

Impacto de la integración de generación eólica en el sistema de transmisión regional de
Colombia

Stiver Sebastián Martínez Rojas

Trabajo de Grado para optar al título de Especialista en Sistemas de Distribución de Energía
Eléctrica

Director:

Iván David Serna Suárez

Magister en Ingeniería Eléctrica

Codirector

Gabriel Ordóñez Plata

Doctor en Ingeniería Industrial

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingeniería Físicomecánicas

Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones

Especialización en Sistemas de Distribución de la Ingeniería Eléctrica

Bucaramanga

2021

Agradecimientos

Primeramente, a Dios por todo lo brindado cada día, a la UIS que ha sido y será mi alma máter, fuente de conocimiento, de experiencias y miles de recuerdos, a todos los docentes con los que tuve algún trato y ayudaron en mi formación, especialmente con los profesores Gabriel Ordoñez P. e Iván Serna S., por su colaboración, paciencia y aportes, y más allá de gratitud merecen mi respeto hoy y siempre por la calidad de profesionales que son, agradezco a mi familia por su voz de aliente a cada paso, y especialmente a mi sobrino cuya sonrisa es el mejor motivador que puede existir, y por ultimo pero no menos importante al Ing. Oscar Pardo, por colaboración durante la realización de esta monografía.

Contenido

	Pág.
Introducción	10
1. Objetivos	12
1.1 Objetivo General	12
1.2 Objetivos Específicos.....	12
2. Definiciones	13
3. Recopilación Bibliográfica	15
3.1 Aspectos Regulatorios	15
3.2 Aspectos Técnicos	23
4. Planteamiento de escenarios de consumo y generación	27
4.1 Parámetros Técnicos a Contemplar	27
4.2 Escenarios de Análisis	32
5. Software Usados para Análisis y Manejo de Datos	42
6. Análisis de Resultados	43
6.1 Escenario 1	43
6.2 Escenario 2.....	49
6.3 Escenario 3:.....	54
7. Conclusiones	60

Referencias..... 63

Apéndices..... 66

Lista de figuras

	Pág.
Figura 1. <i>Histórico fuentes de generación de energía eléctrica del SIN</i>	16
Figura 2. <i>Proyectos FNCER con conexión aprobada</i>	20
Figura 3. <i>Capacidad de generación en Colombia según tipo de recurso primario usado</i>	21
Figura 4. <i>Capacidad de generación en Colombia según tipo de recurso primario usado</i>	22
Figura 5. <i>Proyectos FNCER con conexión aprobada</i>	23
Figura 6. <i>Áreas operativas sistema interconectado nacional</i>	24
Figura 7. <i>Potencial eólico por regiones</i>	26
Figura 8. <i>Diagrama unifilar área GCM con proyectos de expansión</i>	31
Figura 9. <i>Ubicación generación eólica área GCM</i>	32
Figura 10. <i>Curva de Carga tipo 1. Típica región Caribe</i>	38
Figura 11. <i>Curva de Carga Tipo 2. Típica Grandes industrias</i>	39
Figura 12. <i>Curva de Carga Tipo 3. Típica Pequeñas industrias</i>	39
Figura 13. <i>Tensiones en valores por unidad (pu) de los nodos del sistema en Escenario 1.</i>	44
Figura 14. <i>Potencia transferida por cada transformador en Escenario 1.</i>	44
Figura 15. <i>Energía reactiva transportada por Líneas en Escenario 1.</i>	45
Figura 16. <i>Distribución generación en Escenario 1.</i>	46
Figura 17. <i>Factor de potencia de componentes del sistema en Escenario 1.</i>	47

Figura 18. *Comparación de perfiles de tensión Escenario 1 y Escenario 2.* 49

Figura 19. *Comparación potencia transferida por transformadores Escenario 1 y Escenario 2.* 50

Figura 20. *Comparación de Energía reactiva transportada por Líneas Escenario 1 y Escenario 2*
..... 51

Figura 21. *Comparación de distribución generación en Escenario 1 y Escenario 2.* 51

Figura 22. *Comparación de Factor de potencia de componentes del sistema en Escenario 2 y*
Escenario 1. 52

Figura 23. *Comparación de perfiles de tensión Escenarios 1, 2 y 3.* 55

Figura 24. *Comparación de perfiles de tensión Escenarios 2 y 3.* 55

Figura 25. *Comparación Energía reactiva transportada por Líneas Escenario 2 y Escenario 3.*56

Figura 26. *Distribución de generación en Escenario 3.* 56

Figura 27. *Comparación de Factor de potencia Escenario 3.*..... 57

Figura 28. *Flicker de larga duración PLT en punto generación eólica 500Kv para el Escenario 2*
..... 58

Figura 29. *Flicker de corta duración PLT en punto generación eólica 500Kv para el Escenario 3*
..... 58

Lista de Apéndices

	Pág.
Apéndice A. Nomenclatura de líneas.....	66

Resumen

Título: Impacto De La Integración De Generación Eólica En El Sistema De Transmisión Regional De Colombia.*

Autor: Stiver Sebastian Martinez Rojas**

Palabras claves: Generación eólica, Sistema de Transmisión regional, Fuentes renovables no convencionales.

Descripción:

El auge de las energías renovables a nivel nacional ha incentivado investigaciones y estudios enfocados en la implementación de las mismas a los sistemas de transmisión locales y regionales. Las energías eólica y solar tienen la mayor atención debido a sus ventajas mercantiles y de rendimiento energético actual. En el presente estudio se presentará de forma sencilla el estado de este tipo de generación en el país y los avances normativos.

El presente documento se enfocará en el potencial de generación eólico presente en el sistema de transmisión regional de la zona norte del país, específicamente del departamento de la Guajira, tomando como punto de partida el sistema de transmisión regional actual. Tras evaluar el estado actual de la red, y explorar los efectos causados por los proyectos de expansión propuestos por la UPME utilizando la herramienta OpenDSS, se presenta una evaluación de los impactos que tendrá incluir generación eólica.

Al realizar una comparación entre los escenarios se encuentran ineficiencias en el sistema como: sobrecarga de transformadores, saturación de energía reactiva, bajos factores de potencia entre otros, tomando en cuenta los aspectos mencionados se realiza un análisis de la operación del sistema, corroborando que el proceso de expansión planeado por UPME resuelve algunos de problemas operativos en la red, además se concluye que el ingreso de la generación eólica refuerza los planes de expansión y amplía las opciones operativas del Sistema de Transmisión Regional de la zona.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingeniería Físicomecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Especialización en Sistemas de Distribución de la Ingeniería Eléctrica. Director: Iván David Serna Suárez, Magíster en Ingeniería Eléctrica. Codirector: Gabriel Ordóñez Plata, Doctor en Ingeniería Industrial

Abstract

Title: Impact of the Integration of Wind Generation in the Regional Transmission System of Colombia.*

Author: Stiver Sebastián Martínez Rojas.**

Key Words: Wind generation, Regional Transmission System, Non-conventional renewable sources.

Description: The rise of renewable energies at the national level has encouraged research, innovations and studies focused on their implementation in local and regional transmission systems. Wind and solar energy are getting the most attention due to their current energy efficiency and business advantages. In this study, the status of this type of generation in the country and the regulatory advances will be presented in a simple way.

This document will focus on the potential for wind generation present in the regional transmission system in the northern part of the country, specifically in the department of La Guajira, taking the current regional transmission system as a starting point. After evaluating the current state of the network, and exploring the effects caused by the expansion projects proposed by the UPME using the OpenDSS tool, an evaluation of the impacts that wind generation will have is presented.

When making a comparison between the scenarios, inefficiencies are found in the system such as: transformer overload, reactive energy saturation, low power factors, among others, taking into account the aforementioned aspects, an analysis of the operation of the system is carried out, corroborating that the The expansion process planned by UPME solves some of the operational problems in the network. It is also concluded that the entry of wind generation reinforces the expansion plans and widens the operational options of the Regional Transmission System in the area.

* Degree work

** Faculty of Physicomechanical Engineering. School of Electrical, Electronic and Telecommunications Engineering. Specialization in Electrical Engineering Distribution Systems. Director: Iván David Serna Suárez, Master in Electrical Engineering. Co-director: Gabriel Ordóñez Plata, Doctor in Industrial Engineering

Introducción

Con la eventual integración de Energías Renovables al sistema de distribución Nacional (Expertos en mercados XM) resulta imperativo estimar los efectos que tendrán en el sistema, la migración de un modelo centralizado de energía, donde se genera energía en un punto, se transporta largas distancias y se consume en lugares diversos; a un modelo distribuido donde la generación y consumo dependen de los usuarios finales del sistema eléctrico (Méndez, y otros, 2002), (Ley 1715. Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional., 2014).

Este cambio promete generar grandes oportunidades en tres niveles fundamentales, económico, técnico y ambiental. A nivel económico promoverá la compra e implementación de nuevas tecnologías como paneles solares, micro turbinas, y turbinas eólicas, entre otras; a nivel técnico promete tener impactos positivos en el sistema eléctrico, ya que la generación y consumo a cortas distancias evita la saturación de líneas de transmisión; y por último, a nivel ambiental, representa un gran paso hacia una generación más independiente de la generación a gran escala que tiene un fuerte impacto a nivel ambiental y algunas veces nociva debido a consumo de combustibles fósiles.

No obstante, este modelo distribuido también tiene sus desventajas. Entre ellas la generación intermitente, conversión de corriente continua a alterna y la generación de islas (IEEE Standards Association, 2003) , las cuales pueden convertirse en serios inconveniente,

Las primeras etapas de esta integración se harán desde los usuarios y hacia consumidores puntuales, de tal forma que se plantea un análisis a corto plazo tomando como marco de referencia

el sistema de transmisión regional, y su comportamiento con el cambio de la matriz energética del país, haciendo énfasis en las fuentes no convencionales de energías renovables.

Este documento está organizado como sigue: En el primer capítulo se aborda una revisión bibliográfica tomando en cuenta aspectos regulatorios y técnicos del estado del sistema de transmisión regional y los planes de expansión del mismo, luego en el segundo capítulo se plantean los escenarios a analizar, definiendo los parámetros a estudiar y las condiciones aceptables de funcionamiento para el sistema, en el tercer capítulo se da una breve descripción del software a usar y sus características, en el cuarto capítulo se realiza un análisis comparativo entre los escenarios planteados, y por último se encuentran las conclusiones.

En secciones posteriores se abordarán algunos escenarios energéticos tomando en cuenta proyecciones de la UPME y procesos de expansión del sistema. Para este proceso se usará el software OPENDSS perteneciente al instituto de investigación de energía eléctrica (EPRI).

1. Objetivos

A continuación, se presentan los objetivos de esta monografía.

1.1 Objetivo General

Caracterizar para un caso de estudio los posibles impactos de la integración de la generación eólica en el sistema de transmisión regional de Colombia.

1.2 Objetivos Específicos

Realizar una revisión bibliográfica del estado de la integración de fuentes no convencionales de energías renovables en Colombia a corto y mediano plazo.

Definir los escenarios de penetración de energía eólica en Colombia según proyecciones expedidas por el gobierno nacional.

Analizar los resultados de los distintos escenarios planteados con el fin de determinar los posibles efectos de la conexión de generación eólica al STR.

2. Definiciones

En este apartado se dan las definiciones de las siglas que se utilizarán en el documento.

FNCER – Fuentes No Convencionales de Energía Renovable: Son aquellos recursos de energía renovable disponibles a nivel mundial que son ambientalmente sostenibles, pero que en el país no son empleados o son utilizados de manera marginal y no se comercializan ampliamente. Se consideran FNCER la biomasa, los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, la eólica, la geotérmica, la solar y los mares. Otras fuentes podrán ser consideradas como FNCER según lo determine la UPME.

SIN – Sistema Interconectado Nacional: son un conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, incluyendo las interconexiones internacionales, que transportan la energía desde las plantas de generación a las subestaciones de transformación y finalmente al consumidor final. Este sistema está conformado por el STN y el STR.

STN – Sistema de Transmisión Nacional: Es el sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas, con sus correspondientes módulos de conexión, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV.

STR – Sistema de Transmisión Regional: Es el sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por redes regionales o interregionales de transmisión; conformado por el conjunto de líneas y subestaciones con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 kV y que no pertenecen a un sistema de distribución local.

IRENA – International Renewable Energy Agency: Organización intergubernamental que presta apoyo a los países en su transición a un futuro de energía sostenible, y sirve de

plataforma principal para la cooperación internacional, centro de excelencia y repositorio de políticas, tecnología, recursos y conocimientos financieros en materia de energía renovable.

CREG – Comisión de Regulación de Energía y Gas: Es la entidad colombiana adscrita al Ministerio de Minas y Energía encargada de regular los servicios de electricidad y gas según se establece en la ley 142 y 143 de 1994. Fue creada por el Gobierno Nacional de Colombia con el fin de regular las actividades de los servicios públicos.

UPME – Unidad de Planeación Minero Energética: Unidad administrativa especial, de carácter técnico, adscrita al Ministerio de Minas y Energía (Colombia) y que tiene como objetivo la planeación integral, indicativa, permanente y coordinada, con las entidades públicas y privadas del sector minero energético, el desarrollo y aprovechamiento de los recursos energéticos y mineros, la producción y divulgación de la información minero energética requerida.

EPRI – Electric Power Research Institute: Es un instituto que realiza investigaciones sobre temas de interés de la industria de la energía eléctrica en Estados Unidos. El EPRI es una organización sin ánimo de lucro independiente, fundada por las organizaciones de producción, distribución y con intereses en la industria eléctrica.

OPEN DSS: Es un simulador de sistema de distribución de energía eléctrica diseñado para respaldar la integración de la red de recursos de energía distribuida (DER) y la modernización de la red.

3. Recopilación Bibliográfica

En este capítulo se presenta un resumen de los aspectos regulatorios y técnicos que deben ser considerados para el análisis de las diversas alternativas de integración de sistemas de generación con energías renovables al SIN.

