

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





4 0098 07 FEB 2017



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
Grafica 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
Grafica 2-19 Escenarios de la proyección de demanda de potencia máxima (MW – mes)	74
Grafica 2-20 Mapa de Desagregacion de la Demanda Nacional del SIN por Regiones	76
Grafica 2-21 Participación de la demanda regional de energia electrica (GWh – año)	78
Grafica 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
Grafica 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
Grafica 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
Grafica 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
Grafica 3-8 Proyección precios combustibles	104
Gráfica 3-9 Proyecciones de demanda nacional y regional	105
Grafica 3-10 Poroyección demanda de potencia	105
Gráfica 3-11 Evolución esperada crecimiento plantas menores	106
Gráfica 3-12 Evolución de los indices de confiabilidad	107
Grafica 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
Grafica 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 áreas de resguardo indígena-Cesar central	259
Gráfica 4-1	Esquema general del planeamiento de la transmisión	263
Gráfica 4-2	Diagrama general para la definición de proyectos	264
Gráfica 4-3	Ubicación de general de las PCHs y planta mayor	266
Gráfica 4-4	Estructura para la 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

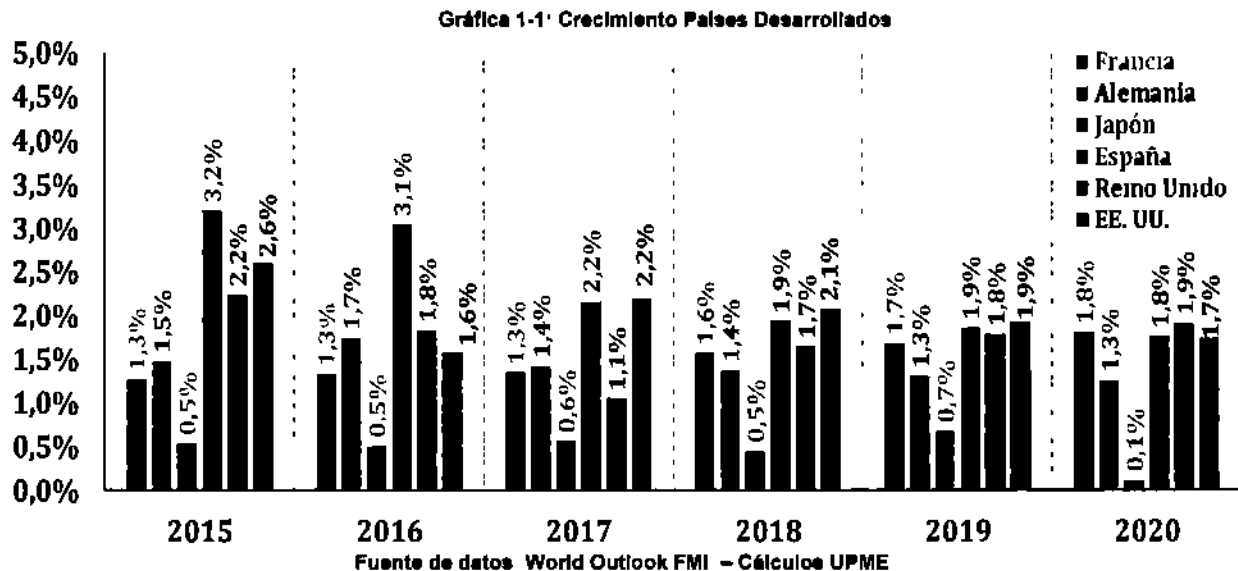
1. COLOMBIA ANTE EL MUNDO 2016 – 2017: DRÁSTICO AJUSTE EN LA PERSPECTIVA 2030 DE UNA NUEVA ECONOMÍA

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

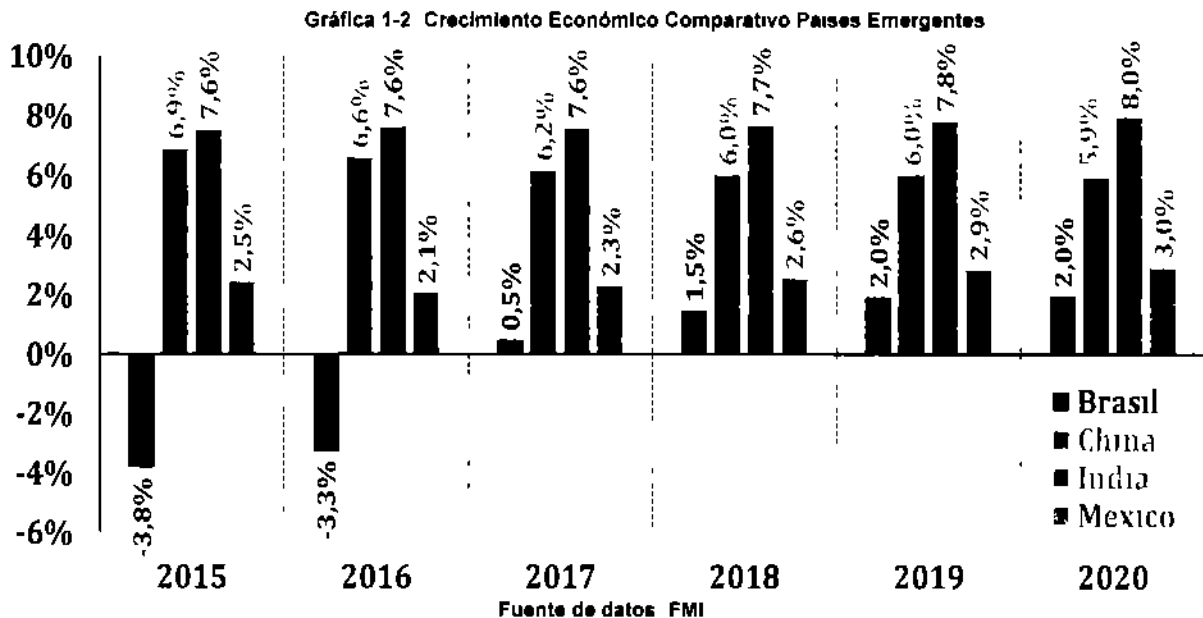
Sin embargo, el factor político, en 2016, a diferencia de años anteriores, ha sido determinante en el ciclo económico de los países desarrollados, a partir de tres hechos el Brexit, el cambio de orientación que acompaña al nuevo presidente electo de Estados Unidos, Donald Trump, y la reelección de la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



