

Aplicación de las resoluciones CREG 025 de 1995 y 105 de 2018 en el análisis de alternativas para la conexión de un proyecto hidroeléctrico de 40 MW en el sur del departamento del Norte de Santander

Wilson David Lizarazo Cárdenas

Trabajo de grado para optar por el título de Magister en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica

Director:

Oscar Arnulfo Quiroga Quiroga.

PhD. en Tecnología

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas

Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones

Maestría en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica

Bucaramanga

2020

Agradecimientos

A mis padres y hermana, por el apoyo brindado durante este ciclo de mi vida.

A Dios por darme la motivación de abrir mi corazón y aventurarme a lograr todas las metas

A mis amigos y compañeros por la motivación durante la realización de mis estudios.

Contenido

	Pág.
Introducción	17
1. Planteamiento del Problema	19
2. Objetivos	21
2.1 Objetivo general	21
2.2 Objetivos específicos	21
2.3 Alcance	22
2.4 Reseña del trabajo desarrollado	23
3. Metodología de evaluación de alternativas	23
3.1 Antecedentes	24
3.2 Metodología propuesta	24
3.3 Criterios Generales	26
3.3.1 Horizonte de análisis.	27
3.3.2 Accesibilidad.	27
3.4 Definición de Alternativas de Conexión	27
3.5 Criterios para los Análisis Eléctricos de Alternativas	28
3.5.1 Criterios de Calidad.	28
3.5.2 Criterios de Seguridad.	28
3.5.3 Criterios de Confiabilidad.	29

3.5.4 Proyecciones de demanda de Energía y Potencia.	29
3.6 Modelado de la Red	31
3.7 Análisis Eléctricos de las Alternativas de Conexión	32
3.7.1 Estudios eléctricos en estado estacionario.	32
3.7.2 Estudios de cortocircuito.	33
3.7.3 Estudios eléctricos de estado transitorio.	33
3.7.4 Tiempo crítico de despeje de falla.	33
3.7.5 Energía no suministrada.	34
3.7.6 Pérdidas de Energía.	34
3.8 Análisis de resultados de las alternativas de conexión	35
3.9 Evaluación económica de las alternativas	35
3.9.1 Costos de inversión en activos de conexión.	37
3.9.2 Costos de inversión en activos de uso..	37
3.9.3 Costos por AOM (administración, operación y mantenimiento).	37
3.9.4 Costos por ANE (activos no eléctricos).	38
3.9.5 Valoración económica por pérdidas de energía.	38
3.9.6 Beneficio operativo por desplazamiento del precio de Bolsa.	38
3.9.7 Beneficio por ENS (Energía no suministrada).	41
3.10 Recomendación de alternativa de conexión	41
4. Descripción del caso de estudio	41
4.1 Antecedentes de proyectos de generación	42
4.1.1 Proyectos de generación de energía en Colombia.	42
4.1.2 Proyectos de generación de energía en Norte de Santander.	45

4.2 Características generales del proyecto	47
4.2.1 Ubicación del proyecto.	48
4.2.2 Horizonte de análisis del proyecto de generación.	48
4.3 Identificación de alternativas de conexión	49
4.3.1 Condiciones Iniciales del sistema.	49
4.3.2 Subestaciones accesibles para la conexión del proyecto.	51
4.3.3 Identificación de alternativas de conexión.	51
4.3.4 Análisis preliminar de alternativas de conexión.	52
4.3.5 Validación Preliminar de Alternativas de Conexión.	54
4.4 Definición de alternativas	55
4.4.1 Alternativa 1.	56
4.4.2 Alternativa 2.	57
5. Evaluación técnica de las alternativas	58
5.1 Resultados de cargabilidad en transformadores	58
5.1.1 Resultados de cargabilidad en transformadores sin proyecto.	59
5.1.2 Resultados de cargabilidad en transformadores alternativa 1.	59
5.1.3 Resultados de Cargabilidad en Transformadores Alternativa 2.	61
5.2 Resultados de Cargabilidad en Líneas	62
5.2.1 Resultados de cargabilidad en líneas sin proyecto.	62
5.2.2 Resultados de cargabilidad en líneas alternativa 1.	63
5.2.3 Resultados de cargabilidad en líneas alternativa 2.	65
5.3 Resultados de tensión en barras	66
5.3.1 Resultados de tensión en barras sin proyecto.	66

5.3.2 Resultados de tensión en barras alternativa 1.	67
5.3.3 Resultados de tensión en barras alternativa 2.	69
5.4 Resultados de cortocircuito en barras de subestaciones	70
5.4.1 Resultados del análisis de cortocircuito alternativa 1.	70
5.4.2 Resultados del análisis de cortocircuito alternativa 2.	72
5.4.3 Análisis de resultados de cortocircuito.	73
5.5 Resultados de análisis de estabilidad	73
5.5.1 Resultados análisis de estabilidad alternativa 1.	74
5.5.2 Resultados análisis de estabilidad alternativa 2.	77
5.6 Resultados de pérdidas técnicas de energía	81
5.6.1 Resultados de pérdidas técnicas en el STR.	81
5.6.2 Resultados de pérdidas técnicas en el SDL.	81
5.7 Resultados del análisis de confiabilidad	82
5.8 Análisis de resultados técnicos de las alternativas	84
6. Valorización económica de las alternativas	85
6.1 Inversión de cara al promotor del proyecto en activos de conexión	85
6.1.1 Inversión de cara al promotor del proyecto - alternativa 1.	86
6.1.2 Inversión de cara al promotor del proyecto - alternativa 2.	86
6.1.3 Análisis de inversión de cara al promotor del proyecto.	87
6.2 Inversión de cara al operador de red en activos de uso	87
6.2.1 Inversión en Infraestructura Eléctrica.	88
6.2.2 Costos por Administración, Operación y Mantenimiento (AOM).	89
6.2.3 Costos por Activos No Eléctricos (ANE).	90

6.3 Beneficios de cara al Operador de Red	90
6.3.1 Beneficio por confiabilidad.	90
6.3.2 Beneficio por energía de pérdidas en el sistema.	91
6.3.3 Beneficio por operatividad de las Plantas.	92
6.3.4 Cálculo de costo total de las alternativas de conexión.	93
6.3.5 Cálculo de beneficio total de las alternativas de conexión.	94
6.4 Evaluación económica a partir del Análisis beneficio/costo	94
6.5 Recomendación de Alternativa a Implementar	95
7. Conclusiones	96
Referencias Bibliográficas	99

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. <i>Tasa de crecimiento (%) UPME – octubre de 2018.</i>	30
Tabla 2. <i>Capacidad por recurso de generación.</i>	43
Tabla 3. <i>Datos técnicos del proyecto.</i>	47
Tabla 4. <i>Consideraciones de subestaciones cercanas al proyecto.</i>	49
Tabla 5. <i>Proyectos futuros área de influencia del Proyecto.</i>	53
Tabla 6. <i>Proyectos futuros de generación en el área de influencia del Proyecto.</i>	53
Tabla 7. <i>Alternativas de conexión.</i>	55
Tabla 8. <i>Pérdidas en el STR (MWh-Día).</i>	81
Tabla 9. <i>Pérdidas en el SDL (MWh-Día).</i>	82
Tabla 10. <i>Energía no suministrada en el SDL en [kW/h año].</i>	82
Tabla 11. <i>Energía no suministrada en el STR en [kW/h año].</i>	83
Tabla 12. <i>Tabla de resultados técnicos.</i>	84
Tabla 13. <i>Activos de conexión para la Alternativa 1.</i>	86
Tabla 14. <i>Activos de conexión para la Alternativa 2.</i>	87
Tabla 15. <i>Costo de inversión activos de uso alternativa 1 en [\$ Ene 2019].</i>	88
Tabla 16. <i>Costo de inversión activos de uso alternativa 2 en [\$ Ene 2019].</i>	88
Tabla 17. <i>Costo de inversión activos de uso en [\$ Ene 2019].</i>	89
Tabla 18. <i>Costo de AOM en [\$ Ene 2019].</i>	89

Tabla 19. <i>Costo de activos no eléctricos en [\$ Ene 2019].</i>	90
Tabla 20. <i>Beneficio por energía no suministrada en [\$ Ene 2019].</i>	91
Tabla 21. <i>Componente Generación del CU CENS enero de 2019.</i>	91
Tabla 22. <i>Valoración económica por pérdidas de energía en [\$ Ene 2019].</i>	92
Tabla 23. <i>Beneficios económicos históricos de precio bolsa en [\$ Ene 2019].</i>	92
Tabla 24. <i>Costo total de las alternativas en [\$ Ene 2019].</i>	93
Tabla 25. <i>Beneficio total de las alternativas en [\$ ENE 2019].</i>	94
Tabla 26. <i>Relación Beneficio-Costo de las alternativas.</i>	94

Lista de Figuras

	Pág.
<i>Figura 1.</i> Descripción del contenido del trabajo de aplicación.	23
<i>Figura 2.</i> Metodología para selección de alternativas.	26
<i>Figura 3.</i> Pronostico de la demanda UPME en MW.	30
<i>Figura 4.</i> Modelo Eléctrico adaptado para análisis eléctricos.	32
<i>Figura 5.</i> Despacho de las centrales de generación caso inicial.	40
<i>Figura 6.</i> Capacidad Actual a junio 2019 en MW con concepto aprobado UPME.	43
<i>Figura 7.</i> Capacidad actual hidroeléctrica a junio 2019 en MW con concepto aprobado UPME.	45
<i>Figura 8.</i> Recurso hídrico: cuencas hidrográficas para plantas a filo de agua en kW.	46
<i>Figura 9.</i> Ubicación geográfica Pequeñas Centrales Hidroeléctricas Durania.	48
<i>Figura 10.</i> Concentración de demanda área influencia.	52
<i>Figura 11.</i> Proyecto de expansión por 115 kV área de influencia del proyecto.	54
<i>Figura 12.</i> Ubicación geográfica de la Alternativa 1.	56
<i>Figura 13.</i> Ubicación geográfica de la Alternativa 2.	57
<i>Figura 14.</i> Cargabilidad Transformadores – Área de Influencia Sin Proyecto.	59
<i>Figura 15.</i> Cargabilidad Transformadores – Área de Influencia Proyecto Alternativa 1 con una Planta.	60
<i>Figura 16.</i> Cargabilidad Transformadores – Área de Influencia Proyecto Alternativa 1 con dos plantas.	60

<i>Figura 17.</i> Cargabilidad Transformadores – Área de Influencia Proyecto Alternativa 2 con una Planta.	61
<i>Figura 18.</i> Cargabilidad Transformadores – Área de Influencia Proyecto Alternativa 2 con dos Plantas.	61
<i>Figura 19.</i> Cargabilidad Líneas – Área de Influencia Proyecto Caso Base.	63
<i>Figura 20.</i> Cargabilidad Líneas – Área de Influencia Proyecto Alternativa 1 con una planta.	64
<i>Figura 21.</i> Cargabilidad Líneas – Área de Influencia Proyecto Alternativa 1 con dos plantas.	64
<i>Figura 22.</i> Cargabilidad Líneas – Área de Influencia Proyecto Alternativa 2 con una planta.	65
<i>Figura 23.</i> Cargabilidad Líneas – Área de Influencia Proyecto Alternativa 2 con dos plantas.	65
<i>Figura 24.</i> Tensión en p.u. Área de Influencia Proyecto Caso Base - 2022 – 2029.	67
<i>Figura 25.</i> Tensión en p.u. Área de Influencia Proyecto Alternativa 1 con una Planta.	68
<i>Figura 26.</i> Tensión en p.u. Área de Influencia Proyecto Alternativa 1 con dos Plantas.	68
<i>Figura 27.</i> Tensión en p.u. Área de Influencia Proyecto Alternativa 2 con una Planta.	69
<i>Figura 28.</i> Tensión en p.u. Área de Influencia Proyecto Alternativa 2 con dos Plantas.	69
<i>Figura 29.</i> Resultado de CC Monofásico – Alternativa 1 – 2024 y 2029.	71
<i>Figura 30.</i> Resultado de CC Trifásica – Alternativa 1 – 2024 y 2029.	71
<i>Figura 31.</i> Resultado de CC Monofásico – Alternativa 2 – 2024 y 2029.	72
<i>Figura 32.</i> Resultado de CC Trifásico – Alternativa 2 – 2024 y 2029.	72
<i>Figura 33.</i> Resultados de Tensión de Generadores y Subestaciones ante entrada del Proyecto - Alternativa 1.	74
<i>Figura 34.</i> Resultados de frecuencia en Subestaciones y Angulo Rotor entrada del Proyecto – Alternativa 1.	74

<i>Figura 35.</i> Resultados de Tensión de Generadores y Subestaciones ante salida del Proyecto - Alternativa 1.	75
<i>Figura 36.</i> Resultados de frecuencia en Subestaciones y Angulo Rotor salida del Proyecto – Alternativa 1.	75
<i>Figura 37.</i> Resultados de Tiempo critico de despeje de falla Alternativa 1.	76
<i>Figura 38.</i> Resultados de Tensión de Generadores y Subestaciones ante entrada del Proyecto - Alternativa 2.	77
<i>Figura 39.</i> Resultados de frecuencia en Subestaciones y Angulo Rotor entrada del Proyecto – Alternativa 2.	78
<i>Figura 40.</i> Resultados de Tensión de Generadores y Subestaciones ante salida del Proyecto - Alternativa 2.	78
<i>Figura 41.</i> Resultados de frecuencia en Subestaciones y Angulo Rotor entrada del Proyecto – Alternativa 2.	79
<i>Figura 42.</i> Resultados de Tiempo critico de despeje de falla Alternativa 2.	79

Resumen

Título: Aplicación de las resoluciones CREG 025 de 1995 y 105 de 2018 en el análisis de alternativas para la conexión de un proyecto hidroeléctrico de 40 MW en el sur del departamento del Norte de Santander*

Autor: Lizarazo Cárdenas, Wilson David**

Palabras Clave: Planeación, expansión, transmisión, generación, evaluación técnica, evaluación económica, UPME, STR, CREG.

Descripción:

Este trabajo de aplicación se elaboró a partir del análisis técnico y económico de alternativas de conexión considerando los criterios de planeación en transmisión y generación. Su objetivo es establecer y analizar dos alternativas viables para la conexión de un proyecto de generación a gran escala de 40 MW, de tecnología hídrica en el departamento de Norte de Santander. La pauta para evaluar la viabilidad técnica y económica del proyecto se dio de acuerdo a lo reglamentado en la resolución CREG 025 de 1995 y CREG 015 de 2018, con la cual se elaboraron alternativas de planeación flexibles y adaptativas a las condiciones técnicas y económicas del sistema, considerando a su vez, los estándares de calidad, confiabilidad y seguridad. Se propone la implementación de la alternativa dos descrita en este trabajo de aplicación, al obtener mejores beneficios para el sistema y los usuarios.

El contenido de este documento y/o sus anexos son para uso exclusivo de su destinatario intencional y puede contener Información legalmente protegida por ser privilegiada o confidencial. Si usted no es el destinatario intencional de este documento por favor Infórmenos de inmediato y elimine el documento y sus anexos. Igualmente, el uso indebido, revisión no autorizada, retención, distribución, divulgación, reenvío, copia, impresión o reproducción de este documento y/o sus anexos está estrictamente prohibido y sancionado legalmente. Agradecemos su atención. Grupo Empresarial EPM.

** Facultad de Ingenierías Físico – Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones.
Director: Ph.D. Oscar Arnulfo Quiroga Quiroga

Abstract

Title: Application of CREG Resolutions 025 of 1995 and 105 of 2018 in the alternative analysis for the connection of a 40 MW hydroelectric project in the south of the department of North of Santander*

Autor: Lizarazo Cárdenas, Wilson David**

Key Words: Planning, expansion, transmission, generation, technical evaluation, economic evaluation, UPME, STR, CREG

Description:

This application work was developed based on the technical and economic analysis of connection alternatives considering the planning criteria in transmission and generation. Its objective is to establish and analyze two viable alternatives for the connection of a large-scale generation project of 40 MW, of water technology in the department of Norte de Santander. The guideline for evaluating the technical and economic viability of the project was in accordance with the provisions of resolution CREG 025 of 1995 and CREG 015 of 2018, with which flexible planning alternatives were developed and adapted to the technical and economic conditions of the system, also considering the standards of quality, reliability and safety. The implementation of alternative two described in this application work is proposed, obtaining better benefits for the system and users.

The contents of this document and/or its attachments are for exclusive use of the intended recipient and may contain privileged or confidential information. If you are not the intended recipient of this document, please immediately reply to the sender and delete this information and its attachments from your system. Likewise, the misuse, unauthorized review, any retention, dissemination, distribution, disclosure, forwarding, copying, printing or reproduction of this transmission, including any attachments, is strictly prohibited and punishable by law. Thank you for your attention. Grupo Empresarial EPM.

* Final graduate project. Modality: Application work

** Department of Physical – Mechanical Engineering. School of Electrical, Electronic and of Telecommunications Engineering Director: PhD. Wilson David Lizarazo Cárdenas

Introducción

El potencial energético en la actualidad se encuentra determinado por la eficiencia que alcanza en el sector y por la capacidad para emplear fuentes energéticas renovables dentro de su oferta, de acuerdo a las condiciones de crecimiento y consumo de una zona determinada (Miguel & Amalia, 2012). En el territorio colombiano con las Leyes 142 y 143 (Congreso de Colombia, 1994) (Congreso de Colombia, 1994) se establecieron derechos y obligaciones respecto a las empresas que desarrollan o deseen desarrollar actividad propia como la Generación, Autogeneración y Cogeneración de energía junto con las empresas responsables del transporte de la energía hasta el usuario final.

Estas leyes permitieron ser el punto de partida para reglamentar la actividad de generación en el país, complementándose con las resoluciones CREG 025 de 1995, 070 de 1998 y 106 de 2006 (Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), 1995) (Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), 1998) (Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), 2006), las cuales permitieron establecer para los proyectos de Generación, requisitos y plazos para la conexión al Sistema Interconectado Nacional (SIN), pero con algunas falencias y ambigüedades las cuales dificultaron tener las reglas claras para el procedimiento de conexión tanto para promotores de proyectos de Generación como para los transportadores.

En el año 2014, se expidió la Ley 1715 por parte del Congreso de la Republica (Congreso de Colombia, 2014), la cual busca promover el desarrollo y utilización de las fuentes no convencionales de energía y es caso especial las renovables por su impacto con el medio ambiente,

que junto a la resolución CREG 030 de 2018 (Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), 2018), estableció procesos unificados en cuanto a plazos y requisitos para conectar proyectos de esta índole al Sistema Interconectado (SIN) en el tema de Generación distribuida, autogeneración a pequeña y gran escala con capacidad de hasta 5 MW, con los cuales junto con el material didáctico expedido por la CREG permitió a los usuarios tener las reglas claras para la Generación de energía y conexión de proyectos con su iniciativa.

La Superintendencia de Servicios Públicos domiciliarios realizó mesas de trabajo junto con la CREG y la UPME, para establecer el “Manual de asignación de puntos de conexión de proyectos de generación con capacidad mayor a 5 MW” (Superintendencia delegada para Energía y Gas Combustible, 2018), con el cual se buscaba crear un documento que brindara seguridad jurídica al momento de asignar puntos de conexión para temas de generación, con el cual se completa una serie de normativas orientadas a promover y establecer reglas claras para integrar al Sistema Interconectado Nacional nuevas alternativas de Generación de energía ante la necesidad a un futuro cercano de contar con soluciones energéticas sencillas, que sean perdurables, con bajo impacto ambiental, en cantidades y en costos que se complemente con la creciente demanda energética a partir del desarrollo regional (Sierra, Sierra, & Guerrero, 2011).

De acuerdo a lo anterior, en el presente trabajo de grado se propone una metodología que permite evaluar la conexión de fuentes no convencionales de energía a un sistema de distribución atendiendo las exigencias técnicas y económicas establecidas por la regulación. Como caso de estudio se usará un proyecto de generación que consta de 2 pequeñas centrales hidroeléctricas de 20 MW cada una en el Nordeste de Colombia. Realizando su evaluación técnica a partir de la simulación y análisis de planeamiento junto con su evaluación económica de beneficio/costos se

determina la viabilidad de su integración y los beneficios a nivel país, que tendría este proyecto hidroeléctrico a partir de las necesidades en transmisión y generación que presenta Colombia.

1. Planteamiento del Problema

Actualmente en el sur del departamento del Norte de Santander existe un gran crecimiento de demanda energética asociado al desarrollo de la industria minera, construcción de vías 4G y necesidades de nuevos usuarios para acceder al servicio de energía, lo cual ocasiona que se propongan obras de expansión en transmisión y generación, que permitan a su vez mejorar las condiciones técnicas actuales del sistema.

Para ello, se propone una metodología para evaluar técnica y económicamente proyectos de generación de energía a gran escala para el operador de red CENS que le permita la integración de dos pequeñas centrales hidroeléctricas, las cuales respondan a los criterios de planeamiento exigidos por la regulación y sean viables de acuerdo a lo exigido por la UPME.

Al realizar el planteamiento de alternativas para la conexión de las pequeñas centrales hidroeléctricas, se podrá viabilizar la conexión desde un punto de visto técnico y económico, encontrando posibilidades de crecimiento en transmisión y generación esperando tener una relación beneficio costo mayor a uno (1) y siendo evaluado de acuerdo a los criterios contemplados por la CREG 025 de 1995 (código de redes) (Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), 1995), que permitiría viabilizar el proyecto al ser presentado ante la UPME.

Este trabajo de aplicación se sustenta en estudios de planeamiento previos, tales como el “Plan Indicativo de Expansión de Cobertura” de la UPME (Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), 2018), con el cual con una vista a futuro se identifican obras necesarias en transmisión y generación para que cada Operador de Red analice alternativas para atender la demanda con unos criterios de calidad, a su vez el Gobierno nacional con la Ley 1715 de 2014 (Congreso de Colombia, 2014), da apertura a que se propongan proyectos de esta índole que atiendan las necesidades energéticas del país.

Este trabajo de aplicación, contribuirá a tener una metodología clara y a identificar alternativas viables para la integración de fuentes no convencionales de energía en la zona de influencia, de acuerdo a las exigencias técnicas y económicas establecidas por entes de regulación y planeación, promoviendo nuevas formas de generación de energía amigables con el medio ambiente y que cubra las necesidades energéticas de la región impulsando un desarrollo sostenible a partir de la generación de energía y el aprovechamiento de la abundancia de recursos naturales por las características propias del territorio nacional (Cortés & Arango, 2017).

2. Objetivos

A continuación, se presentan los objetivos del trabajo de aplicación propuesto y sus respectivos alcances:

2.1 Objetivo general

Analizar las alternativas de conexión para un proyecto hidroeléctrico en el municipio de Durania en el departamento del Norte de Santander, a partir de los lineamientos dados en las resoluciones CREG 025 de 1995 y 015 de 2018.