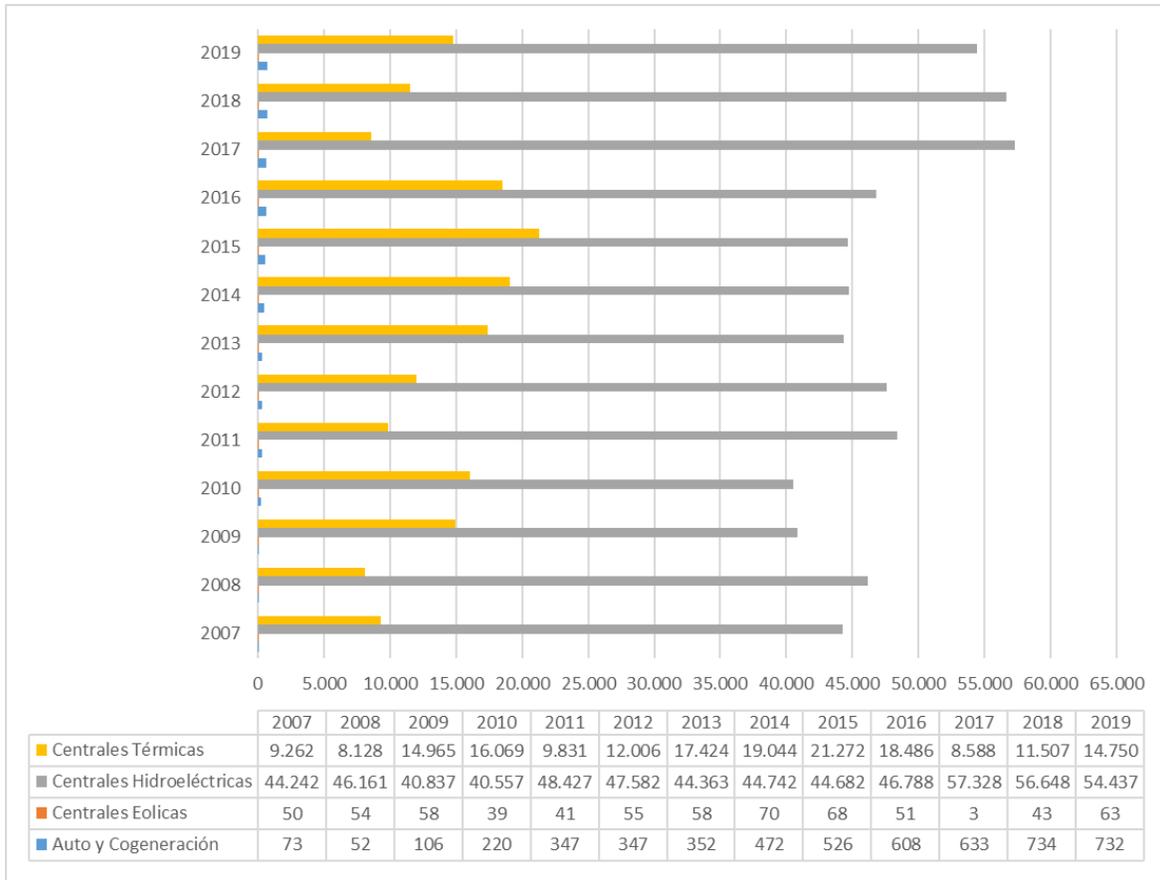
3.1 Aspectos Regulatorios

La búsqueda constante de aumentar la capacidad de generación en el país obliga a tomar medidas como ampliaciones, repotenciaciones y creación de nuevas centrales de generación, al igual que la búsqueda de fuentes alternativas que respalden y complementen la energía firme del país. En la última década se ha visto un crecimiento paulatino de la introducción de FNCER y procesos de optimización energética como la cogeneración, todo en aras de diversificar la matriz energética del país como se presenta en la Figura 1 (Unidad de Planeacion Minero Energeica UPME, 2020).

La matriz energética del país depende entre el 70% y el 80% (Unidad de Planeacion Minero Energetica UPME, 2015) de centrales hidroeléctricas. Esta dependencia conduce a considerar la integración de FNCER como energía eólica, fotovoltaica, biomasa, cogeneración entre otras, con el fin de disminuir la dependencia de una única fuente de generación y así mitigar la afectación en el suministro de energía, debido a fenómenos climáticos como el fenómeno del niño y cambios climáticos, además de evitar la volatilidad en los precios del mercado energético.

Figura 1.

Histórico fuentes de generación de energía eléctrica del SIN



Nota: (Unidad de Planeacion Minero Energeica UPME, 2020)

El potencial energético del país en el sector de renovables no se limita a generación hidráulica, estudios realizados por la UPME (Unidad de Planeacion Minero Energetica UPME, 2015) identifican otras potenciales de FNCER como:

- Proyectos eólicos en zonas de alto potencial como el departamento de La Guajira.
- Sistemas distribuidos de autogeneración solar fotovoltaica a pequeña y mediana escala.

- Proyectos de cogeneración a partir del aprovechamiento de la biomasa con fines energéticos.
- Proyectos geotérmicos en zonas de alto potencial como el área del macizo volcánico del Ruiz.
- Proyectos con esquemas híbridos de generación, como solución energética en Zonas No Interconectadas.

Algunos de los retos más significativos que enfrenta la implementación de FNCER son:

- Ausencia de reglamentación técnica para su implementación.
- Entrega de excedentes a la red.
- Definición de parámetros mínimos de eficiencia para su implementación.
- Expansión de infraestructura para su conexión al SIN.
- Generación de energía intermitente.
- Altas inversiones iniciales.
- Licencias ambientales

En Colombia se están trabajando para superar varios de los retos mencionados anteriormente facilitando la implementación de las FNCER a nivel normativo y legal, siendo el más relevante hasta el momento la implantación de la ley 1715 de 2014, que tiene por objeto promover el desarrollo y utilización de fuentes no convencionales de energía, principalmente las de carácter renovable. En el marco de la ley 1715 se han expedido decretos de extensión y complementarios a la misma, algunos de los más significativos son (Ministerio de Minas y Energía, 2020):

- Resolución MinEnergía de 09 de Julio de 2019, “Por la cual se define e implementa un mecanismo que promueva la contratación de largo plazo para proyectos de generación de energía eléctrica complementario a los mecanismos existentes en el Mercado de Energía Mayorista en cumplimiento de los objetivos establecidos en el Decreto 0570 de 2018”

- Ley 1955 de 25 de mayo de 2019, "Por el cual se expide el Plan Nacional de Desarrollo 2018 – 2022. "Pacto por Colombia, pacto por equidad"". El artículo 174 modifica el artículo 11 de la Ley 1715 de 2014.

- Resolución UPME 703 del 14 de diciembre de 2018, "Por la cual se establece el procedimiento y los requisitos para obtener la certificación que avala los proyectos de Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE), con miras a obtener el beneficio de la exclusión del IVA y la exención de gravamen arancelario de que tratan los artículos 12 y 13 de la Ley 1715 de 2014, y se adoptan otras disposiciones".

- Resolución Minambiente 1303 del 13 de julio de 2018, "Por la cual se modifica la Resolución 1283 de 2016 y se dictan otras disposiciones".

- Resolución MinAmbiente 1312 de 11 agosto de 2016, "Por la cual se adoptan los términos de referencia para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental – EIA, requerido para el trámite de la licencia ambiental de proyectos de uso de fuentes de energía eólica continental y se toman otras determinaciones".

- Resolución MinAmbiente 1283 de 8 agosto de 2016, "Por la cual se establece el procedimiento y requisitos para la expedición de la certificación de beneficio ambiental por nuevas inversiones en proyectos de fuentes no convencionales de energías renovables - FNCER y gestión eficiente de la energía, para obtener los beneficios tributarios de que tratan los artículos 11, 12, 13 y 14 de la Ley 1715 de 2014 y se adoptan otras determinaciones".

- Decreto 2143 de 2015, "Por el cual se adiciona el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, en lo relacionado con la definición de los lineamientos para la aplicación de los incentivos establecidos en el Capítulo III de la Ley 1715 de 2014".
- Resolución UPME 0281 de 2015, "Por la cual se define el límite máximo de potencia de la autogeneración a pequeña escala".
- Resolución CREG 024 de 2015, "Por la cual se regula la actividad de autogeneración a gran escala en el Sistema Interconectado Nacional (SIN)".
- Decreto 1623 de 2015, "Por el cual se modifica y adiciona el Decreto 1073 de 2015, en lo que respecta al establecimiento de los lineamientos de política para la expansión de la cobertura del servicio de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional y en las Zonas No Interconectadas".
- Decreto 2492 de 2014, "Por el cual se adoptan disposiciones en materia de implementación de mecanismos de respuesta de la demanda".
- Decreto 2469 de 2014, "Por el cual se establecen los lineamientos de política energética en materia de entrega de excedentes de autogeneración"

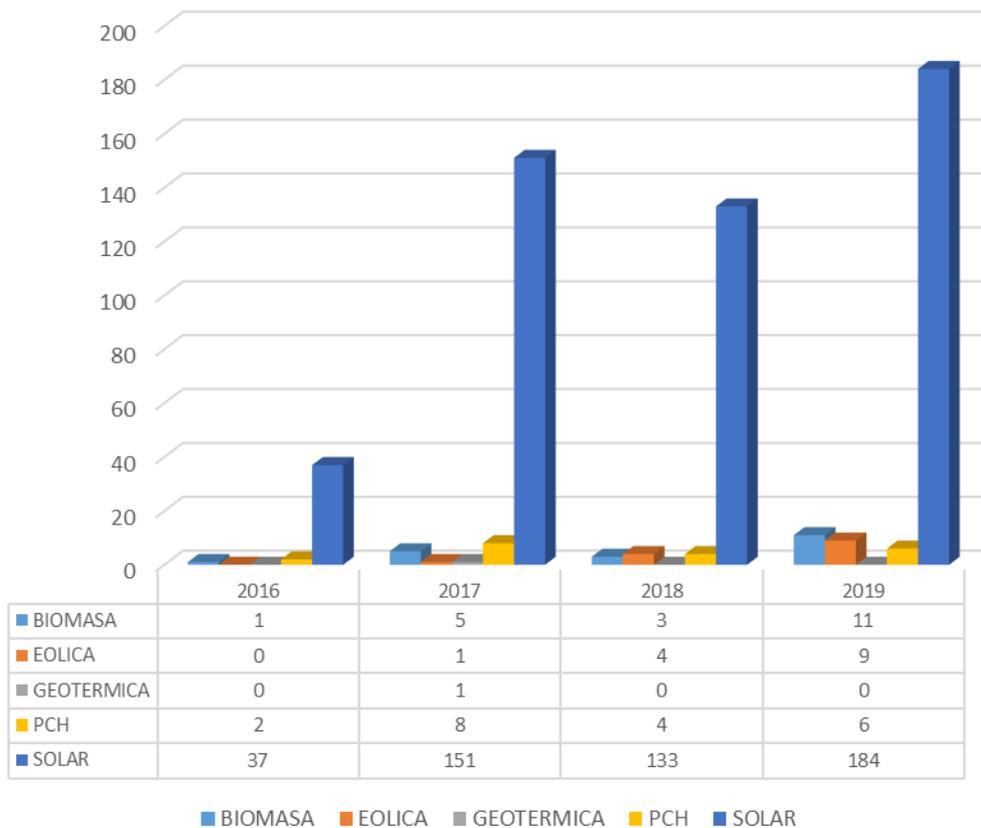
También se han tenido avances en informes, investigaciones y proyecciones de las distintas FNCER realizados por entidades nacionales como UPME, universidades y entidades públicas apoyadas por entidades internacionales como Banco Interamericano de Desarrollo, The Carbon Trust, entre otros.

Los resultados de la implementación de la ley 1715 y promoción de las FNCER se ha visto evidenciado en la cantidad de proyectos de conexión solicitados a la UPME. En la Figura 2, se

presentan los proyectos que han sido aprobados luego de su estudio y verificación de factibilidad para su implementación. Se evidencia un aumento significativo año tras años especialmente en la energía solar debido a su facilidad en la instalación, aumento en mano de obra clasificada para trabajo con paneles, incremento en importación de componentes necesarios para instalación entre otros.

Figura 2.

Proyectos FNCER con conexión aprobada

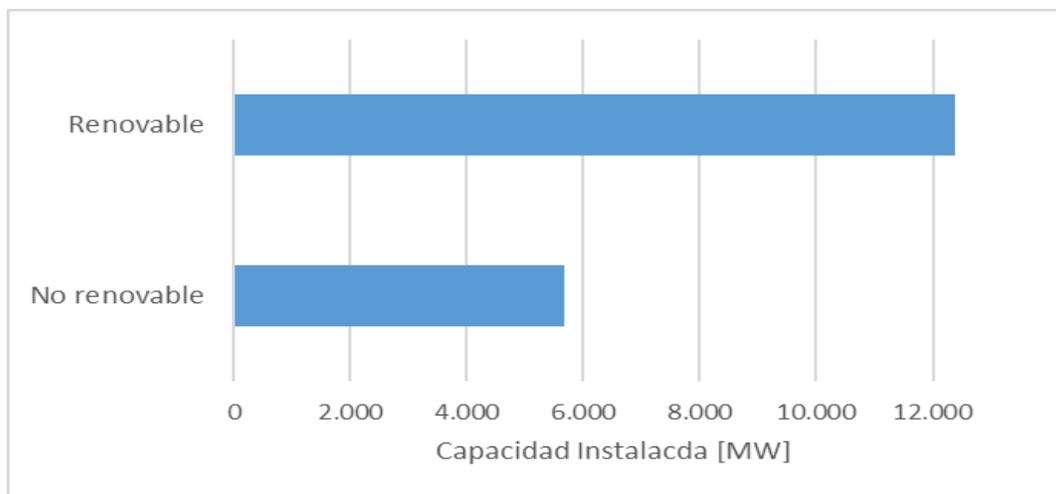


Nota: (Unidad de Planeacion Minero Energetica UPME, 2020)

A nivel de potencia instalada IRENA presenta un análisis de las condiciones del avance de las energías renovables en el país (International Renewable Energy Agency - IRENA, 2020) donde se puede ver la magnitud de las potencias y energía generada por fuentes renovables y no renovables como se muestra en las figuras 3 y 4.

Figura 3.

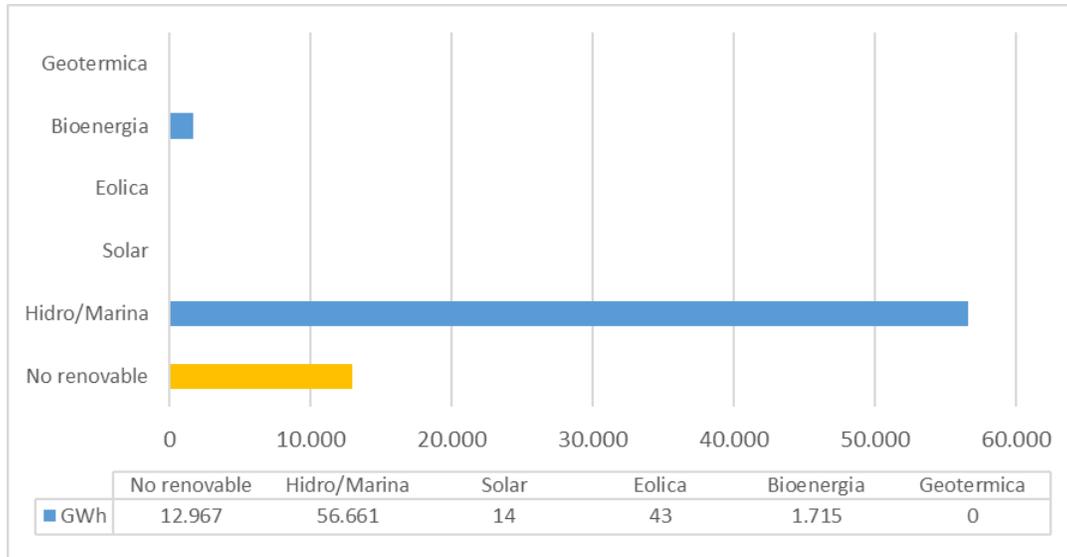
Capacidad de generación en Colombia según tipo de recurso primario usado



Nota: (International Renewable Energy Agency - IRENA, 2020)

Figura 4.

