

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

**MODELO DE OPTIMIZACIÓN AC -PROGRAMACIÓN NO LINEAL
ENTERA MIXTA- PARA LA PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN
DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO ELÉCTRICO**

DIEGO DANILO MACHADO ALVAREZ

diego.machado@epn.edu.ec

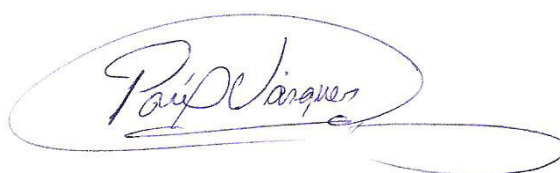
DIRECTOR: Dr. Ing. PAUL VÁSQUEZ MIRANDA

paul.vasquez@epn.edu.ec

Quito, octubre 2021

AVAL

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Diego Danilo Machado Álvarez, bajo mi supervisión.

A handwritten signature in blue ink, reading "Paul Vásquez", enclosed within a large, loopy oval flourish.

Dr. PAUL FABRICIO VÁSQUEZ MIRANDA
DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo Diego Danilo Machado Álvarez, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración dejo constancia de que la Escuela Politécnica Nacional podrá hacer uso del presente trabajo según los términos estipulados en la Ley, Reglamentos y Normas vigentes.



DIEGO DANILO MACHADO ALVAREZ

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a mi mamá, a mi hermano y a mi abuelito, pilares fundamentales de mi familia y a los cuales amo mucho.

A mis amistades durante estos largos años.

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios por el don de la vida y a la Patria por la educación.

A mi familia por ser el apoyo fundamental durante mi carrera, quienes supieron darme su apoyo y sostén en los momentos duros que he pasado. A mi madre, el ser más maravilloso que Dios me regaló; A mi hermano, por su cariño y comprensión; A mi abuelito, mi modelo a seguir. A mi abuelita y a mi tío por formar parte de mi vida.

Agradezco a mi padrino Guillermo quien me brindó su sabiduría y apoyo en todo momento.

A mis amigos de la Universidad, quienes hicieron de esta etapa una divertida y emocionante aventura. A todos mis amigos dentro y fuera de la universidad; A mi grupo de amigos SEP con quienes he discutido, reído, pasado buenos y malos momentos. A Steve y Esteban. A mis amigos de ingeniería eléctrica: Sebastián, Kevin, Alex, Andrés, Carlos, Carla, Eugenio, Jonathan, Johanna, Juana, Julio, Nicole, Nohelia.

Extiendo mi gratitud al Dr. Paúl Vásquez, docente y tutor, por su acertada guía, tiempo y esfuerzo invertido en el presente trabajo de titulación, por creer en mí, por la paciencia que tuvo conmigo, y por las enseñanzas que me dejó tanto en el ámbito académico como personal.

Agradezco al Dr. Santiago Torres, por su ayuda y comentarios en el desarrollo de este trabajo de titulación.

Mi agradecimiento a la Escuela Politécnica Nacional por brindarme la educación, forjar el carácter y por enseñarme a comprender y analizar las situaciones no solo en el ámbito académico sino profesional. Gracias a aquellos docentes quienes supieron brindarme conocimientos valiosos que me servirán para mi vida profesional.

Por último, pero no menos importante, quiero agradecerme, por creer en mí, por trabajar duro, por no tener días libres, por no darme por vencido y por siempre seguir adelante.

Diego Machado A.

ÍNDICE DE CONTENIDO

AVAL.....	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	II
DEDICATORIA.....	III
AGRADECIMIENTO.....	IV
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	V
RESUMEN.....	I
ABSTRACT.....	II
1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. OBJETIVOS.....	2
1.1.1.OBJETIVO GENERAL.....	2
1.1.2.OBJETIVOS ESPECIFICOS	3
1.2. ALCANCE	4
1.3. MARCO TEÓRICO	5
1.3.1.EL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA (SEP)	5
1.3.2.CADENA DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN UN SEP	6
1.3.2.1. Sistema de Generación.....	7
1.3.2.2. Sistema de Transmisión.....	8
1.3.2.3. Sistema de Distribución	9
1.3.3.PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	10
1.3.3.1. Etapas para el Planeamiento de Expansión de la Transmisión... 12	
1.3.4.ENFOQUES PARA TRATAR LA PLANIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN DE ACUERDO CON EL PERIODO DE ESTUDIO.....	13
1.3.4.1. Enfoque Estático	13
1.3.4.2. Enfoque Cuasi-Estático.....	14
1.3.4.3. Enfoque Dinámico	15
1.3.5.MODELACIÓN DE LA DEMANDA Y GENERACIÓN EN LA EXPANSIÓN DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN	16
1.3.6.MODELOS MATEMÁTICOS EMPLEADOS PARA EXPANSIÓN DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN	19
1.3.6.1. Modelo DC.....	20
1.3.6.2. Modelo AC.....	25
1.3.7.MÉTODOS DE SOLUCIÓN PARA EL PROBLEMA DE EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN	28
1.3.7.1. Métodos Matemáticos	29
1.3.7.2. Métodos Heurísticos.....	33
1.3.7.3. Métodos Metaheurísticos	34
1.3.8 DISCUSIÓN SOBRE LOS MODELOS DE PLANIFICACIÓN Y TÉCNICAS DE SOLUCIÓN PLANTEADAS EN LA LITERATURA.....	36

1.3.9. GENERALIDADES DE LAS FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLE NO CONVENCIONAL	40
1.3.10. POTENCIA REACTIVA EN LA EXPANSIÓN DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN	42
1.3.10.1. Tratamiento del valor absoluto en problemas de optimización ..	44
2. METODOLOGÍA.....	46
2.1. INTRODUCCIÓN.....	46
2.2. ESQUEMA GENERAL DEL MODELO DE OPTIMIZACIÓN	46
2.2.1. PARÁMETROS DE ENTRADA DEL MODELO	48
2.2.2. VARIABLES DEL PROBLEMA.....	49
2.3. MODELO MATEMÁTICO DE PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN – ENFOQUE ESTÁTICO	49
2.3.1. FUNCIÓN OBJETIVO.....	49
2.3.1.1. Costos operativos de enlaces de transmisión	51
2.3.1.2. Costos por generación de potencia activa en unidades convencionales	53
2.3.1.3. Costos por generación de potencia activa en unidades no convencionales	54
2.3.1.4. Costos por fuentes de compensación de potencia reactiva.....	55
2.3.2. RESTRICCIONES DEL PROBLEMA ESTÁTICO.....	56
2.3.2.1. Restricciones de balance de potencia	57
2.3.2.2. Restricciones de la matriz de admitancia de barra	58
2.3.2.3. Restricciones de límites de generación	58
2.3.2.4. Restricciones de límites de voltajes y ángulos nodales	59
2.3.2.5. Restricción de límite máximo de enlaces entre nodos	59
2.3.2.6. Restricción de límite máximo de potencia transmitida	60
2.3.2.7. Restricción de límite máximo de nuevas fuentes de potencia activa y reactiva	61
2.4. MODELO MATEMÁTICO DE PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN – ENFOQUE CUASI-ESTÁTICO	62
2.4.1. FUNCIÓN OBJETIVO.....	62
2.4.1.1. Costos de inversión y operación de enlaces de transmisión	63
2.4.1.2. Costos por generación de potencia activa en unidades convencionales	65
2.4.1.3. Costos por generación de potencia activa en unidades no convencionales	65
2.4.1.4. Costos por fuentes de compensación de potencia reactiva.....	66
2.4.2. RESTRICCIONES DEL PROBLEMA CUASI-ESTÁTICO	67
2.4.2.1. Restricciones de balance de potencia	67
2.4.2.2. Restricciones de la matriz de admitancia de barra	68
2.4.2.3. Restricciones de límites de generación	69
2.4.2.4. Restricciones de límites de voltajes y ángulos nodales	69
2.4.2.5. Restricción de límite máximo de enlaces entre nodos	69

2.4.2.6. Restricción de mantener enlaces previamente instalados en cada etapa	70
2.4.2.7. Restricción para relacionar variables de inversión con operación	70
2.4.2.8. Restricción de límite máximo de potencia transmitida	72
2.4.2.9. Restricción de límite máximo de nuevas fuentes de potencia activa y reactiva	73
2.5. PROCEDIMIENTO DE RESOLUCIÓN	74
2.6. COSTOS DE NUEVAS FUENTES DE POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA PARA SISTEMAS DE PRUEBA	77
2.7. SISTEMAS DE PRUEBA	79
2.7.1. SISTEMA GARVER	79
2.7.2. SISTEMA IEEE 24 BARRAS	81
3. ANÁLISIS Y COMPARACIÓN DE RESULTADOS OBTENIDOS DEL MODELO PLANTEADO CON OTRAS REFERENCIAS	83
3.1. INTRODUCCIÓN	83
3.2. ANÁLISIS DE REFERENCIAS	83
3.2.1. RESULTADOS PRIMERA REFERENCIA [33]	84
3.2.1.1. Escenarios con redespacho – Sistema Garver	85
3.2.1.2. Escenarios sin redespacho – Sistema Garver	87
3.2.1.3. Escenarios sin redespacho – Sistema IEEE de 24 barras	89
3.2.2. RESULTADOS SEGUNDA REFERENCIA [11]	91
3.2.2.1. Escenarios con redespacho – Sistema Garver	92
3.2.2.2. Escenarios con redespacho – Sistema IEEE de 24 barras	94
4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN EN NUEVOS ESCENARIOS SITUACIONALES	97
4.1. INTRODUCCIÓN	97
4.2. RESULTADOS DEL SISTEMA GARVER DE 6 BARRAS	97
4.2.1. SISTEMA GARVER, ENFOQUE ESTÁTICO: escenario sin nuevas fuentes de generación activa y reactiva	98
4.2.2. SISTEMA GARVER, ENFOQUE ESTÁTICO: considerando nuevas fuentes de generación activa y reactiva	100
4.2.3. SISTEMA GARVER, ENFOQUE ESTÁTICO: modelo completo realizando variaciones de perfiles de voltaje	102
4.2.3.1. Escenario con variaciones de voltajes aceptables del $\pm 0,5\%$	103
4.2.3.2. Escenario con variaciones de voltajes aceptables del $\pm 10 \%$	104
4.2.4. SISTEMA GARVER, ENFOQUE CUASI-ESTÁTICO: modelo completo	105
4.2.5. SISTEMA GARVER, ENFOQUE CUASI-ESTÁTICO: proyección significativa de la demanda eléctrica	108
4.3. RESULTADOS DEL SISTEMA IEEE 24 BARRAS	113
4.3.1. SISTEMA IEEE DE 24 BARRAS, ENFOQUE ESTÁTICO: escenario sin nuevas fuentes de generación activa y reactiva	113

4.3.2.SISTEMA IEEE DE 24 BARRAS, ENFOQUE ESTÁTICO: escenario con nuevas fuentes de generación activa y reactiva	116
4.3.3.SISTEMA IEEE DE 24 BARRAS, ENFOQUE CUASI-ESTÁTICO: variación de precios de generación	118
4.3.4.SISTEMA IEEE DE 24 BARRAS, ENFOQUE CUASI-ESTÁTICO: escenario hidrotérmico húmedo	123
4.3.5.SISTEMA IEEE DE 24 BARRAS, ENFOQUE CUASI-ESTÁTICO: escenario hidrotérmico seco.....	126
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	133
5.1. CONCLUSIONES	133
5.2. RECOMENDACIONES.....	137
6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	139
7. ANEXOS	144
ANEXO A: DATOS DE LOS SISTEMAS DE PRUEBA.....	145
A.1. DATOS DEL SISTEMA GARVER DE 6 BARRAS ENFOQUE ESTÁTICO	145
A.2. DATOS DEL SISTEMA GARVER DE 6 BARRAS ENFOQUE CUASI-ESTÁTICO	146
A.3. DATOS DEL SISTEMA IEEE-24 BARRAS ENFOQUE ESTÁTICO	146
A.4. DATOS DEL SISTEMA IEEE-24 BARRAS ENFOQUE CUASI-ESTÁTICO – ESCENARIO TÉRMICO	148
A.5. DATOS DEL SISTEMA IEEE-24 BARRAS ENFOQUE CUASI-ESTÁTICO- ESCENARIO HIDROTÉRMICO	150
ANEXO B: CALCULO DE COSTOS DE FUENTES DE POTENCIA REACTIVA	153
ANEXO C: RESULTADOS DE LOS ESCENARIOS PLANTEADOS POR CADA SISTEMA DE PRUEBA	158
ANEXO D: SIMULACIONES POWERFACTORY – SISTEMAS IEEE 24 BARRAS .	159
ANEXO E: TABLAS COMPARATIVAS ENTRES RESULTADOS OBTENIDOS EN GAMS Y POWERFACTORY	160

RESUMEN

En el presente proyecto se plantea un modelo de optimización matemática que permita resolver el problema de la Planificación de la Expansión de sistemas de Transmisión de energía eléctrica (PET). Su formulación se basa en Programación No Lineal Entera Mixta (PNLEM), haciendo uso de las ecuaciones completas de flujos de potencia AC. Para lograr una representación realista del sistema de potencia, en la cual se incluya la mayor cantidad de parámetros eléctricos que componen el Sistema Eléctrico de Potencia (SEP).

Se planteó un modelo estático que busca responder las preguntas, dónde y cuántos enlaces de transmisión deben agregarse al SEP. Se planteó un modelo cuasi-estático mejorado que además responde la pregunta cuándo se debe agregar dicho elemento en un determinado horizonte de planificación. Logrando así que el SEP pueda operar y transportar energía de forma eficiente desde los centros de generación a los puntos de carga. El modelo cumple con criterios de optimización tales como: minimización de costos de inversión de nuevos enlaces, minimización de costos operativos anuales de enlaces en operación, minimización de despacho de centrales de generación convencionales. Además, se plantea la posibilidad de inclusión de nuevas centrales de generación no convencional bajo ciertos escenarios situacionales; así como el Planeamiento de Potencia de Reactiva (PPR) para reducir el número de nuevos enlaces de transmisión.

El modelo de optimización es resuelto mediante la herramienta computacional GAMS empleando los sistemas de potencia de Garver y el IEEE de 24 barras. Se pone a prueba su validez a través de su resolución en 12 escenarios situacionales, cuyos flujos de potencia fueron simulados en la herramienta PowerFactory.

PALABRAS CLAVE: Flujos de Potencia AC, Optimización, Planificación de la Expansión de la Transmisión, Planificación de Potencia Reactiva, Programación No Lineal Entera Mixta.

ABSTRACT

In the present project, a mathematical optimization model was proposed, that allows solving the problem of Electric Energy Transmission System Expansion Planning (TEP). Its formulation is based in Mixed Integer Nonlinear Programming (MINLP), making use of the complete AC power flow equations. Thus, achieving a realistic representation of the power system, which includes the largest number of electrical parameters that form the Electric Power System.

A static model was proposed that seeks to answer the questions, where and how many transmission links should be added to the Electric Power System (EPS). In addition, an improved quasi-static model was proposed that also answer the question when this element should be added in a determined planning horizon. In such a way that the EPS can operate and transport energy efficiently from the generation plants to the charging points. The model complies with optimization criteria such as minimizing investment costs for new links, minimization of annual operating cost of operational links, minimization of dispatch from conventional generation plants. In addition, the possibility of including new unconventional generation plants is raised under determined situational scenarios. As well as the Reactive Power Planning (RPP) to reduce the number of new transmission links.

The optimization model is solved by the GAMS computational tool using the Garver and the 24-bar IEEE power systems. Its validity is evaluated through its resolutions in twelve situational scenarios, whose power flows were simulated in the PowerFactory tool.

KEYWORDS: AC power flows, Mixed Integer Nonlinear Programming, Optimization, Reactive Power Planning, Transmission Expansion Planning,

1. INTRODUCCIÓN

El cambio en la matriz energética mundial ha motivado al mejoramiento, investigación y avance en el tema de la Planificación de la Expansión de los Sistemas de Transmisión. Esto se debe a la inclusión de nuevas centrales de generación renovable, mejoramiento en la calidad del producto eléctrico, implementación de redes eléctricas inteligentes y la siempre creciente demanda de energía. Razones por la cual no existe un único modelo para planificación de la transmisión. Antiguamente esta actividad se realizaba de forma intuitiva y según criterio del planificador, pero en la actualidad se ha optado por usar métodos de optimización para resolver el problema. Y con el avance de la tecnología los modelos se han mejorado a tal grado de representar al SEP de forma muy realista.

En el presente trabajo se propone un modelo sobre PET, que hace uso de las ecuaciones de flujo de potencia AC, para una representación más realista del sistema eléctrico. Adicionalmente el modelo fue planteado mediante programación no lineal entera mixta, y con optimización mono-objetivo. El cual requiere conocer la topología inicial del sistema de transmisión y la Planificación de Expansión de la Generación (PEG). Así como los parámetros de los nuevos proyectos candidatos y proyección de la demanda. Esto con el fin de establecer un objetivo que no solamente considere la minimización de costos de inversión de nuevos enlaces. Sino también costos de operación anuales de enlaces nuevos y existentes, despacho de unidades de generación convencionales y no convencionales en base a sus precios energéticos y de oferta, y costos relacionados con la Planificación de Potencia Reactiva (PPR).

Con este trabajo, se busca responder a las preguntas de cuantos, cuando, y dónde se deben agregar nuevos elementos de transmisión. De tal forma que la energía generada por las centrales pueda llegar satisfactoriamente a los puntos de carga. Cumpliendo con restricciones como el límite máximo de transferencia de potencia, límites de despacho de potencia de centrales de Generación Convencional (GC), límites de voltajes nodales, leyes físicas flujos de potencia y límites asociados a nuevas centrales de Generación No Convencional (GNC) y PPR. El modelo es puesto a prueba en 2 sistemas de potencia ampliamente tratados en literatura, en un total de 12 escenarios situacionales. Los cuales demuestran el alcance y validez del modelo planteado.

En el primer capítulo de este documento, se presentan los objetivos y alcance formales del proyecto técnico. Así como la bibliografía y marco teórico necesarios para desarrollar el

modelo de optimización. Se realizó una investigación y análisis de los modelos de optimización empleados en la literatura para resolver el PET. Se comparó sus alcances, estrategias de solución y modificaciones que se han realizado. Esto con el fin de remarcar la importancia del modelo AC y establecer que la planificación de la transmisión puede abarcar varias temáticas dentro de ingeniería eléctrica.

En el segundo capítulo, se desarrolla y detalla el modelo de optimización propuesto. Las consideraciones matemáticas que toma en cuenta. Así como su función objetivo, restricciones, enfoque, datos de entrada y variables de decisión. Se establece la estrategia de solución empleada y los sistemas en que es puesto a prueba.

En el tercer capítulo se realiza una comparación entre los resultados obtenidos en escenarios y sistemas planteados por otros autores y los resultados obtenidos con el modelo planteado, con el fin de validar el modelo y técnica de solución usada en el presente proyecto.

En el cuarto capítulo, se exponen los resultados del PET obtenidos para cada uno de los sistemas de prueba y sus escenarios situacionales planteados por el autor. Realizando un análisis y comparación de cada uno de ellos, de tal forma que establezca el alcance del modelo planteado, cada uno de estos fue escenarios fue simulado en el software PowerFactory.

En el quinto capítulo, se describen las conclusiones y recomendaciones obtenidas del presente proyecto. Analizando los resultados obtenidos, como los métodos de solución empleados. Se propone varios tópicos que pueden considerarse para trabajos futuros en el tema de la planificación de la expansión de los sistemas de transmisión de energía eléctrica.

1.1. OBJETIVOS

1.1.1. OBJETIVO GENERAL

Desarrollar una metodología de optimización que resuelva el problema de expansión de los sistemas de transmisión de energía eléctrica, mediante programación no lineal entera mixta, utilizando las ecuaciones de flujos de potencia de corriente alterna, considerando límite de capacidad en los enlaces, límites aceptables de voltajes en nodos y potencia de generación, así como la propuesta de inserción de nuevas fuentes de potencia activa y elementos pasivos de compensación de potencia reactiva.

1.1.2. OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Analizar los distintos modelos propuestos por la literatura para resolver el problema de expansión de los sistemas de transmisión de energía eléctrica.
- Proponer un modelo AC de programación no lineal entera mixta que permita resolver el problema del PET.
- Implementar el modelo propuesto de expansión en al menos dos sistemas de prueba planteados en la literatura, utilizando las ecuaciones de flujo de potencia AC para la representación de la red eléctrica.
- Emplear herramientas computacionales apropiadas para resolver el problema de programación no lineal entera mixta.
- Analizar los resultados en al menos tres escenarios situacionales en los que podría encontrarse la red eléctrica, por cada sistema de prueba, con el fin de validar el desempeño del modelo propuesto.

1.2. ALCANCE

En el presente estudio técnico se planteará un modelo de optimización para resolver el problema de expansión de los sistemas de transmisión de energía eléctrica, en el cual se incluya las características más cercanas a la representación real de un sistema eléctrico de potencia. De tal forma que se pueda establecer planes de expansión y realizar análisis comparativos bajo distintos escenarios operacionales y económicos que puedan presentarse en sistemas de prueba de amplia difusión. Los cuales presenten características y dimensiones distintas, de tal forma que se pueda realizar una validación del modelo planteado. La metodología de expansión propuesta se enfocará al uso de un modelo de corriente alterna. El cual será modelado mediante el empleo de programación no lineal entera mixta, a partir del uso de las ecuaciones de flujo de potencia AC. Dentro de las cuales se incluya características eléctricas tales como conductancias y susceptancias serie-paralelo de líneas de transmisión o transformadores. Además, se tendrá como criterio de optimización la minimización de costos de inversión y operación de los nuevos elementos asociados al plan de expansión.

Dentro de las restricciones que tomará en cuenta el modelo de expansión de los sistemas de transmisión, serán los límites de capacidad de transmisión de potencia de los elementos de enlace en ambos nodos en los que se encuentren conectados, capacidad máxima y mínima de despacho de potencia activa y reactiva de las unidades de generación, límites de voltajes en los nodos del sistema.

En el modelo de expansión se tomará en cuenta la condición óptima-económica de inyección de potencia activa en determinados nodos de los sistemas de prueba, estableciendo así un punto de partida para la posible ubicación de nuevas centrales de generación no convencional. Las cuales estarían restringidas a situarse cerca de los centros de carga y en nodos en los que no exista una central construida. El modelo planteado considerará la ubicación de elementos de compensación de potencia reactiva, según las condiciones operativas del sistema, tomando en cuenta la minimización de costos de operación de dichos elementos.

El modelo planteado para la expansión de transmisión será implementado en una herramienta computacional adecuada para modelación matemática. Que emplee un solver de libre acceso que permita resolver problemas de optimización del tipo no lineal entero mixto.

1.3. MARCO TEÓRICO

En esta sección se describirá el sustento teórico para la realización del proyecto. En el cual se especificará la bibliografía necesaria para abordar los diversos conceptos para tratar el problema del PET. Como puntos fundamentales se describirá de forma general el concepto de sistema eléctrico de potencia y la cadena de producción de electricidad. Esto se realiza con el objetivo de remarcar la importancia de resolver el problema de expansión de los Sistemas de Transmisión (ST) como una de las actividades fundamentales del sector eléctrico. Uno de los objetivos planteados en el proyecto es la inserción de nuevas fuentes de potencia activa y reactiva, por lo que se expondrá la conceptualización de las centrales no convencionales fotovoltaicas y eólicas. Además, se describirá el planeamiento de potencia reactiva en sistemas de potencia. El problema del PET es abordado desde el punto de vista de la optimización matemática. Por tal motivo que se describirán los modelos y técnicas de resolución que se han empleado en la literatura para resolver el problema.

1.3.1. EL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA (SEP)

La electricidad en la actualidad se ha convertido en un recurso fundamental para el desarrollo cotidiano de la sociedad, llegando a tal punto de convertirse en un servicio básico y fundamental. Cuyo acceso se ha transformado en un indicador de progreso y desarrollo de un país. Se debe tomar en cuenta que en América Latina el 97% de la población tiene un suministro adecuado de energía eléctrica, es decir cumplen con los criterios de acceso a la energía, uso y calidad de servicios eléctricos en el hogar. En contraste, alrededor de un 10% de la población (aproximadamente de 65 millones de personas) no logran solventar sus requerimientos energéticos para sobrellevar una vida digna. Dicho de otra forma, viven en pobreza energética [1]. Es por esta razón que la adecuación y reforzamiento de los sistemas eléctricos, el uso de energías renovables no convencionales figura como el nuevo panorama de la planificación energética.

La electricidad posee dos características esenciales: que no es almacenable a gran escala y que debe abastecer a la demanda de forma inmediata [2]. Es decir, el sistema eléctrico debe contar con la infraestructura adecuada para que la electricidad sea generada, transportada y utilizada de forma instantánea según los requerimientos del consumidor. Con la inclusión de las nuevas tecnologías en generación renovable no convencional, es posible transformar varios tipos de energía como la solar, térmica o mecánica en energía eléctrica. La cual pueda ser almacenable, lo que ha producido que los estudios más vanguardistas

en tema de ingeniería eléctrica radiquen en incrementar la eficiencia y la capacidad de almacenamiento de baterías.

El proyecto de planificación desarrollado se enfocará en la expansión de los sistemas de transmisión de energía, etapa fundamental en la cadena de producción de energía eléctrica.

1.3.2. CADENA DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN UN SEP

El sistema eléctrico de potencia cumple con la función elemental de satisfacer la demanda de energía eléctrica en los diversos centros de consumo de una determinada región. Para realizar este objetivo es necesaria la incorporación de instalaciones eléctricas. Las cuales son: centrales de generación, subestaciones eléctricas, líneas de transmisión y distribución interconectadas entre sí. Estableciendo así las tres etapas o sistemas fundamentales que conforman el SEP:

- Sistema de generación
- Sistema de transmisión
- Sistema de distribución

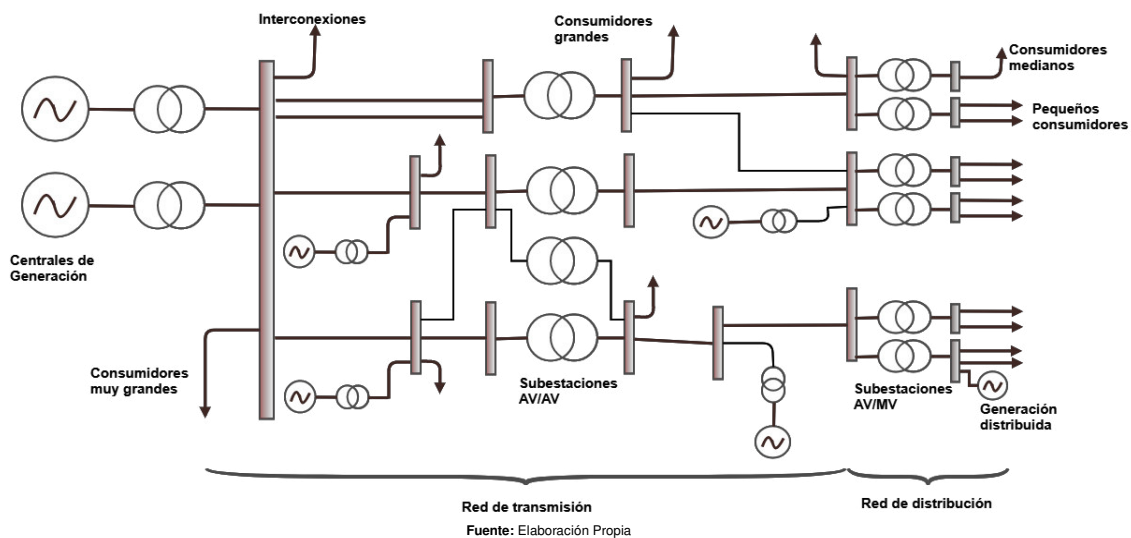


Figura 1.1: Estructura elemental de un Sistema Eléctrico de Potencia

El análisis realizado en el presente proyecto se enfoca en la expansión de la red de transmisión, la cual considerará las grandes centrales de generación y su respectivo plan de expansión. Así como consumidores de gran y muy gran tamaño. La red de distribución con sus respectivos elementos como: transformadores de AV/MV, líneas de distribución, y consumidores, se modelarán como consumidores nodales de gran tamaño.

1.3.2.1. Sistema de Generación

Una central de generación de energía se puede conceptualizar como un conjunto de instalaciones adecuadamente conectadas las cuales tienen como objetivo producir energía eléctrica a partir de un recurso energético primario [3]. Se puede clasificar los tipos de centrales según su recurso primario para conversión de energía, como se muestra en la Tabla 1.1.

Tabla 1.1: Tipos de centrales de generación según el recurso primario.

Tipo de recurso primario	Subtipo de recurso primario	Tipo de central
Agua		Central Hidroeléctrica
Combustibles fósiles	Gas Natural	Central térmica a gas
	Carbón	Central térmica a vapor
	Gas Natural, Carbón, Fuel Oil	Central térmica de ciclo combinado
Viento		Central eólica
Energía Fotovoltaica		Central solar fotovoltaica
Energía nuclear		Central térmica Nuclear
Biomasa		Central de Biomasa
Mareas (energía mareomotriz)		Central mareomotriz

A nivel mundial existen una acertada tendencia a implementar centrales de generación que empleen recursos primarios renovables para satisfacer la siempre creciente demanda energética. Por tal motivo, en el presente proyecto se establece la posibilidad de inclusión de nuevas fuentes de generación no convencional, modeladas como fuentes de potencia activa dentro problema de expansión de la transmisión. Es necesario mencionar que, para el despacho de las centrales en los sistemas de prueba empleados, se tendrá prioridad a aquellas centrales que posean un costo operativo menor [4].

Para al año 2019, según datos de la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables, a nivel nacional se registró 8,685.01 MW de potencia nominal y 8,072.81 MW de potencia efectiva [5] [6]. Los datos fueron tomados del Plan Maestro de Electricidad (PME) vigente, lo cual implica que en los últimos dos años la capacidad de generación del Ecuador podría haber aumentado debido a la puesta en escena del plan de expansión de la generación.

Se debe mencionar que en el Ecuador un gran porcentaje de centrales emplean recursos primarios de procedencia renovable, siendo la generación hidráulica la más usada a nivel nacional. Por tal razón, el proyecto de expansión de los sistemas de transmisión considera como dato de entrada el parque de generación y el escenario hidrológico de centrales hidroeléctricas por etapa. El escenario hidrológico afectará en la capacidad nominal de estas centrales.

1.3.2.2. Sistema de Transmisión

El sistema de transmisión forma parte de una de las tres etapas en la cadena de producción de energía, siendo su objetivo fundamental el transporte de energía eléctrica desde las centrales de generación hasta los puntos de consumo [7]. Para lograr este objetivo es necesario realizar una transformación de la energía, a través de la elevación de voltajes en toda la red de transmisión. Este proceso se realiza con el fin de aumentar la capacidad de transferencia de potencia a través de las líneas de transmisión. Lo que, a su vez, produce una reducción de pérdidas por efecto Joule en los conductores mejorando la transmisión de energía a largas distancias. Adicionalmente se logra elevar la calidad del producto eléctrico y disminuyen pérdidas económicas para la empresa transmisora [8].

Los sistemas de potencia obedecen la teoría de circuitos eléctricos. Esto implica que las características y comportamiento de los elementos que conforman el sistema de transmisión como: líneas, transformadores, subestaciones puedan ser cuantificados. Cuyos valores numéricos puedan ser descritos mediante ecuaciones matemáticas que involucren parámetros eléctricos como voltajes, corrientes y potencias.

En el Ecuador, el Sistema Nacional de Transmisión (SNT), posee una estructura adjudicada a CELEC EP a través de su unidad de negocio Transelectric y a los centros de generación interconectados directamente al SNT. Cabe mencionar que los voltajes de transmisión usados en Ecuador son 138kV, 230kV y 500kV.

La implementación de nuevas centrales generación, incremento de la demanda eléctrica, y nuevas interconexiones motivan a que el sistema de transmisión de energía deba reforzarse mediante la construcción de nuevos sistemas a 500kV, 230kV y 138kV. Su omisión produciría una gran cantidad de transformadores y líneas a nivel de transmisión que sobrepasen su límite de cargabilidad de potencia. Esta situación a su vez produciría

inestabilidad en los sistemas eléctricos y problemas en la operación, además de afectaciones a la calidad del producto eléctrico [5].

1.3.2.3. Sistema de Distribución

El sistema de distribución es la etapa más cercana a los usuarios finales de la cadena de producción. Se puede considerar que la red de distribución empieza desde una determinada S/E de AV/MV y se extiende de forma masiva a nivel de medio y bajo voltaje.

Al sistema de distribución se lo puede conceptualizar como un conjunto de equipos y elementos adecuados de tal forma que permiten distribuir la energía eléctrica a los diversos puntos de consumo ubicados en diferentes lugares o centros de carga [9].

A nivel de distribución se emplean solamente niveles de voltaje medio y bajo, los cuales están asociados a alimentadores primarios y secundarios, respectivamente. Algunos valores de medio voltaje empleados en Ecuador son: 22,8kV, 13,8kV, 13,2kV, 6,9kV y para bajo voltaje 210V, 220V, 240V, 110V, 115V, 120V, 127V. Es necesario mencionar que la red de distribución es de los sistemas más grandes dentro del SEP, por lo que su operación, control y planificación serán responsabilidad de las empresas distribuidoras. En el presente proyecto no se considera a la red de distribución como un sistema particular, sino que es representada como un gran consumidor. En otros estudios que tratan la expansión de la transmisión zonal y planificación a nivel de subtransmisión, se puede optar por una mejor identificación del sistema de distribución. En esta caracterización se pueden incluir temas propios de la planificación de sistemas de distribución como el “clustering” y la georreferenciación. De tal forma que la demanda proyectada se base no solo en un patrón de crecimiento, sino que tome en cuenta la ubicación y concentración de la demanda vegetativa, así como la incorporación o corte de cargas industriales o comerciales.