2.2 Objetivos específicos

Evaluar las opciones disponibles de conexión para las dos pequeñas centrales hidroeléctricas de 19.9 MW en el STR del área de influencia.

Modelar el sistema eléctrico del STR del área de influencia junto con las proyecciones de demanda del Operador de Red para las alternativas de conexión.

Realizar los estudios eléctricos de las alternativas propuestas, para establecer su viabilidad técnica ante la entrada en operación de las plantas de generación.

Realizar la valoración económica de las alternativas de acuerdo a los lineamientos establecidos en la resolución CREG 015 de 2018.

2.3 Alcance

El alcance del trabajo de aplicación acorde con los objetivos establecidos comprende:

Para el objetivo específico N° 1: La identificación de alternativas para la conexión del proyecto tomado como caso de estudio, partiendo del análisis de los antecedentes de proyectos de generación a nivel nacional y departamental junto con las características particulares del proyecto de generación estudiado, las condiciones actuales del sistema y las obras de expansión en generación y transmisión previstas.

Para el objetivo específicos N° 2: La propuesta de una metodología para viabilizar las alternativas a partir del sistema eléctrico, considerando la infraestructura existente, condiciones operativas, proyecciones de demanda y obras de expansión previstas para un horizonte de planeación de corto y mediano plazo.

Para el objetivo específicos N° 3: La realización de los estudios eléctricos de las alternativas propuestas, para determinar el comportamiento del sistema ante la puesta en operación del proyecto de generación con los criterios de la CREG 025 de 1995.

Para el objetivo específico N° 4: La valoración económica de las alternativas de acuerdo a los criterios de la CREG 015 de 2018, contemplando las inversiones y beneficios operativos y en pérdidas que tenga el proyecto para viabilizar su conexión.

2.4 Reseña del trabajo desarrollado

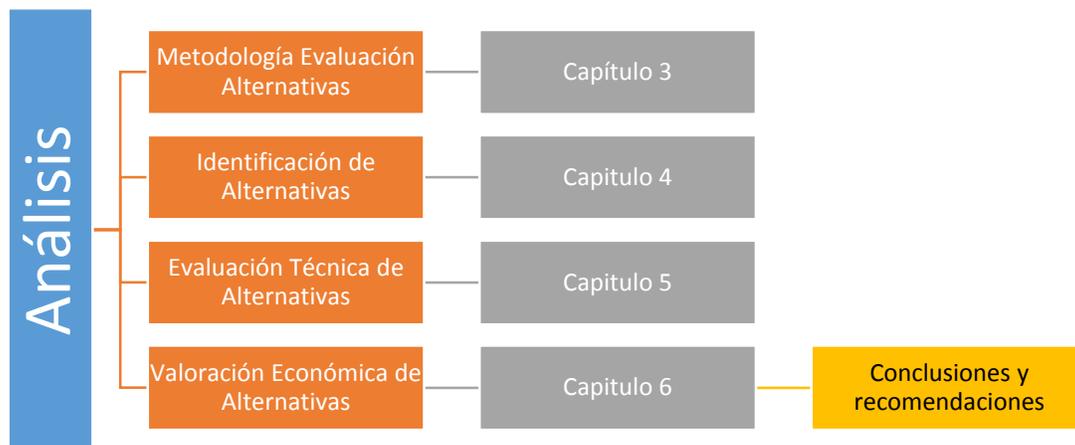


Figura 1. Descripción del contenido del trabajo de aplicación.

3. Metodología de evaluación de alternativas

En este Capítulo, se muestra la metodología planteada en este trabajo de aplicación para definir y evaluar las alternativas de conexión para promover proyectos de generación. En el numeral 3.1 se muestran algunos antecedentes metodológicos para evaluar proyectos de generación y en los numerales 3.2 y 3.3. se presentan la metodología propuesta, alcance y criterios generales para la evaluación de alternativas. En el numeral 3.4 se establece la metodología para la definición de alternativas. Luego, en el numeral 3.5, 3.6 y 3.7 se dan los criterios para los análisis eléctricos y modelamiento de la red. Finalmente, en el numeral 3.8, 3.9 y 3.10 se establece la metodología para evaluar económicamente las alternativas y recomendarlas.

3.1 Antecedentes

Dentro de América Latina existe un riesgo asociado a la promoción de proyectos de generación no convencionales a gran escala, como el caso de Chile, en la cual se resalta que, al no existir experiencias concretas, esto puede ocasionar no encontrar una rentabilidad considerable con respecto a las fuentes convencionales (Moreno, Mocarquer, & Rudnick, 2006).

En Colombia la rentabilidad de los proyectos de generación se puede apalancar a partir del análisis técnico y económico con el cual, proyectos de generación cuyas relaciones beneficios sobre los costos (B/C) sean superiores a 1 y sean técnicamente viables pueden ser recomendados, puesto que resultan beneficiosas tanto para quien promueve el proyecto, como para el país, plantea Juan Camilo Cardona Castañeda en el 2016 (Cardona, 2017), por ello a partir de este trabajo previo se propone esta metodología analizando los requerimientos técnicos de la Resolución CREG 025 de 1995 (Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), 1995), justificado económicamente con la nueva metodología de remuneración de la actividad de distribución establecida en la Resolución CREG 015 de 2018 (Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), 2018).

3.2 Metodología propuesta

Para evaluar las alternativas de conexión, tomaremos como referencia el Plan de Expansión de Referencia en Generación y Transmisión 2017 – 2031 (Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), 2018), el cual sirve de guía para elaborar estudios de planeamiento de los recursos de generación y de las redes de transmisión, que permita la atención de la demanda buscando la manera más económica, confiable y segura posible (Georgilakis & Hatziargyriou, 2015). Al

considerarse alternativas de expansión en redes para la interconexión de un proyecto de generación con el sistema eléctrico del Operador de Red, se debe establecer un esquema general del planeamiento el cual se evidencia en la Figura 2, este diagrama corresponde a los pasos para evaluar técnicamente un proyecto de acuerdo a los lineamientos regulatorios del código de redes (Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), 1995) y establecer su relación de Beneficio/Costo en función de la remuneración de activos necesarios para su interconexión dado por la CREG 015 de 2018 (Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), 2018).

Esta metodología permite evaluar ante la definición de una alternativa y dando cumplimiento a la regulación vigente en temas de asignación de puntos de conexión al STR o SDL (Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), 2006), su viabilidad técnica y económica, es adaptada del esquema general de planeamiento de la transmisión de la UPME (Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), 2018), puesto que al existir múltiples soluciones que podrían implementarse para los proyectos, se hace importante definir como solución, alternativas viables económicamente.

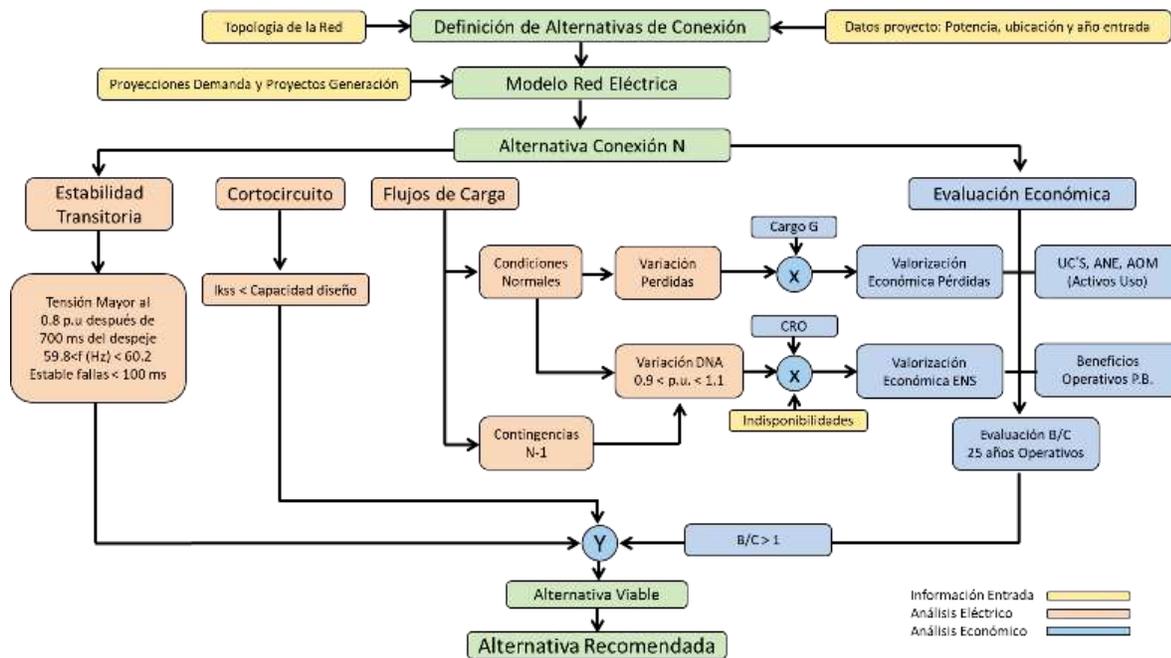


Figura 2. Metodología para selección de alternativas.

De acuerdo a la figura anterior, una vez seleccionada una alternativa de conexión, se debe realizar el análisis técnico correspondiente de estabilidad transitoria, cortocircuito, flujos de carga en operación normal y ante contingencias sencillas, a su vez, se debe valorar la alternativa, para determinar su relación beneficio/costo, la cual debe ser mayor o igual a uno (1). Si el desempeño técnico y económico de la alternativa cumple, esta alternativa es recomendada.

3.3 Criterios Generales

Dentro de los criterios generales de la metodología y que sirven como insumos en el momento de definir una alternativa de conexión, es la fecha de entrada del proyecto de generación y la accesibilidad que tendría dentro del sistema eléctrico del área de influencia, los cuales se describirán con más detalle dentro de este capítulo.

3.3.1 Horizonte de análisis. Tomando como referencia las Metodologías de planificación de la Expansión y Generación (Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), 2018) y los criterios de Planeamiento del código de redes (Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), 1995), se realizará un análisis operativo para las condiciones a las cuales estará expuesto el sistema para el año de entrada en operación y un horizonte medio de 5 años, como periodo operativo en el cual se evaluará que el sistema no presenta dificultades técnicas para la operación óptima del sistema, de acuerdo a los informes operativos eléctricos de mediano plazo (XM S.A. E.S.P., 2018).

3.3.2 Accesibilidad. La geografía económica resulta ser un criterio determinante al momento de evaluar alternativas de conexión, de acuerdo al principio de localización de mínimo costo (Luca de Tena, 1997), en el caso en que una red de alta tensión se encuentre cerca a los proyectos de generación, esto abarata los costos de conexión, desplazamiento de materiales y acceso, siendo este, uno de los desafíos al momento de pensar en las soluciones de interconexión (Castro, 2012).

De acuerdo a lo anterior, la metodología de identificación de alternativas considerará las subestaciones cercanas al proyecto para la conexión al STR del operador de red. En caso de no existir alternativas que cumplan con el principio de localización, se plantearán alternativas de expansión en activos de uso, como por ejemplo una nueva subestación en el área de influencia.

3.4 Definición de Alternativas de Conexión

Se plantearán dos alternativas de conexión, de las cuales al menos una debe ser viable y que deben tener en cuenta lo establecido en la resolución CREG 106 de 2006 (Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), 2006) “Los interesados en conectar sus plantas o unidades de generación

al STN, STR o SDL enviarán a la UPME copia del estudio sobre la factibilidad técnica y económica de la conexión, en el cual una de las alternativas de conexión analizadas debe corresponder exclusivamente a activos a cargo del generador”, esta metodología planteará inicialmente como alternativas de conexión, aquellas que correspondan únicamente a activos de conexión, los cuales son propiedad del promotor del proyecto de generación, en caso de no encontrar una segunda alternativa bajo este criterio, se propondrán obras de uso que permitan la interconexión.

3.5 Criterios para los Análisis Eléctricos de Alternativas

Para determinar el desempeño de las alternativas de conexión, se tendrán en cuenta los criterios definidos en la resolución CREG 025 de 1995 (Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), 1995) los cuales son:

3.5.1 Criterios de Calidad. Asegurar que la tensión en las barras a nivel de 110 kV y 220 kV no sea inferior al 90 % del valor nominal, ni superior al 110 %. Para las barras de 500 kV asegurar que la tensión no sea inferior al 90 % del valor nominal, ni superior al 105 %.

3.5.2 Criterios de Seguridad. El sistema debe permanecer estable bajo una falla trifásica o monofásica a tierra en uno de los circuitos del sistema con despeje de la falla por operación normal de la protección principal.

Una vez despejada la falla, la tensión no debe permanecer por debajo de 0.8 p.u. por más de 700 ms.

Las oscilaciones de ángulos de rotor, flujos de potencia y tensiones del sistema deberán ser amortiguadas (el sistema debe tener amortiguamiento positivo).

No se permiten valores de frecuencia inferiores a 57.5 Hz durante los transitorios.

No se permiten sobrecargas en las líneas ni en los transformadores y líneas de transmisión de su capacidad nominal y capacidad térmica respetivamente.

3.5.3 Criterios de Confiabilidad. La confiabilidad se determina calculando la demanda no atendida (DNA) para contingencias sencillas (criterio N-1) y ponderándola por su probabilidad de ocurrencia en carga máxima, media o mínima y tomando como duración la información suministrada por el Operador de Red tomada de estadísticas de desempeño de la red en la zona del proyecto. La Energía No Suministrada (ENS) se valora en términos económicos con el costo del primer escalón de racionamiento.

3.5.4 Proyecciones de demanda de Energía y Potencia. Para la construcción de los escenarios de estudio, se consideró la proyección de demanda (Tasa de crecimiento) obtenida de la UPME del informe de Proyección de la Demanda de Energía y Potencia Máxima en Colombia con fecha de corte de octubre de 2018 (Unidad de Planeación Mineroenergética (UPME), 2018). Además de contemplar la entrada de operación de cargas puntuales que el OR considera importantes en el sistema. En la Tabla 1 se muestran los factores de crecimiento mencionados, en la figura 3 el pronóstico de la demanda para el Sistema Interconectado Nacional.

Con base en las tasas de crecimiento para cada año analizado y los pronósticos de la demanda se escogieron tres escenarios de demanda de la curva horaria de carga: demanda máxima, media y mínima, para ser evaluados en los análisis eléctricos.

Tabla 1.

Tasa de crecimiento (%) UPME – octubre de 2018.

Año	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	1.0243833	1.0244239	1.0074394
2020	1.0188941	1.0188425	1.0188604
2021	1.0195437	1.019532	1.0195886
2022	1.0189907	1.0189727	1.0189241
2023	1.0170619	1.0170754	1.0170642
2024	1.0192705	1.0192892	1.0192807
2025	1.0184841	1.0184861	1.0184613
2026	1.0191431	1.0190968	1.0191088
2027	1.0199219	1.0200051	1.0199772
2028	1.0187355	1.0187024	1.0187269
2029	1.0184692	1.0184403	1.018467
2030	1.0189796	1.0189838	1.0189601
2031	1.0200588	1.0200391	1.0200699
2032	1.0197383	1.0197989	1.0197547

Nota. Tomado de: Unidad de Planeación Mineroenergética (UPME), (2018) «Proyección de la demanda de energía Eléctrica y Potencia Máxima en Colombia,» Bogotá,.

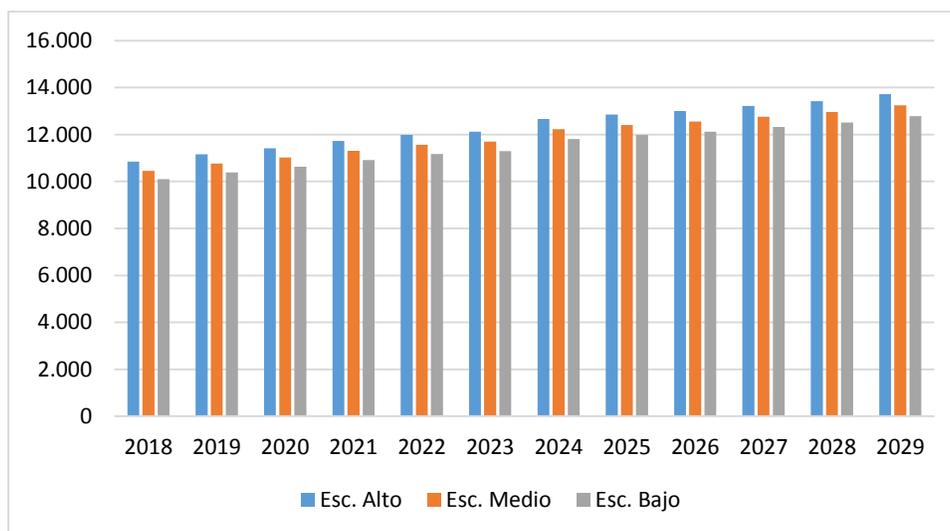


Figura 3. Pronostico de la demanda UPME en MW.

Se prevé de acuerdo a las tablas anteriores una tasa de crecimiento variable y una proyección creciente exponencialmente para los próximos años, a partir de estas proyecciones nacionales y junto con las regionales, se proyecta la demanda de energía en MW para los próximos años considerando históricos del OR y nuevas cargas grandes que se esperan entren en los próximos años junto con los planes de expansión de referencia que se tengan.

3.6 Modelado de la Red

Las herramientas actuales para el modelado de redes por las entidades del sector eléctrico colombiano son principalmente: DIGSILENT Power Factory y NEPLAN (Cardona, 2017). De acuerdo a los criterios antes descritos, características topológicas, obras de expansión previstas en Transmisión/Generación y proyecciones de demanda, se ingresan estas variables al modelo de la red Eléctrica publicado por XM en el primer semestre del 2018 denominado IPOEL, adecuándolo a las condiciones particulares del Operador de Red como se observa en la figura 4, para finalmente proceder a realizar los análisis eléctricos necesarios y los análisis económicos, los cuales forman parte del procedimiento exigido por la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME (Cardona, 2017) (Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), 1995) (Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), 2018).

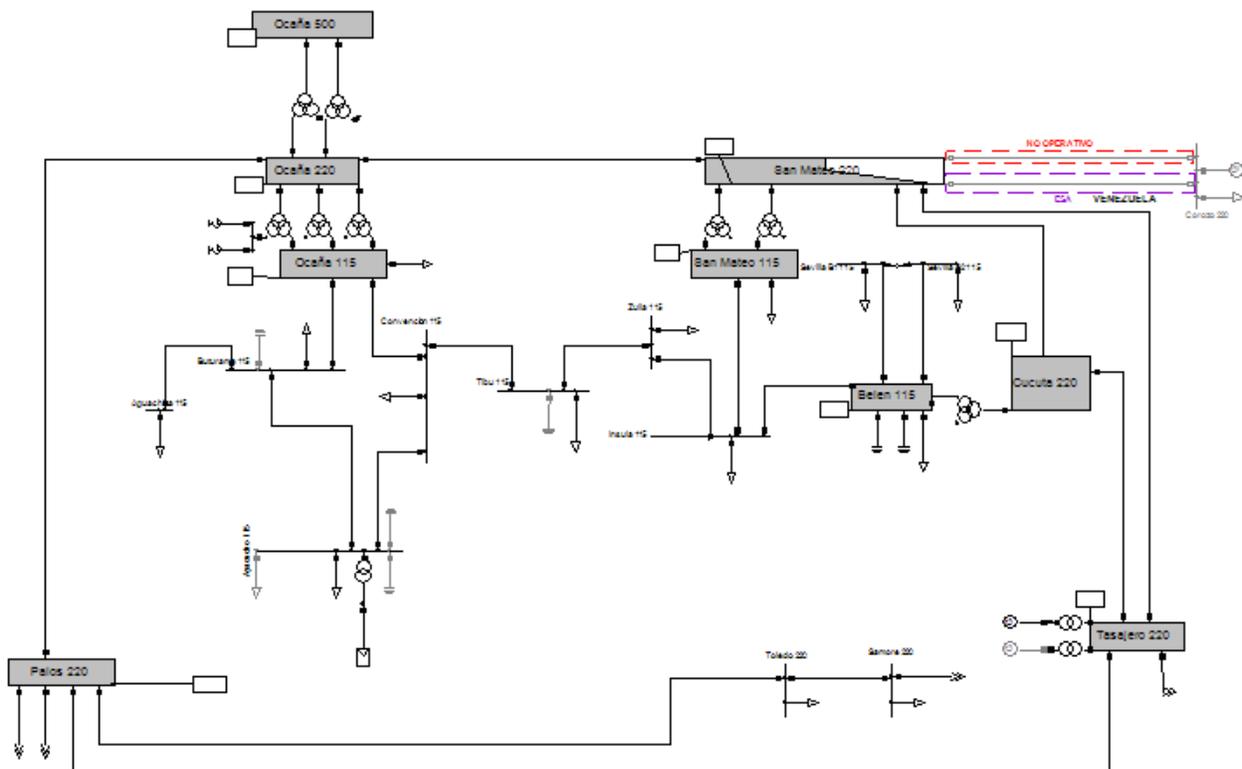


Figura 4. Modelo Eléctrico adaptado para análisis eléctricos.

Para cada subestación del modelo anterior, se consideró a partir de mediciones históricas la curva típica de carga particular de cada una, para tener un referente al realizar los análisis eléctricos, y ajustar las horas de máxima carga y máxima caída de tensión.

3.7 Análisis Eléctricos de las Alternativas de Conexión

A partir de los criterios para desarrollar los análisis, se evaluarán las alternativas de conexión a partir de los siguientes estudios y consideraciones:

3.7.1 Estudios eléctricos en estado estacionario. Para el análisis en estado estacionario se realizan estudios de flujo de carga para los dos años seleccionados (2024 y 2029) en el horizonte

de análisis de cinco años, en donde se analizarán los perfiles de tensión, cargabilidad y pérdidas en los escenarios de demanda máxima, media y mínima en operación normal.

También se analiza el impacto del proyecto cuando se presente una contingencia sencilla N-1 en el sistema, ya que por la inyección de potencia a la red puede generar condiciones de emergencia, como cargabilidades y tensiones fuera de los límites regulatorios.

3.7.2 Estudios de cortocircuito. Se calcula la corriente de cortocircuito ante falla monofásica y trifásica mediante el software DIgSILENT PowerFactory, para identificar la necesidad de cambiar equipos existentes por la saturación del nivel de cortocircuito que pueda presentarse, estimando estos resultados con base en la norma IEC60909 (Norma Internacional CEI IEC 60909 - Corrientes de corto circuito en sistemas trifásicos de corriente alterna, 2001).