Capacidad de generación en Colombia según tipo de recurso primario usado

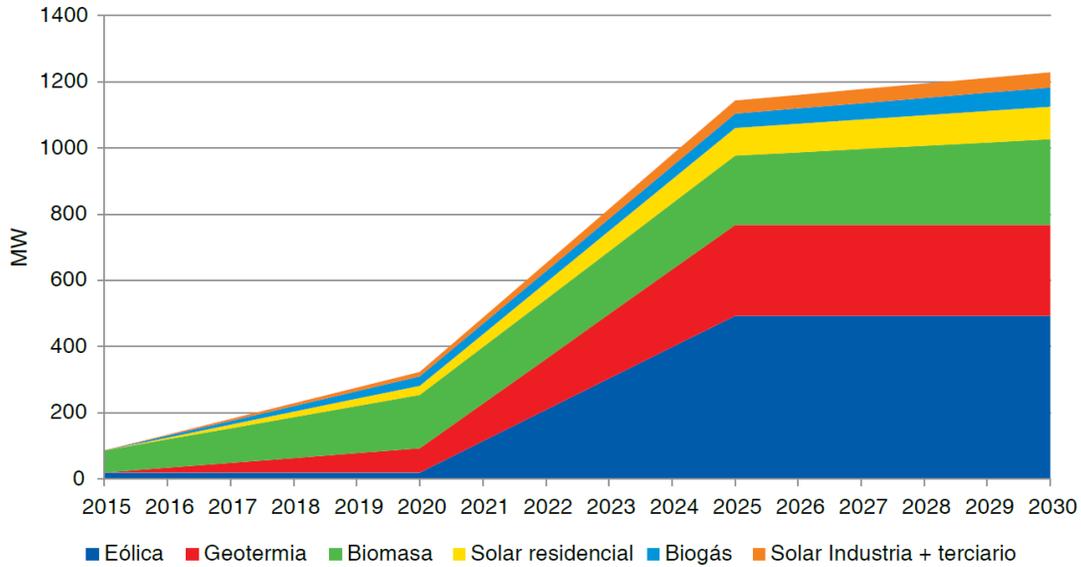


Nota: (International Renewable Energy Agency - IRENA, 2020)

A mediano plazo se proyectan tres etapas de crecimiento en la implementación de FNCER: la primera corresponde al periodo de transición, en el cual se evidencia un crecimiento lento, posterior a este se encuentra una etapa de masificación donde la velocidad de crecimiento aumenta hasta llegar a una tercera etapa donde se presenta disminución de velocidad de crecimiento. En la Figura 5 se evidencia que actualmente se está viviendo la transición entre la primera y la segunda etapa, la cual se estima en una duración de cinco años.

Figura 5.

Proyectos FNCER con conexión aprobada



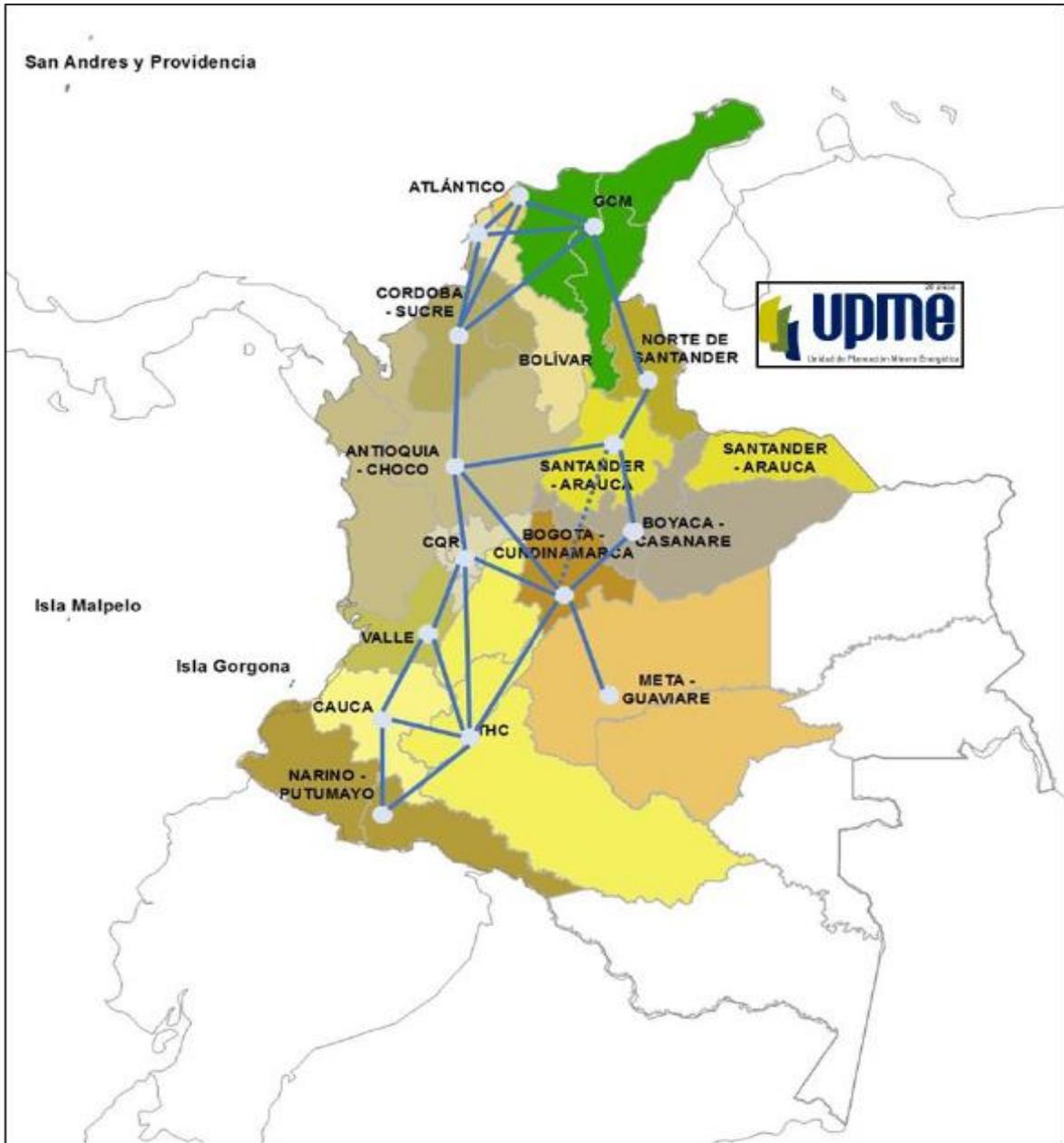
Nota: (Santiago Hoyos, Carlos Jaime Franco, & Isaac Dyner, 2017)

3.2 Aspectos Técnicos

Con base a la revisión bibliográfica realizada se determina que, entre las áreas operativas en Colombia (ver Figura 6), el área GCM (Guajira, Cesar y Magdalena) cuenta con las características necesarias para realizar un análisis enmarcado en los objetivos de esta monografía.

Figura 6.

Áreas operativas sistema interconectado nacional



Nota: (Ministerio de Minas y Energía, 2018)

Las características de la zona GCM que determinaron su selección para análisis posteriores son:

a. Puntos de conexión con otras zonas.

El área GCM, debido a su ubicación geográfica, menor capacidad de generación respecto a zona central del país y precio altos en la bolsa energética es un importador constante de energía eléctrica desde zonas centrales del país, donde se encuentra la mayor capacidad de generación. Los puntos de conexión de esta área a nivel de transmisión son fácilmente identificables lo cual facilita el posterior modelado del sistema.

El intercambio de energía eléctrica de esta área se hace mediante dos corredores principales:

1. Cuestecitas-Cuatricentenario: Permite intercambio de energía entre Venezuela y Colombia, tiene una operación estable.

2. Copey-Ocaña y Copey Bolívar: Permite intercambio de energía desde el centro del país, posicionando esta área como el punto más lejano de consumo visto desde las grandes centrales de generación hídrica del país (Guavio, San Carlos, Chivor, Sogamoso), lo cual la hace propensa a niveles bajos de tensión en el momento de exportación y a elevación de precios en el momento de exportación ya que la generación de energía eléctrica local del área es de origen térmico, la cual tienen costo de operación mayor a las centrales hidroeléctricas.

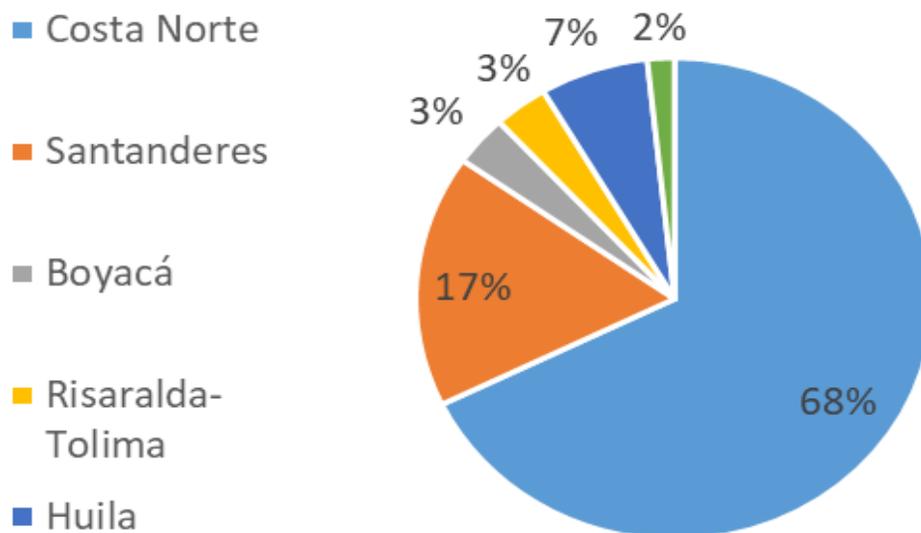
b. Potencial de integración de FNCER

El área GCM se destaca en potencial eólico y fotovoltaico. Dicha zona se encuentra en el nivel más alto de potencial de generación eólica en la escala establecida para su medición, contando con una velocidad de viento promedio de 50m/s (Unidad de Planeación Minero Energética, 2015).

Tomando en cuenta el potencial de la zona se han realizado diversos estudios sobre la integración de energía eólica a los STR y SIN, con el fin diversificar la matriz energética del país y dar alivio a problemáticas locales en el área GCM. En esta monografía se hará énfasis en la generación de energía eléctrica a partir del recurso de generación eólica, ya que es una tecnología que cuenta con amplia difusión mundial, lo cual ha facilitado su estudio y desarrollo. Con base en esto, el potencial de generación de energía eléctrica con el recurso de generadores eólicos del país ha despertado el interés en diversos estudios para medir su potencial. A nivel regional, como se aprecia en la Figura 7, la capacidad instalable de la generación eólica en la costa norte supera ampliamente el potencial de cualquier otra región en el país, lo cual lo hace una ideal para estudios posteriores.

Figura 7.

Potencial eólico por regiones



Nota: (Ministerio de Minas y Energía, 2018)

c. Problemas operativos identificados

El área GCM debido a las condiciones descritas anteriormente tiene diversas limitantes y problemáticas operativas, las principales son [13]:

- Sobrecarga de transformadores en la Subestación Valledupar 230/110Kv.
- Baja tensión en las subestaciones El banco y la Jagua a nivel de 110Kv.
- Alta cargabilidad del transformador de la Subestación Copey 230/110/34,5 Kv.
- Demanda no atendida en la Subestación Copey 230/110Kv.

4. Planteamiento de escenarios de consumo y generación

En este capítulo se plantean los escenarios que se analizarán en este documento tanto para la generación como el consumo de energía eléctrica, así como los parámetros técnicos que consideran.

4.1 Parámetros Técnicos a Contemplar

Los parámetros de operación del sistema a analizar se tomaron de diversos documentos técnicos, informes, artículos y otros documentos de carácter público, algunos de esos documentos son:

- Daza Guzmán, J. and Rueda López, J., 2015. Análisis del desempeño en estado estable y transitorio del sistema de transmisión regional del departamento del atlántico. 1st ed. Barranquilla.
- Infraestructura Eléctrica. (2018, 16 abril). Recuperado 10 de octubre de 2020, de <https://www.transelca.com.co/SitePages/Infraestructura.aspx>
- ISA Transelca, Fernández, C. A., Areiza, J. M., & Vásquez R., L. (2017, junio). Estudio de oportunidades de conexión de Transelca 2017-2021 (1). Atlántico, Colombia: Gerencia de operaciones ISA Transelca
- Unidad de Planeación Minero Energética - UPME. (2018, julio). Plan de Expansión de referencia Generación-Transmisión 2017+-2031 (1). Bogotá, Colombia: Ministerio de Minas y Energía.
- Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). (2019, 24 septiembre). Generación aprobada. Recuperado 1 de noviembre de 2019, de <https://public.tableau.com/profile/upme#!/vizhome/GeneracionAprobada/GeneracionAprobada>

No obstante algunos de los datos necesarios que no son de carácter público fueron estimados.

A continuación, se describen brevemente los parámetros a tomar en cuenta en el momento de implementar nuevas fuentes de generación de origen eólico en el área GCM

a. FLICKER (PHC Servicios integrado, 2015)

Debido a las características turbulentas e intermitentes del viento, en los sistemas de generación eólica es necesario contemplar las variaciones de la tensión (Flicker) y el impacto que

pueden tener dichos fenómenos en los puntos cercanos al centro de generación. Para analizar su impacto resulta una buena práctica tomar como referencia las normas IEC 61400-21 y 61000-3-7.

Las magnitudes analizadas son el factor de disturbio de corta duración (Pst), al cual se evalúa en periodos de 10 minutos, y factor de disturbio de larga duración (Plt) que se evalúa sobre 12 periodos de Pst en un periodo de 2 horas. Según los estándares establecidos en la norma IEC 61000-3-7 se recomienda manejar valores mínimos de E_{psti} de 0,35 y E_{plti} de 0,25.

b. Condiciones normales de operación

Con base en el informe denominado “Elaboración de requisitos técnicos y recomendaciones regulatorias para la incorporación de la Generación Eólica al Sistema Interconectado Nacional en Colombia” se consideran aceptables las siguientes condiciones operativas:

I. **Tensión:** En la CREG 095 de 1995 en el código de operación se establece $\pm 10\%$ de la tensión nominal, no obstante, se toma $\pm 15\%$ del valor nominal ya que algunos datos del sistema fueron supuestos.

II. **Frecuencia:** $\pm 2\%$ del valor nominal.

III. **Potencia reactiva:**

- **10%-20% Activa:** f.p de 0,9 en atraso y de 0,95 en adelanto.
- **20%-100% Activa:** Hasta 30% de potencia reactiva en adelanto y de 50% en atraso con relación a la potencia nominal.

c. **Proyecto de expansión y reajustes al STR del área GCM** (Ministerio de Minas y Energía, 2018)

Teniendo en cuenta el potencial energético del área y las restricciones presentadas, la UPME propone un plan de expansión y reajuste de su infraestructura, algunas de las acciones más significativas son:

- Incorporación de dos subestaciones colectoras en AC 500 Kv
- Interconexión de la subestación colectora 1 mediante doble circuito AC a Cuestecitas a 500Kv.
- Interconexión de la subestación colectora 2 con un enlace HVDC VS de 550Kv.
- Implementación de dos estaciones convertoras en las subestaciones Chinú y Colectora 2.
- Refuerzo del circuito AC Copey-Cuestecitas.
- Implementación de un nuevo circuito Cuestecitas-La loma.
- Implementación de una nueva subestación la Loma 110Kv.
- Refuerzo del circuito Cuestecitas-Riohacha.
- Cierre del anillo Riohacha-Maicao 110Kv.
- Interconexión de las subestaciones El paso-La loma.