En el país existen 20 áreas de prestación del servicio público de energía eléctrica, es decir 20 empresas de distribución son las encargadas de una determinada zona territorial del país. Existen 11 áreas que son asignadas a las Unidades de Negocio de la Corporación Nacional de Electricidad CNEL EP, y 9 a empresas de sociedad anónima., abarcando así un área de 257.215,30 km de superficie territorial del Ecuador [6].

1.3.3. PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

El PET es una respuesta acertada para el mejoramiento y optimización de los sistemas eléctricos de potencia. Esto se debe a la siempre creciente demanda energética, incorporación de nuevas tecnologías en redes eléctricas, y nuevos criterios de eficiencia energética. Es imperante el reforzamiento del sistema de transmisión existente con el fin de que la energía producida por las centrales de generación sea transportada a los centros de consumo al mínimo costo. Esta afirmación busca cumplir con criterios de confiabilidad, seguridad y calidad del producto eléctrico. Además, una buena planificación tiene como objetivo la maximización de beneficios tanto técnicos como económicos para las empresas de generación, transmisión y usuarios finales [10].

El problema de planificación de los sistemas de transmisión (ST) debe encontrar el plan o conjunto de planes óptimos de expansión para dichos sistemas. Es decir, nos indicará qué líneas y/o transformadores son los más apropiados que deberían incorporarse en el ST en un determinado horizonte de planificación. Esto con el fin de obtener una operación factible, tanto técnica como económica del SEP, considerando el mínimo costo de inversión de los nuevos elementos a incorporarse en el ST. La planificación antiguamente se realizaba de forma intuitiva y bajo criterio o experiencia del planificador. Este aspecto en la actualidad ha sido reemplazado por métodos de optimización, los cuales son capaces de encontrar una solución o conjunto de soluciones viables tanto técnica como económica. Por lo cual se requiere información de entrada para su planteamiento y resolución [11] [12]:

- Topología inicial de la red eléctrica (caso base).
- Horizontes de planificación.
- Precio de los enlaces (líneas o transformadores) de proyectos candidatos, lo cual implicaría un estudio previo en el que establezca qué proyectos es posible construir, teniendo en cuenta restricciones geográficas, eléctricas, económicas, entre otras.
- Plan expansión de la generación, se considerará la inclusión de centrales que entren en operación en un determinado momento, así como la expansión de la capacidad de centrales construidas.
- Proyección de la demanda eléctrica en el horizonte de planeación, entrada de nuevas cargas industriales o especiales.

- Criterios de confiabilidad, seguridad, calidad y operación segura de los sistemas eléctricos, (este punto queda a criterio del planificador)

El objetivo primordial de la expansión de los sistemas de transmisión es encontrar una o varias soluciones óptimas que nos indiquen, cuando, donde y cuántos enlaces de transmisión (líneas o transformadores) deben construirse en el horizonte de planificación [11] [13]. Teniendo en cuenta los criterios empleados dentro del modelo de planificación, las soluciones pueden diferir, especialmente cuando se considera criterios de confiabilidad, seguridad o calidad. Estas consideraciones implicarían una inversión adicional y un reforzamiento más prolijo del ST para satisfacer todas las condiciones planteadas por el planificador [14].

La proyección de la demanda eléctrica es un punto crucial en la planificación. Esto se debe a que, dependiendo de su acertada estimación, los resultados del planeamiento serán de calidad. Pero, debido a que la expansión de los ST es un problema a largo plazo existe una incertidumbre en las variables, la cual podría incluirse en el modelo de optimización, complicándolo aún más. La inversión de nuevos elementos en el ST implica un aumento en los costos por este concepto, es decir entre más elementos se integren al sistema la inversión será mayor. En contraste al realizar una inversión, garantizamos una disminución en los costos operativos en el ST, los cuales tienen a bajar, ya que mejoramos las condiciones operativas del sistema. Por lo tanto, resultará menos costoso satisfacer la demanda eléctrica. Además, si el modelo de PET fue resuelto con criterios de confiabilidad, seguridad y calidad existe un mejoramiento del sistema a largo plazo [15].

Dentro de un modelo de optimización para expansión se puede considerar restricciones obligatorias y otras opcionales dependiendo de la complejidad del modelo. Dentro de las restricciones obligatorias se puede considerar los límites máximos y mínimos de potencia activa y reactiva para despacho de las centrales de generación. De igual forma se consideran restricciones obligatorias operativas los límites de calidad de voltajes en los nodos del sistema y sus límites angulares. Restricciones obligatorias relacionadas con la planificación son: el número máximo de posibles elementos a construir entre nodos, así como su límite operativo máximo de capacidad de transmisión (límite normal de operación). Dependiendo del enfoque del modelo de optimización opcionalmente se pueden incluir otras restricciones tales como: criterios de confiabilidad y seguridad. Restricciones más

específicas como penalización por emisión de gases de efecto invernadero, límites de potencia de nuevas centrales de generación, o límites de potencia de reactiva de compensadores estáticos [16]. La literatura que trata el problema del PET es amplia, y los modelos empleados varían en base a la función objetivo del problema y sus restricciones.

El PET es una labor centralizada, es decir, solo un ente (la empresa transmisora) es el encargado de llevarlo a cabo. En Ecuador el organismo encargado de la expansión de los sistemas de transmisión es CELEC EP, a través de su unidad de negocio Transelectric. Dicha empresa empleará diversos métodos y recursos para encontrar la solución más apropiada a la situación actual del sector eléctrico de transmisión del país. Los resultados de este estudio se incluirán en el PME con un horizonte de planificación de 10 años [17].

1.3.3.1. Etapas para el Planeamiento de Expansión de la Transmisión

La expansión de la transmisión es un tipo de planificación que busca satisfacer el transporte de energía para un determinado horizonte de planificación. Por lo que han establecido las siguientes etapas de planeación: costo plazo, mediano plazo y largo plazo. En los siguientes párrafos se explicará el número de años y alcance que tiene cada una de estas etapas. Las cuales pueden diferir dependiendo de las regulaciones de cada país. Sin embargo, en el caso del PET se suelen utilizar las siguientes consideraciones para cada etapa [11], [18], [19], [20]:

Corto Plazo: En esta etapa se suelen realizar modificaciones a planes de expansión realizados en análisis anteriores. Se suele ajustar la realidad operativa y económica a la realidad actual del sector eléctrico. Adelantando o atrasando obras a realizarse debido a posibles nuevas regulaciones y capacidad económica del país. Es decir, se realiza la construcción, financiamiento e inspección de las nuevas obras. Los planes de expansión se suelen modificar en función de nuevos estudios como: nueva compensación de reactivos, cortocircuito, estabilidad, confiabilidad, seguridad, entre otros. Esta etapa hace referencia a tiempo de entre de 1 y 5 años.

Mediano Plazo: Etapa que se enfoca a la planificación de la generación y transmisión como tal. Estableciendo qué equipos son necesarios para la planificación óptima del sistema eléctrica, así como su ubicación y el mejor momento en que es factible incorporarlos. Se

establecen posibles interconexiones regionales, programas de mantenimiento y operación, así como la planificación financiera para proyectos eléctricos y tarifas. Esta etapa se considera de 5 a 10 años.

Largo Plazo: En esta etapa se da una visión general del sistema eléctrico. Determinando posibles inversiones tanto en generación como en transmisión. Se introducen aspectos tales como nuevas tecnologías de generación y transmisión, Por ejemplo: generación renovable, HVDC, medición inteligente, etc. Este tipo de planificación se realiza de 10 años en adelante.

1.3.4. ENFOQUES PARA TRATAR LA PLANIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN DE ACUERDO CON EL PERIODO DE ESTUDIO.

Los enfoques usuales que se le dan al problema de expansión de los ST dependiendo de su forma de tratar el horizonte de planificación son: planificación estática, cuasi-estática y dinámica. En los cuales se puede desarrollar varios modelos matemáticos particulares ya sean lineales o no lineales para su tratamiento y resolución.

1.3.4.1. Enfoque Estático

Este tipo de planificación se enfoca en responder las preguntas donde, y cuántos elementos (líneas de transmisión o transformadores) se deben agregar a la red de transmisión [21]. Por lo cual solamente se tiene una sola etapa de planificación que es el horizonte o vida del proyecto, y todas las inversiones a realizarse se efectuarán en el primer año de planeación. La variable tiempo no es tomada en cuenta de forma estricta dentro de este tipo de planificación, por lo que la cantidad de variables del problema, tiempo de ejecución y complejidad computacional serán menores que en un modelo dinámico. Sin embargo, las soluciones obtenidas con un modelo estático podrían incurrir en una transgresión en la búsqueda de un plan óptimo de expansión. Ya que es posible que ciertas inversiones resulte factible realizarlas en momentos que no sean el primer año de planeamiento [16].

En la Figura 1.2 se ejemplifica el tipo de inversión que se realiza en planificación estática. El horizonte de planificación debe ser conocido, y todo el reforzamiento del ST se realizará en base a un solo escenario situacional. En el cual estarán incluidos todos los proyectos del plan de expansión de la generación, los cuales serán ejecutados en el primer año de la planificación. Del estudio de proyección de la demanda eléctrica se tomará el dato del último

año de planificación de tal forma que el sistema se encuentre adecuado para ese escenario de carga. El modelo de planificación desarrollado tomó en consideración, dentro de sus escenarios situacionales, una planificación estática con horizonte de 10 y 15 años, con el fin de resaltar la importancia de proyección de la demanda.



Figura 1.2. Enfoque de Planificación: estático

1.3.4.2. Enfoque Cuasi-Estático

Una de las principales interrogantes al momento de realizar la expansión de los ST, es en qué momento realizar la inversión, un modelo de planificación estática no nos da respuesta a esta interrogante, ya que toda inversión se realiza en el primer año del proyecto. La planificación cuasi-estática y dinámica involucra la variable del tiempo en el problema de optimización. Sin embargo, la planificación cuasi-estática se la puede separar en problemas estáticos independientes para tratar la variable del tiempo. Por lo que este enfoque consiste en dividir el horizonte de planificación en etapas de tiempo de la misma extensión. Dicho criterio determinaría proyectos óptimos para cada etapa. Cabe recalcar que el tamaño y la complejidad del problema aumenta debido a la extensa cantidad de variables y restricciones que incorpora este tipo de planificación. Existe tres formas de afrontar el problema cuasi-estático. (1) “Hacia adelante”, la cual considerará los resultados de la etapa anterior como datos de entrada para la siguiente. (2) “Hacia atrás”, la cual encontrará una solución para la etapa final y a partir de esta encuentra soluciones a los problemas estáticos de etapas anteriores. (3) “Hacia adelante y hacia atrás”, combina las características de los dos primeros métodos [11].

En la siguiente figura se ilustra de forma gráfica el enfoque de una planificación cuasi-estática “hacia adelante”. Se puede notar que el problema de planificación puede ser visto como un conjunto de problemas estáticos resueltos de forma independiente.

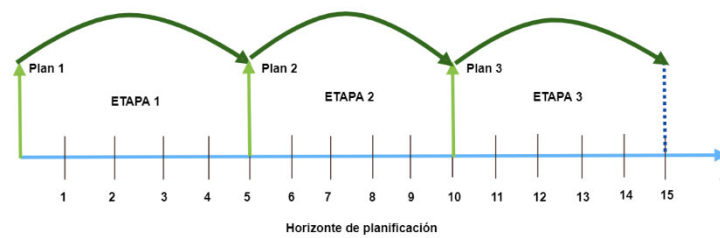


Figura 1.3. Enfoque de Planificación: cuasi-estática (hacia adelante)

En este tipo de problemas es necesario especificar el plan de expansión de la generación, proyección de la demanda, componentes y demás datos de entrada mencionados en el Capítulo 1.3.3. para cada etapa de planificación.

1.3.4.3. Enfoque Dinámico

Este tipo de planificación responde a la interrogante, cuándo es el mejor momento para realizar la inversión, dividiendo el horizonte de planificación en subetapas las cuales formarán parte de un planteamiento general. Se involucra directamente la variable del tiempo en el modelo de optimización. Este planteamiento nos da una visión más realista del SEP desde el punto de vista económico. Esto le otorga una mayor complejidad, ya que su ejecución computacional crece sustancialmente en comparación con los enfoques estático o cuasi-estático. A diferencia de la planificación cuasi-estática, la planificación multietapa no se lo puede dividir en subetapas estáticas. Dependiendo de la complejidad que se le quiera dar al modelo de planificación, el número de subetapas y cantidad de años, días u horas por etapa queda a criterio del planificador [11]. Cuando el número de años por etapa es unitario, la planificación se la suele llamar multianual. Para modelos más complejos cada subetapa puede contar con diferentes divisiones de tiempo las cuales se pueden enfocar al despacho horario de carga [22].

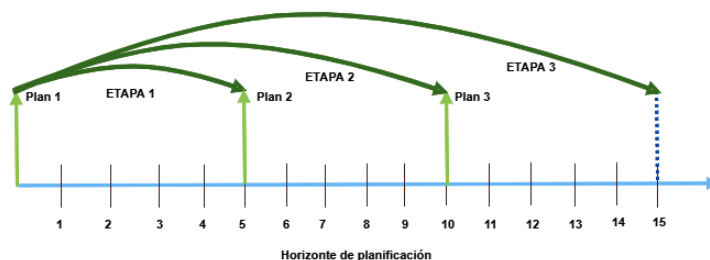


Figura 1.4. Enfoque de Planificación: dinámico

En el proyecto desarrollado se plantea un modelo de expansión del PET con un enfoque estático, y un modelo cuasi-estático modificado, ya que recoge las características de una división del horizonte de planificación en etapas iguales. Sin embargo, el proyecto desarrollado no resolverá la expansión como problemas estáticos independientes, sino que considerará todas las etapas y sus variables en el mismo espacio de solución. Este criterio implica que se pueda encontrar una solución óptima a todo el problema de planificación y no soluciones cuasi-óptimas por etapa. Se considera a su vez restricciones que aseguren la concordancia entre etapas, logrando así que el modelo resuelto nos otorgue una respuesta a la interrogante de, en qué momento realizar una determinada inversión. Dichas inversiones se realizarán al inicio de cada etapa.

1.3.5. MODELACIÓN DE LA DEMANDA Y GENERACIÓN EN LA EXPANSIÓN DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN

El problema de planificación de la expansión de la red de transmisión es un problema a largo plazo, en el cual se debe realizar consideraciones distintas a otros tipos de planes de expansión como generación o distribución. Entre estas distinciones se encuentra la modelación de la demanda eléctrica.

La demanda en la planificación de la transmisión puede ser modelada únicamente con el valor de demanda máxima del sistema, a diferencia de la planificación de la generación. Este tipo de modelamiento se justifica ya que siempre se requiere un sistema de transmisión apto y reforzado para todo tipo de operación [23]. En el presente proyecto la demanda es modelada como cargas nodales o equivalentes fijas. Esto con el fin de representar a grandes o muy grandes consumidores en la red de transmisión. En el caso del sistema de distribución este será representado como grandes cargas nodales. Cabe recalcar que al usar un modelo de flujos de potencia AC se requiere que la demanda sea representada con un valor de potencia tanto activa como reactiva. En el presente proyecto se usaron sistemas de prueba cuyos datos fueron obtenidos de fuentes bibliográficas [11], [13], [15], [24]. Por lo tanto, no se cuenta con datos históricos para una proyección econométrica de la demanda eléctrica basada en parámetros no eléctricos como el PBI, población, tarifas, condiciones climáticas, entre otras. Además, se aplicará un método directo de proyección de la demanda de potencia activa y reactiva, basada únicamente en los datos proporcionados por las fuentes bibliográficas. En cuanto a los escenarios estáticos se aplicó las proyecciones realizadas por otros autores [11], los cuales realizaron un formulación de

crecimiento geométrico. Para verificar el alcance del modelo cuasi-estático planteado se aplicó un método directo tendencial de proyección basado en una tasa de crecimiento compuesto (serie de tiempo exponencial) [15], [25], [26]. Esta proyección será modificada bajo criterio del planificador con el fin de realizar escenarios situacionales. Este método de proyección será aplicable para los escenarios cuasi-estáticos del proyecto, los cuales contarán en cada etapa con un valor pico de demanda. En la siguientes ecuaciones se ilustra la formulación de proyección de la potencia activa.

$$D_{FMW_t} = D_{PMW} \cdot (1 + t_c)^n \quad (1.1)$$

Donde:

- D_{PMW} Demanda de potencia activa y reactiva – primer etapa. [MW].
- D_{FMW_t} Demanda de potencia activa y reactiva futura en la etapa t. [MW].
- t_c Tasa de crecimiento.
- n Años de proyección.

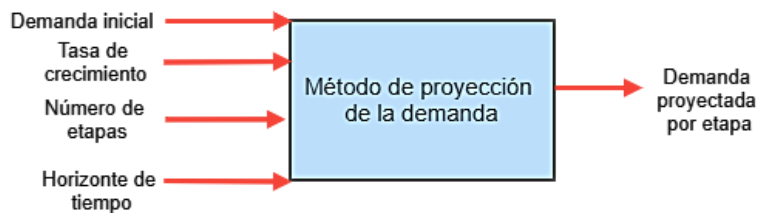
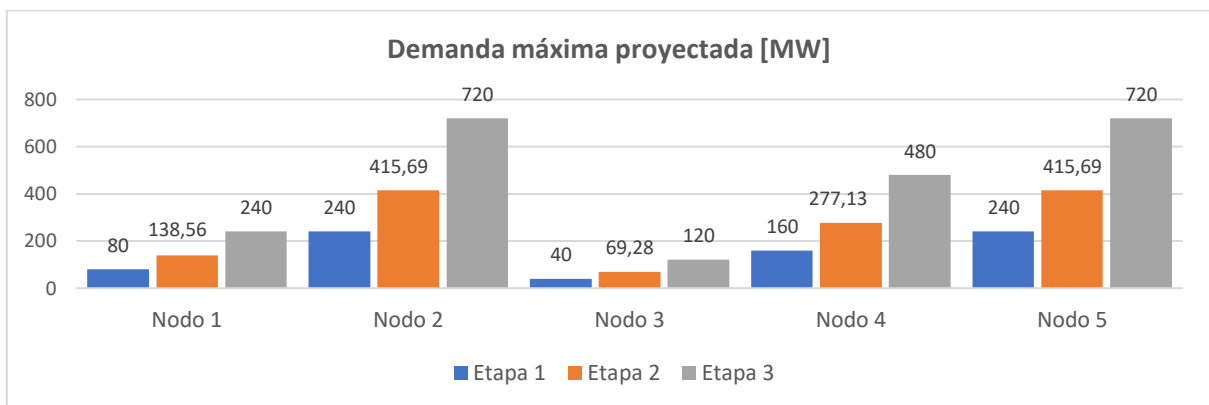


Figura 1.5. Esquema general de proyección de la demanda.



(a)

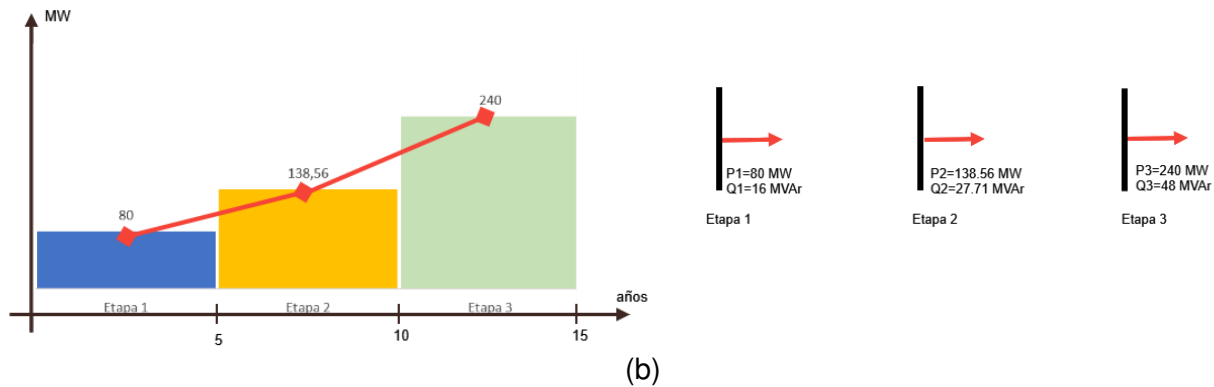


Figura 1.6. Ejemplo de modelación y proyección de la demanda: enfoque cuasi-estático. (a) Proyección de potencia activa, (b) Modelación nodal por etapas de una carga ejemplo.

En las gráficas anteriores se puede evidenciar la modelación y proyección de la demanda de potencia del escenario resuelto en el Capítulo 4.2.5. En el cual se plantea que la demanda crecerá 3 veces el valor de la máxima de su primera etapa. Se debe recalcar que este escenario tiene tres etapas 3 etapas de 5 años cada una, además la demanda de la primera etapa ya es un valor proyectado para 5 años.

Es necesario aclarar que los métodos de proyección de la demanda son aplicables solo para valores de potencia activa, mas no para potencia reactiva. Por tal motivo, para representar nodalmente la carga que consta tanto de valores en MW y en MVar usualmente se emplea un factor de potencia constante para cada etapa de planificación. Esto implica que sea posible caracterizar a cada consumidor o cada carga con valores fijos tanto de potencia activa como reactiva. Los datos obtenidos de fuentes bibliográficas emplean un factor de potencia de 0,98 para cada etapa de planificación, por lo que la demanda de escenarios planteados por el autor usa este valor para cada etapa de planificación. Cabe recalcar que usar un factor de potencia constante para representar la demanda reactiva es un técnica usada en el PME ecuatoriano vigente [5].

El PET al tratarse de una planificación a largo plazo se puede obviar ciertas variables y restricciones asociadas a la operación de corto plazo, las cuales no son muy significativas en la planificación de los sistemas de transmisión a largo plazo. Logrando disminuir el esfuerzo computacional para resolver el problema. Sin embargo, modelos más complejos de la expansión de la transmisión consideran modelos de carga horaria, anual y

restricciones operativas adicionales. En este tipo de planteamiento se requiere un esfuerzo computacional realmente elevado debido al análisis de flujos de potencia interno, que se debe realizar para cada etapa (diaria, mensual, etc.). El tiempo de ejecución de estos algoritmos también es elevado debido a la gran cantidad de poblaciones posibles y la efectividad del softwares de Flujos de Potencia, OPF o Despacho Económico [23].

En el caso de la modelación de la generación estas pueden ser representadas como centrales térmicas para facilitar el tema del despacho de unidades. Ya que tratar estrictamente el tema de despacho hidroeléctrico implica varias consideraciones adicionales. Restricciones como la cantidad de agua turbinable para minimización de costos, la naturaleza estocástica de las afluencias en el sistema, tiempos de arranque o de parada de equipos. Existen otras consideraciones las cuales no se suelen incluir dentro del problema de expansión de la transmisión. Para el presente proyecto, en el caso de centrales hidroeléctricas se considerará escenarios hidrológicos, los cuales afecten su capacidad máxima. Esto se realizará con el fin de comparar los resultados de expansión de la transmisión bajo escenarios secos y húmedos [11]. Cabe mencionar que se realizaron escenarios cuasi-estáticos en los cuales se proyectó la capacidad de generación siguiendo la misma metodología descrita para la proyección de la demanda.

1.3.6. MODELOS MATEMÁTICOS EMPLEADOS PARA EXPANSIÓN DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN

Para tratar todo problema de ingeniería este debe pasar por dos procesos consecutivos, el modelamiento del problema y la metodología o estrategia de solución empleada para su resolución. El proceso de modelación del problema debe ser lo más acorde a la realidad para obtener resultados de calidad, pero el mejoramiento de este modelo implica una mayor complejidad en los métodos de resolución [27]. Los enfoques para PET como el estático cuasi estático o multietapa, pueden ser tratados bajo cualquiera de estos modelos, con las restricciones y consideraciones necesarias.

La literatura sobre la expansión de los sistemas de transmisión aborda el proceso de la representación del sistema de potencia desde dos tipos de modelos, el DC y AC. En estos modelos se han realizado varias modificaciones para tratar el problema desde distintos puntos de vista. El modelo AC es el más realista y completo, por tal motivo, es el de mayor complejidad para su resolución. El modelo DC es el más simple de resolver, pero involucra

varias simplificaciones para su representación. El modelo DC completo es no lineal y recurre a variables de decisión enteras para la toma de decisiones. Por tal motivo se le han realizado modificaciones. Planteando así el modelo DC de transporte, modelo híbrido y disyuntivo. Las ventajas y desventajas de los modelos de “corriente alterna” y “continua” son descritos en la Tabla 1.2 [16].

Los modelos de planificación han sido modificados, especialmente el AC para abordar otras temáticas de ingeniería eléctrica. Algunos de estos tópicos son el planeamiento de reactivos, estudios de estabilidad transitoria, estabilidad de voltaje, costo del bienestar social (minimización de la diferencia entre pago e ingresos de los consumidores) [28]. Además, se han incluido restricciones adicionales para tratar el tema de confiabilidad, seguridad o calidad en los sistemas eléctricos, la discusión de los modelos modificados empleados en la literatura se tratará en el Capítulo 1.3.9.

1.3.6.1. Modelo DC

El modelo DC es de las primeras representaciones que se le da al sistema de potencia, la cual está basada en el uso de flujos de potencia de corriente directa. Este planteamiento consigue relajar la no linealidad de las ecuaciones completas de flujos de potencia AC que involucran funciones trigonométricas a una resta de ángulos [29]. Sin embargo, el modelo DC completo usado para expansión de la transmisión presenta una no linealidad en su formulación, Ecuación (1.4). Por tal motivo se han realizado modificaciones en su planteamiento como son el: modelo de transporte, modelo híbrido, y el modelo disyuntivo, el planteamiento de estos modelos se puede ver en las referencias [23], [30] y [20]. El modelo DC es considerado como un punto de partida para la planificación de los sistemas de transmisión, ya que nos da una primera visión de qué resultados se podrían obtener al resolver el problema de expansión. Para validar dichos resultados es necesario realizar una comparativa con un modelo AC. Esto se efectúa con el fin de que se pueda realizar modificaciones al modelo para que se adapte a la realidad operativa del sistema y evitar transgresiones operativas. Las diferencias principales que pueden existir entre las soluciones de un modelo AC y otro DC radican en la significancia de las simplificaciones. Como son las variables de voltajes nodales y su fuerte relación con la potencia reactiva, así como las pérdidas de potencia en los enlaces de transmisión. A continuación, se presenta la formulación estática de los modelos de corriente directa [23], [27], [30].

1.3.6.1.1. Modelo DC Convencional

El modelo DC original es planteado como un modelo de programación no lineal entero mixto, el cual hace uso de variables de decisión enteras. Las unidades de medida empleadas para voltaje, potencia activa, reactiva y aparente son el Voltio, el MW, el MVar y el MVA, respectivamente, pero al realizar la resolución de flujos de potencia resulta conveniente expresar la siguiente formulación de flujos de potencia en el sistema por unidad usando solamente como base el Voltio y el MVA.

$$\min Z = \sum_{(i,j) \in \Omega_c} c_{ij} \cdot n_{ij} + \alpha \sum_i r_i \quad (1.2)$$

Sujeto a:

$$A \cdot f + g_i + r_i = d_i \quad (1.3)$$

$$f_{ij} - b_{ij}(n_{ij_0} + n_{ij})(\theta_i - \theta_j) = 0 \quad (1.4)$$

$$|f_{ij}| \leq (n_{ij_0} + n_{ij})f_{ij}^{MAX} \quad (1.5)$$

$$0 \leq g_i \leq g_i^{MAX} \quad (1.6)$$

$$0 \leq r_i \leq d_i \quad (1.7)$$

$$0 \leq n_{ij} \leq n_{ij}^{MAX} \quad (1.8)$$

$$-\theta^{min} \leq \theta_i \leq \theta^{MAX} \quad (1.9)$$

$$n_{ij} \in \text{enteros}, \quad f_{ij}, \theta_i \text{ irrestrictos} \quad \forall i \in \Omega_i$$

Donde $c_{ij}, b_{ij}, n_{ij}, n_{ij_0}$ y f_{ij}^{MAX} son respectivamente, el costo de inversión de un determinado enlace en la dirección (i-j) medida en [\$], la susceptancia del enlace en [pu], variable entera que representa el número de enlaces agregados en la dirección (i-j), un vector con el número de enlaces de la topología inicial y el flujo máximo de potencia en [MW]. Las variables eléctricas se las representa en el sistema por unidad para la resolución del problema. Todos los elementos de la función objetivo se encuentran en unidades reales.

Z, A, f, g_i, Ω_c y n_{ij}^{MAX} , respectivamente representan, el valor total de la función objetivo en [\$], la matriz de incidencia elemento-nodo, un vector con los flujos de potencia f_{ij} en [MW], la generación en el nodo i con un valor máximo de g_i^{MAX} [MW], el conjunto de todos los proyectos candidatos y el número máximo de enlaces en la dirección (i-j).

r_i representa el seccionamiento de carga o generación artificial en [MW] en el nodo i, d_i es la demanda en [MW] en el nodo i, Ω_i representa el conjunto de barras del sistema, θ_i

representa el ángulo nodal i y α (Value of Lost of Load) es un valor dado en [\$/MW] empleado en ciertas modelaciones para representar el costo de seccionamiento de carga o el costo de nueva generación, usualmente es un valor realmente alto de tal forma que el modelo no considere factible seccionar en ningún momento carga.

De la formulación anterior se puede notar que el balance de potencia nodal se representa en la Ecuación (1.3). La Ecuación (1.4) representa el flujo de potencia DC a través de los enlaces (i-j), considerando su existencia o no a través de las variables enteras n , cabe recalcar que esta expresión es no lineal por la multiplicación de dos variables de decisión (n_{ij} y θ). La Ecuación (1.5) representa el flujo máximo que puede circular por cada grupo de enlaces de transmisión en la dirección (i-j). Las Ecuaciones (1.6) y (1.9) son restricciones operativas que indican el máximo despacho de generación y la acotación inferior y superior de los ángulos nodales. También se incluye la barra de referencia en el modelo, fijando un valor nulo en su ángulo nodal respectivo. La Ecuación (1.7) representa el límite máximo de seccionamiento de carga o generación artificial en la barra i y la Ecuación (1.8) representa el número máximo de enlaces que se pueden agregar en la dirección (i-j)

1.3.6.1.2. Modelo de Transporte

Cuando se planteó inicialmente el modelo DC se tuvo problemas para enfrentar la no linealidad de su Ecuación (1.4). Por lo tanto, se han desarrollado varios modelos que tratan esta ecuación y dependiendo de cómo se la enfrente se establece un modelo distinto. La primera variación del modelo DC es el modelo de transporte, problema elemental de optimización.

Este modelo considera todas las expresiones planteadas en el Capítulo 1.3.6.1.1, excepto la Ecuación del flujo de potencia DC (1.4). Por lo tanto, el problema se convierte en Lineal Entero Mixto (LEM) y con una complejidad computacional bastante baja. La principal desventaja del modelo de transporte radica en que sus soluciones no necesariamente se adaptan con un flujo de potencia DC, ya que no se tiene ecuaciones que involucren parámetros eléctricos de los enlaces como sus reactancias, solo considera la capacidad máxima de transporte (Ecuación 1.5). Por lo que es muy posible que sus soluciones no sean viables técnicamente.

1.3.6.1.3. Modelo Híbrido

El concepto de modelo híbrido DC puede ser modificado dependiendo de las necesidades del planificador. Sin embargo, una formulación usual que se realiza es una combinación de ciertas características del modelo DC original y el modelo de transporte. Una consideración que se realiza es asumir que la Ecuación (1.3) es satisfecha para cada nodo del sistema. A partir de esta asunción se considera que la Ecuación de flujo de potencia DC (1.4), solamente es satisfecha por los circuitos existentes, para evitar involucrar la variable n_{ij} con los ángulos nodales. Por lo que el modelo híbrido tiene el mismo planteamiento que en el Capítulo 1.3.6.1.1, excepto que las Ecuaciones (1.3) y (1.4) son reemplazadas por las siguientes.

$$A_0 \cdot f^0 + A \cdot f^{new} + g_i + r_i = d_i \quad (1.10)$$

$$f_{ij}^0 - b_{ij}(n_{ij_0})(\theta_i - \theta_j) = 0 \quad ; \quad \forall(i,j) \in \Omega_0 \quad (1.11)$$

$$|f_{ij}^0| \leq (n_{ij_0})f_{ij}^{MAX} \quad ; \quad \forall(i,j) \in \Omega_0 \quad (1.12)$$

$$|f_{ij}^{new}| \leq (n_{ij})f_{ij}^{MAX} \quad ; \quad \forall(i,j) \in \Omega_c \quad (1.13)$$

Se tiene nuevos parámetros como: A_0 que representa la matriz de incidencia elemento-nodo de los enlaces de la topología inicial, f^0 un vector que contiene todos los flujos de potencia f_{ij}^0 en [MW] de los elementos existentes o del conjunto Ω_0 . De forma análoga, A representa la matriz de incidencia elemento-nodo de los proyectos candidatos o del conjunto Ω_c . f^{new} es un vector que contiene los flujos de potencia f_{ij}^{new} de los posibles nuevos enlaces.

