

Republica de Colombia



Libertad y Orden

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

RESOLUCION NÚMERO . 4 0098

(- 7 FEB 2017)

Por la cual se adopta el Plan de Expansión de Referencia Generación -
Transmisión 2016 – 2030

EL MINISTRO DE MINAS Y ENERGÍA

En uso de las facultades legales y en especial la establecida en el numeral 8° del
artículo 5° del Decreto 0381 de 2012, y

CONSIDERANDO

Que de conformidad con lo establecido en el Parágrafo del artículo 17 de la Ley 143 de 1994, compete a la Unidad de Planeación Minero Energética, UPME, elaborar los Planes de Expansión del Sistema Interconectado Nacional, siguiendo los lineamientos establecidos por el Ministerio de Minas y Energía mediante Resolución 18 1313 del 02 de diciembre de 2002

Que de conformidad con lo estipulado en el artículo 18 de la Ley 143 de 1994, modificado por el artículo 67 de Ley 1151 de 2007 y vigente conforme a lo dispuesto por los artículos 276 de la Ley 1450 de 2011 y 267 de la Ley 1753 del 2015, compete al Ministerio de Minas y Energía definir los planes de expansión de la generación y de la red de interconexión y fijar criterios para orientar el planeamiento de la transmisión y la distribución

Que de igual manera la citada norma señala que los planes de generación y de interconexión serán de referencia y buscarán orientar y racionalizar el esfuerzo del Estado y de los particulares para la satisfacción de la demanda nacional de electricidad en concordancia con el Plan Nacional de Desarrollo y el Plan Energético Nacional

Que de acuerdo con el numeral 8 contenido en el artículo 5 del Decreto 381 de 2012, corresponde al Despacho del Ministro de Minas y Energía “ *Adoptar los planes generales de expansión de generación de energía y de la red de interconexión y establecer los criterios para el planeamiento de la transmisión y distribución*”

Que la Unidad de Planeación Minero – Energética, UPME, elaboró la versión preliminar del documento “*Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión 2016-2030*”, la cual fue publicada en la página web de la mencionada Unidad desde el día 15 de noviembre y hasta el día 12 de diciembre de 2016, a efectos de recibir comentarios

Que XM, ISAGEN, EEB, ENERTOLIMA, EPM, EMSA, INTERCOLOMBIA, CODENSA, COMELECSU E U, ELECTRICARIBE, EMGESA y ANDESCO, presentaron observaciones a dicho documento, algunas de las cuales fueron incluidas en el

Continuación de la Resolución "Por la cual se adopta el Plan de Expansión de Referencia Generación- Transmisión 2016 - 2030"

documento definitivo "Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión 2016-2030", previo análisis por parte de la UPME

Que mediante oficio No 20161520052731 del 27 de diciembre de 2016, radicado en el Ministerio de Minas y Energía bajo el No 2016088290 del 30 de diciembre de 2016, la UPME sometió a consideración del Ministerio de Minas y Energía el Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión 2016-2030, el cual contiene las recomendaciones a nivel de generación, al igual que los proyectos de transmisión requeridos en el Sistema Interconectado Nacional SIN

Que adicionalmente la UPME el día 3 de enero de 2017 a través de correo electrónico allegó los siguientes documentos i) Copia del Acta "CAPT" No 153 del 12 de diciembre de 2016, en la que el Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión (CAPT), emite concepto favorable al "Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión 2016-2030", ii) Comunicación del presidente del CAPT con el asunto "Concepto del Comité Asesor del Planeamiento de la Transmisión CAPT al Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2016 - 2030" en la que el Comité formaliza su concepto favorable sobre el "Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión 2016-2030", y iii) Carta de alcance al concepto de Comité Asesor del Planeamiento de la Transmisión - CAPT al "Plan de expansión Referencia Generación Transmisión 2016 - 2030", en la cual se aclara que la fecha de entrada en operación del tercer transformador Sogamoso 500/230 kV - 450 MVA

Que mediante oficio UPME No 20171520000521 del 17 de enero de 2017, con radicado MME No 2017003186 del 19 de enero de 2017, se remite alcance al Plan de Expansión de Referencia Generación y Transmisión 2016-2030, señalándose en el mismo las obras a ejecutarse por ampliación Proyectos instalación transformadores La Loma y TEBSA, igualmente se indica con relación a la fecha de entrada en operación de la ampliación de las bahías de alta en la subestación la Loma que esta corresponde a la fecha de la obra del STR asociada a la convocatoria UPME STR - 13 de 2015, es decir junio de 2018, tal como se estableció en la Resolución UPME 707 de 10 de noviembre de 2015

Que la Resolución 18 0924 del 15 de agosto de 2003, expedida por el Ministerio de Minas y Energía, estableció y desarrolló la convocatoria pública como mecanismo para la ejecución de los proyectos definidos en el Plan de Expansión de Transmisión del Sistema Interconectado Nacional

Que el numeral 4 1 del Anexo General contenido en la Resolución CREG 097 de 2008 establece que el Costo Anual por el uso de los activos del Nivel de Tensión 4 será revisado por la Comisión, cuando el Operador de Red cuente, entre otros, con la aprobación de los proyectos del Sistema de Transmisión Regional —STR— por la Unidad de Planeación Minero Energética -UPME- de acuerdo con los criterios de expansión del Sistema Interconectado Nacional adoptados por el Ministerio de Minas y Energía

Que adicionalmente, el artículo 6 de la Resolución CREG 011 de 2009 y el artículo 1 de la Resolución CREG 147 de 2011, por medio del cual se modifica el artículo 6 de la Resolución CREG 022 de 2001, establece que harán parte del Plan de Expansión de Referencia los proyectos consistentes en la ampliación de las instalaciones del STN que se encuentren en operación

Que en cumplimiento de lo ordenado en el numeral 8 del artículo 8 de la Ley 1437 de 2011, "Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo", el Ministerio de Minas y Energía publicó en su página web, del 01 de febrero de 2017 al

Continuación de la Resolución "Por la cual se adopta el Plan de Expansión de Referencia Generación- Transmisión 2016 – 2030"

02 del mismo mes y año, el proyecto de Resolución "Por la cual se adopta el Plan de Expansión de Referencia Generación- Transmisión 2016 – 2030", con el objeto de recibir opiniones, sugerencias o propuestas alternativas del público en general, sin recibirse comentario alguno como consta en informe documento en discusión del Grupo de Participación y Servicio al Ciudadano

Que en mérito de lo expuesto,

RESUELVE:

Artículo 1. Adoptar el "Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2016– 2030" elaborado por la Unidad de Planeación Minero Energética –UPME, anexo a la presente Resolución que contiene las recomendaciones a nivel de generación, y cuyas obras de transmisión requeridas, que deben ser ejecutadas a través de (i) Convocatorias Públicas del STN o del STR, o (ii) reconocimiento de activos de nivel de tensión IV a los Operadores de Red, o, (iii) Ampliaciones del STN, según corresponda, son las siguientes

I. OBRAS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL- STN:

Obras Santander

- Nueva subestacion 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 operacion **31 Diciembre de 2022.**

- Tercer transformador 500/230 kV – 450 MVA en la Subestacion Sogamoso

Fecha de puesta en operación **30 Noviembre de 2019.**

Obras Casanare – Arauca

- Nueva Subestación La Paz 230/115 kV – 50 MVA Reconfiguración Banadía – Caño Limón 230 kV en Banadía – La Paz – Caño Limon 220 kV – Se considera eléctricamente una extensión de la barra de Caño Limón

Fecha de puesta en operación **30 Noviembre de 2021.**

- Nueva Subestacion Alcaraván 230/115 kV – 2x180 MVA

Fecha de puesta en operación **30 Noviembre de 2021.**

- Nueva línea Alcaraván – San Antonio 230 kV

Fecha de puesta en operación **30 Noviembre de 2021.**

- Nueva línea Alcaravan – Banadía 230 kV

Continuación de la Resolución "Por la cual se adopta el Plan de Expansión de Referencia Generación- Transmisión 2016 - 2030"

Fecha de puesta en operacion **30 Noviembre de 2021.**

II. OBRAS DE AMPLIACIÓN

Proyecto	Descripcion	Tension (kV)	Activo	Configuración	Capacidad (MVA)	Fecha de entrada
La Loma	Nuevos transformadores	500/110 kV	Bahia de transformación	IM	2x150 MVA	30 de junio-2018
TEBSA	Tercer Transformador	230/110 kV	Bahia de transformacion	IM	100 MVA	31 de agosto 2018

Artículo 2. Los proyectos aquí relacionados se consideran de utilidad publica e interés social por así disponerlo los artículos 56 de la Ley 142 de 1994 y 5° de la Ley 143 de 1994

Artículo 3. La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Dada en Bogotá, D C a los, 7 FEB 2017


GERMAN ARCE ZAPATA
Ministro de Minas y Energía

Elaboro Elsa Fernanda Marquez/Ingeniera Dirección Energía MME
Diana Paola Pinto/abogada OAJ MME
Reviso Belfredi Prieto Osorno/Coordinador Grupo Energía OAJ MME
Juan Manuel Andrade Morantes/ Jefe OAJ MME
José Miguel Acosta Suárez/Director Energía MME
Antonio Jiménez/UPME
Aprobó German Arce Zapata

**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 Butrago

DEMANDA

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

HIDROCARBUROS:

- Beatriz H. James
- 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 Ramirez
- Henry J. Zapata Lesmes
- Juan C. Aponte Gutiérrez
- Dora Liliam Castaño Ramirez
- Baisser A. Jimenez Rivera

TRANSMISIÓN

- Baisser A. Jimenez Rivera
- Jhon S. Zárate Herrera
- Raul Gil Naranjo
- Cristian C. Viasus Figueredo
- Nicolás Achury Beltrán
- Ana M. Ospina Sierra
- Silvana P. Fonseca Consuegra
- Luis A. Reyes Martínez
- Álvaro Gómez Ruiz
- Mateo Restrepo Bahamon
- Raul 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 – Quindío – 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 ambientales 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 cubicos
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	EFFECTO 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 hidroelectricas	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	METODOLOGÍA GENERAL DE EXPANSIÓN DE RED	263
4 3	ANÁLISIS DEL SISTEMA DEL TRANSMISIÓN NACIONAL – STN	265
4 3 1	Expansion del Sur de Santander	265
4 3 2	Expansion 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 Region Caribe	333
4 3 7	Conexion del Parque de Generación Eólica en La Guajira – Primera Fase	337
4 3 8	Metodologia para el Planeamiento de Largo Plazo	353
4 3 9	Resumen de recomendacion STN	381
4 4	ANÁLISIS SISTEMAS DE TRASMISIÓN REGIONALES – STR	382
4 4 1	Área Caribe – Atlantico	382
4 4 2	Área Caribe – Bolivar	386
4 4 3	Área Caribe – Chinu	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

Grafica 1-1 Crecimiento Países Desarrollados	31
Grafica 1-2 Crecimiento Economico Comparativo Países Emergentes	32
Gráfica 1-3 Crecimiento Economico Mundial y Precio del Petróleo (USD/Barril, Referencia Brent)	33
Grafica 1-4 Inflación Mundial Según Área Económica	33
Grafica 1-5 Crecimiento Anual Demanda de Petroleo Observado y Proyectado 2015 – 2020	34
Grafica 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 Produccion Petróleo Acuerdo OPEP – Viena Miles de Barriles Dianos	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
Grafica 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
Grafica 1-15 Inflación al Consumidor Versus Inftación al Productor Colombia	39
Gráfica 1-16 Riesgo Pais Colombia Versus Paises Emergentes (EM) y Latinoamérica(LATAM)	39
Gráfica 1-17 Proyecciones Iniciales Subdirección Demanda UPME Crecimiento Económico Colombia (A Junio 2016)	40
Grafica 1-18 Proyeccion Actual (Octubre 2016) Subdirección Demanda UPME Crecimiento Económico Colombia	41
Gráfica 1-19 Comparación Escenarios Subdireccion de Demanda UPME Crecimiento Económico 2016 – 2016	41
Gráfica 1-20 Crecimiento Potencial de la Economia 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 Natural 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 Índice 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 Índice de la demanda de potencia maxima (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 maxima (MW – año)	69
Gráfica 2-18 Escenarios de la proyección de demanda de energía electrica (GWh – mes)	71
Gráfica 2-19 Escenarios de la proyección de demanda de potencia máxima (MW – mes)	74
Gráfica 2-20 Mapa de Desagregacion de la Demanda Nacional del SIN por Regiones	76
Gráfica 2-21 Participación de la demanda regional de energia electrica (GWh – año)	78
Gráfica 2-22 Participación de la demanda regional de potencia maxima (MW- año)	79
Gráfica 2-23 Crecimiento regional de la demanda de energia 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 maxima – Escenario Medio	82
Gráfica 2-26 Proyección de la demanda de potencia maxima – 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 maxima de potencia electrica 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 Proyección demanda de potencia	105
Gráfica 3-11 Evolución esperada crecimiento plantas menores	106
Gráfica 3-12 Evolución de los indices 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

Grafica 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
Grafica 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
Grafica 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
Grafica 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
Grafica 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
Grafica 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
Grafica 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

Grafica 3-90 Aportes totales historicos	224
Gráfica 3-91 Aportes totales futuros	224
Gráfica 3-92 Desviación estándar anual de los aportes futuros	225
Grafica 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
Grafica 3-97 Mapa áreas de conservación prioritaria Termonorte	234
Grafica 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 areas de conservación prioritaria Gecelca 3 2	237
Grafica 3-103 Contorno del embalse Pescadero-Ituango (cota 420 msnm)	239
Grafica 3-104 Mapa uso del suelo Ituango	239
Grafica 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
Grafica 3-108 Mapa de la región Guajira Norte	242
Gráfica 3-109 Mapa áreas de conservación prioritaria-Norte Guajira	244
Grafica 3-110 Mapa uso del suelo-Norte Guajira	244
Gráfica 3-111 Mapa erosion-Norte Guajira	245
Gráfica 3-112 Mapa áreas de bosque seco-Norte Guajira	245
Grafica 3-113 Mapa área de salinización-Norte Guajira	246
Grafica 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 areas 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 búsqueda 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

Grafica 4-9 Respuesta potencia activa	276
Grafica 4-10 Respuesta tension	277
Grafica 4-11 Respuesta potencia reactiva	277
Grafica 4-12 Corto circuito trifasico 2021	278
Grafica 4-13 Corto circuito monofasico 2021	278
Gráfica 4-14 Corto circuito trifásico 2022	279
Grafica 4-15 Corto circuito monofasico 2022	279
Gráfica 4-16 Beneficios por reducción costo marginal y por confiabilidad	281
Gráfica 4-17 Costos del proyecto	282
Grafica 4-18 Relacion Beneficio/Costo para las obras propuestas	282
Grafica 4-19 Alternativa de expansión del STR en Casanare	288
Grafica 4-20 Alternativa de expansión del STR – STN en Casanare	290
Grafica 4-21 Alternativa de expansión integral STR – STN en Arauca – Casanare	294
Grafica 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
Grafica 4-24 Alternativa propuesta integral SNT – STR Arauca – Casanare desempeño transitorio con apertura de la linea ambos extremos	298
Grafica 4-25 Alternativa Propuesta Integral SNT – STR Arauca – Casanare desempeño transitorio ante re cierre exitoso	298
Grafica 4-26 Alternativa propuesta integral SNT – STR Arauca – Casanare desempeño transitorio con apertura de la linea ambos extremos	299
Gráfica 4-27 Corto circuito trifásico 2021	300
Grafica 4-28 Corto circuito monofásico 2021	300
Gráfica 4-29 Ubicación general de la generación en el area	303
Gráfica 4-30 Analisis de crices de la infraestructura en el area	304
Gráfica 4-31 Estrategia para el desarrollo de Red	305
Gráfica 4-32 Definicion 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 Espiritu Santo, Encimada – Cañaveral, San Juan, Cañafisto, El Porvenir, Termosinifaná y Porvenir II	314
Gráfica 4-41 Conexión de Espiritu Santo, Encimadas – Cañaveral y Cañafisto	316
Gráfica 4-42 Conexión de lantás Espiritu Santo, Encimada – Cañaveral , Cañafisto y Porvenir II	317
Gráfica 4-43 Conexión de Espiritu Santo, Encimadas– Cañaveral , San Juan, Cañafisto y Porvenir II	319
Gráfica 4-44 Conexión de Espiritu 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
Grafica 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 Referencias Generación – Transmisión 2015 – 2029	355
Grafica 4-62 Objetivo del planeamiento de largo plazo	355
Grafica 4-63 Metodología general para el planeamiento de largo plazo	356
Gráfica 4-64 Multiplicidad de escenarios de demanda y generación	357
Grafica 4-65 Metodología de programación lineal	358
Gráfica 4-66 Sistema de ejemplo	359
Gráfica 4-67 Interconexiones 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
Grafica 4-71 Mapa de áreas de moderada sensibilidad – Riesgo 4	366
Gráfica 4-72 Mapa 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
Grafica 4-77 Expansión propuesta – Bloque 2	373
Grafica 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
Grafica 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

Grafica I-21 Confiabilidad Escenario 3 1	438
Grafica I-22 Complementariedad energética Escenario 3 1	438
Grafica I-23 Comportamiento principales variables Escenario 3 1	439
Grafica I-24 Emisiones y Factor de emisión Escenario 3 1	440
Grafica I-25 Confiabilidad Escenario 3 2	441
Grafica I-26 Complementariedad energética Escenario 3 2	441
Grafica I-27 Comportamiento principales variables Escenario 3 2	442
Grafica 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
Grafica I-31 Comportamiento principales variables Escenario 4	445
Gráfica I-32 Emisiones y Factor de emisión Escenario 4	446
Grafica 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
Grafica I-36 Emisiones y Factor de emisión Escenario 4 1	449
Grafica 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
Grafica IX-1 Información requerida en los informes de interventoría	478
Grafica IX-2 Numero de proyectos por estado de ejecución a 5 de septiembre de 2016 (curva S)	478
Grafica 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 segun 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
		21

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 comun 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 geotermia	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 través 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 [m ³ /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 Erosion	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 Guajira	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 indigena-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 Guatguará 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 Bahía 115 kV	324
Tabla 4-40 Desempeño del proyecto en el 2019 sin el proyecto Bahía 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 numero minimo 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 analisis 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 analisis 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

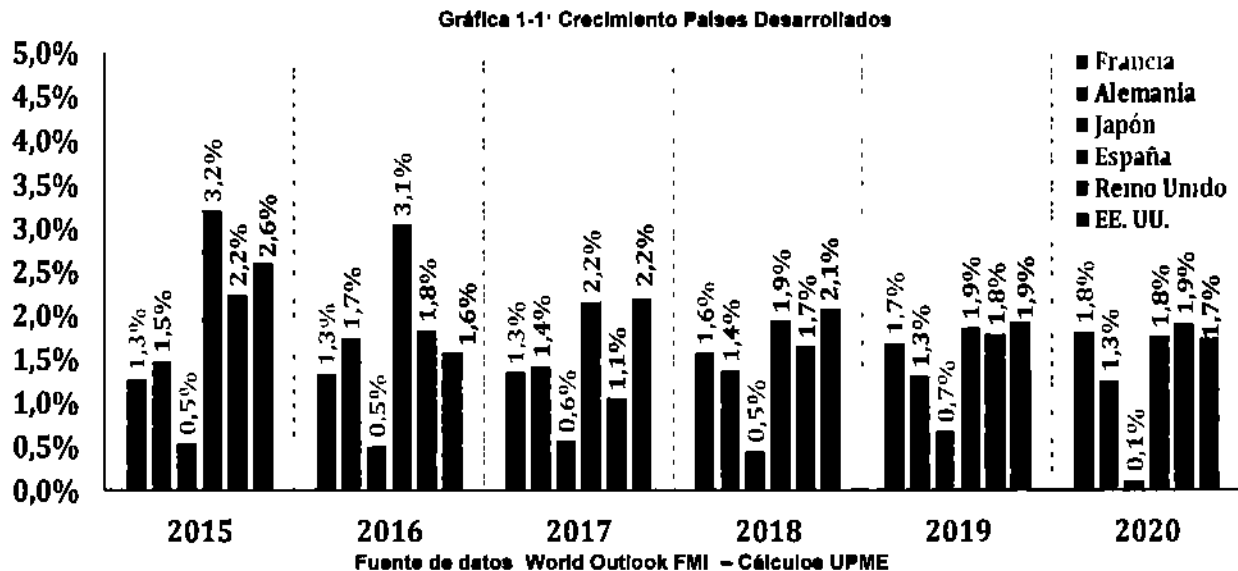
1. COLOMBIA ANTE EL MUNDO 2016 – 2017: DRÁSTICO AJUSTE EN LA PERSPECTIVA 2030 DE UNA NUEVA ECONOMÍA

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

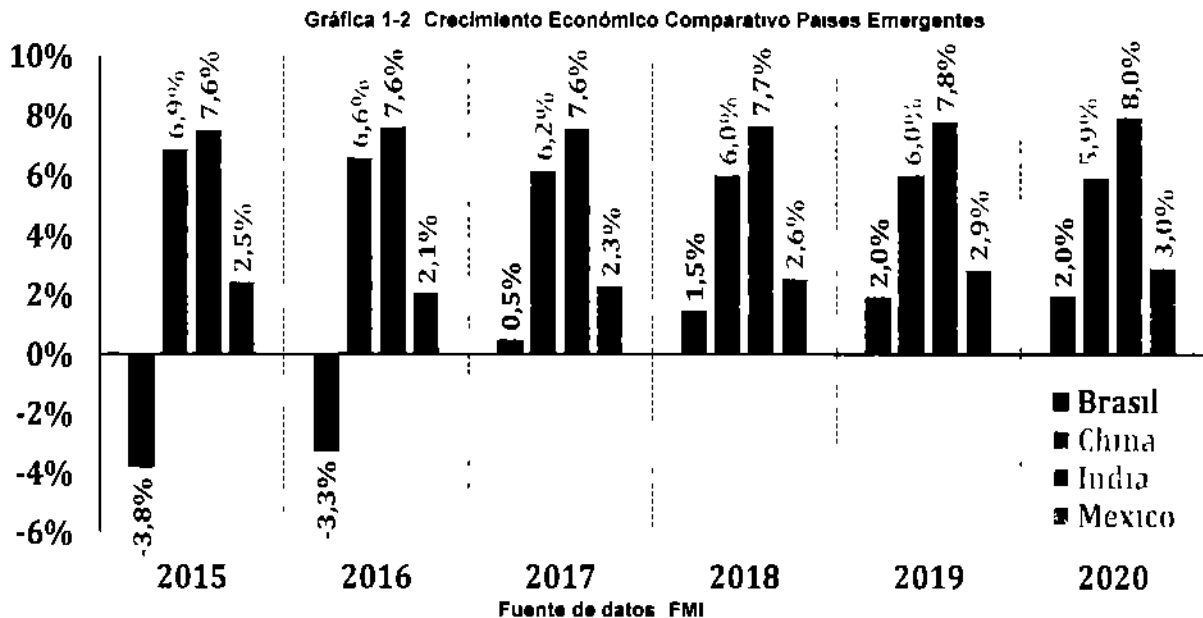
Sin embargo, el factor político, en 2016, a diferencia de años anteriores, ha sido determinante en el ciclo económico de los países desarrollados, a partir de tres hechos el Brexit, el cambio de orientación que acompaña al nuevo presidente electo de Estados Unidos, Donald Trump, y la reelección de la 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



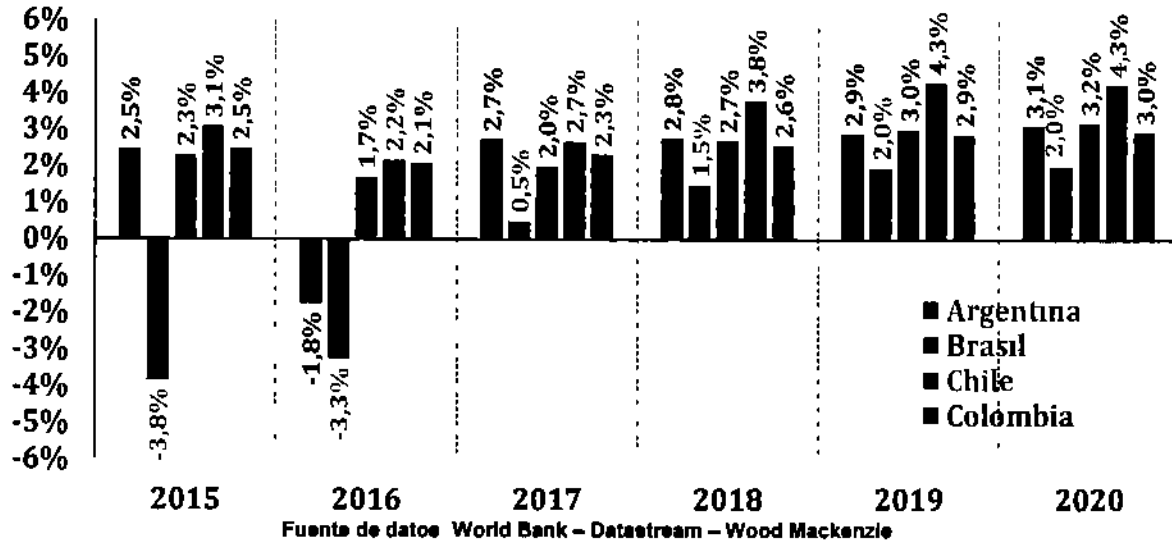
La recuperación del desempleo a partir de una reducción en los salarios hora, no ha satisfecho las expectativas de consumidores, lo que sumado al impacto negativo en destrucción de puestos de trabajo asociada a la irrupción de China, y los tratados de libre comercio, llevaron a que el antes candidato 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. El 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 preve 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.



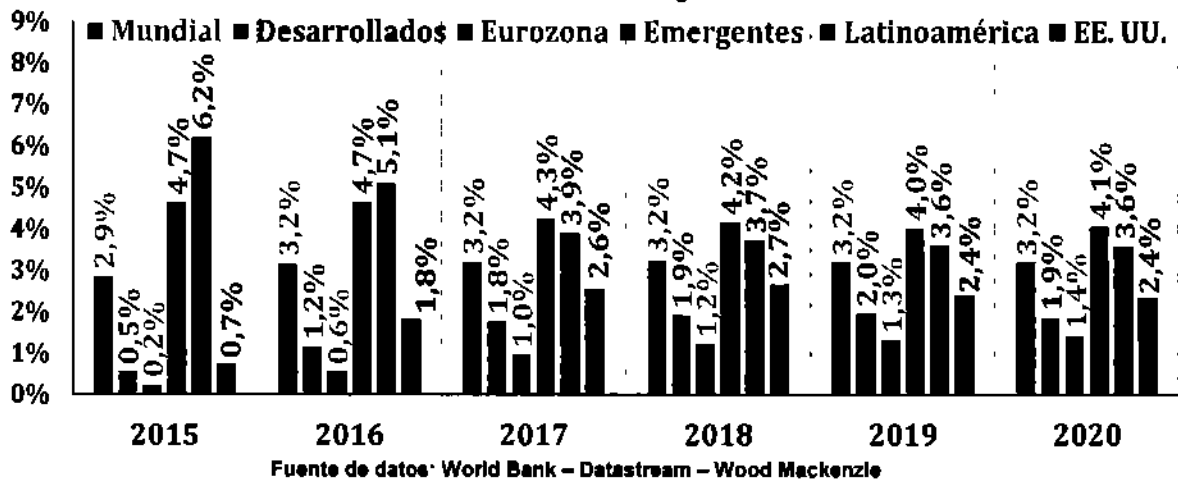
Las economías latinoamericanas (Gráfica 1-3) evidencian el deterioro más notable de su crecimiento, desde la década de los noventa. Salvo Perú, impulsada por la minería y proyectos de infraestructura y agro-industria, los demás países con economías relevantes en su peso relativo respecto a la actividad económica de la región, seguirán ajustándose en 2017 con tasas entre 1,5% y 3%, con lo cual 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)



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

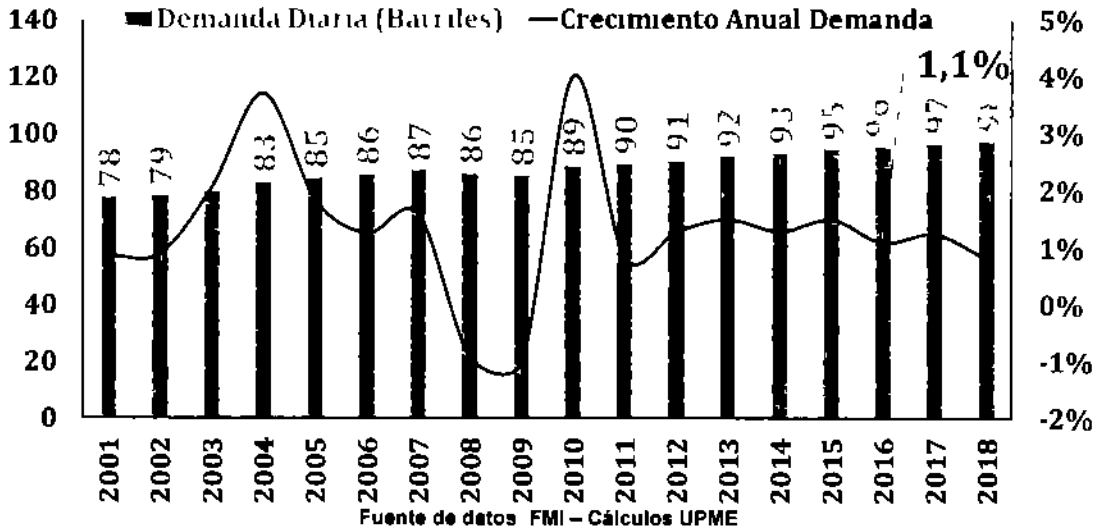


1.2. PETRÓLEO Y MATERIAS PRIMAS: BÚSQUDA DE MEJORES PRECIOS EN UN ENTORNO VOLÁTIL PARA ATRAER INVERSIÓN Y AJUSTAR TÉRMINOS DE INTERCAMBIO

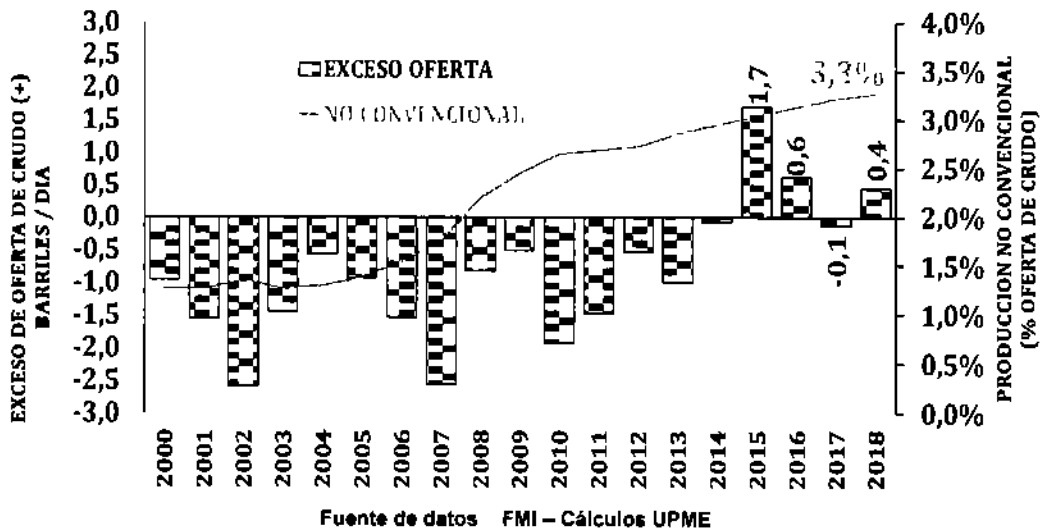
La baja dinámica de la economía mundial, hace prever según estimaciones de Wood Mackenzie un bajo crecimiento de la demanda de crudo, que se estima será sólo de 0,8% en 2017 (Gráfica 1-6). Trump, el

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 PIB 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

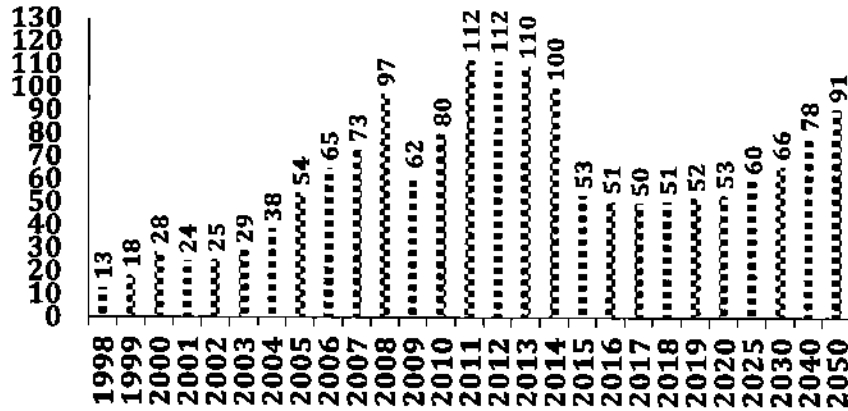


Gráfica 1-6 Exceso/Déficit Petróleo Variación Anual



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).

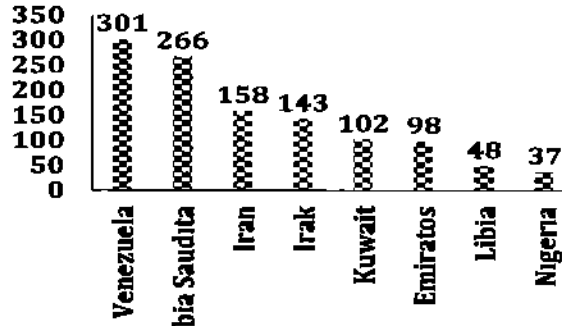
Gráfica 1-7 Precio Petróleo Referencia Brent (USD/ Barril) Histórico y Proyección Largo Plazo.



Fuente de datos. Wood Mackenzie - Cálculos UPME

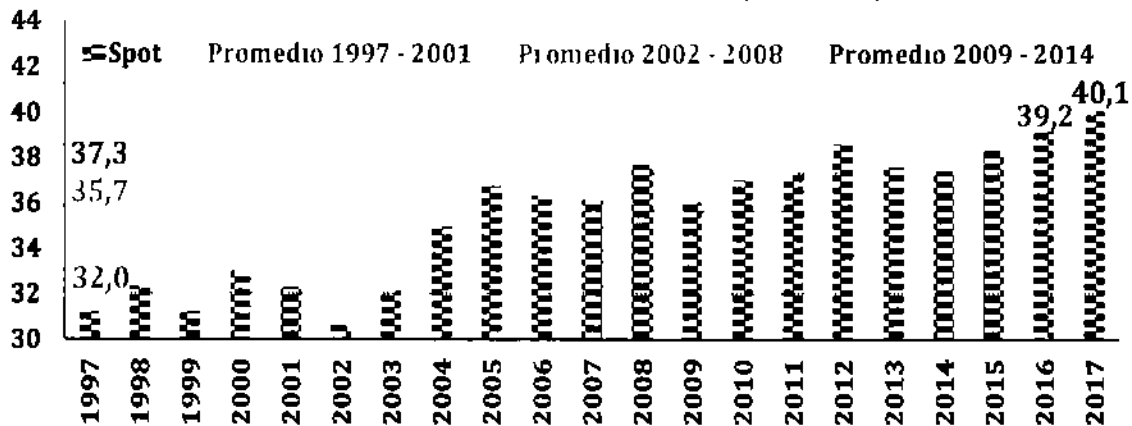
El recorte de producción acordado por la OPEP en la reunión del 30 de noviembre en Viena, liderado por Venezuela, y estimado en 1,3 millones de barriles diarios (Gráfica 1-8), de respetarse el acuerdo, podría llevar el precio del barril a USD 60, nivel donde la mayoría de las firmas ya podrían superar 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)

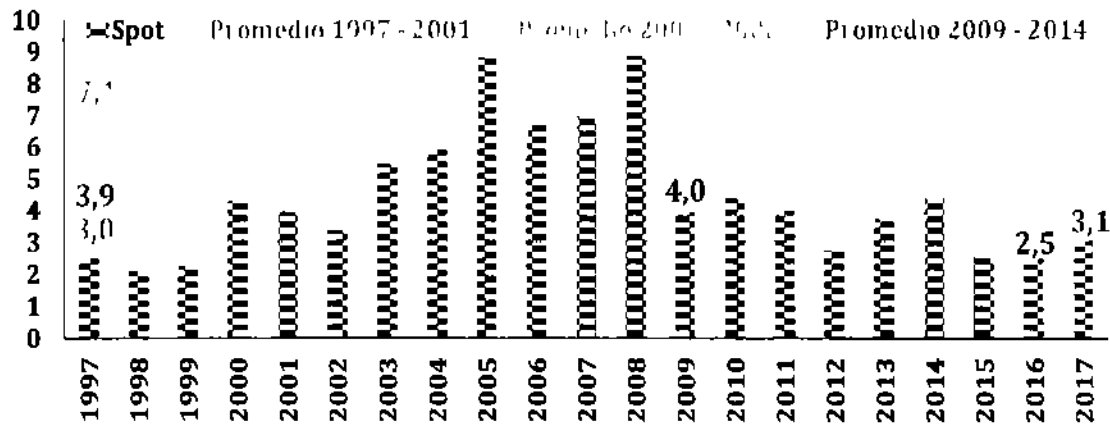


Fuente de datos. Wood Mackenzie - Moody's - Cálculos UPME

La Subdirección de Demanda de la UPME, preve 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)



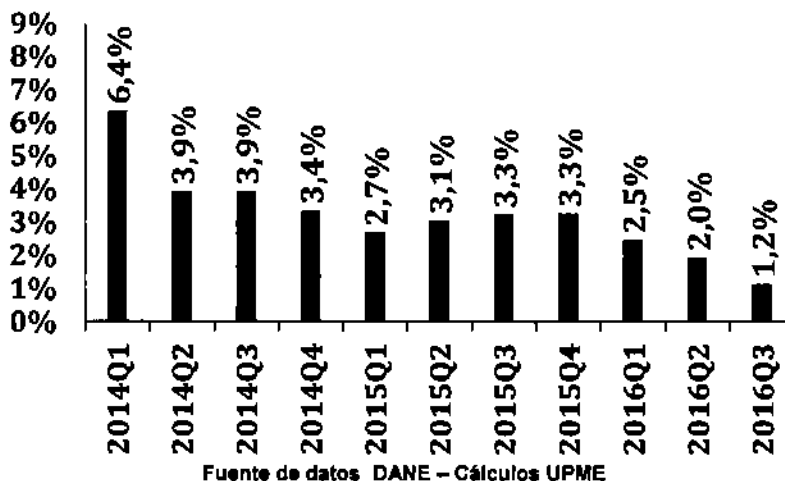
Fuente de datos Wood Mackenzie – Moody's – Cálculos UPME

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)

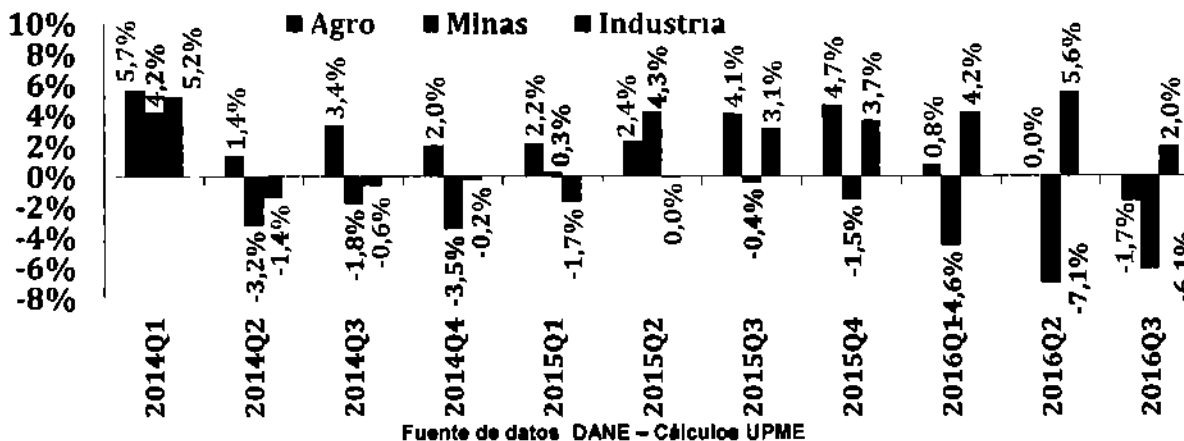
El crecimiento económico en 2016 ha sido inferior al previsto por analistas (2,8%) y Gobierno (3%) lo cual se ha explicado por la caída en la inversión y consumo, el paro camionero de Junio y Julio, y la reducción en la actividad que la campaña Apagar Paga pudo generar en la industria y el comercio, 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.



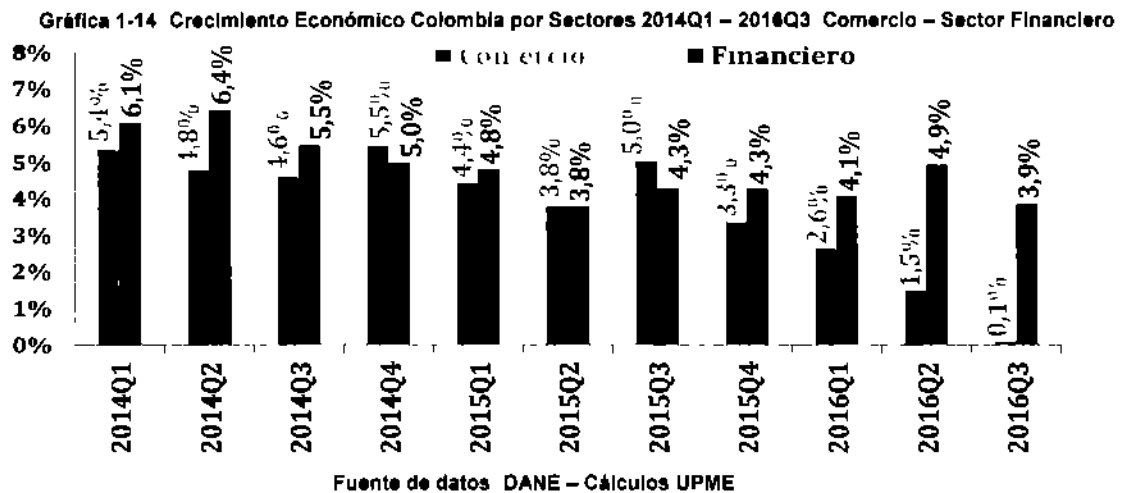
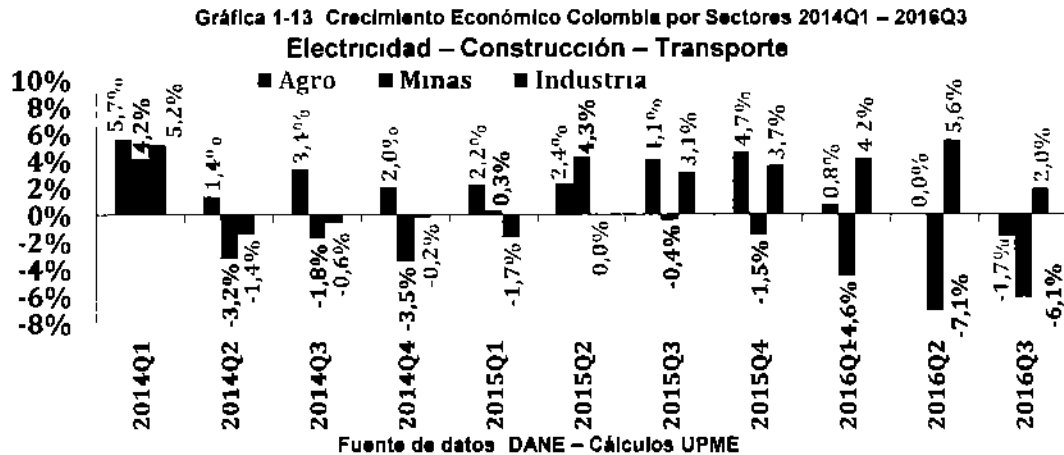
Las previsiones oficiales de crecimiento para 2016, eran optimistas. Se esperaba un mejor desempeño respecto de 2015, por la puesta en marcha de REFICAR, la sustitución de importaciones en favor de la industria, la estabilidad en el consumo de los hogares por el lado de la demanda, y el alto crecimiento, 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



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

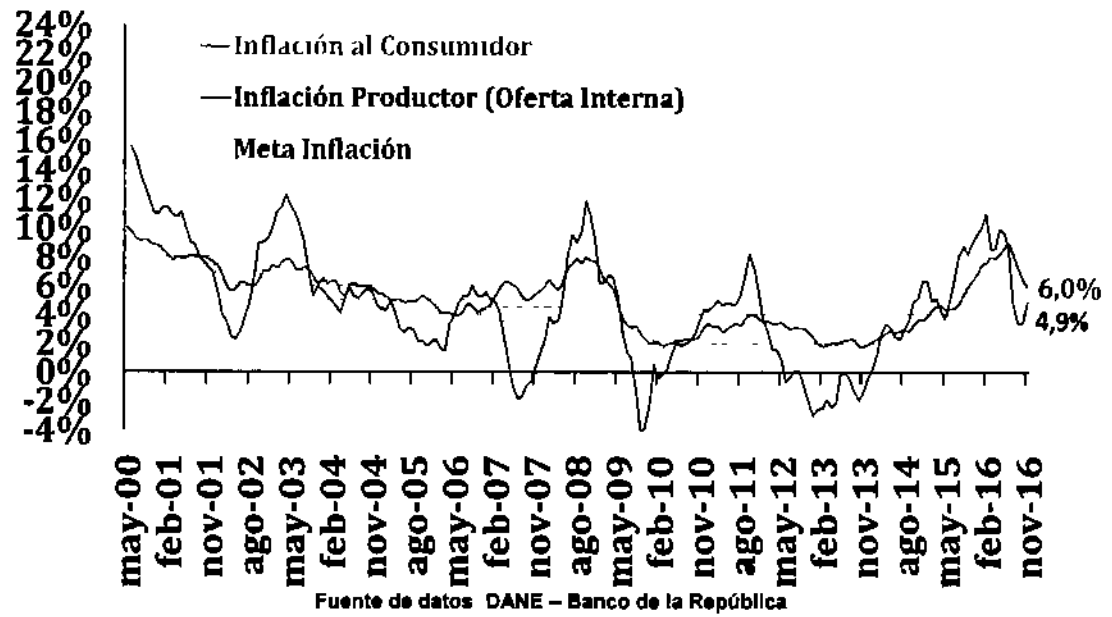


La economía colombiana esta sustentando su crecimiento, en sectores no intensivos en demanda de energía eléctrica, particularmente, el sector terciario, en cabeza del comercio y del sector financiero, y con una tendencia también decreciente, porque son quienes más están sintiendo el endurecimiento de 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)



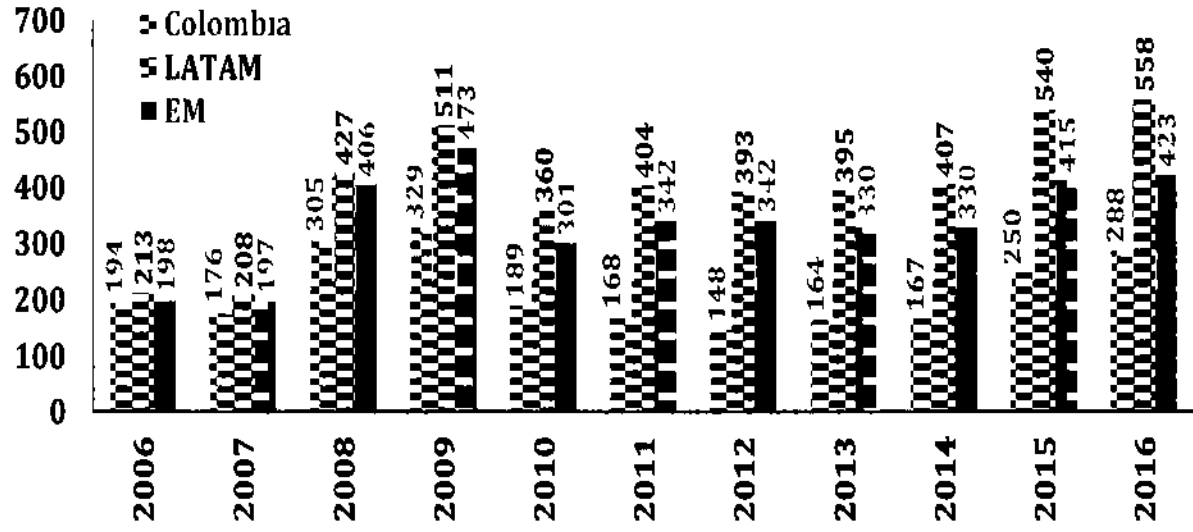
Gráfica 1-15. Inflación al Consumidor Versus Inflación al Productor Colombia



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)

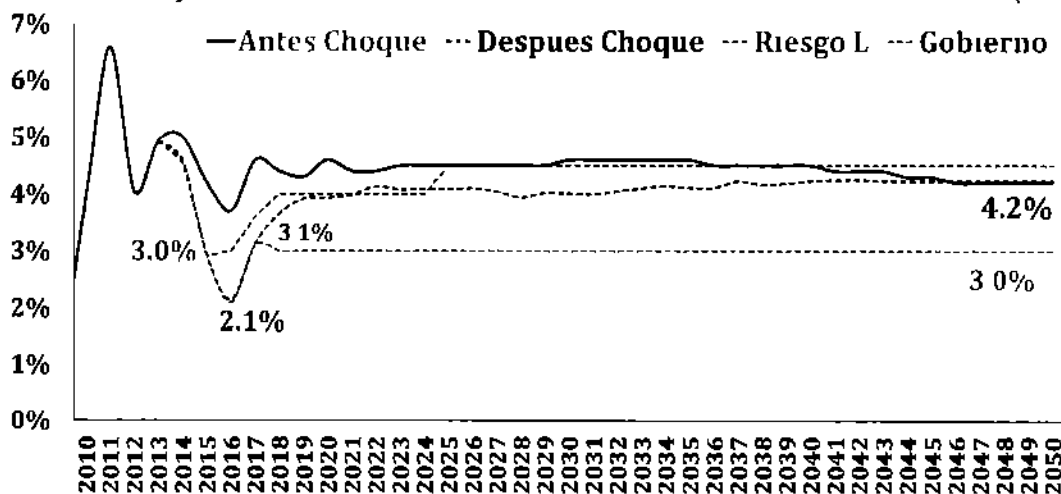


Fuente Bloomberg - Cálculos UPME

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

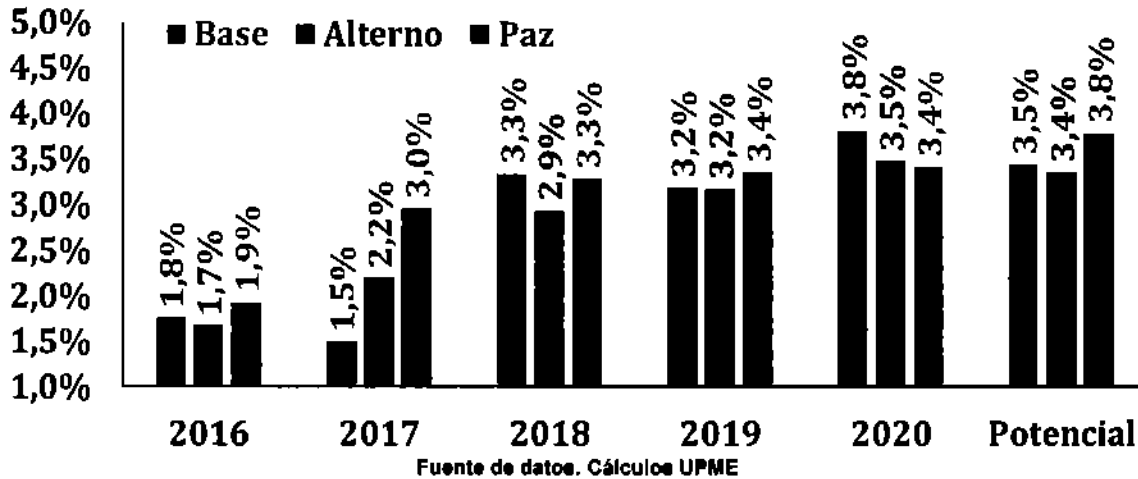
Sin embargo, los datos de crecimiento económico en la medida que confirmaron la dificultad para retoma a una senda de crecimiento mayor al 3% a mediano plazo, y a un crecimiento potencial igual o mayor al 4%, condujeron al Ministerio de Hacienda, analistas y la banca multilateral, a revisar con sesgo 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 prevision UPME hecha, en marzo de 2016) y 1,5% en 2017 (que se preveía antes de esta revision, 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 reduccion en el déficit fiscal, a nivel central, y un superavit a nivel consolidado, b) la inflación esté dentro del rango meta del emisor 2% - 4%, c) un crecimiento de la region 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.

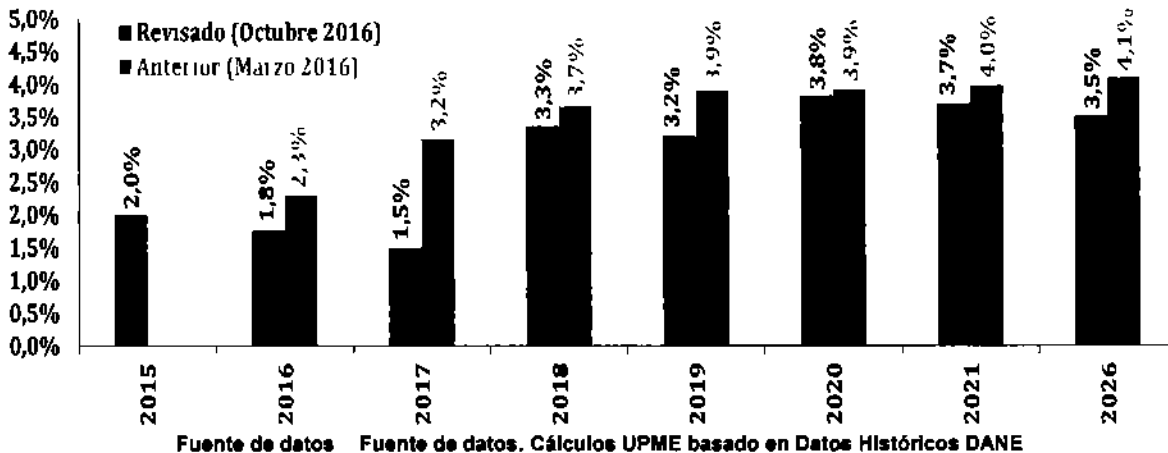
Gráfica 1-18 Proyección Actual (Octubre 2016) Subdirección Demanda UPME Crecimiento Económico Colombia



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%

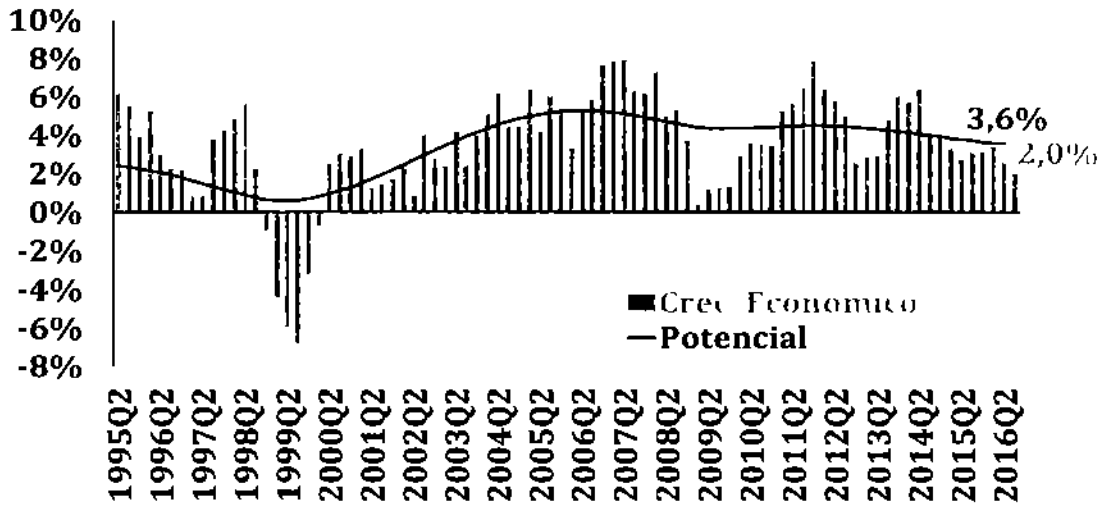
Dada la revisión que hizo la Subdirección de Demanda de la UPME en Octubre, y considerando que las proyecciones de demanda de energía eléctrica y de gas natural, consecuentes con un escenario menor de crecimiento a corto y largo plazo (Gráfica 1-19), se redujeron, la Comisión de Regulación de Energía 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 Subdirección de Demanda UPME Crecimiento Económico 2016 – 2016



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 histeresis, es decir afectar a largo plazo los fundamentales macroeconomicos del país

Gráfica 1-20 Crecimiento Potencial de la Economía Colombiana

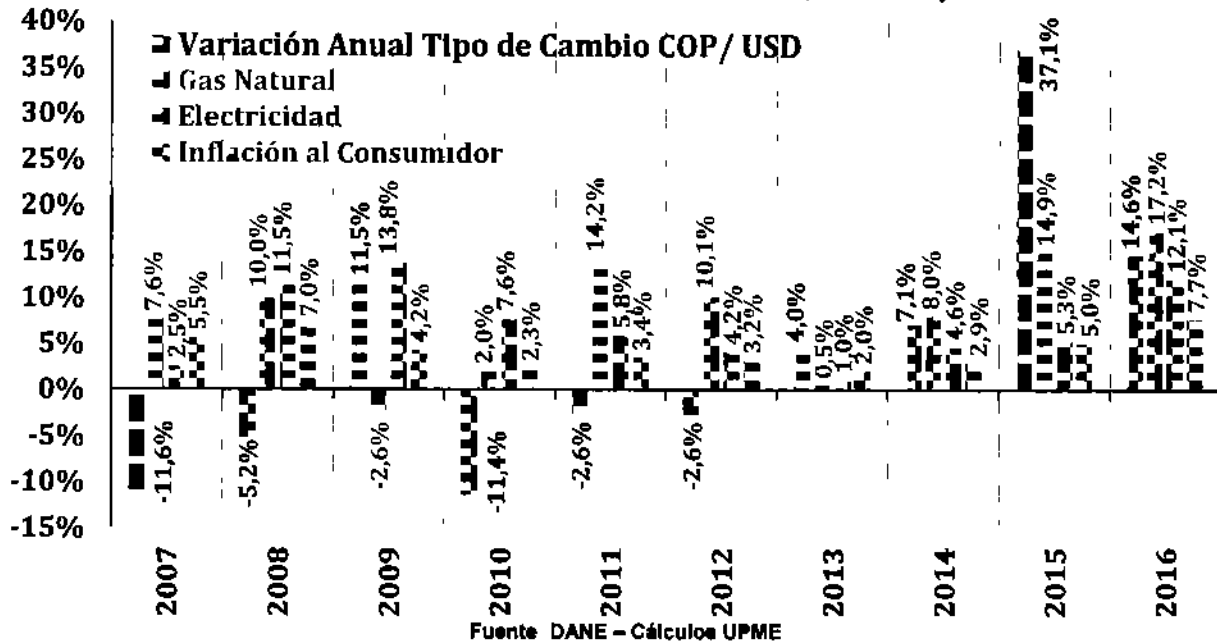


Fuente de datos: Cálculos UPME basado en Datos Históricos DANE

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

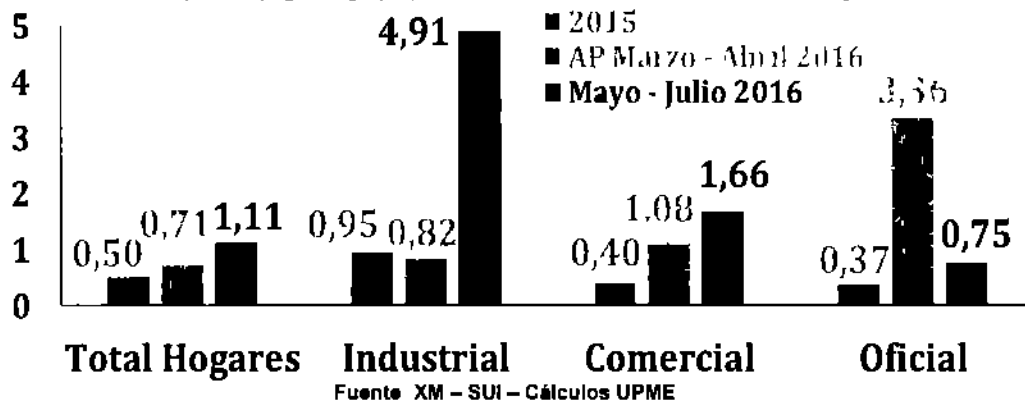


La elasticidad promedio de todo el sector de consumo, se ubica a Julio de 2015 en 0,92, su nivel más alto desde 2007, y con la mayor variación respecto al año precedente en la última década. Esto indica, una tendencia del consumo a ser cada vez más sensible a cambios en los precios, y por tanto, más 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 sensibles 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.

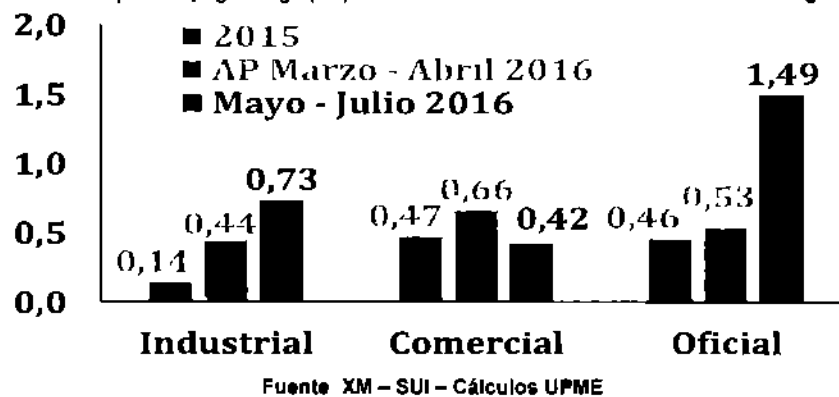
La industria, ha tenido un ajuste aún más drástico. La elasticidad posterior a AP, es en promedio de 4,9, evidenciando una sensibilidad creciente a los cambios en precios, con el agravante que ya en 2015, mostraba señales de mayor sensibilidad a precios, con una elasticidad creciente, cercana a la unidad. 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



En cuanto al sector no regulado, la demanda se mantiene inelastica en industria y hogares, aunque tambien 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 a 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 estos 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 aun 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

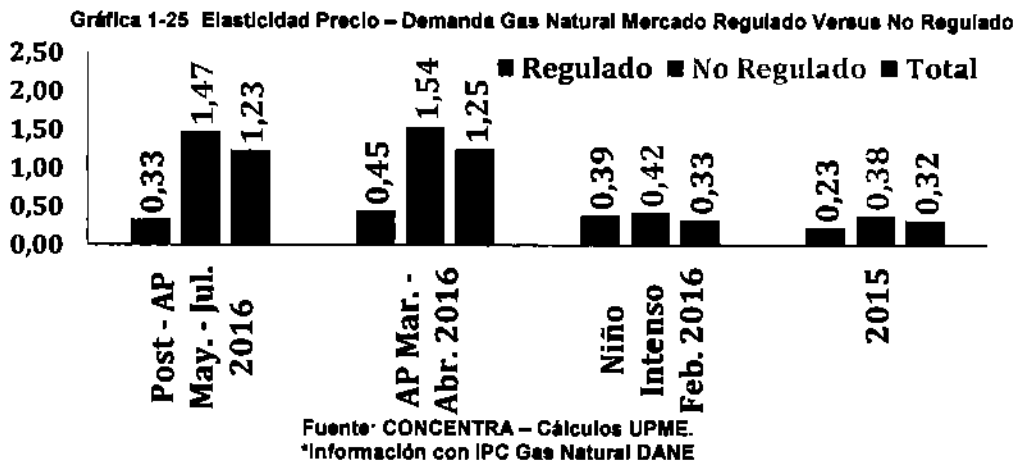
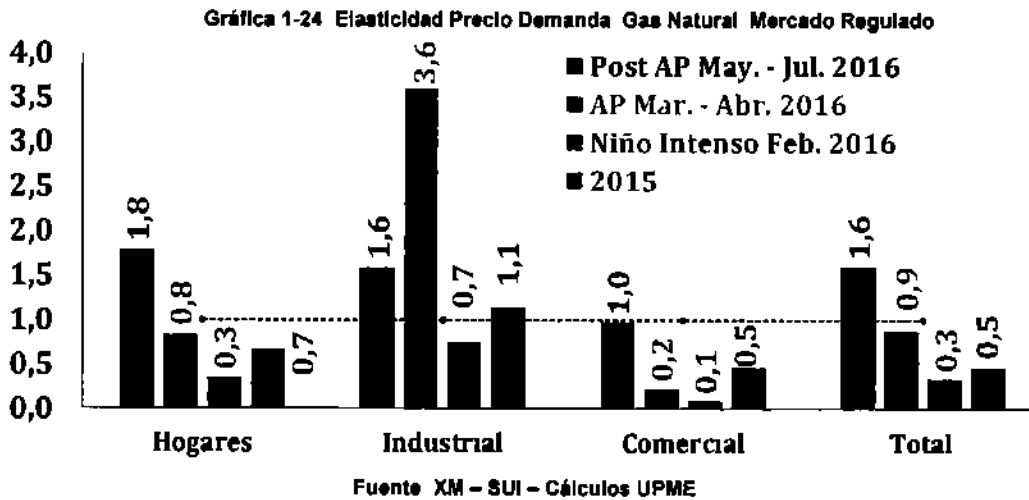


El análisis de elasticidad precio – demanda de gas natural, de forma similar, al hecho que el mercado de energía eléctrica, evidencia el ajuste en la sensibilidad de la demanda (elasticidad que tiende a ser mayor a uno) y la persistencia del ajuste en el patron de consumo que se da como consecuencia 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, varía 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)

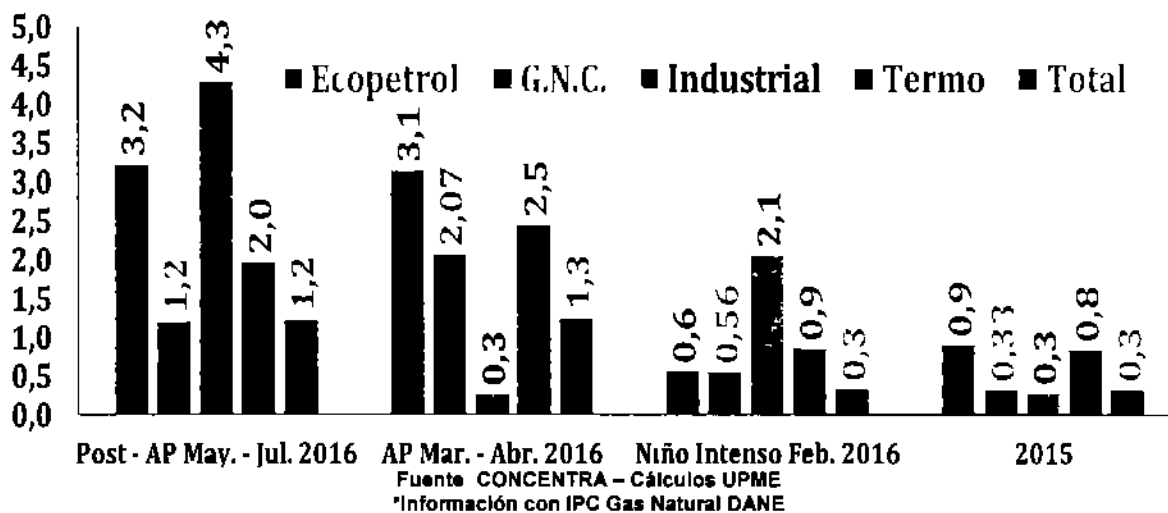
En comparación a la demanda regulada de gas natural (cuya elasticidad subió en forma general, de 0,4 a 0,45), la demanda no regulada con AP, logró un aumento de la elasticidad mayor, de 0,4 a 1,5, aumento que se ha estabilizado en este nivel, luego de AP, hecho en el que confluyen, al igual que en el 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)



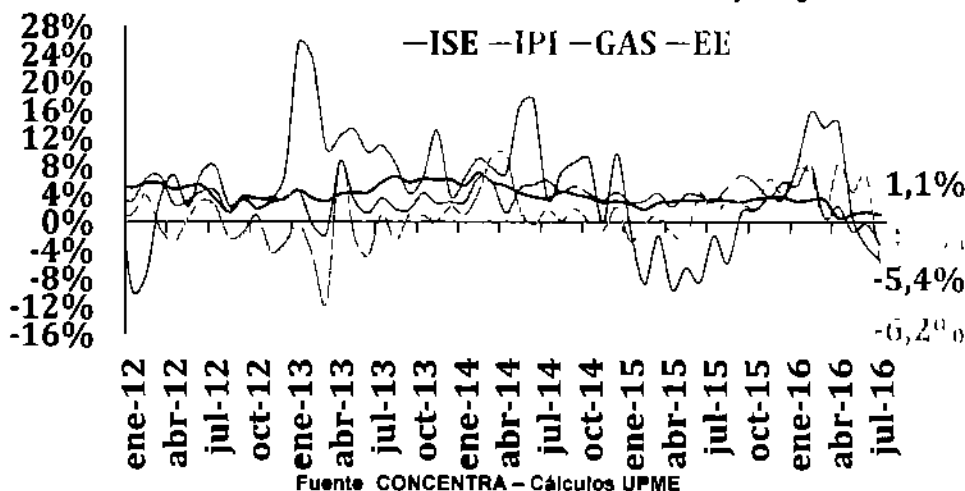
En el sector no regulado (Gráfica 1-26), se incrementó la elasticidad precio – demanda en térmicas y Ecopetrol (que cogenera), luego de la campaña AP, ubicándose en niveles de 3,1 y 2,1 respectivamente, durante AP, y de 1,2 y 3,2 respectivamente luego de AP En el caso de la industria, los resultados 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

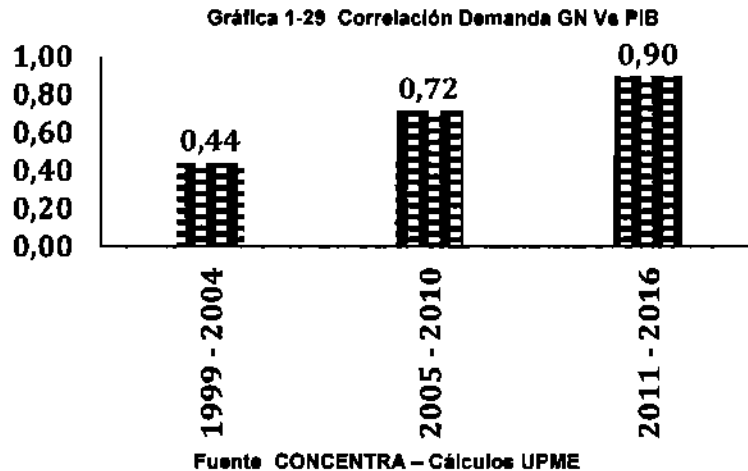
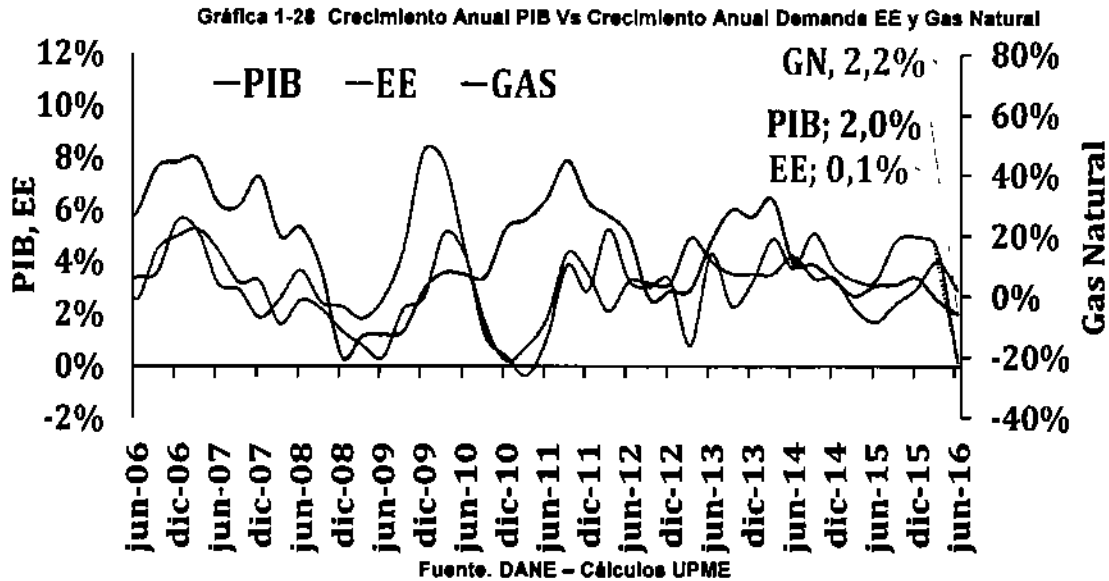


Gráfica 1-27 IPI – ISE VS Demanda Mensual de Gas Natural y Energía Eléctrica



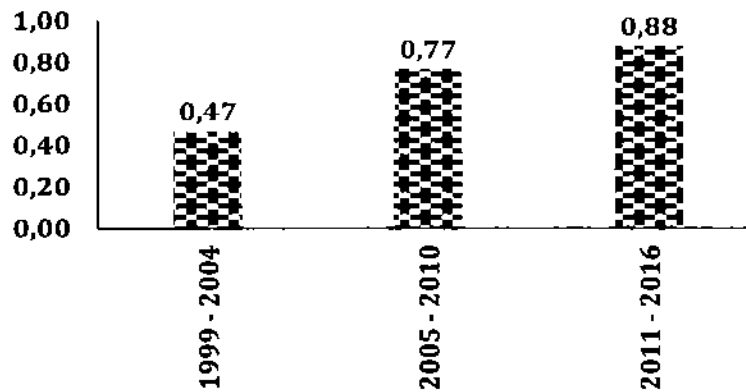
En la medida que se ha deterioro la dinamica de la actividad económica, y se reducido el crecimiento del IPI y del ISE, se ha acentuado la caída de la demanda de electricidad y gas natural El crecimiento de la demanda de gas natural, es otra muestra de su acople con los fundamentales macroeconómicos 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



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

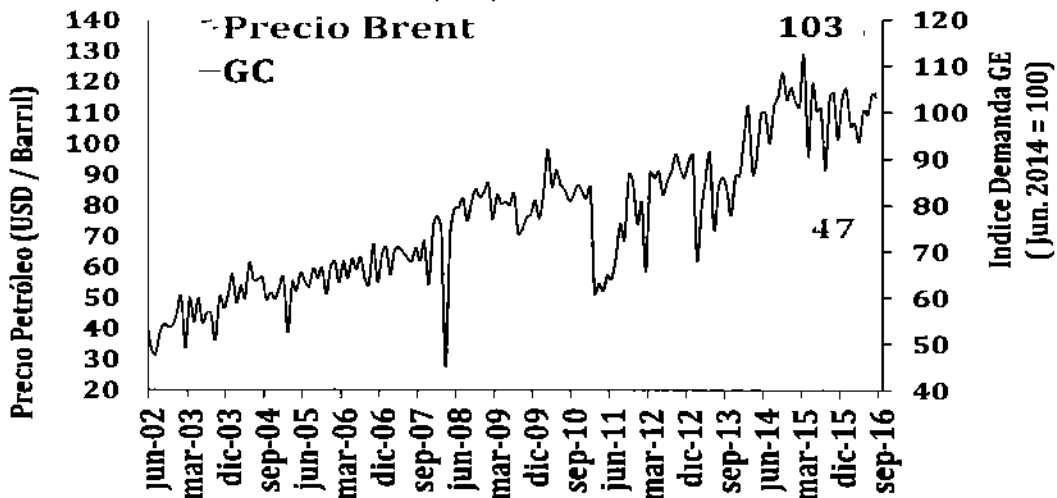


Fuente CONCENTRA - Cálculos UPME

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

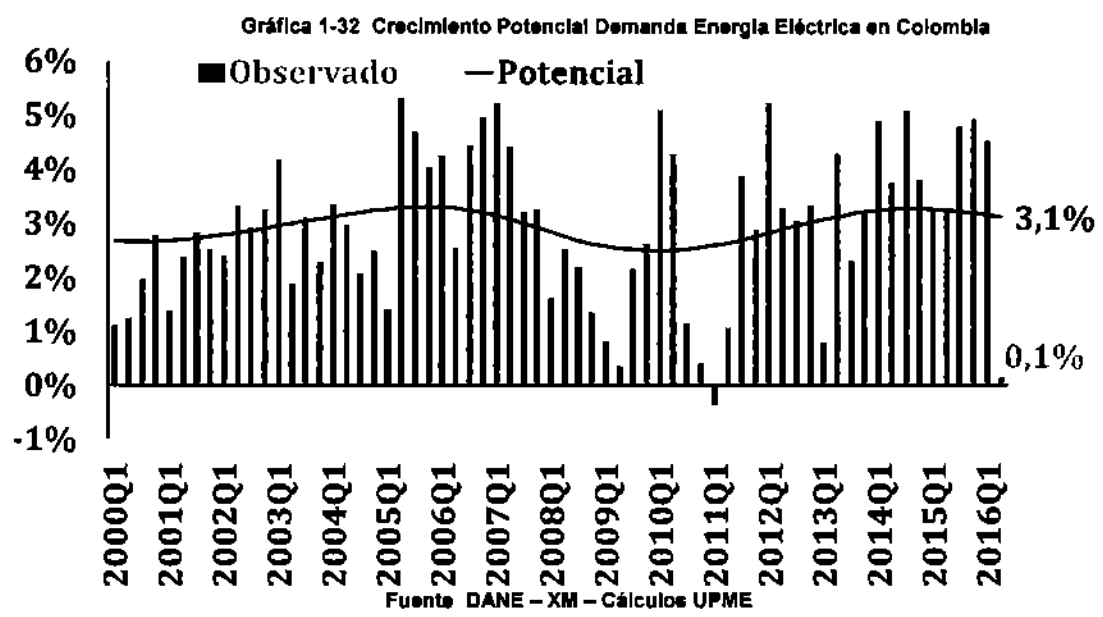
2017-02-07 10:00:00



0098 07 FEB 2017



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)



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

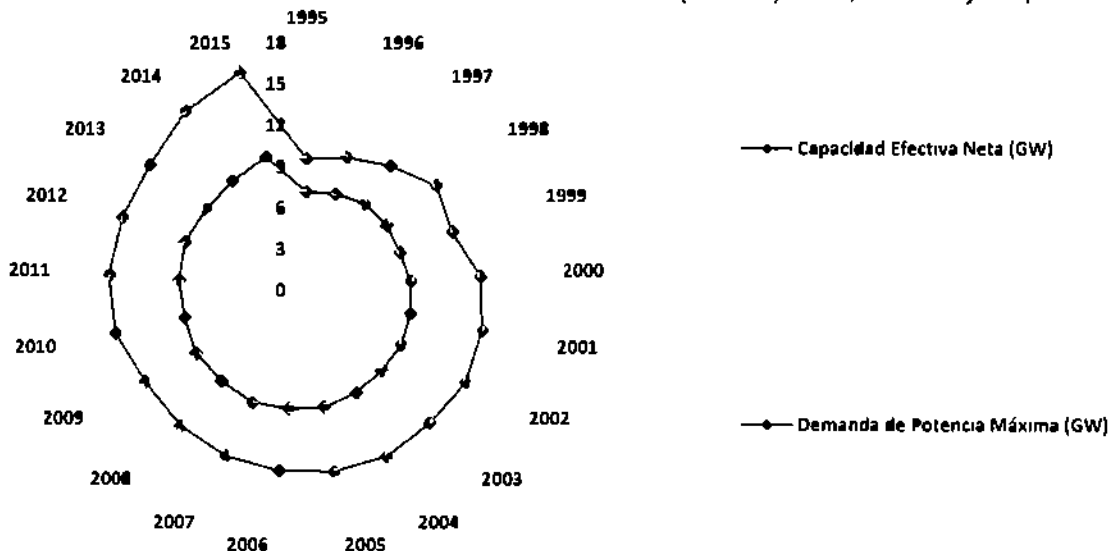
La proyección de la demanda de energía eléctrica en Colombia para el Sistema Interconectado Nacional (SIN) es un insumo de la mayor importancia para el planeamiento de la generación de energía eléctrica en el país, pronosticando de manera anticipada, eficaz, eficiente y efectiva los proyectos para la 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 período 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 afrontó 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 período 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 período 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 pronósticos¹ (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 Macroeconómicos, Sociales y Climáticos empleados en las proyecciones

	PIB (Precios Constantes – Millones de Pesos 2006)	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	707 598	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	<u>3,0%</u>	<u>2,5%</u>	<u>2,3%</u>
2017	566 244	560 839	560 796	<u>3,5%</u>	<u>3,0%</u>	<u>3,1%</u>
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 Republica

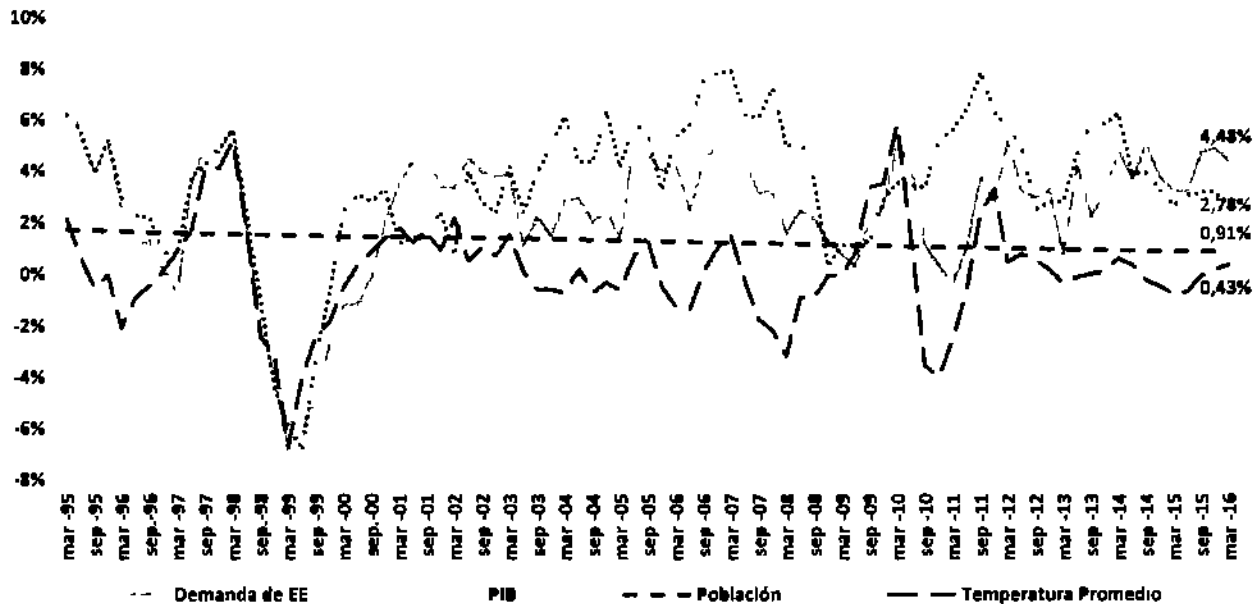
	2016	2017
Analistas Locales		
Alianza Valores	2,0%	2,5%
ANIF	2,5%	3,4%
Banco de Bogotá	3,0%	3,5%
Bancolombia	2,6%	2,9%
BBVA Colombia	2,0%	3,0%
BTG Pactual	2,3%	3,1%
Corficolombiana	2,7%	3,2%
Corpbanca	2,5%	3,7%
Corredores Davivienda	2,6%	3,7%
Credicorp Capital	2,3%	3,2%
Davivienda	2,6%	3,7%
Fedesarrollo	2,5%	3,0%
Ultraserfinco	2,8%	3,2%
Promedio	<u>2,5%</u>	<u>3,2%</u>
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	<u>2,3%</u>	<u>3,0%</u>

Nota: Cierre del análisis Marzo de 2016

Fuente: Banco de la Republica (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%

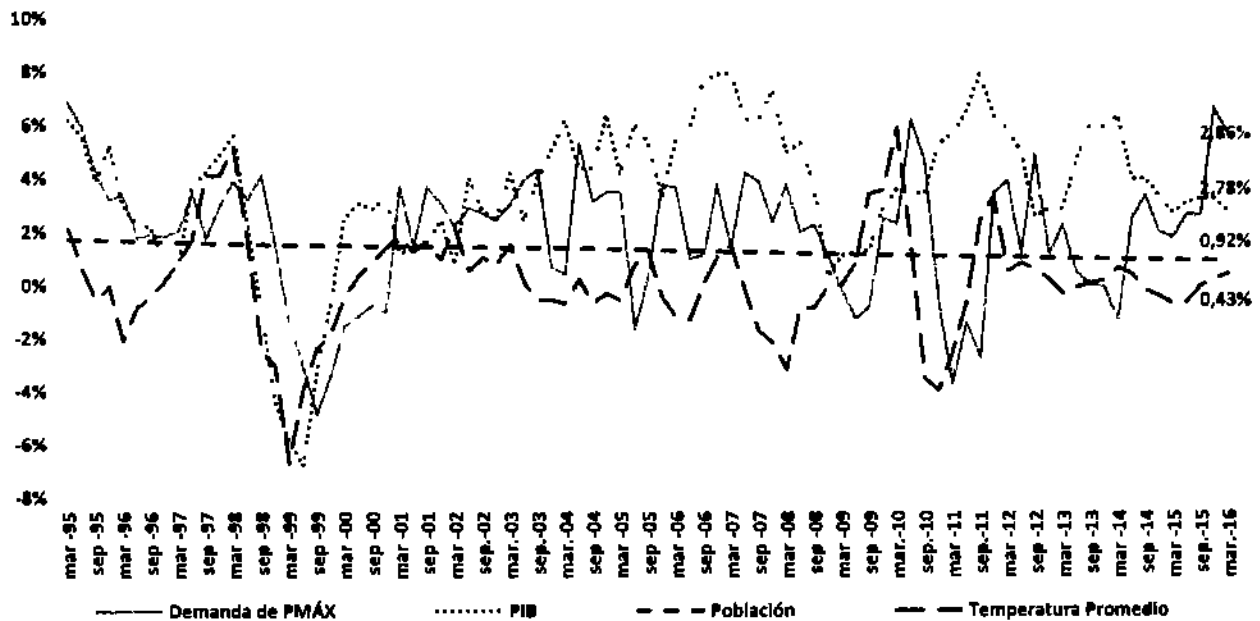
Población -7,13%

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%

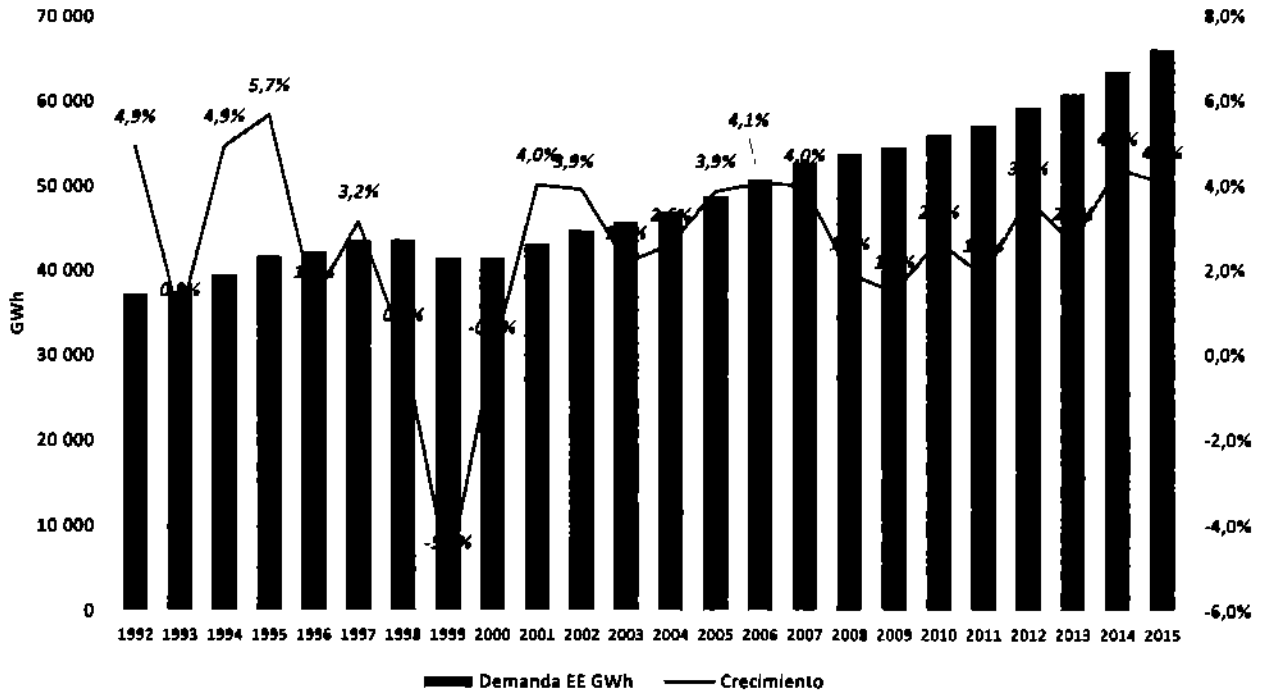
Población 12,06%

Temperatura media del SIN 34,08%

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

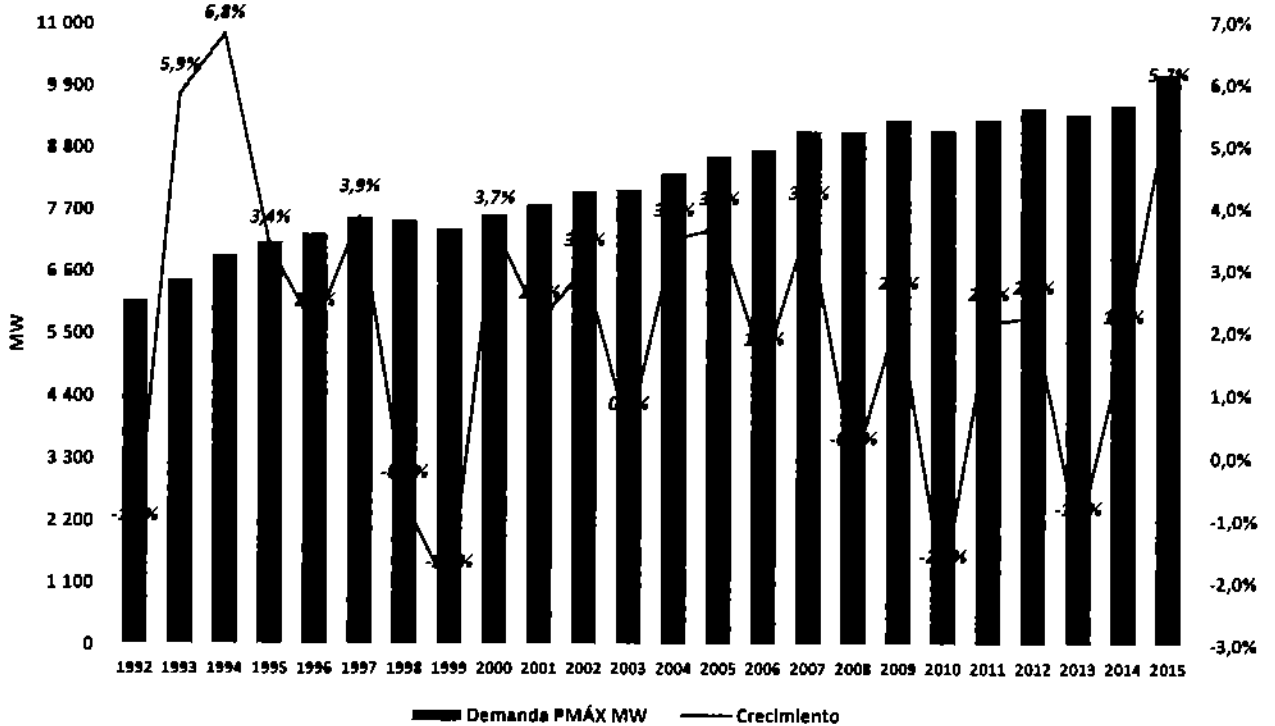
Fuente de gráfica: UPME

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



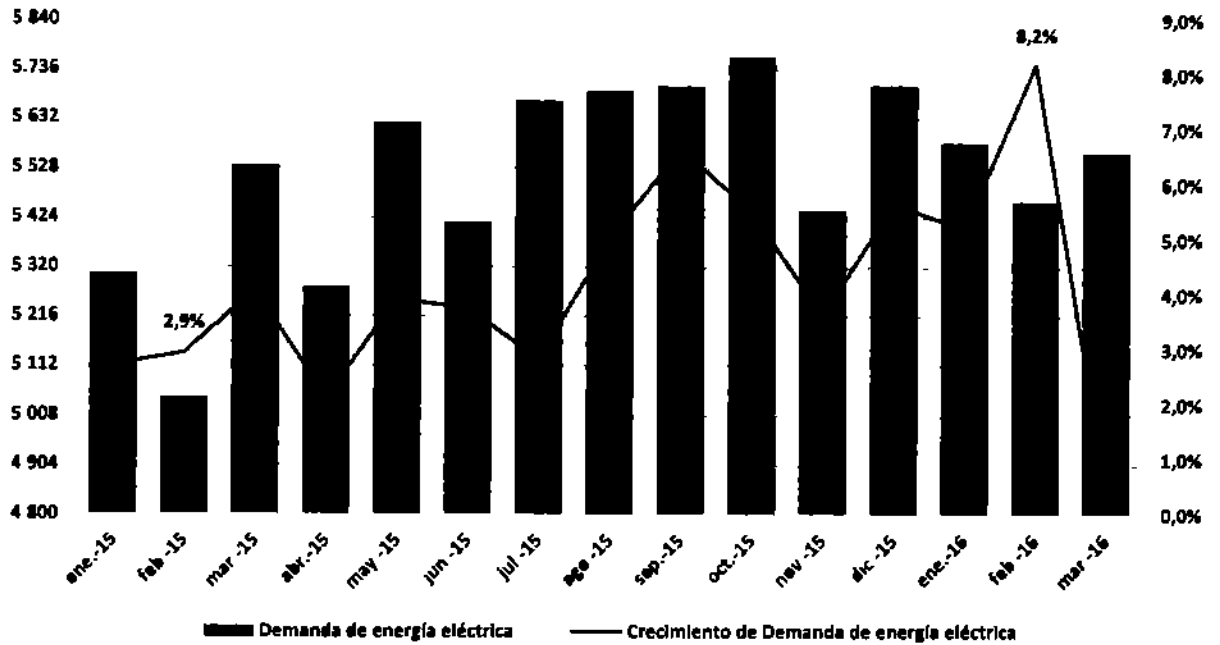
Fuente de datos Portal BI - XM
Fuente de gráfica UPME

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



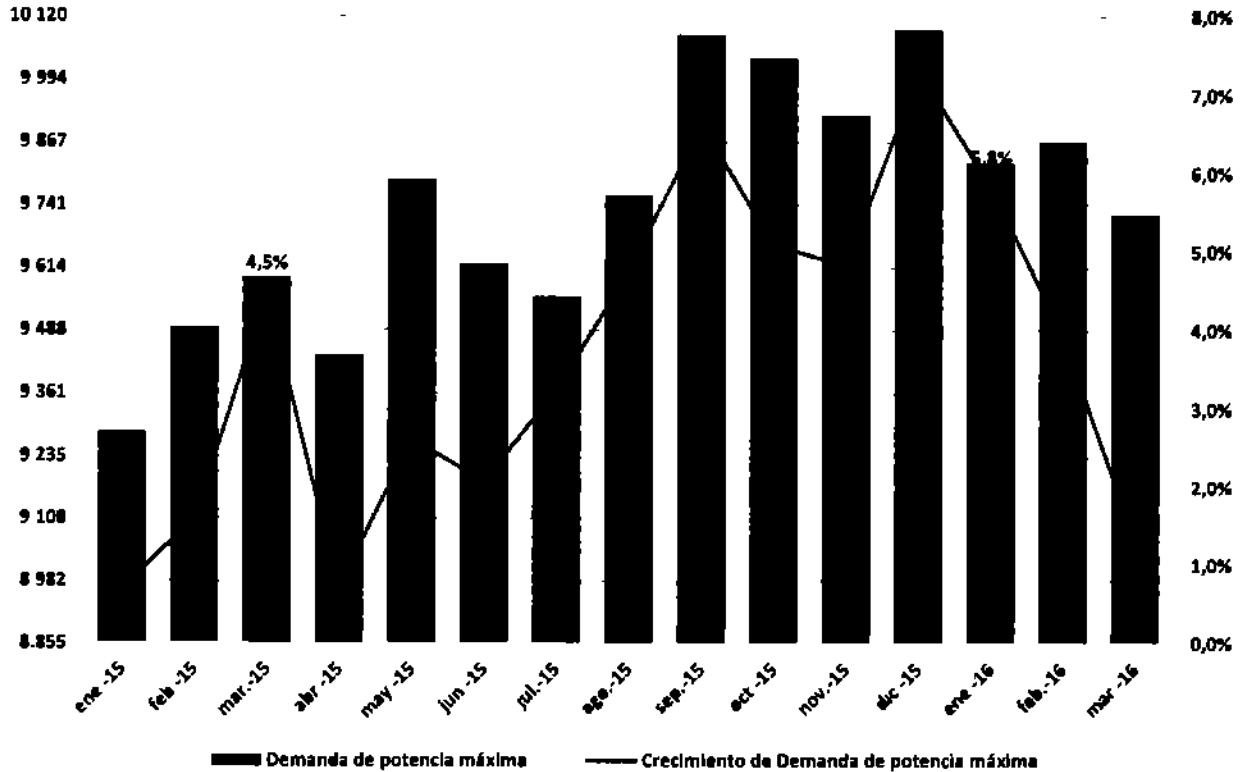
Fuente de datos Portal BI - XM
Fuente de gráfica UPME

Gráfica 2-6: Evolución mensual de la demanda de energía eléctrica 2016M1 – 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, Cerrejon, 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

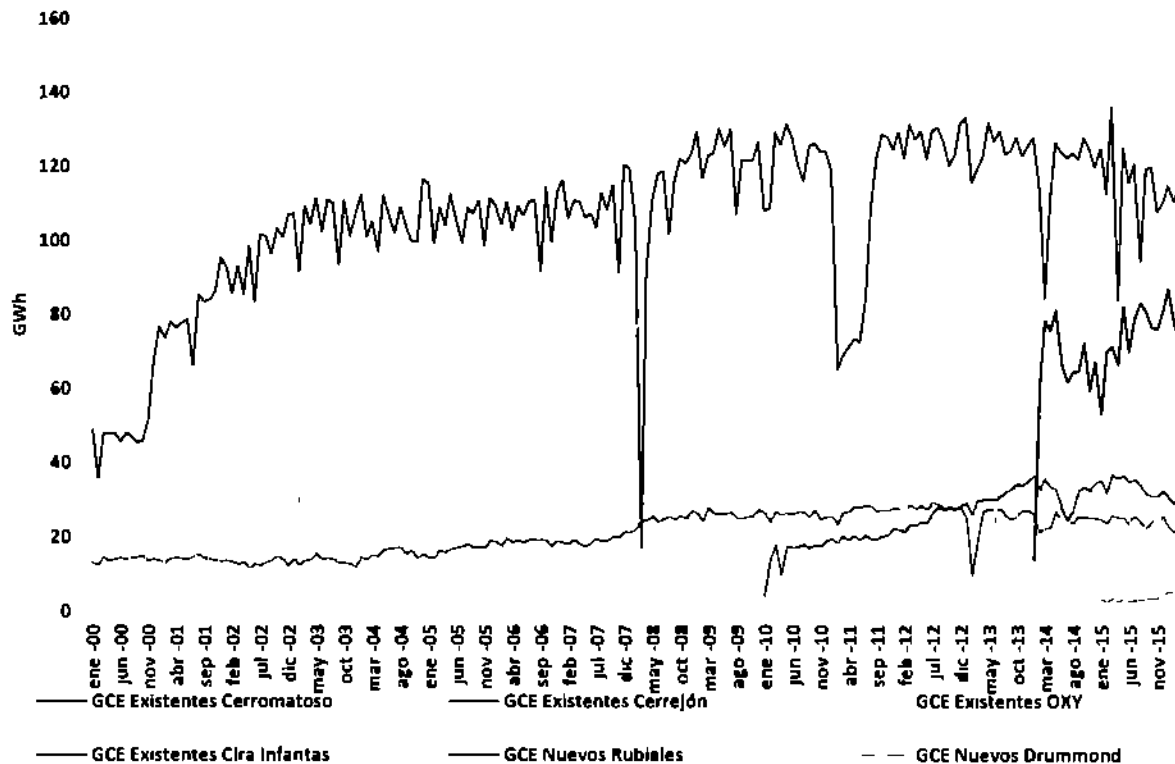
Potencia máxima pasa de alrededor de 1,62% de la demanda total desde enero de 2000 y llega hasta 4,68% en marzo de 2016

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 esta incluida dentro del conjunto usado para modelar la demanda total

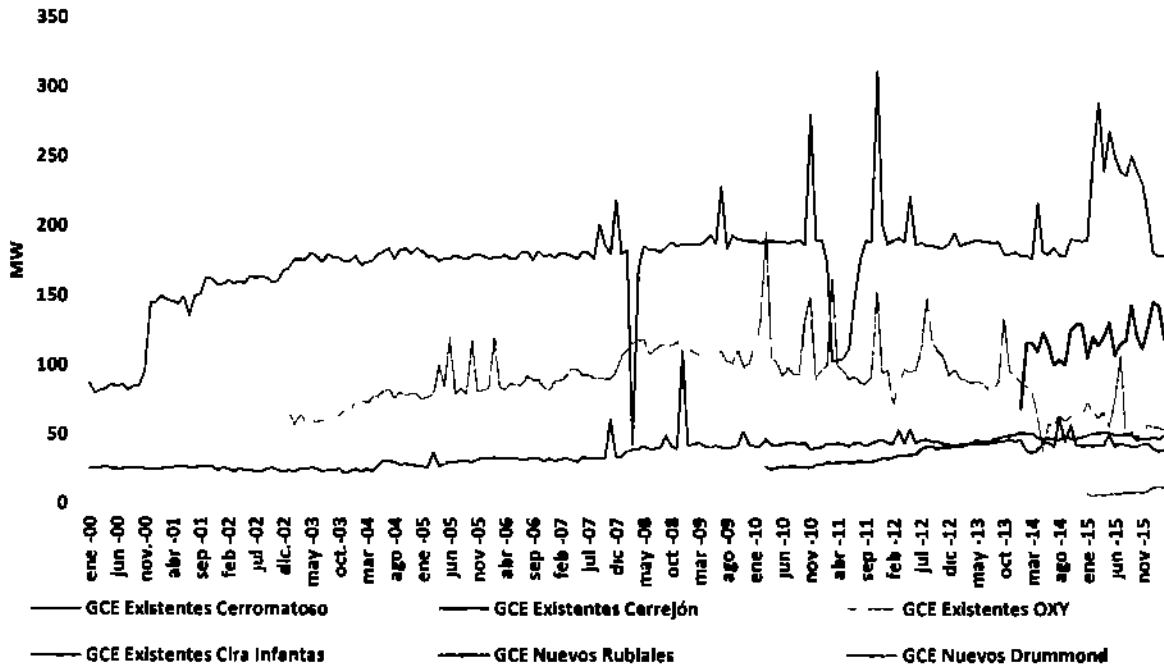
A continuación en la Gráfica 2-8 y Grafica 2-9, se presenta un seguimiento de la demanda de estos

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



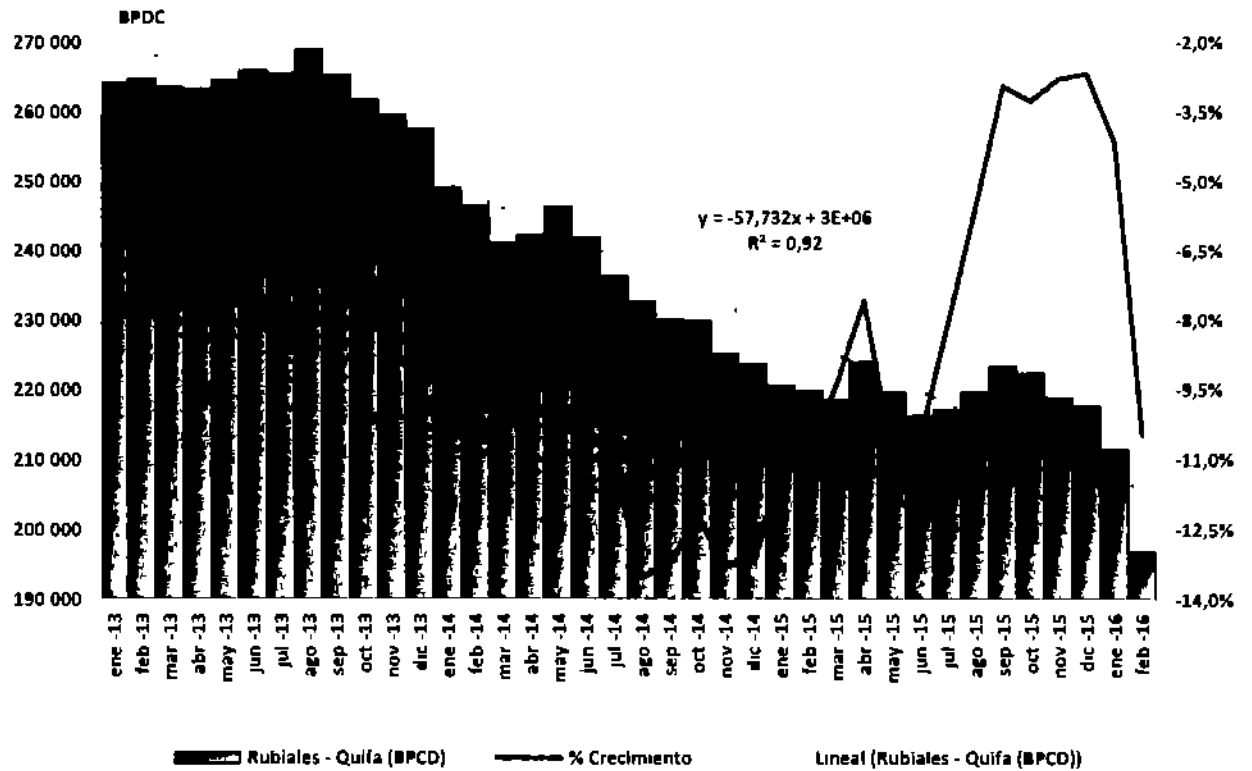
Fuente de datos Portal BI - XM

Fuente de gráfica UPME
Gráfica 2-9 Comportamiento histórico de la demanda de potencia máxima de los Grandes Consumidores Existentes (MW)

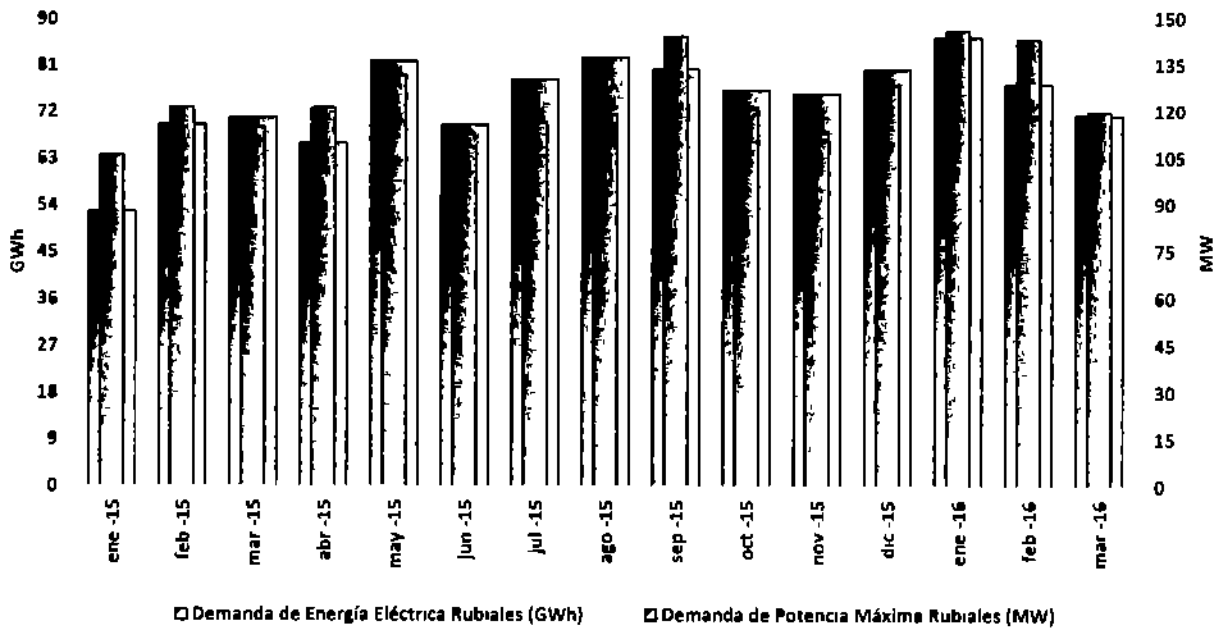


Fuente de datos Portal BI - XM
 Fuente de gráfica UPME

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)

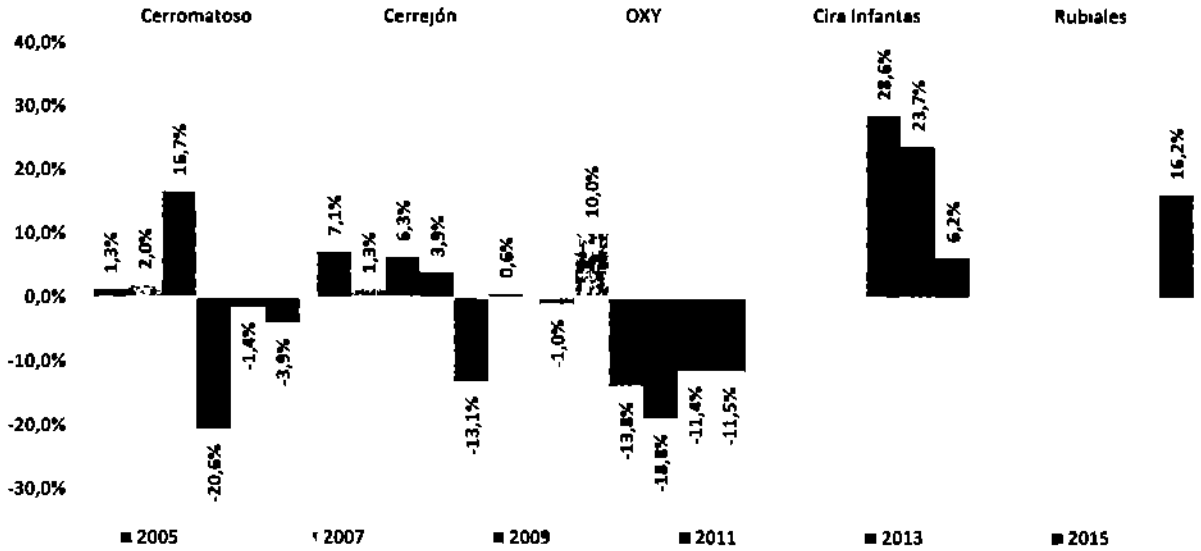
Gráfica 2-12 Índice de la demanda de energía eléctrica (Base Enero de 2000 = 100)



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%)

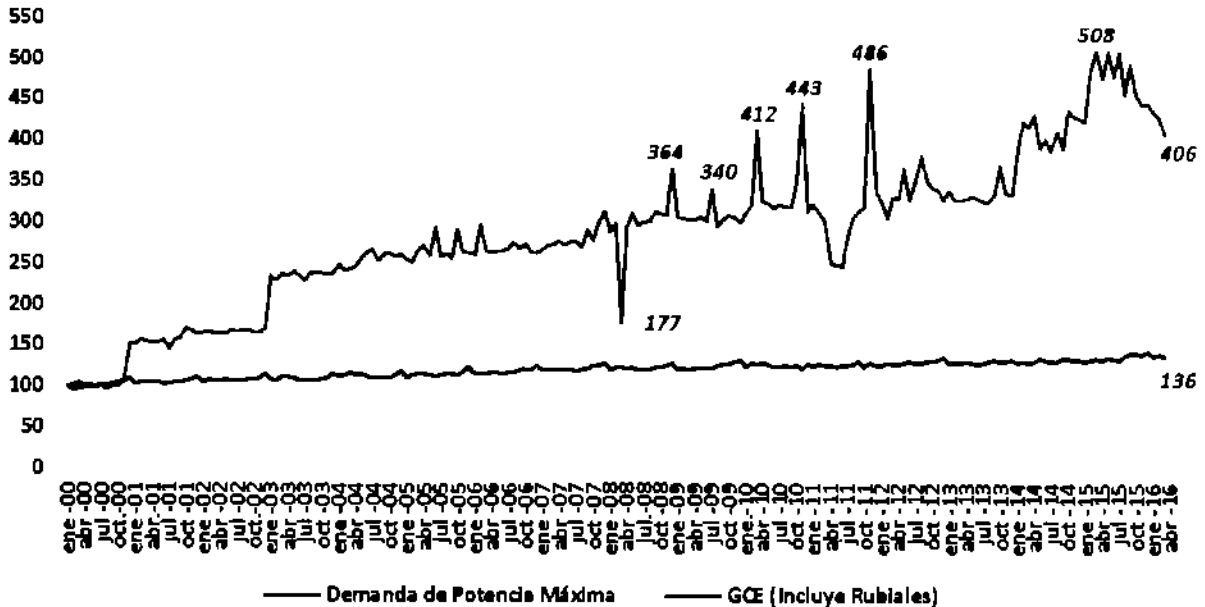
Gráfica 2-13 Crecimiento anual de la demanda de energía eléctrica



Fuente de datos Portal BI - XM
Fuente de gráfica UPME

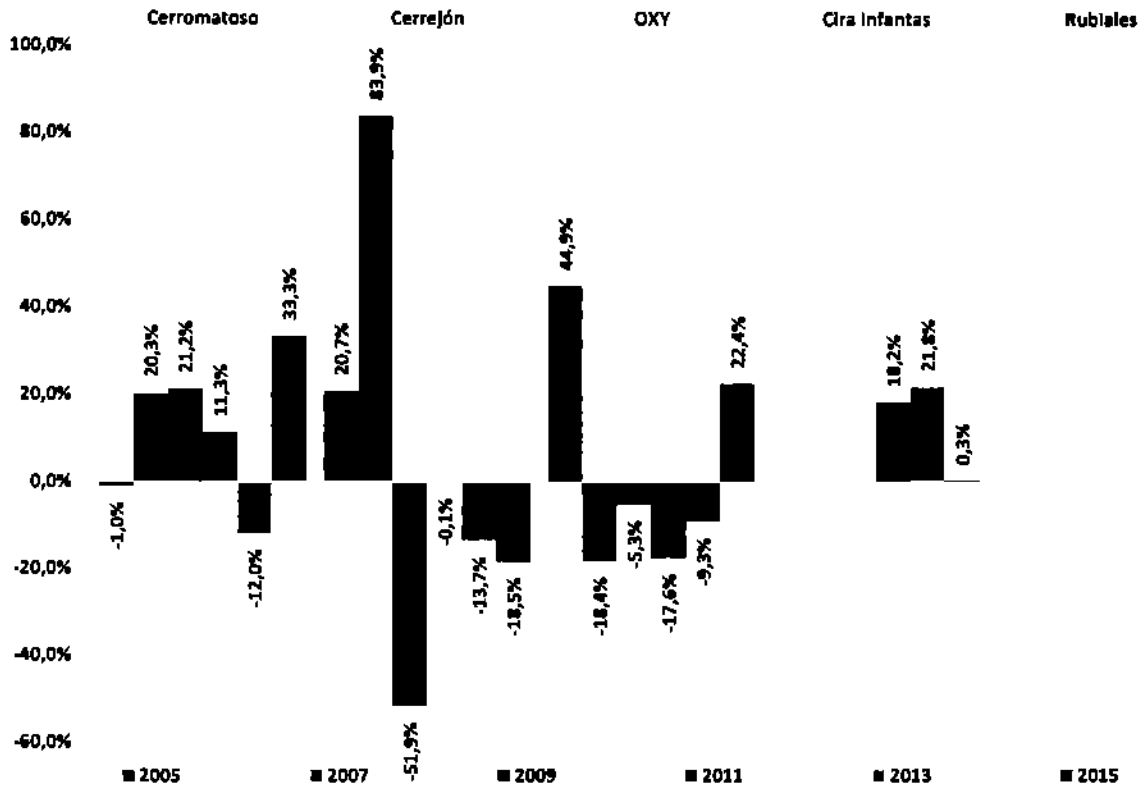
Potencia máxima Tomando como base enero de 2000, la demanda de los grandes consumidores a marzo de 2016 ha crecido 4,06 veces, mientras la demanda del SIN ha crecido 1,36 veces (Gráfica 2-14)

Gráfica 2-14 Índice 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 fenomenos 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 2-16: 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 Río 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 solicitó 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

AÑO	PROYECCIÓN GCE (GWh)				
	RUBIALES	ECOPETROL	DRUMMOND	SOCIEDADES PORTUARIAS	EXPORTACIONES PANAMÁ
2014	759				
2015	802		31		
2016	802	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	84 796
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)

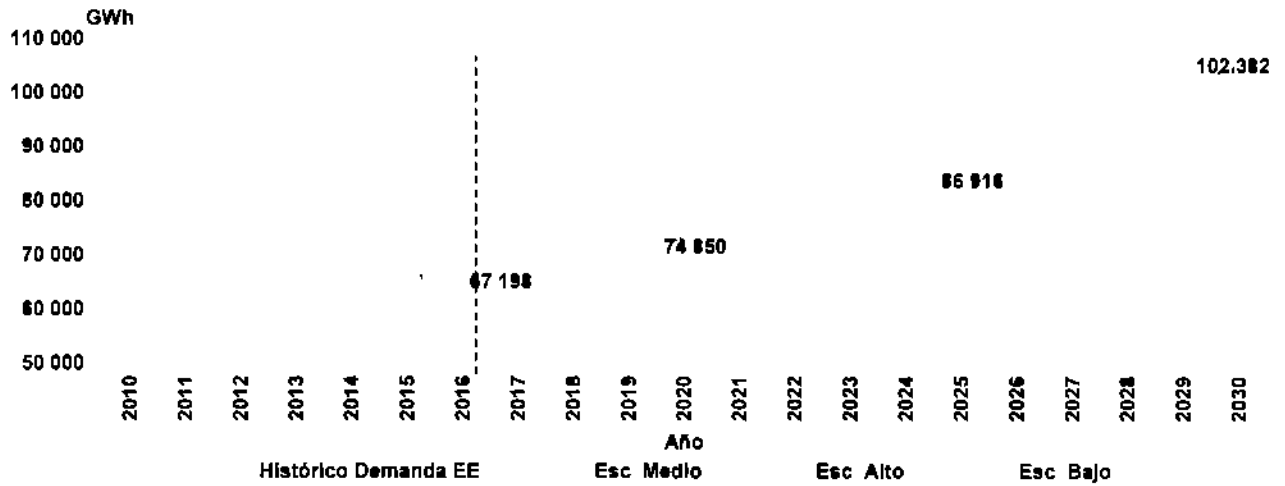
PROYECCIÓN GWh			
Año	Esc Alto	Esc Medio	Esc Bajo
2016	70 280	69 031	67 788
2017	72 945	71 241	69 546
2018	76 583	74 835	73 095
2019	78 955	77 160	75 375
2020	81 229	79 384	77 549
2021	83 248	81 351	79 464
2022	85 336	83 384	81 442
2023	87 516	85 508	83 509
2024	89 875	87 806	85 747
2025	92 403	90 271	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

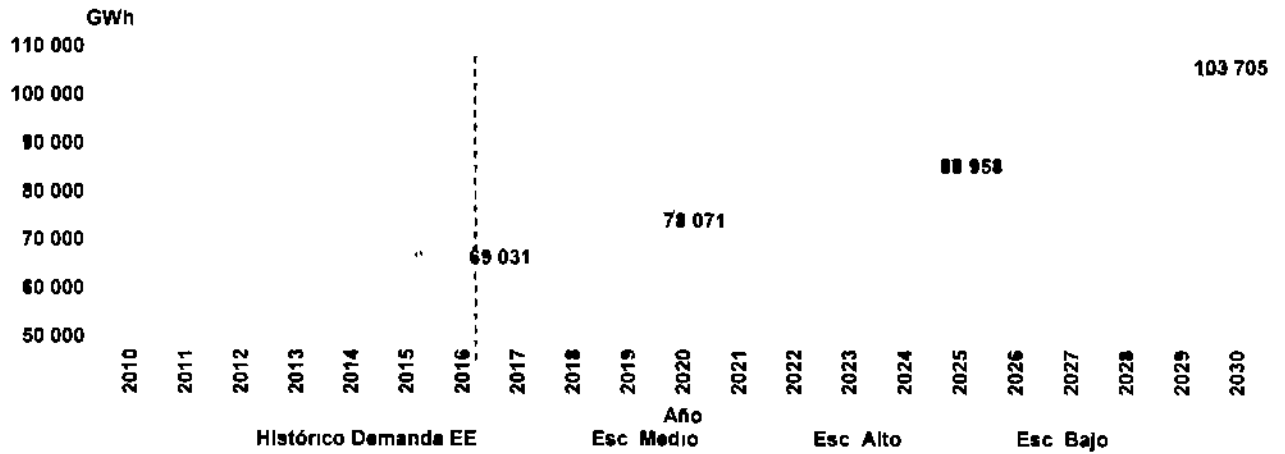
Fuente de tabla UPME

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

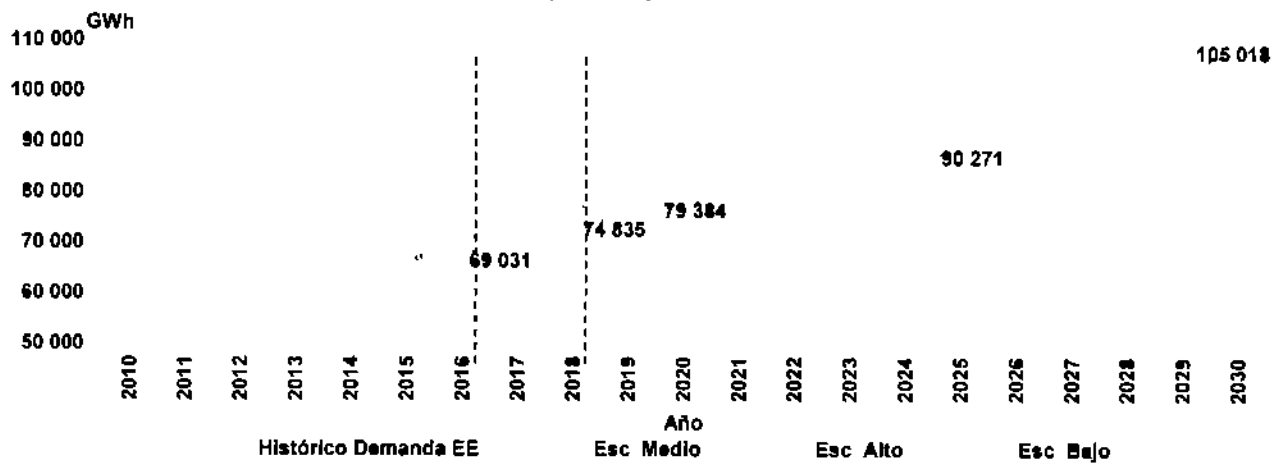
Gráfica 2-16 Escenarios de la proyección de demanda de energía eléctrica (GWh - año)
Sin GCE ni Panamá



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.

AÑO	PROYECCIÓN GCE (MW)				
	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)

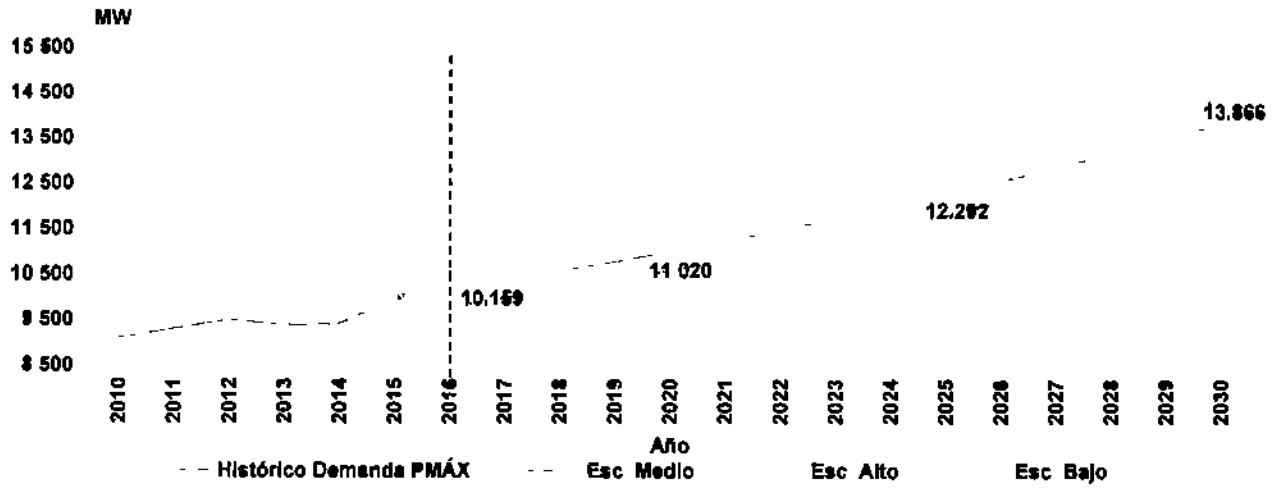
PROYECCIÓN MW			
Año	Esc Alto	Esc Medio	Esc Bajo
2016	10 889	10 490	10 107
2017	11 208	10 800	10 408
2018	11 753	11 337	10 937
2019	12 041	11 618	11 210
2020	12 304	11 871	11 455
2021	12 507	12 065	11 640
2022	12 714	12 263	11 828
2023	12 924	12 463	12 019
2024	13 155	12 683	12 229
2025	13 409	12 926	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

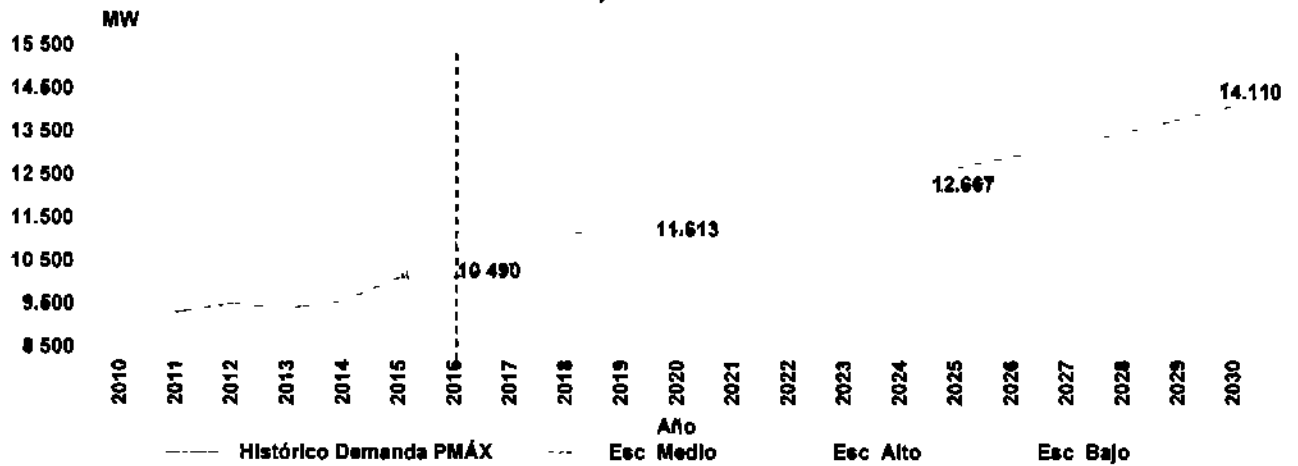
Fuente de tabla: UPME

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

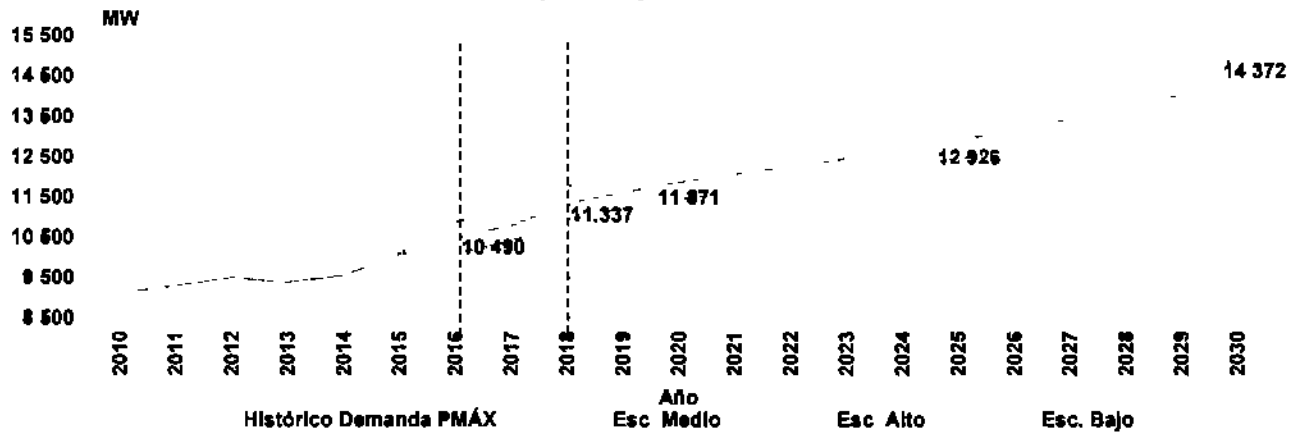
Gráfica 2-17- Escenarios de la proyección de demanda de potencia máxima (MW – año).
Sin GCE ni Panamá



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 sería 2,26%, y si se adiciona a esta 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

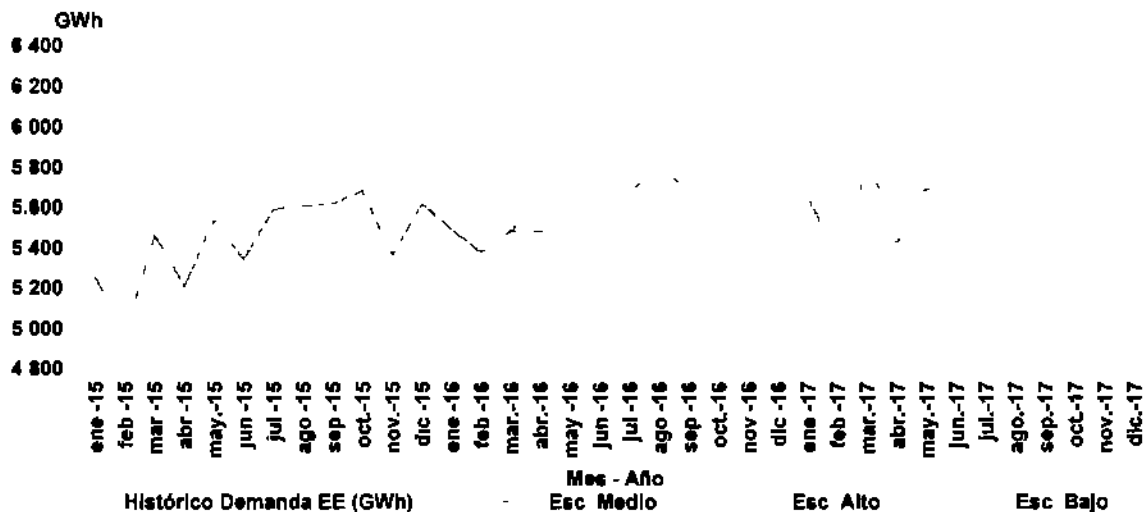
Tabla 2-12. Proyección de Demanda de EE Incluyendo GCE (Mensual)

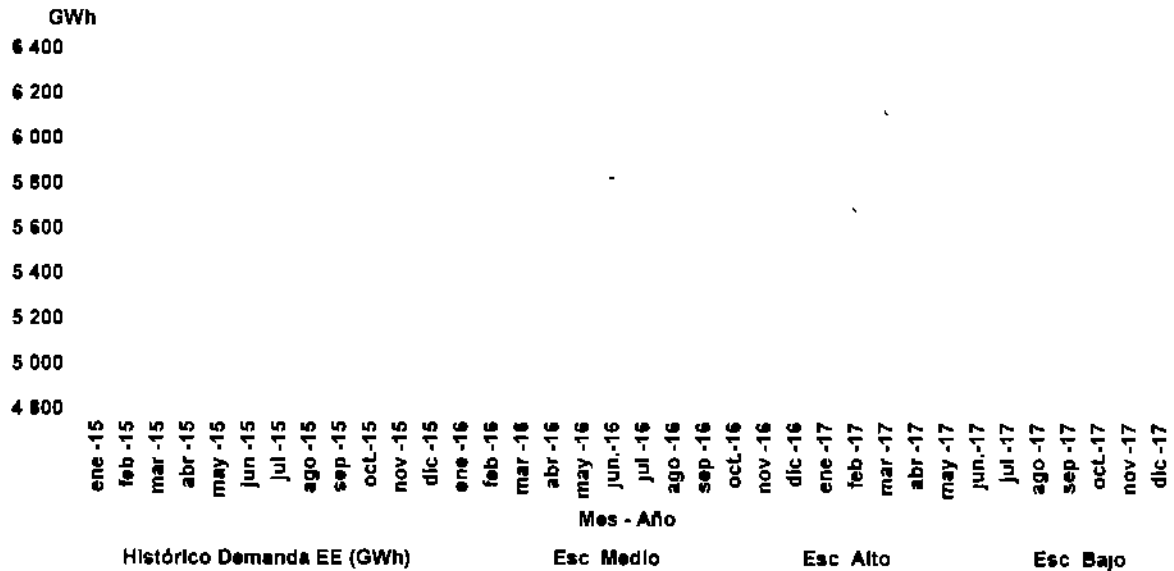
PROYECCIÓN GWh			
Mes	Esc Alto	Esc Medio	Esc Bajo
abr-16	5 778	5 643	5 510
may-16	5 958	5 819	5 682
jun-16	5 816	5 680	5 546
jul-16	5 991	5 854	5 718
ago-16	6 117	5 977	5 837
sep-16	6 009	5 871	5 735
oct-16	6 053	5 910	5 767
nov-16	5 896	5 757	5 618
dic-16	6 060	5 916	5 774
ene-17	5 967	5 824	5 683
feb-17	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 periodo 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	10 058	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

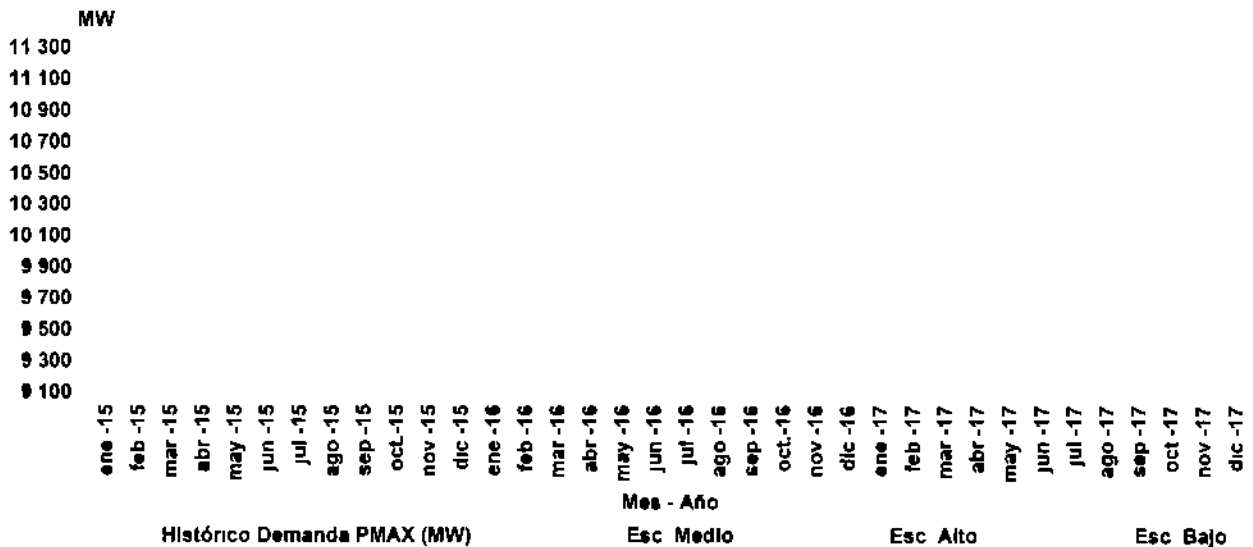
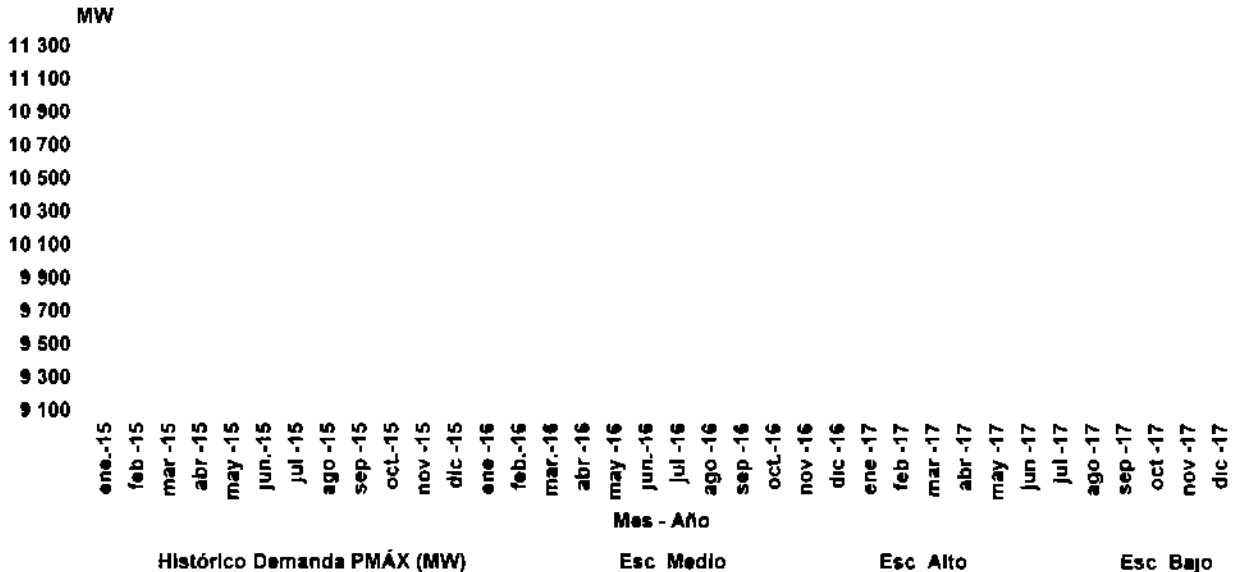
Tabla 2-14 Proyección de Demanda de PMáx Incluyendo GCE (Mensual)

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 periodo 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 capítulo, se presentan las proyecciones de demanda de energía eléctrica y potencia máxima a nivel de Unidades de Control de Pronóstico (UCP), ya que éstas 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 Pacífico 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 necesaria²

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 Existentes (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

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
COSTA - CARIBE	CARTAGENA	CARTAGENA
	PLANETA RICA	PLANETA RICA
	SINU	SINU
	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
TOLIMA GRANDE	PEREIRA	PEREIRA
	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

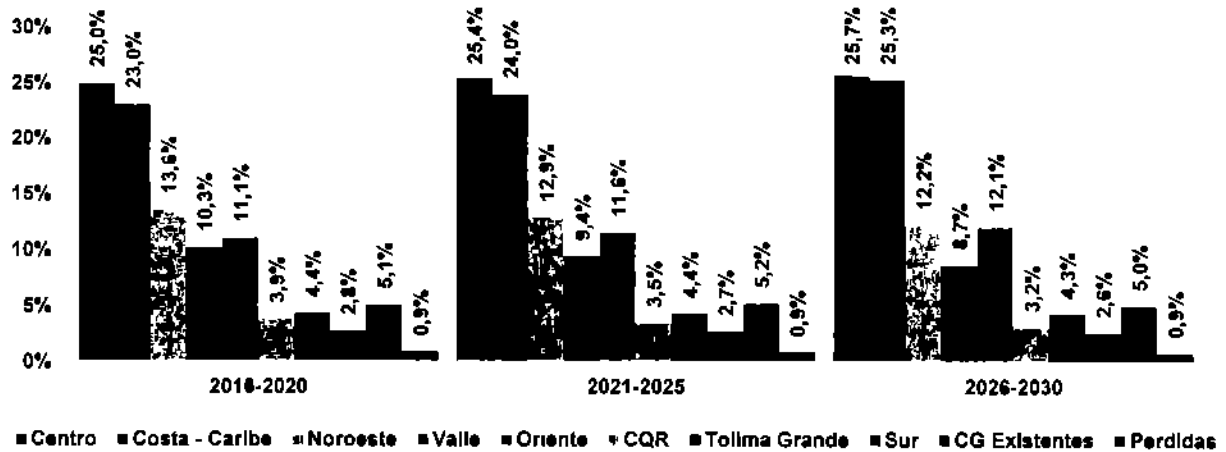
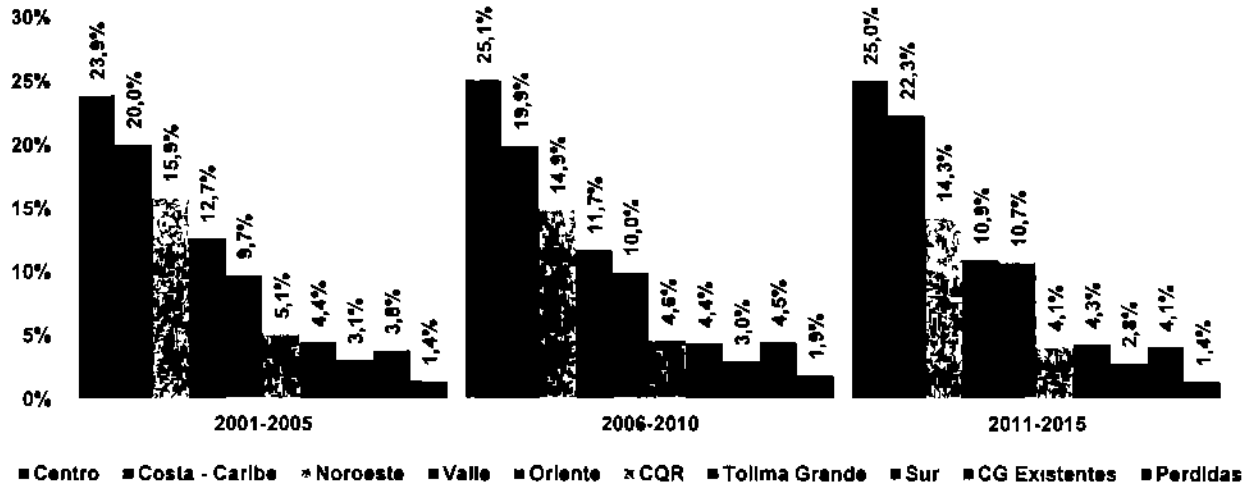
	2001-2005	2006-2010	2011-2015	2016-2020	2021-2025	2026-2030
Centro	23,90%	25,10%	25,02%	24,97%	25,44%	25,66%
Costa - Caribe	20,04%	19,92%	22,27%	23,05%	23,98%	25,29%
Noroeste	15,88%	14,91%	14,29%	13,58%	12,91%	12,22%
Valle	12,66%	11,73%	10,90%	10,26%	9,43%	8,70%
Oriente	9,73%	9,98%	10,70%	11,08%	11,55%	12,12%
CQR	5,06%	4,62%	4,13%	3,86%	3,49%	3,15%
Tollima 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 * CG Existentes: Correjón, 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

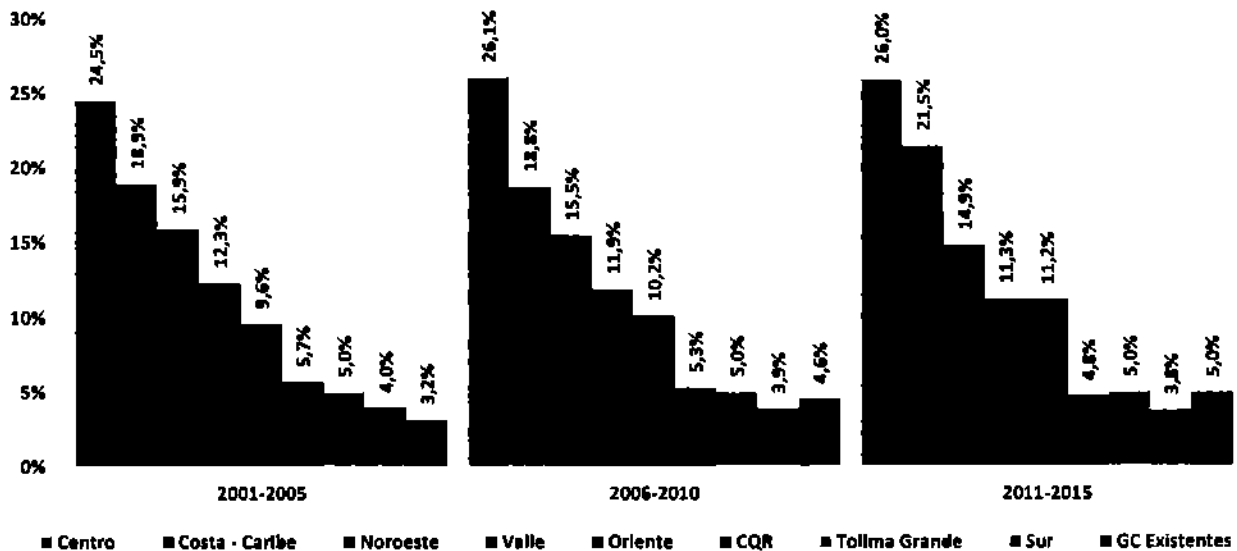
	2001-2005	2006-2010	2011-2015	2016-2020	2021-2025	2026-2030
Centro	24,54%	26,12%	26,02%	25,28%	25,30%	25,38%
Costa - Caribe	18,93%	18,77%	21,54%	21,31%	21,95%	23,01%
Noroeste	15,93%	15,53%	14,88%	13,92%	13,44%	12,91%
Valle	12,35%	11,94%	11,30%	11,07%	10,36%	9,85%
Oriente	9,60%	10,16%	11,25%	11,46%	12,18%	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%

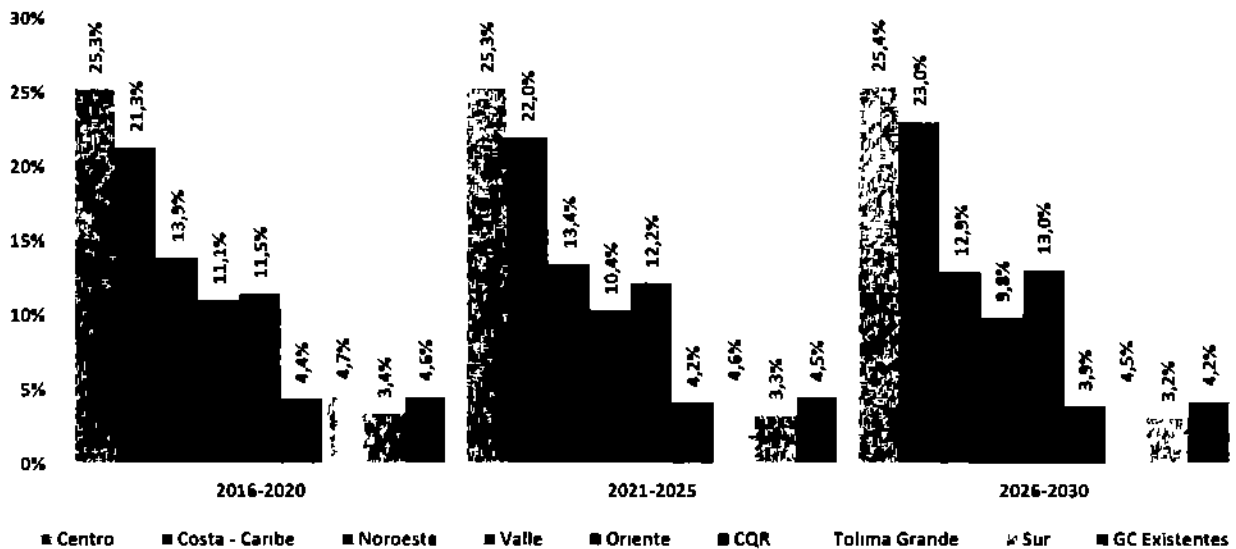
Nota * GC Existentes: Cerrejón, Cerromatoso, OXY y La Cira Infantas

Fuente de datos: UPME, Portal BI - XM

Fuente de tabla: UPME

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



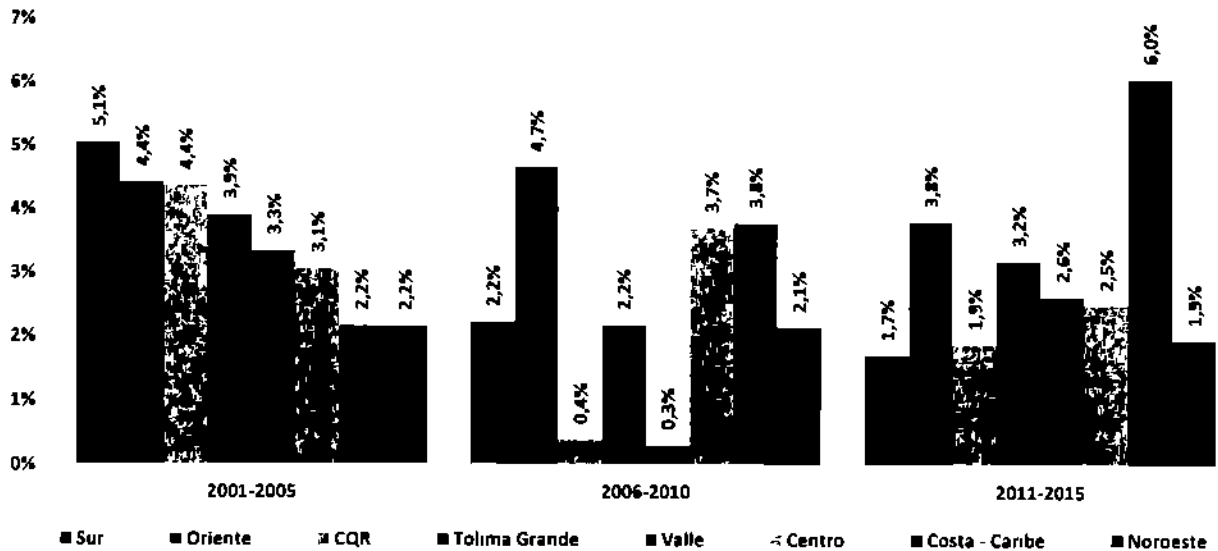


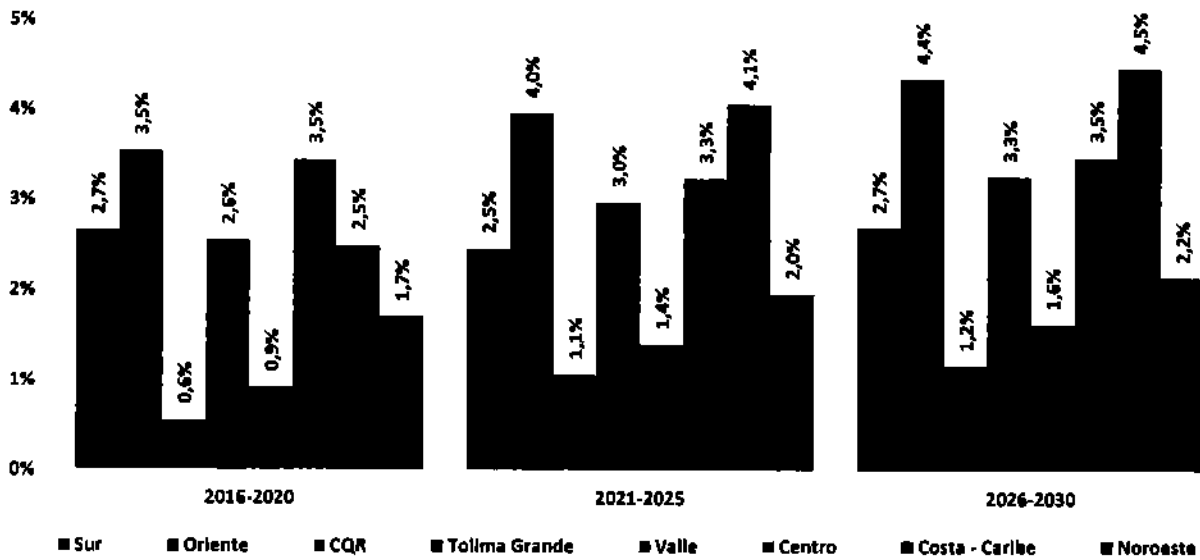
Fuente de datos UPME, Portal BI - XM
Fuente de gráfica UPME

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 periodo 2016 a 2030 en el escenario medio del 2,99%, el cual es conformado por los crecimientos de cada una de 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





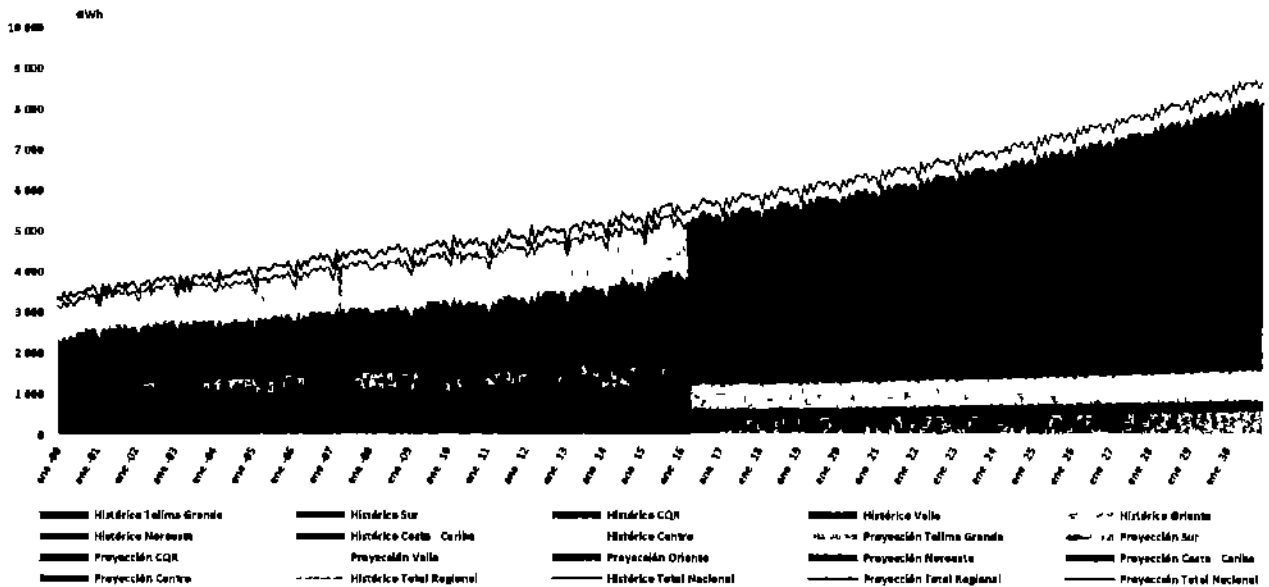
Fuente de datos: UPME, Portal BI - XM
Fuente de gráfica: UPME

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	87 198
2017	1 925	3 011	2 702	7 197	7 574	9 446	15 773	17 125	64 753	88 974
2018	1 970	3 090	2 712	7 250	7 835	9 610	16 224	17 728	66 419	90 822
2019	2 015	3 174	2 735	7 320	8 117	9 782	16 790	18 316	68 249	92 775
2020	2 062	3 263	2 763	7 405	8 419	9 963	17 421	18 909	70 205	94 850
2021	2 111	3 357	2 792	7 500	8 740	10 152	18 102	19 516	72 270	97 038
2022	2 163	3 456	2 821	7 603	9 082	10 349	18 830	20 143	74 446	99 343
2023	2 216	3 558	2 851	7 709	9 441	10 550	19 592	20 792	76 708	101 732
2024	2 271	3 666	2 882	7 824	9 824	10 763	20 405	21 476	79 110	104 264
2025	2 330	3 780	2 914	7 942	10 227	10 982	21 268	22 190	81 634	106 916
2026	2 391	3 899	2 948	8 067	10 658	11 211	22 189	22 940	84 302	109 711
2027	2 454	4 025	2 982	8 197	11 114	11 449	23 166	23 730	87 117	112 650
2028	2 520	4 156	3 017	8 330	11 597	11 694	24 203	24 556	90 074	115 722
2029	2 590	4 294	3 052	8 468	12 111	11 951	25 301	25 432	93 200	118 960
2030	2 662	4 440	3 090	8 613	12 659	12 219	26 481	26 353	96 518	122 382

Nota. No incluye Grandes Consumidores Existas (Cerrejón, Cerromatoso, OXY y La Cira Infantas)
NI GCE (Pacífico 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)



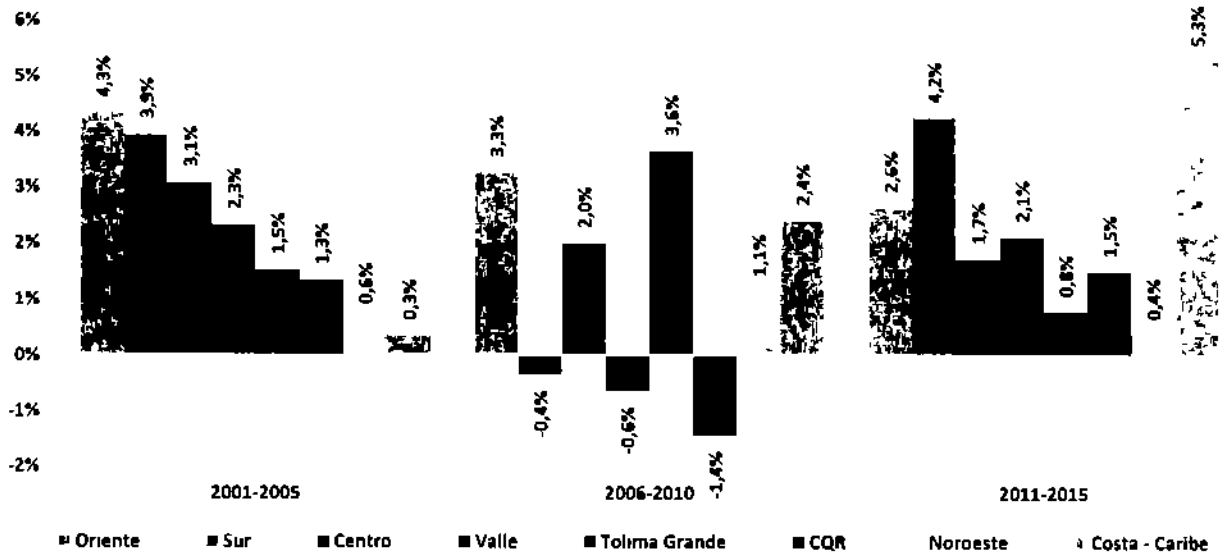
Nota No incluye Grandes Consumidores Existentes (Cerrejón, Cerromatoso, OXY y La Cira Infantas)
 NI GCE (Pacific Rubiales, Sociedad Portuaria, Ecopetrol, Drummond)

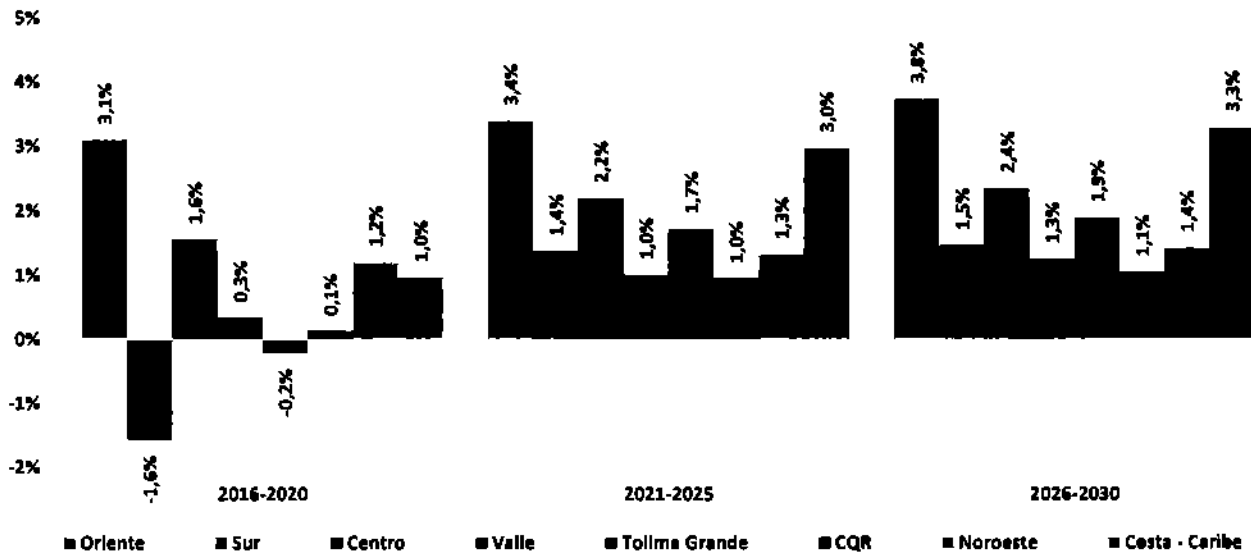
Fuente de datos UPME, Portal BI - XM

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

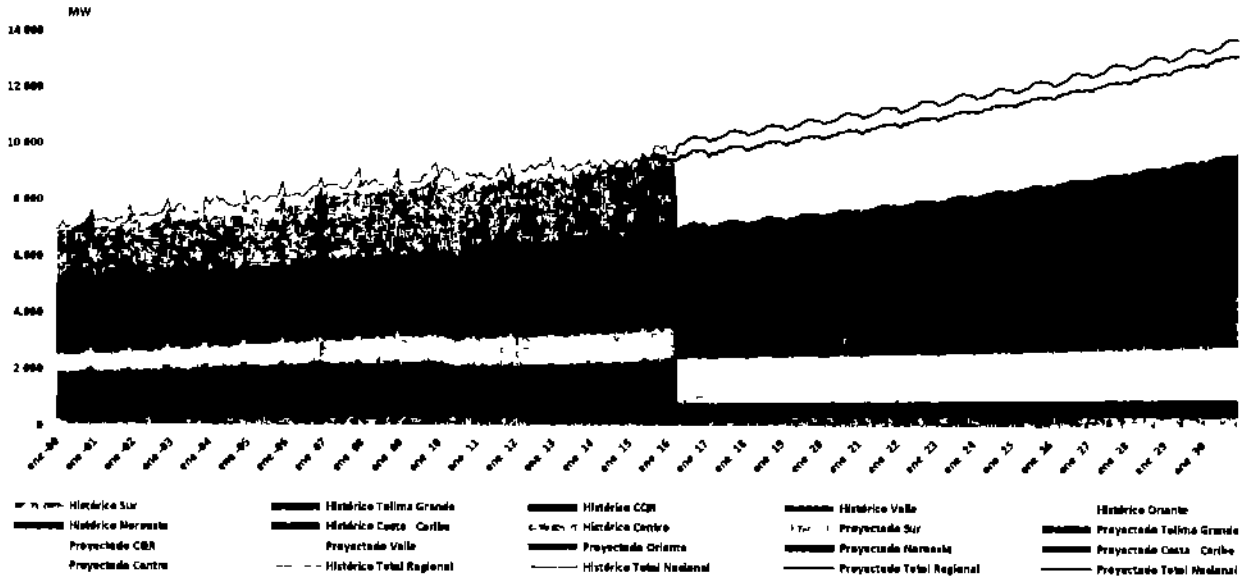
Tabla 2-19. Proyección de la demanda de potencia máxima – Escenario Medio (MW – año).

	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	11 490
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 Existentes (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 Existentes (Correjón, 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 renovables 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 CO₂, el efecto del cambio climático y la sedimentación en las señales de expansión, y los costos nivelados de 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 de 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 CO₂ y competencia entre tecnologías.

También se llevan a cabo otros ejercicios, como el cálculo de las emisiones esperadas de CO₂ 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 plazo³ 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

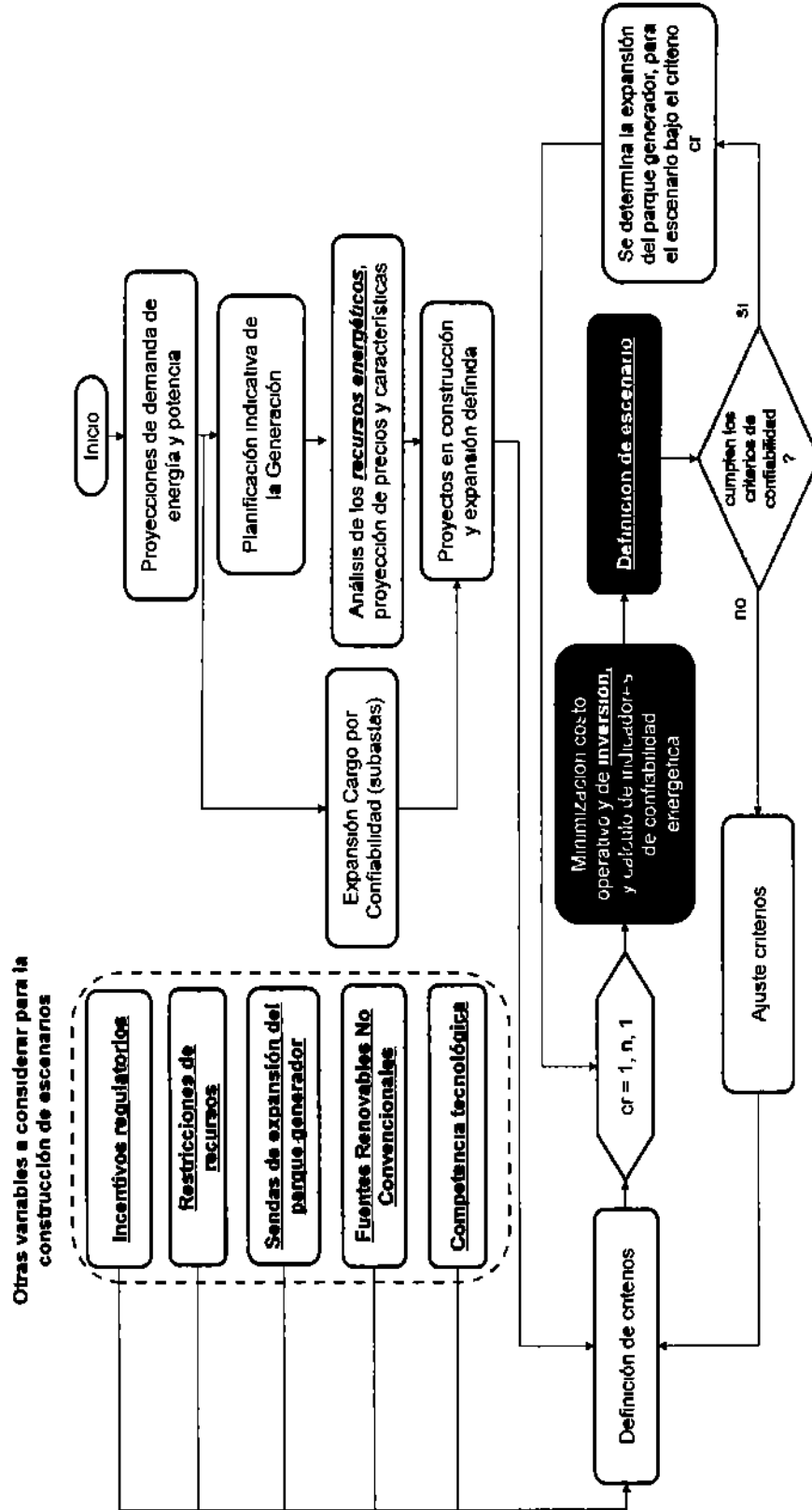
Indicador	Definición	Expresión matemática	Límite
VERE	Es la razón entre el valor esperado de la energía racionada en un mes, y la demanda nacional proyectada para dicho periodo.	$VERE = \frac{\sum_{i=1}^n \left(\frac{\text{Energía mensual Racionada}_i}{n} \right)}{\text{Demanda Nacional de Energía}_{mes}}$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

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.