Adicional a los proyectos de expansión, existen estudios adicionales (COWI A/S, 214) que recomiendan reajustes adicionales recomendados para la zona, entre ellos se encuentran:

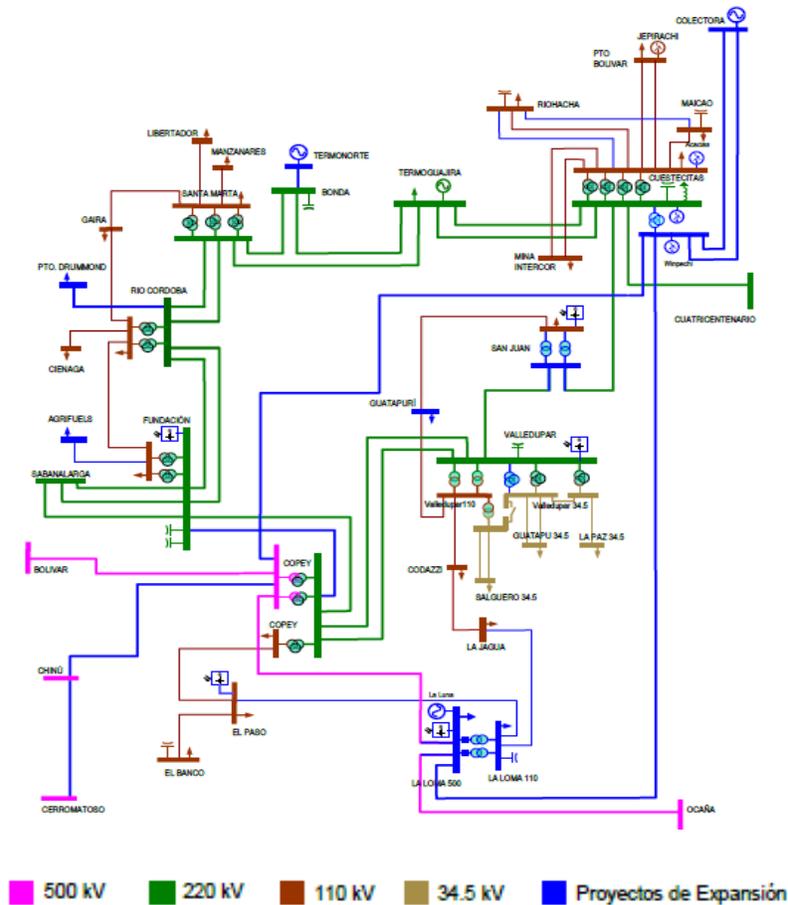
- Implementación de un segundo transformador 500/230 kV en Copey.

- Banco de capacitores en cuestecitas.

Tomando en cuenta las obras de expansión mencionadas se proyecta que el sistema de transmisión regional del área GCM tenga la topología mostrada en la Figura 8.

Figura 8.

Diagrama unifilar área GCM con proyectos de expansión

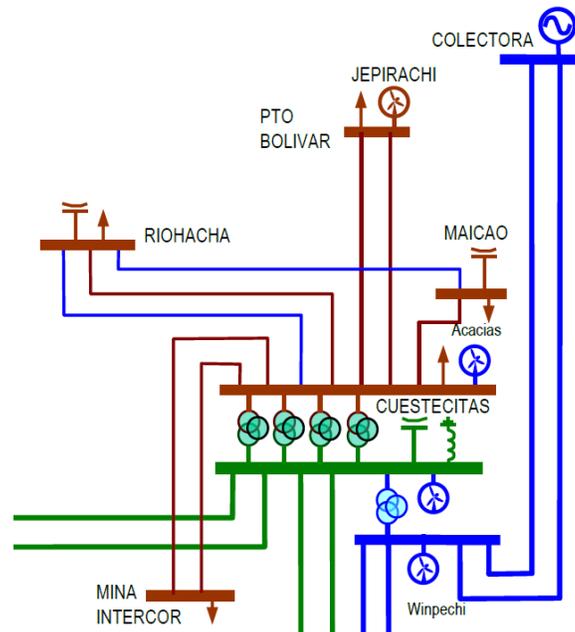


CONVENCIONES			
	Generación convencional		Transformador Tridevanado
	Centro de consumo		Generación fotovoltaica
	Compensación capacitiva		Compensación reactiva
	Transformador Bidevanado		Generación eólica

Nota: (Ministerio de Minas y Energía, 2018)

Figura 9.

Ubicación generación eólica área GCM



Nota: (Ministerio de Minas y Energía, 2018)

4.2 Escenarios de Análisis

Se realizarán análisis comparativos tomando en cuenta las características más relevantes de cada uno de los escenarios analizando los parámetros técnicos descritos anteriormente. A continuación, se describen los diferentes escenarios.

Escenario 1

Se plantea un sistema de distribución basado en las características del STR del área GCM al término del estudio Plan de Expansión Generación – Transmisión 2017-2031.

Escenario 2

Se reajusta el sistema planteado en las obras de expansión del STR del área ares GCM descritos en el estudio Plan de Expansión Generación – Transmisión 2017-2031.

Escenario 3

Se toma como base el sistema del escenario 2 y la implementación de generación de origen eólico tomando en cuenta los siguientes parámetros y supuestos sobre los cuales se realizarán análisis posteriores.

- **Puntos de inyección de generación eólica:**

Tomando en cuenta las solicitudes de conexión realizadas a la UPME (Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, 2020) mediante el reporte 34 del año 2020 en los municipios pertenecientes al área GCM se determinan los puntos de conexión potencia de generación mostrados en la Tabla 1, considerando las subestaciones existentes más cercanas.

Tabla 1.

Fuentes de generación eólica a simular

Nombre	Punto de conexión	Tensión kV	Potencia aprobada [MW]	Observaciones Transmisión
				FPO: 31dic.2023 Supeditado a la entrada en operación de: Segundo circuito Cuestecitas-La Loma 500 kV
Camelias	Cuestecitas	500	250	Circuito La Loma-Sogamosos 500 kV Mediante radicado 20201100002062 Celsia envía actualización de representación legal y dirección de notificación. (Pr
Irraipa	Colectora I	500	99	Constituyó garantía para obras relacionadas con Colectora I 500 kV. FPO: 28feb.2023
Carrizal	Colectora I	500	195	Constituyó garantía para obras relacionadas con Colectora I 500 kV. FPO: 28feb.2023
Casa eléctrica	Colectora I	500	180	Constituyó garantía para obras relacionadas con Colectora I 500 kV. mFPO: 28feb.2023
Apotolorru	Colectora I	500	75	Constituyó garantía para obras relacionadas con Colectora I 500 kV. FPO: 28feb.2023

Tabla 1. *Continuación*

Nombre	Punto de conexión	Tensión kV	Potencia aprobada [MW]	Observaciones Transmisión
Windpeshi	Cuestecitas	220	200	<p>Se emitió concepto aprobatorio por 200 MW para el 2019 conexión provisional en 220 kV. Se dio alcance al concepto para conectarse definitivamente en 220 Kv. FPO: 30nov.2020</p> <p>Mediante radicado 20191100020282 ratifican interés de ejecución con FPO p</p>
Juisa	Colectora I	500	200	<p>Constituyó garantía para obras relacionadas con Colectora I 500 kV. FPO: 28feb.2023</p> <p>Ratifican interés mediante radicado 20191100020292 con FPO para noviembre de 2022.</p>
Urraichi	Colectora I	500	100	<p>Constituyó garantía para obras relacionadas con Colectora I 500 kV. FPO: 28feb.2023</p>
Ipapure	Colectora I	500	201	<p>Constituyó garantía de usuario para proyect relacionado con Colectora I 500 kV.</p> <p>Ratificación de concepto.</p>
Guajira i	Cuestecitas	110	32	<p>Electricaribe remite concepto con viabilidad para la conexión de 8 MW adicionales al parque Eólico WESP.</p>

Tabla 1. *Continuación*

Nombre	Punto de conexión	Tensión kV	Potencia aprobada [MW]	Observaciones Transmisión
				FPO: 31dic.2020
Acacia 2	Cuestecitas	110	80	Supeditado a la obra Línea de transmisión Copey- Cuestecitas 500 Kv Mediante radicado 20201100002042 CELSIA remite actualización de representante legal y dirección de notificación.
				Se necesita expansión adicional.
				Ratifican interés de ejecución.
Beta	Cuestecitas	500	280	Se emitió concepto condicionado a la entrada en operación de las obras definidas en el Plan 2019- 2033.
				Se necesita expansión adicional.
				Ratifican solicitud de conexión.
Alpha	Cuestecitas	500	212	Se emitió concepto condicionado a la entrada en operación de las obras definidas en el Plan 2019- 2033.

Tabla 1. *Continuación*

Nombre	Punto de conexión	Tensión kV	Potencia aprobada [MW]	Observaciones Transmisión
				FPO: 31dic.2023
El ahumado	Riohacha	110	50	Supeditado a la entrada en operación del refuerzo Cuestecitas-Riohacha-Maicao y el refuerzo de red segundo circuito Cuestecitas-La Loma 500 kV y nuevo circuito La Loma-Sogamoso kV

Nota: (Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, 2020)-Reporte 34

- **Limite corriente en las líneas**

No se consideran el limitante de la capacidad de transmisión de corriente de los conductores, ya que no entra en el alcance del presente estudio. Es decir, se considera que la infraestructura existente tiene la capacidad y holgura suficiente para operar bajo las condiciones supuestas.

- **Puntos de conexión con otras áreas**

En cada uno de los puntos de conexión externos al sistema GCM se asume la existencia de barra tipo slack, esto se hace con el fin de analizar el sistema aislado de otras áreas, los barrajes simulados de esta forma son:

- Cuatricentenario (220kV)
- Cerromatoso (500kV)
- Bolívar(500kV)

d. Ocaña (500kV)

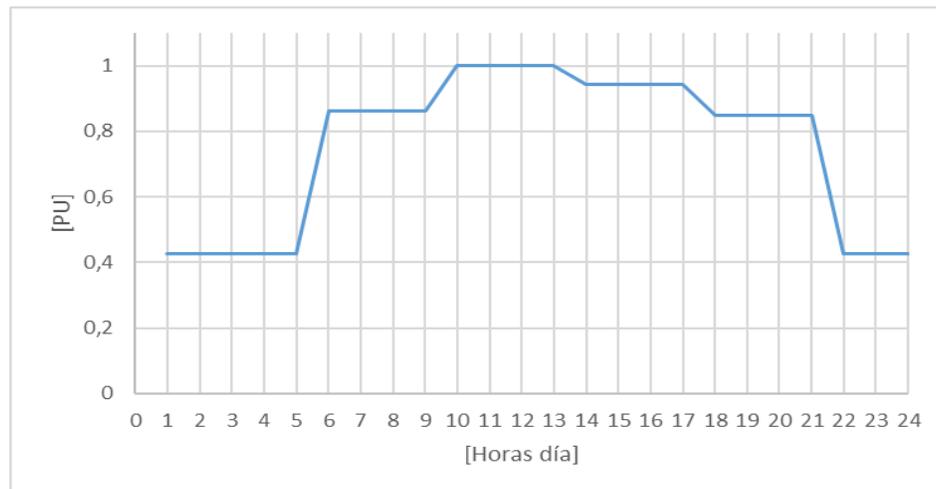
- **Curvas de carga**

Con el fin de incluir diversidad en la demanda de la simulación se tomaron en cuenta curvas de carga de la zona Caribe de carácter industrial, las cuales fueron modeladas por el DANE en el estudio denominado “Desarrollo de una metodología para determinar costos de racionamiento de los sectores de electricidad y gas natural” (Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, 2016).

En las figuras 9 a 11 se muestran las curvas de carga implementadas en el proceso de simulación.

Figura 10.

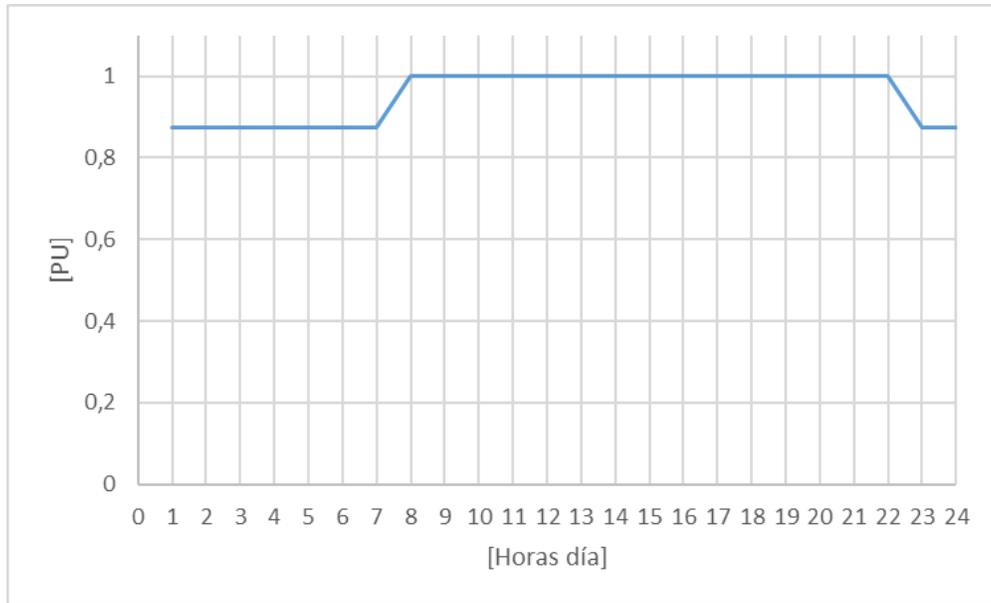
Curva de Carga tipo 1. Típica región Caribe



Nota: (Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, 2016).

Figura 11.

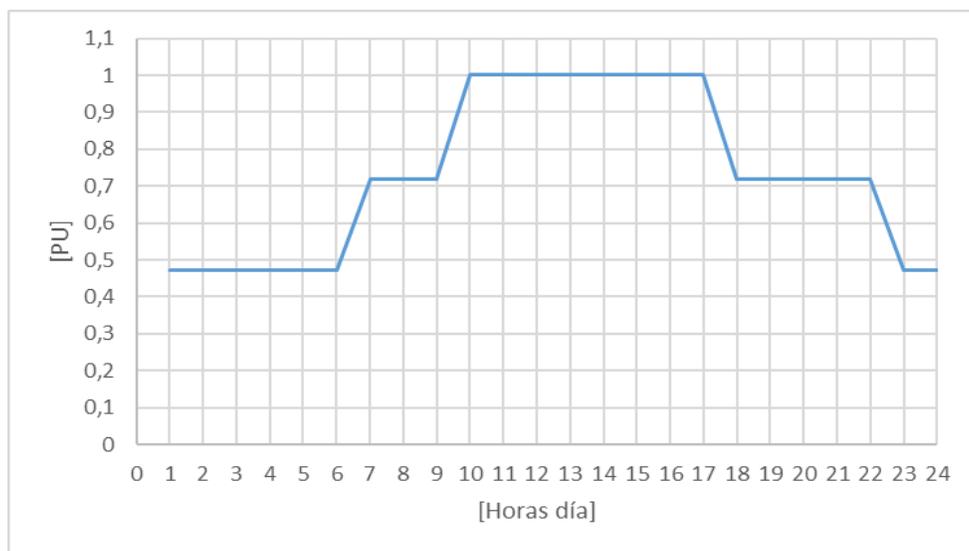
Curva de Carga Tipo 2. Típica Grandes industrias



Nota: (Unidad de Planeacion Minero Energetica - UPME, 2016).