Este modelo ya supone un avance en la representación de un sistema DC, sin embargo, aún tiene un falencia, ya que los nuevos enlaces no necesariamente se adaptan a un flujo de potencia DC. Por lo que al simular los planes obtenidos con este modelo puede que existan ciertas discrepancias ya que los nuevos enlaces solo están limitados por su potencia máxima capacidad de transmisión y no por sus características internas como su reactancia.

1.3.6.1.4. Modelo Disyuntivo

El modelo disyuntivo es un problema del tipo Lineal Entero Mixto (LEM) de amplia difusión y aceptación para tratar el PET de forma lineal. Esto se debe a que considera el flujo de

potencia por cada uno de los enlaces del sistema ya sea de la topología inicial o de proyectos candidatos. Esto se debe a un tratamiento de linealización de la Ecuación (1.4) [15], [23], [31]. El cual consiste en separar los flujos de potencia de los enlaces existentes y nuevos, en estos últimos se hace uso de variables binarias en reemplazo de las variable enteras del modelo DC original, lo que a su vez produce un aumento en las dimensiones y complejidad del problema. Su formulación matemática es la siguiente.

$$\min Z = \sum_{(i,j) \in \Omega_c} \sum_{(k) \in K} (c_{ij} \cdot X_{ij,k}) + \alpha \sum_i r_i \quad (1.14)$$

Sujeto a:

$$A_0 \cdot f^0 + A_b \cdot f_k^{new} + g_i + r_i = d_i, \quad \forall k \in K \quad (1.15)$$

$$f_{ij,0} = b_{ij} \cdot n_{ij,0} \cdot (\theta_i - \theta_j), \quad \forall (i,j) \in \Omega_0 \quad (1.16)$$

$$|f_{ij,k} - b_{ij} \cdot (\theta_i - \theta_j)| \leq M(1 - X_{ij,k}), \quad \forall (i,j) \in \Omega_c, \forall k \in K \quad (1.17)$$

$$|f_{ij,0}| \leq f_{ij}^{MAX} \cdot n_{ij,0}, \quad \forall (i,j) \in \Omega_0 \quad (1.18)$$

$$|f_{ij,k}| \leq f_{ij}^{MAX} \cdot X_{ij,k}, \quad \forall (i,j) \in \Omega_c, \forall k \in K \quad (1.19)$$

$$\sum_{(k) \in K} X_{ijk} \leq K_{ij}^{MAX}, \quad \forall (i,j) \in \Omega_c \quad (1.20)$$

$$0 \leq g_i \leq g_i^{MAX} \quad (1.21)$$

$$0 \leq r_i \leq d_i \quad (1.22)$$

$$-\theta^{min} \leq \theta_i \leq \theta^{MAX} \quad (1.23)$$

$$X_{ij,k} \in \{0,1\}, \quad \forall i \in \Omega_i$$

La nomenclatura Ω_c , Ω_0 y K representan respectivamente el conjunto de enlaces candidatos para expansión en la dirección (i-j), el conjunto de enlaces existentes en la topología inicial y el conjunto individual de circuitos candidatos por cada enlace de transmisión (i-j). $X_{ij,k}$ es una variable binaria que representa la inclusión o no de cierto circuito k en la dirección (i-j). f^0 y f_k^{new} representan respectivamente el vector con los flujos de potencia $f_{ij,0}$ en [MW] de los enlaces existentes y el vector con los flujos de potencia de los circuitos candidatos con elementos $f_{ij,k}$. A_b representa la matriz de incidencia elemento-nodo de los todos los circuitos candidatos, considerados como binarios. K_{ij}^{MAX} es un vector con el número máximo de circuitos que se pueden agregar en la dirección (i-j).

Este modelo es completamente lineal, pero presenta una complejidad computacional más elevada, ya que el número de enlaces agregados en la dirección (i-j) ya no es una sola

variable entera sino tantas variable binarias $X_{ij,k}$ como lo permita el parámetro K_{ij}^{MAX} (Ecuación 1.20). La Ecuación (1.17) representa el flujo en las líneas candidatas considerando su existencia a través de la variable binaria $X_{ij,k}$. Cuando esta variable es igual a 1 el circuito k es construido entre las barras (i-j) y la Ecuación (1.17) se convierte en una igualdad de flujo DC. En contraste, cuando $X_{ij,k}$ es cero, el circuito no se incorpora al sistema por lo que la variable de flujo de potencia puede tomar cualquier valor limitado por el parámetro M . El valor de este flujo no tiene ningún significado físico, por lo que se incorporó la Ecuación (1.19) que limita su existencia con su cota máxima de potencia transmitida. El parámetro M se lo suele llamar “big M” [32], y es resultado del proceso linealización del modelo DC el cuál se relaciona con la máxima diferencia angular entre nodos y ayuda a darle flexibilidad al modelo disyuntivo. Usualmente este parámetro M se lo puede expresar de la siguiente forma:

$$M = 2 \cdot \theta^{MAX} \quad (1.25)$$

M debe ser lo suficientemente grande para que no sea necesario incluir una nueva Ecuación para la máxima diferencia angular entre enlaces adyacentes. Ya que valores pequeños provocaría una limitación de flujos por las líneas candidatas y por lo tanto que se incluyan más circuitos. Usualmente se suele asignar un valor de π o $\pi/2$ a M dependiendo de la complejidad y flexibilidad del sistema de prueba.

La Ecuación (1.15) representa el balance de potencia en cada nodo del conjunto Ω_i , la Ecuación (1.16) es el flujo DC de los enlaces existentes Ω_0 . La Ecuación (1.18) indica el flujo máximo que puede ser transmitido por los enlaces existentes. Las Ecuaciones (1.21, 1.22, 1.23) indican los límites de despacho de generación, seccionamiento de carga o nueva generación y límite angular en cada barra, respectivamente.

1.3.6.2. Modelo AC

El modelo AC empleado en la expansión de los sistemas de transmisión son de los tópicos más estudiados en la actualidad en temas de planificación. Esto se debe a la inclusión de nuevas tecnologías en sistemas de potencia como: los “Smart grids”, centrales de generación no convencional o líneas de transmisión DC. Tópicos que requieren el empleo

de modelos cada vez más robustos y completos para obtener resultados de calidad. Los cuales sean acordes a la realidad operativa y estructural del sistema [33].

El modelo AC de planificación emplea las ecuaciones completas de flujos de potencia lo que convierte al problema de optimización en no lineal entero mixto, gran combinatorio y complejo. Se han desarrollado varios métodos y algoritmos para encontrar solución a este problema, sin embargo, ningún método de optimización puede asegurarnos que se obtenga una única solución óptima. Encontrar soluciones a grandes sistemas de prueba aún es un reto para cualquier metodología de optimización y dependiendo de la estrategia y modelo de solución, se pueden obtener cada vez mejores respuestas [33].

La formulación matemática del modelo AC para tratar el PET, puede ser abordada desde varios puntos de vista, pero existen dos formulaciones que han sido ampliamente estudiadas en la literatura. (1) Programación No Lineal Entera Mixta, (2) Problema maestro-esclavo. El primer planteamiento modela el problema de expansión haciendo uso de variables de decisión enteras y su formulación se presentará en el siguiente apartado. El segundo planteamiento es ampliamente usado por los métodos heurísticos, ya que divide el problema de optimización en uno de planificación y otro operacional. En cuanto al problema operacional este suele ser flujos de potencia o flujos óptimos de potencia, con su función objetivo y restricciones características [11] [22] [33].

La función objetivo elemental del PET es la siguiente, la cual puede ser usada para cualquier tipo de modelo AC.

$$\min Z = \sum_{(i,j) \in \Omega_c} c_{ij} \cdot n_{ij} \quad [\$] \quad (1.25)$$

Sujeto a:

A partir de este punto se describirá las restricciones elementales del modelo AC que son usadas para representar al problema del PET como uno de PNLEM [27], [28], [34]. La siguientes expresiones son descritas bajo el sistema por unidad.

$$P_i(V, \theta, n) - P_{G_i} + P_{D_i} = 0 \quad ; \quad \forall i \quad (1.26)$$

$$Q_i(V, \theta, n) - Q_{G_i} + Q_{D_i} = 0 \quad ; \quad \forall i \quad (1.27)$$

$$(n + n_o) \cdot S_{ij}^{desde} \leq (n + n_o) \cdot S_{ij}^{MAX} \quad (1.28)$$

$$(n + n_o) \cdot S_{ij}^{hasta} \leq (n + n_o) \cdot S_{ij}^{MAX} \quad (1.29)$$

$$P_{G_i}^{min} \leq P_{G_i} \leq P_{G_i}^{MAX} \quad ; \quad \forall i \quad (1.30)$$

$$Q_{G_i}^{min} \leq Q_{G_i} \leq Q_{G_i}^{MAX} \quad ; \quad \forall i \quad (1.31)$$

$$V_i^{min} \leq V_i \leq V_i^{MAX} \quad ; \quad \forall i \quad (1.32)$$

$$-\theta^{min} \leq \theta_i \leq \theta^{MAX} \quad ; \quad \forall i \quad (1.33)$$

$$0 \leq n_{(i,j)} \leq n_{ij}^{MAX} \quad , \quad \forall (i,j) \in \Omega_c \quad (1.34)$$

$$n \in \text{enteros} \quad , \quad \theta \text{ irrestricto} \quad (1.35)$$

De la formulación anterior se tiene que P_{G_i} y Q_{G_i} son vectores que contienen la potencia activa y reactiva de generación limitadas por los parámetros $(P_{G_i}^{min}, P_{G_i}^{MAX})$ y $(Q_{G_i}^{min}, Q_{G_i}^{MAX})$. en [MW y MVAR] respectivamente. De forma análoga P_{D_i} y Q_{D_i} contienen vectores con las demandas de potencia activa y reactiva, en [MW y MVAR]. Los términos V_i, θ_i contienen la magnitud y ángulo de los voltajes nodales, limitados por (V_i^{min}, V_i^{MAX}) en Voltios y $(\theta^{min}, \theta^{MAX})$ en grados respectivamente. S_{ij}^{desde} y S_{ij}^{hasta} son vectores que contienen el flujo de potencia aparente en [MVA] en ambos terminales de un enlace (i-j) limitados por el parámetro S_{ij}^{MAX} . Las Ecuaciones (1.26) y (1.27) representan el balance de potencia AC considerando la posible existencia de nuevos elementos representados en la variable entera n . Las potencias de inyección $P_i(V, \theta, n), Q_i(V, \theta, n)$ se encuentran expresada y detalladas en el Capítulo 2.3.2.1 con un enfoque estático y en el Capítulo 2.4.2.1. con un enfoque multietapa. La Ecuación (1.28) y (1.29) representan los límites de flujo de potencia aparente en cada extremo de un enlace (i-j), considerando su existencia. Estas expresiones se encuentran detalladas en el Capítulo 2.3.2.6 y 2.4.2.8 con un enfoque estático y cuasi-estático respectivamente. El punto medular del modelo AC radica en la expresiones del Capítulo 2.3.2.2 que se encuentran contenidas en las Ecuaciones (1.26) y (1.27). Ya que la adición de nuevos enlaces se ven reflejados como admitancias en paralelo (variables enteras) que modifican la matriz admitancia de barra.

En el presente proyecto se propone un modelo AC modificado y aumentado planteado mediante programación no lineal entera mixta, descrito en el Capítulo 2.2 y 2.3. El cual resuelve el problema del PET. El problema de optimización se lo planteó con una sola función objetivo. La cual busca minimizar: costos por inversión y operación de los elementos de transmisión del sistema de potencia. Además, costos operativos por despacho de unidades de generación convencional, costos de operación de posibles nuevas unidades de generación no convencional y elementos de compensación de potencia reactiva.

Tabla 1.2. Ventajas y desventajas de los modelos AC y DC en el PET [16].

	Modelo de PET – DC	Modelo de PET - AC
Ventajas	<p>La representación de la red usa flujos de potencia DC.</p> <p>El esfuerzo computacional es mucho más ligero. Incluye simplificaciones que reduce el tiempo de resolución del problema.</p> <p>Puede ser resuelto por una gran cantidad de técnicas de optimización.</p> <p>Da una primera visión de los posibles proyectos candidatos que se incluirían en la planificación.</p>	<p>Considera variables de potencia reactiva y voltajes en el modelo de planificación.</p> <p>El planeamiento de potencia reactiva puede ser considerado en el PET para disminuir el número de enlaces de transmisión.</p> <p>Las pérdidas de potencia son consideradas.</p> <p>Componentes como FACTs y compensadores estáticos pueden ser incluidos.</p> <p>Puede ser usados para estudios como estabilidad de voltajes, seguridad, confiabilidad.</p> <p>Suele aplicarse para ranquear varias soluciones factibles para un mismo problema.</p>
Desventajas	<p>La potencia reactiva no está involucrada.</p> <p>Se considera voltajes de 1.0 p.u. en todos los nodos del sistema.</p> <p>El plan de expansión resultado del modelo debe ser reforzado cuando la operación AC es considerada.</p> <p>Es complicada la consideración de pérdidas de potencia.</p> <p>El planificador debe realizar ajustes para que la solución se adapte a la realidad del sistema eléctrico.</p> <p>Es aplicable solo en sistemas de alto voltaje que posean una relación X/R elevada.</p>	<p>Es un problema complejo de gran tamaño de programación no lineal entera mixta.</p> <p>Debe ser resuelto con una técnica de optimización eficiente, ya que suele abordar funciones objetivo de gran tamaño y una gran cantidad de variables.</p> <p>Debe manejar sistemas desconectados, algo muy común en la fase inicial del planeamiento, cuando generadores o cargas aún no están conectadas a la red.</p> <p>La complejidad computacional es realmente elevada, con la posibilidad de divergencia y convergencia local.</p>

1.3.7. MÉTODOS DE SOLUCIÓN PARA EL PROBLEMA DE EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN

El problema del PET es bastante complejo y amplio como para afirmar que existe un único método de solución. Por lo tanto, la literatura ha desarrollado varias técnicas para enfrentar este problema de expansión, las cuales pueden ser aplicadas a enfoques tanto estáticos como dinámicos. Precisamente por la complejidad del problema se recurren a simplificaciones en la representación de la red eléctrica, cuyos resultados de optimización deberán ser comprobadas bajo otros métodos o modelos de planificación. Anteriormente se mencionó que la expansión de los ST es un problema de optimización. El cual tiene como objetivo primordial la minimización de los costos de inversión de los nuevos enlaces de transmisión sujeto a varias restricciones. Para su tratamiento existen tres grandes

grupos de técnicas de solución: métodos clásicos o matemáticos, métodos heurísticos y métodos metaheurísticos. Estos métodos se derivan de una clasificación más amplia la cual es: (1) Métodos exactos, también llamada optimización clásica. Aseguran la existencia de una solución óptima global al problema, pero requieren un tiempo de cálculo y esfuerzo computacional elevado. (2) Métodos no exactos, no aseguran una única solución óptima y existe cierta probabilidad de encontrar una solución factible al problema pero que resulte ser un óptimo local [35].

1.3.7.1. Métodos Matemáticos

Los métodos de solución matemáticos, también llamados clásicos o exactos, consisten en plantear las condiciones del problema por medio de expresiones matemáticas, resueltas mediante procedimientos de cálculo.

La mayoría de los métodos clásicos son basados en gradientes de las funciones del problema de optimización. Para lo cual es necesario que la función objetivo y las restricciones que intervengan en el problema cumplan con las características de continuidad y diferenciabilidad. Esta característica limita la aplicación de estos métodos a problemas de pequeña y mediana escala [35]. El modelo dependiendo de las simplificaciones tomadas en cuenta se lo puede plantear como un problema de Programación lineal (PL), Programación no lineal (PNL), Programación entera mixta (PEM). Por ejemplo, el proyecto desarrollado fue planteado mediante de programación no lineal entera mixta (PNLEM).

Dentro de los métodos matemáticos empleados para resolver el problema del PET se pueden mencionar los siguientes [16]:

- Método del simplex, simplex dual
- Descomposición de Bender y método de Branch & Bound.
- Algoritmo fraccional de Gomory
- Descomposición jerárquica
- Método del punto interior
- Teoría de juegos
- Programación dinámica

1.3.7.1.1. Programación No Lineal Entera Mixta

La programación no lineal entera mixta (PNLEM o MINLP) combina las características y capacidades de la programación lineal entera mixta (MILP) y la programación no lineal (PNL) en un modelo versátil [36].

Esta característica es la que permite que mediante PNLEM se pueda modelar fenómenos reales o los más cercanos a la realidad. La PNLEM es la “raíz” de todos los problemas de optimización [37]. Una formulación muy general de este tipo de programación va acorde con el siguiente planteamiento.

$$\min: Z = f(x, y) \tag{1.36}$$

Sujeto a:

$$c_i(x, y) = 0 \quad \forall i \in E \tag{1.37}$$

$$c_i(x, y) \leq 0 \quad \forall i \in I \tag{1.38}$$

$$x \in X \tag{1.39}$$

$$y \in Y \text{ (entero)} \tag{1.40}$$

La función objetivo $f(x, y)$ es una función del tipo no lineal, aunque esto no es un requisito indispensable. La función c_i , hace referencia a las restricciones de igualdad y desigualdad del problema, donde E y I son los conjuntos de estas restricciones. “ x ” y “ y ” son las variables de decisión del problema. Donde “ x ” es una variable del tipo real y “ y ” del tipo entera, limitadas a un conjunto de restricciones “ X ”, “ Y ” llamadas bounding-box-type [38].

La PNL debido a su gran complejidad ha optado por ciertas condiciones que asegurarían que una solución encontrada es un óptimo global. Pero si el problema de optimización es de gran tamaño, las soluciones factibles podrían converger en un óptimo local. Lo cual a nivel práctico no resultaría un gran problema. Esto se debe a que encontrar una gran variedad de soluciones a un mismo problema permite jerarquizarlas y otorgar más criterios en la toma de decisiones. A continuación, se mencionarán algunas propiedades útiles para optimalidad en problemas de PNL [39, 40].

Si tenemos la siguiente función:

$$\text{Max}_{x \in S} [f(x)] = -\text{Min}_{x \in S} [-f(x)] \tag{1.41}$$

$$\forall x \in \text{conjunto de puntos } S$$

Donde: S es la región factible del problema y “x” es un punto dentro de dicha región.

Diferenciabilidad: Esta propiedad usada en PNL, permite caracterizar los máximos y mínimos (extremos locales) de un problema de optimización, proporcionando condiciones necesarias para la optimalidad. Matemáticamente nos dice que, una función f es diferenciable en x si, cumplen que:

Las siguientes derivadas parciales existen:

$$\frac{\partial f}{\partial x_i}, \forall i \quad (1.42)$$

Teniendo en cuenta que:

$$\lim_{y \rightarrow x} \frac{f(y) - f(x) - \nabla f(x)^T (y - x)}{\|y - x\|} = 0 \quad (1.43)$$

El gradiente de f en x es el vector definido por:

$$\nabla f(x) = \left(\frac{\partial f(x)}{\partial x_1}, \dots, \frac{\partial f(x)}{\partial x_n} \right)^T \quad (1.44)$$

Función diferenciable y continua: Se dice que una función f es continuamente diferenciable en el rango de puntos \bar{x} , si todas sus derivadas parciales son continuas en \bar{x} .

Mínimo global: Dada una función $f(x)$, posee un mínimo global en la región factible S en el punto:

$$x^* \leftrightarrow f(x^*) \leq f(x), \forall x \in S \quad (1.45)$$

Mínimo local: Una función $f(x)$, posee un mínimo local en la región factible S en el rango de puntos \bar{x} , si y solo si existe un número positivo ε , que cumpla:

$$0 \leq \|\bar{x} - x\| \leq \varepsilon, \forall (x \in S) \quad (1.46)$$

Convexidad: Matemáticamente se define a una función convexa a partir del siguiente planteamiento:

Sea:

$$f: S \rightarrow R \tag{1.47}$$

Donde S es un conjunto no vacío de R^n

Dada una función f , se la caracteriza como convexa para la región S , si para cualquier par de puntos x_1 y x_2 que pertenezcan a su región factible, con cualquier escalar λ , cumpla con $0 \leq \lambda \leq 1$ y satisfaga la expresión:

$$f(\lambda \cdot x_1 + (1 - \lambda) \cdot x_2) \leq \lambda \cdot f(x_1) + (1 - \lambda) \cdot f(x_2) \tag{1.48}$$

Se debe mencionar que para funciones convexas el objetivo de la optimización es encontrar un mínimo, pero en caso de tratarse de una función cóncava se busca encontrar un máximo. Por tal motivo, si la Ecuación 1.13 cambia de sentido en su desigualdad la función es cóncava, las siguientes figuras ejemplifican este tipo de funciones.

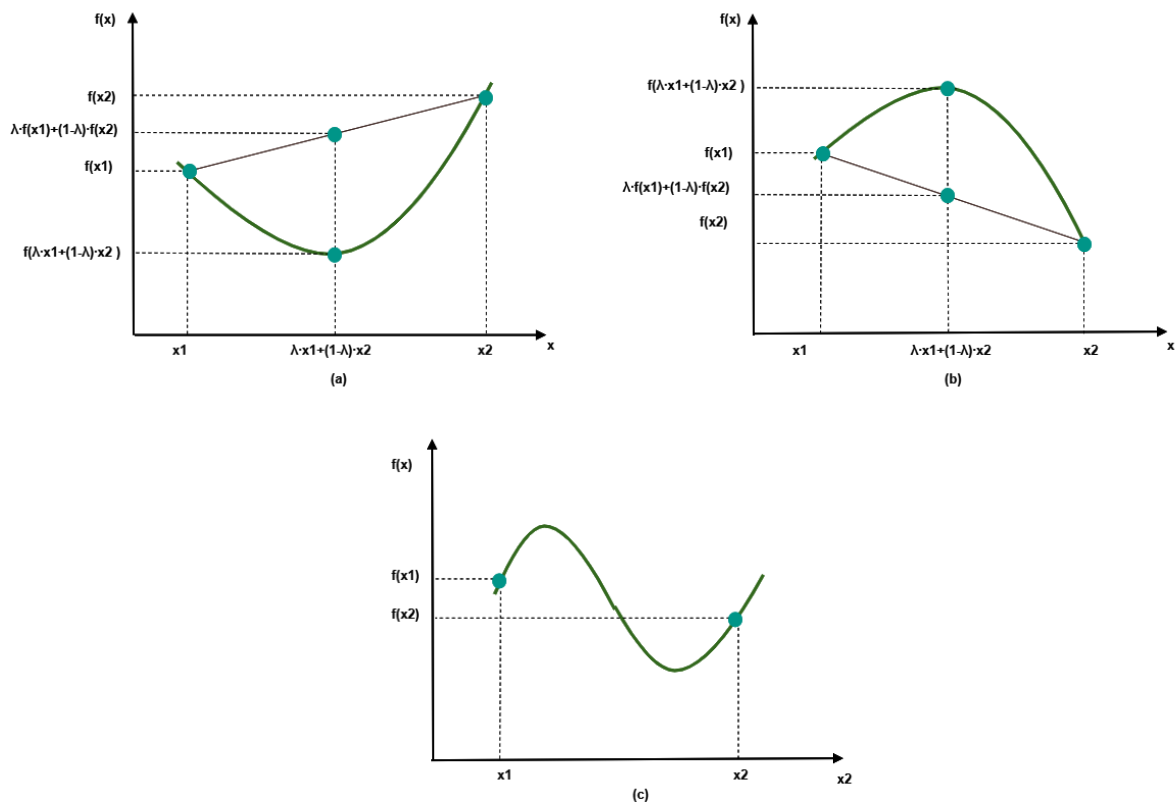


Figura 1.7. Funciones (a) convexa, (b) cóncava, (c) ni cóncava ni convexa

Se debe mencionar que la diferenciabilidad es un concepto local, por lo que solo permite definir aquellos mínimos locales del problema, indicando que no es posible caracterizar

mínimos globales en un problema de optimización. Por lo que la propiedad de convexidad nos aseguraría que la solución encontrada es un óptimo global. Sin embargo, los métodos de solución determinísticos y probabilísticos para encontrar un óptimo global a problemas de PNLEM son bastante limitados. Esto se debe a la complejidad de funciones, al gran tamaño del espacio de búsqueda y la dimensionalidad abrumante de este tipo de problemas. Sin embargo, a nivel práctico o de ingeniería encontrar varias soluciones a un problema de planificación resulta una ventaja. Ya que se puede ranquear las distintas soluciones encontradas, lo cual permitirá al planificador y a los “stakeholders” tener más recursos para una toma de decisiones más acertada. Para encontrar distintas soluciones a un problema de PNLEM de planificación se debe realizar la simulación de escenarios situacionales con el fin de encontrar distintas soluciones a un mismo sistema de prueba.

El subsolver empleado en el presente proyecto lpopot da buenas soluciones para problemas del PNLEM en general. Ya que emplea intrínsecamente métodos de convergencia global, además de un procedimiento de búsqueda, basado en métodos de filtros-lineales, cuyos alcances ya han sido estudiados y se puede confiar en las respuestas dadas por este método de solución [41], [42].

1.3.7.2. Métodos Heurísticos

Los métodos heurísticos están inspirados en la naturaleza. Este tipo de métodos forman parte de los métodos no exactos o no rigurosos. Su concepto básico consiste en generar una población inicial aleatoria, la cual va a ser modificada mediante algún operador o técnica algorítmica con el objetivo encontrar una solución en base a un criterio de convergencia. Es decir, el algoritmo heurístico se ejecuta hasta que no sea posible encontrar una mejor solución. La forma en que cada algoritmo modifica la población distingue a un método en particular de otras técnicas heurísticas de solución [16] [43].

Las técnicas heurísticas son usadas como alternativas a los métodos matemáticos cuando el esfuerzo computacional es muy alto. Se deja de lado el tiempo de ejecución del problema, y la capacidad de encontrar una única solución al modelo de optimización. La estructura básica de los métodos heurísticos es descrita en la siguiente Figura 1.8.

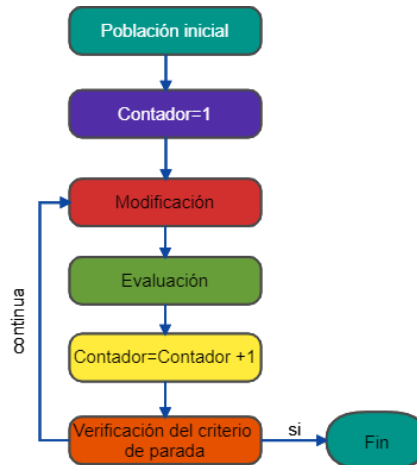


Figura 1.8. Estructura general de los métodos heurísticos [43]

1.3.7.3. Métodos Metaheurísticos

Las soluciones obtenidas por los algoritmos heurísticos podrían considerarse factibles, pero no se garantizan que sean óptimos globales. Por tal motivo han sido combinadas con técnicas matemáticas, estableciendo así los métodos metaheurísticos. Los cuales obtienen soluciones óptimas y cuasi-óptimas más confiables a grandes problemas combinatoriales. Sin embargo, el esfuerzo computacional de estas técnicas es elevado en comparación con los métodos heurísticos, pero su algoritmo es más confiable y puede ser usado para resolver problemas de gran tamaño [12] [15]. Algunas de las técnicas heurísticas y metaheurísticas empleadas para resolver el PET mono y multiobjetivo son:

- Algoritmo genético mono-objetivo, algoritmo genético no dominado de clasificación multiobjetivo.
- Colonia de hormigas.
- Algoritmo de miel de abeja y caos
- Redes neuronales artificiales
- Sistema artificial inmune
- Evolución diferencial
- Sistemas expertos
- Algoritmo de salto de rana
- Búsqueda aleatoria
- Procedimientos de búsqueda adaptativa “greedy” (GRASP)
- Búsqueda armónica

- Enjambre de partículas (PSO)
- Búsqueda tabú
- Algoritmo de “recocido” simulado (Simulated Annealing)

En la siguiente tabla se describe algunas de las ventajas y desventajas entre los métodos matemáticos y heurísticos [16] [43].

Tabla 1.3. Ventajas y desventajas de los métodos matemáticos y heurísticos.

	Métodos matemáticos	Métodos heurísticos
Ventajas	<p>La solución encontrada es global, siempre y cuando se empleen técnicas adecuadas de solución o se emplee un modelo de optimización simplificado.</p> <p>El tiempo de resolución es bajo cuando se trata de problemas de pequeña y mediana escala.</p> <p>Existen herramientas computacionales de modelado matemático que implementan estos métodos de forma directa.</p> <p>Los problemas por resolver son vistos como problemas de optimización, con variables de entrada, restricciones y variables de salida, cuyo modelo es de fácil interpretación, ya que obedecen reglas matemáticas.</p> <p>Son métodos determinísticos que aseguran la convergencia y factibilidad de un problema.</p>	<p>Estos métodos son relativamente simples de usar y pueden abarcar funciones objetivo más complejas.</p> <p>En estos métodos no es necesario modelar el problema operativo del sistema de potencia mediante programación matemática, ya que los estudios del SEP (despacho económico, flujos de potencia, OPF) pueden ser analizado con un software especializado (Ej.: PowerFactory, MatPower), cuyas respuestas sirvan de entrada en el método principal de planificación.</p> <p>Se pueden emplear en estudios dinámicos, como estabilidad.</p> <p>Permiten ranquear las soluciones obtenidas, de tal forma que el planificador tenga varios criterios de decisión.</p>
Desventajas	<p>Adaptar un conjunto de restricciones en un modelo de programación matemático puede resultar desafiante y puede no ser eficaz para problemas de gran escala.</p> <p>Para insertar nuevas restricciones, el modelo debe reorganizarse y nuevas ecuaciones deben ser incluidas.</p> <p>Estos métodos presentan dificultades en estudios dinámicos como análisis de estabilidad.</p> <p>Estas técnicas solo entregan una solución al problema, por lo que es necesario simular varios escenarios con el fin de comparar distintas soluciones a un problema.</p> <p>La complejidad del PET y del modelo AC hacen que estas técnicas sean limitadas.</p>	<p>La solución óptima es encontrada en base a aproximaciones y el tiempo de simulación usualmente es alto.</p> <p>Es posible encontrar una solución óptima local en vez de una solución global.</p> <p>La posibilidad de divergencia es bastante más alta que en los métodos matemáticos.</p> <p>Dado su naturaleza iterativa basada en la modificación de una población inicial en cada iteración se puede encontrar una nueva solución. Lo cual desafortunadamente si el problema se resuelve nuevamente, no se garantiza resultados similares. Lo cual podría incurrir en divergencia de soluciones entre distintos métodos heurísticos y métodos matemáticos.</p>

El PET puede ser modificado para tratar distintos criterios de optimización los cuales incluirían nuevas restricciones y variables dentro del modelo. Por lo cual, para su resolución,

es más adecuado emplear métodos heurísticos, siempre y cuando dentro de su implementación se emplee una herramienta intrínseca para resolver el problema de operación. Un objetivo intrínseco del presente proyecto es encontrar hasta qué punto resulta factible emplear métodos de solución analíticos.

1.3.8 DISCUSIÓN SOBRE LOS MODELOS DE PLANIFICACIÓN Y TÉCNICAS DE SOLUCIÓN PLANTEADAS EN LA LITERATURA.

El avance en los modelos de planificación de la expansión de los ST va de la mano con sus técnicas resolución. Antiguamente y debido a las limitaciones computacionales, el modelo DC fue de lo más explorados. Una de las primeras personas en abordar el problema del PET fue Garver, el cual planteó el sistema de prueba más famoso para la expansión de los ST y lo resolvió mediante programación lineal y un algoritmo heurístico [13]. Se estableció como objetivo primordial para este tipo de planificación la minimización de costos de inversión de los nuevos enlaces de transmisión. Los cuales reforzarán el sistema para que este se encuentre adecuado para una determinada proyección de demanda.

Cuando el problema de expansión se lo plantea de tal forma que se desee satisfacer varios objetivos de optimización, el propósito de estos objetivos a veces entra en conflicto entre sí. Por lo tanto, es necesario un planteamiento multiobjetivo. Problema que no pueden ser tratados con las técnicas tradicionales de optimización [16] y por lo tanto se recurre a técnicas heurísticas o metaheurísticas como las mencionadas en el Capítulo 1.3.7.3.

Como punto de partida se tiene el planteamiento de modelos DC, los cuales han sido modificados para ser resueltos con métodos lineales. La referencia [30] propone resolver el problema del PET de forma estática bajo distintos sistemas de prueba de diferente complejidad y tamaño. Se emplearon los modelos DC y sus variaciones como son el modelo de transporte, híbrido y disyuntivo, estableciendo así un comparativo entre los resultados obtenidos con estos modelos. La referencia [30] demostró que, en sistemas de mediano y gran tamaño, los resultados pueden diferir dependiendo del modelo y de la técnica de solución.

La referencia [44] resuelve el problema del PET con un modelo no lineal DC, bajo un enfoque estático y cuasi-estático. El cual hace uso de un algoritmo evolutivo llamado Rebotes Simulados SRA aplicado al Sistema Nacional Interconectado reducido de Ecuador y al Sistema Garver. Concluyendo que el algoritmo utilizado es aplicable a sistemas

complejos y de gran tamaño cuando este sea modelado con las ecuaciones de flujos de potencia DC.

