

Planeación Integrada Generación-Transmisión (PIGT) en el área Caribe del sistema eléctrico colombiano.

Diego Andrés Moreno Tobar

Trabajo de grado presentado para optar al título de Ingeniero Electricista

Asesor: Diego Mejía Giraldo, Doctor (PhD) en Ingeniería Eléctrica.



Universidad de Antioquia
Facultad de Ingeniería
Departamento de Ingeniería Eléctrica
Medellín, Colombia
2018

TABLA DE CONTENIDO

I. INTRODUCCIÓN	6
II. OBJETIVOS.....	8
A. Objetivo general.....	8
B. Objetivos específicos.....	8
III. MARCO TEORICO.....	9
A. Modelos clásicos del problema de la planeación.....	10
1) Modelo DC disyuntivo	10
2) Modelo de transporte.....	10
3) Modelo AC.....	11
B. Métodos de solución.....	11
1) Programación matemática.....	11
2) Técnicas heurísticas.....	12
3) Técnicas metaheurísticas	12
C. Restricciones	13
D. Incertidumbre	13
E. Observaciones.....	14
IV. HERRAMIENTA PARA LA SOLUCION DE LA PIGT	16
A. Metodología	16
1) Puntos operativos.....	17
2) Curva de demanda	18
3) Modelado de las fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER)	19
B. Plan de expansión.....	20
C. Diagrama de flujo de la herramienta PIGT	20
V. SISTEMA ELECTRICO AREA CARIBE	23

A. Topología	23
B. Restricciones operativas	26
C. Estructura de la red para aplicar estudio.....	26
D. Proyectos candidatos de generación y transmisión para el área Caribe	27
V. ESCENARIOS OPERATIVOS PARA ESTUDIO	29
A. Definición de escenarios operativos.....	30
VI. RESULTADOS Y ANALISIS	31
A. Sistema real.....	31
1) Proyectos de generación seleccionados.....	31
2) Proyectos de transmisión seleccionados.....	33
3) Violación del límite superior de cargabilidad promedio	34
4) Costos de inversión y operación de los planes de expansión	35
B. Sistema Candidato	36
1) Proyectos de generación seleccionados.....	36
2) Proyectos de transmisión seleccionados.....	38
3) Violación del límite superior de cargabilidad promedio	39
4) Costos de inversión y operación de los planes de expansión	40
CONCLUSIONES	41
REFERENCIAS.....	42

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Candidatos generación área Caribe	27
Tabla 2 Costos de inversión planes de expansión según escenarios operativos Sistema Real.....	35
Tabla 3 Costos de inversión planes de expansión según escenarios operativos Sistema Candidato	40

LISTA DE FIGURAS

Fig. 1. Comportamiento aportes hidráulicos	18
Fig. 2. Diagrama de flujo de operación de la PIGT.....	19
Fig. 3. Curvas normalizadas de aportes solar y eólico	20
Fig. 4 Diagrama de flujo de la herramienta PIGT	22
Fig. 5. Localización geográfica y principales circuitos área Caribe [29].....	24
Fig. 6. Topología principal red área Caribe [30].....	24
Fig. 7. Capacidad instalada por tipo de recurso en área Caribe	25
Fig. 8 Proyectos de generación seleccionados según escenario. “Sistema Real”	31
Fig. 9 Tipo de tecnología de proyectos de generación para escenario Base en Sistema Real.....	32
Fig. 10 Tipo de tecnología de proyectos de generación para escenario 1 en Sistema Real	32
Fig. 11 Tipo de tecnología de proyectos de generación para escenario 2 en Sistema Real	33
Fig. 12 Proyectos de transmisión seleccionados según escenario “Sistema Real.....	34
Fig. 13 VLSCP según escenario para el Sistema Real	34
Fig. 14 Proyectos de generación seleccionados según escenario. “Sistema Candidato”	36
Fig. 15 Tipo de tecnología de proyectos de generación para escenario Base en Sistema Candidato.	37
Fig. 16 Tipo de tecnología de proyectos de generación para escenario 1 en Sistema Candidato ..	37
Fig. 17 Tipo de tecnología de proyectos de generación para escenario 2 en Sistema Candidato ..	38
Fig. 18 Proyectos de transmisión seleccionados según escenario “Sistema Candidato”	39
Fig. 19 VLSCP según escenario para el Sistema Candidato	40

I. INTRODUCCIÓN

El crecimiento constante de la demanda energética de un país está estrechamente relacionado con su desarrollo económico, además si a este indicador se le agrega la fluctuación en cuanto a disponibilidad de recursos energéticos de los que goza dicho país. Se hace entonces necesaria e imprescindible la tarea de planificar una expansión coordinada tanto en generación como en transmisión para su sistema eléctrico, dándole así soporte a ese desarrollo económico. Las modificaciones que se le hagan a la infraestructura del sistema eléctrico, ya sea en ampliaciones o refuerzos, deben mantener un adecuado equilibrio entre la demanda prevista y el suministro de energía. Además de garantizar una inversión al menor costo posible a lo largo del horizonte planificado, y finalmente garantizar una operación técnica, confiable y segura.

La tarea de expansión generalmente se aborda de manera independiente. Se realiza como primera instancia la Planeación de la Expansión en Generación (PEG), encargándose de determinar la entrada de nuevas fuentes de generación, teniendo un foco energético y con base a este, se ejecuta la Planeación de la Expansión en Transmisión (PET), que determinaría los activos de refuerzo en la red que permitan una atención continua de la demanda. Este tipo de planeamiento puede incurrir en un posible problema, dado que se pueden generar una serie de restricciones operativas; puesto que la expansión en transmisión puede verse afectada negativamente por la ubicación de los nuevos proyectos de generación, aunque a veces suele también servir como punto de partida para hacer esta expansión en transmisión. Cabe aclarar también que tanto la PET como la PEG se están viendo cada vez más afectadas por factores medio ambientales, sociales, políticos, de costos de inversión, entre otros.

El sistema eléctrico colombiano es hídrico-dependiente debido a que aproximadamente el 70% de la energía que se genera proviene de este tipo de fuentes; adicionalmente está formado por 5 áreas interconectadas entre sí, que permiten importación y/o exportación de energía entre ellas. Las áreas de Antioquia, Centro y Suroccidente se destacan frente a Caribe y Nordeste por tener la mayor cantidad de recursos hídricos del país. Mientras que la principal fuente energética de las áreas Caribe y Nordeste son los combustibles fósiles, dando como resultado que la energía generada en estas zonas provenga de centrales térmicas, aumentando así los costos de generación dentro de

estas áreas, aunque principalmente caribe cuenta con un alto potencial en fuentes de energía renovables (solar y eólica).

En este trabajo se realizará un análisis enfocado en el área Caribe. Esta área cuenta con interconexiones directas con el área de Antioquia y Nordeste, dado que necesita de la importación de energía para cubrir parte de su propia demanda. La cual la componen los usuarios de los departamentos de Córdoba, Sucre, Bolívar, Atlántico, Guajira, Cesar y Magdalena. Dicha operación lleva consigo cierta cantidad de limitaciones debido a la capacidad de transporte de las líneas de esta interconexión, implicando en sobrecostos y riesgos al momento de conseguir una operación de calidad.

En primera instancia se necesita disponer de un diagnóstico de la red de estudio, partiendo de una base de datos previamente elaborada y acorde con la topología más cercana a la realidad del área en cuestión. El diagnóstico ayudará a verificar el estado inicial de la red haciendo uso de indicadores de cargabilidad, con el fin de obtener una mayor sensibilidad de esta.

El resultado de los estudios mencionados anteriormente y los proyectos de expansión en generación y transmisión reportados por la UPME, en adición con algunos propuestos durante el desarrollo del estudio; permitirán agregar a la base de datos inicial un listado de candidatos para dicho planeamiento. El estudio se realizará mediante la herramienta matemática elaborada por el GIMEL en el proyecto “Planeación Integrada Generación Transmisión (PIGT)”, encontrando con esta, los posibles y oportunos planes de expansión que garanticen una confiable, segura y económicamente eficiente operación del sistema a lo largo de su horizonte de planeamiento.

II. OBJETIVOS

A. Objetivo general

Determinar la expansión en transmisión y/o generación de forma integrada, mediante la implementación de la PIGT para el área Caribe del sistema eléctrico colombiano.

B. Objetivos específicos

- ▯ Ajustar la base de datos del área Caribe para obtener indicadores de cargabilidad de su estado inicial.
- ▯ Actualizar la base de datos con posibles candidatos de generación y/o transmisión.
- ▯ Determinar la sensibilidad de la planeación del área Caribe, mediante la recreación de diferentes escenarios operativos en el modelo PIGT.
- ▯ Reportar el análisis del área caribe soportado en simulación y documentación técnica.

III. MARCO TEORICO

Siendo la PIGT un problema a resolver en todos los sistemas eléctricos dado su importante necesidad de crecimiento, se ha evidenciado desde hace algunos años que, operadores de red trabajan en conjunto con instituciones educativas y de investigación; incursionando en la búsqueda de nuevas y óptimas soluciones, considerando varios escenarios operativos [1]. Para este cometido se han utilizado y planteado un sin número de métodos y modelos, que permitan optimizar distintos objetivos, entre ellos: minimizar costos de operación y mantenimiento, minimizar costos de inversión, minimizar emisiones contaminantes, maximizar la seguridad ante contingencias, entre otros.

Es pertinente resaltar que el planeamiento de generación y de la transmisión se ha realizado de forma no integrada. Algunas metodologías planteadas en la literatura trabajan los planes de expansión de la generación bajo un supuesto plan de expansión de transmisión, u optimizan los planes de expansión de transmisión para futuras expansiones de generación. La bibliografía sobre temas de expansión en sistemas de potencia es extensa, por tal motivo se citan artículos de literatura especializada para la PEG [3], [4], [5] y PET [6], [7], [8].

Al existir la posibilidad de obtener una inadecuada coordinación de la integración entre los planes de expansión de generación y transmisión, que traiga consigo decisiones de inversiones poco óptimas o pérdidas económicas [9], se plantea entonces realizar de manera conjunta la expansión en generación y transmisión, pero debido a que el estudio de este problema es tan extenso, se han desarrollado trabajos que abordan el problema de la PIGT con diferentes métodos, modelos y funciones objetivo [10].

El principal objetivo de la PIGT es determinar el tipo y la cantidad de tecnologías de generación y transmisión que deben ser añadidas al sistema de potencia eléctrico, dado una proyección de demanda en el horizonte de planeamiento. Además de encontrar el momento idóneo en los cuales dichos activos del sistema se dispondrían a satisfacer este crecimiento de la demanda, teniendo en cuenta factores de confiabilidad, seguridad, restricciones de mercado, etc. [2]. En seguida se tratan aspectos relevantes de la planeación.

