

República de Colombia



**MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA**

**RESOLUCION NÚMERO 4 1095**

( )

- 1 11 2015

Por la cual se adopta el Plan de Expansión de Referencia Generación y Transmisión 2015 – 2029

**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 el artículo 276 de la Ley 1450 de 2011 y artículo 267 de la Ley 1753 del 2015 - Plan Nacional de Desarrollo, 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 la Unidad de Planeación Minero – Energética, UPME, elaboró la versión preliminar del documento "Plan de Expansión de referencia Generación Transmisión 2015-2029", la cual fue publicada en la página web de la mencionada Unidad en el mes de septiembre de 2015, a efectos de recibir comentarios.

Que ANDESCO, EPSA, CODENSA, UNIVERSIDAD NACIONAL, JEMEIWAA Ka'i, ENEL GREEN POWER, EEB, EPM, ISA, XM, ELECTRICARIBE e ISAGEN, presentaron observaciones a dicho documento, y previo análisis por parte de la UPME, el plan definitivo fue complementado adoptando la mayoría de las sugerencias, dando como resultado el documento final denominado "Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión 2015-2029".

Que mediante oficio No. 20151520071901, radicado en el Ministerio de Minas y Energía bajo el No.2015090571 del 22 de diciembre de 2015, la UPME sometió a

FC

Continuación de la Resolución "Por la cual se adopta el Plan de Expansión de Referencia Generación- Transmisión 2015 – 2029"

---

consideración del Ministerio de Minas y Energía el Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2015– 2029, el cual contiene las recomendaciones a nivel de generación, al igual que los proyectos de transmisión requeridos en el Sistema Interconectado Nacional SIN.

Que con oficio No.20151520072421, radicado en el Ministerio de Minas y Energía bajo el No. 2015091452 del 28 de diciembre de 2015, el Director General de la UPME, complementa y aclara la documentación remitida con la carta de presentación del Plan de Expansión de Referencia de Generación Transmisión 2015-2029, en los siguientes aspectos: i) anexa copia del Acta "CAPT" No.142 del 26 de noviembre de 2015, en la que consta la aprobación del mencionado plan; ii) aclara la fecha de entrada en operación de las obras enunciadas en el citado plan como "Obras Incorporación de renovables en la Guajira"; y iii) allega carta del Presidente del CAPT, en la que manifiesta que las fechas de entrada de las obras descritas en el plan presentado se encuentran debidamente validadas mediante correo electrónico.

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 de conformidad con el numeral 8 del artículo 8 de la Ley 1437 de 2011, el texto de la presente resolución fue publicado en la página web del Ministerio de Minas y Energía para comentarios, durante el periodo comprendido entre el 30 de diciembre de 2015 y el 7 de enero de 2016.

Que durante su publicación se recibieron comentarios los cuales fueron remitidos a la UPME y respondidos en el documento "*Comentarios de las Empresas al proyecto de Resolución*", posteriormente enviados a: EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN ESP, ANDESCO, ISAGEN S.A. ESP, ELECTRICARIBE S.A. ESP, ENEL GREEN POWER COLOMBIA S.A.S. y JEMEIWAA KAÍ S.A.S.

Que en mérito de lo expuesto,

#### RESUELVE:

**Artículo 1.** Adoptar el "Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2015– 2029" 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)

CPC

Continuación de la Resolución "Por la cual se adopta el Plan de Expansión de Referencia Generación- Transmisión 2015 - 2029"

Convocatoria Pública del STN y/o STR, y/o (ii) reconocimiento de activos de nivel de tensión IV a los Operadores de Red, o, (iii) la opción de Ampliación, según corresponda, son las siguientes:

**I. Obras Costa Caribe**

- Nueva subestación San Juan 220 kV, reconfigurando el enlace Valledupar - Cuestecitas 220 kV en Valledupar - San Juan 220 kV y San Juan - Cuestecitas 220 kV e instalación de un transformador 220/110 kV - 100 MVA.