La referencia [15] propone un modelo de PLEM (Programación Lineal Entera Mixta) para resolver el PET, linealizando las expresiones de planificación de flujos de potencia DC. Estableciendo un modelo multianual de expansión aplicado al sistema Garver y al sistema de 39 barras de la IEEE. Concluyendo que un modelo lineal de expansión es aplicable siempre y cuando vaya acompañado de otros estudios, como viabilidad técnica-económica o estudios de seguridad. Una técnica de resolución del PET basada igualmente en PLEM se encuentra la referencia [23] la cual a través del paquete de optimización Gurobi, resuelve el problema del PET y PEG, incluyendo en este modelo un análisis de contingencias “N-1” para los sistemas de prueba usados. De forma similar en la referencia [21] se propone analizar la heurística empleada por Garver (algoritmo constructivo heurístico “CHA”) en un modelo de transporte DC. Resuelto bajo un enfoque estático y multietapa puesto a prueba en distintos sistemas.

Una de las dificultades al tratar con programación lineal al PET es enfrentar las pérdidas de potencia. En la referencia [45] las pérdidas son modeladas como una función lineal a trozos, dependiente de los ángulos nodales, logrando así su inclusión en un modelo de planificación DC. Otra referencia que considera las pérdidas de potencia activa es [46]. La cual plantea un algoritmo de optimización que abarca el cálculo de las pérdidas en función de los ángulos nodales. Esto con el fin de considerar las pérdidas como cargas ficticias en cada barra. Este planteamiento se realizó debido a que se emplea un modelo DC para PET el cual a su vez es resuelto mediante un algoritmo genético modificado.

La aplicación de modelos AC o altamente no lineales para la expansión del PET presenta una gran cantidad de modificaciones en su planteamiento, ya que depende de los objetivos que quiera abordar el planificador. En la referencia [22] se plantea el problema de expansión de una forma no lineal, incluyendo las ecuaciones de flujos de potencia AC, pero no en su forma rectangular. Hace uso de un algoritmo genético para resolver el problema de planificación, pero emplea el método de Gauss-Saidel para la resolución de flujos de potencia, técnica limitada a sistemas de pequeño y mediano tamaño. La referencia [47] aborda un modelo no lineal disyuntivo del PET basado en flujos de potencia DC. El cual es resuelto mediante el solver XPRESS, el algoritmo Branch & Bound, y la metaheurística GRASP con el fin de describir la diferencia entre ambos métodos. La referencia [34] aborda

el problema de expansión con un modelo AC planteando así las ventajas y aplicaciones que tiene este modelo. Para resolver el problema de la expansión empleará la heurística “CHA”. Además, emplea el método del punto interior para resolver el problema de programación no lineal en cada paso del algoritmo. También se plantea la posibilidad de planeamiento de reactivos dentro modelo de expansión.

El problema de expansión del PET puede ser visto de forma independiente en el cual se desee únicamente reforzar el sistema de transmisión. Sin embargo y como se ha mencionado anteriormente se lo puede incluir dentro de otros problemas de planificación del SEP. La referencia [33] propone un proceso de optimización multiobjetivo en que se tiene un problema de planificación y otro de operación con sus respectivas restricciones. Esto se realiza con el fin de poder emplear un algoritmo heurístico modificado de enjambre de partículas (PSO), para resolver el problema de expansión y de planificación de reactivos en redes eléctricas inteligentes. Otro trabajo similar que aborda el mismo problema multiobjetivo de planificación es [11]. En esta referencia los autores plantean resolver el problema con la metaheurística GRASP-PR, procedimiento de búsqueda aleatoria “greedy” (GRASP), con PR (Path Relinking). Obteniendo resultados comparables en ambos procedimientos.

Tratar la planificación de reactivos con el problema de expansión de la transmisión es una práctica muy común cuando se recurre al empleo del modelo AC. Una forma de hacerlo en mediante la optimización multiobjetivo. La cual considera problemas individuales que puedan relacionarse entre sí por medio de un algoritmo de optimización que abarque una técnica distinta para cada proceso del planeamiento. En la referencia [28] se puede evidenciar este aspecto. Se considera tres subproblemas: el costo por inversión en el PET, costo por la planificación de fuentes de potencia reactiva y costo del bienestar social. Dichos procesos emplean algoritmos tales como el PSO para PET y para PPR. Pero estos métodos se encuentran conformando un algoritmo más grande de optimización. El cual basa su criterio de convergencia en términos de índices de confiabilidad. Para tratar este último problema se emplea el método simulativo de Monte Carlo.

El problema de expansión de los ST, tratado de una forma más prolija engloba la incertidumbre de ciertas variables y criterios. Muchos autores para resolver el PET consideran como variable de entrada escenarios de generación establecidos y su plan de expansión, así como la proyección de la demanda. Sin embargo, estos aspectos tienen un

grado de incertidumbre. Lo cual puede afectar al modelo y la resolución del problema de expansión. Según la literatura sobre PET para tratar con la incertidumbre multivariable dentro de un modelo de optimización se tiene 3 categorías. (1) Aproximaciones probabilísticas. (2) Aproximaciones “fuzzy”. (3) Enfoques basados en escenarios [48]. En la bibliografía mencionada se propone resolver el problema de expansión bajo la tercera categoría. La cual emplea un modelo multiobjetivo con un enfoque multietapa y resuelto con un algoritmo genético modificado y toma de decisiones “fuzzy”. Otra referencia que abarca la incertidumbre es [49]. La cual considera incertidumbre tanto para demanda y generación y el problema de PET es resuelto a través de un algoritmo simulativo-heurístico (simheurística). Esto se realiza con el fin de considerar distribuciones de probabilidad para tratar las variables estocásticas. Se empleó el método simulativo de Montecarlo y una metaheurística basada en colonia de hormigas para resolver el problema.

En la actualidad los problemas de expansión se han complicado de tal forma que no existe una única metodología para resolverlos. Dependiendo de su enfoque y su modelo matemático, la estrategia de resolución puede cambiar. Con el avance de las nuevas tecnología y energías no convencionales, el problema de expansión del ST es altamente combinatorial y complejo. En países con una alta penetración de energías renovables, existen redes mixtas de AC/DC debido a la naturaleza de las centrales de generación no convencional. La referencia [50] trata este tipo de problemas. La cual considera no solamente líneas candidatas AC sino DC debido a los grandes sistemas de transmisión con centrales fotovoltaicas y eólicas dentro de la red. El problema de planificación es resuelto mediante el paquete Gurobi.

En el proyecto desarrollado se plantea dentro de objetivos de minimización, el costo por potencia activa despachada por posibles unidades de generación no convencional, modeladas como fuentes de potencia activa. Estas nuevas fuentes deberán competir económicamente con las centrales de generaciones convencionales. Esto con el fin de indicar la necesidad de instalar estas nuevas unidades de generación en puntos cercanos a los centros de carga o nodos previamente habilitados. De igual forma el proyecto desarrollado trata la planificación de potencia reactiva. Esto se realiza con el objetivo de asegurar la calidad de voltaje en los nodos. Se busca la minimización de costos de operativos de estos elementos, tomando como vida útil de los elementos compensadores el horizonte de planificación.

1.3.9. GENERALIDADES DE LAS FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLE NO CONVENCIONAL

Dentro del sistema de generación eléctrica en un SEP, se llaman centrales de energía convencionales a aquellas cuyo recurso primario para la producción de electricidad se basa en el uso combustibles fósiles, gas natural, energía nuclear y plantas hidroeléctricas. Se cataloga como fuentes de energía no convencionales a aquellas que emplean paneles solares o turbinas eólicas. Así como plantas geotérmicas, biocombustibles, biomasa o hidráulica a pequeña escala para la producción de energía eléctrica [51]. El uso de energías renovables a nivel mundial marca un hito en el cambio de la matriz energética. Con el tiempo, este tipo de energías han demostrado ser amigables con el ambiente y rentables a largo plazo. Por tal motivo en el Ecuador y a través del artículo 413 de su constitución, se establece que el estado promoverá la eficiencia energética. Además, se implementarán prácticas y tecnologías amigables con el medio ambiente, fortaleciendo el uso de energías renovables, con un énfasis en las energías no convencionales [52].

La generación solar fotovoltaica, es un tipo de energía renovable la cual aprovecha la energía producida por el sol, concretamente por las partículas que emite llamadas fotones. Estas partículas a través de paneles solares se efectúa un proceso de conversión de energía llamado efecto fotoeléctrico. La electricidad producida de esta forma es de naturaleza continua. Por lo cual es necesario realizar un proceso de inversión de corriente mediante convertidores de potencia para lograr que esta energía pueda ser compatible con la red eléctrica [53]. En muchos aspectos un sistema solar fotovoltaico es visto solamente como una fuente de potencia activa [54]. Sin embargo, debido a criterios de calidad del producto eléctrico y estabilidad de voltaje, es necesaria la producción de potencia reactiva en los puntos de conexión de las centrales fotovoltaicas. Esto ocasiona que este tipo de centrales cuenten con un sistema propio de control de potencia reactiva. Adicionalmente se suelen conectar capacitores para las necesidades de potencia reactiva de la red eléctrica [55]. La energía fotovoltaica tiene ciertas ventajas como instalación civil-eléctrica. Su recurso primario no posee costo alguno. Tienen un riesgo de avería y periodos de mantenimientos cortos lo que aseguraría su confiabilidad en el sistema de potencia. Además, estas instalaciones no producen contaminación. Sin embargo, no poseen una reserva rotante lo cual tiene una gran significancia en análisis dinámicos como estabilidad. Por tal motivo, actualmente se están estudiando nuevas técnicas de almacenamiento de

energía como baterías de respuesta dinámica o electrónica de potencia para respuesta inercial sintética ante variaciones de carga para compensar esta deficiencia [56].

Las centrales que emplean la velocidad del viento como recurso primario en la generación electricidad, son llamadas centrales de energía eólica. Estas emplean aerogeneradores como máquina fundamental en el proceso de conversión de energía. Una clasificación muy general de los aerogeneradores engloba dos grupos: (1) Aerogeneradores de velocidad fija y (2) de velocidad variable. Los de velocidad fija son conectados directamente a la red, mientras que los de velocidad variable son conectados mediante un sistema basado en electrónica de potencia. La incorporación masiva de este tipo de centrales produciría un cambio significativo en el funcionamiento y operación de un SEP. La calidad del producto, niveles de voltaje, estabilidad, transitorios, entre otros, se verían afectados por lo cual sería necesario nuevos métodos y herramientas para simular y calcular el comportamiento de la red [56] [57]. La literatura que aborda la generación eólica menciona que, al tratarse con generadores de inducción, la central absorbe potencia reactiva o genera dependiendo de su tecnología y electrónica intrínseca. Por lo que internamente se suelen emplear bancos de capacitores para tratar la potencia reactiva [58]. El proyecto desarrollado aborda el sistema de potencia desde un análisis de estado estable. Por lo que la posibilidad de generación eólica se la representó como un aporte de potencia activa, cuya necesidad o aporte de reactivos está compensada internamente. Por tal motivo, el planeamiento de reactivos se enfoca principalmente en tratar límites de calidad de voltaje. En proyectos futuros se podría tratar a fondo el planeamiento de reactivos de tal forma que se puedan considerar criterios de inestabilidad de voltaje y hacer uso de las curvas PV o QV.

Solamente las centrales fotovoltaicas y eólicas son abordadas en el presente proyecto, diferenciadas únicamente por el costo de generación del MWh.

En la actualidad debido a la investigación e incorporación masiva de nueva generación renovable, existe una tendencia a disminuir los costos de energía. Esto se debe al abaratamiento de los componentes electrónicos que estas poseen. La energía fotovoltaica en Estados Unidos, para el año 2011 tenía precios nivelados de compra de energía que excedían los 100 \$/MWh. Pero a principios del 2015, los precios más altos llegaban a 50 \$/MWh. En el año 2018 según las muestras tomadas para análisis de costos de energía, los precios en general tomaban valores de 40 \$/MWh, incluso teniendo proyectos que ostentan precios entre 20 y 30 \$/MWh. Los precios de energía cayeron de forma consistente

en 20-30 \$/MWh por año en promedio desde el 2006 al 2012. Del año 2013 al 2016 ha existido un descenso promedio de alrededor de 10\$/MWh [59].

Según el último reporte de la REN21, la industria solar fotovoltaica a nivel mundial menciona que los precios promedio de los módulos fotovoltaicos cayeron un 8% a finales del 2019 y del 2020. De un promedio de USD 0.36 por Vatio-pico [Wp] a 0.33 [Wp], demostrando la tendencia al abaratamiento de precios en este tipo de generación. Además, la tendencia global de los costos nivelados de electricidad de centrales fotovoltaicas ha bajado en un 4% desde la segunda mitad del 2019 hasta inicios del 2020, con un 50 \$/MWh. En el 2020 se tuvieron en licitaciones y subastas de precios de oferta de energía bajos. Siendo el mínimo el visto en Portugal, Abu Dhabi con 13.5 \$/MWh. En países como España estos precios ostentan entre 35 y 43 \$/MWh. En cuanto a la industria eólica onshore desde la segunda mitad del 2019 al mismo periodo del 2020 se tuvo precios nivelados de alrededor de 40 \$/MW, presentando una caída del 17% con respecto al periodo anterior. Esto se debe al aumento de la eficiencia y poder de turbinas, y la reducción de costos de operación y mantenimiento. Las subastas de precios de energía son dependientes de la locación y país en la cual se realice, en el 2020 se tuvieron ofertas en el rango de los 52 a 85 \$/MWh, comparadas con el rango de 25.8 a 82.3 \$/MWh reportado en el 2019 [60].

Se estima que la capacidad instalada de energía eólica aumentará en unos 582 GW en los próximos 10 años. Para el año 2017 la capacidad de generación fotovoltaica global esta sobre los 350 GW. Y para el futuro esta tendencia de instalar centrales no convencionales aumentará. Esto se debe a la reducción de costos en operación, mantenimiento, costos de los componentes electrónicos y aplicación de regulaciones e incentivos [61]. En el presente proyecto se realizará un escenario cuasi-estático en un sistema de prueba en el que sea posible aplicar una reducción de precios de las centrales no convencionales.

1.3.10. POTENCIA REACTIVA EN LA EXPANSIÓN DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN

La potencia reactiva en sistemas eléctricos de potencia es necesaria para la conversión electromecánica de energía en máquinas rotativas. Por tal motivo su tratamiento se encuentra dentro de las competencias que afrontan las entidades que conforman el mercado eléctrico mayorista del país. Con esto se logra que la Planificación de Potencia Reactiva (PPR) o inclusión de nuevos equipos de compensación reactiva se los considere dentro del problema de expansión de los sistemas de transmisión. Este criterio lo menciona

el plan maestro de electricidad, que afirma que para el enfrentar el problema del PET se debe considerar la normativa vigente sobre transacciones de potencia reactiva [5]. La agencia de regulación y control de electricidad, tomando como referencia estudios realizados por el operador nacional del sistema, establecen los límites de nivel de voltaje que debe mantener el transmisor.

Tabla 1.4. Rangos aceptables de variación de voltaje

Nivel de Voltaje	Banda Inferior		Banda Superior	
	Normal	Emergencia	Normal	Emergencia
500 kV	-5%	-8%	5%	7%
230 kV	-5%	-7%	5%	6%
138 kV	-5%	-10%	5%	6%
69 y 46 kV	-3%	-5%	4%	6%

Estos rangos de voltajes implican que, bajo operación normal del sistema, a nivel de transmisión, se tiene una variación aceptable del $\pm 5\%$ del valor nominal de voltaje. El PME menciona una excepción en zonas radiales del sistema de transmisión a 138kV. La cual involucra zonas que no dispongan de generación o recursos necesarios para el control de voltaje. Sus valores mínimos aceptables serán de -7% y -10% para operación normal y emergencia, respectivamente.

El problema de la ubicación de elementos de compensación de potencia reactiva es un problema de optimización. El cual debe responder a las interrogantes: qué tipo de compensación se instalará (capacitiva o inductiva), ubicación de elementos, y dimensionamiento de su capacidad. La función objetivo de este problema de optimización puede plantearse como la minimización de costos de inversión de un conjunto de bancos de compensadores de una determinada capacidad. Además, se puede considerar un número limitado de bancos en los nodos aptos para compensación [40].

Cuando el problema de la expansión de los sistemas de transmisión engloba la planificación de reactivos, es necesario el empleo de un modelo AC para la representación de la red eléctrica. La referencia [28] aborda el problema de planificación de reactivos dentro de un planteamiento multiobjetivo. En este caso la función a minimizar involucra los costos de instalación y costos de operación por MVar de una determinada fuente de potencia reactiva. Su inclusión es posible gracias al uso de variables binarias, pero la PPR está limitada solo a la instalación de capacitores. En las referencias [11] y [33] se divide al problema del PET

en un problema de planificación y otro de operación. El problema de operación plantea como objetivo minimizar costos de seccionamiento de carga tanto activa como reactiva. Pero, este último es visto como la planificación de fuentes de potencia reactiva. Esto se debe a su definición dentro del proceso de optimización, el cual es de encontrar la cantidad de MVAR necesarios para minimizar los costos totales. En el proyecto desarrollado se planteó la función objetivo y su planeamiento de reactivos como costos operativos por MVAR de una determinada fuente. Se realizó una distinción de costos entre capacitores y reactores. Este planeamiento como tal es una función valor absoluto la cual fue linealizada para que cumplan con las funciones de diferenciabilidad de la PNL. El proceso genérico de linealización se presenta a continuación y su aplicación dentro modelo de planificación en el Capítulo 2.2.1.4.

1.3.10.1. Tratamiento del valor absoluto en problemas de optimización

La programación matemática y su implementación puede someterse a modificaciones para tratar problemas que aparentemente violan condiciones de planteamiento. Por ejemplo: una función de maximización puede ser vista como minimización invirtiendo el sentido de la función objetivo. Restricciones de igualdad pueden ser transformadas en desigualdades mediante variables de holgura. Tratar funciones no lineales con variables enteras pueden convertirse en funciones lineales, mediante el uso de variables binarias. Para el planeamiento de reactivos se empleará una técnica de linealización aplicada al tratamiento del valor absoluto. Esta función es no lineal, lo cual no implicaría mayor problema si el modelo planteado es de tipo PNLEM, pero es una función no diferenciable, la cual puede ser modificada de la siguiente manera [62].

Si tenemos un problema de programación no lineal con una función objetivo y restricciones de la siguiente forma:

Minimizar:

$$Z = |C^T \cdot x| \quad (1.49)$$

Sujeto a:

$$A \cdot x = b \quad (1.50)$$

Cabe recalcar que la Ecuación (1.51) abarca todo el conjunto de restricciones a las que se encuentra sometido el problema, ya sean estas de igualdad o desigualdad. C^T hace referencia a costos o peso de inclusión de una determinada variable x .

El equivalente del problema de PNL que involucra las Ecuaciones (1.49) y (1.50) a programación lineal es el siguiente:

Minimizar:

$$Z = y \tag{1.51}$$

Sujeto a:

$$A \cdot x = b \tag{1.52}$$

$$C^T \cdot x \leq y \tag{1.53}$$

$$-C^T \cdot x \leq y \tag{1.54}$$

$$y \geq 0 \tag{1.55}$$

Por lo que esta equivalencia se puede expresar genéricamente de la siguiente forma.

Tabla 1.5. Equivalencia entre PNL y PL para tratar el valor absoluto en optimización.

Programación no lineal		Equivalente Programación Lineal	
$Z = \min \sum_{i=1}^m C_i^T \cdot X $	(1.56.a)	$Z = \min \sum_{i=1}^m y_i$	(1.56.b)
Sujeto a:		Sujeto a:	
$A \cdot X = b$	(1.57.a)	$A \cdot X = b$	(1.57.b)
		$C_i^T \cdot X \leq y_i$	(1.58)
		$-C_i^T \cdot X \leq y_i$	(1.59)
		$y_i \geq 0$	(1.60)

2. METODOLOGÍA

2.1. INTRODUCCIÓN

El objetivo del presente proyecto es plantear un modelo de optimización para la expansión de los sistemas de transmisión de energía eléctrica. El cual pueda ser descrito mediante programación no lineal entera mixta. Los criterios de selección y las restricciones del problema fueron planteados de forma matemática mediante igualdades y desigualdades. Con esto se logra que el método de solución analítico limite su espacio de búsqueda de forma automática. De tal forma que, no haya necesidad de incluir al modelo de planificación en un algoritmo o proceso más grande de resolución.

La Programación No Lineal Entera Mixta (PNLEM) es el tipo de planteamiento más general dentro de los tipos de modelación matemática. Tanto la función objetivo como sus restricciones pueden ser no lineales. Dentro de estos procesos se pueden incluir variables binarias o enteras, de tal forma que el planteamiento se lo visualice como un problema de selección de nuevos elementos. Para el caso de la expansión de los sistemas de transmisión se hará uso de las ecuaciones de flujos de potencia AC. En las cuales las admitancias de la Y de barra fueron modificadas mediante la inclusión de variables enteras. Representando el número necesario de líneas o transformadores que se deban construir entre dos nodos candidatos. Cumpliendo así con las restricciones operativas del sistema, minimización de costos de inversión-operación relacionados con el sistema de transmisión.

2.2. ESQUEMA GENERAL DEL MODELO DE OPTIMIZACIÓN

El modelo matemático de optimización se lo planteó con una sola función objetivo y varias restricciones asociadas al problema. Para que el modelo resulte factible y posea un diseño adecuado es necesario identificar cuáles son los parámetros de entrada del problema. Además, se plantearán los escenarios situacionales en los que se podrían encontrar los sistemas de prueba especificados en el Capítulo 3 y 4. El planteamiento de estos escenarios se debe realizar ya que en el presente proyecto no se considera incertidumbres y se resuelve el problema de optimización de forma analítica. Se reconocerá los parámetros de la función objetivo del problema, cuáles son sus variables de decisión, y los resultados que se esperan obtener al resolver el modelo. La literatura plantea varios procedimientos para aprobar un plan de expansión relacionados con la planificación de los ST en un SEP. En la siguiente figura se muestra cómo se emplea la planificación de los ST en los sistemas

eléctricos tradicionales. La cual involucra la minimización de costos y restricciones operacionales, es decir se considera un ambiente regulado y vertical. En este proceso es necesario el planteamiento del modelo de optimización para las distintas etapas de valoración de resultados. Además de la simulación operativa del SEP de las soluciones obtenidas del modelo. El siguiente diagrama se obtuvo en la referencia [16].

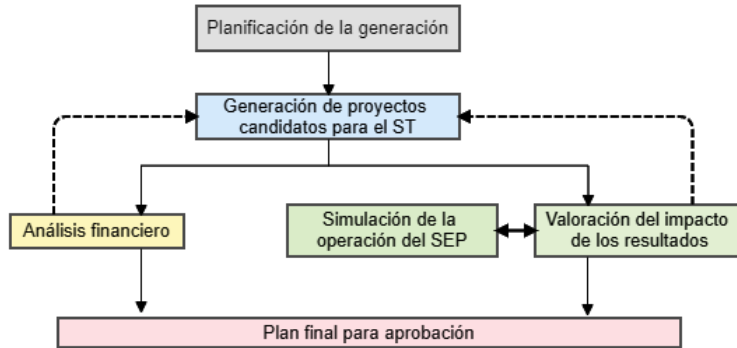
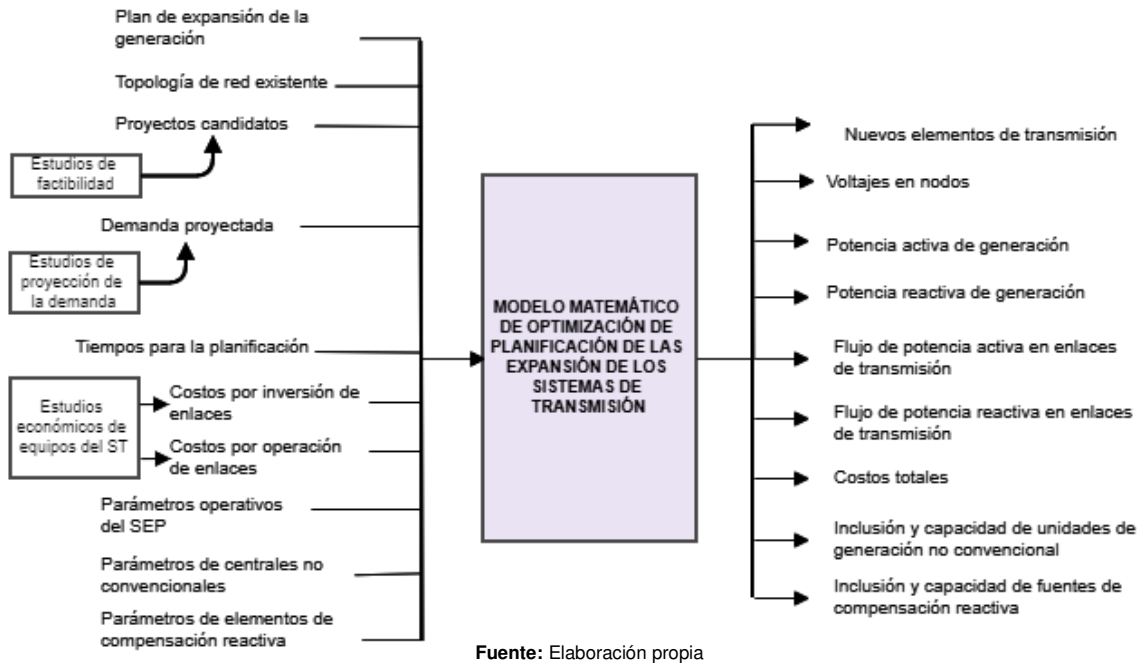


Figura 2.1. Proceso en un ambiente tradicional de los sistemas eléctricos para planificación de la transmisión



Fuente: Elaboración propia

Figura 2.2. Esquema de entrada y salida para el modelo de optimización planteado

El proyecto desarrollado se enfoca en obtener distintos resultados en diversos sistemas de prueba. Los cuales fueron sometidos a distintos escenarios en los que podrían encontrarse. Esto se realizó con el fin de contrastar resultados y validar los diversos planes de expansión

obtenidos. Además, se comprobará su viabilidad técnica y sujeción a las leyes de los circuitos eléctricos mediante su simulación en la herramienta PowerFactory.

2.2.1. PARÁMETROS DE ENTRADA DEL MODELO

En la Figura 2.2 se visualiza el diagrama general del modelo planteado. En este subcapítulo se desglosará el diagrama relacionado con los datos de entrada del modelo, estableciendo qué tipo de parámetro se requiere y los datos relacionados a su tipo.

Tabla 2.1. Datos de entrada para el modelo de optimización planteado

Tipo de parámetro	Datos de entrada
Escenarios de expansión de generación establecidos	Límites de potencia activa
	Límites de potencia reactiva
	Costos por despacho de energía activa
Topología de la red existente y proyectos candidatos	Resistencias de los enlaces de transmisión
	Reactancias de los enlaces de transmisión
	Reactancias shunt de los enlaces de transmisión
	Conjunto de pares de nodos de los proyectos candidatos.
	Tiempos de ejecución de las obras (enfoque multiperiodo)
Proyección de la demanda	Demanda de potencia activa y reactiva al final del periodo de planificación (modelo estático)
	Demanda de potencia activa y reactiva al final de cada etapa de planificación (modelo cuasi-estático)
Tiempos de planificación	Horizonte de planificación del proyecto
	Número de años por etapa (modelo cuasi-estático)
Costos por inversión	Costo de inversión por nuevos enlaces de transmisión
Costos por operación de elementos del sistema de transmisión	Costos anuales de operación de enlaces de transmisión
	Costo de operación fuentes de potencia reactiva
Parámetros limitantes de operación del sistema de potencia	Límites de voltajes en nodos
	Límites máximos de capacidad de transferencia de potencia en enlaces de transmisión
	Límites angulares nodales
Parámetros limitantes de la planificación del ST	Número máximo de enlaces de transmisión entre nodos
Parámetros de centrales de generación no convencional	Límites máximos en MW de las unidades de generación
	Tipo de central, costo del MWh
	Nodos en los que sea posible construir una nueva central
	Límites máximos de las fuentes de compensación reactiva

Parámetros de fuentes de compensación reactiva	Costos de operación de los compensadores en el horizonte de planificación.
---	--

2.2.2. VARIABLES DEL PROBLEMA

Las variables que tiene el problema son aquellas que, al momento de resolver el modelo de optimización, tengan un valor factible dentro de una solución óptima del problema. El modelo de optimización resuelto proporcionará la siguiente información, variables que el método de solución emplea para encontrar una solución factible.

Tabla 2.2. Variables involucradas en el modelo de planificación

Variable	Tipo de variable	Símbolo
Número de enlaces a construir entre dos nodos	Entera	n_{ij}
Número de enlaces en operación entre dos nodos	Entera	m_{ij}
Voltajes Nodales	Continua positiva	V_i
Ángulos Nodales	Continua	θ_i, θ_j
Potencia activa de generación	Continua positiva	P_{G_i}
Potencia reactiva de generación	Continua	Q_{G_i}
Flujo de potencia activa en enlaces de transmisión	Continua	P_{ij}, P_{ji}
Flujo de potencia reactiva en enlaces de transmisión	Continua	Q_{ij}, Q_{ji}
Costos totales	Continua positiva	Z
Despacho de generación de fuentes de energía no convencional	Continua positiva	rP_i
Capacidad de la fuente de compensación reactiva	Continua	rQ_i

2.3. MODELO MATEMÁTICO DE PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN – ENFOQUE ESTÁTICO

Para describir el modelo matemático de expansión tanto desde el enfoque estático como cuasi-estático se empezará con la descripción de la función objetivo y sus implicaciones matemáticas dentro de la programación no lineal. De igual forma se describe las restricciones que tiene el problema, y particularmente en este capítulo se aborda las características mencionadas en el Capítulo 1.3.4.1.

2.3.1. FUNCIÓN OBJETIVO

La función objetivo del modelo estático es un flujo de fondos neto el cual abarca los siguientes costos para minimización:

- Inversión de líneas de transmisión y/o transformadores (nuevos enlaces)

- Operación de enlaces de transmisión nuevos y existentes.
- Despacho de potencia activa de las centrales de generación nuevas o existentes (tratadas como térmicas)
- Posible operación de nuevas centrales de generación no convencional
- Posible operación de elementos de compensación reactiva.

$$\min Z = \sum_{(i,j) \in \omega_c} (C_{invij} \cdot n_{ij}) + \sum_{(i,j) \in \omega} (C_{t-opij} \cdot m_{ij}) + \sum_i J_i \cdot P_{Gi} + \sum_{i \in \Omega_{BPQ}} \beta_{1i} \cdot r_{Pi} + \sum_i |\alpha_{2i} \cdot r_{Qi}| \quad (2.1)$$

Donde:

Z	Suma de costos totales. [\\$]
C_{invij}	Costo total de inversión de un nuevo elemento conectado entre los nodos i-j. [\\$]
ω_c	Conjunto de todos los proyectos candidatos.
ω	Conjunto de todos los proyectos candidatos y existentes.
ω_0	Conjunto de proyectos de la topología inicial.
n_{ij}	Variable entera, cuyo valor indica cuantos elementos nuevos deben implementarse entre los nodos i-j.
C_{t-opij}	Costo total de operación de un elemento conectado entre los nodos i-j en todo el periodo de planificación, valor presente [\\$]
m_{ij}	Variable entera, cuyo valor indica cuantos elementos se encuentran en operación entre los nodos i-j durante el periodo de planificación.
J_i	Costo total de generación de potencia activa en el nodo i. [\$/MW]
P_{Gi}	Potencia activa de generación en el nodo i. [MW]
β_{1i}	Costo de potencia activa por generación no convencional en el nodo i. [\$/MW]
r_{Pi}	Cantidad de potencia activa suministrada por fuentes de energía no convencional en el nodo i. [MW]
α_{2i}	Costo operativo por MVAR de las nuevas fuentes de potencia reactiva en el nodo i en todo el periodo de planificación. [\$/MVAR]
r_{Qi}	Cantidad de potencia reactiva suministrada por compensadores en el nodo i. [MVAR]
Ω_{BPQ}	Conjunto de barras habilitadas para implementación de generación no convencional.
i	Barra de salida del flujo de potencia

j Barra de llegada del flujo de potencia

En la Ecuación (2.1). es necesario detallar cada elemento de la función objetivo. Ya que es necesario que esta tenga la misma unidad de medida y sea coherente su aplicación. Como se mencionó en el Capítulo 1.3.8. es posible aplicar los conceptos de inserción de nuevas unidades de potencia activa, planificación de reactivos y despacho de centrales térmicas al problema de expansión de la transmisión. Sin embargo, fue necesario modificar algunos coeficientes de costos de la función objetivo para que Z pueda ser medida en dólares en tiempo presente.

2.3.1.1. Costos operativos de enlaces de transmisión

La función objetivo plantea el parámetro $C_{t-op_{ij}}$ como costo total por operación de los enlaces de transmisión nuevos y existentes en todo el periodo de planificación. Su unidad de medida es simplemente el dólar. Pero los sistemas de prueba y la información disponible de fuentes bibliográficas plantean el costo operativo de líneas de transmisión y transformadores en costos anuales es decir [\$/año]. Por tal motivo $C_{t-op_{ij}}$, se plantea de la siguiente forma.

$$C_{t-op_{ij}} = \sum_{p=1}^{nt} VP_p \cdot l_1 \cdot C_{O\&M_{ij,p}} \quad (2.2)$$

Donde:

- nt Horizonte de planificación del proyecto. [años]
- l_1 Coeficiente de tiempo. [1 año]
- $C_{O\&M_{ij,p}}$ Costo anual de operación de un enlace de transmisión entre los nodos i - j . [\$/año]
- VP_p Coeficiente del valor presente del año p .