A. Modelos clásicos del problema de la planeación

Dado que la PIGT ha tenido un amplio estudio, se han planteado varios modelos que permiten recrear fenómenos que suelen presentarse dentro de los sistemas eléctricos en el largo plazo, sean o no estos de naturaleza técnica [22]. En la literatura se encuentran principalmente cuatro modelos matemáticos utilizados: el modelo DC, el modelo lineal disyuntivo, el modelo de transporte y el modelo AC.

1) Modelo DC disyuntivo.

Se trata de una versión lineal del modelo DC, el cual coincide con la solución óptima del modelo no lineal. Al igual que el modelo DC, considera las 2 leyes de Kirchhoff, y en su proceso de linealización presenta una conversión del tipo de variable que se asocia a nuevas inversiones y una reformación en cuanto a restricciones del modelo. De esta manera las variables de inversión que están asociadas con líneas de transmisión y proyectos de generación pasan a ser entonces de tipo binarias; indicando así que los nuevos activos del sistema eléctrico asumirán un valor de 1 en caso de ser necesaria su construcción, y un valor de 0 en caso de no necesitar que se adicione al sistema [22]. Cuando la PIGT se plantea como un problema de programación lineal entera mixta (MIP). Un ejemplo de representación de red de transmisión con el modelo DC disyuntivo se presenta en [16] y [17].

2) Modelo de transporte.

Este modelo es caracterizado principalmente por aplicar la primera ley de Kirchhoff o ecuación de balance en nodos, además de tener en cuenta las restricciones operativas inherentes a cualquier modelo de planeamiento. El modelo de transporte no contempla la segunda ley de Kirchhoff, por consiguiente, no tiene en cuenta las reactancias asociadas a las líneas de transmisión. Es por este tipo de consideraciones que el modelo tiene una ventaja sobre el modelo DC, pues cuenta con una alta capacidad de convergencia para sistemas con un gran nivel de desconexión, aunque pueden presentarse resultados que estén alejados de la realidad.

Principalmente, este modelo se emplea en el método heurístico de Garver. En [11] se presenta una metodología para decidir el criterio óptimo de confiabilidad, para la planificación compuesta de la expansión generación-transmisión teniendo en cuenta un modelo de transporte.

3) Modelo AC.

Si bien, este modelo se aproxima más a la operación real de un sistema eléctrico, pues considera las restricciones relacionadas con la potencia real, la potencia reactiva y las pérdidas. Puede llegar a presentar desventajas en cuanto su convergencia, pues las consideraciones de este modelo permiten la introducción de no linealidades, que, desde el punto de vista matemático, hace que su complejidad vaya en aumento. Sin embargo, este modelo puede resultar práctico a la hora de evaluar la PET en un corto horizonte de planeación, ya que en sus consideraciones están involucrados los límites de reactivos y magnitudes de tensión. En [23] se puede evidenciar la representación de una red mediante el modelo DC.

B. Métodos de solución.

Cuando se busca minimizar los costos de inversión y operación que determinen el lugar y fecha de entrada de nuevos activos a la red, lo que permita cumplir con una correcta expansión; se trata con un problema complejo. Pues este problema es no lineal y de naturaleza no convexa. Resultando así, en que el tiempo y recurso de cómputo inmerso en la solución, crezca de manera exponencial respecto al tamaño de la red y a las consideraciones que se propongan a la hora de modelar. Entre las técnicas de programación que permiten encontrar la solución y optimizar ese tiempo, se pueden diferenciar dos grupos importantes: las técnicas de programación matemática y las técnicas heurísticas o meta heurística [12].

1) Programación matemática.

Si se trata con un problema que presenta múltiples alternativas; es común utilizar este tipo de herramientas para facilitar la toma de decisiones. Entre sus características principales destacan:

- ▯ Representar las posibles decisiones que se puedan tomar en el problema, por medio de variables de decisión.
- ▯ Definir los posibles valores que pueden llegar a tomar las variables de decisión, representándolas como restricciones.
- ▯ Mediante la función objetivo, establecer el beneficio asociado a cada variable de decisión.

A continuación, se mencionan algunos de los métodos matemáticos que se encuentran normalmente en la literatura: programación lineal [13], [14], programación no lineal [15], programación lineal entera mixta [16], [17], descomposición de Benders [18].

2) Técnicas heurísticas.

Las técnicas heurísticas establecen reglas lógicas, empíricas y/o análisis de sensibilidades, con el objetivo de buscar una solución con menores tiempos de ejecución y una mayor tasa de convergencia [19]. El problema de los métodos heurísticos es que no son sólidos desde el punto de vista matemático y los resultados pueden ser pobres para las grandes redes. Esto se debe a que los procedimientos de búsqueda local normalmente terminan en el óptimo local. Cabe mencionar que este tipo de técnicas se presentan como alternativa cuando no se es posible emplear métodos de optimización matemática.

En la literatura se puede encontrar gran variedad propuestas para resolver la PIGT mediante técnicas heurísticas. Dependiendo del tipo de sistema al cual se vayan a aplicar y a las consideraciones que el autor haga; estas técnicas se vuelven característicamente diversas, tal como se muestra en [24], [25], [26] y [27].

3) Técnicas meta heurística.

Las técnicas meta heurísticas son un híbrido entre las técnicas de programación matemática y las técnicas heurísticas. Básicamente, buscan obtener las ventajas de los dos métodos descritos anteriormente, es decir, una solución óptima factible a un bajo costo computacional [8]. Aunque son técnicas no muy utilizadas para resolver el problema de la PIGT; los avances recientes en este tipo de técnicas han demostrado que es posible conseguir mejores soluciones en sistemas de gran

tamaño [15]. En [10] se presenta un modelo de optimización que utiliza índices WTLR (Weighted Transmission Loading Relief) con el fin de guiar un algoritmo genético (los algoritmos genéticos son técnicas meta heurística) a encontrar mejores propuestas de expansión.

C. Restricciones.

En la implementación del PIGT se debe tener en cuenta diferentes restricciones, las cuales hacen que el plan de expansión resultante pueda garantizar un buen funcionamiento en el momento de ser puesto en práctica, pero es importante resaltar que estas restricciones incrementan la complejidad en la modelación y también causan mayores problemas en el procesamiento de las herramientas computacionales.

Algunas de las restricciones que se toman en cuenta en la PIGT son: la confiabilidad, incertidumbre en cuanto a demanda, costos de los combustibles, pronósticos de los precios del mercado, aportes hidrológicos, la seguridad por contingencias n-1, interrupciones deliberadas, límites de flujos en líneas; las nuevas tecnologías no convencionales, generación distribuida, el mercado eléctrico, etc.

Para cualquier plan de expansión ya sea de transmisión o generación debe tenerse en cuenta los costos de inversión, así como los costos asociados a la operación.

Además, al modelar los sistemas de energía hidro-térmicos como es el caso de Colombia, se debe considerar la incertidumbre inherente en los cambios de los aportes hídricos, ya que estos pueden tener un impacto significativo en las decisiones de operación y en el plan de expansión [20]. Pero hay que tener en cuenta también las restricciones de la red para poder garantizar una buena modelación técnico-económica [21].

D. Incertidumbre.

En los sistemas de potencia, las variables relacionadas con ellos tales como: demanda, costo y disponibilidad de combustibles, hidrología y políticas de estado son difíciles de predecir. Lo

anterior genera una gran cantidad y variedad de incertidumbres que no pueden pasarse por alto al momento de considerar una planeación de expansión.

La Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) es la encargada de elaborar el plan de expansión de los sistemas de transmisión y generación en Colombia, teniendo en cuenta diferentes escenarios de demanda y variando las condiciones de los recursos energéticos. El procedimiento para la planeación utilizado por la UPME parte de la proyección de la demanda, luego se analiza la disponibilidad de los recursos y su proyección de precios, con base en estos análisis se crean diferentes escenarios que posteriormente se analiza (mediante simulaciones estocásticas) si estos cumplen con indicadores de confiabilidad energética (Valor Esperado de Racionamiento de Energía - VERE y Valor Esperado de Racionamiento de Energía Condicionado – VEREC), y finalmente con los que cumplen se puede establecer el plan de expansión [22].

En [40] se propone un algoritmo de descomposición basado en la descomposición de Benders para modelar la planificación de expansión en un sistema hidro-térmico. Para esto mediante programación estocástica se realiza un modelamiento de incertidumbres como las presentadas en la demanda, el precio de combustibles o diferentes umbrales de los costos de racionamiento.

En [23] se plantea resolver el problema de desabastecimiento de demanda determinando el tipo y la cantidad de generación que debe ser construida, esto considerando incertidumbre con respecto a la demanda futura y los precios del combustible. Se presenta el modelo como un programa estocástico que busca minimizar los costos esperados y el valor del riesgo, dividiendo el problema en dos niveles enteros mixtos. Mientras que en [14] se presenta un modelo probabilístico para la PIGT donde se tiene en cuenta la salida imprevista de líneas y generadores.

E. Observaciones

En el desarrollo del marco teórico, se identificaron los aspectos más relevantes que involucran el proceso de la planeación integrada generación-transmisión PIGT. La literatura citada, evidencia también el aumento en el número de trabajos investigativos que ha tenido este tema en los últimos

años. Esto, debido a la importancia que tiene el problema de la PIGT para asegurar la atención de la demanda futura, de tal manera que se garantice una operación confiable, económica y segura.

Esta revisión bibliográfica contextualiza sobre cómo es tratada la planeación integrada de generación-transmisión; la forma en que se modela, los diferentes métodos de programación que se utilizan para facilitar su análisis y los criterios tenidos en cuenta para dar mayor sensibilidad a los resultados.

IV. HERRAMIENTA PARA LA SOLUCION DE LA PIGT

En vista de las necesidades sobre una metodología para planeación integral planteadas por la UPME, se desarrolló dentro del grupo de investigación GIMEL de la Universidad de Antioquia, una herramienta que permitiera a este ente gubernamental tener mayor sensibilidad sobre los posibles planes de expansión que requiera el sistema eléctrico nacional. El proyecto titulado “Planeación Integrada Generación-Transmisión en Colombia” fue convocado por COLCIENCIAS y la UPME.

La herramienta PIGT, es un proyecto desarrollado bajo el lenguaje de modelado algebraico de GAMS [10], que, con las bases suficientes en programación matemática, puede ser funcionalmente comprendida. Sin embargo, los usuarios deben tener un amplio conocimiento y experiencia en cuanto a análisis energético y modelos de planeación eléctrica. Dicha herramienta no solo funciona con caso real de red sino también con casos académicos, que es lo que viene a colación en el desarrollo de este trabajo.

Es importante aclarar que, si se trata de un caso académico, con la licencia gratuita es suficiente, siempre y cuando los modelos de optimización sean de tamaño reducido; pues de lo contrario se requiere una licencia que contenga un motor de optimización especializado en Programación Lineal Entera Mixta (MILP), como es el caso del CPLEX.

