crecimiento según proyección estimada		



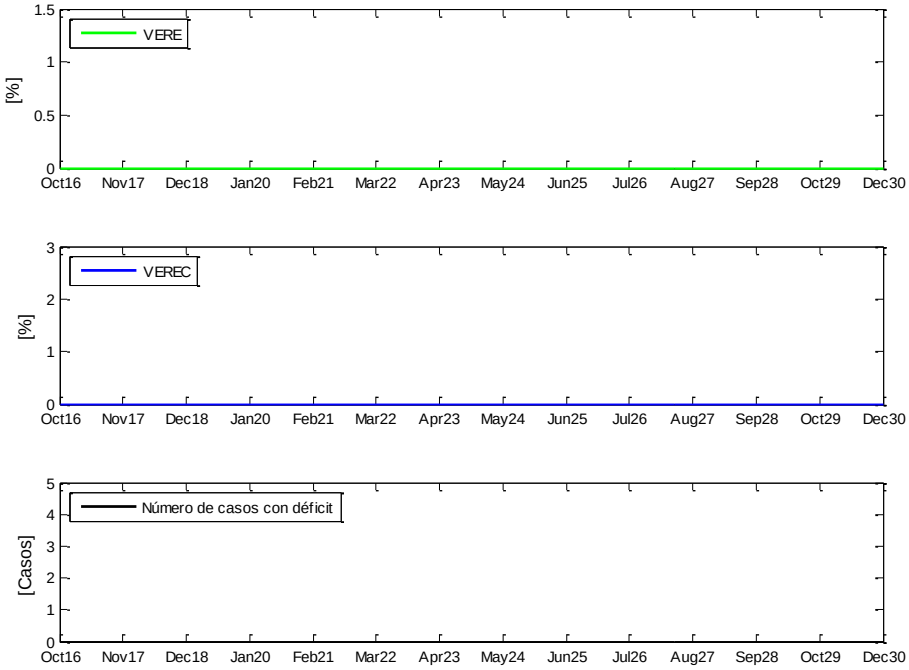
Recurso	Base	Cargo por confiabilidad	Expansión adicional	Total
Hidráulica	10890.1	1200.0	1427.0	13517.1
Gas	3509.0	0.0	147.0	3656.0
Carbón	1344.0	250.0	970.0	2564.0
Menores	745.4	0.0	793.2	1538.6
Cogeneración	117.1	0.0	285.0	402.1
Eólica	0.0	0.0	1456.0	1456.0
Solar	0.0	0.0	234.2	234.2
Geotérmica	0.0	0.0	50.0	50.0
Otros	0.0	88.3	0.0	88.3
Total	**16605.6**	**1538.3**	**5362.4**	**23506.2**

Fuente de gráfica: UPME

En la Gráfica 3-24, Gráfica 3-26, Gráfica 3-25 y Gráfica 3-27 se presenta la evolución de los indicadores de confiabilidad energética y el comportamiento estocástico de las principales variables, es decir, costo marginal de la demanda, generación por tecnología (agregada), emisiones y Factor de emisión. Adicionalmente, se muestra la complementariedad entre el recurso eólico en la Guajira y la energía hidroeléctrica producida desde el interior del país. De las mismas se puede concluir:

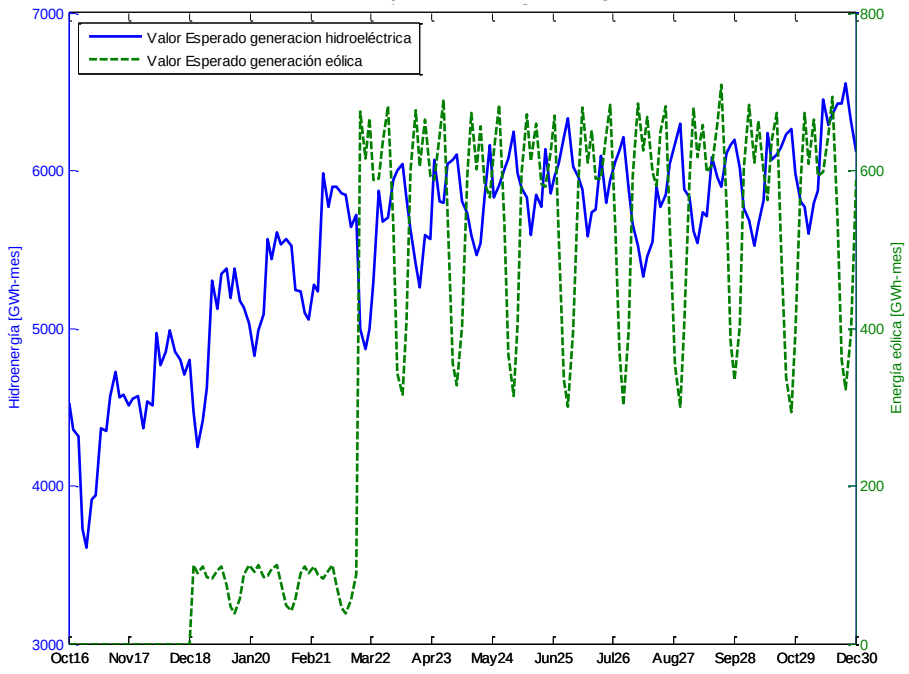
- En el periodo 2016-2019 el valor esperado del costo marginal tiene un promedio de 63.07 USD/MWh, el cual disminuye a 54.33 USD/MWh en el horizonte 2020-2021. A partir de este instante, es decir en los periodos 2022-2023 y 2024-2030, el promedio es de 37.41 y 57.26 USD/MWh, respectivamente. Es evidente que a partir del año 2023 esta variable se incrementa de manera sostenida, ya que la demanda es cubierta con recursos térmicos, principalmente. Vale la pena mencionar la reducción del costo marginal por la entrada de Ituango y otros proyectos renovables no convencionales en el periodo 2022-2023.
- El valor esperado de la generación hidroeléctrica en el periodo 2016-2019 es 4643.49 GWh-mes, el cual con la entrada del proyecto Ituango, fases I y II, se incrementa a 5455.18 GWh-mes (2020-2021). En los periodos 2022-2023 y 2024-2030 la producción hidroeléctrica toma un valor esperado de 5670.1 y 5936.9 GWh-mes, respectivamente.
- Respecto a la producción térmica, en los periodos 2016-2019, 2020-2021, 2022-2023 y 2024-2030, el valor esperado de la generación es 1225.7, 718.8, 326.6 y 1001.8 GWh-mes. Si bien con la incorporación de diversas tecnologías renovables su aporte se reduce considerablemente, a partir del año 2023 nuevamente las plantas que usan los combustibles fósiles incrementan su producción, principalmente aquellas que utilizan carbón mineral.
- El valor esperado de la generación eólica para los periodos 2019-2021 y 2022-2030, es 79.6 y 553.8 GWh-mes, respectivamente. Es evidente la complementariedad entre la generación eólica y los recursos hidroeléctricos del interior. El aporte de la generación solar fotovoltaica en los periodos 2017-2019, 2020-2023, 2024-2027 y 2028-2030 es 1.1, 6.03, 17.2 y 29.2 GWh-mes, respectivamente. El valor esperado de la geotermia y la biomasa es 75.9, 133.3 y 164.4 GWh-mes, en los periodos 2018-2019, 2020-2021 y 2022-2030.
- Respecto a las emisiones, calculadas con un despacho uninodal sin restricciones de red, su valor esperado tienen un máximo de 1,581,512.6 toneladas de CO_2/mes, y un promedio cercano a 833,500.5 toneladas-mes durante todo el horizonte de análisis. En relación al Factor de Emisión, el mismo tiene un promedio de 0.11 Ton CO_2/MWh en el periodo 2016-2030 y un valor esperado pico de 0.23 Ton CO_2/MWh. Adicionalmente, se observa una gran reducción en las emisiones a partir del año 2019, esto se debe en gran medida a la entrada de Ituango y la totalidad de la generación renovable, no sin antes aclarar que estas se incrementan a partir del 2023, ello por la participación del parque térmico en la atención de la demanda.
- Finalmente, se observa un adecuado desempeño en los indicadores de confiabilidad.

Gráfica 3-24: Confiabilidad. Escenario 0.



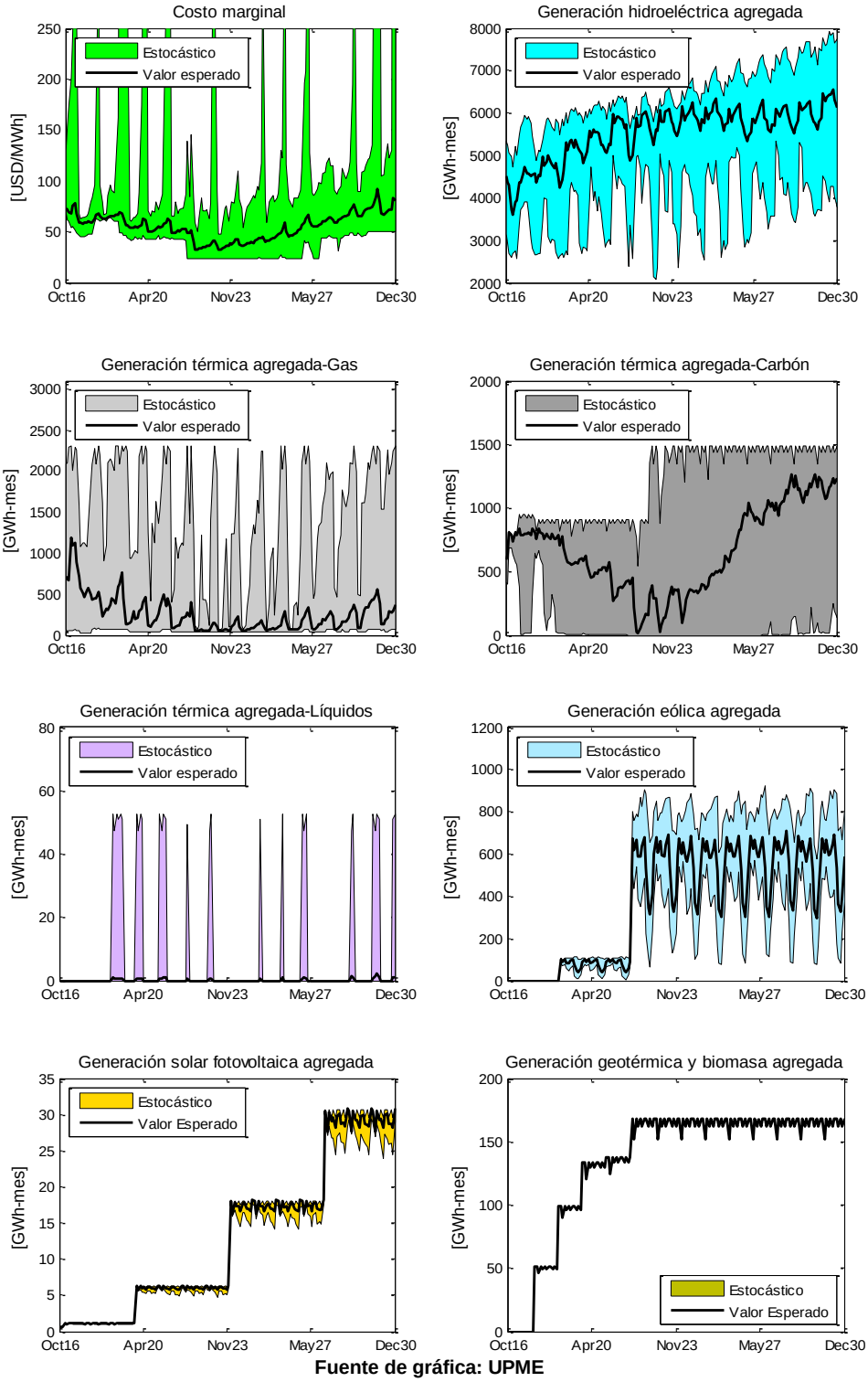
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 3-25: Complementariedad energética. Escenario 0.



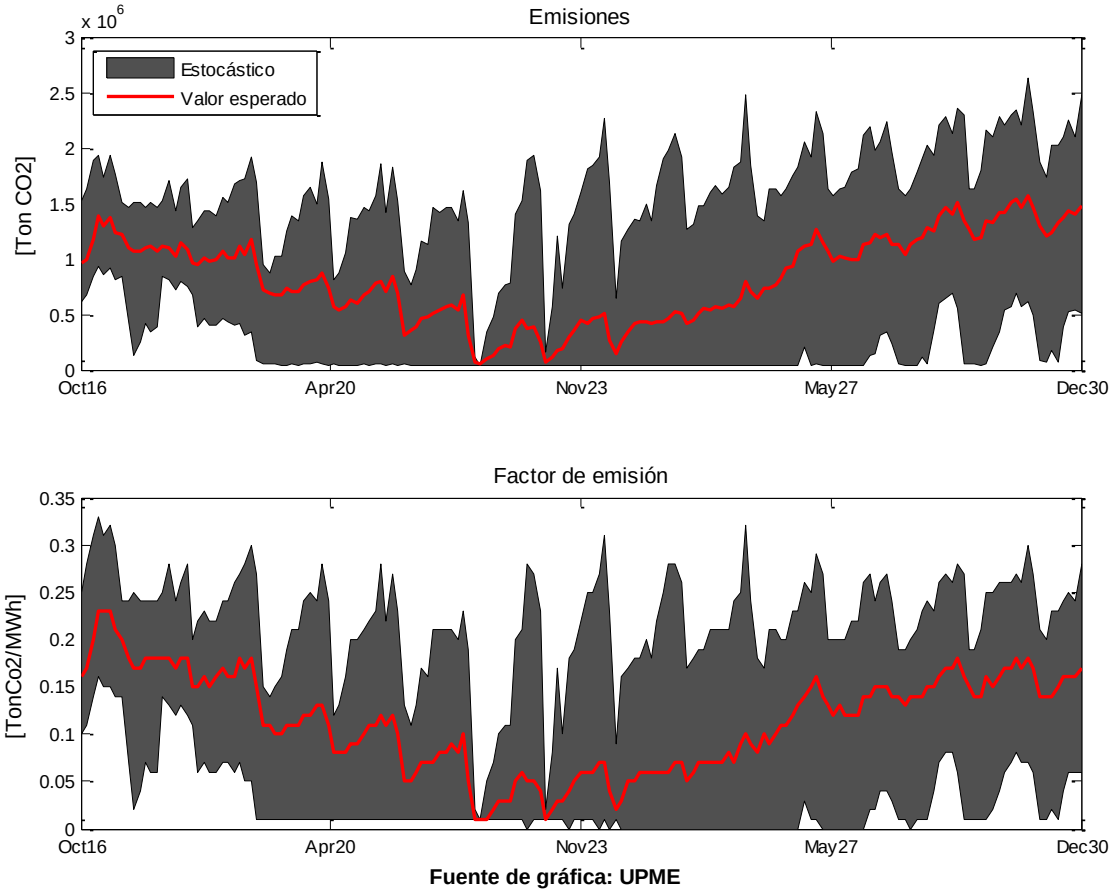
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 3-26: Comportamiento principales variables. Escenario 0.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 3-27: Emisiones y Factor de emisión. Escenario 0.



Fuente de gráfica: UPME

Los análisis expuestos indican el desempeño del escenario base, el cual fue construido de manera heurística. A partir de los mismos se generan las demás estrategias de largo plazo, respetando el criterio general y sub criterios de la Tabla 3.7.

3.4.6.1.2. Escenarios 1, 2, 3 y 4

La matriz resultante en la estrategia 1 tuvo en cuenta varias limitaciones, específicamente al desarrollo de centrales hidroeléctricas con embalse y proyectos renovables no convencionales en el departamento de la Guajira. Respecto al recurso eólico, sólo se considera el 50 % del caso base (0), es decir, 727 MW. Lo anterior implica una restricción adicional para la construcción de más parques eólicos (diferentes a los 727 MW de la Guajira).

En la composición tecnológica del escenario 2 se conserva la misma limitación para la puesta en servicio de plantas hidroeléctricas a gran escala, sin embargo no hay restricción para proyectos renovables no convencionales en la Guajira. Por otro lado, la capacidad eólica se fija en 1450 MW, la misma del caso base. No se considera la posibilidad de construir más parques eólicos (adicionales a los 1450 MW en la Guajira), y se modela un impuesto a las emisiones de CO_2, siguiendo los supuestos de la Gráfica 3-22.

La estrategia 3 es la más restrictiva. Su matriz resultante contempló limitaciones para el desarrollo de proyectos hidroeléctricos a gran escala y plantas renovables no convencionales en la Guajira. Nuevamente se fijó la capacidad eólica en 727 MW, restringiendo la posibilidad de nuevos desarrollos con esta tecnología. Adicionalmente se modeló el mismo impuesto a las emisiones de CO_2.

El escenario 4 sólo tuvo en cuenta una restricción, que fija la capacidad eólica en 1450 MW. Es decir, no se permite la construcción de parques adicionales con esta tecnología. En relación a los demás recursos, el modelo consideró la posibilidad de construirlos durante el proceso de optimización. Vale la pena mencionar que no existe un impuesto a las emisiones de CO_2 en esta estrategia.

En la Tabla 3.9 se muestra la capacidad existente y expansión fija, que es común en los cuatro (4) escenarios de largo plazo. En la Gráfica 3-28 se presenta la mezcla tecnológica de las estrategias junto con su capacidad instalada. En la Tabla 3.10 y Tabla 3.11 se enseñan los cronogramas de expansión.

Tabla 3.9: Capacidad existente y expansión fija que es común en los 4 escenarios. [MW].

Recurso	Base	Cargo por confiabilidad
Hidráulica	10890.1	1200.0
Gas	3509.0	0.0
Carbón	1344.0	250.0
Menores	745.4	0.0
Cogeneración	117.1	0.0
Eólica	0.0	0.0
Solar	0.0	0.0
Geotérmica	0.0	0.0
Otros	0.0	88.3
Total	**16605.6**	**1538.3**

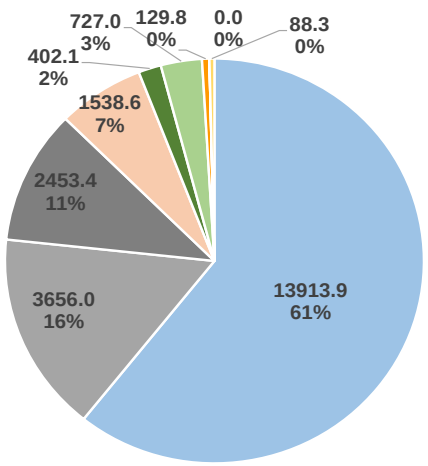
Fuente de tabla: UPME

Asimismo, en la Tabla 3.12, Gráfica 3-29, Tabla 3.13, Gráfica 3-30, Tabla 3.14, Gráfica 3-31, Gráfica 3-32 y Gráfica 3-33, se enseñan los costos totales, de inversión y operación, contrastados con la composición de cada escenario, tanto en capacidad como en aporte energético (valor esperado). Se observa el comportamiento del valor esperado de las principales variables, específicamente costo marginal de la demanda, emisiones de CO_2, generación térmica (carbón y Gas natural), producción hidroeléctrica, eólica, solar, geotérmica y generación a partir de la biomasa.

Vale la pena mencionar que el comportamiento de las variables antes referenciadas, es decir, valores esperados y dispersión estocástica, junto con la evolución de los indicadores de confiabilidad VERE, VEREC y Número de casos con déficit, se encuentran detalladamente en el ANEXO I.

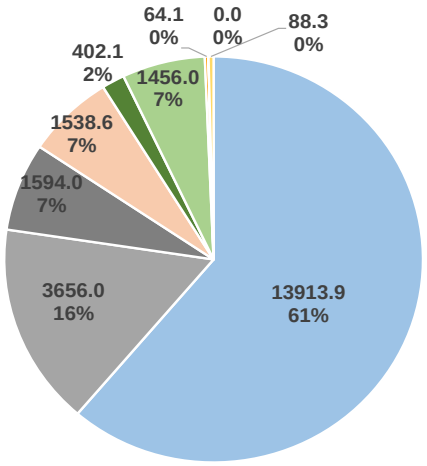
Gráfica 3-28: Participación tecnológica de cada escenario y capacidad instalada. [MW].

Escenario 1



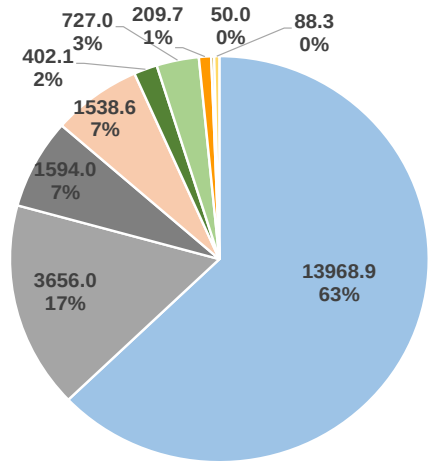
Recurso	Expansión adicional	Total
Hidráulica	1823.8	13913.9
Gas	147.0	3656.0
Carbón	859.4	2453.4
Menores	793.2	1538.6
Cogeneración	285.0	402.1
Eólica	727.0	727.0
Solar	129.8	129.8
Geotérmica	0.0	0.0
Otros	0.0	88.3
Total	**4765.2**	**22909.1**

Escenario 2



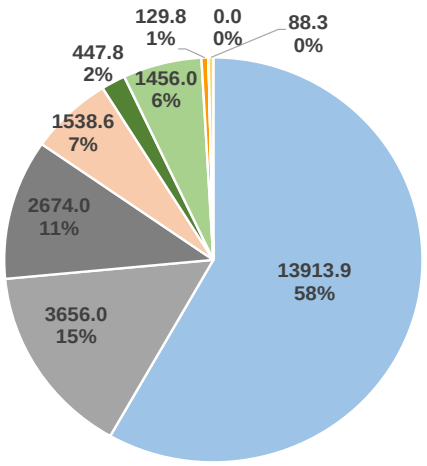
Recurso	Expansión adicional	Total
Hidráulica	1823.8	13913.9
Gas	147.0	3656.0
Carbón	0.0	1594.0
Menores	793.2	1538.6
Cogeneración	285.0	402.1
Eólica	1456.0	1456.0
Solar	64.1	64.1
Geotérmica	0.0	0.0
Otros	0.0	88.3
Total	**4569.1**	**22713.0**

Escenario 3



Recurso	Expansión adicional	Total
Hidráulica	1878.8	13968.9
Gas	147.0	3656.0
Carbón	0.0	1594.0
Menores	793.2	1538.6
Cogeneración	285.0	402.1
Eólica	727.0	727.0
Solar	209.7	209.7
Geotérmica	50.0	50.0
Otros	0.0	88.3
Total	**4090.7**	**22234.5**

Escenario 4



Recurso	Expansión adicional	Total
Hidráulica	1823.8	13913.9
Gas	147.0	3656.0
Carbón	1080.0	2674.0
Menores	793.2	1538.6
Cogeneración	330.8	447.8
Eólica	1456.0	1456.0
Solar	129.8	129.8
Geotérmica	0.0	0.0
Otros	0.0	88.3
Total	**5760.6**	**23904.5**

Fuente de gráfica: UPME

Tabla 3.10: Cronogramas de expansión. Escenarios 1 y 2. [MW].

Escenario 1

Central	Fecha de entrada	Capacidad	Recurso
Gecelca 3.2	may-17	*250.0*	Carbón
Termonorte	jun-18	*88.3*	Líquidos
Ituango	nov-18	300.0	Hidráulico
	feb-19	600.0	Hidráulico
	may-19	900.0	Hidráulico
	ago-19	*1200.0*	Hidráulico
	sep-21	1500.0	Hidráulico
	dic-21	1800.0	Hidráulico
	mar-22	2100.0	Hidráulico
	jun-22	*2400.0*	Hidráulico
Hidro 1	nov-20	80.0	Hidráulico
Hidro 2	nov-20	36.0	Hidráulico
Hidro 3	nov-20	55.0	Hidráulico
Hidro 4	ene-21	56.0	Hidráulico
Hidro 5	ene-28	45.0	Hidráulico
Hidro 6	jul-28	351.8	Hidráulico
TermGas 4	mar-17	19.0	Gas
TermGas 5	mar-17	19.0	Gas
TermGas 6	mar-17	19.0	Gas
TermGas 1	dic-17	50.0	Gas
TermGas 3	dic-17	40.0	Gas
TermCarb 1	jul-29	90.0	Carbón
TermCarb 2.2	jul-29	150.0	Carbón
TermCarb 3.4	jul-29	165.0	Carbón
TermCarb 5	jul-29	160.0	Carbón
TermCarb 4	jul-29	147.2	Carbón
	dic-29	*294.4*	Carbón
Eolo I2	ene-19	32.0	Eólico
Eolo E1.1	ene-19	150.0	Eólico
Eolo J4	ene-22	75.0	Eólico
Eolo P2	ene-22	200.0	Eólico
Eolo P3.1	ene-22	70.0	Eólico
Eolo E2	ene-22	200.0	Eólico
Exp. Solar	ene-17	1.1	Sol
	ene-26	37.9	Sol
	ene-28	64.1	Sol
	jul-29	*129.8*	Sol
Cog. Caña	dic-17	57.0	Caña
	dic-18	*107.0*	Caña
Cog. Palma	dic-17	48.1	Palma
	dic-18	97.9	Palma
	dic-19	169.1	Palma
	dic-20	*178.0*	Palma
Menores	Crecimiento según proyección estimada		

Escenario 2

Central	Fecha de entrada	Capacidad	Recurso
Gecelca 3.2	may-17	*250.0*	Carbón
Termonorte	jun-18	*88.3*	Líquidos
Ituango	nov-18	300.0	Hidráulico
	feb-19	600.0	Hidráulico
	may-19	900.0	Hidráulico
	ago-19	*1200.0*	Hidráulico
	sep-21	1500.0	Hidráulico
	dic-21	1800.0	Hidráulico
	mar-22	2100.0	Hidráulico
	jun-22	*2400.0*	Hidráulico
Hidro 1	nov-20	80.0	Hidráulico
Hidro 2	nov-20	36.0	Hidráulico
Hidro 3	nov-20	55.0	Hidráulico
Hidro 4	ene-21	56.0	Hidráulico
Hidro 5	ene-27	45.0	Hidráulico
Hidro 6	ene-27	351.8	Hidráulico
TermGas 4	mar-17	19.0	Gas
TermGas 5	mar-17	19.0	Gas
TermGas 6	mar-17	19.0	Gas
TermGas 1	dic-17	50.0	Gas
TermGas 3	dic-17	40.0	Gas
Eolo I2	ene-19	32.0	Eólico
Eolo E1.1	ene-19	150.0	Eólico
Eolo J1	ene-22	99.0	Eólico
Eolo J2	ene-22	195.0	Eólico
Eolo J3	ene-22	180.0	Eólico
Eolo P2	ene-22	200.0	Eólico
Eolo P3.1	ene-22	70.0	Eólico
Eolo P3.2	ene-22	130.0	Eólico
Eolo E2	ene-22	200.0	Eólico
Eolo E10	ene-22	200.0	Eólico
Exp. Solar	ene-17	1.1	Sol
	ene-24	37.9	Sol
	ene-28	*64.1*	Sol
Cog. Caña	dic-17	57.0	Caña
	dic-18	*107.0*	Caña
Cog. Palma	dic-17	48.1	Palma
	dic-18	97.9	Palma
	dic-19	169.1	Palma
	dic-20	*178.0*	Palma
Menores	Crecimiento según proyección estimada		

Fuente de tabla: UPME

Tabla 3.11: Cronogramas de expansión. Escenarios 3 y 4. [MW].

Escenario 3

Central	Fecha de entrada	Capacidad	Recurso
Gecelca 3.2	may-17	*250.0*	Carbón
Termonorte	jun-18	*88.3*	Líquidos
Ituango	nov-18	300.0	Hidráulico
	feb-19	600.0	Hidráulico
	may-19	900.0	Hidráulico
	ago-19	*1200.0*	Hidráulico
	sep-21	1500.0	Hidráulico
	dic-21	1800.0	Hidráulico
	mar-22	2100.0	Hidráulico
	jun-22	*2400.0*	Hidráulico
Hidro 1	nov-20	80.0	Hidráulico
Hidro 2	nov-20	36.0	Hidráulico
Hidro 3	nov-20	55.0	Hidráulico
Hidro 4	ene-21	56.0	Hidráulico
Hidro 5	ene-25	45.0	Hidráulico
Hidro 6	ene-26	351.8	Hidráulico
Hidro 7	ene-27	55.0	Hidráulico
TermGas 4	mar-17	19.0	Gas
TermGas 5	mar-17	19.0	Gas
TermGas 6	mar-17	19.0	Gas
TermGas 1	dic-17	50.0	Gas
TermGas 3	dic-17	40.0	Gas
Eolo I2	ene-19	32.0	Eólico
Eolo E1.1	ene-19	150.0	Eólico
Eolo J4	ene-22	75.0	Eólico
Eolo P2	ene-22	200.0	Eólico
Eolo P3.1	ene-22	70.0	Eólico
Eolo E2	ene-22	200.0	Eólico
Exp. Solar	ene-17	1.1	Sol
	ene-20	13.3	Sol
	ene-24	37.9	Sol
	jul-27	112.9	Sol
	ene-28	192.7	Sol
	ene-30	*209.7*	Sol
Cog. Caña	dic-17	57.0	Caña
	dic-18	*107.0*	Caña
Cog. Palma	dic-17	48.1	Palma
	dic-18	97.9	Palma
	dic-19	169.1	Palma
	dic-20	*178.0*	Palma
Geotérmica	ene-27	50.0	Geotérmico
Menores	Crecimiento según proyección estimada		

Escenario 4

Central	Fecha de entrada	Capacidad	Recurso
Gecelca 3.2	may-17	*250.0*	Carbón
Termonorte	jun-18	*88.3*	Líquidos
Ituango	nov-18	300.0	Hidráulico
	feb-19	600.0	Hidráulico
	may-19	900.0	Hidráulico
	ago-19	*1200.0*	Hidráulico
	sep-21	1500.0	Hidráulico
	dic-21	1800.0	Hidráulico
	mar-22	2100.0	Hidráulico
	jun-22	*2400.0*	Hidráulico
Hidro 1	nov-20	80.0	Hidráulico
Hidro 2	nov-20	36.0	Hidráulico
Hidro 3	nov-20	55.0	Hidráulico
Hidro 4	ene-21	56.0	Hidráulico
Hidro 5	ene-28	45.0	Hidráulico
Hidro 6	ene-28	351.8	Hidráulico
TermGas 4	mar-17	19.0	Gas
TermGas 5	mar-17	19.0	Gas
TermGas 6	mar-17	19.0	Gas
TermGas 1	dic-17	50.0	Gas
TermGas 3	dic-17	40.0	Gas
TermCarb 1	jul-29	90.0	Carbón
TermCarb 2.2	jul-29	150.0	Carbón
TermCarb 5	jul-29	160.0	Carbón
TermCarb 4	jul-29	175.0	Carbón
	dic-29	*350.0*	Carbón
TermCarb 3.2	ene-30	165.0	Carbón
TermCarb 3.4	ene-30	165.0	Carbón
Eolo I2	ene-19	32.0	Eólico
Eolo E1.1	ene-19	150.0	Eólico
Eolo J1	ene-22	99.0	Eólico
Eolo J2	ene-22	195.0	Eólico
Eolo J3	ene-22	180.0	Eólico
Eolo P2	ene-22	200.0	Eólico
Eolo P3.1	ene-22	70.0	Eólico
Eolo P3.2	ene-22	130.0	Eólico
Eolo E2	ene-22	200.0	Eólico
Eolo E10	ene-22	200.0	Eólico
Exp. Solar	ene-17	1.1	Sol
	ene-25	37.9	Sol
	ene-28	64.1	Sol
	ene-29	*129.8*	Sol
Cog. Caña	dic-17	57.0	Caña
	dic-18	*107.0*	Caña
Cog. Palma	dic-17	48.1	Palma
	dic-18	97.9	Palma
	dic-19	169.1	Palma
	dic-20	*178.0*	Palma
Menores	Crecimiento según proyección estimada		

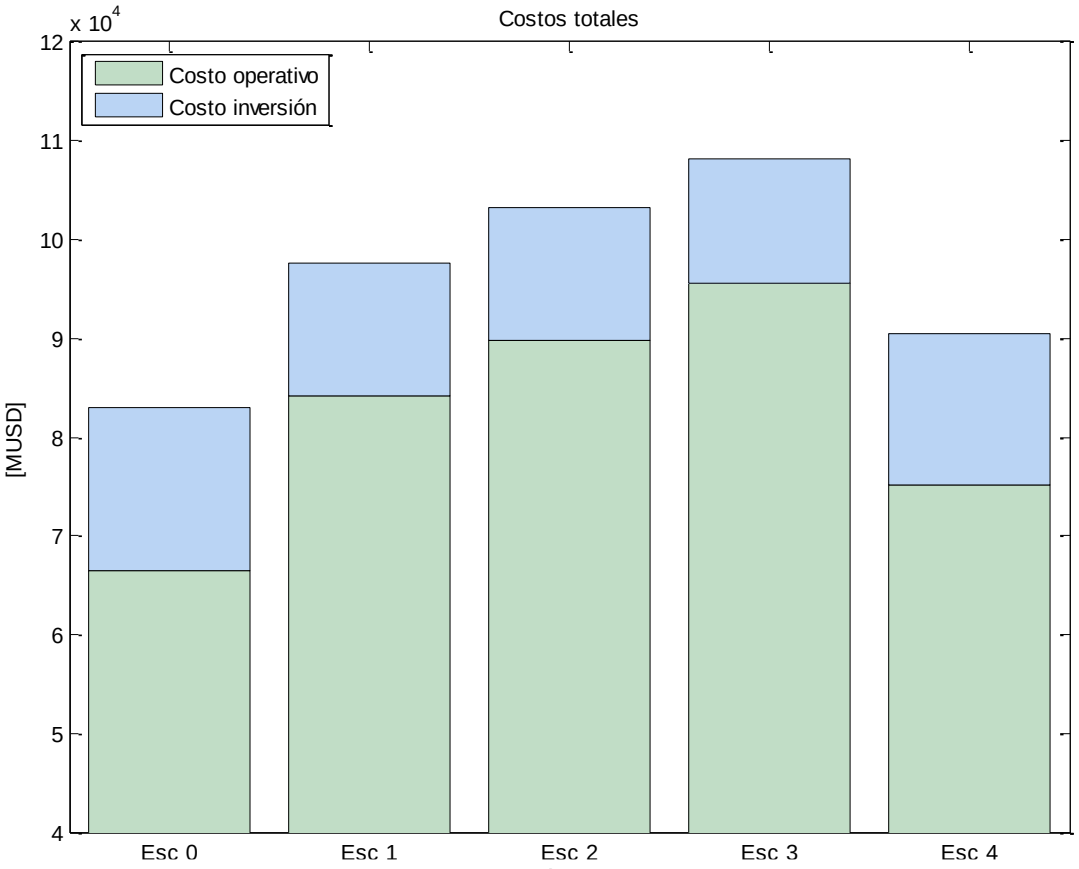
Fuente de tabla: UPME

Tabla 3.12: Costos. Escenarios 0, 1, 2, 3 y 4.

Escenario	Costo Operación [MUSD]	Costo Inversión [MUSD]
ESC 0.0	66474.51525	16420.75294
ESC 1.0	84248.37335	13327.19744
ESC 2.0	89832.0916	13444.91811
ESC 3.0	95614.851	12532.79924
ESC 4.0	75136.40934	15313.37605

Fuente de tabla: UPME

Gráfica 3-29: Costos . Escenarios 0, 1, 2, 3 y 4.



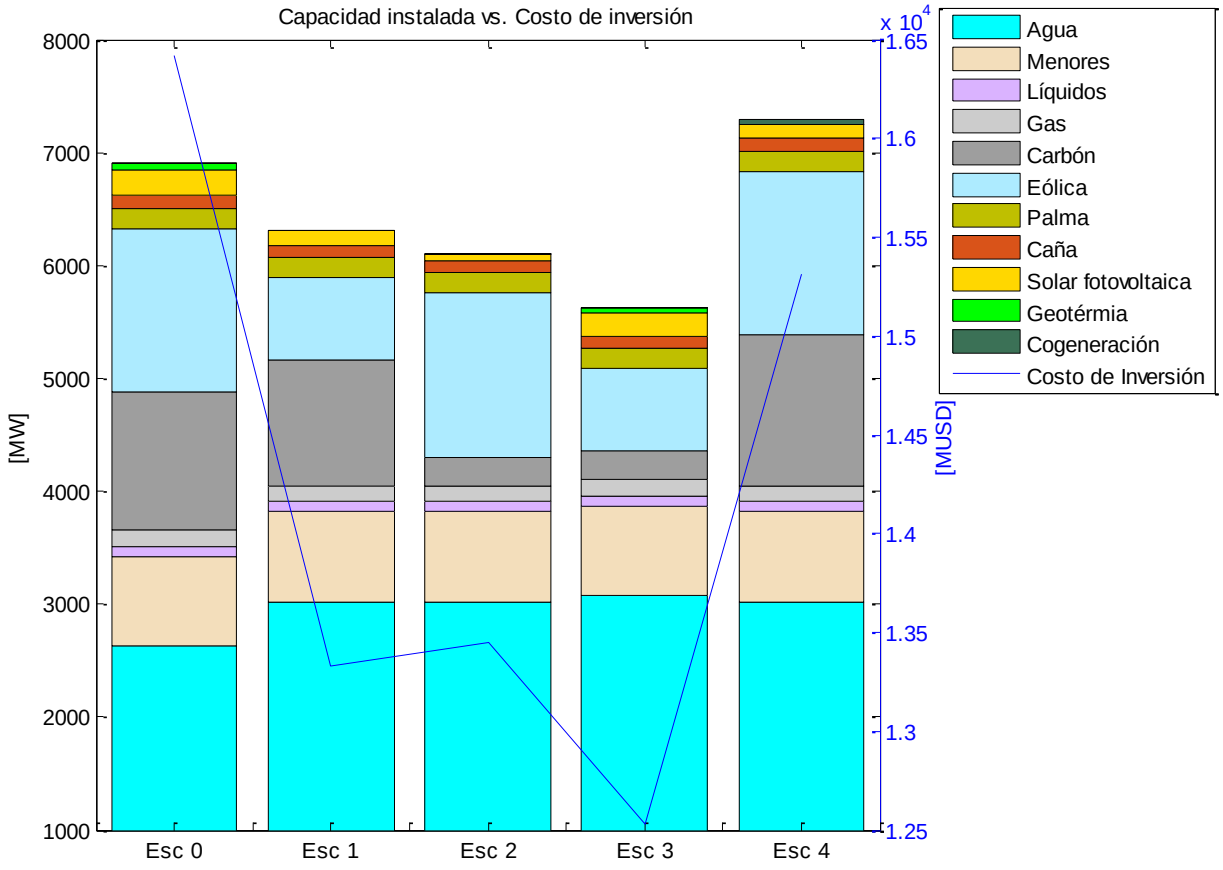
Fuente de gráfica: UPME

Tabla 3.13: Capacidad instalada por tecnología [MW]. Escenarios 0, 1, 2, 3 y 4.

Escenarios	Hidroeléctrica	Menores	Líquidos	Gas	Carbón	Eólica	Palma	Caña	Solar Fotovoltaica	Geotérmia	Cogeneración nueva
ESC 0.0	2627	793.17	88.35	147	1220	1456	178	107	234.19	50	0
ESC 1.0	3023.77	793.17	88.35	147	1109.423	727	178	107	129.83	0	0
ESC 2.0	3023.77	793.17	88.35	147	250	1456	178	107	64.1	0	0
ESC 3.0	3078.77	793.17	88.35	147	250	727	178	107	209.68	50	0
ESC 4.0	3023.77	793.17	88.35	147	1330	1456	178	107	129.83	0	45.78

Fuente de tabla: UPME

Gráfica 3-30: Capacidad instalada Vs. Costo de inversión. Escenarios 0, 1, 2, 3 y 4.



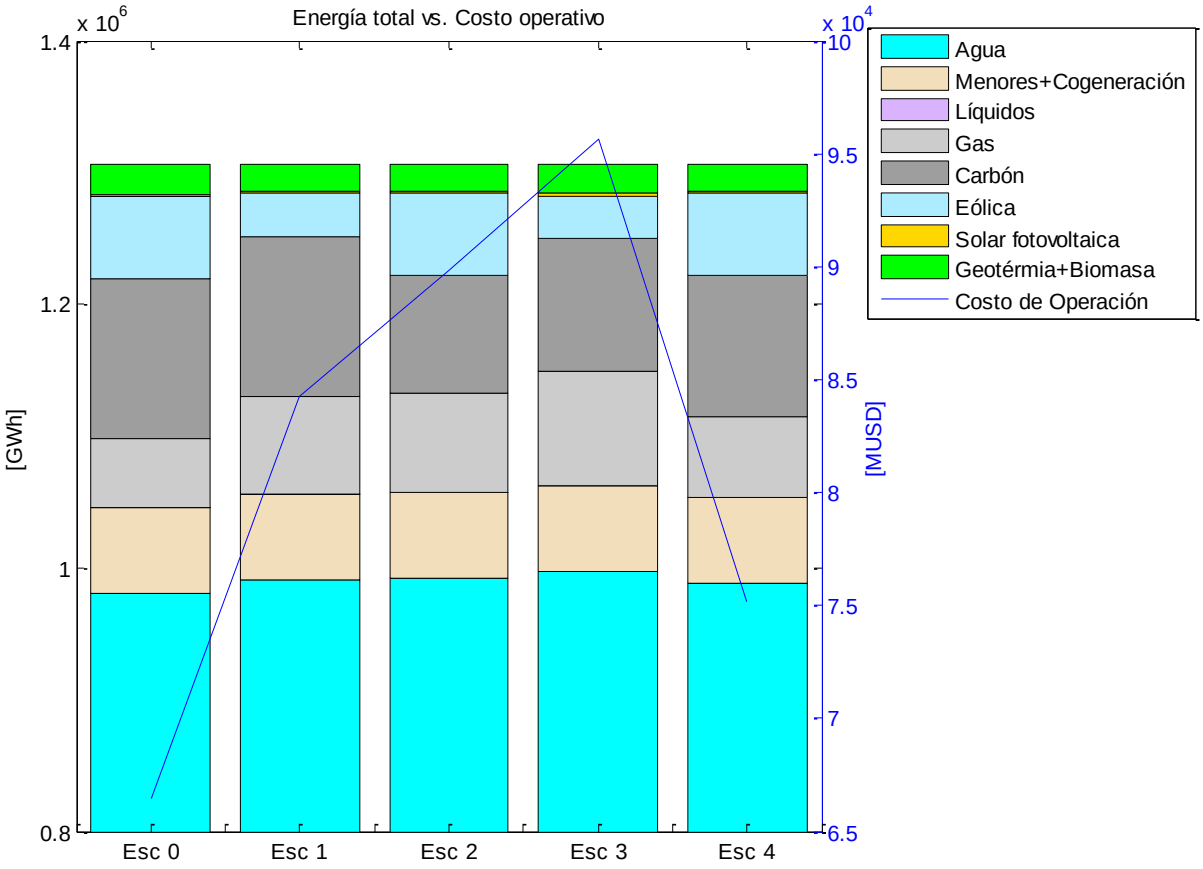
Fuente de gráfica: UPME

Tabla 3.14: Valor Esperado del total de Energía [GWh]. Escenarios 0, 1, 2, 3 y 4.

Escenarios	Hidroeléctrica	Menores+ Cogeneración	Líquidos	Gas	Carbón	Eólica	Solar Fotovoltaica	Geotérmia + Biomasa
ESC 0.0	980828.1581	64996.79671	23.500666	52398.56322	120502.0901	62683.82714	2221.117533	22856.62528
ESC 1.0	990452.9265	64996.79668	80.0669974	74527.95868	121654.8466	32810.91955	794.7110367	21187.9915
ESC 2.0	992163.8434	64996.79608	48.67045604	75159.19997	89583.944	62683.82786	685.3458738	21187.9915
ESC 3.0	997464.689	64996.7969	81.8021192	86812.04256	100197.6683	32810.91817	1547.12196	22589.59218
ESC 4.0	988101.1635	65345.65958	35.5275244	60588.20559	107700.3025	62683.82774	866.6908342	21187.9915

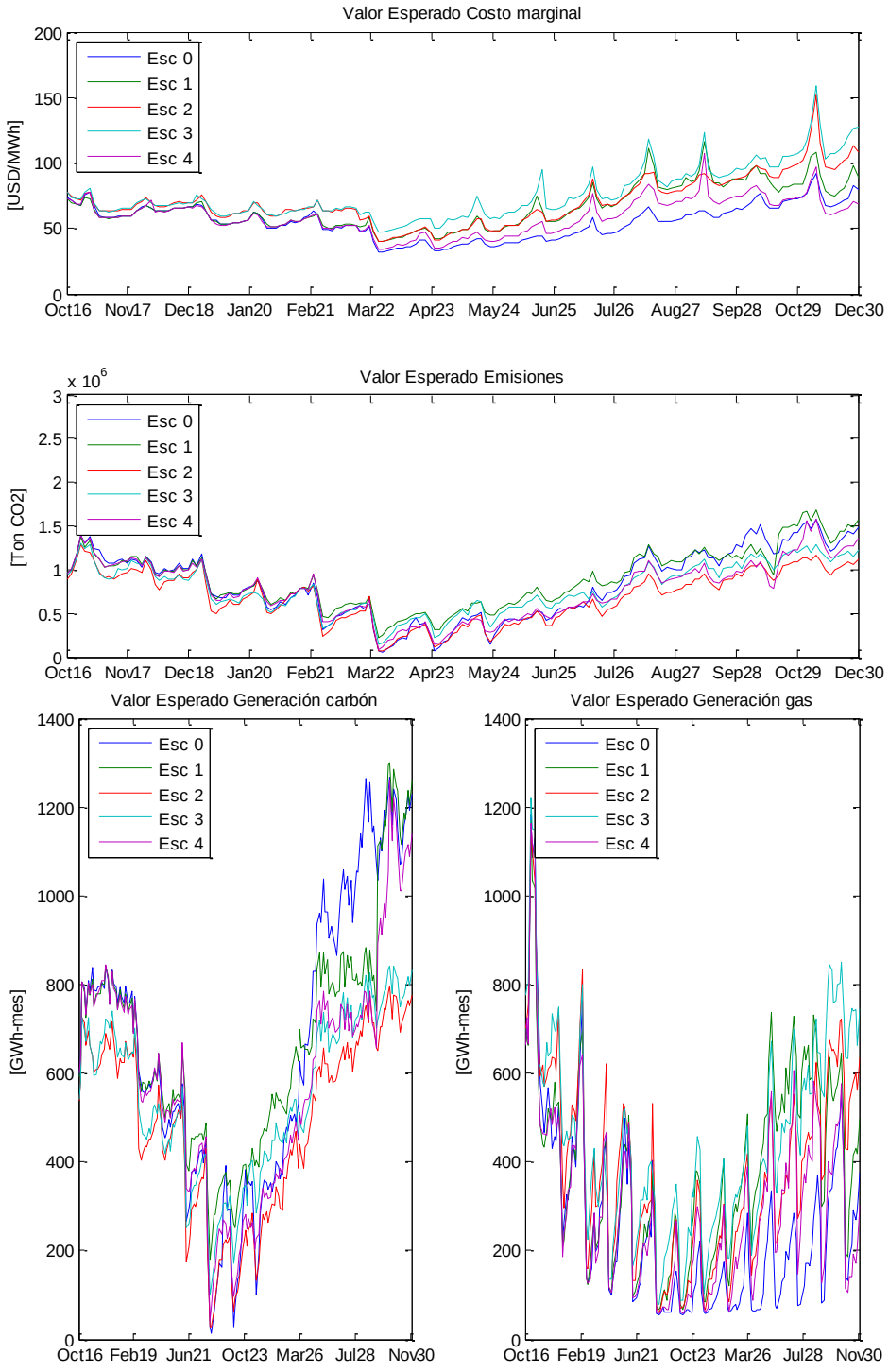
Fuente de tabla: UPME

Gráfica 3-31: Energía total Vs. Costo operativo. Escenarios 0, 1, 2, 3 y 4.



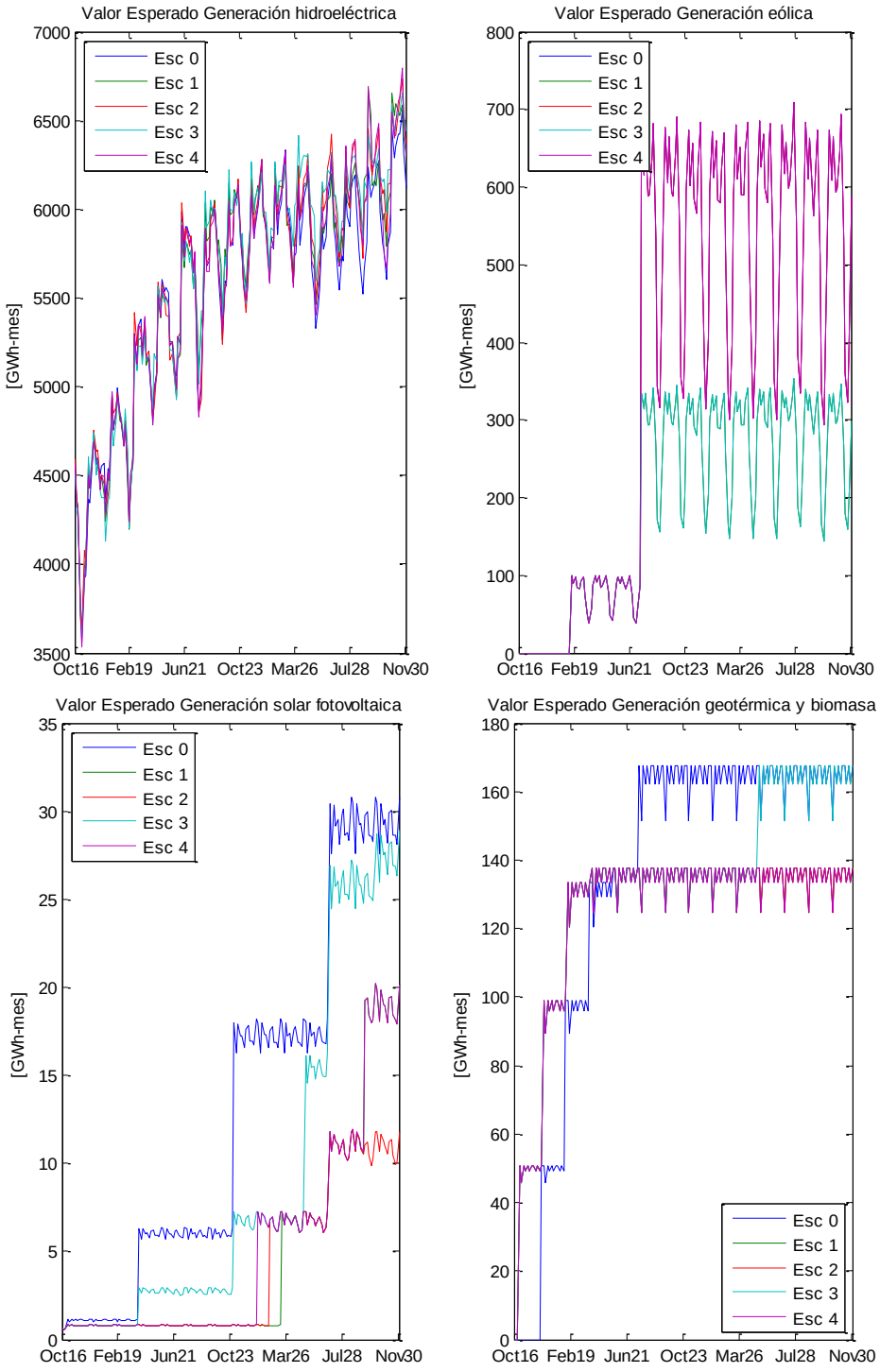
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 3-32: Valor esperado variables (I). Escenarios 0, 1, 2, 3 y 4.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 3-33: Valor esperado variables (II). Escenarios 0, 1, 2, 3 y 4.



Fuente de gráfica: UPME

De las gráficas y tablas anteriores se puede concluir:

- La metodología propuesta minimiza conjuntamente los costos de operación e inversión, motivo por el cual los resultados deben analizarse desde ambos puntos de vista. Los escenarios 0 y 4 presentan el menor costo total, sin embargo, son aquellos que requieren mayor inversión y capacidad instalada. Por otro lado, si bien los escenarios 3, 2 y 1 requieren menor capacidad instalada (en ese orden) e inversión, implican mayores costos operativos.
- En las estrategias que se simula un impuesto a las emisiones de CO_2 (escenarios 2 y 3), el modelo no instala nuevos proyectos térmicos a base de carbón, diferentes a los ya establecidos por el mecanismo del Cargo por Confiabilidad. Asimismo, el valor esperado de la generación a carbón disminuye, lo cual hace que otras tecnologías, inclusive contaminantes, incrementen su producción (ej. Gas).

  Adicionalmente, el valor esperado de las emisiones para dichos escenarios son menores, como era de esperarse. Vale la pena mencionar que las matrices con mayor capacidad eólica y poco carbón emiten menos.
- Si bien el escenario 4 no tiene limitaciones para nuevos proyectos hidroeléctricos a gran escala (a diferencia de las demás estrategias), el modelo decidió no instalarlos.
- Cuando se presentan limitaciones al recurso eólico y no se considera un impuesto a las emisiones de CO_2, el modelo invierte intensivamente en el carbón, en detrimento de otras tecnologías (ej. Gas). Ello se debe al bajo costo del recurso principal. Por otro lado, cuando se contempla dicho impuesto, el modelo utiliza recursos renovables, como agua, geotermia y sol (distribuido), en función de la capacidad eólica y los costos operativos esperados. De todas maneras no se instalan grandes proyectos hidroeléctricos.
- Los escenarios que no tienen limitaciones para el desarrollo de proyectos solares a gran escala en la Guajira (estrategias 2 y 4), no contemplan dicha tecnología, ello se debe a su alto costo de inversión y bajo factor de planta.
- Respecto a la confiabilidad (Tabla 3.15), todos los escenarios presentan un VEREC inferior al 6.88 %. Si bien el límite es 3%, la energía faltante podría ser importada desde Ecuador (incrementando la capacidad de transporte).

No obstante el escenario 3 presenta un VEREC superior al 7 % en marzo de 2030. Es claro que en el proceso de optimización se considera el costo de la energía no suministrada cuando se minimiza conjuntamente los costos de inversión y operación. Para este caso en particular se observa que es más económico incurrir en dicho déficit, que llevar a cabo expansión con cualquier recurso disponible, que este sujeto o no al impuesto simulado (emisiones de CO_2 para el Carbón y Gas).

Tabla 3.15: Indicador VEREC. Escenarios 0, 1, 2, 3 y 4.

Escenario	VEREC [%]	Fecha
ESC 0.0	-	-
ESC 1.0	3.4	mar-28
ESC 2.0	-	-
ESC 3.0	4.08	abr-25
	7.58	**mar-30**
ESC 4.0	-	-

Fuente de tabla: UPME

- El escenario 3 es la estrategia de largo plazo que presenta mayores limitaciones para el desarrollo de ciertas tecnologías (térmicas vía impuesto a las emisiones de CO_2, eólica, hidroeléctrica a gran escala y solar a gran escala). Es por ello que el modelo decide instalar más plantas solares a nivel distribuido, geotermia e hidráulicas a mediana escala.

Los resultados presentados para la estrategia base (caso 0) y los 4 escenarios de largo plazo tuvieron en cuenta ciertos criterios, los cuales fueron considerados por el modelo en el proceso de optimización. No obstante es importante llevar a cabo sensibilidades, modificando algunos de los sub criterios. Se aclara que todas ellas tienen la misma capacidad existente y expansión fija de la Tabla 3.9.

3.4.6.1.3. Sensibilidad escenario 1

En la Tabla 3.16 se presentan los sub criterios del escenario 1.1. Estos se mantienen invariantes respecto a la estrategia 1, salvo en la capacidad eólica, que se limita al 25 % del caso base. Su mezcla tecnológica junto con su capacidad y el cronograma de expansión se muestran en Gráfica 3-34.

Al igual que en el numeral anterior, en Tabla 3.17, Gráfica 3-35, Tabla 3.18, Gráfica 3-36, Tabla 3.19, Gráfica 3-37, Gráfica 3-38 y Gráfica 3-39, se enseñan los costos totales, de inversión y operación, contrastados con la composición de cada escenario (1 y 1.1), tanto en capacidad como en aporte energético. Se observa también el comportamiento del valor esperado de las principales variables.

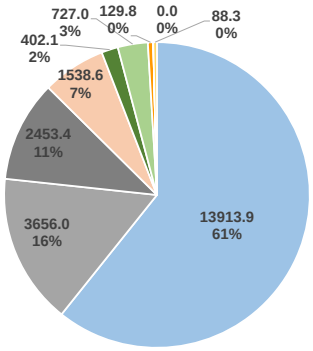
Tabla 3.16: Matriz de criterios y sub criterios escenarios 1 y 1.1.

Escenario/ Criterio General	Sub criterios					
	Restricción plantas hidroeléctricas a gran escala (embalse)	Restricción al desarrollo eólico en la Guajira respecto a la capacidad del Escenario base (0)		Restricción a más proyectos eólicos en la Guajira	Restricción proyectos renovables en la Guajira	Impuesto emisiones de CO_2
		50 %	25 %			
Escenario 1	SI	SI	NO	SI	SI	NO
Escenario 1.1	SI	NO	SI	SI	SI	NO

Fuente de tabla: UPME

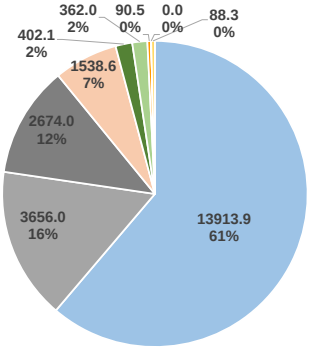
Gráfica 3-34: Capacidad instalada por tecnología y cronograma de expansión [MW]. Escenario 1.1.

Escenario 1



Recurso	Expansión adicional	Total
Hidráulica	1823.8	13913.9
Gas	147.0	3656.0
Carbón	859.4	2453.4
Menores	793.2	1538.6
Cogeneración	285.0	402.1
Eólica	727.0	727.0
Solar	129.8	129.8
Geotérmica	0.0	0.0
Otros	0.0	88.3
Total	**4765.2**	**22909.1**

Escenario 1.1



Recurso	Expansión adicional	Total
Hidráulica	1823.8	13913.9
Gas	147.0	3656.0
Carbón	1080.0	2674.0
Menores	793.2	1538.6
Cogeneración	285.0	402.1
Eólica	362.0	362.0
Solar	90.5	90.5
Geotérmica	0.0	0.0
Otros	0.0	88.3
Total	**4581.4**	**22725.3**

Escenario 1.1

Central	Fecha de entrada	Capacidad	Recurso
Gecelca 3.2	may-17	*250.0*	Carbón
Termonorte	jun-18	*88.3*	Líquidos
Ituango	nov-18	300.0	Hidráulico
	feb-19	600.0	Hidráulico
	may-19	900.0	Hidráulico
	ago-19	*1200.0*	Hidráulico
	sep-21	1500.0	Hidráulico
	dic-21	1800.0	Hidráulico
	mar-22	2100.0	Hidráulico
	jun-22	*2400.0*	Hidráulico
Hidro 1	nov-20	80.0	Hidráulico
Hidro 2	nov-20	36.0	Hidráulico
Hidro 3	nov-20	55.0	Hidráulico
Hidro 4	ene-21	56.0	Hidráulico
Hidro 5	ene-28	45.0	Hidráulico
Hidro 6	jul-29	351.8	Hidráulico
TermGas 4	mar-17	19.0	Gas
TermGas 5	mar-17	19.0	Gas
TermGas 6	mar-17	19.0	Gas
TermGas 1	dic-17	50.0	Gas
TermGas 3	dic-17	40.0	Gas
TermCarb 1	jul-29	90.0	Carbón
TermCarb 2.2	jul-29	150.0	Carbón
TermCarb 3.2	jul-29	165.0	Carbón
TermCarb 3.4	jul-29	165.0	Carbón
TermCarb 5	jul-29	160.0	Carbón
TermCarb 4	jul-29	175.0	Carbón
	dic-29	*350.0*	Carbón
Eolo I2	ene-19	32.0	Eólico
Eolo E1.1	ene-19	150.0	Eólico
Eolo J3	ene-22	180.0	Eólico
Exp. Solar	ene-17	1.1	Sol
	ene-26	37.9	Sol
	ene-28	64.1	Sol
	ene-30	*90.5*	Sol
Cog. Caña	dic-17	57.0	Caña
	dic-18	*107.0*	Caña
Cog. Palma	dic-17	48.1	Palma
	dic-18	97.9	Palma
	dic-19	169.1	Palma
	dic-20	*178.0*	Palma
Menores	Crecimiento según proyección estimada		

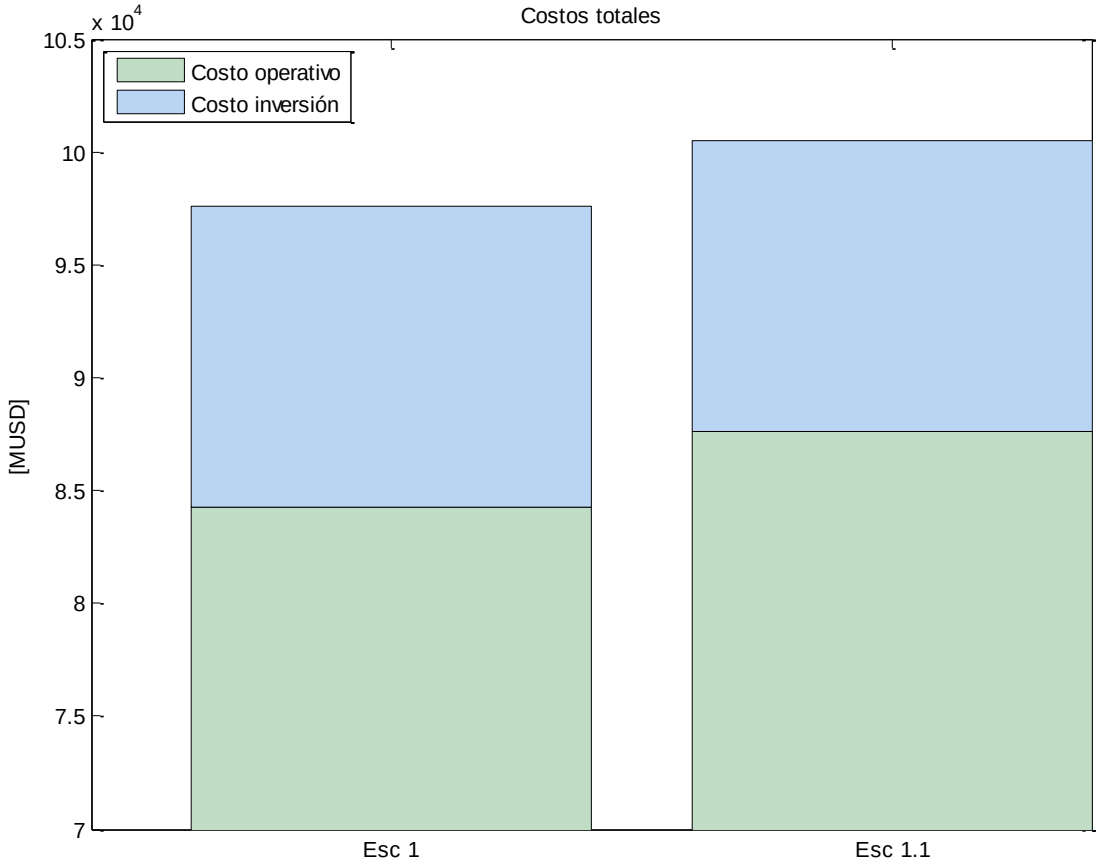
Fuente de gráfica: UPME

Tabla 3.17: Costos. Escenarios 1 y 1.1.

Escenario	Costo Operación [MUSD]	Costo Inversión [MUSD]
ESC 1.0	84248.37335	13327.19744
ESC 1.1	87614.6013	12844.68514

Fuente de tabla: UPME

Gráfica 3-35: Costos. Escenarios 1 y 1.1.



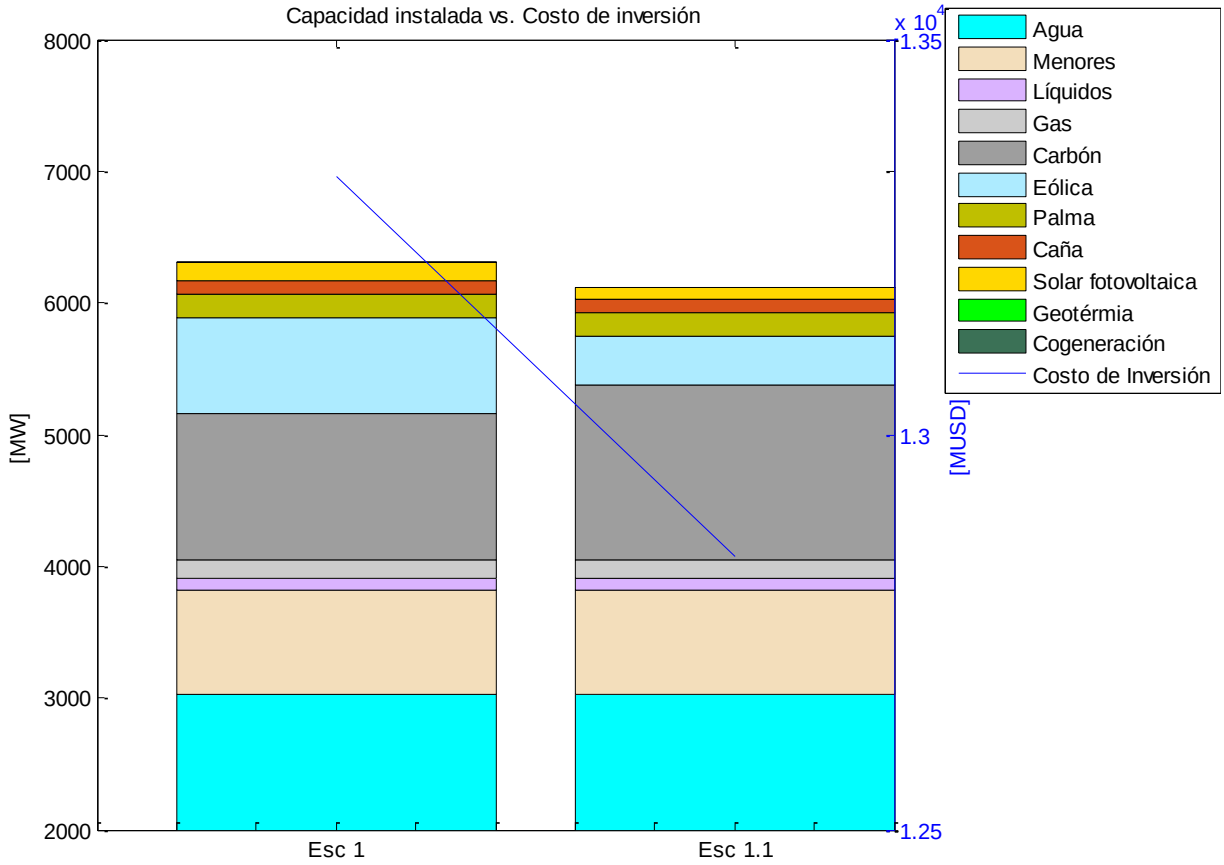
Fuente de gráfica: UPME

Tabla 3.18: Capacidad instalada por tecnología [MW]. Escenarios 1 y 1.1.

Escenarios	Hidroeléctrica	Menores	Líquidos	Gas	Carbón	Eólica	Palma	Caña	Solar Fotovoltaica	Geotérmia	Cogeneración nueva
ESC 1.0	3023.77	793.17	88.35	147	1109.423	727	178	107	129.83	0	0
ESC 1.1	3023.77	793.17	88.35	147	1330	362	178	107	90.45	0	0

Fuente de tabla: UPME

Gráfica 3-36: Capacidad instalada Vs. Costo de inversión. Escenarios 1 y 1.1.



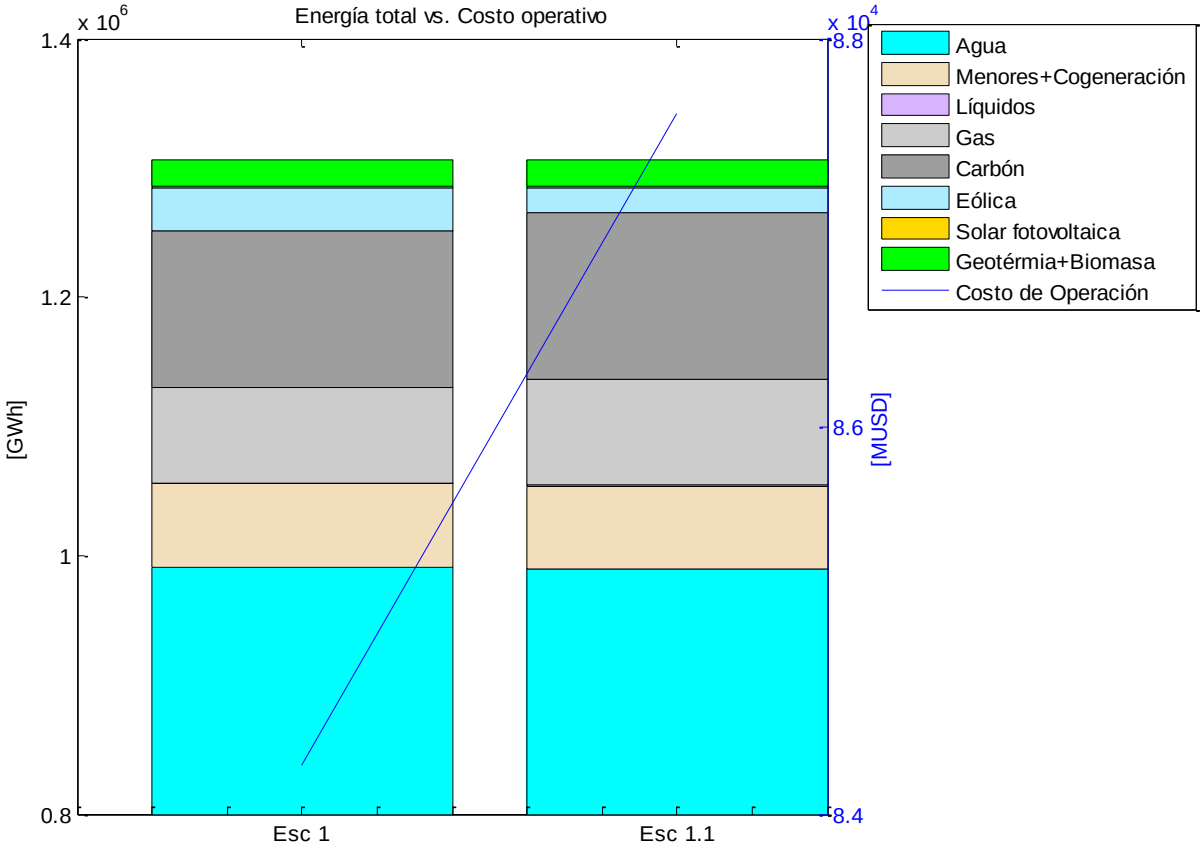
Fuente de gráfica: UPME

Tabla 3.19: Valor esperado del total de energía [GWh]. Escenarios 1 y 1.1.

Escenarios	Hidroeléctrica	Menores+ Cogeneración	Líquidos	Gas	Carbón	Eólica	Solar Fotovoltaica	Geotérmia + Biomasa
ESC 1.0	990452.9265	64996.79668	80.0669974	74527.95868	121654.8466	32810.91955	794.7110367	21187.9915
ESC 1.1	989017.6357	64996.79658	99.9789642	82163.9269	128578.1399	19769.73669	688.719299	21187.9915

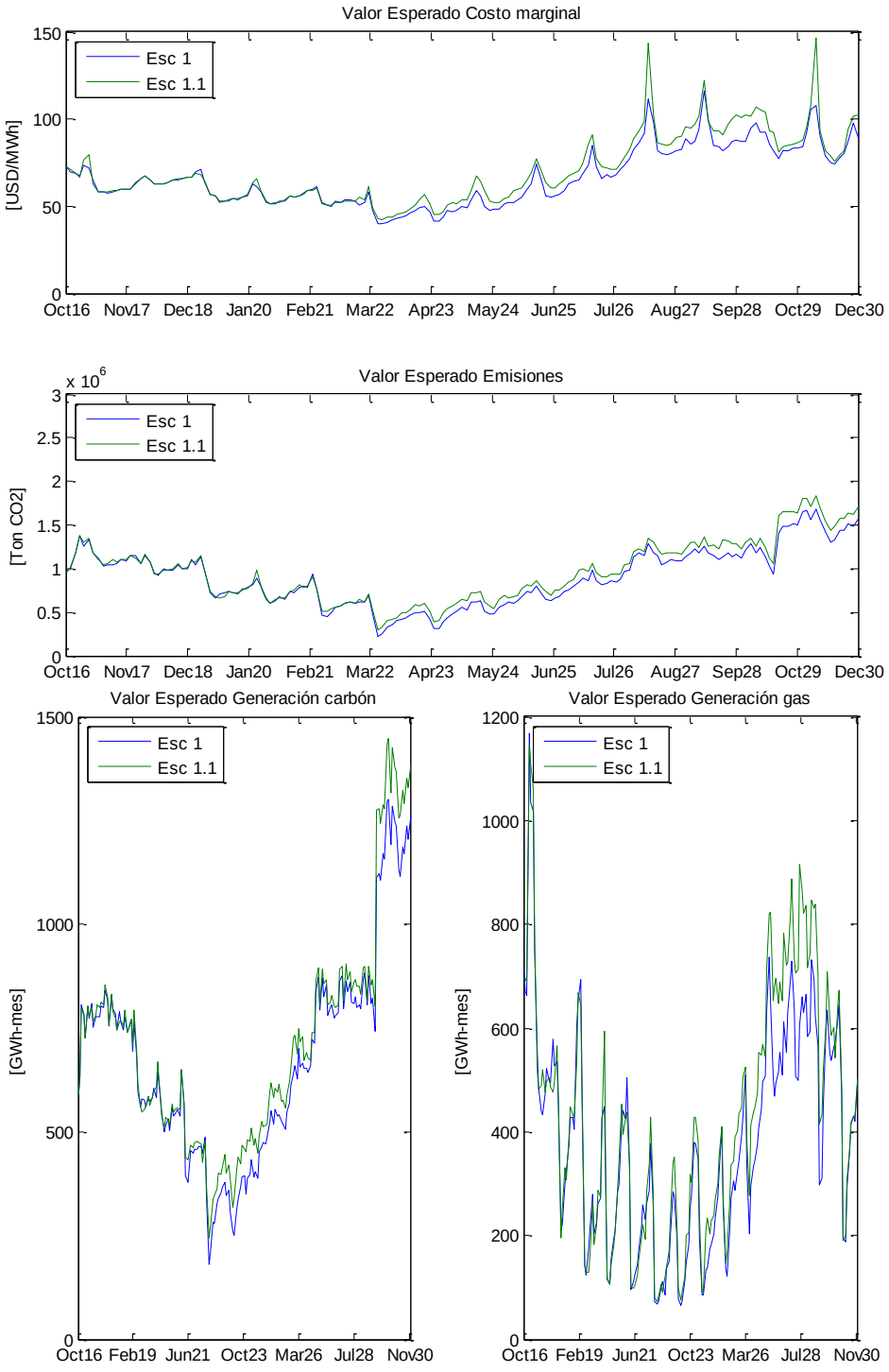
Fuente de tabla: UPME

Gráfica 3-37: Energía total Vs. Costo operativo. Escenarios 1 y 1.1.



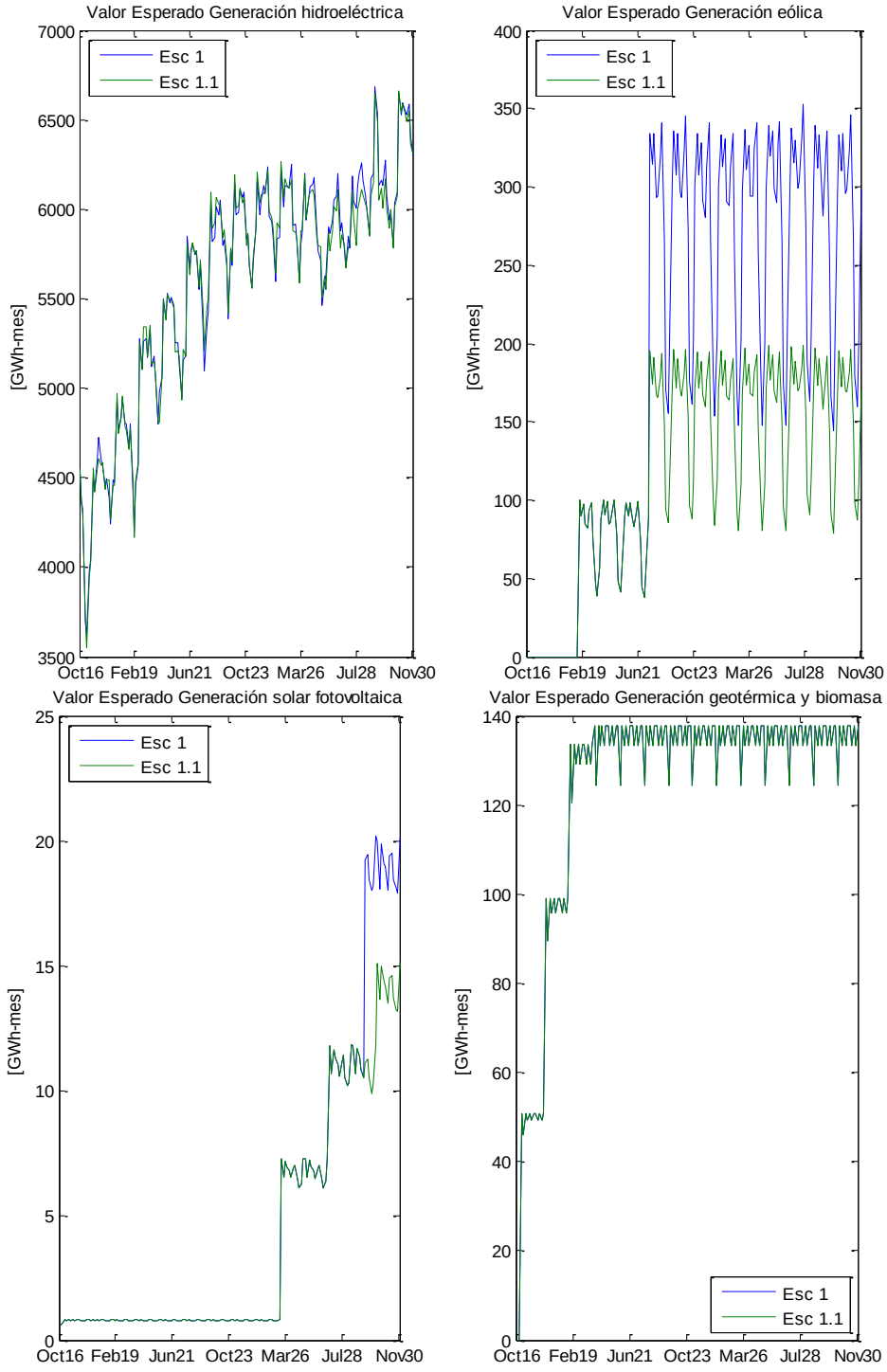
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 3-38: Valor esperado variables (I). Escenarios 1 y 1.1.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 3-39: Valor esperado variables (II). Escenarios 1 y 1.1.



Fuente de gráfica: UPME

De las tablas y gráficas anteriores se puede concluir:

- En el escenario 1.1 el costo total (operación + inversión) se incrementa respecto al caso 1, sin embargo requiere menos capacidad instalada e inversión, ello debido a la entrada del carbón como sustituto natural del recurso eólico, que está limitado.
- La entrada de nuevas plantas térmicas a carbón implica un mayor costo operativo, dado el uso de este combustible.
- El modelo usa el carbón para expandirse (no hay impuesto a las emisiones de CO_2), motivo por el cual se requiere menos recurso solar y en el agregado, menor capacidad instalada.
- Como era de esperarse, se incrementa el valor esperado de la generación térmica, al igual que las emisiones de CO_2.
- Respecto a la confiabilidad (Tabla 3.20), hay un ligero incremento en el VEREC para la sensibilidad estudiada, ello en marzo del año 2028. De todas maneras esto no represente un cambio significativo con relación a la estrategia 1.

Tabla 3.20: Indicador VEREC. Escenarios 1 y 1.1.

Escenario	VEREC [%]	Fecha
ESC 1.0	3.4	mar-28
ESC 1.1	4.5	mar-28

Fuente de tabla: UPME

3.4.6.1.4. Sensibilidad escenario 2

En la Tabla 3.21 se presentan los sub criterios del escenario 2.1. Respecto al caso 2, en esta estrategia no se limitan las plantas hidroeléctricas con embalse, ni la posibilidad de construir más proyectos eólicos en la Guajira (hasta 3131 MW). Su mezcla tecnológica junto con su capacidad y el cronograma de expansión se muestran en Gráfica 3-40.

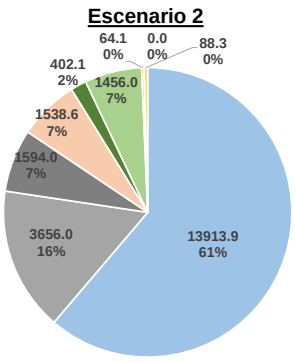
Como en los numerales anteriores, en Tabla 3.22, Gráfica 3-41, Tabla 3.23, Gráfica 3-42, Tabla 3.24, Gráfica 3-43, Gráfica 3-44 y Gráfica 3-45, se enseñan los costos totales, de inversión y operación, contrastados con la composición de cada escenario (2 y 2.1), tanto en capacidad como en aporte energético. También se observa el comportamiento del valor esperado de las principales variables.

Tabla 3.21: Matriz de criterios y sub criterios escenarios 2 y 2.1.

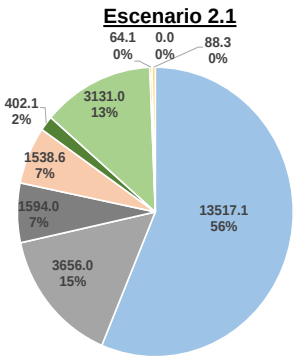
Escenario/ Criterio General	Sub criterios					
	Restricción plantas hidroeléctricas a gran escala (embalse)	Restricción al desarrollo eólico en la Guajira respecto a la capacidad del Escenario base (0)		Restricción a más proyectos eólicos en la Guajira	Restricción proyectos renovables en la Guajira	Impuesto emisiones de CO_2
		50 %	25 %			
Escenario 2	SI	NO	NO	SI	NO	SI
Escenario 2.1	NO	NO	NO	NO	NO	SI

Fuente de tabla: UPME

Gráfica 3-40: Capacidad instalada por tecnología y cronograma de expansión [MW]. Escenario 2.1.



Recurso	Expansión adicional	Total
Hidráulica	1823.8	13913.9
Gas	147.0	3656.0
Carbón	0.0	1594.0
Menores	793.2	1538.6
Cogeneración	285.0	402.1
Eólica	1456.0	1456.0
Solar	64.1	64.1
Geotérmica	0.0	0.0
Otros	0.0	88.3
Total	**4569.1**	**22713.0**



Recurso	Expansión adicional	Total
Hidráulica	1427.0	13517.1
Gas	147.0	3656.0
Carbón	0.0	1594.0
Menores	793.2	1538.6
Cogeneración	285.0	402.1
Eólica	3131.0	3131.0
Solar	64.1	64.1
Geotérmica	0.0	0.0
Otros	0.0	88.3
Total	**5847.3**	**23991.2**

Escenario 2.1

Central	Fecha de entrada	Capacidad	Recurso
Gecelca 3.2	may-17	*250.0*	Carbón
Termonorte	jun-18	*88.3*	Líquidos
Ituango	nov-18	300.0	Hidráulico
	feb-19	600.0	Hidráulico
	may-19	900.0	Hidráulico
	ago-19	*1200.0*	Hidráulico
	sep-21	1500.0	Hidráulico
	dic-21	1800.0	Hidráulico
	mar-22	2100.0	Hidráulico
	jun-22	*2400.0*	Hidráulico
Hidro 1	nov-20	80.0	Hidráulico
Hidro 2	nov-20	36.0	Hidráulico
Hidro 3	nov-20	55.0	Hidráulico
Hidro 4	ene-21	56.0	Hidráulico
TermGas 4	mar-17	19.0	Gas
TermGas 5	mar-17	19.0	Gas
TermGas 6	mar-17	19.0	Gas
TermGas 1	dic-17	50.0	Gas
TermGas 3	dic-17	40.0	Gas
Eolo I2	ene-19	32.0	Eólico
Eolo E1.1	ene-19	150.0	Eólico
Eolo J1	ene-22	99.0	Eólico
Eolo J2	ene-22	195.0	Eólico
Eolo J3	ene-22	180.0	Eólico
Eolo J4	ene-22	75.0	Eólico
Eolo P1	ene-22	400.0	Eólico
Eolo P2	ene-22	200.0	Eólico
Eolo P3.1	ene-22	70.0	Eólico
Eolo P3.2	ene-22	130.0	Eólico
Eolo E1.2	ene-22	50.0	Eólico
Eolo E2	ene-22	200.0	Eólico
Eolo E5	ene-22	100.0	Eólico
Eolo E7	ene-22	100.0	Eólico
Eolo E10	ene-22	200.0	Eólico
Eolo I1	jul-24	400.0	Eólico
Eolo E4	jul-24	100.0	Eólico
Eolo E6	ene-25	150.0	Eólico
Eolo E8	ene-25	100.0	Eólico
Eolo E9	ene-25	100.0	Eólico
Eolo E3	ene-26	100.0	Eólico
Exp. Solar	ene-17	1.1	Sol
	ene-27	25.7	Sol
	ene-28	*64.1*	Sol
Cog. Caña	dic-17	57.0	Caña
	dic-18	*107.0*	Caña
Cog. Palma	dic-17	48.1	Palma
	dic-18	97.9	Palma
	dic-19	169.1	Palma
	dic-20	*178.0*	Palma
Menores	Crecimiento según proyección estimada		

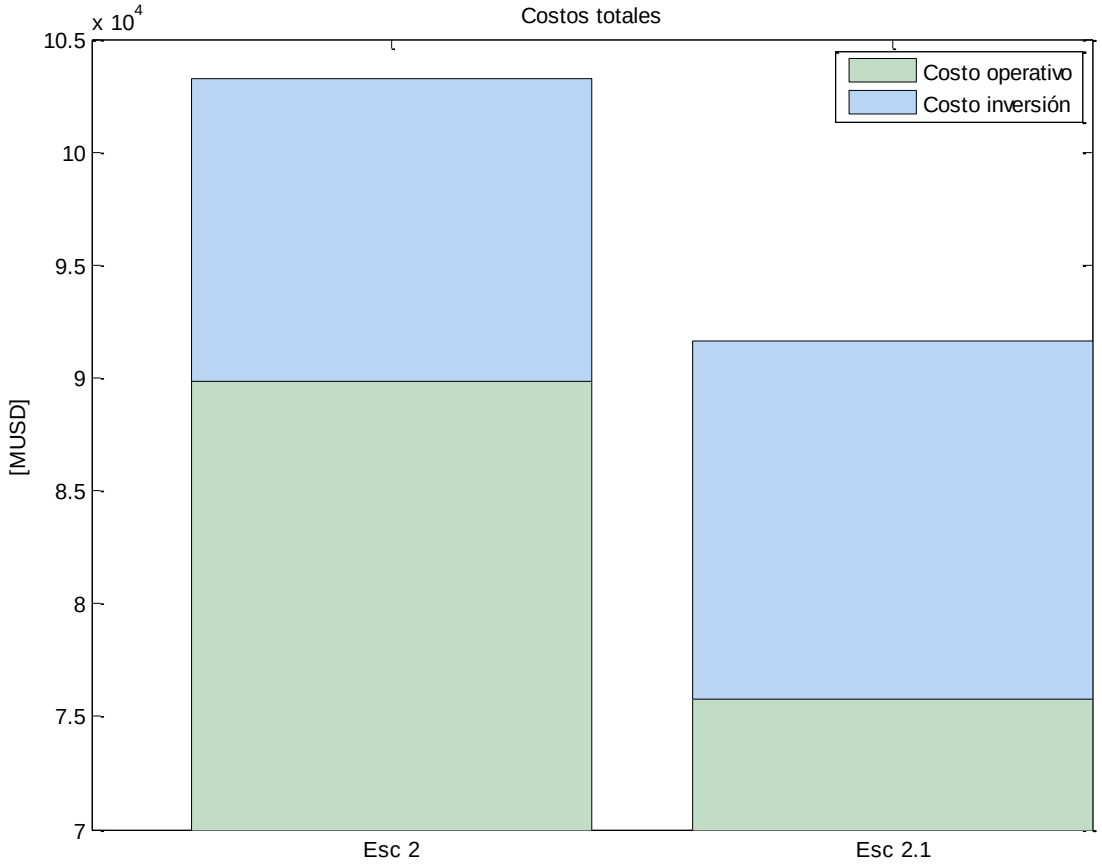
Fuente de gráfica: UPME.

Tabla 3.22: Costos. Escenarios 2 y 2.1.

Escenario	Costo Operación [MUSD]	Costo Inversión [MUSD]
ESC 2.0	89832.0916	13444.91811
ESC 2.1	75739.06798	15922.49309

Fuente de tabla: UPME

Gráfica 3-41: Costos. Escenarios 2 y 2.1.



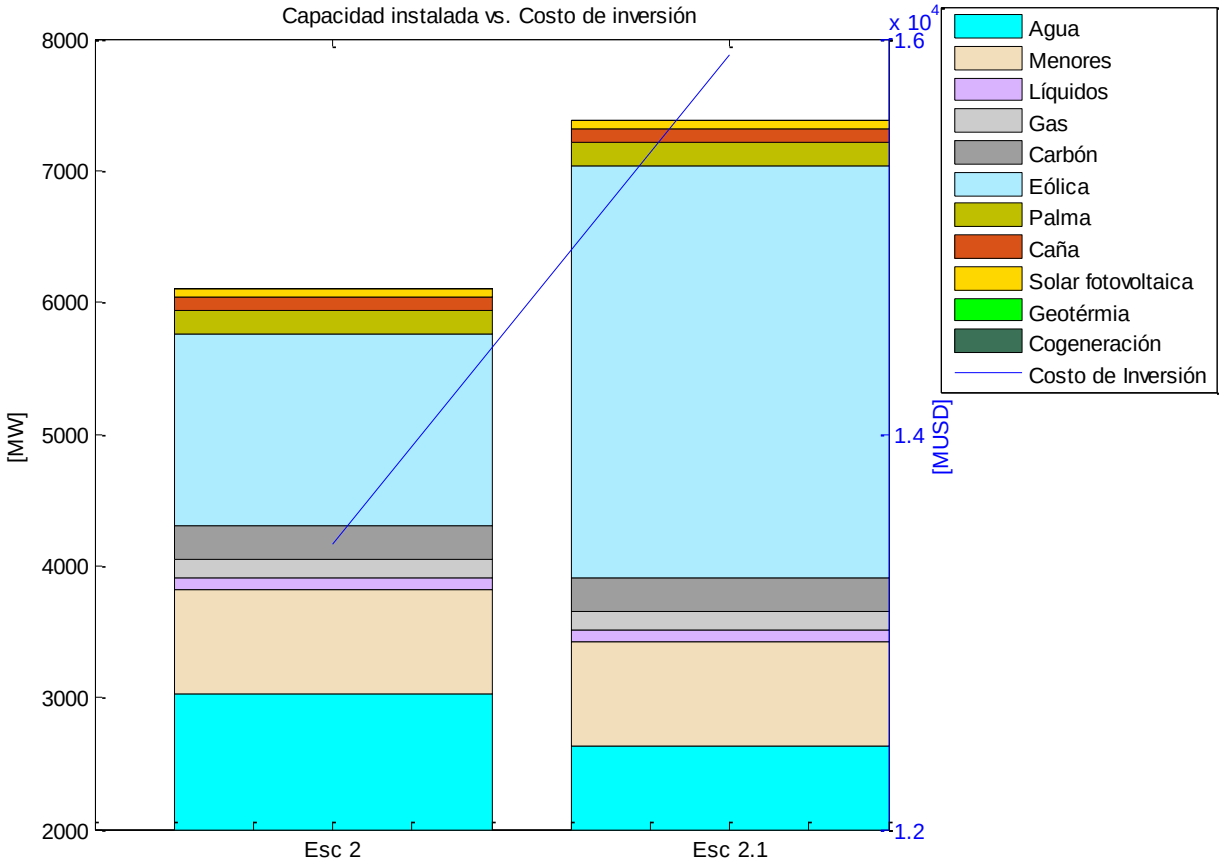
Fuente de gráfica: UPME

Tabla 3.23: Capacidad instalada por tecnología [MW]. Escenarios 2 y 2.1.

Escenarios	Hidroeléctrica	Menores	Líquidos	Gas	Carbón	Eólica	Palma	Caña	Solar Fotovoltaica	Geotérmia	Cogeneración nueva
ESC 2.0	3023.77	793.17	88.35	147	250	1456	178	107	64.1	0	0
ESC 2.1	2627	793.17	88.35	147	250	3131	178	107	64.1	0	0

Fuente de tabla: UPME

Gráfica 3-42: Capacidad instalada Vs. Costo de inversión. Escenarios 2 y 2.1.



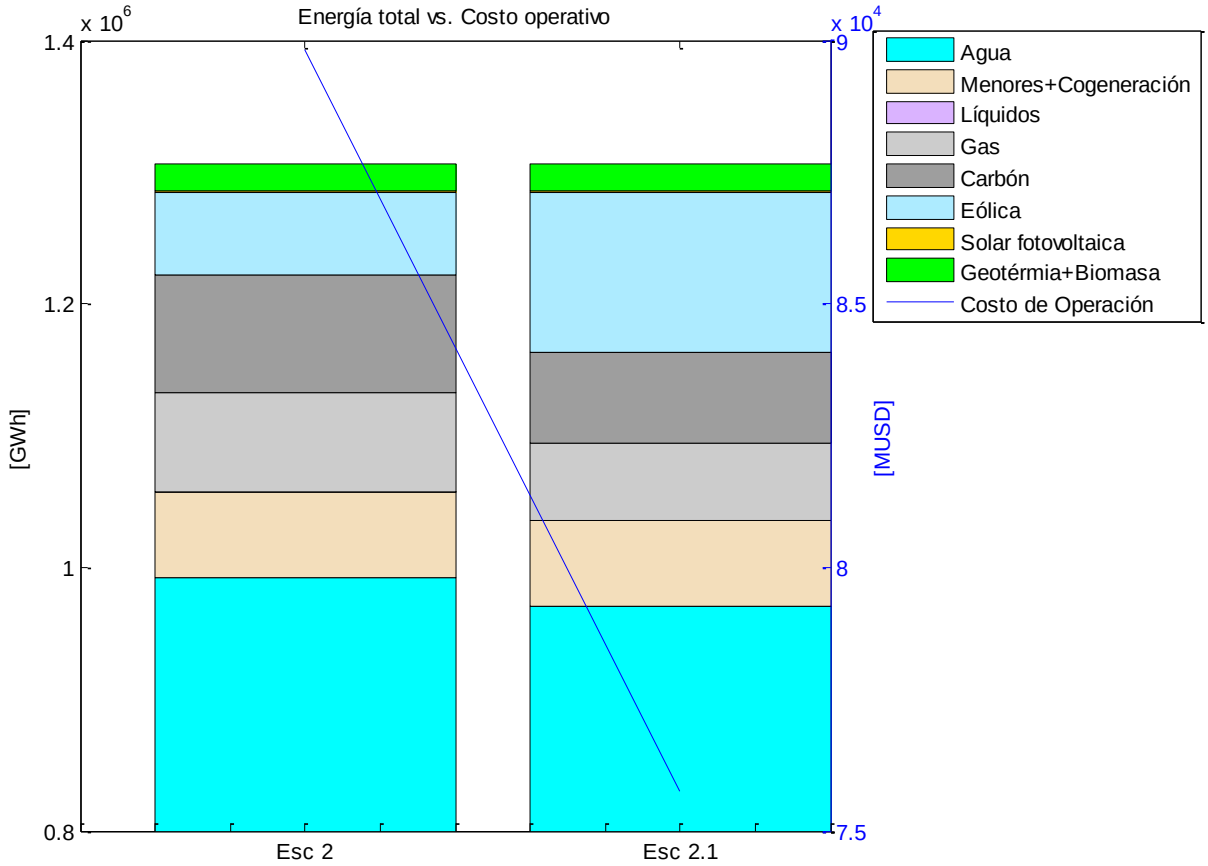
Fuente de gráfica: UPME

Tabla 3.24: Valor esperado del total de energía [GWh]. Escenarios 2 y 2.1.

Escenarios	Hidroeléctrica	Menores+ Cogeneración	Líquidos	Gas	Carbón	Eólica	Solar Fotovoltaica	Geotérmia + Biomasa
ESC 2.0	992163.8434	64996.79608	48.67045604	75159.19997	89583.944	62683.82786	685.3458738	21187.9915
ESC 2.1	970865.3312	64996.79711	26.086144	58885.48049	68439.79225	121578.7345	530.5206094	21187.9915

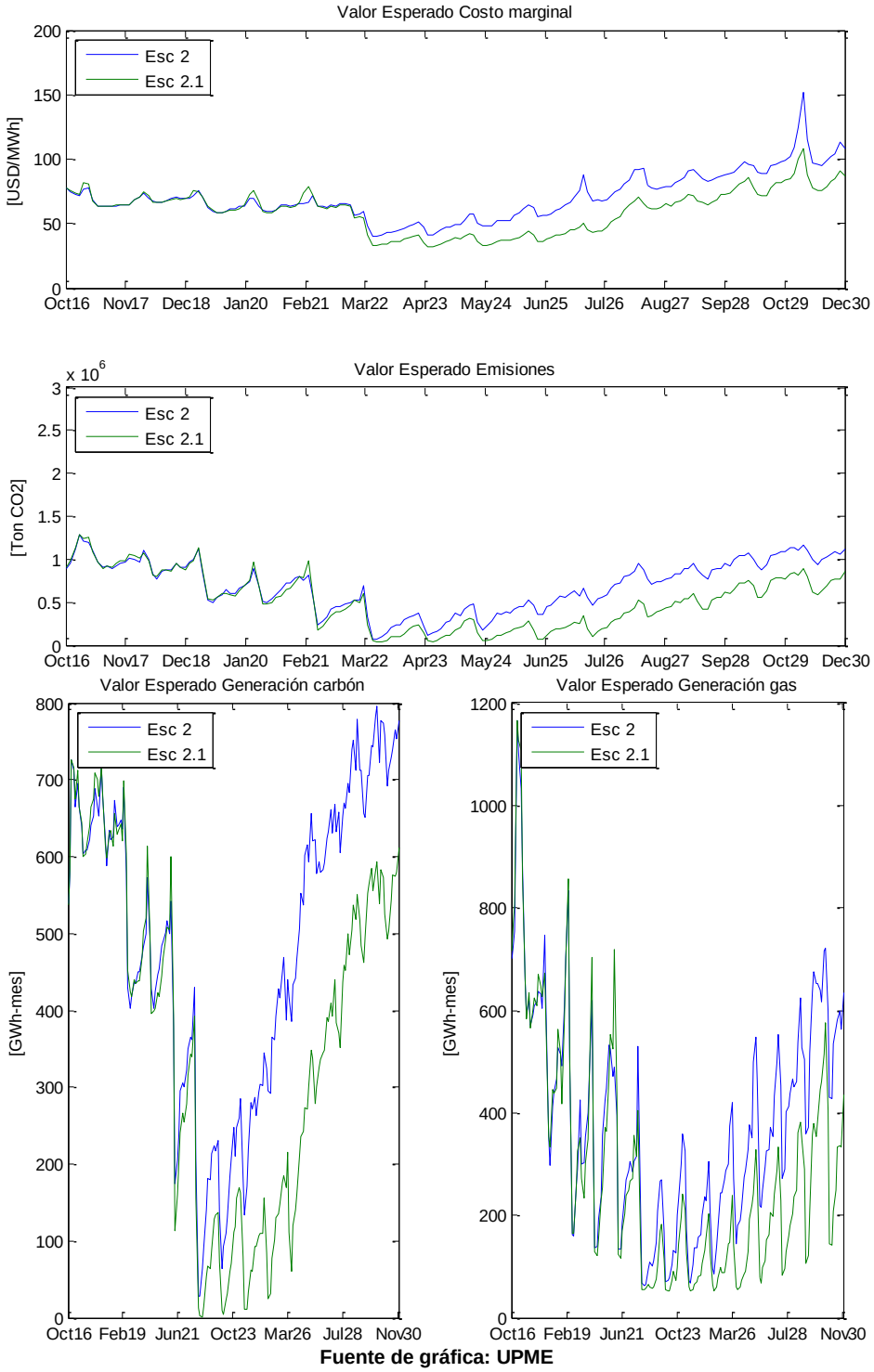
Fuente de tabla: UPME

Gráfica 3-43: Energía total Vs. Costo operativo. Escenarios 2 y 2.1.



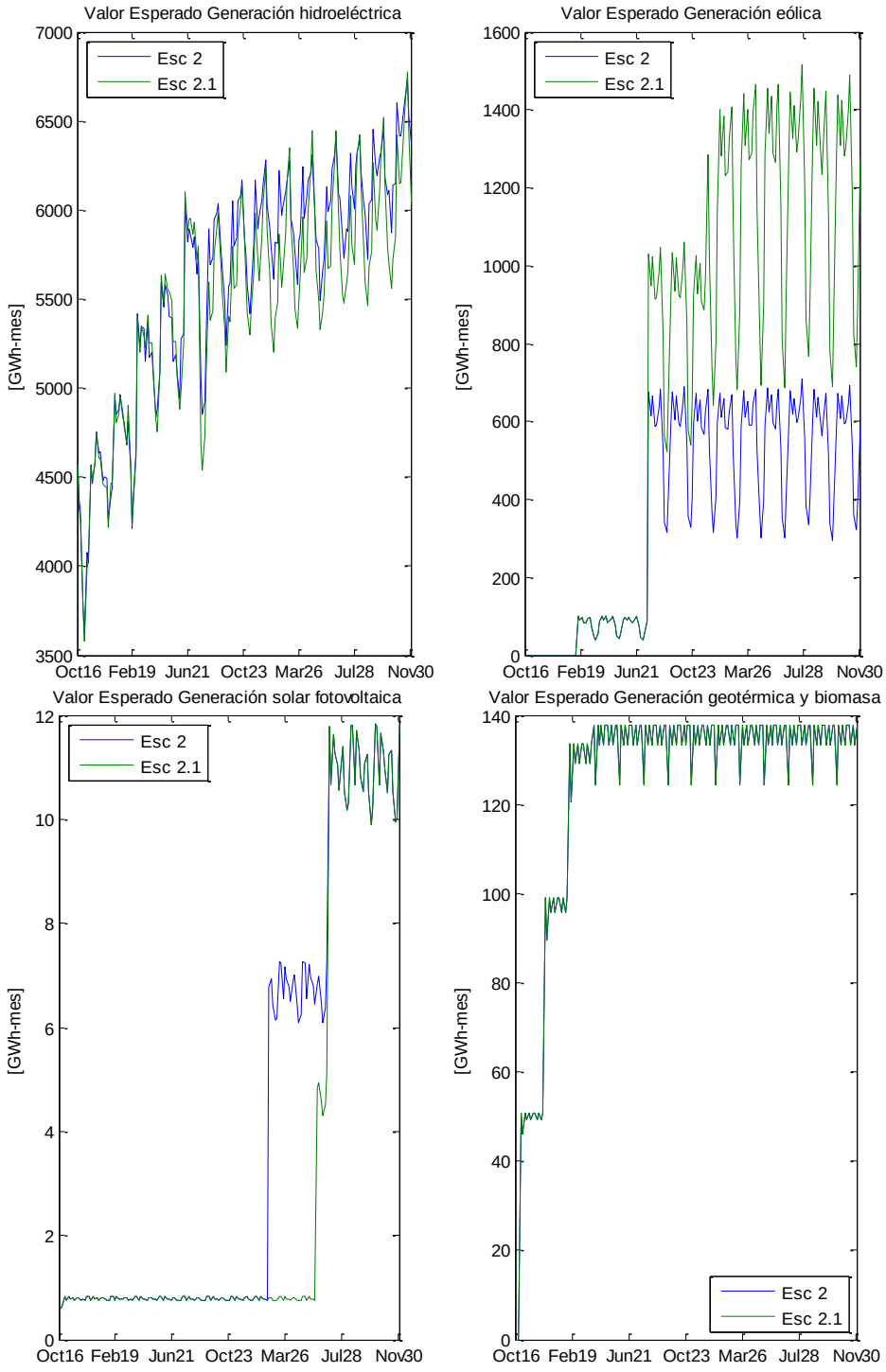
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 3-44: Valor esperado variables (I). Escenarios 2 y 2.1.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 3-45: Valor esperado variables (II). Escenarios 2 y 2.1.



Fuente de gráfica: UPME.

De las tablas y gráficas anteriores se puede concluir:

- En el escenario 2.1 el costo total (operación + inversión) disminuye respecto al caso 2, a pesar de que esta estrategia requiere más capacidad instalada e inversión.

- Al no haber limitaciones al recurso eólico, el modelo utiliza la totalidad de la capacidad disponible (hasta 3131 MW), reduciendo lo anterior la capacidad hidroeléctrica (mediana escala), el costo marginal de la demanda y el costo operativo. Vale la pena mencionar que esta sensibilidad tampoco incorporó centrales hidráulicas con embalse, a pesar que esta tecnología no estaba limitada.

- El valor esperado de la generación térmica, al igual que las emisiones de CO_2, se reducen de manera significativa, ello por la alta participación del recurso eólico y el desplazamiento del aporte energético de las plantas térmicas.

- En relación a la confiabilidad, no se observa la violación de los criterios VERE, VEREC y número de casos con déficit, es decir, no se superan los límites fijados por la regulación.

3.4.6.1.5. Sensibilidad escenario 3

En la Tabla 3.25 se presentan los sub criterios de los escenarios 3.1 y 3.2. Respecto al caso 3, la primera y segunda sensibilidad limitan la capacidad eólica al 25 % del caso 0. La única diferencia entre estas dos estrategias es la posibilidad de plantas hidroeléctricas con embalse como alternativas. Lo anterior se contempló en el escenario 3.1. Su mezcla tecnológica junto con su capacidad y cronograma de expansión se muestran en Tabla 3.26 y Fuente de tabla: UPME

Gráfica 3-46.

Nuevamente, en la Tabla 3.27, Gráfica 3-47, Tabla 3.28, Gráfica 3-48, Tabla 3.29, Gráfica 3-49, Gráfica 3-50 y Gráfica 3-51, se enseñan los costos totales, de inversión y operación, contrastados con la composición de cada escenario (3, 3.1 y 3.2), tanto en capacidad como en aporte energético. Se observa también el comportamiento del valor esperado de las principales variables.

Tabla 3.25: Matriz de criterios y sub criterios escenarios 3, 3.1 y 3.2.

Escenario/ Criterio General	Sub criterios					
	Restricción plantas hidroeléctricas a gran escala (embalse)	Restricción al desarrollo eólico en la Guajira respecto a la capacidad del Escenario base (0)		Restricción a más proyectos eólicos en la Guajira	Restricción proyectos renovables en la Guajira	Impuesto emisiones de CO_2
		50 %	25 %			
Escenario 3	SI	SI	NO	SI	SI	SI
Escenario 3.1	NO	NO	SI	SI	SI	SI
Escenario 3.2	SI	NO	SI	SI	SI	SI

Fuente de tabla: UPME

Tabla 3.26: Cronogramas de expansión [MW]. Escenarios 3.1 y 3.2.

Escenario 3.1

Central	Fecha de entrada	Capacidad	Recurso
Gecelca 3.2	may-17	*250.0*	Carbón
Termonorte	jun-18	*88.3*	Líquidos
Ituango	nov-18	300.0	Hidráulico
	feb-19	600.0	Hidráulico
	may-19	900.0	Hidráulico
	ago-19	*1200.0*	Hidráulico
	sep-21	1500.0	Hidráulico
	dic-21	1800.0	Hidráulico
	mar-22	2100.0	Hidráulico
	jun-22	*2400.0*	Hidráulico
Hidro 1	nov-20	80.0	Hidráulico
Hidro 2	nov-20	36.0	Hidráulico
Hidro 3	nov-20	55.0	Hidráulico
Hidro 4	ene-21	56.0	Hidráulico
Hidro 5	ene-25	45.0	Hidráulico
Hidro 6	ene-25	351.8	Hidráulico
Hidro 7	ene-26	55.0	Hidráulico
Hidro 8	jul-25	217.5	Hidráulico
	dic-25	435.0	Hidráulico
	jun-26	652.5	Hidráulico
	dic-26	*870.0*	Hidráulico
Hidro 9	jul-25	240.0	Hidráulico
	dic-25	480.0	Hidráulico
	jun-26	720.0	Hidráulico
	dic-26	*960.0*	Hidráulico
TermGas 4	mar-17	19.0	Gas
TermGas 5	mar-17	19.0	Gas
TermGas 6	mar-17	19.0	Gas
TermGas 1	dic-17	50.0	Gas
TermGas 3	dic-17	40.0	Gas
Eolo I2	ene-19	32.0	Eólico
Eolo E1.1	ene-19	150.0	Eólico
Eolo J3	ene-22	180.0	Eólico
Exp. Solar	ene-17	1.1	Sol
	ene-20	13.3	Sol
	ene-24	37.9	Sol
	ene-25	76.8	Sol
	ene-26	112.9	Sol
	ene-27	129.5	Sol
	ene-28	*172.7*	Sol
Cog. Caña	dic-17	57.0	Caña
	dic-18	*107.0*	Caña
Cog. Palma	dic-17	48.1	Palma
	dic-18	97.9	Palma
	dic-19	169.1	Palma
	dic-20	*178.0*	Palma
Menores	Crecimiento según proyección estimada		

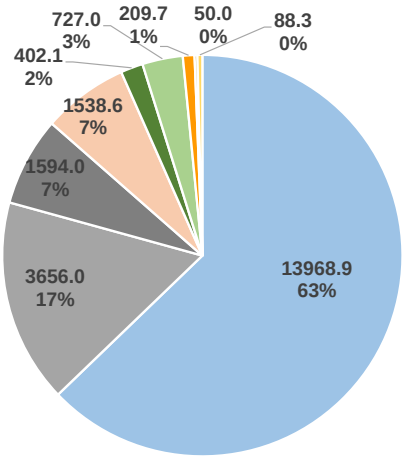
Escenario 3.2

Central	Fecha de entrada	Capacidad	Recurso
Gecelca 3.2	may-17	*250.0*	Carbón
Termonorte	jun-18	*88.3*	Líquidos
Ituango	nov-18	300.0	Hidráulico
	feb-19	600.0	Hidráulico
	may-19	900.0	Hidráulico
	ago-19	*1200.0*	Hidráulico
	sep-21	1500.0	Hidráulico
	dic-21	1800.0	Hidráulico
	mar-22	2100.0	Hidráulico
	jun-22	*2400.0*	Hidráulico
Hidro 1	nov-20	80.0	Hidráulico
Hidro 2	nov-20	36.0	Hidráulico
Hidro 3	nov-20	55.0	Hidráulico
Hidro 4	ene-21	56.0	Hidráulico
Hidro 5	ene-25	45.0	Hidráulico
Hidro 6	ene-26	351.8	Hidráulico
Hidro 7	ene-27	55.0	Hidráulico
TermGas 4	mar-17	19.0	Gas
TermGas 5	mar-17	19.0	Gas
TermGas 6	mar-17	19.0	Gas
TermGas 1	dic-17	50.0	Gas
TermGas 3	dic-17	40.0	Gas
TermCarb 1	ene-30	90.0	Carbón
Eolo I2	ene-19	32.0	Eólico
Eolo E1.1	ene-19	150.0	Eólico
Eolo J3	ene-22	180.0	Eólico
Exp. Solar	ene-17	1.1	Sol
	ene-20	13.3	Sol
	ene-24	37.9	Sol
	ene-27	112.9	Sol
	ene-28	191.7	Sol
	ene-29	*192.7*	Sol
Cog. Caña	dic-17	57.0	Caña
	dic-18	*107.0*	Caña
Cog. Palma	dic-17	48.1	Palma
	dic-18	97.9	Palma
	dic-19	169.1	Palma
	dic-20	*178.0*	Palma
Geotérmica	ene-27	50.0	Geotérmico
Menores	Crecimiento según proyección estimada		

Fuente de tabla: UPME

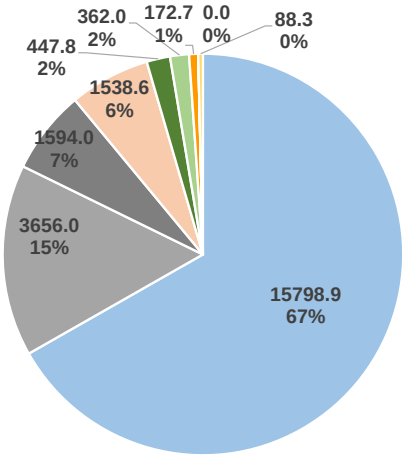
Gráfica 3-46: Capacidad instalada por tecnología y participación tecnológica [MW]. Escenarios 3, 3.1 y 3.2.

Escenario 3



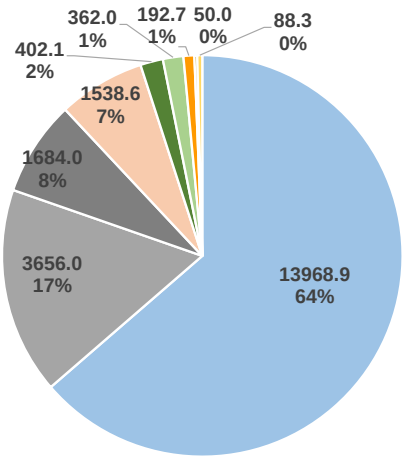
Recurso	Expansión adicional	Total
Hidráulica	1878.8	13968.9
Gas	147.0	3656.0
Carbón	0.0	1594.0
Menores	793.2	1538.6
Cogeneración	285.0	402.1
Eólica	727.0	727.0
Solar	209.7	209.7
Geotérmica	50.0	50.0
Otros	0.0	88.3
Total	**4090.7**	**22234.5**

Escenario 3.1



Recurso	Expansión adicional	Total
Hidráulica	3708.8	15798.9
Gas	147.0	3656.0
Carbón	0.0	1594.0
Menores	793.2	1538.6
Cogeneración	330.8	447.8
Eólica	362.0	362.0
Solar	172.7	172.7
Geotérmica	0.0	0.0
Otros	0.0	88.3
Total	**5514.4**	**23658.3**

Escenario 3.2



Recurso	Expansión adicional	Total
Hidráulica	1878.8	13968.9
Gas	147.0	3656.0
Carbón	90.0	1684.0
Menores	793.2	1538.6
Cogeneración	285.0	402.1
Eólica	362.0	362.0
Solar	192.7	192.7
Geotérmica	50.0	50.0
Otros	0.0	88.3
Total	**3798.7**	**21942.6**

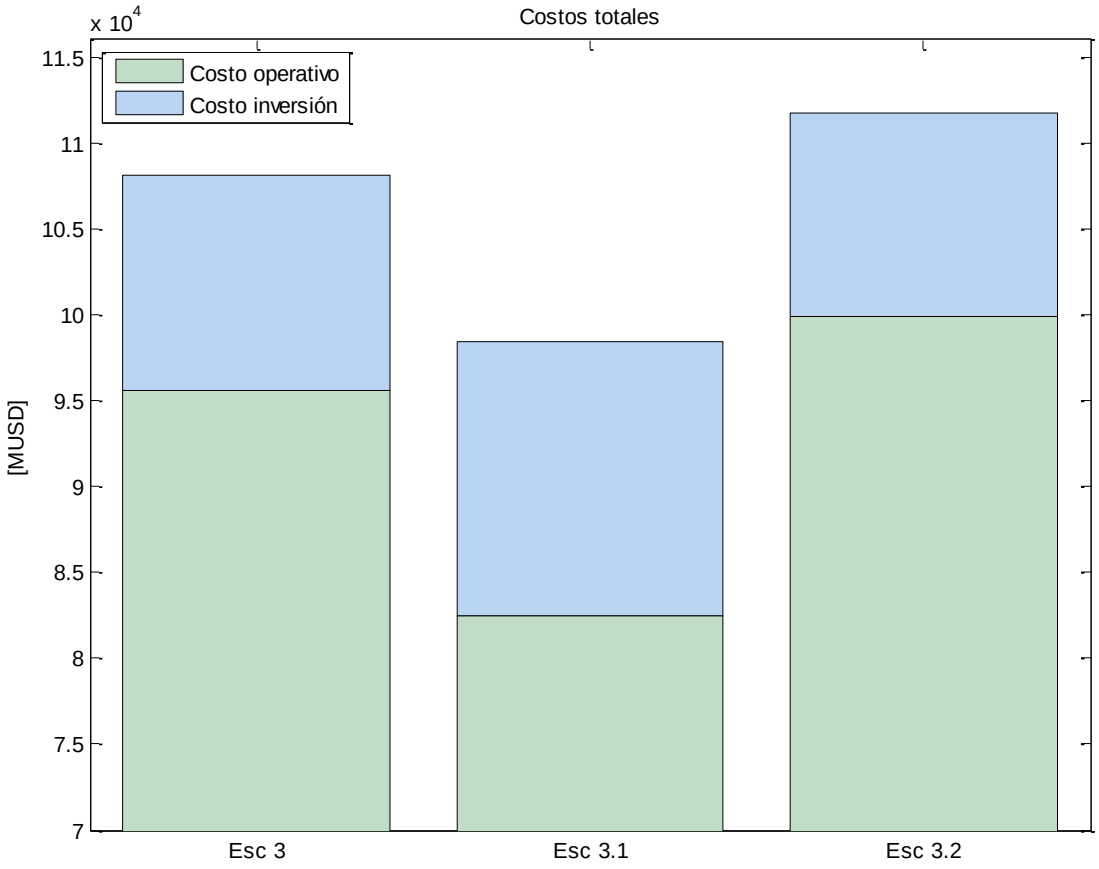
Fuente de gráfica: UPME

Tabla 3.27: Costos. Escenarios 3, 3.1 y 3.2.

Escenario	Costo Operación [MUSD]	Costo Inversión [MUSD]
ESC 3.0	95614.851	12532.79924
ESC 3.1	82499.15795	15969.90054
ESC 3.2	99924.12015	11866.21043

Fuente de tabla: UPME

Gráfica 3-47: Costos. Escenarios 3, 3.1 y 3.2.



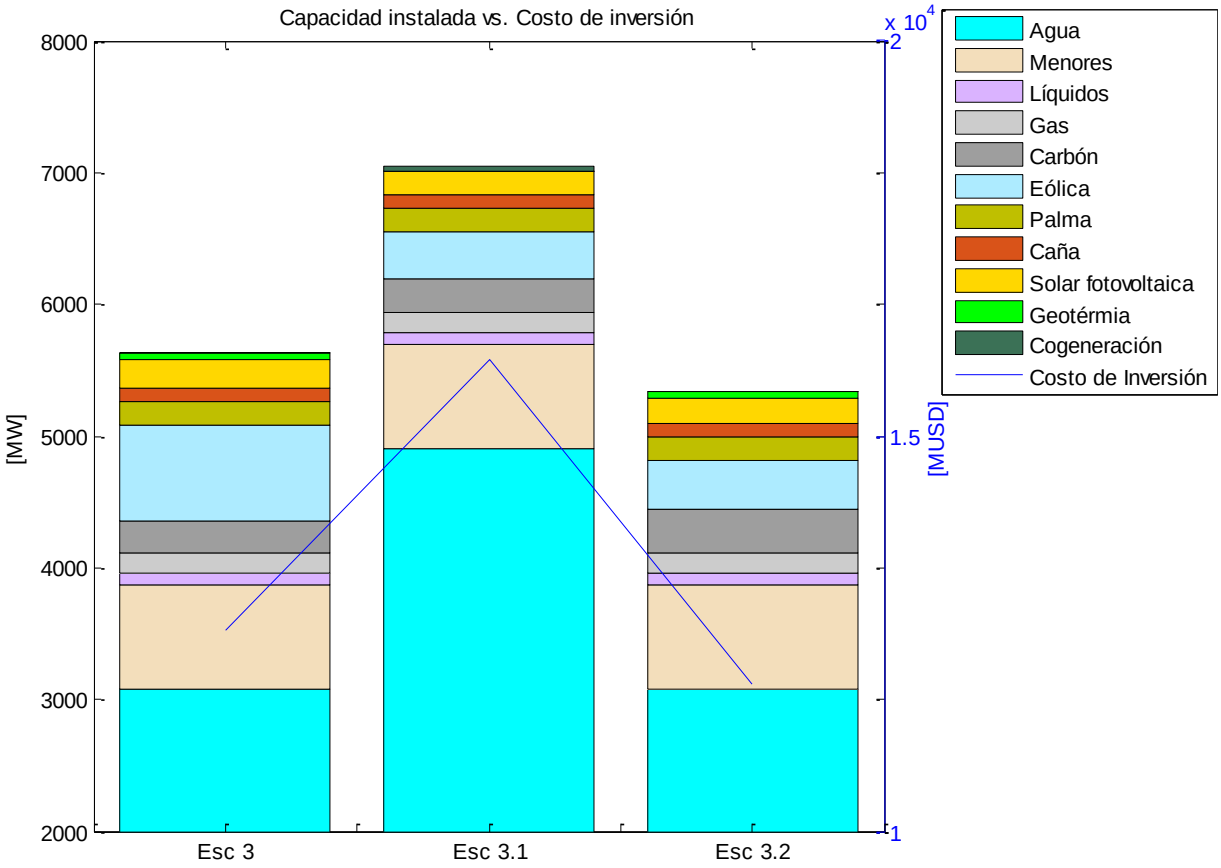
Fuente de gráfica: UPME

Tabla 3.28. Capacidad instalada por tecnología [MW]. Escenarios 3, 3.1 y 3.2.

Escenarios	Hidroeléctrica	Menores	Líquidos	Gas	Carbón	Eólica	Palma	Caña	Solar Fotovoltaica	Geotérmia	Cogeneración nueva
ESC 3.0	3078.77	793.17	88.35	147	250	727	178	107	209.68	50	0
ESC 3.1	4908.77	793.17	88.35	147	250	362	178	107	172.67	0	45.78
ESC 3.2	3078.77	793.17	88.35	147	340	362	178	107	192.74	50	0

Fuente de tabla: UPME

Gráfica 3-48: Capacidad instalada Vs. Costo de inversión. Escenarios 3, 3.1 y 3.2.



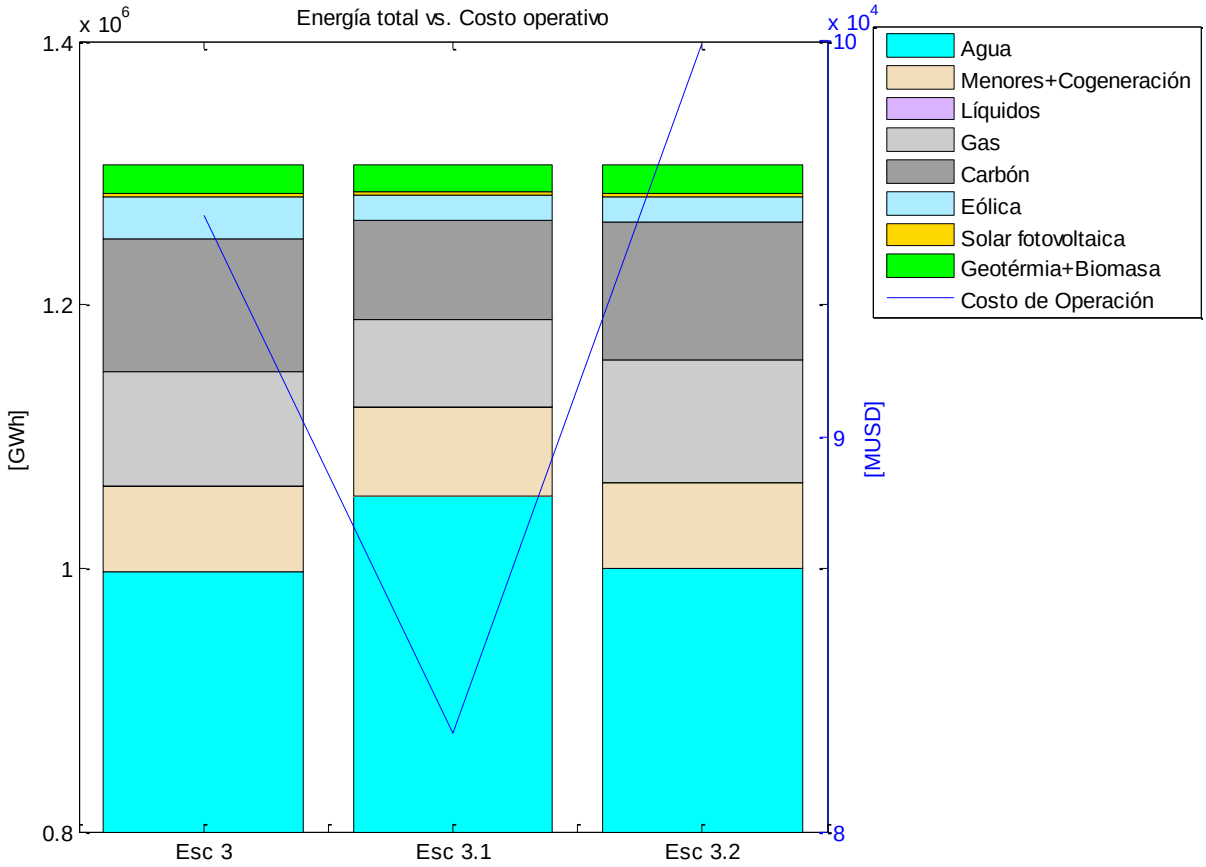
Fuente de gráfica: UPME

Tabla 3.29: Valor esperado del total de energía [GWh]. Escenarios 3, 3.1 y 3.2.

Escenarios	Hidroeléctrica	Menores+ Cogeneración	Líquidos	Gas	Carbón	Eólica	Solar Fotovoltaica	Geotérmia + Biomasa
ESC 3.0	997464.689	64996.7969	81.8021192	86812.04256	100197.6683	32810.91817	1547.12196	22589.59218
ESC 3.1	1054727.391	67039.82849	39.9191892	66503.52391	75660.18551	19769.73503	1579.64155	21187.9915
ESC 3.2	999707.3718	64996.79653	109.924751	93070.61719	104726.5521	19769.73574	1524.861927	22589.59218

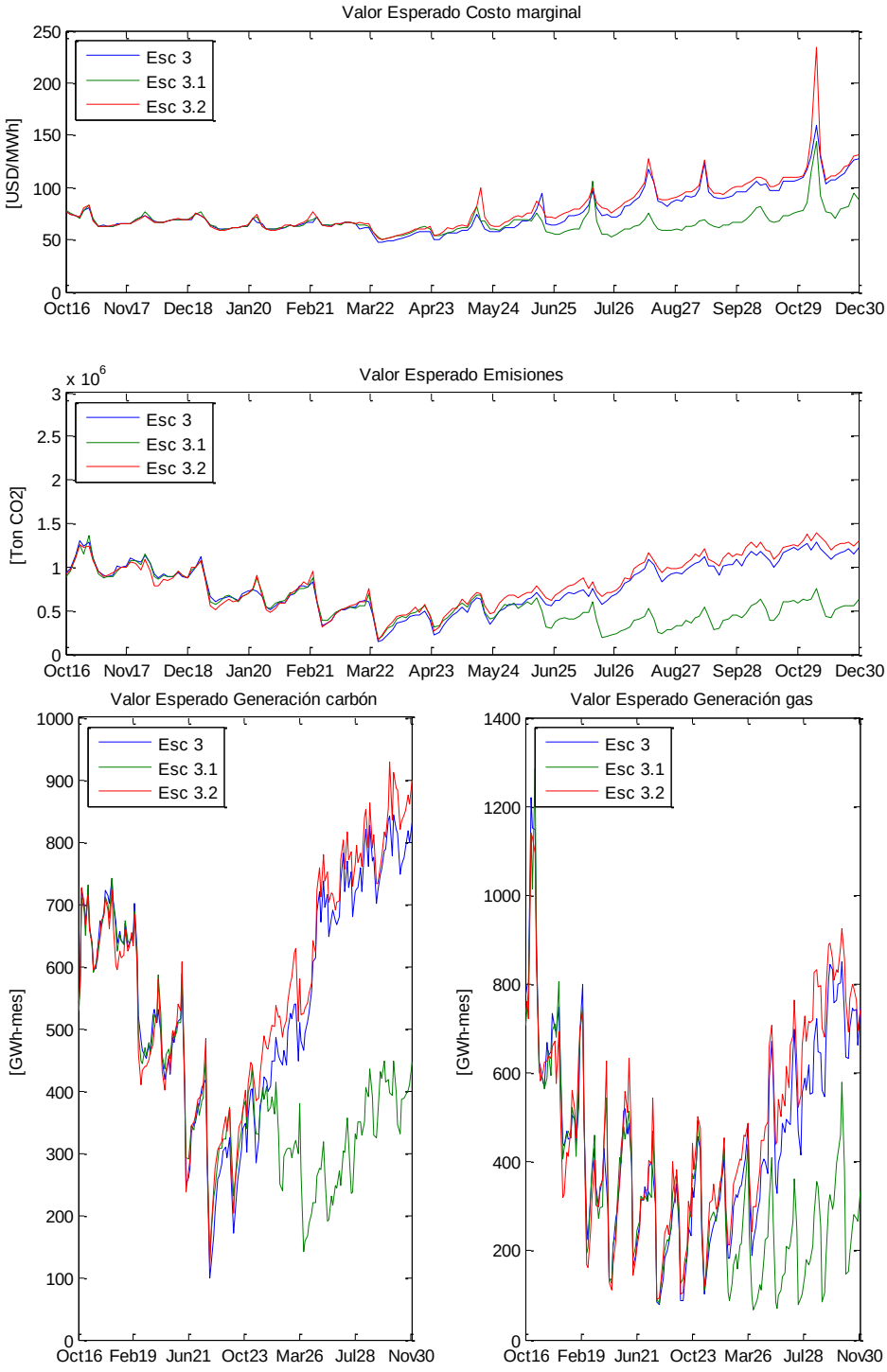
Fuente de tabla: UPME

Gráfica 3-49: Energía total Vs. Costo operativo. Escenarios 3, 3.1 y 3.2.



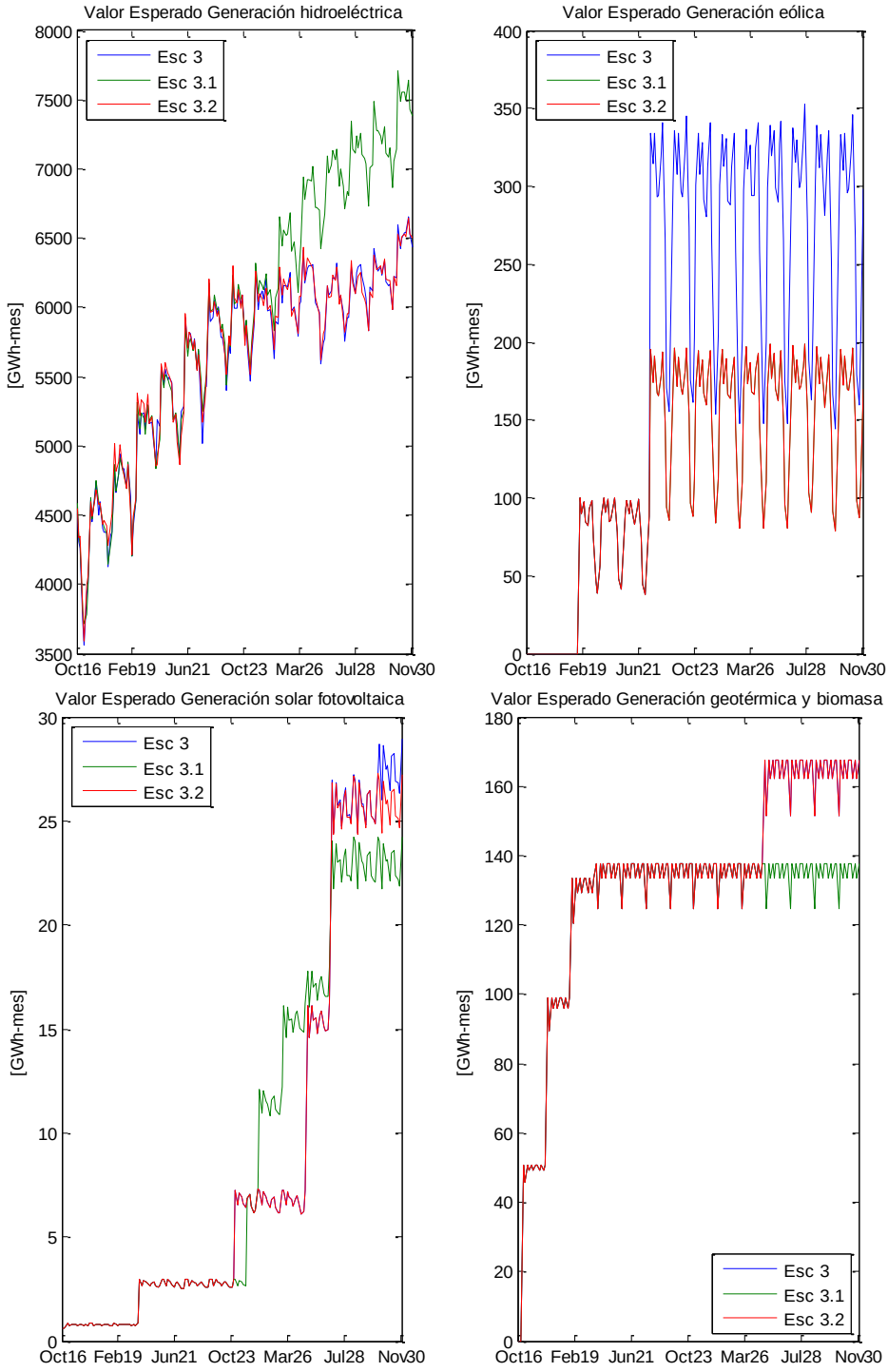
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 3-50: Valor esperado variables (I). Escenarios 3, 3.1 y 3.2.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 3-51: Valor esperado variables (II). Escenarios 3, 3.1 y 3.2.



Fuente de gráfica: UPME

De las tablas y gráficas anteriores se puede concluir:

- En el escenario 3.1 el costo total (operación + inversión) disminuye respecto al caso 3, y se incrementa para el 3.2. Este mismo comportamiento se observa en el costo operativo y costo marginal de la demanda. En relación a la inversión y la capacidad instalada, esta crece en la estrategia 3.1 y disminuye en la 3.2.
- Dado que no hay limitaciones al recurso hidroeléctrico a gran escala (caso 3.1), el modelo utiliza la totalidad de la capacidad disponible, reduciendo lo anterior el costo marginal de la demanda y el costo operativo. Esto también implica que no se presenten déficit por encima del límite establecido (3 % para el VEREC).
- En el escenario 3.2, que presenta limitaciones para el desarrollo del recurso eólico y las mismas restricciones para el desarrollo de plantas hidroeléctricas a gran escala y térmicas vía impuesto, el modelo prefiere instalar una planta térmica a carbón de 90 MW, que otro tipo de recursos (solar a gran escala y gas natural). Lo anterior implica también que se reduce el déficit respecto al escenario 3, ello gracias a la planta de 90 MW (Tabla 3.30).

Tabla 3.30: Indicador VEREC. Escenarios 3, 3.1 y 3.2.

Escenario	VEREC [%]	Fecha
ESC 3.0	4.08 **7.58**	abr-25 **mar-30**
ESC 3.1	-	-
ESC 3.2	4.32	mar-28

Fuente de tabla: UPME.

- Respecto a las emisiones, el escenario 3.1, gracias a su capacidad hidroeléctrica, es el menos contaminante.

3.4.6.1.6. Sensibilidad escenario 4

En la Tabla 3.31 se presentan los sub criterios de los escenarios 4.1 y 4.2. Respecto al caso 4 la primera sensibilidad no limita el recurso eólico, adicional a la capacidad base del caso 0, es decir, los 1681 MW restantes en la Guajira se contemplan como una posibilidad. En la segunda sensibilidad si se limita el desarrollo de las plantas hidroeléctricas con embalse. La mezcla tecnológica de estas estrategias junto con su capacidad y cronograma de expansión se muestran en la Gráfica 3-52 y Tabla 3.32.

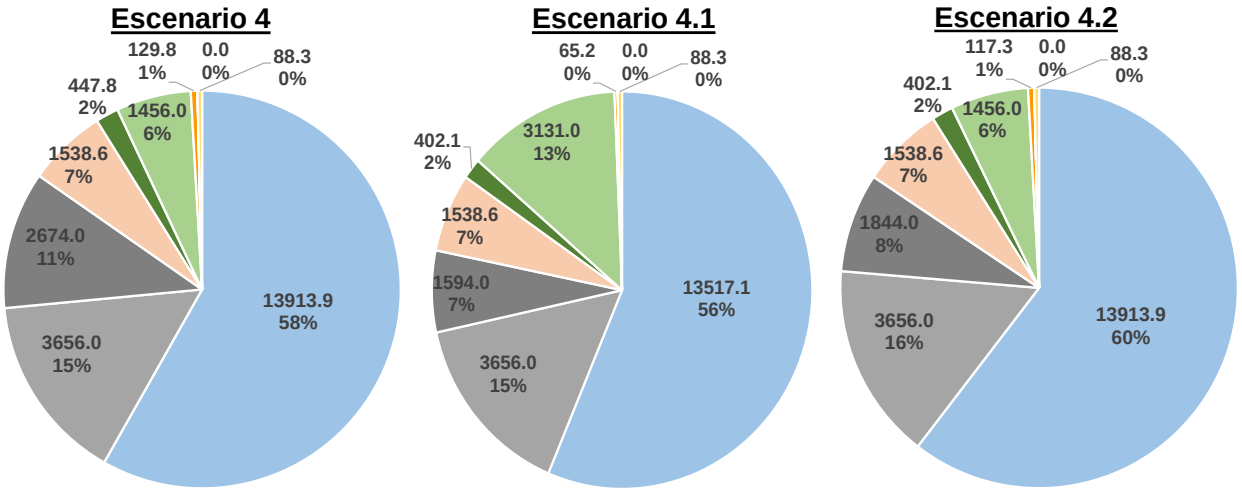
Finalmente, en la Tabla 3.33, Gráfica 3-53, Tabla 3.34, Gráfica 3-54, Tabla 3.35, Gráfica 3-55, Gráfica 3-56 y Gráfica 3-57, se enseñan los costos totales, de inversión y operación, contrastados con la composición de cada escenario (4, 4.1 y 4.2), tanto en capacidad como en aporte energético. También se observa el comportamiento del valor esperado de las principales variables.

Tabla 3.31: Matriz de criterios y sub criterios escenarios 4, 4.1 y 4.2.

Escenario/ Criterio General	Sub criterios					
	Restricción plantas hidroeléctricas a gran escala (embalse)	Restricción al desarrollo eólico en la Guajira respecto a la capacidad del Escenario base (0)		Restricción a más proyectos eólicos en la Guajira	Restricción proyectos renovables en la Guajira	Impuesto emisiones de CO_2
		50 %	25 %			
Escenario 4	NO	NO	NO	SI	NO	NO
Escenario 4.1	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Escenario 4.2.	SI	NO	NO	SI	NO	NO

Fuente de tabla: UPME

Gráfica 3-52: Capacidad instalada y participación tecnológica [MW]. Escenarios 4, 4.1 y 4.2.



Recurso	Expansión adicional	Total
Hidráulica	1823.8	13913.9
Gas	147.0	3656.0
Carbón	1080.0	2674.0
Menores	793.2	1538.6
Cogeneración	330.8	447.8
Eólica	1456.0	1456.0
Solar	129.8	129.8
Geotérmica	0.0	0.0
Otros	0.0	88.3
Total	**5760.6**	**23904.5**

Recurso	Expansión adicional	Total
Hidráulica	1427.0	13517.1
Gas	147.0	3656.0
Carbón	0.0	1594.0
Menores	793.2	1538.6
Cogeneración	285.0	402.1
Eólica	3131.0	3131.0
Solar	65.2	65.2
Geotérmica	0.0	0.0
Otros	0.0	88.3
Total	**5848.4**	**23992.3**

Recurso	Expansión adicional	Total
Hidráulica	1823.8	13913.9
Gas	147.0	3656.0
Carbón	250.0	1844.0
Menores	793.2	1538.6
Cogeneración	285.0	402.1
Eólica	1456.0	1456.0
Solar	117.3	117.3
Geotérmica	0.0	0.0
Otros	0.0	88.3
Total	**4872.3**	**23016.2**

Fuente de gráfica: UPME

Tabla 3.32: Cronogramas de expansión [MW]. Escenarios 4.1 y 4.2.

Escenario 4.1

Central	Fecha de entrada	Capacidad	Recurso
Gecelca 3.2	may-17	*250.0*	Carbón
Termonorte	jun-18	*88.3*	Líquidos
Ituango	nov-18	300.0	Hidráulico
	feb-19	600.0	Hidráulico
	may-19	900.0	Hidráulico
	ago-19	*1200.0*	Hidráulico
	sep-21	1500.0	Hidráulico
	dic-21	1800.0	Hidráulico
	mar-22	2100.0	Hidráulico
	jun-22	*2400.0*	Hidráulico
Hidro 1	nov-20	80.0	Hidráulico
Hidro 2	nov-20	36.0	Hidráulico
Hidro 3	nov-20	55.0	Hidráulico
Hidro 4	ene-21	56.0	Hidráulico
TermGas 4	mar-17	19.0	Gas
TermGas 5	mar-17	19.0	Gas
TermGas 6	mar-17	19.0	Gas
TermGas 1	dic-17	50.0	Gas
TermGas 3	dic-17	40.0	Gas
Eolo I2	ene-19	32.0	Eólico
Eolo E1.1	ene-19	150.0	Eólico
Eolo J1	ene-22	99.0	Eólico
Eolo J2	ene-22	195.0	Eólico
Eolo J3	ene-22	180.0	Eólico
Eolo J4	ene-25	75.0	Eólico
Eolo P2	ene-22	200.0	Eólico
Eolo P3.1	ene-22	70.0	Eólico
Eolo P3.2	ene-22	130.0	Eólico
Eolo E1.2	ene-22	50.0	Eólico
Eolo E2	ene-22	200.0	Eólico
Eolo E10	ene-22	200.0	Eólico
Eolo P1	jul-24	400.0	Eólico
Eolo E5	jul-24	100.0	Eólico
Eolo E7	jul-24	100.0	Eólico
Eolo I1	jul-24	400.0	Eólico
Eolo E4	jul-24	100.0	Eólico
Eolo E6	ene-25	150.0	Eólico
Eolo E8	ene-25	100.0	Eólico
Eolo E9	jul-25	100.0	Eólico
Eolo E3	ene-26	100.0	Eólico
Exp. Solar	ene-27	37.9	Sol
	ene-28	64.1	Sol
	ene-29	*65.2*	Sol
Cog. Caña	dic-17	57.0	Caña
	dic-18	*107.0*	Caña
Cog. Palma	dic-17	48.1	Palma
	dic-18	97.9	Palma
	dic-19	169.1	Palma
	dic-20	*178.0*	Palma
Menores	Crecimiento según proyección estimada		

Escenario 4.2

Central	Fecha de entrada	Capacidad	Recurso
Gecelca 3.2	may-17	*250.0*	Carbón
Termonorte	jun-18	*88.3*	Líquidos
Ituango	nov-18	300.0	Hidráulico
	feb-19	600.0	Hidráulico
	may-19	900.0	Hidráulico
	ago-19	*1200.0*	Hidráulico
	sep-21	1500.0	Hidráulico
	dic-21	1800.0	Hidráulico
	mar-22	2100.0	Hidráulico
	jun-22	*2400.0*	Hidráulico
Hidro 1	nov-20	80.0	Hidráulico
Hidro 2	nov-20	36.0	Hidráulico
Hidro 3	nov-20	55.0	Hidráulico
Hidro 4	ene-21	56.0	Hidráulico
Hidro 5	ene-28	45.0	Hidráulico
Hidro 6	jul-29	351.8	Hidráulico
TermGas 4	mar-17	19.0	Gas
TermGas 5	mar-17	19.0	Gas
TermGas 6	mar-17	19.0	Gas
TermGas 1	dic-17	50.0	Gas
TermGas 3	dic-17	40.0	Gas
TermCarb 1	jul-29	90.0	Carbón
TermCarb 5	jul-29	160.0	Carbón
Eolo I2	ene-19	32.0	Eólico
Eolo E1.1	ene-19	150.0	Eólico
Eolo J1	ene-22	99.0	Eólico
Eolo J2	ene-22	195.0	Eólico
Eolo J3	ene-22	180.0	Eólico
Eolo P2	ene-22	200.0	Eólico
Eolo P3.1	ene-22	70.0	Eólico
Eolo P3.2	ene-22	130.0	Eólico
Eolo E2	ene-22	200.0	Eólico
Eolo E10	ene-22	200.0	Eólico
Exp. Solar	ene-17	1.1	Sol
	ene-25	25.7	Sol
	ene-26	37.9	Sol
	ene-28	64.1	Sol
	ene-29	91.0	Sol
	ene-30	*117.3*	Sol
Cog. Caña	dic-17	57.0	Caña
	dic-18	*107.0*	Caña
Cog. Palma	dic-17	48.1	Palma
	dic-18	97.9	Palma
	dic-19	169.1	Palma
	dic-20	*178.0*	Palma
Menores	Crecimiento según proyección estimada		

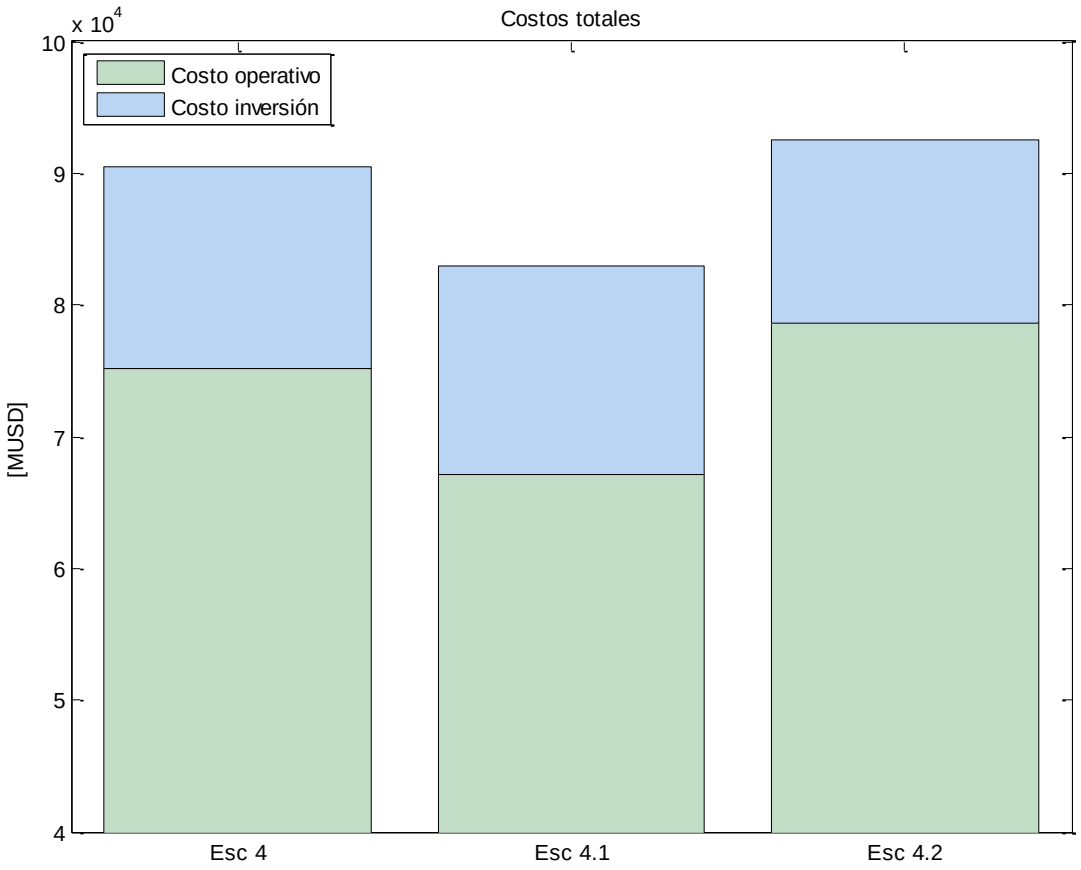
Fuente de tabla: UPME

Tabla 3.33: Costos. Escenarios 4, 4.1 y 4.2.

Escenario	Costo Operación [MUSD]	Costo Inversión [MUSD]
ESC 4.0	75136.40934	15313.37605
ESC 4.1	67090.17294	15923.76447
ESC 4.2	78614.12651	13899.31631

Fuente de tabla: UPME

Gráfica 3-53: Costos. Escenarios 4, 4.1 y 4.2.



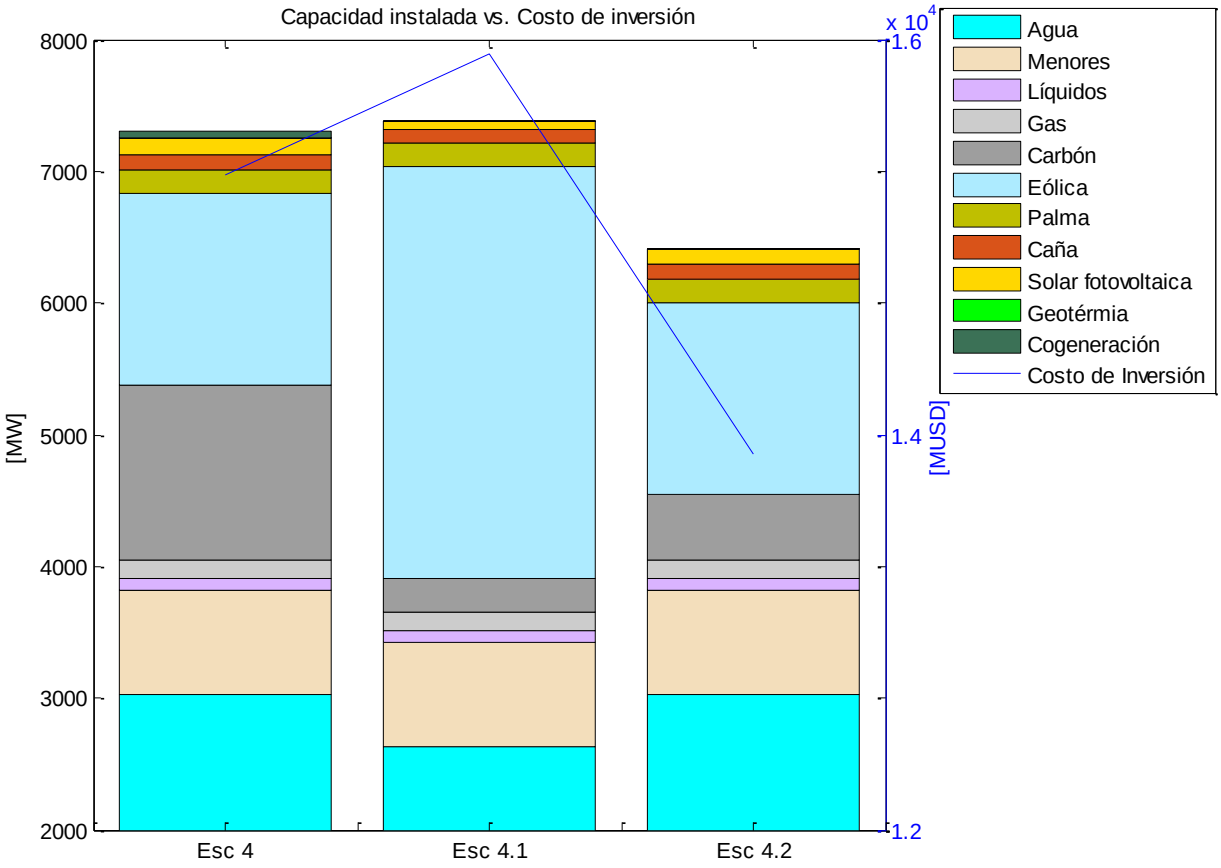
Fuente de gráfica: UPME

Tabla 3.34: Capacidad instalada por tecnología [MW]. Escenarios 4, 4.1 y 4.2.

Escenarios	Hidroeléctrica	Menores	Líquidos	Gas	Carbón	Eólica	Palma	Caña	Solar Fotovoltaica	Geotérmia	Cogeneración nueva
ESC 4.0	3023.77	793.17	88.35	147	1330	1456	178	107	129.83	0	45.78
ESC 4.1	2627	793.17	88.35	147	250	3131	178	107	65.21	0	0
ESC 4.2	3023.77	793.17	88.35	147	500	1456	178	107	117.31	0	0

Fuente de tabla: UPME

Gráfica 3-54: Capacidad instalada Vs. Costo de inversión. Escenarios 4, 4.1 y 4.2.