Ya que la función objetivo es medida en dólares, el coeficiente $C_{t-op_{ij}}$ también debe ser medido en dólares. Sin embargo, a nivel económico cada año dentro del horizonte de planificación existe un gasto relacionado con los costos de operación y mantenimiento de los enlaces de transmisión. Por lo cual, cada gasto debe ser referido a tiempo presente para que pueda ser sumado y que la función objetivo sea coherente. Se plantea la siguiente gráfica para ejemplificar los costos de operación e inversión que se realizan en un escenario estático del modelo planteado. El modelo considera que los costos operativos serán solventados después que el mencionado enlace exista.

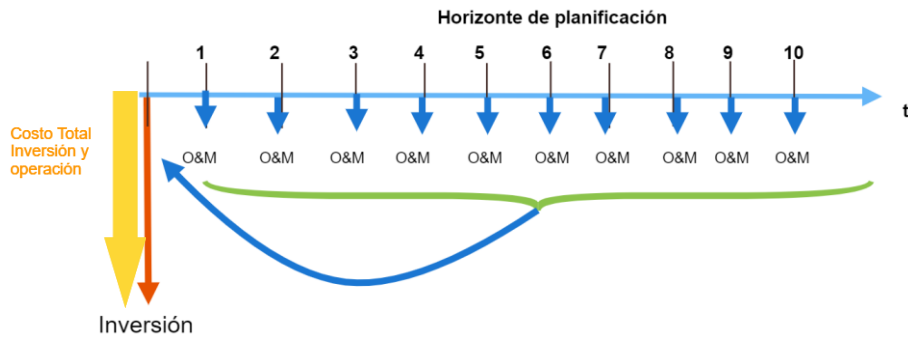


Figura 2.3. Flujo de fondos neto de costos de inversión y operación – modelo estático

Como lo ilustra la Figura 2.3. es necesario referir los costos operativos a tiempo presente a través de una tasa de descuento, por lo que el coeficiente VP_p es expresado de la siguiente forma:

$$VP_p = \frac{1}{(1 + d_p)^{t_p}} \quad (2.3)$$

Donde:

d_p Tasa de descuento anual.

t_p Año en que se realiza el gasto de operación.

Una forma de desglosar la Ecuación (2.2) sería.

$$C_{t-op_{ij}} = 1[\text{año}] \cdot \left(\frac{C_{O\&M_{ij,1}}}{(1 + d_p)^1} + \frac{C_{O\&M_{ij,2}}}{(1 + d_p)^2} + \frac{C_{O\&M_{ij,3}}}{(1 + d_p)^3} + \dots + \frac{C_{O\&M_{ij,nt}}}{(1 + d_p)^{nt}} \right) \quad (2.4)$$

Para facilitar la implementación del modelo se supondrá que los costos operativos anuales no cambian de año a año. Este Costo $C_{t-op_{ij}}$ se ve afectado por el horizonte de planificación del proyecto, y considera la operación de elementos de transmisión ya construidos. Por tal motivo, la función objetivo planteada posee un valor constante inicial. Según recomendación dada por CELEC EP-Transelectric sugiere que los costos $C_{O\&M_{ij,p}}$ que incluyen costos por operación y mantenimiento anuales, sea del 2.5% de la inversión inicial del proyecto [63]. Para proyectos de infraestructura y alcance realizados en Sudamérica se aplica comúnmente una tasa de descuento del 12% [15], [64]. En los sistemas de transmisión al tratarse de proyectos centralizados, cuya ejecución la realiza una única institución se trata de un proyecto público. Por lo que, el uso de una tasa de descuento en proyectos públicos debe velar por el equilibrio costo-beneficio a la sociedad. Es decir que

tanto afecta dicho proyecto en la riqueza de los pueblos [65], [66]. Existen diferentes metodologías propias de cada país para determinar esta tasa de descuento, sin embargo, organizaciones como el Banco Mundial de Desarrollo o el Banco Asiático de Desarrollo emplean tasa alrededor del 10 y 12%. Algo distinto ocurre en países desarrollados cuya tasa de descuento está alrededor del 3 y 5 %.

Cabe recalcar que este primer modelo planteado tiene un enfoque estático por tal motivo la inversión y la puesta en operación de los nuevos elementos de transmisión inicia en el primer momento del proyecto. Esta condición permanecerá invariante durante todo el horizonte de planificación. Por lo tanto, no es necesario hacer distinción entre variables de inversión y operación en la función objetivo. Logrando que m_{ij} de la Ecuación (2.1), pueda ser expresada de la siguiente forma. Esta simplificación no podrá realizarse con un enfoque dinámico.

$$m_{ij} = n_{ij_0} + n_{ij} \quad (2.5)$$

Donde:

n_{ij_0} Número de elementos de transmisión existentes entre los nodos i-j en la topología inicial del proyecto.

2.3.1.2. Costos por generación de potencia activa en unidades convencionales

Todos los costos de la función objetivo deben ser compatibles y poseer la misma unidad de medida. Por tal motivo el parámetro J_i de la Ecuación (2.1), tuvo que pasar por el siguiente procedimiento. Ya que muchas fichas técnicas de centrales térmicas proporcionan el dato de [\$/MBTU], es decir el precio del combustible. Y través de una función de costos es posible encontrar el valor por despachar una determinada una cantidad de MW dado en [\$/hora]. En otras palabras, se tiene un costo horario de la potencia. Es muy usual en despacho de unidades de generación, emplear una función de costos lineal. Por lo que es imperante establecer un valor C_i dado en [\$/MWh] o en [\$/MW-año]. Este valor es muy común encontrarlo en la literatura, y también puede ser dado en [BTU/kWh] "Heat Rate" y un costo de combustible [24], [67]. Durante todo el año se va a tener el mismo despacho de potencia por lo que se considera que no van a existir variaciones de costos operativos. El modelo emplea un despacho de energía anual por lo que solo se realiza un solo gasto al final de cada año. Lo cual significa el costo por producir la misma cantidad de energía todas las horas del año. Teniendo un comportamiento similar al de la Figura 2.3.

$$J_i \left[\frac{\$}{MW} \right] = \sum_p^{nt} VP_p \cdot C_i \left[\frac{\$}{MWh} \right] \cdot 8760[h] \quad (2.6)$$

Se obtiene así un valor J_i , el cual al ser multiplicado por una potencia activa MW, se obtiene solamente un costo en [\$]. Es necesario mencionar al tratarse de una planificación a largo plazo se puede considerar una demanda estática para todo un año, periodo u horizonte de planificación. Por tal motivo el despacho de las centrales de generación es el mismo para cada hora dentro del horizonte de planificación y se realiza para la demanda máxima proyectada del último año de planificación de la etapa analizada. Lo que asegura que el sistema se encuentre reforzado para satisfacer esta demanda en todo momento. Dicha característica es un criterio de seguridad para el sistema. Por lo que el planteamiento da una visión más realista al despacho de unidades en SEP, ya que el algoritmo de solución considera prioritario despachar aquellas unidades más baratas.

2.3.1.3. Costos por generación de potencia activa en unidades no convencionales

Las unidades de generación no convencionales fueron modeladas como fuentes de potencia activa puras, como se mencionó en el Capítulo 1.3.9. Su inclusión dentro del modelo expansión de transmisión no busca tratar el despacho estricto y detallado de este tipo de centrales. Se busca determinar la ubicación factible dentro de los sistemas de prueba en los que resulte óptimo instalarlas. Determinando a su vez la capacidad máxima de este tipo de centrales. Para lograr esto, se tomó en cuenta solamente un valor de oferta α_{1i} , dado en [\$/MWh]. Por lo que las centrales no convencionales, para su inclusión deberán competir económicamente con las centrales convencionales. Su inclusión en la función objetivo es similar a la Ecuación 2.6.

$$\beta_{1i} \left[\frac{\$}{MW} \right] = \sum_p^{nt} VP_p \cdot a_{1i} \left[\frac{\$}{MWh} \right] \cdot 8760[h] \quad (2.7)$$

Usualmente los métodos de Planificación de la Generación no consideran el sistema de transmisión por lo que muchas veces es necesario reformularlo continuamente. Los resultados obtenidos con el presente modelo pueden usarse como retroalimentación del PEG y tomar decisiones más acertadas al momento de la construcción.

Es necesario mencionar que las nuevas fuentes de potencia activa no se pueden agregar en cualquier nodo del sistema de potencia. Sino solamente en aquellos que se encuentren

en el conjunto de barras Ω_{BPQ} . El cual considera como barras aptas para instalación de centrales de energía no convencional, aquellas que no posean una central de generación instalada previamente.

2.3.1.4. Costos por fuentes de compensación de potencia reactiva

El empleo de un modelo AC para expansión de la transmisión permite involucrar la PPR dentro del problema del PET. Pero la PPR puede ser planteada de distintas formas como se menciona en el Capítulo 1.3.8 y 1.3.10. En el presente modelo se plantea este tipo de planificación como una función valor absoluto. La cual fue modificada para que cumpla con los criterios de diferenciabilidad de la programación matemática no lineal.

La razón de tratar la PPR como una función valor absoluto se debe a que en un determinado nodo del sistema es posible requerir un capacitor o un reactor. Los cuales tienen flujos de potencia reactiva opuestos. Pero su inclusión en el SEP siempre implica siempre un costo positivo. En el modelo estático se considera que el costo por PPR se realiza en el primer año de planificación.

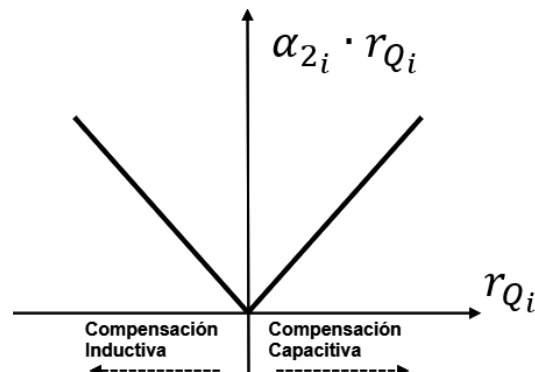


Figura 2.4. Función de costos por fuentes de compensación reactiva [11].

La función de la Figura 2.4. indica que los costos por potencia reactiva es una función dependiente de los MVA_r de la fuente instalada y siempre toman un valor positivo. Involucrar costos de instalación fijos da una visión más realista de la PPR, pero la resolución del problema resulta más compleja [11] [28]. Estos costos fijos podrían abarcar aspectos como: ampliación de las subestaciones eléctricas, costos por nuevos esquemas de barras, interruptores de respuesta dinámica, entre otros.

El tratamiento de funciones valor absoluto en problemas de optimización se detalla en el Capítulo 1.3.10. Aplicando estos conceptos a la PPR dentro del PET se tiene el siguiente equivalente.

Tabla 2.3. Equivalencia entre funciones no diferenciables y diferenciables para tratar la función valor absoluto aplicado a la PPR, enfoque estático

Función no diferenciable		Equivalente diferenciable	
$\min \sum_i \alpha_{2i} \cdot r_{Qi} $	(2.8.a)	$\min \sum_i y_{Qi}$	(2.8.b)
Sujeto a:		Sujeto a:	
$A \cdot X = b$	(2.9.a)	$A \cdot X = b$	(2.9.b)
		$\alpha_{2i} \cdot r_{Qi} \leq y_{Qi}$	(2.10)
		$-\alpha_{2i} \cdot r_{Qi} \leq y_{Qi}$	(2.11)
		$y_{Qi} \geq 0$	(2.12)

Donde:

y_{Qi} Variable auxiliar de linealización del valor absoluto, almacena el valor de costo total de los equipos de compensación reactiva. [\\$]

Las ecuaciones (2.10), (2.11) y (2.12) son restricciones adicionales del problema de expansión, consideradas para tratar la función valor absoluto. Las cuales elevan la complejidad de resolución del problema de optimización. En caso de que no sea posible encontrar una solución factible o que el tiempo de resolución resulte demasiado alto, solamente se consideró compensación capacitiva (positiva) para tratar el problema de bajos niveles de voltaje.

2.3.2. RESTRICCIONES DEL PROBLEMA ESTÁTICO

Una vez determinada la función objetivo del problema se debe mencionar que existen restricciones asociadas al PET como tal. Así como se tiene restricciones operativas del sistema, restricciones asociadas a la expansión de generación no convencional y restricciones asociadas al planeamiento de reactivos. Ya que el problema del PET fue planteado mediante PNLEM los flujos de potencia forman parte de las restricciones del modelo. Uno de los objetivos de incluir nuevas fuentes de potencia y reactiva en el modelo de optimización radica en darle flexibilidad a la convergencia. De tal forma que todos los escenarios y parámetros usados en los sistemas de prueba convergen de forma adecuada, esto se detalla de mejor manera en el Capítulo 2.5.

2.3.2.1. Restricciones de balance de potencia

$$P_i(V, \theta, n) - P_{G_i} + P_{D_i} - r_{iP} = 0 \quad ; \quad \forall i \quad (2.13)$$

$$Q_i(V, \theta, n) - Q_{G_i} + Q_{D_i} - r_{iQ} = 0 \quad ; \quad \forall i \quad (2.14)$$

Donde:

- $P_i(V, \theta, n)$ Potencia activa de inyección en el nodo i. [MW]
- P_{G_i} Potencia activa de generación convencional en el nodo i. [MW]
- P_{D_i} Potencia activa de demanda en el nodo i. [MW]
- r_{iP} Potencia activa de generación no convencional en el nodo i. [MW]
- $Q_i(V, \theta, n)$ Potencia reactiva de inyección en el nodo i. [MVAR]
- Q_{G_i} Potencia reactiva de generación convencional en el nodo i. [MVAR]
- Q_{D_i} Potencia reactiva de demanda en el nodo i. [MVAR]
- r_{iQ} Potencia reactiva de generación por nuevos compensadores en el nodo i. [MVAR]

Las ecuaciones (2.13) y (2.14) representan el balance de potencia activa y reactiva del modelo AC de planificación de expansión de la transmisión. Las cuales a su vez involucran las expresiones de potencia de inyección dependientes de la variable de decisión “n”.

Las expresiones de potencia de inyección se expresan de la siguiente forma:

$$P_i(V, \theta, n) = V_i \cdot \sum_{j \in \Omega_i} V_j \cdot [G_{ij}(n) \cdot \cos(\theta_{ij}) + B_{ij}(n) \cdot \text{sen}(\theta_{ij})] \quad ; \quad \forall i \quad (2.15)$$

$$Q_i(V, \theta, n) = V_i \cdot \sum_{j \in \Omega_i} V_j \cdot [G_{ij}(n) \cdot \text{sen}(\theta_{ij}) - B_{ij}(n) \cdot \cos(\theta_{ij})] \quad ; \quad \forall i \quad (2.16)$$

$$\theta_{ij} = \theta_i - \theta_j \quad ; \quad \forall (i, j) \in \omega \quad (2.17)$$

Donde:

- V_i Valor de voltaje en el nodo de salida i. [V]
- V_j Valor de voltaje en el nodo de llegada j. [V]
- θ_i Valor del ángulo de fase en el nodo de salida i. [°]
- θ_j Valor del ángulo de fase en el nodo de llegada j. [°]

Como se mencionó anteriormente ω representa el conjunto de todos los proyectos candidatos y existentes en la planificación, asociados mediante los subíndices i-j. Las

Ecuaciones (2.15) y (2.16) representan de flujo de potencia AC en forma rectangular. A las cuales se modificó la conductancia y la susceptancia de matriz de admitancia de barra. Esto se realizó con el fin de introducir el problema de la expansión de la transmisión en las expresiones de flujos de potencia.

2.3.2.2. Restricciones de la matriz de admitancia de barra

$$G_{ij}(n) = \begin{cases} G_{i \neq j} = -(n_{ij} \cdot g_{ij} + n_{ij_o} \cdot g_{ij_o}) \\ G_{i=j} = \sum_{j \in \Omega_i} (n_{ij} \cdot g_{ij} + n_{ij_o} \cdot g_{ij_o}) \end{cases} \quad (2.18)$$

$$B_{ij}(n) = \begin{cases} B_{i \neq j} = -(n_{ij} \cdot b_{ij} + n_{ij_o} \cdot b_{ij_o}) \\ B_{i=j} = b_i^{sh} + \sum_{j \in \Omega_i} [n_{ij} \cdot (b_{ij} + b_{ij}^{sh}) + n_{ij_o} \cdot (b_{ij_o} + b_{ij_o}^{sh})] \end{cases} \quad (2.19)$$

$$n_{ij} = n_{ji} \quad , \forall (i, j) \in \omega_c \quad (2.20)$$

Donde:

$G_{ij}(n)$	Conductancias G de la matriz admitancia de barra. [pu]
$B_{ij}(n)$	Susceptancias B de la matriz admitancia de barra. [pu]
$g_{ij}, b_{ij}, b_{ij}^{sh}$	Conductancia, susceptancia y susceptancia shunt de la línea de transmisión o transformador i-j. [pu]
b_i^{sh}	Susceptancia shunt conectada en el nodo i. [pu]
$g_{ij_o}, b_{ij_o}, b_{ij_o}^{sh}$	Conductancia, susceptancia y susceptancia shunt de la línea de transmisión o transformador i-j en la topología inicial del proyecto. [pu]
Ω_i	Conjunto de barras con conexión a la barra i, candidatas y existentes.

Las Ecuaciones (2.18) y (2.19) son las expresiones medulares del modelo de expansión de los ST. Esto se debe a que estas fueron usadas por el método de solución para establecer qué elementos se debieron agregar para reforzar el sistema de transmisión. Cabe recalcar que la matriz admitancia de barra es una matriz simétrica por lo cual fue necesaria la inclusión de la Ecuación (2.20) dentro del modelo. Ya que incluir una línea entre los nodos i-j tiene el mismo significado que agregarla entre los nodos j-i. Esta restricción se la puede construir dentro de G y B mediante estrategias de programación.

2.3.2.3. Restricciones de límites de generación

$$P_{G_i}^{min} \leq P_{G_i} \leq P_{G_i}^{MAX} \quad ; \quad \forall i \quad (2.21)$$

$$Q_{G_i}^{min} \leq Q_{G_i} \leq Q_{G_i}^{MAX} \quad ; \quad \forall i \quad (2.22)$$

Donde:

$P_{G_i}^{MAX}$	Potencia activa de generación máxima en el nodo i. [MW]
$P_{G_i}^{min}$	Potencia activa de generación mínima en el nodo i. [MW]
$Q_{G_i}^{MAX}$	Potencia reactiva de generación máxima en el nodo i. [MVAR]
$Q_{G_i}^{min}$	Potencia reactiva de generación mínima en el nodo i. [MVAR]

El despacho de potencia activa y reactiva de centrales existentes se realiza solamente entre sus límites operativos máximos y mínimos. Para facilitar los cálculos, las restricciones operativas se tratan en p.u.

2.3.2.4. Restricciones de límites de voltajes y ángulos nodales

$$V_i^{min} \leq V_i \leq V_i^{MAX} \quad ; \quad \forall i \quad (2.23)$$

$$-\theta^{min} \leq \theta_i \leq \theta^{MAX} \quad ; \quad \forall i \quad (2.24)$$

Donde:

V_i^{MAX}	Voltaje máximo aceptable en el nodo i. [V]
V_i^{min}	Voltaje mínimo aceptable en el nodo i. [V]

Se puede suponer un límite máximo y mínimo para todos los nodos del sistema, dependiendo de los límites de calidad impuestos por el planificador. Las variables de voltaje tienen una significancia elevada en un modelo AC debido a su estrecha relación con la potencia reactiva.

2.3.2.5. Restricción de límite máximo de enlaces entre nodos

$$0 \leq n_{(i,j)} \leq n_{ij}^{MAX} \quad , \quad \forall (i,j) \in \omega_c \quad (2.25)$$

Donde:

n_{ij}^{MAX}	Número máximo de nuevos elementos que se pueden implementar entre los nodos i-j dentro del conjunto de proyectos candidatos.
----------------	--

El parámetro n_{ij}^{MAX} , si bien se define por criterio del planificador y condiciones establecidas por la empresa de transmisión, este debe tener un valor coherente dentro del sistema de prueba a expandir. Esto se debe a que un valor muy bajo resultaría en la no convergencia del problema, es decir no se encontraría una solución factible al problema. Caso contrario, si este término es muy alto, el espacio de solución es demasiado amplio. Por lo cual el

esfuerzo computacional y el tiempo de ejecución resultan contraproducentes para un modelo de optimización eficiente, existiendo además la posibilidad de no convergencia.

2.3.2.6. Restricción de límite máximo de potencia transmitida

Las líneas de transmisión o transformadores poseen un dato de potencia máxima que puede ser transmitida por el elemento. El cual viene especificado en MVA. Para obtener la cantidad de potencia aparente que circula por el enlace de transmisión es necesario el uso de las ecuaciones de flujo de potencia activa y reactiva en el nodo de “salida” como en el nodo de “llegada”. En un modelo AC estos dos flujos son distintos debido a las pérdidas en el enlace de transmisión.

El modelo AC para tratar los límites máximos de MVA transmitidos por los enlaces, plantea una función raíz cuadrada, (Ecuación 2.27.a y 2.28.a). La cual no puede ser considerada dentro de un modelo de programación no lineal. Esto se debe a que la función raíz cuadrada es no diferenciable y continua en todo su dominio. Lo cual implica la necesidad de modificar las Ecuaciones (2.27.a) y (2.27.b) para tratar esta condición de optimalidad. Esto se logró elevando al cuadrado estas expresiones y usar solamente resultados positivos. La equivalencia se muestra en la Tabla 2.4. Para resolver el problema de expansión se usaron las Ecuaciones (2.26.b), (2.27.b) y (2.28.b) para encontrar la potencia aparente en cada extremo de los enlaces individuales de transmisión.

Tabla 2.4. Equivalencia de restricciones de límites máximos de transferencia de potencia.

Restricciones originales de flujo de potencia		Restricciones modificadas para PNL	
$(n_{ij} + n_o) \cdot S_{ij}^{MAX} \geq \begin{cases} (n + n_o) \cdot S_{ij}^{desde} \\ (n + n_o) \cdot S_{ij}^{hasta} \end{cases}$ $\forall (i, j) \in \omega$	(2.26.a)	$(n_{ij} + n_o) \cdot (S_{ij}^{MAX})^2 \geq \begin{cases} (n + n_o) \cdot (S_{ij}^{desde})^2 \\ (n + n_o) \cdot (S_{ij}^{hasta})^2 \end{cases}$ $\forall (i, j) \in \omega$	(2.26.b)
$S_{ij}^{desde} = \sqrt{(P_{ij}^{desde})^2 + (Q_{ij}^{desde})^2}$	(2.27.a)	$(S_{ij}^{desde})^2 = (P_{ij}^{desde})^2 + (Q_{ij}^{desde})^2$	(2.27.b)
$S_{ji}^{hasta} = \sqrt{(P_{ji}^{hasta})^2 + (Q_{ji}^{hasta})^2}$	(2.28.a)	$(S_{ji}^{hasta})^2 = (P_{ji}^{hasta})^2 + (Q_{ji}^{hasta})^2$	(2.28.b)

Donde:

$$P_{ij}^{desde} = V_i^2 \cdot g_{ij} - V_i \cdot V_j \cdot (g_{ij} \cdot \cos(\theta_{ij}) + b_{ij} \cdot \text{sen}(\theta_{ij})) \quad \forall (i, j) \in \omega \quad (2.29)$$

$$P_{ji}^{hasta} = V_j^2 \cdot g_{ij} - V_i \cdot V_j \cdot (g_{ij} \cdot \cos(\theta_{ji}) + b_{ij} \cdot \text{sen}(\theta_{ji})) \quad \forall (i, j) \in \omega \quad (2.30)$$

$$Q_{ij}^{desde} = -V_i^2 \cdot (b_{ij} + b_{ij}^{sh}) - V_i \cdot V_j \cdot (g_{ij} \cdot \text{sen}(\theta_{ij}) - b_{ij} \cdot \cos(\theta_{ij})) \quad \forall (i, j) \in \omega \quad (2.31)$$

$$Q_{ji}^{hasta} = -V_j^2 \cdot (b_{ij} + b_{ij}^{sh}) - V_j \cdot V_i \cdot (g_{ij} \cdot \text{sen}(\theta_{ji}) - b_{ij} \cdot \cos(\theta_{ji})) \quad \forall (i, j) \in \omega \quad (2.32)$$

P_{ij}^{desde}	Flujo de potencia activa en la LT o transformador en sentido i-j. [MW]
P_{ji}^{hasta}	Flujo de potencia activa en la LT o transformador en sentido j-i. [MW]
Q_{ij}^{desde}	Flujo de potencia reactiva en la LT o transformador en sentido i-j. [MVAr]
Q_{ji}^{hasta}	Flujo de potencia reactiva en la LT o transformador en sentido j-i. [MVAr]
S_{ij}^{desde}	Flujo de potencia aparente en la LT o transformador en sentido i-j. [MVA]
S_{ji}^{hasta}	Flujo de potencia aparente en la LT o transformador en sentido j-i. [MVA]
S_{ij}^{MAX}	Capacidad máxima de transferencia de potencia por la línea o transformador i-j. [MVA]

En la formulación anterior, los flujos de potencia se determinan para cada posible enlace de transmisión ya sea existente o no. Las Ecuaciones (2.29), (2.30), (2.31) y (2.32) calculan el flujo para un solo enlace. Si la línea o transformador de dicho enlace no existe al final de la planificación, este flujo (valor numérico) no tiene ningún significado físico. Por lo cual para evitar un planteamiento erróneo se estableció la Ecuación (2.26) la cual tomará en cuenta solamente los flujos de los enlaces nuevos y existentes para acotar su límite máximo normal de operación. Si al final de la planificación no se incluyó ningún elemento entre los nodos i-j, la Ecuación (2.24) tendrá un valor nulo. Por lo tanto, la cota superior de flujo de potencia aparente de dicho enlace inexistente también será nula.

2.3.2.7. Restricción de límite máximo de nuevas fuentes de potencia activa y reactiva

$$0 \leq r_{P_i} \leq r_{P_i}^{MAX} \quad ; \quad \forall i \in \Omega_{BPQ} \quad (2.33)$$

$$-r_{Q_i}^{min} \leq r_{Q_i} \leq r_{Q_i}^{MAX} \quad ; \quad \forall i \quad (2.34)$$

Donde:

$r_{P_i}^{MAX}$ Límite máximo de potencia activa que podría instalarse en el nodo i. [MW]

$r_{Q_i}^{MAX}$ Límite máximo de potencia reactiva capacitiva que podrían instalarse en el nodo i. [MVAr]

$r_{Q_i}^{min}$ Límite máximo de potencia reactiva inductiva que podrían instalarse en el nodo i. [MVAr]

La Ecuación (2.33) plantea la capacidad máxima que podría tener una central de generación no convencional en un determinado nodo previamente habilitado. La Ecuación (2.34) plantea los límites máximos de MVAr capacitivos e inductivos que podrían instalarse

en un determinado nodo i . Estos límites serán determinantes en la capacidad de los nuevos compensadores.

2.4. MODELO MATEMÁTICO DE PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN – ENFOQUE CUASI-ESTÁTICO

El modelo cuasi-estático de la expansión de los ST, plantea que el horizonte de planificación se divide en un número limitado de etapas, las cuales tengan el mismo número de años, cada una con parámetros y características particulares.

2.4.1. FUNCIÓN OBJETIVO

(2.35)

$$\begin{aligned} \min Z = & \sum_t^{n_e} \sum_{(i,j) \in \omega_c} (Cd_{inv_{ij,t}} \cdot n_{ij,t}) + \sum_t^{n_e} \sum_{(i,j) \in \omega} \left(C_{t-op_{ij,t}} \cdot (m_{ij,t} + n_{ij,0}) \right) + \sum_t^{n_e} \sum_i J_{i,t} \cdot P_{G_{i,t}} \\ & + \sum_t^{n_e} \sum_{i \in \Omega_{BPQ}} (\beta_{1_{i,t}} \cdot r_{P_{i,t}}) + \sum_t^{n_e} \sum_i (|\alpha_{2_{i,t}} \cdot r_{Q_{i,t}}|) \end{aligned}$$

Donde:

- Z Suma de costos totales. [\\$]
- t Etapa o periodo dentro del horizonte de planificación.
- $Cd_{inv_{ij,t}}$ Costo de inversión de un nuevo elemento conectado entre los nodos i - j en valor presente [\\$].
- $C_{inv_{ij,t}}$ Costo de inversión de un nuevo elemento conectado entre los nodos i - j en el periodo t [\\$]
- ω_c Conjunto de todos los proyectos candidatos.
- ω Conjunto de todos los proyectos candidatos y existentes.
- $n_{ij,t}$ Variable entera, cuyo valor indica cuantos elementos nuevos deben implementarse entre los nodos i - j en el periodo t .
- $C_{t-op_{ij,t}}$ Costo total de operación de un elemento conectado entre los nodos i - j en el periodo t , a valor presente. [\\$]
- $m_{ij,t}$ Variable entera, cuyo valor indica cuantos elementos del conjunto ω_c se encuentran en operación entre los nodos i - j , en el periodo t .

- n_{ij_0} Número de elementos de transmisión existentes entre los nodos i-j en la topología inicial del proyecto
- n_e Número total de etapas.
- $J_{i,t}$ Costo total de generación de potencia activa en el nodo i relacionado con el periodo t. [\$/MW]
- $P_{G_{i,t}}$ Potencia activa de generación en el nodo i, en el periodo t. [MW]
- $\beta_{1_{i,t}}$ Costo de potencia activa por generación no convencional en el nodo i, relacionado con el periodo t. [\$/MW]
- $r_{i_P,t}$ Cantidad de potencia activa suministrada por fuentes de energía no convencional en el nodo i, en el periodo t. [MW]
- $\alpha_{2_{i,t}}$ Costo por MVAR de las nuevas fuentes de potencia reactiva en los nodos i, relacionado con el periodo t. [\$/MVAR]
- $r_{i_Q,t}$ Cantidad de potencia reactiva suministrada por compensadores en el nodo i, en el periodo t. [MVAR]
- Ω_{BPQ} Conjunto de barras habilitadas para implementación de generación no convencional.

2.4.1.1. Costos de inversión y operación de enlaces de transmisión

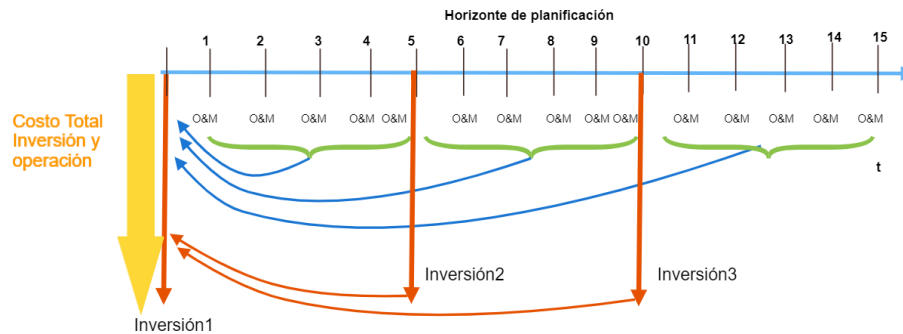


Figura 2.5. Flujo de fondos neto de costos de inversión y operación – modelo cuasi-estático

Debido a que el escenario cuasi-estático considera inversiones que no necesariamente se realizan en el primer año de planificación, es necesario referir las inversiones de etapas posteriores a valor presente para que puedan ser sumadas en la misma función objetivo.

Esta gráfica nos indica que cada inversión se debe trasladar a valor presente, además los costos operativos estarán agrupados según su etapa. Esto da un mayor alcance al modelo

de planificación, ya que es posible caracterizar mejor estos costos. Los costos por inversión son definidos de la siguiente forma.

$$Cd_{inv_{ij,t}} = VP_{cs_p} \cdot C_{inv_{ij,t}}, \forall t \quad (2.36)$$

El coeficiente VP_{cs_p} es usado solo para costos que se realizan en el primer año de cada etapa. Aplicado para costos de inversión de líneas e instalación de compensadores reactivos.

$$VP_{cs_p} = \frac{1}{(1 + dp)^{l_p \cdot (t-1)}} \quad (2.37)$$

Donde:

l_p Número de años de cada etapa de planificación.

En el caso de una tasa de descuento del 12%, en un proyecto con horizonte de tiempo de 15 años con 3 etapas de 5 años, se tendrán coeficientes de: 1.00, 0.5674, 0.3219.

Al igual que en el modelo estático el parámetro $C_{t-op_{ij,t}}$ representa el costo total por operación de los enlaces de transmisión, nuevos y existentes durante el periodo t. En el planteamiento cuasi-estático es necesario distinguir cuales son las variables de inversión y operación. No todas las inversiones se van a realizar en el primer año de planeación, y no siempre va a coincidir el número de elementos invertidos con el número de elementos en operación en todos los periodos de planificación. Por lo tanto, en el modelo cuasi-estático $m_{ij,t}$ y $n_{ij,t}$, son variables distintas. Los costos operativos en cada etapa de planificación se expresan de la siguiente manera.

$$C_{t-op_{ij,t}} = \sum_{p=l_p \cdot (t-1)+1}^{l_p \cdot t} VP_p \cdot l_1 \cdot C_{O\&M_{ij,t,p}} \quad \forall t \quad (2.38)$$

Donde:

l_p Número de años de cada etapa de planificación.