A. Metodología.

Uno de los criterios importantes al momento de plantear la metodología del modelo matemático de la PIGT para el caso colombiano, es, que gran porcentaje de la energía generada proviene de fuentes hidráulicas. Se ha hecho evidente que la fluctuación en cuanto a disponibilidad de este recurso conlleva a una incertidumbre en los mercados. Por tal razón en el desarrollo del modelo se ha dio un tratamiento especial a ello, sin embargo, el modelo puede aplicarse de manera general sobre cualquier sistema de potencia.

Retomando la filosofía de la PIGT, el foco principal del modelo matemático para esta planeación integrada es encontrar los mejores proyectos tanto en transmisión como en generación, que garanticen la adecuada atención de una demanda prevista a lo largo de un horizonte de planeamiento. Normalmente, los entes planeadores centralizados, como es nuestro caso, buscan reducir al máximo los costos no solo de inversión sino también de operación de los nuevos proyectos; resaltando así la necesidad de crear un balance entre costos de inversión versus costos de operación.

El énfasis de esa necesidad radica en que dependiendo de la tecnología de los proyectos, serán atractivos económicamente unos más que otros, pues si se trata de tecnologías de energías con fuentes renovables, se tienen elevados costos de inversión, pero bajos costos de operación; mientras que para proyectos de generación a base de combustibles fósiles, pasa todo lo contrario, pues sus costos de operación no solo son elevados sino también variables y la inversión necesaria para este tipo de tecnologías es menor en comparación con las de fuentes renovables. Por eso se necesita que el modelo matemático cuantifique tales diferencias para considerar adecuadamente las decisiones.

Para encontrar un buen plan de expansión no solo hace falta considerar los proyectos candidatos que serían necesarios para poder cubrir con la demanda proyectada, sino también evaluar los ya existentes tanto en generación como en transmisión. Por tanto, el modelo de la PIGT garantiza restricciones de seguridad ante contingencias n-1 en diferentes escenarios operativos.

1) Puntos operativos.

Teniendo en cuenta incertidumbres respecto a disponibilidad de recurso hidráulico y demanda, se precisa garantizar robustez ante condiciones de escenarios operativos extremos. Para este caso de estudio, se precisa caracterizar patrones de alta y baja generación hidráulica, así como también para alta demanda.

Es sabido que en Colombia se presentan fenómenos climatológicos con cierta periodicidad, algunos de ellos con más exactitud que otros. La replicación de estos fenómenos impacta directamente en la producción de energía a través de las centrales hidroeléctricas. Un ejemplo típico de aportes

hídricos se puede apreciar en la Fig. 1, donde se evidencia el cambio del caudal cuantificado en metros cúbicos por segundo, mes a mes, destacando a mayo como el mes más húmedo, que correspondería al mes con generación hidráulica más alta, y a septiembre como el mes más seco, respectivamente con generación hidráulica más baja. Esta caracterización permite definir entonces puntos críticos de operación.

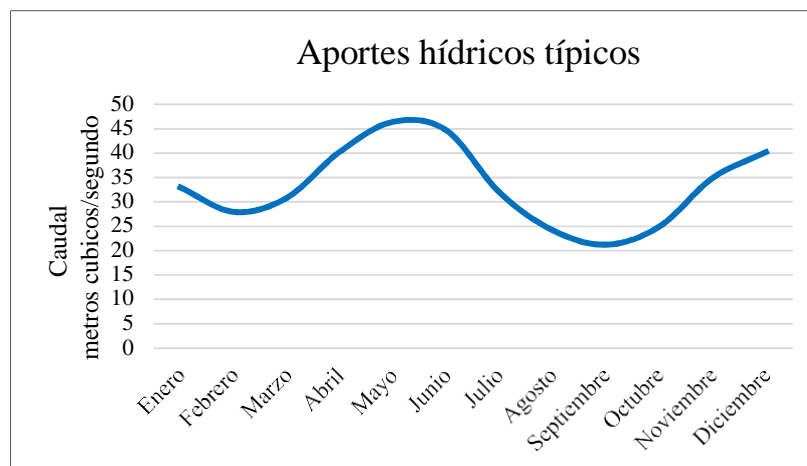


Fig. 1. Comportamiento aportes hidráulicos.

El proceso para encontrar dichos puntos críticos se ha dividido en dos etapas (ver ¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.), la primera se encarga de encontrar los máximos recursos de generación hidráulica con los que podría contar el sistema en el horizonte de planeamiento (caso “húmedo”); en la segunda se encuentran los mínimos recursos que se pueden presentar en el mismo horizonte de planeamiento usando el concepto de energía firme (caso “seco”).

2) Curva de demanda.

Siendo la demanda otro de los factores a considerar durante el desarrollo de una planeación, se considera necesario conocer un perfil típico de esta, en el sistema de potencia involucrado. Mostrando así los puntos de mayor y menor estrés en la red, según la demanda.

La herramienta de la PIGT desarrollada, considera un día típico subdividido en tres bloques de demanda a saber: máxima, media y mínima. Aunque esta subdivisión genera más condiciones operativas al sistema y por consiguiente requerir mayor capacidad computacional; el objetivo de hacerlo es poder integrar estas consideraciones con los puntos operativos que llamamos “seco” y “húmedo”.

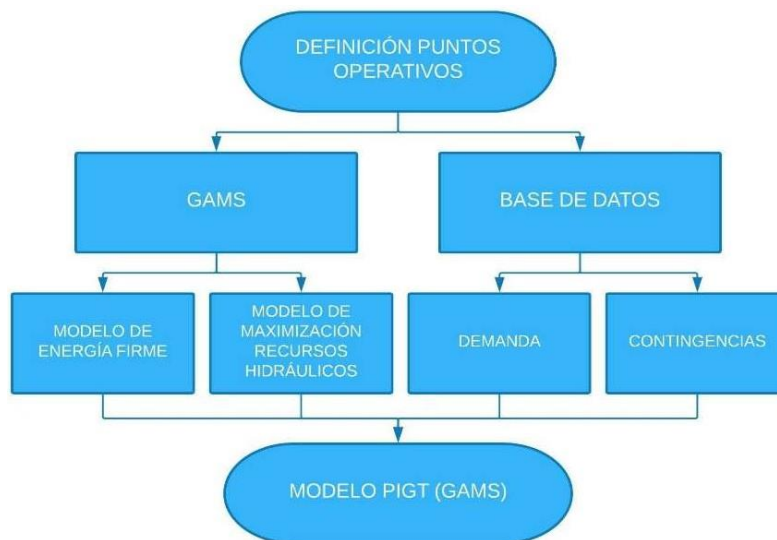


Fig. 2. Diagrama de flujo de operación de la PIGT.

3) Modelado de las fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER)

Los proyectos de generación que utilizan como fuentes de energía el sol y el viento, destacan porque su producción es variable a lo largo del día. Razón por la cual estos se modelan utilizando curvas de aportes normalizados, con el fin de obtener su aporte real en cada bloque de demanda. La utilidad de este tipo de curvas se ve reflejada a la hora de determinar la producción futura de ciertos proyectos que no cuentan con pronósticos bien determinados.

Las curvas normalizadas se caracterizan porque su máximo valor sea “1” (ver Fig. 3), pues de esta manera, bastará con multiplicar por la máxima producción de un proyecto para encontrar la curva que más se le aproxime a este.

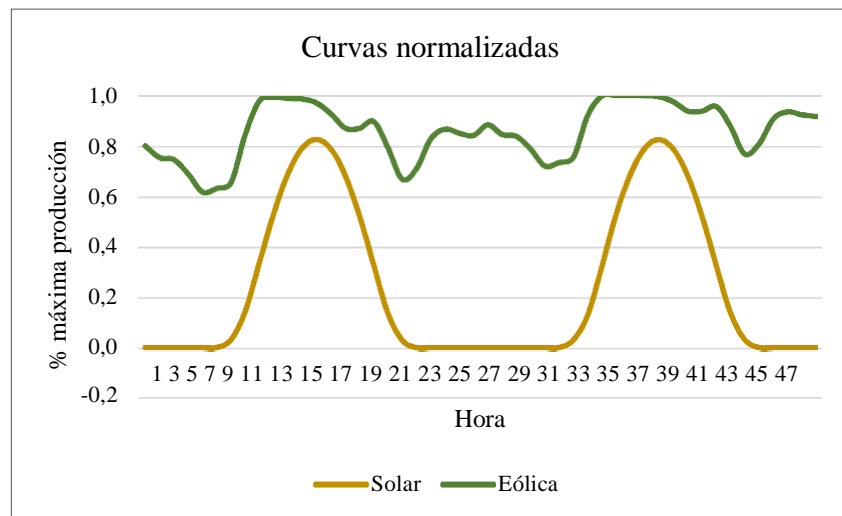


Fig. 3. Curvas normalizadas de aportes solar y eólico.

Esta estrategia facilita diferenciar que proyectos basados en energía solar no produzcan energía en horas de la noche, pues no solo es el momento en que no hay presencia de radiación, sino también son horas consideradas como de demanda mínima.

B. Plan de expansión.

Posterior a las consideraciones y caracterizaciones, se ejecuta el modelo de la PIGT, el cual garantiza la construcción de proyectos que aseguren una atención a la demanda al menor costo posible y bajo condiciones seguras.

La operación segura es evaluada mediante contingencias n-1 en elementos de transmisión. De tal manera que cada contingencia es representada como una nueva red donde no se considera el activo que falla, esta operación se ejecuta en el bloque de máxima demanda, pues es el caso en el que la red se encuentra bajo mayor estrés. Adicional, cada contingencia en demanda máxima es modelada en los puntos “húmedo” y “seco” de la hidrología.

C. Diagrama de flujo de la herramienta PIGT.

Aunque la herramienta no cuenta con una interfaz gráfica (GUI), su estructura desarrollada en software de optimización permite ejecutar las siguientes funciones:

- Despacho hidrotérmico de largo plazo
- Modelo de energía firme para plantas hidráulicas
- Modelo de maximización de recursos hidráulicos
- PIGT determinístico
- PIGT estocástico a través de Progressive Hedging
- Despacho económico con seguridad

Salvo el PIGT estocástico y el despacho económico, en el estudio realizado en este trabajo se emplean las demás funciones de la herramienta.

A continuación, se describe de forma detallada la forma en que opera la herramienta PIGT, junto con un diagrama de flujo que ayuda a mejorar su interpretación (ver Fig. 4).