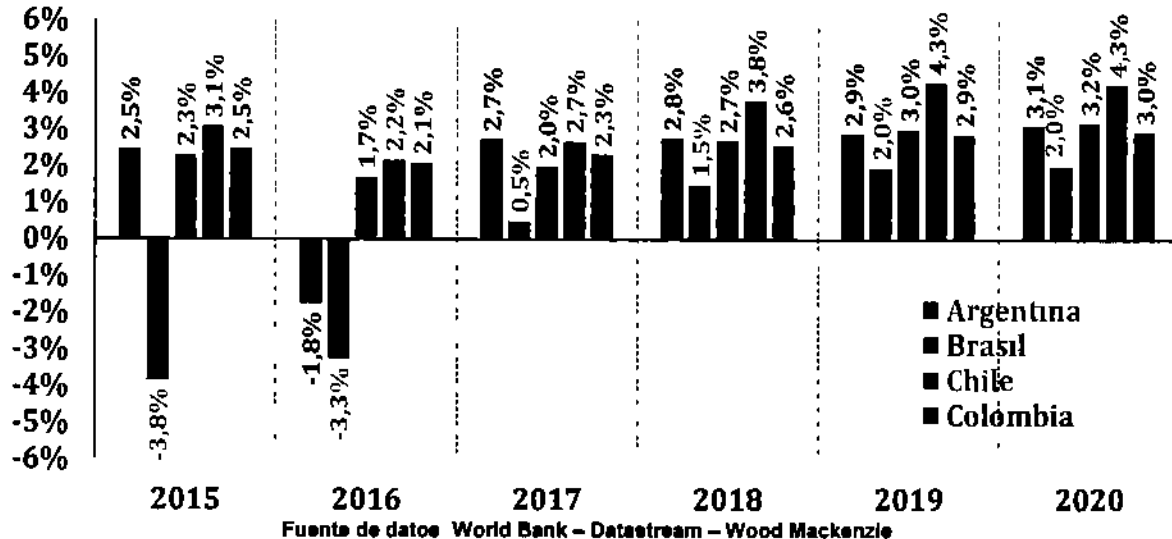
La recuperación del desempleo a partir de una reducción en los salarios hora, no ha satisfecho las expectativas de consumidores, lo que sumado al impacto negativo en destrucción de puestos de trabajo asociada a la irrupción de China, y los tratados de libre comercio, llevaron a que el antes candidato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



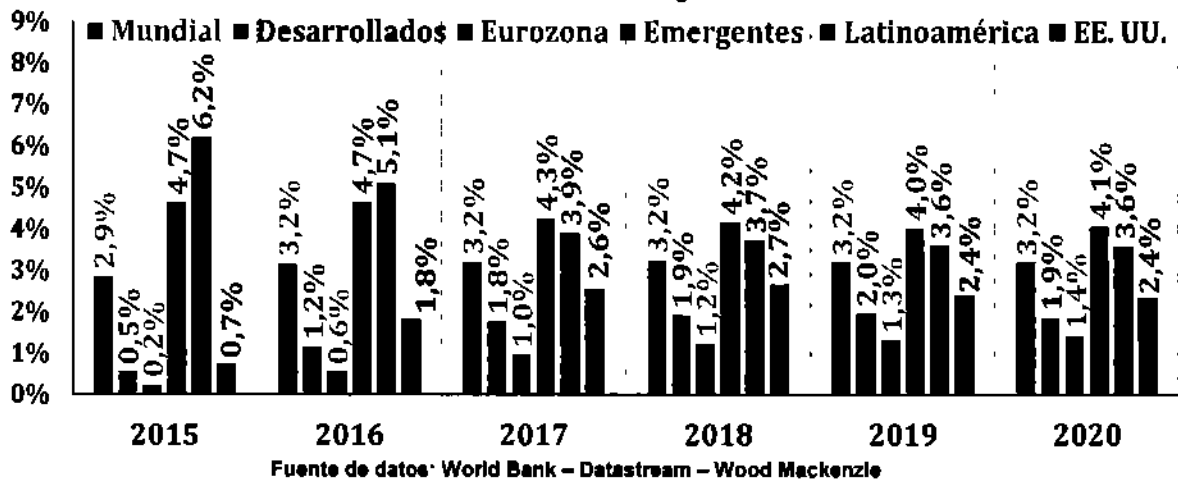
Las economías latinoamericanas (Gráfica 1-3) evidencian el deterioro más notable de su crecimiento, desde la década de los noventa. Salvo Perú, impulsada por la minería y proyectos de infraestructura y agro-industria, los demás países con economías relevantes en su peso relativo respecto a la actividad 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 Segun Área Económica