$C_{O\&M_{ij,t,p}}$ Costo anual de operación de un enlace de transmisión entre los nodos i-j, en el periodo t. [\$/año]

2.4.1.2. Costos por generación de potencia activa en unidades convencionales

De forma similar al Capítulo 2.2.1.2., los costos asociados por generación de potencia activa de unidades convencionales, depende de un valor C_i , dado en [\$/MWh]. Cuyas unidades deberán ser tratadas para que la función objetivo no presente conflictos. Es necesario mencionar que el modelo cuasi-estático al ser dependiente del tiempo, en cada etapa de planificación se realizará un redespacho de potencia activa. Ya que es probable que la situación operativa y estructural del SEP cambie en cada etapa. El costo por MWh $C_{i,t}$, deberá ser especificado para cada periodo de planeación. La implementación de los costos $C_{i,t}$, dentro de la función objetivo se realiza de la siguiente forma.

$$J_{i,t} \left[\frac{\$}{MW} \right] = \sum_{p=lp \cdot (t-1)+1}^{lp \cdot t} VP_p \cdot C_{i,t} \left[\frac{\$}{MWh} \right] \cdot 8760[h] \quad \forall t \quad (2.39)$$

La Ecuación (2.39) nos indica que las centrales de generación satisfacen la misma demanda máxima horaria en su correspondiente periodo. Este planteamiento nos permite variar el precio de los combustibles o en general del despacho de energía activa en cada etapa a través del parámetro $C_{i,t}$.

2.4.1.3. Costos por generación de potencia activa en unidades no convencionales

De igual forma que se mencionó en el Capítulo 2.2.1.3., la implementación de centrales no convencionales dentro del modelo de expansión implica determinar su ubicación y capacidad máxima que tendrían dentro del sistema de prueba. Para encontrar una solución factible empleando el modelo de optimización. Este tipo de centrales fueron modeladas como fuentes de potencia activas y su despacho fue reducido solamente a un valor $\beta_{1,i,t}$ dado en [\$/MW]. Es decir, se despachará la misma cantidad de MW en cada hora de cada etapa de planificación lp .

$$\beta_{1,i,t} \left[\frac{\$}{MW} \right] = \sum_{p=lp \cdot (t-1)+1}^{lp \cdot t} VP_p \cdot \alpha_{1,i,t} \left[\frac{\$}{MWh} \right] \cdot 8760[h] \quad \forall t \quad (2.40)$$

Se tiene que $\alpha_{1,i,t}$, es un valor dado en [\$/MWh], el cual puede modificarse para cada etapa de planificación, siendo esta una ventaja de la aplicación del modelo cuasi-estático.

2.4.1.4. Costos por fuentes de compensación de potencia reactiva

Los costos por fuentes de potencia reactiva cumplen el mismo principio establecido en el Capítulo 2.2.1.4 sobre la positividad de costos de operativos por cada MVar despachado, independientemente que la potencia reactiva sea positiva o negativa. Es decir, se tiene la inclusión de la función valor absoluto en el modelo de optimización, ilustrada en la Figura 2.4. Tomando en cuenta las recomendaciones dadas en el Capítulo 1.3.10 para linealizar esta función se tiene la siguiente tabla de equivalencia aplicada al modelo de expansión cuasi-estático. Debido a que los costos por fuentes de potencia reactiva se realizan al inicio de cada etapa, se usará el coeficiente VP_{csp} para referir las cantidades a tiempo presente.

Tabla 2.5. Equivalencia entre funciones no diferenciables y diferenciables para tratar la función valor absoluto aplicado a la PPR, modelo cuasi-estático

Función no diferenciable		Equivalente diferenciable	
$\min \sum_t \sum_i^{n_e} VP_{csp} \cdot \alpha_{2_{i,t}} \cdot r_{Q_{i,t}} $	(2.41.a)	$\min \sum_t \sum_i^{n_e} y_{Q_{i,t}}$	(2.41.b)
s.a.		s.a.	
$A \cdot X = b, etc.$	(2.42a)	$A \cdot X = b, etc.$	(2.42.b)
		$VP_{csp} \cdot \alpha_{2_{i,t}} \cdot r_{Q_{i,t}} \leq y_{Q_{i,t}}$	(2.43)
		$-VP_{csp} \cdot \alpha_{2_{i,t}} \cdot r_{Q_{i,t}} \leq y_{Q_{i,t}}$	(2.44)
		$y_{Q_{i,t}} \geq 0$	(2.45)
$\forall t$			

Donde:

$y_{Q_{i,t}}$ Variable auxiliar de linealización del valor absoluta, almacena el valor de costo total de los equipos de compensación reactiva para cada periodo t. [\$]

Es necesario realizar una distinción entre los valores α_2 , [\$/MVar] del modelo estático y los del cuasi-estático. Ya que este valor para el primer enfoque considera que su vida útil es todo el periodo de planificación Nt , por lo tanto, su operación durará toda la vida del proyecto. Sin embargo, este valor para el enfoque cuasi-estático, debe ser modificado de tal forma que en cada periodo se considere precios coherentes para cada etapa. Ya que si se emplea el mismo valor de α_2 para ambos enfoques, los costos en potencia reactiva en el modelo cuasi-estático resultaría bastante más costosa que en el modelo estático. El modelo cuasi-estático planteado considera costos que se gastan al inicio de cada periodo,

dependientes de los MVar en operación. Por lo que es posible en etapas posteriores a la primera se tenga en operación menos cantidad de MVar en relación con etapas anteriores, lo que se entendería como una desconexión de bancos de compensadores. Esta consideración es razonable y válida ya que se tratan con costos variables por etapas y no se consideran costos fijos de instalación. Lo cual implicaría involucrar variables binarias, complicando aún más el modelo, en el presente proyecto no se trata la PPR de forma estricta. Por tal motivo para establecer el valor $\alpha_{2,cuasi_estático}$, el parámetro $\alpha_{2,estático}$ fue dividido para cada etapa dentro del horizonte de planificación. De tal forma que el planeamiento de reactivos de ambos enfoques presente valores coherentes y comparables.

2.4.2. RESTRICCIONES DEL PROBLEMA CUASI-ESTÁTICO

Las restricciones del modelo cuasi-estático son similares a las del modelo estático, pero aplicadas para cada etapa de planificación. Sin embargo, fue necesario agregar ciertas condiciones propias de programación matemática para tratar el problema cuasi-estático de la expansión.

2.4.2.1. Restricciones de balance de potencia

$$P_{i,t}(V, \theta, m) - P_{G_{i,t}} + P_{D_{i,t}} - r_{P_{i,t}} = 0 \quad ; \quad \forall i, \forall t \quad (2.46)$$

$$Q_{i,t}(V, \theta, m) - Q_{G_{i,t}} + Q_{D_{i,t}} - r_{Q_{i,t}} = 0 \quad ; \quad \forall i, \forall t \quad (2.47)$$

Donde:

- $P_{i,t}(V, \theta, m)$ Potencia activa de inyección en el nodo i , en el periodo t . [MW]
- $P_{G_{i,t}}$ Potencia activa de generación convencional en el nodo i , en el periodo t . [MW]
- $P_{D_{i,t}}$ Potencia activa de demanda en el nodo i , en el periodo t . [MW]
- $r_{P_{i,t}}$ Potencia activa de generación no convencional en el nodo i , en el periodo t . [MW]
- $Q_{i,t}(V, \theta, m)$ Potencia reactiva de inyección en el nodo i , en el periodo t . [MVar]
- $Q_{G_{i,t}}$ Potencia reactiva de generación convencional en el nodo i , en el periodo t . [MVar]
- $Q_{D_{i,t}}$ Potencia reactiva de demanda en el nodo i , en el periodo t . [MVar]
- $r_{iQ,t}$ Potencia reactiva de generación por nuevos compensadores en el nodo i . [MVar]

A su vez:

$$P_{i,t}(V, \theta, m) = V_{i,t} \cdot \sum_{j \in \Omega_i} V_{j,t} \cdot [G_{ij,t}(m) \cdot \cos(\theta_{ij,t}) + B_{ij,t}(n) \cdot \text{sen}(\theta_{ij,t})] \quad ; \quad \forall i, \forall t \quad (2.48)$$

$$Q_{i,t}(V, \theta, m) = V_{i,t} \cdot \sum_{j \in \Omega_i} V_{j,t} \cdot [G_{ij,t}(m) \cdot \text{sen}(\theta_{ij,t}) - B_{ij,t}(n) \cdot \cos(\theta_{ij,t})] \quad ; \quad \forall i, \forall t \quad (2.49)$$

$$\theta_{ij,t} = \theta_{i,t} - \theta_{j,t} \quad ; \quad \forall (i, j) \in \omega, \forall t \quad (2.50)$$

Donde:

$V_{i,t}$ Valor de voltaje en el nodo de salida i, en el periodo t. [V]

$V_{j,t}$ Valor de voltaje en el nodo de llegada j, en el periodo t. [V]

$\theta_{i,t}$ Valor del ángulo de fase en el nodo de salida i, en el periodo t. [°]

$\theta_{j,t}$ Valor del ángulo de fase en el nodo de llegada j, en el periodo t. [°]

Las restricciones de balance de potencia en cada periodo de planificación aseguran que exista un redespacho de potencia tanto activa como reactiva en cada periodo.

2.4.2.2. Restricciones de la matriz de admitancia de barra

$$G_{ij,t}(n) = \begin{cases} G_{i \neq j} = -(m_{ij,t} \cdot g_{ij} + n_{ij_o} \cdot g_{ij_o}) \\ G_{i=j} = \sum_{j \in \Omega_i} (m_{ij,t} \cdot g_{ij} + n_{ij_o} \cdot g_{ij_o}) \end{cases} \quad \forall t \quad (2.51)$$

$$B_{ij,t}(n) = \begin{cases} B_{i \neq j} = -(m_{ij,t} \cdot b_{ij} + n_{ij_o} \cdot b_{ij_o}) \\ B_{i=j} = b_i^{sh} + \sum_{j \in \Omega_i} [m_{ij,t} \cdot (b_{ij} + b_{ij}^{sh}) + n_{ij_o} \cdot (b_{ij_o} + b_{ij_o}^{sh})] \end{cases} \quad \forall t \quad (2.52)$$

$$n_{ij,t} = n_{ji,t} \quad , \quad \forall (i, j) \in \omega_c \quad (2.53)$$

Donde:

$G_{ij,t}(n)$ Conductancias G de la matriz admitancia de barra, en el periodo t. [pu]

$B_{ij,t}(n)$ Susceptancias B de la matriz admitancia de barra, en el periodo t. [pu]

La matriz admitancia de barra en el problema cuasi-estático refleja de una forma más real los cambios estructurales que ocurren en el SEP durante todo el proceso de planificación. Las líneas y/o transformadores nuevos de cada etapa se verán reflejados como admitancias en paralelo dentro de cada elemento de la Y de barra. Para cada etapa de planificación es

posible obtener una matriz admitancia de barra diferente debido a la inclusión de nuevos enlaces.

2.4.2.3. Restricciones de límites de generación

$$P_{G_{i,t}}^{min} \leq P_{G_{i,t}} \leq P_{G_{i,t}}^{MAX} \quad ; \quad \forall i, \forall t \quad (2.54)$$

$$Q_{G_{i,t}}^{min} \leq Q_{G_{i,t}} \leq Q_{G_{i,t}}^{MAX} \quad ; \quad \forall i, \forall t \quad (2.55)$$

Donde:

$P_{G_{i,t}}^{MAX}$ Potencia activa de generación máxima en el nodo i, en el periodo t. [MW]

$P_{G_{i,t}}^{min}$ Potencia activa de generación mínima en el nodo i, en el periodo t. [MW]

$Q_{G_{i,t}}^{MAX}$ Potencia reactiva de generación máxima en el nodo i, en el periodo t. [MVAR]

$Q_{G_{i,t}}^{min}$ Potencia reactiva de generación mínima en el nodo i, en el periodo t. [MVAR]

Existen diferentes límites de potencia de generación para cada etapa de planificación, por lo que es posible introducir la ampliación de la capacidad de generación de las unidades, resultado de un estudio previo sobre la expansión de la generación.

2.4.2.4. Restricciones de límites de voltajes y ángulos nodales

$$V_{i,t}^{min} \leq V_{i,t} \leq V_{i,t}^{MAX} \quad ; \quad \forall i, \forall t \quad (2.56)$$

$$-\theta^{min} \leq \theta_{i,t} \leq \theta^{MAX} \quad ; \quad \forall i, \forall t \quad (2.57)$$

Donde:

$V_{i,t}^{MAX}$ Voltaje máximo aceptable en el nodo i, en el periodo t. [V]

$V_{i,t}^{min}$ Voltaje mínimo aceptable en el nodo i, en el periodo t. [V]

2.4.2.5. Restricción de límite máximo de enlaces entre nodos

$$0 \leq m_{ij,t} \leq n_{ij}^{MAX} \quad , \quad \forall (i,j) \in \omega_c, \forall t \quad (2.58)$$

Donde:

n_{ij}^{MAX} Número máximo de nuevos elementos que pueden implementarse entre los nodos i-j, dentro del conjunto de proyectos ω_c .

Esta restricción indica que el número máximo de elementos que se podría conectar en un determinado periodo es n_{ij}^{MAX} . Es decir, en ningún periodo se podrá instalar elementos que superen este límite y la suma de todos los proyectos nuevos instalados siempre es menor

a n_{ij}^{MAX} . Para que esta restricción tenga un significado estructural en para cada periodo de planificación, fue necesario implementar las siguientes restricciones particulares para el enfoque cuasi-estático.

2.4.2.6. Restricción de mantener enlaces previamente instalados en cada etapa

$$m_{ij,1} \leq m_{ij,2} \leq m_{ij,3} \leq \dots \leq m_{ij,(t-1)} \leq m_{ij,t} \leq n_{ij}^{MAX} \quad \forall (i,j) \in \omega_c \quad (2.59)$$

En el enfoque de planificación cuasi-estático, existe una distinción entre variables de operación para cada periodo. El modelo podría considerar como solución factible la operación de un número distinto de enlaces en un mismo par de nodos (i-j) para cada etapa de planificación. Lo cual podría plantear un inconveniente en la realidad estructural del SEP, en caso de que el número de líneas o transformadores en operación en periodos subsiguientes a periodos anteriores sea menor. Esto indicaría la eliminación de enlaces previamente construidos. Esta posibilidad no es remota, ya que dependiendo del modelo de carga utilizado y de la inclusión de nuevas centrales de generación, la topología del SEP cambia. Por lo que una solución factible podría ser, por ejemplo, que en la primera etapa entren en operación 2 enlaces entre los nodos (1-2). Pero para la segunda etapa resulte óptimo que opere solamente 1 enlace entre los mismos nodos (1-2). Logrando así la eliminación de un elemento. Por tal motivo fue necesaria la inclusión de la Ecuación (2.59), la cual asegura que ningún elemento que ya fue construido en una etapa previa vaya a ser eliminado en etapas posteriores.

2.4.2.7. Restricción para relacionar variables de inversión con operación

Las Ecuaciones de potencia de inyección (2.46), (2.47) introducen las variables de decisión más relevantes en el problema de expansión, las cuales son variables de operación. Pero el criterio principal de la expansión de los ST es la minimización de costos de inversión. Bajo el enfoque cuasi-estático, las variables de inversión y operación son distintas. Con las ecuaciones antes mencionadas obtenemos qué elementos deben operar en cada periodo. Pero es necesario incluir la siguiente restricción para saber qué elementos son nuevos en cada etapa.

$$n_{ij,t} = \begin{cases} m_{ij,t} & ; \forall (i,j) \in \omega_c ; (t = 1) \\ m_{ij,t} - m_{ij,(t-1)} & ; \forall (i,j) \in \omega_c ; (t > 1) \end{cases} \quad (2.60)$$

La Ecuación (2.60) nos indica que los elementos en operación en el primer periodo son los mismos elementos que se deban invertir. En contraste, para etapas posteriores se usa el número de elementos en operación de dicha etapa menos el número de elementos que operaron en la etapa anterior para determinar los elementos nuevos para $t > 1$. En las siguientes gráficas se ilustran ejemplos de aplicación de la Ecuación (2.60), sustentadas con la Ecuación (2.59).

Los siguientes ejemplos son para explicar al lector el funcionamiento práctico de las restricciones antes mencionada. Se tiene un sistema de prueba de dos barras, con un horizonte de planificación de 15 años, con 3 etapas de 5 años cada una, cuyos resultados de expansión se enfocan en un proyecto candidato entre los nodos (1-2).

Ejemplo 1:

Variable de operación (m_{12}): Etapa 1: Una línea en operación; Etapa 2: Dos líneas en operación, Etapa 3: Cuatro líneas en operación

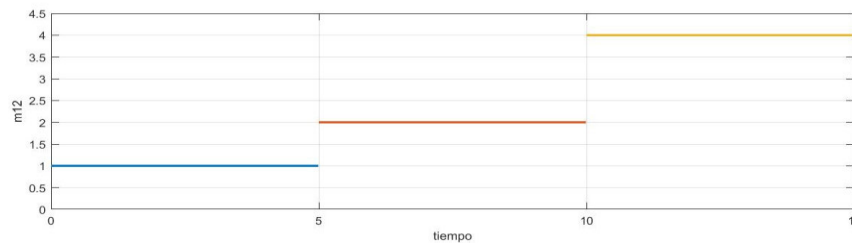


Figura 2.6. Comportamiento de la variable m_{12} en cada periodo de planificación ejemplo 1

Variable de inversión (n_{12}): Etapa 1: Una línea nueva; Etapa 2: Una línea nueva, Etapa 3: Dos líneas nuevas.

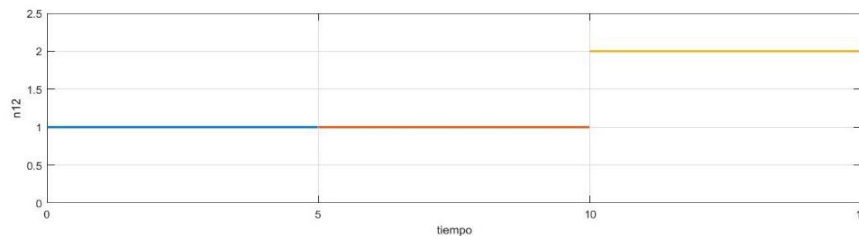


Figura 2.7. Comportamiento de la variable n_{12} en cada periodo de planificación, ejemplo 1

Ejemplo 2:

Variable de operación (m_{12}): Etapa 1: Dos líneas en operación; Etapa 2: Dos líneas en operación, Etapa 3: Tres líneas en operación

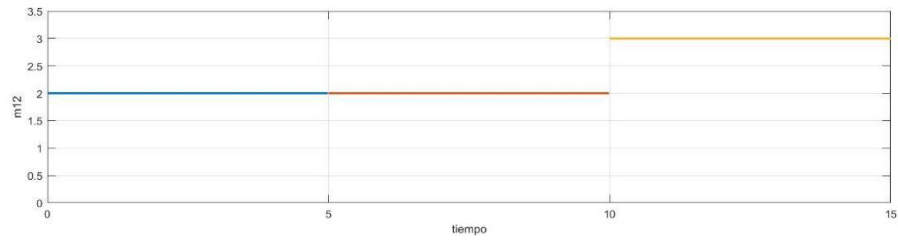


Figura 2.8. Comportamiento de la variable m_{12} en cada periodo de planificación ejemplo 2

Variable de inversión (n_{12}): Etapa 1: Dos líneas nuevas; Etapa 2: Ninguna línea nueva, Etapa 3: Una línea nueva.

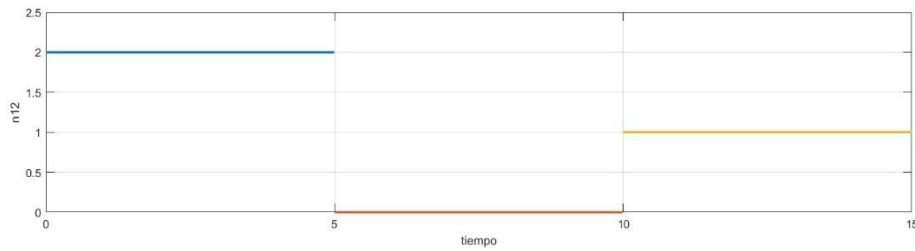


Figura 2.9. Comportamiento de la variable n_{12} en cada periodo de planificación, ejemplo 2

Debido a la Ecuación (2.59) ninguna línea puede ser eliminada en periodos posteriores si ya fue instalada, incluso si ya no existiera una nueva inversión en el periodo subsiguiente. Esto se ilustra en el ejemplo 2, el cual mantiene el mismo número de líneas en operación para los dos primeros periodos, indicando que solo se realizaron inversiones en el primer y en el tercer periodo.

2.4.2.8. Restricción de límite máximo de potencia transmitida

Se realizó un proceso análogo al modelo de PET con enfoque estático, para tratar la no diferenciable completa de la función raíz cuadrada que involucra el límite de potencia aparente de enlaces de transmisión. Se estableció la siguiente equivalencia para tratar estas restricciones, las cuales son aplicadas a cada periodo de planificación.

Tabla 2.6. Equivalencia de restricciones de límites máximo de transferencia de potencia – enfoque cuasi-estático.

Restricciones originales de flujo de potencia		Restricciones modificadas para PNL	
$(m_{ij,t} + n_o) \cdot S_{ij}^{MAX} \geq \begin{cases} (m_{ij,t} + n_o) \cdot S_{ij,t}^{desde} \\ (m_{ij,t} + n_o) \cdot S_{ij,t}^{hasta} \end{cases}$	(2.61.a)	$(m_{ij,t} + n_o) \cdot (S_{ij}^{MAX})^2 \geq \begin{cases} (m_{ij,t} + n_o) \cdot (S_{ij,t}^{desde})^2 \\ (m_{ij,t} + n_o) \cdot (S_{ij,t}^{hasta})^2 \end{cases}$	(2.61.b)

$\forall(i,j) \in \omega$		$\forall(i,j) \in \omega$	
$S_{ij,t}^{desde} = \sqrt{(P_{ij,t}^{desde})^2 + (Q_{ij,t}^{desde})^2}$	(2.62.a)	$(S_{ij,t}^{desde})^2 = (P_{ij,t}^{desde})^2 + (Q_{ij,t}^{desde})^2$	(2.62.b)
$S_{ji,t}^{hasta} = \sqrt{(P_{ji,t}^{hasta})^2 + (Q_{ji,t}^{hasta})^2}$	(2.63.a)	$(S_{ji,t}^{hasta})^2 = (P_{ji,t}^{hasta})^2 + (Q_{ji,t}^{hasta})^2$	(2.63.b)

Donde:

$$P_{ij,t}^{desde} = V_{i,t}^2 \cdot g_{ij} - V_{i,t} \cdot V_{j,t} \cdot (g_{ij} \cdot \cos(\theta_{ij,t}) + b_{ij} \cdot \text{sen}(\theta_{ij,t})) \quad \forall(i,j) \in \omega, \forall t \quad (2.64)$$

$$P_{ji,t}^{hasta} = V_{j,t}^2 \cdot g_{ij} - V_{i,t} \cdot V_{j,t} \cdot (g_{ij} \cdot \cos(\theta_{ji,t}) + b_{ij} \cdot \text{sen}(\theta_{ji,t})) \quad \forall(i,j) \in \omega, \forall t \quad (2.65)$$

$$Q_{ij,t}^{desde} = -V_{i,t}^2 \cdot (b_{ij} + b_{ij}^{sh}) - V_{i,t} \cdot V_{j,t} \cdot (g_{ij} \cdot \text{sen}(\theta_{ij,t}) - b_{ij} \cdot \cos(\theta_{ij,t})) \quad \forall(i,j) \in \omega, \forall t \quad (2.66)$$

$$Q_{ji,t}^{hasta} = -V_{j,t}^2 \cdot (b_{ij} + b_{ij}^{sh}) - V_{j,t} \cdot V_{i,t} \cdot (g_{ij} \cdot \text{sen}(\theta_{ji,t}) - b_{ij} \cdot \cos(\theta_{ji,t})) \quad \forall(i,j) \in \omega, \forall t \quad (2.67)$$

$P_{ij,t}^{desde}$ Flujo de potencia activa en la LT o transformador en sentido i-j, en el periodo t.
[MW]

$P_{ji,t}^{hasta}$ Flujo de potencia activa en la LT o transformador en sentido j-i, en el periodo t.
[MW]

$Q_{ij,t}^{desde}$ Flujo de potencia reactiva en la LT o transformador en sentido i-j, en el periodo t.
[MVar]

$Q_{ji,t}^{hasta}$ Flujo de potencia reactiva en la LT o transformador en sentido j-i, en el periodo t.
[MVar]

$S_{ij,t}^{desde}$ Flujo de potencia aparente en la LT o transformador en sentido i-j, en el periodo t. [MVA]

$S_{ji,t}^{hasta}$ Flujo de potencia aparente en la LT o Transformador en sentido j-i, en el periodo t. [MVA]

S_{ij}^{MAX} Capacidad máxima de transferencia de potencia por la línea o transformador i-j.
[MVA]

2.4.2.9. Restricción de límite máximo de nuevas fuentes de potencia activa y reactiva

El siguiente planteamiento sugiere que en cada etapa de planificación es posible tener una fuente de potencia activa y reactiva de distinta capacidad. Estableciendo así un criterio para las empresas de generación y transmisión de qué elementos instalar y cómo tratarlos progresivamente.

$$0 \leq r_{P_{i,t}} \leq r_{P_{i,t}}^{MAX} \quad ; \quad \forall i \in \Omega_{BPQ}, \forall t \quad (2.68)$$

$$-r_{Q_{i,t}}^{min} \leq r_{Q_{i,t}} \leq r_{Q_{i,t}}^{MAX} \quad ; \quad \forall i, \forall t \quad (2.69)$$

Donde:

$r_{P_{i,t}}^{MAX}$ Límite máximo de potencia activa que podrían instalarse en el nodo i, en el periodo t. [MW]

$r_{Q_{i,t}}^{MAX}$ Límite máximo de potencia reactiva capacitiva que podrían instalarse en el nodo i, en el periodo t. [MVar]

$r_{Q_{i,t}}^{min}$ Límite máximo de potencia reactiva inductiva que podrían instalarse en el nodo i, en el periodo t. [MVar]

2.5. PROCEDIMIENTO DE RESOLUCIÓN

El problema de optimización para la expansión de los sistemas de transmisión planteado hace uso de programación no lineal entera mixta. Siendo este el tipo de planteamiento de programación matemática más complicado de resolver. Existe una gran gama de solucionadores en el mercado que se pueden emplear para resolver este tipo de problemas de forma analítica. Sin embargo, existe una gama bastante limitada de solvers de libre acceso que se puede usar para resolver PNLEM. Dada la complejidad del problema a resolver se optó por usar la herramienta GAMS (General Algebraic Modeling System). La cual ha sido ampliamente explorada e investigada a lo largo de los años, desde su creación en 1987. Una de sus principales ventajas es la facilidad de modelado matemático de alto nivel de problemas de optimización matemática (AML). Este tipo de problemas pueden ser planteados tradicionalmente mediante una función objetivo y sus restricciones.

Una característica que resalta a GAMS frente a otras herramientas de modelación matemática como Matlab, Pyomo/Python, Jump/Julia, etc., radica en su compatibilidad con multitud de optimizadores y su facilidad de instalación [68]. El solucionador empleado para resolver el problema de expansión de la transmisión es BONMIN (Basic Open-source Nonlinear Mixed Integer Programming). El cual emplea los subsolvers Cbc (Coin-or branch and cut) para tratar el problema de programación entera-mixta. Además del solucionador Ipopt (Interior Point Optimizer, pronounced eye-pea-Opt) para tratar la programación no lineal. Todos de la infraestructura COIN-OR, la cual crea herramientas matemáticas de libre acceso para investigación y desarrollo [69]. La herramienta GAMS deberá contar con una

base de datos de entrada. Adecuados de tal forma que la función objetivo del problema y las restricciones sean planteadas de forma coherente dentro del lenguaje de modelación.

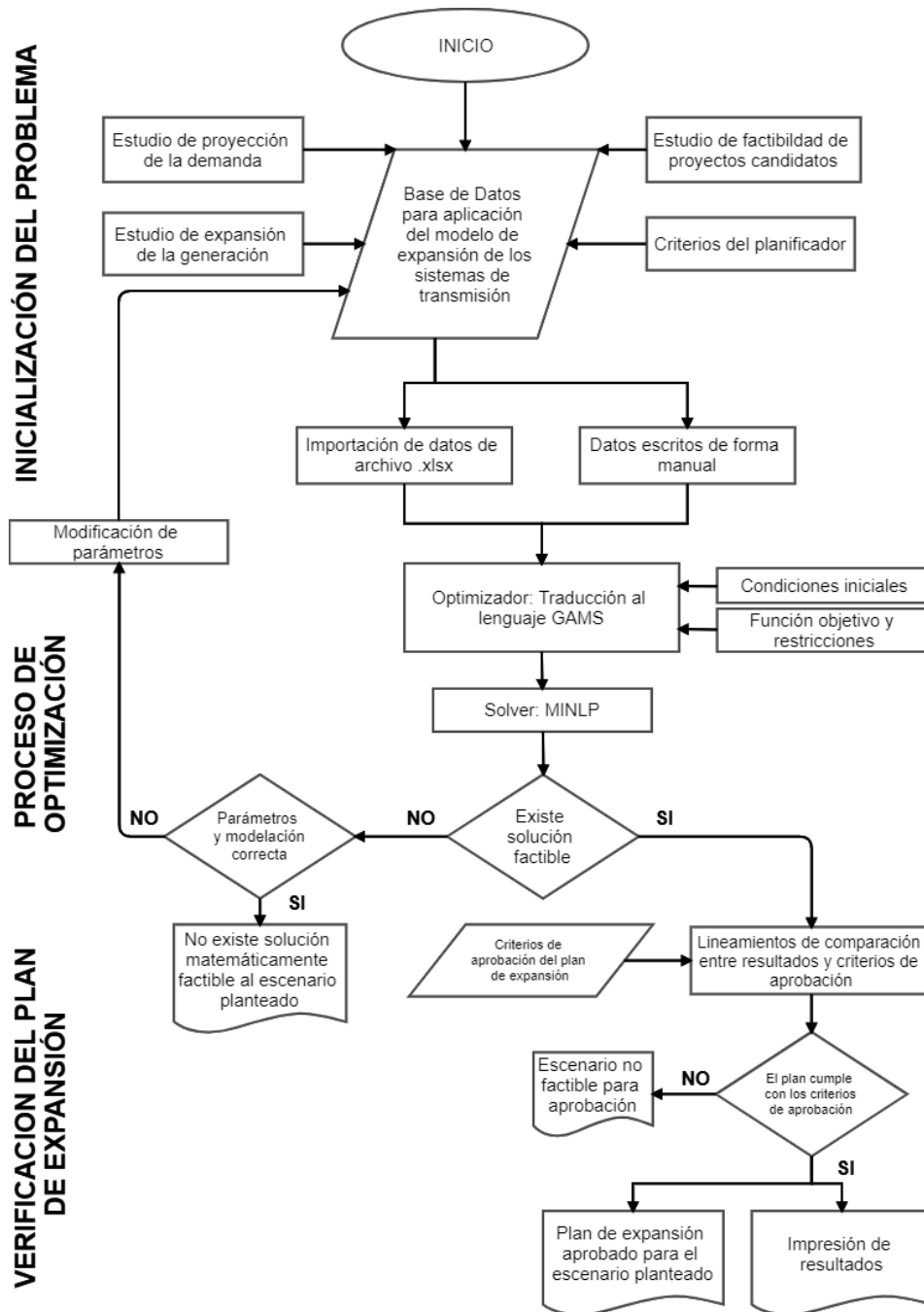


Figura 2.10. Metodología de aplicación del modelo AC para planificación para expansión de los sistemas de transmisión de energía

La metodología de resolución del modelo de expansión consta de tres etapas y se basa en la convergencia de escenarios planteados. Se considera la inicialización del problema, el proceso de optimización y la verificación del plan de expansión. Esto se ejemplifica en el diagrama de flujo de la Figura 2.10, el cual está basado en el criterio de expansión en un ambiente tradicional Figura 2.1. y el modelo de optimización planteado en la Figura 2.2. En el proceso de inicialización del problema se crea la base de datos en función de información conocida. Determinando cuáles son las líneas que pueden ser reforzadas a través de nuevos circuitos en paralelo, así como proyectos de conexión totalmente nuevos. Estos datos ya son conocidos en cada sistema de prueba, al igual que los parámetros y costos asociados al sistema de generación.

Cabe mencionar que el solver utilizado para la resolución del problema menciona en su manual de usuario que se ampliamente recomendado usar el algoritmo llamado B-BB, para problemas de alta complejidad [69]. Algoritmo que emplea el solver Ipopt y un método de ramificación para encontrar buenas soluciones a grandes problemas combinatorios. El solver Ipopt ha sido ampliamente investigado de tal forma que sus soluciones sean confiables y aplicables para problemas prácticos. Se menciona que la convergencia global de este método está asegurada por un procedimiento de búsqueda basado en métodos de filtros lineales [38], [42], [70].