1. Como primer paso se ejecuta un modelo de despacho hidrotérmico con restricciones de flujo de carga DC, condicionado a hacerlo sin la expansión. Con esto se busca evaluar la red en su estado inicial y observar la forma en que esta se estresa en el tiempo, a medida que crece la demanda.
2. En este punto se ejecutan dos modelos, uno para encontrar la máxima generación que pueden tener los recursos hidráulicos y el otro para encontrar la energía firme de dichas plantas; esto con el fin de establecer dos puntos operativos de generación hidráulica.
3. Para el tercer paso se ejecuta el modelo principal de la herramienta PIGT, un modelo de planeación integrada en la expansión de la generación y la transmisión. En este modelo se consideran tanto las restricciones asociadas al flujo DC, como las que se asocian a las contingencias de tipo n-1, para garantizar seguridad.
4. Con el plan de expansión encontrado en el paso 3, se ejecuta en este paso un modelo de despacho, el cual considera las líneas nuevas y los proyectos de generación elegidos. Este modelo de despacho tiene en cuenta diferentes escenarios en cuanto a precios de oferta y como resultado de ello, se encuentra la generación operativa de cada escenario modelado.
5. Teniendo como base los resultados del paso 4, se realiza una simulación de un flujo de carga DC, para cada una de las contingencias n-1 del sistema.
6. Se obtienen los indicadores de desempeño de la red basados en los resultados del paso 5.

- Usando los resultados del paso 6, se identifican las contingencias más críticas para el sistema. Estas se ingresan manualmente a la lista de contingencias que contempla el paso 3. Este proceso ayuda a obtener el plan de expansión definitivo, pues se encontrará cuando el usuario considere que sus indicadores de estado sean aceptables.

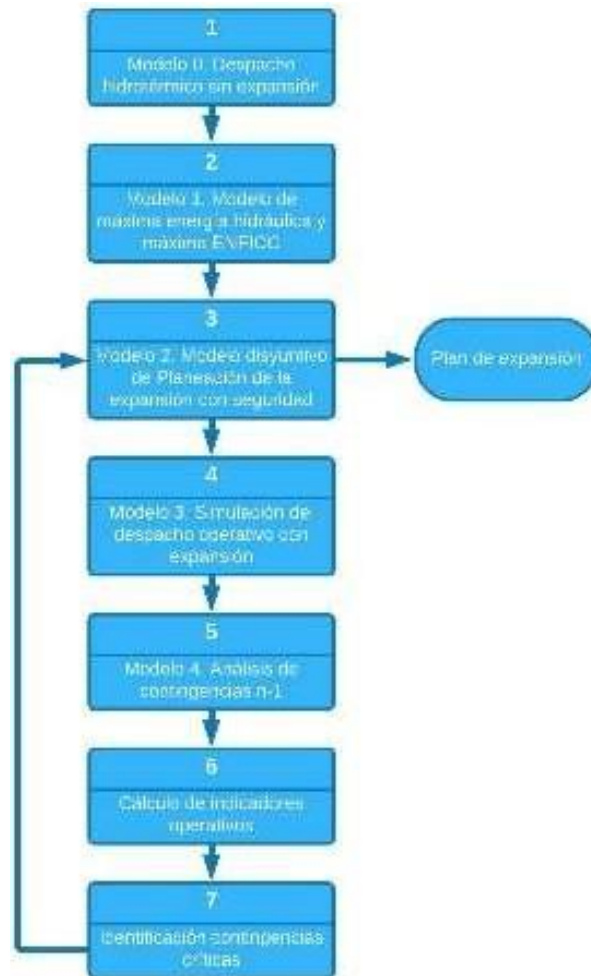


Fig. 4 Diagrama de flujo de la herramienta PIGT.

V. SISTEMA ELECTRICO AREA CARIBE.

Si bien es sabido, Colombia es un país con abundancia en cuencas hidrográficas, las cuales se han sabido aprovechar para generar energía eléctrica. La cantidad y capacidad de plantas de generación que han dispuesto de este recurso, han conseguido que del total de energía eléctrica que se genera en el país, aproximadamente el 70% provenga de este tipo de tecnologías, dándole así robustez y confiabilidad a la hora de atender la demanda general del sistema eléctrico [28].

No obstante, la diversidad geográfica del país ha hecho que la construcción de estas plantas no sea uniforme a lo largo del territorio, sino más bien se agrupan en las áreas centro y occidente del país. Esto ha llevado a que, a pesar de ser el sistema eléctrico nacional, un sistema interconectado; las áreas en donde no se encuentra en abundancia el recurso hídrico, utilicen otras tecnologías para generación de energía eléctrica, basadas principalmente en el uso de combustibles fósiles.

Dentro de estas áreas se destaca Caribe, pues gran parte de la energía que aquí se genera, proviene principalmente del uso de gas natural y fuel oil en centrales térmicas [28]. Aunque no se tiene gran disponibilidad de recursos hídricos en esta área; ella posee un alto potencial en cuanto a fuentes de energía renovables no convencionales.

A. Topología.

Geográficamente, el área caribe se encuentra ubicada en el norte del país (ver Fig. 5). Su sistema eléctrico se compone por cinco sub-áreas: Atlántico, Bolívar, GCM (Guajira, Cesar, Magdalena), Córdoba-Sucre y Cerromatoso. El área está conectada al interior del país, exactamente con las áreas de Nordeste y Antioquia (ver Fig. 6), esta conexión se realiza mediante tres líneas de 500kV así: Cerromatoso – Porce III (Antioquia), Cerromatoso – Primavera (Nordeste) y Copey – Ocaña (Nordeste).

Las interconexiones con el interior del país le permiten al área Caribe importar o exportar energía, dependiendo del escenario operativo al que se encuentre sometido el sistema, y buscando siempre atender la demanda de una manera segura y económica para todo el país.



Fig. 5. Localización geográfica y principales circuitos área Caribe [29].

La demanda de los usuarios tanto residenciales como comerciales que integran toda esta área, asciende a los 2500 MW. Cifra que representa aproximadamente el 25% de la demanda total del país; además de que una de las cargas industriales más representativas del sistema se sitúa dentro de esta región, que es el caso de la mina Cerromatoso (~200MW).

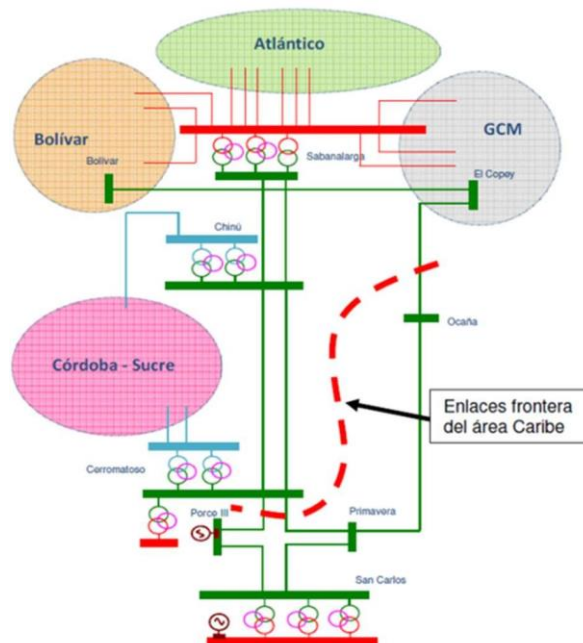


Fig. 6. Topología principal red área Caribe [30]

Internamente el área de estudio cuenta con interconexiones a nivel de 500 kV, 220kV y 110kV, que refuerzan los intercambios de energía a los que se alude en este documento, además de dar soporte a su propia demanda (ver Fig. 6). Para el caso de este estudio se contempla una red conformada por 184 nodos (barras) y 519 líneas, que cubren niveles de tensión desde 13.8kV hasta 500kV.

En cuanto a generación al interior del área, se dispone de una capacidad instalada de aproximadamente 2933 MW, que se distribuyen porcentualmente según el tipo de recurso utilizado. (ver Fig. 7).

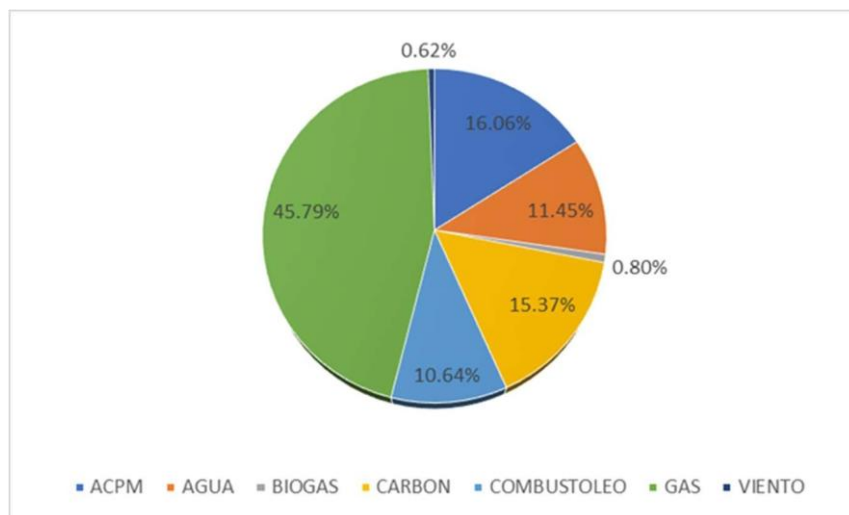


Fig. 7. Capacidad instalada por tipo de recurso en área Caribe

A pesar de que esta parte del sistema cuenta con la capacidad de generación suficiente para suplir su demanda, el contexto es otro, pues entra a jugar un papel importante el costo de la producción de energía. Mientras que las centrales hidráulicas disponen de un recurso energético gratuito; las térmicas necesitan consumir combustibles fósiles para producirla, cuyos precios son totalmente volátiles. Agregado al precio de combustibles, también se tiene en cuenta las problemáticas ambientales, dado que el uso de este tipo de recursos genera considerables emisiones de CO₂.

Según datos del Sistema de Información Eléctrico Colombiano (SIEL), para un mes que se caracteriza como “seco”, caso septiembre de 2018, se contabilizó al final de este, una generación de 5805.27 GWh en todo el territorio nacional, energía que provino de todas las centrales de

generación del país. De este total, tan solo 202.39 GWh fueron aportadas por las plantas del área Caribe, es decir un 3.48%. Porcentaje que representó en términos de consumo de combustible, un total de 660060.18 MBTUs (British Thermal Unit). Reafirmando nuevamente la dependencia hidro-energética que tiene el país y su reflejo en costos de producción energética.

B. Restricciones operativas.

La principal restricción del área es el límite máximo de importación de energía de esta, que cubre el colapso de tensiones del área Caribe ante las contingencias de las líneas de interconexión (Cerromatoso-Porce III, Cerromatoso-Primavera y Copey-Ocaña), que además de requerir generación para la atención de la demanda, también exige programación obligada en el despacho de un número mínimo de unidades por seguridad para mantener los perfiles de tensión en el área [30].

Según parámetros reportados por el CND, se limita la importación de caribe a un valor de 1500MW. Además, existen restricciones en el STR que implican programar generación de seguridad al interior de las sub-áreas GCM, Atlántico y Bolívar; por lo que la restricción del área Caribe se cubre generalmente con la generación de seguridad obligada en estas sub-áreas [30]. Este tipo de restricciones implican sobrecostos y riesgos operativos para atender la demanda con los criterios de calidad establecidos en la normatividad vigente. Además de tener consideraciones especiales al momento de realizar un plan de expansión.