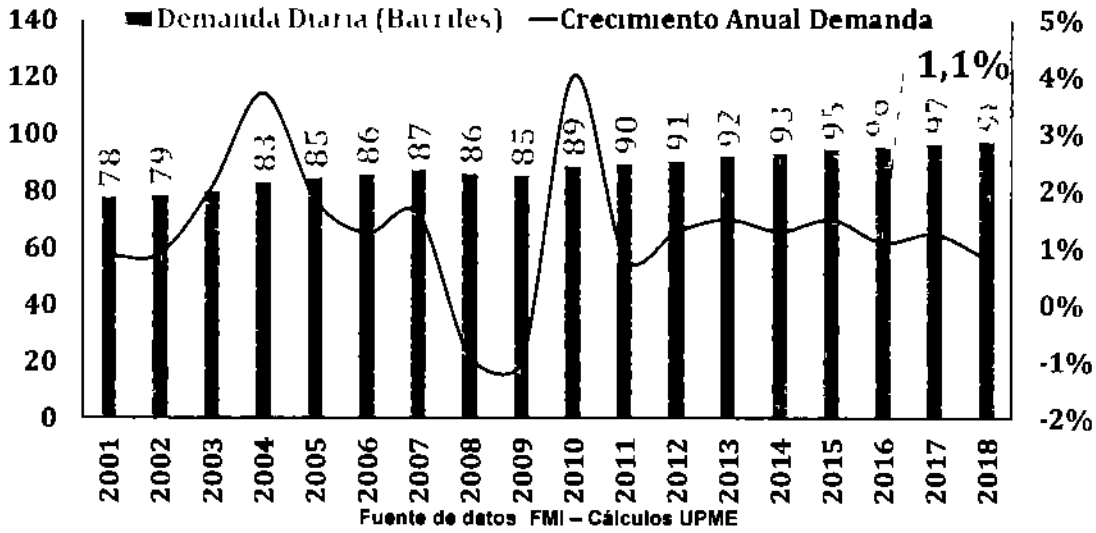


1.2. PETRÓLEO Y MATERIAS PRIMAS: BÚSQUDA DE MEJORES PRECIOS EN UN ENTORNO VOLÁTIL PARA ATRAER INVERSIÓN Y AJUSTAR TÉRMINOS DE INTERCAMBIO

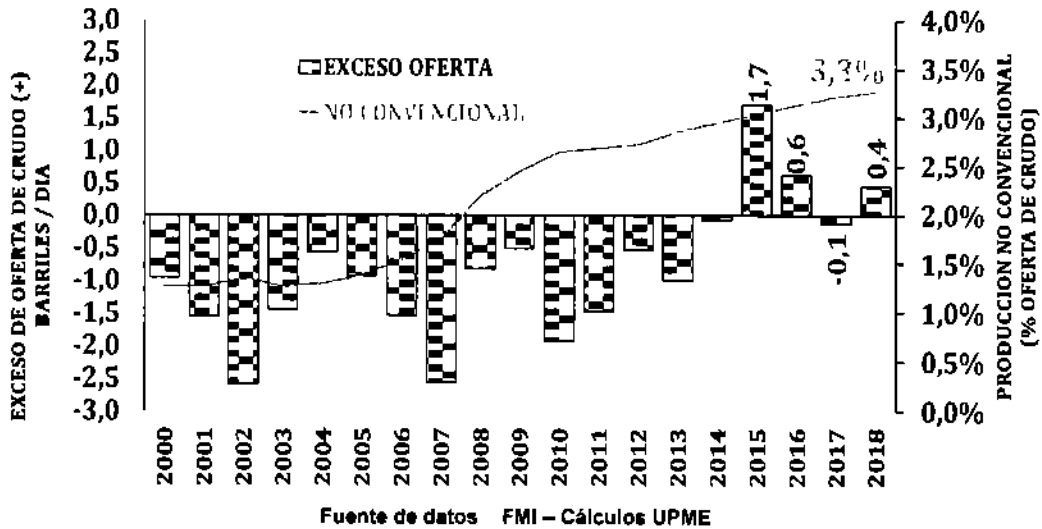
La baja dinámica de la economía mundial, hace prever según estimaciones de Wood Mackenzie un bajo crecimiento de la demanda de crudo, que se estima será sólo de 0,8% en 2017 (Gráfica 1-6). Trump, el

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

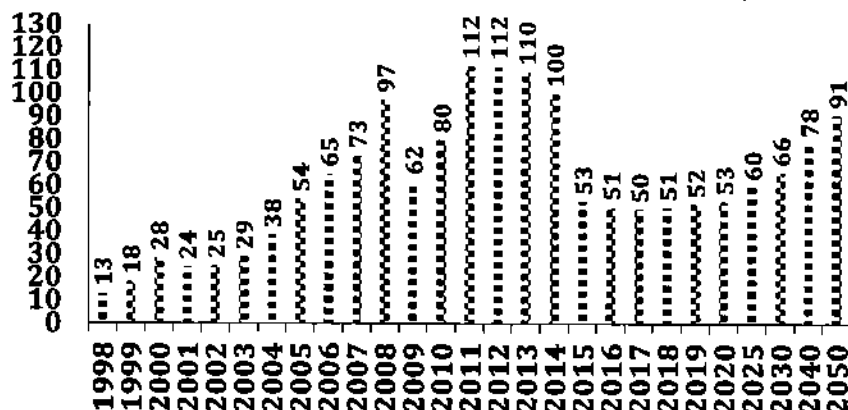


Gráfica 1-6 Exceso/Déficit Petróleo Variación Anual



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).

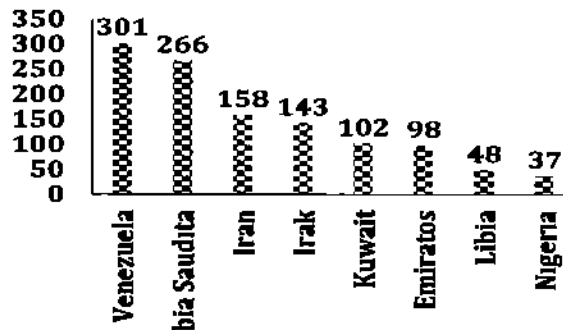
Gráfica 1-7 Precio Petróleo Referencia Brent (USD/ Barril) Histórico y Proyección Largo Plazo.