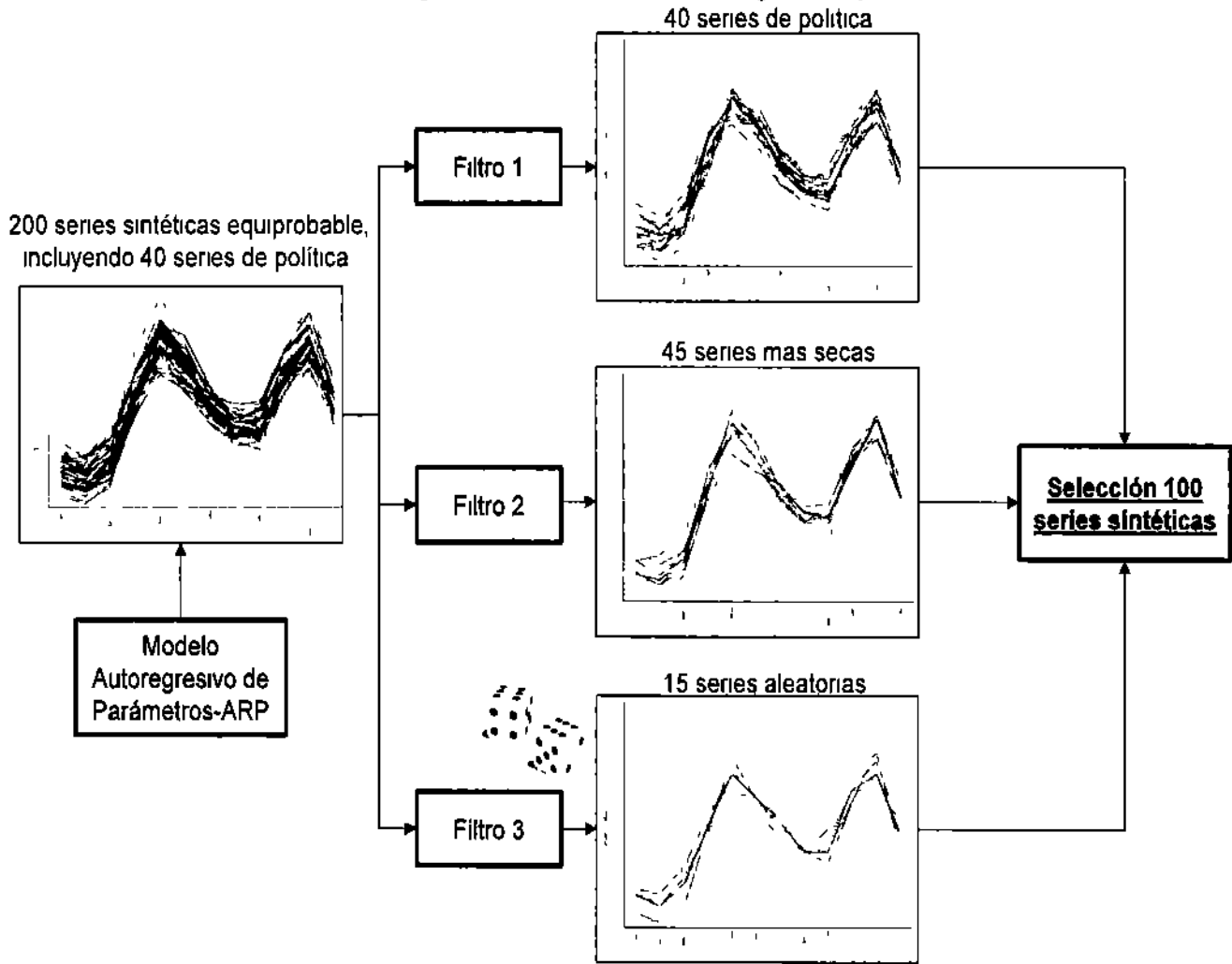
No obstante, durante el pasado fenómeno del Niño los caudales tuvieron un comportamiento tal, que en algunos casos se desviaron de los intervalos de confianza anteriormente considerados (criterios estadísticos). Es por ello que en este Plan se replanteó el procedimiento de selección de series. Inicialmente 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

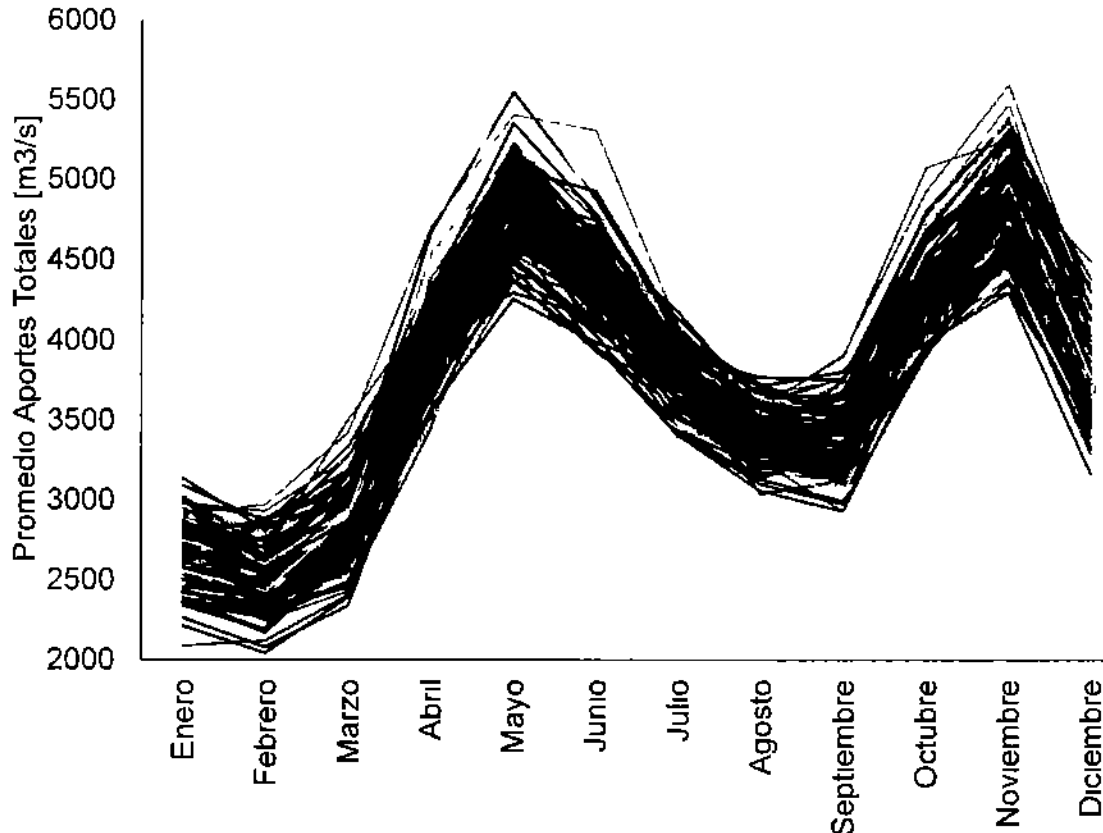


Fuente de gráfica UPME

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:

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

Donde

- j Escenario de largo plazo bajo análisis
- t 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
- $E_{j,t}$ Energía hidroeléctrica agregada que tiene una probabilidad del 80 % de ser excedida, ello en el mes t . 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.
- $D_{e,t}$ Demanda de energía eléctrica en el mes t . Sus unidades son GWh-mes
- $P_{j,t}$ Capacidad hidroeléctrica agregada en el mes t . Sus unidades son MW. Lo anterior para el escenario j .
- $D_{p,t}$ Demanda de potencia en el mes t . 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.

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

Donde

- I_{C_j} Indicador de costo marginal del escenario de largo plazo j
- $E[C_{mg_{j,t}}]$ Es el valor esperado del costo marginal en el mes t , para el escenario de largo plazo j . Sus unidades son USD\$/MWh-mes
- $\max(E[C_{mg_{esc\ max}}])$ 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 CO₂ 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 está correlacionada con una estrategia base de largo plazo.

Teniendo en cuenta que las emisiones de CO₂ 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.

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

Donde

- I_{Em_j} Indicador de emisiones del escenario de largo plazo j
- $E[M_{esc_{j,t}}]$ Es el valor esperado de las emisiones en el mes t , para el escenario de largo plazo j . Sus unidades son Ton CO₂-mes
- $E[M_{esc\ meta_t}]$ Es la meta de emisiones de CO₂, que está relacionada con el valor esperado de las emisiones del escenario base de largo plazo. Sus unidades son Ton CO₂-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:

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

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\$
- $\max(Costo_1, Costo_2, \dots, Costo_n)$ 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 metodología 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 Atlas 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 complementariedad⁴ 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

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

- 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

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

- ✓ El producto de este número de horas h_i y 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 se 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	
1	Recolección de información (radiación solar) EDEAM y mediciones in situ
2	si (modelación recurso distribuido agregado) entonces
3	Para i=1 número ciudades
4	Estimación por año de P_i en el horizonte de análisis
5	Cálculo E_i del recurso distribuido
6	Cálculo energía mensual
7	Cálculo caudal medio requerido por planta análoga hidroeléctrica sin embalse
8	Modelación restricción de generación solar en bloques de demanda correspondiente
9	fin
10	fin si
11	Cálculo E_i por planta solar
12	Cálculo energía mensual
13	Cálculo caudal medio requerido por planta análoga hidroeléctrica sin embalse
14	Modelación restricción de generación solar en bloques de demanda correspondiente
15	fin

Fuente de tabla UPME

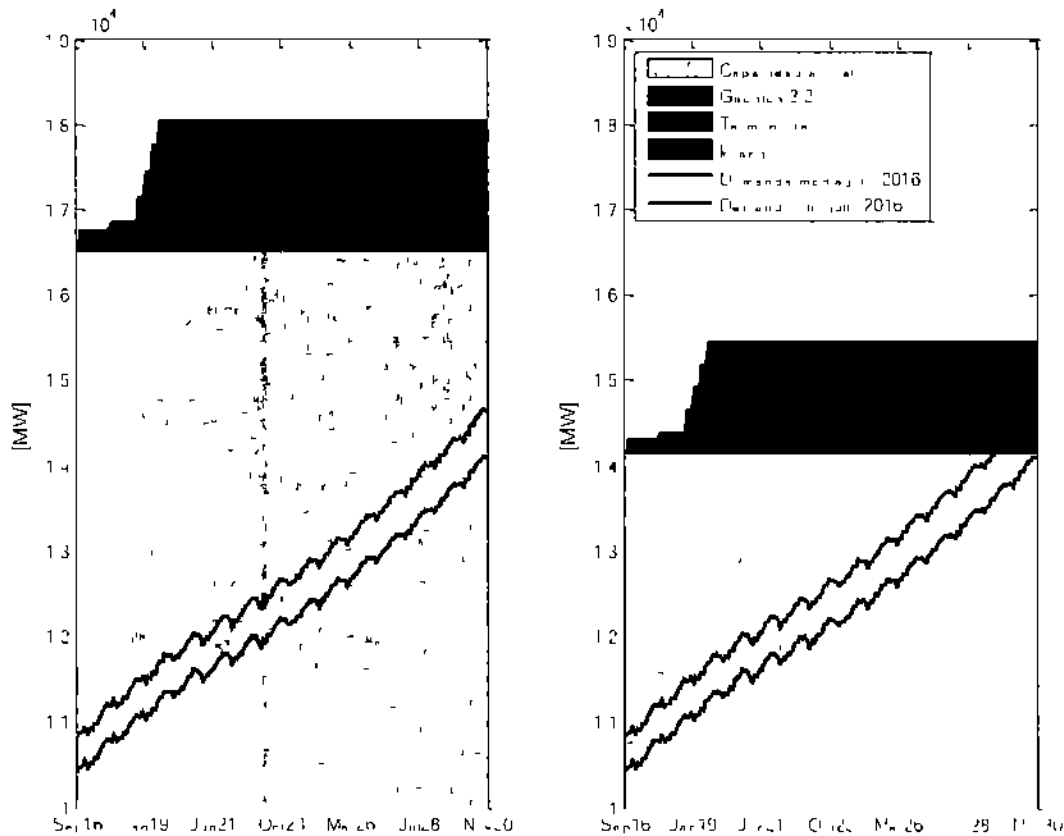
3.3. REVISIÓN DE POTENCIA Y ENERGÍA EN COLOMBIA

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



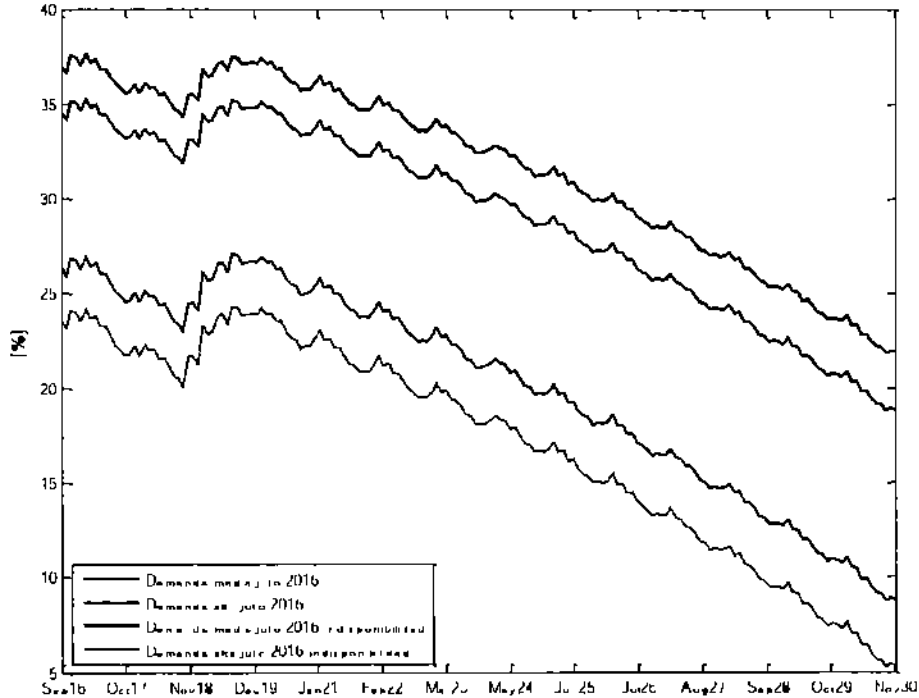
Fuente de gráfica UPME

De la grafica 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 planeacion, una reducción del 14.35 % en la capacidad del parque generador (2591.6 MW), ello cuando se consideran los indices 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 indices 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 indices de indisponibilidad, el mismo se reduce en más del 11.7 % respecto al calculo original.

En la proxima versión del Plan de Expansión se analizara 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 cuenta 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

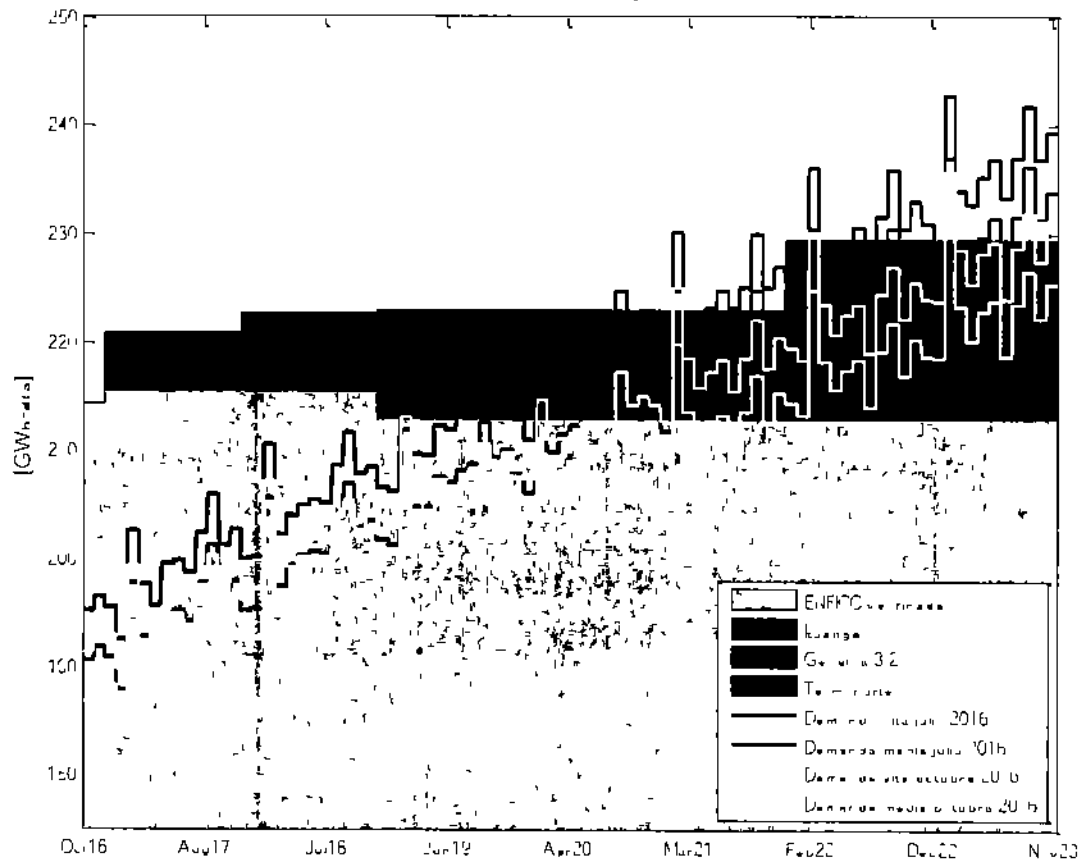
Tabla 3.4 Escenarios considerados

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

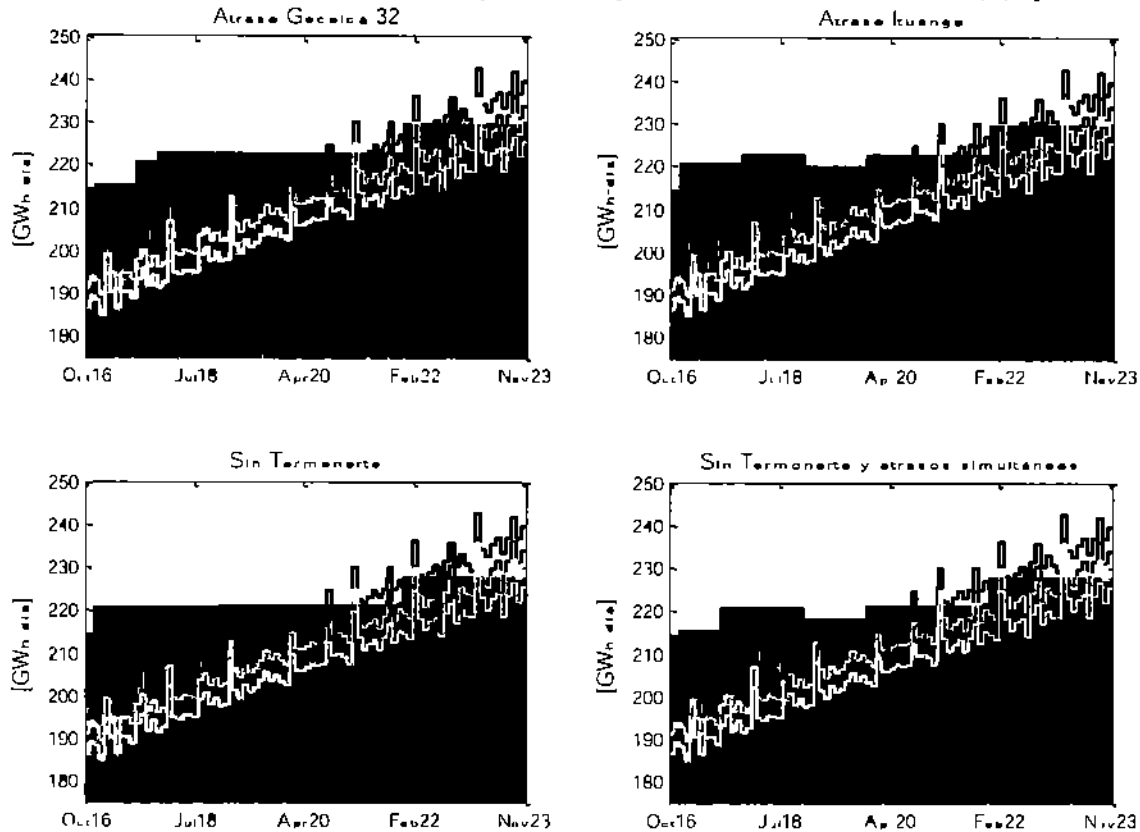
El primer caso corresponde al escenario base (escenario 0), Gráfica 3-6, el cual considera las fechas de entrada en operación de los proyectos, según sus compromisos de Energía Firme. Los atrasos individuales de Gecelca 3 2, Ituango y Termonorte, así como el caso crítico (escenario 4), se observan en 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 32, 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 topografía correspondiente

- Proyecciones de precios de gas natural, combustibles líquidos y carbón mineral, revisión primer semestre 2016, en dólares constantes de diciembre de 2015⁶ (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 GEOLCOE⁷
- 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 periodos 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 operación⁸, 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/Generacion/C3%B3n/Estudiodecostosnivelesdegeneracion/tabid/157/Default.aspx>

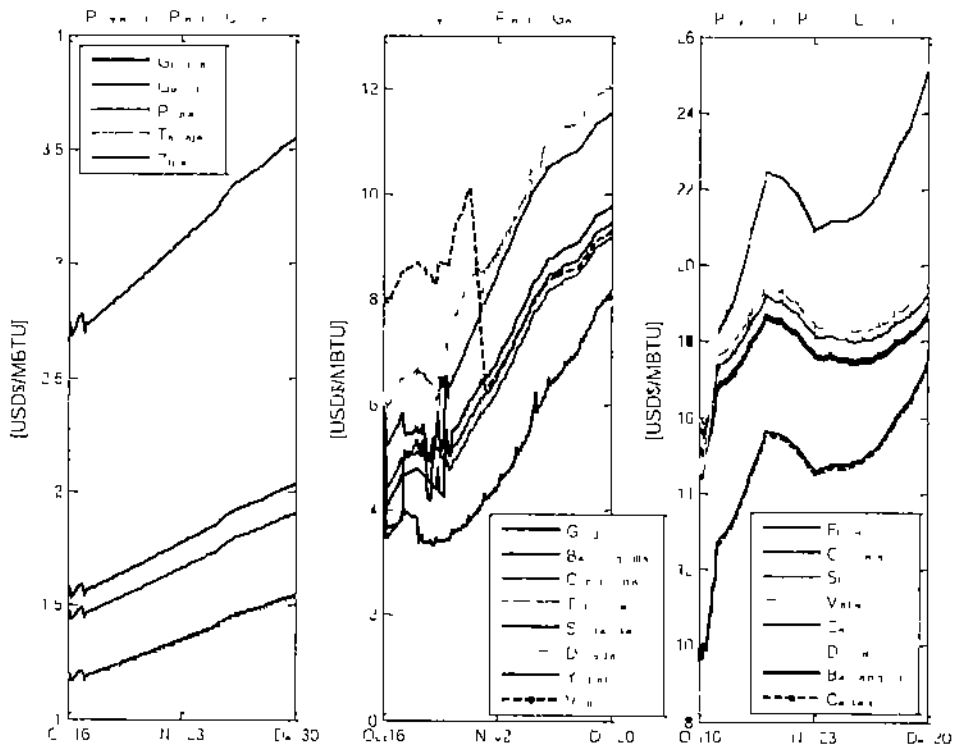
⁸ Al momento de publicación de este documento, Gecelca 3.2 no ha entrado en servicio y Termonorte no ha conseguido cierre financiero de su proyecto.

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
Termomechero	57	01/03/2017
	40	01/12/2017

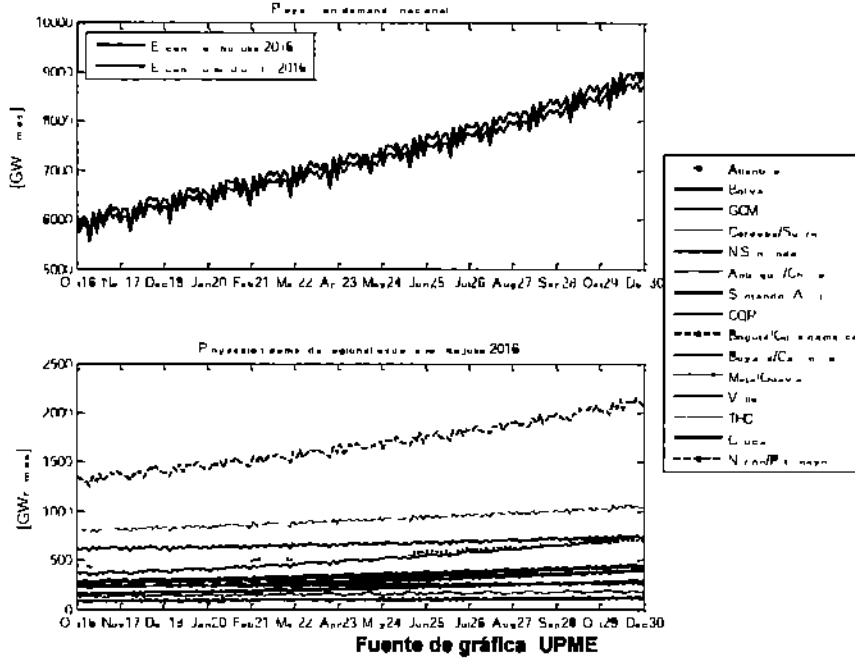
Fuente de tabla UPME

Gráfica 3-8 Proyección precios combustibles

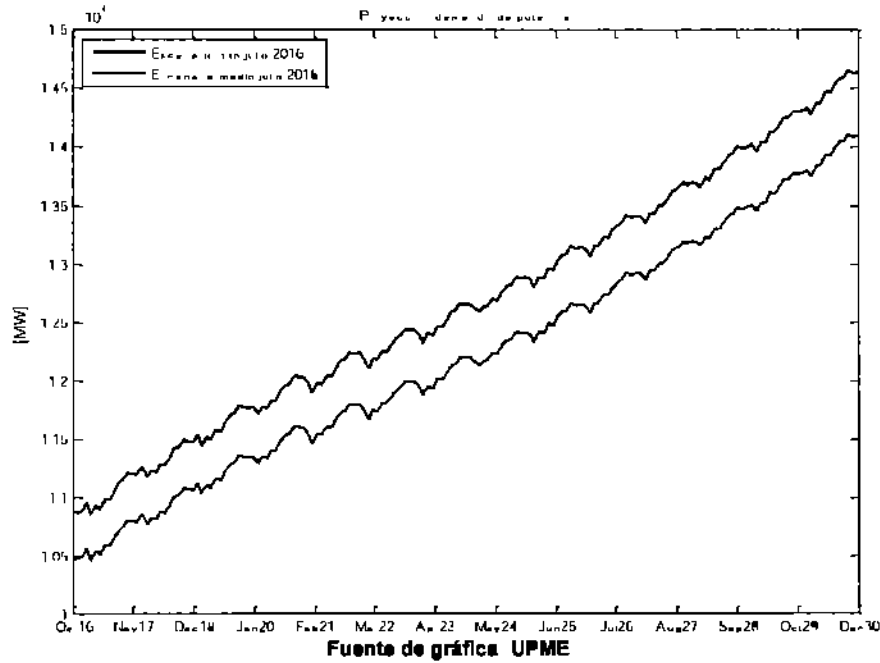


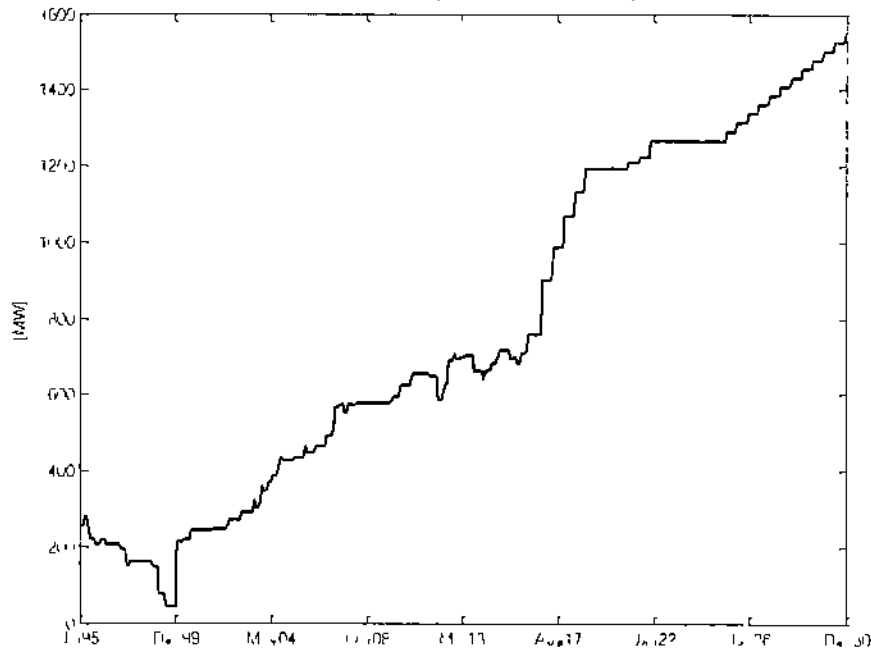
Fuente de gráfica UPME

Gráfica 3-9 Proyecciones de demanda nacional y regional.



Gráfica 3-10 Proyección demanda de potencia



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

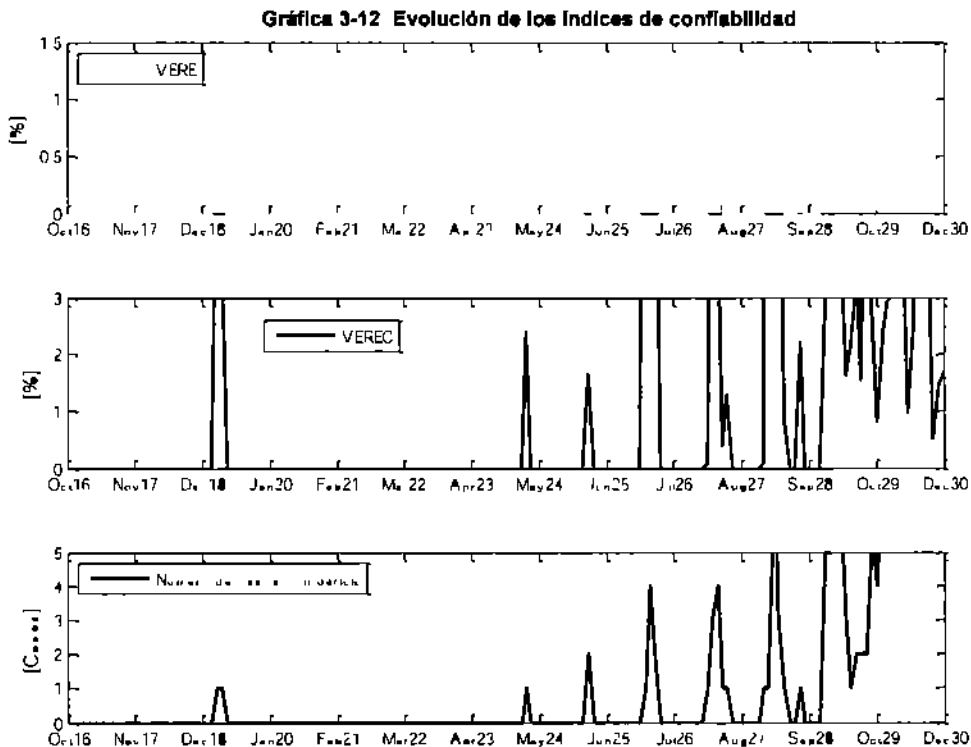
Planta	Capacidad	Fecha de entrada en Operación
Gecelca 3 2	250	01/05/2017
Termo Norte	88	01/06/2018
Ituango	300	27/11/2018
	600	20/02/2019
	900	21/05/2019
Termomechero	1200	19/08/2019
	57	01/03/2017
Yopal III	40	01/12/2017

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.



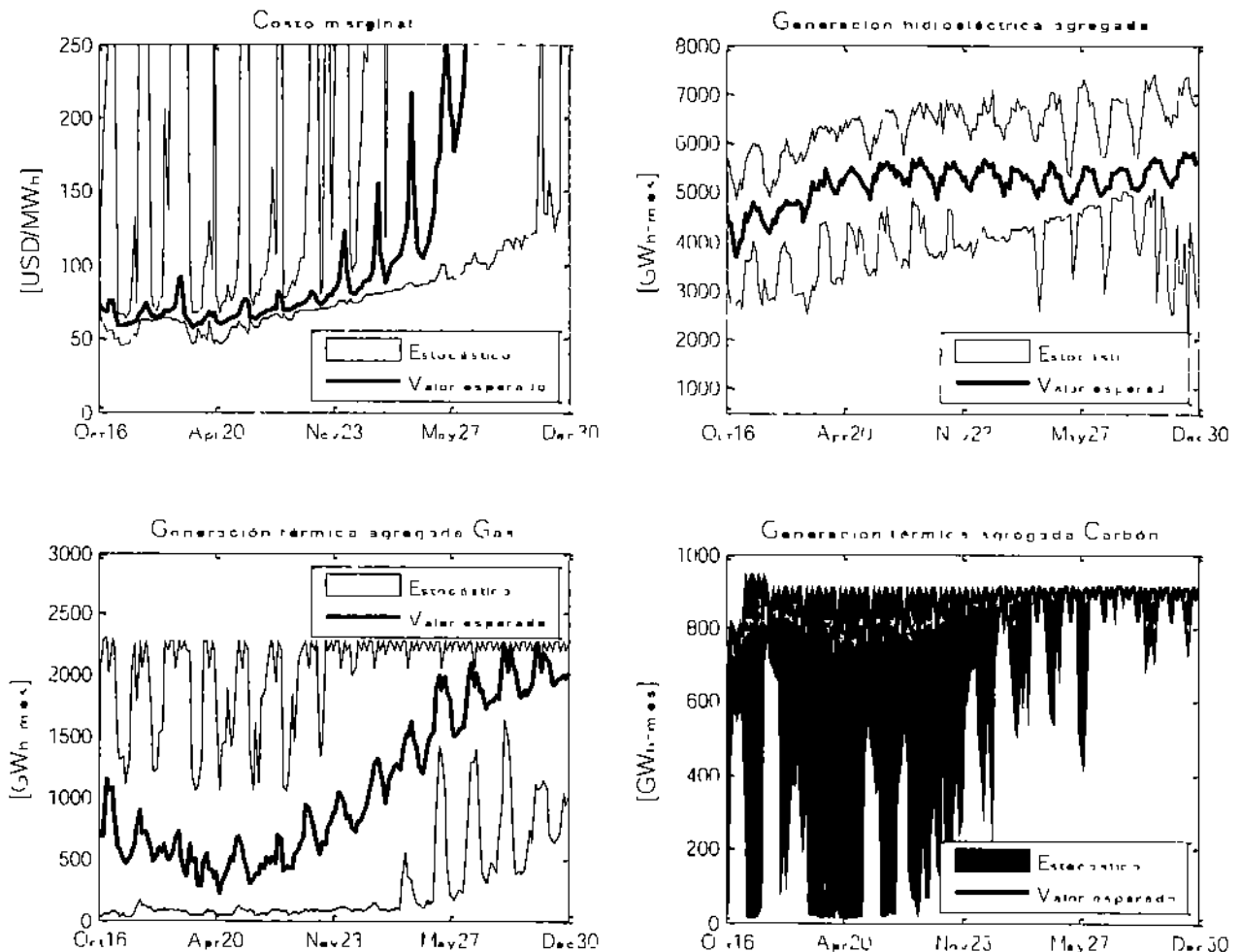
Fuente de gráfica: UPME

- 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 sosteniblemente 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

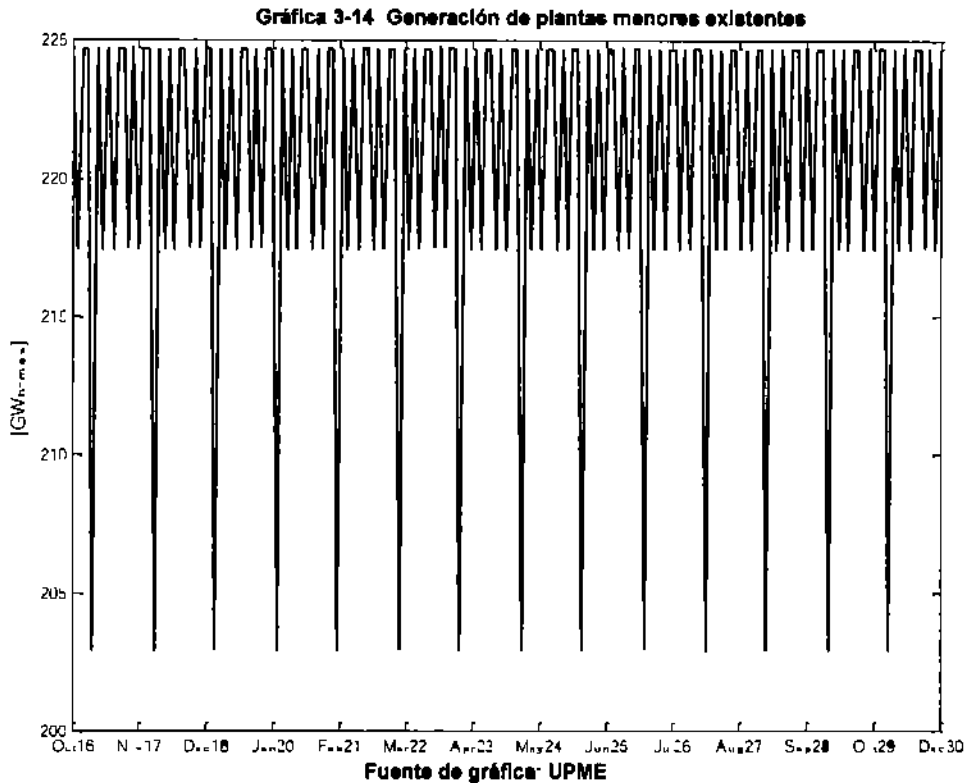
- En relación a la evolución del valor esperado del costo marginal, se observa en el periodo 2016-2019 un promedio de 67 07 USD/MWh. Este valor se reduce por la entrada de Ituango en 0 86 USD/MWh, (2020-2021). A partir del año 2022 el costo marginal se incrementa de manera sostenida, alcanzando un valor 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, notese 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

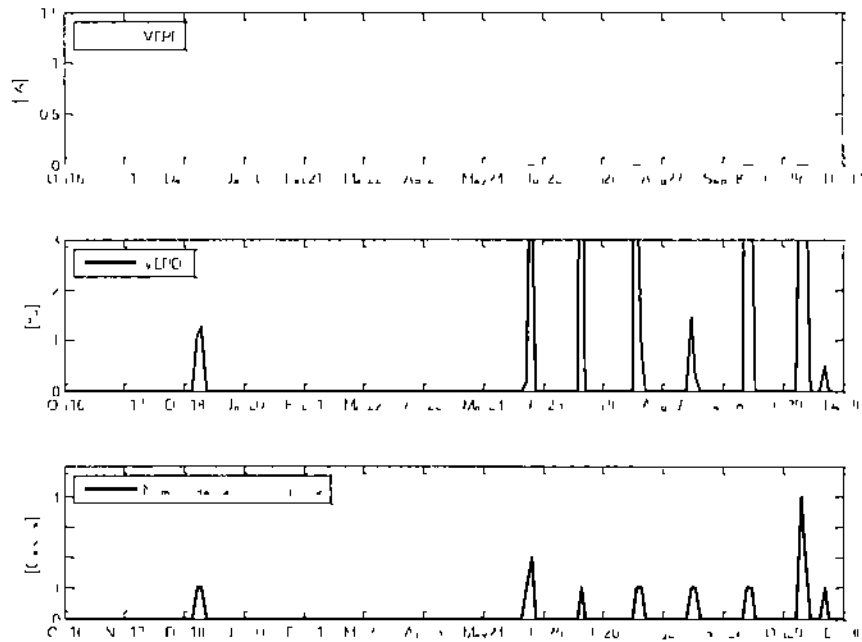


3.4.5. Efecto de la revisión de demanda, octubre de 2016, en las señales de expansión

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:

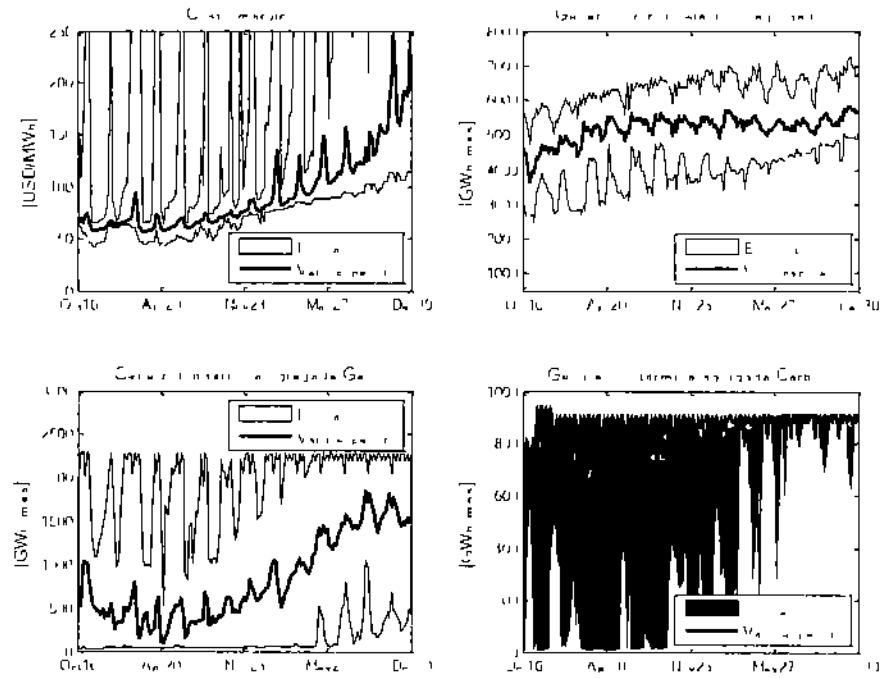
- En marzo de 2019 el VEREC es inferior al 3%, es decir, se cumplen los criterios de confiabilidad en el corto plazo. Dicho indicador es superior al límite permitido en el año 2025, razón por la cual se necesitaría de expansión adicional a partir de ese instante.
- Como era de esperarse, el comportamiento 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 notoria 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



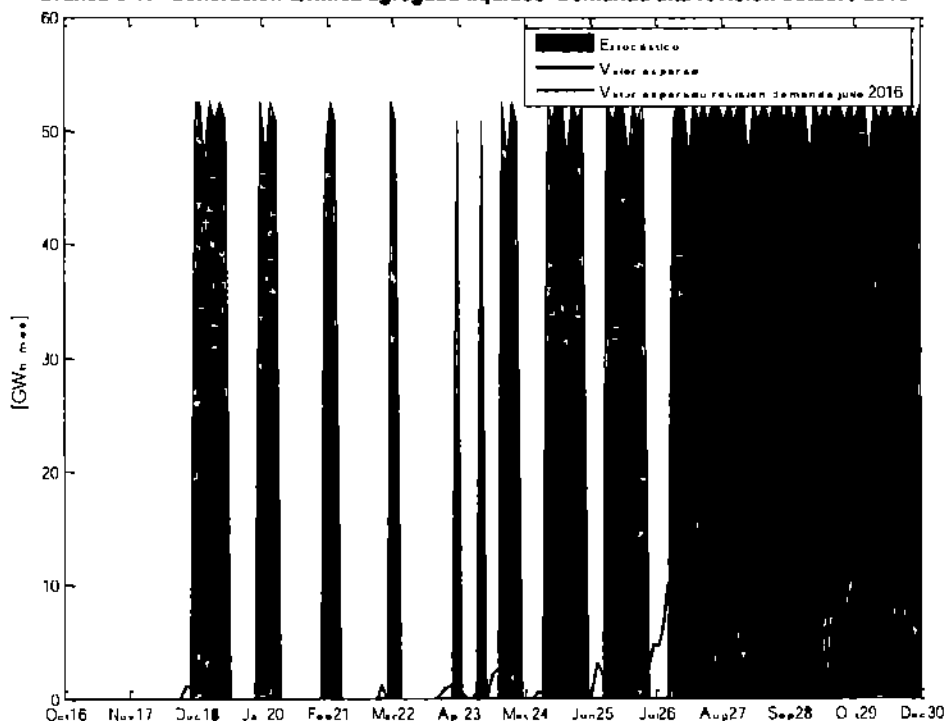
Fuente de gráfica UPME

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



Fuente de gráfica UPME

Gráfica 3-17- Generación térmica agregada-liquidos Demanda alta revisión octubre 2016



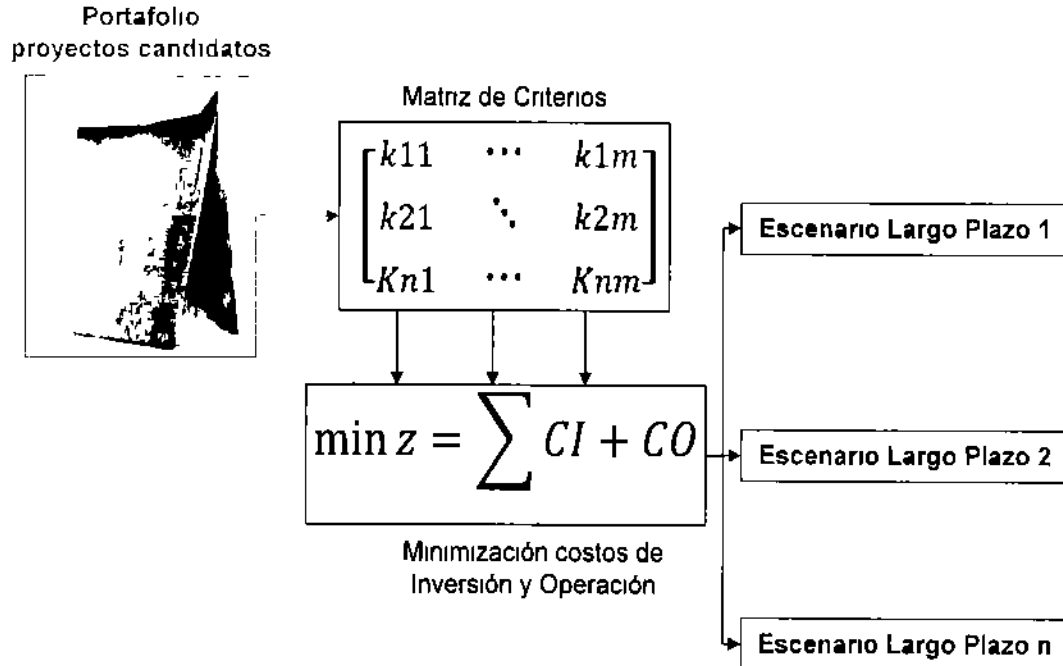
Fuente de gráfica: UPME.

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



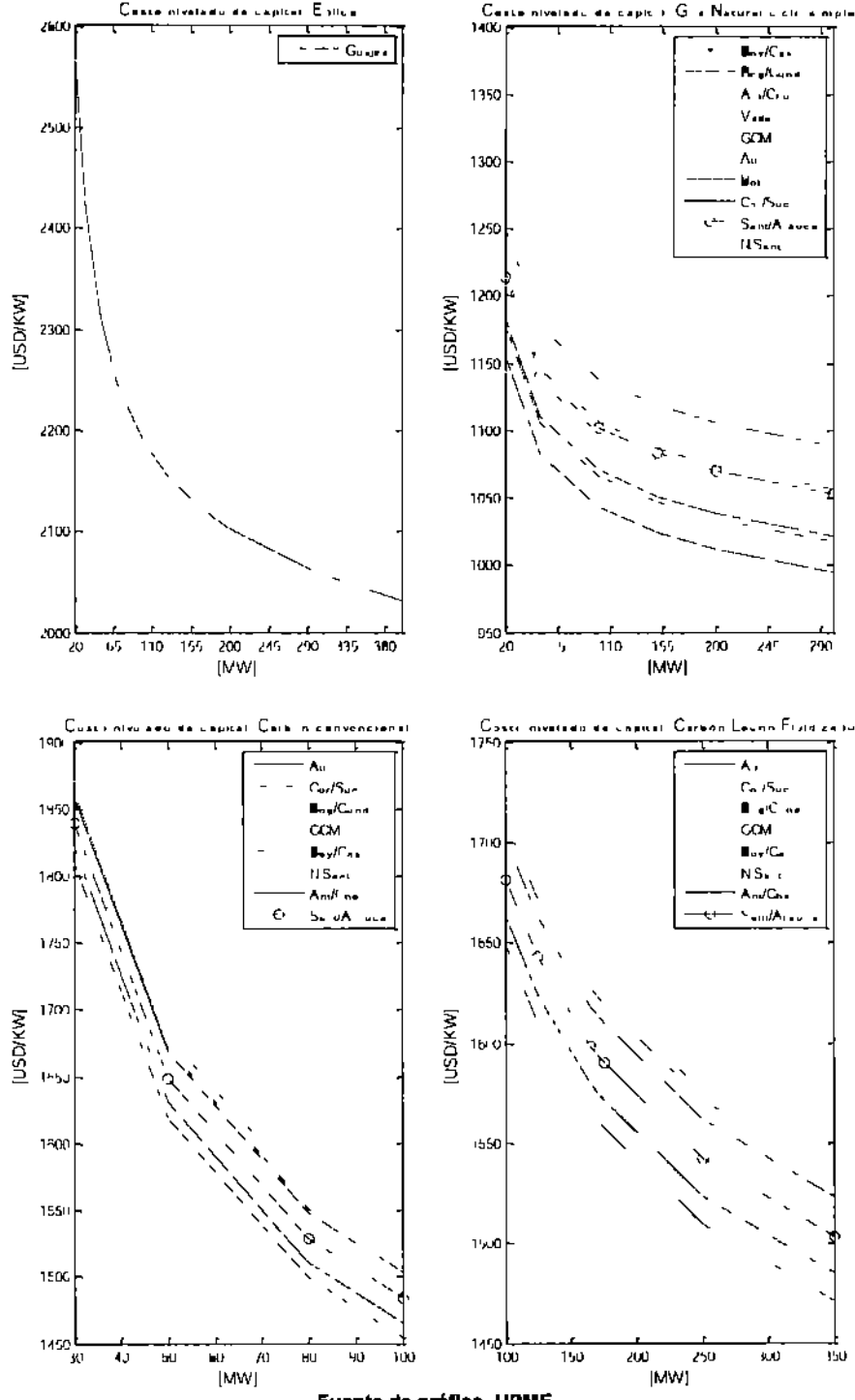
Fuente de gráfica UPME

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 emplazamiento⁹.

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.

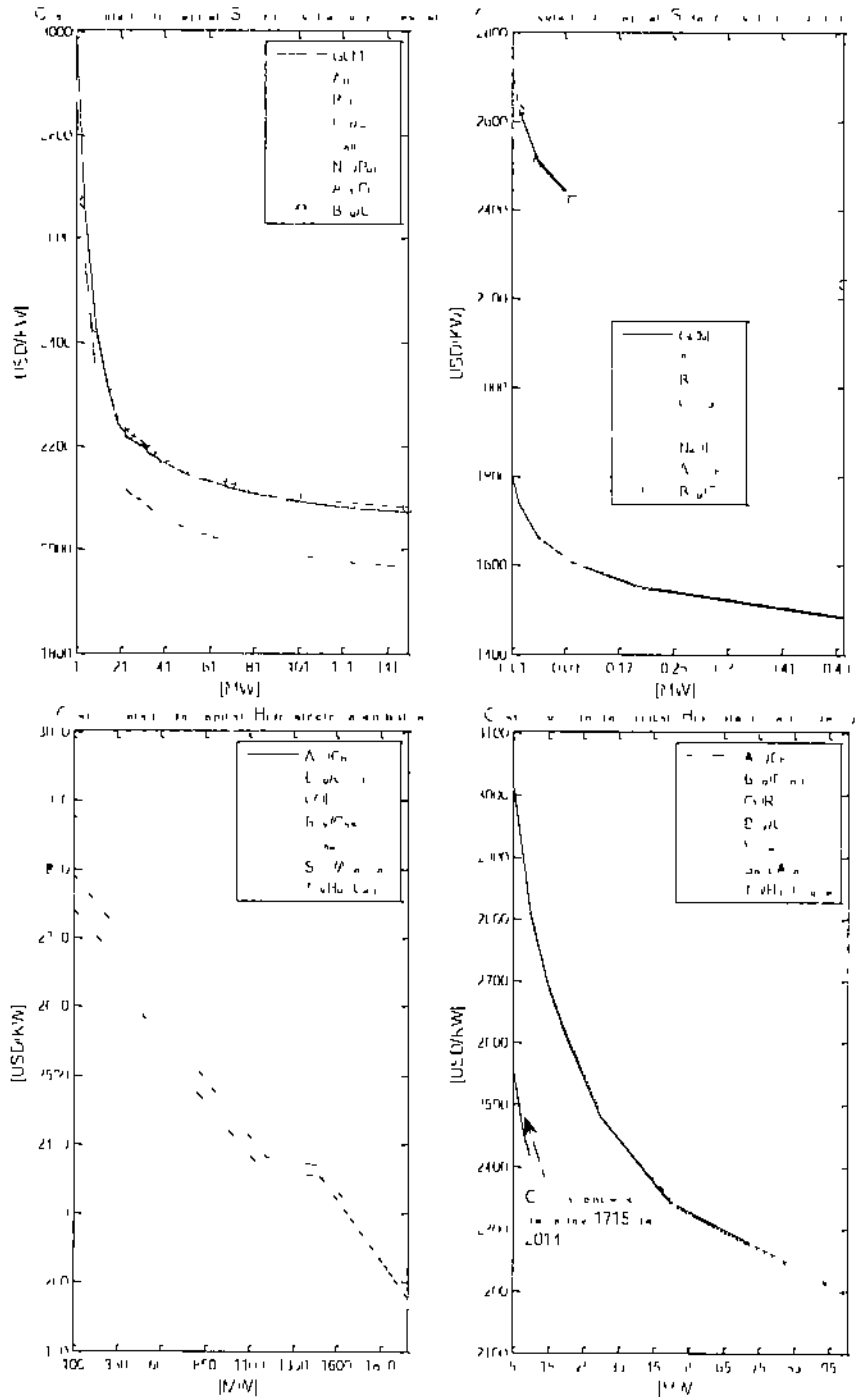
Respecto a los proyectos solares fotovoltaicos a gran escala, los valores calculados por la UPME con su aplicativo GEOLCOE son similares a los referentes internacionales para Latinoamérica de IRENA, EIA y BLOOMBERG. A nivel distribuido la Gráfica 3-20 muestra el costo resultante una vez descontados los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

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



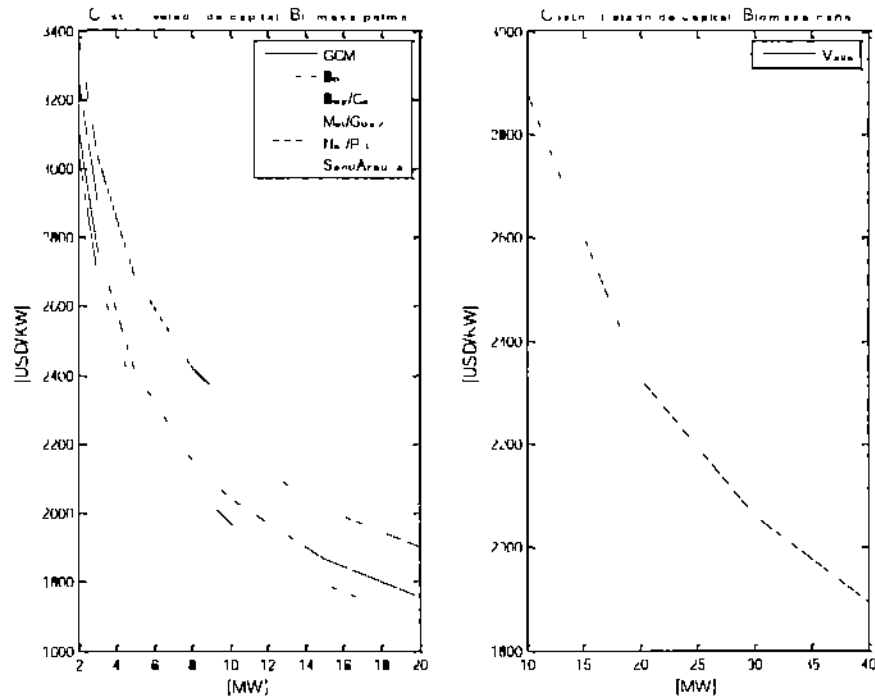
Fuente de gráfica UPME

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

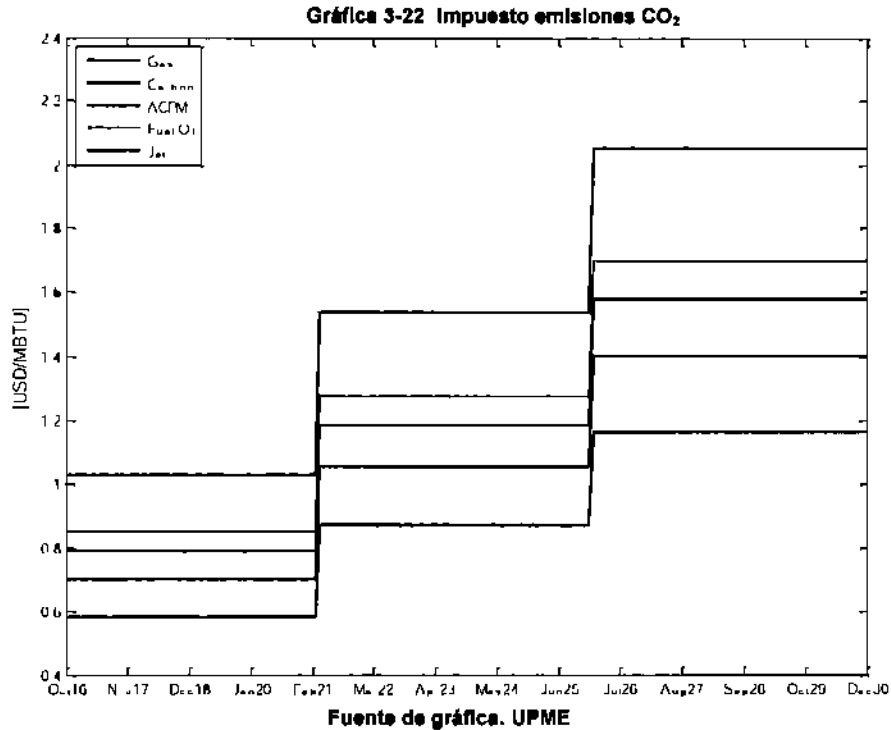
Tabla 3.8 Justificación de los sub-criterios

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)	<p>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).</p> <p>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.</p> <p>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 %.</p>
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 CO₂¹⁰	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).



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:

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

Donde:

- t : Etapa de simulación del horizonte de estudio. Su resolución es mensual.
- T : Es el horizonte de estudio o simulación (180 meses, es decir, 15 años).
- CRO : Costo de Racionamiento, el cual está expresado en USD/MWh.
- $\overline{D}_{r,t}$: Es el valor esperado de la demanda racionada en la etapa t (variable estocástica). Esta expresada en MWh-mes.
- i : Este índice agrega a las plantas generadoras existentes.
- N : Número total de plantas existentes.
- $\overline{C}_{t,i}$: Costo de generación de la planta i en la etapa t . Para los generadores hidroeléctricos, por ejemplo, representa el valor del agua (variable estocástica). Esta expresado en USD/MWh-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 Numero 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 estocastica) Esta expresado en USD/MWh
- $G_{t,j}$ Generación de la planta candidata j en la etapa t (variable estocastica) 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

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

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

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

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

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.

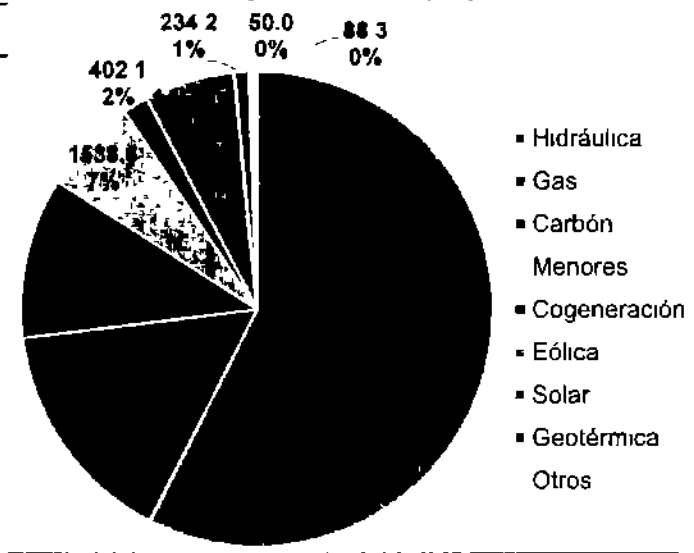
3.4.6.1.1 Escenario 0

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 geotermia, 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	Carbon
Termonorte	jun-18	88 3	Líquidos
	nov-18	300 0	Hidráulico
	feb-19	600 0	Hidráulico
	may-19	900 0	Hidráulico
Iluango	ago-19	1200 0	Hidraulico
	sep-21	1500 0	Hidráulico
	dic-21	1800 0	Hidraulico
	mar-22	2100 0	Hidráulico
	jun-22	2400 0	Hidraulico
Hidro 1	nov-20	80 0	Hidráulico
Hidro 2	nov-20	36 0	Hidráulico
Hidro 3	nov-20	55 0	Hidraulico
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	Eolico
Eolo J3	ene-22	180 0	Eólico
Eolo P2	ene-22	200 0	Eólico
Eolo P3 1	ene-22	70 0	Eolico
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		



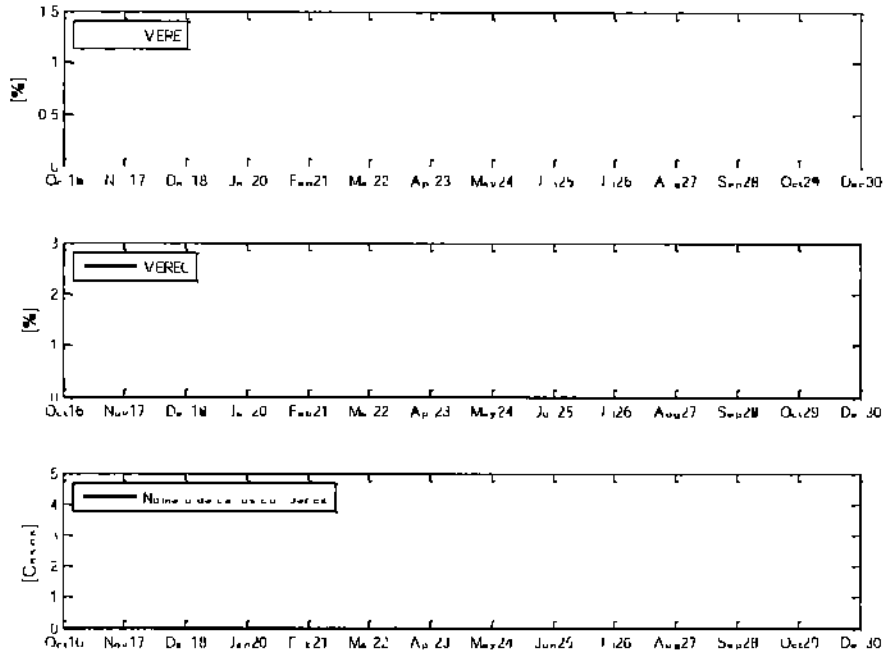
Recurso	Base	Cargo por confiabilidad	Expansión adicional	Total
Hidráulica	10890 1	1200 0	1427 0	13517 1
Gas	3509 0	0 0	147 0	3656 0
Carbón	1344 0	250 0	970 0	2564 0
Menores	745 4	0 0	793 2	1538 6
Cogeneración	117 1	0 0	285 0	402 1
Eólica	0 0	0 0	1456 0	1456 0
Solar	0 0	0 0	234 2	234 2
Geotérmica	0 0	0 0	50 0	50 0
Otros	0 0	88 3	0 0	88 3
Total	16605 6	1538 3	5382 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:

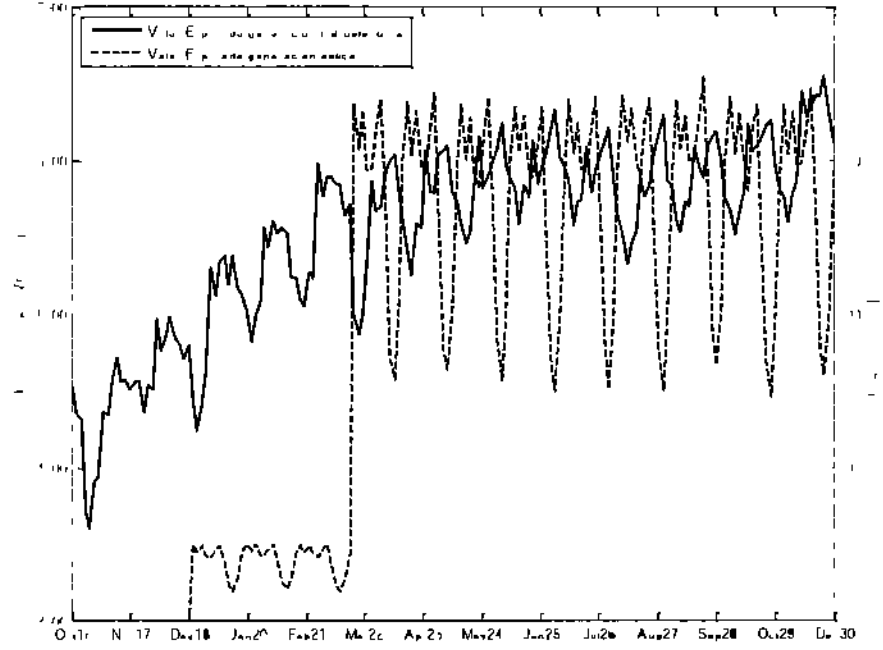
- En el periodo 2016-2019 el valor esperado del costo marginal tiene un promedio de 63.07 USD/MWh, el cual disminuye a 54.33 USD/MWh en el horizonte 2020-2021. A partir de este instante, es decir en los periodos 2022-2023 y 2024-2030, el promedio es de 37.41 y 57.26 USD/MWh, respectivamente. Es evidente 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 CO₂/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 CO₂/MWh en el periodo 2016-2030 y un valor esperado pico de 0.23 Ton CO₂/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.



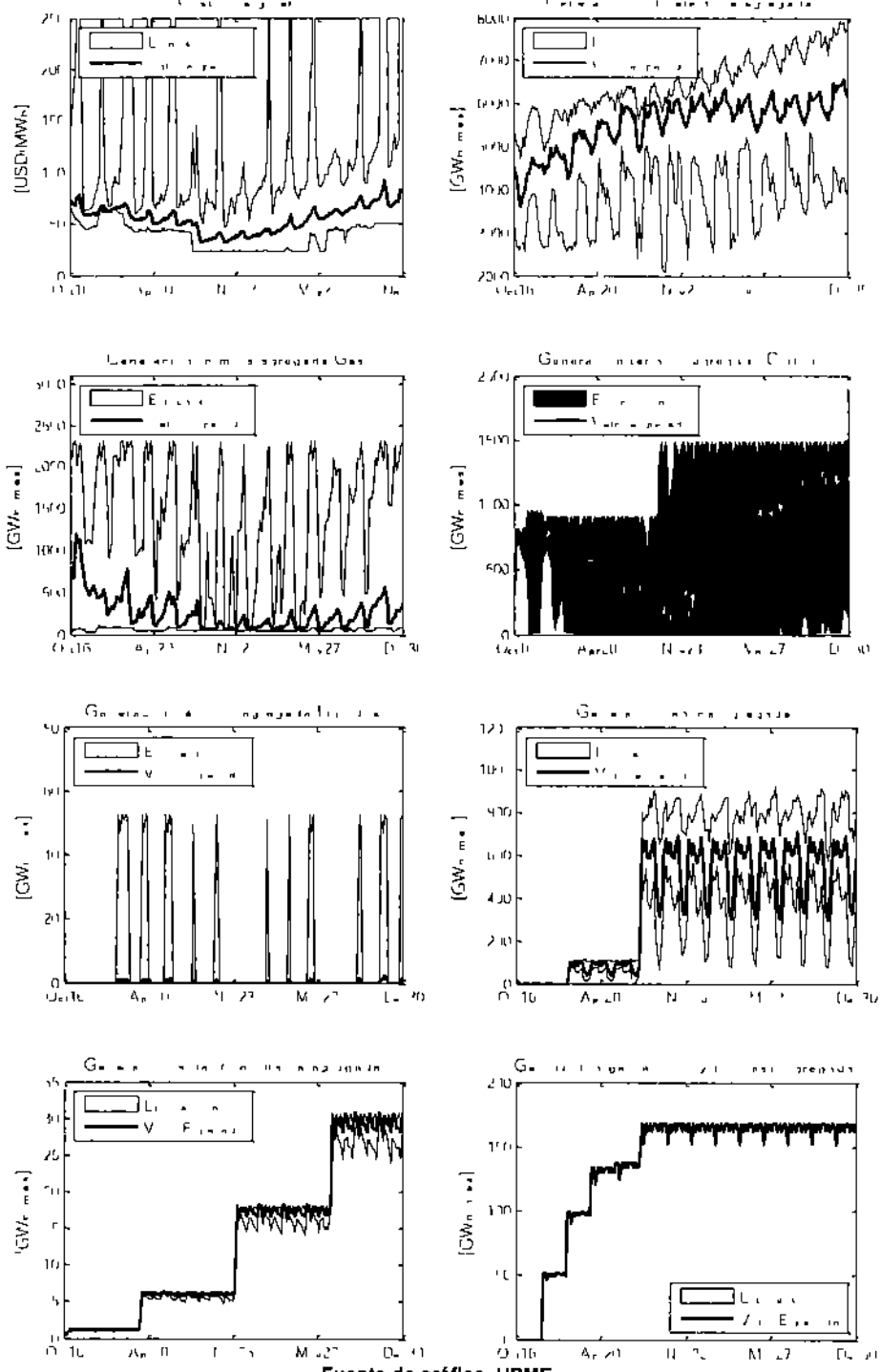
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 3-25 Complementariedad energética. Escenario 0.



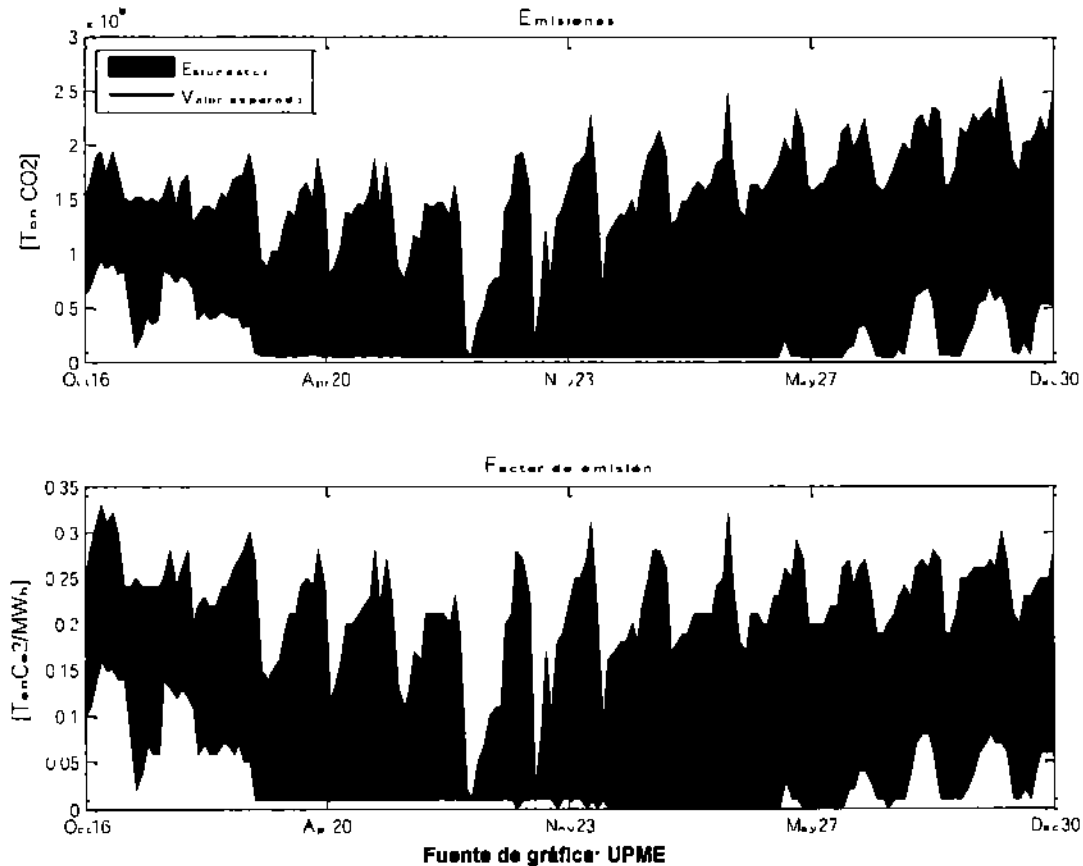
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 3-26 Comportamiento principales variables Escenario 0



Fuente de gráfica UPME

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



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 subcriterios 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 CO₂, 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 CO₂.

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 CO₂ 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

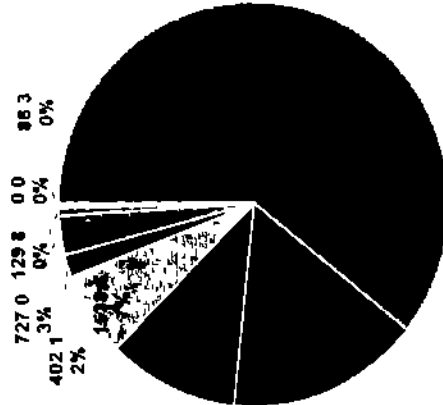
Fuente de tabla: UPME

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 CO₂, generación térmica (carbón y Gas natural), producción hidroeléctrica, eólica, solar, geotérmica y generación a partir de la biomasa.

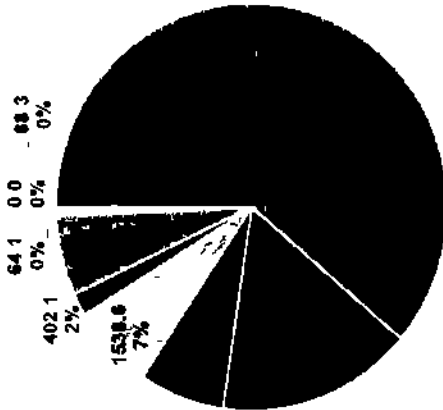
Vale la pena mencionar que el comportamiento de las variables antes referenciadas, es decir, valores esperados y dispersión estocástica, junto con la evolución de los indicadores de confiabilidad VERE, VEREC y Número de casos con déficit, se encuentran detalladamente en el ANEXO I.

Gráfica 3-28 Participación tecnológica de cada escenario y capacidad instalada (MW)

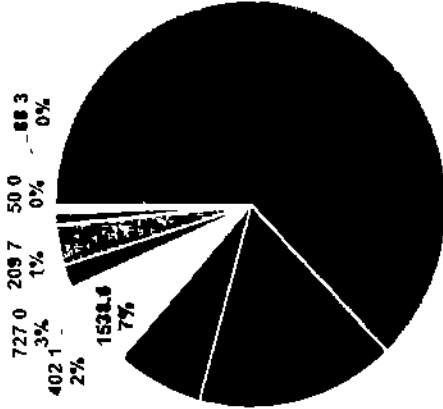
Escenario 1



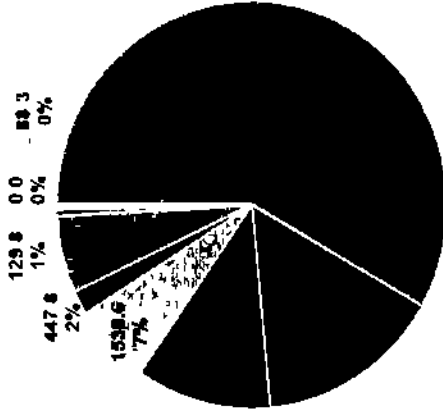
Escenario 2



Escenario 3



Escenario 4



Recurso	Expansión adicional	Total	Expansión adicional	Total	Expansión adicional	Total	Expansión adicional	Total
Hidráulica	1823.8	13913.9	1823.8	13913.9	1823.8	13913.9	1823.8	13913.9
Gas	147.0	3656.0	147.0	3656.0	147.0	3656.0	147.0	3656.0
Carbon	859.4	2453.4	0.0	1594.0	0.0	1594.0	1060.0	2674.0
Menores	793.2	1538.6	793.2	1538.6	793.2	1538.6	793.2	1538.6
Cogeneración	285.0	402.1	285.0	402.1	285.0	402.1	330.8	447.8
Eólica	727.0	727.0	1456.0	1456.0	727.0	727.0	1456.0	1456.0
Solar	129.8	129.8	64.1	64.1	209.7	209.7	129.8	129.8
Geotérmica	0.0	0.0	0.0	0.0	50.0	50.0	0.0	0.0
Otros	0.0	88.3	0.0	88.3	0.0	88.3	0.0	88.3
Total	4766.2	22809.1	4569.1	22713.0	4090.7	22234.5	5760.6	23904.5

Fuente de grafica: UPME

Tabla 3 10 Cronogramas de expansión Escenarios 1 y 2 [MW]

<u>Escenario 1</u>				<u>Escenario 2</u>			
Central	Fecha de entrada	Capacidad	Recurso	Central	Fecha de entrada	Capacidad	Recurso
Gecalca 3 2	may-17	250 0	Carbón	Gecalca 3 2	may-17	250 0	Carbón
Termonorte	jun-18	88 3	Líquidos	Termonorte	jun-18	88 3	Líquidos
	nov-18	300 0	Hidráulico		nov-18	300 0	Hidráulico
	feb-19	600 0	Hidráulico		feb-19	600 0	Hidráulico
	may-19	900 0	Hidráulico		may-19	900 0	Hidráulico
Ituango	ago-19	1200 0	Hidráulico	Ituango	ago-19	1200 0	Hidráulico
	sep-21	1500 0	Hidráulico		sep-21	1500 0	Hidráulico
	dic-21	1800 0	Hidráulico		dic-21	1800 0	Hidráulico
	mar-22	2100 0	Hidráulico		mar-22	2100 0	Hidráulico
	jun-22	2400 0	Hidráulico		jun-22	2400 0	Hidráulico
Hidro 1	nov-20	80 0	Hidráulico	Hidro 1	nov-20	80 0	Hidráulico
Hidro 2	nov-20	36 0	Hidráulico	Hidro 2	nov-20	36 0	Hidráulico
Hidro 3	nov-20	55 0	Hidráulico	Hidro 3	nov-20	55 0	Hidráulico
Hidro 4	ene-21	56 0	Hidráulico	Hidro 4	ene-21	56 0	Hidráulico
Hidro 5	ene-26	45 0	Hidráulico	Hidro 5	ene-27	45 0	Hidráulico
Hidro 6	jul-28	351 8	Hidráulico	Hidro 6	ene-27	351 8	Hidráulico
TermGas 4	mar-17	19 0	Gas	TermGas 4	mar-17	19 0	Gas
TermGas 5	mar-17	19 0	Gas	TermGas 5	mar-17	19 0	Gas
TermGas 6	mar-17	19 0	Gas	TermGas 6	mar-17	19 0	Gas
TermGas 1	dic-17	50 0	Gas	TermGas 1	dic-17	50 0	Gas
TermGas 3	dic-17	40 0	Gas	TermGas 3	dic-17	40 0	Gas
TermCarb 1	jul-29	90 0	Carbón	Eolo J2	ene-19	32 0	Eólico
TermCarb 2 2	jul-29	150 0	Carbón	Eolo E1 1	ene-19	150 0	Eólico
TermCarb 3 4	jul-29	185 0	Carbón	Eolo J1	ene-22	99 0	Eólico
TermCarb 5	jul-29	180 0	Carbón	Eolo J2	ene-22	195 0	Eólico
TermCarb 4	jul-29	147 2	Carbón	Eolo J3	ene-22	180 0	Eólico
	dic-29	294 4	Carbón	Eolo P2	ene-22	200 0	Eólico
Eolo J2	ene-19	32 0	Eólico	Eolo P3 1	ene-22	70 0	Eólico
Eolo E1 1	ene-19	150 0	Eólico	Eolo P3 2	ene-22	130 0	Eólico
Eolo J4	ene-22	75 0	Eólico	Eolo E2	ene-22	200 0	Eólico
Eolo P2	ene-22	200 0	Eólico	Eolo E10	ene-22	200 0	Eólico
Eolo P3 1	ene-22	70 0	Eólico		ene-17	1 1	Sol
Eolo E2	ene-22	200 0	Eólico	Exp Solar	ene-24	37 9	Sol
	ene-17	1 1	Sol		ene-28	64 1	Sol
	ene-26	37 9	Sol	Cog Caña	dic-17	57 0	Caña
Exp Solar	ene-28	64 1	Sol		dic-18	107 0	Caña
	jul-29	129 8	Sol		dic-17	48 1	Palma
Cog Caña	dic-17	57 0	Caña	Cog Palma	dic-18	97 9	Palma
	dic-18	107 0	Caña		dic-19	169 1	Palma
	dic-17	48 1	Palma		dic-20	178 0	Palma
Cog Palma	dic-18	97 9	Palma				
	dic-19	169 1	Palma	Menores	Crecimiento según proyección estimada		
	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				Escenario 4			
Central	Fecha de entrada	Capacidad	Recurso	Central	Fecha de entrada	Capacidad	Recurso
Gacelca 3 2	may-17	250 0	Carbón	Gacelca 3 2	may-17	250 0	Carbón
Termonorte	jun-18	88 3	Líquidos	Termonorte	jun-18	88 3	Líquidos
	nov-18	300 0	Hidráulico		nov-18	300 0	Hidráulico
	feb-19	800 0	Hidráulico		feb-19	800 0	Hidráulico
	may-19	900 0	Hidráulico		may-19	900 0	Hidráulico
Ituango	ago-19	1200 0	Hidráulico	Ituango	ago-19	1200 0	Hidráulico
	sep-21	1500 0	Hidráulico		sep-21	1500 0	Hidráulico
	dic-21	1800 0	Hidráulico		dic-21	1800 0	Hidráulico
	mar-22	2100 0	Hidráulico		mar-22	2100 0	Hidráulico
	jun-22	2400 0	Hidráulico		jun-22	2400 0	Hidráulico
Hidro 1	nov-20	80 0	Hidráulico	Hidro 1	nov-20	80 0	Hidráulico
Hidro 2	nov-20	36 0	Hidráulico	Hidro 2	nov-20	36 0	Hidráulico
Hidro 3	nov-20	55 0	Hidráulico	Hidro 3	nov-20	55 0	Hidráulico
Hidro 4	ene-21	56 0	Hidráulico	Hidro 4	ene-21	56 0	Hidráulico
Hidro 5	ene-25	45 0	Hidráulico	Hidro 5	ene-25	45 0	Hidráulico
Hidro 6	ene-26	351 8	Hidráulico	Hidro 6	ene-26	351 8	Hidráulico
Hidro 7	ene-27	55 0	Hidráulico				
TermGas 4	mar-17	19 0	Gas	TermGas 4	mar-17	19 0	Gas
TermGas 5	mar-17	19 0	Gas	TermGas 5	mar-17	19 0	Gas
TermGas 6	mar-17	19 0	Gas	TermGas 6	mar-17	19 0	Gas
TermGas 1	dic-17	50 0	Gas	TermGas 1	dic-17	50 0	Gas
TermGas 3	dic-17	40 0	Gas	TermGas 3	dic-17	40 0	Gas
Eolo I2	ene-19	32 0	Eólico	TermCarb 1	jul-29	80 0	Carbón
Eolo E1 1	ene-19	150 0	Eólico	TermCarb 2 2	jul-29	150 0	Carbón
Eolo J4	ene-22	75 0	Eólico	TermCarb 5	jul-29	160 0	Carbón
Eolo P2	ene-22	200 0	Eólico	TermCarb 4	jul-29	175 0	Carbón
Eolo P3 1	ene-22	70 0	Eólico	TermCarb 3 2	dic-29	360 0	Carbón
Eolo E2	ene-22	200 0	Eólico	TermCarb 3 4	ene-30	165 0	Carbón
	ene-17	1 1	Sol	TermCarb 3 4	ene-30	165 0	Carbón
	ene-20	13 3	Sol	Eolo I2	ene-19	32 0	Eólico
Exp Solar	ene-24	37 8	Sol	Eolo E1 1	ene-19	150 0	Eólico
	jul-27	112 8	Sol	Eolo J1	ene-22	80 0	Eólico
	ene-28	192 7	Sol	Eolo J2	ene-22	195 0	Eólico
	ene-30	209 7	Sol	Eolo J3	ene-22	180 0	Eólico
Cog Caña	dic-17	57 0	Caña	Eolo P2	ene-22	200 0	Eólico
	dic-18	107 0	Caña	Eolo P3 1	ene-22	70 0	Eólico
	dic-17	48 1	Palma	Eolo P3 2	ene-22	130 0	Eólico
Cog Palma	dic-18	97 8	Palma	Eolo E2	ene-22	200 0	Eólico
	dic-18	169 1	Palma	Eolo E10	ene-22	200 0	Eólico
	dic-20	178 0	Palma		ene-17	1 1	Sol
Geotérmica	ene-27	50 0	Geotérmico		ene-25	37 9	Sol
Menores	Crecimiento según proyección estimada			Exp Solar	ene-28	64 1	Sol
					ene-29	128 8	Sol
					dic-17	57 0	Caña
				Cog Caña	dic-18	107 0	Caña
					dic-17	48 1	Palma
					dic-18	97 8	Palma
				Cog 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	95814 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

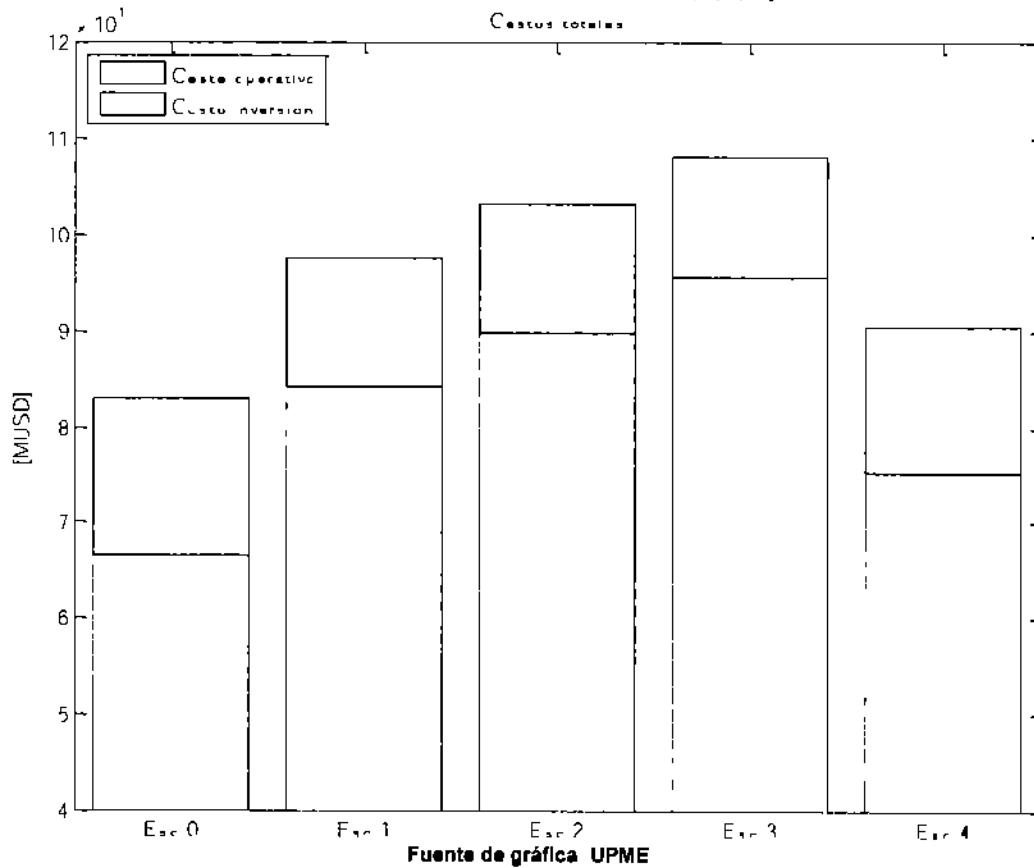
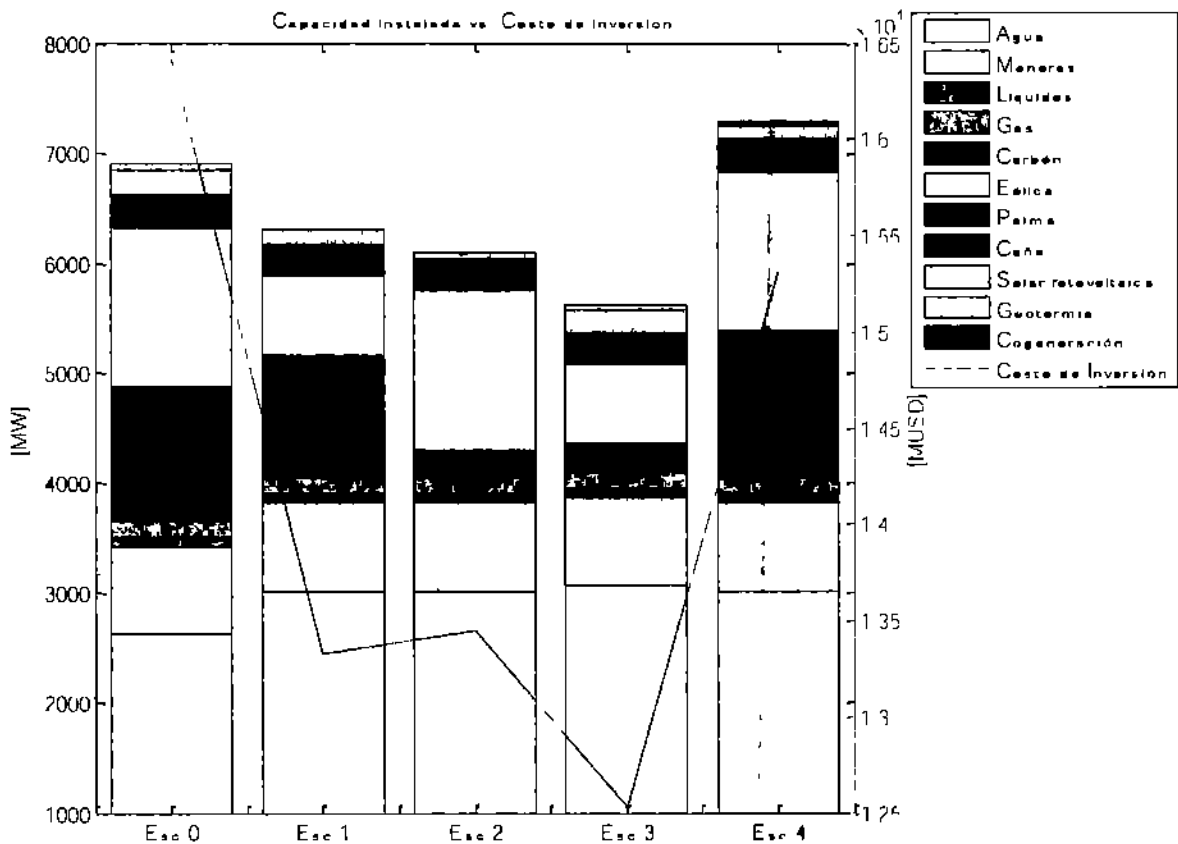


Tabla 3 13 Capacidad Instalada por tecnología [MW] Escenarios 0, 1, 2, 3 y 4

Escenarios	Hidroeléctrica	Menores	Líquidos	Gas	Carbón	Eólica	Palma	Caña	Solar Fotovoltaica	Geotermia	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



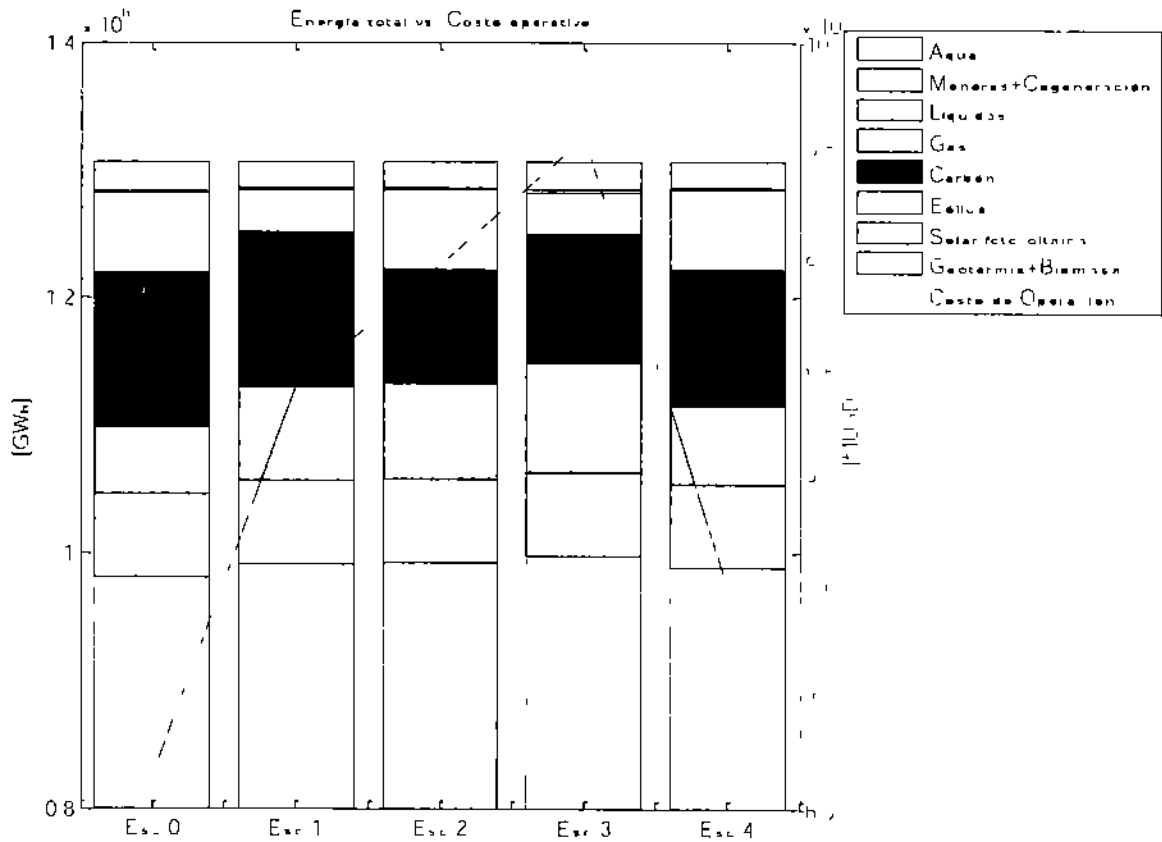
Fuente de gráfica UPME

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

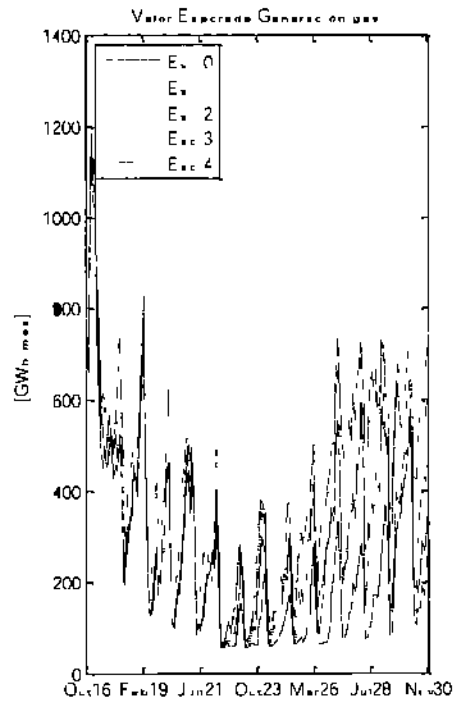
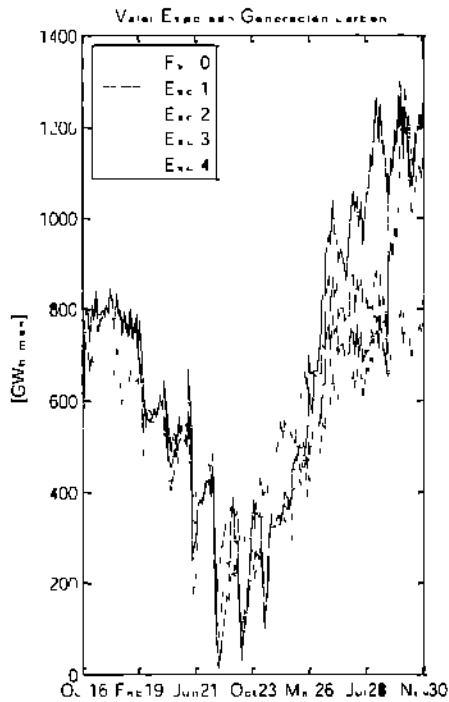
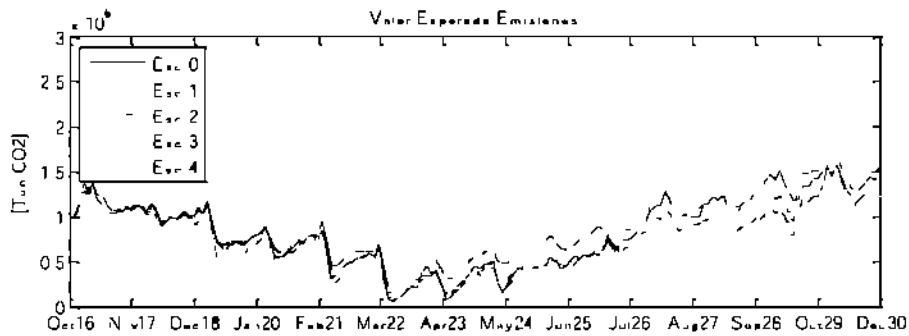
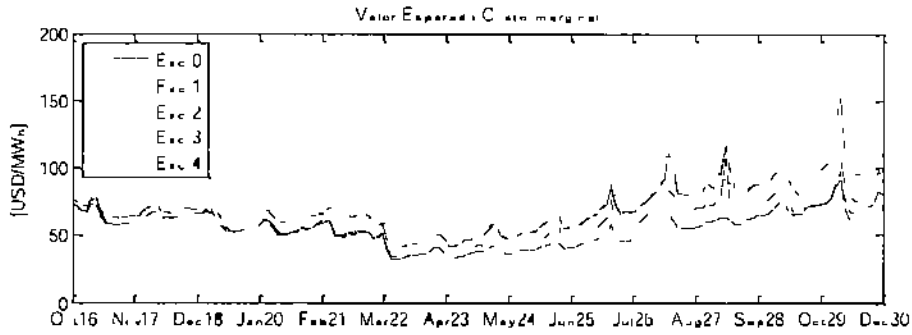
Fuente de tabla UPME

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



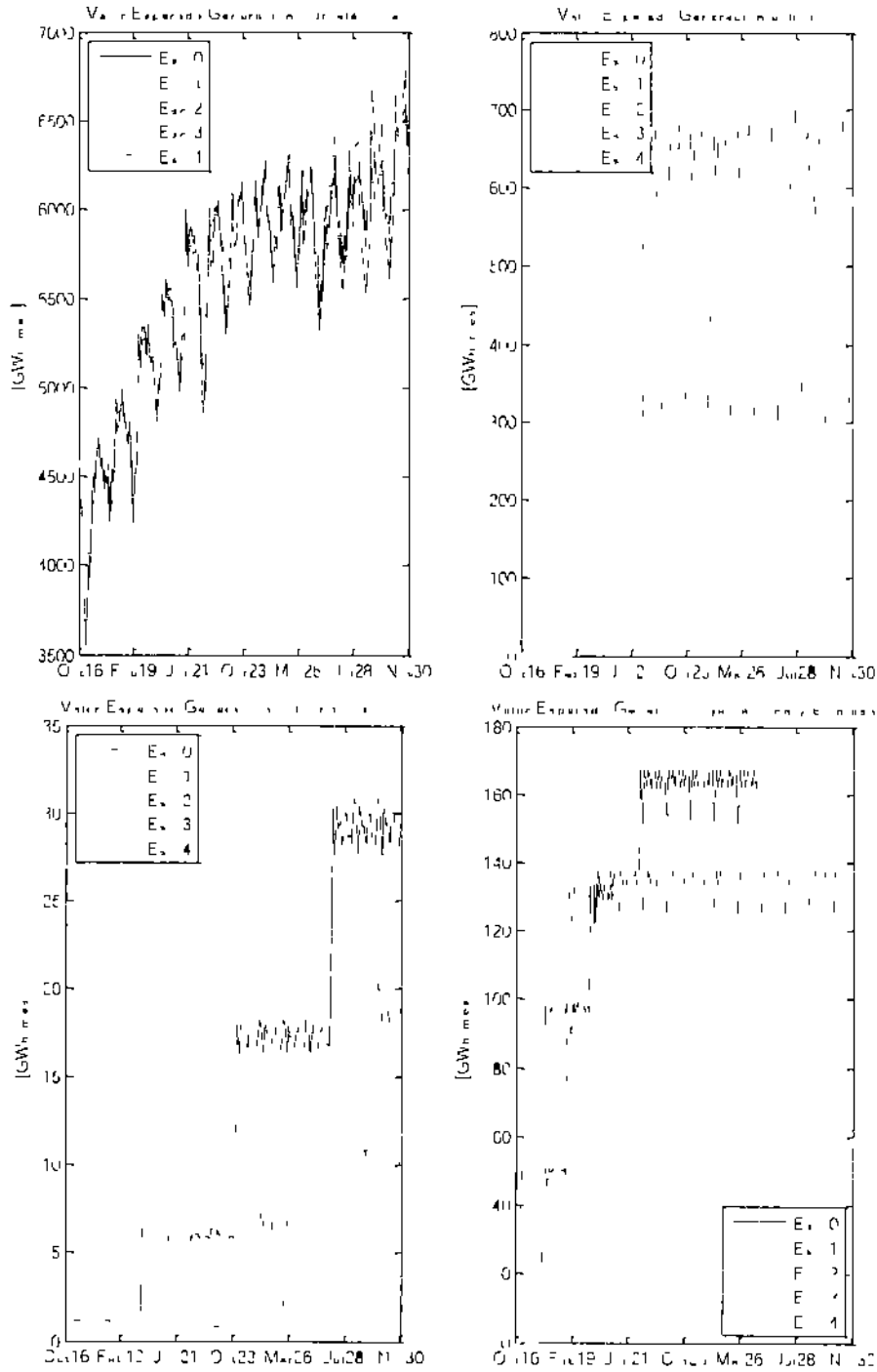
Fuente de gráfica UPME

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 CO₂ (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 CO₂, 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 CO₂ 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 (termicas via impuesto a las emisiones de CO₂, eolica, hidroeléctrica a gran escala y solar a gran escala) Es por ello que el modelo decide instalar mas plantas solares a nivel distribuido, geotermia e hidraulicas 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.

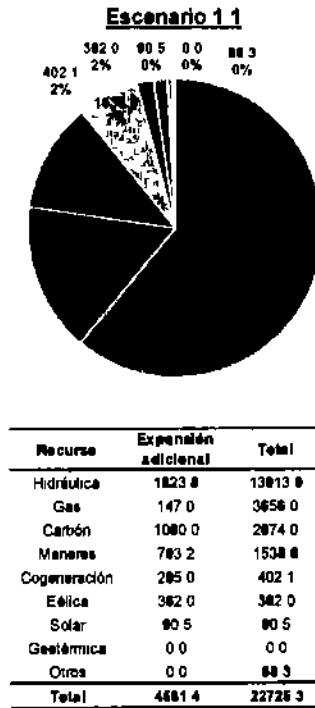
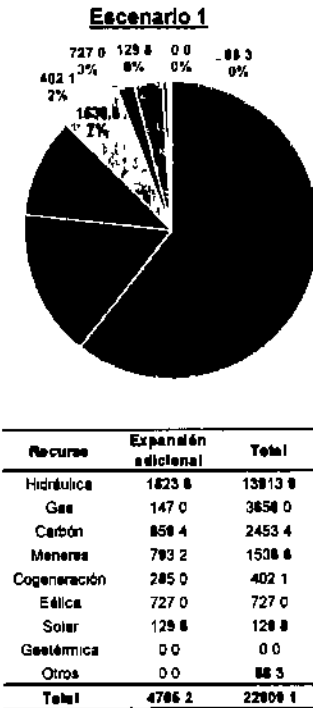
Tabla 3.16 Matriz de criterios y sub criterios escenarios 1 y 1.1

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	I	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 1.1



Central	Fecha de entrada	Capacidad	Recurso
Gecolca 3 2	may-17	250.0	Carbón
Termonorte	jun-18	88.3	Líquidos
	nov-18	300.0	Hidráulico
	feb-18	800.0	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
Hidro 5	ene-28	45.0	Hidráulico
Hidro 8	jul-28	351.8	Hidráulico
TermGas 4	mar-17	18.0	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-28	90.0	Carbón
TermCarb 2 2	jul-29	150.0	Carbón
TermCarb 3 2	jul-29	185.0	Carbón
TermCarb 3 4	jul-29	185.0	Carbón
TermCarb 5	jul-29	160.0	Carbón
TermCarb 4	jul-29	175.0	Carbón
	dic-28	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
	ene-17	1.1	Sol
	ene-26	37.9	Sol
Exp Solar	ene-28	84.1	Sol
	ene-30	90.5	Sol
Cog Caña	dic-17	57.0	Caña
	dic-18	107.0	Caña
	dic-17	48.1	Palma
Cog Palma	dic-18	87.9	Palma
	dic-19	188.1	Palma
	dic-20	178.0	Palma
Menores	Crecimiento según proyección estimada		

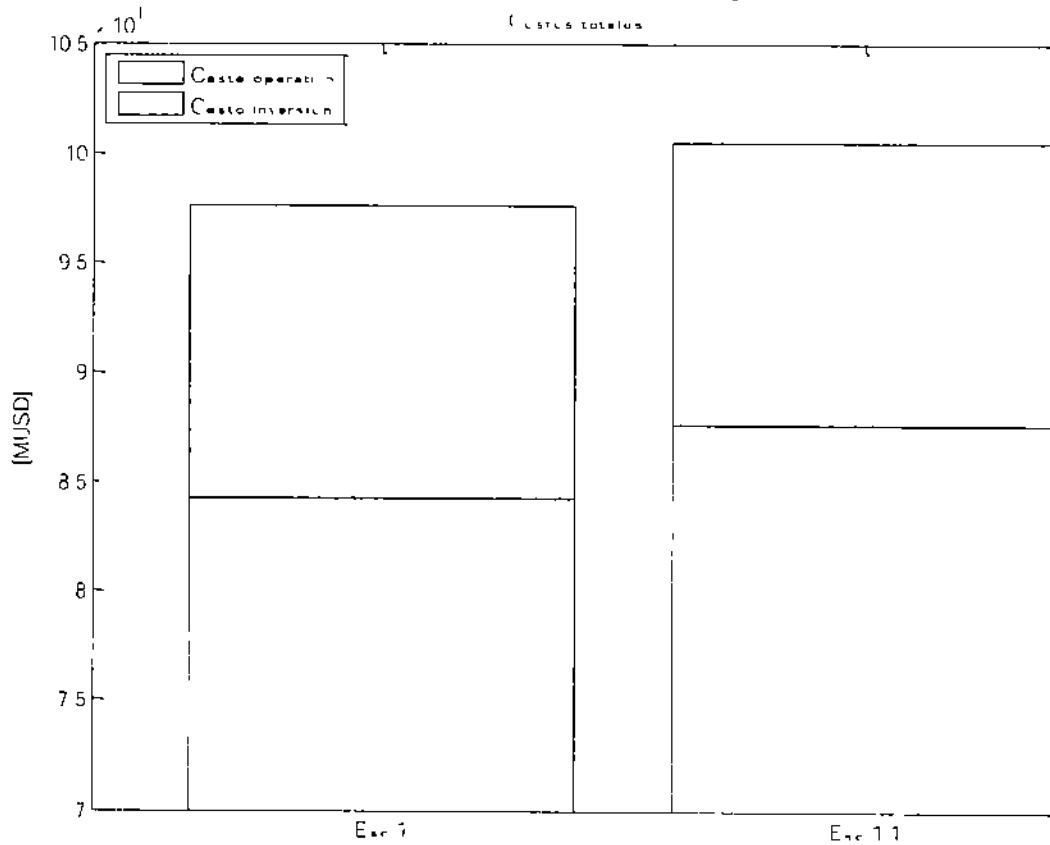
Fuente de gráfica: UPME

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



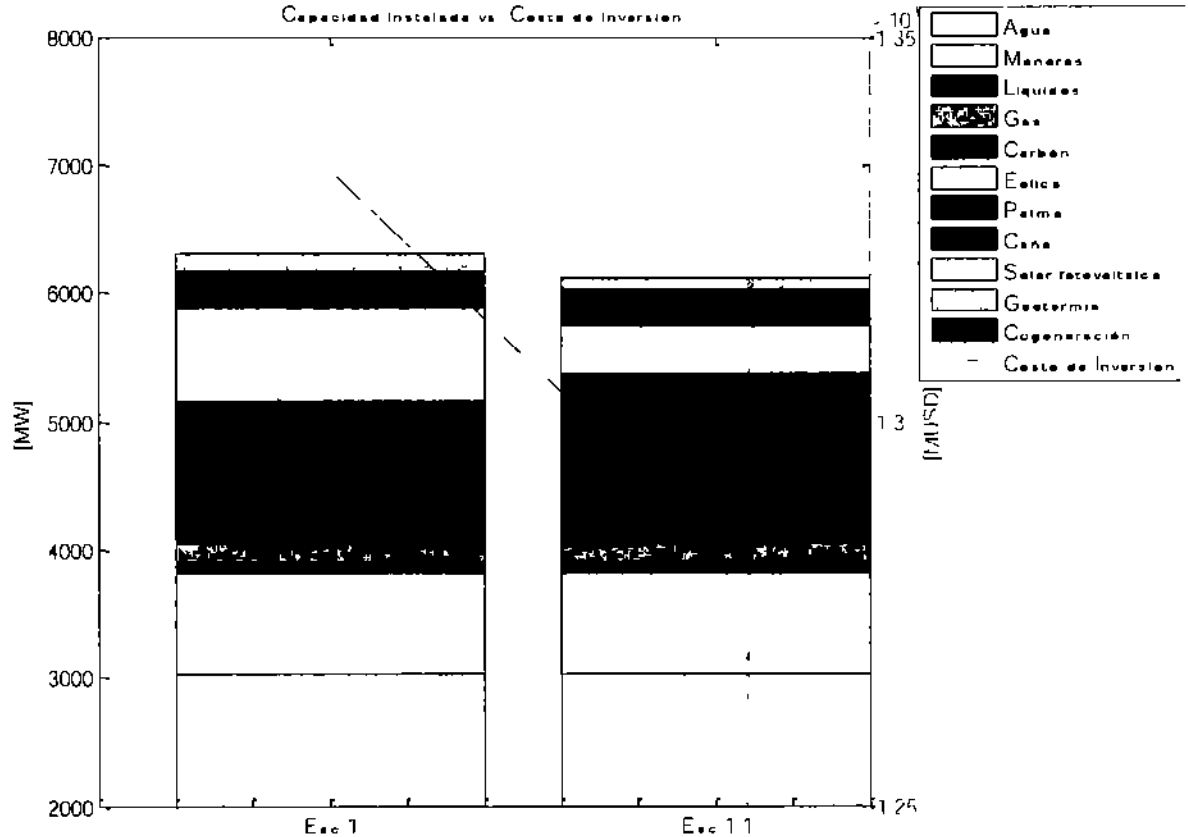
Fuente de gráfica UPME

Tabla 3-18: Capacidad instalada por tecnología [MW] Escenarios 1 y 1.1

Escenarios	Hidroeléctrica	Menores	Líquidos	Gas	Carbón	Eólica	Palma	Caña	Solar Fotovoltaica	Geotermia	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



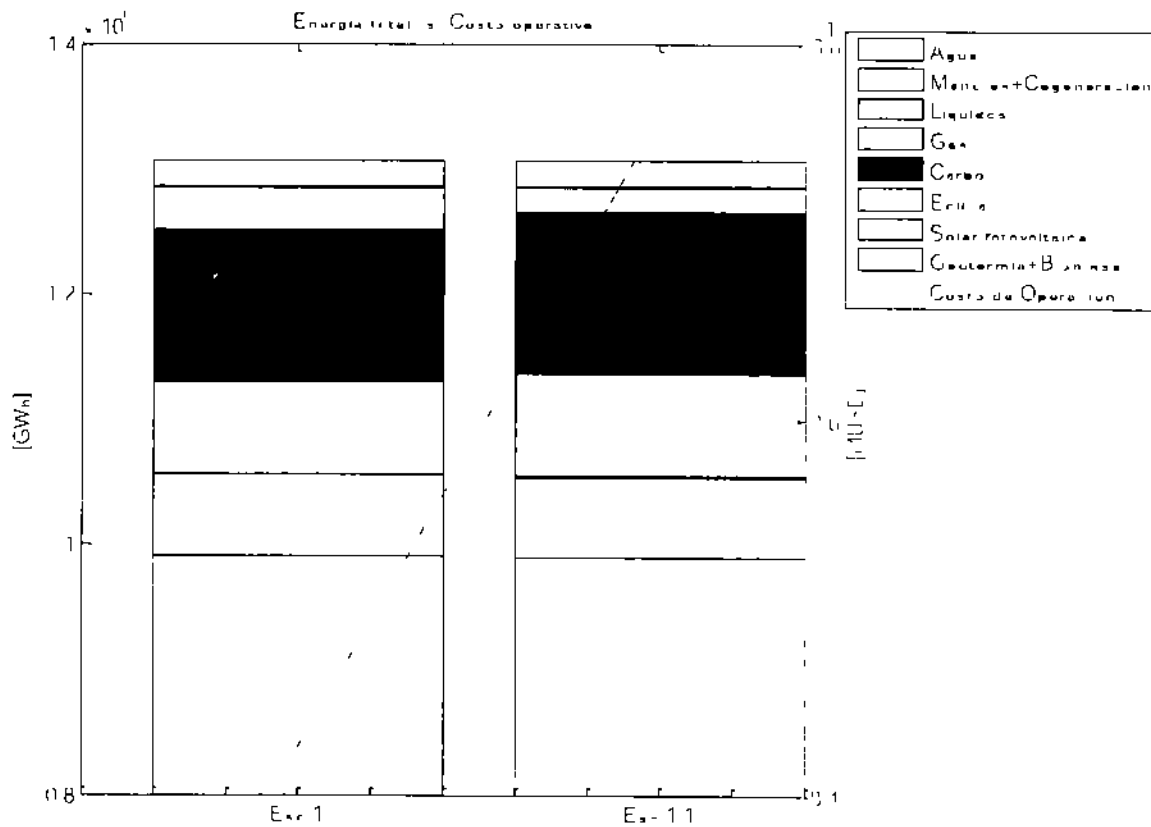
Fuente de gráfica: UPME

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	Geotérmica + 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

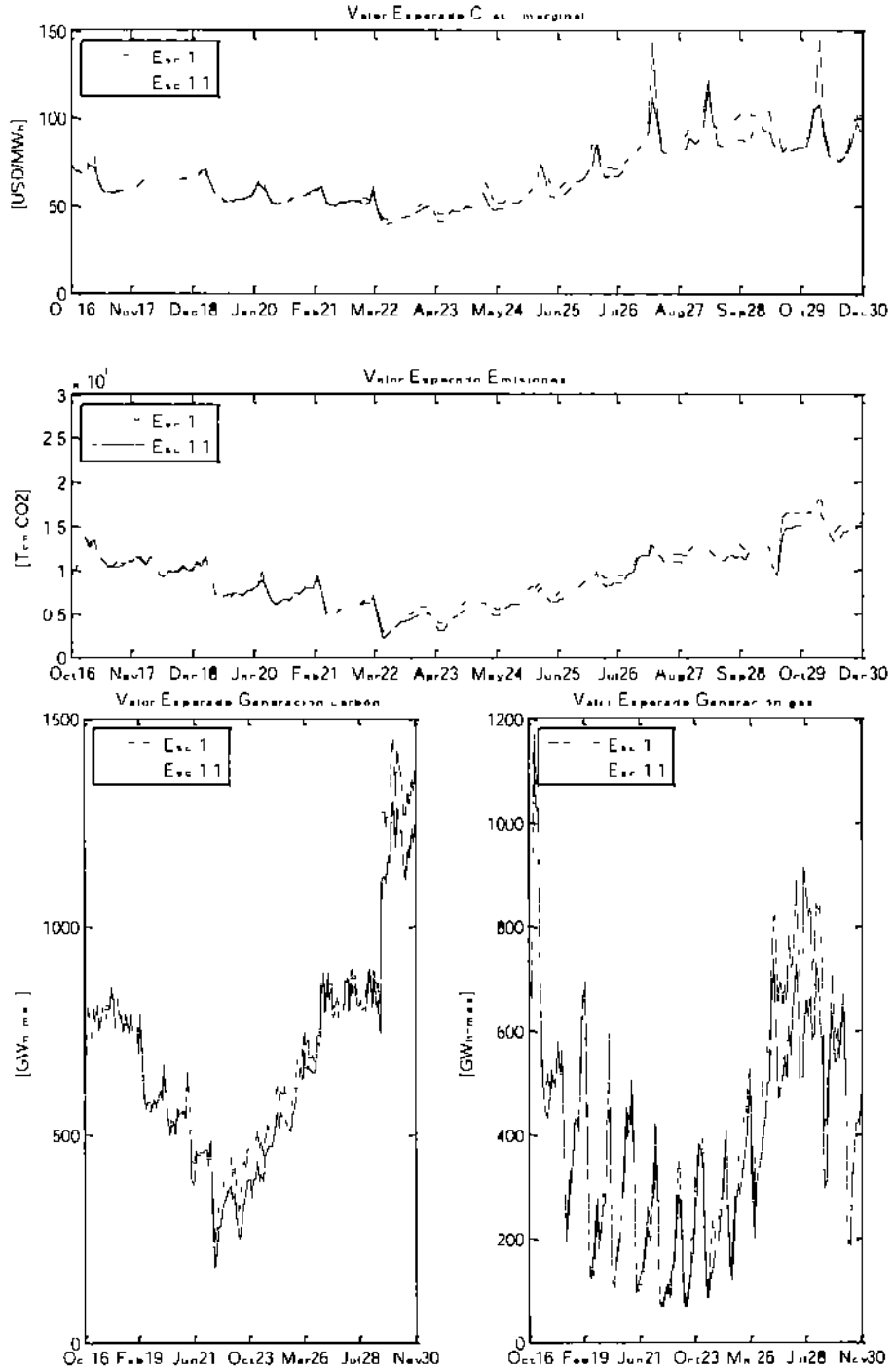
Fuente de tabla UPME

Gráfica 3-37 Energía total Vs Costo operativo Escenarios 1 y 1 1



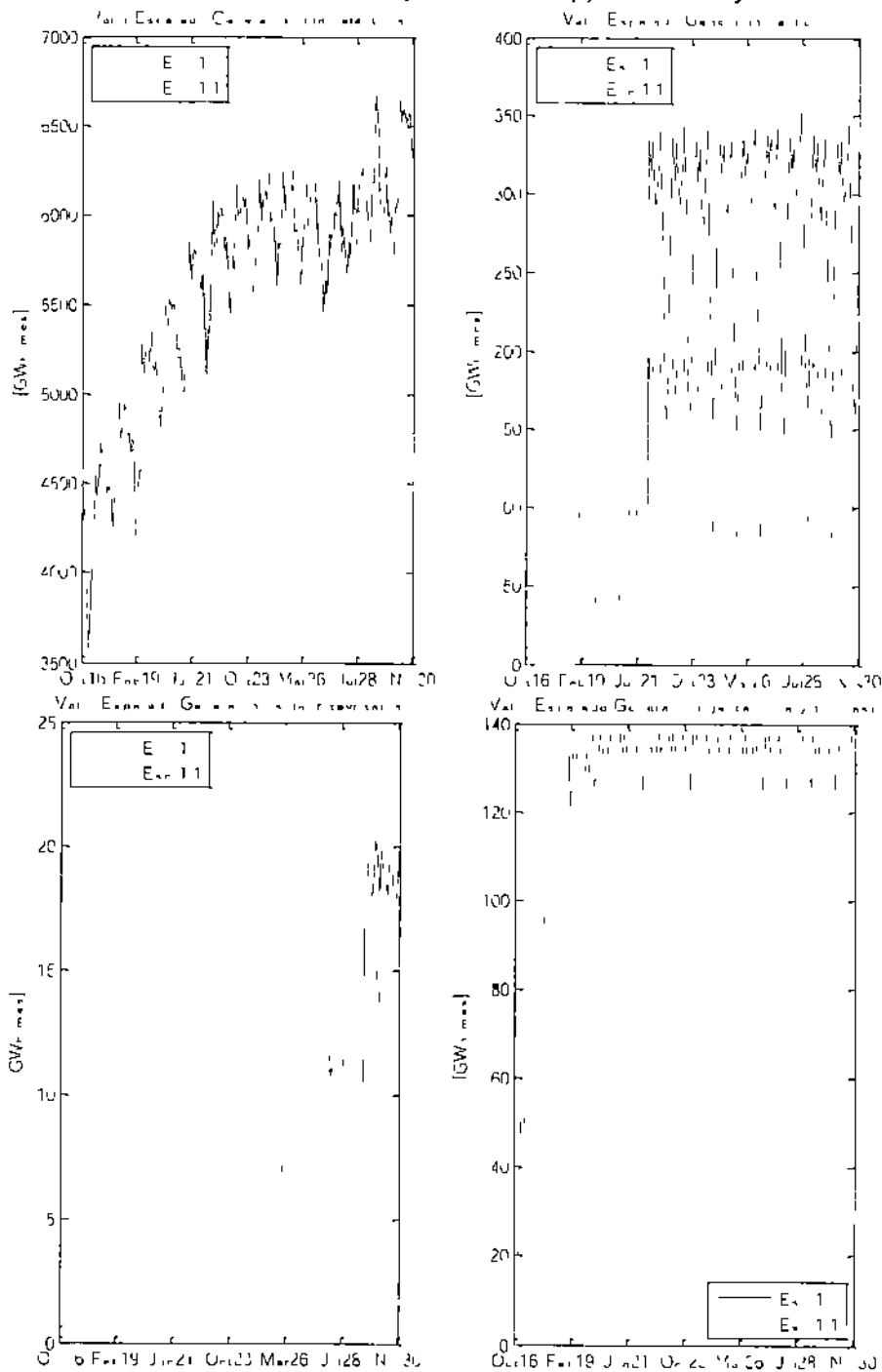
Fuente de gráfica UPME

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 11



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 CO₂), 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 CO₂
- 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, Grafica 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

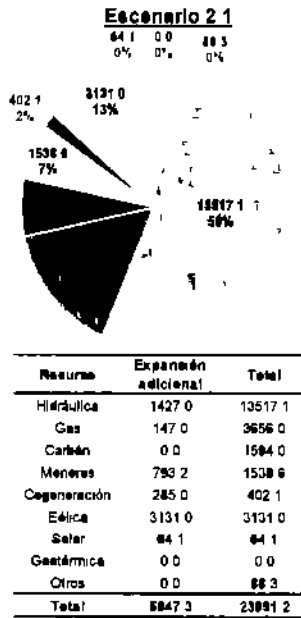
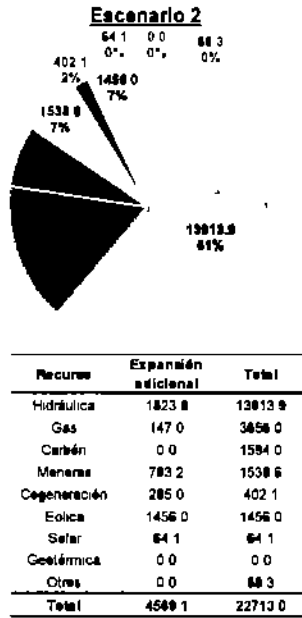
Tabla 3 21: Matriz de criterios y sub criterios escenarios 2 y 2.1

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

Escenario 2 1



Central	Fecha de entrada	Capacidad	Recurso
Geolca 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
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	185 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 E8	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
	dic-17	48 1	Palma
Cog Palma	dic-18	97 8	Palma
	dic-18	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

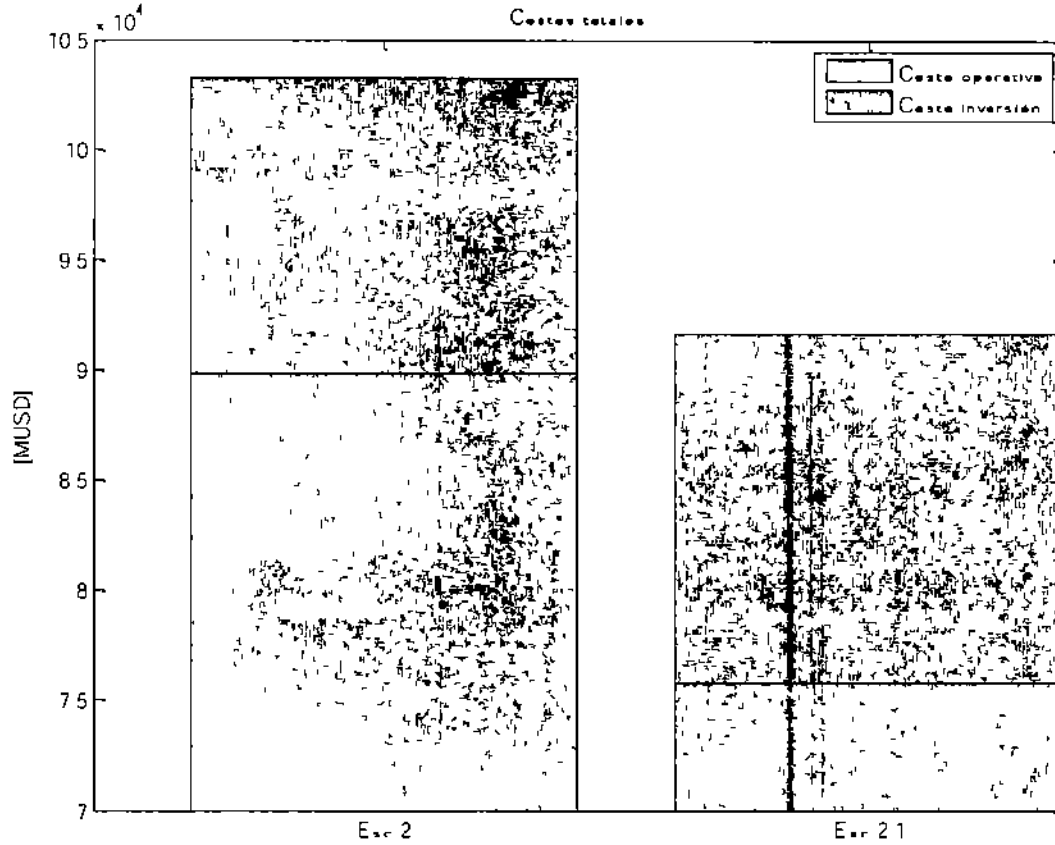
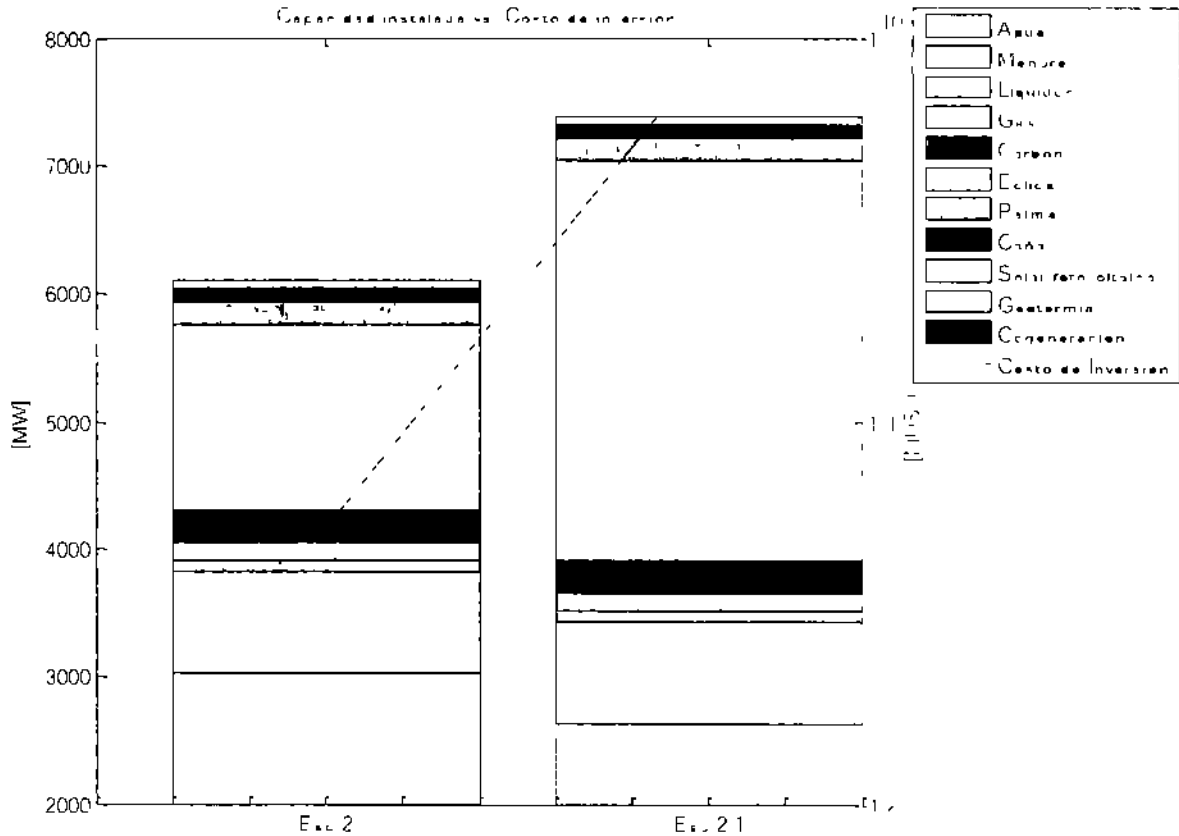


Tabla 3-23 Capacidad instalada por tecnología [MW] Escenarios 2 y 2.1

Escenarios	Hidroeléctrica	Menores	Líquidos	Gas	Carbón	Eólica	Palma	Caña	Solar Fotovoltaica	Geotermia	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

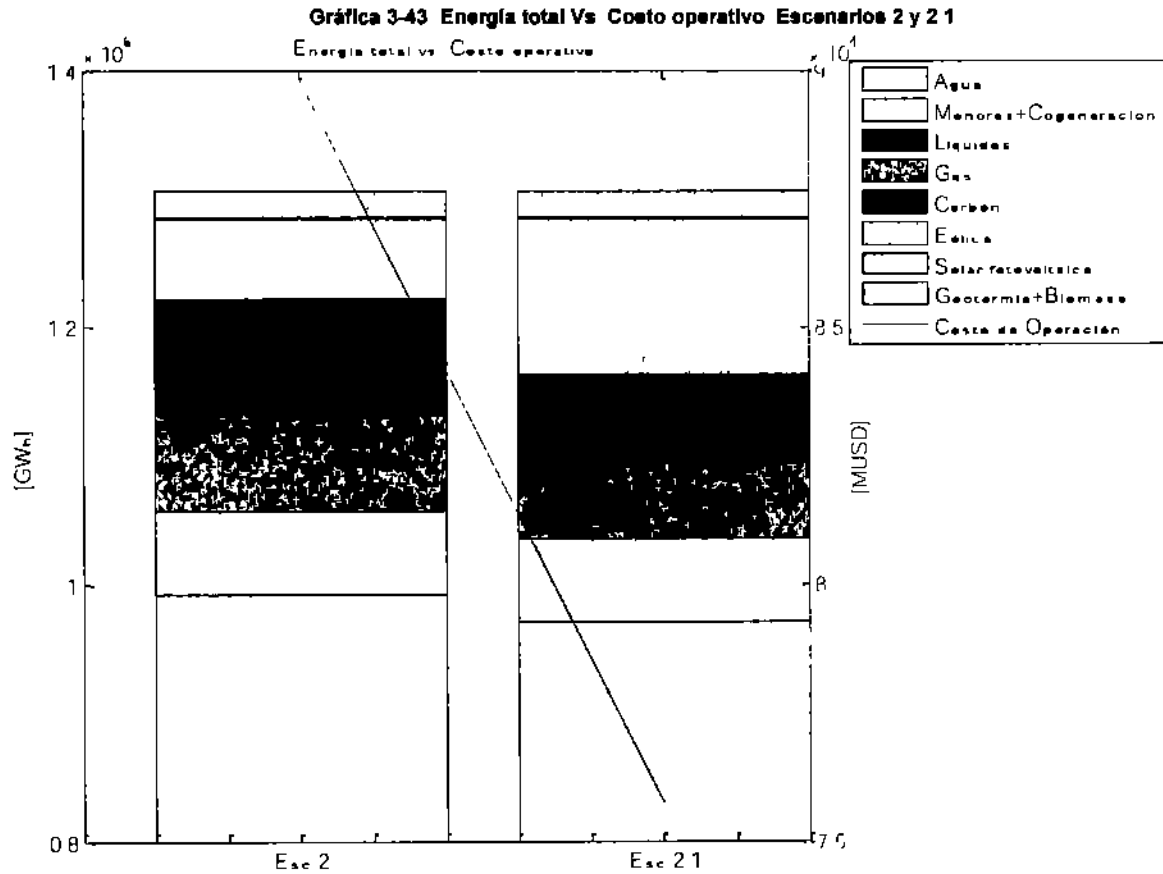


Fuente de gráfica: UPME

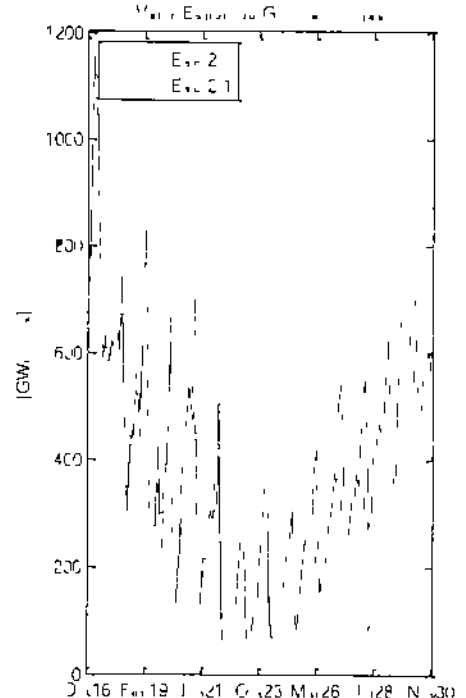
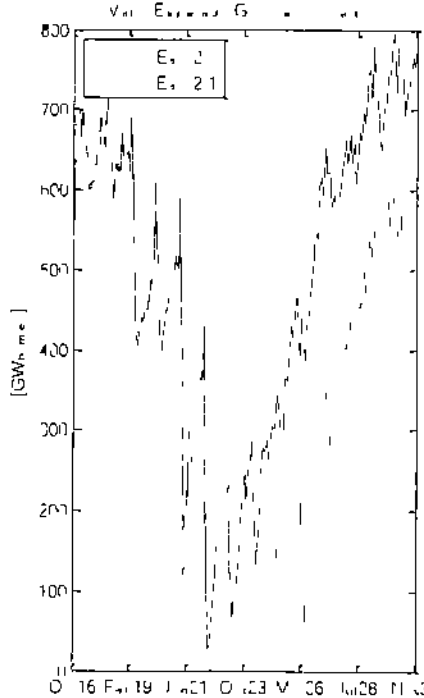
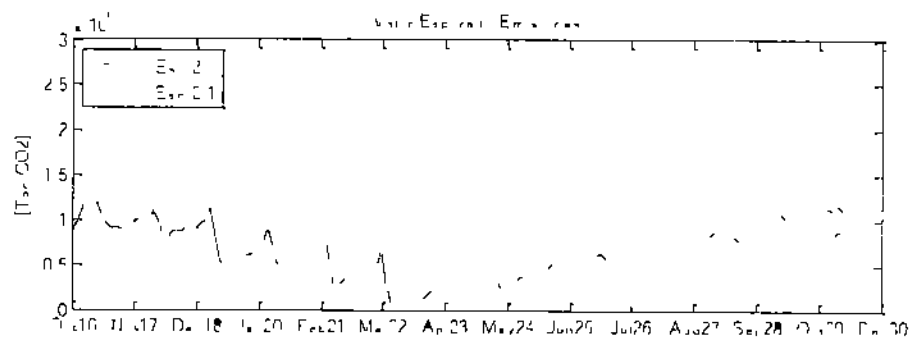
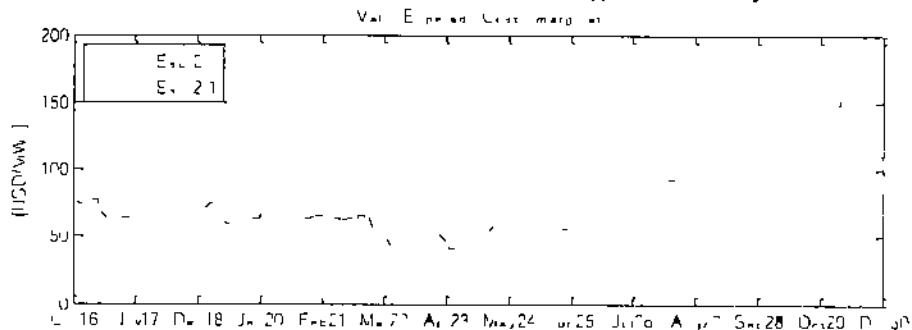
Tabla 3.24 Valor esperado del total de energía [GWh] Escenarios 2 y 2.1

Escenarios	Hidroeléctrica	Menores+ Cogeneración	Líquidos	Gas	Carbón	Eólica	Solar Fotovoltaica	Geotermia + Biomasa
ESC 2 0	992163 8434	64996 79008	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

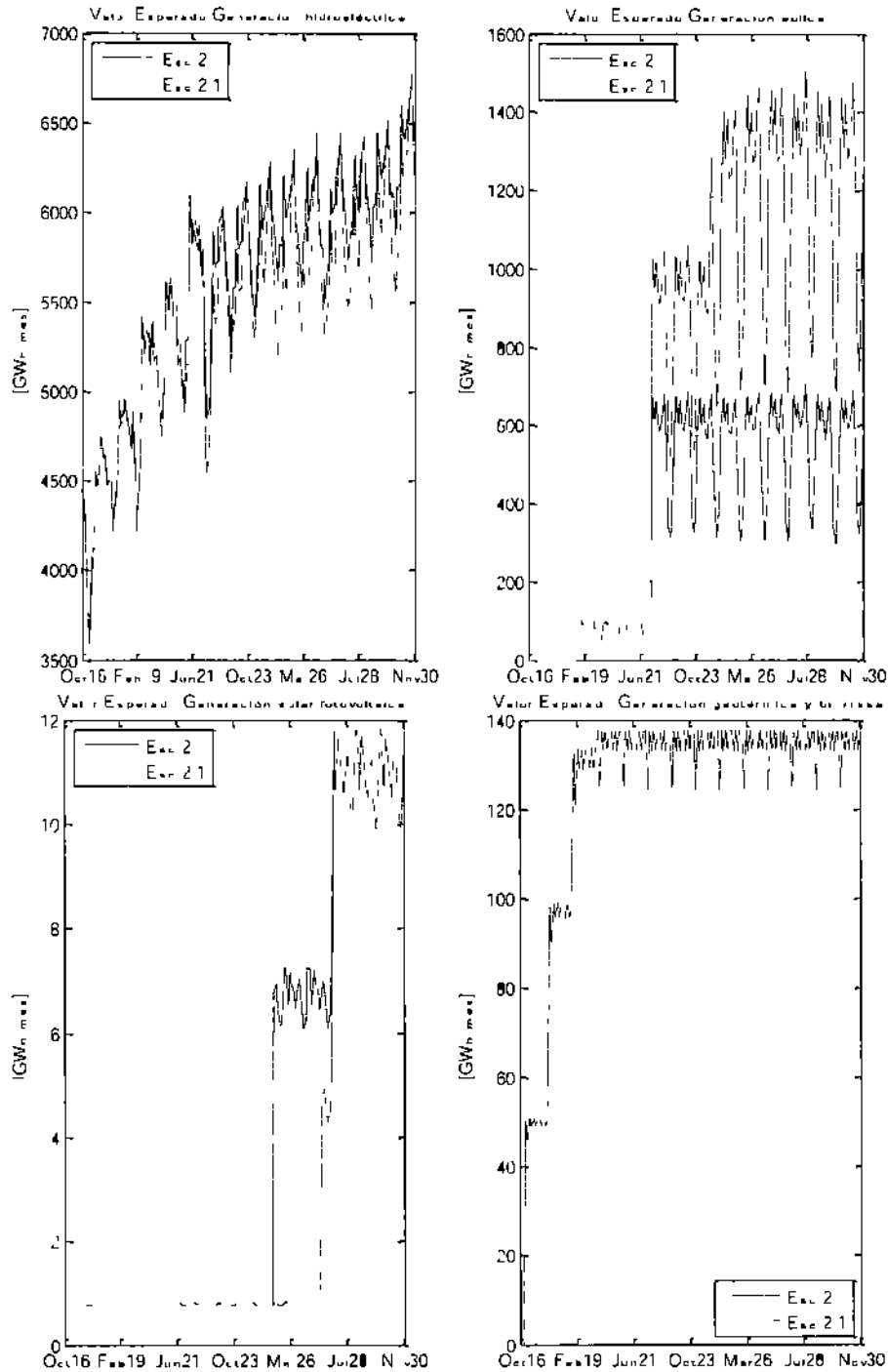


Gráfica 3-44 Valor esperado variables (I) Escenarios 2 y 2.1



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 mas capacidad instalada e inversion
- Al no haber limitaciones al recurso eólico, el modelo utiliza la totalidad de la capacidad disponible (hasta 3131 MW), reduciendo lo anterior la capacidad hidroelectric (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 CO₂, se reducen de manera significativa, ello por la alta participacion del recurso eolico y el desplazamiento del aporte energético de las plantas termicas
- En relacion a la confiabilidad, no se observa la violación de los criterios VERE, VEREC y numero de casos con déficit, es decir, no se superan los limites 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 eolica al 25 % del caso 0 La unica 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

Grafica 3-46

Nuevamente, en la Tabla 3 27, Grafica 3-47, Tabla 3 28, Grafica 3-48, Tabla 3 29, Gráfica 3-49, Gráfica 3-50 y Grafica 3-51, se enseñan los costos totales, de inversion y operación, contrastados con la composicion de cada escenario (3, 3 1 y 3 2), tanto en capacidad como en aporte energetico Se observa tambien 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					
	Restriccion plantas hidroeléctricas a gran escala (embalse)	Restriccion al desarrollo eolico en la Guajira respecto a la capacidad del Escenario base (0)		Restricción a mas proyectos eolicos 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

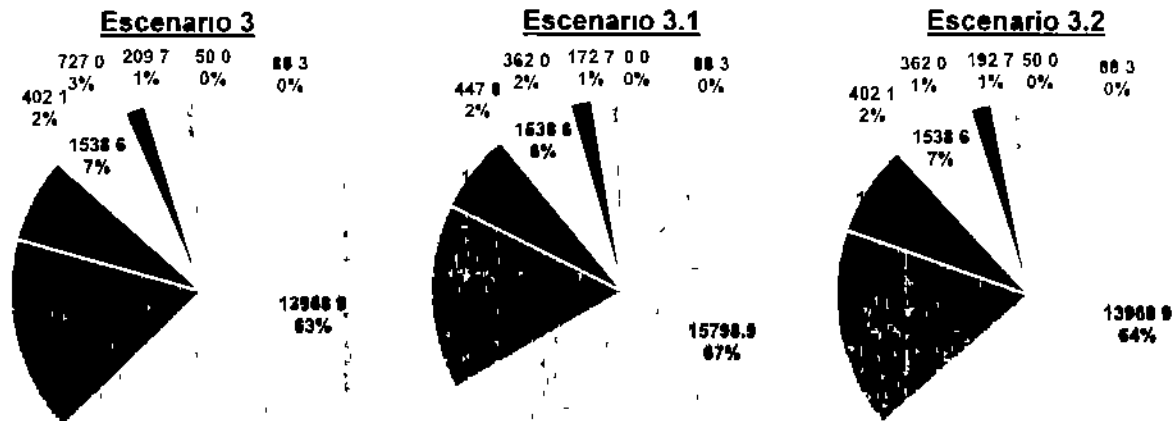
Escenario 3 1

Escenario 3 2

Central	Fecha de entrada	Capacidad	Recurso	Central	Fecha de entrada	Capacidad	Recurso
Geceica 3 2	may-17	250 0	Carbón	Geceica 3 2	may-17	250 0	Carbón
Termonorte	jun-18	88 3	Líquidos	Termonorte	jun-18	88 3	Líquidos
	nov-18	300 0	Hidráulico		nov-18	300 0	Hidráulico
	feb-19	600 0	Hidráulico		feb-19	600 0	Hidráulico
	may-19	900 0	Hidráulico		may-19	900 0	Hidráulico
Ikuango	ago-19	1200 0	Hidráulico	Ikuango	ago-19	1200 0	Hidráulico
	sep-21	1500 0	Hidráulico		sep-21	1500 0	Hidráulico
	dic-21	1800 0	Hidráulico		dic-21	1800 0	Hidráulico
	mar-22	2100 0	Hidráulico		mar-22	2100 0	Hidráulico
	jun-22	2400 0	Hidráulico		jun-22	2400 0	Hidráulico
Hidro 1	nov-20	80 0	Hidráulico	Hidro 1	nov-20	80 0	Hidráulico
Hidro 2	nov-20	36 0	Hidráulico	Hidro 2	nov-20	36 0	Hidráulico
Hidro 3	nov-20	55 0	Hidráulico	Hidro 3	nov-20	55 0	Hidráulico
Hidro 4	ene-21	56 0	Hidráulico	Hidro 4	ene-21	56 0	Hidráulico
Hidro 5	ene-25	45 0	Hidráulico	Hidro 5	ene-25	45 0	Hidráulico
Hidro 6	ene-25	351 8	Hidráulico	Hidro 6	ene-25	351 8	Hidráulico
Hidro 7	ene-26	55 0	Hidráulico	Hidro 7	ene-26	55 0	Hidráulico
	jul-25	217 5	Hidráulico	TermGas 4	mar-17	19 0	Gas
	dic-25	435 0	Hidráulico	TermGas 5	mar-17	19 0	Gas
Hidro 8	jun-26	652 5	Hidráulico	TermGas 6	mar-17	19 0	Gas
	dic-26	870 0	Hidráulico	TermGas 1	dic-17	50 0	Gas
	jul-25	240 0	Hidráulico	TermGas 3	dic-17	40 0	Gas
Hidro 9	dic-25	480 0	Hidráulico	TermCarb 1	ene-30	90 0	Carbón
	jun-26	720 0	Hidráulico	Eolo I2	ene-19	32 0	Eólico
	dic-26	980 0	Hidráulico	Eolo E1 1	ene-19	150 0	Eólico
TermGas 4	mar-17	19 0	Gas	Eolo J3	ene-22	180 0	Eólico
TermGas 5	mar-17	19 0	Gas		ene-17	1 1	Sol
TermGas 6	mar-17	19 0	Gas		ene-20	13 3	Sol
TermGas 1	dic-17	50 0	Gas	Exp Solar	ene-24	37 9	Sol
TermGas 3	dic-17	40 0	Gas		ene-27	112 9	Sol
Eolo I2	ene-19	32 0	Eólico		ene-28	191 7	Sol
Eolo E1 1	ene-19	150 0	Eólico		ene-28	192 7	Sol
Eolo J3	ene-22	180 0	Eólico	Cog Caña	dic-17	57 0	Caña
	ene-17	1 1	Sol		dic-18	107 0	Caña
	ene-20	13 3	Sol		dic-17	48 1	Palma
	ene-24	37 9	Sol	Cog Palma	dic-18	97 9	Palma
Exp Solar	ene-25	76 8	Sol		dic-19	168 1	Palma
	ene-26	112 9	Sol		dic-20	178 0	Palma
	ene-27	129 5	Sol	Geotérmica	ene-27	50 0	Geotérmica
	ene-28	172 7	Sol	Menores	Crecimiento según proyección estimada		
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	168 1	Palma				
	dic-20	178 0	Palma				
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



Recurso	Expansión adicional	Total	Recurso	Expansión adicional	Total	Recurso	Expansión adicional	Total
Hidráulica	1878.8	13968.9	Hidráulica	3708.8	15798.9	Hidráulica	1878.8	13968.9
Gas	147.0	3656.0	Gas	147.0	3656.0	Gas	147.0	3656.0
Carbón	0.0	1594.0	Carbón	0.0	1594.0	Carbón	90.0	1684.0
Menores	793.2	1538.6	Menores	793.2	1538.6	Menores	793.2	1538.6
Cogeneración	285.0	402.1	Cogeneración	330.8	447.8	Cogeneración	285.0	402.1
Eólica	727.0	727.0	Eólica	362.0	362.0	Eólica	362.0	362.0
Solar	209.7	209.7	Solar	172.7	172.7	Solar	192.7	192.7
Geotérmica	50.0	50.0	Geotérmica	0.0	0.0	Geotérmica	50.0	50.0
Otros	0.0	88.3	Otros	0.0	88.3	Otros	0.0	88.3
Total	4090.7	22234.6	Total	6514.4	23658.3	Total	3758.7	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

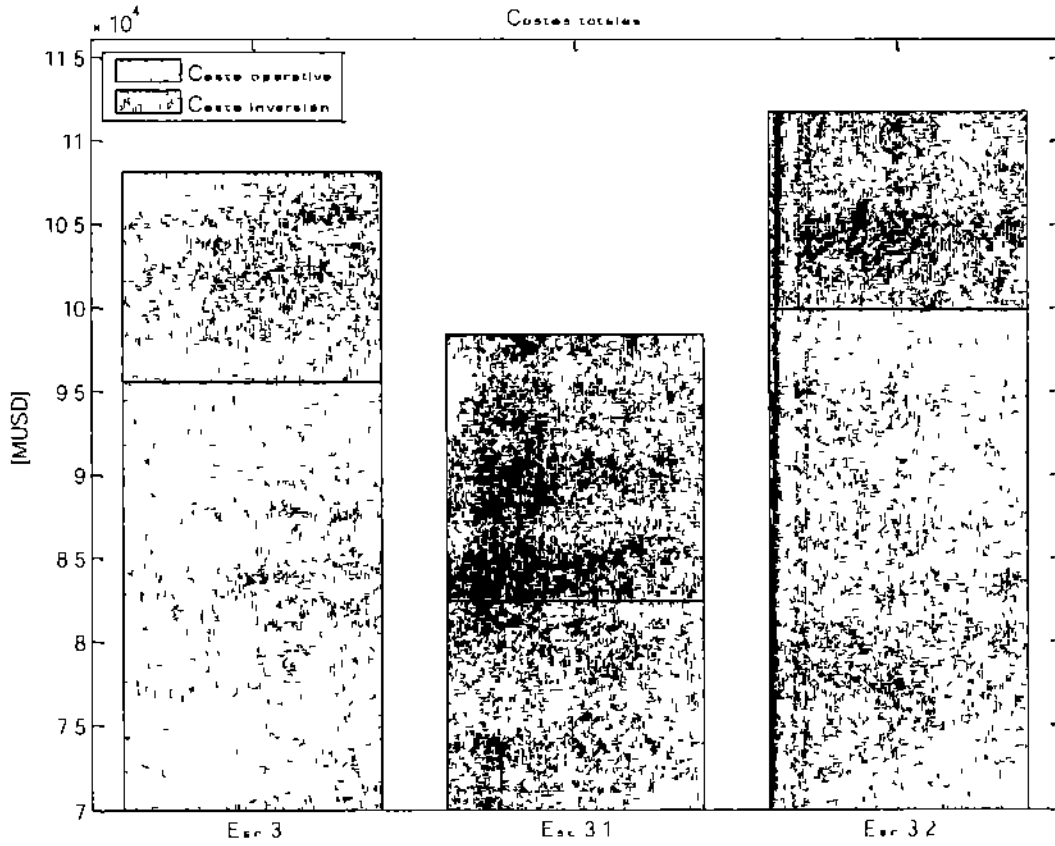
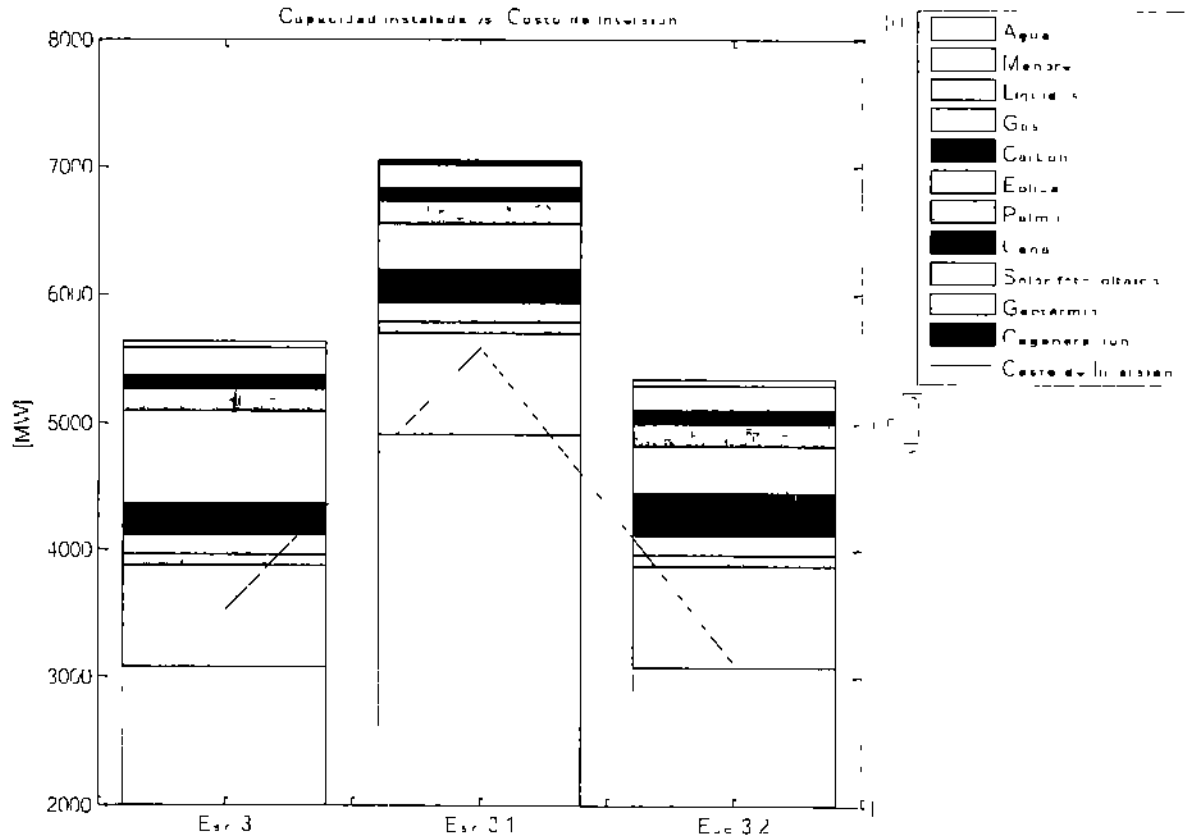


Tabla 3-28 Capacidad instalada por tecnología [MW] Escenarios 3, 3.1 y 3.2

Escenarios	Hidroeléctrica	Menores	Líquidos	Gas	Carbón	Eólica	Palma	Caña	Solar Fotovoltaica	Geotérmica	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



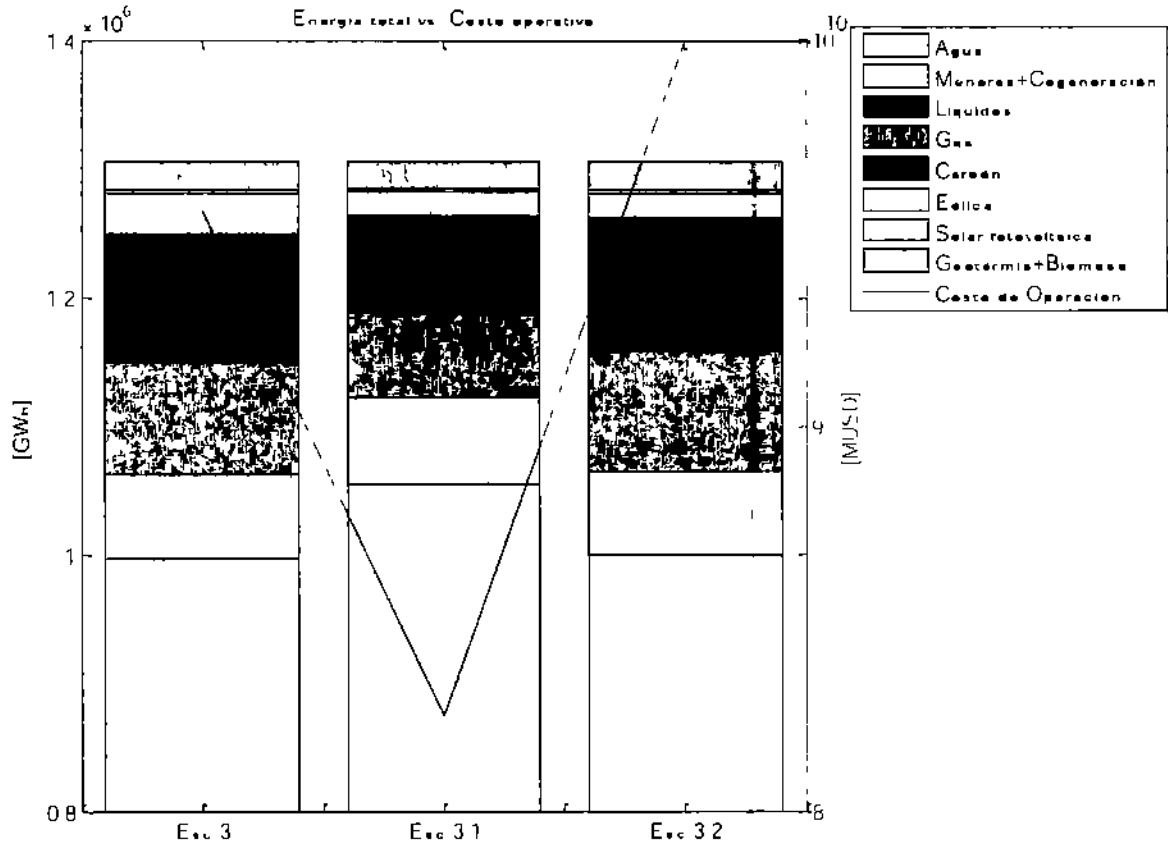
Fuente de gráfica: UPME

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	Geotermia + 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 0915
ESC 3.2	999707 3718	64996 79653	109 924751	93070 61719	104726 5521	19769 73574	1524 861927	22589 59218

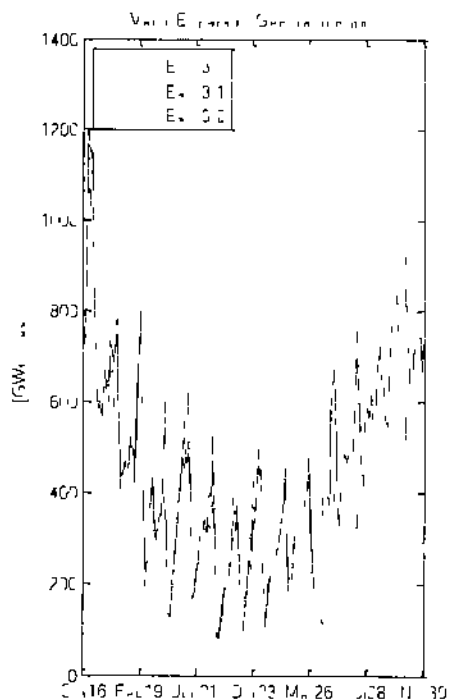
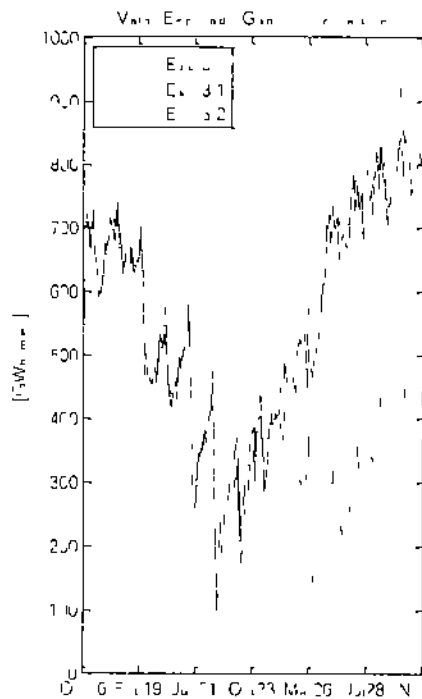
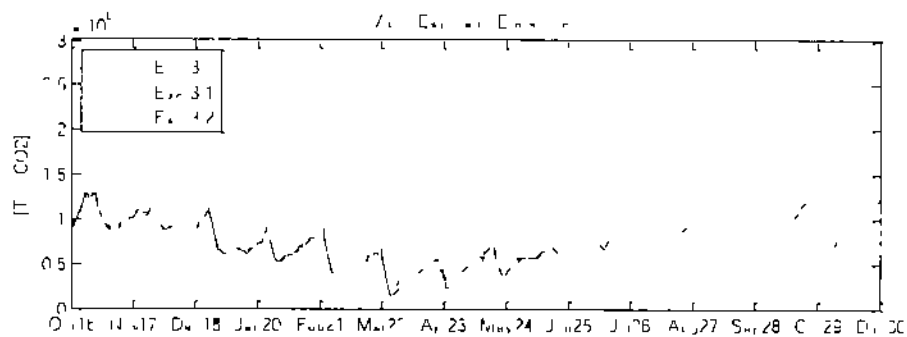
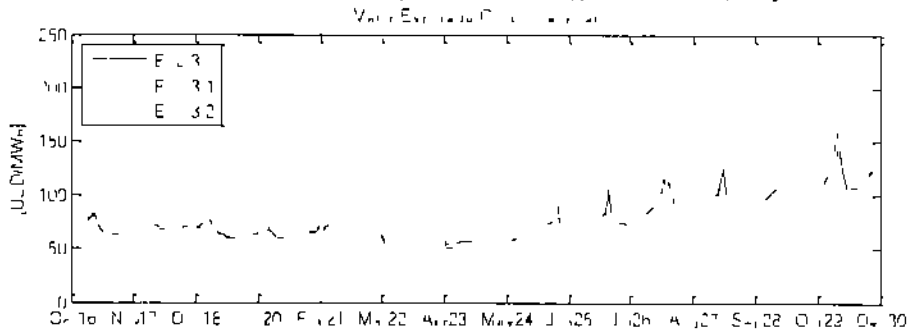
Fuente de tabla. UPME

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

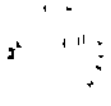


Fuente de gráfica UPME

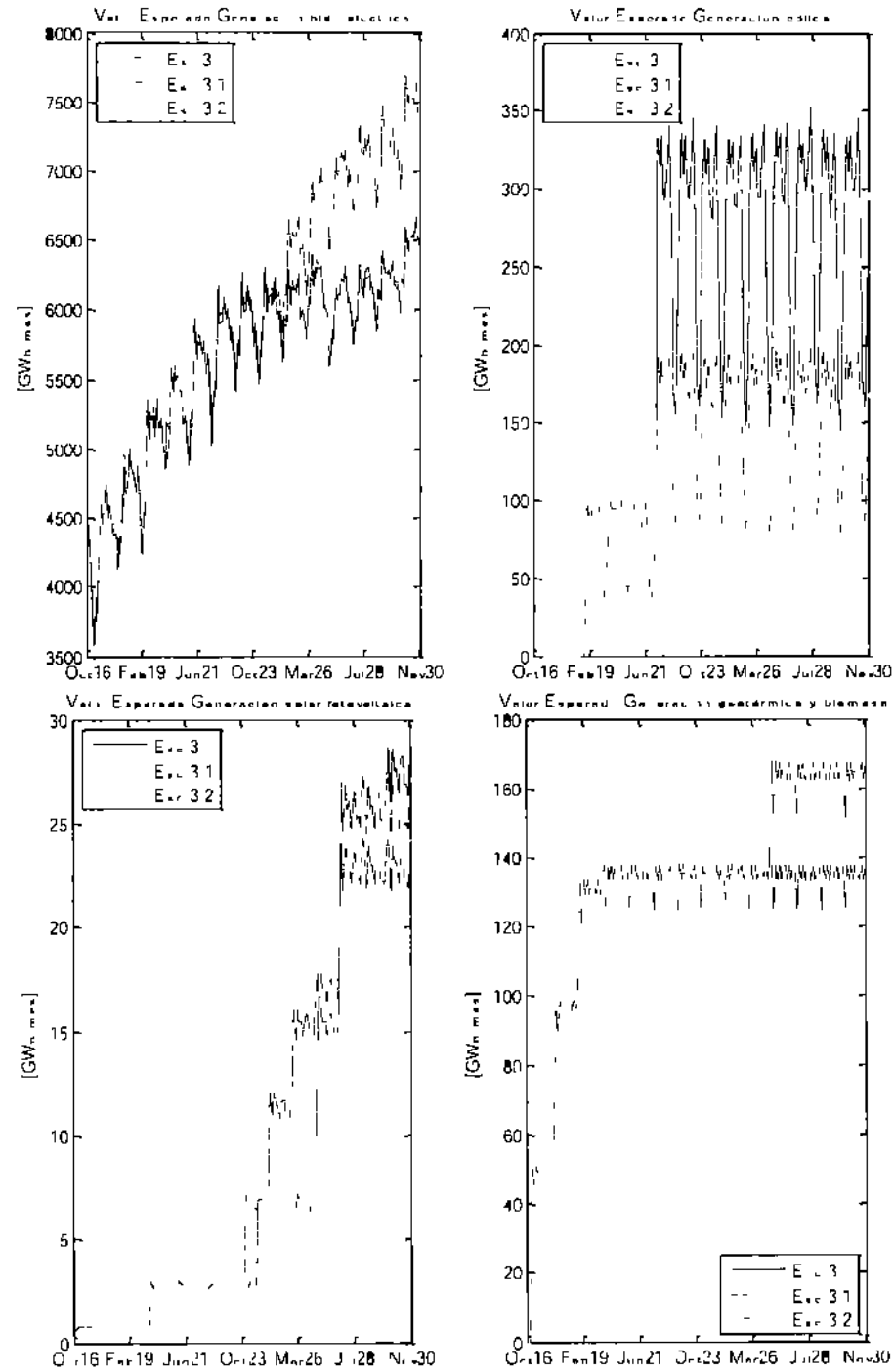
Gráfica 3-50 Valor esperado variables (I) Escenarios 3, 3.1 y 3.2



Fuente de gráfica UPME



Gráfica 3-61. Valor esperado variables (II) Escenarios 3, 31 y 32



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 Grafica 3-52 y Tabla 3 32

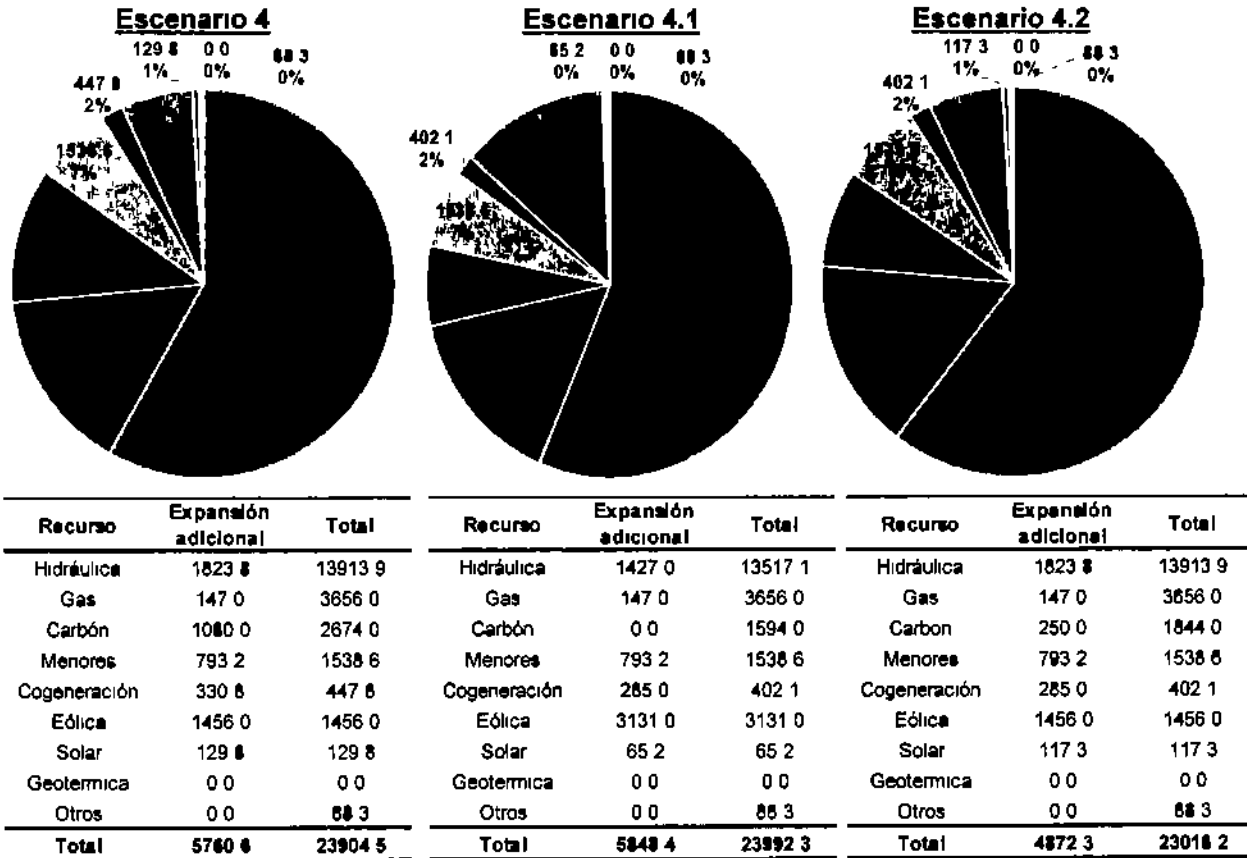
Finalmente, en la Tabla 3 33, Grafica 3-53, Tabla 3 34, Grafica 3-54, Tabla 3 35, Grafica 3-55, Gráfica 3-56 y Gráfica 3-57, se enseñan los costos totales, de inversión y operación, contrastados con la composición de cada escenario (4, 4 1 y 4 2), tanto en capacidad como en aporte energético También 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					Impuesto emisiones de CO ₂
	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	
		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 3-62. Capacidad Instalada y participación tecnológica [MW] Escenarios 4, 4.1 y 4.2.



Fuente de gráfica: UPME

Tabla 3 32 Cronogramas de expansión [MW] Escenarios 4 1 y 4 2

Escenario 4 1

Escenario 4 2

Central	Fecha de entrada	Capacidad	Recurso	Central	Fecha de entrada	Capacidad	Recurso
Gecelca 3 2	may-17	250 0	Carbón	Gecelca 3 2	may-17	250 0	Carbón
Temonorte	jun-18	88 3	Líquidos	Temonorte	jun-18	88 3	Líquidos
	nov-18	300 0	Hidráulico		nov-18	300 0	Hidráulico
	feb-19	600 0	Hidráulico		feb-19	600 0	Hidráulico
	may-19	900 0	Hidráulico		may-19	900 0	Hidráulico
	ago-19	1200 0	Hidráulico		ago-19	1200 0	Hidráulico
Ituango	sep-21	1500 0	Hidráulico	Ituango	sep-21	1500 0	Hidráulico
	dic-21	1800 0	Hidráulico		dic-21	1800 0	Hidráulico
	mar-22	2100 0	Hidráulico		mar-22	2100 0	Hidráulico
	jun-22	2400 0	Hidráulico		jun-22	2400 0	Hidráulico
Hidro 1	nov-20	80 0	Hidráulico	Hidro 1	nov-20	80 0	Hidráulico
Hidro 2	nov-20	36 0	Hidráulico	Hidro 2	nov-20	36 0	Hidráulico
Hidro 3	nov-20	55 0	Hidráulico	Hidro 3	nov-20	55 0	Hidráulico
Hidro 4	ene-21	56 0	Hidráulico	Hidro 4	ene-21	56 0	Hidráulico
TermGas 4	mar-17	19 0	Gas	Hidro 5	ene-28	45 0	Hidráulico
TermGas 5	mar-17	19 0	Gas	Hidro 6	jul-29	351 8	Hidráulico
TermGas 6	mar-17	19 0	Gas	TermGas 4	mar-17	19 0	Gas
TermGas 1	dic-17	50 0	Gas	TermGas 5	mar-17	19 0	Gas
TermGas 3	dic-17	40 0	Gas	TermGas 6	mar-17	19 0	Gas
Eolo I2	ene-18	32 0	Eólico	TermGas 1	dic-17	50 0	Gas
Eolo E1 1	ene-19	150 0	Eólico	TermGas 3	dic-17	40 0	Gas
Eolo J1	ene-22	99 0	Eólico	TermCarb 1	jul-29	90 0	Carbón
Eolo J2	ene-22	195 0	Eólico	TermCarb 5	jul-29	160 0	Carbón
Eolo J3	ene-22	180 0	Eólico	Eolo I2	ene-18	32 0	Eólico
Eolo J4	ene-25	75 0	Eólico	Eolo E1 1	ene-19	150 0	Eólico
Eolo P2	ene-22	200 0	Eólico	Eolo J1	ene-22	99 0	Eólico
Eolo P3 1	ene-22	70 0	Eólico	Eolo J2	ene-22	195 0	Eólico
Eolo P3 2	ene-22	130 0	Eólico	Eolo J3	ene-22	180 0	Eólico
Eolo E1 2	ene-22	50 0	Eólico	Eolo P2	ene-22	200 0	Eólico
Eolo E2	ene-22	200 0	Eólico	Eolo P3 1	ene-22	70 0	Eólico
Eolo E10	ene-22	200 0	Eólico	Eolo P3 2	ene-22	130 0	Eólico
Eolo P1	jul-24	400 0	Eólico	Eolo E2	ene-22	200 0	Eólico
Eolo E5	jul-24	100 0	Eólico	Eolo E10	ene-22	200 0	Eólico
Eolo E7	jul-24	100 0	Eólico		ene-17	1 1	Sol
Eolo I1	jul-24	400 0	Eólico		ene-25	25 7	Sol
Eolo E4	jul-24	100 0	Eólico	Exp Solar	ene-26	37 8	Sol
Eolo E8	ene-25	150 0	Eólico		ene-28	64 1	Sol
Eolo E9	ene-25	100 0	Eólico		ene-29	91 0	Sol
Eolo E9	jul-25	100 0	Eólico		ene-30	117 3	Sol
Eolo E3	ene-26	100 0	Eólico	Cog Caña	dic-17	57 0	Caña
	ene-27	37 9	Sol		dic-18	107 0	Caña
Exp Solar	ene-28	64 1	Sol		dic-17	48 1	Palma
	ene-29	95 2	Sol	Cog Palma	dic-18	97 9	Palma
Cog Caña	dic-17	57 0	Caña		dic-19	169 1	Palma
	dic-18	107 0	Caña		dic-20	178 0	Palma
	dic-17	48 1	Palma	Menores	Crecimiento según proyección estimada		
Cog Palma	dic-18	97 9	Palma				
	dic-19	169 1	Palma				
	dic-20	178 0	Palma				
Menores	Crecimiento según proyección estimada						

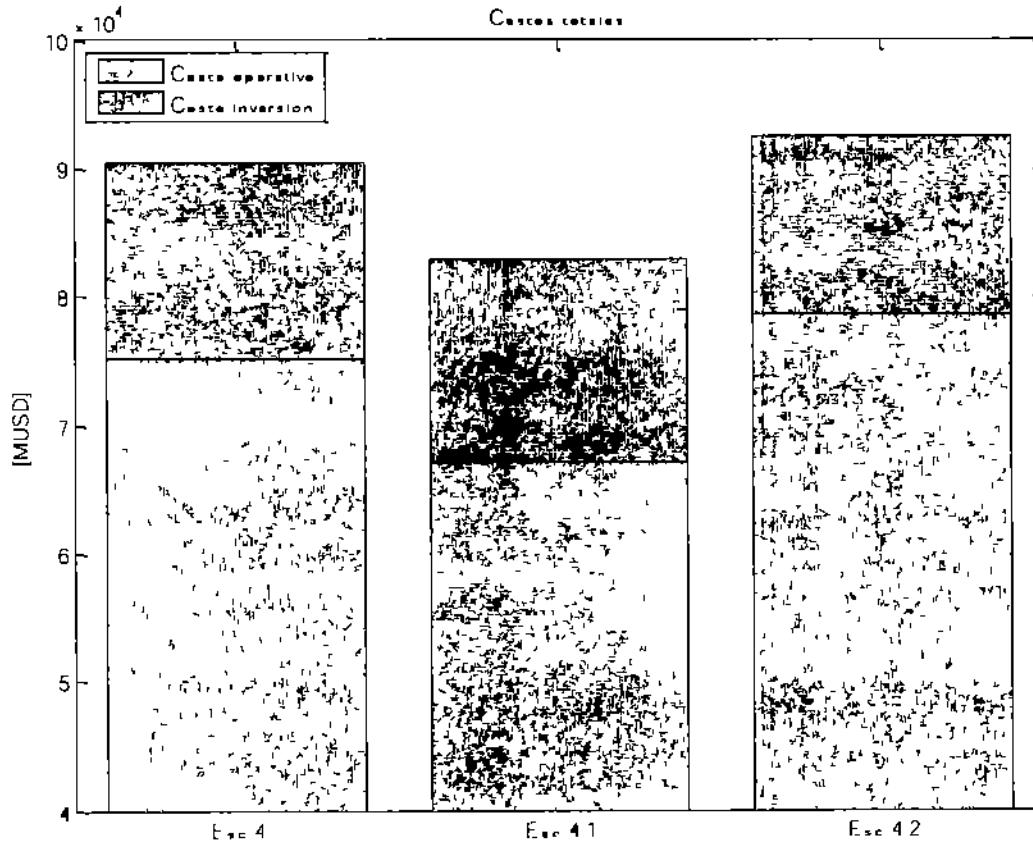
Fuente de tabla UPME

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.