Figura 12.

Curva de Carga Tipo 3. Típica Pequeñas industrias



Nota: (Unidad de Planeacion Minero Energetica - UPME, 2016).

Para posteriores análisis se aplican las curvas de carga como se presenta en la Tabla 2.

Tabla 2.

Potencia pico y tipo de carga.

Subestación	Tensión [kV]	Potencia PICO [kVA]	Curva Carga
Termogujira	220	4211	Tipo 1
Santa Marta	110	737	Tipo 2
Manzanares	110	737	Tipo 2
Libertador	110	737	Tipo 2
Gaira	110	947	Tipo 2
Río Cordoba	110	1053	Tipo 2
Cienaga	110	1053	Tipo 2
Fundación	110	737	Tipo 2
Copey	110	2105	Tipo 2
El paso	110	2421	Tipo 2
El banco	110	2211	Tipo 2
Codazzi	110	547	Tipo 2
La Jagua	110	526	Tipo 2
Guatapuri	34,5	526	Tipo 3
La paz	34,5	526	Tipo 3
San Juan	110	1368	Tipo 2
Mina Intercor	110	1579	Tipo 3
Cuestecitas	110	526	Tipo 2
Riohacha	110	1579	Tipo 2
Maicao	110	1263	Tipo 2
Puerto bolivar	110	1579	Tipo 3
Salguero	34,5	105	Tipo 2-3

- **Curva carga generación eólica**

A nivel de generación eólica, el factor primario es la velocidad del viento, no obstante, determinar el perfil de generación de una planta eólica implica tomar en cuenta factores adicionales, algunos de los cuales son:

- a. Tipo de tecnología a usar en generador eólico
- b. Densidad del aire
- c. Diámetro de aspas.
- d. Temperatura ambiental
- e. Turbulencia del viento.

La estimación y selección de los parámetros mencionados escapa a los alcances previstos en el presente estudio, por tal razón se usa la curva de generación de potencia estimada por EPRI en estudios llevados a cabo dentro del proceso de diseño del programa OpenDSS. Dicha curva se genera tomando en cuenta los cambios debidos a condiciones ambientales mediante 2500 entradas en intervalos de 1 segundo, por lo cual cuentan con información suficiente para realizar los análisis posteriores.

- **Tipo de generador y especificaciones**

No está dentro de los alcances de este documento el estudio de los distintos tipos de generadores y especificaciones, de tal forma la generación eólica se modela tomando como referencia las curvas de generación disponibles en el programa OpenDSS.

5. Software Usados para Análisis y Manejo de Datos

Como se mencionó en secciones anteriores de este documento, el software de modelado utilizado es OPEN DSS. El funcionamiento y manejo del software esta fuera del alcance del presente estudio no obstante a continuación se lista algunos documentos que se revisaron para el desarrollo del código fuente de la simulación:

- Universidad de Costa Rica, Facultad de Ingeniería. (2016, julio). Manual de uso del programa OpenDSS para el curso de distribución y transmisión de potencia (1). San José, Costa Rica: Ciudad Universitaria \Rodrigo Facio.
- Claro Báez, J. P., & Zafra Cabeza, A. (2016). Modelado y simulación de Smart Grid con OpenDSS y Matlab (1). Sevilla, España: Escuela técnica superior de Ingeniería Universidad de Sevilla.
- Chirapongsananurak, P., Santoso, S., Dugan, R. C., & Smith, J. (2012, 26 julio). Voltage regulation in distribution circuits with wind power. Recuperado 10 de octubre de 2020, de https://www.researchgate.net/publication/261232673_Voltage_regulation_in_distribution_circuits_with_wind_power
- Dugan, R. C., & Montenegro, D. (2020). The Open Distribution System Simulator (OpenDSS) (1.a ed., Vol. 1). Washington D. C, Estados Unidos de América: EPRI.

Se ha de tener en cuenta las siguientes consideraciones para la interpretación del código usado para la simulación del sistema:

- Se modela el sistema mediante código principal, desde allí se direccionan códigos secundarios para líneas de transmisión, transformadores, expansiones previstas del sistema y generación eólica a incluir.

- El software OpenDSS requiere un nodo de referencia para el sistema, en este caso se toma como nodo de referencia la bahía de conexión desde la Estación Cuatricentenario.

Para procesar la información entregada por el OpenDSS se hace uso de Microsoft Excel, ya que permite diversificar la representación gráfica de los resultados.

6. Análisis de Resultados

En este capítulo se realiza el análisis de los resultados obtenidos del proceso de simulación realizado para los tres escenarios propuestos.

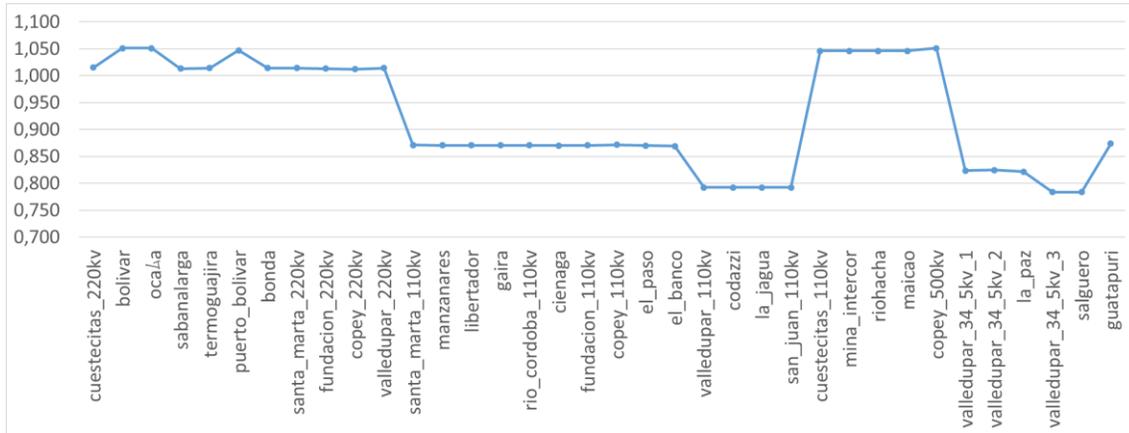
6.1 Escenario 1

A continuación, se describen en las figuras 12 a 16, las características principales del sistema operando bajo las condiciones descritas para el Escenario 1.

1. Perfil de tensión (ver Figura 12)

Figura 13.

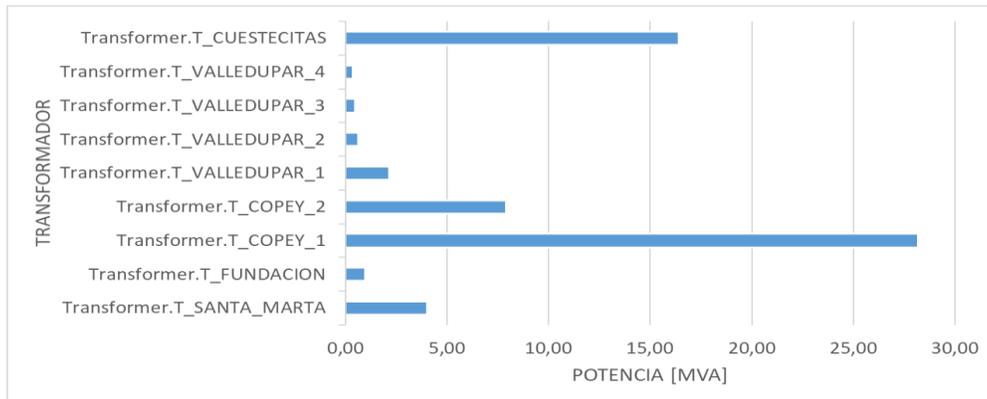
Tensiones en valores por unidad (pu) de los nodos del sistema en Escenario 1.



2. Potencia de los transformadores (ver Figura 13)

Figura 14.

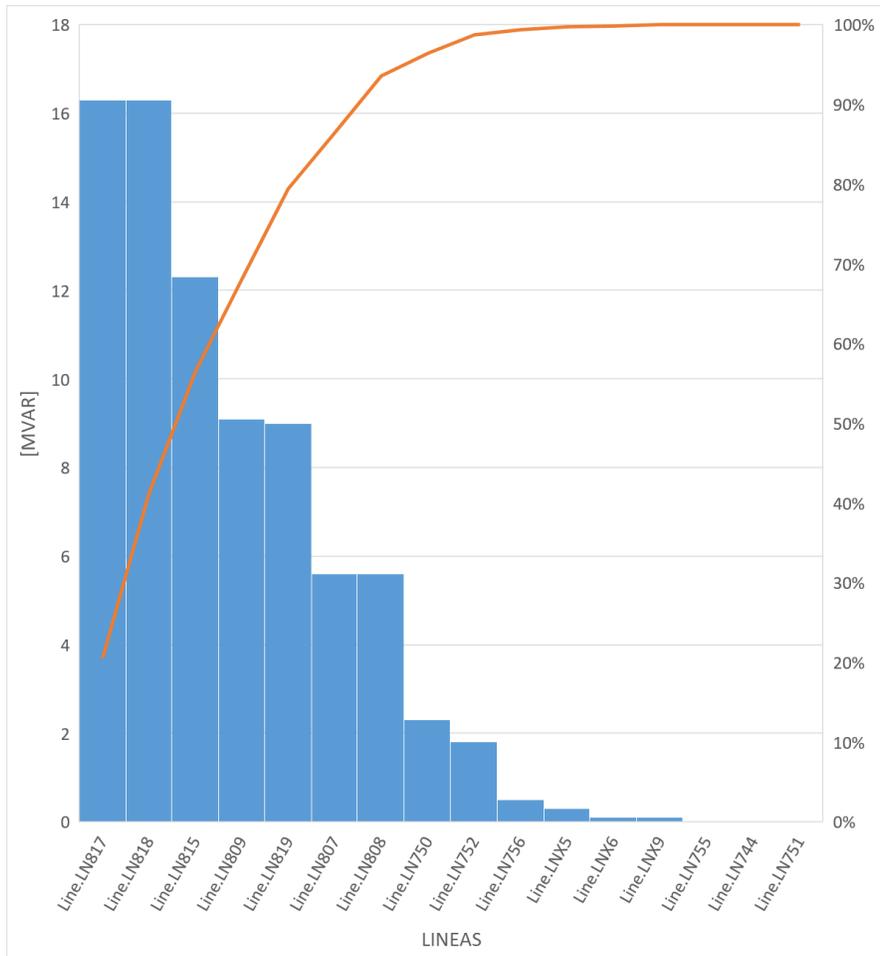
Potencia transferida por cada transformador en Escenario 1.



3. Transporte de energía reactiva (ver Figura 14)

Figura 15.

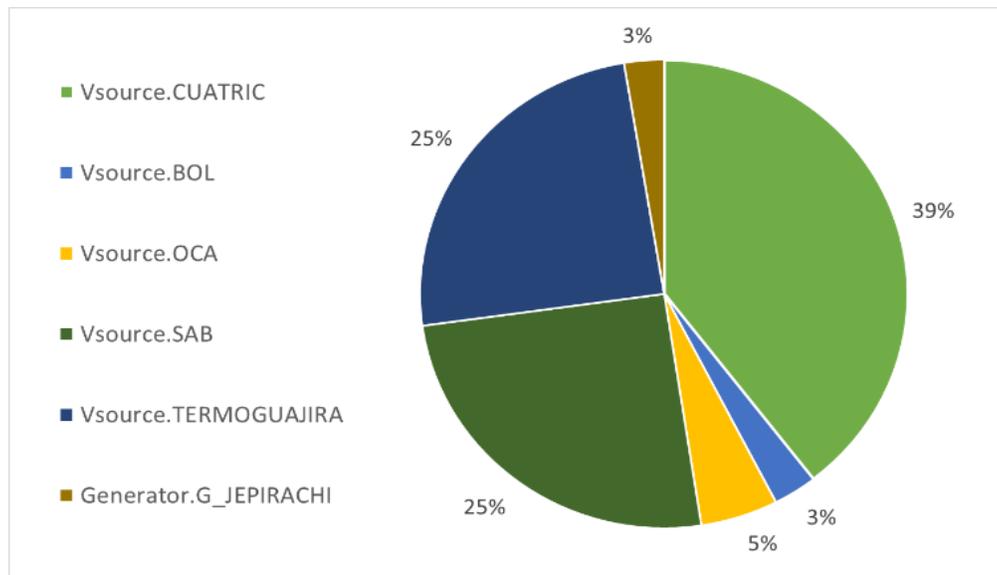
Energía reactiva transportada por Líneas en Escenario 1.



4. Generación de energía eléctrica (ver Figura 15)

Figura 16.

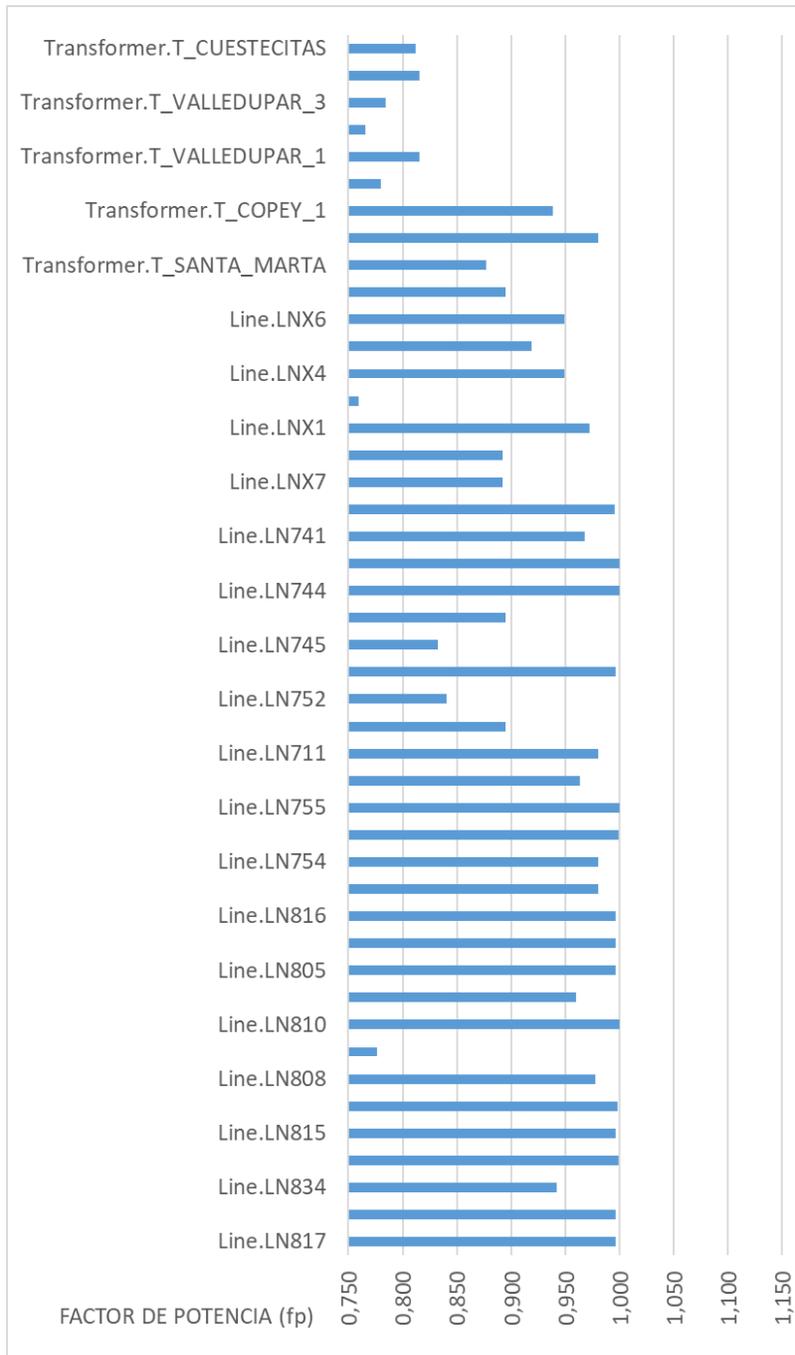
Distribución generación en Escenario 1.