3.7.3 Estudios eléctricos de estado transitorio. Mediante estudios de estado estacionario se revisa el comportamiento dinámico del sistema cuando se produzca una perturbación por apertura o cierre de un interruptor originadas por contingencia, deslastre o entrada de potencia al sistema eléctrico (IEEE, 2004), en este trabajo de aplicación se evalúa puntualmente los resultados transitorios ante la entrada y salida del proyecto de generación del caso de estudio.

3.7.4 Tiempo crítico de despeje de falla. Para establecer el tiempo crítico del generador se simula una falla trifásica franca, aplicada en el lado de alta del transformador del generador, la cual es sostenida durante el tiempo requerido para que el generador pierda sincronismo con el sistema. Los cuales deben cumplir con los rangos establecidos por el código de conexión dado por la resolución CREG 025 de 1995 (Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), 1995), la

cual instaure que las unidades de generación deben garantizar el despeje de la falla en un tiempo ajustable entre 100 ms y 500 ms después de ser detectada.

El tiempo crítico de despeje de falla permite ajustar el tiempo de actuación de los interruptores para despejar fallas antes que el generador pierda sincronismo y provoque la inestabilidad del sistema.

3.7.5 Energía no suministrada. La energía no suministrada ENS (MWh/año), indica cuanta cantidad de energía se deja de entregar en un lapso de tiempo, por causa de eventos del sistema de generación, que hacen que los equipos no se encuentren disponibles. Su cálculo se da de acuerdo a los índices de fiabilidad, tasa de falla λ y el tiempo medio de reparación MTTR (r) (Pisciotti, 2019), de acuerdo a ello se calculó la energía no suministrada según los lineamientos regulatorios de la CREG 094 de 2012 (Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), 2012), con los cuales se analizaron los siguientes escenarios:

- ENS sin generación dentro de la zona de influencia (caso base).
- ENS con las dos plantas de generación dentro de la zona de influencia.
- ENS con una planta de generación dentro de la zona de influencia.

3.7.6 Pérdidas de Energía. Se calcularon niveles de pérdidas tanto en el STR como en el SDL, para establecer variaciones significativas a partir de las alternativas de conexión propuestas.

3.7.6.1 Pérdidas en el STR. Se realizan flujos de carga cuasi-dinámicos con la curva característica de potencia de los alimentadores dentro de la zona de influencia del proyecto a partir de las proyecciones de carga y los escenarios operativos del sistema, donde se calcularon las

pérdidas en líneas y transformadores a nivel del STR, con los cuales se proyectaron las pérdidas para los años del horizonte de análisis (2024-2029) a partir de una relación exponencial.

3.7.6.2 Pérdidas en el SDL. Se realizan flujos de carga cuasi-dinámicos con la curva característica de potencia de los alimentadores dentro de la zona de influencia del proyecto a partir de las proyecciones de carga y los escenarios operativos del sistema, dónde se calcularon las pérdidas en líneas y transformadores a nivel del SDL para el horizonte de análisis (2024-2029) a partir de las proyecciones UPME en el escenario de demanda media publicadas en enero de 2019.

3.8 Análisis de resultados de las alternativas de conexión

Analizando los resultados de las alternativas y si el desempeño de cada una es adecuado, se considera que las alternativas son viables técnicamente y serán tenidas en cuenta como elegibles para la conexión del proyecto de generación.

3.9 Evaluación económica de las alternativas

Una vez analizadas las alternativas como posible solución a implementarse en el sistema, se determinará su viabilidad económica, a partir de la relación Beneficio/Costo para cada una de ellas, determinando cuales traen mejores beneficios operativos para el sistema (Lozano, Garcia, & Monsalve, 2010).

El procedimiento para el cálculo de la evaluación económica se describe a continuación:

- Determinación de los costos de inversión a partir de los valores de las Unidades Constructivas (UC) de la Resolución CREG 015 de 2018.
- Valoración económica de las pérdidas en la red de CENS y en el STN.
- Valoración de los gastos de Administración, Operación y Mantenimiento AOM en todo el horizonte del proyecto.
- Valoración económica de la energía no suministrada.
- Beneficios operativos por la entrada en operación de la generación.
- Relación beneficio/costo del proyecto.

Los principales indicadores utilizados en la evaluación económica son:

- AOM Regulatorio dado por la resolución CREG 015 de 2019.
- IPP (enero de 2019): 117.18.
- Tarifas CENS (enero de 2019).

Finalmente, con todos los insumos para la evaluación económica, se calcula la relación Beneficio-Costo a partir de la siguiente ecuación:

$$\frac{B}{C} = \frac{B_{perd} + B_{bolsa} + B_{ENS}}{C_{uso} + C_{Perd}}$$

Ecuación 1. Cálculo de la relación Beneficio/Costo

Dónde:

B_{perd}: Beneficio por reducción de pérdidas en el STR/SDL (COP enero 2019)

B_{bolsa}: Beneficio operativo por reducción precio de bolsa (COP enero 2019)

B_{ENS}: Beneficio por reducción de energía no suministrada (COP enero 2019)

C_{uso}: Costo de inversiones en activos de uso en UC's (COP enero 2019)

C_{perd}: Costo por aumento de pérdidas en el STR/SDL (COP enero 2019)

De acuerdo a la ecuación anterior, aquellas alternativas con relaciones Beneficio-Costo mayores a 1, son recomendadas al ser beneficiosas para los promotores de proyectos de generación y para el país (Cardona, 2017).

3.9.1 Costos de inversión en activos de conexión. De acuerdo a la metodología planteada, se calculará la inversión en activos de conexión. Estos costos no entran en la valoración económica del proyecto al tratarse de activos que son de uso exclusivo de un usuario, y el cual no es remunerado vía tarifa, solo son una referencia de las unidades constructivas de la resolución CREG 015 de 2018, expresados en pesos colombianos (COP) con fecha a enero de 2019, que incurriría el promotor del proyecto para la interconexión.

3.9.2 Costos de inversión en activos de uso.. De acuerdo a la metodología planteada, se calculará la inversión en activos de uso, para la valoración económica de las alternativas planteadas, con referencia a las unidades constructivas de la resolución CREG 015 de 2018 (Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), 2018), expresados en pesos colombianos (COP) con fecha a enero de 2019. Las alternativas de conexión que involucren activos de uso, sólo serán viables cuando su relación Beneficio-Costo sea superior a 1 y su evaluación medirá únicamente impactos en el sistema remunerado vía cargos por uso (Cardona, 2017).

3.9.3 Costos por AOM (administración, operación y mantenimiento). De acuerdo a lo establecido en la resolución CREG 015 de 2018 (Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), 2018), para el reconocimiento de AOM para nuevas inversiones diferentes a reposición,

se reconoce un valor de acuerdo al nivel de tensión de las inversiones puestas en operación considerando un 2% para las inversiones en activos de nivel de tensión 4 y 3, y de un 4% para las inversiones en activos de nivel de tensión 2 y 1.

3.9.4 Costos por ANE (activos no eléctricos). De acuerdo a lo establecido en la resolución CREG 015 de 2018 (Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), 2018), los activos no eléctricos son aquellos que no hacen parte de la infraestructura de transporte de energía eléctrica de los OR, pero que son requeridos para cumplir con su objeto social, tales como edificios (sedes administrativas, bodegas, talleres, etc.), maquinaria y equipos (gruas, vehículos) y equipos de cómputo. Por tanto, la fracción de la base regulatoria de activos eléctricos que se reconoce como activos no eléctricos es igual al 2% para activos del STR y SDL.

3.9.5 Valoración económica por pérdidas de energía. Con los resultados de pérdidas técnicas en el STR y SDL para el horizonte de estudio, a partir de flujos de carga, se calcula la valorización de las pérdidas de energía la diferencia de pérdidas para las alternativas de conexión con respecto al caso base (sin proyecto).

A partir de los componentes de generación, transmisión y distribución de las tarifas del operador de red de la zona de influencia del proyecto y la diferencia de pérdidas de energía con respecto al caso base se calcula la valorización de pérdidas de energía en el STR y SDL en un horizonte de 25 años.

3.9.6 Beneficio operativo por desplazamiento del precio de Bolsa. Al tratarse de proyectos de generación sin capacidad de almacenamiento y sin que se encuentre regulada dentro del

despacho centralizado, se calcula el beneficio por reducción en el precio de bolsa nacional, al incluir este bloque de energía dentro de la base del despacho nacional, considerando su incidencia en los costos totales de compra de energía por Bolsa de energía (Botero, Isaza, & Cano, 2015).

Se propone por este motivo, con la información histórica y de acceso al público en el portal de Información inteligente de XM (<http://informacioninteligente10.xm.com.co>), efectuar la evaluación para los años 2009 a 2018, con base en la siguiente información:

- Precio Bolsa Nacional (\$/kWh), para cada uno de los días y horas del año.
- Precio de Oferta (\$/kWh), de cada una de las centrales de generación.
- Generación Ideal (kWh), de cada una de las centrales de generación.
- Transacciones de energía en bolsa, para cada uno de los días y horas del año.

El periodo de análisis es horario para cada uno de los años en evaluación (2009 a 2018), identificando para cada periodo la última central de generación con la cual se cubrió la demanda nacional y de la cual se obtiene el precio de bolsa nacional en el despacho ideal, junto a ello la energía que fue despachada idealmente. Luego se inserta en la base del despacho ideal en las horas de operación, la energía horaria que generarán las plantas solares de acuerdo a sus características de generación (factor de planta), en miras de establecer la capacidad de desplazar al generador marginal y reducir el precio de bolsa en los periodos de análisis, como se muestra en la figura 5, en la cual el generador se confronta las curvas con recursos convencionales y sin recursos no convencionales.

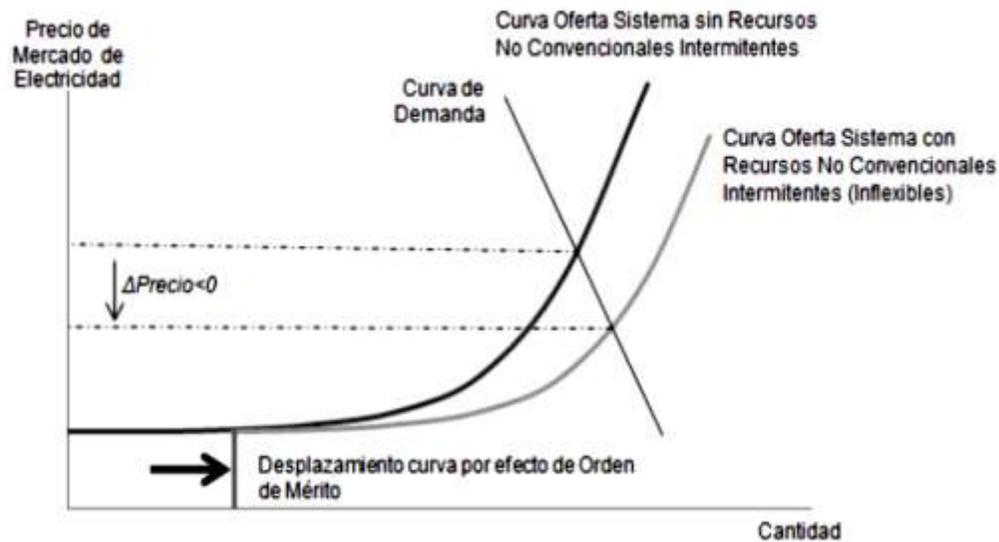


Figura 5. Despacho de las centrales de generación caso inicial.

El beneficio económico resulta del diferencial del precio de bolsa inicial (antiguo generador marginal) y el nuevo precio de bolsa (nuevo generador marginal) para cada periodo de evaluación con respecto a la magnitud de energía despachada idealmente, obteniendo para cada año de evaluación, variaciones en el precio de bolsa país que se traduce en una reducción económica en la compra de energía por la nueva central de generación.

Este valor es calculado para los años de evaluación (2009-2018) y realizando un promedio de los años analizados, para establecer una caracterización del mercado spot con la entrada en operación de las pequeñas centrales hidroeléctricas.

La energía promedio horaria que generará el proyecto se calcula constante para los periodos de evaluación horarias, al tratarse de centrales de generación hídricas que pueden estar disponibles las 24 horas del día y se proyecta para una vida útil de las plantas a 25 años.

3.9.7 Beneficio por ENS (Energía no suministrada). La variación de la ENS se valora con el costo incremental operativo de racionamiento de energía (CRO) más reciente el cual se proyecta a 25 años para determinar los beneficios del proyecto de generación.

3.10 Recomendación de alternativa de conexión

A partir del costo total de inversión y beneficios esperados del proyecto, se realiza la evaluación beneficio costo de las alternativas planteadas.

Se recomendará como alternativa de conexión los proyectos que son técnica y económicamente viables, tomando como referencia maximizar la relación Beneficio/Costo de cada uno y que a su vez presente beneficios operativos para el sistema.

4. Descripción del caso de estudio

En este Capítulo se describe el proyecto a evaluar a partir de la metodología planteada en la capítulo anterior, en el numeral 4.1 se muestran los antecedentes en cuanto a solicitudes de proyectos de generación dentro del territorio colombiano. En el numeral 4.2 se muestran las características generales del caso de estudio. En el numeral 4.3 se realiza la identificación de alternativas. Finalmente, en el numeral 4.4 se realiza la definición de alternativas.

4.1 Antecedentes de proyectos de generación

La dependencia en fuentes abundantes pero finitas de energía como el petróleo, el carbón, el gas natural y entre otros recursos fósiles, junto con las coyunturas económicas y geopolíticas, han provocado que muchos países, sientan la necesidad de iniciar una transición energética, promoviendo proyectos de generación de carácter renovable, que permitan mitigar el cambio climático y aportar al mejoramiento del medio ambiente (REN 21 Steering Committee, 2014).

Se prevé un gran crecimiento en generación y demanda de energía dentro del territorio colombiano, el cual ha superado ampliamente el crecimiento demográfico entre en la segunda década del siglo 21 (Castillo, Castrillón, Vanegas-Chamorro, Valencia, & Villicaña, 2015), esto ha motivado a propios y a interesados a desarrollar proyectos de generación a partir de la ejecución de estudios técnicos y económicos, de acuerdo con las condiciones y requerimientos establecidos por entes como la UPME y la CREG.

Dentro de la aplicación de leyes asociadas a la generación, La Ley 142 de 1994 (Congreso de Colombia, 1994) reglamentó las actividades asociadas a los servicios públicos como es el caso de la energía eléctrica, la Ley 143 de 1994 (Congreso de Colombia, 1994) estableció el régimen de las actividades de generación de electricidad y con la Ley 1715 (Congreso de COlombia, 2014) complementó, regulando la integración de las energías renovables no convencionales al sistema Energético Nacional.

4.1.1 Proyectos de generación de energía en Colombia. Las fuentes no convencionales de energía “FNCE”, en un principio se previeron como solución para proyectos en zonas no interconectadas dentro del territorio nacional (Benavides, 2011). Esta situación ha cambiado

sustancialmente ya que en la actualidad en Colombia hay un total de 221 de solicitudes aprobadas ante la UPME de proyectos de generación de energía (información con corte a agosto de 2019), que suman alrededor de 11 GW de capacidad para el territorio nacional, como se observa en la Figura 6 y con una alta participación de recursos solares fotovoltaicos, hidroeléctricos, eólicos y térmicos a carbón, como se describe en la Tabla 2.

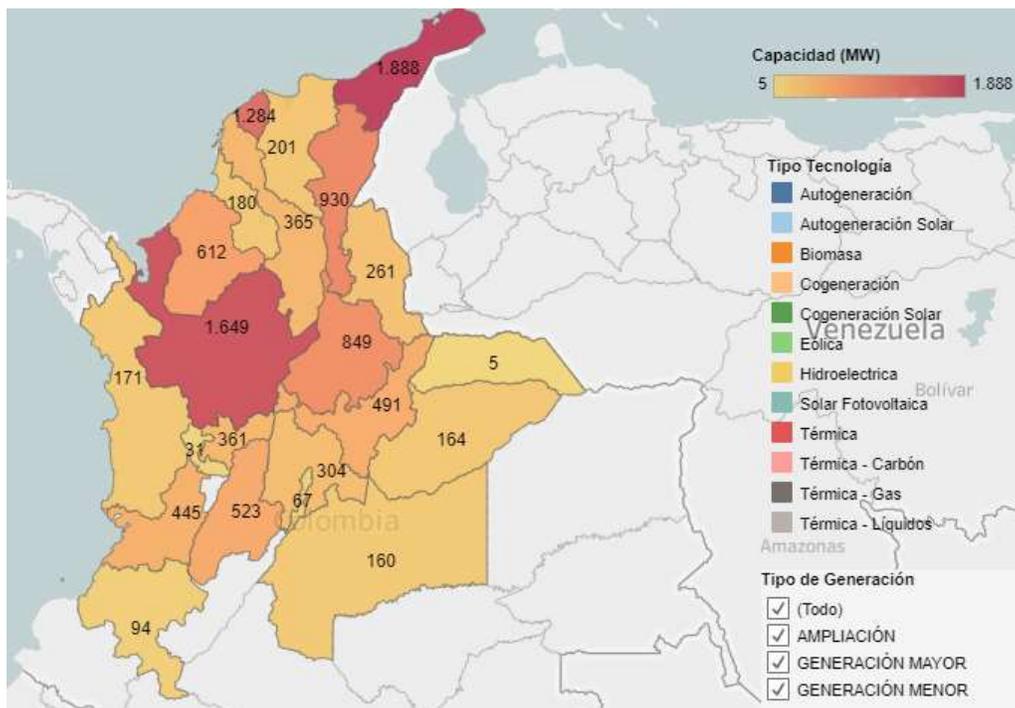


Figura 6. Capacidad Actual a junio 2019 en MW con concepto aprobado UPME. Nota. Tomado de: UPME

Tabla 2.

Capacidad por recurso de generación.

Recurso	MW	Solicitudes	% Participación
Autogeneración	122	16	1.1%
Autogeneración solar	10	1	0.1%
Biomasa	59	6	0.5%

Recurso	MW	Solicitudes	% Participación
Cogeneración	142	10	1.3%
Cogeneración solar	17	1	0.2%
Eólica	1862	14	16.9%
Hidroeléctrica	2307	81	20.9%
Solar fotovoltaica	4353	70	39.4%
Térmica	39	1	0.4%
Térmica - Carbón	1426	10	12.9%
Térmica - Gas	561	9	5.1%
Térmica - Líquidos	137	2	1.2%

Uno de los problemas a abordar dentro de este trabajo de aplicación es la implementación de un proyecto hidroeléctrico dentro del territorio nacional, específicamente en el departamento de Norte de Santander.

Se tiene como referente que los panoramas de solicitudes de proyectos hidroeléctricos en el país alcanzan una capacidad de 2307 MW, para un total de 81 proyectos, de los cuales 12 corresponden a generación Mayor, 56 a generación menor y 13 a ampliaciones de proyectos ya existentes.

El departamento de Antioquia es el más representativo con una capacidad de 1174 MW, como se observa en la figura 7, en la cual se evidencia la falta de promoción de proyectos de esta índole en el departamento de Norte de Santander.

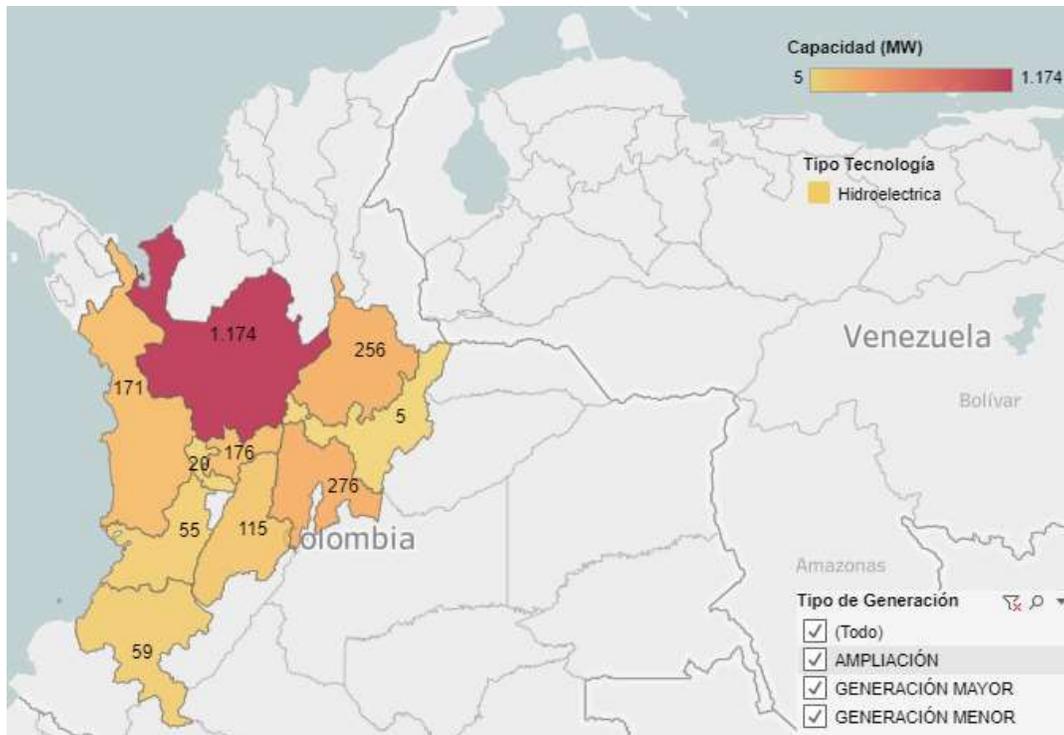


Figura 7. Capacidad actual hidroeléctrica a junio 2019 en MW con concepto aprobado UPME.

Nota. Tomado de: UPME

4.1.2 Proyectos de generación de energía en Norte de Santander. Dentro de diversos paneles regionales desarrollados en Norte de Santander, se han presentado los beneficios y oportunidades que traerían las energías renovables para el departamento, todo esto con el objetivo de aumentar la capacidad de energía a través de fuentes de energía como las pequeñas centrales hidroeléctricas, teniendo en cuenta el gran recurso hídrico como se observa en la figura 8, el caso de estudio de este trabajo de aplicación considerara dos pequeñas centrales hidroeléctricas de 20 MW cada una.



Figura 8. Recurso hídrico: cuencas hidrográficas para plantas a filo de agua en kW. Nota. Tomado de: UPME

El departamento de Norte de Santander actualmente tiene 4 solicitudes aprobadas de generación de energía de las cuales 3 son térmicas a carbón con una capacidad 181 MW y una solar fotovoltaica de 80 MW, lo cual evidencia poco desarrollo y promoción de proyectos dentro del departamento, aun existiendo altos recursos naturales que pueden ser aprovechados, contemplando que Colombia tiene grandes posibilidades para implementar pequeñas centrales hidroeléctricas, gracias al interés mostrado por empresas eléctricas e instituciones financieras, puesto que es una alternativa para el abastecimiento de energía bastante económica (Sierra, Sierra, & Guerrero, 2011) (Mora & Hurtado, 2004).