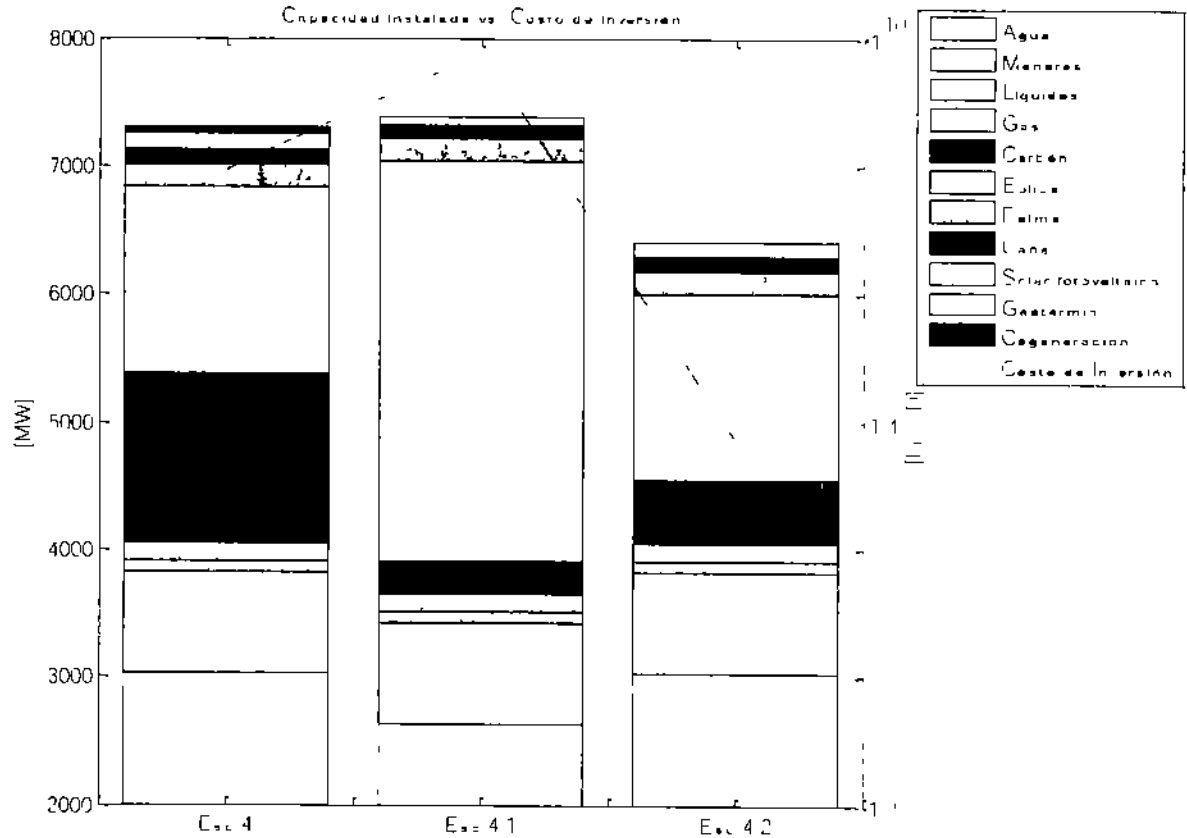
Fuente de gráfica UPME

Tabla 3-34 Capacidad instalada por tecnología [MW] Escenarios 4, 4.1 y 4.2

Escenarios	Hydroeléctrica	Menores	Líquidos	Gas	Carbón	Eólica	Palma	Caña	Solar Fotovoltaica	Geotérmica	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



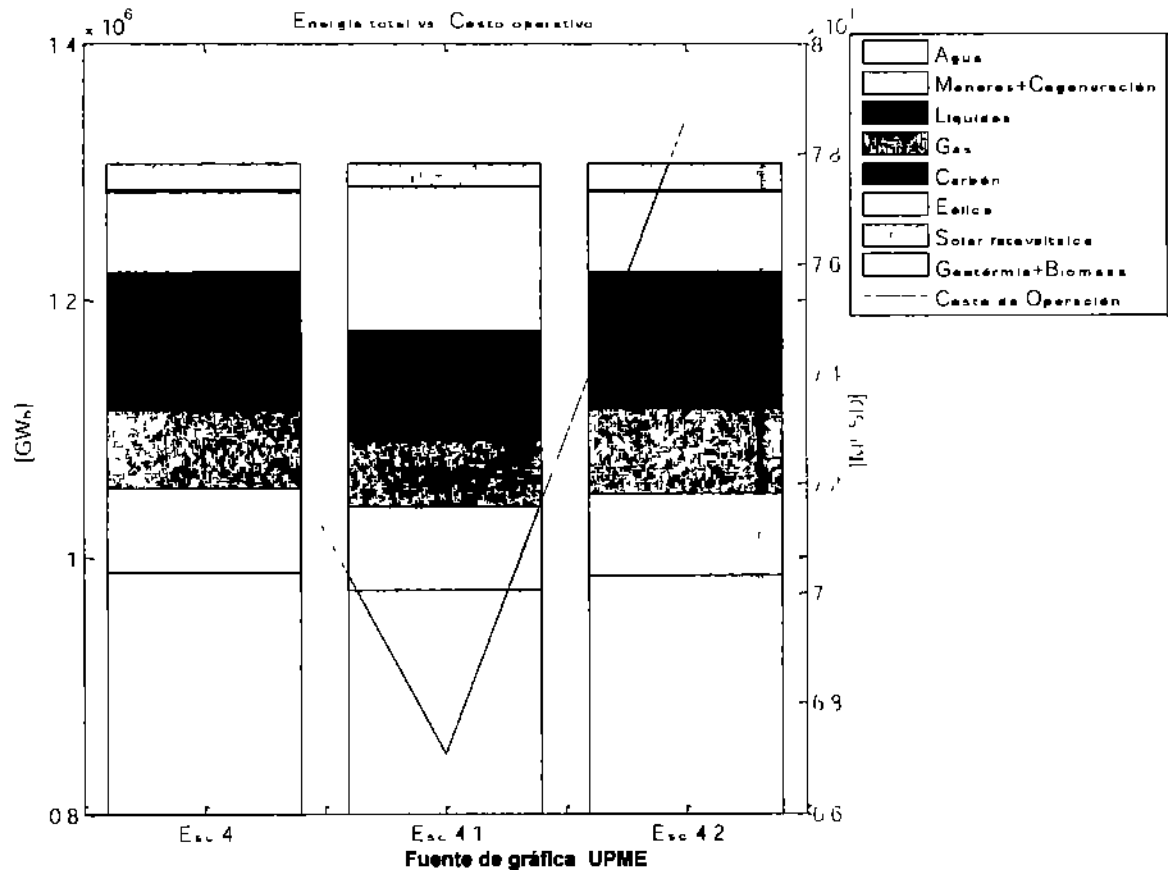
Fuente de gráfica: UPME

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	Geotermia + Biomasa
ESC 4.0	988101 1835	65345 65958	35 5275244	60508 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

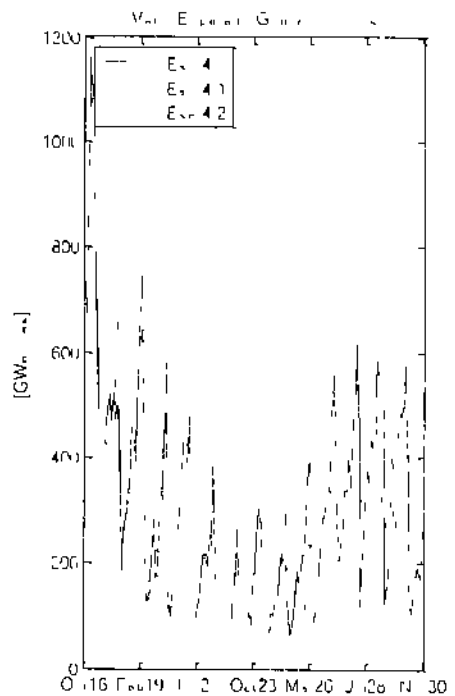
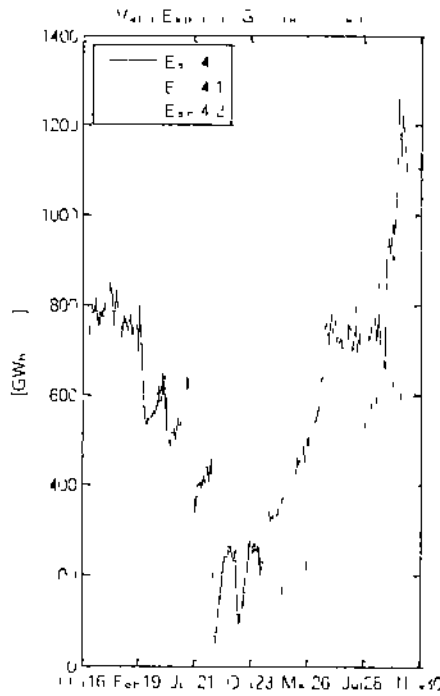
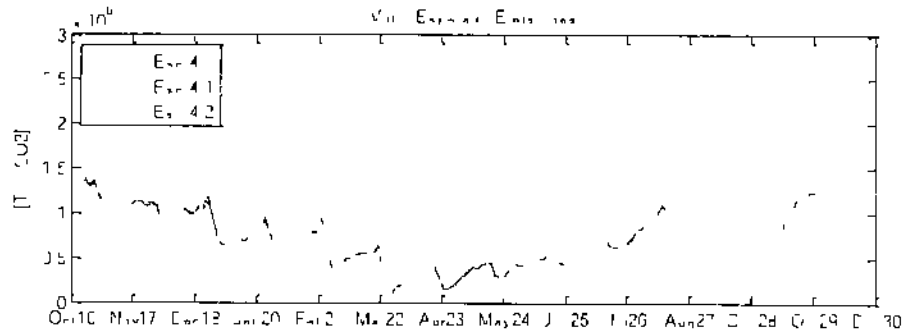
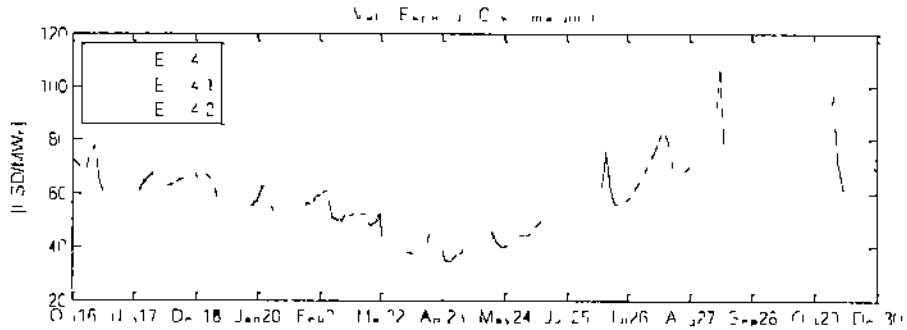
Fuente de tabla: UPME

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



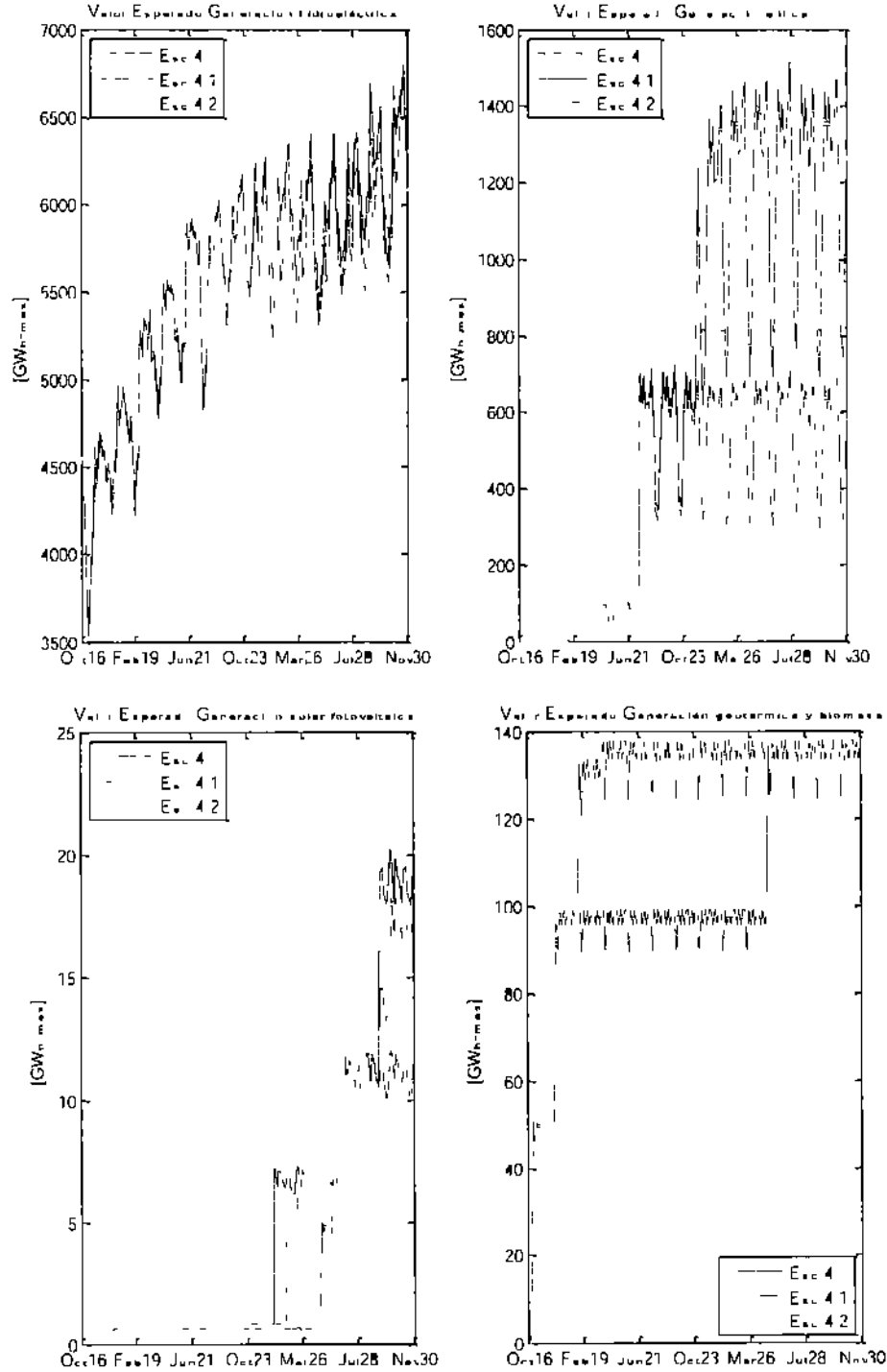
Fuente de gráfica: UPME

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 escenarios 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

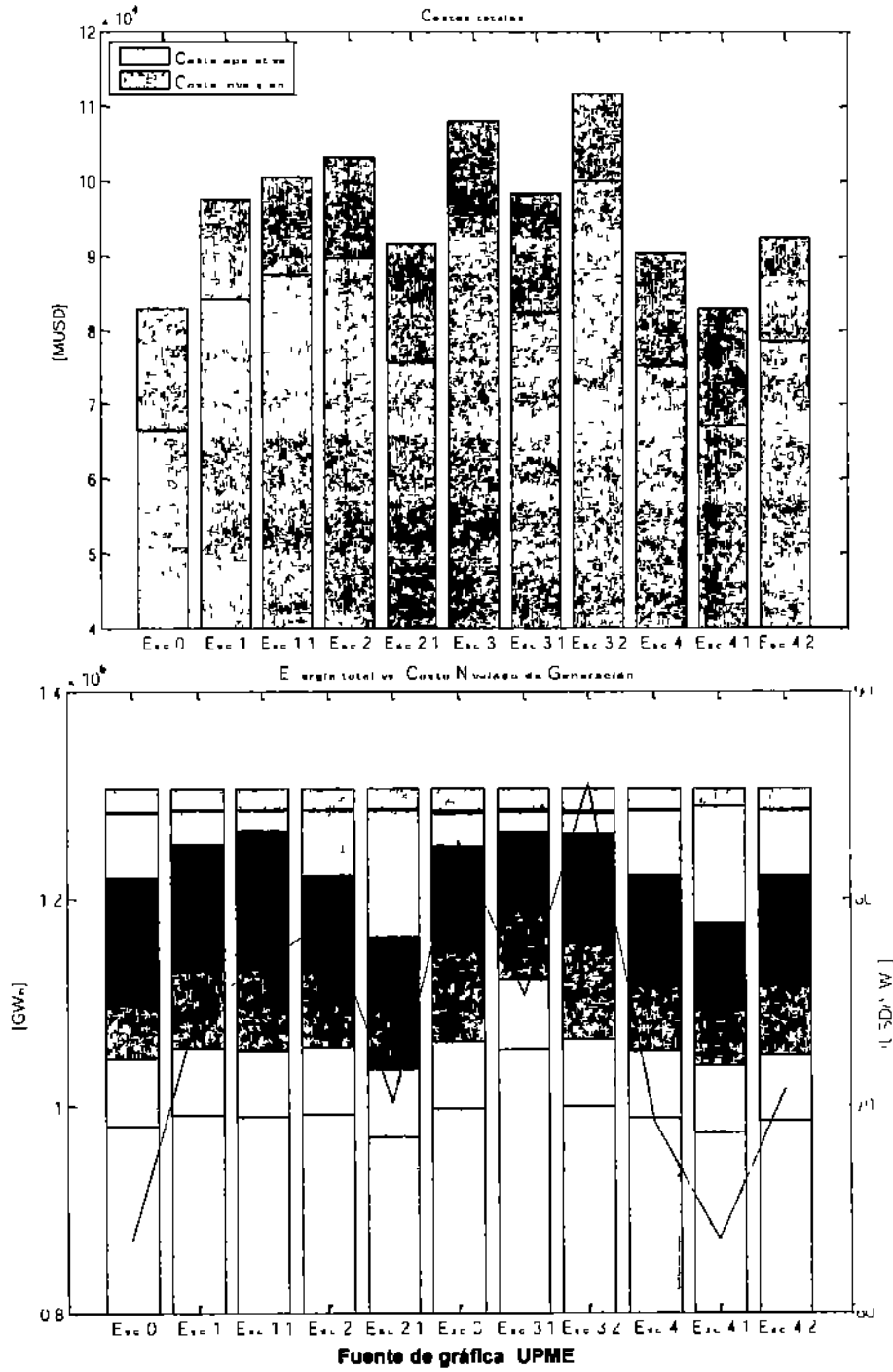
3.5. EVALUACIÓN DE LOS ESCENARIOS DE LARGO PLAZO-INDICADORES DE DESEMPEÑO

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

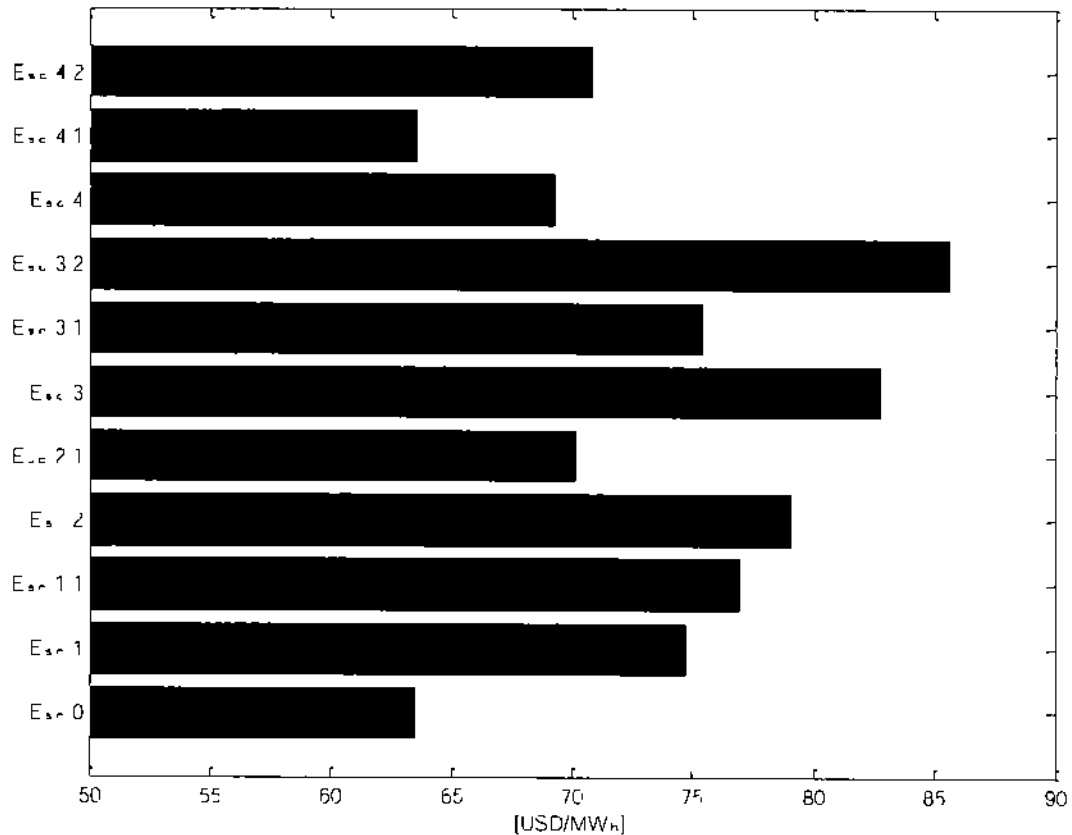


Gráfica 3-58: Costos totales y contraste entre el valor esperado de energía y el Costo nivelado de generación Todos los escenarios



Fuente de gráfica UPME

Gráfica 3-69 Costo nivelado de generación Todos los escenarios



Fuente de gráfica UPME

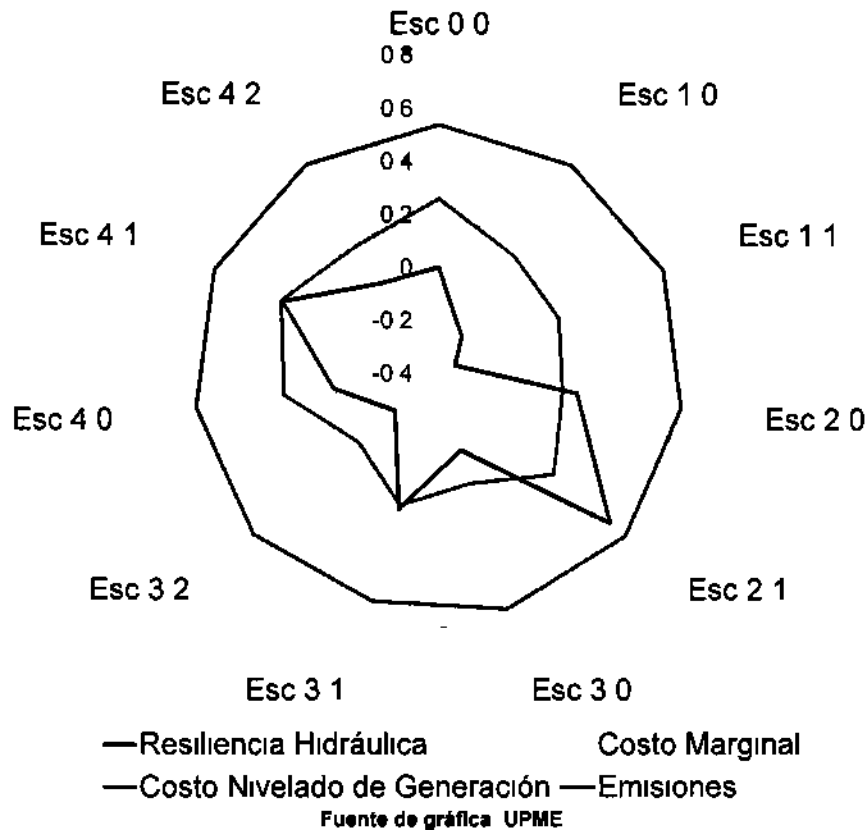
Tabla 3 36 Costo nivelado de generación Todos los escenarios

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

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 vanabilidad 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 MUSDS

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

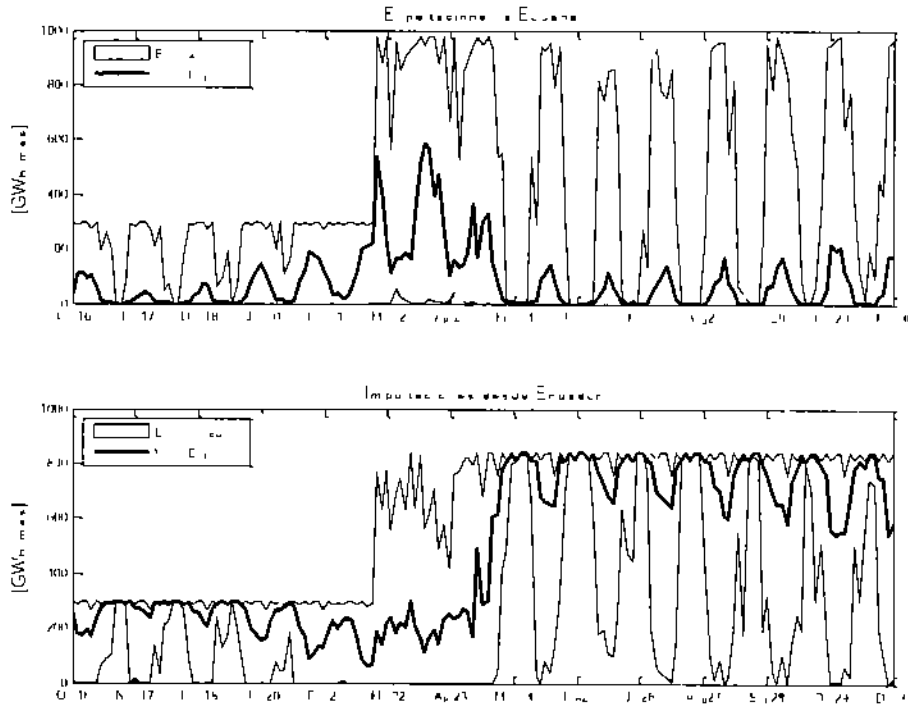
Dado que el modelo optimiza conjunta e integralmente los costos de operación e inversión (nueva red binacional), y encuentra el momento en el tiempo donde se requeriría esta infraestructura si el costo total se minimiza, se puede concluir que incrementar los intercambios entre los dos países es económicamente 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).

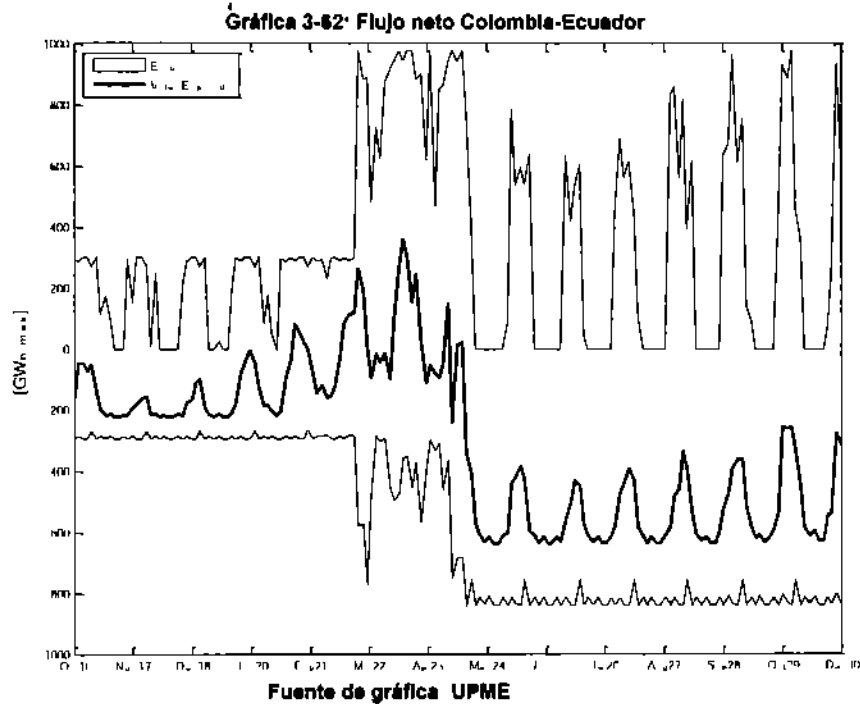
Gráfica 3-61 Intercambios Colombia-Ecuador



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.

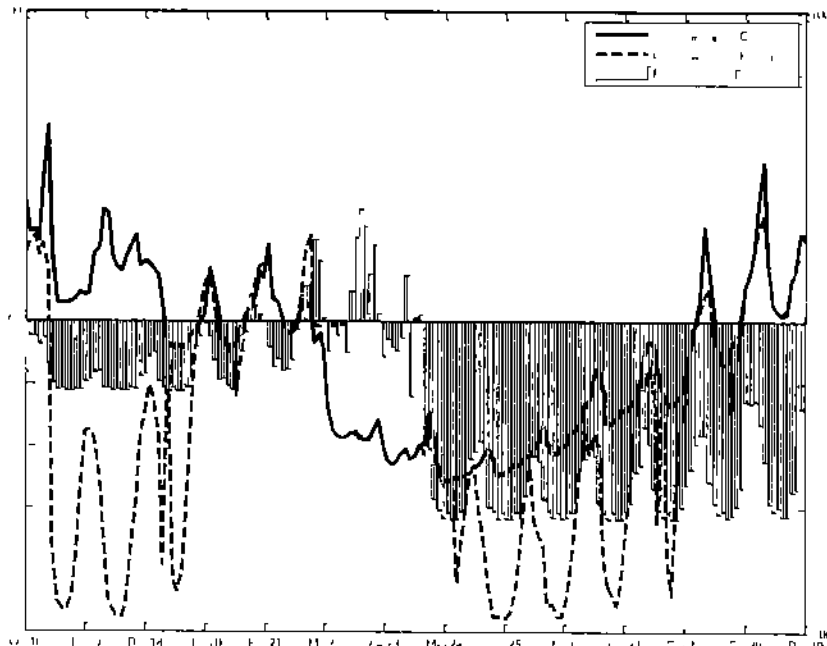


En la Gráfica 3-63 se presenta una comparación del valor esperado de los costos marginales de Colombia y Ecuador, y su contraste con los intercambios netos. Allí se observa como el desfase entre dichos costos establece el sentido de las transferencias, que son la mayoría del tiempo de Ecuador hacia nuestro 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

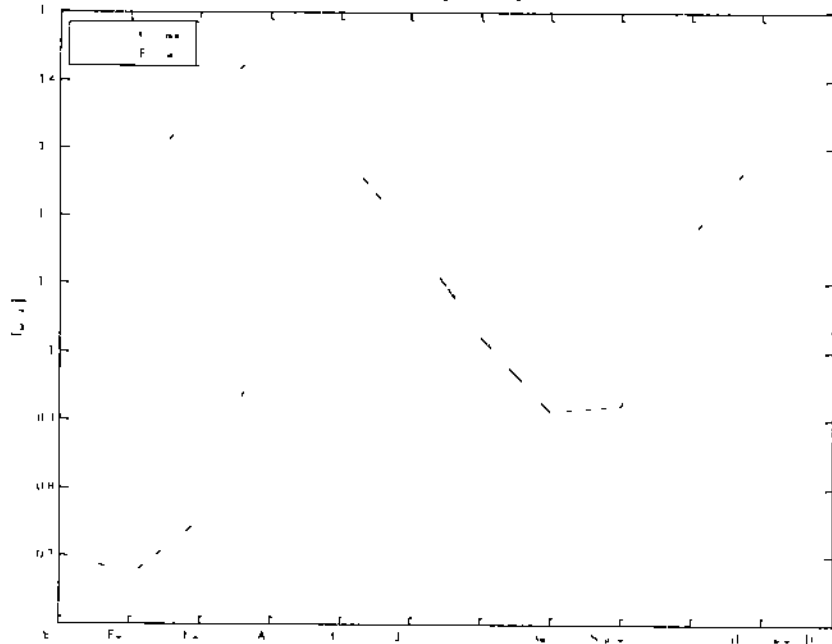
- Existe justificación económica de incrementar la capacidad de transferencia entre Colombia y Ecuador (minimización de costos totales bajo un despacho integrado). Dada la composición actual y esperada de la matriz de Ecuador y la diferencia positiva entre su capacidad instalada y pronóstico de demanda, se observa un costo marginal bastante competitivo, que desplazaría la 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 HIDENTICC (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		ene-28		
2 0	Exp Hidro 5	ene-27	45	0 24
3 0, 3 1, 3 2		ene-25		
1 0		jul-28		
1 1 4 2		jul-29		
2 0	Exp Hidro 6	ene-27	351 8	2 93
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		
		jul-25	217 5	4 437
	Exp Hidro 8	dic-25	435	8 874
		jun-26	652	13 311
		dic-26	870	17 748
3 1	Exp Hidro 9	jul-25	240	4 896
		dic-25	480	9 792
		jun-26	720	10 605
		dic-26	960	10 605
		sep-21	1500	20 36
0 0, 1 0 1 1 2 0, 2 1, 3 0, 3 1, 3 2, 4 0, 4 1, 4 2	Ituango	dic-21	1800	13 72
		mar-22	2100	13 72
		jun-22		13 72
		jul-25		13 72
3 1		dic-25	2400	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
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 geotermia

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	dic-17	57	0 59	
	Caña	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	176	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		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
	Eolo E2	ene-22	200	0 31
0 0, 1 0, 2 0, 2 1, 3 0 4 0, 4 1, 4 2	Eolo P2		200	0 22
	Eolo P3 1		70	0 19
	Eolo P3 2		130	0 35
0 0, 2 0 2 1, 4 0, 4 1, 4 2	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
	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
2 1, 4 1	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

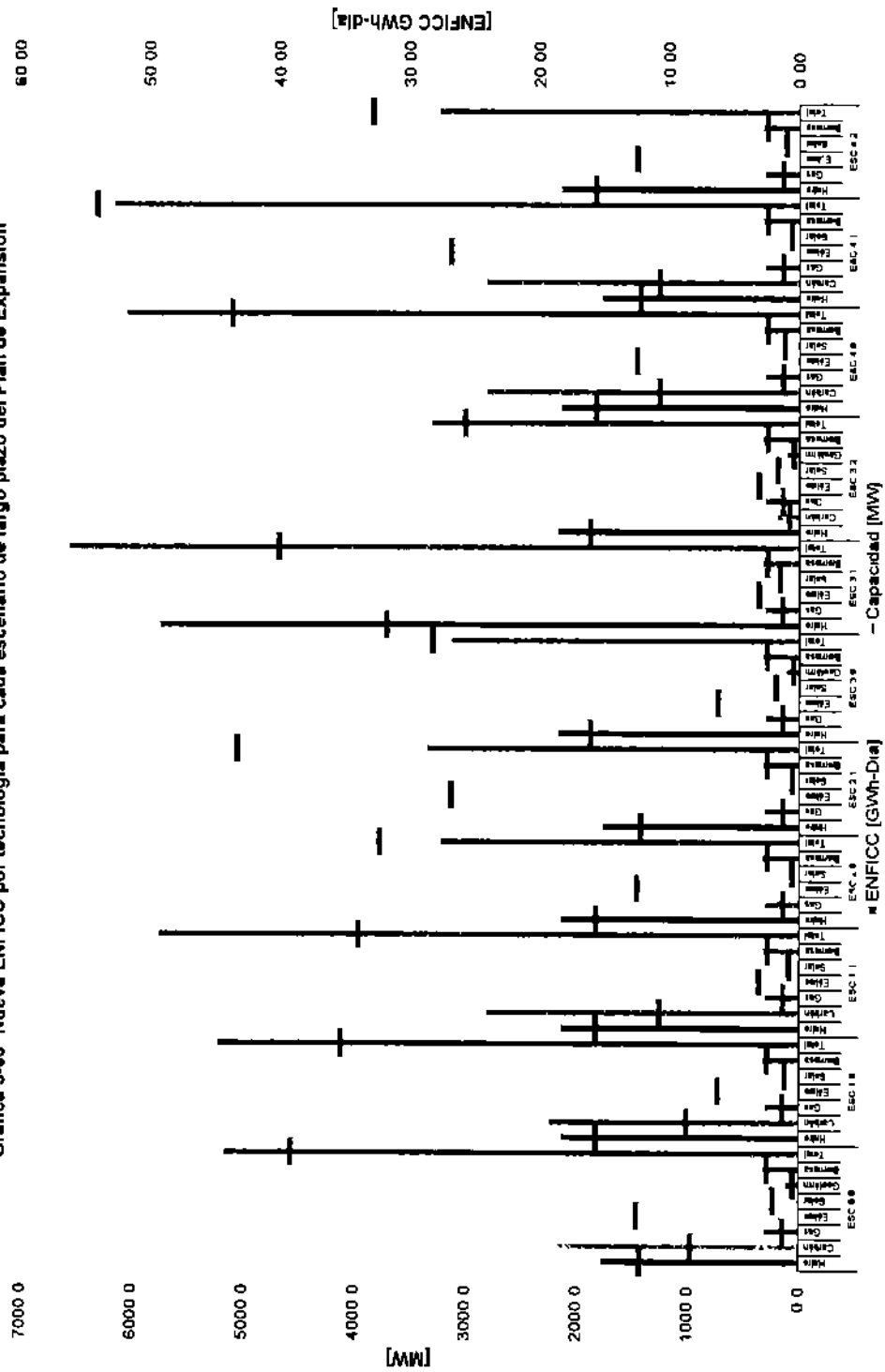
- El escenario 0, por ejemplo, presenta 44 3 GWh-día de nueva oferta de energía y 4569 2 MW de nueva capacidad, mientras el 3 1 aporta 56 3 GWh-día y 4675 5 MW. Aun cuando este es el resultado de comparar la expansión de los recursos fósiles convencionales y la opción renovable (hidroeléctricas-eólicas), 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 ENFFIC 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-26	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
	ene-25	25 7	0 043
4 2	ene-29	90 98	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



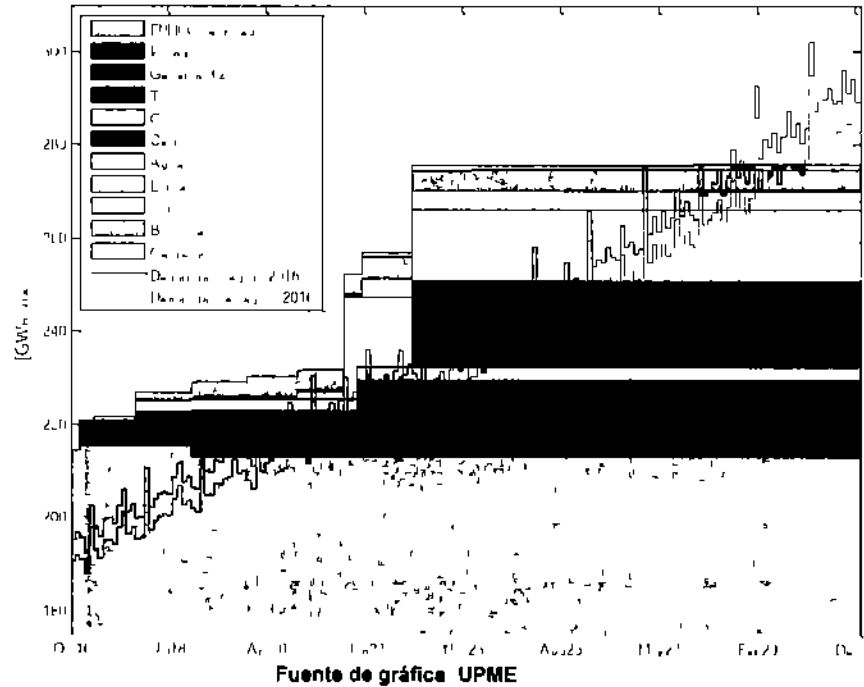
Fuente de gráfica UPME

3.7.1.6. Balance ENFICC proyección demanda de energía eléctrica

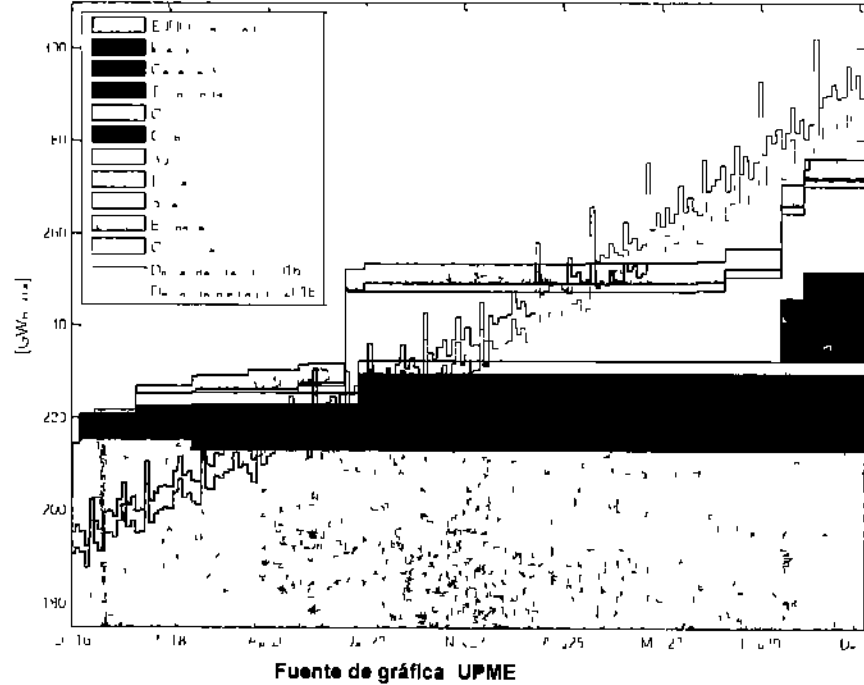
A continuación se presenta el contraste entre la proyección de demanda, revisión julio de 2016, y la Energía en Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC verificada y ENFICC de los nuevos proyectos), junto con las Obligaciones de Energía en Firme-OEF de las plantas en construcción. Lo anterior se 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.

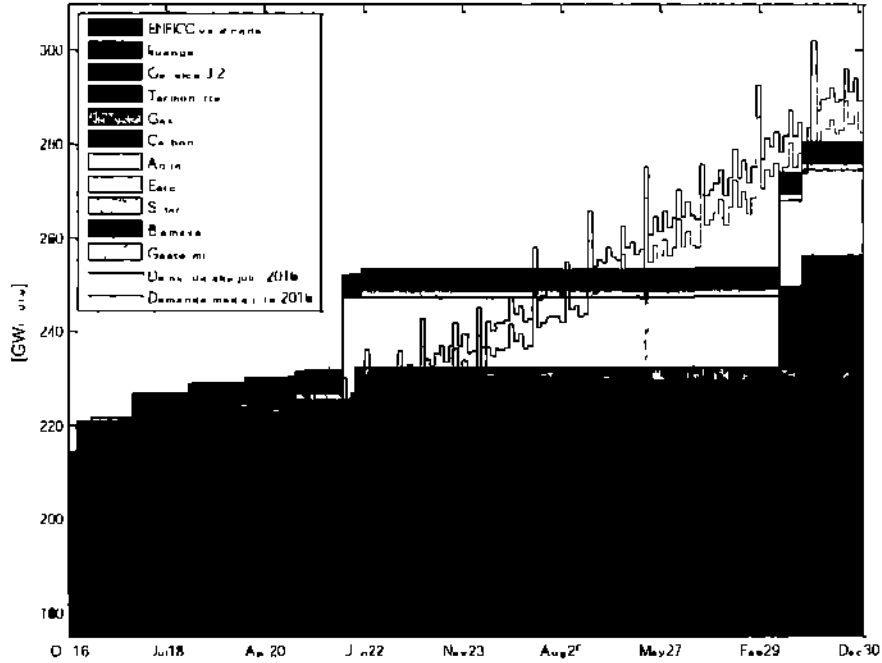
Gráfica 3-66 Balance Energía en Firme Vs Proyección Demanda de Energía Eléctrica Escenario 0



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

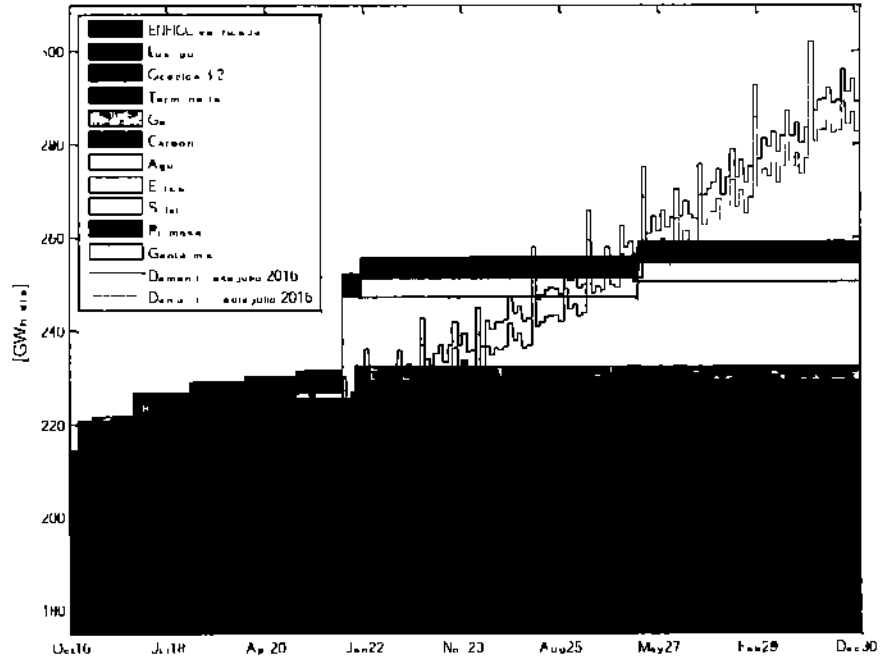


Gráfica 3-68 Balance Energía en Firme Vs Proyección Demanda de Energía Eléctrica Escenario 1 1



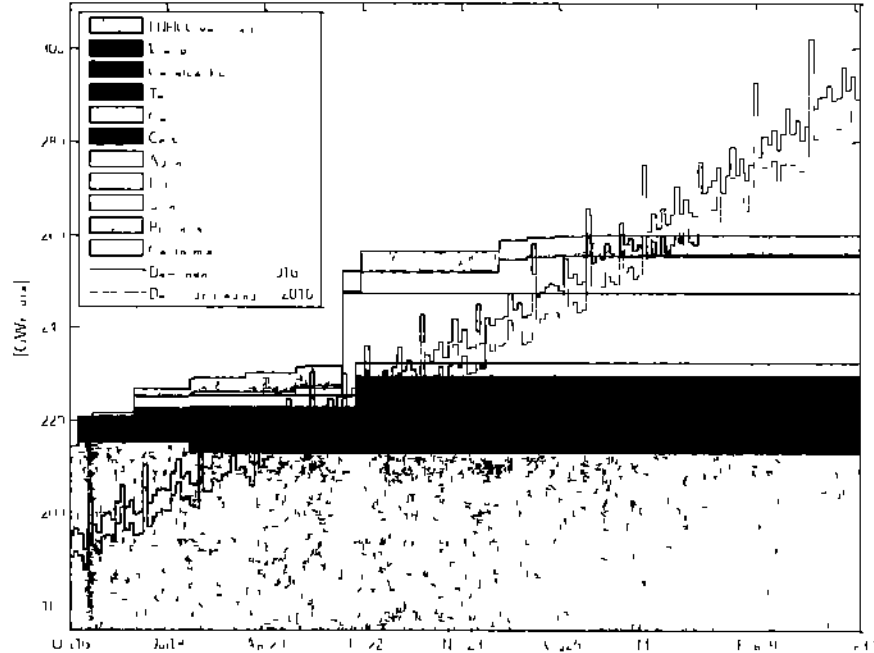
Fuente de gráfica. UPME.

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



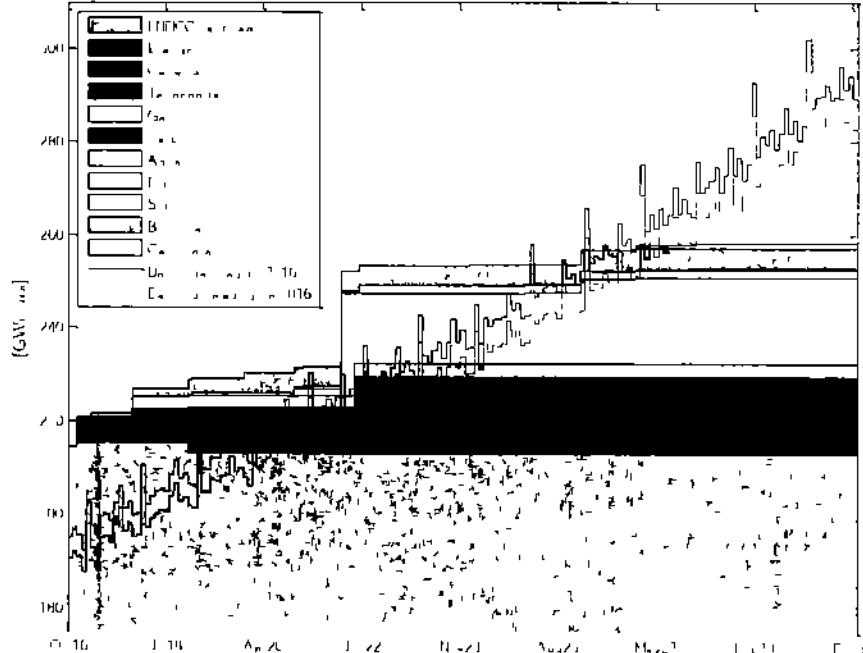
Fuente de gráfica. UPME.

Gráfica 3-70 Balance Energía en Firme Vs Proyección Demanda de Energía Eléctrica Escenario 2 1



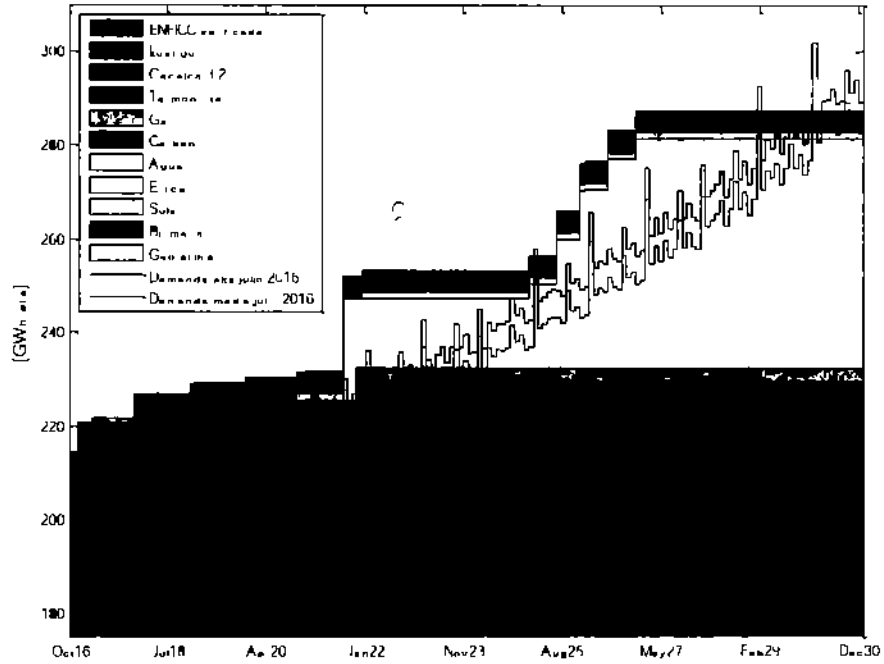
Fuente de gráfica UPME

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



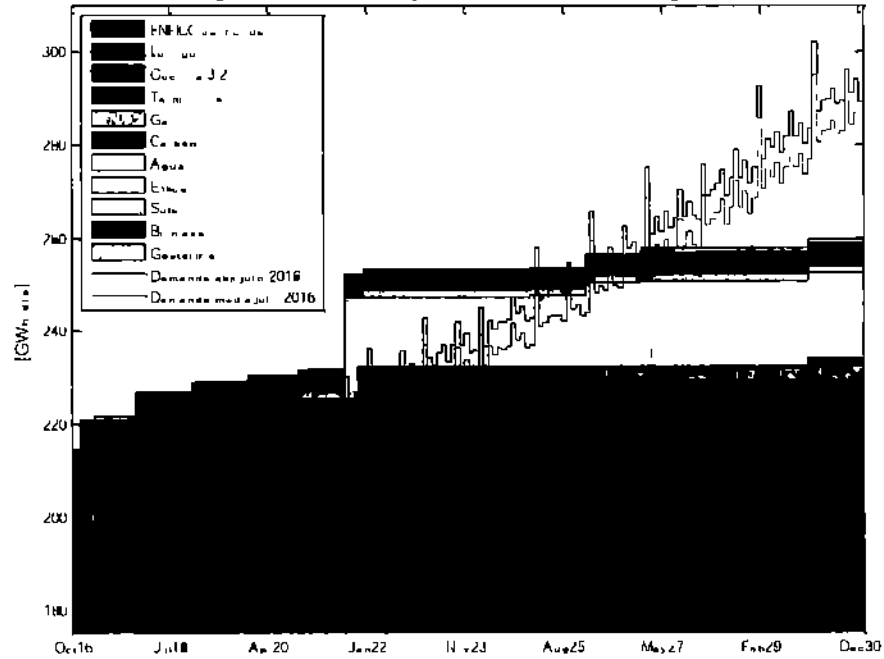
Fuente de gráfica UPME

Gráfica 3-72: Balance Energía en Firme Vs Proyección Demanda de Energía Eléctrica Escenario 3 1



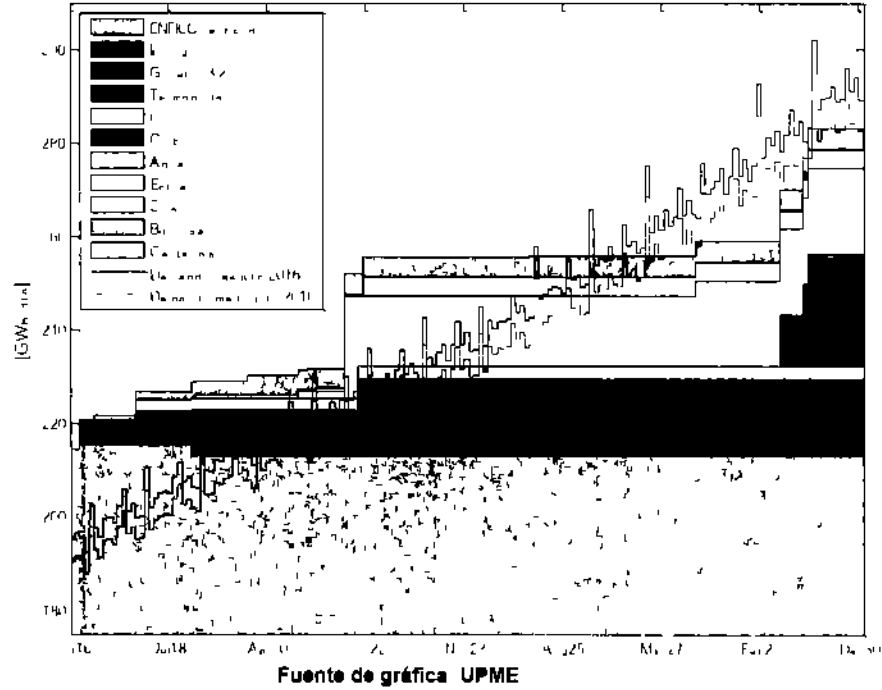
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 3-73: Balance Energía en Firme Vs. Proyección Demanda de Energía Eléctrica Escenario 3 2

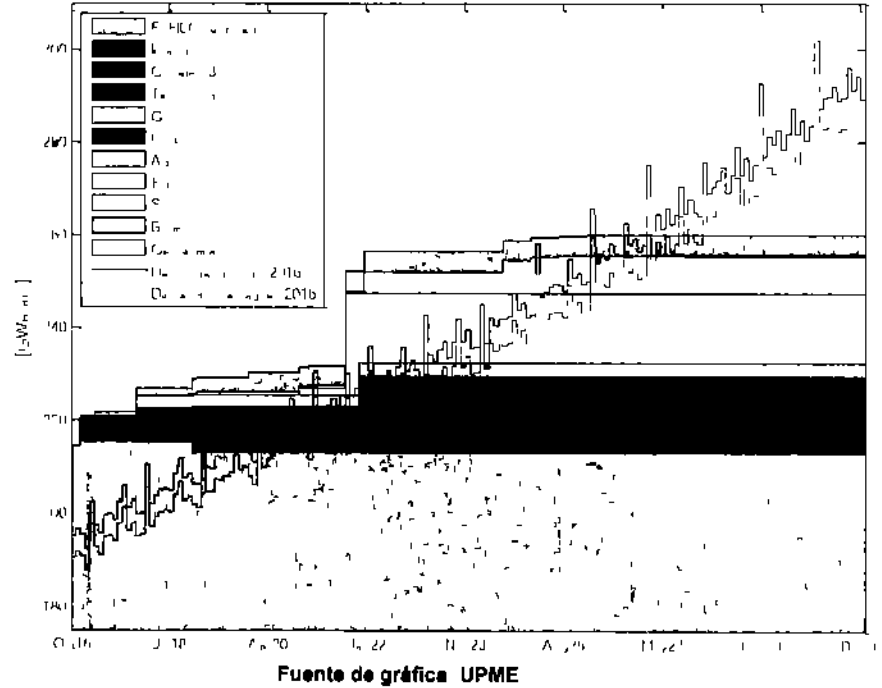


Fuente de gráfica: UPME

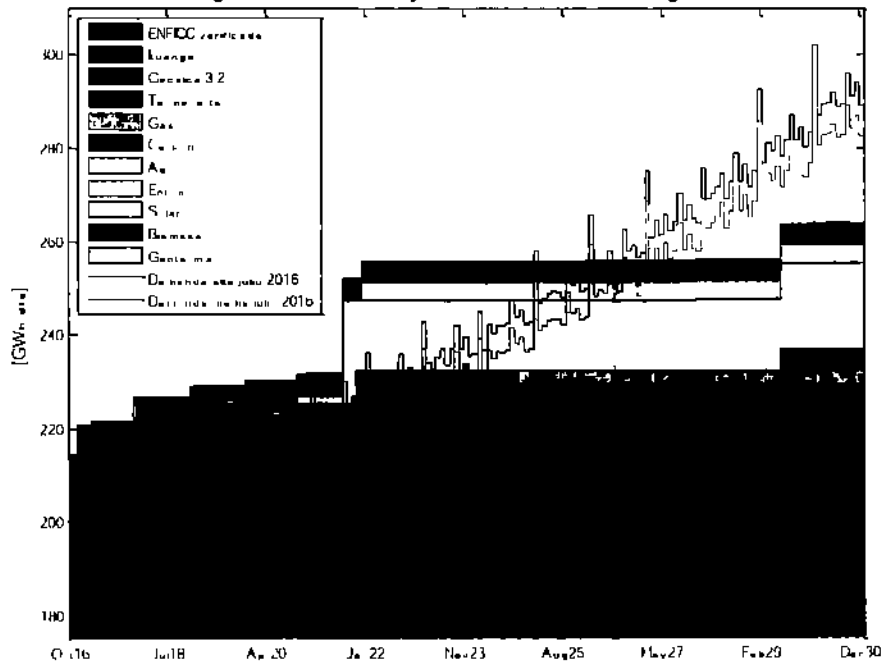
Gráfica 3-74 Balance Energía en Firme Vs Proyección Demanda de Energía Eléctrica Escenario 4



Gráfica 3-75 Balance Energía en Firme Vs Proyección Demanda de Energía Eléctrica Escenario 4 1



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 detalle 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

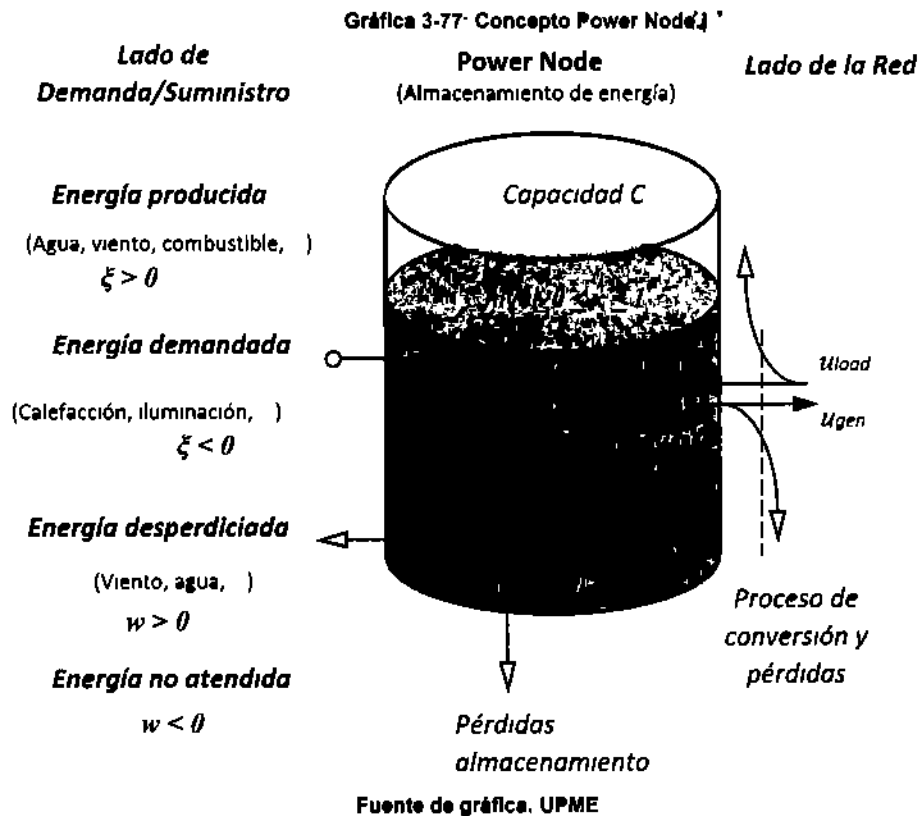
Encontrar estrategias de operación para sistemas de potencia, especialmente en presencia de generación no controlable o no "despachable", al igual que elementos de almacenamiento, es un reto interesante para los planificadores y operadores. Bajo los conceptos tradicionales de operación, la generación 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 Nodes¹¹, 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 cómo el Power Node está embebido entre dos dominios, demanda/suministro y red eléctrica.



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 está 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 $i \in N = \{1, \dots, N\}$

$$C_i \frac{dx}{dt} = n_{load,i} u_{load,i} - n_{gen,i}^{-1} u_{gen,i} + \xi_i - w_i - v_i$$

se 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) $0 \leq \xi_i \cdot w_i$
- e) $0 \leq |\xi_i| - |w_i|$
- f) $0 \leq v_i \quad \forall i = 1, \dots, N$

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 $u_{gen}, u_{load}, C_i, x_i, \xi_i, v_i, w_i$. En la Tabla 3.46 se listan dichas restricciones y sus implicaciones.

Tabla 3 46 Restricciones adicionales

Variables	Restricciones	Implicaciones
$u_{gen,t}$	$u_{gen,t} = 0$	Carga
$u_{load,t}$	$u_{load,t} = 0$	Generador
	$u_{gen,t} - u_{load,t} = 0$	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")
	$\xi_i \text{ arbitrario}, w_i = 0$	Controlable
v_i	$v_i = 0$	Sin pérdidas de almacenamiento
	$v_i > 0$	Con pérdidas de almacenamiento
$u_{gen,t}$	$u_{gen,t}^{\min} \leq u_{gen,t} \leq u_{gen,t}^{\max}$	Restricciones de rampa para unidades de generación
$u_{load,t}$	$u_{load,t}^{\min} \leq u_{load,t} \leq u_{load,t}^{\max}$	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 simultáneo.
- La capacidad C_i 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 través 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, Carbon, Líquidos y Biomasa)	$0 = -n_{gen,i}^{-1} u_{gen,i} + \xi_i$	$u_{gen,i}$
Plantas hidroeléctrica con embalse	$C_i x = -n_{gen,i}^{-1} u_{gen,i} + \xi_i - w_i$	$u_{gen,i}, w_i$
Elementos BESS (Baterías)	$C_i x = -n_{gen,i}^{-1} u_{gen,i} + n_{load,i} u_{load,i}$	$u_{gen,i}, u_{load,i}$
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

$$u = [u_{load,1}, \dots, u_{load,5}, w_1, \dots, w_5, u_{gen,1}, \dots, u_{gen,34}, w_1, \dots, w_{34}, u_{gen,1}, u_{load,1}, u_{gen,2}, u_{load,2}, u_{gen,1}, w_1, \xi_1, \dots, \xi_5, \xi_1, \dots, \xi_{34}, \xi_1]^T$$

y vector de estado

$$[x_1, x_2, x_3]^T$$

Posteriormente las ecuaciones se discretizan, obteniendo el siguiente sistema de ecuaciones de diferencia

$$x(k+1) = A \cdot x(k) + B \cdot u(k).$$

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

$$u = [u(l=k) \quad u(l=k+N-1)]$$

$$\begin{bmatrix} u_{load,1}(k) & u_{load,1}(l=k+N-1) \\ u_{load,2}(k) & u_{load,2}(l=k+N-1) \\ \xi_1(k) & \xi_1(l=k+N-1) \end{bmatrix}$$

Las variables de estado del sistema tambien se expresan de forma vectorial

$$x = [x(l = k) \quad x(l = k + N - 1)]$$

$$\begin{bmatrix} x_1(k) & x_1(l = k + N - 1) \\ x_2(k) & \dots & x_2(l = k + N - 1) \\ x_3(k) & & x_3(l = k + N - 1) \end{bmatrix}$$

De esta manera el problema de optimización en un paso k y con función objetivo $J(k)$ se resume así

$$\min J(k) = \sum_{l=k}^{l=k+N-1} (x(l) - x_{ref})^T Q_x (x(l) - x_{ref}) + u(l)^T Q_u u(l) + R_u \cdot u(l) + \delta u(l)^T \delta Q_u \delta u(l)$$

sa

- 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) $\xi_i(l) = \xi_{arrive_i}(l, T), \forall l \in E$
- f) $u_{gen,i}(l) u_{load,i}(l) = 0, \forall l \in S$
- 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 electricas

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 esta 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, desastres 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 $u_{gen,i}(l) \cdot u_{load,i}(l) = 0$.
- 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

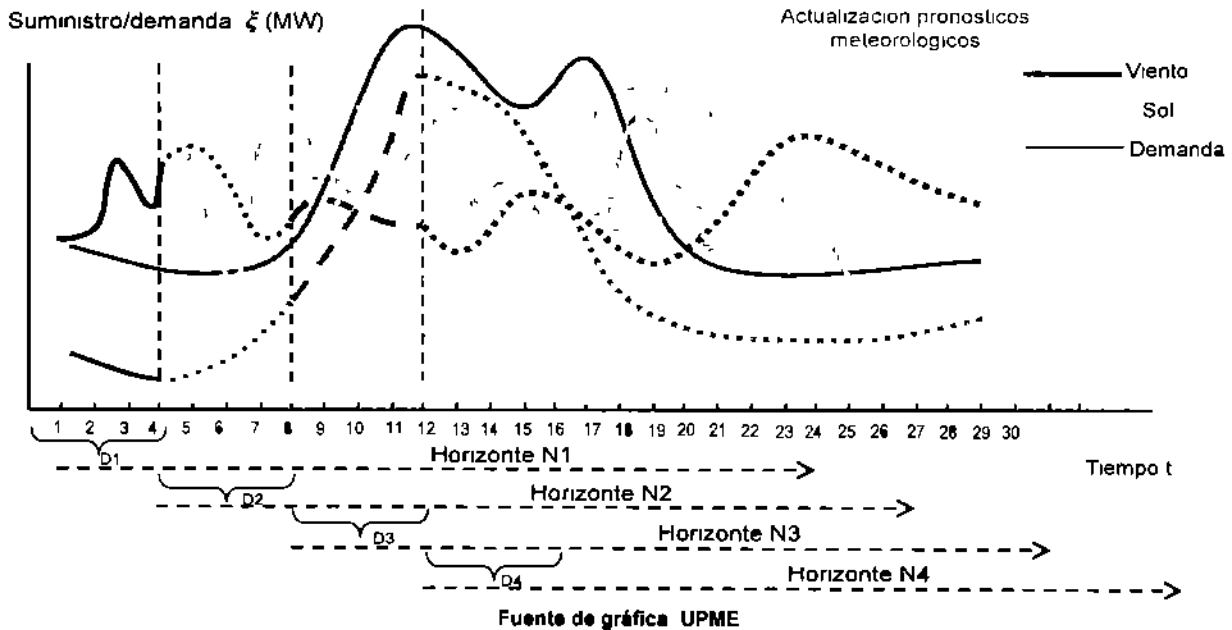
- Las series de tiempo de la velocidad del viento, radiación solar y caudal tienen una resolución horaria.
- En los sistemas de potencia con alta participación de recursos intermitentes existen mercados intradiarios y de reservas, que implican por ejemplo, cuatro (4) nuevos procesos de despacho (uno

cada 15 minutos), lo anterior por el cambio en las condiciones del sistema y el acceso a nuevos pronósticos¹²

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)

Actualización pronóstico 1 Actualización pronóstico 2 Actualización pronóstico 3
 Actualización pronóstico 4



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

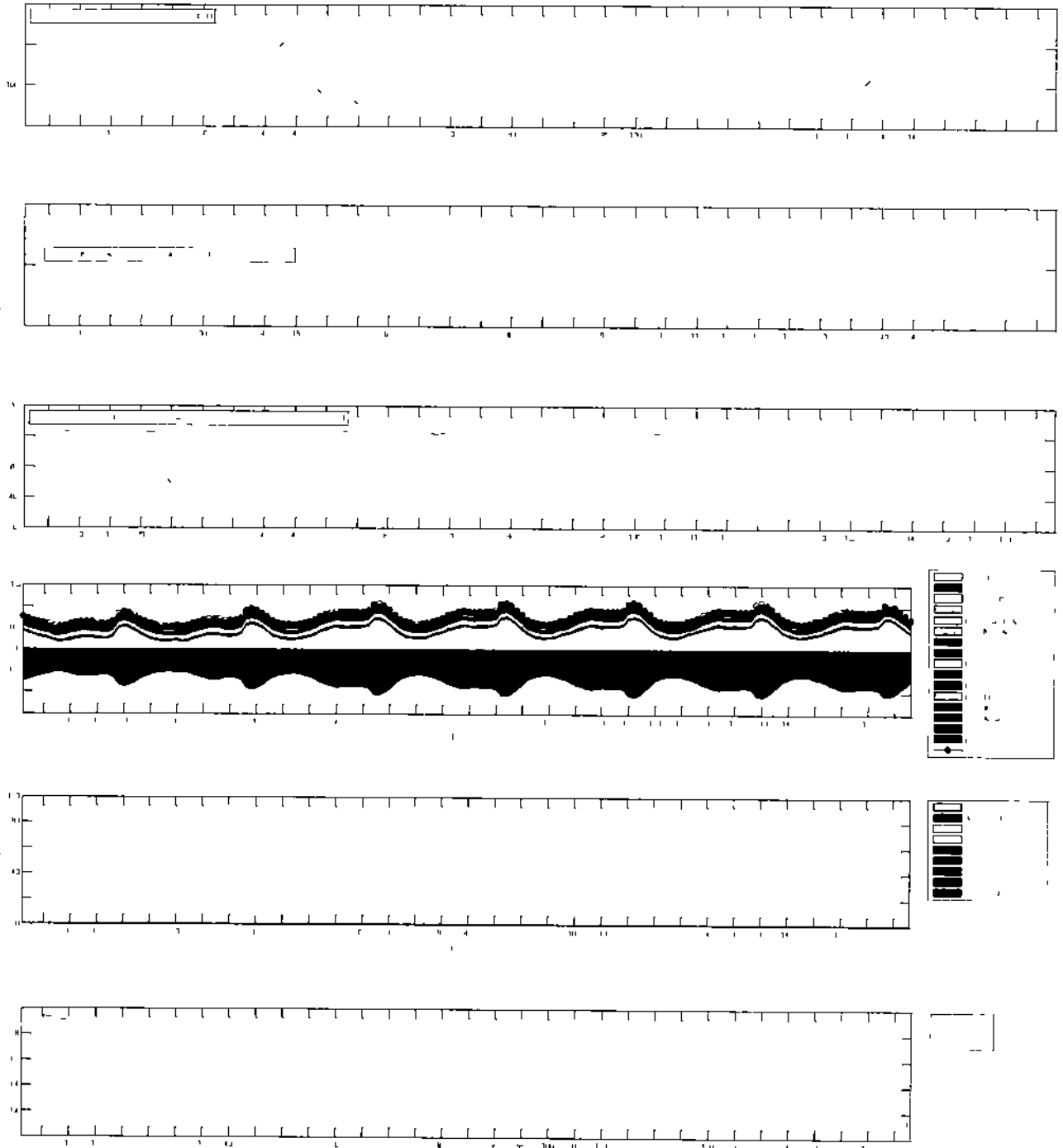
Escenario	Descripción	Justificación
ESC A	Máxima generación renovable no convencional en la Guajira y Cesar	Los planes de transmisión de la UPME definieron una serie de obras en el área Caribe, que incrementan las transferencias entre cada uno de los subsistemas simulados (5) Una de las más importantes 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 desastres 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.

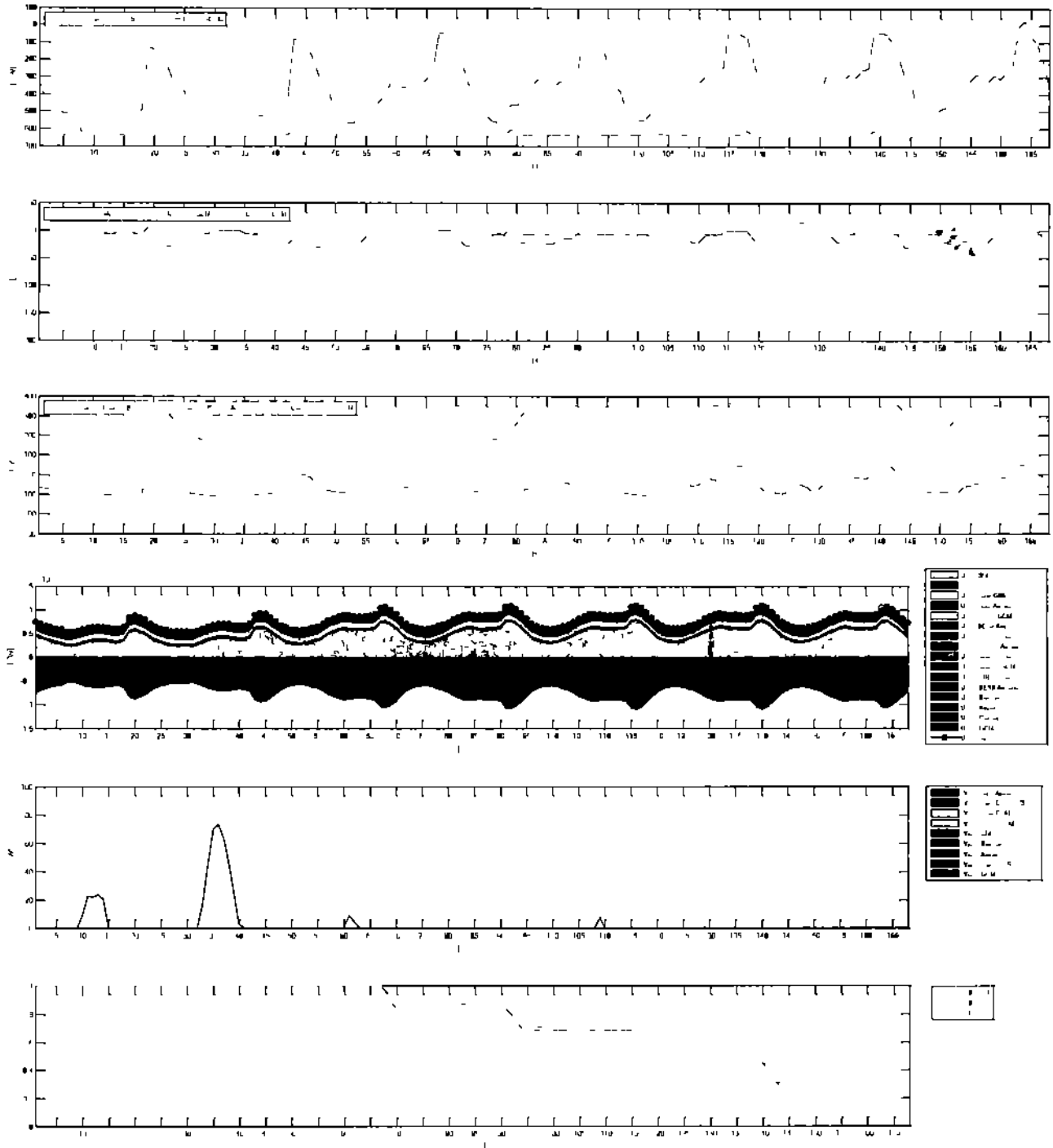
Cada una de las gráficas presenta la semana más crítica, que para todos los escenarios corresponde a los primeros días del año 2022 (entre menor sea la demanda y mayor sea la generación, las "líneas equivalentes" transportan más potencia).

Gráfica 3-80 Resultados Escenario A.



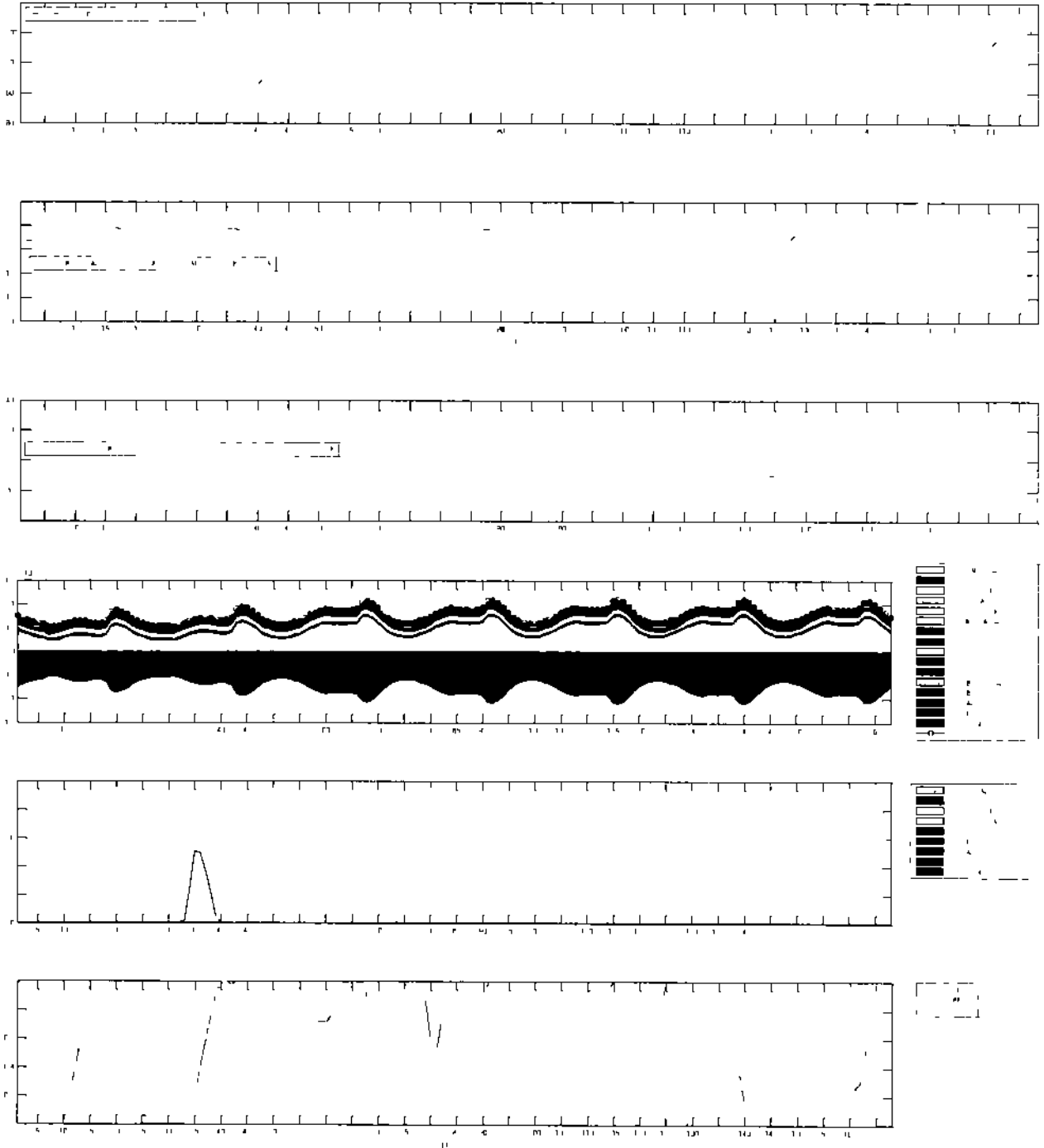
Fuente de gráfica UPME

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

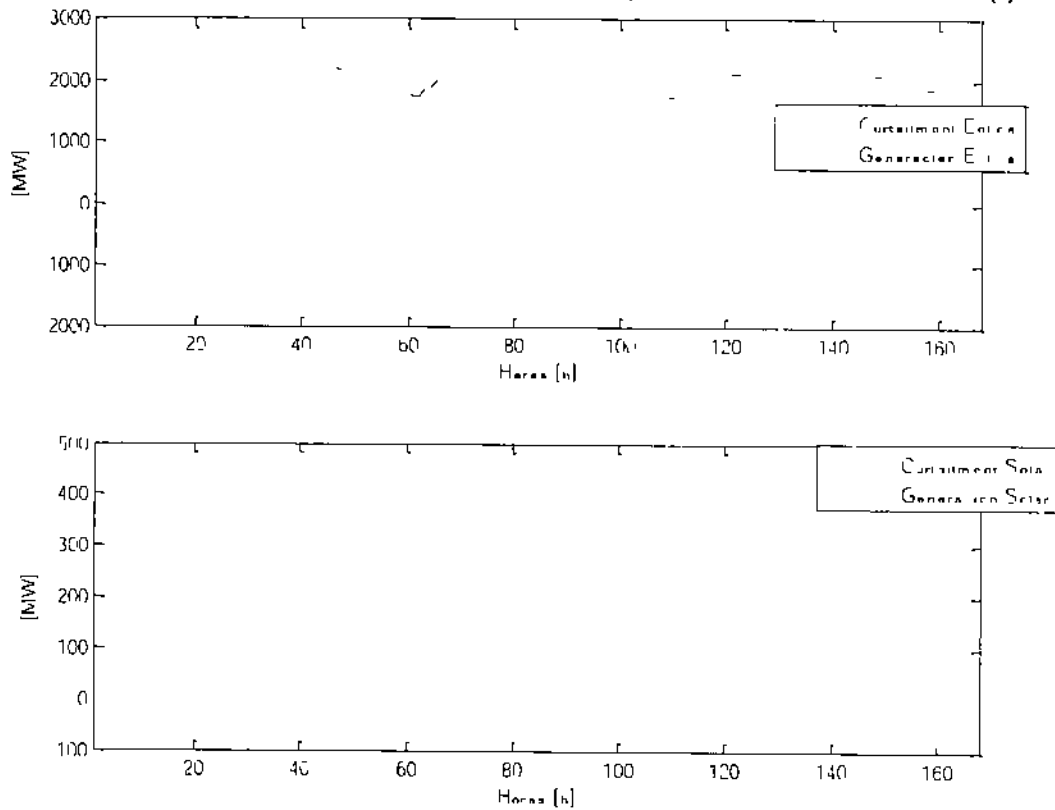
- Para el escenario A, donde se consideran todos los proyectos de expansión en servicio, no se observan rechazos de generación intermitente (curtailment) La potencia transita libremente y la totalidad del recurso renovable es evacuado desde el área GCM para atender toda la demanda Lo anterior implica 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 la energía intermitente se puede inyectar a la red y se cumplen las cuatro (4) reglas de conducta de la estrategia de optimización, estos elementos nunca 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

$$I_{flex1} = 1 - \frac{w_{gen}}{w_{gen} + u_{gen}}, I_{flex2} = \frac{w_{gen}}{u_{load} + w_{load}}$$

El primero, I_{flex1} , 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 ($\xi_t = \alpha \xi_{drv,t}(t)$). 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 3-04 Métricas de flexibilidad

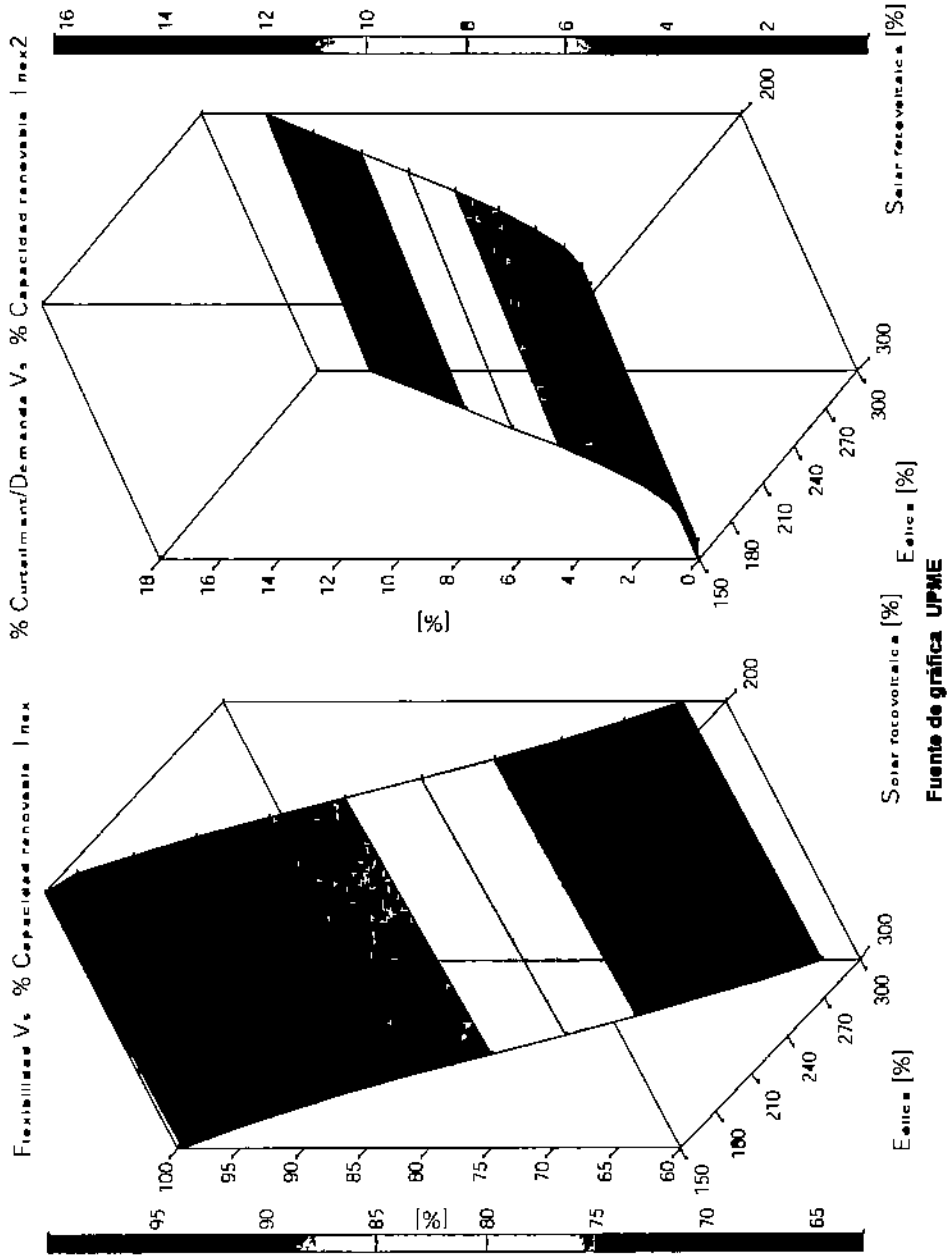


Tabla 3 49 Indicador de flexibilidad (I)

I_{flex}		Capacidad eólica [MW]											
		1450	2175	2392.5	2610	2827.5	3045	3262.5	3480	3697.5	3915	4132.5	4350
Capacidad solar	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%
Capacidad solar fotovoltaica	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%
[MW]	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	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%
Capacidad solar fotovoltaica	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%
[MW]	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 cuantificará 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 y 4 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:

$$B = E_{con\ repot} (Cmg_{con\ repot} - Coper_{con\ repot}) - E_{sin\ repot} (Cmg_{sin\ repot} - Coper_{sin\ repot})$$

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

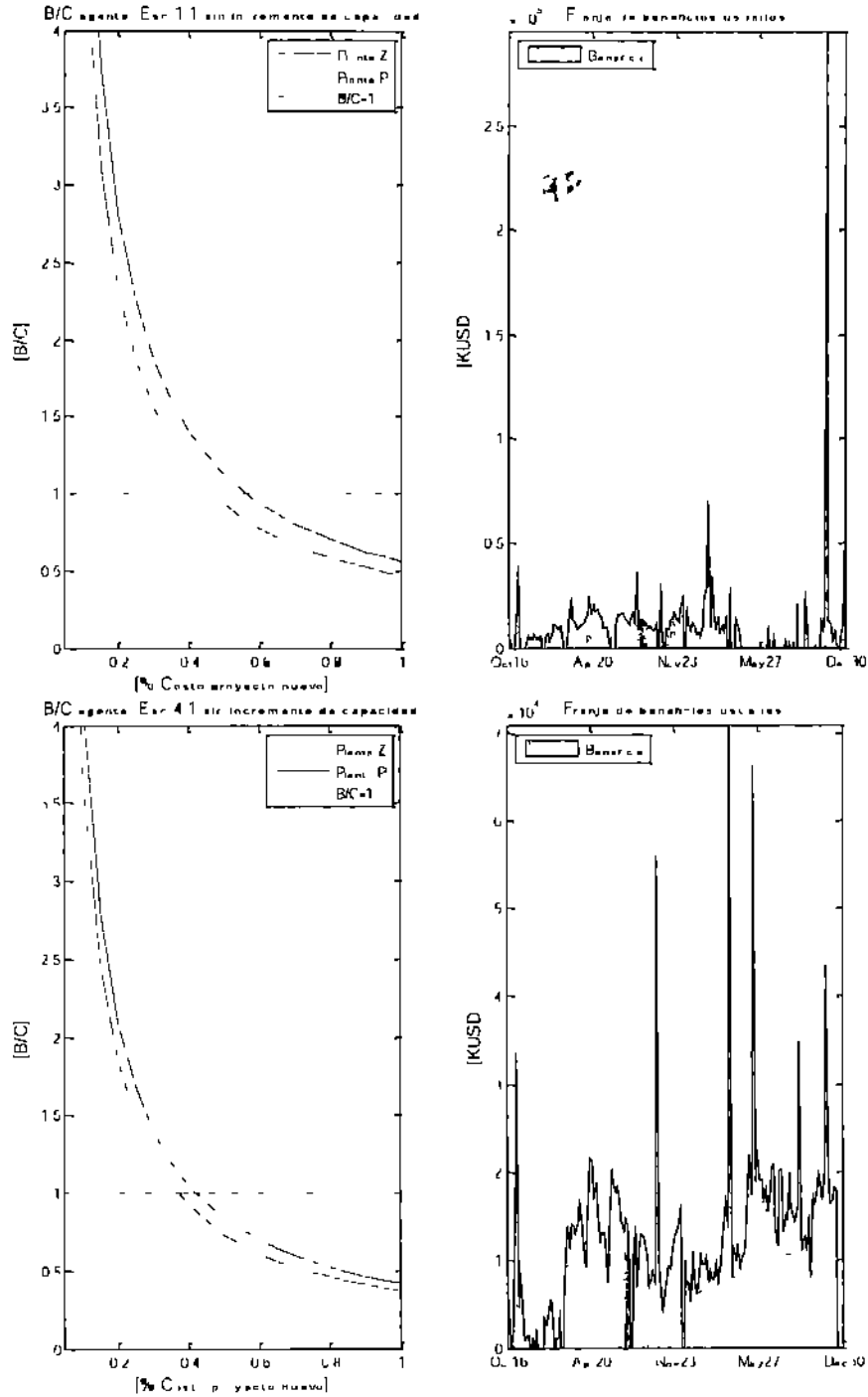
3.8.2.3. Resultados

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.

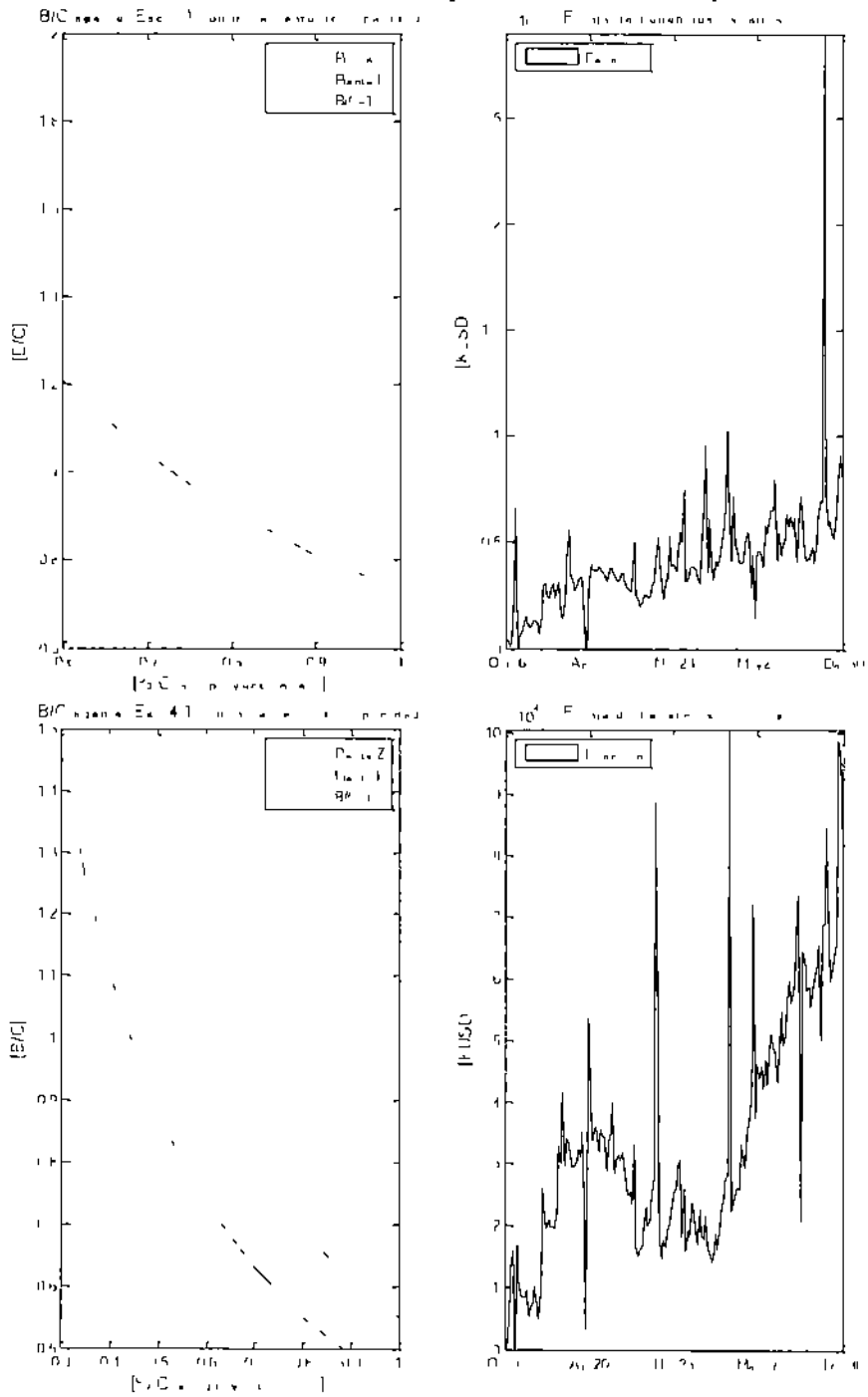
- Si la capacidad instalada se incrementa en un 75 % y el valor del costo marginal se comporta como lo proyecta el escenario 1 1, la franja donde el beneficio/costo es mayor a 1 crece (0-73/83 %, según planta), nuevamente enfoque agente. De todas maneras este resultado no es concluyente, dado que un 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 generadoras 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 casos no se tuvieron en cuenta los beneficios por incremento de la energía en firme (Cargo por Confianza).

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



Fuente de gráfica. UPME

Gráfica 3-86 Escenarios 11 y 41 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 51 y Gráfica 3-87)

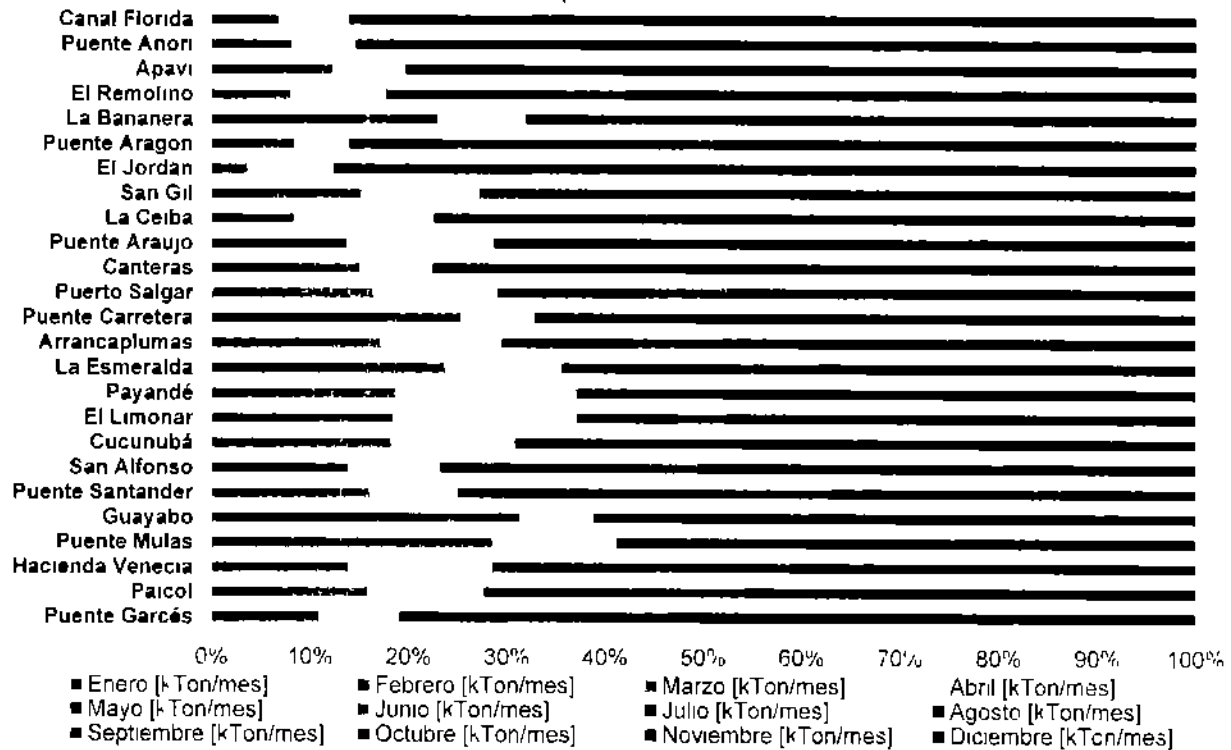
Tabla 3 51. Transporte de sedimentos

Zona Hidrográfica	Polo-cuenca	Estación	Enero (t/Ter/mes)	Febrero (t/Ter/mes)	Marzo (t/Ter/mes)	Abril (t/Ter/mes)	Mayo (t/Ter/mes)	Junio (t/Ter/mes)	Julio (t/Ter/mes)	Agosto (t/Ter/mes)	Septiembre (t/Ter/mes)	Octubre (t/Ter/mes)	Noviembre (t/Ter/mes)	Diciembre (t/Ter/mes)	Promedio (t/Ter/mes)
Alto Magdalena	Río Suquia	Puerto Grande	8.50	10.87	15.50	26.25	34.83	52.50	54.06	30.75	21.33	21.00	24.33	15.42	28.80
Alto Magdalena	Río Páez	Páez	88.72	86.87	222.57	308.00	367.60	351.07	471.58	127.28	83.20	148.15	205.87	138.41	215.78
Alto Magdalena	Río Yaguará	Hosonés Venale	8.28	8.53	15.39	38.07	38.00	35.51	28.78	15.20	7.41	18.31	18.88	13.58	20.52
Alto Magdalena	Río Nueva	Puerto Mulas	12.30	8.54	24.22	18.04	18.86	8.88	11.80	3.58	2.25	5.84	21.20	15.88	12.87
Alto Magdalena	Río Cauca	Cauca	8.59	2.38	10.20	4.84	3.45	2.08	2.70	1.58	0.88	2.98	13.50	10.45	5.10
Alto Magdalena	Río Magdalena	Puerto Santander	460.30	393.51	838.82	836.70	2478.98	1034.44	888.81	450.30	275.88	438.13	774.85	488.82	778.11
Alto Magdalena	Río Calera	San Alfonso	37.82	32.31	73.88	87.87	133.74	138.00	157.03	58.11	21.84	88.81	142.00	58.81	88.72
Alto Magdalena	Río Liria	Casimiro	4.51	3.82	5.88	8.82	13.12	4.84	4.24	3.35	4.31	8.75	10.24	8.82	8.47
Alto Magdalena	Río	El Limonar	4.88	7.78	17.42	30.72	18.88	8.11	8.30	8.58	5.88	15.17	32.11	10.22	10.88
Alto Magdalena	Río Coello	Fayadú	4.82	7.87	17.57	28.43	18.14	7.87	8.71	8.33	8.10	14.52	31.18	8.88	13.32
Alto Magdalena	Río Lagunilla	La Esmeralda	8.48	8.18	12.88	14.73	28.88	11.54	3.84	3.18	5.88	12.71	14.80	7.43	10.41
Alto Magdalena	Río Magdalena	Arrecifes	1604.13	1735.54	3074.38	4581.88	4808.08	3338.84	2448.28	1803.31	1780.33	3383.84	8208.81	3347.11	3070.84
Medio Magdalena	Río Euna	Puerto Carrera	0.81	0.78	0.88	0.78	1.08	0.80	0.48	0.50	8.80	0.81	1.12	1.25	0.85
Medio Magdalena	Río Magdalena	Puerto Edgar	1124.01	1248.42	1788.48	3227.34	3822.42	2281.40	1457.87	1028.41	878.17	2253.58	3527.82	2815.74	2111.22
Medio Magdalena	Río Nara	Cantón	73.21	88.08	138.52	150.58	213.81	180.88	121.06	138.52	221.71	248.28	278.82	208.22	170.58
Medio Magdalena	Río Carare	Puerto Araujo	307.78	417.71	584.27	1418.24	1807.33	815.57	288.72	271.15	588.85	1256.57	1418.78	787.08	787.18
Sopiero	Río Suárez	La Ceiba	15.23	23.88	83.88	178.88	208.80	102.84	83.88	84.30	80.02	187.87	188.87	82.81	103.24
Sopiero	Río Funes	San Gil	11.88	18.85	84.87	38.43	70.24	32.30	20.17	18.46	38.14	81.17	70.72	30.50	41.27
Sopiero	Río	El Jardín	28.22	41.24	180.82	387.83	1271.84	814.28	488.20	318.80	314.73	1011.47	1368.58	180.18	528.36
Cauca	Ciudadela	Puerto Aragon	2.47	1.17	2.82	4.40	7.48	21.88	14.30	4.71	3.54	4.74	4.38	8.77	8.54
Cauca	Río Glun	La Batavia	1.82	1.01	1.32	1.56	1.41	0.88	0.78	0.48	2.18	1.48	1.88	2.88	1.44
Cauca	Río San Juan	El Renacimiento	25.83	28.28	34.42	106.80	132.77	130.80	87.84	80.41	123.36	123.35	137.58	78.48	80.58
Cauca	Río Cauca	Agua	1573.48	1888.08	1888.01	2827.48	4808.83	3753.88	2827.80	2482.01	2808.30	5127.80	5387.41	3678.27	3183.88
Cauca	Río Nequi	Puerto Anelí	18.75	13.81	18.88	43.54	78.43	71.78	54.86	87.33	81.53	81.11	71.38	34.87	56.27
Bajo Magdalena	Río Grande	Canal Florido	1100.83	388.78	408.81	1873.58	3084.21	2082.84	586.12	2838.02	4224.78	8388.78	3888.28	1208.82	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 (Q_S) y el Caudal Líquido (Q_W), 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 [m³/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:

$$W_T = W + 0.4343 K \left[\left(\frac{T}{T-1} \right) \ln T - 1 \right]$$

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 e 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

$$E = 100 - (1600 R^{0.2-1.2})$$

Donde

- E Eficiencia de Atrapamiento de Sedimentos en Suspensión [%]
- R Índice de Sedimentación [s²/m]

El índice de sedimentación se calcula a su vez como

$$R = \frac{t_D}{v_{Pr}}$$

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 [m³]
- Q Caudal promedio de entrada al embalse [m³/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:

$$V_A = p_{CF} \sum_{T=1}^N V_{S,T}$$

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 [m³]

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

Parámetro	Segueme	El Químbo	Ituango	Miel	San Carlos	Uná I	Chiver	Guante	Perce II	Pefel	Prado	Regand	Payas	Botania	Perce II	Tromas	Muña
Año Última Inspección	2018	2014	2014	2015	2015	2012	NA	2018	2015	NA	2014	2014	2018	2018	2018	2018	2018
Tipo de Operación	1	2	2	2	2	2	2	2	2	1	2	2	2	2	2	2	2
Fración 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
Fración Lima	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
Fración 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/m ³]	418	581	581	581	581	581	581	581	581	418	581	581	581	581	581	581	581
Densidad Lima [kg/m ³]	1120	1140	1140	1140	1140	1140	1140	1140	1140	1120	1140	1140	1140	1140	1140	1140	1140
Densidad Arena [kg/m ³]	1560	1560	1560	1560	1560	1560	1560	1560	1560	1560	1560	1560	1560	1560	1560	1560	1560
Densidad Inicial [kg/m ³]	1031.62	1088.77	1088.77	1088.77	1088.77	1088.77	1088.77	1088.77	1088.77	1031.62	1088.77	1088.77	1088.77	1088.77	1088.77	1088.77	1088.77
Factor de Tiempo Arena (Ka)	258	135	135	135	135	135	135	135	135	268	135	135	135	135	135	135	135
Factor de Tiempo Lima (Kb)	81	28	28	28	28	28	28	28	28	81	28	28	28	28	28	28	28
Factor de Tiempo Arena (Kc)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Factor de Tiempo Total (K)	115.85	58.82	58.82	58.82	58.82	58.82	58.82	58.82	58.82	115.85	58.82	58.82	58.82	58.82	58.82	58.82	58.82
Velocidad Nueva y Mínima Tántico Inicial (m/s)	20887300	13810000	17440000	14858000	10310000	38673000	87000000	40400000	38010000	170000000	67830000	10434000	31570000	528330000	110070000	105600000	80000
Velocidad Nueva y Mínima Tántico Final (m/s)	27843100	16240000	87800000	44138000	48380000	12382000	88600000	76434000	13087000	107000000	42087000	13707000	46220000	78898000	88820000	21800000	12840000
Velocidad Total Inicial (m/s)	48288400	13828888	27888888	88888888	88700000	180048000	78000000	80478888	188888888	134888888	88888888	24131888	80780000	188431888	188888888	228888888	128888888
Longitud del Embalse (m)	17880	56000	78000	21480	8840	22880	22880	14470	15430	7250	25680	11500	8388	13117	8232	2738	3835
Área Seccional Promedio (m ²)	272755	58273	34430	27480	8784	71888	33188	58814	10815	171084	42418	20883	8808	87812	24181	11847	3225
Tiempo de Retención Hidráulica (s)	10041848	13588204	3272888	7020568	2138444	4715443	8583130	11388223	7333482	37837823	18447881	8300864	2413140	8858880	2614887	783018	1015088
Índice de Efectividad (Kd)	570088878	338883754	136578878	2288747847	528288287	888888888	3883801045	8828197411	3485388134	188214884453	14480883887	5888888377	820888882	3378418285	788187208	22388821	2818880287
Alargamiento de Sedimentación en Suspensión (%)	84.10%	82.10%	74.18%	80.53%	83.18%	88.84%	82.78%	86.83%	82.23%	100.00%	87.14%	84.28%	84.10%	88.12%	86.27%	77.78%	78.85%
Coeficiente de Efectividad (Kd)	480.8027	235.7448	831.1183	84.03838	27.4756	338.40384	78.47188	70.80100	22.7558	33.478188	54.16178	28.08	33.4781	182.82828	78.08188	41.4423	12.5012
Procedimiento de Flujo en el Embalse (m/s)	0.001781	0.004045	0.024138	0.003066	0.00404	0.0047208	0.002284	0.001273	0.00210	0.0001857	0.001278	0.001384	0.00388	0.0018704	0.003273	0.00848	0.00387
Concentración SST (mg/L)	248.7287	1285.878	331.1783	822.2888	1200	1200	1200	1280	4170.78	881.88281	1200	2237.228	1200	1518.8178	1200	507.481	1200
Transporte Medio Anual en Suspensión (t/año)	3788.88	8880.55	8880.28	2178.00	1838.78	12844.13	3007.47	2878.34	2883.08	1047.23	2048.28	2050.28	1288.88	8841.38	2883.08	883.24	473.088
Factor de Arrastre (Autm)	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 (t/año)	2828.74	1812.11	8510.20	1834.25	207.85	2888.83	801.48	595.87	588.82	788.42	408.88	410.88	253.08	1848.28	588.82	487.43	84.82
Densidad Año 1 [kg/m ³]	1148.70	1148.70	1148.70	1148.70	1148.70	1148.70	1148.70	1148.70	1148.70	1148.78	1148.70	1148.70	1148.70	1148.78	1148.70	1148.70	1148.70
Densidad Año 2 [kg/m ³]	1147.88	1147.88	1147.88	1147.88	1147.88	1147.88	1147.88	1147.88	1147.88	1147.88	1147.88	1147.88	1147.88	1147.88	1147.88	1147.88	1147.88
Densidad Año 3 [kg/m ³]	1145.84	1145.84	1145.84	1145.84	1145.84	1145.84	1145.84	1145.84	1145.84	1145.84	1145.84	1145.84	1145.84	1145.84	1145.84	1145.84	1145.84
Densidad Año 4 [kg/m ³]	1143.84	1143.84	1143.84	1143.84	1143.84	1143.84	1143.84	1143.84	1143.84	1143.84	1143.84	1143.84	1143.84	1143.84	1143.84	1143.84	1143.84
Densidad Año 5 [kg/m ³]	1141.88	1141.88	1141.88	1141.88	1141.88	1141.88	1141.88	1141.88	1141.88	1141.88	1141.88	1141.88	1141.88	1141.88	1141.88	1141.88	1141.88

Parámetro	Soyogoso	El Químico	Ituango	Mital	San Carlos	Urrá I	Chiver	Guanía	Paracall	Peñal	Prado	Regradillo	Playas	Setaria	Pereira	Tromas	Muña
Densidad [kg/m ³] Año 6	1139.88	1139.88	1139.88	1139.88	1139.88	1139.88	1139.88	1139.88	1139.88	1139.88	1139.88	1139.88	1139.88	1139.88	1139.88	1139.88	1139.88
Densidad [kg/m ³] 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/m ³] 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/m ³] 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/m ³] 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/m ³] 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/m ³] 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/m ³] Año 13	1120.88	1120.88	1120.88	1120.88	1120.88	1120.88	1120.88	1120.88	1120.88	1120.88	1120.88	1120.88	1120.88	1120.88	1120.88	1120.88	1120.88
Densidad [kg/m ³] 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/m ³] 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/m ³] Año 16	1109.78	1109.78	1109.78	1109.78	1109.78	1109.78	1109.78	1109.78	1109.78	1109.78	1109.78	1109.78	1109.78	1109.78	1109.78	1109.78	1109.78
Densidad [kg/m ³] 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/m ³] Año 18	1100.88	1100.88	1100.88	1100.88	1100.88	1100.88	1100.88	1100.88	1100.88	1100.88	1100.88	1100.88	1100.88	1100.88	1100.88	1100.88	1100.88
Densidad [kg/m ³] 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/m ³] 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/m ³] 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/m ³] 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/m ³] Año 23	1064.08	1064.08	1064.08	1064.08	1064.08	1064.08	1064.08	1064.08	1064.08	1064.08	1064.08	1064.08	1064.08	1064.08	1064.08	1064.08	1064.08
Densidad [kg/m ³] Año 24	1050.82	1050.82	1050.82	1050.82	1050.82	1050.82	1050.82	1050.82	1050.82	1050.82	1050.82	1050.82	1050.82	1050.82	1050.82	1050.82	1050.82
Densidad [kg/m ³] Año 25	1031.52	1031.52	1031.52	1031.52	1031.52	1031.52	1031.52	1031.52	1031.52	1031.52	1031.52	1031.52	1031.52	1031.52	1031.52	1031.52	1031.52
Volúmen Sedimento de Año 2	3084680.26	7651781.85	5900842.79	1715728.00	752347.93	887817.40	2428802.28	2228689.44	2401478.31	910888.88	1731386.48	1641242.96	328774.23	7404789.8	2219838.15	444784.78	324490.89
Volúmen Sedimento de Año 3	3088862.78	7871103.03	5908853.16	1718488.18	753958.27	8894288.05	2430796.55	2232274.84	2405342.42	812336.05	1734171.86	1639847.88	328285.32	7418712.4	2223408.32	444886.74	324972.85
Volúmen Sedimento de Año 4	3084422.84	7641951.84	5618248.13	1721388.48	754820.41	8710525.0	2434887.81	2238013.42	2408371.42	813883.12	1737078.42	1646768.14	329818.14	7428134.5	2231133.32	450238.84	32516.85
Volúmen Sedimento de Año 5	3100233.35	7873772.87	5828084.22	1724373.18	754138.85	8727488.3	2439120.87	2238618.32	2413679.64	815458.36	1740110.58	1649714.88	331444.18	7442111.1	2231027.83	451028.82	32606.93
Volúmen Sedimento de Año 6	3105880.84	7711418.52	5638338.48	1727518.83	757518.88	8745237.8	2440571.93	2244008.86	2417884.28	817128.85	1743288.02	1652787.88	333143.88	7455881.8	2235884.74	451648.08	32880.68
Volúmen Sedimento de Año 7	3111824.08	7728150.73	5658108.37	1730820.03	754985.78	8783854.10	2448238.8	2244293.88	2422803.38	81888.96	1748818.21	1668031.86	334826.38	7488934.8	2238884.86	452784.25	327304.88
Volúmen Sedimento de Año 8	3118080.48	7741834.74	5681432.77	1734288.84	760488.84	8783421.8	2453146.43	2252789.42	2427458.54	820723.48	1750118.64	1688800.88	336800.88	7488881.1	2241882.88	453818.88	32880.88
Volúmen Sedimento de Año 9	3124831.80	7751960.90	5673384.44	1737943.84	762888.88	8804040.7	2458318.52	2257547.28	2432574.48	822863.94	1753805.07	1703012.28	338774.42	7500878.8	2248881.88	454878.88	328851.78
Volúmen Sedimento de Año 10	3131575.26	7751818.86	5685871.62	1741805.85	763783.08	8825827.0	2463778.2	2262483.88	2437880.09	824714.29	175702.32	1708788.88	340860.54	7517347.6	2253578.11	455888.88	328882.88
Volúmen Sedimento de Año 11	3138834.38	7763481.24	5698333.33	1745888.88	765577.83	8848817.1	2468888.08	2267880.83	2443709.20	826887.28	1761832.82	1710807.56	342071.51	7535881.8	2258873.88	456888.88	330158.14
Volúmen Sedimento de Año 12	3148760.57	7812892.57	5713541.25	1750251.88	767488.71	8871473.0	2475784.34	2273536.24	2448802.01	828188.29	1768228.53	1715073.88	34522.04	7553788.7	2264506.85	457784.88	330878.90
Volúmen Sedimento de Año 13	3155115.72	7833638.84	5728713.82	1754888.17	768524.91	8888888.7	2482289.78	2278671.84	2456336.82	831886.42	1770815.14	1719628.88	347833.88	7573486.8	2270818.48	458810.37	331884.11
Volúmen Sedimento de Año 14	3164074.74	7855480.83	5744880.43	1758882.25	771788.88	8892778.1	2489348.33	2288044.74	2463281.38	834310.81	1775843.88	1724508.75	350624.76	7585882.4	2278885.88	460318.74	332880.43
Volúmen Sedimento de Año 15	3173728.82	7879852.12	5762510.71	1762525.37	774094.88	8908082.8	2498844.36	2298020.88	2470788.83	837181.87	1781862.82	1728771.88	353525.88	7618388.8	2288813.81	46178.35	333815.84
Volúmen Sedimento de Año 16	3184185.08	7905834.08	5781512.34	1770818.88	7788.88	8928888.8	2505178.88	2308881.88	2478845.88	840282.18	1787238.91	1735475.88	356888.88	7648881.3	2291444.88	463248.88	334818.70
Volúmen Sedimento de Año 17	3195816.42	7934184.29	5802250.75	1777428.16	78400.88	8948888.8	2514184.88	2318883.88	2487837.88	843624.88	1793471.71	1741701.04	360101.34	7671078.8	2298884.27	464802.52	335818.88
Volúmen Sedimento de Año 18	3208181.42	7965385.29	5825888.15	1784415.83	782487.58	8968888.8	2524051.28	2327813.27	2497820.88	847336.84	1800701.18	1748550.21	363878.81	7701245.3	230878.83	466780.77	337438.82
Volúmen Sedimento de Año 19	3222148.08	8000682.28	5850420.01	1792181.87	785873.04	8988888.8	2533038.18	2338051.30	2508480.88	851458.83	1808538.18	1758180.90	368071.80	7734782.7	2318756.39	468782.04	338884.43

Factores	Seguros	El Guineo	Ituango	Mali	San Carlos	Uralá	Chivá	Guamo	Porce III	Pañal	Prado	Risagra	Pijao	Bucaria	Porce II	Troneras	Muña
Volumen Sedimentación de Años 19	3297848 82	6039048 83	5878831 33	1800915 85	788702 80	10158277 28	2547380 38	2338348 53	2520715 83	868086 45	1817361 88	1784718 70	872788 86	7772457 5	2330055 77	471046 60	340580 05
Volumen Sedimentación de Años 20	3255781 81	6082574 54	5811482 26	1810880 47	784078 73	10215645 28	2581488 31	2362303 18	2634878 81	881380 88	1827417 42	1774482 74	878177 56	7815805 2	2342880 87	473856 42	342488 27
Volumen Sedimentación de Años 21	3278878 38	6135458 51	5848438 57	1822513 57	788173 57	10281114 42	2577840 47	2387401 80	2560845 81	88798182 82	1838148 83	1785882 44	864458 06	7888888 8	2357888 42	478888 81	344844 28
Volumen Sedimentación de Años 22	3301718 06	6187821 51	5884884 44	1838438 38	806278 85	10868871 08	2587838 18	2385480 81	2370437 28	874864 83	1833188 52	1788528 14	881878 15	7825770 4	2378018 58	480337 86	347377 87
Volumen Sedimentación de Años 23	3332880 00	6275185 15	6051823 80	1853817 51	812800 27	10857704 10	2622218 48	2488084 38	2584781 18	884180 57	1870738 34	1818888 87	1001388 18	8000771 5	2388800 71	484883 40	348883 84
Volumen Sedimentación de Años 24	3374834 72	6378888 88	6127282 18	1878887 30	823084 83	10888488 30	2655007 24	2488174 37	2627205 58	888488 84	1884127 88	1838270 87	1013888 07	8108811 5	2428881 11	488888 28	354847 33
Volumen Sedimentación de Años 25	3438108 78	6478887 40	6180888 00	1810888 87	788734 38	10211012 04	2880382 83	2381258 34	2533582 04	1015288 5	1828888 51	1773708 30	877743 48	7812037 4	2341821 28	473445 24	342284 31
Volumen ción SST en 25 Años [m3]	78787873 82	18788432 034	14450008 578	4428527 758	1841038 514	24878888 088	8281310 874	8748853 158	8188748 851	23584438 80	4488828 814	4387887 814	2381088 238	18184188 034	8727117 188	1157788 845	8370732 32
Sedimentación en 25 Años [m3]	46882820 87	30840470 88	1080314 518	2835887 087	3384074 88	41432881 55	8781517 50	8843821 44	8885138 34	12888104 84	8810570 83	8813788 43	4088887 80	28810881 80	8855138 34	8023884 52	1528881 83
Sedimentación Total en 25 Años [m3]	12538048 488	23843478 123	24850324 084	7882414 858	2278443 882	28114074 221	7201482 424	8814258 380	7181258 884	38222580 34	5127883 220	4888837 057	2788747 018	22882258 134	8882831 034	1880108 388	8888823 85
Retención de Volumen (Número+1) (m3)	48886788 0841	88785888 8877	24784887 8808	818158 8144	3883887 018	1382882 5778	8878883 7878	7388874 4788	8384748 118	18037774 8888	8478881 8780	1813888 2843	8278282 882	10834874 3488	1318838 8888	1284883 884	278178 08
Pérdida de Capacidad en 25 años (%)	2.88%	7.13%	9.17%	11.87%	38.78%	18.18%	8.28%	8.22%	42.81%	2.88%	8.13%	20.72%	34.88%	17.28%	38.88%	80.48%	77.88%
Retención de Volumen (Número+1) (m3) (%)	42.87%	43.88%	84.12%	26.18%	17.58%	22.88%	12.11%	5.88%	21.88%	13.71%	87.88%	43.30%	38.88%	41.14%	88.34%	22.81%	0.38%
Sedimentación depositada en el mínimo (m3) (%)	1.11%	3.07%	3.88%	3.81%	8.81%	4.17%	1.18%	8.41%	8.38%	8.88%	2.87%	8.88%	13.84%	7.87%	18.82%	18.84%	8.31%
Sedimentación depositada en el mínimo (m3) (%)	1.48%	4.08%	3.28%	8.88%	31.87%	14.88%	8.38%	7.81%	33.88%	2.82%	2.18%	11.77%	21.11%	10.12%	15.83%	48.77%	77.88%

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.

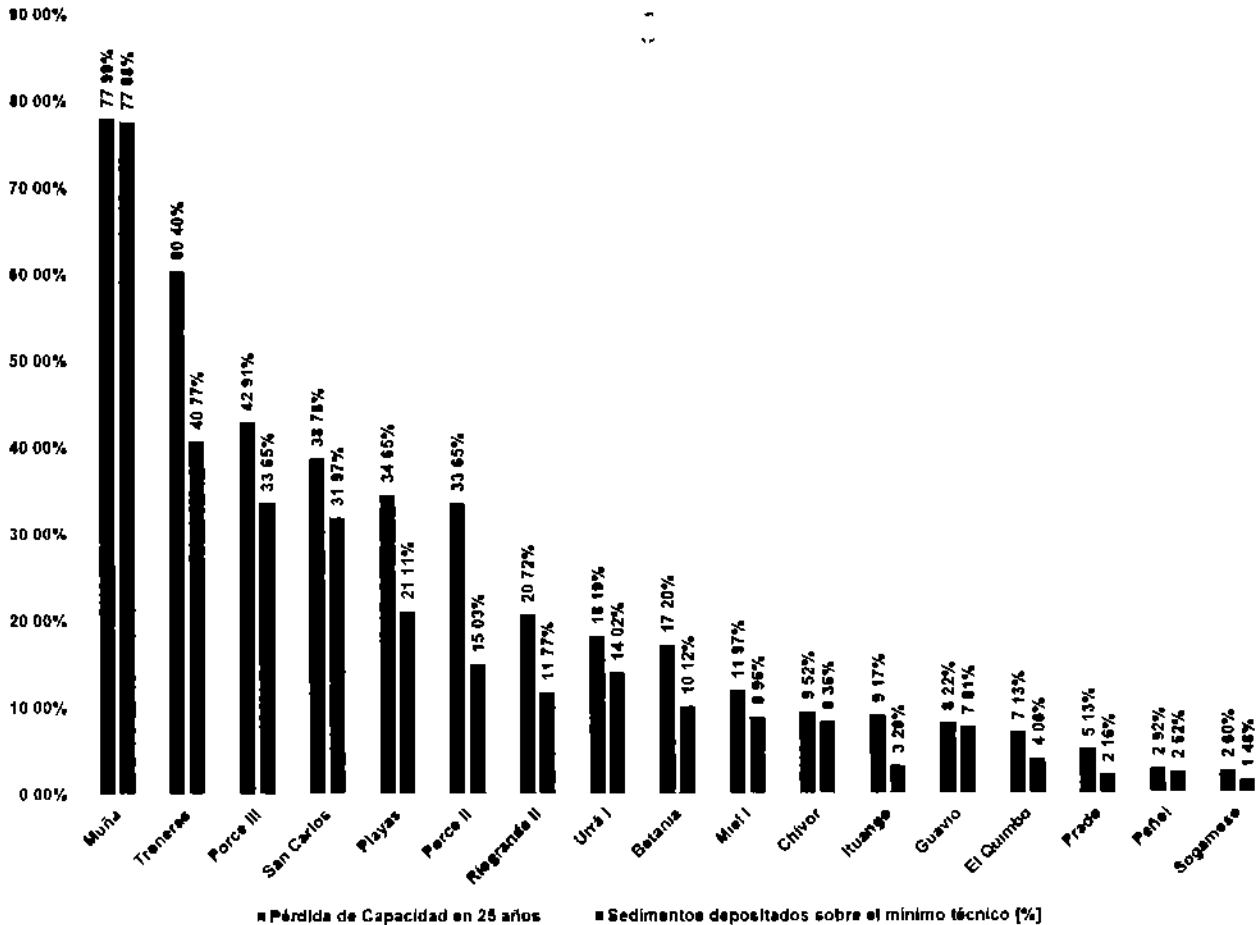
Tabla 3-56 Resumen de resultados de sedimentación

Embalse	Eficiencia de Atrapamiento de Sedimentos en Suspensión [%]	Caudal Líquido Promedio (m ³ /s)	Pérdida de Capacidad en 26 años	Relación Volumen (Muerto+Mínimo Técnico)/Total [%]	Sedimentos depositados debajo del mínimo técnico [%]	Sedimentos depositados sobre el mínimo técnico [%]
Sogamoso	94.10%	400.50	2.60%	42.87%	1.11%	1.48%
El Quimbe	92.10%	235.74	7.13%	43.00%	3.07%	4.06%
Ituango	74.18%	831.12	9.17%	64.12%	5.88%	3.28%
Miel I	90.53%	84.03	11.87%	25.18%	3.01%	8.98%
San Carlos	83.18%	27.48	38.78%	17.58%	6.81%	31.97%
Urrá I	86.64%	338.40	18.19%	22.82%	4.17%	14.02%
Chiver	82.78%	79.47	9.52%	12.11%	1.15%	8.38%
Guavie	86.63%	70.80	8.22%	5.02%	0.41%	7.81%
Perce III	82.25%	22.78	42.91%	21.58%	9.26%	33.85%
Peñol	100.00%	33.48	2.92%	13.71%	0.40%	2.52%
Prado	87.14%	54.15	5.13%	57.89%	2.97%	2.16%
Risigrande II	94.28%	29.08	20.72%	43.20%	8.95%	11.77%
Playas	84.10%	33.48	34.85%	38.08%	13.54%	21.11%
Betania	92.12%	182.93	17.20%	41.14%	7.07%	10.12%
Porco II	85.27%	79.09	33.85%	55.34%	18.62%	15.03%
Troneras	77.78%	41.44	80.40%	32.51%	19.84%	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 [m³/s] Ejemplo

Año/Mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
1961	127 75	127 28	192 84	289 55	224 13	258 31	256 83	157	85 31	162 14	313 52	140 42
1962	98 16	118 85	131 8	188 78	305 91	355 9	308 2	284 85	121 78	250 54	220 99	170 82
1963	152 58	237 48	133 28	248 82	250 27	202 41	179 38	170 07	91 74	44	258 18	174 82
1964	64 78	41 47	20 75	216 26	187 77	273 86	243 08	218 82	180 87	186 39	165 67	160 37
1965	85 54	45 03	32 89	255 95	288 93	188 11	181 16	147 15	64 72	148 48	270 72	215 39
1966	81 15	40 05	88 31	137 42	86 55	89 08	154 08	150 51	72 67	116 85	198 53	383 6
1967	113 83	133 48	158 88	163 41	180 31	358 39	200 01	207 85	50 33	75 89	208 48	180 68
1968	170 01	189 25	232 88	154 66	242 33	280 71	81 86	242 43	81 81	184 4	175 31	181 83
1969	73 58	52 1	26 04	301 89	217 87	262 54	238 65	246 11	85 19	307 56	288 88	348 23
1970	215 88	217 24	158 25	189 23	314 84	307 72	183 5	187 15	204 08	229 63	347 65	288 88
1971	308 16	239 48	251 41	321 11	288 8	229 72	284 88	161 35	88 05	244 71	290 55	212 87
1972	217 41	201 58	208 33	308 13	257 55	243 88	221 04	72 83	118 42	61 94	238 77	152 01
1973	80 32	86 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	308 97	281 4	222 34	273 2	208 86	190 34	238 44	328 88	228 32
1975	116 37	153 53	232 73	184 08	306 75	295 14	242 14	258 37	220 84	282 62	379 14	374 55
1976	184 83	250 1	279 88	373 58	333 23	272 88	371 33	254 06	220 83	282 72	257 91	194 1
1977	83 84	113 2	110 37	207 41	223 84	240 05	183	156 57	188 26	245 25	312 13	133 48
1978	88 58	87 26	108 52	278 94	201 53	214 12	175 88	182 13	131 08	151 38	113 07	188 15
1979	88 64	85 03	243 73	284 78	238 75	323 57	194 75	145 87	183 08	168 67	328 97	154 28
1980	137 48	213 68	151 77	248 75	188 63	285 61	200 08	130 14	117 5	215 87	134 8	178 87
1981	123 42	150 79	160 28	208 88	424 14	238 24	228 09	158 8	132 77	183 57	308 30	170 41
1982	377 04	288 28	275 18	338 88	353 73	227 84	303 4	187 1	182 52	230 27	187 01	250 69
1983	126 88	75 48	151 76	311 73	248 28	130 88	136 47	222 17	108 14	137 08	131 85	215 74
1984	297 87	235 48	147 28	235 43	284 87	228 87	261 52	214 04	208 62	281 54	354 85	320 59
1985	179 4	112 33	103 34	168 78	207 5	314 86	303 25	248 48	160 28	177 03	188 28	177 52
1986	154 38	246 97	357 44	288 03	188 03	323 02	442 81	174 21	142 44	460 17	308 22	85 63
1987	82 78	62 78	87 35	185 02	224 48	143 05	170 14	211 48	128 42	200 14	152 8	137 82
1988	53 2	81 77	64 72	131 74	148 56	264 38	372 85	151 13	128 18	168 51	313 85	285 27
1989	152 54	148 24	274 58	143 38	272 47	185 08	214 56	124 61	131 78	183 82	192 87	127 5
1990	117 73	128 03	123 86	189 9	330 85	248 39	285 05	188 57	100 5	148 85	143 07	184 27
1991	85 48	78 06	155 13	172 48	188 07	155 03	262 81	270 83	186 71	126 67	183 2	197 35
1992	84 08	77 75	58 83	128 17	87 05	148 66	278 08	199 3	81	79 71	148 97	164 72
1993	88 78	118 33	223 8	245 86	251 58	248 82	208 73	157 88	119 69	118 08	310 34	267 57
1994	172 38	167	257 71	330 61	361 12	387 8	308 35	260 03	179 84	183 68	225 05	172 03
1995	70 24	52 88	124 88	245 84	189 66	178 58	208 63	110 07	83 78	160 48	178 52	133 46
1996	131 24	235 73	323 08	212 01	220 08	233 28	345 24	171 44	111 1	227 27	145 78	183 15
1997	240 54	138 52	111 01	149 77	239 32	146 21	388 37	151 18	78 88	78 78	119 32	88 75
1998	30 48	29 71	59 47	166 88	202 78	280 93	231 2	124 2	88 06	153 84	188 53	144 48
1999	248 16	348 08	211 37	330 43	258 55	208 88	155 88	151 04	156 84	148 82	170 87	324 28
2000	185 44	288 28	282 77	228 83	387 28	162 87	111 05	180 25	126 86	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 58	162 46
2002	88 13	44 67	144 04	184 18	183 5	365 47	211	217 42	88 8	123 88	128 04	117 02
2003	81 32	88 38	102 58	188 18	208 25	173 01	178 54	125 42	100 3	150 54	158 02	158 06
2004	131 28	73 44	85 11	184 52	182 82	188 84	135 12	186 05	88 88	138 76	182 01	158 85
2005	83 18	138 45	146 41	184 38	158 01	138 08	132 88	154 75	107 82	148 05	174 01	233 47
2006	198 48	142 03	277 41	288 4	188 83	287 11	278 59	152 28	123 65	122 4	254 68	248 88
2007	81 25	59 3	125 88	288 25	272 12	425 57	223 7	187 32	117 35	270 81	278 88	281 35
2008	180 88	210 59	241 13	203 77	288 84	308 31	381 38	170 87	180 21	186 02	311 15	301 9
2009	272 88	200 85	255 74	203 85	182 88	234 07	181 42	185 2	101 88	128 84	123 49	88 82
2010	52 56	88 52	81 13	187 34	282 28	202 58	274 07	150 07	108 88	115 35	320 27	288 82
2011	148 85	175 53	254 48	428 38	414 46	338 37	282 03	145 88	154 28	170 83	330 51	488 37
2012	288 77	203 41	228 88	328 15	210 88	183 84	183 83	182 17	110 78	148 18	134 64	188 73
2013	84 14	178 12	175 68	158 88	181 37	184 18	228 27	184 87	134 83	138 41	180 17	234 34
2014	135 58	137 18	287 3	203 51	230 24	245 1	238 88	214 28	118 72	158 88	167 87	188 9
2015	108 5	158 7	180 5	192	188 8	375 5	271 7	190 3	104 3	100 8	275 8	184 8
2016	121 5	181 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]	76.13	81.33	85.74	71.38	88.72	71.95	73.42	42.40	44.38	72.28	75.37	80.81
Pendiente (m) [m ³ /año]	-0.00402	0.00181	1.089	-0.1935	-0.3854	0.01051	0.2885	-0.4124	-0.3113	-0.9530	-1.2831	-0.1708
Corte Eje Y (Q ₀) [m ³ /s]	147.78	149.11	-1953.88	812.11	1025.487	224.034	-335.80	1004.48	749.00	2085.86	2738.81	544.87
Medio en 2018 [m ³ /s]	138.87	145.44	203.45	221.81	228.22	245.23	241.80	173.02	121.27	144.33	190.28	200.31
Medio en 2100 [m ³ /s]	139.33	146.29	293.32	205.65	195.00	246.11	285.87	138.37	85.11	84.2812	84.18	186.98
Máximo [m ³ /s]	377.04	404.8	378.41	428.38	424.14	425.57	442.81	270.83	251.75	480.17	378.14	488.37
Mínimo [m ³ /s]	30.48	28.71	20.75	128.45	86.55	88.08	81.88	72.83	50.33	44	113.07	88.75

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 [m³/s/año]
- t Año
- Q_0 Corte de la recta con el eje vertical (Año Cero) [m³/s]

Luego, para cada mes, se halla un número aleatorio con distribución normal estándar $Z \sim N(0, 1)$, 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

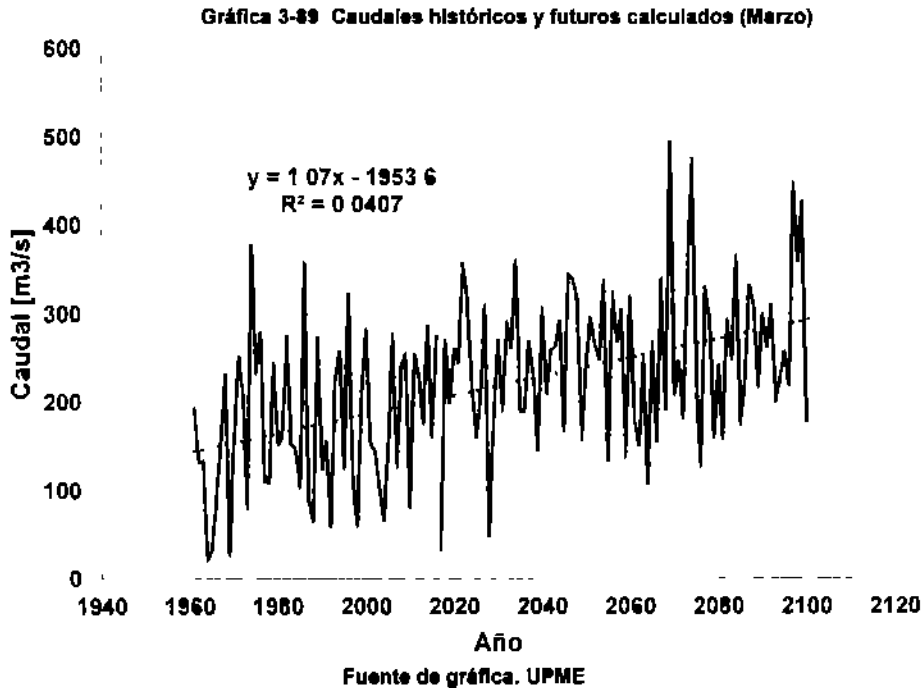
$$[\mu_Q(t) - 3\sigma \leq Q_{Mes} \leq \mu_Q(t) + 3\sigma]$$

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 35555456	188 0741591	32 90009503	128 8928149	208 8999515	280 6674011	298 663274	179 9850427	186 1921078	114 4862446	283 7263311	199 7685903
2018	184 8655510	240 8136171	270 5696193	160 2172000	147 8151289	336 848745	133 0517192	170 9986003	185 1718459	184 0811247	173 5532112	258 8248342
2019	339 3566670	33 34162763	198 8801201	102 8096371	260 8792028	252 3759309	236 8631937	153 3064569	32 7488935	100 1845187	184 9323047	185 835513
2020	161 0181471	35 11415655	260 8480747	252 0875813	247 9130337	209 7895116	239 9561593	254 441718	87 42188102	231 7642028	304 0526242	188 2428308
2021	172 6833333	93 78886356	244 5831207	226 9328054	349 5129146	289 3305069	409 5025517	235 5245185	101 8145859	87 1474488	126 8143152	210 2331271
2022	177 7279516	335 9360976	367 8780933	128 8969571	173 8819851	191 5188847	176 9384914	131 562428	142 3581837	232 0892845	255 6359006	251 5784581
2023	103 2866593	54 74044004	317 6312038	325 268236	277 2259286	143 4732876	355 4423734	93 0851519	88 30133827	210 4595837	240 095677	333 5438943
2024	124 8489136	20 56483534	224 723078	228 5035031	180 310937	239 504761	173 4047505	213 1957158	95 38484184	234 8675188	247 6648098	165 7448247
2025	0 134885457	189 1747389	158 7302850	118 4002938	180 0815107	161 1089980	320 141061	124 7011742	92 8408251	159 1980436	227 5875567	285 2173808
2026	218 5090781	183 2247806	202 7789020	145 27385	299 9157065	234 8846357	261 730531	97 24723809	21 08079419	215 2845504	157 1357088	102 3217958
2027	102 0594847	58 88028802	308 6802421	106 8304081	325 324118	268 0811951	302 3038652	185 3620185	120 2850511	174 4184232	157 8410817	245 1389022
2028	105 4745033	48 20088523	48 20088523	272 8583347	332 8743388	333 8743388	288 3586185	131 747944	30 70925693	235 6887220	212 729577	192 5988917
2029	70 0714338	34 13376202	182 7741493	327 6232231	123 3802012	150 2522309	176 5865285	88 93248445	73 28330141	62 81827651	142 6849374	79 70013272
2030	24 75246056	85 900779196	270 3800085	215 7522833	214 1878043	184 5817484	224 4357624	143 4181274	139 7778914	77 84084673	169 81332321	211 85844423
2031	129 8488036	89 50041229	109 46803857	221 4876038	259 7515891	172 1915255	224 6921509	140 3922553	121 8555482	87 0371638	132 8264552	41 48838147
2032	87 68704531	212 3320444	251 157361	210 6380366	247 9123794	183 3470066	285 8016333	115 7031624	104 5192148	11 28805749	223 637475	111 4378661
2033	320 1174843	154 041054	280 8285367	282 7800464	156 5952785	198 3784338	266 1508617	142 8710859	89 0058216	40 8710659	32 07050454	222 3485245
2034	127 9820593	230 8083482	358 9484983	185 1357386	372 0845687	181 8954808	255 7535574	178 8510126	104 4218000	88 88247857	312 8007544	178 3043568
2035	110 8067534	254 828706	188 8387588	140 848577	224 2101194	203 8427209	344 7992257	247 6810842	70 68086290	282 9502077	81 87707336	182 8856515
2036	222 8287016	102 8817284	188 4888881	231 801584	212 1670434	214 8786282	188 358573	213 4254022	146 4914039	123 3847128	182 6298885	175 6270021
2037	127 2118756	268 5485806	288 9231936	180 3058844	270 8857243	275 8662188	273 2788085	38 23887897	118 2856718	51 9312874	257 234304	258 5013188
2038	181 8331655	289 1143993	228 2055778	217 0370285	317 4420215	312 9492135	302 6224788	324 7221773	125 7498839	321 9271989	239 8248208	193 6148312
2039	111 8889803	125 7325881	144 7403914	219 7205384	173 1769788	281 8532219	352 3851742	182 9471066	147 6742611	101 070343	150 7348351	172 0788283
2040	247 7275883	187 1044906	307 2478986	204 5580389	279 1138888	328 7072012	185 5228284	163 8188548	109 801428	122 408443	84 084592	157 5002555
2041	11 1116557	285 4537666	230 3793531	241 1280431	335 3205792	286 0452263	284 8911033	119 3842407	110 507819	125 0955914	190 3889057	242 2354032
2042	218 8932555	72 45569223	258 8888815	288 4756639	300 148847	318 8500503	380 2148185	123 3380009	183 848137	163 8085118	239 4088724	119 8150488
2043	299 1351421	221 818622	282 86314	191 4810580	133 2521897	247 5030280	280 852781	170 5357495	81 19485773	187 4367474	81 39488888	140 4030488
2044	234 83888505	100 0383258	202 1070188	155 3138222	271 9421989	389 2021051	221 9303868	227 2241386	148 3587268	112 2343806	164 1038517	127 3821318
2045	178 8310881	182 1081108	167 2239594	270 8533873	358 2425842	160 6230518	146 7739725	84 87408865	228 8809659	181 2888172	218 1630178	181 4698042
2046	184 8802692	334 8234701	344 81588857	189 8538184	285 3393621	167 8195208	175 9973884	183 8480098	88 75760104	185 0430773	32 28188488	346 2763816
2047	232 073228	128 8300383	338 8112297	183 4233895	277 8875486	181 8188242	247 3502903	383 0358629	154 4023428	140 2885523	133 6288029	152 4492328
2048	104 7557428	134 8225785	317 8810417	244 2881721	229 8892598	398 1820217	388 8385898	182 4024328	80 4061228	140 2885523	133 6288029	152 4492328
2049	173 7502574	174 35070285	156 928828	235 5805208	272 7673243	284 7221304	251 1984089	184 0042818	43 05277046	178 1305281	283 0112887	172 4222338
2050	284 4508419	184 3488888	240 8460418	157 1884098	188 7434389	233 4186706	281 8901374	184 8492063	81 10841221	101 8183044	207 6451855	176 7417234
2051	204 7055854	252 7547867	295 8938646	308 8141888	225 1828383	243 4888711	247 8838172	182 8380337	101 418082	57 58695818	156 5210880	61 20488698
2052	83 77791395	145 9138888	264 77588	153 7588888	288 2443888	343 3208184	273 0710817	178 7828558	77 24420908	120 6801517	215 8142773	88 6768042
2053	125 4850118	278 9520758	247 6884059	78 80109184	158 8722814	355 3586185	246 1757889	235 7809485	83 60473364	76 4768087	170 438828	281 9734088
2054	45 2889289	8 580044875	337 3302258	27 83128376	191 8089127	358 5389373	323 0104557	151 0404827	125 7835555	87 58448888	118 4038347	188 5784781
2055	82 80744131	244 0283848	133 0448177	220 484848	318 2885158	122 7601313	241 2137747	148 780588	138 9882441	63 34821156	188 8041811	153 3089327
2056	282 0841418	140 1747883	324 8097874	152 1338216	183 5822885	152 5860521	240 2381865	162 8382888	108 3904522	182 1848113	184 4880283	92 82307787
2057	199 0489383	251 238788	287 7851888	198 6857836	188 7513785	284 0754213	271 7189786	189 777853	101 2581273	88 58557803	89 33818867	137 8318847
2058	234 1889401	206 8882421	304 4278821	329 3789074	318 1237385	133 5588757	158 7138641	138 08807048	191 2873387	78 1906878	148 1083888	244 2282484
2059	43 9578327	188 7883888	137 2538186	51 5209428	232 3888011	221 0381161	269 8881289	187 4784411	112 8388883	88 18839081	183 2422272	136 8483419
2060	87 15153828	88 81301888	318 8854088	254 7315203	243 4034058	278 8064148	288 3474441	228 9831903	31 87848888	158 8188918	300 2025589	188 0886471
2061	121 180908	52 68813474	177 7492861	199 8747083	258 157888	289 0480225	223 8288119	144 0757195	163 2518244	100 038903	158 85828	51 88448874
2062	172 7318888	215 6412753	151 188016	241 6182491	211 3782038	198 8488712	244 8681717	180 8580182	114 1584212	22 07683535	134 8078135	156 6765555
2063	63 20385188	247 3077722	249 388485	330 0285773	125 8147488	188 0288588	381 6386581	145 8288332	55 78482888	208 8609039	211 0482872	238 2815516
2064	183 8888888	46 47364488	107 1184045	234 3383841	135 4206553	254 1282883	148 8803884	175 8401052	58 1230302	136 3821338	83 1228214	123 0643888
2065	218 7840173	272 8384876	288 4908814	354 8678888	154 0045128	280 888513	211 8571005	137 8884888	138 2888884	38 23888838	10 88887188	254 1204528
2066	155 2888212	153 1881388	154 4880888	162 8384887	163 8684888	275 5441888	306 5883882	143 8823883	84 8481288	0 341885428	101 9882586	261 1023321
2067	138 2104059	187 2057879	338 8378727	138 0038004	228 2444008	254 4318828	363 4889288	133 8277888	38 2888787	231 7387388	130 04274	107 4880182
2068	103 8885183	291 6881709	190 0918471	258 3880243	306 7388336	325 3581185	258 9888218	152 4388825	118 0740428	168 2582864	122 7807898	213 5383117
2069	318 4330346	233 3897343	485 0402821	288 38808103	284 3880562	171 3773722	133 8341491	140 0388888	138 7798487	40 1754042	88 39373353	373 445218
2070	188 3084912	5 888923866	280 3844888	287 772095	643 6244338	337 888788	377 7403388	144 0777853	89 2110785	258 6855592	153 3772273	155 8807838
2071	151 2084258	87 32239377	246 0331518	177 1705121	203 7981411	247 8883323	208 7148852	187 2894857	114 820882	188 2655018	183 0388288	108 3883884
2072	104 4832028	228 8158834	381 81806725	247 088735	94 48880578	136 145343	68 85154813	240 2734418	70 8888498	65 03851065	65 38804385	118 2115148
2073	127 5022884	168 7023032	136 3115817	80 33283728	325 3885628	325 3287488	184 8882788	138 734888	48 22880404	157 7478658	158 13883184	250 6488881
2074	165 282748	223 8882124	476 0841186	154 9840885	188 5551281	231 3317883	335 824788	160 2828081	77 58243815	185 5484884	128 8889288	338 550888
2075	106 1558935	121 4887808	281 3811208	284 7400035	158 3347							

A continuación se muestra gráficamente la serie de caudales para el mes de marzo (Gráfica 3-89)

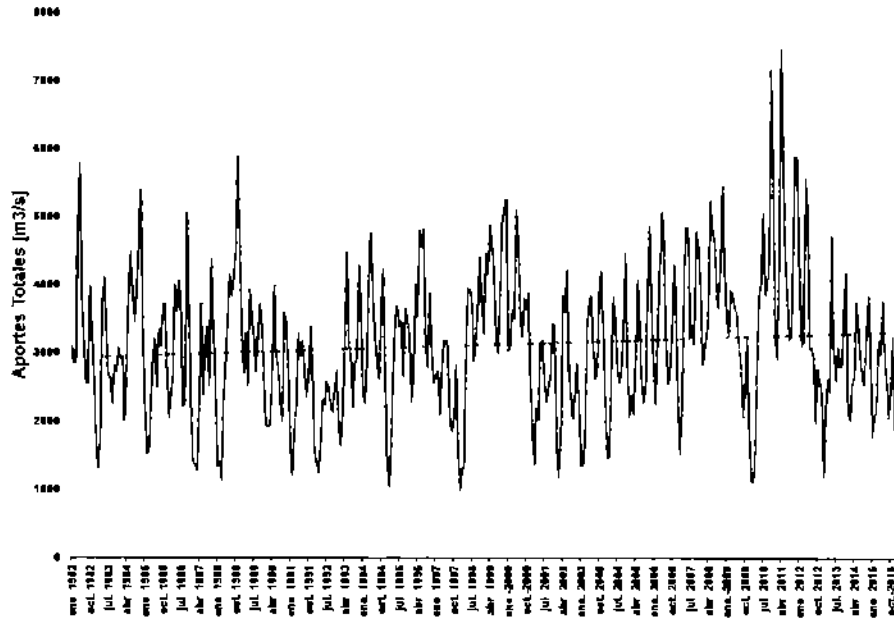


Como puede verse en la figura anterior, los datos futuros conservan la tendencia mostrada por los datos históricos. Al llevar a cabo este procedimiento para todas las estaciones y combinar los resultados en una sola serie histórica para cada proyecto, se establece el comportamiento futuro de los caudales, 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:

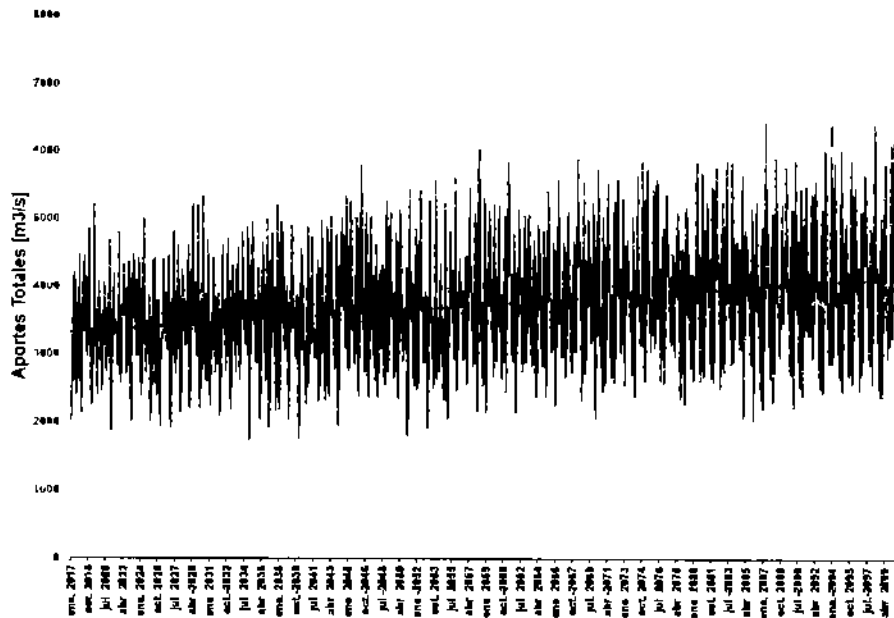
- El caudal medio varía +0.03058 m³/s por día para los datos históricos y +0.02627 m³/s por día para los datos futuros. El corte de las dos rectas se da el día 29 de marzo de 2019, día a partir del cual se asume que la ecuación futura es válida.
- El promedio de los aportes totales a las 48 estaciones 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



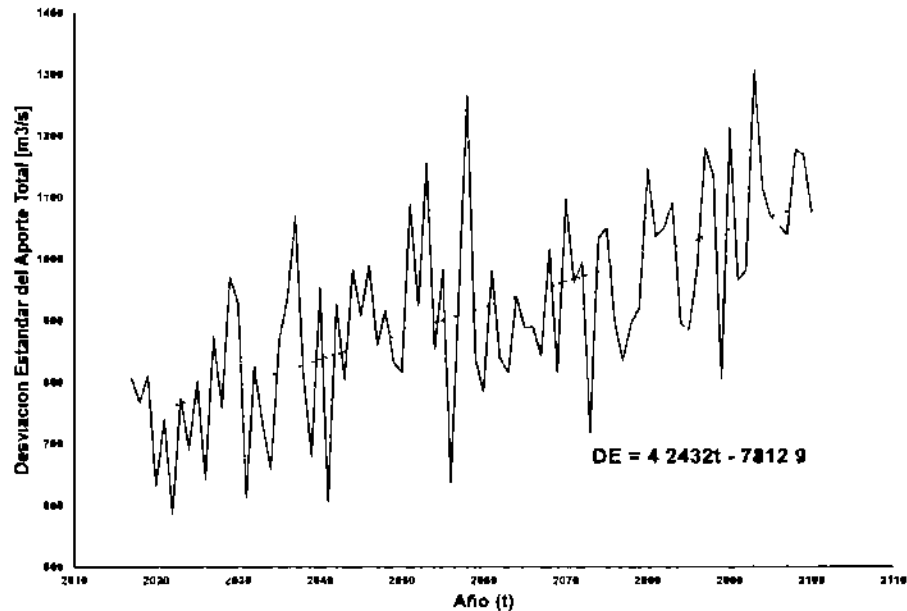
Fuente de gráfica UPME

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 m³/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 Confianza), 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 Transmisión¹³. 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	Erección	Parque Nacional Natural	RUNAP	Salinización
1 1				100 00%			
1 2				100 00%			
10 1	16 40%	23 02%		50 00%			100 00%
10 2	18 54%	35 48%		100 00%			88 87%
10 3	21 23%	4 85%		100 00%			99 12%
10 4	16 87%			50 00%			
10 5	14 28%			33 33%			
10 6	14 28%			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 83%		100 00%			
16 2				100 00%			
17 1		12 74%		50 00%			
17 2		3 85%		100 00%	21 60%		
18 1		9 27%		50 00%			
19 1		12 74%		50 00%			
2 1		38 12%		33 33%			
2 2		40 55%		33 33%			
2 3		14 78%		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 85%
21 2			0 44%	100 00%			58 85%
22 1				50 00%			
22 2		17 28%		33 33%			
3 1				100 00%			
3 2				50 00%			
3 3				33 33%			
3 4				100 00%			
4 1		74 83%		50 00%			
4 2		24 78%		50 00%			
5 1				50 00%			
5 2				33 33%			
6 1		5 57%	3 81%	25 00%			33 24%
6 2			2 87%	25 00%			30 83%
7 1		14 85%		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 30%	11 68%			
10 6	18 08%	9 86%			
10 7	18 83%	10 53%	2 40%	9 62%	

Fuente de tabla UPME

Tabla 3 62 Áreas de conservación prioritaria¹⁵

Código Proyecto	Agua 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 peñobioma de la Amazonia y Orinoquia	Vegetación secundaria del orobioma bajo de los Andes		Vegetación secundaria del peñobioma de la Amazonia y Orinoquia
	Omissiones 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 85%		
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				8 58%			20 12%
19 1				14 37%			11 66%
2 1		36 12%					
2 2		40 55%					
2 3		21 81%					
2 4		7 92%	0 66%				
20 1	23 87%		63 81%				
22 2		17 29%				0 02%	
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), Peñobioma 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 ¹⁴)	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%				88 63%
10 7			45 68%	54 32%				100 00%
11 1			44 98%	55 04%				100 00%
12 1			50 00%					50 00%
12 2			60 00%					50 00%
13 1			68 28%	31 71%				100 00%
13 2	55 31%		44 68%					100 00%
14 1	43 50%			28 25%				71 75%
14 2	43 50%			28 25%				71 75%
14 3	73 22%			13 38%				86 61%
16 1			100 00%					100 00%
16 1			100 00%					100 00%
16 2			100 00%					100 00%
17 1						83 85%	38 16%	100 00%
17 2						100 00%		100 00%
18 1						45 22%	54 78%	100 00%
18 1						63 85%	38 16%	100 00%
2 1		88 68%	0 04%	13 08%				100 00%
2 2		49 98%		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%	38 30%	16 80%					100 00%
3 1			100 00%					100 00%
3 2			50 00%					50 00%
3 3			48 12%	1 75%				50 88%
3 4			100 00%					100 00%
4 1			75 73%	24 27%				100 00%
4 2			85 85%	14 05%				100 00%
5 1		37 37%		82 63%				100 00%
5 2		27 80%	1 68%	70 72%				100 00%
6 1			37 09%	12 81%				50 00%
6 2			4 08%	45 82%				50 00%
7 1		0 85%	81 77%	37 27%				100 00%
8 1			100 00%					100 00%
8 2			100 00%					100 00%
9 1		86 59%		3 41%				100 00%
9 2	40 53%	6 25%		53 22%				100 00%

Fuente de tabla UPME

¹⁴ 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%					88 80%	
10 2			87 67%					12 33%	
10 3			100 00%						
10 4			41 80%					6 20%	
10 5			8 41%					28 06%	
10 6								50 00%	
10 7								100 00%	
11 1						100 00%			
12 1				16 69%		31 31%			
12 2				48 82%		2 38%			
13 1	11 68%		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			68 96%					30 04%	
16 2			100 00%						
17 1						98 87%			1 13%
17 2		0 91%				99 06%			
18 1						7 03%			82 87%
19 1						98 87%			1 13%
2 1						100 00%			
2 2						50 00%			
2 3	2 61%					32 48%			
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%		82 88%					
3 2		3 00%		41 80%		5 20%			
3 3		15 08%		2 04%		32 90%			
3 4		20 12%				78 88%			
4 1			100 00%						
4 2			44 49%					55 51%	
5 1	17 10%							82 90%	
5 2	13 29%							88 71%	
6 1				33 90%				33 05%	
6 2							13 89%	43 01%	
7 1						100 00%			
8 1								100 00%	
8 2						78 90%		23 10%	
9 1				100 00%					
9 2			93 99%	8 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

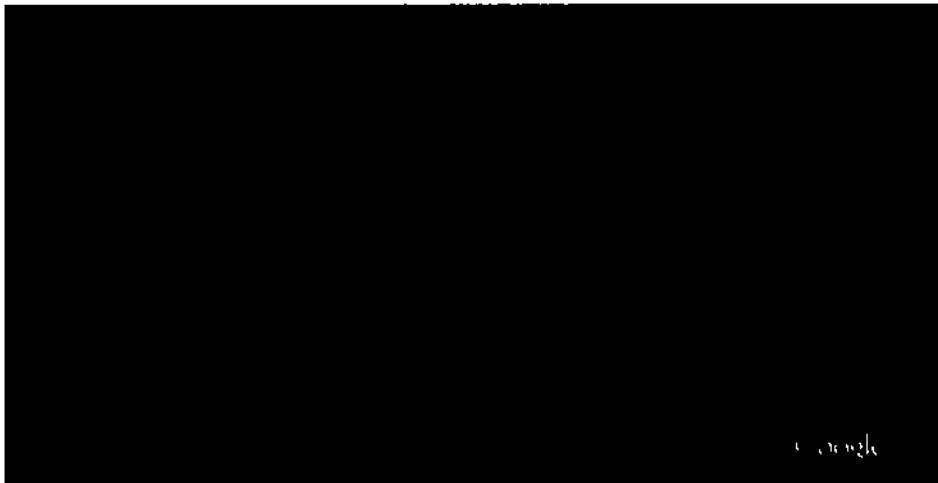
Planta	Área [Ha]
Termonorte	8254 29
Gecelca 3 2	10213 66
Pescadero-Ituango	67927 69

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 álgebra 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	3746 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%

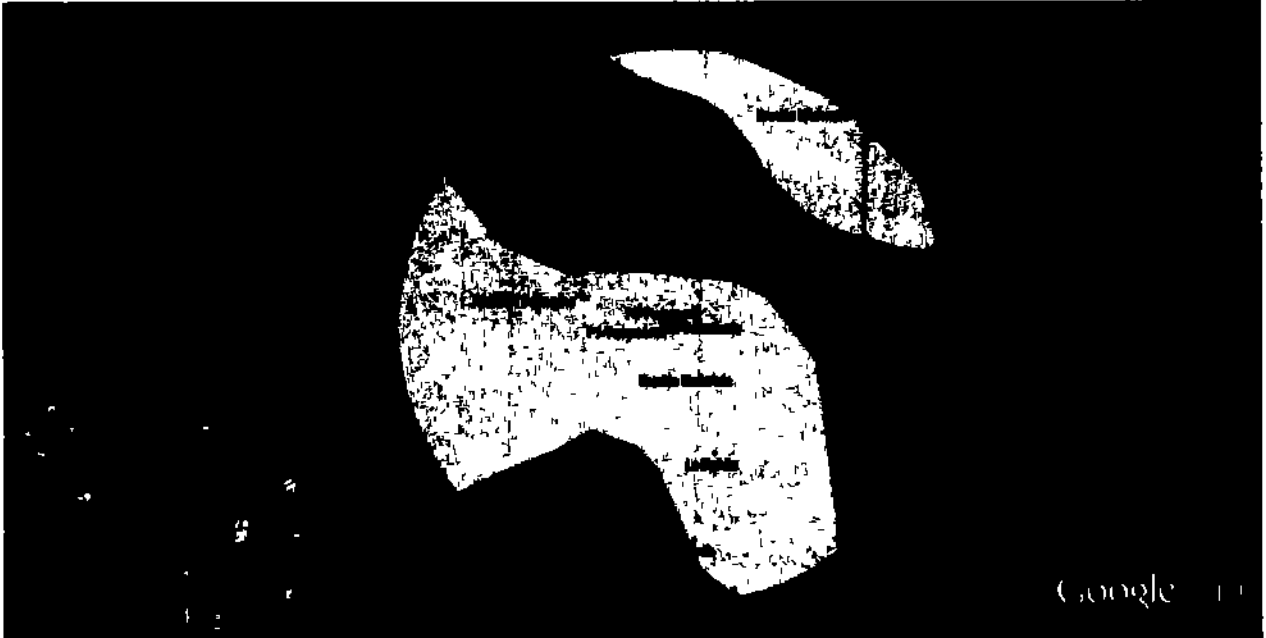
Fuente de tabla UPME

Gráfica 3-94: Mapa uso del suelo Termonorte



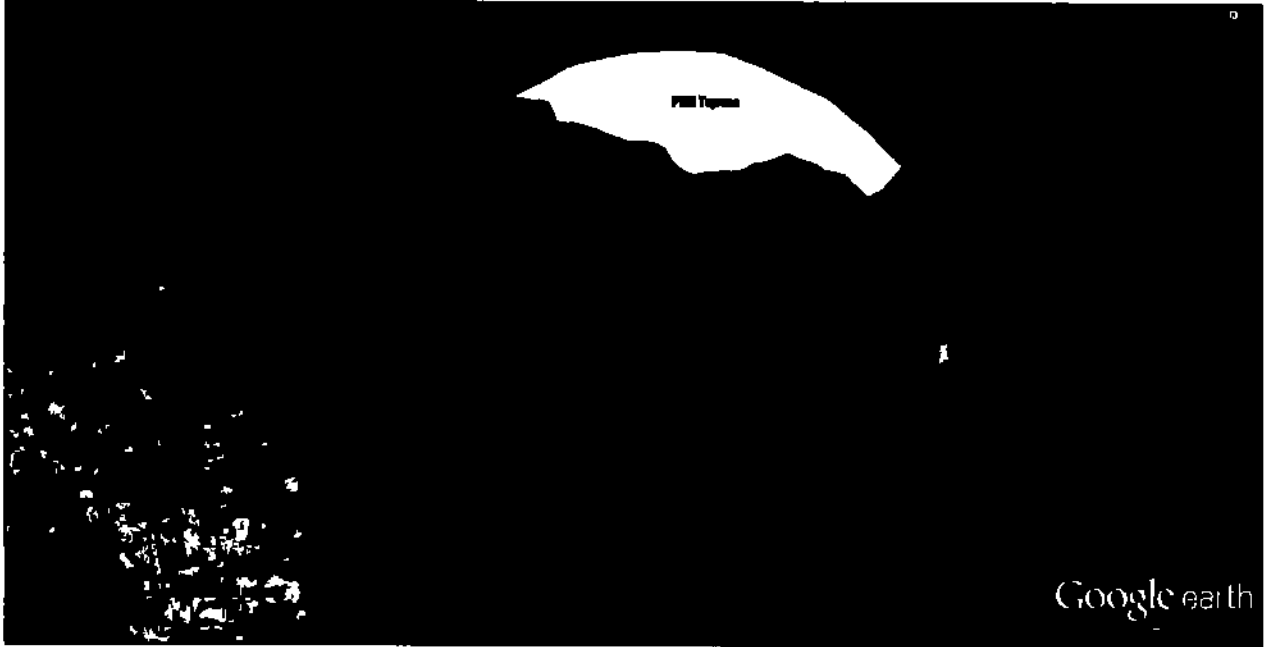
Fuente de gráfica. SIG UPME, Google Earth

Gráfica 3-95 Mapa erosión Termonorte.



Fuente de gráfica. SIG UPME, Google Earth

Gráfica 3-96 Mapa áreas naturales protegidas Termonorte



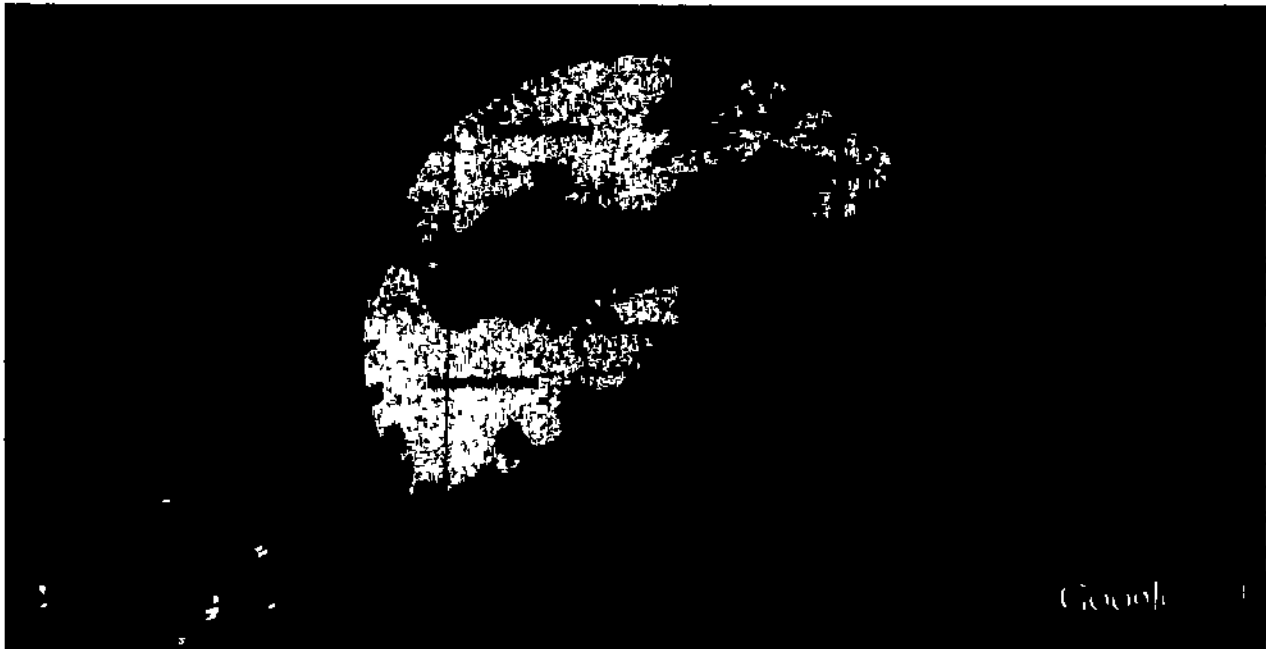
Fuente de gráfica SIG UPME, Google Earth

Gráfica 3-97 Mapa áreas de conservación prioritaria 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%

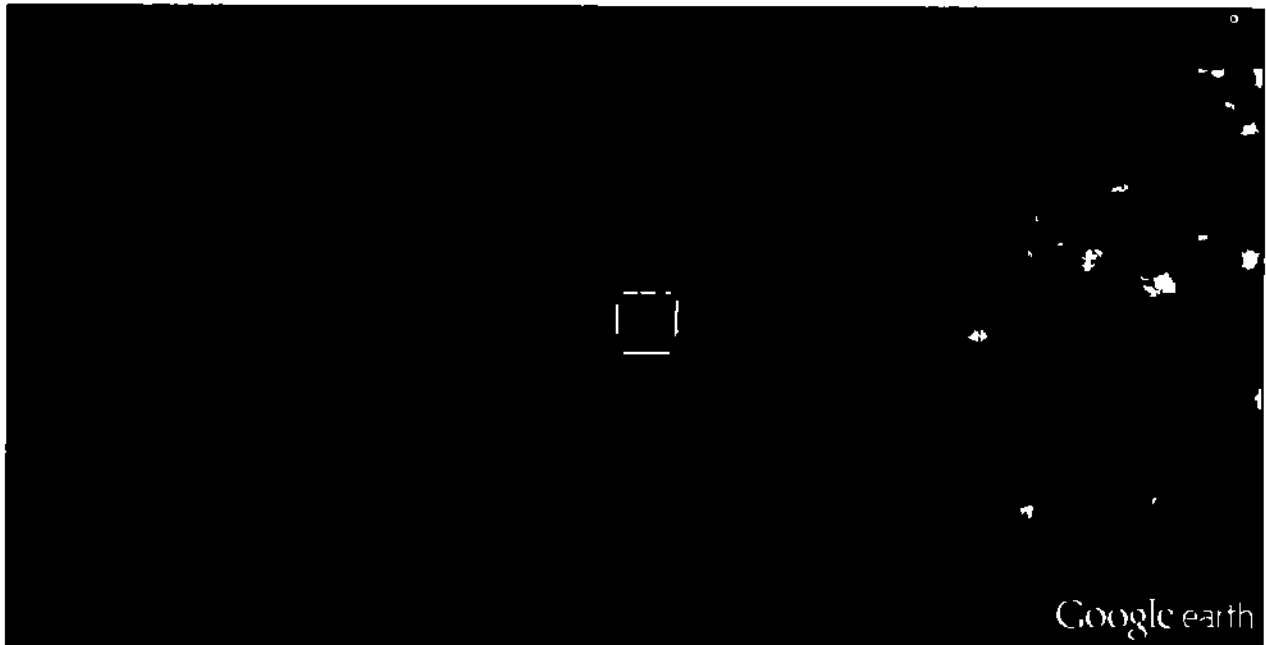
Fuente de tabla UPME

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

3 10 2 3. Ituango

La central hidroeléctrica Ituango se localiza en los municipios de Ituango, Liborina, Peque, Briceño, Toledo, Sabanalarga y Burticá 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 helobiooma Magdalena y Canbe	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



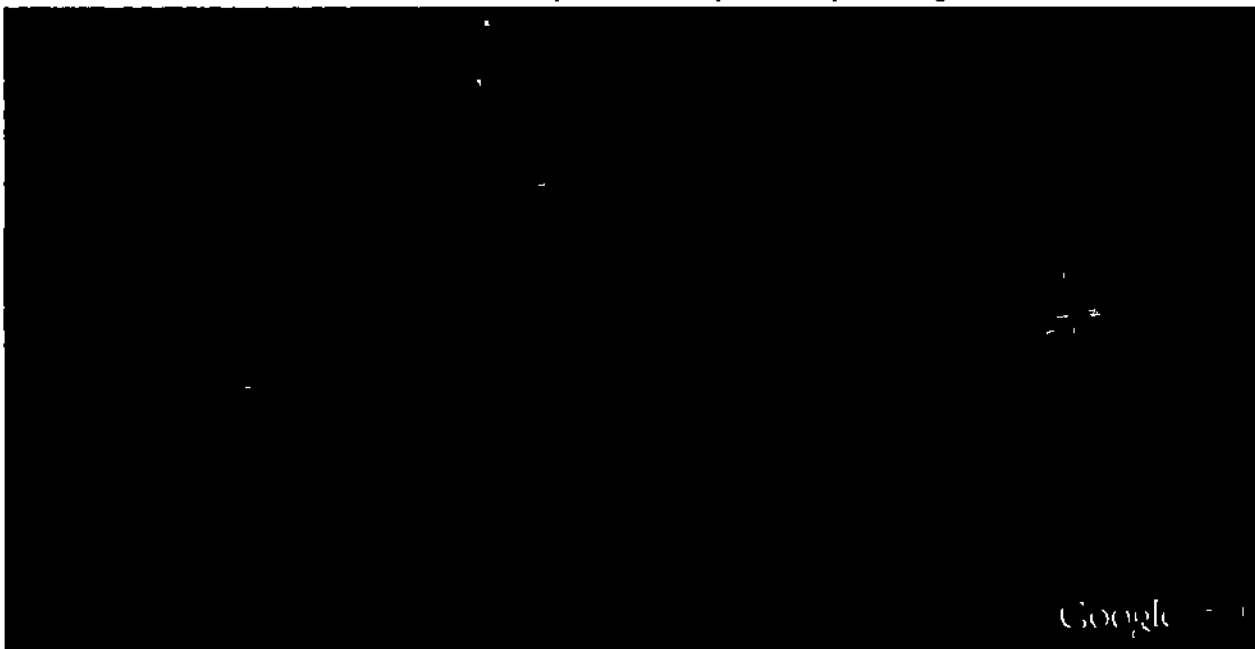
Fuente de gráfica SIG UPME, Google Earth

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 km²). 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 area 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 Prontanos	9358 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 Guajira.