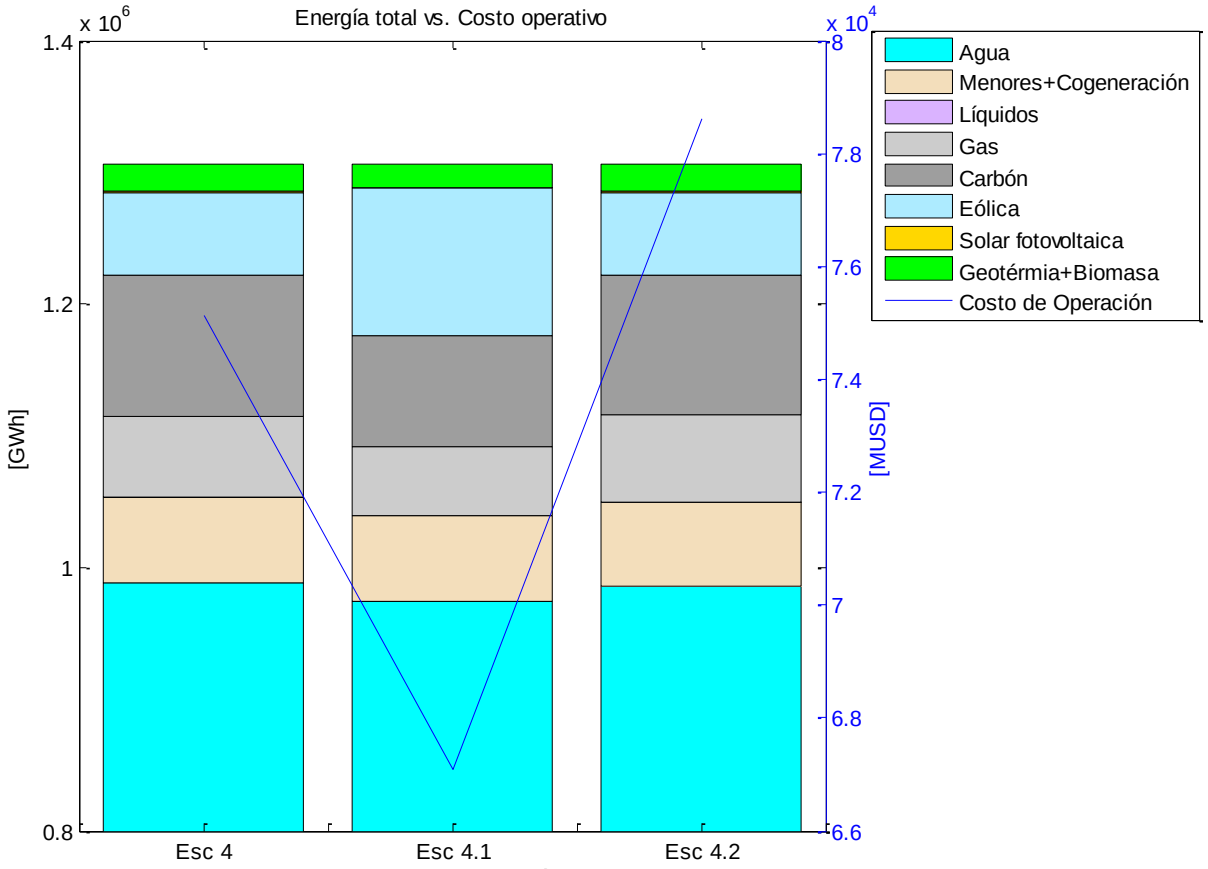
Fuente de gráfica: UPME

Tabla 3.35: Valor esperado del total de energía [GWh]. Escenarios 4, 4.1 y 4.2.

Escenarios	Hidroeléctrica	Menores+ Cogeneración	Líquidos	Gas	Carbón	Eólica	Solar Fotovoltaica	Geotérmia + Biomasa
ESC 4.0	988101.1635	65345.65958	35.5275244	60588.20559	107700.3025	62683.82774	866.6908342	21187.9915
ESC 4.1	974340.6915	64996.79639	23.4880187	51991.49099	84389.25837	112631.1166	547.9556055	17589.93451
ESC 4.2	985138.9845	64996.7964	49.5930839	65967.28052	105710.8198	62683.82727	771.1272018	21187.9915

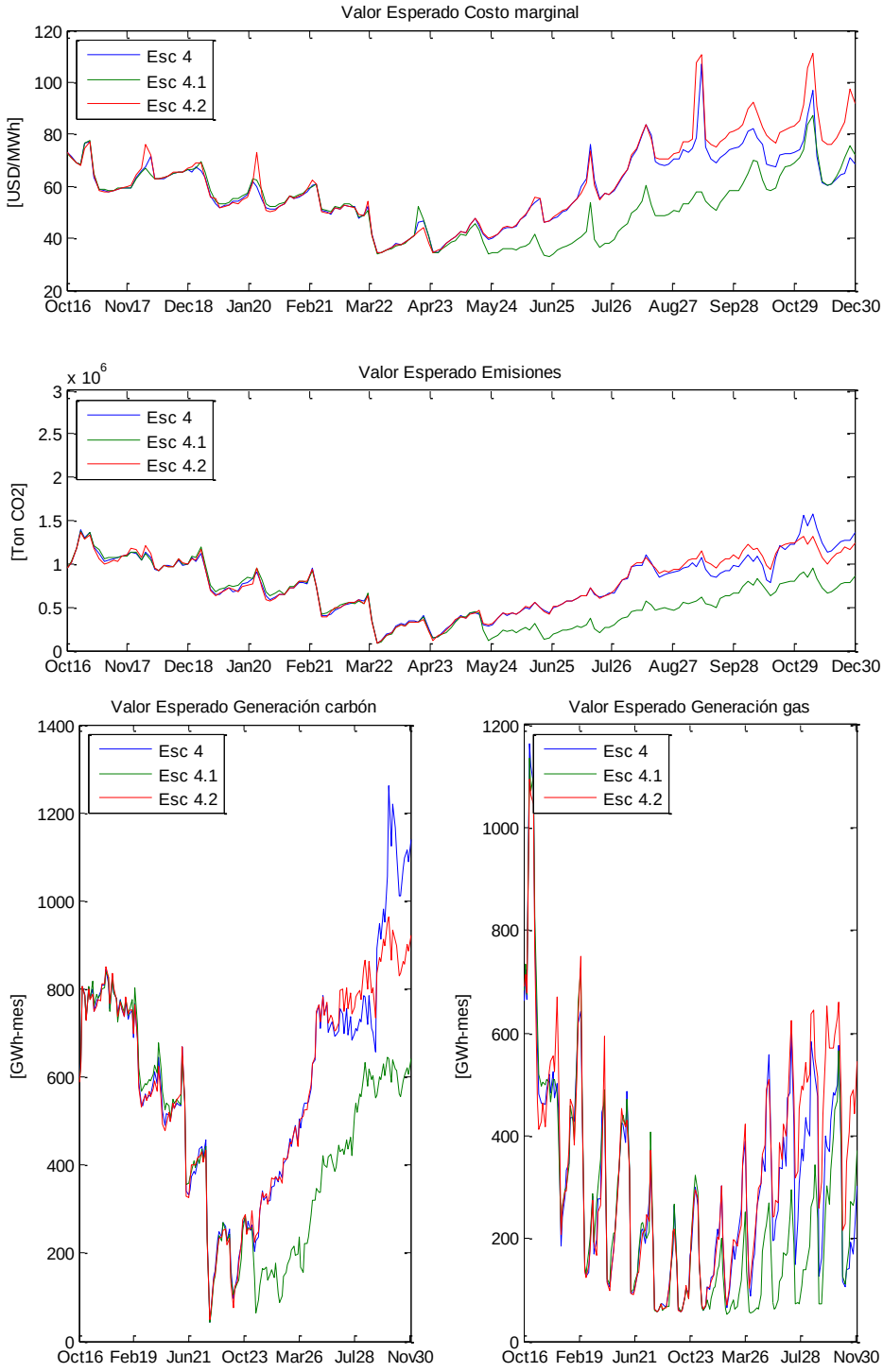
Fuente de tabla: UPME

Gráfica 3-55: Energía total Vs. Costo operativo. Escenarios 4, 4.1 y 4.2.



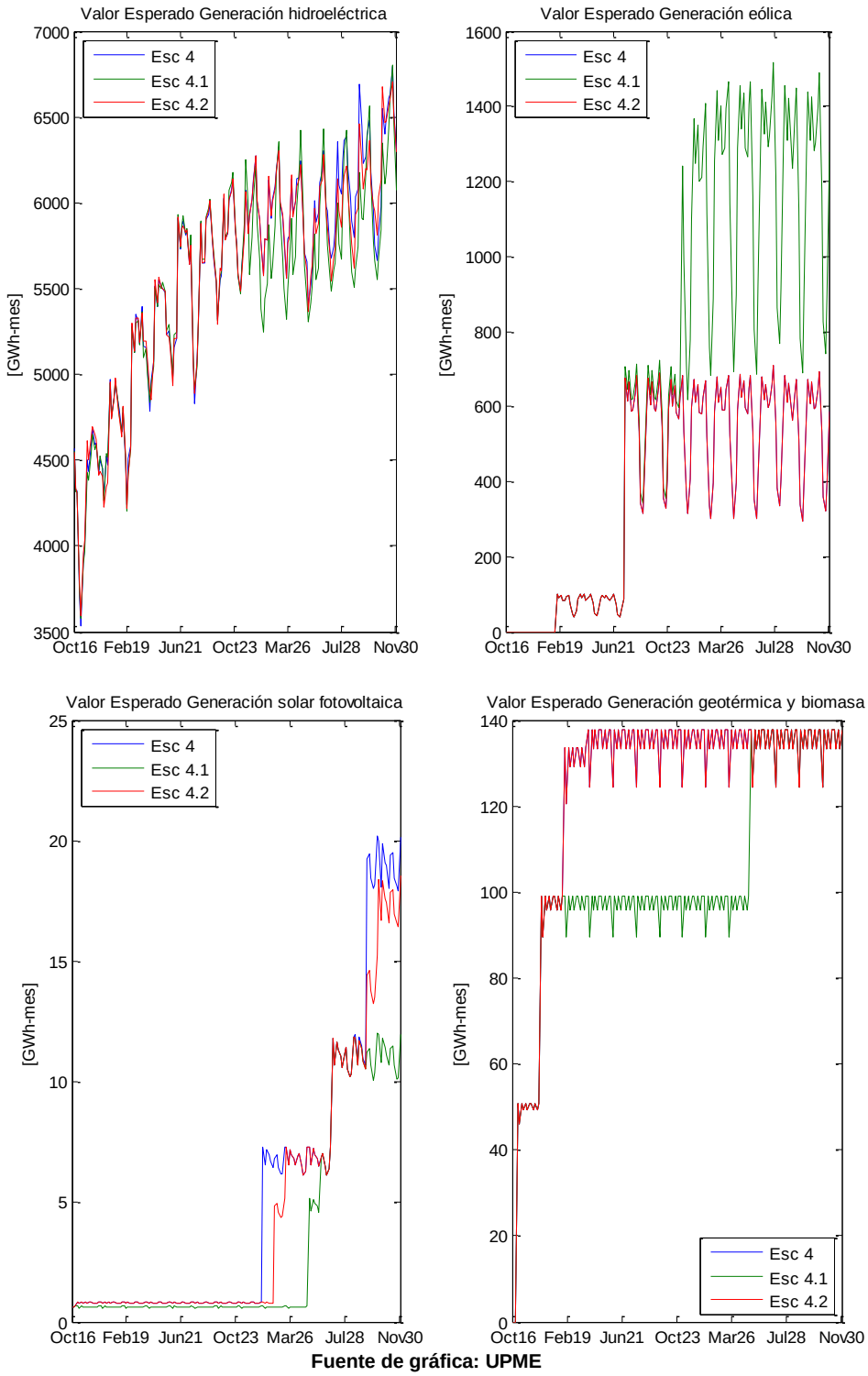
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 3-56: Valor esperado variables (I). Escenarios 4, 4.1 y 4.2.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 3-57: Valor esperado variables (II). Escenarios 4, 4.1 y 4.2.



Fuente de gráfica: UPME

De las tablas y graficas anteriores se puede concluir:

- En el escenario 4.1 el costo total (operación + inversión) disminuye respecto al caso 4, y se incrementa para el 4.2. Este mismo comportamiento se observa en el costo operativo y costo marginal de la

demanda. En relación a la inversión y la capacidad instalada, esta crece en la estrategia 4.1 y disminuye en la 4.2.

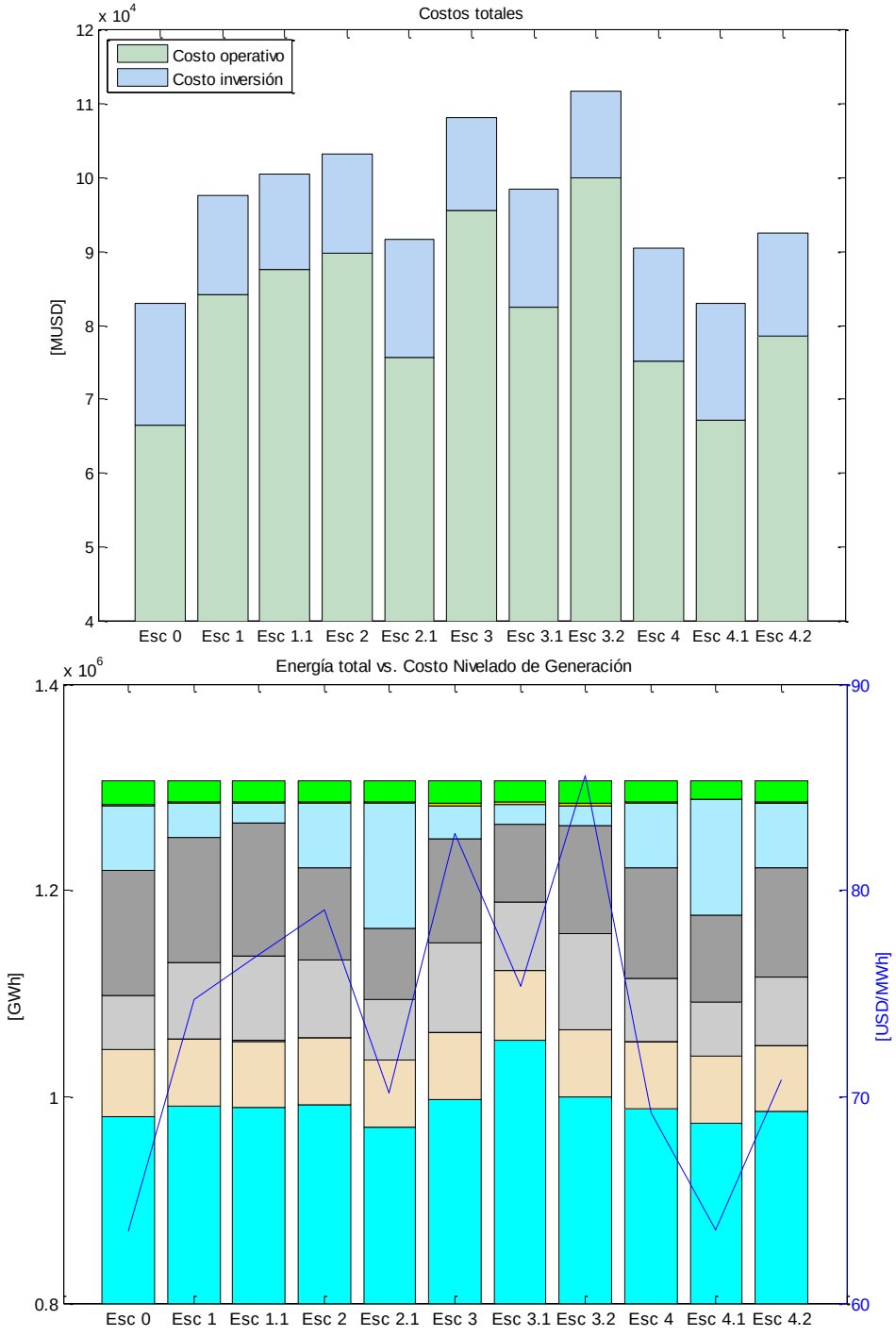
- Cuando no hay limitaciones a ningún recurso (caso 4.1), el modelo utiliza la totalidad de la capacidad eólica disponible, reduciendo ello el costo marginal de la demanda y el costo operativo. Asimismo, disminuye la capacidad hidroeléctrica (mediana escala), y no contempla en la expansión proyectos a gran escala, al igual que térmicos a base de carbón. Adicionalmente, decrece la participación de la cogeneración y la generación solar fotovoltaica distribuida.
- En el escenario 4.2, que presenta limitaciones para el desarrollo del recurso eólico e hidroeléctrico a gran escala, el modelo prefiere reducir la capacidad térmica a base de carbón, la cogeneración y generación solar. Por otro lado maximiza el resto de recursos existentes y cuya expansión es fija (gas natural y el carbón mineral).
- Respecto a las emisiones, los escenario 4 y 4.2 por su composición son los más contaminantes.
- En relación a la confiabilidad, no se observa la violación de los criterios VERE, VEREC y número de casos con déficit, es decir, no se superan los límites fijados por la regulación.

3.5. EVALUACIÓN DE LOS ESCENARIOS DE LARGO PLAZO-INDICADORES DE DESEMPEÑO

Hasta este punto se ha establecido el comportamiento de las principales variables energéticas para cada uno de los escenarios de largo plazo, particularmente costo marginal de la demanda, generación hidroeléctrica y emisiones, los cuales son fundamentales para determinar el desempeño de tres de los cuatro indicadores planteados (Resiliencia hidráulica, Costo marginal de la demanda y Emisiones).

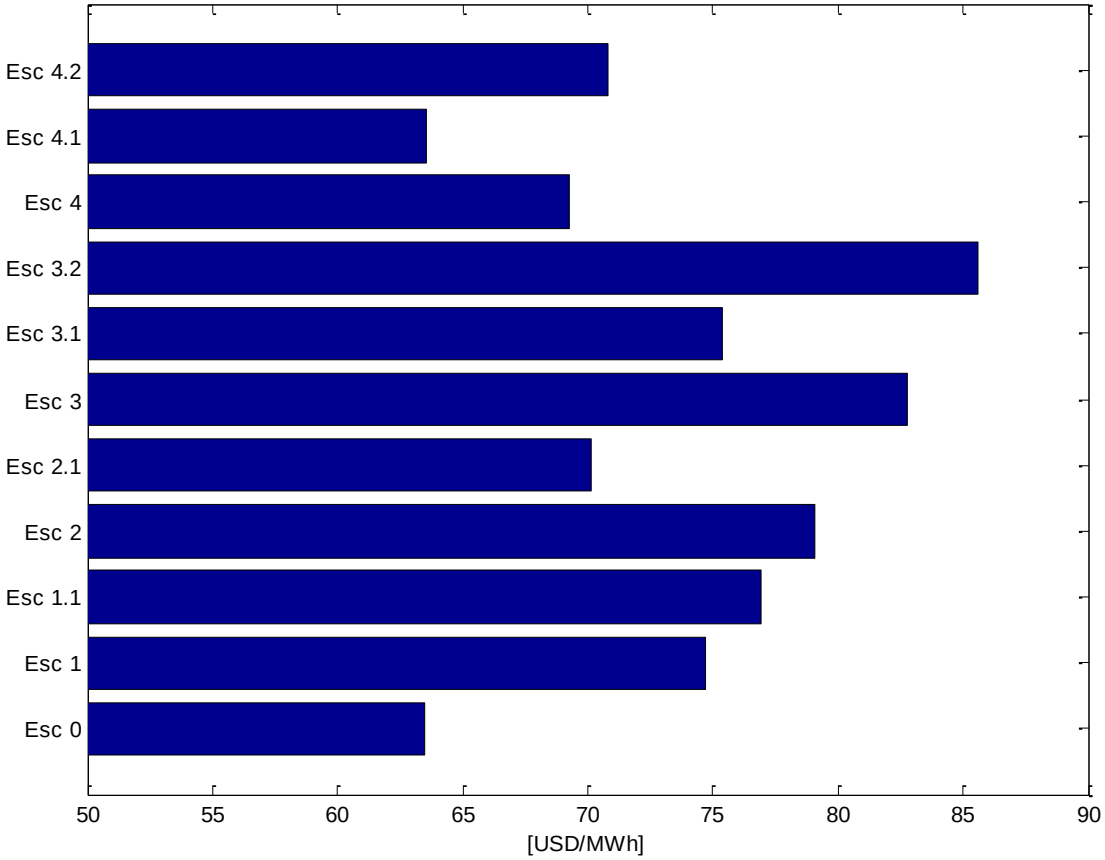
En relación al Costo nivelado de generación de cada una de las estrategias, en la Gráfica 3-58, Gráfica 3-59 y Tabla 3.36 se presenta el costo total (inversión y operación), el valor esperado de la producción energética y dicho indicador.

Gráfica 3-58: Costos totales y contraste entre el valor esperado de energía y el Costo nivelado de generación. Todos los escenarios.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 3-59: Costo nivelado de generación. Todos los escenarios.



Fuente de gráfica: UPME

Tabla 3.36: Costo nivelado de generación. Todos los escenarios.

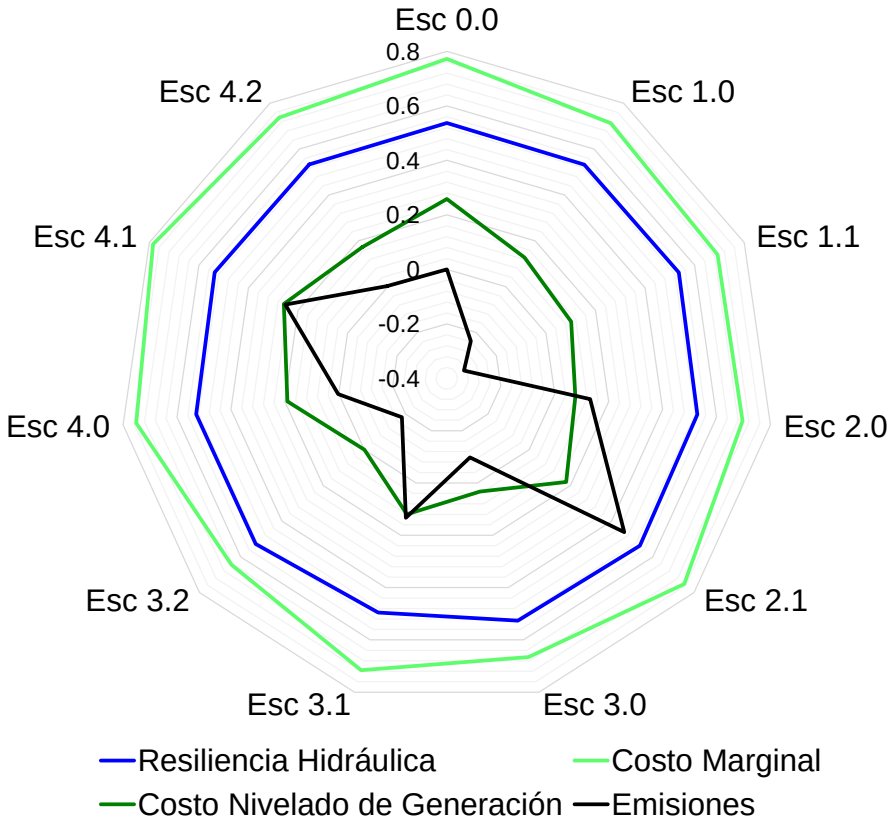
Escenario	Costo de inversión [MUSD]	Costo de operación [MUSD]	Costo nivelado de generación [USD/MWh]
ESC 0.0	16420.75	66474.51	63.44
ESC 1.0	13327.19	84248.37	74.68
ESC 1.1	12844.68	87614.60	76.89
ESC 2.0	13444.91	89832.09	79.04
ESC 2.1	15922.49	75739.06	70.15
ESC 3.0	12532.79	95614.85	82.77
ESC 3.1	15969.90	82499.15	75.36
ESC 3.2	11866.21	99924.120	85.56
ESC 4.0	15313.37	75136.409	69.23
ESC 4.1	15923.76	67090.172	63.53
ESC 4.2	13899.31	78614.126	70.80

Fuente de tabla: UPME

Con la información anterior es posible calificar el desempeño de cada escenario, tal como lo plantea la metodología de planificación de generación (ver numeral 3.2.1). La Gráfica 3-60 y

Tabla 3.37 muestra el desempeño de las estrategias a la luz de los indicadores.

Gráfica 3-60: Radar de indicadores. Todos los escenarios.



Fuente de gráfica: UPME

Tabla 3.37: Indicadores de desempeño. Todos los escenarios.

Indicador/Escenario	Resiliencia hidráulica	Costo marginal	Costo nivelado de generación	Emisiones
ESC 0.0	0.5368	0.7724	0.2585	0.0000
ESC 1.0	0.5327	0.7132	0.1272	-0.2372
ESC 1.1	0.5356	0.6925	0.1014	-0.3310
ESC 2.0	0.5289	0.6965	0.0762	0.1315
ESC 2.1	0.5374	0.7526	0.1801	0.4616
ESC 3.0	0.5266	0.6655	0.0326	-0.0977
ESC 3.1	0.4949	0.7161	0.1192	0.1330
ESC 3.2	0.5276	0.6452	0.0000	-0.1823
ESC 4.0	0.5287	0.7510	0.1909	0.0027
ESC 4.1	0.5361	0.7845	0.2574	0.2511
ESC 4.2	0.5333	0.7370	0.1724	0.0030

Fuente de tabla: UPME

De la gráfica y tabla anterior se puede concluir:

- Todos los escenarios tienen un comportamiento similar en relación al indicador de Resiliencia hidráulica. Ello se debe a la participación del agua en cada matriz eléctrica. Solamente el escenario 3.1, que contempla más proyectos hidroeléctricos, presenta el peor desempeño. Se aclara que este índice mide la dependencia de la demanda nacional (energía y potencia en igual proporción) del recurso hídrico, el cual por su variabilidad y participación, puede comprometer la atención de la demanda. En ningún momento se pretende castigar los escenarios de expansión que utilizan el agua como recurso principal, ni su aporte energético firme (son dos ejercicios totalmente opuestos).

- Respecto al costo marginal de la demanda, las estrategias cuyas matrices tienen una alta participación de recursos renovables, convencionales y no convencionales, presentan el mejor comportamiento. Ello es evidente en los escenarios 4.1, 0, 2.1 y 4. Similar conclusión se puede esbozar al analizar el costo nivelado de generación. Es claro que la alternativa 3.2, por ejemplo, presenta el peor desempeño.
- En relación a las emisiones, nótese que el indicador tiene valores negativos para algunos escenarios. Ello quiere decir que el valor esperado de las emisiones para dichas matrices es superior a la meta fijada, que está asociada al caso de referencia (0). Los escenarios 1, 1.1, 3 y 3.2 son las estrategias más contaminantes.
- Finalmente, las mejores estrategias son los escenarios 0, 4 y 4.2. El caso 2.1 tiene un buen desempeño, sin embargo al evaluar su matriz integralmente, se observa que la misma tiene una alta dependencia del recurso eólico. Si bien lo anterior no se constituye en un riesgo energético, la Unidad considera que desestimar la instalación de nuevas plantas térmicas por la imposición de un impuesto es una condición **no** deseable. Asimismo, es evidente la firmeza y confiabilidad que brinda el carbón en nuestra matriz de generación, recurso necesario junto con el hidroenergético para facilitar la incorporación de fuentes intermitentes. En este sentido, el mejor escenario de largo plazo es el número 0. Aunque el Plan de Generación es indicativo, el Gobierno Nacional apoyará los proyectos que se orienten hacia esta senda de expansión.

3.6. INTERCONEXIONES. REFUERZO CAPACIDAD DE TRANSPORTE COLOMBIA-ECUADOR

En este numeral se enseñan los intercambios de electricidad con Ecuador. Para el análisis se considera el sistema colombiano propuesto en el escenario 0, el cual presenta el mejor comportamiento en los indicadores de desempeño. Adicionalmente, se incluye el sistema de generación de Ecuador junto con su expansión definida. Es importante recordar que los resultados presentados corresponden a un análisis energético integrado a través de un modelo de mínimo costo, que no tiene en cuenta otro tipo de externalidades (políticas, regulación, medidas operativas, etc.). En el caso del sistema ecuatoriano, se utilizó la base de datos suministrada por ARCONEL para el modelo SDDP, junto con las proyecciones de demanda eléctrica y el cronograma de expansión de sus centrales de generación. Por otro lado, para esta versión del Plan no se contempla la futura interconexión con centro américa, ya que persiste la incertidumbre respecto a la ejecución de este proyecto.

El enfoque de este ejercicio es establecer los beneficios económicos de incrementar, para ambos países, la capacidad de transferencia actual (Ver Tabla 3.38). El procedimiento es el siguiente:

- Se determina la obra y costo de la infraestructura eléctrica que posibilita un incremento en los volúmenes de transferencia entre ambos países, lo anterior respetando las restricciones operativas y de capacidad de cada uno de los elementos constitutivos de los sistemas de potencia (ver Tabla 3.39).
- Posteriormente se configuran las matrices de generación óptimas de cada país, caso 0 para Colombia, en el modelo de operación (SDDP). Después se incluye un solo proyecto en el portafolio de inversión, la nueva obra de transmisión.
- Se minimiza en todo el horizonte de análisis los costos de operación e inversión, este último correspondiente a la nueva infraestructura de transmisión. Lo anterior quiere decir que dicho refuerzo no desplaza ninguna planta de generación.

Tabla 3.38: Capacidad de intercambio actual Colombia-Ecuador.

Sentido intercambio	Demanda máxima	Demanda media	Demanda mínima
Colombia->Ecuador	380	400	420
Ecuador->Colombia	400	400	400

Fuente de tabla: UPME.

La nueva obra de red corresponde al corredor a 500 kV Alférez-Jamondino-Inga, de 515 Km y un costo aproximado de 173 MUSD$.

Tabla 3.39: Capacidad de intercambio una vez puesta en servicio la nueva infraestructura de transmisión.

Sentido intercambio	Demanda máxima	Demanda media	Demanda mínima
Colombia->Ecuador	1312	1312	1460
Ecuador->Colombia	1129	1129	1360

Fuente de tabla: UPME

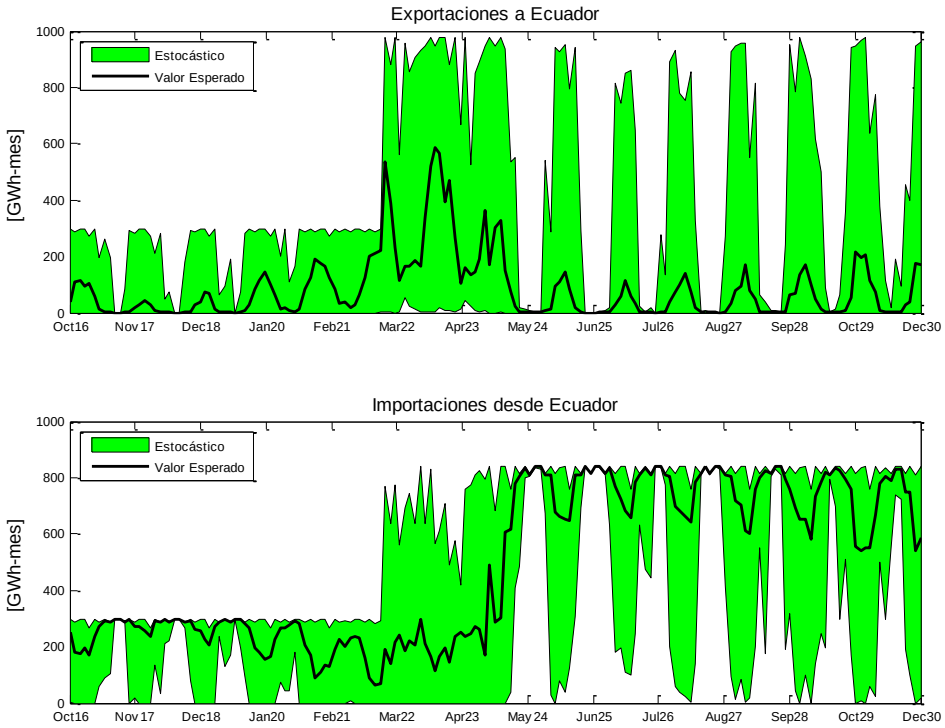
Dado que el modelo optimiza conjunta e integralmente los costos de operación e inversión (nueva red binacional), y encuentra el momento en el tiempo donde se requeriría esta infraestructura si el costo total se minimiza, se puede concluir que incrementar los intercambios entre los dos países es económicamente viable, ya que se reduce el costo total. A continuación se presentan los resultados obtenidos.

3.6.1. Resultados intercambios Colombia-Ecuador

El modelo de optimización incluyó el incremento de las transferencias entre ambos países a partir de enero de 2022. Cabe resaltar que se contempló una restricción de fecha, la cual restringe la entrada de esta obra antes del 2022 (los tiempos de ejecución no permitirían contar con dicho enlace antes del citado año). En la Gráfica 3-61 se ilustra el comportamiento del valor esperado de las exportaciones e importaciones hacia y desde Ecuador. Se observa una conducta cíclica, cuyo valor máximo de importación es 839.97 GWh-mes (julio del 2026). Respecto a las exportaciones, se observa un intercambio máximo de 588.47 GWh-mes (noviembre

2022). El intercambio neto a favor de Ecuador se debe a la entrada en operación de múltiples proyectos hidroeléctricos, los cuales reducen el costo marginal en el vecino país y posibilitan la “venta” de excedentes de dicho sistema, ello también por la marcada diferencia entre la capacidad instalada en Ecuador y su pronóstico de demanda (energía y potencia).

Gráfica 3-61: Intercambios Colombia-Ecuador.

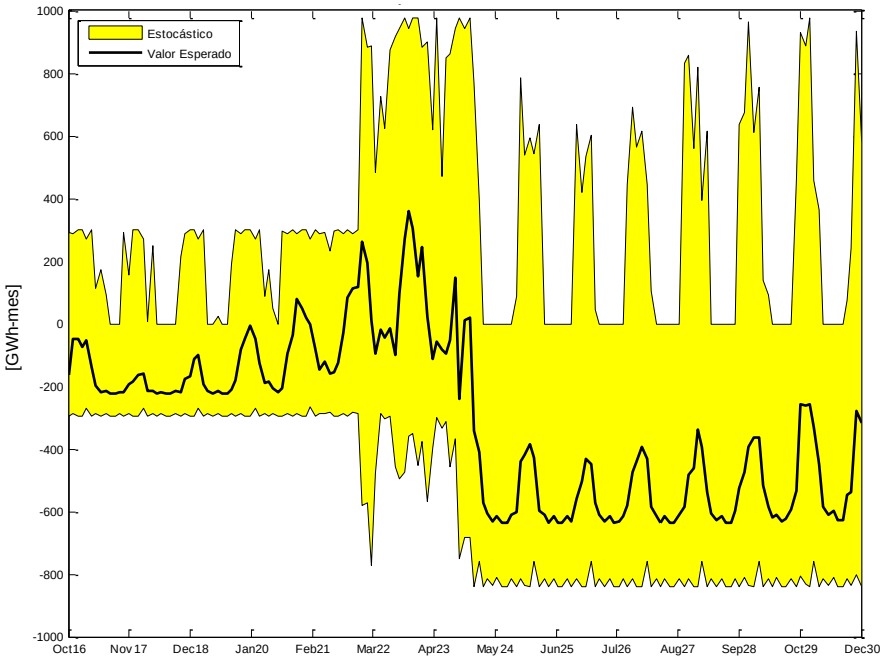


Fuente de gráfica: UPME.

En la Gráfica 3-62 se presenta el valor esperado de los intercambios netos con Ecuador. Se observa que su valor esperado y dispersión estocástica tienen constantemente valores negativos. Esto indica que la electricidad generada en Ecuador podría entregarse al sistema Colombiano, cubriendo este último sus necesidades energéticas a un menor costo. Lo anterior se debe a las nuevas plantas hidroeléctricas que se instalarían en dicho país y la diferencia positiva entre su capacidad instalada y pronóstico de demanda.

Por otro lado, en algunos instantes de los periodos 2020-2021, 2021-2022 y 2022-2023, el intercambio neto es a favor de Colombia. Esto por la entrada de varios proyectos renovables, convencionales y no convencionales. A partir del año 2024 el flujo neto a favor de Ecuador se va incrementando progresivamente, dado el crecimiento de demanda en Colombia, la no incorporación de recursos con menor costo variable en nuestro territorio, y obviamente, el incremento de la capacidad de transferencia desde el vecino país.

Gráfica 3-62: Flujo neto Colombia-Ecuador.



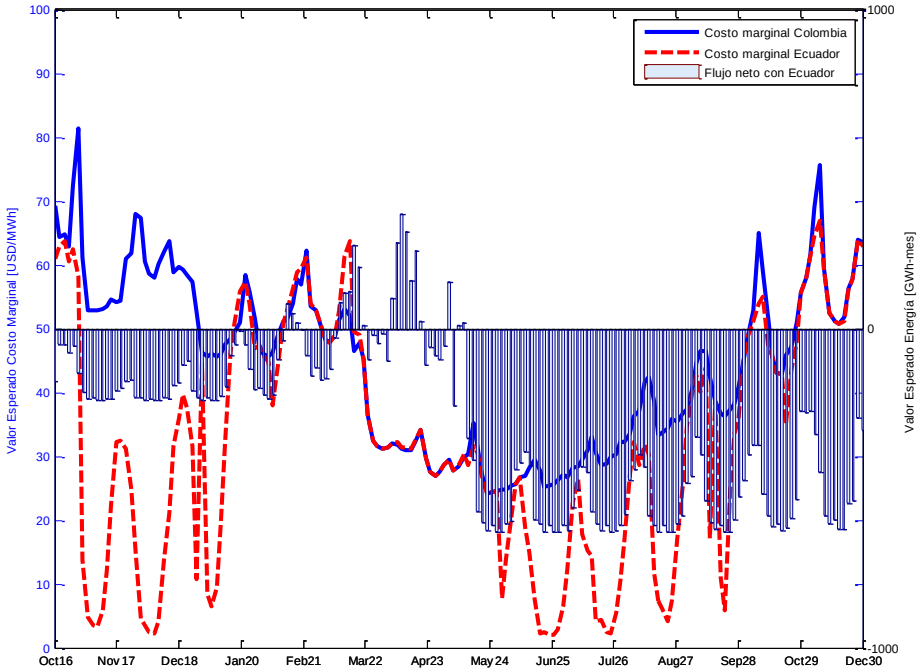
Fuente de gráfica: UPME.

En la Gráfica 3-63 se presenta una comparación del valor esperado de los costos marginales de Colombia y Ecuador, y su contraste con los intercambios netos. Allí se observa como el desfase entre dichos costos establece el sentido de las transferencias, que son la mayoría del tiempo de Ecuador hacia nuestro país. También se compara el comportamiento histórico de los aportes hídricos de ambos sistemas (Gráfica 3-64), encontrándose que durante el primer semestre del año hay mayores precipitaciones en Ecuador, caso contrario ocurre en el segundo semestre. La estacionalidad de aportes hídricos en Colombia y el vecino país influye en el comportamiento cíclico de los intercambios de electricidad, ya que el costo marginal varía en función de la disponibilidad del recurso hídrico.

3.6.2. Conclusiones

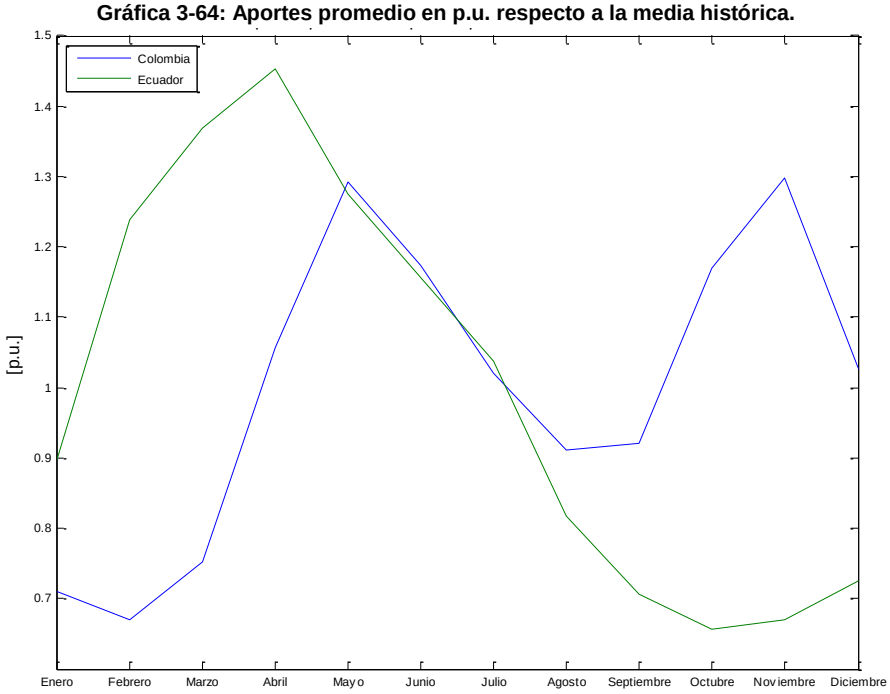
- Existe justificación económica de incrementar la capacidad de transferencia entre Colombia y Ecuador (minimización de costos totales bajo un despacho integrado). Dada la composición actual y esperada de la matriz de Ecuador y la diferencia positiva entre su capacidad instalada y pronóstico de demanda, se observa un costo marginal bastante competitivo, que desplazaría producción energética en nuestro territorio.
- La demanda nacional se beneficiaría de este incremento de capacidad, ya que nuestro costo marginal sería inferior (respecto al escenario 0). De todas maneras esto no permite cuantificar una relación beneficio/costo, ya que se desconoce la proporción de inversión de ambos países. Los resultados presentados deben ser validados por Ecuador, de cara a un trabajo conjunto para analizar este refuerzo.

Gráfica 3-63: Valores Esperados Costo marginal y flujo neto Colombia-Ecuador.



Fuente de gráfica: UPME.

Gráfica 3-64: Aportes promedio en p.u. respecto a la media histórica.



Fuente de gráfica: UPME.

3.7. OBLIGACIONES Y ENERGÍA EN FIRME DE LOS ESCENARIOS DE LARGO PLAZO DEL PLAN DE EXPANSIÓN

Considerando las matrices propuestas en las estrategias de largo plazo, a continuación se aplica por tecnología las metodologías de cálculo de energía en firme del Cargo por Confiabilidad, de acuerdo a las siguientes resoluciones de la Comisión de Regulación de Energía y Gas-CREG (ver Tabla 3.40).

Tabla 3.40: Resoluciones CREG. Cálculo de la Energía en Firme.

Tecnología de generación	Resolución CREG
Hidráulica	071 de 2006
Térmica	071 de 2006
Eólicas	061 de 2015
Combustible agrícola	153 de 2013
Solar	227 de 2015
Geotérmica	132 de 2014

Fuente de tabla: UPME.

El objetivo es realizar una aproximación del orden de magnitud de la **nueva** oferta de energía en firme, a partir de la información disponible y estimaciones complementarias en relación a las series históricas del recurso hidroeléctrico, eólico, solar y de biomasa. Respecto a las plantas térmicas (carbón y gas), se contempla su indisponibilidad histórica sin limitaciones en los contratos de combustible. Para la geotermia se asumen valores típicos de indisponibilidad.

3.7.1. Resultados

A continuación se presentan los cálculos obtenidos por recurso (**sin plantas menores**), teniendo en consideración que muchos de ellos son transversales a varios escenarios de largo plazo. Se muestra para cada estrategia al final del periodo de planeación los valores de capacidad y de energía en firme, al igual que su contraste (en el tiempo) con la proyección de demanda de energía, **revisión de julio de 2016**.

3.7.1.1. Plantas hidroeléctricas

A partir de la información disponible, así como los parámetros típicos facilitados por los agentes, se realiza una aproximación del cálculo de la Energía en Firme para el Cargo por Confiabilidad (proyectos nuevos).

Los aspectos más relevantes de la aplicación de la metodología de la CREG es el uso del modelo HIDENFICC (Resolución 071 de 2006 y Circular No. 054 de 2006), utilizando la opción de modelamiento autónomo por etapas para el caso de las cadenas, y teniendo en cuenta la información disponible de caudales históricos, sin incluir vertimientos, filtraciones y acueductos. Adicionalmente se contempla el tipo de central, es decir, si es de paso, con embalse, cadena de embalses, cadena de plantas, etc. El análisis realizado tiene la limitante de series incompletas, donde en algunos casos se tiene información con menos de 10 años y grandes periodos vacíos, entre los identificados (ver Tabla 3.41). Para Ituango fase II (1200 MW adicionales), que es una ampliación contemplada en cada escenario de largo plazo, al cálculo de energía en firme obtenido se le resta la Obligación de Energía en Firme-OEF. Cabe resaltar su aumento de ENFICC a partir del año 2025.

Tabla 3.41: ENFICC para las nuevas plantas hidroeléctricas.

Escenario	Central	Fecha de entrada	Capacidad [MW]	GWh-día
0.0, 1.0, 1.1, 2.0, 2.1, 3.0, 3.1, 3.2, 4.0, 4.1, 4.2	Exp. Hidro 1	nov-20	80	0.38
	Exp. Hidro 2	nov-20	36	0.33
	Exp. Hidro 3	nov-20	55	0.52
	Exp. Hidro 4	ene-21	56	0.21
1.0, 1.1, 4.0, 4.2	Exp. Hidro 5	ene-28	45	0.24
2.0		ene-27		
3.0, 3.1, 3.2		ene-25		
1.0	Exp. Hidro 6	jul-28	351.8	2.93
1.1, 4.2		jul-29		
2.0		ene-27		
3.0, 3.2		ene-26		
3.1		ene-25		
4.0		ene-28		
3.0	Exp. Hidro 7	ene-27	55	0.27
3.1, 3.2		ene-26		
3.1	Exp. Hidro 8	jul-25	217.5	4.437
		dic-25	435	8.874
		jun-26	652	13.311
		dic-26	870	17.748
	Exp. Hidro 9	jul-25	240	4.896
		dic-25	480	9.792
		jun-26	720	10.605
		dic-26	960	10.605
0.0, 1.0, 1.1, 2.0, 2.1, 3.0, 3.1, 3.2, 4.0, 4.1, 4.2	Ituango	sep-21	1500	20.36
		dic-21	1800	13.72
		mar-22	2100	13.72
		jun-22	2400	13.72
3.1		jul-25		13.72
		dic-25		14.67
		jun-26		16.01
		dic-26		16.01

Fuente de tabla: UPME.

3.7.1.2. Planta térmicas-carbón y gas natural

Con la información disponible se establece la ENFICC de los proyectos térmicos nuevos. Se asumen valores de Indisponibilidad Histórica Forzada-IHF similares, en relación a las centrales recientemente instaladas (ver Tabla 3.42).

Tabla 3.42: ENFICC para las nuevas plantas térmicas.

Escenario	Central	Fecha de entrada	Capacidad [MW]	GWh-día
0.0, 1.0, 1.1, 2.0, 2.1, 3.0, 3.1, 3.2, 4.0, 4.1, 4.2	TermGas 1	dic-17	50	0.96
	TermGas 3		40	0.77
	TermGas 4	mar-17	19	0.30
	TermGas 5			
	TermGas 6			
1.0, 1.1, 4.0, 4.2	TermCarb 1	jul-29	90	1.73
3.2		ene-30		
0.0	TermCarb. 2.2	dic-22	150	2.88
1.0, 1.1, 4.0		jul-29		
0.0	TermCarb. 3.1	dic-22	165	3.17
0.0	TermCarb 3.2	dic-22	165	3.17
1.1		jul-29		
4.0		ene-30		
0.0	TermCarb. 3.3	dic-22	165	3.17
0.0	TermCarb. 3.4	dic-22	165	3.17
1.0, 1.1		jul-29		
4.0		ene-30		
0.0	TermCarb. 3 (5)	dic-22	160	3.07
1.0, 1.1, 4.0, 4.2		jul-29		
1.0	TermCarb. 4	jul-29	147.2	2.83
	TermCarb. 4.1	dic-29	294.4	5.65
1.1, 4.0	TermCarb. 4	jul-29	175	3.36
	TermCarb. 4.1	dic-29	350	6.72

Fuente de tabla: UPME.

3.7.1.3. Biomasa y Geotermia

Se asumieron para los proyectos nuevos, valores del 20 y 35 % para la Indisponibilidad Histórica Forzada-IHF de la Geotermia y Biomasa, respectivamente (ver Tabla 3.43). En el primer caso no se contemplan efectos de temperatura. En el segundo no se tienen en cuenta restricciones a la producción, dada la disponibilidad del recurso en contraste con su capacidad instalada.

Tabla 3.43: ENFICC para las nuevas plantas de biomasa y geotérmia.

Escenario	Central	Fecha de entrada	Capacidad [MW]	GWh-día
0.0, 1.0, 1.1, 2.0, 2.1, 3.0, 3.1, 3.2, 4.0, 4.1, 4.2	Cogeneración Caña	dic-17	57	0.89
		dic-18	107	0.78
	Cogeneración Palma	dic-17	48.1	0.75
		dic-18	97.9	0.78
		dic-19	169.1	1.11
		dic-20	178	0.14
0.0	Geotérmica	ene-22	50	0.96
3.0, 3.2		ene-27	50	0.96

Fuente de tabla: UPME.

3.7.1.4. Plantas eólicas

A partir de la información disponible de velocidad de vientos y parámetros técnicos, suministrados por los agentes mediante acuerdos de confidencialidad, al igual que la capacidad efectiva, pérdidas reportadas y el índice de indisponibilidad de salidas forzadas (IHF), se aplica la metodología de la resolución CREG 061 de 2015 para el cálculo de la ENFICC de los nuevos proyectos (ver Tabla 3.44). Es importante mencionar que algunas series históricas presentan vacíos de información, razón por la cual fue necesario "generar" algunos datos, bajo la metodología del numeral 3.2.3.1.1. Llama la atención de la resolución CREG, que en la aproximación de la curva de producción de potencia con un polinomio grado tres (3), se subestima la energía en firme de acuerdo a la distribución de velocidades. En este sentido se sugiere a futuro contemplar una aproximación polinómica mínimo de grado seis (6) y por lo menos en tres (3) tramos. Lo anterior se debe a que en velocidades bajas los valores del polinomio grado tres (3) superan la curva, y en velocidades medias, donde es más eficiente la generación, los valores del polinomio son menores.

3.7.1.5. Plantas de generación solar fotovoltaica a nivel distribuida

A partir de la información de estaciones meteorológicas del Instituto de Hidrología Meteorología y Estudios Ambientales-IDEAM, específicamente localizadas en Bogotá, Medellín, Cali y Barranquilla, y las actividades de los Convenios IDEAM-UPME y Colciencias-UPME, se dispone de las series históricas de radiación y brillo solar. Siguiendo la metodología de la Circular CREG 227 de 2015, se establece la ENFICC acumulada para los proyectos nuevos y los escenarios de largo plazo. Los resultados se observan en la Tabla 3.45.

Al igual que en el caso eólico, las series históricas tienen vacíos, razón por la cual fue necesario "generar" algunos datos con valores promedios mensuales (de la misma serie, en el mismo mes).

Tabla 3.44: ENFICC para las nuevas plantas eólicas.

Escenario	Central	Fecha de entrada	Capacidad [MW]	GWh-día
0.0, 2.0, 4.0, 4.1, 4.2	Eolo J1	ene-22	99	0.53
0.0, 2.0, 2.1, 4.0, 4.1, 4.2	Eolo J2		195	0.63
0.0, 1.1, 2.0, 2.1, 3.1, 3.2, 4.0, 4.1, 4.2	Eolo J3		180	1.11
1.0, 2.1, 3.0, 4.1	Eolo J4		75	0.55
0.0, 1.0, 2.0, 2.1, 3.0, 4.0, 4.1, 4.2	Eolo E2		200	0.31
	Eolo P2		200	0.22
	Eolo P3.1		70	0.19
0.0, 2.0, 2.1, 4.0, 4.1, 4.2	Eolo P3.2		130	0.35
	Eolo E10		200	0.22
0.0, 1.0, 1.1, 2.0, 2.1, 3.0, 3.1, 3.2, 4.0, 4.1, 4.2	Eolo I2	ene-19	32	0.03
	Eolo E1.1		150	0.27
2.1, 4.1, 4.1	Eolo E1.2	ene-22	50	0.09
2.1, 4.1	Eolo P1	ene-22	400	2.03
	Eolo I1	jul-24	400	0.09
	Eolo E3	ene-26	100	0.18
	Eolo E4	jul-24	100	0.11
	Eolo E5	ene-22	100	0.17
	Eolo E6	ene-25	150	0.30
	Eolo E7	ene-22	100	0.16
	Eolo E8	ene-25	100	0.18
2.1	Eolo E9	ene-25	100	0.35
4.1	Eolo E9	jul-25	100	0.35

Fuente de tabla: UPME.

Una vez establecida la energía en firme de cada recurso, es posible comparar al final del periodo los escenarios de largo plazo, respecto al nuevo aporte a la oferta de energía en firme y capacidad instalada (**sin plantas menores**). De la Gráfica 3-65 se puede concluir:

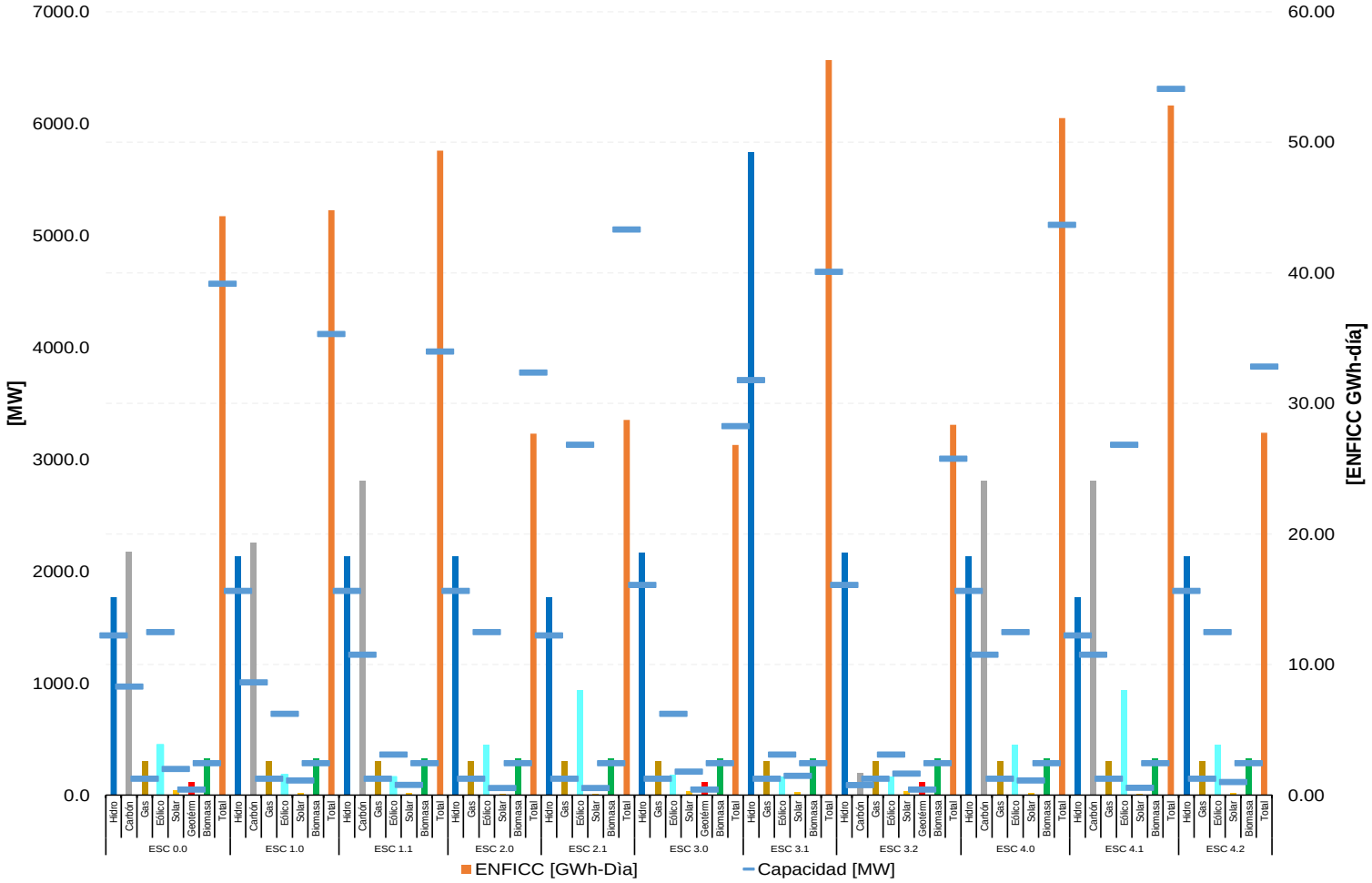
- El escenario 0, por ejemplo, presenta 44.3 GWh-día de nueva oferta de energía y 4569.2 MW de nueva capacidad, mientras el 3.1 aporta 56.3 GWh-día y 4675.5 MW. Aun cuando este es el resultado de comparar la expansión de los recursos fósiles convencionales y la opción renovable (hidroeléctricas-eólicas), es necesario considerar la posibilidad de evaluar conjuntamente la energía en firme de estas dos fuentes (portafolio entre recursos hidroeléctricos y eólicos), lo anterior debido a la complementariedad mostrada en los Planes de Expansión de la UPME y la confiabilidad que pueden representar para la demanda en momentos de bajos aportes hidrológicos. Análisis similares se pueden establecer al contrastar las expansiones con recursos convencionales (hidroeléctricas-fósil) de los escenarios 1.0 y 1.1, respecto a las matrices más diversificadas con fuentes no convencionales de energía (eólica, solar, biomasa o geotermia), donde las relaciones ENFFIC/capacidad instalada se conservan. Sin embargo, nuevamente, es conveniente evaluar la complementariedad entre recursos.
- Como es de esperar y dadas las consideraciones para cuantificar la Energía en Firme, las fuentes renovables no convencionales aportan la menor firmeza, principalmente el recurso solar. La geotermia y biomasa son los recursos con mayor participación relativa respecto a la capacidad instalada.

Tabla 3.45: ENFICC para las nuevas plantas solares.

Escenario	Fecha de entrada	Capacidad [MW]	GWh-día
0.0	ene-17	4.0	0.005
	ene-20	48.6	0.064
	ene-20	138.5	0.183
	ene-24	234.2	0.309
1.0, 1.1, 2.0, 2.1, 3.0, 3.1, 3.2, 4.0, 4.2	ene-17	1.08	0.002
1.0, 1.1, 4.2	ene-26	37.91	0.064
1.0, 1.1, 2.0, 2.1, 4.0, 4.1, 4.2	ene-28	64.1	0.108
1.0	jul-29	129.83	0.180
1.1	ene-30	90.45	0.137
2.0, 3.0, 3.1, 3.2,	ene-24	37.91	0.064
2.1	ene-27	25.7	0.043
3.0, 3.1, 3.2	ene-20	13.29	0.022
3.0	jul-27	112.92	0.147
	ene-28	192.74	0.251
	ene-30	209.68	0.275
3.1	ene-25	76.78	0.106
	ene-26	112.92	0.147
	ene-27	129.54	0.170
	ene-28	172.67	0.238
3.2	ene-27	112.92	0.147
	ene-28	191.68	0.246
	ene-29	192.74	0.260
4.0	ene-25	37.91	0.064
	ene-29	129.83	0.180
4.1	ene-27	37.91	0.064
	ene-29	65.21	0.109
4.2	ene-25	25.7	0.043
	ene-29	90.96	0.161
	ene-30	117.31	0.189

Fuente de tabla: UPME

Gráfica 3-65: Nueva ENFICC por tecnología para cada escenario de largo plazo del Plan de Expansión.



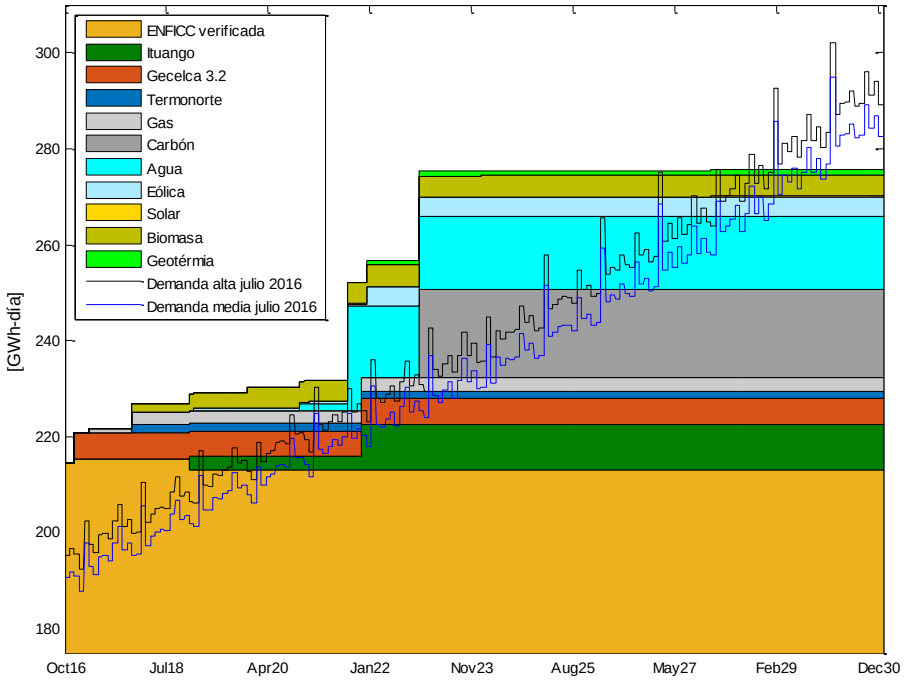
Fuente de gráfica: UPME

3.7.1.6. Balance ENFICC proyección demanda de energía eléctrica

A continuación se presenta el contraste entre la proyección de demanda, **revisión julio de 2016**, 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. En la Gráfica 3-66, Gráfica 3-67, Gráfica 3-68, Gráfica 3-69, Gráfica 3-70 Gráfica 3-71, Gráfica 3-72, Gráfica 3-73, Gráfica 3-74, Gráfica 3-75 y Gráfica 3-76, se muestra el balance. De las mismas se puede concluir:

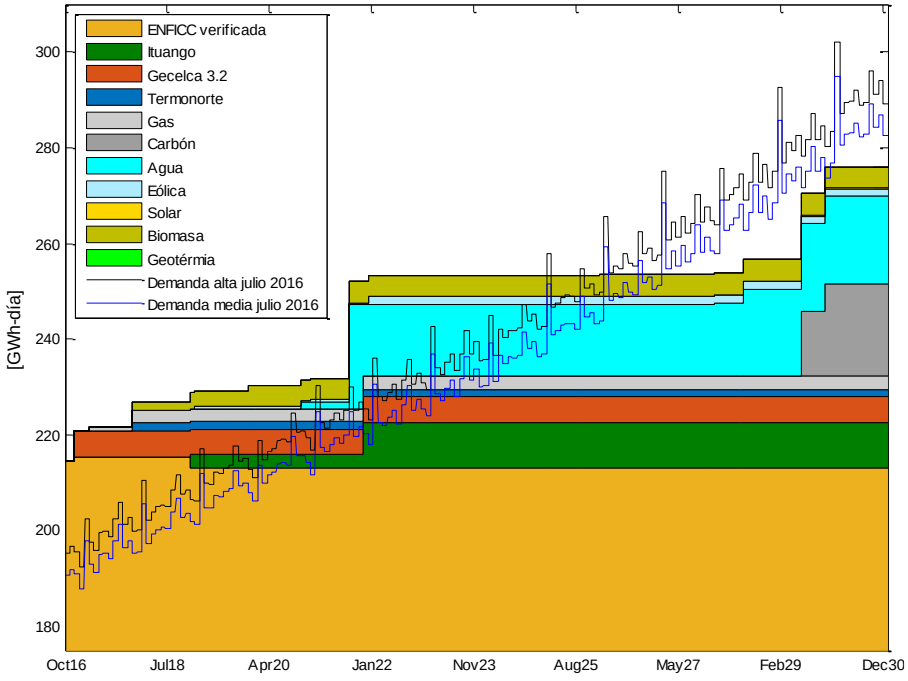
- Para el escenario 0 en los meses de febrero del 2027 y 2028, al igual que septiembre y noviembre del 2029, la proyección de demanda alta supera la oferta de energía en firme. Similar situación se presenta para la demanda media y alta a partir de febrero de 2029.
- En los escenarios 1 y 1.1 la proyección de demanda alta supera la oferta de energía en firme en los meses de febrero y septiembre del 2025. Ello también se observa en demanda media y alta a partir de febrero de 2026.
- Para el escenario 2, en el mes de febrero del 2025 la proyección de demanda alta supera la oferta de energía en firme. Comportamiento similar se observa para la demanda media y alta en los meses de febrero, junio y septiembre del 2026, continuando posteriormente desde febrero de 2027. Respecto a la estrategia 2.1, la proyección alta supera la oferta de energía en firme en los meses de febrero y septiembre del 2026.
- En los escenarios 3 y 3.2 los meses de febrero y septiembre del 2025 son críticos, ya que la proyección de demanda alta supera la oferta de energía en firme. Para el escenario 3.1, en febrero del 2025 la demanda supera la energía en firme (escenario alto).
- En el mes de febrero del 2025 y junio de 2027, la proyección de demanda alta supera la oferta de energía en firme, esto para la estrategia 4. Este comportamiento también se presenta para el escenario medio y alto de crecimiento en febrero de 2026, y posteriormente en el mes de junio de 2026. Los escenarios 4.1 y 4.2 tienen desempeños parecidos en los meses de febrero y septiembre, donde la demanda alta supera la oferta de energía en firme. La única diferencia es el año donde se observa dicho comportamiento (2026 en el caso 4.1 y 2025 para el caso 4.2).
- En general para todos los escenarios de largo plazo, la proyección de demanda supera la oferta de energía en firme. Exceptuando las estrategias 0 y 3.1, a partir de los años 2026 y 2027 se observan diferencias que alcanzan valores entre 30 y 45 GWh/día, al comparar la demanda (proyección alta) y la oferta de Energía en Firme. Para los escenarios exceptuados, es decir las estrategias 0 y 3.1, los cuales tienen una importante participación de generación a carbón y centrales hidroeléctricas, respectivamente, a partir de los años 2029 y 2030 se observan diferencias entre la demanda y la oferta de Energía en Firme que oscilan entre 25 y 15 GWh/día.
- Debe diferenciarse claramente la naturaleza de los ejercicios llevados a cabo con el modelo energético, y el cálculo del ENFICC. El primero si tiene en cuenta la estacionalidad de los recursos (complementariedad), el comportamiento de la demanda y demás variables económicas, a diferencia del balance.

Gráfica 3-66: Balance Energía en Firme Vs. Proyección Demanda de Energía Eléctrica. Escenario 0.



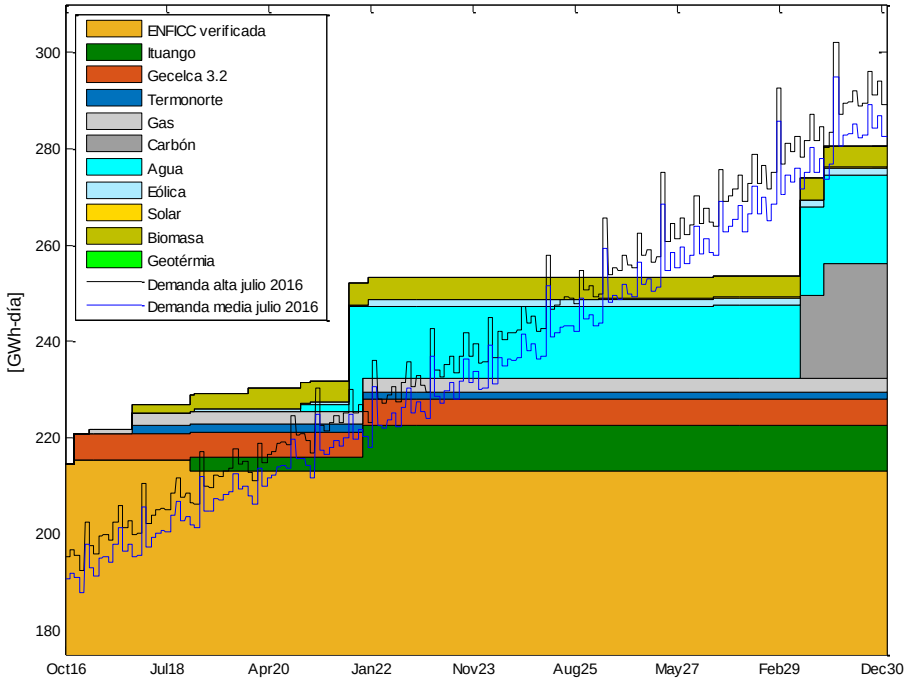
Fuente de gráfica: UPME.

Gráfica 3-67: Balance Energía en Firme Vs. Proyección Demanda de Energía Eléctrica. Escenario 1.



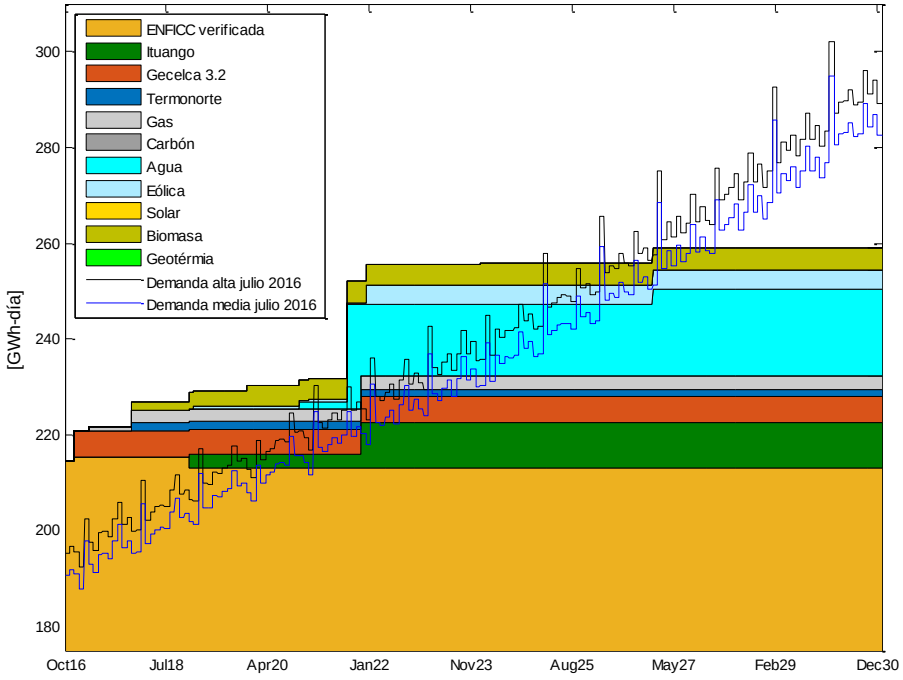
Fuente de gráfica: UPME.

Gráfica 3-68: Balance Energía en Firme Vs. Proyección Demanda de Energía Eléctrica. Escenario 1.1.



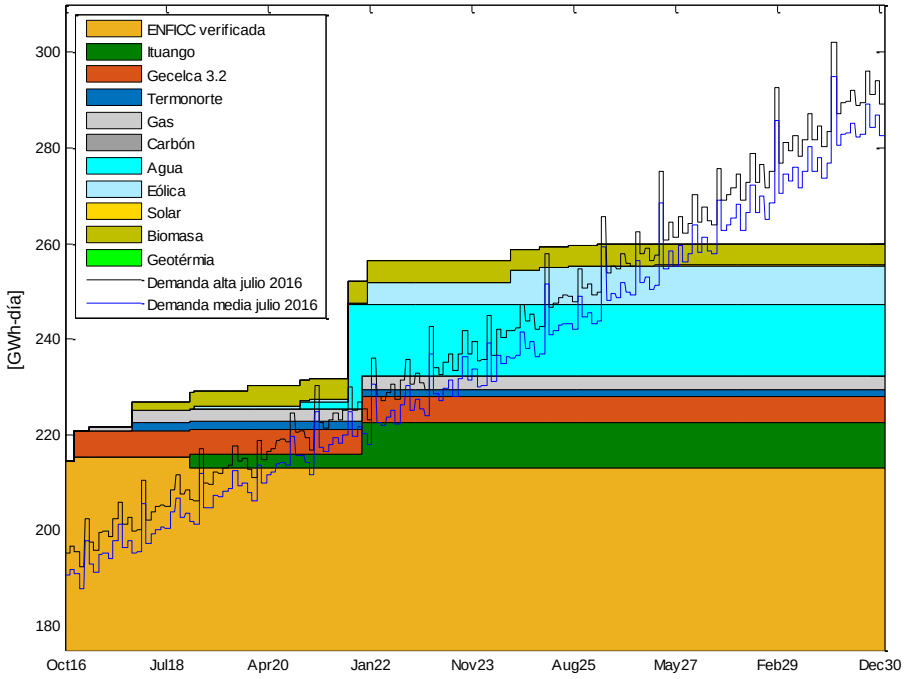
Fuente de gráfica: UPME.

Gráfica 3-69: Balance Energía en Firme Vs. Proyección Demanda de Energía Eléctrica. Escenario 2.



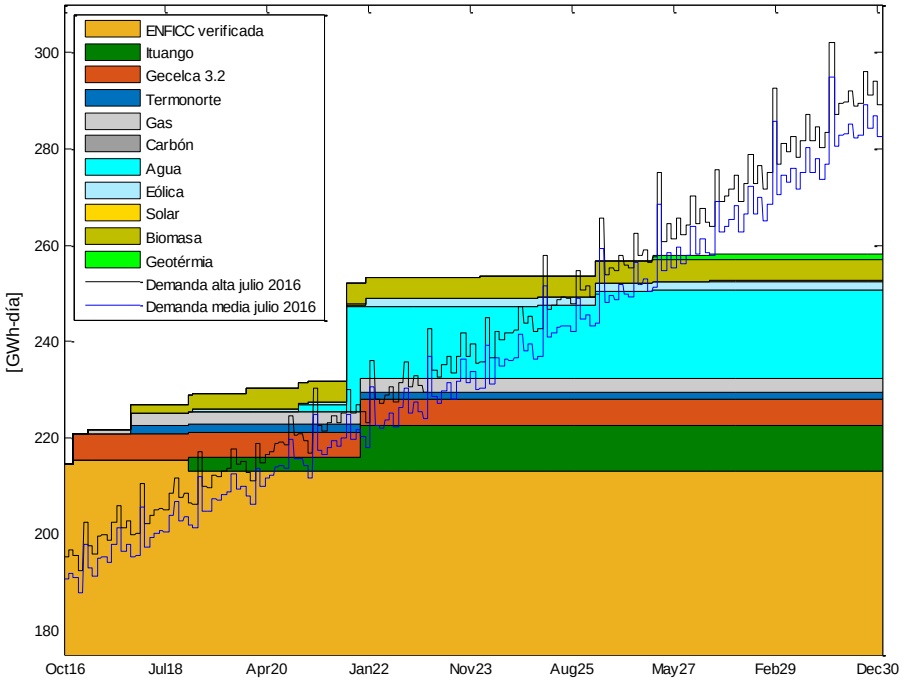
Fuente de gráfica: UPME.

Gráfica 3-70: Balance Energía en Firme Vs. Proyección Demanda de Energía Eléctrica. Escenario 2.1.



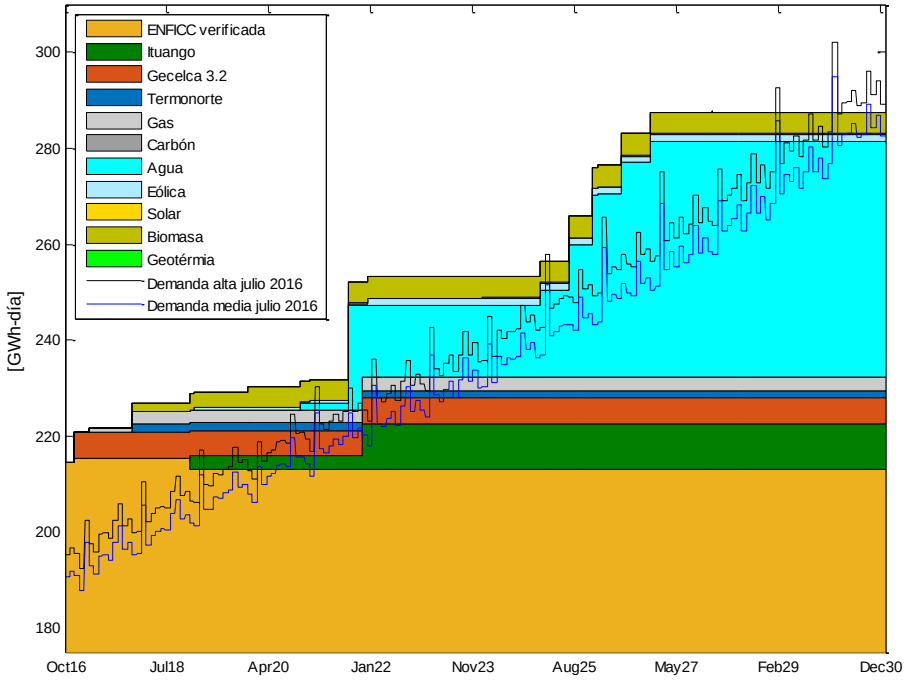
Fuente de gráfica: UPME.

Gráfica 3-71: Balance Energía en Firme Vs. Proyección Demanda de Energía Eléctrica. Escenario 3.



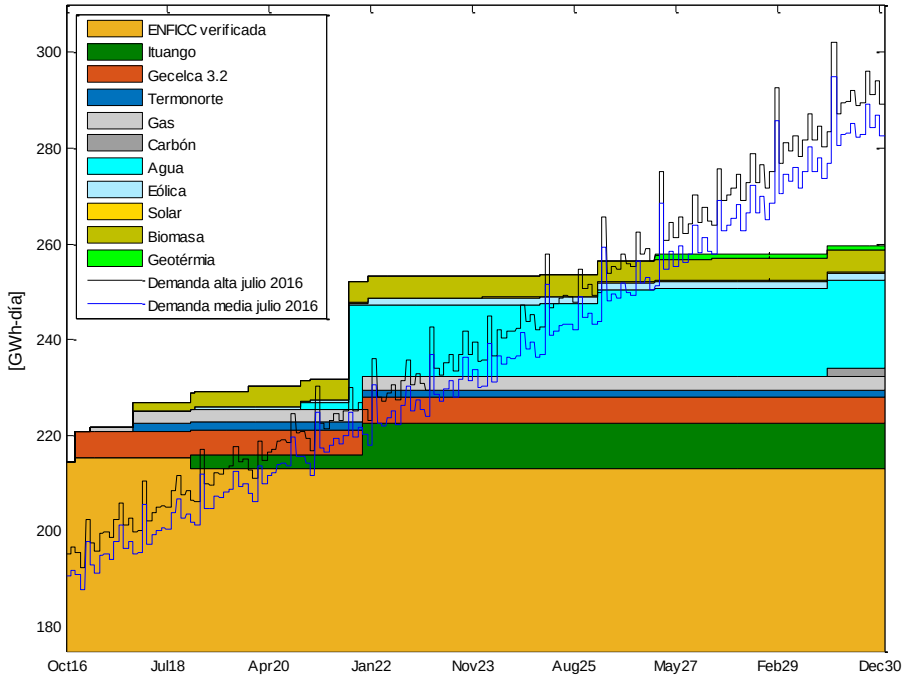
Fuente de gráfica: UPME.

Gráfica 3-72: Balance Energía en Firme Vs. Proyección Demanda de Energía Eléctrica. Escenario 3.1.



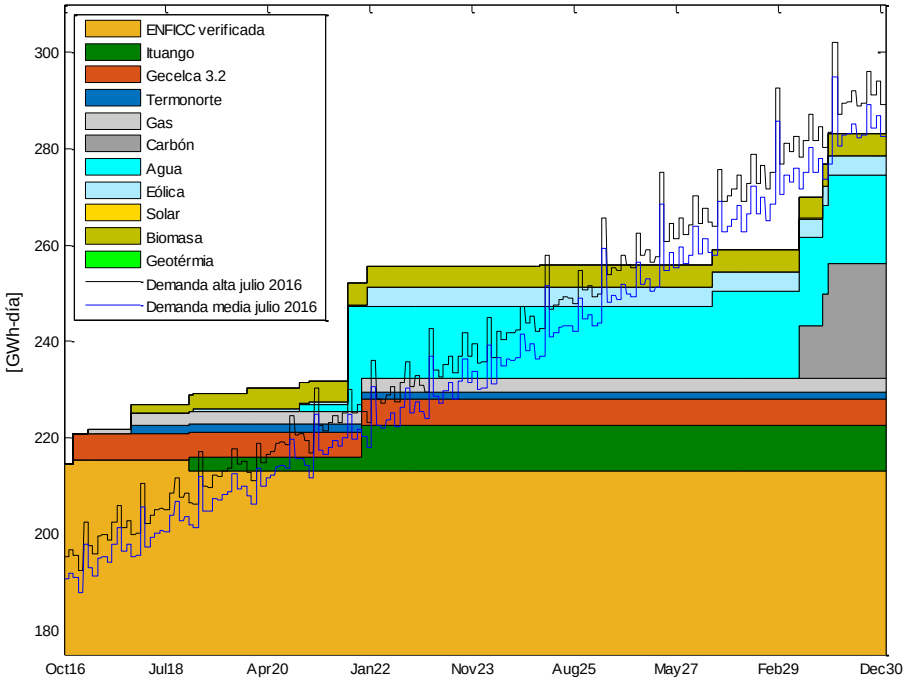
Fuente de gráfica: UPME.

Gráfica 3-73: Balance Energía en Firme Vs. Proyección Demanda de Energía Eléctrica. Escenario 3.2.



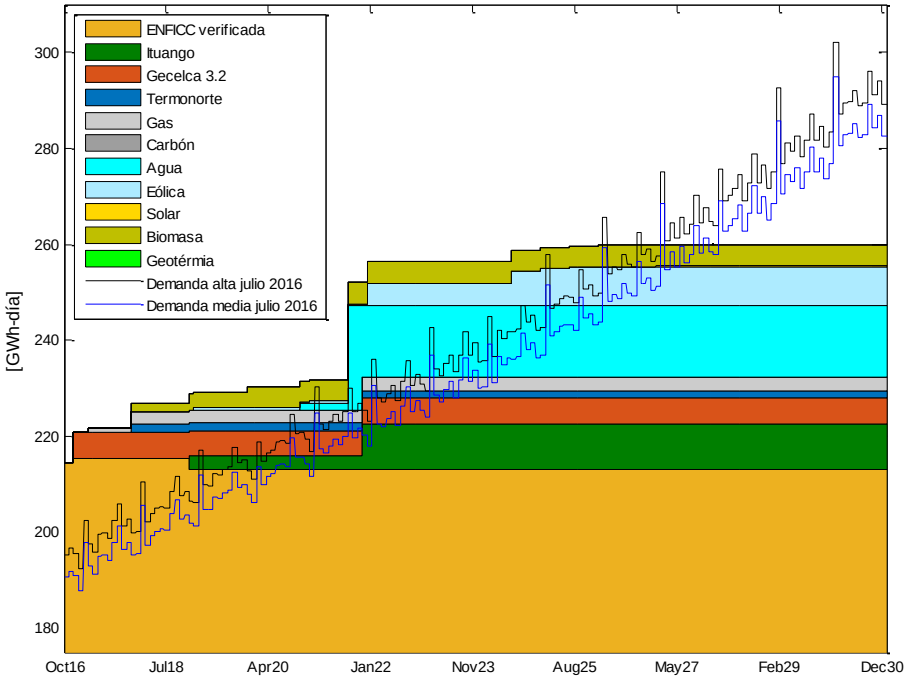
Fuente de gráfica: UPME.

Gráfica 3-74: Balance Energía en Firme Vs. Proyección Demanda de Energía Eléctrica. Escenario 4.



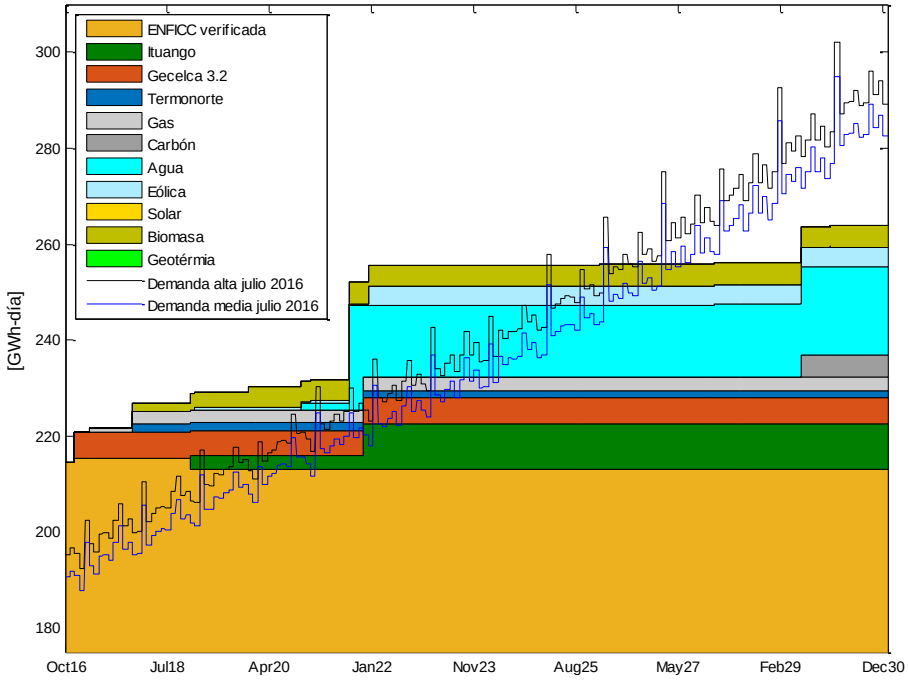
Fuente de gráfica: UPME.

Gráfica 3-75: Balance Energía en Firme Vs. Proyección Demanda de Energía Eléctrica. Escenario 4.1.



Fuente de gráfica: UPME.

Gráfica 3-76: Balance Energía en Firme Vs. Proyección Demanda de Energía Eléctrica. Escenario 4.2.



Fuente de gráfica: UPME.

3.8. ANÁLISIS ESPECIALES

La Unidad siempre ha estudiado varios aspectos, que son complementarios a los análisis de escenarios de largo plazo. En las versiones 2013-2027 y 2014-2028, por ejemplo, se abordó la metodología de planificación integral generación-transmisión, ello bajo diferentes enfoques y alternativas. Producto de lo anterior la Comisión de Regulación de Energía y Gas-CREG propuso en su documento 077 del 2014 un esquema de subastas localizadas, el cual fue modelado por la UPME en el Plan 2015-2029.

Para esta versión se realizan dos nuevos análisis, que son fundamentales de cara a los retos que el sistema Colombiano podría afrontar en un futuro cercano, ya sea por la evolución natural del mismo o por la adopción de medidas de mitigación contra el Cambio Climático:

- Flexibilidad y despacho predictivo del sistema (énfasis región caribe) bajo una alta participación de fuentes intermitentes.
- Viabilidad económica de repotenciación de unidades térmicas a carbón, cuya vida útil es superior a 30 años y su capacidad instalada es inferior a 300 MW.

A continuación se presentan los resultados encontrados y sus principales conclusiones.

3.8.1. Flexibilidad y despacho predictivo

La UPME ha analizado en varias versiones del Plan de Expansión los impactos energéticos y de potencia asociados a la incorporación del recurso eólico en el SIN. Se estableció el efecto en el costo marginal de la demanda, confiabilidad energética, complementariedad con el recurso hidroenergético, y las necesidades de refuerzo de la infraestructura de transporte.

Por otro lado, hay atributos como la **flexibilidad** que no han sido estudiados y son relevantes al momento de determinar los niveles de incorporación de este tipo de recursos (viento y sol). La flexibilidad es un atributo que mide la capacidad de "reconfiguración y adaptación" de un sistema de potencia bajo diferentes condiciones (óptica desde la oferta). Su evaluación es posible con información de baja resolución temporal (minutos-horas), ello con el objetivo de capturar la variabilidad de las fuentes primarias, las restricciones operativas de las plantas convencionales, principalmente de origen térmico (rampas), y la capacidad de almacenamiento.

Adicionalmente, el despacho económico de un sistema con alta participación de recursos renovables debe actualizarse constantemente, teniendo en cuenta el acceso a nuevos pronósticos meteorológicos. Para modelar lo anterior la literatura propone comúnmente un enfoque MPC, es decir, Modelos de Control Predictivo. La idea es modelar el sistema de potencia como una "planta física" y controlar sus variables de estado y decisión, que son para este caso los niveles de almacenamiento y los compromisos de despacho de cada planta de generación. Todo ello a la luz de los pronósticos de precipitación, velocidad del viento, radiación solar y consumo eléctrico (demanda). Una alternativa de modelación de los elementos de un sistema de potencia, que sea ajustable a un modelo de variables de estado, necesario en el enfoque MPC, es la metodología "Power Nodes". La misma se presenta en detalla más adelante.

Los resultados presentados a continuación son la primera aproximación a este tipo de análisis para el caso Colombiano (no se conocen ejercicios similares). En primera instancia se enseña el modelo planteado junto con sus principales características y supuestos. Finalmente se muestran varios casos de aplicación, analizando la flexibilidad del sistema (énfasis región caribe) y las ventajas que pueden brindar los elementos tipo BESS (Sistemas de Almacenamiento a través de Baterías) para manejar la intermitencia y posibles congestiones de red.

3.8.1.1. Power Nodes

Encontrar estrategias de operación para sistemas de potencia, especialmente en presencia de generación no controlable o no "despachable", al igual que elementos de almacenamiento, es un reto interesante para los planificadores y operadores. Bajo los conceptos tradicionales de operación, la generación intermitente es vista como una "perturbación", que puede causar desbalances significativos. Dichos desbalances de potencia son controlados con generación "despachable", gestión sobre la demanda o con una capacidad importante de almacenamiento.

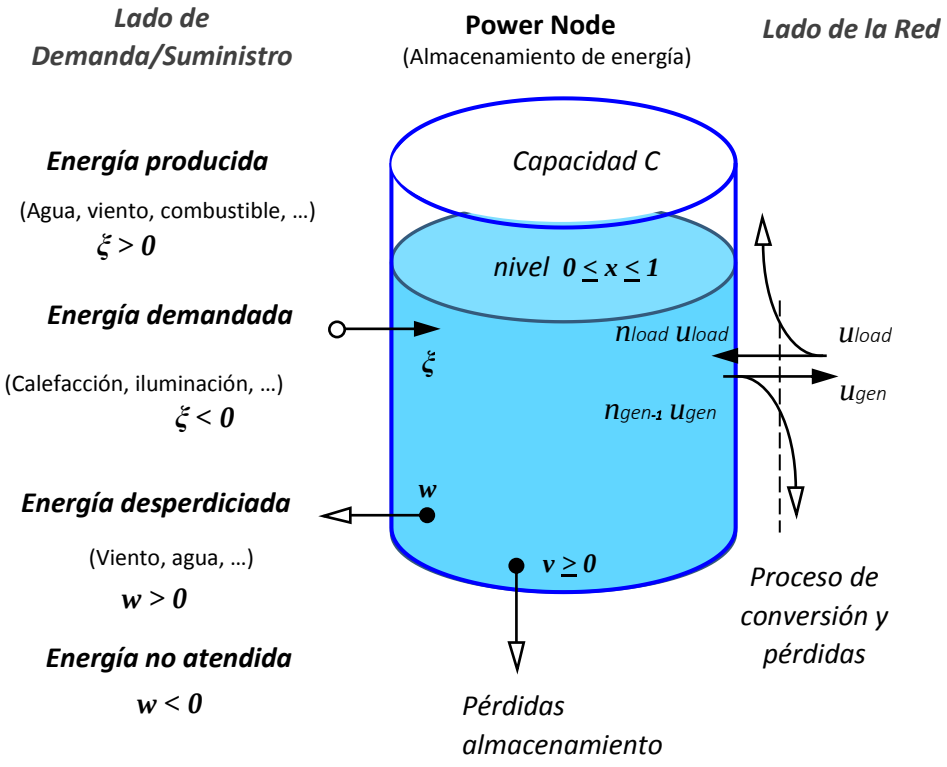
No obstante con la creciente participación de estas tecnologías, de manera concentrada o distribuida, es fundamental cambiar el citado paradigma, que encasilla a la generación como una "anomalía". Se debe migrar hacia un nuevo concepto de planificación y operación, que integre los recursos intermitentes, las limitaciones de almacenamiento de energía, e inclusive la demanda flexible. Los Power Nodes[11], nodos de potencia en

[11] K. Heussen, S. Koch, A. Ulbig, and G. Andersson. Energy storage in power system operation: The power nodes modeling framework. In Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe), 2010 IEEE PES, pages 1 –8, 2010.

español, parecen ser una metodología muy útil para este cambio. Es un concepto novedoso, que permite modelar simultáneamente diferentes fuentes de almacenamiento, generación "despachable" y no "despachable", al igual que muchos tipos de carga.

Un Power Node puede ser visto como un elemento almacenador, con capacidad $C \geq 0$ y un nivel de energía almacenada x que oscila entre 0 y 1 (normalización). La Gráfica 3-77 ilustra como el Power Node está embebido entre dos dominios, demanda/suministro y red eléctrica.

Gráfica 3-77: Concepto Power Node.



Fuente de gráfica: UPME

Adicionalmente, cualquier fuente o demanda conectada al sistema requiere la conversión de alguna forma de energía. En el lado de la demanda o suministro, la energía producida o consumida esta correlacionada con un proceso externo ξ. Si se usa energía $\xi < 0$, si se produce $\xi > 0$. La generación de potencia con una eficiencia n_{gen} se denota como $u_{gen} \geq 0$, mientras que $u_{load} \geq 0$ corresponde a un proceso de consumo con eficiencia n_{load}. Si $C > 0$ se ocasiona un desacople entre el proceso externo ξ y los intercambios u_{gen} y u_{load}, ambos del lado de la red. Consecuentemente, gracias a su capacidad de almacenamiento, el Power Node se comporta como un buffer entre los dos dominios.

En sistemas con alta participación de fuentes no convencionales, el rechazo de generación intermitente se constituye como una medida de seguridad (curtailment). Asimismo, cuando no hay suficiente generación para atender toda la demanda, la desconexión de carga representa la única solución para mitigar este desbalance de potencia. En ambos casos hay pérdida de energía, ya sea del lado de la demanda o suministro (se denota con el término w). Una pérdida de generación es expresado como $w > 0$. Si hay racionamiento de demanda, $w < 0$. Las pérdidas de almacenamiento son modeladas con el término $v \geq 0$.

La dinámica del nivel de almacenamiento x de un Power Node se expresa matemáticamente de la siguiente forma, junto con sus restricciones. Lo anterior para $i \epsilon N = \{1, \dots, N\}$.

$$C_i \frac{dx}{dt} = n_{load,i}\, u_{load,i} - {n_{gen,i}}^{-1}\, u_{gen,i} + \xi_i - w_i - v_i$$

s.a.

a) $0 \leq {x_i}^{min} \leq x_i \leq {x_i}^{max} \leq 1$
b) $0 \leq {u_{gen,i}}^{min} \leq u_{gen,i} \leq {u_{gen,i}}^{max}$
c) $0 \leq {u_{load,i}}^{min} \leq u_{load,i} \leq {u_{load,i}}^{max}$
d) $0 \leq \xi_i . w_i$
e) $0 \leq |\xi_i| - |w_i|$
f) $0 \leq v_i \qquad \forall i = 1, \dots, N$

De la ecuación y desigualdades anteriores se puede concluir:

- La restricción a) limita el nivel de almacenamiento.
- En b) y c) las variables son no negativas.
- Para d) el proceso externo de demanda/suministro y su "curtailment" asociado deben tener el mismo signo.
- En e) el "curtailment" de demanda/suministro no puede exceder la demanda/suministro misma.
- Para f) las pérdidas de almacenamiento son no negativas.
- Requerimientos adicionales pueden ser contemplados en algunas variables para modelar características específicas. Por ejemplo las restricciones en las derivadas de las variables u_{gen} y u_{load}, es decir, $\dot{u_{gen}}$ y $\dot{u_{load}}$, que se asimilan a las rampas de generación y consumo.
- Cada variable en la ecuación del Power Node puede ser controlable o no controlable, observable o no observable, y ser influenciada externamente o no. Un proceso externo de demanda/suministro $\xi_i = \xi_{drv,i}(t)$ es una demanda clásica si $\xi_{drv,i}(t) \leq 0$. El perfil de producción de un generador intermitente implica que $\xi_{drv,i}(t) \geq 0$.
- En un proceso de suministro totalmente controlable, como es el caso de los generadores convencionales, u_{gen} y u_{load} son las variables a monitorear.

3.8.1.1.1. Caracterización de los elementos de un sistema de potencia

Bajo la metodología Power Node es posible representar todos elementos de un sistema de potencia junto con sus propiedades operativas. Para ello otro tipo de restricciones deben considerarse, que impactan directamente a las variables u_{gen},u_{load},Ci,xi, ξ_i, v_i, w_i. En la Tabla 3.46 se listan dichas restricciones y sus implicaciones.

Tabla 3.46: Restricciones adicionales.

Variables	Restricciones	Implicaciones
$u_{gen,i}$	$u_{gen,i} = 0$	Carga
$u_{load,i}$	$u_{load,i} = 0$	Generador
	$u_{gen,i} \cdot u_{load,i} = 0$	Unidad de almacenamiento
C_i	$C_i = 0$	Unidad sin almacenamiento
	$C_i > 0$	Unidad de almacenamiento
ξ_i	$\xi_i = 0$	Sin proceso externo
	$\xi_i \geq 0$	Proceso de suministro
	$\xi_i \leq 0$	Proceso de demanda
ξ_i , w_i	$\xi_i = \xi_{drv,i}(t) \wedge w_i = 0$	No controlable
	$\xi_i = \xi_{drv,i}(t)$	Rechazable (“Curtailable”)
	$\xi_i arbitrario, w_i = 0$	Controlable
v_i	$v_i = 0$	Sin pérdidas de almacenamiento
	$v_i > 0$	Con pérdidas de almacenamiento
$u_{gen,i}$	$\dot{u}_{gen,t}^{min} \leq \dot{u}_{gen,t} \leq \dot{u}_{gen,t}^{max}$	Restricciones de rampa para unidades de generación
$u_{load,i}$	$\dot{u}_{load,t}^{min} \leq \dot{u}_{load,t} \leq \dot{u}_{load,t}^{max}$	Restricciones de rampa para cargas

Fuente de tabla: UPME

De la tabla anterior se puede concluir:

- La potencia inyectada o demandada de la red por un Power Node es determinada por las variables u_{gen} y u_{load}. En el caso de los generadores u_{load} debe ser cero, caso contrario para las cargas donde u_{gen} es cero. Los elementos almacenadores pueden ser considerados bidireccionales, respetando la restricción de no producción y consumo simultaneo.
- La capacidad Ci determina si el Power Node puede almacenar energía.
- La naturaleza del proceso externo es definida por el signo de ξ_i. La variable es positiva para un proceso de suministro. Negativa si está correlacionado a un patrón de consumo. Si no hay un proceso externo $\xi_i = 0$.
- La controlabilidad de un elemento se modela con un conjunto de restricciones sobre las variables ξ_i , w_i. Si ξ_i está asociado a un proceso externo ($\xi_i = \xi_{drv,i}(t)$), como es el caso de un generador intermitente, dos casos se pueden distinguir. El elemento es no controlable y por ende el curtailment no es posible ($w_i = 0$), o el exceso de energía puede ser rechazado, lo cual implica que no hay restricciones sobre w_i. En contraste, un Power Node es controlable si ξ_i no depende de un proceso externo. Para este caso w_i es cero.
- Es posible modelar las pérdidas de almacenamiento ($v_i > 0$) para los Power Node que tienen esta característica ($C_i > 0$).
- Un generador o demanda, por ejemplo, puede tener limitaciones a la toma de carga o a cambios bruscos en su producción y consumo. Este tipo de restricciones son modeladas a través de las derivadas de las variables u_{gen} y u_{load}.

En la Tabla 3.47 se presenta el portafolio de Power Nodes modelado para el SIN colombiano junto con sus ecuaciones características.

Tabla 3.47: Modelación de los elementos de un sistema de potencia a traves de los Power Nodes.

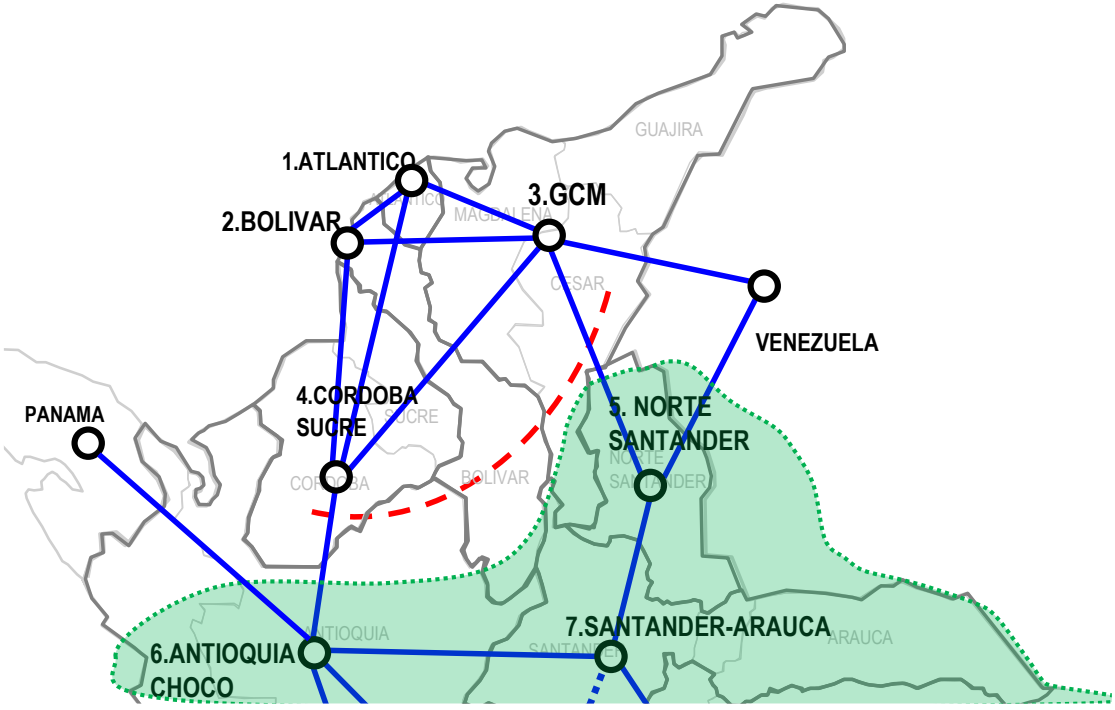
Power Node	Ecuación característica	Variables importantes
Demanda convencional	$0 = n_{load,i}\, u_{load,i} + \xi_i - w_i$	$u_{load,i}, w_i$
Plantas térmicas (Gas, Carbón, Líquidos y Biomasa)	$0 = -{n_{gen,i}}^{-1}\, u_{gen,i} + \xi_i$	$u_{gen,i}$
Plantas hidroeléctrica con embalse	$C_i \dot{x} = -{n_{gen,i}}^{-1}\, u_{gen,i} + \xi_i - w_i$	$u_{gen,i}, w_i$
Elementos BESS (Baterías)	$C_i \dot{x} = -{n_{gen,i}}^{-1}\, u_{gen,i} + n_{load,i}\, u_{load,i}$	$u_{gen,i}, u_{load,i}$
Generación intermitente (Eólicas y Solar)	$0 = -{n_{gen,i}}^{-1}\, u_{gen,i} + \xi_i - w_i$	$u_{gen,i}, w_i$

Fuente de tabla: UPME

3.8.1.2. Despacho predictivo

A continuación se formula para el portafolio de Power Nodes de la Tabla 3.47 un despacho predictivo. Se modela el sistema Colombiano reducido de cinco (5) áreas, haciendo especial énfasis en la región Caribe (ver Gráfica 3-78).

Gráfica 3-78: Sistema Colombiano reducido de cinco (5) áreas.



Fuente de gráfica: UPME

Los supuestos tenidos en cuenta en la formulación del problema son los siguientes:

- Para cada área eléctrica, proyección de demanda de potencia con resolución horaria (año 2022).
- Principales características del parque térmico del área Caribe, con sus limitaciones técnicas y restricciones (rampas y mínimos técnicos).

- Series de tiempo de la velocidad del viento con resolución horaria para diez (10) parques eólicos, cuya capacidad instalada agregada es 1450 MW.
- Series de tiempo de la radiación solar con resolución horaria para dos (2) proyectos mega-solares, cuya capacidad agregada es 170 MW.
- Series de tiempo de la radiación solar para dos estaciones del IDEAM (resolución horaria), que son utilizadas para simular la generación solar fotovoltaica a nivel distribuido.
- Límites de transferencia entre el área Caribe y el interior del sistema, al igual que las restricciones de flujo intra-área entre cada uno de los cinco (5) subsistemas (Atlántico, Bolívar, Guajira/Cesar/Magdalena, Córdoba/Sucre e Interior).
- Expansión en transmisión definida por la UPME en sus Planes de Expansión.
- Dos sistemas almacenadores de energía a través de Baterías-BESS en el área Atlántico de 20 y 35 MW, con capacidad de descarga plena en cuatro (4) horas. Respecto a estos elementos, su política de operación cambia, ya que todas las obras definidas para el área Atlántico estarían en operación.
- Escenario 4.2 del Plan de Generación.

En total son (42) Power Nodes, (5) demandas, (13) plantas de generación intermitente influenciadas por procesos externos (viento y sol), (21) plantas convencionales y controlables (unidades térmicas), (2) elementos BESS y una planta de generación hidroeléctrica con embalse (Urra). Las ecuaciones algebraicas y diferenciales de primer orden que describen la dinámica de los (42) Power Node se presentaron en la Tabla 3.47. Las mismas pueden ser organizadas para formular un sistema lineal y continuo de ecuaciones de estado, con vector de entrada

$$u = \left[u_{load,1}, . , u_{load,5}, w_1, . , w_5, u_{gen,1}, . , u_{gen,34}, w_1, . , w_{34}, u_{gen,1}, u_{load,1}, u_{gen,2}, u_{load,2}, u_{gen,1}, w_1, \xi_1, . , \xi_5, \xi_1, . , \xi_{34}, \xi_1\right]^T$$

y vector de estado

$$[x_1, x_2, x_3]^T.$$

Posteriormente las ecuaciones se discretizan, obteniendo el siguiente sistema de ecuaciones de diferencia

$$x(k+1) = A.x(k) + B.u(k).$$

El objetivo de cualquier despacho es establecer los compromisos de los generadores, de tal manera que el costo de la función objetivo se minimice y se garantice el cumplimiento de todas las restricciones operativas. Una estrategia de control predictivo-MPC con horizonte móvil de N pasos es implementada para calcular el valor óptimo de las variables. En un paso de tiempo k todas las entradas son expresadas como vectores de decisión

$$u = [u(l = k) \cdots u(l = k + N - 1)]$$

$$\begin{bmatrix} u_{load,1}(k) & \dots & u_{load,1}(l = k + N - 1) \\ u_{load,2}(k) & \dots & u_{load,2}(l = k + N - 1) \\ \vdots & \dots & \vdots \\ \xi_1(k) & \dots & \xi_1(l = k + N - 1) \end{bmatrix}.$$

Las variables de estado del sistema también se expresan de forma vectorial

$$x = [x(l = k) \cdots x(l = k + N - 1)]$$

$$\begin{bmatrix} x_1(k) & \dots & x_1(l = k + N - 1) \\ x_2(k) & \dots & x_2(l = k + N - 1) \\ x_3(k) & \dots & x_3(l = k + N - 1) \end{bmatrix}.$$

De esta manera el problema de optimización en un paso k y con función objetivo $J(k)$ se resume así:

$$\min J(k) = \sum_{l=k}^{l=k+N-1} \left(x(l) - x_{ref}\right)^T . Q_x . \left(x(l) - x_{ref}\right) + u(l)^T . Q_u . u(l) + R_u . u(l) + \delta u(l)^T . \delta Q_u . \delta u(l)$$

s.a.

a) $x(l+1) = A.x(l) + B.u(l)$
b) $0 \leq x^{min} \leq x \leq x^{max} \leq 1$
c) $u^{min} \leq u(l) \leq u^{max}$
d) $\delta u^{min} \leq \delta u(l) \leq \delta u^{max}$
e) $\xi_i(l) = \xi_{drive,i}(l.T),\ \forall\ i \in E$
f) $u_{gen,i}(l).u_{load,i}(l) = 0, \forall\ i \in S$
g) $\sum_{i \in B} u_{gen,i,B}(l) + import_B = \sum_{i \in B} u_{load,i,B}(l) + export_B$
h) $0 \leq import_B \leq NTC_{importB}$
i) $0 \leq export_B \leq NTC_{exportB}$
j) $\forall l = \{k, \dots . k + N - 1\}$

E agrupa a los Power Nodes influenciados por un proceso externo. S es el conjunto de elementos almacenadores y B representa a cada una de las cinco (5) áreas eléctricas.

De las ecuaciones y desigualdades anteriores se puede concluir:

- Las matrices diagonales Q_x, Q_u y δQ_u, junto con el vector fila R_u, representan las penalizaciones a las variables de entrada y estado. En cada paso k se suman todos los términos de costos, hasta llegar al horizonte N.
- El vector x_{ref} contiene todos los valores de referencia de las variables de estado, es decir, los niveles de almacenamiento deseado.
- $\delta u(l)$ es la tasa de cambio de la variable $u(l)$ entre dos pasos consecutivos ($\delta u(l) = u(l) - u(l-1)$).
- La restricción a) contiene todas las ecuaciones de los (42) Power Node.
- b) limita el nivel de carga de los elementos BESS y el embalse de Urra entre 0 y 1.
- Las variables de entrada son no negativas y están acotadas.
- La tasa de variación de las variables de entrada está acotada.

- Los procesos de demanda/suministro de los Power Node (carga, generación intermitente e hidroeléctrica con embalse) están influenciados externamente.
- Los elementos almacenadores no pueden producir y consumir energía a la vez (programación entera-mixta).
- El balance de potencia en cada área del sistema se debe satisfacer.

3.8.1.3. Controlador MPC y estrategia de optimización

El criterio de despacho económico origina un compromiso óptimo para todos los generadores que están instalados en el sistema. Ello quiere decir que el algoritmo propuesto debe minimizar para un horizonte de predicción el costo total de operación. En consecuencia las matrices diagonales Q_x, Q_u y δQ_u, junto con el vector fila R_u en la función objetivo, constituyen los parámetros de control. Sus valores representan costos monetarios reales (producción de electricidad o racionamiento de demanda, por ejemplo). Son dichos valores los que afectan las variables de decisión u_{gen} y u_{load}. Los costos asociados a las rampas de generación, deslastres de carga y rechazos de generación intermitente (curtailment) deben ser seleccionados cuidadosamente, ya que si no es así, los resultados del despacho económico pueden ser poco realistas. Es por lo anterior que se debe caracterizar adecuadamente la estrategia de optimización, garantizando el cumplimiento de las siguientes reglas de conducta:

- El deslastre de carga es el último recurso para mitigar los desbalances de potencia. Si la generación intermitente no es suficiente, la demanda debe ser abastecida a través de las reservas de generación "despachable" y los elementos almacenadores de energía, hasta donde sea posible.
- Los rechazos de generación o curtailment están prohibidos mientras exista capacidad de almacenamiento.
- Los elementos almacenadores son bidireccionales, es decir, pueden suministrar y absorber energía. Sin embargo no lo pueden hacer de manera simultánea. Como se mencionó previamente, esta condición se modela a través de la restricción $u_{gen,i}(l).u_{load,i}(l) = 0$.
- Se deben evitar comportamientos erráticos en las unidades de generación, ya que estos pueden ocasionar daños mecánicos en los equipos. En este sentido, la estrategia debe limitar las secuencias excesivas de rampa.

3.8.1.4. Horizonte de predicción y frecuencia de optimización

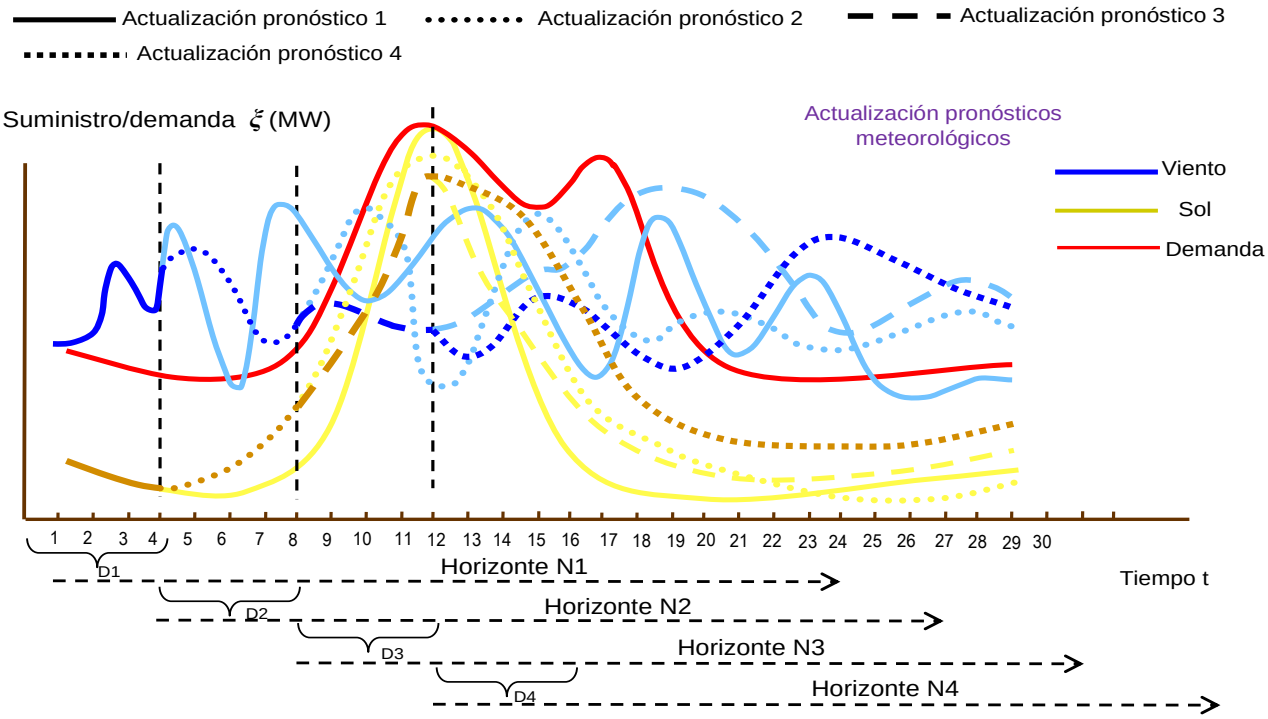
En la optimización de un despacho económico la longitud del horizonte de predicción N indica durante cuánto tiempo se dispone de información de pronóstico (demanda y principales variables meteorológicas). La frecuencia de optimización f se puede interpretar como la duración del proceso de actualización de dicha información. Es claro que entre mayor sea N y menor sea f, menor será el costo total de operación. Para este ejercicio se escoge un N de 24 horas, con una frecuencia de optimización f de una (1) hora. Lo anterior debido a:

- Las series de tiempo de la velocidad del viento, radiación solar y caudal tienen una resolución horaria.
- En los sistemas de potencia con alta participación de recursos intermitentes existen mercados intradiarios y de reservas, que implican por ejemplo, cuatro (4) nuevos procesos de despacho (uno

cada 15 minutos), lo anterior por el cambio en las condiciones del sistema y el acceso a nuevos pronósticos[12].

En la Gráfica 3-79 se presenta de manera esquemática el proceso de optimización. En $k=1$ se calcula el despacho económico con un pronóstico de 24 horas. Si bien la minimización se lleva a cabo para N, solamente se toma la decisión para $k=1$. En $k=k+1$ se realiza un nuevo proceso de optimización con información de 24 horas (desde $k=2$ hasta $k=25$). Igualmente se toma la decisión para $k=2$. Esta rutina se ejecuta reiteradamente hasta cubrir todo el año de simulación (2022).

Gráfica 3-79: Horizonte de predicción N y frecuencia de optimización f = 4 (ejemplo).



Fuente de gráfica: UPME

3.8.1.5. Casos de estudio

A continuación se presenta la aplicación del despacho predictivo en tres (3) casos de estudio. Como se mencionó previamente, el objetivo es determinar la flexibilidad del sistema, con énfasis en la región caribe, bajo escenarios de alta participación de recursos intermitentes. La Tabla 3.48 contiene la descripción de cada escenario.

[12] Se asume pronóstico perfecto.

Tabla 3.48: Despacho predictivo para tres escenarios.

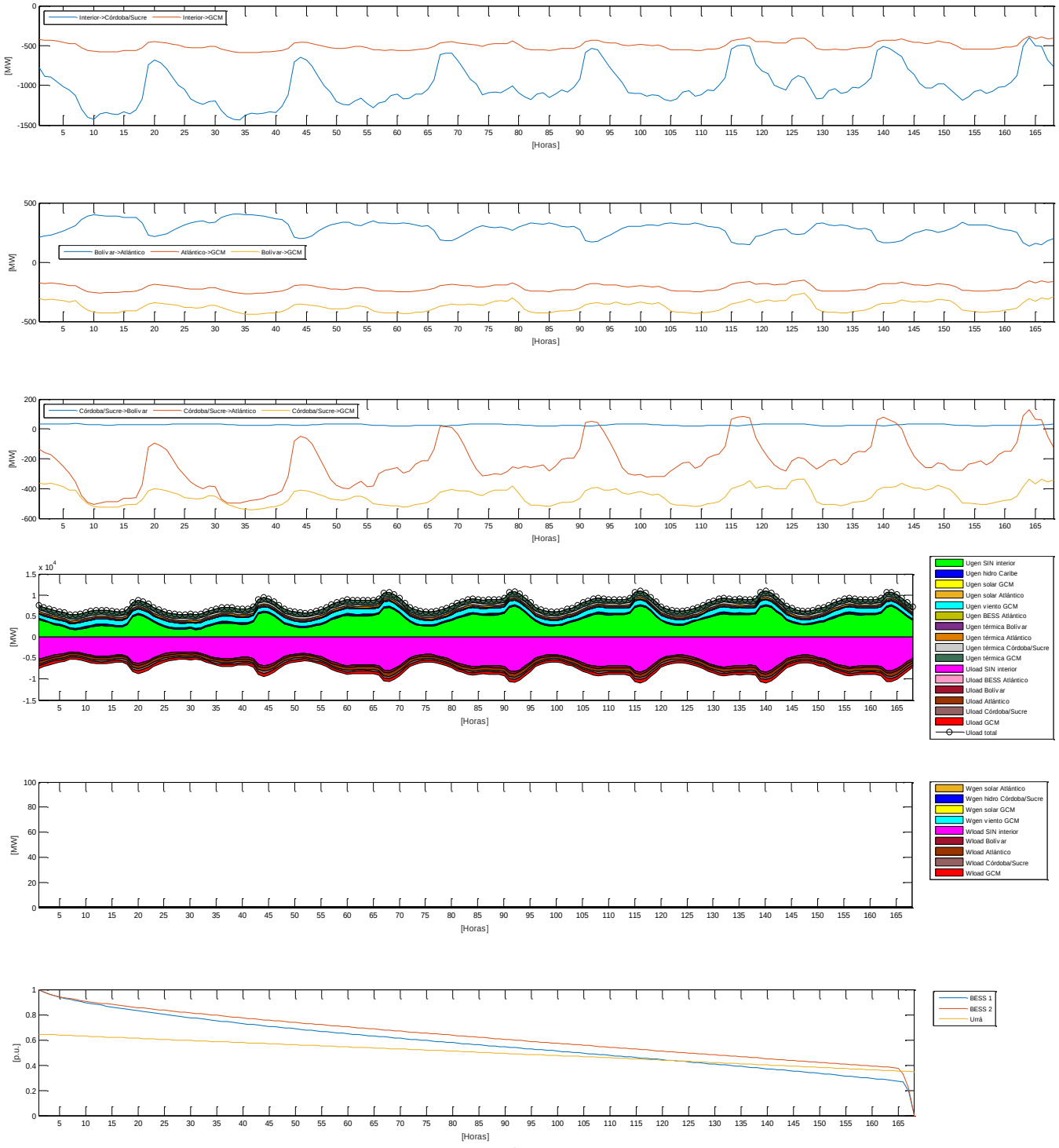
Escenario	Descripción	Justificación
ESC A	Máxima generación renovable no convencional en la Guajira y Cesar.	Los planes de trasmisión de la UPME definieron una serie de obras en el área Caribe, que incrementan las transferencias entre cada uno de los subsistemas simulados (5). Una de las más importantes está relacionada con los refuerzos de red para incorporar 1450 MW eólicos en la Guajira. El escenario planteado busca determinar si con la infraestructura definida es posible soportar toda la generación intermitente.
ESC B	Máxima generación renovable no convencional en la Guajira y Cesar, y límites de transferencia degradados en el área Caribe.	Al igual que en el escenario A, el objetivo de este caso es determinar los niveles de incorporación del recurso intermitente, asumiendo que las transferencias en el área Caribe se reducen, ya sea por la indisponibilidad de más de dos (2) elementos o demoras en la puesta en servicio de la expansión definida.
ESC C	Máxima generación renovable no convencional en la Guajira y Cesar, límites de transferencia degradados en el área Caribe y relocalización de los elementos BESS de Atlántico (emplazados en el área GCM).	Es el Escenario B, relocalizando los elementos BESS en la Guajira.

Fuente de tabla: UPME

La Gráfica 3-80, Gráfica 3-81 y Gráfica 3-82 muestran los resultados obtenidos para los tres casos. Cada una de estas ilustraciones se deben leer de la siguiente manera: Las tres primeras sub gráficas enseñan las transferencias entre cada una de las cinco (5) áreas. El sentido del flujo lo determina el orden de la leyenda y su signo. Por ejemplo, si la potencia que circula del interior hacia GCM es negativa, ello quiere decir que el verdadero sentido del flujo es de GCM hacia el interior. En la cuarta sub gráfica se observa el despacho de los recursos de generación y la demanda de cada una de las áreas y los elementos de almacenamiento, que se inyectan y absorben de la red (u_{gen} y u_{load}). La generación se encuentra encima del eje horizontal y el consumo por debajo del mismo. La quinta sub gráfica indica el rechazo de generación intermitente (curtailment) y los deslastres de carga en cada una de las áreas (w_{gen} y w_{load}). Nuevamente, la producción que no se inyecta a la red es positiva y la demanda no atendida se encuentra debajo del eje horizontal. Los niveles de almacenamiento, normalizados, se observan en la última sub gráfica, ello para los dos elementos BESS y el embalse de Urra.

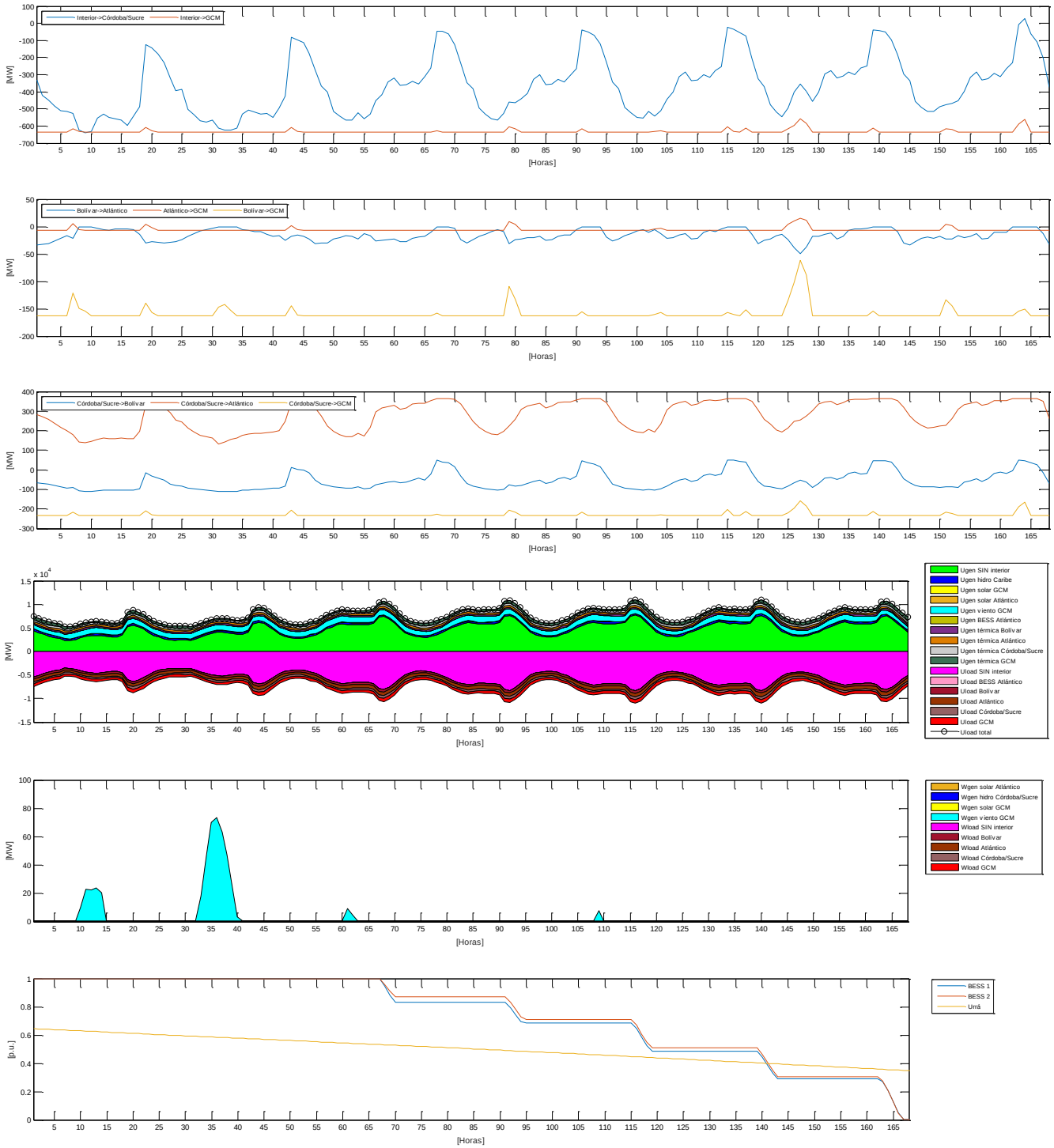
Cada una de las gráficas presenta la semana más crítica, que para todos los escenarios corresponde a los primeros días del año 2022 (entre menor sea la demanda y mayor sea la generación, las “líneas equivalentes” transportan más potencia).

Gráfica 3-80: Resultados Escenario A.



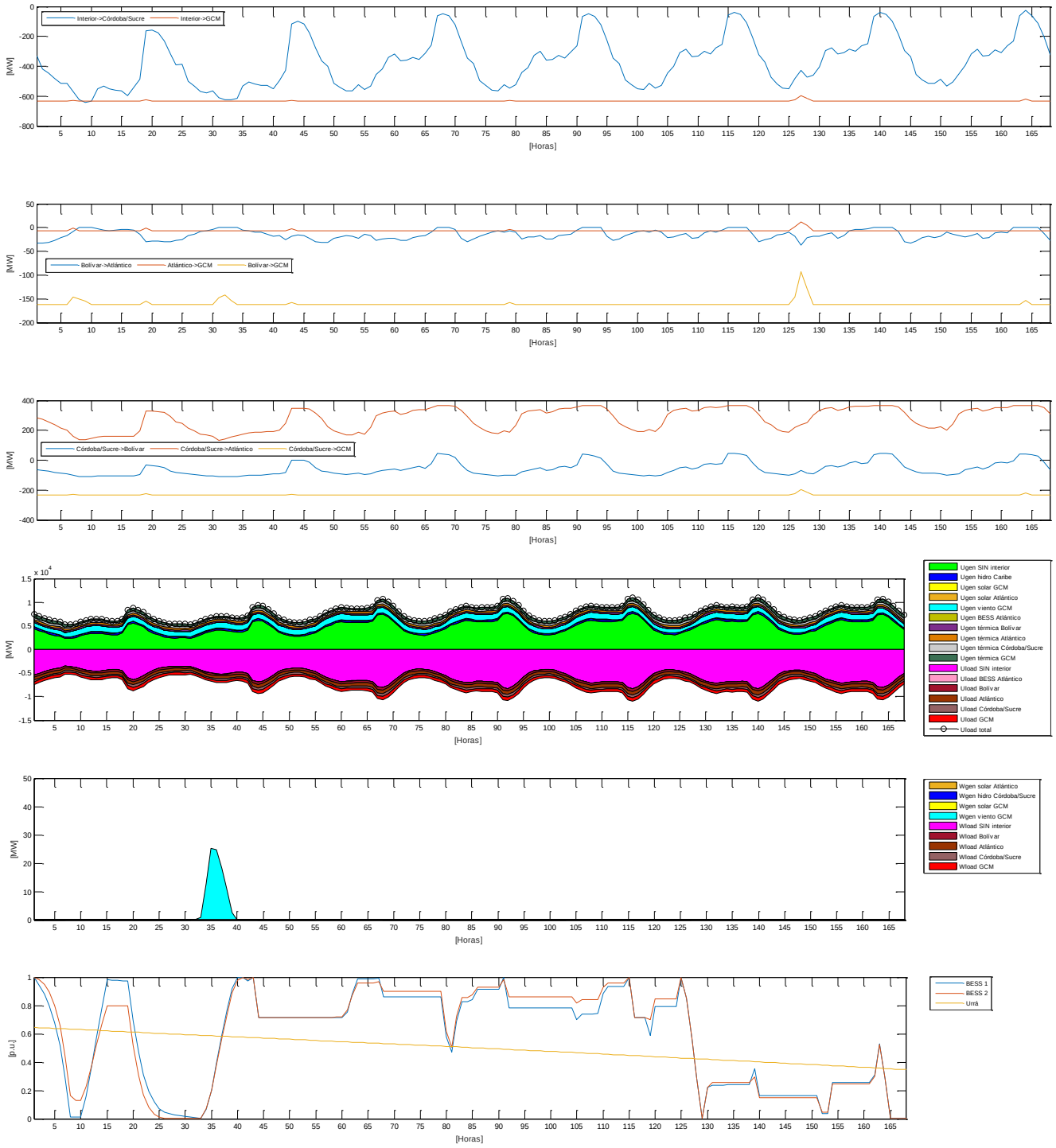
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 3-81: Resultados Escenario B.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 3-82: Resultados Escenario C.



Fuente de gráfica: UPME

De las gráficas anteriores se puede concluir:

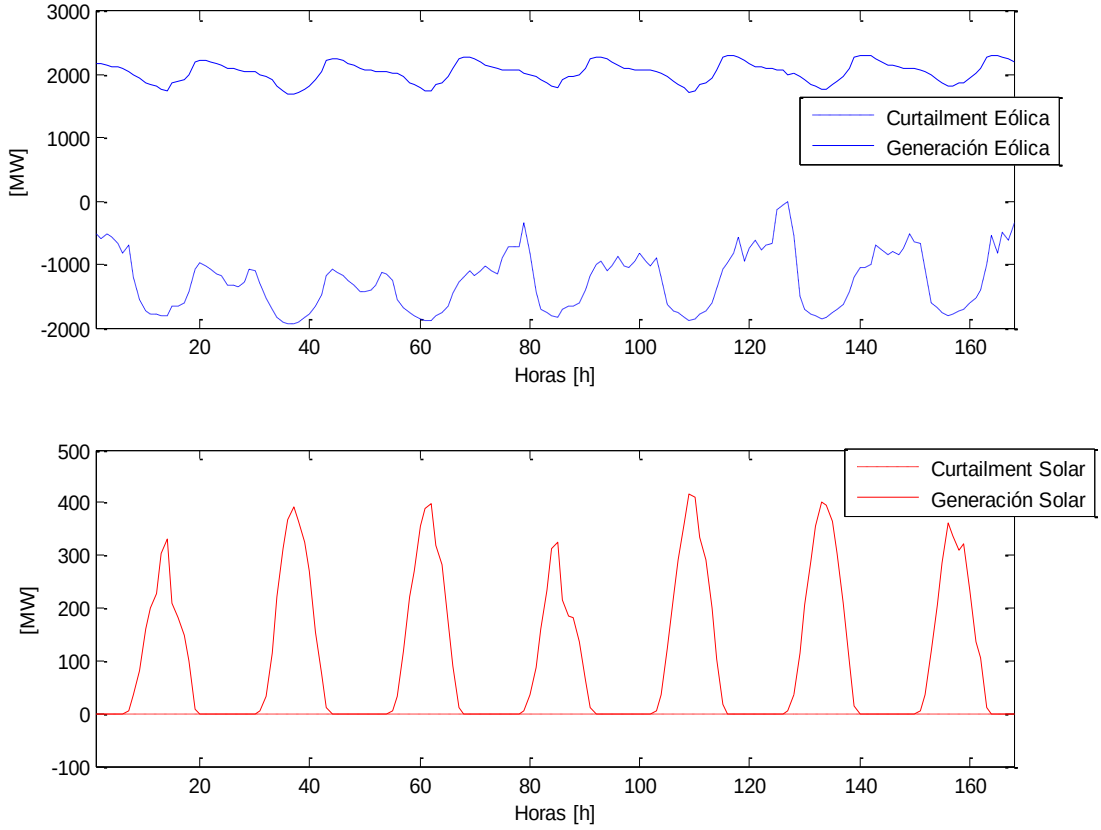
- Para el escenario A, donde se consideran todos los proyectos de expansión en servicio, no se observan rechazos de generación intermitente (curtailment). La potencia transita libremente y la totalidad del recurso renovable es evacuado desde el área GCM para atender toda la demanda. Lo anterior implica un menor costo operativo por el desplazamiento de recursos más costosos. En relación al comportamiento de las baterías, nótese que las mismas se van descargando suavemente, hasta entregar la totalidad de su energía (la condición inicial del nivel de carga es 1). Dado que toda le energía intermitente se puede inyectar a la red y se cumplen las cuatro (4) reglas de conducta de la estrategia de optimización, estos elementos nuca se cargan (prima el abastecimiento). Es importante mencionar que x_{ref} es igual a cero (0) para los dos dispositivos BESS, ya que ello garantiza que los excedentes de viento y sol se pueden almacenar.
- En el escenario B, donde los límites de transferencia disminuyen, se presentan varios rechazos de generación intermitente. La potencia eólica y solar del área GCM no se puede evacuar en su totalidad, subsecuentemente el costo operativo se incrementa. En relación a las baterías, obsérvese que estas permanecen en un mismo punto de operación durante varios periodos (la condición inicial es 1), a pesar de que hay curtailment. Ello se debe a la ubicación de los elementos y la imposibilidad de Atlántico para importar este exceso de energía. Asimismo, dependiendo de las condiciones de oferta de otros recursos, los dispositivos inyectan potencia en algunos instantes específicos, sin la posibilidad de incrementar el nivel de carga nuevamente (ubicados en un área congestionada). Si bien no se referencia en las gráficas, si la condición inicial de las baterías fuera cero (0), estas permanecería en este nivel durante todo el horizonte de simulación.
- Si las baterías son relocalizadas en el área GCM, escenario C, los rechazos de generación disminuyen, mas no se eliminan (respecto al caso B). Nótese como en algunos instantes los elementos BESS se descargan para almacenar los excedentes de producción renovable, hasta donde su capacidad lo permite. Lo anterior reduce el costo operativo y descongestiona algunas áreas eléctricas.
- Los escenarios simulados permiten concluir que la red de transmisión es uno de los elementos más flexibles en un sistema de potencia. Se deben garantizar las fechas de puesta en servicio de los proyectos definidos para incorporar los 1450 MW en la Guajira. En este mismo sentido, los elementos BESS también brindan flexibilidad bajo escenarios de alta penetración de recursos intermitentes. Se debe validar la ubicación óptima de esta clase de dispositivos, ya que si su emplazamiento se lleva a cabo en áreas congestionadas (limitación de importación), desde una perspectiva económica puede que estos elementos nunca se carguen.
- La pregunta natural que surge después de este análisis es, ¿cuál es la capacidad máxima de generación eólica y solar en las áreas GCM y Córdoba/Sucre que se puede incorporar? En la Gráfica 3-84, **Tabla 3.49** y
- **Tabla** 3.50, se observan dos índices de flexibilidad, los cuales varían en función del incremento de la capacidad intermitente (**respecto al caso A**). Dichos indicadores se formulan de la siguiente manera:

$$I_{flex} = 1 - \frac{w_{gen}}{w_{gen}+u_{gen}},\ I_{flex\,2} = \frac{w_{gen}}{u_{load}+w_{load}}$$

El primero, I_{flex}, indica el porcentaje de generación intermitente que se rechaza respecto a todo el potencial disponible. El segundo, I_{flex2}, muestra el porcentaje de generación rechazado en función de la demanda pronosticada. Ambos son cuantificados para diferentes niveles de generación renovable no convencional. De dicha gráfica se puede concluir:

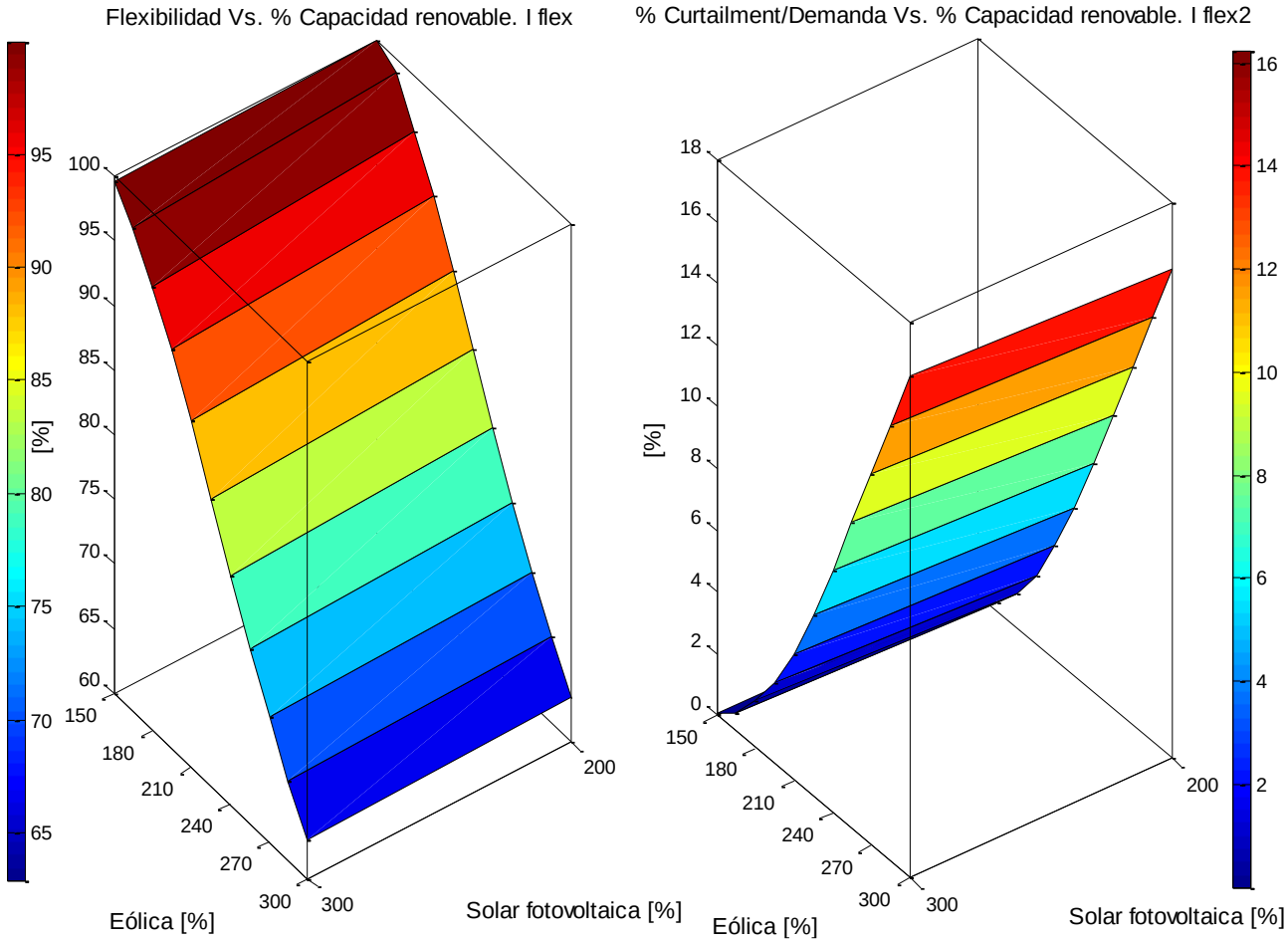
- ✓ El incremento de la generación solar fotovoltaica en las áreas CGM y Córdoba/Sucre no impacta significativamente a los dos indicadores de flexibilidad. Ello se debe a las capacidades contempladas (en órdenes de magnitud son muy inferiores al potencial eólico) y al costo de la penalización para el curtailment solar (ver Gráfica 3-83).
- ✓ Por otro lado, un incremento de la capacidad eólica en el área GCM reduce considerablemente la flexibilidad del sistema, ya que los límites de transferencia son saturados, lo cual incrementa el curtailment eólico (ver Gráfica 3-83). Es importante mencionar que los elementos BESS no tienen mayor utilidad, ya que los mismos se encuentran localizados en el área Atlántico, zona congestionada por el nivel de penetración.
- ✓ Es importante mencionar que un incremento de la capacidad intermitente implica un escalamiento de las series de tiempo originales ($\xi_i = \alpha.\xi_{drv,i}(t)$). Si bien lo anterior en la práctica representa una simplificación, ya que los futuros proyectos se emplazarían en áreas diferentes, con la información disponible los resultados obtenidos se constituyen en una buena aproximación.

Gráfica 3-83: Generación intermitente y curtailment asociado. Capacidad instalada incrementada tres (3) veces.



Fuente de gráfica: UPME.

Gráfica 3-84: Métricas de flexibilidad.



Fuente de gráfica: UPME.

Tabla 3.49: Indicador de flexibilidad (I).

I_{flex}		Capacidad eólica [MW]											
		1450	2175	2392.5	2610	2827.5	3045	3262.5	3480	3697.5	3915	4132.5	4350
Capacidad solar fotovoltaica [MW]	183.29	100.00%	99.97%	98.84%	95.74%	92.15%	87.90%	83.24%	78.61%	74.25%	70.29%	66.73%	63.48%
	274.935	100.00%	99.64%	97.43%	94.35%	90.89%	86.78%	82.25%	77.74%	73.48%	69.60%	66.11%	62.93%
	366.58	100.00%	99.64%	97.43%	94.35%	90.89%	86.78%	82.25%	77.74%	73.48%	69.60%	66.11%	62.93%
	549.87	100.00%	99.54%	97.33%	94.25%	90.79%	86.68%	82.15%	77.64%	73.38%	69.50%	66.01%	62.83%

Fuente de tabla: UPME.

Tabla 3.50: Indicador de flexibilidad (II).

$I_{flex\ 2}$		Capacidad eólica [MW]											
		1450	2175	2392.5	2610	2827.5	3045	3262.5	3480	3697.5	3915	4132.5	4350
Capacidad solar fotovoltaica [MW]	183.29	0.00%	0.01%	0.28%	1.11%	2.23%	3.61%	5.39%	7.36%	9.43%	11.53%	13.63%	15.74%
	274.935	0.00%	0.01%	0.28%	1.12%	2.24%	3.71%	5.49%	7.46%	9.53%	11.63%	13.73%	15.84%
	366.58	0.00%	0.01%	0.28%	1.12%	2.24%	3.71%	5.49%	7.46%	9.53%	11.63%	13.73%	15.84%
	549.87	0.00%	0.08%	0.63%	1.52%	2.64%	4.11%	5.89%	7.87%	9.93%	12.03%	14.13%	16.20%

Fuente de tabla: UPME.

Los resultados obtenidos muestran claramente el impacto de la penetración de fuentes intermitentes en el Sistema Interconectado Nacional-SIN (área Caribe), para diferentes niveles de capacidad. Contemplando más de 3000 MW eólicos en la Guajira, por ejemplo, el porcentaje de generación rechazada es superior al 12 y 4 %, en relación al potencial disponible y el pronóstico de demanda. Lo anterior ocasionaría, como se mencionó previamente, sobrecostos operativos por el uso de recursos más costosos.

En la próxima versión del Plan se abordará con mayor detalle este ejercicio, haciendo extensivo el modelamiento de todo el SIN bajo el enfoque "Power Node", para lo cual es necesario contar con la información horaria e histórica de aportes hidrológicos. Con dicho modelo se estudiarán varias alternativas de gestión de la intermitencia, es decir, la mejor manera de mantener, e inclusive incrementar, la flexibilidad del sistema (expansión de red convencional, potencia localizada, dimensionamiento y ubicación de elementos BESS, interconexiones internacionales, etc.). Todo esto dependiendo de los niveles de penetración y su emplazamiento. Adicionalmente se cuantificara de manera detallada los niveles de reserva requeridos en el sistema y el costo real de incorporación de estas fuentes (costo de conexión + incremento del costo de programación de reservas y control automático de generación).

3.8.2. Viabilidad económica de repotenciación de unidades térmicas a carbón

En el Sistema Interconectado Nacional existen unidades térmicas a base de carbón que operan hace más de 30 años. Adicionalmente, su capacidad instalada es inferior a 300 MW. Teniendo en cuenta los compromisos del COP 21, es posible que dichas unidades ya no sean competitivas, dada su baja eficiencia y futura composición del parque generador (importante porcentaje de participación renovable no convencional). En este sentido, a continuación se evalúa la relación beneficio costo de la repotenciación de este tipo de unidades, desde el punto de vista del inversionista y los usuarios finales de energía. Se realizan dos ejercicios, el primero considera una reducción del 50 % del "Heat Rate" existente, manteniendo la misma capacidad instalada. El segundo contempla la misma reducción del "Heat Rate" y un incremento de la capacidad instalada en un 75%. Para ambos casos se tiene en cuenta la evolución del valor esperado del costo marginal de los escenarios 1.1 y 4.1 del Plan de Generación.

3.8.2.1. Beneficios de la repotenciación

Los beneficios asociados a la repotenciación, enfoque agente, se encuentran planteados en la siguiente expresión matemática:

$$B = E_{con\ repot}\left(Cmg_{con\ repot} - Coper_{con\ repot}\right) - E_{sin\ repot}\left(Cmg_{sin\ repot} - Coper_{sin\ repot}\right)$$

Donde:

- B: Valor presente del beneficio neto.
- $E_{con\ repot}$: Valor esperado de la energía producida por la planta de generación, una vez sus unidades se repotencian.
- $Cmg_{con\ repot}$: Valor esperado del costo marginal de la demanda, considerando la repotenciación de las unidades de la planta.
- $Coper_{con\ repot}$: Valor esperado del costo operativo de la planta de generación, una vez sus unidades se repotencian.
- $E_{sin\ repot}$: Valor esperado de la energía producida por la planta de generación, sin considerar su repotenciación.
- $Cmg_{sin\ repot}$: Valor esperado del costo marginal de la demanda, sin considerar la repotenciación de las unidades de la planta.
- $Coper_{sin\ repot}$: Valor esperado del costo operativo de la planta de generación, sin considerar su repotenciación.

Respecto a la demanda, su beneficio es la diferencia entre los productos del costo marginal y su consumo, teniendo en cuenta según corresponda, la evolución del costo marginal de las estrategias 1.1 y 4.1.

3.8.2.2. Costos de la repotenciación

Sin un análisis de campo es bastante complejo dimensionar los costos de una repotenciación, por ello se llevan a cabo sensibilidades que varían en función del valor de instalación de una nueva planta térmica a base de carbón, contemplando los costos de referencia del numeral 3.4.5.

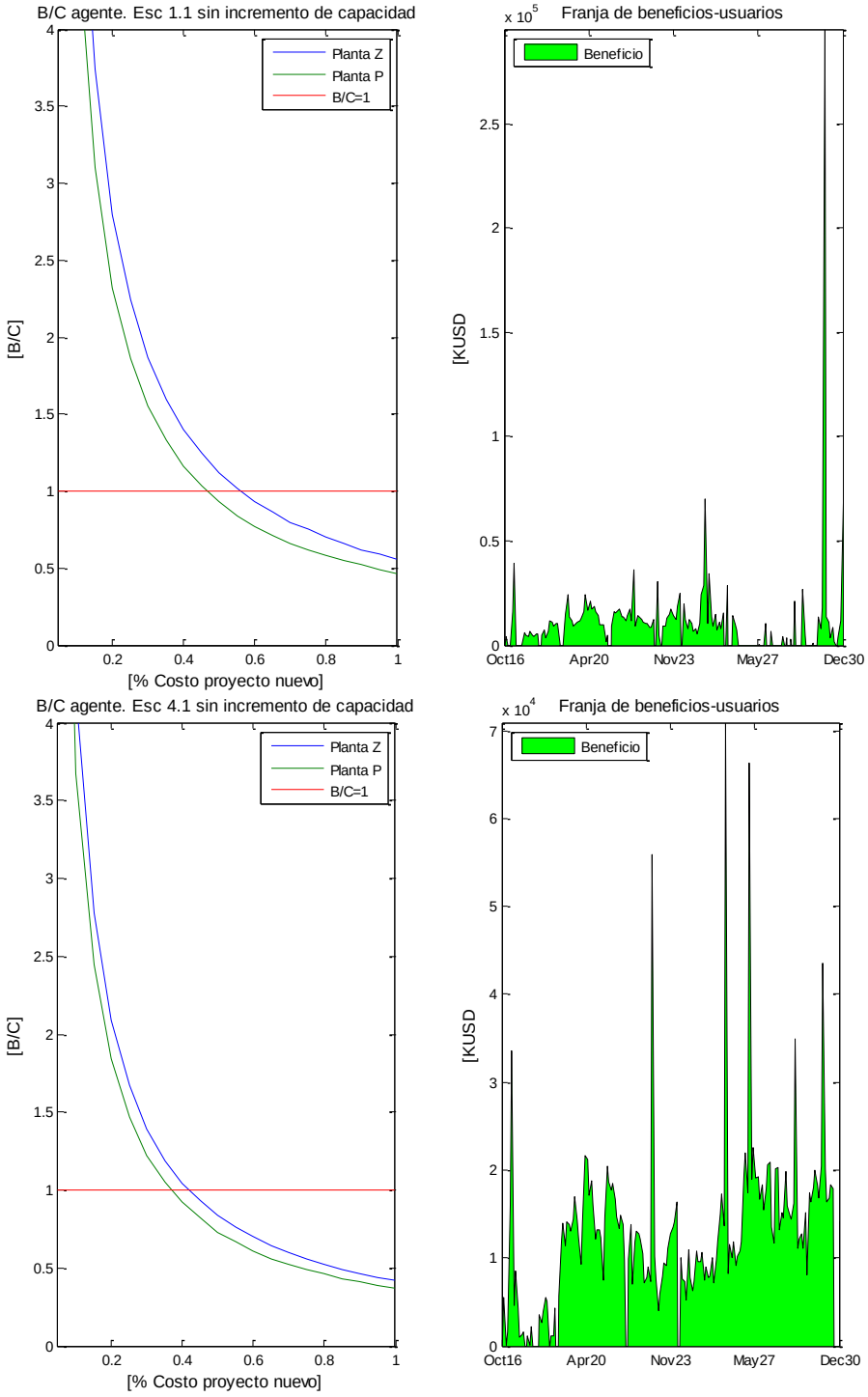
3.8.2.3. Resultados

En la Gráfica 3-85 y Gráfica 3-86 se presentan los resultados obtenidos para los cuatro (4) casos formulados y las plantas tipo, Z y P. De las mismas se puede concluir:

- Bajo la evolución del valor esperado del costo marginal del escenario 1.1 y la misma capacidad existente, se observa una relación beneficio/costo superior a 1 para la franja de costo que oscila entre el 0 y 45/55 %, ello bajo el enfoque agente (según corresponda). El resultado es muy positivo, ya que al mantenerse la misma capacidad, se supone que los trabajos de repotenciación se enfocarían sobre las calderas respectivas (debe corroborarse en campo). Respecto a los usuarios, es claro que los mismos se beneficiarían de mayor o menor manera durante todo el horizonte de simulación.
- Si el valor esperado del costo marginal evoluciona como lo proyecta el escenario 4.1 y se mantiene la misma capacidad, la franja de costo donde la relación beneficio/costo es superior a 1 para los agentes se reduce (0-35/45 %, según corresponda). Lo anterior se debe a la disminución de ingresos de ambas plantas (el precio al cual venderían la energía es menor). Para este caso los usuarios también verían un beneficio durante todo el horizonte de simulación.