C. Estructura de la red para aplicarestudio.

Teniendo en cuenta la topología del área Caribe y su principal restricción, se aisló de manera académica esta parte del STN para su estudio. Se tienen entonces todos los componentes del sistema eléctrico de esta área y se modelan tres nodos ficticios que representan a Antioquia y Nordeste, con sus respectivas líneas de transmisión y su limitación de flujo máximo. En cada nodo se agregan también los generadores correspondientes a cada área, para caso Antioquia se modelan todas las centrales hidráulicas que la componen y para los dos nodos de Nordeste se modelan

también las centrales térmicas e hidráulicas que se asocian a ellos, esto con el fin de que la herramienta PIGT tenga en cuenta la disponibilidad de energía proveniente de importaciones.

El sistema que se estructuró para este estudio está basado en los datos y la topología del STN del año 2015 (información suministrada por la UPME para el proyecto Planeación Integrada Generación Transmisión en Colombia).

D. Proyectos candidatos de generación y transmisión para el área Caribe.

Los proyectos candidatos de generación se tomaron del reporte de junio de 2018 elaborado por la UPME y disponible en el SIEL, de estos se filtraron únicamente los que estarían involucrados en el área Caribe, destacando que casi en su totalidad son proyectos de FNCER, cuya capacidad y costos de inversión se reportan en la Tabla 1 .

Tabla 1. Candidatos generación área Caribe

Tecnología	Capacidad total [MW]	Costo de inversión [USD/kW]
Eólico	3093	1388
Solar fotovoltaico	2668	1477
Térmico a gas	1090	3636
Térmico a carbón	258	978

La alta cantidad de proyectos basados en FNCER se debe a que Colombia cuenta con una radiación solar promedio de 4.5 KW por metro cuadrado, con algunas zonas del Caribe que alcanzan los 6KW, mientras que el promedio global ronda los 3.9KW. Por otra parte, la Guajira reporta velocidades de vientos cercanas a los 9 metros por segundo a una altura de 80 metros, dándole a si uno de los mayores potenciales a nivel nacional y continental, pues concentra el mayor volumen de vientos alisios que recibe el país [31].

En cuanto a costos de inversión, se ha evidenciado que los que refieren a energía solar fotovoltaica se han reducido en los últimos 10 años con la entrada de nuevas y más eficientes tecnologías. Los costos que se tomaron para este estudio fueron extraídos de reportes emitidos por entidades como

Energy Information Administration [32] (EIA) y National Renewable Energy Laboratory (NREL) [33], en los que se tienen unos costos que se distribuyen así: 1477\$ [USD/kW] instalado para proyectos de energía solar fotovoltaica y 1388 [USD/kW] instalado para los que refieren a energía eólica; junto a ellos se asocian unos costos fijos de operación y mantenimiento (FOM) de 24 y 40 [USD/kW-año] respectivamente.

Para los proyectos de transmisión se adoptó una posición un poco más libre, con el fin de saber obtener gran variedad de alternativas, pues la UPME respecto a esto, solo saca a licitación los proyectos que están ya incluidos en el plan de expansión. De esta manera se crearon para niveles de tensión de 500 kV todas las posibles interconexiones entre nodos de este nivel, incluyendo los nodos ficticios modelados, teniendo como resultado un total de 28 líneas. Siguiendo el mismo proceso para el nivel de tensión de 220kV, se obtuvieron un total de 190 líneas de transmisión.

Es cierto que los costos de inversión de este tipo de activos varían principalmente con la longitud de estos, así como también con la geografía de su recorrido, pues se ven involucradas restricciones ambientales y problemáticas de tipo social y político. Mas, sin embargo, se tienen unos costos promedios de 0.25 millones de dólares por kilómetro construido para líneas de doble circuito a 220kV (0.25 MUSD/km), mientras que para líneas de 500kV en configuración de circuito sencillo, su costo de construcción asciende a 0.35 millones de dólares por kilómetro (0.35 MUSD/km).

Para encontrar la longitud de las líneas planteadas como candidatas, se tomaron las coordenadas geográficas de los nodos asociados a ellas, y mediante la fórmula de Haversine [34] se calculó la distancia en línea recta entre el nodo inicial y final de la línea, cabe resaltar que esta expresión tiene en cuenta la curvatura de la tierra. A excepción de que se trate de un desierto o una región totalmente plana y disponible para construir este tipo de proyectos, las líneas no se construyen en línea recta, ni están a la misma altura sobre el nivel del mar en todo su recorrido, por tanto, las distancias calculadas se aumentaron en un 30% para acercar sus costos de inversión un poco más a la realidad.

V. ESCENARIOS OPERATIVOS PARA ESTUDIO.

La idea de definir varios escenarios operativos se enfoca en conseguir una mayor sensibilidad del plan de expansión, pues se tendrá en cuenta la respuesta ante cambios en la red, disponibilidad de recursos energéticos, costos asociados a inversión en activos y precio de los combustibles fósiles para plantas térmicas. Cabe aclarar que la demanda proyectada no se modifica en ningún escenario (la disponibilidad de recursos, proyección de demanda y precios de combustibles fueron tomados de las proyecciones realizadas por la UPME [29]).

Como se mencionó en apartados anteriores, el auge de las tecnologías asociadas a las FNCER junto con el alto potencial para desarrollar proyectos de este tipo en el área Caribe, llevaron a la UPME a sacar a licitación un proyecto que busca ser el centro de recolección de la energía que provenga de estas fuentes [UPME]. El proyecto consta de una subestación (nodo) de 500kV en el departamento de la Guajira, más específicamente en el municipio de Uribia, pues su ubicación geográfica se considera central respecto a una gran cantidad de los futuros proyectos de FNCER distribuidos en esa zona. Asociado a esta subestación, se especifica también la construcción de dos líneas de transmisión que permitirán el flujo de energía hacia el STN; el proyecto fue definido en Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión 2015-2029, [35]. La subestación ha sido llamada “Colectora” y las líneas van desde este punto hasta la subestación “Cuestecitas” con una longitud aproximada de 110 km; además de esta también se plantea una línea entre “Cuestecitas” y “La loma”, siendo esta última una subestación que pertenece al área Caribe y forma parte del STN, este refuerzo en transmisión se hace pensando en permitir un mayor flujo de energía desde “Colectora” hacia el centro del país [35].

Considerando el proyecto anterior y teniendo en cuenta que la topología de la red para el estudio realizado en este trabajo data del año 2015, se plantean dos redes.

En una se agrega la subestación “Colectora” y las líneas de transmisión asociadas a esta, tal como se especifica en el Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión 2015-2029. En la otra red, se agrega también la subestación “Colectora”, pero se dejan como candidatas las líneas de

transmisión que pueden conectar a este nodo con el interior del área Caribe, respetando el nivel de tensión.

Con el planteamiento de estas dos redes se busca evaluar tanto la optimalidad de las líneas de transmisión asociadas al proyecto de la subestación “Colectora” mediante la herramienta PIGT, así como la selección de proyectos de generación teniendo dichas líneas ya integradas al sistema. Además, para las dos redes se plantearon como candidatos los proyectos de FNCER asociados a “Colectora”.

En adelante se llamará a la red que contiene la subestación “Colectora” y sus líneas asociadas ya construidas; “Sistema_Real”. Mientras que a la red en la que dichas líneas se plantean como candidatas, junto con otras que relacionan la subestación involucrada, se referirá como “Sistema_Candidato”.

A. Definición de escenarios operativos.

Teniendo en cuenta la estructura de la red original, junto con sus restricciones operativas, y los proyectos de generación asociados a esta; se definen cuatro escenarios que serán replicados en las dos redes a saber: “Sistema_Real” y “Sistema_Candidato”. La caracterización de estos se detalla a continuación.

- ▯ Escenario Base: será tomado como referencia para realizar comparativas entre los otros escenarios, para este no se tuvieron en cuenta contingencias.
- ▯ Escenario 1: este escenario toma como referencia la topología del escenario base y se le añaden las contingencias consideradas en las restricciones de red, que básicamente son las líneas que interconectan el área Caribe con Antioquia y Nordeste.
- ▯ Escenario 2: buscando un atractivo para los proyectos de FNCER, se redujeron para este escenario en un 50% sus costos de inversión, además de tener en cuenta las contingencias a las que refiere el escenario 1.

VI. RESULTADOS Y ANALISIS

Como se definió en el apartado anterior, se plantearon dos sistemas para estudio; “Sistema_Real” y “Sistema_Candidato”, en donde cada uno fue evaluado ante un conjunto de escenarios con el fin de encontrar un plan de expansión que mejor se ajuste a los criterios de seguridad y confiabilidad de su propio sistema.

La presentación de resultados se encuentra en dos partes, una para cada sistema.

A. Sistema real

Dentro de los resultados que se pueden obtener mediante la implementación de la herramienta de la PIGT, se tomaron los que se consideró más relevantes para nuestro caso de estudio. Dichos valores y variables se presentan en el siguiente orden:

1) Proyectos de generación seleccionados.

En la Fig. 8 se evidencia la cantidad de proyectos con su respectivo año de entrada, incluido los distintos escenarios en los que se evaluaron, de ellos se muestra que los escenarios “Base” y “2” comparten el mismo número de proyectos, aunque difieran en el año de entrada.

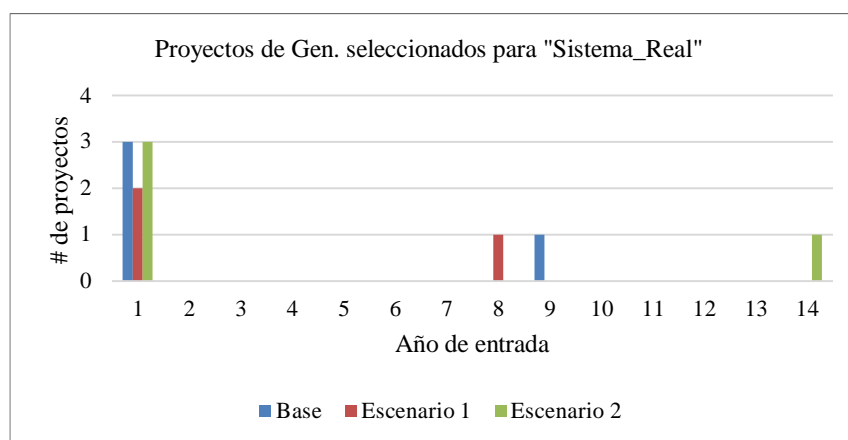


Fig. 8 Proyectos de generación seleccionados según escenario. “Sistema Real”

También se aprecia que en el año 1 hay entrada de proyectos de generación para los 3 escenarios planteados. Aunque la cantidad de proyectos no dice mucho por sí sola, en las Fig. 9, Fig. 10 y Fig. 11 se especifica la capacidad de dichos proyectos, además del tipo de tecnología que utilizan estos.