Erosión		
Tipo de Erosión	Área [km ²]	Porcentajes
Afloramientos Rocosos y/o Subnavales	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 [km ²]	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 [km ²]	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 [km ²]	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 [km ²]	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	11854.62	100 00%

Fuente de tabla UPME

Tabla 3.88. Áreas de resguardo indígena-Norte Guajira

Resguardos Indígenas		
Nombre Resguardo	Área [km ²]	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	11864 52	100 00%

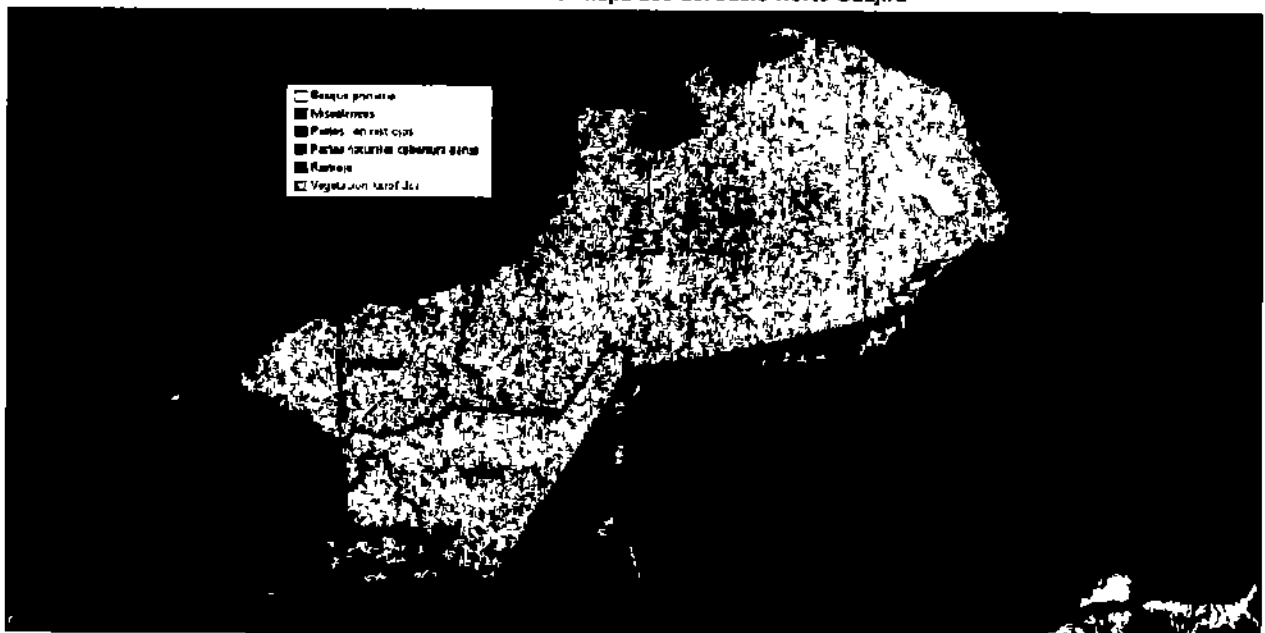
Fuente de tabla UPME

Gráfica 3-109 Mapa áreas de conservación prioritaria-Norte Guajira



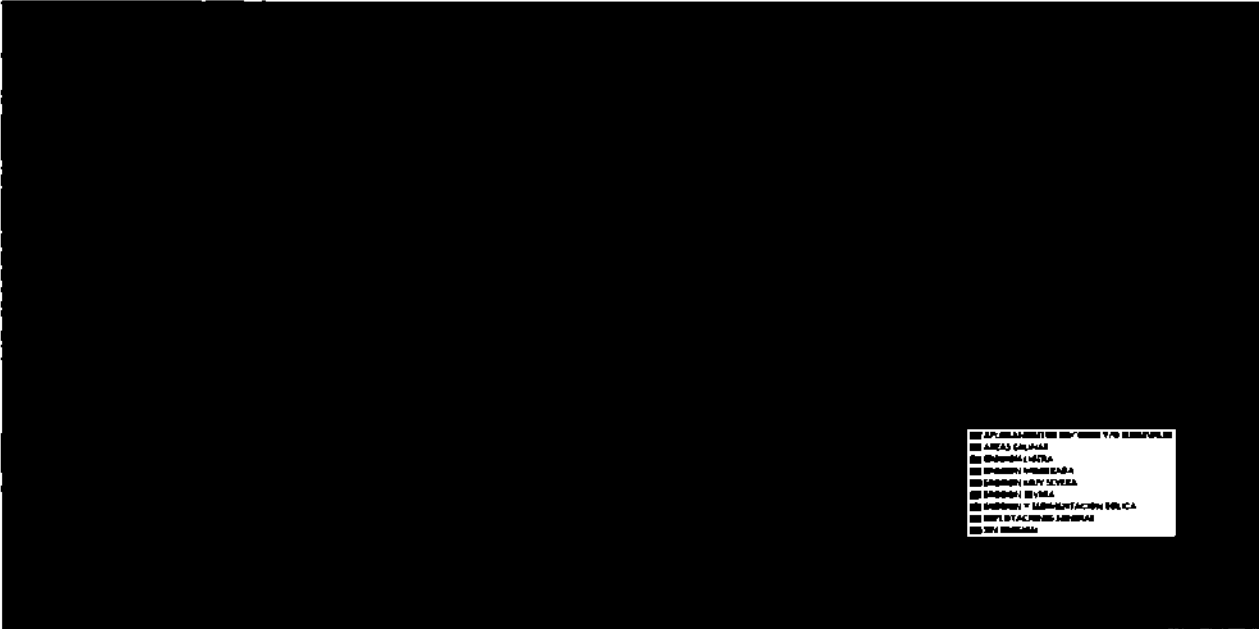
Fuente de gráfica SIG UPME, Google Earth

Gráfica 3-110 Mapa uso del suelo-Norte Guajira



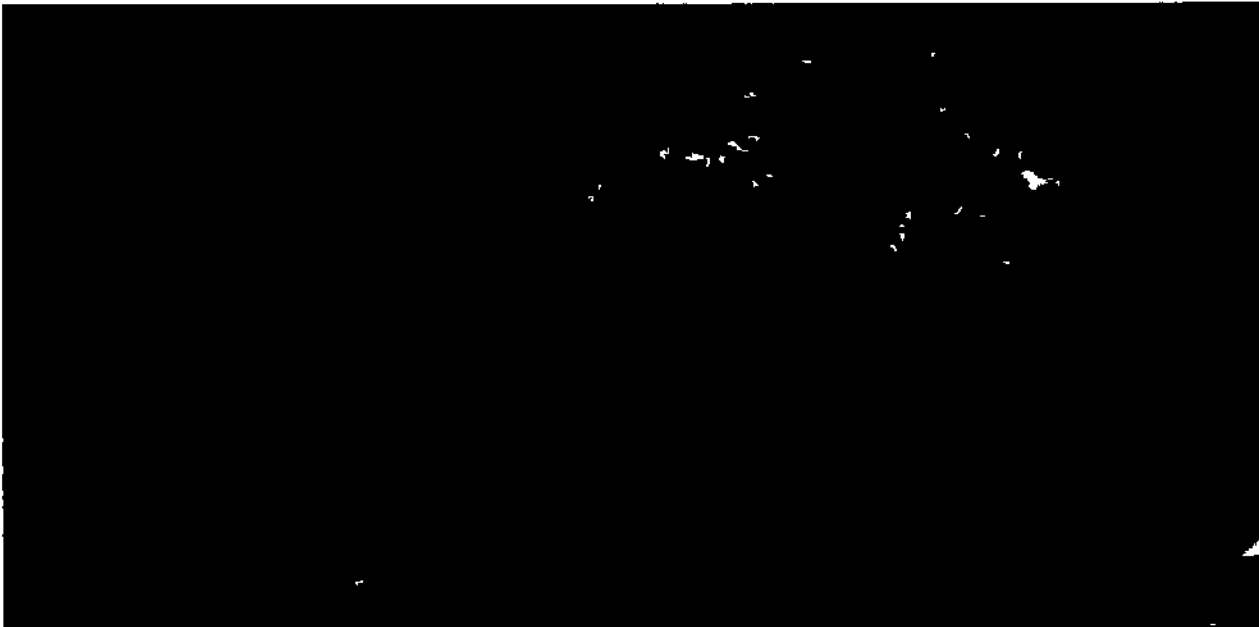
Fuente de gráfica SIG UPME, Google Earth

Gráfica 3-111: Mapa erosión-Norte Guajira



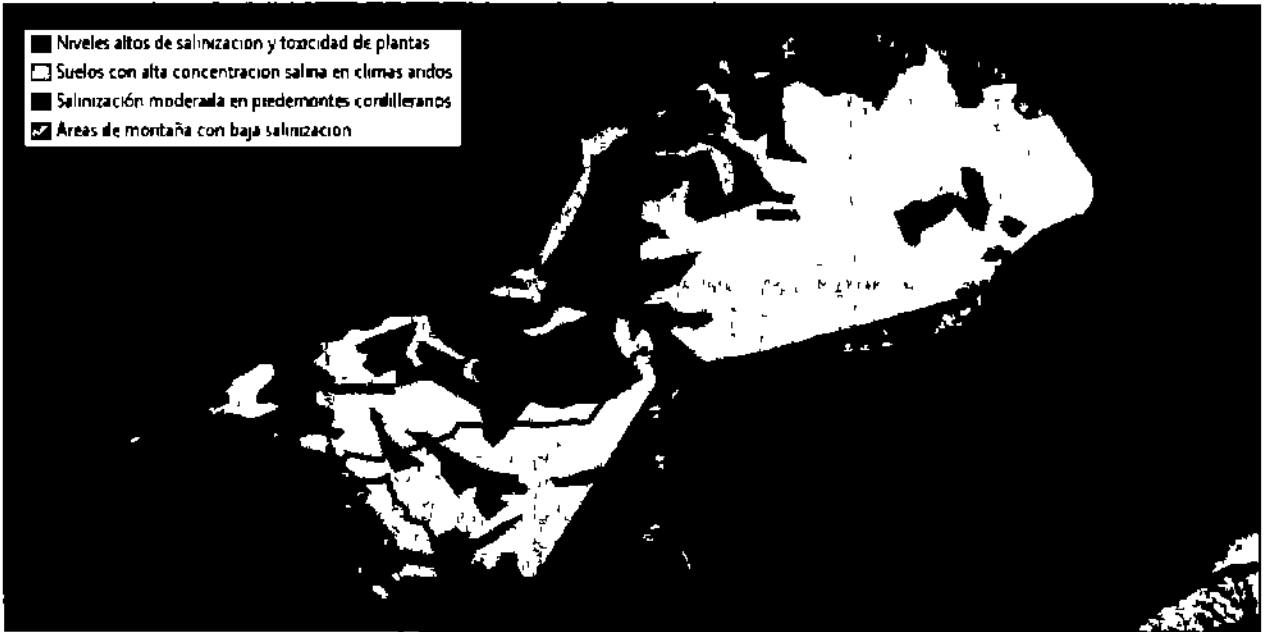
Fuente de gráfica SIG UPME, Google Earth

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



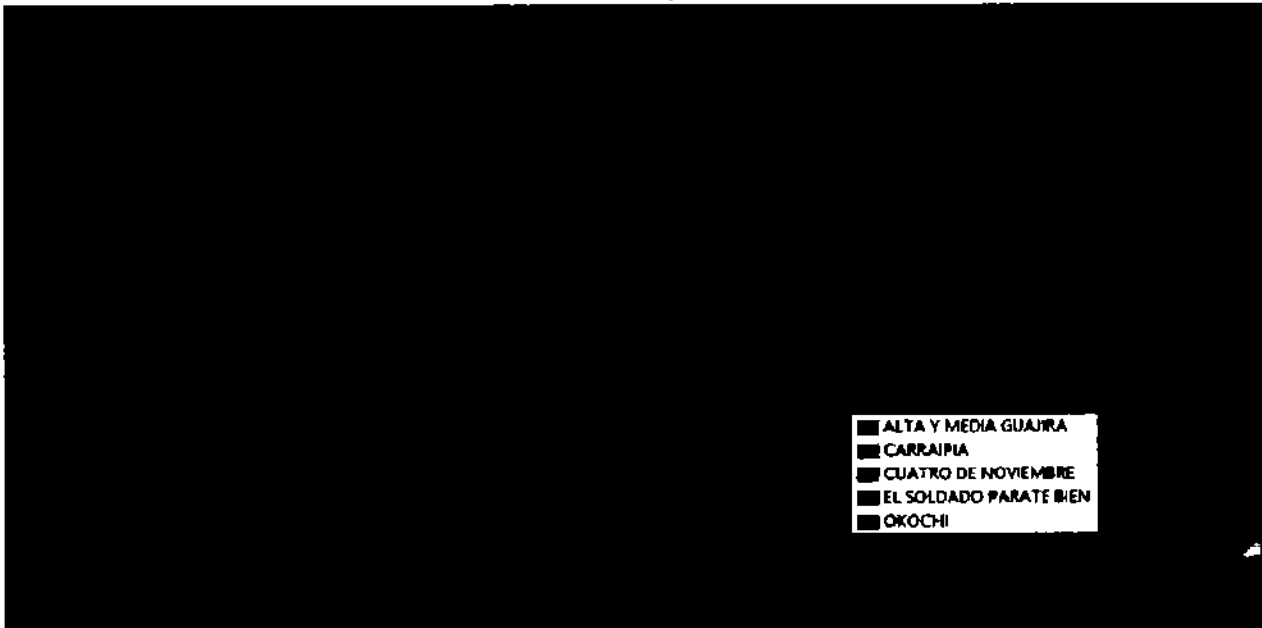
Fuente de gráfica SIG UPME, Google Earth

Gráfica 3-115 Mapa áreas naturales protegidas-RUNAP-Norte Guajira



Fuente de gráfica SIG UPME, Google Earth

Gráfica 3-116 Mapa área de resguardo indígena-Norte Guajira

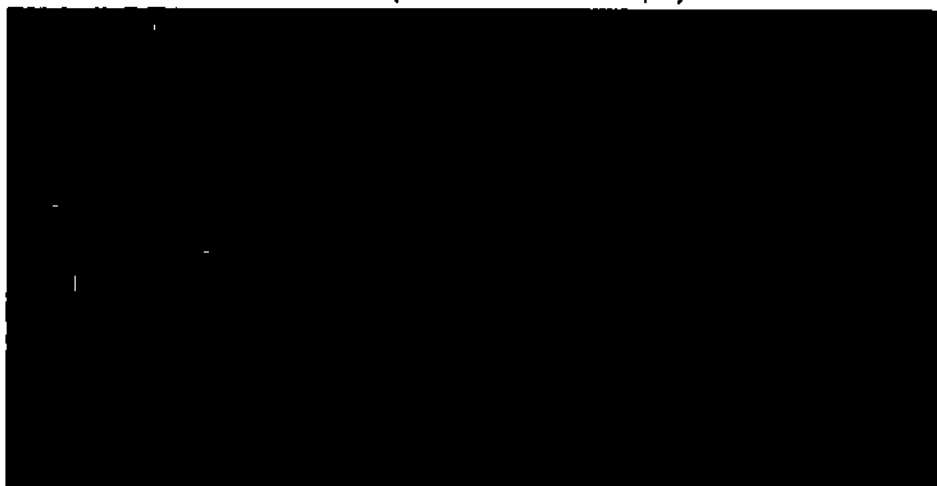


Fuente de gráfica. SIG UPME, Google Earth

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, Támezis, Titiribí y Venecia, todos localizados en el departamento de Antioquia, sumando un área de 2699 28 km². 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 54	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 helobiooma 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 [km²]	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 [km²]	Porcentajes
Distintos 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 [km²]	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



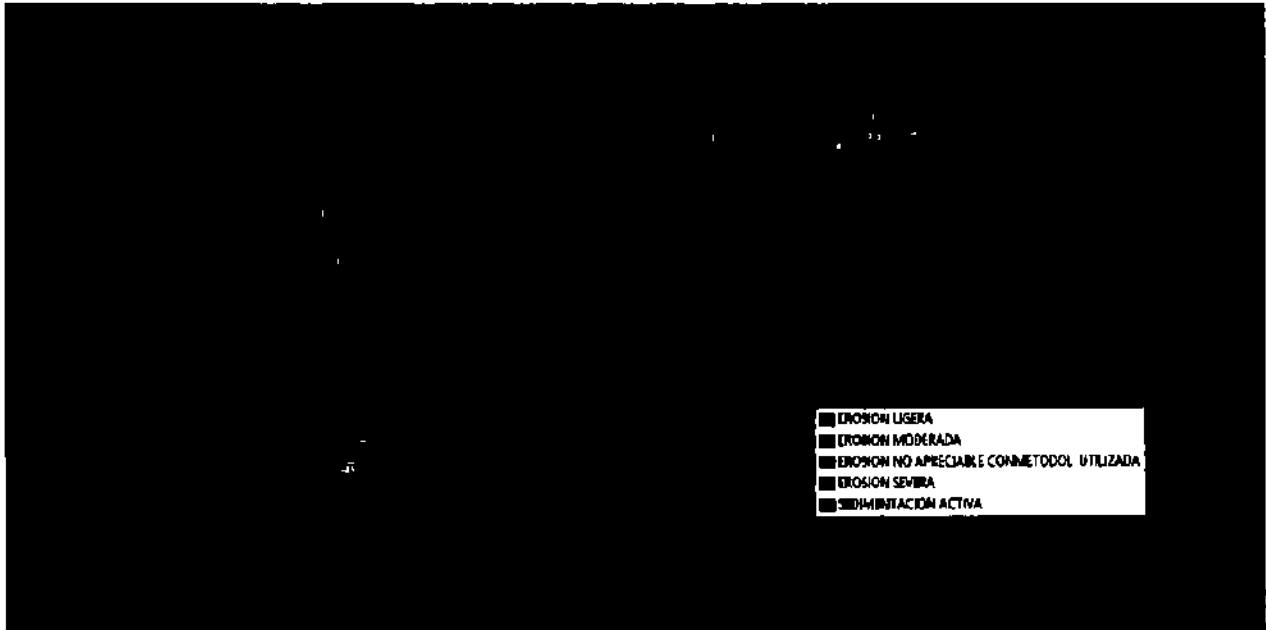
Fuente de gráfica SIG UPME, Google Earth

Gráfica 3-119 Mapa áreas de bosque seco tropical-Suroeste antioqueño



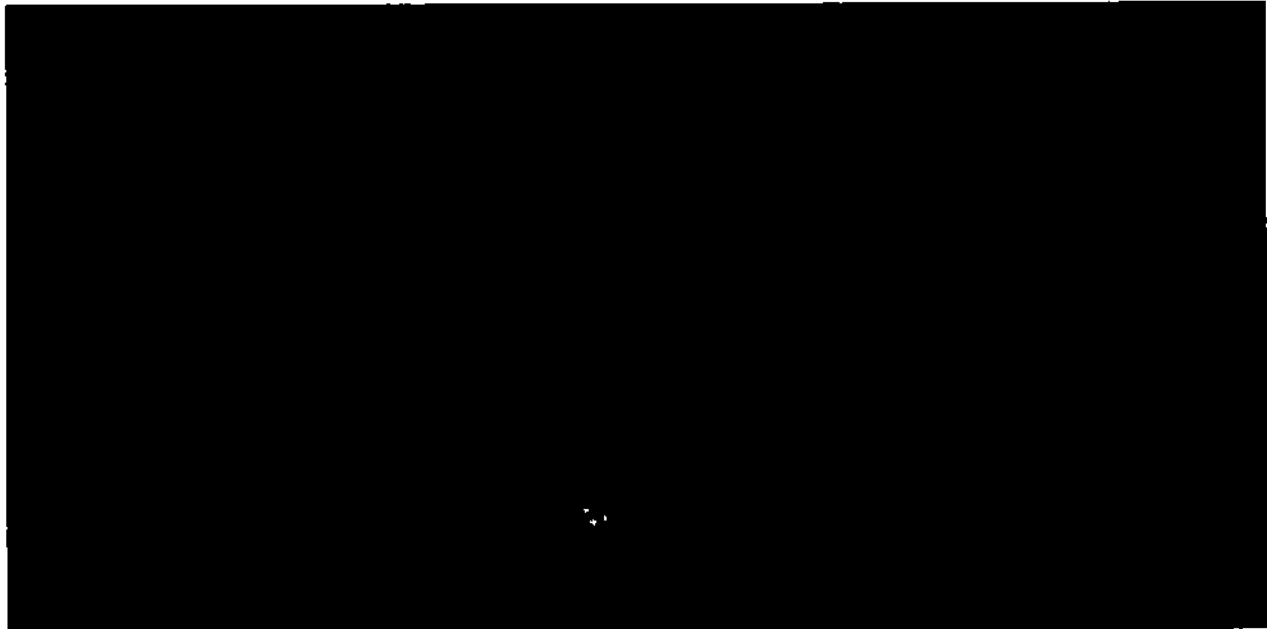
Fuente de gráfica SIG UPME, Google Earth

Gráfica 3-120 Mapa erosión-Suroeste antioqueño



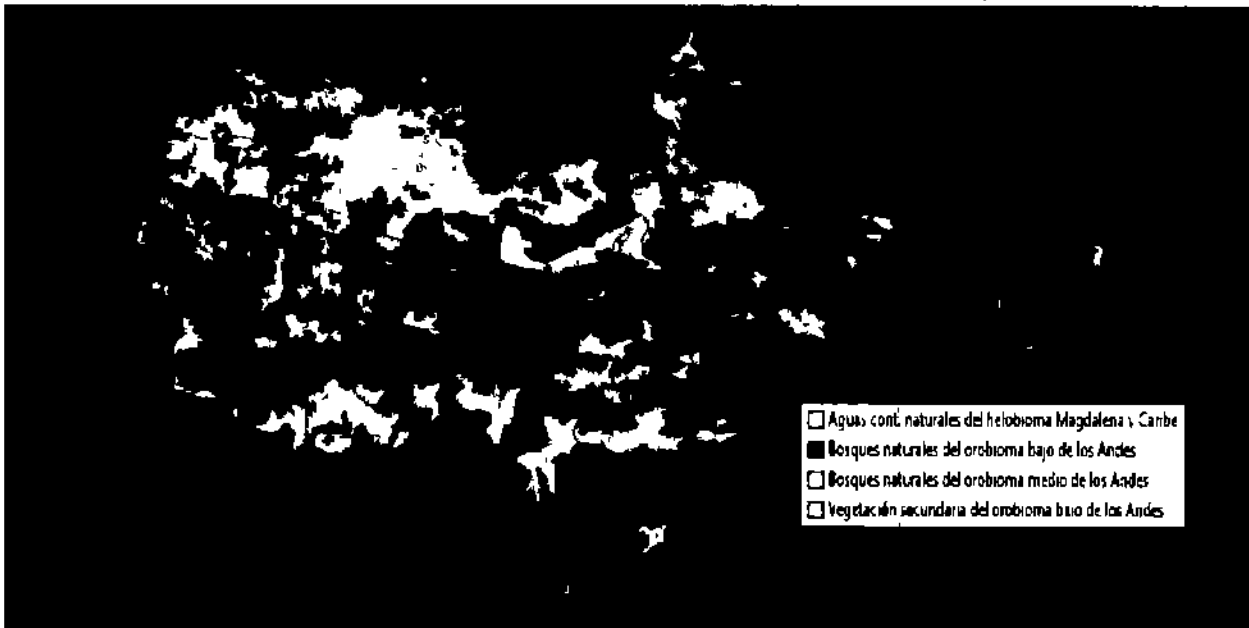
Fuente de gráfica: SIG UPME, Google Earth

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



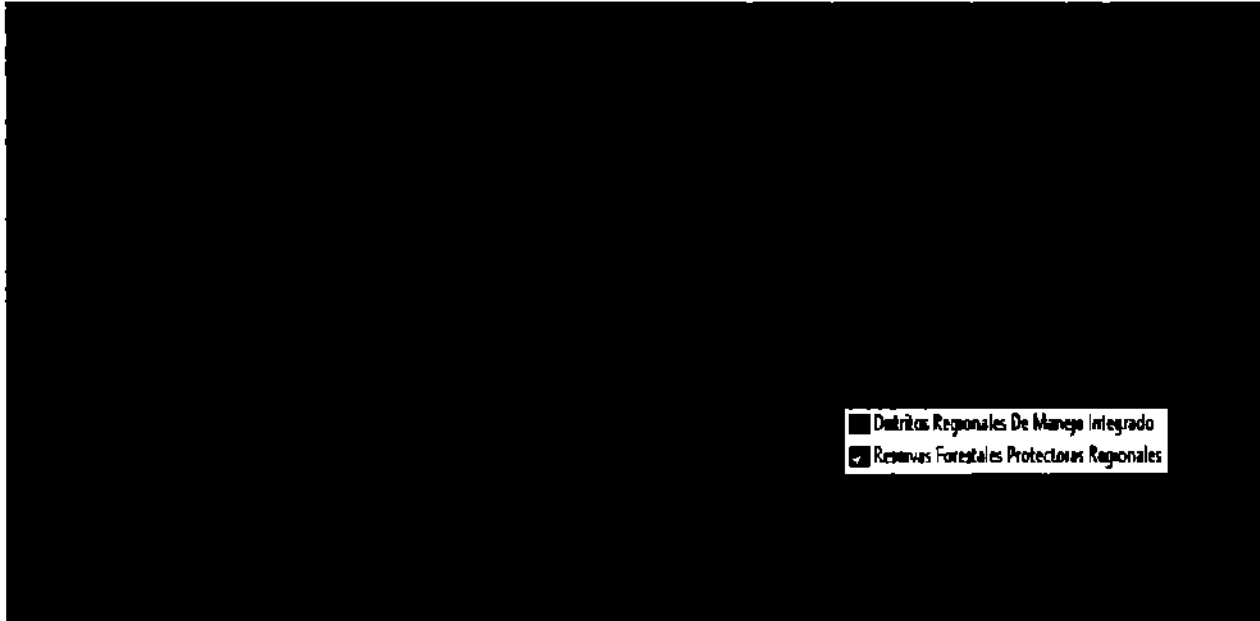
Fuente de gráfica SIG UPME, Google Earth

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, Chinguaná, El Paso y La Jagua de Ibirico (3904 94 km²), 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 manna 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
Penjá	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

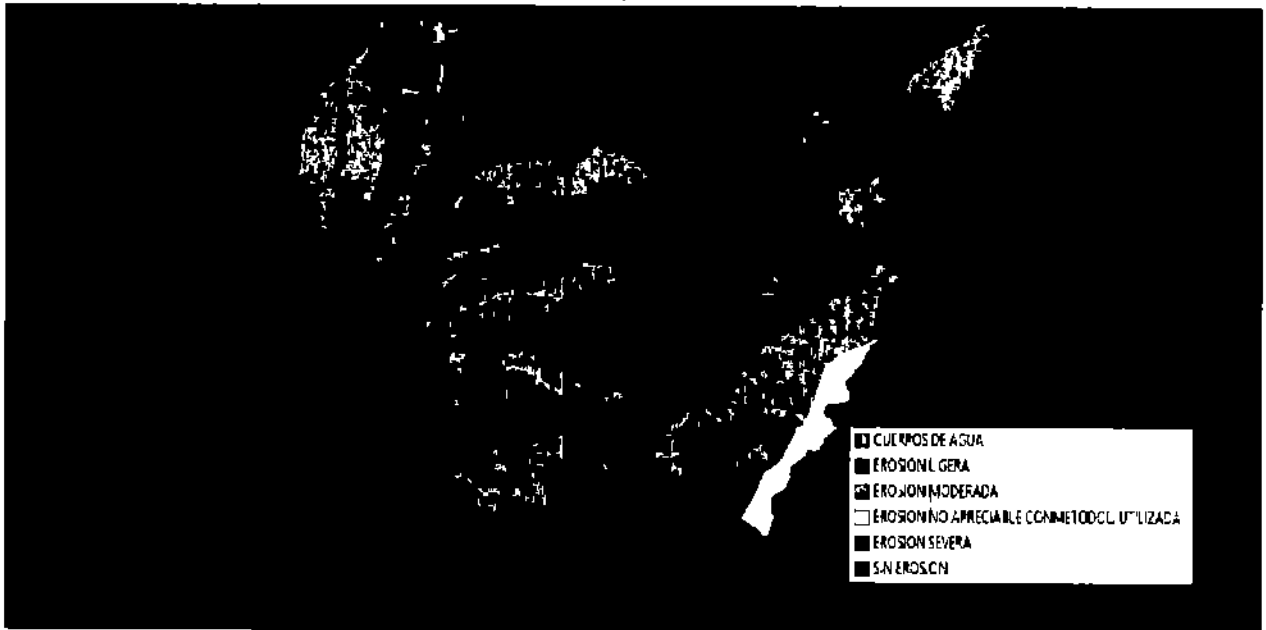


Gráfica 3-127 Mapa de uso del suelo-Cesar central



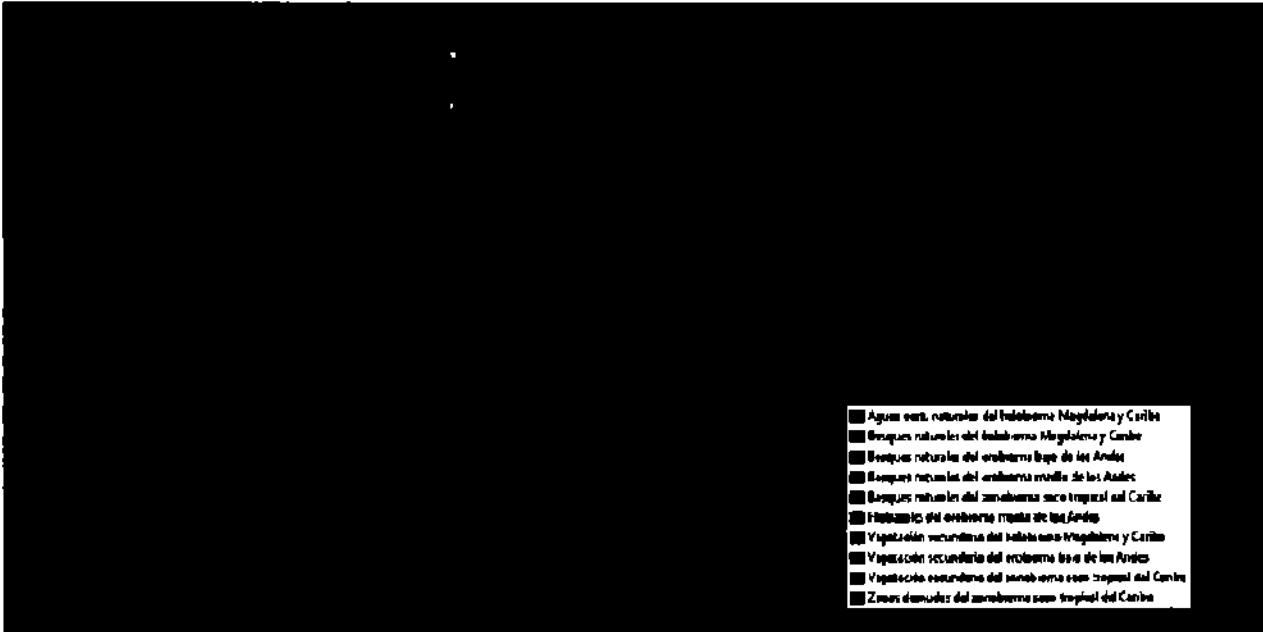
Fuente de gráfica SIG UPME, Google Earth

Gráfica 3-128 Mapa de erosión-Cesar central



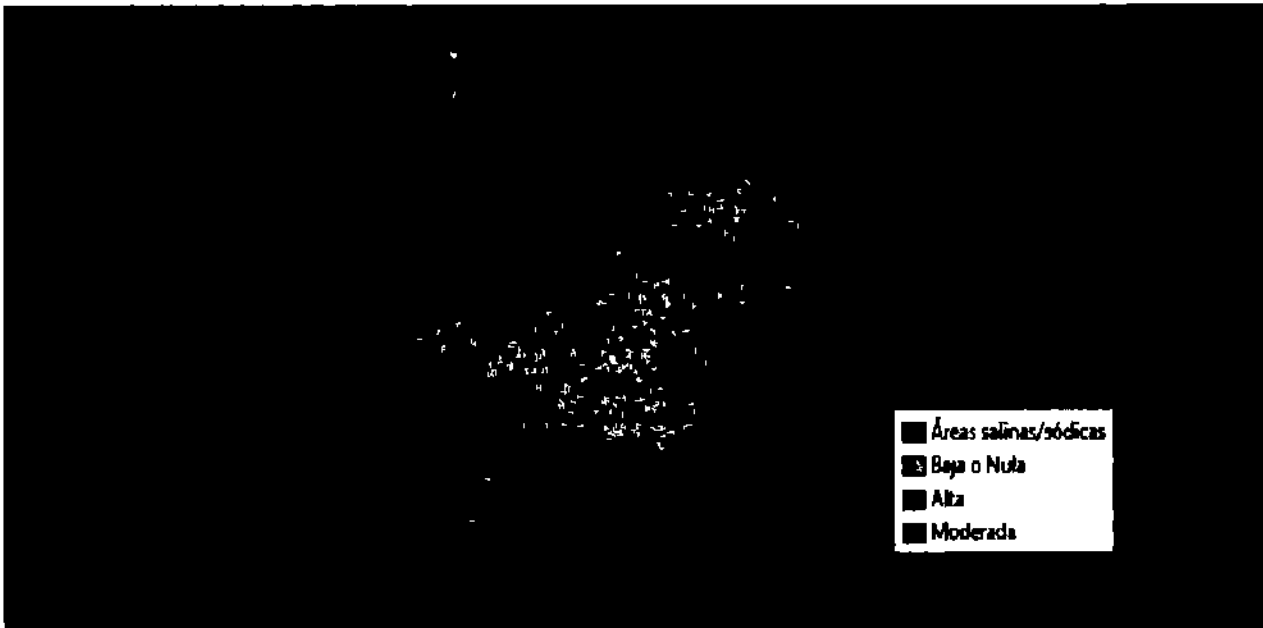
Fuente de gráfica SIG UPME, Google Earth

Gráfica 3-129. Mapa de áreas de conservación-Cesar central



Fuente de gráfica: SIG UPME, Google Earth

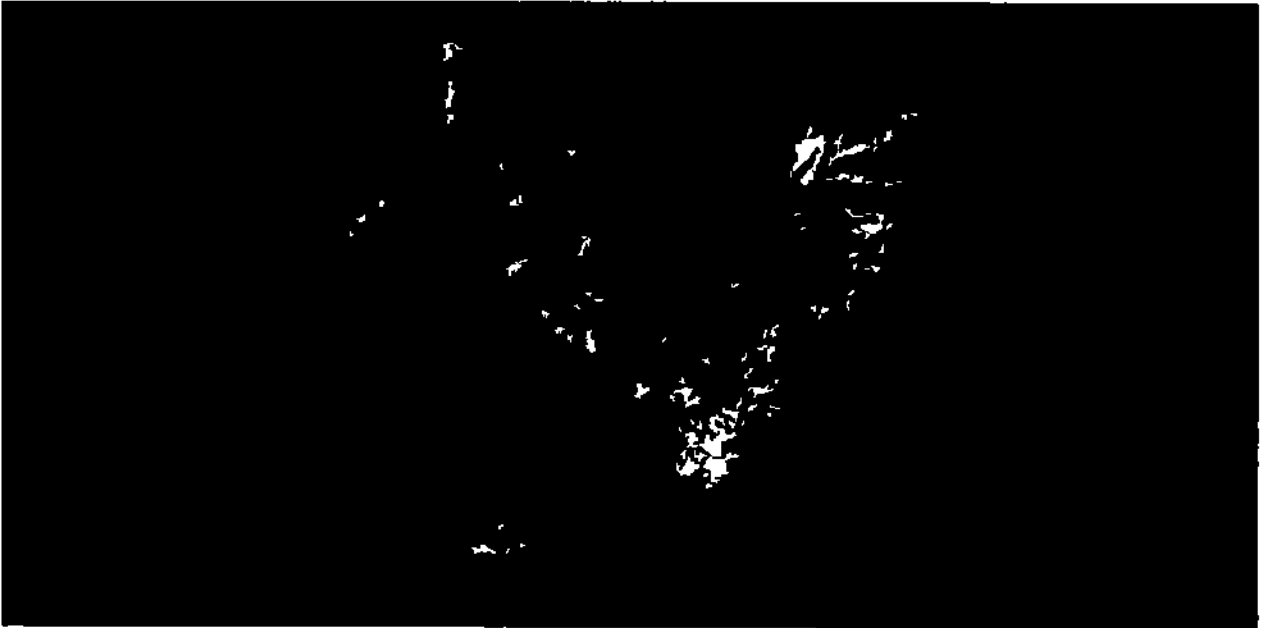
Gráfica 3-130 Mapa de áreas de salinización-Cesar central.



Fuente de gráfica: SIG UPME, Google Earth



Gráfica 3-131 Mapa de áreas de bosque seco tropical-Cesar central



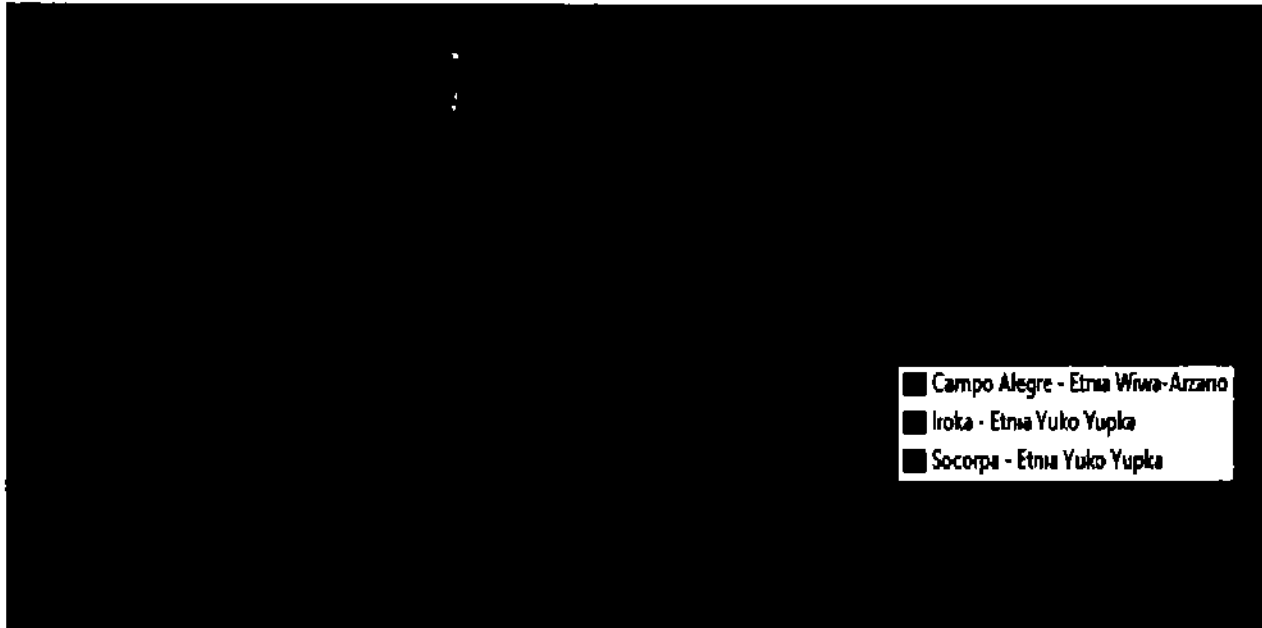
Fuente de gráfica SIG UPME, Google Earth

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 tempranas 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 reemplazar 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 trámites 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 preve 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 Ibarrico, de la misma forma las áreas de bosque seco que aunque solo suman cerca de 167 km², están localizadas principalmente en los municipios de Becerril y Chiriguana. 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 Guatiguara – 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.

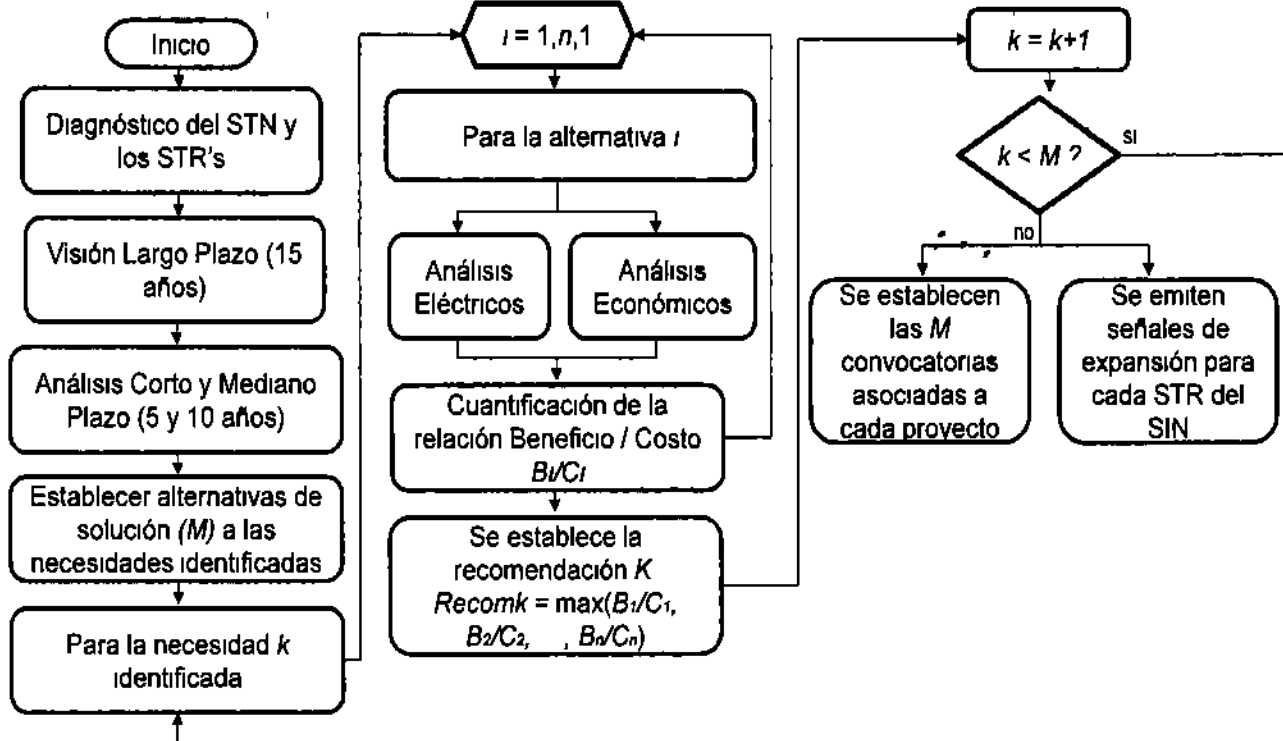
Se formulan diferentes alternativas de desarrollo de Red en función de los posibles bloques de generación en el área de Antioquia y Caldas – Quindío – Risaralda de manera general, con el fin de tener los análisis preliminares para definir las obras que sean necesarias ejecutar una vez se materialice la subasta del Cargo por Confianza, 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

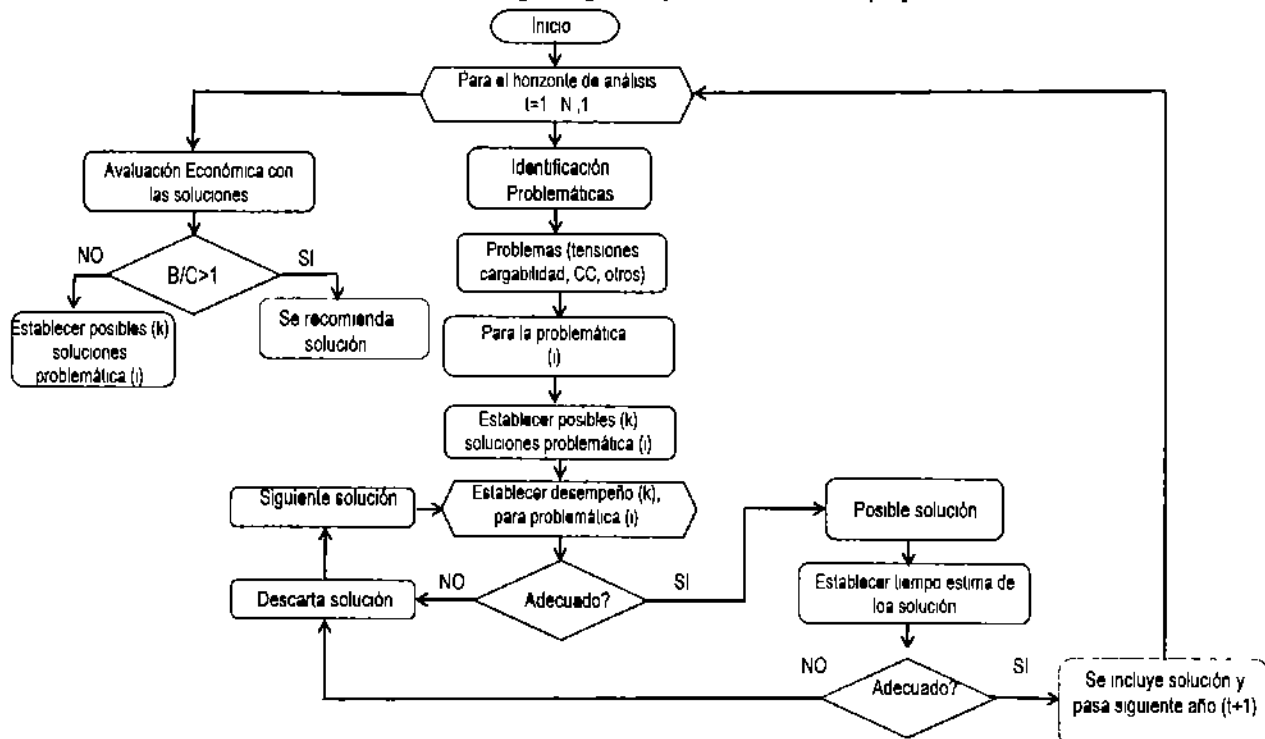
Con el fin de atender los requisitos de la Red, tomando en cuenta que pueden existir múltiples soluciones que se pueden implementar en diferentes estancias del tiempo, se planteó una metodología general complementaria al esquema de planeamiento para la definición de proyectos (ver Gráfica 4-1 y Gráfica 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 DE 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 Bartolomé 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
CNO	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, mas 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

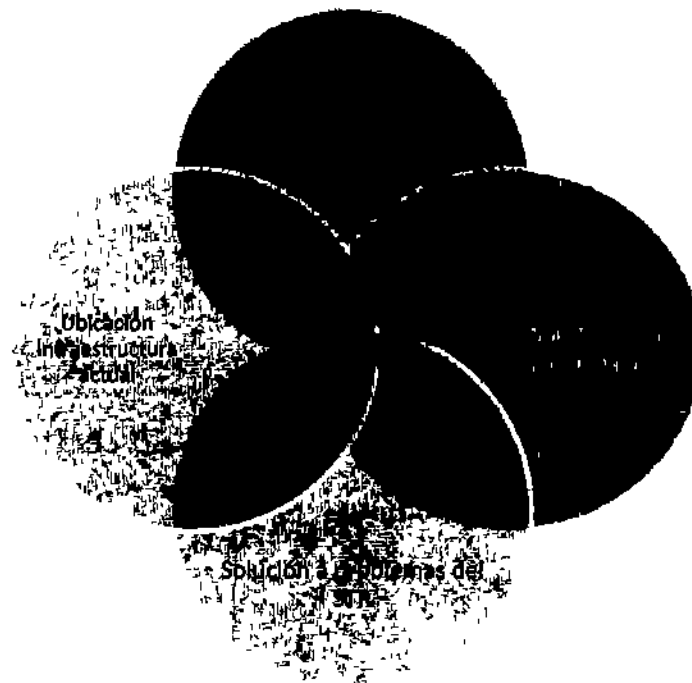
Fuente de tabla: UPME

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).

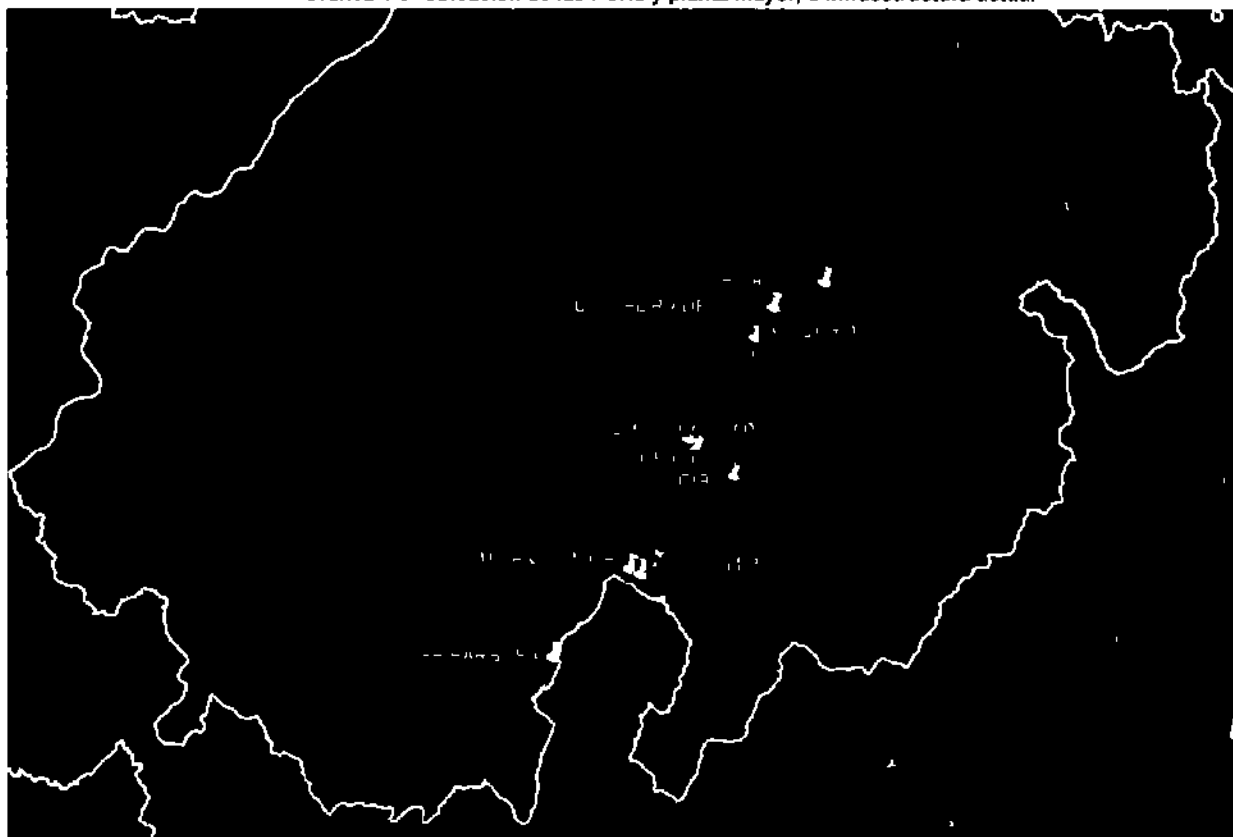
Gráfica 4-4 Estructura para la búsqueda de solución integral.



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

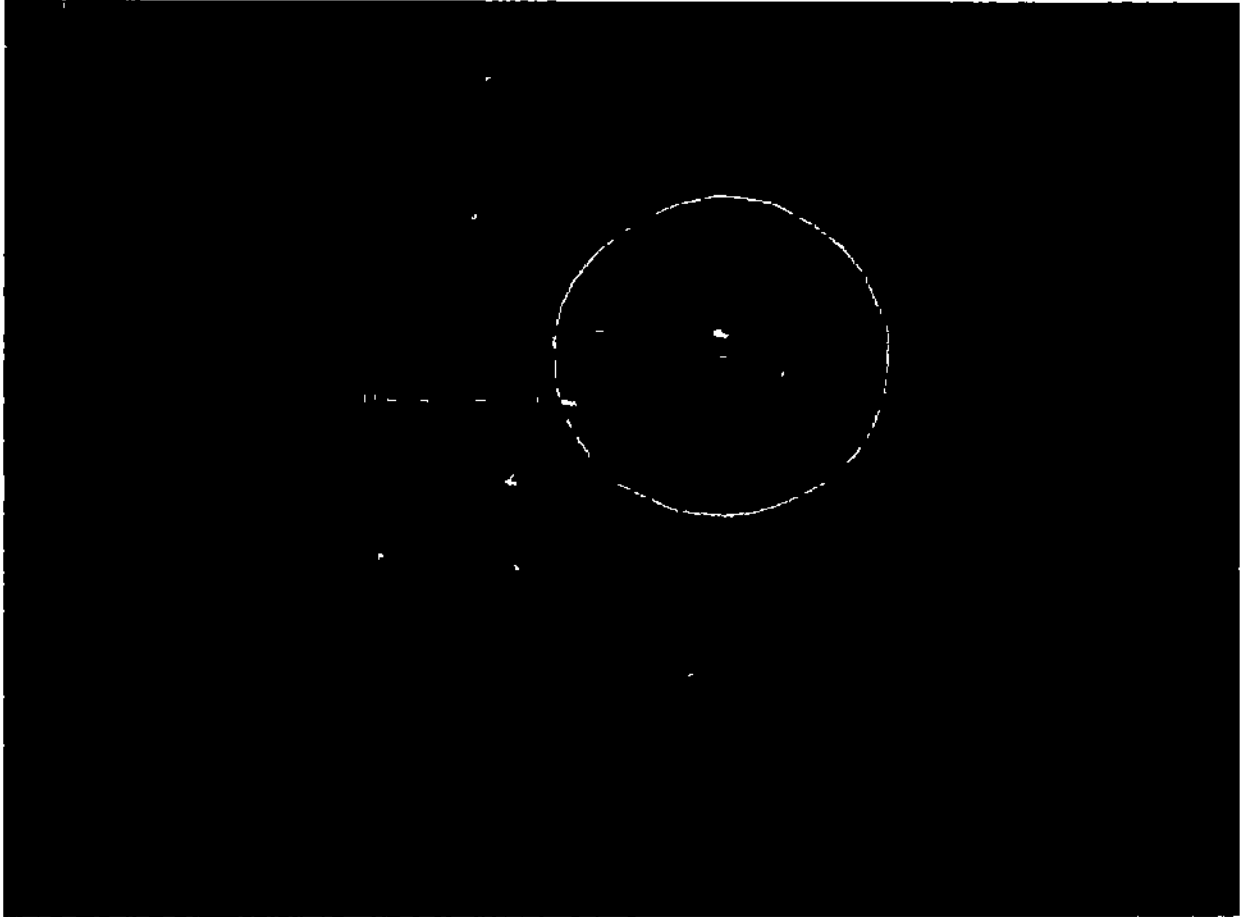


Fuente de gráfica UPME
Tomado de Google Earth

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

- Subestacion 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 Transmision 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 Cluster 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

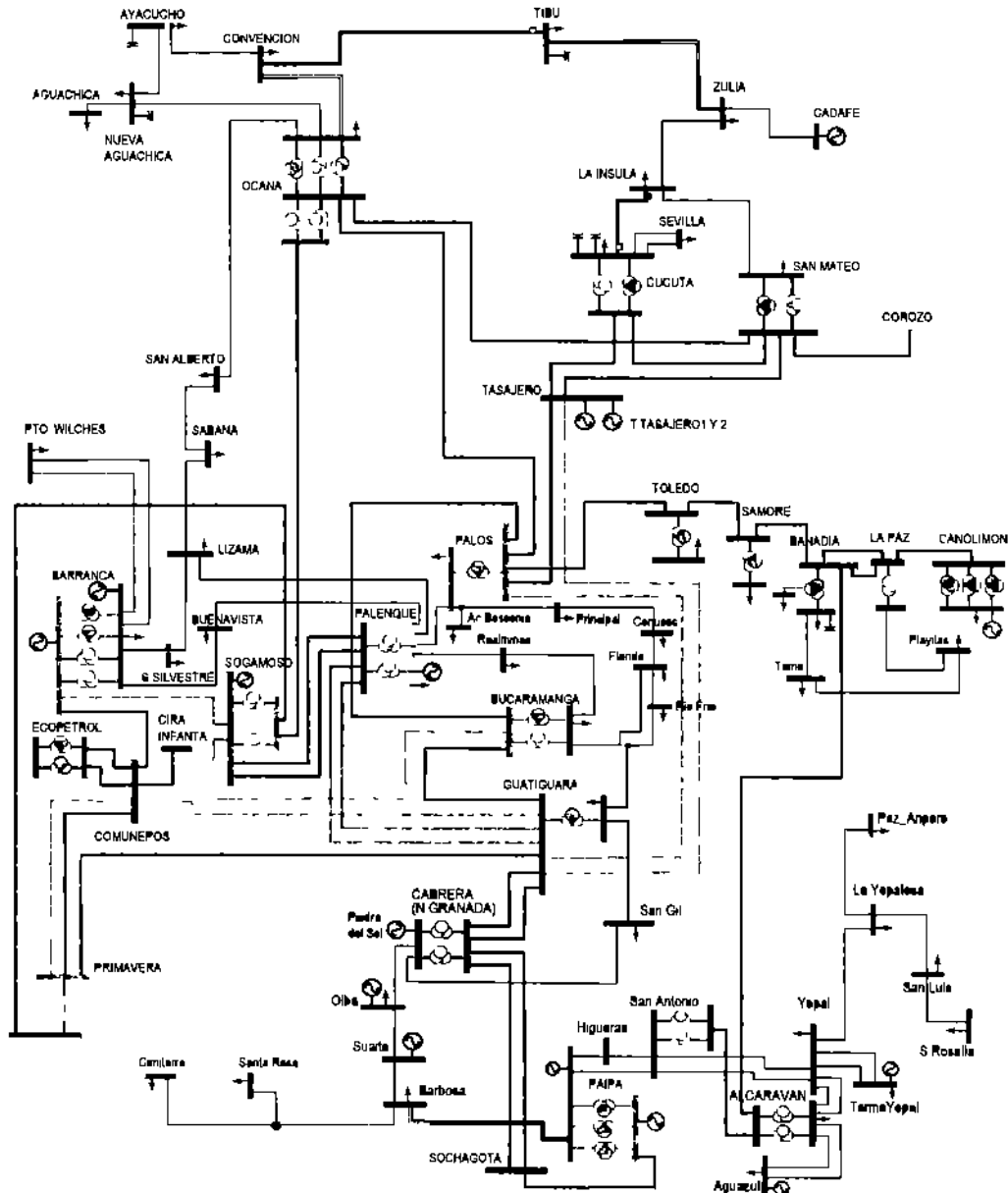
Con base en lo anterior y de acuerdo con las obras presentadas por el OR y analizado por la UPME (ver Tabla 4-7), se procede a realizar los análisis del desempeño del sistema

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) Predecuesta - 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	TRF Sogamoso > 115%	TRF Sogamoso > 115%
(N-1) TRF Sogamoso 500/230 kV ¹⁸	TRF Sogamoso	TRF Sogamoso	TRF Sogamoso

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 Obita, 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 4-8 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 Charalá 34 5 San Gil 34 5 San Gil 115 Contratación 34 5 Vado Real 34 5 Oiba 34 5 Oiba 115 kV	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
(N-1) TR Oiba 115/34 5 kV	Contratación 34 5 Vado Real 34 5	Desempeño adecuado	Contratación 34 5 Vado Real 34 5 Oiba 34 5 Charalá 34 5
(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	2026
(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
(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
(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	TRF Sogamoso > 115%	TRF Sogamoso > 115%
(N-1) TRF Sogamoso 500/230 kV ²⁰	TRF Sogamoso	TRF Sogamoso	TRF Sogamoso

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 transformador 500/230 kV en Sogamoso

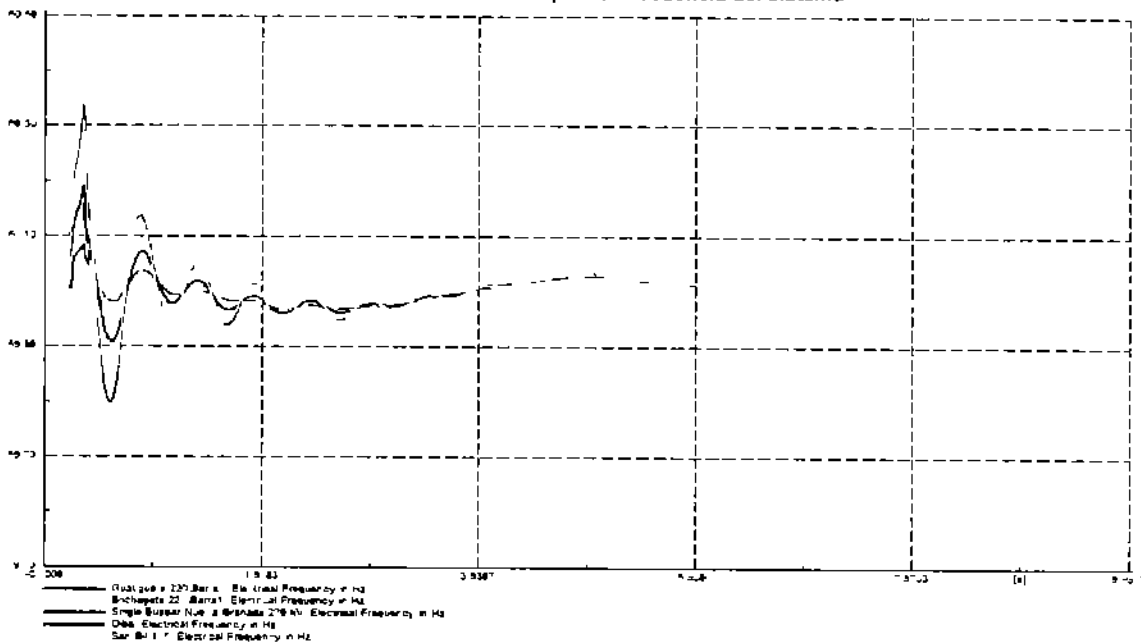
²⁰ Con tercer transformador 500/230 kV en Sogamoso



4 3 1 5 Análisis Transitorio

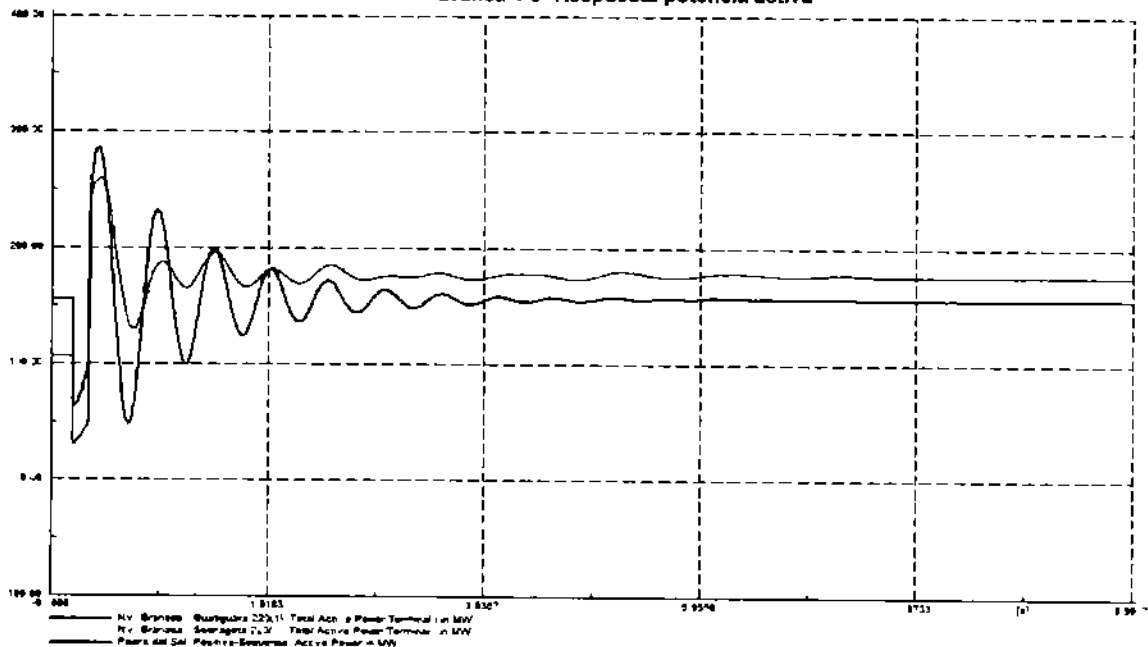
Con el fin de analizar el desempeño transitorio del sistema con la entrada del proyecto, a continuación se presenta la respuesta en frecuencia, tensión, potencia activa y reactiva, frente a la pérdida de uno de los circuitos del STN que conectan la planta de generación mayor, para este caso, se consideró la pérdida del elemento correspondiente a la línea Nueva Granada – Guatiguará 220 kV

Gráfica 4-8 Respuesta frecuencia del sistema



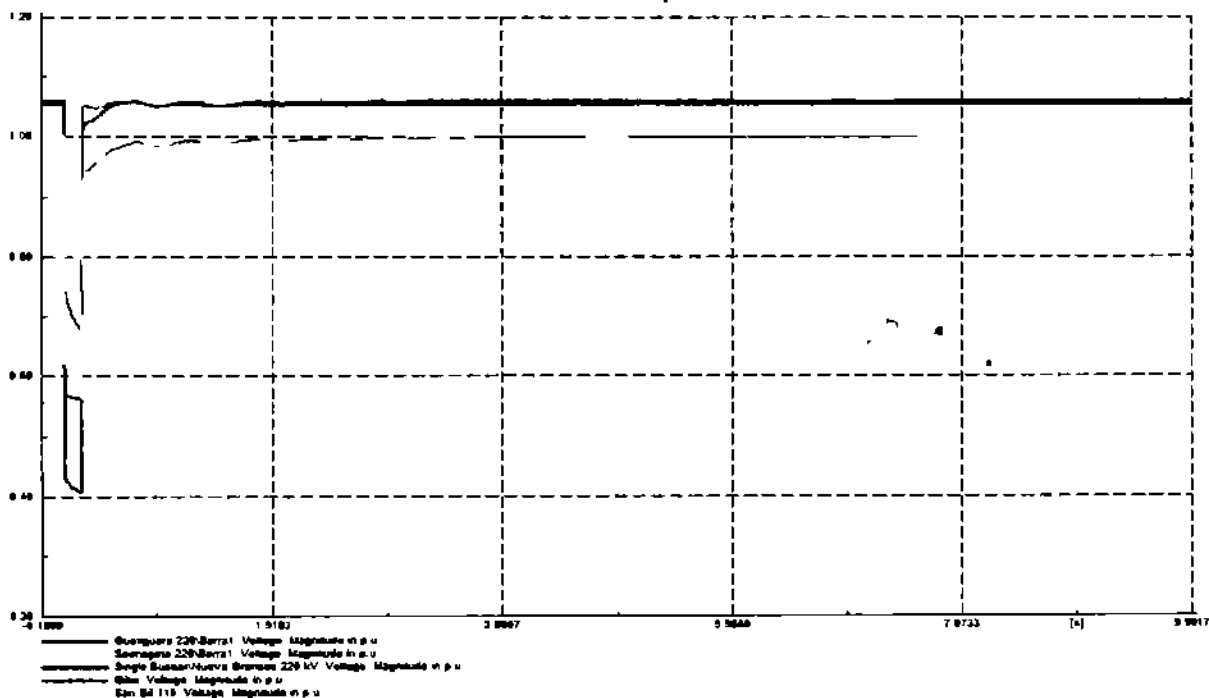
Fuente de gráfica UPME

Gráfica 4-9 Respuesta potencia activa



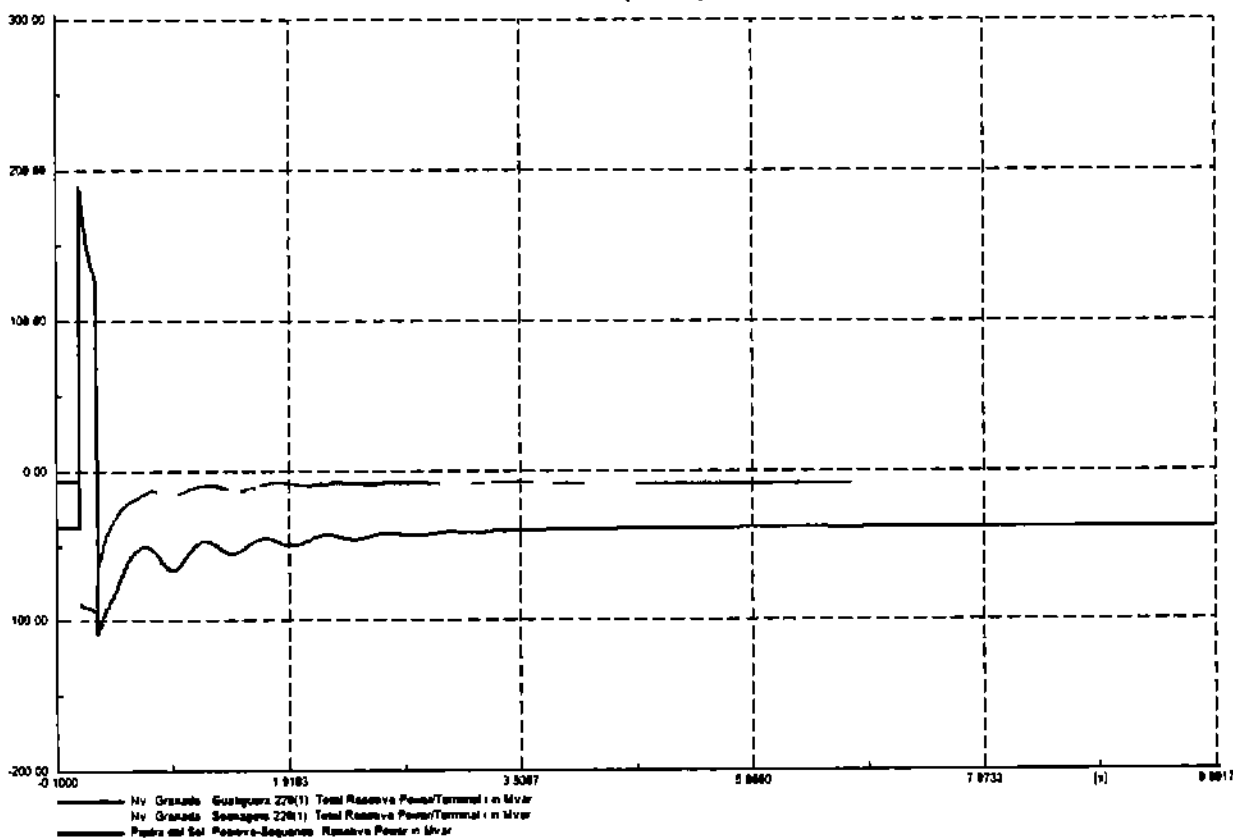
Fuente de gráfica UPME

Gráfica 4-10 Respuesta tensión



Fuente de gráfica. UPME

Gráfica 4-11 Respuesta potencia reactiva.



Fuente de gráfica UPME

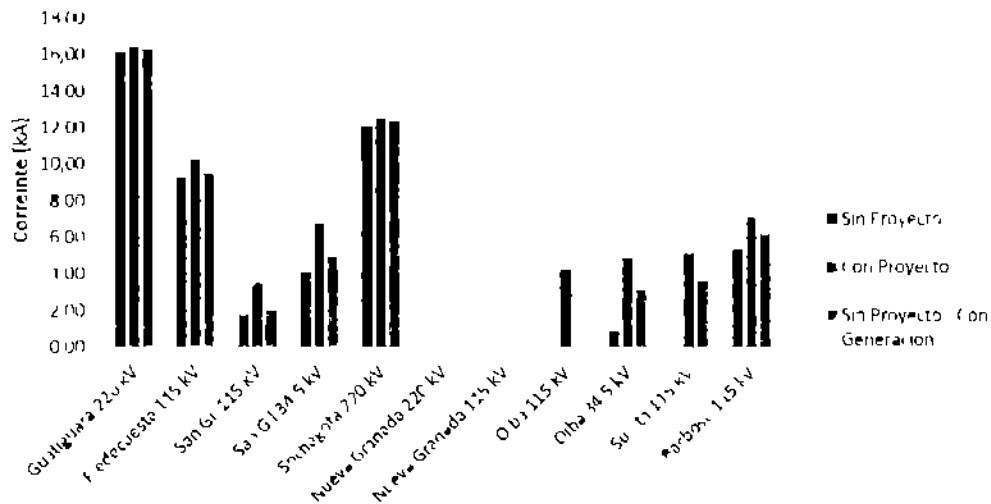
Se observa que la respuesta para cada una de las variables analizadas es amortiguada, por lo cual es adecuada. Por otro lado, los valores de tensión transitoria están dentro de los límites permitidos.

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

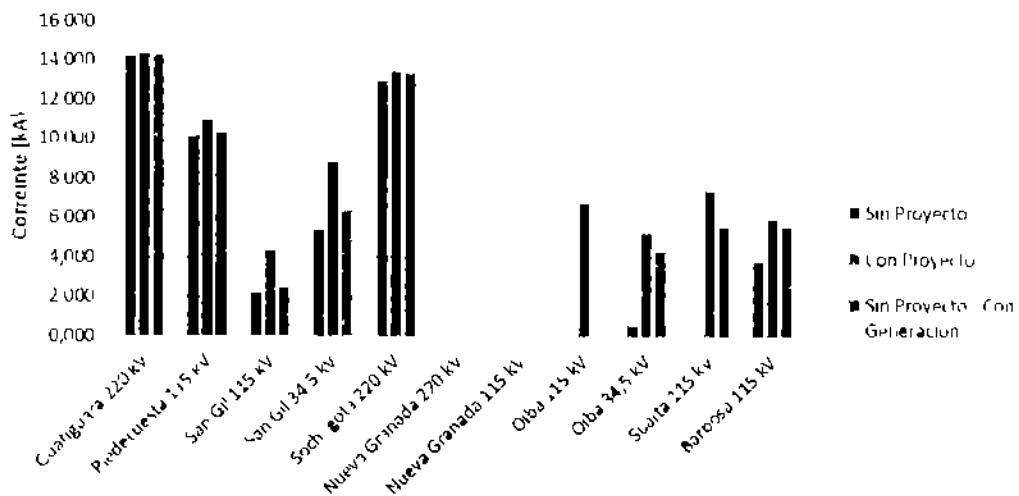
Nivel de Cortocircuito Trifásico - 2021



Fuente de gráfica UPME

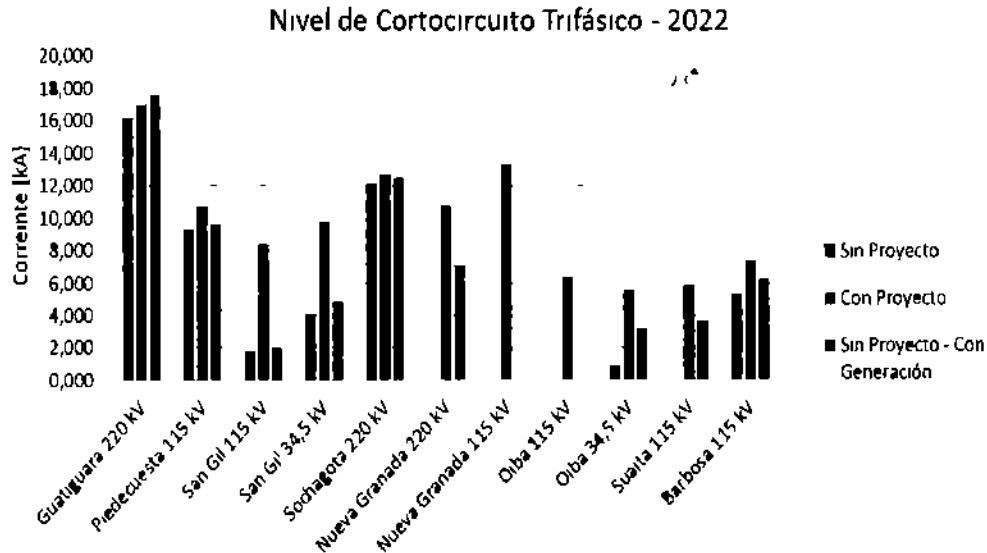
Gráfica 4-13 Corto circuito monofásico 2021

Nivel de Cortocircuito Monofásico - 2021



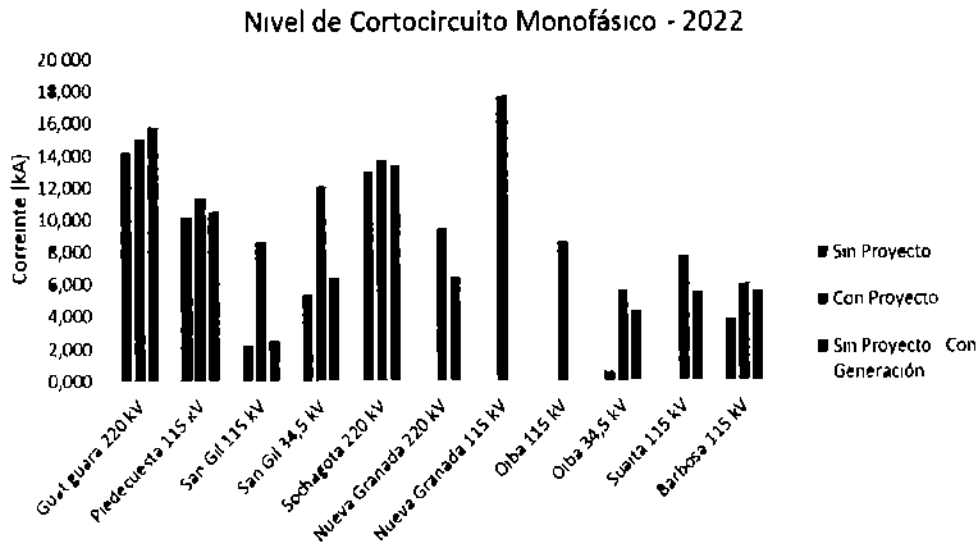
Fuente de gráfica UPME

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

$$B = VPN \left(\sum_{a=1}^m CRO \times DNA \times P_{ocurrencia\ n-1} \times FC \times 1000 + CRO \times DPA \times 365 \times 1000 \times FC \right)$$

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 expresión²¹

$$B = VPN \left(\sum_{t=1}^n \left\{ OEF_t (CRO - P_{escasez})k + E_{b,t} (CM_{sproxy_t} - CM_{cproxy_t}) + (CR_{sproxy_t} - CR_{cproxy_t}) \right. \right. \\ \left. \left. + (Perd_{sproxy_t} - Perd_{cproxy_t}) \right\} + \sum_{l=1}^n \left\{ E_{c,l} \sum_{q \in PER(q,l)} \sum_{i \in PER(l,q)} \left(\frac{(CM_{sproxy_t} - CM_{cproxy_t})}{nl} \right) \right\} \right)^{22}$$

Dónde

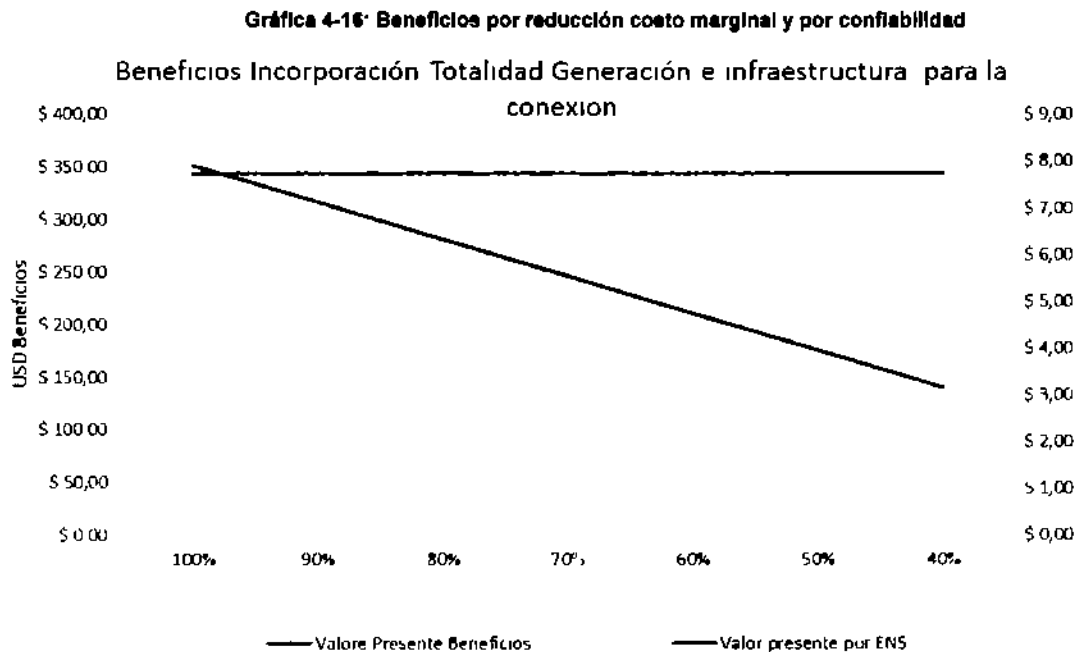
- B Beneficios totales por la conexión de un proyecto de generación al SIN
- n Es el último mes del periodo de estudio
- t Es el mes objeto de cuantificación de los beneficios, durante el periodo de estudio
- q Es el conjunto de periodos l de vigencia de los contratos de venta de energía
- OEF_t Obligación de Energía en Firme del proyecto de generación en el mes t
- 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_t} Energía que se espera sea transada en el mercado spot durante el mes t . Es el 20 % de la demanda de energía proyectada
- $PER(q, t)$ Es el periodo de conjuntos t que pertenecen al conjunto q
- CM_{sproxy_t} Es el costo marginal del sistema sin considerar el proyecto de generación en el mes t
- CM_{cproxy_t} Es el costo marginal del sistema considerando el proyecto de generación en el mes t
- CR_{sproxy_t} Es el sobrecosto operativo del sistema debido a las limitaciones y restricciones de red en el mes t , sin considerar el proyecto de generación
- CR_{cproxy_t} Es el sobrecosto operativo del sistema debido a las limitaciones y restricciones de red en el mes t , considerando el proyecto de generación
- $Perd_{sproxy_t}$ Corresponde a las pérdidas del Sistema Interconectado Nacional en el mes t , sin considerar el proyecto de generación
- $Perd_{cproxy_t}$ Corresponde a las pérdidas del Sistema Interconectado Nacional en el mes t , 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



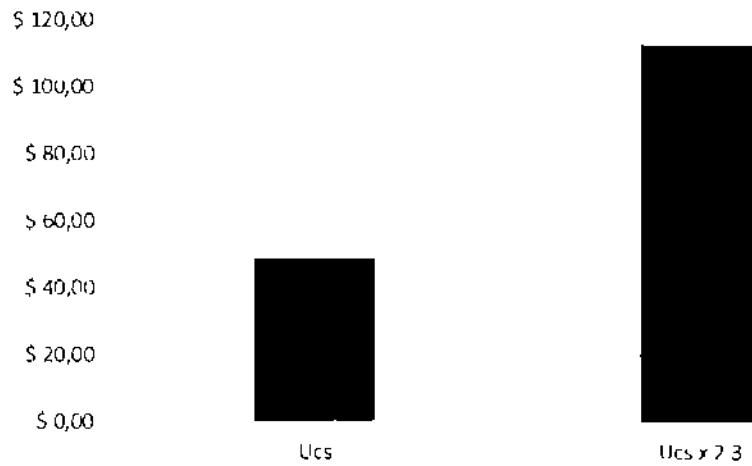
Fuente de gráfica UPME

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

Costo del Proyecto en UCs STN y STR en MUSD



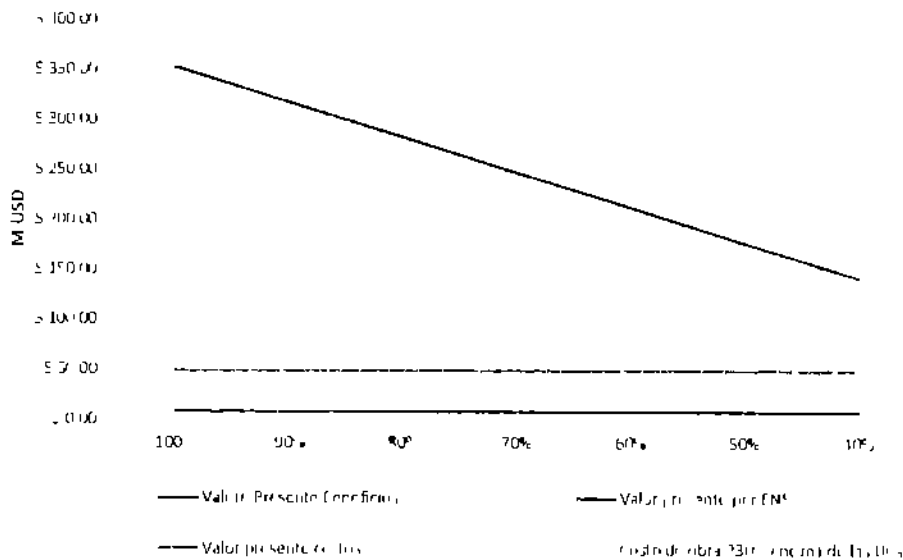
Fuente de gráfica UPME

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

Beneficios Incorporación Totalidad Generación



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 problemáticas 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 mas transferencia
 - Instalación de la bahía de línea en la Subestación Banadía (hacia Samoré)
 - Instalación de la bahía de línea en la Subestación Toledo (hacia Samore)
- 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 analisis
- 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

Escenario	Características de despacho	
	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
Oil Gas – Central Generación Aguazul – 49.5 MW	Aguazul 115 KV

Fuente de tabla: UPME

- Las obras consideradas 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	CNO 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 116 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 2 116 KV, TRF Chivor 230/115 KV, Aguazul – Yopal 115 KV Tensión Aguaclara, Santa Rosaña, Aguazul, Paz de Anporo, 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 conceptualizada 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	<p>C N O</p> <p>Cargabilidad Aguaclara – Aguazul 115 kV >130%</p> <p>Cargabilidad Aguaclara – Chivor 115 kV >100%</p> <p>(N-1) San Antonio – Yopal 1 o 2 115 Kv</p> <p>Cargabilidad San Antonio – Yopal 1 o 2 115 kV ~110%</p> <p>(N-1) Aguazul – Yopal 115 kV,</p> <p>Cargabilidad Aguaclara – Aguazul 115 kV ~100%</p> <p>Cargabilidad Aguaclara – Chivor 115 kV ~100%</p> <p>(N-1) Aguaclara – Aguazul 115 kV,</p> <p>Cargabilidad Aguazul – Yopal 115 kV ~140%</p>
Desempeño demanda máxima sin expansión Casanare –Sin Compensación Yopal 115 kV	<p>N-1 Aguaclara Chivor 115 kV,</p> <p>Aguaclara – Aguazul 115 kV,</p> <p>San Antonio – Yopal 1 y 2 115 kV, TRF Chivor 230/115 kV, Aguazul – Yopal 115 kV,</p> <p>Tensión Aguaclara, Santa Rosalia, Aguazul, Paz de Ariporo, San Luis, Yopalosa, Yopal < 0 V</p>	Desempeño adecuado en condición normal y en contingencia, con despacho en el área	<p>(N-1) Aguazul – Yopal 115 kV,</p> <p>Cargabilidad Aguaclara – Aguazul 115 kV ~170%</p> <p>Cargabilidad Aguaclara – Chivor 115 kV ~140%</p> <p>(N-1) Aguaclara – Aguazul 115 kV,</p> <p>Cargabilidad Aguazul – Yopal 115 kV ~130%</p>

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	<p>(N-1) Palos – Toledo 230 kV</p> <p>DNA Toledo – Samoré – Banadía – Tame y Arauca</p> <p>(N-1) Toledo – Samoré 230 kV</p> <p>DNA Samoré – Banadía – Tame y Arauca</p> <p>(N-1) Samoré – Banadía 230 kV</p> <p>DNA Banadía – Tame y Arauca</p> <p>(N-1) Banadía – Caño Limón 230 kV</p> <p>DNA Arauca</p> <p>(N-1) TRF Banadía 230/115 kV</p> <p>DNA Banadía y Tame</p>

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 pérdida de cualquier elemento hace perder la demanda de las subestaciones aguas abajo de la falla

4.3.2.4. Expansión Propuesta

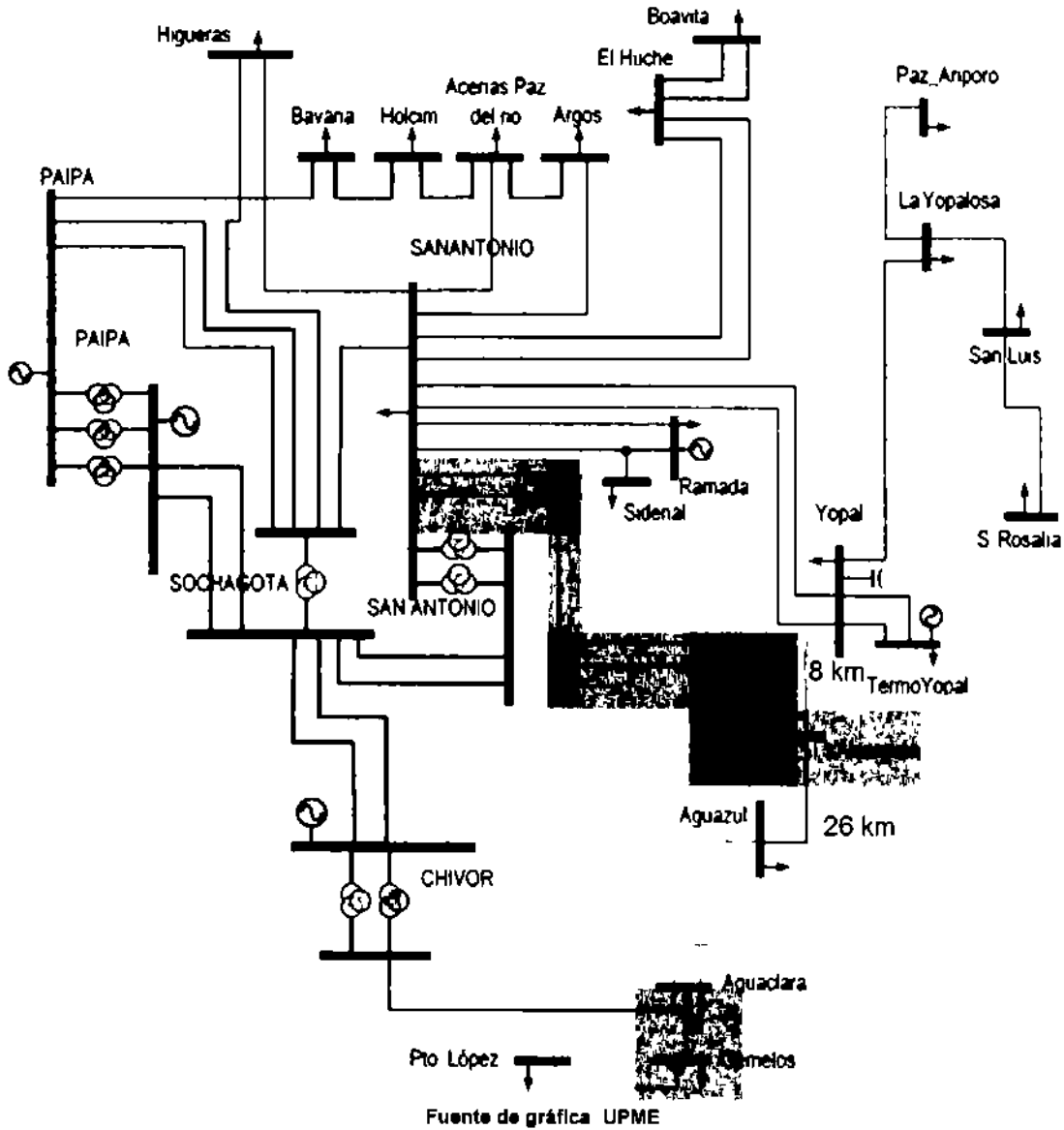
La Unidad planteó diferentes alternativas de expansión, las cuales contemplan expansiones individuales de Arauca y Casanare, considerando expansión a nivel del STR y STN, y expansión conjunta de Arauca y Casanare. Se evaluaron las siguientes alternativas de expansión:

- 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)

- o Nueva Subestación Alcaraván 115 kV Reconfigura Yopal – Aguazul 115 kV en Yopal – Alcaraván – Aguazul 115 kV
- o Compensación capacitiva de 15 MVAR en Alcaraván 115 kV
- o Nueva Subestación Gemelos 115 kV
- o Nueva línea Aguaclara – Gemelos 115 kV
- o Compensación capacitiva de 18 MVAR en Aguaclara 115 kV
- o Doble circuito San Antonio – Alcaraván 115 kV (EBSA)
- o Repotenciación de la línea Aguaclara – Aguazul 115 kV
- o Nueva línea Gemelos – Puerto López 115 kV (EMSA)
- o Segundo circuito Aguazul – Alcaraván 115 kV
- o Repotenciación de la línea Alcaraván – Yopal 115 kV

Gráfica 4-19 Alternativa de expansión del STR en Casanare



Desempeño expansión propuesta STR Casanare 2019 – Alternativa 1)

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			
Demanda Mínima con expansión Casanare STR – Sin 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 Máxima Sin Compensación Yopal 115 kV			



¿Permite la conexión de 300 MW adicionales STR?	<p>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%</p>
---	---

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			
Demanda mínima con expansión Casanare STR – Sin 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 máxima Sin Compensación Yopal 115 kV			

¿Permite la conexión de 300 MW adicionales?	<p>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%</p>
---	---

Fuente de tabla UPME

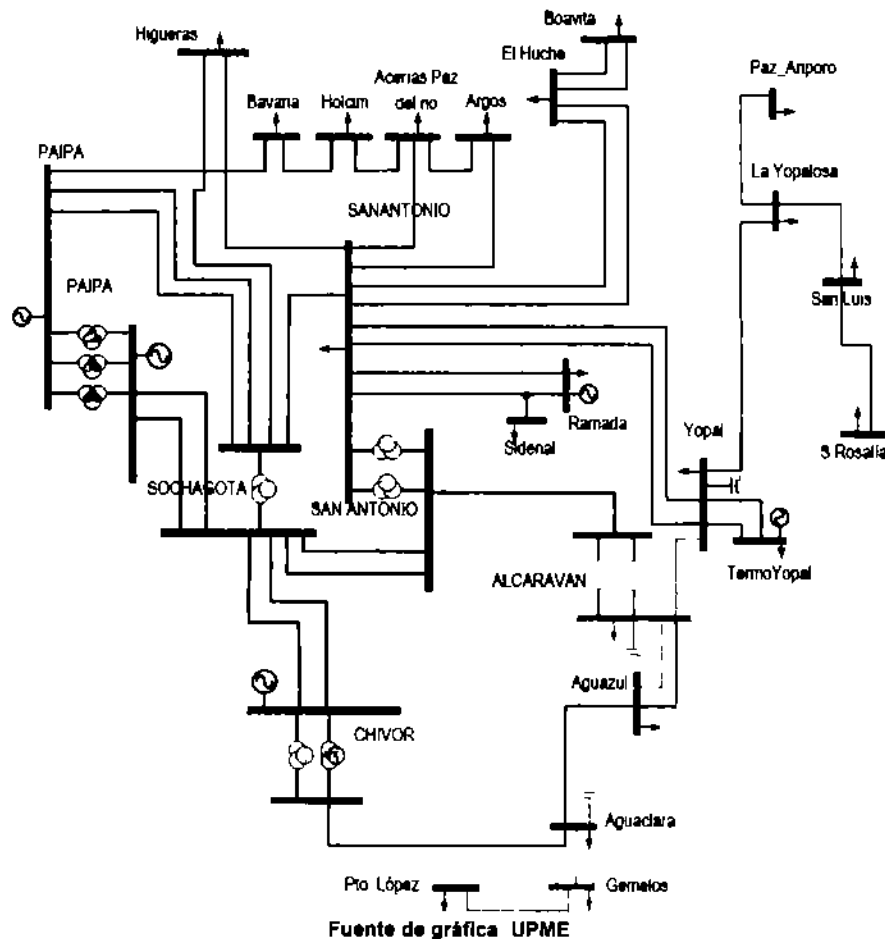
Se observa de los análisis presentados, que la propuesta de desarrollo en el STR, permitiría la atención adecuada de la demanda, sin embargo solo permite la conexión de hasta 262 MW de generación para las

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)

- o Nueva Subestación Alcaravan 115 kV Reconfigura Yopal – Aguazul 115 kV en Yopal – Alcaravan – Aguazul 115 kV
- o Compensación capacitiva de 15 MVAR en Alcaraván 115 kV
- o Nueva Subestación Gemelos 115 kV
- o Nueva línea Aguaclara – Gemelos 115 kV
- o Compensación capacitiva de 18 MVAR en Aguaclara 115 kV
- o Nueva Subestación Alcaraván 220/115 kV – 2x150 MVA
- o Nueva línea Alcaraván – San Antonio 220 kV
- o Nueva línea Gemelos – Puerto López 115 kV (EMSA) – sensibilidad
- o Segundo circuito Aguazul – Alcaraván 115 kV
- o Repotenciación de la línea Alcaravan – 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
Demanda máxima con expansión Casanare STN	(N-1) San Antonio – Alcaraván 220 kV Tensión Alcaraván 220 kV	Desempeño adecuado en condición normal y en contingencia	Desempeño adecuado en condición normal y en contingencia
¿Permite la conexión de 300 MW adicionales STR?		<p>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 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%</p>	
¿Permite la conexión de 300 MW adicionales STN?		<p>Desempeño adecuado en C N O N-1 San Antonio – Alcaraván 220 kV Cargabilidad Aguaclara – Aguazul 115 kV >160%</p>	

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

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	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 >150% 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 >100%		

Fuente de tabla UPME

Se observa de los analisis presentados, que la propuesta de desarrollo en el STR y STN, frente a N-1 de la interconexión en 230 kV entre Alcaravan y San Antonio, se presentan bajas tensiones en el area de Casanare para una condición de bajo despacho en la zona y maxima 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 Banadia – 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	2010	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

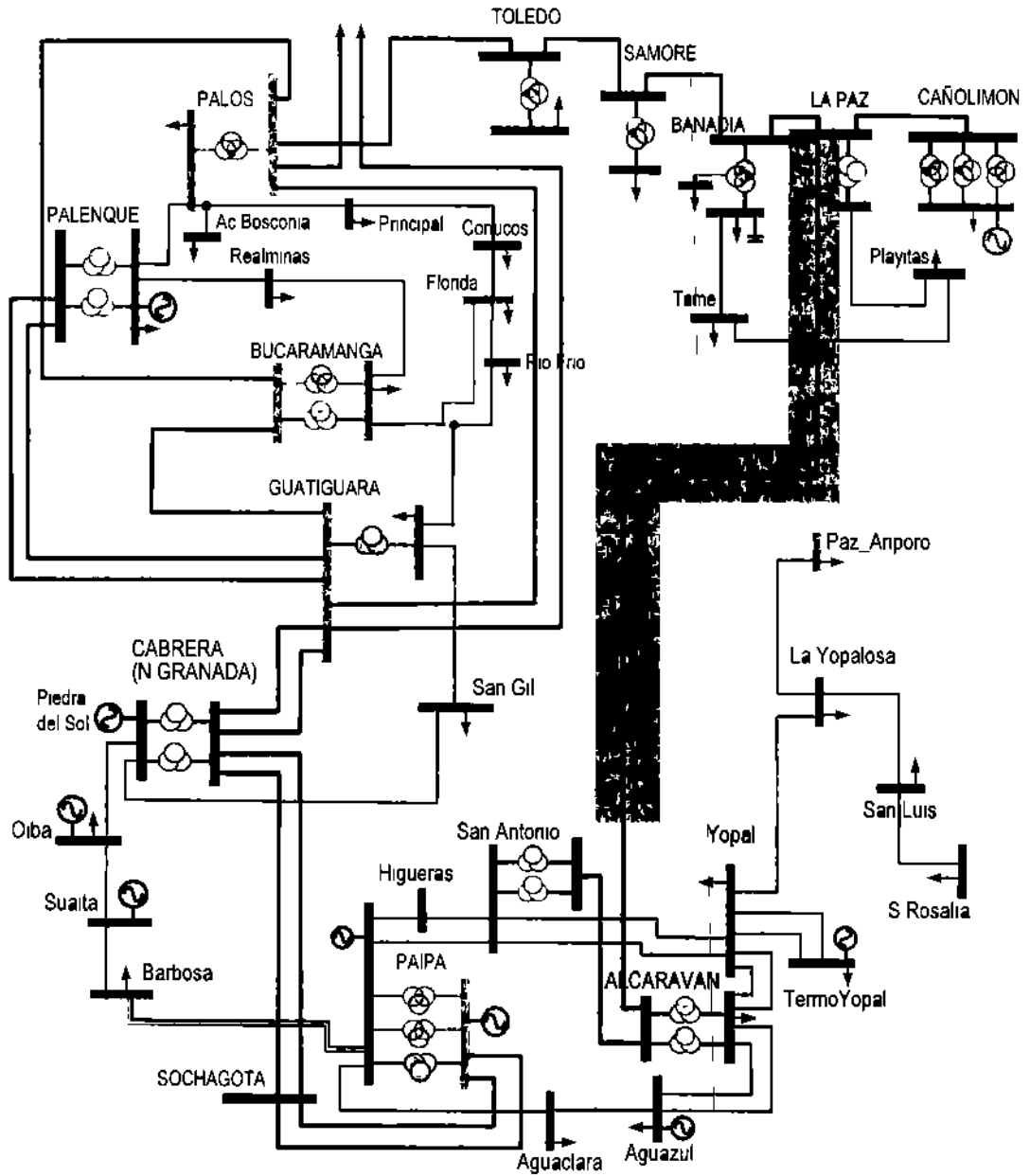
Fuente de tabla UPME

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)

- o 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
- o Nueva Subestación Playitas 115 kV
- o Nueva línea Tame – Playitas 115 kV
- o Nueva línea Caño Limón II (la Paz) – Playitas 115 kV
- o Nueva Subestación Alcaraván 115 kV Reconfigura Yopal – Aguazul 115 kV en Yopal – Alcaraván – Aguazul 115 kV
- o Nueva Subestación Alcaraván 220/115 kV – 2x180 MVA
- o Nueva línea Alcaraván – San Antonio 230 kV
- o Nueva línea Alcaraván – Caño Limón II 230 kV
- o Segundo circuito Aguazul – Alcaraván 115 kV
- o Repotenciación de la línea Alcaraván – Yopal 115 kV
- o Segundo circuito Alcaraván – Yopal 115 kV
- o Repotenciación de la línea Aguaclara – Aguazul 115 kV
- o 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		
Con Interconexión Arauca – Casanare, Sin Conexión Meta		
Con Interconexión Arauca – Casanare, Sin Conexión Meta, Sin 2do circuito Alcaraván – Yopal 115 kV	Desempeño adecuado en condición normal de operación y en contingencia	
Mínima Generación		
¿Permite la conexión de 300 MW adicionales en el STR?	<p>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%</p>	
¿Permite la conexión de 300 MW adicionales STN?	Desempeño adecuado Condiciones Normales de Operación y en contingencia	

Fuente de tabla UPME

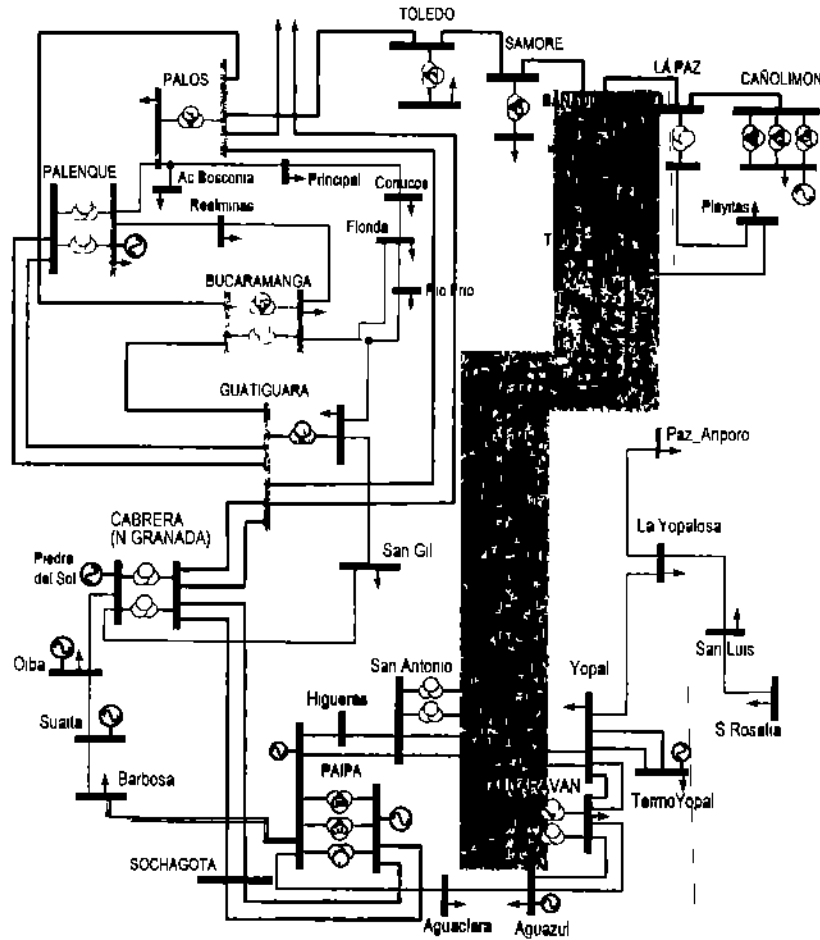
La alternativa propuesta, permite atender la demanda con criterios de calidad, confiabilidad y seguridad, además de asegurar la posibilidad de conexión de demanda adicional en el área. Por otro lado, permite la conexión de generación adicional a nivel del STN

e) Alternativa. Expansión propuesta STR – STN Casanare – Arauca (Alcaraván – Banadía y segundo circuito Banadía – Caño Limón II (La Paz)), Alternativa v)

- o 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
- o Nueva Subestación Playitas 115 kV
- o Nueva línea Tame – Playitas 115 kV
- o Nueva línea Caño Limón II (la Paz) – Playitas 115 kV
- o Nueva Subestación Alcaraván 115 kV Reconfigura Yopal – Aguazul 115 kV en Yopal – Alcaraván – Aguazul 115 kV
- o Nueva Subestación Alcaraván 230/115 kV – 2x180 MVA
- o Nueva línea Alcaraván – San Antonio 230 kV
- o Nueva línea Alcaraván – Banadía
- o Nueva línea Banadía - Caño Limón II 230 kV

- o Segundo circuito Aguazul – Alcaraván 115 kV
- o Repotenciación de la línea Alcaraván – Yopal 115 kV
- o Segundo circuito Alcaraván – Yopal 115 kV
- o Repotenciación de la línea Aguacalara –Aguazul 115 kV
- o 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		
Con Interconexión Arauca – Casanare, Sin Conexión Meta		
Con Interconexión Arauca – Casanare, Sin Conexión Meta, Sin 2do circuito Alcaraván – Yopal 115 kV	Desempeño adecuado en condición normal de operación y en contingencia	
Mínima Generación		
	<p>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%</p>	
¿Permite la conexión de 300 MW adicionales en el STR?	Desempeño adecuado Condiciones Normales de Operación y en contingencia	
¿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

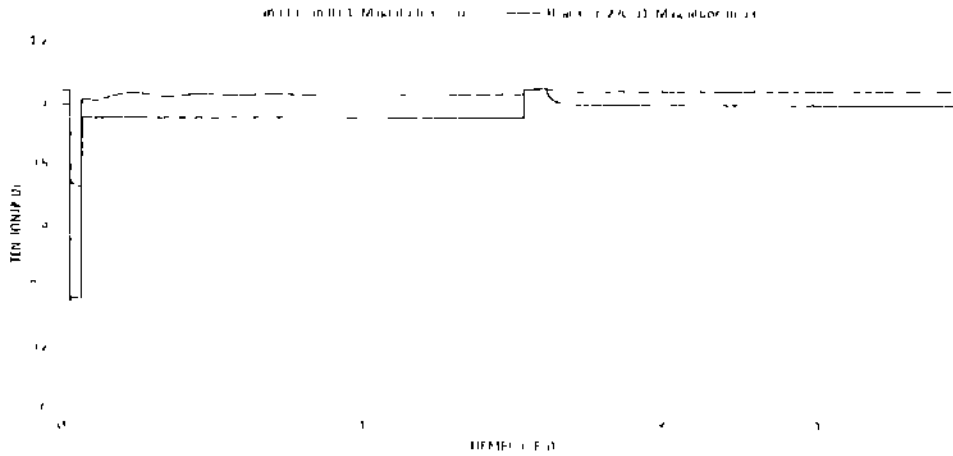
Teniendo en cuenta que la obra propuesta, involucra una longitud importante, se realizaron diferentes análisis técnicos enfocados a revisar sobretensiones que pueden generar problemas operativos ante condiciones transitorias para las alternativas estudiadas.

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



TENSIÓN CAÑO LIMÓN Y ALCARAVÁN 220 KV - FALLA CON RECIERRE



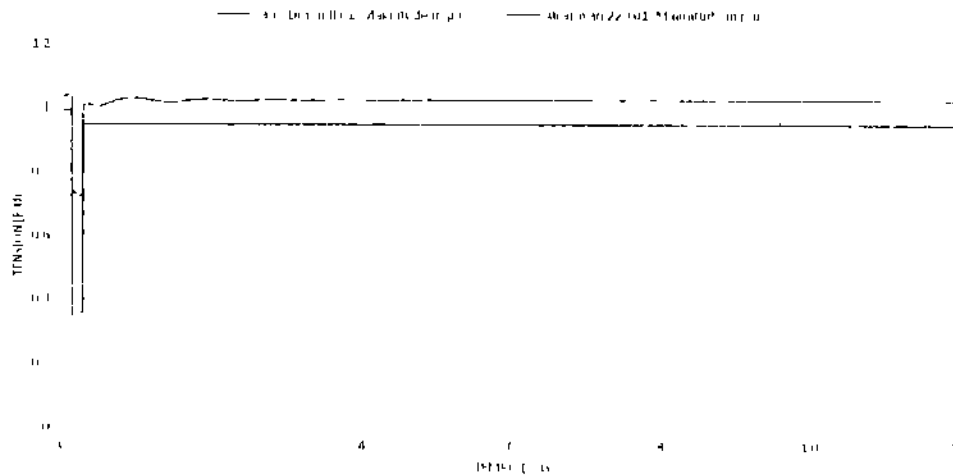
Fuente de gráfica UPME

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 esta dentro de los limites 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

TENSIÓN CAÑO LIMÓN Y ALCARAVÁN 220 KV - FALLA CON APERTURA DE LA LÍNEA



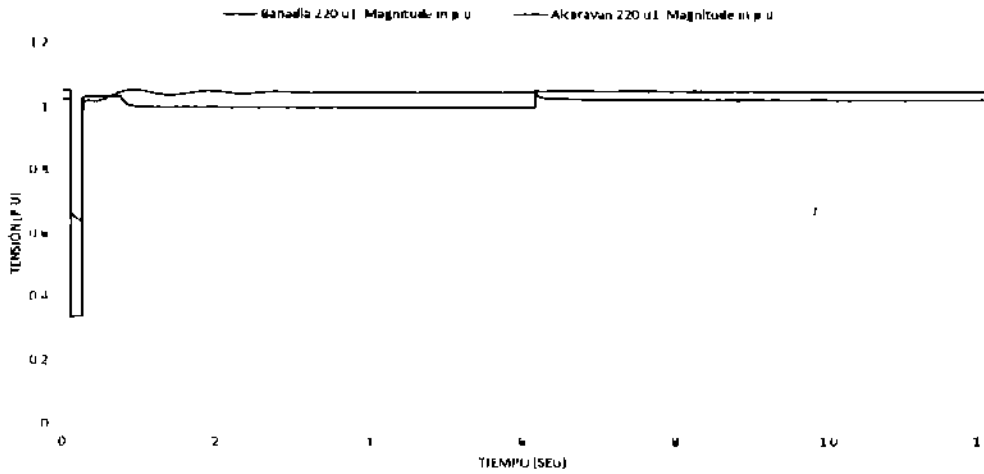
Fuente de gráfica UPME

Se observa que ante la condición señalada, los niveles de tensión transitoria se encuentran dentro de los limites 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

TENSIÓN BANADIA Y ALCARAVÁN 220 KV - FALLA CON RECIERRE



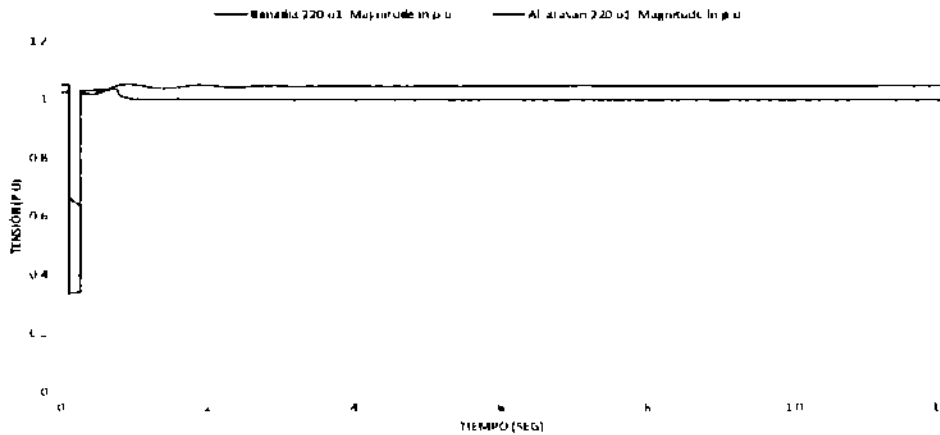
Fuente de gráfica. UPME

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

TENSIÓN BANADIA Y ALCARAVÁN 220 KV - FALLA CON APERTURA DE LA LÍNEA



Fuente de gráfica UPME

Se observa que ante la condición señalada, los niveles de tensión transitoria se encuentran dentro de los límites permitidos

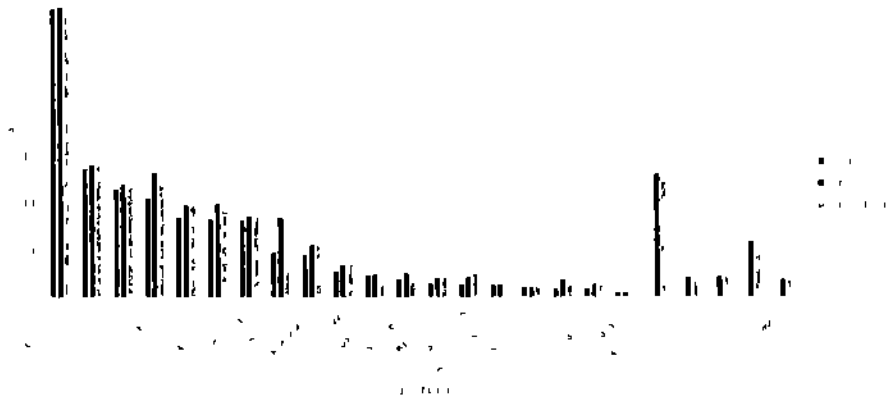
4.3.2.6. Análisis de Corto Circuito



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

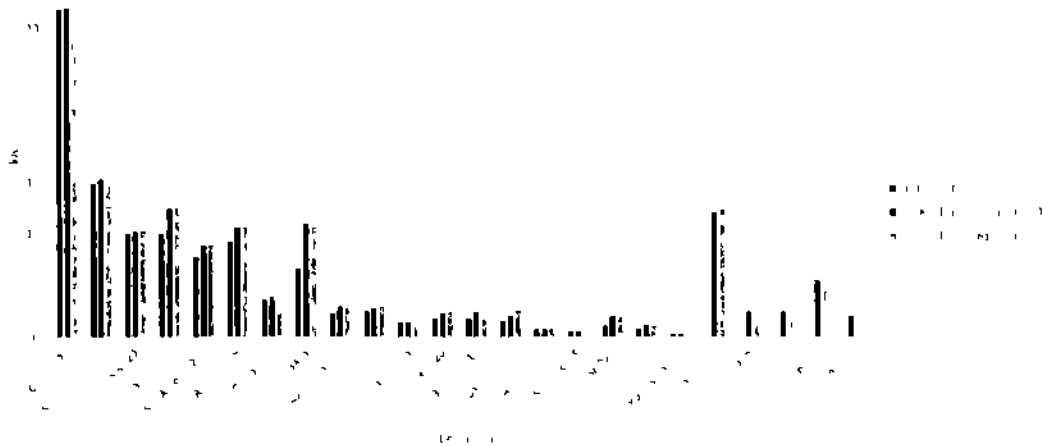
Corriente de Corto Trifásico Conex Arauca - Casanare



Fuente de gráfica UPME

Gráfica 4-28 Corto circuito monofásico 2021

Corriente de Corto Monofásico Conex Arauca - Casanare



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 nueva 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	96	96
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 la línea de 230 kV.

4.3.2.3. 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 – Aguacalara 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 Alcaraván – Banadía 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 Banadia – Caño Limón 230 kV en Banadia – Caño Limón II (La Paz) – Caño Limón 220 kV – **Se considera una extensión de la barra de Caño Limón**
- Nueva Subestacion Alcaravan 230/115 kV – 2x180 MVA
- Nueva línea Alcaravan – San Antonio 230 kV
- Nueva línea Alcaraván – Banadia 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

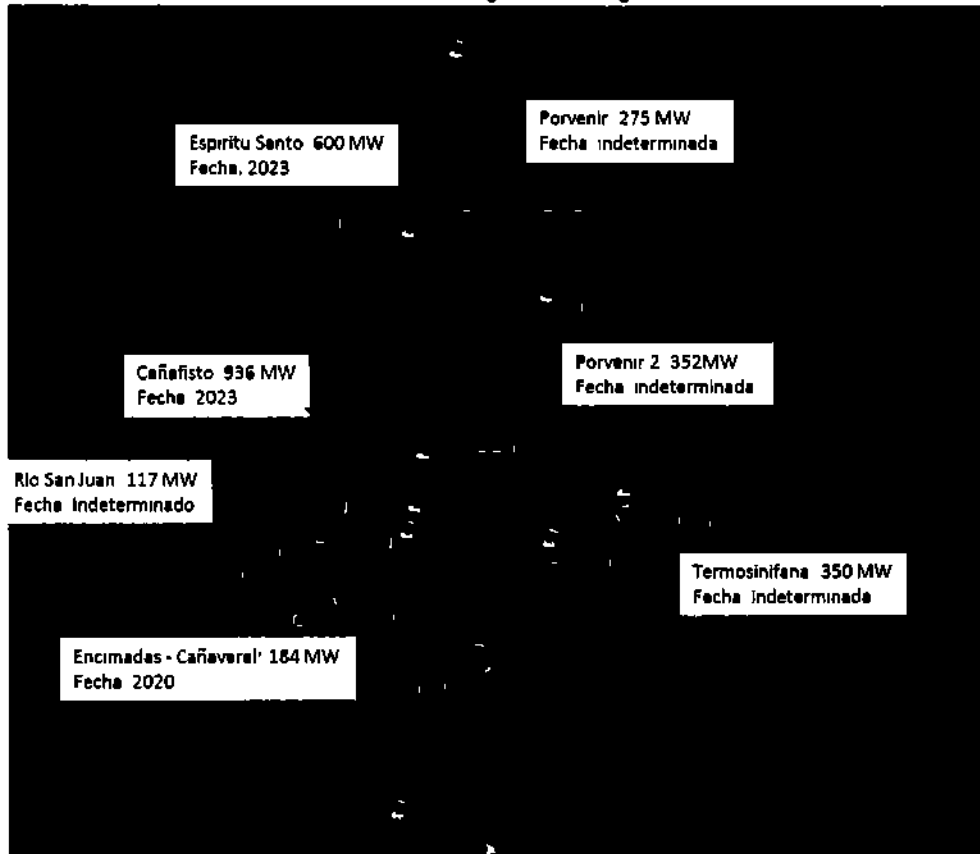
NOMBRE	CAPACIDAD
Espíritu Santo	600 MW
Encimadas - Cañaveral	184 MW
San Juan	117.5 MW
Cañafisto	936 MW
El Porvenir	275 MW
Termo Sinifaná	350 MW
Porvenir 2	352 MW

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 cluster para identificar la necesidad o no, de definición de infraestructura adicional en el sistema

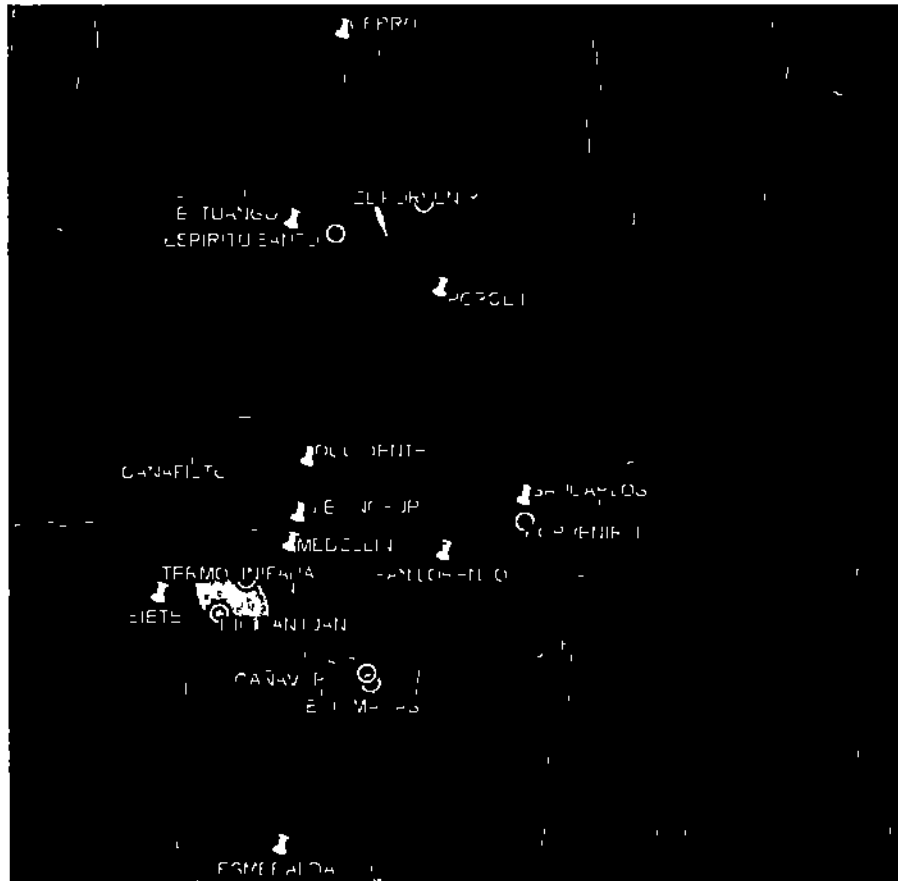
Gráfica 4-29: Ubicación general de la generación en el área.



Fuente de gráficos. 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: 1) Definición de la obra (Plan de Expansión,

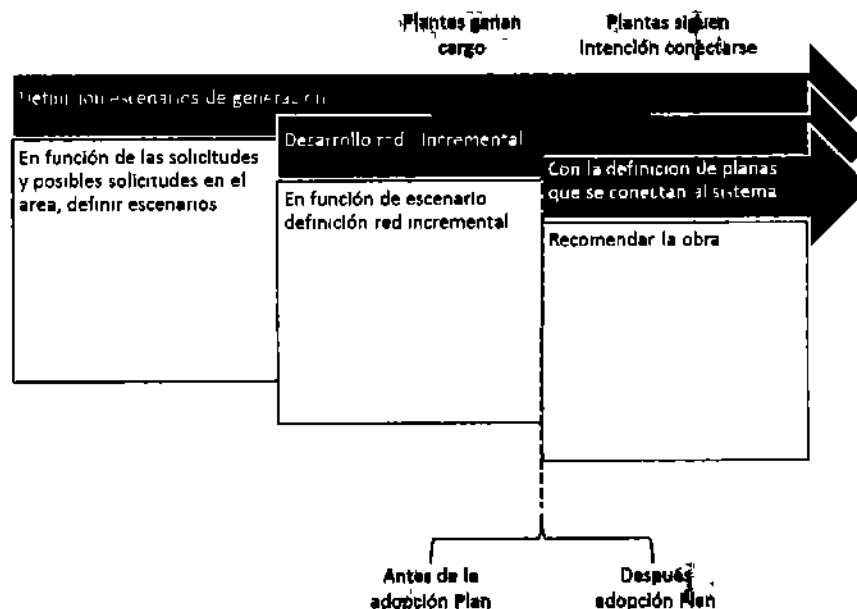
concepto CAPT²³ y adopción MME²⁴), ii) Trámite de garantías y estructuración de la convocatoria, iii) Proceso de selección de inversionista (convocatoria), iv) Trámites para el reconocimiento de los ingresos al adjudicatario una vez adjudicada la obra, v) Elaboración de diseños, especificaciones y estudios 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 más²⁵

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

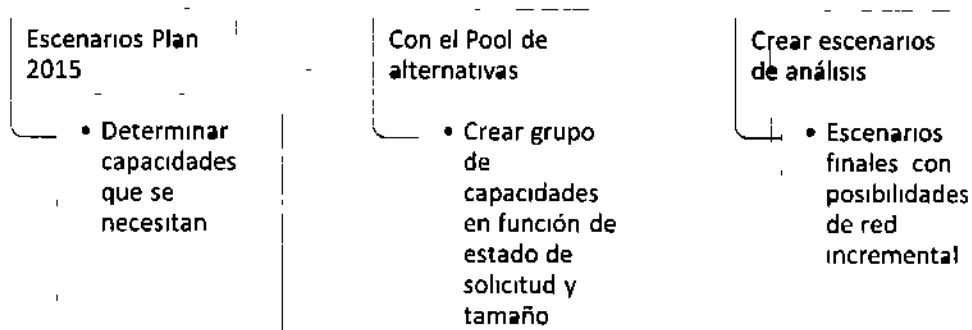
Para la definición de escenarios de Red a analizar, se determinaron las capacidades propuestas para cada uno de los escenarios de largo plazo de acuerdo a la Gráfica 4-32

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	Enclimadas - 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

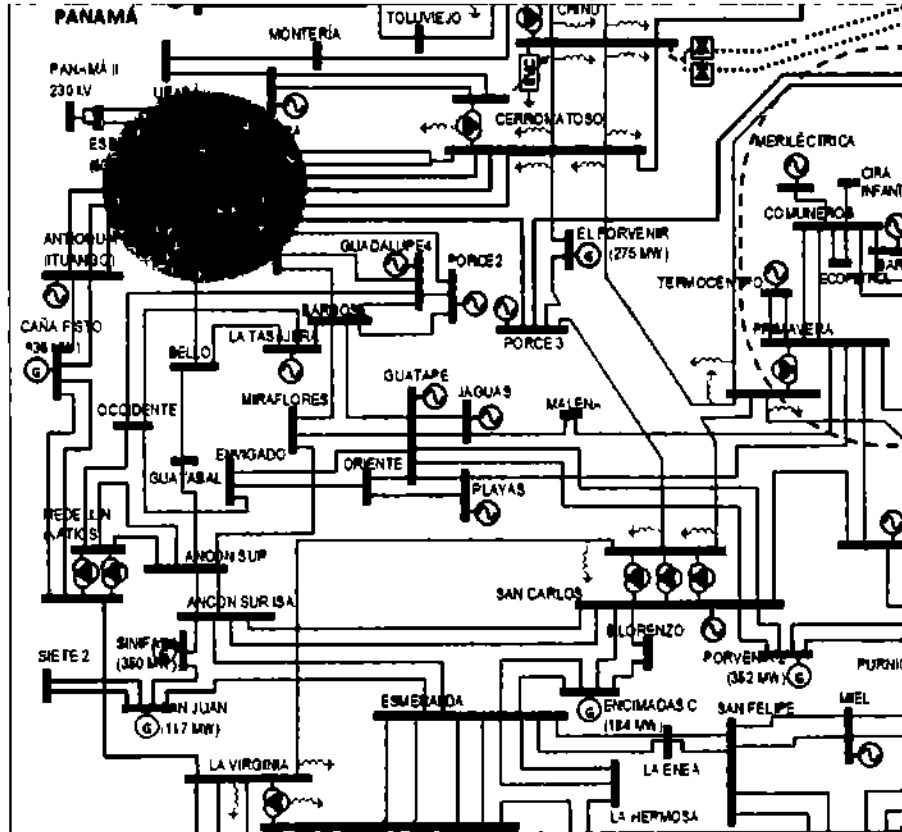
4.3.3.4 Analisis Eléctricos Escenarios

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 Espíritu Santo



Fuente de gráfica UPME

Tabla 4-27 Desempeño del sistema en el año 2021

Escenarios de máxima generación en el área	Reconfiguración de un circuito de Ituango - Cerromatoso 600 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

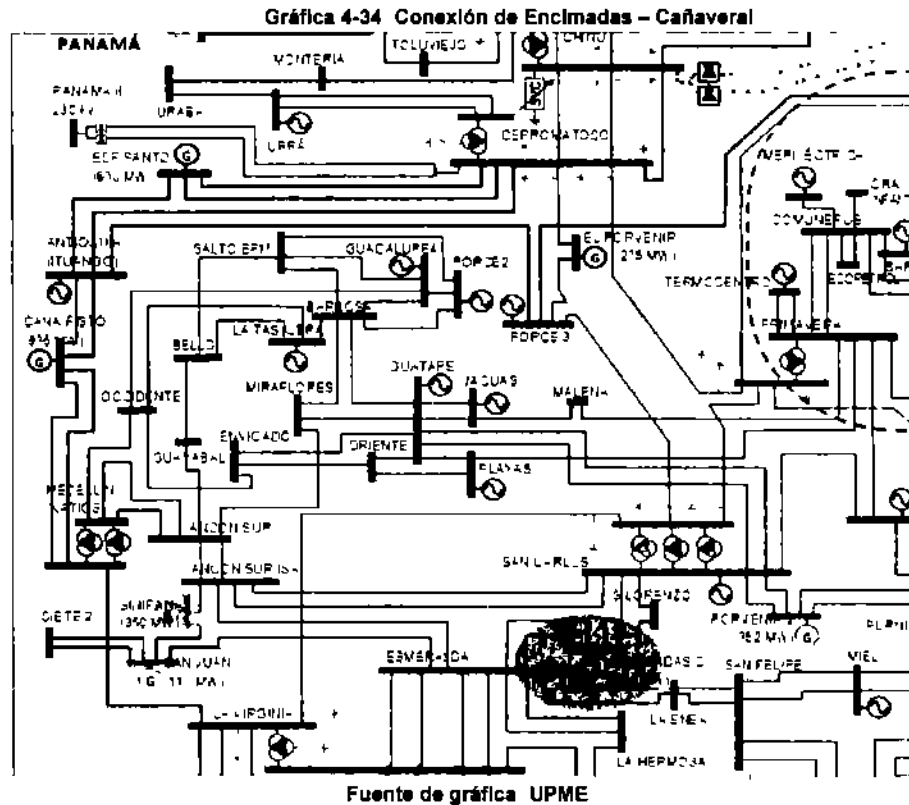


Tabla 4-28 Desempeño del sistema en el año 2021

Escenarios de máxima generación en el 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	CNO Salamina – Irrá 115 kV > 120% (N-1) TRF San Carlos < 70%	CNO Salamina – Irrá 115 kV < 50% N-1 TRF San Carlos < 70%	CNO Salamina – Irrá 115 kV < 50% (N-1) TRF San Carlos
Demanda máxima	CNO Salamina – Irrá 115 kV > 120% (N-1) TRF San Carlos < 70%	CNO Salamina – Irrá 115 kV < 50% N-1 TRF San Carlos < 70%	CNO Salamina – Irrá 115 kV < 50% (N-1) TRF San Carlos

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

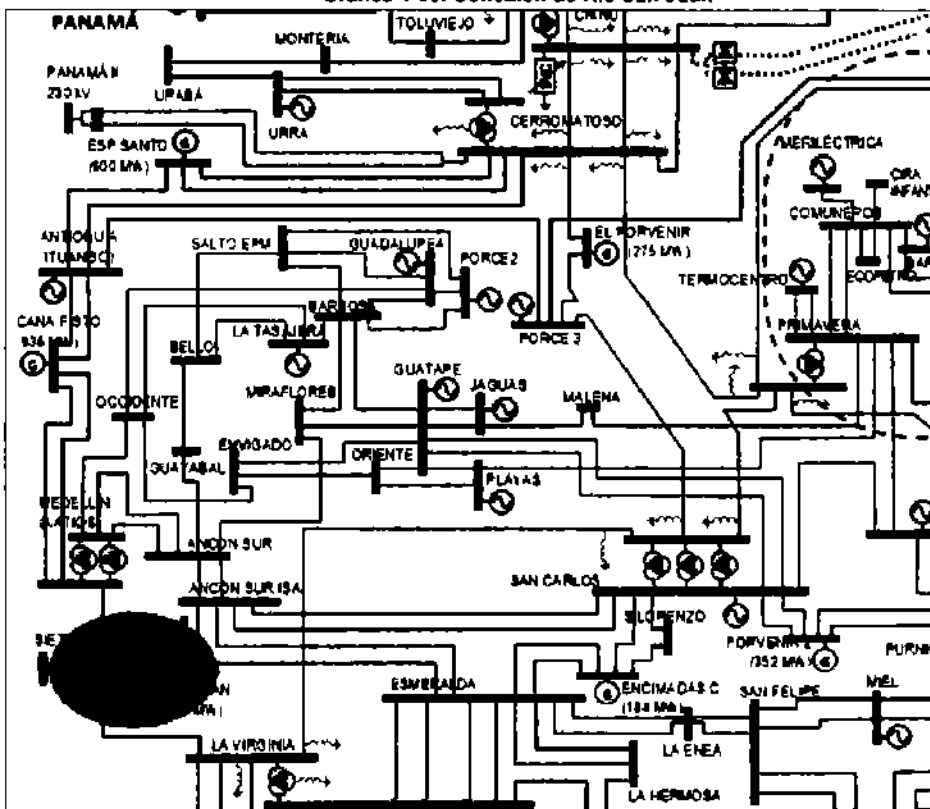


Ituango No obstante lo anterior, estos análisis son preliminares y se deben validar frente a la definición de las plantas de Cargo por Confiabilidad y las plantas que estén interesadas en conectarse después de esta definición.

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 el 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 <u>Sin despacho de Ituango</u>
Demanda mínima	Desempeño adecuado en condición normal (N-1) TRF San Carlos < 70%	Desempeño adecuado en condición norma
Demanda máxima	Desempeño adecuado en condición normal (N-1) TRF San Carlos < 70%	Desempeño adecuado en condición norma

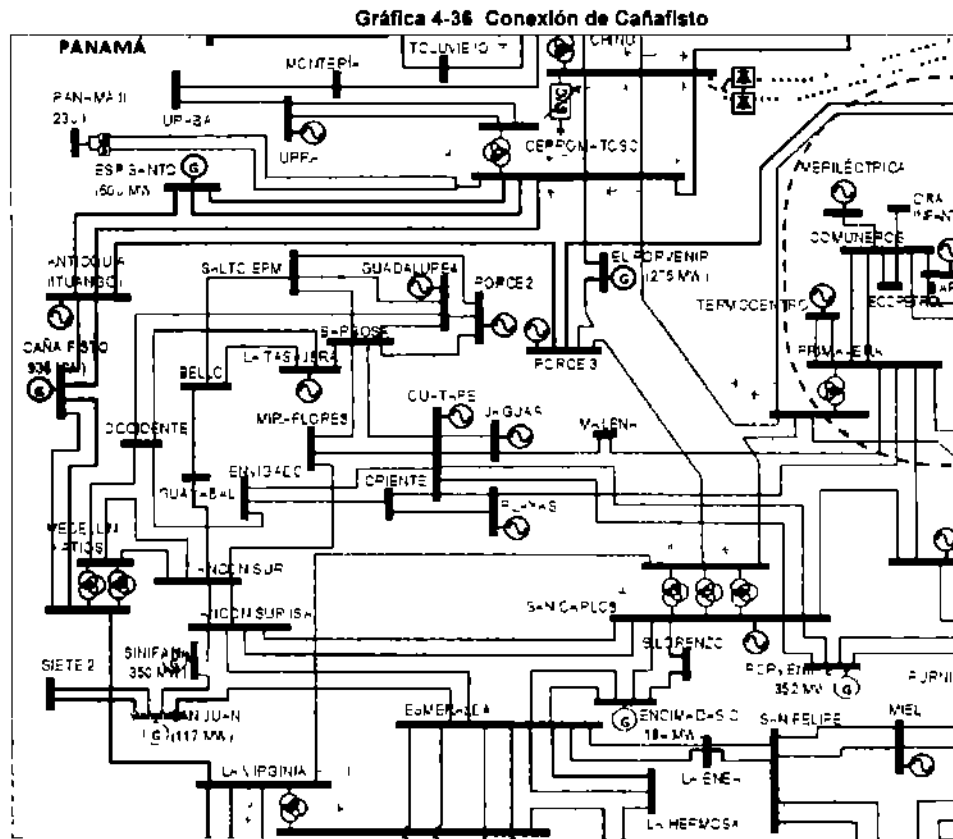
Fuente de tabla. UPME

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



Fuente de gráfica UPME

Tabla 4-30 Desempeño del sistema en el año 2021

Escenarios de máxima generación en el 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 <u>Sin despacho Ituango</u>
Demanda mínima	Desempeño adecuado en condición normal (N-1) TRF San Carlos < 70%	Desempeño adecuado en condición normal (N-1) TRF San Carlos
Demanda máxima	Desempeño adecuado en condición normal (N-1) TRF San Carlos < 70%	Desempeño adecuado en condición normal (N-1) TRF San Carlos

Fuente de tabla UPME

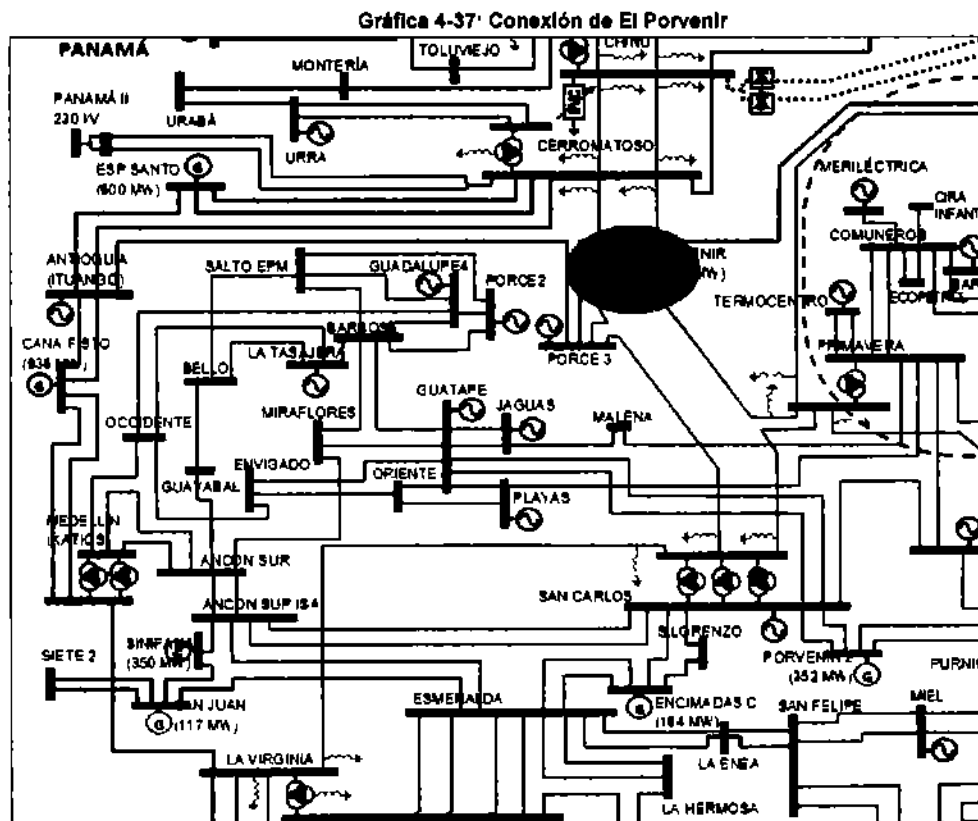
Se observa que para la conexión propuesta, ante un escenario de no contar con el despacho de Ituango, ante la contingencia del transformador 500/230 kV en San Carlos se presenta alta cargabilidad de los



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.



Fuente de gráfica: UPME

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

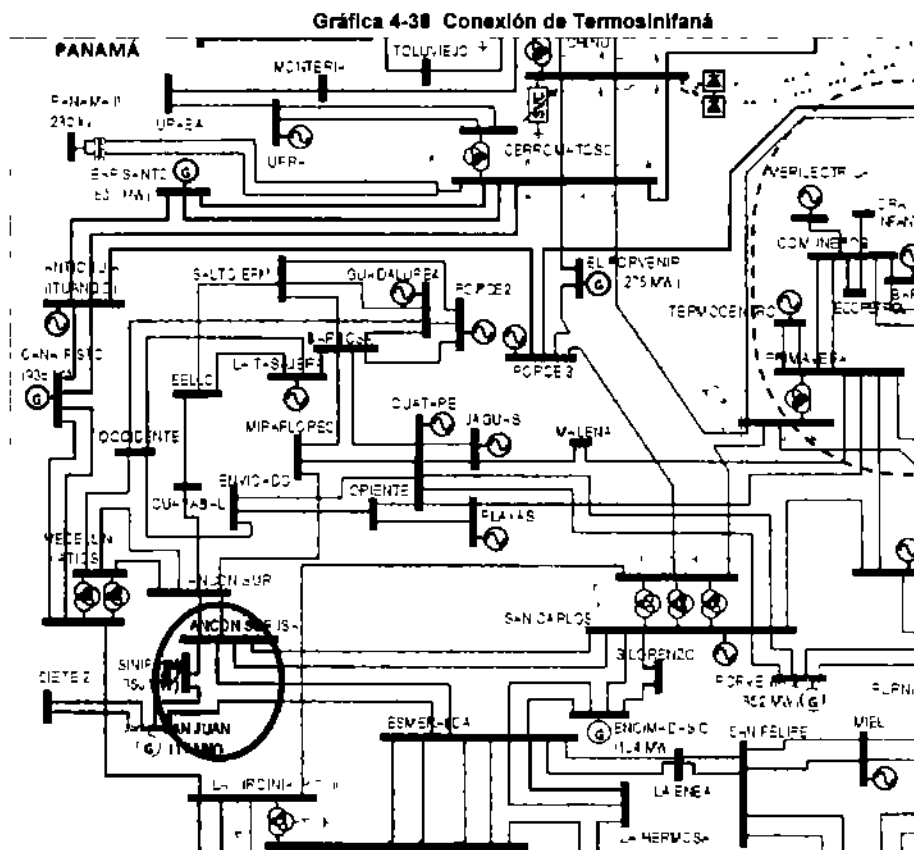
Escenarios de máxima generación en el área	Reconfiguración Porce III – Cerromatoso 500 kV en Porce III – El Porvenir – Cerromatoso 500 kV
Demanda mínima	Desempeño adecuado en condición normal (N-1) TRF San Carlos < 70%
Demanda máxima	Desempeño adecuado en condición normal (N-1) TRF San Carlos < 70%

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



Fuente de gráfica UPME

Tabla 4-32 Desempeño del sistema en el año 2022

Escenarios de máxima generación en el 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	Sin Despacho Ituango	Con Despacho Ituango	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 normal (N-1) TRF San Carlos	Desempeño adecuado en condición normal (N-1) TRF San Carlos
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 (N-1) TRF San Carlos	Desempeño adecuado en condición normal (N-1) TRF San Carlos

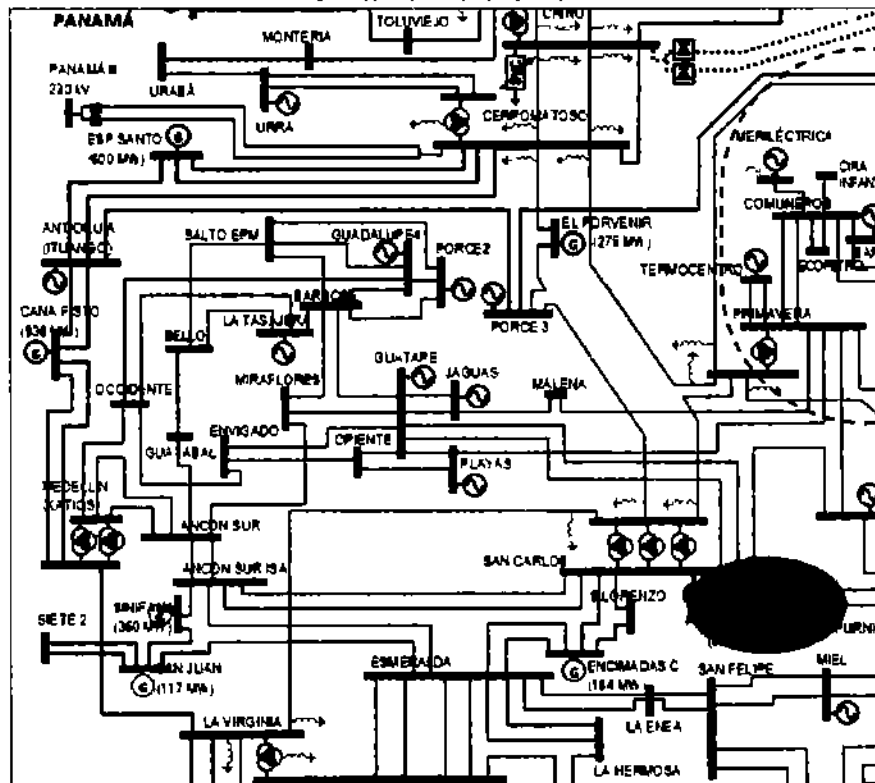
Fuente de tabla UPME

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 Confianza y las plantas que estén interesadas en conectarse después de esta definición.

Escenario 7 – Conexión con la planta Porvenir II (352 MW):

Se evalúa 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 el área	Reconfiguración de los circuitos 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 (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 (N-1) TRF San Carlos > 109.6%	Desempeño adecuado en condición normal TRF San Carlos - (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

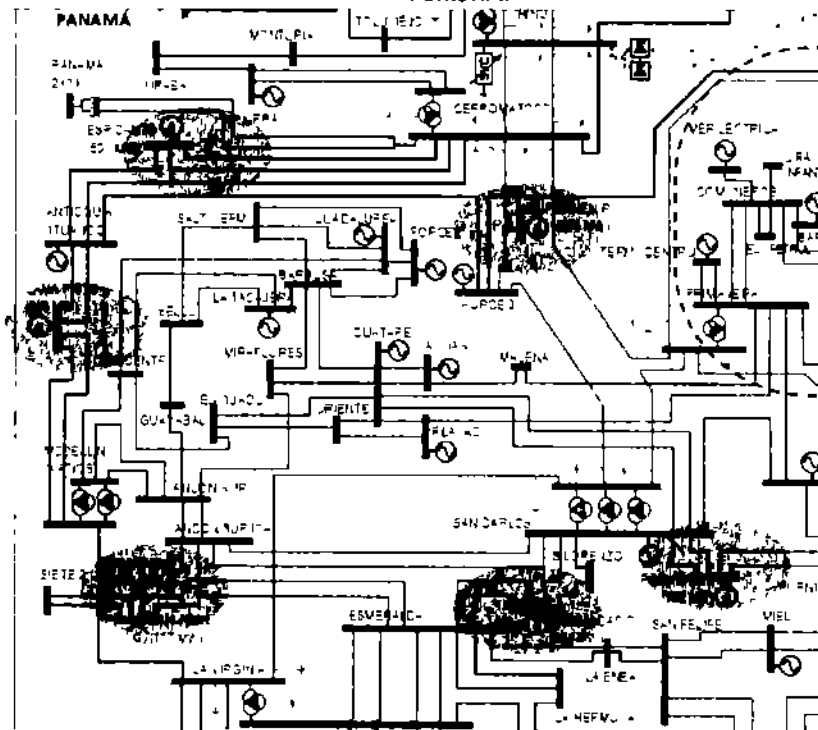
por encima del 100% de los que quedan en servicio Por otro lado, frente a una conexión en 500 kV se observa que el desempeño del sistema es mejora en relación a las cargabilidades de los transformadores de San Carlos, es evidente que para la conexión de esta planta mediante las alternativas i) y ii) 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 Subestacion 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 Subestacion 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 Porvenir 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

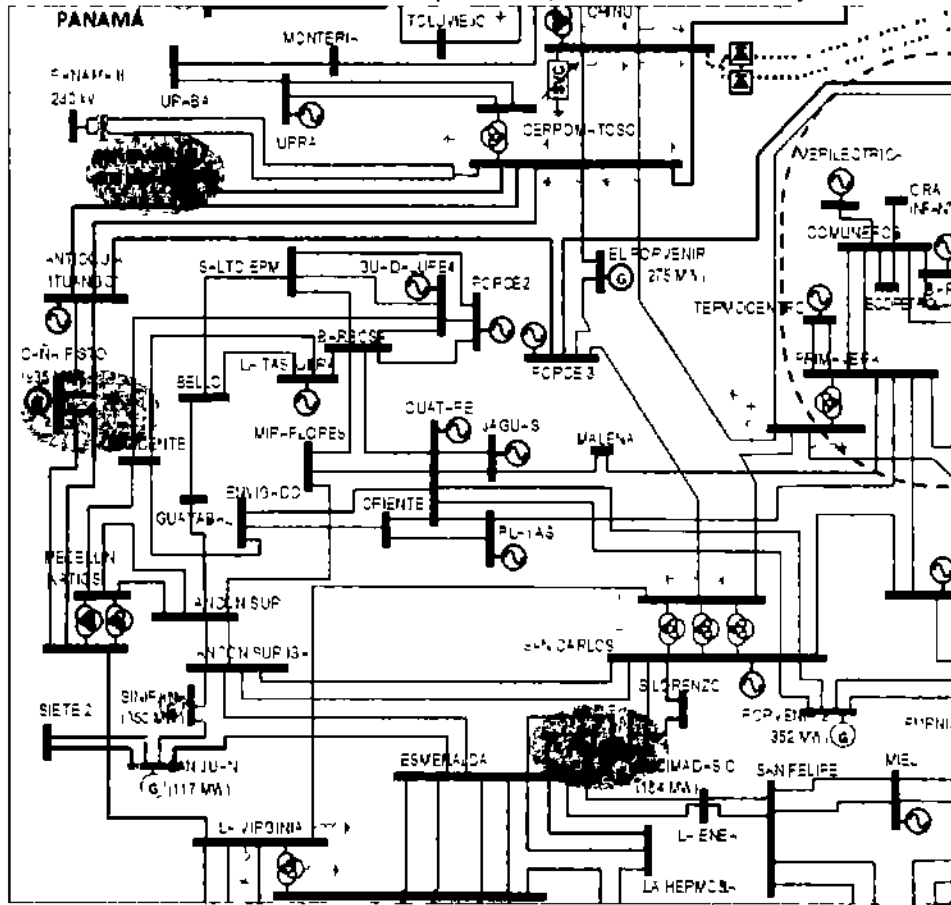
Se observa que debido a la confluencia de generación en Antioquia, se presenta una alta cargabilidad de los transformadores de San Carlos 500/230 kV, por otro lado frente a la confirmación de los promotores de sus intenciones de conectarse al sistema, se procederá a definir la red definitiva, es importante 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 Espiritu Santo, Encimadas – Cañaveral y Cañafisto



Fuente de gráfica UPME

Tabla 4-35 Desempeño del sistema en el año 2022

Escenarios de máxima generación en el área	Nuevos circuitos Medellín - Cañafisto 500 kV Cañafisto - Ituango 500 kV Esp Santo - Cerromatoso 500 kV Reconfiguración Ituango - Cerromatoso 500 kV Esp Santo - Cerromatoso 500 kV Esmeralda - San Lorenzo 230 kV en Esmeralda - Salamina - San Lorenzo 230 kV <u>Sin despacho Ituango</u>	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 <u>Con despacho Ituango</u>
Demanda mínima	Desempeño adecuado en condición normal (N-1) TRF San Carlos < 40%	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

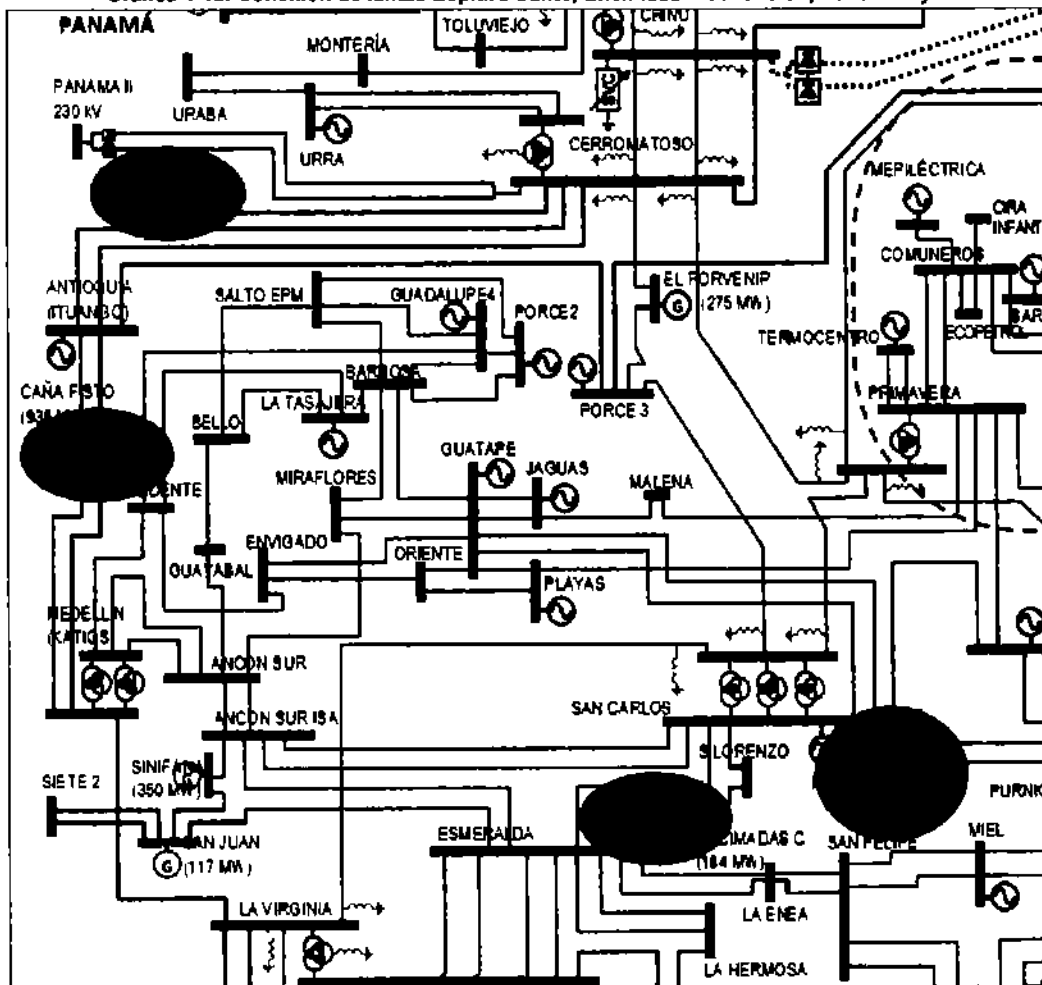
Se observa que para el escenario en el cual se conecten las generaciones correspondientes a Espiritu Santo, Cañafisto y Encimadas – Cañaveral, con un total de 1720 MW, se presenta la problemática relacionada con el transformador San Carlos 500/230 kV, particularmente ante un escenario de no tener despachado Ituango, por lo cual frente a la definición de este escenario, sera 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 esten 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 Espíritu 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 el 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 <u>Sin despacho Ituango</u>	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 <u>Sin despacho Ituango</u>
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 (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) (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

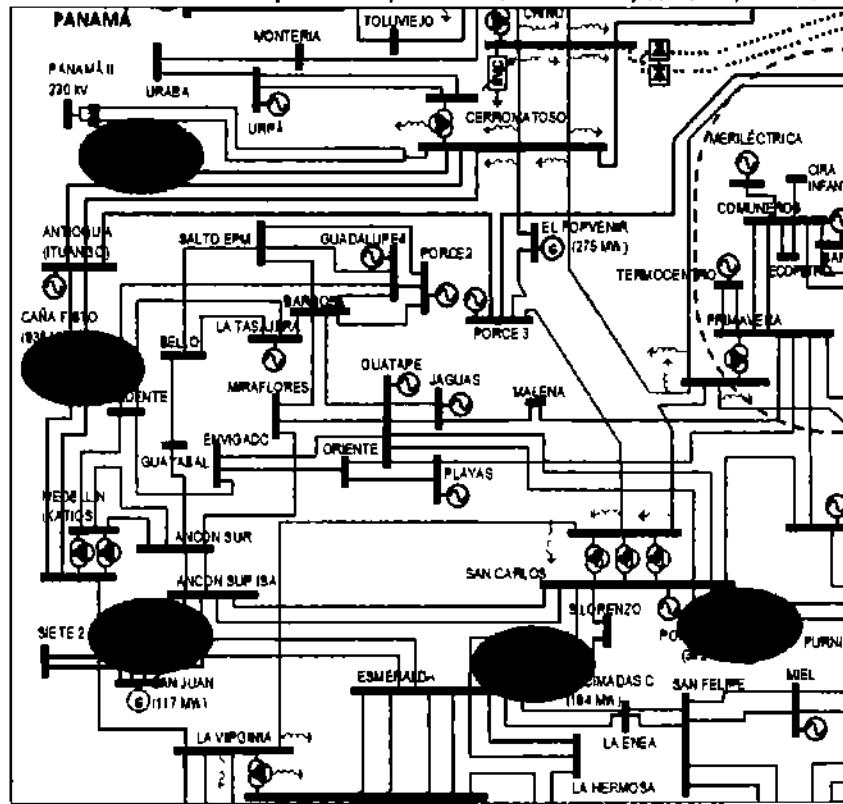
Se observa que para el escenario en el cual se conecten las generaciones correspondientes a Espiritu Santo, Cañafisto, Encimadas Cañaveral y Porvenir II, se presente la problemática relacionada con el transformador San Carlos 500/230 kV, esta apalancada en mayor medida por la conexión de Porvenir II 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 Espiritu 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 – Espiritu Santo – Ituango 500 kV, Nuevo circuito Espiritu 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 de los 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-Cañaverál, 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 el 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 Cañaverál, 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

Tabla 4-38 Desempeño del sistema en el año 2022

Escenarios de máxima generación en el 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

Fuente de tabla UPME

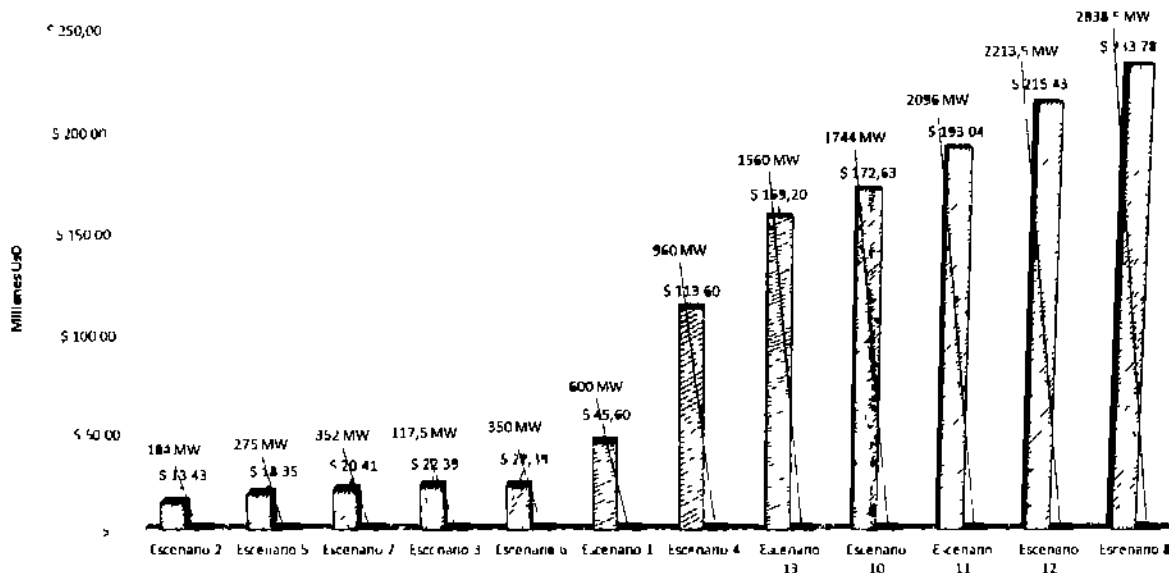
Se observa que para este caso, los flujos se distribuyen por 500 kV hacia otras partes del país, se observa un adecuado desempeño Sin embargo, se debe analizar con mayor detalle una vez se defina el Cargo por Confiabilidad, pues es evidente que la materialización de este escenarios, puede generar aumento 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

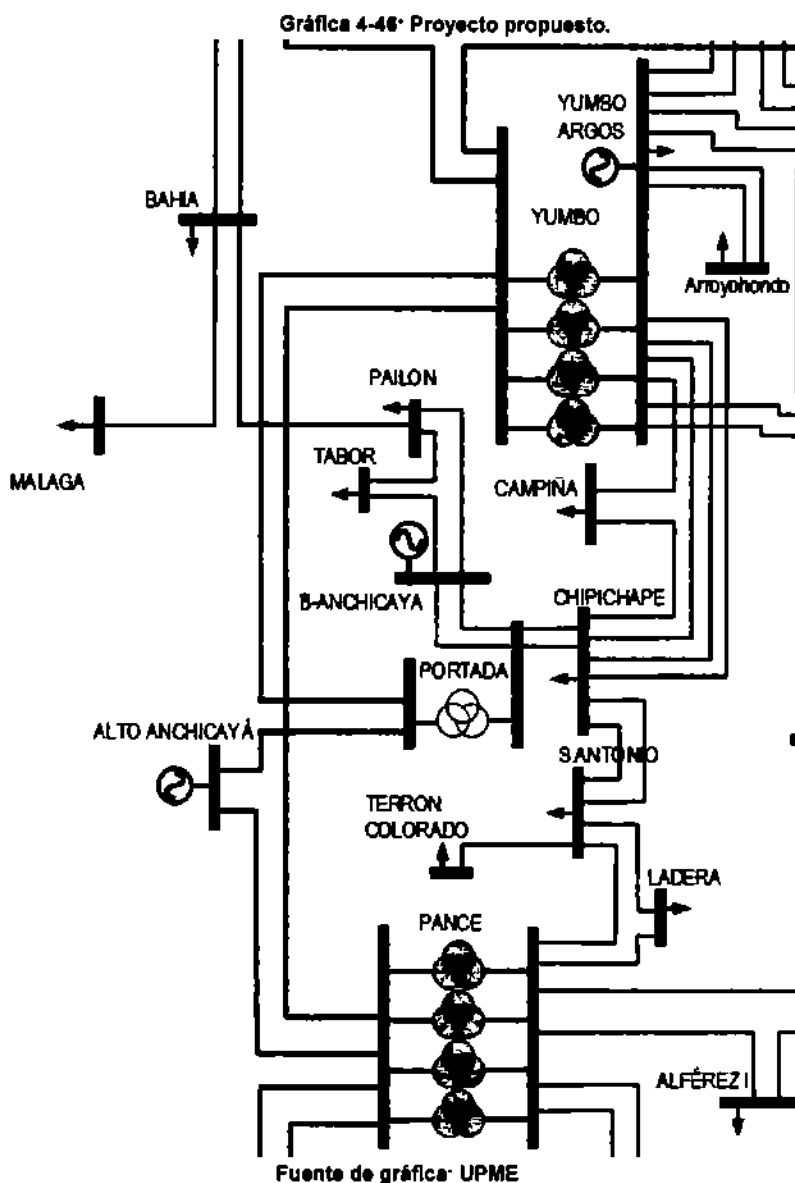
4.3.4.1. Antecedentes

- 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 termico
- 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



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 Bahía 115 kV

CONDICIÓN	Sin Proyecto de Expansión	La Portada 230 KV
CNO	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 >
(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 >
(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 Bahía 115 kV

CONDICIÓN	Caso base	La Portada 220 kv
CNO	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 = 0,866 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 Anchi 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
N-1 Chipichape - Yumbo 2 115 kV	La Campiña - Yumbo 1 115 kV =
N-1 La Campiña - Yumbo 1 115 kV	Chipichape - Yumbo 2 115 kV=

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 tenía 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 esta conceptuado en terminos 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 Pumio - Noroeste 220 kV > 70%	(N-1) Primavera - Bacatá 500kV STATCOM > 185 MVar Pumio - Noroeste 220 kV > 70%	(N-1) Primavera - Bacatá 500kV STATCOM > 185 MVar Pumio - 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	20	22.6	25.2	18.3
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 Pumio - 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 maquinas 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 subestacion 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 6	
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	1	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 area 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		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 area, 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**

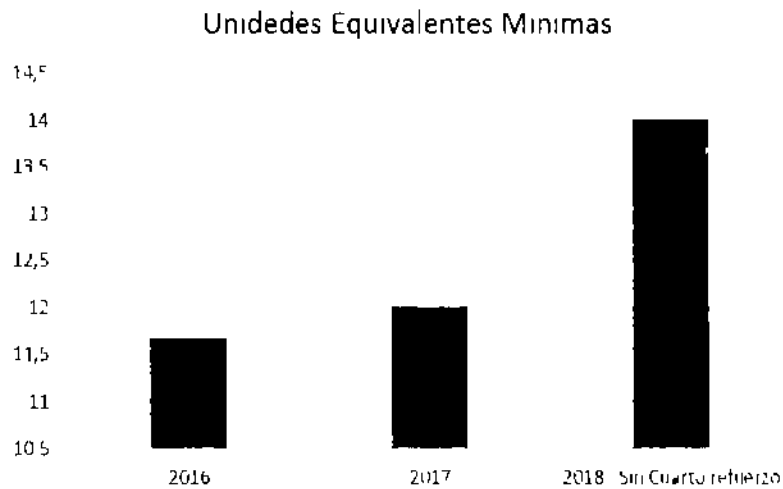
- Segundo transformador Ocaña 500/230 kV -360 MVA

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 NUMERO 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 area, 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

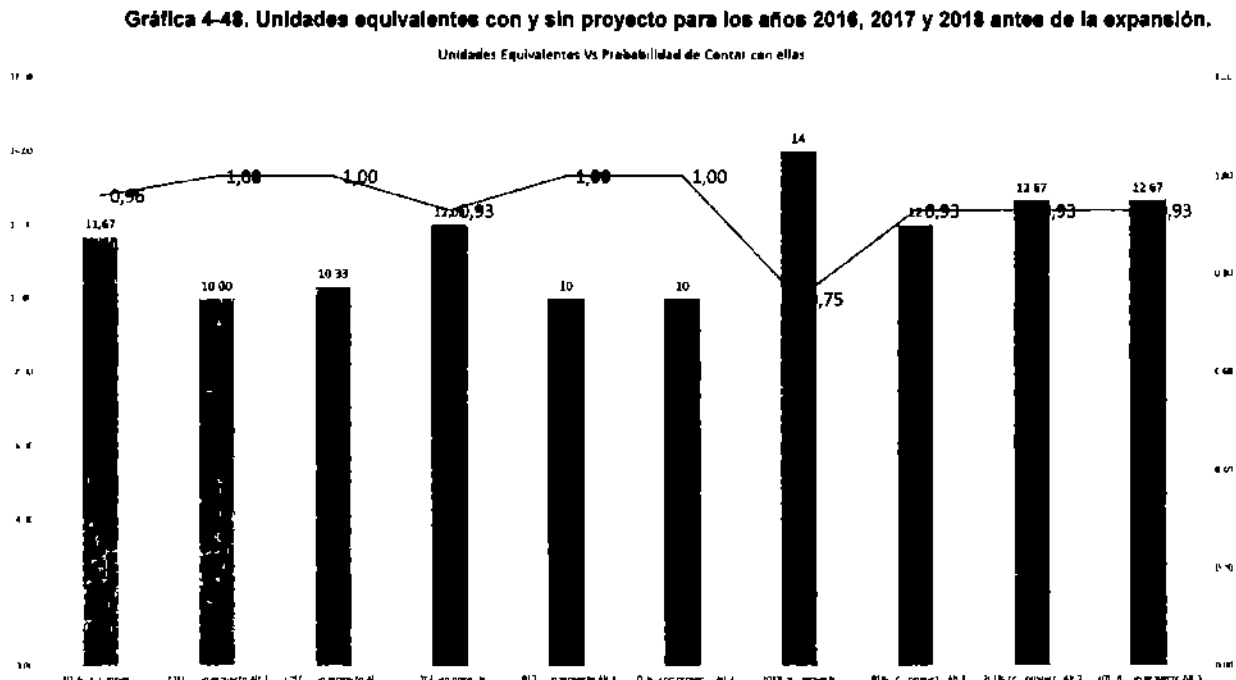
Teniendo en cuenta los elementos anteriormente expuestos, a continuación se presentan las alternativas estudiadas

- 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.