Fecha de entrada obra de transmisión: **Agosto 31 de 2020.**

- Nueva subestación El Río 220 kV, mediante un nuevo corredor Tebsa - El Río - Termoflores en 220 kV y doble transformación 220/110 kV - 150 MVA en El Río.

Fecha de entrada obra de transmisión: **Noviembre 30 de 2020.**

- Nuevo corredor Sabanalarga - Bolívar 500 kV (aprox. 65 km) y segundo transformador 500/220 kV - 450 MVA en Bolívar.

Fecha de entrada obra de transmisión: **Noviembre 30 de 2020.**

- Nuevo corredor Chinú - Toluviejo - Bolívar 220 kV, con nueva subestación Toluviejo 220 kV, transformación 220/110 kV - 2 x 150 MVA y nuevo enlace 110 kV Nueva Montería - Río Sinú.

Fecha de entrada obra de transmisión: **Noviembre 30 de 2020.**

**II. Obras Antioquia - Chocó**

- Subestación Nuevo Siete (Chocó) 230 kV (nuevo punto de conexión en 230 kV), mediante la reconfiguración del enlace Ancón Sur - Esmeralda 230 kV en Ancón Sur - Nuevo Siete (Chocó) 230 kV y Nuevo Siete (Chocó) - Esmeralda 230 kV.

Fecha de entrada obra de transmisión: **Noviembre 30 de 2020.**

- Nuevo punto de conexión en San Lorenzo 230 kV, mediante la reconfiguración de los enlaces San Carlos - Esmeralda 230 kV en San Carlos - San Lorenzo y San Lorenzo - Esmeralda 230 kV.

Fecha de entrada obra de transmisión: **Noviembre 30 de 2020.**

**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.

CPC

Continuación de la Resolución "Por la cual se adopta el Plan de Expansión de Referencia Generación- Transmisión 2015 - 2029"

- 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.

**Artículo 2.** Los proyectos aquí relacionados se consideran de utilidad pública 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, - 11 de Septiembre de 2021



**TOMAS GONZALES ESTRADA**  
Ministro de Minas y Energía

Elaboró Daniel Rozo Sarmiento - Elsa Fernanda Márquez  
Revisó Adriana Cubillos Sierra - Belfredy Prieto O  
Aprobó Juan José Parada H - Rogerio Ramirez R

4 C095 6-1 FEB 2016

# PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA GENERACIÓN – TRANSMISIÓN 2015 – 2029



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

**Tomás González Estrada**  
Ministro de Minas y Energía

**Jorge Alberto Valencia Marin**  
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  
Electricaribe S.A. E.S.P.  
AES Chivor S.A. E.S.P.  
Cerro Matoso S.A.  
Occidental de Colombia, Inc.  
Acerías Paz del Río, S.A.  
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

**DEMANDA**

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

**HIDROCARBUROS**

- Beatriz H. Jaimes
- German O. León Duarte
- 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
- Juan C. De la Torre
- William J. Henao Ramírez
- Henry J. Zapata Lesmes
- Juan C. Aponte Gutiérrez
- Luis A. Hernández Beleño
- Baisser A. Jiménez Rivera

**TRANSMISIÓN**

- Baisser A. Jiménez Rivera
- Raúl Rodríguez Peña
- Jhon S. Zárate Herrera
- Raúl Gil Naranjo
- Cristian C. Viasús Figueredo
- Nicolás Achury Beltrán
- Ana M. Ospina Sierra
- Silvana P. Fonseca Consuegra
- Diana M. Pérez Orozco
- Marco A. Caro Camargo



## INTRODUCCIÓN

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

Este documento contiene una revisión de las diferentes variables económicas del país, tales como el crecimiento de la economía, el Índice de Precios al Consumidor – IPC, tasa de cambio, empleo, inflación, sectores externo e interno, entre otros. Adicionalmente, incluye una revisión a la evolución de la demanda, la capacidad instalada del País y la situación más reciente del mercado de electricidad

Esta versión del Plan fue desarrollada durante el transcurso del 2015, 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, como son el carbón mineral, gas natural, combustibles líquidos, hidroelectricidad y fuentes renovables no convencionales de energía. El documento 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 efecto de las plantas menores en la optimización de las microcuencas, entre otros análisis.