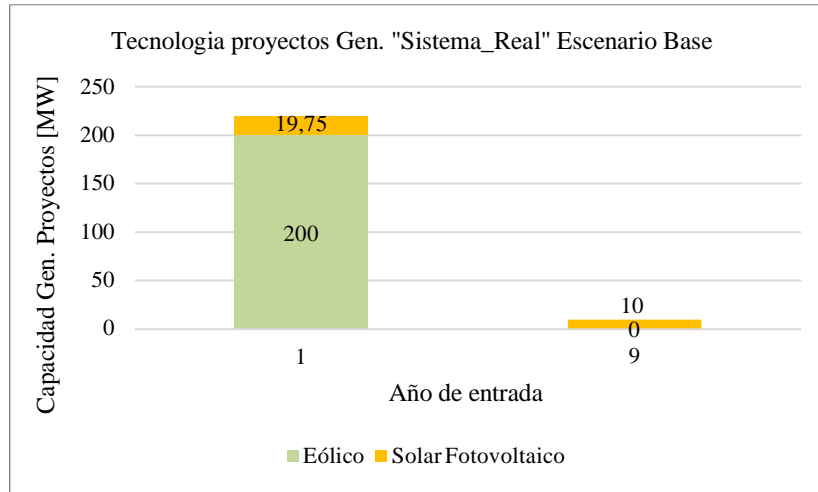


Fig. 9 Tipo de tecnología de proyectos de generación para escenario Base en Sistema Real

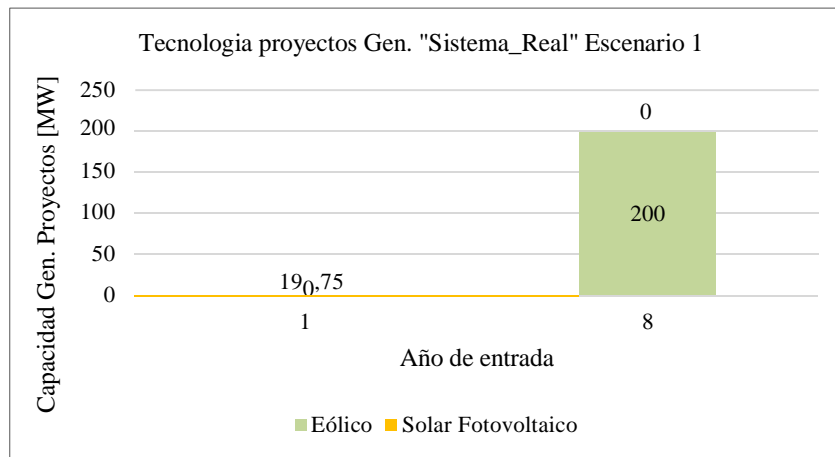


Fig. 10 Tipo de tecnología de proyectos de generación para escenario 1 en Sistema Real.

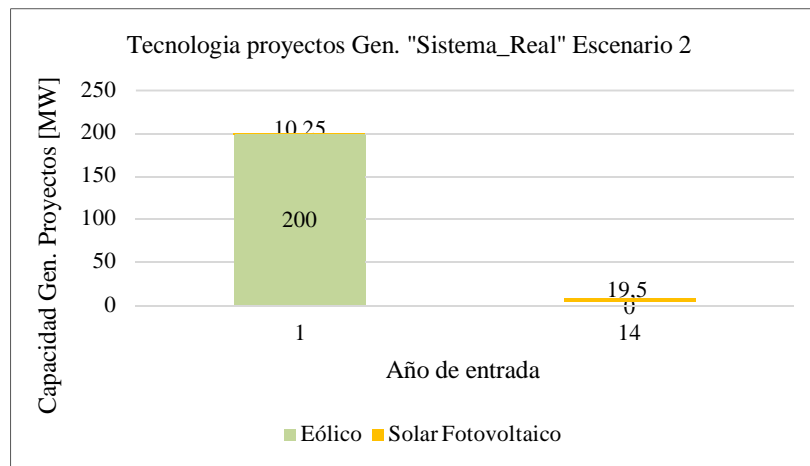


Fig. 11 Tipo de tecnología de proyectos de generación para escenario 2 en Sistema Real.

Cabe destacar que para los 3 escenarios es atractivo el proyecto Eólico de 200MW, un proyecto ubicado en la zona fronteriza central entre Atlántico y Magdalena, aunque en el escenario “2” tiene un año de entrada distinto, razón que se le atribuye al hecho de que en este escenario se plantearon contingencias, pero no se modificaron los precios de inversión.

Por otra parte, se plantea la construcción de proyectos de energía solar fotovoltaica en los 3 escenarios, aunque estos son de menor capacidad en comparación con el de energía eólica.

2) Proyectos de transmisión seleccionados

Respecto a este tipo de activos, se evidencia que la red de estudios tiene graves problemas de transmisión, pues para los 3 escenarios planteados, se requiere de la entrada de un número significativos de proyectos de transmisión desde el primer año (ver Fig. 12).

Fenómeno que se hace más evidente en el escenario “1”, dado que para este se consideraron contingencias críticas para el sistema. Además, es importante aclarar que, los proyectos de transmisión con entrada en el año 1 son las líneas que refuerzan la interconexión entre Antioquia y Caribe, aludiendo así, al hecho de que resulta más económico construir estos activos e importar la energía proveniente de fuentes hidráulicas, que crear proyectos de generación al interior de la zona y/o depender de sus plantas térmicas.

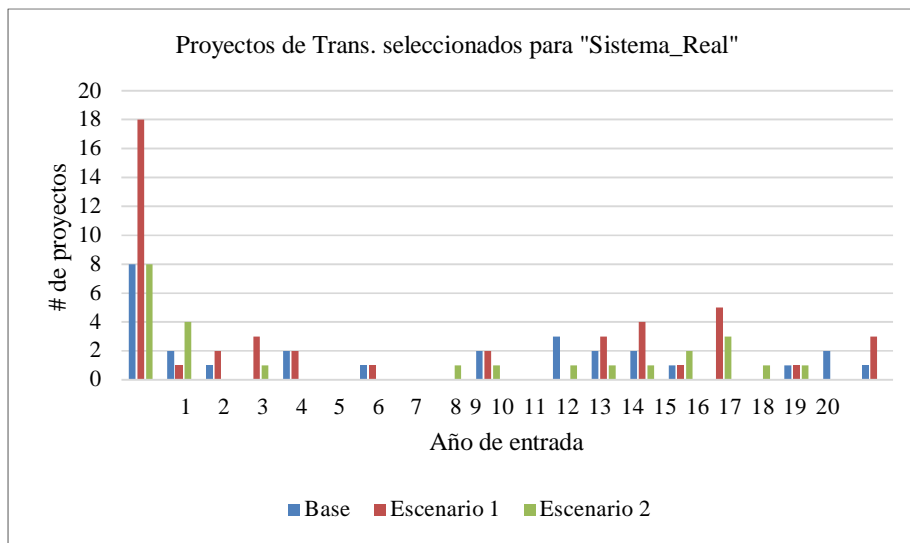


Fig. 12 Proyectos de transmisión seleccionados según escenario “Sistema Real

3) Violación del límite superior de cargabilidad promedio.

Este indicador nos brinda una mejor sensibilidad sobre el impacto que tiene en el sistema la entrada de proyectos tanto en generación como en transmisión. El VLSCP se interpreta como “cuanto se sobrecargan los elementos del sistema en promedio”, en la Fig. 13 por ejemplo, se puede afirmar que: para el escenario “1”, en el año 7; los elementos del sistema se encuentran sobrecargados un 0,55 % en promedio.

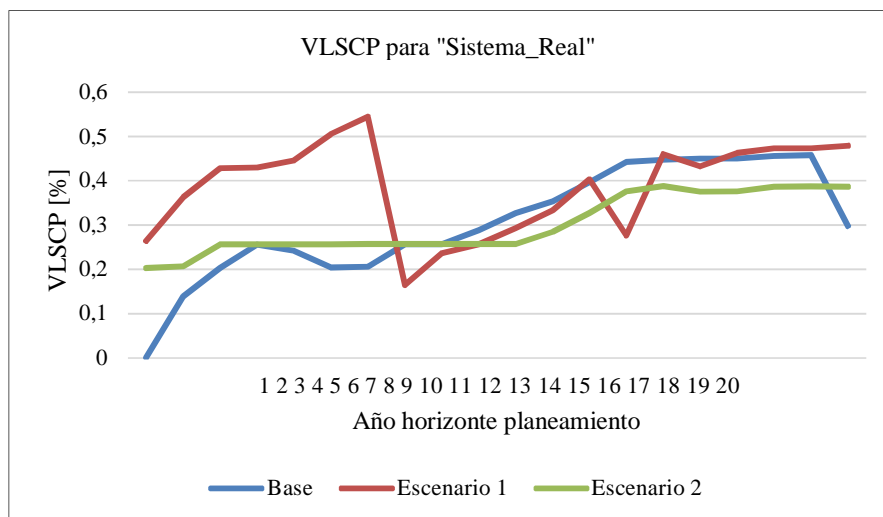


Fig. 13 VLSCP según escenario para el Sistema Real.

Es natural que, con el aumento en la demanda, el sistema empiece a sobrecargarse. Pero la entrada de proyectos tanto en transmisión como en generación buscan estabilizar esas sobrecargas y permitir que el sistema opere con la mayor seguridad y confiabilidad.

Tomando como ejemplo nuevamente el escenario “1”, se aprecia un cambio altamente notorio en el VLSCP del año 7 al 8, esto se debe a la entrada del proyecto de generación de 200MW eólico en ese mismo año. Esto significa que, con la entrada de ese activo, no solo se cumple la atención de la demanda proyectada, sino también se alivia un poco la cargabilidad del sistema. Otro punto importante de análisis de este mismo escenario es el año 14, que también muestra un cambio favorable en el VLSCP para el sistema, este cambio se atribuye a la entrada de 4 proyectos de transmisión ese mismo año.

4) Costos de inversión y operación de los planes de expansión.

Como se ha visto, cada escenario planteado muestra un plan de expansión distinto, y cada uno de estos tiene un costo asociado a su construcción y operación. De esta manera no solo se muestran opciones a nivel de activos sino también se muestra su relación económica, permitiendo así al ente planeador escoger el plan que técnica y económicamente sea más viable. En la Tabla 2 se especifican los costos de los planes de expansión para el Sistema Real bajo los escenarios que se plantearon en este trabajo.

Tabla 2 Costos de inversión planes de expansión según escenarios operativos Sistema Real.

Escenario	Generación [MUSD]	Transmisión [MUSD]	Operación [MUSD]
Base	330	834	571
Escenario 1	295	949	632
Escenario 2	161	628	463

Es evidente que mientras más restricciones sean añadidas al sistema de estudio, más complejo resulta ser su plan de expansión en generación-transmisión, y por ende pueden variar abruptamente

sus costos de inversión y operación. Para el Sistema Real, el escenario “1”, es el que presenta el plan de expansión más costoso, pues el incluir contingencias hace que se necesiten más activos de transmisión.