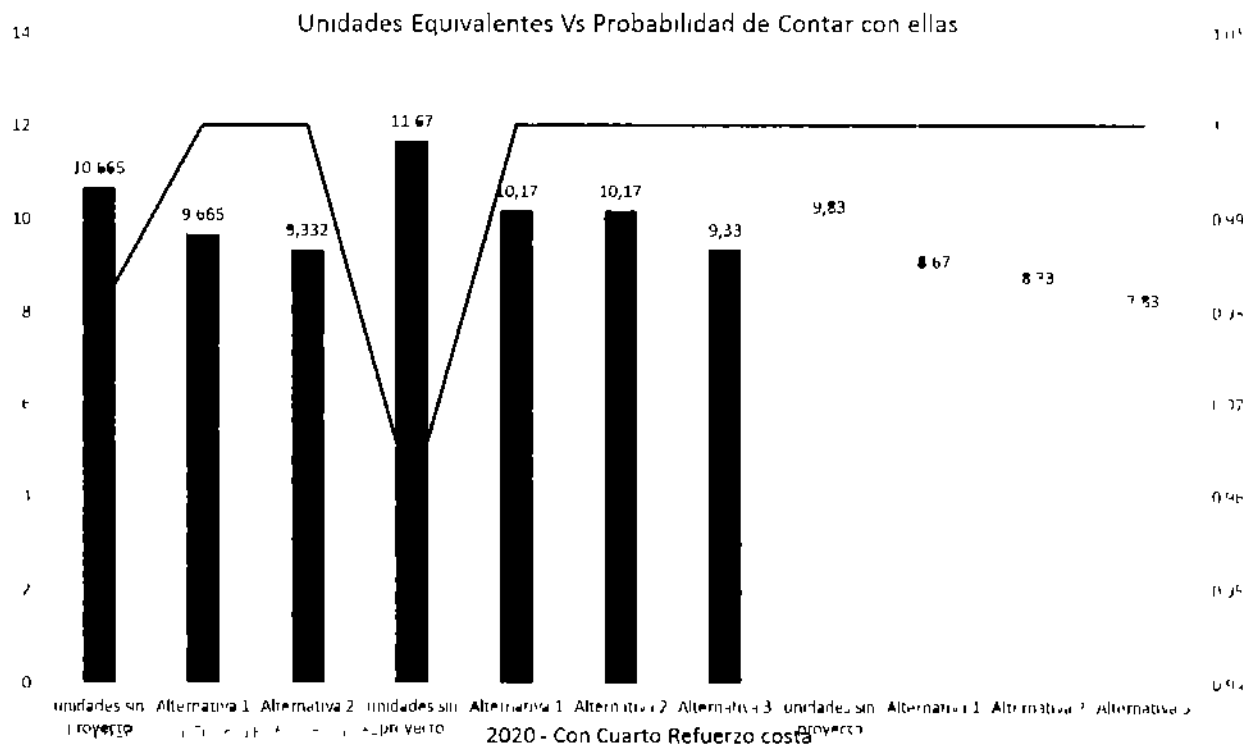


Fuente de gráfica UPME

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



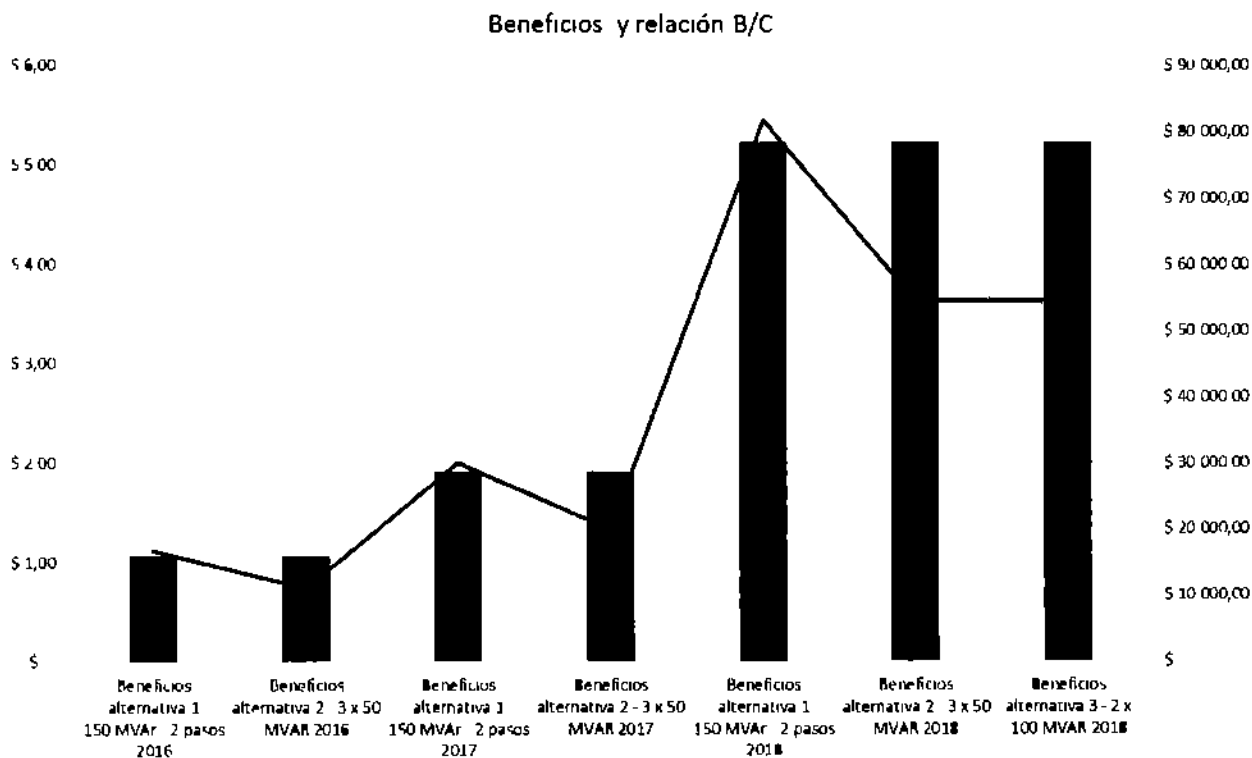
Fuente de gráfica UPME

Se observa de la Grafica 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 equivalentes 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 procedimiento que el desarrollado para la definición de la primera fase, para definir obras adicionales en el área que permitan 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 de 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 1, 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 convertoras 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

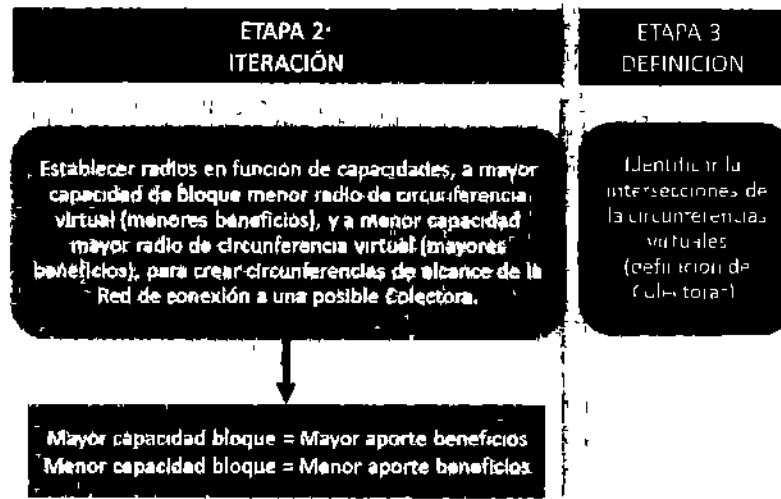


Fuente de gráfica UPME

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

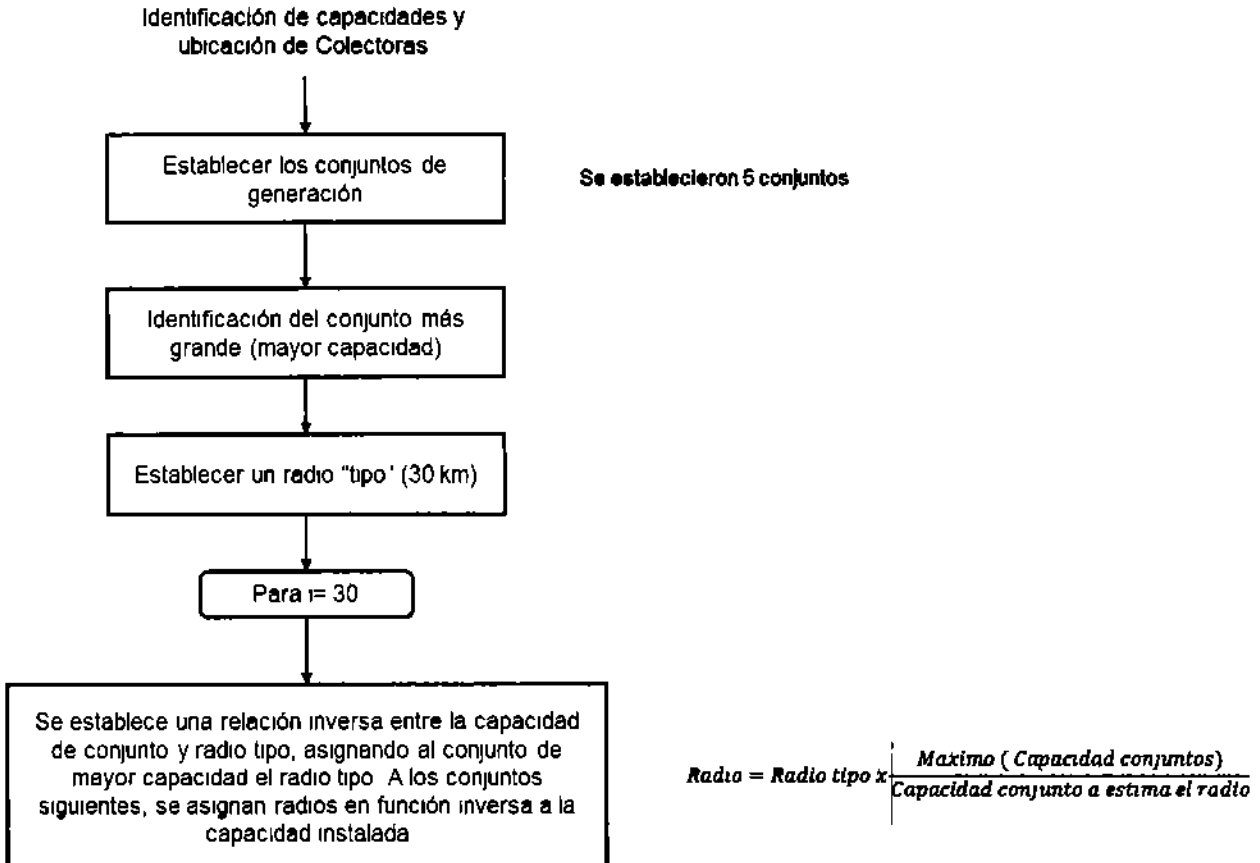
En esta metodología se identifican tres grandes etapas correspondientes a i) identificación, ii) iteración y iii) definición, con respecto a las cuales, a continuación, de manera más detallada se describe la metodología propuesta. En la Gráfica 4-53 se presente el diagrama detallado para la ubicación 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 correspondera 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

- Subestacion 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 transformador 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

Escenario	Características de despacho	
	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 4-82 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 4-83 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 - T.O. #

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

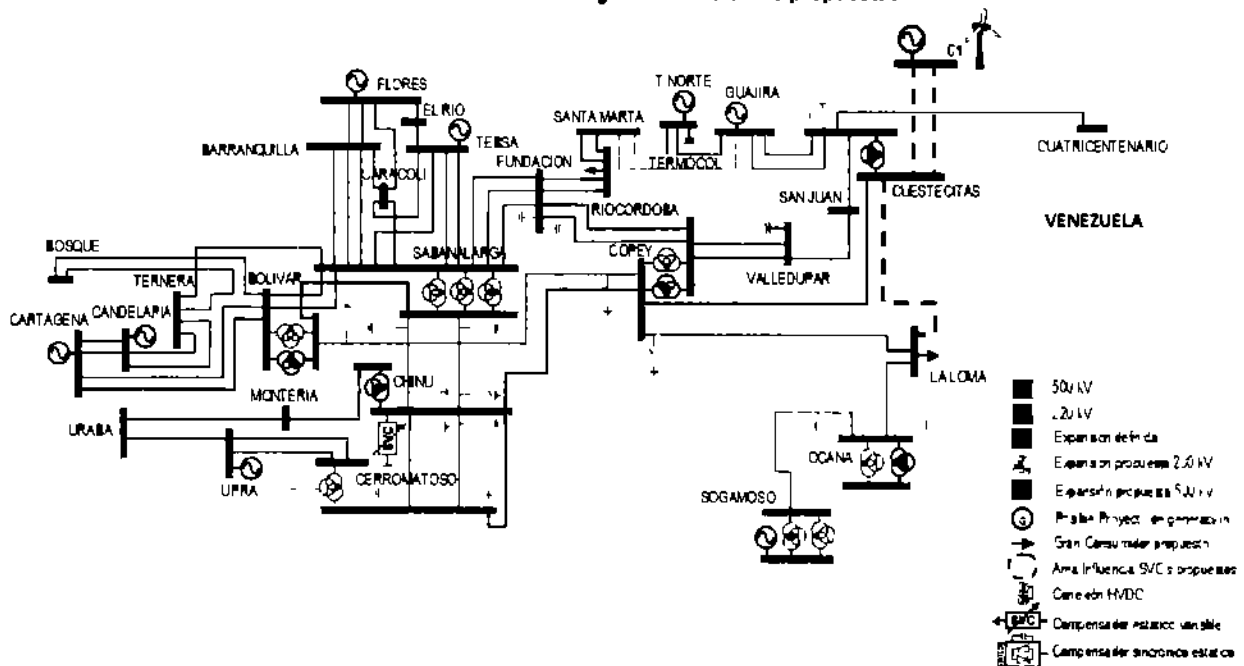
- Una Colectora en 500 kV conectada mediante un doble circuito entre Colectora y Cuestecitas 500 kV, con refuerzo de Red correspondiente a un nuevo circuito en 500 kV entre Copey y La Loma

Fecha de puesta en servicio **Noviembre del año 2022**

- Segundo transformador Ocaña 500/230 kV – 360 MVA en Ocaña

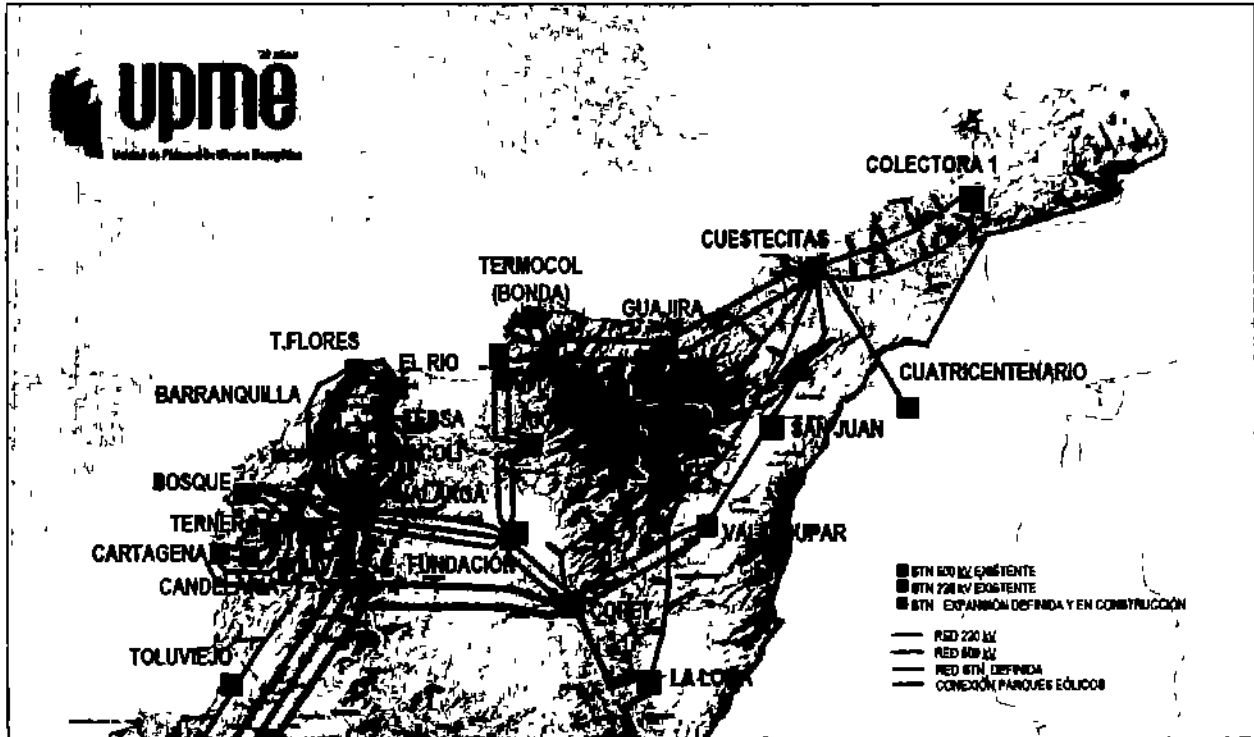
Fecha de puesta en servicio **Junio del año 2020**

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 eolicos, 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

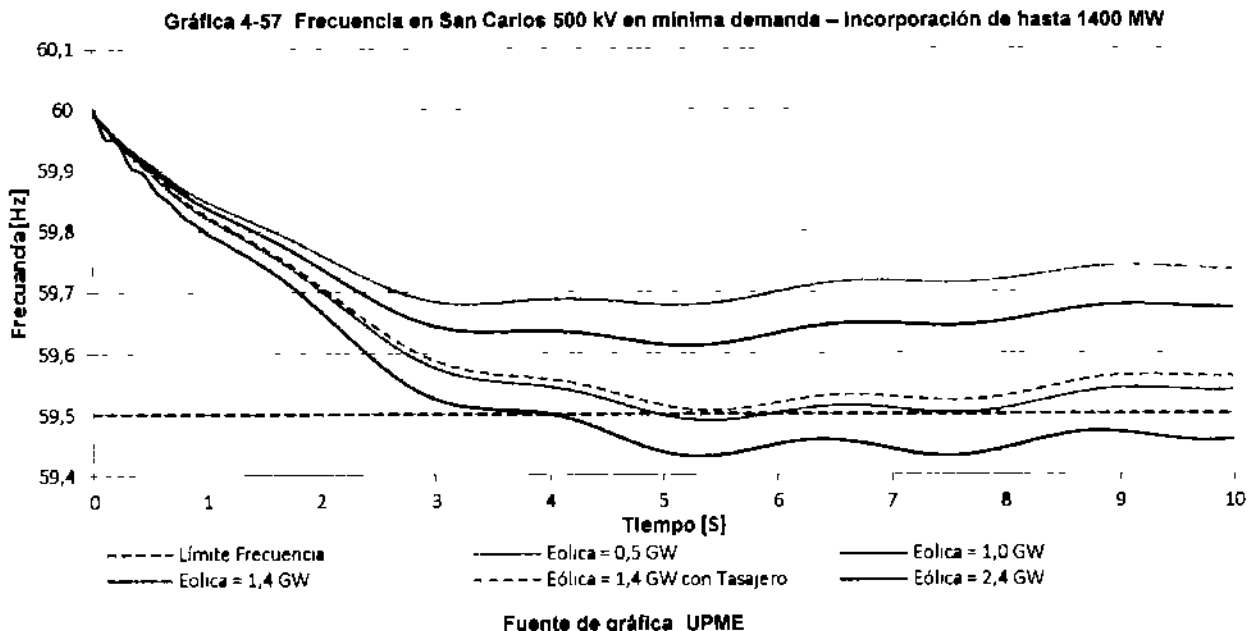
Tabla 4-64 Escenarios de análisis transitorios

ESCENARIO	CARACTERÍSTICAS
1	Mínima demanda, incorporación de hasta 1400 MW

Fuente de tabla UPME

A continuación se presentan los resultados de los análisis

Minima demanda – Incorporación de hasta 1400 MW



Como se puede observar en la Gráfica 4-57, con una generación de 1400 MW eolicos, ante la pérdida del elemento que hace perder la unidad de generacion mas grande, la cual para el caso de estudio corresponde a dos unidades de Porce III (por salida de un unico elemento correspondiente a un transformador de conexión que conecta dos unidades equivalentes a 300 MW), la frecuencia queda por debajo del limite minimo de 59.5 Hz Sin embargo, frente al despacho adicional de unas maquinas con inercia en el sistema, la frecuencia ante la falla mencionada (como es el caso de Tasajero), quedaría por encima del limite maximo

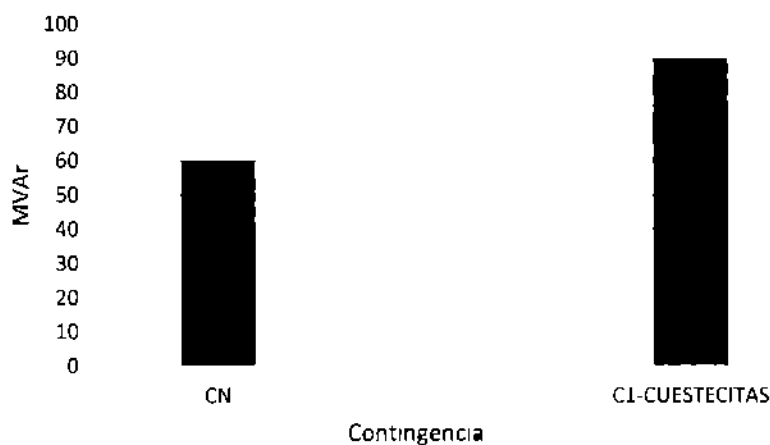
4.3.7.7 Análisis de Respuesta en Tensión

Es importante indicar que en Colombia, aun 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 linea para posibles tramos largos, así como necesidades de reactivos en las colectoras para que apoyen la respuesta de reactiva de las eolicas al sistema y mantengan los niveles de tensión en las barras

Reactores de linea y necesidades de compensación Para el caso de la conexión, seria necesaria una compensación de linea aproximada de 90 MVAR por cada linea 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 generacion 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 expresión²⁶

$$B = VPN \left(\sum_{i=1}^n \left\{ OEF_i (CRO - P_{escasez}) k + E_{b_i} (CM_{sproxy_i} - CM_{cproxy_i}) + (CR_{sproxy_i} - CR_{cproxy_i}) + (Perd_{sproxy_i} - Perd_{cproxy_i}) \right\} + \sum_{i=1}^n \left\{ E_{c_i} \sum_{q \in PER(q,i)} \sum_{t \in PER(t,q)} \left(\frac{(CM_{sproxy_i} - CM_{cproxy_i})}{ni} \right) \right\} \right)$$

Donde

- 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
- $P_{escasez}$ 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 transa 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_{sproxy_i} Es el costo marginal del sistema sin considerar el proyecto de generación en el mes i
- CM_{cproxy_i} Es el costo marginal del sistema considerando el proyecto de generación en el mes i
- CR_{sproxy_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_{cproxy_i} Es el sobrecosto operativo del sistema debido a las limitaciones y restricciones de Red en el mes i , considerando el proyecto de generación
- $Perd_{sproxy_i}$ Corresponde a las pérdidas del Sistema Interconectado Nacional en el mes i , sin considerar el proyecto de generación
- $Perd_{cproxy_i}$ 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 expresión²⁷

$$C = VPN \left(\sum_{i=1}^n \left\{ C_{prima} OEF_i + (Perd_{cproxy_i} - Perd_{sproxy_i}) + (CR_{cproxy_i} - CR_{sproxy_i}) \right\} + C_{red} \right)$$

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

$$\frac{B}{C} = VPN \left(\frac{\sum_{i=1}^n E_{b_i} (CM_{sproxy_i} - CM_{cproxy_i}) + \sum_{i=1}^n \left\{ E_{c_i} \sum_{q \in PER(q,i)} \sum_{l \in PER(l,q)} \left(\frac{CM_{sproxy_i} - CM_{cproxy_i}}{nl} \right) \right\}}{C_{red}} \right)$$

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	
SE513	Módulo Comun - 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	En la nueva subestación 500 kV COLECTORA
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	
LI511	km de línea, 1 circuito, 4 subconductores por fase	1	320	500	Bahía en Cuestecitas para la línea a La Loma
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	
SE506	Corte Central	IM	1	500	
ATR01	Banco de Autotransformadores, 500/230 kV, 450 MVA	NA	1	500/220	TRAFO 500/220 - 450 MVA en Ocaña
SE214	Bahía de Transformador	AN	1	220	

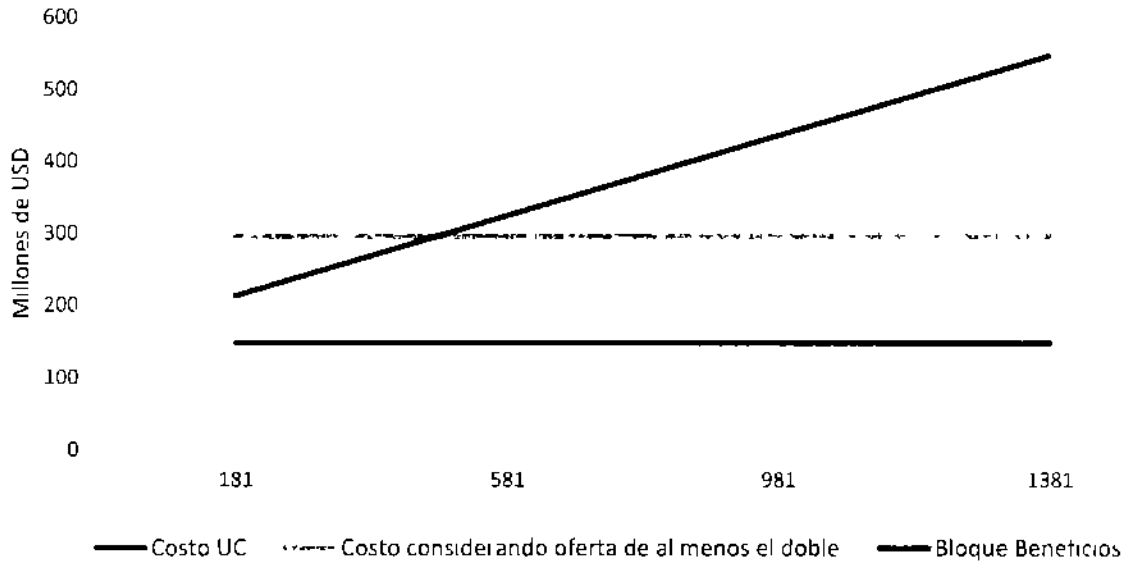
Fuente de tabla. UPME

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 subestación 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 4-58 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

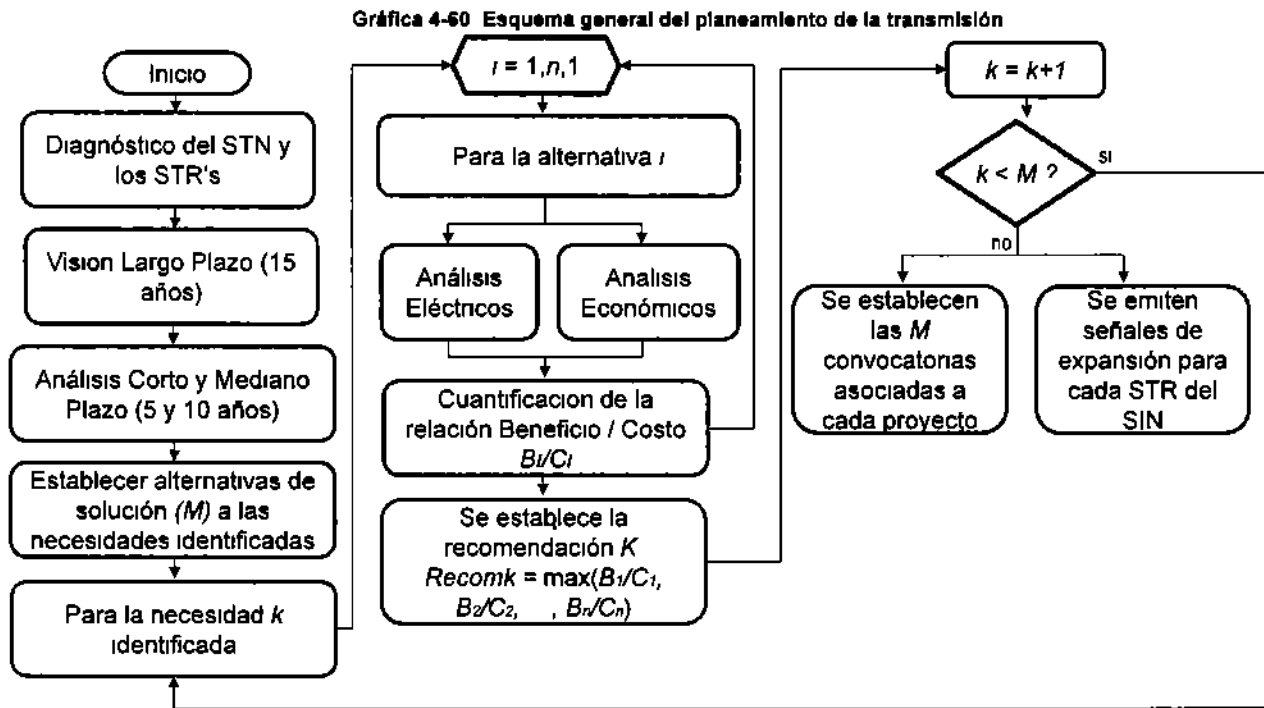
La Unidad en el desarrollo de sus funciones, en el presente documento plantea una metodología inicial de planeación de la transmisión de Largo Plazo, la cual busca identificar los corredores a asegurar en el país para la atención confiable, segura y económica de la demanda

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



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 pronósticos²⁸ (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
		Trimestral (Marzo 1994 – Diciembre 2015)	DANE
PIB Total	PIBTotal	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

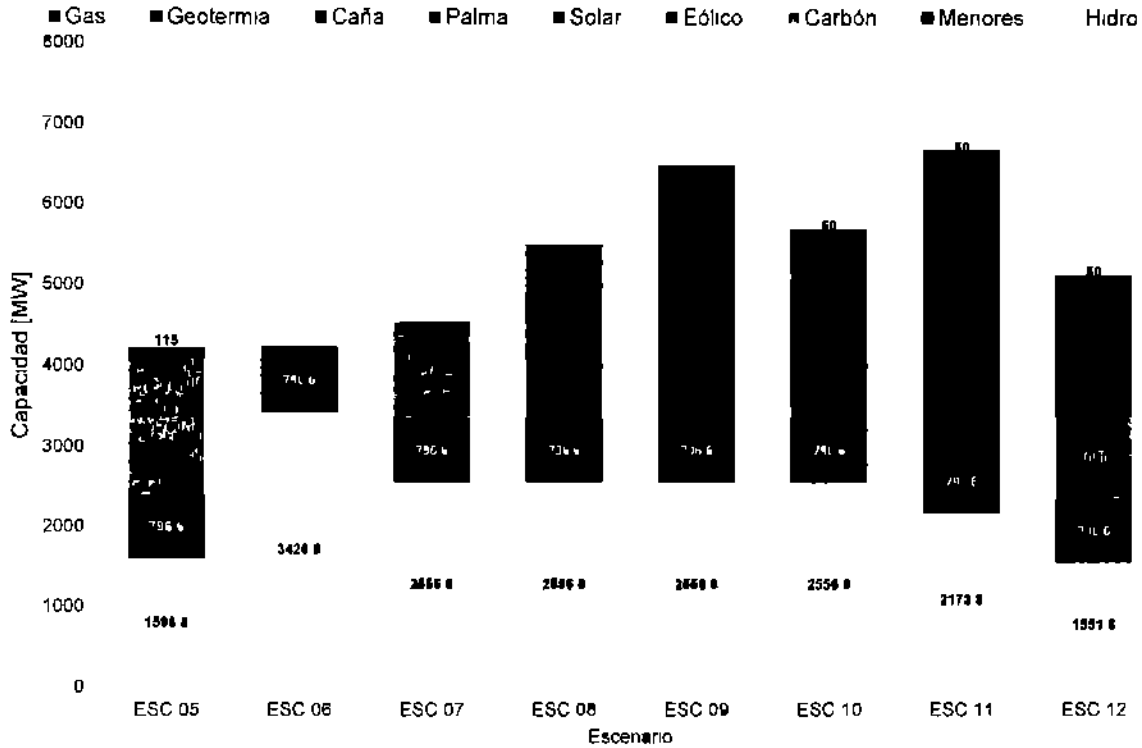
Incertidumbre en el escenario de generación.

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 Referencias Generación – Transmisión 2015 – 2029

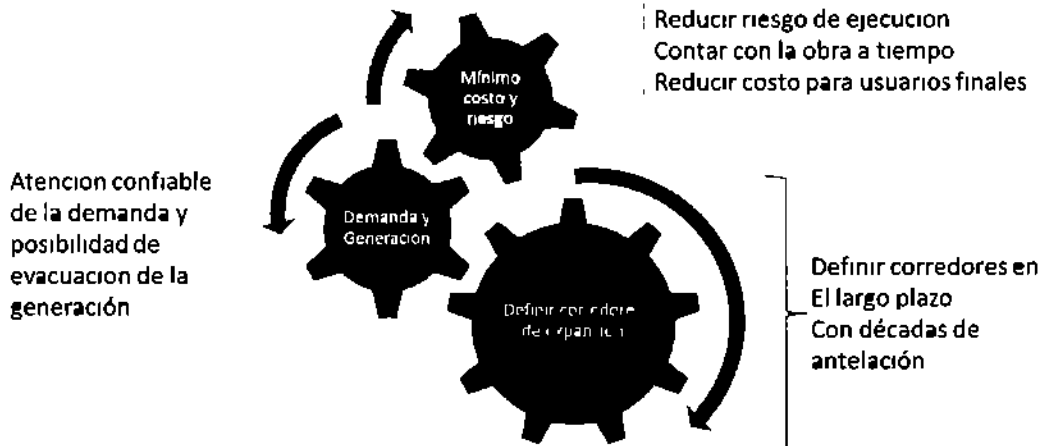


Fuente de gráfica UPME

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



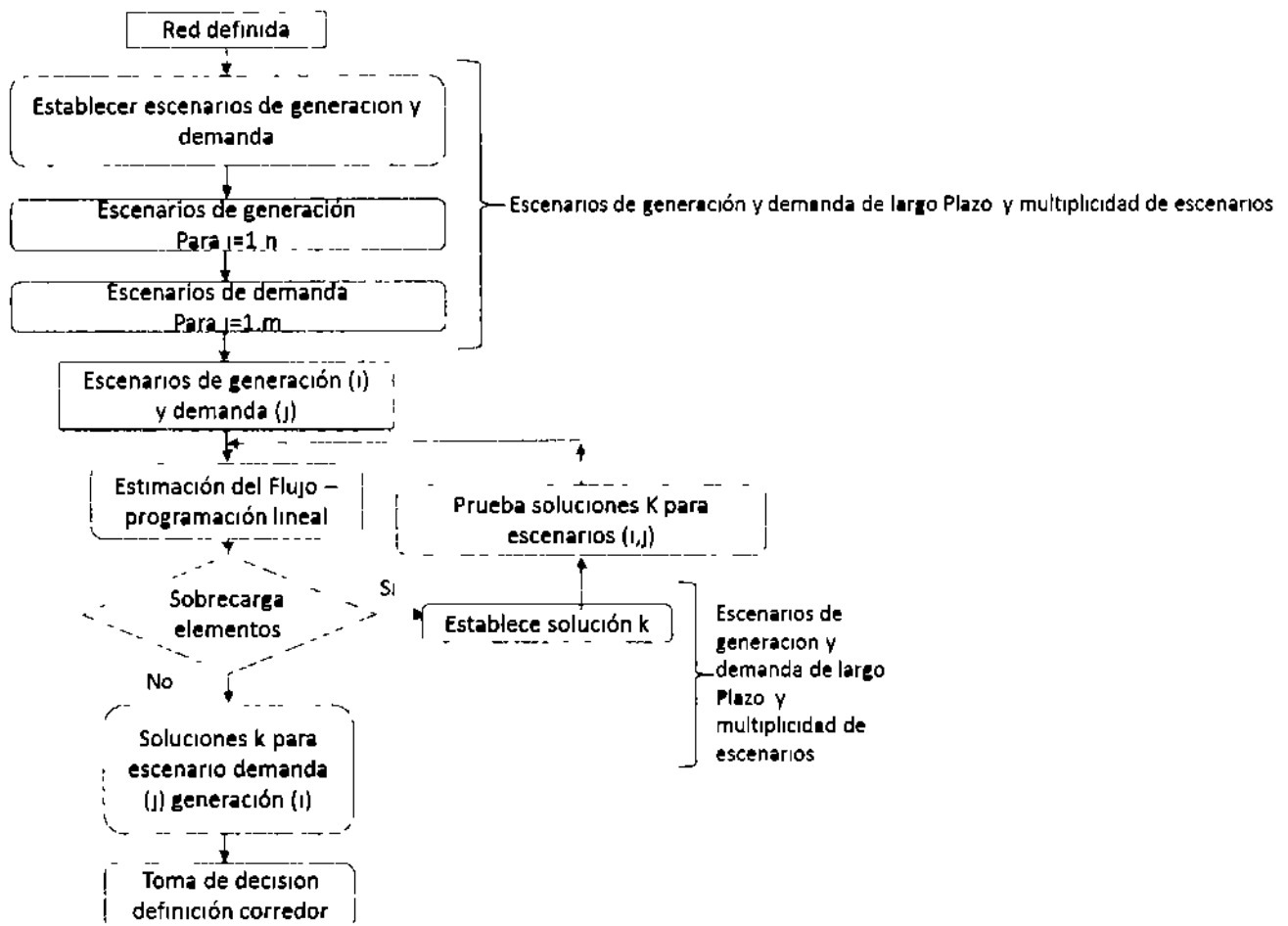
Fuente de gráfica UPME

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

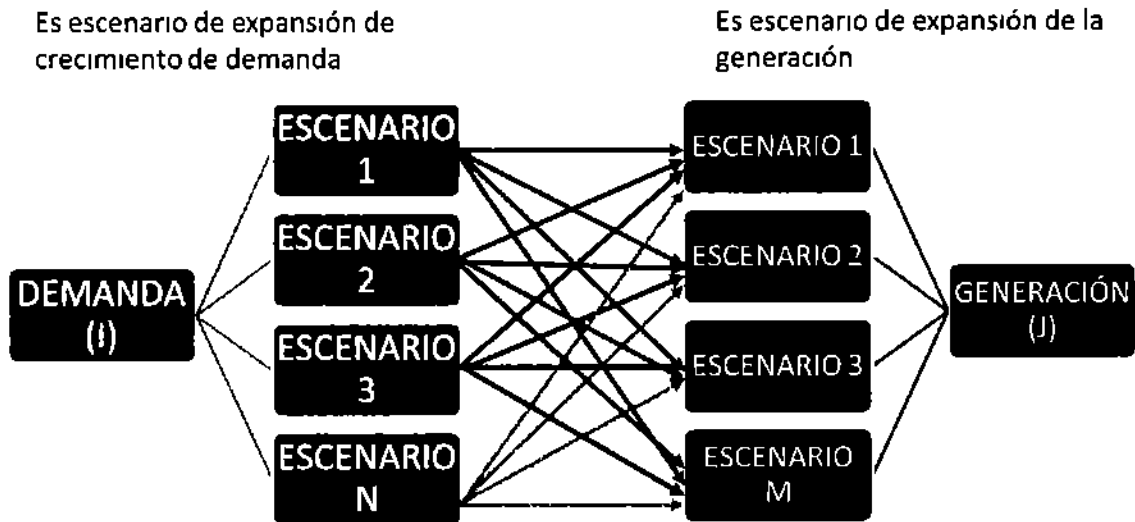
Red Definida:

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

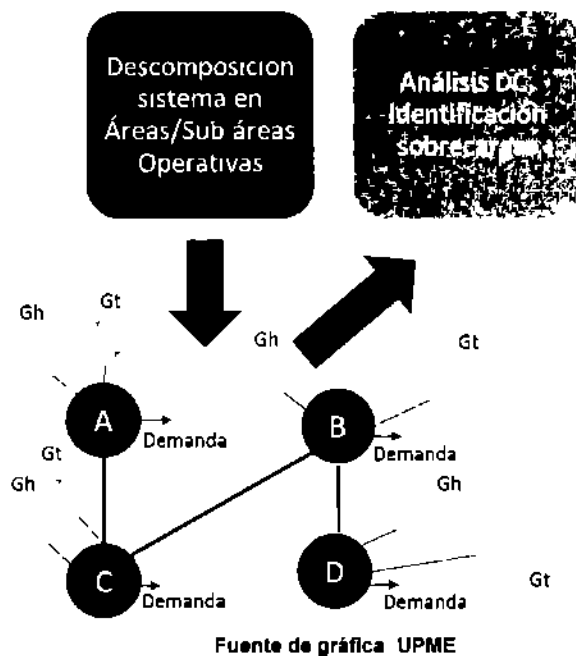
Identificación de problemática y búsqueda solución óptima:

Se plantea la metodología de programación lineal, tomando como base la metodología de GARVER, la cual en términos generales establece

- o Establecer ecuación del flujo de carga como un problema de programación lineal – Estimación lineal del flujo
- o Determinar cargabilidad de elementos
- o Seleccionar la ubicación de circuitos adicionales necesarios para aliviar sobrecargas observadas en la estimación del flujo
- o Uso de la programación lineal para resolver el problema de minimización para la determinar solución más económica
- o Repetir el flujo de carga y adición de circuitos hasta que no continuen 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

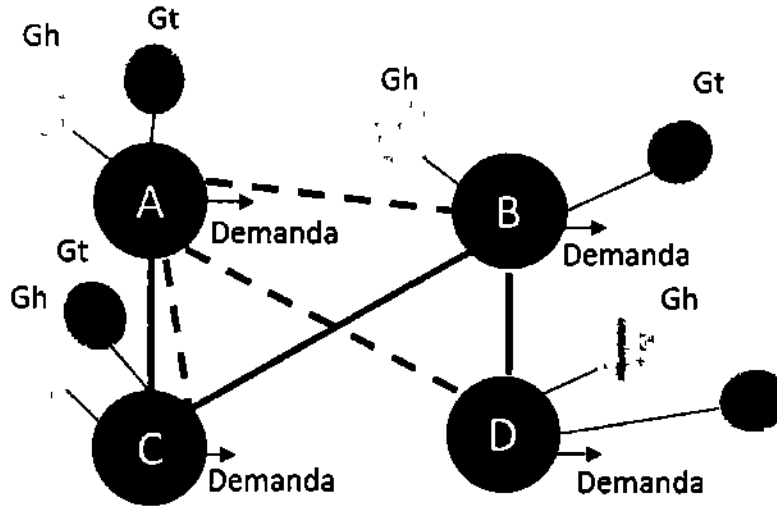
Gráfica 4-65 Metodología de programación lineal



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

$$\begin{aligned}
 Min = & \sum_{l \in \text{linea solución}} \sum_{j \in \text{escenarios demanda}} \sum_{i \in \text{escenarios generación}} CAPEX(l, j, i) \\
 & + \sum_{l \in \text{linea solución}} \sum_{j \in \text{escenarios demanda}} \sum_{i \in \text{escenarios generación}} CAPEX(l, j, i) * RIESG(l) \\
 & + \sum_{l \in \text{linea solución}} \sum_{j \in \text{escenarios demanda}} \sum_{i \in \text{escenarios generación}} OPEX(l, j, i) + CAPEX(l, j, i)
 \end{aligned}$$

S.A. Restricciones:

Flujo de Carga Se considera dentro del modelo flujo de carga DC, como sigue

$$G \geq D$$

$$Flujo(l) \leq Flujo \max(l)$$

$$Gen(g) \leq MAXGEN(g)$$

$$Gen(g) \geq MINGEN(g)$$

$$Flujo(l, j, l, c) = \sum_{G \in \text{Generadores}} Gen(i, j, l) + \sum_{l \in \text{lineas}} flu_{ori}(l, j, l) + \sum_{l \in \text{lineas}} flu_{des}(l, e, d, c) = \sum_{D \in \text{Demanda}} (l, j, l)$$

$$\forall l, \forall j, \forall l, \forall c$$

Donde



4 0095

07 FEB 2017

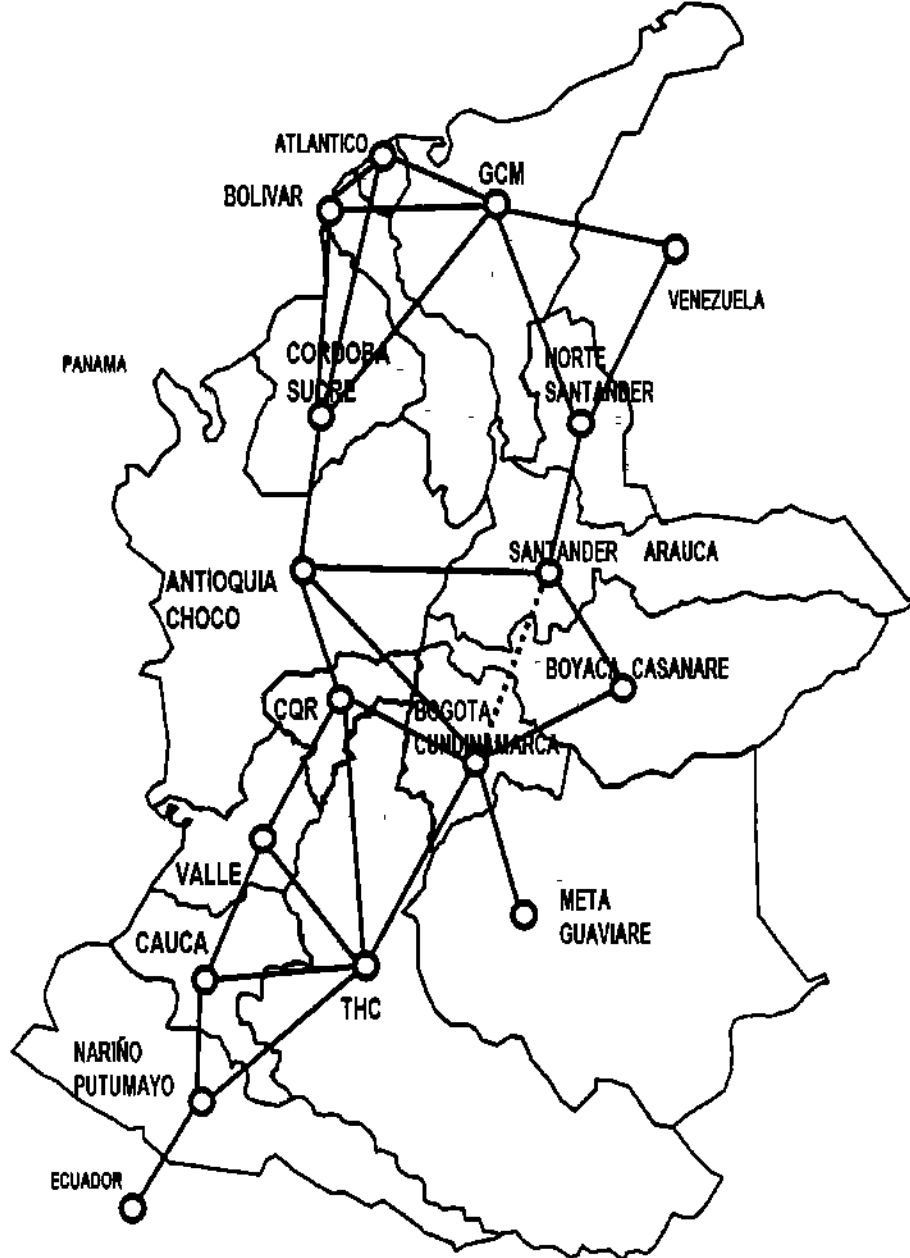


- i* Escenario de despacho *i*
- j* Escenario de despacho *j*
- l* Líneas consideradas análisis
- c* Contingencia considerada
- CAPEX* Costo inversión
- OPEX* Costo de Operación
- RIESG* Riesgo asociado ejecución proyecto

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 – Chocó, 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. Interconexiones 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
Exclusion	Exclusión	Áreas de Exclusión (Áreas del Sistema de Parques Nacionales Naturales)
Muy Alta (Social)	4	Áreas de muy alta sensibilidad
● (Social - Parcialidades)		
▬ (Social - Línea Negra)	3	Áreas de alta sensibilidad
Moderada	2	Áreas de moderada sensibilidad
	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

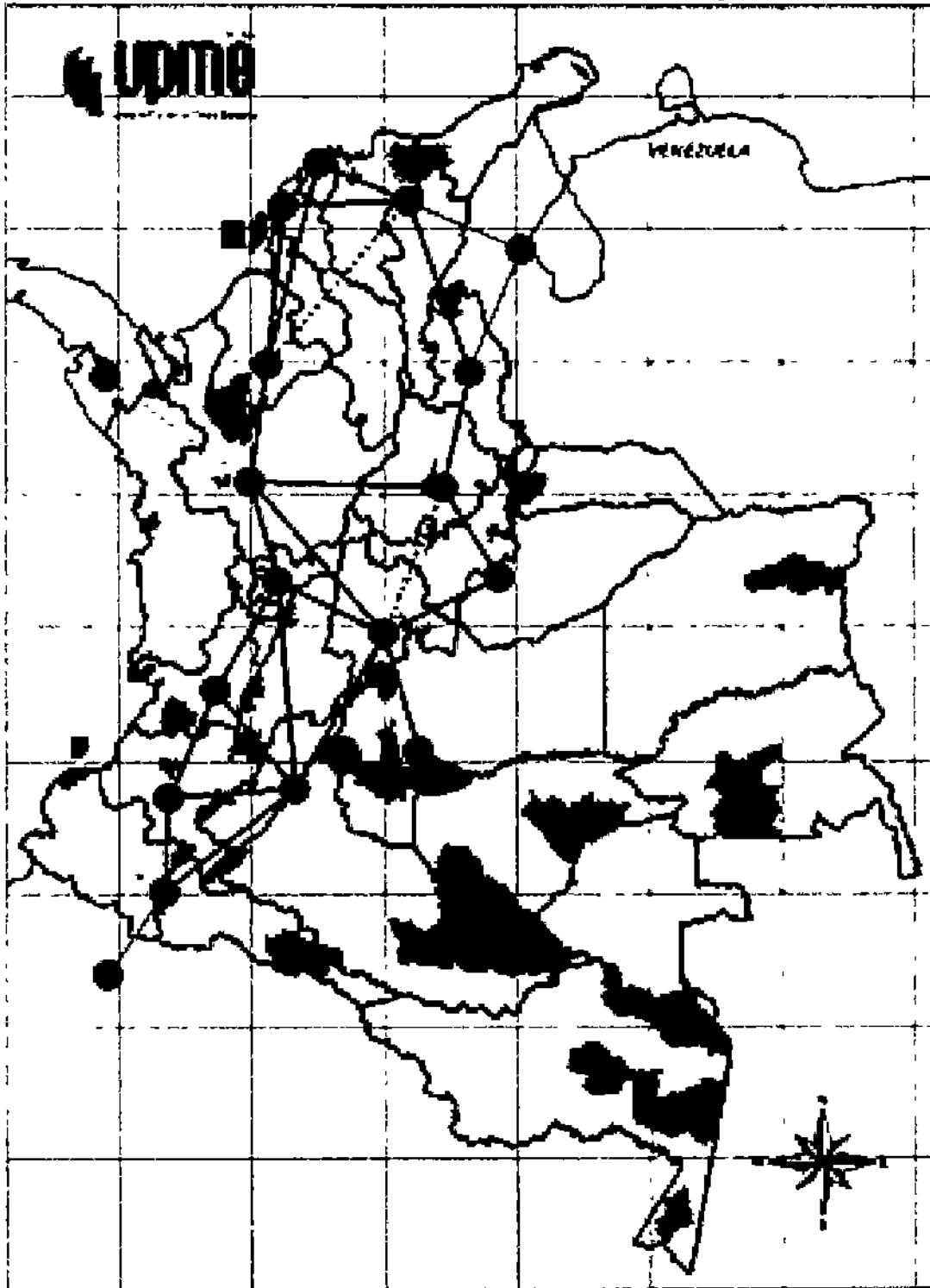
Fuente de tabla UPME

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)

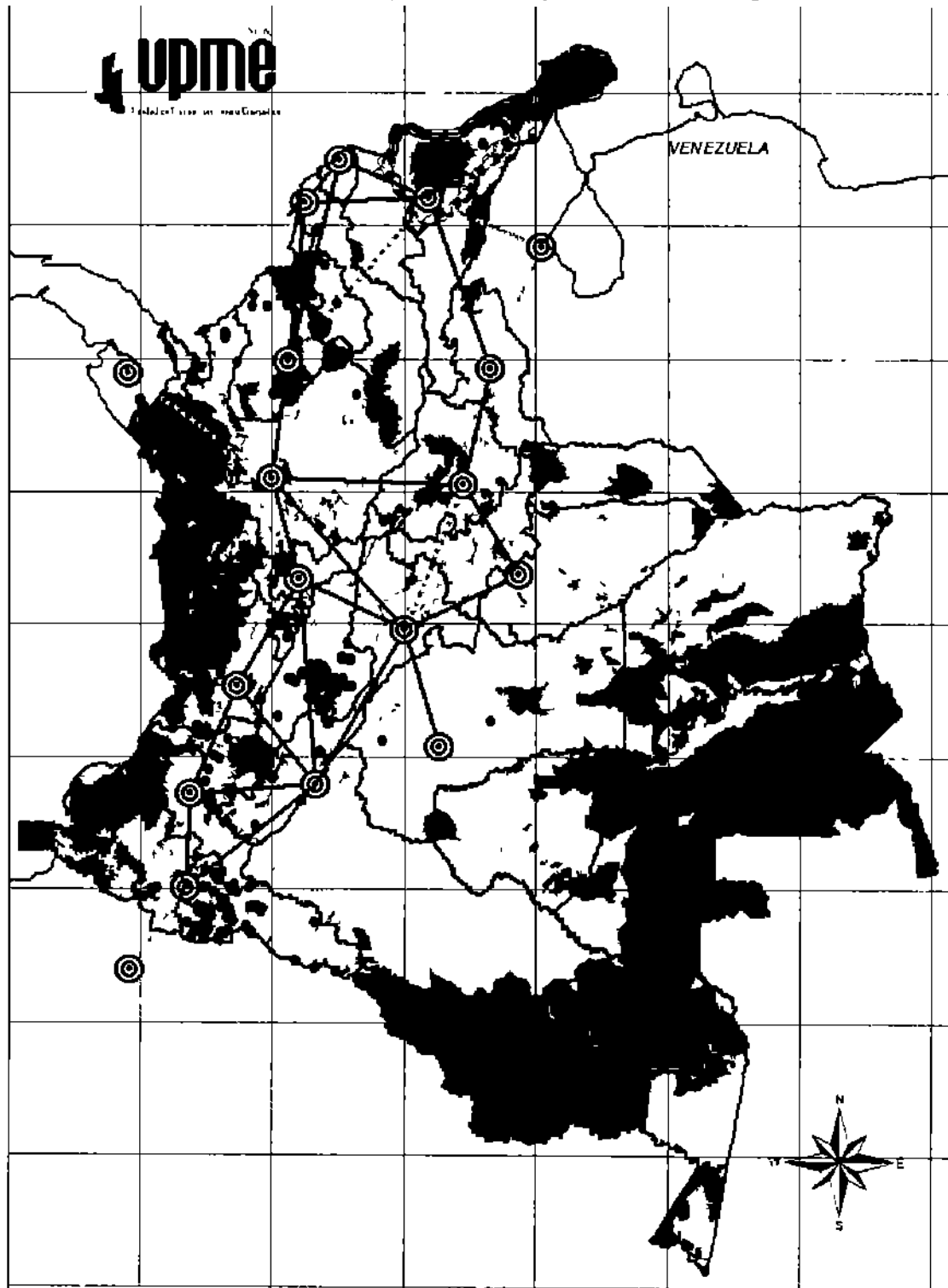
Gráfica 4-88: Mapa de áreas de exclusión total – Riesgo 1



Fuente de tabla UPME

RIESGO 2. MAPA DE AREAS DE MUY ALTA SENSIBILIDAD (Áreas de muy alta sensibilidad Ambiental y Social)

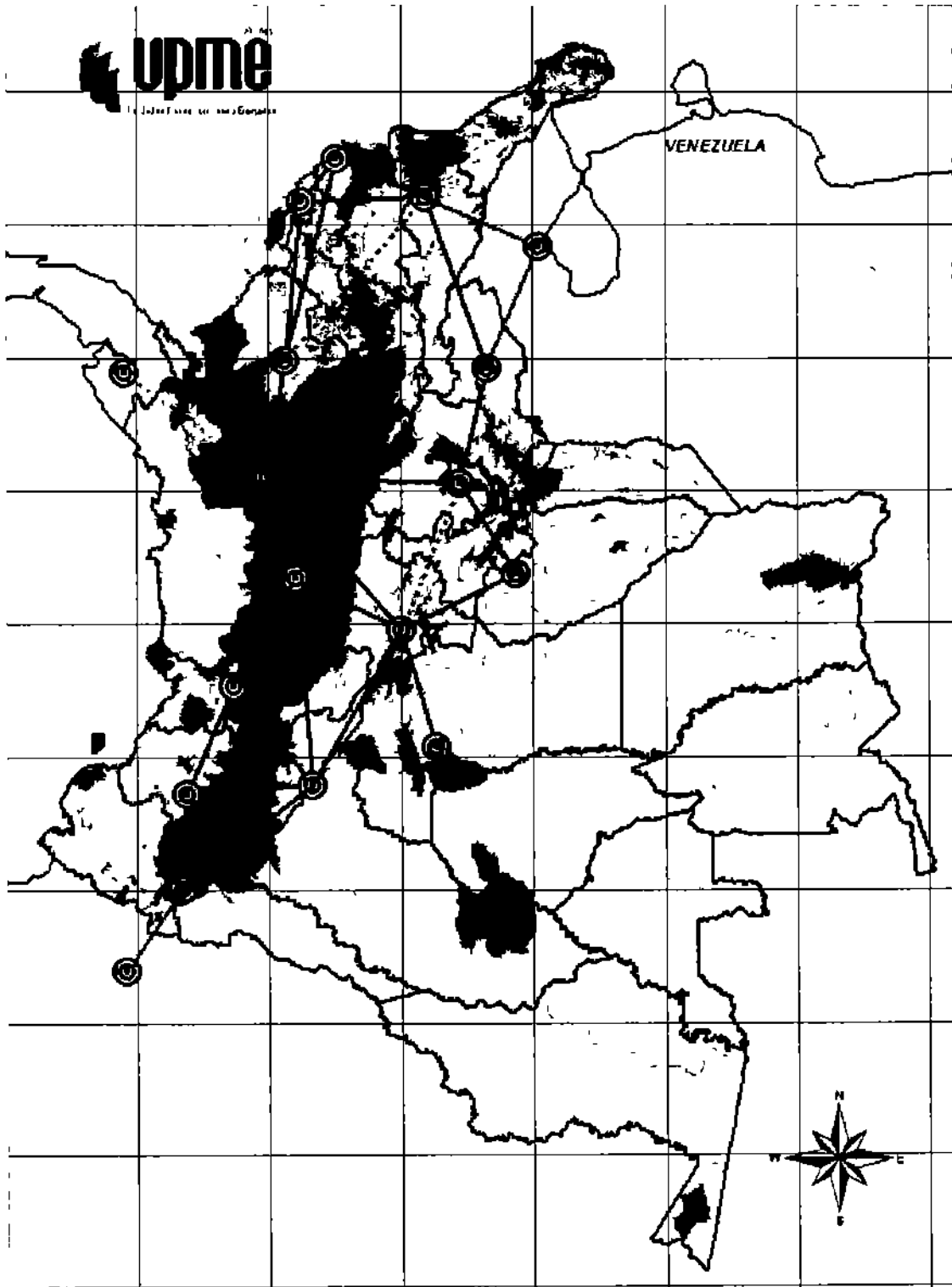
Gráfica 4-89 Mapa de áreas de muy alta sensibilidad – Riesgo 2



Fuente de tabla UPME

RIESGO 3. MAPA DE AREAS DE ALTA SENSIBILIDAD (Ambiental)

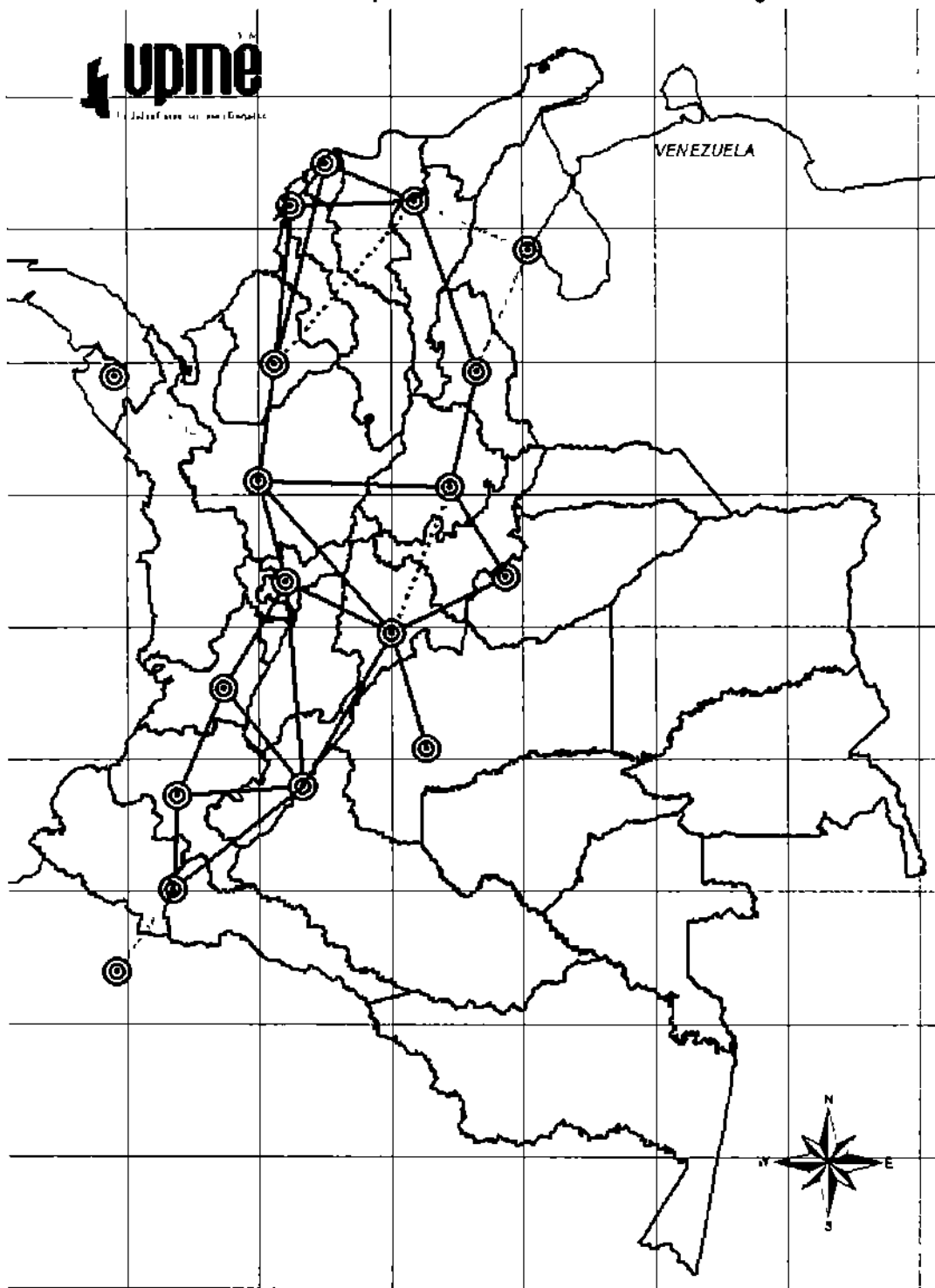
Gráfica 4-70 Mapa de áreas de alta sensibilidad – Riesgo 3



Fuente de tabla UPME

RIESGO 4 MAPA DE AREAS DE MODERADA SENSIBILIDAD (Ambiental)

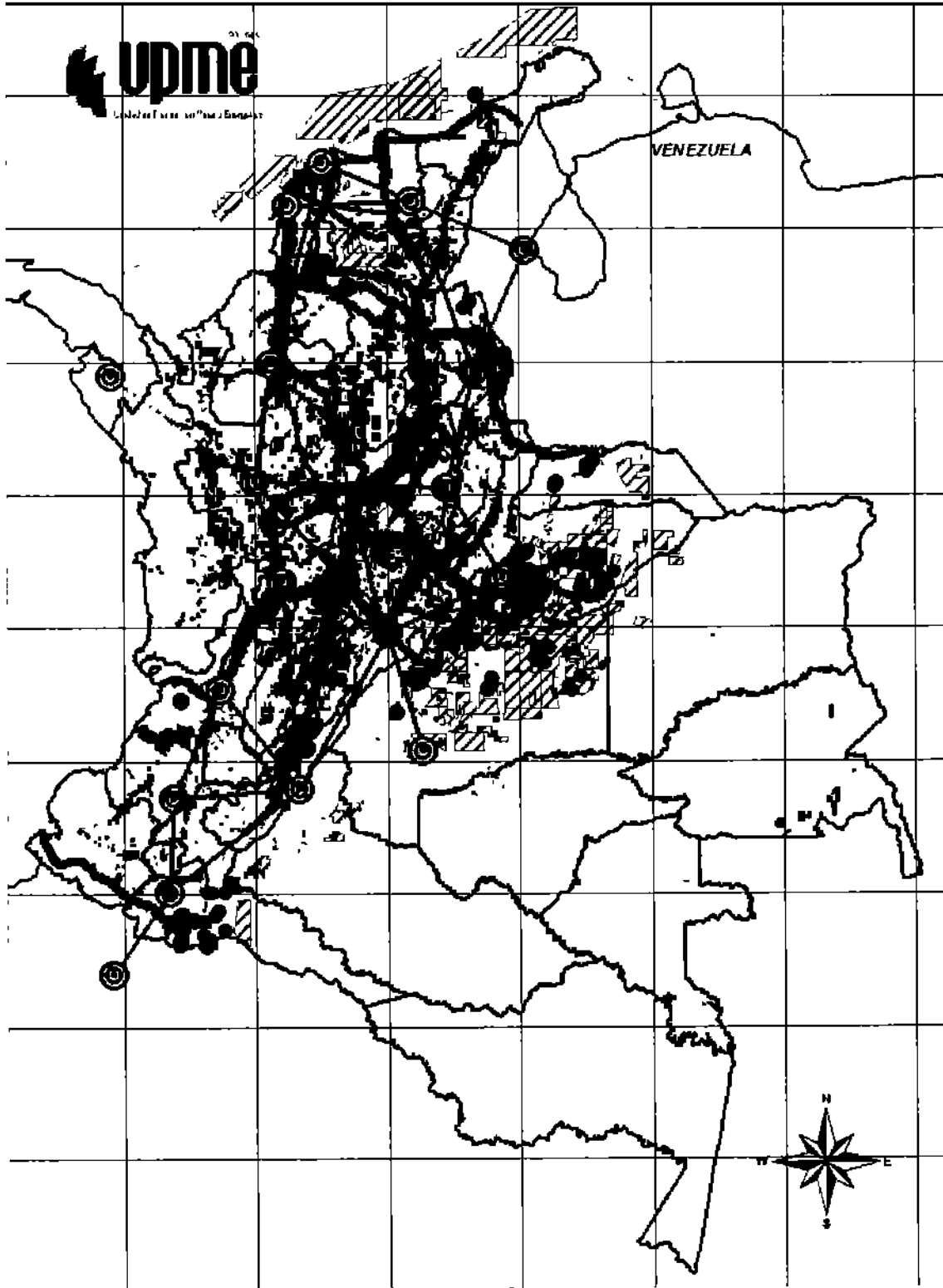
Gráfica 4-71 Mapa de áreas de moderada sensibilidad – Riesgo 4



Fuente de tabla UPME

RIESGO 5 MAPA DE AREAS DE BAJA SENSIBILIDAD (De infraestructura y amenazas)

Gráfica 4-72. Mapa de áreas de baja sensibilidad – Riesgo 5



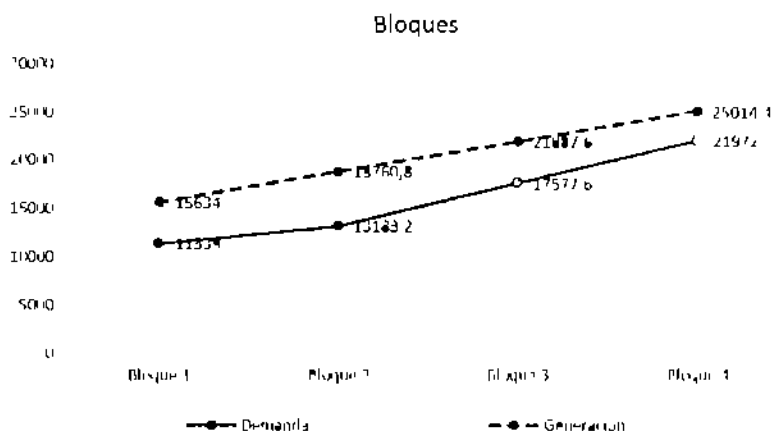
Fuente de tabla UPME

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 evidencio una expansión

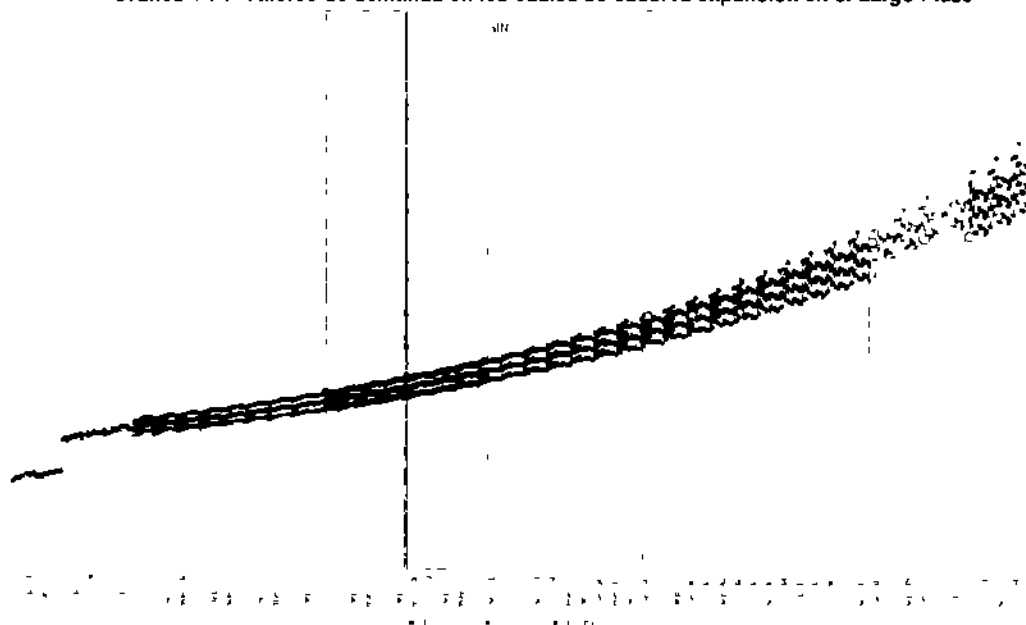
Gráfica 4-73 Escalones de demanda y generación para los cuales se observa expansión en el Largo Plazo



Fuente de gráfica UPME

A continuación se presenta para las proyecciones de demanda de junio de 2016, los puntos en los cuales se encontro la necesidad de asegurar corredores entre las diferentes areas

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).

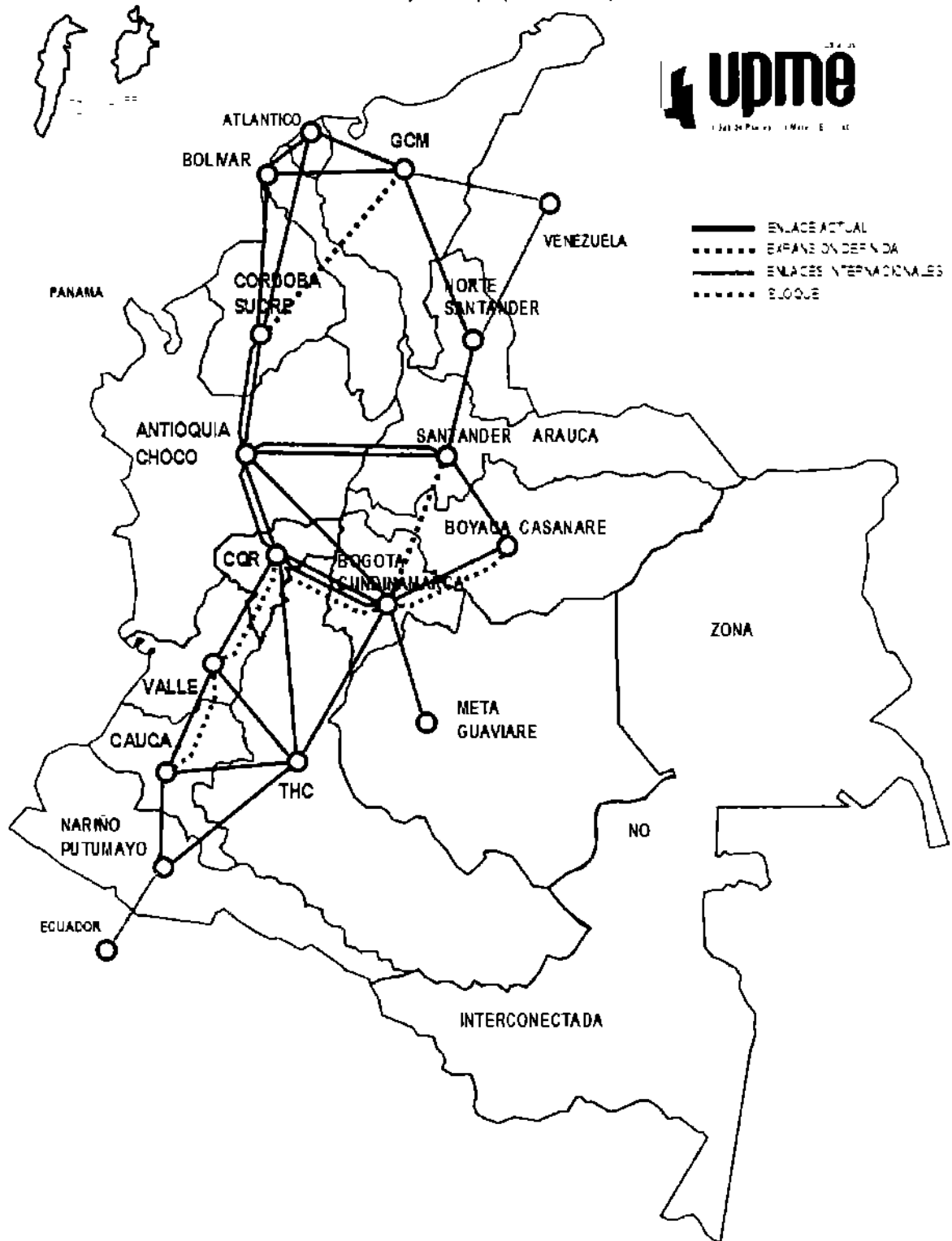
Tabla 4-69: Riesgo de ejecución observado en la expansión propuesta – Bloque 1

Áreas Interconectadas	Riesgo 1	Riesgo 2	Riesgo 3	Riesgo 4	Riesgo 5
Valle-Cauca	0	0	0	1	0
CQR-Valle	0	0	0	0	0
Bogotá-Cundinamarca-CQR	0	0	0	0	0
Bogotá-Cundinamarca-Boyacá-Casanare	0	0	0	0	0

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.

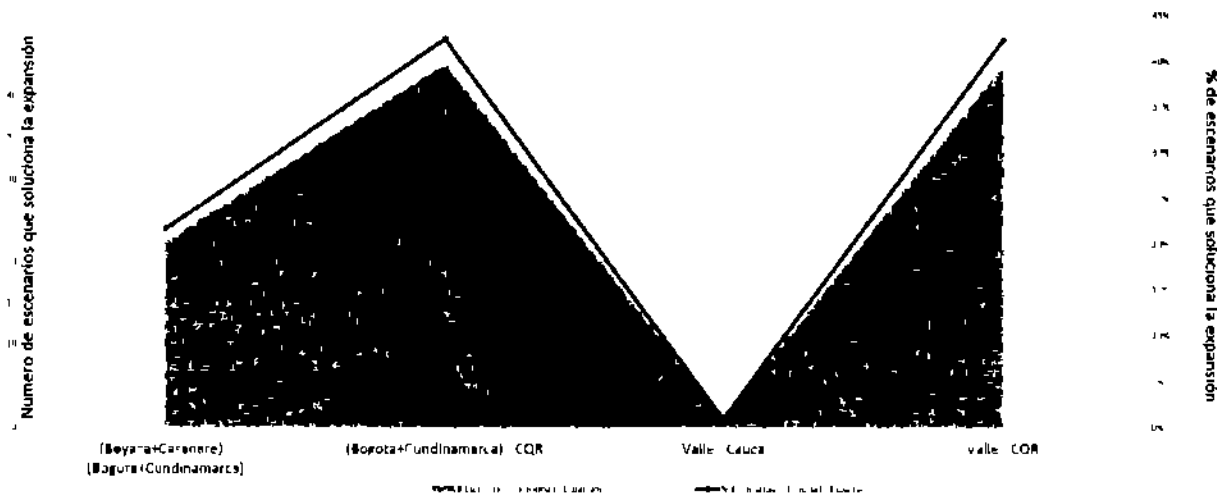
Gráfica 4-75 Expansión propuesta – Bloque 1



Fuente de gráfica UPME

Gráfica 4-76 Utilidad de expansión propuesta – Bloque 1

Bloque 1 - 11350 MW



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 – Naríño
- Cauca – Naríño

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

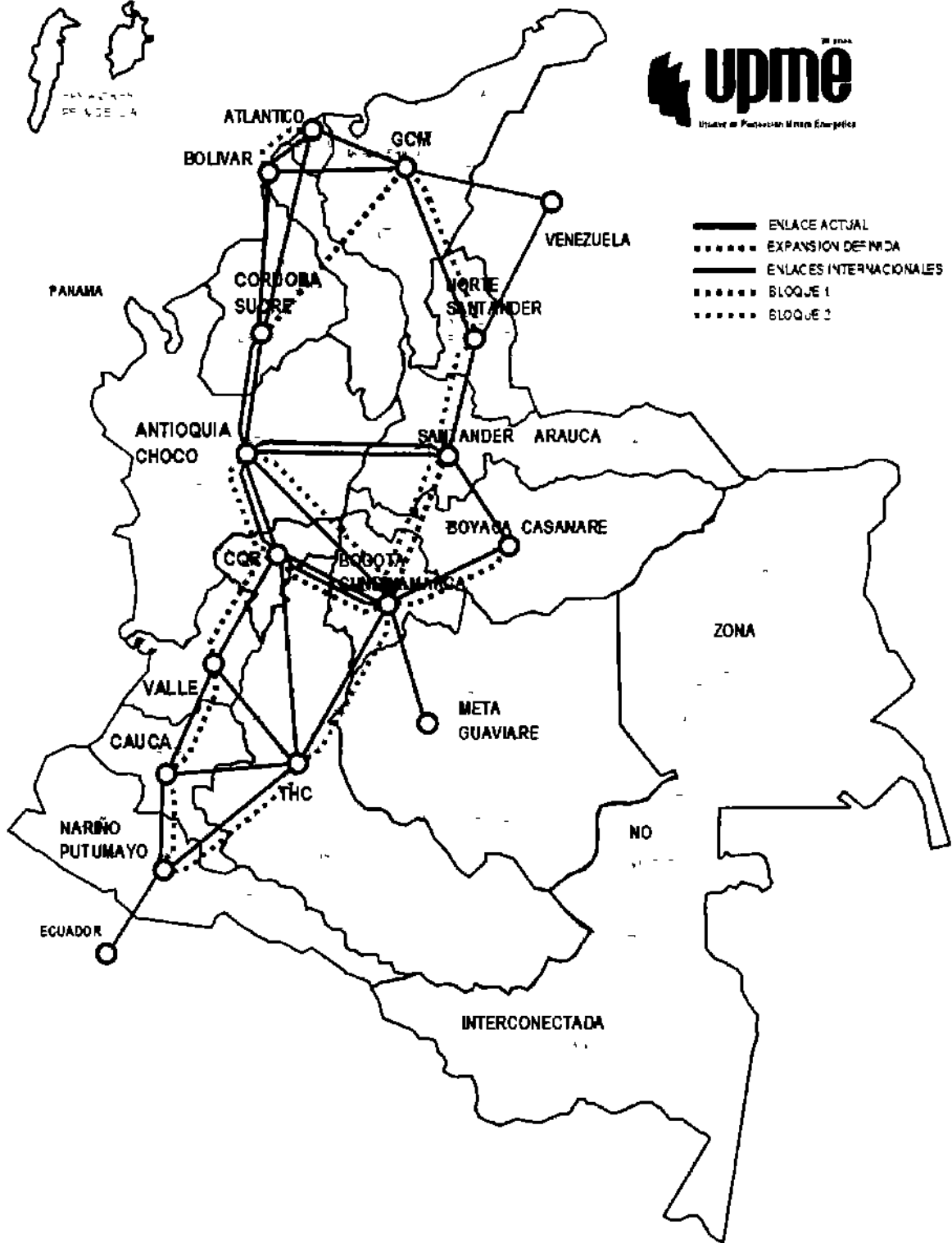
Áreas Interconectadas	Riesgo 1	Riesgo 2	Riesgo 3	Riesgo 4	Riesgo 5
Atlántico – Bolívar	0	0	0	0	1
GCM – Norte de Santander	0	0	0	1	0
Norte de Santander – Santander	0	0	0	1	0
Santander – Bogotá	0	0	1	0	0
Antioquia – Bogotá	0	0	0	1	0
Antioquia – CQR	0	0	1	0	0
Bogotá – Boyacá	0	0	0	0	1
Bogotá – CQR	0	0	0	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



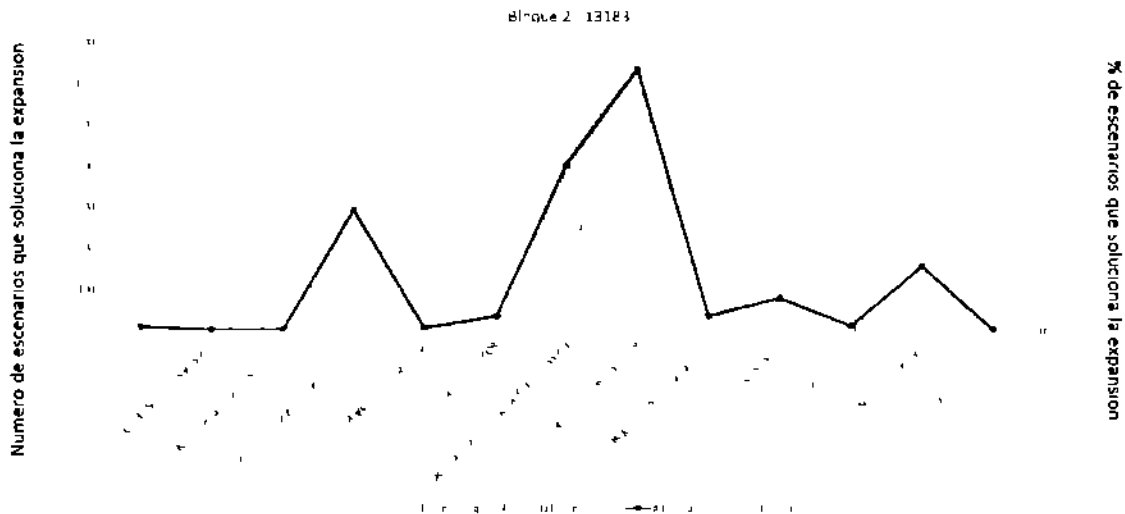
Gráfica 4-77 Expansión propuesta – Bloque 2



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 – Boyaca
- Santander – Bogotá
- Antioquia – Bogotá
- Antioquia – CQR
- Bogotá – Boyaca
- 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)

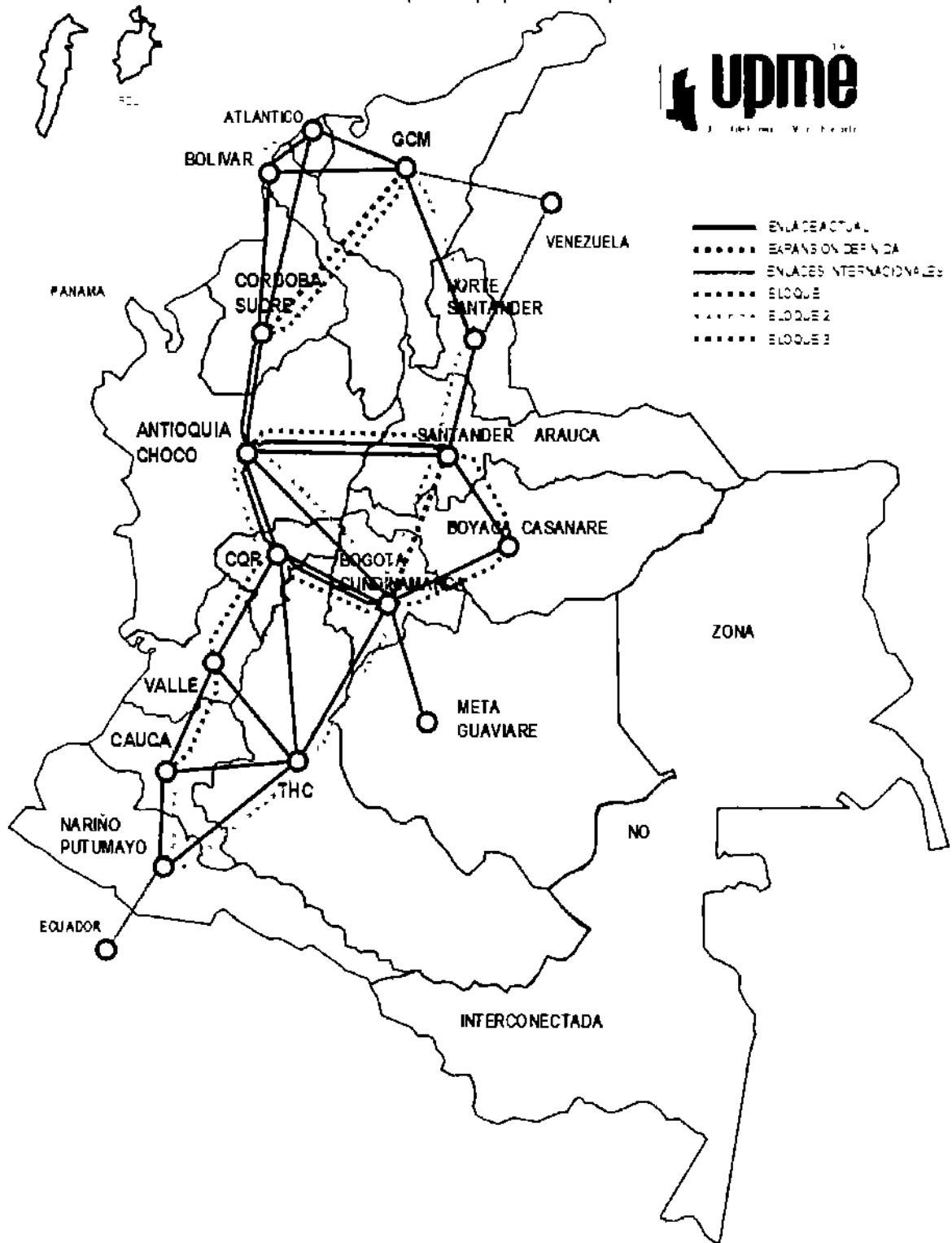
Tabla 4-71 Riesgo de ejecución observado en la expansión propuesta – Bloque 3

Áreas Interconectadas	Riesgo 1	Riesgo 2	Riesgo 3	Riesgo 4	Riesgo 5
Atlántico – Bolívar	0	0	0	0	1
GCM – Córdoba – Sucre	0	0	0	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	0	0	0
Santander – Bogotá	0	0	0	0	0
Antioquia – Bogotá	0	0	0	1	0
Antioquia – CQR	0	0	0	0	0
Bogotá – Boyacá	0	0	0	0	1
Bogotá – CQR	0	0	0	0	0
Bogotá – THC	0	0	1	0	0
CQR – Valle	0	0	1	0	0
Valle – Cauca	0	0	0	1	0
THC – Nanfo	0	0	1	0	0
Cauca - Nanfo	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

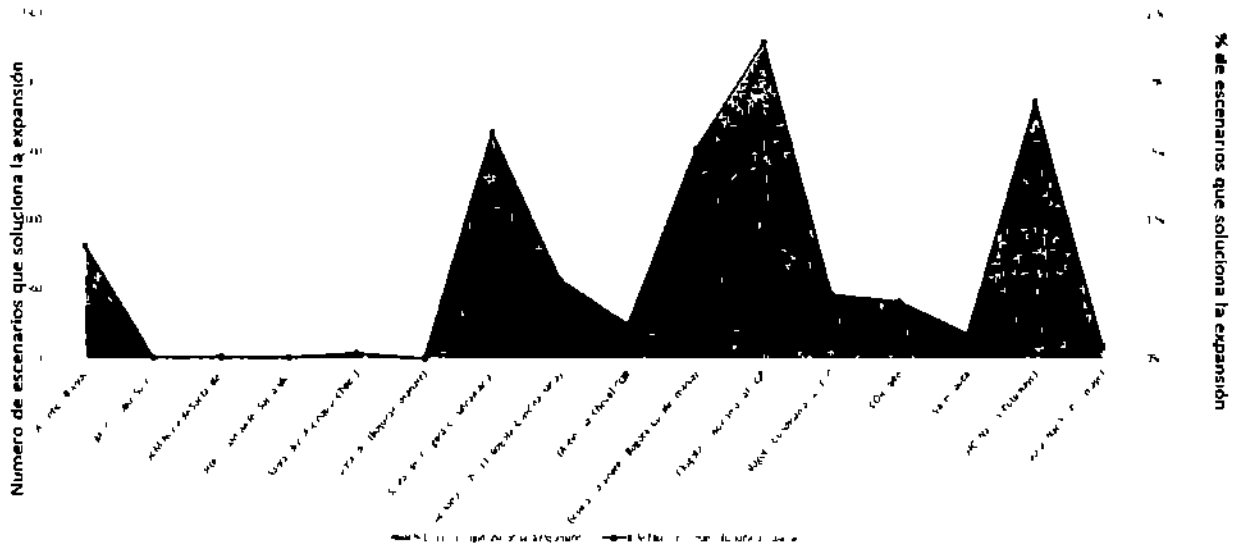
Gráfica 4-79 Expansión propuesta – Bloque 3



Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 4-80 Utilidad de expansión propuesta – Bloque 3

Bloque 3 -17577



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)

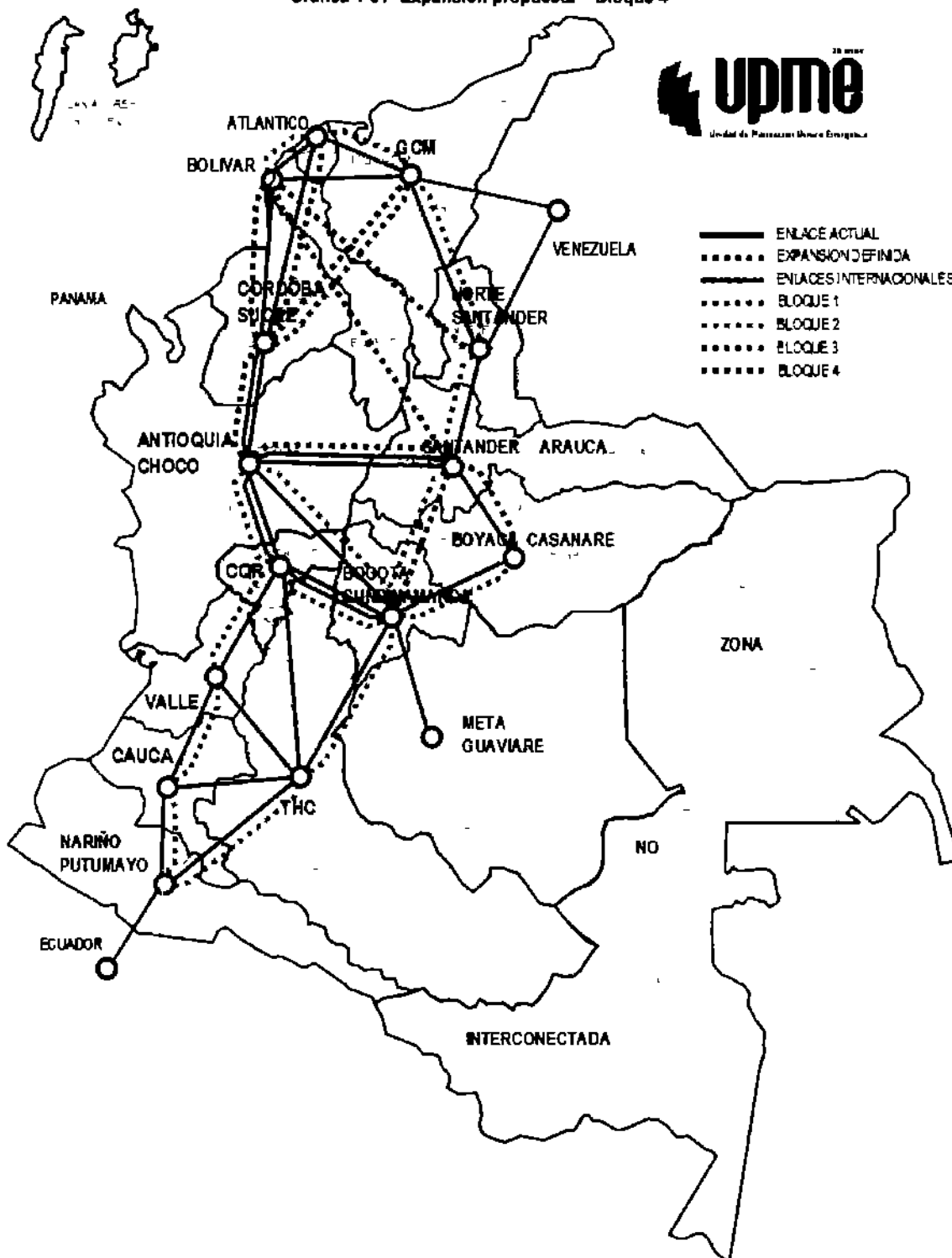
Tabla 4-72 Riesgo de ejecución observado en la expansión propuesta – Bloque 4

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		0	0	0
Bolívar – Córdoba Sucre	0		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

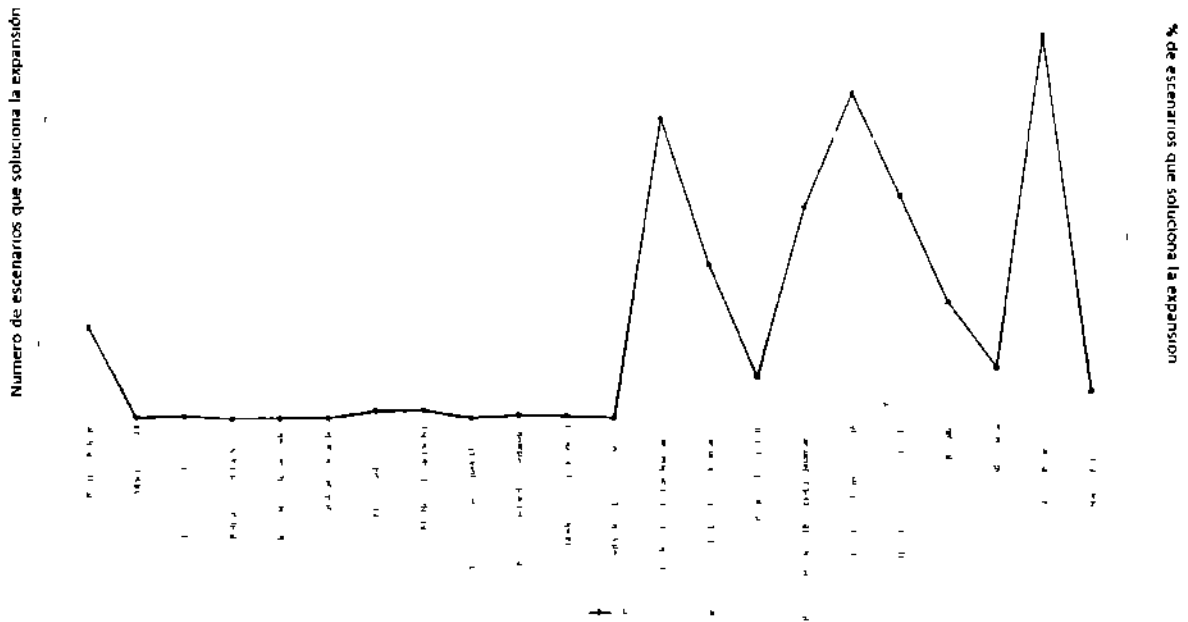
Gráfica 4-81 Expansión propuesta – Bloque 4



Fuente de gráfica. UPME

Gráfica 4-82 Utilidad de expansión propuesta – Bloque 4

Blque 4 - 119/2



Fuente de gráfica UPME

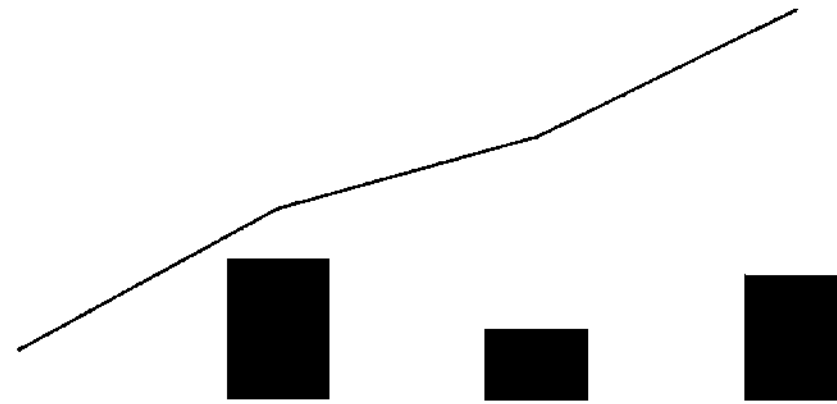
Al final del horizonte, se observan refuerzos de casi todas las áreas del país. Se observa que el modelo ve que las nuevas interconexiones y el centro del país, adicional a interconexión con Antioquia, se decanten entre Nordeste y la Costa Caribe.

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

Costo incremental a Red LTA 1 y 4



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 anual 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 transformador 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 TRANSMISIÓN REGIONALES – STR

La unidad, en el marco de la Resolución CREG 024 de 2013, la cual estableció en su Artículo 7

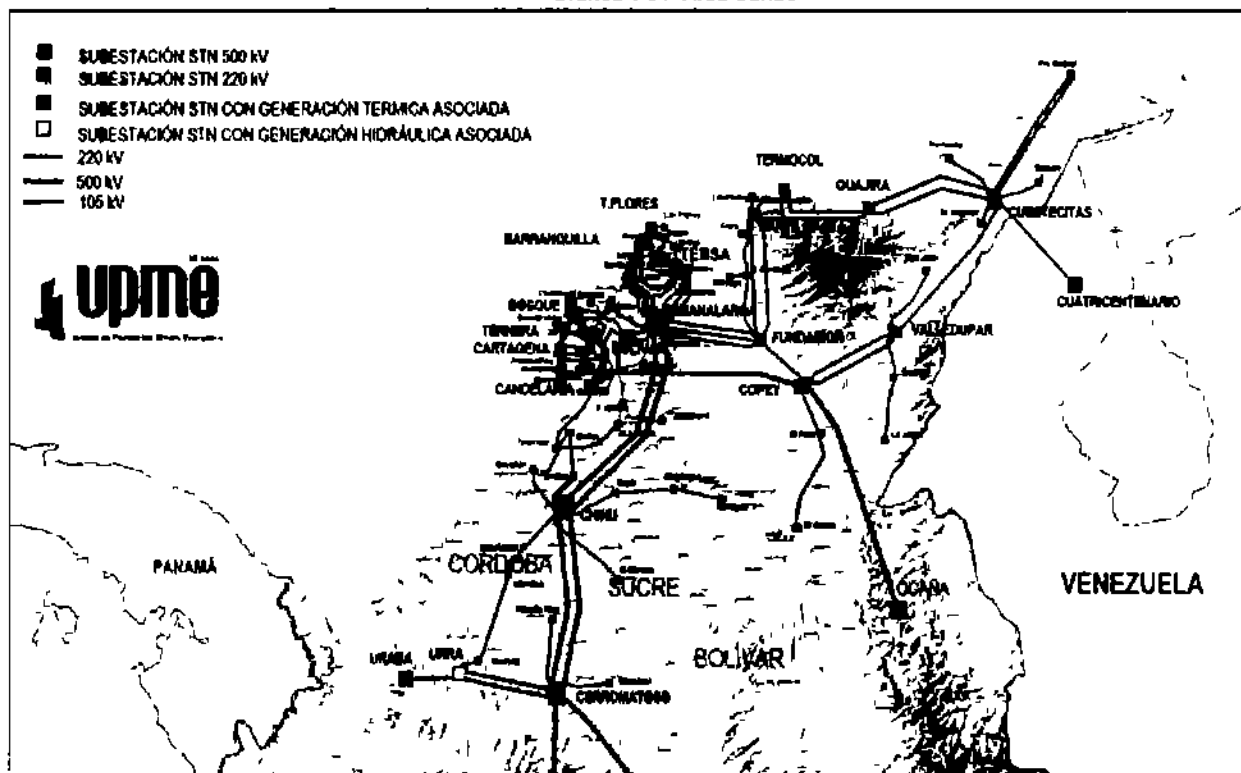
() Artículo 7. Necesidades de expansión identificadas por la UPME Cuando en el Plan de Expansión del SIN se identifiquen necesidades de expansión en los STR, los OR del area de influencia deberán proponer un proyecto que sirva de solución a la necesidad e incluirlo dentro de su respectivo plan de expansión 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 area de influencia que no presentaron proyectos que atendieran las necesidades identificadas no podrán manifestar interes 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 Río - 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 Río - 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	2023
	Max despacho en el STR y sin expansión	Max despacho STR y con expansión definida
C N O	TRF Bosque > 80% Bocagrande - Cartagena 66 kV > 85% Temera - Villa Estrella 66 kV > 85%	TRF Bosque < 50% Cartagena - La Marina 66 kV < 45% Bocagrande - La Marina 66 kV < 35% Bosque - Chambacu 66 kV < 65% Temera - Villa Estrella 66 kV < 30%
(N - 1) Temera - Zaragocilla 66 kV	Cartagena - Zaragocilla 66 kV > 100% Bocagrande - Cartagena 66 kV > 70%	Cartagena - Zaragocilla 66 kV > 105% Bosque - Chambacu 66 kV > 65%
(N - 1) Cartagena - Zaragocilla 66 kV	Tenera - Zaragocilla 66 kV > 100% Bocagrande - Cartagena 66 kV > 105% Proeléctrica - Membrillal > 75%	Temera - Zaragocilla 66 kV > 105% Proeléctrica - Membrillal 66 kV > 70%
(N - 1) Bosque - Bocagrande 66 kV	Bocagrande - Cartagena 66 kV > 100% Proeléctrica - Membrillal > 55% Cartagena - Zaragocilla 66 kV > 55%	Bosque - Chambacu 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 - Chambacu 66 kV	Bosque - Chambacu > 110% Cartagena - Bocagrande > 85%	Bosque - La Marina 66 kV > 75% Bosque - Bocagrande 66 kV > 75%
(N - 1) Bocagrande - La Manna 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 Bolivar y obras asociadas (Bolivar 220 kV)
- Subestación la Manna 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	2023
	Considerando máximo despacho Urrá y en servicio segundo circuito Chinú – Boston – con repotenciones	Considerando máximo despacho Urrá y en servicio segundo circuito Chinú – Boston, proyecto STN/STR Toluviéjo, STN/STR Montería, Cereté y compensación El Carmen
C N O	TRF Chinú 500/110 kV > Chinu - Boston 110 kV < 55% El Carmen 110 kV < TRF Urrá 230/110 > T Alta - Urrá 110 kV >	TRF Chinú 500/110 kV < Chinu - Boston 110 kV < 40% El Carmen 110 kV < TRF Urrá 230/110 < 65% T Alta - Urrá 110 kV < 60%
(N - 1) TRF Chinú 500/110 kV	TRF Chinú 500/110 kV > 120% Chinu - Boston 110 kV < 55%	TRF Chinú 500/110 kV > Chinu - Boston 110 kV < 40%
(N - 1) Chinú - Boston 110 kV	Chinu - Boston 110 kV > 90%	Chinu - Boston 110 kV < 65%
(N - 1) Boston - Sierra Flor 110 kV	Colapso por bajas tensiones en Sierra Flor, Toluviéjo, El Carmen y Zambiano	Sierra Flor 110 kV
(N - 1) Chinú - Coveñas 110 kV	Chinu - Boston 110 kV > 70% Boston - Sierra Flor 110 kV > 75% Sierra Flor - Toluviéjo 110 kV > 75%	Chinu - Boston 110 kV < 50% Boston - Sierra Flor 110 kV < 35% Sierra Flor - Toluviéjo 110 kV < 30%
(N - 1) TRF Cerromatoso 500/230 kV	Río 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 Río Sinú - T Alta - Urrá y bajas tensiones en las S/E's Montería y Río Sinú	N/A
(N - 1) Río Sinú - T Alta 110 kV	Chinu - Montería 110 kV > 120% Montería - Río Sinú 110 kV > 75% S/E's Río Sinú y Montería < 90%	Desempeño adecuado
(N - 1) T Alta - Urrá 110 kV	Colapso por bajas tensiones	Desempeño adecuado
(N-1) TRF Urrá 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 Toluviéjo 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, Tolviejo 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 Tolviejo y obras asociadas, además de la repotenciones 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 Tolviejo 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 estas tienen en el sistema, y en el caso que se hayan presentado soluciones, se indica cuáles fueron las mismas

Tabla 4-78 Desempeño del sistema en Cerromatoso

CONDICIÓN	2017	2023
N-1 de un transformador Cerromatoso 500/110 kV	Carga transformadores en servicio	Carga transformadores en servicio

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 estas 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
CNO	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 Santamaría 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 Parico 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 produciría 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

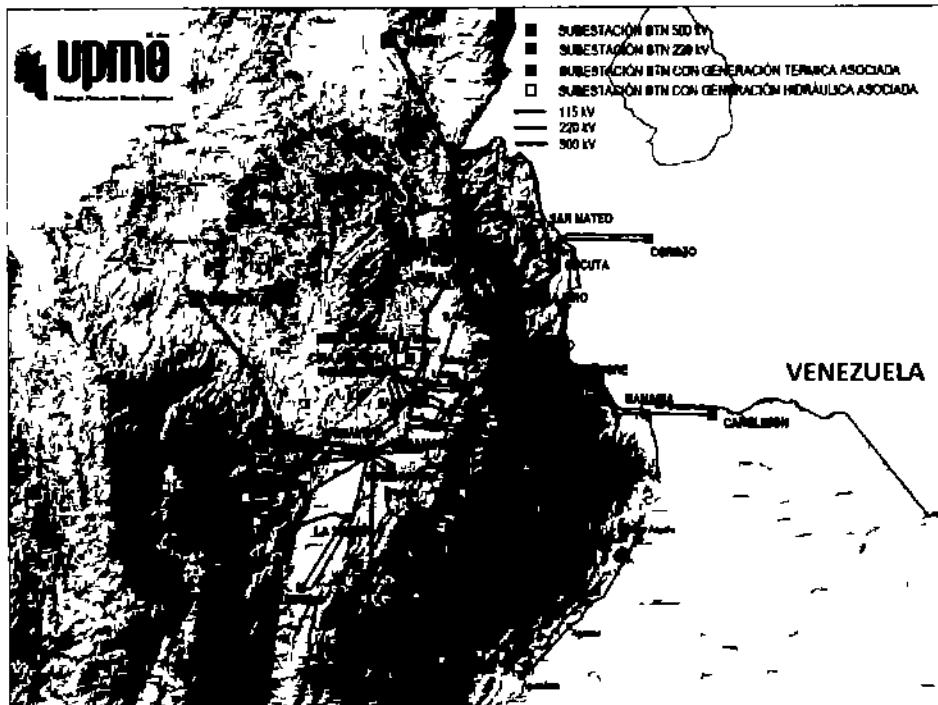
Proyectos presentados, aprobados al Operador de Red y en proceso de convocatoria o en ejecución:

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 Río 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 area 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	2023
	Considerando TRF provisional y obras asociadas en Barranca, Palenque y obras asociadas, ampliación de la transformación en Bucaramanga	obras asociadas en Barranca (cambio de configuración y ampliación de la capacidad de transformación), Palenque y obras asociadas, ampliación de la transformación en Bucaramanga
CNO	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
N - 1 Barranca 1 220/115 kV	Barranca 2 220/115 kV >	Desempeño Adecuado
N - 1 Barranca 2 220/115 kV	Barranca 1 220/115 kV >	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 >
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 - TBucFlonda 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
CNO	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 Belén 230/115 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 reforzamiento 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 un 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 planteó 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 Tibu - Zulia 115 kV
- Repotenciación línea Convención - Tibu 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 , 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 Boyaca 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 mas 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



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 sencilla 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	2023
	Con de la entrada de Bello - Guayabal - Ancón Sur con la entrada de corredores San Lorenzo - Sonsón La Sierra y obras asociadas	Con de la entrada de Bello - Guayabal - Ancón Sur con la entrada de corredores San Lorenzo - Sonsón La Sierra y obras asociadas, San Lorenzo y obras en 500 kV
C N O	Desempeño Adecuado	Desempeño adecuado
(N - 1) TR Bello 214,5/110 kV	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
(N - 1) TR Envigado 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 - Kallios 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 > Rio Claro 110 kV < Cocorná < Puerto Boyacá < Vasconia <	Desempeño adecuado
Línea TRF la Sierra (Sin despacho en el STR)	Playas - Puerto Nare > Rio Claro 110 kV < Cocorná < Puerto Boyacá < Vasconia <	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 (Cocorna, 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 - Cocorna 110 kV, la cual, con los crecimientos de demanda en la zona pueden producir bajas tensiones en Rio Claro 110 kV, Cocorna 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 - Rio 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 – Amalfi – 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.

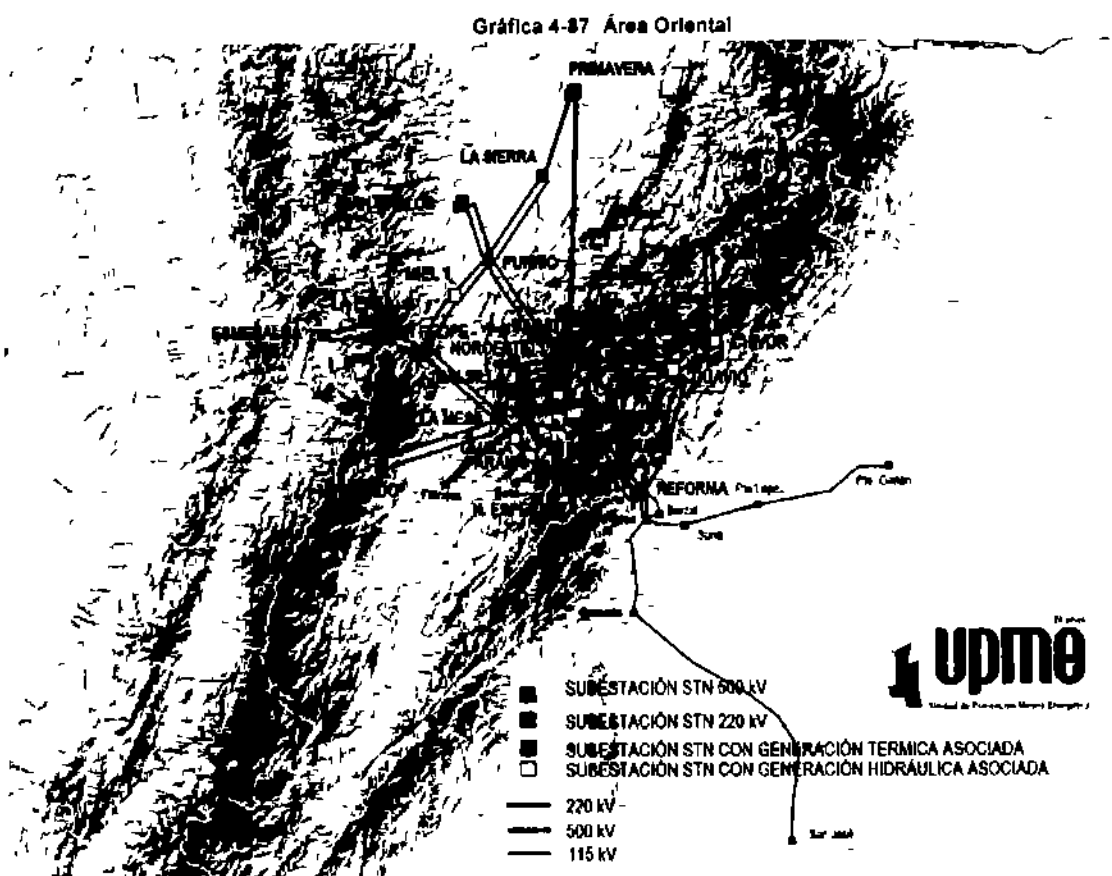
- **Bajas tensiones:** Bajas tensiones ante condición de falla de elementos del STR, se definió un nuevo punto de conexión STN/STR junto con obras asociadas en el STR, las cuales eliminan las bajas tensiones

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



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
CNO	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 >	Torca - Aranjuez 115 kV >
(N – 1) Línea Primavera - Bacatá 500 kV	Torca - Aranjuez 115 kV >	Torca - Aranjuez 115 kV >
(N – 1) Línea Bacatá - Chía 115 kV	Torca - Aranjuez 115 kV >	Torca - Aranjuez 115 kV >
(N – 1) Línea Torca - Castellana 115 kV	Torca - Aranjuez 115 kV > Autopista - Castellana 115 kV	Torca - Aranjuez 115 kV > Autopista - Castellana 115 kV >
(N – 1) Línea Torca - La Calera 115 kV	Torca - Aranjuez 115 kV >	Torca - Aranjuez 115 kV >

*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
- Subestacion Barzalosa

Se recuerda al OR, que al momento de definir el proyecto Virginia – Nueva Esperanza 500 kV, se considere 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



upme

0098

07 FEB 2017



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**

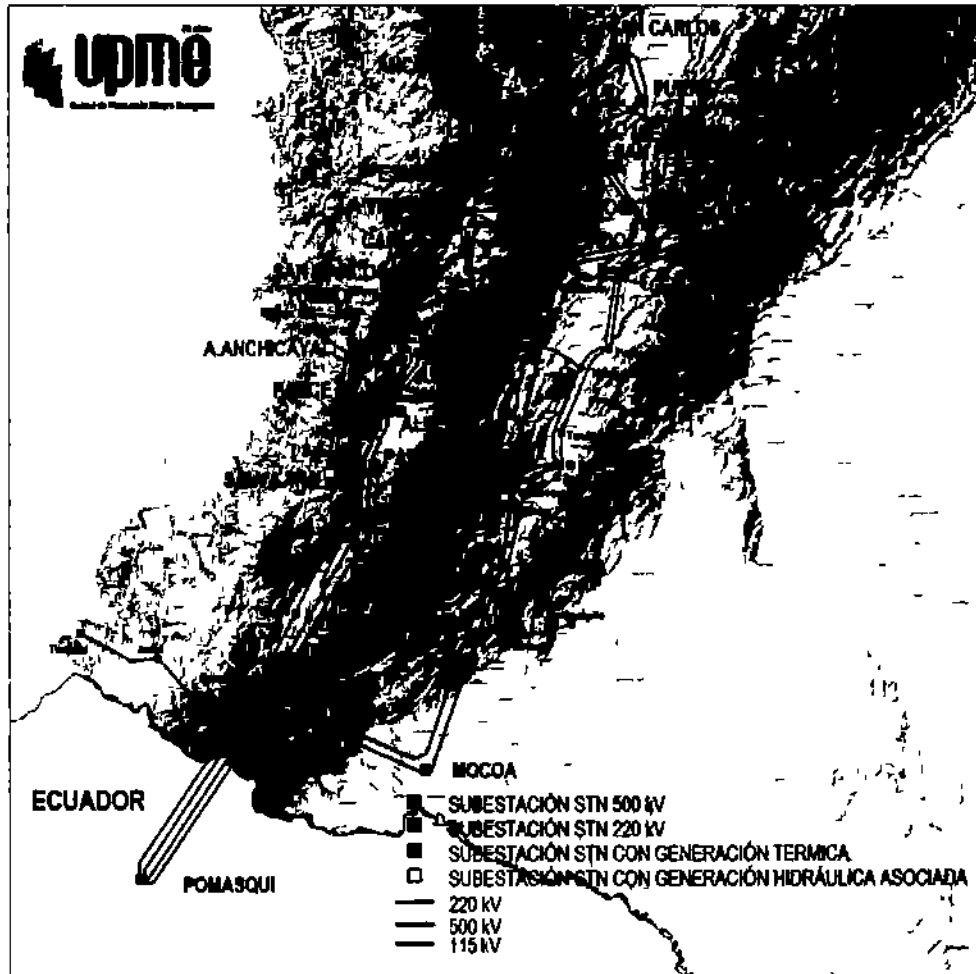
Las demandas asociadas a la subestación Granada 115 kV y San José del Guaviare 115 kV son atendidas radialmente desde la subestacion Ocoa 115 kV. Esta condición puede ocasionar demanda no atendida ante contingencias sencillas de los enlaces respectivos. En relación a Granada 115 kV, se definió el proyecto 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
- Subestacion Guamal 115 kV y obras asociadas
- Subestacion 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	2023
	Sin generación al Interior del STR	Sin generación al Interior del STR
CNO	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
(N – 1) TR Armenia 230/115	Esmeralda 2 230/115 > Esmeralda 1 230/115 >	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	2023
	Sin generación al interior del STR	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 > 110%	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	2023
	Máxima demanda, máxima generación térmica y bajo despacho hidráulico – Sin proyecto Callima - Bahía	Máxima demanda, máxima generación térmica y bajo despacho hidráulico – Con proyecto Callima - Bahía
C N O	Campiña - Yumbo 115 kV > 90 % Chipichape - Campiña 115 kV > 90 % Chipichape - Yumbo 115 kV > 90 %	Campiña - Yumbo 115 kV > 90 % Chipichape - Campiña 115 kV > 90 % Chipichape - Yumbo 115 kV > 90 %
(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 100%	Chipichape - Yumbo 2 115 kV 100%
(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	2023
	Máxima demanda, máxima generación térmica y bajo despacho hidráulico – Sin proyecto Callma - Bahía	Máxima demanda, máxima generación térmica y bajo despacho hidráulico – Con proyecto Callma - 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 simultáneas, 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:

- Subestacion 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 4-07 Desempeño del sistema en Cauca – Nariño

CONDICIÓN	2016*	2023
CNO	TRF Páez 230 kV > TRF San Bernardino 230 kV >50% Jamondino, Pasto, Catambuco, Ipiales, Junín, Tumaco, Rio Mayo, Zaque, SMartin < 90%	TRF Páez 220/115 kV > 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 > 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 > 35 %	TRF Páez 220/115 kV > 70 % TRF SBernardino 220/115 kV > 50 % Lin Zaque - Popayán 115 kV > 40 % Lin SBernardino-Popayán 115 kV > Junín, Tumaco 115 kV =
(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 00 %	TRF Páez 220/115 kV > 70 % TRF SBernardino 220/115 kV > 47 % Lin SBernardino-Popayán 115 kV < 90 % Zaque, Junín, Tumaco 115 kV < 00 %
(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 > Lin Zaque - Popayán 115 kV < 90 % Lin SBernardino-Popayán 115 kV < 90 % Lin Zaque - Catambuco 115 kV > Junín, Tumaco 115 kV <	TRF Páez 220/115 kV > Lin Zaque - Popayán 115 kV < 90 % Lin SBernardino-Popayán 115 kV < 90 % Junín, Tumaco 115 kV <

*Sin el doble circuito Tesalia – Alferez 220 kV y sin la S/E Tuluní 220/115 kV y en operación el 2° circuito Betania – Miro lindo 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 incumbente 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

- Subestacion San Martín 115 kV
- Subestacion 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 el 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 4-83 Desempeño del sistema en Tolima – Hulla – Caquetá**

CONDICIÓN	2017	2023
	Despacho bajo en el STR y máximo despacho en el STN (Betania, Quimbo)	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	Desempeño adecuado
N-1 TRF Mirolindo 230/115 kV	TRF Mirolindo	TRF Mirolindo
N-1 Betania - Bote 115 kV	Betania - Seboruco 115 kV > 100% Bote - Seboruco > Betania - Sur 115 kV >	Betania - Seboruco 115 kV > 105% Bote - Seboruco >
N-1 Betania - Sur 115 kV	Betania - Seboruco 115 kV > 100% Bote - Seboruco 115 kV > Betania - Bote 115 kV >	Betania - Seboruco 115 kV > 100% Bote - Seboruco 115 kV > Betania - Bote 115 kV >
N-1 TRF Betania 230/115 kV	TRF Betania	TRF Betania
N-1 TRF Altamira 230/115 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 incumbente 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 esta 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 analisis 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

AÑO EVALUADO – 2016	
DEMANDA MAXIMA y EXPORTACIÓN A ECUADOR (500 MW)	
CONDICIÓN	
	Sin el doble circuito Tesalia - Alférez 220 Kv y sin la S/E Tuluní 220/115 kV y en operación el 2° circuito Betania - Miroindo 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 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 - Calambuco 115 kV > 87 % Tensión se restringe exportación a 430 MW Nodos Florencia, Jamondino, Ipiales, Junín y Tumaco 115 kV < a Desempeño adecuado en los demás nodos de Cauca, Valle y Nariño



AÑO EVALUADO – 2016	
CONDICIÓN DEMANDA MÁXIMA y EXPORTACIÓN A ECUADOR (500 MW)	
Sin el doble circuito Tosalía - Alferez 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	<p>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 %</p> <p>Tensión se restringe exportación a 470 MW Nodos Ipiales, Jamondino, Junín, Tumaco y Florencia 115 kv < a Desempeño adecuado en los demás nodos de Cauca, Valle y Naní</p>
N-1 Lin SanCarlos - LaVirginia 500 kv	<p>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 %</p> <p>Tensión se restringe exportación a 458 MW Nodos Ipiales, Jamondino, Junín, Tumaco y Florencia 115 kv < a Desempeño adecuado en los demás nodos</p>
N-1 Lin Jamondino - SanBernardino kv	<p>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 %</p> <p>Tensión se restringe exportación a 427 MW Nodos Jamondino 230 y 115, Mocoa 230, Junín, Ipiales, Tumaco y Florencia 115 kv < a Desempeño adecuado en los demás nodos de Cauca, Valle y Naní</p>
N-1 Lin Pasto-Riomayo 116 kv	<p>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 %</p> <p>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 Naní</p>

AÑO EVALUADO – 2016	
CONDICIÓN	
DEMANDA MAXIMA y EXPORTACIÓN A ECUADOR (500 MW)	
Sin el doble circuito Tesalia - Alférez 220 Kv y sin la S/E Tuluni 220/115 kV y en operación el 2° circuito Betania - Miroindo 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 puede 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	
AÑO EVALUADO – 2016	
CONDICIÓN	
DEMANDA MINIMA y EXPORTACIÓN A ECUADOR (500 MW)	
Sin el doble circuito Tesalia - Alférez 220 Kv y sin la S/E Tuluni 220/115 kV y en operación el 2° circuito Betania - Miroindo 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

AÑO EVALUADO – 2016	
CONDICIÓN	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 - Miro lindo 220 kV
	<p>Con baja generación en el Valle y alta generación en Betania y Quimbo</p> <p>Con alta generación en el Valle y baja generación en Betania y Quimbo</p>
N-1 Altamira - Mocoa 220 kV	<p>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 %</p> <p>Tensión se restringe exportación a 465 MW Nodos Ipiales, Junín y Tumaco 115 kV < a 92 % Desempeño adecuado en los demás nodos de Cauca, Valle y Nariño</p>
N-1 Lin SanCarlos - LaVirginia 500 kV	<p>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 %</p> <p>Tensión Nodos Ipiales, Junín y Tumaco 115 kV < a 92 % Desempeño adecuado en los demás nodos de Cauca, Valle y Nariño</p>
N-1 Lin Jamondino - SanBernardino kV	<p>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 %</p> <p>Tensión Nodos Jamondino 115, Junín, Ipiales, Tumaco y Florencia 115 kV < a 93 % Desempeño adecuado en los demás nodos de Cauca, Valle y Nariño</p>
N-1 Tr Jamondino 220/116 kV	<p>Cargabilidad Desempeño adecuado</p> <p>Tensión Nodos Florencia, Ipiales, Jamondino, Junín y Tumaco 115 kV < a 93 % Desempeño adecuado en los demás nodos de Cauca, Valle y Nariño</p>



AÑO EVALUADO - 2016	
CONDICIÓN	DEMANDA MINIMA y EXPORTACIÓN A ECUADOR (500 MW)
	Sin el doble circuito Tesalia - Alferez 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
	Cargabilidad Desempeño adecuado
N-1 Lin SMarcos - Juanchito 220 kV	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 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 Desempeño adecuado en los demás nodos de Cauca, Valle y Nariño

Fuente de tabla UPME

Se observa que en relacion a las exportaciones, cuando se presenta una exportacion de hasta 500 MW, se empiezan a presentar bajas tensiones en los nodos del STR de Nariño y Caqueta

Se observa que para un despacho bajo en Betania y Quimbo y demanda minima, 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

AÑO EVALUADO – 2016		
DEMANDA MAXIMA e IMPORTACIÓN DESDE ECUADOR (360 MW)		
CONDICIÓN		
Sin el doble circuito Tesalia - Alferez 220 Kv y sin la S/E Tuluní 220/115 kv y en operación el 2° circuito Betania - Miro lindo 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 (CNO)	<p>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 %</p> <p>Tensión Nodos Ipiales, Junín y Tumaco 115 kv < a 104 % Desempeño adecuado en todos los nodos de Cauca, Valle y Nariño</p>	<p>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 %</p> <p>Tensión Nodos Ipiales, Junín y Tumaco 115 kv < a 104 % Desempeño adecuado en todos los nodos de Cauca, Valle y Nariño</p>
	<p>N-1 Tr Jamondino 220/115 kv</p> <p>Cargabilidad Desempeño adecuado Tr Páez 230/115 kv > 53 % Tr Jamondino 2 - 230/115 kv > 42 % Tr SMarcos 500/230 kv > 22 % Tr Virginia 500/230 kv > 33 % Lin Zaque - Catambuco 115 kv > 63 % Lin Alferez2-Melendez 115 kv > 54 %</p> <p>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</p>	<p>Cargabilidad Desempeño adecuado Tr Páez 220/115 kv > 56 % Tr Jamondino 2 - 230/115 kv > 46 % Tr SMarcos 500/230 kv > 24 % Tr Virginia 500/230 kv > 34 % Lin Jamondino - Catambuco 115 kv > 46 % Lin Alferez2-Melendez 115 kv > 53 %</p> <p>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</p>
<p>N-1 Lin Jamondino - Catambuco 115 kv</p> <p>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 > 55 % Lin Pasto - Catambuco 115 kv > 55 % Lin Alferez2-Melendez 115 kv > 55 %</p> <p>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</p>		
<p>N-1 Lin Pasto - Jamondino - 115 kv</p> <p>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 > 55 % Lin Alferez2-Melendez 115 kv > 53 %</p> <p>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</p>	<p>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 > 55 % Lin Alferez2-Melendez 115 kv > 53 %</p> <p>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</p>	

Fuente de tabla UPME



Se observa que para el año de análisis, para demanda máxima, los elementos que empiezan a restringir la importacion corresponde a la linea 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 minima

AÑO EVALUADO – 2016	
DEMANDA MINIMA e IMPORTACIÓN DESDE ECUADOR (360 MW)	
CONDICIÓN	
	Sin el doble circuito Tesalia - Alférez 220 Kv y sin la S/E Tuluní 220/115 kV y en operación el 2° circuito Betania - Mirafindo 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 (CNO)	<p>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 %</p> <p>Tensión Nodos Ipiales, Junín y Tumaco 115 kV < a 100 % Desempeño adecuado en todos los nodos de Cauca, Valle y Nariño</p>
	<p>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 %</p> <p>Tensión Nodos Ipiales, Junín y Tumaco 115 kV < a 105 % Desempeño adecuado en todos los nodos de Cauca, Valle y Nariño</p>
N-1 Tr Jamondino 220/115 kV	<p>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 %</p> <p>Tensión Nodos Ipiales, Junín y Tumaco 115 kV < a 100 % Desempeño adecuado en los demás nodos de Cauca, Valle y Nariño</p>
	<p>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 %</p> <p>Tensión Nodos Ipiales Jamondino, Junín, Tumaco y Florencia 115 kV < a 104 % Desempeño adecuado en todos los nodos</p>
N-1 Alférez - San Bernardino 220 kV	<p>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 > 50 % Lin Jamondino - Pasto 115 kV > 70 % Lin Zaque - Catambuco 115 kV > 70 %</p> <p>Tensión Nodos Ipiales, Junín y Tumaco 115 kV < a 100 % Desempeño adecuado en los demás nodos de Cauca, Valle y Nariño</p>

AÑO EVALUADO – 2016	
CONDICIÓN 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 - Mirolando 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 minima, 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

AÑO EVALUADO – 2022	
DEMANDA MÁXIMA y EXPORTACIÓN A ECUADOR (500 MW)	
CONDICIÓN	En el STN Con el doble circuito Tesalia - Alferez 220 Kv y la S/E Tuluni 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 (CNO)	<p>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 > Lin Jamondino - Jardinera 115 kV > 96 %</p> <p>Tensión se restringe exportación a 300 MW Nodos Ipiales, Junín y Tumaco 115 kV < a 88 % Desempeño adecuado en los demás nodos de Cauca, Valle y Nariño</p>
	<p>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 > Lin Jamondino - Jardinera 115 kV > Lin SCarlos - Virginia 500 kV > 32 % -- (541 MW)</p> <p>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</p>
N-1 Tr Jamondino 220/115 kV	<p>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 > Lin Jamondino - Jardinera 115 kV ></p> <p>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</p>
	<p>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 > Lin Alferez2-Melendez 115 kV > 59 % Lin Jardinera - Junín 115 kV > 133 % Lin Jamondino - Jardinera 115 kV ></p> <p>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</p>
N-1 Lin SanCarlos - LaVirginia 500 kV	<p>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 > Lin Jamondino - Jardinera 115 kV > 98 %</p> <p>Tensión se restringe exportación a 370 MW Nodos Ipiales, Jamondino, Junín, Tumaco 115 kV < a 87 % Desempeño adecuado en los demás nodos</p>
	<p>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 - Alferez 220 kV > 50 % Lin Jardinera - Junín 115 kV > Lin Jamondino - Jardinera 115 kV ></p> <p>Tensión se restringe exportación a 353 MW Nodos Jamondino 220/115kV, Junín, Tumaco, Ipiales 115 kV < a 89 % Desempeño adecuado en los demás nodos</p>



AÑO EVALUADO – 2022	
DEMANDA MAXIMA y EXPORTACION A ECUADOR (600 MW)	
CONDICIÓN	
	En el STN Con el doble circuito Tesalia - Alferez 220 Kv y la S/E Tuluni 220/115 kv, en operación el 2° circuito Betania - Miro lindo 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
	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 - Junin 115 kv > Lin Jamondino - Jardinera 115 kv > 115 %
N-1 Lin Jamondino - SanBernardino kv	Tensión se restringe exportación a 312 MW Nodos Jamondino 230 y 115, Mocoa 230, Junin, Ipiales, Tumaco 115 kv < a 87 % Desempeño adecuado en los demás nodos de Cauca, Valle y Nariño
	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 > Lin Alferez2-Melendez 115 kv > 58 % Lin Jardinera - Junin 115 kv > Lin Jamondino - Jardinera 115 kv >
N-1 Lin Pasto-Riomayo 115 kv	Tensión se restringe exportación a 354 MW Nodos Jamondino 230/115kv, Junin, Tumaco, Ipiales 115 kv < a 89 % Desempeño adecuado en los demás nodos
	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 - Junin 115 kv > Lin Jamondino - Jardinera 115 kv >
N-1 Lin SanCarlos - LaVirginia 500 kv	Tensión se restringe exportación a 343 MW Nodos Jamondino 230 y 115, Junin, 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

AÑO EVALUADO – 2022	
DEMANDA MÍNIMA y EXPORTACIÓN A ECUADOR (500 MW)	
CONDICIÓN	
	En el STN Con el doble circuito Tesala - 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 Martín 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)	<p>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 %</p> <p>Tensión. Nodos Ipiales, Junín y Tumaco 115 kV < a 97 % Desempeño adecuado en los demás nodos de Cauca, Valle y Nariño</p>
	<p>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 %</p> <p>Tensión. Nodos Jamondino, Ipiales, Junín y Tumaco 115 kV < a 93 % Desempeño adecuado en los demás nodos de Cauca, Valle y Nariño</p>
N-1 Altamira - Mocos 220 kV	<p>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 %</p> <p>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</p>
N-1 Lin SanCarlos - LaVirginia 500 kV	<p>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 %</p> <p>Tensión. Nodos Jamondino, Ipiales Junín y Tumaco 115 kV < a 97 % Desempeño adecuado en los demás nodos de Cauca, Valle y Nariño</p>

AÑO EVALUADO – 2022		
DEMANDA MINIMA y EXPORTACIÓN A ECUADOR (500 MW)		
CONDICIÓN	En el STN Con el doble circuito Tesalia - Alferez 220 Kv y la S/E Tuluní 220/115 kV, en operación el 2° circuito Betania - Mirolando 220 kV y Refuerzo Suroccidental 500 kV y 220 kV En el STR SE San Martín 115 kV, SE Jardínera 115 kV	
	<table border="0"> <tr> <td>Con baja generación en el Valle y alta generación en Betania y Quimbo</td> <td>Con alta generación en el Valle y baja generación en Betania y Quimbo</td> </tr> </table>	Con baja generación en el Valle y alta generación en Betania y Quimbo
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	<p>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 %</p> <p>Tensión Nodos Jamondino 115, Junín, Ipiales, Tumaco y Florencia 115 kV < a 95 % Desempeño adecuado en los demás nodos de Cauca, Valle y Nariño</p>	
	<p>Cargabilidad Desempeño adecuado</p> <p>Tensión Nodos Ipiales, Jamondino, Junín, Tumaco y Florencia 115 kV < a 92 % Desempeño adecuado en los demás nodos</p>	
N-1 Lin SMarcos - Juanchito 220 kV	<p>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 %</p> <p>Tensión Nodos Jamondino, Junín, Ipiales, Tumaco y Florencia 115 kV < a 93 % Desempeño adecuado</p>	
N-1 Lin Pasto-Rlomayo 115 kV	<p>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 %</p> <p>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</p>	
N-1 Lin Altamira - Mocoa 220 kV	<p>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 %</p> <p>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</p>	

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 minima

AÑO EVALUADO – 2022	
DEMANDA MAXIMA e IMPORTACIÓN DESDE ECUADOR (360 MW)	
CONDICIÓN	<p>En el STN Con el doble circuito Tesalia - Alferez 220 Kv y la S/E Tuluni 220/115 kV, en operación el 2° circuito Betania - Mirolando 220 kV y Refuerzo Suroccidental 500 kV y 220 kV En el STR SE San Martin 115 kV, SE Jardinera 115 kV</p> <p>Con baja generación en el Valle y alta generación en Betania y Quimbo</p>
Condición Normal de Operación (CNO)	<p>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 %</p> <p>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 Naníño</p>
N-1 Tr Jamondino 220/115 kV	<p>Cargabilidad Desempeño adecuado Tr Páez 230/115 kV > 62 % Tr Jamondino 2 - 230/115 kV > 57 % 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 %</p> <p>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</p>
N-1 Lin Jamondino - Catambuco 115 kV	<p>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 > 79 % Lin Pasto - Catambuco 115 kV > 79 % Lin Alferez2-Melendez 115 kV > 55 % Lin Jardinera - Junín 115 kV > 79 % Lin Jamondino - Jardinera 115 kV > 72 %</p> <p>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 Naníño</p>

AÑO EVALUADO – 2022	
DEMANDA MAXIMA e IMPORTACIÓN DESDE ECUADOR (360 MW)	
CONDICIÓN	En el STN Con el doble circuito Tesalia - Alferez 220 Kv y la S/E Tuluní 220/115 kV, en operación el 2° circuito Betania - Mirofondo 220 kV y Refuerzo Suroccidental 500 kV y 220 kV En el STR SE San Martín 115 kV, SE Jardinera 115 kV
	Con baja generación en el Valle y alta generación en Betania y Quimbo
CONDICIÓN	Con alta generación en el Valle y baja generación en Betania y Quimbo
	<p>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 %</p> <p>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</p>
N-1 Lin Pasto - Jamondino - 115 kV	

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

AÑO EVALUADO – 2022	
DEMANDA MINIMA e IMPORTACIÓN DESDE ECUADOR (360 MW)	
CONDICIÓN	En el STN Con el doble circuito Tesalia - Alferez 220 Kv y la S/E Tuluní 220/115 kV, en operación el 2° circuito Betania - Mirofondo 220 kV y Refuerzo Suroccidental 500 kV y 220 kV En el STR SE San Martín 115 kV, SE Jardinera 115 kV
	Con baja generación en el Valle y alta generación en Betania y Quimbo
CONDICIÓN	Con alta generación en el Valle y baja generación en Betania y Quimbo
	<p>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 %</p> <p>Tensión Nodos Ipiales, Junín y Tumaco 115 kV < a 105 % Desempeño adecuado en todos los nodos de Cauca, Valle y Nariño</p>
Condición Normal de Operación (CNO)	<p>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 %</p> <p>Tensión Nodos Ipiales, Junín y Tumaco 115 kV < a 102 % Desempeño adecuado en todos los nodos de Cauca, Valle y Nariño</p>



AÑO EVALUADO - 2022

**DEMANDA MINIMA e IMPORTACION DESDE ECUADOR
(340 MW)**

CONDICIÓN

En el STN Con el doble circuito Tesalia - Alferez 220 Kv y la S/E Tuluní 220/115 kV, en operación el 2° circuito Betania - Miro lindo 220 kV y Refuerzo Suroccidental 500 kV y 220 kV
En el STR SE San Martín 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 %

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 - Calambuco 115 kV > 28 %
Lin Alferez2-Melendez 115 kV > 27 %
Lin Zaque - Catambuco 115 kV > 31 %

Tensión

Nodos Ipiales, Junín y Tumaco 115 kV < a 104 %
Desempeño adecuado en los demás nodos de Cauca, Valle y Nariño

Tensión

Nodos Ipiales, Jamondino, Junín, Tumaco y Florencia 115 kV < a 104 %
Desempeño adecuado en todos los nodos

**N-1 Alferez -
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



AÑO EVALUADO – 2022	
DEMANDA MINIMA • IMPORTACIÓN DESDE ECUADOR (360 MW)	
CONDICIÓN	
	En el STN Con el doble circuito Tesala - Alférez 220 Kv y la S/E Tuluní 220/115 kv, en operación el 2° circuito Betania - Mrolindo 220 kv y Refuerzo Suroccidental 500 kv y 220 kv En el STR SE San Martín 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
	Cargabilidad Desempeño adecuado
N-1 Lin SMarcos - Juanchito 220 kv	Tensión: Nodos Iprales, Jamondino, Junín, Tumaco y Florencia 115 kv < a 104 % Desempeño adecuado en los demás nodos
	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 %
N-1 Lin Pasto-Jamondino 115 kv	Tensión Nodos Jamondino 115, Junín, Iprales, 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 susceptibles 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

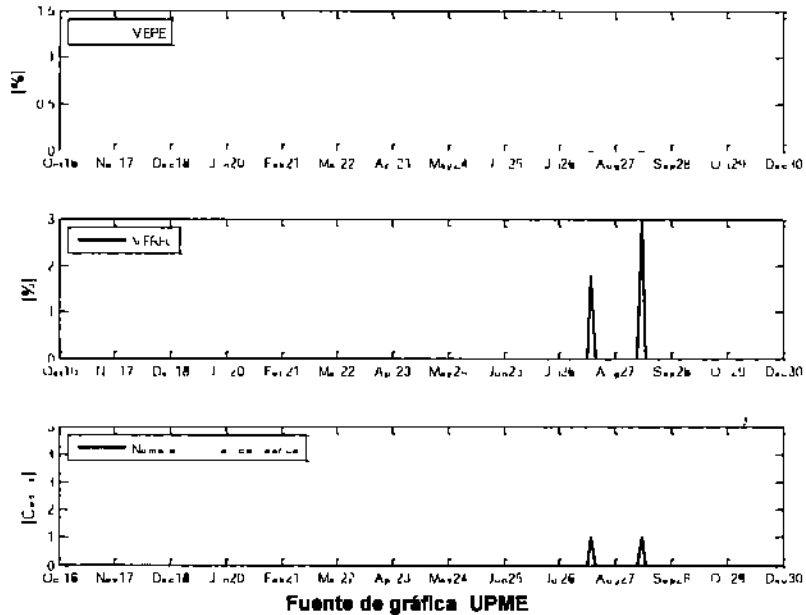
Fuente de tabla UPME



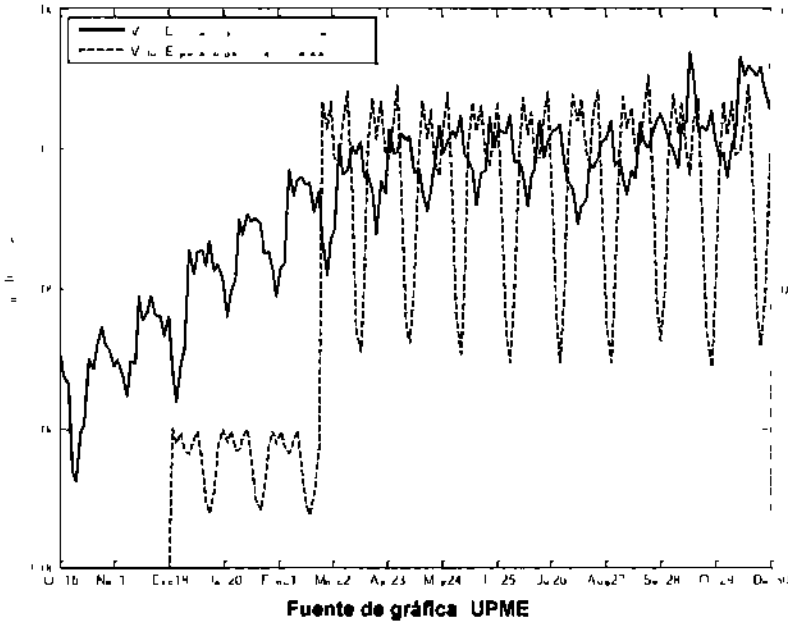
ANEXO I. PRINCIPALES VARIABLES DE GENERACIÓN – ESCENARIOS LARGO PLAZO

Escenario 1

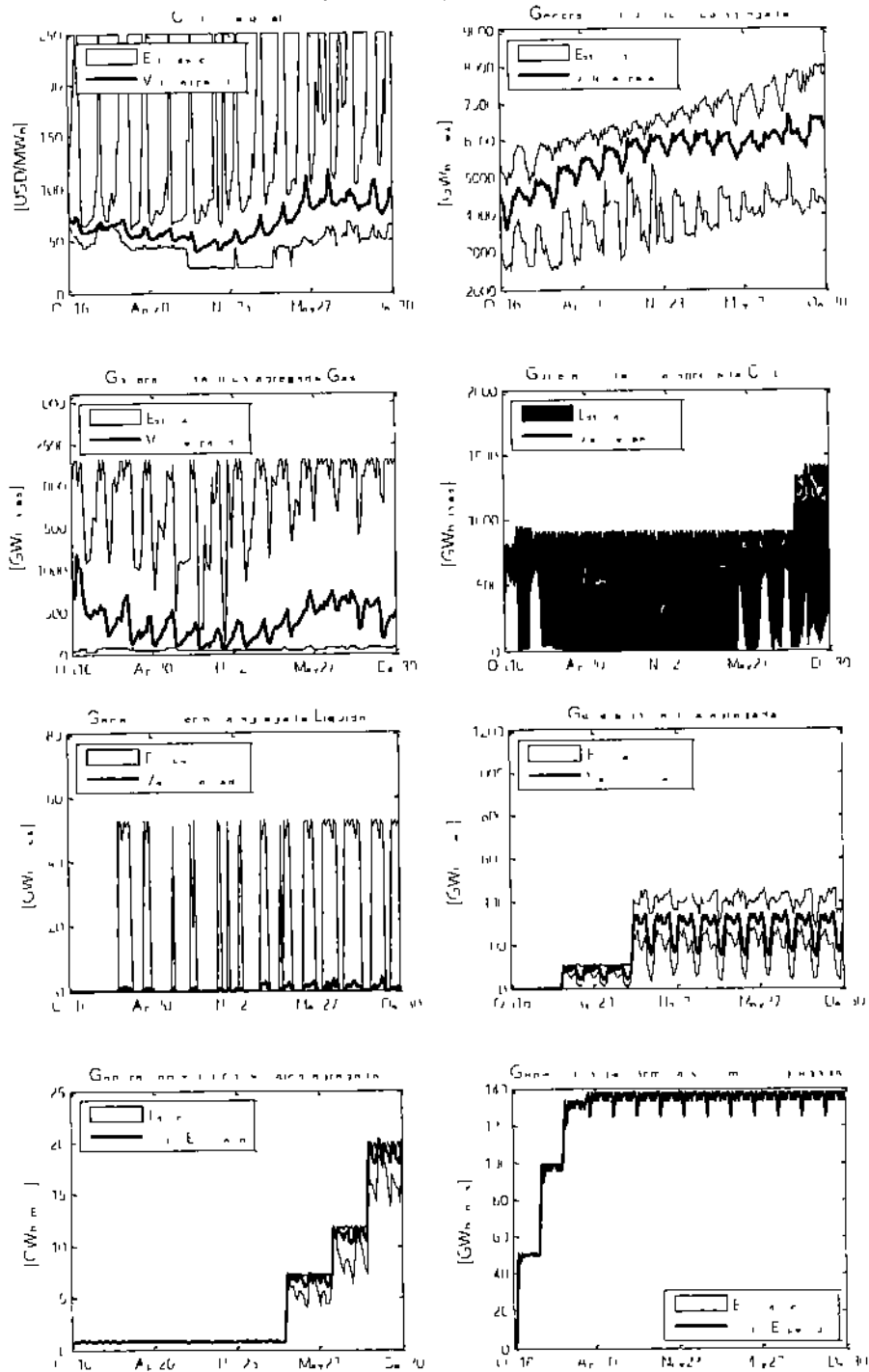
Gráfica I-1- Confiabilidad Escenario 1



Gráfica I-2. Complementariedad energética Escenario 1



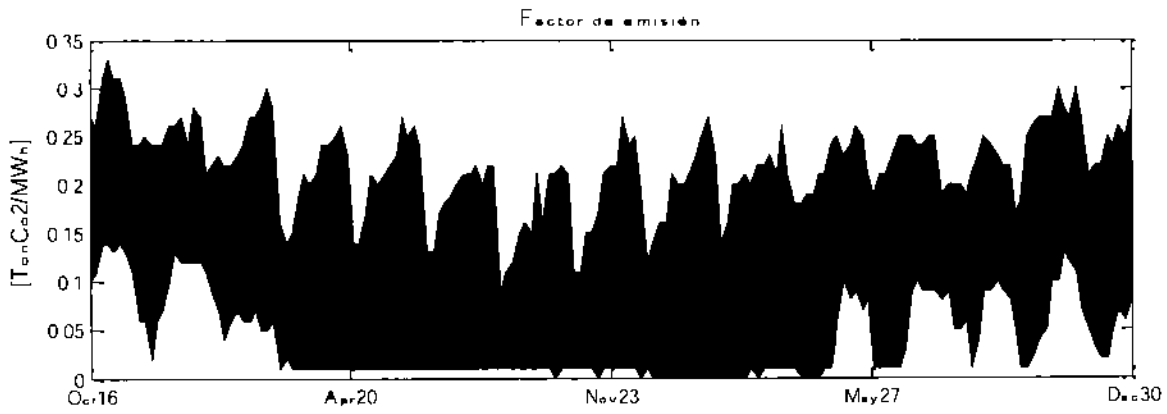
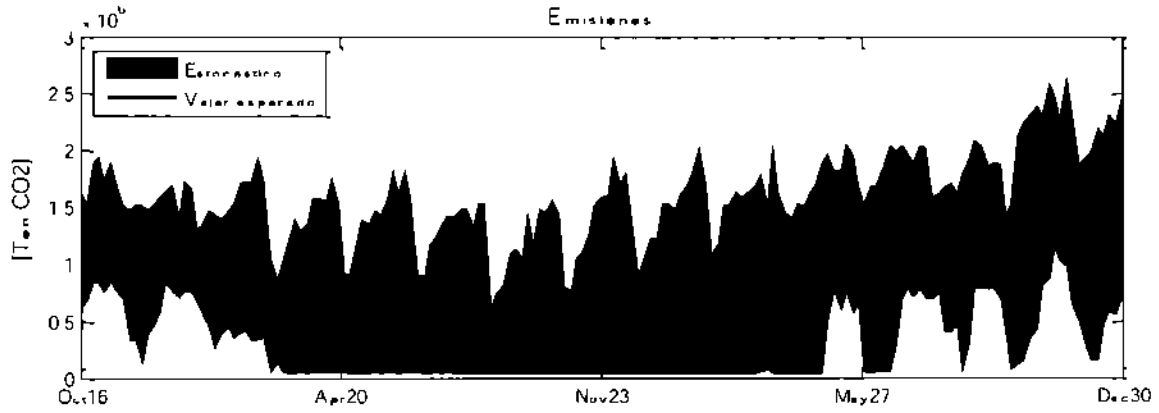
Gráfica I-3 Comportamiento principales variables Escenario 1



Fuente de gráfica UPME



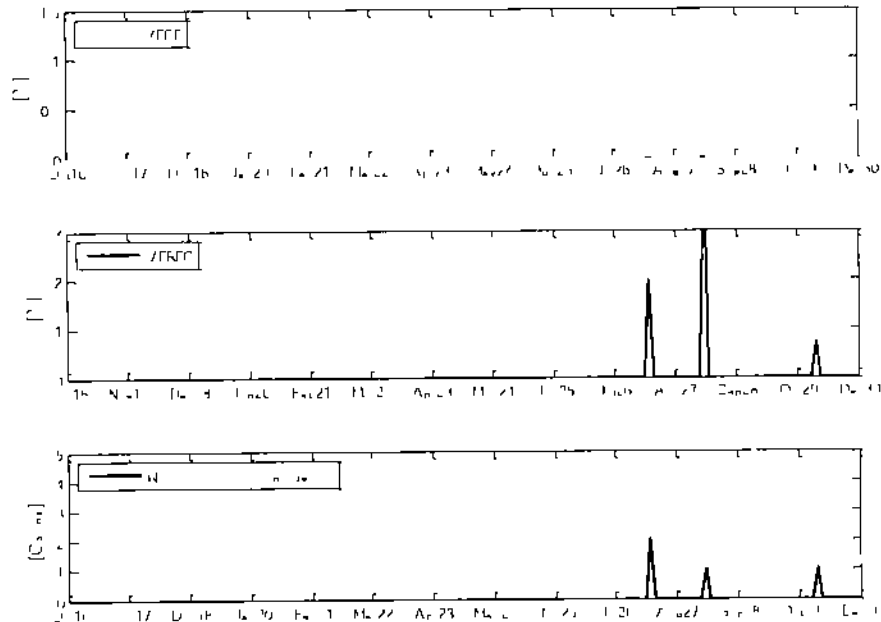
Gráfica I-4 Emisiones y Factor de emisión Escenario 1



Fuente de gráfica UPME

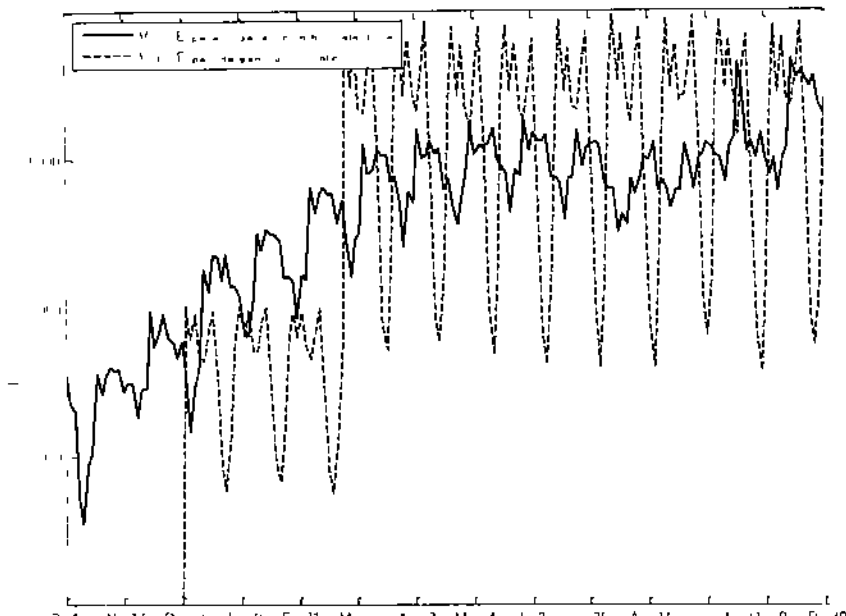
Escenario 1.1

Gráfica I-5 Confiabilidad Escenario 1.1



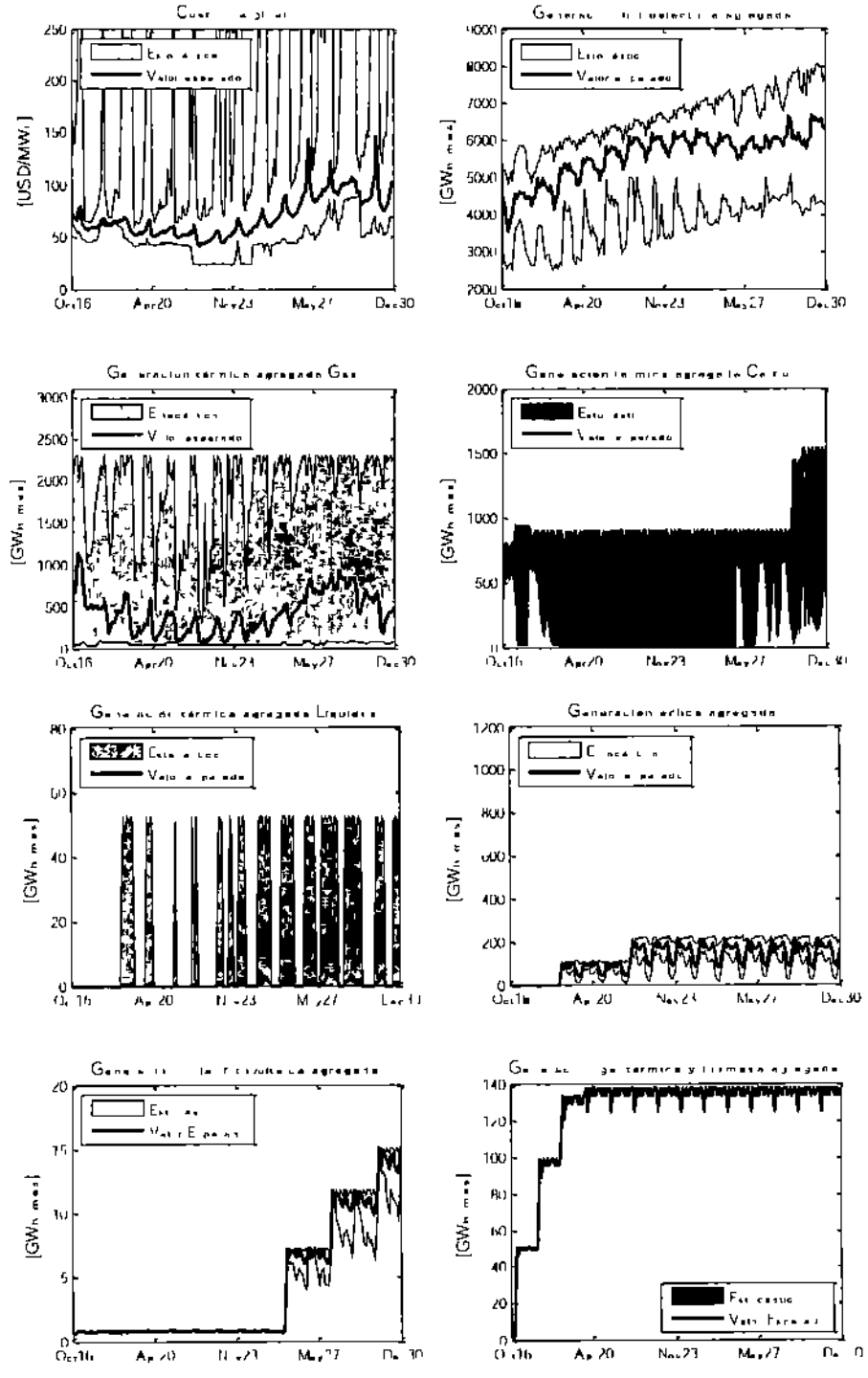
Fuente de gráfica UPME

Gráfica I-6 Complementariedad energética Escenario 1.1



Fuente de gráfica UPME

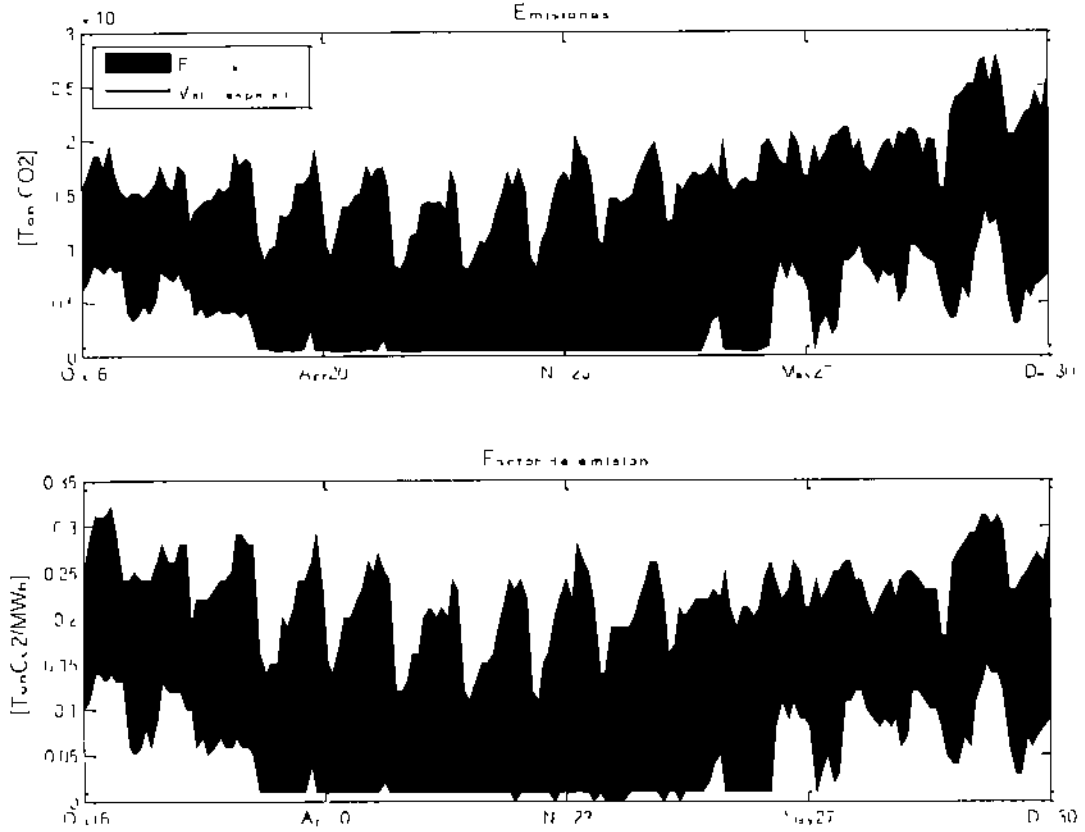
Gráfica I-7 Comportamiento principales variables Escenario 11



Fuente de gráfica UPME



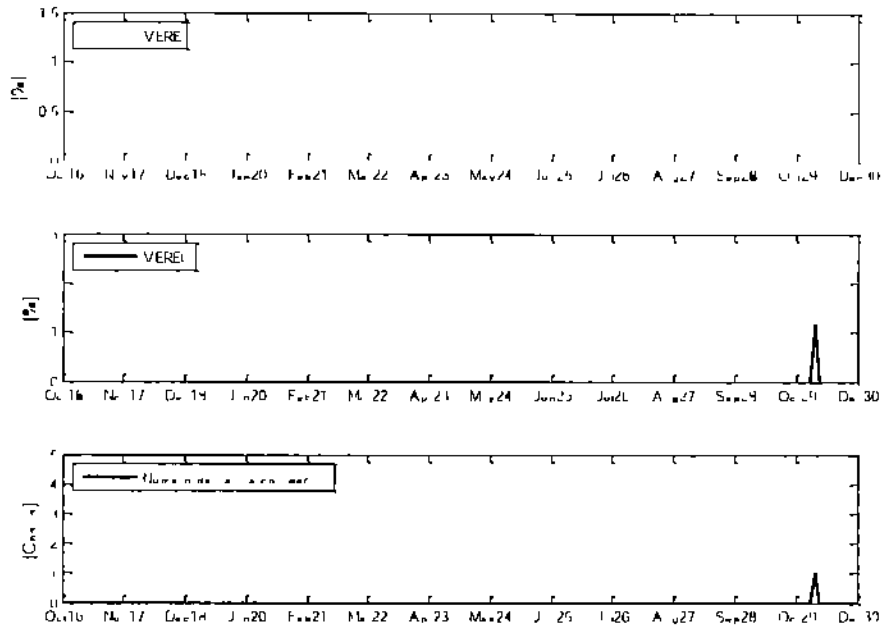
Gráfica I-8 Emisiones y Factor de emisión Escenario 1.1



Fuente de gráfica UPME

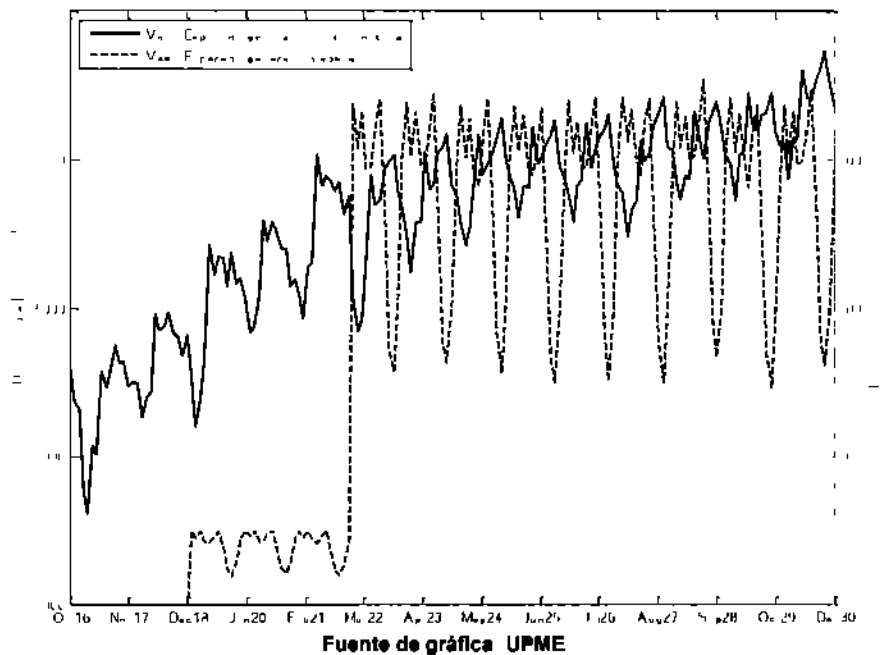
Escenario 2

Gráfica I-9 Confiabilidad Escenario 2



Fuente de gráfica UPME

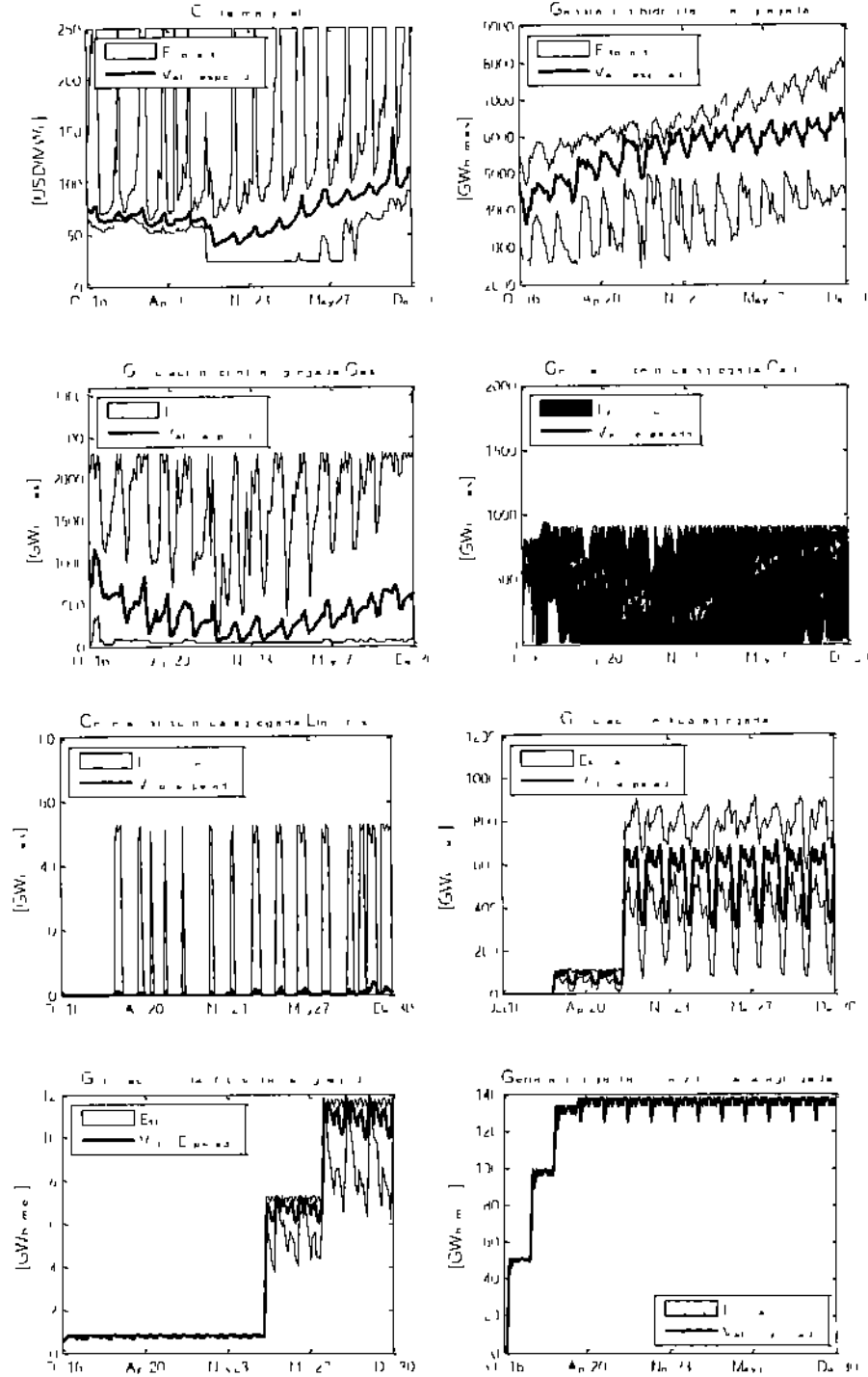
Gráfica I-10 Complementariedad energética Escenario 2



Fuente de gráfica UPME

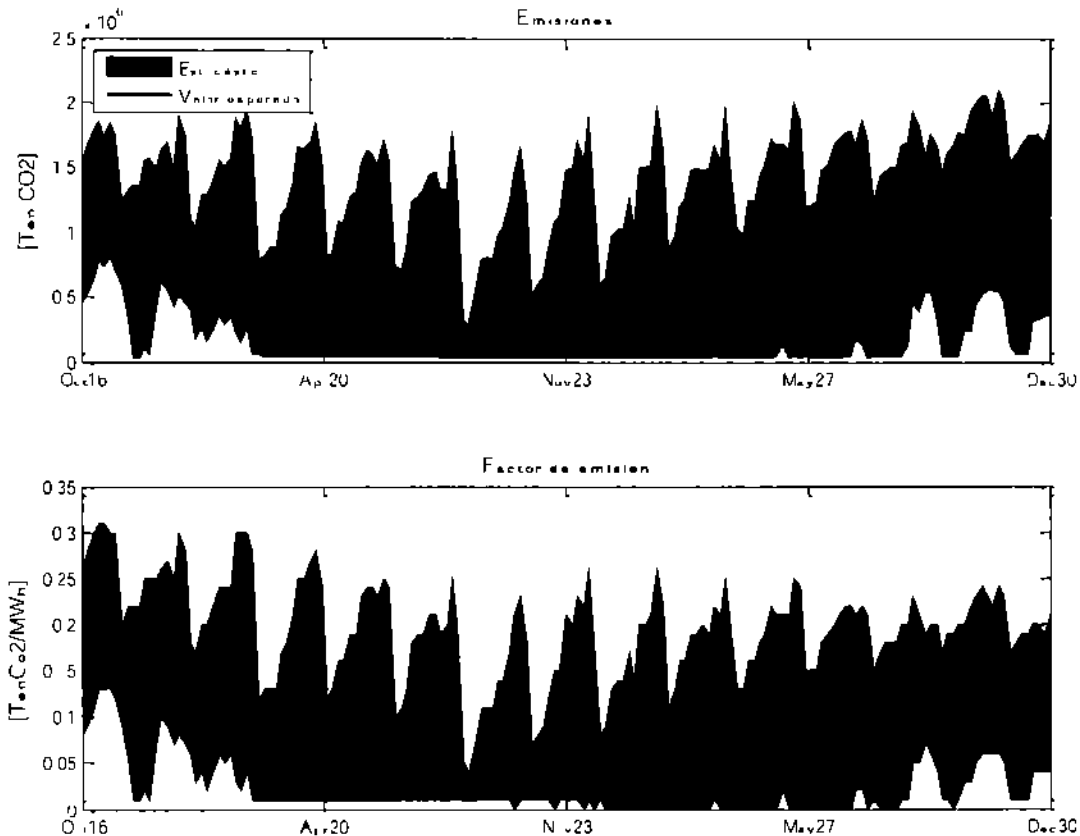


Gráfica I-11 Comportamiento principales variables Escenario 2



Fuente de gráfica UPME

Gráfica I-12 Emisiones y Factor de emisión Escenario 2

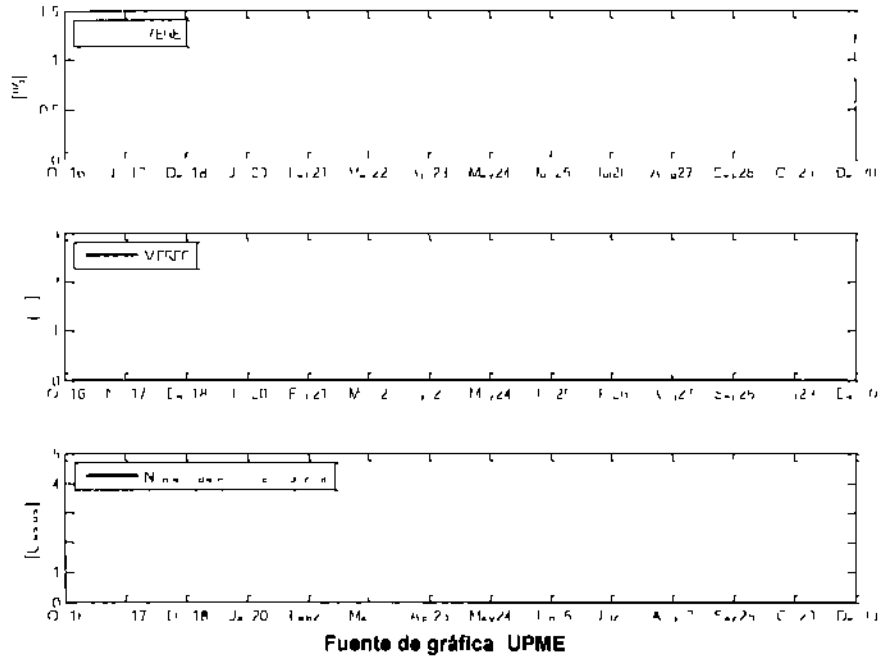


Fuente de gráfica UPME

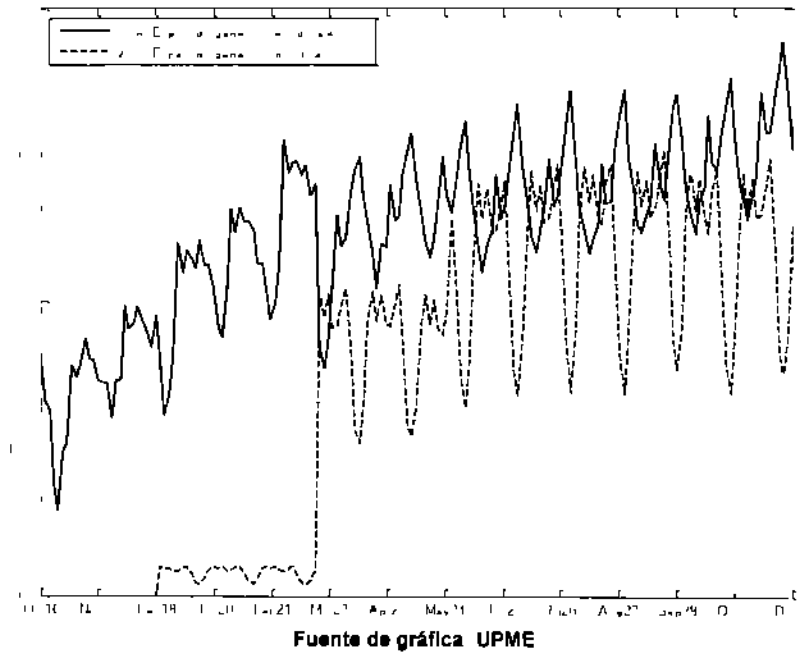


Escenario 2.1

Gráfica I-13 Confiabilidad Escenario 2.1

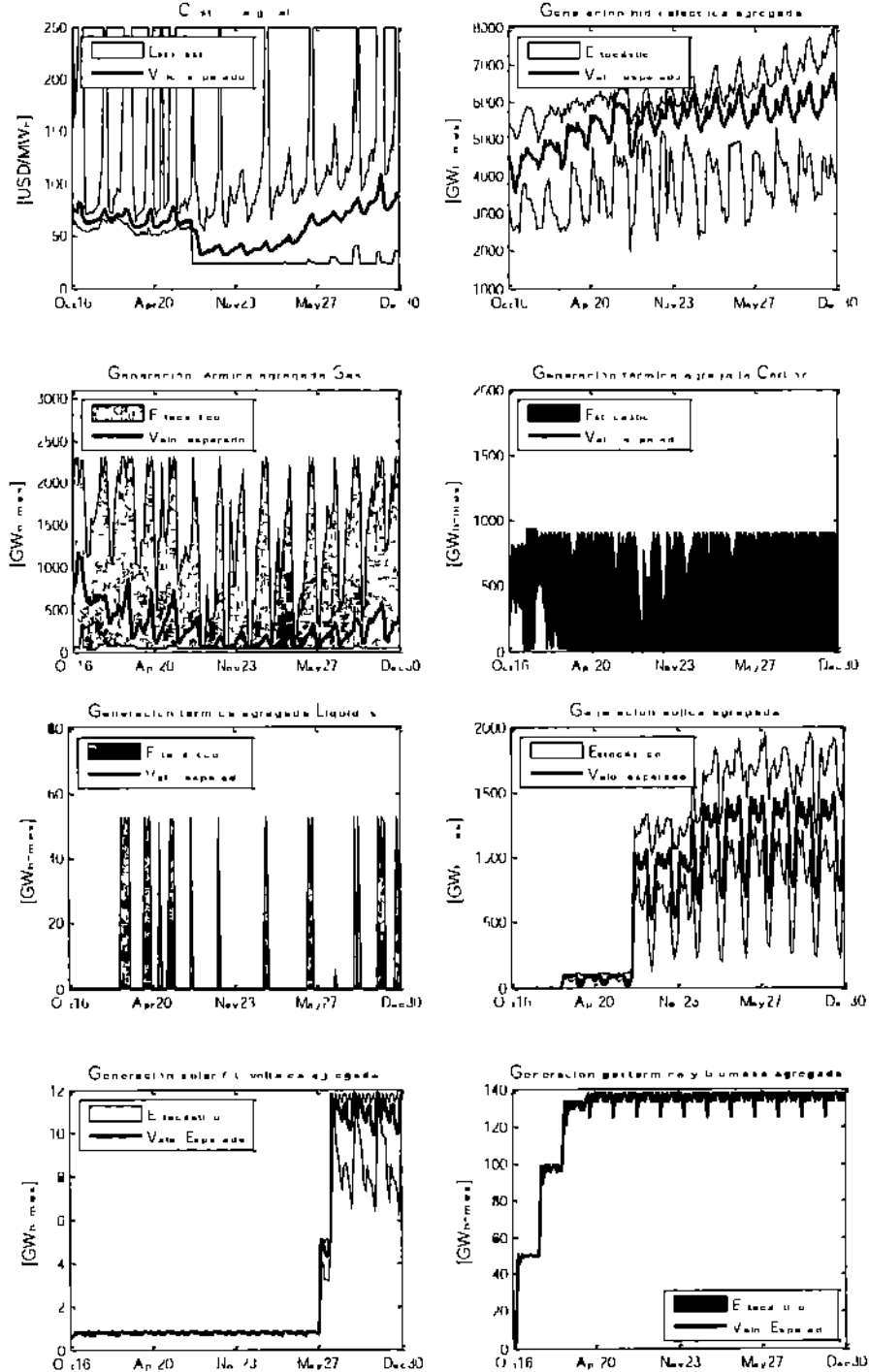


Gráfica I-14 Complementariedad energética Escenario 2.1



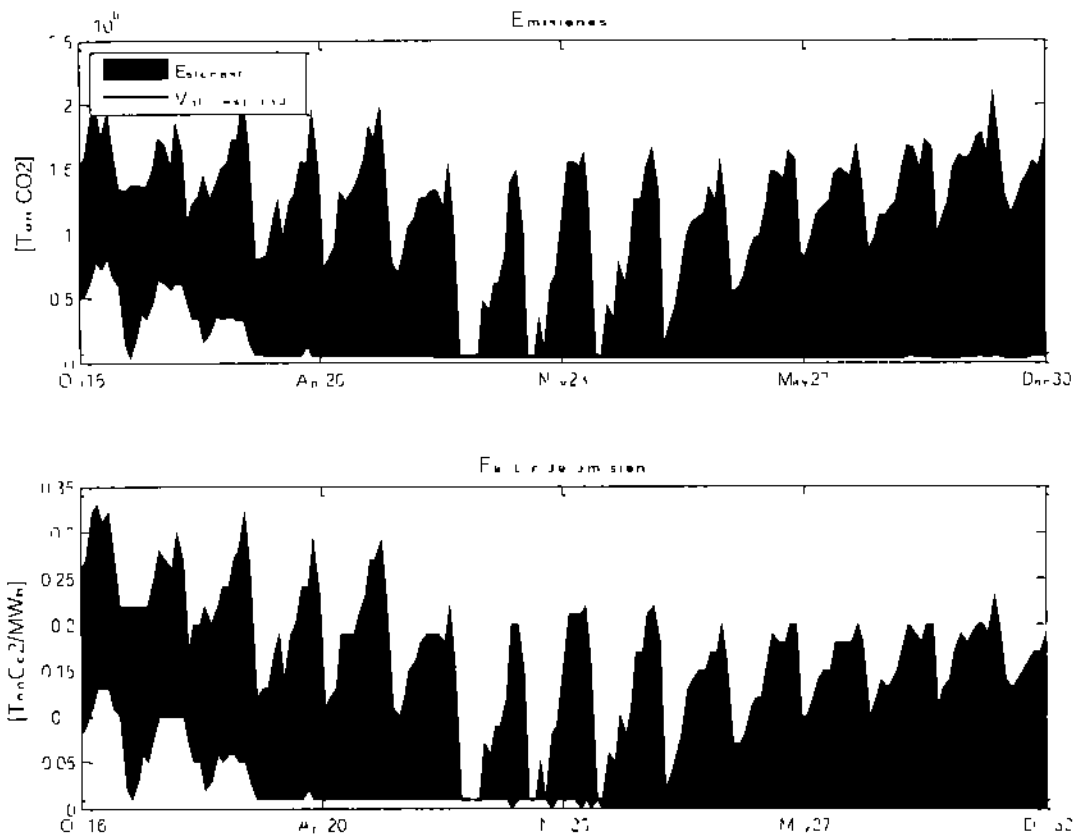


Gráfica I-15 Comportamiento principales variables Escenario 2.1



Fuente de gráfica. UPME

Gráfica I-16 Emisiones y Factor de emisión Escenario 2.1

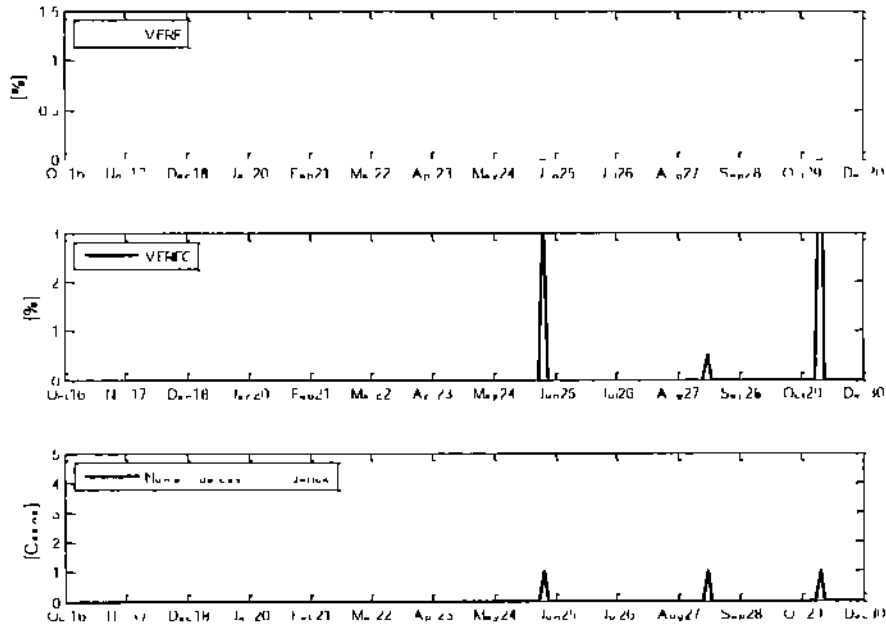


Fuente de gráfica UPME



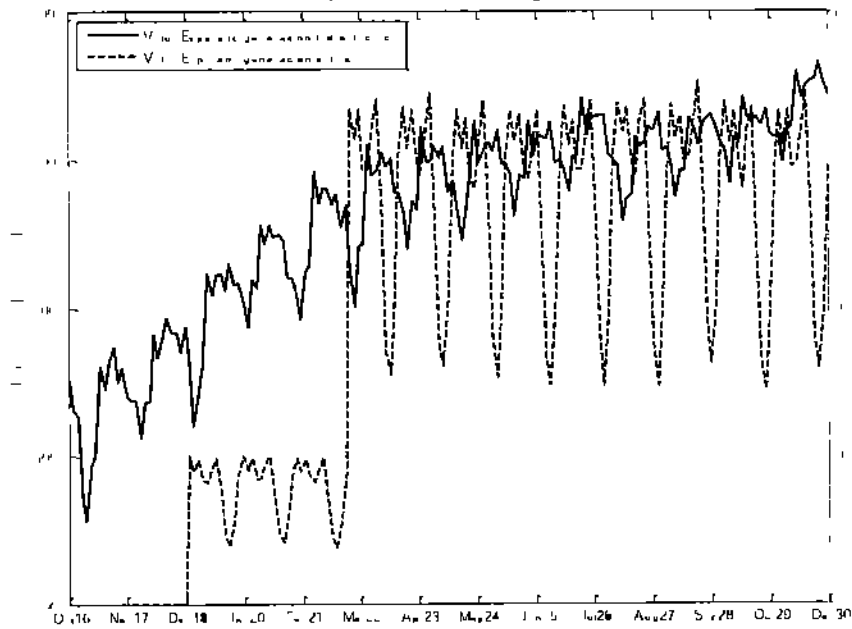
Escenario 3

Gráfica I-17 Confiabilidad Escenario 3.