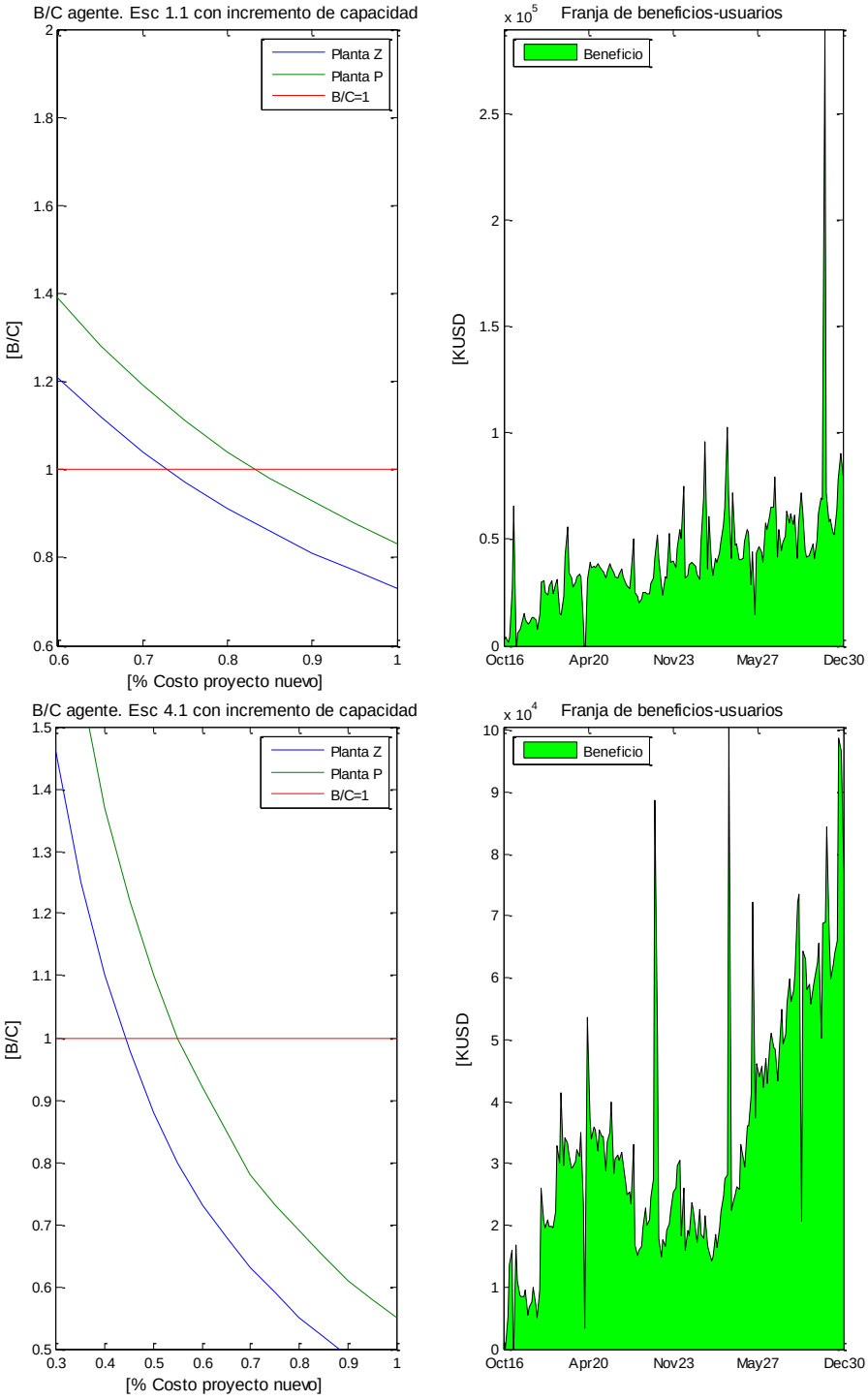
- Si la capacidad instalada se incremente en un 75 % y el valor del costo marginal se comporta como lo proyecta el escenario 1.1, la franja donde el beneficio/costo es mayor 1 crece (0-73/83 %, según planta), nuevamente enfoque agente. De todas maneras este resultado no es concluyente, dado que un incremento de capacidad puede representar varios trabajos sobre los equipos mecánicos y demás elementos de la central. En relación a los usuarios, los beneficios se incrementan, esto por la mayor eficiencia de las unidades generadores y su efecto sobre el “mercado”.
- Para un incremento en la capacidad instalada del 75 % y una evolución del costo marginal como lo proyecta el escenario 4.1, la franja donde la relación beneficio/costo es mayor a 1 se reduce. Como se explicó previamente, ello se debe a la reducción de ingresos. De todas maneras los usuarios siguen viendo un beneficio.
- Es importante mencionar que para todos los caso no se tuvieron en cuenta los beneficios por incremento de la energía en firme (Cargo por Confiabilidad).

Gráfica 3-85: Escenarios 1.1 y 4.1 sin incremento de capacidad.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 3-86: Escenarios 1.1 y 4.1 con incremento de capacidad.



Fuente de gráfica: UPME

3.9. EFECTO DE LA SEDIMENTACIÓN EN LOS EMBALSES Y EL CAMBIO CLIMÁTICO

A continuación se presentan los análisis de la Unidad en relación al efecto la sedimentación de los embalses y el cambio climático en la expansión de la generación. Inicialmente se contextualizan por separado los conceptos de sedimentación y cambio climático, para luego ver el efecto en la/el reducción/incremento de los aportes hidrológicos al SIN, al igual que la disminución del volumen útil del sistema.

3.9.1. Sedimentación

La sedimentación se constituye en un parámetro importante cuando se quiere establecer la capacidad de almacenamiento de energía de los embalses durante su vida útil. 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. Al igual que en la versión 2015-2029 del Plan de Expansión, este numeral muestra la metodología y los resultados actualizados del cálculo de la sedimentación en los principales embalses, incorporando las recientes batimetrías.

Sedimentación-datos:

Los datos de sedimentación fueron tomados a partir del Estudio Nacional del Agua 2014, donde se puede encontrar la producción de sedimentos. Para la macro-cuenca Magdalena-Cauca, donde se encuentran todos los embalses estudiados, se tienen los siguientes datos (Tabla 3.51y Gráfica 3-87):

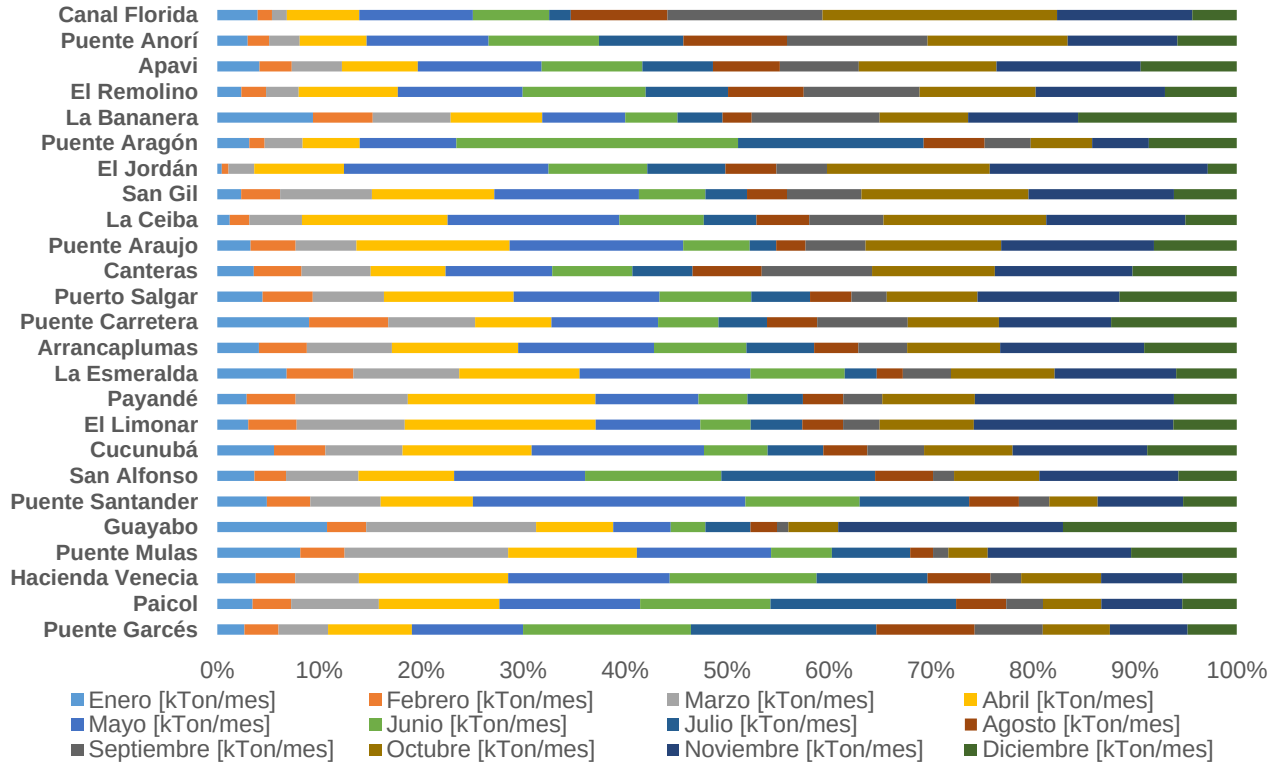
Tabla 3.51: Transporte de sedimentos.

Zona Hidrográfica	Sub-zona	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 Yaguará	Hacienda Venecia	9.28	9.53	15.39	36.07	39.00	35.51	26.79	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	15.65	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	2470.59	1034.48	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	Payandé	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	Rio Lagunilla	La Esmeralda	8.49	8.18	12.98	14.73	20.96	11.54	3.94	3.18	5.89	12.71	14.90	7.43	10.41
Alto Magdalena	Río Magdalena	Arrancaplumas	1504.13	1735.54	3074.38	4561.98	4909.09	3338.84	2446.28	1603.31	1760.33	3363.64	5206.61	3347.11	3070.94
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	1124.01	1246.42	1769.48	3227.34	3622.42	2281.40	1457.87	1029.41	879.17	2253.58	3527.82	2915.74	2111.22
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 Carare	Puente Araujo	307.79	417.71	564.27	1419.24	1607.33	615.57	246.72	271.15	556.95	1255.57	1416.79	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	197.97	168.87	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 Chicamocha	El Jordán	28.22	41.24	160.62	557.83	1271.94	614.26	486.20	316.90	314.73	1011.47	1356.59	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	Apavi	1573.48	1198.08	1869.01	2827.48	4608.63	3753.99	2627.80	2492.01	2939.30	5127.80	5367.41	3578.27	3163.60
Nechí	Alto Nechí	Puente Anorí	19.75	13.91	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	1100.83	386.78	406.61	1973.55	3094.21	2082.64	585.12	2638.02	4224.79	6386.78	3689.26	1209.92	2314.88

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

La tabla anterior y gráfica siguiente muestra la producción de sedimentos a nivel mensual, al igual que su proporción, ello para cada estación.

Gráfica 3-87: Proporciones en la sedimentación anual.



Fuente de gráfica: UPME

Sedimentación-teoría

El cálculo de la sedimentación se llevó a cabo teniendo en cuenta la teoría presentada en el apéndice A del libro "Design of Small Dams" del US Bureau of Reclamation, tercera Edición (1987). Inicialmente se establece la relación entre el Caudal Sólido (QS) y el Caudal Líquido (QW), la cual para las unidades del Sistema Internacional, es:

$$Q_S = 0.0864.C.Q_W$$

Donde:

- Q_S: Caudal sólido [Ton/día]
- Q_W: Caudal líquido [m^3/s]
- C: Concentración de sedimentos en suspensión [mg/L]

Luego se establece el tipo de operación del embalse, de acuerdo con las siguientes definiciones (Tabla 3.52):

Tabla 3.52: 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 de tabla: UPME

La mayoría de los embalses analizados para el SIN se pueden catalogar como tipo 2, ya que los mismos por su baja regulación, fluctúan en proporción a los aportes hidrológicos. De la anterior clasificación pueden ser excluidos, por su tamaño, El Peñol y Sogamoso.

Posteriormente se estima la densidad de los sedimentos que entran al embalse, utilizando las siguientes expresiones:

$$W = W_C.P_C+W_M.P_M+W_S.P_S$$

$$1 = P_C+P_M+P_S$$

Donde:

- W: Densidad total del sedimento [kg/m^3]
- W_C: Densidad de la arcilla [kg/m^3]
- W_M: Densidad del limo [kg/m^3]
- W_S: Densidad de la arena [kg/m^3]
- P_C: Fracción de arcilla [Adim]
- P_M: Fracción de limo [Adim]
- P_S: Fracción de arena [Adim]

Acto seguido se establece a través de la siguiente expresión, la forma en que 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.

$$W_T = W + 0.4343\,K\left[\left(\frac{T}{T-1}\right)LnT - 1\right]$$

Donde:

- W_T: Densidad del sedimento luego de T años de operación del embalse [kg/m^3]
- W: Densidad total del sedimento [kg/m^3]
- K: Factor de tiempo de sedimentación [Adim]

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

$$K = K_C.P_C+ K_M.P_M+ K_S.P_S$$

Donde los factores de tiempo de sedimentación para la arcilla (K_C), limo (K_M) y arena (K_S), se obtienen de la Tabla 3.53.

Tabla 3.53: Valores usuales para la densidad y el factor de tiempo de sedimentación.

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^3]	416	561	641	961
Densidad limo [kg/m^3]	1120	1140	1150	1170
Densidad arena [kg/m^3]	1550	1550	1550	1550
K_C (Arcilla)	256	135	0	0
K_M (Limo)	91	29	0	0
K_S (Arena)	0	0	0	0

Fuente de tabla: UPME

Otro 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 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:

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

Donde:

- E: Eficiencia de Atrapamiento de Sedimentos en Suspensión [%]
- R: Índice de Sedimentación [s^2/m]

El índice de sedimentación se calcula a su vez como:

$$R = \frac{t_D}{v_{\mathrm{Pr}}}$$

Donde:

- t_D: Tiempo de retención hidráulica [s]
- v_{Pr}: Velocidad media de flujo dentro del embalse [m/s]

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

$$t_D = \frac{V_E}{Q}$$

Donde:

- V_E: Volumen del embalse [m^3]
- Q: Caudal promedio de entrada al embalse [m^3/s]

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

$$v_{\Pr} = \frac{Q}{A_{ST}}$$

Donde A_{ST} es el área seccional promedio del embalse, la cual se calcula como:

$$A_{ST} = \frac{V_E}{L_E}$$

Donde L_E es la longitud del embalse. Ahora, reemplazando y combinando las ecuaciones anteriores, es posible determinar el **Índice de Sedimentación**, tal como se evidencia en la siguiente expresión:

$$R = \frac{V_E^2}{Q^2 L_E}$$

Una vez calculadas las densidades del sedimento depositado durante los años definidos para el análisis (25), se determina, para cada año, las cantidades de sedimentos que originalmente vienen en suspensión, depositados durante cada año T, ello utilizando la siguiente expresión:

$$V_T = 1000000 \frac{E \cdot Q_S}{W_T}$$

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^3/Año]
- E: Eficiencia de Atrapamiento de Sedimentos en Suspensión [Adim]

Adicionalmente, si bien el procedimiento anterior permite cuantificar los sedimentos en suspensión que se depositan en el embalse, también se debe calcular la cantidad de sedimentos de arrastre que entran en el mismo, para lo cual la mejor opción es medir directamente dicho transporte, y además tener el perfil exacto del fondo del embalse, que no se tiene para este caso. Por lo tanto se hace necesario correlacionar la cantidad de sedimentos de arrastre, con la cantidad calculada de sedimentos en suspensión, tomando como referencia la Tabla 3.54.

Tabla 3.54: Relación entre sedimentos en suspensión y arrastre.

Concentración de los sedimentos suspendidos [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 de 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:

$$V_A = p_{CF} \cdot \sum_{T=1}^{N} V_{S,T}$$

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^3]

El valor de $V_{S,T}$ se calcula así:

$$V_{S,T} = 0.365.Q_S$$

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

Sedimentación-resultados

La teoría expuesta en el numeral anterior se aplicó en 17 embalses, 5 más respecto al Plan de Expansión versión 2015-2029: Sogamoso, El Quimbo, Ituango, Miel I, San Carlos, Urrá I, Chivor, Guavio, Porce III, Peñol, Prado, Riogrande II, Playas, Betania, Porce II, Troneras y Muña. Para el cálculo de los volúmenes de sedimento se asumió lo siguiente:

- Operación del embalse tipo 2, excepto para Sogamoso y San Carlos, 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 hay datos de caudal sólido para los embalses de San Carlos, Urrá I, Chivor, Guavio, Porce III, Prado, Playas, Porce y Muña, se asumió una concentración de sedimentos en suspensión de 1200 mg/L.
- De acuerdo con la Tabla 3.54, se escogió un valor del porcentaje 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.
- Se tomó un horizonte de análisis de 25 años.

El cálculo se muestra en Tabla 3.55.

Tabla 3.55: Cálculo de sedimentación en embalses.

Parámetros	Sogamoso	El Quimbo	Ituango	Miel I	San Carlos	Urrá I	Chivor	Guavio	Porce III	Peñol	Prado	Riogrande II	Playas	Betania	Porce II	Troneras	Muña
Año última batimetría	2016	2014	2014	2015	2015	2012	NA	2016	2015	NA	2014	2014	2016	2016	2016	2016	2016
Tipo de Operación	1	2	2	2	2	2	2	2	2	1	2	2	2	2	2	2	2
Fracción Arcilla	0.37	0.37	0.37	0.37	0.37	0.37	0.37	0.37	0.37	0.37	0.37	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	0.23	0.23	0.23	0.23	0.23	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	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
Densidad Arcilla [kg/m3]	416	561	561	561	561	561	561	561	561	416	561	561	561	561	561	561	561
Densidad Limo [kg/m3]	1120	1140	1140	1140	1140	1140	1140	1140	1140	1120	1140	1140	1140	1140	1140	1140	1140
Densidad Arena [kg/m3]	1550	1550	1550	1550	1550	1550	1550	1550	1550	1550	1550	1550	1550	1550	1550	1550	1550
Densidad Inicial [kg/m3]	1031.52	1089.77	1089.77	1089.77	1089.77	1089.77	1089.77	1089.77	1089.77	1031.52	1089.77	1089.77	1089.77	1089.77	1089.77	1089.77	1089.77
Factor de Tiempo Arcilla (Kc)	256	135	135	135	135	135	135	135	135	256	135	135	135	135	135	135	135
Factor de Tiempo Limo (Km)	91	29	29	29	29	29	29	29	29	91	29	29	29	29	29	29	29
Factor de Tiempo Arena (Ks)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Factor de Tiempo Total (K)	115.65	56.62	56.62	56.62	56.62	56.62	56.62	56.62	56.62	115.65	56.62	56.62	56.62	56.62	56.62	56.62	56.62
Volumen Muerto y Mínimo Técnico Inicial [m3]	2068730000	1381000000	1744000000	148560000	10310000	3668200000	92000000	40400000	36010000	1700000000	578300000	104240000	31570000	528330000	110070000	10550000	50000
Volumen Útil Inicial [m3]	2756310000	1824000000	9760000000	441380000	48390000	1233620000	668000000	764340000	130870000	1070000000	420670000	137070000	49220000	755980000	88820000	21900000	12640000
Volumen Total Inicial [m3]	**4825040000**	**3205000000**	**2720000000**	**589940000**	**58700000**	**1600440000**	**760000000**	**804740000**	**166880000**	**1240000000**	**998970000**	**241310000**	**80790000**	**1284310000**	**198890000**	**32450000**	**12690000**
Longitud del Embalse [m]	17690	55000	79000	21460	8640	22260	22900	14470	15430	7250	23550	11500	9388	13117	8232	2739	3935
Área Seccional Promedio [m2]	272755	58273	34430	27490	6794	71898	33188	55614	10815	171034	42419	20983	8606	97912	24161	11847	3225
Tiempo de Retención Hidráulica [s]	10041649	13595204	3272699	7020556	2136444	4715443	9563130	11366223	7333462	37037923	18447591	8303854	2413140	6656930	2514667	783016	1015096
Índice de Sedimentación (Ksd)	5700096579	3360537554	1355766676	229674647	528286267	9988950668	399360145	892819411	348539634	1892148644 53	144506838 57	599599377	620286062	3378418265	768167203	223846121	261860267
Eficiencia de Atrapamiento de Sedimentos en Suspensión [%]	94.10%	92.10%	74.18%	90.53%	83.19%	86.64%	92.78%	95.63%	92.25%	100.00%	97.14%	94.28%	84.10%	92.12%	85.27%	77.79%	78.85%
Caudal Líquido Promedio [m3/s]	480.5027687	235.7449035	831.1183432	84.03038339	27.475561 06	339.4039426	79.47188468	70.80100639	22.755964 91	33.479198 81	54.151786 7	29.06	33.479198 81	192.928281 9	79.091968 81	41.442304 57	12.501279 07
Velocidad Promedio de Flujo en el Embalse [m/s]	0.001761663	0.004045544	0.024139099	0.003056738	0.004044103	0.004720659	0.002394613	0.001273 07	0.002104054	0.000195745	0.001276589	0.001384899	0.003890367	0.001970428	0.003273594	0.003498011	0.003876 48
Concentración SST [mg/L]	248.7267435	1285.978699	331.1793576	822.2696833	1200	1200	1200	1200	4170.790513	991.8829194	1200	2237.228281	1200	1518.917873	1200	507.4814892	1200
Transporte Medio Anual en Suspensión [kTon/Año]	3768.99	9560.55	8680.26	2179.00	1039.76	12844.13	3007.47	2679.34	2993.09	1047.23	2049.28	2050.28	1266.96	9241.38	2993.09	663.24	473.0884041
Factor de Arrastre [Adim]	0.75	0.20	0.75	0.75	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.75	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.75	0.20
Transporte Medio Anual de Arrastre [kTon/Año]	2826.74	1912.11	6510.20	1634.25	207.95	2568.83	601.49	535.87	598.62	785.42	409.86	410.06	253.39	1848.28	598.62	497.43	94.62
Densidad [kg/m3] Año 1	1149.70	1149.70	1149.70	1149.70	1149.70	1149.70	1149.70	1149.70	1149.70	1149.70	1149.70	1149.70	1149.70	1149.70	1149.70	1149.70	1149.70
Densidad [kg/m3] Año 2	1147.86	1147.86	1147.86	1147.86	1147.86	1147.86	1147.86	1147.86	1147.86	1147.86	1147.86	1147.86	1147.86	1147.86	1147.86	1147.86	1147.86
Densidad [kg/m3] Año 3	1145.94	1145.94	1145.94	1145.94	1145.94	1145.94	1145.94	1145.94	1145.94	1145.94	1145.94	1145.94	1145.94	1145.94	1145.94	1145.94	1145.94
Densidad [kg/m3] Año 4	1143.94	1143.94	1143.94	1143.94	1143.94	1143.94	1143.94	1143.94	1143.94	1143.94	1143.94	1143.94	1143.94	1143.94	1143.94	1143.94	1143.94
Densidad [kg/m3] Año 5	1141.86	1141.86	1141.86	1141.86	1141.86	1141.86	1141.86	1141.86	1141.86	1141.86	1141.86	1141.86	1141.86	1141.86	1141.86	1141.86	1141.86

Parámetros	Sogamoso	El Quimbo	Ituango	Miel I	San Carlos	Urrá I	Chivor	Guavio	Porce III	Peñol	Prado	Riogrande II	Playas	Betania	Porce II	Troneras	Muña
Densidad [kg/m3] Año 6	1139.68	1139.68	1139.68	1139.68	1139.68	1139.68	1139.68	1139.68	1139.68	1139.68	1139.68	1139.68	1139.68	1139.68	1139.68	1139.68	1139.68
Densidad [kg/m3] Año 7	1137.40	1137.40	1137.40	1137.40	1137.40	1137.40	1137.40	1137.40	1137.40	1137.40	1137.40	1137.40	1137.40	1137.40	1137.40	1137.40	1137.40
Densidad [kg/m3] Año 8	1135.01	1135.01	1135.01	1135.01	1135.01	1135.01	1135.01	1135.01	1135.01	1135.01	1135.01	1135.01	1135.01	1135.01	1135.01	1135.01	1135.01
Densidad [kg/m3] Año 9	1132.49	1132.49	1132.49	1132.49	1132.49	1132.49	1132.49	1132.49	1132.49	1132.49	1132.49	1132.49	1132.49	1132.49	1132.49	1132.49	1132.49
Densidad [kg/m3] Año 10	1129.84	1129.84	1129.84	1129.84	1129.84	1129.84	1129.84	1129.84	1129.84	1129.84	1129.84	1129.84	1129.84	1129.84	1129.84	1129.84	1129.84
Densidad [kg/m3] Año 11	1127.03	1127.03	1127.03	1127.03	1127.03	1127.03	1127.03	1127.03	1127.03	1127.03	1127.03	1127.03	1127.03	1127.03	1127.03	1127.03	1127.03
Densidad [kg/m3] Año 12	1124.04	1124.04	1124.04	1124.04	1124.04	1124.04	1124.04	1124.04	1124.04	1124.04	1124.04	1124.04	1124.04	1124.04	1124.04	1124.04	1124.04
Densidad [kg/m3] Año 13	1120.86	1120.86	1120.86	1120.86	1120.86	1120.86	1120.86	1120.86	1120.86	1120.86	1120.86	1120.86	1120.86	1120.86	1120.86	1120.86	1120.86
Densidad [kg/m3] Año 14	1117.45	1117.45	1117.45	1117.45	1117.45	1117.45	1117.45	1117.45	1117.45	1117.45	1117.45	1117.45	1117.45	1117.45	1117.45	1117.45	1117.45
Densidad [kg/m3] Año 15	1113.78	1113.78	1113.78	1113.78	1113.78	1113.78	1113.78	1113.78	1113.78	1113.78	1113.78	1113.78	1113.78	1113.78	1113.78	1113.78	1113.78
Densidad [kg/m3] Año 16	1109.79	1109.79	1109.79	1109.79	1109.79	1109.79	1109.79	1109.79	1109.79	1109.79	1109.79	1109.79	1109.79	1109.79	1109.79	1109.79	1109.79
Densidad [kg/m3] Año 17	1105.45	1105.45	1105.45	1105.45	1105.45	1105.45	1105.45	1105.45	1105.45	1105.45	1105.45	1105.45	1105.45	1105.45	1105.45	1105.45	1105.45
Densidad [kg/m3] Año 18	1100.66	1100.66	1100.66	1100.66	1100.66	1100.66	1100.66	1100.66	1100.66	1100.66	1100.66	1100.66	1100.66	1100.66	1100.66	1100.66	1100.66
Densidad [kg/m3] Año 19	1095.32	1095.32	1095.32	1095.32	1095.32	1095.32	1095.32	1095.32	1095.32	1095.32	1095.32	1095.32	1095.32	1095.32	1095.32	1095.32	1095.32
Densidad [kg/m3] Año 20	1089.29	1089.29	1089.29	1089.29	1089.29	1089.29	1089.29	1089.29	1089.29	1089.29	1089.29	1089.29	1089.29	1089.29	1089.29	1089.29	1089.29
Densidad [kg/m3] Año 21	1082.34	1082.34	1082.34	1082.34	1082.34	1082.34	1082.34	1082.34	1082.34	1082.34	1082.34	1082.34	1082.34	1082.34	1082.34	1082.34	1082.34
Densidad [kg/m3] Año 22	1074.13	1074.13	1074.13	1074.13	1074.13	1074.13	1074.13	1074.13	1074.13	1074.13	1074.13	1074.13	1074.13	1074.13	1074.13	1074.13	1074.13
Densidad [kg/m3] Año 23	1064.06	1064.06	1064.06	1064.06	1064.06	1064.06	1064.06	1064.06	1064.06	1064.06	1064.06	1064.06	1064.06	1064.06	1064.06	1064.06	1064.06
Densidad [kg/m3] Año 24	1050.92	1050.92	1050.92	1050.92	1050.92	1050.92	1050.92	1050.92	1050.92	1050.92	1050.92	1050.92	1050.92	1050.92	1050.92	1050.92	1050.92
Densidad [kg/m3] Año 25	1031.52	1089.77	1089.77	1089.77	1089.77	1089.77	1089.77	1089.77	1089.77	1031.52	1089.77	1089.77	1089.77	1089.77	1089.77	1089.77	1089.77
Volumen Sedimentado Año 1	3084690.26	7658781.95	5600842.79	1715728.00	752347.93	9678717.40	2426892.28	2228689.44	2401479.31	910869.68	1731386.48	1681242.98	926774.23	7404799.98	2219838.15	448764.79	324450.69
Volumen Sedimentado Año 2	3089652.76	7671103.02	5609853.16	1718488.18	753558.27	9694288.05	2430796.55	2232274.84	2405342.69	912335.05	1734171.85	1683947.68	928265.18	7416712.46	2223409.32	449486.74	324972.65
Volumen Sedimentado Año 3	3094827.64	7683951.40	5619249.13	1721366.49	754820.41	9710525.07	2434867.91	2236013.69	2409371.42	913863.12	1737076.42	1686768.14	929819.94	7429134.75	2227133.32	450239.59	325516.95
Volumen Sedimentado Año 4	3100233.35	7697372.88	5629064.22	1724373.18	756138.85	9727486.36	2439120.87	2239919.32	2413579.84	915459.36	1740110.56	1689714.40	931444.04	7442111.16	2231023.43	451026.02	326085.53
Volumen Sedimentado Año 5	3105890.84	7711419.52	5639336.49	1727519.93	757518.69	9745237.67	2443571.93	2244006.86	2417984.29	917129.95	1743286.02	1692797.89	933143.80	7455691.98	2235094.74	451849.08	326680.59
Volumen Sedimentado Año 6	3111824.06	7726150.73	5650109.37	1730820.03	758965.79	9763854.10	2448239.90	2248293.61	2422603.39	918881.95	1746616.23	1696031.66	934926.39	7469934.66	2239364.46	452712.25	327304.65
Volumen Sedimentado Año 7	3118060.48	7741634.74	5661432.77	1734288.77	760486.84	9783421.88	2453146.43	2252799.42	2427458.54	920723.48	1750116.64	1699430.69	936800.08	7484905.19	2243852.38	453619.53	327960.60
Volumen Sedimentado Año 8	3124631.90	7757950.50	5673364.44	1737943.84	762089.59	9804040.77	2458316.52	2257547.28	2432574.49	922663.94	1753805.07	1703012.29	938774.42	7500679.88	2248581.38	454575.55	328651.79
Volumen Sedimentado Año 9	3131575.36	7775189.98	5685971.62	1741805.85	763783.08	9825827.02	2463779.32	2262563.93	2437980.09	924714.25	1757702.32	1706796.68	940860.54	7517347.67	2253578.11	455585.69	329382.11
Volumen Sedimentado Año 10	3138934.38	7793461.24	5699333.33	1745898.99	765577.93	9848917.15	2469569.06	2267880.83	2443709.20	926887.28	1761832.82	1710807.55	943071.51	7535013.01	2258873.89	456656.29	330156.14
Volumen Sedimentado Año 11	3146760.57	7812892.37	5713543.25	1750251.98	767486.71	9873473.08	2475726.34	2273535.24	2449802.01	929198.25	1766225.53	1715073.04	945422.83	7553799.77	2264505.85	457794.86	330979.30
Volumen Sedimentado Año 12	3155115.72	7833636.84	5728713.62	1754899.17	769524.51	9899688.72	2482299.79	2279571.84	2456306.62	931665.42	1770915.14	1719626.83	947933.08	7573856.31	2270518.48	459010.37	331858.11
Volumen Sedimentado Año 13	3164074.74	7855880.63	5744980.43	1759882.25	771709.59	9927799.10	2489348.33	2286044.74	2463281.36	934310.91	1775943.69	1724509.75	950624.76	7595362.44	2276965.66	460313.74	332800.43
Volumen Sedimentado Año 14	3173729.62	7879852.12	5762510.71	1765252.37	774064.40	9958092.87	2496944.35	2293020.39	2470797.83	937161.87	1781362.82	1729771.94	953525.50	7618538.99	2283913.61	461718.35	333815.94
Volumen Sedimentado Año 15	3184195.08	7905836.16	5781512.75	1771073.34	776616.89	9990929.96	2505178.10	2300581.69	2478945.36	940252.19	1787236.91	1735475.91	956669.78	7643661.33	2291444.88	463240.88	334916.70
Volumen Sedimentado Año 16	3195616.75	7934194.30	5802250.97	1777426.16	779402.61	10026767.31	2514164.14	2308833.85	2487837.31	943624.86	1793647.71	1741701.04	960101.34	7671079.06	2299664.27	464902.52	336118.04
Volumen Sedimentado Año 17	3208183.42	7965395.29	5825068.15	1784415.83	782467.59	10066197.28	2524051.02	2317913.27	2497620.66	947335.64	1800701.18	1748550.23	963876.91	7701245.35	2308707.63	466730.73	337439.82
Volumen Sedimentado Año 18	3222146.08	8000062.28	5850420.01	1792181.97	785873.04	10110007.38	2535036.19	2328001.30	2508490.80	951458.63	1808538.19	1756160.27	968071.90	7734762.71	2318755.59	468762.04	338908.43

Parámetros	Sogamoso	El Quimbo	Ituango	Miel I	San Carlos	Urrá I	Chivor	Guavio	Porce III	Peñol	Prado	Riogrande II	Playas	Betania	Porce II	Troneras	Muña
Volumen Sedimentado Año 19	3237848.82	8039049.63	5878931.33	1800915.95	789702.90	10159277.29	2547390.39	2339346.53	2520715.63	956095.45	1817351.89	1764718.70	972789.68	7772457.15	2330055.77	471046.50	340560.05
Volumen Sedimentado Año 20	3255781.91	8083574.54	5911492.26	1810890.47	794076.73	10215545.26	2561499.31	2352303.19	2534676.81	961390.86	1827417.43	1774492.74	978177.55	7815505.52	2342960.97	473655.42	342446.27
Volumen Sedimentado Año 21	3276679.36	8135459.51	5949435.57	1822513.79	799173.57	10281114.42	2577940.47	2367401.60	2550945.81	967561.62	1839146.83	1785882.44	984456.05	7865669.87	2357999.42	476695.61	344644.29
Volumen Sedimentado Año 22	3301716.05	8197621.51	5994894.44	1836439.38	805279.95	10359671.09	2597638.18	2385490.61	2570437.26	974954.63	1853199.52	1799528.14	991978.15	7925770.44	2376016.59	480337.98	347277.67
Volumen Sedimentado Año 23	3332960.00	8275195.15	6051623.80	1853817.51	812900.27	10457704.10	2622219.49	2408064.38	2594761.16	984180.57	1870736.24	1816556.97	1001365.19	8000771.58	2398500.71	484883.40	350563.94
Volumen Sedimentado Año 24	3374634.72	8378666.66	6127292.19	1876997.30	823064.63	10588465.30	2655007.24	2438174.37	2627205.58	996486.58	1894127.59	1839270.87	1013886.07	8100811.75	2428491.11	490946.29	354947.33
Volumen Sedimentado Año 25	3438109.76	8079987.40	5908869.00	1810086.87	793724.36	10211012.04	2560362.63	2351259.34	2533552.04	1015229.95	1826606.51	1773705.30	977743.48	7812037.34	2341921.26	473445.24	342294.31
Sedimentación SST en 25 Años [m3]	79767873.62	19759432 0.34	14450009 5.78	4426527 7.59	1941035 5.14	24970806 0.66	6261310 6.74	5749953 1.56	6195745 9.51	23554435.50	4466926 1.58	4337557 4.14	2391050 2.38	19104166 0.34	5727117 1.00	1157799 9.45	8370732.32
Sedimentación Arrastre en 25 Años [m3]	45592620.97	30840470.89	10500314 5.16	2635887 0.97	3354074.68	41432681.55	9701517.50	8643021.44	9655139.34	12668104.84	6610570.63	6613796.43	4086967.80	29810901.00	9655139.34	8023064.52	1526091.63
Sedimentación Total en 25 Años [m3]	12536049 4.59	22843479 1.23	24950324 0.94	7062414 8.56	2276442 9.82	29114074 2.21	7231462 4.24	6614255 3.00	7161259 8.84	36222540.34	5127983 2.20	4998937 0.57	2799747 0.18	22085256 1.34	6692631 0.34	1960106 3.96	9896823.95
Volumen Remanente después de 25 años [m3]	**4699679505.41**	**2976565208.77**	**2470496759.06**	**519315851.44**	**359355700.18**	**1309299257.79**	**687685375.76**	**738597447.00**	**952674016.16**	**1203777459.66**	**947690167.80**	**191320629.43**	**527925209.82**	**1063457438.66**	**131963689.66**	**128489306.04**	**279317605.05**
Pérdida de Capacidad en 25 años [%]	**2.60%**	**7.13%**	**9.17%**	**11.97%**	**38.78%**	**18.19%**	**9.52%**	**8.22%**	**42.91%**	**2.92%**	**5.13%**	**20.72%**	**34.65%**	**17.20%**	**33.65%**	**60.40%**	**77.99%**
Relación Volumen (Muerto+Mínimo Técnico)/Total [%]	**42.87%**	**43.09%**	**64.12%**	**25.18%**	**17.56%**	**22.92%**	**12.11%**	**5.02%**	**21.58%**	**13.71%**	**57.89%**	**43.20%**	**39.08%**	**41.14%**	**55.34%**	**32.51%**	**0.39%**
Sedimentos depositados debajo del mínimo técnico [%]	**1.11%**	**3.07%**	**5.88%**	**3.01%**	**6.81%**	**4.17%**	**1.15%**	**0.41%**	**9.26%**	**0.40%**	**2.97%**	**8.95%**	**13.54%**	**7.07%**	**18.62%**	**19.64%**	**0.31%**
Sedimentos depositados sobre el mínimo técnico [%]	**1.48%**	**4.06%**	**3.29%**	**8.96%**	**31.97%**	**14.02%**	**8.36%**	**7.81%**	**33.65%**	**2.52%**	**2.16%**	**11.77%**	**21.11%**	**10.12%**	**15.03%**	**40.77%**	**77.68%**

Fuente de tabla: UPME

Como puede verse en la tabla anterior, los embalses de San Carlos y Porce III muestran una sedimentación importante luego de 25 años, sin embargo no se considera crítica dado que no se ha perdido todavía la mitad de su capacidad, al haber pasado ya la mitad de la vida útil. No obstante los embalses del Muña y Troneras muestran una sedimentación del 77.68% y 60.40%, respectivamente, las cuales se consideran críticas, ya que en 25 años se habrá perdido más de la mitad de sus capacidades. En este sentido se recomiendan dragados frecuentes para estos embalses. 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.

En adición a lo anterior, se estimó cuánta profundidad efectiva podría perderse luego de 25 años, asumiendo que la distribución de los sedimentos dentro del embalse es homogénea. Se calculó qué tanto de la pérdida

de capacidad está por encima del mínimo técnico. El porcentaje resultante se asume igual a la pérdida de profundidad efectiva. Estos resultados se resumen en la Tabla 3.56:

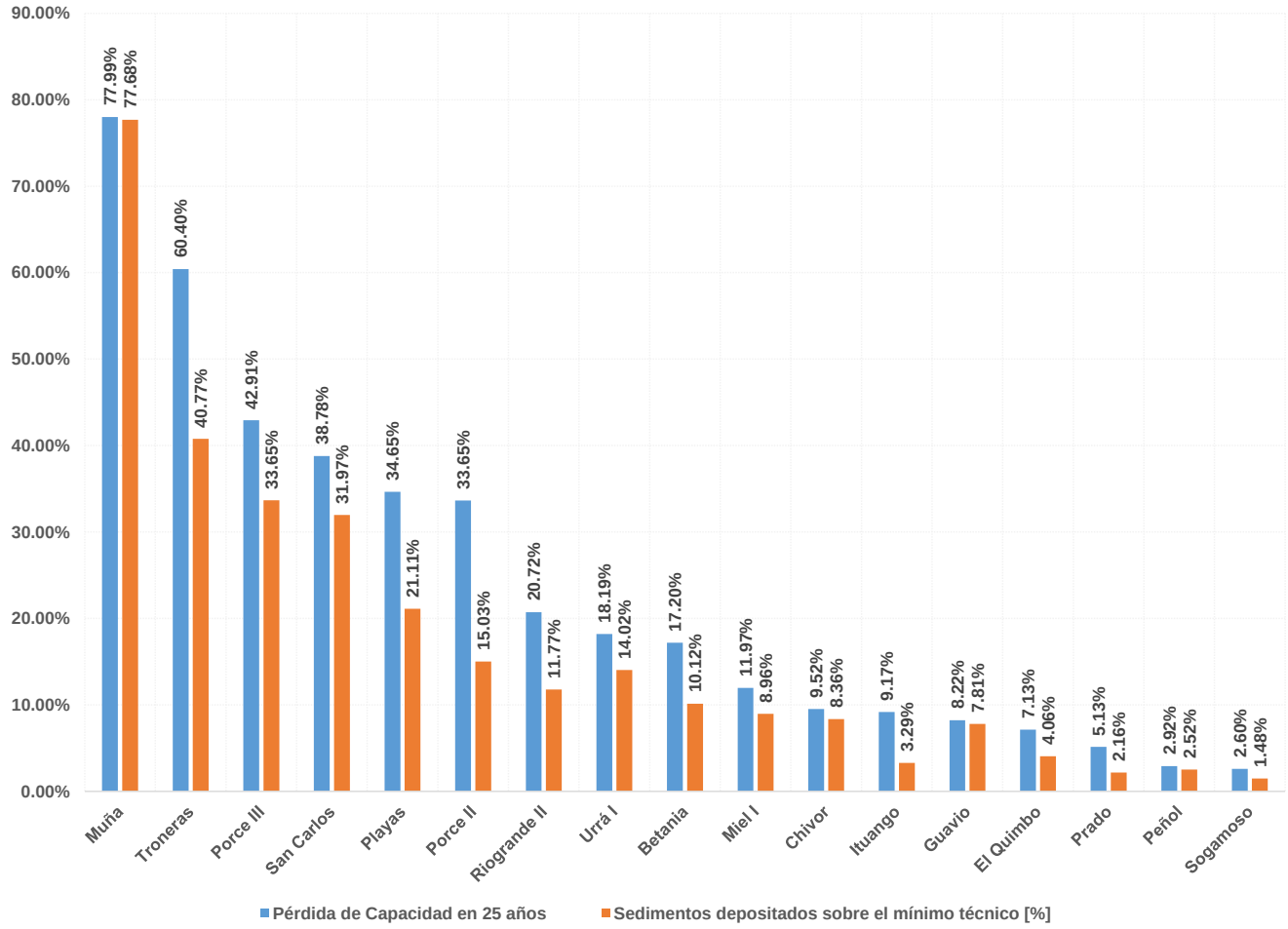
Tabla 3.56: Resumen de resultados de sedimentación.

Embalse	Eficiencia de Atrapamiento de Sedimentos en Suspensión [%]	Caudal Líquido Promedio [m3/s]	Pérdida de Capacidad en 25 años	Relación Volumen (Muerto+Mínimo Técnico)/Total [%]	Sedimentos depositados debajo del mínimo técnico [%]	Sedimentos depositados sobre el mínimo técnico [%]
Sogamoso	94.10%	480.50	2.60%	42.87%	1.11%	1.48%
El Quimbo	92.10%	235.74	7.13%	43.09%	3.07%	4.06%
Ituango	74.18%	831.12	9.17%	64.12%	5.88%	3.29%
Miel I	90.53%	84.03	11.97%	25.18%	3.01%	8.96%
San Carlos	83.19%	27.48	38.78%	17.56%	6.81%	31.97%
Urrá I	86.64%	339.40	18.19%	22.92%	4.17%	14.02%
Chivor	92.78%	79.47	9.52%	12.11%	1.15%	8.36%
Guavio	95.63%	70.80	8.22%	5.02%	0.41%	7.81%
Porce III	92.25%	22.76	42.91%	21.58%	9.26%	33.65%
Peñol	100.00%	33.48	2.92%	13.71%	0.40%	2.52%
Prado	97.14%	54.15	5.13%	57.89%	2.97%	2.16%
Riogrande II	94.28%	29.06	20.72%	43.20%	8.95%	11.77%
Playas	84.10%	33.48	34.65%	39.08%	13.54%	21.11%
Betania	92.12%	192.93	17.20%	41.14%	7.07%	10.12%
Porce II	85.27%	79.09	33.65%	55.34%	18.62%	15.03%
Troneras	77.79%	41.44	60.40%	32.51%	19.64%	40.77%
Muña	78.85%	12.50	77.99%	0.39%	0.31%	77.68%

Fuente de tabla: UPME

Esquemáticamente, la pérdida de capacidad y la deposición de sedimentos sobre el mínimo técnico, se muestran en la Gráfica 3-88.

Gráfica 3-88: Sedimentación de los embalses luego de 25 años.



Fuente de gráfica: UPME

3.9.2. Cambio climático

Cambio climático-introducción

La segunda y tercera comunicación del IDEAM sobre cambio climático son contradictorias. En las zonas donde se encuentran localizados los principales embalses de Colombia, la segunda comunicación muestra disminución en las precipitaciones, mientras la tercera establece lo contrario. El análisis llevado a cabo en el Plan de Expansión, versión 2015-2029, mostró señales opuestas cuando se consideran por separado dichas comunicaciones, ello respecto a las necesidades de nueva capacidad de generación (adicional a la definida por el mecanismo del Cargo por Confiabilidad). Para esta versión del Plan de Generación se omiten dichas comunicaciones, y en lugar de ello se propone hacer un análisis de tendencias en los caudales históricos, y extrapolar los resultados hacia el futuro.

Cambio climático-Metodología

Para cada una de las estaciones meteorológicas y meses, se calcula su tendencia, determinando la desviación estándar y la media variable a través del tiempo. Asumiendo que hay un número suficiente de datos para que el Teorema del Límite Central sea aplicable, es posible suponer que la distribución de los datos es Normal (con media μ y varianza σ^2). Posteriormente se determinan aleatoriamente datos Z con distribución Normal

Estándar, los cuales se utilizan para calcular nuevos datos con media μ y varianza σ^2. Se repite el procedimiento hasta el año deseado, construyendo series para cada mes, las cuales se combinan luego en una única serie de datos futuros, ello para cada estación.

Cambio climático-análisis y resultados

Con la información histórica de caudales mensuales para 48 estaciones meteorológicas, todas ellas asociadas a plantas y proyectos hidroeléctricos (actualizados a abril de 2016), se llevan a cabo regresiones lineales de los caudales para cada mes, determinando 12 ecuaciones lineales para cada una de las plantas. Estas ecuaciones representan la tendencia de la serie histórica para cada mes del año, la cual se asume válida para el futuro. En la Tabla 3.57 y Tabla 3.58 se muestra un ejemplo.

Tabla 3.57: Matriz de caudales mensuales históricos [m^3/s]. Ejemplo.

Año/Mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
1961	127.75	127.28	192.84	299.55	224.13	258.31	256.83	157	85.31	162.14	313.52	140.42
1962	99.16	118.65	131.8	168.76	305.91	355.9	309.2	264.65	121.79	250.54	220.99	170.82
1963	152.58	237.48	133.28	249.82	250.27	202.41	179.38	170.07	91.74	44	258.16	174.62
1964	64.78	41.47	20.75	216.26	167.77	273.96	243.08	216.92	180.87	106.39	165.67	160.37
1965	85.54	45.03	32.89	255.96	288.93	188.11	181.16	147.15	64.72	148.48	270.72	215.39
1966	61.15	40.05	88.31	137.42	96.55	99.06	154.08	150.51	72.67	116.65	198.53	383.6
1967	113.63	133.48	156.88	163.41	190.31	359.39	200.01	207.85	50.33	75.89	208.46	180.68
1968	170.01	169.25	232.69	154.66	242.33	280.71	91.86	242.43	81.61	184.4	175.31	191.93
1969	73.59	52.1	26.04	301.89	217.67	262.54	238.65	246.11	89.19	307.56	286.69	348.23
1970	215.99	217.24	156.25	189.23	314.84	307.72	163.5	197.15	204.08	229.63	347.65	209.88
1971	308.16	239.48	251.41	321.11	298.8	229.72	264.86	161.35	99.05	244.71	290.55	212.87
1972	217.41	201.58	208.33	306.13	257.55	243.88	221.04	72.63	118.42	61.94	238.77	152.01
1973	60.32	68.13	79.31	126.75	176.58	184.21	211.2	219.41	251.75	221.34	314.94	368.25
1974	238.61	404.9	378.41	309.97	281.4	222.34	273.2	208.86	190.34	239.44	328.88	226.32
1975	116.37	153.53	232.73	154.06	306.75	295.14	242.14	258.37	220.94	262.62	379.14	374.55
1976	194.83	250.1	279.68	373.56	333.23	272.88	371.33	254.06	220.63	262.72	257.91	194.1
1977	93.84	113.2	110.37	207.41	223.94	240.05	183	156.57	189.26	245.25	312.13	133.46
1978	96.58	87.26	108.52	279.94	201.53	214.12	175.68	182.13	131.08	151.38	113.07	169.15
1979	89.64	85.03	243.73	294.78	239.75	323.57	194.75	145.87	163.08	169.67	326.97	154.28
1980	137.48	213.68	151.77	249.75	198.63	285.61	200.08	130.14	117.5	215.97	134.9	179.87
1981	123.42	150.79	160.29	209.86	424.14	239.24	226.09	156.8	132.77	153.57	309.33	170.41
1982	377.04	289.29	275.18	339.69	353.73	227.84	303.4	197.1	182.52	230.27	187.01	250.69
1983	126.68	75.49	151.76	311.73	248.29	130.68	136.47	222.17	108.14	137.09	131.85	215.74
1984	297.97	235.48	147.26	235.43	264.87	228.67	261.52	214.04	209.62	291.54	354.95	320.59
1985	179.4	112.33	103.34	169.79	207.5	314.86	303.25	248.48	160.26	177.03	186.28	177.52
1986	154.38	246.97	357.44	268.03	189.03	323.02	442.91	174.21	142.44	460.17	300.22	95.63
1987	62.79	62.78	87.35	195.02	224.48	143.05	170.14	211.49	129.42	200.14	152.6	137.82
1988	53.2	81.77	64.72	131.74	149.56	264.36	372.65	151.13	126.16	168.51	313.95	265.27
1989	152.54	148.24	274.58	143.39	272.47	185.68	214.56	124.61	131.76	193.82	192.97	127.5
1990	117.73	128.03	123.86	189.9	330.85	249.39	265.05	196.57	100.5	148.95	143.07	184.27
1991	85.46	76.06	155.13	172.48	198.07	155.03	262.91	270.93	196.71	128.87	183.2	197.35
1992	94.08	77.75	58.63	128.17	97.05	146.66	279.08	199.3	81	79.71	148.97	164.72
1993	88.79	116.33	223.8	245.96	251.56	249.62	208.73	157.98	119.69	119.08	310.34	267.57
1994	172.36	167	257.71	330.61	361.12	387.9	309.35	260.03	179.94	193.68	225.05	172.03
1995	70.24	52.89	124.99	245.94	189.66	179.58	209.63	110.07	93.79	160.48	176.62	133.46
1996	131.24	235.73	323.08	212.01	220.08	233.28	345.24	171.44	111.1	227.27	145.79	183.15
1997	240.54	138.52	111.01	149.77	239.32	146.21	366.37	151.19	76.96	79.78	119.32	68.75
1998	30.49	29.71	59.47	166.69	202.78	290.93	231.2	124.2	98.06	153.84	189.53	144.48
1999	248.16	348.06	211.37	330.43	258.55	209.89	155.66	151.04	156.84	146.62	170.87	324.28
2000	185.44	269.29	282.77	228.93	367.28	162.87	111.05	190.25	126.66	104.41	150.23	110.95
2001	85.61	82.51	154.04	126.45	180.83	246.31	108.48	202.26	138.22	58.2	140.56	162.46
2002	66.13	44.67	144.04	184.19	183.5	365.47	211	217.42	90.8	123.89	126.04	117.02
2003	61.32	68.36	102.58	159.19	209.25	173.01	178.64	125.42	100.3	150.54	156.02	156.06
2004	131.28	73.44	65.11	184.52	162.62	198.84	135.12	186.05	68.88	135.76	192.61	158.95
2005	93.18	138.45	146.41	184.39	158.01	139.09	132.88	154.75	107.82	149.05	174.01	233.47
2006	199.49	142.03	277.41	298.4	188.93	297.11	276.59	152.26	123.65	122.4	254.66	240.68
2007	81.25	59.3	125.99	298.25	272.12	425.57	223.7	197.32	117.35	270.81	278.69	281.35
2008	180.68	210.59	241.13	203.77	299.84	306.31	381.38	170.87	160.21	186.02	311.15	301.9
2009	272.69	200.95	255.74	203.95	162.99	234.07	191.42	185.2	101.89	128.94	123.49	88.82
2010	52.56	69.52	81.13	187.34	262.28	202.59	274.07	150.07	108.86	115.35	320.27	288.82
2011	149.95	175.53	254.49	428.38	414.46	336.37	282.03	145.66	154.29	170.83	330.51	469.37
2012	296.77	203.41	229.96	326.15	210.89	193.84	193.83	192.17	110.79	148.16	134.64	168.73
2013	84.14	179.12	175.69	156.69	191.37	164.19	228.27	194.97	134.83	139.41	190.17	234.34
2014	135.56	137.19	287.3	203.51	230.24	245.1	238.68	214.29	118.72	150.69	167.87	160.9
2015	106.5	159.7	160.5	192	166.9	375.5	271.7	190.3	104.3	100.6	275.8	164.6
2016	121.5	161.7	274.3	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA

Fuente de tabla: UPME

Tabla 3.58: Resultados del análisis de tendencia histórica. Ejemplo.

Parámetro	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Desviación Estándar [m^3]	75.13	81.33	85.74	71.36	69.72	71.95	73.42	42.40	44.38	72.28	75.37	80.81
Pendiente (m) [m^3/s/año]	-0.00402	-0.00181	1.069	-0.1935	-0.3954	0.01051	0.2865	-0.4124	-0.3113	-0.9530	-1.2631	-0.1708
Corte Eje Y (Q_0) [m^3/s]	147.78	149.11	-1953.58	612.11	1025.497	224.034	-335.80	1004.48	749.00	2065.66	2736.81	544.67
Media en 2016 [m^3/s]	139.67	145.44	203.45	221.91	228.22	245.23	241.80	173.02	121.27	144.33	190.29	200.31
Media en 2100 [m^3/s]	139.33	145.29	293.32	205.65	195.00	246.11	265.87	138.37	95.11	64.2812	84.19	185.96
Máximo [m^3/s]	377.04	404.9	378.41	428.38	424.14	425.57	442.91	270.93	251.75	460.17	379.14	469.37
Mínimo [m^3/s]	30.49	29.71	20.75	126.45	96.55	99.06	91.86	72.63	50.33	44	113.07	68.75

Fuente de tabla: UPME

Para calcular los caudales mensuales futuros, se asume que la desviación estándar (σ) se conserva. El caudal medio (μ_Q) se determina utilizando la ecuación lineal establecida mediante el análisis de tendencias, es decir, está dada por la siguiente ecuación:

$$\mu_Q(t) = mt + Q_0$$

Donde:

- $\mu_Q(t)$: Caudal medio en función del tiempo (en años) [m3/s].
- m: Variación anual del caudal medio [m^3/s/año].
- t: Año.
- Q_0: Corte de la recta con el eje vertical (Año Cero) [m^3/s].

Luego, para cada mes, se halla un número aleatorio con distribución normal estándar Z~N(0,1), de tal forma que el caudal se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$Q_{Mes} = \mu_Q + \sigma Z$$

Se calculan valores de Z hasta que Q_{Mes} se encuentre dentro del siguiente intervalo:

$$[\mu_Q(t)-3\sigma <= Q_{Mes} <= \mu_Q(t)+3\sigma]$$

Lo anterior con el fin de que los caudales estén dentro de un intervalo que contenga por lo menos el 97.5% de los datos. Además, debe cumplirse que $Q_{Mes}>0$ y que la desviación estándar de los caudales futuros sea muy parecida a la desviación de los datos históricos (con un error máximo del 1%). Utilizando los datos de ejemplo de la Tabla 3.57 y la metodología explicada, se determinan los siguientes caudales futuros (Tabla 3.59):

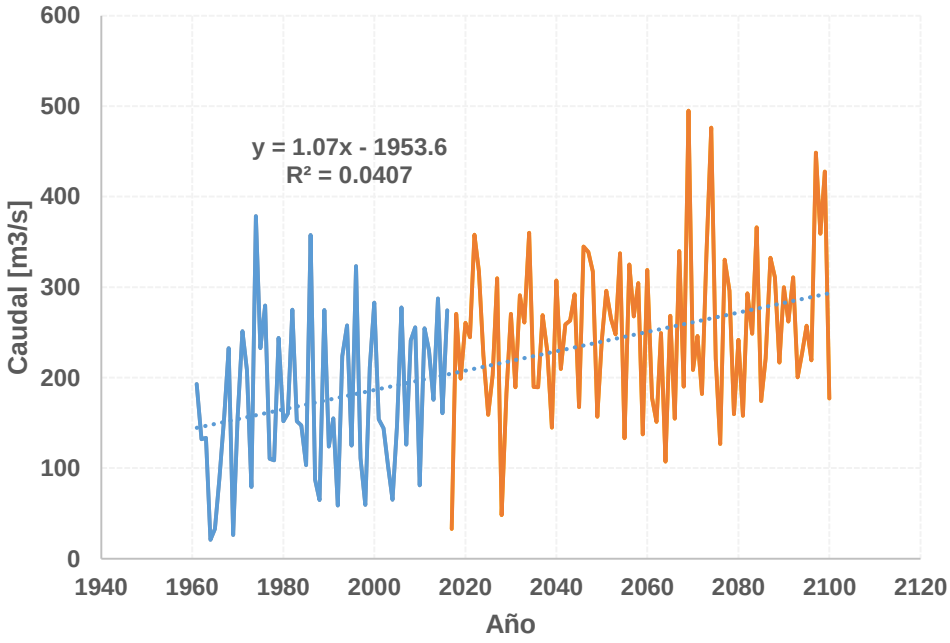
Tabla 3.59: Cálculo de los caudales futuros [m³/s]. Ejemplo.

Año/Mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
2017	47.35555466	188.0741591	32.90009503	126.9928149	208.6999515	280.6674011	298.663274	179.9650427	166.1921079	114.4962446	283.7263311	199.7865903
2018	184.9655519	240.8136171	270.5696193	160.2172086	147.8151289	336.849745	133.0517192	170.9966003	165.1718459	194.0911247	173.5532112	259.8249342
2019	339.3566679	33.34162763	198.8801201	102.6086371	260.6792026	252.3753839	236.9631937	153.3065458	32.7489935	100.1645197	184.6323047	185.635513
2020	161.0181471	35.11415655	260.6460747	252.0675813	247.9130337	209.7895116	239.9561593	254.441718	87.42189102	231.7642028	309.0526242	166.2426306
2021	172.6833333	93.78996356	244.5831207	226.9328054	349.5129148	289.3305069	409.5025517	235.6245185	101.8145659	97.14174498	126.9143152	210.2331271
2022	177.7279516	335.9360976	357.8780933	126.999571	173.6619851	191.5188947	176.9384914	131.562428	142.3581837	232.0892845	255.635906	251.5784581
2023	103.2966593	54.74844004	317.6312039	325.268236	277.2259286	143.4732676	355.4423734	93.08515198	66.30133827	210.4950837	240.095677	333.6438943
2024	124.9499136	20.56483534	224.723078	228.5035031	160.310937	239.504761	173.4047505	213.1957158	95.38484184	234.6875198	247.6648098	165.7449247
2025	0.136895457	199.1747389	158.7302859	118.4002936	180.0615167	161.1069998	320.141061	124.7011742	92.94806251	159.1980436	227.5977567	286.2173088
2026	216.5090781	193.2247906	202.7799029	145.27389	299.9157055	234.9846357	261.730531	97.24723809	21.06079419	215.2845594	157.1359078	102.3217958
2027	102.0594847	59.88026092	309.6902421	106.8304091	325.3241161	266.0911951	302.3039652	185.3620195	120.2950511	174.4194232	157.9410817	245.1309022
2028	105.4745033	101.4568523	48.20086841	272.7868347	332.8743388	333.8702286	288.3586185	131.747944	30.70925693	235.6887229	212.729577	192.5908917
2029	70.0714338	34.13376202	182.7741493	327.6232231	123.3602012	150.2522399	313.3365265	88.93246445	73.28330141	62.91962605	142.6949374	79.70013272
2030	24.75246056	8.507597916	270.3808085	215.7522833	214.1876043	184.5817494	224.4357624	143.4181274	139.7778914	77.84084673	169.6133221	211.8564423
2031	129.8468036	89.90041229	189.4683957	221.4876038	259.751591	172.1915255	224.6821509	140.3922553	121.9655482	87.0371639	132.8264552	41.46636147
2032	87.86704531	212.3320444	291.157361	210.6380368	247.9123794	183.3470066	285.8019333	115.7031624	104.5192146	11.28805749	223.637475	111.4376661
2033	320.1174643	154.041054	260.8285367	282.7900464	155.5952785	198.3784336	266.1508617	142.8710869	99.0056216	40.55843572	32.07050464	222.3495245
2034	127.9620953	230.6093462	359.9494838	165.1357366	372.0845687	181.8954668	255.7535754	179.8510126	104.4216008	68.68247657	312.9007544	178.3043669
2035	110.8067594	254.8253673	189.6387598	140.849577	224.2101194	203.3842709	344.7992257	247.6810942	70.68096298	202.9502077	61.87707336	162.8855015
2036	222.8287016	102.6917284	189.4989881	231.901584	212.1670434	214.8796262	186.385673	213.4254022	146.4914039	123.3947128	192.6298695	175.6270021
2037	127.2118756	268.5458506	268.9231936	180.3059644	270.9857243	275.6862198	273.2786065	38.23887897	118.2956718	51.9312874	257.2344304	258.6013168
2038	181.8331655	269.1143993	228.2055778	217.0370265	317.4420215	312.9492135	302.6224768	224.7221773	125.7499839	321.9317989	239.9248206	193.6149312
2039	111.6899603	125.7325891	144.7403914	219.7205394	173.1769786	281.8532216	352.3851472	162.9471066	141.6742611	120.070343	150.7346351	172.0769293
2040	247.7275863	197.1044906	307.2476996	204.5580399	279.1136686	328.7072012	185.5229284	153.0186548	109.0901428	122.406443	94.094592	157.5092555
2041	216.1116557	285.4753766	209.3793531	241.1280431	235.3205792	286.0452263	294.0911506	119.3642407	110.5707919	125.0950981	190.3996057	242.2354032
2042	115.8993255	72.45658923	258.8684915	298.4756639	300.148847	318.8500503	380.2149185	123.3360009	193.648137	163.8065114	239.4808724	119.8150458
2043	299.1351421	221.8149622	262.86314	191.4810508	133.2521997	247.5030288	290.952781	170.5357495	61.19495773	187.4367474	61.39486569	140.403049
2044	234.8368505	108.0393259	292.1070189	155.3132822	271.9421969	389.2321051	221.9303968	227.2241366	148.3567268	112.236309	164.103617	127.3632138
2045	178.6310881	182.1081108	167.2239594	270.8533873	359.2425842	160.6230518	146.7739725	94.97438865	229.6809659	181.2966172	218.1630178	191.4698042
2046	194.2902692	334.8234701	344.8158667	169.9539194	295.3393621	167.8159209	373.9973964	173.8480098	88.75760104	185.0430773	32.26186469	345.2763816
2047	232.073228	128.5300393	338.8112297	193.4233695	277.6875466	181.9108242	247.3502903	169.9292731	60.40612288	143.0926524	131.0276084	320.2062481
2048	104.7557428	134.8225765	317.0810417	244.2891721	229.2892598	396.1902107	383.0356529	154.4203428	140.2695523	133.6288029	152.9382288	151.4492328
2049	173.7500257	74.35070295	156.926628	235.5605209	272.7673243	264.7221304	251.1994066	162.0042818	43.05277046	178.1305281	263.0112847	172.4282233
2050	262.4508419	194.3468897	240.9460419	157.1984099	169.7434399	233.4196706	291.0901374	140.8492063	91.10614221	100.4183044	207.6451855	176.7417234
2051	204.7055854	252.7547867	295.8939646	308.9141898	225.1629383	243.4588711	247.9838172	182.6387337	101.415092	57.59699618	156.5210463	61.20496969
2052	63.77791395	146.9139498	264.77595	153.7569891	263.2443496	243.3209184	273.0716817	198.7929558	77.24420908	120.6901517	215.9142773	338.6760402
2053	125.4850116	278.9520758	247.6694059	79.30109184	159.6722914	355.3556195	246.1757799	235.7809465	83.60473364	176.0748807	170.434623	261.9734085
2054	45.2995291	8.560044875	337.3302258	27.93128376	191.9099127	359.5359373	213.0104557	151.0404687	125.7835555	87.58446981	118.4039347	198.5794791
2055	92.60744131	244.0263848	133.0449177	220.484648	319.2865159	122.7061313	341.2137747	146.760599	139.9682441	63.34821156	189.6041611	153.3039237
2056	292.0814148	140.1747883	324.9097974	152.1338216	163.5822865	121.5660521	240.2381865	162.8382984	109.3904522	126.8184113	104.4890293	92.82307787
2057	199.0489383	251.239798	267.7851982	199.6957936	199.7513705	284.0754213	271.7139736	189.777853	101.2561273	96.59557903	99.33315867	137.8318647
2058	234.1899401	206.8982421	304.4278521	329.3799074	318.1237385	133.5539577	155.7183641	139.0687045	191.2973387	79.19068748	149.1063843	244.2296494
2059	43.9676327	166.7269388	137.2538196	351.5209428	232.3955011	221.0331611	269.8612679	187.4749413	112.3838953	98.16639081	193.2422272	136.0483419
2060	87.72153265	99.81301985	318.9954002	254.7315203	243.4034056	279.8064148	298.3474441	229.9631903	31.97948988	158.8169164	300.202559	183.0996471
2061	221.190098	52.65613474	177.7749261	199.8747063	258.157088	299.0490825	223.8268119	144.0757195	163.2518244	100.039903	156.85925	51.88446974
2062	172.7319656	215.6472573	151.169016	241.6182491	211.3762036	175.0847217	244.8677217	160.9560182	114.1994217	22.07693535	134.9078135	152.5567555
2063	63.20365136	217.3607722	249.368495	330.0295773	125.9147468	184.6069568	331.6396851	145.5265332	55.78462995	236.8609039	211.0494287	239.2615516
2064	183.6868802	46.47364486	107.1184045	234.3363841	135.4206553	258.1286289	146.8680394	175.6401052	58.0123032	106.3032135	83.12252614	123.0643688
2065	216.7640173	272.9394976	268.4906914	354.8679508	154.0045129	260.866513	211.9571005	137.0994469	139.2999864	38.23088839	10.63677188	254.1204529
2066	155.2855212	153.1991366	154.4909058	162.6349947	163.8664696	275.5441382	306.5063552	143.3623853	64.8461299	0.341595428	101.9652756	261.1023231
2067	138.2104059	187.2057879	339.9376727	136.0036004	229.2444008	254.4319298	363.4899258	133.8277994	38.289787	231.7387389	130.04274	107.4860192
2068	103.6855163	291.5591709	190.0919471	256.3990243	306.7368336	325.3581155	250.9959126	152.4356925	118.0740425	169.2529664	212.7907996	213.5393117
2069	318.4330436	233.3397343	495.0402921	276.6908103	284.3630542	171.3773728	133.8341491	140.0035689	139.7779847	40.17544072	89.39373353	373.445218
2070	198.3064912	5.989923086	208.3644885	267.772095	243.6244339	337.8887636	376.7403235	144.0777653	69.21170795	25.98655592	153.3772473	155.5809739
2071	151.2061256	87.32239377	246.0331518	177.1705121	203.7961411	247.6283323	206.7148852	187.2994957	114.820982	169.2655015	55.03063298	109.3938364
2072	104.4832029	226.6156834	181.8406725	247.068735	94.43860578	326.145343	60.95154813	248.2734418	70.80964948	65.03851055	65.38904385	118.2115148
2073	127.5062864	168.7023032	336.3115617	90.33283728	325.3855629	135.3287466	194.8627269	138.734899	48.22660404	157.7479659	85.13883184	250.6485851
2074	165.292749	223.0692124	476.0841196	154.9040695	180.5551281	231.3317563	335.624786	160.2929091	77.66243915	185.5484984	128.8698266	330.550089
2075	106.1555935	121.4887606	221.3611208	284.7400035	158.3347593	220.1542278	284.4024555	123.6310489	151.7151786	67.04337586	79.76208575	328.4361185
2076	164.589751	75.67234159	126.72044	294.15741	269.4624993	292.0575627	225.4478811	144.1555407	19.73958488	80.13455242	108.5228534	92.17254268
2077	132.4403892	219.6350509	330.3094257	187.4851776	204.9423265	108.7355412	269.1354584	148.6787717	70.28709608	138.0366022	67.84393172	220.4945677
2078	149.1560127	166.3789368	296.0676995	217.7659282	135.9263807	173.4146397	197.2515528	119.9557719	27.62086984	123.2507581	53.13779643	110.3778676
2079	249.9924504	148.4366269	159.5675207	208.3348098	209.6242259	212.0663	146.8924837	244.7811217	32.15698565	115.339744	264.6646726	153.0397944
2080	266.8383347	134.9497104	241.7707552	259.9956205	96.85456049	155.12637	352.4772272	209.8708114	157.5815631	74.26654256	108.6491863	97.4605683
2081	280.6885946	54.42459428	157.7331986	137.1266063	193.8114995	51.83338406	108.6543635	213.2485474	80.0723587	106.6226655	92.2544268	78.11652007
2082	72.02712521	232.7635572	293.0014725	202.3011135	178.7527579	191.7273476	353.3284948	110.2103544	95.12176697	110.2759575	25.28435757	87.36890652
2083	128.7809995	179.9135669	248.4831502	373.1050533	268.1934466	223.3124866	218.7489079	173.0655524	124.8878717	100.148993	35.34977124	214.2443485
2084	125.0056202	154.6611525	365.9894783	153.8562411	331.3501443	304.3401083	333.3555972	186.4275248	99.0411404	129.8836818	166.3261403	245.3102112
2085	192.8802991	66.63406924	174.1723888	128.5105443	204.5566217	182.4366511	60.2540588	107.8675161	84.23190326	47.49371131	94.65541869	359.3292621
2086	106.7279507	180.3997855	221.3093108	131.8722568	138.8276805	350.9943694	182.9080903	147.2322936	141.2452179	187.0254777	152.5558862	152.9577065
2087	118.0946604	99.91685626	332.582681	135.8223061	250.9991267	229.6927451	287.4954331	150.8418291	108.8428954	79.83127225	101.0710628	112.5562617
2088	96.13355384	160.5457959	310.6538616	135.1755991	57.31465772	161.9903275	273.8369015	158.9369263	30.46078373	78.32240619	69.89142316	224.8178034
2089	42.67083968	96.07315952	216.5422379	315.8183889	176.3611608	108.6727335	287.9246458	135.2788921	86.86282724	44.97677926	9.387294161	128.1645574
2090	77.81126212	226.5943766	299.940073	201.4441267	220.5734469	308.6517616	186.2792224	141.0501707	72.60764705	62.42802158	165.1516653	79.64321201
2091	175.703354	96.74410046	262.0356858	98.04869732	237.9919508	188.7765551	343.7027977	224.6686906	128.4921941	166.2412728	174.3050533	78.23124872
2092	80.21510341	183.484534	310.8604716	231.9613725	179.3517255	143.9820352	307.4236753	117.7073742	71.04034388	83.26436421	73.59275343	191.9658193
2093	185.4559575	248.4026857	200.2203106	334.9280561	220.3895759	306.9110362	199.5453438	126.1352674	150.5071641	182.9286762	172.6263379	118.4558813
2094	61.59568911	150.0182439	227.3158695	164.800653	201.5634504	300.9571372	274.2637726	177.1955727	51.62058311	58.89334975	80.7635537	62.30388453
2095	251.6260768	104.0264224	257.2876064	188.4516134	291.163343	278.0909789	158.7688361	180.3468181	43.71781287	51.66911281	113.9778427	183.5191692
2096	65.88810957	106.0266245	218.9771189	199.1092658	158.8908454	272.7084219	246.655225	219.1538048	145.4724178	116.0061329	24.17839983	177.1668078
2097	117.9443651	12.18288747	448.5420557	192.6514056	17.60736722	214.0487374	213.8317399	168.6790514	155.3778303	25.0817418	172.7910538	197.3296459
2098	145.9169591	208.587228	358.8487569	229.3621382	285.7902078	308.0345117	244.6385628	143.3330913	112.4582776	64.23904565	17.03044235	161.0580747
2099	45.21484739	159.6443922	427.6033144	222.7025473	157.7018096	242.0243975	248.2508286	79.89832087	14.56177706	52.34926049	238.7454104	19.38589198
2100	68.23143327	27.44699323	176.8663098	144.4743731	226.2448116	310.5444459	345.0388374	155.3890631	98.04211287	100.3753359	117.798547	257.0943407

Fuente de tabla: UPME

A continuación se muestra gráficamente la serie de caudales para el mes de marzo (Gráfica 3-89):

Gráfica 3-89: Caudales históricos y futuros calculados (Marzo).



Fuente de gráfica: UPME

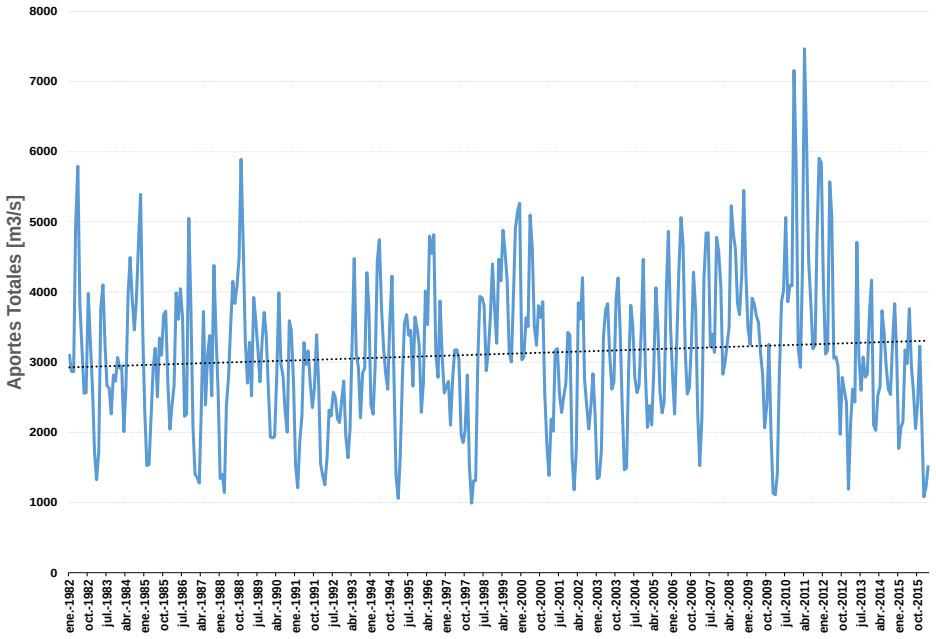
Como puede verse en la figura anterior, los datos futuros conservan la tendencia mostrada por los datos históricos. Al llevar a cabo este procedimiento para todas las estaciones y combinar los resultados en una sola serie histórica para cada proyecto, se establece el comportamiento futuro de los caudales, con base en la historia de cada planta.

Adicionalmente, con el fin de llevar a cabo un análisis conjunto de las 48 estaciones, que resuma el comportamiento histórico del caudal medio a través del tiempo, se suman los aportes de cada planta a partir del año 1982, año en el cual todas las estaciones tienen datos mensuales. El resultado para los datos históricos así como para el tramo futuro, se muestra en la Gráfica 3-90 y la Gráfica 3-91. De las mismas se puede concluir:

- El caudal medio varía +0.03058 m^3/s por día para los datos históricos y +0.02627 m^3/s por día para los datos futuros. El corte de las dos rectas se da el día 29 de marzo de 2019, día a partir del cual se asume que la ecuación futura es válida.

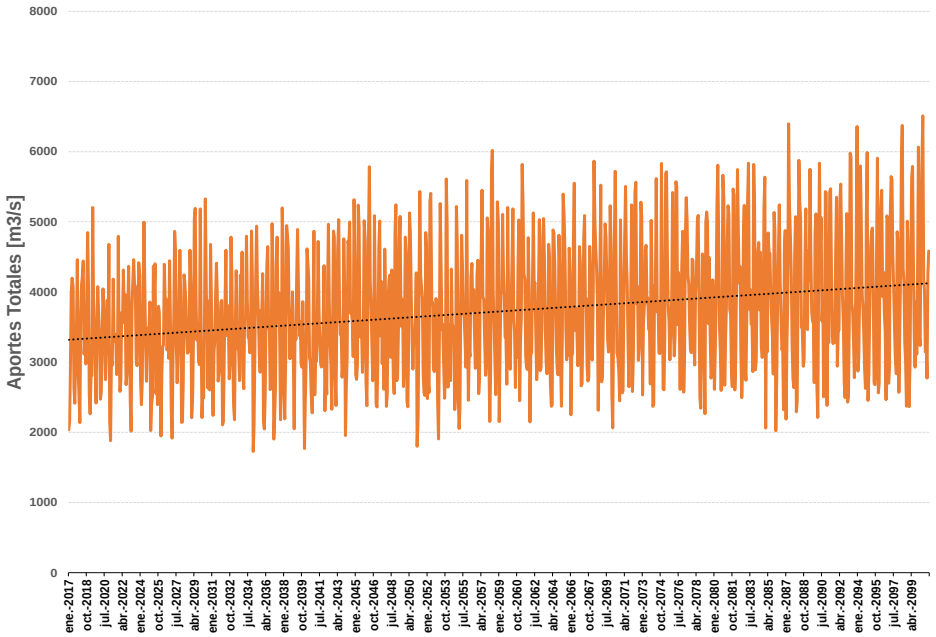
- El promedio de los aportes totales a las 48 estaciones ha venido creciendo a una tasa de 30.58 L/s por día, y en el futuro seguirá creciendo, aunque a una tasa menor (26.27 L/s por día). Sin embargo, a pesar de que los caudales promedio van a crecer en el futuro (concordantes con la tercera Comunicación del IDEAM), la variabilidad de dichos caudales va a ser cada vez mayor, como lo muestra la Gráfica 3-92:

Gráfica 3-90: Aportes totales históricos.



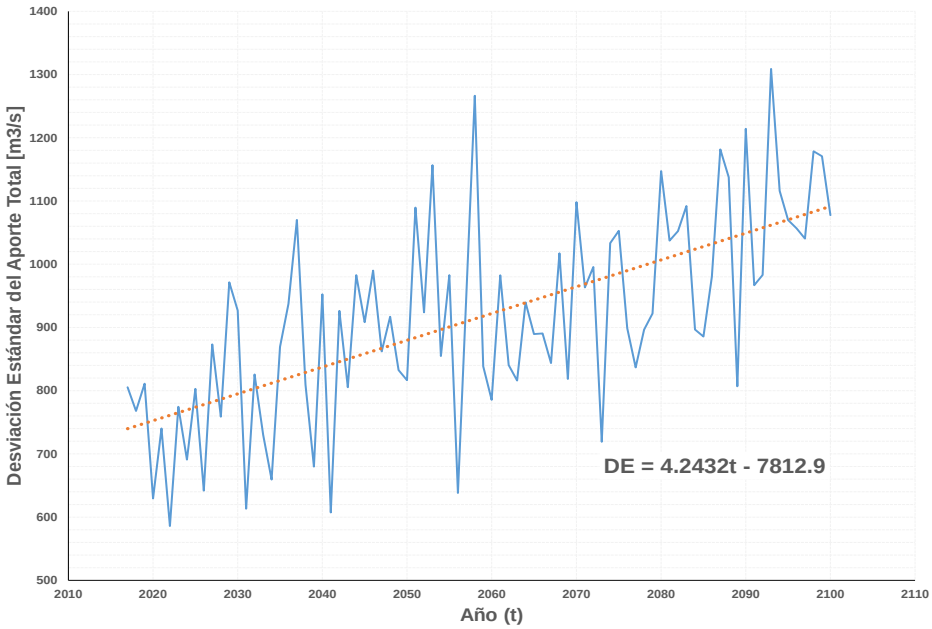
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 3-91: Aportes totales futuros.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 3-92: Desviación estándar anual de los aportes futuros.



Fuente de gráfica: UPME

Como puede verse en la gráfica anterior, la desviación estándar de los caudales aportados a las 48 estaciones crece a una tasa de 4.2432 m^3/s por año, es decir, su variabilidad crece año a año, lo cual puede ser preocupante para el sector eléctrico, si continua la dependencia del mismo respecto a la hidroelectricidad. En otras palabras, si bien la media de los datos crece y en teoría habría una mayor disponibilidad general de agua, su variabilidad en el tiempo podría provocar épocas con bajos aportes hídricos.

3.10. ANÁLISIS DE ALERTAS TEMPRANAS

Si bien el ejercicio de Planificación de la generación es de naturaleza indicativa, es importante realizar para cada una de las estrategias de Largo Plazo un análisis de alertas tempranas, el cual permitirá a los inversionistas conocer de manera aproximada las restricciones que existen en el territorio donde se ubicarían sus desarrollos, así como sus características generales. Por esta razón la UPME realiza por primera vez este ejercicio, el cual ya es recurrente en el Plan de Transmisión. Es relevante mencionar que muchos de los proyectos considerados en el Plan obedecen a un ejercicio de identificación de potenciales, que tienen directa relación con cada una de las regiones de nuestra geografía nacional.

En primera instancia se presenta un análisis para cada uno de los proyectos de generación definidos o en construcción (Pequeñas Centrales Hidroeléctricas y Plantas definidas en el Cargo por Confiabilidad), ello para presentar la metodología. Posteriormente se realiza un análisis por región, teniendo en cuenta algunos proyectos en cada una de las estrategias de largo plazo.

3.10.1. Pequeñas Centrales hidroeléctricas

Para este análisis se consideran las mismas plantas del numeral 5.4.1, tabla 5.5, de la versión 2015-2029 del Plan de Expansión de Referencia Generación y Transmisión[13]. Para cada una de ellas se consideró un "buffer" de 1500 m de radio, es decir un área circular de 706.86 hectáreas, ello con el objetivo de establecer las alertas correspondientes.

En primera instancia para cada proyecto se intercepta dicha área circular con los mapas de variables ambientales y sociales que reposan en la base de datos corporativa de la UPME. Como resultado se encontró que los citados proyectos interceptan las siguientes variables:

- Áreas de Conservación Prioritaria.
- Parque Nacional Natural.
- Registro Único Nacional de Áreas Protegidas (RUNAP).
- Uso del Suelo.
- Erosión.
- Salinización.
- Amenaza Volcánica.
- Bosque Seco Tropical.

Nótese que no se lista la presencia de comunidades negras o indígenas. Los porcentajes de afectación del área del "buffer" para cada una de las variables se muestra en la Tabla 3.60.

[13] http://www.upme.gov.co/Docs/Plan_Expansion/2016/Plan_Expansion_GT_2015-2029/Plan_GT_2015-2029_VF_22-12-2015.pdf

Tabla 3.60: Porcentajes de afectación del área de interés para cada planta menor.

Código Planta	Amenaza Volcánica	Áreas de Conservación Prioritaria	Bosque Seco Tropical	Erosión	Parque Nacional Natural	RUNAP	Salinización
1.1				100.00%			
1.2				100.00%			
10.1	15.40%	23.02%		50.00%			100.00%
10.2	19.54%	35.48%		100.00%			88.87%
10.3	21.23%	4.95%		100.00%			99.12%
10.4	16.67%			50.00%			
10.5	14.29%			33.33%			
10.6	14.29%			33.33%			
10.7	12.04%			50.00%			
11.1				50.00%			
12.1		11.00%		50.00%			
12.2		2.50%		50.00%			
13.1		4.61%	5.11%	50.00%			37.13%
13.2				50.00%			
14.1				33.33%			
14.2				33.33%			
14.3				33.33%			
15.1				100.00%			
16.1		8.93%		100.00%			
16.2				100.00%			
17.1		12.74%		50.00%			
17.2		3.95%		100.00%	21.60%		
18.1		9.27%		50.00%			
19.1		12.74%		50.00%			
2.1		36.12%		33.33%			
2.2		40.55%		33.33%			
2.3		14.76%		33.33%			
2.4		26.58%		50.00%			
20.1		11.95%	2.42%	100.00%			100.00%
21.1			0.44%	100.00%			58.65%
21.2			0.44%	100.00%			58.65%
22.1				50.00%			
22.2		17.29%		33.33%			
3.1				100.00%			
3.2				50.00%			
3.3				33.33%			
3.4				100.00%			
4.1		74.93%		50.00%			
4.2		24.79%		50.00%			
5.1				50.00%			
5.2				33.33%			
6.1		5.57%	3.91%	25.00%			33.24%
6.2			2.97%	25.00%			30.83%
7.1		14.95%		33.33%			
8.1				100.00%			
8.2				100.00%			100.00%
9.1				50.00%		8.73%	
9.2				33.33%			

Fuente de tabla: UPME

De la tabla anterior se puede concluir:

- Para todas las pequeñas centrales hidroeléctricas se observan problemas de erosión, por lo menos para el 25 % del área analizada.
- Para el proyecto 17.2 se observa que el 21.6 % de su área se encuentra dentro la zona de Parques Nacionales Naturales, y para la planta 9.1 el 8.73 % de su área se encuentra en una zona protegida (RUNAP).
- Aquellas plantas que muestran riesgo de salinización (6.1, 6.2, 8.2, 10.1, 10.2, 10.3, 13.1, 20.1, 21.1 y 21.2) presentan porcentajes altos de afectación.

En la Tabla 3.61, Tabla 3.62, Tabla 3.63, Tabla 3.64, Tabla 3.65, Tabla 3.66 y Tabla 3.67, se muestra la afectación para cada una de las variables de la Tabla 3.60. Los porcentajes indican que proporción del área del “buffer” está comprometida, contemplando también los niveles de riesgo.

Tabla 3.61: Amenaza Volcánica.

Código Proyecto	Caída de piroclastos		Flujos Mixtos		Lahares[14]
	Riesgo Bajo (Prob < 20 %)	Riesgo Moderado (20%<prob<40%)	Riesgo Bajo (Prob < 20 %)	Riesgo Moderado (20%<prob<40%)	Riesgo Moderado (20%<prob<40%)
10.1					15.40%
10.2					19.54%
10.3					21.23%
10.4	19.74%	10.52%			
10.5	15.33%	11.68%			
10.6	16.06%	9.86%			
10.7	18.83%	10.53%	2.40%	9.62%	

Fuente de tabla: UPME

Tabla 3.62: Áreas de conservación prioritaria[15].

Código Proyecto	Aguas continentales naturales del helobioma Magdalena y Caribe	Bosques naturales del orobioma bajo de los Andes	Bosques naturales del orobioma medio de los Andes	Bosques naturales del peinobioma de la Amazonia y Orinoquia	Vegetación secundaria del orobioma bajo de los Andes		Vegetación secundaria del peinobioma de la Amazonia y Orinoquia
	Omisiones sin urgencia	Baja insuficiencia y urgente	Baja insuficiencia y urgente	Alta insuficiencia y urgente	Alta insuficiencia y urgente	Baja insuficiencia y urgente	Alta insuficiencia y urgente
10.1					23.02%		
10.2					35.48%		
10.3					4.95%		
12.1			11.00%				
12.2			2.50%				
13.1						4.61%	
16.1		8.93%					
17.1				14.37%			11.66%
17.2				3.95%			
18.1				6.56%			20.12%
19.1				14.37%			11.66%
2.1		36.12%					
2.2		40.55%					
2.3		21.81%	0.66%				
2.4		7.92%	63.91%				
20.1	23.87%					0.02%	
22.2		17.29%					
4.1						74.93%	
4.2						24.79%	
6.1						5.57%	
7.1		14.95%					

Fuente de tabla: UPME

Tabla 3.63: Bosque seco tropical.

Código Planta	Afectación [%]
13.1	5.11%
20.1	2.42%
21.1	0.44%
21.2	0.44%
6.1	3.91%
6.2	2.97%

Fuente de tabla: UPME

[14] Un lahar es un flujo de sedimento y agua que se moviliza desde las laderas de volcanes.

[15] Helobioma: Áreas de alta influencia acuática (pantanos, humedales, etc); Peinobioma: Zonas de altillanura; Orobioma: Zonas montañosas.

Tabla 3.64: Erosión.

Código Planta	Sin Erosión	Erosión Muy Baja (se pierde menos del 10 % del Horizonte A[16])	Erosión Baja (se pierde entre el 10 y el 25 % del Horizonte A)	Erosión Moderada (se pierde entre el 25 y el 75 % del Horizonte A)	Erosión Severa (se pierde más del 75 % del Horizonte A)	Sedimentación Eólica (zonas donde se depositan partículas de suelo traídas por el viento)	Sedimentación Activa (Meteorización y sedimentación debido al viento y la lluvia)	Totales
1.1			100.00%					100.00%
1.2			100.00%					100.00%
10.1			7.20%		92.80%			100.00%
10.2			100.00%					100.00%
10.3			100.00%					100.00%
10.4			50.00%					50.00%
10.5			33.33%					33.33%
10.6			10.37%	79.27%				89.63%
10.7			45.68%	54.32%				100.00%
11.1			44.96%	55.04%				100.00%
12.1			50.00%					50.00%
12.2			50.00%					50.00%
13.1			68.29%	31.71%				100.00%
13.2	55.31%		44.69%					100.00%
14.1	43.50%			28.25%				71.75%
14.2	43.50%			28.25%				71.75%
14.3	73.22%			13.39%				86.61%
15.1			100.00%					100.00%
16.1			100.00%					100.00%
16.2			100.00%					100.00%
17.1						63.85%	36.15%	100.00%
17.2						100.00%		100.00%
18.1						45.22%	54.78%	100.00%
19.1						63.85%	36.15%	100.00%
2.1		86.88%	0.04%	13.09%				100.00%
2.2		49.99%		0.02%				50.01%
2.3		33.33%						33.33%
2.4		50.00%						50.00%
20.1					100.00%			100.00%
21.1				100.00%				100.00%
21.2				100.00%				100.00%
22.1	15.55%		84.45%					100.00%
22.2	43.80%	39.30%	16.90%					100.00%
3.1			100.00%					100.00%
3.2			50.00%					50.00%
3.3			49.12%	1.75%				50.88%
3.4			100.00%					100.00%
4.1			75.73%	24.27%				100.00%
4.2			85.95%	14.05%				100.00%
5.1		37.37%		62.63%				100.00%
5.2		27.60%	1.68%	70.72%				100.00%
6.1			37.09%	12.91%				50.00%
6.2			4.08%	45.92%				50.00%
7.1		0.95%	61.77%	37.27%				100.00%
8.1			100.00%					100.00%
8.2			100.00%					100.00%
9.1		96.59%		3.41%				100.00%
9.2	40.53%	6.25%		53.22%				100.00%

Fuente de tabla: UPME

[16] Zona de tierra fértil.

Tabla 3.65: Cobertura del suelo.

Código Planta	Bosque intervenido	Bosque primario	Café	Misceláneos	Pajonales y zonas sin cobertura	Pastos con rastrojos	Pastos manejados	Pastos naturales cobertura densa	Rastrojo
1.1								100.00%	
1.2								100.00%	
10.1			1.20%					98.80%	
10.2			87.67%					12.33%	
10.3			100.00%						
10.4			41.80%					8.20%	
10.5			6.41%					29.06%	
10.6								50.00%	
10.7								100.00%	
11.1						100.00%			
12.1				18.69%		31.31%			
12.2				48.82%		2.36%			
13.1	11.69%		87.06%					1.25%	
13.2						100.00%			
14.1				2.71%		48.65%			
14.2				2.71%		48.65%			
14.3				33.50%		16.50%			
15.1			100.00%						
16.1			69.96%					30.04%	
16.2			100.00%						
17.1						98.87%			1.13%
17.2		0.91%				99.09%			
18.1						7.03%			92.97%
19.1						98.87%			1.13%
2.1						100.00%			
2.2						50.00%			
2.3	2.61%					32.46%			
2.4	1.11%					49.45%			
20.1									100.00%
21.1					47.81%	52.19%			
21.2					47.81%	52.19%			
22.1				100.00%					
22.2	20.82%			56.69%					22.49%
3.1		7.12%		92.88%					
3.2		3.00%		41.80%		5.20%			
3.3		15.06%		2.04%		32.90%			
3.4		20.12%				79.88%			
4.1			100.00%						
4.2			44.49%					55.51%	
5.1	17.10%							82.90%	
5.2	13.29%							86.71%	
6.1				33.90%				33.05%	
6.2							13.99%	43.01%	
7.1						100.00%			
8.1								100.00%	
8.2						76.90%		23.10%	
9.1				100.00%					
9.2			93.99%	6.01%					

Fuente de tabla: UPME

Tabla 3.66: Salinización.

Código Planta	Niveles altos de salinización y toxicidad de plantas por bajas precipitaciones y alta evaporación, facilitando la concentración de nutrientes , alta influencia de la cuña salina marina y de lluvias con carga salina	Susceptibilidad moderada a salinización en áreas bajas de piedemontes cordilleranos, influenciada especialmente por lluvias con carga salina
10.1		100.00%
10.2		88.87%
10.3		99.12%
13.1		37.13%
20.1		100.00%
21.1	58.65%	
21.2	58.65%	
6.1		33.24%
6.2		30.83%
8.2		100.00%

Fuente de tabla: UPME

Tabla 3.67: Bosque seco tropical.

Código Planta	Fracción de área en la zona
13.1	5.11%
20.1	2.42%
21.1	0.44%
21.2	0.44%
6.1	3.91%
6.2	2.97%

Fuente de tabla: UPME

3.10.2. Proyectos del Cargo por Confiabilidad

A la fecha de publicación del Plan de Expansión de Referencia Generación y Transmisión 2016-2030, los proyectos Termonorte, Gecelca 3.2 e Ituango, los dos primeros térmicos y el último hidroeléctrico, no han entrado en operación, ello considerando los cronogramas previstos y las condiciones fijadas por las subastas del mecanismo del Cargo por Confiabilidad..

Teniendo en cuenta lo anterior, a continuación se presenta el análisis de alertas tempranas para estas tres plantas, considerando su ubicación o emplazamiento. Para todos los casos se utilizó un "buffer" de 5 km de radio, dado que por su tamaño y capacidad, dichos proyectos generarán impactos sobre el territorio. En el caso de Termonorte y Gecelca 3.2 la distancia se proyectó hacia afuera de los límites del polígono que define cada proyecto. Para Ituango, dicha distancia se proyectó hacia afuera del contorno del embalse generado cuando el nivel del agua es máximo.

Las áreas de las zonas generadas para estos proyectos se muestran en la Tabla 3.68:

Tabla 3.68: Áreas zona de estudio por proyecto de generación.

Planta	Área [Ha]
Termonorte	8254.29
Gecelca 3.2	10213.66
Pescadero-Ituango	67927.69

Fuente de tabla: UPME

3.10.2.1. Termonorte

Respecto a la ubicación de la planta, la coordenada del punto central del área considerada es 11°15'45.64"N, 74° 6'4.36"O, cerca de la ciudad de Santa Marta, Departamento del Magdalena. El terreno donde este proyecto será construido se muestra en la Gráfica 3-93.

Gráfica 3-93: Ubicación Termonorte.

Fuente de gráfica: www.termonortecolombia.com, Google Earth

El "buffer" de 5 km de radio se construyó alrededor del polígono formado por los límites del terreno que ocupará la planta. Aplicando algebra de mapas y contemplando la información ambiental y social de la base de datos geográfica de la UPME, se obtienen las siguientes tablas y mapas, que están relacionadas con el uso del suelo, erosión, áreas naturales protegidas, áreas de conservación prioritaria e identificación de bosques secos.

Tabla 3.69: Uso del suelo Termonorte.

Uso del Suelo		
Tipo de Vegetación	**Área [Ha]**	**Porcentajes**
Rastrojo	3646.16	44.17%
Vegetación Xerofítica	859.29	10.41%
Bosque Intervenido	3748.84	45.42%
Totales	**8254.29**	**100.00%**

Fuente de tabla: UPME

Tabla 3.70: Erosión Termonorte.

Erosión		
Tipo de Erosión	**Área [Ha]**	**Porcentajes**
Moderada	4285.44	51.92%
Ligera	3968.86	48.08%
Totales	**8254.29**	**100.00%**

Fuente de tabla: UPME

Tabla 3.71: Áreas protegidas Termonorte.

Áreas Naturales Protegidas		
Tipo de Área	**Área [Ha]**	**Porcentajes**
Parque Nacional Natural	1145.31	13.88%
Sin Protección	7108.98	86.12%
Totales	**8254.29**	**100.00%**

Fuente de tabla: UPME

Tabla 3.72: Áreas de conservación prioritaria Termonorte.

Conservación Prioritaria		
Ecosistema	**Área [Ha]**	**Porcentajes**
Arbustales del zonobioma seco tropical del Caribe	853.18	10.34%
Bosques naturales del zonobioma seco tropical del Caribe	116.12	1.41%
Bosques naturales del zonobioma húmedo tropical del Magdalena y Caribe	705.28	8.54%
Vegetación secundaria del zonobioma seco tropical del Caribe	3383.37	40.99%
Ecosistemas No Prioritarios	3196.35	38.72%
Totales	**8254.29**	**100.00%**

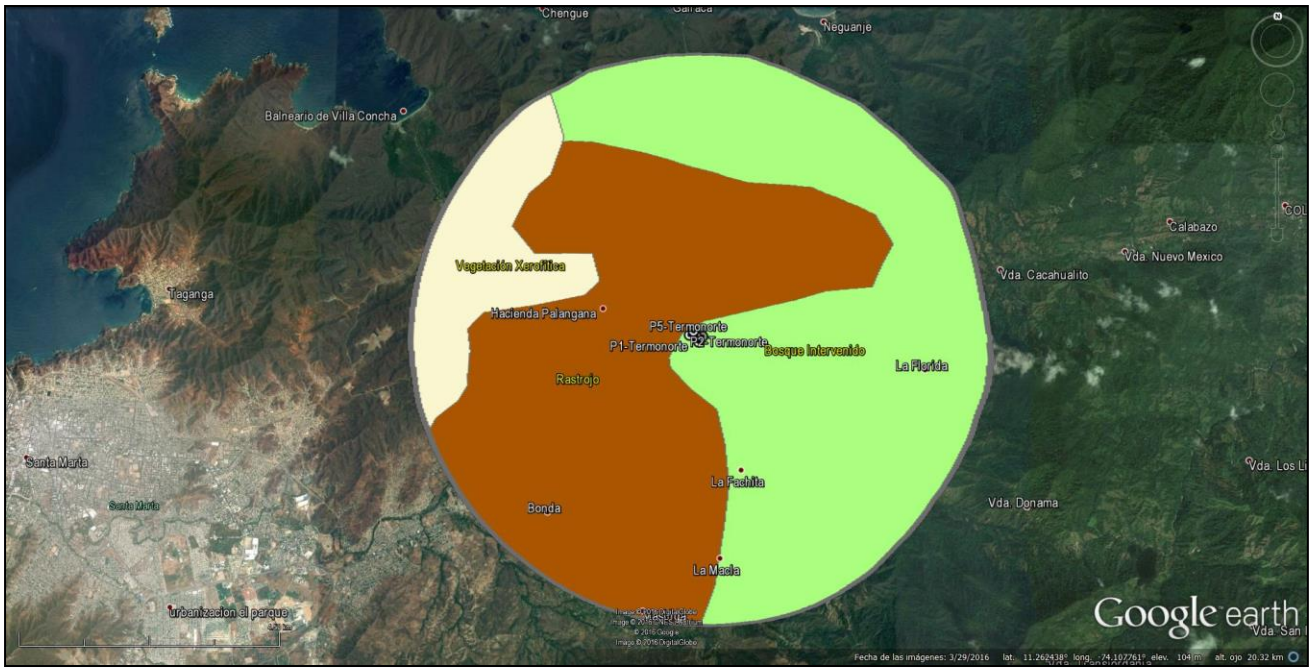
Fuente de tabla: UPME

Tabla 3.73: Bosque seco Termonorte.

Bosque Seco		
Tipo de Cobertura	**Área [Ha]**	**Porcentajes**
Bosque Seco Tropical	2689.09	32.58%
Otras Coberturas	5565.20	67.42%
Totales	**8254.29**	**100.00%**

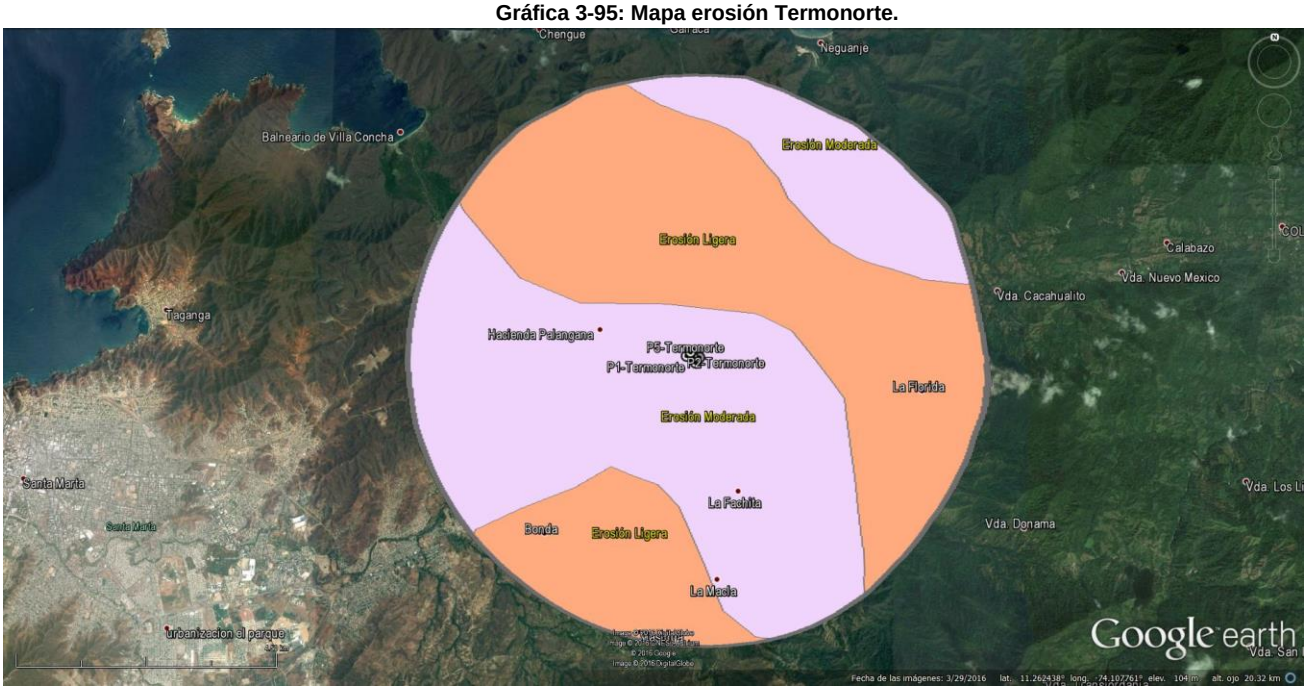
Fuente de tabla: UPME

Gráfica 3-94: Mapa uso del suelo Termonorte.



Fuente de gráfica: SIG UPME, Google Earth

Gráfica 3-95: Mapa erosión Termonorte.

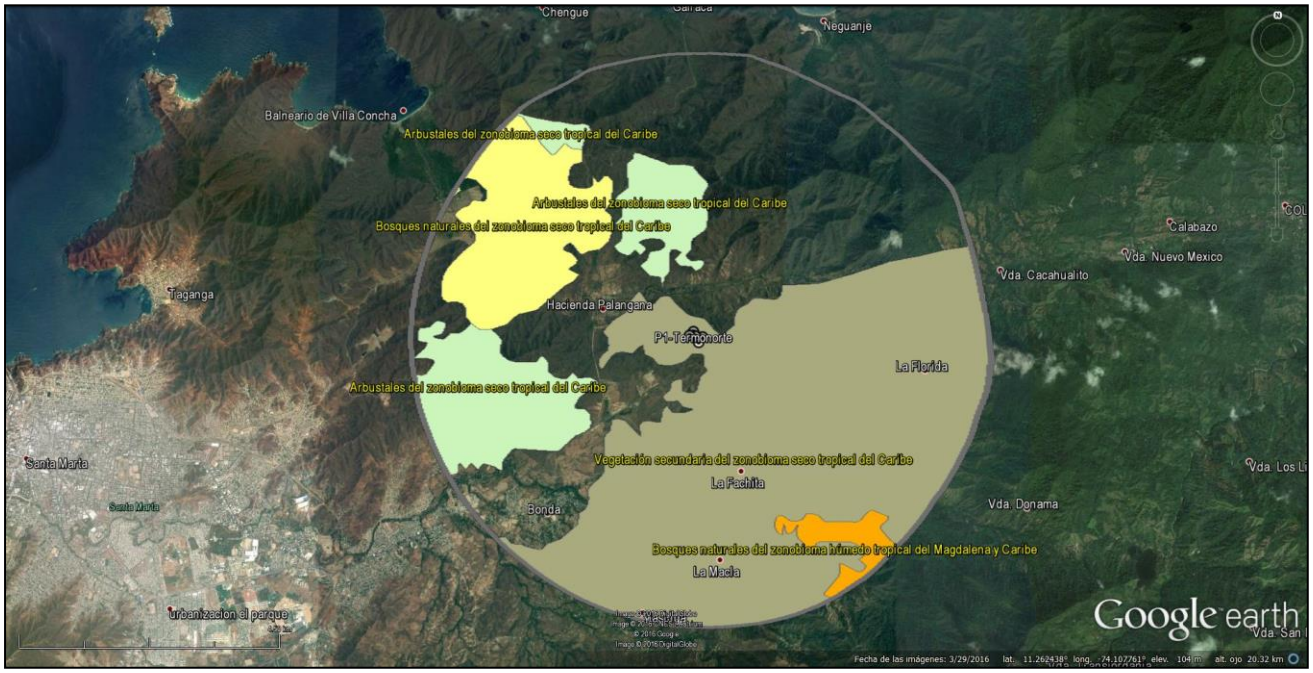


Fuente de gráfica: SIG UPME, Google Earth

Gráfica 3-96: Mapa áreas naturales protegidas Termonorte.

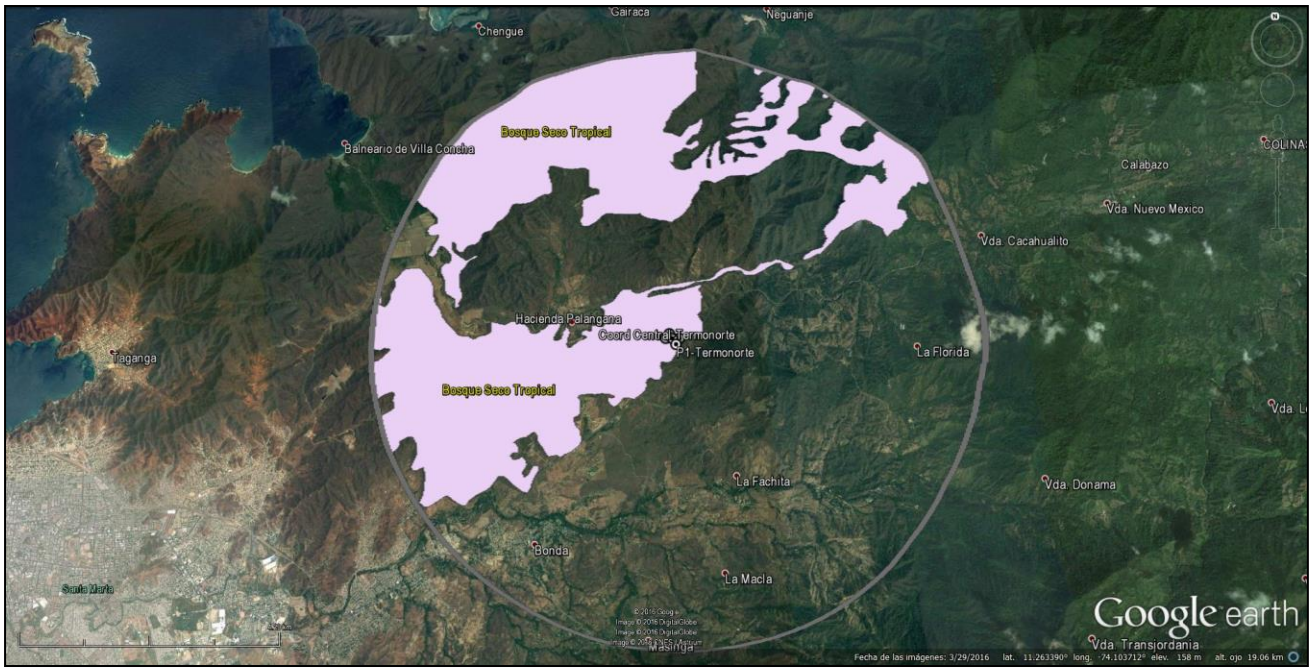
Fuente de gráfica: SIG UPME, Google Earth

Gráfica 3-97: Mapa áreas de conservación prioritoria Termonorte.



Fuente de gráfica: SIG UPME, Google Earth

Gráfica 3-98: Mapa de bosque seco Termonorte.



Fuente de gráfica: SIG UPME, Google Earth

Hay que notar que el análisis arrojó niveles bajos de salinidad en el suelo para toda el área del "buffer".

3.10.2.2. Gecelca 3.2

Esta central se localiza al nororiente del municipio de Puerto Libertador, suroriente del departamento de Córdoba, con su punto central en las coordenadas 7°59'6.01"N, 75°35'41.81"O. La Gráfica 3-99 muestra su emplazamiento.

Gráfica 3-99: Ubicación Gecelca 3.2.

Fuente de gráfica: www.termonortecolombia.com, Google Earth

Aplicando el mismo procedimiento del numeral anterior (Termonorte), se establecen las siguientes tablas y mapas.

Tabla 3.74: Uso del suelo Gecelca 3.2.

Uso del Suelo		
Tipo de Vegetación	**Área [Ha]**	**Porcentajes**
Pastos naturales cobertura densa	9811.52	96.06%
Pastos manejados	402.14	3.94%
Totales	**10213.66**	**100.00%**

Fuente de tabla: UPME

Tabla 3.75: Erosión Gecelca 3.2.

Erosión		
Tipo de Erosión	**Área [Ha]**	**Porcentajes**
Moderada	7166.43	70.17%
Ligera	287.24	2.81%
Sin Erosión	2759.99	27.02%
Totales	**10213.66**	**100.00%**

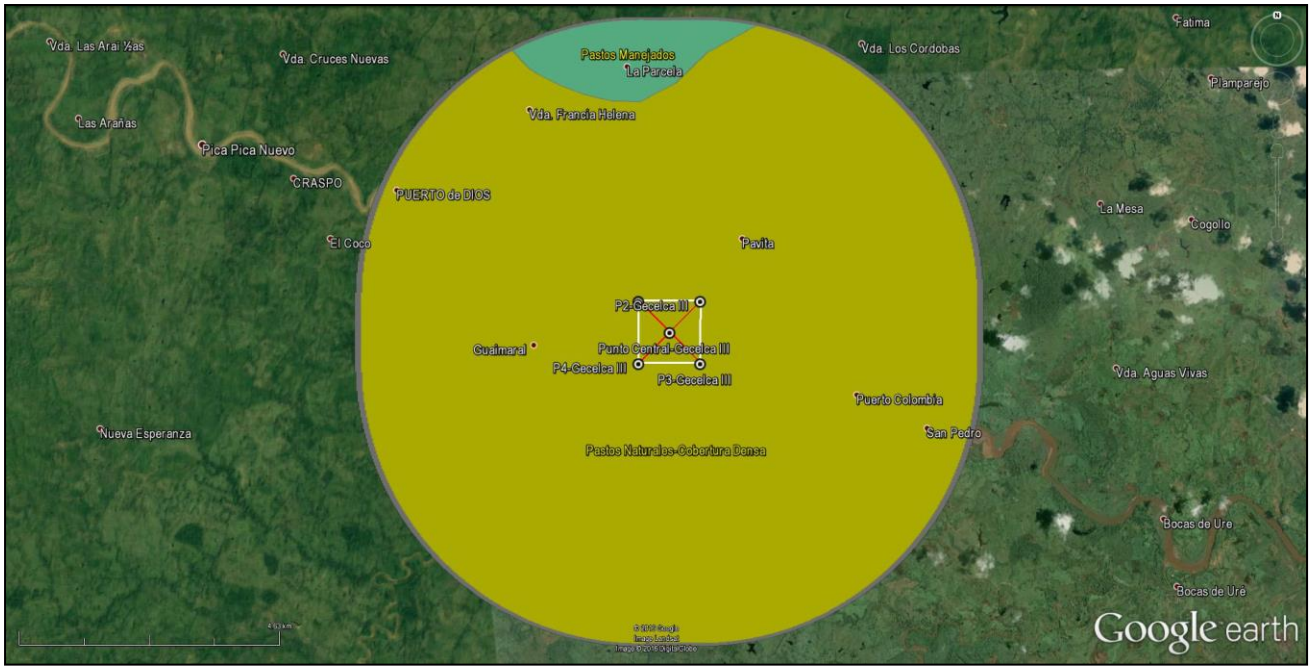
Fuente de tabla: UPME

Tabla 3.76: Áreas de conservación prioritaria Gecelca 3.2.

Conservación Prioritaria		
Ecosistema	**Área [Ha]**	**Porcentajes**
Vegetación secundaria del zonobioma húmedo tropical del Magdalena y Caribe	169.90	1.66%
Arbustales del zonobioma húmedo tropical del Magdalena y Caribe	77.01	0.75%
Ecosistemas No Prioritarios	9966.75	97.58%
Totales	**10213.66**	**100.00%**

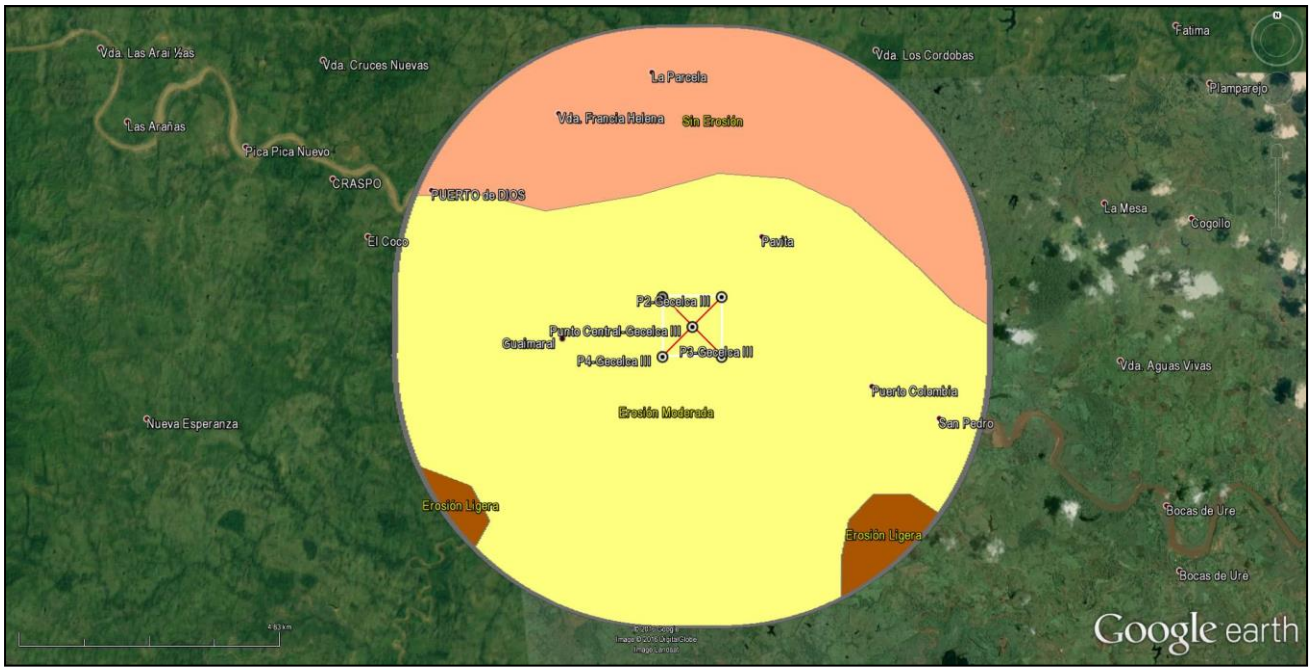
Fuente de tabla: UPME

Gráfica 3-100: Mapa uso del suelo Gecelca 3.2.



Fuente de gráfica: SIG UPME, Google Earth

Gráfica 3-101: Mapa erosión Gecelca 3.2.



Fuente de gráfica: SIG UPME, Google Earth

Gráfica 3-102: Mapa áreas de conservación prioritaria Gecelca 3.2.

Fuente de gráfica: SIG UPME, Google Earth

3.10.2.3. Ituango

La central hidroeléctrica Ituango se localiza en los municipios de Ituango, Liborina, Peque, Briceño, Toledo, Sabanalarga y Buriticá en el departamento de Antioquia. La coordenada aproximada de la presa es 7° 5'53.90"N, 75°40'25.04"O, su cota de corona es 435 msnm y la cota del nivel máximo de operación es 420 msnm. A partir del contorno del embalse a esta cota se calculó el “buffer” de 5 km de radio, resultando un área total de la zona de influencia de 67927.69 hectáreas. El contorno del embalse se muestra en la Gráfica 3-103.

Aplicando el procedimiento previamente descrito en los numerales anteriores, se obtienen las siguientes tablas y mapas.

Tabla 3.77: Uso del suelo Ituango.

Uso del Suelo		
Tipo de Vegetación	**Área [Ha]**	**Porcentajes**
Rastrojo	3646.16	44.17%
Vegetación Xerofítica	859.29	10.41%
Bosque Intervenido	3748.84	45.42%
Totales	**8254.29**	**100.00%**

Fuente de tabla: UPME

Tabla 3.78: Erosión Ituango.

Erosión		
Tipo de Erosión	**Área [Ha]**	**Porcentajes**
Muy Severa	33865.45	49.86%
Severa	4584.90	6.75%
Moderada	8042.83	11.84%
Ligera	19939.62	29.35%
Erosión No Apreciable con Metodología Utilizada	1494.89	2.20%
Totales	**67927.69**	**100.00%**

Fuente de tabla: UPME

Tabla 3.79: Áreas de conservación prioritaria Ituango.

Conservación Prioritaria		
Ecosistema	**Área [Ha]**	**Porcentajes**
Aguas continentales naturales del helobioma Magdalena y Caribe	1923.93	2.83%
Bosques naturales del orobioma bajo de los Andes	4805.79	7.07%
Bosques naturales del orobioma medio de los Andes	1362.59	2.01%
Vegetación secundaria del orobioma bajo de los Andes	30695.82	45.19%
Ecosistemas No Prioritarios	29139.57	42.90%
Totales	**67927.69**	**100.00%**

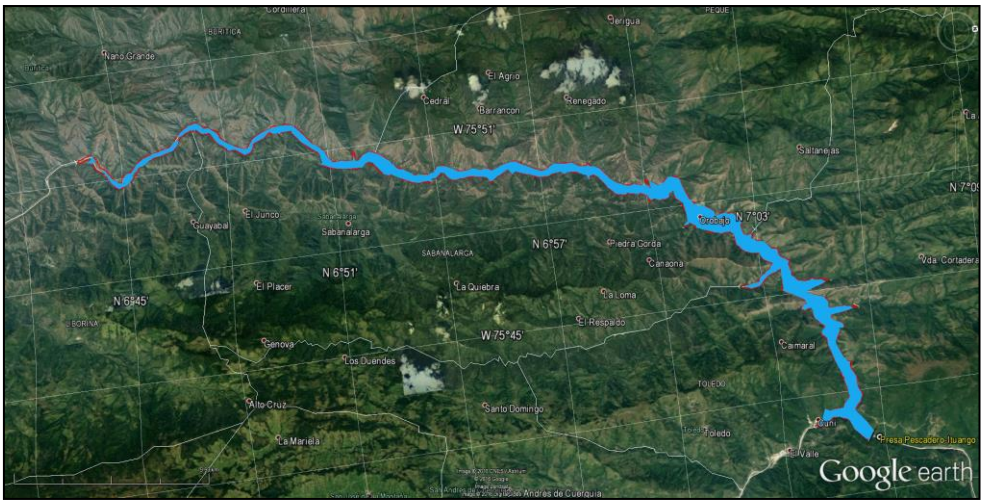
Fuente de tabla: UPME

Tabla 3.80: Áreas de bosque seco tropical.

Bosque Seco		
Tipo de Cobertura	**Área [Ha]**	**Porcentajes**
Bosque Seco Tropical	3134.06	4.61%
Otras Coberturas	64793.64	95.39%
Totales	**67927.69**	**100.00%**

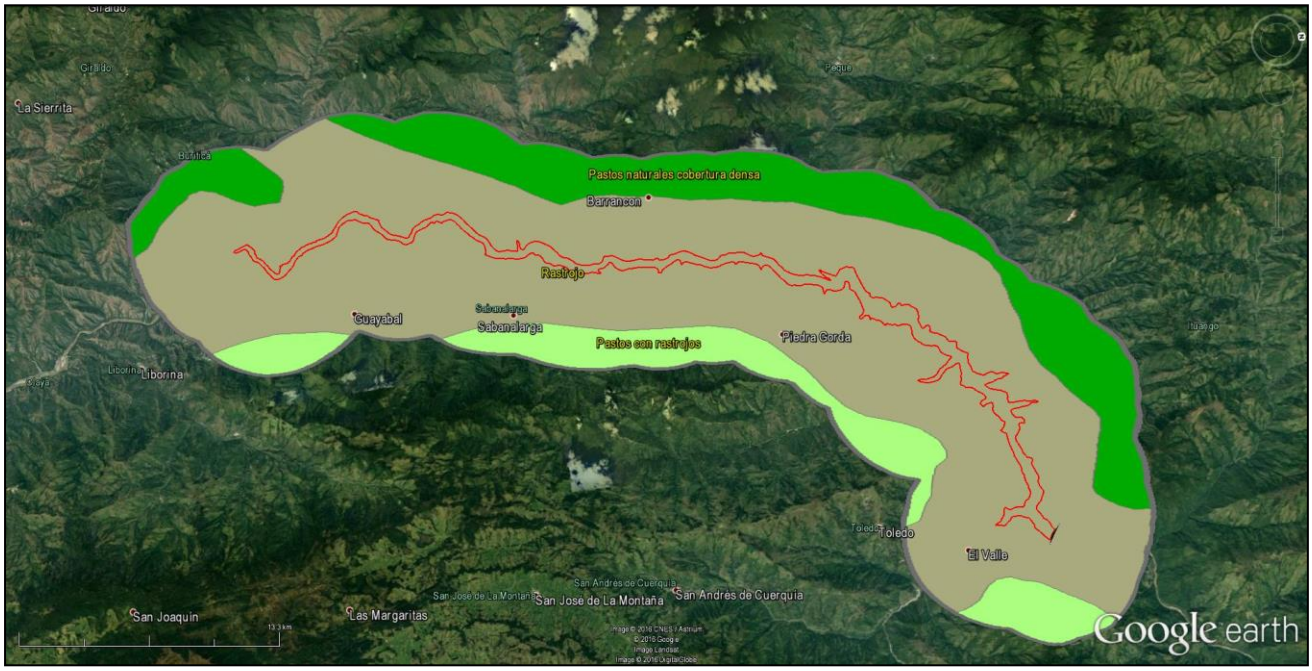
Fuente de tabla: UPME

Gráfica 3-103: Contorno del embalse Pescadero-Ituango (cota 420 msnm).



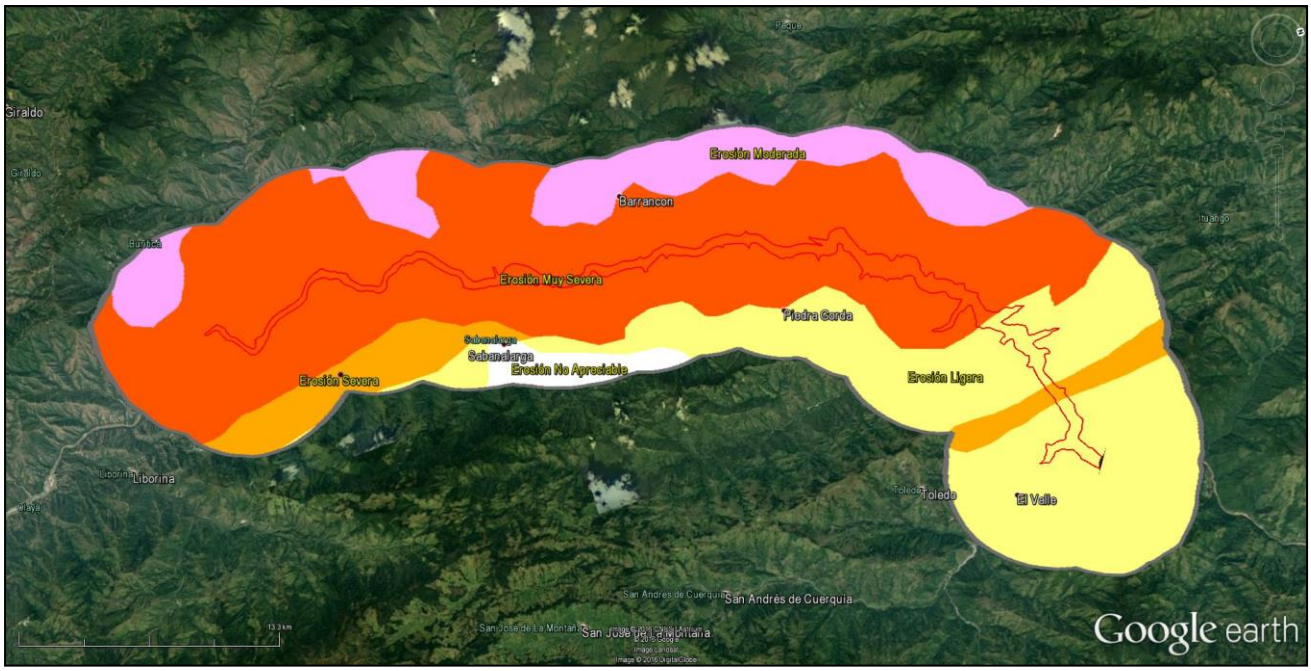
Fuente de gráfica: SIG UPME, Google Earth

Gráfica 3-104: Mapa uso del suelo Ituango.



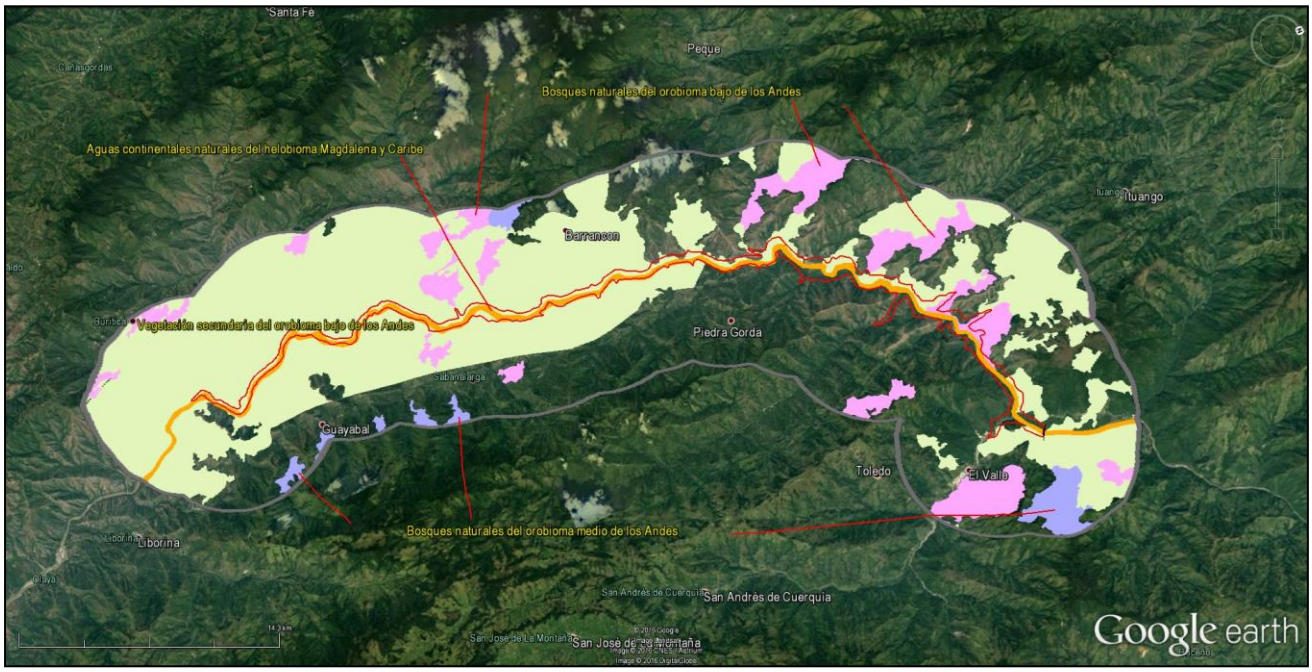
Fuente de gráfica: SIG UPME, Google Earth

Gráfica 3-105: Mapa erosión Ituango.



Fuente de gráfica: SIG UPME, Google Earth

Gráfica 3-106: Mapa áreas de conservación prioritarias Ituango.



Fuente de gráfica: SIG UPME, Google Earth.

Gráfica 3-107: Mapa áreas de bosque seco tropical Ituango.

Fuente de gráfica: SIG UPME, Google Earth

3.10.3. Análisis regional

A continuación se presenta un análisis regional para algunas zonas del país, que a su vez están asociadas con algunos potenciales, renovables y no renovables. Se analiza el caso particular de la Guajira por el marcado interés de varios agentes en desarrollar proyectos eólicos en dicho departamento. Asimismo, se estudia el departamento de Antioquia dado su potencial hidroenergético y el departamento del Cesar, dado los yacimientos de carbón mineral y su alta disponibilidad, lo cual es propicio para formular proyectos térmicos.

3.10.3.1. Recurso eólico – La Guajira

Para este caso se estudia la totalidad de la región, con el fin de establecer posibles áreas de impacto ambiental y social, de tal forma que se establezcan alertas tempranas para los potenciales inversionistas. Se consideran proyectos eólicos en el área comprendida por los municipios de Albania, Maicao, Manaure y Uribia, todos localizados al norte de la península de La Guajira (área aproximada de 11854.52 km^2). En la Gráfica 3-108 se muestra la región analizada.

Gráfica 3-108: Mapa de la región Guajira Norte.

Fuente de gráfica: www.termonortecolombia.com, Google Earth

Nuevamente, el área bajo estudio fue interceptada con los mapas de la base corporativa de la UPME, la cual contiene las variantes más relevantes. Los resultados obtenidos se encuentran en las siguientes tablas y mapas.

Tabla 3.81: Áreas de conservación prioritaria-Norte Guajira.

Conservación Prioritaria		
Ecosistema	**Área [km^2]**	**Porcentajes**
Arbustales del helobioma de La Guajira	84.01	0.71%
Arbustales del helobioma Magdalena y Caribe	116.86	0.99%
Arbustales del orobioma bajo de la Sierra Nevada de Santa Marta y Macuira	14.74	0.12%
Arbustales del orobioma bajo de los Andes	42.02	0.35%
Arbustales del zonobioma del desierto tropical de La Guajira y Santa Marta	164.24	1.39%
Arbustales del zonobioma seco tropical del Caribe	454.67	3.84%
Bosques naturales del helobioma de La Guajira	10.56	0.09%
Bosques naturales del helobioma Magdalena y Caribe	23.39	0.20%
Bosques naturales del orobioma bajo de los Andes	4.15	0.04%
Bosques naturales del zonobioma del desierto tropical de La Guajira y Santa Marta	11.26	0.09%
Herbazales del halobioma del Caribe	85.76	0.72%
Herbazales del helobioma de La Guajira	138.35	1.17%
Herbazales del zonobioma del desierto tropical de La Guajira y Santa Marta	789.85	6.66%
Herbazales del zonobioma seco tropical del Caribe	38.96	0.33%
Herbáceas y arbustivas Costeras del halobioma del Caribe	0.55	0.00%
Lagunas costeras del halobioma del Caribe	13.50	0.11%
Manglar del Caribe	15.04	0.13%
Zonas desnudas del halobioma del Caribe	222.30	1.88%
Zonas desnudas del helobioma de La Guajira	10.26	0.09%
Zonas desnudas del zonobioma del desierto tropical de La Guajira y Santa Marta	225.16	1.90%
Ecosistemas No Prioritarios	9388.88	79.20%
Totales	**11854.52**	**100.00%**

Fuente de tabla: UPME

Tabla 3.82: Uso del suelo-Norte Guajira.

Uso del Suelo		
Tipo de Vegetación	**Área [km^2]**	**Porcentajes**
Bosque primario	141.65	1.19%
Misceláneos	6.93	0.06%
Pastos con rastrojos	67.30	0.57%
Pastos naturales cobertura densa	81.97	0.69%
Rastrojo	61.86	0.52%
Vegetación Xerofítica	11157.20	94.12%
Uso No Definido	337.62	2.85%
Totales	**11854.52**	**100.00%**

Fuente de tabla: UPME

Tabla 3.83: Erosión-Norte Guajra.

Erosión		
Tipo de Erosión	**Área [km²]**	**Porcentajes**
Afloramientos Rocosos y/o Subnivales	397.15	3.35%
Áreas Salinas	21.16	0.18%
Erosión Ligera	1358.48	11.46%
Erosión Moderada	1418.34	11.96%
Erosión Muy Severa	431.04	3.64%
Erosión Severa	7270.72	61.33%
Erosión y Sedimentación Eólica	61.48	0.52%
Explotaciones Mineras	8.64	0.07%
Sin Erosión	814.46	6.87%
Erosión No Apreciable con Metodología Utilizada	73.03	0.62%
Totales	**11854.52**	**100.00%**

Fuente de tabla: UPME

Tabla 3.84: Áreas de bosque seco-Norte Guajira.

Bosque Seco		
Tipo de Cobertura	**Área [km²]**	**Porcentajes**
Bosque Seco Tropical	84.34	0.71%
Otras Coberturas	11770.18	99.29%
Totales	**11854.52**	**100.00%**

Fuente de tabla: UPME

Tabla 3.85: Áreas de salinización-Norte Guajira.

Salinización		
Tipo de Salinización	**Área [km²]**	**Porcentajes**
Áreas de montaña con baja salinización	732.85	6.18%
Niveles altos de salinización y toxicidad de plantas	3869.05	32.64%
Salinización moderada en piedemontes cordilleranos	184.14	1.55%
Suelos con alta concentración salina en climas áridos	6999.57	59.05%
Zonas No Salobres	68.90	0.58%
Totales	**11854.52**	**100.00%**

Fuente de tabla: UPME

Tabla 3.86: Parques nacionales naturales-Norte Guajira.

Parques Nacionales Naturales		
Parque Nacional Natural	**Área [km²]**	**Porcentajes**
PNN Macuira	267.48	2.26%
Otras Zonas	11587.04	97.74%
Totales	**11854.52**	**100.00%**

Fuente de tabla: UPME

Tabla 3.87: Áreas naturales protegidas-Runap-Norte Guajira.

Áreas Naturales Protegidas - RUNAP		
Tipo de Área	**Área [km²]**	**Porcentajes**
Distritos Regionales De Manejo Integrado	14.39	0.12%
Reservas Forestales Protectoras Regionales	82.50	0.70%
Áreas No Protegidas	11757.63	99.18%
Totales	**11854.52**	**100.00%**

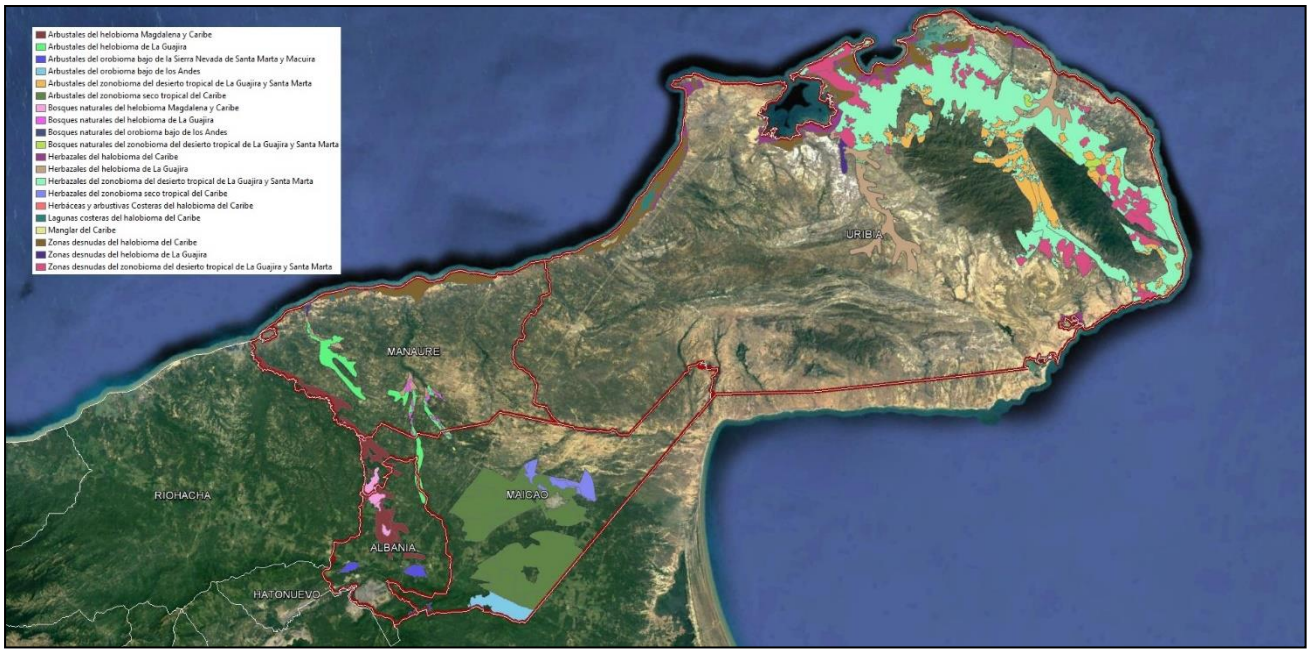
Fuente de tabla: UPME

Tabla 3.88: Áreas de resguardo indígena-Norte Guajira.

Resguardos Indígenas		
Nombre Resguardo	**Área [km²]**	**Porcentajes**
Alta y Media Guajira	10281.99	86.73%
Carraipia	51.67	0.44%
Cuatro de Noviembre	5.55	0.05%
El Soldado Parate Bien	6.70	0.06%
Okochi	2.44	0.02%
Zonas No Indígenas	1506.17	12.71%
Totales	**11854.52**	**100.00%**

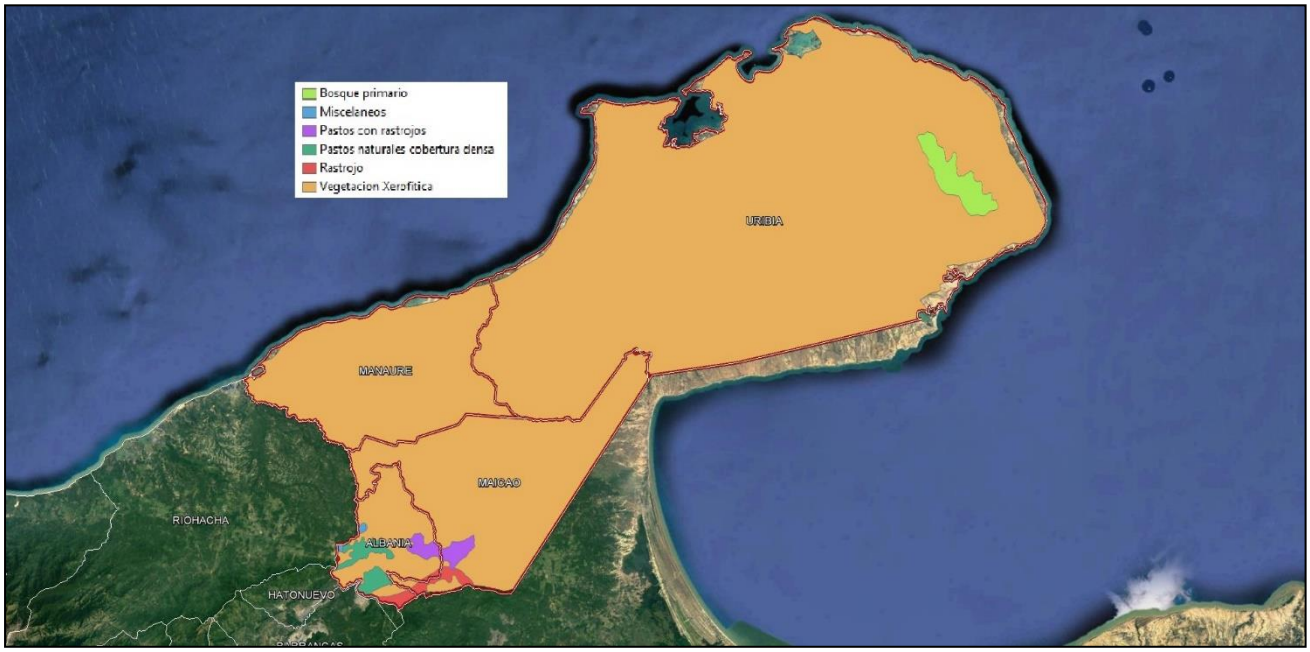
Fuente de tabla: UPME

Gráfica 3-109: Mapa áreas de conservación prioritaria-Norte Guajira.



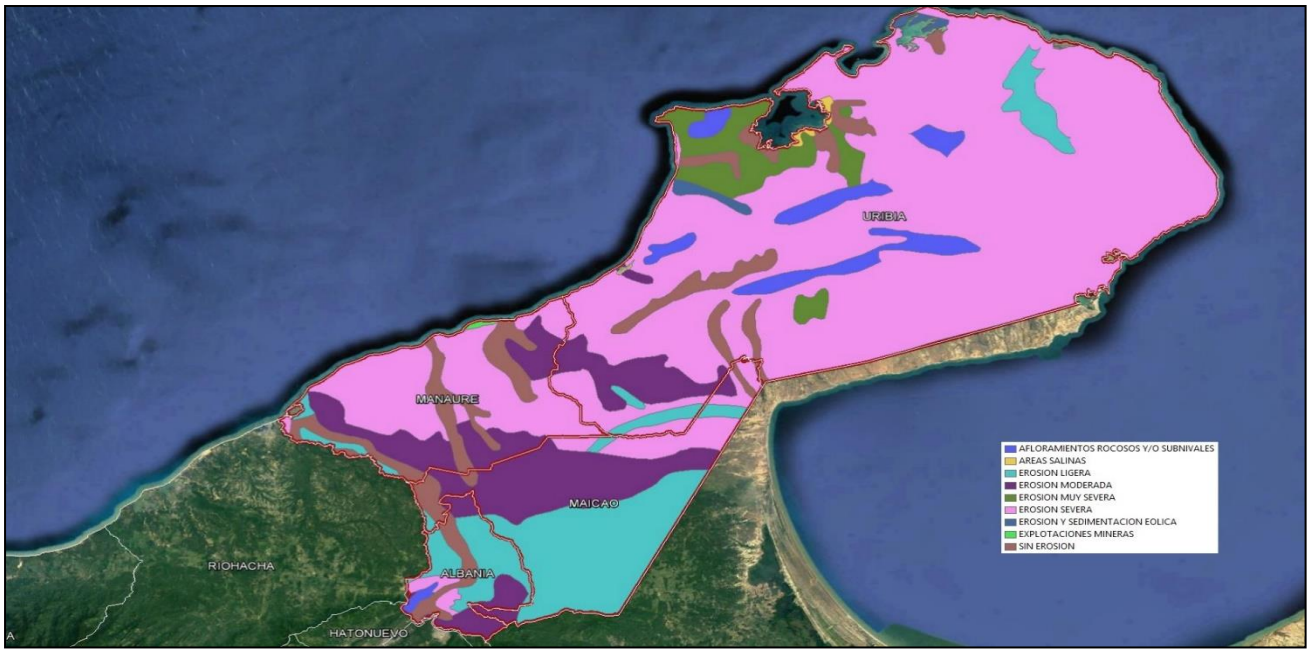
Fuente de gráfica: SIG UPME, Google Earth

Gráfica 3-110: Mapa uso del suelo-Norte Guajira.



Fuente de gráfica: SIG UPME, Google Earth

Gráfica 3-111: Mapa erosión-Norte Guajira.

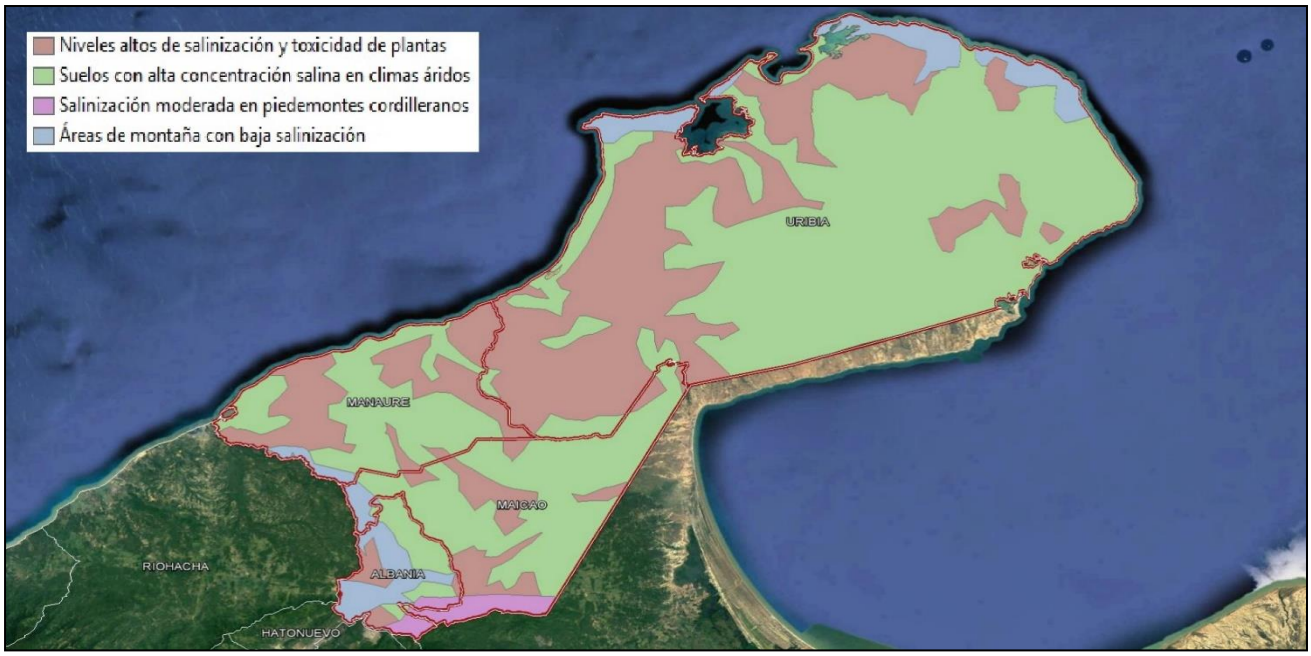


Fuente de gráfica: SIG UPME, Google Earth

Gráfica 3-112: Mapa áreas de bosque seco-Norte Guajira.

Fuente de gráfica: SIG UPME, Google Earth

Gráfica 3-113: Mapa área de salinización-Norte Guajira.



Fuente de gráfica: SIG UPME, Google Earth

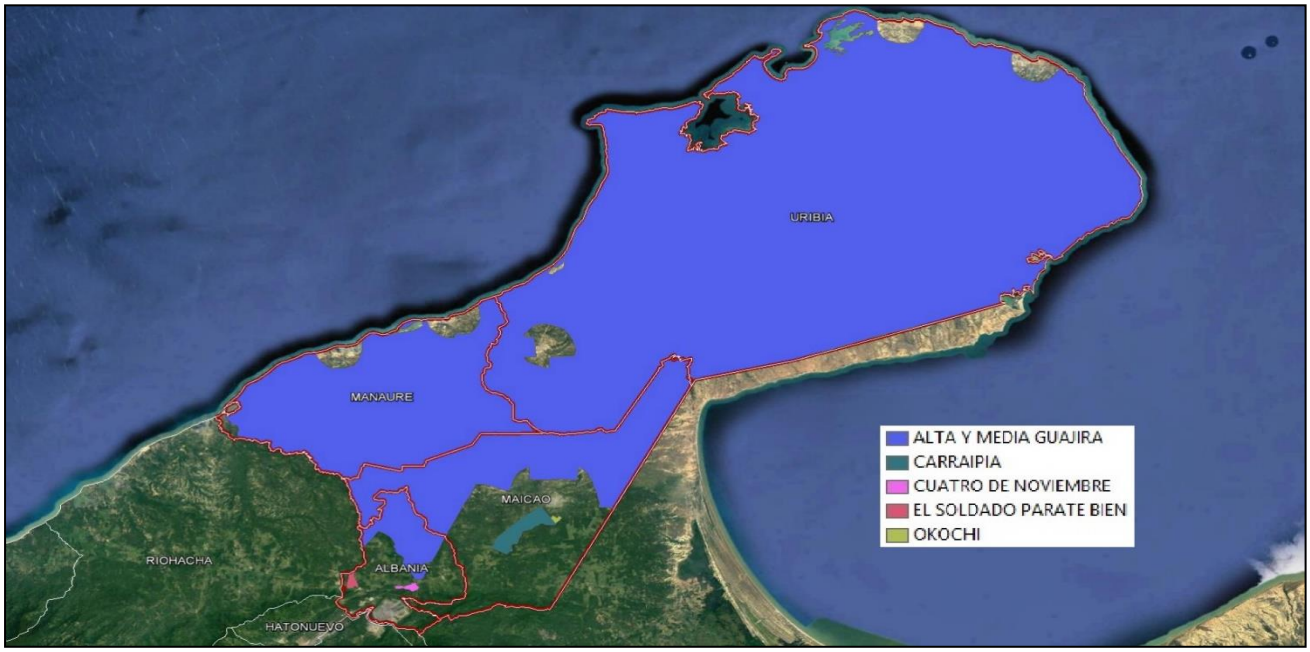
Gráfica 3-114: Mapa parques nacionales naturales-Norte Guajira.

Fuente de gráfica: SIG UPME, Google Earth

Gráfica 3-115: Mapa áreas naturales protegidas-RUNAP-Norte Guajira.

Fuente de gráfica: SIG UPME, Google Earth

Gráfica 3-116: Mapa área de resguardos indígenas-Norte Guajira.



Fuente de gráfica: SIG UPME, Google Earth

3.10.3.2. Recurso hidroeléctrico-Antioquia (Río Cauca)

El área de influencia donde se podrían desarrollar varios proyectos hidroeléctricos incluye los municipios de Anzá, Armenia, Betulia, Concordia, Ebéjico, Fredonia, Heliconia, Jericó, La Pintada, Salgar, Tarso, Támesis, Titiribí y Venecia, todos localizados en el departamento de Antioquia, sumando un área de 2699.28 km^2. En la Gráfica 3-117 se observa la región analizada.

Gráfica 3-117: Mapa zona de influencia del proyecto.

Fuente de gráfica: SIG UPME, Google Earth.

Esta área al ser interceptada con la información de variables socio-ambientales da lugar a las siguientes tablas y mapas.

Tabla 3.89: Uso del suelo-Suroeste antioqueño.

Uso del Suelo		
Tipo de Vegetación	**Área [km^2]**	**Porcentajes**
Bosque intervenido	1.87	0.07%
Bosque plantado	9.47	0.35%
Bosque primario	66.14	2.45%
Café	315.09	11.67%
Caña	15.33	0.57%
Misceláneos	309.61	11.47%
Pajonales, zonas sin cobertura	2.87	0.11%
Pastos con rastrojos	31.15	1.15%
Pastos manejados	143.96	5.33%
Pastos naturales cobertura densa	1430.51	53.00%
Rastrojo	373.28	13.83%
Totales	**2699.28**	**100.00%**

Fuente de tabla: UPME

Tabla 3.90: Áreas de bosque seco tropical-Suroeste antioqueño.

Bosque Seco		
Tipo de Cobertura	**Área [km^2]**	**Porcentajes**
Bosque Seco Tropical	114.64	4.25%
Otras Coberturas	2584.65	95.75%
Totales	**2699.28**	**100.00%**

Fuente de tabla: UPME

Tabla 3.91: Erosión-Suroeste antioqueño.

Erosión		
Tipo de Erosión	**Área [Km2]**	**Porcentajes**
Erosión Ligera	1436.58	53.22%
Erosión Moderada	844.62	31.29%
Erosión no apreciable con metodología utilizada	127.85	4.74%
Erosión Severa	184.77	6.85%
Sedimentación Activa	105.46	3.91%
Totales	**2699.28**	**100.00%**

Fuente de tabla: UPME

Tabla 3.92: Áreas de páramo-Suroeste antioqueño.

Páramos		
Nombre Páramo	**Área [Km2]**	**Porcentajes**
Frontino - Urrao	2.84	0.11%
Zonas Fuera de Páramo	2696.45	99.89%
Totales	**2699:28**	**100.00%**

Fuente de tabla: UPME

Tabla 3.93: Áreas de conservación prioritaria-Suroeste antioqueño.

Conservación Prioritaria		
Ecosistema	**Área [Km2]**	**Porcentajes**
Aguas cont. naturales del helobioma Magdalena y Caribe	9.05	0.34%
Bosques naturales del orobioma bajo de los Andes	2.18	0.08%
Bosques naturales del orobioma medio de los Andes	29.29	1.09%
Vegetación secundaria del orobioma bajo de los Andes	510.53	18.91%
Ecosistemas No Prioritarios	2148.23	79.59%
Totales	**2699.28**	**100.00%**

Fuente de tabla: UPME

Tabla 3.94: Áreas de salinización-Suroeste antioqueño.

Salinización		
Tipo de Salinización	**Área [km^2]**	**Porcentajes**
Salinización moderada en piedemontes cordilleranos	805.54	29.84%
Zonas No Salobres	1893.75	70.16%
Totales	**2699.28**	**100.00%**

Fuente de tabla: UPME

Tabla 3.95: Áreas naturales protegidas-RUNAP-Suroeste antioqueño.