B. Sistema Candidato

Teniendo en cuenta el análisis que se realizó para el Sistema Real, se presenta a continuación el mismo formato para este sistema.

1) Proyectos de generación seleccionados.

Al modelar este sistema bajo los diferentes escenarios planteados, se encuentra que es el escenario “1” en donde se requiere mayor número de proyectos de generación, con un total de 5. Mientras que los escenarios “base” y “2” comparten el mismo número de proyectos, a pesar de que sus entradas sean en distintos años, tal como lo muestra la Fig. 14.

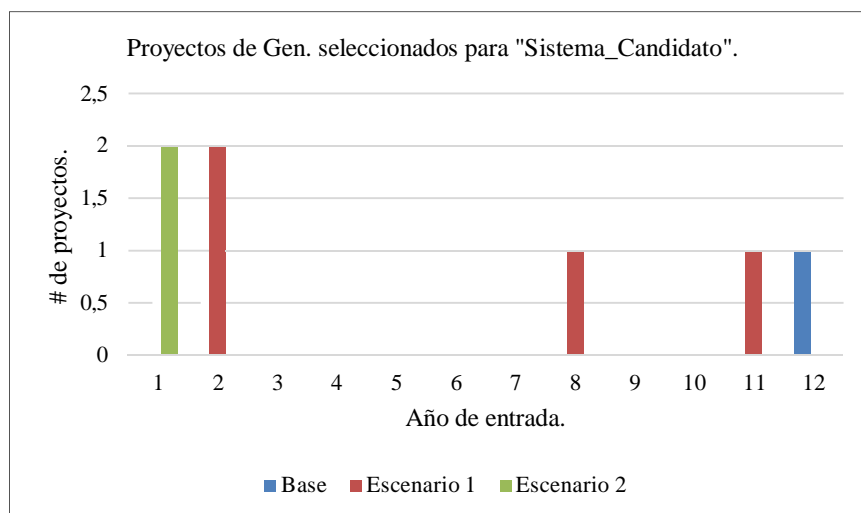


Fig. 14 Proyectos de generación seleccionados según escenario. “Sistema Candidato”.

En cuanto a tecnología y capacidad de generación de estos proyectos, las Fig. 15, Fig. 16Fig. 17 detallan en su contenido esta información. Este sistema comparte con el Sistema Real la entrada

del proyecto eólico de 200 MW en los 3 escenarios, aunque en diferentes periodos en el horizonte de planeamiento. Además, también se muestran atractivos para este sistema, los proyectos de energía solar fotovoltaica, pero en menor capacidad. Estos ultimo proyectos, al igual que en el Sistema Real, están ubicados en el departamento del Atlántico.

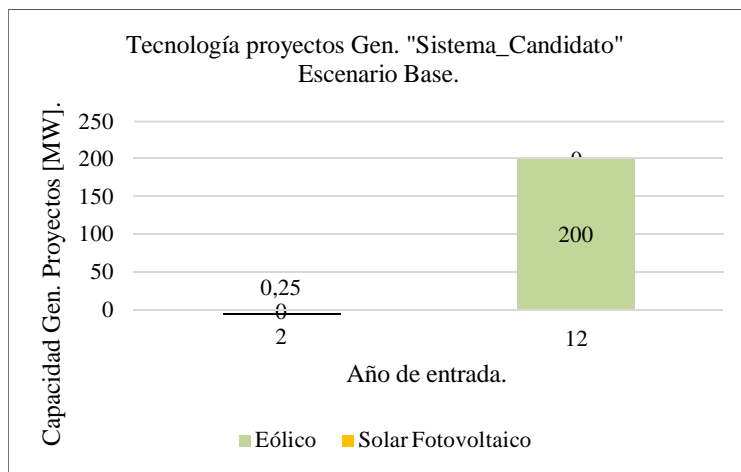


Fig. 15 Tipo de tecnología de proyectos de generación para escenario Base en Sistema Candidato.

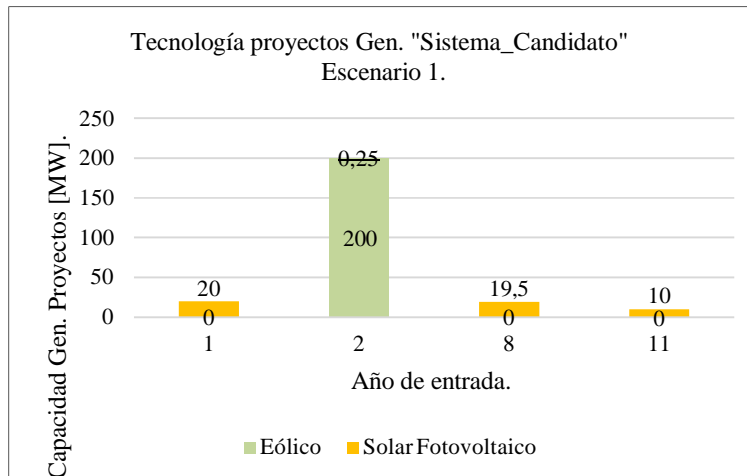


Fig. 16 Tipo de tecnología de proyectos de generación para escenario 1 en Sistema Candidato

Para el escenario “1” se tiene mayor actividad en cuanto a entrada de proyectos de generación, desde el año 1 hasta el año 11, sumando una capacidad total de 249,75 MW.

Por otra parte, en el escenario “2”, la herramienta de la PIGT considera más atractivo el hecho de instalar en el año 1, el proyecto de energía eólica y uno de energía solar fotovoltaica, esto a causa de que sus precios de inversión se han visto reducidos al 50%.

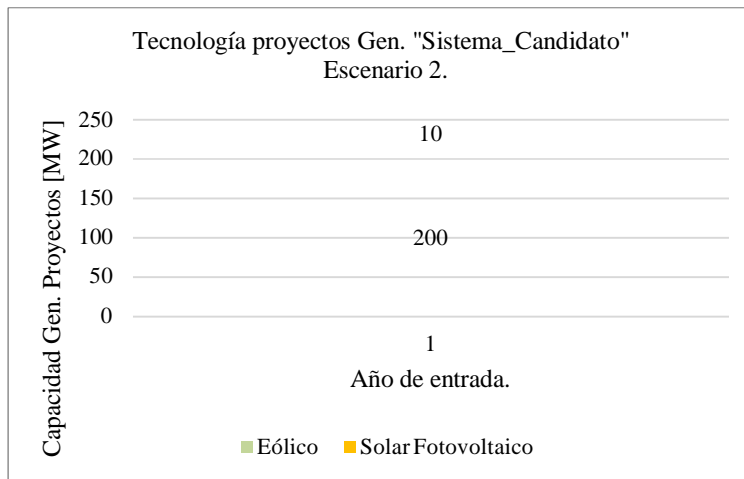


Fig. 17 Tipo de tecnología de proyectos de generación para escenario 2 en Sistema Candidato

2) Proyectos de transmisión seleccionados.

En la Fig. 18 se establece la cantidad de proyectos de transmisión junto con su año de entrada para el Sistema Candidato, evidenciado nuevamente los problemas de transmisión que se presentaron en el Sistema Real. El escenario donde más se presenta construcción de este tipo de activos es el escenario base, pues se requiere de 43 proyectos a lo largo del horizonte de planeamiento.

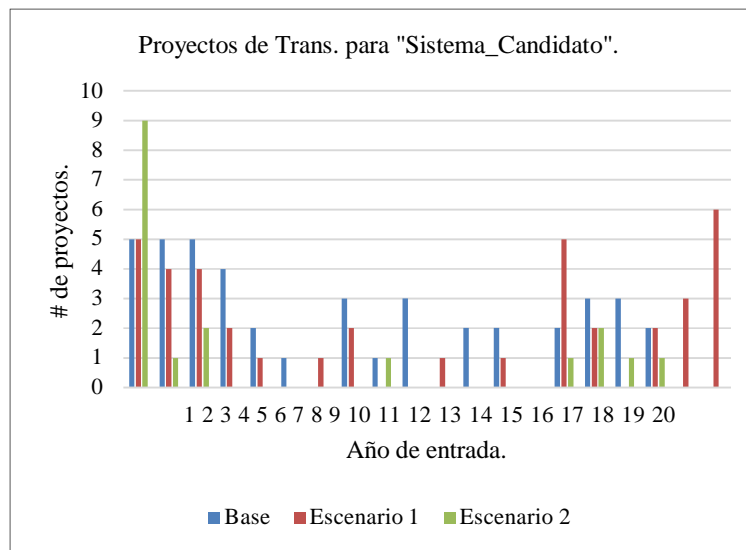


Fig. 18 Proyectos de transmisión seleccionados según escenario “Sistema Candidato”.

El año 1, al igual que en el Sistema Real y bajo los mismos escenarios planteados; reporta construcción de líneas que refuercen el enlace Caribe-Antioquia, pues según el sistema planteado, se tiene alta disponibilidad energética y a bajo precio para ser importada.

A diferencia de los otros escenarios, el escenario “1” reporta un alto número de proyectos de transmisión que deberían construirse en los últimos 5 años, esto es evidencia clara del impacto que tiene en el sistema las contingencias de las líneas que permiten la interconexión con las otras 2 áreas.

3) Violación del límite superior de cargabilidad promedio.

Respecto a este indicador, para este sistema se tienen las tendencias que se indican en la Fig. 19. El escenario “base” es quien reporta un mayor aumento en el VLSCP llegando en el año 11 a ser de 0,7%, pero en el año inmediatamente siguiente, este valor se reduce de manera drástica debido a la entrada el proyecto de generación de 200MW, dándole un alivio a los elementos del sistema y tratando de estabilizar las sobrecargas en sus elementos.

El impacto de la entrada del proyecto eólico, también se ve marcado en el escenario “1”, pues para el año 2 se encuentra una reducción significativa en el VLSCP para este sistema. Pero no solo son

proyectos de generación los que impactan en este indicador, también son los activos de transmisión que buscan mantener estable la tendencia de este. Un caso particular se presenta en el escenario base, pues con la entrada de 3 proyectos de transmisión en el año 16, se consigue reducir el VLSCP, aportándole robustez al sistema durante ese año.

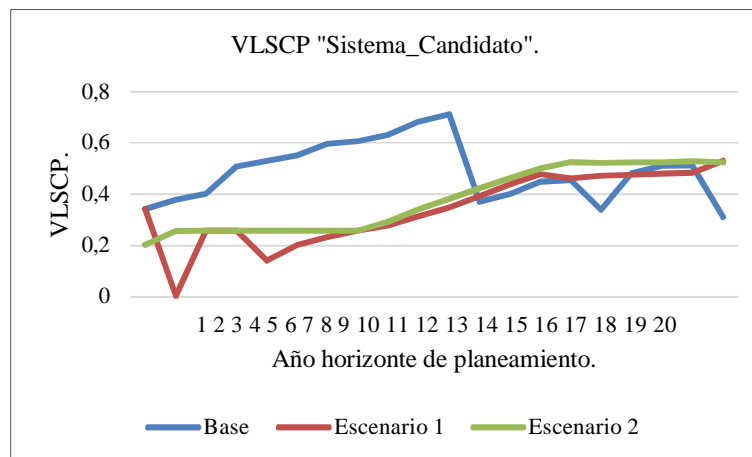


Fig. 19 VLSCP según escenario para el Sistema Candidato.