Fuente de gráfica: UPME

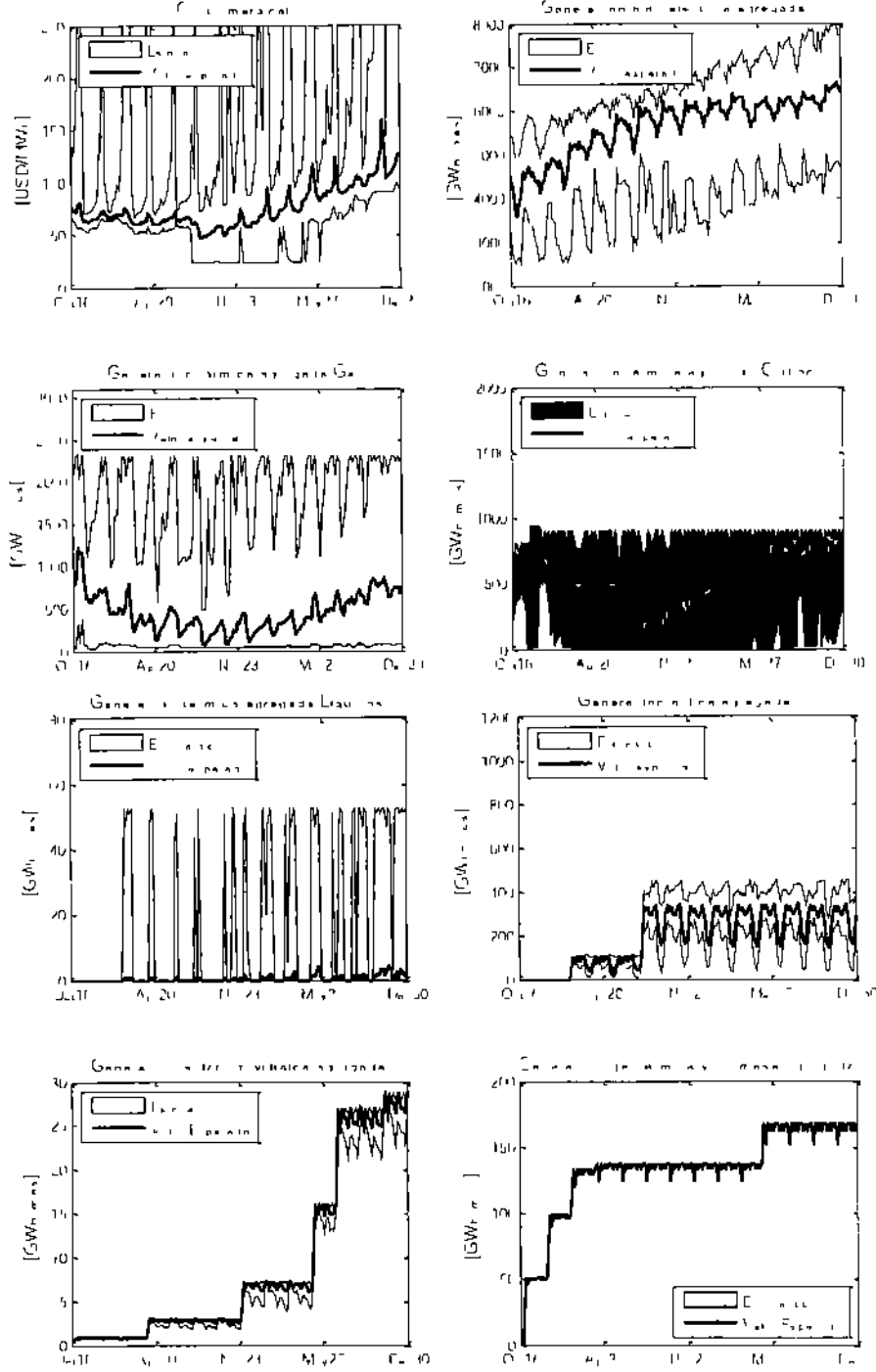
Gráfica I-18 Complementariedad energética Escenario 3



Fuente de gráfica: UPME

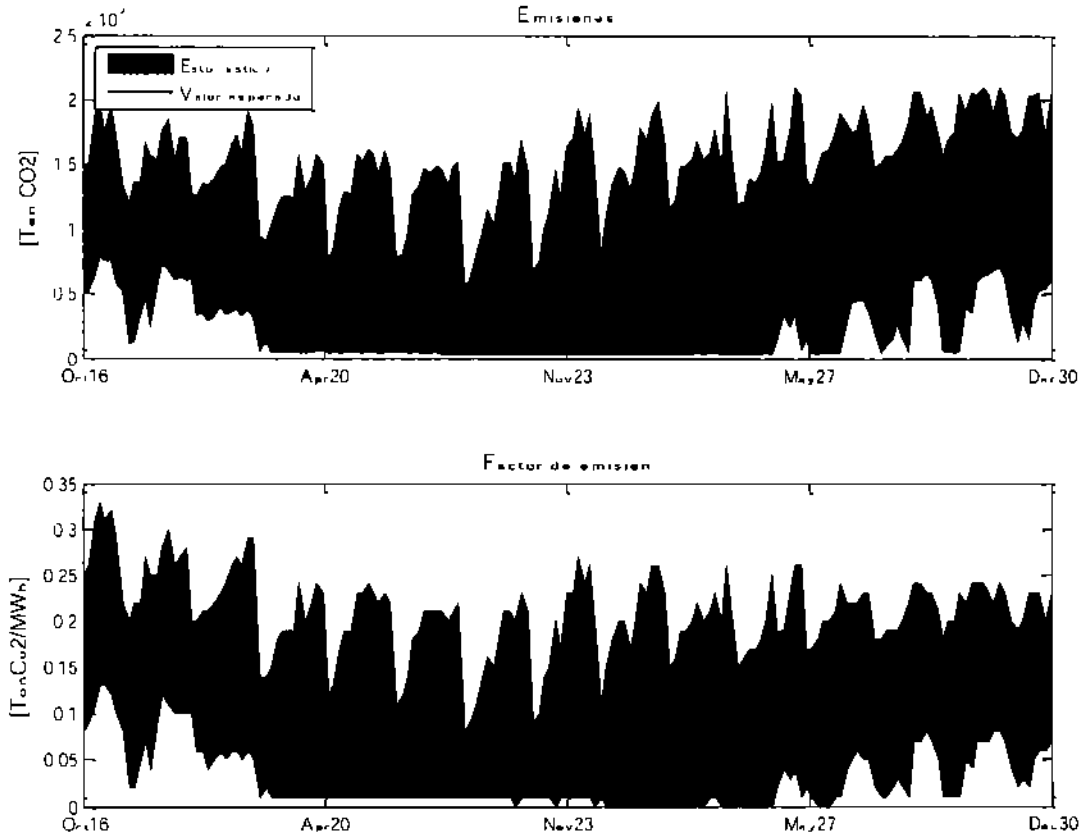


Gráfica I-19 Comportamiento principales variables Escenario 3



Fuente de gráfica UPME

Gráfica I-20 Emisiones y Factor de emisión. Escenario 3

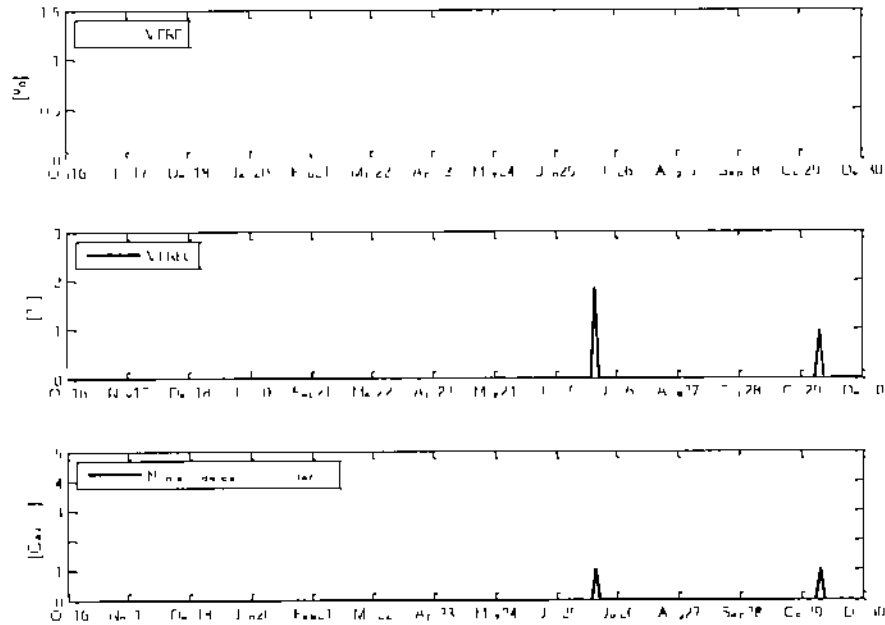


Fuente de gráfica UPME.



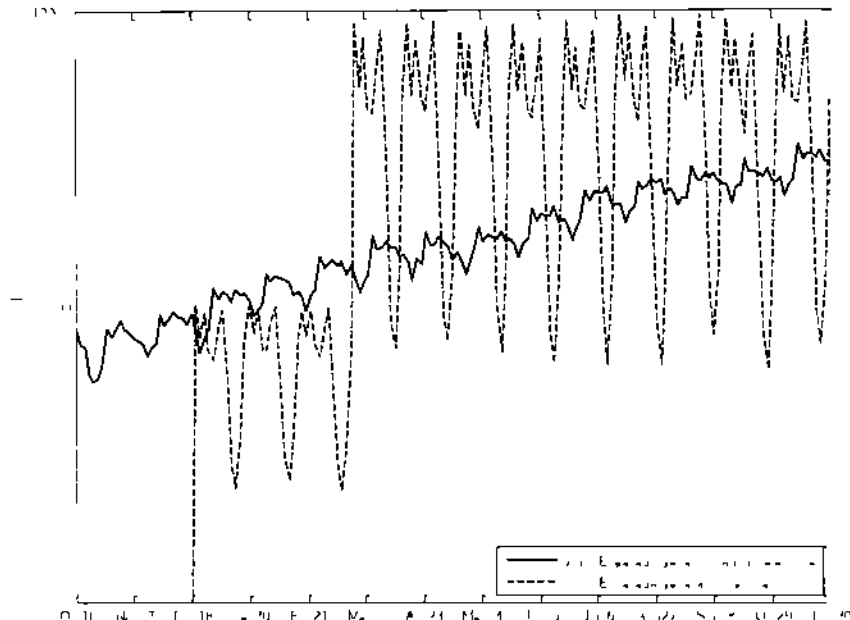
Escenario 3.1

Gráfica I-21 Confiabilidad Escenario 3.1



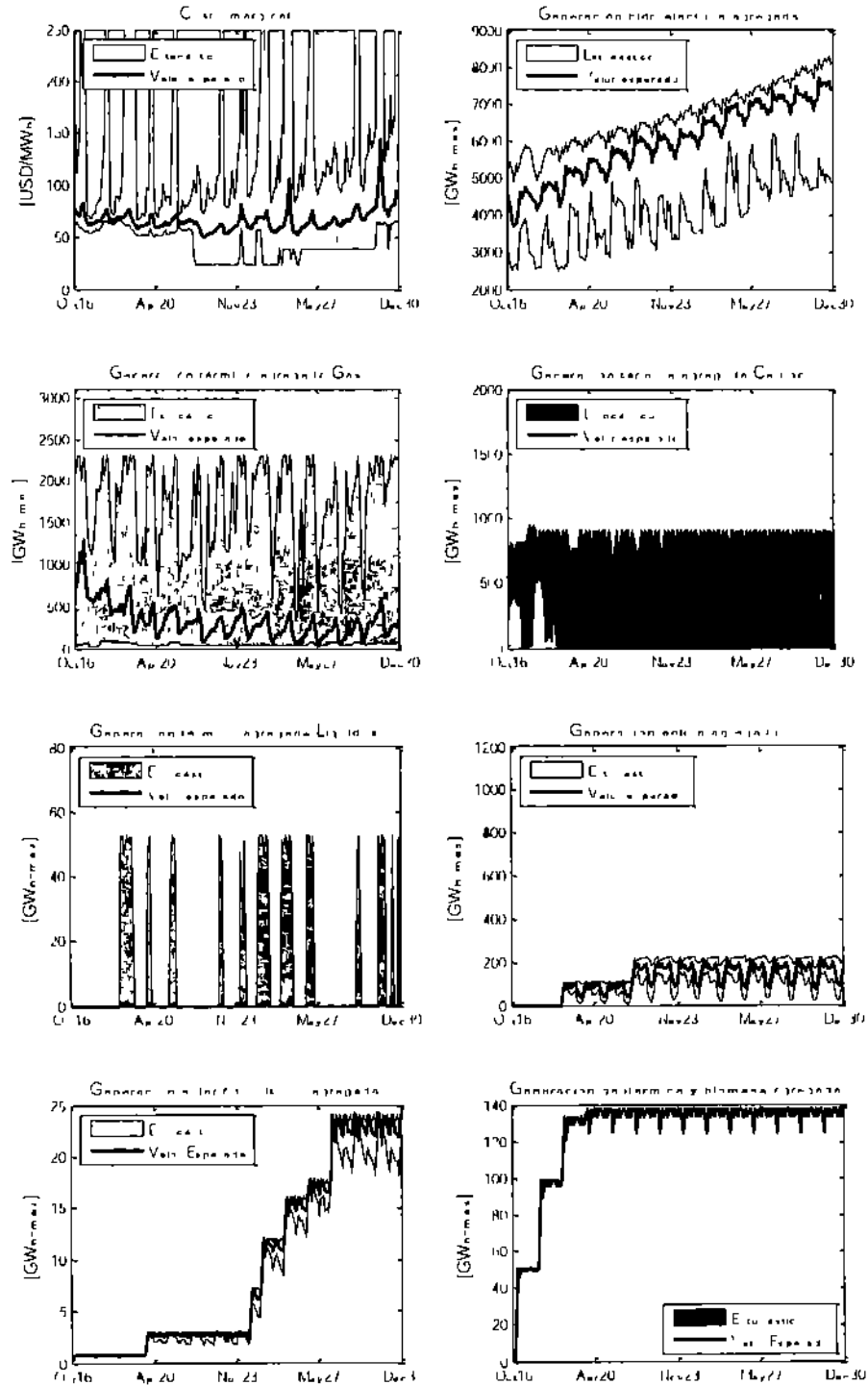
Fuente de gráfica UPME

Gráfica I-22 Complementariedad energética Escenario 3.1



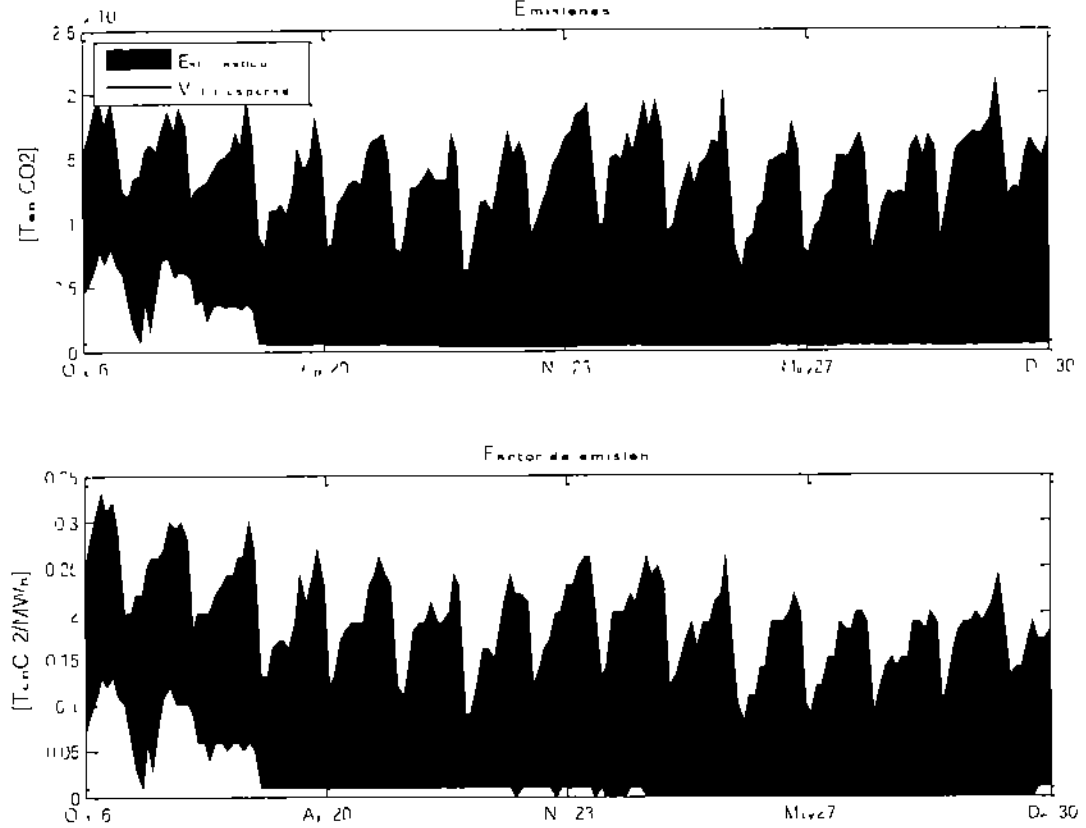
Fuente de gráfica UPME

Gráfica I-23 Comportamiento principales variables Escenario 3 1



Fuente de gráfica UPME

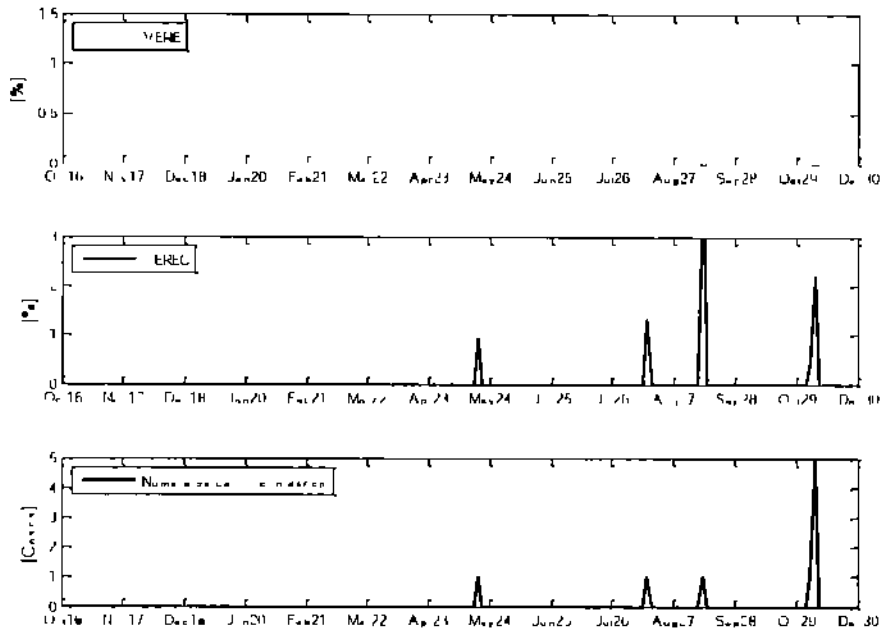
Gráfica I-24 Emisiones y Factor de emisión Escenario 3.1



Fuente de gráfica UPME

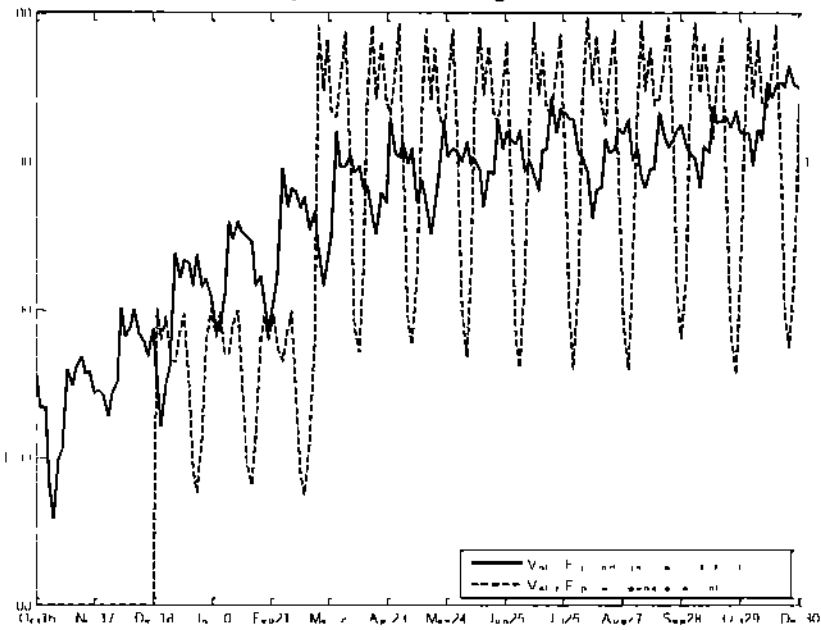
Escenario 3.2

Gráfica I-25: Confiabilidad Escenario 3.2



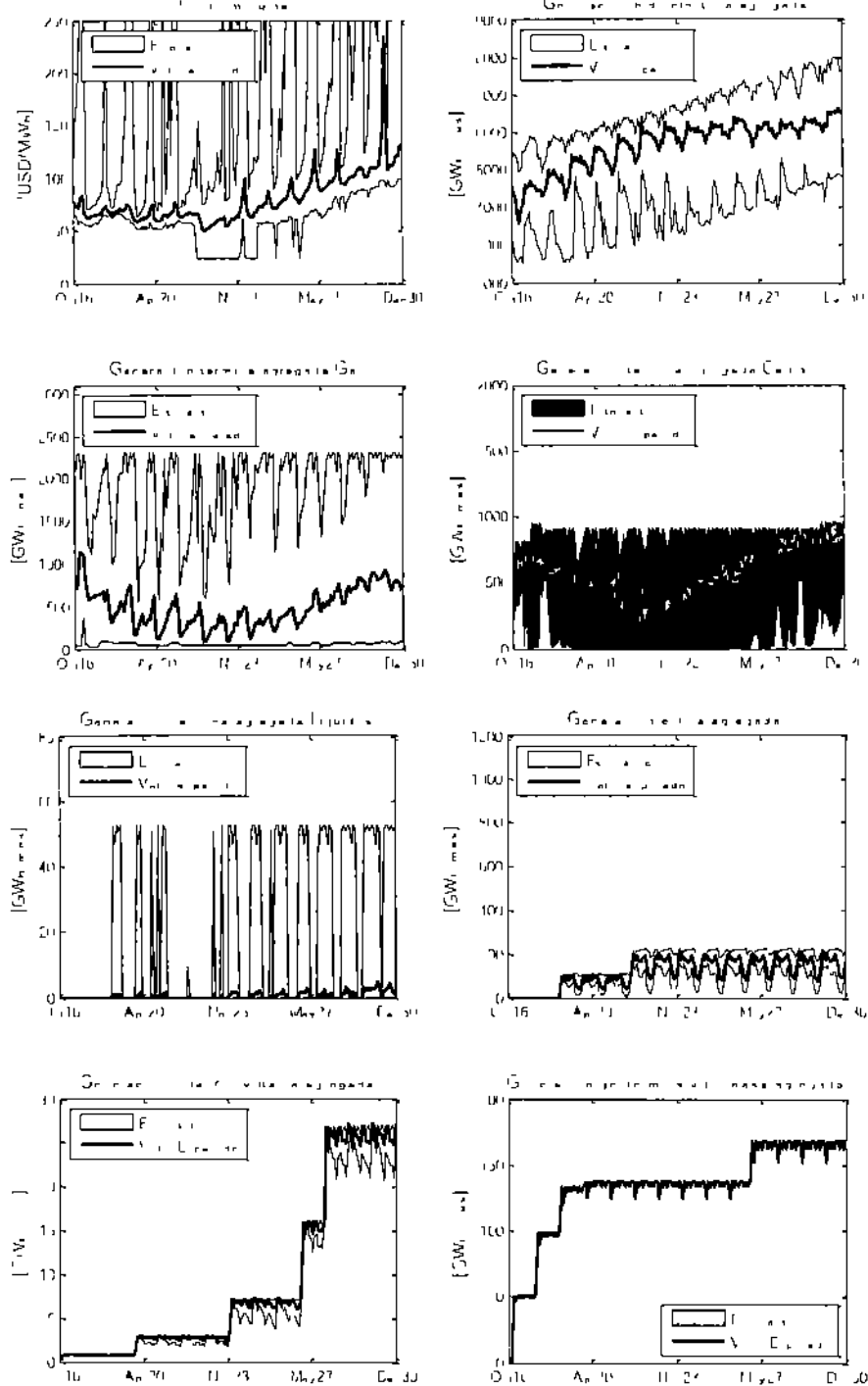
Fuente de gráfica UPME

Gráfica I-26: Complementariedad energética Escenario 3.2



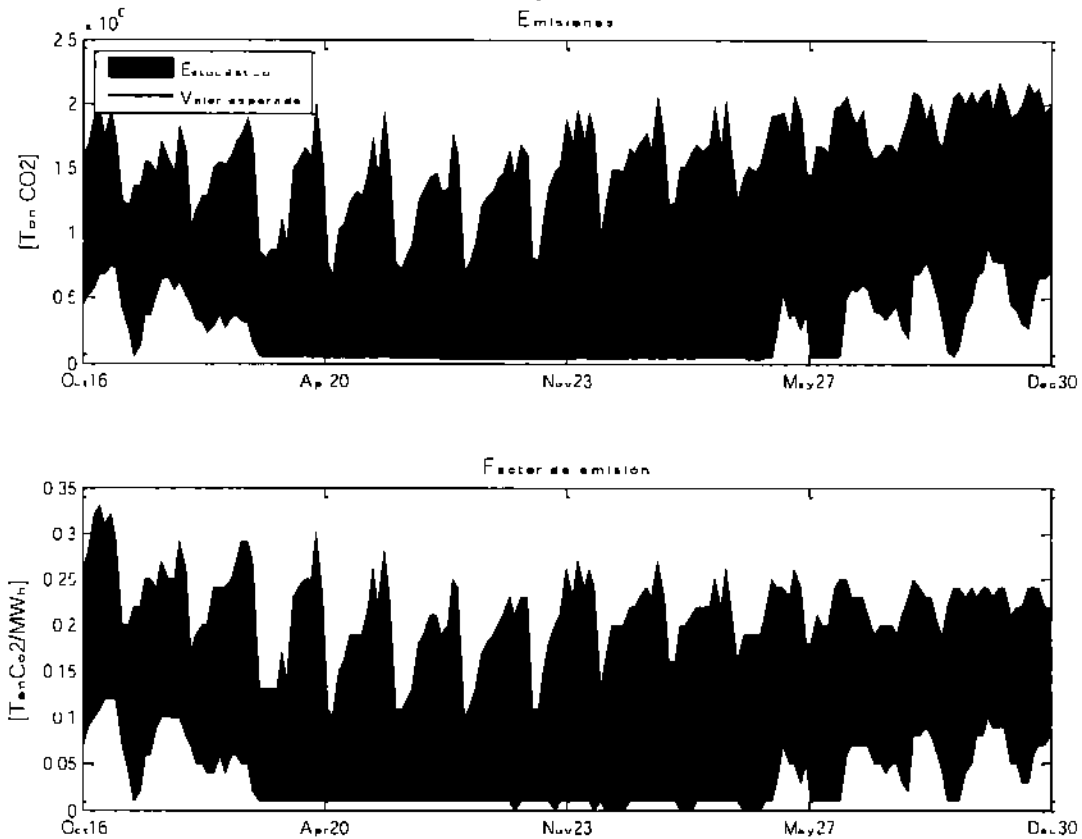
Fuente de gráfica UPME

Gráfica I-27 Comportamiento principales variables Escenario 3.2



Fuente de gráfica UPME

Gráfica I-28 Emisiones y Factor de emisión Escenario 3.2

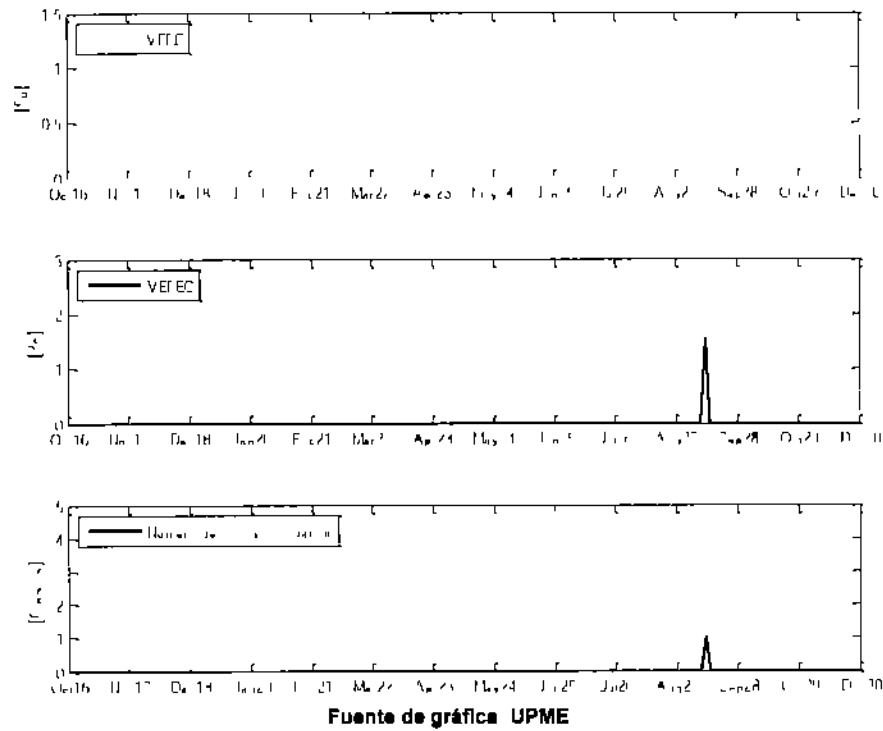


Fuente de gráfica UPME.



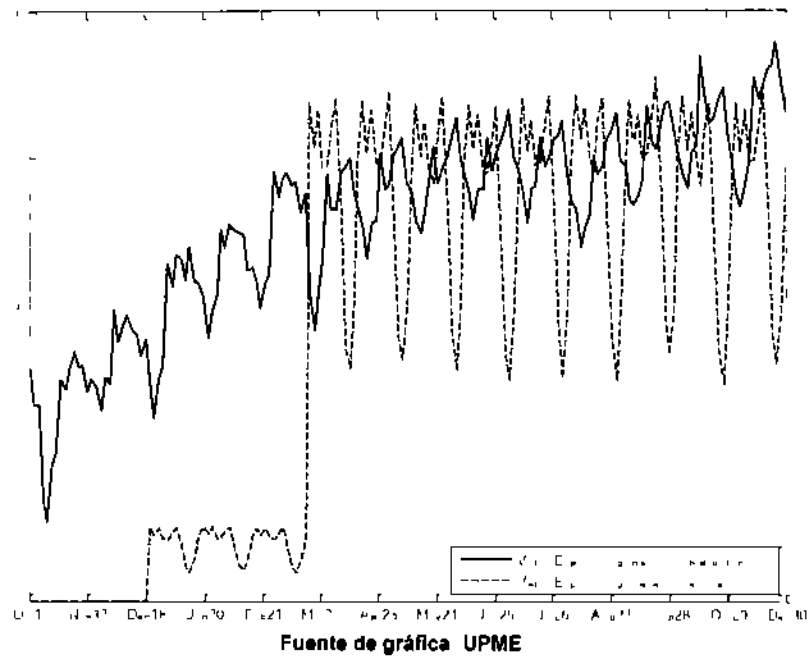
Escenario 4

Gráfica I-29 Confiabilidad Escenario 4



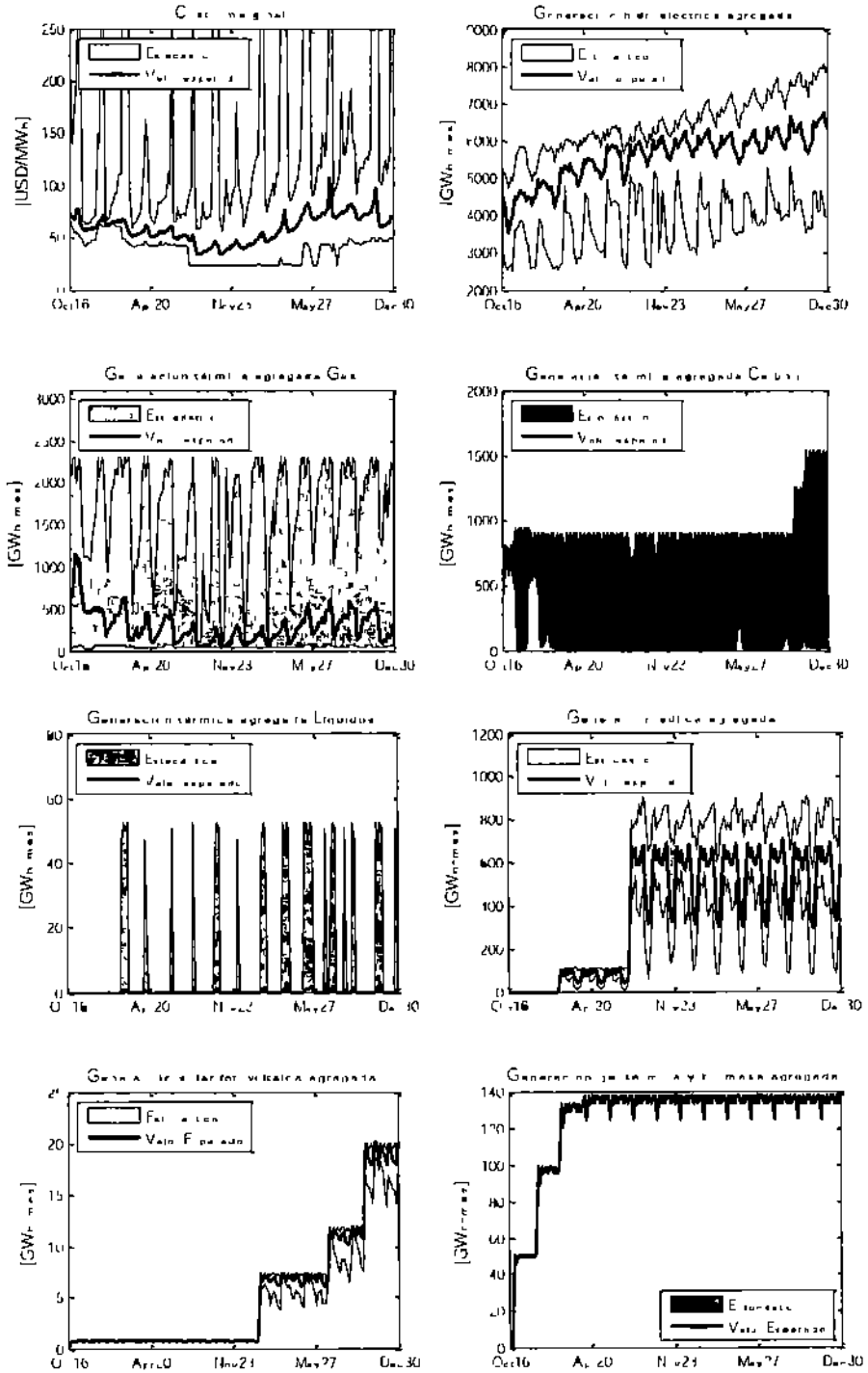
Fuente de gráfica UPME

Gráfica I-30 Complementariedad energética Escenario 4



Fuente de gráfica UPME

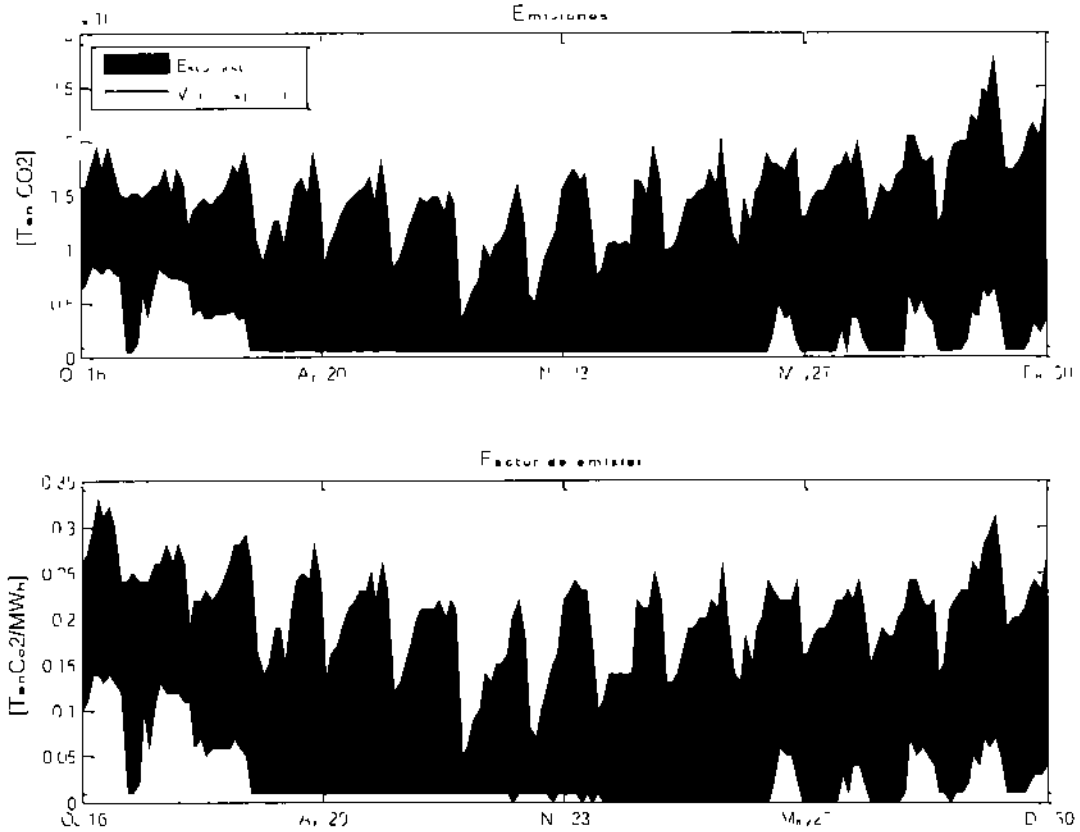
Gráfica I-31: Comportamiento principales variables Escenario 4.



Fuente de gráfica UPME



Gráfica I-32 Emisiones y Factor de emisión Escenario 4

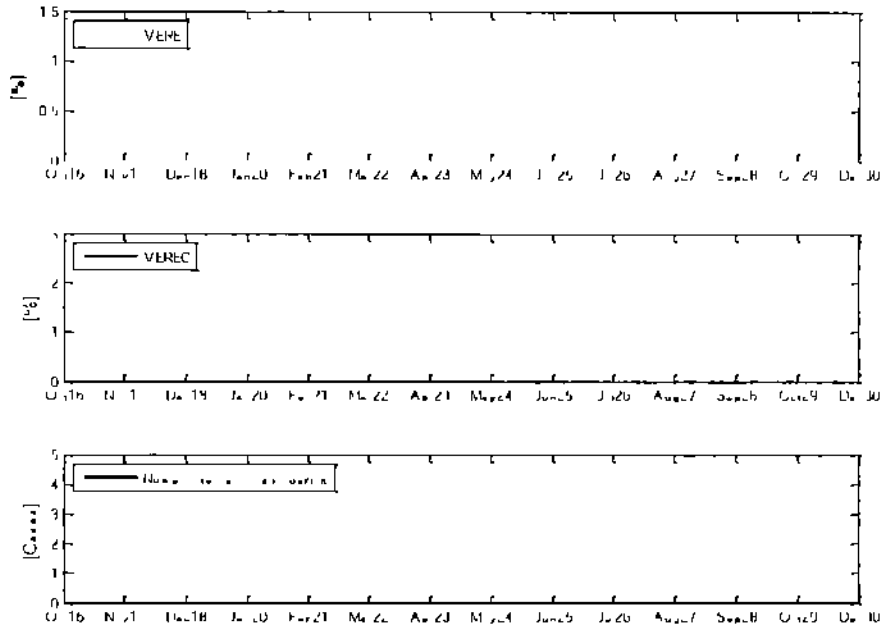


Fuente de gráfica UPME



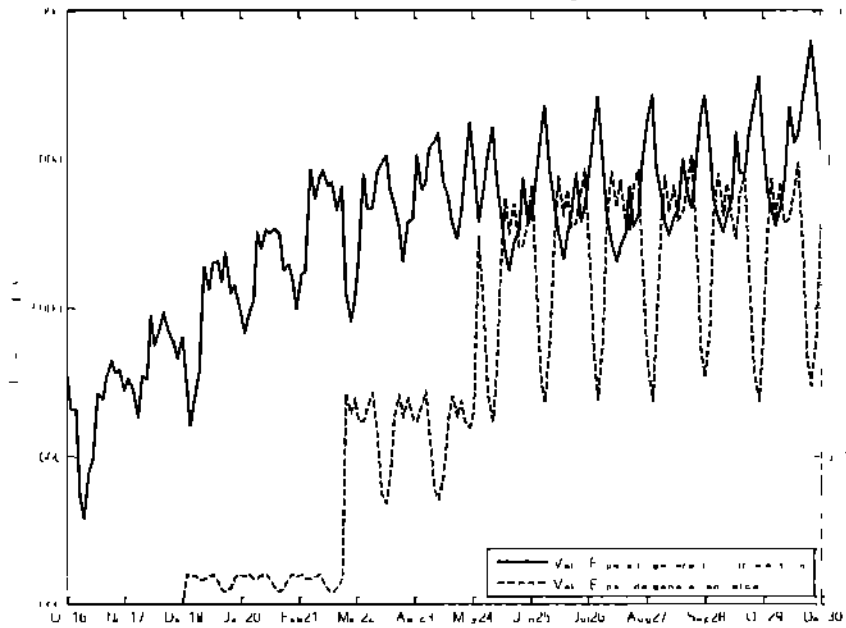
Escenario 4.1

Gráfica I-33 Confiabilidad Escenario 4 1



Fuente de gráfica UPME

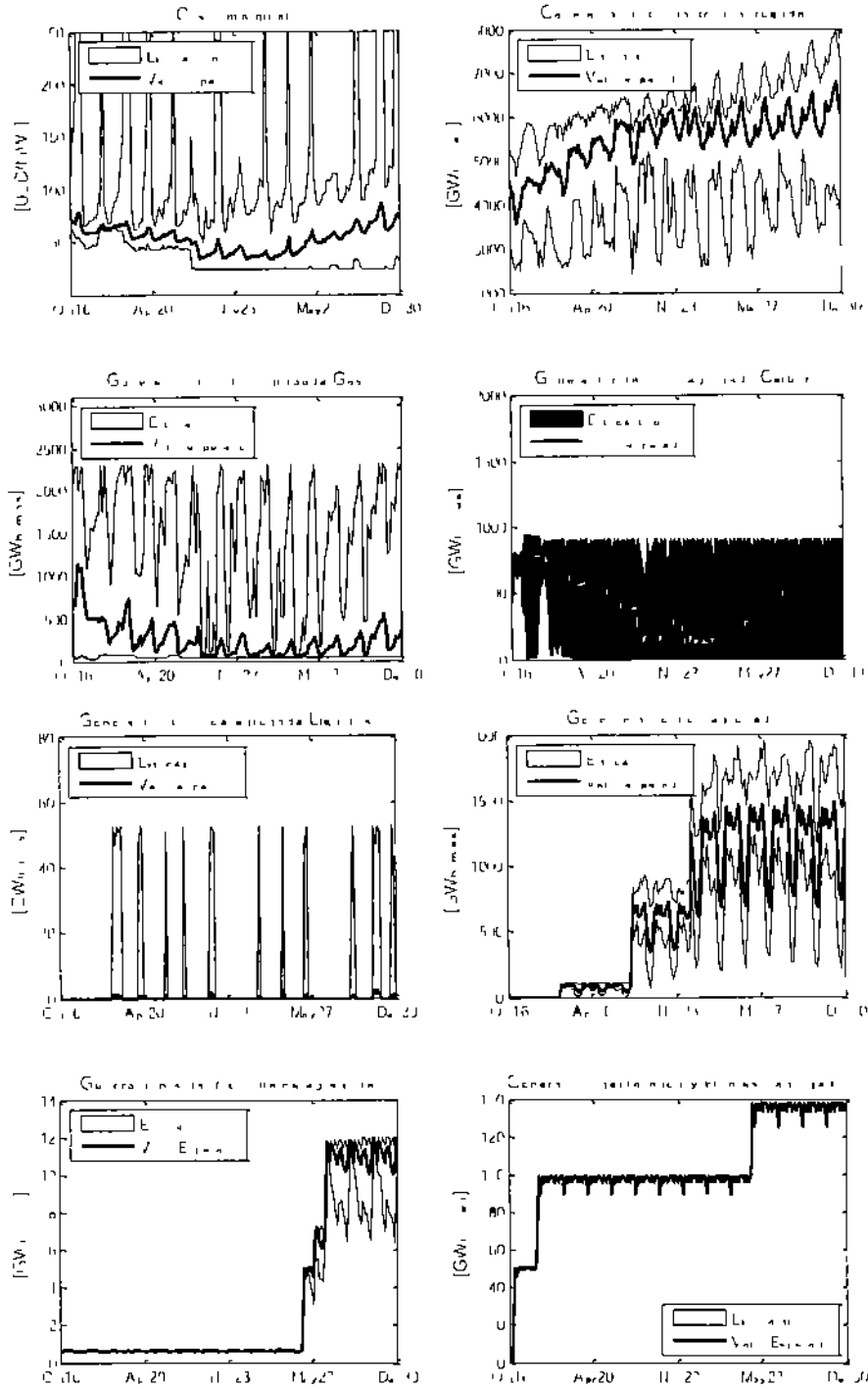
Gráfica I-34 Complementariedad energética Escenario 4 1



Fuente de gráfica UPME

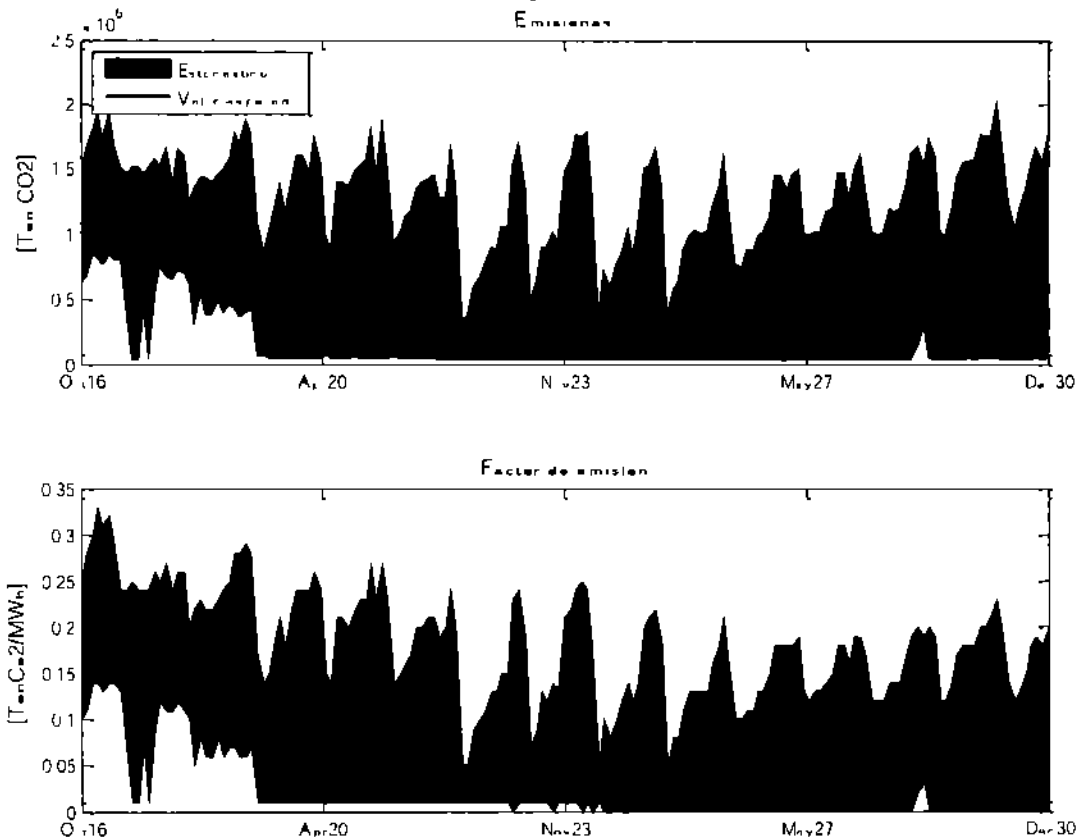


Gráfica I-35 Comportamiento principales variables Escenario 4 1



Fuente de gráfica UPME

Gráfica I-36 Emisiones y Factor de emisión Escenario 4.1

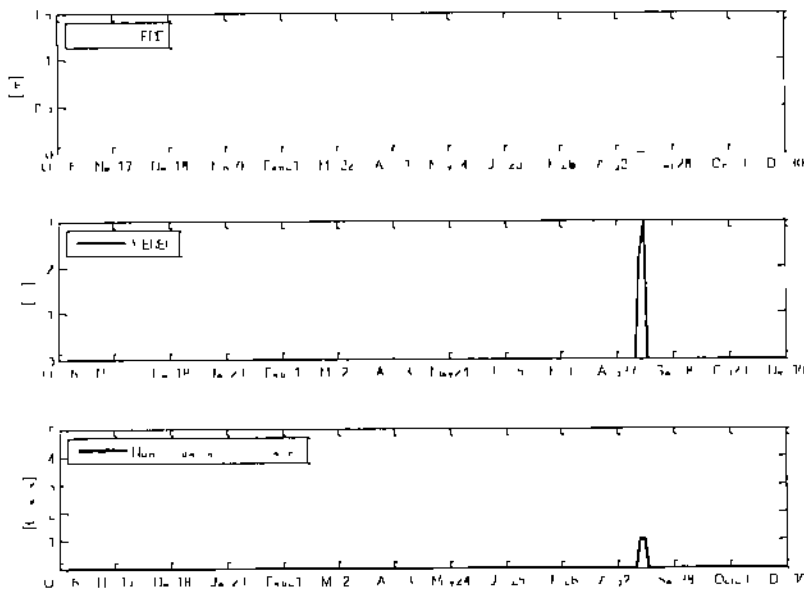


Fuente de gráfica: UPME



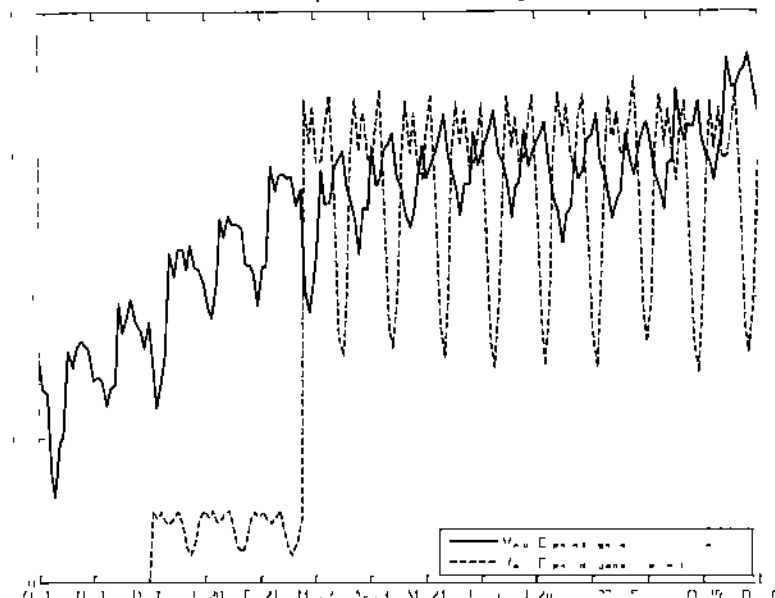
Escenario 4.2

Gráfica I-37 Confiabilidad Escenario 4.2



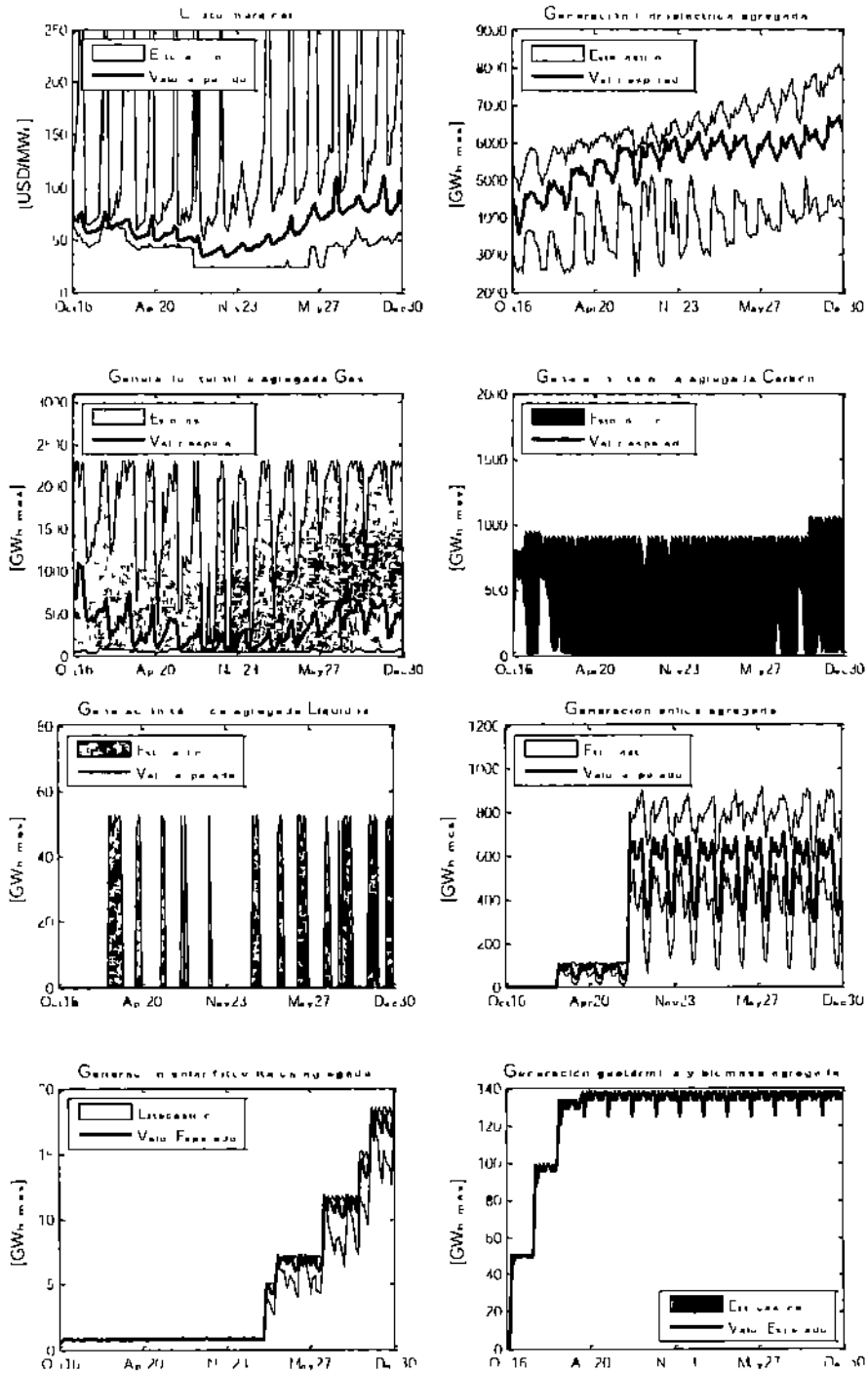
Fuente de gráfica UPME

Gráfica I-38 Complementariedad energética Escenario 4.2



Fuente de gráfica UPME

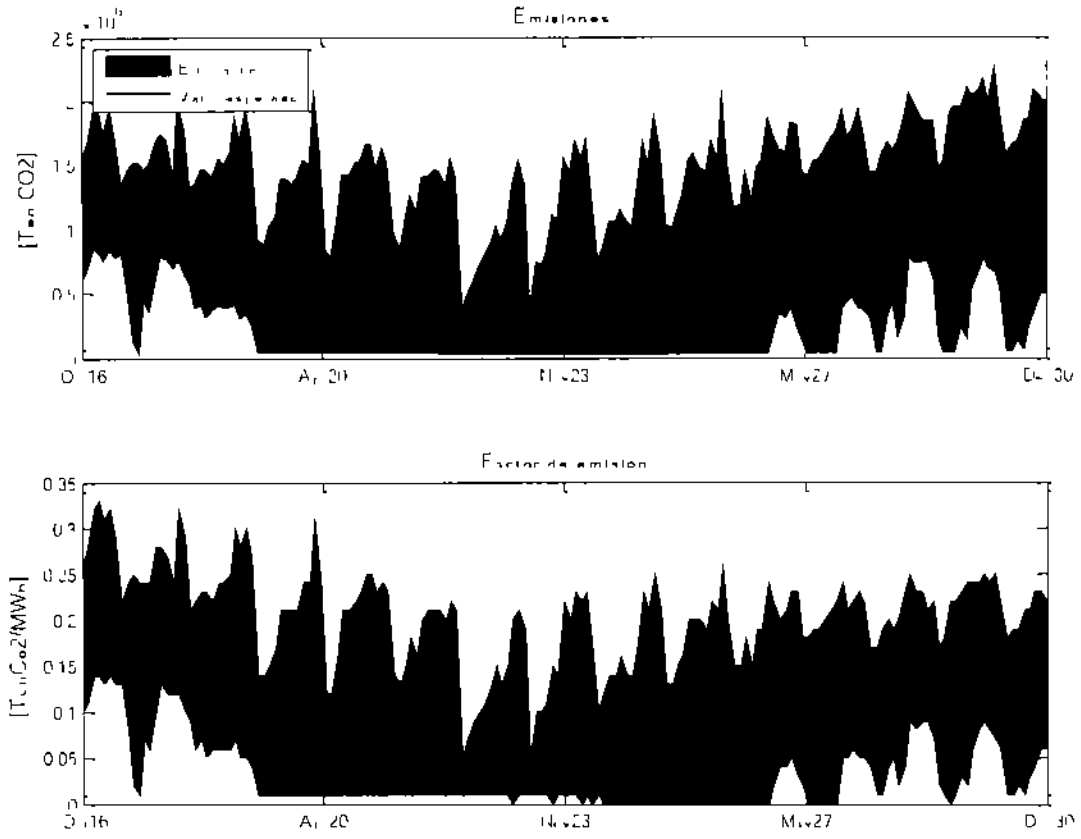
Gráfica I-39 Comportamiento principales variables Escenario 4 2



Fuente de gráfica UPME

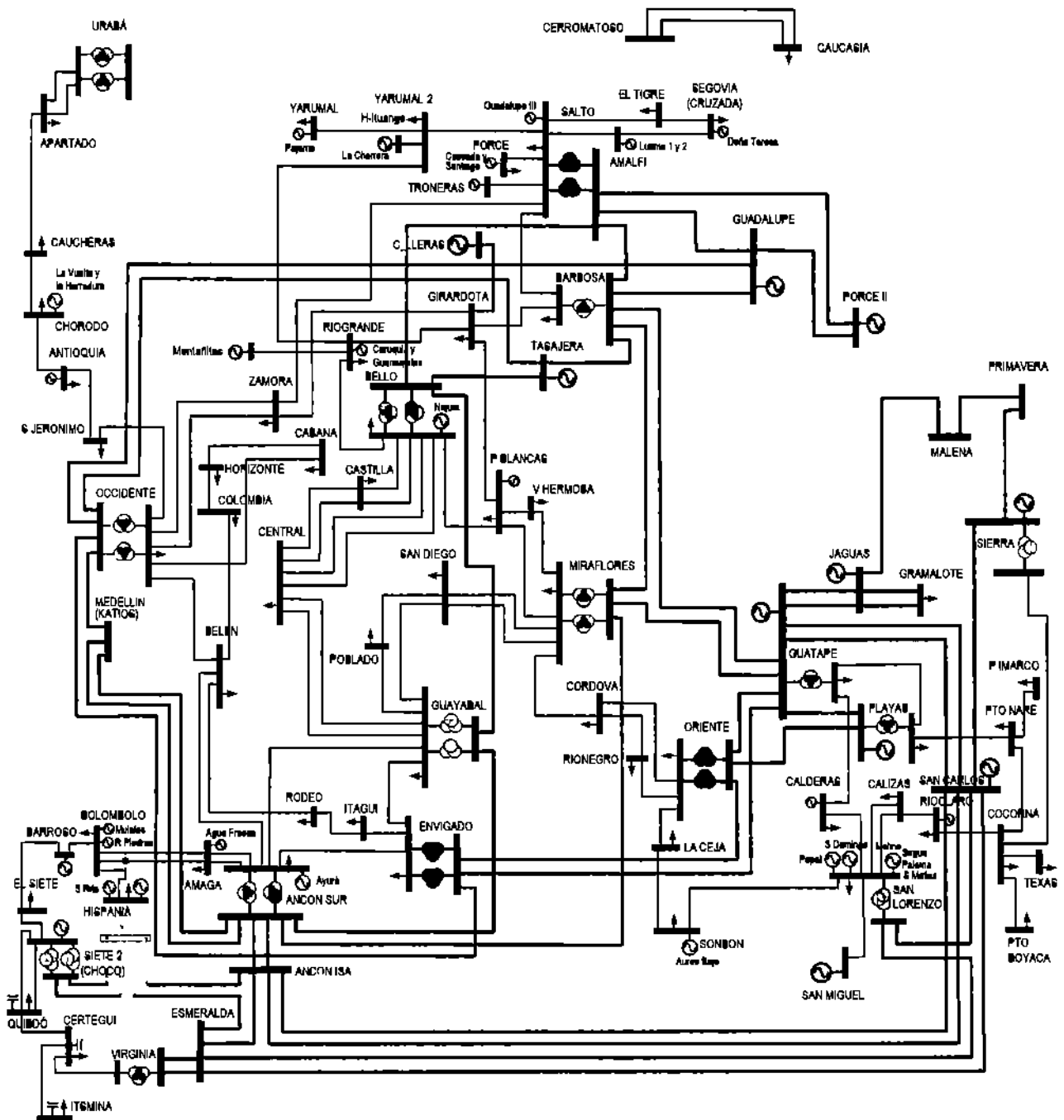


Gráfica I-40 Emisiones y Factor de emisión Escenario 4.2



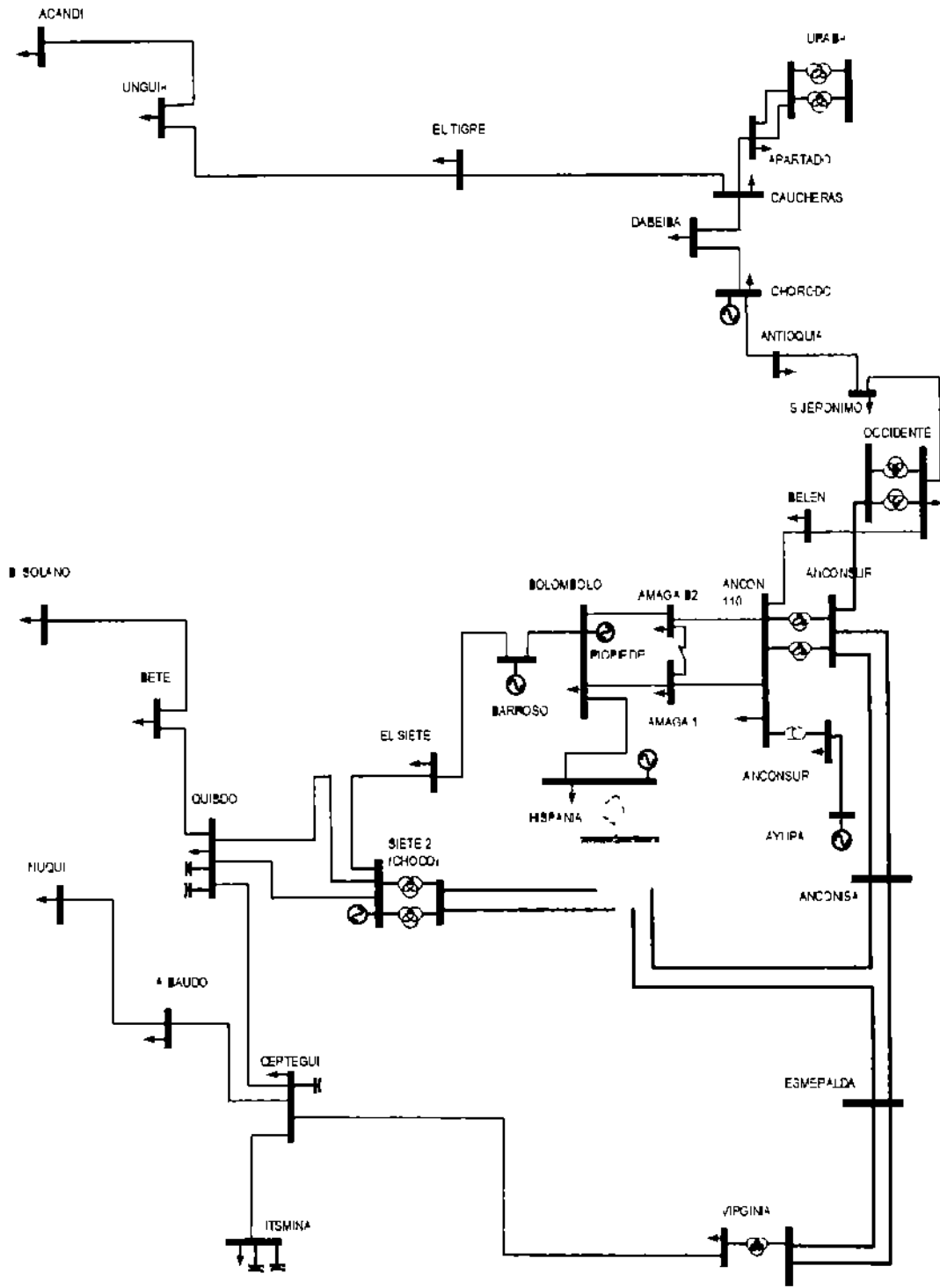
Fuente de gráfica UPME

ANEXO II. DIAGRAMAS UNIFILARES



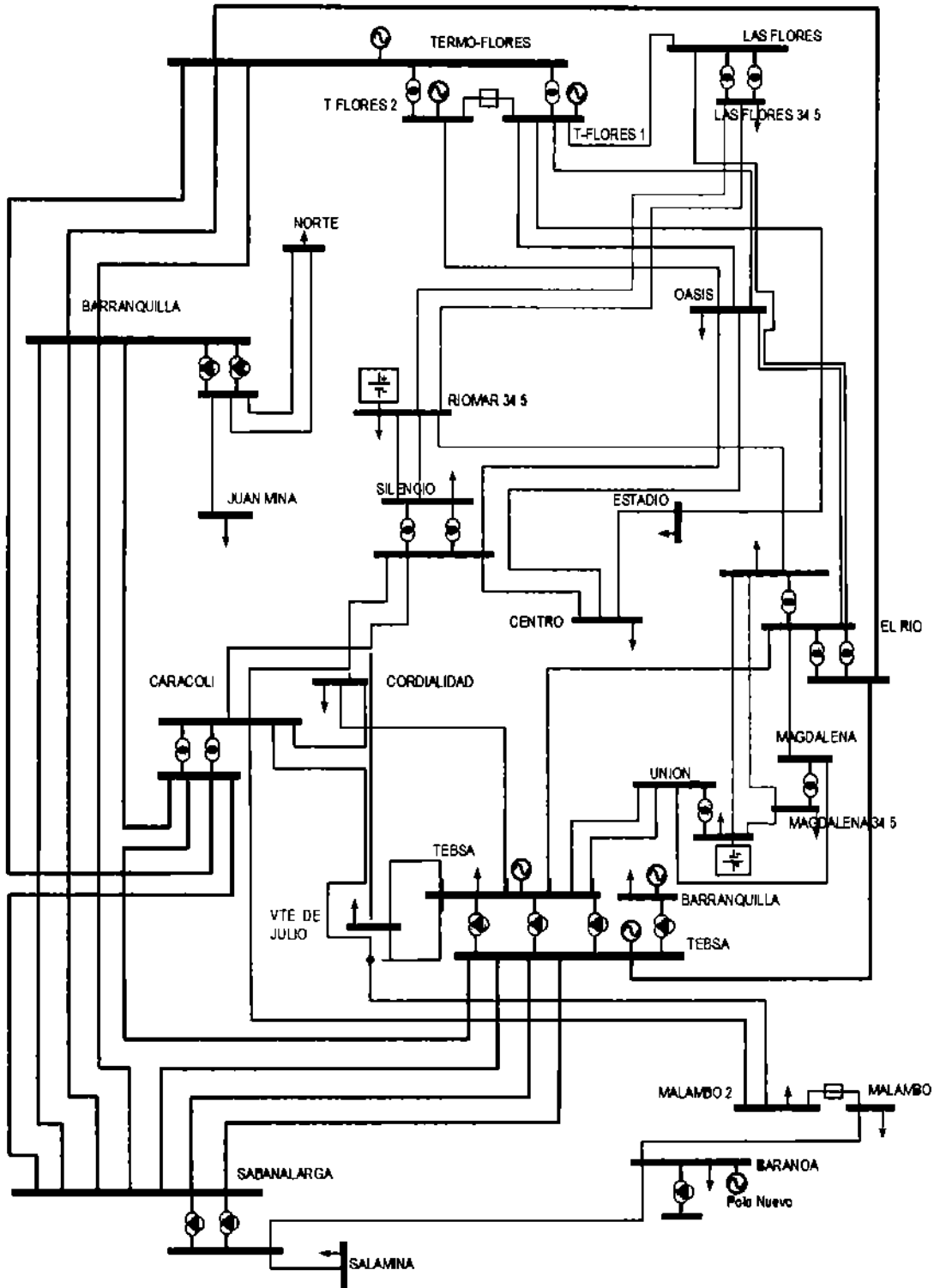
ÁREA ANTIOQUIA

220 kV
 110 kV
 220 kV Expansión en Análisis
 Proyectos de Expansión



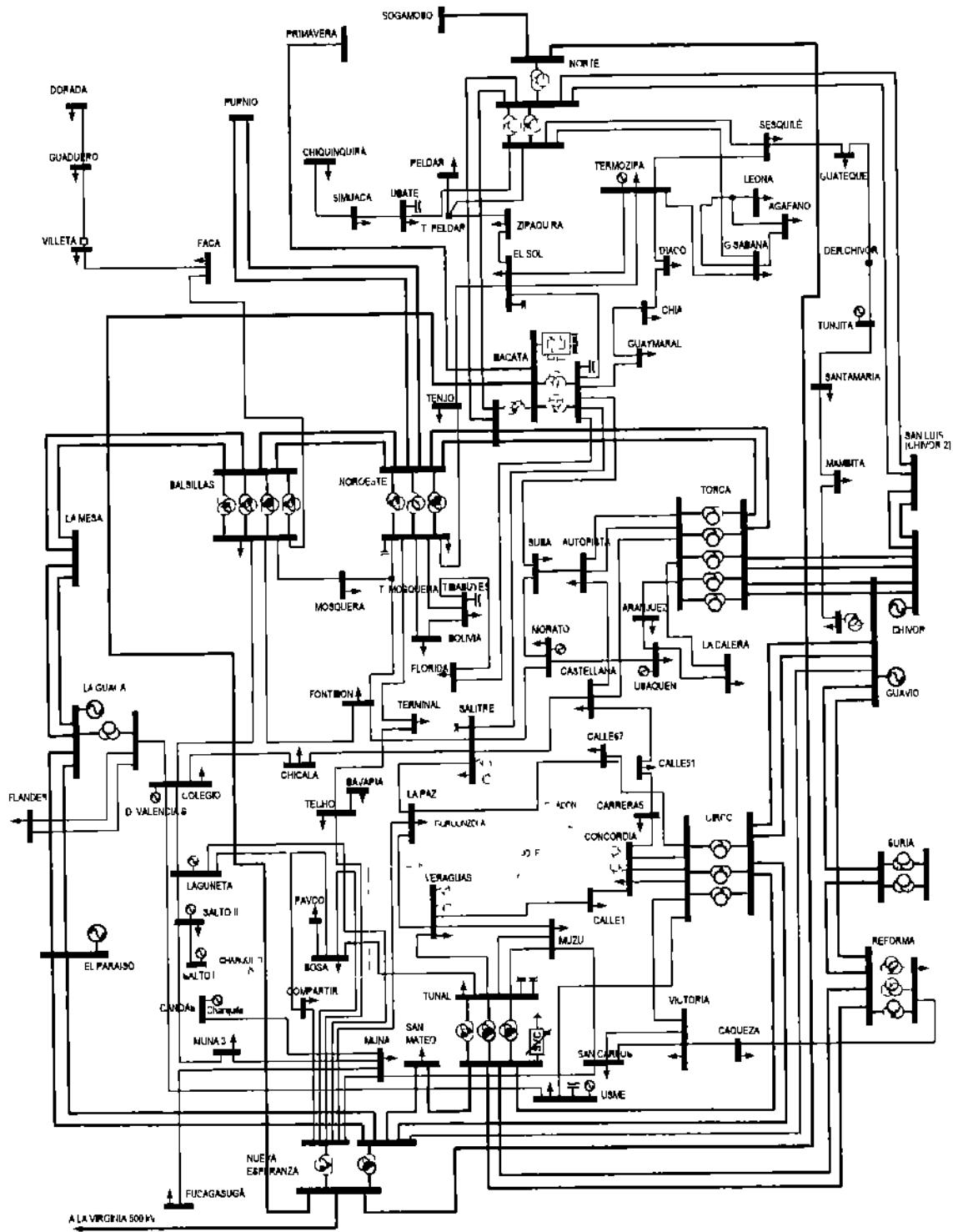
AREA ANTIOQUIA - CHOCÓ

220 kV
 110 kV
 220 kV Expansión en Analisis
 Proyectos de Expansión



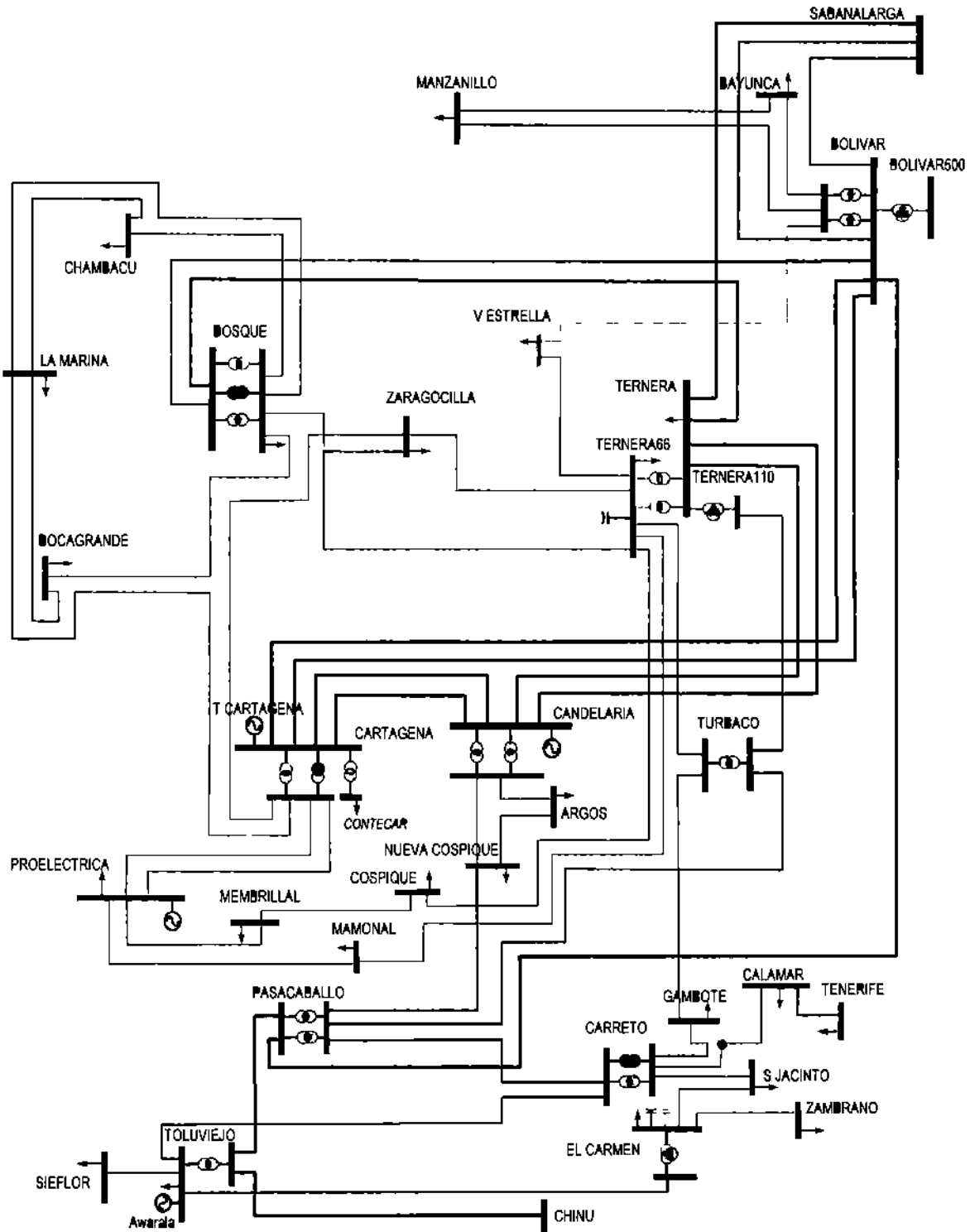
AREA ATLANTICO

220 kV
 110 kV
 34.5 kV
 Propuesta UPME
 Proyectos de Expansión



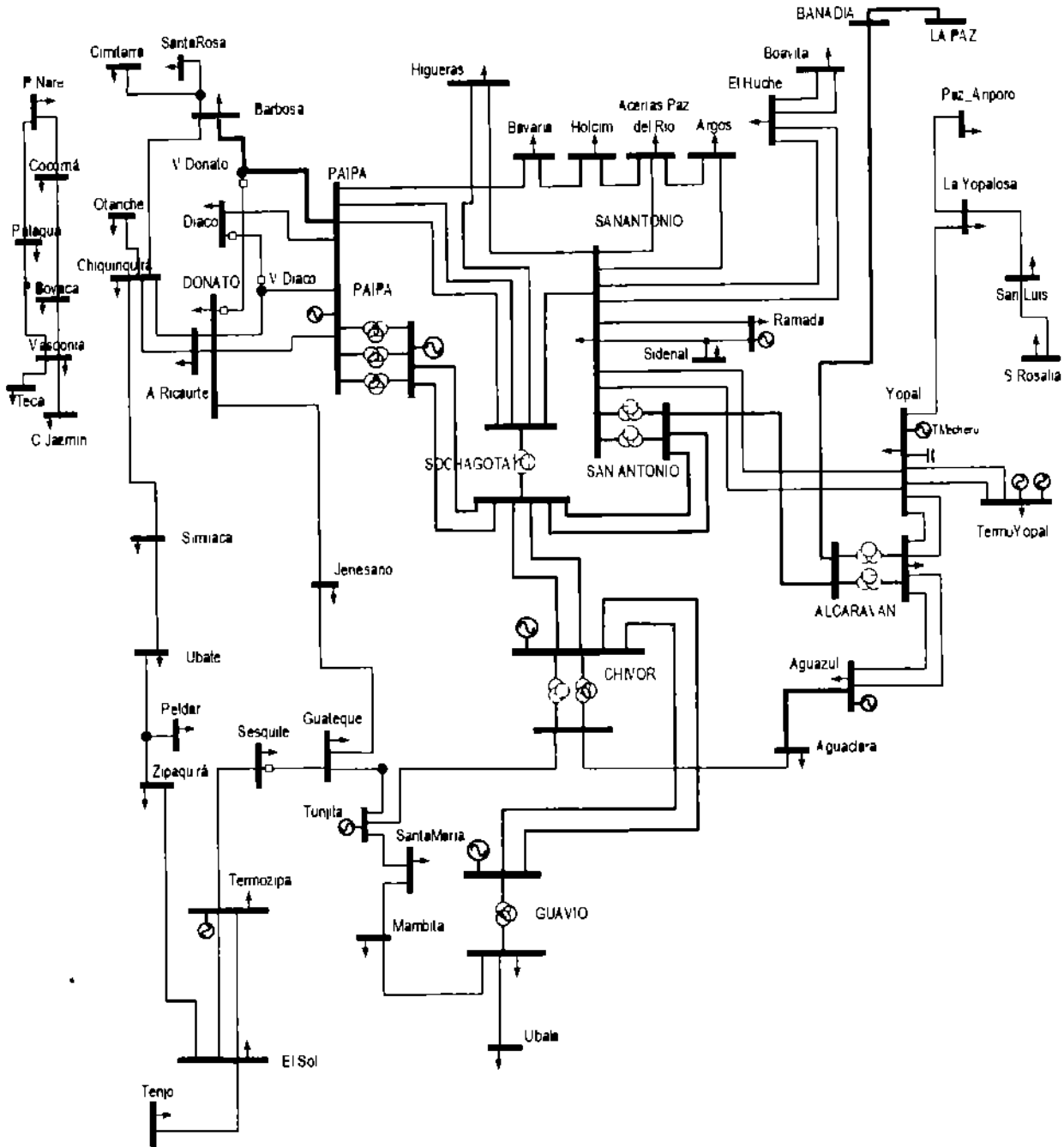
ÁREA BOGOTÁ

500 kV
 230 kV
 115 kV
 57.5 kV
 Proyectos de Expansión



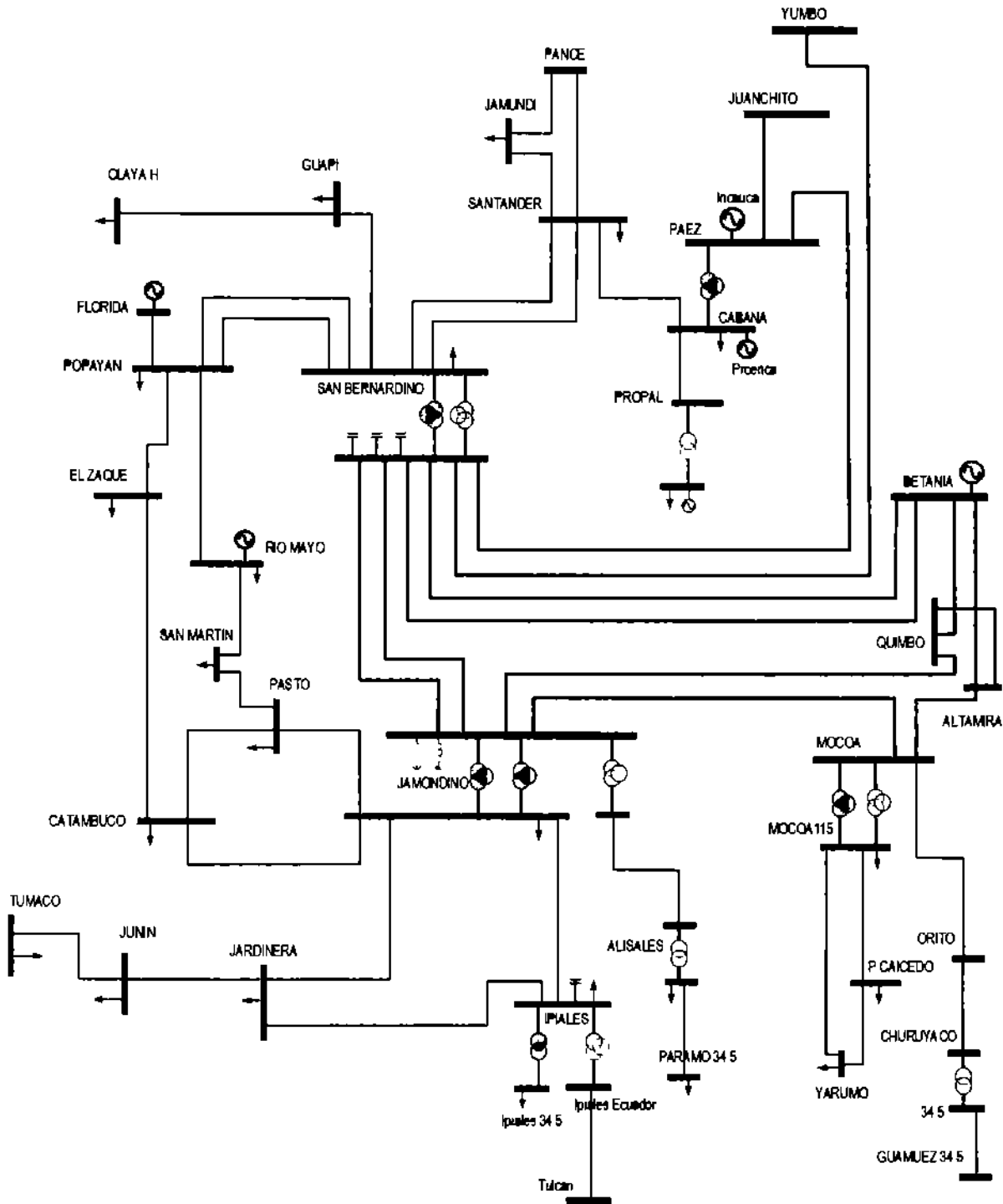
ÁREA BOLIVAR

500 kV
 220 kV
 110 kV
 66 kV
 Proyectos de Expansión



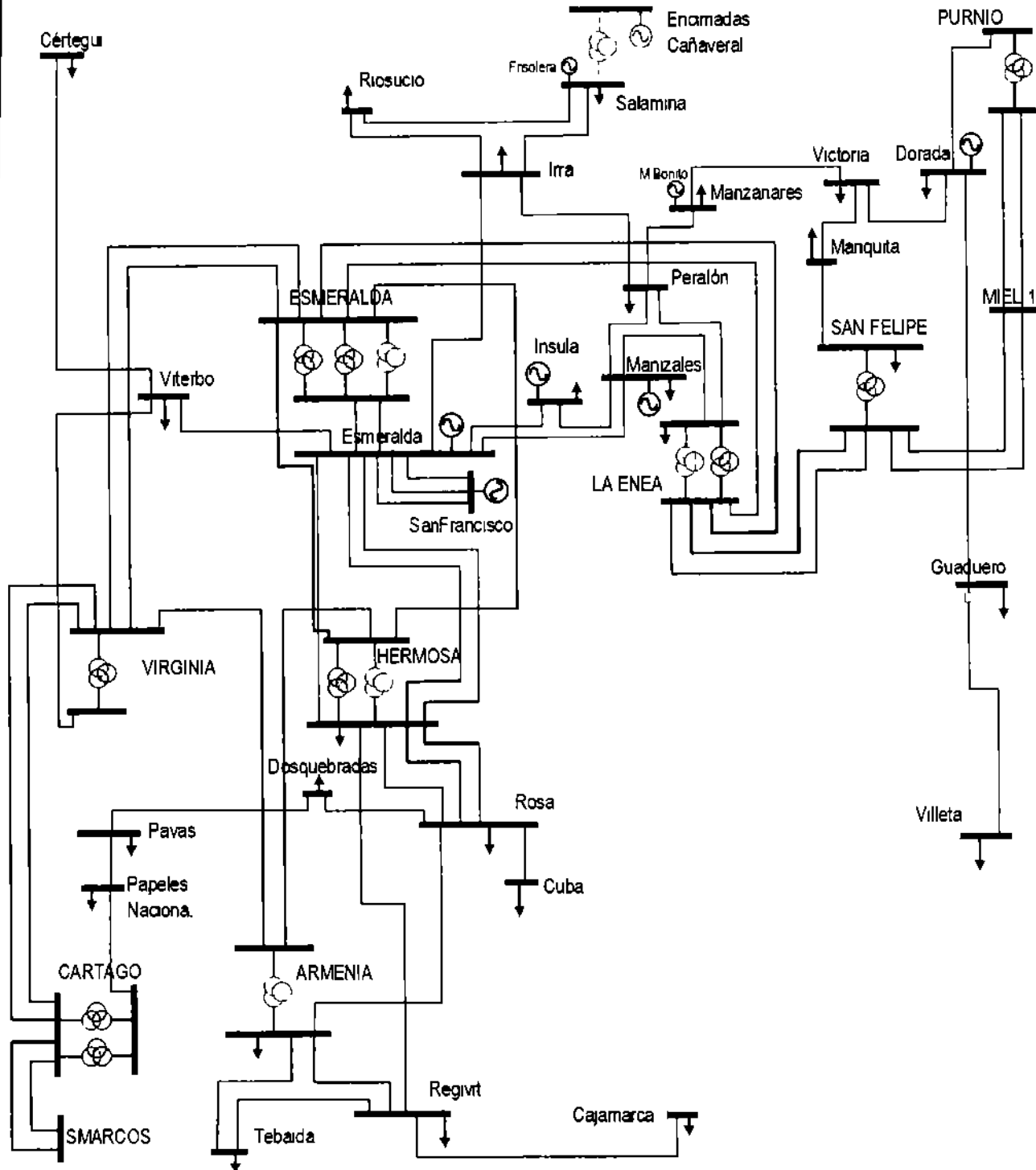
ÁREA BOYACA - CASANARE

■ 220 kV ■ 115 kV ■ Proyectos de Expansión



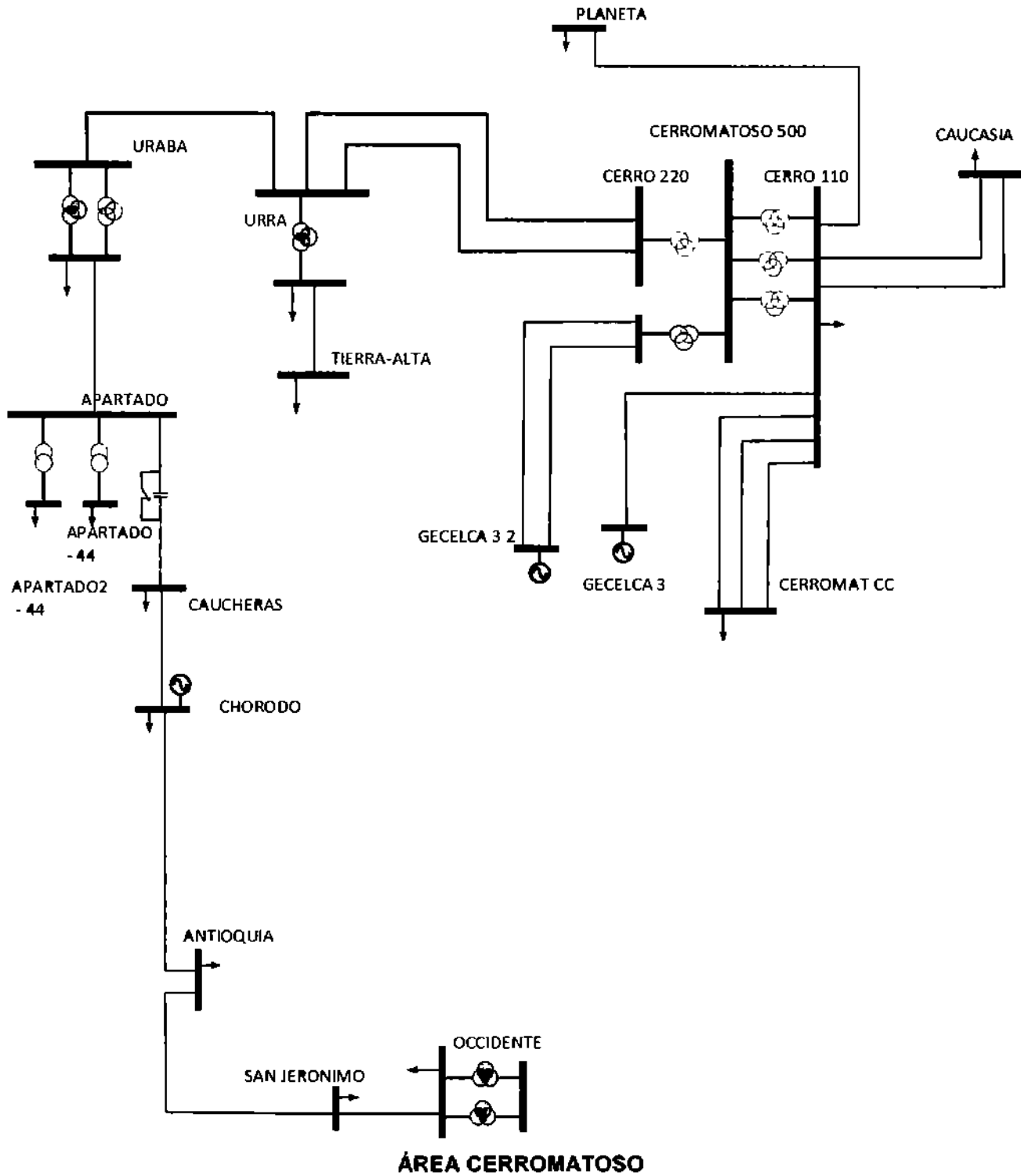
ÁREA CAUCA - NARIÑO

- 220 kV
- 115 kV
- 34.5 kV
- 138 kV
- Recomendación UPME
- Proyectos de Expansión



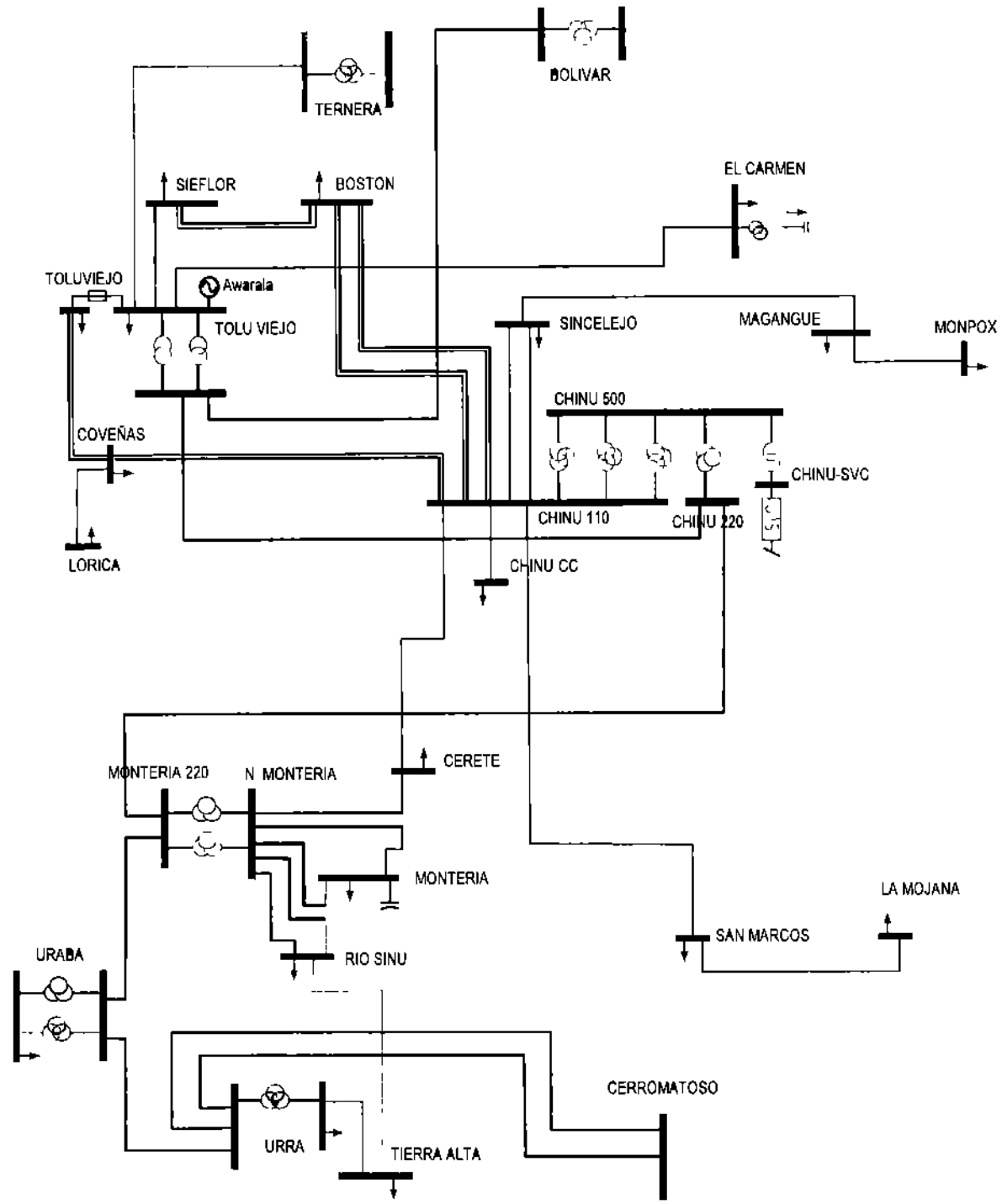
ÁREA CALDAS - QUINDÍO - RISARALDA

220 kV
 115 kV
 Proyectos de Expansión
 Expansión en análisis 230 kV



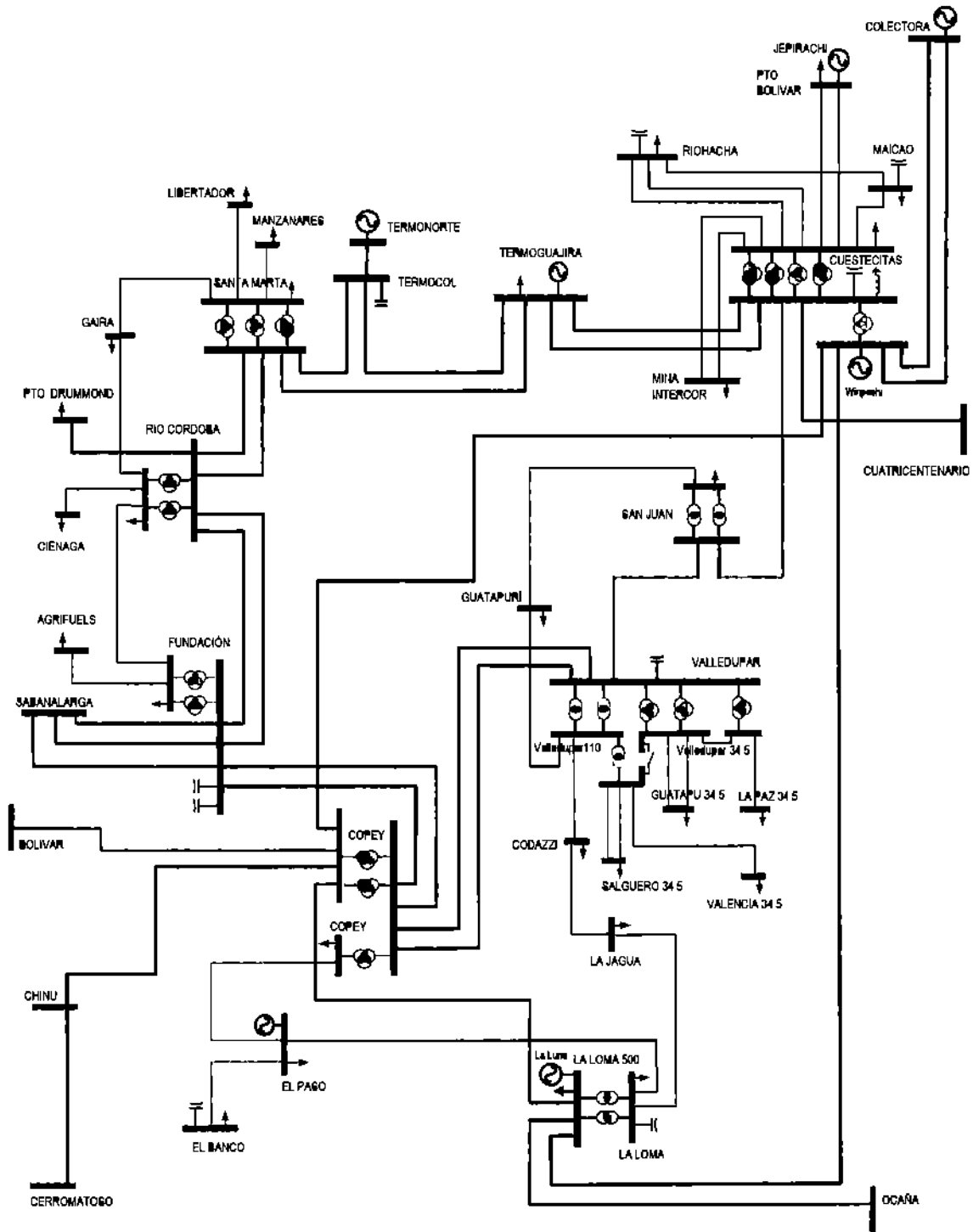
ÁREA CERROMATOSO

500 kV
 220 kV
 110 kV
 Propuesta UPME
 Proyectos de Expansión



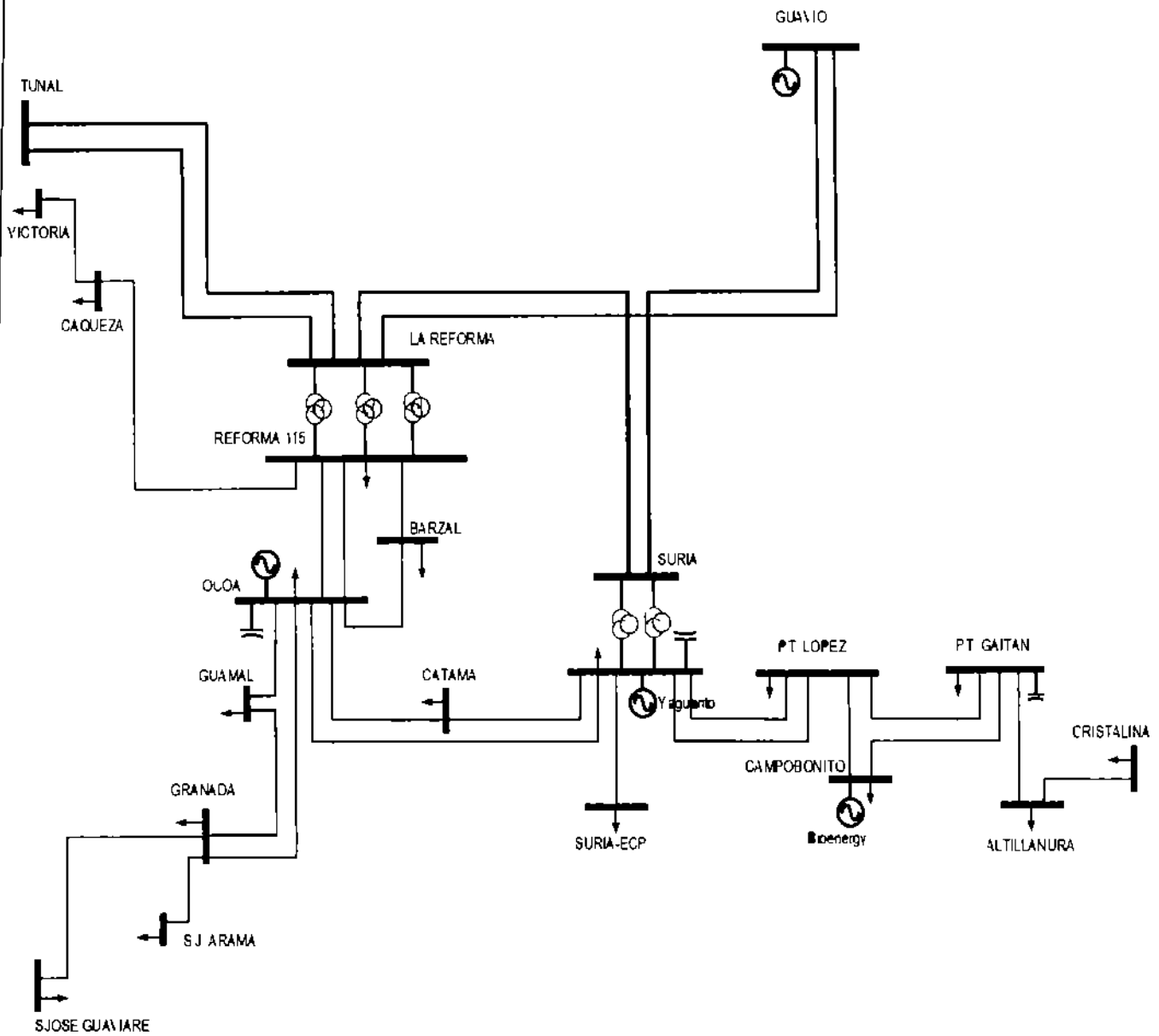
ÁREA CORDOBA - SUCRE

■ 500 kV ■ 220 kV ■ 110 kV ■ Propuesta UPME ■ Proyectos de Expansión



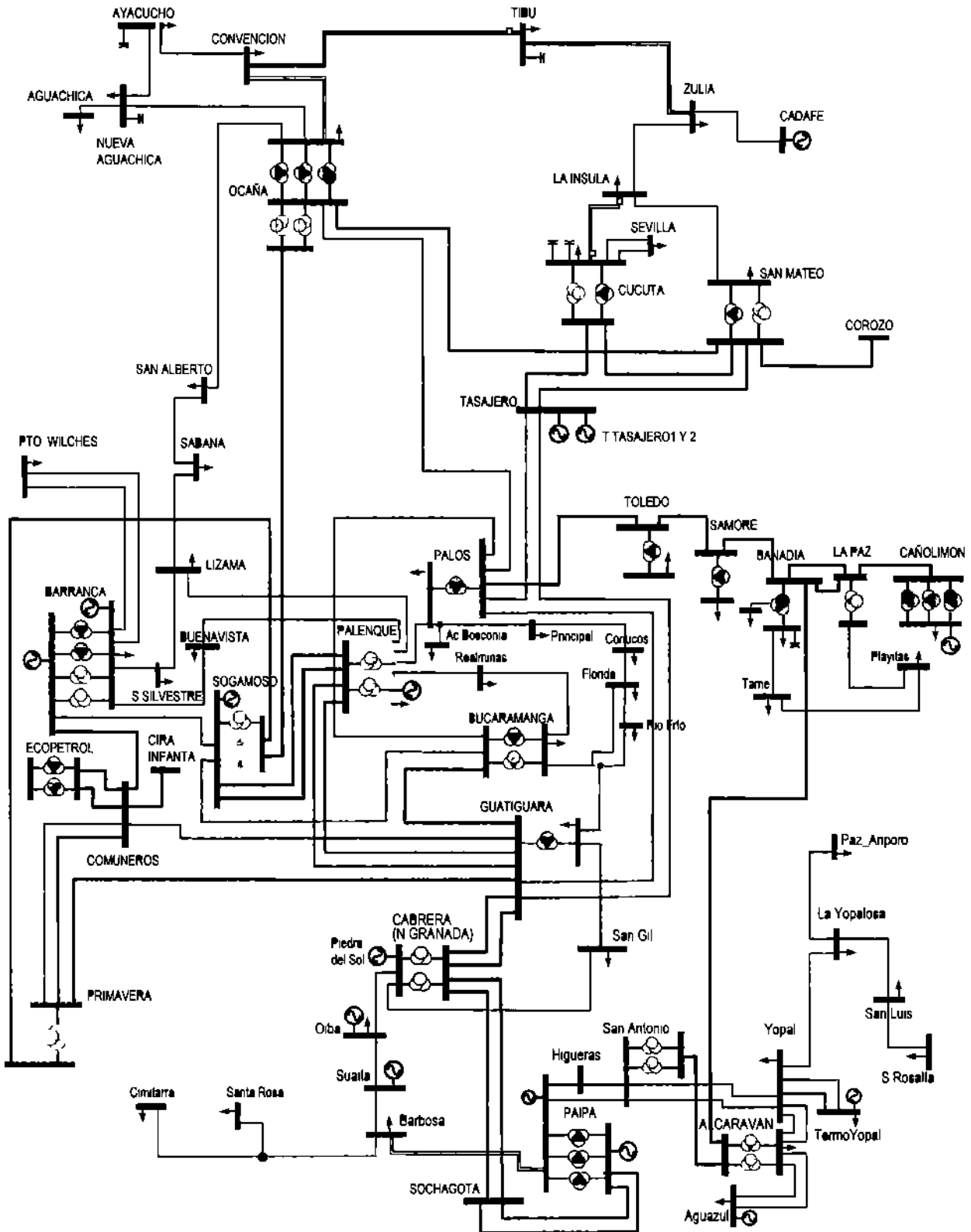
ÁREA GUAJIRA - CESAR - MAGDALENA

- 500 kV
- 220 kV
- 110 kV
- 34.5 kV
- Proyectos de Expansion



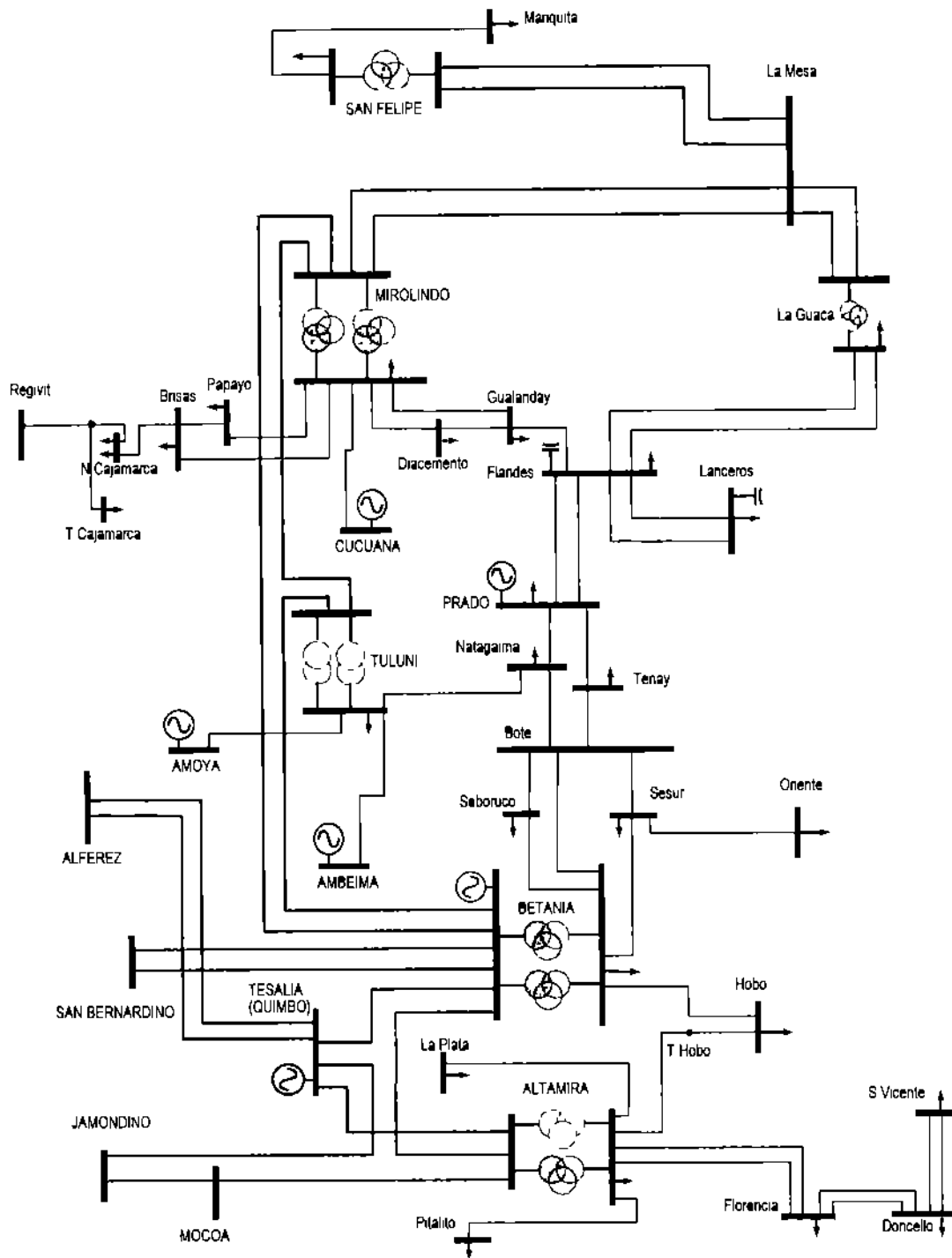
ÁREA META - GUAVIARE

220 kV
 115 kV
 Proyectos de Expansión



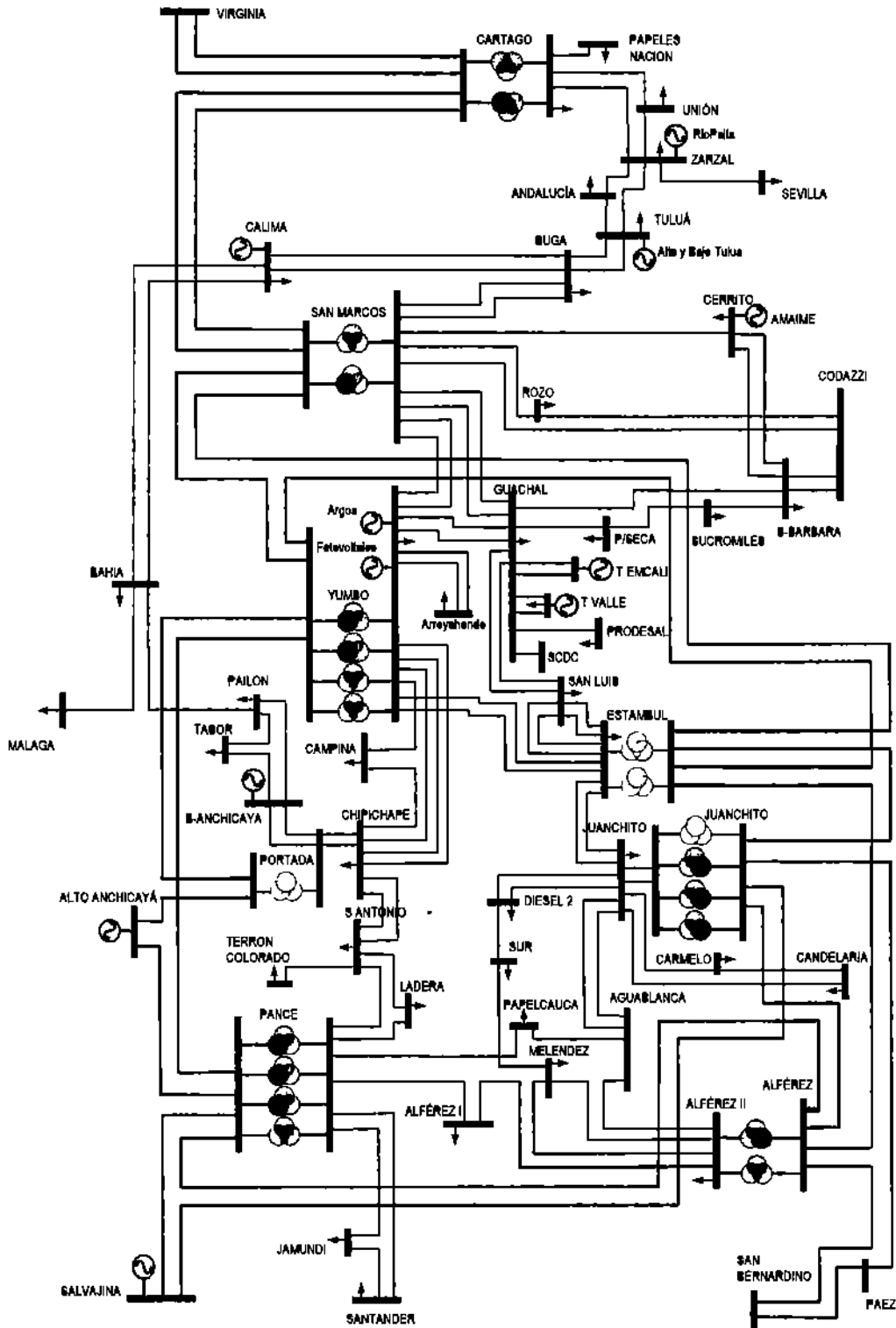
ÁREA NORDESTE

■ 500 kV ■ 220 kV ■ 115 kV ■ Proyectos de Expansión



ÁREA TOLIMA - HUILA - CAQUETÁ

■ 220 kV ■ 115 kV ■ Proyectos de Expansión



ÁREA VALLE

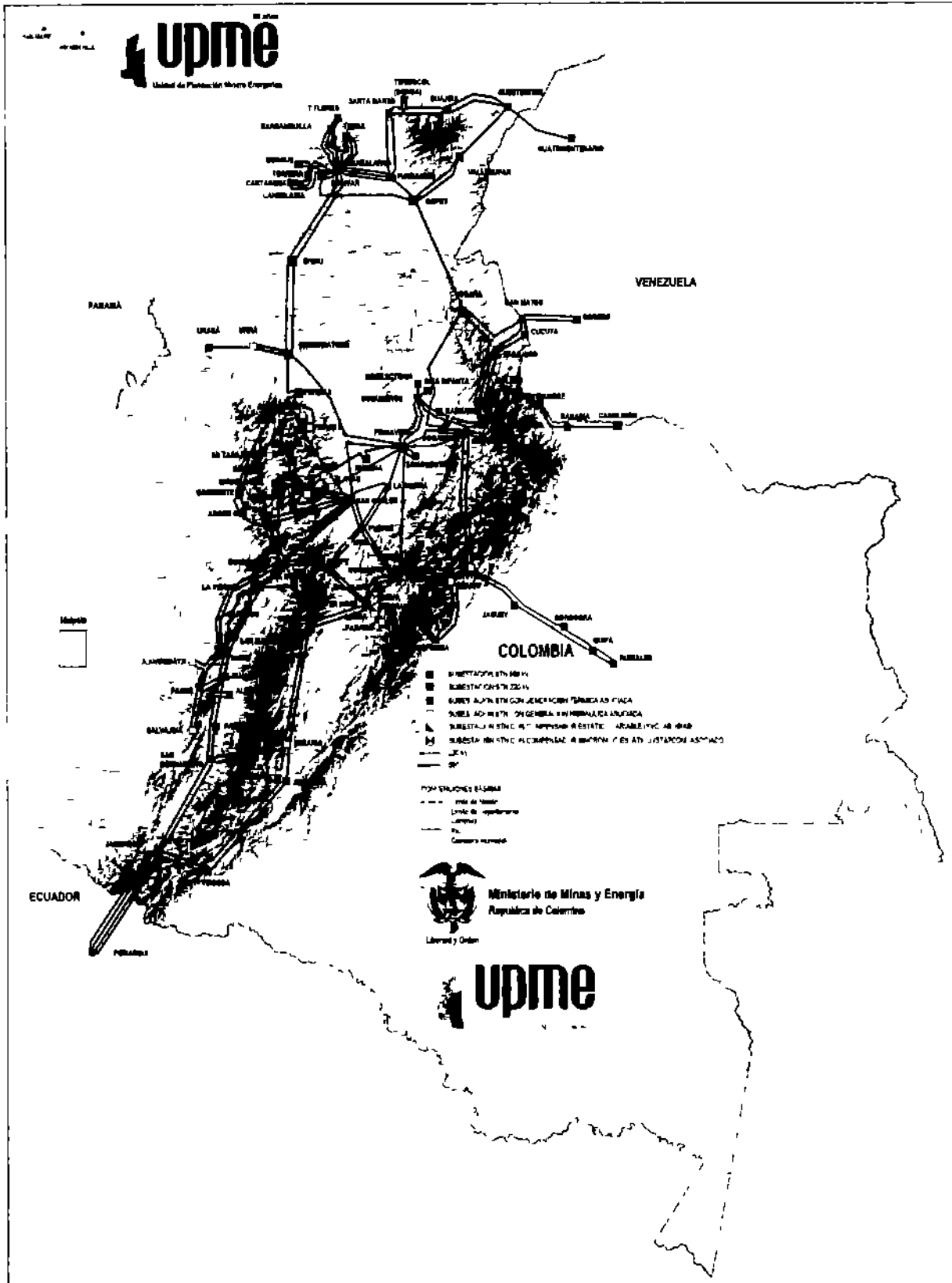
■ 220 kV ■ 115 kV ■ Proyectos de Expansión



4 0000 07 FEB 2017



ANEXO III. SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL ACTUAL 2016

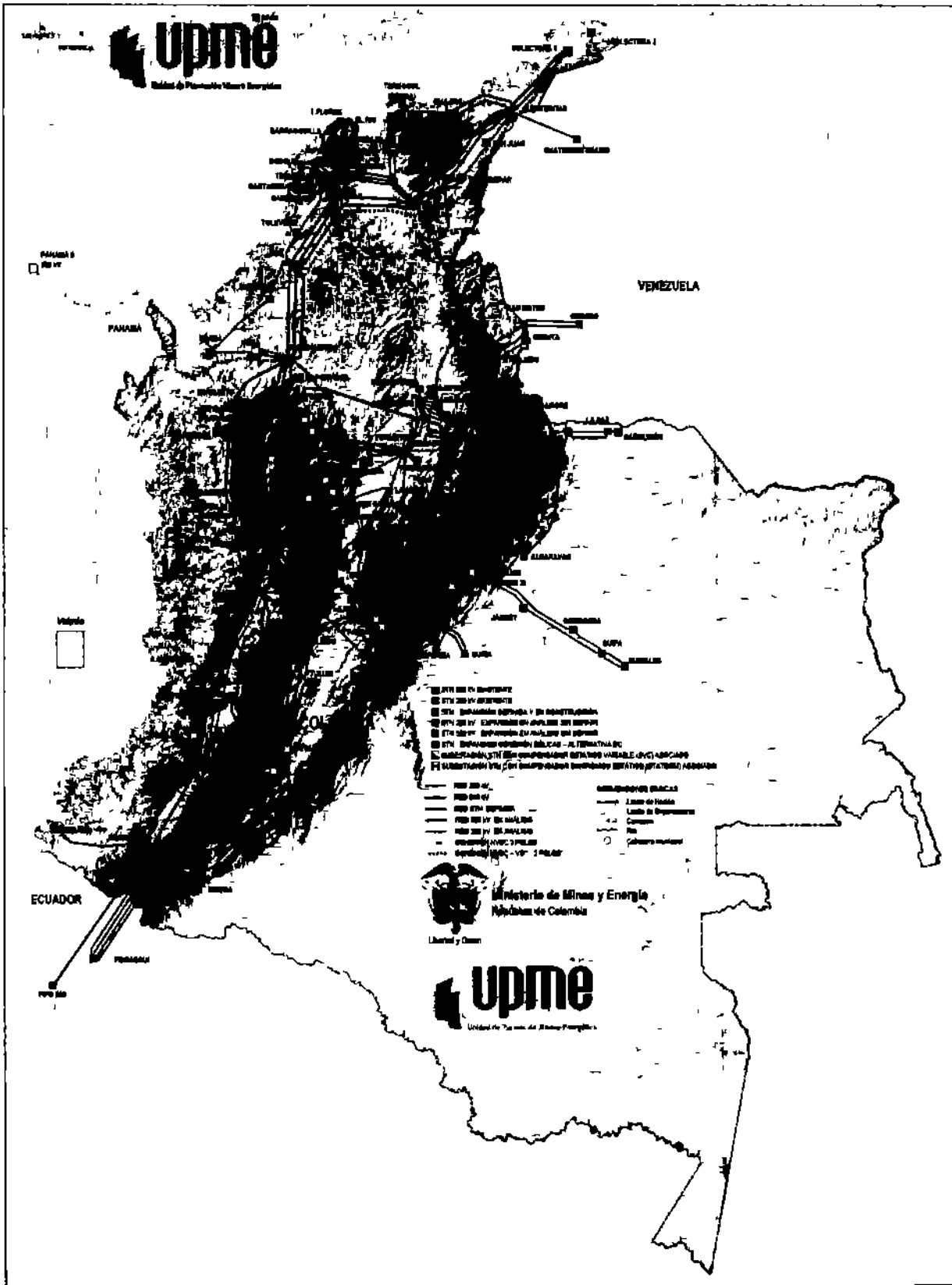




0098 07 FEB 2017



ANEXO IV. SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL VISIÓN 2030



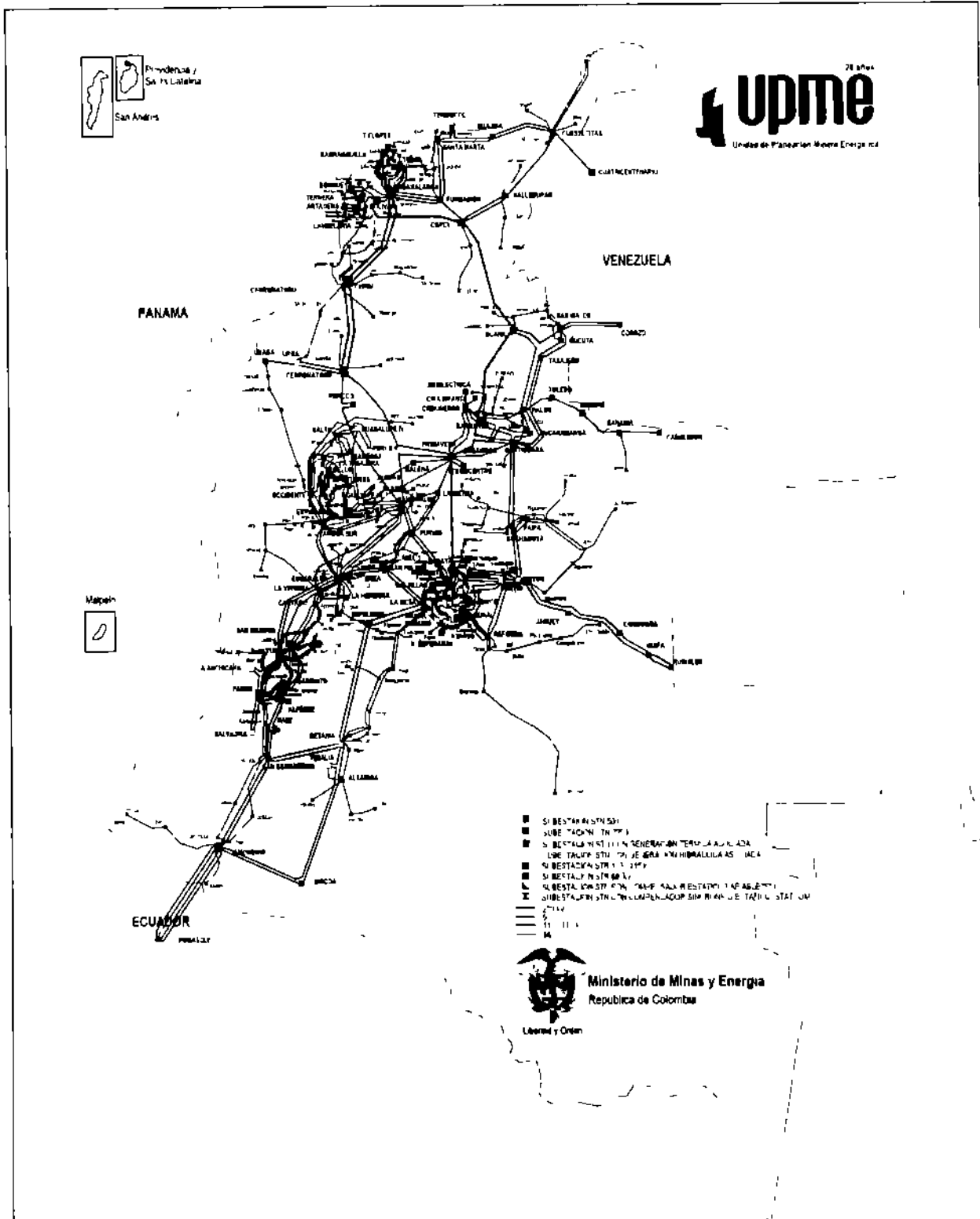


4 0098

07 FEB 2017

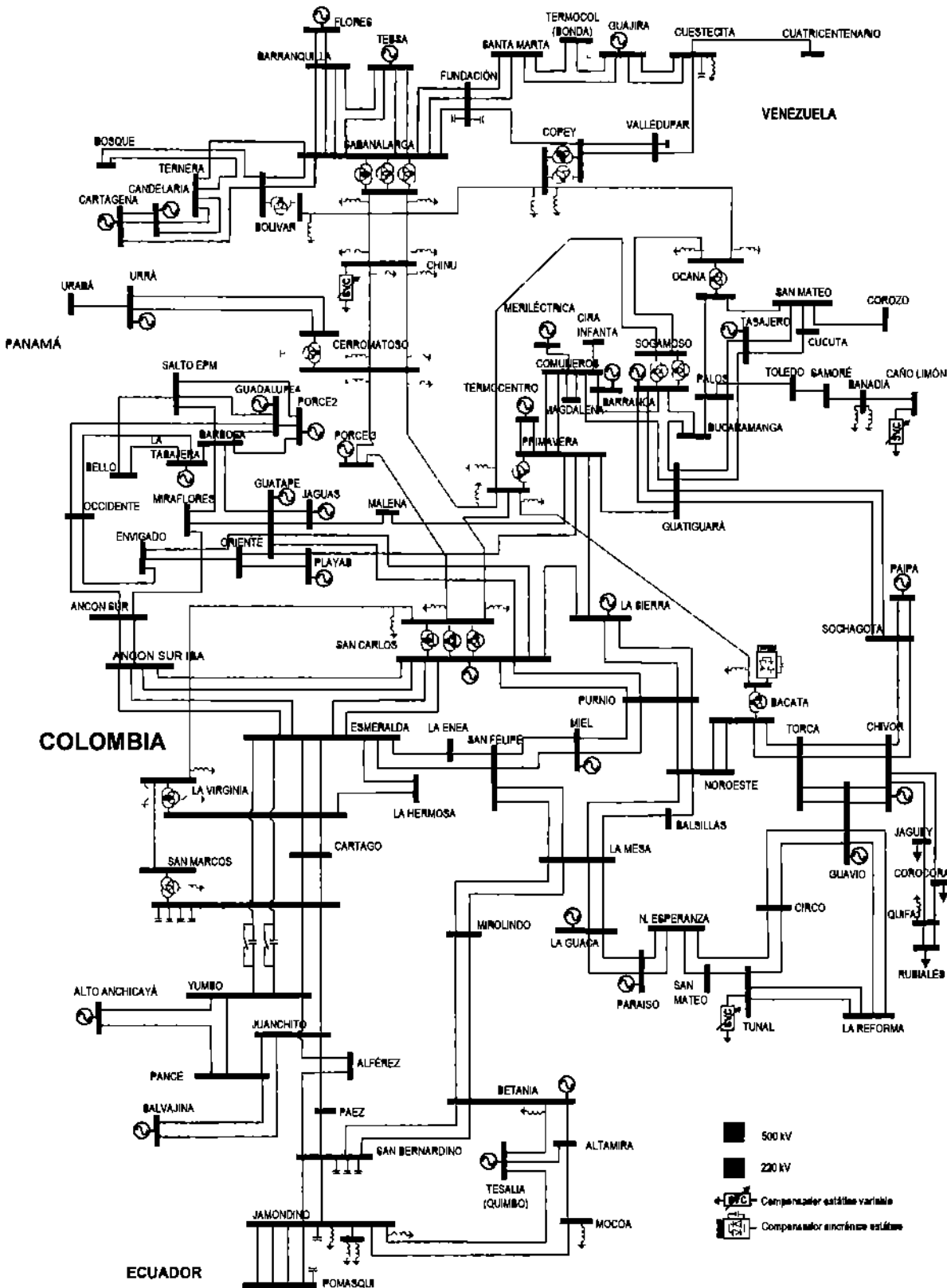


ANEXO V. SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL Y SISTEMAS DE TRANSMISIÓN REGIONALES ACTUAL 2016



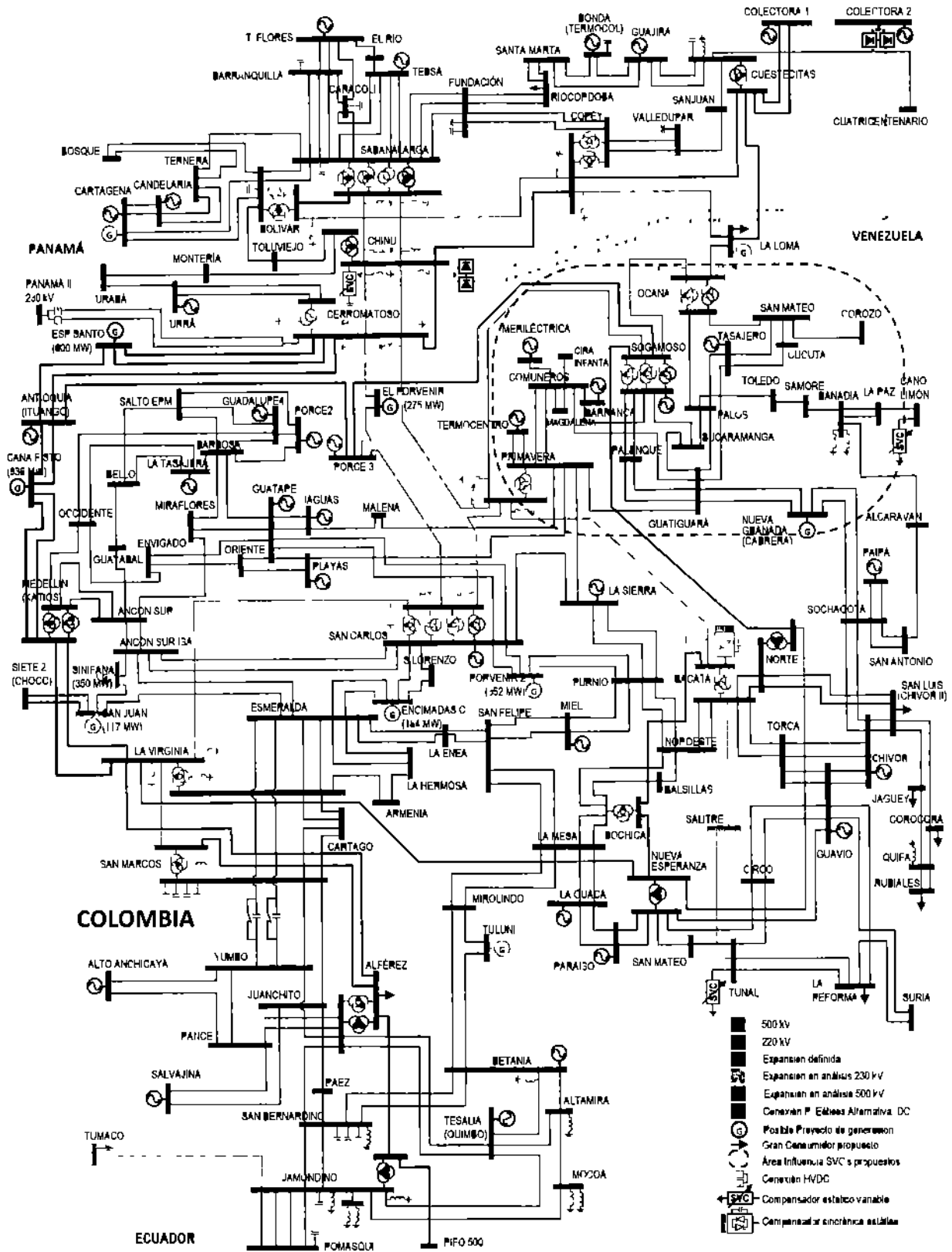


ANEXO VI. DIAGRAMA UNIFILAR SISTEMA DE TRANSMISIÓN ACTUAL





ANEXO VII. DIAGRAMA UNIFILAR SISTEMA DE TRANSMISIÓN VISIÓN 2030



ANEXO VIII. PROYECTOS APROBADOS A LOS OPERADORES DE RED 2015 - 2016

OR	NOMBRE DEL PROYECTO	DESCRIPCION	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 COMUN, 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 100 MVA POR UN TRANSFORMADOR DE 100 MVA QUEDANDO TRES TRANSFORMADORES DE IGUAL CAPACIDAD	REEMPLAZO DEL TRANSFORMADOR TEBSA 220/110 KV DE 100 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 TRANSFORMADOR DE 100 MVA DE LA S/E TEBSA EL CUAL TENDRA CONECTADA TAMBIEN 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 100 MVA DE LA S/E TEBSA EL CUAL TENDRA CONECTADA TAMBIÉN DEMANDA REGULADA POR LO CUAL SEGUIRA 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 fisicas 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	INTERES	INTERVENTOR	CRONOGRAMA	GARANTIA	FPO
CHEC	SEGUNDO BANCO DE AUTOTRANSFORMADORES MONOFÁSICOS 230/115/13 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 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 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 - MELENEZ 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	LÍNEA OCAÑA - SAN ALBERTO 115 KV	Relacionada STN	SI	SI	SI	SI	2018
ELECTRICARIBE	REPOTENCIACIÓN DEL CIRCUITO CHINU - COVEÑAS 110 KV	STR	SI	Actualizar ampliaciones de parámetros de Capacidad Normal y de Emergencia en Paralel			2016
ELECTRICARIBE	REPOTENCIACIÓN DEL CIRCUITO COVEÑAS - TOLUVIEJO 110 KV	STR	SI	Actualizar ampliaciones de parámetros de Capacidad Normal y de Emergencia en Paralel			2016
ELECTRICARIBE	REPOTENCIACIÓN DEL CIRCUITO SIERRA FLOR - TOLUVIEJO 110 KV	STR	SI	Cambiar en terreno relación de TC's de 800 a 1200 y actualizar ampliaciones de parámetros de Capacidad Normal y de Emergencia en Paralel			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 Paralel			2016
ELECTRICARIBE	REPOTENCIACIÓN DEL CIRCUITO BOSTON - CHINU 1 110 KV	STR	SI	Esta línea se encuentra actualmente actualizada con las capacidades requeridas			2016
ELECTRICARIBE	REPOTENCIACIÓN DEL CIRCUITO BOSTON - CHINU 2 110 KV	STR	SI	Esta línea debe entrar en operación con la capacidad requerida			2016
ELECTRICARIBE	TERCER TRANSFORMADOR 220/34 5/13 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	INTERES	INTERVENTOR	CRONOGRAMA	GARANTIA	FPO
ELECTROCAQUETA	LINEA FLORENCIA - EL DONCELLO 115 kV	STR	NO	CONVOCATORIA			2017
EPSA	BAHIA DE LINEA EN LA SUBESTACIÓN MELÉNDEZ 115 kV	STR	SI	SI	SI	N/A	2018
EPSA	BAHIAS DE LINEA EN LA SUBESTACIÓN JUANCHITO 115 kV	STR	SI	SI	SI	N/A	2018
EPSA	BAHIAS DE LINEA 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
$60\% \leq I_c < 70\%$	Atraso grave
$70\% \leq I_c < 85\%$	Atraso significativo
$85\% \leq I_c < 95\%$	Atraso leve
$I_c \geq 100\%$	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

Se analiza y verifica la siguiente información

Información básica

- Nombre del proyecto
- Nombre del interventor,
- Nombre del ejecutor
- Fecha de corte del informe
- Fecha de puesta en operación programada.

Requisito UPME

- Justificación del proyecto
- Curva S del proyecto con porcentajes de avance real ejecutado y avance programado

Requisito CREG

- Verificación del cumplimiento de normas y requisitos técnicos
- Verificación del cumplimiento del cronograma
- Verificación del cumplimiento de la FPO
- FPO estimada

Fuente de gráfica UPME

En la Tabla IX-2 se presenta el numero de proyectos por estado de ejecución al 5 de septiembre de 2016

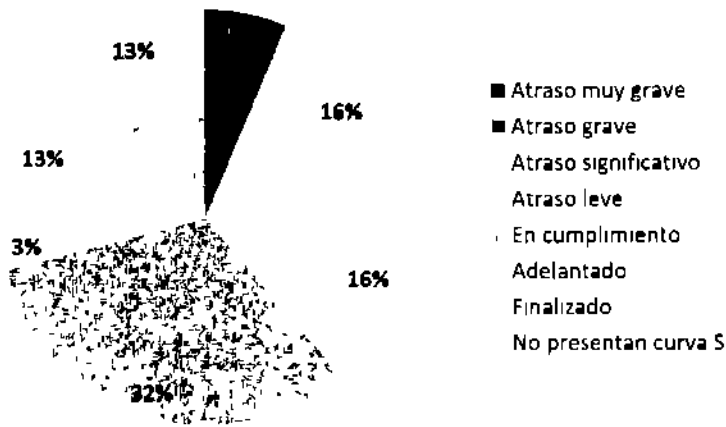
Tabla IX-2 Numero de proyectos por estado de ejecución

Estado de ejecución del proyecto	Numero de proyectos a 05/09/16
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 Numero de proyectos por estado de ejecución a 5 de septiembre de 2016 (curva S)

Numero de proyectos por estado de ejecución a 05/09/16 (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)

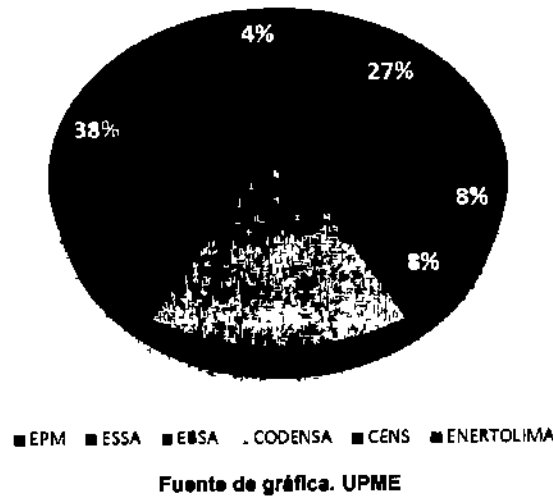
Tabla IX-3 Número de proyectos en ejecución por OR.

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

Número de proyectos por OR (en ejecución)



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



4 0098

07 FEB 2017

ANEXO X

PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA GENERACIÓN - TRANSMISIÓN 2016 – 2030

IDENTIFICACIÓN DE LAS VARIABLES SOCIOAMBIENTALES PARA LOS PROYECTOS DE TRANSMISIÓN

(Alertas Tempranas)





Republica de Colombia
Ministerio de Minas y Energía

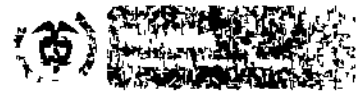
ÍNDICE

ÍNDICE ..	2
ÍNDICE DE TABLAS	2
ÍNDICE DE GRÁFICAS.....	4
1 IDENTIFICACIÓN DE LAS VARIABLES SOCIOAMBIENTALES PARA LOS PROYECTOS. ALERTAS TEMPRANAS	7
1.1. OBJETO.....	7
1 1 1 Metodología.....	7
1.1.1 1 Proyecto "Interconexión Casanare – Arauca 230 kV"	8
1 1.1 2 Proyecto Nueva Granada 230 kV (Cabrera 230 kV)	71

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1	Infraestructura relacionada dentro del Proyecto	10
Tabla 2	Distancia aproximada en línea recta entre subestaciones del Proyecto	10
Tabla 3	Autoridades Ambientales Regionales del área de estudio preliminar Proyecto	12
Tabla 4	Zonificación Sísmica dentro del área de estudio preliminar, Proyecto	16
Tabla 5	Grados de Erosión dentro del área de estudio preliminar Proyecto	17
Tabla 6	Amenaza de Remoción en Masa dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Interconexión Casanare – Arauca 230 kV"	18
Tabla 7	Conflicto uso del suelo dentro del área de estudio preliminar, Proyecto	19
Tabla 8	Cuencas Hidrográficas dentro del área de estudio preliminar, Proyecto	21
Tabla 9	Distintos de Riego dentro del área de estudio preliminar, Proyecto	23
Tabla 10	Cobertura Vegetal dentro del área de estudio preliminar, Proyecto	24
Tabla 11	Áreas Protegidas dentro del área de estudio preliminar, Proyecto	28
Tabla 12	Áreas Prioritarias de Conservación Nacional CONPES 3680 de 2010 dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Interconexión Casanare – Arauca 230 kV"	30
Tabla 13	Ecosistemas Estratégicos y/o Áreas Sensibles dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Interconexión Casanare – Arauca 230 kV"	33
Tabla 14	Proyectos ANLA – Sector Energía dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Interconexión Casanare – Arauca 230 kV"	35
Tabla 15	Proyectos ANLA – Sector Minería dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Interconexión Casanare – Arauca 230 kV"	37
Tabla 16	Áreas Otorgados dentro del área de estudio preliminar, Proyecto	38
Tabla 17	Ductos dentro del área de estudio preliminar, Proyecto	43
Tabla 18	Pozos Otorgados dentro del área de estudio preliminar, Proyecto	43
Tabla 19	Infraestructura Pública de Transporte (Agencia Nacional de Infraestructura – ANI), dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Interconexión Casanare – Arauca 230 kV"	47
Tabla 20	Comunidades Étnicas dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Interconexión Casanare – Arauca 230 kV"	51
Tabla 21	Hallazgos Arqueológicos dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Interconexión Casanare – Arauca 230 kV"	53
Tabla 22	Área Arqueológica Protegida dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Interconexión Casanare – Arauca 230 kV"	54
Tabla 23	Homicidios registrados en el periodo del 1 de enero al 31 de diciembre, años 2010 al 2015 y del 1 de enero al 30 de junio del año 2016, dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Interconexión Casanare – Arauca 230 kV"	61

Avenida Calle 26 No. 69 D – 91 Torre 1 Oficina #01
PBX (+57 1) 222 0801
FAX (+57 1) 221 9537
Línea Gratuita Nacional 01800 811 728
www.upme.gov.co



TODOS POR UN NUEVO PAÍS
POR EQUIPOS, EXPERIENCIA





- 4 0098

07 FEB 2017



República de Colombia
Ministerio de Minas y Energía

Tabla 24	Secuestros registrados en el periodo del 1 de enero al 31 de diciembre, años 2010 al 2015 y del 1 de enero al 30 de junio del año 2016, dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Interconexión Casanare – Arauca 230 kV"	62
Tabla 25	Extorsiones registradas en el periodo del 1 de enero al 31 de diciembre, años 2010 al 2015 y del 1 de enero al 30 de junio del año 2016, dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Interconexión Casanare – Arauca 230 kV"	62
Tabla 26	Actos de Terrorismo registrados en el periodo del 1 de enero al 31 de diciembre, años 2010 al 2015 y del 1 de enero al 30 de junio del año 2016, dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Interconexión Casanare – Arauca 230 kV"	64
Tabla 27	Acciones Subversivas registradas en el periodo del 1 de enero al 31 de diciembre, años 2010 al 2015 y del 1 de enero al 30 de junio del año 2016, dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Interconexión Casanare – Arauca 230 kV"	64
Tabla 28	Voladuras de Vías registradas en el periodo del 1 de enero al 31 de diciembre, años 2010 al 2015 y del 1 de enero al 30 de junio del año 2016, dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Interconexión Casanare – Arauca 230 kV"	65
Tabla 29	Voladuras de Oleoductos registradas en el periodo del 1 de enero al 31 de diciembre, años 2010 al 2015 y del 1 de enero al 30 de junio del año 2016, dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Interconexión Casanare – Arauca 230 kV"	65
Tabla 30	Voladuras de Torres de Energía registradas en el periodo del 1 de enero al 31 de diciembre, años 2010 al 2015 y del 1 de enero al 30 de junio del año 2016, dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Interconexión Casanare – Arauca 230 kV"	66
Tabla 31	Distancia aproximada en línea recta entre la subestación	72
Tabla 32	Autoridades Ambientales Regionales del área de estudio preliminar Proyecto	73
Tabla 33	Zonificación Sísmica dentro del área de estudio preliminar, Proyecto	74
Tabla 34	Grados de Erosión dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Nueva Granada 230 kV"	75
Tabla 35	Amenaza de Remoción en Masa dentro del área de estudio preliminar, Proyecto	76
Tabla 36	Conflicto uso del suelo dentro del área de estudio preliminar, Proyecto	77
Tabla 37	Cuencas Hidrográficas dentro del área de estudio preliminar, Proyecto	79
Tabla 38	Distritos de Riego dentro del área de estudio preliminar, Proyecto	80
Tabla 39	Cobertura Vegetal dentro del área de estudio preliminar, Proyecto	81
Tabla 40	Ecosistemas Estratégicos y/o Áreas Sensibles dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Nueva Granada 230 kV"	84
Tabla 41	Proyectos ANLA – Sector Energía dentro área de estudio preliminar, Proyecto "Interconexión Casanare – Arauca 230 kV"	85
Tabla 42	Infraestructura Pública de Transporte (Agencia Nacional de Infraestructura – ANI), dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Nueva Granada 230 kV"	86
Tabla 43	Infraestructura Vial – Instituto Nacional de Vías - INVIAS, dentro área de estudio preliminar, Proyecto "Nueva Granada 230 kV"	87
Tabla 44	Títulos Mineros dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Nueva Granada 230 kV"	88
Tabla 45	Hallazgos Arqueológicos dentro del área de estudio preliminar, Proyecto	91
Tabla 46	Homicidios registrados en el periodo del 1 de enero al 31 de diciembre, años 2010 al 2015 y del 1 de enero al 30 de junio del año 2016, dentro del área de estudio preliminar, Proyecto	98
Tabla 47	Secuestros registrados en el periodo del 1 de enero al 31 de diciembre, años 2010 al 2015 y del 1 de enero al 30 de junio del año 2016, dentro del área de estudio preliminar, Proyecto	98
Tabla 48	Extorsiones registradas en el periodo del 1 de enero al 31 de diciembre, años 2010 al 2015 y del 1 de enero al 30 de junio del año 2016, dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Nueva Granada 230 kV"	98

Avenida Calle 26 No. 89 D – 81 Torre 1 Oficina 801
 PBX (+57 1) 222 0801
 FAX (+57 1) 221 9637
 Línea Gratuita Nacional 01800 811 728
www.upme.gov.co





4 0098

7 FEB 2017



República de Colombia
Ministerio de Minas y Energía

Tabla 49 Actos de Terronismo registrados en el periodo del 1 de enero al 31 de diciembre, años 2010 al 2015 y del 1 de enero al 30 de junio del año 2016, dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Nueva Granada 230 kV" 99

✓ ÍNDICE DE GRÁFICAS

Gráfica 1	Localización general del área de estudio preliminar Proyecto	9
Gráfica 2	División político administrativa del área de estudio preliminar Proyecto	11
Gráfica 3	Autoridades Ambientales Regionales en jurisdicción del área de estudio preliminar, Proyecto "Interconexión Casanare – Arauca 230 kV"	12
Gráfica 4	Localización general de la subestación San Antonio 230 kV,	14
Gráfica 5	Localización general de la Subestación existente Caño Limón 220 kV	15
Gráfica 6	Zonificación Sísmica dentro del área de estudio preliminar, Proyecto	16
Gráfica 7	Grados de Erosión dentro del área de estudio preliminar, Proyecto	17
Gráfica 8	Amenaza de Remoción en Masa dentro del área de estudio preliminar, Proyecto	18
Gráfica 9	Conflicto uso del suelo dentro del área de estudio preliminar, Proyecto	19
Gráfica 10	Cuencas Hidrográficas dentro del área de estudio preliminar, Proyecto	21
Gráfica 11	Cobertura Vegetal dentro del área de estudio preliminar, Proyecto	24
Gráfica 12	Riesgo a Incendios dentro del área de estudio preliminar, Proyecto	27
Gráfica 13	Áreas Protegidas dentro del área de estudio preliminar, Proyecto	28
Gráfica 14	Áreas Prioritarias de Conservación Nacional CONPES 3680 de 2010 dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Interconexión Casanare – Arauca 230 kV"	30
Gráfica 15	Ecosistemas Estratégicos y/o Áreas Sensibles dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Interconexión Casanare – Arauca 230 kV"	32
Gráfica 16	Áreas de Reserva Forestal de Ley 2da dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Interconexión Casanare – Arauca 230 kV"	34
Gráfica 17	Proyectos ANLA – Sector Energía dentro del área de estudio preliminar Proyecto "Interconexión Casanare – Arauca 230 kV"	35
Gráfica 18	Proyectos ANLA – Sector Minería dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Interconexión Casanare – Arauca 230 kV"	36
Gráfica 19	Proyectos ANLA – Sector Hidrocarburos dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Interconexión Casanare – Arauca 230 kV"	38
Gráfica 20	Infraestructura Pública de Transporte (Agencia Nacional de Infraestructura – ANI), dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Interconexión Casanare – Arauca 230 kV"	47
Gráfica 21	Infraestructura Vial (Instituto Nacional de Vías – INVIAS), dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Interconexión Casanare – Arauca 230 kV"	48
Gráfica 22	Títulos Mineros dentro del área de estudio preliminar, Proyecto	49
Gráfica 23	Comunidades Étnicas dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Interconexión Casanare – Arauca 230 kV"	51
Gráfica 24	Hallazgos Arqueológicos dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Interconexión Casanare – Arauca 230 kV"	53
Gráfica 25	Conflicto Sociopolítico – Terronismo enero a junio de 2016 dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Interconexión Casanare – Arauca 230 kV"	55
Gráfica 26	Conflicto Sociopolítico – Secuestros enero a junio de 2016 dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Interconexión Casanare – Arauca 230 kV"	56
Gráfica 27	Conflicto Sociopolítico – Minas Antipersonales enero a junio de 2016 dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Interconexión Casanare – Arauca 230 kV"	57
Gráfica 28	Conflicto Sociopolítico – Lesiones Personales enero a junio de 2016 dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Interconexión Casanare – Arauca 230 kV"	58

Avenida Calle 28 No. 69 D – 01 Torre 1 Oficina 901
PBX (+57 1) 222 0601
FAX (+57 1) 221 0637
Línea Gratuita Nacional 01800 911 729
www.upme.gov.co



TODOS POR UN
NUEVO PAÍS





4 0098

07 FEB 2017



República de Colombia
Ministerio de Minas y Energía

Gráfica 29	Conflicto Sociopolítico – Homicidios enero a junio de 2016 dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Interconexión Casanare – Arauca 230 kV"	59
Gráfica 30	Conflicto Sociopolítico – Extorsiones enero a junio de 2016 dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Interconexión Casanare – Arauca 230 kV"	60
Gráfica 31	Bienes de Interés Cultural dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Interconexión Casanare – Arauca 230 kV"	66
Gráfica 32	Localización general del área de estudio preliminar Proyecto "Nueva Granada 230 kV (Cabrera 230 kV)"	71
Gráfica 33	División política administrativa del área de estudio preliminar Proyecto "Nueva Granada 230 kV (Cabrera 230 kV)"	72
Gráfica 34	Autoridad Ambiental Regional en jurisdicción del área de estudio preliminar, Proyecto "Nueva Granada 230 kV (Cabrera 230 kV)"	73
Gráfica 35	Zonificación Sísmica dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Nueva Granada 230 kV (Cabrera 230 kV)"	74
Gráfica 36	Grados de Erosión dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Nueva Granada 230 kV (Cabrera 230 kV)"	75
Gráfica 37	Amenaza de Remoción en Masa dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Nueva Granada 230 kV (Cabrera 230 kV)"	76
Gráfica 38	Conflicto uso del suelo dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Nueva Granada 230 kV (Cabrera 230 kV)"	77
Gráfica 39	Cuencas Hidrográficas dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Nueva Granada 230 kV (Cabrera 230 kV)"	79
Gráfica 40	Cobertura Vegetal dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Nueva Granada 230 kV (Cabrera 230 kV)"	81
Gráfica 41	Riesgo de Incendios dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Nueva Granada 230 kV (Cabrera 230 kV)"	83
Gráfica 42	Ecosistemas Estratégicos y/o Áreas Sensibles dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Nueva Granada 230 kV (Cabrera 230 kV)"	84
Gráfica 43	Proyectos ANLA – Sector Energía dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Nueva Granada 230 kV (Cabrera 230 kV)"	85
Gráfica 44	Infraestructura Pública de Transporte (Agencia Nacional de Infraestructura – ANI), dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Nueva Granada 230 kV (Cabrera 230 kV)"	86
Gráfica 45	Infraestructura Vial (Instituto Nacional de Vías – INVIAS), dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Nueva Granada 230 kV (Cabrera 230 kV)"	87
Gráfica 46	Títulos Mineros dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Nueva Granada 230 kV (Cabrera 230 kV)"	88
Gráfica 47	Hallazgos Arqueológicos dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Nueva Granada 230 kV (Cabrera 230 kV)"	91
Gráfica 48	Conflicto Sociopolítico – Terrorismo enero a junio de 2016 No Identificado dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Nueva Granada 230 kV (Cabrera 230 kV)"	92
Gráfica 49	Conflicto Sociopolítico – Secuestros enero a junio de 2016 No Identificado dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Nueva Granada 230 kV (Cabrera 230 kV)"	93
Gráfica 50	Conflicto Sociopolítico – Minas Antipersonales enero a junio de 2016 No Identificadas dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Nueva Granada 230 kV (Cabrera 230 kV)"	94
Gráfica 51	Conflicto Sociopolítico – Lesiones Personales enero a junio de 2016 dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Nueva Granada 230 kV (Cabrera 230 kV)"	95
Gráfica 52	Conflicto Sociopolítico – Homicidios enero a junio de 2016 dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Nueva Granada 230 kV (Cabrera 230 kV)"	96

Avenida Calle 26 No. 89 D – 91 Torre 1 Oficina 901
PBX (+57 1) 222 0801
FAX (+57 1) 221 9637
Línea Gratuita Nacional 01800 911 729
www.upme.gov.co



SEALADO

4 0098

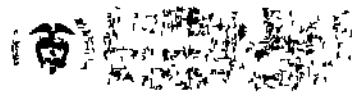
07 FEB 2017



República de Colombia
Ministerio de Minas y Energía

- Gráfica 53 *Conflicto Sociopolítico – Extorsiones enero a junio de 2016 dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Nueva Granada 230 kV (Cabrera 230 kV)"* 97
- Gráfica 54 *Bienes de Interés Cultural dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Nueva Granada 230 kV (Cabrera 230 kV)"* 99

Avenida Calle 28 No. 69 D – 01 Torre 1 Oficina 001
PBX (+57 1) 222 0601
FAX (+57 1) 221 0537
Línea Gratuita Nacional 01800 911 728
www.upme.gov.co



 **TODOS POR UN
NUEVO PAÍS**
PAZ. EQUIDAD. PROGRESO.





4 0098 07 FEB 2017



✓ IDENTIFICACIÓN DE LAS VARIABLES SOCIOAMBIENTALES PARA LOS PROYECTOS ALERTAS TEMPRANAS

1.1. OBJETO

Identificar variables ambientales y sociales que permiten considerar, tempranamente, en la fase de planeación, las principales implicaciones, posibilidades y condicionantes, dentro de un área preliminar de estudio, para la ejecución de los proyectos de transmisión que hacen parte del Plan de Expansión y ayudar a precisar los plazos y las fechas de puesta en servicio

1.1.1. Metodología

La identificación e incorporación de variables socio ambientales en la planeación de los proyectos definidos en el Plan de Expansión, como parte de las alertas tempranas de éstos, se desarrolló con base en la recopilación de información de los sitios web oficiales y la suministrada por las diferentes entidades

- Instituto Geográfico Agustín Codazzi – IGAC
- Sistema de Información Geográfica para la Planeación y el Ordenamiento Territorial – SIG-OT
- Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia – IDEAM
- Instituto de Investigaciones de Recursos Biológicos Alexander von Humboldt Colombia – IavH
- Sistema de Información Ambiental de Colombia – SIAC, liderado por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS) y los Institutos de Investigación Ambiental del país
- Unidad de Parques Nacionales Naturales – PNN
- Ministerio del Interior e INCODER
- Intituto Colombiano de Antropología e Historia – ICANH
- Dirección de Investigación Criminal e INTERPOL
- Aeronáutica Civil – Unidad Administrativa Especial – AEROCIVIL
- Agencia Nacional de Infraestructura – ANI
- Instituto Nacional de Vías – INVIAS
- Ministerio de Cultura
- Ministerio de Defensa
- Unidad Administrativa Especial de Gestión de Restitución de Tierras Despojadas – UAEGRTD
- Agencia Nacional de Tierras – ANT
- Corporaciones Autónomas Regionales – CAR's

Inicialmente, se definió para cada proyecto un área de estudio general, que por sus características generales, físicas, bióticas y sociales permitan analizar el desarrollo de las actividades de transmisión, teniendo como base la determinación de elementos sensibles a considerar en la planeación

A continuación, se listan las variables cartográficas correspondientes a las Alertas Tempranas estudiadas para cada uno de los proyectos

Avenida Calle 26 No. 69 D – 91 Torre 1 Oficina 801
PBX. (+57 1) 222 0801
FAX (+57 1) 221 9537
Línea Gratuita Nacional 01800 911 729
www.upme.gov.co





0098

07 FEB 2011



República de Colombia
Ministerio de Minas y Energía

- Zonificación sísmica según valores de aceleración (Aa) y amenaza sísmica relativa
- Grados de erosión
- Grados de amenaza de remoción en masa
- Amenaza volcánica
- Conflictos usos de suelo
- Cuencas hidrográficas
- Zonas susceptibles a la inundación
- Cobertura vegetal
- Zonificación de riesgo a incendios
- Áreas protegidas
- Áreas prioritarias de conservación nacional CONPES 3680 de 2010
- Áreas de bosques secos tropicales
- Ecosistemas estratégicos y/o áreas sensibles
- Áreas de reserva forestal de la Ley 2da
- Proyectos ANLA (sector energía, minería, infraestructura e hidrocarburos)
- Infraestructura pública de transporte ANI
- Infraestructura vial INVIAS
- Títulos mineros
- Comunidades étnicas
- Hallazgos arqueológicos
- Conflicto Sociopolítico (terrorismo, secuestro, minas antipersonales, lesiones personales, homicidios, extorsiones)
- Bienes de interés cultural
- Áreas de restitución de tierras
- Zonas de reservas campesinas

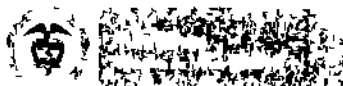
Una vez identificadas las variables socioambientales en el área de estudio preliminar para cada proyecto, se procedió a desarrollar los mapas temáticos que se presentan a continuación con ayuda del Sistema de Información Geográfico ArcGIS

1.1.1.1. Proyecto "Interconexión Casanare – Arauca 230 kV"

A continuación se describen las obras a ejecutar en el STN

- Construcción de la nueva Subestación Caño Limón II (La Paz) 230/115 kV
- Construcción de una línea desde la nueva Subestación Caño Limón II (La Paz) a interceptar la línea existente Banadia – Caño Limón 230 kV
- Construcción del segundo circuito Banadia - Caño Limón II (La Paz) 230 kV
- Construcción de la nueva Subestación Alcaraván 230/115 kV
- Construcción de la línea de transmisión entre las subestaciones Alcaraván – San Antonio 230 kV

Avenida Calle 26 No. 69 D – 91 Torre 1 Oficina 901
PBX (+57 1) 222 0601
FAX (+57 1) 221 9537
Línea Gratuita Nacional 01800 911 729
www.upme.gov.co



 **TODOS POR UN
NUEVO PAÍS**
POR EQUIPOS EDUCACION





4 0098

07 FEB 2017

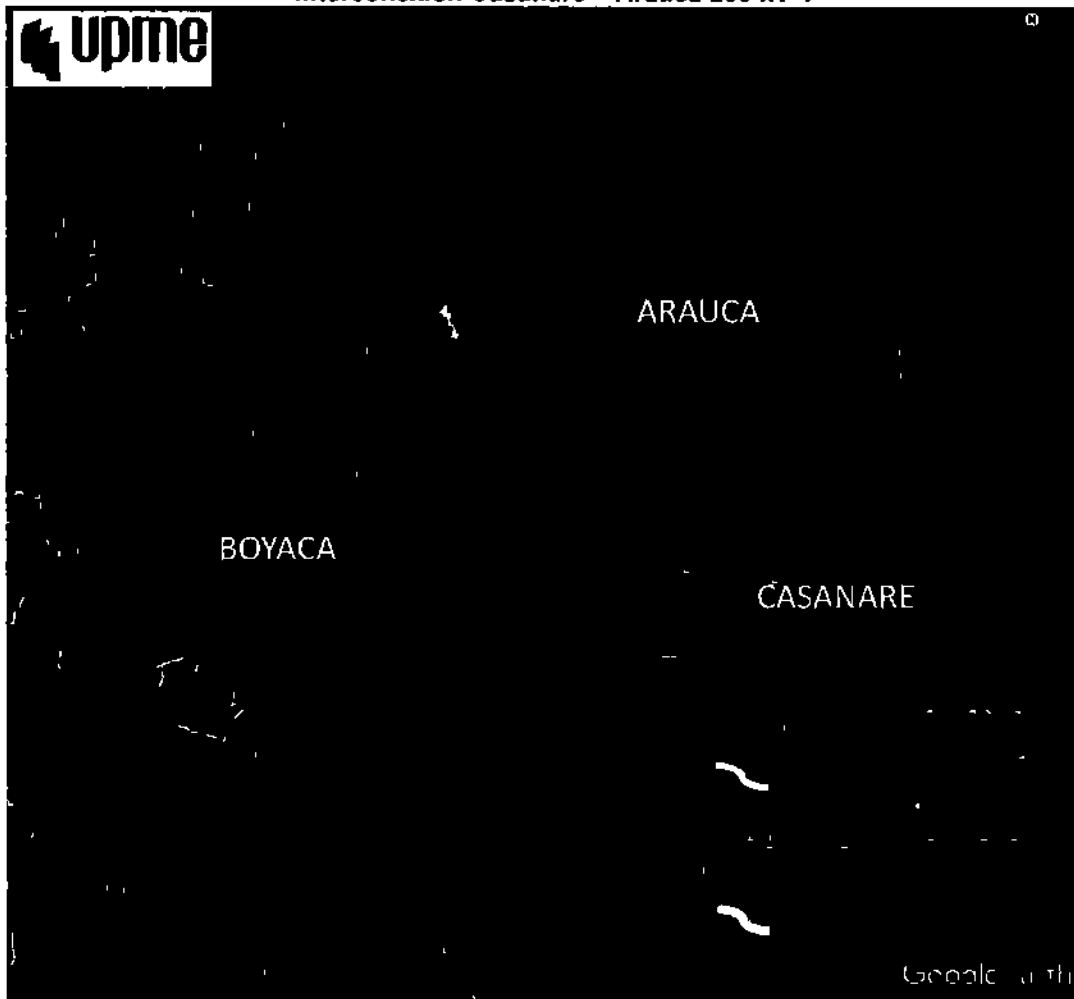


República de Colombia
Ministerio de Minas y Energía

- Construcción de la línea de transmisión entre las subestaciones Alcaraván – Banadia 230 kV

El área de estudio preliminar para el Proyecto “Interconexión Casanare – Arauca 230 kV”, se ubica en los departamentos de Arauca, Casanare y Boyacá, en jurisdicción de las siguientes Autoridades Ambientales Regionales Corporación Autónoma Regional de la Orinoquia - CORPORINOQUIA y Corporación Autónoma Regional de Boyacá - CORPOBOYACÁ (Gráfica 1 a la Gráfica 3 y Tabla 2).