4.2 Características generales del proyecto

El alcance del proyecto consiste en analizar y proponer dos alternativas para la conexión de dos pequeñas centrales hidroeléctricas de 20 MW de generación cada una, al sur del departamento del Norte de Santander, en el municipio de Durania para el año 2024.

La caracterización técnica del proyecto se evidencia en la Tabla 3, en la cual se exponen los supuestos más importantes, que sirven para conocer un poco más el tipo de tecnología y captación del proyecto de generación, la selección del río Zulia se da en virtud a registros hidrológicos en la zona que identifican un caudal medio significativo para el desarrollo de estos proyectos, usando el balance hídrico con metodología Turc para calcular la evapotranspiración real.

Tabla 3.

Datos técnicos del proyecto.

Nombre Proyecto	Durania 1	Durania 2
Departamento:	Norte de Santander (Salazar/Arboledas)	Norte de Santander (Salazar/Arboledas)
Río:	Zulia	Zulia
Caudal medio:	31,00 m3/s	31,00 m3/s
Tipo de turbina:	2 Francis	2 Francis
Potencia nominal en S/E del proyecto:	+/- 20.02 MW	+/- 20.05 MW
Energía media multianual en S/E del OR:	115,94 GWh/año	117,76 GWh/año
Factor de Planta:	67,20%	68,16%
Captación:	Lateral de 50mx16,2m, con azud crecientes y 2 descarga de fondo de 4mx5m.	No Requiere

4.2.1 Ubicación del proyecto. El proyecto se ubica en el municipio de Durania, en el departamento de Norte de Santander, realizando retoma sobre el río Zulia. Su georreferenciación e hidrografía se puede apreciar en la figura 9, los terrenos dónde se desarrollará el proyecto a futuro cuentan con uniformidad del nivel, poca vegetación a ser removida, ocupación del menor número de predios posible y poco nivel de inclinación, a su vez, cuenta con varias vías de acceso desde la ciudad de Cúcuta.

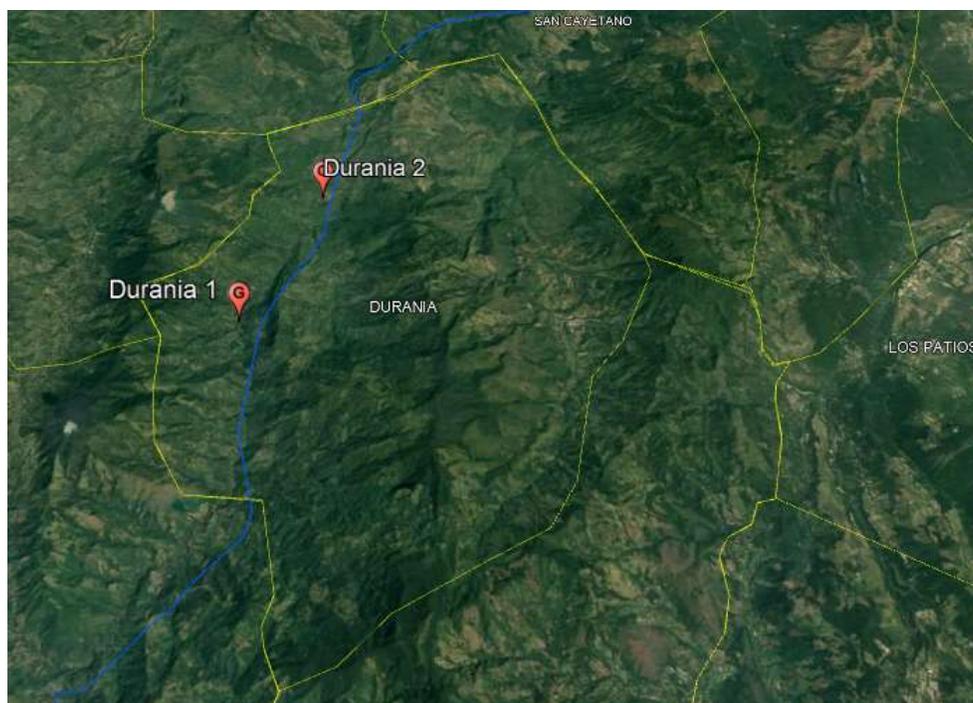


Figura 9. Ubicación geográfica Pequeñas Centrales Hidroeléctricas Durania. Nota. Tomado de: [Google Earth]

4.2.2 Horizonte de análisis del proyecto de generación. Las pequeñas centrales hidroeléctricas tendrán una vida útil de 25 años, con lo cual este trabajo de aplicación incluye un análisis operativo para las condiciones que enfrentará la red para el año de entrada en operación

en el año 2024 y un horizonte de planeación operativa de las plantas en un lapso de mediano plazo a cinco (5) años para el 2029.

4.3 Identificación de alternativas de conexión

Para identificar las posibles alternativas de conexión se realiza un análisis del estado actual del Sistema Eléctrico y del entorno, teniendo en cuenta:

- Planes de expansión y desarrollo nacional, municipal y departamental.
- Solicitudes de conexión de plantas de generación y grandes clientes.
- Subestaciones cercanas al punto de conexión de las Plantas de Generación.
- Espacio físico en las subestaciones Cercanas al punto de conexión de las Plantas de Generación.
- Distancia de las subestaciones cercanas al punto de conexión de las Plantas de generación.
- Estudios técnicos de análisis del sistema de potencia.

4.3.1 Condiciones Iniciales del sistema. Para establecer las alternativas de conexión, se establecieron distancias y consideraciones de subestaciones cercanas al proyecto de generación las cuales se muestran en la tabla 4.

Tabla 4.

Consideraciones de subestaciones cercanas al proyecto.

Subestación	Distancia km	NT (kV)	Observación
Salazar	9	34.5	Sin capacidad en MW para el proyecto planteado.

Subestación	Distancia km	NT (kV)	Observación
Palermo	17	34.5	Sin capacidad en MW para el proyecto planteado.
Cornejo	21	34.5	Sin capacidad en MW para el proyecto planteado.
Patios	25	34.5	Sin capacidad en MW para el proyecto planteado.
Belén	27	115	Difícil Acceso / Zona Urbanizada
Atalaya	29	34.5	Sin capacidad en MW para el proyecto planteado.
San Mateo	30	115	Difícil Acceso / Zona Urbanizada
Sevilla	32	115	Sin Espacio Físico, Difícil Acceso /Zona Urbanizada
La Ínsula	35	115	
Escobal	35	34.5	Sin capacidad en MW para el proyecto planteado.

A partir de las consideraciones antes mencionadas y bajo estudios de planeamiento realizados previamente, se concluye que la conexión del proyecto de aproximadamente 40 MW debe realizarse por 115 kV, puesto que las condiciones técnicas de las subestaciones por 34.5 kV no cuentan con la infraestructura eléctrica necesaria para transportar esa generación, a su vez, las subestaciones por 115 kV Belén, San Mateo y Sevilla al estar en zonas de alta concentración urbana, no cumplirían con las distancias de servidumbre de acuerdo al Capítulo 5, artículo 22.2 del RETIE (Ministerio de Minas y Energía, 2013) con lo cual se presentarían dificultades para la conexión de las plantas por posible incumplimiento de zonas de servidumbre, y a su vez, algunas de estas subestaciones no cuentan con espacio físico para la interconexión con las líneas de las plantas de generación.

4.3.2 Subestaciones accesibles para la conexión del proyecto. A partir del principio de localización de mínimo costo (Luca de Tena, 1997), se identificaron las posibles alternativas de conexión, con lo cual, la única subestación disponible para la conexión del proyecto de generación es la Subestación La Ínsula, por este motivo hay que plantear una segunda alternativa que considere la construcción de una nueva Subestación dentro del área de influencia del proyecto.

4.3.3 Identificación de alternativas de conexión. De acuerdo a los principios de accesibilidad, se selecciona la alternativa de conexión a la subestación La Ínsula, como alternativa de conexión para ser evaluada técnica y económicamente.

Para la identificación de la segunda alternativa de conexión, se realiza un análisis de decisión para la planificación de obras de expansión del sistema eléctrico (Toupiol, del Campo, & Ortega, 2007), determinando las necesidades en infraestructura eléctrica futura que permita mejorar las condiciones actuales del sistema del operador de red y dar conexión al proyecto de generación de energía.

A continuación, se presenta la ubicación del proyecto de generación de las dos (2) pequeñas centrales hidroeléctricas, con el cual se realiza un Análisis de conglomerados (Clúster) (Colombia & Development, 2018), lo cual es una forma de identificación de la necesidad o no, para definir obras de expansión en el sistema (Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), 2018), en este encontramos, dentro del polígono amarillo la concentración de demanda de clientes residenciales, industriales y comerciales, junto con la línea roja, la cual identifica las vías principales del área de influencia, que permite identificar la accesibilidad.

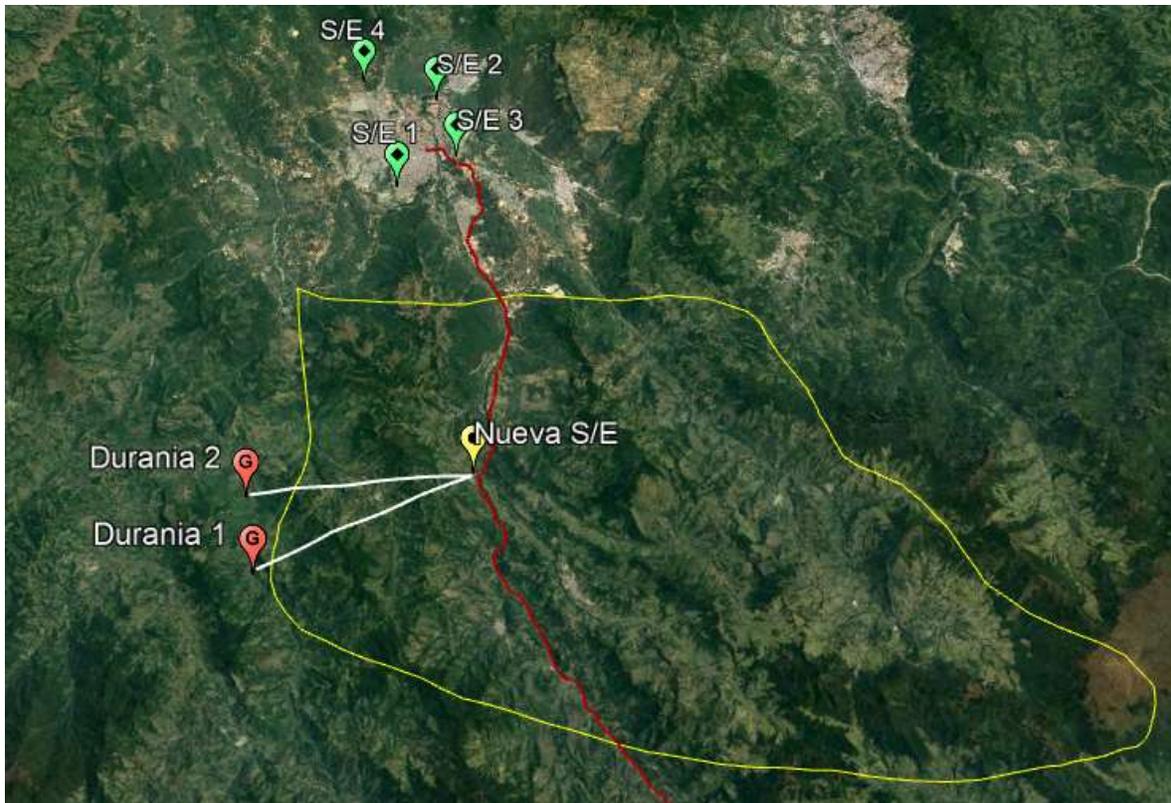


Figura 10. Concentración de demanda área influencia. Nota. Tomado de Google Earth

De acuerdo a lo anterior observamos que las subestaciones ya existentes S/E 1, 2,3 y 4, se encuentran bastante alejadas de las plantas de generación, por este motivo, se plantea la construcción de una nueva subestación en el corregimiento de la Don Juana, como se observa en la figura 10, aproximadamente a 14 km de las pequeñas centrales hidroeléctricas.

Esta propuesta de nueva subestación, se motiva de acuerdo a la alta concentración de demanda, fácil acceso gracias a carreteras en la zona y promoción de proyectos de generación como son las 2 pequeñas centrales hidroeléctricas en el municipio de Durania.

4.3.4 Análisis preliminar de alternativas de conexión. A partir de la identificación de alternativas, se debe establecer la infraestructura eléctrica para la interconexión del proyecto,

teniendo en cuenta las obras de expansión dentro de la zona de influencia del proyecto para el futuro, estas obras fueron aprobadas por la UPME en el plan de expansión de referencia en transmisión y generación [11], los cuales se evidencian en la tabla 5 y 6 con su respectiva fecha de puesta en operación (FPO), estos insumos son necesarios para la modelación de alternativas.

Tabla 5.

Proyectos futuros área de influencia del Proyecto.

Proyecto	FPO
Repotenciación LT La Ínsula – Belén 115 kV	2019
Repotenciación LT Tibú – Planta Zulia 115 kV	2022
Repotenciación LT Convención – Tibú 115 kV	2023

Además, como señal de expansión en generación, se tiene prevista la instalación de una nueva Planta de Generación para el año 2021.

Tabla 6.

Proyectos futuros de generación en el área de influencia del Proyecto.

Proyecto	FPO
Planta de Generación Solar La mata	2021

Junto con los proyectos futuros antes mencionados, se debe considerar como señal de expansión del sistema las señales de expansión del Operador de Red, en este caso, la normalización de la Subestación Sevilla prevista por CENS para el año 2024.

La reconfiguración de la subestación Sevilla, consiste en aumentar la confiabilidad, a partir de la reconfiguración a nivel del STR en la S/E Sevilla como se observa en la figura 11,

permitiendo mejores resultados de operatividad del sistema, energía no suministrada y mitigando la afectación por temas sociales de servidumbre con los usuarios por la red existente.

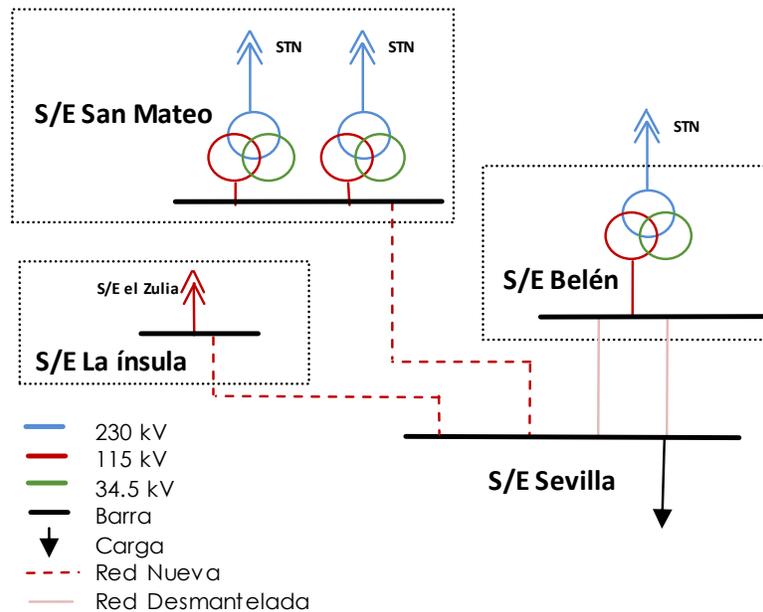


Figura 11. Proyecto de expansión por 115 kV área de influencia del proyecto.

Ante el proyecto de expansión antes descrito, este deberá ser considerado dentro de las dos (2) alternativas de conexión.

4.3.5 Validación Preliminar de Alternativas de Conexión. Los estudios eléctricos para aprobación de conexión por parte de la UPME deben cumplir ciertos objetivos específicos:

- Plantear alternativas de conexión para el proyecto, considerando la información de planeamiento vigente del país y del Operador de Red (OR) para evacuar la potencia generada del nuevo proyecto

- Evaluar el comportamiento técnico de cada alternativa de conexión planteada, por medio de flujos de cargas y cortocircuito para el estado estacionario; así como de forma dinámica mediante análisis de estabilidad transitoria
- Determinar la viabilidad económica de las obras requeridas en cada una de las alternativas de conexión propuestas, a partir de los costos y beneficios para el sistema nacional. Lo anterior, empleando la metodología de remuneración de activos establecida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).
- Identificar finalmente mediante los análisis técnicos y económicos, la alternativa de conexión óptima para el proyecto

4.4 Definición de alternativas

De acuerdo a la identificación de alternativas, en la tabla 7 se muestran las alternativas de conexión evaluadas en este trabajo de aplicación.

Tabla 7.

Alternativas de conexión.

Nombre	Descripción
Alternativa 1	Conexión del proyecto de generación a la S/E denominada Ínsula en el municipio de Cúcuta, mediante la construcción de activos de conexión en 115 kV.
Alternativa 2	Conexión del proyecto a una nueva S/E en el corregimiento la Don Juana, a partir del seccionamiento de la Línea 115 kV Belén-Ínsula y la construcción de una nueva S/E en este sector denominada “El Carmen”.

A continuación, se describen las alternativas de conexión del proyecto “Durania”.

4.4.1 Alternativa 1. En esta alternativa se planteó la conexión a la subestación La Ínsula en el municipio de Cúcuta, mediante la construcción de activos de conexión desde las pequeñas centrales hidroeléctricas “Durania 1 y 2” hasta esta, en la cual se realizará una línea 115 kV con una distancia de 42 km para la PCH “Durania 1” y 37 km para la PCH “Durania 2” aproximadamente.

A continuación, se presenta la ubicación geográfica del trazado de las líneas aproximado, las subestaciones y el proyecto de generación “Durania 1 y 2”.



Figura 12. Ubicación geográfica de la Alternativa 1.

4.4.2 Alternativa 2. En esta alternativa se plantea la construcción de una nueva Subestación denominada “Don Juana” y una nueva Subestación de paso denominada “El Carmen”, las cuales responderán a las necesidades de demanda y nuevas cargas en el área de influencia, a su vez, mejorar condiciones operativas al nivel del SDL a partir de la construcción de 21 km de red en 115 kV en doble circuito para conectarse entre sí a partir del seccionamiento de la Línea Belén-Ínsula en 115 kV.

A continuación, se presenta la ubicación geográfica del trazado de las líneas aproximado, las subestaciones y el proyecto de generación.



Figura 13. Ubicación geográfica de la Alternativa 2.

5. Evaluación técnica de las alternativas

En este Capítulo se muestran los resultados de las simulaciones para los años 2024 y 2029, considerando los tres escenarios de demanda descritos anteriormente (mínima, media y máxima) ante la entrada en operación del proyecto de generación. En el numeral 5.1, 5.2. y 5.3. se muestran los resultados de los flujos de carga y los análisis de cargabilidad y tensiones del área de influencia del proyecto. Luego en el numeral 5.4 se muestran los resultados de cortocircuito. Finalmente, en los numerales el numeral 5.5, 5.6 y 5.7 se efectúa el análisis y resultados de pérdidas, cortocircuito, estabilidad dinámica y transitoria.

5.1 Resultados de cargabilidad en transformadores

A continuación, se muestran los resultados de cargabilidad en transformadores del área de influencia del proyecto de generación, en los escenarios de demanda descritos anteriormente y en los años de análisis (2024 y 2029), a partir de flujos de carga en el software DIgSILENT, con el cual se pretende identificar las posibles condiciones de emergencia que podrían presentarse ante la sobrecarga futura de uno de los transformadores del área de influencia del proyecto de generación.

Los escenarios operativos considerados para el análisis de carga en transformadores son:

1. Sin Proyecto de Generación.
2. Conexión considerando la alternativa 1.

3. Conexión considerando la alternativa 2.

5.1.1 Resultados de cargabilidad en transformadores sin proyecto. Los resultados de cargabilidad en transformadores sin proyecto de generación se muestran a continuación:

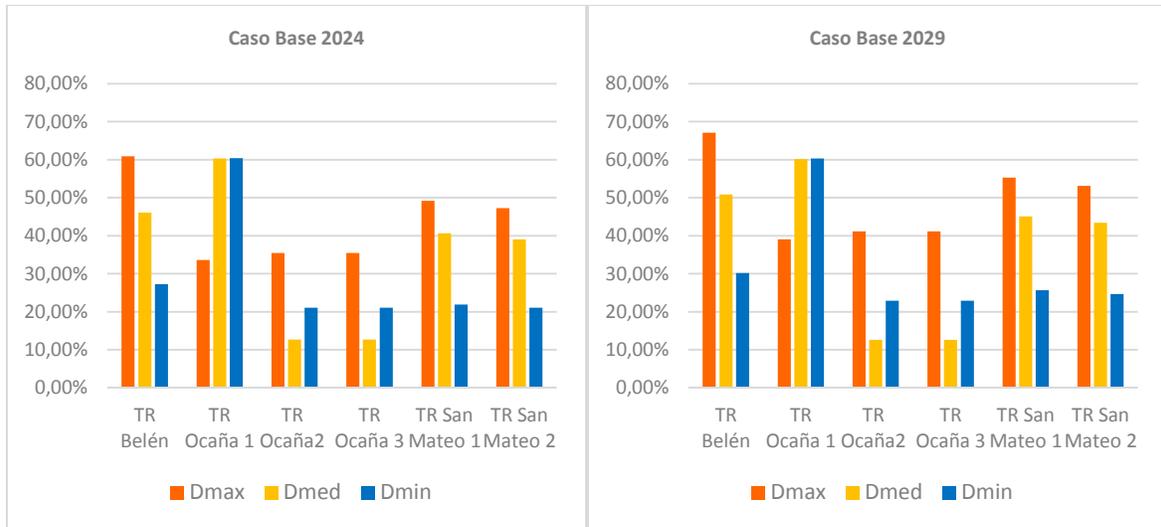


Figura 14. Cargabilidad Transformadores – Área de Influencia Sin Proyecto.