En el periodo comprendido entre los años 2015 y 2020, los resultados del plan de generación indican que se cumple con los criterios de confiabilidad energética establecidos por la Regulación, lo anterior considerando solamente las plantas definidas por el mecanismo del Cargo por Confiabilidad, aquellas que se encuentran en desarrollo, y los supuestos establecidos en este documento. Es decir, en el corto plazo no se observan requerimientos de generación adicional a los ya establecidos por el mecanismo del Cargo, aun bajo posibles atrasos, la no ejecución de proyectos y el mismo fenómeno del Niño (el más severo de los últimos años). En contraste, para el horizonte 2021-2029 se requeriría un incremento de la capacidad instalada, ello con el objetivo de cumplir con los citados criterios. Todas las alternativas de largo plazo contemplan la segunda etapa de Ituango (1200 MW), la instalación de 396.8 MW hidroeléctricos distribuidos en Antioquia y Tolima (salvo para el escenario 12), y una proyección de crecimiento de la capacidad instalada de plantas menores (796.6 MW al final del periodo). A partir de esta expansión base, se definen las siguientes capacidades adicionales: i) en el escenario 5 se necesitarían 1815 MW térmicos, de los cuales 1700 MW son a base de carbón y 115 MW están asociados a un proyecto que utiliza Gas Natural como combustible principal; ii) en el escenario 6 se requerirían 1830 MW hidroeléctricos, distribuidos en dos proyectos a gran escala con capacidad de embalsamiento; iii) en el escenario 7 se formula una senda de expansión hidrotérmica, con 1185 MW a base de carbón y un proyecto hidroeléctrico de 960 MW con capacidad de embalsamiento; iv) en el escenario 8 la instalación de 1624 MW eólicos en el norte de la Guajira desplazan 670 MW térmicos a base de carbón, tomando como referencia el escenario 7; v) en el escenario 9 con la instalación de 3131 MW eólicos ya no sería necesario la incorporación de 515 MW térmicos a base de carbón (adicionales a los definidos por el mecanismo del Cargo), lo anterior respecto al escenario 8; vi) los escenarios 10 y 11 tienen en consideración 574.2 MW de generación renovable no convencional, específicamente geotermia, biomasa (palma africana y bagazo de caña), y generación solar fotovoltaica distribuida. Estos recursos desplazan 383 MW, térmicos a base de carbón respecto al escenario 8 e hidráulicos en comparación con el escenario 9. De todas maneras estos dos casos conservan la misma capacidad eólica (escenarios 8 y 9, respectivamente). Adicionalmente se formuló el escenario 12, que establece una mezcla óptima de todas las fuentes, convencionales y no convencionales. Se sustenta principalmente de generación térmica a base de carbón, 1020 MW, generación

eólica en el norte de la guajira (1174 MW) y el mismo bloque de generación renovable de las estrategias 10 y 11. A partir de este caso se formuló un escenario de interconexiones internacionales (escenario 13), encontrándose que bajo la expansión propuesta, se pueden soportar las exportaciones, sin necesidades de capacidad adicional.

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 y las iniciativas de los agentes generadores por desarrollar fuentes renovables no convencionales. Es por ello que en esta versión 2015-2029 se mejoró la metodología de modelación de dichas fuentes, específicamente el recurso solar, garantizando de esta forma su Estocasticidad y Variabilidad. Las simulaciones muestran que la energía renovable no convencional puede reducir el costo marginal de la demanda, brindando confiabilidad energética y desplazando generación más costosa. Por otro lado, la citada reducción debe ser tenida en cuenta por los agentes, ya que dependiendo del porcentaje de penetración de estas tecnologías, los futuros proyectos de generación, convencionales y no convencionales, pueden verse comprometidos financieramente, esto por la disminución en su ingreso esperado (ventas de energía en el mercado spot). Adicionalmente, la incorporación de este tipo de recursos representa un reto en relación a la planeación y operación del Sistema Interconectado Nacional-SIN, dada las características de la generación renovable, su capacidad instalada y su ubicación en nuestra geografía nacional. Es por ello que en esta versión se establecen nuevamente los impactos desde el punto de vista de la conexión, expansión de redes y operación del SIN, cuantificando sus principales beneficios y costos.