Fuente de datos. Wood Mackenzie - Cálculos UPME

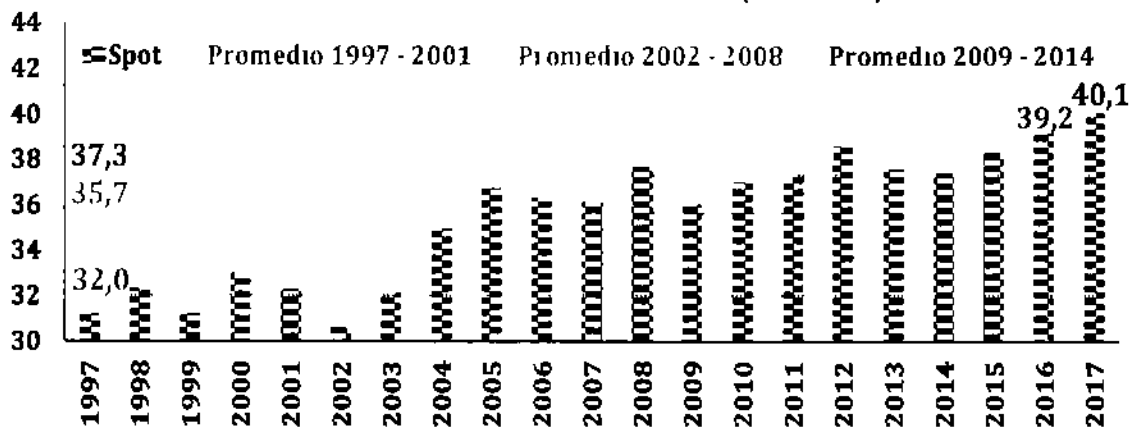
El recorte de producción acordado por la OPEP en la reunión del 30 de noviembre en Viena, liderado por Venezuela, y estimado en 1,3 millones de barriles diarios (Gráfica 1-8), de respetarse el acuerdo, podría llevar el precio del barril a USD 60, nivel donde la mayoría de las firmas ya podrían superar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

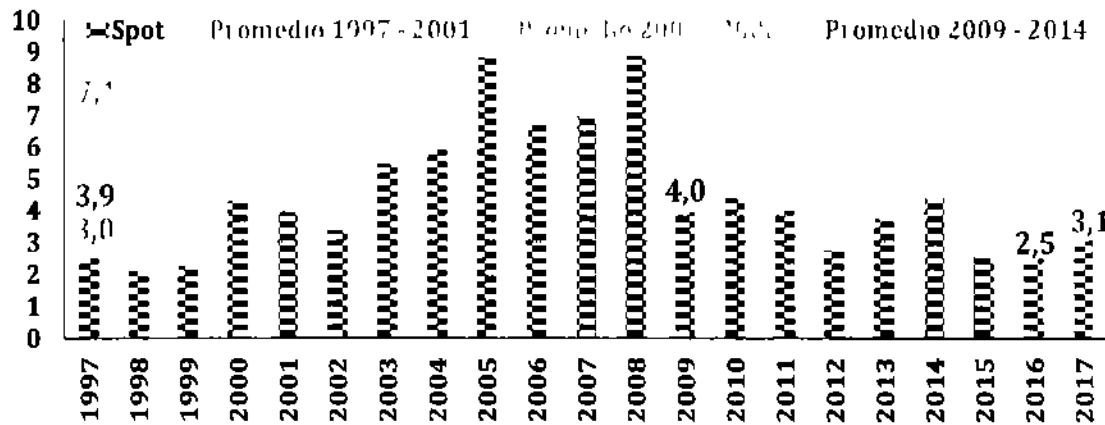


Fuente de datos Wood Mackenzie - Moody's - Cálculos UPME

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)



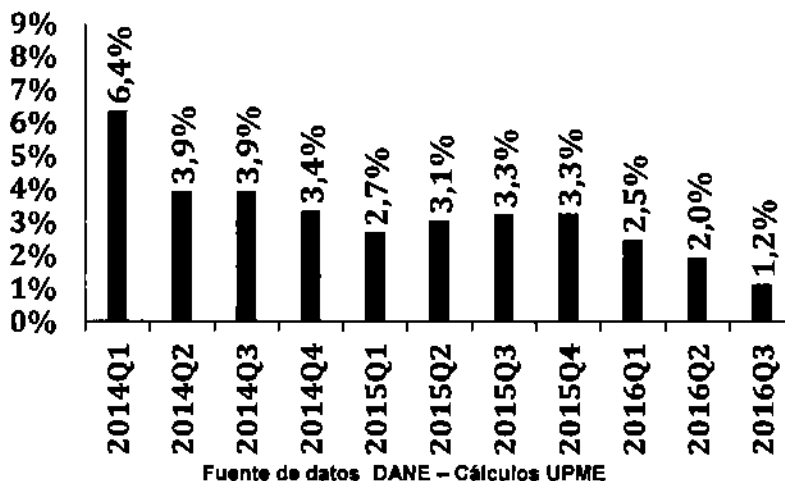
Fuente de datos Wood Mackenzie – Moody's – Cálculos UPME

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)