Gráfica 1 Localización general del área de estudio preliminar Proyecto “Interconexión Casanare – Arauca 230 kV”.



Fuente Google Earth, 2016
Fuente de gráfica UPME, 2016

Avenida Calle 26 No. 88 D – 91 Torre 1 Oficina 801
PBX (+57 1) 222 0801
FAX (+57 1) 221 9537
Línea Gratuita Nacional 01800 911 729
www.upme.gov.co





República de Colombia
Ministerio de Minas y Energía

**Tabla 1 Infraestructura relacionada dentro del Proyecto
"Interconexión Casanare – Arauca 230 kV".**

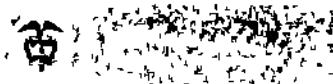
INFRAESTRUCTURA	OBSERVACIONES
Subestación San Antonio 230 kV	Subestación a construir de acuerdo a la Convocatoria UPME 03 - 2016 Subestación San Antonio 230 kV y Líneas de transmisión asociadas
SE Alcaraván 230/115 kV	A construir
SE Banadia 220 kV	Subestación Existente
Caño Limón II (La Paz) 230 kV	A construir cerca de la Subestación Caño Limón 220 kV Existente
Línea Caño Limón – Banadia – Samoré 230 kV	Línea de Transmisión Existente

Fuente UPME, 2016

**Tabla 2 Distancia aproximada en línea recta entre subestaciones del Proyecto
"Interconexión Casanare – Arauca 230 kV".**

SUBESTACIONES	DISTANCIAS	
	km	m
San Antonio - Alcaraván	79,008	79 008
Alcaraván - Banadia	193,642	193 642
DISTANCIA TOTAL	272,650	272 650

*La definición del trazado es responsabilidad del Inversionista. Las distancias calculadas no definen trazado alguno.
Fuente UPME, 2016



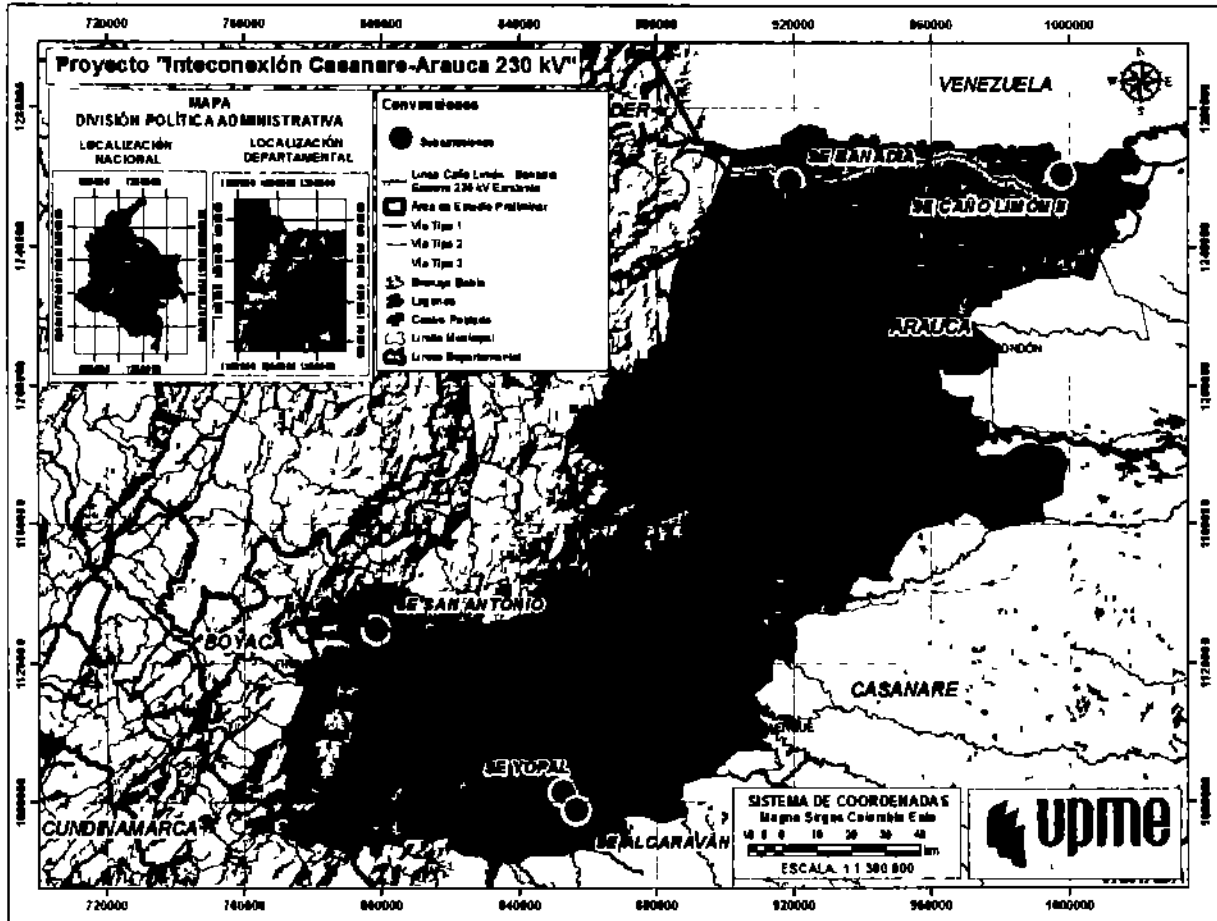


07 FEB 2017



República de Colombia
 Ministerio de Minas y Energía

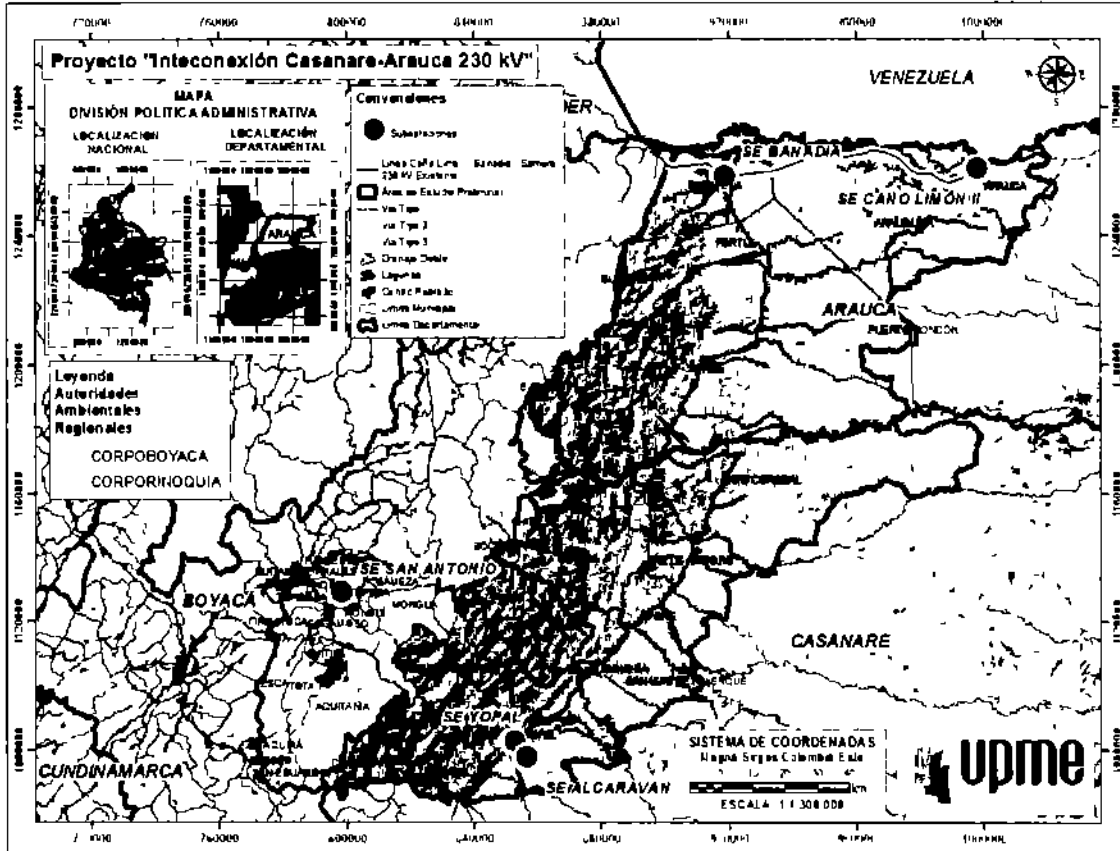
Gráfica 2. División político administrativa del área de estudio preliminar Proyecto "Interconexión Casanare – Arauca 230 kV".



Fuente de gráfica: UPME, 2016



Gráfica 3. Autoridades Ambientales Regionales en jurisdicción del área de estudio preliminar, Proyecto "Interconexión Casanare – Arauca 230 kV".



Fuente UPME, 2016

Tabla 3 Autoridades Ambientales Regionales del área de estudio preliminar Proyecto "Interconexión Casanare – Arauca 230 kV"

CORPORACIÓN AUTÓNOMA REGIONAL	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO
CORPORINOQUIA	Arauca	Puerto Rondon
		Tame
		Saravena
		Arauca
		Fortul
CORPORINOQUIA	Casanare	Arauquita
		Nunchía
		Chámeza
CORPORINOQUIA	Casanare	San Luis de Paleque
		Aguazul
		Recetor
CORPORINOQUIA	Casanare	Támara



0098 07 FEB 2017



República de Colombia
Ministerio de Minas y Energía

CORPORACIÓN AUTÓNOMA REGIONAL	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO
CORPOBOYACÁ	Boyacá	Paz de Anporo
		Sácarua
		Hato Corozal
		Pore
		Yopal
		Labranzagrande
		Firavitoba
		Tuta
		Mongul
		Pajarito
		Berbeo
		San Eduardo
		Zetaquirá
		Cultiva
		Aquitania
		Pesca
		Mongua
		Busbanzá
		Corrales
		Floresta
		Sogamoso
		Pisva
		Socotá
		Chita
		Gámeza
		Duitama
		Tópaga
Nobsa		
Tibasosa		
Guicán		
Iza		
Paya		
Santa Rosa de Viterbo		
Tota		
El Cocuy		

Fuente. UPME, 2016

A continuación en la Gráfica 4 a la Gráfica 5, se presentan las características generales de las áreas donde se ubican las subestaciones relacionadas al Proyecto "Interconexión Casanare – Arauca 230 kV"

Avenida Calle 26 No. 88 D - 01 Torre 1 Oficina 901
PBX (+57 1) 222 0601
FAX (+57 1) 221 9637
Línea Gratuita Nacional 01800 911 729
www.upme.gov.co





4 0098

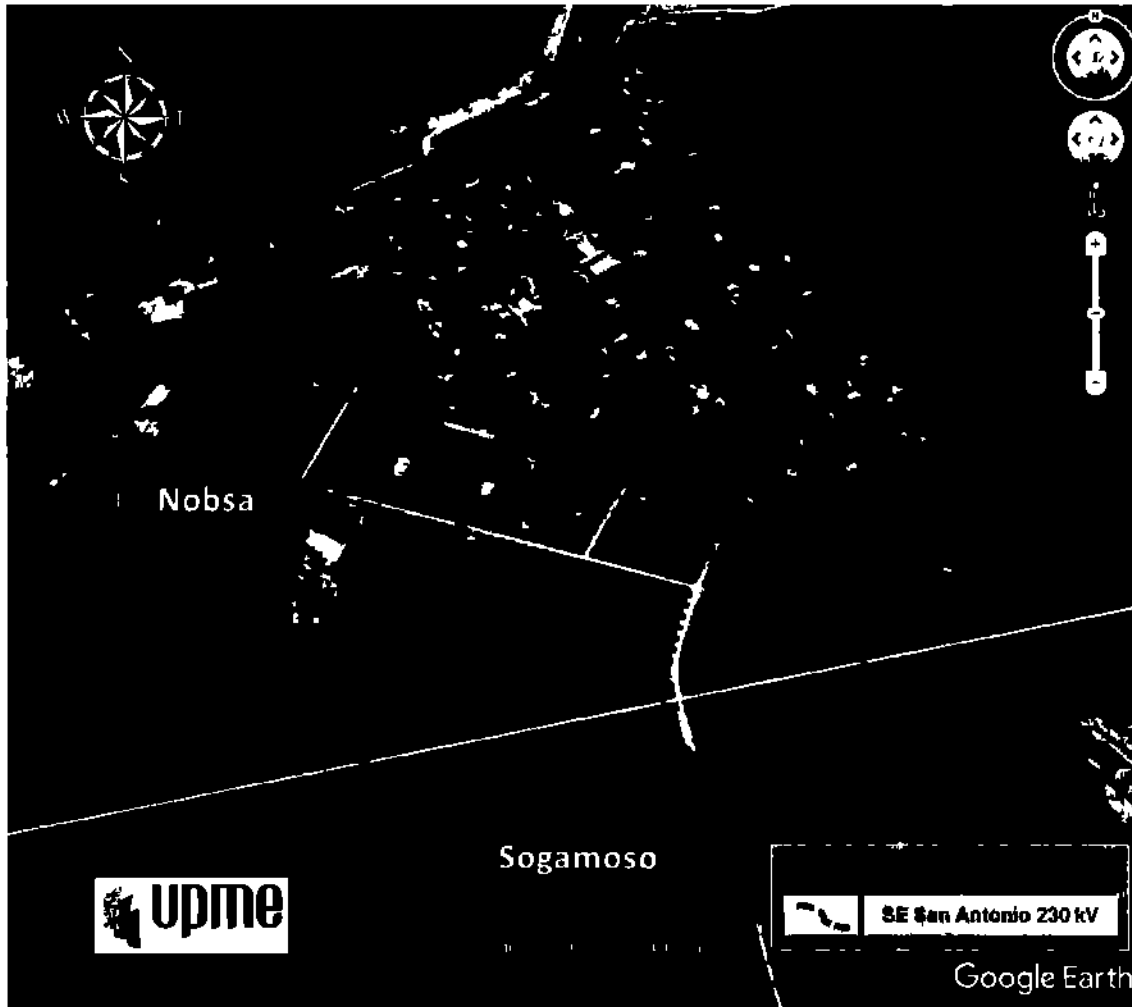
07 FEB 2017



República de Colombia
Ministerio de Minas y Energía

SUBESTACIÓN SAN ANTONIO 230 KV

Gráfica 4 Localización general de la subestación San Antonio 230 kV,
a construir en Convocatoria UPME 03-2016.

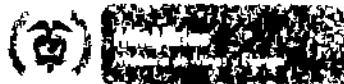


Fuente Google Earth, 2016
Fuente de gráfica UPME, 2016

Consideraciones:

- La Subestación San Antonio 230 kV, se ubicara al sur oriente del municipio de Nobsa en el departamento de Boyacá
- La construcción de esta subestación corresponde a la Convocatoria UPME 03 - 2016 Subestación San Antonio 230 kV y Líneas de transmisión asociadas

Avenida Calle 26 No. 69 D - 91 Torre 1 Oficina 901
PBX (+57 1) 222 0601
FAX (+57 1) 221 9537
Línea Gratuita Nacional 01800 811 729
www.upme.gov.co



**TODOS POR UN
NUEVO PAÍS**
POR EQUIPOS EDUCACIONALES





4 0098

07 FEB 2017



SUBESTACIÓN CAÑO LIMÓN 220 KV.

Gráfica 5. Localización general de la Subestación existente Caño Limón 220 kV.



Fuente: Google Earth, 2016
Fuente de gráfica: UPME, 2016

Consideraciones:

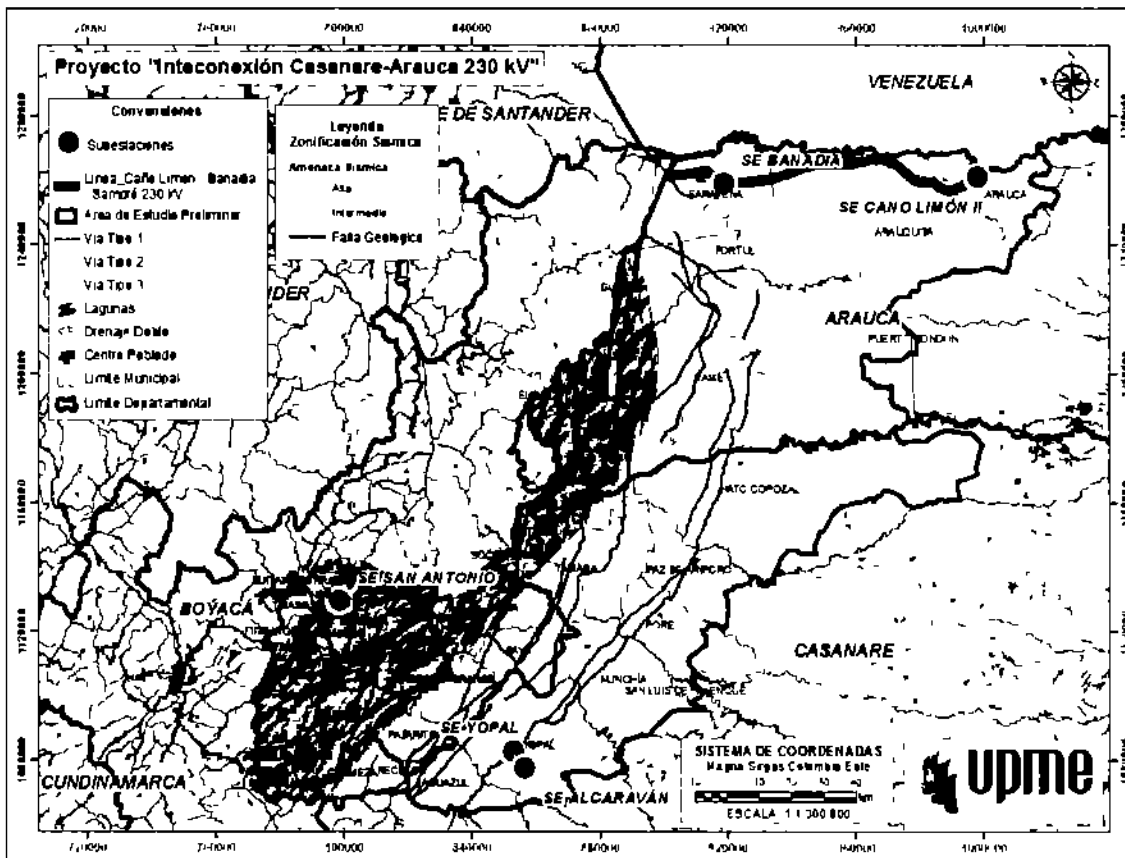
- La Subestación existente Caño Limón 220 kV, se ubica al noroccidente del municipio de Arauca del departamento de Arauca
- La nueva Subestación Caño Limón II (La Paz) 230 kV, se ubicara en terreno aledaño a la subestación existente Caño Limón 220 kV, es importante considerar las posibilidades y restricciones que pueda contemplar el POT del municipio de Arauca

En la estructuración del Proyecto "Interconexión Casanare – Arauca 230 kV", se identifican diferentes variables ambientales y sociales, las cuales permiten considerar desde una fase temprana implicaciones, posibilidades y condicionantes generales en el área de estudio, además de ayudar a precisar los plazos de ejecución y las fechas de entrada en operación de las obras requeridas. A continuación se ilustran las variables identificadas (Gráfica 6 a la Gráfica 31).

Avenida Calle 26 No. 88 D - 91 Torre 1 Oficina 801
PBX (+57 1) 222 0601
FAX (+57 1) 221 0637
Línea Gratuita Nacional 01800 911 729
www.upme.gov.co



Gráfica 6 Zonificación Sísmica dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Interconexión Casanare – Arauca 230 kV".



Fuente IGAC, Subdirección de Agrología, Zonificación Sísmica según valores de Aceleración (Aa) y Amenaza Sísmica Relativa 1999, http://sigotn.igac.gov.co/sigotn/PDF/ZonificSismicaRelativa_Nal_Am_V2.pdf
 INGEOMINAS, Mapa de Falla Geológica por Municipio República de Colombia, 2007
 Fuente UPME, 2016

Tabla 4. Zonificación Sísmica dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Interconexión Casanare – Arauca 230 kV"

ACELERACIÓN Aa (g)	GRADO DE AMENAZA	CARACTERÍSTICAS
0,30	Alta	Aquellas regiones donde se esperan temblores muy fuertes con valores de aceleración pico efectiva, mayores de 0.20g. Aproximadamente el 23% del territorio Colombiano queda incluido en la zona de amenaza sísmica Alta.
0,15 – 0,25	Intermedia	Regiones donde existe la probabilidad de alcanzar valores de aceleración pico efectiva mayores de 0.10g y menores o igual de 0.20g. Alrededor del 22% del territorio se encuentra incluido en esta zona.

Fuente IGAC, Subdirección de Agrología, Zonificación Sísmica según valores de Aceleración (Aa) y Amenaza Sísmica Relativa 1999, http://sigotn.igac.gov.co/sigotn/PDF/ZonificSismicaRelativa_Nal_Am_V2.pdf
 INGEOMINAS, Mapa de Falla Geológica por Municipio República de Colombia, 2007
 Fuente UPME, 2016



0098

07 FEB 2017

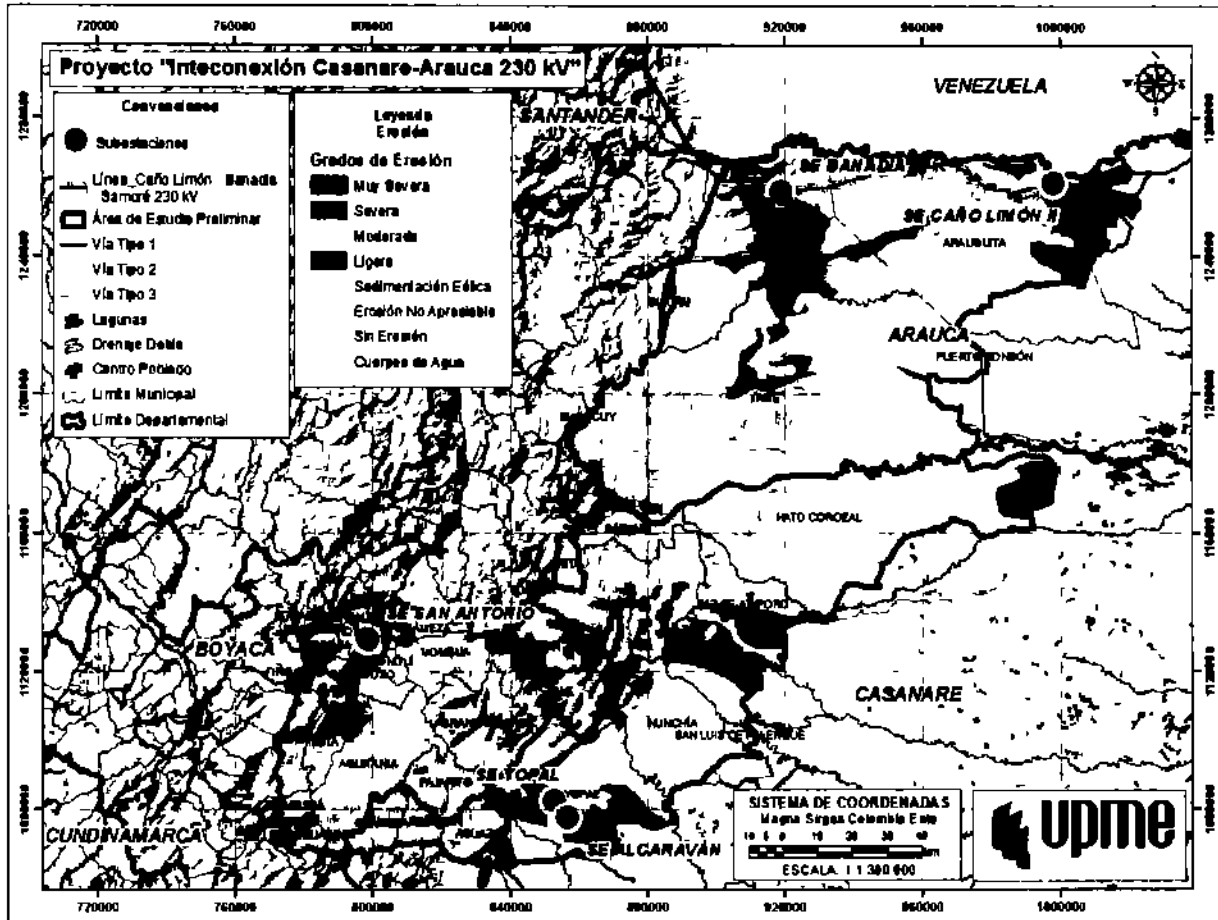


Unidad de Planeación Minero Energética



República de Colombia
Ministerio de Minas y Energía

Gráfica 7. Grados de Erosión dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Interconexión Casanare – Arauca 230 kV".



Fuente IGAC, Subdirección de Agrología, 2003, http://sigotn.igac.gov.co/sigotn/PDF/Erosion_Nal_Am_V2.pdf
Fuente de gráfica UPME, 2016

Tabla 5. Grados de Erosión dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Interconexión Casanare – Arauca 230 kV".

GRADO DE EROSIÓN	DESCRIPCIÓN
Muy Severa	Perdida crítica completa del horizonte A por efectos climatológicos y afectación antrópica Ausencia avanzada de cobertura vegetal y deterioro extremo de suelos por erosión natural clima seco y/o actividades antrópicas. Pérdida > 75 % del horizonte A
Moderada	Estado avanzado de degradación de suelos con pérdida de 25 a 75 % del horizonte A Pérdida < 25% del horizonte A de suelos por afectaciones parciales naturales y antrópicas, se extiende en amplias zonas de las cordilleras Central y Occidental, y en la Orinoquia
Sedimentación Eólica	Procesos de sedimentación fluvial especialmente en el valle bajo y medio del río Magdalena, valle del río Atrato, Valle del río Sinú
Erosión No Apreciable	Erosión No Apreciable
Sin Erosión	No se evidencia degradación de suelos

Fuente IGAC, Subdirección de Agrología, 2003, http://sigotn.igac.gov.co/sigotn/PDF/Erosion_Nal_Am_V2.pdf, UPME, 2016

Avenida Calle 28 No. 66 D - 01 Torre 1 Oficina 901
PBX (+57 1) 222 0801
FAX (+57 1) 221 8537
Línea Gratuita Nacional 01 800 811 728
www.upme.gov.co



MinMinas





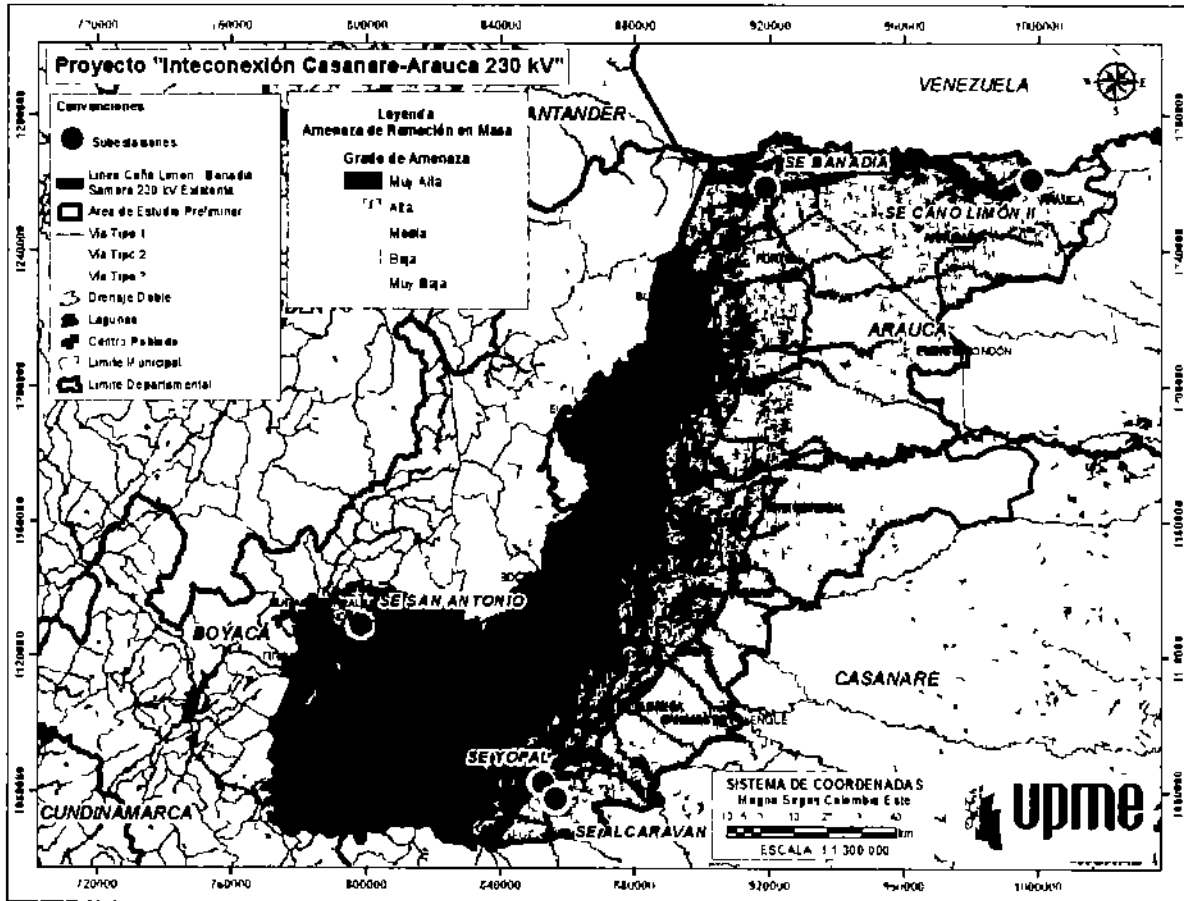
4 0090

07 FEB 2017



República de Colombia
Ministerio de Minas y Energía

Gráfica 8 Amenaza de Remoción en Masa dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Interconexión Casanare – Arauca 230 kV".



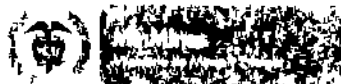
Fuente IGAC, Subdirección de Agrología, 2003, [http://sigotn.igac.gov.co/sigotn/PDF/Remoción en masa_Nal_Am_V2.pdf](http://sigotn.igac.gov.co/sigotn/PDF/Remoción%20en%20masa_Nal_Am_V2.pdf)
Fuente de gráfica UPME, 2016

Tabla 6 Amenaza de Remoción en Masa dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Interconexión Casanare – Arauca 230 kV".

GRADO DE REMOCIÓN EN MASA	DESCRIPCIÓN
Muy Alta	Alta concentración de deslizamientos y otros procesos Alta recurrencia de movimientos en masa En zonas de rocas metamórficas comunes deslizamientos y avenidas torrenciales
Media	Deslizamientos y flujos de detritos Intenso cárcava miento asociado
Muy Baja	Predominio de erosión concentrada y diferencial Presencia de deslizamientos Erosión diferencial y desprendimientos

Fuente IGAC, Subdirección de Agrología, 2003, [http://sigotn.igac.gov.co/sigotn/PDF/Remoción en masa_Nal_Am_V2.pdf](http://sigotn.igac.gov.co/sigotn/PDF/Remoción%20en%20masa_Nal_Am_V2.pdf), UPME, 2016

Avenida Calle 28 No. 89 D – 91 Torre 1 Oficina 901
PBX (+57 1) 222 0601
FAX (+57 1) 221 9537
Línea Gratuita Nacional 01800 811 729
www.upme.gov.co



TODOS POR UN
NUEVO PAÍS





0096

07 FEB 2017

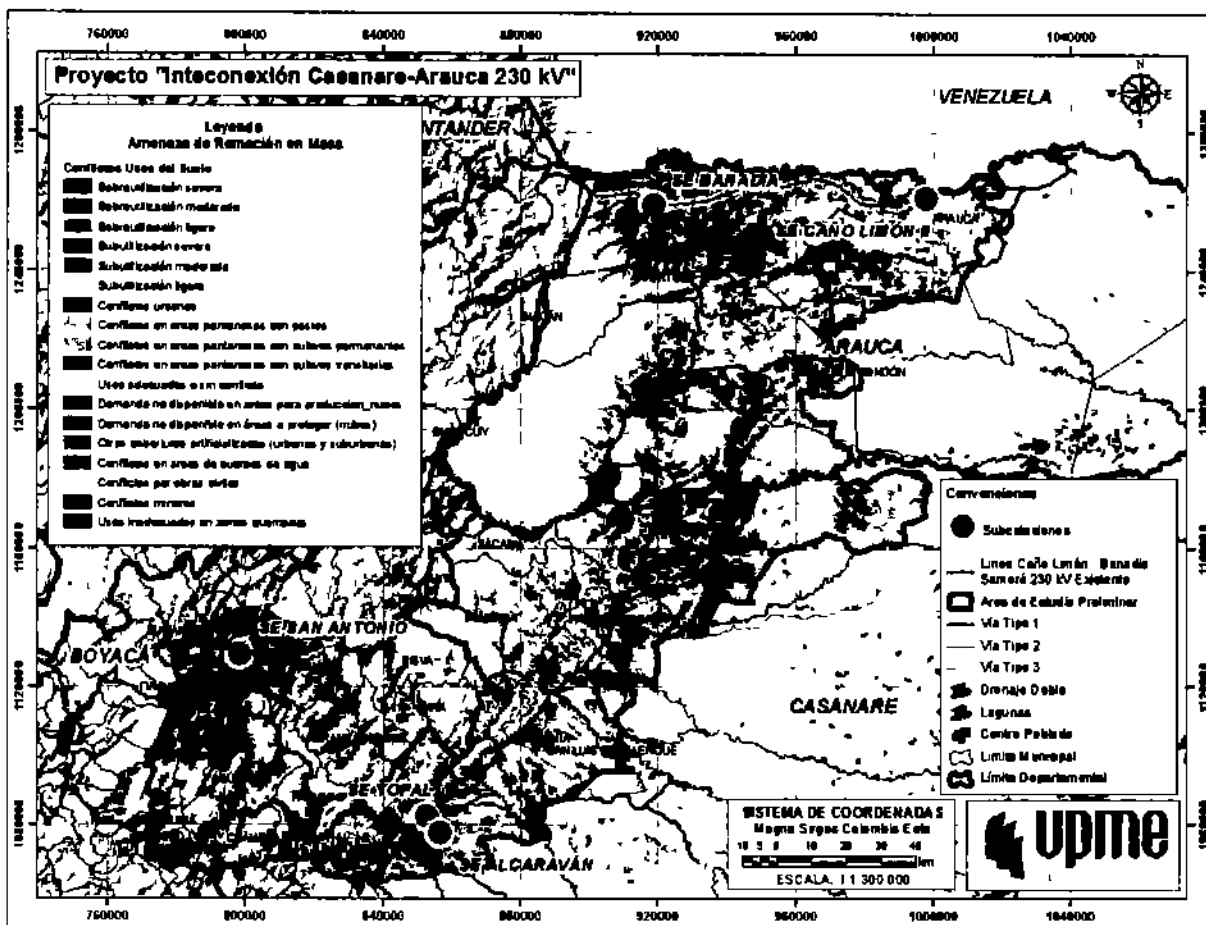


Unidad de Planeación Minero Energética



República de Colombia
Ministerio de Minas y Energía

Gráfica 9. Conflicto uso del suelo dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Interconexión Casanare – Arauca 230 kV".



Fuente: IGAC, Conflicto de Uso del Suelo, Escala 1.500 000 República de Colombia, 2003.
Fuente de gráfica: UPME, 2016

Tabla 7 Conflicto uso del suelo dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Interconexión Casanare – Arauca 230 kV".

TIPO DE CONFLICTO	DESCRIPCIÓN
Sobreutilización Severa	El conflicto por sobreutilización se presenta en las tierras en las cuales los agro-ecosistemas predominantes hacen un aprovechamiento intenso de la base natural de recursos, sobrepasando su capacidad natural productiva, ello lo hace incompatible con la vocación de uso principal y los usos compatibles recomendados para la zona, con graves riesgos de tipo ecológico y/o social. Tiene un área total de 15 877 225 hectáreas que equivale al 13,9% del país y al 30,5% del área del proyecto

Avenida Calle 26 No. 68 D - 91 Torre 1 Oficina 801
PBX (+57 1) 222 0801
FAX (+57 1) 221 9637
Línea Gratuita Nacional 01800 911 729
www.upme.gov.co



MinMinas





4 0098

07 FEB 2017

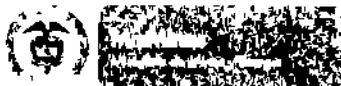


Republica de Colombia
Ministerio de Minas y Energía

TIPO DE CONFLICTO	DESCRIPCIÓN
Subutilización Ligera	El Conflicto de Uso por subutilización se presenta en tierras donde la demanda ambiental es menos intenso en comparación con la mayor capacidad productiva de ellas, razón por la cual no cumplen con la función social y económica establecida por la Constitución Nacional, cuyo fin es el de proveer de alimentos a la población y satisfacer sus necesidades básicas. Su área total es de 7 205 603 hectáreas que corresponden al 6,31% del país y 13,8% del área de estudio
Conflictos en áreas pantanosas con pastos Conflictos en áreas pantanosas con cultivos permanentes	Se identificaron los conflictos de uso en áreas pantanosas con la presencia de cultivos transitorios, permanentes y pastos que suman un total de 969 622 hectáreas, corresponden al 0,9% del país y se localizan principalmente en zonas de humedales, ciénagas, pantanos, en los cuales, el hombre, en época de verano utiliza los suelos para el establecimiento de estos sistemas de producción, sin percatarse del daño ambiental causado al ecosistema
Conflictos Urbanos	Los conflictos de tipo Minero se localizan principalmente en las áreas de ríos, paramos, ciénagas que tienen valor eco-sistémico para su protección y estas áreas suman un total de 44 500 hectáreas aproximadamente (0,04% del país)
Conflictos por obras civiles	Los conflictos por obras civiles se dan en zonas de humedales, cuerpos de agua, pantanos, y en otros casos en áreas altamente agrícolas del país, su área total es de 4 550 hectáreas. Caso similar ocurre con los conflictos urbanos, ya que las cabeceras municipales o de corregimiento se encuentran localizadas sobre ecosistemas estratégicos y áreas con un potencial alto para las actividades agrícolas (clases agrológicas I, II y III) y en áreas de forestal de protección (Clase agrológica VIII), presentando un conflicto legal por no cumplir lo establecido en el Decreto 3600 de 2007, Artículo 4, el área que representa este conflicto urbano es de 18 000 hectáreas
	Sin información
	Sin información
Otros usos no autorizados (Urbanos y suburbanos)	Sin información
Usos adecuados o sin conflicto	Las tierras sin Conflictos de Uso o en uso adecuado se caracterizan porque la oferta ambiental dominante guarda correspondencia con la demanda de la población colombiana. Ocupa un área de 7 322 097 hectáreas que corresponden al 6,41% del país y al 14% del área estudiada
	Sin información

Fuente: IGAC, Conflicto de Uso del Suelo, Escala 1:500 000. República de Colombia, 2003
Fuente de gráfica: UPME, 2016

Avenida Calle 28 No. 88 D - 11 Torre 1 Oficina 901
PBX (+57 1) 222 0601
FAX (+57 1) 221 9537
Línea Gratuita Nacional 01800 811 728
www.upme.gov.co

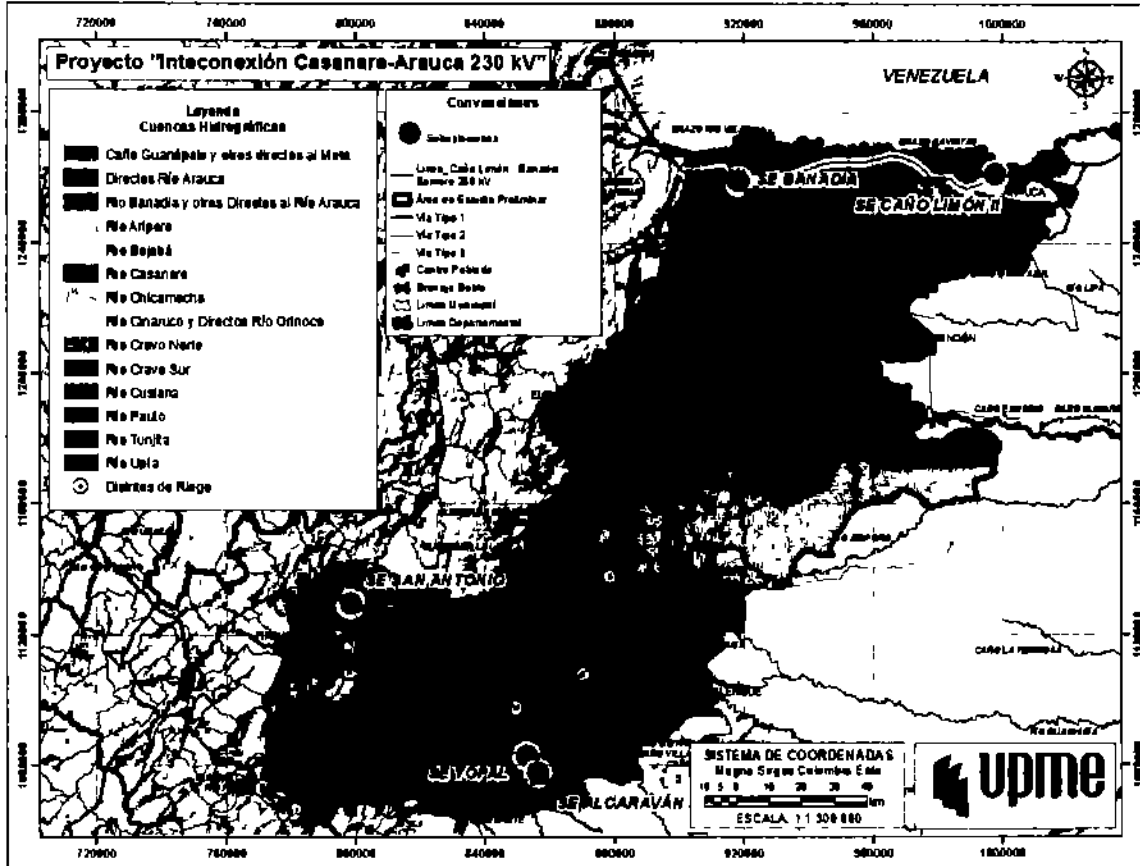


TODOS POR UN
NUEVO PAÍS
PAÍS EQUIPADO, LIBERACION





Gráfica 10. Cuencas Hidrográficas dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Interconexión Casanare – Arauca 230 kV".



Fuente IDEAM, 2002, IGAC, 2012
 Fuente de gráfica: UPME, 2016

Tabla 8. Cuencas Hidrográficas dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Interconexión Casanare – Arauca 230 kV".

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	CUENCA HIDROGRÁFICA
Boyacá	Floresta	[Redacted]
	Busbanzá	
	Corrales	
	Gámeza	
	Mongua	
	Monguí	
	Tópaga	
	Sogamoso	
	Nobsa	
	Quitama	
	Tibasosa	
	Firavitoba	
	Iza	





20 años

07 FEB 2017



República de Colombia
Ministerio de Minas y Energía

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	CUENCA HIDROGRÁFICA	
Boyacá	Cultiva	Río Chicamocha	
	Tota		
	Pesca		
	Tuta		
	Duitama		
	Santa Rosa de Viterbo		
	Rondón		
	Tota		
	Aquitania		
	Zetaquirá		
	Berbeo		
	San Eduardo		
	Sogamoso		
	Culiva		
	Tota		
Boyacá-Casanare	Aquitania	Río Cravo Sur	
Boyacá	Chámeza		
	Sogamoso		
Boyacá-Casanare	Aquitania		
	Pajarito		
Casanare	Yopal		
	Aguazul		
	Recetor		
Boyacá	Chámeza		
	Gámeza		
	Mongua		
	Labranza Grande		
	Paya		
Casanare	Yopal		Río Boyabá
	Nunchía		
	San Luis de Palenque		
	Fortul		
	Saravena		
	Támara		
	Nunchía		
	San Luis de Palenque		
	Paz de Ariporo		
	Támara		
Casanare	Hato Corozal	Río Arporo	
	Sácama		
	Tame		
	Puerto Rondón		
	Fortul		
	Arauca		
	Araucuita		
	Saravena		
	Araucuita		
	Arauca		
Araucuita			
Casanare	Arauca	Río Banadía y otros Directos al Río Arauca	
	Araucuita		
Casanare	Arauca	Río Cinaruco y Directos Río Orinoco	
	Araucuita	Directos Río Arauca	

Fuente IDEAM, 2002, IGAC, 2012
Fuente de gráfica UPME, 2016

Avenida Calle 28 No. 89 D - 91 Torre 1 Oficina 901
PBX (+57 1) 222 0601
FAX (+57 1) 221 9537
Línea Gratuita Nacional 01800 911 729
www.upme.gov.co



TODOS POR UN
NUEVO PAÍS



4 0098

07 FEB 2017



República de Colombia
Ministerio de Minas y Energía

Tabla 9. Distritos de Riego dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Interconexión Casanare – Arauca 230 kV".

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	DISTRITO DE RIEGO	SÍMBOLO ☉
Boyacá	Duitama	Alto Chicamocha y Firavitoba	
	Sogamoso	Siscunci	
	Aquitania	Hato Laguna	
	San Eduardo	San Eduardo	
Casanare	Yopal	Marroquin	
	Nunchia	La Capilla	
	Támara	Guaseque-La Picacha	

Fuente IDEAM, 2002, IGAC, 2012.
Fuente de gráfica UPME, 2016





4 0098

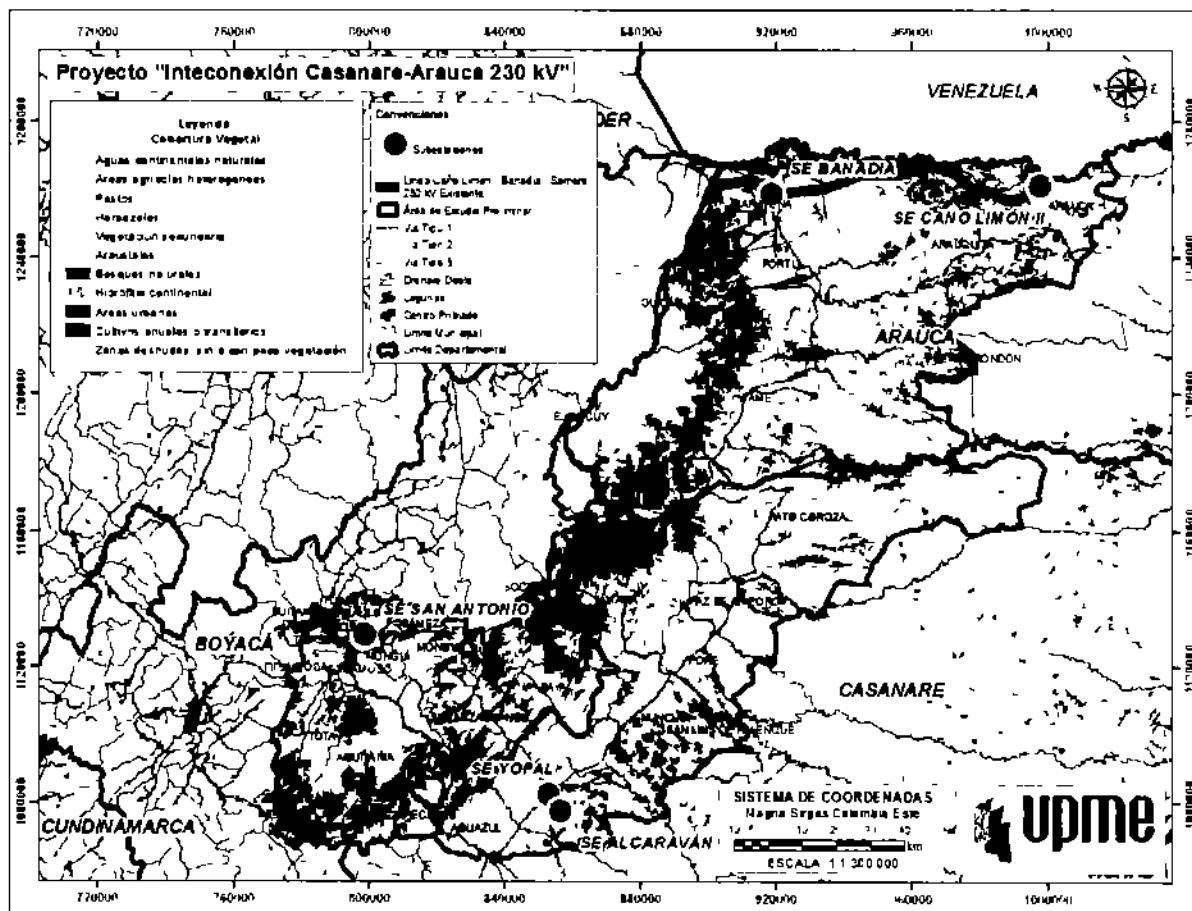
07 FEB 2017

20 años



República de Colombia
Ministerio de Minas y Energía

Gráfica 11 Cobertura Vegetal dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Interconexión Casanare – Arauca 230 kV".

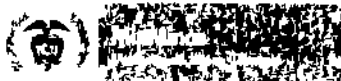


Fuente IDEAM, IGAC, IAvH, 2007
Fuente de gráfica UPME, 2016

Tabla 10. Cobertura Vegetal dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Interconexión Casanare – Arauca 230 kV"

COBERTURA	BIOMA	ECOSISTEMA
Áreas agrícolas heterogéneas	Helobiomas de la Amazonia y Orinoquia	Áreas agrícolas heterogéneas del helobioma Amazonia y Orinoquia
	Orobiomas altos de los Andes	Áreas agrícolas heterogéneas del orobioma alto de los Andes
	Orobiomas medios de los Andes	Áreas agrícolas heterogéneas del orobioma bajo de los Andes
	Peinobiomas de la Amazonia y Orinoquia	Áreas agrícolas heterogéneas del orobioma medio de los Andes
	Peinobiomas de la Amazonia y Orinoquia	Áreas agrícolas heterogéneas del peinobioma de la Amazonia y Orinoquia

Avenida Calle 28 No. 69 D – 91 Torre 1 Oficina 801
PBX (+57 1) 222 0801
FAX (+57 1) 221 9537
Línea Gratuita Nacional 01800 811 728
www.upme.gov.co



TODOS POR UN
NUEVO PAÍS



4 0098 07 FEB 2017



República de Colombia
Ministerio de Minas y Energía

COBERTURA	BIOMA	ECOSISTEMA
	Helobiomas de la Amazonia y Orinoquia	Áreas urbanas del helobioma Amazonia y Orinoquia
	Orobiomas altos de los Andes	Áreas urbanas del orobioma alto de los Andes
	Orobiomas medios de los Andes	Áreas urbanas del orobioma medio de los Andes
	Peinobiomas de la Amazonia y Orinoquia	Áreas urbanas del peinobioma de la Amazonia y Orinoquia
Aguas continentales naturales	Helobiomas de la Amazonia y Orinoquia	Aguas cont naturales del helobioma Amazonia y Orinoquia
	Orobiomas altos de los Andes	Aguas cont naturales del orobioma alto de los Andes
	Orobiomas bajos de los Andes	Aguas cont naturales del orobioma bajo de los Andes
Arbustales	Orobiomas altos de los Andes	Arbustales del orobioma alto de los Andes
	Orobiomas medios de los Andes	Arbustales del orobioma medio de los Andes
Cultivos anuales o transitorios	Helobiomas de la Amazonia y Orinoquia	Bosques naturales del helobioma Amazonia y Orinoquia
		Bosques naturales del orobioma alto de los Andes
		Bosques naturales del orobioma bajo de los Andes
		Bosques naturales del orobioma medio de los Andes
	Orobiomas altos de los Andes	Bosques naturales del helobioma Amazonia y Orinoquia
		Bosques naturales del peinobioma de la Amazonia y Orinoquia
	Orobiomas bajos de los Andes	Bosques naturales del helobioma Amazonia y Orinoquia
		Bosques naturales del peinobioma de la Amazonia y Orinoquia
	Orobiomas medios de los Andes	Bosques naturales del zonobioma húmedo tropical de la Amazonia y Orinoquia
		Bosques naturales del helobioma Amazonia y Orinoquia
	Peinobiomas de la Amazonia y Orinoquia	Bosques naturales del helobioma Amazonia y Orinoquia
		Bosques naturales del peinobioma de la Amazonia y Orinoquia
Zonobioma húmedo tropical de la Amazonia y Orinoquia	Bosques naturales del zonobioma húmedo tropical de la Amazonia y Orinoquia	
Zonobioma húmedo tropical de la Amazonia y Orinoquia	Bosques naturales del helobioma Amazonia y Orinoquia	
Zonobioma húmedo tropical de la Amazonia y Orinoquia	Bosques naturales del peinobioma de la Amazonia y Orinoquia	
Zonobioma húmedo tropical de la Amazonia y Orinoquia	Bosques naturales del zonobioma húmedo tropical de la Amazonia y Orinoquia	
Helobiomas de la Amazonia y Orinoquia	Cultivos anuales o transitorios del helobioma Amazonia y Orinoquia	

Avenida Calle 28 No. 88 D - 81 Torre 1 Oficina 801
PBX (+57 1) 222 0801
FAX (+57 1) 221 8537
Línea Gratuita Nacional 01800 811 728
www.upme.gov.co





4 0096 07 FEB 2017

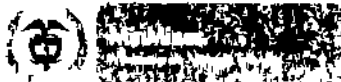


Republica de Colombia
Ministerio de Minas y Energía

COBERTURA	BIOMA	ECOSISTEMA
Cultivos anuales o transitorios	Orobiomas altos de los Andes	Cultivos anuales o transitorios del orobioma alto de los Andes
	Orobiomas medios de los Andes	Cultivos anuales o transitorios del orobioma medio de los Andes
	Peinobiomas de la Amazonia y Orinoquia	Cultivos anuales o transitorios del peinobioma de la Amazonia y Orinoquia
Herbazales	Helobiomas de la Amazonia y Orinoquia	Herbazales del helobioma Amazonia y Orinoquia
	Orobiomas medios de los Andes	Herbazales del orobioma medio de los Andes
	Peinobiomas de la Amazonia y Orinoquia	Herbazales del peinobioma de la Amazonia y Orinoquia
Pastos	Zonobioma húmedo tropical de la Amazonia y Orinoquia	Herbazales del zonobioma húmedo tropical de la Amazonia y Orinoquia
	Helobiomas de la Amazonia y Orinoquia	Hidrofitia continental del helobioma Amazonia y Orinoquia
	Peinobiomas de la Amazonia y Orinoquia	Hidrofitia continental del peinobioma de la Amazonia y Orinoquia
	Zonobioma húmedo tropical de la Amazonia y Orinoquia	Hidrofitia continental del zonobioma húmedo tropical de la Amazonia y Orinoquia
	Helobiomas de la Amazonia y Orinoquia	Pastos del helobioma Amazonia y Orinoquia
	Orobiomas altos de los Andes	Pastos del orobioma alto de los Andes
	Orobiomas bajos de los Andes	Pastos del orobioma bajo de los Andes
	Orobiomas medios de los Andes	Pastos del orobioma medio de los Andes
	Peinobiomas de la Amazonia y Orinoquia	Pastos del peinobioma de la Amazonia y Orinoquia
	Zonobioma húmedo tropical de la Amazonia y Orinoquia	Pastos del zonobioma húmedo tropical de la Amazonia y Orinoquia
Vegetación secundaria	Helobiomas de la Amazonia y Orinoquia	Vegetación secundaria del helobioma Amazonia y Orinoquia
	Orobiomas altos de los Andes	Vegetación secundaria del orobioma alto de los Andes
	Orobiomas bajos de los Andes	Vegetación secundaria del orobioma bajo de los Andes
	Orobiomas medios de los Andes	Vegetación secundaria del orobioma medio de los Andes
	Peinobiomas de la Amazonia y Orinoquia	Vegetación secundaria del peinobioma de la Amazonia y Orinoquia
	Zonobioma húmedo tropical de la Amazonia y Orinoquia	Vegetación secundaria del zonobioma húmedo tropical de la Amazonia y Orinoquia
	Helobiomas de la Amazonia y Orinoquia	Zonas desnudas del helobioma Amazonia y Orinoquia
Zonas desnudas, sin o con poca vegetación	Peinobiomas de la Amazonia y Orinoquia	Zonas desnudas del peinobioma de la Amazonia y Orinoquia

Fuente IDEAM, IGAC, IAVH, 2007 UPME, 2016

Avenida Calle 26 No. 69 D-91 Torre 1 Oficina 901
PBX (+57 1) 222 0601
FAX (+57 1) 221 9537
Línea Gratuita Nacional 01800 911 729
www.upme.gov.co



TODOS POR UN NUEVO PAÍS
PAZ, TRUQUE Y PROGRESO





20 años 0096

20 años 07 FEB 2017

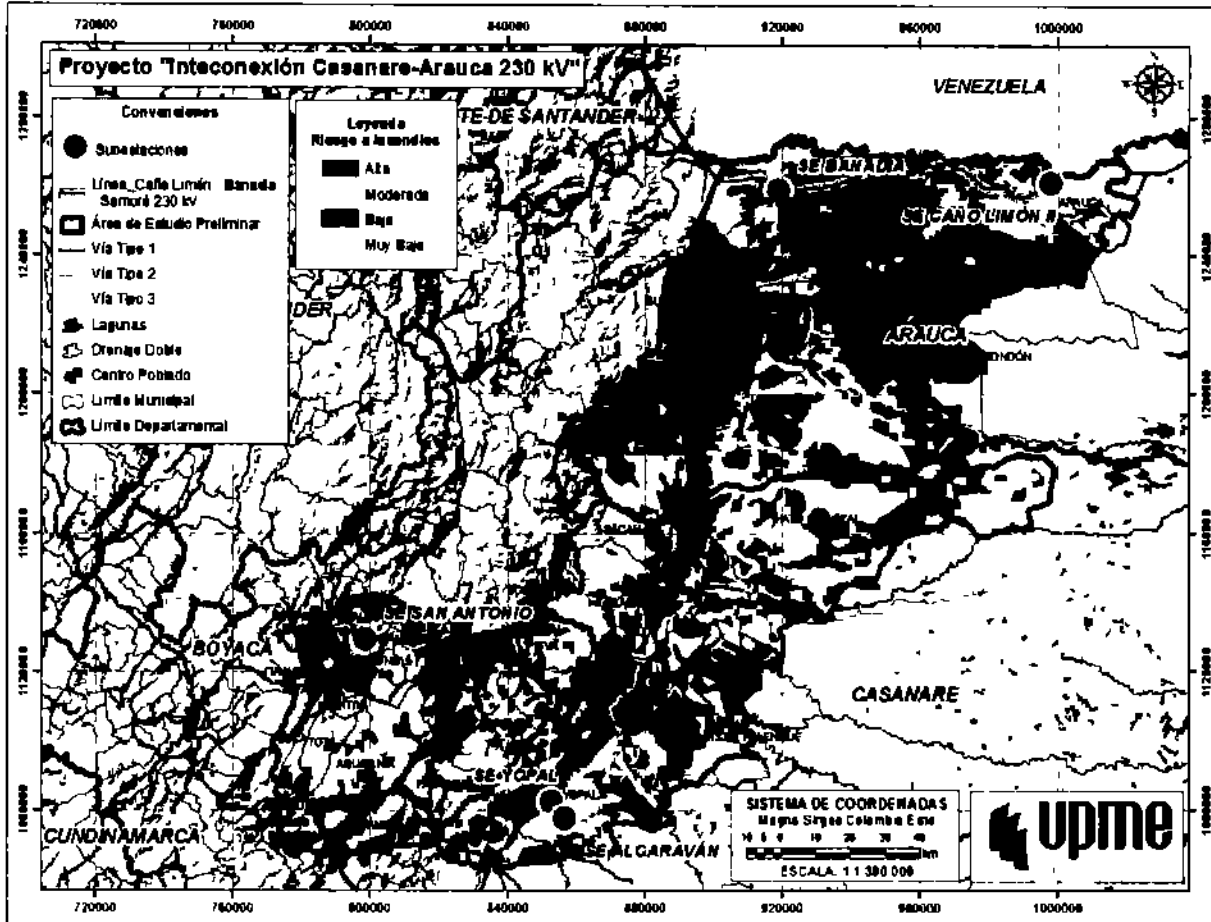


Unidad de Planeación Minero Energética



República de Colombia
Ministerio de Minas y Energía

Gráfica 12. Riesgo a incendios dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Interconexión Casanare – Arauca 230 kV".



Fuente: IDEAM, 2013.
Fuente de gráfica: UPME, 2016

Avenida Calle 20 No. 88 D - 91 Torre 1 Oficina 801
PBX (+57 1) 222 0801
FAX (+57 1) 221 9537
Línea Gratuita Nacional 01800 811 728
www.upme.gov.co



MinMinas





0098

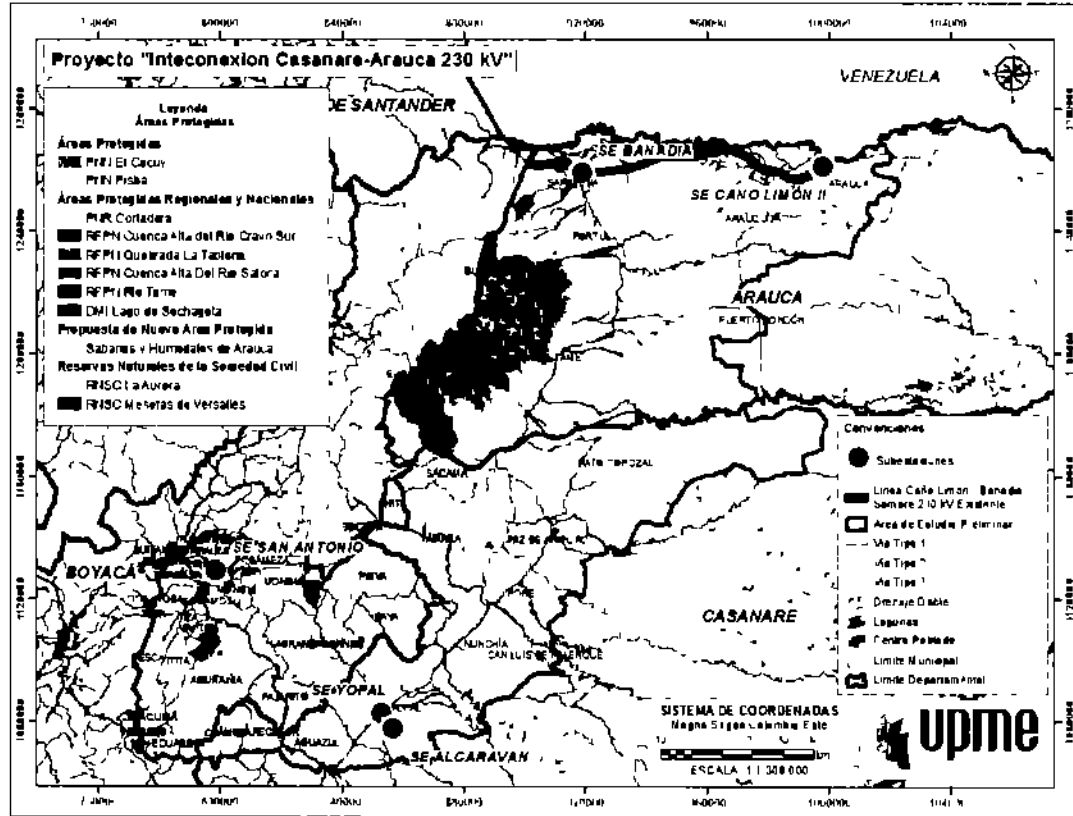
07 FEB 2017

30 años



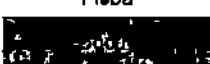
Republica de Colombia
Ministerio de Minas y Energía

Gráfica 13. Áreas Protegidas dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Interconexión Casanare – Arauca 230 kV".

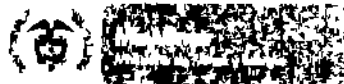


Fuente: Unidad de Parques Nacionales Naturales de Colombia - PNN, Versión 2-2016, <http://mapas.parquesnacionales.gov.co/#>
Sistema de Información Ambiental de Colombia – SIAC, 2016
Fuente de gráfica: UPME, 2016

Tabla 11 Áreas Protegidas dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Interconexión Casanare – Arauca 230 kV".

CATEGORIAS	ÁREAS PROTEGIDAS	AUTORIDADES	DEPARTAMENTOS	MUNICIPIOS
Parque Nacional Natural	 Pisba	MADS	Boyacá	Mongua
			Arauca	Fortuna Tame
Parque Natural Regional	Unidad Biogeográfica Siscunci - Oceta	CORPOBOYACÁ	Boyacá	Pesca
				Mongui
				Mongua
				Sogamoso
				Labrabza Grande
Aquitania				
Pajarito				
Tópaga				

Avenida Calle 26 No. 69 D – 91 Torre 1 Oficina #01
PBX (+57 1) 222 0801
FAX (+57 1) 221 9537
Línea Gratuita Nacional 01800 811 720
www.upme.gov.co



TODOS POR UN NUEVO PAÍS



CATEGORIAS	ÁREAS PROTEGIDAS	AUTORIDADES	DEPARTAMENTOS	MUNICIPIOS
Reserva Forestal Protectora Nacional	Pto Tame Cuenca Alta del Río Cravo Sur	MADS	Casanare	Yopal
			Arauca	Tame
			Boyacá	Mongua
Propuesta de Nuevas Áreas Protegidas	Sabanas y Humedales de Arauca	CORPORINOQUÍA	Arauca	Arauquita
Distrito de Manejo Integrado	Lago de Sohanola	CORPOBOYACÁ	Boyacá	Firavitoba
Reserva Natural de la Sociedad Civil		CORPORINOQUÍA	Casanare	Hato Corozal
				Támara

Fuente: Unidad de Parques Nacionales Naturales de Colombia - PNN, Versión 2-2016, <http://mapas.parquesnacionales.gov.co/#> Sistema de Información Ambiental de Colombia - SIAC, 2016. UPME, 2016.



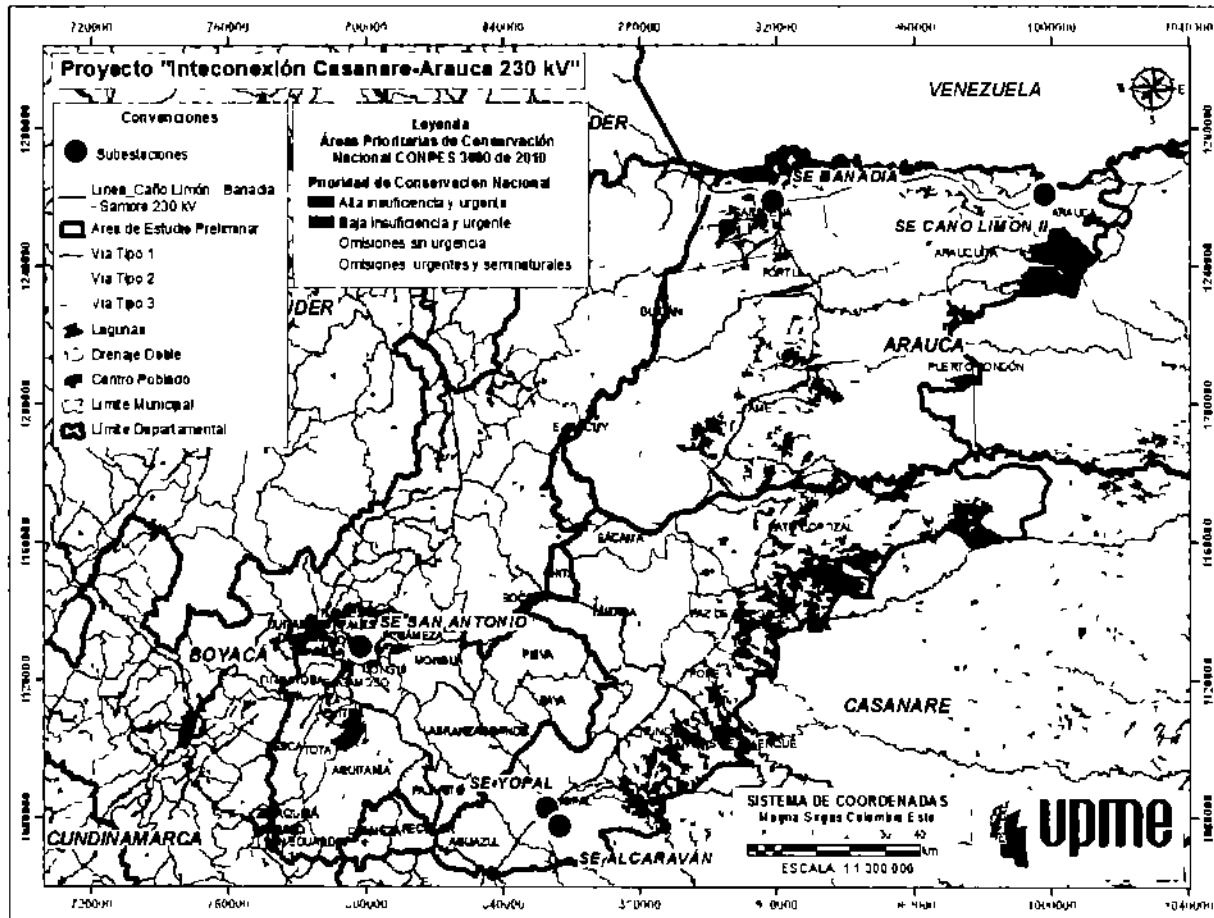


4 0098 07 FEB 2017



Republica de Colombia
Ministerio de Minas y Energía

Gráfica 14 Áreas Prioritarias de Conservación Nacional CONPES 3680 de 2010 dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Interconexión Casanare – Arauca 230 kV".

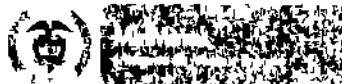


Fuente: Unidad de Parques Nacionales Naturales de Colombia – PNN, 2012
<http://geonetwork.parquesnacionales.gov.co/geonetwork/srv/spa/metadata/show?id=2560&currTab=simple>
 Fuente de gráfica: UPME, 2016

Tabla 12 Áreas Prioritarias de Conservación Nacional CONPES 3680 de 2010 dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Interconexión Casanare – Arauca 230 kV".

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	ÁREAS PRIORITARIAS DE CONSERVACIÓN	REPRESENTATIVIDAD Y PRIORIDAD
Casanare	Arauquita, Hato Corozal, Paz de Anporo, Támara, San Luis de Palenque, Nunchía	Aguas conl. naturales del helobionta Amazonia y Orinoquia	

Avenida Calle 28 No. 69 D-91 Torre 1 Oficina 801
 PBX (+57 1) 222 0801
 FAX (+57 1) 221 9537
 Línea Gratuita Nacional 01800 911 720
www.upme.gov.co



TODOS POR UN
NUEVO PAÍS
PAZ EQUIDAD EQUILIBRIO



0098 07 FEB 2017



República de Colombia
Ministerio de Minas y Energía

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	ÁREAS PRIORITARIAS DE CONSERVACIÓN	REPRESENTATIVIDAD Y PRIORIDAD
Casanare	Arauca, Arauquita, Tame, Puerto Rondón, Hato Corozal, Paz de Ariporo, Pore, Nunchía, Yopal, San Luis de Palenque	Bosques naturales del helobioma Amazonia y Orinoquia	
Boyacá	Nobsa		
Casanare	Hato Corozal, Paz de Ariporo	Bosques naturales del peinobioma de la Amazonia y Orinoquia	
	Arauca, Arauquita, Hato Corozal, Paz de Ariporo, Pore, Nunchía	Herbazales del helobioma Amazonia y Orinoquia	
	Hato Corozal, Pore	Herbazales del peinobioma de la Amazonia y Orinoquia	
	Tame	Hidrofitia continental del helobioma Amazonia y Orinoquia	
Boyacá	Nobsa, Santa Rosa de Viterbo	Arbustales del orobioma medio de los Andes	
Casanare	Recetor, Chámeza	Bosques naturales del orobioma medio de los Andes	
	Tame, Hato Corozal, Paz de Anporo, Pore, Nunchía, Támara-Saravena	Bosques naturales del peinobioma de la Amazonia y Orinoquia	
	Tame, Hato Corozal, Pore, Nunchía, Yopal, Aguazul	Herbazales del peinobioma de la Amazonia y Orinoquia	
	Pore	Zonas desnudas del peinobioma de la Amazonia y Orinoquia	
	Paz de Anporo	Bosques naturales del orobioma bajo de los Andes	
	Hato Corozal	Bosques naturales del peinobioma de la Amazonia y Orinoquia	
	Arauca	Bosques naturales del zonobioma humedo tropical de la Amazonia y Orinoquia	
	Hato Corozal	Herbazales del peinobioma de la Amazonia y Orinoquia	
	Arauca	Herbazales del zonobioma humedo tropical de la Amazonia y Orinoquia	
	Hato Corozal	Hidrofitia continental del peinobioma de la Amazonia y Orinoquia	
	Arauca	Hidrofitia continental del zonobioma humedo tropical de la Amazonia y Orinoquia	
	Recetor, Chámeza	Vegetación secundaria del peinobioma de la Amazonia y Orinoquia	

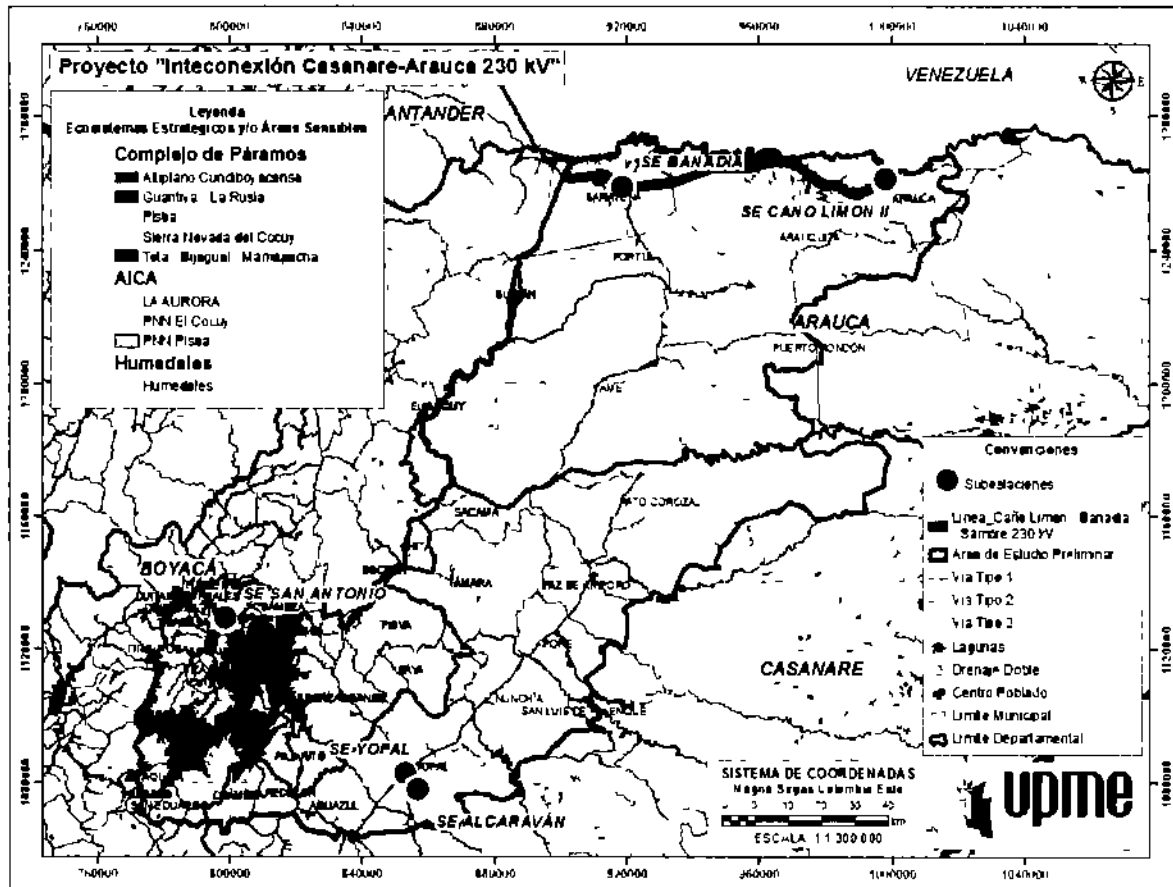
Fuente: Unidad de Parques Nacionales Naturales de Colombia – PNN, 2012.

<http://geonetwork.parquesnacionales.gov.co/geonetwork/srv/spa/metadata/show?id=2560&currTab=simple> UPME, 2016

Avenida Calle 28 No. 69 D - 81 Torre 1 Oficina 801
PBX (+57 1) 222 0801
FAX (+57 1) 221 8537
Línea Gratuita Nacional 01800 811 728
www.upme.gov.co



Gráfica 15 Ecosistemas Estratégicos y/o Áreas Sensibles dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Interconexión Casanare – Arauca 230 kV".



Fuente Instituto de Investigación de Recursos Biológicos Alexander von Humboldt - IavH, 2014, Sistema de Información Ambiental de Colombia – SIAC, 2016
Fuente de gráfica UPME, 2016



República de Colombia
 Ministerio de Minas y Energía

Tabla 13. Ecosistemas Estratégicos y/o Áreas Sensibles dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Interconexión Casanare – Arauca 230 kV".

DEPARTAMENTOS	MUNICIPIOS	ECOSISTEMAS ESTRATÉGICOS	DESCRIPCIÓN
Casanare	Hato Corozal	AICA s	RNSG La Aurora
Boyacá	Mongua, Gámeza		RNSG Pisba
Arauca	Fortua, Tame		
Boyacá	Firavitoba, Tibasosa Nobsa, La Floresta, Santa Rosa de Viterbo	Complejo de Páramos	
DEPARTAMENTOS	MUNICIPIOS	ECOSISTEMAS ESTRATÉGICOS	DESCRIPCIÓN
Boyacá	Gámeza, Pisba, Chita, Socota	Complejo de Páramos	Pisba
Casanare	Támara, Sácama		
Arauca	Fortua, Tame		
Boyacá	Mongua, Mongul, Topagá, Labranza Grande, Sogamoso, Iza, Cultiva, Aquitania, Tota, Pajarito, Firavitoba, Pesca, Rondón, Zetaquirá, San Eduardo	Complejo de Páramos	
Casanare	Chámeza, receptor Aguazul, Yopal, Ninchia, Tamara, Pore, Paz de Anporo, Hato Corozal, San Luis de Palenque, Tame, Arauquita, Arauca	Humedales	
Boyacá	Cultiva, Tota, Aquitania, Pajarito		

Fuente: Instituto de Investigación de Recursos Biológicos Alexander von Humboldt - IavH, 2014, Sistema de Información Ambiental de Colombia - SIAC, 2016 UPME, 2016



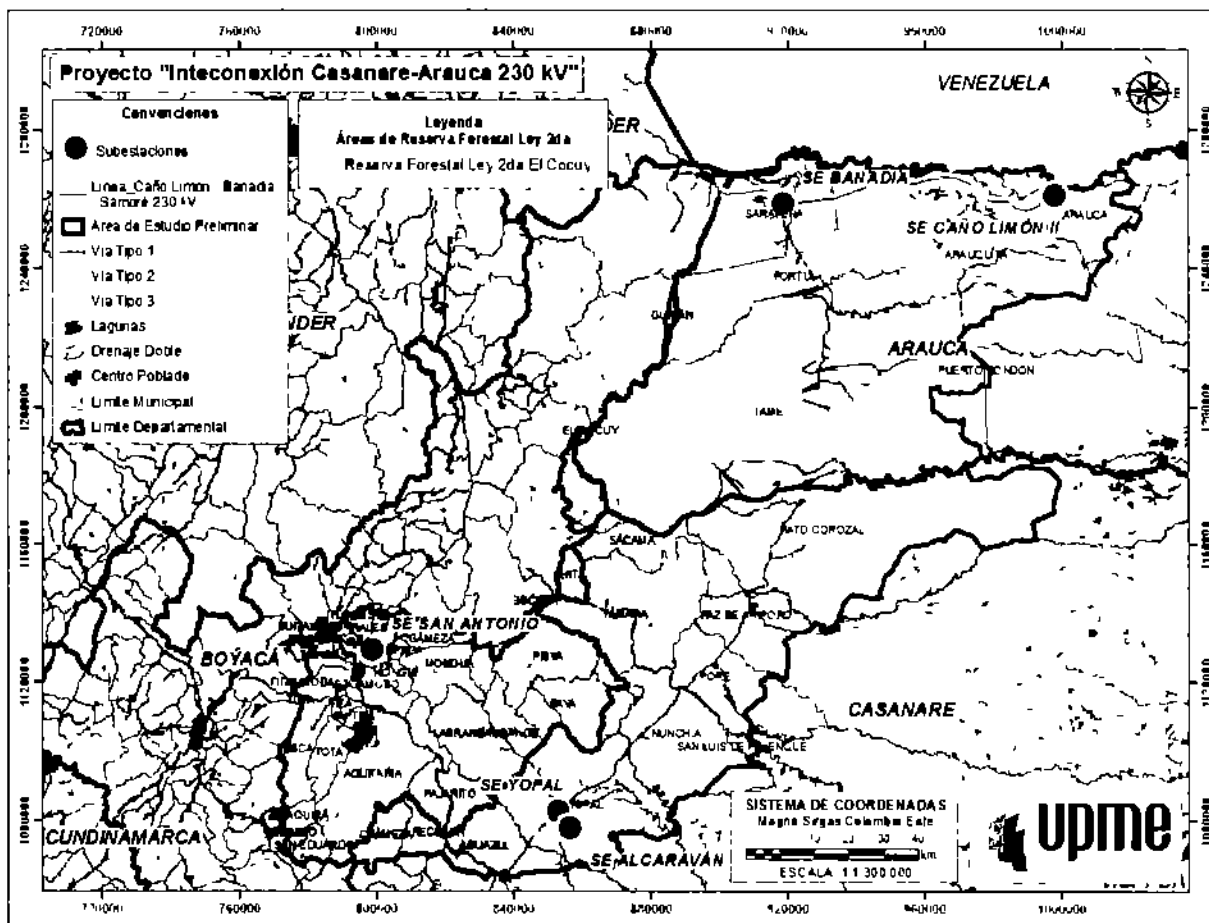


0098 07 FEB 2017



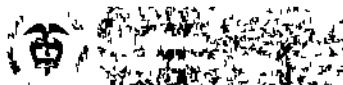
Republica de Colombia
Ministerio de Minas y Energía

Gráfica 16. Áreas de Reserva Forestal de Ley 2da dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Interconexión Casanare - Arauca 230 kV".



Fuente Sistema de Información Ambiental de Colombia - SIAC, 2016
Fuente de gráfica UPME, 2016

Avenida Calle 26 No. 69 D - 91 Torre 1 Oficina 901
PBX (+57 1) 222 0601
FAX (+57 1) 221 9537
Línea Gratuita Nacional 01800 911 729
www.upme.gov.co



TODOS POR UN NUEVO PAÍS
POR EQUIPOS ESPECIALIZADOS

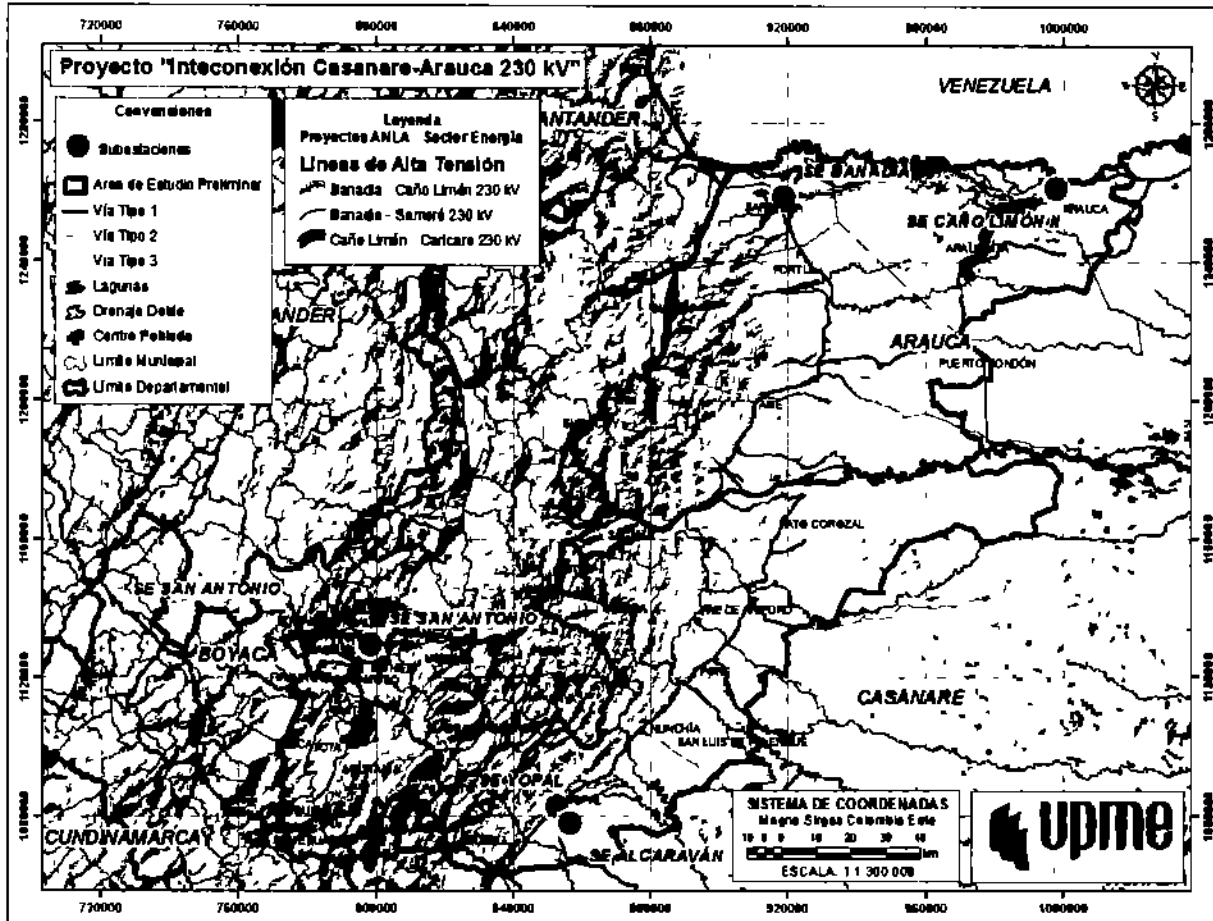




0098 07 FEB 2017



Gráfica 17. Proyectos ANLA – Sector Energía dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Interconexión Casanare – Arauca 230 kV".



Fuente Sistema de Información Ambiental de Colombia – SIAC, 2016
Fuente de gráfica: UPME, 2016

Tabla 14. Proyectos ANLA – Sector Energía dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Interconexión Casanare – Arauca 230 kV".

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	PROYECTO	SÍMBOLO
Arauca	Arauquita	Línea de Transmisión Banadía – Caño Limón 230 kV	
	Saravena	Línea de Transmisión Caño Limón - Caricare 230 kV	
	Saravena	Línea de Transmisión Banadía – Samoré 230 kV	

Fuente Sistema de Información Ambiental de Colombia – SIAC, 2016 UPME, 2016

Avenida Calle 26 No. 89 D – 01 Torre 1 Oficina 001
PBX (+57 1) 222 0001
FAX (+57 1) 221 0537
Línea Gratuita Nacional 01800 011 720
www.upme.gov.co



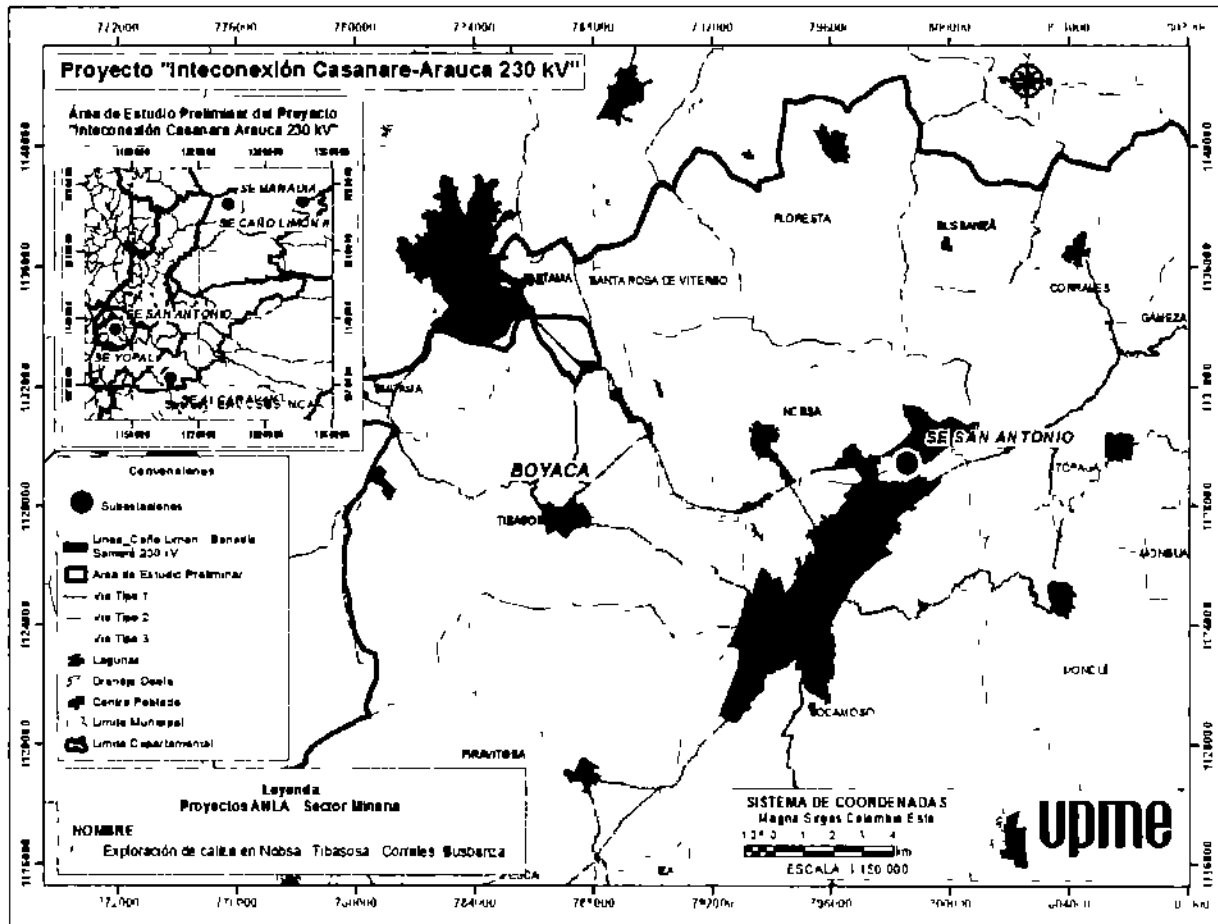


0098 07 FEB 2017



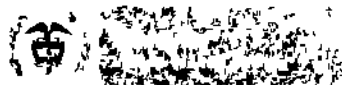
República de Colombia
Ministerio de Minas y Energía

Gráfica 18. Proyectos ANLA – Sector Minería dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Interconexión Casanare – Arauca 230 kV".
a Departamento de Boyacá



Fuente Sistema de Información Ambiental de Colombia – SIAC, 2016
Fuente de gráfica UPME, 2016

Avenida Calle 26 No. 69 D – 81 Torre 1 Oficina 801
PBX (+57 1) 222 0601
FAX (+57 1) 221 9537
Línea Gratuita Nacional 01 800 911 729
www.upme.gov.co



TODOS POR UN
NUEVO PAÍS

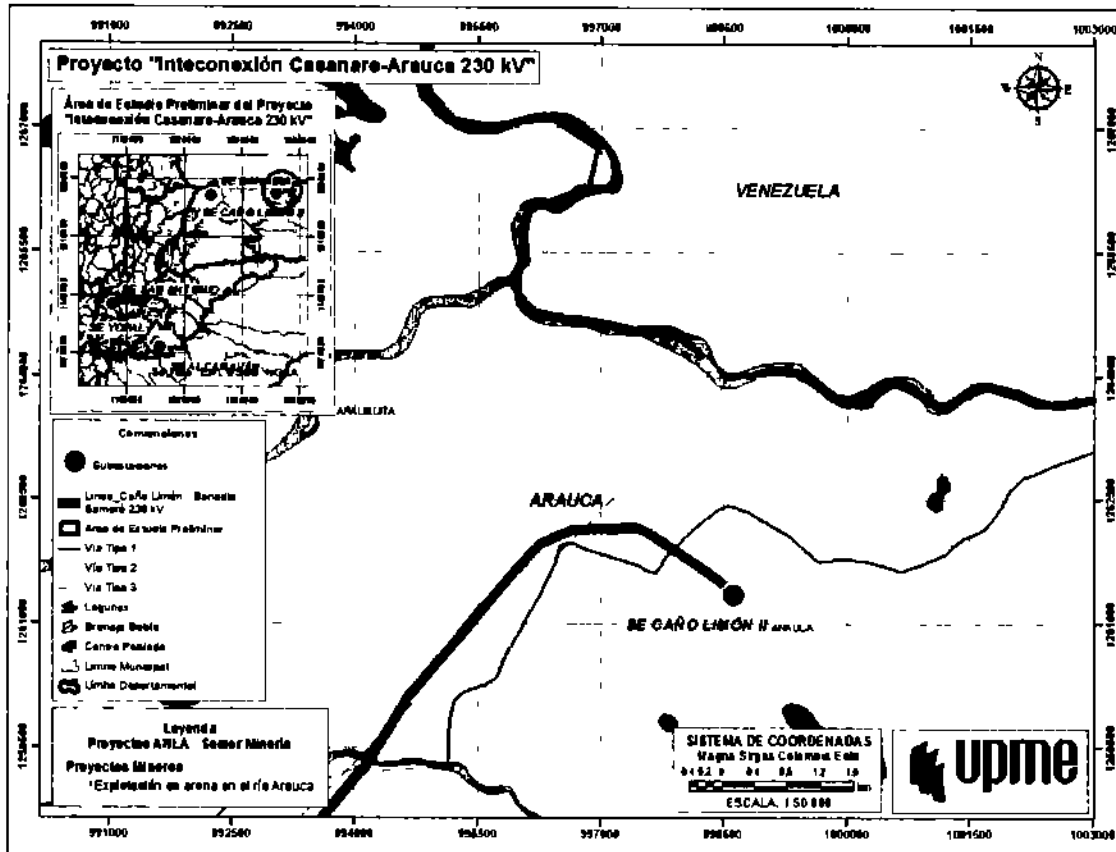




0098 07 FEB 2017



b. Departamento de Arauca.



Fuente: Sistema de Información Ambiental de Colombia – SIAC, 2016
Fuente de gráfica: UPME, 2016

Tabla 15 Proyectos ANLA – Sector Minería dentro del área de estudio preliminar, Proyecto “Interconexión Casanare – Arauca 230 kV”.

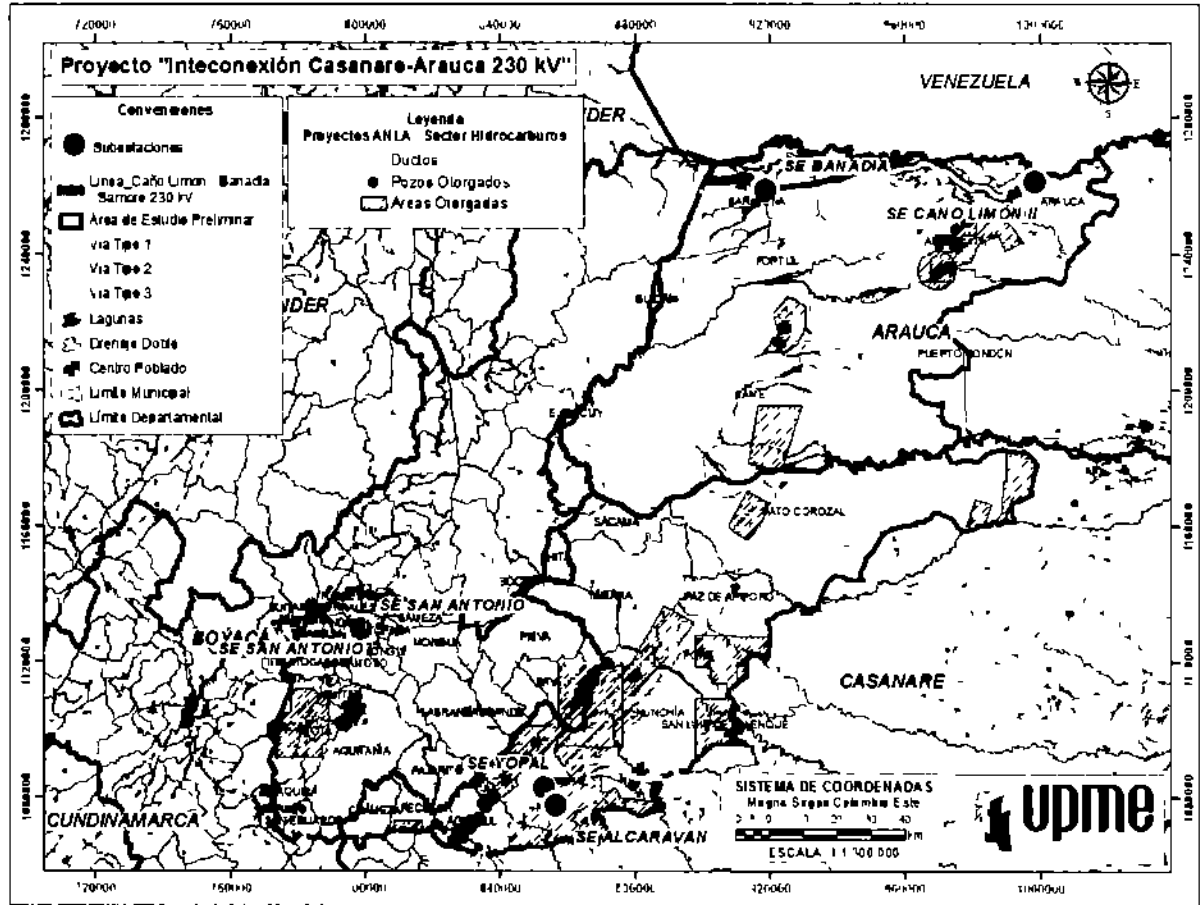
SÍMBOLO	SÍMBOLO	SÍMBOLO	SÍMBOLO
NOMBRE DE LA MINA	Nobsa o Chámeza, Suescun, Corrales	NOMBRE DE LA MINA	Sin nombre
DESCRIPCIÓN	Exploración de caliza en mina ubicada en Nobsa, Tibasosa, Corrales, Busbanza	DESCRIPCIÓN	Explotación de arena en el río Arauca
EMPRESA	HOLCIM (COLOMBIA) S A	EMPRESA	OCCIDENTAL DE COLOMBIA INC
RESOLUCIÓN MINERALES	1278/02/11/2004 Caliza	RESOLUCIÓN MINERALES	1024/08/11/2001 Arena
ESTADO VIGENCIA	Título Vigente – En Ejecución 17 años de 2004 a 2021	ESTADO VIGENCIA	Título Vigente – En Ejecución 25 años de 2001 al 2026
DEPARTAMENTO MUNICIPIO	Boyacá Nobsa, Tibasosa, Corrales, Busbanza	DEPARTAMENTO MUNICIPIO	Arauca Araucita, Arauca

Fuente: Sistema de Información Ambiental de Colombia – SIAC, 2016. UPME, 2016.

Avenida Calle 26 No. 89 D – 81 Torre 1, Oficina 901
PBX (+57 1) 222 0601
FAX (+57 1) 221 9637
Línea Gratuita Nacional 01800 811 728
www.upme.gov.co



Gráfica 19. Proyectos ANLA – Sector Hidrocarburos dentro del área de estudio preliminar, Proyecto “Interconexión Casanare – Arauca 230 kV”



Fuente Sistema de Información Ambiental de Colombia – SIAC, 2016
Fuente de gráfica UPME, 2016

Tabla 16. Áreas Otorgadas dentro del área de estudio preliminar, Proyecto “Interconexión Casanare – Arauca 230 kV”.

ÁREAS OTORGADAS					SÍMBOLO	
DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	EXPEDIENTE	PROYECTO	RESOLUCION	ESTADO	SOLICITANTE
ARAUCA	TAME, FORTUL	LAM3625	ÁREA DE INTERÉS EXPLORATORIA ARPA - BLOQUE CAPORAL	1627		OCIDENTAL DE COLOMBIA INC
		LAM3860	AREA DE DESARROLLO FLOREDA	2058	SEGUIMIENTO	BP EXPLORATION COMPANY (COLOMBIA) LTD
CASANARE	YOPAL	LAM3880	AREA DE DESARROLLO VOLCANERA	2058		
		LAM3424	AREA DE DESARROLLO VOLCANERA	2442		
		LAM3424	AREA DE DESARROLLO VOLCANERA	2442		





0098 07 FEB 2017



República de Colombia
Ministerio de Minas y Energía

ÁREAS OTORGADAS					SIMBOLO	
DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	EXPEDIENTE	PROYECTO	RESOLUCION	ESTADO	SOLICITANTE
CASANARE	HATO COROZAL PAZ DE ARIPORO	LAM4343	AREA DE INTERES DE PERFORACION EXPLORATORIA ALTAMIRA D	1335		PETROMINERALE S COLOMBIA
		LAM4343		1335		
ARAUCA	TAME	LAM1481	AREA DE INTERES DE PERFORACION EXPLORATORIA DEL BLOQUE TOCORAGUA	724		ECOPETROL S A
CASANARE	REGETOR	LAM3283	AREA DE INTERES DE PERFORACION EXPLORATORIA HOMERO	1247		PETROBRAS COLOMBIA LIMITED
CASANARE, BOYACA	NUNCHIA, PAYA	LAM1464	AREA DE INTERES DE PERFORACION EXPLORATORIA NISCOTA	825	SEGUIMIENTO	HOCOL S.A.
		LAM1464		825		
		LAM1464		825		
		LAM1464		825		
		LAM1464		825		
		LAM1464		825		
		LAM1464		825		
		LAM1464		825		
		LAM1464		825		
		LAM1464		825		
CASANARE	HATO COROZAL	LAM4182	AREA DE INTERES DE PERFORACION EXPLORATORIA TANGARA NORTE	2072		
CASANARE, ARAUCA	HATO COROZAL PUERTO RONDON	LAM4301	AREA DE INTERES DE PERFORACION EXPLORATORIA JAGUAR	200		PETROMINERALE S COLOMBIA LTD
CASANARE		LAM2483	AREA DE INTERES EXPLORATORIA OJO DE TIGRE	52		
BOYACA	HATO COROZAL	LAM4437	AREA DE INTERES EXPLORATORIO MUISCA	2000		MAUREL & PROM COLOMBIA B V
		LAM4437		2000		
		LAM4437		2000		
		LAM4437		2000		
	TOTA	LAM4437	AREA DE INTERES EXPLORATORIO MUISCA - BACHUE	2000		
TOTA, PESCA	LAM4437	AREA DE INTERES EXPLORATORIO MUISCA - SUAMOX	2000			

Avenida Calle 28 No. 69 D - 81 Torre 1 Oficina 501
PBX (+57 1) 222 0801
FAX (+57 1) 221 8537
Línea Gratuita Nacional 01000 911 729
www.upme.gov.co



07 FEB 2017



República de Colombia
Ministerio de Minas y Energía

ÁREAS OTORGADAS					SÍMBOLO	
DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	EXPEDIENTE	PROYECTO	RESOLUCION	ESTADO	SOLICITANTE
BOYACA	NOBSA, FLORESTA, CORRALES TOPAGA	LAM3520	AREA DE INTERES PARA EL DESARROLLO DEL CAMPO BUENAVISTA	1156	SEGUIMIENTO	UNION TEMPORAL OMEGA ENERGY
		LAM2680	AREA DE INTERES TANGARA A	369		
		LAM2680		369		
	NUNCHIA	LAM2680	AREA DE INTERES TANGARA B	369		HOCOL S A
		LAM2680		369		
		LAM2680	AREA DE INTERES TANGARA C	369		
		LAM2680	AREA DE INTERES TANGARA D	369		
	CASANARE	YOPAL	LAM2680	AREA DE INTERES TANGARA E		369
			LAM5206			1331
		YOPAL Y SAN LUIS DE PALENQUE	LAM5206	AREA DE PERFORACION EXPLORATORIA LLANOS 19		1331
LAM5206				1331		
LAM5206				1331		
AGUAZUL, YOPAL	LAM4399	AREA DE PERFORACION EXPLORATORIA BLOQUE EL EDEN	1705	CEPSA COLOMBIA S A - CEPCOLSA		
	LAM4399		1705			
	LAM4399		1705			
ARAUCA	ARAUQUITA	LAM2021	AREA DE PERFORACION EXPLORATORIA COSECHA	2210	OCCIDENTAL DE COLOMBIA INC	
		LAM2021		2210		
		LAM2021		2210		
CASANARE Y BOYACA	YOPAL, AGUAZUL PAJARITO Y LABRANZAG RANDE	LAM1231		702	ARCHIVADO	BP EXPLORATION COMPANY (COLOMBIA) LTD
		LAM1231	AREA DE PERFORACION EXPLORATORIA DELE	702		
		LAM1231		702		
		LAM1231		702		
		LAM1231		702		
CASANARE	YOPAL AGUAZUL	LAM4277	AREA DE PERFORACION EXPLORATORIA EL PORTON	504	SEGUIMIENTO	CEPSA COLOMBIA S A
		LAM4277		504		
		LAM4277		504		
CASANARE	NUNCHIA SAN LUIS DE PALENQUE PORE	LAM4282	AREA DE PERFORACION EXPLORATORIA LOS OCARROS	505		
		LAM4282		505		
BOYACA	PAYA	LAM1464	AREA DE PERFORACION EXPLORATORIA NISCOTA (SECTOR SUR)	1221	HOCOL S A	
		LAM1464		1221		

Avenida Calle 28 No. 59 D - 91 Torre 1 Oficina 901
 PBX (+57 1) 222 0801
 FAX (+57 1) 221 8537
 Línea Gratuita Nacional 01800 911 729
 www.upme.gov.co



TODOS POR UN
NUEVO PAÍS





4 0098 07 FEB 2017



Unidad de Planeación Minero Energética



República de Colombia
Ministerio de Minas y Energía

ÁREAS OTORGADAS					SIMBOLO	
DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	EXPEDIENTE	PROYECTO	RESOLUCION	ESTADO	SOLICITANTE
CASANARE, BOYACA	YOPAL, PAYA	LAM1464	AREA DE PERFORACION EXPLORATORIA NISCOTA (SECTOR SUR) AREA 1	1221		HOCOL S.A.
		LAM1464		1221		
	NUNCHIA PAYA	LAM1464	AREA DE PERFORACION EXPLORATORIA NISCOTA (SECTOR SUR) AREA 2	1221		
		LAM1464		1221		
CASANARE	AGUAZUL	LAM2431	AREA DE POZOS COPIAGUA YU	1184	SEGUIMIENTO	BP EXPLORATION COMPANY (COLOMBIA) LTD
		LAM2513	AREA DE POZOS DE DESARROLLO CUPIAGUA YT	694		
		LAM2512	AREA DE POZOS DE DESARROLLO CUPIAGUA YW	728		
	YOPAL	LAM1670	AREA DE PRODUCCION MORICHAL, CASANARE A1C	1622		
		LAM1670		1622		
		LAM1670		1622		
ARAUCA	ARAUQUITA	LAM3086	BLOQUE DE PERFORACION EXPLORATORIA RONDÓN	1322		OCCIDENTAL DE COLOMBIA INC
		LAM3086		2200		
		LAM3086		1322		
		LAM3086		1322		
		LAM3086		2200		
		LAM3086		1322		
		LAM3086		1322		
		LAM3086		2200		
CASANARE	PAZ DE ARIPORO	LAM5127	BLOQUE DE PERFORACION EXPLORATORIA JAGUEYES A	1320		OCCIDENTAL DE COLOMBIA LLC COLUMBUS ENERGY SUCURSAL COLOMBIA
		LAM5127		1320		
	PAZ DE ARIPORO, PORE, NUNCHIA, TRINIDAD Y SAN LUIS DE PALANQUE	LAM4597	BLOQUE DE PERFORACION EXPLORATORIA LLANOS 16	170		
		LAM4597		170		
		LAM4597		170		
AGUAZUL	LAM5081	BLOQUE DE PERFORACION EXPLORATORIA LLANOS 22 SUR	254		CEPSA COLOMBIA S A - CEPCOLSA	
YOPAL SAN LUIS DE PALANQUE	LAM3680	BLOQUE DE PERFORACION	781		HARKEN DE COLOMBIA LIMITED	

Avenida Calle 26 No. 69 D - 91 Torre 1 Oficina 901
PBX (+57 1) 222 0801
FAX (+57 1) 221 9537
Línea Gratuita Nacional 01800 911 729
www.upme.gov.co



MinMinas



TODOS POR UN
NUEVO PAÍS
PAZ EQUIDAD EDUCACION

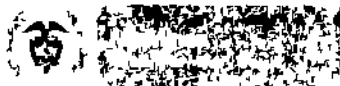


4 0098 07 FEB 2017

República de Colombia
Ministerio de Minas y Energía

ÁREAS OTORGADAS					SIMBOLO	
DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	EXPEDIENTE	PROYECTO	RESOLUCION	ESTADO	SOLICITANTE
CASANARE	YOPAL SAN LUIS DE PALENQUE	LAM3000	EXPLORATORIA LOS SAUCES	791		HARKEN DE COLOMBIA LIMITED
		LAM3000		751		
		LAM3000		701		
CORPORINOQUIA	PORE SAN LUIS DE PALENQUE TRINIDAD, NUNCHIA	LAM3095	BLOQUE DE PERFORACION EXPLORATORIA MAPUIRO	259	SEGUIMIENTO	GAS PETROLEO Y DERIVADOS DE COLOMBIA S.A. - PETROCOLOMBIA S.A.
		LAM2600		369		
		LAM2600		369		
	TAMARA, NUNCHIA, YOPAL	BLOQUE DE PERFORACION EXPLORATORIA TANGARA	LAM2600	369		
			LAM2600	369		
			LAM2600	369		
			LAM2600	369		
			LAM2600	369		
			LAM2600	369		
			LAM2600	369		
			LAM2600	369		
			LAM2600	369		
			LAM2600	369		
ARAUCA	ARAUQUITA	LAM3366	CAMPO DE DESARROLLO CARICARE	157		OCCIDENTAL DE COLOMBIA INC
		LAM3366		157		
		LAM3366		157		
		LAM3366		157		
		LAM3366		1997		
CASANARE	NUNCHIA	LAM0226	EXPLORACION DE HIDROCARBUROS EN EL AREA PROSPECTO TOCARE	102		BP EXPLORATION COMPANY (COLOMBIA) LTD
		LAM0226		102		
		LAM0226		102		
		LAM0226		102		
		LAM0226		102		
	LAM0226	102				
YOPAL		LAM4021	LICENCIA AMBIENTAL GLOBAL AREA DE DESARROLLO PAUTO	1503		
		LAM4021		1503		

Avenida Calle 26 No. 69 D - 01 Torre 1 Oficina 901
 PBX (+57 1) 222 0601
 FAX (+57 1) 221 9637
 Línea Gratuita Nacional 01800 911 720
 www.upme.gov.co



TODOS POR UN NUEVO PAÍS
 PAÍS EQUIPADO, ECONOMÍA



4 0098 07 FEB 2017



República de Colombia
Ministerio de Minas y Energía

ÁREAS OTORGADAS					SIMBOLO	
DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	EXPEDIENTE	PROYECTO	RESOLUCION	ESTADO	SOLICITANTE
CASANARE	YOPAL	LAM4021		1683	SEGUIMIENTO	BP EXPLORATION COMPANY (COLOMBIA) LTD
		LAM4021	LICENCIA AMBIENTAL GLOBAL AREA DE DESARROLLO PAUTO	1583		
		LAM4021		1583		
		LAM0222		86		
		LAM0222	PERFORACION EXPLORATORIA DEL AREA DE POZOS PAYERO A PIEDEMONTESUR PAUTO C,	86		
		LAM0222	FLOREBA N C, B, D, E, J O, K A	86		
		LAM0222		86		
		LAM0222		86		
		LAM0222		86		
		LAM4340	PLANTA DE REFINACIÓN TOPPING UNIT	2850		

Fuente Sistema de Información Ambiental de Colombia – SIAC, 2016. UPME, 2016

Tabla 17 Ductos dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Interconexión Casanare – Arauca 230 kV".

DUCTOS					SIMBOLO	
TIPO	PROYECTO	SISTEMA	TRAMO	EXPEDIENTE	DIAMETRO	LONG (km)
Sd*	-	Araguaney - Monchal	-	-	-	16,406
	-	Monchal - Glona Norte	-	-	-	14,072
	-	El Cruce - Araguane	-	-	-	34,639
Gasoducto	-	El Porvenir - Vasconia	-	-	20	285,449
	Gasoducto Remeles de Boyaca	Belen - Tunja	-	LAM0548	-	72,444
Oleoducto	-	Araguaney - El Porvenir	Araguaney - El Porvenir	-	14,12	103,554
	Oleoducto Caño Limón - Coveñas	Caño Limón - Coveñas	Caño Limón - Banadía	LAM1082	16	76 436
	-	El Cruce - Araguane	-	-	8	34 688

*Sd sin datos

Fuente Sistema de Información Ambiental de Colombia – SIAC, 2016 UPME, 2016.

Tabla 18. Pozos Otorgados dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Interconexión Casanare – Arauca 230 kV".

POZOS OTORGADOS					SIMBOLO	
DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	EXPEDIENTE	PROYECTO	RESOLUCION	ESTADO	SOLICITANTE
ARAUCA	ARAUQUITA	LAM2821	AREA DE PERFORACION EXPLORATORIA COSECHA	1283	SEGUIMIENTO	OCCIDENTAL DE COLOMBIA INC
		LAM2821	AREA DE PERFORACION EXPLORATORIA COSECHA "COSECHA A-SW"	1233		
		LAM2821	AREA DE PERFORACION EXPLORATORIA COSECHA "COSECHA C-SW"	1283		
		LAM2821	AREA DE PERFORACION EXPLORATORIA COSECHA "COSECHA-A"	1233		
		LAM2821	AREA DE PERFORACION EXPLORATORIA COSECHA "COSECHA-C"	618		

Avenida Calle 26 No 89 D - 91 Torre 1 Oficina 901
PBX (+57 1) 222 0601
FAX (+57 1) 221 8537
Línea Gratuita Nacional 01800 811 728
www.upme.gov.co





4 0098

07 FEB 2017



Republica de Colombia
Ministerio de Minas y Energía

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	POZOS OTORGADOS			RESOLUCION	SIMBOLO ESTADO	SOLICITANTE
		EXPEDIENTE	PROYECTO				
		LAM2021	AREA DE PERFORACION EXPLORATORIA COSECHA 'COSECHA-D'	616			
		LAM1218	AREA DE PERFORACION EXPLORATORIA GOLCONDA-A	188			
		LAM2005	AREA DE POZOS CUIAGUA XY "POZO A"	675			
		LAM2005	AREA DE POZOS CUIAGUA XY "POZO B"	675			
		LAM1960	AREA DE POZOS CUIAGUA YR "POZO A - PLATAFORMA B"	825			
	AGUAZUL	LAM1960	AREA DE POZOS CUIAGUA YR "POZO A- PLATAFORMA 1"	825			
		LAM1960	AREA DE POZOS CUIAGUA YR "POZO B- PLATAFORMA 1"	825			
		LAM1960	AREA DE POZOS CUIAGUA YR "POZO B- PLATAFORMA 2"	825			
		LAM1960	AREA DE POZOS CUIAGUA YR "POZO C- PLATAFORMA 1"	825			
		LAM1960	AREA DE POZOS CUIAGUA YR "POZO C- PLATAFORMA 2"	825			
	AGUAZUL Y YOPAL	LAM2917	AREA DE POZOS CUIAGUA YZ V=AS DE ACCESO Y LINEAS DE FLUJO	188			
		LAM2917	AREA DE POZOS CUIAGUA YZ VIAS DE ACCESO Y LINEAS DE FLUJO	188			
		LAM2049	AREA DE POZOS DE DESARROLLO CUIAGUA XH "POZO A"	890			
		LAM2049	AREA DE POZOS DE DESARROLLO CUIAGUA XH "POZO B"	890			
		LAM2513	AREA DE POZOS DE DESARROLLO CUIAGUA YT "POZO A"	694			
		LAM2513	AREA DE POZOS DE DESARROLLO CUIAGUA YT "POZO B"	694			
		LAM2513	AREA DE POZOS DE DESARROLLO CUIAGUA YT "POZO C"	694			
CASANARE		LAM2513	AREA DE POZOS DE DESARROLLO CUIAGUA YT "POZO D"	694	SEGUIMIENTO		
		LAM2513	AREA DE POZOS DE DESARROLLO CUIAGUA YT "POZO E"	694			
		LAM2513	AREA DE POZOS DE DESARROLLO CUIAGUA YT "POZO F"	694			
		LAM2512	AREA DE POZOS DE DESARROLLO CUIAGUA YW "POZO A"	728			
		LAM2512	AREA DE POZOS DE DESARROLLO CUIAGUA YW "POZO B"	728			
	AGUAZUL	LAM2512	AREA DE POZOS DE DESARROLLO CUIAGUA YW "POZO C"	728			
		LAM2512	AREA DE POZOS DE DESARROLLO CUIAGUA YW "POZO D"	728			
		LAM2512	AREA DE POZOS DE DESARROLLO CUIAGUA YW "POZO E"	728			
		LAM2512	AREA DE POZOS DE DESARROLLO CUIAGUA YW "POZO F"	728			
		LAM1018	AREA DE POZOS MULTIPLES CUIAGUA YB "POZO TALADRO 1"	645			
		LAM1019	AREA DE POZOS MULTIPLES CUIAGUA YB "POZO TALADRO 2"	645			
		LAM1145	AREA DE POZOS MULTIPLES CUIAGUA YD "POZO A"	106			
		LAM1174	AREA DE POZOS MULTIPLES CUIAGUA YG "POZO A"	389			
		LAM1174	AREA DE POZOS MULTIPLES CUIAGUA YG "POZO B"	389			
		LAM1177	AREA DE POZOS MULTIPLES CUIAGUA YH "POZO A"	217			
		LAM1177	AREA DE POZOS MULTIPLES CUIAGUA YH "POZO B"	217			

BP
EXPLORATION
COMPANY
(COLOMBIA)
LTD

ECOPETROL
S A

BP
EXPLORATION
COMPANY
(COLOMBIA)
LTD

Avenida Calle 26 No 68 D - 91 Torre 1 Oficina 901
PBX (+57 1) 222 0601
FAX (+57 1) 221 8537
Línea Gratuita Nacional 01800 911 720
www.upme.gov.co



TODOS POR UN
NUEVO PAÍS
PAZ EQUIDAD INCLUSIÓN



2 0098 07 FEB 2017



República de Colombia
Ministerio de Minas y Energía

POZOS OTORGADOS						
DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	EXPEDIENTE	PROYECTO	RESOLUCION	SIMBOLO ESTADO	SOLICITANTE
CASANARE	AGUAZUL Y YOPAL	LAM1145	AREA DE POZOS MULTIPLES DENOMINADA CUIAGUA YD "POZO B"	100		
		LAM2017	AREAS DE POZOS CUIAGUA YZ, VIAS DE ACCESO Y LINEAS DE FLUJO	100		BP EXPLORATION COMPANY (COLOMBIA) LTD
		LAM2017	AREAS DE POZOS CUIAGUA YZ VIAS DE ACCESO Y LINEAS DE FLUJO	100		
ARAUCA	ARAUQUITA	LAM3000	BLOQUE DE PERFORACIÓN EXPLORATORIA RONDÓN-POZO CAÑO RONDÉN 1	1322		OCCIDENTAL DE COLOMBIA INC
		LAM3000	BLOQUE DE PERFORACIÓN EXPLORATORIA RONDÉN-POZO RONDÓN	1322		
	NUNCHIA	LAM0226	EXPLORACION DE HIDROCARBUROS EN EL AREA PROSPECTO TOCARE	102	SEGUIMIENTO	BP EXPLORATION COMPANY (COLOMBIA) LTD
	AGUAZUL	LAM0532	OPERACION DE LAS AREAS DEL POZO CUIAGUA-YA	1036		ECOPETROL S A
		LAM0532	OPERACION DE LAS AREAS PZO CUIAGUA-S	1036		
	NUNCHIA	LAM0226	PERFORACION DE POZOS EXPLORATORIOS TACARE D	311		BP EXPLORATION COMPANY (COLOMBIA) LTD
	YOPAL	LAM0109	PERFORACION DE LOS POZOS EXPLORATORIOS VOLCANERA C	120		
	AGUAZUL	LAM0046	PERFORACION DEL POZO CUIAGUA A (Q)	31		
CASANARE		LAM1005	PERFORACION DEL POZO DE DESARROLLO TOARIA 13	1047		PERENCO COLOMBIA LIMITED
		LAM1005	PERFORACION DEL POZO DE DESARROLLO TOARIA 10	051	ACUMULADO AL 1205	
		LAM1005	PERFORACION DEL POZO DE DESARROLLO TOARIA 11	051		
		LAM1005	PERFORACION DEL POZO DE DESARROLLO TOARIA 12	1047		
	YOPAL	LAM0160	PERFORACION EXPLORATORIA POZO PAUTO SUR-B	97	ACUMULADO AL 0745	BP EXPLORATION COMPANY (COLOMBIA) LTD
		LAM1265	PERFORACION POZO DE DESARROLLO TOCARIA-8	901	SEGUIMIENTO	PERENCO COLOMBIA LIMITED
		LAM1005	POZO DE DESARROLLO TOCARIA 8	490	ACUMULADO AL 1205	
		LAM1070	POZO DE DESARROLLO MORICHAL-5	710		
		LAM1070	POZO DE DESARROLLO MORICHAL-6	710		
		LAM1070	POZO DE DESARROLLO MORICHAL-7	710	SEGUIMIENTO	
	NUNCHIA	LAM1235	POZO DE DESARROLLO TIERRA BLANCA-2	040		
		LAM1235	POZO DE DESARROLLO TIERRA BLANCA-3	040		
	YOPAL	LAM1005	POZO DE DESARROLLO TOCARIA 7	490	ACUMULADO AL 1205	
BOYACA	PAYA	LAM1464		025		
		LAM1464		025		
CASANARE	NUNCHIA	LAM1404	POZO DE PERFORACION A AREA DE INTERES DE PERFORACION EXPLORATORIA NISCOTA (SECTOR SUR)	025	SEGUIMIENTO	HOCOL S.A
		LAM1464		025		
BOYACA	PAYA	LAM1404		025		
		LAM1464		025		
CASANARE	YOPAL	LAM0040	POZO EXPLORATORIO FLOREDA A	21	ACUMULADO AL 0745	BP EXPLORATION COMPANY

Avenida Calle 20 No. 09 D - 01 Torre 1 Oficina 001
PBX (+57 1) 222 0601
FAX (+57 1) 221 0537
Línea Gratuita Nacional 0100 011 720
www.upme.gov.co



07 FEB 2017

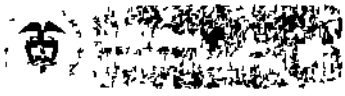


Republica de Colombia
Ministerio de Minas y Energía

POZOS OTORGADOS					SIMBOLO	SOLICITANTE
DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	EXPEDIENTE	PROYECTO	RESOLUCION	ESTADO	(COLOMBIA) LTD PÉRENCO COLOMBIA LIMITED
CASANARE	YOPAL	LAM1665	POZOS DE DESARROLLO TOCARIA 9	496	ACUMULADO AL 1265	
		LAM0443	POZOS MULTIPLES CUPIAGUA U -POZO 1-	1267		
	AGUAZUL	LAM0443	POZOS MULTIPLES CUPIAGUA U -POZO 2-	1267	SEGUIMIENTO	ECOPETROL S A
		LAM0443	POZOS MULTIPLES CUPIAGUA U -POZO 3-	1267		

Fuente Sistema de Información Ambiental de Colombia – SIAC, 2016 UPME, 2016

Avenida Calle 26 No. 69 D-51 Torre 1 Ofiana 901
PBX (+57 1) 222 0601
FAX (+57 1) 221 8537
Línea Gratuita Nacional 01800 911 728
www.upme.gov.co





20 años 0098

07 FEB 2017

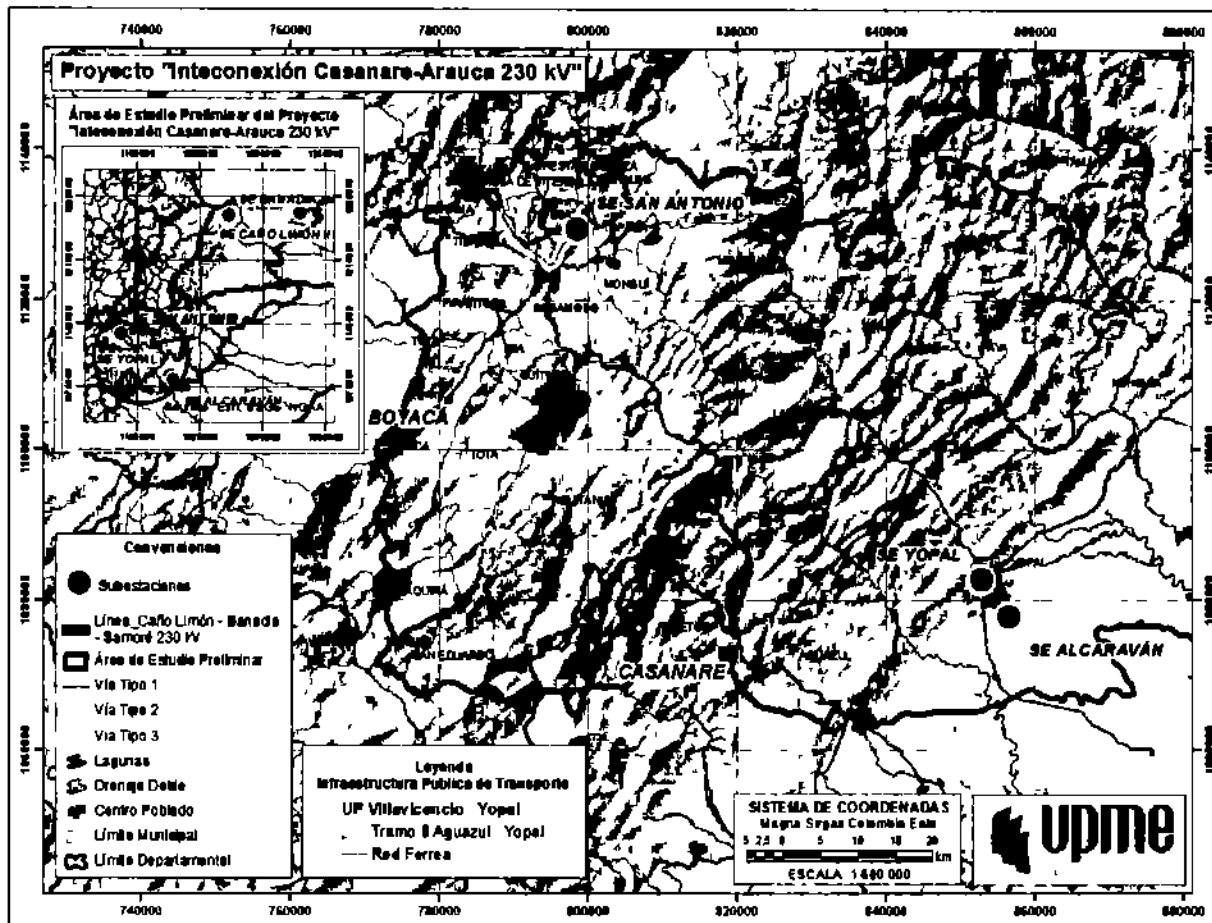


Unidad de Planeación Minero Energética



República de Colombia
Ministerio de Minas y Energía

Gráfica 20. Infraestructura Pública de Transporte (Agencia Nacional de Infraestructura – ANI), dentro del área de estudio preliminar, Proyecto “Interconexión Casanare – Arauca 230 kV”.



Fuente: Agencia Nacional de Infraestructura – ANI, 2016
Fuente de gráfica: UPME, 2016

Tabla 19. Infraestructura Pública de Transporte (Agencia Nacional de Infraestructura – ANI), dentro del área de estudio preliminar, Proyecto “Interconexión Casanare – Arauca 230 kV”.

TIPO DE INFRAESTRUCTURA		Vial
PROYECTO	Autopista Villavicencio - Yopal	SÍMBOLO
Esta obra se encuentra en gestión contractual - Preconstrucción, esta concesionada por el contratista CONSECONARIA VIAL DEL ORIENTE COVIORIENTE S A S, desde el año 2015 hasta el 2044, cuyo objeto es a financiación, elaboración de estudios y diseños, construcción, rehabilitación, mejoramiento, operación y mantenimiento, gestión predial, gestión social y ambiental y reversión del corredor Villavicencio – Yopal		
TIPO DE INFRAESTRUCTURA		Ferrea
PROYECTO	En recuperación	SÍMBOLO

Fuente: Agencia Nacional de Infraestructura – ANI, 2016

<http://www.ani.gov.co/proyecto/carretero/autopista-villavicencio-yopal-21642>
UPME 2016

Avenida Calle 28 No. 85 D – 91 Torre 1 Oficina 801
PBX (+57 1) 222 0801
FAX (+57 1) 221 8537
Línea Gratuita Nacional 01800 911 728
www.upme.gov.co





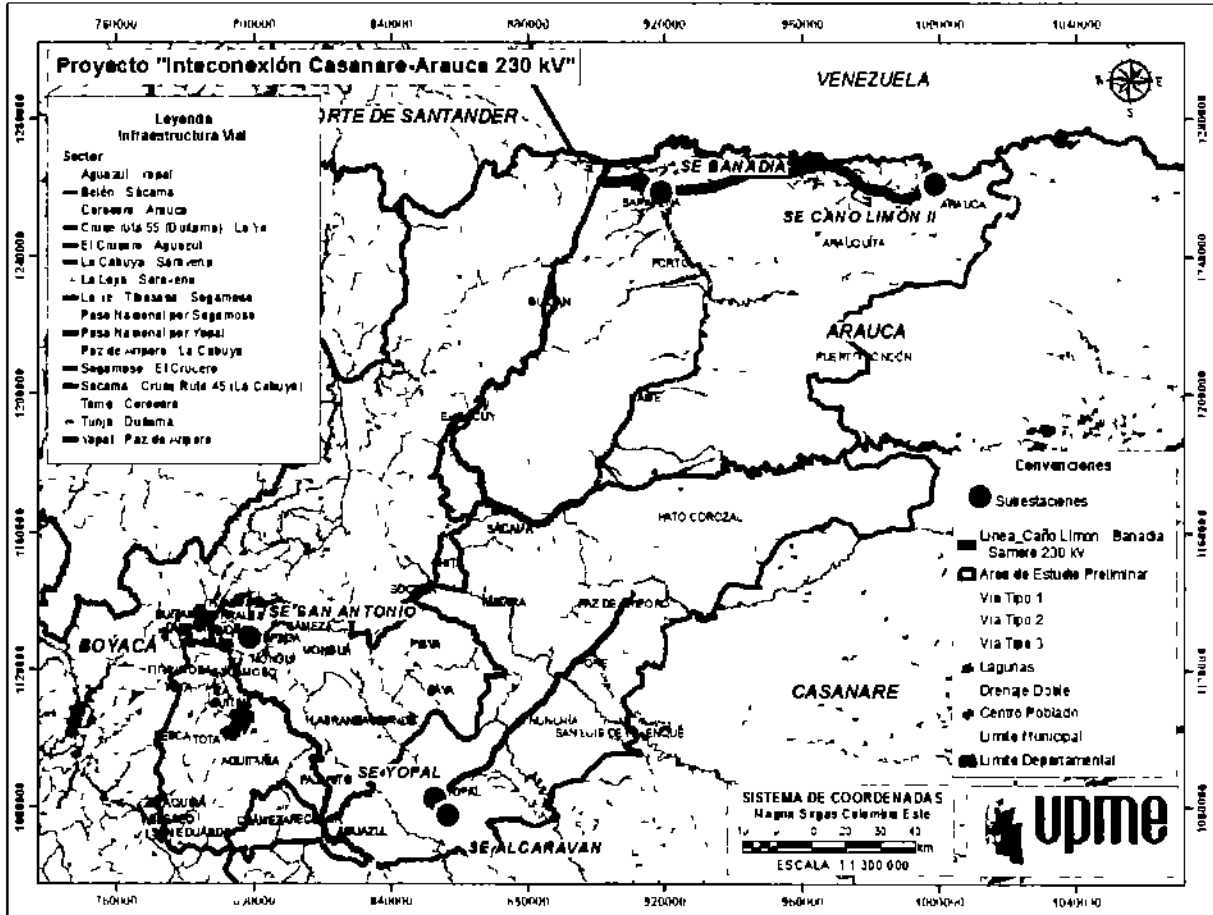
COMERCIO 07 FEB 2017

20 años



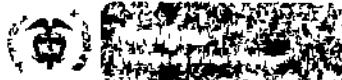
República de Colombia
Ministerio de Minas y Energía

Gráfica 21 Infraestructura Vial (Instituto Nacional de Vías – INVIAS), dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Interconexión Casanare – Arauca 230 kV".



Fuente Instituto Nacional de Vías – INVIAS, 2016
Fuente de gráfica UPME, 2016

Avenida Calle 26 No. 69 D – 91 Torre 1 Oficina 901
PBX (+57 1) 222 0601
FAX (+57 1) 221 0537
Línea Gratuita Nacional 01800 911 729
www.upme.gov.co



TODOS POR UN
NUEVO PAÍS



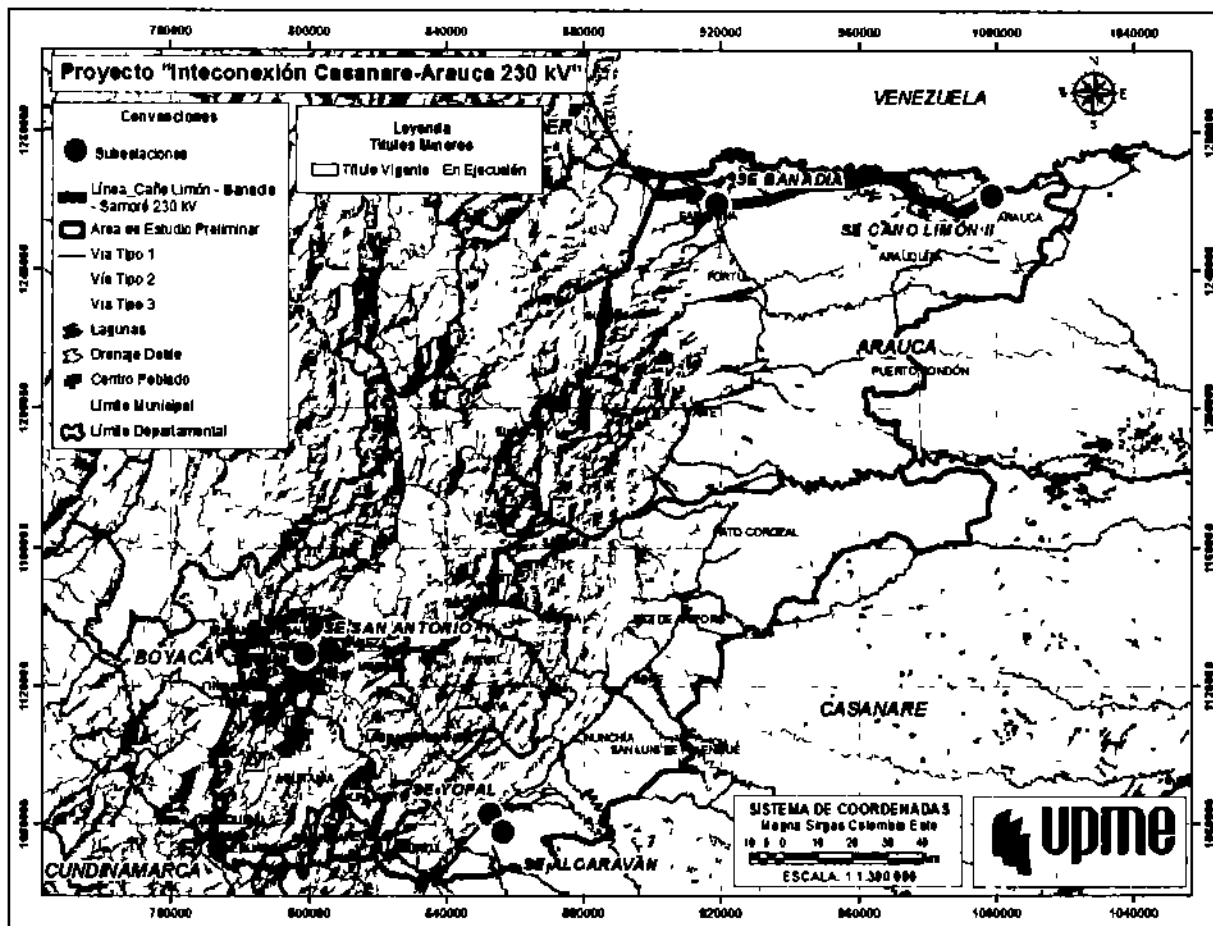
4 0098

07 FEB 2017



República de Colombia
Ministerio de Minas y Energía

Gráfica 22. Títulos Mineros dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Interconexión Casanare - Arauca 230 kV".
a. Títulos Vigentes - En Ejecución.



Fuente: Agencia Nacional Minera - ANM, 2016
Fuente de gráfica: UPME, 2016

Avenida Calle 26 No. 69 D - 01 Torre 1, Oficina 001
PBX (+57 1) 222 0601
FAX (+57 1) 221 0537
Línea Gratuita Nacional 01800 011 720
www.upme.gov.co





2 0098

07 FEB 2017

20 años



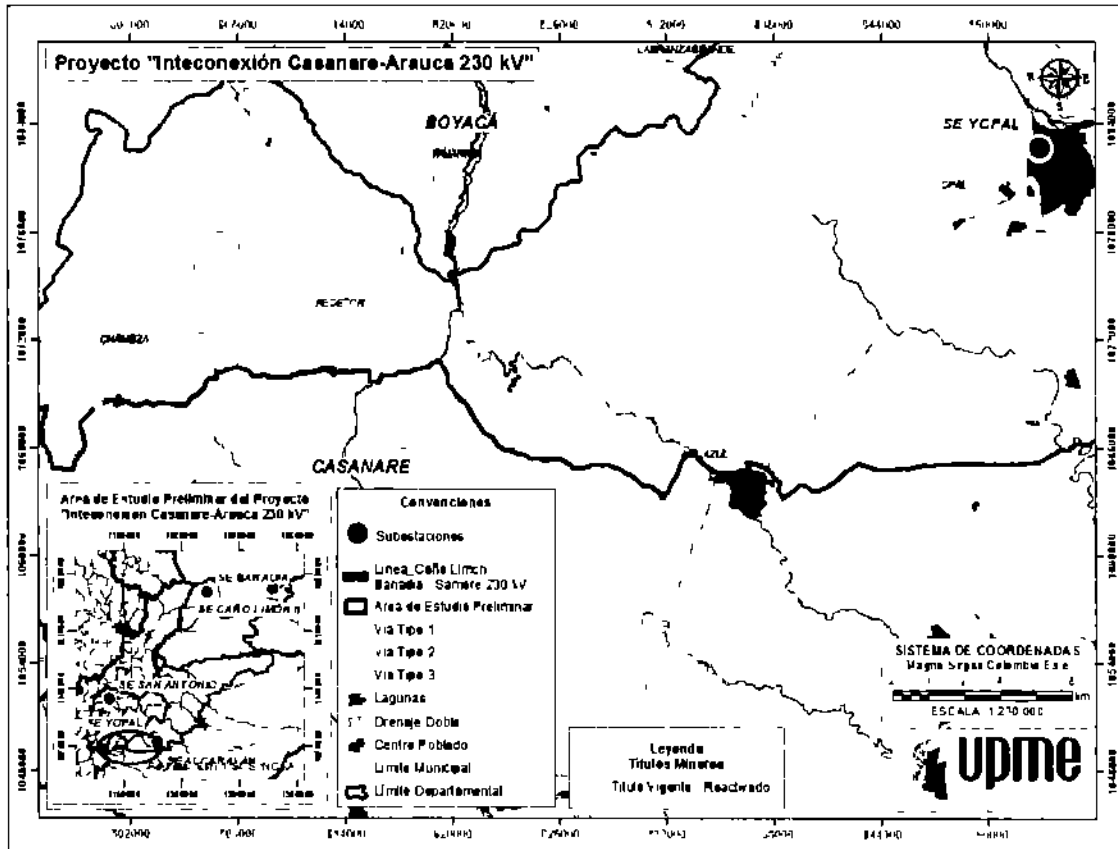
upme

Unidad Promotora Minero-Energética



Republica de Colombia
Ministerio de Minas y Energía

b. Títulos Vigentes- Reactivados.



Fuente: Agencia Nacional Minera - ANM, 2016
Fuente de gráfica: UPME, 2016

Avenida Calle 28 No. 89 D-91 Torre 1 Oficina 801
PBX (+57 1) 222 0801
FAX (+57 1) 221 9537
Línea Gratuita Nacional 01800 811 729
www.upme.gov.co



TODOS POR UN NUEVO PAIS
PAZ EQUIDAD RESPONSABILIDAD



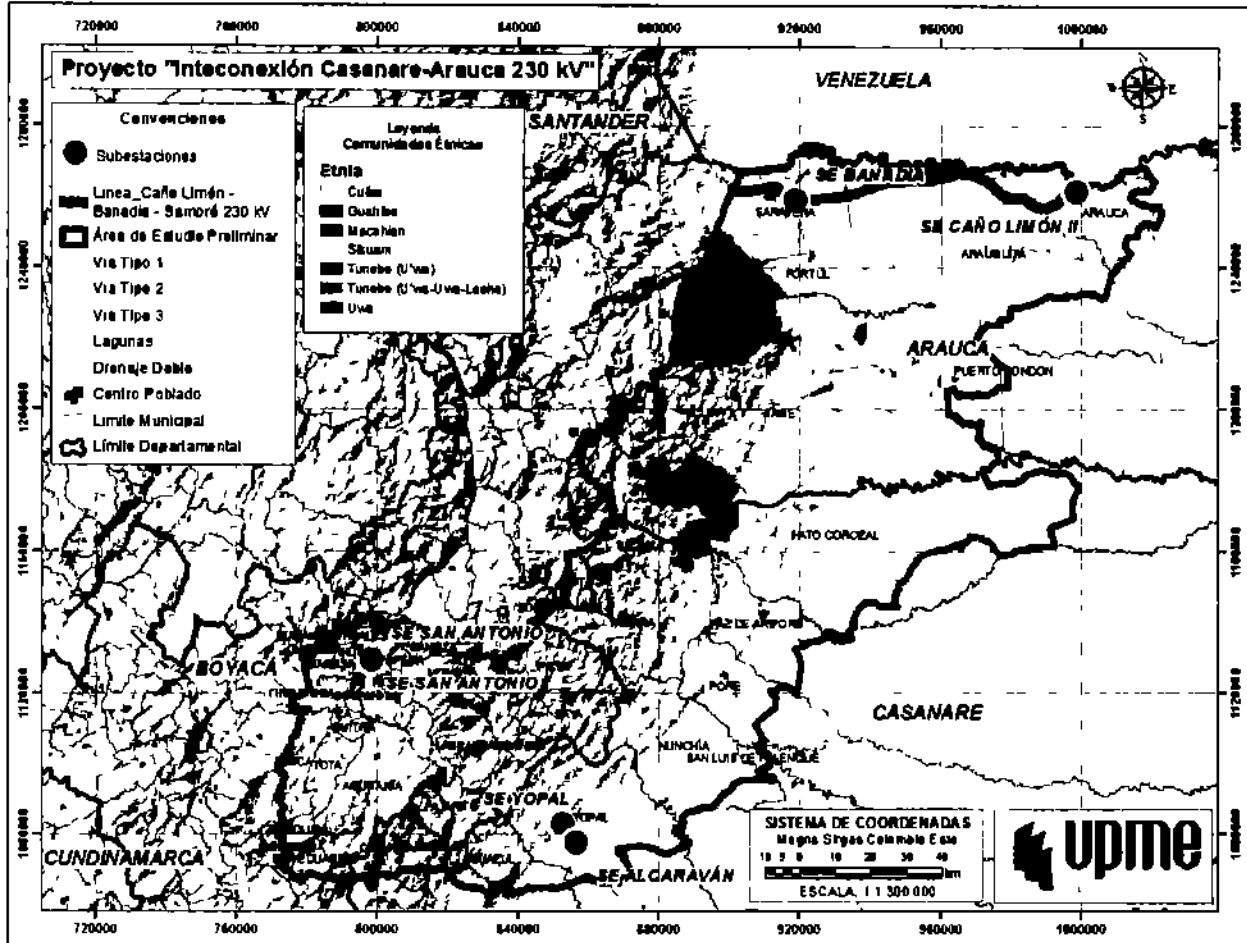


0098 07 FEB 2017



República de Colombia
Ministerio de Minas y Energía

Gráfica 23. Comunidades Étnicas dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Interconexión Casanare – Arauca 230 kV".



Fuente: Ministerio del Interior, 2016
Fuente de gráfica: UPME, 2016

Tabla 20. Comunidades Étnicas dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Interconexión Casanare – Arauca 230 kV".

ETNIA	NOMBRE DEL RESGUARDO	MUNICIPIO	DEPARTAMENTO
Culma	Los Iguañitos	Tame	Arauca
	Cajaros	Araucquita	
	Bayoneros		
	La Esperanza - La Fortaleza Y El Totumo	Tame	
	Macarieros		

Avenida Calle 28 No. 89 D - 81 Torre 1 Oficina 801
PBX (+57 1) 222 0801
FAX (+57 1) 221 8537
Línea Gratuita Nacional 01800 811 728
www.upme.gov.co





07 FEB 2017



Republica de Colombia
Ministerio de Minas y Energía

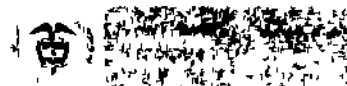
ETNIA	NOMBRE DEL RESGUARDO	MUNICIPIO	DEPARTAMENTO
[Redacted]	Caño Claro	Tame	Arauca
	Puyeros		
	Juleros Y Velasqueros		
	Parreros	Arauquita	
	El Vigía		
	Roqueros	Tame	
	Culoto II		
Cusay			
Sikuani	El Zamuro		
[Redacted]	Chaparral Y Barronegro	Hato Corozal	Casanare
	Unido Uwa	Cubará	Boyacá
Tunebo (U'wa-Uwa Lache)	Angosturas	Tame	Arauca
	Sabanas De Curipao		
[Redacted]	Playas De Bojobá	Saravena	Arauca
	Cibanza	Fortul	
	Laguna Tranquila	Tame	
	Valles Del Sol	Saravena	

Fuente: Ministerio del Interior, 2016 UPME 2016

NOTA.

De acuerdo con información georreferenciada suministrada por el Ministerio del Interior, No se identificó presencia de Resguardos Coloniales, Consejos Comunitarios ni Parcialidades Indígenas que se traslapen con el área de estudio. Es de resaltar que esta información no evita que se deba solicitar la certificación de presencia o no de grupos étnicos ante el Ministerio del Interior.

Avenida Calle 28 No. 89 D-91 Torre 1 Ofiana 901
PBX (+57 1) 222 0801
FAX (+57 1) 221 9537
Línea Gratuita Nacional 01800 911 729
www.upme.gov.co





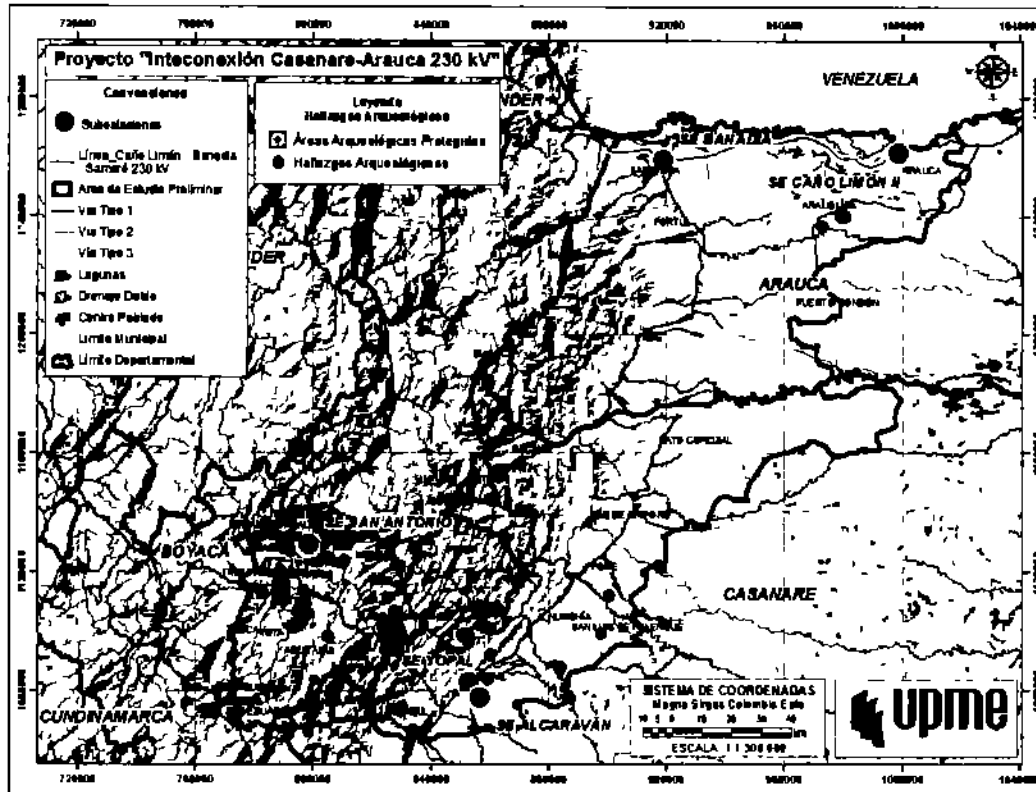
2 0098

07 FEB 2017



República de Colombia
Ministerio de Minas y Energía

Gráfica 24 Hallazgos Arqueológicos dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Interconexión Casanare – Arauca 230 kV".



Fuente Instituto Colombiano de Antropología e Historia – ICANH, 2016
Fuente de gráfica UPME, 2016

Tabla 21. Hallazgos Arqueológicos dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Interconexión Casanare – Arauca 230 kV".

HALLAZGOS ARQUEOLÓGICOS	SIMBOLO ●
DEPARTAMENTO	MUNICIPIO
Arauca	Araucuita
	Corrales
	Duitama
	Firavitoba
	Gámeza
	Iza
	Monguí
	Mongua
	Nobsa
	Tópaga
	Aquitania
	Pesca
	Labranzagrande
Sogamoso	
Boyacá	

Avenida Calle 26 No. 89 D – 91 Torre 1 Oficina 901
P.O. (+57 1) 222 0801
FAX (+57 1) 221 9537
Línea Gratuita Nacional 01800 911 729
www.upme.gov.co



4 0098

07 FEB 2017



Republica de Colombia
Ministerio de Minas y Energía

HALLAZGOS ARQUEOLÓGICOS DEPARTAMENTO	SIMBOLO ● MUNICIPIO
Casanare	Yopal
	Aguazul
	Paya
	Nunchia
	Pore
	Paz de Ariporo

Fuente Instituto Colombiano de Antropología e Historia – ICANH, 2016 UPME 2016

Tabla 22 Área Arqueológica Protegida dentro del área de estudio preliminar, Proyecto “Interconexión Casanare – Arauca 230 kV”.

ÁREA ARQUEOLÓGICA PROTEGIDA DEPARTAMENTO	SIMBOLO □ MUNICIPIO
Boyacá	Sogamoso

Fuente Instituto Colombiano de Antropología e Historia – ICANH, 2016 UPME 2016

Avenida Calle 28 No. 85 D – 91 Torre 1 Oficina #01
PBX (+57 1) 222 0601
FAX (+57 1) 221 9537
Línea Gratuita Nacional 01000 #11 72#
www.upme.gov.co



**TODOS POR UN
NUEVO PAÍS**
PAZ EQUIDAD PROGRESO





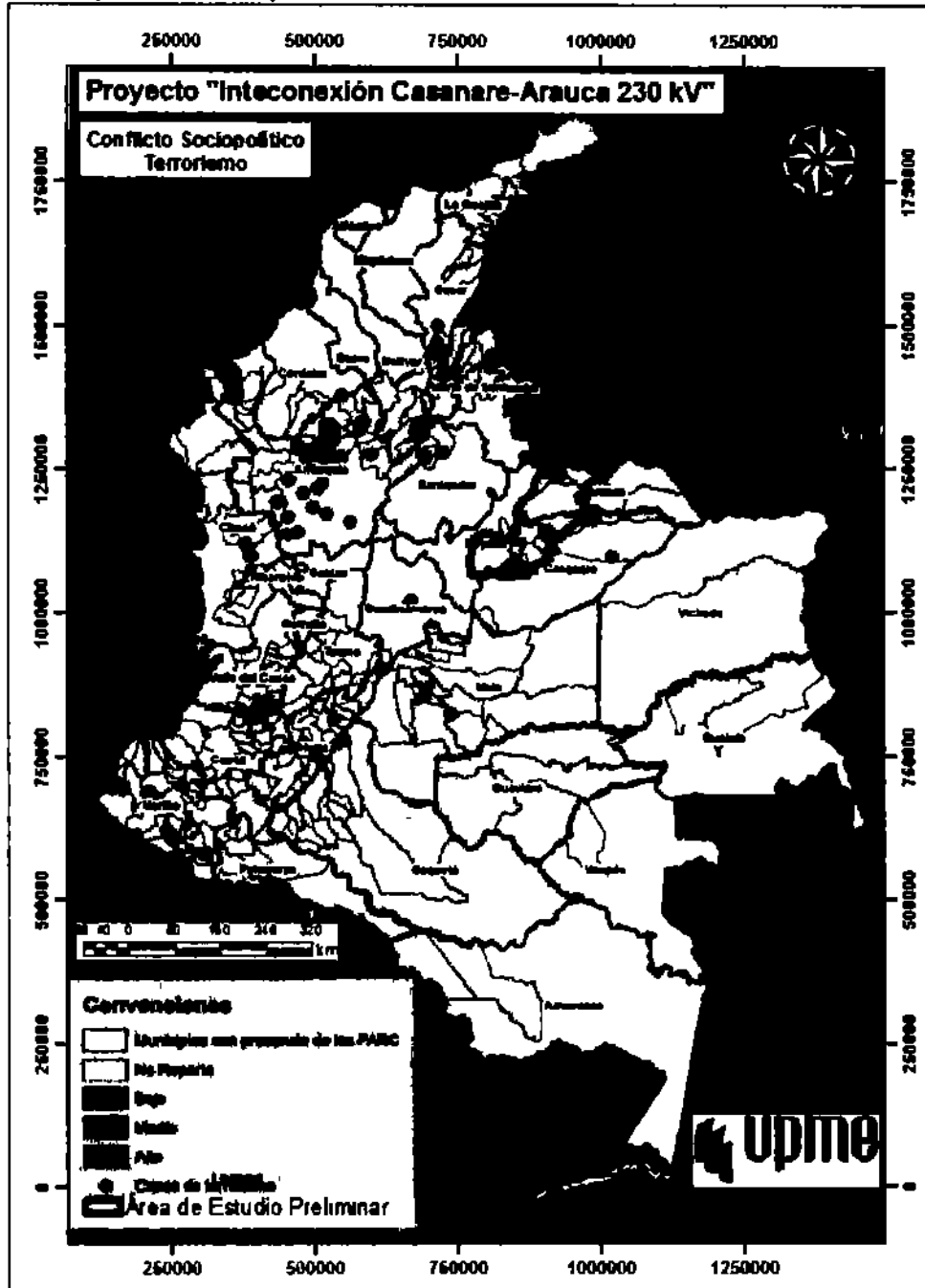
4 0098

07 FEB 2017



República de Colombia
Ministerio de Minas y Energía

Gráfica 26. Conflicto Sociopolítico – Terrorismo enero a junio de 2016 dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Interconexión Casanare – Arauca 230 kV".



Fuente Organización Internacional de Policía Criminal – INTERPOL, Sistema de Información Estadístico Delincuencial, Contravencional y Operativo – SIEDCO, 2016

Avenida Calle 26 No 59 D – 81 Torre 1, Oficina 901
PBX (+57 1) 222 0801
FAX (+57 1) 221 9537
Línea Gratuita Nacional 01800 911 729
www.upme.gov.co





4 0000

07 FEB 2017

20 años



upme

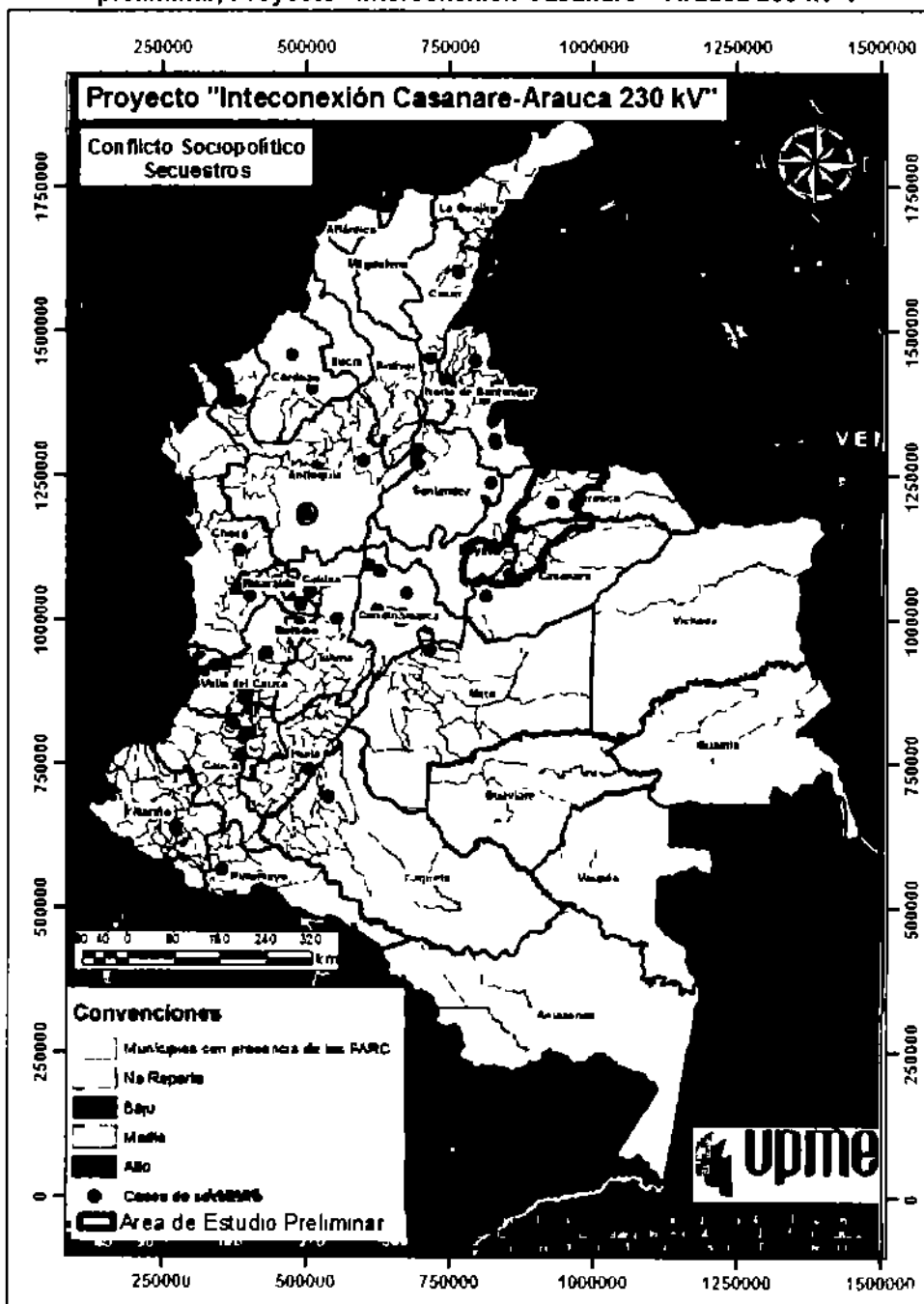
Unidad de Planeación Minero-Energetica



Libertad y Orden

República de Colombia
Ministerio de Minas y Energía

Gráfica 26 Conflicto Sociopolítico – Secuestros enero a junio de 2016 dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Interconexión Casanare – Arauca 230 kV".



Fuente Organización Internacional de Policía Criminal – INTERPOL, Sistema de Información Estadístico Delincuencial, Contravencional y Operativo – SIEDCO, 2016

Avenida Calle 28 No 69 D – 01 Torre 1 Oficina 901
PBX (+57 1) 222 0601
FAX (+57 1) 221 0537
Línea Gratuita Nacional 01800 911 729
www.upme.gov.co



TODOS POR UN NUEVO PAÍS
POR EQUIPOS, TRABAJANDO





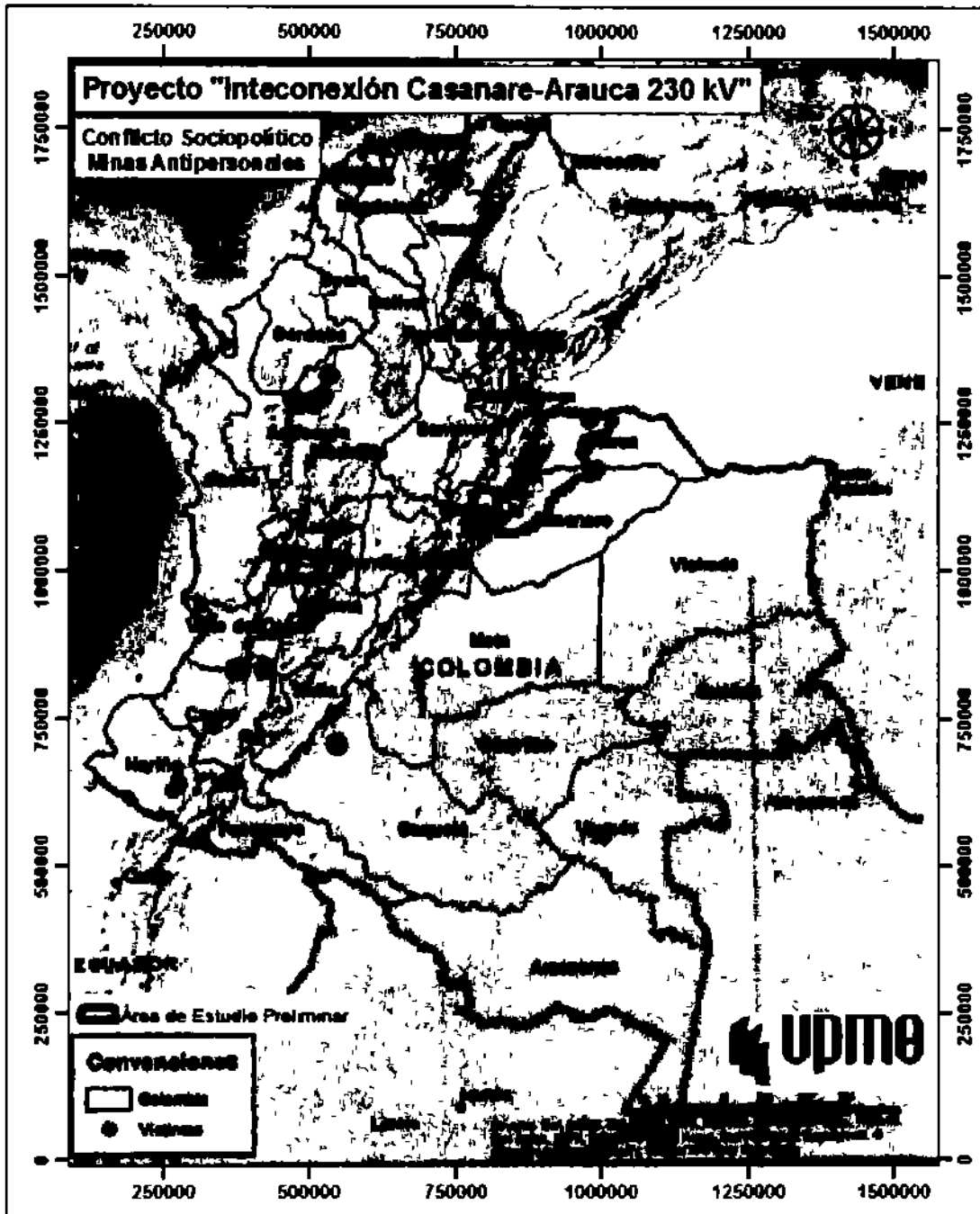
4 0098

07 FEB 2017



República de Colombia
Ministerio de Minas y Energía

Gráfica 27. Conflicto Sociopolítico – Minas Antipersonales enero a junio de 2016 dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Interconexión Casanare – Arauca 230 kV"



Fuente. Organización Internacional de Policía Criminal – INTERPOL, Sistema de Información Estadístico Delincuencial, Contravencional y Operativo – SIEDCO, 2016

Avenida Calle 26 No 69 D – 81 Torre 1 Oficina 901
PBX (+57 1) 222 0801
FAX (+57 1) 221 9537
Línea Gratuita Nacional 01800 911 729
www.upme.gov.co



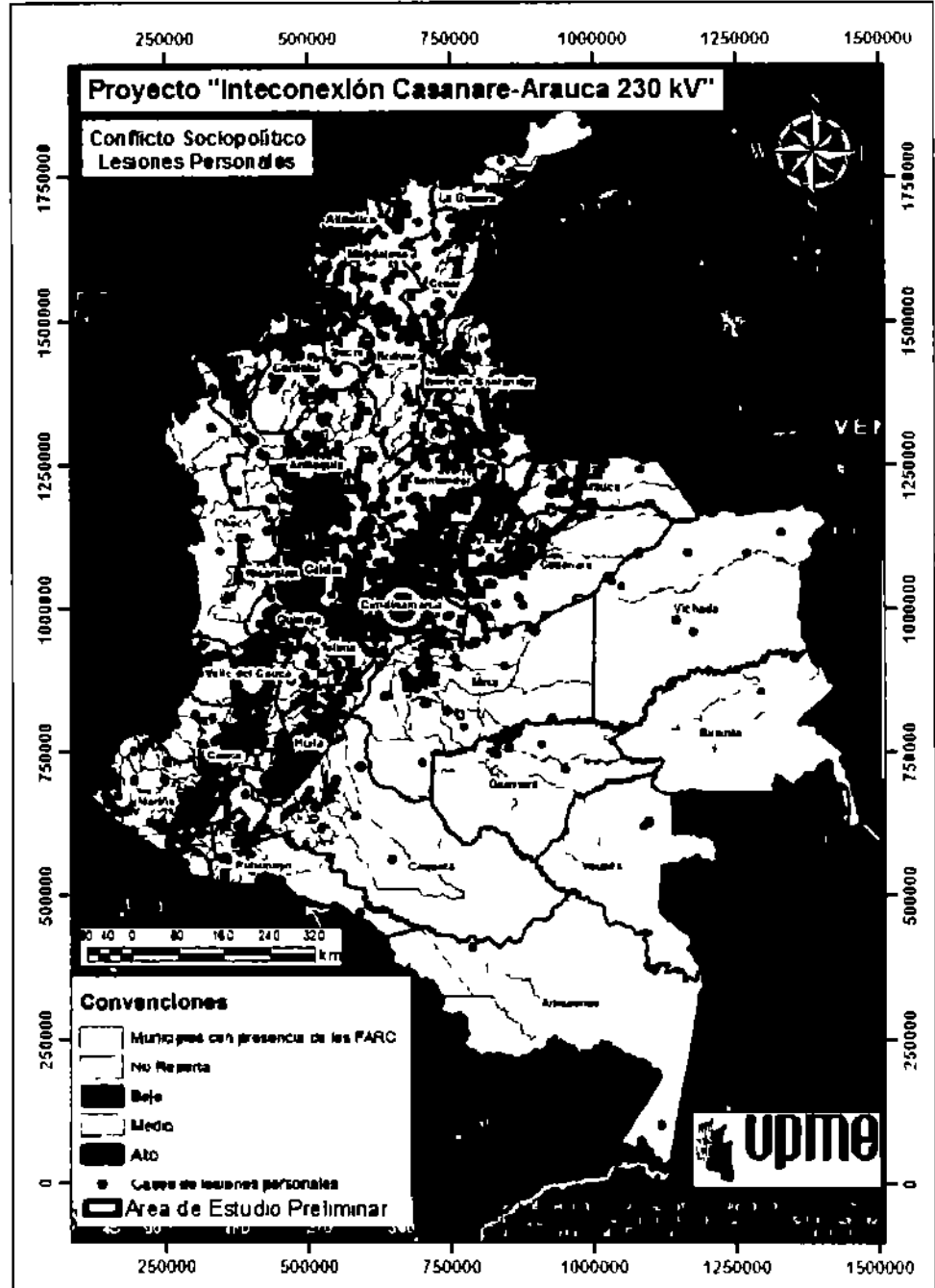


4 6098 07 FEB 2017



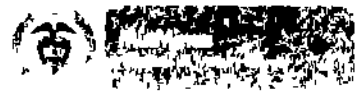
República de Colombia
Ministerio de Minas y Energía

Gráfica 28 Conflicto Sociopolítico – Lesiones Personales enero a junio de 2016 dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Interconexión Casanare – Arauca 230 kV".