Áreas Naturales Protegidas - RUNAP		
Tipo de Área	**Área [km^2]**	**Porcentajes**
Distritos Regionales De Manejo Integrado	306.91	11.37%
Reservas Forestales Protectoras Regionales	8.92	0.33%
Áreas No Protegidas	2383.45	88.30%
Totales	**2699.28**	**100.00%**

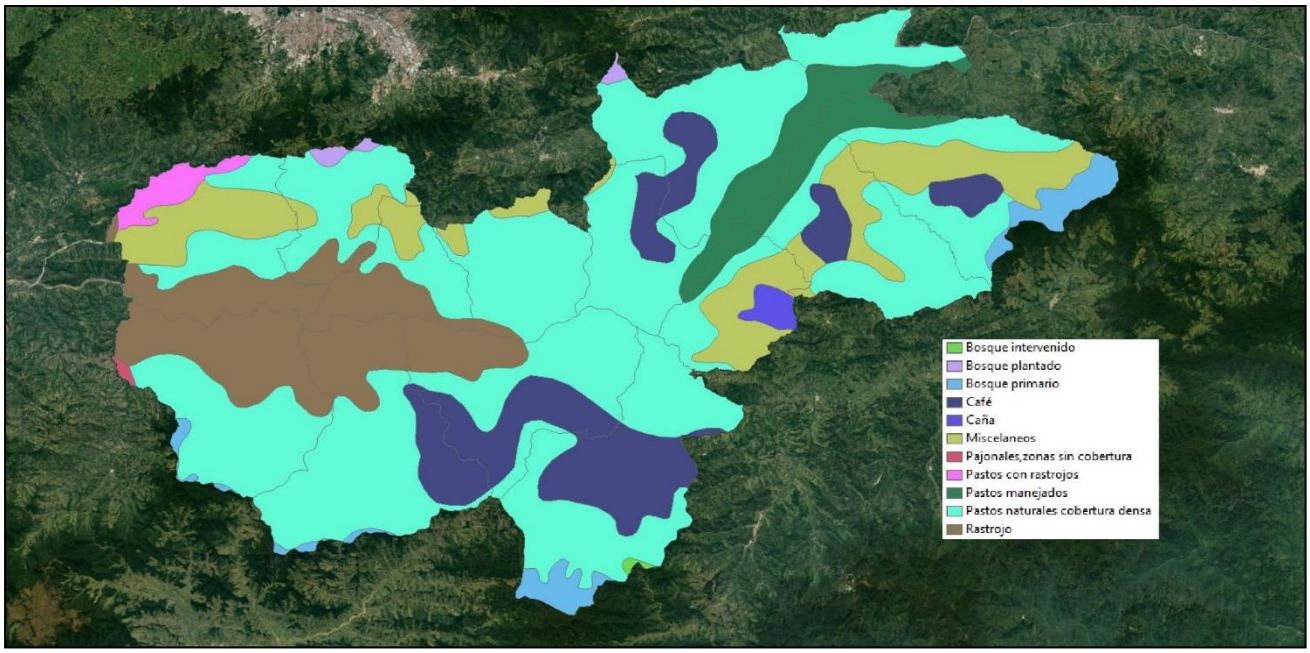
Fuente de tabla: UPME

Tabla 3.96: Áreas regionales naturales protegidas (Suroeste antioqueño).

Áreas Regionales Naturales Protegidas		
Área Protegida	**Área [km^2]**	**Porcentajes**
Alto de Romeral	1.27	0.05%
Otras Zonas	2698.02	99.95%
Totales	**2699.28**	**100.00%**

Fuente de tabla: UPME

Gráfica 3-118: Mapa uso del suelo-Suroeste antioqueño.

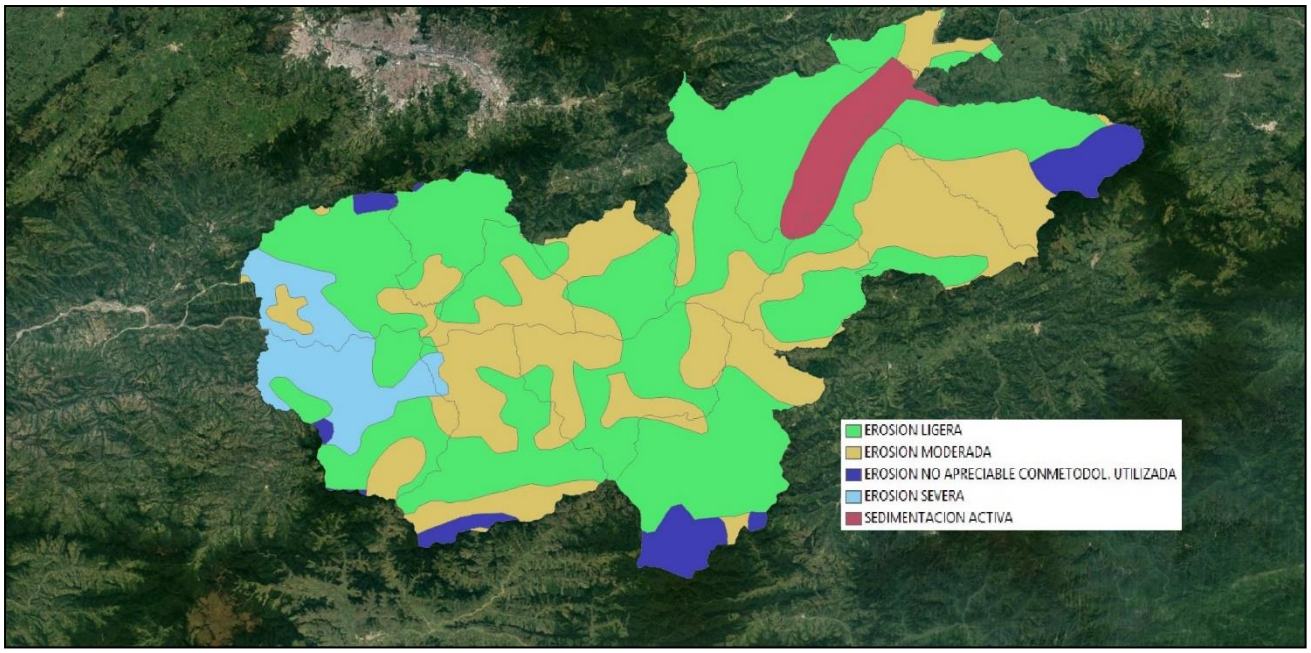


Fuente de gráfica: SIG UPME, Google Earth

Gráfica 3-119: Mapa áreas de bosque seco tropical-Suroeste antioqueño.

Fuente de gráfica: SIG UPME, Google Earth

Gráfica 3-120: Mapa erosión-Suroeste antioqueño.

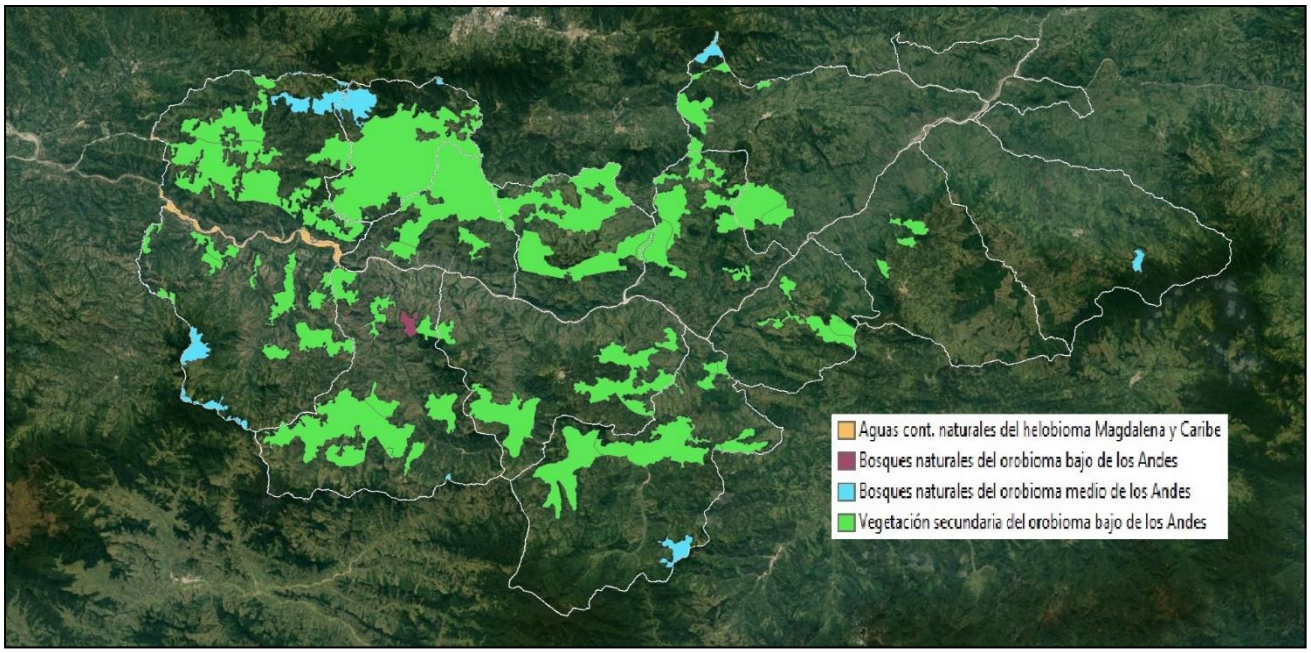


Fuente de gráfica: SIG UPME, Google Earth

Gráfica 3-121: Mapa de áreas de páramo-Suroeste antioqueño.

Fuente de gráfica: SIG UPME, Google Earth

Gráfica 3-122: Mapa áreas de conservación prioritaria-Suroeste antioqueño.

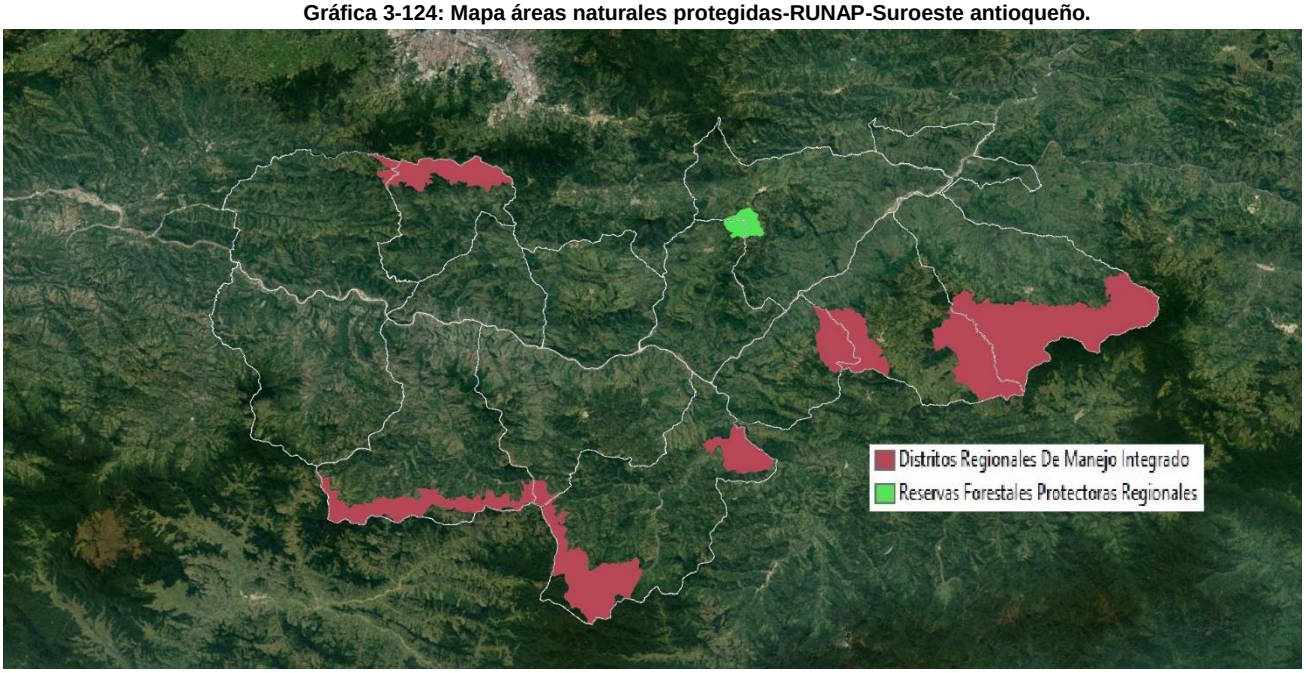


Fuente de gráfica: SIG UPME, Google Earth

Gráfica 3-123: Mapa áreas de salinización-Suroeste antioqueño.

Fuente de gráfica: SIG UPME, Google Earth

Gráfica 3-124: Mapa áreas naturales protegidas-RUNAP-Suroeste antioqueño.



Fuente de gráfica: SIG UPME, Google Earth

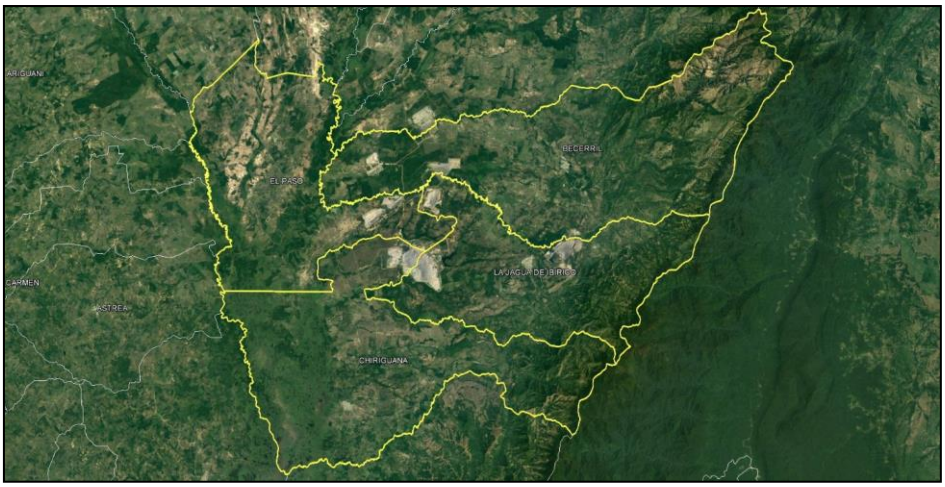
Gráfica 3-125: Mapa de áreas regionales naturales protegidas-Suroeste antioqueño.

Fuente de gráfica: SIG UPME, Google Earth

3.10.3.3. Carbón-Cesar

Colombia es un país privilegiado respecto a este recurso. Si bien el país dispone de carbón en varias partes del territorio nacional, a continuación se analiza una zona del departamento del Cesar, dadas las iniciativas para instalar proyectos térmicos en dicho lugar. En este sentido, se estudia el área comprendida por los municipios de Becerril, Chiriguaná, El Paso y La Jagua de Ibirico (3904.94 km^2), todos localizados en la parte central del departamento del Cesar (ver Gráfica 3-126).

Gráfica 3-126: Mapa zona de influencia de los proyectos-Cesar central.



Fuente de gráfica: SIG UPME, Google Earth

Las siguientes tablas y figuras muestran las alertas tempranas para las variables socio-ambientales de la zona.

Tabla 3.97: Uso del suelo-Cesar central.

Uso del Suelo		
Tipo de Vegetación	**Área [km^2]**	**Porcentajes**
Bosque primario	0.96	0.02%
Cultivos	59.69	1.53%
Misceláneos	0.24	0.01%
Palma africana	0.64	0.02%
Pantanos y ciénagas	573.41	14.68%
Pastos con rastrojos	847.76	21.71%
Pastos manejados	387.77	9.93%
Pastos naturales cobertura densa	1522.37	38.99%
Rastrojo	504.34	12.92%
Otros Usos	7.75	0.20%
Totales	**3904.94**	**100.00%**

Fuente de tabla: UPME

Tabla 3.98: Áreas de resguardos indígenas-Cesar central.

Resguardos Indígenas		
Nombre Resguardo	**Área [Km2]**	**Porcentajes**
Iroka	0.33	0.01%
Campo Alegre	2.10	0.05%
Socorpa	306.66	7.85%
Áreas No Indígenas	3595.85	92.08%
Totales	**3904.94**	**100.00%**

Fuente de tabla: UPME

Tabla 3.99: Áreas de conservación prioritarias-Cesar central.

Conservación Prioritaria		
Ecosistema	**Área [km^2]**	**Porcentajes**
Aguas continentales naturales del helobioma Magdalena y Caribe	42.30	1.08%
Bosques naturales del helobioma Magdalena y Caribe	64.09	1.64%
Bosques naturales del orobioma bajo de los Andes	21.36	0.55%
Bosques naturales del orobioma medio de los Andes	60.70	1.55%
Bosques naturales del zonobioma seco tropical del Caribe	26.10	0.67%
Herbazales del orobioma medio de los Andes	1.00	0.03%
Vegetación secundaria del helobioma Magdalena y Caribe	250.86	6.42%
Vegetación secundaria del orobioma bajo de los Andes	394.83	10.11%
Vegetación secundaria del zonobioma seco tropical del Caribe	308.75	7.91%
Zonas desnudas del zonobioma seco tropical del Caribe	21.62	0.55%
Ecosistemas No Prioritarios	2713.32	69.48%
Totales	**3904.94**	**100.00%**

Fuente de tabla: UPME

Tabla 3.100: Áreas de salinización-Cesar central.

Salinización		
Tipo de Salinización	**Área [Km2]**	**Porcentajes**
Áreas de montaña cercanas a la influencia del océano con baja salinización en la Sierra Nevada de Santa Marta o casi nula como en el Valle Medio del Magdalena (Baja o Nula)	1334.76	34.18%
Niveles altos de salinización y toxicidad de plantas por bajas precipitaciones alta evaporación facilitando la concentración de nutrientes , alta influencia de la cuña salina marina y de lluvias cargadas de sales evaporadas del océano (Alta)	860.26	22.03%
Suelos asociados con alta concentración salina sódica en climas áridos como la costa del Caribe donde la evaporación supera la precipitación y áreas costeras con destrucción de manglares como en la Costa Pacífica (Áreas salinas/sódicas)	580.69	14.87%
Susceptibilidad moderada a salinización en áreas bajas de piedemontes cordilleranos influenciada especialmente por lluvias con carga salina (Moderada)	520.20	13.32%
Zonas No Salobres	609.03	15.60%
Totales	**3904.94**	**100.00%**

Fuente de tabla: UPME

Tabla 3.101: Áreas de bosque seco tropical-Cesar central.

Bosque Seco		
Tipo de Cobertura	**Área [Km2]**	**Porcentajes**
Bosque Seco Tropical	166.86	4.27%
Otras Coberturas	3738.08	95.73%
Totales	**3904.94**	**100.00%**

Fuente de tabla: UPME

Tabla 3.102: Áreas de páramo-Cesar central.

Páramos		
Nombre Páramo	**Área [Km2]**	**Porcentajes**
Perijá	4.32	0.11%
Zonas Fuera de Páramo	3900.62	99.89%
Totales	**3904.94**	**100.00%**

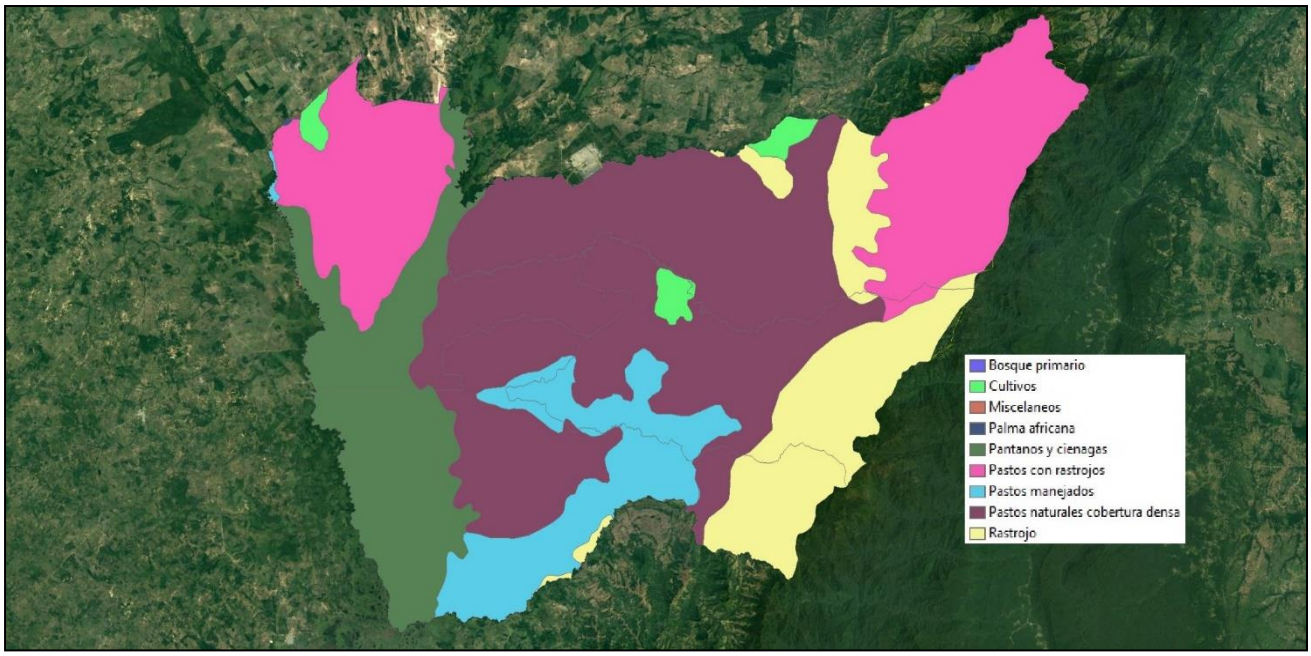
Fuente de tabla: UPME

Tabla 3.103: Erosión-Cesar central.

Erosión		
Tipo de Erosión	**Área [km^2]**	**Porcentajes**
Cuerpos de Agua	10.43	0.27%
Erosión Ligera	1621.78	41.53%
Erosión Moderada	1173.34	30.05%
Erosión No Apreciable Con Metodología Utilizada	77.49	1.98%
Erosión Severa	312.50	8.00%
Sin Erosión	697.97	17.87%
Sin Datos	11.43	0.29%
Totales	**3904.94**	**100.00%**

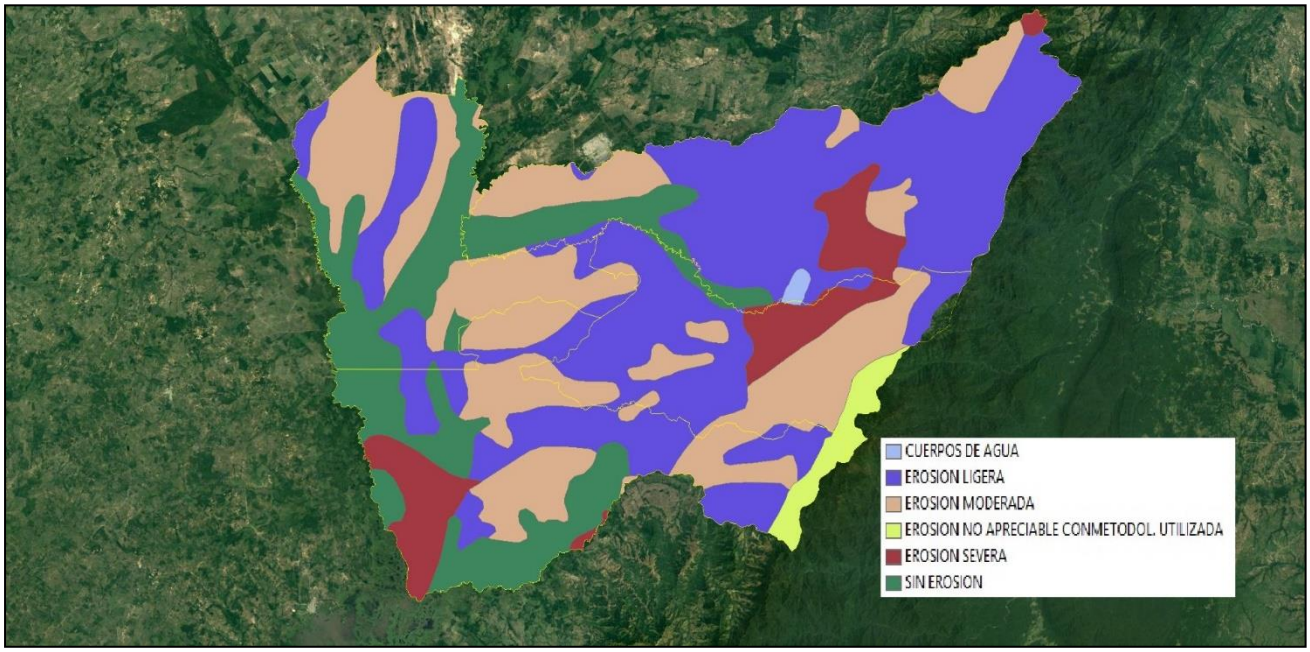
Fuente de tabla: UPME

Gráfica 3-127: Mapa de uso del suelo-Cesar central.



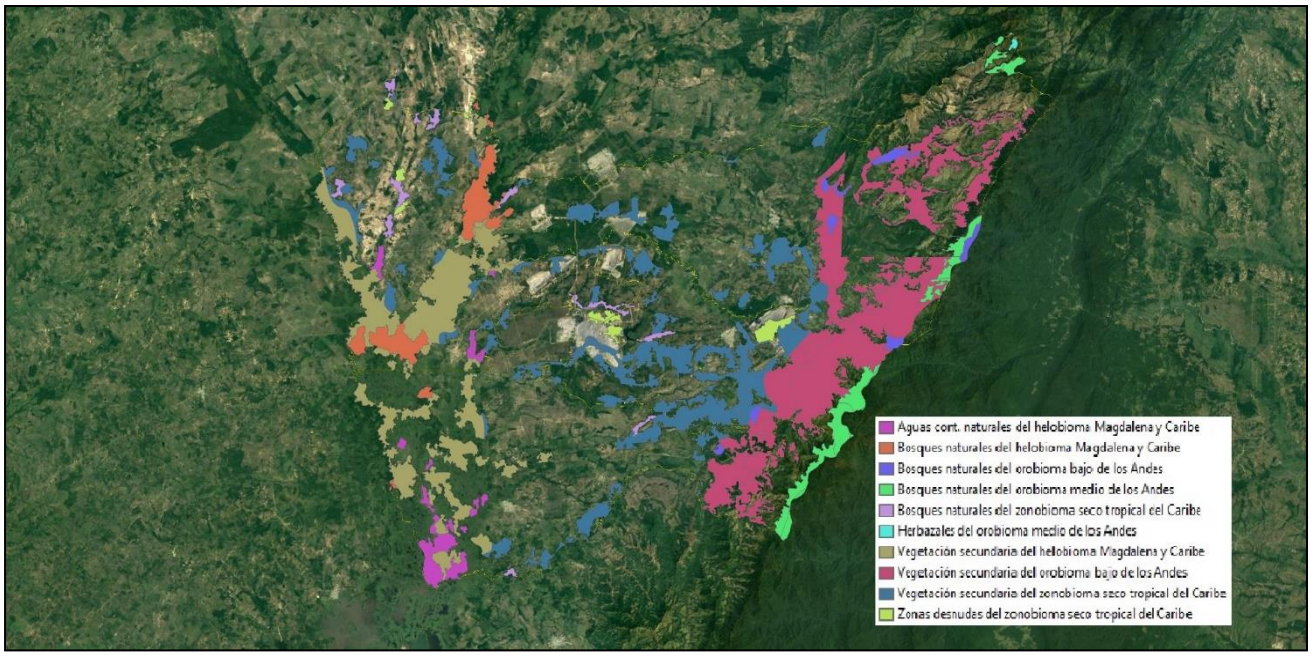
Fuente de gráfica: SIG UPME, Google Earth

Gráfica 3-128: Mapa de erosión-Cesar central.



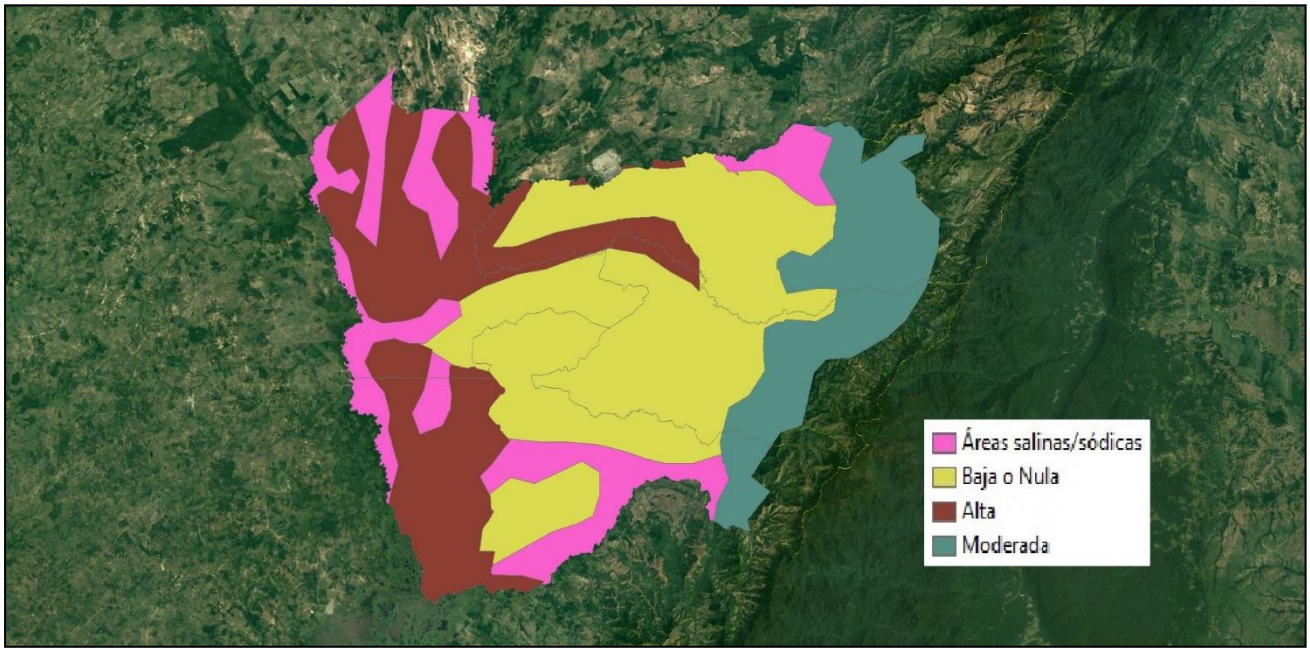
Fuente de gráfica: SIG UPME, Google Earth

Gráfica 3-129: Mapa de áreas de conservación-Cesar central.



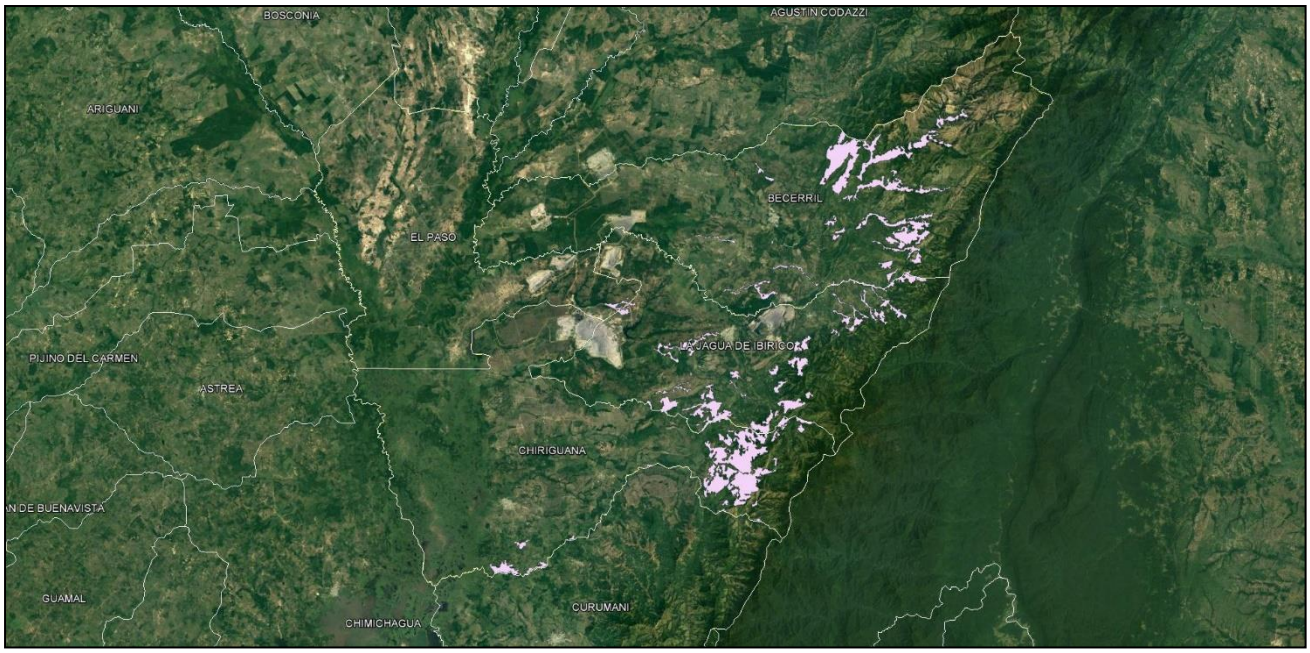
Fuente de gráfica: SIG UPME, Google Earth

Gráfica 3-130: Mapa de áreas de salinización-Cesar central.



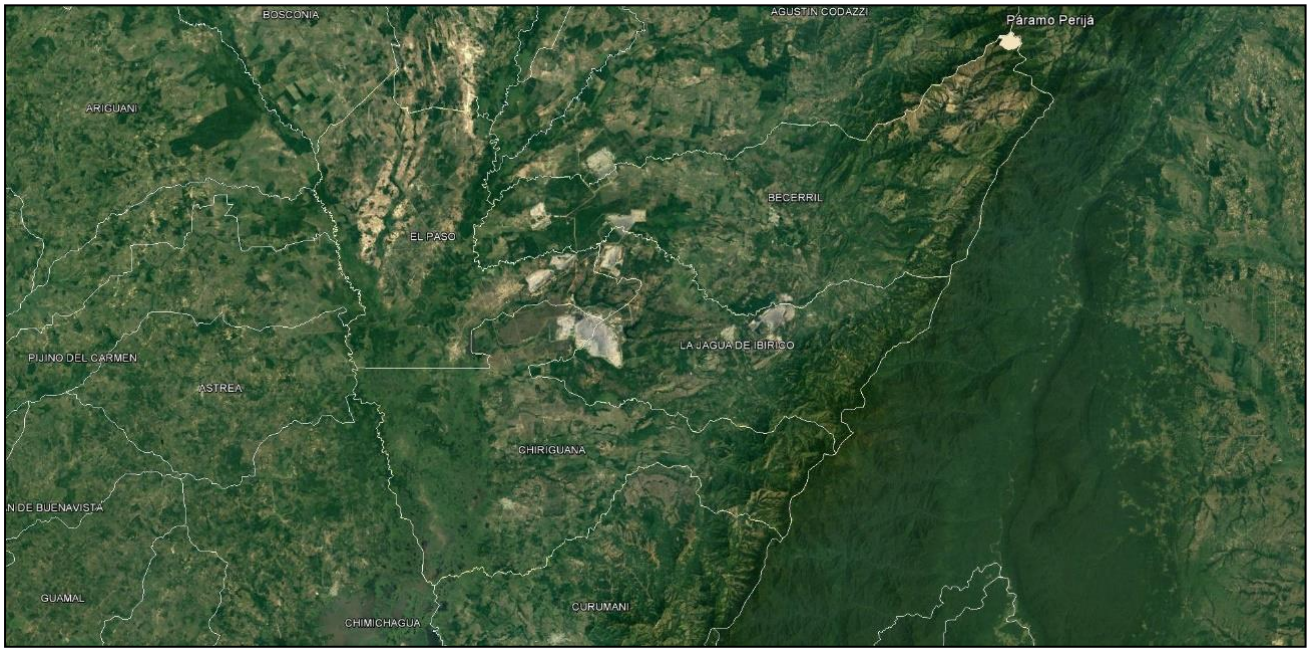
Fuente de gráfica: SIG UPME, Google Earth

Gráfica 3-131: Mapa de áreas de bosque seco tropical-Cesar central.



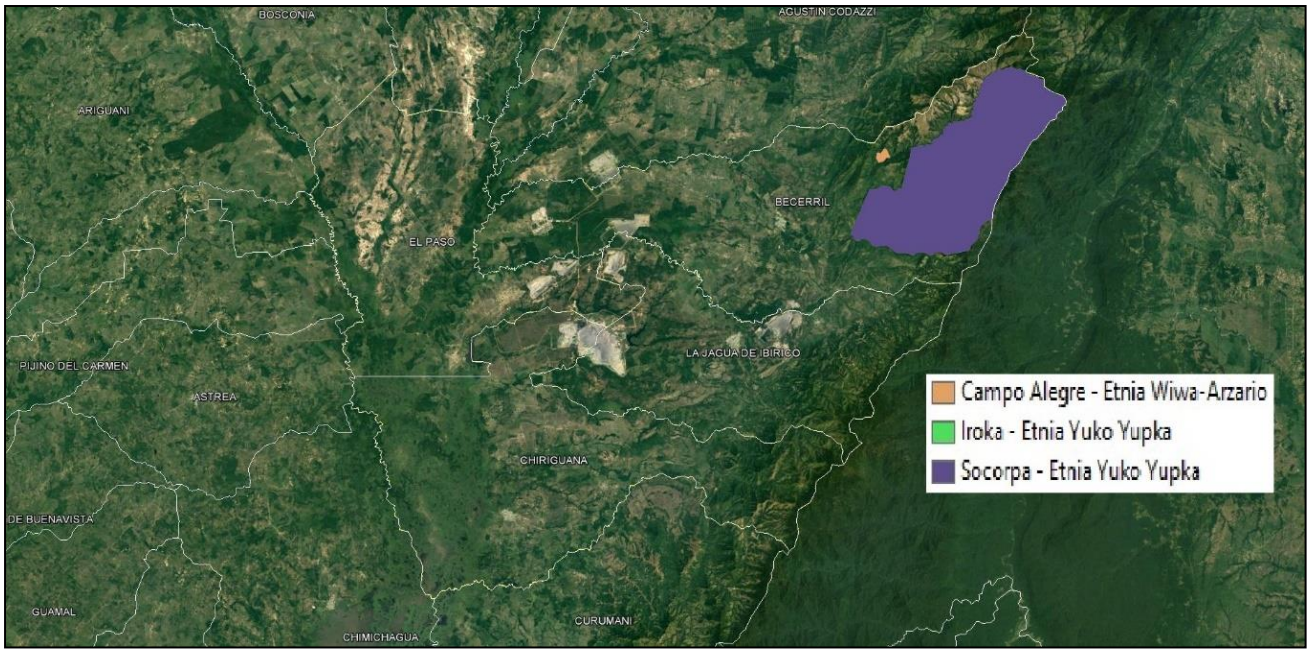
Fuente de gráfica: SIG UPME, Google Earth

Gráfica 3-132: Mapa áreas de páramo-Cesar central.



Fuente de gráfica: SIG UPME, Google Earth

Gráfica 3-133: Mapa de áreas de resguardo indígena-Cesar central.



Fuente de gráfica: SIG UPME, Google Earth

3.10.4. Conclusiones

El numeral 3.10 ha presentado la primera aproximación de alertas tempranos para el Plan indicativo de Expansión de la Generación, considerando los proyectos definidos por el Cargo por Confiabilidad que aún no han entrado en operación (para evidenciar la metodología sobre desarrollos en curso), algunas plantas menores y proyectos indicativos a gran escala que podrían materializarse en el mediano y largo plazo, lo anterior en virtud de nuestros potenciales, específicamente agua, carbón y viento.

Los resultados encontrados no pretenden remplazar análisis más detallados, que inclusive son complementados con visitas de campo. El objetivo es brindar señales a inversionistas y advertir sobre potenciales restricciones, para que los mismos agentes con mayores análisis, pueden dimensionar los riesgos inherentes al desarrollo de los proyectos.

En relación a los resultados obtenidos, las plantas menores a pesar de su tamaño, también enfrentan restricciones de toda índole, que si bien pueden ser inferiores en comparación a las limitaciones que puede encontrar un proyecto a gran escala, no evitan eventuales compensaciones o sustituciones.

Para los proyectos Termonorte, Gecelca 3.2 e Ituango, los resultados pueden ser interpretados de una manera académica, ya que estas plantas se encuentran en construcción, indicando ello que todos los tramites ambientales, sociales y con comunidades ya se llevaron a cabo (Salvo Termonorte).

Respecto a los proyectos genéricos, planta térmica a carbón en el Cesar, Planta eólica en el departamento de la Guajira, y la Central hidroeléctrica con embalse en el río Cauca, los resultados evidencian:

- En La Guajira las áreas de conservación prioritaria se localizan principalmente al norte del municipio de Uribía y en las zonas centrales de los municipios de Maicao y Albania, además existe vegetación xerofítica, es decir, vegetación de zonas áridas y muy secas, en el 94% del área de influencia. También debe tenerse en cuenta la presencia del PNN Macuira al norte del municipio de Uribía y especialmente

en el área social con la presencia de comunidades indígenas de la etnia Wayuu, en casi el 90% del territorio.

- Para la zona del Suroeste Antioqueño, sitio donde se prevé el desarrollo de proyectos hidroeléctricos con embalse, se debe tener en cuenta la presencia de pastos con cobertura densa en más del 50% del área de la zona de influencia, así como zonas de bosque seco tropical que si bien solo suman algo más del 4%, algunas de estas se encuentran localizadas cerca de las márgenes del río Cauca, lo cual las hace proclives a ser inundadas.
- En la zona del Cesar Central se deben tener en cuenta las áreas de conservación prioritaria, localizadas principalmente en los municipios de El Paso y La Jagua de Ibirico; de la misma forma las áreas de bosque seco que aunque solo suman cerca de 167 km^2, están localizadas principalmente en los municipios de Becerril y Chiriguaná. También hay que tener en cuenta la presencia de comunidades indígenas de las etnias Yuko-Yupka y Wiwa-Arzario en el municipio de Becerril.

3.11. CONCLUSIONES GENERALES

- El balance entre la oferta de Energía Firme y la proyección de demanda, revisión julio 2016, evidencia una situación riesgosa en el mes de septiembre del año 2020. Considerando la proyección de octubre de 2016, la demanda supera la oferta en febrero de 2021.
- El modelo energético SDDP estableció a marzo del 2019 como el momento donde el indicador VEREC supera los límites permitidos por la regulación (3 %), ello considerando la proyección de demanda de julio de 2016. Con la revisión de octubre la señal de expansión se desplaza al año 2025.
- En esta versión del Plan de Generación se ha formulado una nueva metodología de construcción de escenarios, la cual minimiza simultáneamente los costos de operación e inversión, bajo diferentes criterios heurísticos.
- Las matrices óptimas resultantes varían en función de los criterios establecidos, al igual que los supuestos contemplados, destacándose entre ellos los costos de inversión de cada una de las tecnologías. La mejor estrategia de largo plazo, seleccionada a través de los indicadores de desempeño, corresponde al caso 0. Esta se sustenta principalmente con recursos renovables no convencionales (viento) y generación térmica a partir del uso del carbón mineral.
- Se determinó con el modelo de operación e inversión la conveniencia de incrementar la capacidad de transporte entre Colombia y Ecuador. En el caso particular de nuestro país, la demanda nacional se beneficiaría de esta obra, ya que nuestro costo marginal, análogo al precio de bolsa, se reduciría considerablemente.
- Para cada escenario de largo plazo se estableció un balance entre la oferta de Energía Firme y la proyección de crecimiento de demanda, revisión julio 2016. Para todos los casos la demanda supera a la oferta hacia el final del periodo de estudio. Esto se debe a los procedimientos del cálculo de la Energía en Firme, que no contemplan la estacionalidad y complementariedad de los recursos intermitentes. Es importante recalcar la diferencia entre dicho balance y las simulaciones operativas llevadas a cabo con el modelo SDDP.
- Se realizaron dos análisis especiales, despacho predictivo y repotenciación de unidades térmicas. En el primero se estableció el nivel de flexibilidad del sistema (óptica oferta) bajo escenarios de alta penetración de recursos intermitentes. Los resultados permiten concluir que la red de transmisión junto con los elementos BESS son la principal fuente de flexibilidad, ya que posibilitan la incorporación de mayor capacidad renovable y el transporte de recursos flexibles desde el interior del país.

- El análisis beneficio/costo de la repotenciación de unidades también arrojó resultados interesantes, ya que existen rangos donde los agentes y los usuarios de energía eléctrica se beneficiarían de esta medida. Este tipo de acciones también podrían implementarse para expandir el sistema, cuando se prevean limitaciones insalvables para la construcción de nuevos proyectos.
- Finalmente se elaboró un análisis de alertas tempranas y variabilidad climática, el cual puede constituirse como un referente para los tomadores de decisión.

4. PLAN DE EXPANSIÓN EN TRANSMISIÓN

4.1. 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.

Es así que en el marco de la formulación del Plan de Expansión, se analiza el Sistema de Transmisión Nacional – STN y los Sistemas de Transmisión Regionales – STR, identificando los efectos del crecimiento de la demanda y la incorporación de plantas de generación. Lo anterior, con el fin de garantizar la prestación del servicio de energía eléctrica de una manera confiable, segura y eficiente. Es de considerar, que esta versión del Plan de Expansión fue desarrollada con el escenario alto de las proyecciones de demanda – revisión a junio de 2016.

En relación al Plan de Expansión en Transmisión, el mismo presenta las obras de expansión en el Sistema de Transmisión Nacional, necesarias para la atención confiable y segura de la demanda en el mediano y largo plazo. Se plantean dos obras a 230 kV, estas son: **i)** Nueva Subestación Alcaraván 230 kV conectada mediante un circuito sencillo desde San Antonio 230 kV, e interconectada con la subestación Banadía 230 kV mediante un circuito en 230 kV, una nueva subestación Caño Limón II – La Paz (considerada como una extensión de la barra del actual Caño Limón, mediante la reconfiguración Banadía – Caño Limón 230 kV), segundo circuito entre Banadía y Caño limón II – La Paz y obras del STR, y **ii)** Nueva subestación Nueva Granada 230 kV interconectada mediante reconfiguración de los dos circuitos Guatiguará – Sochagota 230 kV en Guatiguará – Nueva Granada – Sochagota 230, tercer transformador en Sogamos 500/230 – 450 MVA y obras del STR.

Se presentan los análisis relacionados con las medidas de mitigación en el área Caribe, particularmente compensación estática, para lo cual se plantearon tres posibles alternativas diferentes: **i)** Sabanalarga 220 kV – 2x75 MVAr, **ii)** Bolívar 220 kV – 50 MVAr, Caracolí 220 kV – 50 MVAr y Barranquilla 220 kV – 50 MVAr, y **iii)** Bolívar 220 kV – 2x50 MVAr y Sabanalarga 220 kV – 100 MVAr.

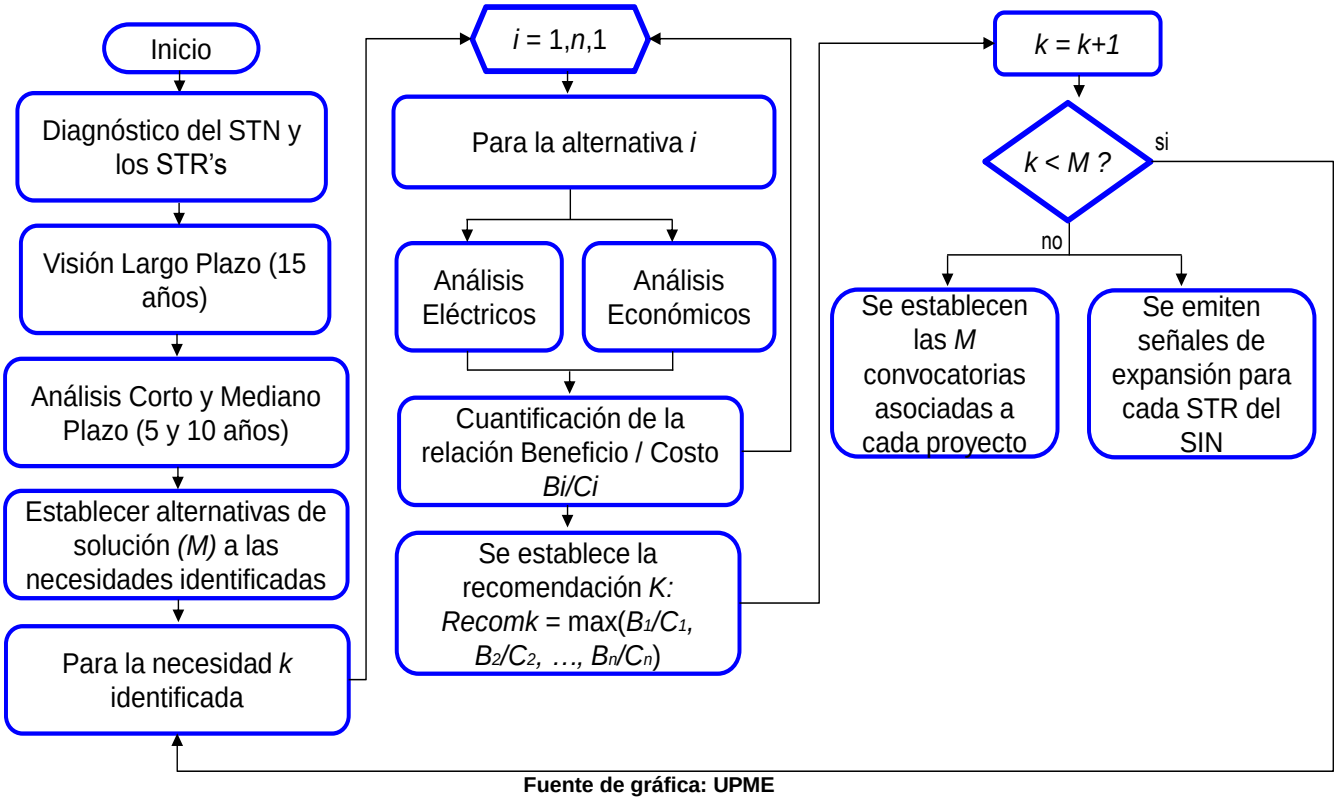
Se formulan diferentes alternativas de desarrollo de Red en función de los posibles bloques de generación en el área de Antioquia y Caldas – Quindío – Risaralda de manera general, con el fin de tener los análisis preliminares para definir las obras que sean necesarias ejecutar una vez se materialice la subasta del Cargo por Confiabilidad, o que los promotores manifiesten su intención de conexión a la Red; además del impacto de las solicitudes de conexión de demanda en el área oriental.

Finalmente, se planteó una nueva metodología de planeación de largo plazo, con el fin de identificar los corredores que se deben asegurar de cara a la atención confiable de la demanda en el futuro, metodología que considera la incertidumbre en el crecimiento de demanda, escenarios de generación y aspectos sociales y ambientales para esta definición.

4.2. METOLOGÍA GENERAL DE EXPANSIÓN DE RED

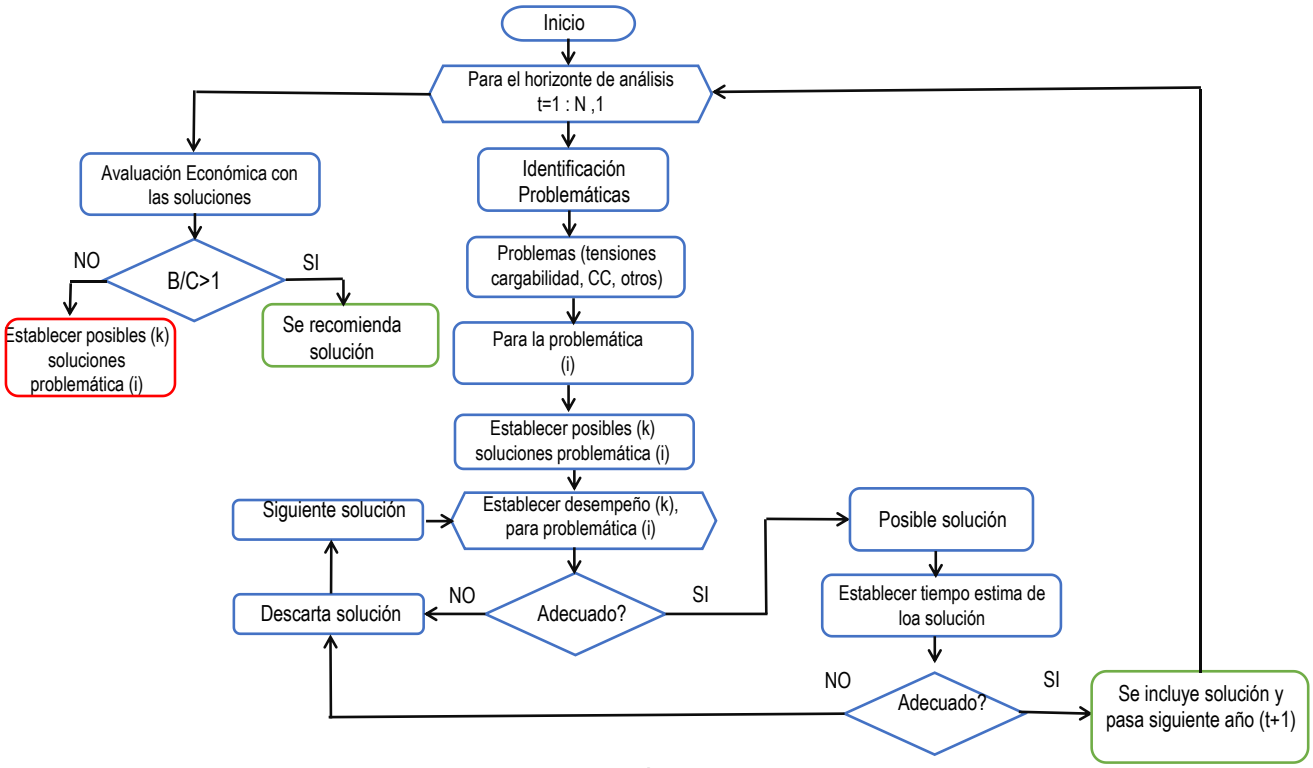
Con el fin de atender los requisitos de la Red, tomando en cuenta que pueden existir múltiples soluciones que se pueden implementar en diferentes estancias del tiempo, se planteó una metodología general complementaria al esquema de planeamiento para la definición de proyectos (ver Gráfica 4-1 y Gráfica 4-2).

Gráfica 4-1: Esquema general del planeamiento de la transmisión.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 4-2: Diagrama general para la definición de proyectos.



Fuente de gráfica: UPME

La metodología se resume de la siguiente manera:

- Se determina un horizonte de análisis.
- Para el horizonte de análisis, se determinan las problemáticas de la sub-área tomando como referencia una visión de largo plazo.
- Identificada la problemática se proponen diferentes alternativas de proyectos que la eliminen.
- Se verifica el desempeño en el sistema para cada una de las alternativas de proyectos.
- Si el desempeño es adecuado, el proyecto pasa a ser un proyecto viable técnicamente y por lo tanto elegible para la solución.
- Para el proyecto viable, se determina en función de tiempos y estándares de construcción, el posible tiempo de ejecución del mismo.
- Si el tiempo es adecuado, este proyecto pasaría a un estado de posible solución a implementarse; sin embargo, sería necesario determinar su viabilidad económica.
- Una vez se tengan los proyectos de posible ejecución y que mejoren las condiciones del sistema en el horizonte analizado, se procederá a realizar la respectiva evaluación económica de la solución.
- Finalmente, se recomiendan los proyectos que son técnica y económicamente viables tomando como referencia maximizar la relación Beneficio/Costo de cada uno o que traigan los mejores beneficios operativos para el sistema.

4.3. ANÁLISIS DEL SISTEMA DEL TRANSMISIÓN NACIONAL – STN

4.3.1. Expansión del Sur de Santander

4.3.1.1. Antecedentes

- En el Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2014 – 2028, la Unidad evaluó y conceptuó el Plan de Expansión del OR ESSA. En este mismo Plan de Expansión, se definieron las obras relacionadas con el STN y STR, las cuales se mencionan a continuación:

En Relación al STN:

- Nuevo punto de conexión STN/STR en Palenque.
- Cambio de configuración en la subestación Barranca.

En Relación al STR:

Año 2017
- Segundo transformador Bucaramanga 230/115 kV – 150 MVA.
- Proyecto STR Palenque 230 kV.

Año 2018
- Subestación Principal 115 kV.
- Normalización T Bucaramanga.
- Subestación Conucos 115 kV.
- Subestación Río Frio 115 kV.
- Línea Ocaña – San Alberto 115 kV.
- Segundo circuito Barranca – Puerto Wilches 115 kV.
- Subestación Buena Vista 115 kV.

Año 2019
- Reconfiguración Barranca + 2 transformadores adicionales 230/115 kV.

El OR presentó a la Unidad, la conexión de diferentes plantas menores y mayor, para lo cual se evaluó una infraestructura a nivel del STN y STR. A continuación se presenta el cronograma de entrada de la generación menor y mayor en el departamento de Santander.

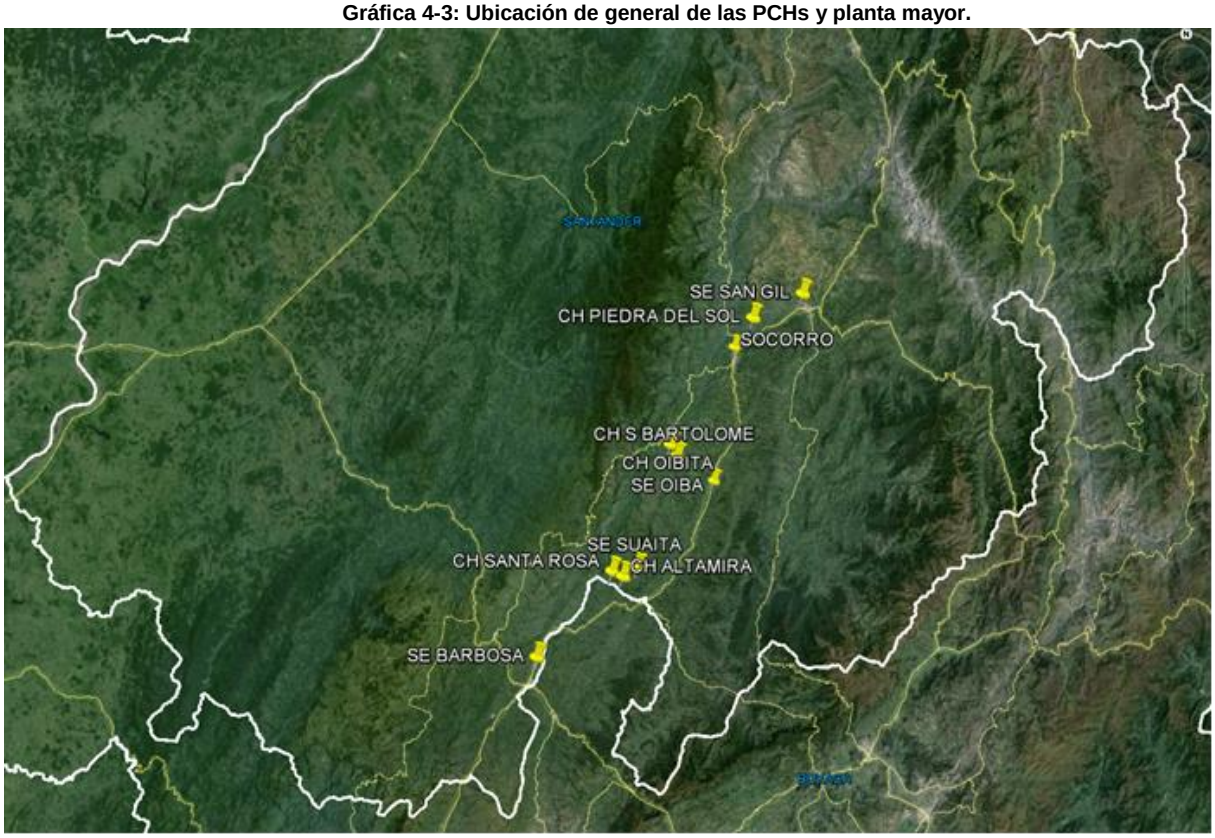
Tabla 4-1: Solicitud plantas de generación en Santander.

Agente	Capacidad (MW)	Fecha
Oibita	20	2020
San Bartolomé	20	2020
Santa Rosa	20	2020
Altamira	20	2020
Piedra del Sol	156	2022

Fuente de tabla: UPME

La ubicación de las plantas de generación, se encuentran entre San Gil y Barbosa en el departamento de Santander. A continuación se presenta la ubicación general con la identificación de los municipios cercanos a las mismas.

Gráfica 4-3: Ubicación de general de las PCHs y planta mayor.



Fuente de gráfica: UPME
Tomado de Google Earth

4.3.1.2. Análisis Eléctricos

A continuación se presentan los resultados de los análisis eléctricos, correspondientes a los flujos de carga en estado normal y en contingencia, análisis de estabilidad y corto circuito, las consideraciones para los mismos se presentan a continuación:

- Escenario alto de la proyección del mes de junio del año 2016.
- Periodos de consumo de demanda máxima y demanda mínima.
- Se consideraron en operación, los proyectos conceptuados y las obras de expansión del Sistema de Transmisión Nacional – STN con fecha de entrada en el horizonte de análisis.
- Información de expansión reportada por los Operadores de Red del área.
- Se consideró la capacidad nominal y de emergencia reportada por los agentes para elementos de la Red.
- Se consideran los escenarios operativos de la Tabla 4-2.

Tabla 4-2: Escenarios operativos.

Escenario	Características de despacho	
	Generación	Máximo/mínima
	Demanda	Máxima/mínima

Fuente de tabla: UPME

4.3.1.3. Desempeño Eléctrico

A continuación se presenta el desempeño del sistema considerando que las plantas se conectan a la infraestructura actual de la siguiente manera:

Condición actual – Sin proyectos de generación ni proyectos de infraestructura:

Tabla 4-3: Desempeño del sistema sin proyectos.

CONDICIÓN	2020	2022
C.N.O.	Desempeño Adecuado	Desempeño Adecuado
(N-1) Transformador Piedecuesta	Bajas tensiones en San Gil	Bajas tensiones en San Gil
(N-1) Piedecuesta – San Gil 115 kV	Pérdida de demanda asociada a San Gil	Pérdida de demanda asociada a San Gil
(N-1) Oiba – T 34.5 kV	Pérdida de demanda aguas abajo Oiba – Vado Real	Pérdida de demanda aguas abajo Oiba – Vado Real
(N-1) T – Socorro 34.5 kV	Pérdida de demanda aguas abajo Oiba – Vado Real – Charalá y Contratación	Pérdida de demanda aguas abajo Oiba – Vado Real – Charalá y Contratación
(N-1) Socorro - San Gil 34.5 kV	Pérdida de demanda aguas abajo Oiba – Vado Real – Charalá – Contratación y Socorro	Pérdida de demanda aguas abajo Oiba – Vado Real – Charalá – Contratación y Socorro
(N-1) Barbosa – Chiquinquirá 115 kV*	Sobrecarga Paipa – Barbosa 115 kV	Sobrecarga Paipa – Barbosa 115 kV

* Sin considerar repotenciación Paipa – Barbosa 115 kV.

Fuente de tabla: UPME

Conexión de Oibita 20 MW y San Bartolomé 20 MW a la Subestación Oiba 34.5 kV:

Tabla 4-4: Desempeño del sistema con la conexión de proyectos Oibita y San Bartolome a la S/E Oibita 34.5 kV.

CONDICIÓN	Desempeño 2020-Dmax	Desempeño 2020 - Dmin	Desempeño 2022 - Dmax	Desempeño 2022 - Dmin	Desempeño 2025 - Dmax	Desempeño 2025 - Dmin
C.N.O.	Oiba- T 34,5 kV, T - Socorro 34,5 kV, Socorro - San Gil 34,5 > 100%	Oiba- T 34,5 kV, T - Socorro 34,5 kV, Socorro - San Gil 34,5 > 100%	Oiba- T 34,5 kV, T - Socorro 34,5 kV, Socorro - San Gil 34,5 > 100%	Oiba- T 34,5 kV, T - Socorro 34,5 kV, Socorro - San Gil 34,5 > 100%	Oiba- T 34,5 kV, T - Socorro 34,5 kV, Socorro - San Gil 34,5 > 100%	Oiba- T 34,5 kV, T - Socorro 34,5 kV, Socorro - San Gil 34,5 > 100%
(N-1) Oiba - T 34,5 kV	Conexión Radial	Conexión Radial	Conexión Radial	Conexión Radial	Conexión Radial	Conexión Radial
(N-1) T - Socorro 34,5 kV	Conexión Radial	Conexión Radial	Conexión Radial	Conexión Radial	Conexión Radial	Conexión Radial
(N-1) Socorro - San Gil 34,5 kV	Conexión Radial	Conexión Radial	Conexión Radial	Conexión Radial	Conexión Radial	Conexión Radial

Fuente de tabla: UPME

Como se observa en la Tabla 4-4, ante una conexión de la generación en la infraestructura actual en 34.5 kV, se producen sobrecargas de los elementos a nivel del SDL en condición normal de operación. Además se observa que ante condiciones de N-1 de elementos se pierde la totalidad de la generación y la demanda.

Conexión de Santa Rosa 20 MW y Altamira 20 MW a la Subestación Barbosa 110 kV:

Tabla 4-5: Desempeño del sistema con la conexión de proyectos Santa Rosa y Altamira a la S/E Barbosa 34.5 kV.

CONDICIÓN	Desempeño 2020 - Dmax	Desempeño 2020 - Dmin	Desempeño 2022 - Dmax	Desempeño 2022 - Dmin	Desempeño 2025 - Dmax	Desempeño 2025 - Dmin
C.N.O.	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
Chiquinquirá - Barbosa 115 kV	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
Paipa -Barbosa 115 kV	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado

Fuente de tabla: UPME

Con la conexión de las plantas Santa Rosa y Altamira a la infraestructura actual, desde el punto de vista técnico, no presenta dificultades en la Red. No obstante, esta conexión representa unas longitudes de activos de conexión de al menos 30 km de red, lo cual podría hacer inviable la conexión, en este sentido, teniendo en cuenta que se pueden definir proyectos multipropósitos en el área, más adelante en este documento, se presentan los resultados del desempeño del sistema con este desarrollo de Red complementario.

Conexión de Piedra del Sol de 156 MW a la Subestación Guatiguará 220 kV:

Tabla 4-6: Desempeño del sistema con la conexión de Piedra del Sol a la S/E Guatiguará 220 kV.

CONDICIÓN	Desempeño 2022 - Dmax	Desempeño 2022 - Dmin	Desempeño 2023 - Dmax	Desempeño 2023 - Dmin	Desempeño 2025 - Dmax	Desempeño 2025 - Dmin
Guatiguará - Sochagota 230 kV	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
TRF Guatiguará 230/115 kV	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
Guatiguará - Paipa 230 kV	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado

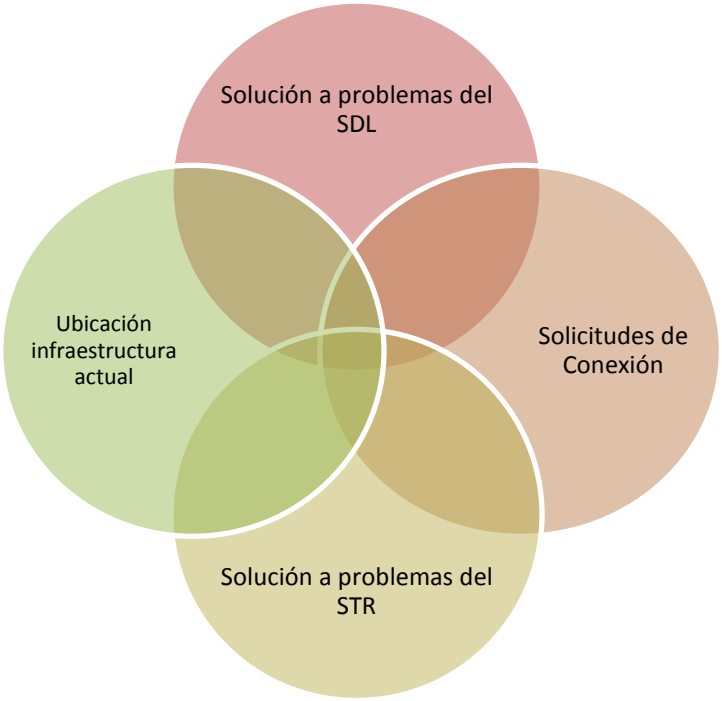
Fuente de tabla: UPME

Con la conexión de la planta Piedra del Sol a la infraestructura actual, desde el punto de vista técnico no presenta dificultades en la red. No obstante lo anterior, esta conexión representa unas longitudes de activos de conexión de al menos 60 km de red, lo cual podría hacer inviable la conexión.

4.3.1.4. Desarrollo de Red Propuesto

Teniendo en cuenta que la capacidad de generación solicitada está por encima de los 200 MW y que la ubicación de la misma es distribuida, la Unidad con el fin de definir un desarrollo de red complementario y multipropósito, revisó el estado de la red que actualmente existe desde el punto de vista de ubicación y desempeño (ver Gráfica 4-4).

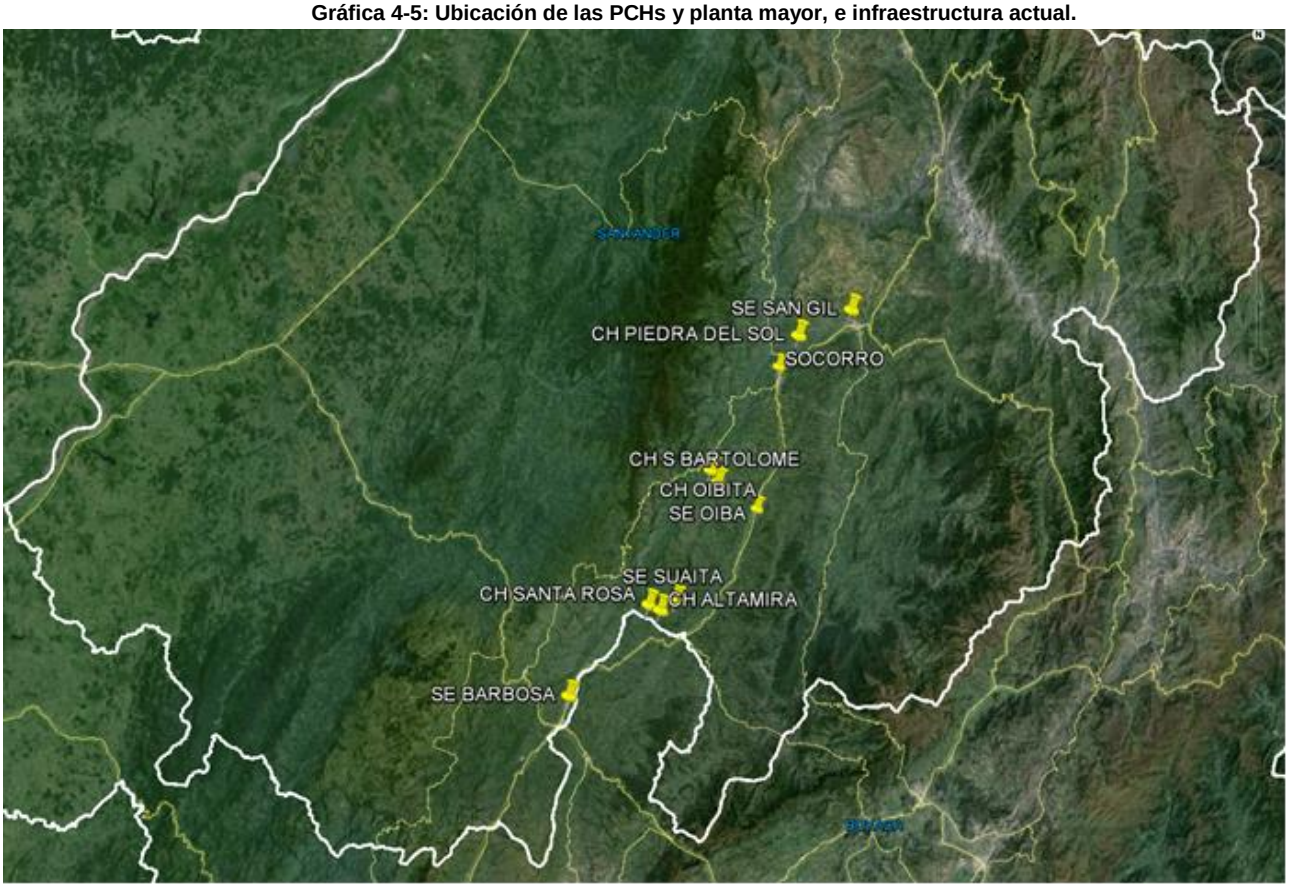
Gráfica 4-4: Estructura para la busqueda de solución integral.



Fuente de gráfica: UPME

En relación a las PCHs y planta mayor, a continuación se presenta su ubicación, junto con la ubicación de la infraestructura actual.

Gráfica 4-5: Ubicación de las PCHs y planta mayor, e infraestructura actual.



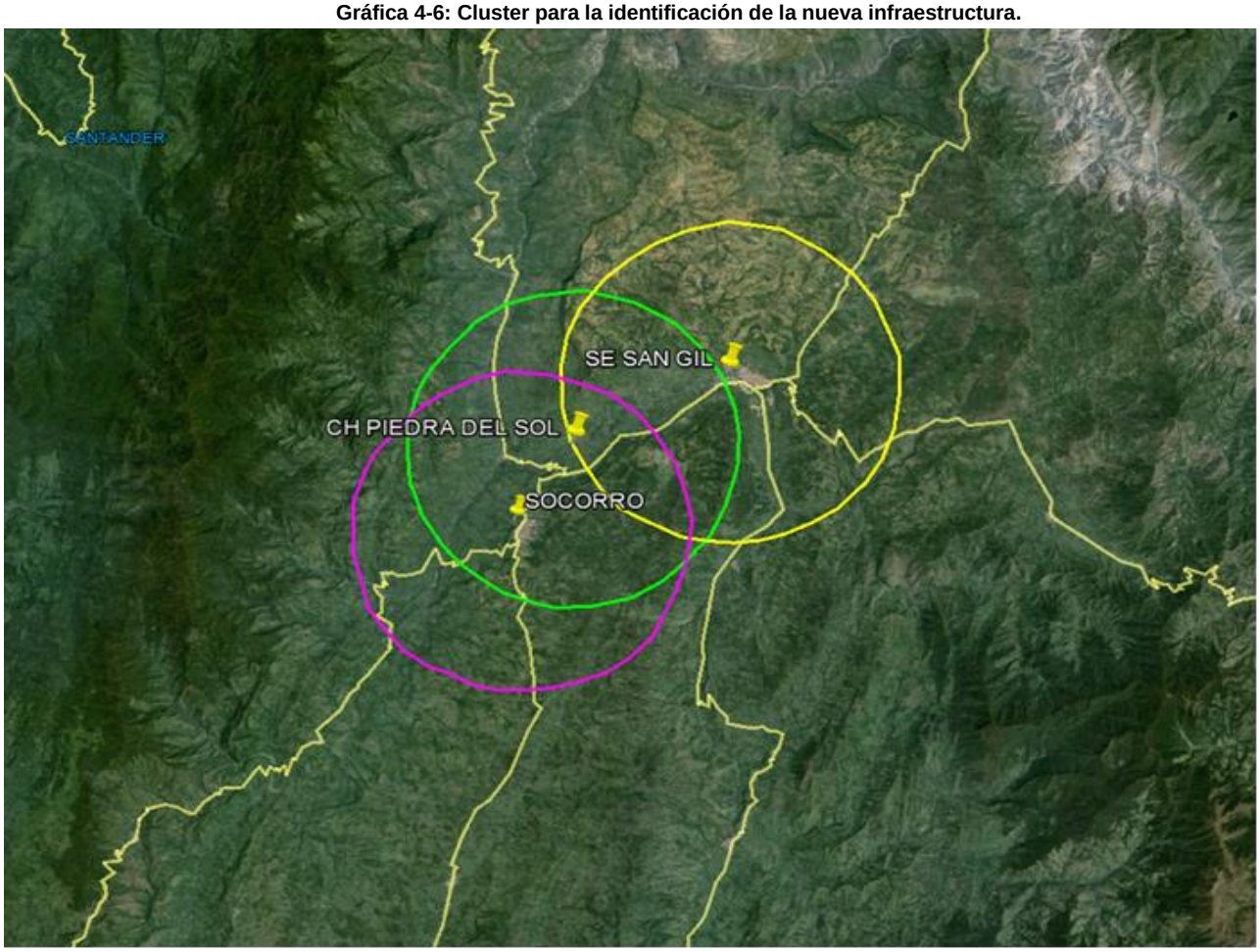
Fuente de gráfica: UPME
Tomado de Google Earth

Para el caso de la conexión de las plantas menores, el OR planteó un desarrollo de red a nivel del STR que permitirá adicional a la conexión de las plantas, la mejora de la atención de la demanda, las mismas se mencionan a continuación.

- Subestación Oiba 115 kV.
- Subestación Suaita 115 kV.
- Interconexión San Gil – Oiba – Suaita – Barbosa 115 kV.

Por otro lado, teniendo en cuenta que se evidencia la necesidad de una posible subestación a nivel del Sistema de Transmisión Nacional, debido a la capacidad de generación que se va a conectar en el sistema, con el fin de identificar su posible ubicación, se realizó un análisis de Clúster con el fin de ubicar la subestación en el centro de los centros de carga (Socorro y San Gil) y la ubicación de la generación mayor. A continuación se presenta el ejercicio realizado (ver Gráfica 4-6).

Gráfica 4-6: Cluster para la identificación de la nueva infraestructura.



Fuente de gráfica: UPME
Tomado de Google Earth

Se observa al trazar circunferencias imaginarias con radios de una longitud aproximada de 10 km y tomando como centro de cada uno de estos radios el centro poblado o la ubicación de la generación, se presentó una intersección de los círculos imaginarios, lo cual configura el área propuesta para una ubicación de una posible subestación en el Sistema de Transmisión Nacional.

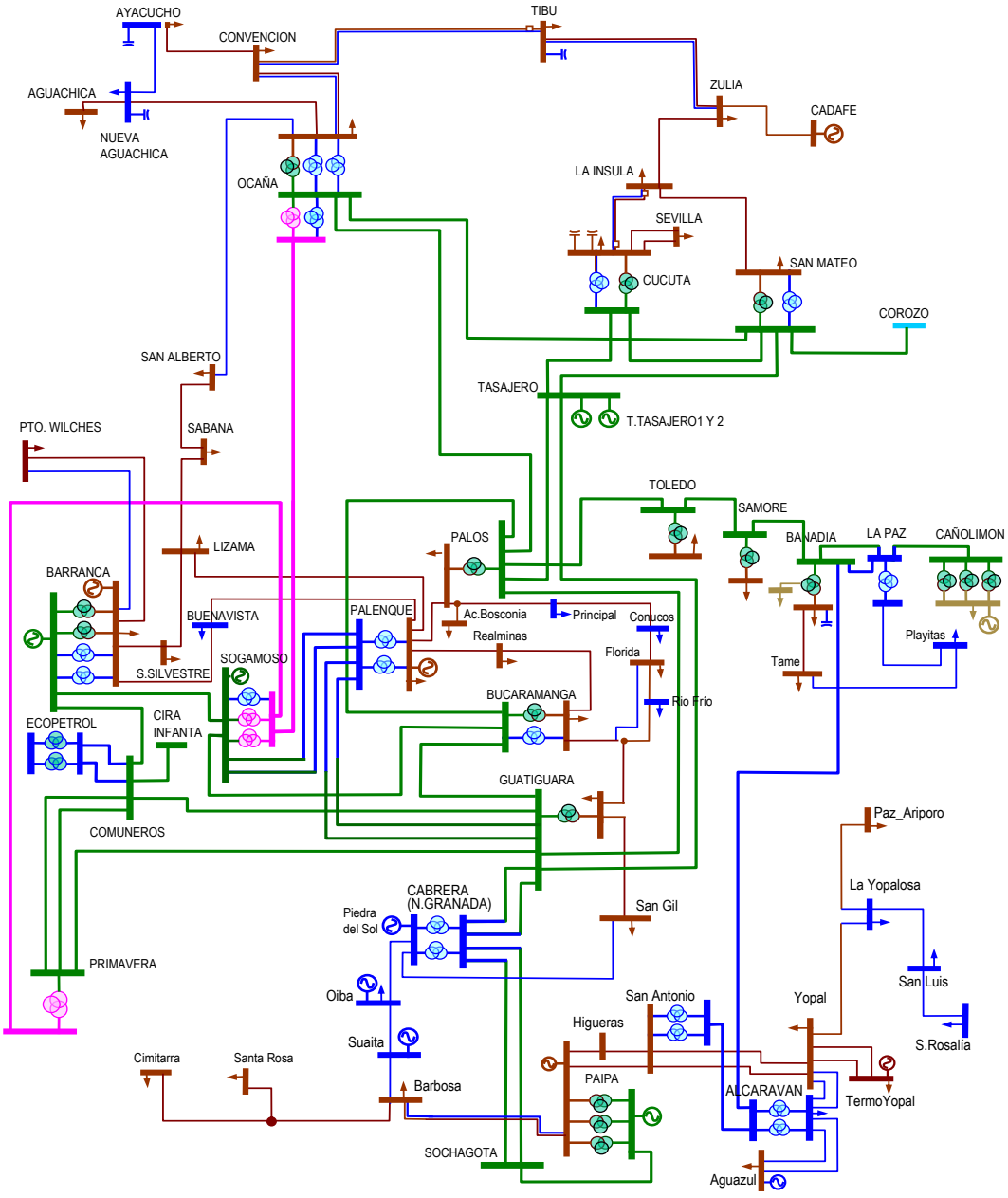
Con base en lo anterior y de acuerdo con las obras presentadas por el OR y analizado por la UPME (ver Tabla 4-7), se procede a realizar los análisis del desempeño del sistema.

Tabla 4-7: Obras presentadas por el Operador de Red – ESSA.

OBRA	FECHA DE ENTRADA EN OPERACIÓN
Nuevas subestaciones en el STR, correspondientes a: i) Oiba y ii) Suaita interconectada mediante un enlace en 115 kV San Gil – Oiba – Suaita – Barbosa. (**capacidad superior a 650 A**)	2020
Tercer transformador en Sogamoso 500/230 kV - 450 MVA	2019
Nueva subestación del STN – Nueva Granada; reconfigurando los enlaces Guatiguará-Sochagota 230 kV y Nueva subestación Nueva Granada 115 kV	2022

Fuente de tabla: UPME

Gráfica 4-7: Desarrollo de Red propuesto.



Fuente de gráfica: UPME

A continuación se presenta el desempeño del sistema para la expansión propuesta con la conexión de la generación y el desarrollo de la infraestructura.

Demanda máxima, despacho mínimo en el STR (sin despacho de Oibita, San Bartolomé, Santa Rosa y Altamira) y sin repotenciación Paipa – Barbosa 115 kV:

Tabla 4-8: Desempeño del sistema con demanda máxima, despacho mínimo y sin repotenciación.

CONDICIÓN	2020	2022	2025
(N-1) A. Ricaurte - Chiquinquirá 1 115 kV	Barbosa - Paipa 1 115 > 100 %	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
(N-1) A. Ricaurte - Chiquinquirá 2 115 kV	Barbosa - Paipa 1 115 > 100%	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
(N-1) A. Ricaurte - Tunja 1 115 kV	Barbosa - Paipa 1 115 > 100 %	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
(N-1) A Ricaurte - Tunja 2 115 kV	Barbosa - Paipa 1 115 > 100 %	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
(N-1) Barbosa - Chiquinquirá 1 115 kV	Barbosa - Paipa 1 115 > 126 %	Barbosa - Paipa 1 115 > 90 %	Barbosa - Paipa 1 115 > 100 %
(N-1) Guatiguará - Sochagota 1 230 kV	Barbosa - Paipa 1 115 > 100 %	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
(N-1) Guatiguará - Sochagota 2 230 kV	Barbosa - Paipa 1 115 > 100 %	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
(N-1) Paipa - Tunja 2 115 kV	Barbosa - Paipa 1 115 > 110 %	Barbosa - Paipa 1 115 > 90 %	Barbosa - Paipa 1 115 > 100 %
(N-1) Piedecuesta - San Gil 1 115 kV	Barbosa - Paipa 1 115 > 130 % Socorro 34.5 < 90 % Charalá 34.5 < 90 % San Gil 34.5 < 90 % San Gil 115 < 90 % Contratación 34.5 < 90 % Vado Real 34.5 < 90 % Oiba 34.5 < 90 % Oiba 115 kV < 90 %	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
(N-1) TR Oiba 115/34.5 kV	Contratación 34.5 < 90 % Vado Real 34.5 < 90 %	Desempeño adecuado	Contratación 34.5 < 90 % Vado Real 34.5 < 90 % Oiba 34.5 < 92 % Charalá 34.5 < 92 %
(N-1) TRF Guatiguará 220/115 kV	Barbosa - Paipa 115 kV > 100%	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
(N-1) Suaita – Barbosa 115 kV	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado	Barbosa - Paipa 1 115 > 90 %
(N-1) Oiba - Suaita 115 kV	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado	Barbosa - Paipa 1 115 > 90 %
(N-1) TRF Sogamoso 500/230 kV[17]	TRF Sogamoso > 100%	TRF Sogamoso > 115%	TRF Sogamoso > 115%
(N-1) TRF Sogamoso 500/230 kV[18]	TRF Sogamoso < 90%	TRF Sogamoso < 90%	TRF Sogamoso < 90%

Fuente de tabla: UPME

Se observa que para esta condición de despacho, y sin la repotenciación del enlace Paipa – Barbosa 115 kV ni la compensación de 10 MVAr en Rovira, se pueden presentar sobrecarga en elementos y bajas tensiones en el STR y SDL antes de la entrada del proyecto del STN en la zona. Sin embargo se observa el agotamiento de la transformación en Sogamoso 500/230 kV, el cual aumenta con la conexión de generación en la zona.

[17] Sin tercer transformador 500/230 kV en Sogamoso.
[18] Con tercer transformador 500/230 kV en Sogamoso.

Demanda máxima, despacho mínimo en el STR (sin despacho de Oibita, San Bartolomé, Santa Rosa y Altamira) y con repotenciación Paipa – Barbosa 115 kV a 480 A y compensación de 10 MVAr en Rovira 34.5 kV:

Tabla 4-9: Desempeño del sistema con demanda máxima, despacho mínimo y con repotenciación.

CONDICIÓN	2020	2022	2025
(N-1) A Ricaurte - Chiquinquirá 1 115 kV	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
(N-1) A Ricaurte - Chiquinquirá 2 115 kV	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
(N-1) A Ricaurte - Tunja 1 115 kV	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
(N-1) A Ricaurte - Tunja 2 115 kV	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
(N-1) Barbosa - Chiquinquirá 1 115 kV	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
(N-1) Guatiguará - Sochagota 1 230 kV	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
(N-1) Guatiguará - Sochagota 2 230 kV	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
(N-1) Paipa - Tunja 2 115 kV	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
(N-1) Piedecuesta - San Gil 1 115 kV	Socorro 34.5 < 95 % Charalá 34.5 < 95% San Gil 34.5 < 95 % San Gil 115 < 95 % Contratación 34.5 < 95 % Vado Real 34.5 < 95 % Oiba 34.5 < 95 % Oiba 115 kV < 95 %	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
(N-1) TR Oiba 115/34.5 kV	Contratación 34.5 < 95 % Vado Real 34.5 < 95 %	Desempeño adecuado	Contratación 34.5 < 95 % Vado Real 34.5 < 95 % Oiba 34.5 < 92 % Charalá 34.5 < 92 %
(N-1) TRF Guatiguará 220/115 kV	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
(N-1) Suaita – Barbosa 115 kV	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
(N-1) Oiba - Suaita 115 kV	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado

Fuente de tabla: UPME

Se observa que con la entrada de la infraestructura a nivel del STR correspondiente a nuevas subestaciones en el STR, tales como: i) Oiba 115 kV y ii) Suaita 115 kV interconectada mediante un enlace en 115 kV San Gil – Oiba – Suaita – Barbosa 115 kV y antes que entre en servicio el nuevo punto en el STN, es necesario que se ejecute la repotenciación del enlace Paipa – Barbosa 115 kV y la compensación en Rovira de 10 MVAr, para mitigar las bajas tensiones y sobrecargas que se pueden presentar en la zona; sin embargo se siguen presentado bajas tensiones en los nodos del SDL, sin que los mismos se configuren violaciones para el sistema.

Demanda mínima y despacho máximo en el STR y STN:

Tabla 4-10: Desempeño del sistema con despacho máximo y demanda mínima.

CONDICIÓN	2020	2022	2025
(N-1) A Ricaurte - Chiquinquirá 1 115 kV	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
(N-1) A Ricaurte - Chiquinquirá 2 115 kV	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
(N-1) A Ricaurte - Tunja 1 115 kV	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
(N-1) A Ricaurte - Tunja 2 115 kV	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
(N-1) Barbosa - Chiquinquirá 1 115 kV	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
(N-1) Guatiguará - Sochagota 1 230 kV	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
(N-1) Guatiguará - Sochagota 2 230 kV	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
(N-1) Paipa - Tunja 2 115 kV	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
(N-1) Piedecuesta - San Gil 1 115 kV	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
(N-1) TR Oiba 115/34.5 kV	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
(N-1) TRF Guatiguará 220/115 kV	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
(N-1) Suaita - Barbosa 115 kV	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
(N-1) Oiba - Suaita 115 kV	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
(N-1) TRF Sogamoso 500/230 kV[19]	TRF Sogamoso > 100%	TRF Sogamoso > 115%	TRF Sogamoso > 115%
(N-1) TRF Sogamoso 500/230 kV[20]	TRF Sogamoso < 90%	TRF Sogamoso < 90%	TRF Sogamoso < 90%

Fuente de tabla: UPME

Se observa que para la condición de despacho y demanda evaluada, el proyecto propuesto presenta un desempeño adecuado, no se configuran violaciones en el sistema por sobrecarga o bajas tensiones.

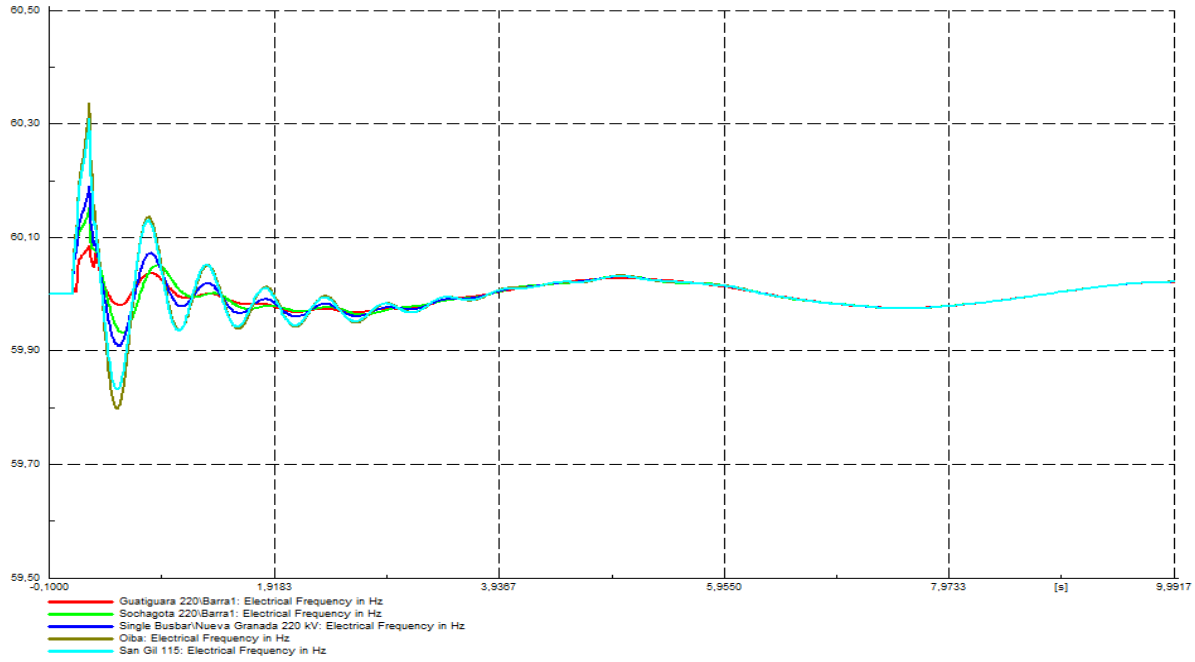
Sin embargo se observa el agotamiento de la transformación en Sogamoso 500/230 kV, el cual aumenta con la conexión de generación en la zona.

[19] Sin tercer transformadro 500/230 kV en Sogamoso.
[20] Con tercer transformadro 500/230 kV en Sogamoso.

4.3.1.5. Análisis Transitorio

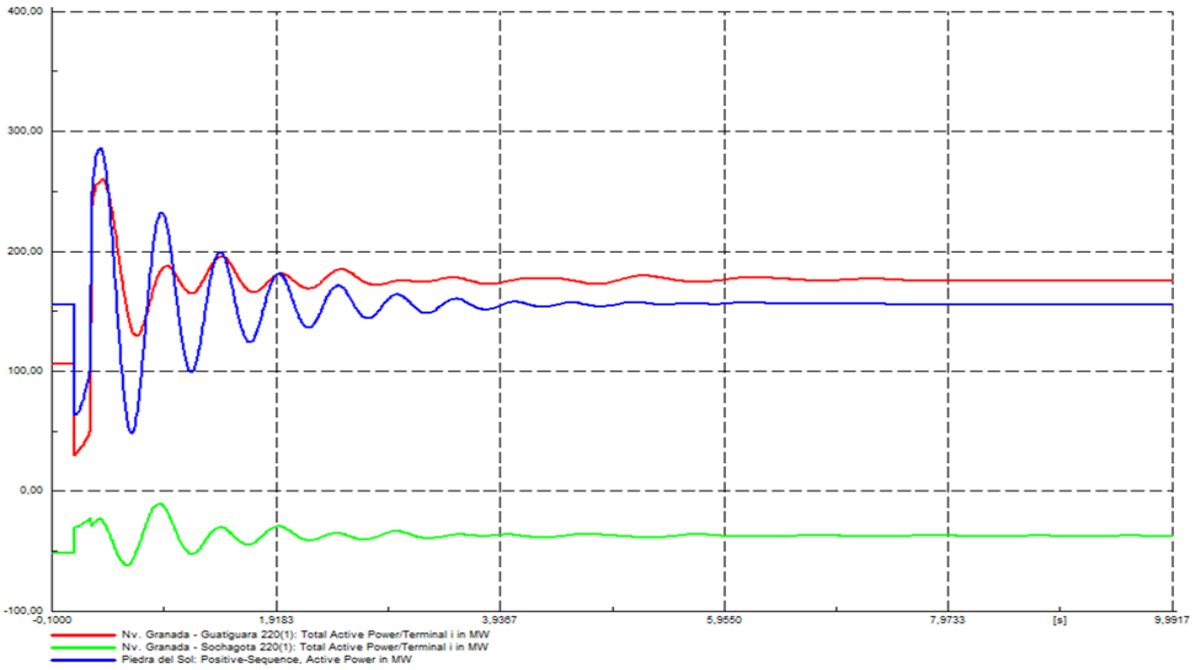
Con el fin de analizar el desempeño transitorio del sistema con la entrada del proyecto, a continuación se presenta la respuesta en frecuencia, tensión, potencia activa y reactiva, frente a la pérdida de uno de los circuitos del STN que conectan la planta de generación mayor, para este caso, se consideró la pérdida del elemento correspondiente a la línea Nueva Granada – Guatiguará 220 kV.

Gráfica 4-8: Respuesta frecuencia del sistema.



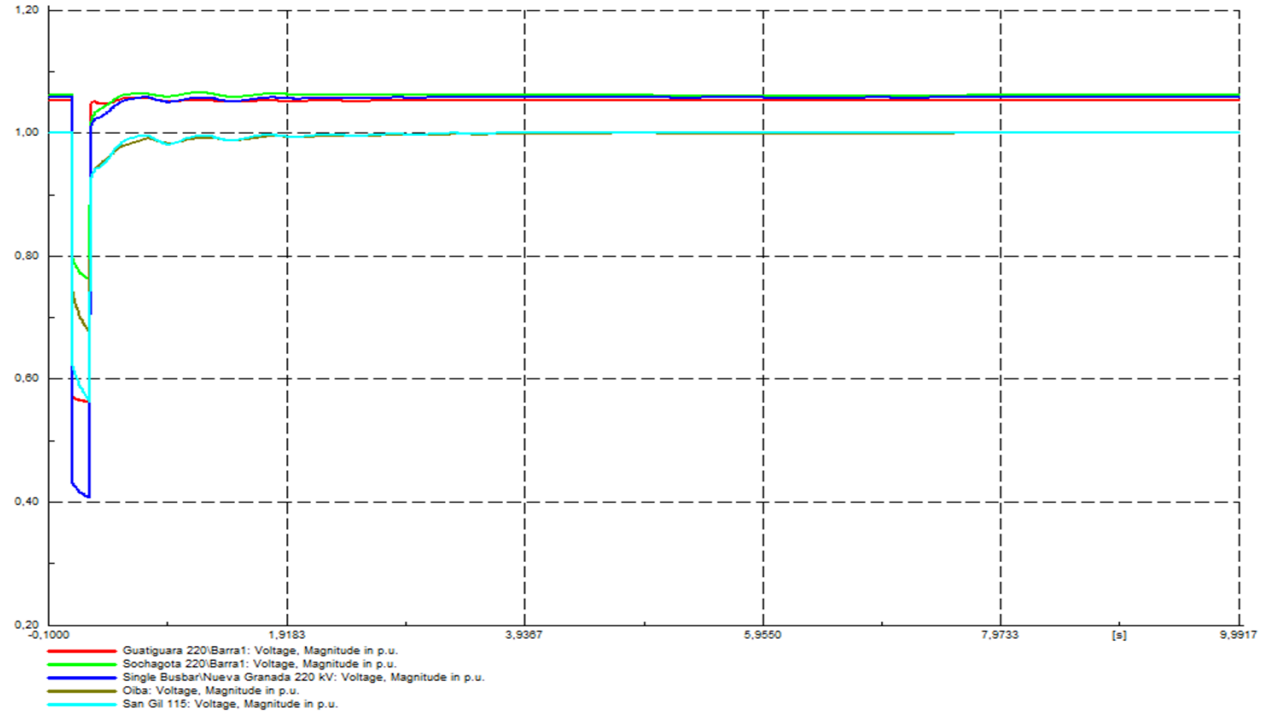
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 4-9: Respuesta potencia activa.



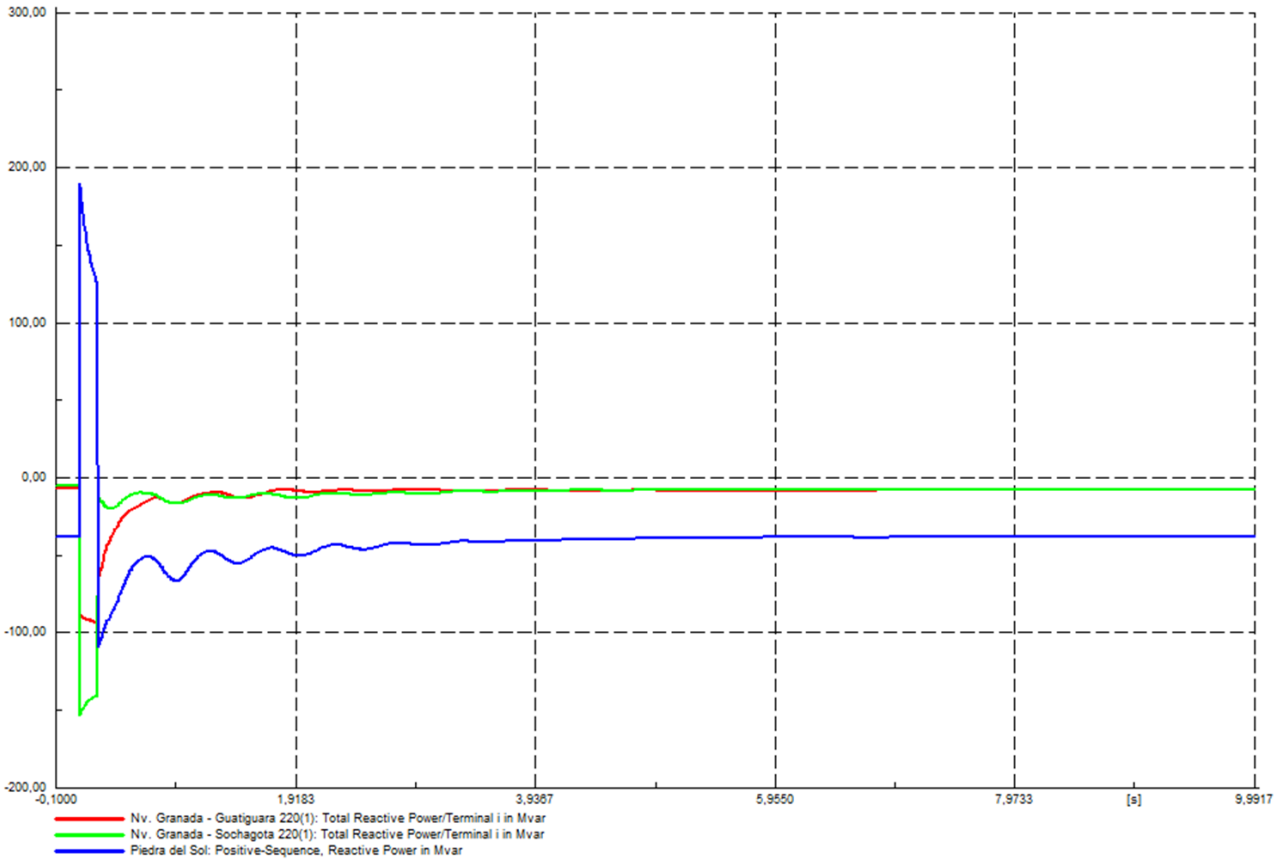
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 4-10: Respuesta tensión.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 4-11: Respuesta potencia reactiva.



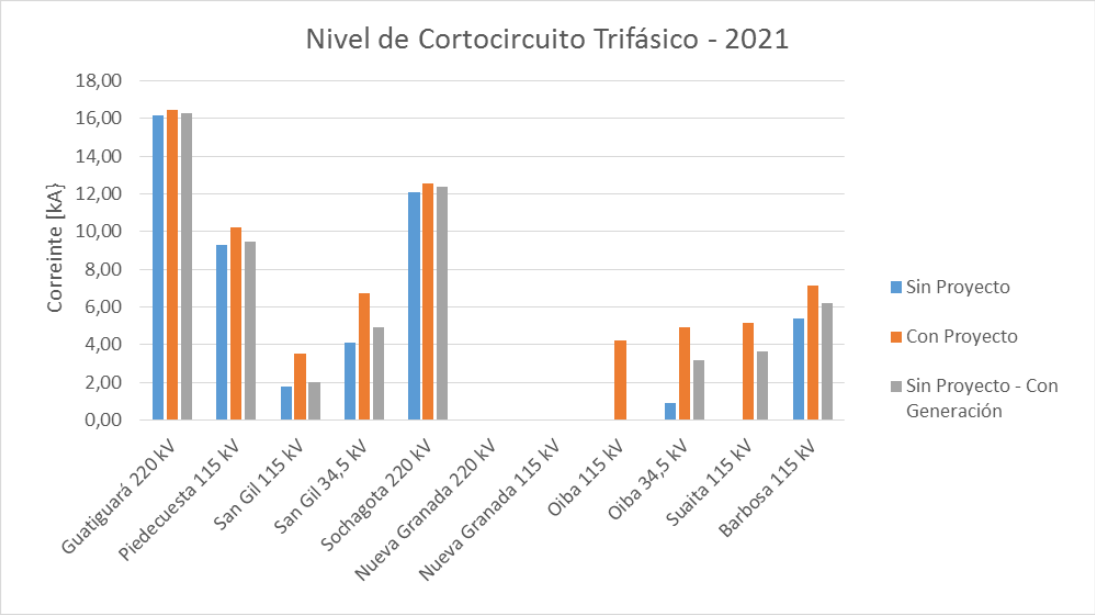
Fuente de gráfica: UPME

Se observa que la respuesta para cada una de las variables analizadas es amortiguada, por lo cual es adecuada. Por otro lado, los valores de tensión transitoria están dentro de los límites permitidos.

4.3.1.6. Análisis de Corto Circuito

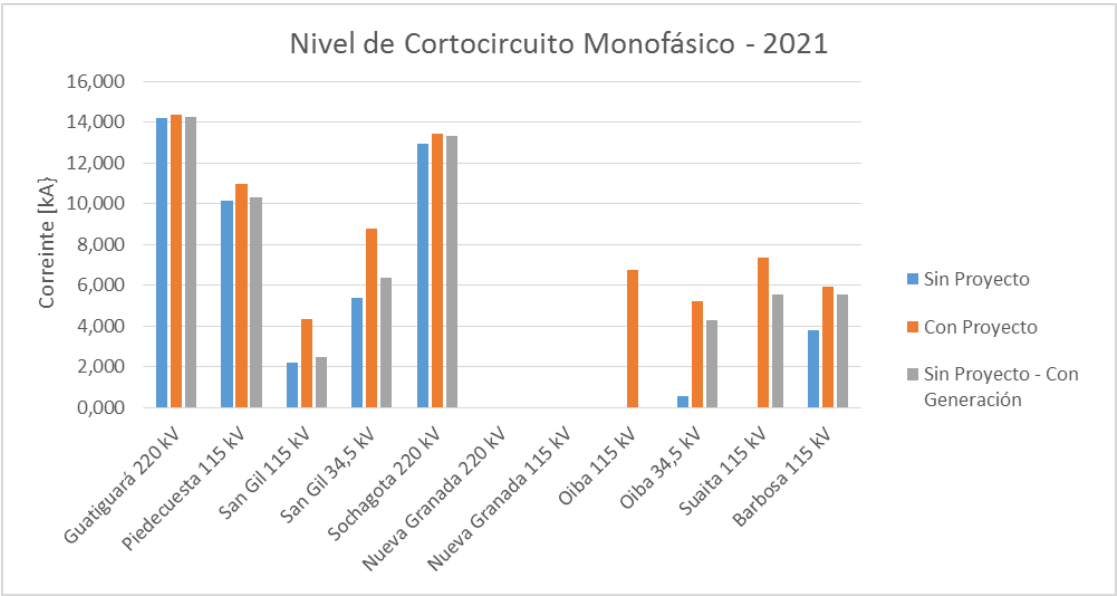
A continuación se presentan los resultados de los análisis de corto circuito trifásico y monofásico, con y sin la entrada de proyectos para las subestaciones del área, para los años 2021 y 2022.

Gráfica 4-12: Corto circuito trifásico 2021.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 4-13: Corto circuito monofásico 2021.

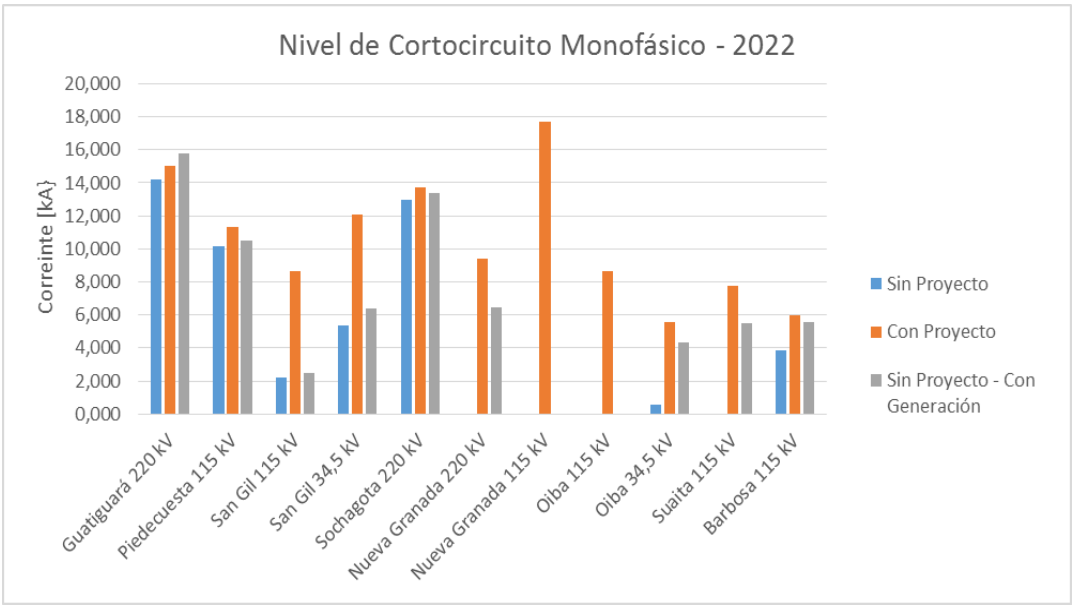


Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 4-14: Corto circuito trifásico 2022.

Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 4-15: Corto circuito monofásico 2022.



Fuente de gráfica: UPME

4.3.1.7. Evaluación Económica

A continuación se presenta las consideraciones para la evaluación económica. El proyecto presenta beneficios por confiabilidad y por reducción del costo marginal y los costos asociados calculados como el costo en Unidades Constructivas.

Beneficios:

- Eliminación de radialidades

- Ahorro por energía no suministrada en condición de contingencia
- Atención de la demanda
- Beneficios por reducción de costo marginal.

Metodología de valoración de beneficios por confiabilidad y atención de nueva demanda:

$$B = VPN\left(\sum_{a=1}^{m} CRO\ X\ DNA\ X\ Pocurrencia\ \ n-1\ X\ FC\ X\ 1000 + CRO\ X\ DPA\ X\ 365\ X\ 1000xFC\right)$$

Dónde

- *CRO:* Costo de Racionamiento
- m: Es el último año del periodo de estudio.
- a: Es el año objeto de cuantificación de los beneficios, durante el periodo de estudio.
- *DNA*: Demanda no atendida por la contingencia n-1.
- *DPA*: Demanda que se puede atender con el proyecto diaria
- Ocurrencia n-1: Probabilidad de ocurrencia del evento n-1.
- *FC: Factor de Carga*

Metodología de valoración de beneficios por la conexión de generación en el SIN:

Los beneficios cuantificados por la Unidad para determinar si se justifica, desde el punto de vista de la demanda, la conexión de una planta de generación, se resume de manera general en la siguiente expresión[21]:

$$B = VPN\left(\sum_{i=1}^{n}\left\{OEF_i(CRO - P_{escasez})k + E_{b_i}\left(CM_{sproy_i} - CM_{cproy_i}\right) + \left(CR_{sproy_i} - CR_{cproy_i}\right) + \left(Perd_{spory_i} - Perd_{cpory_i}\right)\right\} + \sum_{i=1}^{n}\left\{E_{c_i}\sum_{q\in PER(q,i)}\sum_{i\in PER(i,q)}\left(\frac{\left(CM_{sproy_i} - CM_{cproy_i}\right)}{ni}\right)\right\}^{22}\right)$$

Dónde:

- B: Beneficios totales por la conexión de un proyecto de generación al SIN.
- n: Es el último mes del periodo de estudio.
- i: Es el mes objeto de cuantificación de los beneficios, durante el periodo de estudio.
- q: Es el conjunto de periodos *i* de vigencia de los contratos de venta de energía.
- OEF_i: Obligación de Energía en Firme del proyecto de generación en el mes i.
- CRO: Costo de racionamiento del SIN, escalón 1.

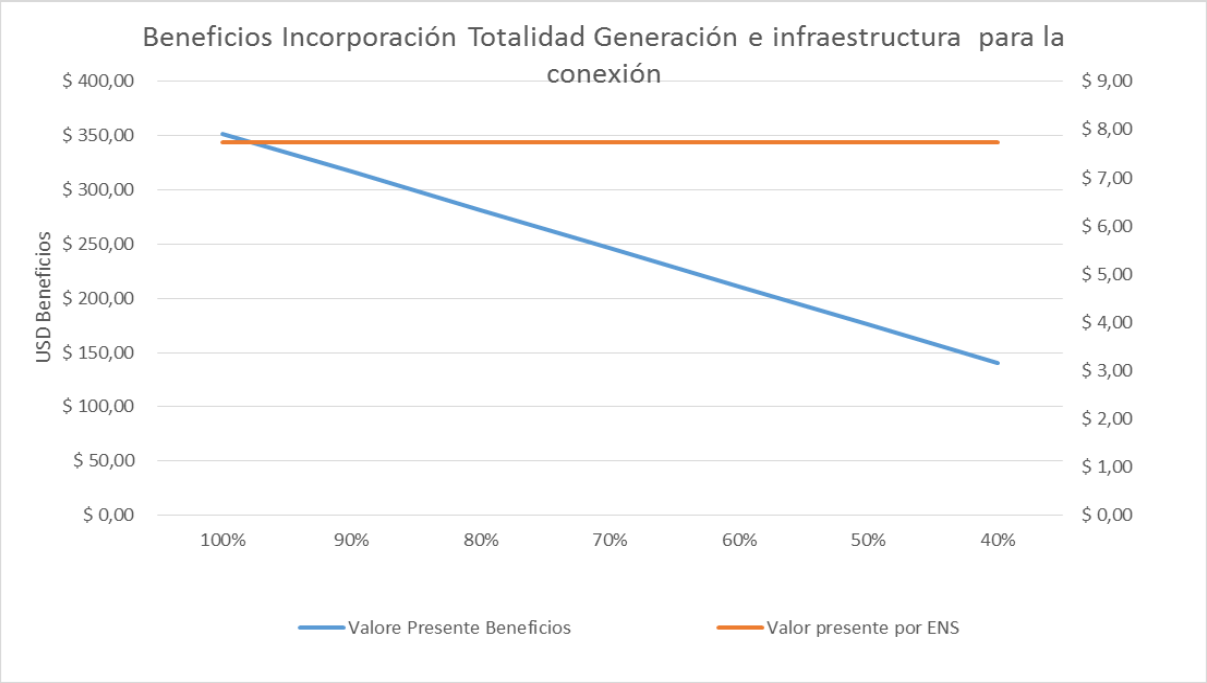
[21] Dependiendo de la localización de la nueva planta y la conexión que se defina para incorporarla al SIN, las pérdidas y el costo de las restricciones (sobrecosto operativo) se podrían incrementar, razón por la cual, estos dos factores serían un costo del proyecto de generación.

[22] Dependiendo de la localización de la nueva planta y la conexión que se defina para incorporarla al SIN, las pérdidas y el costo de las restricciones (sobrecosto operativo) se podrían incrementar, razón por la cual estos dos factores serían un costo del proyecto de generación.

- $P_{escasez}$: Es el precio de escasez del SIN, el cual está asociado a la planta térmica existente más ineficiente.
- k: Probabilidad de un escenario hidrológico, tipo Niño.
- E_{b_i}: Energía que se espera sea transada en el mercado spot durante el mes i. Es el 20 % de la demanda de energía proyectada.
- $PER(q,i)$: Es el periodo de conjuntos *i* que pertenecen al conjunto q.
- CM_{sproy_i}: Es el costo marginal del sistema sin considerar el proyecto de generación en el mes i.
- CM_{cproy_i}: Es el costo marginal del sistema considerando el proyecto de generación en el mes i.
- CR_{sproy_i}: Es el sobrecosto operativo del sistema debido a las limitaciones y restricciones de red en el mes i, sin considerar el proyecto de generación.
- CR_{cproy_i}: Es el sobrecosto operativo del sistema debido a las limitaciones y restricciones de red en el mes i, considerando el proyecto de generación.
- $Perd_{spory_i}$: Corresponde a las pérdidas del Sistema Interconectado Nacional en el mes i, sin considerar el proyecto de generación.
- $Perd_{cpory_i}$: Corresponde a las pérdidas del Sistema Interconectado Nacional en el mes i, considerando el proyecto de generación.

Con el fin de sensibilizar los beneficios por reducción de costo marginal, se sensibilizaron los beneficios con un valor hasta el 40% de los beneficios encontrados, tal como se muestra en la siguiente figura.

Gráfica 4-16: Beneficios por reducción costo marginal y por confiabilidad.

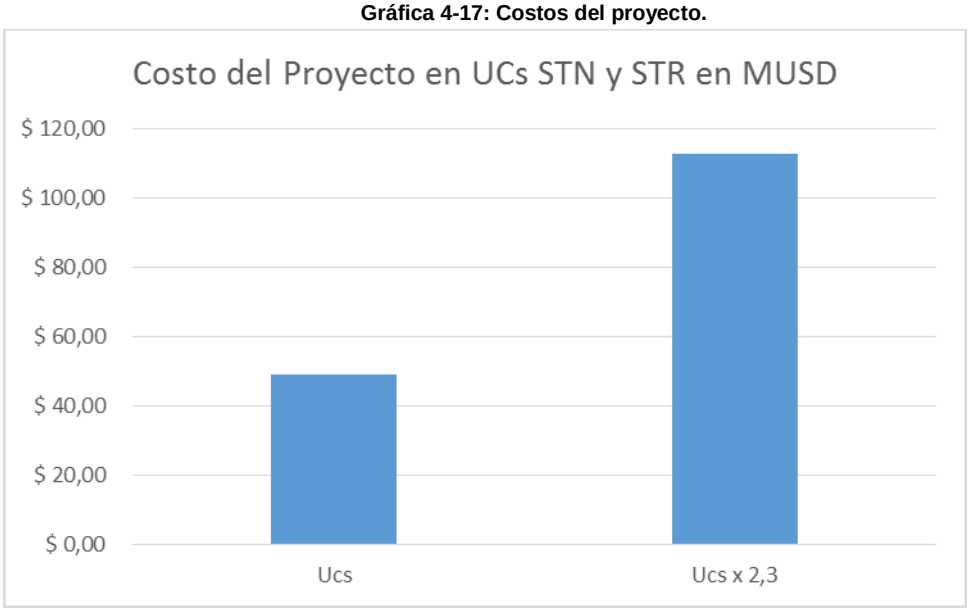


Fuente de gráfica: UPME

Costos:

Valoración de los activos de la Red de Transmisión y Sub-transmisión mediante Unidades Constructivas de la Resolución CREG 011 de 2009 y CREG 097 de 2008, a continuación se presenta el costo calculado, para los siguientes activos.

Gráfica 4-17: Costos del proyecto.

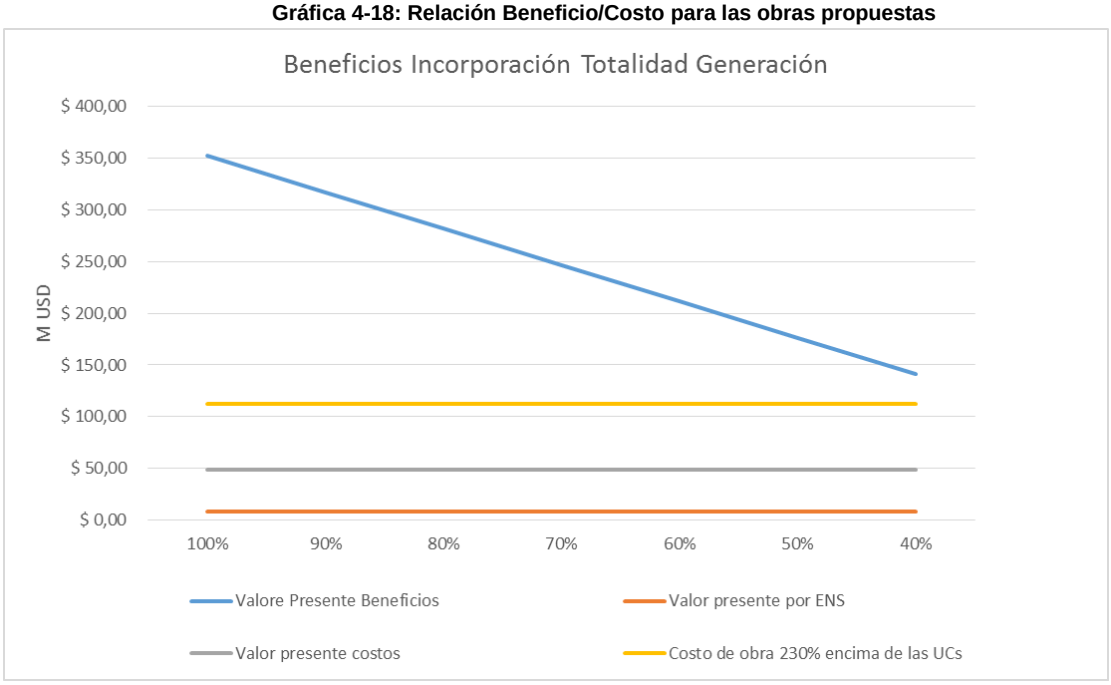


Fuente de gráfica: UPME

Relación Beneficio/Costo:

A continuación la relación Beneficio/Costo del proyecto, en la cual se evidencia que la misma es superior a 1, considerando como costos los costos asociados al proyecto, inclusive sensibilizando hasta el costo del proyecto con un factor de 2.3 veces el costo del proyecto en UCs. Por otro lado, los beneficios también fueron sensibilizados hasta el 40% del beneficio calculado, siendo para estas condiciones de beneficio el proyecto viable.

Gráfica 4-18: Relación Beneficio/Costo para las obras propuestas



Fuente de gráfica: UPME

4.3.1.8. Conclusiones

- Se observa que la infraestructura propuesta desde el punto de vista del Sistema de Transmisión Nacional y Sistema de Transmisión Regional es multipropósito y beneficia a la demanda y a la conexión y evacuación de la generación. En este sentido, es viable desde el punto de vista técnico presentado un desempeño adecuado.

- Desde el punto de vista económico el costo del proyecto es inferior a los costos de la infraestructura necesaria, por lo cual es viable desde el punto de vista económico.

- Se hace necesario la repotenciación del enlace Paipa – Barbosa, así como la compensación en la subestación Rovira 34.5 kV.

4.3.1.9. Recomendaciones

Desarrollar la siguiente infraestructura:

a) Desde el punto de vista del STR:

- Subestación Oiba 115 kV y subestación Suaita 115 kV interconectadas mediante un enlace en 115 kV San Gil – Oiba – Suaita – Barbosa.

Fecha de puesta en operación: Diciembre de 2020

b) Desde el punto de vista del STN e interconexión con el STR:

- Nueva subestación del STN (Nueva Granada 230 kV), reconfigurando el doble enlace Guatiguará – Sochagota 230 kV en Guatiguará – Nueva Granada 230 kV y Nueva Granada – Sochagota 230 kV, dos transformadores 230/115 kV de 150 MVA y nueva subestación 115 kV (Nueva Granada 115 kV), reconfigurando el enlace San Gil – Oiba 115 kV, en San Gil – Nueva Granada – Oiba 115 kV.

Fecha de puesta en operación: Diciembre de 2022

- Tercer transformador 500/230 kV – 450 MVA en Sogamoso.

Fecha de puesta en operación: Noviembre de 2019

4.3.2. Expansión Casanare – Arauca

4.3.2.1. Antecedentes

- La UPME ha venido analizando diferentes alternativas para eliminar las problemática en los departamentos de Casanare y Arauca, relacionadas con atención de la demanda. Para el caso de Casanare, adicionalmente la confluencia de grandes capacidades de generación hace que la red que existe no permita la conexión de la misma y genere restricciones.

- El Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2015 – 2029 definió las obras relacionadas con el cambio de configuración de la subestación Caño Limón y obras asociadas:

    - Cambio de configuración de la Subestación Caño Limón de barra sencilla a barra principal más transferencia.
    - Instalación de la bahía de línea en la Subestación Banadía (hacia Samoré).
    - Instalación de la bahía de línea en la Subestación Toledo (hacia Samoré).

- El Transportador dueño de la subestación Caño limón informó de la problemática en espacios para el cambio de configuración, lo cual restringe el desarrollo de infraestructura adicional en la ubicación actual de la subestación.

- La Unidad, en múltiples Planes de Expansión ha señalado las diferentes problemáticas presentadas en el STR de Arauca y Casanare.

- En el Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2014 – 2028, se definió la obra San Antonio, la cual corresponde de la siguiente manera:

    - Nueva subestación San Antonio 230 kV con dos transformadores 230/115 kV – 150 MVA, dos líneas San Antonio – Sochagota 230 kV de aproximadamente 28 km.

4.3.2.2. Análisis Eléctricos

A continuación se presentan los resultados de los análisis eléctricos, correspondientes a los flujos de carga en estado normal y en contingencia, análisis de estabilidad y corto circuito, para la condición del sistema actual y con las obras analizadas.

- Escenario alto de la proyección del mes de junio del año 2016.
- Periodos de consumo de demanda máxima y demanda mínima.
- Se consideraron en operación, los proyectos conceptuados y las obras de expansión del Sistema de Transmisión Nacional – STN con fecha de entrada en el horizonte de análisis.
- Información de expansión reportada por los Operadores de Red del área.
- Se consideró la capacidad nominal y de emergencia reportada por los agentes para elementos de la Red.
- Se consideran los escenarios operativos de la Tabla 4-11.

Tabla 4-11: Escenarios operativos.

		Características de despacho
Escenario	Generación	Máximo despacho/mínimo despacho
	Demanda	Máxima/mínima demanda

Fuente de tabla: UPME

- Las plantas de generación se presentan a continuación:

Tabla 4-12: Plantas de generación consideradas.

PLANTA	**UBICACIÓN**
Ampliación Termoyopal – 40 MW	Yopal 115 kV

PLANTA	UBICACIÓN
Termomechero 1, 2 y 3 – 57 MW	Aguazul 115 kV
Termomechero 4, 5 y 6 – 57 MW	Yopal 115 kV
SoEnergy – Termoaguazul – 58.5 MW	Aguazul 115 kV
Oíl Gas – Central Generación Aguazul – 49.5 MW	Aguazul 115 kV

Fuente de tabla: UPME

- Las obras consideras se presentan a continuación:

Tabla 4-13: Obras a nivel STR consideradas.

CONSIDERACIÓN
Interconexión Vichada – Casanare 115 kV
Línea Aguazul – Yopal 115 kV
Repotenciación San Antonio – Yopal 115 kV
San Antonio 220 kV y obras asociadas

Fuente de tabla: UPME

4.3.2.3. Desempeño Eléctrico

A continuación se presenta el desempeño del sistema sin y con la expansión propuesta.

Desempeño eléctrico 2019 – Sin expansión Casanare:

Tabla 4-14: Desempeño del sistema sin la expansión en Casanare 2019.

CONDICIÓN	Sin despacho en la zona	Con despacho generación viabilizada (147 MW)	Con despacho generación viabilizada en Casanare (147 MW) y solicitada (262 MW)
Desempeño demanda mínima sin expansión Casanare – Máx. Gen Paipa y Yopal	Desempeño adecuado en condición normal y en contingencia	Desempeño adecuado en condición normal y en contingencia	**C.N.O.:** Cargabilidad Aguaclara – Aguazul 115 kV >130% Cargabilidad Aguaclara – Chivor 115 kV >110% **(N-1) San Antonio – Yopal 1 o 2 115 kV:** Cargabilidad San Antonio – Yopal 1oy 2 115 kV >120% **(N-1) Aguazul – Yopal 115 kV:** Cargabilidad Aguaclara – Aguazul 115 kV >190% Cargabilidad Aguaclara – Chivor 115 kV >150% **(N-1) Aguaclara – Aguazul 115 kV:** Cargabilidad Aguazul – Yopal 115 kV >140%
Desempeño demanda máxima sin expansión Casanare – Sin Compensación Yopal 115 kV	**(N-1) Aguaclara Chivor 115 kV, Aguaclara – Aguazul 115 kV, San Antonio – Yopal 1 y 2 115 kV; TRF. Chivor 230/115 kV; Aguazul – Yopal 115 kV:** Tensión Aguaclara, Santa Rosalía, Aguazul, Paz de Ariporo, San Luis, Yopalosa, Yopal < 0.9	Desempeño adecuado en condición normal y en contingencia, con despacho en el área	**(N-1) Aguazul – Yopal 115 kV;** Cargabilidad Aguaclara – Aguazul 115 kV >180% Cargabilidad Aguaclara – Chivor 115 kV >140% **(N-1) Aguaclara – Aguazul 115 kV;** Cargabilidad Aguazul – Yopal 115 kV >130%

Fuente de tabla: UPME

En general, se observa que antes de la expansión en Casanare se pueden presentar bajas tensiones ante condiciones N-1 y un bajo despacho en la zona. Por otro lado, no sería posible la conexión de generación adicional a la ya conceptuada en la zona sin la expansión en esta área.

Desempeño eléctrico 2022 – Sin expansión Casanare:

Tabla 4-15: Desempeño del sistema sin la expansión en Casanare 2022.

CONDICIÓN	Sin despacho en la zona	Con despacho generación viabilizada (147 MW)	Con despacho generación viabilizada en Casanare (147 MW) y solicitada (262 MW)
Desempeño demanda mínima sin expansión Casanare – Máx. Gen Paipa y Yopal	Desempeño adecuado en condición normal y en contingencia	Desempeño adecuado en condición normal y en contingencia	**C.N.O:** Cargabilidad Aguaclara – Aguazul 115 kV >130% Cargabilidad Aguaclara – Chivor 115 kV >100% **(N-1) San Antonio – Yopal 1 o 2 115 Kv:** Cargabilidad San Antonio – Yopal 1 o 2 115 kV >110% **(N-1) Aguazul – Yopal 115 kV;** Cargabilidad Aguaclara – Aguazul 115 kV >190% Cargabilidad Aguaclara – Chivor 115 kV >150% **(N-1) Aguaclara – Aguazul 115 kV;** Cargabilidad Aguazul – Yopal 115 kV >140%
Desempeño demanda máxima sin expansión Casanare –Sin Compensación Yopal 115 kV	**N-1 Aguaclara Chivor 115 kV, Aguaclara – Aguazul 115 kV, San Antonio – Yopal 1 y 2 115 kV; TRF. Chivor 230/115 kV; Aguazul – Yopal 115 kV;** Tensión Aguaclara, Santa Rosalía, Aguazul , Paz de Ariporo, San Luis , Yopalosa, Yopal < 0.9	Desempeño adecuado en condición normal y en contingencia, con despacho en el área	**(N-1) Aguazul – Yopal 115 kV;** Cargabilidad Aguaclara – Aguazul 115 kV >170% Cargabilidad Aguaclara – Chivor 115 kV >140% **(N-1) Aguaclara – Aguazul 115 kV;** Cargabilidad Aguazul – Yopal 115 kV **>130%**

Fuente de tabla: UPME

Se observa que en el escenario de no contar con generación disponible en Casanare, en condiciones de falla se pueden presentar bajas tensiones en el área, las cuales se empeoran con el aumento de la demanda. Por otro lado, para el escenario en que se decante la conexión de toda la generación y en condiciones de mínima demanda se producen sobrecargas en la red lo que restringe la conexión de generación.

Desempeño eléctrico 2019 – 2022 – Sin expansión Arauca:

Tabla 4-16: Desempeño del sistema sin la expansión en Arauca 2019 – 2022.

CONDICIÓN	DESEMPEÑO
Desempeño demanda máxima/mínima sin expansión Arauca	(N-1) Palos – Toledo 230 kV: DNA: Toledo, Samoré, Banadía, Tame y Arauca (N-1) Toledo - Samoré 230 kV: DNA: Samoré, Banadía, Tame y Arauca (N-1) Samoré – Banadía 230 kV: DNA: Banadía, Tame y Arauca (N-1) Banadía – Caño Limón 230 kV: DNA: Arauca (N-1) TRF. Banadía 230/115 kV: DNA: Banadía y Tame

Fuente de tabla: UPME

Se observa que ante la condición de radialidad de las subestaciones que alimentan la demanda de Arauca a nivel del STN y STR, la perdida de cualquier elemento hace perder la demanda de las subestaciones aguas abajo de la falla.

4.3.2.4. Expansión Propuesta

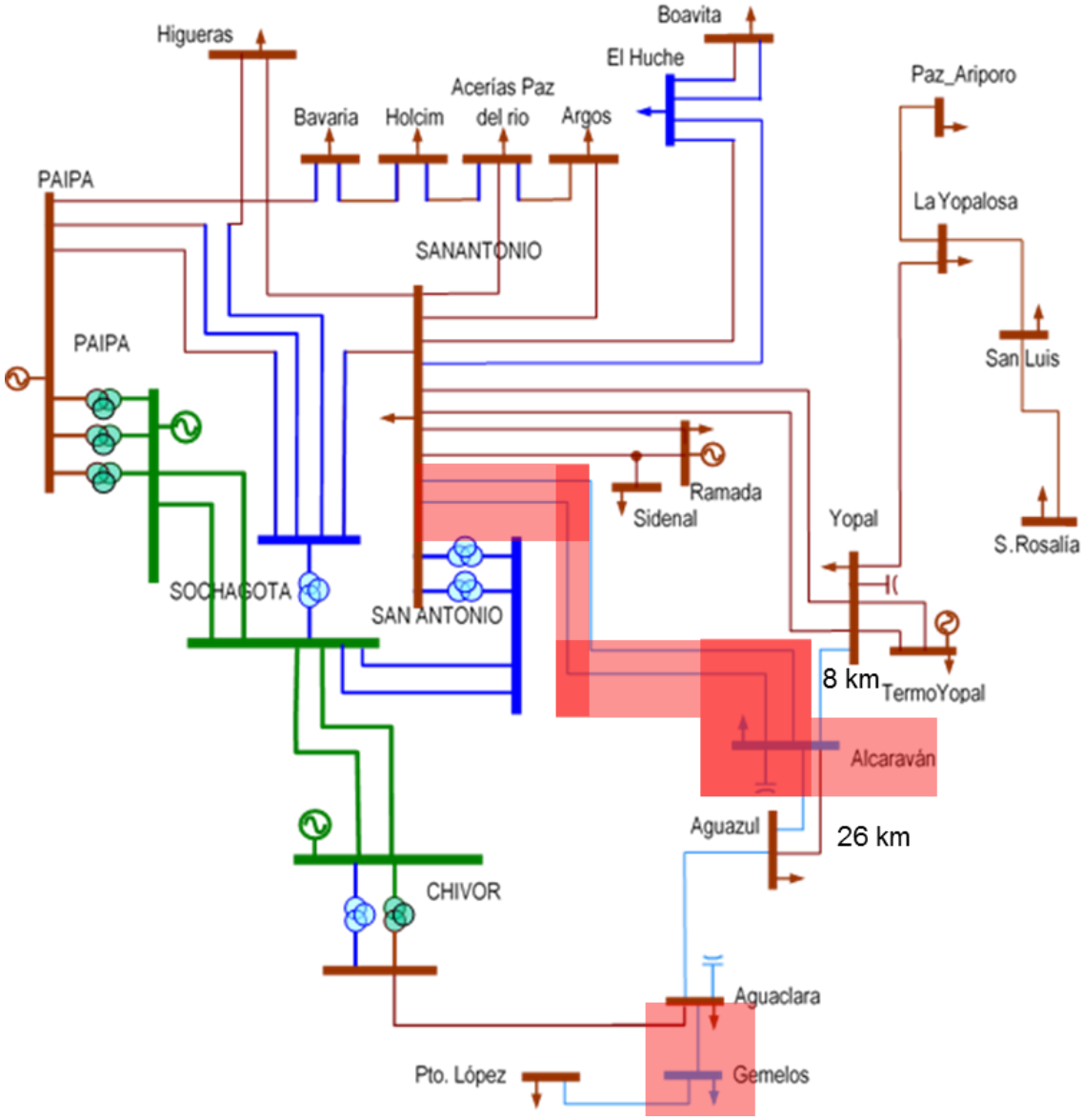
La Unidad planteó diferentes alternativas de expansión, las cuales contemplan expansiones individuales de Arauca y Casanare, considerando: expansión a nivel del STR y STN, y expansión conjunta de Arauca y Casanare. Se evaluaron las siguientes alternativas de expansión:

- Expansión propuesta STR Casanare.
- Expansión propuesta STR – STN Casanare.
- Expansión propuesta STR Arauca.
- Expansión propuesta STR – STN Casanare – Arauca (dos alternativas Interconexión con Banadía o Caño Limón II).

a) Alternativa: Expansión Propuesta STR Casanare, Alternativa i)

- Nueva Subestación Alcaraván 115 kV. Reconfigura Yopal – Aguazul 115 kV en Yopal – Alcaraván – Aguazul 115 kV.
- Compensación capacitiva de 15 MVAr en Alcaraván 115 kV.
- Nueva Subestación Gemelos 115 kV.
- Nueva línea Aguaclara – Gemelos 115 kV.
- Compensación capacitiva de 18 MVAr en Aguaclara 115 kV.
- Doble circuito San Antonio – Alcaraván 115 kV (EBSA).
- Repotenciación de la línea Aguaclara –Aguazul 115 kV.
- Nueva línea Gemelos – Puerto López 115 kV (EMSA).
- Segundo circuito Aguazul – Alcaraván 115 kV.
- Repotenciación de la línea Alcaraván – Yopal 115 kV.

Gráfica 4-19: Alternativa de expansión del STR en Casanare.



Fuente de gráfica: UPME

Desempeño expansión propuesta STR Casanare 2019 – Alternativa i):

Tabla 4-17: Desempeño del sistema alternativa expansión STR Casanare 2019.

CONDICIÓN	Sin despacho en Casanare	Con despacho máx. de generación actual y viabilizada en Casanare (147 MW)	Con despacho máx. de generación actual, viabilizada en Casanare (147 MW) y solicitada (262 MW)
Demanda Mínima con expansión Casanare STR	Desempeño adecuado en condición normal y en contingencia	Desempeño adecuado en condición normal y en contingencia	Desempeño adecuado en condición normal y en contingencia
Demanda Mínima con expansión Casanare STR – Sin Conexión Meta			
Demanda Máxima Sin Compensación Yopal 115 kV			

¿Permite la conexión de 300 MW adicionales STR?	**C.N.O. – Gen 300 MW en Yopal 115 kV:** Cargabilidad Alcaraván – Yopal 115 kV >140% Cargabilidad Aguaclara – Aguazul 115 kV >100% Cargabilidad San Antonio – Acerías Paz del Rio 115 kV >110% **C.N.O. – Gen 300 MW en Aguazul 115 kV:** Cargabilidad Aguazul - Alcaraván 1 y 2 115 kV >120% Cargabilidad Aguaclara – Aguazul 115 kV **>120%** Cargabilidad Aguaclara – Chivor 115 kV **>110%** Cargabilidad San Antonio – Acerías Paz del Rio 115 kV **>100%** **C.N.O. – Gen 300 MW en Aguaclara 115 kV:** Cargabilidad Aguaclara - Gemelos 115 kV **>120%** Cargabilidad Gemelos – Pto. López 115 kV **>130%** Cargabilidad Aguaclara – Chivor 115 kV **>220%** Cargabilidad TRF. Chivor 230/115 kV **> 100%** **C.N.O. – Gen 300 MW en Alcaraván 115 kV:** Cargabilidad Aguaclara – Aguazul 115 kV >110% Cargabilidad San Antonio – Acerías Paz del Rio 115 kV >110%

Fuente de tabla: UPME

Desempeño expansión propuesta STR Casanare 2022 – Alternativa i):

Tabla 4-18: Desempeño del sistema alternativa expansión STR Casanare 2022.

CONDICIÓN	Sin despacho en Casanare	Con despacho máx. de generación actual y viabilizada en Casanare (147 MW)	Con despacho máx. de generación actual, viabilizada en Casanare (147 MW) y solicitada (262 MW)
Demanda mínimo con expansión Casanare STR	Desempeño adecuado en condición normal y en contingencia	Desempeño adecuado en condición normal y en contingencia	Desempeño adecuado en condición normal y en contingencia
Demanda mínima con expansión Casanare STR – Sin Conexión Meta			
Demanda máxima Sin Compensación Yopal 115 kV			
¿Permite la conexión de 300 MW adicionales?	**C.N.O. – Gen 300 MW en Yopal 115 kV:** Cargabilidad Alcaraván – Yopal 115 kV >140% Cargabilidad Aguaclara – Aguazul 115 kV >100% Cargabilidad San Antonio – Acerías Paz del Rio 115 kV >110% **C.N.O. – Gen 300 MW en Aguazul 115 kV:** Cargabilidad Aguazul - Alcaraván 1 y 2 115 kV >120% Cargabilidad Aguaclara – Aguazul 115 kV >120% Cargabilidad Aguaclara – Chivor 115 kV >100% Cargabilidad San Antonio – Acerías Paz del Rio 115 kV >100% **C.N.O. – Gen 300 MW en Aguaclara 115 kV:** Cargabilidad Aguaclara - Gemelos 115 kV **>120%** Cargabilidad Gemelos – Pto. López 115 kV **>130%** Cargabilidad Aguaclara – Chivor 115 kV **>210%** Cargabilidad TRF. Chivor 230/115 kV **> 100%** **C.N.O. – Gen 300 MW en Alcaraván 115 kV:** Cargabilidad Aguaclara – Aguazul 115 kV >100% Cargabilidad San Antonio – Acerías Paz del Rio 115 kV >110%		

Fuente de tabla: UPME

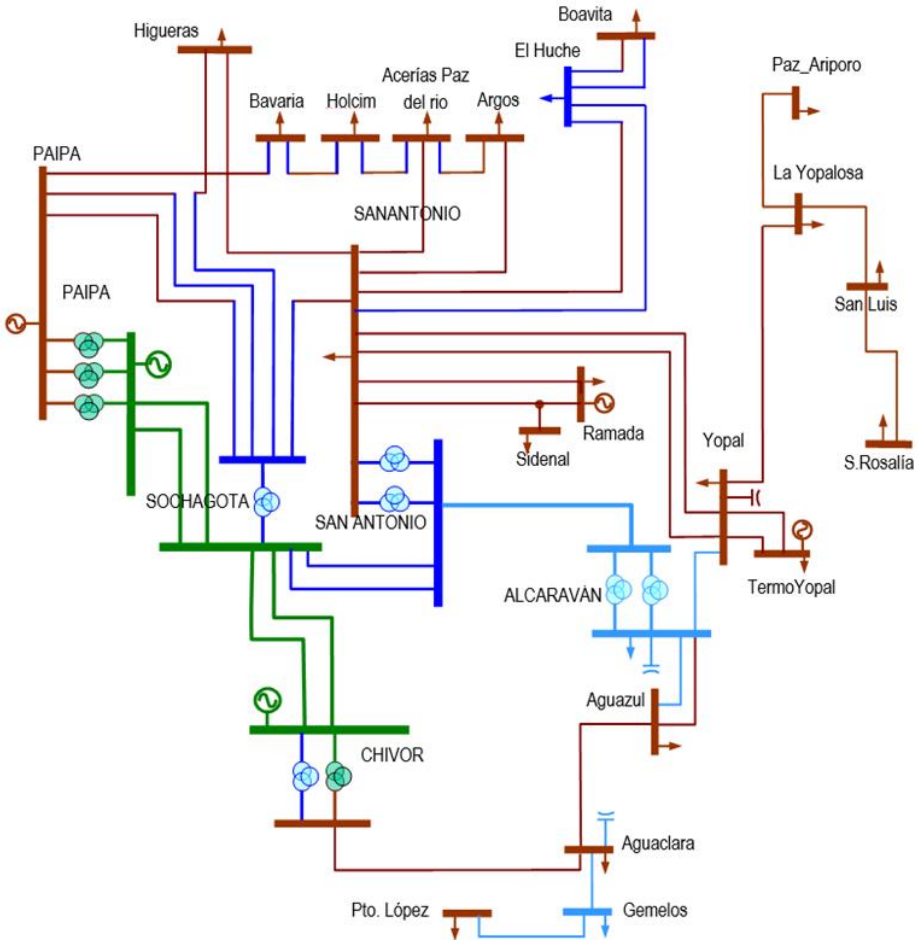
Se observa de los análisis presentados, que la propuesta de desarrollo en el STR, permitiría la atención adecuada de la demanda, sin embargo solo permite la conexión de hasta 262 MW de generación para las

condiciones evaluadas, de los cuales ya están viabilizados 147 MW. No obstante lo anterior, la Unidad entiende que esta zona tiene un potencial de mayor capacidad de desarrollo en la generación, por lo cual considera importante que se evalúe esta condición para permitir mayor capacidad de conexión de generación, además de permitir la atención de la demanda con criterios de calidad y confiabilidad. En este sentido, se observa que para capacidades mayores de generación se presentarían problemas de atrapamiento en condición normal de operación y en contingencia, así como crecimientos de demanda adicionales de la zona.

b) Alternativa: Expansión Propuesta STR – STN Casanare, Alternativa ii)

- Nueva Subestación Alcaraván 115 kV. Reconfigura Yopal – Aguazul 115 kV en Yopal – Alcaraván – Aguazul 115 kV.
- Compensación capacitiva de 15 MVAr en Alcaraván 115 kV.
- Nueva Subestación Gemelos 115 kV.
- Nueva línea Aguaclara – Gemelos 115 kV.
- Compensación capacitiva de 18 MVAr en Aguaclara 115 kV.
- Nueva Subestación Alcaraván 220/115 kV – 2x150 MVA
- Nueva línea Alcaraván – San Antonio 220 kV
- Nueva línea Gemelos – Puerto López 115 kV (EMSA) – sensibilidad.
- Segundo circuito Aguazul – Alcaraván 115 kV.
- Repotenciación de la línea Alcaraván – Yopal 115 kV.

Gráfica 4-20: Alternativa de expansión del STR – STN en Casanare.



Fuente de gráfica: UPME

Desempeño expansión propuesta STR – STN – Casanare 2019 – Alternativa ii):

Tabla 4-19: Desempeño del sistema alternativa expansión STR – STN Casanare 2019.

CONDICIÓN	Sin despacho en Casanare	Con despacho máx. de generación actual y viabilizada en Casanare (147 MW)	Con despacho máx. de generación actual, viabilizada en Casanare (147 MW) y solicitada (262 MW)
Demanda mínima con expansión Casanare STN – Con repotenciación Aguaclara – Aguazul 115 kV – Con Conexión Meta	Desempeño adecuado en condición normal y en contingencia	Desempeño adecuado en condición normal y en contingencia	Desempeño adecuado en condición normal y en contingencia
Demanda mínima con expansión Casanare STN – Con repotenciación Aguaclara – Aguazul 115 kV – Sin Conexión Meta			**(N-1) San Antonio – Alcaraván 220 kV:** Cargabilidad Aguaclara – Chivor 115 kV >100%
Demanda máxima con expansión Casanare STN	**(N-1) San Antonio – Alcaraván 220 kV:** Tensión Alcaraván 220 kV < 0.9	Desempeño adecuado en condición normal y en contingencia	Desempeño adecuado en condición normal y en contingencia
¿Permite la conexión de 300 MW adicionales STR?	**C.N.O. – Gen 300 MW en Yopal 115 kV:** Cargabilidad Alcaraván – Yopal 115 kV >160% Cargabilidad Aguaclara – Aguazul 115 kV >160% **C.N.O. – Gen 300 MW en Aguazul 115 kV:** Cargabilidad Aguazul - Alcaraván 1 y 2 115 kV >130% Cargabilidad Aguaclara – Aguazul 115 kV >200% Cargabilidad Aguaclara – Chivor 115 kV >90% **C.N.O. – Gen 300 MW en Aguaclara 115 kV:** Cargabilidad Aguaclara - Gemelos 115 kV >110% Cargabilidad Gemelos – Pto. López 115 kV >120% Cargabilidad Aguaclara – Chivor 115 kV >210% Cargabilidad TRF. Chivor 220/115 kV > 100% **C.N.O. – Gen 300 MW en Alcaraván 115 kV:** Cargabilidad Aguaclara – Aguazul 115 kV >170% **C.N.O. – Gen 300 MW en Alcaraván 220 kV:** Cargabilidad Aguaclara – Aguazul 115 kV >160%		
¿Permite la conexión de 300 MW adicionales STN?	**Desempeño adecuado en C.N.O.** **N-1 San Antonio – Alcaraván 220 kV** Cargabilidad Aguaclara – Aguazul 115 kV >160%		

Fuente de tabla: UPME

Desempeño expansión propuesta STR – STN Casanare 2022 – Alternativa ii):

Tabla 4-20: Desempeño del sistema alternativa expansión STR – STN Casanare 2022.

CONDICIÓN	Sin despacho en Casanare	Con despacho máx. de generación actual y viabilizada en Casanare (147 MW)	Con despacho máx. de generación actual, viabilizada en Casanare (147 MW) y solicitada (262 MW)
Demanda mínima con expansión Casanare STN – Con repotenciación Aguaclara – Aguazul 115 kV – Con Conexión Meta	Desempeño adecuado en condición normal y en contingencia	Desempeño adecuado en condición normal y en contingencia	Desempeño adecuado en condición normal y en contingencia
Demanda mínima con expansión Casanare STN – Con repotenciación Aguaclara – Aguazul 115 kV – Sin Conexión Meta			**(N-1) San Antonio – Alcaraván 220 kV;** Cargabilidad Aguaclara – Chivor 115 kV >100%

CONDICIÓN	Sin despacho en Casanare	Con despacho máx. de generación actual y viabilizada en Casanare (147 MW)	Con despacho máx. de generación actual, viabilizada en Casanare (147 MW) y solicitada (262 MW)
Demanda máxima con expansión Casanare STN	**(N-1) San Antonio – Alcaraván 220 kV;** Tensión Alcaraván 220 kV < 0.9	Desempeño adecuado en condición normal y en contingencia	Desempeño adecuado en condición normal y en contingencia
¿Permite la conexión de 300 MW adicionales?	**C.N.O. – Gen 300 MW en Yopal 115 kV:** Cargabilidad Alcaraván – Yopal 115 kV >160% Cargabilidad Aguaclara – Aguazul 115 kV >160% **C.N.O. – Gen 300 MW en Aguazul 115 kV:** Cargabilidad Aguazul - Alcaraván 1 y 2 115 kV >130% Cargabilidad Aguaclara – Aguazul 115 kV >200% Cargabilidad Aguaclara – Chivor 115 kV >90% **C.N.O. – Gen 300 MW en Aguaclara 115 kV:** Cargabilidad Aguaclara - Gemelos 115 kV >110% Cargabilidad Gemelos – Pto. López 115 kV >120% Cargabilidad Aguaclara – Chivor 115 kV >200% Cargabilidad TRF. Chivor 220/115 kV > 100% **C.N.O. – Gen 300 MW en Alcaraván 115 kV:** Cargabilidad Aguaclara – Aguazul 115 kV >170% **C.N.O. – Gen 300 MW en Alcaraván 220 kV:** Cargabilidad Aguaclara – Aguazul 115 kV >150%		
¿Permite la conexión de 300 MW adicionales STN?	**Desempeño adecuado Condiciones Normales de Operación (N-1) San Antonio – Alcaraván 220 kV** Cargabilidad Aguaclara – Aguazul 115 kV >160%		

Fuente de tabla: UPME

Se observa de los análisis presentados, que la propuesta de desarrollo en el STR y STN, frente a N-1 de la interconexión en 230 kV entre Alcaraván y San Antonio, se presentan bajas tensiones en el área de Casanare para una condición de bajo despacho en la zona y máxima generación. Por otro lado, para una condición de máximo despacho considerando una generación de 262 MW frente a la misma contingencia, se presentan sobrecargas en los elementos del STR de Casanare.

c) Alternativa: Expansión propuesta STR Arauca, Alternativa iii)

- Nueva Subestación Caño Limón II 220/115 kV – 50 MVA (La Paz). Reconfigura Banadía – Caño Limón 230 kV en Banadía – Caño Limón II – Caño Limón 230 kV – Extensión de la Barra de Caño Limón.
- Nueva Subestación Playitas 115 kV.
- Nueva línea Tame – Playitas 115 kV.
- Nueva línea Caño Limón II – Playitas 115 kV.

Desempeño expansión propuesta STR Arauca 2019 -2022 – Alternativa iii):

Tabla 4-21: Desempeño del sistema alternativa expansión STR Arauca 2019 – 2022.

CONDICIÓN	2019	2022
Desempeño demanda máxima sin expansión Arauca	(N-1) Palos – Toledo 230 kV; DNA: Toledo, Samoré, Banadía, Tame y Arauca. (N-1) Toledo - Samoré 230 kV; DNA: Samoré, Banadía, Tame y Arauca. (N-1) Samoré – Banadía 230 kV; DNA: Banadía, Tame y Arauca.	(N-1) Palos – Toledo 230 kV; DNA: Toledo, Samoré, Banadía, Tame y Arauca. (N-1) Toledo - Samoré 230 kV; DNA: Samoré, Banadía, Tame y Arauca. (N-1) Samoré – Banadía 230 kV; DNA: Banadía, Tame y Arauca.