Uno de los datos de entrada para la aprobación de un determinado modelo de expansión de la transmisión son los criterios de validación. Los cuales son impuestos por el planificador, regulaciones o directrices dadas por la empresa transmisora. En el presente proyecto se tiene como criterio principal de aprobación de un plan de expansión para un determinado escenario, el cumplimiento de las leyes físicas de los sistemas eléctricos. Es decir, se realizará una validación técnica. Para lo cual los resultados obtenidos del modelo fueron implementados en una herramienta de simulación de flujos de potencia, PowerFactory. Para validar el modelo se contrastó variables no controlables obtenidas de GAMS con las obtenidas en PowerFactory, comprobando que los resultados tengan un margen de error mínimo. Este método de verificación se debe realizar ya que en PNLEM se implementan las ecuaciones de flujos de potencia como restricciones del modelo.

La herramienta GAMS posee el siguiente algoritmo de implementación para la resolución del problema de optimización.

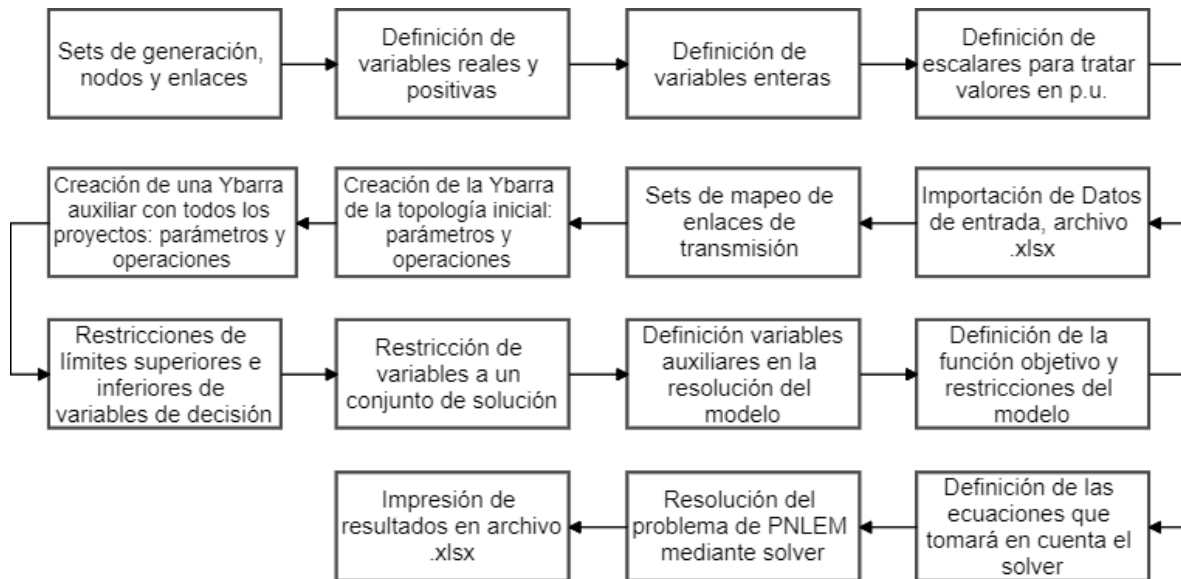


Figura 2.11. Algoritmo de implementación en GAMS para resolución del modelo de expansión de los sistemas de transmisión.

2.6. COSTOS DE NUEVAS FUENTES DE POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA PARA SISTEMAS DE PRUEBA.

Tanto el despacho de unidades convencionales como no convencionales se basa en costos energéticos especificados en [\$/MWh]. Por tal motivo y como se detalló en el Capítulo 2.2.1, la demanda de cada hora dentro del horizonte o etapa de planificación será la misma y satisfecha por el despacho de potencia respectivo a cada periodo. De tal forma que los resultados obtenidos de la expansión de la transmisión aseguren que en cada hora el sistema se encuentre adecuado para satisfacer la demanda máxima proyectada. Logrando así introducir un criterio de seguridad. Para el despacho de las nuevas fuentes de potencia activa se tomará como referencia los costos energéticos de dos nuevos proyectos de energía renovable que se desarrollan en Ecuador [71].

Los precios de energía que aplican para las centrales no convencionales especificadas en la Tabla 2.7, son solo una referencia de costos dentro del modelo de expansión. Ya que estos precios compiten con los precios de las centrales convencionales. De tal forma que su implementación dentro de los sistemas de prueba resulte necesaria cuando el modelo lo considere técnica y económicamente factible.

Tabla 2.7. Costo del MWh de nuevas centrales no convencionales por implementar en Ecuador

Central	Tipo de central	$\alpha_{1i} \left[\frac{\$}{MWh} \right]$
El aromo	Fotovoltaica	69,35
Villonaco II y III	Eólica	61,98

Se realizó un escenario en el que se pueda evidenciar la reducción global de costos por generación no convencional. De tal forma que se pueda evidenciar la posible inclusión de este tipo de centrales. Cuyos costos resulten competitivos frente a las centrales de generación convencional.

En el caso de las nuevas fuentes de generación de potencia reactiva, se tomó como referencia los precios descritos en el Plan Maestro de Electricidad. En el que se establecen precios para bancos de capacitores y reactores dependientes del nivel de voltaje.

En un modelo de optimización enfocado a la planificación estricta de reactivos se debe considerar varios criterios. Como son los costos de instalación fijos y costos de operación dependientes de la potencia reactiva despachada. Este enfoque va más acorde con la realidad económica de la planificación. Para lo cual se podría hacer uso de variables binarias y convertir el problema de planificación en uno de selección de unitaria de bancos de compensadores. Para el presente proyecto y el modelo desarrollado para planificación de los ST, la PPR es un punto secundario. El cual ayuda a disminuir el número de nuevos enlaces. Por lo tanto, esta planificación se la trató dentro de la función objetivo como un costo variable por una generación en MVAR de una determinada fuente. Es decir, se plantea una función lineal (tratando el valor absoluto), cuyo dominio abarcará desde un valor nulo hasta la capacidad máxima de instalación dada en MVAR en un determinado nodo. En el ANEXO B se encuentra detallado el proceso de adecuación que se llevó a cabo para tratar los datos del PME. Los cuales son los costos de capacitores y reactores a un determinado nivel de voltaje en el ST del Ecuador. Estos costos, crecen con la capacidad total de bancos instalados. Para incluir la PPR en el modelo del PET, se planteó una función valor absoluto, la cual fue linealizada. Por lo tanto, se requiere encontrar un costo variable dado en [\$/MVAR]. Se debe lograr una función lineal cuyo desplazamiento en el eje de las ordenadas [k\$] sea nulo. Ya que si una fuente no se encuentra operando en el plan de expansión no

debe implicar ningún costo. Para establecer este tipo de función se empleó el método de regresión lineal, obteniendo así el valor α_{2_i} planteado en la función objetivo.

Tabla 2.8. Costos de capacitores y reactores por nivel de voltaje

Nivel de Voltaje [kV]	Tipo de compensación	$\alpha_{2_i} \left[\frac{k\$}{MVar} \right]$
230	Capacitiva	11,073
138	Capacitiva	17,087
	Inductiva	23,294
69	Capacitiva	15,426

2.7. SISTEMAS DE PRUEBA

Para demostrar la validez del modelo de expansión, se lo implementó en el sistema Garver de 6 barras, el cual ha sido ampliamente estudiado para estudios de PET y cuyos datos son de una alta disponibilidad [13], [15], [30]. También se usó el sistema IEEE de 24 barras, cuya base de datos fue creada a partir de información proporcionada por varios autores que abordaron problemas operativos y de planificación en este sistema [11], [24], [72], [73]. Los siguientes sistemas son empleados en el Capítulo 4.

2.7.1. SISTEMA GARVER

El sistema Garver es el sistema de prueba más conocido y explorado para expansión de los sistemas de transmisión. Ya que por sí solo no cuenta con la infraestructura adecuada para la convergencia de un método de flujo de potencia. Como se mencionó en el Capítulo 1.3.9., este sistema fue propuesto originalmente como un problema de programación lineal. Por lo tanto, se hizo caso omiso de los parámetros relacionados con potencia reactiva. Por lo que varios autores han planteado nueva información sobre el sistema. En el presente proyecto se presenta una parametrización de límites de potencia reactiva para generación y cargas. Además, los sistemas de prueba fueron planteados bajo un enfoque estático y cuasi-estático, por lo que es imperante especificar información para ambos casos.

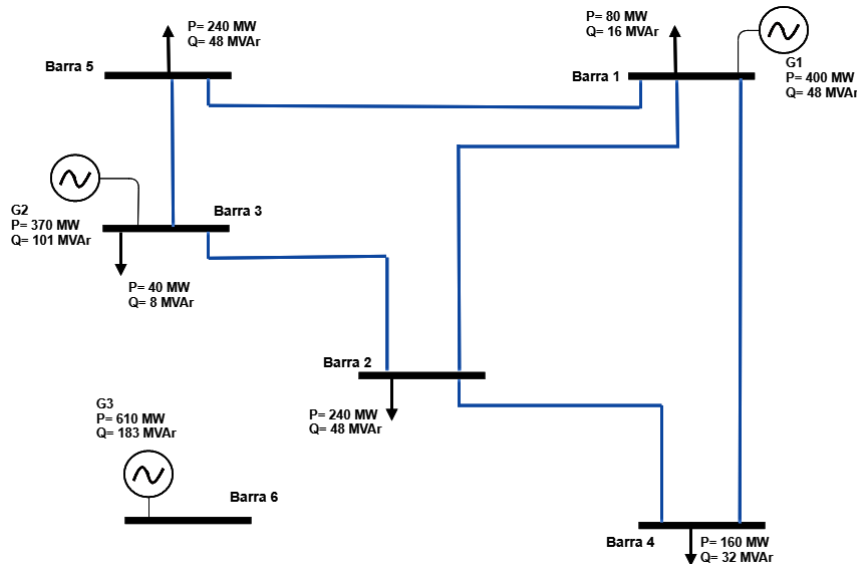


Figura 2.12. Topología inicial – sistema Garver

La topología inicial del sistema de GARVER modificado posee una capacidad de generación instalada de: 1380 MW y 332 MVAR. La cual está distribuida en tres centrales. Se tiene cinco centros de consumo, los cuales requieren de 760MW y 152 MVAR. Inicialmente la barra 6 no está conectada al sistema. La cual posee una nueva central de generación convencional que se incorporaría durante el proceso de expansión de la transmisión.

El sistema debido a su pequeño tamaño considera como proyectos candidatos todas las posibles combinaciones de barras entre nodos $(5C2) = 15$. El número máximo de líneas nuevas que pueden ser construidas entre nodos $i-j$ será de 5. En el diagrama de la Figura 2.12 se puede identificar la topología inicial del sistema. En las tablas del ANEXO A se puede observar parámetros relevantes tanto de los nodos y de las líneas de transmisión del sistema. De la literatura se tomó los valores de despacho térmico de las unidades y los costos de inversión de los nuevos enlaces [13].

El sistema inicial está compuesto por cinco barras y cinco líneas de transmisión, conectadas entre nodos: (1-2), (1-4), (1-5), (2-3) y (2-4). Se tiene dos centrales de generación conectadas en los nodos 1 y 3. La central conectada en la barra 6, es parte del plan de expansión de la generación y será incluida en la expansión de la transmisión si las necesidades del sistema así lo requieren. En cada sistema de prueba se especificará el conjunto de barras Ω_{BPQ} que pueden ser aptas para generación no convencional. En este

caso serán las barras 2 y 5, ya que son barras de carga y no existe generación convencional instalada.

Para resolver el problema de expansión estático se tomarán los datos de las Tablas A.1 y A.2 para plantear el modelo redactado en el Capítulo 2.2. En el Anexo A, también se pueden encontrar los datos empleados para resolver el problema cuasi-estático, especificando los datos de entrada de cada una de estas.

2.7.2. SISTEMA IEEE 24 BARRAS

El sistema IEEE de 24 barras, fue inicialmente desarrollado en 1979 para análisis de confiabilidad [74]. Ha sido ampliamente estudiado en diversos trabajos de ingeniería eléctrica, ya sea en el campo de operación o planificación. La topología inicial de este sistema consiste en 24 barras conectadas entre sí mediante líneas de transmisión y transformadores. Lo cual divide al sistema en dos zonas dependientes de su nivel de voltaje, las cuales son de 230kV y 138kV. La topología inicial consta de 10 barras de generación convencional, además de 2 barras en las que se encuentran conectados compensadores sincrónicos. Se tiene 38 enlaces de transmisión los cuales pueden ser reforzados para el plan de expansión de la transmisión. Además, se considera 7 nuevas líneas posibles de transmisión. Los datos de cada barra del sistema y los proyectos candidatos para expansión se especifican en las siguientes tablas del Anexo A. La base de datos de este sistema fue elaborada y modificada a partir de la siguiente bibliografía: [11], [24], [73], [75], [76].

Los resultados obtenidos se enfocarán a que el sistema se encuentre reforzado adecuadamente para distintos escenarios y que la energía producida por las centrales de generación pueda llegar a los centros de consumo de forma adecuada según las restricciones del modelo de optimización.

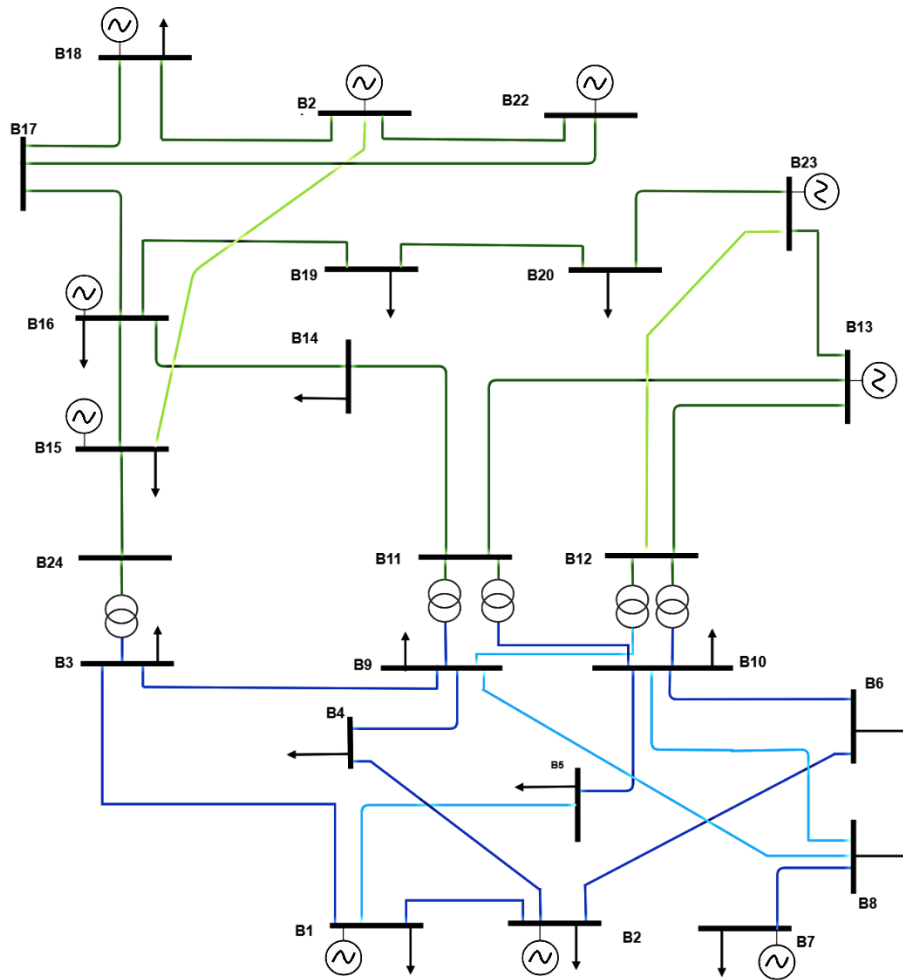


Figura 2.13. Topología inicial – sistema IEEE 24 barras

3. ANÁLISIS Y COMPARACIÓN DE RESULTADOS OBTENIDOS DEL MODELO PLANTEADO CON OTRAS REFERENCIAS

3.1. INTRODUCCIÓN

Al plantear un modelo de planificación es imperante comparar su desempeño y validez, resolviendo el problema de la expansión de la transmisión en los mismos escenarios y sistemas que emplearon otros autores. Por lo cual se espera obtener resultados similares y comparables, de los cuales se pueda realizar conclusiones al respecto. De esta forma se demuestra que el modelo y técnica de solución empleada otorga buenos resultados a un mismo problema y por lo tanto se puedan establecer nuevos escenarios más reales de planificación como se lo realizó en el Capítulo 4.

3.2. ANÁLISIS DE REFERENCIAS

Existe una gran cantidad de trabajos que resuelven el problema del PET bajo un enfoque estático, siendo el modelo DC el más explorado debido a naturaleza simplificada. Sin embargo, existen otros autores que resuelven el PET AC no lineal bajo distintas técnicas. En este capítulo se comparará los resultados obtenidos por dos referencias y se compararán sus resultados con los obtenidos por el modelo de optimización planteado.

Los primeros resultados a comparar serán los de la referencia [33]. Las fuentes bibliográficas resuelven el problema estático para 5 años, es decir a corto plazo y la referencia mencionada resuelve el problema de PET bajo este horizonte de planificación. Al tratar un enfoque estático no se hace uso de tasas de descuento. Pero esta tasa es necesaria en el modelo del presente proyecto ya que se tienen costos realizados a partir del primer año de operación. Por lo que se emplearán las tasas empleadas por las referencias [11], [77], [78].

Tabla 3.1. Coeficientes para referir costos a valor presente y tasas de descuento [11] .

Etapa - t	Año	Tasa de descuento	Coeficiente Valor presente
1	0	0,00 %	1,000
2	5	6,53 %	0,729

3	10	7,66 %	0,478
---	----	--------	-------

En la Tabla 3.1 se puede notar que no existe una tasa de descuento fija para cada etapa de planificación. Además, se tiene una tendencia a aumentar la tasa de descuento según aumente el año de la inversión. En el presente modelo se requiere conocer la tasa de descuento anual para los costos operativos que ocurren cada año. Entonces, considerando los datos de la Tabla anterior se realizó una interpolación para conocer el coeficiente de valor presente de cada etapa y su respectiva tasa de descuento.

Tabla 3.2: Coeficientes para referir costos a valor presente y tasas de descuento para cada año de planificación.

Año	Tasa [%]	VP
0	0,00	1,00
1	5,63	0,95
2	5,85	0,89
3	6,08	0,84
4	6,30	0,78
5	6,53	0,73
6	6,76	0,68
7	6,98	0,62
8	7,21	0,57
9	7,44	0,52
10	7,66	0,48
11	7,89	0,43
12	8,11	0,39
13	8,34	0,35
14	8,57	0,32
15	8,79	0,28

3.2.1. RESULTADOS PRIMERA REFERENCIA [33].

La referencia [33] establece los siguientes escenarios para verificar su modelo de optimización, en los cuales se propone escenarios sin redespacho de potencia activa de las centrales de generación y presenta la posibilidad del planeamiento de potencia reactiva ilimitada.

Tabla 3.3: Escenario planteados referencia [33] y usados en el presente proyecto.

Sistema	Nombre escenario	Redespacho	Reactivos ilimitados
Garver 6 barras	DC-a1	No	-
Garver 6 barras	AC-a1	No	Si
Garver 6 barras	AC-a2	No	No
Garver 6 barras	AC-a3	No	-
Garver 6 barras	DC-b1	Si	-
Garver 6 barras	AC-b1	Si	Si
Garver 6 barras	AC-b2	Si	No
IEEE 24 barras	DC-a1	No	-
IEEE 24 barras	AC-a1	No	Si
IEEE 24 barras	AC-a2	No	No
IEEE 24 barras	AC-a3	No	-

Conforme se compare cada escenario se detallarán en qué consiste su planteamiento.

Se debe tener en cuenta el costo variable de operación de energía que tienen las centrales de generación, aspecto que la referencia en [33] no toma en cuenta. Sin embargo, se tomó como costos de operación los empleados de la referencia [45], para el sistema Garver. Los cuales son para las centrales conectadas en las barras 1, 3 y 6 son: 10, 20 y 30 [\$/MWh], respectivamente. La presente referencia también resuelve el problema del PET DC y se compara resultados. Estos escenarios poseen una demanda total de 8550 MW y 1740 MVar.

3.2.1.1. Escenarios con redespacho – Sistema Garver

Para los escenarios con redespacho de potencia activa, se realiza dos pruebas, la primera sin límites de reactivos, la cual consiste incluir reactivos a un costo de 0\$/MVar sin límites inferiores o superiores. La segunda prueba no permite la generación de reactivos por ningún nuevo generador virtual.

Es importante mencionar que la referencia analizada resuelve el problema de optimización mediante la técnica de PSO. Por lo que al resolver el problema varias veces se obtienen distintas respuestas u óptimos locales, por lo que el autor de la referencia debió repetir el procedimiento varias veces hasta encontrar una mejor solución. La mejor solución del

proceso de PSO realizado está especificado en la siguiente tabla, así como los resultados obtenidos con el modelo planteado del presente proyecto.

Tabla 3.4: Comparación de resultados obtenidos con la primera referencia – sistema Garver con redespacho

Líneas		Escenario				
		Modelo propuesto	AC-b1 [33]	Modelo propuesto	AC-b1 [33]	DC-b1 [33]
2	6	0	0	2	2	0
3	5	1	1	2	2	1
4	6	3	3	2	2	3
Costo [u.m.]		110	110	160	160	110
Potencia reactiva ilimitada		Si		No		-

	LOWER	LEVEL	UPPER		LOWER	LEVEL	UPPER
1.2	.	.	5.000	1.2	.	.	5.000
1.3	.	.	5.000	1.3	.	.	5.000
1.4	.	.	5.000	1.4	.	.	5.000
1.5	.	.	5.000	1.5	.	.	5.000
1.6	.	.	5.000	1.6	.	.	5.000
2.3	.	.	5.000	2.3	.	.	5.000
2.4	.	.	5.000	2.4	.	.	5.000
2.5	.	.	5.000	2.5	.	.	5.000
2.6	.	.	5.000	2.6	.	2.000	5.000
3.4	.	.	5.000	3.4	.	.	5.000
3.5	.	1.000	5.000	3.5	.	2.000	5.000
3.6	.	.	5.000	3.6	.	.	5.000
4.5	.	.	5.000	4.5	.	.	5.000
4.6	.	3.000	5.000	4.6	.	2.000	5.000
5.6	.	.	5.000	5.6	.	.	5.000

(a)

(b)

Figura 3.1: Resultados obtenidos bajo el solver Bonmin – Sistema Garver con redespacho (a) sin límites de reactivos, (b) sin generación de reactivos.

El objetivo de la recreación de estos escenarios se basa en dar validez al modelo planteado y a la técnica de solución. Se puede notar que la técnica de solución empleada en la referencia [33] es heurística. Pero la técnica del presente proyecto se basa en métodos

analíticos. Sin embargo y según lo ilustra la Tabla 3.4 se obtuvieron resultados iguales para el mismo escenario situacional, demostrando que si es posible aplicar la herramienta de solución empleada para el modelo de optimización planteado. Un método heurístico se debe resolver el problema varias veces y encontrar la mejor solución, pero el método analítico empleado es capaz de encontrar esta mejor solución.

3.2.1.2. Escenarios sin redespacho – Sistema Garver

En estos escenarios se tiene una potencia activa fijada en todas las barras de generación a excepción de la barra slack que en el caso del sistema Garver es la primera barra. En la siguiente tabla se especifican los datos de generación que se emplearon para estos escenarios.

Tabla 3.5: Valores de potencia activa para el sistema Garver sin redespacho [33]

<i>Barra</i>	<i>Tipo</i>	P_G [MW]	P_G^{MAX} [MW]	P_G^{min} [MW]
1	SL	-	160	0
3	PV	165	-	-
6	PV	545	-	-

Se debe recalcar que los escenarios sin redespacho fijan un valor de potencia activa, por lo que se exige al sistema de transmisión que deba transportar una cantidad específica de potencia por sus enlaces. Por lo tanto, se espera que el número de líneas obtenidas en estos escenarios sea mayor, ya que no existe una reorganización de flujos en el sistema.

Los escenarios considerados toman en cuenta dos pruebas con reactivos ilimitados y sin generación de reactivos. Además, se considera un escenario con generación de reactivos, pero a un costo de 1000 \$/MVAR, lo cual es una situación más real ya que la planificación de la transmisión va acompañada de la planificación de potencia reactiva y estas nuevas fuentes ya tienen un costo.

Tabla 3.6: Comparación de resultados obtenidos con la primera referencia – sistema Garver sin redespacho

Líneas		Escenario						
		Modelo propuesto	AC-a1 [33]	Modelo propuesto	AC-a2 [33]	Modelo propuesto	AC-a3 [33]	DC-a1 [33]
2	5	0	0	0	1	0	0	0
2	6	3	3	4	5	3	3	4

3	5	1	1	1	1	1	1	1
4	6	2	2	2	2	2	2	2
5	6	0	0	1	0	0	0	0
Costo [u.m.]		170	170	261	261	170	170	200
Potencia reactiva ilimitada		Si		No		-		-

	LOWER	LEVEL	UPPER		LOWER	LEVEL	UPPER
1.2	.	.	5.000	1.2	.	.	5.000
1.3	.	.	5.000	1.3	.	.	5.000
1.4	.	.	5.000	1.4	.	.	5.000
1.5	.	.	5.000	1.5	.	.	5.000
1.6	.	.	5.000	1.6	.	.	5.000
2.3	.	.	5.000	2.3	.	.	5.000
2.4	.	.	5.000	2.4	.	.	5.000
2.5	.	.	5.000	2.5	.	.	5.000
2.6	.	3.000	5.000	2.6	.	4.000	5.000
3.4	.	.	5.000	3.4	.	.	5.000
3.5	.	1.000	5.000	3.5	.	1.000	5.000
3.6	.	.	5.000	3.6	.	.	5.000
4.5	.	.	5.000	4.5	.	.	5.000
4.6	.	2.000	5.000	4.6	.	2.000	5.000
5.6	.	.	5.000	5.6	.	1.000	5.000

(a)

(b)

Figura 3.2: Resultados obtenidos bajo el solver Bonmin – Sistema Garver sin redespacho (a) sin límites de reactivos y reactivos a 1000 \$/MVA, (b) sin generación de reactivos.

En este escenario se obtuvieron valores de inversión iguales a los obtenidos en la referencia analizada. Sin embargo, un aspecto relevante se da en el escenario sin nuevas fuentes de potencia reactiva, el cual tiene un costo por inversión de 261 [u.m.], pero el modelo propuesto logra este valor con una combinación distinta de líneas. Este aspecto es debido a la complejidad del problema de optimización y la técnica de solución empleada. Ya que es posible encontrar distintas soluciones para un mismo problema. Sin embargo, la calidad de las soluciones obtenidas viene dado por criterio de los “stakeholders” y de las regulaciones vigentes, no existe un consenso para afirmar que existe una única mejor solución [79].

Se debe tener en cuenta que los costos de los reactivos en la realidad son superiores a los empleados por el autor de la referencia analizada. En el Capítulo 4 se emplearon costos más reales para tratar las nuevas fuentes de potencia de reactiva.

3.2.1.3. Escenarios sin redespacho – Sistema IEEE de 24 barras

La referencia analizada solamente considera un tipo de enfoque para tratar el sistema IEEE de 24 barras, el cual consiste en escenarios en los cuales no se tenga un redespacho de potencia activa. En la siguiente tabla se especifica los valores de generación fijados para los siguientes tres escenarios. La barra slack es la número trece. Los costos de operación de las centrales de generación fueron obtenidos de [75].

Tabla 3.7: Valores de potencia activa para el sistema IEEE 24 barras sin redespacho [33]

<i>Barra</i>	<i>Tipo</i>	P_G [MW]	P_G^{MAX} [MW]	P_G^{min} [MW]
1	PV	576	-	-
2	PV	576	-	-
6	PV	0	-	-
7	PV	900	-	-
13	SL	-	1733	10
14	PV	0	-	-
15	PV	325	-	-
16	PV	282	-	-
18	PV	603	-	-
21	PV	951	-	-
22	PV	900	-	-
23	PV	1980	-	-

En estos escenarios igualmente que en el sistema de Garver se consideró un escenario con reactivos ilimitados a 0\$/MVar y otro sin la posibilidad de reactivos. Además, el tercer escenario se consideraron costos de solamente 100\$/MVar según la referencia analizada.

Tabla 3.8: Comparación de resultados obtenidos con la primera referencia – sistema IEEE sin redespacho

Líneas		Escenario						
		Modelo propuesto	AC-a1 [33]	Modelo propuesto	AC-a2 [33]	Modelo propuesto	AC-a3 [33]	DC-a1 [33]
1	3	0	0	2	2	0	0	0
2	4	0	0	1	1	0	0	0

3	24	0	0	1	1	0	0	0
6	10	1	1	2	2	0	1	1
7	8	2	2	2	2	0	2	2
9	11	0	0	1	1	0	0	0
10	12	0	0	0	0	0	0	1
11	13	0	0	1	1	1	1	0
13	14	1	1	0	0	0	0	0
14	16	0	0	0	0	0	0	1
15	24	0	0	1	1	0	0	0
16	17	0	0	0	0	0	0	1
20	23	0	0	0	0	0	0	1
Costo [u.m.]		110	110	445	445	114	114	218
Potencia reactiva ilimitada		Si		No		-		-

Al fijar la potencia de generación que son variables de decisión del problema, al resolver el modelo de optimización mediante Bonmin, y su algoritmo analítico se reduce el esfuerzo computacional ya que se reduce el número de variables con las cuales iterar.

En este escenario se obtienen resultados bastante similares a los obtenidos en la referencia analizada, en lo que se refiere a los nuevos enlaces obtenidos. Sin embargo, el modelo planteado si plantea diferentes respuestas en cuanto a las nuevas fuentes de potencia reactiva. Ya que al no tener costos significativos en la función objetivos no existe un criterio para su inclusión.

Al no presentar variaciones significativas en los resultados obtenidos entre la referencia analizada y el modelo propuesto se puede mencionar que el modelo es válido para aplicar en estudios de planificación.

	LOWER	LEVEL	UPPER		LOWER	LEVEL	UPPER		LOWER	LEVEL	UPPER
				1 .2	.	.	5.000				
				1 .3	.	2.000	5.000				
				1 .5	.	.	5.000				
				1 .8	.	.	5.000				
1 .2	.	.	5.000	2 .4	.	1.000	5.000	1 .2	.	.	5.000
1 .3	.	.	5.000	2 .6	.	.	5.000	1 .3	.	.	5.000
1 .5	.	.	5.000	2 .8	.	.	5.000	1 .5	.	.	5.000
1 .8	.	.	5.000	3 .9	.	.	5.000	1 .8	.	.	5.000
2 .4	.	.	5.000	3 .24	.	1.000	5.000	2 .4	.	.	5.000
2 .6	.	.	5.000	4 .9	.	.	5.000	2 .6	.	.	5.000
2 .8	.	.	5.000	5 .10	.	.	5.000	2 .8	.	.	5.000
3 .9	.	.	5.000	6 .7	.	.	5.000	3 .9	.	.	5.000
3 .24	.	.	5.000	6 .10	.	2.000	5.000	3 .24	.	.	5.000
4 .9	.	.	5.000	7 .8	.	2.000	5.000	4 .9	.	.	5.000
5 .10	.	.	5.000	8 .9	.	.	5.000	5 .10	.	.	5.000
6 .7	.	.	5.000	8 .10	.	.	5.000	6 .7	.	.	5.000
6 .10	.	1.000	5.000	9 .11	.	1.000	5.000	6 .10	.	1.000	5.000
7 .8	.	2.000	5.000	9 .12	.	.	5.000	7 .8	.	2.000	5.000
8 .9	.	.	5.000	10.11	.	.	5.000	8 .9	.	.	5.000
8 .10	.	.	5.000	10.12	.	.	5.000	8 .10	.	.	5.000
9 .11	.	.	5.000	11.13	.	1.000	5.000	9 .11	.	.	5.000
9 .12	.	.	5.000	11.14	.	.	5.000	9 .12	.	.	5.000
10.11	.	.	5.000	12.13	.	.	5.000	10.11	.	.	5.000
10.12	.	.	5.000	12.23	.	.	5.000	10.12	.	.	5.000
11.13	.	.	5.000	13.14	.	.	5.000	11.13	.	1.000	5.000
11.14	.	.	5.000	13.23	.	.	5.000	11.14	.	.	5.000
12.13	.	.	5.000	14.16	.	.	5.000	12.13	.	.	5.000
12.23	.	.	5.000	14.23	.	.	5.000				
13.14	.	1.000	5.000	15.16	.	.	5.000				
13.23	.	.	5.000	15.21	.	.	5.000				
				15.24	.	1.000	5.000				
				16.17	.	.	5.000				

(a)

(b)

(c)

Figura 3.3: Resultados obtenidos bajo el solver Bonmin – Sistema IEEE de 24 barras sin redespacho (a) sin límites de reactivos, (b) sin generación de reactivos, (c) y reactivos a 100 \$/MVar

3.2.2. RESULTADOS SEGUNDA REFERENCIA [11].

La siguiente referencia toma en cuenta un análisis estático y multietapa de la planificación. En este capítulo se comparan y analizarán los resultados estáticos y cuasi-estáticos obtenidos con el modelo propuesto y los obtenidos por la referencia [11] bajo un enfoque estático y multietapa. Se espera obtener mejores o iguales resultados entre un análisis multietapa frente a uno estático.