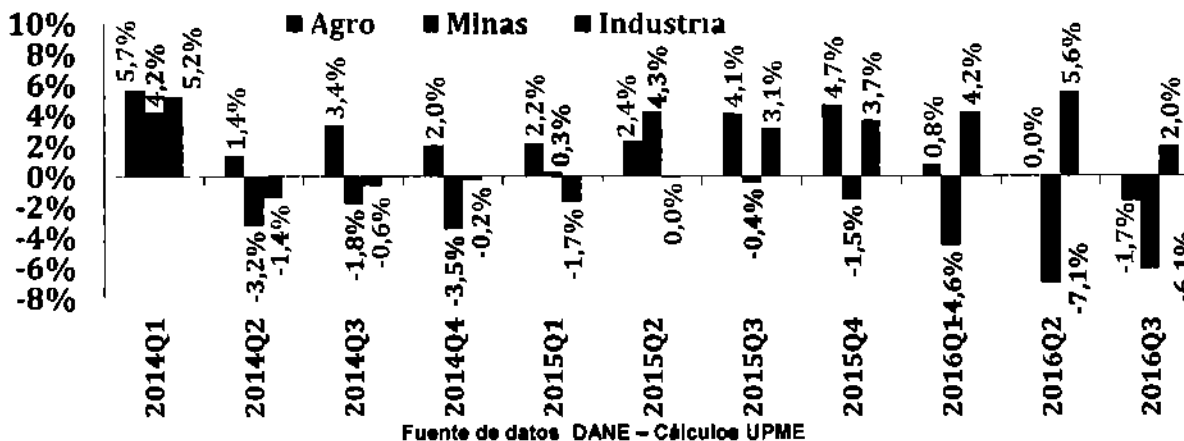
El crecimiento económico en 2016 ha sido inferior al previsto por analistas (2,8%) y Gobierno (3%) lo cual se ha explicado por la caída en la inversión y consumo, el paro camionero de Junio y Julio, y la reducción en la actividad que la campaña Apagar Paga pudo generar en la industria y el comercio,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



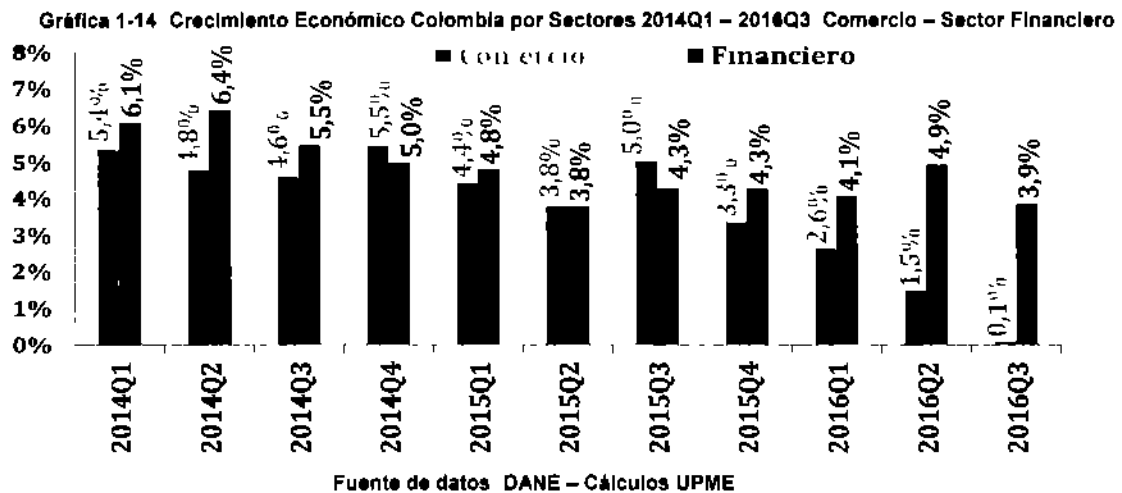
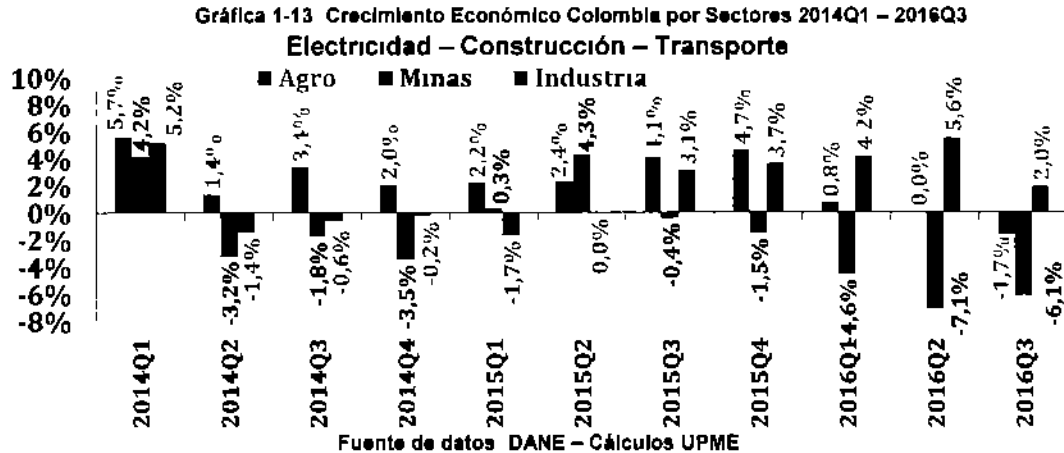
Las previsiones oficiales de crecimiento para 2016, eran optimistas. Se esperaba un mejor desempeño respecto de 2015, por la puesta en marcha de REFICAR, la sustitución de importaciones en favor de la industria, la estabilidad en el consumo de los hogares por el lado de la demanda, y el alto crecimiento,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