CONDICIÓN	2019	2022
	(N-1) Banadía – Caño Limón II 230 kV; DNA: Colapso por sobrecarga del TRF. Banadía 230/115 kV, Banadía – Tame 115 kV y el TRF. Playitas 115/34,5 kV. DNA: 53 MW (N-1) Caño Limón II – Caño Limón 230 kV; Cargabilidad TRF. Caño Limón II 230/115 > 120% Cargabilidad TRF. Playitas 115/34.5 kV > 220% N-1 TRF. Banadía 230/115 kV; Tensión Banadía < 0.9	(N-1) Banadía – Caño Limón II 230 kV; DNA: Colapso por sobrecarga del TRF. Banadía 230/115 kV, Banadía – Tame 115 kV y el TRF. Playitas 115/34,5 kV DNA: 56 MW (N-1) Caño Limón II – Caño Limón 230 kV; Cargabilidad TRF. Caño Limón II 230/115 > 120% Cargabilidad TRF. Playitas 115/35.5 kV > 220% N-1 TRF. Banadía 230/115 kV; Tensión Banadía < 0.9 Tensión Tame < 0.9

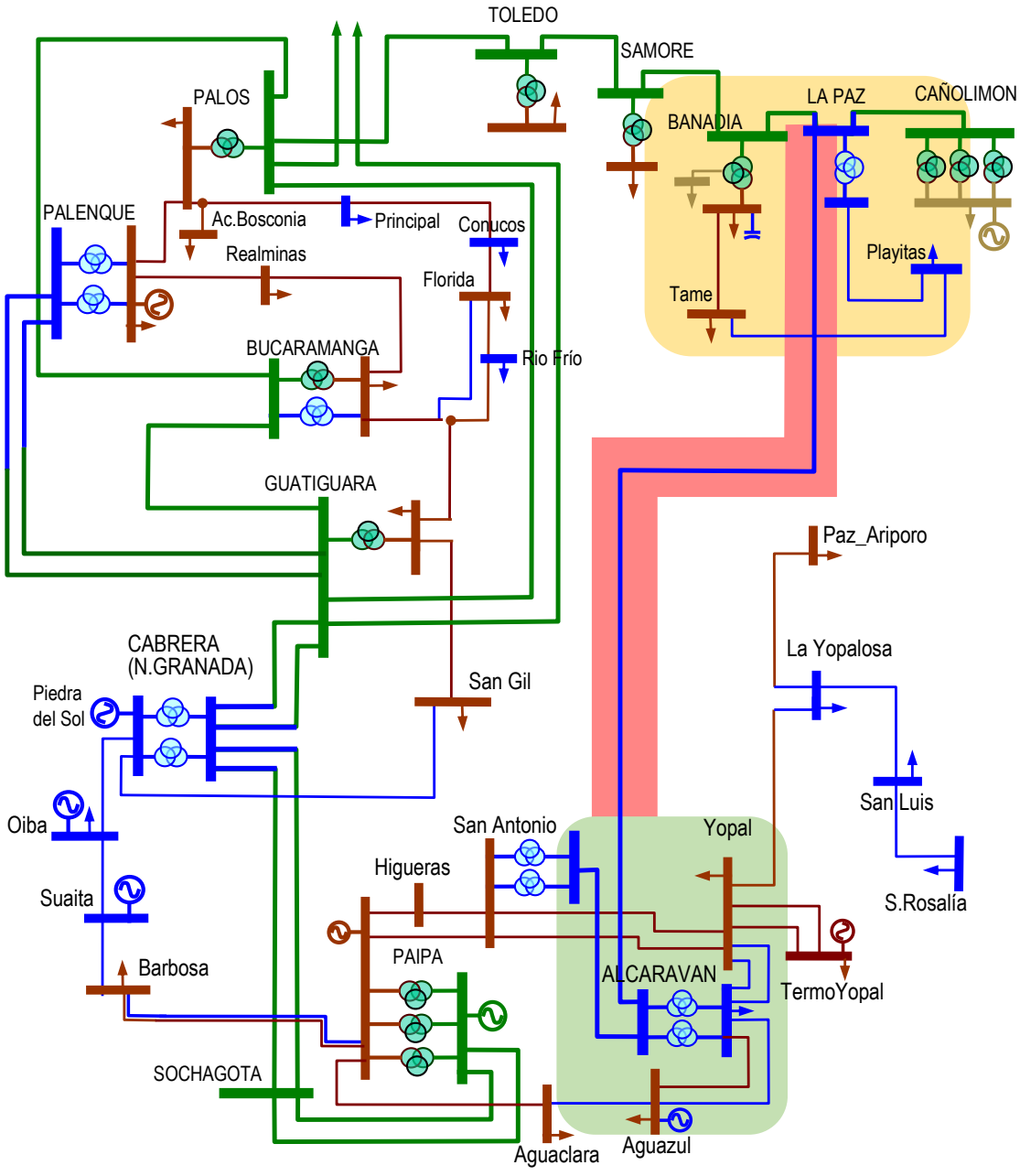
Fuente de tabla: UPME

Se observa que la alternativa evaluada de solución STR/STR no presenta una solución para el área, debido a que sigue dependiendo de una red radial a nivel del STN, lo cual hace que cualquier contingencia genere demanda no atendida en el área, además que el desarrollo de red a nivel del STR, genera sobrecarga de elemento en los transformadores STN/STR y STR/SDL, y bajas tensiones.

d) Alternativa: Expansión propuesta STR – STN Casanare – Arauca (Alcaraván – Caño limón II La Paz), Alternativa iv)

- Nueva Subestación Caño Limón II (La Paz) 230/115 kV – 50 MVA. Reconfigura Banadía – Caño Limón 220 kV en Banadía – Caño Limón II (La Paz) – Caño Limón 220 kV – Se considera una extensión de la barra de Caño Limón.
- Nueva Subestación Playitas 115 kV.
- Nueva línea Tame – Playitas 115 kV.
- Nueva línea Caño Limón II (la Paz) – Playitas 115 kV.
- Nueva Subestación Alcaraván 115 kV. Reconfigura Yopal – Aguazul 115 kV en Yopal – Alcaraván – Aguazul 115 kV.
- Nueva Subestación Alcaraván 220/115 kV – 2x180 MVA.
- Nueva línea Alcaraván – San Antonio 230 kV.
- Nueva línea Alcaraván – Caño Limón II 230 kV.
- Segundo circuito Aguazul – Alcaraván 115 kV.
- Repotenciación de la línea Alcaraván – Yopal 115 kV.
- Segundo circuito Alcaraván – Yopal 115 kV.
- Repotenciación de la línea Aguaclara –Aguazul 115 kV.
- Compensación en Banadía 115 kV – 9 MVAr.

Gráfica 4-21: Alternativa de expansión integral STR – STN en Arauca – Casanare.



Fuente de gráfica: UPME

Desempeño expansión propuesta STR – STN en Arauca – Casanare 2019 – 2022 – Alternativa iv):

Tabla 4-22: Desempeño del sistema alternativa expansión STR Casanare 2019.

CONDICIÓN	Dmax Con despacho min	Dmin - Con despacho máx. de generación actual, viabilizada en Casanare (147 MW) y solicitada (262 MW)
Con Interconexión Arauca – Casanare	Desempeño adecuado en condición normal de operación y en contingencia	
Con Interconexión Arauca – Casanare; Sin Conexión Meta		
Con Interconexión Arauca – Casanare; Sin Conexión Meta; Sin 2do circuito Alcaraván – Yopal 115 kV		
Mínima Generación		
¿Permite la conexión de 300 MW adicionales en el STR?	**C.N.O. – Gen 300 MW en Yopal 115 kV:** Cargabilidad TRF. Alcaraván 1 230/115 kV >90% Cargabilidad TRF. Alcaraván 2 230/115 kV >90% **C.N.O. – Gen 300 MW en Aguazul 115 kV:** Cargabilidad Aguazul - Alcaraván 1 y 2 115 kV >140% Cargabilidad Aguaclara – Aguazul 115 kV >100% **C.N.O. – Gen 300 MW en Aguaclara 115 kV:** Cargabilidad Aguaclara - Gemelos 115 kV >110% Cargabilidad Gemelos – Pto. López 115 kV >120% Cargabilidad Aguaclara – Chivor 115 kV >190% Cargabilidad TRF. Chivor 230/115 kV > 90% **C.N.O. – Gen 300 MW en Alcaraván 115 kV:** Cargabilidad TRF. Alcaraván 1 230/115 kV >90% Cargabilidad TRF. Alcaraván 2 230/115 kV >90% **N-1 San Antonio – Alcaraván 220 kV – Gen 300 MW en Alcaraván 220 kV:** Cargabilidad Aguaclara – Aguazul 115 kV >110%	
¿Permite la conexión de 300 MW adicionales STN?	**Desempeño adecuado Condiciones Normales de Operación y en contingencia**	

Fuente de tabla: UPME

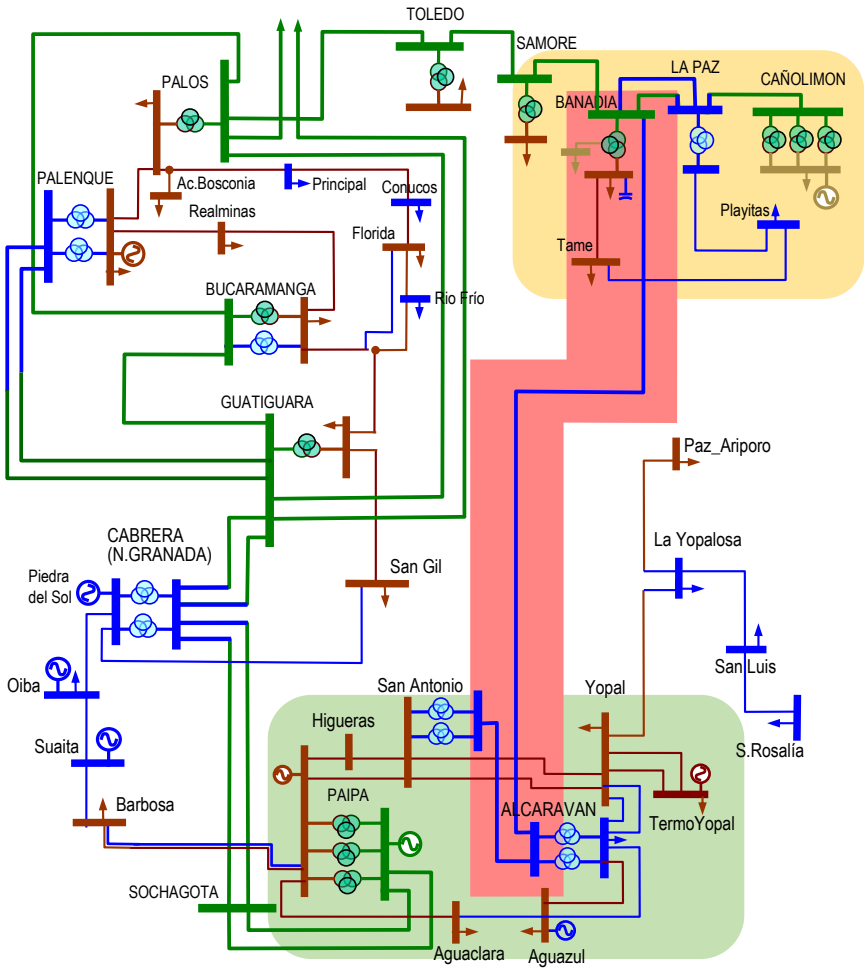
La alternativa propuesta, permite atender la demanda con criterios de calidad, confiabilidad y seguridad, además de asegurar la posibilidad de conexión de demanda adicional en el área. Por otro lado, permite la conexión de generación adicional a nivel del STN.

e) Alternativa: Expansión propuesta STR – STN Casanare – Arauca (Alcaraván – Banadía y segundo circuito Banadía – Caño Limón II (La Paz)), Alternativa v)

- Nueva Subestación Caño Limón II 230/115 kV (La Paz) – 50 MVA. Reconfigura Banadía – Caño Limón 220 kV en Banadía – Caño Limón II (la Paz)- Caño Limón 220 kV - Se considera una extensión de la barra de Caño Limón.
- Nueva Subestación Playitas 115 kV.
- Nueva línea Tame – Playitas 115 kV.
- Nueva línea Caño Limón II (la Paz) – Playitas 115 kV.
- Nueva Subestación Alcaraván 115 kV. Reconfigura Yopal – Aguazul 115 kV en Yopal – Alcaraván – Aguazul 115 kV.
- Nueva Subestación Alcaraván 230/115 kV – 2x180 MVA.
- Nueva línea Alcaraván – San Antonio 230 kV.
- Nueva línea Alcaraván – Banadía
- Nueva línea Banadía - Caño Limón II 230 kV.

- Segundo circuito Aguazul – Alcaraván 115 kV.
- Repotenciación de la línea Alcaraván – Yopal 115 kV.
- Segundo circuito Alcaraván – Yopal 115 kV.
- Repotenciación de la línea Aguaclara –Aguazul 115 kV.
- Compensación en Banadía 115 kV – 9 MVAr.

Gráfica 4-22: Alternativa de expansión integral STR – STN en Arauca – Casanare.



Fuente de gráfica: UPME

Desempeño expansión propuesta STR – STN en Arauca – Casanare 2019 – 2022 – Alternativa v):

Tabla 4-23: Desempeño del sistema alternativa expansión STR Casanare 2019.

CONDICIÓN	Dmax Con despacho min	Dmin - Con despacho máx. de generación actual, viabilizada en Casanare (147 MW) y solicitada (262 MW)
Con Interconexión Arauca – Casanare	Desempeño adecuado en condición normal de operación y en contingencia	
Con Interconexión Arauca – Casanare; Sin Conexión Meta		
Con Interconexión Arauca – Casanare; Sin Conexión Meta; Sin 2do circuito Alcaraván – Yopal 115 kV		
Mínima Generación		
¿Permite la conexión de 300 MW adicionales en el STR?	**C.N.O. – Gen 300 MW en Yopal 115 kV:** Cargabilidad TRF. Alcaraván 1 230/115 kV >90% Cargabilidad TRF. Alcaraván 2 230/115 kV >90% **C.N.O. – Gen 300 MW en Aguazul 115 kV:** Cargabilidad Aguazul - Alcaraván 1 y 2 115 kV >140% Cargabilidad Aguaclara – Aguazul 115 kV >100% **C.N.O. – Gen 300 MW en Aguaclara 115 kV:** Cargabilidad Aguaclara - Gemelos 115 kV >110% Cargabilidad Gemelos – Pto. López 115 kV >120% Cargabilidad Aguaclara – Chivor 115 kV >190% Cargabilidad TRF. Chivor 230/115 kV > 90% **C.N.O. – Gen 300 MW en Alcaraván 115 kV:** Cargabilidad TRF. Alcaraván 1 230/115 kV >90% Cargabilidad TRF. Alcaraván 2 230/115 kV >90% **N-1 San Antonio – Alcaraván 220 kV – Gen 300 MW en Alcaraván 220 kV:** Cargabilidad Aguaclara – Aguazul 115 kV >110%	
¿Permite la conexión de 300 MW adicionales STN?	**Desempeño adecuado Condiciones Normales de Operación y en contingencia**	

Fuente de tabla: UPME

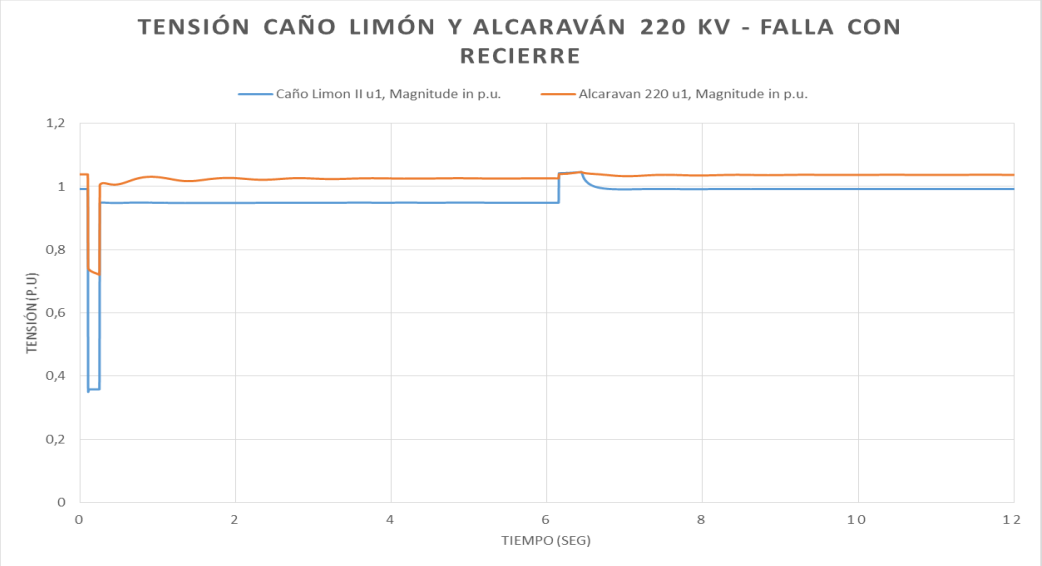
La alternativa propuesta, permite atender la demanda con criterios de calidad, confiabilidad y seguridad, además de asegurar la posibilidad de conexión de demanda adicional en el área. Por otro lado, posibilita la conexión de generación adicional a nivel del STN.

4.3.2.5. Análisis Transitorio

Teniendo en cuenta que la obra propuesta, involucra una longitud importante, se realizaron diferentes análisis técnicos enfocados a revisar sobretensiones que pueden generar problemas operativos ante condiciones transitorias para las alternativas estudiadas:

Alternativa iv): Tensión en subestaciones Alcaraván y Caño Limón II – Falla y re cierre exitoso:

Gráfica 4-23: Alternativa Propuesta Integral SNT – STR Arauca – Casanare desempeño transitorio ante re cierre exitoso.

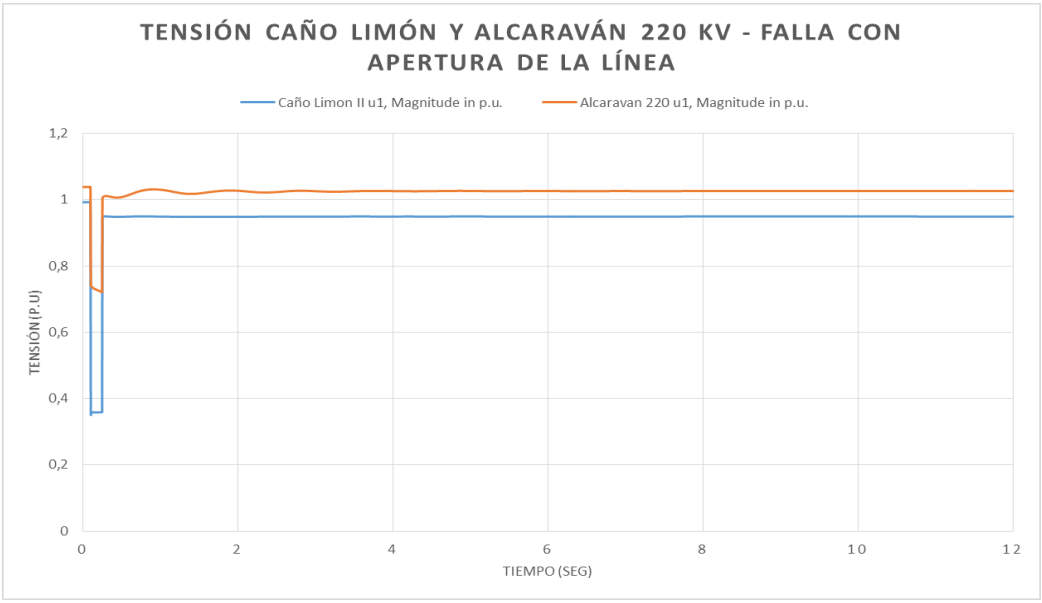


Fuente de gráfica: UPME

Como se puede observar en la Gráfica 4-23, ante un evento en la línea y re cierre de la misma, la caída y subida de tensión transitoria está dentro de los límites permitidos.

Alternativa iv): Tensión en subestaciones Alcaraván y Caño Limón – Falla y apertura permanente de la línea:

Gráfica 4-24: Alternativa propuesta integral SNT – STR Arauca – Casanare desempeño transitorio con apertura de la línea ambos extremos.

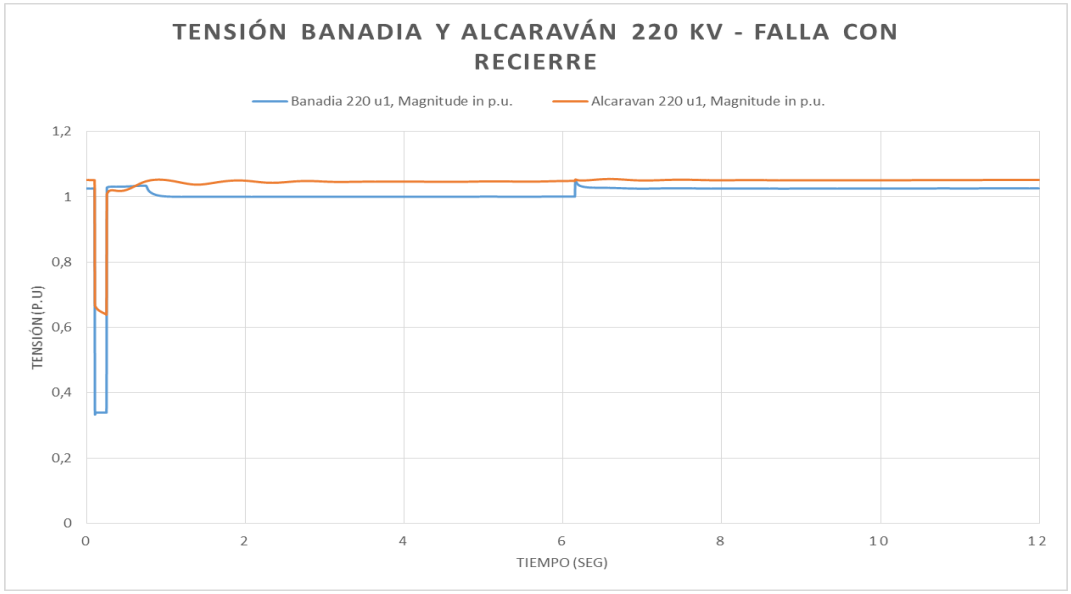


Fuente de gráfica: UPME

Se observa que ante la condición señalada, los niveles de tensión transitoria se encuentran dentro de los límites permitidos.

Alternativa v): Tensión en subestaciones Alcaraván y Caño Limón II – Falla y re cierre exitoso:

Gráfica 4-25: Alternativa Propuesta Integral SNT – STR Arauca – Casanare desempeño transitorio ante re cierre exitoso.

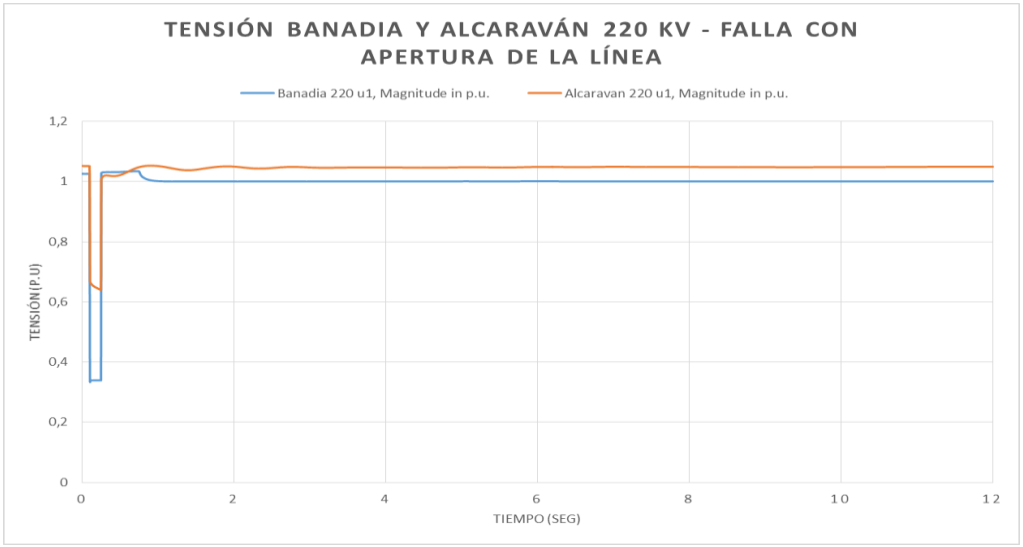


Fuente de gráfica: UPME

Como se puede observar en la gráfica anterior, ante un evento en la línea y re cierre de la misma, la caída y subida de tensión transitoria está dentro de los límites permitidos.

Alternativa v): Tensión en subestaciones Alcaraván y Caño Limón – Falla y apertura permanente de la línea:

Gráfica 4-26: Alternativa propuesta integral SNT – STR Arauca – Casanare desempeño transitorio con apertura de la línea ambos extremos.



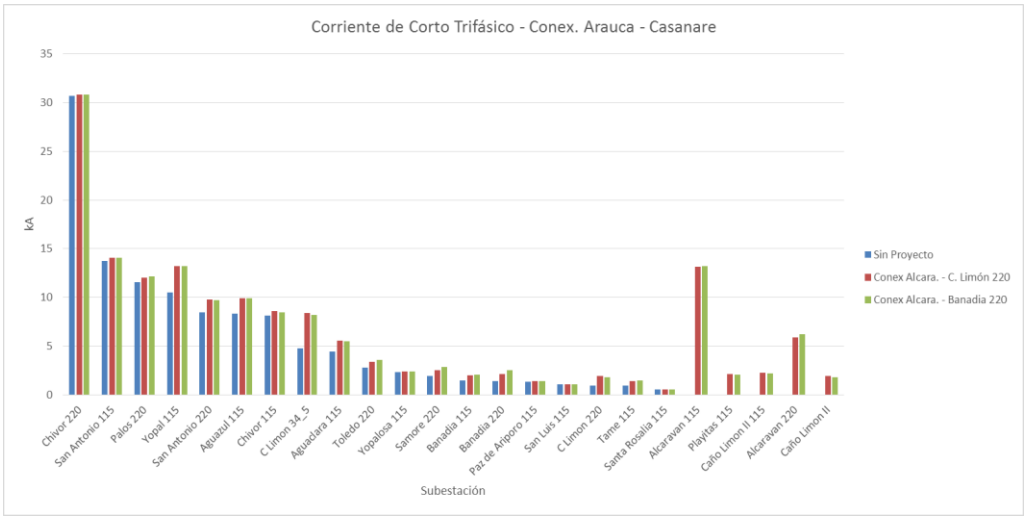
Fuente de gráfica: UPME

Se observa que ante la condición señalada, los niveles de tensión transitoria se encuentran dentro de los límites permitidos.

4.3.2.6. Análisis de Corto Circuito

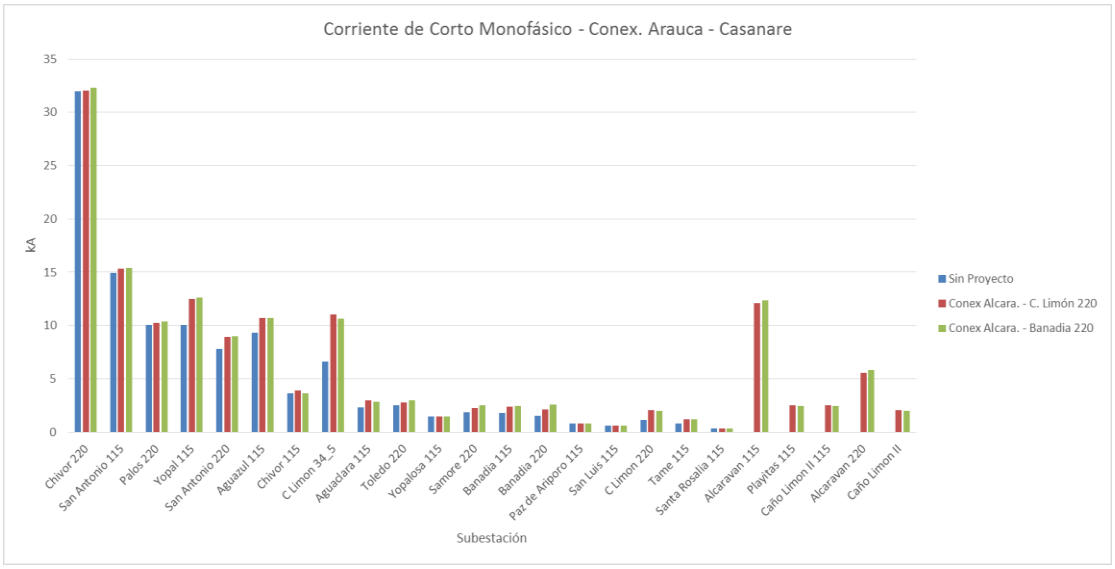
A continuación se presentan los análisis de corto circuito trifásico y monofásico para la alternativa correspondiente al desarrollo integral entre Casanare – Arauca.

Gráfica 4-27: Corto circuito trifásico 2021.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 4-28: Corto circuito monofásico 2021.



Fuente de gráfica: UPME

4.3.2.7. Evaluación Económica

A continuación se presenta la evaluación económica para la alternativa iv) y v).

Beneficios:

- Eliminación de radicalidades en el Sistema de Transmisión Regional – STR, Sistema de Transmisión Nacional –STN, confiabilidad ante contingencia y posibilidad de atención de nuevas demandas.
- Posibilidad de atención de nuevas demanda en zonas no interconectadas.

Costos:

- Valoración de los activos de la Red de Transmisión mediante Unidades Constructivas de la Resolución CREG 011 de 2009 y CREG 097 de 2008.
- En la Tabla 4-24 se presenta la evaluación económica de las obras requeridas para las obras de expansión Casanare – Arauca

Tabla 4-24: Evaluación Beneficio/Costo proyecto.

	USD Millones (dic 2015) Alternativa iv	USD Millones (dic 2015 Alternativa v
Costos	95	106
Beneficios Confiabilidad STR	96	96
Beneficios Atención Nueva Demanda STR	65.8	65.8
Relación B/C	1.6	1.5

Fuente de tabla: UPME

Como se puede observar en la Tabla 4-24, la relación beneficio/costo para las alternativas iv) y v) son superiores a 1. Sin embargo, se debe tener en cuenta que la alternativa v) puede tener mejores beneficios desde el punto de vista operativo, debido a una longitud menor de las línea de 230 kV.

4.3.2.8. Conclusiones

- Se observa que las alternativas de expansión que consideran la interconexión en el STN entre Arauca y Casanare son viables, se plantea dos alternativas que son viables técnicamente y económicamente.

- Si bien, la alternativa que presenta una mayor relación Beneficio/Costo es la alternativa iv), la cual corresponde a la interconexión entre Alcaraván y Caño Limón II (La Paz), esta Unidad recomienda la alternativa v), la cual corresponde a la interconexión entre Alcaraván y Banadía 230 km, con segundo circuito Banadía – Caño Limón II (La Paz), debido a las menores longitudes de línea entre subestaciones para esta alternativa, lo cual puede traer beneficios operativos.

- Se ve necesario la ejecución de proyecto para asegurar la atención de la demanda y posibilidad de permitir la conexión de la generación en la zona.

- **Se solicita que la capacidad nominal de los circuitos Alcaraván – Aguazul 115 kV sea de al menos 720 A.**

- **Se solicita estudiar el aumento de la capacidad nominal de los circuitos Chivor – Aguaclara 115 kV sea de al menos 720 A.**

- Para que el enlace entre Caño Limón 230 kV y Caño Limón II 230 kV (La Paz) se considere como una extensión de barra, se recomienda que este tenga un apantallamiento contra descargas atmosféricas similar al de las subestaciones Caño Limón y Caño Limón II (La Paz). Se recomienda que la extensión de barra pasando de una subestación a otra sea mediante cable y que tenga su propia protección diferencial.

- Para las alternativas iv) y v), debido a la longitud de los circuitos Alcaraván – Caño Limón 230 kV o Alcaraban – Banadia 230 kV, se deben adicionar reactores de línea en ambos extremos de los circuitos para compensar la línea al 75% con su propio interruptor.

4.3.2.9. Recomendaciones

Desarrollar la siguiente infraestructura:

Obras del STN:

- Nueva Subestación Caño Limón II (La Paz) 230/115 kV – 50 MVA. Reconfigura Banadía – Caño Limón 230 kV en Banadía – Caño Limón II (La Paz) – Caño Limón 220 kV – **Se considera una extensión de la barra de Caño Limón.**
- Nueva Subestación Alcaraván 230/115 kV – 2x180 MVA.
- Nueva línea Alcaraván – San Antonio 230 kV.
- Nueva línea Alcaraván – Banadía 230 kV

Fecha de puesta en operación: Noviembre de 2021

4.3.3. Conexión Generación en Antioquia – Análisis preliminares

4.3.3.1. Antecedentes

- La Unidad en el Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2015 – 2029, dio la señal de expansión de generación para el año 2021, para lo cual planteó una serie de escenarios de generación, los cuales, combinan diferentes características.
- En el Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2015 – 2029, se definieron los proyectos El Siete (Choco) 220 kV y San Lorenzo 220 kV, relacionados con la conexión de las plantas CAA, CAB y CARG de 171 MW y Santo Domingo de 56 MW.
- La Unidad ha venido recibiendo información de una serie de solicitudes de conexión de generación en el área de Antioquia, las cuales se presentan a continuación. En algunos casos las solicitudes corresponden a los estudios de conexión, y para otros casos a información general de interés en entregar estudios.

Tabla 4-25: Solicitudes e intenciones de conexión.

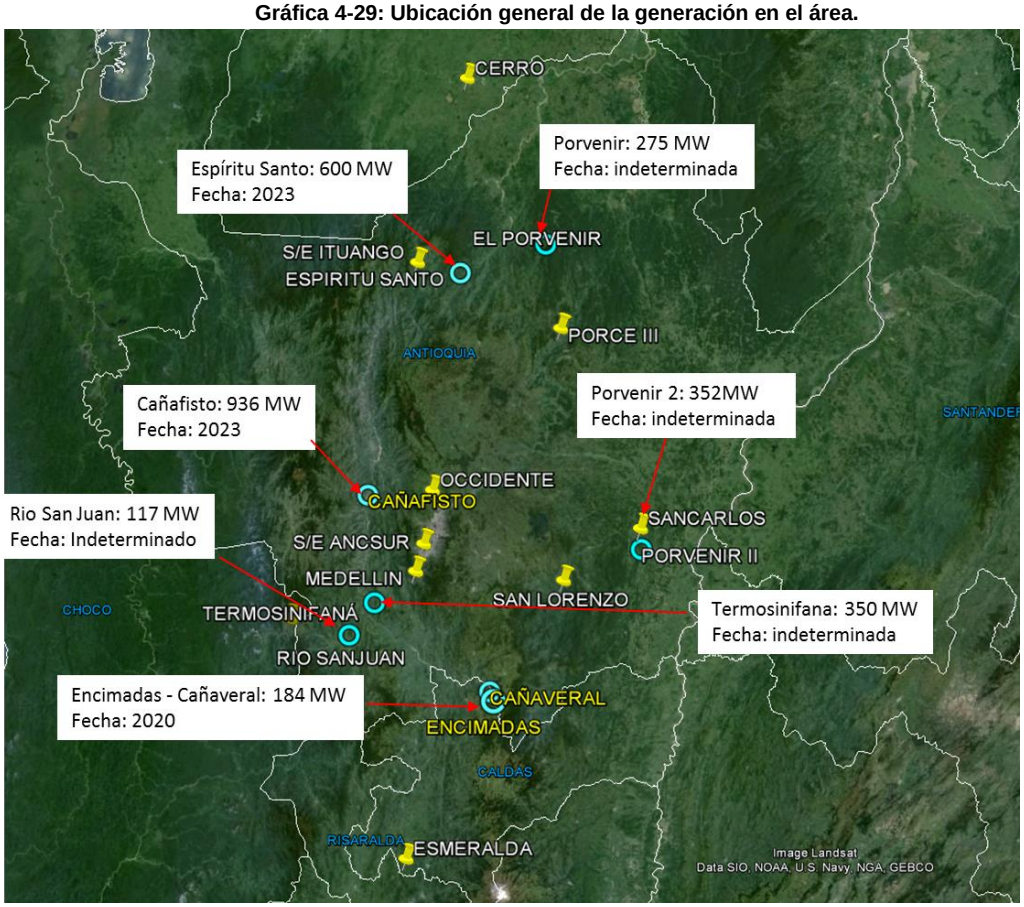
NOMBRE	CAPACIDAD
Espíritu Santo	600 MW
Encimadas - Cañaveral	184 MW
San Juan	117.5 MW
Cañafisto	936 MW
El Porvenir	275 MW
Termo Sinifaná	350 MW
Porvenir 2	352 MW

Fuente de tabla: UPME

4.3.3.2. Identificación de Ubicación de la Generación

A continuación se presenta la ubicación de la generación (Gráfica 4-29), en el área de Antioquia y Caldas – Quindío – Risaralda, con un análisis general de clúster para identificar la necesidad o no, de definición de infraestructura adicional en el sistema.

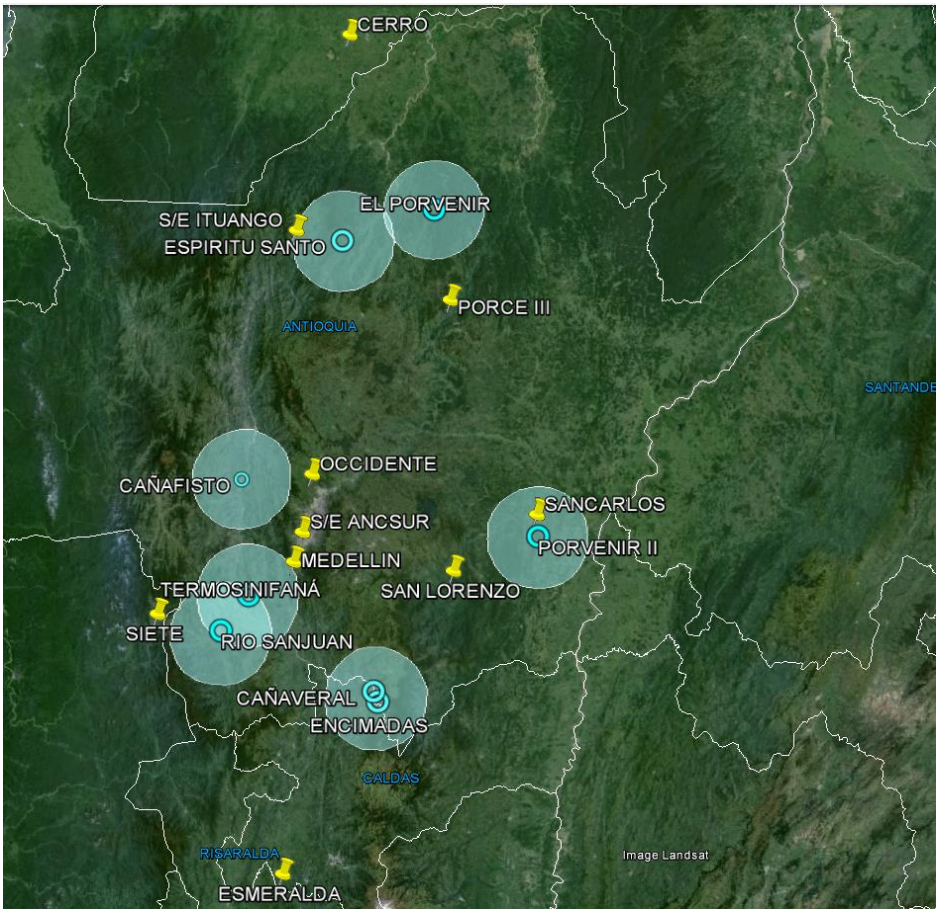
Gráfica 4-29: Ubicación general de la generación en el área.



Fuente de gráfica: UPME
Tomado de Google Earth

Con el fin de determinar la posibilidad de ejecutar infraestructura para la conexión de las plantas de generación, se procede a determinar unos radios estándar de 10 km alrededor de la ubicación de cada una de estas plantas, para confirmar si dentro de estos radios se ubicaría una subestación existente u otro proyecto con el cual se pudiera plantear una infraestructura multipropósito.

Gráfica 4-30: Análisis de crices de la infraestructura en el área.



Fuente de gráfica: UPME
Tomado de Google Earth

En la Gráfica 4-30, se observa que los cruces apreciables corresponden a las plantas Termosinifaná y Río San Juan, por lo cual se observa la posibilidad que para este caso particular, se comparta la infraestructura para la conexión de estas plantas. Por otro lado, también se observa que para los radios de análisis, no se encuentran intersecciones apreciables con las subestaciones existentes o definidas.

4.3.3.3. Escenarios de Análisis

Teniendo en cuenta que en el Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2015 – 2029, la Unidad indicó que:

> *"(…) Los resultados del plan de generación indican que en el corto plazo no se observan requerimientos adicionales a los ya establecidos a través del cargo por confiabilidad hasta el año 2021, cuando se requerirá un incremento de la capacidad instalada con las previsiones de crecimiento de demanda actual (…)"*

En este sentido, teniendo en cuenta que para la incorporación de estas plantas se deben ejecutar obras de transmisión, la Unidad en el ejercicio de la función de planeamiento, ha identificado una serie de variables que se deben tener en cuenta para la definición y ejecución de los proyectos de transmisión, y en especial, para la determinación de la fecha de puesta en operación de los mismos. Esto hace necesario tener en consideración el tiempo requerido para cada una de las etapas: i) Definición de la obra (Plan de Expansión,

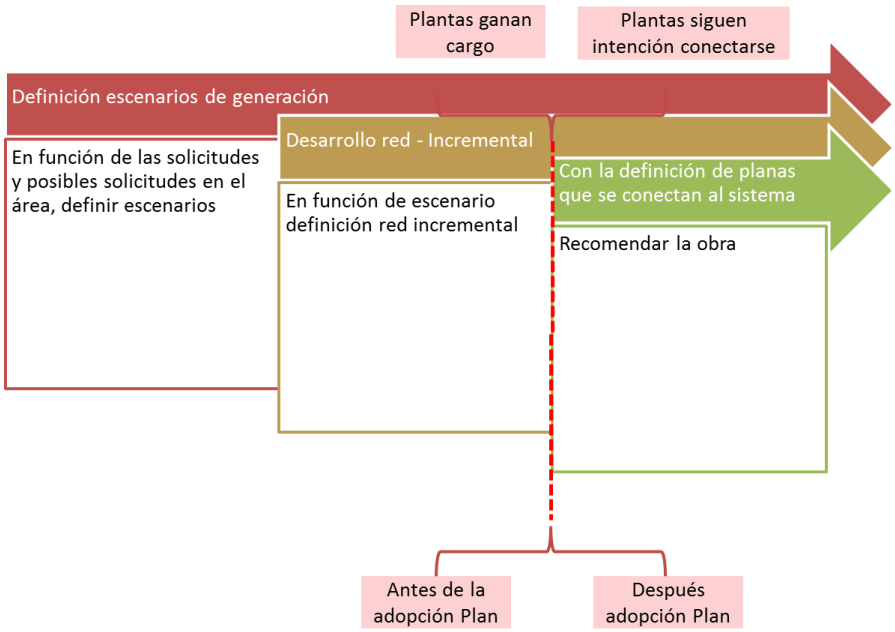
concepto CAPT[23] y adopción MME[24]), ii) Trámite de garantías y estructuración de la convocatoria, iii) Proceso de selección de inversionista (convocatoria), iv) Trámites para el reconocimiento de los ingresos al adjudicatario una vez adjudicada la obra, v) Elaboración de diseños, especificaciones y estudios ambientales, vi) Trámites de licenciamiento ambiental y permisos, vii) Consulta previa, viii) Audiencias públicas y ix) Construcción.

En este sentido, nuestros análisis indican que proyectos de mediana o baja dimensión y pocas implicaciones ambientales y sociales, pueden tomar cerca de 60 meses (5 años) desde el inicio de análisis en el Plan de Expansión hasta la puesta en operación. Proyectos de mayor dimensión, los cuales generalmente asocian grandes implicaciones ambientales y sociales, tomarán más tiempo, llegando a los 72 meses (6 años) y más[25].

Teniendo en cuenta lo anterior, la UPME presenta un ejercicio preliminar de análisis de las diferentes solicitudes realizadas en el área de Antioquia y Caldas – Quindío – Risaralda con el fin de ir identificando necesidades de red, las cuales se verificarán una vez se defina el Cargo por Confiabilidad o que los solicitantes ratifique la conexión a la Red.

Con el fin de llevar a cabo lo anterior, se procedió a establecer la siguiente estrategia ver Gráfica 4-31.

Gráfica 4-31: Estrategia para el desarrollo de Red.

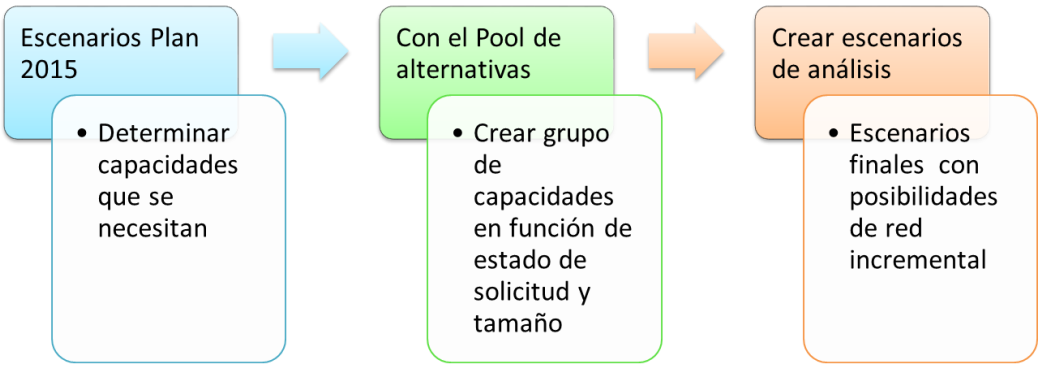


Fuente de gráfica: UPME

Para la definición de escenarios de Red a analizar, se determinaron las capacidades propuestas para cada uno de los escenarios de largo plazo de acuerdo a la Gráfica 4-32.

[23] Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión.
[24] Ministerio de Minas y Energía.
[25] Ver fechas e implicaciones (Anexo Alertas tempranas: IDENTIFICACIÓN DE LAS VARIABLES SOCIOAMBIENTALES PARA LOS PROYECTOS) del Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2015 – 2029.

Gráfica 4-32: Definición de escenarios de Red a analizar.



Fuente de gráfica: UPME

Como resultado del análisis, se determinaron los siguientes escenarios:

Tabla 4-26: Escenarios de Red a analizar.

Planta de generación	Espíritu Santo	Encimadas – Cañaveral	San Juan	Cañafisto	El Provenir	Termosinifaná	Porvenir II	Total (MW)
Escenario 1	600							**600**
Escenario 2		184						**184**
Escenario 3			117.5					**117.5**
Escenario 4				936				**936**
Escenario 5					275			**275**
Escenario 6						350		**350**
Escenario 7							352	**352**
Escenario 8	600	184	117.5	936	275	350	352	**2814.5**
Escenario 9	600	184		936				**1720**
Escenario 10	600	184		936			352	**2072**
Escenario 11	600	184	117.5	936			352	**2187.5**
Escenario 12	600			936				**1536**

Fuente de tabla: UPME

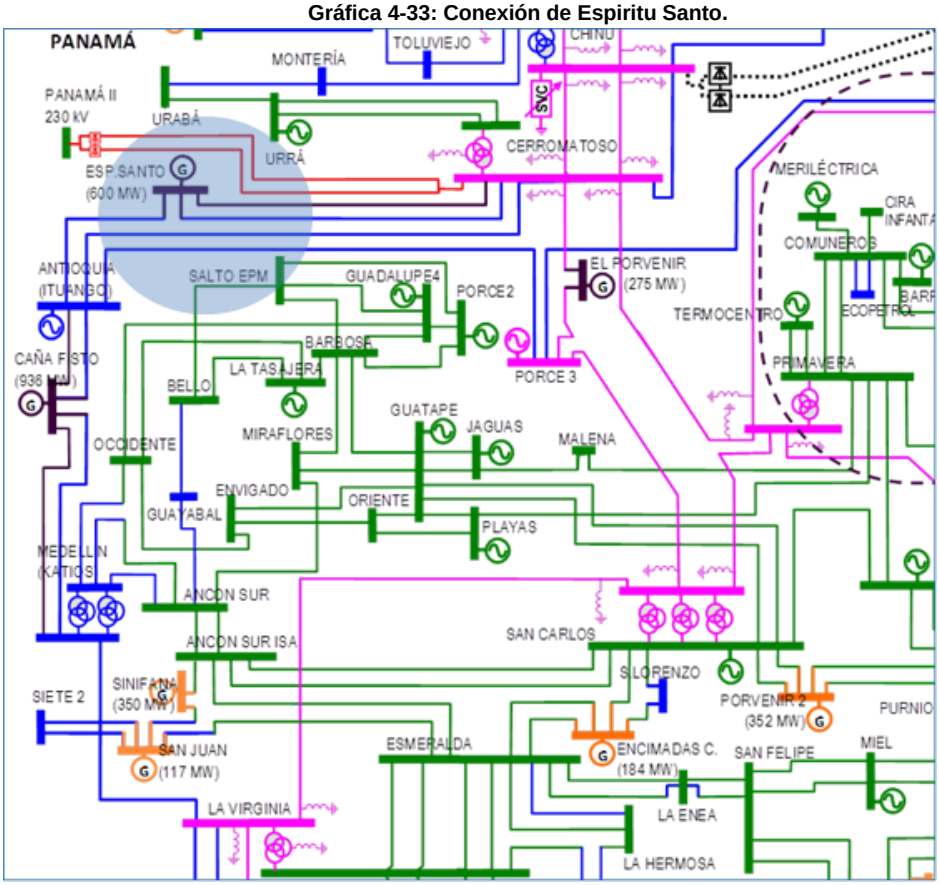
4.3.3.4. Análisis Eléctricos Escenarios

A continuación se presentan los resultados de los análisis eléctricos, correspondientes a los flujos de carga en estado normal y en contingencia para los diferentes escenarios propuestos.

Escenario 1 – Conexión con la planta Espíritu Santo (600 MW):

Conexión mediante la reconfiguración del circuito Cerromatoso – Ituango 500 kV en Cerromatoso – Espíritu Santo – Ituango 500 kV y nuevo circuito Espíritu Santo – Cerromatoso 500 kV.

Gráfica 4-33: Conexión de Espiritu Santo.



Fuente de gráfica: UPME

Tabla 4-27: Desempeño del sistema en el año 2021.

Escenarios de máxima generación en a área	Reconfiguración de un circuito de Ituango - Cerromatoso 500 kV en Ituango - Esp. Santo - Cerromatoso 500 kV.	Reconfiguración de un circuito de Ituango - Cerromatoso 500 kV en Ituango - Esp. Santo - Cerromatoso 500 kV. Circuito Esp. Santo - Cerromatoso 500 kV.
Demanda mínima	Desempeño adecuado en condición normal y en contingencia	Desempeño adecuado en condición normal y en contingencia
Demanda máxima	Desempeño adecuado en condición normal y en contingencia	Desempeño adecuado en condición normal y en contingencia

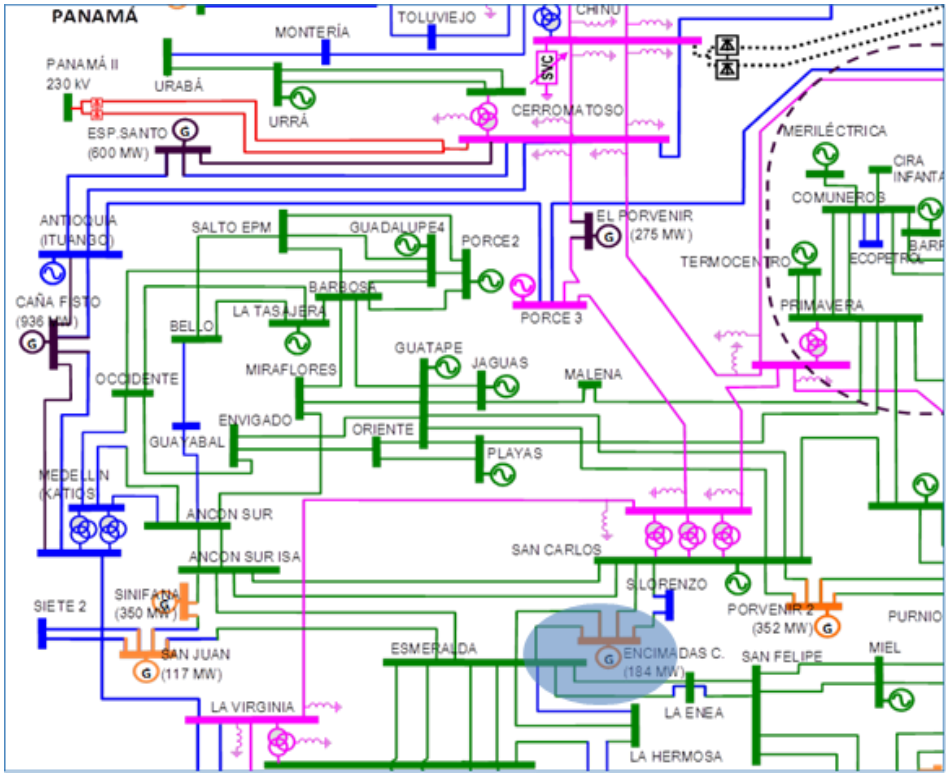
Fuente de tabla: UPME

Se observa a que la conexión de la generación bajo la alternativa propuesta, para las condiciones estudiadas no se presenta dificultades con el desempeño del sistema. No obstante lo anterior, estos análisis son preliminares y se deben validar frente a la definición de las plantas de Cargo por Confiabilidad y las plantas que estén interesadas en conectarse después de esta definición, así mismo, del análisis de indisponibilidades de elementos o posibles interconexiones adicionales con otras áreas.

Escenario 2 – Conexión con la planta Encimadas – Cañaveral (184 MW):

Conexión mediante una nueva Subestación Salamina 230 kV con transformador de 150 MVA. Se alimenta mediante el seccionamiento de los circuitos San Carlos – Esmeralda y San Lorenzo – Esmeralda 230 kV, nuevo transformador 230/115 kV en Salamina de 150 MVA y repotenciación del enlace Salamina – Irrá 115 kV a 500 A.

Gráfica 4-34: Conexión de Encimadas – Cañaveral.



Fuente de gráfica: UPME

Tabla 4-28: Desempeño del sistema en el año 2021.

Escenarios de máxima generación en al área	Reconfiguración de un circuito de Esmeralda - San Lorenzo 230 kV en Esmeralda - Salamina - San Lorenzo 230 kV.	Reconfiguración de un circuito de Esmeralda - San Lorenzo 230 kV en Esmeralda - Salamina - San Lorenzo 230 kV. Salamina - Irrá 115 kV de 500 A.	Reconfiguración de un circuito de Esmeralda - San Lorenzo 230 kV en Esmeralda - Salamina - San Lorenzo 230 kV y Salamina - Irrá 115 kV de 500 A. Sin Despacho Ituango.
Demanda mínima	C.N.O. Salamina – Irrá 115 kV > 120% (N-1) TRF San Carlos < 70%	C.N.O. Salamina – Irrá 115 kV < 50% N-1 TRF San Carlos < 70%	C.N.O. Salamina – Irrá 115 kV < 50% (N-1) TRF San Carlos > 90%
Demanda máxima	C.N.O. Salamina – Irrá 115 kV > 120% (N-1) TRF San Carlos < 70%	C.N.O. Salamina – Irrá 115 kV < 50% N-1 TRF San Carlos < 70%	C.N.O. Salamina – Irrá 115 kV < 50% (N-1) TRF San Carlos > 80%

Fuente de tabla: UPME

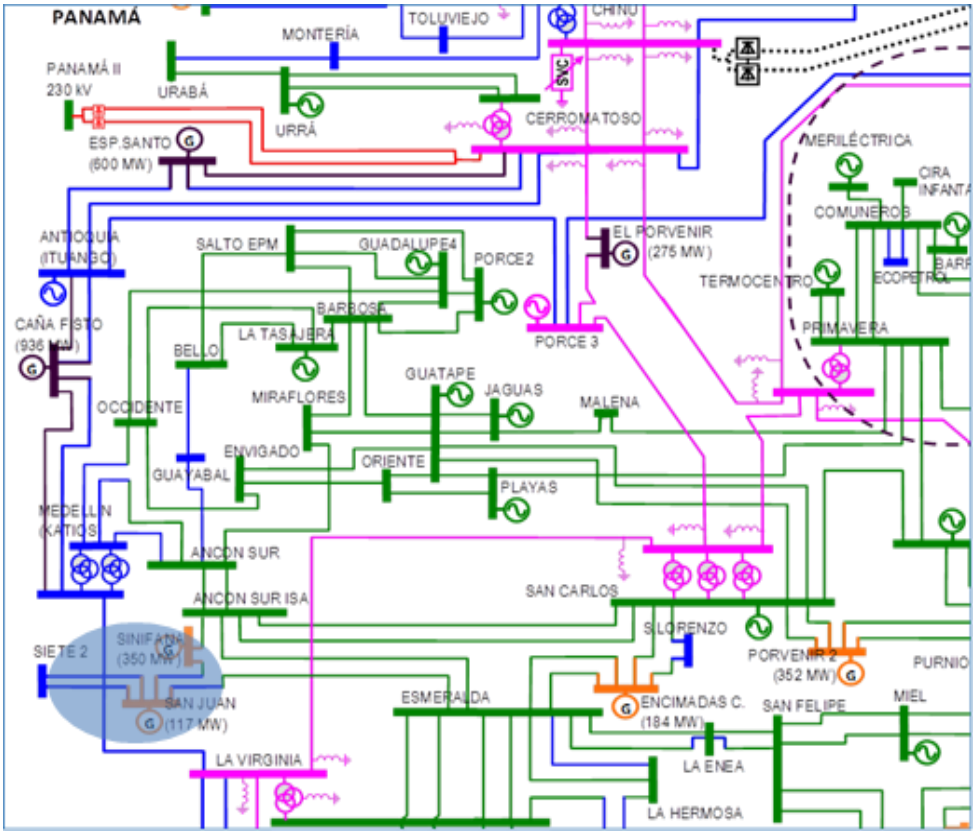
Se observa que para la conexión de la planta mediante la alternativa planteada, es necesaria la repotenciación del enlace Salamina – Irrá 115 kV a 500 A, pues si no se da la repotenciación, se pueden producir sobrecargas en estado estable de este enlace. Por otro lado, se observa que para las condiciones evaluadas, dependiendo de la generación que se conecte en 230 kV se pueden producir altas cargabilidades en los transformadores de San Carlos 500/230 kV, las cuales se pueden empeorar para un escenario en el cual no haya despacho en

Ituango. No obstante lo anterior, estos análisis son preliminares y se deben validar frente a la definición de las plantas de Cargo por Confiabilidad y las plantas que estén interesadas en conectarse después de esta definición.

Escenario 3 – Conexión con la planta Río San Juan (117.5 MW):

Conexión mediante una nueva Subestación Hispania 230 kV. Se alimenta mediante el seccionamiento del circuitos Ancón Sur – El Nuevo Siete 230 kV y El Nuevo Siete – Esmeralda 230 kV.

Gráfica 4-35: Conexión de Río San Juan.



Fuente de gráfica: UPME

Tabla 4-29: Desempeño del sistema en el año 2021.

Escenarios de máxima generación en al área	Reconfiguración de los circuitos de Esmeralda - El Siete 230 kV en Esmeralda - Hispania - El Siete 230 kV. Ancón Sur - El Siete 230 kV en Ancón Sur - Hispania - El Siete 230 kV	Reconfiguración de los circuitos de Esmeralda - El Siete 230 kV en Esmeralda - Hispania - El Siete 230 kV. Ancón Sur - El Siete 230 kV en Ancón Sur - Hispania - El Siete 230 kV. Sin despacho de Ituango
Demanda mínima	Desempeño adecuado en condición normal. (N-1) TRF San Carlos < 70%	Desempeño adecuado en condición norma. (N-1) TRF San Carlos > 85%
Demanda máxima	Desempeño adecuado en condición normal. (N-1) TRF San Carlos < 70%	Desempeño adecuado en condición norma. (N-1) TRF San Carlos > 80%

Fuente de tabla: UPME

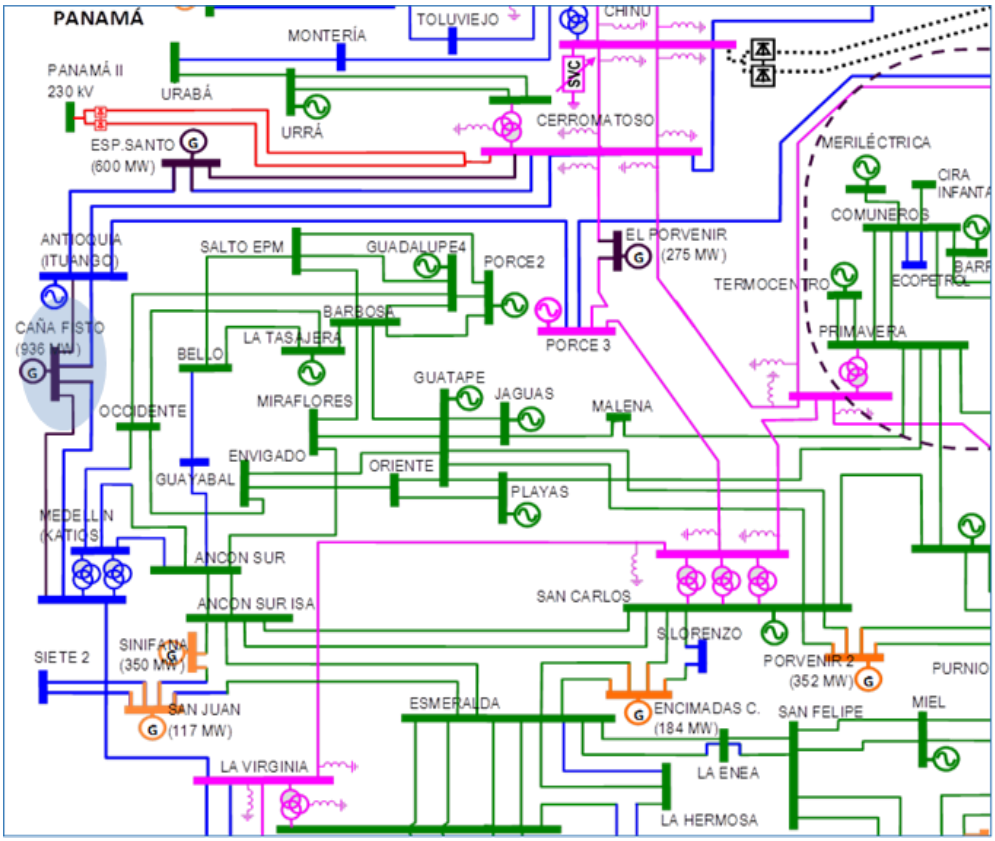
Se observa que para la conexión propuesta, ante un escenario de no contar con el despacho de Ituango y la contingencia del transformador 500/230 kV en San Carlos, se presenta alta cargabilidad de los

transformadores que quedan en servicio, lo cual dependiendo de la generación que se conecte en 230 kV y el despacho de Ituango, se puede observar un agotamiento progresivo de la transformación 500/230 kV en esta subestación. No obstante lo anterior, estos análisis son preliminares y se deben validar frente a la definición de las plantas de Cargo por Confiabilidad y las plantas que estén interesadas en conectarse después de esta definición.

Escenario 4 – Conexión con la planta Cañafisto (936 MW):

Conexión del proyecto mediante 2 circuitos de 500 kV, Cañafisto – Antioquia 500 kV y Cañafisto – Medellín 500 kV. Refuerzo segundo enlace Medellín – Virginia 500 kV.

Gráfica 4-36: Conexión de Cañafisto.



Fuente de gráfica: UPME

Tabla 4-30: Desempeño del sistema en el año 2021.

Escenarios de máxima generación en al área	Nuevos circuitos: Medellín - Cañafisto 500 kV. Medellín - La Virginia 500 kV. Cañafisto - Ituango 500 kV	Nuevos circuitos: Medellín - Cañafisto 500 kV. Medellín - La Virginia 500 kV. Cañafisto - Ituango 500 kV. Sin despacho Ituango
Demanda mínima	Desempeño adecuado en condición normal. (N-1) TRF San Carlos < 70%	Desempeño adecuado en condición norma. (N-1) TRF San Carlos > 85%
Demanda máxima	Desempeño adecuado en condición normal. (N-1) TRF San Carlos < 70%	Desempeño adecuado en condición norma. (N-1) TRF San Carlos > 80%

Fuente de tabla: UPME

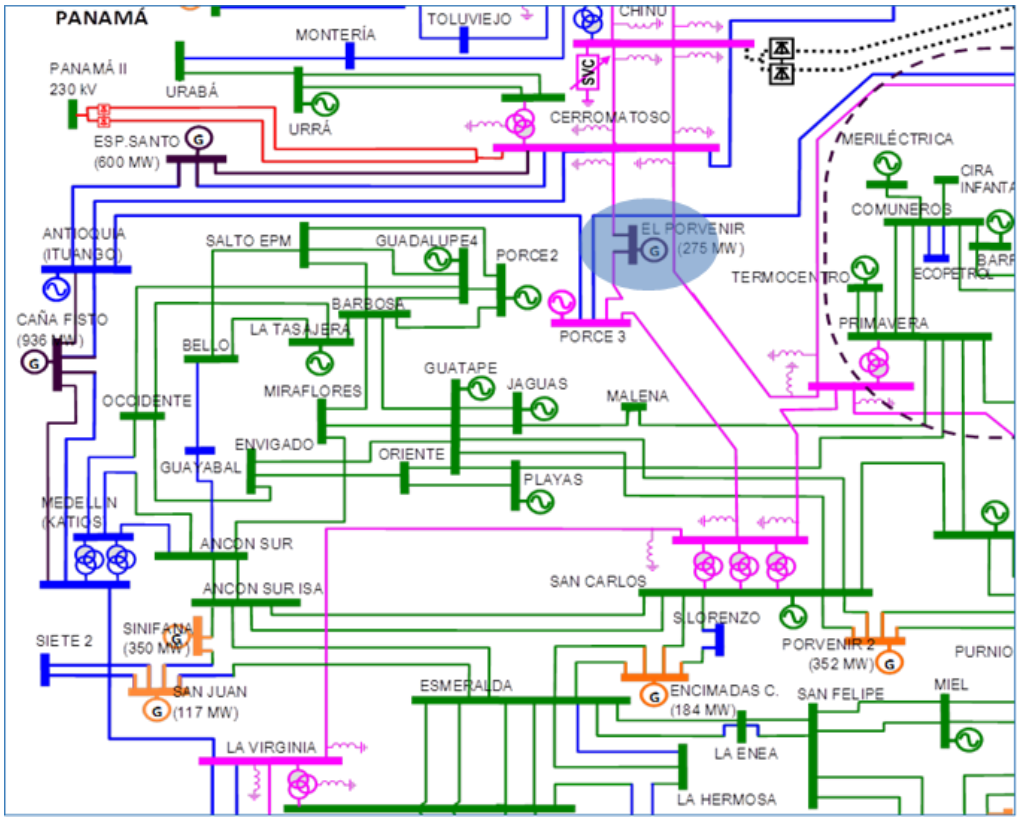
Se observa que para la conexión propuesta, ante un escenario de no contar con el despacho de Ituango, ante la contingencia del transformador 500/230 kV en San Carlos se presenta alta cargabilidad de los

transformadores que quedan en servicio, lo cual dependiendo de la generación que se conecte en 230 kV, se puede observar un agotamiento progresivo de la transformación 500/230 kV en esta subestación. No obstante lo anterior, estos análisis son preliminares y se deben validar frente a la definición de las plantas de Cargo por Confiabilidad y las plantas que estén interesadas en conectarse después de esta definición.

Escenario 5 – Conexión con la planta El Porvenir (275 MW):

Conexión mediante una nueva subestación 500 kV. Se alimenta mediante el seccionamiento de los circuitos Porce III – Cerromatoso 500kV quedando Porce III – El Porvenir – Cerromatoso 500kV.

Gráfica 4-37: Conexión de El Porvenir.



Fuente de gráfica: UPME

Tabla 4-31: Desempeño del sistema en el año 2021.

Escenarios de máxima generación en al área	Reconfiguración: Porce III – Cerromatoso 500 kV en Porce III – El Porvenir – Cerromatoso 500 kV
Demanda mínima	Desempeño adecuado en condición normal. (N-1) TRF San Carlos < 70%
Demanda máxima	Desempeño adecuado en condición normal. (N-1) TRF San Carlos < 70%

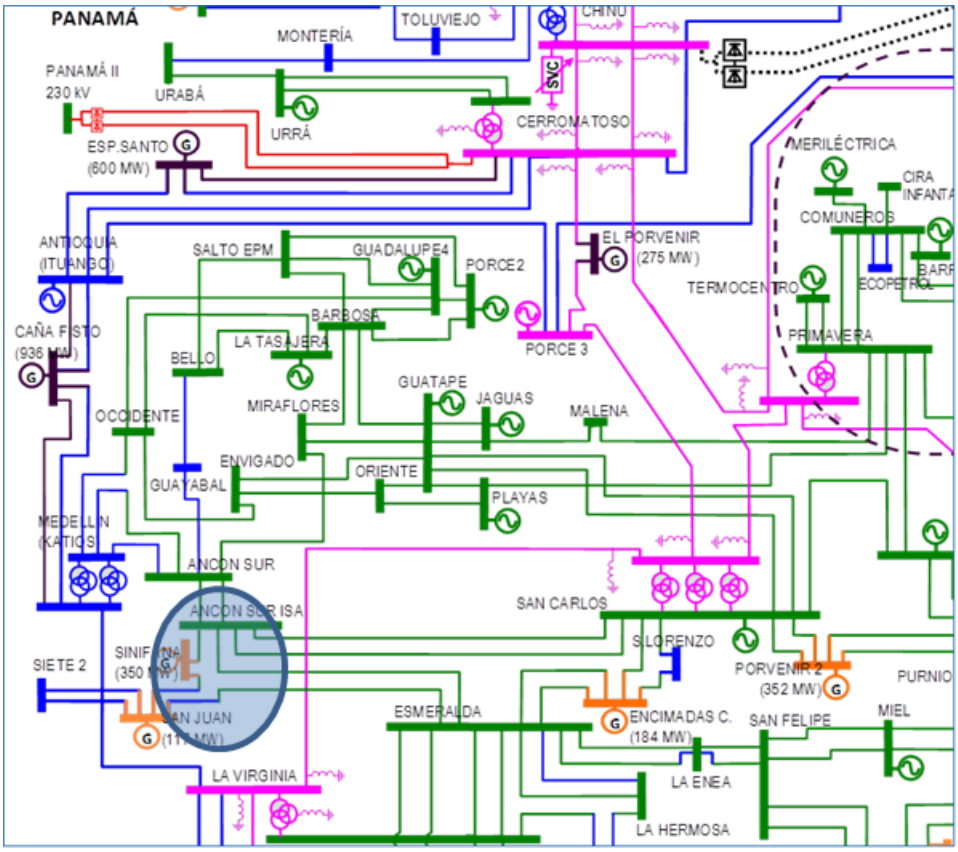
Fuente de tabla: UPME

Se observa que la conexión propuesta no presenta dificultades en condición normal de operación ni ante contingencia, así como no modifica la cargabilidad de los transformadores de San Carlos. No obstante lo anterior, estos análisis son preliminares y se deben validar frente a la definición de las plantas de cargo por confiabilidad y las plantas que estén interesadas en conectarse después de esta definición.

Escenario 6 – Conexión con la planta Termosinifaná (350 MW):

Se revisaron los análisis para la conexión mediante una nueva subestación 230 kV. Se alimenta mediante el seccionamiento de los circuitos Ancón Sur – Esmeralda 230 kV, en Ancón Sur – Termosinifaná – Esmeralda 230 kV y conexión directa en la S/E Hispania 220 kV

Gráfica 4-38: Conexión de Termosinifaná.



Fuente de gráfica: UPME

Tabla 4-32: Desempeño del sistema en el año 2022.

Escenarios de máxima generación en al área	Reconfiguración del circuito de El Siete – Ancón Sur 230 kV en El Siete - Termosinifaná – Ancón Sur 230 kV	Conexión S/E Hispania 230 kV Con Despacho Ituango	Conexión S/E Hispania 230 kV Sin Despacho Ituango
Demanda mínima	Desempeño adecuado en condición normal. (N-1) TRF San Carlos < 70%	Desempeño adecuado en condición normal. (N-1) TRF San Carlos < 70%	Desempeño adecuado en condición norma. (N-1) TRF San Carlos > 85%
Demanda máxima	Desempeño adecuado en condición normal. (N-1) TRF San Carlos < 70%	Desempeño adecuado en condición normal. (N-1) TRF San Carlos < 70%	Desempeño adecuado en condición norma. (N-1) TRF San Carlos > 80%

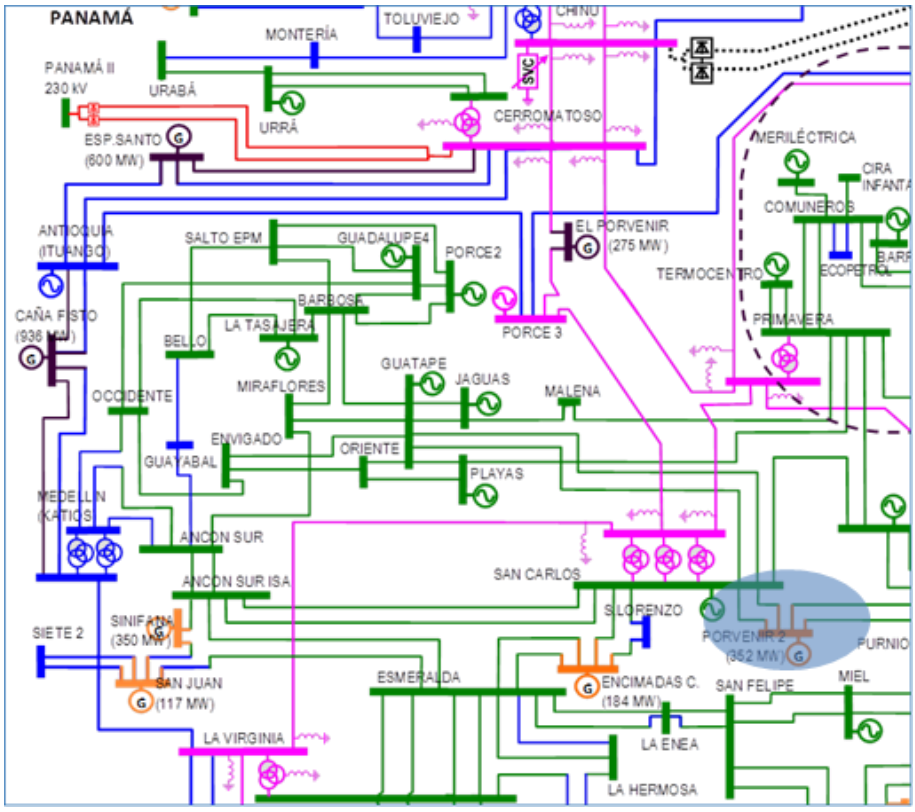
Fuente de tabla: UPME

Para el caso de la conexión de la generación térmica se analizó la conexión de la generación en la subestación propuesta y en la subestación Hispania 220 kV, encontrando que para cualquiera de los dos casos, no se presentan dificultades para la conexión de la misma. Sin embargo, es más eficiente el uso de una sola subestación Hispania 220 kV para la conexión de esta planta y San Juan. No obstante lo anterior, estos análisis son preliminares y se deben validar frente a la definición de las plantas de Cargo por Confiabilidad y las plantas que estén interesadas en conectarse después de esta definición.

Escenario 7 – Conexión con la planta Porvenir II (352 MW):

Se evaluó de manera preliminar la conexión mediante: i) reconfiguración del doble enlace San Carlos – Purnio 230 kV; ii) Conexión directa en 230 kV en San Carlos y iii) Conexión directa en 500 kV en San Carlos.

Gráfica 4-39: Conexión de Porvenir II.



Fuente de gráfica: UPME

Tabla 4-33: Desempeño del sistema en el año 2022.

Escenarios de máxima generación en al área	Reconfiguración de los circuito de San Carlos - Purnio 230 kV en San Carlos - Porvenir II - Purnio 230 kV – Sin despacho de Ituango	Conexión Porvenir II en San Carlos 230 kV – Sin despacho de Ituango	Conexión Porvenir II en San Carlos 500 kV – Sin despacho de Ituango
Demanda mínima	Desempeño adecuado en condición normal. TRF San Carlos >80% (N-1) TRF San Carlos> 109,6%	Desempeño adecuado en condición normal. TRF San Carlos >80% (N-1) TRF San Carlos > 109,6%	Desempeño adecuado en condición normal. TRF San Carlos <70 % (N-1) TRF San Carlos > 84,9%
Demanda máxima	Desempeño adecuado en condición normal. TRF San Carlos >80% (N-1) TRF San Carlos> 109,6%	Desempeño adecuado en condición normal. TRF San Carlos >80% (N-1) TRF San Carlos > 109,6%	Desempeño adecuado en condición normal. TRF San Carlos <70 % (N-1) TRF San Carlos > 84,9%

Fuente de tabla: UPME

Se realizaron los análisis para diferentes formas de conexión, correspondientes a: i) Conexión en una nueva subestación que se conecta mediante la reconfiguración del enlace San Carlos – Purnio 230 kV en San Carlos – Porvenir II – Purnio 230 kV, ii) Conexión directa en la barra de 230 kV en San Carlos y, iii) Conexión directa a San Carlos 500 kV; se observa que para las alternativas i) y ii) se pueden presentar altas cargabilidades en los transformadores de San Carlos 500/230 kV y que, ante la falla de uno de estos, se presenta sobrecargas

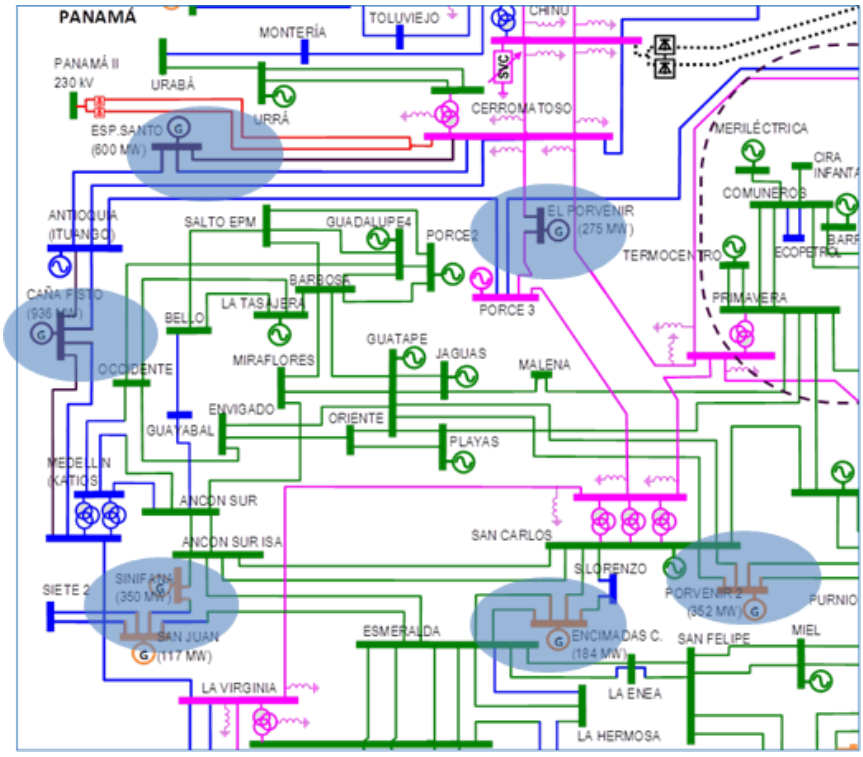
por encima del 100% de los que quedan en servicio. Por otro lado, frente a una conexión en 500 kV se observa que el desempeño del sistema es mejora en relación a las cargabilidades de los transformadores de San Carlos, es evidente que para la conexión de esta planta mediante las alternativas i) y ii) es necesaria la expansión adicional del transformador en San Carlos. No obstante lo anterior, estos análisis son preliminares y se deben validar frente a la definición de las plantas de cargo por confiabilidad y las plantas que estén interesadas en conectarse después de esta definición.

Escenario 8 – Conexión con las plantas Espíritu Santo, Encimadas – Cañaveral, San Juan, Cañafisto, El Porvenir, Termosinifaná y Porvenir II (2814.5 MW):

Se consideran todas la reconfiguraciones y obras para las conexiones de las plantas:

- Reconfiguración del circuito Cerromatoso - Ituango 500 kV en Cerromatoso - Espíritu Santo - Ituango 500 kV, Nuevo circuito Espíritu Santo - Cerromatoso 500 kV.
- Nueva Subestación Salamina 230 kV TR 150 MVA. Se alimenta mediante el seccionamiento de los circuitos San Carlos - Esmeralda y San Lorenzo - Esmeralda 230 kV, **nuevo transformador 230/115 kV en Salamina de 150 MVA y repotenciación del enlace Salamina – Irrá 115 kV a 500 A**
- Nueva Subestación Hispania 230 kV. Se alimenta mediante el seccionamiento del circuitos Anconsur – El Nuevo Siete 230 kV, y El Nuevo Siete – Esmeralda 230 kV.
- Reconfiguración Antioquia – Medellín en Cañafisto - Antioquia y Cañafisto - Medellín 500 kV, nuevo corredor Antioquia – Cañafisto – Medellín y segundo enlace Medellín - Virginia 500 kV
- Nueva Subestación 500 kV. Se alimenta mediante el seccionamiento del circuitos Porce III – Cerromatoso 500kV, Porce III – El Porvenir - Cerromatoso 500kV.
- Conexión de Porvenir mediante Reconfiguración del doble enlace San Carlos – Purnio 230 kV; conexión directa en 230 kV en San Carlos y Conexión directa en 500 kV en San Carlos

Gráfica 4-40: Conexión de Espíritu Santo, Encimada – Cañaveral, San Juan, Cañafisto, El Porvenir, Termosinifaná y Pornevir II.



Fuente de gráfica: UPME

Tabla 4-34: Desempeño del sistema en el año 2021.

Escenarios de máxima generación en el área	Reconfiguración de los circuito de San Carlos - Purnio 230 kV en San Carlos - Porvenir II - Purnio 230 kV – Sin despacho de Ituango	Conexión Porvenir II en San Carlos 230 kV – Sin despacho de Ituango	Conexión Porvenir II en San Carlos 500 kV – Sin despacho de Ituango
Demanda mínima	Desempeño adecuado en condición normal. TRF San Carlos >80% N-1 TRF San Carlos> 109,6%	Desempeño adecuado en condición normal. TRF San Carlos >80% N-1 TRF San Carlos > 109,6%	Desempeño adecuado en condición normal. TRF San Carlos <70 % N-1 TRF San Carlos > 84,9%
Demanda máxima	Desempeño adecuado en condición normal. TRF San Carlos >80% N-1 TRF San Carlos> 109,6%	Desempeño adecuado en condición normal. TRF San Carlos >80% N-1 TRF San Carlos > 109,6%	Desempeño adecuado en condición normal. TRF San Carlos <70 % N-1 TRF San Carlos > 84,9%

Fuente de tabla: UPME

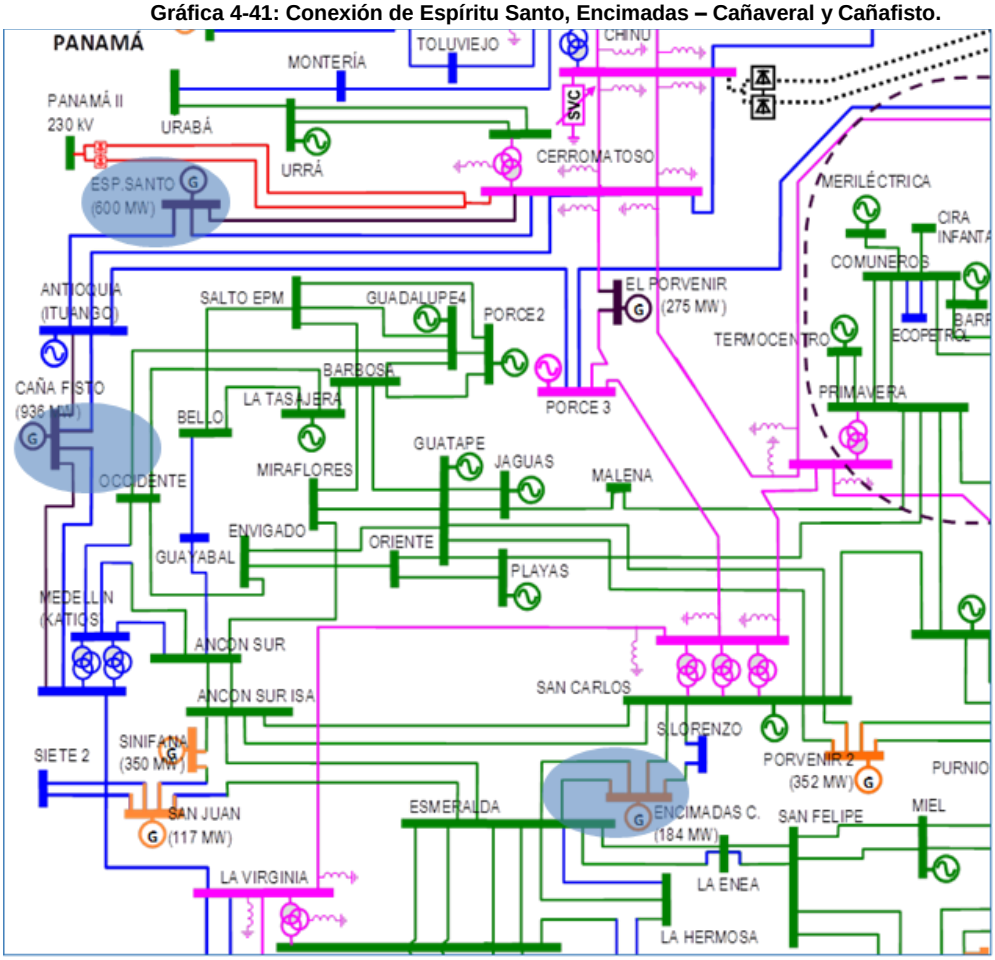
Se observa que debido a la confluencia de generación en Antioquia, se presenta una alta cargabilidad de los transformadores de San Carlos 500/230 kV, por otro lado frente a la confirmación de los promotores de sus intenciones de conectarse al sistema, se procederá a definir la red definitiva, es importante mencionar que se debe estudiar adicionalmente interconexiones con otras áreas del sistema con de fin de no aumentar la restricciones. No obstante lo anterior, estos análisis son preliminares y se deben validar frente a la definición de las plantas de Cargo por Confiabilidad y las plantas que estén interesadas en conectarse después de esta definición.

Escenario 9 – Conexión con las plantas Espíritu Santo, Encimadas – Cañaveral, y Cañafisto (1720 MW):

Se consideran todas la reconfiguraciones y obras para las conexiones de las plantas:

- Reconfiguración del circuito Cerromatoso - Ituango 500 kV en Cerromatoso - Espíritu Santo - Ituango 500 kV, Nuevo circuito Espíritu Santo - Cerromatoso 500 kV.
- Nueva Subestación Salamina 230 kV TR 150 MVA. Se alimenta mediante el seccionamiento de los circuitos San Carlos - Esmeralda y San Lorenzo - Esmeralda 230 kV, nuevo transformador 230/115 kV en Salamina de 150 MVA y repotenciación del enlace Salamina – Irrá 115 kV a 500 A.
- Reconfiguración Antioquia – Medellín en Cañafisto - Antioquia y Cañafisto - Medellín 500 kV, nuevo corredor Antioquia – Cañafisto – Medellín y segundo enlace Medellín - Virginia 500 kV.

Gráfica 4-41: Conexión de Espíritu Santo, Encimadas – Cañaveral y Cañafisto.



Fuente de gráfica: UPME

Tabla 4-35: Desempeño del sistema en el año 2022.

Escenarios de máxima generación en al área	Nuevos circuitos: Medellín - Cañafisto 500 kV Cañafisto - Ituango 500 kV Esp. Santo - Cerromatoso 500 kV Reconfiguración: Ituango - Cerromatoso 500 kV Ituango - Esp. Santo - Cerromatoso 500 kV Esmeralda - San Lorenzo 230 kV en Esmeralda - Salamina - San Lorenzo 230 kV. Sin despacho Ituango	Nuevos circuitos: Medellín - Cañafisto 500 kV Cañafisto - Ituango 500 kV Esp. Santo - Cerromatoso 500 kV Reconfiguración: Ituango - Cerromatoso 500 kV Ituango - Esp. Santo - Cerromatoso 500 kV Esmeralda - San Lorenzo 230 kV en Esmeralda - Salamina - San Lorenzo 230 kV. Con despacho Ituango
Demanda mínima	Desempeño adecuado en condición normal. (N-1) TRF San Carlos> 90%	Desempeño adecuado en condición normal. (N-1) TRF San Carlos > 70%
Demanda máxima	Desempeño adecuado en condición normal. (N-1) TRF San Carlos> 90%	Desempeño adecuado en condición normal. (N-1) TRF San Carlos > 70%

Fuente de tabla: UPME

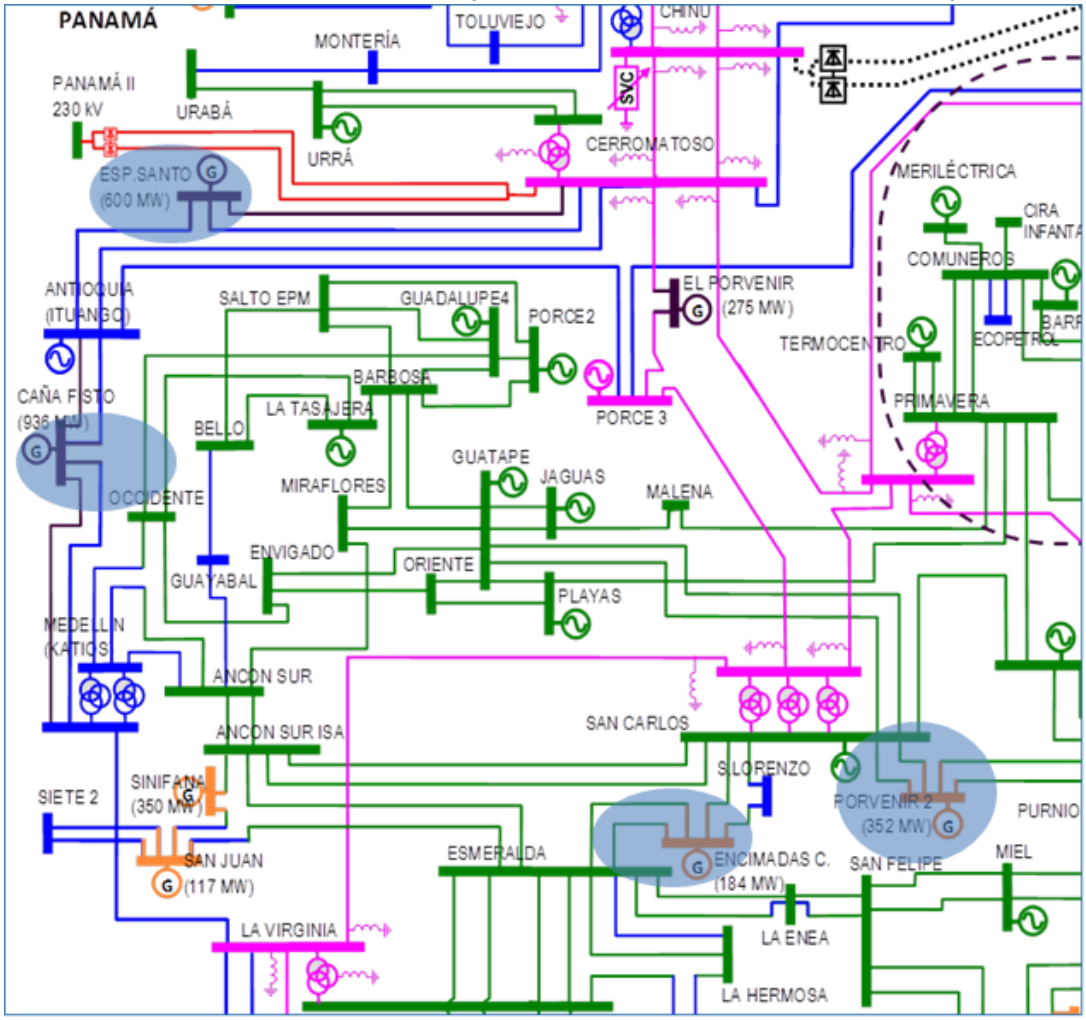
Se observa que para el escenario en el cual se conecten las generaciones correspondientes a Espíritu Santo, Cañafisto y Encimadas – Cañaveral, con un total de 1720 MW, se presenta la problemática relacionada con el transformador San Carlos 500/230 kV, particularmente ante un escenario de no tener despachado Ituango, por lo cual frente a la definición de este escenario, será necesario reforzar este punto correspondiente a San Carlos, así como la verificación de la interconexión con otras áreas del país, lo cual dependerá finalmente del cargo por confiabilidad y su resultado. No obstante lo anterior, estos análisis son preliminares y se deben validar frente a la definición de las plantas de Cargo por Confiabilidad y las plantas que estén interesadas en conectarse después de esta definición.

Escenario 10 – Conexión con las plantas Espíritu Santo, Encimadas – Cañaveral, Cañafisto y Porvenir II (2072 MW):

Se consideran todas la reconfiguraciones y obras para las conexiones de las plantas:

- Reconfiguración del circuito Cerromatoso - Ituango 500 kV en Cerromatoso - Espíritu Santo - Ituango 500 kV, Nuevo circuito Espíritu Santo - Cerromatoso 500 kV.
- Nueva Subestación Salamina 230 kV TR 150 MVA. Se alimenta mediante el seccionamiento de los circuitos San Carlos - Esmeralda y San Lorenzo - Esmeralda 230 kV, nuevo transformador 230/115 kV en Salamina de 150 MVA y repotenciación del enlace Salamina – Irrá 115 kV a 500 A.
- Reconfiguración Antioquia – Medellín en Cañafisto - Antioquia y Cañafisto - Medellín 500 kV, nuevo corredor Antioquia – Cañafisto – Medellín y segundo enlace Medellín - Virginia 500 kV
- Conexión de Porvenir mediante Reconfiguración del doble enlace San Carlos – Purnio 230 kV; conexión directa en 230 kV en San Carlos y Conexión directa en 500 kV en San Carlos

Gráfica 4-42: Conexión de lantas Espitiru Santo, Encimada – Cañaveral , Cañafisto y Porvenir II.



Fuente de gráfica: UPME

Tabla 4-36: Desempeño del sistema en el año 2022.

Escenarios de máxima generación en al área	Nuevos circuitos: Medellín - Cañafisto 500 kV. Cañafisto - Ituango 500 kV Esp. Santo - Cerromatoso 500 kV Reconfiguración: Ituango - Cerromatoso 500 kV Ituango - Esp. Santo - Cerromatoso 500 kV Purnio - San Carlos 230 kV en Purnio - Porvenir II - San Carlos 230 kV	Nuevos circuitos: Medellín - Cañafisto 500 kV Medellín - La Virginia 500 kV Cañafisto - Ituango 500 kV Reconfiguración del circuito Medellín - Ituango 500 kV en Medellín - Cañafisto - Ituango 500 kV – Con Porvenir en 500 kV	Nuevos circuitos: Medellín - Cañafisto 500 kV Medellín - La Virginia 500 kV Cañafisto - Ituango 500 kV Reconfiguración del circuito Medellín - Ituango 500 kV en Medellín - Cañafisto - Ituango 500 kV. Purnio - San Carlos 230 kV en Purnio - Porvenir II - San Carlos 230 kV **Sin despacho Ituango**	Nuevos circuitos: Medellín - Cañafisto 500 kV Medellín - La Virginia 500 kV Cañafisto - Ituango 500 kV Reconfiguración del circuito Medellín - Ituango 500 kV en Medellín - Cañafisto - Ituango 500 kV. Conexión Porvenir II a 500 kV **Sin despacho Ituango**
Demanda mínima	Desempeño adecuado en condición normal. (N-1) TRF San - TRF San Carlos> 70%	Desempeño adecuado en condición normal. (N-1) TRF San - TRF San Carlos> 70%	Desempeño adecuado en condición normal (TRF San Carlos >80%). (N-1) TRF San - TRF San Carlos > 100%	Desempeño adecuado en condición normal. (N-1) TRF San - TRF San Carlos> 70%
Demanda máxima	Desempeño adecuado en condición normal. (N-1) TRF San Carlos> 70%	Desempeño adecuado en condición normal. (N-1) TRF San Carlos> 70%	Desempeño adecuado en condición normal (TRF San Carlos >80) (N-1) TRF San - TRF San Carlos> 100%	Desempeño adecuado en condición normal. (N-1) TRF San - TRF San Carlos > 70%

Fuente de tabla: UPME

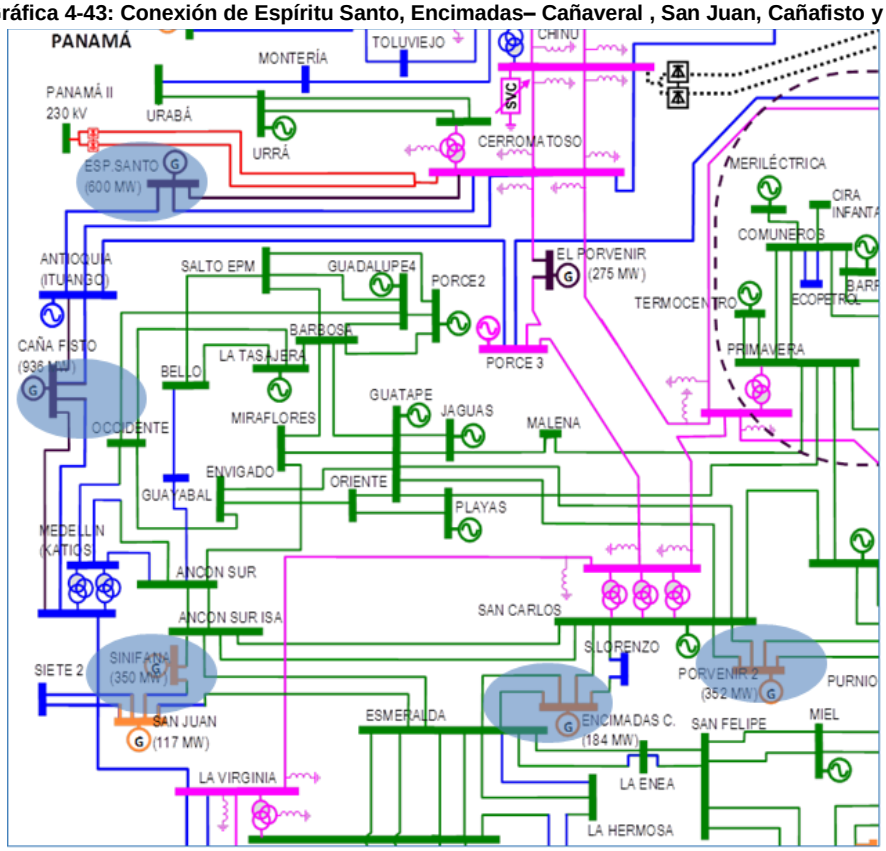
Se observa que para el escenario en el cual se conecten las generaciones correspondientes a Espíritu Santo, Cañafisto, Encimadas Cañaveral y Porvenir II, se presente la problemática relacionada con el transformador San Carlos 500/230 kV, esta apalancada en mayor medida por la conexión de Porvenir II a la barra de 220 kV, sea por la conexión directa o reconfiguración del enlace San Carlos – Purnio 220 kV en San Carlos – Porvenir II – Purnio 220 kV, por lo cual frente a la definición de este escenario, será necesario reforzar este punto correspondiente a San Carlos mediante la conexión de un transformador adicional 500/230 kV en San Carlos, así como la verificación de la interconexión con otras áreas del país, lo cual dependerá finalmente del Cargo por Confiabilidad y su resultado. Se observa que frente a la conexión de Porvenir II en San Carlos 500 kV, no presenta dificultades de red.

Escenario 11 – Conexión con las plantas con Espíritu Santo, Encimadas– Cañaveral, San Juan, Cañafisto y Porvenir II (2187.5 MW):

Se consideran todas la reconfiguraciones y obras para las conexiones de las plantas:

- Reconfiguración del circuito Cerromatoso – Ituango 500 kV en Cerromatoso – Espíritu Santo – Ituango 500 kV, Nuevo circuito Espíritu Santo – Cerromatoso 500 kV.
- Nueva Subestación Salamina 230 kV TR 150 MVA. Se alimenta mediante el seccionamiento de los circuitos San Carlos - Esmeralda y San Lorenzo - Esmeralda 230 kV, nuevo transformador 230/115 kV en Salamina de 150 MVA y repotenciación del enlace Salamina – Irrá 115 kV a 500 A
- Nueva Subestación Hispania 230 kV. Se alimenta mediante el seccionamiento del circuitos Anconsur – El Nuevo Siete 230 kV, y El Nuevo Siete – Esmeralda 230 kV.
- Reconfiguración Antioquia – Medellín en Cañafisto - Antioquia y Cañafisto - Medellín 500 kV, nuevo corredor Antioquia – Cañafisto – Medellín y segundo enlace Medellín - Virginia 500 kV.
- Conexión de Porvenir mediante Reconfiguración del doble enlace San Carlos – Purnio 230 kV; conexión directa en 230 kV en San Carlos y Conexión directa en 500 kV en San Carlos.

Gráfica 4-43: Conexión de Espíritu Santo, Encimadas– Cañaveral , San Juan, Cañafisto y Porvenir II.



Fuente de gráfica: UPME

Tabla 4-37: Desempeño del sistema en el año 2022.

Escenarios de máxima generación en al área	Nuevos circuitos: Medellín - Cañafisto 500 kV Cañafisto - Ituango 500 kV Esp. Santo - Cerromatoso 500 kV Reconfiguración: Ituango - Cerromatoso 500 kV Ituango - Esp. Santo - Cerromatoso 500 kV Purnio - San Carlos 230 kV en Purnio - Porvenir II - San Carlos 230 kV	Nuevos circuitos: Medellín - Cañafisto 500 kV Medellín - La Virginia 500 kV Cañafisto - Ituango 500 kV Reconfiguración del circuito Medellín - Ituango 500 kV en Medellín - Cañafisto - Ituango 500 kV.– Con Porvenir en 500 kV	Nuevos circuitos: Medellín - Cañafisto 500 kV Medellín - La Virginia 500 kV Cañafisto - Ituango 500 kV Reconfiguración del circuito Medellín - Ituango 500 kV en Medellín - Cañafisto - Ituango 500 kV. Purnio - San Carlos 230 kV en Purnio - Porvenir II - San Carlos 230 kV Sin despacho Ituango	Nuevos circuitos: Medellín - Cañafisto 500 kV Medellín - La Virginia 500 kV Cañafisto - Ituango 500 kV Reconfiguración del circuito Medellín - Ituango 500 kV en Medellín - Cañafisto - Ituango 500 kV. Conexión Porvenir II a 500 kV Sin despacho Ituango
Demanda mínima	Desempeño adecuado en condición normal. (N-1) TRF San Carlos - TRF San Carlos> 70%	Desempeño adecuado en condición normal. (N-1) TRF San Carlos - TRF San Carlos> 70%	Desempeño adecuado en condición normal (TRF San Carlos >80%). (N-1) TRF San Carlos - TRF San Carlos> 100%	Desempeño adecuado en condición normal. (N-1) TRF San Carlos - TRF San Carlos > 70%
Demanda máxima	Desempeño adecuado en condición normal. (N-1) TRF San Carlos> 70%	Desempeño adecuado en condición normal. (N-1) TRF San Carlos > 70%	Desempeño adecuado en condición normal (TRF San Carlos >80%). (N-1) TRF San Carlos- TRF San Carlos > 100%	Desempeño adecuado en condición normal. (N-1) TRF San Carlos - TRF San Carlos> 70%

Fuente de tabla: UPME

Se observa que para el escenario en el cual se conecten las generaciones correspondientes a Espíritu Santo, Cañafisto, Encimadas Cañaveral, Porvenir II y San Juan, con una capacidad de 2187 MW se presente la problemática relacionada con el transformador San Carlos 500/230 kV, esta última apalancada en mayor medida por la conexión de Porvenir II a la barra de 230 kV, sea por la conexión directa en 230 kV o reconfiguración del enlace San Carlos – Purnio 230kV en San Carlos – Porvenir II – Purnio 220 kV, por lo cual

frente a la definición de este escenario, será necesario reforzar este punto correspondiente a San Carlos mediante un transformador adicional 500/230 kV en San Carlos, así como la verificación de la interconexión con otras áreas del país, lo cual dependerá finalmente del cargo por confiabilidad y su resultado.

Se observa que la conexión de Porvenir II impacta en gran medida la cargabilidad de los transformadores en San Carlos 500/230 kV, en este sentido, el menor impacto en el desempeño del sistema se da para la conexión en 500 kV.

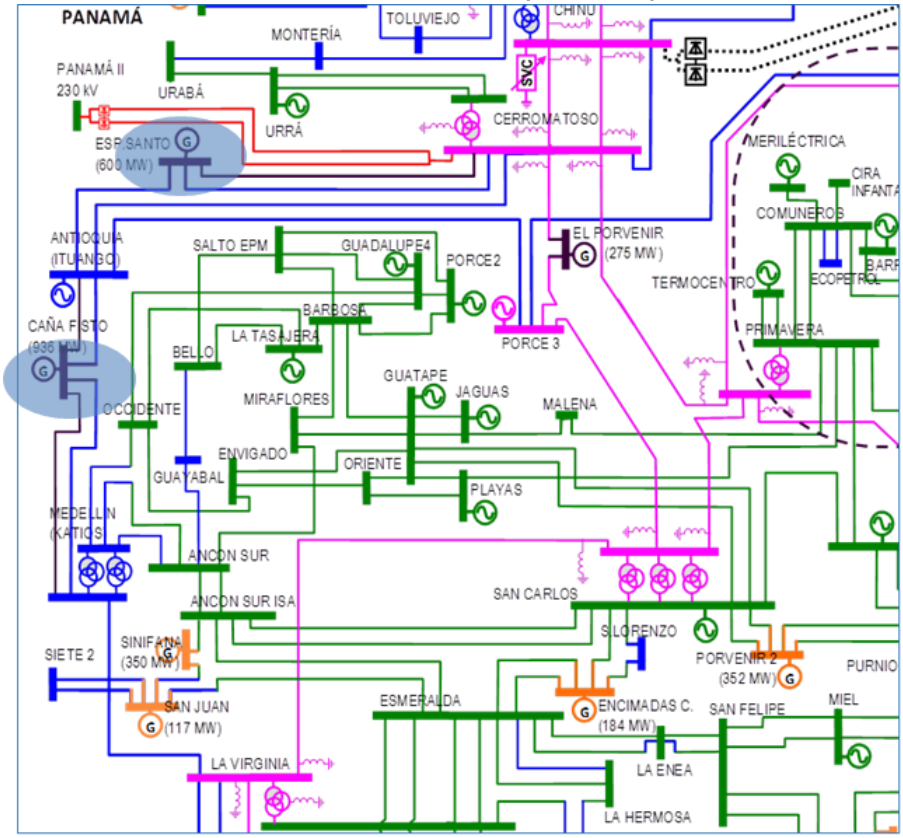
Frente a la materialización de este escenario se deben analizar con mayor detalle una vez se defina el Cargo por Confiabilidad, pues es evidente que la realización de este escenario, puede generar aumento de costos operativos en otras áreas por el desplazamiento de generación que es necesaria para mantener la operación con criterios de calidad y confiabilidad.

Escenario 12 – Conexión con las plantas con las Espíritu Santo y Cañafisto (1536 MW):

Se consideran todas la reconfiguraciones y obras para las conexiones de las plantas:

- Reconfiguración del circuito Cerromatoso - Ituango 500 kV en Cerromatoso - Espíritu Santo - Ituango 500 kV, Nuevo circuito Espíritu Santo - Cerromatoso 500 kV.
- Reconfiguración Antioquia – Medellín en Cañafisto - Antioquia y Cañafisto - Medellín 500 kV, nuevo corredor Antioquia – Cañafisto – Medellín y segundo enlace Medellín - Virginia 500 kV
- Conexión de Porvenir mediante Reconfiguración del doble enlace San Carlos – Purnio 230 kV; conexión directa en 230 kV en San Carlos y Conexión directa en 500 kV en San Carlos

Gráfica 4-44: Conexión de Espititu Santo y Cañafisto.



Fuente de gráfica: UPME

Tabla 4-38: Desempeño del sistema en el año 2022.

Escenarios de máxima generación en al área	Nuevos circuitos: Medellín - Cañafisto 500 kV Cañafisto - Ituango 500 kV Esp. Santo - Cerromatoso 500 kV Reconfiguración: Ituango - Cerromatoso 500 kV Ituango - Esp. Santo - Cerromatoso 500 kV	Nuevos circuitos: Medellín - Cañafisto 500 kV Cañafisto - Ituango 500 kV Esp. Santo - Cerromatoso 500 kV Reconfiguración: Ituango - Cerromatoso 500 kV Ituango - Esp. Santo - Cerromatoso 500 kV Sin Despacho Ituango
Demanda mínima	Desempeño adecuado en condición normal. (N-1) TRF San - TRF San Carlos> 60%	Desempeño adecuado en condición normal. (N-1) TRF San - TRF San Carlos> 60%
Demanda máxima	Desempeño adecuado en condición normal. (N-1) TRF San Carlos> 70%	Desempeño adecuado en condición normal. (N-1) TRF San Carlos> 90%

Fuente de tabla: UPME

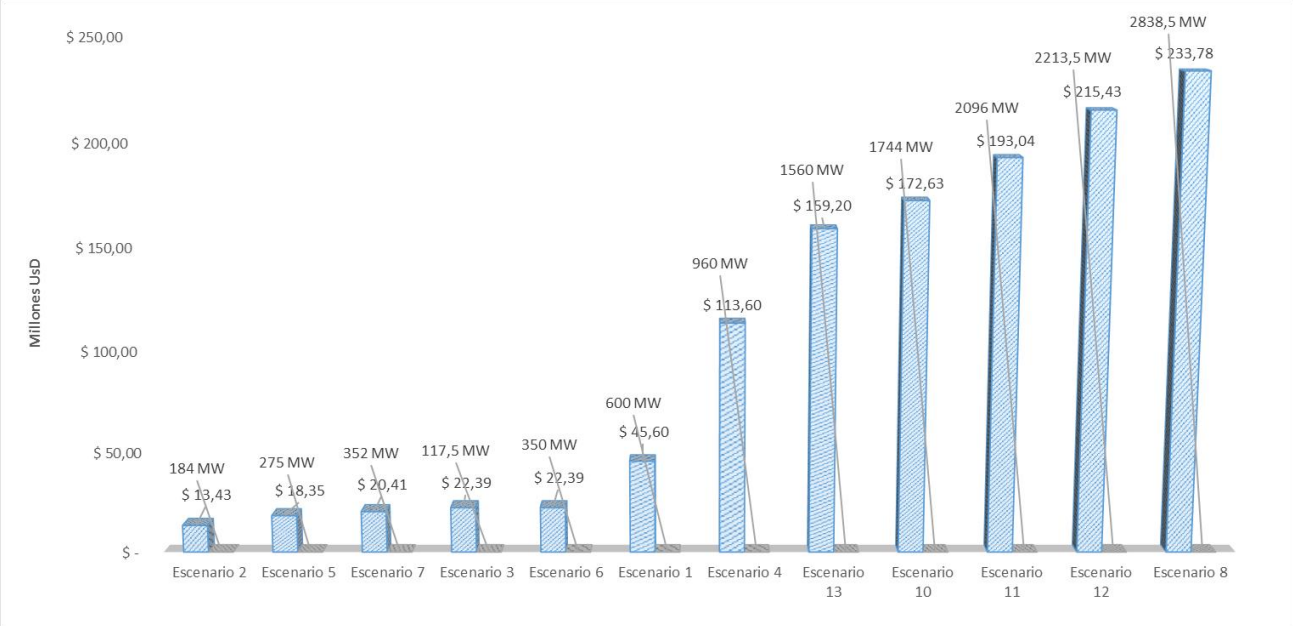
Se observa que para este caso, los flujos se distribuyen por 500 kV hacia otras partes del país, se observa un adecuado desempeño. Sin embargo, se debe analizar con mayor detalle una vez se defina el Cargo por Confiabilidad, pues es evidente que la materialización de este escenarios, puede generar aumento de costos operativos en otras áreas por el desplazamiento de generación que es necesaria para mantener la operación con criterios de calidad y confiabilidad.

4.3.3.5. Análisis de costos

Costos de red para los escenarios:

A continuación se presenta el costo en Unidades Constructivas para la incorporación del recurso asociado a cada uno de los escenarios, calculados en Unidades Constructivas.

Gráfica 4-45: Costos en Unidades Constructivas para la incorporación del recurso asociado a cada escenario.



Fuente de gráfica: UPME

4.3.3.6. Conclusiones

- El presente ejercicio tiene la intención de dar las señales iniciales a los promotores de las iniciativas de generación de la infraestructura inicial para su conexión y sobre la cual se deberán poner garantías para poder sacar a convocatoria las obras de acuerdo con la regulación vigente.

- Este ejercicio solo analizó preliminarmente la conexión de las plantas, en este sentido, frente a la materialización de algún escenario se deben realizar análisis complementarios para definir la red definitiva.

4.3.4. Análisis Nueva Obra en Valle – Subestación La Portada 230/115 kV

4.3.4.1. Antecedentes

- La Unidad en el Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2015 – 2029, y en versiones anteriores, dio la señal de agotamiento de la capacidad de transporte del anillo Yumbo – La Campiña – Chipichape 115 kV ante condiciones de contingencia sencilla N – 1 y despacho térmico.

- La Unidad, en el marco de sus labores y con el fin de eliminar la problemática presente en el Valle, ha venido evaluando una solución estructural que permita solucionar de manera integral las sobrecargas del anillo Yumbo – La Campiña – Chipichape 115 kV.

- El Operador de Red EPSA, presentó como solución el proyecto denominado la Portada, proyecto del STN y STR como solución a la problemática.

4.3.4.2. Solución Analizada y Propuesta por el OR

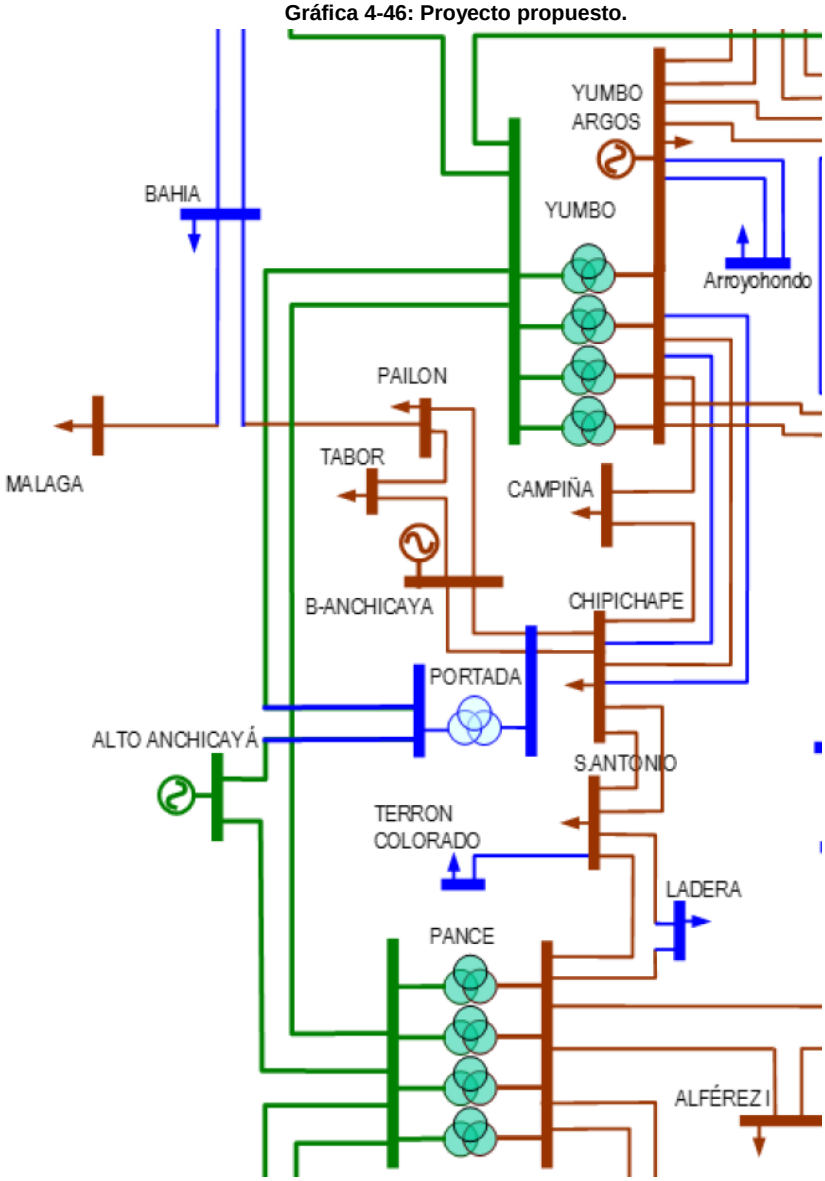
La solución propuesta por el OR, corresponde a una Nueva Subestación La Portada 230/115 kV, la cual estaría ubicada en el departamento del Valle del Cauca:

- Nueva subestación Portada 230 kV, reconfigurando el enlace Yumbo – Alto Anchicaya 230 kV en Yumbo – La Portada – Alto Anchicaya 230 kV.

- Transformador 230/115 kV – 168 MVA en la subestación La Portada.

- Nueva S/E Portada 115 kV, reconfigurando doble circuito Bajo Anchicaya – Chipichape 115 kV en Bajo Anchicaya – Portada – Chipichape 115 kV.

Gráfica 4-46: Proyecto propuesto.



Fuente de gráfica: UPME

4.3.4.3. Análisis Eléctricos

Teniendo en cuenta lo presentado en el Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2015 – 2029, el mayor beneficio que es esperado con la implementación de la nueva obra, se presenta ante un escenario de máxima generación térmica al interior del área.

Adicionalmente, se realiza una sensibilidad con respecto al atraso de la obra Nueva Subestación Bahía 115 kV y línea Calima – Bahía 115 kV.

A continuación se presentan los resultados de los análisis eléctricos, correspondientes a los flujos de carga en estado normal y en contingencia para los diferentes escenarios propuestos.

4.3.4.4. Desempeño Eléctrico

A continuación se presentan los análisis eléctricos del desempeño del sistema, sin y con el proyecto de expansión propuesto por el OR, realizando la sensibilidad del desempeño frente al proyecto Bahía.

Desempeño para el año 2019 – Con el proyecto Bahía 115 kV:

Tabla 4-39: Desempeño del proyecto en el 2019 con el proyecto Bahia 115 kV.

CONDICIÓN	Sin Proyecto de Expansión	La Portada 230 KV
C.N.O	Chipichape - La Campiña 115 kV > 70 % La Campiña - Yumbo 115 kV > 80 % Chipichape - Yumbo 115 kV > 80 % Bmalaga 115 kV = 0.97 Pailón 115 kV = 0.97 Tabor 115 kV = 0.97	Chipichape - La Campiña 115 kV > 55 % La Campiña - Yumbo 115 kV > 65 % Chipichape - Yumbo 115 kV > 65 % Bmalaga 115 kV = 0.98 Pailón 115 kV = 0.98 Tabor 115 kV = 0.98
(N -1) Bajo Anchi - El Tabor 1 115 kV	El Pailón - El Tabor 1 115 kV > 120 %	El Pailón - El Tabor 1 115 kV > 120 % Bajo Anchi - El Pailón 1 115 kV > 100 %
(N -1) Chipichape - Yumbo 2 115 kV	La Campiña - Yumbo 1 115 kV > 120 % Chipichape - La Campiña 1 115 kV > 110 %	La Campiña - Yumbo 1 115 kV > 100 % Chipichape - La Campiña 1 115 kV > 90 %
(N -1) La Campiña - Yumbo 1 115 kV	Chipichape - Yumbo 2 115 kV > 110 %	Chipichape - Yumbo 2 115 kV > 100 %
(N -1) Bajo Anchi - Chipichape 1 115 kV / Bajo Anchi - Chipichape 2 115 kV	Desempeño Adecuado	Desempeño Adecuado
(N -1) Bajo Anchi - El Pailón 1 115 kV	Desempeño Adecuado	Desempeño Adecuado
(N -1) Chipichape - La Campiña 1 115 kV	Chipichape - Yumbo 2 115 kV > 110 %	Chipichape - Yumbo 2 115 kV > 90 %
(N -1) Ladera - Pance 1 115 kV	Desempeño Adecuado	Desempeño Adecuado
(N -1) Ladera - San Antonio 1 115 kV	Desempeño Adecuado	Desempeño Adecuado
(N – 1) Pance - San Antonio 2 115 kV	Desempeño Adecuado	Desempeño Adecuado

Fuente de tabla: UPME

Se observa que la conexión de la Nueva Subestación Portada, reduce la condición de sobrecarga del anillo Yumbo – La Campiña – Chipichape 115 kV. Sin embargo, la implementación del proyecto no soluciona de manera integral la problemática presente en el área.

Desempeño para el año 2019 – Sin el proyecto Bahía 115 kV:

Tabla 4-40: Desempeño del proyecto en el 2019 sin el proyecto Bahia 115 kV.

CONDICIÓN	Caso base	La Portada 220 kV
C.N.O	Chipichape - La Campiña 115 kV > 80 % La Campiña - Yumbo 115 kV > 90 % Chipichape - Yumbo 115 kV > 90 % Bmalaga 115 kV = 0,91 Pailón 115 kV = 0,91 Tabor 115 kV = 0,91	Chipichape - La Campiña 115 kV > 60 % La Campiña - Yumbo 115 kV > 70 % Chipichape - Yumbo 115 kV > 70 % Bmalaga 115 kV = 0,95 Pailón 115 kV = 0,95 Tabor 115 kV = 0,95

CONDICIÓN	Caso base	La Portada 220 kV
(N -1) Bajo Anchi - El Tabor 1 115 kV	BMalaga 115 kV = 0,836 El Tabor 115 kV = 0,828 El Pailón 115 kV = 0,84 Bajo Anchi - El Pailón 1 115 kV > 180 % El Pailón - El Tabor 1 115 kV > 140 %	BMalaga 115 = 0,886 El Tabor 115 = 0,879 El Pailón 115 = 0,890 Bajo Anchi - El Pailón 1 115 > 170 % El Pailón - El Tabor 1 115 > 130 %
(N – 1) Chipichape - Yumbo 2 115 kV	BMalaga 115 kV = 0,896 El Tabor 115 kV = 0,899 El Pailón 115 kV = 0,899 La Campiña - Yumbo 1 115 kV > 140 % Chipichape - La Campiña 1 115 kV > 130 %	La Campiña - Yumbo 1 115 kV > 110 % Chipichape - La Campiña 1 115 kV > 100 %
(N -1) La Campiña - Yumbo 1 115 kV	BMalaga 115 kV = 0,896 El Tabor 115 kV = 0,898 El Pailón 115 kV = 0,899 Chipichape - Yumbo 2 115 kV > 140 %	Chipichape - Yumbo 2 115 > 110 %
(N – 1) Bajo Anchi - Chipichape 1 115 kV / Bajo Anchi - Chipichape 2 115 kV	BMalaga 115 kV = 0,785 El Tabor 115 kV = 0,788 El Pailón 115 kV = 0,790 Bajo Anchya 115 kV = 0,834 Bajo Anchi - Chipichape 2 115 kV > 110 %	Bajo Anchi - Portada 2 115 > 100 %
(N -1) Bajo Anchi - El Pailón 1 115 kV	BMalaga 115 kV = 0,818 El Tabor 115 kV = 0,831 El Pailón 115 kV = 0,823 BMalaga 115 kV = 0,827 El Pailón - El Tabor 1 115 kV > 130 % Bajo Anchi - El Tabor 1 115 kV > 130 %	BMalaga 115 = 0,878 El Tabor 115 = 0,889 El Pailón 115 = 0,882 Bajo Anchi - El Tabor 1 115 > 130 % El Pailón - El Tabor 1 115 > 120 %
(N – 1) Chipichape - La Campiña 1 115 kV	BMalaga 115 kV = 0,899 Chipichape - Yumbo 2 115 kV > 140 %	Chipichape - Yumbo 2 115 > 100 %
(N – 1) Ladera - Pance 1 115 kV	La Campiña - Yumbo 1 115 kV > 100 % Chipichape - Yumbo 2 115 kV > 90 %	Desempeño Adecuado
(N – 1) Ladera - San Antonio 1 115 kV	La Campiña - Yumbo 1 115 kV > 100 % Chipichape - Yumbo 2 115 kV > 90 %	Desempeño Adecuado
(N – 1) Pance - San Antonio 2 115 kV	La Campiña - Yumbo 1 115 kV > 100 % Chipichape - Yumbo 2 115 kV > 90 %	Desempeño Adecuado

Fuente de tabla: UPME

Se observa que para una condición de expansión, en la cual no esté el proyecto Bahía, se presentan sobrecargas en el STR y bajas tensiones. Con la implementación de la Portada STN y STR se reducen las condiciones de carga de los elementos, sin embargo, esta obra no es una solución estructural a la problemática de la zona. Por otro lado se observa que el proyecto Bahía ayuda a mejorar las condiciones de la zona.

Los análisis presentados anteriormente se hicieron bajo los supuestos mencionados anteriormente y el ingreso de demanda proyectada por el Operador de Red EPSA. No obstante, no se consideraron los traslados de carga asociados reflejados en la nueva subestación de 115 kV, dado que el operador incumbente no ha reportado oficialmente la información específica relacionada con el proyecto.

Desempeño para el año 2022– Con el Proyecto:

Tabla 4-41: Desempeño del proyecto en el 2022.

Escenario	Estado del Sistema con La Portada 230 kV
C.N.O	Chipichape - La Campiña 115 kV > 55 %
	La Campiña - Yumbo 115 kV > 65 %
	Chipichape - Yumbo 115 kV > 65 %
	Bmalaga 115 kV = 0,95
	Pailón 115 kV = 0,95

Escenario	Estado del Sistema con La Portada 230 kV
	Tabor 115 kV = 0,95
N-1 Chipichape - La Campiña 1 115 kV	Chipichape - Yumbo 2 115 kV = 99,3
N-1 Chipichape - Yumbo 2 115 kV	La Campiña - Yumbo 1 115 kV = 105,7
N-1 La Campiña - Yumbo 1 115 kV	Chipichape - Yumbo 2 115 kV= 105,2

Fuente de tabla: UPME

Se observa que para el 2022, con la entrada del proyecto La Portada y Bahía, se siguen presentando niveles de sobrecargas para los elementos del STR, por lo cual, la propuesta tal como la presentó el OR no es solución integral de la problemática mencionada.

4.3.4.5. Conclusiones

- Se observa que el proyecto Bahía mejora las condiciones del sistema, reduciendo problemáticas de bajas tensiones y sobrecarga de elementos.

- Se observa que el proyecto propuesto no soluciona la problemática presentada en el área, por lo cual, se solita al OR complementar el mismo o plantear otra alternativa para eliminar esta problemática.

4.3.5. Conexión de Grandes Cargas en Oriental

4.3.5.1. Antecedentes

En el transcurso de los últimos años, se han recibido diferentes solicitudes de conexión de demanda en el área Oriental, correspondientes a demandas de Ecopetrol y PEL. A continuación se detallan los antecedentes de los mismos y las capacidades solicitadas:

Carga de Ecopetrol en Subestación Reforma 230 kV (San Fernando):

A continuación se presentan las capacidades a conectar solicitadas por Ecopetrol en el sistema, junto con el condicionamiento de expansión asociado:

Tabla 4-42: Capacidad de la carga de Ecopetrol en la subestación Reforma 230 kV.

AÑO	Capacidad MW (Totales)
2016	180.3
2017	191.8
2018	200.4
2019	206.0
2020	207.5
2021	209.0
2025	209.0

Fuente de tabla: UPME

Carga de Petroeléctrica de los Llanos (PEL) en Subestación Chivor II 230 kV (San Luis):

A continuación se presentan las capacidades a conectar solicitadas por PEL en el sistema, junto con el condicionamiento de expansión asociado:

Tabla 4-43: Capacidad de la carga de PEL en la subestación Chivor II 230 kV (San Luis).

AÑO	Capacidad MW (Totales)
2015	192
2016	280
2018	280
2020	280

Fuente de tabla: UPME

Adicional a las demandas anteriormente mencionadas, Ecopetrol y PEL solicitó la conexión de la siguiente demanda:

Carga de Ecopetrol en Subestación Chivor II 230 kV (San Luis):

En el desarrollo del presente Plan, se tenia la solicitud de conexión de 356 MW en Chivor II (San Luis); sin embargo, Ecopetrol retiró la solicitud, y los análisis que a continuación se presentan que consideran esta demanda son indicativos.

Tabla 4-44: Capacidad de la carga de Ecopetrol en la subestación Chivor II 230 kV (San Luis).

AÑO	Capacidad MW (Totales)
2018	356
2020	356

Fuente de tabla: UPME

4.3.5.2. Escenarios de Análisis

La Unidad realizó el estudio de la conexión de la carga, para lo cual realizó el análisis de diferentes escenarios en función de los proyectos definidos en el área Oriental tales como: i) Nueva Esperanza, ii) Norte, iii) Sogamoso – Norte – Nueva Esperanza 500 kV, y iv) Virginia – Nueva Esperanza 500 kV. En la Tabla 4-45 se presenta un resumen de los escenarios considerados para los años 2016, 2018, 2020 y 2021.

Tabla 4-45: Escenarios operativos para los años 2016 y 2018 en el corto plazo.

PROYECTO	EN OPERACIÓN				
	Esc1	Esc2	Esc3	Esc4	Esc5
Nueva Esperanza EPM (STN)	No	No	Si	Si	Si
Nueva Esperanza Codensa (STR)	No	No	Si	Si	Si
Norte 230 kV (STN)	No	Si	No	Si	Si
Norte 115 kV (STR)	No	No	No	Si	Si
Sogamoso - Norte - N Esperanza 500 kV(STN)	No	No	No	No	Si

Fuente de tabla: UPME

Tabla 4-46: Escenarios operativos para los años 2016 y 2018 en el mediano plazo.

PROYECTO	EN OPERACIÓN	
	Esc4	Esc5
Nueva Esperanza EPM (STN)	Si	Si
Nueva Esperanza Codensa (STR)	Si	Si
Norte 230 kV (STN)	Si	Si
Norte 115 kV (STR)	Si	Si
Sogamoso - Norte - N Esperanza 500 kV (STN)	Si	Si
Virginia – Nueva Esperanza 500 kV	No	Si

Fuente de tabla: UPME

4.3.5.3. Análisis Eléctrico

A continuación se presentan los resultados de los análisis eléctricos, correspondientes a los flujos de carga en estado normal y en contingencia para los diferentes escenarios propuestos y para los años de análisis (2016, 2018, 2020 y 2021). Lo anterior, considerando que son las fechas oficiales de entrada de proyectos definidos.

Desempeño eléctrico para el año 2016:

A continuación se presenta el desempeño del sistema frente a un escenario de no contar parcialmente o totalmente con los proyectos esperados para 2016, haciendo la sensibilidad de diferentes capacidades de demanda conectadas a la red en función de las solicitudes realizadas por los promotores de los proyectos:

- **Análisis 1:**

A continuación se presentan el desempeño del sistema con el aumento de demanda solicitada correspondiente a la demanda aprobada a Ecopetrol en la subestación Reforma 230 kV en San Fernando de 180 MW y PEL en la subestación Chivor II 230 kV de 192 MW.

Tabla 4-47: Desempeño del sistema con la carga de Ecopetrol 180 MW en S/E Reforma 230 kV (San Fernando) y carga de PEL 192 MW en S/E Chivor II. Sensibilidad antes la entrada de las obras año 2016.

	ESCENARIO 1	ESCENARIO 2	ESCENARIO 3
Carga PEL en la S/E Chivor II [MW]	192	192	192
Carga Ecopetrol en la S/E Reforma [MW] – San Fernando	180	180	180
Carga Ecopetrol en la S/E Chivor II [MW]	0	0	0
Unidades Equivalentes	15	13	13
Observación	(N-1) Primavera - Bacatá 500kV STATCOM > 195 MVAr	(N-1) Primavera - Bacatá 500kV STATCOM > 180 MVAr	(N-1) Primavera - Bacatá 500kV STATCOM > 195 MVAr

Fuente de tabla: UPME

Se observa que para el año 2016, considerando lo que actualmente está conceptuado en términos de demanda (180 MW de Ecopetrol en San Fernando y 192 MW en PEL), y frente a un escenario de no contar con Norte y Nueva Esperanza STN/STR, se necesitan alrededor de 15 unidades equivalentes, que se considera según la curva de convolución de probabilidad de contar con estas unidades disponibles del 100%.

Por otro lado, frente a la entrada de los proyectos correspondientes a Norte y Nueva Esperanza STN, la necesidad de unidades equivalentes puede llegar a 13.

- **Análisis 2:**

A continuación se presenta el desempeño del sistema con el aumento de demanda solicitada correspondiente a la demanda de Ecopetrol en San Fernando de 208 MW en la subestación Reforma 220 kV y PEL de 280 MW en la subestación Chivor II 220 kV.

Tabla 4-48: Desempeño del sistema con la carga de Ecopetrol 208 MW en la S/E Reforma 230 kV (San Fernando) y carga de PEL 280 MW en la S/E Chivor II 220 kV. Sensibilidad antes la entrada de las obras año 2016 .

	ESCENARIO 1	ESCENARIO 2	ESCENARIO 3
Carga PEL en la S/E Chivor II [MW]	280	280	280
Carga Ecopetrol en la S/E Reforma [MW] – San Fernando	208	208	208
Carga Ecopetrol en la S/E Chivor II [MW]	0	0	0
Unidades Equivalentes	17	15	14
Observación	(N-1) Primavera - Bacatá 500kV STATCOM > 185 MVAr Purnio - Noroeste 220 kV > 70%	(N-1) Primavera - Bacatá 500kV STATCOM > 185 MVAr Purnio - Noroeste 220 kV > 70%	(N-1) Primavera - Bacatá 500kV STATCOM > 185 MVAr Purnio - Noroeste 220 kV > 80%

Fuente de tabla: UPME

Se puede observar que para un escenario de no entrada de los proyectos definidos antes de la conexión de totalidad de la demanda, lo conexión de demanda solicitada se pueden generar unos requerimientos de máquinas equivalentes de alrededor de 17, frente a lo cual existe riesgo de no contar con estas unidades según la curva de convolución y se puede poner en riesgo la atención de la demanda, el anterior requerimiento se aumenta con el aumento de la demanda en años posteriores, y frente a atrasos de las obras definidas el área puede aumentar.

- **Análisis 3:**

A continuación se presentan el desempeño del sistema con el aumento de demanda solicitada correspondiente a la demanda aprobada a Ecopetrol en San Fernando de 180 MW en la subestación Reforma 230 kV y PEL de 192 MW en la subestación Chivor II 230 kV, con la totalidad de las obras definidas en el área.

Tabla 4-49: Desempeño del sistema con la carga de Ecopetrol 208 MW en la S/E Reforma 230 kV (San Fernando) y carga de PEL 280 MW en la S/E Chivor II 220 kV. Sensibilidad antes la entrada de las obras año 2016.

	ESCENARIO 4
Carga PEL en la S/E Chivor II [MW]	280
Carga Ecopetrol en la S/E Reforma [MW] – San Fernando	208
Unidades Equivalentes	13

Fuente de tabla: UPME

Para el caso en que estén todos los proyectos correspondientes a Norte y Nueva Esperanza STN y STR, la necesidad de unidades equivalentes puede llegar 13, condición segura para el sistema en términos de la probabilidad de contar con las unidades necesarias disponibles.

Desempeño eléctrico para el año 2018:

Para este año de análisis se verificó el desempeño del sistema considerando, la entrada parcial de los proyectos y considerando la totalidad de la conexión de la demanda asociada a la solicitud de Ecopetrol de 356 MW en la subestación Chivor II 230 kV.

- **Análisis 4:**

A continuación se presenta el desempeño del sistema con el aumento de demanda solicitada correspondiente a la demanda de Ecopetrol en la subestación Reforma 230 kV (San Fernando) de 208 MW, demanda de PEL en la subestación Chivor II 230 kV de 280 MW, y demanda de Ecopetrol en la subestación Chivor II 230 kV de 356 MW.

Tabla 4-50: Desempeño del sistema con la carga de Ecopetrol 208 MW en la S/E Reforma 230 kV (San Fernando), carga de PEL 280 MW en la S/E Chivor II 230 kV y carga de Ecopetrol 356 MW en la S/E Chivor 230 kV. Sensibilidad antes la entrada de las obras año 2018.

	ESCENARIO 1	ESCENARIO 2	ESCENARIO 3	ESCENARIO 4
Carga PEL en la S/E Chivor II [MW]	280	280	280	280
Carga Ecopetrol en la S/E Chivor II [MW]	356	356	356	356
Carga Ecopetrol en la S/E Reforma [MW] – San Fernando	208	208	208	
Unidades Equivalentes	26	22.6	25.2	16.3
Observación	(N-1) Primavera - Bacatá 500kV STATCOM > 215 MVAr	(N-1) Primavera - Bacatá 500kV STATCOM > 195 MVAr	(N-1) Primavera - Bacatá 500kV STATCOM > 195 MVAr	(N-1) Primavera - Bacatá 500kV STATCOM > 195 MVAr Purnio - Noroeste 220 kV > 90%

Fuente de tabla: UPME

Se observa que ante la no entrada de los proyectos y la conexión de la demanda solicitada, el sistema necesita el total del parque generador, inclusive con la entrada parcial de los proyectos las necesidades de máquinas equivalentes, lo cual pone en riesgo la atención de la demanda para el área Oriental.

- **Análisis 5:**

A continuación se presentan el desempeño del sistema con el aumento de demanda solicitada correspondiente a la demanda de Ecopetrol en la subestación Reforma 230 kV (San Fernando) de 208 MW, demanda de PEL en la subestación Chivor II 220 kV de 280 MW y demanda de Ecopetrol en la subestación Chivor II 220 kV de 356 MW, considerando la totalidad de la demanda solicitada y la entrada de todos los proyectos.

Tabla 4-51: Desempeño del sistema con la carga de Ecopetrol 208 MW en la S/E Reforma 230 kV (San Fernando), carga de PEL 280 MW en la S/E Chivor II 230 kV y carga de Ecopetrol 356 MW en la S/E Chivor 230 kV. Todas las obras en servicio año 2018.

	ESCENARIO 5
Carga PEL en la S/E Chivor II [MW]	280
Carga Ecopetrol en la S/E Reforma [MW] – San Fernando	208
Carga Ecopetrol en la S/E Chivor II [MW]	356
Unidades Equivalentes	13

Fuente de tabla: UPME

Se observa que para poder conectar la totalidad de la demanda en el área Oriental, se hace necesaria la entrada de los proyectos en el sistema, inclusive le proyecto Sogamoso Norte – Nueva Esperanza 500 kV.

Desempeño eléctrico para el año 2020 y 2021:

A continuación se presentan los análisis con la sensibilidad de entradas de demanda en el sistema y el proyecto Virginia – Nueva Esperanza 500 kV.

- **Análisis 6 – Año 2020:**

Tabla 4-52: Desempeño del sistema con la carga de Ecopetrol 208 MW en la S/E Reforma 230 kV (San Fernando), carga de PEL 280 MW en la S/E Chivor II 230 kV y carga de Ecopetrol 356 MW en la S/E Chivor 230 kV. Todas las obras en servicio año 2020.

	ESCENARIO 6	
Carga PEL en la S/E Chivor II [MW]	280	280
Carga Ecopetrol en la S/E Reforma [MW] – San Fernando	208	208
Carga Ecopetrol en la S/E Chivor II [MW]	0	356
Unidades Equivalentes	17	20

Fuente de tabla: UPME

Se observa para el 2020 en el cual no esté el proyecto Virginia – Nueva Esperanza 500 kV y se conecte la totalidad de la demanda en el área, se corre el riesgo para la atención de la demanda, debido al elevado número de unidades equivalentes que serían necesarias en el área, se puede mitigar esta condición, con el condicionamiento de la entrada de Ecopetrol de 356 MW a la entrada del enlace Virginia – Nueva Esperanza 500 kV.

- **Análisis 7 – Año 2020:**

Tabla 4-53: Desempeño del sistema con la carga de Ecopetrol 208 MW en la S/E Reforma 230 kV (San Fernando), carga de PEL 280 MW en la S/E Chivor II 230 kV y carga de Ecopetrol 356 MW en la S/E Chivor 230 kV. Todas las obras en servicio año 2020.

	ESCENARIO 7	
Carga PEL en la S/E Chivor II [MW]	280	280
Carga Ecopetrol en la S/E Reforma [MW] – San Fernando	208	208
Carga Ecopetrol en la S/E Chivor II [MW]	0	356
Unidades Equivalentes	13	16

Fuente de tabla: UPME

Se observa que con la entrada de la totalidad de los proyectos en el área, inclusive el proyecto Virginia – Nueva Esperanza 500 kV, se puede atender la demanda del área Oriental con criterios de calidad y confiabilidad.

- **Análisis 8 – Año 2021:**

Tabla 4-54: Desempeño del sistema con la carga de Ecopetrol 208 MW en la S/E Reforma 230 kV (San Fernando), carga de PEL 280 MW en la S/E Chivor II 230 kV y carga de Ecopetrol 356 MW en la S/E Chivor 230 kV. Todas las obras en servicio. Año 2021.

	ESCENARIO 6	
Carga PEL en la S/E Chivor II [MW]	280	280
Carga Ecopetrol en la S/E Reforma [MW] – San Fernando	208	208
Carga Ecopetrol en la S/E Chivor II [MW]	0	356
Unidades Equivalentes	18	21

Fuente de tabla: UPME

Se observa que frente para el 2021, en el cual no esté el proyecto Virginia – Nueva Esperanza 500 kV y se conecte la totalidad de la demanda en el área, se corre el riesgo para la atención de la demanda, debido al elevado número de unidades equivalentes que serían necesarias en el área, esta condición se puede mitigar con el condicionamiento para entrada de Ecopetrol de 356 MW a que este en servicio el enlace Virginia – Nueva Esperanza 500 kV.

- **Análisis 9 – Año 2021:**

Tabla 4-55: Desempeño del sistema con la carga de Ecopetrol 208 MW en la S/E Reforma 230 kV (San Fernando), carga de PEL 280 MW en la S/E Chivor II 230 kV y carga de Ecopetrol 356 MW en la S/E Chivor 230 kV. Todas las obras en servicio año 2021.

	ESCENARIO 7	
Carga PEL en la S/E Chivor II [MW]	280	280
Carga Ecopetrol en la S/E Reforma [MW] – San Fernando	208	208
Carga Ecopetrol en la S/E Chivor II [MW]	0	356
Unidades Equivalentes	14	17

Fuente de tabla: UPME

Se observa que con la entrada del proyecto Virginia – Nueva Esperanza 500 kV, se puede atender la demanda con criterios de Calidad y confiabilidad.

4.3.5.4. Conclusiones

- Es claro que el crecimiento de la demanda en el área Oriental, no se puede dar sin el desarrollo de Red, pues si se da la conexión de la demanda, se puede presentar un riesgo de desatención de la demanda. es por lo anterior, que se condicionó la entrada de las demandas al desarrollo de Red.

- Se procederá a revisar con los solicitantes de la demanda, los requerimientos de conexión, debido a que, se hace evidente empezar a estudiar proyectos nuevos adicionales en el área.

4.3.6. Medidas de Mitigación en la Región Caribe

4.3.6.1. Antecedentes

- La UPME, en el Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2013 – 2027 definió el proyecto en 500 kV correspondiente al cuarto refuerzo a la costa, asociado a línea Cerromatoso – Chinú 500 kV y Chinú – Copey 500 kV, proyecto que reduce la dependencia de la generación de seguridad en la costa y mejora las condiciones del sistema, con fecha de entrada en operación en septiembre de 2018.

- El Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2014 – 2028 definió las obras correspondientes a nuevo corredor en 500 kV entre Copey 500 kV y Cuestecitas 500 kV, con transformación en Cuestecitas 500/230 kV – 450 MVA y segundo circuito Copey – Fundación 230 kV, con fecha de entrada en operación para Noviembre de 2019.

- En el Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2015 – 2029 se definió el cierre del anillo en 500 kV, mediante un nuevo corredor Sabanalarga – Bolívar 500 kV y segundo transformador Sabana 500/230 kV – 450 MVA en Bolívar, con fecha de entrada en operación Noviembre de 2020.

- Mediante Resolución MME 40629 del 28 de junio de 2016, se modificó la obra de incorporación de renovables en La Guajira, definida en el marco del Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2015 – 2029, quedando de la siguiente manera a:

  - Una Subestación Colectora 1 AC a 500 kV.
  - Colectora 1 Interconectada mediante dos circuitos a Cuestecitas 500 kV.
  - Nuevo circuito Cuestecitas – La Loma 500 kV.

  Fecha de entrada obra de transmisión: **Noviembre de 2022**

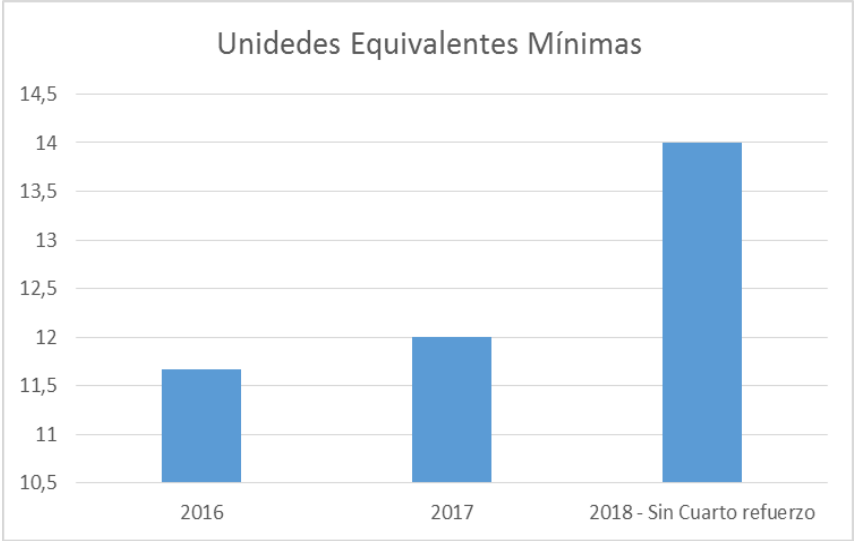
  - Segundo transformador Ocaña 500/230 kV -360 MVA

  Fecha de entrada obra de transmisión: **Junio de 2020**

4.3.6.2. Análisis Eléctricos

Con el aumento de la demanda en caribe, se observa que la dependencia de las Unidades del área aumenta en la misma proporción, en este sentido a continuación se presentan las Unidades Equivalentes que serían necesarias en el sistema para atender la demanda con criterios de calidad y confiabilidad.

Gráfica 4-47: Unidades Equivalentes en la región Caribe.



Fuente de gráfica: UPME

En relación a la Gráfica 4-47, existe una probabilidad que las mismas no estén disponibles las cuales están asociadas con el riesgo del sistema, a continuación se presenta estos datos:

Tabla 4-56: Riesgo de no contar con número mínimo de unidades equivalentes.

Año	RIESGO DE NO CONTAR NÚMERO MÍNIMO DE UNIDADES*
2016	4%
2017	7%
2018 – Antes del cuarto refuerzo costa	25%

*Datos tomados de XM.

Fuente de tabla: UPME

Como se puede observar, el nivel del riesgo aumenta en la misma proporción que aumenta la demanda del área, frente al cual, a continuación se presenta el estudio de diferentes alternativas que ayudan a mitigar dicha condición.

4.3.6.3. Alternativas Estudiadas

Con el fin de establecer una alternativa de expansión óptima desde el punto de vista de su ejecución, para lo cual se establecieron las siguientes características:

- **Ejecución en corto tiempo:** Establecer obras que pudiesen estar para al menos 2018, que es el año donde se observa un mayor riesgo en la desatención de la demanda.

- **Adjudicación en corto tiempo:** Establecer una obra que implique menores implicaciones para su adjudicación.

- **Elementos en subestaciones:** Teniendo en cuenta que elementos como líneas tienen tiempos extensos de ejecución debido a los trámites para llevar a cabo estas obras, se estudiaron obras que implicaban modificación o conexión de las subestaciones existentes.

Teniendo en cuenta los elementos anteriormente expuestos, a continuación se presentan las alternativas estudiadas:

- Compensación en Sabanalarga 220 kV de 150 MVAr – 2 X 75 MVAr.
- Compensación en Bolívar 220 kV de 50 MVAr, Caracolí 220 kV de 50 MVAr y Barranquilla 220 kV de 50 MVAr.
- Compensación en Sabanalarga 220 kV de 100 MVAr y Bolívar 220 kV de 100 MVAr

4.3.6.4. Desempeño de las Alternativas Estudiadas

A continuación se presenta el desempeño de las alternativas en función del número de unidades equivalentes necesarias sin proyecto y con las alternativas planteadas.

Desempeño en los años 2016, 2017 y 2018 – Antes de la expansión:

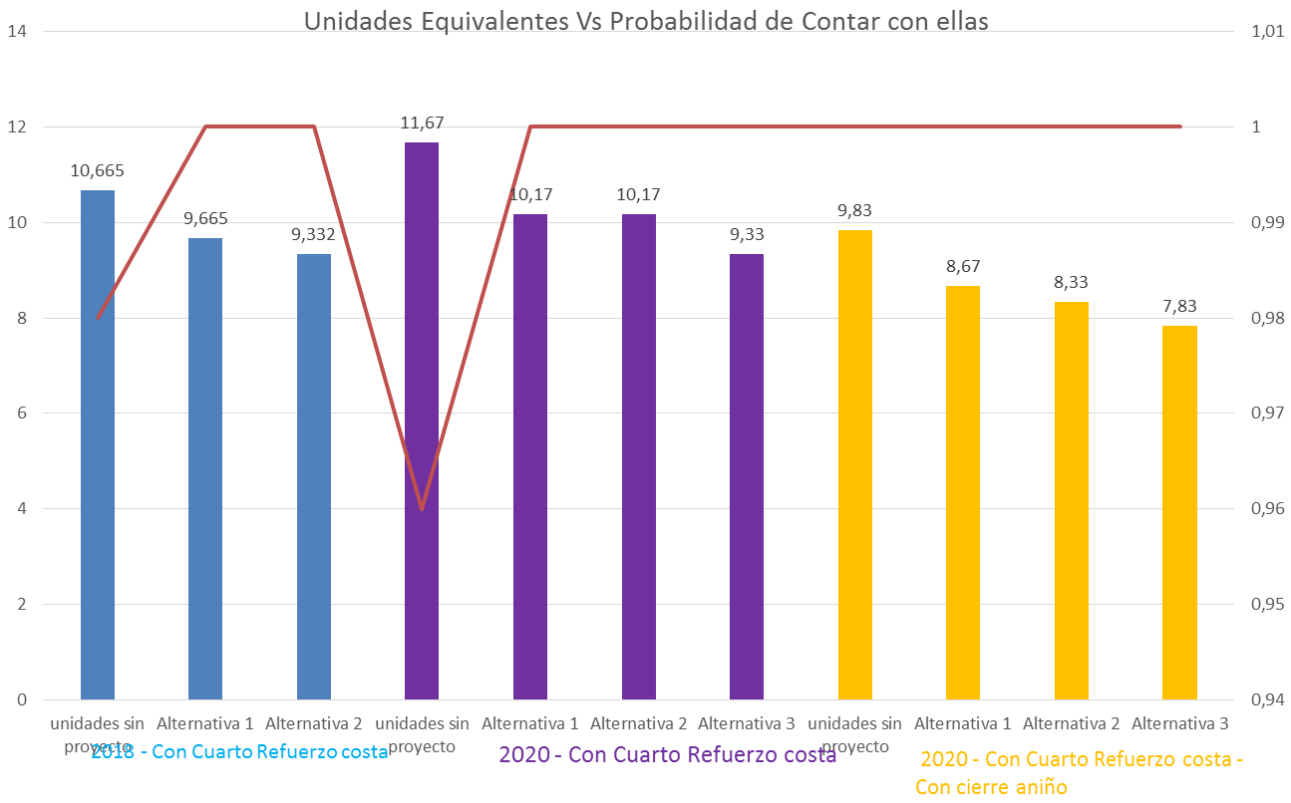
Gráfica 4-48: Unidades equivalentes con y sin proyecto para los años 2016, 2017 y 2018 antes de la expansión.

Fuente de gráfica: UPME

Con la entrada del proyecto propuesto, para cualquiera de las alternativas analizadas, se reduce al menos dos unidades equivalentes, lo cual significa que para el 2018 año que se observa mayor riesgo el mismo puede pasar de 25% a un valor de menos del 7%.

Desempeño para el año 2018 – Después de la expansión:

Gráfica 4-49: Unidades equivalentes con y sin proyecto para el año 2018 despues de la expansión.