Con los resultados de la figura anterior, no se evidencian sobrecargas ante las condiciones iniciales del sistema, sin el proyecto de generación para los años operativos y escenarios de demanda, puesto que ninguno de los transformadores del área de influencia supera el 100% de carga

5.1.2 Resultados de cargabilidad en transformadores alternativa 1. Los resultados de cargabilidad en transformadores considerando la alternativa de conexión 1, con una y dos plantas de generación conectadas, son los siguientes:

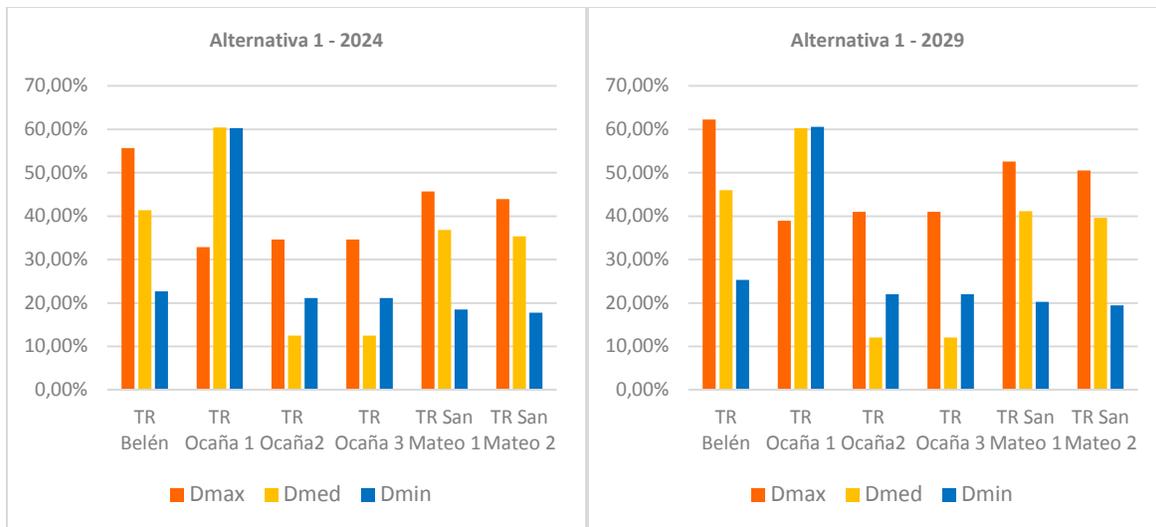


Figura 15. Cargabilidad Transformadores – Área de Influencia Proyecto Alternativa 1 con una Planta.

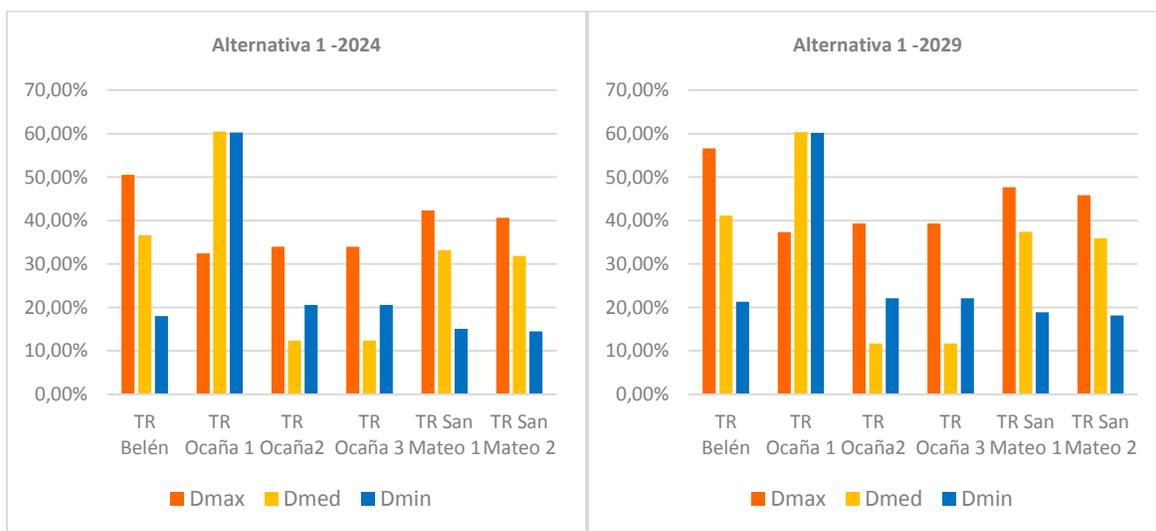


Figura 16. Cargabilidad Transformadores – Área de Influencia Proyecto Alternativa 1 con dos plantas.

En las figuras 15 y 16 no se evidencian sobrecargas ante la conexión de una y dos plantas respectivamente del proyecto de generación, bajo la Alternativa 1, considerando los años operativos y escenarios de demanda.

5.1.3 Resultados de Cargabilidad en Transformadores Alternativa 2. Los resultados de cargabilidad en transformadores considerando la alternativa de conexión 2, con una y dos plantas de generación conectadas, son los siguientes:

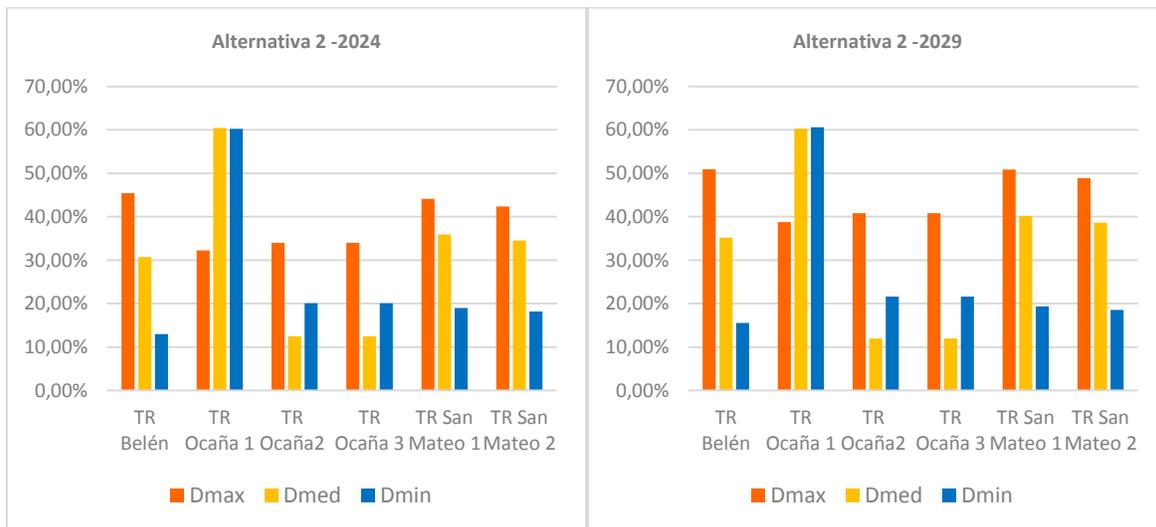


Figura 17. Cargabilidad Transformadores – Área de Influencia Proyecto Alternativa 2 con una Planta.

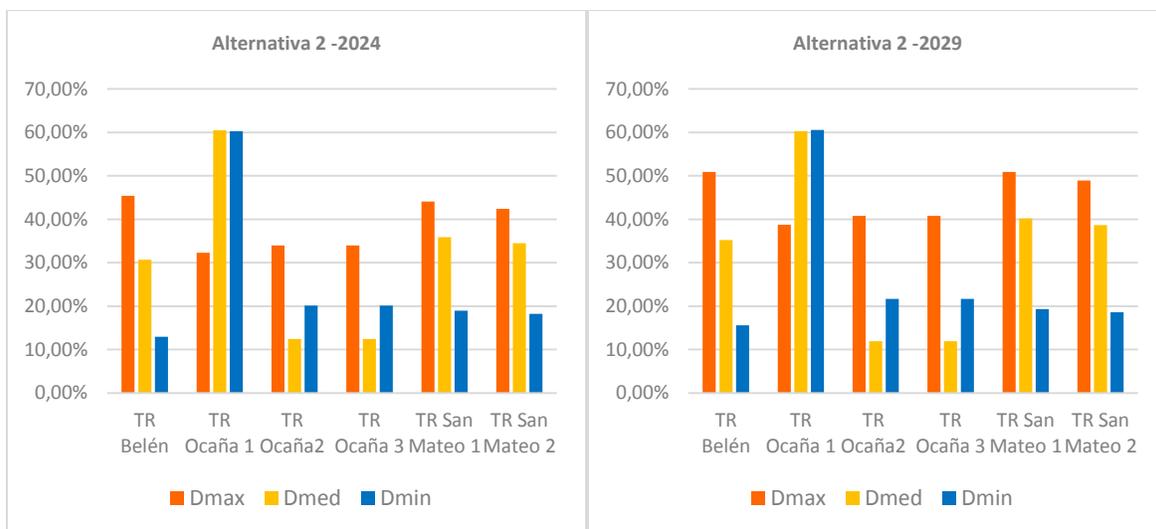


Figura 18. Cargabilidad Transformadores – Área de Influencia Proyecto Alternativa 2 con dos Plantas.

En las figuras 17 y 18 no se evidencian sobrecargas ante la conexión de una y dos plantas respectivamente, del proyecto de generación, bajo la Alternativa 2, considerando los años operativos y escenarios de demanda.

5.2 Resultados de Cargabilidad en Líneas

A continuación, se muestran los resultados de cargabilidad en Líneas del área de influencia del proyecto de generación, en los escenarios de demanda descritos anteriormente y en los años de análisis (2024 y 2029), a partir de flujos de carga en el software DIGSILENT, con el cual se pretende identificar las posibles condiciones de emergencia que podrían presentarse ante la sobrecarga futura de una de las líneas del área de influencia del proyecto de generación.

Los escenarios operativos considerados para el análisis de carga en Líneas son:

1. Sin Proyecto de Generación.
2. Conexión considerando la alternativa 1.
3. Conexión considerando la alternativa 2.

5.2.1 Resultados de cargabilidad en líneas sin proyecto. Los resultados de cargabilidad en transformadores sin proyecto de generación son los siguientes:

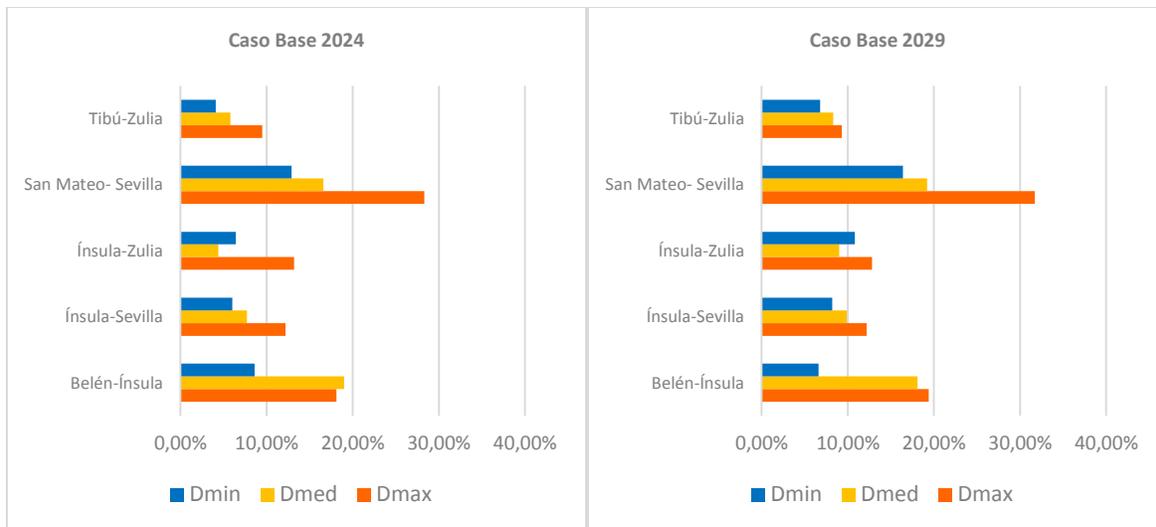


Figura 19. Cargabilidad Líneas – Área de Influencia Proyecto Caso Base.

Con los resultados de la figura anterior, no se evidencian sobrecargas ante las condiciones iniciales del sistema, sin el proyecto de generación para los años operativos y escenarios de demanda, puesto que ninguna de las líneas del área de influencia supera el 100% de carga

5.2.2 Resultados de cargabilidad en líneas alternativa 1. Los resultados de cargabilidad en líneas considerando la alternativa de conexión 1, con una y dos plantas de generación conectadas, son los siguientes:

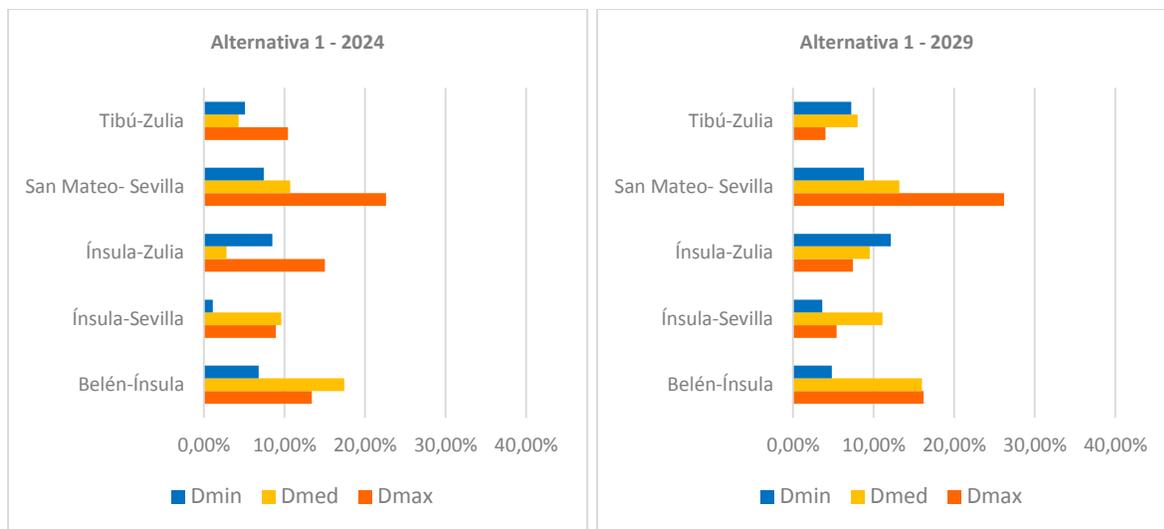


Figura 20. Cargabilidad Líneas – Área de Influencia Proyecto Alternativa 1 con una planta.

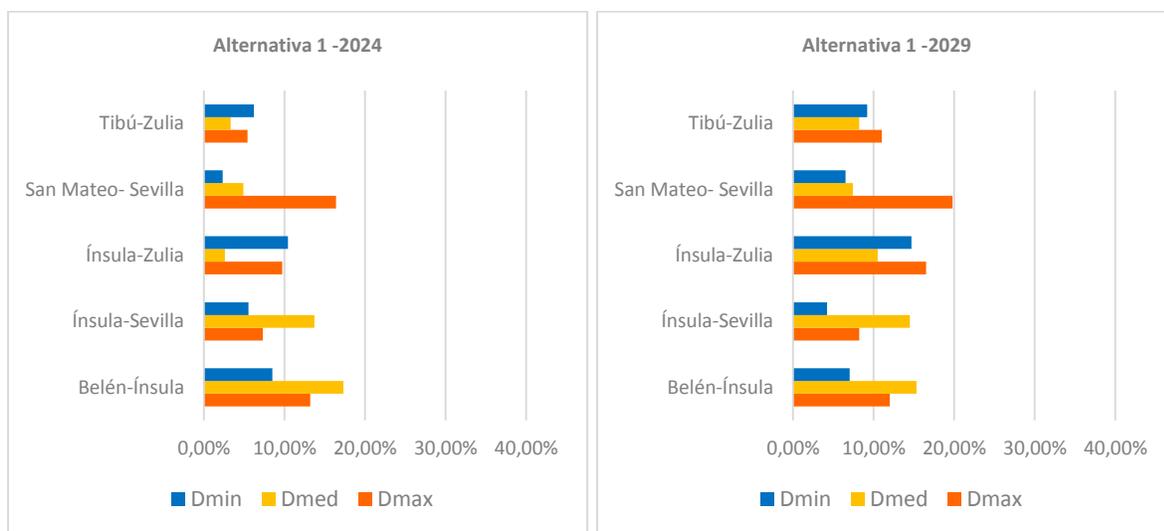


Figura 21. Cargabilidad Líneas – Área de Influencia Proyecto Alternativa 1 con dos plantas.

En las figuras 20 y 21 no se evidencian sobrecargas en líneas, ante la conexión de una y dos plantas respectivamente del proyecto de generación, bajo la Alternativa 1, para los años operativos y escenarios de demanda.

5.2.3 Resultados de cargabilidad en líneas alternativa 2. Los resultados de cargabilidad en líneas considerando la alternativa de conexión 1, con una y dos plantas de generación conectadas, son los siguientes:

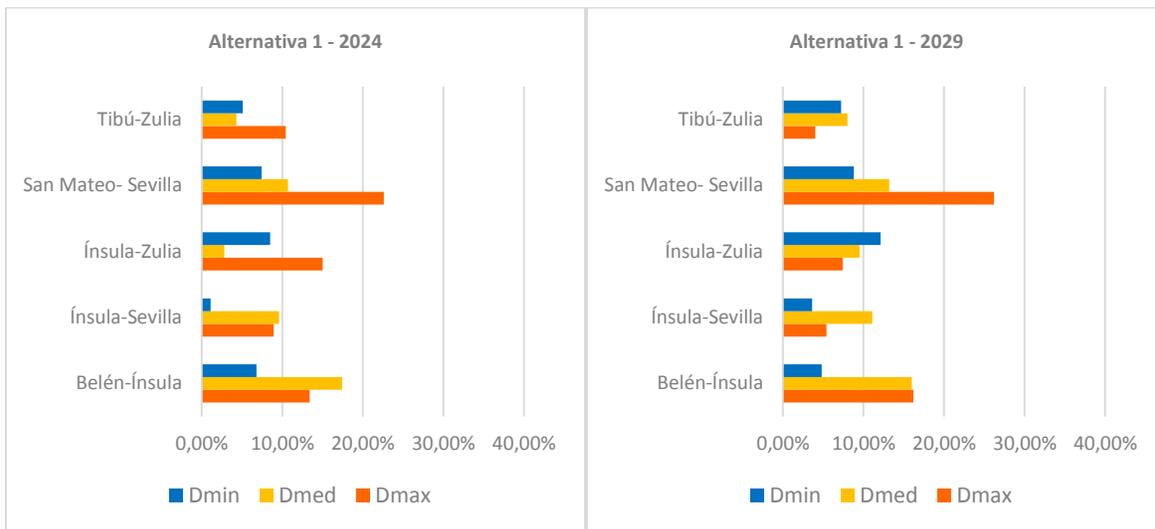


Figura 22. Cargabilidad Líneas – Área de Influencia Proyecto Alternativa 2 con una planta.

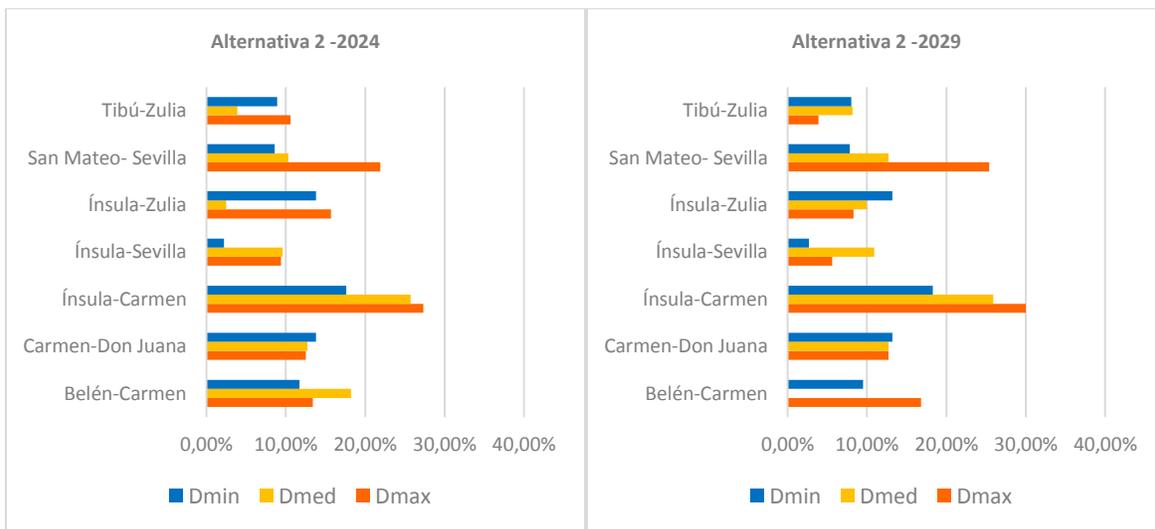


Figura 23. Cargabilidad Líneas – Área de Influencia Proyecto Alternativa 2 con dos plantas.

En las figuras 22 y 23 no se evidencian sobrecargas en líneas, ante la conexión de una y dos plantas respectivamente del proyecto de generación, bajo la Alternativa 2, para los años operativos y escenarios de demanda.

5.3 Resultados de tensión en barras

A continuación, se muestran los resultados de tensión en Barra de Subestaciones del área de influencia del proyecto de generación, en los escenarios de demanda descritos anteriormente y en los años de análisis (2024 y 2029), a partir de flujos de carga en el software DIgSILENT, con el cual se pretende identificar las posibles condiciones de emergencia que podrían presentarse ante posibles sobre tensiones o sub tensiones futuras de una de las barras de los transformadores del área de influencia del proyecto de generación.

Los escenarios operativos considerados para el análisis de tensión en barra son:

1. Sin Proyecto de Generación.
2. Conexión considerando la alternativa 1.
3. Conexión considerando la alternativa 2.

5.3.1 Resultados de tensión en barras sin proyecto. Los resultados de tensión en Barra sin proyecto de generación son los siguientes:

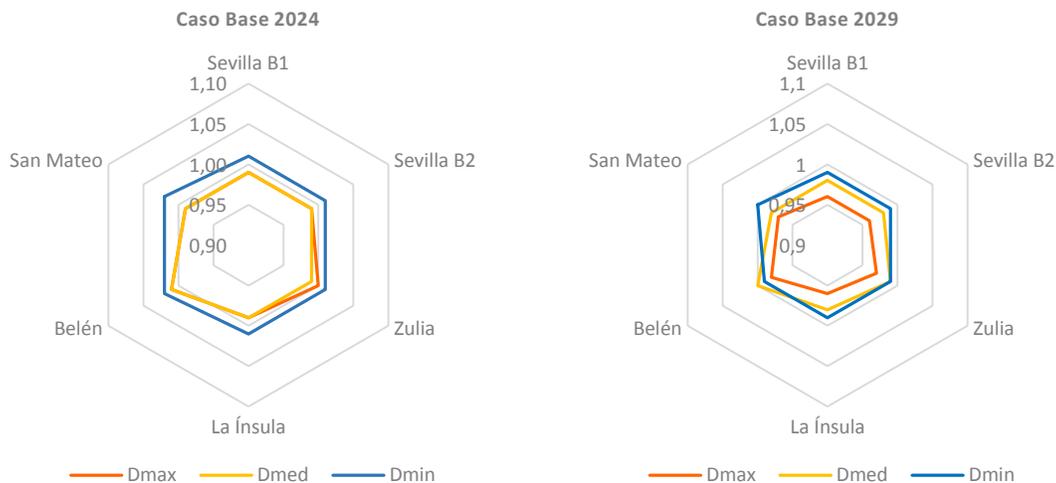


Figura 24. Tensión en p.u. Área de Influencia Proyecto Caso Base - 2022 – 2029.