4) Costos de inversión y operación de los planes de expansión

Respecto a los costos de inversión y operación de este sistema, resultan en general más altos que los que se obtuvieron para el Sistema Real, pues cabe recordar que el Sistema Candidato cuenta con 3 líneas de transmisión menos que el otro sistema planteado. Los costos según escenario se especifican en la Tabla 3, se muestra en ella que a pesar de haber reducido el costo de inversión de proyectos de generación basados en FNCER; el escenario “2” es el segundo más costoso, después del escenario base.

Tabla 3 Costos de inversión planes de expansión según escenarios operativos Sistema Candidato

Escenario	Generación [MUSD]	Transmisión [MUSD]	Operación [MUSD]
Base	295	1035	751
Escenario 1	300	816	147
Escenario 2	660	751	639

CONCLUSIONES

- ▮ Para garantizar la atención de una demanda proyectada bajo criterios de seguridad, confiabilidad y economía; se requiere de una planeación integrada que evalúe una cantidad considerable de escenarios, en los cuales se representen las posibles condiciones de operación.
- ▮ Aunque Caribe tiene la capacidad suficiente en generación para atender su demanda, económicamente es más rentable importar energía del área Antioquia. Incluso si se tiene en cuenta una demanda proyectada, se prefiere en el horizonte de planeamiento, reforzar las líneas de interconexión con esta área, con el fin de abastecerse energéticamente.
- ▮ Ante los escenarios evaluados, es evidente que el área Caribe presenta un serio problema en su red de transmisión, efecto que se acentúa aún más, si se busca un plan de expansión en donde se consideren contingencias críticas.
- ▮ A pesar de que el área de estudio posee un alto potencial y gran cantidad en proyectos de energías de FNCER; no se consideran atractivos en un plan de expansión, pues sus costos de inversión aún son muy altos. Aun cuando sus precios de inversión fueron reducidos al 50%, el modelo de la PIGT no considera más proyectos excepto el eólico de 200MW, que fue el común en ambos sistemas, bajo los 3 escenarios.
- ▮ Además de considerar los precios, se debe tener en cuenta el crecimiento de la demanda del área Caribe, pues no solo los proyectos son de altos costos de inversión, sino también dicha demanda pronosticada se puede cubrir con los proyectos que la PIGT considero atractivos.
- ▮ La herramienta PIGT permite recrear cualquier escenario operativo de manera muy detallada, pues no solo tiene en cuenta condiciones topológicas de un sistema eléctrico, sino también las cadenas, precios y disponibilidades de los recursos energéticos involucrados.
- ▮ Como continuación de este estudio, se plantea un par de nuevos sistemas en donde se involucre un aumento en la demanda, tratando de buscar el punto óptimo para la entrada de más proyectos de FNCER, específicamente los que se ubican en la Guajira, pues se tiene un nodo lo suficientemente robusto como para servir de acopio de todos los proyectos circundantes, y que esa energía pueda integrarse con el STN.

REFERENCIAS

- [1] J. Aghaei, N. Amjady, A. Baharvandi, and M. A. Akbari. "Generation and transmission expansion planning: Milp based probabilistic model". *IEEE Transactions on Power Systems*, 29(4):1592–1601, July 2014.
- [2] H.G. Stoll, "Least-Cost Electric Utility Planning," John Wiley & Sons, 1989.
- [3] Jinxiang Zhu and Mo-yuen Chow, "A review of emerging techniques on generation expansion planning," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 12, no. 4, pp. 1722–1728, 1997.
- [4] O. H. Mohammed, Y. Amirat, M. Benbouzid, and T. Tang, "Hybrid Generation Systems Planning Expansion Forecast: A Critical State of the Art Review," 2013.
- [5] V. Phupha, T. Lantharthong, and N. Rugthaicharoencheep, "Generation Expansion Planning Strategies on Power System: A Review," vol. 6, no. 4, pp. 436–439, 2012.
- [6] A. K. Reza Hemmati, Rahmat-Allah Hooshmand, "State-of-the-art of transmission expansion planning: Comprehensive review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 23, pp. 312–319, 2013.
- [7] G. Latorre, R. Darío Cruz, J. M. Areiza, and A. Villegas, "Classification of publications and models on transmission expansion planning," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 18, no. 2, pp. 938–946, 2003.
- [8] C. w. Lee, S. Ng, J. Zhong, and F. Wu, "Transmission expansion planning from past to future," 2006 IEEE PES Power Syst. Conf. Expo., pp. 257–265, 2006.
- [9] Y. Gu, J. D. McCalley and M. Ni, "Coordinating Large-Scale Wind Integration and Transmission Planning," in *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 3, no. 4, pp. 652-659, Oct. 2012.
- [10] Saldarriaga Zuluaga, S. (2016). "Planeamiento integrado de la expansión generación-transmisión utilizando los índices nodales WTLR y los factores de distribución de potencia". Ingeniero Universidad de Antioquia, facultad de ingeniería.
- [11] J. Cha, J. Park, J. Choi, Y. Jung and Y. Yun, "Determination of a deterministic reliability criterion for composite power system expansion planning," 2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting, Calgary, AB, 2009, pp. 1-6.
- [12] J. D. Molina and H. Rudnick, "Transmission of Electric Energy: A Bibliographic Review," in *IEEE Latin America Transactions*, vol. 8, no. 3, pp. 245-258, June 2010.
- [13] B. Graeber, R. Spalding-Fecher, and B. Gonah, "Optimising trans-national power generation and transmission investments: A Southern African example". *Energy Policy*, pp. 2337–2349. 2005.
- [14] P. Sanchez-Martin, A. Ramos and J. F. Alonso, "Probabilistic midterm transmission planning in a liberalized market," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, no. 4, pp. 2135-2142, Nov. 2005.
- [15] Zhao Xu, Zhao Yang Dong and Kit Po Wong, "A hybrid planning method for transmission networks in a deregulated environment," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, no. 2, pp. 925-932, May 2006.

- [16] M. Jenabi, S. M. T. Fatemi Ghomi and Y. Smeers, "Bi-Level Game Approaches for Coordination of Generation and Transmission Expansion Planning Within a Market Environment," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 3, pp. 2639-2650, Aug. 2013.
- [17] I. Sharan and R. Balasubramanian, "Integrated generation and transmission expansion planning including power and fuel transportation constraints", *Energy Policy*, vol. 43, pp. 275-284, 2012.
- [18] O. Tor, A. Guven and M. Shahidehpour, "Congestion-driven transmission planning considering the impact of generator expansion," 2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, Pittsburgh, PA, 2008, pp. 1-1.
- [19] G. Latorre, R. D. Cruz, J. M. Areiza and A. Villegas, "Classification of publications and models on transmission expansion planning," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 18, no. 2, pp. 938-946, May 2003.
- [20] S. Rebennack, "Generation expansion planning under uncertainty with emissions quotas", *Electric Power Systems Research*, vol. 114, pp. 78-85, 2014.
- [21] C. Nolden, M. Schönfelder, A. Eßer-Frey, V. Bertsch and W. Fichtner, "Network constraints in techno-economic energy system models: towards more accurate modeling of power flows in long-term energy system models", *Energy Systems*, vol. 4, no. 3, pp. 267-287, 2013.
- [22] J. Maldonado, "Planificación de la expansión del Sistema de transmisión eléctrico considerando equipos fact", Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Chile, marzo, 2014
- [23] F. Current, L. Sfc1, G. Moon, S. Member, J. Lee, S. Joo, a Application, and B. S. Scheme, "Integrated Generation Capacity and Transmission Network Expansion Planning With Superconducting," vol. 23, no. 3, 2013.
- [24] K. Cho, J. Park, T. Oh, J. Choi, a. a. El-Keib, and M. Shahidehpour, "Probabilistic reliability criterion for expansion planning of grids including wind turbine generators," *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, pp. 1-6, 2011.
- [25] X. Ma and Y. Zhou, "Coordination of Generation and Transmission Planning for Power System with Large Wind Farms," *Energy Procedia*, vol. 16, pp. 1979-1985, 2012.
- [26] S. Jin and S. M. Ryan, "A tri-level model of centralized transmission and decentralized generation expansion planning for an electricity market-Part II," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 29, no. 1, pp. 142-148, 2014.
- [27] T. S. Ng and C. Sy, "An affine adjustable robust model for generation and transmission network planning," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 60, pp. 141-152, 2014.

- [28] XM Compañía expertos en Mercados S.A “Descripción del sistema eléctrico colombiano” [online] <http://www.xm.com.co/Paginas/Mercado-de-energia/descripcion-del-sistema-electrico-colombiano.aspx>
- [29] Unidad de Planeación Minero Energética, “Plan de Expansión de Referencia Generación-Transmisión 2015-2019” [online] <http://www1.upme.gov.co/Paginas/Plan-Expansion-2015-2029.aspx>.
- [30] Análisis Área Caribe 2012 a 2018, XM, diciembre 2018. [online] [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/8dd77596bbf19d7f05257b33008336ed/\\$FILE/D-016-13%20ANEXO%20Estudio%20XM.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/8dd77596bbf19d7f05257b33008336ed/$FILE/D-016-13%20ANEXO%20Estudio%20XM.pdf)
- [31] La Republica, “Energía solar y eólica suman 0.02% del total de generación”, marzo 2018 [online] <https://www.larepublica.co/especiales/minas-y-energia/energia-solar-y-eolica-suman-002-del-total-de-generacion-actual-en-colombia-2613069>.
- [32] Energy Information Administration, “Capital Cost estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants”, Washington DC, noviembre 2016.
- [33] National Renewable Energy Laboratory, “Distributed Generation Energy Technology Capital Costs” [online] <https://www.nrel.gov/analysis/tech-cost-dg.html>
- [34] Movable Type Scripts, “Calculate distance, bearing and more between Latitude/Longitude Points” [online] <https://www.movable-type.co.uk/scripts/latlong.html>.
- [35] Bnamericas, “Subestación Colectora y Líneas de Transmisión Colectora-Cuestecitas y Cuestecitas-LaLoma”, [online] <https://www.bnamericas.com/project-profile/es/subestacion-colectora-y-lineas-de-transmision-colectora-cuestecitas-y-cuestecitas-la-loma-subestacion-colectora-y-lineas-de-transmision-colectora-cuestecitas-y-cuestecitas-la-loma>.