Se analizó el efecto del cambio climático y la sedimentación de los embalses, en las señales de expansión y las estrategias de largo plazo. Dependiendo de las comunicaciones nacionales del IDEAM, los requerimientos de nueva capacidad se pueden adelantar (2018) o inclusive atrasar (2022). 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.

El Plan también aborda los ejercicios de Planificación integrada Generación-Transmisión, particularmente: i) el efecto de los escenarios de largo plazo en los intercambios de energía entre las principales áreas eléctricas del SIN; ii) los Costos Marginales Locales - LMP, ello para brindar señales de ubicación a diferentes tipos de usuarios, y por último, iii) dos simulaciones en las áreas Oriental y Caribe, en relación a lo que serían las primeras subastas de potencia localizada, estableciendo la relación beneficio/costo para los agentes generadores y la demanda nacional.

Finalmente, se presenta la valoración de cada escenario de largo plazo, ello en función de cinco (5) indicadores, a saber: resiliencia hidráulica, costo marginal, emisiones, costo nivelado de capital normalizado e índice global. Al aplicar la metodología propuesta, el escenario 12 presentó el mejor desempeño (es la estrategia más diversificada).

Como resultado del Plan de Transmisión, se presentan 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 cuatro obras a nivel de 500 y 230 kV en la Costa Atlántica, las cuales mejoraran las condiciones de los Sistemas Regionales de Transporte y Distribución Local. Estas obras son: i) cierre del anillo en 500 kV en la Costa Caribe entre Sabanalarga y Bolívar, y un segundo transformador de 500/230 kV en Bolívar; ii) un nuevo punto de conexión en Cesar denominado San Juan; iii) cierre del anillo en 220 kV en Atlántico mediante la obra denominada El Río; y iv) un nuevo punto de conexión a 220 kV llamado Toluviejo entre Bolívar y Chinú, incluyendo un nuevo corredor entre Montería – Toluviejo – Bolívar a 220 kV. Por otro lado, se presentan los análisis para la conexión de generación eólica en la región Caribe, cuya capacidad instalada puede alcanzar





4 0095 F 1 FEB 2016



los 3131 MW. Se formulan diferentes alternativas de desarrollo de Red en función de los posibles bloques de generación eólica que se podrían instalar, incluyendo la posibilidad de uso de una red en corriente continua - HVDC; siendo la obra combinada entre un desarrollo en AC y HVDC-VSC la obra recomendada. Adicionalmente, se muestra un análisis para la instalación de baterías, abordando dos diferentes metodologías: i) Ubicación única y ii) Ubicación óptima, con el caso práctico de aplicación en la región del Atlántico. Evidenciando la posibilidad técnica y económica bajo ciertas condiciones operativas particulares y para ciertos valores de la Tasa Representativa del Mercado. Para la región de Antioquia – Chocó, se presenta el análisis de la conexión de las plantas CAA, CAB y CARG de 121.9 MW ubicadas en cercanías del municipio de Carmén de Atrato – Choco, y la conexión de Santo Domingo 56 MW ubicadas en jurisdicción del municipio de Cocorná y San Francisco – Antioquia. Por otro lado, se realizó un análisis del nivel de carga de los transformadores en San Carlos, Primavera y Ocaña 500/230 kV. Finalmente, en el Plan de Transmisión también se presentan los análisis de los Sistemas de Transmisión Regionales – STR, donde se evidencia el comportamiento de los mismos y se plantean alternativas de solución a cada una de las problemáticas.