En las figura anterior, no se evidencian tensiones por fuera de los límites establecidos bajo las condiciones iniciales del sistema, sin el proyecto de generación para los años operativos y escenarios de demanda.

5.3.2 Resultados de tensión en barras alternativa 1. Los resultados de tensión en Barra considerando la alternativa de conexión 1, con una y dos plantas de generación conectadas, son los siguientes:

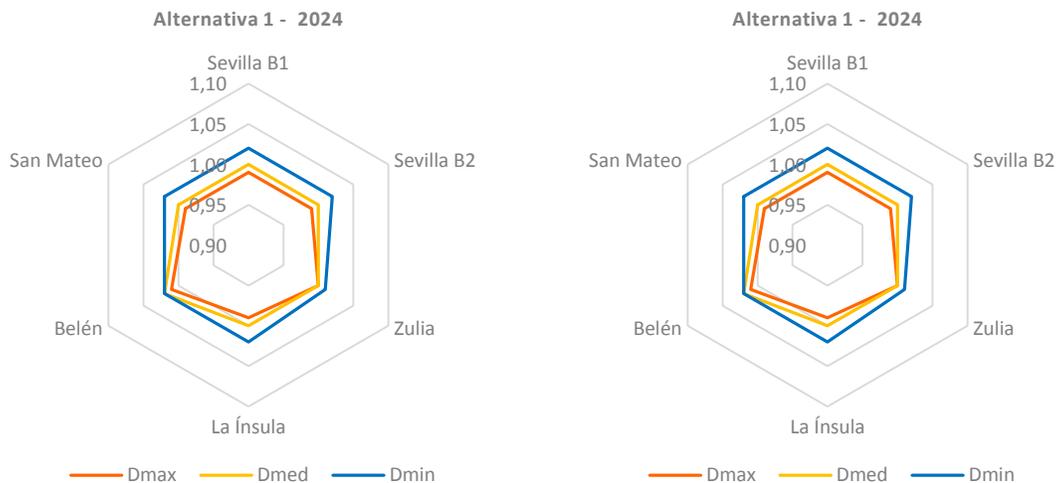


Figura 25. Tensión en p.u. Área de Influencia Proyecto Alternativa 1 con una Planta.

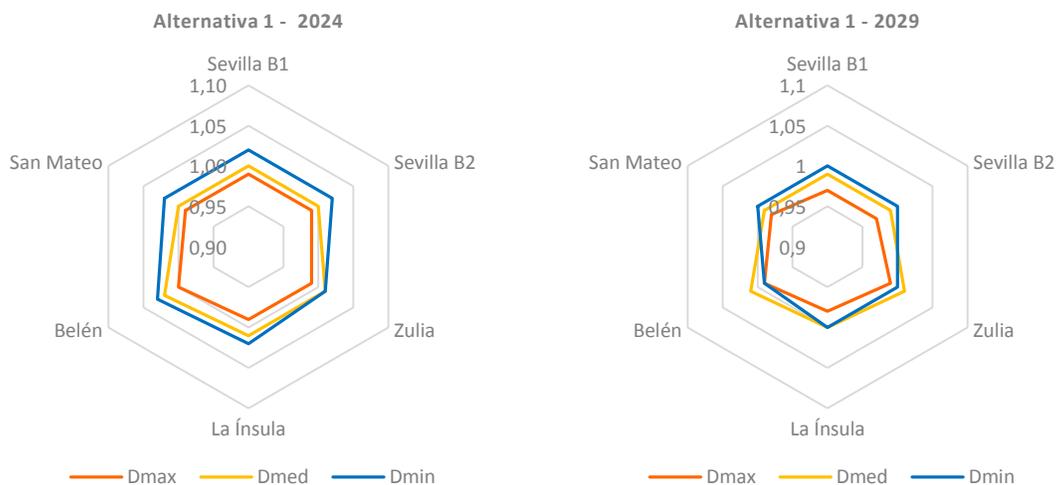


Figura 26. Tensión en p.u. Área de Influencia Proyecto Alternativa 1 con dos Plantas.

En las figuras 25 y 26 no se evidencian tensiones por fuera de los límites establecidos ante la conexión de una y dos plantas respectivamente del proyecto de generación, bajo la Alternativa 1, para los años operativos y escenarios de demanda.

5.3.3 Resultados de tensión en barras alternativa 2. Los resultados de tensión en Barra considerando la alternativa de conexión 2, con una y dos plantas de generación conectadas, son los siguientes:

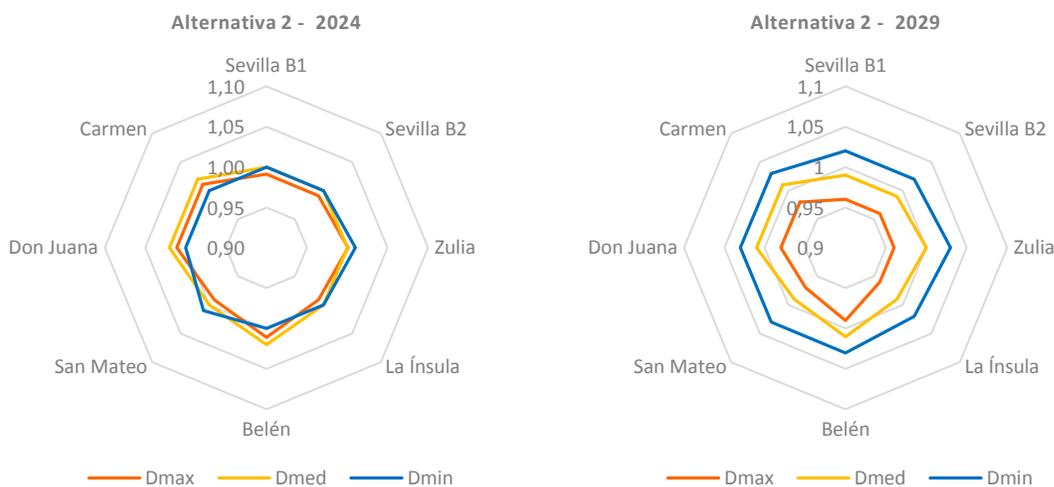


Figura 27. Tensión en p.u. Área de Influencia Proyecto Alternativa 2 con una Planta.

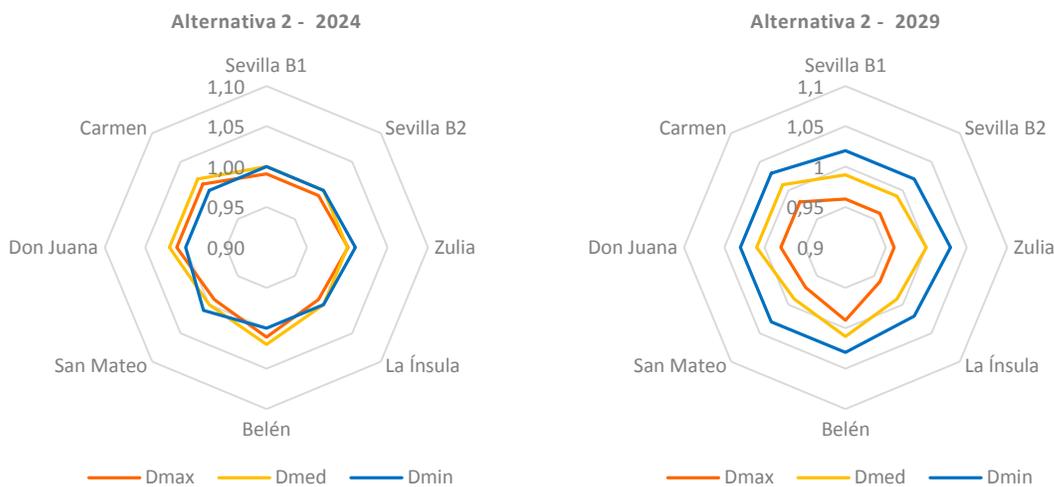


Figura 28. Tensión en p.u. Área de Influencia Proyecto Alternativa 2 con dos Plantas.

En las figuras 27 y 28, no se evidencian tensiones por fuera de los límites establecidos ante la conexión de una y dos plantas respectivamente del proyecto de generación, bajo la Alternativa 2, para los años operativos y escenarios de demanda.

5.4 Resultados de cortocircuito en barras de subestaciones

A continuación, se presentan los niveles máximos de corrientes de cortocircuito para el caso base y alternativas de conexión, realizando los análisis para el escenario de demanda máxima en los años 2024 y 2029, a partir simulaciones de cortocircuito en barra de la subestaciones en el software DIGSILENT, con el cual se pretende identificar las posibles condiciones de emergencia que podrían presentarse ante posibles corrientes de cortocircuito trifásicas y monofásicas futuras de una de las barras de los transformadores del área de influencia del proyecto de generación.

Los escenarios operativos considerados para el análisis de cortocircuito monofásico y trifásico son:

1. Caso Base (Sin Proyecto de Generación).
2. Conexión considerando la alternativa 1.
3. Conexión considerando la alternativa 2.

5.4.1 Resultados del análisis de cortocircuito alternativa 1. Los resultados de cortocircuito trifásico y monofásico considerando la alternativa de conexión 1, con una y dos plantas de generación conectadas, son los siguientes:

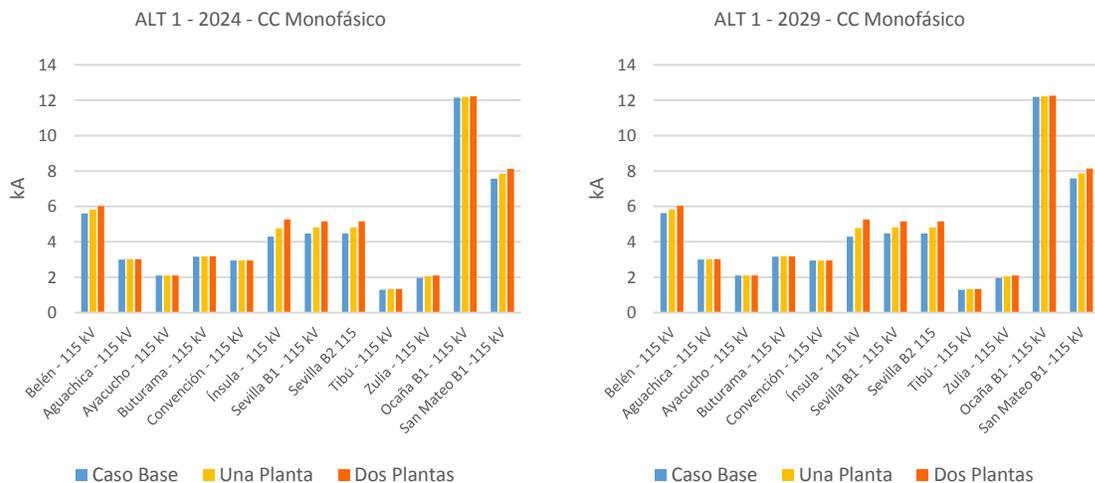


Figura 29. Resultado de CC Monofásico – Alternativa 1 – 2024 y 2029.

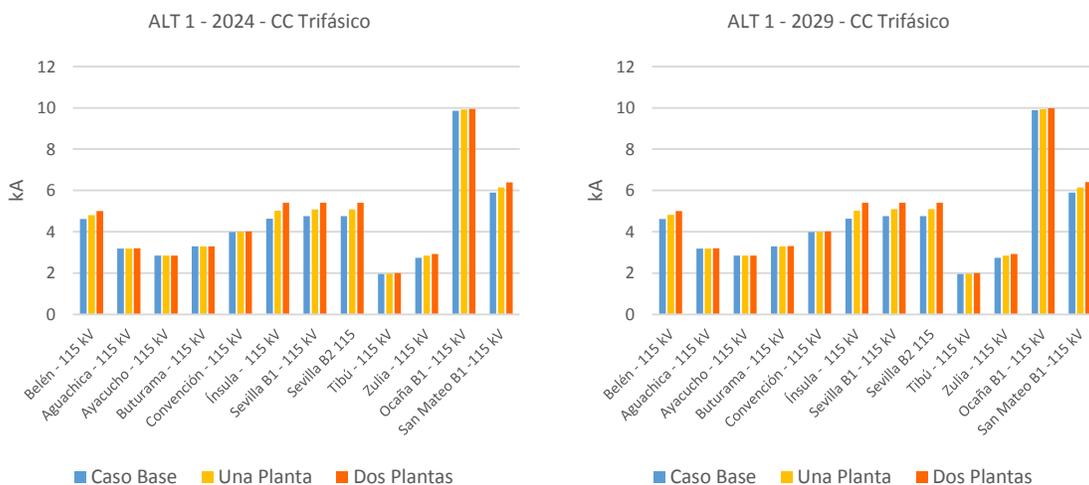


Figura 30. Resultado de CC Trifásica – Alternativa 1 – 2024 y 2029.

De acuerdo a la figura 29 y 30, hay un leve crecimiento de la corriente de cortocircuito ante la entrada en operación de la Alternativa 1 en las subestaciones del área de influencia, estos resultados no presentan variaciones significativas.

5.4.2 Resultados del análisis de cortocircuito alternativa 2. Los resultados de cortocircuito trifásico y monofásico considerando la alternativa de conexión 2, con una y dos plantas de generación conectadas, son los siguientes:

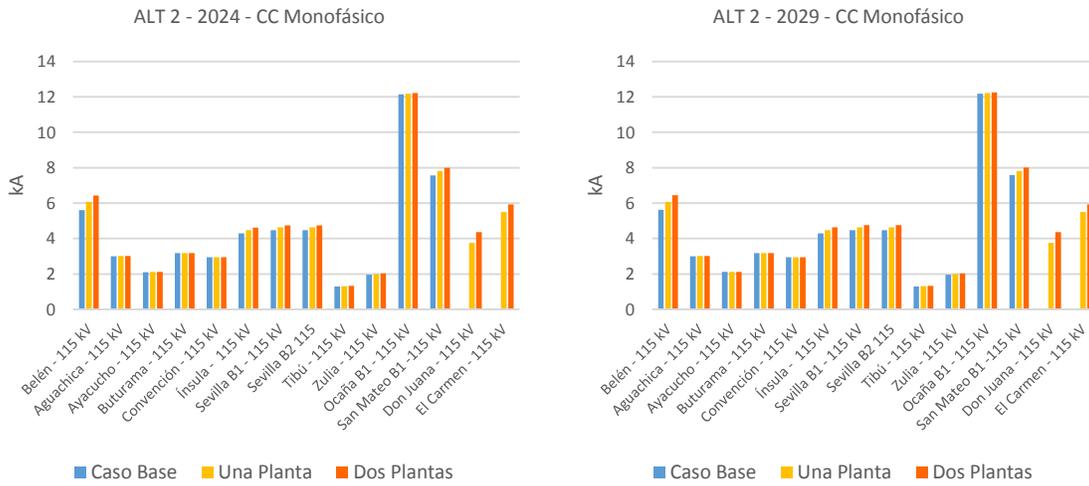


Figura 31. Resultado de CC Monofásico – Alternativa 2 – 2024 y 2029.

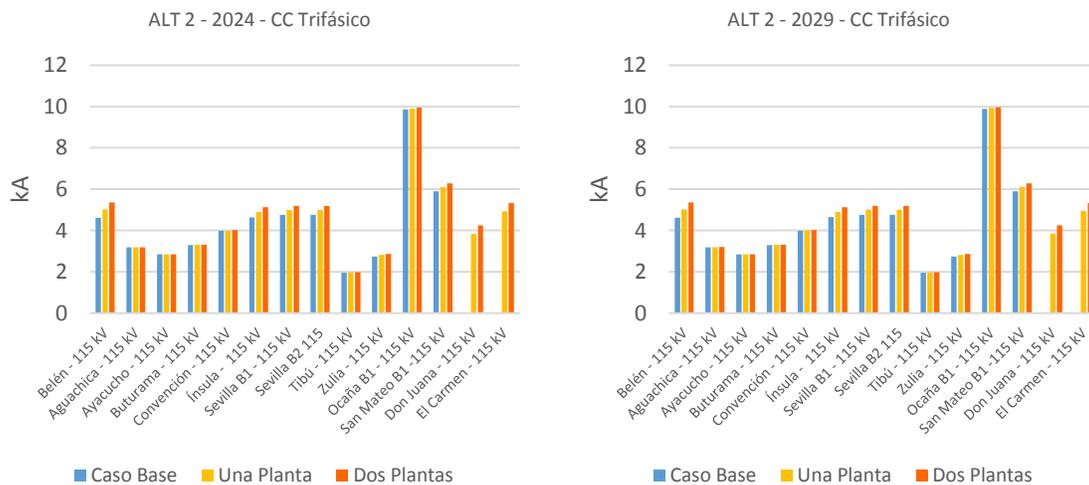


Figura 32. Resultado de CC Trifásico – Alternativa 2 – 2024 y 2029.

De acuerdo a la figura 31 y 32, hay un leve crecimiento de la corriente de cortocircuito ante la entrada en operación de la alternativa 2 en las subestaciones del área de influencia, estos resultados no presentan variaciones significativas.

5.4.3 Análisis de resultados de cortocircuito. Los resultados de los estudios de cortocircuito no muestran incrementos significativos en Barra de las subestaciones ubicadas en la zona de influencia del proyecto por la conexión de una o dos plantas hidroeléctricas para cualquiera de las alternativas planteadas.

La subestación Ocaña 220/115, presenta la mayor variación en el nivel de cortocircuito, alcanzando valores hasta de 9.97 kA y 12.26 kA en la Alternativa 1 para falla trifásica y de una fase a tierra respectivamente en el año de entrada del proyecto. Sin embargo, en ningún momento se excede la capacidad máxima de interrupción para la cual fueron diseñados los equipos de dicha subestación (31,5 kA).

5.5 Resultados de análisis de estabilidad

Los resultados de las simulaciones de estabilidad permiten predecir el comportamiento transitorio del sistema eléctrico del área de influencia del proyecto de generación ante una perturbación severa que ocasione una afectación importante. A continuación, se presenta la respuesta en ángulo y frecuencia de generadores cerca al proyecto ante una falla trifásica y despeje de falla en un tiempo de 150 ms, simuladas en DIGSILENT.

5.5.1 Resultados análisis de estabilidad alternativa 1. Los resultados del análisis de tensiones, frecuencias y ángulo de rotor ante la entrada del proyecto se muestran a continuación:

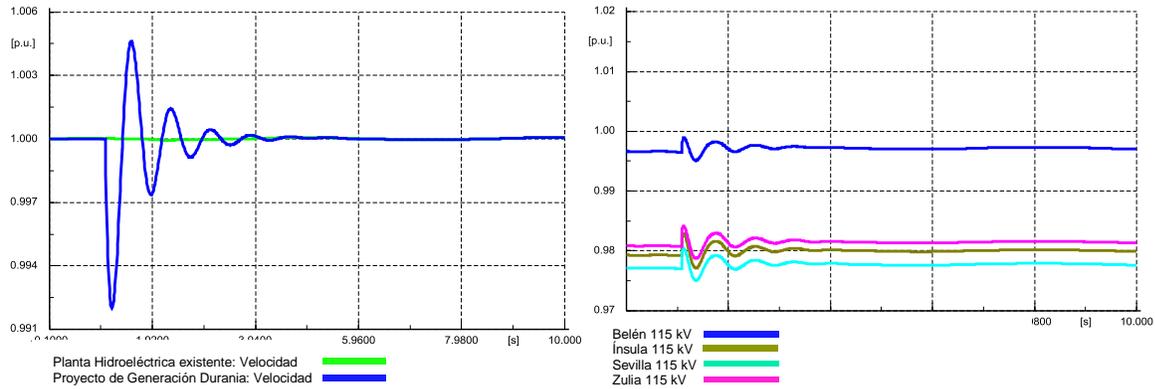


Figura 33. Resultados de Tensión de Generadores y Subestaciones ante entrada del Proyecto - Alternativa 1.

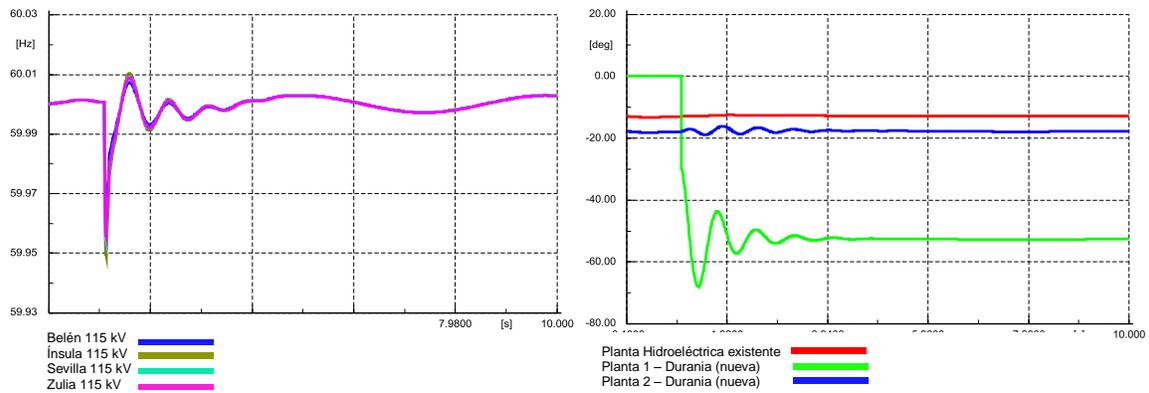


Figura 34. Resultados de frecuencia en Subestaciones y Ángulo Rotor entrada del Proyecto – Alternativa 1.