5. Factor de potencia (ver Figura 16)

Figura 17.

Factor de potencia de componentes del sistema en Escenario 1.



De la información extraída de la simulación del Escenario 1 se determinan las siguientes problemáticas:

- Como se evidencia en la Figura 13, los niveles de tensión más bajos se presentan en nodos de: El banco, El Paso, Copey a nivel de 110kV y Valledupar a nivel de 34,5Kv. Estos bajos niveles de tensión son de esperarse ya que los nodos mencionados se encuentran alejados de las centrales de generación del sistema.

- Como se evidencia en la Figura 14, el transformador de Copey encabeza la transformación de potencia, seguido por el transformador de Cuestecitas, esto concuerda con los problemas estudiados por la UPME en el área GCM descritos en secciones anteriores de este documento, cabe recalcar que los transformadores mencionados son puntos neurálgicos de la zona y por lo tanto su buen funcionamiento es vital.

- Como se evidencia en la Figura 15, hay líneas de transmisión en el sistema que están transportando altas cantidades de energía reactiva, concretamente la línea **LN817, LN818 y LN814**, lo cual puede ser indicativo de ineficiencias en especial las que llegan al transformador de Cuestecitas.

- Como se evidencia en la Figura 16, cerca del 90% de la generación del área depende de tres (3) fuentes de generación, Cuatricentenario (CUATRIC), Bolívar (BOL) y Sabanalarga (SAB), esta dependencia la hace vulnerable durante una falla de alguna de las fuentes mencionadas.

- Como se evidencia en la Figura 17, los factores de potencia están dentro de los rangos normales de operación excepto en los nodos de la estación Valledupar, que presenta el factor de potencia más bajo en el sistema.

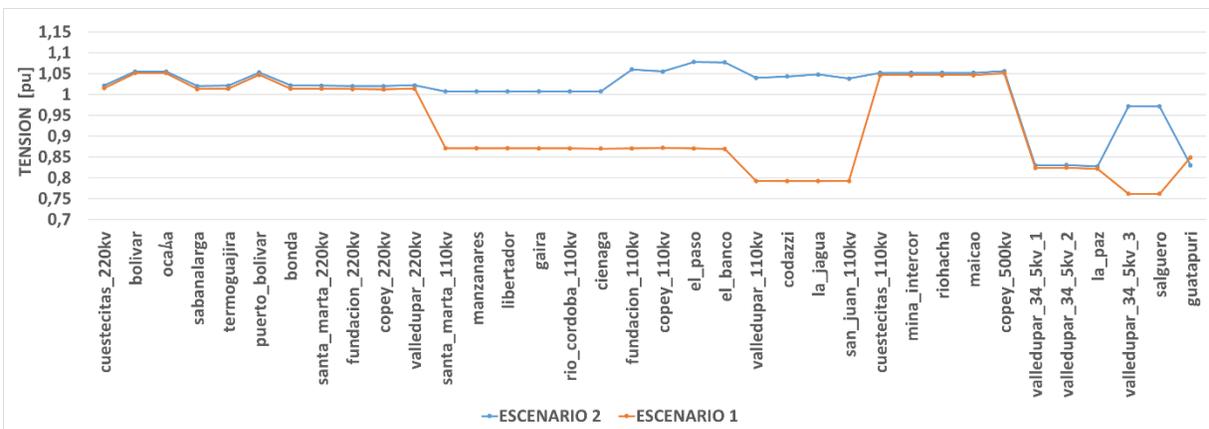
6.2 Escenario 2

A continuación, en las figuras 17 a 21, se describe las características más relevantes del sistema operando bajo las condiciones descritas en el Escenario 2, comparadas con las características del Escenario 1.

1. Perfil de tensión (ver Figura 17)

Figura 18.

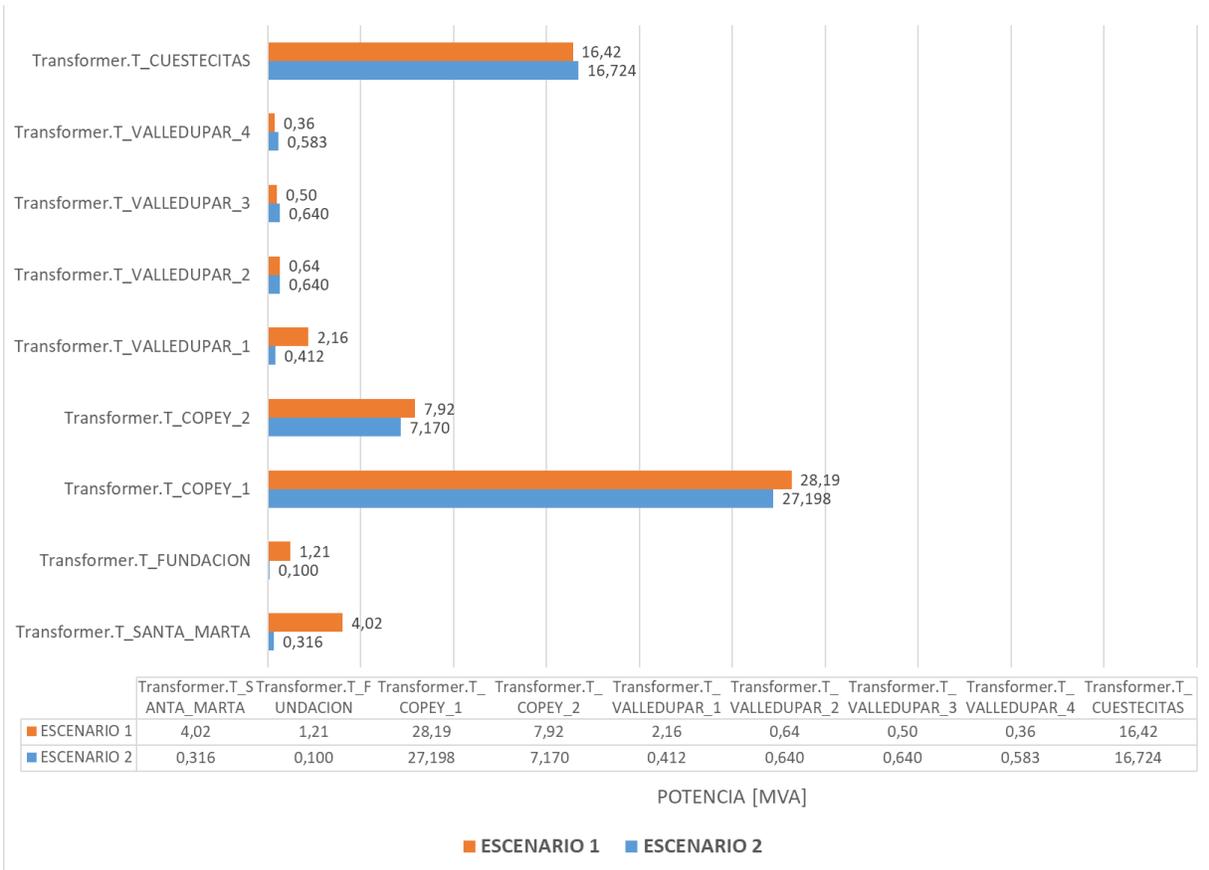
Comparación de perfiles de tensión Escenario 1 y Escenario 2.



2. Potencia de los transformadores (ver Figura 18)

Figura 19.

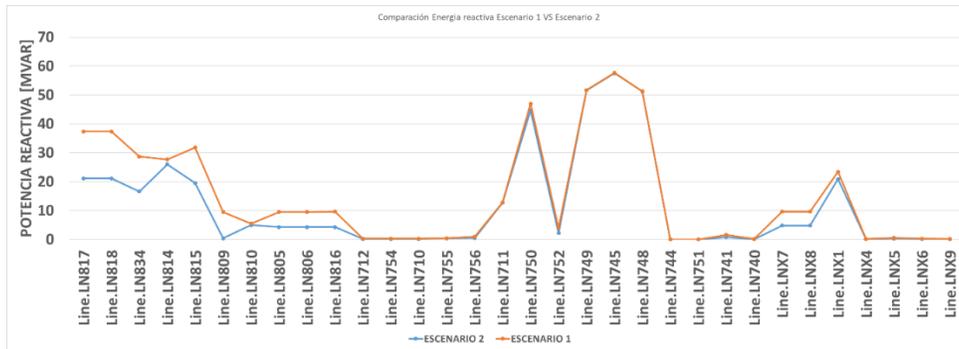
Comparación potencia transferida por transformadores Escenario 1 y Escenario 2.



3. Transporte de energía reactiva (ver Figura 19)

Figura 20.

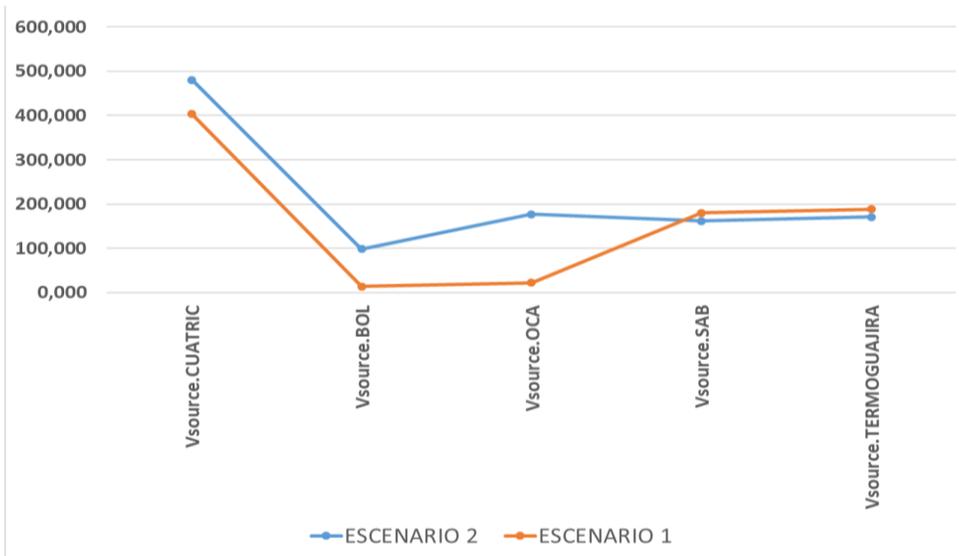
Comparación de Energía reactiva transportada por Líneas Escenario 1 y Escenario 2



4. Generación de energía eléctrica (ver Figura 20)

Figura 21.

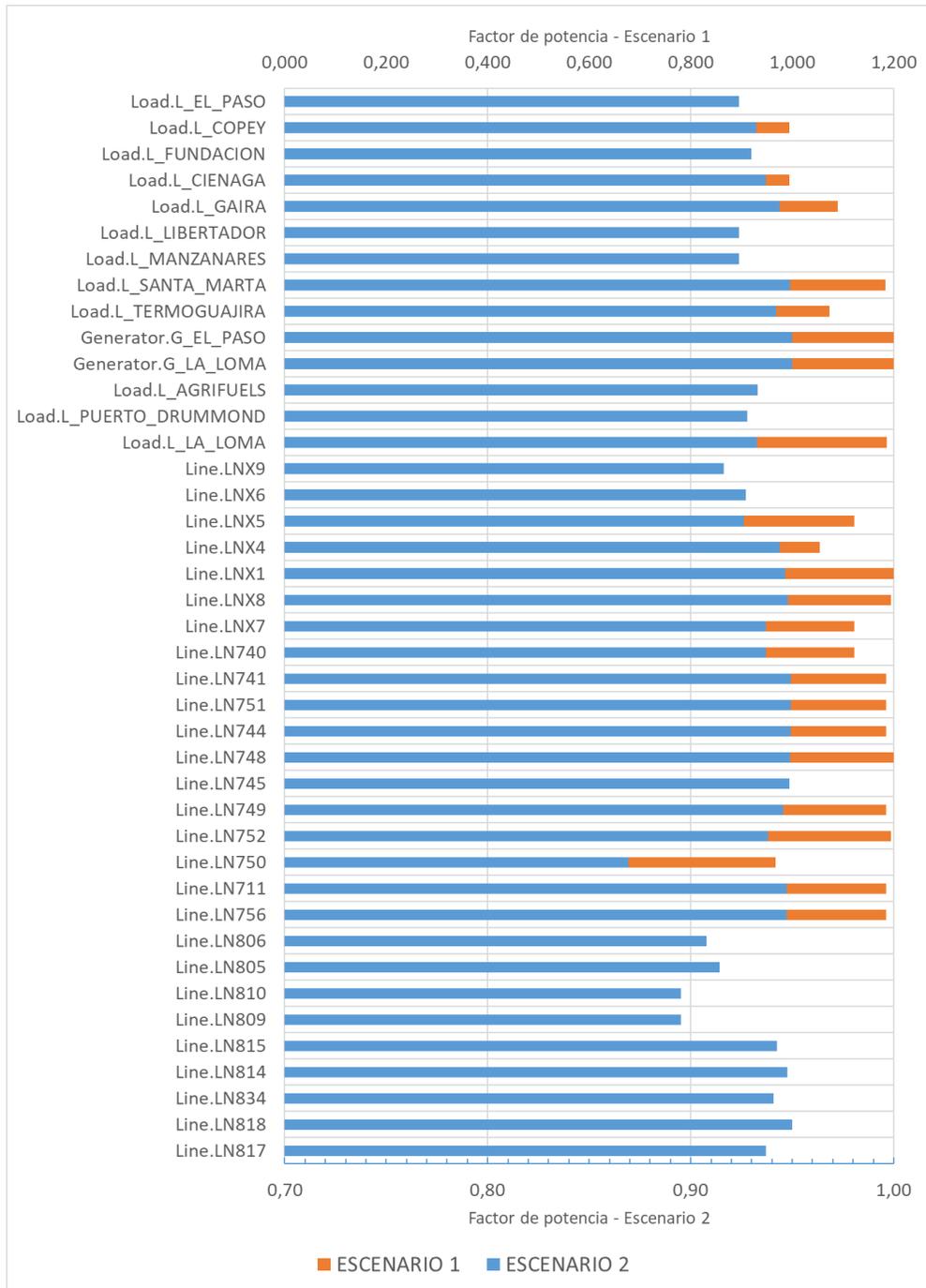
Comparación de distribución generación en Escenario 1 y Escenario 2.



5. Factor de potencia (ver Figura 21)

Figura 22.

Comparación de Factor de potencia de componentes del sistema en Escenario 2 y Escenario 1.



De la información extraída de la simulación del Escenario 2 se determinan los siguientes cambios respecto al Escenario 1:

- En la Figura 18, se evidencia un aplanamiento del perfil de tensión. Para estimar el aplanamiento del perfil de tensión se usa la Ecuación 1:

$$ap = \frac{(V_{\max} - V_{\min})}{V_{\max}} * 100 \quad (1)$$

Donde:

ap representa el porcentaje de aplanamiento de perfil de tensión.