De esta manera la UPME hace entrega del Plan de Expansión de Referencia Generación-Transmisión 2015-2029, 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

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

## TABLA DE CONTENIDO

TABLA DE CONTENIDO.....	1
LISTA DE GRÁFICAS .....	8
LISTA DE TABLAS.....	29
1. ENTORNO ECONÓMICO INTERNACIONAL: COLOMBIA Y EL MUNDO 2015 – 2016 .....	37
1.1. CONTEXTO GLOBAL: RECUPERACIÓN EN PAÍSES DESARROLLADOS, DESACELERACIÓN EN EMERGENTES .....	37
1.2. MATERIAS PRIMAS Y ECONOMÍA: TENDENCIA A LA ESTABILIDAD CON PRECIOS BAJOS .....	39
1.3. EL ROL DE ESTADOS UNIDOS: RECUPERACIÓN Y FORTALECIMIENTO DEL DÓLAR .....	46
1.4. COLOMBIA Y LATINOAMÉRICA: DEVALUACIÓN, INFLACIÓN Y MENOR CRECIMIENTO .....	48
1.5. COLOMBIA Y LA POLÍTICA MONETARIA: INFLACIÓN, EL PRINCIPAL RETO.....	50
1.6. COLOMBIA, FINANZAS PÚBLICAS Y SECTOR EXTERNO: AJUSTE ESTRUCTURAL .....	57
1.7. CONSUMO: LA FORTALEZA DE LA ECONOMÍA COLOMBIANA.....	64
1.8. SERVICIOS, CONSTRUCCIÓN E INDUSTRIA: LAS CLAVES DEL CRECIMIENTO .....	67
1.9. PROYECCIONES DE LA ECONOMÍA COLOMBIANA: RECUPERACIÓN A MEDIANO PLAZO ..	72
2. PROYECCIONES NACIONALES DE DEMANDA ELÉCTRICA .....	75
2.1. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA .....	75
2.1.1. Metodología .....	76
2.2. GRANDES CONSUMIDORES EXISTENTES .....	82
2.2. PROYECCIONES DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA A LARGO PLAZO (ANUAL)....	87
2.3. PROYECCIONES DE LA DEMANDA DE POTENCIA MÁXIMA A LARGO PLAZO (ANUAL).....	90
2.4. PROYECCIONES DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA A CORTO PLAZO (MENSUAL)	93
2.5. PROYECCIONES DE LA DEMANDA DE POTENCIA MÁXIMA A CORTO PLAZO (MENSUAL)..	95
2.6. DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA REGIONAL .....	97

2.7.	PARTICIPACIÓN PROMEDIO DE LA DEMANDA EN LAS REGIONES .....	99
2.8.	CRECIMIENTO PROMEDIO DE LA DEMANDA EN LAS REGIONES .....	103
2.9.	REVISIÓN Y CONSTRUCCIÓN DE LAS SERIES HISTÓRICAS EN AUTOGENERACIÓN Y COGENERACIÓN EN COLOMBIA .....	107
2.9.1.	Metodología para la construcción histórica de la demanda de Autogeneración – Cogeneración	108
2.9.2.	“Demanda Oculta” del SIN .....	110
3.	SITUACIÓN DEL MERCADO DE ELECTRICIDAD .....	111
3.1.	MERCADO ELÉCTRICO COLOMBIANO .....	111
3.2.	OFERTA .....	112
3.2.1.	Capacidad Instalada .....	112
3.2.2.	Generación por Tecnología .....	115
3.2.3.	Aportes Hidricos .....	115
3.2.4.	Consumo de Combustible en el SIN .....	116
3.3.	EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA .....	117
3.4.	INTERCONEXIONES INTERNACIONALES.....	117
3.4.1.	Ecuador .....	118
3.4.2.	Venezuela.....	118
3.5.	PRECIO DE LA ELECTRICIDAD EN BOLSA Y CONTRATOS.....	119
3.6.	RESTRICCIONES .....	121
3.7.	AVANCE REGULATORIO 2013 – 2014 .....	122
4.	DISPONIBILIDAD DE RECURSOS Y PROYECCIÓN DE PRECIOS .....	125
4.1.	RECURSO HÍDRICO .....	125
4.1.1.	Interacción con los eventos macroclimáticos .....	125
4.1.2.	Potencial Hidroenergético .....	128
4.2.	CARBÓN .....	130