Fuente Organización Internacional de Policía Criminal – INTERPOL, Sistema de Información Estadístico Delincuencial, Contravencional y Operativo – SIEDCO, 2016

Avenida Calle 28 No. 89 D – 91 Torre 1 Oficina 901
PBX (+57 1) 222 0801
FAX (+57 1) 221 9537
Línea Gratuita Nacional 01800 911 729
www.upme.gov.co



**TODOS POR UN
NUEVO PAÍS**



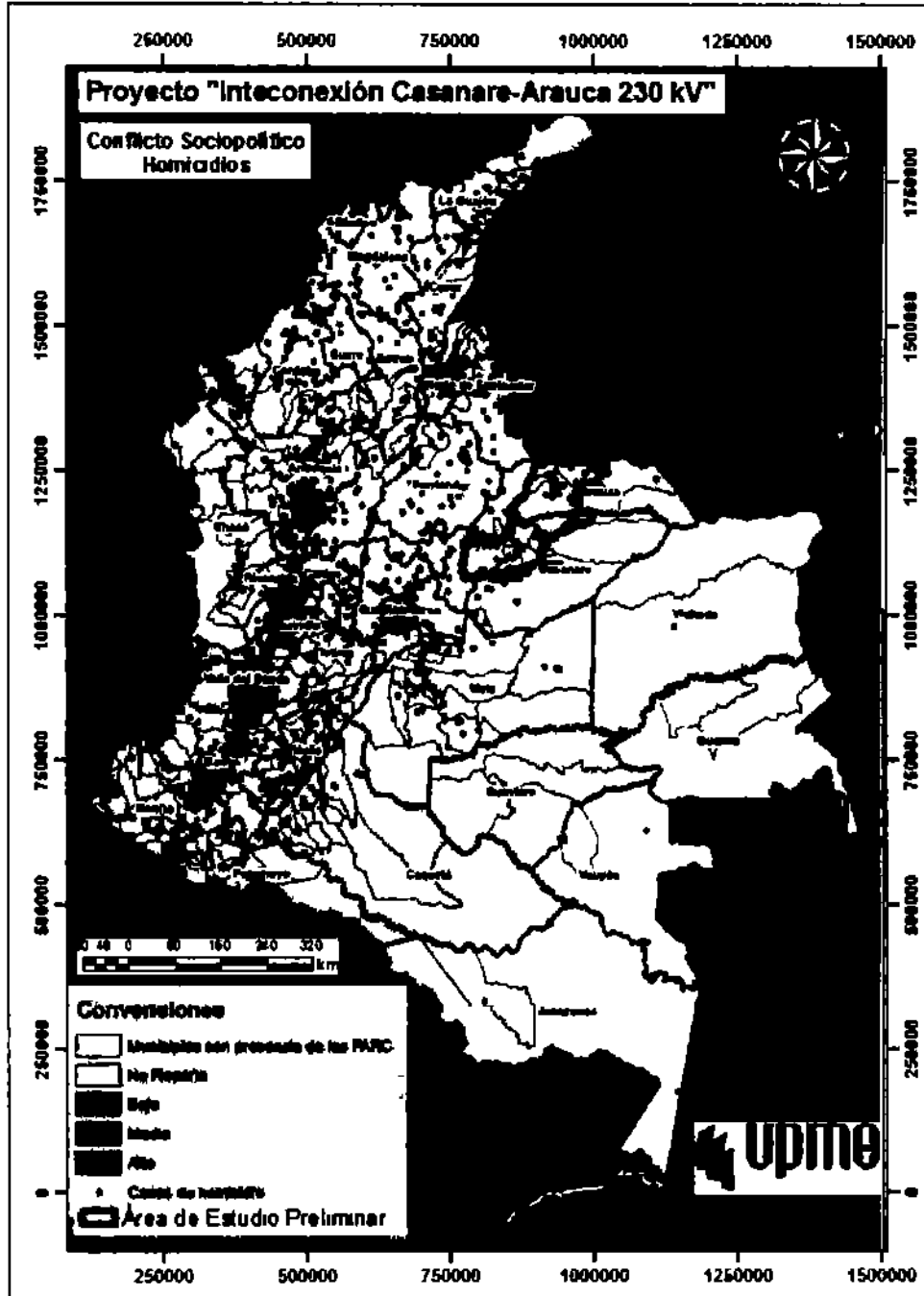


4 0096 07 FEB 2017



República de Colombia
Ministerio de Minas y Energía

Gráfica 29. Conflicto Sociopolítico – Homicidios enero a junio de 2016 dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Interconexión Casanare – Arauca 230 kV".



Fuente Organización Internacional de Policía Criminal – INTERPOL, Sistema de Información Estadístico Delincuencial, Contravencional y Operativo – SIEDCO, 2016

Avenida Calle 26 No 89 D – 81 Torre 1 Oficina 801
PBX (+57 1) 222 0801
FAX (+57 1) 221 9637
Línea Gratuita Nacional 01800 911 729
www.upme.gov.co



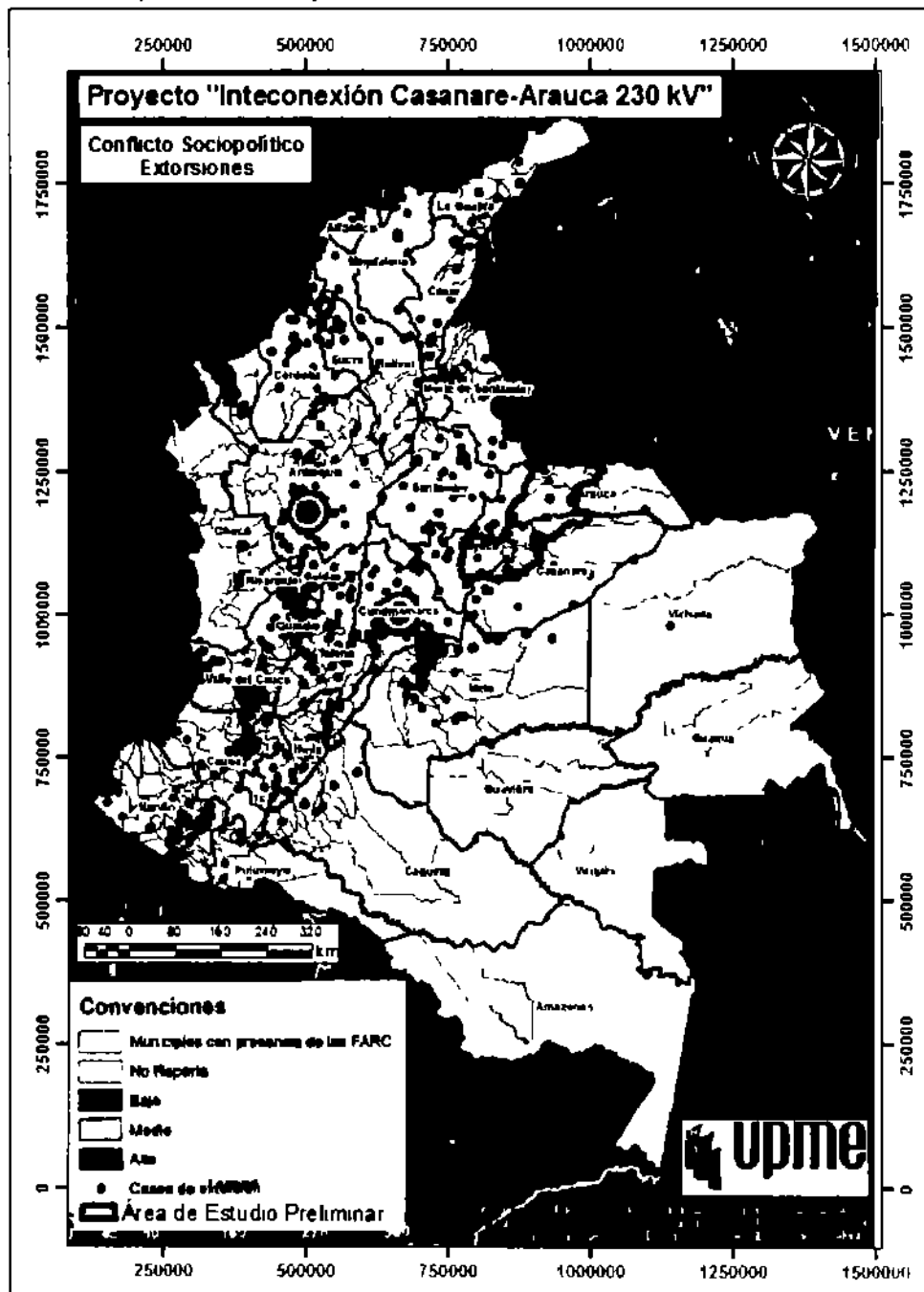


2 0095 07 FEB 2017



Republica de Colombia
Ministerio de Minas y Energía

Gráfica 30 Conflicto Sociopolítico – Extorsiones enero a junio de 2016 dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Interconexión Casanare – Arauca 230 kV".



Fuente Organización Internacional de Policía Criminal – INTERPOL, Sistema de Información Estadístico Delincuencial, Contravencional y Operativo – SIEDCO, 2016

Avenida Calle 28 No. 89 D – 91 Torre 1 Oficina #01
PEX (+57 1) 222 0801
FAX (+57 1) 221 9537
Línea Gratuita Nacional 01800 911 729
www.upme.gov.co



TODOS POR UN
NUEVO PAÍS





4 0098

07 FEB 2017



República de Colombia
Ministerio de Minas y Energía

Tabla 23. Homicidios registrados en el periodo del 1 de enero al 31 de diciembre, años 2010 al 2015 y del 1 de enero al 30 de junio del año 2016, dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Interconexión Casanare – Arauca 230 kV".

MINISTERIO DE DEFENSA NACIONAL									
DIRECCIÓN DE ESTUDIOS ESTRATÉGICOS									
PERIODO COMPRENDIDO DEL 01 DE ENERO AL 31 DE DICIEMBRE, AÑOS 2010 AL 2015 Y DEL 01 DE ENERO AL 30 DE JUNIO AÑO 2016									
HOMICIDIOS REGISTRADOS A NIVEL NACIONAL									
DEPARTAMENTO	MUNICIPIOS	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	TOTAL
ARAUCA	Arauca	12	12	5	14	34	13	3	83
	Araucuita	50	20	77	24	22	18	9	220
	Fortul	10	10	17	32	14	9	7	99
	Puerto Rondon	9	0	1	0	0	3	8	21
	Saravena	62	29	44	28	57	23	8	251
	Tame	76	67	63	65	48	24	15	360
	Aquitania	4	2	3	2	2	4	0	17
	Chita	2	0	0	0	2	0	1	6
	Corrales	0	0	1	0	0	0	0	1
	Cuitiva	0	0	2	0	0	0	0	2
BOYACÁ	Duitama	13	8	9	9	11	13	1	62
	El Cocuy	3	0	1	0	0	1	0	5
	Firavitoba	0	0	1	0	1	0	0	2
	Gameza	0	0	1	0	0	1	0	2
	Guican	1	0	0	0	0	12	0	13
	Labranzagrande	0	0	6	1	1	2	1	11
	Mongua	1	0	0	0	2	0	0	3
	Mongu	0	0	0	0	0	1	1	2
	Nobsa	1	1	1	0	1	0	0	4
	Pajanto	0	1	1	2	3	1	0	8
	Paya	2	4	3	0	0	0	0	9
	Pesca	0	0	2	0	0	0	0	2
	San Eduardo	0	0	1	0	0	0	0	1
	Santa Rosa de Viterbo	0	0	0	0	1	2	0	3
	Socota	1	0	1	0	1	1	0	4
	Sogamoso	10	7	6	6	10	12	3	54
	Tibasosa	0	0	0	3	0	0	0	3
	Tota	0	3	1	0	0	0	0	4
	Tuta	1	0	1	0	3	0	0	5
	Zetaquirá	1	1	1	0	0	0	1	4
CASANARE	Aguazul	7	4	11	5	7	6	8	48
	Chameza	0	0	2	0	1	0	0	3
	Hato Corozal	2	7	4	5	11	0	2	31
	Nunchia	2	0	2	5	11	0	2	22
	Paz de Ariporo	7	0	16	7	5	6	6	49
	Pore	2	0	3	2	7	4	0	18
	Recetar	0	2	1	0	0	0	0	3
	Sacama	3	2	2	0	3	1	0	11
	San Luis de Palenque	2	1	4	2	4	2	1	16
	Támara	3	5	1	4	5	1	0	19
	Yopal	23	14	24	24	32	21	11	149
	TOTAL		310	199	319	240	299	183	89

Fuente: Ministerio de Defensa Nacional, 2016





4 0098 07 FEB 2017



República de Colombia
Ministerio de Minas y Energía

Tabla 24 Secuestros registrados en el periodo del 1 de enero al 31 de diciembre, años 2010 al 2015 y del 1 de enero al 30 de junio del año 2016, dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Interconexión Casanare – Arauca 230 kV"

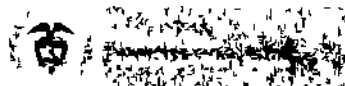
MINISTERIO DE DEFENSA NACIONAL									
DIRECCIÓN DE ESTUDIOS ESTRATEGICOS									
PERIODO COMPRENDIDO DEL 01 DE ENERO AL 31 DE DICIEMBRE, AÑOS 2010 AL 2015 Y DEL 01 DE ENERO AL 30 DE JUNIO AÑO 2016									
SECUESTRO REGISTRADO A NIVEL NACIONAL									
DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	TIPO DE DELITO	2010	2011	2012	2013	2014	2015	TOTAL
ARAUCA	Arauca	Secuestro Extorsivo	4	4	2	7	3	1	21
		Secuestro Simple	3	0	2	6	5	1	17
	Arauquita	Secuestro Extorsivo	4	2	0	2	1	0	9
		Secuestro Simple	8	7	0	3	2	1	21
	Fortul	Secuestro Extorsivo	1	1	0	0	1	0	3
		Secuestro Simple	0	1	0	0	3	2	6
	Saravena	Secuestro Extorsivo	4	2	8	1	0	0	15
		Secuestro Simple	5	1	3	7	6	0	22
	Tame	Secuestro Extorsivo	3	3	2	3	4	3	18
		Secuestro Simple	4	0	15	6	3	4	32
BOYACÁ	Duitama	Secuestro Simple	0	0	0	0	1	1	2
	Pajano	Secuestro Extorsivo	0	1	0	0	0	0	1
	Samaca	Secuestro Simple	0	0	0	0	1	0	1
	Sogamoso	Secuestro Simple	1	0	2	1	1	0	5
CASANARE	Aguazul	Secuestro Extorsivo	1	3	3	1	0	0	8
		Secuestro Simple	1	1	1	1	0	1	5
	Hato Corozal	Secuestro Simple	1	0	0	0	0	2	3
	Nunchia	Secuestro Extorsivo	1	0	0	0	0	0	1
	Paz de Anporo	Secuestro Simple	1	0	3	0	0	1	5
		Secuestro Simple	0	0	0	1	0	0	1
	San Luis de Palenque	Secuestro Simple	0	0	0	0	1	0	1
	Tamara	Secuestro Extorsivo	1	0	0	0	0	0	1
	Yopal	Secuestro Extorsivo	2	1	4	2	0	0	9
		Secuestro Simple	1	1	2	5	0	3	12
TOTAL			46	28	47	46	32	20	219

Fuente: Ministerio de Defensa Nacional, 2016

Tabla 25 Extorsiones registradas en el periodo del 1 de enero al 31 de diciembre, años 2010 al 2015 y del 1 de enero al 30 de junio del año 2016, dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Interconexión Casanare – Arauca 230 kV"

MINISTERIO DE DEFENSA NACIONAL									
DIRECCIÓN DE ESTUDIOS ESTRATEGICOS									
PERIODO COMPRENDIDO DEL 01 DE ENERO AL 31 DE DICIEMBRE, AÑOS 2010 AL 2015 Y DEL 01 DE ENERO AL 30 DE JUNIO AÑO 2016									
EXTORSIONES REGISTRADAS A NIVEL NACIONAL									
DEPARTAMENTO	MUNICIPIOS	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	TOTAL
ARAUCA	Arauca	32	19	37	42	39	43	28	240
	Arauquita	4	0	4	3	0	1	5	17
	Fortul	2	2	1	0	0	2	1	8
	Puerto Rondon	0	1	1	0	2	1	0	5
	Saravena	3	0	2	6	5	11	5	32
	Tame	4	8	17	15	18	13	4	79

Avenida Calle 26 No. 69 D - 81 Torre 1 Oficina 901
PBX (+57 1) 222 0901
FAX (+57 1) 221 9537
Línea Gratuita Nacional 01 800 911 729
www.upme.gov.co



TODOS POR UN NUEVO PAÍS
PAZ EQUIDAD SUSTENTABILIDAD





4 0098 07 FEB 2017



República de Colombia
Ministerio de Minas y Energía

MINISTERIO DE DEFENSA NACIONAL

DIRECCIÓN DE ESTUDIOS ESTRATÉGICOS

PERIODO COMPRENDIDO DEL 01 DE ENERO AL 31 DE DICIEMBRE, AÑOS 2010 AL 2015 Y DEL 01 DE ENERO AL 30 DE JUNIO AÑO 2016

EXTORSIONES REGISTRADAS A NIVEL NACIONAL

DEPARTAMENTO	MUNICIPIOS	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	TOTAL
BOYACÁ	Aquitania	0	0	0	0	0	0	1	1
	Chita	1	0	0	0	1	2	0	4
	Corrales	0	0	1	0	0	0	0	1
	Duitama	7	6	9	8	11	11	4	56
	El Cocuy	0	0	1	0	2	2	0	5
	Guicán	0	0	0	0	0	1	0	1
	Labranzagrande	0	1	1	1	3	3	0	9
	Mongua	0	0	0	0	0	0	1	1
	Monguí	0	0	0	0	1	0	0	1
	Noboa	0	1	1	0	0	3	0	5
	Pajarito	1	0	0	8	0	1	0	10
	Pesca	0	0	1	0	0	0	0	1
	Santa Rosa de Viterbo	0	0	1	0	2	0	1	4
	Socota	2	1	3	0	0	2	2	10
	Sogamoso	5	4	25	2	19	11	9	75
	Tibasosa	0	0	0	1	0	1	0	2
	Topaga	0	0	1	0	0	0	0	1
Tuta	0	0	0	0	1	0	0	1	
Zelaquirá	0	1	0	0	0	0	0	1	
CASANARE	Aguazul	3	4	4	7	7	13	1	39
	Chameza	0	0	0	1	1	1	0	3
	Hato Corozal	3	1	4	3	6	10	7	34
	Nunchia	3	2	3	2	18	17	0	45
	Paz de Ariporo	6	5	22	16	19	32	14	114
	Pore	0	1	3	6	3	4	6	23
	Recetor	0	1	0	0	0	1	0	2
	Sacama	1	1	0	0	0	0	0	2
	San Luis de Palenque	2	0	0	3	3	2	0	10
	Tamara	1	4	0	9	0	4	0	18
	Yopal	20	26	35	46	57	71	34	289
TOTAL		100	89	177	179	218	263	123	1 149

Fuente. Ministerio de Defensa Nacional, 2016

Avenida Calle 26 No. 89 D - 81 Torre 1 Oficina 801
 PBX: (+57 1) 222 0901
 FAX: (+57 1) 221 9537
 Línea Gratuita Nacional 01800 911 729
 www.upme.gov.co





4 0000

07 FEB 2017



República de Colombia
Ministerio de Minas y Energía

Tabla 26 Actos de Terrorismo registrados en el periodo del 1 de enero al 31 de diciembre, años 2010 al 2015 y del 1 de enero al 30 de junio del año 2016, dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Interconexión Casanare – Arauca 230 kV".

MINISTERIO DE DEFENSA NACIONAL
DIRECCIÓN DE ESTUDIOS ESTRATEGICOS

PERIODO COMPRENDIDO DEL 01 DE ENERO AL 31 DE DICIEMBRE, AÑOS 2010 AL 2015 Y DEL 01 DE ENERO AL 30 DE JUNIO AÑO 2016

ACTOS DE TERRORISMO REGISTRADOS A NIVEL NACIONAL

DEPARTAMENTO	MUNICIPIOS	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	TOTAL	
ARAUCA	Arauca	5	4	5	10	10	1	2	37	
	Araquita	6	5	26	28	16	3	3	87	
	Fortul	2	0	2	3	3	1	2	13	
	Puerto Rondon	2	0	1	2	0	0	0	5	
	Saravena	14	11	25	10	24	4	3	91	
	Tame	9	5	22	19	15	1	0	71	
BOYACÁ	Duitama	0	0	1	0	2	0	0	3	
	Gurcan	0	0	0	0	0	1	0	1	
	Labranzagrande	1	0	0	0	0	1	0	2	
	Pajanto	0	2	0	0	0	1	0	3	
	Paya	0	1	0	0	0	0	0	1	
	Pisba	0	0	1	0	0	0	0	1	
	Socota	1	0	0	0	0	0	0	1	
	Sogamoso	0	0	1	0	1	0	0	2	
	Aguzul	0	1	4	1	1	6	1	14	
	Hato Corozal	0	0	1	0	1	0	0	2	
CASANARE	Nunchia	0	0	1	0	0	1	0	2	
	Paz de Arppro	0	1	1	1	0	0	3	6	
	Pore	0	0	1	0	1	0	0	2	
	Recetor	0	0	0	0	0	2	0	2	
	San Luis de Palenque	0	1	0	0	0	0	0	1	
	Tamara	1	0	0	0	1	0	0	2	
	Yopal	1	3	2	2	4	3	5	20	
	TOTAL		42	34	94	76	79	25	19	369

Fuente: Ministerio de Defensa Nacional, 2016

Tabla 27 Acciones Subversivas registrados en el periodo del 1 de enero al 31 de diciembre, años 2010 al 2015 y del 1 de enero al 30 de junio del año 2016, dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Interconexión Casanare – Arauca 230 kV".

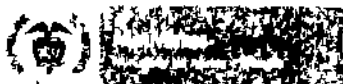
MINISTERIO DE DEFENSA NACIONAL
DIRECCIÓN DE ESTUDIOS ESTRATEGICOS

PERIODO COMPRENDIDO DEL 01 DE ENERO AL 31 DE DICIEMBRE, AÑOS 2010 AL 2015 Y DEL 01 DE ENERO AL 30 DE JUNIO AÑO 2016

ACCIONES SUBVERSIVAS REGISTRADAS A NIVEL NACIONAL

DEPARTAMENTO	MUNICIPIOS	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	TOTAL
ARAUCA	Arauca	0	0	4	4	5	2	0	15
	Araquita	1	3	3	3	4	2	0	16
	Fortul	0	3	4	5	2	2	2	18
	Puerto Rondon	1	0	0	0	0	1	0	2
	Saravena	2	3	6	5	7	8	1	32

Avenida Calle 26 No. 69 D - 91 Torre 1 Oficina 901
PBX (+57 1) 222 0601
FAX (+57 1) 221 9537
Línea Gratuita Nacional 01800 911 729
www.upme.gov.co



TODOS POR UN NUEVO PAÍS
POR EQUIPOS, EDUCACIÓN



4 0098 07 FEB 2017



República de Colombia
Ministerio de Minas y Energía

MINISTERIO DE DEFENSA NACIONAL

DIRECCIÓN DE ESTUDIOS ESTRATEGICOS

PERIODO COMPRENDIDO DEL 01 DE ENERO AL 31 DE DICIEMBRE, AÑOS 2010 AL 2015 Y DEL 01 DE ENERO AL 30 DE JUNIO AÑO 2016

ACCIONES SUBVERSIVAS REGISTRADAS A NIVEL NACIONAL

DEPARTAMENTO	MUNICIPIOS	2010	2011	2012	2013	2014	2015	ENE-JUN 2016	TOTAL
CASANARE	Tame	4	2	3	5	2	3	2	21
	Aguazul	0	1	1	0	0	0	1	3
	Hato Corozal	0	0	0	0	1	0	0	1
	Nunchia	0	0	0	0	0	0	1	1
	Recetor	0	0	1	0	0	0	0	1
	Sacama	0	1	0	0	2	0	0	3
TOTAL		8	13	22	22	23	18	7	113

Fuente: Ministerio de Defensa Nacional, 2016

Tabla 28 Voladuras de Vías registrados en el periodo del 1 de enero al 31 de diciembre, años 2010 al 2015 y del 1 de enero al 30 de junio del año 2016, dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Interconexión Casanare – Arauca 230 kV".

MINISTERIO DE DEFENSA NACIONAL

DIRECCIÓN DE ESTUDIOS ESTRATEGICOS

VOLADURA DE VIAS

DEPARTAMENTO	MUNICIPIOS	ANUAL							TOTAL
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	Ene-Jun 2016	
ARAUCA	Arauca	0	0	0	1	3	0	0	4
	Araucuita	0	0	0	2	0	0	0	2
	Fortul	0	0	0	0	0	0	1	1
	Saravena	2	0	2	1	1	0	0	6
	Tame	1	1	1	2	0	0	0	5
CASANARE	Aguazul	0	0	0	0	0	0	1	1
	Yopal	1	0	0	0	0	0	0	1
TOTAL		4	1	3	6	4	0	2	20

Fuente: Ministerio de Defensa Nacional, 2016

Tabla 29. Voladuras de Oleoductos registrados en el periodo del 1 de enero al 31 de diciembre, años 2010 al 2015 y del 1 de enero al 30 de junio del año 2016, dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Interconexión Casanare – Arauca 230 kV".

MINISTERIO DE DEFENSA NACIONAL

DIRECCIÓN DE ESTUDIOS ESTRATEGICOS

VOLADURA DE OLEODUCTOS

DEPARTAMENTO	MUNICIPIOS	ANUAL							TOTAL
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	Ene-Jun 2016	
ARAUCA	Arauca	0	0	0	1	1	0	0	2
	Araucuita	0	6	5	8	7	2	4	32
	Fortul	0	0	0	2	8	4	0	14
	Saravena	0	10	17	13	9	3	5	67
	Tame	0	0	0	0	5	0	0	5
TOTAL		0	16	22	24	30	9	9	110

Fuente: Ministerio de Defensa Nacional, 2016

Avenida Calle 28 No. 88 D - 91 Torre 1 Oficina 901
PBX (+57 1) 222 0801
FAX (+57 1) 221 8537
Línea Gratuita Nacional 01800 811 729
www.upme.gov.co





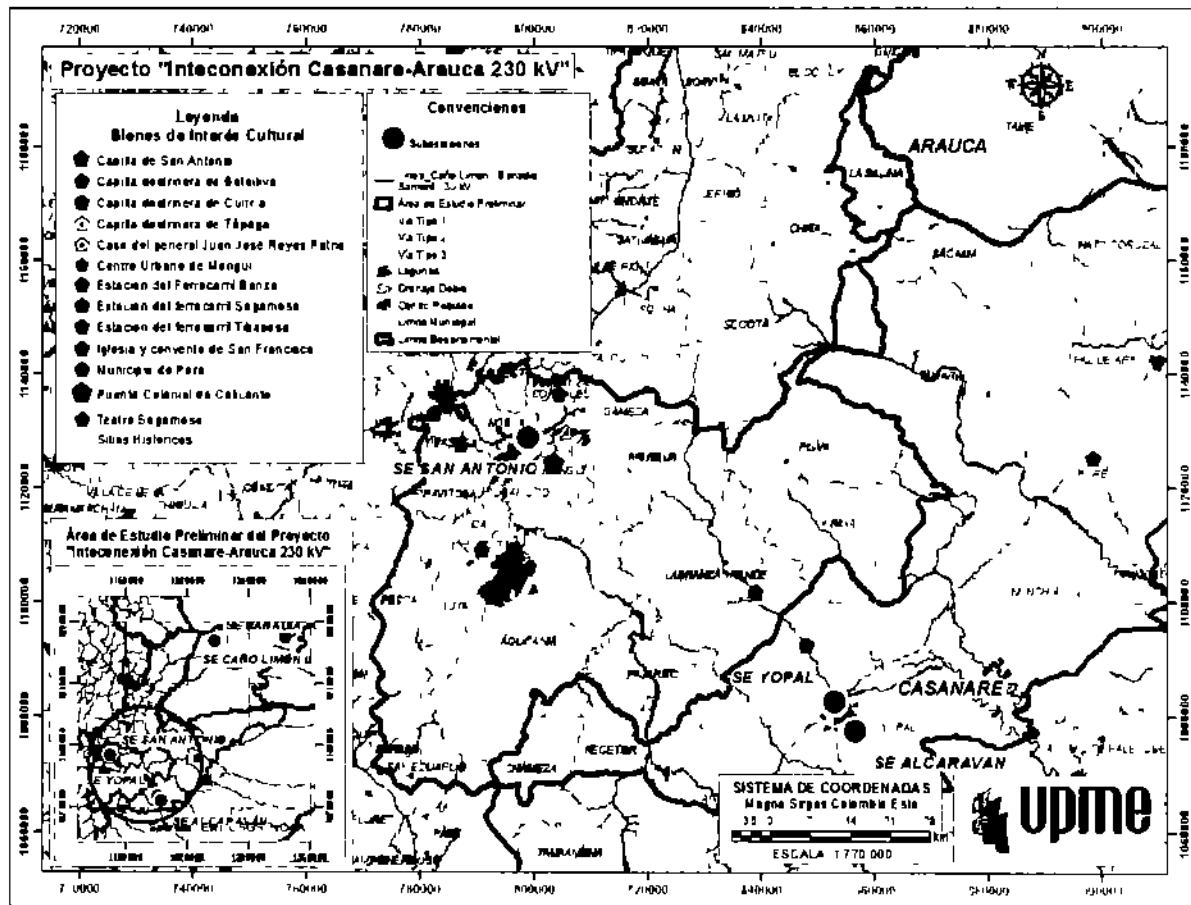
República de Colombia
Ministerio de Minas y Energía

Tabla 30 Voladuras de Torres de Energía registrados en el periodo del 1 de enero al 31 de diciembre, años 2010 al 2015 y del 1 de enero al 30 de junio del año 2016, dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Interconexión Casanare – Arauca 230 kV".

MINISTERIO DE DEFENSA NACIONAL									
DIRECCIÓN DE ESTUDIOS ESTRATEGICOS									
VOLADURA DE TORRES DE ENERGÍA									
ANUAL									
DEPTO_GIE	MUNICIPIO_GIE	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Ene-Jun 2016	TOTAL
ARAUCA	Arauca	0	0	2	2	0	0	0	4
	Arauquita	0	0	1	5	1	0	1	8
	Puerto Rondón	0	0	0	0	1	0	0	1
TOTAL		0	0	3	7	2	0	1	13

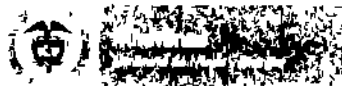
Fuente: Ministerio de Defensa Nacional, 2016

Grafica 31 Bienes de Interés Cultural dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Interconexión Casanare – Arauca 230 kV".



Fuente: Dirección de Patrimonio del Ministerio de Cultura, 2016
Fuente gráfica: UPME, 2016

Avenida Calle 28 No. 85 D – 91 Torre 1 Oficina 901
PBX (+57 1) 222 0801
FAX (+57 1) 221 9537
Línea Gratuita Nacional 01800 911 729
www.upme.gov.co





• **CONCLUSIONES**

VARIABLES SOCIOAMBIENTALES PRESENTES DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO

De acuerdo con la información presentada para el área de estudio preliminar del Proyecto "Interconexión Casanare – Arauca 230 kV" se puede concluir que

- ✓ El área de estudio se ubica en los departamentos de Arauca, Casanare y Boyacá, en jurisdicción de las siguientes Autoridades Ambientales Regionales Corporación Autónoma Regional de Orinoquia - CORPORINOQUIA y Corporación Autónoma Regional de Boyacá – CORPOBOYACÁ
- ✓ Para la ubicación de las nuevas subestaciones, se recomienda realizar investigaciones detalladas, analizar todos los posibles riesgos físicos y analizar los Planes de Ordenamiento Territorial que apliquen, los cuales solicitó la UPME (Yopal y Arauca) y podrán ser suministrados una vez cuente con ellos
- ✓ Según el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia – IDEAM, el área de estudio se encuentra entre las cuencas hidrográficas Caño Guanápalo y otros directos al Meta, Directos Río Arauca, Río Banadia y otros Directos al Río Arauca, Río Ariporo, Río Bojabá, Río Casanare, Río Chicamocha, Río Cinaruco y Directos Río Orinoco, Río Cravo Norte, Río Cravo Sur, Río Cusiana, Río Pauto, Río Tunjita y Río Upiá. Adicionalmente, se identifican cuatro (4) distritos de riego en el departamento de Boyacá denominados Alto Chicamocha y Firavitoba, Siscunci, Hato Laguna y San Eduardo, y tres (3) en el departamento de Casanare denominados Marroquin, La Capilla y Guaseque-La Picacha
- ✓ Con respecto a coberturas vegetales en el área de estudio, los pastos, bosques naturales y áreas agrícolas heterogéneas son las predominantes
- ✓ En cuanto a Ecosistemas Estratégicos se identifican AICA's (La Aurora, El Cocuy y Pisba), Complejos de Páramos (Altiplano Cundiboyacense, Guantiva – La Rusia, Pisba, Sierra Nevada del Cocuy y Tota – Bijagual - Mamapacha) y Humedales
- ✓ La Unidad de Parques Nacionales Naturales de Colombia – PNN y el Sistema de Información Geográfica de Colombia – SIAC, reporta que las áreas protegidas existentes dentro del área de estudio son los Parques Nacionales Naturales Pisba y el Cocuy, los Parques Nacionales Regionales Cortadera y Unidad Biogeográfica Siscunci – Oceta, las Reservas Forestales Protectoras Nacionales Cuenca Alta del Río Cravo Sur, Quebrada la Tablona, Cuenca Alta del Río Satoca y Río Tame, el Distrito de Manejo Integrado Lago de Sochagota, como Propuesta de Nueva Área Protegida las Sabanas y Humedales de Arauca, y las Reservas Naturales de la Sociedad Civil La Aurora y las Mesetas Versalles





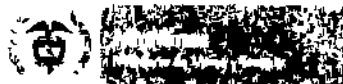
0098

07 FEB 2017



República de Colombia
Ministerio de Minas y Energía

- ✓ Por otra parte, se identifica parte de la Reserva Forestal de Ley 2da El Cocuy, localizada en los Municipios de Tame, Fortul y Saravena en el departamento de Arauca
- ✓ Es importante tener en cuenta la siguiente información, entre otros aspectos, para lo referente a superposición de proyectos de conformidad con lo establecido en el Decreto 1076 de 2015, Capítulo 3 Licencias Ambientales, sección 6 Tramite para la obtención de la licencia ambiental, artículo 2 2 2 3 6 4
 - Sobre los Proyectos del sector de Energía que son licenciados por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales - ANLA, dentro del área de estudio se identifican las líneas de Alta Tensión Banadia – Caño Limón 230 kV, Banadia – Samoré 230 kV y Caño Limón – Casanare 230 kV
 - En cuanto al sector de Minería, los proyectos que se encuentran licenciados por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales – ANLA dentro del área de estudio, se denominan i) “Exploración en Nobsa, Tibasosa, Corrales y Busbanza”, localizado en el departamento de Boyacá, y ii) “Explotación en el Río Arauca”, en el departamento de Arauca
 - Dentro del área de estudio en el sector de Hidrocarburos la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales – ANLA en la herramienta SIAC reporta, 135 áreas otorgadas, 3 oleoductos, 2 gasoductos y 74 pozos otorgados
 - Según la Agencia Nacional de Infraestructura – ANI, se identifica un (1) proyecto de infraestructura vial denominado Autopista Villavicencio – Yopal (Tramo 8 Aguazul - Yopal) en el departamento de Casanare, y un (1) proyecto de Infraestructura Ferrea localizado en departamento de Boyacá
 - En cuanto a Información del Instituto Nacional de Vías – INVIAS, se presentan 16 infraestructuras viales dentro del polígono (Aguazul - Yopal, Belén - Sácama, Corocoro - Arauca, Cruce Ruta 55 (Duitama) – La Ye, El Crucero - Aguazul, La Cabuya -Saravena, La Lejía - Saravena, La Ye – Tibasosa - Sogamoso, Paso Nacional por Sogamoso, Paso Nacional por Yopal, Paz de Ariporo – La Cabuya, Sogamoso – El Crucero, Sácama – Cruce Ruta 45 (La Cabuya), Tame - Corocoro, Tunja – Duitama y Yopal – Paz de Ariporo)
 - Según la Agencia Nacional Minera - ANM, se identifican en el polígono varios Títulos Mineros Vigentes en Ejecución en los departamentos de Boyacá, Casanare y Arauca, y dos (2) Títulos Mineros Vigentes Reactivados en el departamento de Casanare
- ✓ En cuanto a información del Ministerio del Interior, se identifica la presencia de siete (7) Resguardos Indígenas las Étnias Cuiba, Uwa y Tunebo (U’wa) en los municipios de Fortul y Tame, la Étnia Guahibo en los municipios de Arauquita y Tame, las Étnias Macahuan y Tunebo (U wa-Uwa-Lache) en el municipio de Tame, la Étnia Sikuaní en el municipio de





0098 07 FEB 2017



República de Colombia
Ministerio de Minas y Energía

Arauca, y la Étnia Tunebo (U'wa) en los municipios de Fortul, Tame, Hato Corozal, Sácama y Támara

- ✓ Según el Instituto Colombiano de Antropología e Historia – ICANH, en el área de estudio se presentan Hallazgos Arqueológicos en el municipio de Arauquita en el departamento de Arauca, en los municipios de Corrales, Duitama, Firavitoba, Gámeza, Iza, Monguí, Mongua, Nobsa, Tópaga, Aquitania, Pesca, Labranzagrande y Sogamoso en el departamento de Boyacá y en los municipios de Yopal, Aguazul, Paya, Nunchía, Pore, Paz de Ariporo en el departamento de Casanare. Adicionalmente, se identificó un (1) área arqueológica protegida en el municipio de Sogamos en el departamento de Boyacá
- ✓ De acuerdo con información suministrada por la Organización Internacional de Policía Criminal – INTERPOL, y el Sistema de Información Estadístico Delincuencial, Contravencional y Operativo – SIEDCO dentro del área de estudio, se identifican varios casos de terrorismo, secuestros en los departamentos de Arauca y Casanare, minas antipersonales en el departamento de Arauca, lesiones personales, homicidios y extorsiones en los departamentos de Arauca, Casanare y Boyacá
- ✓ Según información del Ministerio de Defensa Nacional en el periodo comprendido entre el primero de enero al 31 de diciembre, años 2010 al 2015 y del primero de enero al 30 de junio del año 2016, dentro del área de estudio se identificaron
 - o 1 637 casos de homicidios en los municipios de Arauca, Arauquita, Fortul, Puerto Rondon, Saravena y Tame (departamento de Arauca), Aquitania, Chita, Corrales, Curtiva, Duitama, El Cocuy, Firavitoba, Gameza, Guican, Labranzagrande, Mongua, Mongui, Nobsa, Pajarito, Paya, Pesca, San Eduardo, Santa Rosa de Viterbo, Socota, Sogamoso, Tibasosa, Tota, Tuta y Zetaquirá (departamento de Boyacá), Aguazul, Chameza, Hato Corozal, Nunchia, Paz de Ariporo, Pore, Recetor, Sacama, San Luis de Palenque, Tamara y Yopal (departamento de Casanare)
 - o 219 casos de secuestro en los municipios de Arauca, Arauquita, Fortul, Saravena, y Tame (departamento de Arauca), Duitama, Pajarito, Samaca y Sogamoso (departamento de Boyacá), Aguazul, Hato Corozal, Nunchia, Paz de Ariporo, San Luis de Palenque, Tamara y Yopal (departamento de Casanare)
 - o 1 149 casos de extorsiones en los municipios de Arauca, Arauquita, Fortul, Puerto Rondon, Saravena y Tame (departamento de Arauca), Aquitania, Chita, Corrales, Duitama, El Cocuy, Guican, Labranzagrande, Mongua, Mongui, Nobsa, Pajarito, Pesca, Santa Rosa de Viterbo, Socota, Sogamoso, Tibasosa, Topaga, Tuta y Zetaquirá (departamento de Boyacá), Aguazul, Chameza, Hato Corozal, Nunchia, Paz de Ariporo, Pore, Recetor, Sacama, San Luis de Palenque, Tamara y Yopal (departamento de Casanare)
 - o 369 actos de terrorismo en los municipios de Arauca, Arauquita, Fortul, Puerto Rondon, Saravena y Tame (departamento de Arauca), Duitama, Guican, Labranzagrande, Pajarito, Paya, Pisba, Socota y Sogamoso (departamento de Boyacá), Aguazul, Hato Corozal, Nunchia, Paz de Ariporo, Pore, Recetor, San Luis de Palenque Tamara y Yopal (departamento de Casanare)

Avenida Calle 26 No. 69 D – 01 Torre 1 Oficina 801
PBX (+57 1) 222 0601
FAX (+57 1) 221 0537
Línea Gratuita Nacional 01800 011 729
www.upme.gov.co





4 0098

07 FEB 2017

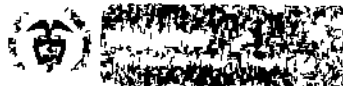


Republica de Colombia
Ministerio de Minas y Energía

- 113 casos de acciones subversivas en los municipios de Arauca, Arauquita, Fortul, Puerto Rondón, Saravena, Tame (departamento de Arauca), Aguazul, Hato Corozal, Nunchia, Recetor y Sacama (departamento de Casanare)
 - 20 casos de voladuras de vías en los municipios Arauca, Arauquita, Fortul, Saravena, Tame (departamento de Arauca), Aguazul y Yopal (departamento de Casanare)
 - 110 casos de Voladuras de Oleoductos en los municipio de Arauca, Arauquita, Fortul, Saravena y Tame (departamento de Arauca)
 - 13 casos de Voladuras de Torres de Energía en los municipios de Arauca, Arauquita y Puerto Rondón (departamento de Arauca)
 - No se registraron datos respecto a casos de Voladuras de Puentes dentro del área de estudio preliminar del proyecto
- ✓ Con respecto a información de la Dirección de Patrimonio del Ministerio de Cultura el área de estudio presenta como Bienes de Interés Cultural, en el municipio de Monguí la Capilla de San Antonio, la Iglesia y Convento de San Francisco, el Puente Colonial de Calicanto y el Centro Urbano de Monguí, en el municipio de Betétiva la Capilla doctrinera de Betétiva, en el municipio de Cúitva la Capilla doctrinera de Cúitva, en el municipio de Sogamoso el Teatro Sogamoso y la Estación del Ferrocarril, en el municipio de Tibasosa la Estación del Ferrocarril, en Topagá la Capilla doctrinera, en el municipio de Duitama la Estación del Ferrocarril Bonza, en el municipio de Corrales la Casa del General Juan José Reyes Patria, y en el departamento de Casanare, el municipio de Pore declarado como bien de interés cultural

VARIABLES SOCIOAMBIENTALES "NO" DETECTADAS EN EL ÁREA DE ESTUDIO

- ✓ Por otra parte, cabe resaltar que, de acuerdo con la información del Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia – IDEAM, del Instituto Colombiano de Geología y Minería – INGEOMINAS, del Instituto de Investigaciones de Recursos Biológicos Alexander von Humboldt Colombia – IavH, del Sistema de Información Ambiental de Colombia – SIAC, del Ministerio del Interior, de la Unidad Administrativa Especial de Gestión de Restitución de Tierras Despojadas – UAEGRTD, de la Agencia Nacional de Tierras – ANT, dentro del área de estudio preliminar "NO" se detecta la presencia de las siguientes variables
- Zonas de Inundación
 - Zonas de Amenaza Volcánica
 - Áreas de Bosque Seco Tropical
 - Proyectos ANLA del sector de Infraestructura
 - Resguardos Coloniales, Consejos Comunitarios, ni Parcialidades Indígenas
 - Areas de Restitución de Tierras
 - Zonas de Reservas Campesinas





4 0098

07 FEB 2017



República de Colombia
Ministerio de Minas y Energía

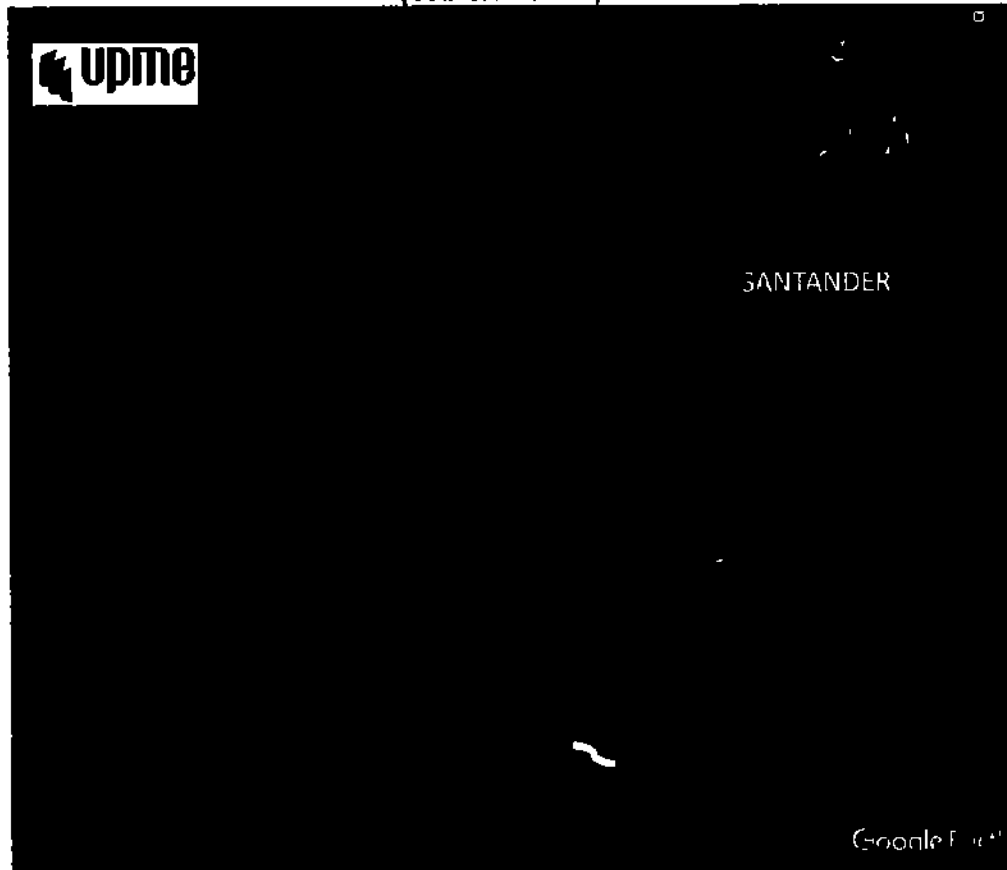
1.1.1.2. Proyecto Nueva Granada 230 kV (Cabrera 230 kV)

A continuación se describen las obras a ejecutar en el STN

- Construcción de la nueva subestación Nueva Granada 230 kV (Cabrera 230 kV), en inmediaciones del municipio de Cabrera, departamento de Santander.
- Construcción de una línea de transmisión desde la nueva subestación Nueva Granada 230 kV (Cabrera 230 kV) a interceptar la línea Guatigurá – Sochagota 1, 230 kV
- Construcción de una línea de transmisión desde la nueva subestación Nueva Granada 230 kV (Cabrera 230 kV) a interceptar la línea Guatigurá – Sochagota 2, 230 kV

El área de estudio preliminar para el Proyecto "Nueva Granada 230 kV (Cabrera 230 kV)", se ubica en parte del departamento de Santander, en jurisdicción de la Corporación Autónoma Regional de Santander - CAS (Gráfica 32 a la Gráfica 34 y la Tabla 31)

Gráfica 32 Localización general del área de estudio preliminar Proyecto "Nueva Granada 230 kV (Cabrera 230 kV)".



Fuente: Google Earth, 2016
Fuente de gráfica: UPME, 2016

Avenida Calle 28 No. 89 D – 81 Torre 1 Oficina 801
PBX (+57 1) 222 0801
FAX (+57 1) 221 9637
Línea Gratuita Nacional 01800 911 729
www.upme.gov.co



MinMinas





4 0098

07 FEB 2017



Republica de Colombia
Ministerio de Minas y Energía

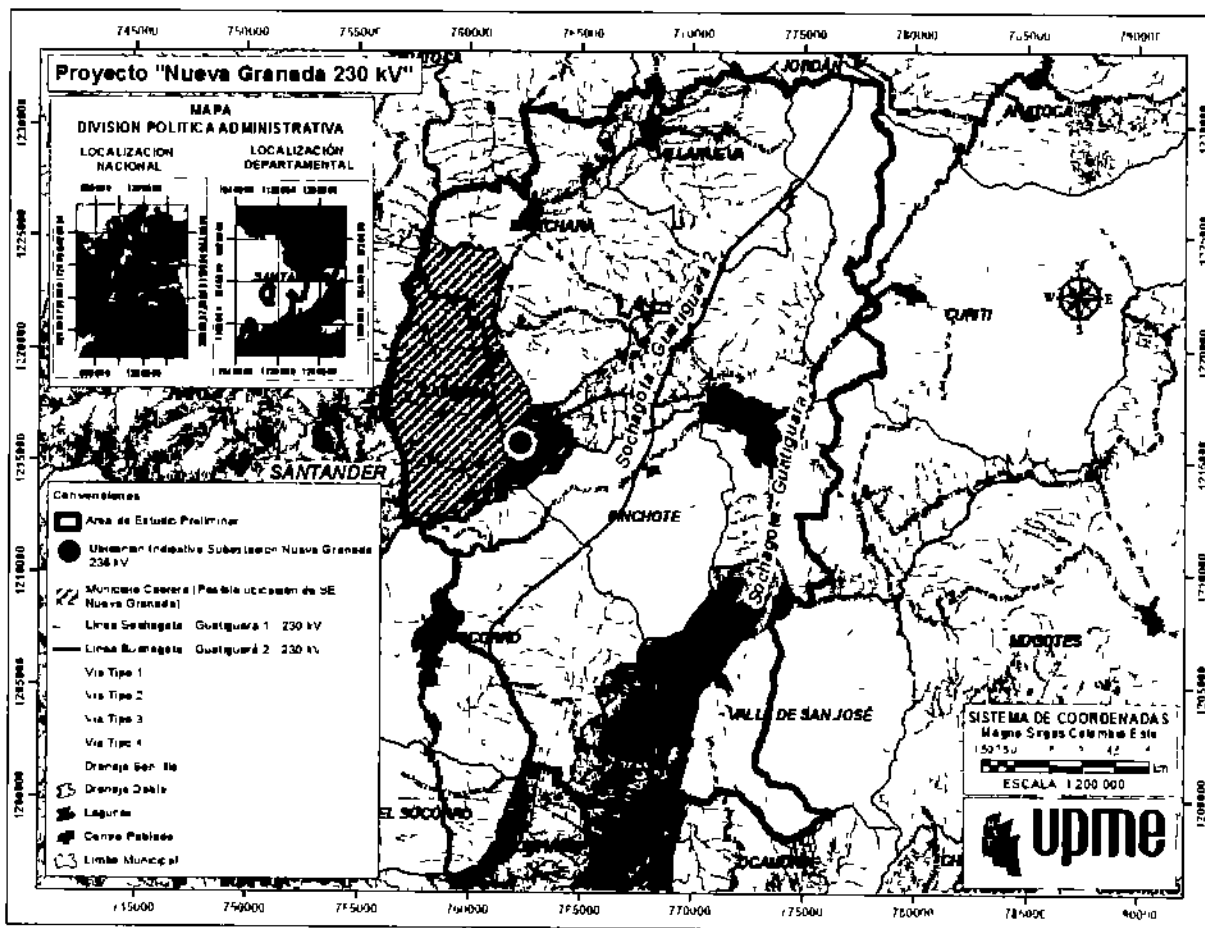
Tabla 31. Distancia aproximada en línea recta entre la subestación "Nueva Granada 230 kV (Cabrera 230 kV)" y líneas a interceptar

SUBESTACIÓN / LINEAS	DISTANCIA	
	km	m
Subestación Nueva Granada (Cabrera) a interceptar La Línea Sochagota – Guatiguará 1 – 230 kV	15,9	15 900
Subestación Nueva Granada (Cabrera) a interceptar La Línea Sochagota – Guatiguará 2 – 230 kV	3,1	3 100

*La definición del trazado es responsabilidad del Inversionista. Las distancias calculadas no definen trazado alguno.
*La ubicación de la subestación es indicativa, por tanto su localización obedecerá a estudios e investigaciones detalladas a cargo del Inversionista que sea seleccionado.

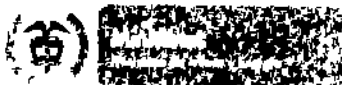
Fuente UPME, 2016

Gráfica 33 División político administrativa del área de estudio preliminar Proyecto "Nueva Granada 230 kV (Cabrera 230 kV)"



Fuente UPME, 2016

Avenida Calle 26 No. 89 D - 91 Torre 1 Oficina 901
PBX (+57 1) 222 0801
FAX (+57 1) 221 8537
Línea Gratuita Nacional 01 800 911 728
www.upme.gov.co



TODOS POR UN
NUEVO PAÍS
PAZ EQUIDAD EDUCACIÓN





4 0098

07 FEB 2017

20 años

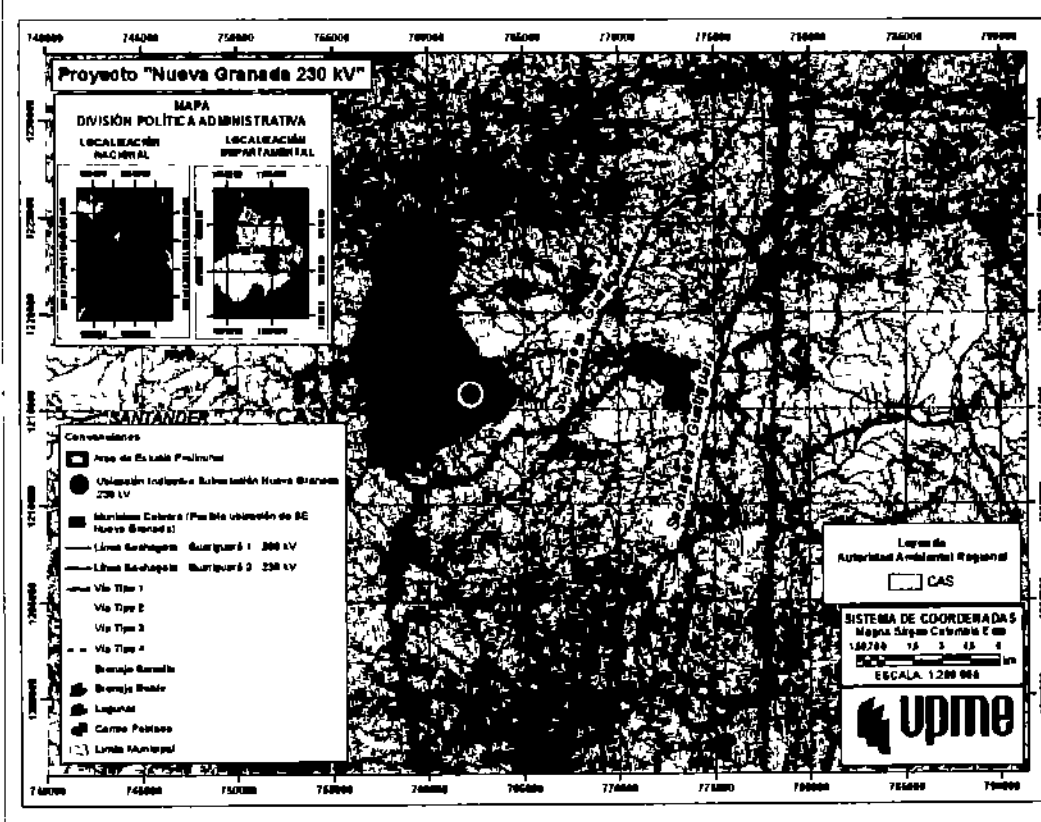


Unidad de Planeación Minero Energética



República de Colombia
Ministerio de Minas y Energía

Gráfica 34. Autoridad Ambiental Regional en jurisdicción del área de estudio preliminar, Proyecto "Nueva Granada 230 kV (Cabrera 230 kV)".



Fuente UPME, 2016

Tabla 32 Autoridades Ambientales Regionales del área de estudio preliminar Proyecto "Nueva Granada 230 kV (Cabrera 230 kV)".

CORPORACIÓN AUTÓNOMA REGIONAL	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO
Corporación Autónoma Regional de Santander	Santander	Cabrera
		San Gil
		Vanchaza
		Villanueva
		Pinchote
		Socorro
		Páramo
		Valle de San José
		Cuturi

Fuente UPME, 2016

En la estructuración del Proyecto "Nueva Granada 230 kV (Cabrera 230 kV)", se identifican diferentes variables ambientales y sociales, las cuales permiten considerar desde una fase temprana implicaciones, posibilidades y condicionantes generales en el área de estudio, además de ayudar a precisar los plazos de ejecución y las fechas de entrada en operación de las obras requeridas. A continuación se ilustran las variables identificadas (Gráfica 35 a la Gráfica 54).

Avenida Calle 26 No. 89 D-91 Torre 1 Oficina 901
PBX (+57 1) 222 0801
FAX (+57 1) 221 8537
Línea Gratuita Nacional 01800 911 729
www.upme.gov.co





upme

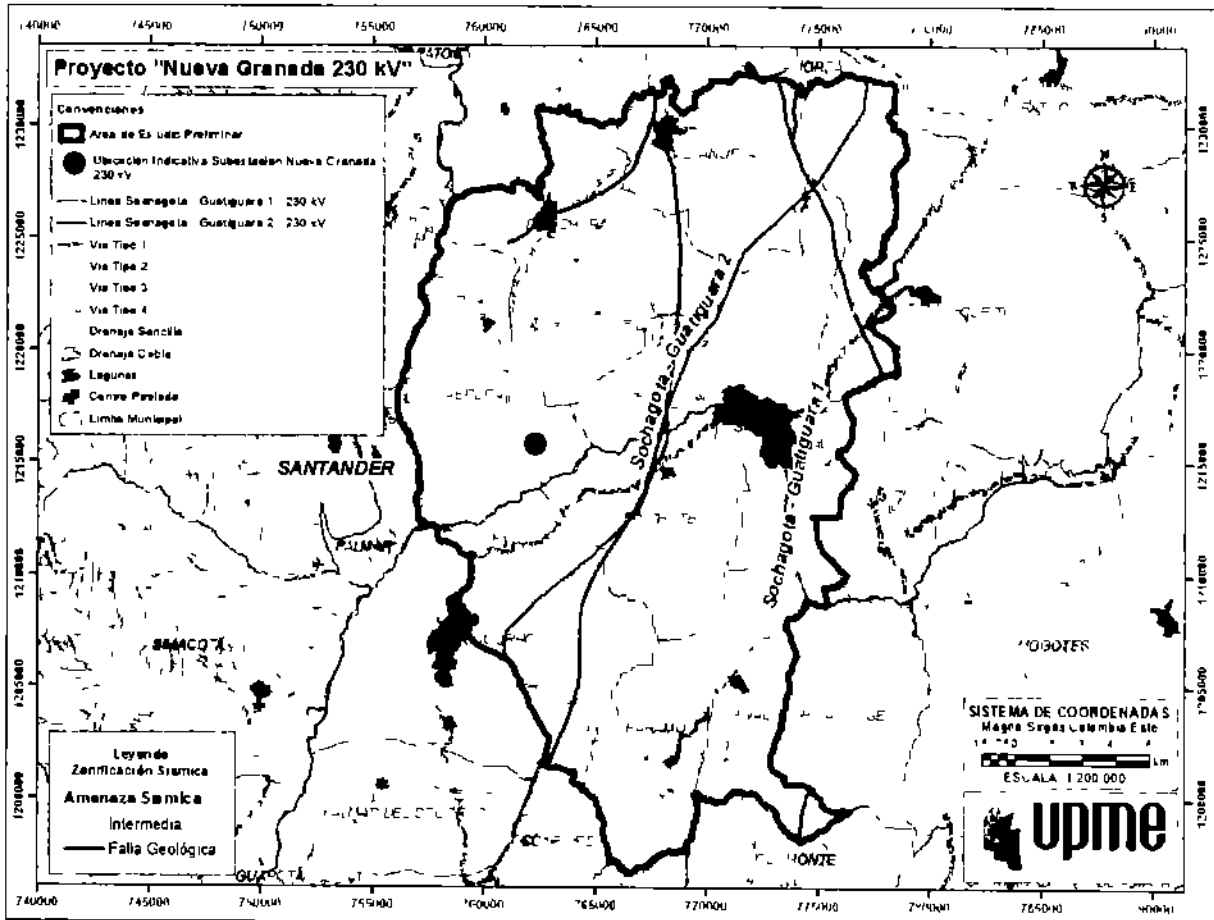
Unidad de Planeación y Gestión Energética



Libertad y Orden

República de Colombia
Ministerio de Minas y Energía

Gráfica 35. Zonificación Sísmica dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Nueva Granada 230 kV (Cabrera 230 kV)"



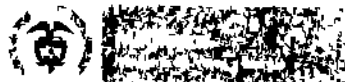
Fuente IGAC, Subdirección de Agrología, Zonificación Sísmica según valores de Aceleración (Aa) y Amenaza Sísmica Relativa 1999, http://sigotn.igac.gov.co/sigotn/PDF/ZonificSismicaRelativa_Nal_Am_V2.pdf, INGEOMINAS, Mapa de Falla Geológica por Municipio República de Colombia, 2007
Fuente UPME, 2016

Tabla 33 Zonificación Sísmica dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Nueva Granada 230 kV (Cabrera 230 kV)"

ACELERACIÓN Aa (g)	GRADO DE AMENAZA	CARACTERÍSTICAS
0.10 - 0.20		Regiones donde existe la probabilidad de alcanzar valores de aceleración pico efectiva mayores de 0.10g y menores o igual de 0.20g. Alrededor del 22% del territorio se encuentra incluido en esta zona.

Fuente IGAC, Subdirección de Agrología, Zonificación Sísmica según valores de Aceleración (Aa) y Amenaza Sísmica Relativa 1999, http://sigotn.igac.gov.co/sigotn/PDF/ZonificSismicaRelativa_Nal_Am_V2.pdf, INGEOMINAS, Mapa de Falla Geológica por Municipio República de Colombia, 2007
Fuente UPME, 2016

Avenida Calle 26 No. 89 D - 81 Torre 1 Oficina 801
PBX (+57 1) 222 0601
FAX (+57 1) 221 9537
Línea Gratuita Nacional 01 800 511 729
www.upme.gov.co



**TODOS POR UN
NUEVO PAÍS**

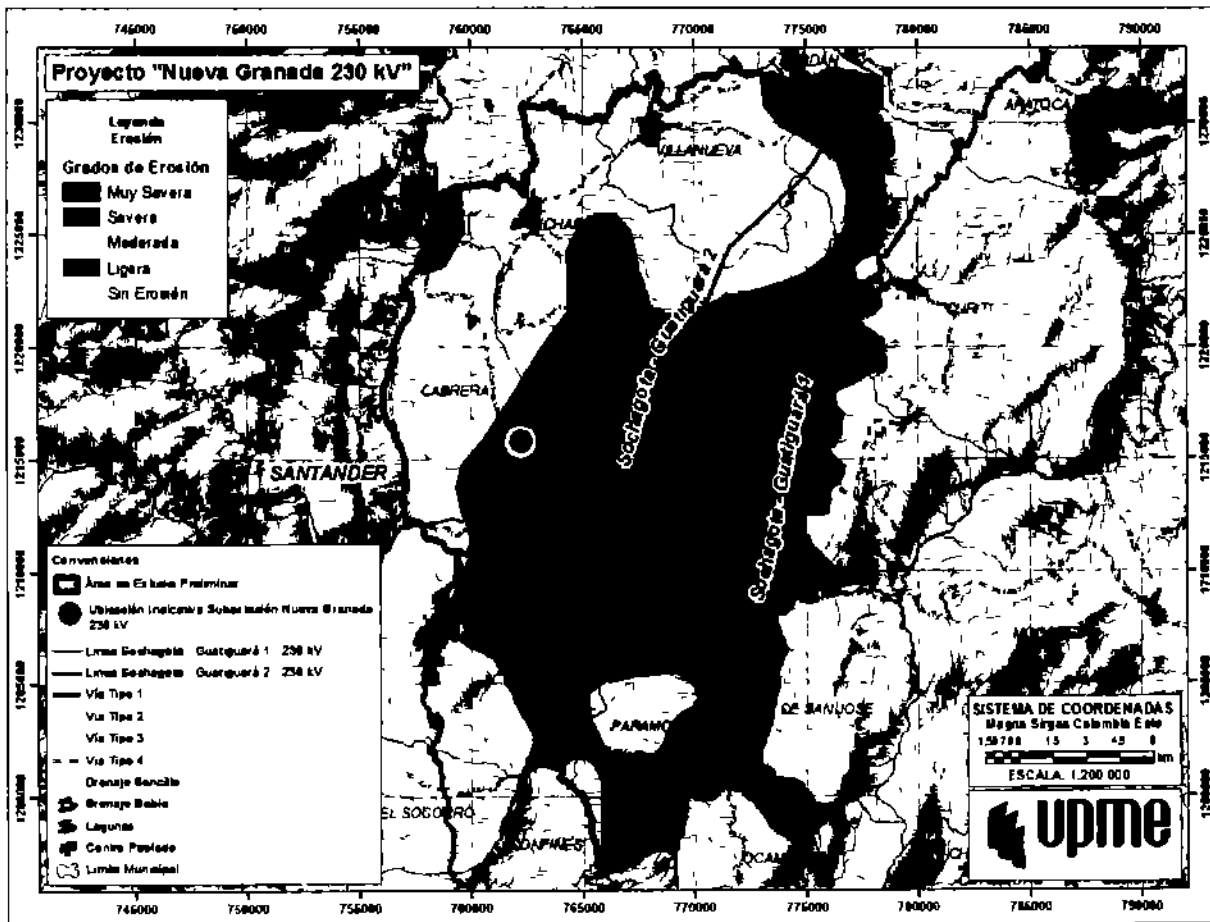




0098 07 FEB 2017



Gráfica 36. Grados de Erosión dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Nueva Granada 230 kV (Cabrera 230 kV)".



Fuente IGAC, Subdirección de Agrología, 2003, http://sigotn.igac.gov.co/sigotn/PDF/Erosion_Nal_Am_V2.pdf.
Fuente de gráfica UPME, 2016

Tabla 34. Grados de Erosión dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Nueva Granada 230 kV (Cabrera 230 kV)".

GRADO DE EROSIÓN	DESCRIPCIÓN
Muy Severa	Perdida crítica completa del horizonte A por efectos climatológicos y afectación antrópica Ausencia avanzada de cobertura vegetal y deterioro extremo de suelos por erosión natural clima seco y/o actividades antrópicas. Pérdida > 75 % del horizonte A
Moderada	Estado avanzado de degradación de suelos con pérdida de 25 a 75 % del horizonte A Pérdida < 25% del horizonte A de suelos por afectaciones parciales naturales y antrópicas, se extiende en amplias zonas de las cordilleras Central y Occidental, y en la Onnoquia
Sin Erosión	No se evidencia degradación de suelos

Fuente: IGAC, Subdirección de Agrología, 2003, http://sigotn.igac.gov.co/sigotn/PDF/Erosion_Nal_Am_V2.pdf, UPME, 2016

Avenida Calle 26 No. 69 D - 91 Torre 1 Oficina 901
PBX (+57 1) 222 0801
FAX (+57 1) 221 8637
Línea Gratuita Nacional 01800 911 729
www.upme.gov.co



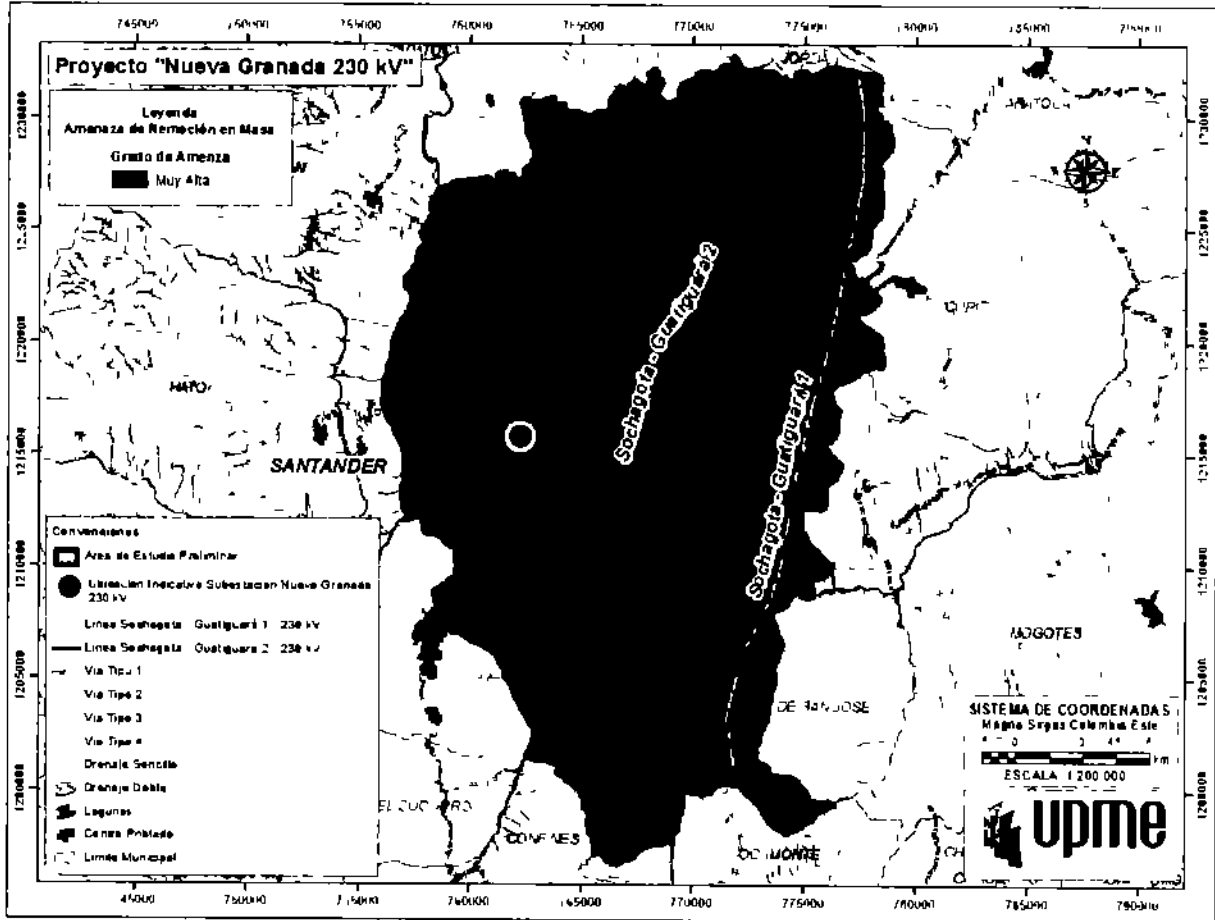


4 0098 07 FEB 2017



Republica de Colombia
Ministerio de Minas y Energía

Gráfica 37. Amenaza de Remoción en Masa dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Nueva Granada 230 kV (Cabrera 230 kV)"



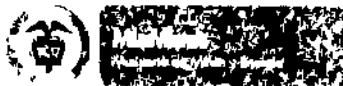
Fuente IGAC, Subdirección de Agrología, 2003, [http://sigotn.igac.gov.co/sigotn/PDF/Remoción en masa_Nal_Am_V2.pdf](http://sigotn.igac.gov.co/sigotn/PDF/Remoción%20en%20masa_Nal_Am_V2.pdf)
Fuente de gráfica UPME, 2016

Tabla 35 Amenaza de Remoción en Masa dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Nueva Granada 230 kV (Cabrera 230 kV)"

GRADO DE REMOCIÓN EN MASA	DESCRIPCIÓN
	La mayor concentración y frecuencia de deslizamientos y otros procesos de inestabilidad de taludes y laderas se presenta en las dos provincias consideradas dentro de la categoría de Amenaza Muy Alta. En el occidente, extensas zonas de reptación y erosión.

Fuente IGAC, Subdirección de Agrología, 2003, [http://sigotn.igac.gov.co/sigotn/PDF/Remoción en masa_Nal_Am_V2.pdf](http://sigotn.igac.gov.co/sigotn/PDF/Remoción%20en%20masa_Nal_Am_V2.pdf), UPME, 2016

Avenida Calle 26 No. 89 D - 91 Torre 1 Oficina 901
PBX (+57 1) 222 0801
FAX (+57 1) 221 9537
Línea Gratuita Nacional 01800 811 728
www.upme.gov.co



TODOS POR UN
NUEVO PAÍS
POR EQUIPAR EDUCACIÓN

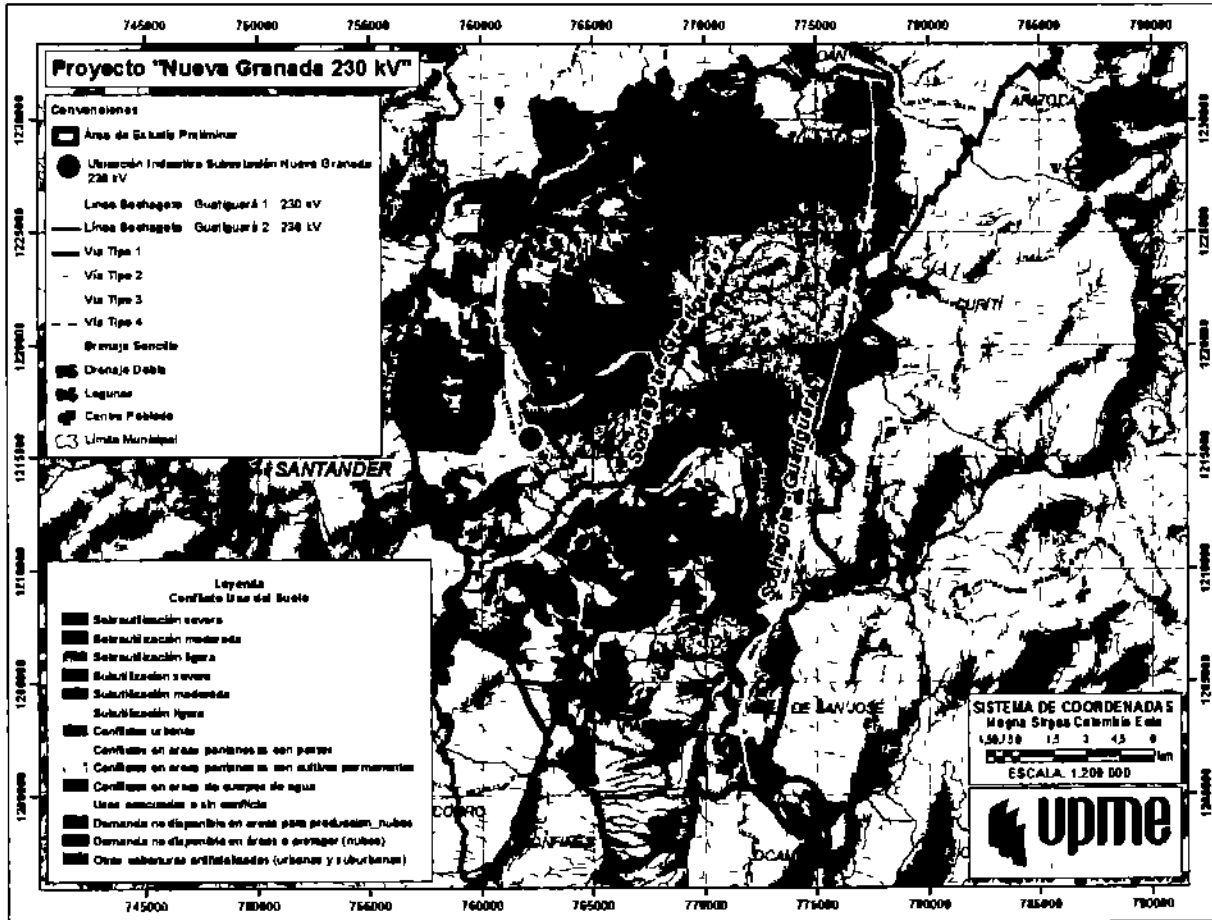


4 0098 07 FEB 2017



República de Colombia
Ministerio de Minas y Energía

Gráfica 38. Conflicto uso del suelo dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Nueva Granada 230 kV (Cabrera 230 kV)".



Fuente: IGAC, Conflicto de Uso del Suelo, Escala 1.600 000 República de Colombia, 2003
Fuente de gráfica. UPME, 2016

Tabla 36. Conflicto uso del suelo dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Nueva Granada 230 kV (Cabrera 230 kV)".

TIPO DE CONFLICTO	DESCRIPCIÓN
Sobreutilización Severa	El conflicto por sobreutilización se presenta en las tierras en las cuales los agro-ecosistemas predominantes hacen un aprovechamiento intenso de la base natural de recursos, sobrepasando su capacidad natural productiva, ello lo hace incompatible con la vocación de uso principal y los usos compatibles recomendados para la zona, con graves riesgos de tipo ecológico y/o social. Tiene un área total de 15 877 225 hectáreas que equivale al 13,9% del país y al 30,5% del área del proyecto

Avenida Calle 26 No 68 D - 91 Torre 1 Oficina 901
PBX (+57 1) 222 0801
FAX (+57 1) 221 8537
Línea Gratuita Nacional 01800 911 728
www.upme.gov.co




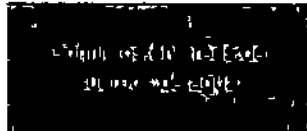
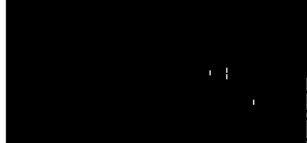




4 0098

07 FEB 2017



Republica de Colombia
Ministerio de Minas y Energía

 Subutilización Ligera	<p>El Conflicto de Uso por subutilización se presenta en tierras donde la demanda ambiental es menos intenso en comparación con la mayor capacidad productiva de ellas, razón por la cual no cumplen con la función social y económica establecida por la Constitución Nacional, cuyo fin es el de proveer de alimentos a la población y satisfacer sus necesidades básicas. Su área total es de 7 205 603 hectáreas que corresponden al 6,31% del país y 13,8% del área de estudio.</p>
Conflictos en áreas pantanosas con pastos Conflictos en áreas pantanosas con cultivos permanentes	<p>Se identificaron los conflictos de uso en áreas pantanosas con la presencia de cultivos transitorios, permanentes y pastos que suman un total de 969 622 hectáreas, corresponden al 0,9% del país y se localizan principalmente en zonas de humedales, ciénagas, pantanos, en los cuales, el hombre, en época de verano utiliza los suelos para el establecimiento de estos sistemas de producción, sin percalarse del daño ambiental causado al ecosistema.</p>
 Conflictos Urbanos	<p>Los conflictos por obras civiles se dan en zonas de humedales, cuerpos de agua, pantanos, y en otros casos en áreas altamente agrícolas del país, su área total es de 4 550 hectáreas. Caso similar ocurre con los conflictos urbanos, ya que las cabeceras municipales o de corregimiento se encuentran localizadas sobre ecosistemas estratégicos y áreas con un potencial alto para las actividades agrícolas (clases agrológicas I, II y III) y en áreas de forestal de protección (Clase agrológica VIII), presentando un conflicto legal por no cumplir lo establecido en el Decreto 3600 de 2007, Artículo 4, el área que representa este conflicto urbano es de 18 000 hectáreas.</p>
 Otras coberturas	<p>Sin información</p>
 Conflictos Urbanos	<p>Sin información</p>
 Otras coberturas Fragmentadas Urbanas y Fragmentadas Pastos	<p>Sin información</p>
Usos adecuados o sin conflicto	<p>Las tierras sin Conflictos de Uso o en uso adecuado se caracterizan porque la oferta ambiental dominante guarda correspondencia con la demanda de la población colombiana. Ocupa un área de 7 322 097 hectáreas que corresponden al 6,41% del país y al 14% del área estudiada.</p>

Fuente: IGAC, Conflicto de Uso del Suelo, Escala 1 500 000 República de Colombia, 2003
Fuente de gráfica: UPME, 2016

Avenida Calle 28 No. 68 D - 01 Torre 1 Oficina 501
P.O. BOX (+57 1) 222 0501
FAX (+57 1) 221 0537
Línea Gratuita Nacional 01 800 911 720
www.upme.gov.co



TODOS POR UN NUEVO PAÍS
PLAN EQUIPADO, COOPERACIÓN





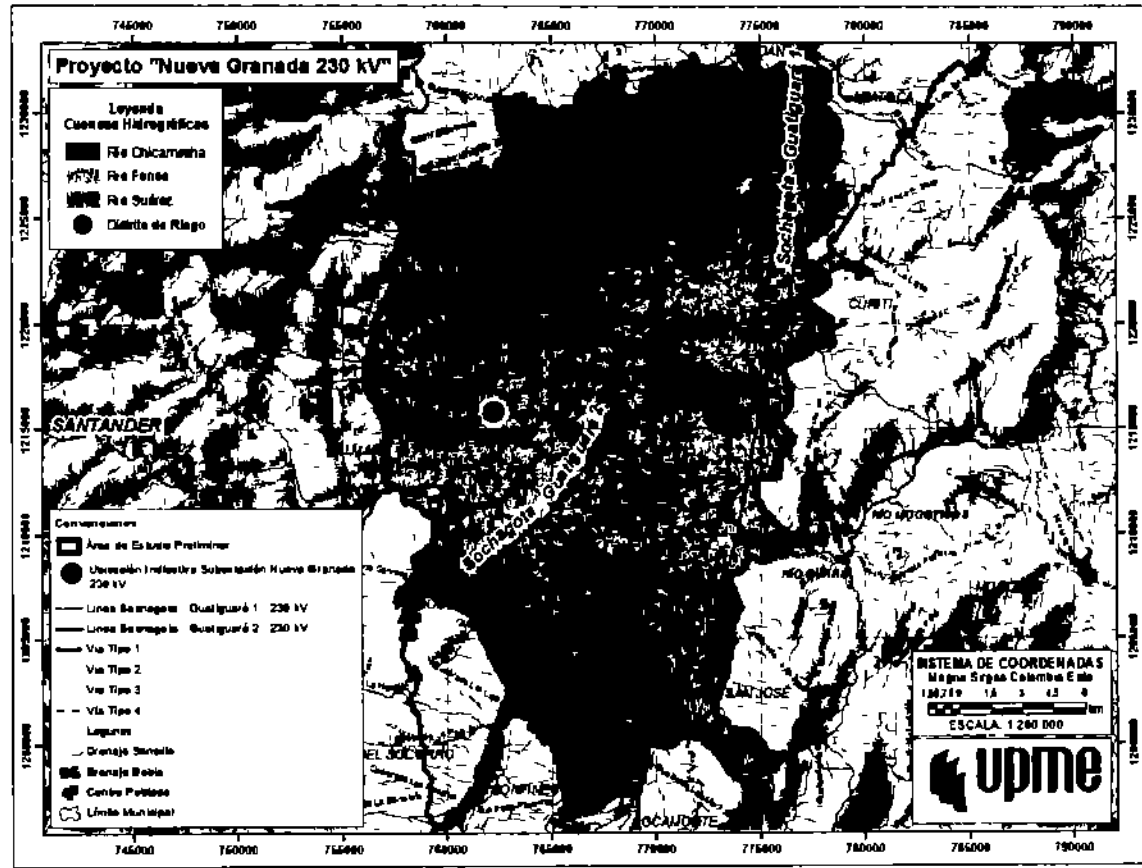
4 0096

07 FEB 2017

rd"



Gráfica 39. Cuencas Hidrográficas dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Nueva Granada 230 kV (Cabrera 230 kV)".



Fuente: IDEAM, 2002, IGAC, 2012
Fuente de gráfica: UPME, 2016

Tabla 37. Cuencas Hidrográficas dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Nueva Granada 230 kV (Cabrera 230 kV)".

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	CUENCA HIDROGRÁFICA
Santander	Cunil	
	Villanueva	
	Cunil	
	Villanueva	
	Banchara	
	Cabrera	
	San Gil	
	Páramo	
	Socorro	
	Pinchote	
Valle de San José		

Avenida Calle 26 No. 89 D - 91 Torre 1 Oficina 801
PBX (+57 1) 222 0601
FAX (+57 1) 221 8537
Línea Gratuita Nacional 01800 911 728
www.upme.gov.co



MinMinas





0096 07 FEB 2017



DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	CUENCA HIDROGRÁFICA
	Villanueva	
	Cabrera	
	Barichara	Río Suárez
	Socorro	

Fuente IDEAM, 2002, IGAC, 2012
Fuente de gráfica UPME, 2016

Tabla 38 Distritos de Riego dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Nueva Granada 230 kV (Cabrera 230 kV)"

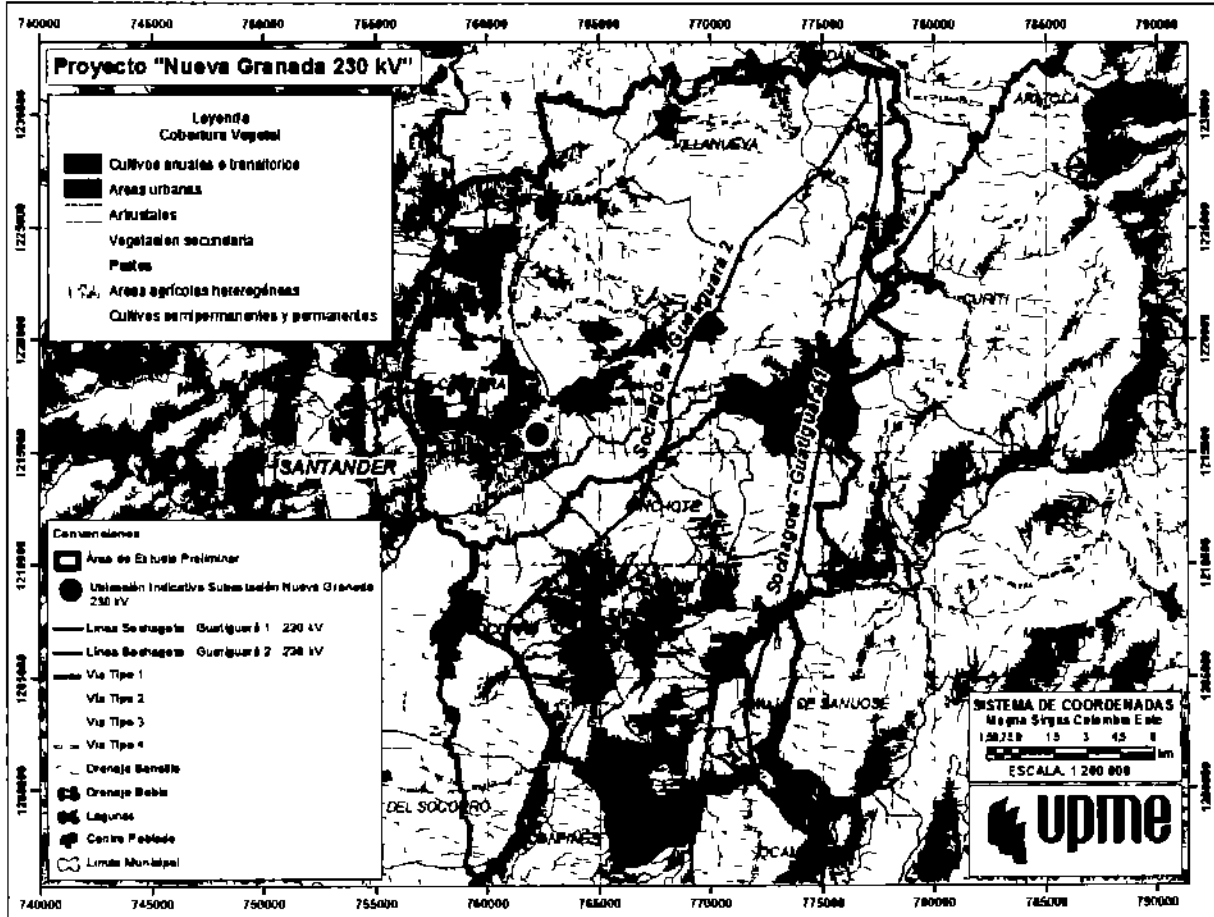
DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	DISTRITO DE RIEGO	SÍMBOLO
Santander	Pinchote	El Cucharó	●

Fuente IDEAM, 2002, IGAC, 2012
Fuente de gráfica UPME, 2016

Avenida Calle 26 No. 69 D - 91 Torre 1 Oficina 901
PBX (+57 1) 222 0801
FAX (+57 1) 221 8537
Línea Gratuita Nacional 01800 911 729
www.upme.gov.co



Gráfica 40. Cobertura Vegetal dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Nueva Granada 230 kV (Cabrera 230 kV)".



Fuente: IDEAM, IGAC, IAVH, 2007
Fuente de gráfica: UPME, 2016

Tabla 39. Cobertura Vegetal dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Nueva Granada 230 kV (Cabrera 230 kV)".

COBERTURA	BIOMA	ECOSISTEMA
Cultivos anuales o transitorios	Orobiomas azonales del Río Sogamoso	Cultivos anuales o transitorios del orobiomaazonal del río Sogamoso
	Orobiomas bajos de los Andes	Cultivos anuales o transitorios del orobioma bajo de los Andes
	Orobiomas medios de los Andes	Cultivos anuales o transitorios del orobioma medio de los Andes
	Orobiomas bajos de los Andes	Áreas urbanas del orobioma bajo de los Andes

VERIFICADO

2 0098

20 años 07 FEB 2017



Republica de Colombia
Ministerio de Minas y Energía

COBERTURA	BIOMA	ECOSISTEMA
Arbustales	Orobiomas bajos de los Andes	Arbustales del orobioma bajo de los Andes
Vegetación secundaria	Orobiomas bajos de los Andes	Vegetación secundaria del orobioma bajo de los Andes
	Orobiomas azonales del Río Sogamoso	Vegetación secundaria del orobioma azonal del río Sogamoso
Pastos	Orobiomas bajos de los Andes	Pastos del orobioma bajo de los Andes
	Orobiomas azonales del Río Sogamoso	Pastos del orobioma azonal del río Sogamoso
Áreas agrícolas heterogéneas	Orobiomas azonales del Río Sogamoso	Áreas agrícolas heterogéneas del orobioma azonal del río Sogamoso
	Orobiomas bajos de los Andes	Áreas agrícolas heterogéneas del orobioma bajo de los Andes
	Orobiomas medios de los Andes	Áreas agrícolas heterogéneas del orobioma medio de los Andes
Cultivos semipermanentes y permanentes	Orobiomas bajos de los Andes	Cultivos semipermanentes y permanentes del orobioma bajo de los Andes

Fuente IDEAM, IGAC, IAvH, 2007 UPME, 2016

Avenida Calle 26 No. 69 D - 91 Torre 1 Oficina 901
PBX (+57 1) 222 0801
FAX (+57 1) 221 9537
Línea Gratuita Nacional 01800 911 728
www.upme.gov.co



**TODOS POR UN
NUEVO PAÍS**
POR FUENTES LEGÍTIMAS



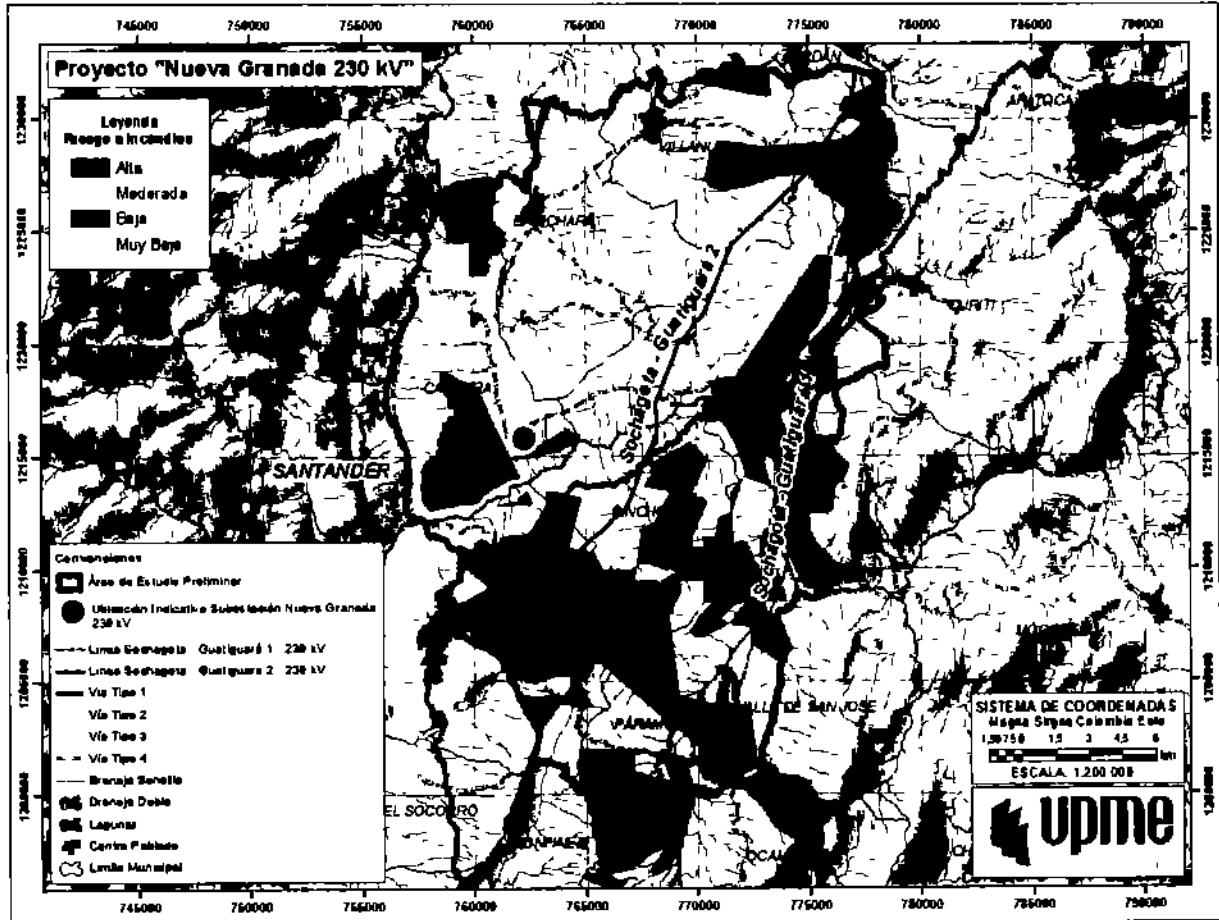


4 0098 07 FEB 2017



República de Colombia
Ministerio de Minas y Energía

Gráfica 41. Riesgo de Incendios dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Nueva Granada 230 kV (Cabrera 230 kV)".

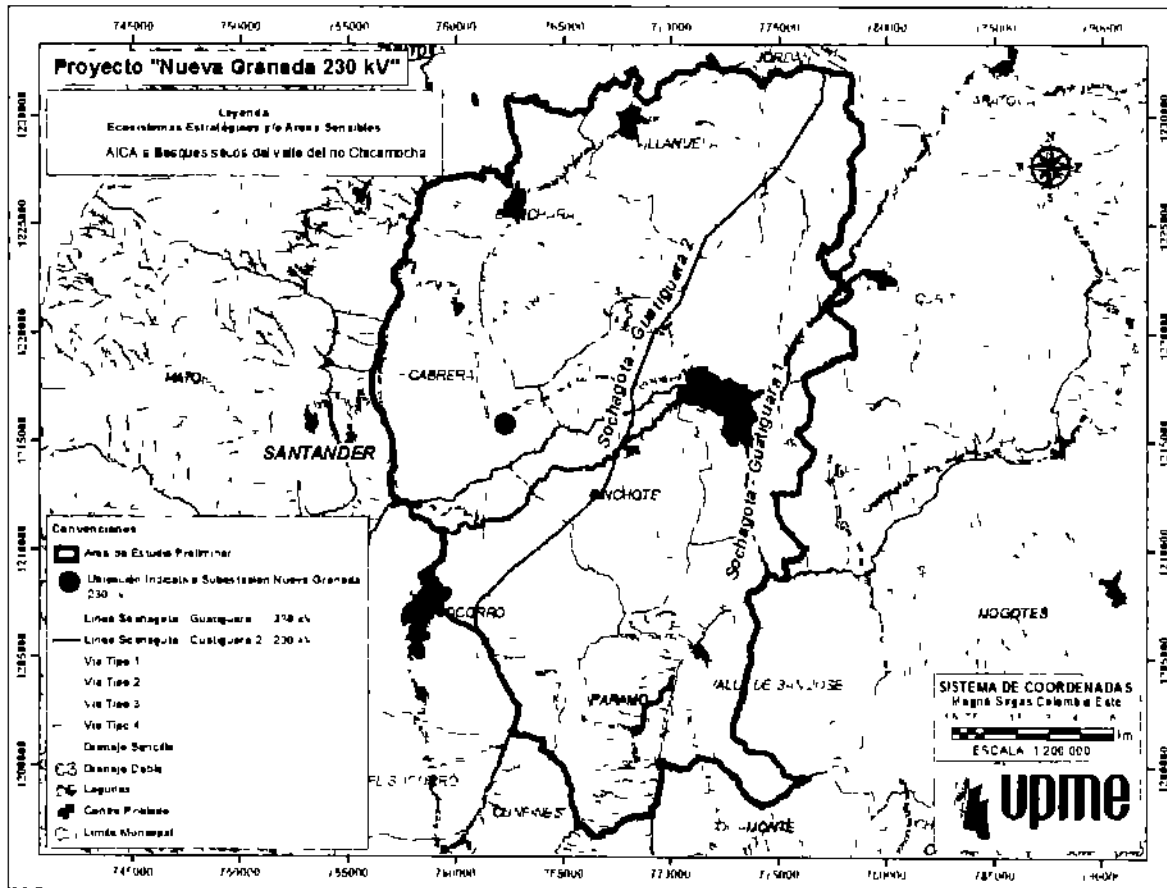


Fuente IDEAM, 2013
Fuente de gráfica: UPME, 2016

Avenida Calle 26 No. 68 D - 91 Torre 1 Oficina 901
PBX (+57 1) 222 0801
FAX (+57 1) 221 8537
Línea Gratuita Nacional 01800 911 729
www.upme.gov.co



Gráfica 42. Ecosistemas Estratégicos y/o Áreas Sensibles dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Nueva Granada 230 kV (Cabrera 230 kV)"



Fuente: Instituto de Investigación de Recursos Biológicos Alexander von Humboldt - IavH, 2014, Sistema de Información Ambiental de Colombia - SIAC, 2016
 Fuente de gráfica: UPME, 2016

Tabla 40. Ecosistemas Estratégicos y/o Áreas Sensibles dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Nueva Granada 230 kV (Cabrera 230 kV)".

DEPARTAMENTOS	MUNICIPIOS	ECOSISTEMAS ESTRATÉGICOS	DESCRIPCIÓN
Santander	Cabrera Banchara Socorro Pinchote San Gil Páramo Valle de San José Cuntí Villanueva	AICA 5 Bosques secos del Valle del Río Chicamocho	Bosques secos del valle del río Chicamocho

Fuente: Instituto de Investigación de Recursos Biológicos Alexander von Humboldt - IavH, 2014, Sistema de Información Ambiental de Colombia - SIAC, 2016 UPME, 2016

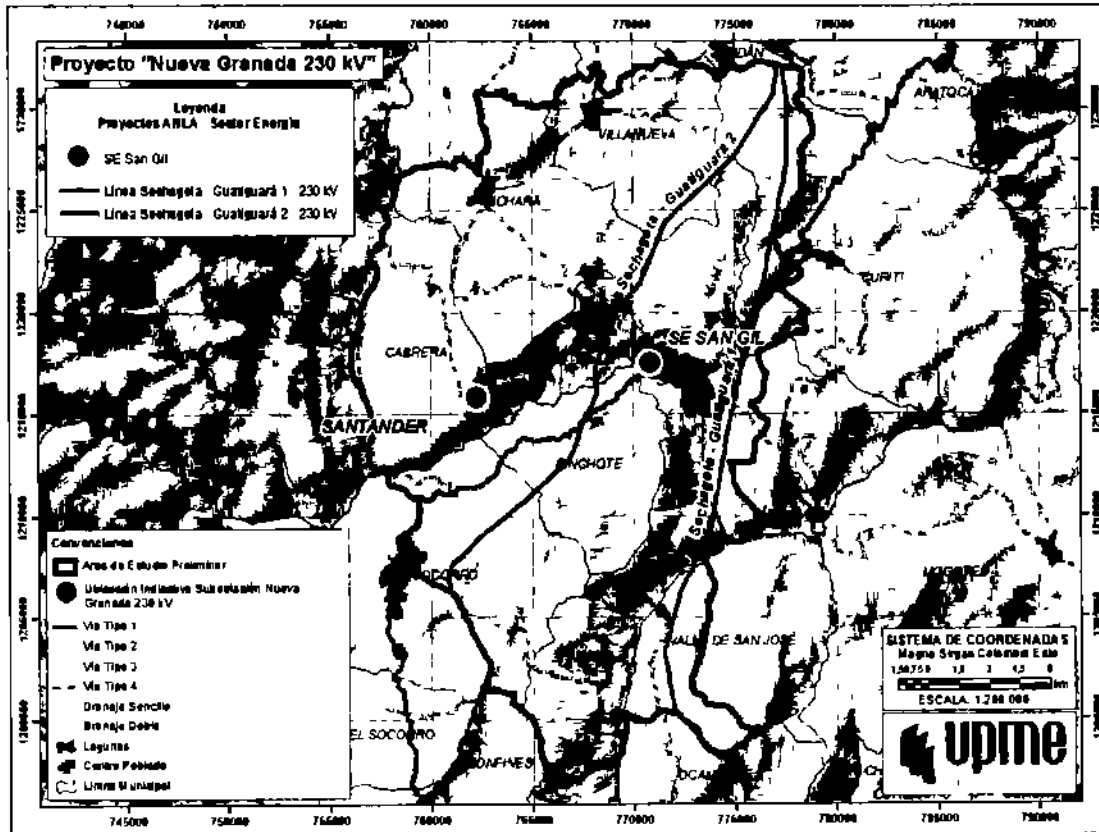


0098 07 FEB 2017



República de Colombia
Ministerio de Minas y Energía

Gráfica 43 Proyectos ANLA – Sector Energía dentro del área de estudio preliminar, Proyecto “Nueva Granada 230 kV (Cabrera 230 kV)”.



Fuente Sistema de Información Ambiental de Colombia – SIAC, 2016
Fuente de gráfica UPME, 2016

Tabla 41. Proyectos ANLA – Sector Energía dentro área de estudio preliminar, Proyecto “Nueva Granada 230 kV (Cabrera 230 kV)”.

PROYECTO	TIPO DE INFRAESTRUCTURA	SÍMBOLO
Línea de Transmisión Sochagota – Guatiguará 1 - 230 kV	Línea de Transmisión	—————
DESCRIPCIÓN	Sochagota – Guatiguará 1	
EXPEDIENTE	LAM0392	
RESOLUCIÓN	1260-97	
DEPARTAMENTO	Santander	
PROYECTO	TIPO DE INFRAESTRUCTURA	SÍMBOLO
Línea de Transmisión Sochagota – Guatiguará 2 - 230 kV	Línea de Transmisión	—————
DESCRIPCIÓN	Sochagota – Guatiguará 2	
EXPEDIENTE	LAM0392	
RESOLUCIÓN	1260-97	
DEPARTAMENTO	Santander	

Fuente Sistema de Información Ambiental de Colombia – SIAC, 2016 UPME, 2016.

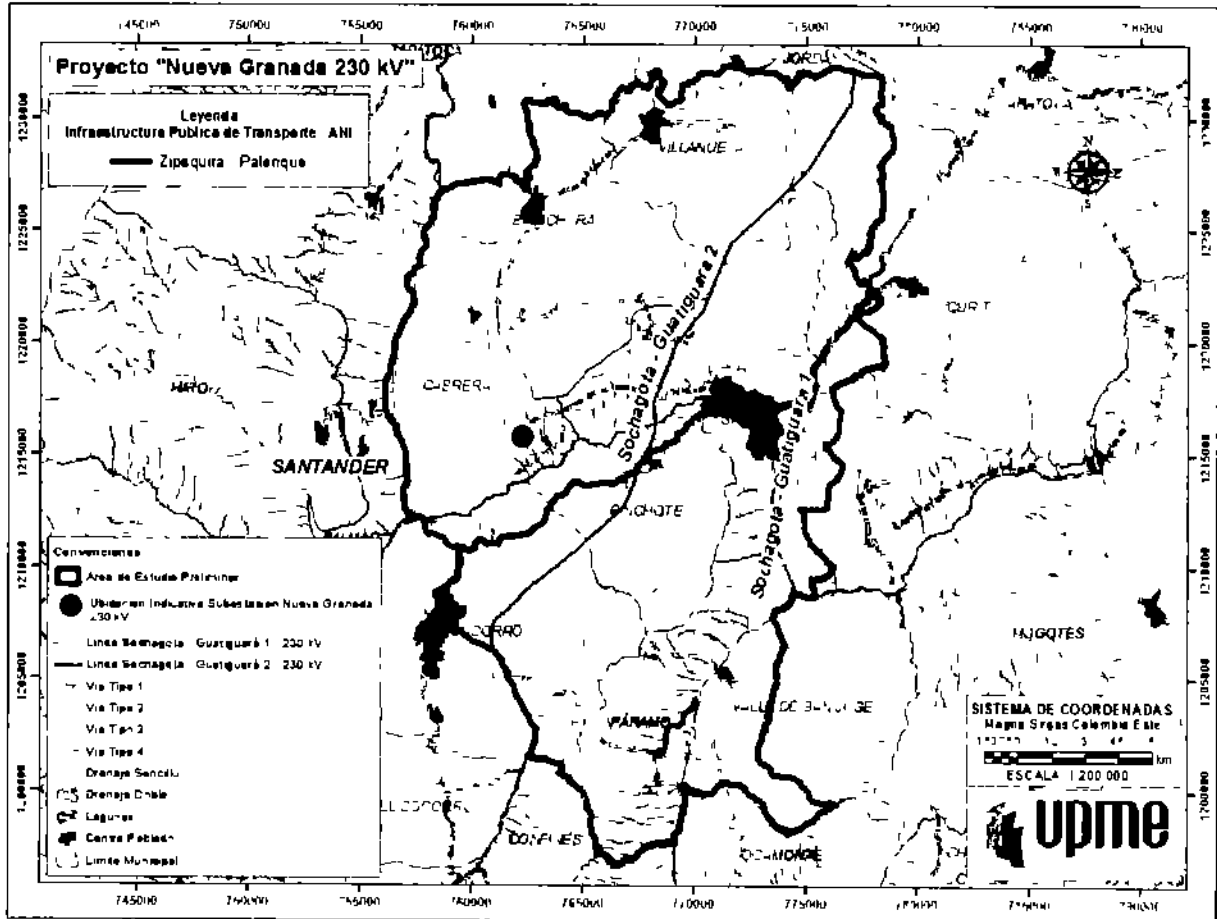
Avenida Calle 28 No. 89 D – 81 Torre 1 Oficina 801
PBX (+57 1) 222 0801
FAX (+57 1) 221 9537
Línea Gratuita Nacional 01800 911 729
www.upme.gov.co





República de Colombia
Ministerio de Minas y Energía

Gráfica 44. Infraestructura Pública de Transporte (Agencia Nacional de Infraestructura – ANI), dentro del área de estudio preliminar, Proyecto “Nueva Granada 230 kV (Cabrera 230 kV)”.



Fuente: Agencia Nacional de Infraestructura – ANI, 2016
Fuente de gráfica: UPME, 2016

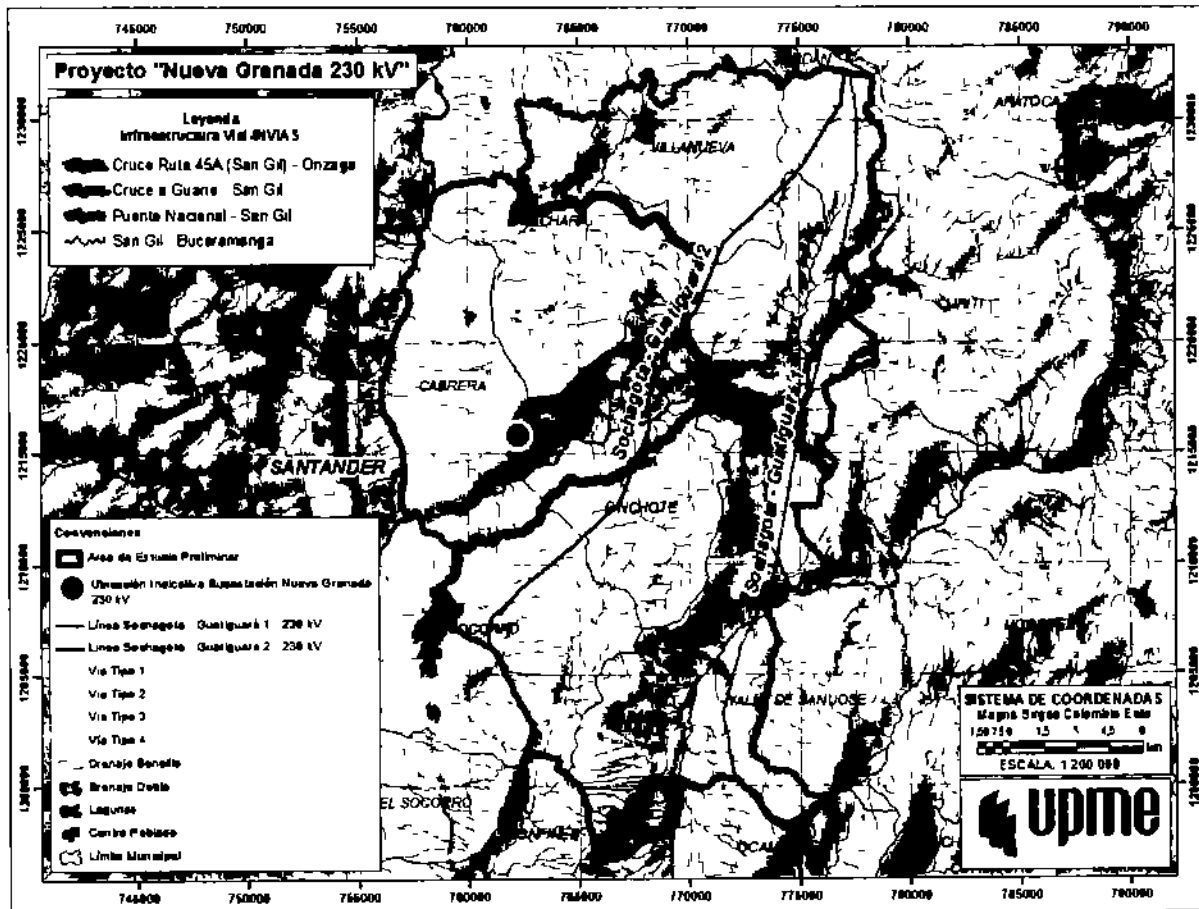
Tabla 42. Infraestructura Pública de Transporte (Agencia Nacional de Infraestructura – ANI), dentro del área de estudio preliminar, Proyecto “Nueva Granada 230 kV (Cabrera 230 kV)”.

TIPO DE INFRAESTRUCTURA	Vial
PROYECTO	Carretera Zipaquirá - Palenque
SIMBOLO	

Fuente: Agencia Nacional de Infraestructura – ANI, 2016
<http://www.ani.gov.co/proyecto/carretero/autopista-villavicencio-yopal-21642>
UPME 2016



Gráfica 45. Infraestructura Vial (Instituto Nacional de Vías – INVIAS), dentro del área de estudio preliminar, Proyecto “Nueva Granada 230 kV (Cabrera 230 kV)”



Fuente Instituto Nacional de Vías – INVIAS, 2016
Fuente de gráfica UPME, 2016

Tabla 43 Infraestructura Vial – Instituto Nacional de Vías - INVIAS, dentro área de estudio preliminar, Proyecto “Nueva Granada 230 kV (Cabrera 230 kV)”.

TIPO DE INFRAESTRUCTURA	Vial
PROYECTOS	SÍMBOLO
Cruce Ruta 45 A (San Gil) - Onzaga	
Cruce a Guane – San Gil	
Puente Nacional – San Gil	
San Gil - Bucaramanga	

Fuente Instituto Nacional de Vías – INVIAS, 2016 UPME, 2016



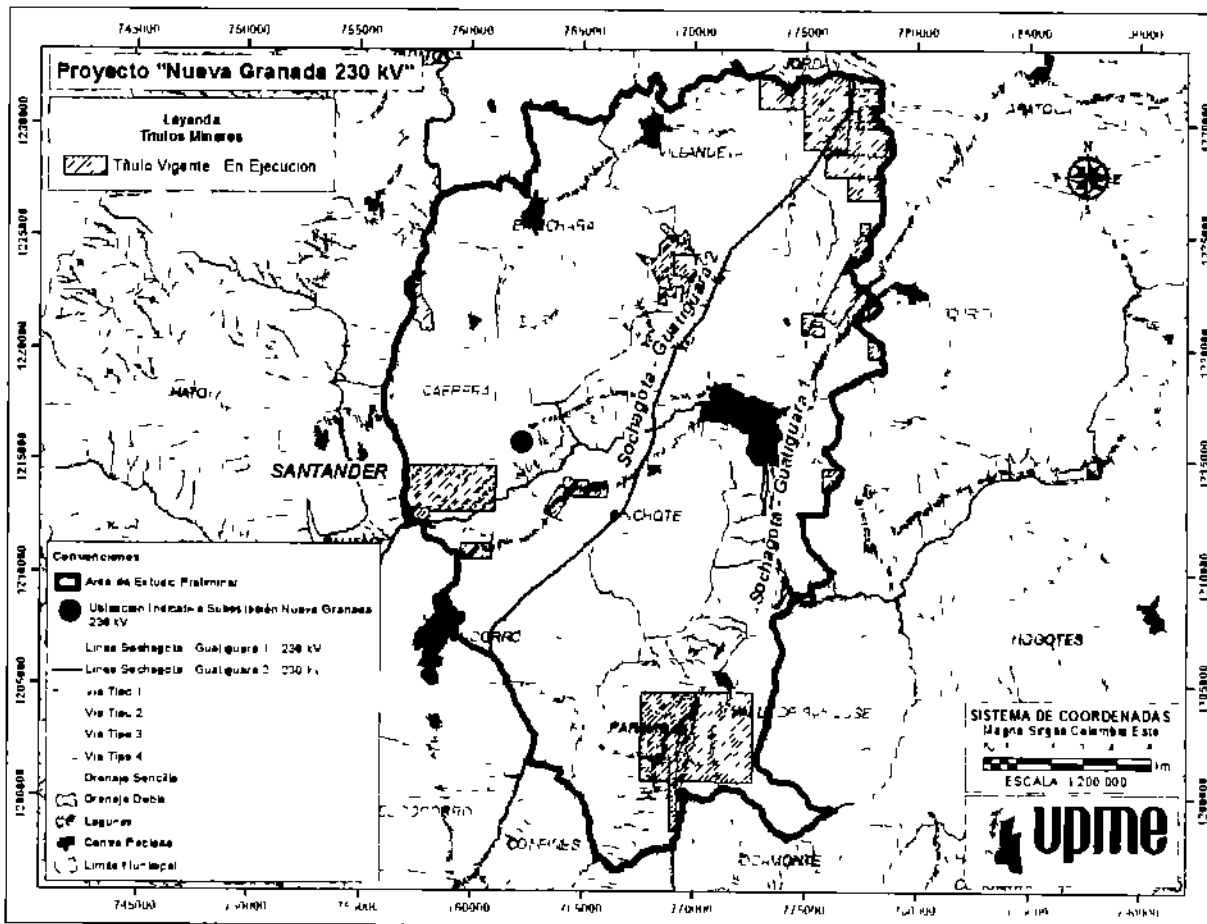
20 años

07 FEB 2017



Republica de Colombia
Ministerio de Minas y Energía

Gráfica 46 Títulos Mineros dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Nueva Granada 230 kV (Cabrera 230 kV)"



Fuente: Agencia Nacional Minera - ANM, 2016
Fuente de gráfica: UPME, 2016

Tabla 44 Títulos Mineros dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Nueva Granada 230 kV (Cabrera 230 kV)"

DEPARTAMENTO	MUNICIPIOS	MINERALES	ETAPA	ESTADO	MODALIDAD
SANTANDER	SOCORRO CABRERA	MATERIALES DE CONSTRUCCION			LICENCIA ESPECIAL DE MATERIALES DE CONSTRUCCION
	BARICHARA VILLANUEVA	ARCILLA			
	VALLE DE SAN JOSE PARAMO	ARENA CONGLOMERADO	EXPLOTACION	TITULO VIGENTE-EN EJECUCION	LICENCIA DE EXPLOTACION
	CURITI SAN GIL	ARCILLA			
	CURITI	ARCILLA; CALIZA	CONSTRUCCION Y MONTAJE		CONTRATO DE CONCESION (L. 685)

Avenida Calle 26 No. 69 D - 91 Torre 1 Oficia 901
P.BX (+57 1) 222 0601
FAX (+57 1) 221 9537
Línea Gratuita Nacional 01800 911 729
www.upme.gov.co



TODOS POR UN NUEVO PAÍS
PAZ EQUIDAD COOPERACION



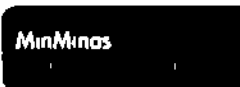
0098 07 FEB 2017



República de Colombia
Ministerio de Minas y Energía

DEPARTAMENTO	MUNICIPIOS	MINERALES	ETAPA	ESTADO	MODALIDAD
SANTANDER	SÓCORRO\ PINCHOTE	CALIZA\ ARENISCAS	EXPLOTACION	TITULO VIGENTE-EN EJECUCION	LICENCIA DE EXPLOTACION
	PINCHOTE	MATERIALES DE CONSTRUCCION	EXPLOTACION		LICENCIA ESPECIAL DE MATERIALES DE CONSTRUCCION
	SAN GIL	ARCILLA	EXPLOTACION		LICENCIA DE EXPLOTACION
		MATERIALES DE CONSTRUCCION	CONSTRUCCION Y MONTAJE		CONTRATO DE CONCESION (L 685)
	CURITI	ARCILLA\ CALIZA	CONSTRUCCION Y MONTAJE		CONTRATO DE CONCESION (D 2655)
	SAN GIL	DEMÁS CONCESIBLES\ ASOCIADOS\ ARCILLA	EXPLOTACION		
		DEMÁS CONCESIBLES\ MATERIALES DE CONSTRUCCION\ ARCILLA	CONSTRUCCION Y MONTAJE		CONTRATO DE CONCESION (L 685)
	BARICHARA\ SAN GIL\ VILLANUEVA	MATERIALES DE CONSTRUCCION\ ARCILLA	EXPLOTACION		
	VALLE DE SAN JOSE\ PARAMO\ SAN GIL	MATERIALES DE CONSTRUCCION	CONSTRUCCION Y MONTAJE		
	SÓCORRO\ CABRERA\ PALMAR	MATERIALES DE CONSTRUCCION	EXPLOTACION		
	VALLE DE SAN JOSE\ PARAMO\ OCAMONTE	ARENA\ CONGLOMERADO	EXPLOTACION		LICENCIA DE EXPLOTACION
	VALLE DE SAN JOSE\ PARAMO	MATERIALES DE CONSTRUCCION	EXPLOTACION		CONTRATO DE CONCESION (L 685)
	CURITI\ ARATOCA	ARCILLA\ CALIZA	CONSTRUCCION Y MONTAJE		CONTRATO DE CONCESION (D 2655)
	CURITI\ JORDAN	MARMOL\ CALIZA	-		LICENCIA DE EXPLOTACION\ CONTRATO DE CONCESION (L 685)
	CURITI	CALIZA	-		CONTRATO DE CONCESION (D 2655)
	CURITI	CALIZA	-		CONTRATO DE CONCESION (D 2655)
	PINCHOTE	DEMÁS CONCESIBLES\ CALIZA	-		CONTRATO DE CONCESION (L 685)
	CURITI	CALIZA	-		LICENCIA DE EXPLOTACION
	GALAN\ CABRERA	CALIZA	-		CONTRATO DE CONCESION (L 685)
	SOCORRO	CALIZA	-		
	PINCHOTE	DEMÁS CONCESIBLES\ CALIZA	-		CONTRATO DE CONCESION (D 2655)
	CURITI	DEMÁS CONCESIBLES\ CALIZA	-		
	CURITI\ ARATOCA	DEMÁS CONCESIBLES\ CALIZA	-		CONTRATO DE CONCESION (L 685)
	SÓCORRO\ CABRERA	CALIZA	-		
CURITI	CALIZA	-	CONTRATO DE CONCESION (D 2655)		

Avenida Calle 26 No. 89 D - 91 Torre 1 Oficina 801
PBX (+57 1) 222 0601
FAX (+57 1) 221 8537
Línea Gratuita Nacional 01800 911 729
www.upme.gov.co



4 0098

07 FEB 2017

SANTANDER



Republica de Colombia
Ministerio de Minas y Energía

DEPARTAMENTO	MUNICIPIOS	MINERALES	ETAPA	ESTADO	MODALIDAD
SANTANDER	CURITÁ ARATOCA	DEMÁS CONCESIBLES CALIZA	-	-	CONTRATO DE CONCESION (L 685)
	VALLE DE SAN JOSE, PARAMO, OCAMONTE	DEMÁS CONCESIBLES, MINERALES DE HIERRO, MINERALES DE COBRE Y SUS CONCENTRADOS, MINERALES DE NIOBELIO Y SUS CONCENTRADOS, MINERALES DE PLATA Y SUS CONCENTRADOS, MINERALES DE ORO Y SUS CONCENTRADOS, MINERALES DE PLATINO Y SUS CONCENTRADOS, MINERALES DE PLOMO	-	-	CONTRATO DE CONCESION (L 685)
	CURITÁ	CALIZA TRITURADA O MOLIDA, DEMÁS CONCESIBLES	-	-	CONTRATO DE CONCESION (L 685)
	CURITÁ ARATOCA	MARMOL, CALIZA	-	-	CONTRATO DE CONCESION (D 2655)
	CURITÁ, JORDÁN, VILLANUEVA	MARMOL, CALIZA	-	-	TITULO VIGENTE EN EJECUCION
	CURITÁ	DEMÁS CONCESIBLES CALIZA	-	-	CONTRATO DE CONCESION (L 685)
	SOCORRO, PINCHOTE	CALIZA, ARENISCAS	EXPLOTACION	-	LICENCIA DE EXPLOTACION
	PINCHOTE	DEMÁS CONCESIBLES CALIZA	-	-	-
	BARICHARA, SAN GIL, VILLANUEVA	CONCESIBLES, MATERIALES DE CONSTRUCCION, ARCILLA	CONSTRUCCION Y MONTAJE	-	CONTRATO DE CONCESION (L 685)
	BARICHARA, VILLANUEVA	MATERIALES DE CONSTRUCCION, ARCILLA	EXPLOTACION	-	-

Fuente: Agencia Nacional Minera - ANM, 2016 UPME, 2016

Avenida Calle 26 No. 89 D - 81 Torre 1 Oficina 901
PBX (+57 1) 222 0801
FAX (+57 1) 221 9537
Línea Gratuita Nacional 01800 911 729
www.upme.gov.co



TODOS POR UN
NUEVO PAÍS



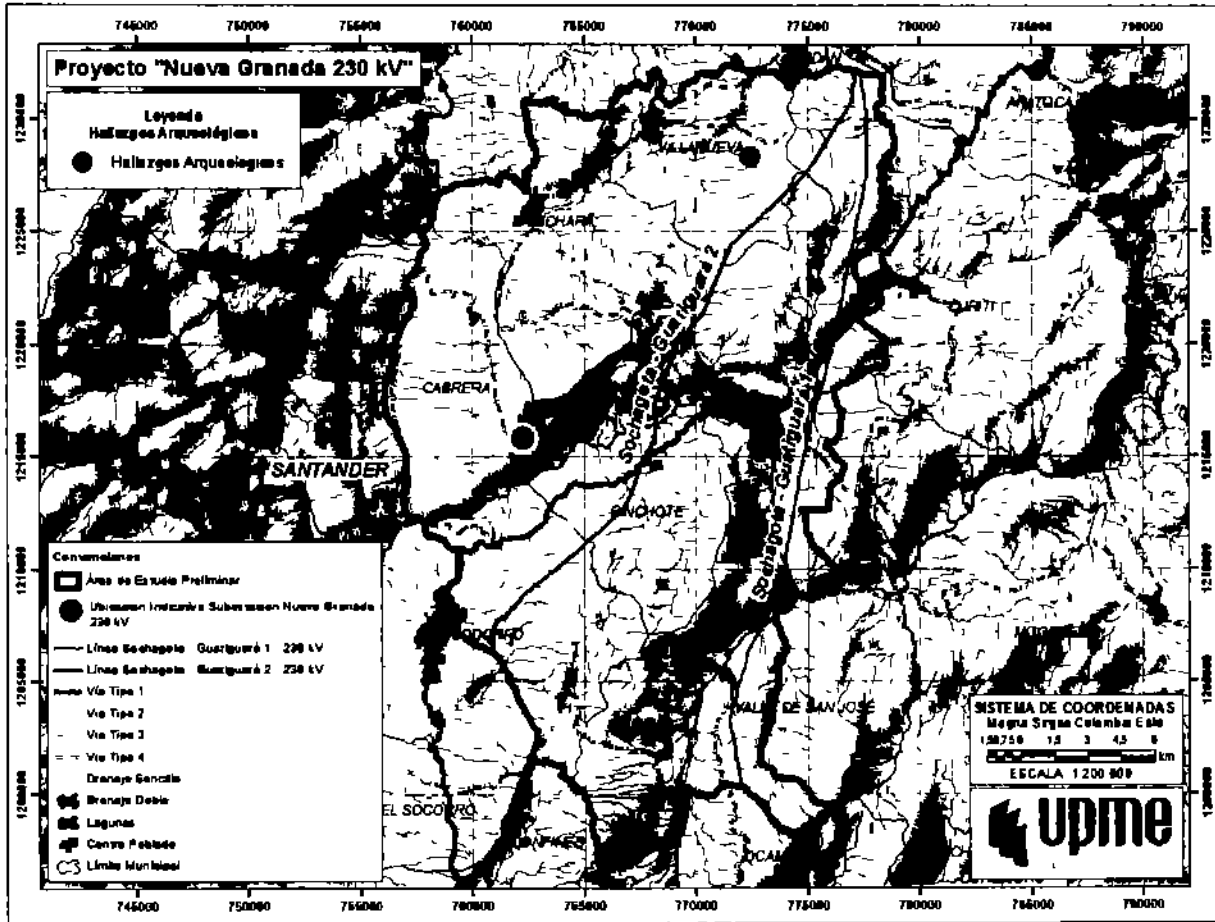


0099 07 FEB 2017



República de Colombia
Ministerio de Minas y Energía

Gráfica 47. Hallazgos Arqueológicos dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Nueva Granada 230 kV (Cabrera 230 kV)".



Fuente. Instituto Colombiano de Antropología e Historia – ICANH, 2016
Fuente de gráfica UPME, 2016.

Tabla 45. Hallazgos Arqueológicos dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Nueva Granada 230 kV (Cabrera 230 kV)".

HALLAZGOS ARQUEOLÓGICOS	SIMBOLO
DEPARTAMENTO	MUNICIPIO
Santander	Villanueva

Fuente: Instituto Colombiano de Antropología e Historia – ICANH, 2016 UPME 2016

Avenida Calle 26 No. 69 D – 01 Torre 1 Oficina 901
PBX (+57 1) 222 0801
FAX (+57 1) 221 9537
Línea Gratuita Nacional 01800 911 729
www.upme.gov.co





4 8096

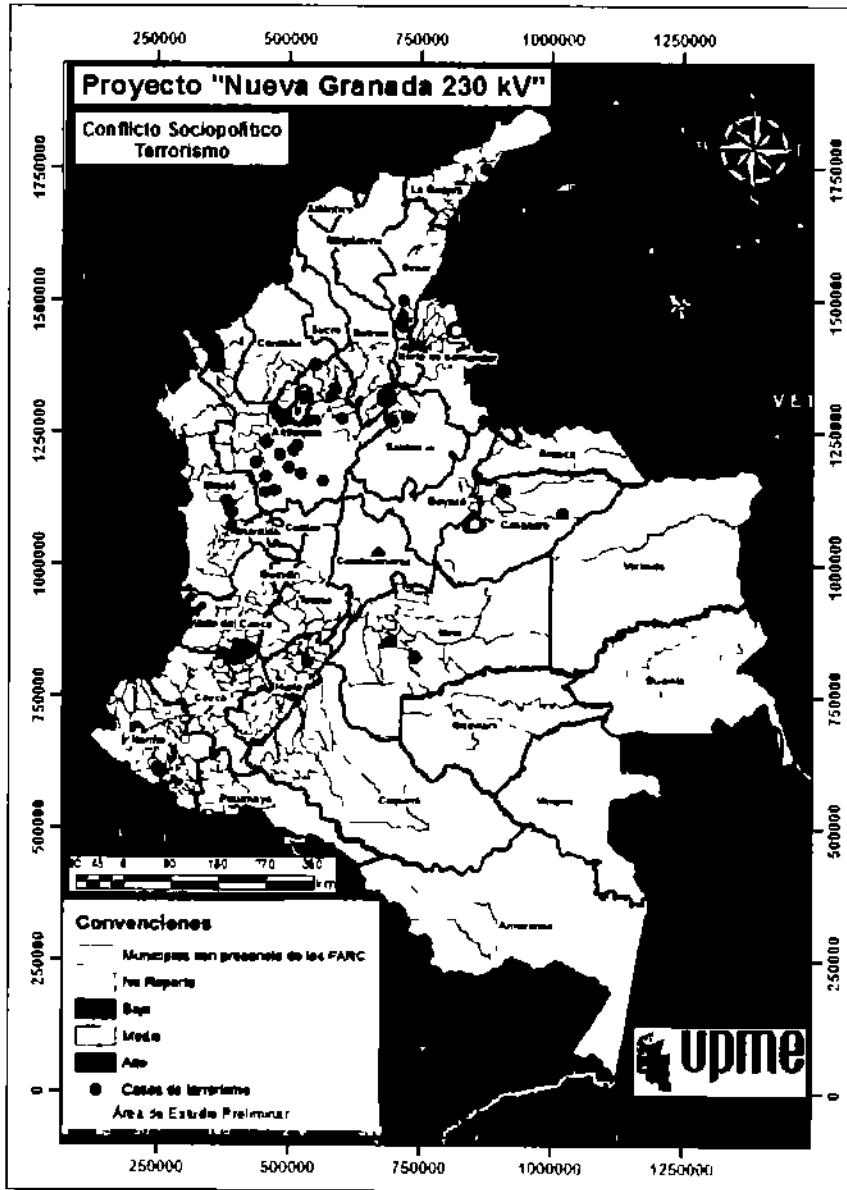
20 años

07 FEB 2017



República de Colombia
Ministerio de Minas y Energía

Gráfica 48 Conflicto Sociopolítico – Terrorismo enero a junio de 2016 No Identificado dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Nueva Granada 230 kV (Cabrera 230 kV)".



Fuente Organización Internacional de Policía Criminal – INTERPOL, Sistema de Información Estadístico Delincuencial, Contravencional y Operativo – SIEDCO, 2016

NOTA:

De acuerdo con información consultada en la Organización Internacional de Policía Criminal – INTERPOL, No se identificó presencia de Terrorismo que se traslape con el área de estudio

Avenida Calle 26 No. 89 D – 81 Torre 1 Oficina 801
PBX (+57 1) 222 0801
FAX (+57 1) 221 8537
Línea Gratuita Nacional 01 800 911 720
www.upme.gov.co



**TODOS POR UN
NUEVO PAÍS**





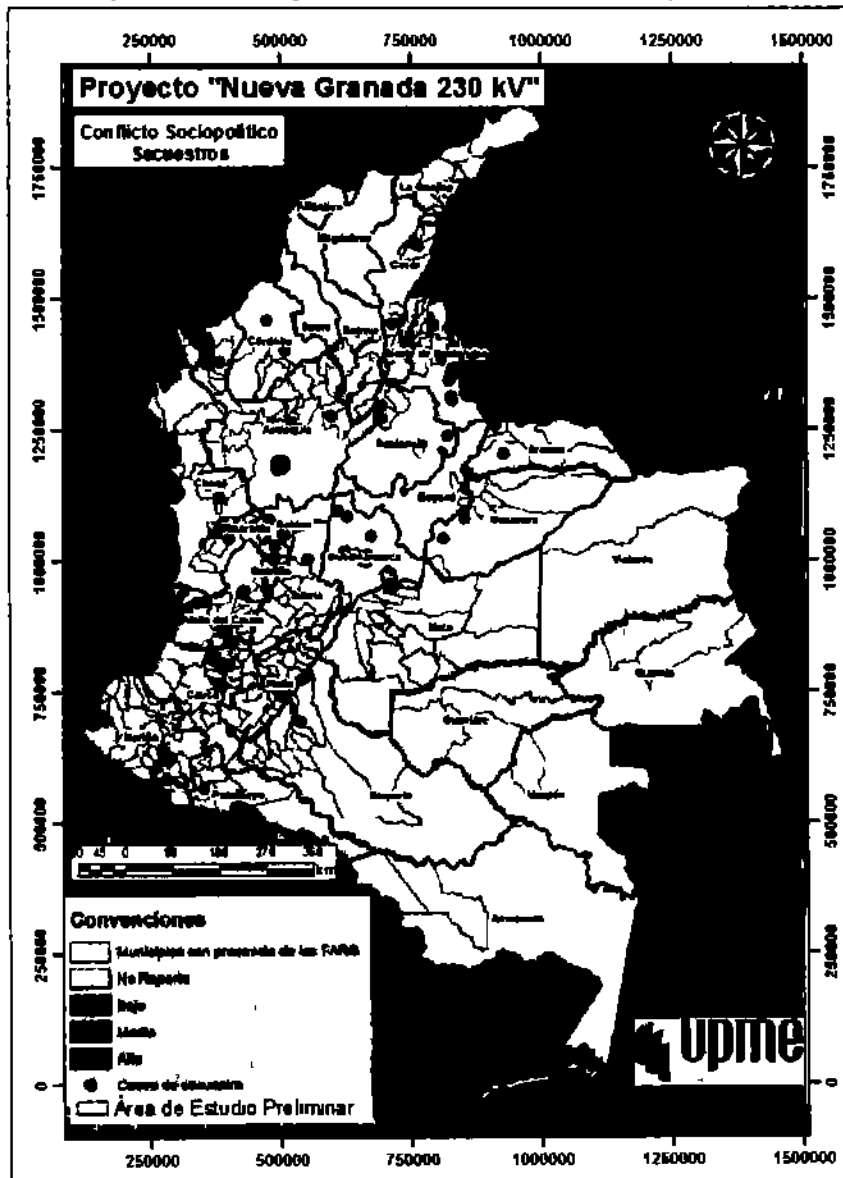
0098

07 FEB 2017



República de Colombia
Ministerio de Minas y Energía

Gráfica 49. Conflicto Socio-político – Secuestros enero a junio de 2016 No Identificado dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Nueva Granada 230 kV (Cabrera 230 kV)".



Fuente Organización Internacional de Policía Criminal – INTERPOL, Sistema de Información Estadístico Delincuencial, Contravencional y Operativo – SIEDCO, 2016

NOTA:

De acuerdo con información consultada en la Organización Internacional de Policía Criminal – INTERPOL, No se identificó ocurrencia de Secuestros en el área de estudio

Avenida Calle 26 No. 69 D – 91 Torre 1 Oficina 901
PBX (+57 1) 222 0601
FAX (+57 1) 221 8537
Línea Gratuita Nacional 01400 811 728
www.upme.gov.co

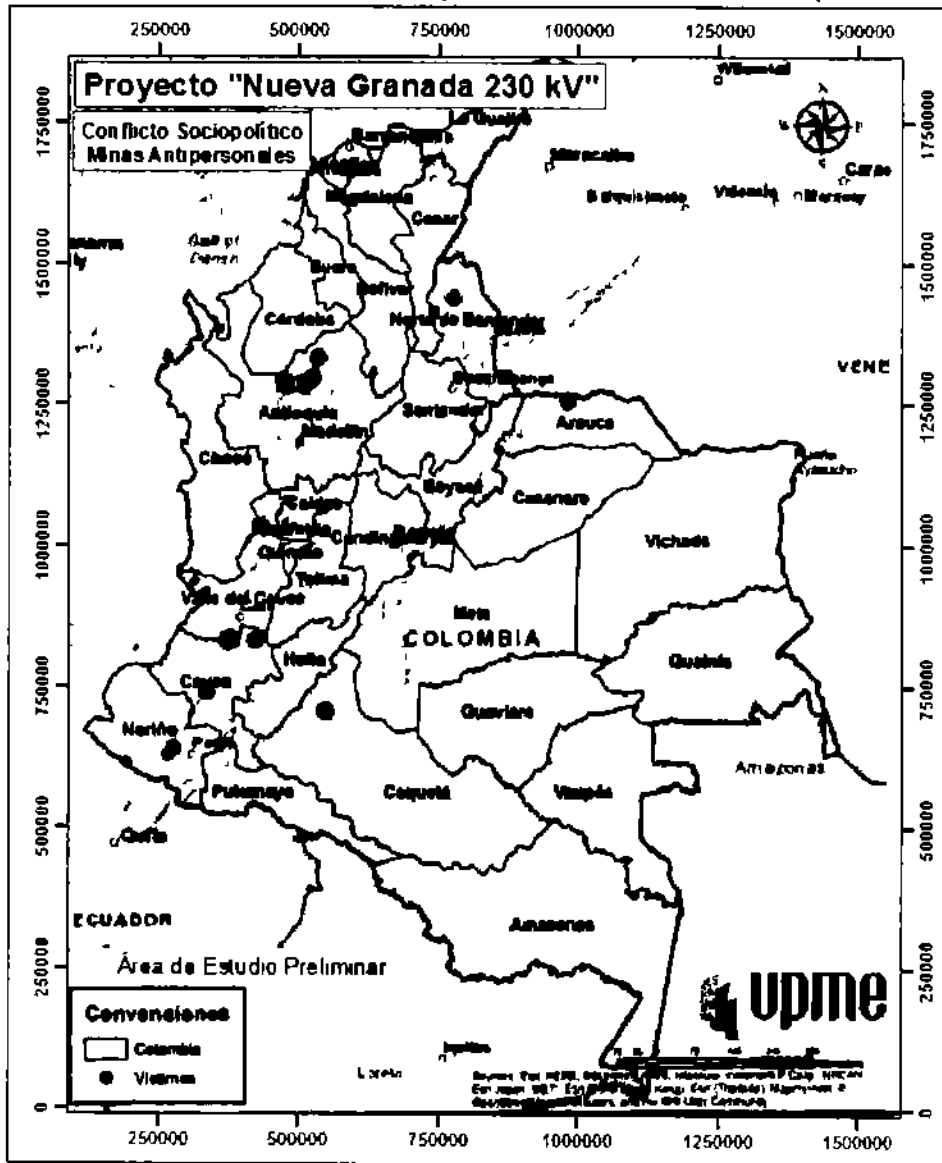


07 FEB 2017



Republica de Colombia
Ministerio de Minas y Energía

Gráfica 50. Conflicto Sociopolítico – Minas Antipersonales enero a junio de 2016 No Identificadas dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Nueva Granada 230 kV (Cabrera 230 kV)"

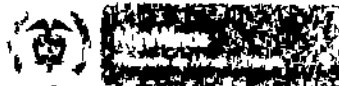


Fuente Organización Internacional de Policía Criminal – INTERPOL, Sistema de Información Estadístico Delincuencial, Contravencional y Operativo – SIEDCO, 2016

NOTA:

De acuerdo con información consultada en la Organización Internacional de Policía Criminal – INTERPOL, No se identificó presencia de Minas Antipersonales que se traslapen con el área de estudio

Avenida Calle 26 No. 69 D – 91 Torre 1 Oficina 501
PBX (+57 1) 222 0801
FAX (+57 1) 221 9537
Línea Gratuita Nacional 01800 911 729
www.upme.gov.co

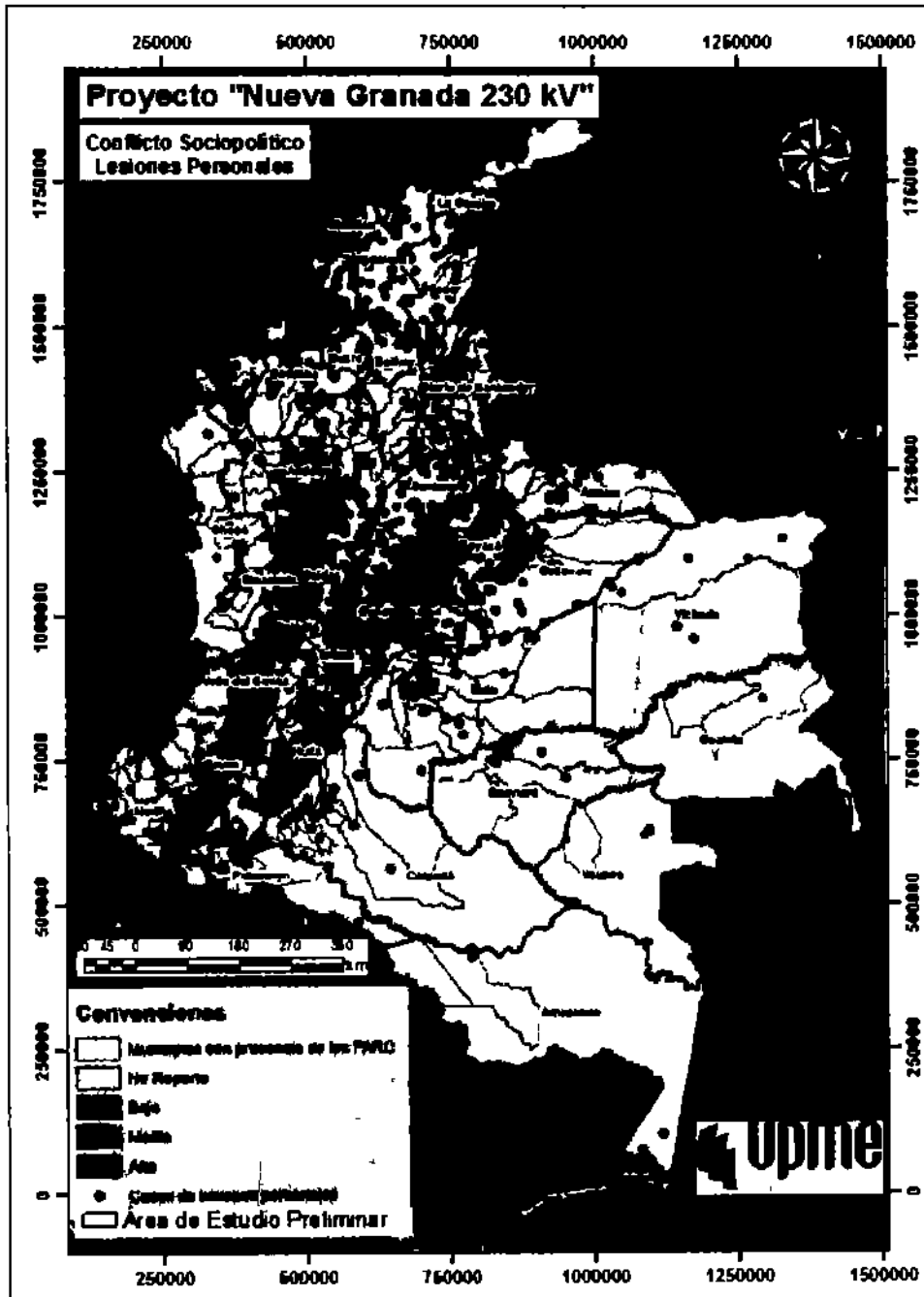


TODOS POR UN
NUEVO PAÍS
POR EQUIPOS TRABAJANDO



República de Colombia
Ministerio de Minas y Energía

Gráfica 51. Conflicto Sociopolítico – Lesiones Personales enero a junio de 2016 dentro del área de estudio preliminar, Proyecto “Nueva Granada 230 kV (Cabrera 230 kV)”.



Fuente. Organización Internacional de Policía Criminal – INTERPOL, Sistema de Información Estadístico Delictual, Contravencional y Operativo – SIEDCO, 2016.

Avenida Calle 26 No. 69 D – 91 Torre 1 Oficina 901
PBX (+57 1) 222 0801
FAX (+57 1) 221 9537
Línea Gratuita Nacional 01800 911 729
www.upme.gov.co



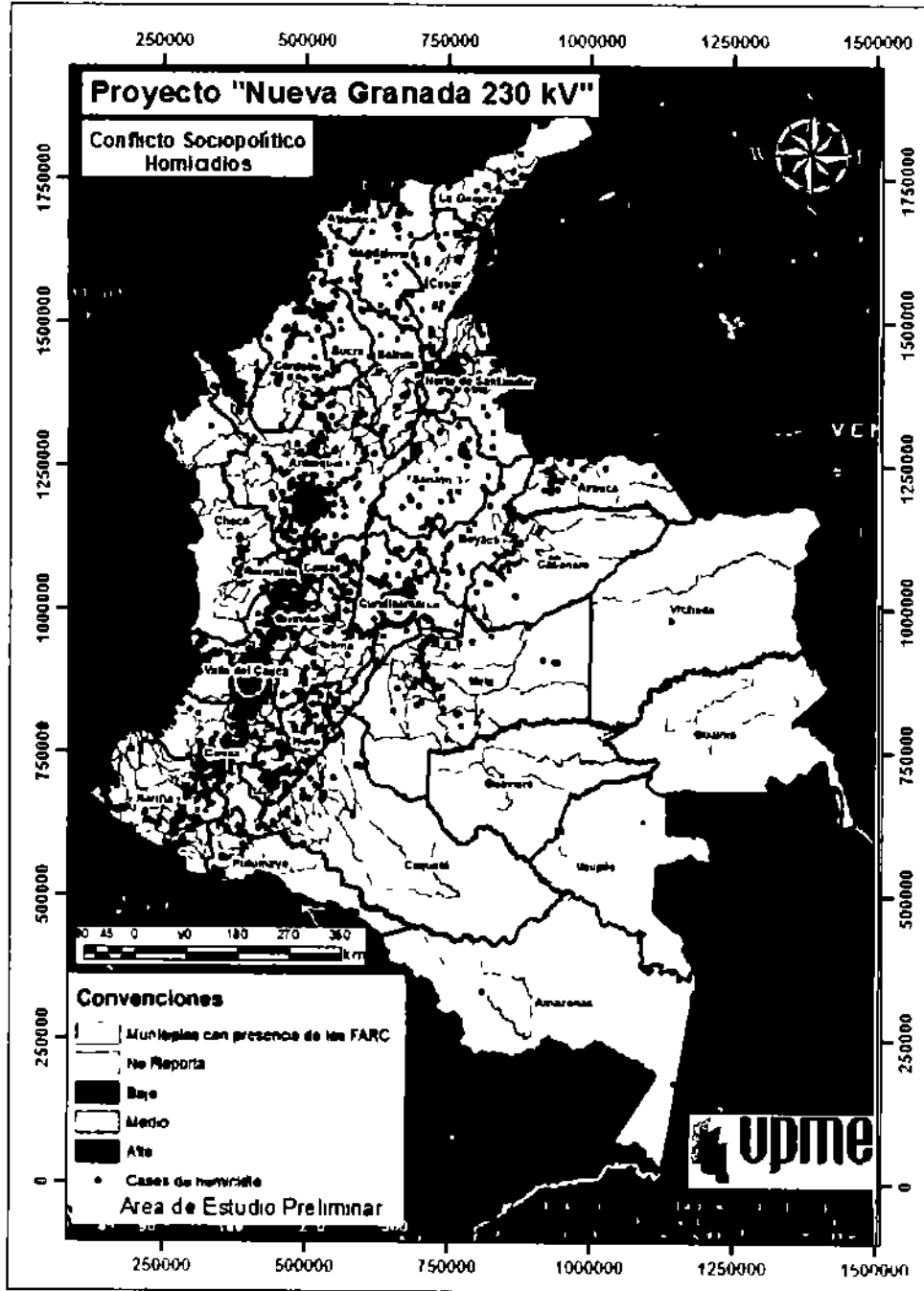


0098 07 FEB 2017



Republica de Colombia
Ministerio de Minas y Energía

Gráfica 52. Conflicto Sociopolítico – Homicidios enero a junio de 2016 dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Nueva Granada 230 kV (Cabrera 230 kV)"



Fuente: Organización Internacional de Policía Criminal – INTERPOL, Sistema de Información Estadístico Delincuencial, Contravencional y Operativo – SIEDCO, 2016

Avenida Calle 26 No. 69 D – 91 Torre 1 Oficina 901
PBX (+57 1) 222 0601
FAX (+57 1) 221 9537
Línea Gratuita Nacional 01800 911 729
www.upme.gov.co



TODOS POR UN
NUEVO PAÍS



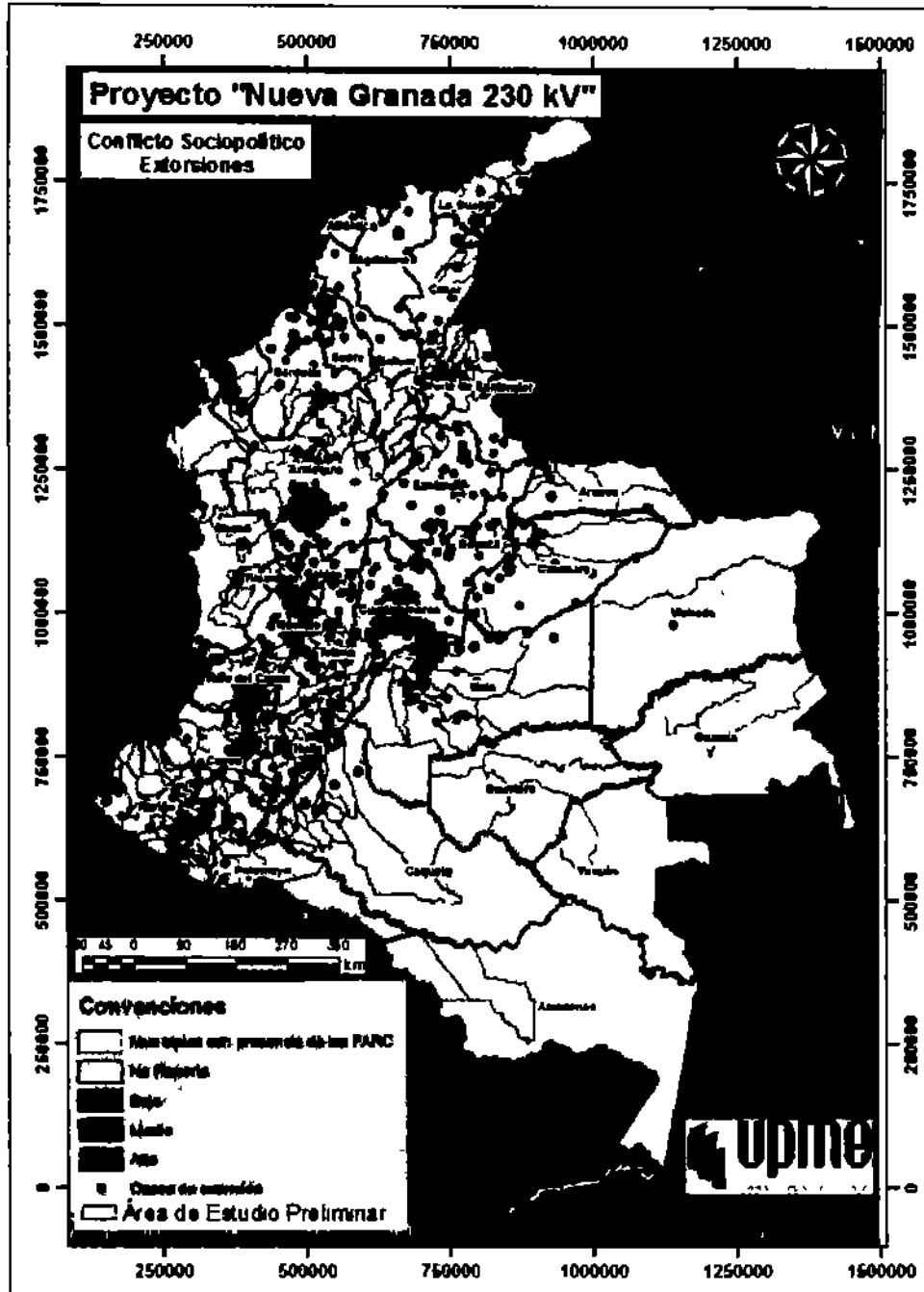
4 8090

07 FEB 2017



República de Colombia
Ministerio de Minas y Energía

Gráfica 53. Conflicto Sociopolítico – Extorsiones enero a junio de 2016 dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Nueva Granada 230 kV (Cabrera 230 kV)".



Fuente: Organización Internacional de Policía Criminal – INTERPOL, Sistema de Información Estadístico Delincuencial, Contravencional y Operativo – SIEDCO, 2016

Avenida Calle 28 No. 69 D - 91 Torre 1 Oficina 901
PBX: (+57 1) 222 0801
FAX: (+57 1) 221 9537
Línea Gratuita Nacional 01800 911 729
www.upme.gov.co



MinMinas



Tabla 46. Homicidios registrados en el periodo del 1 de enero al 31 de diciembre, años 2010 al 2015 y del 1 de enero al 30 de junio del año 2016, dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Nueva Granada 230 kV (Cabrera 230 kV)".

MINISTERIO DE DEFENSA NACIONAL
DIRECCIÓN DE ESTUDIOS ESTRATEGICOS

PERIODO COMPRENDIDO DEL 01 DE ENERO AL 31 DE DICIEMBRE, AÑOS 2010 AL 2015 Y DEL 01 DE ENERO AL 30 DE JUNIO AÑO 2016

HOMICIDIOS REGISTRADOS A NIVEL NACIONAL									
DEPARTAMENTO	MUNICIPIOS	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	TOTAL
Santander	Barrichara	0	0	0	0	0	1	0	1
	Cabrera	1	0	0	0	1	0	0	2
	Cunuti	1	0	3	1	0	1	0	6
	Paramo	1	1	0	0	0	1	0	3
	Pinchote	0	1	0	0	0	0	0	1
	San Gil	3	2	2	3	5	5	0	20
	Socorro	7	3	4	2	2	1	1	20
	Valle de San José	0	0	1	0	1	0	0	2
	Villanueva	0	0	1	1	0	1	0	3
TOTAL		13	7	11	7	9	10	1	58

Fuente: Ministerio de Defensa Nacional, 2016

Tabla 47. Secuestros registrados en el periodo del 1 de enero al 31 de diciembre, años 2010 al 2015 y del 1 de enero al 30 de junio del año 2016, dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Nueva Granada 230 kV (Cabrera 230 kV)".

MINISTERIO DE DEFENSA NACIONAL
DIRECCIÓN DE ESTUDIOS ESTRATEGICOS

PERIODO COMPRENDIDO DEL 01 DE ENERO AL 31 DE DICIEMBRE, AÑOS 2010 AL 2015 Y DEL 01 DE ENERO AL 30 DE JUNIO AÑO 2016

SECUESTROS REGISTRADOS A NIVEL NACIONAL									
DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	TIPO DE DELITO	2010	2011	2012	2013	2014	2015	TOTAL
Santander	San Gil	Secuestro Simple	0	0	0	0	1	0	1
TOTAL			0	0	0	0	1	0	1

Fuente: Ministerio de Defensa Nacional, 2016

Tabla 48. Extorsiones registradas en el periodo del 1 de enero al 31 de diciembre, años 2010 al 2015 y del 1 de enero al 30 de junio del año 2016, dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Nueva Granada 230 kV (Cabrera 230 kV)".

MINISTERIO DE DEFENSA NACIONAL
DIRECCIÓN DE ESTUDIOS ESTRATEGICOS

PERIODO COMPRENDIDO DEL 01 DE ENERO AL 31 DE DICIEMBRE, AÑOS 2010 AL 2015 Y DEL 01 DE ENERO AL 30 DE JUNIO AÑO 2016

EXTORSIONES REGISTRADAS A NIVEL NACIONAL									
DEPARTAMENTO	MUNICIPIOS	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	TOTAL
Santander	Barrichara	0	0	0	0	1	0	0	1
	Cunuti	0	0	0	0	0	1	0	1
	Pinchote	0	0	0	1	0	0	0	1
	San Gil	0	1	2	1	3	4	1	12
	Socorro	0	1	3	3	4	6	1	18
	Valle de San José	0	0	0	0	0	1	0	1
	Villanueva	0	0	0	0	0	1	0	1
	TOTAL		0	2	5	5	8	13	2

Fuente: Ministerio de Defensa Nacional, 2016



07 FEB 2017



República de Colombia
Ministerio de Minas y Energía

Tabla 49. Actos de Terrorismo registrados en el periodo del 1 de enero al 31 de diciembre, años 2010 al 2015 y del 1 de enero al 30 de junio del año 2016, dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Nueva Granada 230 kV (Cabrera 230 kV)"

**MINISTERIO DE DEFENSA NACIONAL
DIRECCIÓN DE ESTUDIOS ESTRATEGICOS**

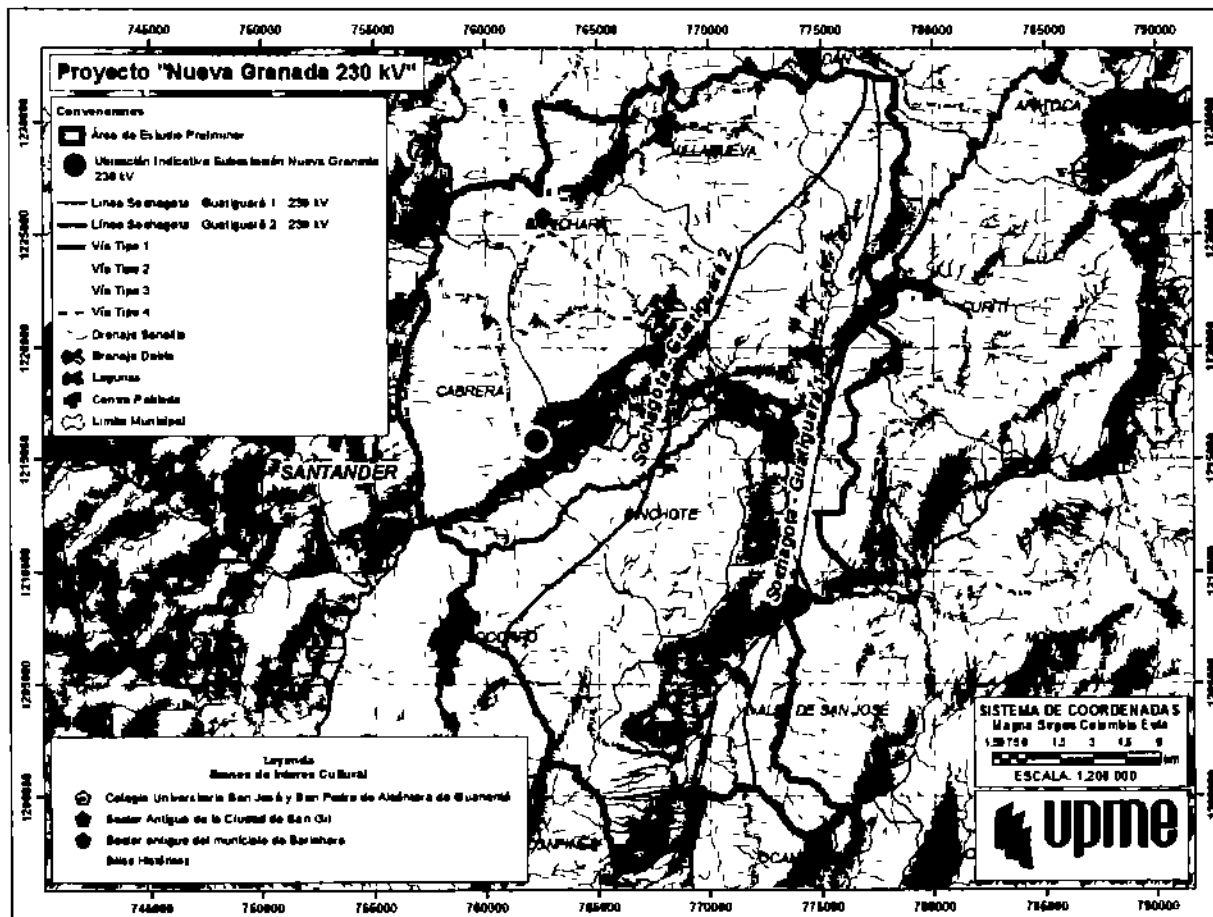
PERIODO COMPRENDIDO DEL 01 DE ENERO AL 31 DE DICIEMBRE, AÑOS 2010 AL 2015 Y DEL 01 DE ENERO AL 30 DE JUNIO AÑO 2016

ACTOS DE TERRORISMO REGISTRADOS A NIVEL NACIONAL

DEPARTAMENTO	MUNICIPIOS	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	TOTAL
Santander	Curti	0	0	1	0	0	0	0	1
TOTAL		0	0	1	0	0	0	0	1

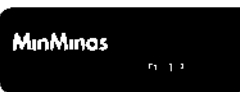
Fuente. Ministerio de Defensa Nacional, 2016

Gráfica 54. Bienes de Interés Cultural dentro del área de estudio preliminar, Proyecto "Nueva Granada 230 kV (Cabrera 230 kV)".



Fuente: Dirección de Patrimonio del Ministerio de Cultura, 2016.
Fuente gráfica UPME, 2016

Avenida Calle 28 No. 69 D - 91 Torre 1 Oficina 901
PBX (+57 1) 222 0801
FAX (+57 1) 221 8637
Línea Gratuita Nacional 01800 911 729
www.upme.gov.co



4 0098

07 FEB 2017



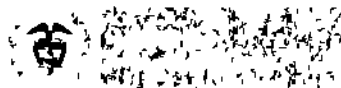
República de Colombia
Ministerio de Minas y Energía

• CONCLUSIONES

VARIABLES SOCIOAMBIENTALES PRESENTES DENTRO DEL ÁREA DE ESTUDIO

De acuerdo con la información presentada para el área de estudio preliminar del Proyecto "Nueva Granada 230 kV (Cabrera 230 kV)" se puede concluir que

- ✓ El área de estudio se ubica en el departamento de Santander, en jurisdicción de la Corporación Autónoma Regional de Santander - CAS
- ✓ Para la ubicación de la nueva subestación, se recomienda realizar las investigaciones detalladas, analizar todos los posibles riesgos físicos y revisar los Planes de Ordenamiento Territorial que apliquen, los cuales solicitó la UPME (Cabrera) y podrán ser suministrados una vez cuente con ellos
- ✓ La distancia total aproximada entre la línea Sochagota – Guatiguará 1, 230 kV a la SE Nueva Granada 230 kV (Cabrera 230 kV) es de 15,9 km, y de la línea Sochagota – Guatiguará 2, 230 kV a la SE Nueva Granada 230 kV (Cabrera 230 kV) es de 3,1 km, en línea recta, aclarando que este cálculo no define trazado alguno, ni ubicación definitiva de la subestación
- ✓ Según el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia – IDEAM el área de estudio, se encuentra entre las cuencas hidrográficas Río Chicamocha, Río Fonce y Río Suárez. Adicionalmente, se identifica un (1) distrito de riego en el municipio Pinchote denominado El Cucharó
- ✓ Conforme a la información que brinda el Instituto de Investigaciones de Recursos Biológicos Alexander von Humboldt Colombia – IavH, en el área de estudio se identifica como cobertura vegetal predominante pastos, además de la presencia del Ecosistema Estratégico AICA denominado "Bosques secos del valle del río Chicamocha"
- ✓ Es importante tener en cuenta la siguiente información, entre otros aspectos, para lo referente a superposición de proyectos de conformidad con lo establecido en el Decreto 1076 de 2015, Capítulo 3 Licencias Ambientales, sección 6 Trámite para la obtención de la licencia ambiental, artículo 2 2 2 3 6 4
 - Sobre los Proyectos del sector de Energía que son licenciados por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales – ANLA, dentro del área de estudio se identifican las líneas de Alta Tensión Sochagota – Guatiguará 1 - 230 kV y Sochagota – Guatiguará 2 - 230 kV
 - Según la Agencia Nacional de Infraestructura – ANI, se identifica un (1) proyecto de infraestructura pública de transporte denominado "Carretera Zipaquirá – Palenque"





República de Colombia
Ministerio de Minas y Energía

- En cuanto a Información del Instituto Nacional de Vías – INVIAS, se presentan cuatro (4) infraestructuras viales dentro del polígono llamadas Cruce Ruta 45 A (San Gil) – Onzaga, Cruce a Guane – San Gil, Puente Nacional – San Gil y San Gil – Bucaramanga
- Según la Agencia Nacional Minera - ANM, se identifican en el polígono varios Títulos Mineros Vigentes en Ejecución en los municipios de Cabrera, Barichara, Villanueva, Curiti, San Gil, Pinchote, Socorro, Valle de San José, Jordan y Páramo
- ✓ Según el Instituto Colombiano de Antropología e Historia – ICANH, en el área de estudio se presentan Hallazgos Arqueológicos en el municipio de Villanueva en el departamento de Santander
- ✓ De acuerdo con información suministrada por la Organización Internacional de Policía Criminal – INTERPOL, y el Sistema de Información Estadístico Delincuencial, Contravencional y Operativo – SIEDCO, dentro del área de estudio se identifican varios casos de lesiones personales, homicidios y extorsiones en el departamento de Santander
- ✓ Según información del Ministerio de Defensa Nacional en el periodo comprendido entre el primero de enero al 31 de diciembre, años 2010 al 2015 y del primero de enero al 30 de junio del año 2016, dentro del área de estudio se identificaron 58 casos de homicidios en los municipios de Barichara, Cabrera, Curiti, Paramo, Pinchote, San Gil, Socorro, Valle de San José y Villanueva, 1 caso de secuestro en el municipio de San Gil, 35 casos de extorsiones en los municipios de Barichara, Curiti, Pinchote, San Gil, Socorro, Valle de San José y Villanueva; y 1 acto de terrorismo en el municipio de Curiti
- ✓ Respecto a información de la Dirección de Patrimonio del Ministerio de Cultura el área de estudio presenta, en el departamento de Santander como Bienes de Interés Cultural el Colegio Universitario San José y San Pedro de Alcántara de Guanentá y el Sector Antiguo de la Ciudad de San Gil en el municipio de San Gil, y el Sector Antiguo del municipio de Barichara

VARIABLES SOCIOAMBIENTALES “NO” DETECTADAS EN EL ÁREA DE ESTUDIO

- ✓ Por otra parte, cabe resaltar que, de acuerdo con la información consultada según corresponda del Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia – IDEAM, del Instituto Colombiano de Geología y Minería – INGEOMINAS, del Instituto de Investigaciones de Recursos Biológicos Alexander von Humboldt Colombia – IavH, de la Unidad de Parques Nacionales Naturales de Colombia – PNN, del Sistema de Información Ambiental de Colombia – SIAC, del Ministerio del Interior, de la Organización Internacional de Policía Criminal – INTERPOL, del Ministerio de Defensa Nacional, de la Unidad Administrativa Especial de Gestión de Restitución de Tierras Despojadas – UAEGRTD, de la Agencia Nacional de Tierras – ANT, dentro del área de estudio preliminar “NO” se detecta la presencia de las siguientes variables



0098

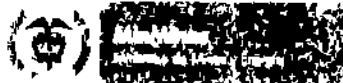
07 FEB 2017



República de Colombia
Ministerio de Minas y Energía

- Zonas de Inundación
- Zonas de Amenaza Volcánica
- Áreas de Bosque Seco Tropical
- Áreas Protegidas
- Áreas Prioritarias para la Conservación Nacional CONPES 3680 de 2010
- Áreas de Reservas Forestales de Ley 2da
- Proyectos ANLA de los sectores Minería, Infraestructura e Hidrocarburos
- Comunidades Étnicas (Resguardos Indígenas, Resguardos Coloniales, Consejos Comunitarios y Parcialidades Indígenas)
- Presencia de Terrorismo, Secuestros y Minas Antipersonales
- Acciones Subversivas, Voladura de Vías, Voladura de Puentes, Voladura de Oleoductos y Voladura de Torres de Energía
- Áreas de Restitución de Tierras
- Zonas de Reservas Campesinas

Avenida Calle 26 No. 69 D - 91 Torre 1 Oficina 901
PBX (+57 1) 222 0801
FAX (+57 1) 221 8537
Línea Gratuita Nacional 01800 911 729
www.upme.gov.co



TODOS POR UN
NUEVO PAÍS