V_{\max} representa el valor máximo de la tensión en por unidad (pu)

V_{\min} representa el valor mínimo de la tensión en por unidad (pu)

Para el Escenario 1 el valor ap es de 27,56% mientras en el Escenario 2 es de 23,25%, mostrando mejoras significativas en los nodos que presentan problemas de bajas tensiones en el Escenario 1.

- En la Figura 19, se evidencia que las obras de expansión no tienen efectos uniformes en todos los equipos analizados, puntualmente:

Las obras de anillado de líneas de transmisión entre Riohacha-Maicao, Riohacha-Cuestecitas, Cuestecitas-La Loma logran un descenso en la utilización de los transformadores en Cuestecitas de alrededor de 1,9%.

Las obras de anillado de los nodos Copey-Custecitas y nueva conexión de Cerromatoso-Chinu-Copey generan una disminución de 9,47% de la potencia transformada en dicho nodo, lo cual es un aumento poco considerable tomando en cuenta que la conexión de una nueva fuente de generación (se simuló de esa forma la conexión de Cerromatoso-chinu) a nivel de 500kV.

- En la Figura 20, se evidencia un descenso generalizado en la energía reactiva transportada por las líneas, especialmente las líneas **LN817**, **LN818**, las cuales disminuyen su transporte de energía debido a los procesos de anillado en la expansión del sistema.

- En la Figura 21, se muestra un reajuste de la generación eólica. Se resalta el aumento en la generación de los nodos Bolívar (V.source.BOL) y Ocaña (V.source.OCA) debido a la inclusión de nuevas cargas en la Loma a nivel de tensión de 500Kv, y la conexión entre este nodo y Cuestecitas.

- Con relación al factor de potencia, en la Figura 22, se evidencia aumento en los factores de potencia de varios nodos del sistema, pasando de un promedio en el factor de potencia de 0,925 en el escenario 1 a un valor de 0.936 en el Escenario 2, adicional a esto en el escenario 2 la varianza entre los factores de potencia del sistema también disminuye alrededor de 15,8%.

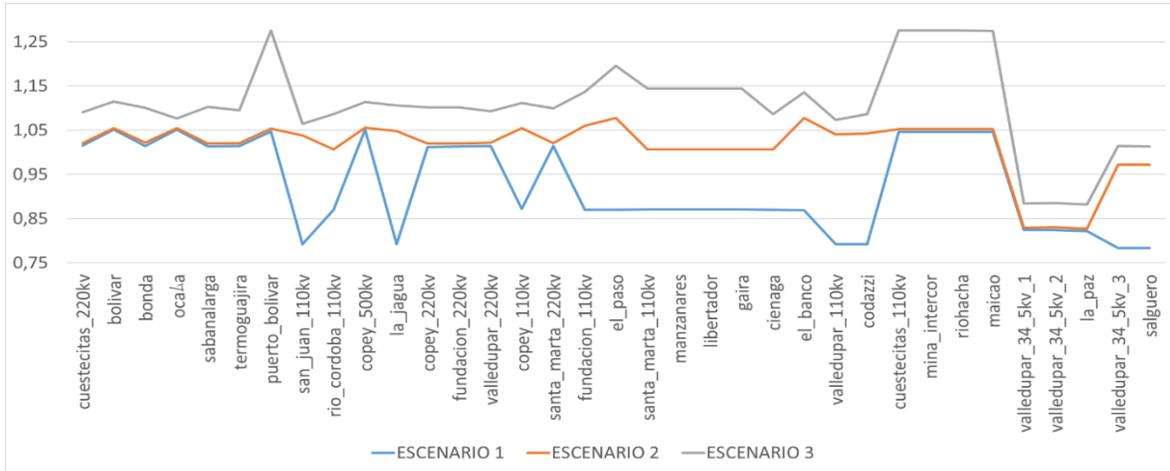
6.3 Escenario 3:

A continuación, en las figuras 22 a 26, se describen las características más relevantes del sistema operando bajo las condiciones descritas en el Escenario 3 y se realiza una comparación de estas características con las descritas en los escenarios 1 y 2.

1. Perfil de tensión (ver Figura 22)

Figura 23.

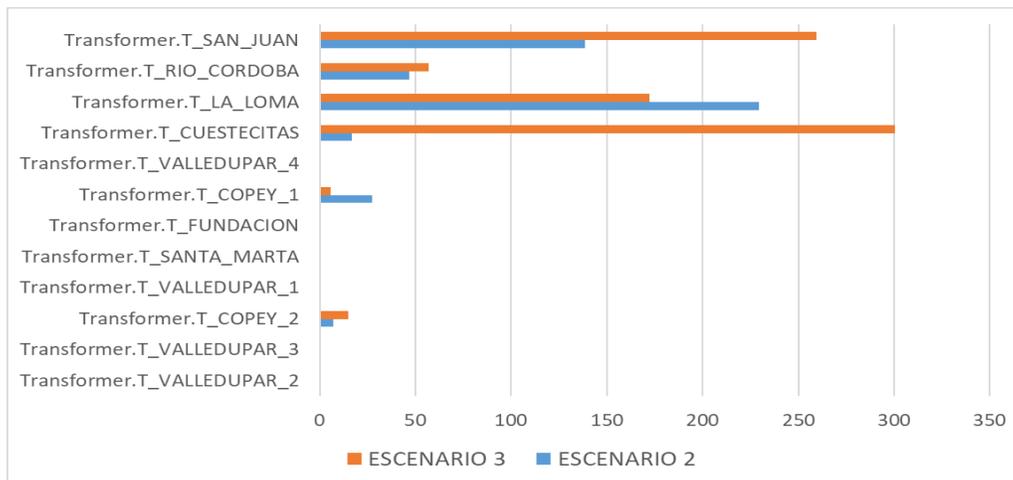
Comparación de perfiles de tensión Escenarios 1, 2 y 3.



Potencia de los transformadores (ver Figura 23)

Figura 24.

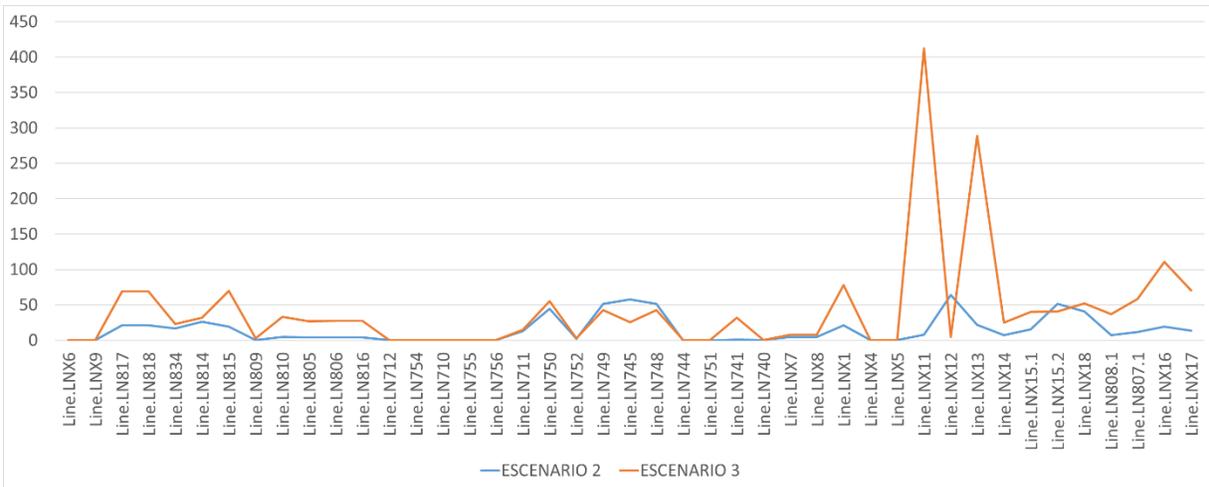
Comparación de perfiles de tensión Escenarios 2 y 3.



2. Transporte de energía reactiva (ver Figura 24)

Figura 25.

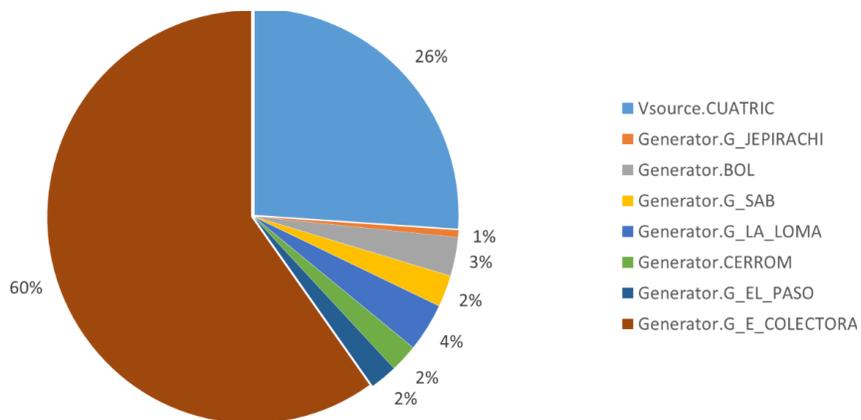
Comparación Energía reactiva transportada por Líneas Escenario 2 y Escenario 3.



Generación de energía eléctrica (ver Figura 25)

Figura 26.

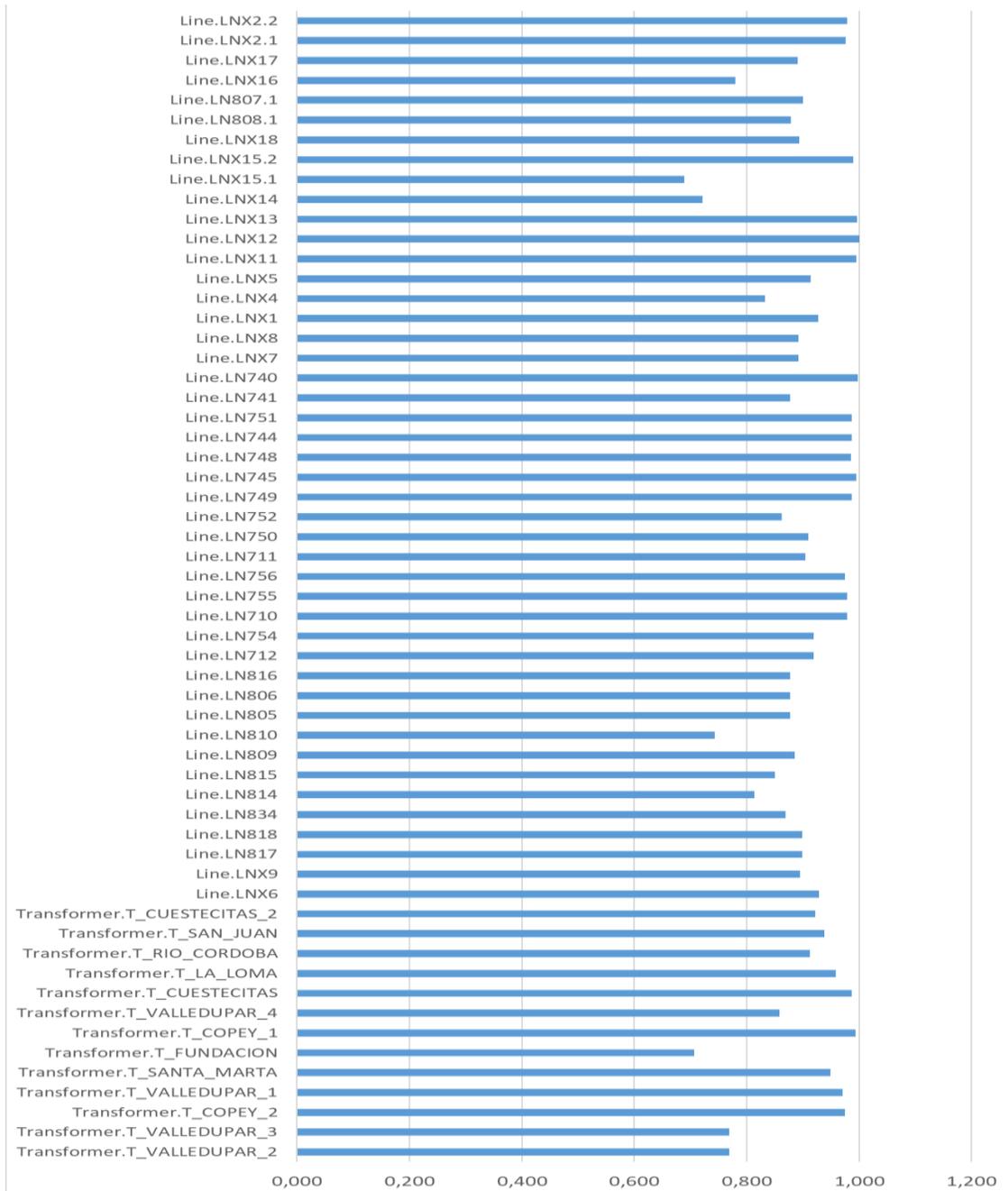
Distribución de generación en Escenario 3.



3. Factor de potencia (ver Figura 26)

Figura 27.

Comparación de Factor de potencia Escenario 3.



4. Flicker

Las características del Flicker del sistema operando bajo las condiciones descritas en los escenarios 2 y 3 se muestran en las figuras 27 y 28.

Figura 28.

Flicker de larga duración PLT en punto generación eólica 500Kv para el Escenario 2

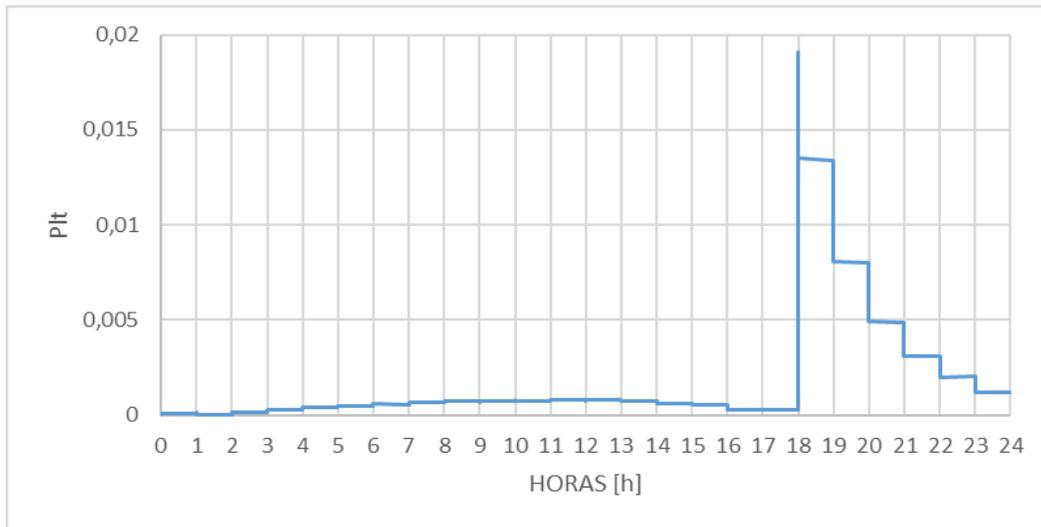
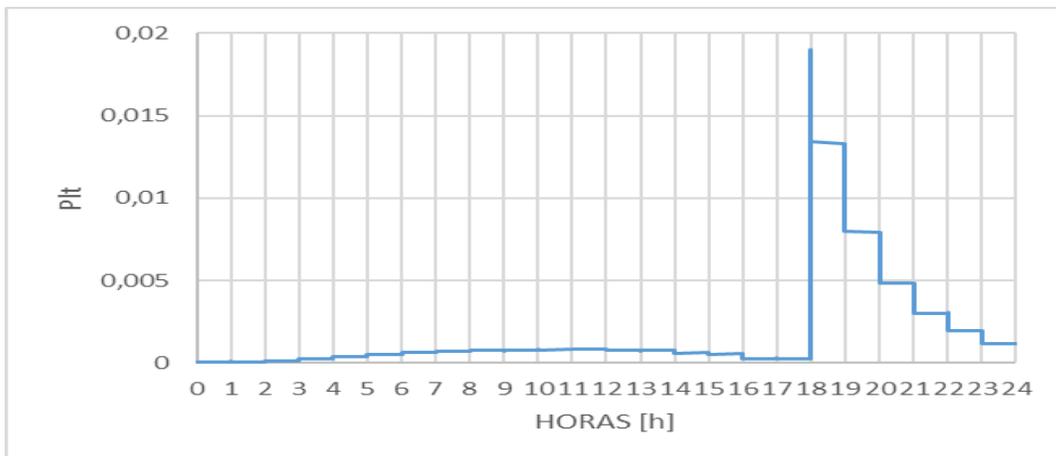


Figura 29.