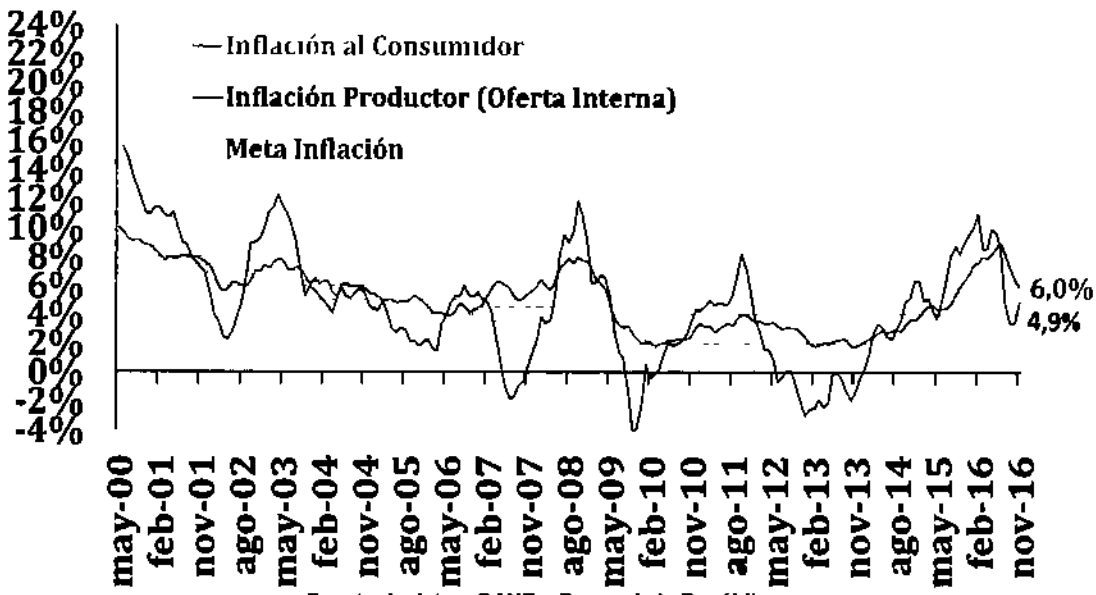


La economía colombiana esta sustentando su crecimiento, en sectores no intensivos en demanda de energía eléctrica, particularmente, el sector terciario, en cabeza del comercio y del sector financiero, y con una tendencia también decreciente, porque son quienes más están sintiendo el endurecimiento de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



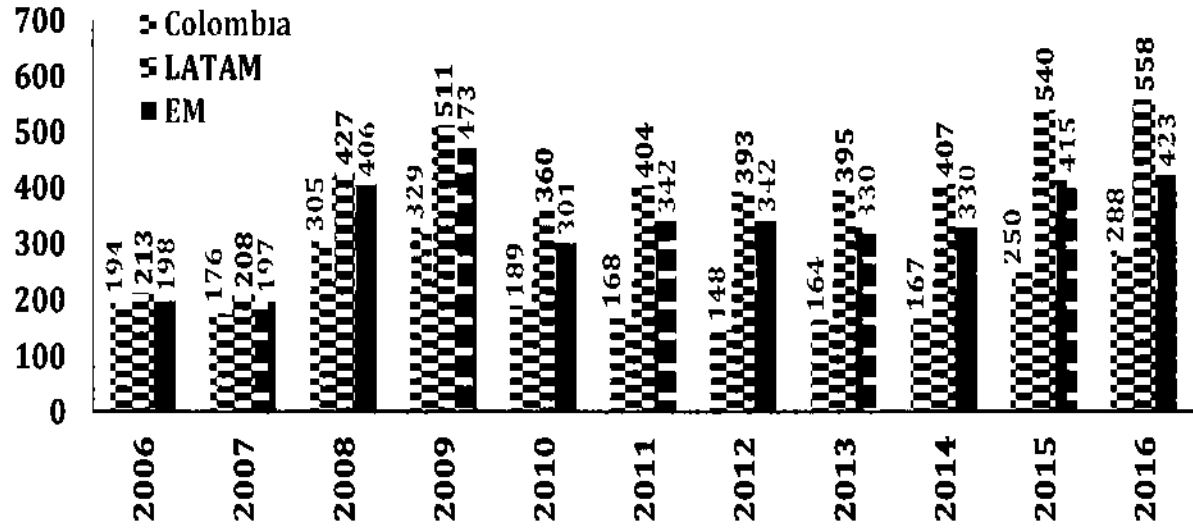
Gráfica 1-15. Inflación al Consumidor Versus Inflación al Productor Colombia



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)