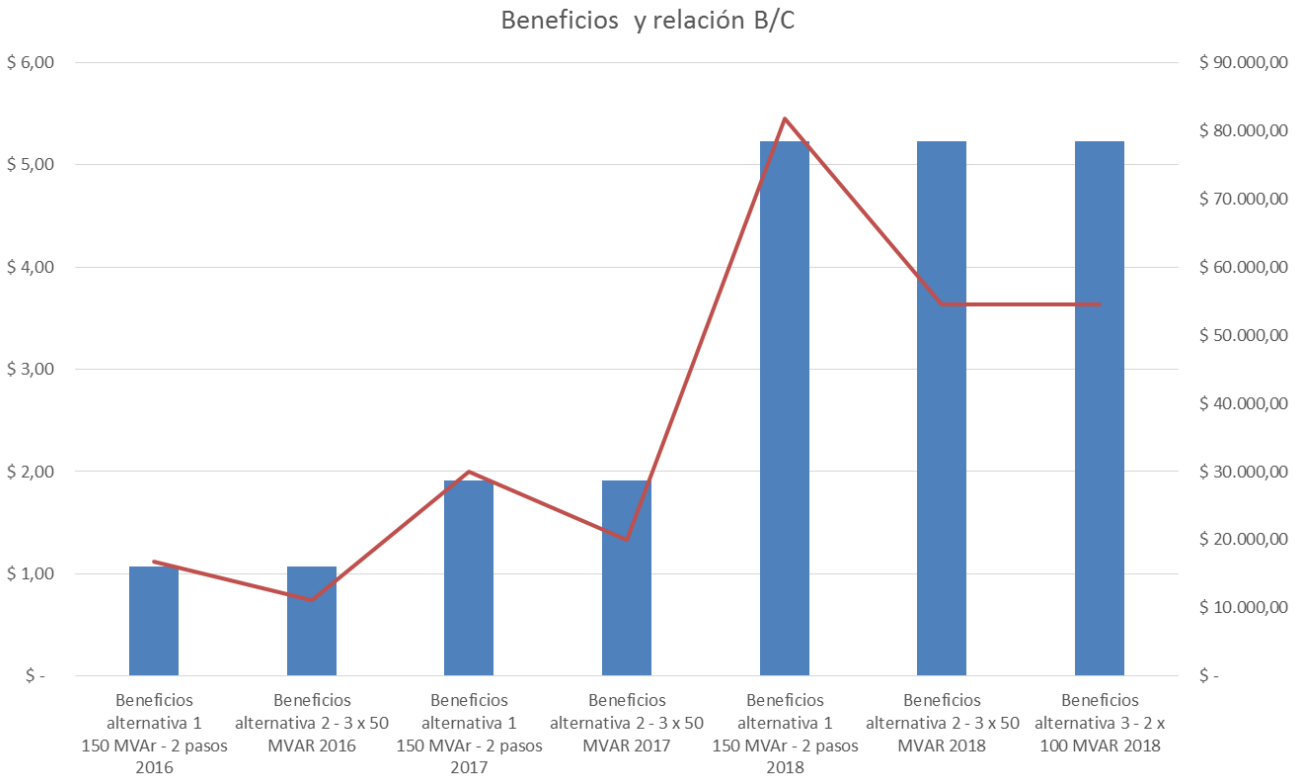
Fuente de gráfica: UPME

Se observa de la Gráfica 4-49, que el proyecto es complementario a la expansión, permitiendo que sean necesarias menos unidades equivalentes despachadas en el área para mantener los criterios de calidad y confiabilidad de la zona, lo cual se ve reflejado en un menor costo operativo.

4.3.6.5. Análisis económicos

Con el fin de realizar los análisis económicos, se procedió a calcular los beneficios como la demanda no atendida considerando la probabilidad del escenario de generación, en el cual no se cuente con el mínimo de unidades equivalentes en la zona. Y los costos, como el costo de la obra en Unidades Constructivas.

Gráfica 4-50: Relación Beneficio/Costo de las alternativas propuestas.



Fuente de gráfica: UPME

Se observa que para la implementación del proyecto, con solo un año se paga la obra presentada, por lo cual es viable desde el punto de vista económico.

4.3.6.6. Conclusiones

- Se observa que con el crecimiento de demanda, se aumenta los requerimientos en el área Caribe, llegando inclusive, en el 2018, a necesitar alrededor de 14 unidades equivalentes, lo cual representa un riesgo para la atención de la demanda.

- Se hace necesario definir proyectos que reduzcan la condición de necesidad de requerimientos de unidades equivalen en el área Atlántico.

4.3.7. Conexión del Parque de Generación Eólica en La Guajira – Primera Fase

A continuación se presentan los análisis de referencia e indicativos para definir el proyecto relacionado con la incorporación de la primera fase del recurso eólico en la Guajira, obras que se aprobaron mediante Resolución MME 40629 del 28 de junio de 2016. Se procederá a realizar el mismo procedimento que el desarrollado para la definción de la primera fase, para definir obras adicionales en el área que permintan la incorporación de recursos adicionales en esta zona.

4.3.7.1. Antecedentes

- La UPME ha venido analizando la expansión necesaria para la conexión de proyectos de generación eólica desde el año 2013, con la publicación del Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2013 – 2027. En dicho Plan de Expansión, a partir de la información publicada por los Atlas de Potencial elaborados por la Unidad en conjunto con el IDEAM e información del recurso disponible, se realizó el primer análisis energético y eléctrico de impacto por la incorporación del recurso eólico en el Departamento de La Guajira.

- En el Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2014 – 2028 la Unidad identificó la viabilidad técnico-económica de instalar hasta 1500 MW de generación eólica y el Ministerio de Minas y Energía, por recomendación de la UPME, adoptó la estrategia de transmisión mediante la Resolución 40029 del 09 de enero 2015. En dicha Resolución se hizo una invitación a los interesados en conectarse al sistema mediante el Artículo 2 de dicha Resolución. Adicionalmente, en este Artículo se requirió específicamente allegar los estudios de conexión, requisito regulatorio fundamental enmarcado en la Resolución CREG 106 de 2016, y la información del recurso eólico, necesaria para la verificación de los beneficios económicos que apalanquen la red para la incorporación de eventuales parques de generación al sistema.

- Posteriormente, a partir del mes de septiembre de 2015, la UPME presentó públicamente en varios foros el Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2015 – 2029, entre los cuales se destacan la socialización convocada directamente por la UPME para el día 29 de septiembre de 2015 en el Hotel Holiday Inn en Bogotá, y la presentación en el seminario anual del Mercado de Energía Mayorista en Cartagena. Así mismo, se presentó esta versión del Plan de Expansión, en lo relacionado con la incorporación del recurso eólico en La Guajira, en diferentes seminarios y eventos relacionados sobre energías renovables no convencionales en diferentes ciudades del país. Finalmente, mediante la página web de la UPME, se invitó a los Agentes a formular comentarios a la versión preliminar del Plan de Expansión, dando un espacio superior a dos meses para el análisis y la presentación de dichos comentarios.

  Es decir, desde hace más de un año se han dado las señales a los agentes para que alleguen a esta Unidad la información necesaria para la evaluación de las diferentes iniciativas de conexión de generación en la zona de La Guajira.

- Teniendo en cuenta las solicitudes de conexión y la información del recurso recibidas por la UPME por parte de los promotores de proyectos eólicos, y luego de la evaluación económica para el Sistema de la generación eólica, la UPME consideró que los beneficios que se podían presentar para los usuarios, en términos de precio, emisiones, tiempo de construcción y complementariedad, justificaban plenamente la construcción de líneas de transmisión para los proyectos de generación eólica recibidos hasta el mes de octubre de 2015. Dichas solicitudes de conexión, como se ha expresado en documentos, presentaciones y diferentes medios por parte del Ministerio de Minas y Energía y la UPME, corresponde 3131 MW al mes de octubre de 2015, fecha hasta la cual se recibió información para ser tenida en cuenta en la versión del Plan de Expansión de Generación – Transmisión 2015 – 2029.

- Con base en lo expresado anteriormente, el Ministerio de Minas y Energía expidió la Resolución 40095 del 1 febrero de 2016, en la cual se estableció en el parágrafo del numeral III del Artículo I, lo siguiente:

"(…) ***III. Obras Incorporación de renovables en La Guajira***

- *Dos subestaciones Colectoras en AC a 500 kV.*
- *Colectora 1: interconectada mediante un doble circuito en AC a Cuestecitas 500 kV.*
- *Colectora 2: interconectada con un enlace en HVDC VSC de 550 kV DC bipolo entre Colectora 2 y Chinú.*
- *Dos estaciones conversoras en las subestaciones Chinú y Colectora 2.*
- *Segundo circuito en AC Copey - Cuestecitas 500 kV.*

Fecha de entrada de obra de transmisión: ***Noviembre 30 de 2022****.*

Parágrafo: *Para las obras de incorporación de renovables en La Guajira, señaladas en el numeral III del presente artículo, la red final y el orden del desarrollo de la infraestructura dependerá de la capacidad definitiva que se vaya a conectar en el Sistema. Por consiguiente, la adopción de la obra aquí descrita está sujeta necesariamente a que se cuente con la manifestación escrita de intención formal por parte de los agentes de conexión al Sistema Interconectado Nacional y su ejecución está sujeta al cumplimiento de la regulación correspondiente. (…)"* – Subrayado propio.

- A partir de ese momento, la UPME solicitó a los promotores de proyectos de generación que habían presentado estudios de conexión en los términos establecidos por la Resolución CREG 106 de 2006, y que habían suministrado la información de la medición del recurso eólico, confirmación de la fecha, capacidad y ubicación de los parques eólicos, para efectos de establecer las obras de expansión a desarrollar conforme las manifestaciones recibidas.

- Por otro lado, en aras de garantizar el libre acceso a la red a las demás personas interesadas en desarrollar proyectos de generación eólica y/o de otra fuente de energía, y dado que con posterioridad al mes de octubre, la UPME ha recibido otros estudios de conexión de generadores en La Guajira, se expidió la Circular UPME No. 003 de 2016, con el ánimo de incluir todos aquellos proyectos de generación, convencionales y no convencionales, al igual que nueva demanda regulada y no regulada, que tuvieran un grado de preparación suficiente para ser considerados en el desarrollo de las obras del Plan de Expansión de Transmisión aprobadas por el MME.

- Como respuestas a las Circulares UPME No. 003 y 004 de 2016, los agentes Jemeiwaa Ka'i, EPM y ENEL, entregaron toda la información referenciada a los proyectos a conectar en lo que se denominó conexión de renovables primera etapa, los cuales se referencian a continuación:

Tabla 4-57: Capacidad de los agentes que cumplieron con las Circulares UPME No. 003 y 004 de 2016.

AGENTE	CAPACIDAD (MW)
JEMEIWAA KA'I	549
ENEL	500
EPM	402

Fuente de tabla: UPME

Para un total de 1451MW, de los cuales 201 MW, se solicitan para la Fase 2, y 200 MW para conectarse directamente en la subestación Cuestecitas 220 kV.

- A continuación se presentan la ubicación de la generación eólica a conectar en la primera fase.

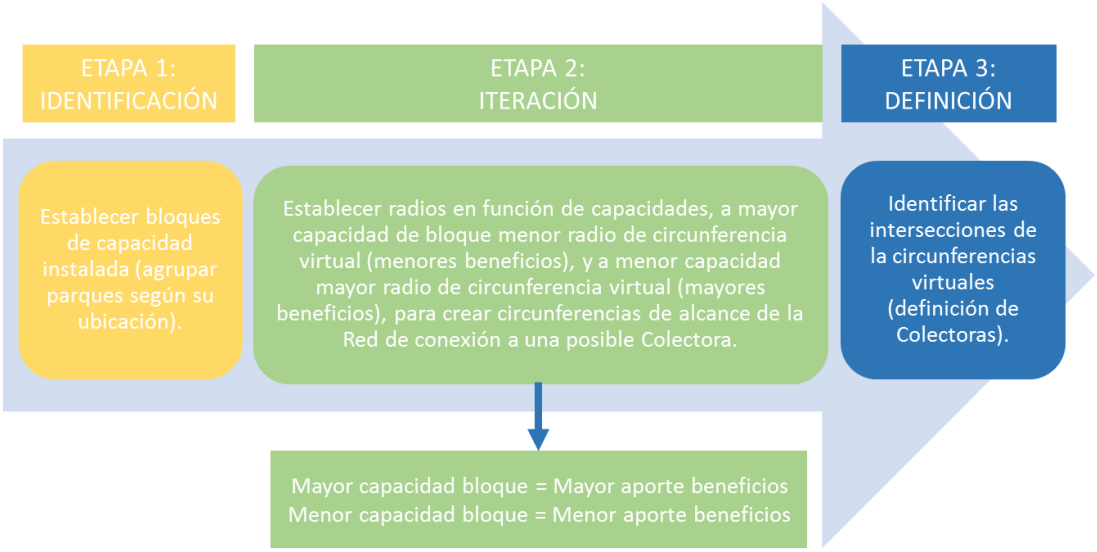
Gráfica 4-51: Ubicación de los parques eólicos.

Fuente de gráfica: UPME

4.3.7.2. Identificación de Colectoras y su Conectividad al SIN

La metodología utilizada corresponde a la metodología planteada en el Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2015 – 2029, en el cual se estableció una metodología de análisis de áreas, la cual tiene como fin definir posibles ubicaciones de subestaciones colectoras, las cuales, serán las encargadas de agrupar las generaciones de los parques eólicos. En la Gráfica 4-52 se presenta de manera general la metodología empleada.

Gráfica 4-52: Esquema general para la definición de las Colectoras.



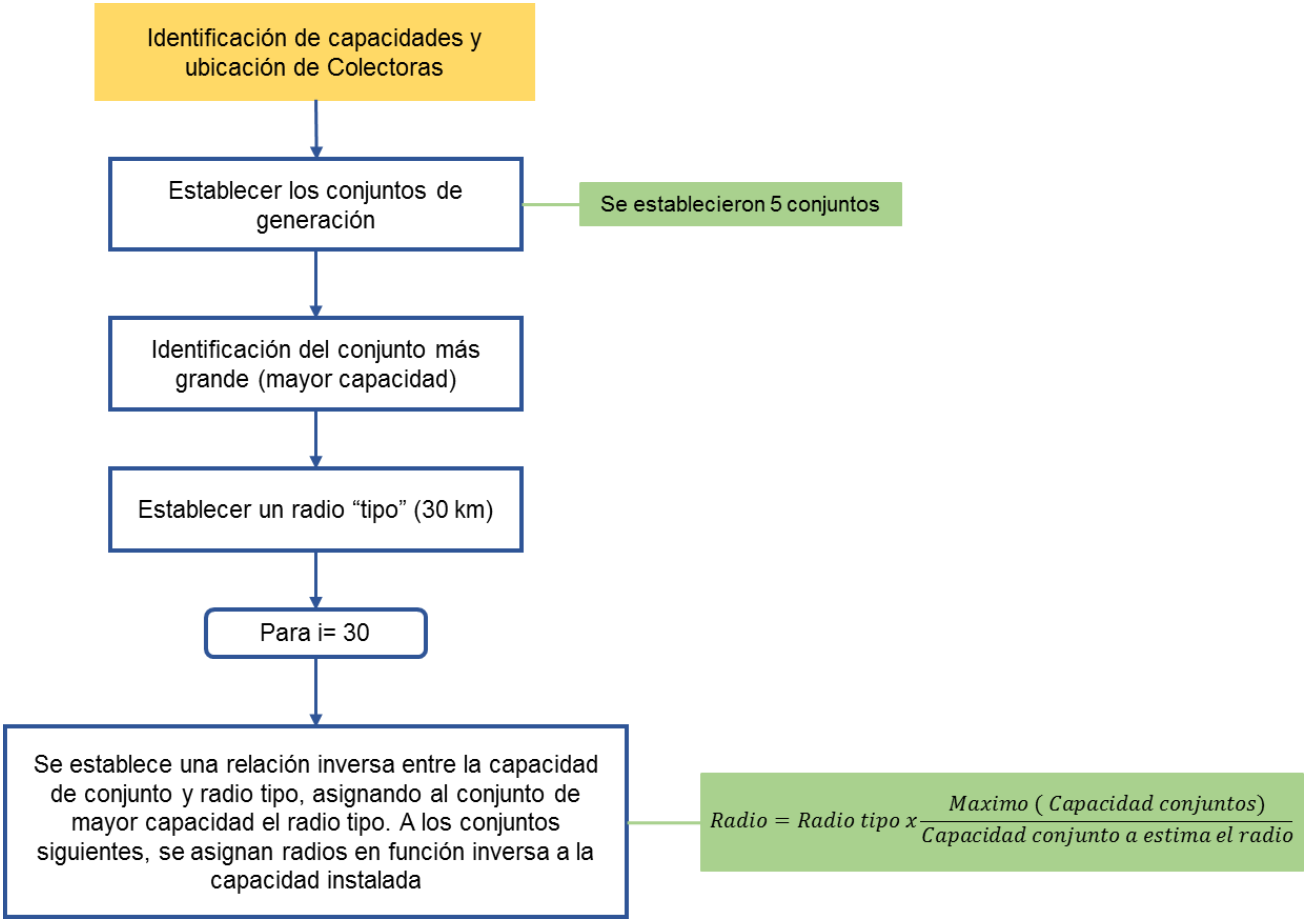
Fuente de gráfica: UPME

En esta metodología se identifican tres grandes etapas correspondientes a i) identificación, ii) iteración y iii) definición, con respecto a las cuales, a continuación, de manera más detallada se describe la metodología propuesta. En la Gráfica 4-53 se presente el diagrama detallado para la ubicación de las Colectoras.

Inicialmente, la metodología plantea una etapa de identificación de conjuntos de generación de acuerdo a sus capacidades y ubicación, en este sentido se definieron 3 conjuntos (ver Gráfica 4-54); posteriormente, se procedieron a definir “radios tipos”, siendo el conjunto de mayor capacidad, el conjunto que tendrá asociado el mismo valor del “radio tipo”, y para los demás conjuntos, el radio asignado corresponderá a la relación inversa de la capacidad máxima y el conjunto que se está estimando.

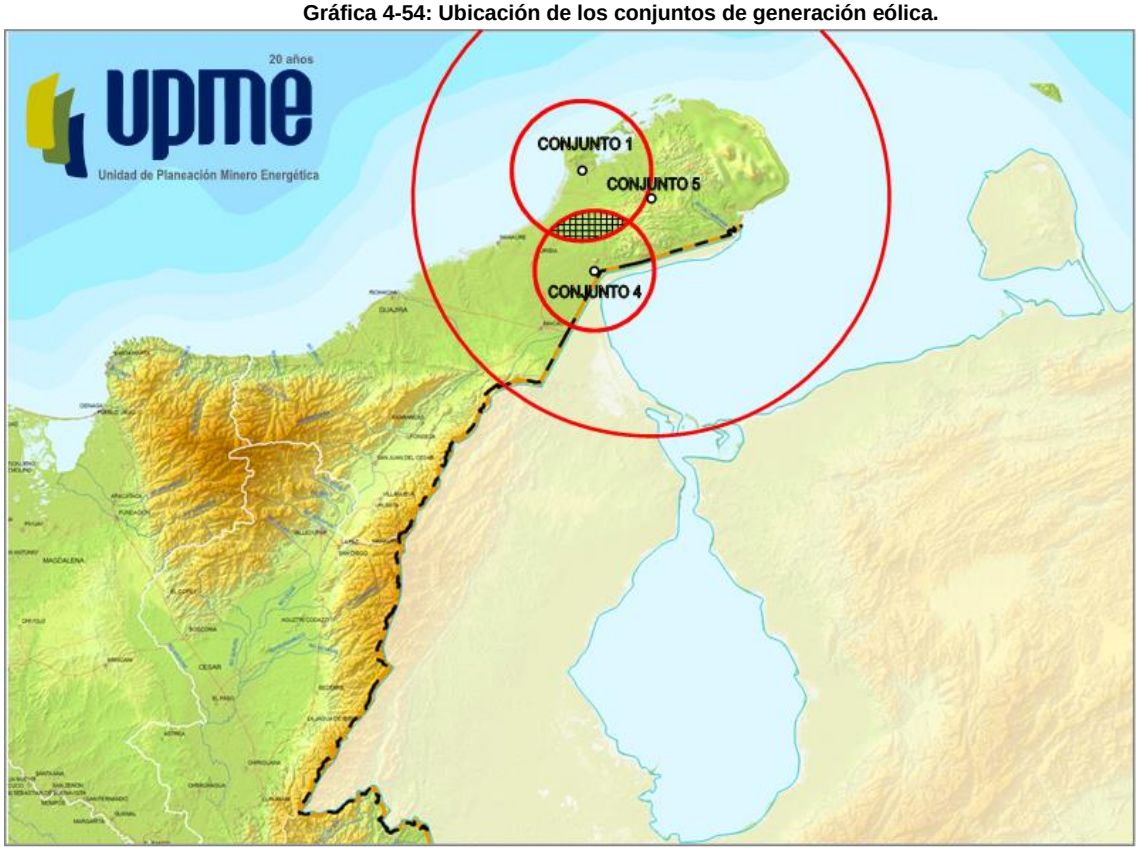
Con base a lo expresado anteriormente se procederá a realizar el cruce de los radios asociados a cada uno de los conjuntos (ver Gráfica 4-54).

Gráfica 4-53: Diagrama detallado para la ubicación de las Colectoras.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 4-54: Ubicación de los conjuntos de generación eólica.



Fuente de gráfica: UPME

Teniendo en cuenta lo anterior, la UPME en el presente documento, propone el desarrollo de la primera fase de conexión de energía renovable no convencional en la zona de La Guajira, mediante la siguiente infraestructura.

- Subestación Colectora 1 en 500 kV, interconectada al SIN, mediante dos circuitos en 500 kV a Cuestecitas 500 kV, con un refuerzo de red en 500 kV entre Cuestecitas y La Loma y un segundo trasformador 500/220 – 360 MVA en Ocaña.

4.3.7.3. Análisis Eléctricos

A continuación se presentan los resultados de los análisis eléctricos, correspondientes a los flujos de carga en estado normal y en contingencia, análisis de estabilidad y análisis de estabilidad en tensión para la entrada de diferentes bloques de generación eólica. Los aspectos relevantes, que se tuvieron en cuenta, para los análisis son:

- Escenario alto de la proyección del mes de enero del año 2016.
- Periodos de consumo de demanda máxima y demanda mínima.
- Se consideraron en operación, los proyectos conceptuados y las obras de expansión del Sistema de Transmisión Nacional – STN con fecha de entrada en el horizonte de análisis.
- Información de expansión reportada por los Operadores de Red del área.
- Se consideró la capacidad nominal y de emergencia reportada por los agentes para elementos de la Red.

- Se consideran los escenarios operativos de la Tabla 4-58.

Tabla 4-58: Escenarios operativos.

		Características de despacho
Escenario	Generación	Máximo despacho Costa – Guajira – Cesar – Magdalena
	Demanda	Máxima demanda

Fuente de tabla: UPME

- Se consideraron las siguientes plantas de generación y obras de transmisión en la zona de influencia del proyecto.

Tabla 4-59: Plantas de generación consideradas.

Año	Consideración
2016	32 MW Guajira
2017	88 MW de Termonorte
2019	200 MW de Windpeshi
2019	Cuestecitas – Copey 500 kV, Cuestecitas 500 kV y 2do Circuito Copey – Fundación 220 kV
2020	660 MW en La Loma 550 kV, 2do TRF Ocaña 500/220 kV – 360 MA
2022	Generación a conectar en la Colectora

4.3.7.4. Desempeño Eléctricos

Tabla 4-60: Desempeño eléctrico del sistema para el año 2016.

Condición	Sin generación de Guajira 32 MW	Con generación de Guajira 32 MW
Demanda máxima sin importaciones	Desempeño adecuado en condición normal y en contingencia	Desempeño adecuado en condición normal y en contingencia
Demanda mínima sin importaciones	Desempeño adecuado en condición normal y en contingencia	Desempeño adecuado en condición normal y en contingencia
Demanda máxima con importaciones	Desempeño adecuado en condición normal y en contingencia	Desempeño adecuado en condición normal y en contingencia
Demanda mínima con importaciones	Desempeño adecuado en condición normal y en contingencia	Desempeño adecuado en condición normal y en contingencia

Fuente de tabla: UPME

Tabla 4-61: Desempeño eléctrico del sistema para el año 2018.

Condición	Con generación de Guajira 32 MW	Con generación de Guajira 32 MW y Termonorte 88 MW	Con generación de Guajira 32 MW y Termonorte 88 MW y Windpeshi 150 MW
Demanda máxima sin importaciones	Desempeño adecuado en condición normal y en contingencia	Desempeño adecuado en condición normal y en contingencia	(N-1) Cuestecitas – Valledupar 220 kV; cargabilidad Santa Marta – Termocol >100% (N-1) Guajira – Santa Marta 220 kV; cargabilidad Santa Marta – Termocol >100% (N-1) Santa Marta – Termocol 220 kV; cargabilidad Santa Marta – Guajira >100%

Condición	Con generación de Guajira 32 MW	Con generación de Guajira 32 MW y Termonorte 88 MW	Con generación de Guajira 32 MW y Termonorte 88 MW y Windpeshi 150 MW
Demanda mínima sin importaciones	Desempeño adecuado en condición normal y en contingencia	Desempeño adecuado en condición normal y en contingencia	(N-1) Cuestecitas – Valledupar 220 kV; cargabilidad Santa Marta – Termocol >100% (N-1) Guajira – Santa Marta 220 kV; cargabilidad Santa Marta – Termocol >100% (N-1) Santa Marta – Termocol 220 kV; cargabilidad Santa Marta – Guajira >100%
Demanda máxima con importaciones	Desempeño adecuado en condición normal y en contingencia	(N-1) Cuestecitas – Valledupar 220 kV; cargabilidad Santa Marta – Termocol >100% (N-1) Guajira – Santa Marta 220 kV; cargabilidad Santa Marta – Termocol >100% (N-1) Santa Marta – Termocol 220 kV; cargabilidad Santa Marta – Guajira >100%	(N-1) Cuestecitas – Valledupar 220 kV; cargabilidad Santa Marta – Termocol >120% (N-1) Guajira – Santa Marta 220 kV; cargabilidad Santa Marta – Termocol >120% (N-1) Santa Marta – Termocol 220 kV; cargabilidad Santa Marta – Guajira >120%
Demanda mínima con importaciones	Desempeño adecuado en condición normal y en contingencia	(N-1) Cuestecitas – Valledupar 220 kV; cargabilidad Santa Marta – Termocol >100% (N-1) Guajira – Santa Marta 220 kV; cargabilidad Santa Marta – Termocol >100% (N-1) Santa Marta – Termocol 220 kV; cargabilidad Santa Marta – Guajira >100%	(N-1) Cuestecitas – Valledupar 220 kV; cargabilidad Santa Marta – Termocol >120% (N-1) Guajira – Santa Marta 220 kV; cargabilidad Santa Marta – Termocol >120% (N-1) Santa Marta – Termocol 220 kV; cargabilidad Santa Marta – Guajira >120%

Fuente de tabla: UPME

Tabla 4-62: Desempeño eléctrico del sistema para el año 2019.

Condición	Con generación de Guajira 32 MW y Termonorte 88 MW y Windpeshi 150 MW y refuerzo 500 kV entre Cuestecitas y Copey y 2do circuito en 200 kV Copey - Fundación
Desempeño demanda máxima sin importaciones	Desempeño adecuado en condición normal y en contingencia
Desempeño demanda mínima sin importaciones	Desempeño adecuado en condición normal y en contingencia
Desempeño demanda máxima con importaciones	Desempeño adecuado en condición normal y en contingencia
Desempeño demanda mínima con importaciones	Desempeño adecuado en condición normal y en contingencia

Fuente de tabla: UPME

Tabla 4-63: Desempeño eléctrico del sistema para el año 2022.

Condición	Con generación de Guajira 32 MW y Termonorte 88 MW y Windpeshi 150 MW, 1000 MW en Colectora 1, 660 MW en La Loma 500 kV y refuerzo 500 kV entre Cuestecitas y Copey y 2do circuito en 200 kV Copey – Fundación y Colectora 1 mediante dos circuitos en 500 kV Cuestecitas – Colectora y circuito Cuestecitas – La Loma 500 kV	Con generación de Guajira 32 MW y Termonorte 88 MW y Windpeshi 150 MW, 1000 MW en Colectora 1, 660 MW en la Loma 500 kV y refuerzo 500 kV entre Cuestecitas y Copey y 2do circuito en 200 kV Copey – Fundación y Colectora 1 mediante dos circuitos en 500 kV Cuestecitas – Colectora y circuito Cuestecitas – La Loma 500 kV y segundo TRF en Ocaña
Desempeño demanda máxima sin importaciones	(N-1) Ocaña – Sogamoso 500 kV; cargabilidad TRF Ocaña >130%	Desempeño adecuado en condición normal y en contingencia
Desempeño demanda mínima sin importaciones	(N-1) Ocaña – Sogamoso 500 kV; cargabilidad TRF Ocaña >130%	Desempeño adecuado en condición normal y en contingencia
Desempeño demanda máxima con importaciones	(N-1) Ocaña – Sogamoso 500 kV; cargabilidad TRF Ocaña >130%	Desempeño adecuado en condición normal y en contingencia

Condición	Con generación de Guajira 32 MW y Termonorte 88 MW y Windpeshi 150 MW, 1000 MW en Colectora 1, 660 MW en La Loma 500 kV y refuerzo 500 kV entre Cuestecitas y Copey y 2do circuito en 200 kV Copey – Fundación y Colectora 1 mediante dos circuitos en 500 kV Cuestecitas – Colectora y circuito Cuestecitas – La Loma 500 kV	Con generación de Guajira 32 MW y Termonorte 88 MW y Windpeshi 150 MW, 1000 MW en Colectora 1, 660 MW en la Loma 500 kV y refuerzo 500 kV entre Cuestecitas y Copey y 2do circuito en 200 kV Copey – Fundación y Colectora 1 mediante dos circuitos en 500 kV Cuestecitas – Colectora y circuito Cuestecitas – La Loma 500 kV y segundo TRF en Ocaña
Desempeño demanda mínima con importaciones	(N-1) Ocaña – Sogamoso 500 kV; cargabilidad TRF Ocaña >130%	Desempeño adecuado en condición normal y en contingencia

Fuente de tabla: UPME

4.3.7.5. Solución Propuesta

Con base a la anterior definición de los bloques se presenta el desarrollo de Red. Se considera una capacidad de 2000 A para las líneas de transmisión en 500 kV, teniendo en cuenta que el objetivo es poder interconectar los diferentes bloques considerados.

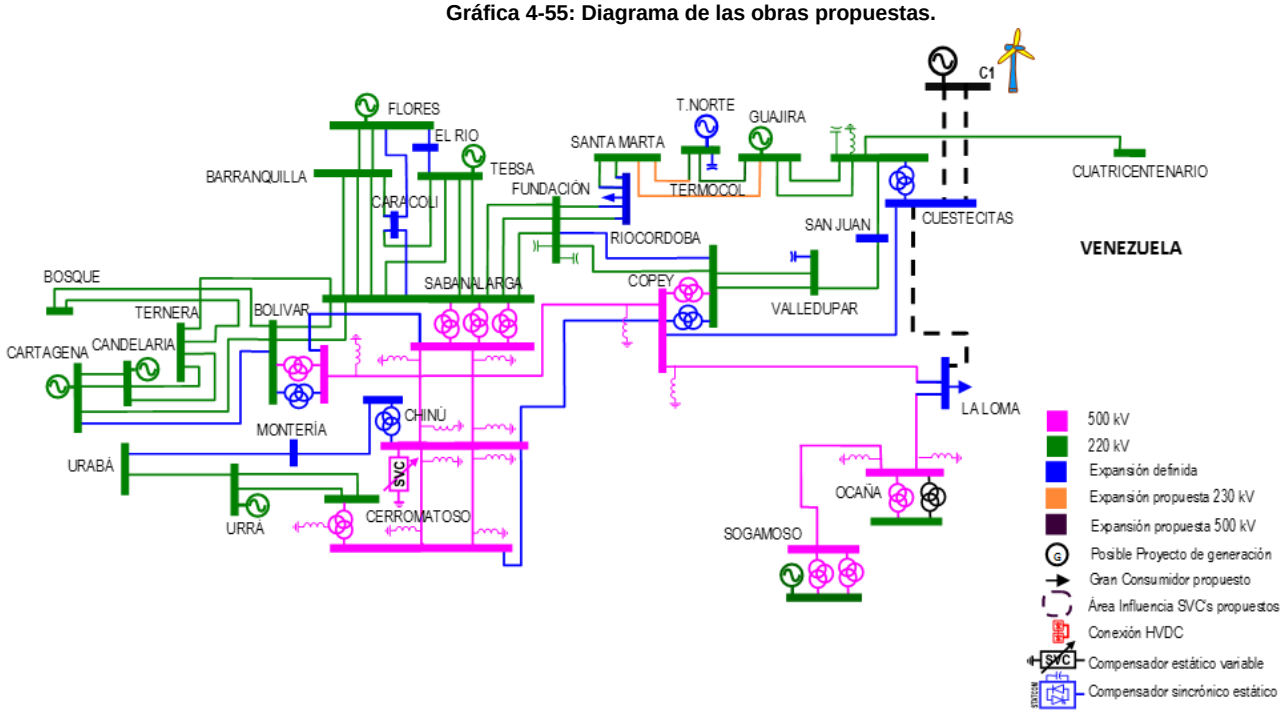
- Una Colectora en 500 kV conectada mediante un doble circuito entre Colectora y Cuestecitas 500 kV, con refuerzo de Red correspondiente a un nuevo circuito en 500 kV entre Copey y La Loma.

  Fecha de puesta en servicio: **Noviembre del año 2022**

- Segundo transformador Ocaña 500/230 kV – 360 MVA en Ocaña.

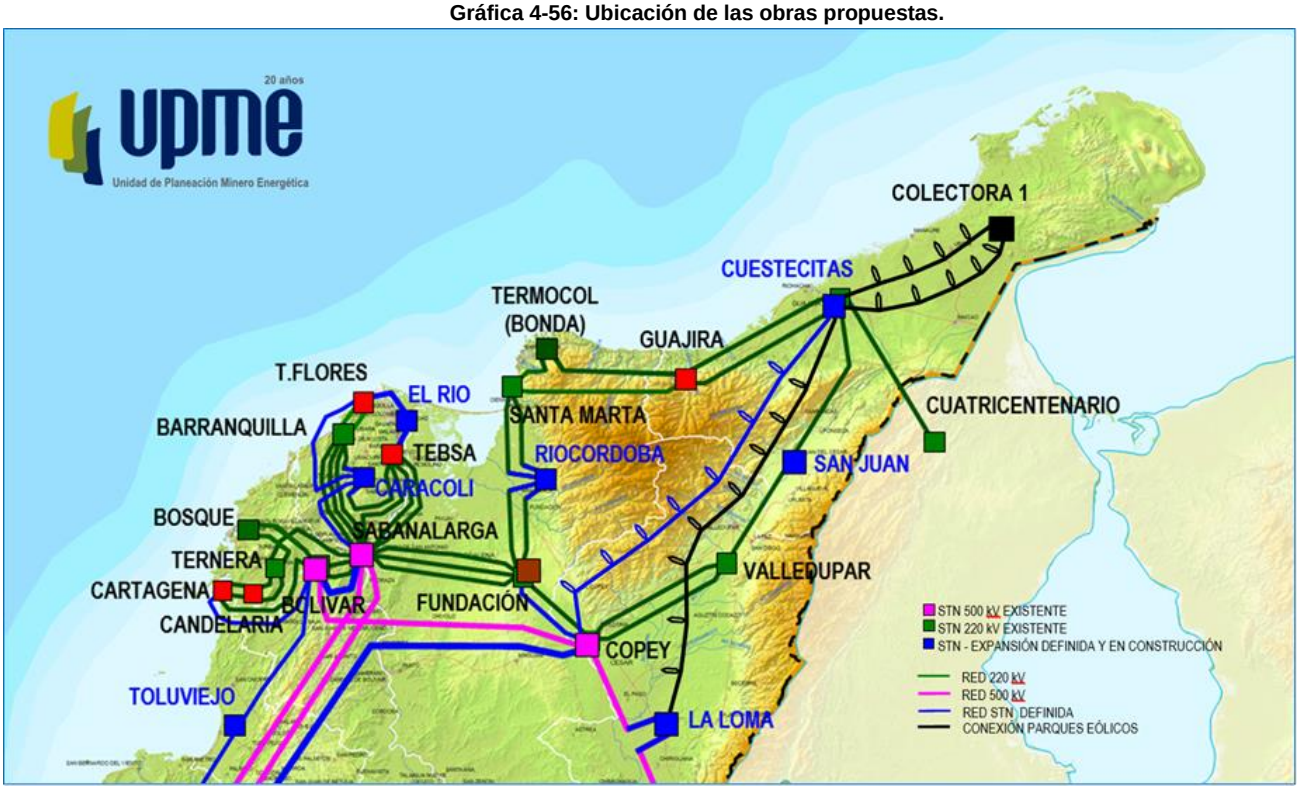
  Fecha de puesta en servicio: **Junio del año 2020**

Gráfica 4-55: Diagrama de las obras propuestas.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 4-56: Ubicación de las obras propuestas.



Fuente de gráfica: UPME

4.3.7.6. Análisis Transitorio

Teniendo en cuenta que se prevé una alta penetración del recurso eólico al Sistema Interconectado Nacional – SIN, el cual dependiendo de las características del recurso y equipos pueden afectar de una u otra manera el sistema, la UPME realizó en el presente documento un análisis del desempeño transitorio.

Es importante tener en cuenta la poca inercia que tiene los equipos de generación eólicos; por lo cual, se podría decir que al ser despachado 1 MW de energía eólica sin inercia, podría reemplazar 1 MW de energía convencional con inercia, lo que podría llevar a que este "reemplazo" produzca que el sistema no tenga un desempeño adecuado ante contingencias, u obstante lo anterior, la condición citada seria la peor condición.

Con el fin de realizar los respectivos análisis transitorios, se plantearon los siguientes escenarios:

Tabla 4-64: Escenarios de análisis transitorios.

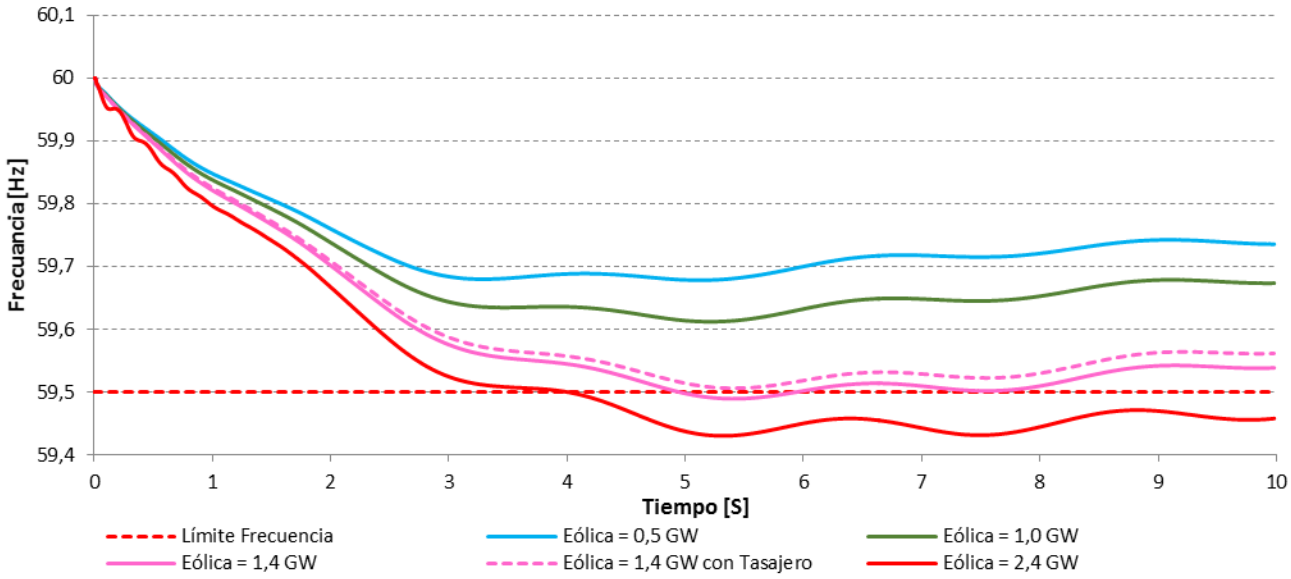
ESCENARIO	CARACTERÍSTICAS
1	Mínima demanda, incorporación de hasta 1400 MW

Fuente de tabla: UPME

A continuación se presentan los resultados de los análisis:

Mínima demanda – Incorporación de hasta 1400 MW:

Gráfica 4-57: Frecuencia en San Carlos 500 kV en mínima demanda – Incorporación de hasta 1400 MW.



Fuente de gráfica: UPME

Como se puede observar en la Gráfica 4-57, con una generación de 1400 MW eólicos, ante la pérdida del elemento que hace perder la unidad de generación más grande, la cual para el caso de estudio corresponde a dos unidades de Porce III (por salida de un único elemento correspondiente a un transformador de conexión que conecta dos unidades equivalentes a 300 MW), la frecuencia queda por debajo del límite mínimo de 59.5 Hz. Sin embargo, frente al despacho adicional de unas máquinas con inercia en el sistema, la frecuencia ante la falla mencionada (como es el caso de Tasajero), quedaría por encima del límite máximo.

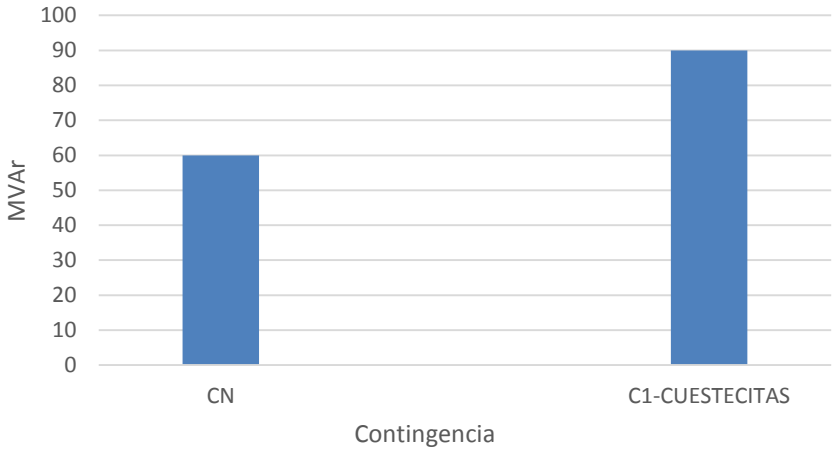
4.3.7.7. Análisis de Respuesta en Tensión

Es importante indicar que en Colombia, aún no existen requisitos en el código de redes en relación a los aerogeneradores en el sistema; en este sentido, existen diferentes clases de equipos que tienen diferentes desempeños en particular frente a su respuesta en relación a la tensión (entrega o absorción de reactivos). Adicionalmente, el desempeño es afectado dependiendo de la tecnología de conexión.

Se deben estimar reactores de línea para posibles tramos largos; así como necesidades de reactivos en las colectoras para que apoyen la respuesta de reactiva de las eólicas al sistema y mantengan los niveles de tensión en las barras.

Reactores de línea y necesidades de compensación: Para el caso de la conexión, sería necesaria una compensación de línea aproximada de 90 MVAr por cada línea. Por otro lado, los requerimientos de reactivos en los puntos de conexión para mantener los perfiles de tensión se presentan en la Gráfica 4-58 en caso que las plantas de generación no puedan ser de 0.9.

Gráfica 4-58: Necesidades de reactivos en los puntos de conexión.



Fuente de gráfica: UPME

4.3.7.8. Evaluación Económica

Metodología de valoración de beneficios por la conexión de generación en el SIN:

Los beneficios cuantificados por la Unidad para determinar si se justifica, desde el punto de vista de la demanda, la conexión de una planta de generación, se resume de manera general en la siguiente expresión[26]:

$$B = VPN\left(\sum_{i=1}^{n}\left\{OEF_i(CRO - P_{escasez})k + E_{b_i}\left(CM_{sproy_i} - CM_{cproy_i}\right) + \left(CR_{sproy_i} - CR_{cproy_i}\right) + \left(Perd_{spory_i} - Perd_{cpory_i}\right)\right\} + \sum_{i=1}^{n}\left\{E_{c_i}\sum_{q\in PER(q,i)}\sum_{i\in PER(i,q)}\left(\frac{\left(CM_{sproy_i} - CM_{cproy_i}\right)}{ni}\right)\right\}\right)$$

Dónde:

- *B*: Beneficios totales por la conexión de un proyecto de generación al SIN.
- *n*: Es el último mes del periodo de estudio.
- *i*: Es el mes objeto de cuantificación de los beneficios, durante el periodo de estudio.
- *q*: Es el conjunto de periodos *i* de vigencia de los contratos de venta de energía.
- OEF_i: Obligación de Energía en Firme del proyecto de generación en el mes *i*.
- *CRO*: Costo de racionamiento del SIN, escalón 1.
- P_{ecasez}: Es el precio de escasez del SIN, el cual está asociado a la planta térmica existente más ineficiente.

[26] Dependiendo de la localización de la nueva planta y la conexión que se defina para incorporarla al SIN, las pérdidas y el costo de las restricciones (sobrecosto operativo) se podrían incrementar, razón por la cual, estos dos factores serían un costo del proyecto de generación.

- k: Probabilidad de un escenario hidrológico, tipo Niño.
- E_{b_i}: Energía que se espera sea transada en el mercado spot durante el mes *i*. Es el 20% de la demanda de energía proyectada.
- E_{c_i}: Energía que se tranza en contratos durante el mes *i*. Es el 80% de la demanda de energía proyectada.
- $PER(q,i)$: Es el periodo de conjuntos *i* que pertenecen al conjunto q.
- CM_{sproy_i}: Es el costo marginal del sistema sin considerar el proyecto de generación en el mes *i*.
- CM_{cproy_i}: Es el costo marginal del sistema considerando el proyecto de generación en el mes *i*.
- CR_{sproy_i}: Es el sobrecosto operativo del sistema debido a las limitaciones y restricciones de Red en el mes *i*, sin considerar el proyecto de generación.
- CR_{cproy_i}: Es el sobrecosto operativo del sistema debido a las limitaciones y restricciones de Red en el mes *i*, considerando el proyecto de generación.
- $Perd_{spory_i}$: Corresponde a las pérdidas del Sistema Interconectado Nacional en el mes *i*, sin considerar el proyecto de generación.
- $Perd_{cpory_i}$: Corresponde a las pérdidas del Sistema Interconectado Nacional en el mes *i*, considerando el proyecto de generación.

Así mismo, los costos asociados a la conexión del proyecto de generación se resumen en la siguiente expresión[27]:

$$C = VPN\left(\sum_{i=1}^{n}\left\{C_{prima}OEF_i + (Perd_{cpory_i} - Perd_{spory_i}) + (CR_{cproy_i} - CR_{sproy_i})\right\} + C_{red}\right)$$

Dónde:

- C: Costos totales por la conexión de un proyecto de generación al SIN.
- C_{prima}: Valor de la prima asociada a la obligación de Energía en Firme del Cargo por Confiabilidad.
- C_{red}: Costo de la red de transmisión para conectar el proyecto de generación.

El caso particular de la evaluación del proyecto de incorporación del recurso eólico se reduce en la siguiente expresión:

$$\frac{B}{C} = VPN\left(\frac{\sum_{i=1}^{n} E_{b_i}\left(CM_{sproy_i} - CM_{cproy_i}\right) + \sum_{i=1}^{n}\left\{E_{c_i}\sum_{q\in PER(q,i)}\sum_{i\in PER(i,q)}\left(\frac{\left(CM_{sproy_i} - CM_{cproy_i}\right)}{ni}\right)\right\}}{C_{red}}\right)$$

[27] Dependiendo de la localización de la nueva planta y la conexión que se defina para incorporarla al SIN, las pérdidas y el costo de las restricciones (sobrecosto operativo) se podrían reducir, razón por la cual estos dos factores serían un beneficio del proyecto de generación.

Costos:

Valoración de los activos de la Red de Transmisión y Sub-transmisión mediante Unidades Constructivas de la Resolución CREG 011 de 2009, a continuación se presenta el costo calculado, para los siguientes activos:

Tabla 4-65: Unidades Constructivas (UC) de las obras propuestas.

UC	Descripción	Configuración o Tipo	Cantidad	Tensión (kV)	Observaciones
SE508	Módulo de Barraje - Tipo 1	IM	1	500	En la nueva subestación 500 kV COLECTORA
SE513	Módulo Común - Tipo 1	DBT e IM	1	500	
CC205	Sistema de Comunicaciones	2	1	500/220	
CC106	Edificio de Control	1	1	500	
SE511	Diferencial de Barras - Tipo 1	DBT e IM	1	500	
SE503	Bahía de Línea	IM	2	500	
SE505	Corte Central	IM	1	500	
LI511	km de línea, 1 circuito, 4 subconductores por fase	1	204	500	
SE503	Bahía de Línea	IM	2	500	
SE505	Corte Central	IM	1	500	Bahías en Cuestecitas para las líneas a Colectora
SE503	Bahía de Línea	IM	1	500	
SE505	Corte Central	IM	1	500	Bahía en Cuestecitas para la línea a la Loma
LI511	km de línea, 1 circuito, 4 subconductores por fase	1	320	500	
SE503	Bahía de Línea	IM	1	500	
SE505	Corte Central	IM	1	500	Bahía en La Loma para la línea a Cuestecitas
SE504	Bahía de Transformador	IM	1	500	
SE505	Corte Central	IM	1	500	TRAFO 500/220 - 450 MVA en Ocaña
ATR01	Banco de Autotransformadores, 500/230 kV, 450 MVA	NA	1	500/220	
SE214	Bahía de Transformador	AN	1	220	

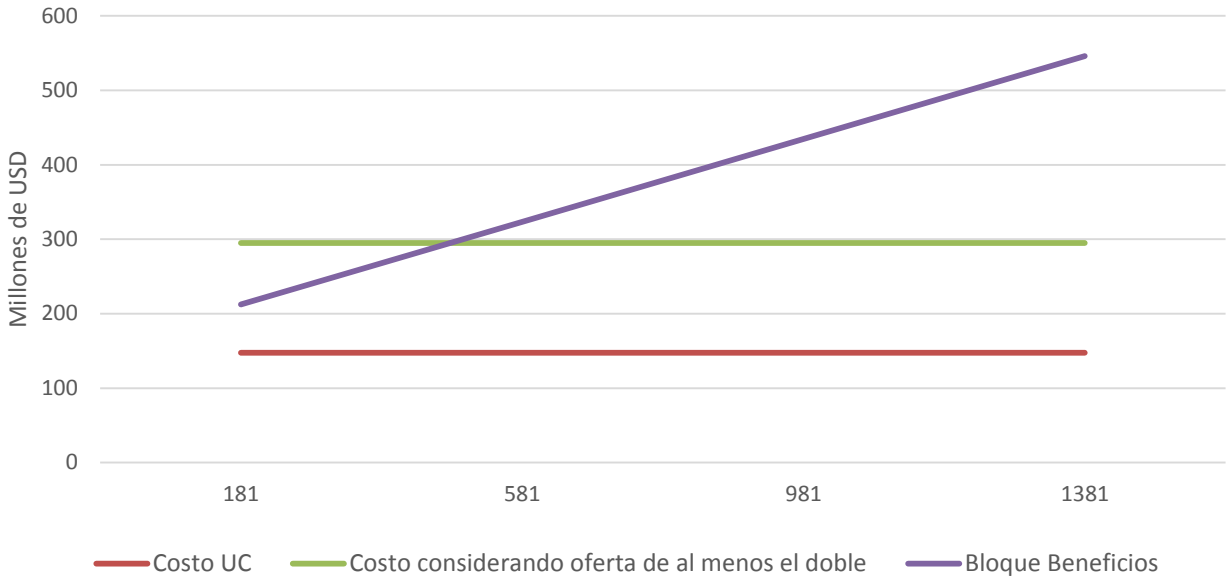
Fuente de tabla: UPME

Para un costo referencial en UCs de **$ 147.509.452,82** dólares a precios del 2015, no obstante esta en el procedimiento de definir el costo de la obra en función de la ubicación de la suebstación Colectora.

Relación Beneficio/Costo:

A continuación se presenta el perfil de los costos de la expansión de Red para la incorporación de la generación eólica en La Guajira.

Gráfica 4-59: Relación Beneficio/Costo para las obras propuestas



Fuente de gráfica: UPME

Se observa la viabilidad económica, inclusive sensibilizando los beneficios al 40% y considerando una oferta de la obra de del doble del costo valorado en UCs.

4.3.7.9. Conclusiones

- Se observa que la incorporación de los parques eólicos en la Guajira implican desarrollos de Red que son importantes, los cuales van desde los refuerzos en el SIN hasta los desarrollos propios de Red necesarios para concentrar la generación desde los diferentes parques (Colectora y su conectividad).

4.3.7.10. Recomendaciones

Desarrollar la siguiente infraestructura:

Obras en el STN:

- Una subestación Colectora 1 AC a 500 kV.
- Colectora 1 interconectada mediante dos circuitos a Cuestecitas 500 kV.
- Nuevo circuito Cuestecitas – La Loma 500 kV.

Fecha de puesta en operación: Noviembre del año 2022

- Segundo transformador Ocaña 500/230 kV – 360 MVA.

Fecha de puesta en operación: Junio del año 2020

4.3.8. Metodología para el Planeamiento de Largo Plazo

La Unidad en el desarrollo de sus funciones, en el presente documento plantea una metodología inicial de planeación de la transmisión de Largo Plazo, la cual busca identificar los corredores a asegurar en el país para la atención confiable, segura y económica de la demanda.

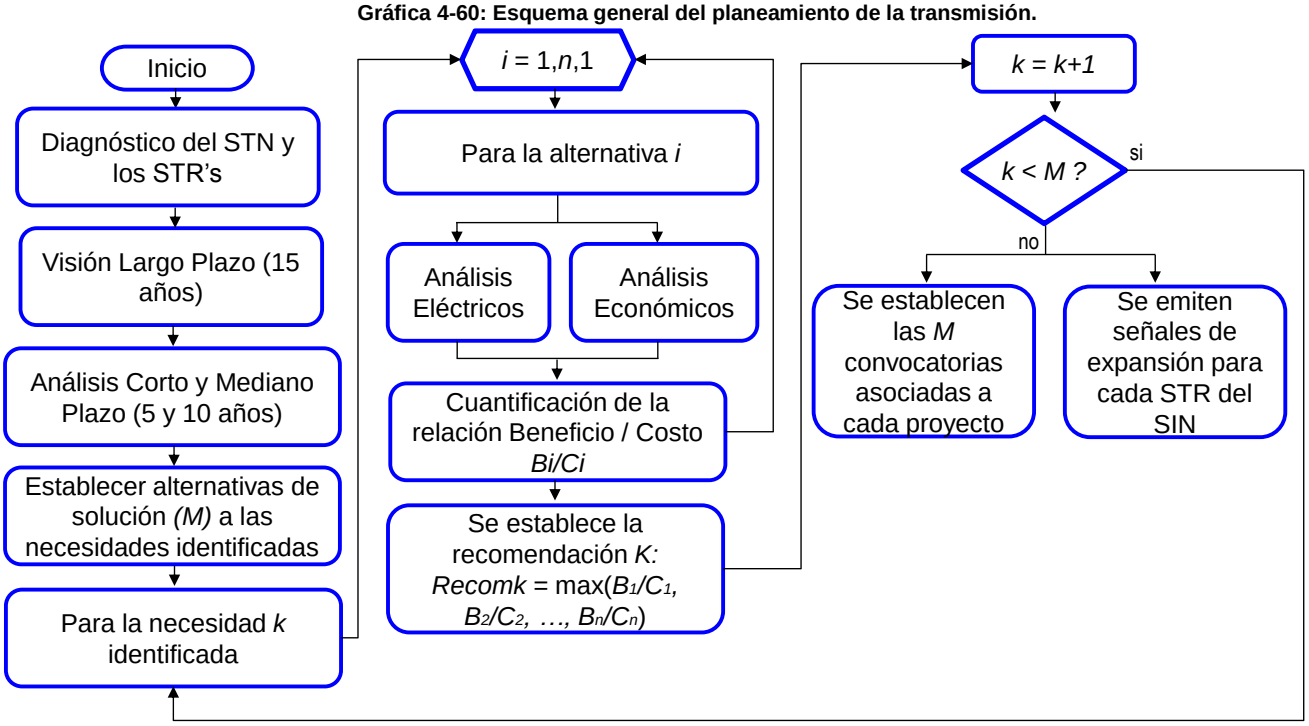
Esta metodología presenta un problema de optimización en el cual la función objetivo es la minimización de costos asociados al desarrollo de la infraestructura. Dentro del costo se considera el riesgo de ejecución en función de las restricciones del área por donde se puedan desarrollar los diferentes corredores.

La metodología plantea soluciones de infraestructura en el largo plazo, la cual, en función del escenario que se materialice en demanda y generación se adoptará, considerando los tiempos de ejecución de los proyectos, el menor impacto en la posible oferta, y la necesidad del mismo.

4.3.8.1. Aspectos generales de la planeación

A continuación se presentan los aspectos generales de la planeación:

Gráfica 4-60: Esquema general del planeamiento de la transmisión.



Fuente de gráfica: UPME

Como se puede observar en la Gráfica 4-60, los análisis se hacen considerando siempre una visión de largo plazo, que para el caso particular de las implicaciones y alcance del Plan de Expansión corresponde a 15 años. No obstante lo anterior, la metodología planteada en este documento establece horizontes de análisis mayores a los 15 años, sin embargo, tener horizontes mayores en la planeación implica mayores incertidumbres en aspectos relacionados con el crecimiento de la demanda y escenarios de generación que se puedan materializar.

Incertidumbre en la demanda:

La Unidad anualmente realiza tres actualizaciones de las proyecciones de demanda en el año, las cuales se hacen con un modelo econométrico de combinación de pronósticos[28] (explicado en los informes de julio y noviembre de 2014 de proyección de demanda), empleando modelos multivariados como los VAR (Modelo de Vectores Autorregresivos) y los VEC (Modelo de Vectores de Corrección de Error), los cuales proponen un sistema de ecuaciones, con tantas ecuaciones como series a analizar o predecir.

Los datos introducidos en el modelo de esta revisión son: las series históricas de la Demanda de Energía Eléctrica de Colombia obtenidas del Operador del Sistema (XM), los datos económicos (PIB Total) del Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE), los datos demográficos (Población) de la Organización de las Naciones Unidas (ONU) y el dato climático (Temperatura) obtenido del Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM). La abreviatura y la periodicidad de las variables se muestran en la Tabla 4-66.

Tabla 4-66: Variables de la demanda de energía eléctrica a largo plazo.

	ABREVIATURA	PERIODICIDAD	FUENTE
Demanda de Energía Eléctrica :	**DEE**	Mensual (Enero 1991 – Marzo 2016)	XM
PIB Total :	**PIBTotal**	Trimestral (Marzo 1994 – Diciembre 2015)	DANE
		Trimestral (Marzo 2016 – Diciembre 2050)	UPME
Población :	**POB**	Anual (1950 – 2100)	ONU (Organización Naciones Unidas)
Temperatura Media Áreas Geográficas del SIN :	**TEMP**	Mensual (Enero 1971 – Diciembre 2100)	IDEAM

Fuente: UPME.
Base de Datos XM, UN, DANE e IDEAM, 2016.

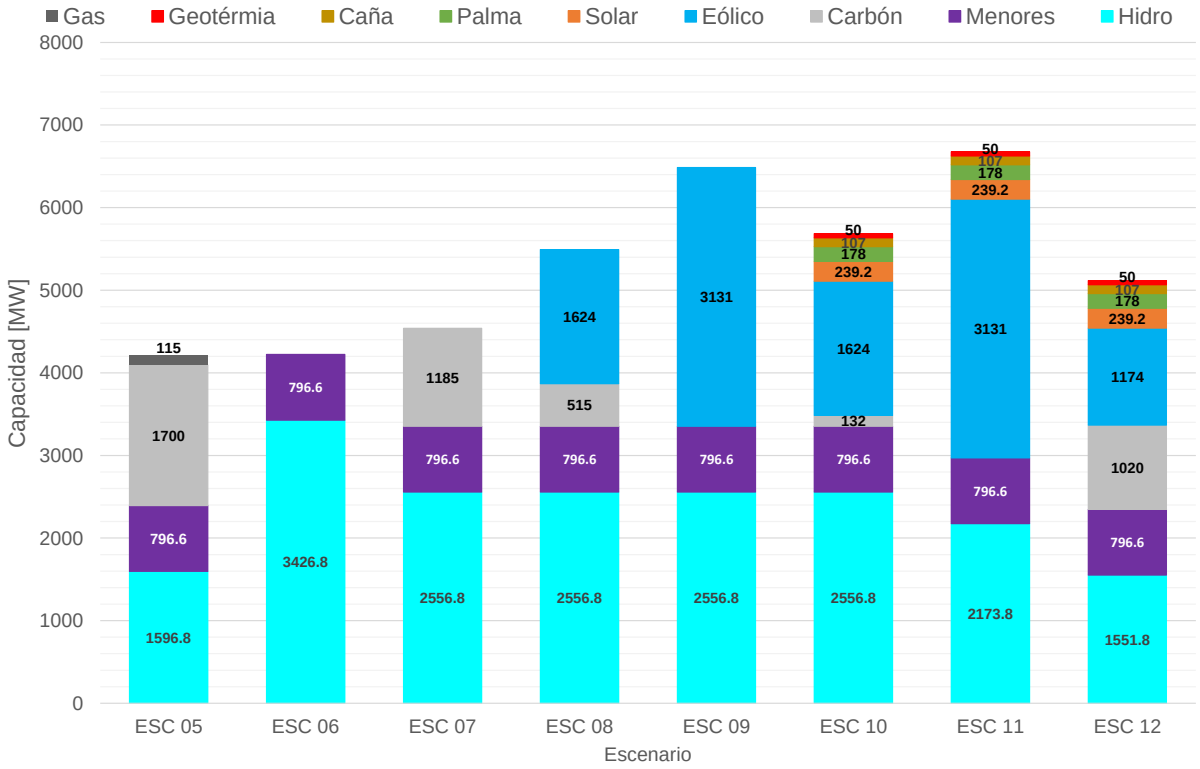
Incertidumbre en el escenario de generación:

En el proceso de la elaboración del Plan de Expansión, la Unidad presenta diferentes escenarios los cuales hacen parte del ejercicio de modelamiento prospectivo, para el caso particular del año 2015, la UPME estudió y definió 8 posibles escenarios para la matriz energética de generación del país, con base en la dotación de recursos naturales, el registro de proyectos y las solicitudes de conexión, encontrando que se requieren entre 4208 y 6675 megavatios de expansión para la próxima década, adicionales a los ya definidos mediante el Cargo por Confiabilidad.

Los escenarios analizados se muestran en la Gráfica 4-61, destacándose el escenario 12 con la mayor resiliencia, entendida como la capacidad de adaptación ante eventos hidrológicos extremos, el buen comportamiento en cuanto a bajos costos de generación, los menores requerimientos de capital y uno de los más bajos factores de emisión de gases efecto invernadero.

[28] **CASTAÑO V., ELKIN.** *Revista Lecturas de Economía No. 41. "Combinación de pronósticos y variables predictoras con error".*

Gráfica 4-61: Escenarios analizados de generación Plan de Expansión de Refrencias Generación – Transmisión 2015 – 2029.

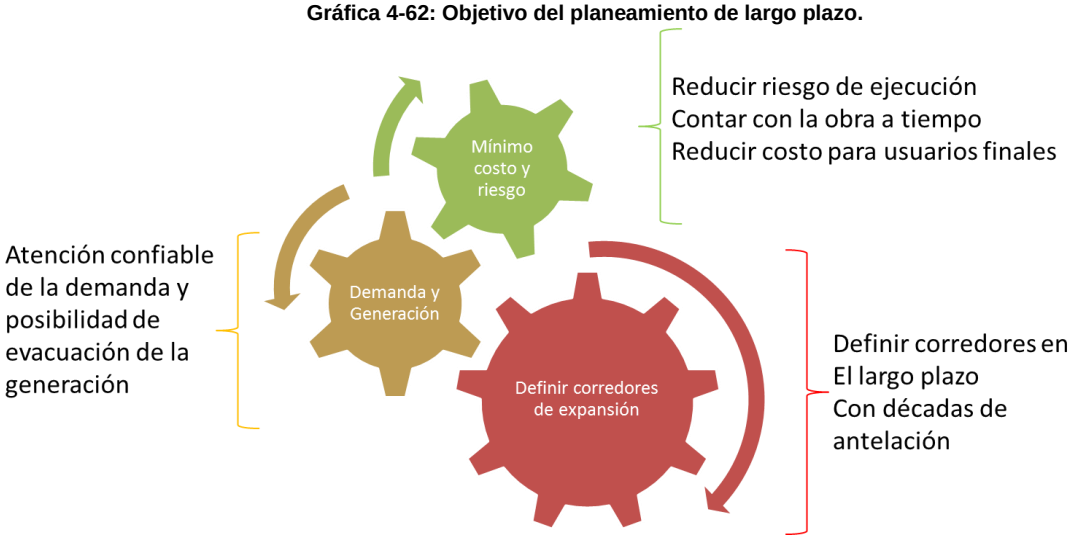


Fuente de gráfica: UPME

4.3.8.2. Metodología General

La metodología general planteada en el presente documento, busca integrar diferentes aspectos en planeación considerando la multiplicidad de escenarios en relación a la demanda o escenarios generación que se puedan materializar, incluyendo aspectos ambientales y sociales en el área de influencia de los proyectos como un riesgo adicional en el desarrollo de los mismos (ver Gráfica 4-62).

Gráfica 4-62: Objetivo del planeamiento de largo plazo.



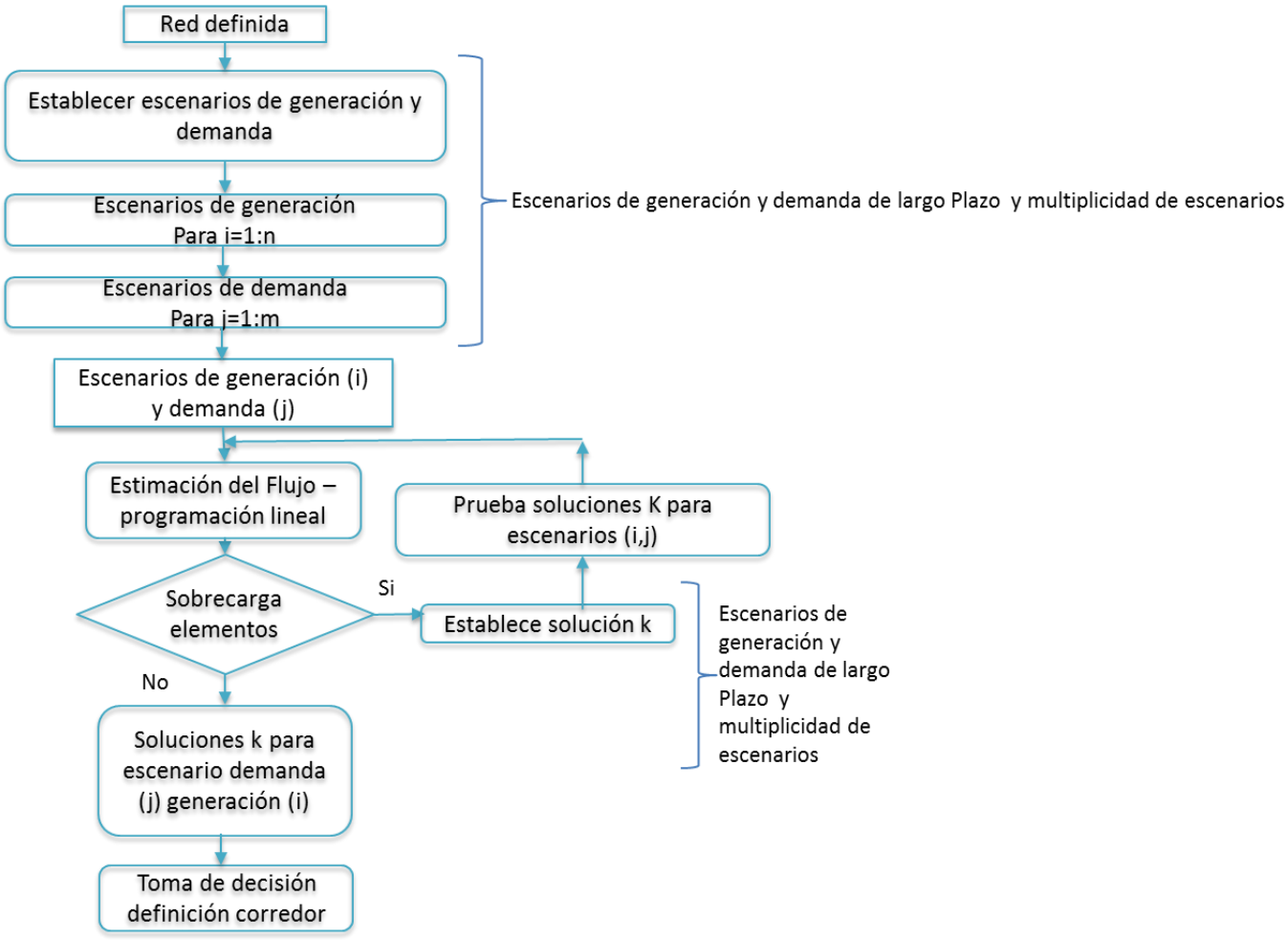
Fuente de gráfica: UPME

El objetivo fundamental de la metodología es:

- Definir corredores en el largo plazo (décadas de antelación, superior a 10 años).
- Reducir el riesgo de la ejecución de los proyectos y contar con los mismos en el momento que sean necesarios.
- Definir la infraestructura de mínimo costo para el país.
- Atender la demanda con criterios de calidad, confiabilidad y seguridad.

En el proceso se planteó la siguiente metodología, presentada en la Gráfica 4-63.

Gráfica 4-63: Metodología general para el planeamiento de largo plazo.



Fuente de gráfica: UPME

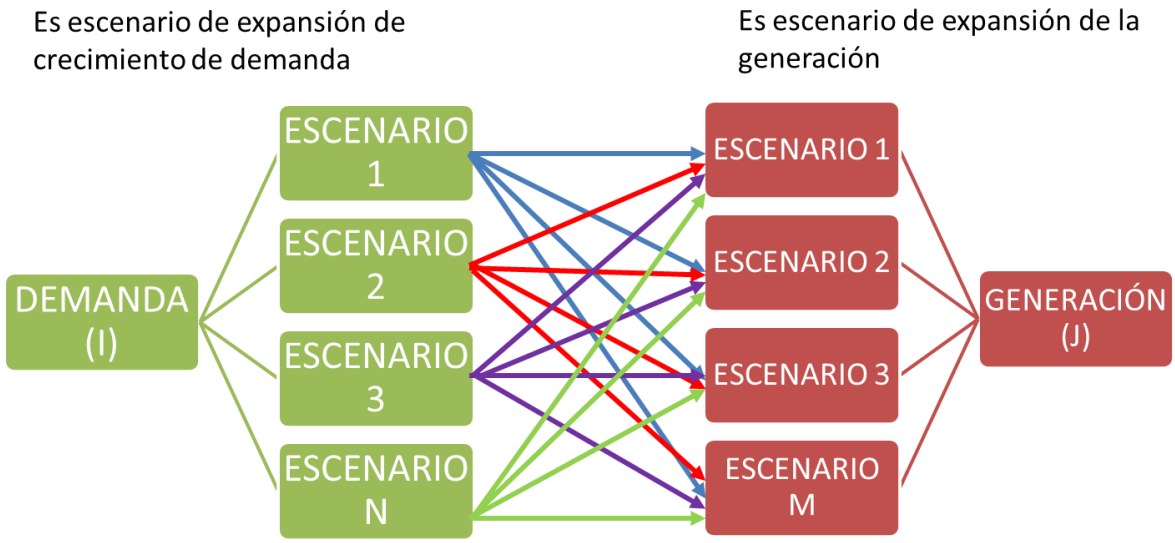
Red Definida:

Se parte el ejercicio considerando la red actual y definida del SIN, desde el punto de vista de los recursos de generación e infraestructura de redes (líneas, subestaciones y etc.).

Escenarios de Generación y Demanda:

Se consideran multiplicidad de escenarios de demanda y generación, de acuerdo a la Gráfica 4-64.

Gráfica 4-64: Multiplicidad de escenarios de demanda y generación.



Fuente de gráfica: UPME

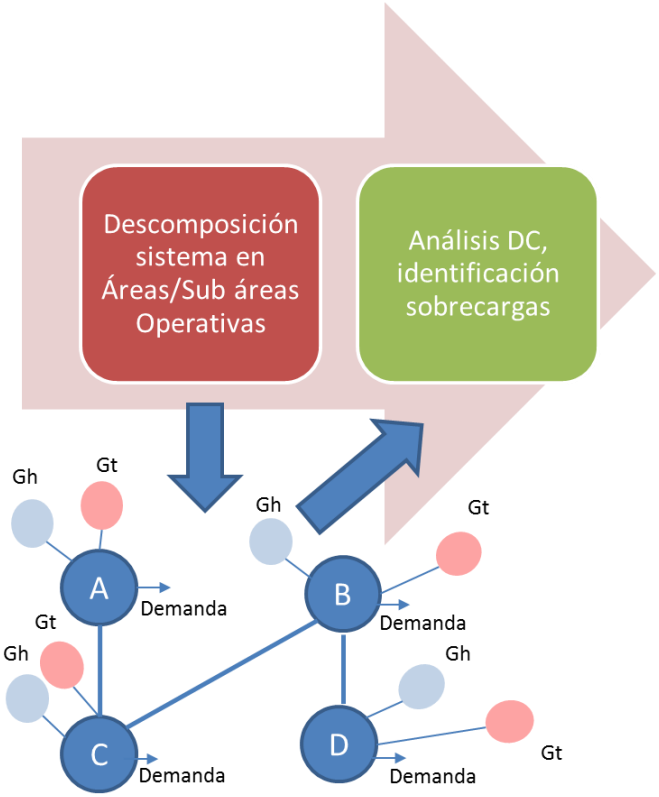
Identificación de problemática y búsqueda solución óptima:

Se plantea la metodología de programación lineal, tomando como base la metodología de GARVER, la cual en términos generales establece:

- Establecer ecuación del flujo de carga como un problema de programación lineal – Estimación linear del flujo.
- Determinar cargabilidad de elementos.
- Seleccionar la ubicación de circuitos adicionales necesarios para aliviar sobrecargas observadas en la estimación del flujo.
- Uso de la programación lineal para resolver el problema de minimización para la determinar solución más económica.
- Repetir el flujo de carga y adición de circuitos hasta que no continúen las sobrecargas.

La metodología plantea una reducción del problema, determinando cuales son las áreas o sub-áreas en las cuales se debe reducir el problema y determinar las interconexiones entre las mismas, de acuerdo a la Gráfica 4-65.

Gráfica 4-65: Metodología de programación lineal.

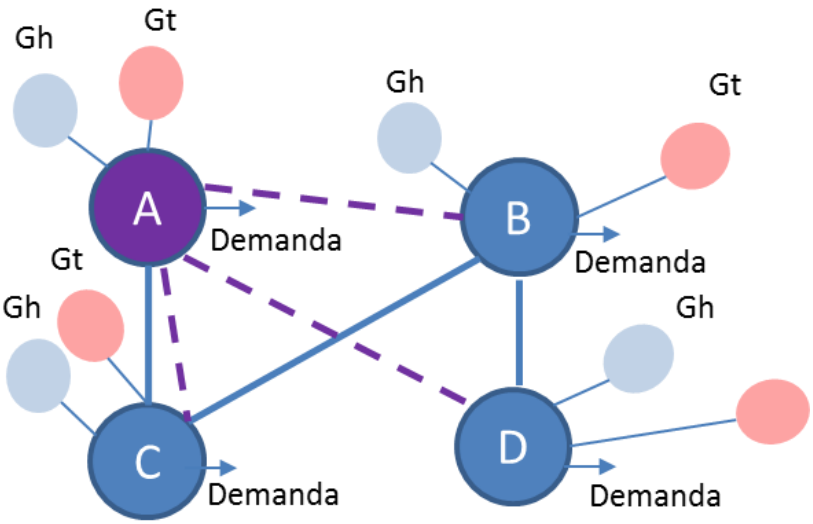


Fuente de gráfica: UPME

Búsqueda Solución K:

Adicional a las interconexiones existentes, se establecen todas las posibles interconexiones entre áreas. Por ejemplo, si se cuenta con el sistema de la Gráfica 4-66, se establecen como posibles soluciones todas las interconexiones adicionales e inclusive interconexiones en paralelo con las existentes.

Gráfica 4-66: Sistema de ejemplo.



Fuente de gráfica: UPME

El algoritmo busca una solución de mínimo costo de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$Min = \sum_{l \in lineassolucion} \sum_{j \in escenariosdemanda} \sum_{i \in escenariosgeneración} CAPEX\,(l,j,i) + \sum_{l \in lineassolucion} \sum_{j \in escenariosdemanda} \sum_{i \in escenariosgeneración} CAPEX(l,j,i,) * RIESG(l) + \sum_{l \in lineassolucion} \sum_{j \in escenariosdemanda} \sum_{i \in escenariosgeneración} OPEX(l,j,i) * CAPEX(l,j,i)$$

S.A. Restricciones:

Flujo de Carga: Se considera dentro del modelo flujo de carga DC, como sigue:

$$G \geq D$$

$$Flujo(l) \leq Flujo\ \max(l)$$

$$Gen(g) \leq MAXGEN(g)$$

$$Gen(g) \geq MINGEN(g)$$

$$Flujo(i,j,l,c) = \sum_{G \in Generadores} Gen(i,j,l) + \sum_{l \in lineas} flu_{ori}(i,j,l) + \sum_{l \in lineas} flu_{des}(l,e,d,c) = \sum_{D \in Demanda} (i,j,l)$$

$$\forall i, \forall j,\ \forall l, \forall c)$$

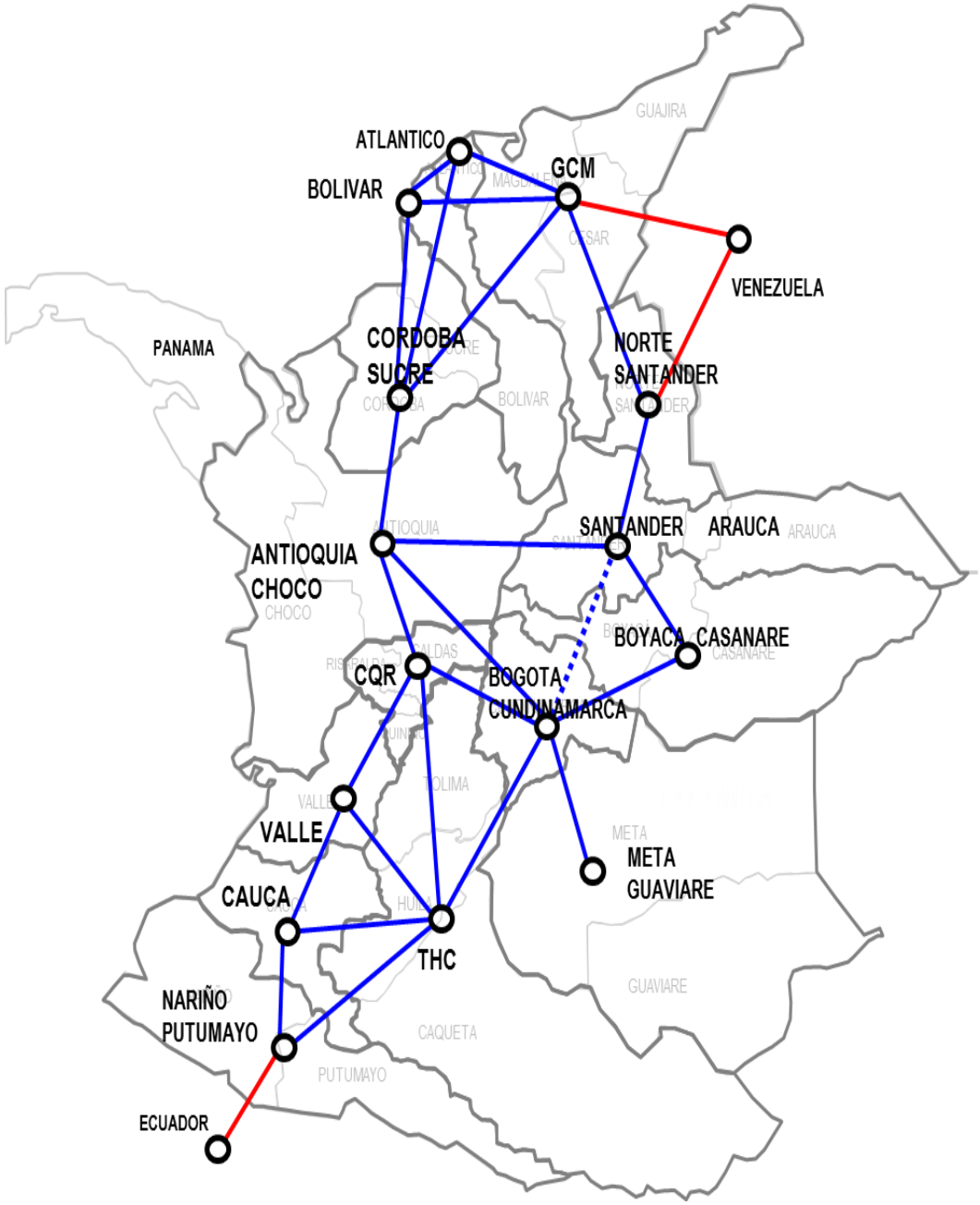
Donde:

i: Escenario de despacho i.
j: Escenario de despacho j.
l: Líneas consideradas análisis.
c: Contingencia considerada.
$CAPEX$: Costo inversión.
$OPEX$: Costo de Operación.
$RIESG$: Riesgo asociado ejecución proyecto.

4.3.8.3. Caso Colombiano

Para el caso colombiano se establecieron 15 áreas para el horizonte de análisis, con sus interconexiones entre áreas, correspondientes a: Atlántico, Bolívar, GCM, Córdoba – Sucre, Antioquia – Choco, Norte de Santander, Santander, Boyacá – Casanare, Meta – Guaviare, CQR, THC, Bogotá – Cundinamarca, Valle, Cauca, Nariño – Putumayo con las interconexiones entre áreas, como se puede ver en la Gráfica 4-67.

Gráfica 4-67: Interconexiónes entre áreas para el caso colombiano.



Fuente de gráfica: UPME

Variables consideradas:

- **Capacidad máxima en líneas:** Para el cálculo de la capacidad máxima en líneas se consideró la capacidad máxima que pueden transportar las mismas entre áreas, limitando la capacidad en elementos en paralelo por sobrecarga de uno de ellos y por el SIL de las líneas en condición normal de operación.

- **CAPEX**: Para el cálculo del CAPEX, se tomó un costo en Unidades Constructivas adicionando una variación en función de las últimas ofertas presentadas para proyectos similares.

Para el cálculo de las distancias, se calcularon puntos intermedios entre cada una de las 15 posibles áreas.

- **OPEX:** Se considera un porcentaje de AOM para el elemento.

- **RIESG:** Esta asociado al riesgo de ejecución del proyecto, el cual dependerá de los aspectos sociales y ambientales en el área de influencia de los proyectos, para lo cual se realizó un análisis general ambiental y social de las diferentes áreas, la cual se cruzó con posibles corredores de líneas correspondientes a cada uno de los elementos de red en el sistema (existentes y posibles). La Tabla 4-67 presenta la zonificación propuesta.

Tabla 4-67: Zonificación propuesta para el análisis ambiental.

ZONIFICACIÓN AMBIENTAL		
GRADOS DE SENSIBILIDAD		
SENSIBILIDAD	**GRADO DE IMPORTANCIA**	**OBSERVACIÓN**
Exclusión	Exclusión	Áreas de Exclusión (Áreas del Sistema de Parques Nacionales Naturales)
Muy Alta (Ambiental) Muy Alta (Social) (Social - Parcialidades) (Social - Línea Negra)	4	Áreas de muy alta sensibilidad
Alta	3	Áreas de alta sensibilidad
Moderada	2	Áreas de moderada sensibilidad
Baja	1	Áreas de baja sensibilidad

Fuente de tabla: UPME

Teniendo en cuenta que la solución propuesta de expansión plantea una optimización de mínimo costo, el modelo propone que para las líneas que pasan por zonas de alto impacto social y ambiental se tenga un costo mayor que para las líneas que pasan por zonas donde este impacto es menor. En este sentido, se realizó una caracterización en función de las sensibilidades encontradas en la Tabla 4-68.

Tabla 4-68: Sensibilidades analizadas según el riesgo.

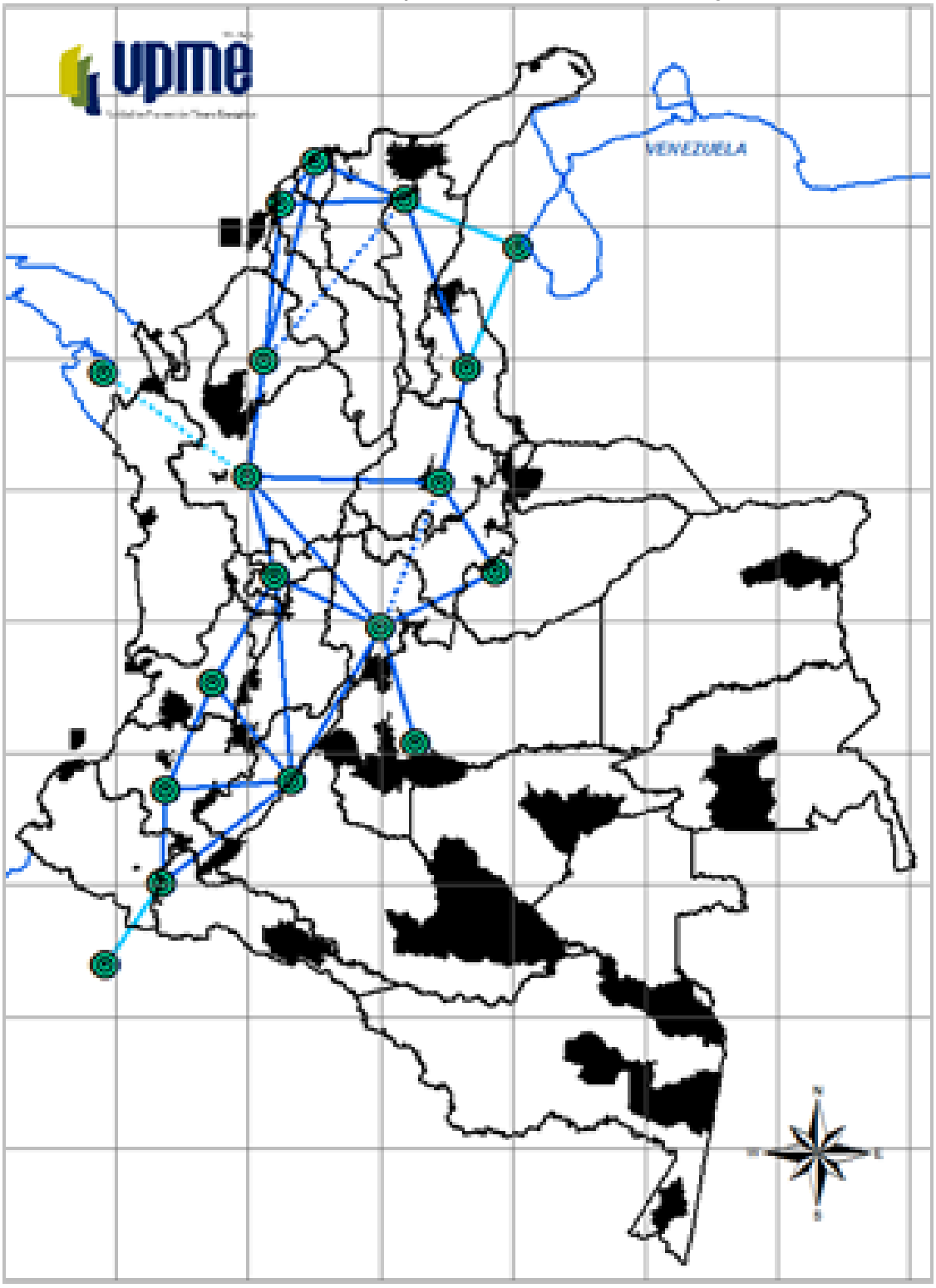
Grado de importancia	Riesgo	Factor multiplicador costo obra en UC
Exclusión	Riesgo 1	10
4	Riesgo 2	5
3	Riesgo 3	3
2	Riesgo 4	2
1	Riesgo 5	1

Fuente de tabla: UPME

A continuación se presentan los análisis de riesgo para los posibles corredores entre áreas.

RIESGO 1. MAPA DE AREAS DE EXCLUSIÓN TOTAL (Áreas del Sistema de Parques Nacionales Naturales:

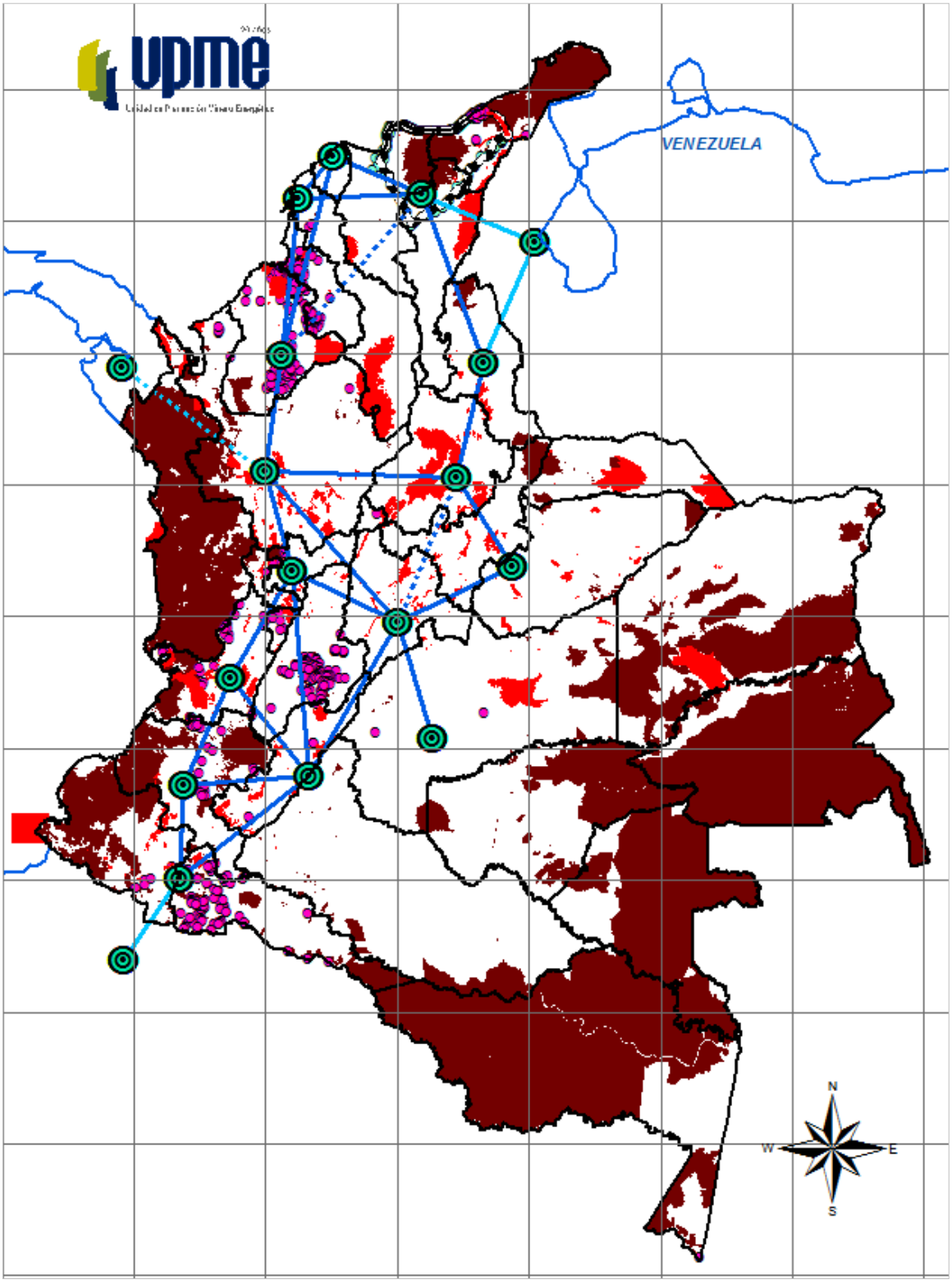
Gráfica 4-68: Mapa de áreas de exclusión total – Riesgo 1.



Fuente de tabla: UPME

RIESGO 2. MAPA DE AREAS DE MUY ALTA SENSIBILIDAD (Áreas de muy alta sensibilidad Ambiental y Social

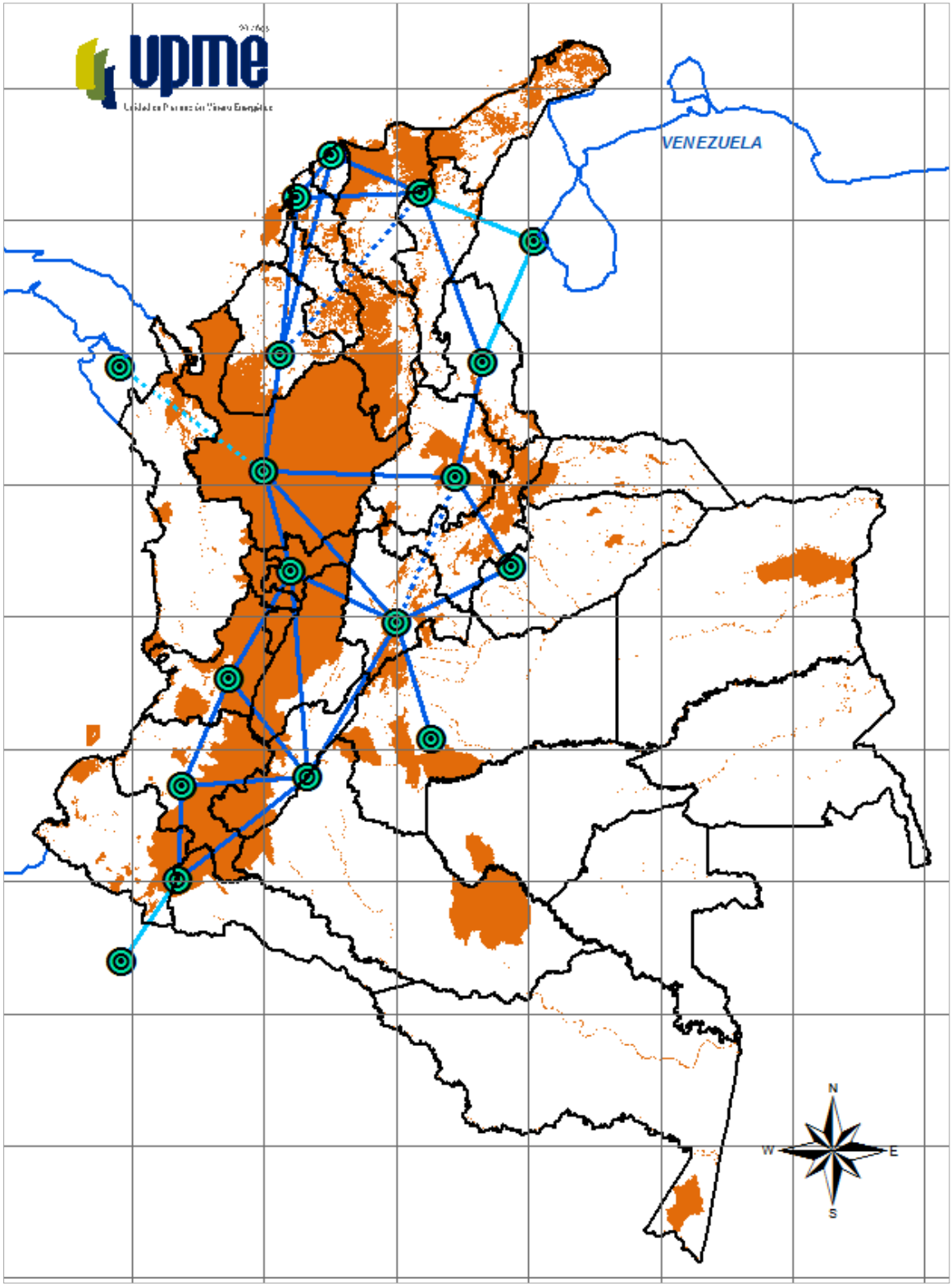
Gráfica 4-69: Mapa de áreas de muy alta sensibilidad – Riesgo 2.



Fuente de tabla: UPME

RIESGO 3. MAPA DE AREAS DE ALTA SENSIBILIDAD (Ambiental)

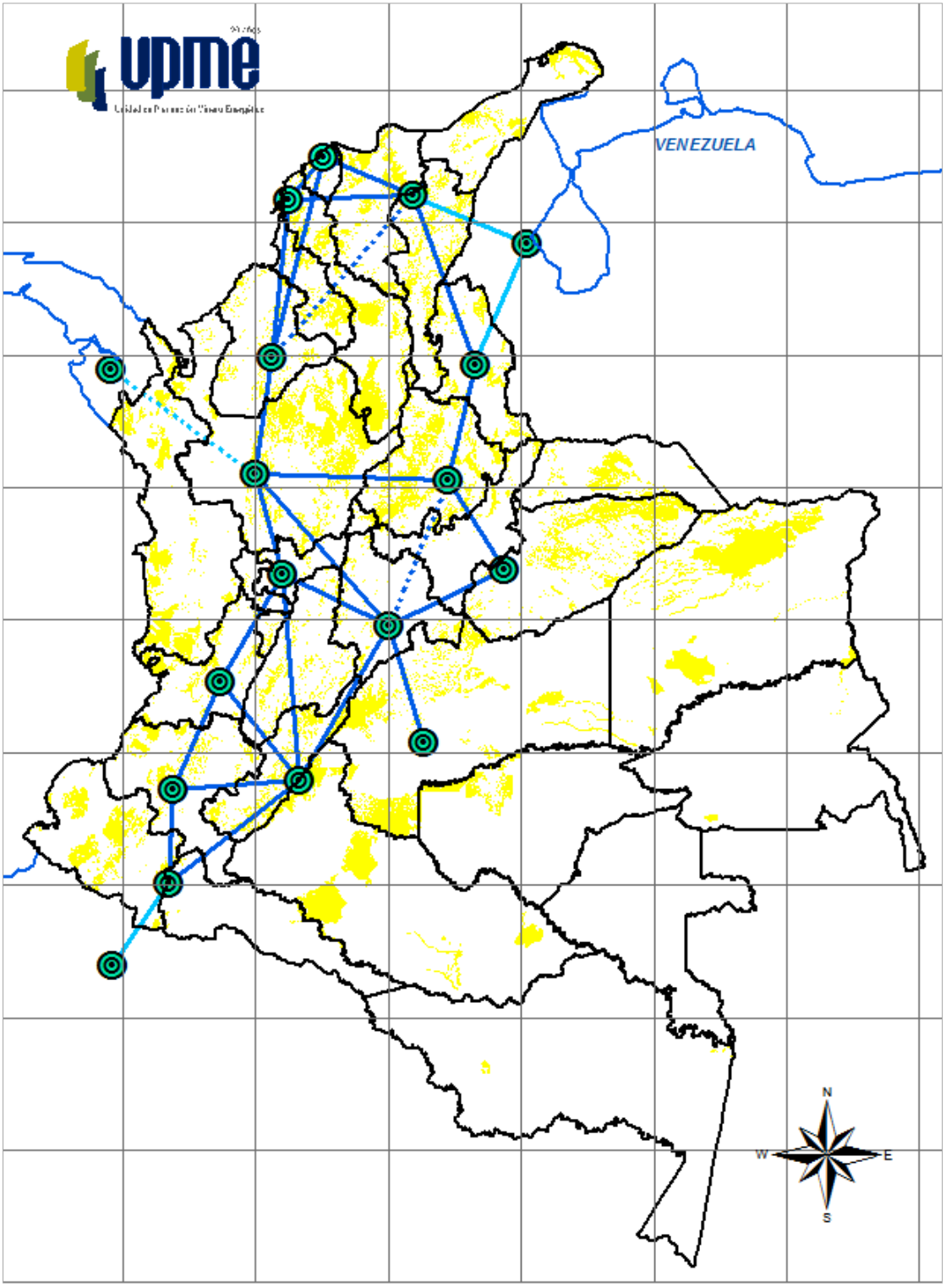
Gráfica 4-70: Mapa de áreas de alta sensibilidad – Riesgo 3.



Fuente de tabla: UPME

RIESGO 4. MAPA DE AREAS DE MODERADA SENSIBILIDAD (Ambiental)

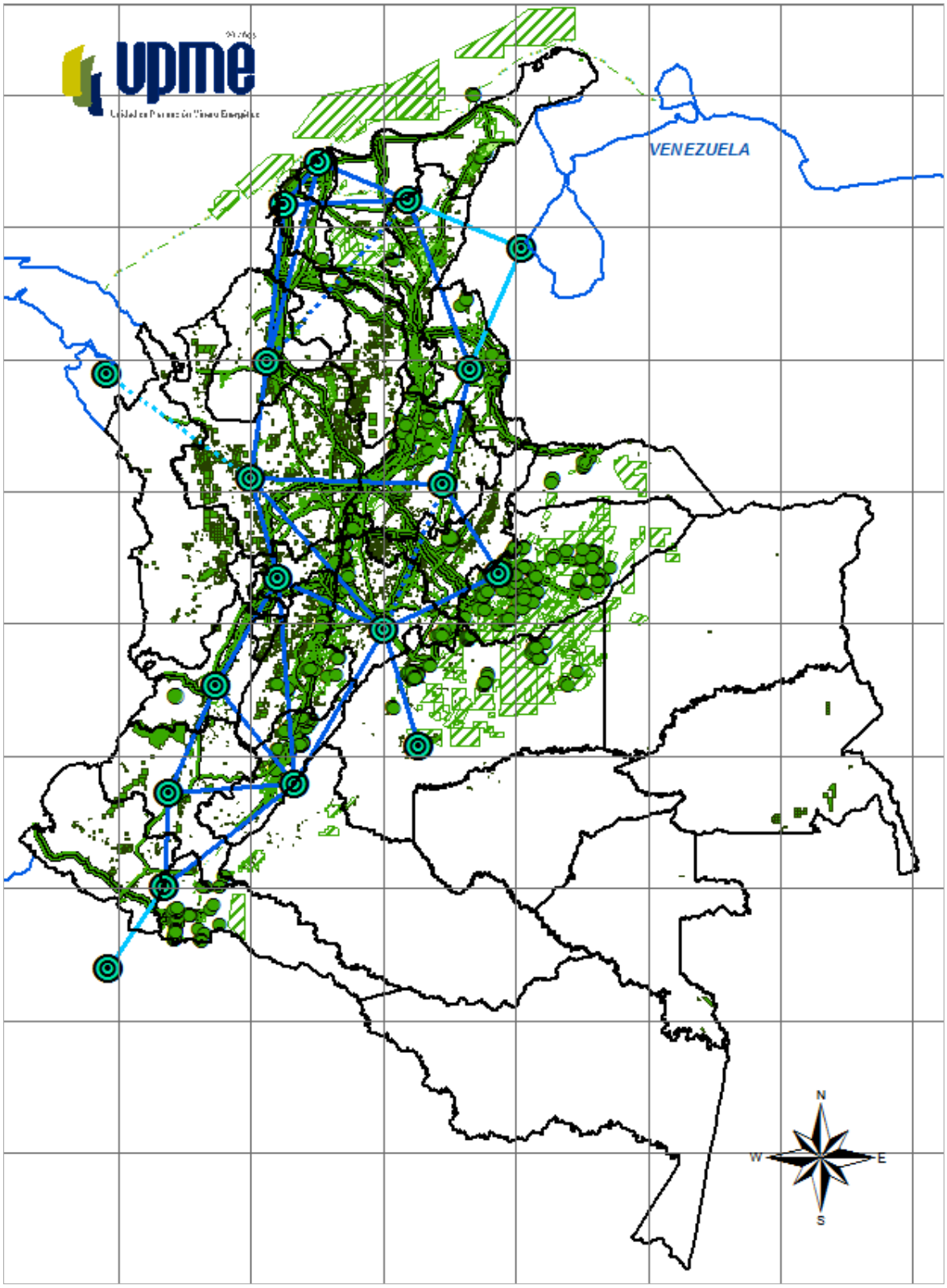
Gráfica 4-71: Mapa de áreas de moderada sensibilidad – Riesgo 4.



Fuente de tabla: UPME

RIESGO 5. MAPA DE AREAS DE BAJA SENSIBILIDAD (De infraestructura y amenazas)

Gráfica 4-72: Mpara de áreas de baja sensibilidad – Riesgo 5.



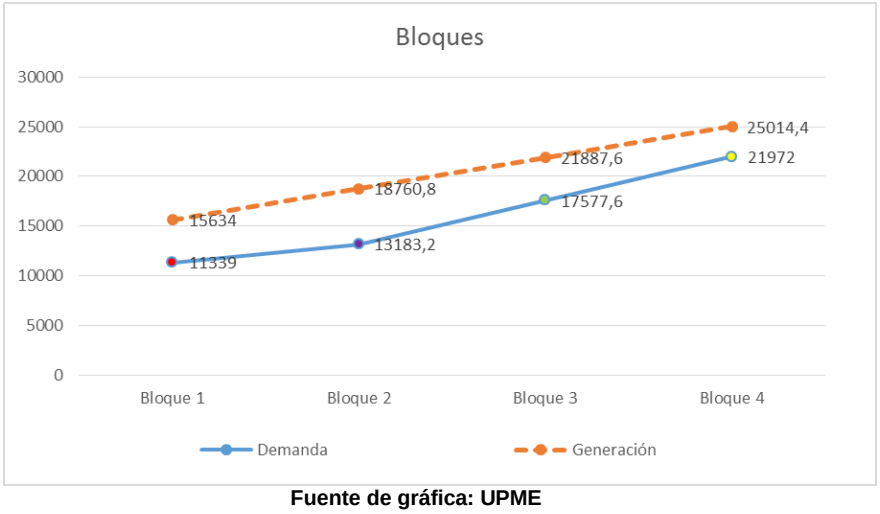
Fuente de tabla: UPME

Para dar atributos a los diferentes corredores, se procedió a revisar para cada uno de ellos cual es máximo nivel.

Soluciones encontradas:

Teniendo en cuenta que el modelo realiza una variación de la demanda por escalones de crecimiento, efectuando todas las posibles combinaciones de demanda y generación, y todas las posibles contingencias N-1, entre sub-áreas se encontraron los siguientes valores de demanda en los cuales se evidenció una expansión.

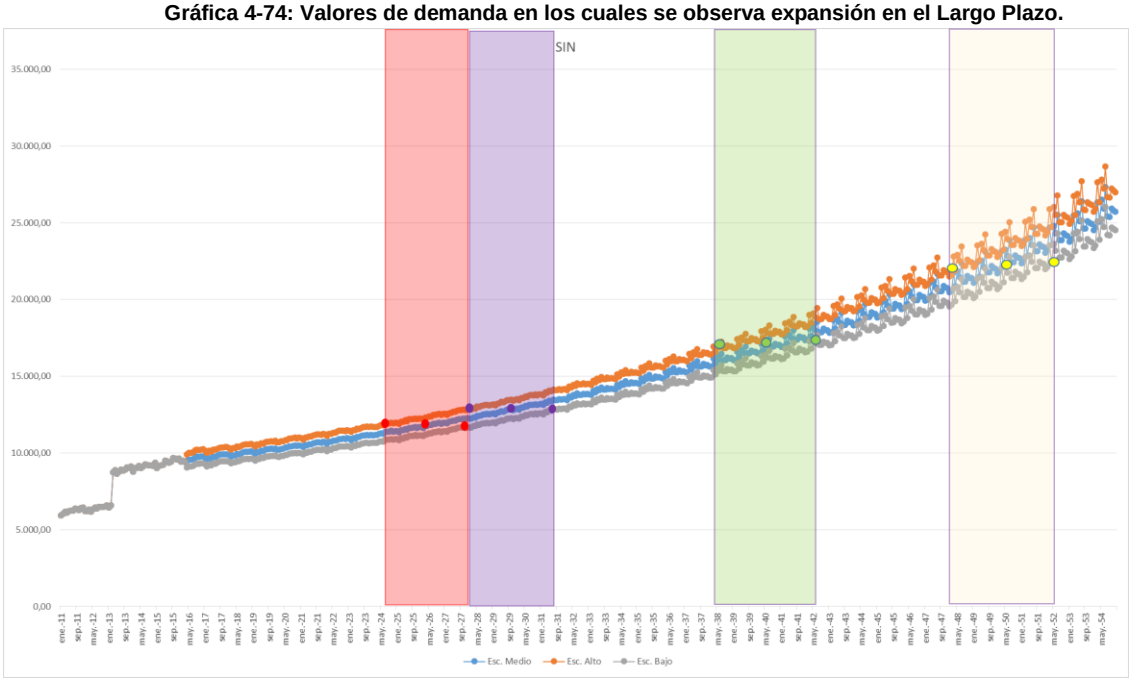
Gráfica 4-73: Escalones de demanda y generación para los cuales se observa expansión en el Largo Plazo.



Fuente de gráfica: UPME

A continuación se presenta para las proyecciones de demanda de junio de 2016, los puntos en los cuales se encontró la necesidad de asegurar corredores entre las diferentes áreas.

Gráfica 4-74: Valores de demanda en los cuales se observa expansión en el Largo Plazo.



Fuente de gráfica: UPME

Como se puede observar en la Gráfica 4-74, se encontraron cuatro bloques de demanda en los cuales es necesario tener una expansión entre áreas en servicio. No obstante lo anterior, dependiendo de cuál de los escenarios de demanda se materialice (alto, medio o bajo), la fecha en la cual se necesita la expansión puede cambiar. A continuación se presentan los bloques de demanda para los cuales es necesario tener una expansión en servicio, junto con la expansión encontrada.

Bloque 1 – 11334 MW de demanda nacional:

Para este bloque de demanda se observó la necesidad de los siguientes corredores:

- Cauca – Valle
- Valle – CQR
- CQR –Bogotá
- Bogotá – Boyacá

los cuales, para las proyecciones de demanda que se decante, deberán estar en servicio entre los años 2024 y 2027, dependiendo de cuál escenario de demanda se materialice (alto, medio o bajo).

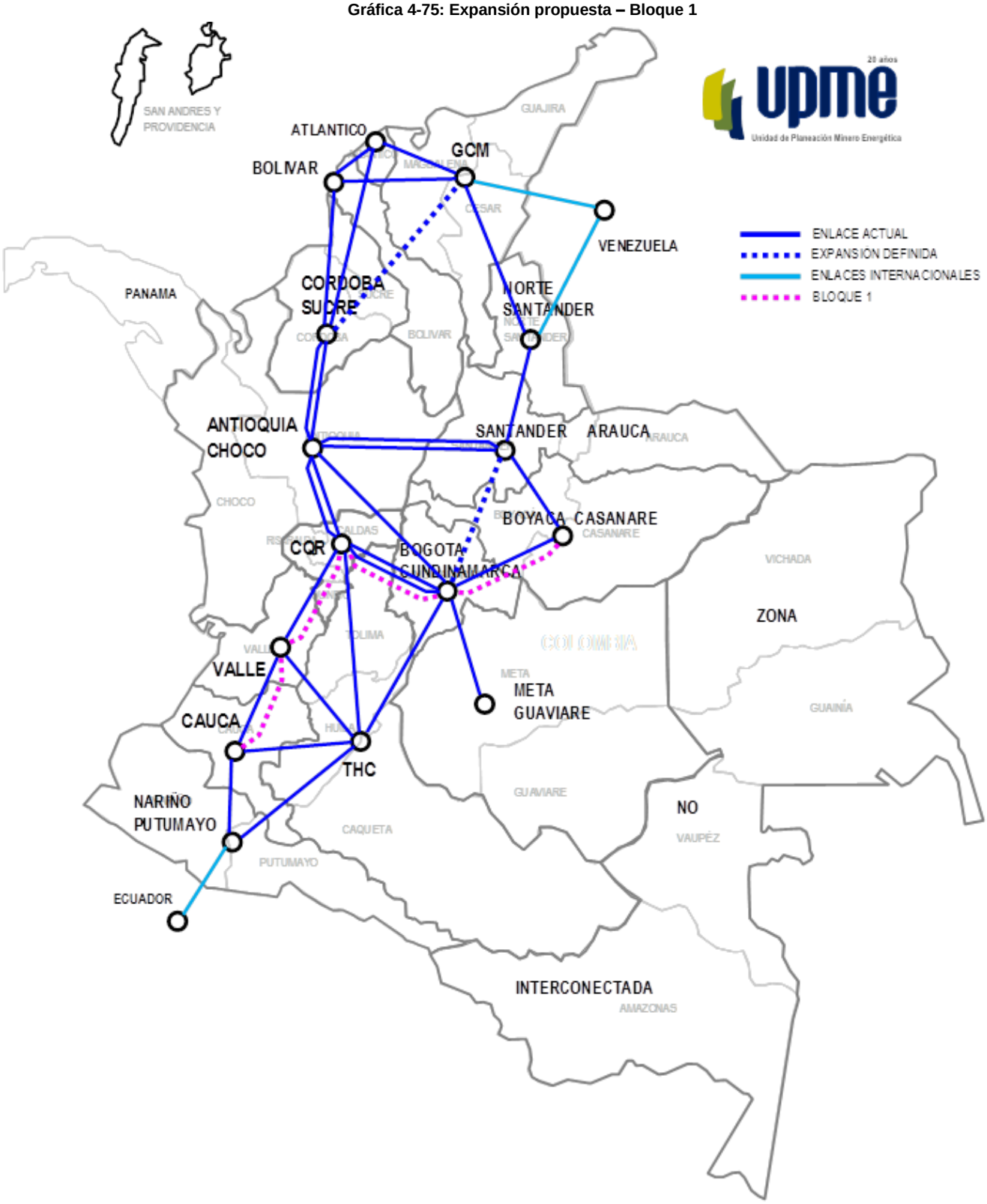
Tabla 4-69: Riesgo de ejecución observado en la expansión propuesta – Bloque 1.

Áreas interconectadas	Riesgo 1	Riesgo 2	Riesgo 3	Riesgo 4	Riesgo 5
Valle-Cauca	0	0	0	**1**	0
CQR-Valle	0	0	**1**	0	0
Bogotá Cundinamarca-CQR	0	0	0	0	**1**
Bogotá Cundinamarca-Boyacá Casanare	0	0	0	0	**1**

Fuente de tabla: UPME

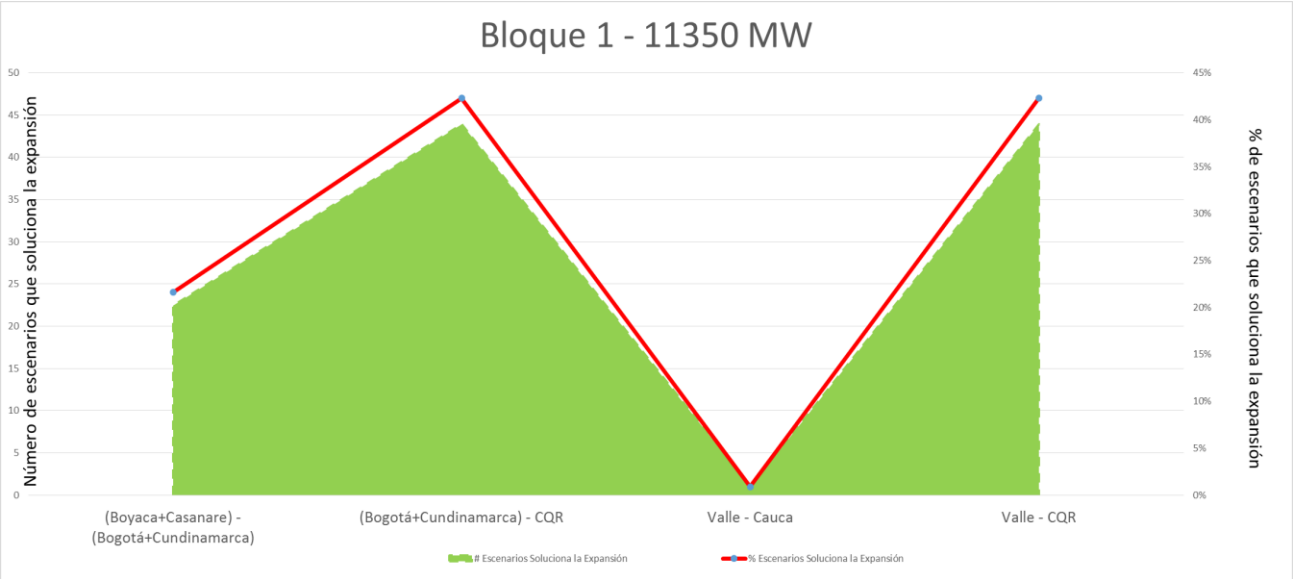
Como se observa en la Tabla 4-69, el modelo identificó cuatro corredores, de los cuales, el que tiene un mayor riesgo de ejecución es el riesgo catalogado como alto.

Gráfica 4-75: Expansión propuesta – Bloque 1



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 4-76: Utilidad de expansión propuesta – Bloque 1.



Fuente de gráfica: UPME

Como se puede observar en la Gráfica 4-76, para todos los escenarios evaluados de demanda, se observa que los proyectos propuestos, que tienen mayor utilidad frente a las condiciones de demanda evaluadas corresponden a los proyectos Valle – CQR y Bogotá – CQR. Se observa que los corredores que encontró el modelo corresponde al reforzamiento entre el área suroccidental y el área Oriental, lo cual ayudará a mejorar las importaciones en el área oriental y potenciará las exportaciones a Ecuador.

Bloque 2 – 13183 MW de demanda nacional:

Para este bloque de demanda se observó la necesidad de los siguientes corredores:

- Atlántico – Bolívar
- GCM – Norte de Santander
- Norte de Santander – Santander
- Santander – Bogotá
- Antioquia – Bogotá
- Antioquia – CQR
- Bogotá – Boyacá
- Bogotá – CQR
- Bogotá – THC
- CQR – Valle
- Valle – Cauca
- THC – Nariño
- Cauca – Nariño

Los cuales, para las proyecciones de demanda que se decante, deberán estar en servicio entre los años 2028 y 2031, dependiendo de cuál escenario de demanda se materialice (alto, medio o bajo).

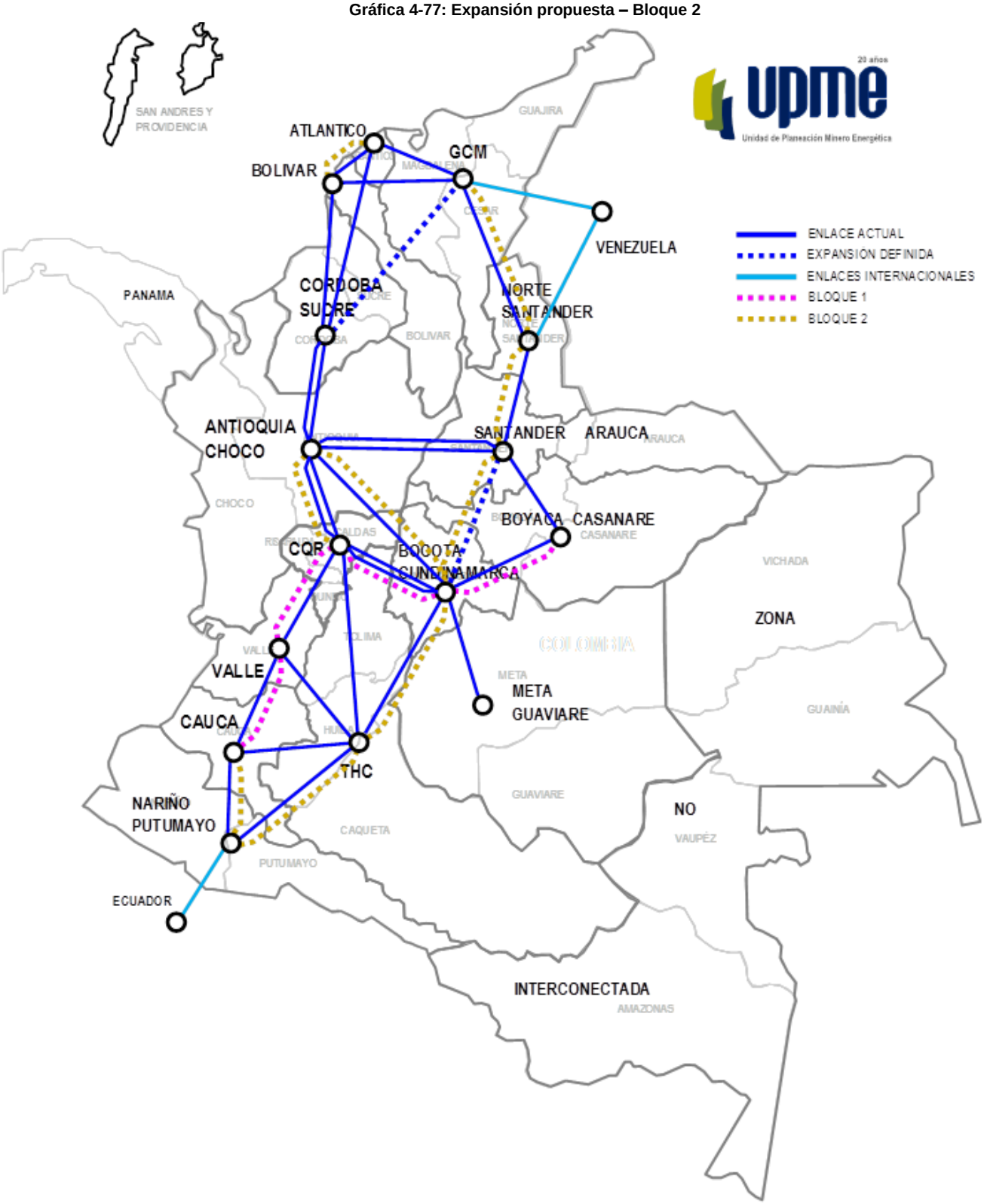
Tabla 4-70: Riesgo de ejecución observado en la expansión propuesta – Bloque 2

Áreas interconectadas	Riesgo 1	Riesgo 2	Riesgo 3	Riesgo 4	Riesgo 5
Atlántico – Bolívar	0	0	0	0	**1**
GCM – Norte de Santander	0	0	0	**1**	0
Norte de Santander – Santander	0	0	0	**1**	0
Santander – Bogotá	0	0	**1**	0	0
Antioquia – Bogotá	0	0	0	**1**	0
Antioquia – CQR	0	0	**1**	0	0
Bogotá – Boyacá	0	0	0	0	**1**
Bogotá – CQR	0	0	0	0	**1**
Bogotá – THC	0	0	**1**	0	0
CQR – Valle	0	0	**1**	0	0
Valle – Cauca	0	0	0	**1**	0
THC – Nariño	0	0	**1**	0	0
Cauca – Nariño	0	0	**1**	0	0

Fuente de tabla: UPME

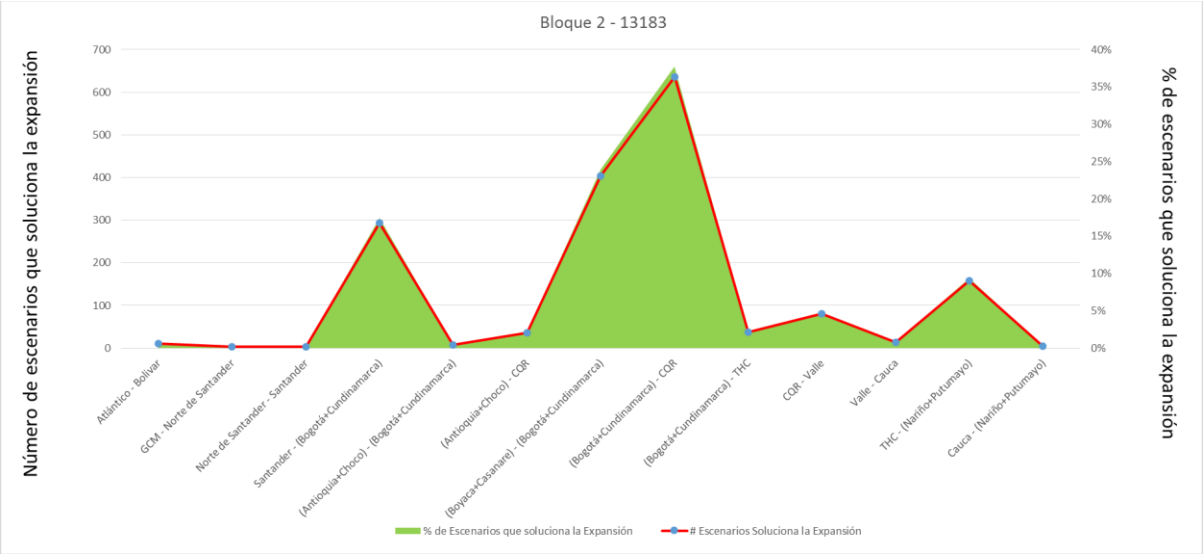
Se observa que para este bloque de demanda, se hace necesario definir corredores que tiene un alto riesgo en su ejecución, por lo cual, deberán ser proyectos que se definan con anterioridad.

Gráfica 4-77: Expansión propuesta – Bloque 2



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 4-78: Utilidad de expansión propuesta – Bloque 2.



Fuente de gráfica: UPME

Para la condición de demanda evaluada, se observa una mayor cantidad de corredores a adicionar, los cuales, adicional al reforzamiento entre Suroccidental y Oriental, se evidencia la necesidad de reforzar los corredores entre Oriental – Santander – Norte de Santander y GCM. Así mismo, en función de la generación en Antioquia, reforzar corredores entre Antioquia y Suroccidente, y Antioquia y Oriental. También, ve la necesidad de reforzar corredor entre Atlántico y Bolívar.

Se ve la necesidad de anillar el sur del País con el área Oriental, potencializando así las exportaciones y/o importaciones con Ecuador.

Bloque 3 – 17577 MW de demanda nacional:

Para este bloque de demanda se observó la necesidad de los siguientes corredores:

- Atlántico – Bolívar
- GCM – Córdoba –Sucre
- GCM – Norte de Santander
- Norte de Santander – Santander
- Santander – Antioquia – Choco
- Santander – Boyacá
- Santander – Bogotá
- Antioquia – Bogotá
- Antioquia – CQR
- Bogotá – Boyacá
- Bogotá – CQR
- Bogotá – THC
- CQR – Valle
- Valle – Cauca
- THC – Nariño
- Cauca – Nariño

Los cuales, para las proyecciones de demanda que se decante, deberán estar en servicio entre los años 2038 y 2042, dependiendo de cuál escenario de demanda se materialice (alto, medio o bajo).

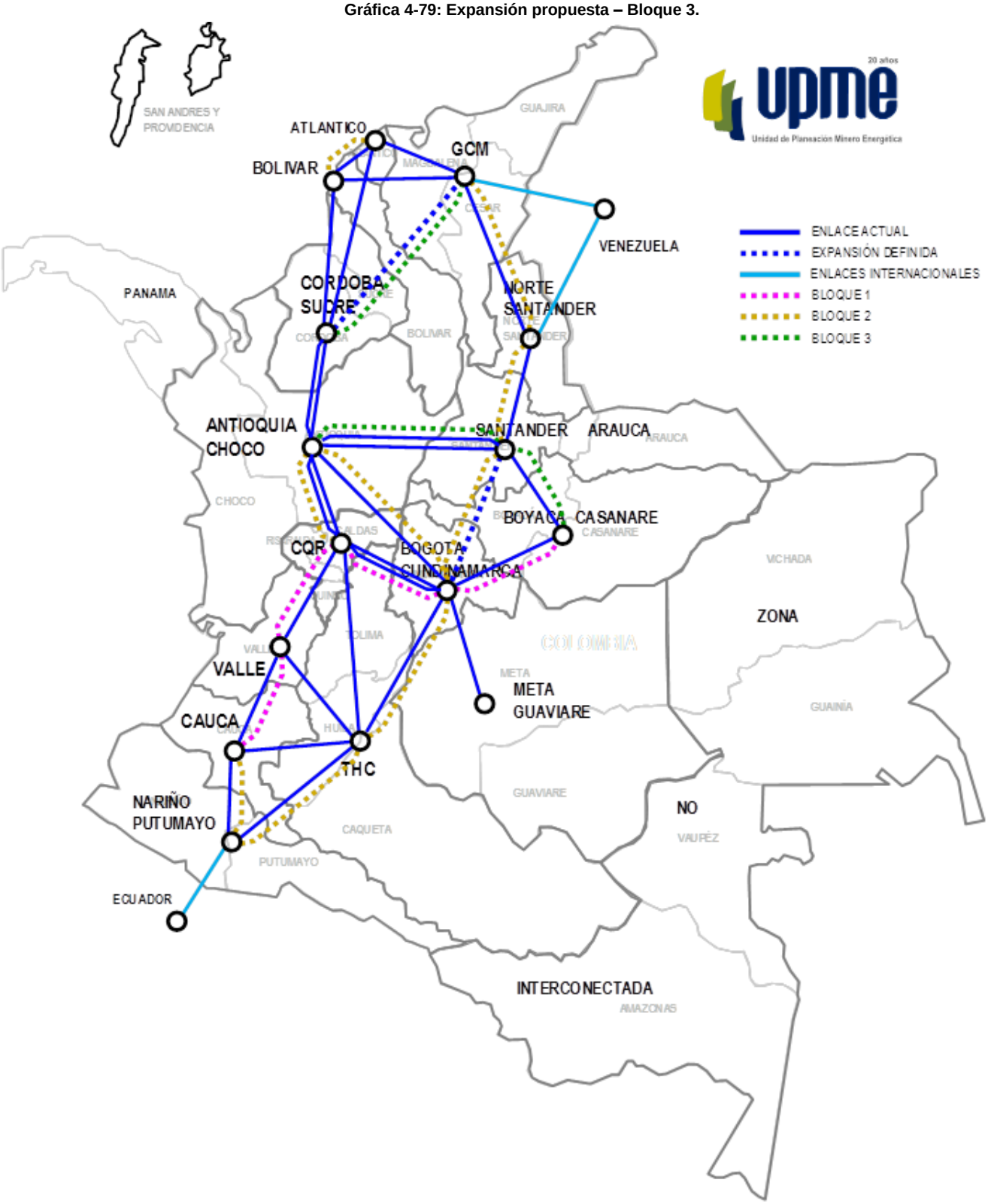
Tabla 4-71: Riesgo de ejecución observado en la expansión propuesta – Bloque 3.

Áreas interconectadas	Riesgo 1	Riesgo 2	Riesgo 3	Riesgo 4	Riesgo 5
Atlántico – Bolívar	0	0	0	0	**1**
GCM – Córdoba –Sucre	0	0	**1**	0	0
GCM – Norte de Santander	0	0	0	**1**	0
Norte de Santander – Santander	0	0	0	**1**	0
Santander – Antioquia – Choco	0	0	0	**1**	0
Santander - Boyacá	0	0	**1**	0	0
Santander – Bogotá	0	0	**1**	0	0
Antioquia – Bogotá	0	0	0	**1**	0
Antioquia – CQR	0	0	**1**	0	0
Bogotá – Boyacá	0	0	0	0	**1**
Bogotá – CQR	0	0	0	0	**1**
Bogotá – THC	0	0	**1**	0	0
CQR – Valle	0	0	**1**	0	0
Valle – Cauca	0	0	0	**1**	0
THC – Nariño	0	0	**1**	0	0
Cauca - Nariño	0	0	**1**	0	0

Fuente de tabla: UPME

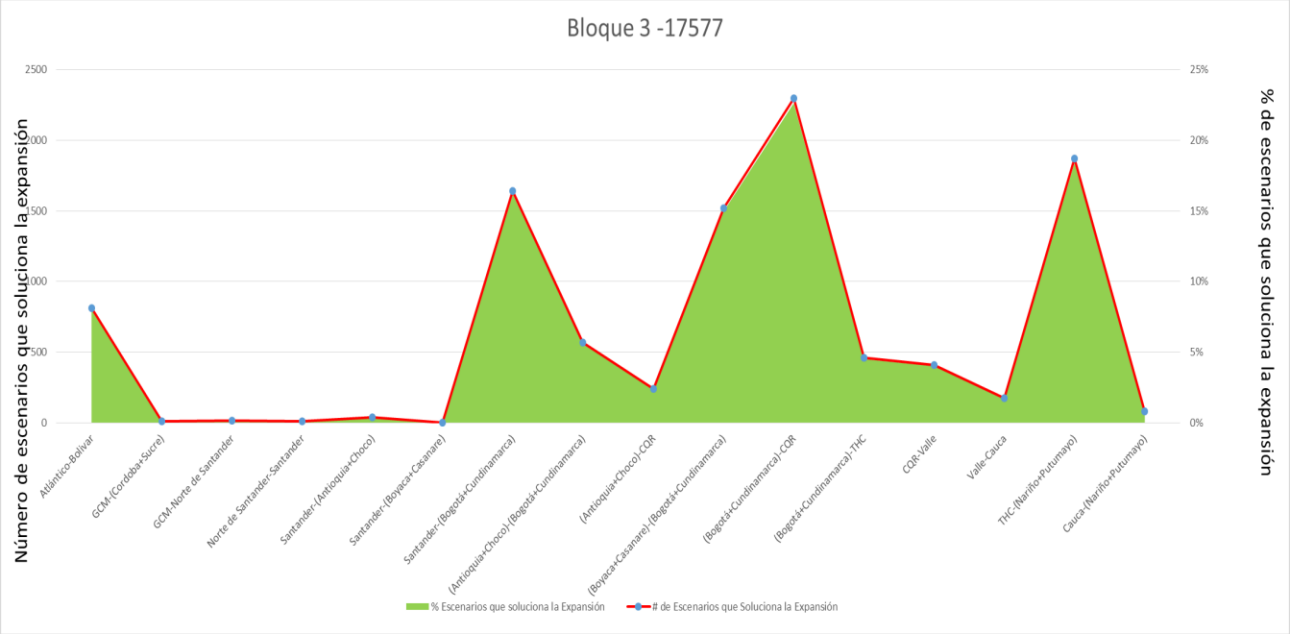
Se observa que para este bloque de demanda, se hace necesario definir corredores que tiene un alto riesgo en su ejecución, por lo cual, deberán ser proyectos que se definan con anterioridad.

Gráfica 4-79: Expansión propuesta – Bloque 3.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 4-80: Utilidad de expansión propuesta – Bloque 3.



Fuente de gráfica: UPME

Para la condición de demanda evaluada, se observa una mayor cantidad de corredores a adicionar, incorporando refuerzos entre Antioquia y Santander, así mismo entre Córdoba – Sucre y GCM.

Bloque 4 – 21972 MW de demanda nacional:

Para este bloque de demanda se observó la necesidad de los siguientes corredores:

- Atlántico – Bolívar
- Atlántico – GCM
- Atlántico – Córdoba – Sucre
- Bolívar – Córdoba – Sucre
- Bolívar – Norte de Santander
- Bolívar – Santander
- GCM – Córdoba – Sucre
- GCM – Norte de Santander
- Antioquia – Córdoba – Sucre
- Norte de Santander – Santander
- Santander – Antioquia
- Santander – Boyacá – Casanare
- Santander – Bogotá
- Antioquia – Bogotá
- Antioquia – CQR
- Bogotá – Boyacá
- Bogotá – CQR
- Bogotá – CQR
- CQR – Valle
- Valle – Cauca

- THC –Nariño
- Cauca – Nariño

Los cuales, para las proyecciones de demanda que se decante, deberán estar en servicio entre los años 2047 y 2052, dependiendo de cuál escenario de demanda se materialice (alto, medio o bajo).

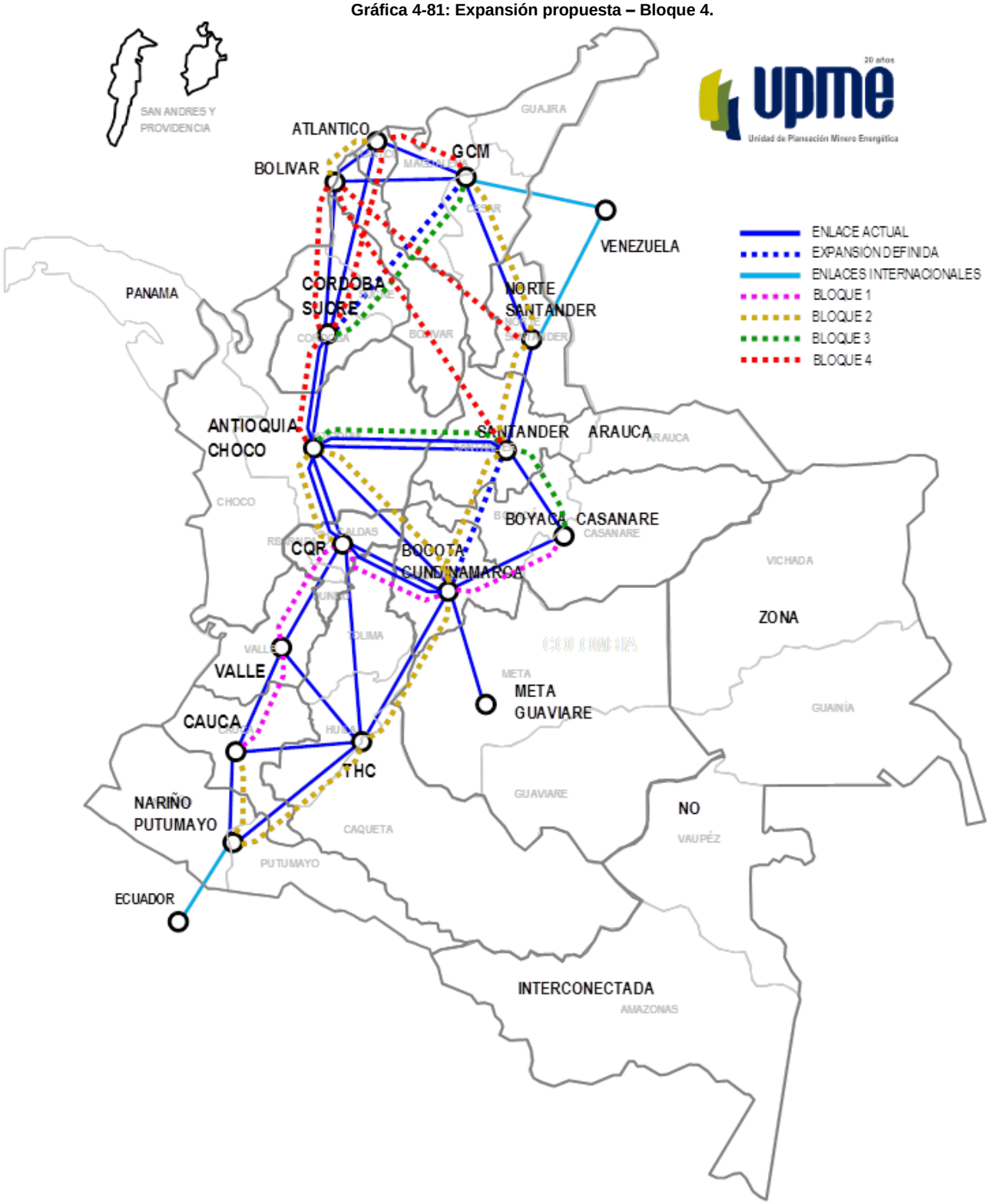
Tabla 4-72: Riesgo de ejecución observado en la expansión propuesta – Bloque 4.

Áreas interconectadas	Riesgo 1	Riesgo 2	Riesgo 3	Riesgo 4	Riesgo 5
Atlántico – Bolívar	0	0	0	0	**1**
Atlántico – GCM	0	0	**1**	0	0
Atlántico – Córdoba –Sucre	0	**1**	0	0	0
Bolívar – Córdoba Sucre	0	**1**	0	0	0
Bolívar – Norte de Santander	0	0	**1**	0	0
Bolívar – Santander	0	0	**1**	0	0
GCM – Córdoba – Sucre	0	0	**1**	0	0
GCM – Norte de Santander	0	0	0	**1**	0
Antioquia – Córdoba – Sucre	0	0	**1**	0	0
Norte de Santander – Santander	0	0	0	**1**	0
Santander – Antioquia	0	0	0	**1**	0
Santander – Boyacá – Casanare	0	0	**1**	0	0
Santander – Bogotá	0	0	**1**	0	0
Antioquia – Bogotá	0	0	0	**1**	0
Antioquia – CQR	0	0	**1**	0	0
Bogotá – Boyacá	0	0	0	0	**1**
Bogotá – CQR	0	0	0	0	**1**
Bogotá – CQR	0	0	0	0	**1**
CQR – Valle	0	0	**1**	0	0
Valle – Cauca	0	0	0	**1**	0
THC –Nariño	0	0	**1**	0	0

Fuente de tabla: UPME

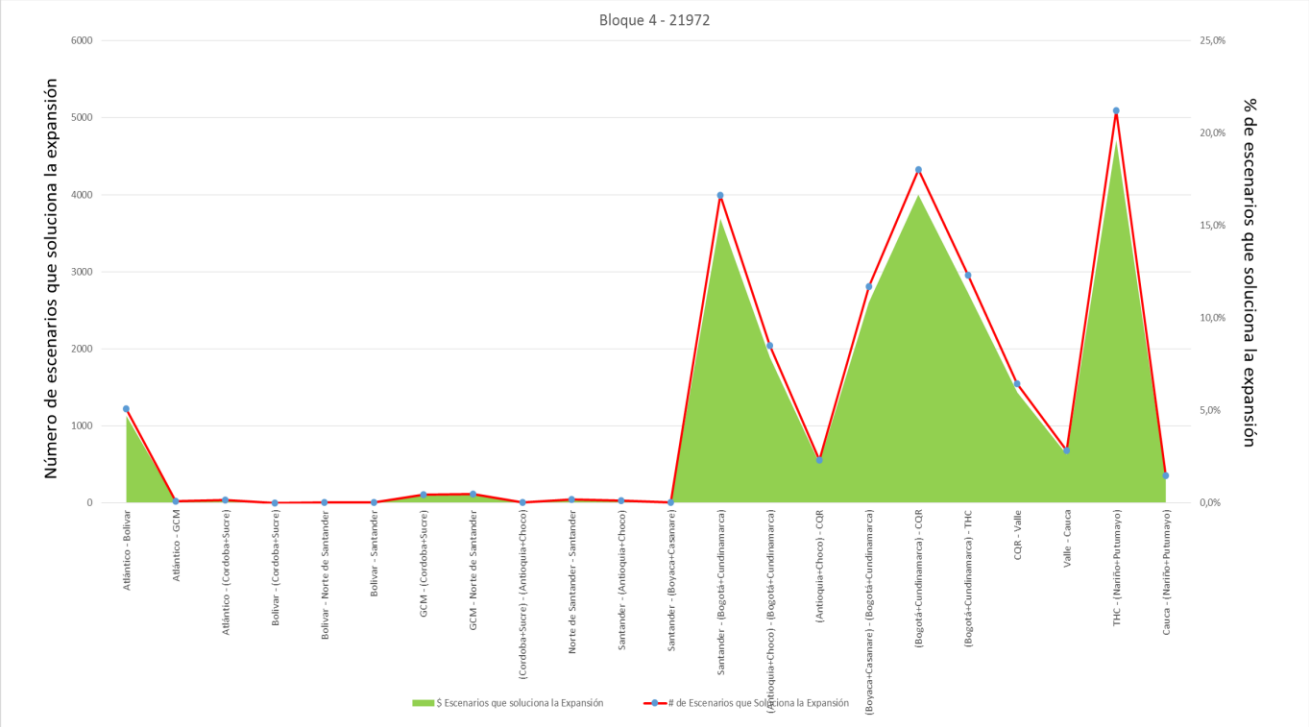
Se observa que para este bloque de demanda, se empiezan a tocar corredores que tienen un Muy Alto Riesgo de ejecución.

Gráfica 4-81: Expansión propuesta – Bloque 4.



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 4-82: Utilidad de expansión propuesta – Bloque 4.



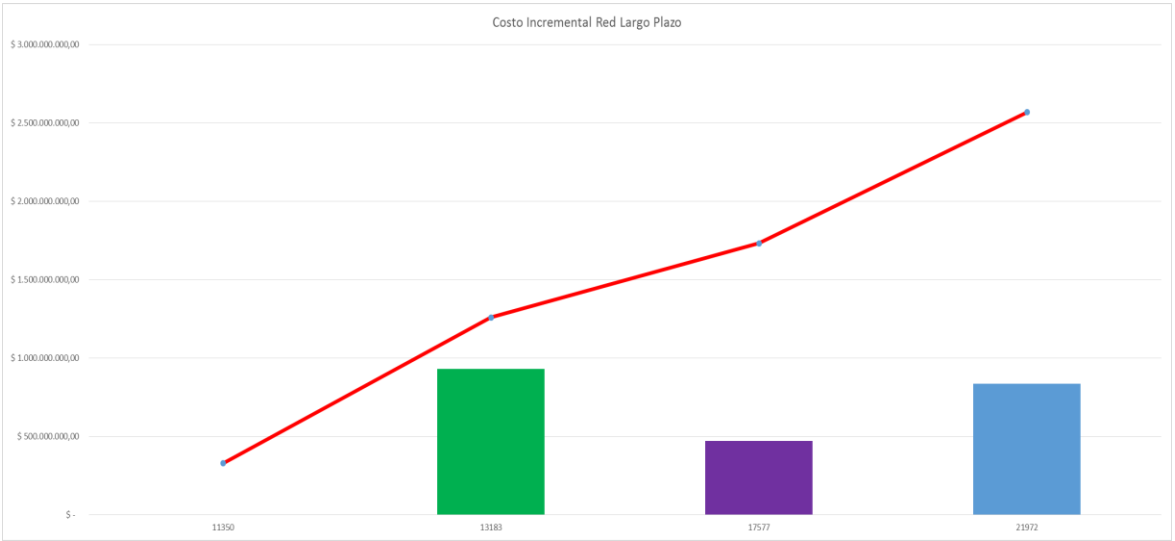
Fuente de gráfica: UPME

Al final del horizonte, se observan refuerzos de casi todas las áreas del país. Se observa que el modelo ve que las nuevas interconexiones y el centro del país, adicional a interconexión con Antioquia, se decanten entre Nordeste y la Costa Caribe.

Costo incremental expansión Largo Plazo:

A continuación se presenta el costo incremental de la expansión necesaria en el largo plazo, en la Gráfica 4-83, considerando costos de la infraestructura para cada uno de los bloques de demanda analizados.

Gráfica 4-83: Costo incremental de la expansión.



Fuente de gráfica: UPME

Se observa que el costo incremental mayor se da para atención de la demanda del bloque de 13183 MW, el cual, corresponde a un costo incremental de 900 Millones de USD. Después de esta inversión en el sistema de transmisión nacional, los costos incrementales son inferiores a los necesarios para este escalón.

Para el año 2050, se deberá incurrir en una inversión de alrededor de 2500 Millones de USD, para poder atender la demanda con criterios de calidad, confiabilidad y seguridad.

4.3.8.4. Conclusiones

- El modelo planteado presenta una visión de largo plazo, considerando las posibles dificultades en la definición de corredores.

- El modelo encontró cuatro bloques de demanda en los cuales debe estar en servicio una expansión aduanal en el sistema.

- Se deben definir las obras, en función de los cronogramas necesarios para cada una de ellas.

4.3.9. Resumen de recomendación STN

4.3.9.1. Obras Santander

- Nueva subestación del STN (Nueva Granada 230 kV), reconfigurando el doble enlace Guatiguará – Sochagota 230 kV en Guatiguará – Nueva Granada 230 kV y Nueva Granada – Sochagota 230 kV y dos transformadores 230/115 kV de 150 MVA.

Fecha de puesta en operación: Diciembre de 2022

- Tercer transforamdor 500/230 kV – 450 MVA en Sogamoso

Fecha de puesta en operación: Noviembre de 2019

4.3.9.2. Obras Casanare – Arauca

- Nueva Subestación Caño Limón II 230/115 kV – 50 MVA. Reconfigura Banadía – Caño Limón 230 kV en Banadía – Caño Limón II (La Paz) – Caño Limón 220 kV – Se considera una extensión de la barra de Caño Limón.
- Nueva Subestación Alcaraván 230/115 kV – 2x180 MVA.
- Nueva línea Alcaraván – San Antonio 230 kV.
- Nueva línea Alcaraván – Banadía 230 kV

Fecha de puesta en operación: Noviembre de 2021

4.4. ANÁLISIS SISTEMAS DE TRASMISIÓN REGIONALES – STR

La unidad, en el marco de la Resolución CREG 024 de 2013, la cual estableció en su Artículo 7:

> *"(…)* ***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 (…)".*

A continuación se presenta para cada una de las áreas operativas las necesidades identificadas, con el fin 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.

4.4.1. Área Caribe – Atlántico

Gráfica 4-84: Área Caribe.

Fuente de gráfica: UPME

Problemáticas identificadas:

El área Atlántico presenta múltiples problemáticas, relacionadas en su mayoría como consecuencia de agotamiento y bajo desarrollo de red a nivel de 110 kV, además del agotamiento de la capacidad de la transformación, lo que conlleva a tener generación de seguridad en el área, generación que debe ser 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.

A continuación se presentan las problemáticas observadas.

Tabla 4-73: Desempeño del sistema en Atlántico.

CONDICIÓN	2017	2023
C.N.O. (Máxima generación en Flores)	Sobrecarga Termoflores - Oasis 110 kV II	Desempeño adecuado
C.N.O. (Sin generación en el STR)	Sobrecarga TRF Tebsa 3 220/110 kV	Desempeño adecuado
N-1 transformador Tebsa 3 214/110 kV 180 MVA (mínima generación STR)	Desatención de demanda por sobrecarga	Desempeño adecuado
N-1 Tebsa – Unión 110 kV (alta generación ingresando en la barra Tebsa 110 kV y baja generación ingresando en las barras de Termoflores 110 kV).	Sobrecarga Tebsa - El Rio 110 kV	Desempeño adecuado
N-1 Tebsa – Unión 110 kV (máxima generación en Flores).	Sobrecarga Oasis – Termoflores II 110 kV	Desempeño adecuado
N-1 Tebsa – Unión 110 kV (sin generación en el STR).	Sobrecargas en la red de 34,5 kV y bajas tensiones en el SDL	Desempeño adecuado
N-1 Tebsa – Cordialidad 110 kV. (Alta generación ingresando en la barra Tebsa 110 kV y baja generación ingresando en las barras de Termoflores 110 kV)	Sobrecarga Tebsa - El Rio 110 kV	Desempeño adecuado
N-1 Tebsa – Veinte de Julio. (Alta generación ingresando en la barra Tebsa 110 kV y baja generación ingresando en las barras de Termoflores 110 kV)	Sobrecarga T Veinte de Julio - Veinte de Julio 110 kV y T Veinte de Julio – Veinte de Julio	Desempeño adecuado
N-1 transformador Tebsa 3 214/110 kV. (Alta generación ingresando en la barra Termoflores I y baja generación ingresando en la barra de Tebsa 110 kV).	Sobrecarga Termoflores II - Oasis 110 kV	Desempeño adecuado
N-1 transformador Tebsa 1, 2 y 3 214/110 kV. (sin generación en el STR).	Sobrecarga de los TRF Tebsa 1, 2, 3 y TRF Flores 1 y 2	Desempeño adecuado
N-1 de Termoflores I – Las Flores 110 kV (Alta generación de Flores)	Sobrecarga Termoflores II - Oasis 110 kV	Desempeño adecuado
N-1 de Termoflores I – Las Flores 110 kV (sin generación en el STR)	Sobrecargas en los transformadores STR/SDL, sobrecargas en el SDL y bajas tensiones en el SDL	Desempeño adecuado
N-1 de Termoflores II – Oasis 110 kV. (Alta generación ingresando a las barras de Termoflores 110 kV)	Sobrecarga Termoflores I - Oasis 110 kV	Desempeño adecuado

CONDICIÓN	2017	2023
N-1 de Termoflores I – Oasis 110 kV. (Alta generación ingresando a las barras de Termoflores 110 kV)	Sobrecarga Termoflores II - Oasis 110 kV	Desempeño adecuado
N-1 de transformador Termoflores 2 220/110 kV. (sin generación en el STR)	Sobrecarga de los TRF Tebsa 1, 2, 3 y TRF Flores 2	Desempeño adecuado
N-1 de transformador Termoflores 2 220/110 kV. (Maxima generación en TEBSA)	Sobrecarga El Rio - Tebsa 110 kV	Desempeño adecuado
N-1 de transformador Termoflores 1 220/110 kV. (sin generación en el STR)	Sobrecarga de los TRF Tebsa 1, 2, 3 y TRF Flores 1	Desempeño adecuado
N-1 de transformador Termoflores 1 220/110 kV. (Maxima generación en TEBSA)	Sobrecarga El Rio - Tebsa 110 kV	Desempeño adecuado
N-1 de transformador Sabanalarga 1 o 2	Sobrecarga de transformador Sabanalarga 2 o 1	Desempeño adecuado

Fuente de tabla: UPME

Conclusiones:

- **Agotamiento en la capacidad de transformación 220/110 kV en Tebsa y Termoflores:** Se observa sobrecargas ante condiciones de falla de uno de los transformadores de Tebsa y Flores 220/110 kV y condiciones de mínimo despacho en Atlántico, lo que impone la necesidad de tener generación de seguridad al interior del área, desoptimizando el despacho y ocasionando posible desatención de la demanda, al no contar con la misma. Actualmente, se tiene definido el proyecto Caracolí, El Río y obras asociadas, como solución a esta problemática, los cuales tienen como fecha oficial de entrada en operación entre el 2016/2018 para Caracolí STN/STR y 2020 para El Río en el STN/STR.

- **Agotamiento en la red de 110 kV de Atlántico:** Se observa agotamiento de la red que puede producir desatención de la demanda y desoptimización del despacho, debido a la generación de seguridad que se debe mantener para poder preservar el sistema ante contingencia simple. Actualmente se tiene definido el proyecto Caracolí y obras asociadas, obras adicionales en el STR de Atlántico, y el proyecto El Río y obras asociadas, para solucionar esta problemática, los cuales tienen como fecha de entrada en operación entre el año 2016 y 2020. Actualmente no existen escenarios seguros para la operación, se espera que con la repotenciación de los circuitos que salen de la subestación TEBSA se logren conseguir algunos escenarios seguros.