Flicker de corta duración PLT en punto generación eólica 500Kv para el Escenario 3



De la información extraída de la simulación del Escenario 3 se determinan los siguientes efectos sobre el sistema del área GCM al implementar generación eólica bajo las condiciones expuestas en el este documento:

- El sistema presenta un aumento general en las tensiones en los nodos del sistema, especialmente en los nodos de Maicao, Mina Intercor, Riohacha y Cuestecitas, esto se debe a su conexión con el nodo de Cuestecitas, lo que presenta una mayor inyección de generación de origen eólico. El factor α tiene un valor de 30,86%, se presenta un aumento de 3,3% debido al aumento generalizado de la tensión, en especial en nodos aledaños a Cuestecitas.
- La inyección de generación eólica también genera un aumento significativo en la utilización en los transformadores que tienen conexión con el nodo Cuestecitas, dentro de ellos cabe recalcar que resulta imperativo reevaluar y de ser necesario reforzar la capacidad de transformación en los nodos de Cuestecitas y San Juan, ya que presentan los aumentos más significativos y son centros neurálgicos del área GCM.
- La generación eólica inyectada en el sistema ocasiona un aumento significativo en el transporte de energía reactiva en las líneas planteadas por el plan de expansión Winpechi-Copey (LNX11) y Winpechi-La loma (LNX13), este comportamiento evidencia lo importante que es establecer un sistema de control de reactiva al implementar este tipo de generación. Un transporte de energía reactiva en líneas como las mencionadas implica pérdidas en el sistema.
- En este escenario la mayor parte de la generación no proveniente de la barra slack está presente en el nodo Cuestecitas, representado por el Generador de la planta Colectora, de aquí se puede dimensionar el cambio que implica la conexión de generación en el nodo Cuestecitas y la

necesidad de reforzar su infraestructura adyacente para distribuir de la forma más eficiente posible la energía inyectada en dicho nodo.

- A nivel de factor de potencia en el Escenario 3 se presenta un factor de potencia promedio de 0,905 con dos casos fuera de los rangos de operación, concretamente las líneas Valledupar-Copey (**LN.810**) con 0,704 y la línea entre Copey- Fundación (**LN.X14**) con 0,721. Los factores mencionados no son considerables para la operación del sistema del área GCM no obstante se deben tomar medidas para evitar ineficiencias y problemas de inestabilidad en los nodos Copey y San Juan, de los cuales están conectadas las líneas mencionadas.

- Como se evidencian en las figuras 27 y 28, los valores del Flicker bajo las condiciones simuladas está dentro de condiciones operacionales aceptables como se establece en la Sección 2 de este documento.

7. Conclusiones

Colombia tiene un gran potencial en cantidad y diversidad de fuentes renovables de energías convencionales y no convencionales, lo cual ha fomentado estudios en dichas áreas.

En la revisión bibliográfica se determinó que de las FNCER existentes en Colombia los sistemas de generación eólico y solar fotovoltaica resultan importantes e impactantes para algunos STR. Actualmente se tiene una capacidad instalada cercana al 8,1% del total del país, lo cual se debe a innovaciones en su implementación, aumento en su eficiencia y disminución de precio a nivel nacional e internacional. Esto ha motivado el interés en el país y según las proyecciones en

el mediano plazo se convertirán en una fuente complementaria de las fuentes convencionales de energía eléctrica brindando mayor confiabilidad y eficiencia al SIN.

Colombia está en un punto importante de la implementación de las FNCER donde se deben establecer normas y parámetros técnicos basados en investigaciones y escenarios energéticos similares al SIN del país con el fin de evitar retrocesos en su implementación en el mediano plazo y problemas en su implementación y operación. Aunque se han hecho avances a nivel normativo es necesario profundizar en temas técnicos, definiendo con claridad las tolerancias y requisitos mínimos de operación bajo estado estable de cada FNCER y su operación conjunta con el SIN.

Bajo los escenarios propuestos en el presente documento se concluye que las obras de expansión propuesta por la UPME resultan suficientes para mantener la eficiencia del STR del área GCM dentro de rangos operativos aceptables y mejorar significativamente los principales problemas operativos del sistema. Se resalta la importancia e influencia que tiene la implementación de las líneas Cuestecitas-Copey, Cuestecitas-La Loma y Cuestecitas-Riohacha. Esta infraestructura cumple una doble función en el proceso de expansión, primero permite anillar el STR y mejorar en gran medida los principales problemas operativos como nivel de tensión, transporte de energía reactiva y sobrecarga de equipos.

A pesar de las obras de expansión planteadas resulta importante implementar nuevas y reforzar algunas previstas en el momento del ingreso de los sistemas de generación eólica. Por lo tanto, es importante profundizar en estudios enfocados en los puntos de inyección de la generación eólica y sus condiciones de operación, con el fin de dar vía libre a la implementación de este tipo de generación de energía eléctrica, manteniendo los parámetros de operación eficiente en el STR.

En el proceso de implementación de la generación eólica en el área GCM se deben tomar en cuenta que se presentan aumentos significativos en los niveles de tensión de nodos adyacentes

a la generación, teniendo un aumento máximo del 21% en nodos de Puerto Bolívar, Cuestecitas, Mina Intercor, Riohacha y Maicao, por lo cual es necesario ejercer control en este parámetro ya que es un aumento considerable que puede acarrear daños en la infraestructura del área GCM.

Se requieren una ampliación significativa en la capacidad de transformación en Cuestecitas para evacuar la potencia inyectada en ese nodo, además se deben incluir métodos de selección de generadores y control de inyección de energía reactiva para evitar exceso de transporte en las redes de STR como se evidencio en los resultados de la simulación del Escenario 3.

Se deben repotenciar los nodos de Copey y San Juan ya que su conexión directa con el nodo Cuestecitas los hace vulnerables a descensos en factores de potencia, altos niveles de tensión entre otras. Es importante implementar sistemas de control entre Cuestecitas y cada uno de los nodos mencionados con el fin de evitar ineficiencias en el sistema en el momento de implementar la totalidad de la generación de energía eléctrica aprobada por la UPME.

Una obra esencial para la operación eficiente a corto y mediano plazo del STR del área GCM es la construcción de la Subestación La Loma y su conexión con Cuestecitas, ya que cumple una doble función en el sistema: permite mejorar los problemas actuales de operación y permite distribuir la energía eléctrica de los sistemas de generación eólicos proyectados para conectar en el nodo de Cuestecistas. La implementación de generación eólica sin estas obras resultaría ineficiente para el STR.

Algunos problemas operacionales previstos en el Escenario 3 se pueden solventar o por lo menos disminuir su impacto a mediano y largo plazo implementando sistemas de control en los generadores y estableciendo los parámetros técnicos para su selección y operación.

Referencias

- Cowi A/S. (214). *Impact analysis for integration of wind power generation in Colombia*.
- Expertos en mercados XM. (s.f.). *Renovables no convencionales en el sin*. Recuperado el 2019 de Febrero de 4, de <https://www.xm.com.co/Renovables/Paginas/Renovables-no-convencionales-en-el-SIN.aspx>
- IEEE Standards Association. (2003). *IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces*.
- International Renewable Energy Agency - IRENA. (2020). *Energy Profile Colombia*. Recuperado el 10 de 10 de 2020, de <https://www.irena.org/Statistics/Statistical-Profiles>
- Ley 1665. Por medio de la cual se aprueba el "Estatuto de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA)", hecho en Bonn, Alemania, el 26 de enero de 2009 (2013).
- Ley 1715. Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional. (2014).
- Ministerio de Minas y Energía. (2018). *Plan de expansión de referencia Generación-Transmisión 2017-2031*. Recuperado el 01 de Septiembre de 2020, de https://www.minenergia.gov.co/documents/10180/23517/47894-res_40790_310718.pdf
- Ministerio de Minas y Energía. (2020). *Energías Renovables No Convencionales*. Recuperado el 10 de 10 de 2020, de <https://www.minenergia.gov.co/energias-renovables-no-convencionales>

PHC Servicios integrado. (2015). *Recomendaciones sobre los requisitos y características técnicas que deberán cumplir los aerogeneradores y parques eólicos que se conecten al sistema electricos del país*. Medellin.

Pinzón Méndez, J.F., & Lemos Torres, I.D. (2018). *Sistema eléctrico des-carbonizado: estudio de caso de la integración de energías renovables en el sistema eléctrico de Santander*. Bucarmanga.

Resolucion CREG 022 Mediante las cuales se aprobaron los principios generales y los procedimientos para definir el plan de expansión de referencia del Sistema de Transmisión Nacional, y se estableció la metodología para determinar el Ingreso Regulado por.

Resolución CREG 030. (2018). *Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional*

Santiago Hoyos, Carlos Jaime Franco, & Isaac Dyrer. (2017). *Integracion de fuentes no convencionales de energias renovables al mercado electrico y su impacto sobre el precio*.

The future of electric grid. (2011). *The electric grid*. Recuperado el 4 de Febrero de 2019, de <http://web.mit.edu/mitei/research/studies/the-electric-grid-2011.shtml>

Unidad de Planeacion Minero Energeica UPME. (2020). *Distribución de la generación de energía eléctrica*. Recuperado el 10 de 10 de 2020, de <http://www1.upme.gov.co/InformacionCifras/Paginas/PETROLEO.aspx>

Unidad de Planeacion Minero Energetica - UPME. (2016). *Desarrollo de una metodología para deteminar los costos de racionamiento de los sectores de electricidas y gas natural*. Bogotá.

Unidad de Planeacion Minero Energetica - UPME. (2020). *Información solicitudes de Conexión*. Recuperado el 10 de 10 de 2020, de

<http://www.siel.gov.co/Inicio/Transmisi%C3%B3n/SolicitudesdeConexi%C3%B3ndeProyectosdeGeneraci%C3%B3n/tabid/160/Default.aspx>

Unidad de Planeacion Minero Energetica UPME. (2015). *Estudio: Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia*. Recuperado el 10 de 10 de 2020, de <http://www1.upme.gov.co/Paginas/Estudio-Integraci%C3%B3n-de-las-energ%C3%ADas-renovables-no-convencionales-en-Colombia.aspx>

Unidad de Planeacion Minero Energetica UPME. (2015). *Plan de expansión de referencia generación – transmisión 2015 – 2029*. Recuperado el 4 de Febrero de 2019, de http://www1.upme.gov.co/Energia_electrica/Planes-expansion/Plan-Expansion-2015-2029/Plan_GT_2015-2029_VF_22-12-2015.pdf

Unidad de Planeacion Minero Energetica UPME. (2016). *Smart Grids Colombia Vision 2030*.

Unidad de Planeacion Minero Energetica UPME. (2020). *Informe dinámico FNCE*. Recuperado el 10 de 10 de 2020, de <https://www1.upme.gov.co/InformacionCifras/Paginas/Informe-dinamico-FNCE.aspx>

Unidad de Planeacion Minero Energetica, U. (2015). *Análisis Económico y Evaluación Costo Beneficio de los Mecanismos, Herramientas y Estrategias para la Promoción de FNCER en Colombia*.

Méndez, V. H.; Rivier, J.; de la Fuente, J. I.; Gómez, T.; Arceluz, J. & Marín, J. (2002). *Impact of Distributed Generation on Distribution Losses*

Apéndices

Apéndice A. Nomenclatura de líneas

El código de líneas se extrajo de los documentos presentados en la sección parámetros técnicos a contemplar de este documento.

Código	Subestación Inicial	Subestación Final	Tensión [kV]
LN817	Termoguajira	Cuestecitas	220
LN818	Termoguajira	Cuestecitas	220
LN834	Termoguajira	Bonda	220
LN814	Bonda	Santa Marta	220
LN815	Termoguajira	Santa Marta	220
LN807_1	Fundacion	Santa Marta	220
LN807_2	Fundacion	Santa Marta	220
LN808_1	Fundacion	Santa Marta	220
LN808_2	Fundacion	Santa Marta	220
LN809	Fundacion	Copey	220
LN810	Copey	Valledupar	220
LN819	Valledupar	Cuestecitas	220
LN805	Fundacion	Sabanalarga	220
LN806	Fundacion	Sabanalarga	220
LN816	Fundacion	Sabanalarga	220
LN712	Santa Marta	Manzanares	110

Código	Subestación Inicial	Subestación Final	Tensión [kV]
LN754	Santa Marta	Libertador	110
LN710	Santa Marta	Gaira	110
LN755	Gaira	Rio Cordoba	110
LN756	Rio Cordoba	Cienaga	110
LN711	Rio Cordoba	Fundacion	110
LN750	Copey	El paso	110
LN752	El paso	El banco	110
LN749	Valledupar	Codazzi	110
LN745	Codazzi	La Jagua	110
LN748	Valledupar	San Juan	110
LN744	Cuestecitas	Mina Intercor	110
LN751	Cuestecitas	Mina Intercor	110
LN741	Cuestecitas	Riohacha	110
LN740	Cuestecitas	Maicao	110
LNX7	Cuestecitas	Puerto Bolívar	110
LNX8	Cuestecitas	Puerto Bolívar	110
LNX1	Copey	Bolívar	500
LNX2	Copey	Ocaña	500
LNX4	Valledupar	Valledupar	34.5
LNX5	Valledupar	La paz	34.5
LNX6	Valledupar	Salguero	34.5
LNX9	Valledupar	Guatapuri	34.5
LNX11	Cuestecitas	Copey	500
LNX2.1	Copey	La loma	500
LNX2.2	La loma	Ocaña	500

Código	Subestación Inicial	Subestación Final	Tensión [kV]
LNX12	La loma	La Jagua	110
LNX13	La loma	Cuestecitas	500
LNX14	Copey	Fundación	220
LNX15.1	Valledupar	San Juan	220
LNX15.2	San Juan	Cuestecitas	220
LNX18	La loma	El paso	110
LNX16	Copey	Chinu	500
LNX17	Chinu	Cerromatoso	500