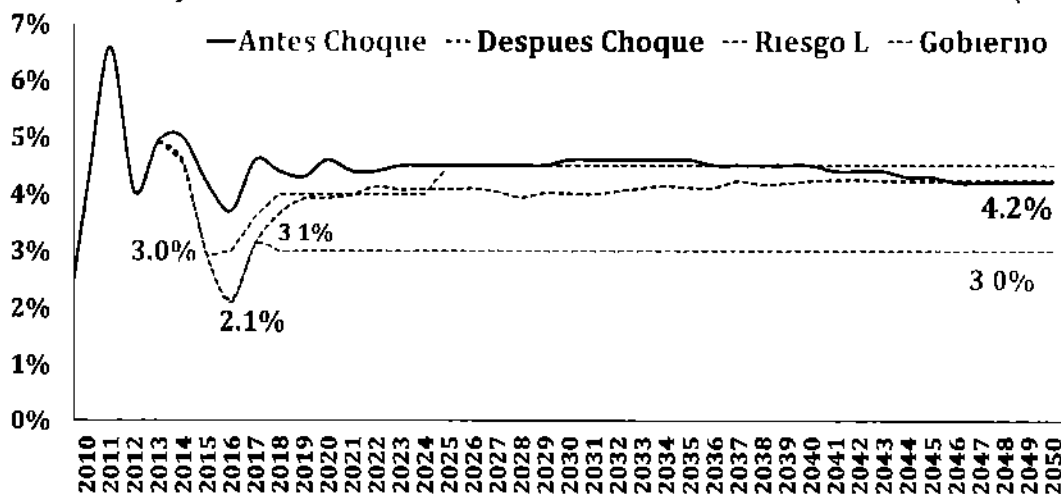


Fuente Bloomberg - Cálculos UPME

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

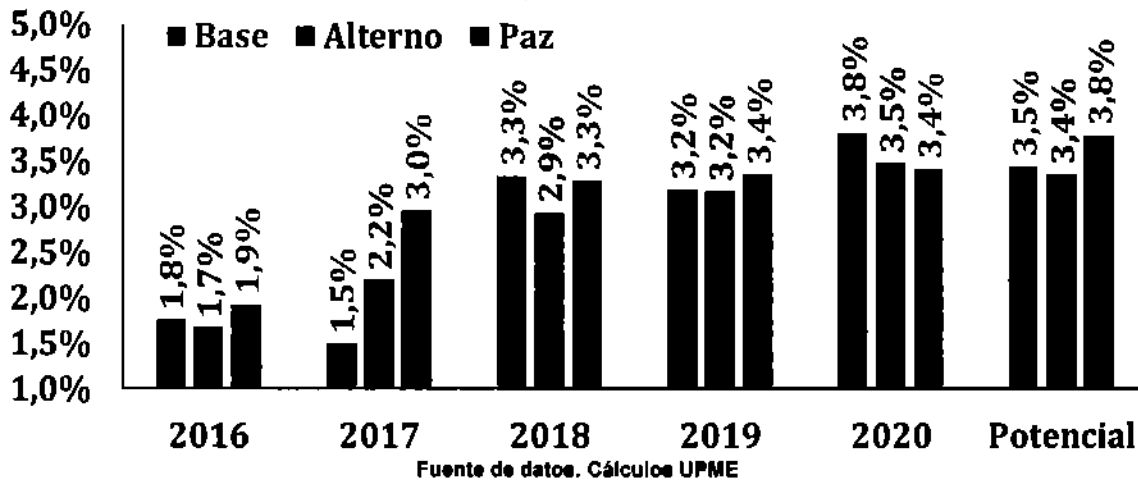
Sin embargo, los datos de crecimiento económico en la medida que confirmaron la dificultad para retoma a una senda de crecimiento mayor al 3% a mediano plazo, y a un crecimiento potencial igual o mayor al 4%, condujeron al Ministerio de Hacienda, analistas y la banca multilateral, a revisar con sesgo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

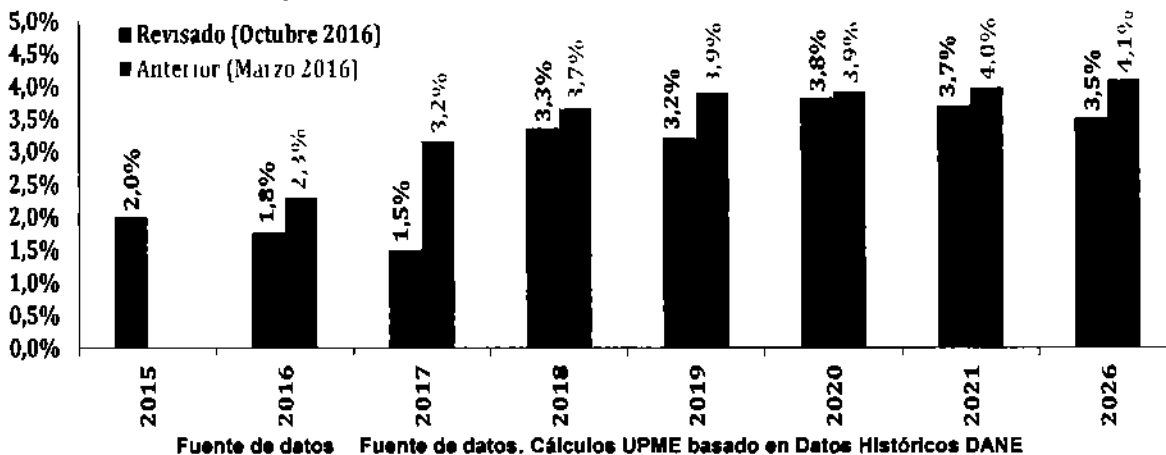
Gráfica 1-18 Proyección Actual (Octubre 2016) Subdirección Demanda UPME Crecimiento Económico Colombia



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%

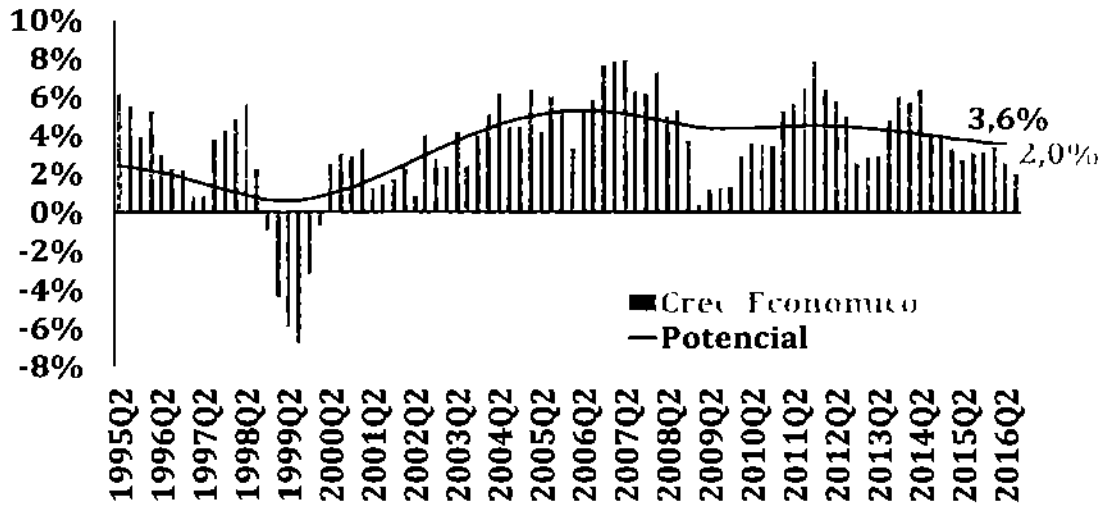
Dada la revisión que hizo la Subdirección de Demanda de la UPME en Octubre, y considerando que las proyecciones de demanda de energía eléctrica y de gas natural, consecuentes con un escenario menor de crecimiento a corto y largo plazo (Gráfica 1-19), se redujeron, la Comisión de Regulación de Energía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