- **Agotamiento en la capacidad 220/110 kV Sabanalarga:** Se observa agotamiento de la capacidad del transformador Sabanalarga 220/110 kV y posible desatención de demanda ante contingencia. Con la entrada de los proyectos en el área de Atlántico ya definidos, los cuales permiten el cierre del seccionamiento, se eliminaría esta condición. Antes de la entrada de los proyectos de expansión se presenta riesgo de desatención de la demanda.

- **Alcance de los niveles de corto circuito a los valores de diseño en las subestaciones Tebsa y Termoflores:** Se observa que con la entrada de los proyectos de expansión, los niveles de corto para las subestaciones Tebsa 220 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.**

Lo anterior, de acuerdo con el principio que ningún elemento del sistema puede limitar la operación adecuada del mismo, para el caso de transmisión, el cual está definido mediante la Resolución CREG 011 de 2009, la cual establece que:

> "*(…)* ***Artículo 6. Remuneración de nuevos Activos de Uso que sustituyan a otros:*** *Para la remuneración de un nuevo Activo de Uso que sustituya a otro que se estaba remunerando con una Unidad Constructiva diferente se debe cumplir lo siguiente: i) Que el TN que represente dicho activo presente a la UPME la evaluación técnica y económica que justifica la ampliación o su sustitución; ii) Que la UPME, una vez aplicados los criterios establecidos en la normatividad vigente, recomiende en el Plan de Expansión la ampliación o sustitución de dicho activo; iii) Que el TN solicite a la CREG la inclusión de este activo dentro del inventario de activos remunerados; y iv) Que la CREG expida la Resolución mediante la cual aprueba su remuneración, una vez el activo entre en operación.*
>
> ***Parágrafo:*** *La reposición de los activos es responsabilidad de sus propietarios o de los TN que los representen. Con este propósito el TN deberá presentar a la UPME, dentro de los seis meses siguientes a la entrada en vigencia de esta Resolución, un plan de reposición acorde con un diagnóstico técnico del estado de sus activos, que cubra un periodo de cinco años. En ningún caso el incumplimiento de las normas técnicas establecidas por la autoridad competente o las limitaciones técnicas de equipos o elementos de una Unidad Constructiva podrán limitar la operación adecuada del Sistema y le corresponderá al TN ajustar dicho activo y solicitar a la CREG la reclasificación de la Unidad Constructiva, si fuere el caso. (…)"* Subrayado propio.

- Se observa que con la entrada de los proyectos planteados, para el 2022, se presenta un desempeño adecuado del sistema, eliminando las restricciones del área permitiendo una mayor flexibilidad en la operación de los recursos.

- Se hace necesario adelantar todas las medidas para reducir el riesgo de desatención de la demanda. Una de ellas corresponde a la posibilidad de uso de baterías, elementos analizados en el Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2015 – 2029. Sin embargo, se está a la espera de la reglamentación de este elemento para su implementación.

Proyectos presentados, aprobados al Operador de Red y en proceso de convocatoria y/o ejecutados directamente:

Año 2016/2022

- Reemplazo del transformador Tebsa 220/110 kV de 180 MVA por un transformador de 100 MVA, quedando tres transformadores de igual capacidad de 100 MVA.
- Traslado de la generación de Termobarranquilla a la barra a 220 kV de la S/E Tebsa (conectada actualmente a 110 kV), utilizando el transformador de 180 MVA de la S/E Tebsa, el cual tendrá conectada también demanda regulada, por lo cual seguirá siendo de Uso.
- Nueva S/E Caracolí, con dos transformadores 220/110 kV de 150 MVA.
- Apertura de los circuitos Silencio – Cordialidad 110 kV y Silencio – Veinte de Julio 110 kV (A1), nuevo doble circuito Caracolí hasta el punto de apertura A1, quedando doble circuito Caracolí – Silencio 110 kV.

- Normalización de la T de Veinte de Julio 110 kV, construyendo aproximadamente 500 m de línea para la segunda línea Veinte de Julio – Tebsa 110 kV.
- Con el tramo sobrante de Silencio – Veinte de Julio 110 kV y las líneas TVeinte de Julio – Veinte de Julio 110 kV y TVeinte de Julio – Malambo 110 kV, se crean las líneas Cordialidad – Caracolí 110 kV y Caracolí – Malambo 110 kV.
- Nuevo transformador en paralelo 220/110/13.8 kV de 100 MVA en Nueva Barranquilla.
- Nuevo doble circuito subterráneo a 110 kV (4 km) desde Barranquilla hasta S/E Norte 110 kV.
- Subestación Norte 110 kV.
- Nueva línea Tebsa – Unión 110 kV y línea Unión – El Río 110 kV.
- Nueva S/E Magdalena 110 kV y reconfiguración de la línea Unión – El Río 110 kV en Magdalena – Unión 110 kV y Magdalena – El Río 110 kV.
- Reconfiguración de los circuitos El Río – Oasis 110 kV y Termoflores – Oasis 110 kV (aérea) en El Río – Las Flores 110 kV.
- Segunda línea Termoflores – Las Flores 110 kV.
- Nuevo circuito (segundo circuito) subterráneo Termoflores – Oasis 110 kV.
- Apertura del circuito Termoflores – Centro 110 kV en Termoflores – Estadio y Estadio – Centro 110 kV.
- Construcción de un doble circuito de 1 km de longitud desde el punto de apertura del enlace Termoflores – Centro 110 kV hasta la subestación Estadio 110 kV.
- Nueva subestación Estadio 110 kV.
- Nuevo circuito (segundo circuito) Malambo – Caracolí 110 kV.
- Proyecto El Río STN/STR.

Medidas de mitigación:

- Uso de Baterías en el STR/SDL Atlántico.
- Repotenciación circuitos salida de Tebsa (Tebsa – El Río 110 kV, Tebsa – Unión 110 kV, Tebsa – Cordialidad 110 kV, Tebsa – Veinte de Julio 110 kV y Tebsa – TVeinte de Julio 110 kV).

4.4.2. Área Caribe – Bolívar

Problemáticas identificadas:

El área Bolívar presenta diferentes problemáticas, relacionadas en su mayoría como consecuencia de agotamiento de red a nivel de 66 kV y agotamiento de transformación STN/STR.

A continuación se presentan 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.

Tabla 4-74: Desempeño del sistema en Bolívar.

CONDICIÓN	2017 Max despacho en el STR y sin expansión	2023 Max despacho STR y con expansión definida
C.N.O.	TRF Bosque > **80%** Bocagrande - Cartagena 66 kV > **85%** Ternera – Villa Estrella 66 kV > **85%**	TRF Bosque < 50% Cartagena - La Marina 66 kV < 45% Bocagrande - La Marina 66 kV < 35% Bosque - Chambacú 66 kV < 65% Ternera – Villa Estrella 66 kV < 30%
(N - 1) Ternera - Zaragocilla 66 kV	Cartagena - Zaragocilla 66 kV > **100%** Bocagrande - Cartagena 66 kV > 70%	Cartagena - Zaragocilla 66 kV > **105%** Bosque - Chambacú 66 kV > 65%
(N - 1) Cartagena - Zaragocilla 66 kV	Ternera - Zaragocilla 66 kV > **100%** Bocagrande - Cartagena 66 kV > **105%** Proeléctrica - Membrillal > 75%	Ternera - Zaragocilla 66 kV > **105%** Proeléctrica - Membrillal 66 kV > 70%
(N - 1) Bosque - Bocagrande kV	Bocagrande - Cartagena 66 kV > **100%** Proeléctrica - Membrillal > 55% Cartagena - Zaragocilla 66 kV > 55%	Bosque - Chambacú 66 kV > **80%** Bosque - La Marina 66 kV > 65% Bocagrande - La Marina 66 kV > 75%
(N - 1) Cartagena - Bocagrande 66 kV	Bosque - Bocagrande 66 kV > 75% Proeléctrica - Membrillal > 75%	
(N - 1) Bosque - Chambacú 66 kV	Bosque - Chambacú > **110%** Cartagena - Bocagrande > **85%**	Bosque - La Marina 66 kV > 75% Bosque - Bocagrande 66 kV > 75%
(N - 1) Bocagrande - La Marina 66 kV		Bosque - Bocagrande 66 kV > **80%**

Fuente de tabla: UPME

Conclusiones:

- **Agotamiento en la capacidad de transformación 220/66 kV:** Se observa el agotamiento de la transformación STN/STR, se hace necesario la entrada de los proyecto relacionados con el segundo y tercer transformador en Bosque y el nuevo punto de conexión STN/STR en Bolívar.

- **Agotamiento de la red a 66 kV:** Es evidente del agotamiento de la red de 66 kV, se presentan sobrecarga 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.

Proyectos presentados, aprobados al Operador de Red y/o en proceso de convocatoria:

Años 2016/2018

- Segundo y tercer transformador en Bosque 220/66 kV – 150 MVA.
- Compensación en el Carmen 66 kV de 15 MVAr (22,6 MVAr netos).
- Repotenciación enlaces Bocagrande – Cartagena 66 kV y Bocagrande – Bosque 66 kV.
- Nuevo punto de conexión STN en Bolívar y obras asociadas (Bolívar 220 kV).
- Subestación la Marina 66 kV.

4.4.3. Área Caribe – Chinú

Problemáticas identificadas:

La sub-área Chinú presenta diferentes problemáticas, relacionadas en su mayoría como consecuencia de 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.

Tabla 4-75: Desempeño del sistema en Chinú.

CONDICIÓN	2017 Considerando máximo despacho Urra y en servicio segundo circuito Chinú – Boston – con repotenciaciones	2023 Considerando máximo despacho Urra y en servicio segundo circuito Chinú – Boston, proyecto STN/STR Toluviejo, STN/STR Montería, Cerete y compensación El Carmen
C.N.O	TRF Chinú 500/110 kV > 85% Chinú - Boston 110 kV < 55% El Carmen 110 kV < 0.95 TRF Urrá 230/110 > 85% T. Alta - Urrá 110 kV > 80%	TRF Chinú 500/110 kV < 80% Chinú - Boston 110 kV < 40% El Carmen 110 kV < 0.95 TRF Urrá 230/110 < 65% T. Alta - Urrá 110 kV < 60%
(N - 1) TRF Chinú 500/110 kV	TRF Chinú 500/110 kV > 120% Chinú - Boston 110 kV < 55%	TRF Chinú 500/110 kV > 95% Chinú - Boston 110 kV < 40%
(N - 1) Chinú - Boston 110 kV	Chinú - Boston 110 kV > 90%	Chinú - Boston 110 kV < 65%
(N - 1) Boston - Sierra Flor 110 kV	Colapso por bajas tensiones en Sierra Flor, Toluviejo, El Carmen y Zambrano	Sierra Flor 110 kV > 0.95
(N - 1) Chinú - Coveñas 110 kV	Chinú - Boston 110 kV > 70% Boston - Sierra Flor 110 kV > 75% Sierra Flor - Toluviejo 110 kV > 75%	Chinú - Boston 110 kV < 50% Boston - Sierra Flor 110 kV < 35% Sierra Flor - Toluviejo 110 kV < 30%
(N - 1) TRF Cerromatoso 500/230 kV	Rio Sinú - T Alta 110 kV > 100% T. Alta - Urrá 110 kV > 115% TRF Urrá 230/110 > 120%	T. Alta - Urrá 110 kV > 90% TRF Urrá 230/110 > 95%
(N - 1) Chinú - Montería 110 kV	Altas cargabilidades en el corredor Rio Sinú - T. Alta - Urrá y bajas tensiones en las S/E's Montería y Rio Sinú	N/A
(N - 1) Rio Sinú - T.Alta 110 kV	Chinú - Montería 110 kV > 120% Montería - Rio Sinú 110 kV > 75% S/E's Rio Sinú y Montería < 0.90	Desempeño adecuado
(N - 1) T.Alta - Urrá 110 kV	Colapso por bajas tensiones	Desempeño adecuado
(N-1) TRF Urra 230/110 kV	Colapso por bajas tensiones	Desempeño adecuado

Fuente de tabla: UPME

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, por lo cual, **se**

solicita al OR un proyecto para eliminar esta condición. Se propone un cuarto transformador 500/110 kV – 150 MVA.

- **Bajas tensiones:** Se observan bajas tensiones en Montería y Rio Sinú 110 kV en estado normal de operación y ante contingencias, lo que puede producir desatención de demanda y limitación para atender nuevas demandas. Para solucionar esta problemática, se definió a nivel del STN el proyecto Montería STN/STR, Toluviejo STN/STR, compensación en Montería 110 kV, los cuales tienen como fecha de entrada en operación entre 2016 y 2020.

- **Sobrecargas elementos en 110 kV:** Ante contingencia, se sobrecargan elementos de 110 kV y se producen bajas tensiones, para eliminar lo anterior, en el Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2015 – 2029 se definió el proyecto Toluviejo y obras asociadas, además de la repotenciaciones a nivel del STR.

Proyectos presentados, aprobados al Operador de Red y/o en proceso de convocatoria:

Años 2016/2020

- Segundo circuito Chinú – Boston 110 kV – Ejecutado por ELECTRICARIBE.
- Compensación en Montería de 20 MVAr (32,4 MVAr netos).
- Conexión al STN en nueva subestación Montería 220 kV.
- Subestación Cereté 110 kV.
- Proyecto Toluviejo STN/STR y obras asociadas.

4.4.4. Área Caribe – Cerromatoso

Problemáticas identificadas:

El sub-área Cerromatoso presenta diferentes problemáticas, relacionadas en su mayoría como consecuencia de agotamiento de la capacidad de la transformación, lo que podría conducir a tener demanda no atendida.

A continuación se presentan 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.

Tabla 4-76: Desempeño del sistema en Cerromatoso.

CONDICIÓN	2017	2023
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 desoptimización del despacho, debido a las necesidades de generaciones de seguridad al interior de la sub-área. Por lo anterior, **se solicita al OR presentar un proyecto para mitigar esta condición, tal como un cuarto transformado en Cerromatoso 500/110 kV – 150 MVA.**

4.4.5. Área Caribe – Guajira – Cesar – Magdalena

Problemáticas identificadas:

El sub-área GCM presenta diferentes problemáticas, relacionadas en su mayoría como consecuencia de agotamiento de la capacidad de la 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.

A continuación se presentan 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.

Tabla 4-77: Desempeño del sistema en Guajira – Cesar – Magdalena.

CONDICIÓN	2017	2023
C.N.O.	Sobrecarga transformador Valledupar 220/34.5 kV. Bajas tensiones en las subestaciones El Banco 110 kV y La Jagua 110 kV*.	Desempeño adecuado
N-1 Santa Marta – Gaira 110 kV.	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
N-1 transformador Cuestecitas 1 220/110 kV 100 MVA.	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
N-1 transformador Santamarta 1 220/110 kV 100 MVA.	Desempeño adecuado	Sobrecarga transformadores quedan en servicio
N-1 transformador Valledupar 1 220/110 kV	Sobrecarga transformador Valledupar 220/110 kV	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 220/110 kV definido, ni el tercer transformador 220/34.5 kV.

Fuente de tabla: UPME

Conclusiones:

- **Agotamiento de la capacidad de transformación:** Antes de la entrada del segundo transformador 220/110 kV o el tercer transformador 220/34,5 kV en Valledupar, en condiciones normales de operación se presenta sobrecarga de los mismos. Lo anterior se agrava frente a la contingencia de uno de los transformadores con relación al primero. Con relación al primero (transformador 220/110 kV), se definió el segundo transformador 220/110 kV, y para segundo, se definió el proyecto del tercer transformador 220/34.5 kV, además del proyecto San Juan STN/STR y obras asociadas.

  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.**

- **Demanda no atendida ante falla de transformador Copey 220/110 kV y Valledupar 220/110 kV:** Ante la falla del transformador Copey 220/110 kV o Valledupar 220/110 kV se producirá demanda no atendida correspondiente a la radial que es alimentada por cada uno de estos transformadores. El Operador de Red presentó la conectividad de las subestaciones La Jagua 110 kV, La Loma 110 kV, El Paso 110 kV al

nuevo punto de conexión en 500 kV en la Loma, además, ya se tiene aprobado el segundo transformador Valledupar 220/110 kV y del nuevo punto de conexión STN/STR en San Juan.

Proyectos presentados, aprobados al Operador de Red y en proceso de convocatoria o en ejecución:

Años 2016/2020

- Segundo transformador en Valledupar 220/110 kV – 100 MVA
- Compensación en Banco de 12 MVAr – (Efectivos 17.5 MVAr).
- Nueva Subestación la Loma 110 kV.
- Conexión al STN en nueva subestación Rio Córdoba 220 kV.
- Conexión STN en nueva subestación La Loma 110 kV.
- Compensación en Riohacha y Maicao de 15 MVAr cada uno.
- Tercer transformado 220/110 kV – 100 MVA, además de aumentar la capacidad de transformación de 60 MVA a 100 MVA en el transformador 220/110 kV en Cuestecitas.
- Proyecto Riohacha – Maicao (segundo circuito entre Cuestecitas y Riohacha y cierre del anillo entre Riohacha y Maicao 110 kV).
- Compensaciones en Riohacha y Maicao.
- Interconexión El Paso – La Loma 110 kV.

4.4.6. Área Nordeste – Santander

Gráfica 4-85: Área Nordeste.

Fuente de gráfica: UPME

Problemáticas identificadas:

En esta área se presentan diferentes problemáticas, relacionadas 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.

Tabla 4-78: Desempeño del sistema en Santander.

CONDICIÓN	2017 Considerando TRF provisional y obras asociadas en Barranca, Palenque y obras asociadas, ampliación de la transformación en Bucaramanga	2023 obras asociadas en Barranca (cambio de configuración y ampliación de la capacidad de transformación), Palenque y obras asociadas, ampliación de la transformación en Bucaramanga
C.N.O.	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
N - 1 Barranca 1 220/115 kV	Barranca 2 220/115 kV > 80 %	Desempeño Adecuado
N - 1 Barranca 2 220/115 kV	Barranca 1 220/115 kV > 80 %	Desempeño Adecuado
N - 1 Barranca (Provisional) 220/115 kV	Barranca 2 220/115 kV > 60 % Barranca 1 220/115 kV > 70 %	No Aplica
N - 1 Barranca - San Silvestre 115 kV (Provisional)	Barranca 2 220/115 kV > 60 % Barranca 1 220/115 kV > 70 %	Desempeño Adecuado
N - 1 Bmanga - Real Minas 1 115 kV	Palenque - Real Minas 1 115 kV > 60 %	Desempeño Adecuado
N - 1 Barranca - Lizama 115 kV	Barranca (Provisional) 220/115 kV > 60 % Barranca - San Silvestre 115 kV (P) > 60 %	Barranca - San Silvestre 1 115 kV > 80 %
N - 1 Palenque - Real Minas 1 115 kV	Bmanga - Real Minas 1 115 kV > 60 %	Desempeño Adecuado
N - 1 Palenque 1 230 kV/115 kV	Barranca 2 220/115 kV > 60 % Barranca 2 220/115 kV > 60 %	Desempeño Adecuado
N - 1 Piedecuesta 230 kV/115 kV	Palenque - Real Minas 1 115 kV > 60 % Bmanga - TBucFlorida 1 115 kV > 60 %	Desempeño Adecuado

Fuente de tabla: UPME

- **Agotamiento de la capacidad de transformación 230/115 kV y de la red del STR:** Las obras propuestas y en ejecución eliminan el agotamiento de la transformación STN/STR, por lo cual se le solicita al OR, que implemente todas las medidas para que las mismas estén en servicio en el menor tiempo posible, así como el desarrollo a nivel del STR.

4.4.7. Área Nordeste – Norte de Santander

Problemáticas identificadas:

Actualmente el Norte de Santander presenta diferentes problemáticas, relacionadas en su mayoría al agotamiento de la capacidad de la transformación y agotamiento de red del Sistema de Transmisión Regional, lo cual podría conducir a tener demanda no atendida.

A continuación se presentan cada una de las problemáticas observadas y los impactos que estas tienen en el sistema.

Tabla 4-79: Desempeño del sistema en Norte de Santander.

CONDICIÓN	2017	2023
C.N.O.	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado Ínsula – Zulia > 90%
N-1 de transformador Ocaña 230/115 kV	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
N-1 de transformador San Mateo 230/115 kV	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
N-1 de transformador Belen230/115 kV	Ínsula – San Mateo > 120%	Ínsula – San Mateo > 120% Ínsula – Zulia >100%

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, Ocaña y San Mateo, y sobrecargas que ocasionan bajas tensiones. Ante contingencia sencilla de alguno de estos transformadores y mínima generación en el área. El OR planteó el refuerzo de capacidad de transformación 230/115 kV en la subestación Ocaña 115 kV y en la subestación San Mateo 115 kV para eliminar esta problemática. Se hace una llamado de atención al OR para que implemente dichas obras en el menor tiempo posible.

- **Agotamiento de la red a 115 kV:** También se observa agotamiento de la red a 115 kV, que puede conducir a tener demanda no atendida ante contingencias sencillas. El OR planteo compensación capacitiva en la subestación Tibú 115 kV, Aguachica 115 kV y Ayacucho 115 kV. Se mantiene las sobrecargas de Ínsula – San Mateo 115 kV e Ínsula – Zulia 115 kV, por lo cual, se solicita al OR proponer proyectos para mitigar dicha condición.

Proyectos presentados y aprobados al Operador de Red:

Años 2017/2019

- Segundo transformador en San Mateo 115 kV.
- Compensación en la subestación Tibú 115 kV.
- Dos transformadores adicionales en Ocaña 115 kV.
- Subestación Nueva Aguachica 115 kV.
- Reconfiguración de la línea Ocaña - Aguachica 115 kV.
- Compensación en Aguachica 115 kV.
- Normalización de la subestación Ayacucho 115 kV.
- Compensación en Ayacucho 115 kV.
- Cambio de CT's Línea Ocaña - Aguachica Nueva 115 kV.
- Repotenciación de la línea Belén - La Ínsula 115 kV.
- Repotenciación de la línea Ocaña - Convención 115 kV.

- Línea Aguachica Nueva - Ayacucho 115 kV.
- Repotenciación línea Tibú - Zulia 115 kV.
- Repotenciación línea Convención - Tibú 115 kV

4.4.8. Área Nordeste – Boyacá – Casanare

Problemáticas identificadas:

Para el caso de Boyacá se presenta diferentes problemáticas, relacionadas en su mayoría como consecuencia del agotamiento de la capacidad de la transformación y del agotamiento de la red a 115 kV.

Tabla 4-80: Desempeño del sistema Boyacá – Casanare.

CONDICIÓN	2017	2023
C.N.O.	Bajas tensiones en Chiquinquirá y Barbosa	Desempeño adecuado
N-1 de transformador Paipa 230/115 kV	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
N-1 modo común San Antonio Sochagota	Perdida de la demanda asociada a Boyacá	Desempeño adecuado

Fuente de tabla: UPME

- **Sobrecarga de los transformadores de Paipa 230/115kV ante salida del Transformador paralelo de 180 MVA:** Se observa agotamiento de la capacidad de la transformación 230/115 kV, lo que puede producir colapso del área, demanda no atendida y desoptimización del despacho en Boyacá y Casanare. Para eliminar esta condición se planteó un nuevo punto de conexión STN/STR en Sochagota y en San Antonio.

- **Agotamiento en la red a 115 kV:** Se observan bajas tensiones en Chiquinquirá y Barbosa. El OR planteó el proyecto asociado a Ricaurte 115 kV, el cual, es una nueva subestación con su respectivo transformador, junto con un nuevo circuito en 115 kV Donato – Ricaurte – Chiquinquirá.

En relación a Casanare, en el numeral 4.3.2 de este documento se hace un desarrollo más amplio de la problemática y la solución.

Proyectos presentados y aprobados al Operador de Red:

Años 2016/2018

- Ampliación capacidad transformación en Chivor STN/STR y líneas asociadas.
- Nuevo punto de conexión STN/STR en Sochagota y obras asociadas.
- Nueva subestación Alto Ricaurte 115 kV y las líneas Chiquinquirá – Alto Ricaurte – Donato 115 kV.
- Subestación el Huche 115 kV y obras asociadas.
- Nuevo punto de conexión STN/STR en San Antonio y obras asociadas.

4.4.9. Área Nordeste – Arauca

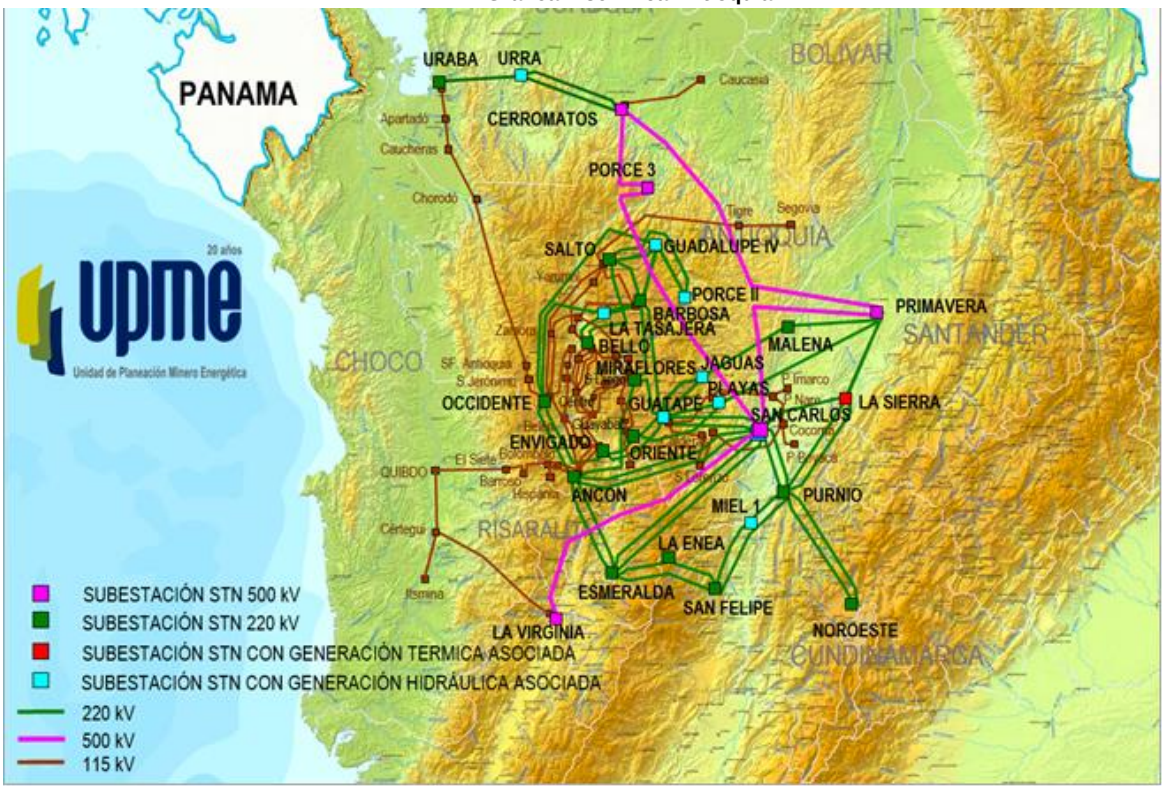
Problemáticas identificadas:

El área atiende su demanda de manera radial. A continuación se presenta la problemática observada.

- **Atención radial de la demanda:** La demanda del área está siendo atendida de manera radial, lo cual puede ocasionar, ante contingencias sencillas que se presente demanda no atendida. En el numeral 4.3.2 del presente documento se desarrolla el análisis con mayor detalle.

4.4.10. Área Antioquia – Antioquia

Gráfica 4-86: Área Antioquia.



Fuente de gráfica: UPME

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 sub-áreas ante contingencia sencillas y probable desatención de demanda ante contingencias en redes del Sistema de Transmisión Regional, 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 4-81: Desempeño del sistema en Antioquia.

CONDICIÓN	2017 Con de la entrada de Bello - Guayabal – Ancón Sur. con la entrada de corredores San Lorenzo – Sonsón La Sierra y obras asociadas	2023 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 220/110 kV	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
(N – 1) TR Salto I 220/110 kV	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
Línea Occidente - Ancón Sur 220 kV Línea Occidente - Katíos 220 kV (2022)	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
Línea Guayabal - Ancón Sur 110 kV	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
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:

- **Sobrecargas de transformadores:** Ante falla de uno de los transformadores en Bello 230/115 kV, se presenta sobrecarga en el transformador en paralelo, lo que genera una limitación en la generación del norte de Antioquia. Actualmente se tiene definido el proyecto Bello – Guayabal – Ancón Sur 230 kV y obras asociadas con fecha de entrada en operación para el 2016, las cuales aliviará la situación mencionada.

- **Sobrecarga de circuitos:** Se observa sobrecarga del enlace Envigado – Guayabal 115 kV en estado normal de operación y contingencia sencilla, que genera limitación de la generación en el norte de Antioquia. El proyecto Bello – Guayabal – Ancón Sur 230 kV y obras asociadas evitará dicha situación.

- **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 220 kV.

- **Atención radial de la demanda con bajas tensiones:** Ante la contingencia del transformador de Urabá 220/110 kV.

Proyectos presentados y aprobados al Operador de Red:

- Yarumal 110 kV.
- Nuevo Punto de conexión en Guayabal 230/110 kV – 360 MVA.
- Subestación Sonsón 110 kV y líneas asociadas.
- Caucasia 110 kV.
- Línea Cerromatoso – Caucasia 110 kV.
- Nuevo punto conexión en La Sierra 230/110 kV.
- La Sierra – Cocorná 110 kV.
- El Salto – Amalfí – La Cruzada 110 kV.
- San Lorenzo 110 kV y obras asociadas.
- Calizas y obras asociadas.
- La Sierra y obras asociadas.

4.4.11. Área Antioquia – Chocó

Problemáticas identificadas:

Esta sub-área presenta diferentes problemáticas, relacionadas con atención radial de la demanda y bajas tensiones en las subestaciones.

Tabla 4-82: Desempeño del sistema en Chocó.

CONDICIÓN	2017	2023
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.

Proyectos presentados y aprobados al Operador de Red:

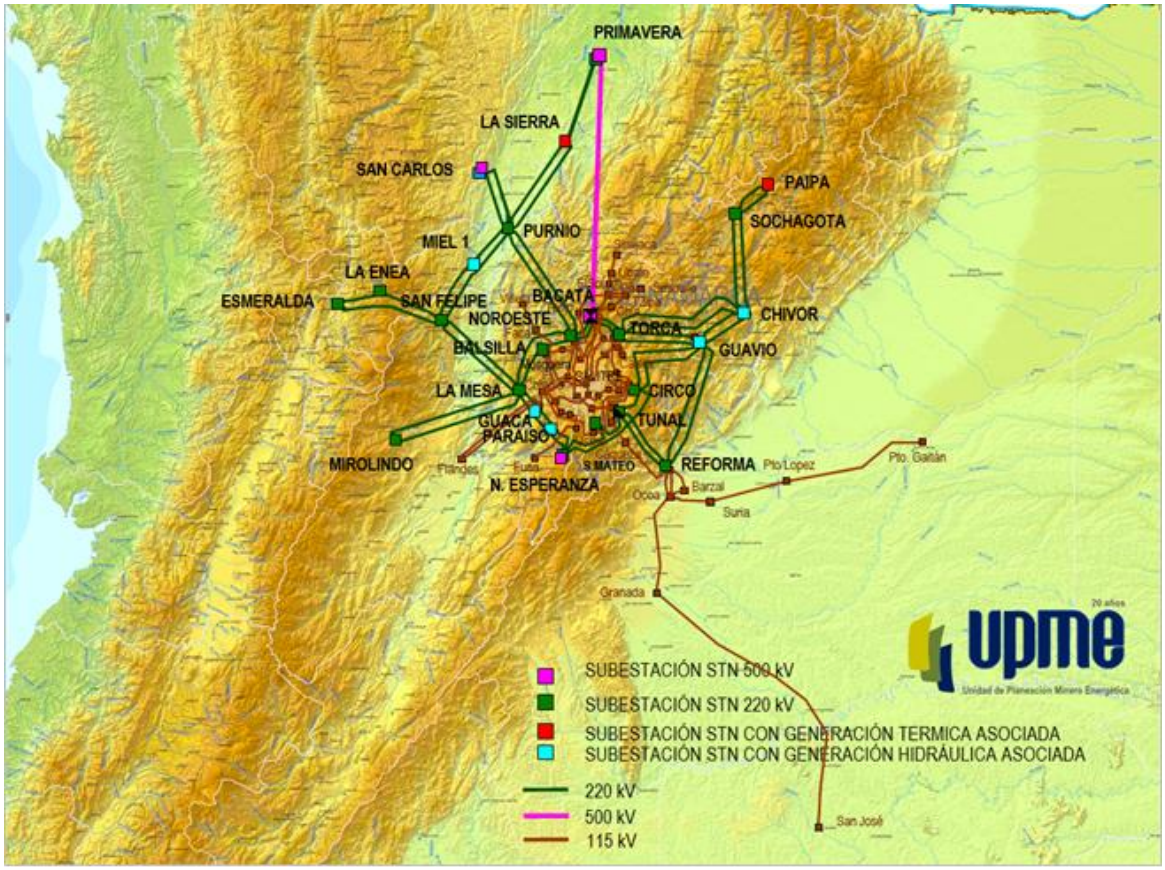
- Nueva subestación El Nuevo Siete 115 kV.
- Seccionamiento del circuito El Siete – Maniobra 115 kV, para conformar el corredor El Siete – El Nuevo Siete – Maniobra 115 kV.

- Reconfiguración del circuito Hispania – Maniobra 115 kV, en el circuito El Nuevo Siete – Maniobra 115 kV.

- Un nuevo punto de conexión al STN en la subestación El Nuevo Siete 230/115 kV con dos transformadores 220/115/13.8 kV de 180 MVA.

4.4.12. Área Oriental – Bogotá

Gráfica 4-87: Área Oriental.



Fuente de tabla: UPME

Problemáticas identificadas:

Se presentan diferentes problemáticas en esta área, relacionadas en su mayoría 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 4-83: Desempeño del sistema en Bogotá.

CONDICIÓN	2017*	2022
C.N.O	Desempeño adecuado	Despeño adecuado
(N – 1) TR Bacatá 500/230 kV	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado

CONDICIÓN	2017*	2022
(N – 1) TR Bacatá 230/115 kV	Torca - Aranjuez 115 kV > 75%	Torca - Aranjuez 115 kV > 86%
(N – 1) Línea Primavera - Bacatá 500 kV	Torca - Aranjuez 115 kV > 90%	Torca - Aranjuez 115 kV > 85%
(N – 1) Línea Bacatá - Chía 115 kV	Torca - Aranjuez 115 kV > 75%	Torca - Aranjuez 115 kV > 83%
(N – 1) Línea Torca - Castellana 115 kV	Torca - Aranjuez 115 kV > 72% Autopista - Castellana 115 kV > 70%	Torca - Aranjuez 115 kV > 90% Autopista - Castellana 115 kV > 74%
(N – 1) Línea Torca - La Calera 115 kV	Torca - Aranjuez 115 kV > 89%	Torca - Aranjuez 115 kV > 98%

*Considerando los proyectos Norte y Nueva esperanza en servicio.

Fuente de tabla: UPME

Conclusiones:

- **Sobrecargas en líneas:** En condición normal de operación se presenta alta cargabilidad del enlace Torca – Aranjuez 115 kV y agotamiento de este enlace ante contingencia.

Proyectos presentados y aprobados al Operador de Red:

- STR asociado al proyecto Nueva Esperanza.
- STR asociado al proyecto Norte.
- Subestación Gran Sabana 115 kV.
- Nueva subestación Compartir 115 kV.
- Nueva Subestación Terminal 115 kV.
- Subestación Barzalosa

Se recuerda al OR, que al momento de definir el proyecto Virginia – Nueva Esperanza 500 kV, se cosidero la entrada del segundo transformador 500/115 kV – 450 MVA en Nueva Esperanza, lo cual se constituye una necesidad para el sistema, por lo cual se debe dar cumplimiento a los estipulado en la Resolución CREG 024 de 2013.

4.4.13. 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 4-84: Desempeño del sistema en Meta.

CONDICIÓN	2016	2022
(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

CONDICIÓN	2016	2022
Atención radial de la demanda	Granada, San José Guaviare, Suria, Puerto López, Puerto Gaitán 115 kV	se elimina radialidades de Suria, Puerto Lopez y Puerto Gaitán

Fuente de tabla: UPME

- **Agotamiento Red 115 kV:** Se observa que ante condiciones de N-1 se presentan sobrecargas en la red de 115 kV, por lo cual, **se solicita al OR presentar un proyecto que mitigue dicha condición.**

  Las demandas asociadas a la subestación Granada 115 kV y San José del Guaviare 115 kV son atendidas radialmente desde la subestación Ocoa 115 kV. Esta condición puede ocasionar demanda no atendida ante contingencias sencillas de los enlaces respectivos. En relación a Granada 115 kV, se definió el proyecto Guamal 115 kV y obras asociadas, el cual elimina la radialidad asociada a Granada 115 kV.

Proyectos presentados y aprobados al Operador de Red:

- Segundo Circuito Suria – Puerto Lopez 115 kV (concepto UPME para diciembre de 2013).
- Segundo Circuito Puerto Lopez – Puerto Gaitán 115 kV (concepto UPME diciembre de 2013).
- Nuevo punto de conexión STN en Suria.
- Subestación Guamal 115 kV y obras asociadas.
- Subestación Catama 115 kV y obras asociadas.

4.4.14. Área Suroccidental – Caldas – Quindío – Risaralda

Gráfica 4-88: Área Suroccidental.

Fuente de gráfica: UPME

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 4-85: Desempeño del sistema en Caldas – Quindío – Risaralda.

CONDICIÓN	2017 Sin generación al interior del STR	2023 Sin generación al interior del STR
C N O.	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
(N – 1) TR Armenia 230/115	Esmeralda 2 230/115 > 90% Esmeralda 1 230/115 > 90%	Esmeralda 2 230/115 <100 % Esmeralda 1 230/115 < 100%
(N – 1) TR Enea 230/115	Esmeralda 2 230/115 > 100% Esmeralda 1 230/115 > 100%	Esmeralda 2 230/115 < 100% Esmeralda 1 230/115 < 100%
(N – 1) TR Esmeralda 1 230/115	Esmeralda 2 230/115 > 110%	Esmeralda 2 230/115 < 100%

CONDICIÓN	2017 Sin generación al interior del STR	2023 Sin generación al interior del STR
(N – 1) TR Esmeralda 2 230/115	Esmeralda 1 230/115 > 110%	Esmeralda 1 230/115 < 100%
(N – 1) TR Hermosa 1 230/115	Esmeralda 2 230/115 > 100% Esmeralda 1 230/115 > 100%	Esmeralda 2 230/115 < 100% Esmeralda 1 230/115 < 100%

Fuente de tabla: UPME

- **Agotamiento de la capacidad de transformación:** Ante la condición de falla de uno de los transformadores en la subestación La Esmeralda 230/115 kV se provoca sobrecarga en el otro transformador, con probable desatención de demanda o desoptimización del despacho de generación, debido a la necesidad de una generación mínima al interior del área.

Proyectos presentados y aprobados al Operador de Red:

- Proyecto Armenia STN/STR.
- El segundo banco autotransformador en la subestación Enea 230/115 kV.
- Normalización T subestación Manzanares 115 kV.
- Tercer autotransformador en la subestación Esmeralda 230/115 kV.
- Segundo banco autotransformador en la subestación Hermosa 230/115 kV.
- Reconfiguración doble circuito Esmeralda – Rosa 115 kV.

4.4.15. Área Suroccidental – Valle

Problemáticas identificadas:

Las problemáticas en esta área están relacionadas en su mayoría con sobrecargas de circuitos del STR.

Tabla 4-86: Desempeño del sistema en Valle.

CONDICIÓN	2017 Máxima demanda, máxima generación térmica y bajo despacho hidráulico – Sin proyecto Calima - Bahía	2023 Máxima demanda, máxima generación térmica y bajo despacho hidráulico – Con proyecto Calima - Bahía
C.N.O.	Campiña - Yumbo 115 kV > 90 % Chipichape - Campiña 115 kV > 90 % Chipichape - Yumbo 115 kV > 90 % Bajas tensiones en Bah. Málaga 115 kV, El Pailón 115 kV y Tabor 115 kV	Campiña - Yumbo 115 kV > 90 % Chipichape - Campiña 115 kV > 90 % Chipichape - Yumbo 115 kV > 90 % Bajas tensiones en Bah. Málaga 115 kV, El Pailón 115 kV y Tabor 115 kV
(N-1) Yumbo - Chipichape 115 kV	Yumbo - Campiña 115 kV > 120% Campiña - Chipichape 115 kV > 120%	Yumbo - Campiña 115 kV > 120% Campiña - Chipichape 115 kV > 120%
(N-1) Yumbo - Campiña 115 kV	Yumbo - Chipichape 115 kV > 120%	Yumbo - Chipichape 115 kV > 120%
(N-1) Chipichape – Campiña 115 kV	Chipichape - Yumbo 2 115 kV > 120 %	Chipichape - Yumbo 2 115 kV > 120 %
(N – 1) Alférez II - Meléndez 1 115 kV	Chipichape - Yumbo 2 115 kV > 110 % La Campiña - Yumbo 1 115 kV > 110 % Chipichape - La Campiña 1 115 kV > 100 %	Desempeño Adecuado
(N – 1) Bajo Anchicaya - Chipichape 1 115 kV	Bajo Anchi - Chipichape 2 115 kV > 110 %	Desempeño Adecuado

CONDICIÓN	2017 Máxima demanda, máxima generación térmica y bajo despacho hidráulico – Sin proyecto Calima - Bahía	2023 Máxima demanda, máxima generación térmica y bajo despacho hidráulico – Con proyecto Calima - Bahía
(N – 1) Bajo Anchi - Chipichape 2 115 kV	Bajo Anchi - Chipichape 1 115 kV > 110 %	Desempeño Adecuado
(N – 1) Bajo Anchi - El Pailón 1 115 kV	Bajo Anchi - El Tabor 1 115 kV > 120 % El Pailón - El Tabor 1 115 kV > 120 %	La Campiña - Yumbo 1 115 kV > 100 % Chipichape - Yumbo 2 115 kV > 90 %
(N – 1) Bajo Anchi - El Tabor 1 115 kV	Bajo Anchi - El Pailón 1 115 kV > 120 % El Pailón - El Tabor 1 115 kV > 120 %	El Pailón - El Tabor 1 115 kV > 120 % Bajo Anchi - El Pailón 1 115 kV > 100 %
(N – 1) Juanchito - San Marcos 1 230 kV	Chipichape - Yumbo 2 115 kV > 110 % La Campiña - Yumbo 1 115 kV > 110 % Chipichape - La Campiña 1 115 kV > 100 %	Desempeño Adecuado
(N – 1) Pance - Yumbo 1 230 kV	Chipichape - La Campiña 1 115 kV > 100 %	Chipichape - La Campiña 1 115 kV > 100 %

Fuente de tabla: UPME

- **Sobrecargas:** se observan sobrecargas del anillo Yumbo – La Campiña – Chipichape 115 kV ante condiciones simultaneas, de alto despacho térmico en el área, bajo despacho en el Alto y Bajo Anchicaya y contingencia N-1 en líneas del STR, y elevadas cargabilidad en condición normal de operación.

  Cargabilidades asociadas a el anillo Bajo Anchicaya – Pailón – Tabor 115 kV en condiciones de N-1.

Proyectos presentados y aprobados a los Operadores de Red:

- Subestación Bahía 115 kV y obras asociadas.
- Subestación Sur 115 kV y obras asociados.
- Subestación Diésel II 115 kV y obras asociadas.
- Subestación Ladera 115 kV y obras asociadas.
- Subestaciones Arroyohondo 115 kV y obras asociadas.

4.4.16. 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 4-87: Desempeño del sistema en Cauca – Nariño.

CONDICIÓN	2016*	2023
C.N.O	TRF Páez 230 kV >70 % TRF San Bernardino 230 kV >50% Jamondino, Pasto, Catambuco, Ipiales, Junín, Tumaco, Rio Mayo, Zaque, SMartin< 90%	TRF Páez 220/115 kV > 70 % TRF SBernardino 220/115 kV > 50 % Jamondino, Pasto, Catambuco, Ipiales, Junín, Tumaco 115 kV, Rio Mayo, Zaque, SMartin < 90 %
(N-1) Jamondino	TRF Páez 220/115 kV > 60 % TRF SBernardino 220/115 kV > 50 % TRF Jamondino 2 - 220/115 kV > 70 % Junín, Tumaco 115 kV < 90%	TRF Páez 220/115 kV > 74 % TRF SBernardino 220/115 kV > 60 % TRF Jamondino 2 - 220/115 kV > 80 % Lin. Zaque - Popayán 115 kV < 90 % Lin. SBernardino-Popayán 115 kV < 90 % Junín, Tumaco 115 kV < 90%

CONDICIÓN	2016*	2023
(N-1) TRF Lin SBernardino - Popayán 115 kV	TRF Páez 220/115 kV > 60 % TRF SBernardino 220/115 kV > 50 % TRF Virginia 500/220 kV < 90 % Lin. Zaque - Popayán 115 kV > 40 % Lin. SBernardino-Popayán 115 kV > 83 %	TRF Páez 220/115 kV > 70 % TRF SBernardino 220/115 kV > 50 % Lin. Zaque - Popayán 115 kV > 40 % Lin. SBernardino-Popayán 115 kV > 80 % Junín, Tumaco 115 kV = 90 %
(N-1) TRF Lin El Zaque - Popayán 115 kV	TRF Páez 220/115 kV > 60 % TRF SBernardino 220/115 kV > 45 % Lin. SBernardino-Popayán 115 kV < 90 % Zaque, Junín, Tumaco 115 kV < a 90 %	TRF Páez 220/115 kV > 70 % TRF SBernardino 220/115 kV > 47 % Lin. SBernardino-Popayán 115 kV< 90 % Zaque, Junín, Tumaco 115 kV < 90 %
(N-1) Lin Jamondino - Tesalia 220 kV	TRF Páez 220/115 kV > 70 % TRF SBernardino 220/115 kV > 60 % Lin. Zaque - Popayán 115 kV > 60 % Lin. SBernardino-Popayán 115 kV > 50 % Jamondino, Pasto, Catambuco, Ipiales, Junín, Tumaco 115 kV, Rio Mayo, Zaque, SMartin, < 90 %	TRF Páez 220/115 kV > 70 % TRF SBernardino 220/115 kV > 60 % Lin. Zaque - Popayán 115 kV > 60 % Lin. SBernardino-Popayán 115 kV > 50 % Jamondino, Pasto, Catambuco, Ipiales, Junín, Tumaco 115 kV, Rio Mayo, Zaque, SMartin, < 90 %
(N-1) TRF SBernardino 220/115 kV	TRF Páez 220/115 kV > 83 % Lin. Zaque - Popayán 115 kV < 90 % Lin. SBernardino-Popayán 115 kV < 90 % Lin. Zaque - Catambuco 115 kV > 70 % Junín, Tumaco 115 kV < 90 %	TRF Páez 220/115 kV > 96 % Lin. Zaque - Popayán 115 kV < 90 % Lin. SBernardino-Popayán 115 kV <90 % Junín, Tumaco 115 kV < 90 %

*Sin el doble circuito Tesalia – Alférez 220 kV y sin la S/E Tuluní 220/115 kV y en operación el 2° circuito Betania – Mirolindo 220 kV, mínima generación en el área y máxima exportación a Venezuela.

Fuente de tabla: UPME

- **Agotamiento de la red a 115 kV:** Se observa que ante contingencias simples, se puede producir demanda no atendida debido a la radialidad de conexión de las subestaciones. Se recomienda al OR estudiar proyectos a nivel del STR que mejore las condiciones del sistema y considerar un nuevo punto de conexión al STN (Junín 115 kV o Tumaco 115 kV).

- **Bajas tensiones:** Se observa que cuando se presentan exportaciones a Ecuador, se observan bajas tensiones a nivel del STR. Lo anterior se puede ver mitigado con la ubicación de una compensación, por lo cual, se solicita a los ORs incúmbete estudiar estas soluciones.

- **Agotamiento en la capacidad de transformación 230/115 kV:** Se observa agotamiento de la capacidad de transformación en las subestaciones Jamondino 115 kV y San Bernardino 115 kV.

Proyectos presentados y aprobados al Operador de Red:

- Subestación San Martín 115 kV.
- Subestación Jardinera 115 kV.

Se solicita a los ORs incumbentes, estudiar la repotenciación de los enlaces Catambuco – El Zaque y Jamondino – Catambuco 115 kV, Jamondino – Jardinera y Jardinera – Junín 115 kV. Lo cual se constituye en una necesidad para sistema.

4.4.17. Área Suroccidental – Tolima – Huila – Caquetá

Problemáticas identificadas:

Esta área presenta diferentes problemáticas, relacionadas en su mayoría con el agotamiento de la capacidad de la transformación, de la red a 115 kV y bajas tensiones ante contingencias sencillas.

Tabla 4-88: Desempeño del sistema en Tolima – Huila – Caquetá.

CONDICIÓN	2017 Despacho bajo en el STR y máximo despacho en el STN (Betania, Quimbo)	2023 Despacho bajo en el STR y máximo despacho en el STN (Betania, Quimbo) y Con obras aprobadas de expansión en el STR del Tolima, con segundo circuito Altamira - Florencia - Doncello
C.N.O.	Florencia 115 kV = 95%	Desempeño adecuado
N-1 TRF Mirolindo 230/115 kV	TRF Mirolindo > 80%	TRF Mirolindo > 80%
N-1 Betania - Bote 115 kV	Betania - Seboruco 115 kV > 100% Bote - Seboruco > 80% Betania - Sur 115 kV > 80%	Betania - Seboruco 115 kV > 105% Bote - Seboruco > 95%
N-1 Betania - Sur 115 kV	Betania - Seboruco 115 kV > 100% Bote - Seboruco 115 kV > 90% Betania - Bote 115 kV > 90%	Betania - Seboruco 115 kV > 100% Bote - Seboruco 115 kV > 90% Betania - Bote 115 kV > 90%
N-1 TRF Betania 230/115 kV	TRF Betania > 90%	TRF Betania > 90%
N-1 TRF Altamira230/115 kV	Demanda no atendida en las sub - áreas Tolima y Caquetá	Demanda no atendida en las sub - áreas Tolima y Caquetá

Fuente de tabla: UPME

Problemáticas observadas y algunas soluciones definidas:

- **Bajas tensiones:** Se observa que ante contingencias sencillas a 115 kV y transformadores de conexión se presentan bajas tensiones en subestaciones del área particularmente en Caquetá. Se definió el segundo circuito Altamira – Florencia – Doncello 115 kV y segundo transformador en Altamira 220/115 kV para mitigar dicha condición.

- **Agotamiento de capacidad de transformación, sobrecargas y atención radial de la demanda:** Se observa agotamiento progresivo de la capacidad de conexión STN/STR, particularmente en Betania 115 kV.

- **Sobrecargas en contingencia:** Se observa agotamiento del anillo Betania – Sesur – Bote Seboruco, se solicita al OR incúmbete estudiar y presentar alternativas de mitigación de dicha condición.

Proyectos presentados y aprobados a los Operadores de Red y/o ejecutados por el mecanismo de convocatoria pública:

- Nuevo punto conexión Tuluní STN/STR.
- Normalización de la subestación Nueva Cajamarca 115 kV.
- Compensación Flandes 115 kV - 15 MVAr.
- Compensación Lanceros 115 kV - 15 MVAr.
- Nuevo circuito Flandes - Lanceros 115 kV de 18 km.
- Nuevo circuito Mirolindo - Gualanday 115 kV de 19 km.
- Segundo transformador Altamira (convocatoria pública).
- Nuevo corredor Altamira – Florencia – Doncello 115 kV (convocatoria pública).
- Segundo transformador en Altamira 230/115 kV – Obra definida por la Unidad.

4.4.18. 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 desde el transformador 230/115 kV de Mocoa, lo cual produce que ante la contingencia del mismo se produzca demanda no atendida. El OR presentó el estudio del segundo transformador en Mocoa.

4.5. INTERCONEXIÓN CON ECUADOR

A continuación se presenta los análisis eléctricos relacionados con las exportaciones/importaciones con Ecuador para los escenarios presentados a continuación:

Tabla 4-89: Escenarios análisis exportaciones/importaciones Ecuador.

CONDICIÓN	Generación	Demanda
Escenario 1	Bajo despacho Valle y Alta en Quimbo y Betania	Demanda máxima
Escenario 2	Bajo despacho Valle y Alta en Quimbo y Betania	Demanda mínima
Escenario 4	Alto despacho Valle y Baja en Quimbo y Betania	Demanda máxima
Escenario 4	Alto despacho Valle y Baja en Quimbo y Betania	Demanda mínima

Fuente de tabla: UPME

4.5.1. Año 2016 Exportaciones e importaciones

Año 2016 Exportaciones y demanda máxima – 500 MW

Tabla 4-90: Desempeño sistema 2016 – Exportaciones demanda máxima.

CONDICIÓN	AÑO EVALUADO – 2016	
	DEMANDA MAXIMA y EXPORTACIÓN A ECUADOR (500 MW)	
	Sin: el doble circuito Tesalia - Alférez 220 Kv y sin la S/E Tuluní 220/115 kV y en operación el 2° circuito Betania - Mirolindo 220 kV	
	Con baja generación en el Valle y alta generación en Betania y Quimbo	Con alta generación en el Valle y baja generación en Betania y Quimbo
Condición Normal de Operación (C.N.O.)	**Cargabilidad:** Desempeño adecuado Tr Páez 230/115 kV > 65 % Tr Jamondino 1 y 2 - 230/115 kV > 30 % Tr SMarcos 500/230 kV > 70 % Tr Virginia 500/230 kV > 35 % **Tensión:** Nodos: Ipiales, Junín y Tumaco 115 kV < a 89% Desempeño adecuado en los demás nodos de Cauca, Valle y Nariño	**Cargabilidad:** Desempeño adecuado Tr Páez 230/115 kV > **75 %** Tr Jamondino 1 y 2 - 230/115 kV > 30 % Tr SMarcos 500/230 kV > **79 %** Tr Virginia 500/230 kV > 47 % Lin. Zaque - Catambuco 115 kV > **87 %** **Tensión: se restringe exportación a 430 MW** Nodos: Florencia, Jamondino, Ipiales, Junín y Tumaco 115 kV < a 88% Desempeño adecuado en los demás nodos de Cauca, Valle y Nariño

CONDICIÓN	AÑO EVALUADO – 2016 DEMANDA MAXIMA y EXPORTACIÓN A ECUADOR (500 MW) Sin: el doble circuito Tesalia - Alférez 220 Kv y sin la S/E Tuluní 220/115 kV y en operación el 2° circuito Betania - Mirolindo 220 kV	
	Con baja generación en el Valle y alta generación en Betania y Quimbo	Con alta generación en el Valle y baja generación en Betania y Quimbo
N-1 Tr Jamondino 220/115 kV	**Cargabilidad:** Desempeño adecuado Tr Páez 230/115 kV > 68 % Tr Jamondino 2 - 230/115 kV > 57 % Tr SMarcos 500/230 kV > 70 % Tr Virginia 500/230 kV > 35 % Lin. Zaque - Catambuco 115 kV > 63 % Lin. Alferez2-Melendez 115 kV > 55 % **Tensión:** se restringe exportación a **470 MW** Nodos: Ipiales, Jamondino, Junín, Tumaco y Florencia 115 kV < a **89%** Desempeño adecuado en los demás nodos de Cauca, Valle y Nariño	**Cargabilidad:** Desempeño adecuado Tr Páez 230/115 kV > 77 % Tr Jamondino 2 - 230/115 kV > 62 % Tr Marcos 500/230 kV > 70 % Tr Virginia 500/230 kV > 47 % Lin. Zaque - Catambuco 115 kV > **95 %** Lin. Alferez2-Melendez 115 kV > 57 % **Tensión:** se restringe exportación a **385 MW** Nodos: Florencia, Ipiales, Jamondino, Junín y Tumaco 115 kV < a **88 %** Desempeño adecuado en los demás nodos de Cauca, Valle y Nariño
N-1 Lin SanCarlos - LaVirginia 500 kV	**Cargabilidad:** Desempeño adecuado Tr Páez 230/115 kV > 66 % Tr Jamondino 2 - 230/115 kV > 33 % Tr SMarcos 500/230 kV > 40 % Tr Virginia 500/230 kV > 43 % Lin. Zaque - Catambuco 115 kV > 63 % Lin. Alferez2-Melendez 115 kV > 55 % **Tensión:** se restringe exportación a **458 MW** Nodos: Ipiales, Jamondino, Junín, Tumaco y Florencia 115 kV < a **87 %** Desempeño adecuado en los demás nodos	**Cargabilidad:** Desempeño adecuado Tr Páez 230/115 kV > 68 % Tr Jamondino 2 – 230/115 kV > 30 % Tr SMarcos 500/230 kV > 76 % Tr Virginia 500/230 kV > 48 % Lin. Zaque - Catambuco 115 kV > **88 %** Lin. Alferez2-Melendez 115 kV > 61 % **Lin. Yumbo - Alférez 230 kV > 94 %** **Tensión:** se restringe exportación a **405 MW** Nodos: Ipiales, Jamondino, Junín, Tumaco y Florencia 115 kV < a **87 %** Desempeño adecuado en los demás nodos
N-1 Lin Jamondino - SanBernardino kV	**Cargabilidad:** Desempeño adecuado Tr Páez 230/115 kV > 72 % Tr Jamondino 2 - 230/115 kV > 30 % Tr SMarcos 500/230 kV > 72 % Tr Virginia 500/230 kV > 38 % Lin. Zaque - Catambuco 115 kV > 63 % Lin. Alferez2-Melendez 115 kV > 55 % **Tensión:** se restringe exportación a **427 MW** Nodos: Jamondino 230 y 115, Mocoa 230, Junín, Ipiales, Tumaco y Florencia 115 kV < a **86 %** Desempeño adecuado en los demás nodos de Cauca, Valle y Nariño	
N-1 Lin Pasto-Riomayo 115 kV		**Cargabilidad:** Desempeño adecuado Tr Páez 230/115 kV > 72 % Tr Jamondino 2 - 230/115 kV > 36 % Tr SMarcos 500/230 kV > 78 % Tr Virginia 500/230 kV > 47 % Lin. Zaque - Catambuco 115 kV > **116 %** Lin. Alferez2-Melendez 115 kV > 57 % **Tensión:** se restringe exportación a **405 MW** Nodos: Jamondino 115, Junín, Ipiales, Tumaco y Florencia 115 kV< a **88 %** Desempeño adecuado en los demás nodos de Cauca, Valle y Nariño

CONDICIÓN	AÑO EVALUADO – 2016 DEMANDA MAXIMA y EXPORTACIÓN A ECUADOR (500 MW) Sin: el doble circuito Tesalia - Alférez 220 Kv y sin la S/E Tuluní 220/115 kV y en operación el 2° circuito Betania - Mirolindo 220 kV	
	Con baja generación en el Valle y alta generación en Betania y Quimbo	Con alta generación en el Valle y baja generación en Betania y Quimbo
N-1 Lin SanCarlos - LaVirginia 500 kV		**Cargabilidad:** Desempeño adecuado Tr Páez 230/115 kV > 75 % Tr Jamondino 2 - 230/115 kV > 32 % Tr SMarcos 500/230 kV > 41 % Tr Virginia 500/230 kV > 44 % Lin. Zaque - Catambuco 115 kV > 86 % Lin. Alferez2-Melendez 115 kV > 59 % **Tensión:** se restringe exportación a **384 MW** Nodos: Jamondino 230 y 115 , Junín, Tumaco, Ipiales y Florencia 115 kV < a **88 %** Desempeño adecuado en los demás nodos

Fuente de tabla: UPME

Se observa que en relación a las exportaciones, dependiendo de la misma, se empiezan a presentar bajas tensiones en los nodos del STR de Nariño y Caquetá y sobrecargas en los enlaces del STR, lo cual pude restringir las exportaciones para esta condición de demanda y diferentes despachos en la zona; para el caso en el cual se presenta máxima demanda la exportación se puede restringir hasta 427 MW para una condición de despacho bajo en Valle y alto en Quimbo y Betania y hasta 384 MW para un despacho alto en Valle y bajo en Quimbo y Betania.

Año 2016 Exportaciones y demanda mínima – 500 MW

Tabla 4-91: Desempeño sistema 2016 – Exportaciones demanda mínima.

CONDICIÓN	AÑO EVALUADO – 2016 DEMANDA MINIMA y EXPORTACIÓN A ECUADOR (500 MW) Sin: el doble circuito Tesalia - Alférez 220 Kv y sin la S/E Tuluní 220/115 kV y en operación el 2° circuito Betania - Mirolindo 220 kV	
	Con baja generación en el Valle y alta generación en Betania y Quimbo	Con alta generación en el Valle y baja generación en Betania y Quimbo
Condición Normal de Operación (C.N.O.)	**Cargabilidad:** Desempeño adecuado Tr Páez 230/115 kV > 17 % Tr Jamondino 1 y 2 - 230/115 kV > 8 % Tr SMarcos 500/230 kV > 60 % Tr Virginia 500/230 kV > 60 % Lin. Páez - SBernardino 230 kV > 5 % Lin. Jamondino - Pasto 115 kV > 14 % Lin. Zaque - Catambuco 115 kV > 38 % **Tensión:** Nodos: Ipiales, Junín y Tumaco 115 kV < a **94%** Desempeño adecuado en los demás nodos de Cauca, Valle y Nariño	**Cargabilidad:** Desempeño adecuado Tr Páez 230/115 kV > **24 %** Tr Jamondino 1 y 2 - 230/115 kV > 14 % Tr SMarcos 500/230 kV > **61 %** Tr Virginia 500/230 kV > 61 % Lin. Zaque - Catambuco 115 kV > **71 %** **Tensión:** Nodos: Florencia, Jamondino, Ipiales, Junín y Tumaco 115 kV < a **93 %** Desempeño adecuado en los demás nodos de Cauca, Valle y Nariño

CONDICIÓN	AÑO EVALUADO – 2016 DEMANDA MINIMA y EXPORTACIÓN A ECUADOR (500 MW) Sin: el doble circuito Tesalia - Alférez 220 Kv y sin la S/E Tuluní 220/115 kV y en operación el 2° circuito Betania - Mirolindo 220 kV	
	Con baja generación en el Valle y alta generación en Betania y Quimbo	Con alta generación en el Valle y baja generación en Betania y Quimbo
N-1 Altamira - Mocoa 220 kV	**Cargabilidad:** Desempeño adecuado Tr Páez 230/115 kV > 20 % Tr Jamondino 1 y 2 - 220/115 kV > 8 % Tr SMarcos 500/230 kV > 60 % Tr Virginia 500/230 kV > 60 % Lin. Páez - SBernardino 230 kV > 10 % Lin. Jamondino - Pasto 115 kV > 31 % Lin. Zaque - Catambuco 115 kV > 63 % **Tensión:** se restringe exportación a **465 MW** Nodos: Ipiales, Junín y Tumaco 115 kV < a **88 %** Desempeño adecuado en los demás nodos de Cauca, Valle y Nariño	
N-1 Lin SanCarlos - LaVirginia 500 kV	**Cargabilidad:** Desempeño adecuado Tr Páez 230/115 kV > 17 % Tr Jamondino 2 - 230/115 kV > 9 % Tr SMarcos 500/230 kV > 58 % Tr Virginia 500/230 kV > 58 % Lin. Páez - SBernardino 230 kV > 4 % Lin. Jamondino - Pasto 115 kV > 12 % Lin. Zaque - Catambuco 115 kV > 36 % **Tensión:** Nodos: Ipiales, Junín y Tumaco 115 kV < a 92 % Desempeño adecuado en los demás nodos de Cauca, Valle y Nariño	
N-1 Lin Jamondino - SanBernardino kV	**Cargabilidad:** Desempeño adecuado Tr Páez 230/115 kV > 20 % Tr Jamondino 2 - 230/115 kV > 8 % Tr SMarcos 500/230 kV > 60 % Tr Virginia 500/230 kV > 61 % Lin. Páez - SBernardino 230 kV > 7 % Lin. Jamondino - Pasto 115 kV > 28 % Lin. Zaque - Catambuco 115 kV > 29 % **Tensión:** Nodos: Jamondino 115, Junín, Ipiales, Tumaco y Florencia 115 kV < a **90 %** Desempeño adecuado en los demás nodos de Cauca, Valle y Nariño	
N-1 Tr Jamondino 220/115 kV		**Cargabilidad:** Desempeño adecuado **Tensión:** Nodos: Florencia, Ipiales, Jamondino, Junín y Tumaco 115 kV < a 93 **%** Desempeño adecuado en los demás nodos de Cauca, Valle y Nariño

CONDICIÓN	AÑO EVALUADO – 2016 DEMANDA MINIMA y EXPORTACIÓN A ECUADOR (500 MW) Sin: el doble circuito Tesalia - Alférez 220 Kv y sin la S/E Tuluní 220/115 kV y en operación el 2° circuito Betania - Mirolindo 220 kV	
	Con baja generación en el Valle y alta generación en Betania y Quimbo	Con alta generación en el Valle y baja generación en Betania y Quimbo
N-1 Lin SMarcos - Juanchito 220 kV		**Cargabilidad:** Desempeño adecuado **Tensión:** Nodos: Ipiales, Jamondino, Junín, Tumaco y Florencia 115 kV < a **93 %** Desempeño adecuado en los demás nodos
N-1 Lin Pasto-Riomayo 115 kV		**Cargabilidad:** Desempeño adecuado Tr Páez 230/115 kV > 22 % Tr Jamondino 2 - 230/115 kV > 12 % Tr SMarcos 500/230 kV > 61 % Tr Virginia 500/230 kV > 61 % Lin. Zaque - Catambuco 115 kV > **89 %** Lin. Alferez2-Melendez 115 kV > 28 % **Tensión:** Nodos: Jamondino 115, Junín, Ipiales, Tumaco y Florencia 115 kV< a **93 %** Desempeño adecuado en los demás nodos de Cauca, Valle y Nariño
N-1 Lin Altamira - Mocoa 220 kV		**Cargabilidad:** Desempeño adecuado Tr Páez 230/115 kV > 28 % Tr Jamondino 2 - 230/115 kV > 17 % Tr SMarcos 500/230 kV > 61 % Tr Virginia 500/230 kV > 61 % Lin. Zaque - Catambuco 115 kV > **89 %** Lin. Alferez2-Melendez 115 kV > 29 % **Tensión:** se restringe exportación a **460 MW** Nodos: Jamondino 115, Junín, Ipiales, Tumaco 115 kV< a **87 %** Desempeño adecuado en los demás nodos de Cauca, Valle y Nariño

Fuente de tabla: UPME

Se observa que en relación a las exportaciones, cuando se presenta una exportación de hasta 500 MW, se empiezan a presentar bajas tensiones en los nodos del STR de Nariño y Caquetá.

Se observa que para un despacho bajo en Betania y Quimbo y demanda mínima, se pueden restringir las exportaciones por bajas tensiones inclusive hasta una valor de aproximadamente 460 MW para esta condición, debido a las bajas tensiones en Nariño y Casanare.

Año 2016 Importaciones y demanda máxima – 360 MW

Tabla 4-92: Desempeño sistema 2016 – Importaciones demanda máxima.

CONDICIÓN	AÑO EVALUADO – 2016	
	DEMANDA MAXIMA e IMPORTACIÓN DESDE ECUADOR (360 MW)	
	Sin: el doble circuito Tesalia - Alférez 220 Kv y sin la S/E Tuluní 220/115 kV y en operación el 2° circuito Betania - Mirolindo 220 kV	
	Con baja generación en el Valle y alta generación en Betania y Quimbo	Con alta generación en el Valle y baja generación en Betania y Quimbo
Condición Normal de Operación (C.N.O.)	**Cargabilidad:** Desempeño adecuado Tr Páez 230/115 kV > 52 % Tr Jamondino 1 y 2 - 220/115 kV > 51 % Tr SMarcos 500/230 kV > 22 % Tr Virginia 500/230 kV > 33 % **Tensión:** Nodos: Ipiales, Junín y Tumaco 115 kV < a **104 %** Desempeño adecuado en todos los nodos de Cauca, Valle y Nariño	**Cargabilidad:** Desempeño adecuado Tr Páez 230/115 kV > 55 % Tr Jamondino 1 y 2 - 230/115 kV > 43 % Tr SMarcos 500/230 kV > 25 % Tr Virginia 500/230 kV > 35 % Lin. Jamondino - Catambuco 115 kV > 50 % **Tensión:** Nodos: Ipiales, Junín y Tumaco 115 kV < a **104 %** Desempeño adecuado en todos los nodos de Cauca, Valle y Nariño
N-1 Tr Jamondino 220/115 kV	**Cargabilidad:** Desempeño adecuado Tr Páez 230/115 kV > 53 % Tr Jamondino 2 - 230/115 kV > 96 % Tr SMarcos 500/230 kV > 22 % Tr Virginia 500/230 kV > 33 % Lin. Zaque - Catambuco 115 kV > 63 % Lin. Alferez2-Melendez 115 kV > 54 % **Tensión:** No hay restricción a la importación desde Ecuador - **360 MW** Nodos: Ipiales, Jamondino, Junín, Tumaco y Florencia 115 kV < a **103 %** Desempeño adecuado en todos los nodos	**Cargabilidad:** Desempeño adecuado Tr Páez 220/115 kV > 56 % Tr Jamondino 2 - 230/115 kV > 85 % Tr SMarcos 500/230 kV > 24 % Tr Virginia 500/230 kV > 34 % Lin. Jamondino - Catambuco 115 kV > 46 % Lin. Alferez2-Melendez 115 kV > 53 % **Tensión:** No hay restricción a la importación desde Ecuador - **360 MW** Nodos: Ipiales, Jamondino, Junín, Tumaco y Florencia 115 kV < a **104 %** Desempeño adecuado en todos los nodos
N-1 Lin Jamondino - Catambuco 115 kV	**Cargabilidad:** Desempeño adecuado Tr Páez 220/115 kV > 53 % Tr Jamondino 2 - 230/115 kV > 51 % Tr SMarcos 500/230 kV > 22 % Tr Virginia 500/230 kV > 33 % Lin. Jamondino - Pasto 115 kV > 107 % Lin. Pasto - Catambuco 115 kV > 106 % Lin. Alferez2-Melendez 115 kV > 55 % **Tensión:** se restringe la importación desde Ecuador a **278 MW** Nodos: Ipiales, Junín y Tumaco 115 kV < a 104 % Desempeño adecuado en todos los nodos de Cauca, Valle y Nariño	
N-1 Lin Pasto - Jamondino - 115 kV	**Cargabilidad:** Desempeño adecuado Tr Páez 230/115 kV > 57 % Tr Jamondino 2 - 230/115 kV > 43 % Tr SMarcos 500/230 kV > 24 % Tr Virginia 500/230 kV > 34 % Lin. Jamondino - Catambuco 115 kV > 114 % Lin. Alferez2-Melendez 115 kV > 53 % **Tensión:** No hay restricción a la importación desde Ecuador - **272 MW** Nodos: Ipiales, Jamondino, Junín, Tumaco y Florencia 115 kV < a **104 %** Desempeño adecuado en todos los nodos	**Cargabilidad:** Desempeño adecuado Tr Páez 230/115 kV > 57 % Tr Jamondino 2 - 230/115 kV > 43 % Tr SMarcos 500/230 kV > 24 % Tr Virginia 500/230 kV > 34 % Lin. Jamondino - Catambuco 115 kV > 114 % Lin. Alferez2-Melendez 115 kV > 53 % **Tensión:** No hay restricción a la importación desde Ecuador - **360 MW** Nodos: Ipiales, Jamondino, Junín, Tumaco y Florencia 115 kV < a **104 %** Desempeño adecuado en todos los nodos

Fuente de tabla: UPME

Se observa que para el año de análisis, para demanda máxima, los elementos que empiezan a restringir la importación corresponde a la línea Jamondino – Catambuco 115 kV, para el caso de demanda máxima se puede restringir las importaciones de hasta 272 MW.

Año 2016 Importaciones y demanda mínima – 360 MW

Tabla 4-93: Desempeño sistema 2016 – Importaciones demanda mínima.

CONDICIÓN	AÑO EVALUADO – 2016 DEMANDA MINIMA e IMPORTACIÓN DESDE ECUADOR (360 MW) Sin: el doble circuito Tesalia - Alférez 220 Kv y sin la S/E Tuluní 220/115 kV y en operación el 2° circuito Betania - Mirolindo 220 kV	
	Con baja generación en el Valle y alta generación en Betania y Quimbo	Con alta generación en el Valle y baja generación en Betania y Quimbo
Condición Normal de Operación (C.N.O.)	**Cargabilidad:** Desempeño adecuado Tr Páez 220/115 kV > 11 % Tr Jamondino 1 y 2 - 230/115 kV > 36 % Tr SMarcos 500/230 kV > 60 % Tr Virginia 500/230 kV > 60 % Lin. Páez - SBernardino 230 kV > 55 % Lin. Jamondino - Pasto 115 kV > 64 % Lin. Zaque - Catambuco 115 kV > 78 % **Tensión:** Nodos: Ipiales, Junín y Tumaco 115 kV < a **100 %** Desempeño adecuado en todos los nodos de Cauca, Valle y Nariño	**Cargabilidad:** Desempeño adecuado Tr Páez 230/115 kV > 8 % Tr Jamondino 1 y 2 - 220/115 kV > 25 % Tr SMarcos 500/230 kV > 62 % Tr Virginia 500/230 kV > 61 % Lin. Jamondino - Catambuco 115 kV > 32 % Lin. Zaque - Catambuco 115 kV > 43 % **Tensión:** Nodos: Ipiales, Junín y Tumaco 115 kV < a **105 %** Desempeño adecuado en todos los nodos de Cauca, Valle y Nariño
N-1 Tr Jamondino 220/115 kV	**Cargabilidad:** Desempeño adecuado Tr Páez 230/115 kV > 11 % Tr Jamondino 1 y 2 - 230/115 kV > 68 % Tr SMarcos 500/230 kV > 60 % Tr Virginia 500/230 kV > 60 % Lin. Páez - SBernardino 230 kV > 52 % Lin. Jamondino - Pasto 115 kV > 61 % Lin. Zaque - Catambuco 115 kV > 74 % **Tensión:** Nodos: Ipiales, Junín y Tumaco 115 kV < a **100 %** Desempeño adecuado en los demás nodos de Cauca, Valle y Nariño	**Cargabilidad:** Desempeño adecuado Tr Páez 230/115 kV > 8 % Tr Jamondino 2 - 230/115 kV > 45 % Tr SMarcos 500/230 kV > 62 % Tr Virginia 500/230 kV > 61 % Lin. Jamondino - Catambuco 115 kV > 28 % Lin. Alferez2-Melendez 115 kV > 25 % Lin. Zaque - Catambuco 115 kV > 36 % **Tensión:** Nodos: Ipiales, Jamondino, Junín, Tumaco y Florencia 115 kV < a **104 %** Desempeño adecuado en todos los nodos
N-1 Alférez - San Bernardino 220 kV	**Cargabilidad:** Desempeño adecuado Tr Páez 230/115 kV > 13 % Tr Jamondino 1 y 2 - 230/115 kV > 38 % Tr SMarcos 500/230 kV > 59 % Tr Virginia 500/230 kV > 60 % Lin. Páez - SBernardino 230 kV > **90 %** Lin. Jamondino - Pasto 115 kV > 70 % Lin. Zaque - Catambuco 115 kV > **87 %** **Tensión:** Nodos: Ipiales, Junín y Tumaco 115 kV < a **100 %** Desempeño adecuado en los demás nodos de Cauca, Valle y Nariño	

CONDICIÓN	AÑO EVALUADO – 2016 DEMANDA MINIMA e IMPORTACIÓN DESDE ECUADOR (360 MW) Sin: el doble circuito Tesalia - Alférez 220 Kv y sin la S/E Tuluní 220/115 kV y en operación el 2° circuito Betania - Mirolindo 220 kV	
	Con baja generación en el Valle y alta generación en Betania y Quimbo	Con alta generación en el Valle y baja generación en Betania y Quimbo
N-1 Lin Jamondino - Catambuco 115 kV	**Cargabilidad:** Desempeño adecuado Tr Páez 230/115 kV > 11 % Tr Jamondino 2 - 230/115 kV > 35 % Tr SMarcos 500/220 kV > 60 % Tr Virginia 500/230 kV > 60 % Lin. Páez - SBernardino 230 kV > 55 % Lin. Jamondino - Pasto 115 kV > **97 %** Lin. Zaque - Catambuco 115 kV > 72 % **Tensión:** Nodos: Ipiales, Junín y Tumaco 115 kV < a 100 % Desempeño adecuado en todos los nodos de Cauca, Valle y Nariño	
N-1 Lin Pasto-Riomayo 115 kV	**Cargabilidad:** Desempeño adecuado Tr Páez 230/115 kV > 9 % Tr Jamondino 2 - 230/115 kV > 27 % Tr SMarcos 500/230 kV > 60 % Tr Virginia 500/230 kV > 60 % Lin. Páez - SBernardino 230 kV > 56 % Lin. Jamondino - Pasto 115 kV > 35 % Lin. Zaque - Catambuco 115 kV > **101 %** **Tensión:** se restringe la importación desde Ecuador a **350 MW** Nodos: Ipiales, Junín y Tumaco 115 kV < a 100 % Desempeño adecuado en todos los nodos de Cauca, Valle y Nariño	
N-1 Lin SMarcos - Juanchito 220 kV		**Cargabilidad:** Desempeño adecuado **Tensión:** Nodos: Ipiales, Jamondino, Junín, Tumaco y Florencia 115 kV < a **104 %** Desempeño adecuado en los demás nodos
N-1 Lin Pasto-Jamondino 115 kV		**Cargabilidad:** Desempeño adecuado Tr Páez 220/115 kV > 8 % Tr Jamondino 2 - 220/115 kV > 25 % Tr SMarcos 500/230 kV > 62 % Tr Virginia 500/230 kV > 61 % Lin. Jamondino - Catambuco 115 kV > **74 %** Lin. Zaque - Catambuco 115 kV > 38 % **Tensión:** Nodos: Jamondino 115, Junín, Ipiales, Tumaco y Florencia 115 kV< a **104 %** Desempeño adecuado en los demás nodos de Cauca, Valle y Nariño

Fuente de tabla: UPME

Se observa que para el año de análisis, para demanda mínima, se pueden dar las importaciones hasta 360 MW, sin restricciones.

4.5.2. Año 2022 Exportaciones e importaciones

Año 2016 Exportaciones y demanda máxima – 500 MW

Tabla 4-94: Desempeño sistema 2022 – Exportaciones demanda máxima.

CONDICIÓN	AÑO EVALUADO – 2022 DEMANDA MAXIMA y EXPORTACIÓN A ECUADOR (500 MW) En el STN: Con el doble circuito Tesalia - Alférez 220 Kv y la S/E Tuluní 220/115 kV, en operación el 2° circuito Betania - Mirolindo 220 kV y Refuerzo Suroccidental 500 kV y 220 kV En el STR: SE San Martin 115 kV, SE Jardinera 115 kV	
	Con baja generación en el Valle y alta generación en Betania y Quimbo	Con alta generación en el Valle y baja generación en Betania y Quimbo
Condición Normal de Operación (C.N.O.)	**Cargabilidad:** Desempeño adecuado Tr Páez 230/115 kV > 76 % Tr Jamondino 1 y 2 - 230/115 kV > 39 % Tr SMarcos 500/230 kV > 56 % Tr Virginia 500/230 kV > 51 % Lin Jardinera - Junín 115 kV > 101 % Lin Jamondino - Jardinera 115 kV > **96 %** **Tensión:** se restringe exportación a **390 MW** Nodos: Ipiales, Junín y Tumaco 115 kV < a **88 %** Desempeño adecuado en los demás nodos de Cauca, Valle y Nariño	**Cargabilidad:** Desempeño adecuado Tr Páez 230/115 kV > **82 %** Tr Jamondino 1 y 2 - 230/115 kV > 39 % Tr SMarcos 500/220 kV > **48 %** Tr Virginia 500/220 kV > 51 % Lin. Zaque - Catambuco 115 kV > **82 %** Lin. Alferez2-Melendez 115 kV > 58 % Lin Jardinera - Junín 115 kV > **112 %** Lin Jamondino - Jardinera 115 kV > **104 %** Lin SCarlos - Virginia 500 kV > 32 % -- (541 MW) **Tensión: se restringe exportación a 374 MW** Nodos: Jamondino, Ipiales, Junín y Tumaco 115 kV < a **85%** Desempeño adecuado en los demás nodos de Cauca, Valle y Nariño
N-1 Tr Jamondino 220/115 kV	**Cargabilidad:** Desempeño adecuado Tr Páez 230/115 kV > 78 % Tr Jamondino 2 - 230/115 kV > 79 % Tr SMarcos 500/230 kV > 56 % Tr Virginia 500/230 kV > 52 % Lin. Zaque - Catambuco 115 kV > 71 % Lin. Alferez2-Melendez 115 kV > 61 % Lin Jardinera - Junín 115 kV > **114 %** Lin Jamondino - Jardinera 115 kV > **106 %** **Tensión:** se restringe exportación a **330 MW** Nodos: Ipiales, Jamondino, Junín, Tumaco 115 kV < a **88%** Desempeño adecuado en los demás nodos de Cauca, Valle y Nariño	**Cargabilidad:** Desempeño adecuado Tr Páez 220/115 kV > 85 % Tr Jamondino 2 - 230/115 kV > **87 %** Tr SMarcos 500/230 kV > 48 % Tr Virginia 500/230 kV > 52 % Lin. Zaque - Catambuco 115 kV > 93 % Lin. Alferez2-Melendez 115 kV > 59 % Lin Jardinera - Junín 115 kV > **133 %** Lin Jamondino - Jardinera 115 kV > **122 %** **Tensión:** se restringe exportación a **330 MW** Nodos: Ipiales, Jamondino 230 y 115 kV, Junín y Tumaco 115 kV < a **88 %** Desempeño adecuado en los demás nodos de Cauca, Valle y Nariño
N-1 Lin SanCarlos - LaVirginia 500 kV	**Cargabilidad:** Desempeño adecuado Tr Páez 230/115 kV > 75 % Tr Jamondino 2 - 230/115 kV > 40 % Tr SMarcos 500/230 kV > 51 % Tr Virginia 500/230 kV > 34 % Lin. Zaque - Catambuco 115 kV > 59 % Lin. Alferez2-Melendez 115 kV > 61 % Lin Jardinera - Junín 115 kV > **105 %** Lin Jamondino - Jardinera 115 kV > **98 %** **Tensión:** se restringe exportación a **370 MW** Nodos: Ipiales, Jamondino, Junín, Tumaco 115 kV < a **87 %** Desempeño adecuado en los demás nodos	**Cargabilidad:** Desempeño adecuado Tr Páez 230/115 kV > 77 % Tr Jamondino 2 - 230/115 kV > 41 % Tr SMarcos 500/230 kV > 39 % Tr Virginia 500/230 kV > 50 % Lin. Zaque - Catambuco 115 kV > **82 %** Lin. Alferez2-Melendez 115 kV > 58 % **Lin. Yumbo - Alférez 220 kV** > 50 % Lin Jardinera - Junín 115 kV > **115 %** Lin Jamondino - Jardinera 115 kV > **107 %** **Tensión:** se restringe exportación a **353 MW** Nodos: Jamondino 220/115kV, Junín, Tumaco, Ipiales 115 kV < a **89 %** Desempeño adecuado en los demás nodos

CONDICIÓN	AÑO EVALUADO – 2022 DEMANDA MAXIMA y EXPORTACIÓN A ECUADOR (500 MW)	
	En el STN: Con el doble circuito Tesalia - Alférez 220 Kv y la S/E Tuluní 220/115 kV, en operación el 2° circuito Betania - Mirolindo 220 kV y Refuerzo Suroccidental 500 kV y 220 kV En el STR: SE San Martin 115 kV, SE Jardinera 115 kV	
	Con baja generación en el Valle y alta generación en Betania y Quimbo	Con alta generación en el Valle y baja generación en Betania y Quimbo
N-1 Lin Jamondino - SanBernardino kV	**Cargabilidad:** Desempeño adecuado Tr Páez 230/115 kV > 78 % Tr Jamondino 2 - 230/115 kV > 39 % Tr SMarcos 500/230 kV > 55 % Tr Virginia 500/230 kV > 51 % Lin. Zaque - Catambuco 115 kV > 78 % Lin. Alferez2-Melendez 115 kV > 61 % Lin Jardinera - Junín 115 kV > **120 %** Lin Jamondino - Jardinera 115 kV > **115 %** **Tensión:** se restringe exportación a **312 MW** Nodos: J**amondino 230** y 115, **Mocoa 230**, Junín, Ipiales, Tumaco 115 kV < a **87 %** Desempeño adecuado en los demás nodos de Cauca, Valle y Nariño	
N-1 Lin Pasto-Riomayo 115 kV		**Cargabilidad:** Desempeño adecuado Tr Páez 230/115 kV > 78 % Tr Jamondino 2 - 230/115 kV > 48 % Tr SMarcos 500/230 kV > 48 % Tr Virginia 500/230 kV > 52 % Lin. Zaque - Catambuco 115 kV > **107 %** Lin. Alferez2-Melendez 115 kV > 58 % Lin Jardinera - Junín 115 kV > **115 %** Lin Jamondino - Jardinera 115 kV > **106 %** **Tensión:** se restringe exportación a **354 MW** Nodos: Jamondino 230/115kV, Junín, Tumaco, Ipiales 115 kV < a **89 %** Desempeño adecuado en los demás nodos
N-1 Lin SanCarlos - LaVirginia 500 kV		**Cargabilidad:** Desempeño adecuado Tr Páez 230/115 kV > 82 % Tr Jamondino 2 - 230/115 kV > 41 % Tr SMarcos 500/230 kV > 42 % Tr Virginia 500/230 kV > 34 % Lin. Zaque - Catambuco 115 kV **> 82 %** Lin. Alferez2-Melendez 115 kV > 58 % Lin Jardinera - Junín 115 kV **>** 118 % Lin Jamondino - Jardinera 115 kV > **108 %** **Tensión:** se restringe exportación a **343 MW** Nodos: Jamondino 230 y 115 , Junín, Tumaco, Ipiales 115 kV < a **89 %** Desempeño adecuado en los demás nodos

Fuente de tabla: UPME

Se observa que, en relación a las exportaciones, para el año 2022 se presentan restricciones de las exportaciones por bajas tensiones en los nodos de Nariño y Caquetá y sobrecarga de los enlaces del STR, la restricción de exportaciones se puede dar entre 312 MW y 330 MW según sea el despacho de la zona.

Año 2022 Exportación y demanda mínima – 500 MW

Tabla 4-95: Desempeño sistema 2022 – Exportaciones demanda mínima.

CONDICIÓN	AÑO EVALUADO – 2022 DEMANDA MINIMA y EXPORTACIÓN A ECUADOR (500 MW) En el STN: Con el doble circuito Tesalia - Alférez 220 Kv y la S/E Tuluní 220/115 kV, en operación el 2° circuito Betania - Mirolindo 220 kV y Refuerzo Suroccidental 500 kV y 220 kV En el STR: SE San Martin 115 kV, SE Jardinera 115 kV	
	Con baja generación en el Valle y alta generación en Betania y Quimbo	Con alta generación en el Valle y baja generación en Betania y Quimbo
Condición Normal de Operación (C.N.O.)	**Cargabilidad:** Desempeño adecuado Tr Páez 230/115 kV > 20 % Tr Jamondino 1 y 2 - 230/115 kV > 8 % Tr SMarcos 500/230 kV > 62 % Tr Virginia 500/230 kV > 61 % Lin. Jamondino - Catambuco 115 kV > 76 % Lin. Jamondino - Pasto 115 kV > 14 % Lin. Zaque - Catambuco 115 kV > 40 % **Tensión:** Nodos: Ipiales, Junín y Tumaco 115 kV < a **97 %** Desempeño adecuado en los demás nodos de Cauca, Valle y Nariño	**Cargabilidad:** Desempeño adecuado Tr Páez 230/115 kV > **25 %** Tr Jamondino 1 y 2 - 230/115 kV > 10 % Tr SMarcos 500/230 kV > **61 %** Tr Virginia 500/230 kV > 61 % Lin. Zaque - Catambuco 115 kV > **66 %** **Tensión:** Nodos: Jamondino, Ipiales, Junín y Tumaco 115 kV < a **93 %** Desempeño adecuado en los demás nodos de Cauca, Valle y Nariño
N-1 Altamira - Mocoa 220 kV	**Cargabilidad:** Desempeño adecuado Tr Páez 230/115 kV > 24 % Tr Jamondino 1 y 2 - 230/115 kV > 9 % Tr SMarcos 500/230 kV > 61 % Tr Virginia 500/230 kV > 61 % Lin. Jamondino - Catambuco 115 kV > 76 % Lin. Jamondino - Pasto 115 kV > 14 % Lin. Zaque - Catambuco 115 kV > 65 % **Tensión:** se restringe exportación a **459 MW** Nodos: Ipiales, Junín y Tumaco 115 kV < a **83 %** Desempeño adecuado en los demás nodos de Cauca, Valle y Nariño	**Cargabilidad:** Desempeño adecuado **Tensión:** Nodos: Ipiales, Jamondino, Junín y Tumaco 115 kV < a 92 **%** Desempeño adecuado en los demás nodos de Cauca, Valle y Nariño
N-1 Lin SanCarlos - LaVirginia 500 kV	**Cargabilidad:** Desempeño adecuado Tr Páez 230/115 kV > 20 % Tr Jamondino 2 - 230/115 kV > 9 % Tr SMarcos 500/230 kV > 61 % Tr Virginia 500/230 kV > 60 % Lin. Jamondino - Catambuco 115 kV > 06 % Lin. Jamondino - Pasto 115 kV > 13 % Lin. Zaque - Catambuco 115 kV > 40 % **Tensión:** Nodos: Jamondino, Ipiales, Junín y Tumaco 115 kV < a **97 %** Desempeño adecuado en los demás nodos de Cauca, Valle y Nariño	

CONDICIÓN	AÑO EVALUADO – 2022	
	DEMANDA MINIMA y EXPORTACIÓN A ECUADOR (500 MW)	
	En el STN: Con el doble circuito Tesalia - Alférez 220 Kv y la S/E Tuluní 220/115 kV, en operación el 2° circuito Betania - Mirolindo 220 kV y Refuerzo Suroccidental 500 kV y 220 kV En el STR: SE San Martin 115 kV, SE Jardinera 115 kV	
	Con baja generación en el Valle y alta generación en Betania y Quimbo	Con alta generación en el Valle y baja generación en Betania y Quimbo
N-1 Lin Altamira - Mocoa 220 kV	**Cargabilidad:** Desempeño adecuado Tr Páez 230/115 kV > 24 % Tr Jamondino 2 - 230/115 kV > 9 % Tr SMarcos 500/230 kV > 61 % Tr Virginia 500/230 kV > 61 % Lin. Jamondino - Catambuco 115 kV > 17 % Lin. Jamondino - Pasto 115 kV > 30 % Lin. Zaque - Catambuco 115 kV > 65 % **Tensión:** Nodos: Jamondino 115, Junín, Ipiales, Tumaco y Florencia 115 kV < a **95 %** Desempeño adecuado en los demás nodos de Cauca, Valle y Nariño	
N-1 Lin SMarcos - Juanchito 220 kV		**Cargabilidad:** Desempeño adecuado **Tensión:** Nodos: Ipiales, Jamondino, Junín, Tumaco y Florencia 115 kV < a **92 %** Desempeño adecuado en los demás nodos
N-1 Lin Pasto-Riomayo 115 kV		Cargabilidad: Desempeño adecuado Tr Páez 220/115 kV > 22 % Tr Jamondino 2 - 230/115 kV > 11 % Tr SMarcos 500/230 kV > 61 % Tr Virginia 500/230 kV > 61 % Lin. Zaque - Catambuco 115 kV > 82 % Lin. Alferez2-Melendez 115 kV > 30 % Tensión: Nodos: Jamondino, Junín, Ipiales, Tumaco y Florencia 115 kV< a 93 % Desempeño adecuado
N-1 Lin Altamira - Mocoa 220 kV		**Cargabilidad:** Desempeño adecuado Tr Páez 230/115 kV > 28 % Tr Jamondino 2 - 230/115 kV > 13 % Tr SMarcos 500/230 kV > 61 % Tr Virginia 500/230 kV > 61 % Lin. Zaque - Catambuco 115 kV > **87 %** Lin. Alferez2-Melendez 115 kV > 31 % **Tensión:** se restringe exportación a **405 MW** Nodos: Jamondino 115, Junín, Ipiales, Tumaco 115 kV< a **85 %** Desempeño adecuado en los demás nodos de Cauca, Valle y Nariño

Fuente de tabla: UPME

Se observa que en relación a las exportaciones, para el año 2022 para una condición de demanda mínima se presentan restricciones en las exportaciones a aproximadamente 460 MW según sea el despacho.

Año 2022 Importación y demanda máxima – 500 MW

Tabla 4-96: Desempeño sistema 2022 – Exportaciones demanda mínima

CONDICIÓN	AÑO EVALUADO – 2022 DEMANDA MAXIMA e IMPORTACIÓN DESDE ECUADOR (360 MW) En el STN: Con el doble circuito Tesalia - Alférez 220 Kv y la S/E Tuluní 220/115 kV, en operación el 2° circuito Betania - Mirolindo 220 kV y Refuerzo Suroccidental 500 kV y 220 kV En el STR: SE San Martin 115 kV, SE Jardinera 115 kV	
	Con baja generación en el Valle y alta generación en Betania y Quimbo	Con alta generación en el Valle y baja generación en Betania y Quimbo
Condición Normal de Operación (C.N.O.)	**Cargabilidad:** Desempeño adecuado Tr Páez 230/115 kV > 61 % Tr Jamondino 1 y 2 - 230/115 kV > 57 % Tr SMarcos 500/230 kV > 35 % Tr Virginia 500/230 kV > 44 % Lin Jardinera - Junín 115 kV > 78 % Lin Jamondino - Jardinera 115 kV > 76 % **Tensión:** No hay restricción a la importación desde Ecuador - **360 MW** Nodos: Ipiales, Junín y Tumaco 115 kV < a **104 %** Desempeño adecuado en todos los nodos de Cauca, Valle y Nariño	**Cargabilidad:** Desempeño adecuado Tr Páez 230/115 kV > 63 % Tr Jamondino 1 y 2 - 230/115 kV > 50 % Tr SMarcos 500/230 kV > 26 % Tr Virginia 500/230 kV > 43 % Lin. Jamondino - Catambuco 115 kV > 56 % Lin. Alferez2-Melendez 115 kV > 52 % Lin Jardinera - Junín 115 kV > 76 % Lin Jamondino - Jardinera 115 kV > 74 % Lin SCarlos - Virginia 500 kV > 19 % -- (321 MW) **Tensión:** Nodos: Ipiales, Junín y Tumaco 115 kV < a **106 %** Desempeño adecuado en todos los nodos de Cauca, Valle y Nariño
N-1 Tr Jamondino 220/115 kV	**Cargabilidad:** Desempeño adecuado Tr Páez 230/115 kV > 62 % Tr Jamondino 2 - 230/115 kV > 106 % Tr SMarcos 500/230 kV > 35 % Tr Virginia 500/230 kV > 44 % Lin. Zaque - Catambuco 115 kV > 33 % Lin. Alferez2-Melendez 115 kV > 56 % Lin Jardinera - Junín 115 kV > 81 % Lin Jamondino - Jardinera 115 kV > 78 % **Tensión:** se restringe la importación desde Ecuador a **261 MW** Nodos: Ipiales, Jamondino, Junín, Tumaco y Florencia 115 kV < a **102 %** Desempeño adecuado en todos los nodos	**Cargabilidad:** Desempeño adecuado Tr Páez 230/115 kV > 64 % Tr Jamondino 2 - 230/115 kV > 94 % Tr SMarcos 500/230 kV > 26 % Tr Virginia 500/230 kV > 43 % Lin. Jamondino - Catambuco 115 kV > 49 % Lin. Alferez2-Melendez 115 kV > 52 % Lin Jardinera - Junín 115 kV > 78 % Lin Jamondino - Jardinera 115 kV > 76 % **Tensión:** No hay restricción a la importación desde Ecuador - **360 MW** Nodos: Ipiales, Jamondino, Junín, Tumaco y Florencia 115 kV < a **104 %** Desempeño adecuado en todos los nodos
N-1 Lin Jamondino - Catambuco 115 kV	**Cargabilidad:** Desempeño adecuado Tr Páez 230/115 kV > 62 % Tr Jamondino 2 - 230/115 kV > 56 % Tr SMarcos 500/230 kV > 35 % Tr Virginia 500/230 kV > 44 % Lin. Jamondino - Pasto 115 kV > 115 % Lin. Pasto - Catambuco 115 kV > 115 % Lin. Alferez2-Melendez 115 kV > 55 % Lin Jardinera - Junín 115 kV > 79 % Lin Jamondino - Jardinera 115 kV > 72 % **Tensión:** se restringe la importación desde Ecuador a **129 MW** Nodos: Ipiales, Junín y Tumaco 115 kV < **a 103 %** Desempeño adecuado en todos los nodos de Cauca, Valle y Nariño	

CONDICIÓN	AÑO EVALUADO – 2022 DEMANDA MAXIMA e IMPORTACIÓN DESDE ECUADOR (360 MW) En el STN: Con el doble circuito Tesalia - Alférez 220 Kv y la S/E Tuluní 220/115 kV, en operación el 2° circuito Betania - Mirolindo 220 kV y Refuerzo Suroccidental 500 kV y 220 kV En el STR: SE San Martin 115 kV, SE Jardinera 115 kV	
	Con baja generación en el Valle y alta generación en Betania y Quimbo	Con alta generación en el Valle y baja generación en Betania y Quimbo
N-1 Lin Pasto - Jamondino - 115 kV		**Cargabilidad:** Desempeño adecuado Tr Páez 220/115 kV > 64 % Tr Jamondino 2 - 220/115 kV > 48 % Tr SMarcos 500/220 kV > 26 % Tr Virginia 500/220 kV > 43 % Lin. Jamondino - Catambuco 115 kV > **116 %** Lin. Alferez2-Melendez 115 kV > 52 % Lin Jardinera - Junín 115 kV > 76 % Lin Jamondino - Jardinera 115 kV > 74 % **Tensión:** No hay restricción a la importación desde Ecuador - **360 MW** Nodos: Ipiales, Jamondino, Junín, Tumaco y Florencia 115 kV < a **104 %** Desempeño adecuado en todos los nodos

Fuente de tabla: UPME

Se observa que en relación a las importaciones, para el año 2022 para una condición de demanda máxima se presentan restricciones en las importaciones a aproximadamente 129 MW según sea el despacho, se recomendará al OR revisar la capacidad de los circuitos Jamondino – Pasto y Pasto – Catambuco 115 kV.

Año 2016 Importación y demanda mínima – 500 MW

Tabla 4-97: Desempeño sistema 2022 – Importaciones demanda mínima.

CONDICIÓN	AÑO EVALUADO – 2022 DEMANDA MINIMA e IMPORTACIÓN DESDE ECUADOR (360 MW) En el STN: Con el doble circuito Tesalia - Alférez 220 Kv y la S/E Tuluní 220/115 kV, en operación el 2° circuito Betania - Mirolindo 220 kV y Refuerzo Suroccidental 500 kV y 220 kV En el STR: SE San Martin 115 kV, SE Jardinera 115 kV	
	Con baja generación en el Valle y alta generación en Betania y Quimbo	Con alta generación en el Valle y baja generación en Betania y Quimbo
Condición Normal de Operación (C.N.O.)	**Cargabilidad:** Desempeño adecuado Tr Páez 220/115 kV > 07 % Tr Jamondino 1 y 2 - 220/115 kV > 33 % Tr SMarcos 500/230 kV > 62 % Tr Virginia 500/230 kV > 61 % Lin. Páez - SBernardino 230 kV > 39 % Lin. Jamondino - Pasto 115 kV > 55 % Lin. Zaque - Catambuco 115 kV > 62 % **Tensión:** Nodos: Ipiales, Junín y Tumaco 115 kV < a **105 %** Desempeño adecuado en todos los nodos de Cauca, Valle y Nariño	**Cargabilidad:** Desempeño adecuado Tr Páez 230/115 kV > 10 % Tr Jamondino 1 y 2 - 230/115 kV > 25 % Tr SMarcos 500/230 kV > 62 % Tr Virginia 500/230 kV > 62 % Lin. Jamondino - Catambuco 115 kV > 31 % Lin. Zaque - Catambuco 115 kV > 38 % **Tensión:** Nodos: Ipiales, Junín y Tumaco 115 kV < a **102 %** Desempeño adecuado en todos los nodos de Cauca, Valle y Nariño

CONDICIÓN	AÑO EVALUADO – 2022 DEMANDA MINIMA e IMPORTACIÓN DESDE ECUADOR (360 MW) En el STN: Con el doble circuito Tesalia - Alférez 220 Kv y la S/E Tuluní 220/115 kV, en operación el 2° circuito Betania - Mirolindo 220 kV y Refuerzo Suroccidental 500 kV y 220 kV En el STR: SE San Martin 115 kV, SE Jardinera 115 kV	
	Con baja generación en el Valle y alta generación en Betania y Quimbo	Con alta generación en el Valle y baja generación en Betania y Quimbo
N-1 Tr Jamondino 220/115 kV	**Cargabilidad:** Desempeño adecuado Tr Páez 230/115 kV > 08 % Tr Jamondino 1 y 2 - 230/115 kV > 58 % Tr SMarcos 500/230 kV > 62 % Tr Virginia 500/230 kV > 61 % Lin. Páez - SBernardino 230 kV > 39 % Lin. Jamondino - Pasto 115 kV > 48 % Lin. Zaque - Catambuco 115 kV > 53 % **Tensión:** Nodos: Ipiales, Junín y Tumaco 115 kV < a **104 %** Desempeño adecuado en los demás nodos de Cauca, Valle y Nariño	**Cargabilidad:** Desempeño adecuado Tr Páez 230/115 kV > 10 % Tr Jamondino 2 - 230/115 kV > 45 % Tr SMarcos 500/230 kV > 62 % Tr Virginia 500/230 kV > 62 % Lin. Jamondino - Catambuco 115 kV > 28 % Lin. Alferez2-Melendez 115 kV > 27 % Lin. Zaque - Catambuco 115 kV > 31 % **Tensión:** Nodos: Ipiales, Jamondino, Junín, Tumaco y Florencia 115 kV < a **104 %** Desempeño adecuado en todos los nodos
N-1 Alférez - San Bernardino 220 kV	**Cargabilidad:** Desempeño adecuado Tr Páez 220/115 kV > 07 % Tr Jamondino 1 y 2 - 230/115 kV > 33 % Tr SMarcos 500/230 kV > 62 % Tr Virginia 500/230 kV > 61 % Lin. Páez - SBernardino 230 kV > **58 %** Lin. Jamondino - Pasto 115 kV > 57 % Lin. Zaque - Catambuco 115 kV > **65 %** **Tensión:** Nodos: Ipiales, Junín y Tumaco 115 kV < a **104 %** Desempeño adecuado en los demás nodos de Cauca, Valle y Nariño	
N-1 Lin Jamondino - Catambuco 115 kV	**Cargabilidad:** Desempeño adecuado Tr Páez 230/115 kV > 08 % Tr Jamondino 2 - 230/115 kV > 31 % Tr SMarcos 500/230 kV > 62 % Tr Virginia 500/230 kV > 61 % Lin. Páez - SBernardino 230 kV > 39 % Lin. Jamondino - Pasto 115 kV > **84 %** Lin. Zaque - Catambuco 115 kV > 57 % **Tensión:** Nodos: Ipiales, Junín y Tumaco 115 kV < a 104 % Desempeño adecuado en todos los nodos de Cauca, Valle y Nariño	
N-1 Lin Pasto-Riomayo 115 kV	**Cargabilidad:** Desempeño adecuado Tr Páez 230/115 kV > 9 % Tr Jamondino 2 - 230/115 kV > 25 % Tr SMarcos 500/230 kV > 62 % Tr Virginia 500/230 kV > 61 % Lin. Páez - SBernardino 230 kV > 39 % Lin. Jamondino - Pasto 115 kV > 31 % Lin. Zaque - Catambuco 115 kV > **80 %** **Tensión:** Nodos: Ipiales, Junín y Tumaco 115 kV < a 104 % Desempeño adecuado en todos los nodos de Cauca, Valle y Nariño	

CONDICIÓN	AÑO EVALUADO – 2022 DEMANDA MINIMA e IMPORTACIÓN DESDE ECUADOR (360 MW) En el STN: Con el doble circuito Tesalia - Alférez 220 Kv y la S/E Tuluní 220/115 kV, en operación el 2° circuito Betania - Mirolindo 220 kV y Refuerzo Suroccidental 500 kV y 220 kV En el STR: SE San Martin 115 kV, SE Jardinera 115 kV	
	Con baja generación en el Valle y alta generación en Betania y Quimbo	Con alta generación en el Valle y baja generación en Betania y Quimbo
N-1 Lin SMarcos - Juanchito 220 kV		**Cargabilidad:** Desempeño adecuado **Tensión:** Nodos: Ipiales, Jamondino, Junín, Tumaco y Florencia 115 kV < a **104 %** Desempeño adecuado en los demás nodos
N-1 Lin Pasto-Jamondino 115 kV		**Cargabilidad:** Desempeño adecuado Tr Páez 220/115 kV > 10 % Tr Jamondino 2 - 230/115 kV > 24 % Tr SMarcos 500/230 kV > 62 % Tr Virginia 500/230 kV > 62 % Lin. Jamondino - Catambuco 115 kV > **72 %** Lin. Zaque - Catambuco 115 kV > 34 % **Tensión:** Nodos: Jamondino 115, Junín, Ipiales, Tumaco y Florencia 115 kV< a **104 %** Desempeño adecuado en los demás nodos de Cauca, Valle y Nariño

Fuente de tabla: UPME

Para las condiciones evaluadas no se observa restricción para importar la capacidad de 360 MW.

4.6. OTRAS NECESIDADES

Bahías de conexión de transformadores:

Las necesidades identificadas como ampliación, correspondiente a las bahías de conexión al STN para las subestaciones en configuración Interruptor y medio de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 147 de 2011, por medio de la cual se modifica el artículo 6 de la Resolución CREG 022 de 2001 quedando así:

> "***Artículo 6. Ampliaciones de las Instalaciones del STN que se encuentren en servicio***. *Los proyectos consistentes en la ampliación de las instalaciones del STN que se encuentren en operación, tales como:*
>
> *a) montaje de nuevos circuitos sobre estructuras existentes, junto con los activos requeridos para su conexión al STN;*
> *b) cambio en la configuración de subestaciones existentes;*
> *c) montaje de nuevas bahías de transformador con tensión igual o superior a 220 kV que utilice un Operador de Red para conectarse al STN en subestaciones con configuración anillo o interruptor y medio;*
>
> *harán parte del Plan de Expansión de Referencia, de acuerdo con el artículo 3 de la presente Resolución y en esta medida su ejecución podrá ser objetada. De ser incluida la respectiva ampliación en el Plan de Expansión de Referencia, será desarrollada por el transmisor que representa ante el Liquidador y Administrador de Cuentas, LAC, los activos objeto de la*

ampliación. En caso de que el transmisor no desee desarrollar el proyecto, se adelantará un proceso que garantice la libre concurrencia en condiciones de igualdad (…)".

De acuerdo con lo establecido en la mencionada resolución, las obras que serían suseptibles a ejecutar mediante el mecanismo ampliación recomendadas para el Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2016 – 2030 son las siguientes:

Tabla 4-98: Bahías de transformadores de conexión al STN que pudieran ser ejecutadas por el mecanismo de ampliación.

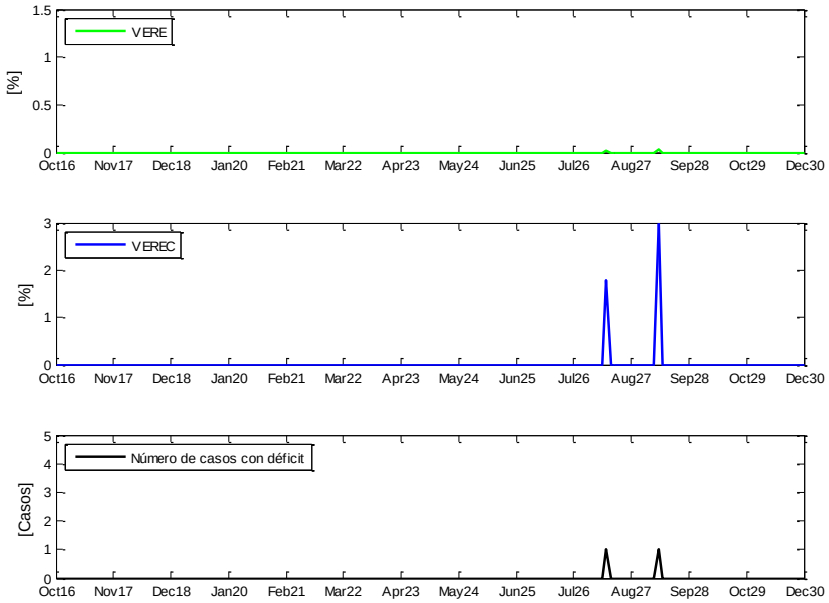
Proyecto	Descripción	Tensión (kV)	Activo	Configuración	Capacidad (MVA)	Fecha de entrada
La Loma	Nuevos transformadores	500/110 kV	Bahía de transformación	IM	2x150 MVA	Junio 2018
TEBSA	Tercer Transformador	230/110 kV	Bahía de transformación	IM	100 MVA	Agosto 2018

Fuente de tabla: UPME

ANEXO I. PRINCIPALES VARIABLES DE GENERACIÓN – ESCENARIOS LARGO PLAZO

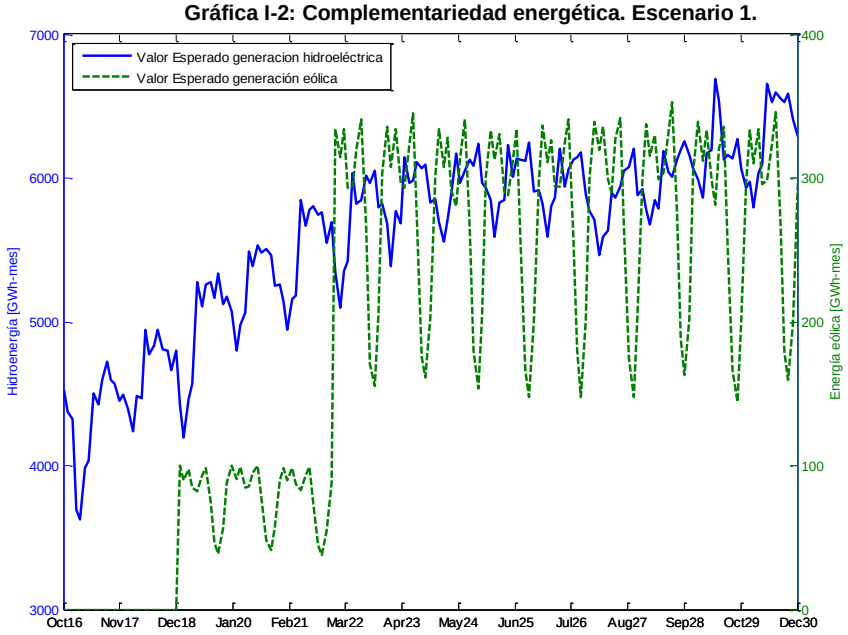
Escenario 1

Gráfica I-1: Confiabilidad. Escenario 1.



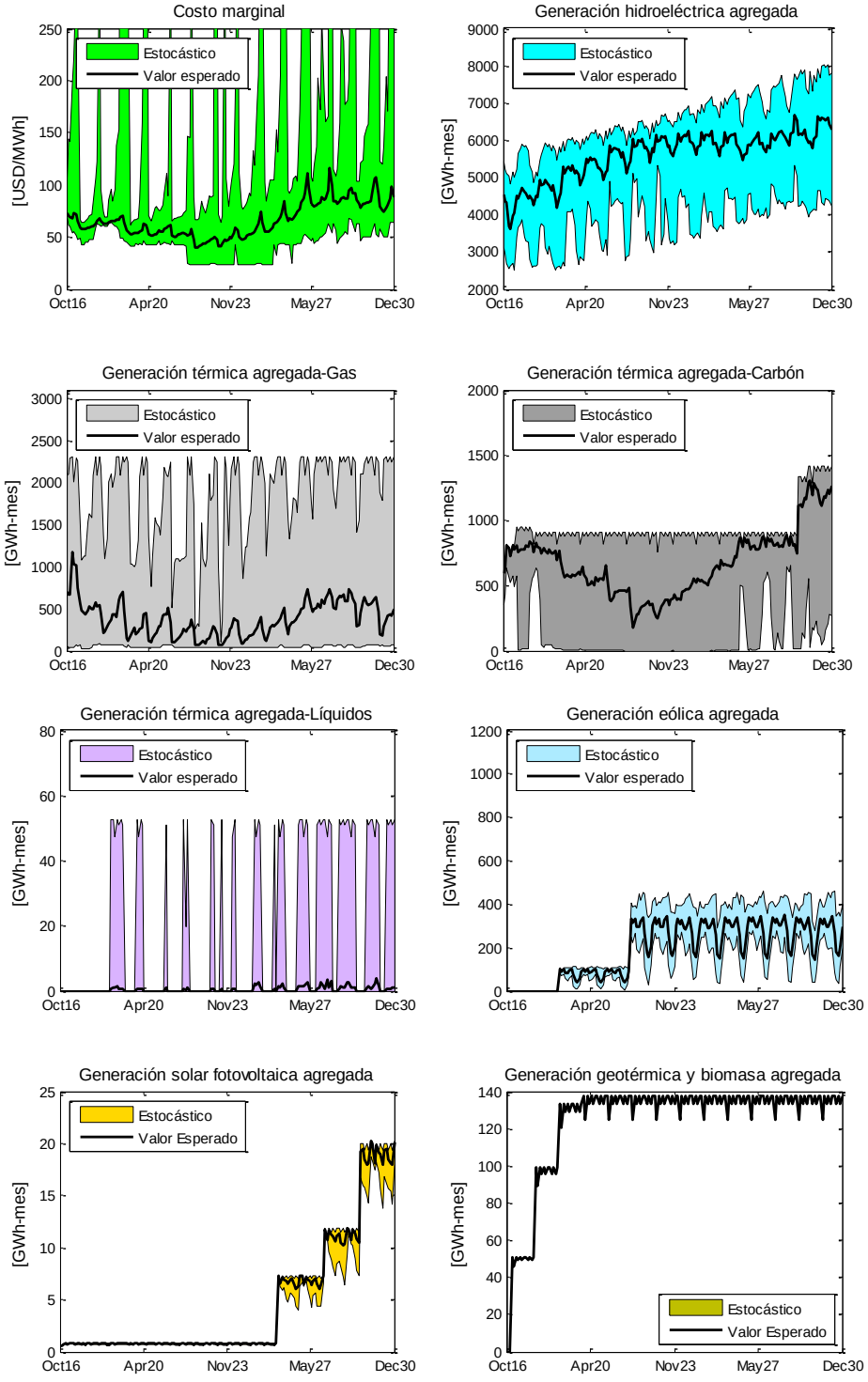
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica I-2: Complementariedad energética. Escenario 1.



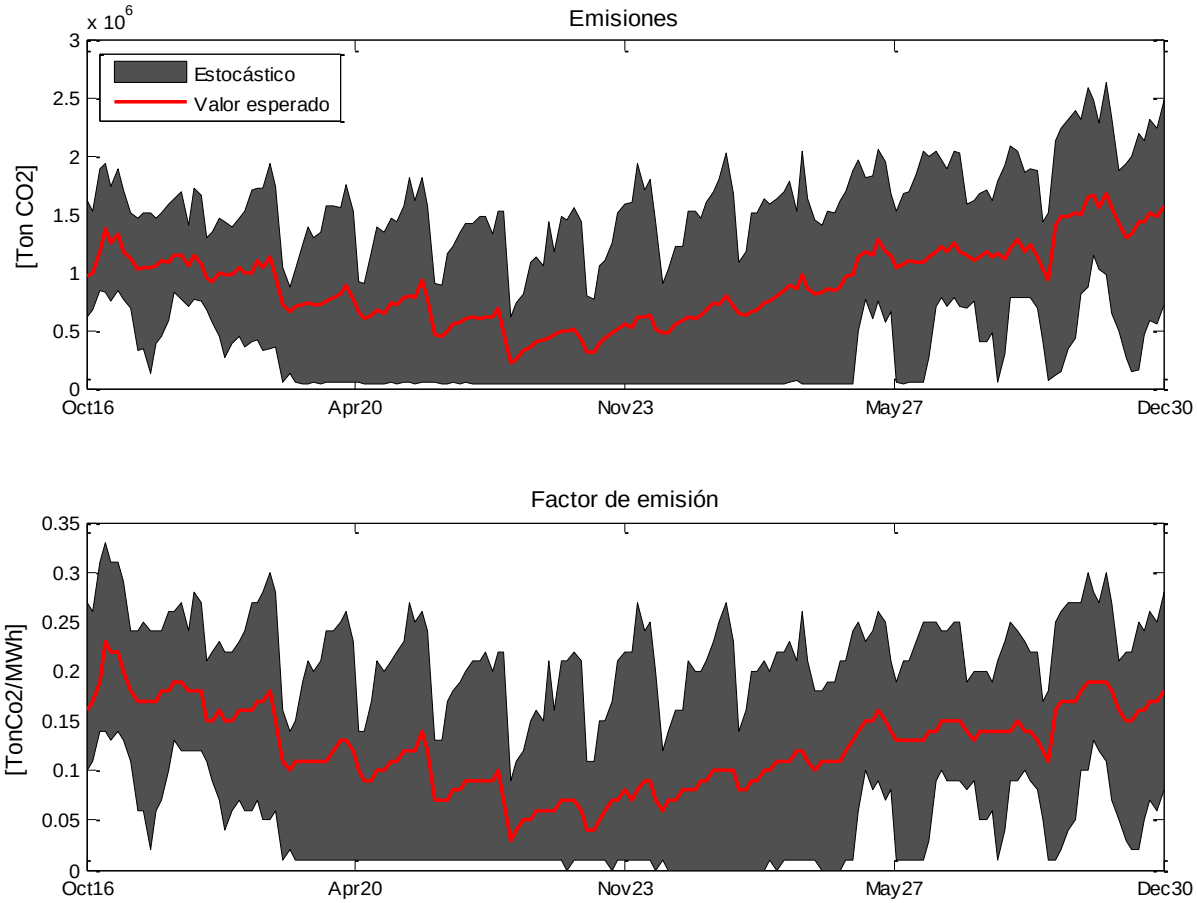
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica I-3: Comportamiento principales variables. Escenario 1.



Fuente de gráfica: UPME

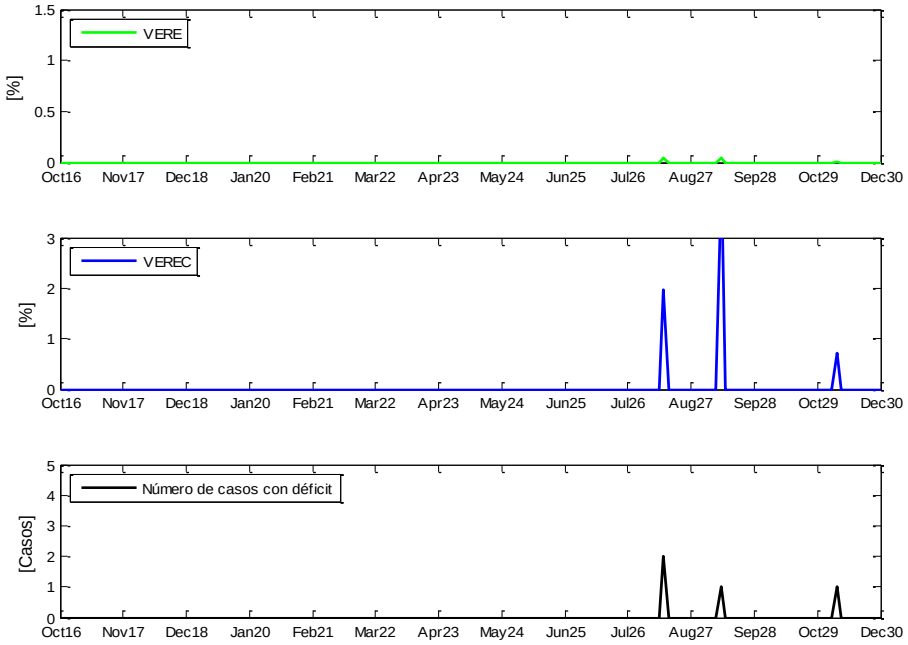
Gráfica I-4: Emisiones y Factor de emisión. Escenario 1.



Fuente de gráfica: UPME.

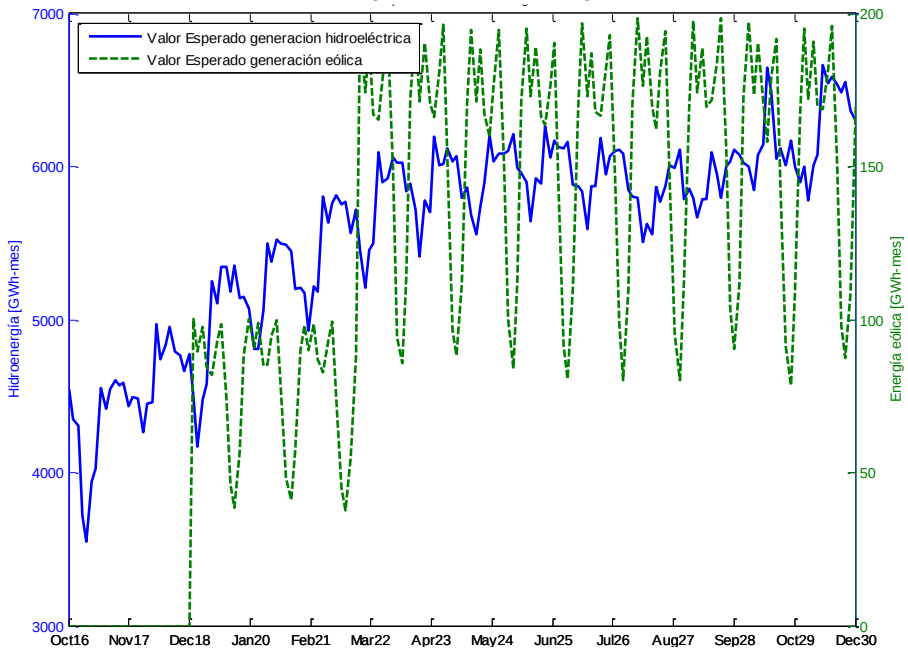
Escenario 1.1

Gráfica I-5: Confiabilidad. Escenario 1.1.



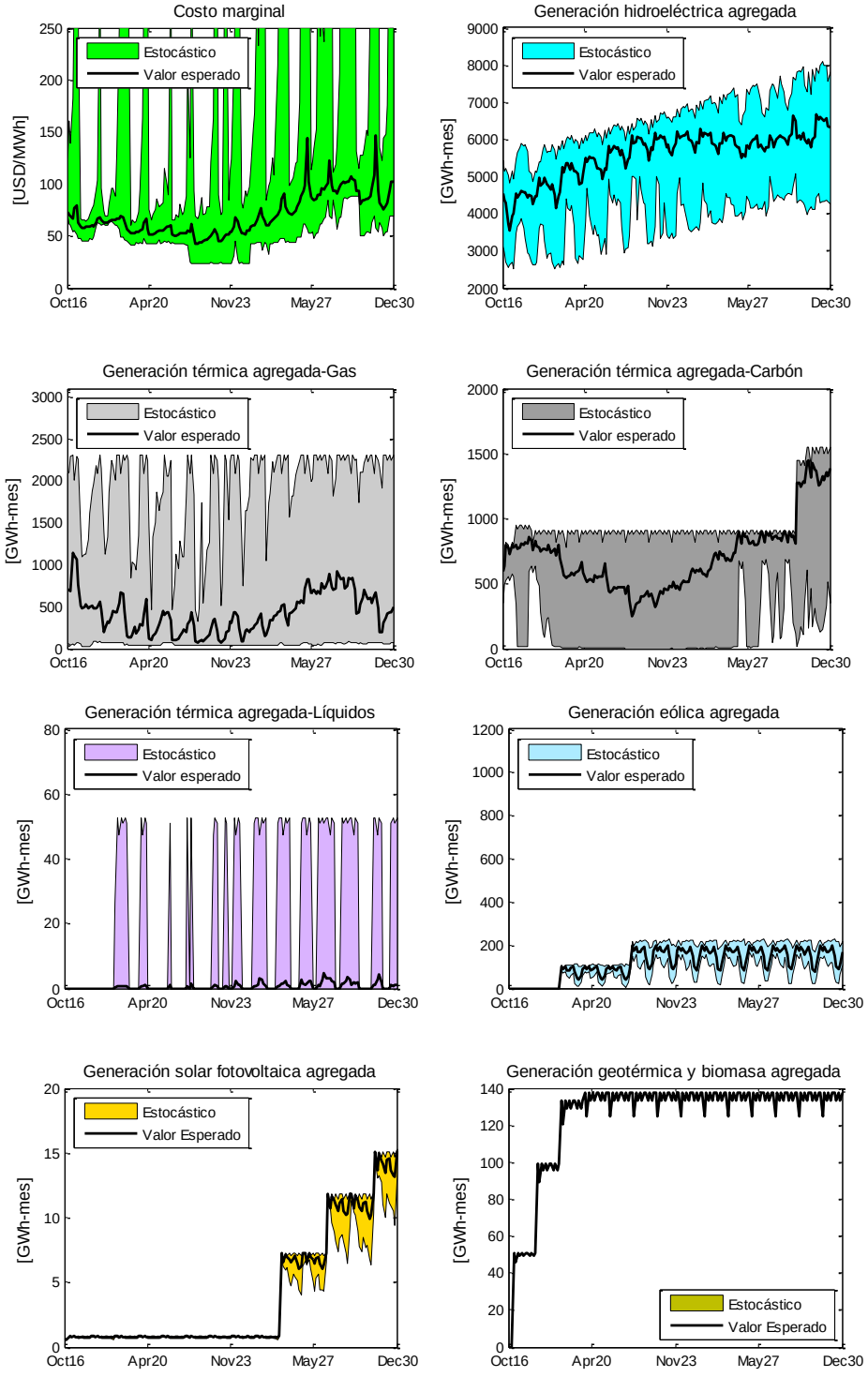
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica I-6: Complementariedad energética. Escenario 1.1.



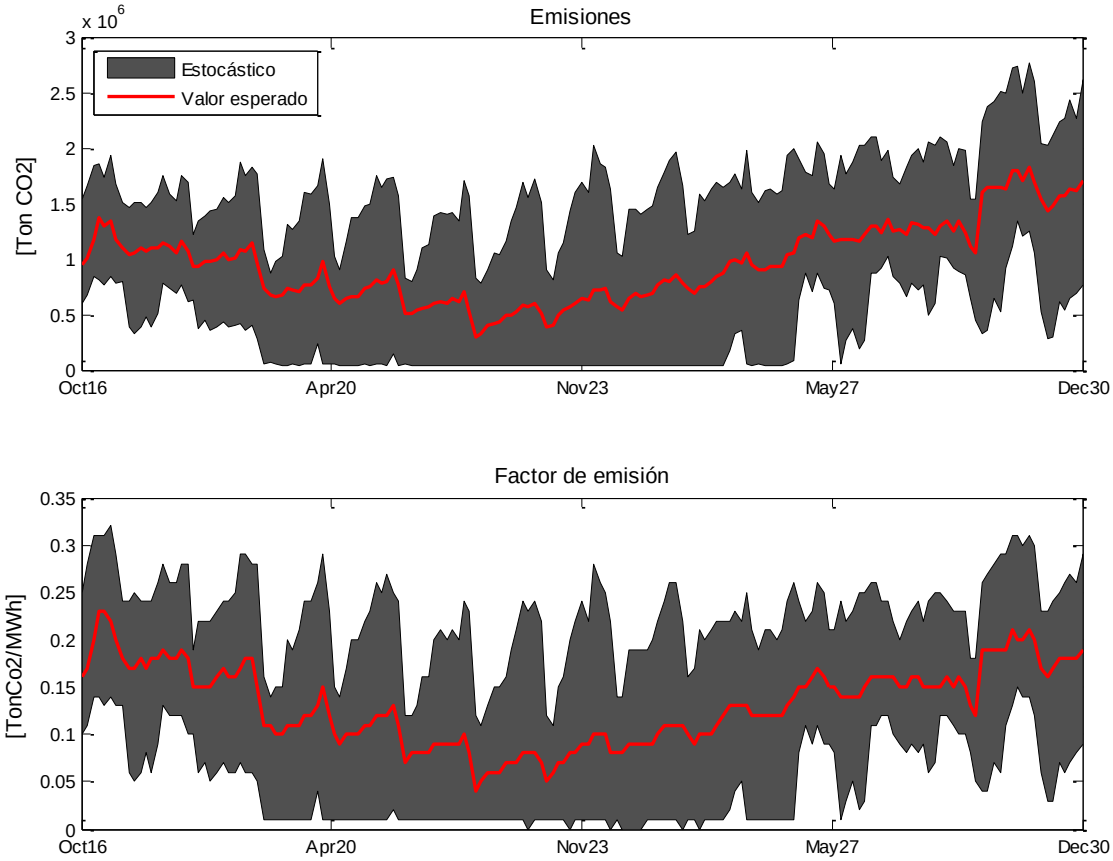
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica I-7: Comportamiento principales variables. Escenario 1.1.



Fuente de gráfica: UPME

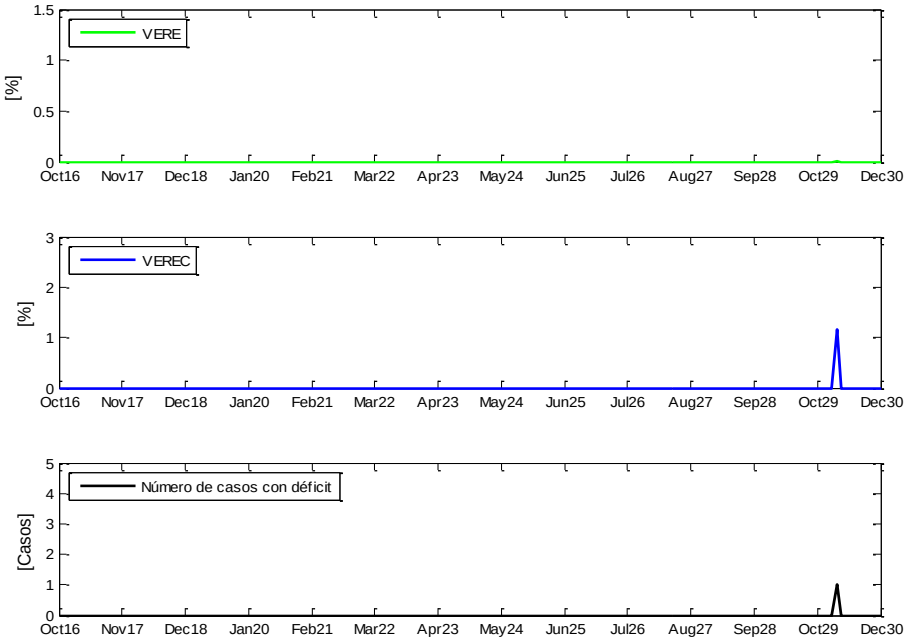
Gráfica I-8: Emisiones y Factor de emisión. Escenario 1.1.



Fuente de gráfica: UPME.

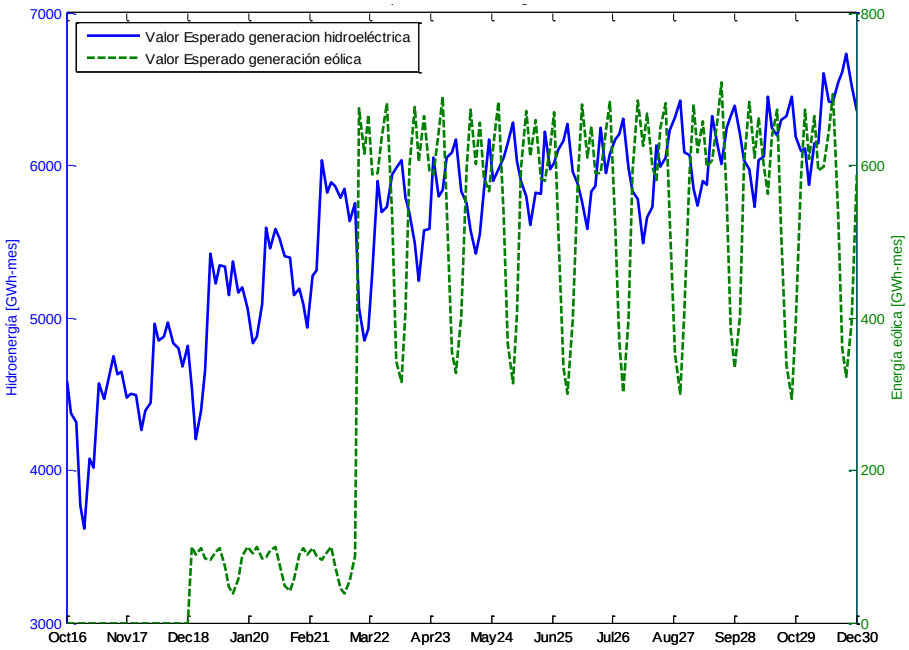
Escenario 2

Gráfica I-9: Confiabilidad. Escenario 2.



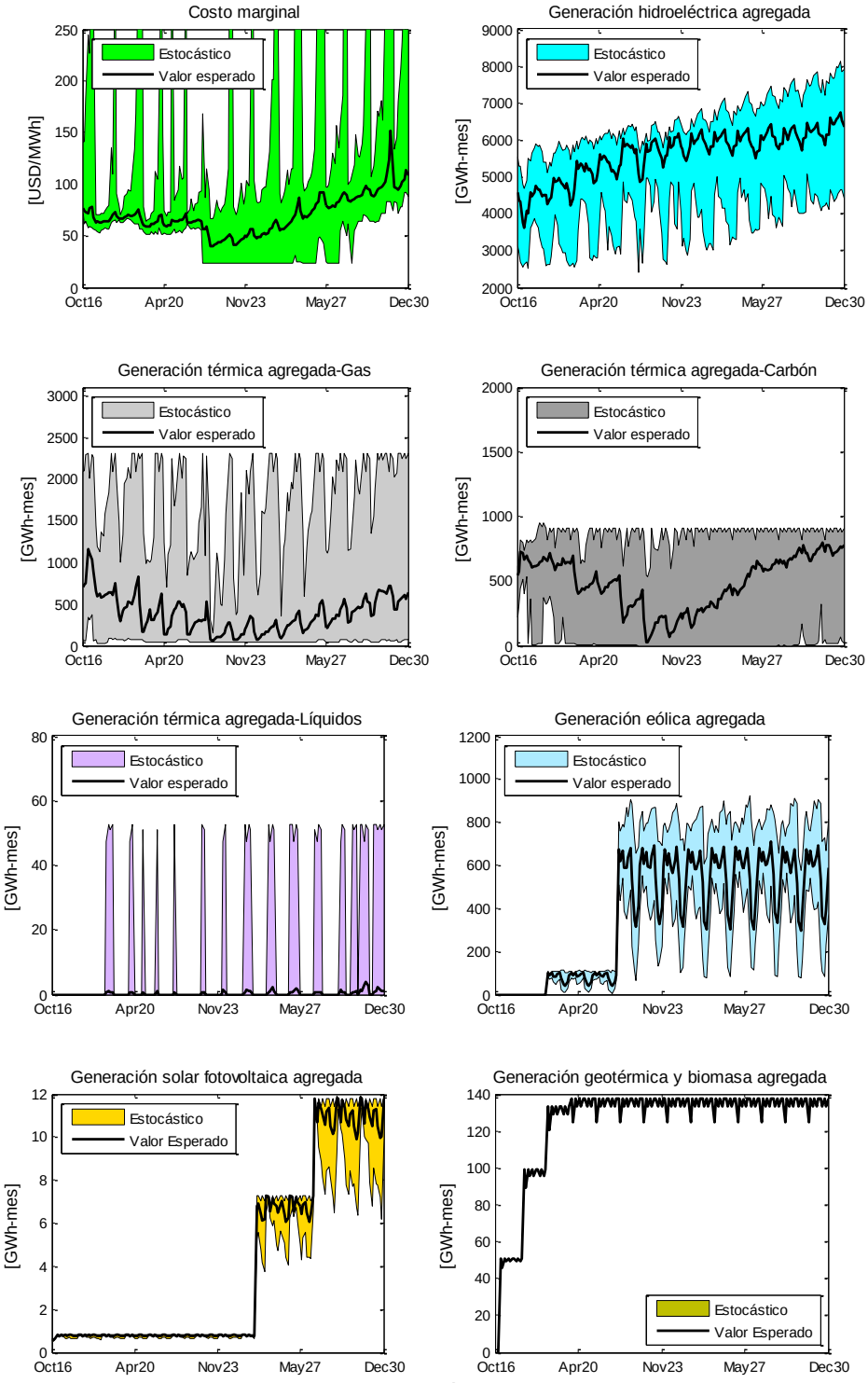
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica I-10: Complementariedad energética. Escenario 2.



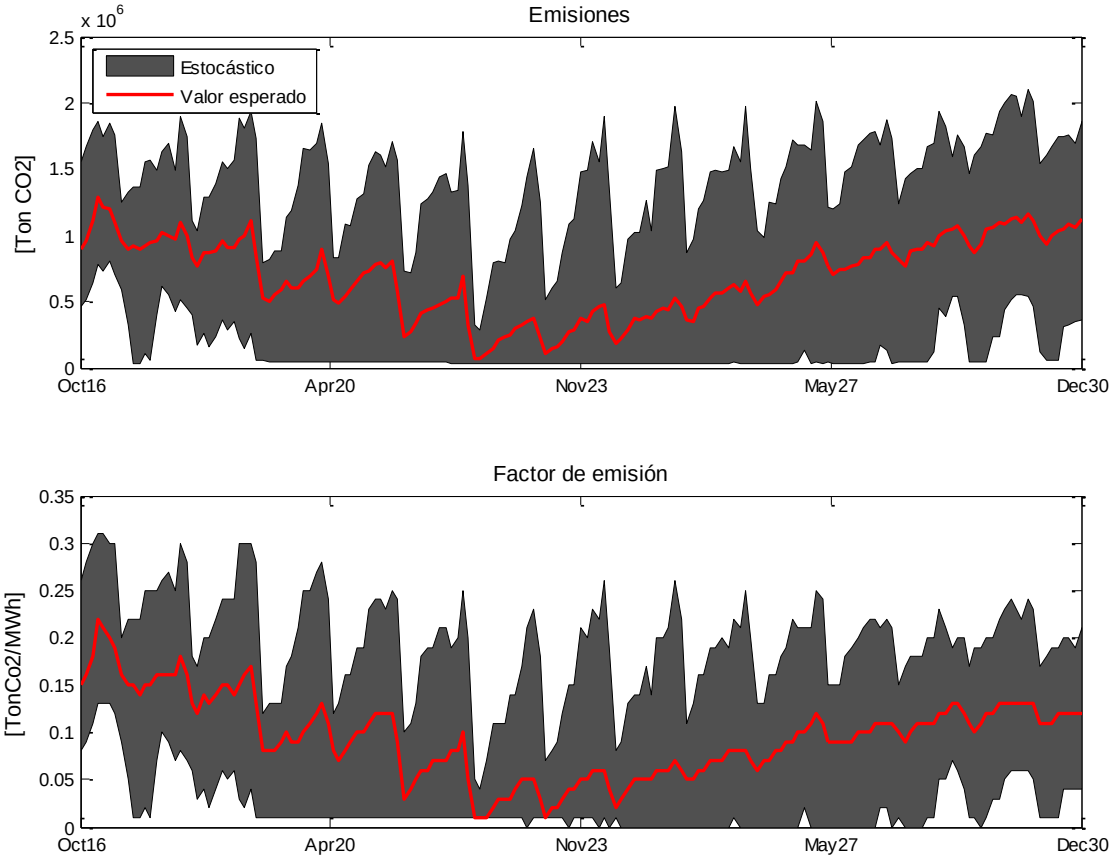
Fuente de gráfica: UPME.

Gráfica I-11: Comportamiento principales variables. Escenario 2.



Fuente de gráfica: UPME

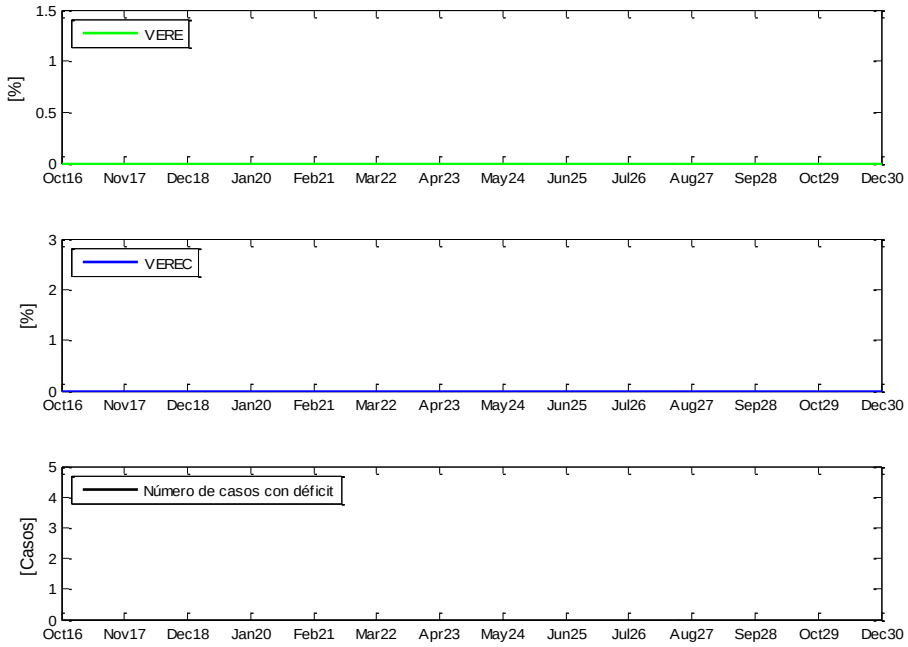
Gráfica I-12: Emisiones y Factor de emisión. Escenario 2.



Fuente de gráfica: UPME.

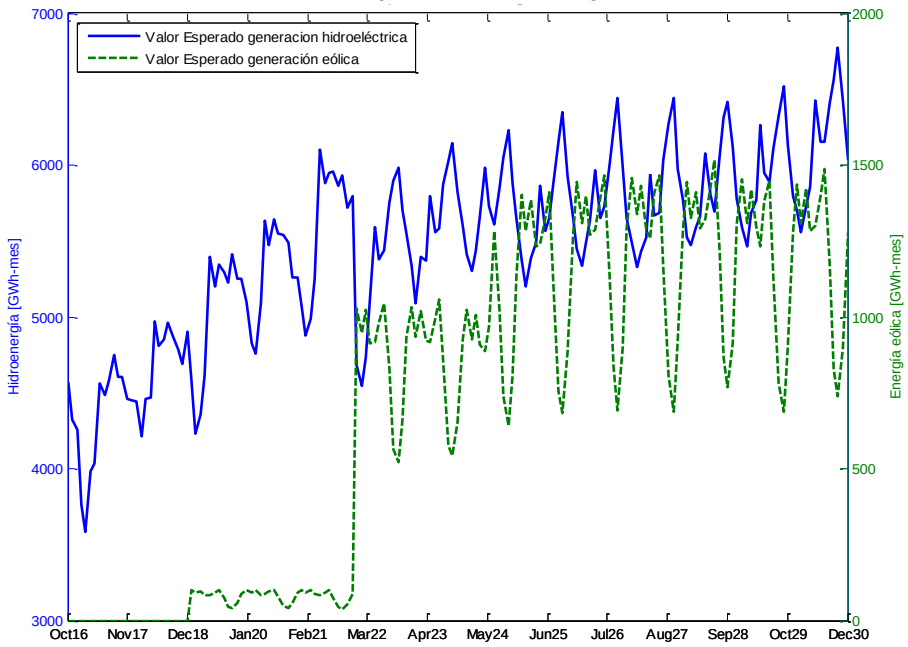
Escenario 2.1

Gráfica I-13: Confiabilidad. Escenario 2.1.



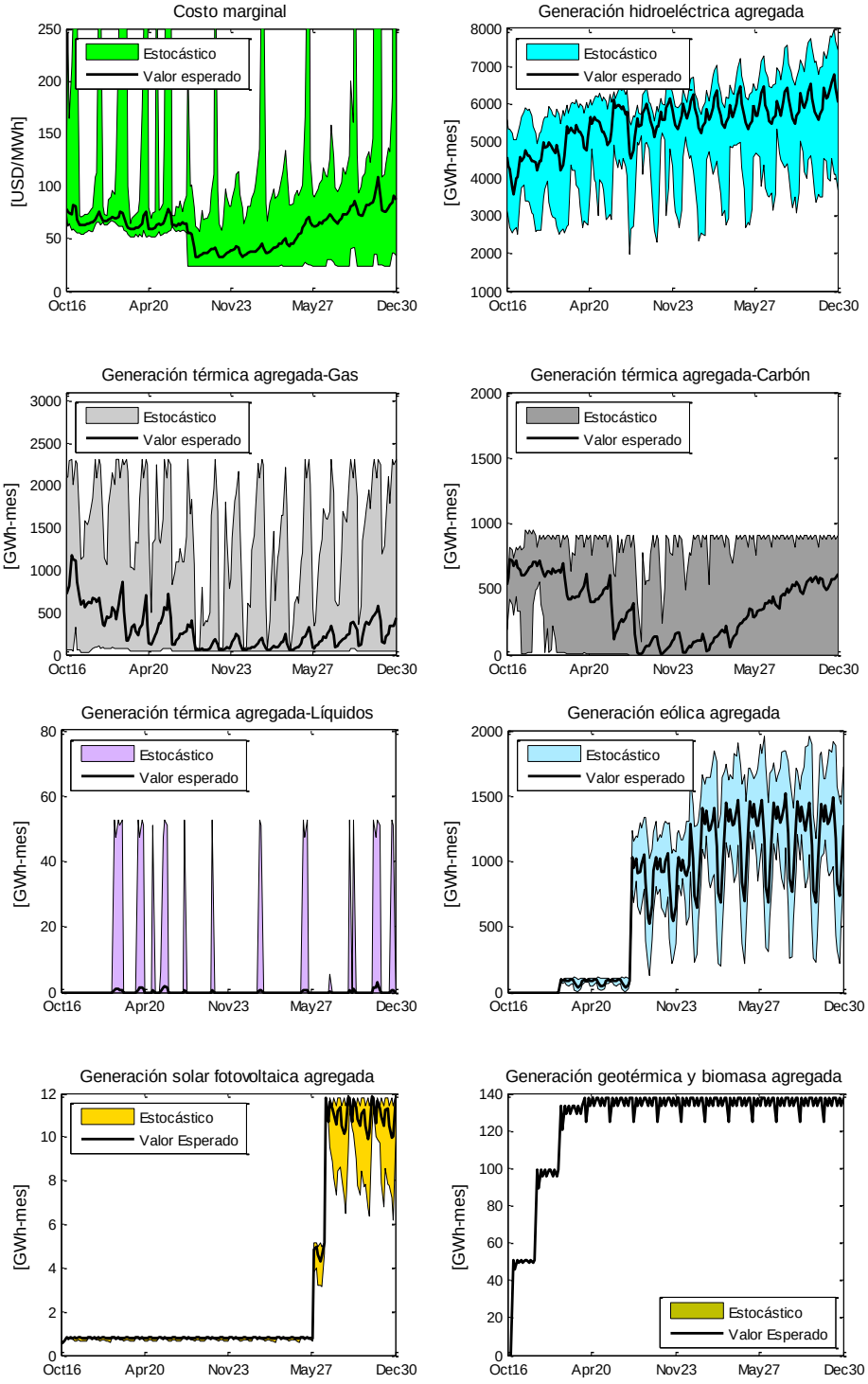
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica I-14: Complementariedad energética. Escenario 2.1.



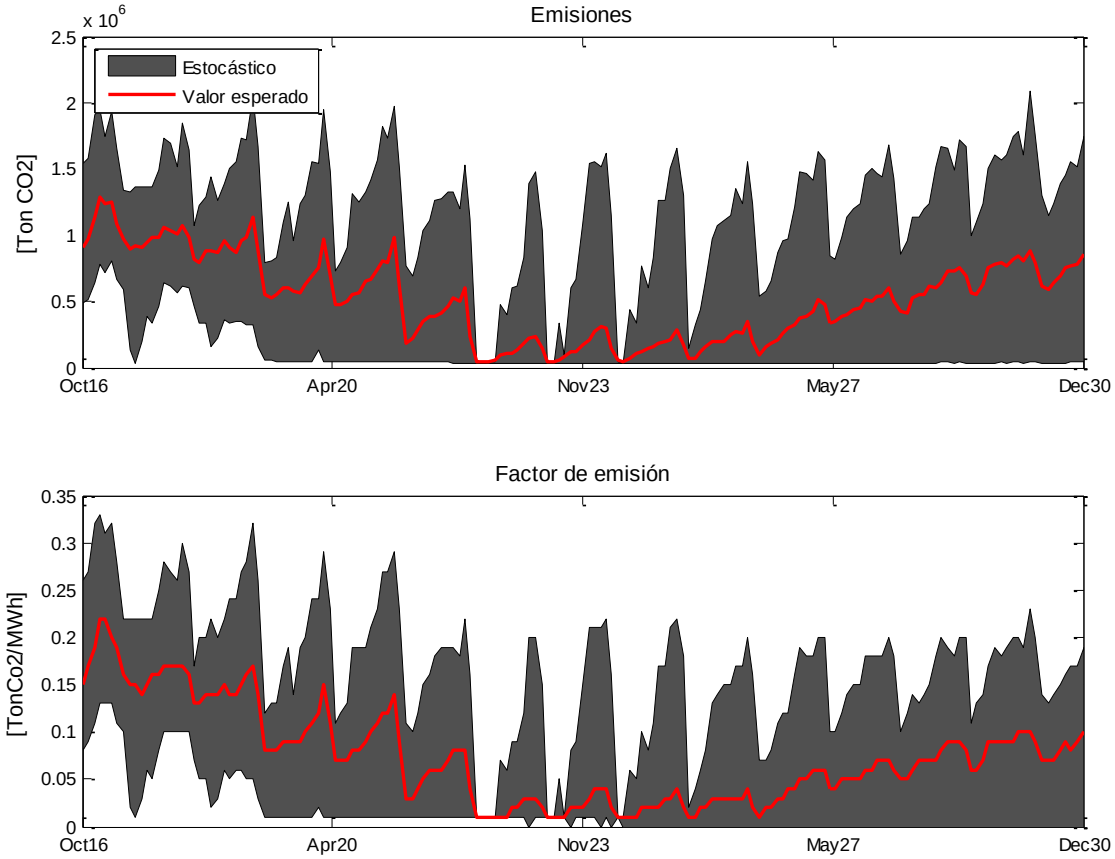
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica I-15: Comportamiento principales variables. Escenario 2.1.



Fuente de gráfica: UPME

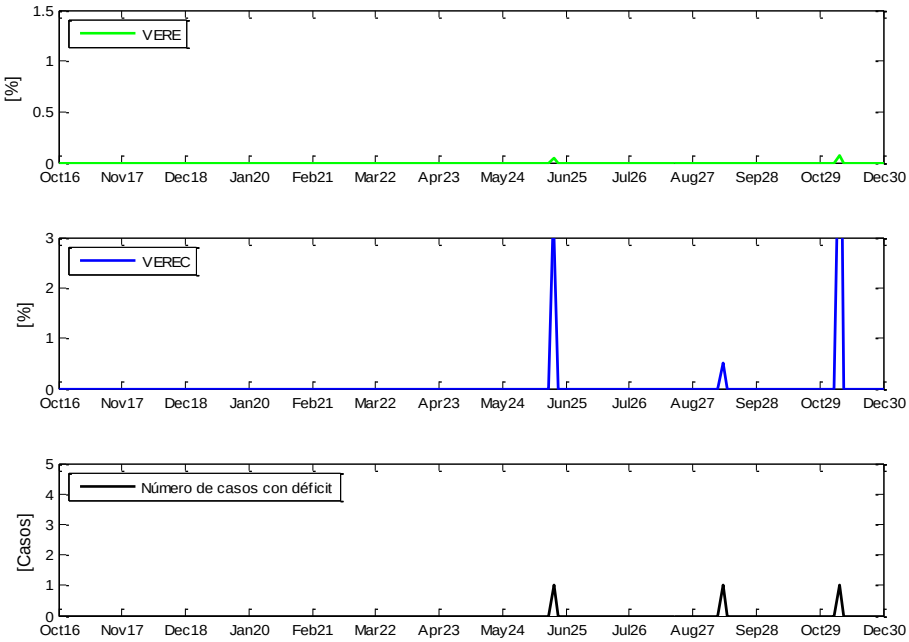
Gráfica I-16: Emisiones y Factor de emisión. Escenario 2.1.



Fuente de gráfica: UPME.