Los resultados del análisis de tensiones, frecuencias y ángulo de rotor ante la salida del proyecto se muestran a continuación:

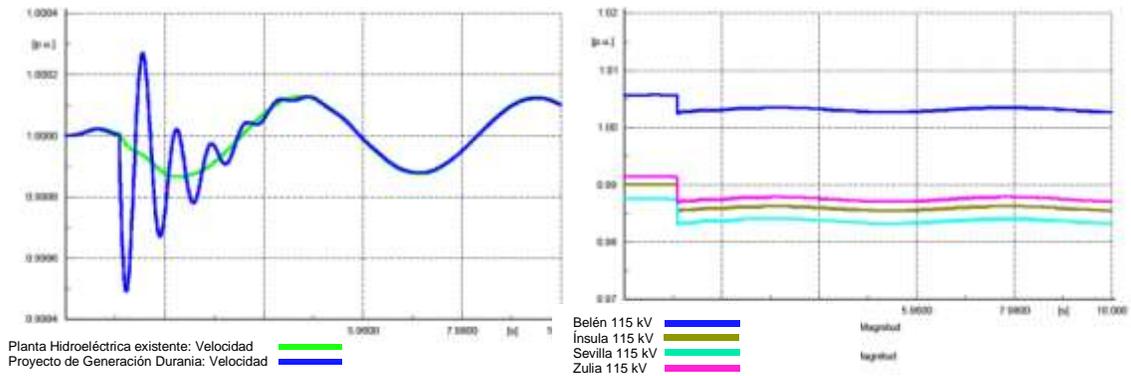


Figura 35. Resultados de Tensión de Generadores y Subestaciones ante salida del Proyecto - Alternativa 1.

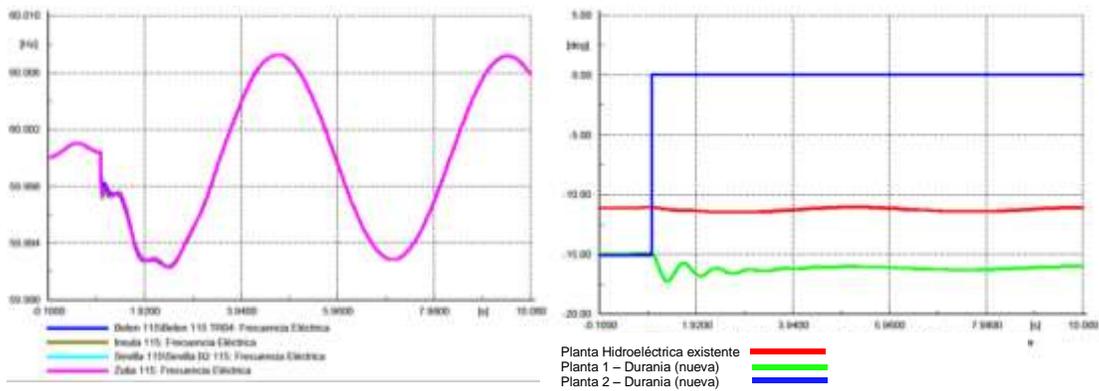


Figura 36. Resultados de frecuencia en Subestaciones y Angulo Rotor salida del Proyecto - Alternativa 1.

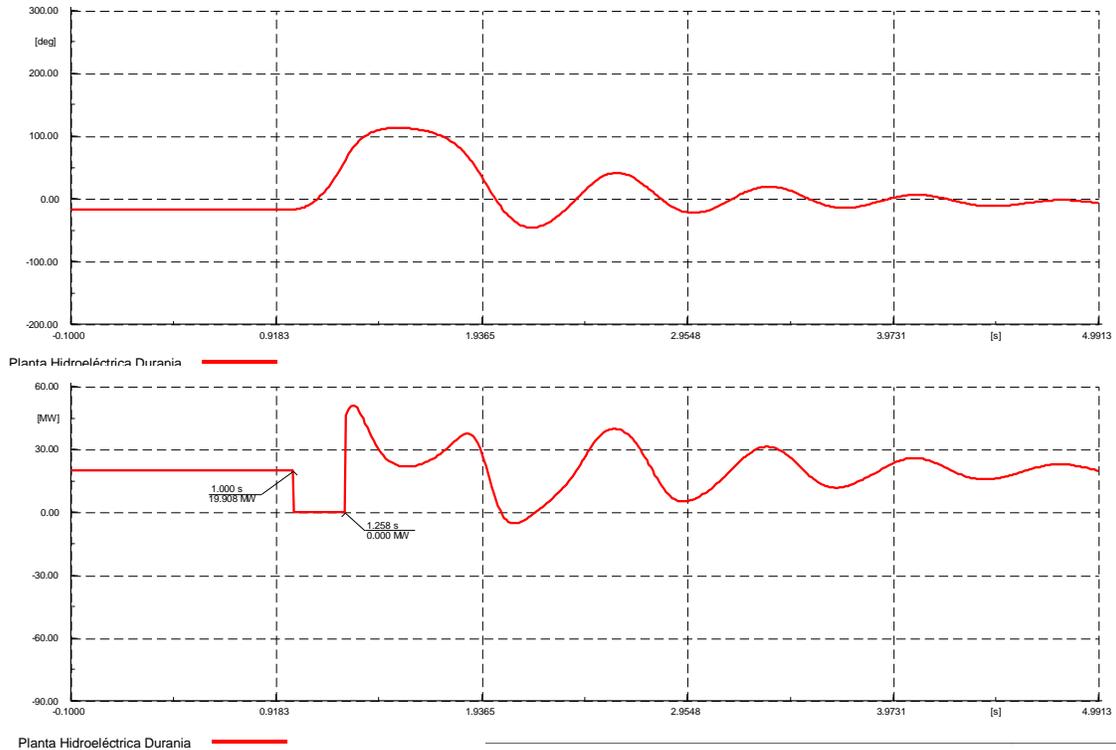


Figura 37. Resultados de Tiempo crítico de despeje de falla Alternativa 1.

Los resultados de las simulaciones de la alternativa 1 muestran:

- Las tensiones en barra de las subestaciones y generadores cercanos al proyecto cumplen los criterios de calidad y seguridad ante la entrada del Proyecto como se observa en la figura 33.
- La frecuencia de los elementos cercanos al proyecto cumple los criterios de calidad y seguridad ante la entrada del Proyecto, como se observa en la figura 34, en la cual la frecuencia llega hasta 59.95 Hz, la cual se encuentra dentro de los rangos permitidos.
- Ante la entrada del proyecto no se ven variaciones del ángulo de rotor de los generadores del área de influencia, como se observa en la figura 34, que corresponde a la hidroeléctrica existente y las dos nuevas PCH'S planteadas en este trabajo de aplicación.

- Las tensiones en barra de las subestaciones y generadores cercanos al proyecto cumplen los criterios de calidad y seguridad ante la salida del Proyecto como se observa en la figura 35.
- La frecuencia de los elementos cercanos al proyecto cumple los criterios de calidad y seguridad ante la salida del Proyecto, como se observa en la figura 36, en la cual la frecuencia llega hasta 59.94 Hz, la cual se encuentra dentro de los rangos permitidos.
- Ante la salida del proyecto no se ven variaciones del ángulo de rotor de los generadores del área de influencia, como se observa en la figura 36, que corresponde a la hidroeléctrica existente y las dos nuevas PCH'S planteadas en este trabajo de aplicación.
- El tiempo máximo de despeje de falla garantiza estabilidad del sistema, ya que es despejada entre 100ms y 500 ms, luego de ser detectada (figura 37).

5.5.2 Resultados análisis de estabilidad alternativa 2. Los resultados del análisis de tensiones, frecuencias y ángulo de rotor ante la entrada del proyecto se muestran a continuación:

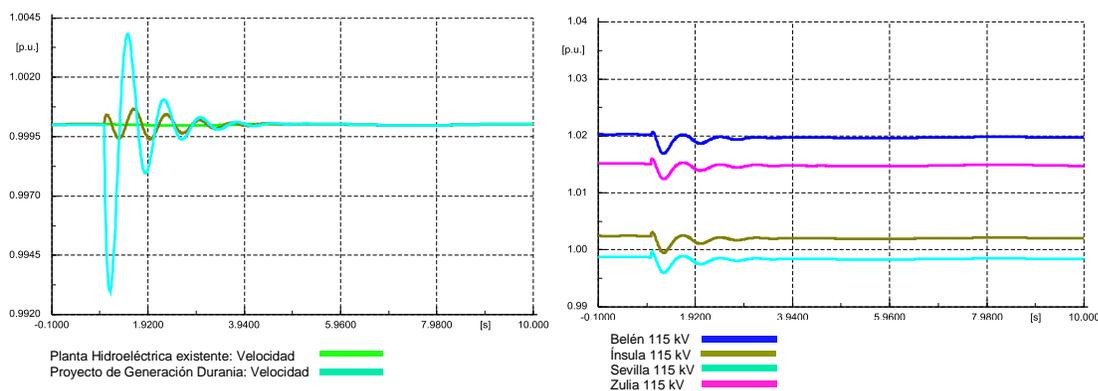


Figura 38. Resultados de Tensión de Generadores y Subestaciones ante entrada del Proyecto - Alternativa 2.

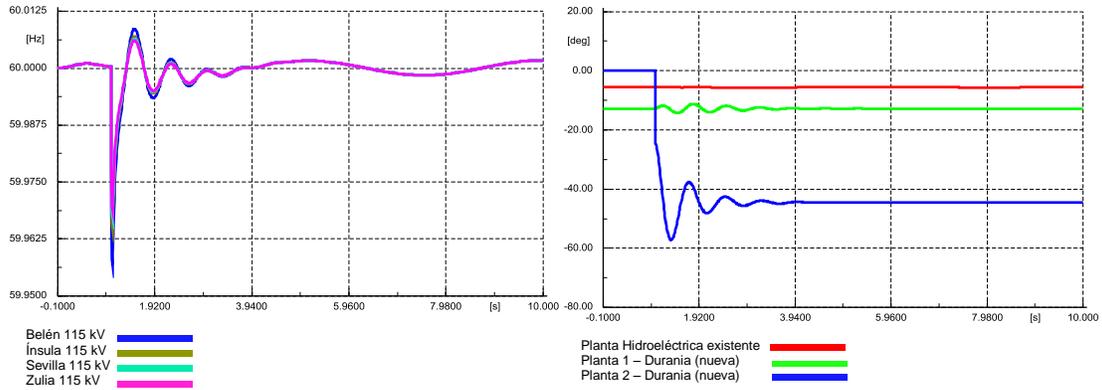


Figura 39. Resultados de frecuencia en Subestaciones y Angulo Rotor entrada del Proyecto – Alternativa 2.

Los resultados del análisis de tensiones, frecuencias y ángulo de rotor ante la salida del proyecto se muestran a continuación:

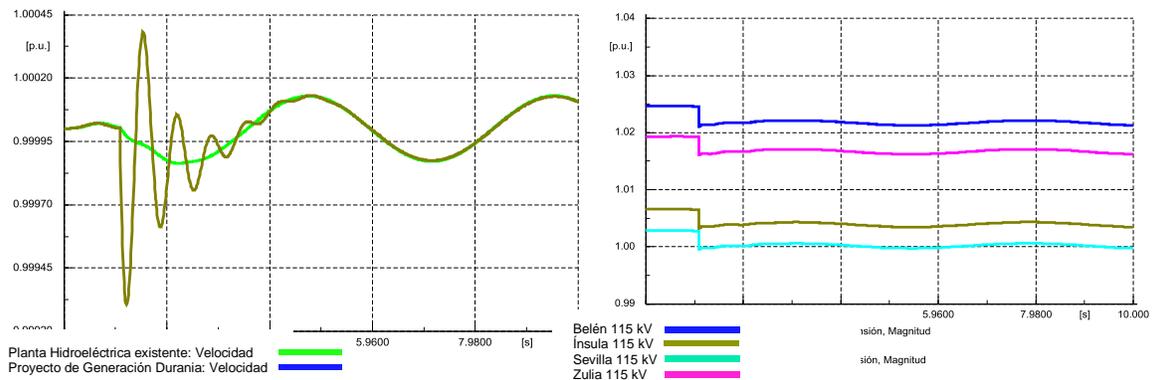


Figura 40. Resultados de Tensión de Generadores y Subestaciones ante salida del Proyecto - Alternativa 2.

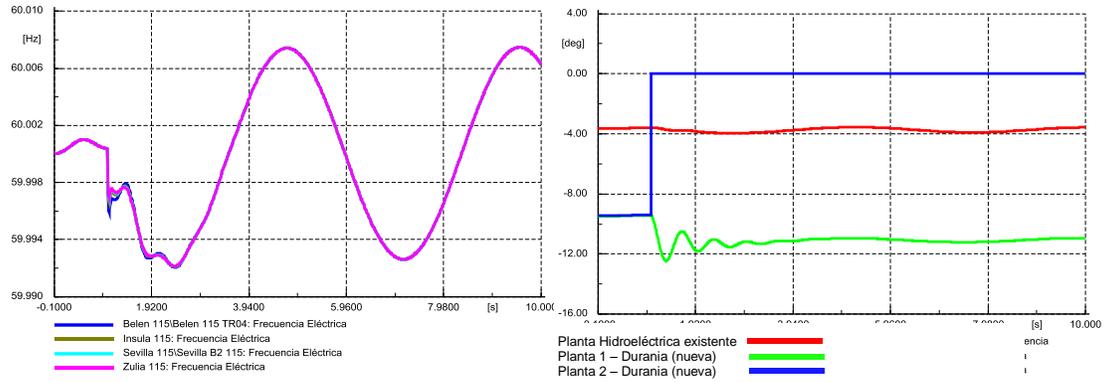


Figura 41. Resultados de frecuencia en Subestaciones y Angulo Rotor entrada del Proyecto – Alternativa 2.

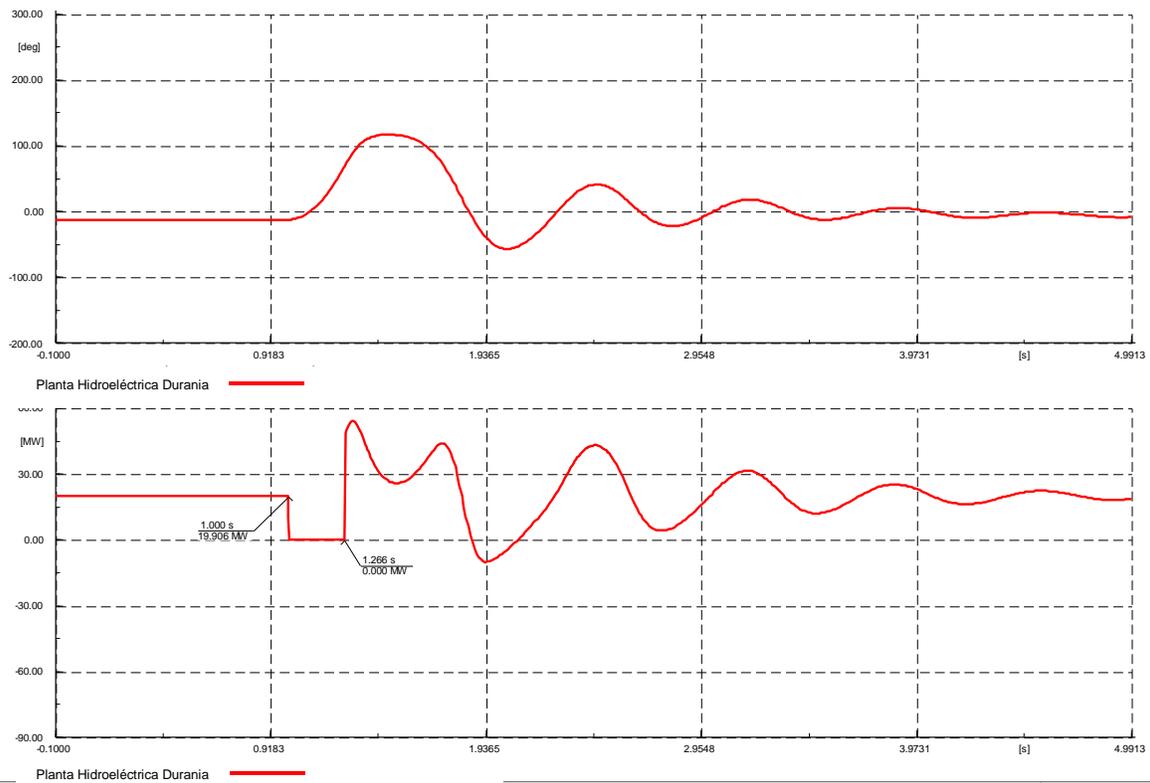


Figura 42. Resultados de Tiempo critico de despeje de falla Alternativa 2.

Los resultados de las simulaciones de la alternativa 2 muestran:

- Las tensiones en barra de las subestaciones y Generadores cercanos al proyecto cumplen los criterios de calidad y seguridad ante la entrada del proyecto como se observa en la figura 38.
- La frecuencia de los elementos cercanos al proyecto cumple los criterios de calidad y seguridad ante la entrada del Proyecto, como se observa en la figura 39, en la cual la frecuencia llega hasta 59.95 Hz, la cual se encuentra dentro de los rangos permitidos.
- Ante la entrada del proyecto no se ven variaciones del ángulo de rotor de los generadores del área de influencia, como se observa en la figura 39, que corresponde a la hidroeléctrica existente y las dos nuevas PCH'S planteadas en este trabajo de aplicación.
- Las tensiones en barra de las subestaciones y generadores cercanos al proyecto cumplen los criterios de calidad y seguridad ante la salida del proyecto como se observa en la figura 40.
- La frecuencia de los elementos cercanos al proyecto cumple los criterios de calidad y seguridad ante la salida del Proyecto, como se observa en la figura 41, en la cual la frecuencia llega hasta 59.94 Hz, la cual se encuentra dentro de los rangos permitidos.
- Ante la salida del proyecto no se ven variaciones del ángulo de rotor de los generadores del área de influencia, como se observa en la figura 41, que corresponde a la hidroeléctrica existente y las dos nuevas PCH'S planteadas en este trabajo de aplicación.
- El tiempo máximo de despeje de falla garantiza estabilidad del sistema, ya que es despejada entre 100ms y 500 ms, luego de ser detectada (figura 42).

5.6 Resultados de pérdidas técnicas de energía

Se calcularon niveles de pérdidas tanto en el STR como en el SDL, para establecer variaciones significativas a partir de las alternativas de conexión propuestas, a continuación, se presentan los resultados de los flujos de carga.

5.6.1 Resultados de pérdidas técnicas en el STR. En la tabla 8 se presentan las pérdidas en el STR calculadas por esta metodología en MWh-día con respecto al caso base (sin generación).

Tabla 8.

Pérdidas en el STR (MWh-Día).

Alternativa	Pérdidas (MWh-día)					
	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Sin Proyecto	74.55	76.28	78.01	79.74	84.35	88.94
Alternativa 1	63.22	64.50	65.77	67.04	70.94	74.85
Alternativa 2	73.17	74.51	75.84	77.17	81.17	85.17

La alternativa 1 tiene niveles de pérdidas más bajos en el STR que la alternativa 2, puesto que está alternativa se encuentra conformada principalmente por activos de conexión a diferencia de la alternativa 2, la cual plantea la construcción kilómetros nuevos de red en el sistema y con ello un incremento en las pérdidas por el transporte de esta energía a grandes distancias.

5.6.2 Resultados de pérdidas técnicas en el SDL. En la tabla 9 se presentan las pérdidas en el SDL calculadas por esta metodología en MWh-día.

Tabla 9.

Pérdidas en el SDL (MWh-Día).

Alternativa	Pérdidas (MWh-día)					
	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Sin Proyecto	425.71	433.44	441.18	449.25	457.89	466.62
Alternativa 1	425.71	433.44	441.18	449.25	457.89	466.62
Alternativa 2	415.23	422.76	430.31	438.19	446.62	455.13

La alternativa 1 no tiene reducción de pérdidas en el SDL, como se muestra en la tabla anterior, puesto que las obras de expansión propuestas para esta alternativa son exclusivamente a nivel del STR en comparación con las alternativas 2 y 3, las cuales contemplan obras de expansión a nivel del SDL que permiten reducir y obtener un beneficio por pérdidas de energía.

5.7 Resultados del análisis de confiabilidad

Se calculó para cada año de estudio, la variación de la energía no suministrada (ENS en MWh-año), con base en la tasa de falla de los equipos, considerando la puesta en operación de las dos plantas de generación respecto al caso base sin proyecto. En la tabla 10 y 11 se muestra el total de energía no suministrada en este horizonte de tiempo para cada alternativa.

Tabla 10.

Energía no suministrada en el SDL en [kW/h año].

Año	Alternativa 1	Alternativa 2
2024	213.27	-
2025	217.14	-
2026	221.02	-

Año	Alternativa 1	Alternativa 2
2027	225.06	-
2028	229.39	-
2029	233.77	-

Con este análisis se concluye que con la alternativa 1, no se presenta un beneficio en confiabilidad para el SDL, puesto que presenta energía no entregada al sistema eléctrico debido a contingencias sencillas analizadas en los escenarios operativos, la alternativa 2 presenta un beneficio en confiabilidad en el SDL.

Tabla 11.

Energía no suministrada en el STR en [kW/h año].

Año	Alternativa 1	Alternativa 2
2024	-	-
2025	-	-
2026	-	-
2027	-	-
2028	-	-
2029	-	-

Con este análisis se concluye que ambas alternativas de acuerdo a las alternativas planteadas no presentan variaciones en energía no suministrada, puesto que ante contingencias sencillas no se ven variaciones en confiabilidad.

5.8 Análisis de resultados técnicos de las alternativas

En la tabla 12, se muestra la validación de los análisis técnicos de las alternativas de conexión analizadas.

Tabla 12.

Tabla de resultados técnicos.

Análisis	Alternativa 1	Alternativa 2	Observación
Cargabilidad en Transformadores	Cumple	Cumple	
Cargabilidad en Líneas	Cumple	Cumple	
Tensión en barras	Cumple	Cumple	
Cortocircuito Monofásico	Cumple	Cumple	
Cortocircuito Trifásico	Cumple	Cumple	
Estabilidad Ante Entrada del Proyecto	Cumple	Cumple	
Estabilidad Ante Salida del Proyecto	Cumple	Cumple	
Tiempo Crítico despeje de fallas	Cumple	Cumple	
Análisis de Pérdidas	Cumple	Cumple	

De acuerdo a los resultados de la tabla 12, las dos alternativas son viables técnicamente y podrían ser recomendadas, ya que cumplen con los criterios de calidad, seguridad y confiabilidad del análisis eléctrico realizado.

6. Valorización económica de las alternativas

En este Capítulo se muestran los resultados de la evaluación económica para las dos alternativas de conexión. En el numeral 6.1 y 6.2. se calcula los costos por inversión de cara al promotor del proyecto y al operador de red. Luego en el numeral 6.3 se calculan los beneficios de cara al Operador de red. Finalmente, en los numerales 6,4 y 6.5 se realiza la evaluación económica y se recomienda la alternativa a implementar.