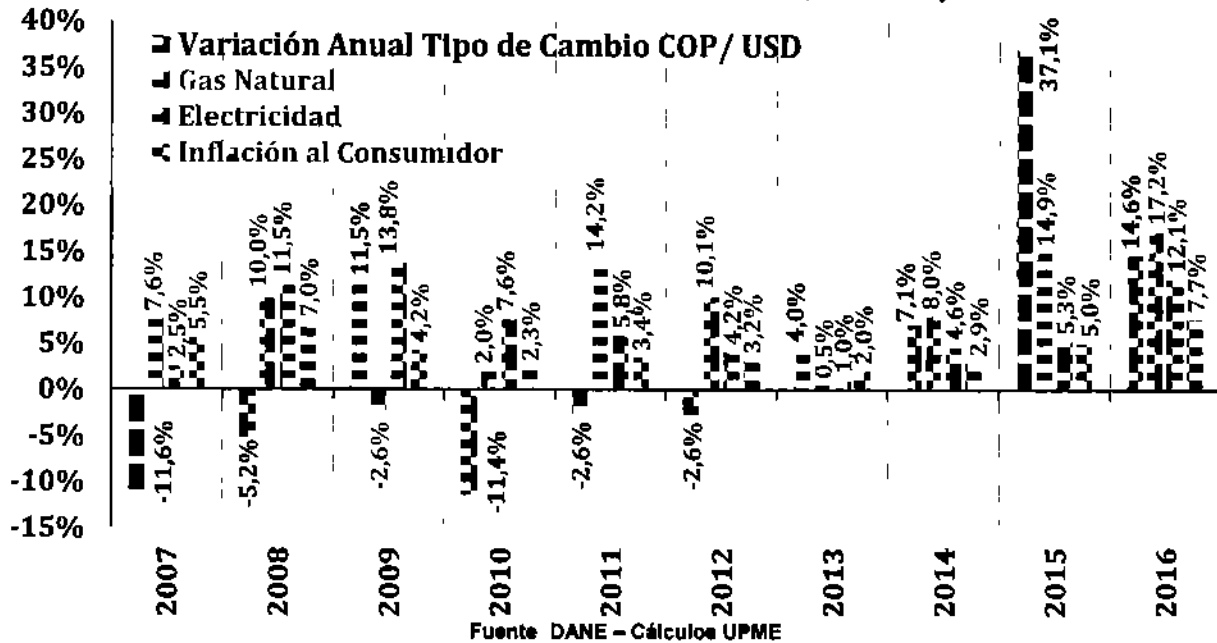


Fuente de datos: Cálculos UPME basado en Datos Históricos DANE

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)

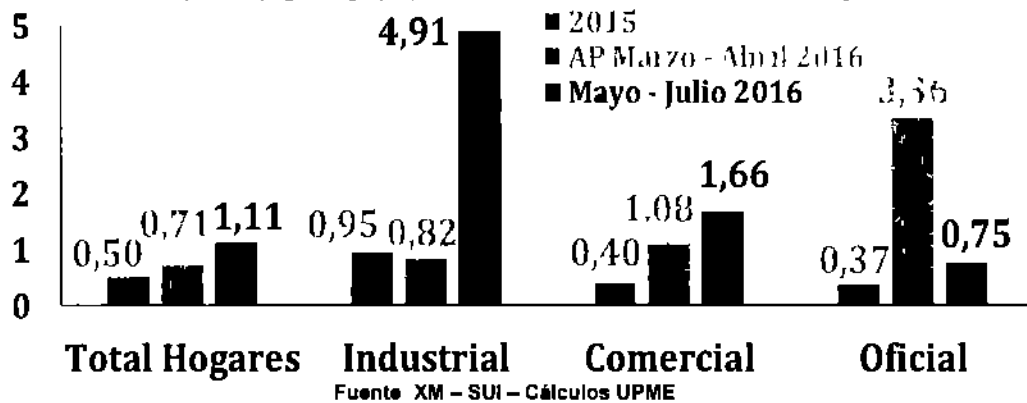
Gráfica 1-21 Inflación Promedio Anual de Electricidad, Gas Natural y Electricidad



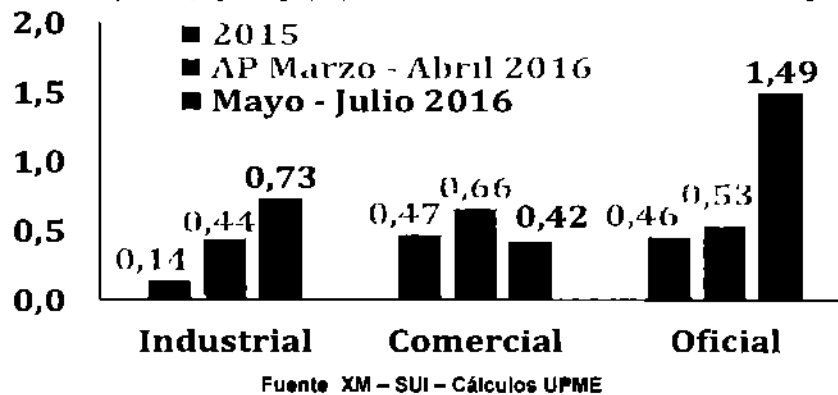
La elasticidad promedio de todo el sector de consumo, se ubica a Julio de 2015 en 0,92, su nivel más alto desde 2007, y con la mayor variación respecto al año precedente en la última década. Esto indica, una tendencia del consumo a ser cada vez más sensible a cambios en los precios, y por tanto, más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