4.3.	PROYECCIÓN DE PRECIOS .....	132
4.3.1.	Combustibles para generación de electricidad en Colombia .....	133
4.3.2.	Crudos WTI y BRENT .....	135
4.3.3.	Gas Natural.....	139
4.3.4.	Combustibles líquidos .....	144
4.3.5.	Carbón .....	155
5.	PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA EN GENERACIÓN.....	158
5.1.	INTRODUCCIÓN.....	158
5.2.	METODOLOGÍA DE PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN.....	159
5.2.1.	Metodología de validación de las series de caudales generadas por el modelo ARP .....	161
5.2.2.	Metodología de modelación de las fuentes intermitentes no convencionales en el SDDP ...	164
5.3.	REVISIÓN DE POTENCIA Y ENERGÍA EN COLOMBIA .....	172
5.3.1.	Comparación de la capacidad instalada y demanda de potencia .....	172
5.3.2.	Comparación de la energía en firme y la demanda de energía eléctrica.....	174
5.4.	OPTIMIZACIÓN DEL RECURSO HIDROENERGÉTICO .....	177
5.4.1	Metodología.....	177
5.5.	REQUERIMIENTOS DE EXPANSIÓN EN EL CORTO Y LARGO PLAZO .....	208
5.5.1.	Supuestos.....	209
5.5.2.	Análisis de Corto Plazo .....	212
5.5.3.	Análisis de largo plazo.....	220
5.6.	PLANIFICACIÓN INTEGRADA GENERACIÓN – TRANSMISIÓN .....	293
5.6.1.	Escenario 1 .....	295
5.6.2.	Escenario 5.....	296
5.6.3.	Escenario 6.....	298
5.6.4.	Escenario 7.....	300

5.6.5.	Escenario 8.....	302
5.6.6.	Escenario 9.....	304
5.6.7.	Escenario 10.....	306
5.6.8.	Escenario 11.....	308
5.6.9.	Escenario 12.....	310
5.6.10.	Visualización Costos Marginales Locales – LMP.....	312
5.6.11.	Potencia localizada.....	317
5.7.	VALORACIÓN DE LOS ESCENARIOS DE LARGO PLAZO .....	346
5.7.1.	Indicadores .....	346
5.7.2.	Definición matemática indicadores.....	347
5.8.	Conclusiones .....	352
6.	PLAN DE EXPANSIÓN EN TRANSMISIÓN .....	355
6.1.	INTRODUCCIÓN.....	355
6.2.	METOLOGÍA .....	355
6.3.	ANÁLISIS DEL SISTEMA DEL TRANSMISIÓN NACIONAL – STN.....	357
6.3.1.	Conexión del Parque de Generación Eólica en la Guajira.....	357
6.3.2.	Análisis Nueva Obra para Guajira – Cesar – Magdalena .....	379
6.3.3.	Análisis Nueva Obra en Bolivar – Chinú .....	392
6.3.4.	Análisis Nueva Obra en Atlántico – El Río 220 kV.....	403
6.3.5.	Análisis Obras Adicionales Caribe – Cierre anillo Sabanalarga – Bolivar 500 kV... ..	423
6.3.6.	Análisis Conexión de Generación en Chocó y Antioquia .....	440
6.3.7.	Análisis Elementos de Transformación 500/230 kV en San Carlos, Primavera y Ocaña .....	460
6.3.8.	Análisis Incorporación Almacenadores de Energía – Caso Práctico Batería en Atlántico . .	464
6.3.9.	Resumen de recomendación STN .....	483
6.4.	ANÁLISIS SISTEMAS DE TRASMISIÓN REGIONALES – STR.....	485