6.1 Inversión de cara al promotor del proyecto en activos de conexión

El análisis económico de cara al promotor se realizó mediante la estimación de inversión en activos eléctricos necesarios para la interconexión del proyecto de generación con el sistema eléctrico (existente o proyectado) de cada alternativa de conexión, denominados Activos de Conexión (un solo usuario), valorizados en unidades constructivas de acuerdo a la CREG 015 de 2018, los alcances para cada alternativa se dividieron en los siguientes ítems:

- Línea de conexión.
- Subestación elevadora.
- Adecuación de la subestación receptora

A continuación, se muestra la inversión total en activos de conexión para cada una de las alternativas analizadas, considerando para ambas alternativas la conexión de 2 Plantas de generación de 20 MW c/u, de acuerdo a los resultados técnicos analizados previamente.

6.1.1 Inversión de cara al promotor del proyecto - alternativa 1. En esta alternativa se requieren 79 kilómetros de red para interconectar las PCH'S con la subestación La Ínsula, junto a ello la inversión para las adecuaciones de la subestación receptora y la construcción de la subestación elevadora para el proyecto. En la Tabla 13 se muestran las unidades constructivas consideradas para evaluar los costos en activos de conexión de la Alternativa 1.

Tabla 13.

Activos de conexión para la Alternativa 1.

Inversión	Valor Instalado	Valor AOM	Valor AOM	Total
	[\$ Ene 2019]	[\$ Ene 2019]	[\$ Ene 2019]	[\$ Ene 2019]
Línea de Conexión	\$9,410,531,447	\$188,210,629	\$ 188,210,629	\$ 26,661,009,093
S/E Elevadora	\$8,565,191,559	\$171,303,831	\$ 171,303,831	\$ 8,907,799,221
S/E Receptora	\$1,639,199,516	\$32,783,990	\$ 32,783,990	\$ 8,907,799,221

De acuerdo a la tabla 14, con la implementación de la alternativa 1, se prevé que el promotor del proyecto debe invertir aproximadamente \$ 44,476,607,535 para la interconexión con la subestación existente La Ínsula.

6.1.2 Inversión de cara al promotor del proyecto - alternativa 2. En esta alternativa se requieren 29 kilómetros de red para interconectar las PCH'S con la Nueva subestación Don Juana, junto a ello la inversión para las adecuaciones de la subestación receptora y la construcción de la subestación elevadora para el proyecto. En la Tabla 14 se muestran las unidades constructivas consideradas para evaluar los costos en activos de conexión de la Alternativa 2.

Tabla 14.

Activos de conexión para la Alternativa 2.

Inversión	Valor Instalado	Valor AOM	Valor AOM	Total
	[\$ Ene 2019]	[\$ Ene 2019]	[\$ Ene 2019]	[\$ Ene 2019]
Línea de Conexión	\$9,107,769,000	\$9,410,531,447	\$ 188,210,629	\$188,210,629
S/E Elevadora	\$8,289,626,000	\$8,565,191,559	\$ 171,303,831	\$171,303,831
S/E Receptora	\$1,383,170,000	\$1,639,199,516	\$ 32,783,990	\$32,783,990

De acuerdo a la tabla 15, con la implementación de la alternativa 2, se prevé que el promotor del proyecto debe invertir aproximadamente \$ 27,602,551,147 para la interconexión con la subestación existente La Ínsula.

6.1.3 Análisis de inversión de cara al promotor del proyecto. De acuerdo a las inversiones de ambas alternativas en activos de conexión para el proyecto, la alternativa 2 generaría menos costos al promotor, ya que la longitud del circuito requerido para su conexión al SIN es aproximadamente 3 veces menor que la que emplearía la alternativa 1.

6.2 Inversión de cara al operador de red en activos de uso

La inversión de cara al operador de red, se estimó con la valorización de los equipos nuevos requeridos en cada alternativa de conexión, tales como transformadores, líneas de transmisión, compensaciones y equipos de subestación [14], tomando como referencia los costos en unidades constructivas, definidos en la resolución CREG 015 de 2018 [15], los cuales nos permiten comparar las alternativas de conexión.

6.2.1 Inversión en Infraestructura Eléctrica. La infraestructura eléctrica en activos de uso, para la expansión del sistema y la conexión de la alternativa 1, es la interconexión con la subestación Ínsula, por este motivo se debe considerar solamente la normalización de la Subestación Sevilla prevista por CENS para el año 2024, por lo tanto, a continuación, se muestran los costos totales de la alternativa 1.

Tabla 15.

Costo de inversión activos de uso alternativa 1 en [\$ Ene 2019].

Parámetro	Alternativa 1
Normalización Sevilla	\$ 11,500,360,561

La infraestructura eléctrica en activos de uso, para la expansión del sistema y la conexión de la alternativa 2, contempla la construcción de dos nuevas subestaciones denominadas El Carmen y Don Juana, junto con la expansión de red para la interconexión de estas dos nuevas subestaciones y a su vez las obras normalización de la Subestación Sevilla prevista por CENS para el año 2024, por lo tanto, a continuación, se muestran los costos totales de la alternativa 2

Tabla 16.

Costo de inversión activos de uso alternativa 2 en [\$ Ene 2019].

Parámetro	Monto
Normalización Sevilla	\$ 11,500,360,561
Subestación Don Juana + Expansión de Red	\$ 18,817,900,140
Subestación Carmen	\$ 5,393,693,832

De acuerdo a las necesidades identificadas en infraestructura eléctrica se pasan a costos unitarios con precios de referencia de la resolución CREG 015 de 2018, como se resumen en la tabla 17 en activos de uso. Determinando los costos en inversión para las dos (2) alternativas.

Tabla 17.

Costo de inversión activos de uso en [\$ Ene 2019].

Parámetro	Alternativa 1	Alternativa 2
Inversión activos de uso	\$ 11,500,360,561	\$ 35,711,954,533

De acuerdo a la tabla 16, la alternativa 2 requiere mayor inversión en activos de uso de responsabilidad del Operador de Red.

6.2.2 Costos por Administración, Operación y Mantenimiento (AOM). Con base en el porcentaje de reconocimiento en costos AOM de la CREG 015 de 2018 [15], la tabla 17 muestra el valor en [\$ Ene 2019] que corresponde a los gastos de AOM de las tres (3) alternativas de conexión en un horizonte de 25 años.

Tabla 18.

Costo de AOM en [\$ Ene 2019].

Parámetro	Alternativa 1	Alternativa 2
AOM	\$ 230,007,211	\$ 723,391,736

De acuerdo a los resultados, la Alternativa 2, debe disponer de acuerdo a su inversión de activos, un costo mayor por los gastos de administración operación y mantenimiento.

6.2.3 Costos por Activos No Eléctricos (ANE). De acuerdo a este porcentaje, la tabla 32 muestra el valor en [\$ ENE 2019] que corresponde a los costos de activos no eléctricos de las tres (3) alternativas de conexión en un horizonte de 25 años.

Tabla 19.

Costo de activos no eléctricos en [\$ Ene 2019].

Parámetro	Alternativa 1	Alternativa 2
ANE	\$ 230,007,211	\$ 714,239,091

De acuerdo a los resultados, la Alternativa 2, debe disponer de acuerdo a su inversión de activos, un costo mayor por activos no eléctricos, los costos de ANE y AOM para la alternativa 1 son iguales ya que consideran el mismo porcentaje de reconocimiento de acuerdo a la CREG 015 de 2018.

6.3 Beneficios de cara al Operador de Red

A continuación, se presentan los beneficios económicos esperados, por la inversión en activos de Uso de cada una de las alternativas, la entrada en operación de las dos pequeñas centrales hidroeléctricas en términos de confiabilidad, pérdidas y operatividad.

6.3.1 Beneficio por confiabilidad. La variación de la ENS se valora con el costo incremental operativo de racionamiento de energía (CRO) registrado para enero de 2019 y el cual se proyecta a 25 años para determinar los beneficios del proyecto de generación, en la Tabla 20 se muestra el

valor en [\$ ene 2019] el cual corresponde al beneficio por energía no suministrada para las dos (2) alternativas de conexión en un horizonte de 25 años.

Tabla 20.

Beneficio por energía no suministrada en [\$ Ene 2019].

Parámetro	Alternativa 1	Alternativa 2
ENS	-	\$ 14,862,036,238

La alternativa 2 presenta un beneficio económico ya que esta no presenta energía no suministrada de acuerdo a los resultados técnicos de confiabilidad del ítem 5.7 del presente Trabajo de Aplicación.

6.3.2 Beneficio por energía de pérdidas en el sistema. A partir del componente de generación, transmisión y distribución de la tarifa que se muestran en la tabla 21, que corresponde al mes de enero de 2019 del operador de red CENS y la diferencia de pérdidas de energía con respecto al caso base se calcula la valorización de pérdidas de energía en el STR y SDL, se muestra el valor en [\$ ENE 2019] que corresponde al costo o beneficio de pérdidas de energía de las dos (2) alternativas de conexión en un horizonte de 25 años.

Tabla 21.

Componente Generación del CU CENS enero de 2019.

Componentes CU	[\$/kWh Ene 2019]
G	186.74
T	34.97
D	\$ 183.32

Tabla 22.

Valoración económica por pérdidas de energía en [\$ Ene 2019].

Parámetro	Alternativa 1	Alternativa 2
Pérdidas STR	\$ 27,773,494,647	\$ 6,992,407,506
Pérdidas SDL	-	\$ 48,804,232,009
Total	\$ 27,773,494,647	\$ 55,796,639,515

Como se observa en la tabla 22, la alternativa 2 tiene mayores beneficios por pérdidas de energía, por reducción de pérdidas tanto en el STR como en el SDL.

6.3.3 Beneficio por operatividad de las Plantas. En la tabla 23, se muestran los beneficios económicos históricos por la reducción de precio de bolsa, si durante los años de análisis estuvieran en operación las pequeñas centrales hidroeléctricas y su impacto económico dentro del precio de bolsa.

Tabla 23.

Beneficios económicos históricos de precio bolsa en [\$ Ene 2019].

Beneficio económico por reducción en el precio de bolsa [\$ Ene 2019]	
2009	\$879,971,799
2010	\$3,959,064,943
2011	\$2,512,898,886
2012	\$5,191,042,005
2013	\$2,314,950,814
2014	\$3,076,548,982
2015	\$10,377,669,752
2016	\$7,673,868,395
2017	\$4,102,789,826
2018	\$3,085,713,186

PROMEDIO	\$3,684,180,932
<i>El promedio no incluye el beneficio calculado en el año 2015 y 2016</i>	

Con lo cual se estima un total proyectado a 25 años de \$ 92,104,523,293 en reducción de precio de compra de energía por desplazamiento del precio de bolsa nacional, los años 2015 y 2016 no se incluyeron en el cálculo de este beneficio, puesto que se presentaron precios de bolsa y cantidades transadas muy elevadas a las registradas en los años anteriores por fenómenos climáticos, y sería poco conservador tenerlos en cuenta al calcular el beneficio por las nuevas plantas de generación.

6.3.4 Cálculo de costo total de las alternativas de conexión. En la tabla 24 se observa el valor en [\$ ene 2019] en relación a costos asociados del proyecto de conexión para cada una de las alternativas en activos de uso que son remunerados mediante cargos por uso de STR o SDL, activos no eléctricos, AOM y pérdidas. Los costos asociados a activos de conexión son asumidos por el promotor del proyecto.

Tabla 24.

Costo total de las alternativas en [\$ Ene 2019].

Parámetro	Alternativa 1	Alternativa 2
Inversión activos de uso	\$ 11,500,360,561	\$ 35,711,954,533
AOM	\$ 230,007,211	\$ 723,391,736
ANE	\$ 230,007,211	\$ 714,239,091
Total	\$ 11,960,374,983	\$ 37,149,585,360

6.3.5 Cálculo de beneficio total de las alternativas de conexión. En la tabla 25 se observa el valor en [\$ ene 2019] en relación a beneficios de cada alternativa planteada para la conexión de las pequeñas centrales hidroeléctricas.

Tabla 25.

Beneficio total de las alternativas en [\$ ENE 2019].

Parámetro	Alternativa 1	Alternativa 2
Reducción Precio Bolsa	\$ 92,104,523,293	\$ 92,104,523,293
Pérdidas STR	\$ 27,773,494,647	\$ 6,992,407,506
Pérdidas SDL	-	\$ 48,804,232,009
ENS	-	\$ 14,862,036,238
Total	\$ 119,878,017,941	\$ 162,763,199,046

6.4 Evaluación económica a partir del Análisis beneficio/costo

En la tabla 26 se observa la relación beneficio-costo de las alternativas de conexión planteadas para la conexión de las 2 centrales de generación.

Tabla 26.

Relación Beneficio-Costo de las alternativas.

Alternativa	Beneficio MCOP [\$ Ene 2019]	Costo [\$ Ene 2019]	B/C
Alternativa 1	119,878	11,960	10.02
Alternativa 2	162,763	37,149	4.38

Las 2 alternativas presentan una relación Beneficio-Costo superior a uno (1), por lo cual las dos alternativas son beneficiosas de manera global dentro del sistema eléctrico de CENS, en especial, la alternativa 2, que presenta mejores beneficios para el SDL.

La alternativa 1 a pesar de tener una relación beneficio costo mayor, presenta energía no suministrada y condiciones técnicas no beneficiosas puesto que se presentaron tensiones inferiores del 0.9 p.u. en las S/E Belén y Sevilla para el año 2029 y ante demanda máxima, ante una contingencia N-1 en el transformador 220/115 kV en la S/E Belén, junto a ello, se inviabiliza por altos costos en la ejecución del proyecto, por la construcción de aproximadamente 40 km de conductor en doble circuito en 115 kV que debe asumir como activo de conexión el promotor del proyecto.

6.5 Recomendación de Alternativa a Implementar

Se recomienda implementar la alternativa 2 la cual plantea la construcción de una Subestación en 115 kV en el corregimiento la Don Juana denominada “Don Juana” y en las afueras de Cúcuta denominada “El Carmen”, dichas subestaciones estarán conectadas entre sí en el punto de seccionamiento en la Línea Belén-Ínsula en 115 kV, mediante dos líneas de 115 kV a 21 km aproximadamente, para la conexión de las PCH’s, con la construcción de dos línea a 115 kV de conexión a una distancia aproximada de 15 y 14 km respectivamente de la nueva S/E Don Juana.

Esta alternativa presenta una relación beneficio-costos superior a uno, presenta reducción de pérdidas y mejora la confiabilidad del sistema al mantener perfiles de tensión y cargabilidades dentro de los rangos establecidos ante contingencias (N-1) que puedan afectar el STR. Adicionalmente los beneficios económicos por el desplazamiento del precio de bolsa a nivel nacional y mejoramiento de los indicadores de calidad del servicio SAIDI-SAIFI y los indicadores de pérdidas del operador de red.

7. Conclusiones

Este documento presenta una metodología que permite identificar y evaluar alternativas de conexión para la integración de proyectos de Generación, primordialmente de fuentes no convencionales de energía, dentro del área de Influencia del Departamento de Norte de Santander, de acuerdo a las exigencias técnicas y económicas, de entes como la Comisión de Regulación de Energía y Gas, Ministerio de Minas y Energía y La Unidad de Planeación Minero-Energética.

Las siguientes conclusiones se obtienen de los resultados obtenidos de aplicar la metodología propuesta en el caso de estudio propuesto:

Al evaluar las opciones disponibles de conexión dentro del caso de estudio, se observa la necesidad de la expansión del STR hacia el sur del departamento de Norte de Santander, ya que a futuro será necesario contar con una infraestructura robusta para atención a la demanda, de manera segura y confiable.

Es necesario que las alternativas de conexión planteadas dentro de un proyecto de generación, presente valores de tensión en subestaciones, cargabilidad en transformadores de potencia y líneas de transmisión, dentro de los límites permitidos por la normativa y regulación vigente, como se observa con las dos alternativas analizadas en este trabajo de aplicación.

El modelamiento para realizar los estudios eléctricos debe contemplar todas las características propias del sistema donde se va a evaluar el proyecto de generación, ya que los insumos de entrada como características topológicas, demandas y obras de expansión, son necesarias para poder predecir el rendimiento de una alternativa con respecto a otra.

Los escenarios de simulación se realizaron en un horizonte de tiempo de 5 años, y este horizonte de planeación permite identificar que el proyecto de las pequeñas centrales hidroeléctricas y las obras de expansión propuestas, reducen problemáticas de bajas tensiones y sobrecarga de elementos del sistema del caso de estudio.

Ante contingencias sencillas N-1, las alternativas contempladas dentro del caso de estudio, no presentaron niveles de tensión y carga fuera de los límites permitidos, esta condición debe evaluarse siempre dentro del análisis eléctrico, porque es una situación que puede presentarse en cualquier momento y el sistema debe ser capaz de soportar estas condiciones de emergencia.

Dentro de los análisis de estabilidad transitoria realizados, se muestra que el sistema dentro del caso de estudio permanece estable al analizar la entrada y salida del proyecto de generación, lo cual es importante para mantener en condiciones óptimas el sistema ante alguna situación de contingencia del proyecto de generación.

La promoción y conexión de proyectos de Generación dentro del territorio nacional, pueden apalancarse económicamente, gracias a los beneficios que ocasionan al impactar el precio de bolsa, reducción de pérdidas técnicas y mejoras en confiabilidad.

Dentro del caso de estudio, se recomienda la implementación de la alternativa 2, ya que esta presenta una relación beneficio-costos superior a uno, presenta reducción de pérdidas y mejora la confiabilidad del sistema al mantener perfiles de tensión y cargabilidades dentro de los rangos establecidos ante contingencias (N-1) que puedan afectar el STR. Adicionalmente los beneficios económicos por el desplazamiento del precio de bolsa a nivel nacional.

El presente trabajo de aplicación, aporta en la línea de investigación de planeación de los sistemas de distribución, a su vez recomendamos seguir indagando en los posibles efectos técnico-

económicos que podrían surgir al implementar proyectos de generación en los índices de calidad del servicio y pérdidas, reglamentados por la CREG 015 de 2018.

Referencias Bibliográficas

- Benavides, J. (2011). *Retos y oportunidades de las energías renovables en Colombia*. Lima: Observatorio de Energía Renovable para América Latina y el Caribe.
- Botero, S., Isaza, F., & Cano, J. (2015). Plantas Marginales en la Bolsa de Energía de Colombia y la Incidencia de su Desplazamiento por Plantas de Energía Renovable. *5th Latin American Energy Economics Meeting*, 1-7.
- Cardona, J. C. (2017). Evaluación Técnico-Económica de proyectos energéticos a partir de fuentes de energía renovable en Colombia. Medellín: Universidad Pontificia Bolivariana.
- Castillo, Y., Castrillón, M., Vanegas-Chamorro, M., Valencia, G., & Villicaña, E. (2015). Rol de las Fuentes No Convencionales de Energía en el sector eléctrico colombiano. *Prospect*, 13(1), 39-51.
- Castro, A. (2012). Factibilidad de la implementación de una Planta Termosolar para la generación de energía eléctrica en Torreón, Coahuila, México. *XVI Congreso Internacional de Ingeniería de Proyectos*. Valencia.
- Colombia, I., & Development, C. (2018). *Iniciativas Clúster en Colombia*. Bogotá: Universidad del Rosario.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). (1995). Resolución No. 025. Bogotá D.C.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). (1998). Resolución No. 070. Bogotá D.C.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). (2006). Resolución No. 106. Bogotá D.C.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). (2012). Resolución No. 094. Bogotá.

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). (2018). Resolución No. 015 . Bogotá.

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). (2018). Resolución No. 030. Bogotá, Colombia.

Congreso de Colombia. (1994). Ley No. 142 (Ley Servicios Públicos Domiciliarios). Bogotá D.C., Colombia.

Congreso de Colombia. (1994). Ley No. 143 (Ley Eléctrica). Bogotá, Colombia.

Congreso de Colombia. (2014). Ley No. 1715 (Promoción de FNCE). Bogotá, Colombia.

Cortés, S., & Arango, A. (2017). Energías renovables en Colombia: una aproximación desde la economía. *Revista Ciencias Estratégicas* , 25(38), 375-390.

Georgilakis, P., & Hatziargyriou, N. (2015). A review of power distribution planning in the modern power system era: Models, methods and future research. *Electric Power System Research*(121), 89-100.

IEEE. (2004). Definition and clasificaction of Power System Stability. *IEEE Transactions on PPower Analysis* , 19(4).

Lozano, G., Garcia, P., & Monsalve, E. (2010). Criterios y consideraciones en estudios de viabilidad de embalses. *Revista de invetsigación Universidad del Quindío*(21), 9-20.

Luca de Tena, J. I. (1997). *Geografía Económica*. Madrid: Alban D'Entremont.

Miguel, B., & Amalia, L. (2012). Regulación en mercados energéticos: caso energía eólica (1990-2009). Medellín: Universidad EAFIT.

Ministerio de Minas y Energía. (2013). Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE). Bogotá.

- Mora, D., & Hurtado, J. (2004). Guía para estudios de prefactibilidad de pequeñas centrales hidroeléctricas como parte de Sistemas Híbridos. Bogotá: Facultad de Ingeniería, Pontificia Universidad Javeriana.
- Moreno, J., Mocarquer, S., & Rudnick, H. (2006). Generación Eólica en Chile: Análisis del Entorno y Perspectivas de Desarrollo. Santiago, Chile: Systep Ingeniería y Diseños.
- Norma Internacional CEI IEC 60909 - Corrientes de corto circuito en sistemas trifásicos de corriente alterna. (2001). Madrid: IEC.
- Pisciotti, M. (2019). *Sistema híbrido de generación a Gas y Fotovoltaico para el suministro de energía en locación de pozos de petróleo con carga hasta 2 MW*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.
- REN 21 Steering Committee. (2014). *Renewables 2014 - Global Status Report*. París.
- Sierra, F., Sierra, A., & Guerrero, C. (2011). Pequeñas y microcentrales hidroeléctricas: alternativa real de generación eléctrica. *Informador Técnico (Colombia)*(75), 73-85.
- Superintendencia delegada para Energía y Gas Combustible. (2018). Manual de asignación de puntos de conexión de proyectos de generación con capacidad mayor a 5 MW. Bogotá: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.
- Toupiol, S., del Campo, C., & Ortega, R. (2007). Análisis de Decisión en la Planificación de la Expansión del Sistema Eléctrico Mexicano. *Memorias CIC Cancún 2007*, 663-677.
- Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). (2018). Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión 2017-2031. Bogotá.
- Unidad de Planeación Mineroenergética (UPME). (2018). *Proyección de la demanda de energía Eléctrica y Potencia Máxima en Colombia*. Bogotá.
- XM S.A. E.S.P. (2018). *Planeación de la Operación*. Bogotá.