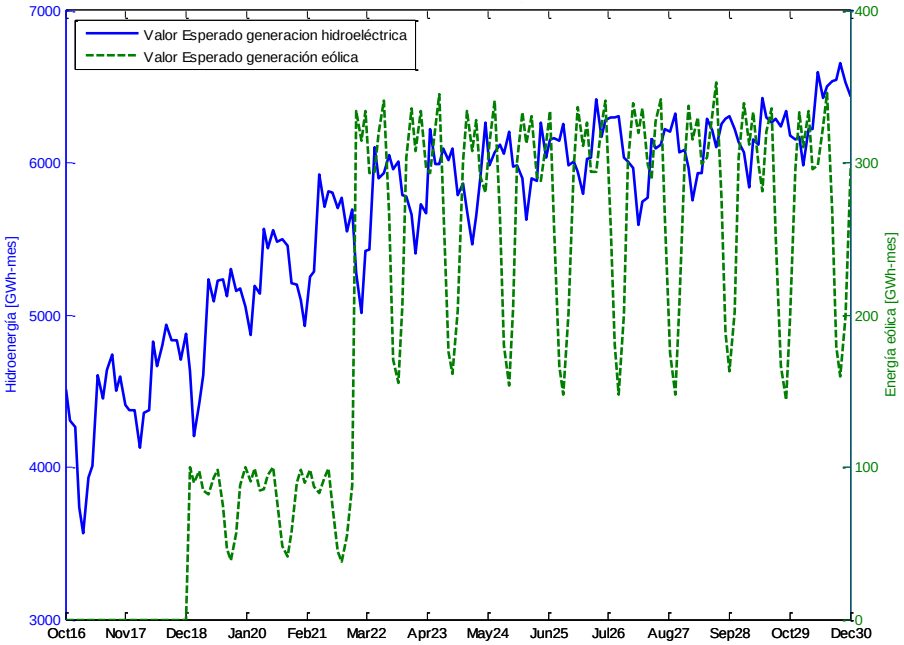
Escenario 3

Gráfica I-17: Confiabilidad. Escenario 3.



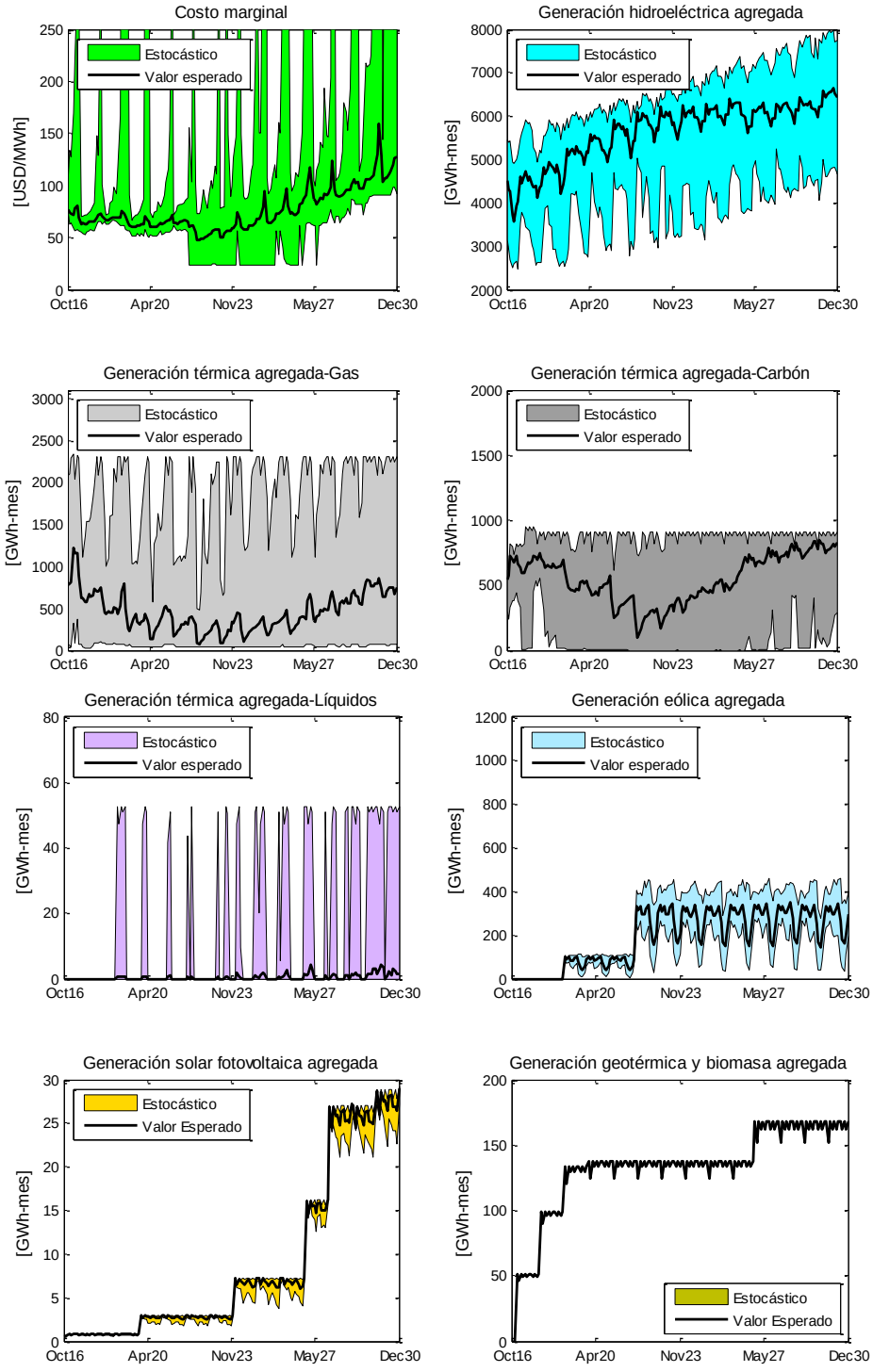
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica I-18: Complementariedad energética. Escenario 3.



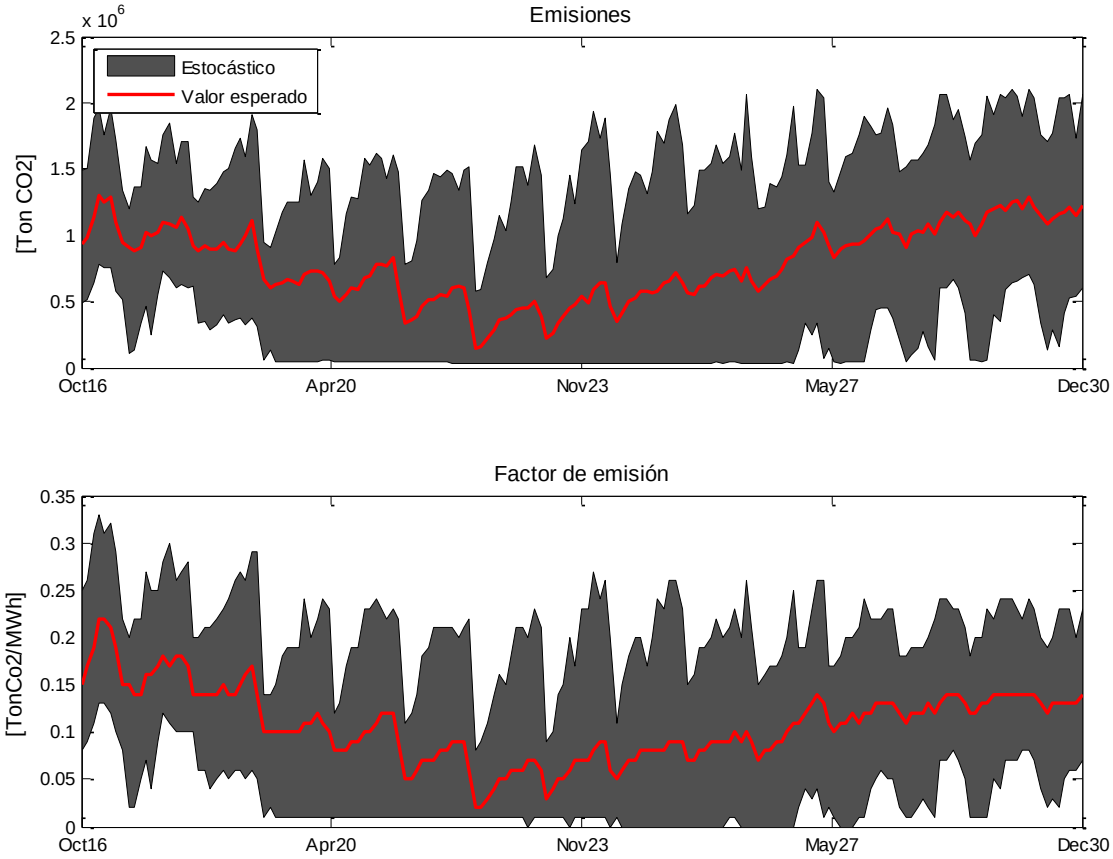
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica I-19: Comportamiento principales variables. Escenario 3.



Fuente de gráfica: UPME.

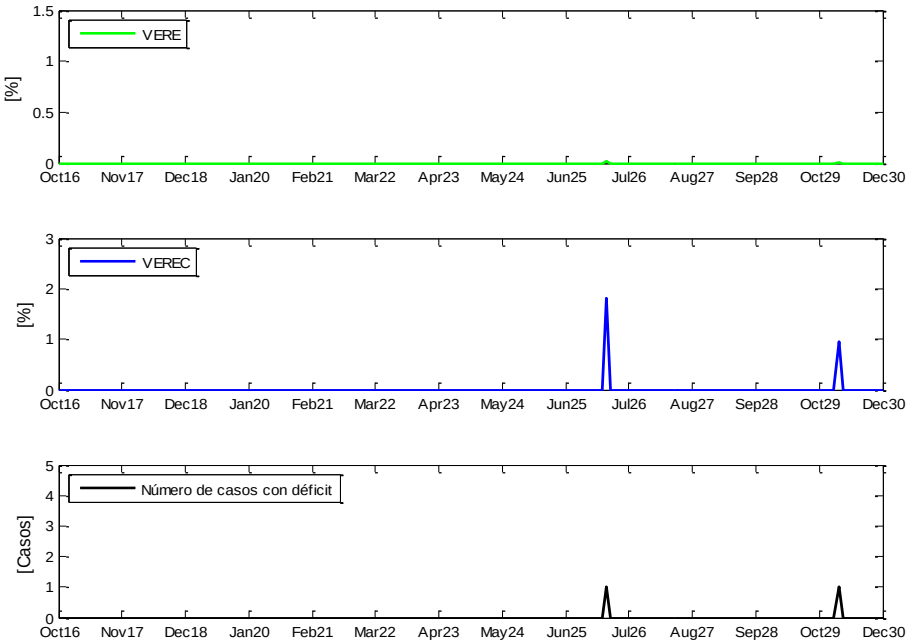
Gráfica I-20: Emisiones y Factor de emisión. Escenario 3.



Fuente de gráfica: UPME.

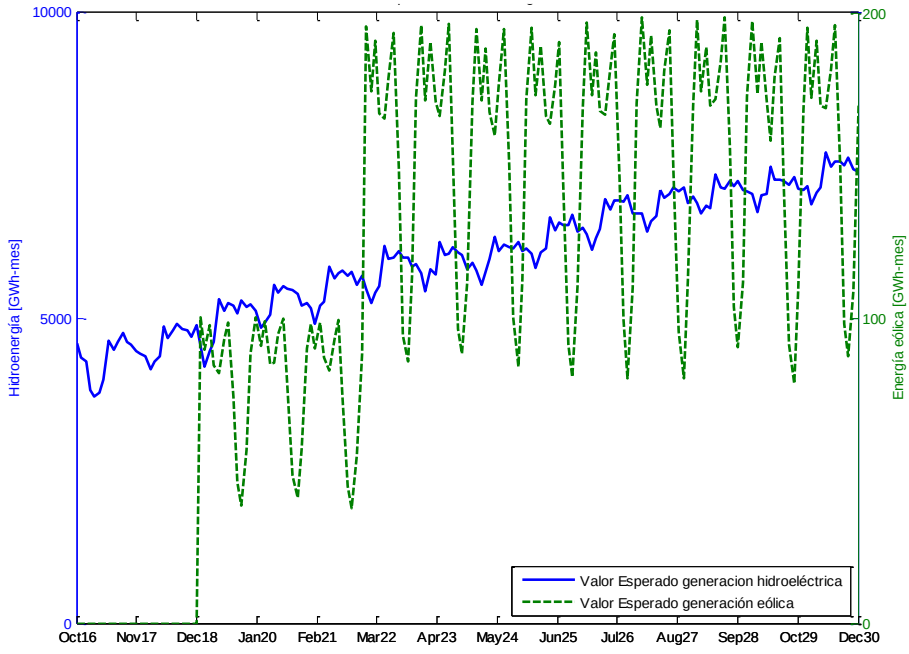
Escenario 3.1

Gráfica I-21: Confiabilidad. Escenario 3.1.



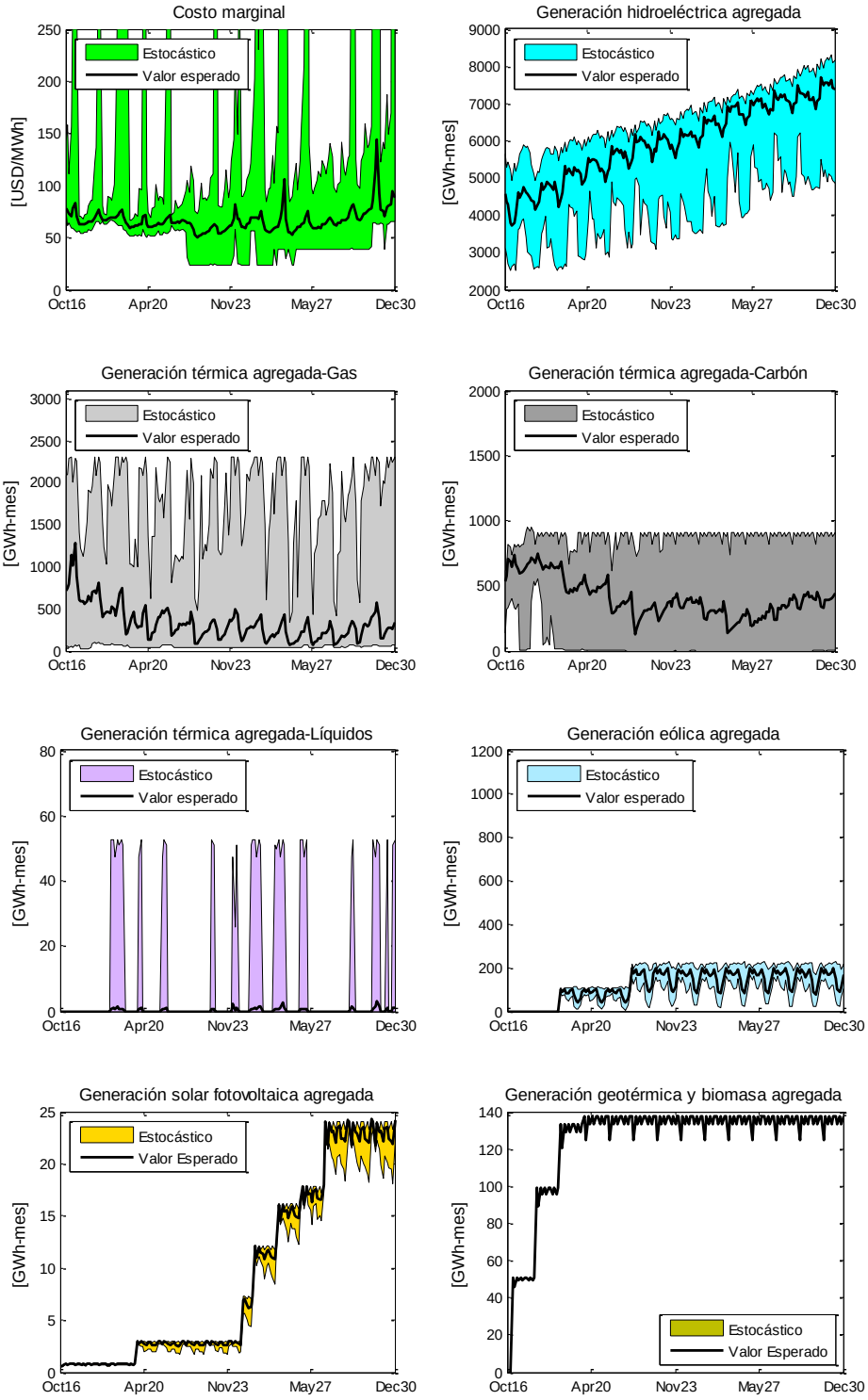
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica I-22: Complementariedad energética. Escenario 3.1.



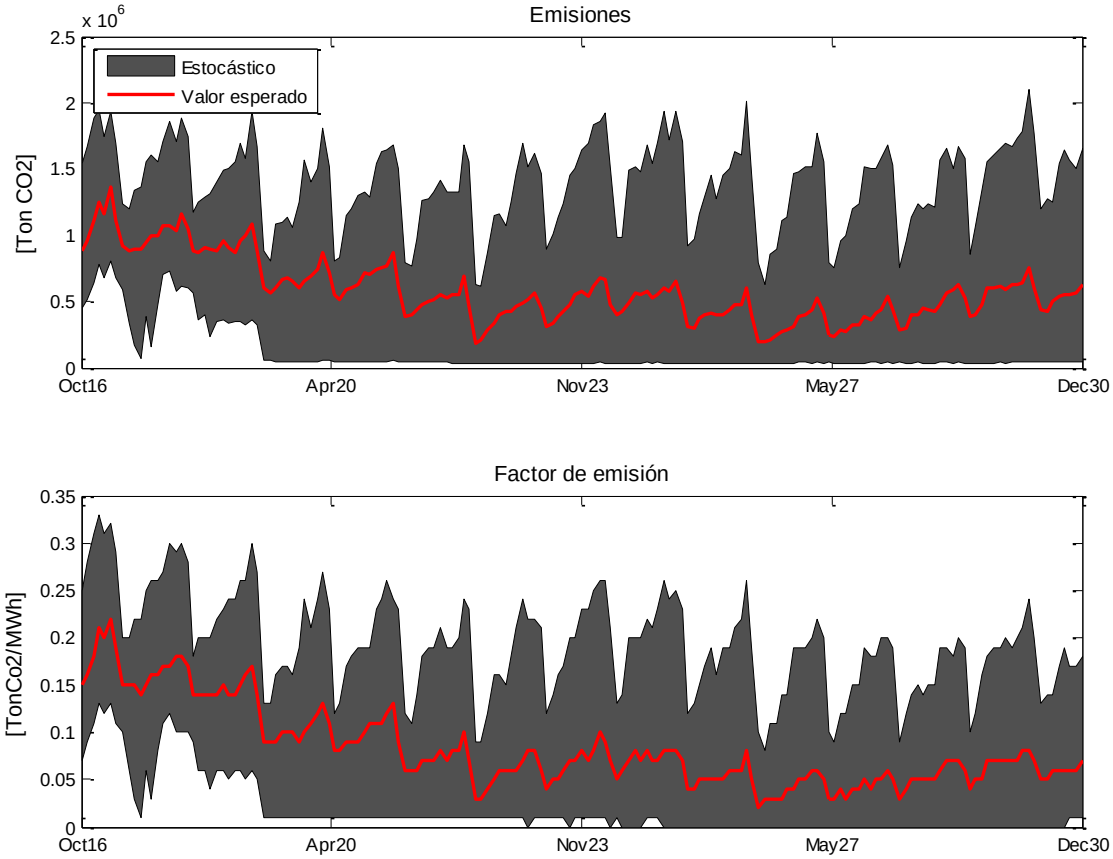
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica I-23: Comportamiento principales variables. Escenario 3.1.



Fuente de gráfica: UPME.

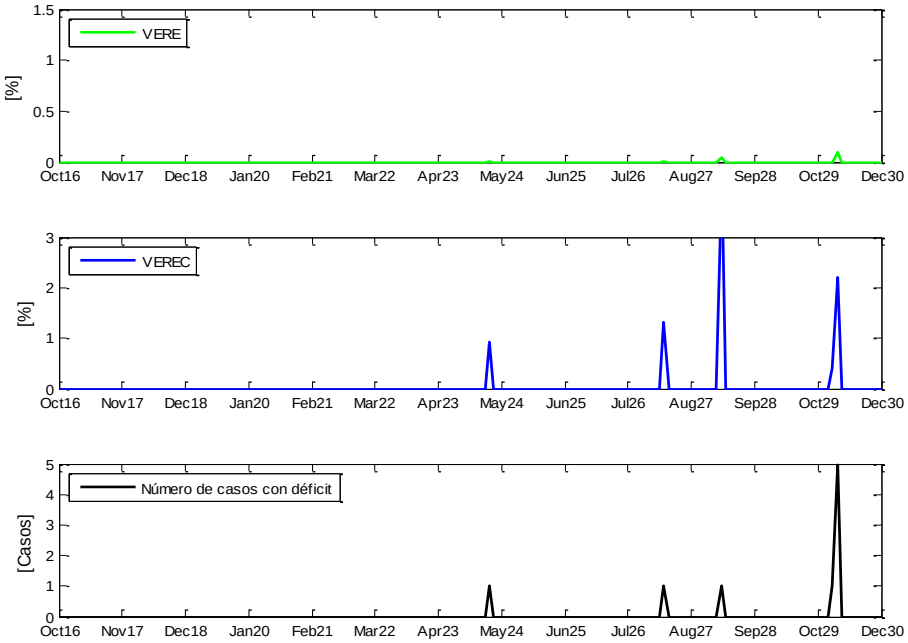
Gráfica I-24: Emisiones y Factor de emisión. Escenario 3.1.



Fuente de gráfica: UPME.

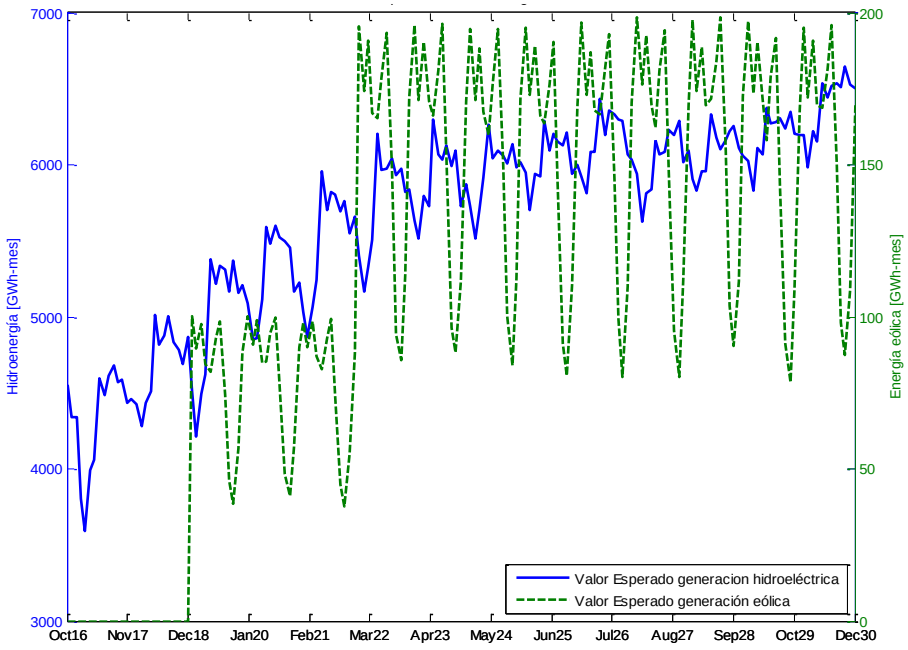
Escenario 3.2

Gráfica I-25: Confiabilidad. Escenario 3.2.



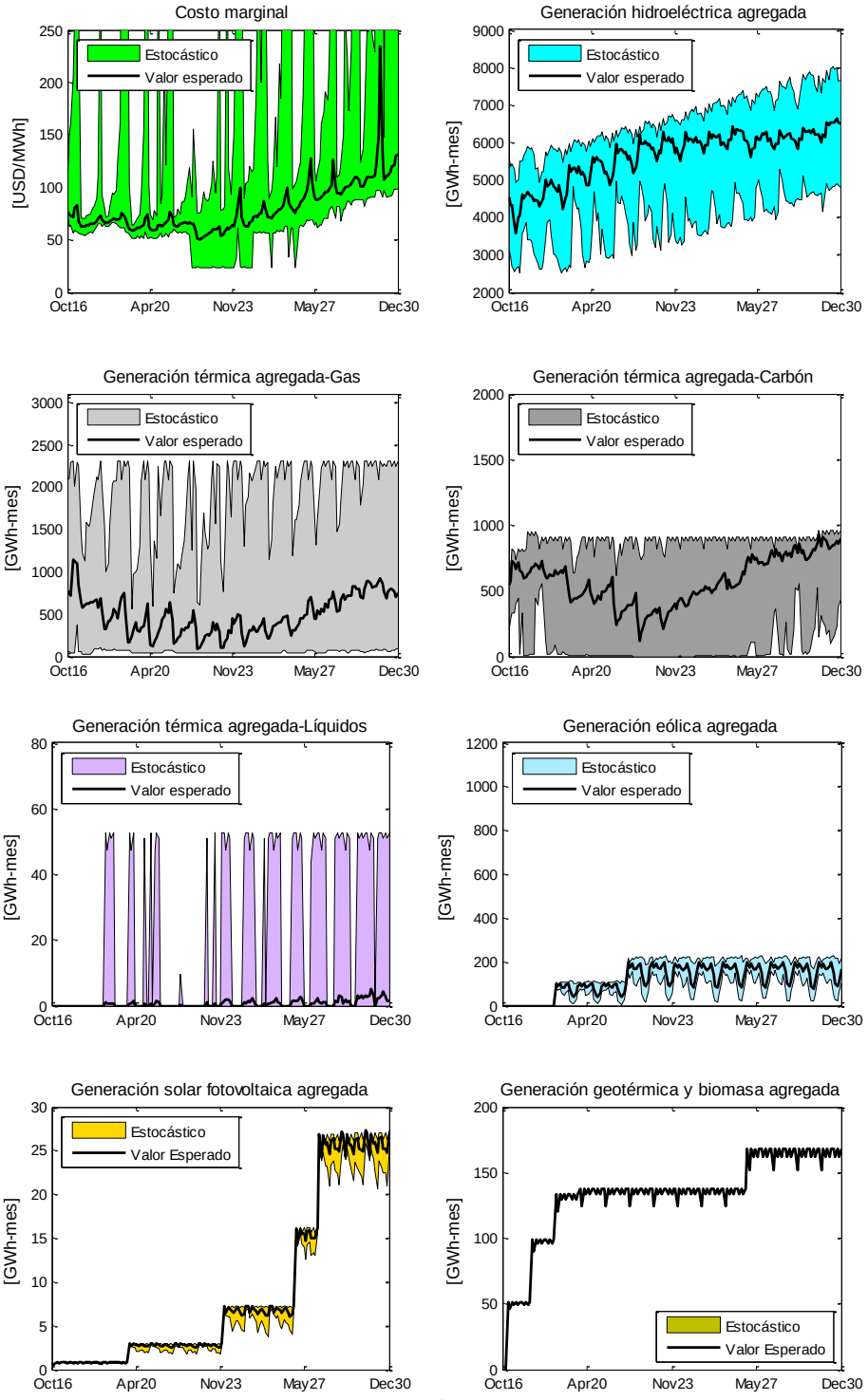
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica I-26: Complementariedad energética. Escenario 3.2.



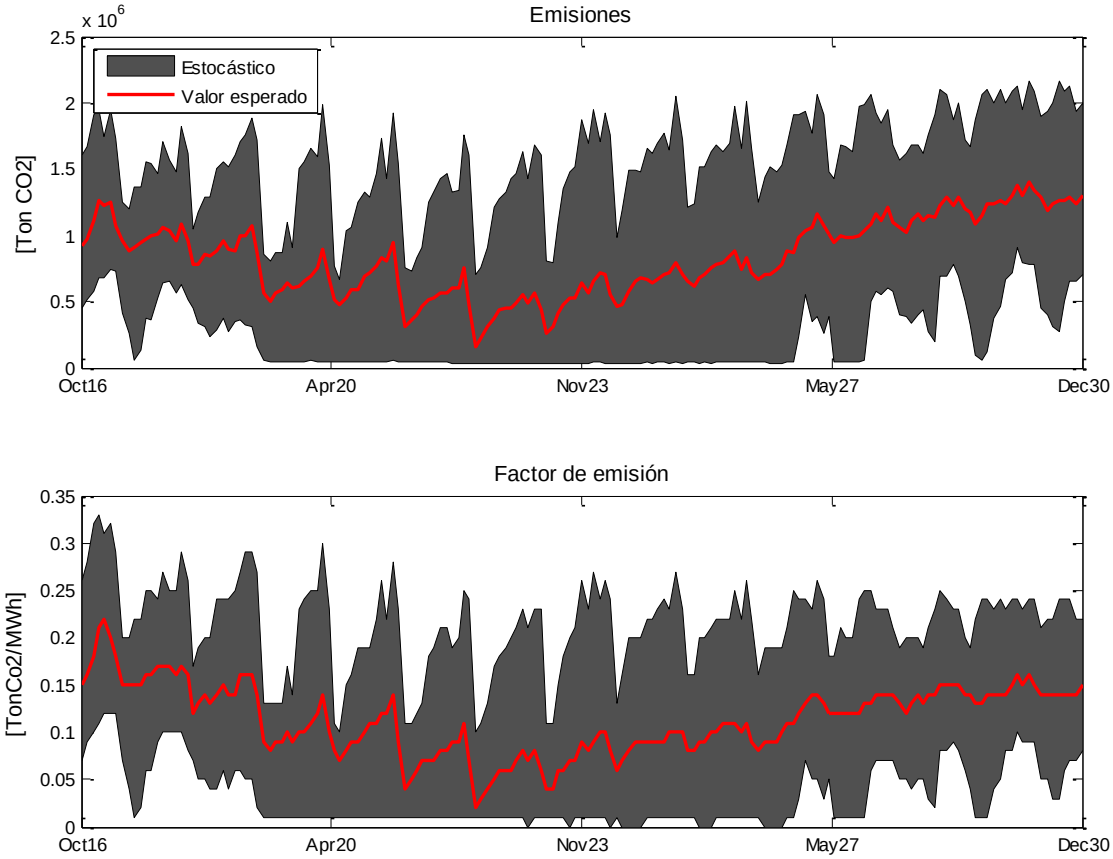
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica I-27: Comportamiento principales variables. Escenario 3.2.



Fuente de gráfica: UPME

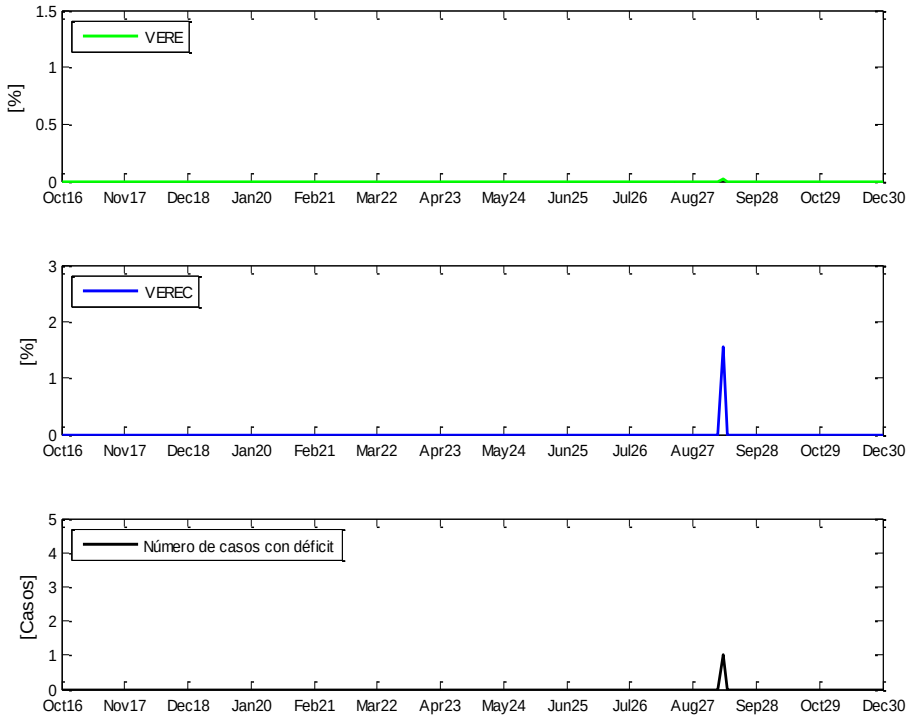
Gráfica I-28: Emisiones y Factor de emisión. Escenario 3.2.



Fuente de gráfica: UPME.

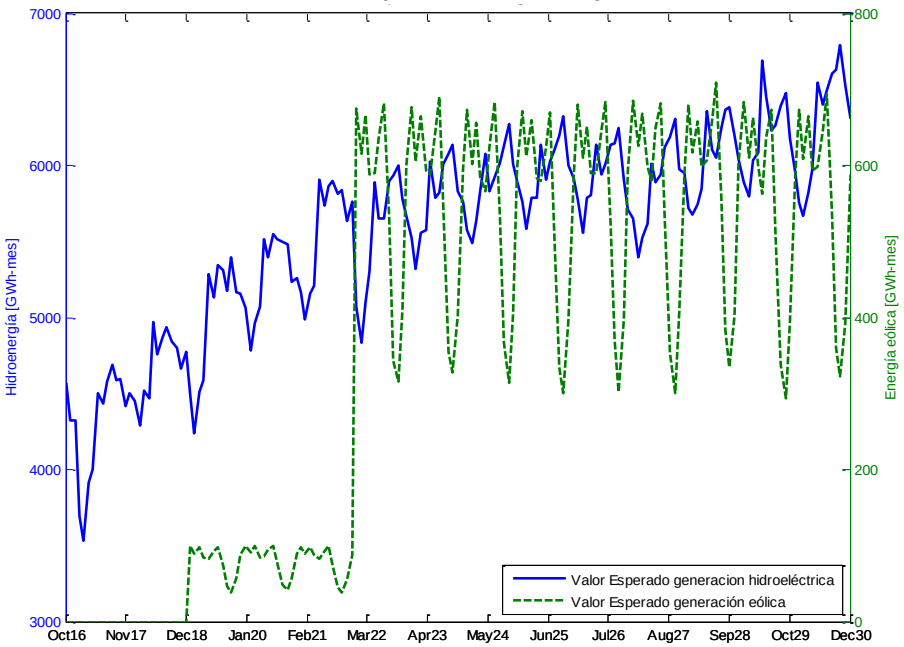
Escenario 4

Gráfica I-29: Confiabilidad. Escenario 4.



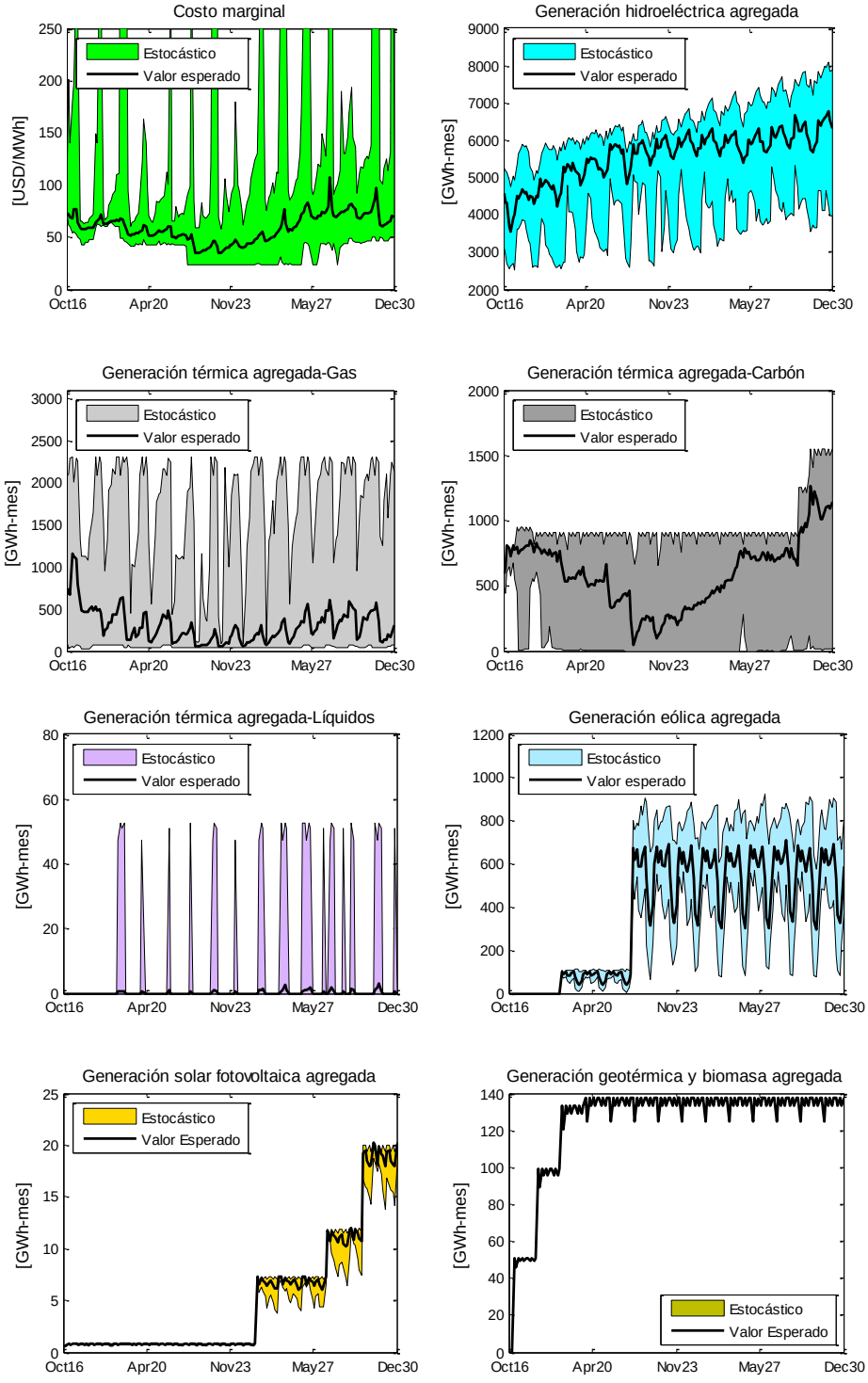
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica I-30: Complementariedad energética. Escenario 4.



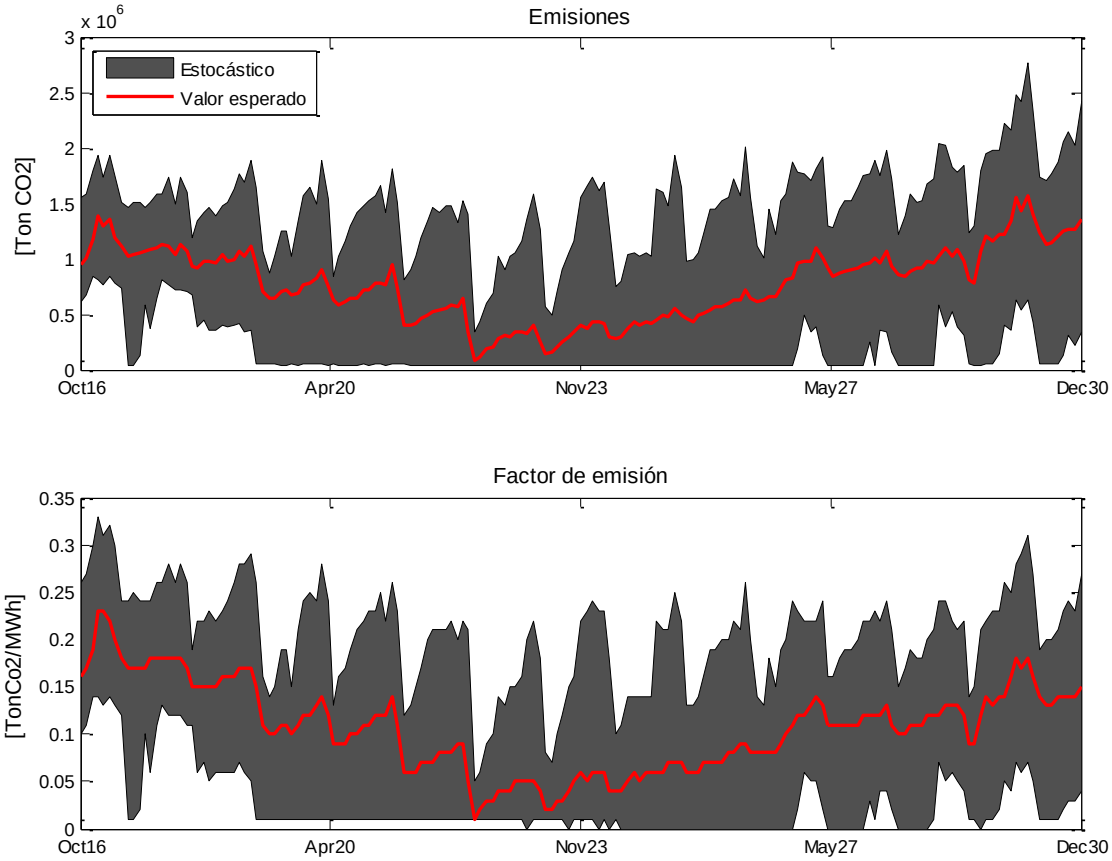
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica I-31: Comportamiento principales variables. Escenario 4.



Fuente de gráfica: UPME

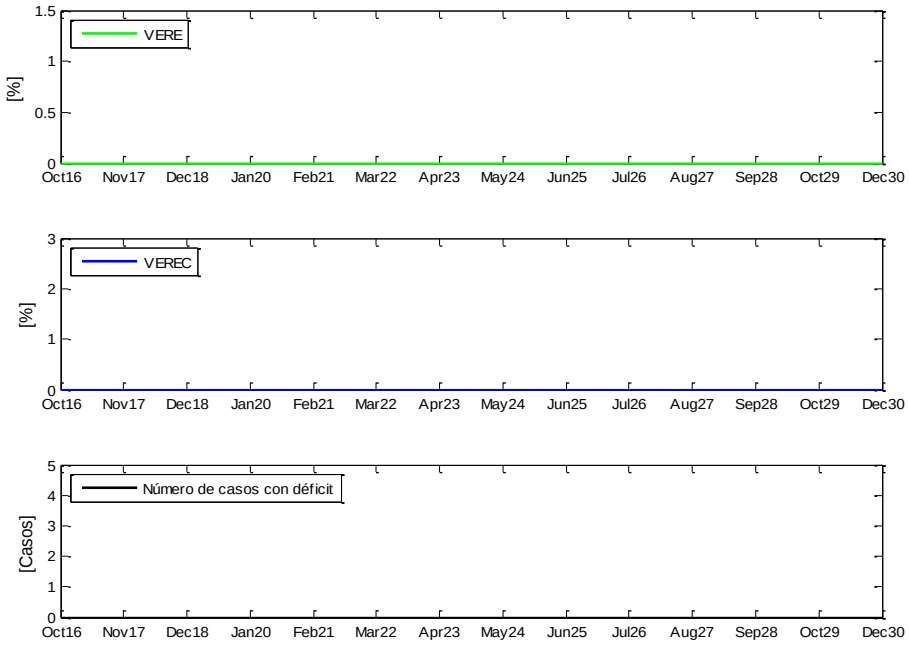
Gráfica I-32: Emisiones y Factor de emisión. Escenario 4.



Fuente de gráfica: UPME.

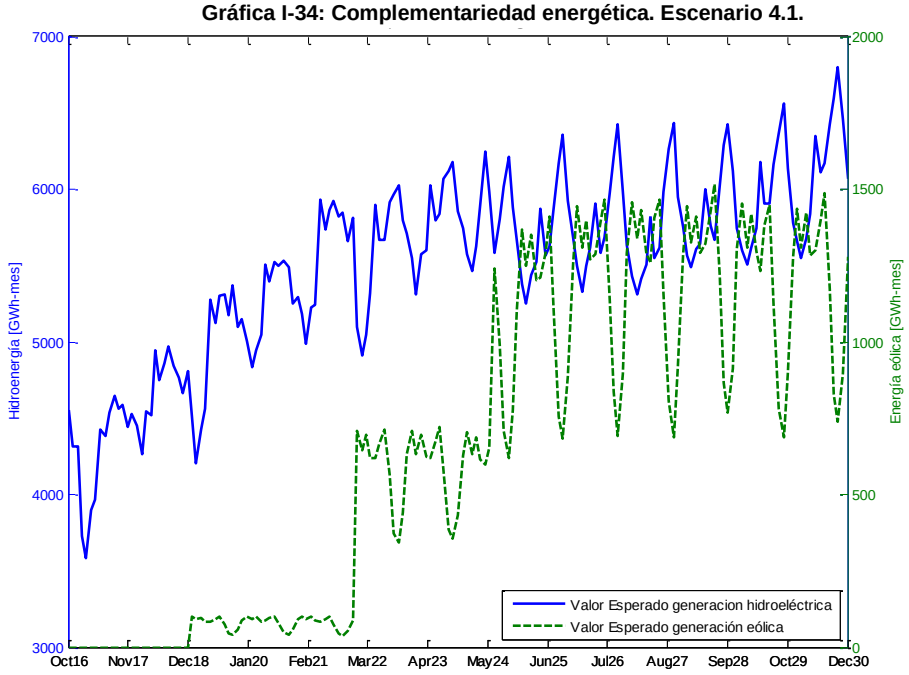
Escenario 4.1

Gráfica I-33: Confiabilidad. Escenario 4.1.



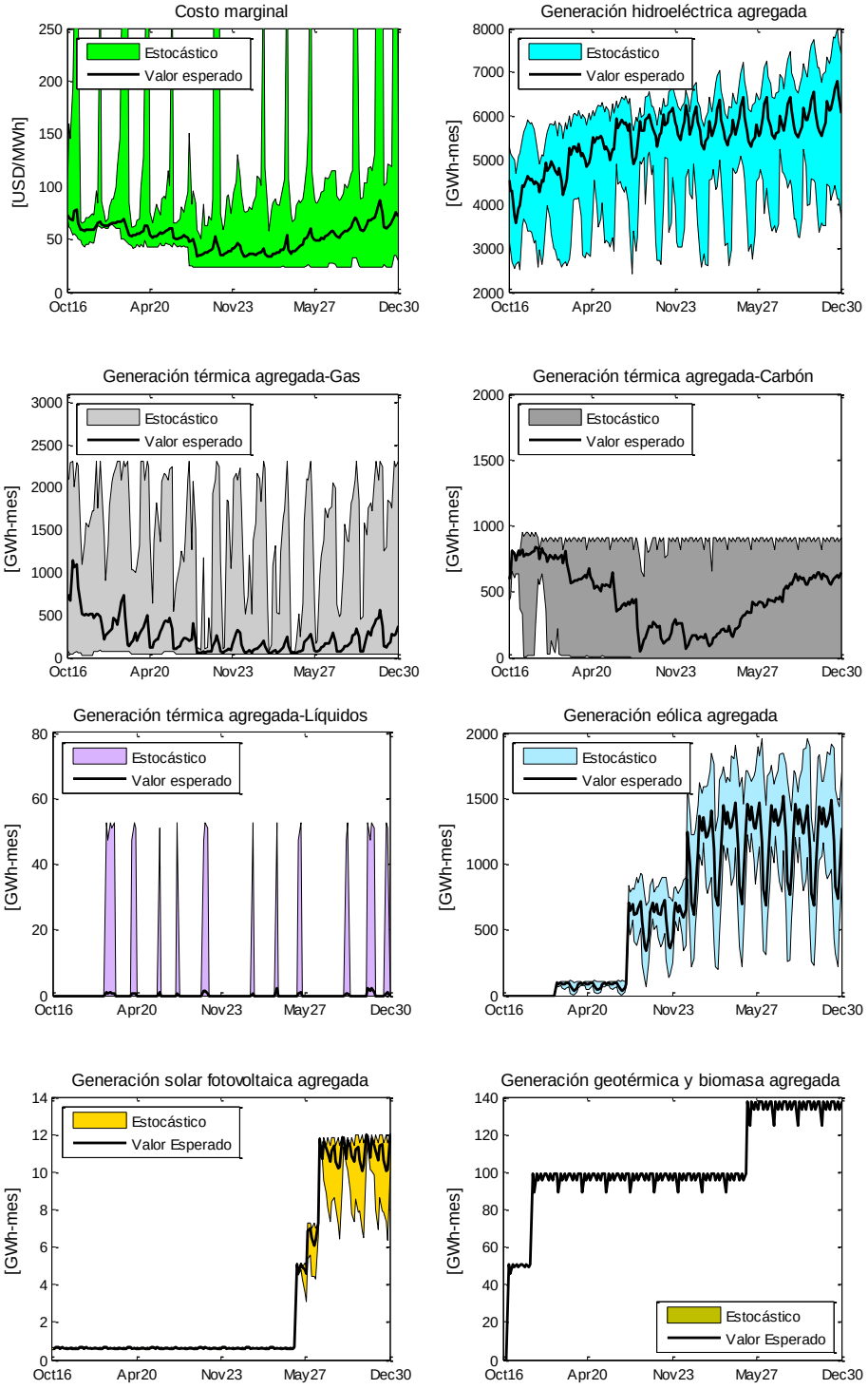
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica I-34: Complementariedad energética. Escenario 4.1.



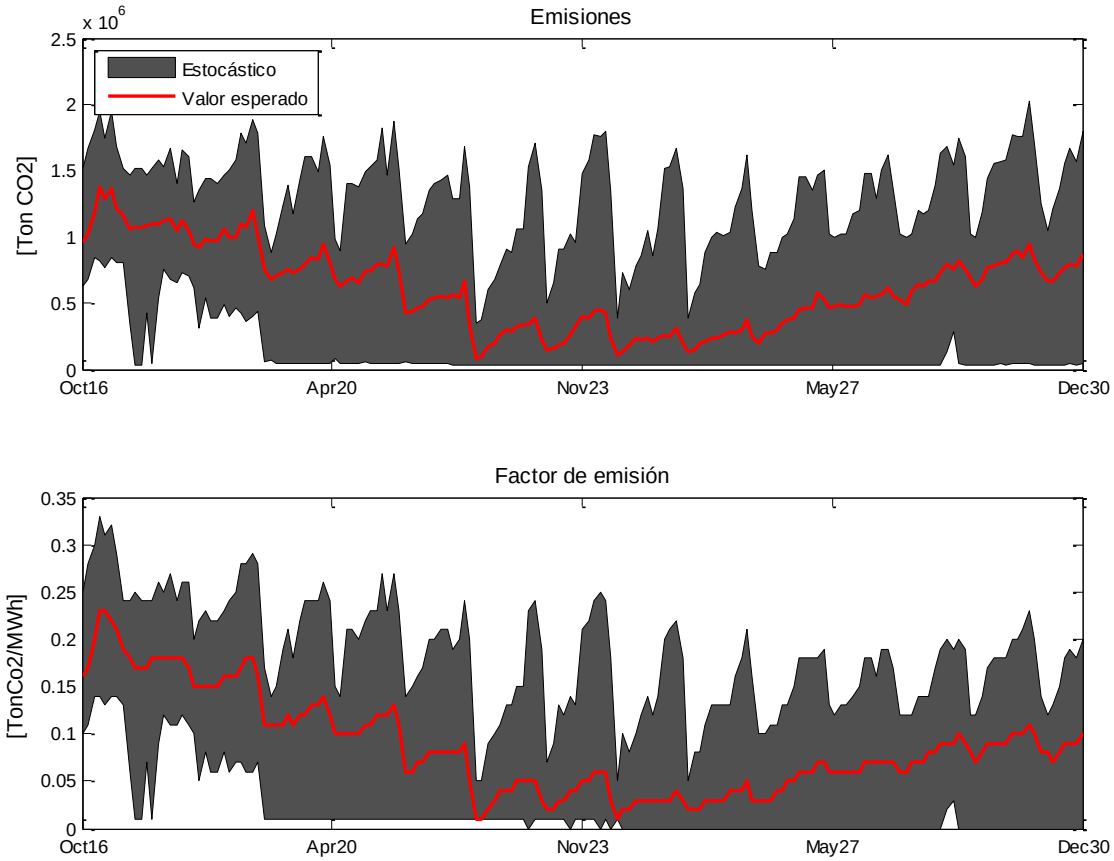
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica I-35: Comportamiento principales variables. Escenario 4.1.



Fuente de gráfica: UPME

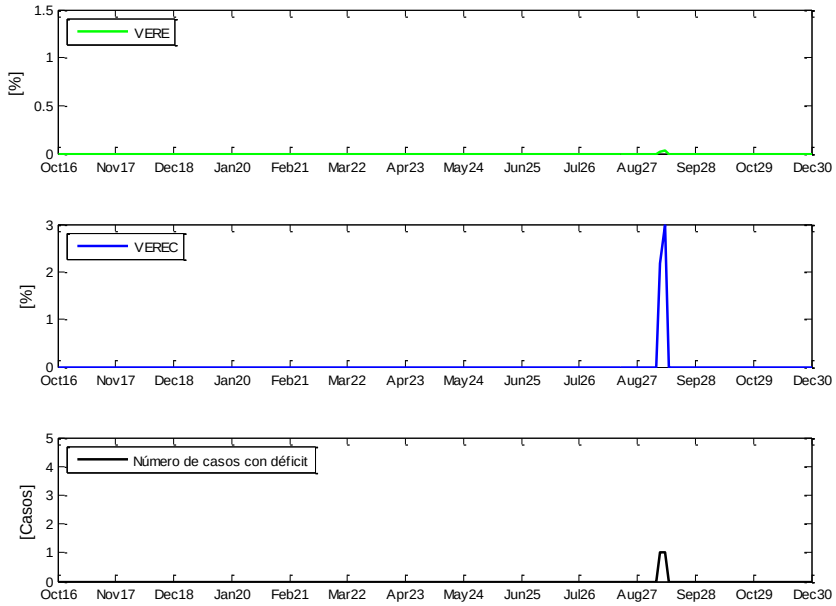
Gráfica I-36: Emisiones y Factor de emisión. Escenario 4.1.



Fuente de gráfica: UPME.

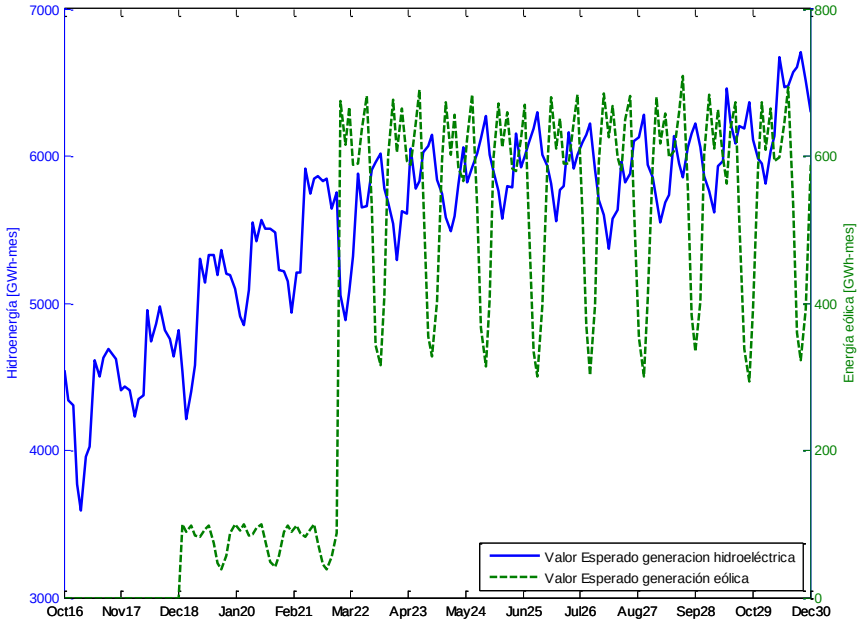
Escenario 4.2

Gráfica I-37: Confiabilidad. Escenario 4.2.



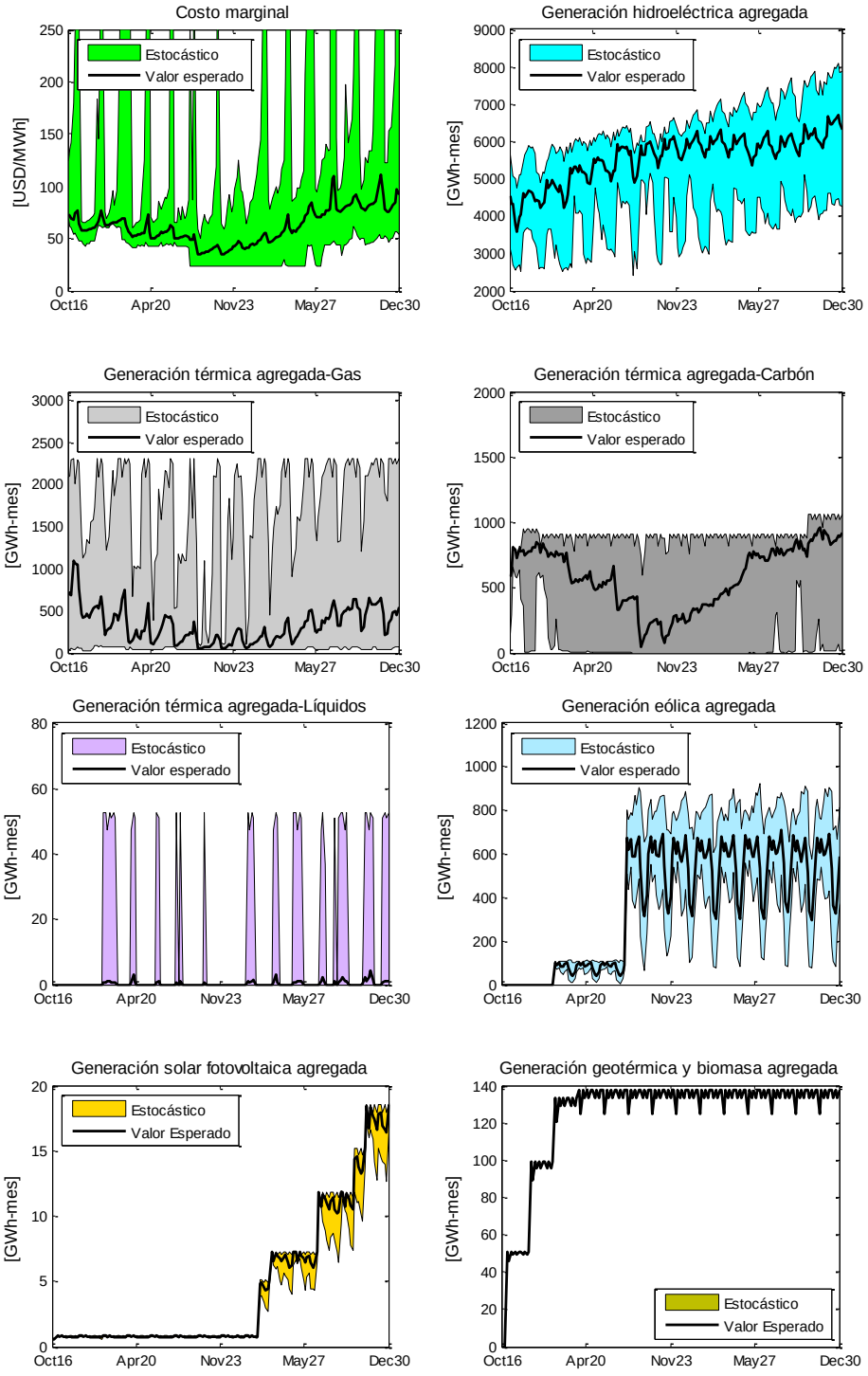
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica I-38: Complementariedad energética. Escenario 4.2.



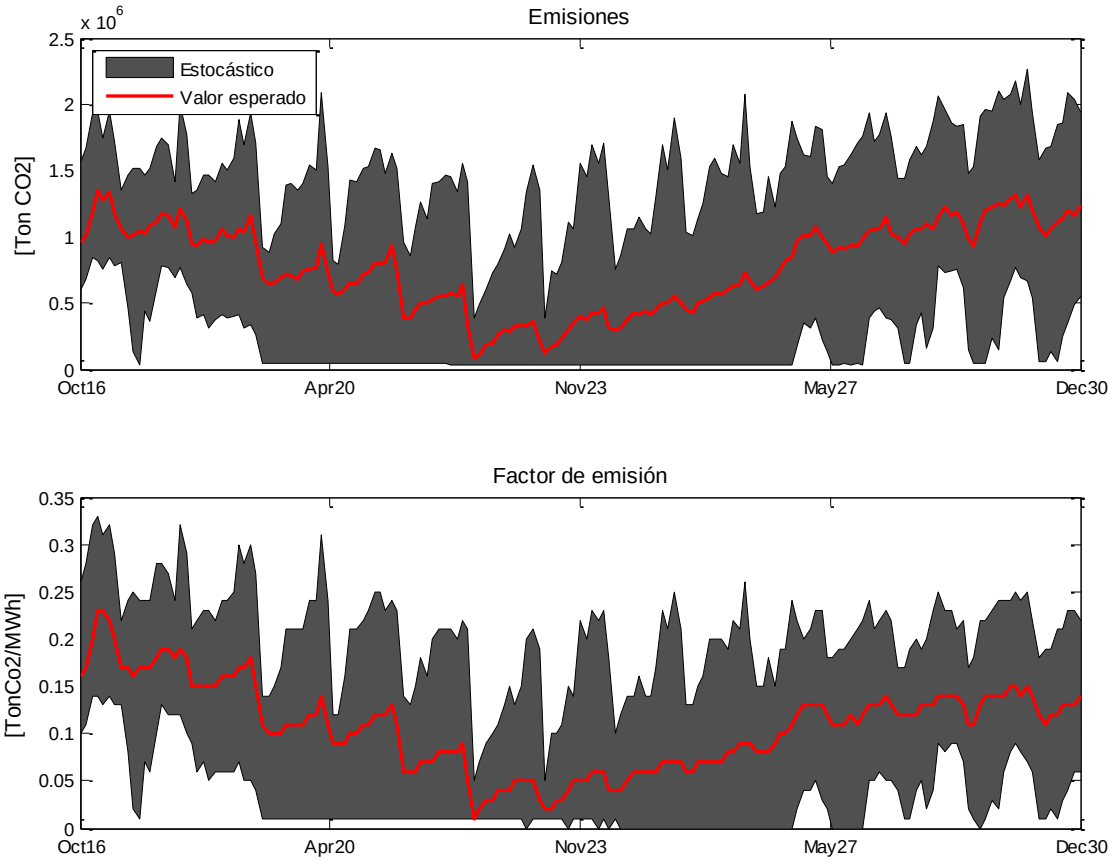
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica I-39: Comportamiento principales variables. Escenario 4.2.



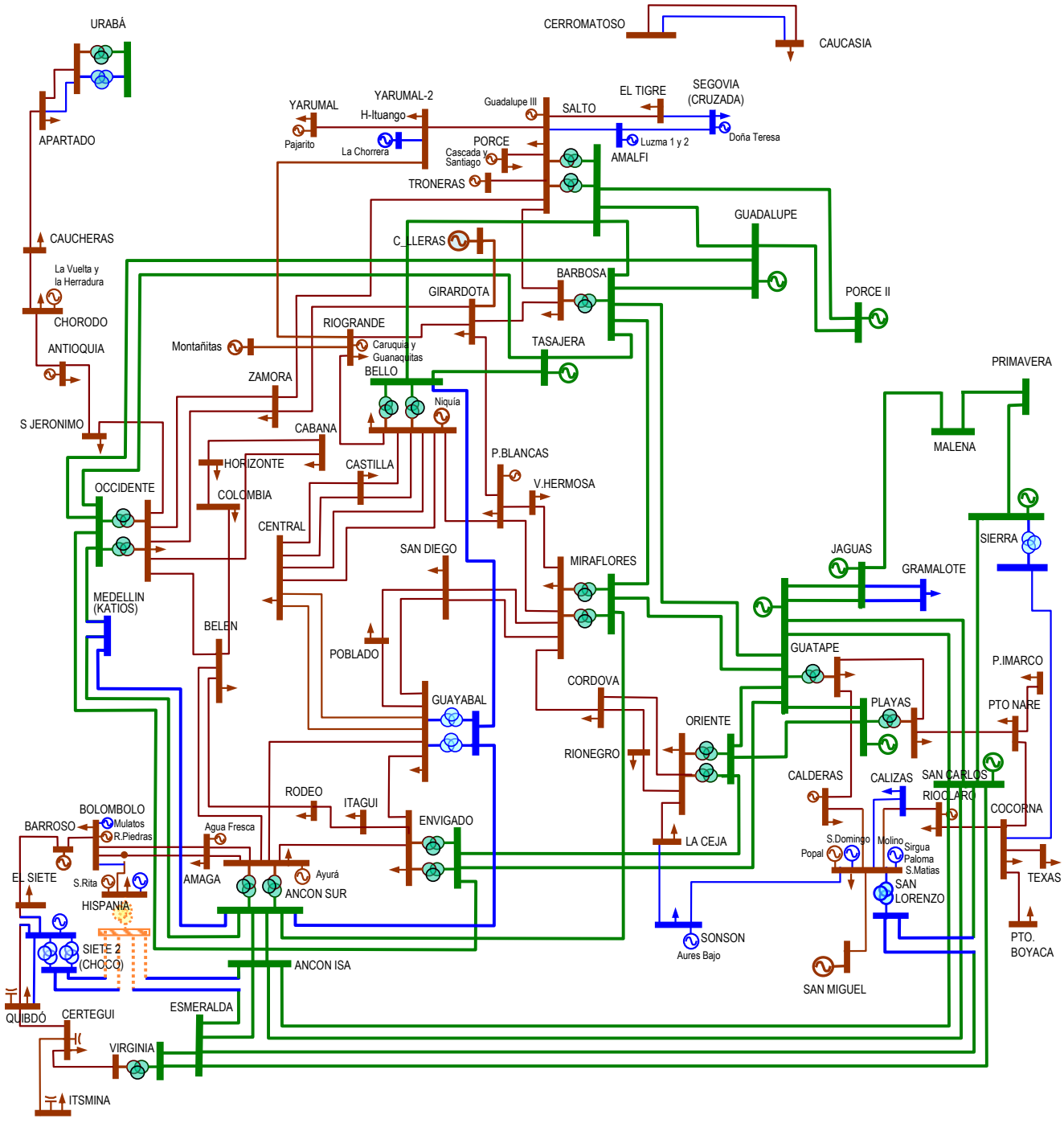
Fuente de gráfica: UPME

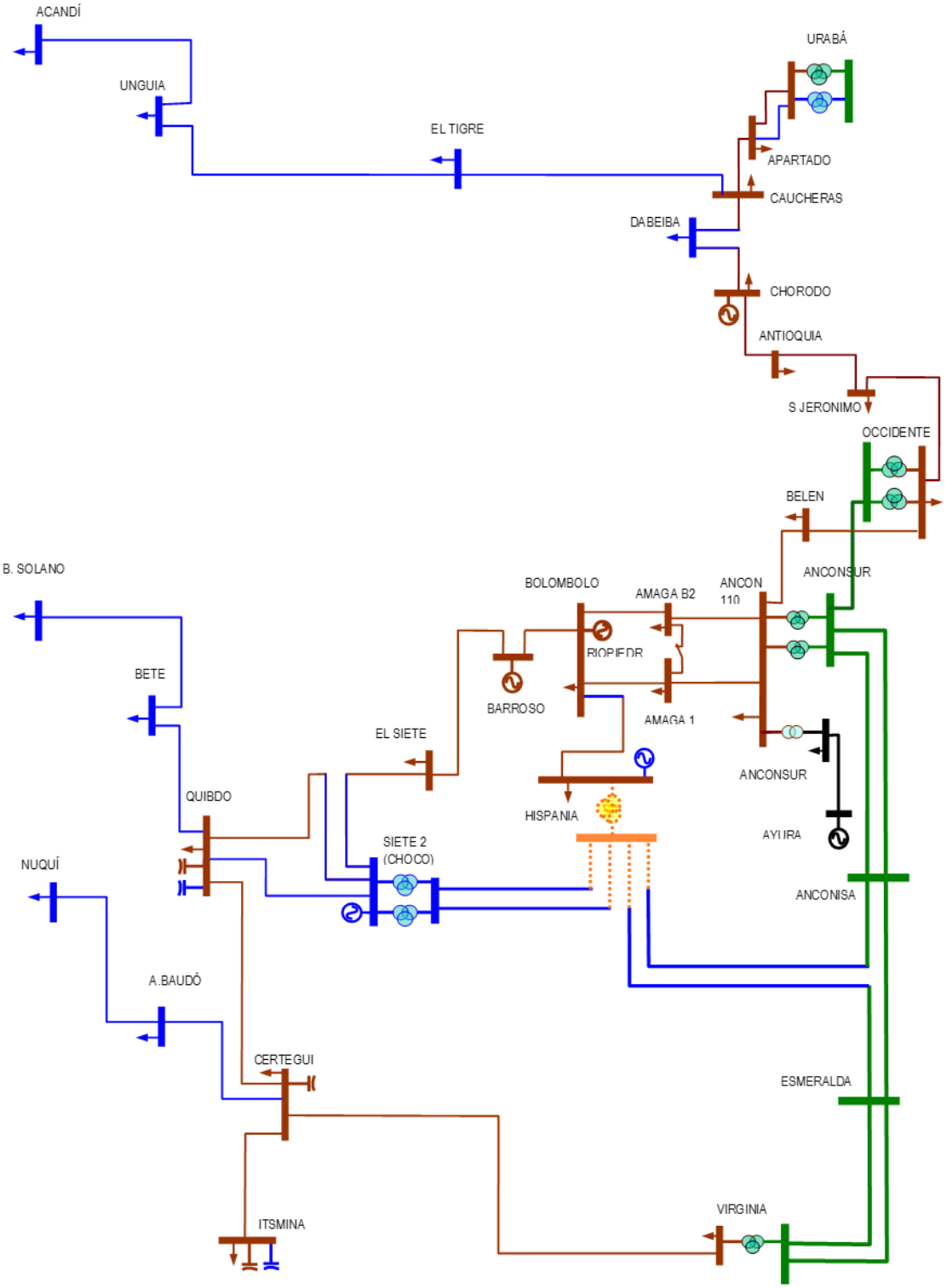
Gráfica I-40: Emisiones y Factor de emisión. Escenario 4.2.



Fuente de gráfica: UPME.

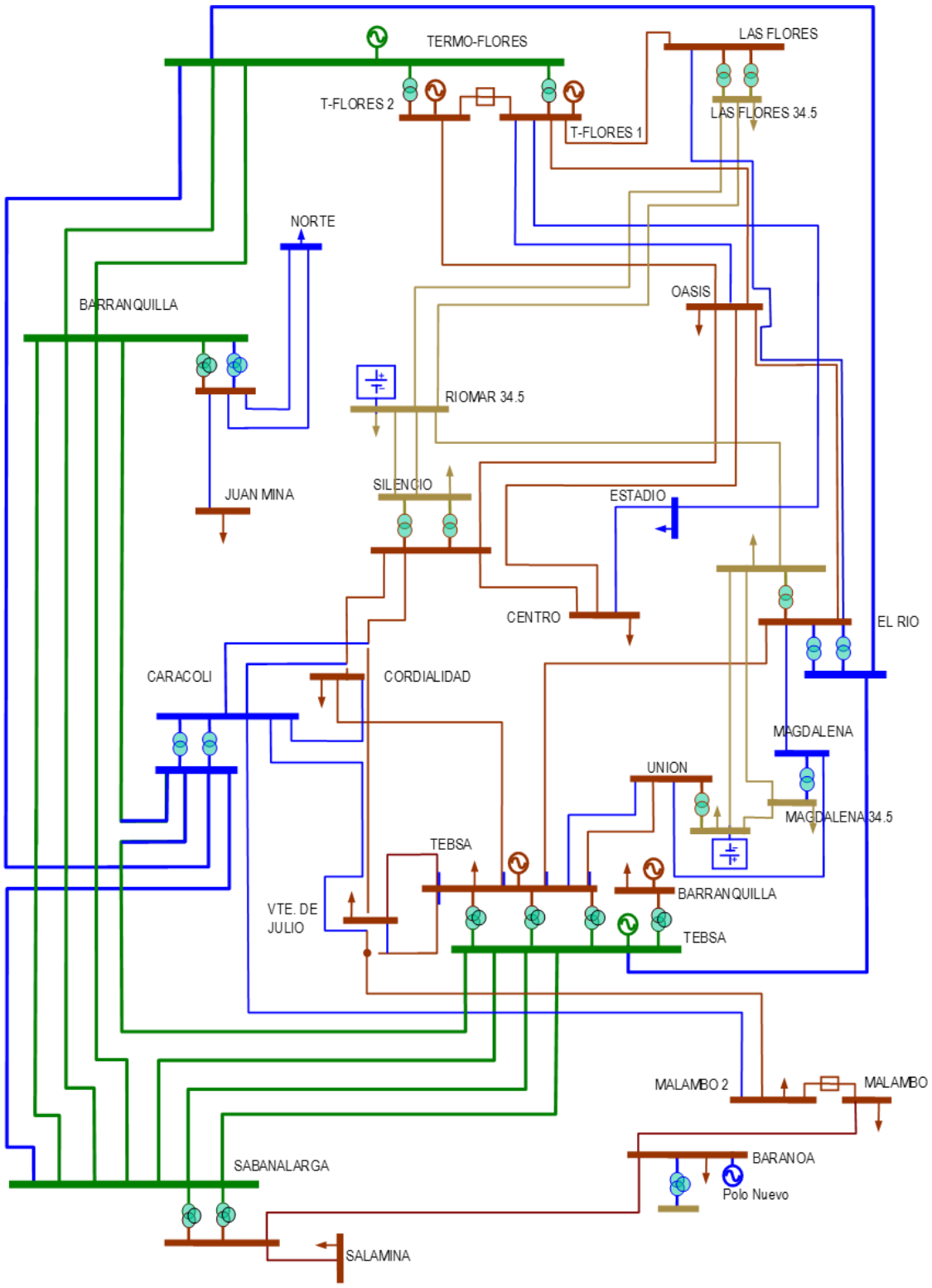
ANEXO II. DIAGRAMAS UNIFILARES





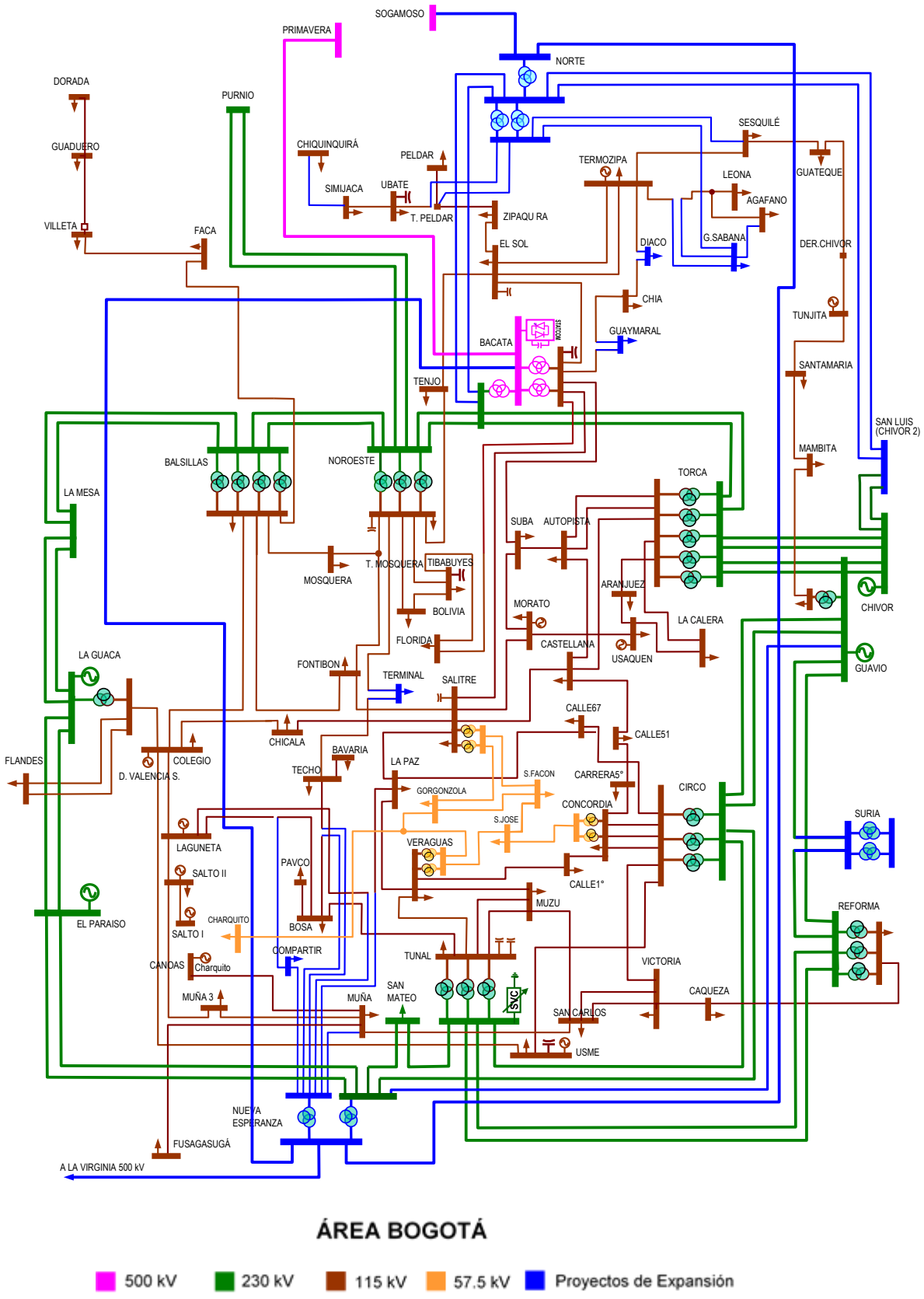
ÁREA ANTIOQUIA - CHOCÓ

220 kV 110 kV 220 kV Expansión en Análisis Proyectos de Expansión



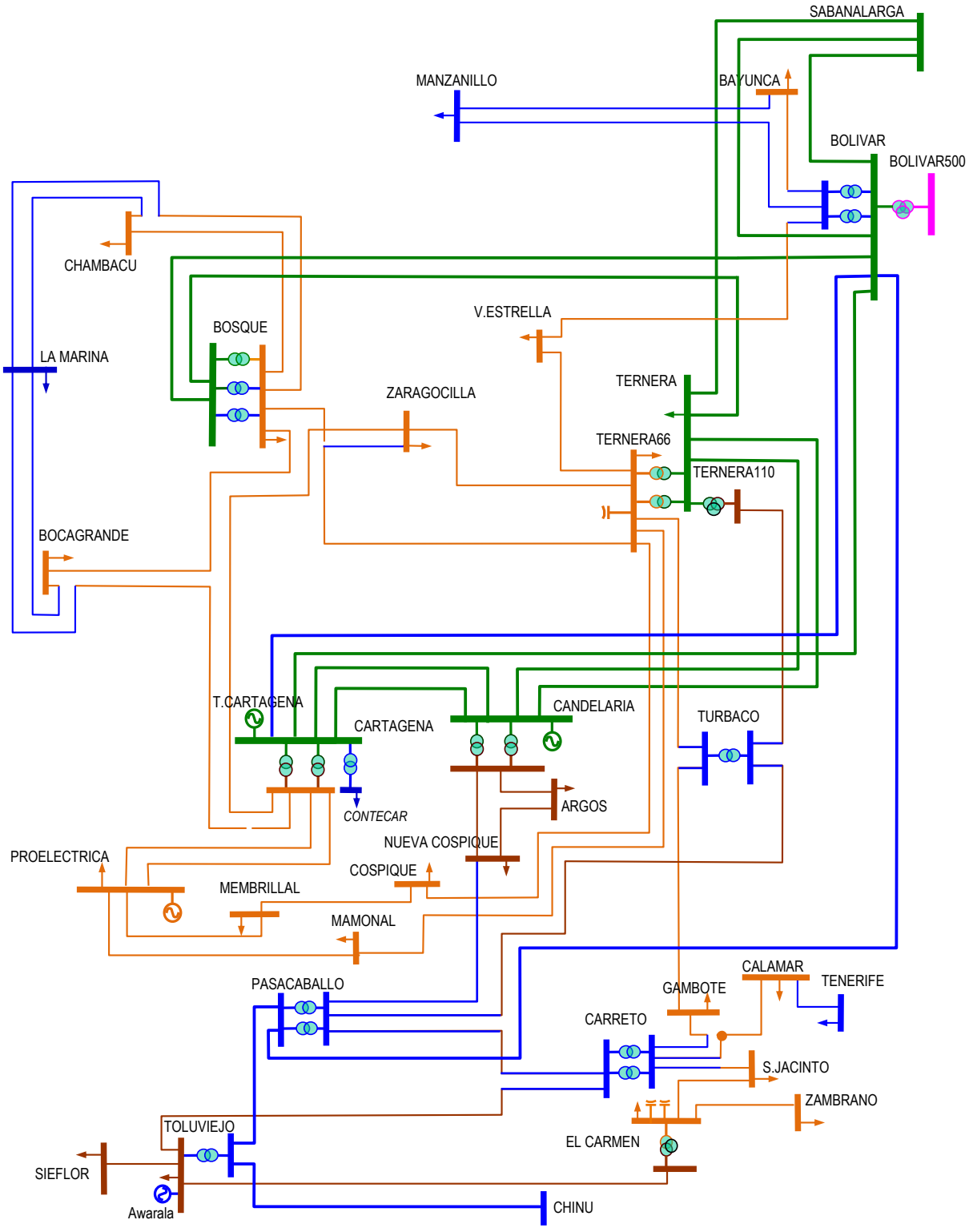
ÁREA ATLÁNTICO

220 kV | 110 kV | 34.5 kV | Propuesta UPME | Proyectos de Expansión



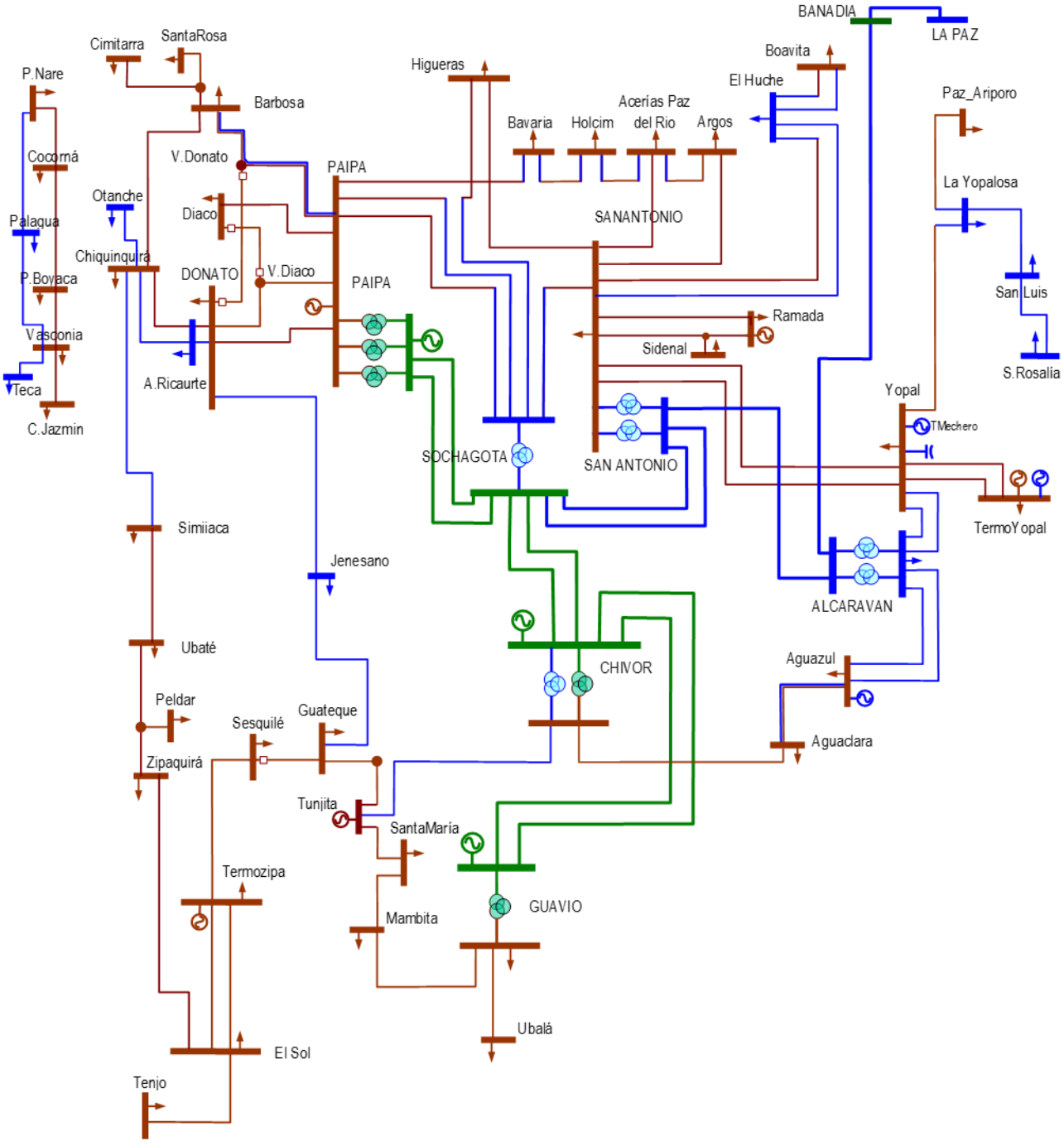
ÁREA BOGOTÁ

500 kV 230 kV 115 kV 57.5 kV Proyectos de Expansión



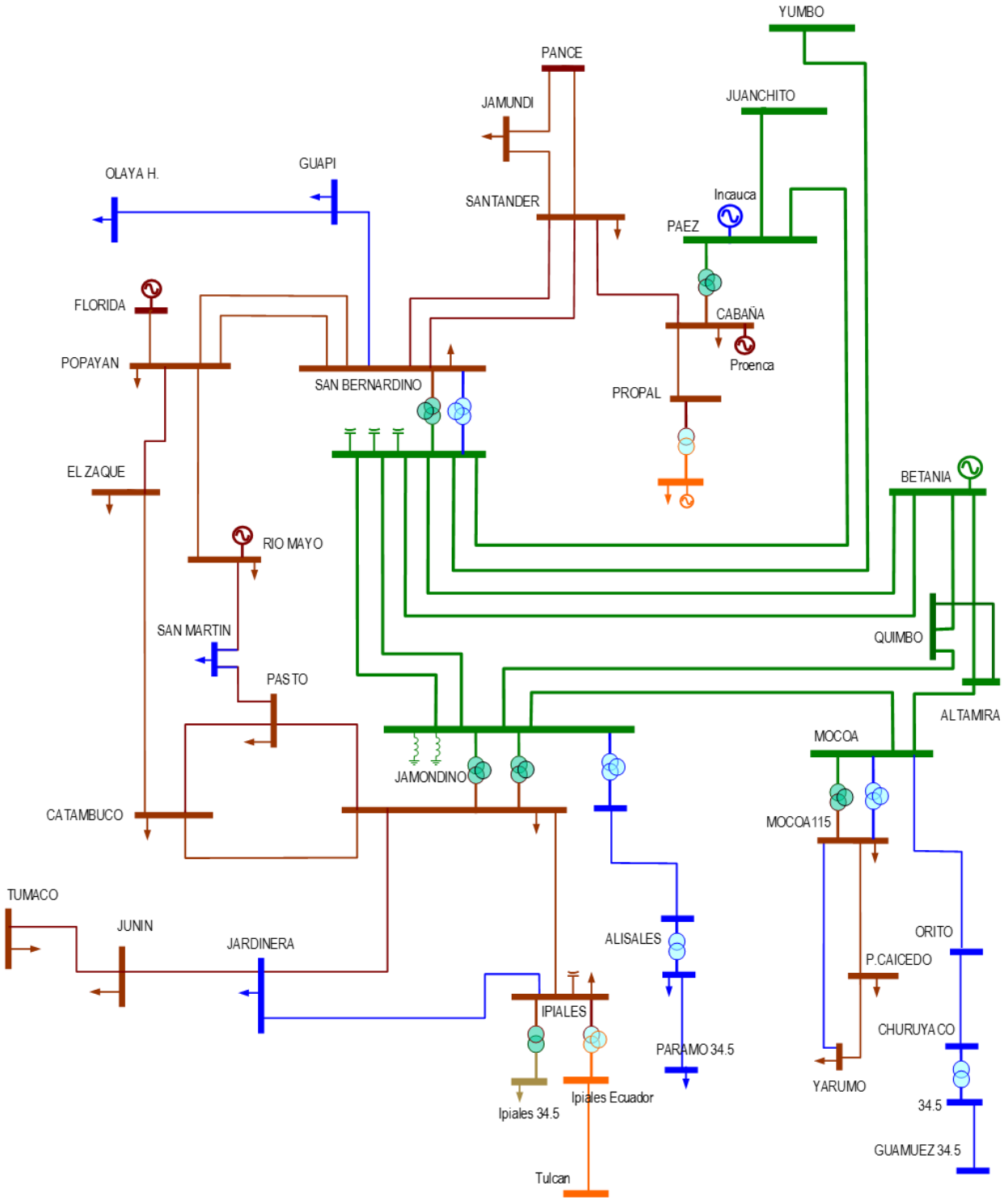
ÁREA BOLIVAR

500 kV 220 kV 110 kV 66 kV Proyectos de Expansión



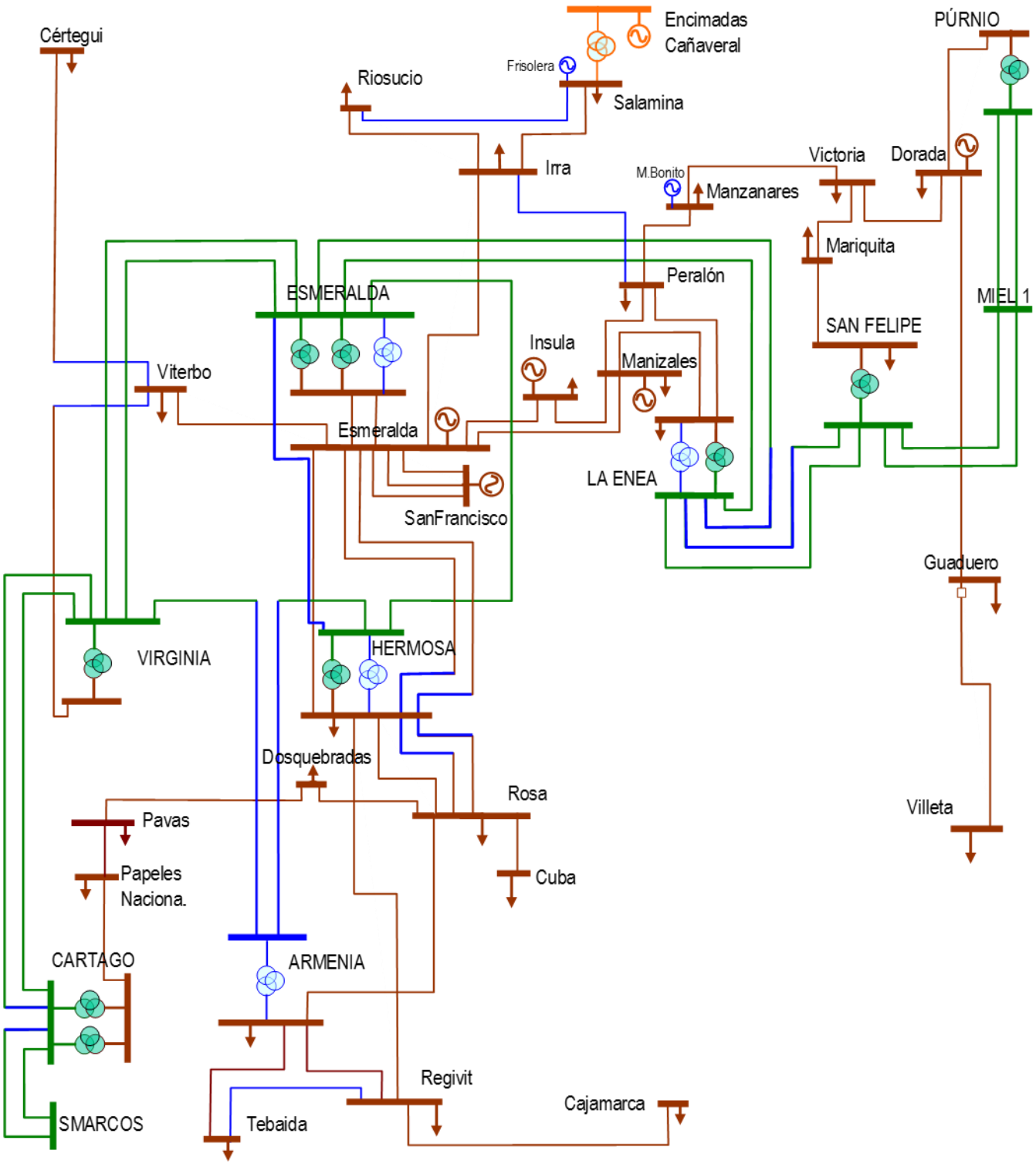
ÁREA BOYACÁ - CASANARE

220 kV 115 kV Proyectos de Expansión



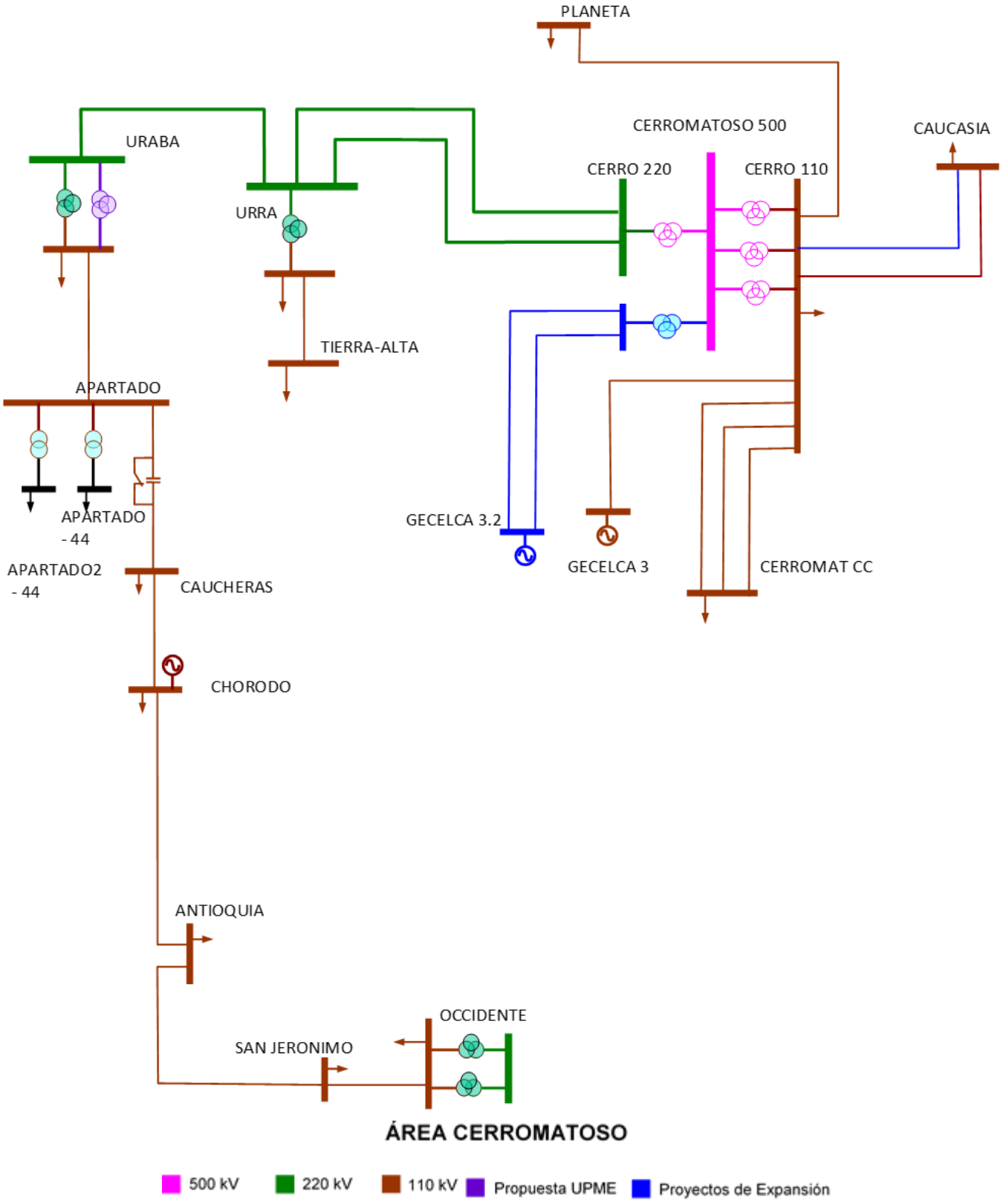
ÁREA CAUCA - NARIÑO

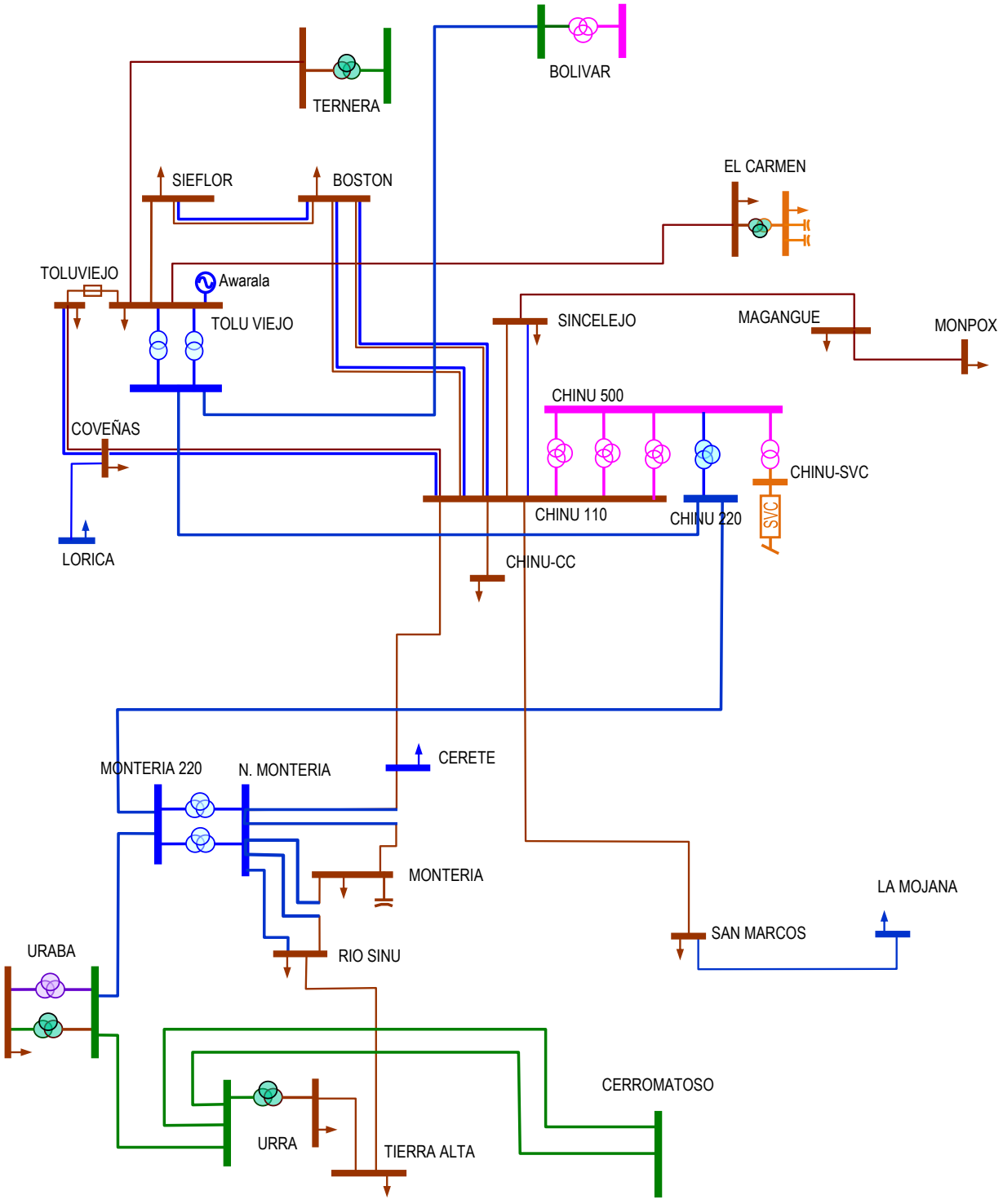
220 kV | 115 kV | 34.5 kV | 138 kV | Recomendación UPME | Proyectos de Expansión



ÁREA CÁLDAS – QUINDÍO - RISARALDA

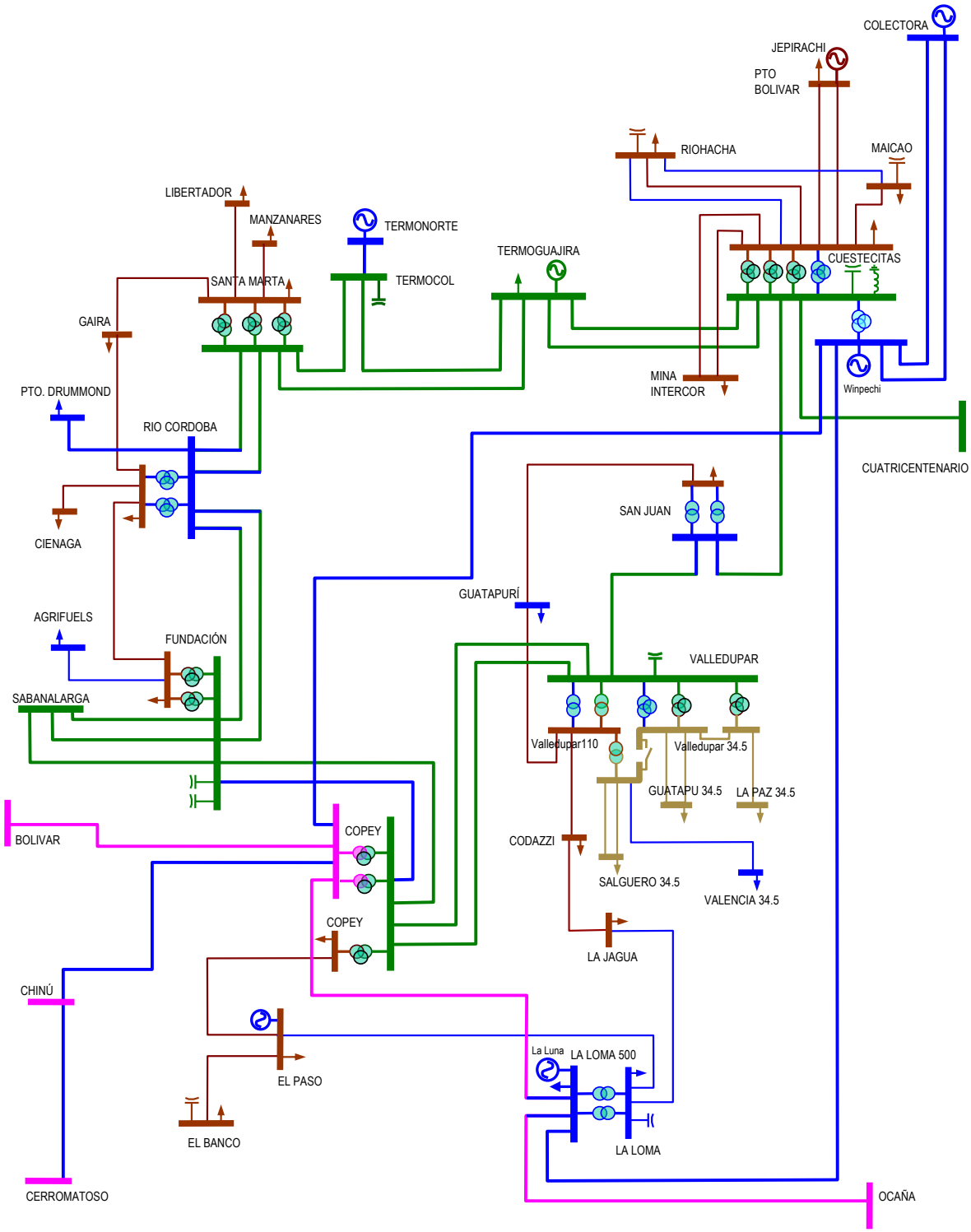
220 kV | 115 kV | Proyectos de Expansión | Expansión en análisis 230 kV


PLANETA
URABA
URRA
CERROMATOSO 500
CERRO 220
CERRO 110
CAUCASIA
TIERRA-ALTA
APARTADO
APARTADO - 44
APARTADO2 - 44
CAUCHERAS
GECELCA 3.2
GECELCA 3
CERROMAT CC
CHORODO
ANTIOQUIA
OCCIDENTE
SAN JERONIMO
ÁREA CERROMATOSO
500 kV
220 kV
110 kV
Propuesta UPME
Proyectos de Expansión



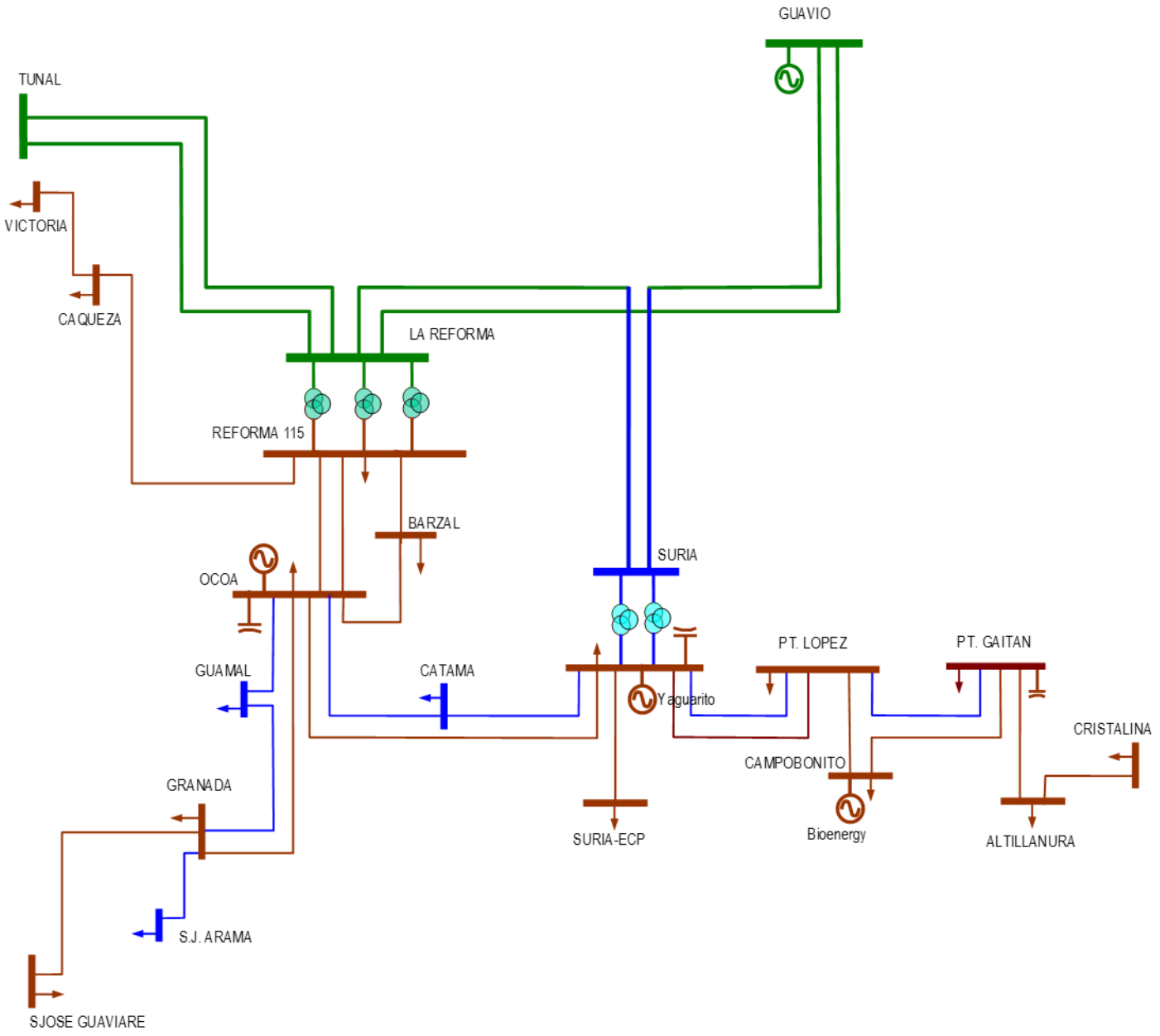
ÁREA CORDOBA - SUCRE

500 kV 220 kV 110 kV Propuesta UPME Proyectos de Expansión



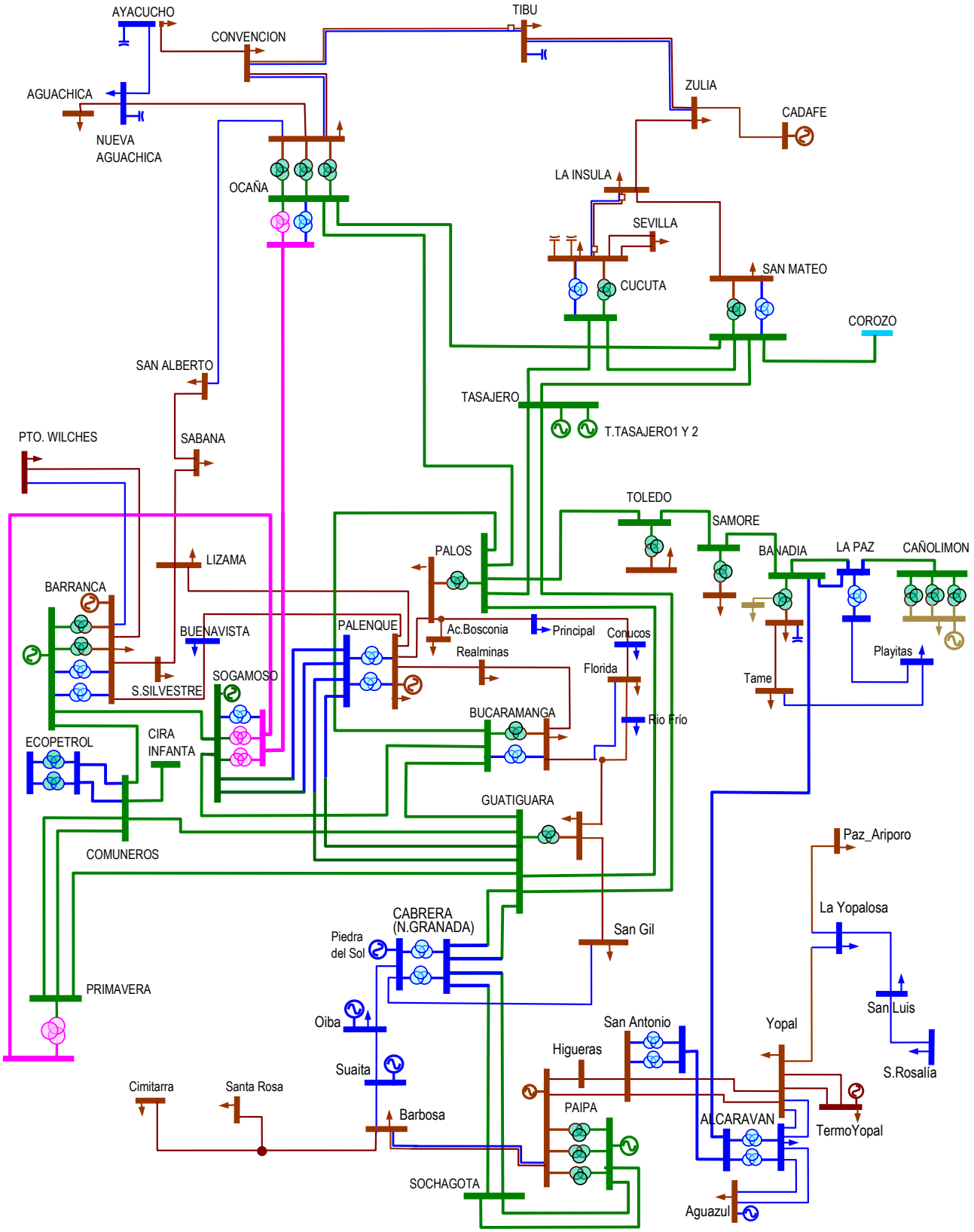
ÁREA GUAJIRA – CESAR - MAGDALENA

500 kV 220 kV 110 kV 34.5 kV Proyectos de Expansión



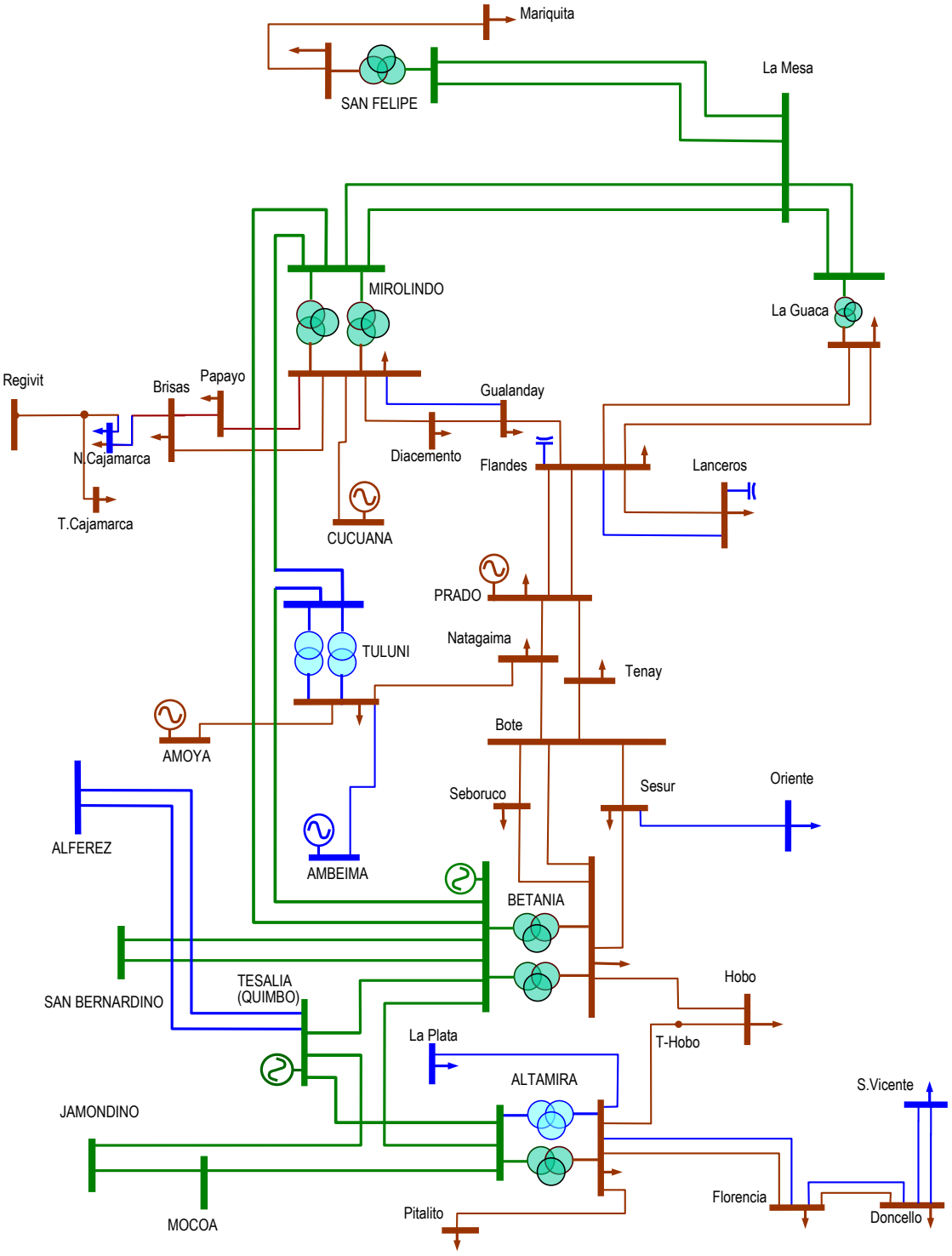
ÁREA META - GUAVIARE

220 kV 115 kV Proyectos de Expansión



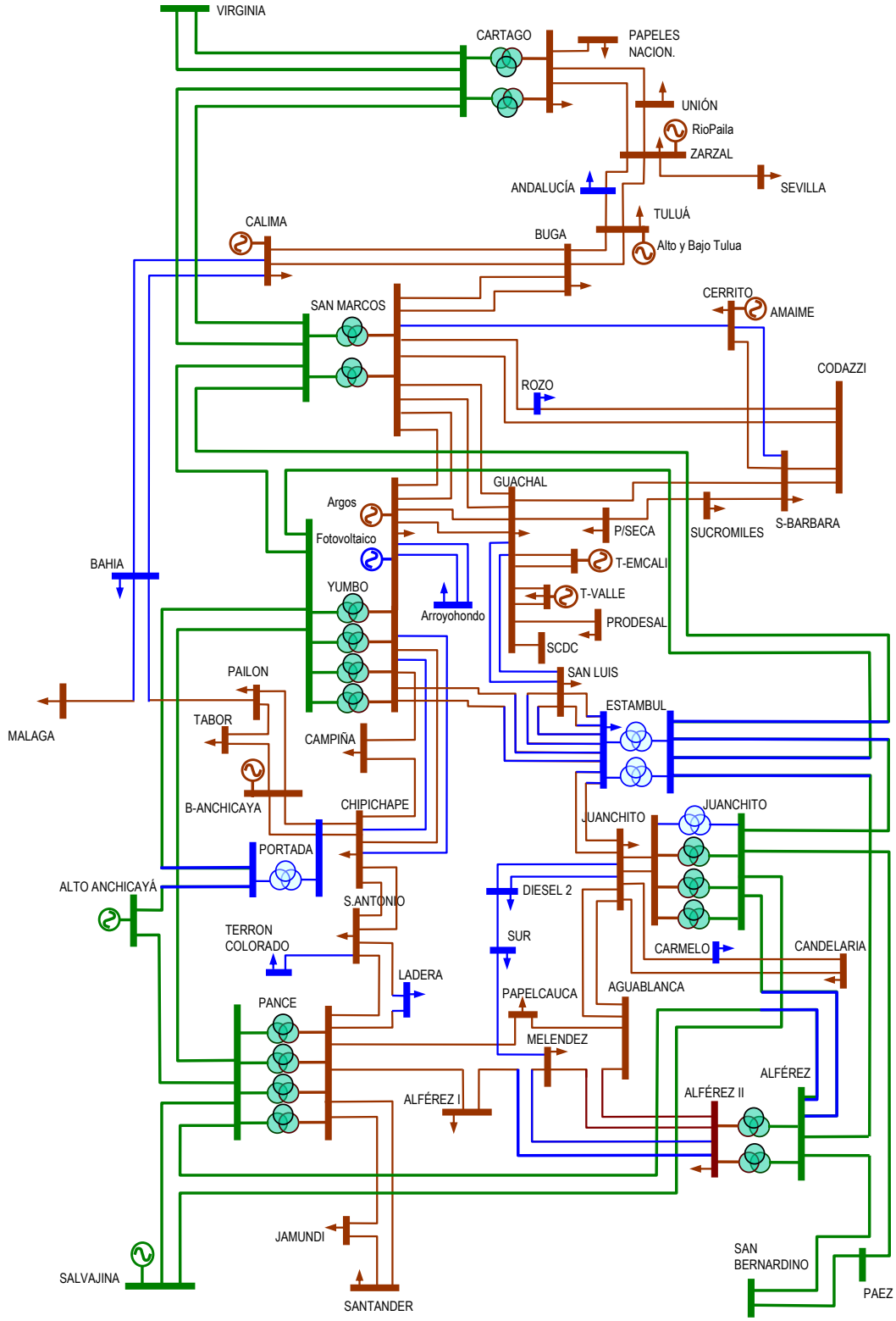
ÁREA NORDESTE

500 kV 220 kV 115 kV Proyectos de Expansión



ÁREA TOLIMA – HUILA - CAQUETÁ

220 kV 115 kV Proyectos de Expansión



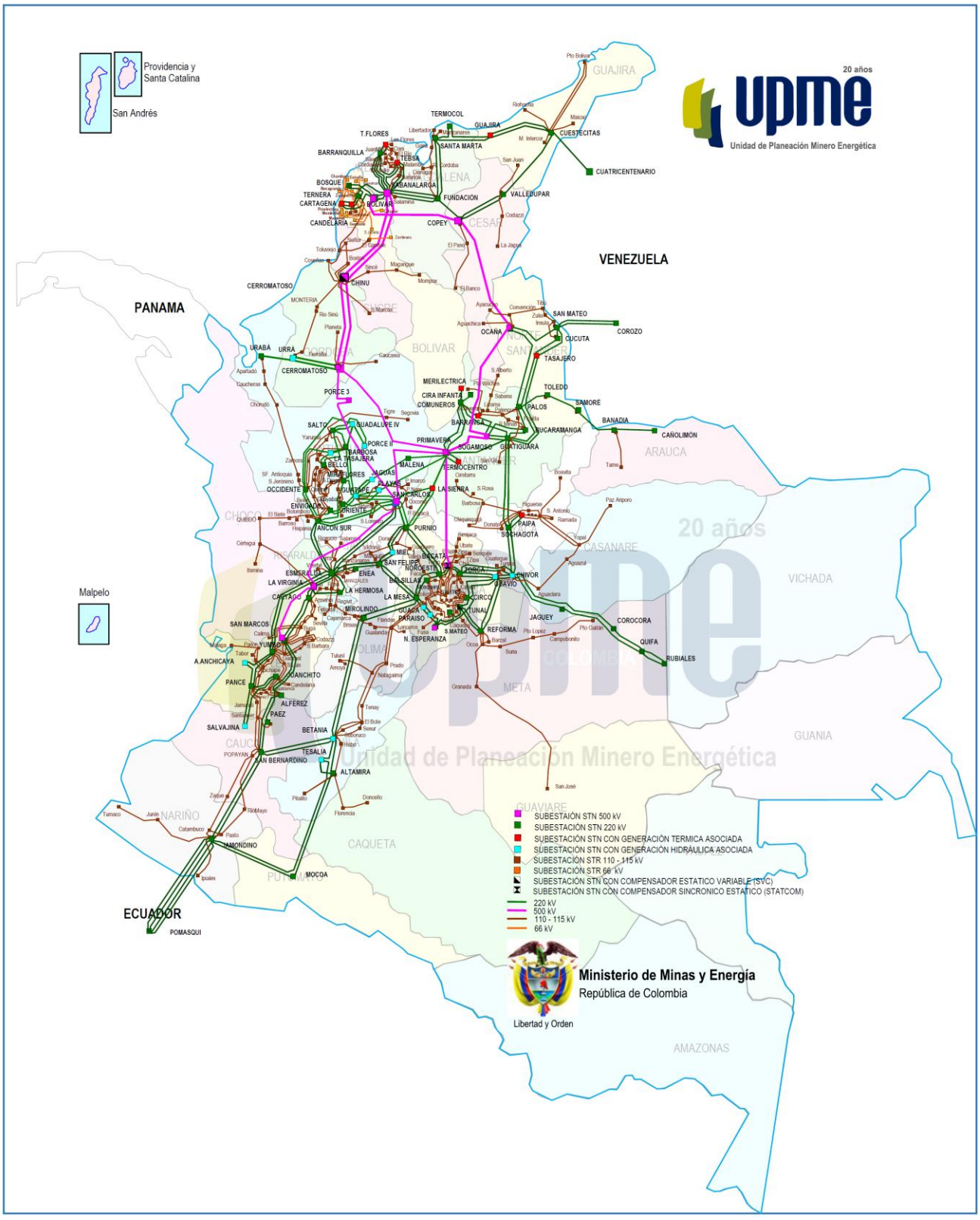
ÁREA VALLE

220 kV 115 kV Proyectos de Expansión

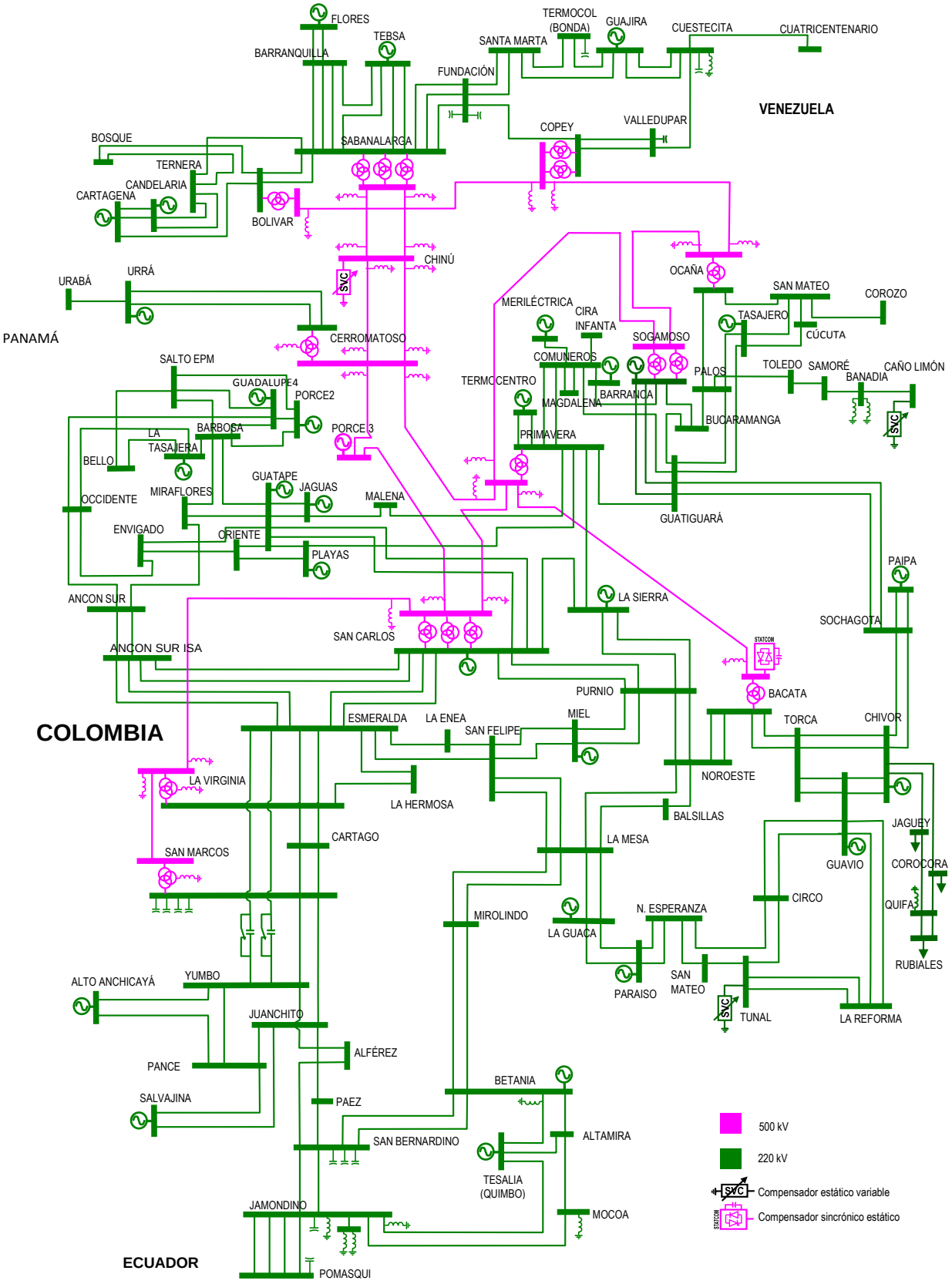
ANEXO III. SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL ACTUAL 2016

ANEXO IV. SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL VISIÓN 2030

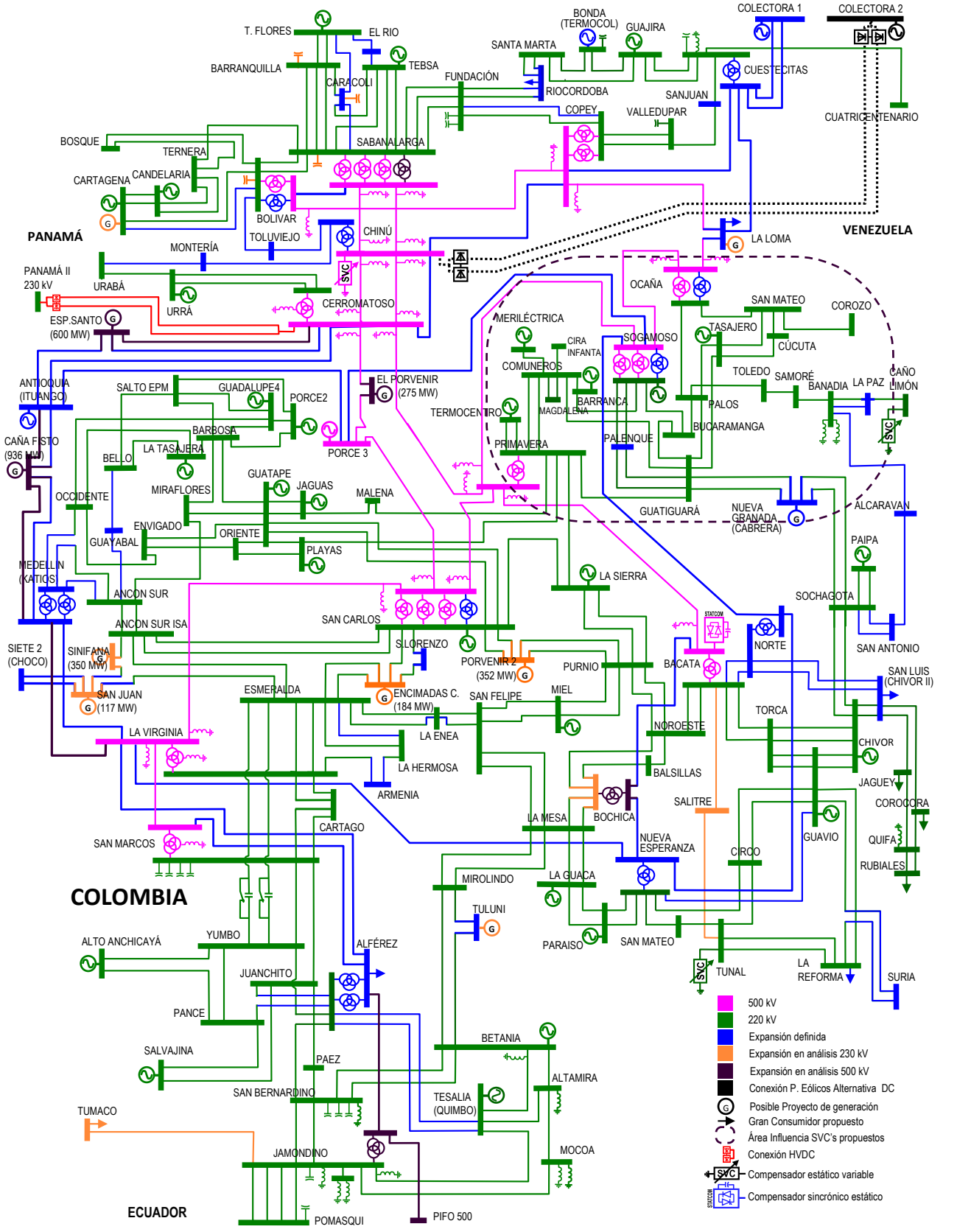
ANEXO V. SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL Y SISTEMAS DE TRANSMISIÓN REGIONALES ACTUAL 2016



ANEXO VI. DIAGRAMA UNIFILAR SISTEMA DE TRANSMISIÓN ACTUAL



ANEXO VII. DIAGRAMA UNIFILAR SISTEMA DE TRANSMISIÓN VISIÓN 2030



ANEXO VIII. PROYECTOS APROBADOS A LOS OPERADORES DE RED 2015 – 2016

OR	NOMBRE DEL PROYECTO	DESCRIPCIÓN	AÑO DE ENTRADA
CODENSA	SUBESTACIÓN TERMINAL	RECONFIGURACIÓN LÍNEA NORDESTE-TECHO EN NORDESTE TERMINAL Y TERMINAL TECHO.	2018
CODENSA		NUEVA SUBESTACIÓN	2018
EEC	SUBESTACIÓN BARZALOSA	NUEVA SUBESTACIÓN, DOS TRANSFORMADORES.	2022
EEC		RECONFIGURACIÓN DE LA LÍNEA GUACA-FLANDES EN GUACA - BARZALOSA Y BARZALOSA – FLANDES.	2022
EBSA	SUBESTACIÓN JENESANO	NUEVA SUBESTACIÓN	2019
EBSA		NUEVO CIRCUITO	2019
EBSA		NUEVO CIRCUITO	2019
EBSA	SAN ANTONIO	AMPLIACIÓN DE LA CAPACIDAD DE CONEXIÓN 300 MVA 230/115 KV EN LA S/E SAN ANTONIO.	2018
ENERCA	SAN ANTONIO - YOPAL	REPOTENCIACIÓN LÍNEA 1 Y 2.	2016
ENERTOLIMA	COMPENSACIÓN FLANDES	BANCO DE COMPENSACIÓN CAPACITIVA EN LA SUBESTACIÓN FLANDES, CON SU RESPECTIVA BAHÍA DE CONEXIÓN.	2017
ENERTOLIMA	COMPENSACIÓN LANCEROS	BANCO DE COMPENSACIÓN CAPACITIVA EN LA SUBESTACIÓN LANCEROS, CON SU RESPECTIVA BAHÍA DE CONEXIÓN.	2017
ENERTOLIMA	CONFIABILIDAD SUBESTACIÓN LANCEROS	NUEVO CIRCUITO FLANDES – LANCEROS 18 KM. CON SUS RESPECTIVAS BAHÍAS DE LÍNEA EN CADA SUBESTACIÓN.	2020
ENERTOLIMA	CONFIABILIDAD STR ÁREAS CENTRO-ORIENTE	NUEVO CIRCUITO MIROLINDO – GUALANDAY 19 KM.	2020
ENERTOLIMA	CONFIABILIDAD SUBESTACIÓN NUEVA CAJAMARCA	NUEVA SUBESTACIÓN, CASA DE CONTROL, MÓDULO COMÚN, MÓDULO DE BARRAJE Y OTROS.	2020
ENERTOLIMA	CONFIABILIDAD SUBESTACIÓN NUEVA CAJAMARCA	NUEVO TRAMO DE LÍNEA 1,5 KM, Y BAHÍAS CORRESPONDIENTES.	2018
EPM	CALIZAS	NUEVA SUBESTACIÓN	2018
EPM		RECONFIGURACIÓN DE LA LÍNEA SAN LORENZO RIO CLARO EN SAN LORENZO - CALIZAS Y CALIZAS - RIO CLARO.	2018
EPM		SEGUNDO CIRCUITO SAN LORENZO-CALIZAS	2021
ESSA	CONEXIÓN PROVISIONAL BARRANCA	CONEXIÓN PROVISIONAL AUTOTRANSFORMADOR BARRANCA 230/115 KV, HASTA LA ENTRADA DE LOS TRANSFORMADORES TRES Y CUATRO.	2016
ESSA		RECONFIGURACIÓN DE LA LÍNEA BARRANCA - PALENQUE, HASTA LA ENTRADA DE LOS TRANSFORMADORES TRES Y CUATRO.	2016
ESSA	LÍNEA OCAÑA - SAN ALBERTO 115 KV	NUEVO CIRCUITO	2018

OR	NOMBRE DEL PROYECTO	DESCRIPCIÓN	AÑO DE ENTRADA
ESSA	SUBESTACIÓN OIBA	NUEVA SUBESTACIÓN	2020
ESSA	SUBESTACIÓN SUAITA	NUEVA SUBESTACIÓN	2020
ESSA	EN 2020 LÍNEA OIBA- SAN GIL Y EN 2022 RECONFIGURACIÓN EN OIBA-GRANADA-SAN GIL	NUEVO CIRCUITO, OIBA –SANGIL 115 KV - PRIMERA FASE.	2020
ESSA		RECONFIGURACIÓN DE LÍNEA OIBA-SAN GIL, EN OIBA-NUEVA GRANADA, Y NUEVA GRANADA-SAN GIL, SEGUNDA FASE.	2022
ESSA	OIBA-BARBOSA	LÍNEA NUEVA. ESTA LÍNEA SE RECONFIGURARÁ EN EL MISMO AÑO DE ENTRADA.	2020
ESSA	OIBA-BARBOSA	RECONFIGURACIÓN DE LÍNEA OIBA-BARBOSA, EN OIBA-SUAITA Y SUAITA-BARBOSA.	2020
ESSA[29]	PAIPA-BARBOSA	REPOTENCIACIÓN LÍNEA	2016
ESSA	SUBESTACIÓN NUEVA GRANADA	NUEVA SUBESTACIÓN, DOS TRANSFORMADORES.	2022
DISPAC	SUBESTACIÓN NUEVO SIETE	NUEVA SUBESTACIÓN, DOS TRANSFORMADORES	2020
DISPAC		RECONFIGURACIÓN DE LA LÍNEA EL SIETE - MANIOBRA EN, EL SIETE - NUEVO SIETE, NUEVO SIETE- MANIOBRA.	2020
DISPAC	MANIOBRA-NUEVO SIETE	NUEVO CIRCUITO	2020
ELECTRICARIBE	SUBESTACIÓN CAMPESTRE[30]	RECONFIGURACIÓN DE LÍNEA TERNERA – BOSQUE	NO CONCEPTO
ELECTRICARIBE	REEMPLAZO DEL TRANSFORMADOR TEBSA 220/110 KV DE 180 MVA POR UN TRANSFORMADOR DE 100 MVA, QUEDANDO TRES TRANSFORMADORES DE IGUAL CAPACIDAD.	REEMPLAZO DEL TRANSFORMADOR TEBSA 220/110 KV DE 180 MVA POR UN TRANSFORMADOR DE 100 MVA, QUEDANDO TRES TRANSFORMADORES DE IGUAL CAPACIDAD.	2018
ELECTRICARIBE	TRASLADO DE LA GENERACIÓN DE TERMOBARRANQUILLA A LA BARRA A 220 KV DE LA S/E TEBSA (CONECTADA ACTUALMENTE A 110 KV), UTILIZANDO EL TRASFORMADOR DE 180 MVA DE LA S/E TEBSA, EL CUAL TENDRÁ CONECTADA TAMBIÉN DEMANDA REGULADA, POR LO CUAL SEGUIRÁ SIENDO ACTIVO DE USO.	TRASLADO DE LA GENERACIÓN DE TERMOBARRANQUILLA A LA BARRA A 220 KV DE LA S/E TEBSA (CONECTADA ACTUALMENTE A 110 KV), UTILIZANDO EL TRASFORMADOR DE 180 MVA DE LA S/E TEBSA, EL CUAL TENDRÁ CONECTADA TAMBIÉN DEMANDA REGULADA, POR LO CUAL SEGUIRÁ SIENDO ACTIVO DE USO	2018
ENERPUTUMAYO	SUBESTACION MOCOA	SEGUNDO TRANSFORMADOR 220/115 kV – 50 MVA EN LA SUBESTACION MOCOA	2016
EPSA	SUBESTACIÓN CARMELO	NUEVA SUBESTACIÓN CON TRANSFORMACIÓN DE 50 MVA.	2020
EPSA		RECONFIGURACIÓN DE LA LÍNEA JUANCHITO – CANDELARIA EN JUANCHITO – CARMELO Y CARMELO – CANDELARIA.	2020

[29] Se entiende que el OR lo esta ejecute y lo reporte al Operdor del Sistema

[30] Supeditada a la indicación por parte del OR, las consideraciones físicas de la ubicación.

Este listado se actualizará periódicamente, de acuerdo a lo establecido en el parágrafo 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	TIPO DE OBRA	INTERÉS	INTERVENTOR	CRONOGRAMA	GARANTÍA	FPO
CHEC	SEGUNDO BANCO DE AUTOTRANSFORMADORES MONOFÁSICOS 230/115/13,8 kV DE 150 MVA EN S/E ENEA	Relacionada STN	SI	SI	SI	SI	2018
CHEC	NORMALIZACIÓN DE LA SUBESTACIÓN MANZANARES 115 kV	STR	SI	SI	SI	N/A	2018
CHEC	TERCER AUTOTRANSFORMADOR TRIFÁSICO 230/115/13,8 kV DE 90 MVA EN S/E ESMERALDA	Relacionada STN	SI	SI	SI	SI	2018
CHEC	RECONFIGURACIÓN DOBLE CIRCUITO ESMERALDA - LA ROSA 115 kV (2 x ESMERALDA - HERMOSA 115 kV + 2 x HERMOSA - ROSA 115 kV)	Relacionada STN	SI	SI	SI	SI	2018
CHEC	SEGUNDO BANCO DE AUTOTRANSFORMADORES MONOFÁSICOS 230/115/13,8 kV DE 150 MVA EN S/E HERMOSA	Relacionada STN	SI	SI	SI	SI	2018
EMCALI	CAMBIO DE NIVEL DE TENSIÓN S/E SUR 115 kV Y NUEVA LÍNEA SUR - MELENDEZ 115 kV	STR	SI	SI	SI	N/A	2018
EMCALI	NUEVA SUBESTACIÓN DIESEL II 115 kV, NUEVA LÍNEA DIESEL II - SUR 115 kV, PRIMER CIRCUITO DIESEL II - JUANCHITO 115 kV Y SEGUNDO CIRCUITO DIESEL II - JUANCHITO 115 Kv	STR	SI	SI	SI	N/A	2018
EMCALI	NUEVA SUBESTACIÓN LADERA 115 kV, RECONFIGURA LÍNEA PANCE - SAN ANTONIO 115 kV EN PANCE - LADERA 115 kV y LADERA - SAN ANTONIO 115 kV	STR	SI	SI	SI	N/A	2018
ESSA	CONEXIÓN PROVISIONAL AUTOTRANSFORMADOR EN S/E BARRANCA 230/115 kV	Relacionada STN	SI	SI	SI	SI	2016
ESSA	LINEA OCAÑA - SAN ALBERTO 115 kV	Relacionada STN	SI	SI	SI	SI	2018
ELECTRICARIBE	REPOTENCIACIÓN DEL CIRCUITO CHINÚ – COVEÑAS 110 kV	STR	SI	Actualizar ampliaciones de parámetros de Capacidad Normal y de Emergencia en Paratec			2016
ELECTRICARIBE	REPOTENCIACIÓN DEL CIRCUITO COVEÑAS – TOLUVIEJO 110 kV	STR	SI	Actualizar ampliaciones de parámetros de Capacidad Normal y de Emergencia en Paratec			2016
ELECTRICARIBE	REPOTENCIACIÓN DEL CIRCUITO SIERRA FLOR – TOLUVIEJO 110 kV	STR	SI	Cambiar en terreno relación de TC's de 600 a 1200 y actualizar ampliaciones de parámetros de Capacidad Normal y de Emergencia en Paratec			2016
ELECTRICARIBE	REPOTENCIACIÓN DEL CIRCUITO BOSTON — SIERRA FLOR 110 kV	STR	SI	Cambiar en terreno relación de TC's de 600 a 1200 y actualizar ampliaciones de parámetros de Capacidad Normal y de Emergencia en Paratec			2016
ELECTRICARIBE	REPOTENCIACIÓN DEL CIRCUITO BOSTON — CHINÚ 1 110 kV	STR	SI	Esta línea se encuentra actualmente actualizada con las capacidades requeridas			2016
ELECTRICARIBE	REPOTENCIACIÓN DEL CIRCUITO BOSTON — CHINÚ 2 110 kV	STR	SI	Esta línea debe entrar en operación con la capacidad requerida			2016
ELECTRICARIBE	TERCER TRANFORMADOR 220/34,5/13,8 kV EN S/E VALLEDUPAR	Relacionada STN	NO	CONVOCATORIA			2018
ELECTROHUILA	SUBESTACIÓN LA PLATA	Relacionada STN	SI	SI	SI	SI	2017
ELECTROHUILA	NUEVA LÍNEA ALTAMIRA - LA PLATA 115 kV	Relacionada STN	SI	SI	SI	SI	2017
ELECTROCAQUETA	LÍNEA ALTAMIRA - FLORENCIA 115 kV	Relacionada STN	NO	CONVOCATORIA			2017

OR	PROYECTO	TIPO DE OBRA	INTERÉS	INTERVENTOR	CRONOGRAMA	GARANTÍA	FPO
ELECTROCAQUETA	LÍNEA FLORENCIA - EL DONCELLO 115 kV	STR	NO	CONVOCATORIA			2017
EPSA	BAHÍA DE LÍNEA EN LA SUBESTACIÓN MELÉNDEZ 115 kV	STR	SI	SI	SI	N/A	2018
EPSA	BAHÍAS DE LÍNEA EN LA SUBESTACIÓN JUANCHITO 115 kV	STR	SI	SI	SI	N/A	2018
EPSA	BAHÍAS DE LÍNEA EN LA SUBESTACIÓN TERMOYUMBO 115 kV	STR	SI	SI	SI	N/A	2020

ANEXO IX. SEGUIMIENTO DE LOS PROYECTOS APROBADOS A LOS OPERADORES DE RED – RESOLUCIÓN CREG 024 DE 2013

Este aparte presenta información general del estado de los proyectos para los cuales se recibió la manifestación de interés para la ejecución, de acuerdo a lo establecido en el artículo 4 de la Resolución CREG 024 de 2013, el cual indica

> *"(…) Para los proyectos de expansión en el STR con fecha prevista de puesta en operación comercial dentro de los 36 meses siguientes a la adopción del Plan de Expansión del SIN, los OR tendrán un plazo máximo de cuatro meses, contados a partir de la adopción del plan, para manifestar por escrito a la UPME el interés en ejecutar la expansión identificada en el sistema que opera.*
>
> *En la misma comunicación, el OR deberá adjuntar el cronograma de ejecución del proyecto e informar el nombre del interventor seleccionado de acuerdo con el artículo 26. Cuando haya lugar, deberá entregar copia de la aprobación de la garantía de que trata el artículo 31 (…)".*

Análisis informes de interventoría de proyectos del STR:

Actualmente la UPME, recibe información de la interventoría de las obras en función de la Resolución CREG 024 de 2013, lo que permite realizar seguimiento a los proyectos en ejecución del Sistema de Transmisión Regional (STR) con manifestación de interés de los Operadores de Red, a partir de la verificación y evaluación del cumplimiento de los requisitos establecidos en esta misma Resolución (cumplimiento de normas y requisitos técnicos, cronograma, y fecha de puesta en operación), y aquellos solicitados por la Unidad, con relación a la información que debe ser suministrada por parte de los interventores de estos proyectos. Desde la Unidad, se estableció como requisito fundamental, el envío de la curva S del proyecto con porcentaje de avance real y programado para calcular el índice de cumplimiento (% ejecutado/% programado) y poder determinar el estado de ejecución del proyecto dependiendo del valor de este índice, a partir de los rangos establecidos en la Tabla IX-1.

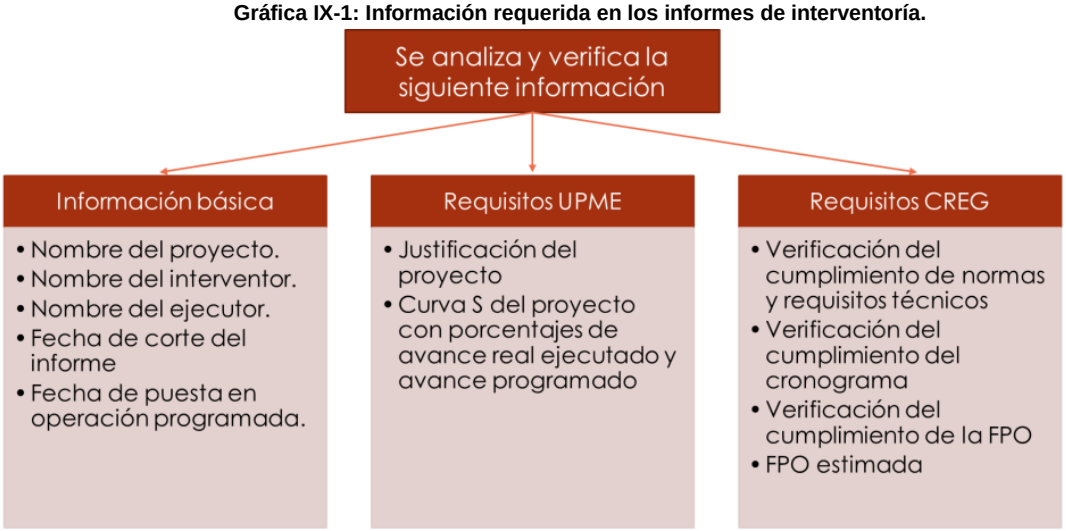
Tabla IX-1: Estado de ejecución de un proyecto según índice de cumplimiento.

Rangos de I_c	Estado de ejecución del proyecto
$0\% \leq I_c < 50\%$	Atraso muy grave
$50\% \leq I_c < 70\%$	Atraso grave
$70\% \leq I_c < 85\%$	Atraso significativo
$85\% \leq I_c < 95\%$	Atraso leve
$95\% \leq I_c < 100\%$	En cumplimiento
$I_c \geq 100\%$	Adelantado

Fuente de tabla: UPME

En Gráfica IX-1 se presenta el diagrama en el cual se resume la información requerida en los informes de interventoría, para realizar un seguimiento adecuado de los proyectos:

Gráfica IX-1: Información requerida en los informes de interventoría.



Fuente de gráfica: UPME

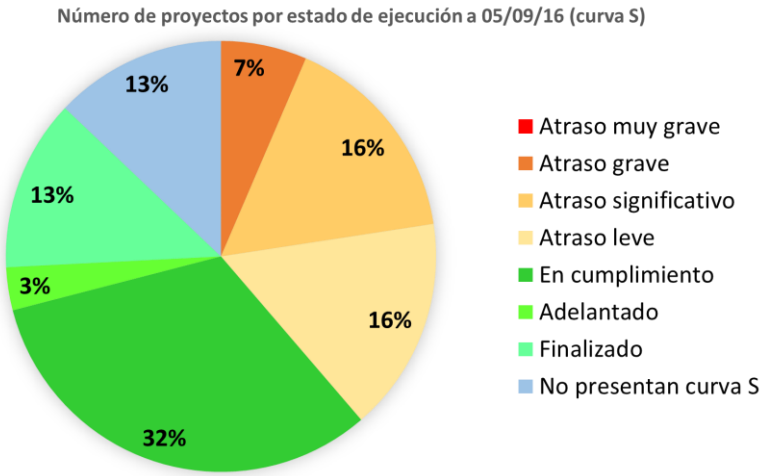
En la Tabla IX-2 se presenta el número de proyectos por estado de ejecución al 5 de septiembre de 2016:

Tabla IX-2: Número de proyectos por estado de ejecución.

Estado de ejecución del proyecto	Número de proyectos a 05/09/16
Atraso muy grave	0
Atraso grave	2
Atraso significativo	5
Atraso leve	5
En cumplimiento	10
Adelantado	1
Finalizado	5
No presentan curva S	4
TOTAL PROYECTOS	**31**

Fuente de tabla: UPME

Gráfica IX-2: Número de proyectos por estado de ejecución a 5 de septiembre de 2016 (curva S).



Fuente de gráfica: UPME

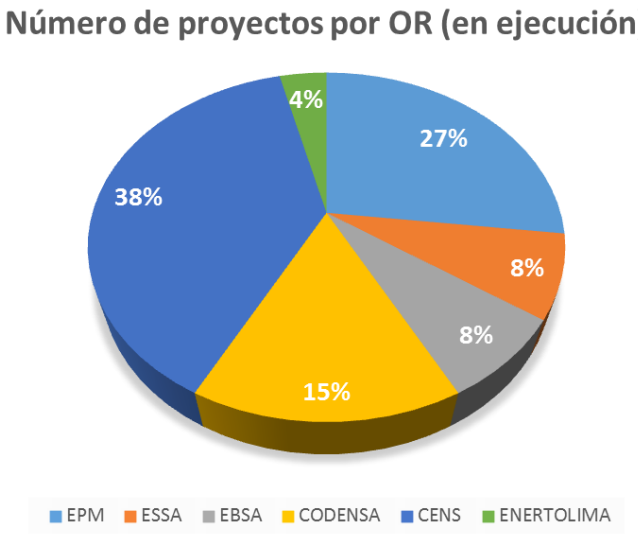
Hasta el 5 de septiembre de 2016, de los 31 proyectos del STR con informe de interventoría, 5 están finalizados y los otros 26 están en ejecución. Estos 26 proyectos se distribuyen de la siguiente forma por Operador de Red (ver Tabla IX-3 y Gráfica IX-3).

Tabla IX-3: Número de proyectos en ejecución por OR.

OR	Número proyectos en ejecución
EPM	7
ESSA	2
EBSA	2
CODENSA	4
CENS	10
ENERTOLIMA	1
TOTAL PROYECTOS	**26**

Fuente de tabla: UPME

Gráfica IX-3: Número de proyectos en ejecución por OR.



Fuente de gráfica: UPME

Dentro de estos 26 proyectos en ejecución, de acuerdo con estimación del interventor, 20 proyectos cumplirán con la FPO programada (77%), 4 no la cumplirán (15%), y los dos restantes (8%), S/E Gran Sabana y Conexión S/E Tuluní 115 kV al STN, no presentan estimación de FPO por parte del interventor; el primero porque CODENSA, a partir del momento de obtención de la licencia ambiental, realizará el ajuste del cronograma de ejecución, línea base y la curva S del proyecto con un tiempo de duración de 18 meses; y el segundo porque depende de la FPO de las obras de STN a cargo de TUPROJECT.