6.4.1.	Área Caribe – Atlántico.....	485
6.4.2.	Área Caribe – Bolívar .....	489
6.4.3.	Área Caribe – Chinú .....	490
6.4.4.	Área Caribe – Cerromatoso.....	492
6.4.5	Área Caribe – Guajira – Cesar – Magdalena .....	493
6.4.6.	Área Nordeste – Santander .....	495
6.4.7.	Área Nordeste – Norte de Santander .....	497
6.4.8.	Área Nordeste – Boyacá – Casanare.....	499
6.4.9.	Área Nordeste – Arauca .....	500
6.4.10.	Área Antioquia – Antioquia .....	501
6.4.11.	Área Antioquia – Chocó.....	503
6.4.12.	Área Oriental – Bogotá .....	504
6.4.13.	Área Oriental – Meta – Guaviare.....	506
6.4.14.	Área Suroccidental – Caldas – Quindío – Risaralda .....	508
6.4.15.	Área Suroccidental – Valle .....	509
6.4.16.	Área Suroccidental – Cauca – Nariño .....	511
6.4.17.	Área Suroccidental – Tolima – Huila – Caquetá .....	512
6.4.18.	Área Suroccidental – Putumayo .....	513
6.5.	IMPACTO TARIFARIO .....	513
6.6.	VISIÓN DE LARGO PLAZO .....	515
6.6.1.	Conexión de Generaciones al SIN .....	515
6.6.2.	Interconexiones entre Áreas.....	516
6.6.3.	Otras Necesidades .....	517
6.7.	ALERTAS TEMPRANAS .....	520
6.7.1.	Objeto .....	520

6.7.2.	Proyecto El Río mediante nuevo corredor Tebsa – El Río – Termoflores 220 kV .....	521
6.7.3.	Proyecto “Cierre de Anillo en 500 kV Nueva Línea Bolívar – Sabanalarga Refuerzo en transformación 500/220 kV” .....	531
6.7.4.	Proyecto “San Juan 220 kV” .....	536
6.7.5.	Proyecto “Conexión Parques Eólicos de La Guajira” .....	539
6.7.6.	Proyecto “Toluviejo 220 kV” .....	553
6.7.7.	Proyecto “El Siete (Chocó) 230 kV” .....	561
6.7.8.	Proyecto “San Lorenzo 230 kV” .....	566
7.	<b>LINEAMIENTOS AMBIENTALES Y SOCIALES QUE CONTRIBUYEN A LA SOSTENIBILIDAD AMBIENTAL DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA DE GENERACIÓN .....</b>	<b>571</b>
7.1.	<b>DIRECCIONAMIENTO ESTRATÉGICO SECTORIAL E INSTITUCIONAL – PLAN NACIONAL DE DESARROLLO Y PLAN CUATRIENAL UPME .....</b>	<b>571</b>
7.2.	<b>LINEAMIENTOS DE POLÍTICA DE SOSTENIBILIDAD AMBIENTAL DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA DE GENERACIÓN – PERG .....</b>	<b>572</b>
7.2.1.	Objetivo de sostenibilidad ambiental y social del PERG .....	572
7.2.2.	Sinergia entre actores y competencias .....	572
7.2.3.	Aspectos sociales y participación .....	573
7.3.	<b>INSTRUMENTOS DE GESTIÓN AMBIENTAL: LICENCIA AMBIENTAL; PERMISOS, AUTORIZACIONES Y CONCESIONES AMBIENTALES; PROYECTOS DE INTERÉS NACIONAL Y ESTRATÉGICOS – PINES .....</b>	<b>575</b>
7.4.	<b>APROVECHAMIENTO DEL RECURSO HÍDRICO (POLÍTICA NACIONAL PARA LA GESTIÓN INTEGRAL DEL RECURSO HÍDRICO – PNGIRH) .....</b>	<b>576</b>
7.4.1.	Planes Estratégicos de macrocuencas y Planes de Ordenación y Manejo de las Cuencas Hidrográficas – POMCA .....	576
7.4.2.	Caudal Ambiental .....	578
7.4.3.	Transferencias del sector eléctrico .....	578
7.5.	<b>EMISIONES ATMOSFÉRICAS POR COMBUSTIÓN Y EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO (GEI) .....</b>	<b>578</b>
7.5.1.	Política de prevención y control de la contaminación del aire .....	578