Cada escenario tiene un horizonte de planificación de 15 años, con 5 etapas cada una, de tal forma que se realice el PET para corto, mediano y largo plazo como se menciona en el Capítulo 1.3.3.1

Tabla 3.9: Escenarios planteados referencia [11] y usados en el presente proyecto

Sistema	Nombre escenario	Redespacho	Reactivos ilimitados
Garver 6 barras	G_a1	Si	Si
IEEE 24 barras	IEEE_a1	Si	Si

Solamente se consideró dos escenarios de la referencia mencionada debido a que en este capítulo ya que solo se busca comparar el desempeño del modelo desarrollado frente a otros escenarios.

3.2.2.1. Escenarios con redespacho – Sistema Garver

Cada escenario va a ser resuelto tanto bajo un enfoque estático como multietapa, se debe resaltar que la referencia analizada propone una nueva proyección de la demanda, ya que asegura que no se cuenta con información para el análisis multietapa cada 5 años y con un horizonte de planificación de 15 años. En el análisis estático se empleó la proyección de la demanda y generación para la última etapa de planificación, debido a las limitaciones del enfoque estático que emplea una demanda y generación inelástica. Se considera las mismas consideraciones del Capítulo 3.2.1.1 para la inclusión de reactivos.

Tabla 3.10: Comparación de resultados obtenidos con la segunda referencia – sistema Garver con redespacho

Líneas		Escenario			
		Modelo propuesto	G-a1 [11]	Modelo propuesto	G-a2 [11]
Enfoque Estático					
1	2	0	0	0	2
2	3	0	1	0	0
2	6	0	3	2	2
3	5	1	1	3	1
4	6	3	0	2	2
Costo [u.m.]		110	130	180	220

Potencia reactiva ilimitada		Si						No					
Escenario Multietapa													
Líneas		Modelo propuesto			G-a1 [11]			Modelo propuesto			G-a2 [11]		
i	j	T1	T2	T3	T1	T2	T3	T1	T2	T3	T1	T2	T3
1	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0
2	3	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
2	6	0	0	0	3	0	0	2	0	0	2	0	0
3	5	1	0	0	1	0	0	2	0	1	1	0	0
4	6	3	0	0	0	0	0	2	0	0	2	0	0
Costo [u.m.]		110			130			169,55			220		
Potencia reactiva ilimitada		Si						No					

En el análisis de estos escenarios comparados con la segunda referencia se puede notar que con el modelo propuesto se obtuvieron mejores resultados tanto para el enfoque estático como multietapa. Es imperante mencionar que en el modelo propuesto se obtuvo el mismo resultado para el escenario con reactivos ilimitados tanto para el enfoque estático como multietapa. En el escenario sin reactivos se pudo notar que existe una mejor solución bajo un enfoque multietapa, ya que pese a obtener el mismo número de líneas, se obtuvo un menor costo. Esto se debe a que la tercera línea 3-5 resulta conveniente instalarla en la tercera etapa y con esto se logró un ahorro de 10.45 [u.m.]. Al momento de realizar un análisis por etapas a nivel real, se debe tener en cuenta el poder adquisitivo de la empresa transmisora, es decir el presupuesto. Por lo tanto, se plantea como futuros trabajos considerar un presupuesto fijo para cada etapa. Considerar un enfoque estático muchas veces resultará en que todas las inversiones se realizarán de forma abrupta y se debe tener en cuenta si se puede adquirir dichos elementos para el planteamiento.

	LOWER	LEVEL	UPPER		LOWER	LEVEL	UPPER
				1.2	.	.	5.000
1.2	.	.	5.000	1.3	.	.	5.000
1.3	.	.	5.000	1.4	.	.	5.000
1.4	.	.	5.000	1.5	.	.	5.000
1.5	.	.	5.000	1.6	.	.	5.000
1.6	.	.	5.000	2.3	.	.	5.000
2.3	.	.	5.000	2.4	.	.	5.000
2.4	.	.	5.000	2.5	.	.	5.000
2.5	.	.	5.000	2.6	.	2.000	5.000
2.6	.	.	5.000	3.4	.	.	5.000
3.4	.	.	5.000	3.5	.	3.000	5.000
3.5	.	1.000	5.000	3.6	.	.	5.000
3.6	.	.	5.000	4.5	.	.	5.000
4.5	.	.	5.000	4.6	.	2.000	5.000
4.6	.	3.000	5.000	5.6	.	.	5.000
5.6	.	.	5.000				

(a) (b)

				2.6.1	.	2.000	5.000
3.5.1	.	1.000	5.000	2.6.2	.	.	5.000
3.5.2	.	.	5.000	2.6.3	.	.	5.000
3.5.3	.	.	5.000	3.4.1	.	.	5.000
3.6.1	.	.	5.000	3.4.2	.	.	5.000
3.6.2	.	.	5.000	3.4.3	.	.	5.000
3.6.3	.	.	5.000	3.5.1	.	2.000	5.000
4.5.1	.	.	5.000	3.5.2	.	.	5.000
4.5.2	.	.	5.000	3.5.3	.	1.000	5.000
4.5.3	.	.	5.000	3.6.1	.	.	5.000
4.6.1	.	3.000	5.000	3.6.2	.	.	5.000
4.6.2	.	.	5.000	3.6.3	.	.	5.000
4.6.3	.	.	5.000	4.5.1	.	.	5.000
5.6.1	.	.	5.000	4.5.2	.	.	5.000
5.6.2	.	.	5.000	4.5.3	.	.	5.000
5.6.3	.	.	5.000	4.6.1	.	2.000	5.000
				4.6.2	.	.	5.000
				4.6.3	.	.	5.000

(c) (d)

Figura 3.4: Resultados obtenidos bajo el solver Bonmin – Sistema Garver con redespacho – segunda referencia (a) estático: sin límites de reactivos, (b) estático: sin generación de reactivos. (c) multietapa: sin límites de reactivos, (d) multietapa: sin generación de reactivos.

3.2.2.2. Escenarios con redespacho – Sistema IEEE de 24 barras

Estos escenarios consideran un escenario con redespacho de potencia activa.

Tabla 3.11: Comparación de resultados obtenidos con la segunda referencia – sistema IEEE con redespacho

Líneas		Escenario					
		Modelo propuesto			IEEE-a1 [11]		
Enfoque Estático							
1	2	0			1		
6	10	1			1		
7	8	2			0		
13	14	0			1		
16	17	1			0		
Costo [u.m.]		84			81		
Potencia reactiva ilimitada		Si					
Escenario Multietapa							
Líneas		Modelo propuesto			IEEE-a1 [11]		
		i	j	T1	T2	T3	T1
1	2	0	0	0	0	0	1
6	10	1	0	0	1	0	0
7	8	1	1	0	0	0	0
13	14	0	0	0	1	0	0
16	17	1	0	0	0	0	0
Costo [u.m.]		79,66			79,43		
Potencia reactiva ilimitada		Si					

En el escenario planteado se obtienen resultados similares para el modelo propuesto y con la segunda referencia. Se debe notar que los resultados obtenidos con el modelo bajo un enfoque multietapa son mejores en ligeros términos que los resultados obtenidos con el enfoque estático. En los casos analizados con la segunda referencia se puede verificar que se obtienen resultados comparables tanto para un enfoque estático como multietapa. Se recomienda emplear otros métodos de solución para trabajos futuros. Ya que es conocido que en muchos casos al emplear solvers y métodos analíticos los modelo de optimización no lleguen a converger con facilidad [80], [81].

6 .10	.	1.000	5.000				
7 .8	.	2.000	5.000	6 .10.1	.	1.000	5.000
8 .9	.	.	5.000	6 .10.2	.	.	5.000
8 .10	.	.	5.000	6 .10.3	.	.	5.000
9 .11	.	.	5.000	7 .8 .1	.	1.000	5.000
9 .12	.	.	5.000	7 .8 .2	.	1.000	5.000
10.11	.	.	5.000				
10.12	.	.	5.000	15.21.2	.	.	5.000
11.13	.	.	5.000	15.21.3	.	.	5.000
11.14	.	.	5.000	15.24.1	.	.	5.000
12.13	.	.	5.000	15.24.2	.	.	5.000
12.23	.	.	5.000	15.24.3	.	.	5.000
13.14	.	.	5.000	16.17.1	.	1.000	5.000
13.23	.	.	5.000	16.17.2	.	.	5.000
14.16	.	.	5.000	16.17.3	.	.	5.000
14.23	.	.	5.000	16.19.1	.	.	5.000
15.16	.	.	5.000	16.19.2	.	.	5.000
15.21	.	.	5.000				
15.24	.	.	5.000				
16.17	.	1.000	5.000				

(a)

(b)

Figura 3.5: Resultados obtenidos bajo el solver Bonmin – Sistema IEEE con redespacho – segunda referencia (a) estático, (b) multietapa

4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN EN NUEVOS ESCENARIOS SITUACIONALES

4.1. INTRODUCCIÓN

El principal objetivo de la planificación de la expansión de los sistemas de transmisión es encontrar un plan o conjunto de planes adecuados para que la empresa transmisora tenga los recursos adecuados en la toma de decisiones. Esto con el objetivo que los elementos encontrados en el PET sean construidos en el horizonte de planeación. En el presente capítulo se compararán los distintos resultados obtenidos para los dos sistemas de prueba planteados: el sistema Garver de 6 barras modificado y el sistema IEEE de 24 barras del Capítulo 2.7, bajo los enfoques estático y cuasi-estático mejorado. Sin embargo, y debido a la incertidumbre que existe en la planificación a largo plazo será necesario someter a ambos sistemas a varios escenarios situacionales. Esto con el fin de validar el correcto funcionamiento y aplicabilidad del modelo de optimización planteado. Se comprobó la estrecha relación que tiene la planificación de reactivos con la expansión de la transmisión, así como el correcto transporte de energía de las unidades de generación a los centros de consumo. Empleando así el diagrama de flujo propuesto en el Capítulo 2.5. Para la obtención de resultados se empleó la herramienta de modelado matemático GAMS, con el solucionador BONMIN, bajo el siguiente entorno computacional: Intel(R) Core (TM) i7-7500U CPU @ 2.70GHz-2.90 GHz, 64bits, 16 GB de RAM.

4.2. RESULTADOS DEL SISTEMA GARVER DE 6 BARRAS

El sistema Garver como ya se mencionó en el Capítulo 2.7.1, presenta 5 barras en su topología inicial y una sexta barra resultado del plan de expansión de la generación. Su inclusión depende si el sistema necesita un reforzamiento en su sistema de generación o si los costos energéticos de la central conectada a esta barra resultan productivos.

En el sistema Garver al igual que en el sistema IEEE de 24 barras se dará un enfoque de planificación estático y cuasi-estático a la planificación. Por lo que será necesario establecer escenarios situacionales en los cuales se puedan obtener resultados contrastantes entre sí. En cada escenario se especificará que datos de entrada fueros empleados y qué consideraciones se realizaron. Además, se realizará una validación de los resultados mediante la herramienta PowerFactory con el fin de comprobar la validez de las ecuaciones

planteadas de flujos de potencia AC. Estos resultados y comparaciones fueron especificados en el Anexo C y D.

Tabla 3.1: Escenarios situacionales para el sistema GARVER de 6 barras

Nombre del escenario	Descripción
Enfoque estático	
G_E_1_es	Modelo de expansión, sin considerar nuevas fuentes de potencia activa y reactiva.
G_E_2_es	Modelo de expansión, con la posibilidad de nuevas fuentes de potencia activa y reactiva.
G_E_3_es	Modelo de expansión, análisis de influencia de parámetros de entrada en la planificación, variación de límites de voltaje.
G_E_4_es	Modelo de expansión, aumento significativo de la demanda eléctrica y horizonte de planificación
Enfoque cuasi-estático	
G_E_1_din	Modelo de expansión, considerando nuevas fuentes de potencia activa y reactiva.
G_E_2_din	Modelo de expansión completo, con aumento sustancial de carga por etapa de planificación.

4.2.1. SISTEMA GARVER, ENFOQUE ESTÁTICO: escenario sin nuevas fuentes de generación activa y reactiva

El escenario planteado como G_E_1_es, contesta las siguientes preguntas, donde y cuáles son los mejores proyectos para reforzar el sistema de transmisión, excluyendo la posibilidad de nuevas fuentes de generación tanto activa como reactiva.

El sistema de generación y los nuevos enlaces de transmisión deben estar en la capacidad de transportar toda la energía generada. La cual es transportada desde las centrales de generación a los puntos de consumo cumpliendo con las restricciones impuestas en el modelo de planificación.

El horizonte de planeación para este escenario es de 10 años, y se usaron los datos de las Tablas del Anexo A. Cabe recalcar que la proyección de demanda y generación no es significativa en comparación a escenarios posteriores. Los datos obtenidos de todos los

escenarios situaciones estáticos al resolver los modelos de PET son expuestos en el Anexo C.

Tabla 3.2. Plan de expansión sistema Garver – escenario G_E_1_es

Plan	Líneas nuevas	Costo por inversión	Costos por operación
G_E_1_es	$L_{1-5} = 3, L_{2-6} = 4, L_{3-5} = 1, L_{4-6} = 3$	290 [M\$]	69,215 [M\$]
Costos Total del PET			359,215 [M\$]
Costo por Despacho de Generación Convencional			562,9 [M\$]
Costo Total de la Función Objetivo			922,11 [M\$]

En este escenario tenemos tres consideraciones de minimización, costos de inversión de nuevas líneas, costos de operación de líneas nuevas y existentes y despacho de generadores térmicos en 10 años. Lo cual nos dará un costo total de: 922,11 [M\$].

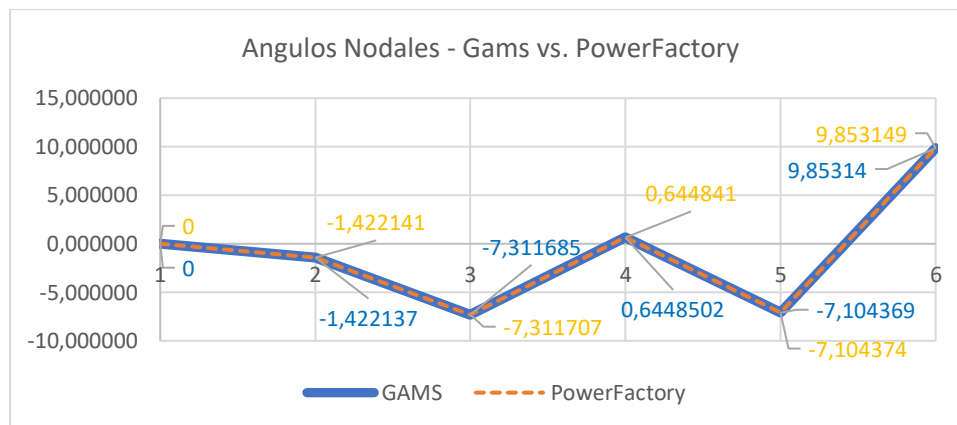


Figura 3.1. Comparativa de ángulos nodales [°] obtenidos en GAMS y comparados con PowerFactory – escenario G_E_1_es

Una de las características del modelo de PET planteado radica en la minimización de costos por despacho de potencia activa, lo cual es una aproximación al despacho económico que se realiza a nivel operativo. El costo asociado a este despacho es elevado y no lo cubre necesariamente la empresa transmisora. Ya que son costos que las empresas de generación, operador nacional, y reguladores de cobro de energía toman responsabilidad. Los costos del PET son bastante altos debido a que se debe cumplir con el criterio de seguridad planteado en el Capítulo 2.2.1.2. Además, no se incluye la PPR por lo que el

número de nuevas líneas también es significativo. Sin embargo, se logró demostrar el equilibrio técnico-económico del modelo de optimización, ya que se agregaron las líneas más baratas (L15, L26, L35 y L46), 11 líneas en total. Se despachó en mayor medida las centrales menos caras (G1 y G3), logrando así la inclusión de la sexta barra al sistema, los costos de generación fueron planteados por el autor. Se dio validez al modelo matemático de PET con respecto al cumplimiento de las leyes físicas de flujos de potencia comparando la variable no controlable de ángulos nodales. Mediante el simulador de flujos de potencia PowerFactory.

4.2.2. SISTEMA GARVER, ENFOQUE ESTÁTICO: considerando nuevas fuentes de generación activa y reactiva

En el escenario nombrado como G_E_2_es, se obtiene la información de qué líneas se deben incluir para reforzar adecuadamente el ST, con la posibilidad de nuevas fuentes de potencia activa y reactiva. También se obtiene la información de en qué barras instalar dichas fuentes y qué capacidad deberán tener para solventar los requerimientos de demanda máxima. Se consideró un sistema de transmisión con un nivel de voltaje de 230kV.

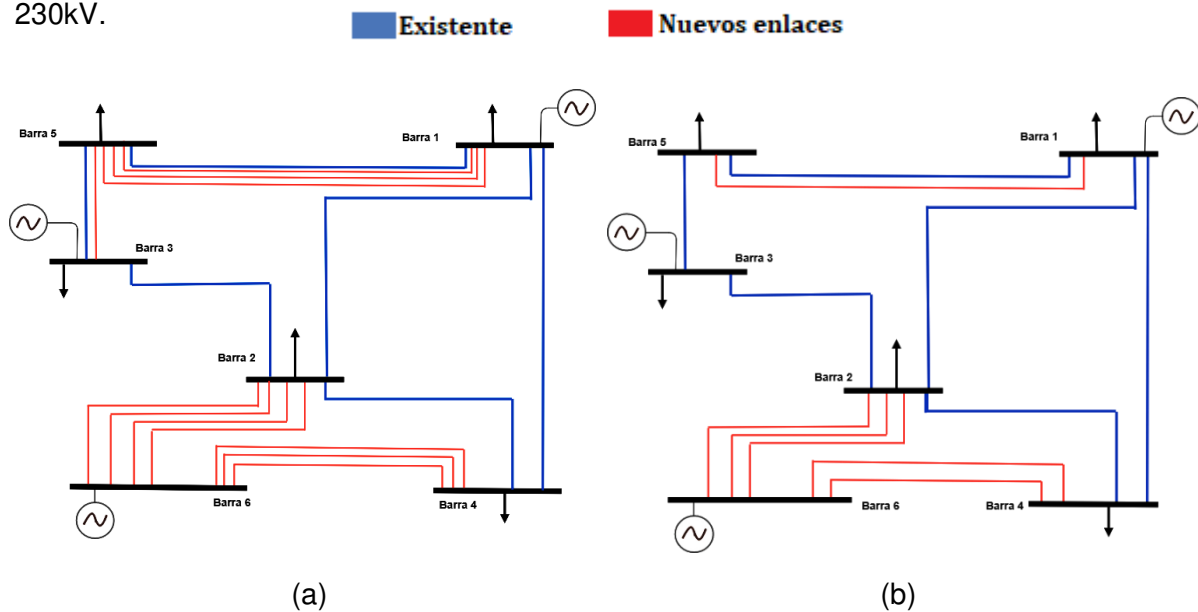


Figura 3.2. Topología final sistema Garver, escenarios (a) G_E_1_es, (b) G_E_2_es

El horizonte de planeación para este escenario es de 10 años y las capacidades de las nuevas de potencia activa y reactiva son la siguientes.

Tabla 3.3. Límites de capacidad de nuevas fuentes de potencia activa y reactiva – escenario G_E_2_es

Parámetro	Valor
$r_{P_i}^{MAX}$	200 MW
$r_{Q_i}^{MAX}$	300 MVar
$r_{Q_i}^{min}$	-50 MVar

El escenario G_E_2_es considera el modelo completo de optimización, por lo que se demuestra la influencia del planeamiento de reactivos en la expansión de la transmisión.

Tabla 3.4. Plan de expansión sistema Garver – escenario G_E_2_es

Plan	Líneas nuevas	Costo por inversión	Costos por operación
G_E_1_es	$L_{1-5} = 1, L_{2-6} = 3, L_{4-6} = 2$	170 [M\$]	52,264 [M\$]
Costos Total del PET			222,264 [M\$]
Nuevos compensadores			Costo total por PPR
$r_{Q_1} = 3.23 \text{ MVar}, r_{Q_2} = 107.28 \text{ MVar}, r_{Q_4} = 122 \text{ MVar}$ $r_{Q_5} = 81.21 \text{ MVar}$			3 473,9 [k\$]
Costos Total del PET + PPR			225,7 [M\$]
Costo por Despacho de Generación Convencional			536,7 [M\$]
Costo Total de la Función Objetivo			762,7 [M\$]

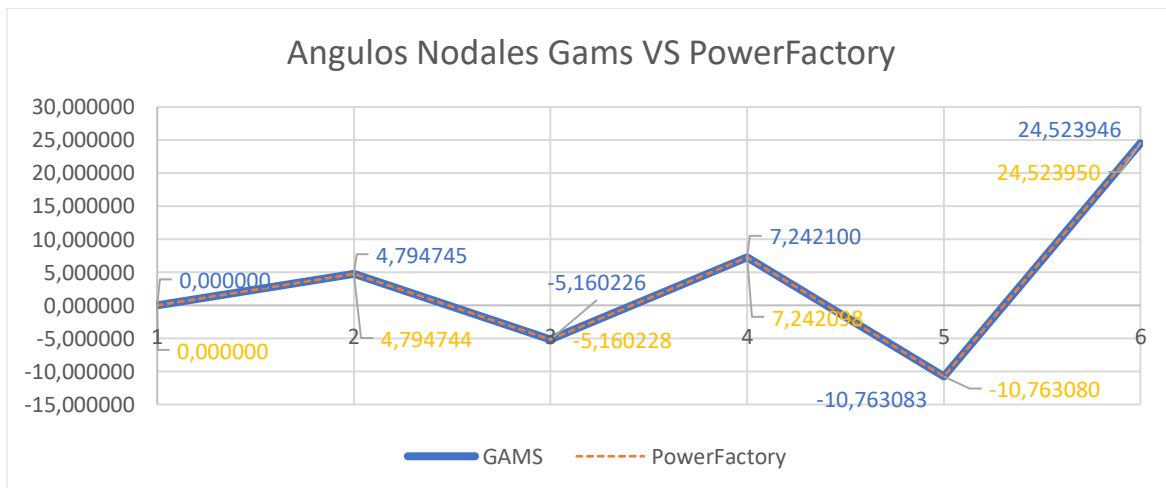


Figura 3.3. Comparativa de ángulos nodales [°] obtenidos en GAMS y comparador con PowerFactory – escenario G_E_2_es

En este escenario se obtuvieron en total 6 líneas de transmisión nuevas. Las cuales comparadas con las líneas obtenidas en el escenario G_E_1_es siguen un mismo patrón de instalación. Es decir, la línea 2-6 es el proyecto con mayor factibilidad de instalación para este sistema, ya que es el más numeroso en ambos escenarios. Esto se debe a que permite incluir la sexta barra con su central de generación al sistema y posee aspectos técnicos y económicos que permiten su inclusión. La barra 2 tiene una alta demanda, por lo cual resulta productivo incluir la línea 2-6 frente a la línea 4-6. Líneas con un costo y características similares. Además, las líneas que se incluyeron tienen un bajo costo de instalación y una reactancia pequeña, que permite una mayor transferencia de potencia. En el aspecto económico se demostró que la PPR abarata en gran medida a la expansión de la transmisión. Ya que en el primer escenario se obtuvieron 11 nuevas líneas con un costo por PET total de: 359,21 [M\$]. En el segundo escenario se obtuvieron 6 nuevas líneas y 4 compensadores reactivos, lo que da un costo por PET y PPR de: 225,7 [M\$]. Es decir, existe una diferencia significativa de 133,51 [M\$]. El costo total de la función objetivo por ende también es menor: 762,7 [M\$]. Este aspecto de la PPR no puede ser visto con un modelo DC. Los valores de los ángulos no presentan variaciones significativas entre la herramienta de modelado matemático y PowerFactory.

Autores como [30], resuelven un modelo DC sobre PET usando distintos métodos, y cuyos resultados varían en instalar entre 6 hasta 8 líneas dependiendo del modelo y estrategia de solución. Pero un modelo DC no nos proporciona información para corroborar los perfiles de voltaje o los flujos de potencia reactiva. La simulación y validación de estos planes podrían incurrir en alguna violación operativa en un sistema AC.

4.2.3. SISTEMA GARVER, ENFOQUE ESTÁTICO: modelo completo realizando variaciones de perfiles de voltaje

El escenario planteado como G_E_3_es, demuestra la estrecha relación que tienen los perfiles de voltaje con la planeación de los sistemas de transmisión. Ya que, si las restricciones de límites máximos y mínimos de voltaje son más estrictas, produce un aumento de capacidad en las nuevas fuentes de reactivos.

Se realizaron dos análisis: (1) Escenario G_E_3A_es, el cuál considera una tolerancia de variación de voltaje de $\pm 0,5\%$; (2) Escenario G_E_3B_es, el cuál considera una tolerancia de ± 10 .

4.2.3.1. Escenario con variaciones de voltajes aceptables del $\pm 0,5\%$

En este escenario se plantea que los perfiles de voltajes tienen un rango de aceptabilidad de $\pm 0,5\%$. Los resultados obtenidos para instalación de líneas son los mismos que en el escenario G_E_2_es, sin embargo, existe una diferencia significativa en el planeamiento de reactivos.

Tabla 3.5. Plan de expansión sistema Garver – escenario G_E_3A_es

Plan	Líneas nuevas	Costo por inversión	Costos por operación
G_E_3A_es	$L_{1-5} = 1, L_{2-6} = 3, L_{4-6} = 2$	170 [M\$]	52,3 [M\$]
Costos Total del PET			222,3 [M\$]
Nuevos compensadores			Costo total por PPR
$rQ_2 = 170,6 \text{ MVar}, rQ_4 = 113,9 \text{ MVar}, rQ_5 = 117,3 \text{ MVar}$ $rQ_6 = -27,869 \text{ MVar}$			4 871,4 [k\$]
Costos Total del PET + PPR			227,13 [M\$]
Costo por Despacho de Generación Convencional			543,08 [M\$]
Costo Total de la Función Objetivo			770,21 [M\$]

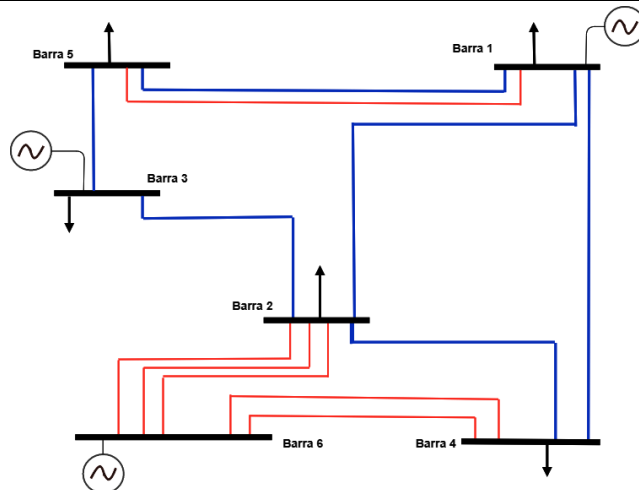


Figura 3.4. Topología final sistema Garver, escenarios G_E_3A_es y G_E_3B_es

Debido a que los límites de voltaje son bastante estrictos, se debe procurar que no exista elevaciones o disminuciones significativas. La PPR en este escenario incluye compensadores tanto capacitivos como inductivos. El equilibrio entre PET y PPR radica en la instalación de compensadores para evitar la inclusión de un número excesivo de líneas de transmisión. Técnicamente significa variar el voltaje en los nodos con el fin de que se

incluyan dichas fuentes. Lo cual a nivel operativo significaría una ventaja ya que se cuenta con los recursos necesarios para realizar operaciones y despacho adecuado según los requerimientos del sistema y la carga.

La inclusión del reactor en el nodo 6, se debe a que la barra, subestación a la que se conecta la central 3 como tal, no cuenta con la capacidad de reactivos para satisfacer el perfil de voltaje en dicho nodo y sus flujos de potencia reactiva asociados. La inclusión de esta fuente demuestra la validez del modelo de PET para tratar el valor absoluto en problemas de optimización, descrito en el Capítulo 2.3.1.4. El costo total de la función objetivo es: 770,21 [M\$], mayor a la del escenario G_E_2_es.

4.2.3.2. Escenario con variaciones de voltajes aceptables del $\pm 10\%$

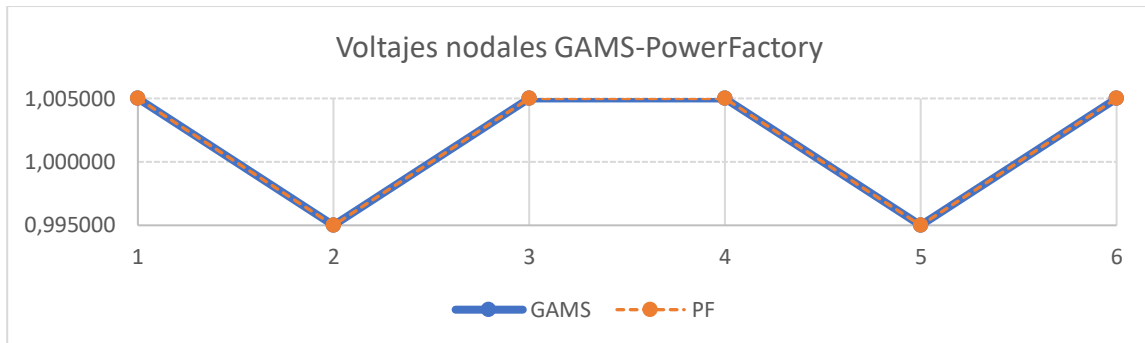
Este escenario tomó un límite de tolerancia de voltajes de $\pm 10\%$. Rango bastante bajo para calidad del producto. La PPR no tiene una significancia considerable en el criterio de optimalidad del modelo. Esto se debe a que no hay cotas adecuadas para que las fuentes de reactivos compensen económicamente la instalación de nuevas líneas de transmisión.

Tabla 3.6. Plan de expansión sistema Garver – escenario G_E_3B_es

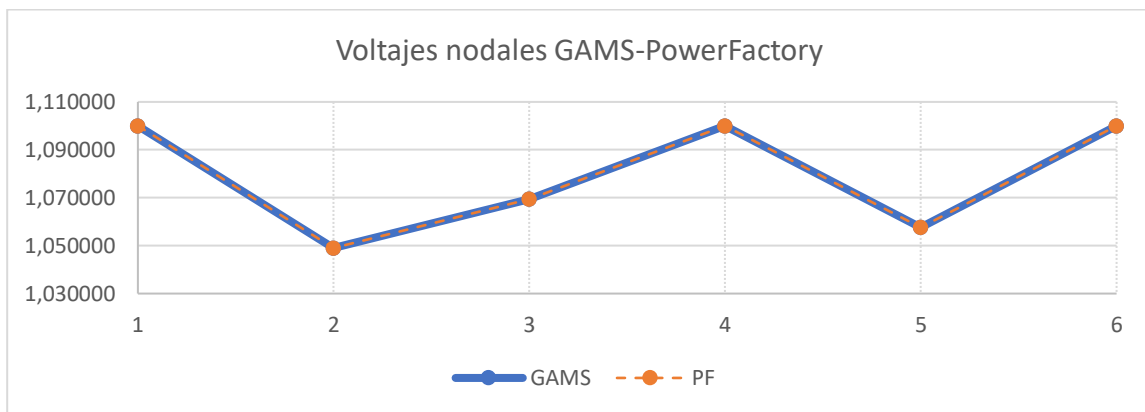
Plan	Líneas nuevas	Costo por inversión	Costos por operación
G_E_3B_es	$L_{1-5} = 1, L_{2-6} = 3, L_{4-6} = 2$	170 [M\$]	52,3 [M\$]
Costos Total del PET			222,3 [M\$]
Nuevos compensadores			Costo total por PPR
$rQ_1 = 8,55, rQ_2 = 87,25 \text{ MVar}, rQ_4 = 121,4 \text{ MVar},$ $rQ_5 = 75,93 \text{ MVar}$			3 245,9 [k\$]
Costos Total del PET + PPR			225,5 [M\$]
Costo por Despacho de Generación Convencional			531,7 [M\$]
Costo Total de la Función Objetivo			757,24 [M\$]

Es necesario remarcar que debido a que no se tiene límites estrictos de voltajes, la PPR no tiene una gran penetración dentro del sistema. Sin embargo, las líneas obtenidas corresponden al mismo plan de expansión que en el escenario anterior. La diferencia entre costos de PPR si es notable alrededor de 1 625,5 [k\$]. Con los perfiles de voltajes podemos controlar la PPR dentro de este modelo de planificación de los ST. Perfiles de voltaje más

estrictos implican más fuentes de reactivos y de mayor capacidad. Es labor del planificador encontrar un equilibrio entre PET y PPR, de tal forma que la inclusión de fuentes de reactivos sea beneficiosa para el plan de expansión de la transmisión.



(a)



(b)

Figura 3.5. Voltajes obtenidos en los escenarios (a) G_E_3A_es, (b) G_E_3B_es

4.2.4. SISTEMA GARVER, ENFOQUE CUASI-ESTÁTICO: modelo completo

Una de las principales ventajas de establecer un modelo dividido por periodos, es la capacidad de incluir características en cada etapa. Por lo tanto, la planificación puede ser vista de una forma más precisa. En la planificación estática se debe invertir en el primer año para reforzar el sistema para el último año de planificación. Lo cual nos puede dar una visión errada de los costos en el tiempo. Se plantearán los siguientes escenarios G_E_4_es y G_E_1_din. El primero con un enfoque estático que usará los datos de la Tabla A.2.3. para preparar al sistema para el último periodo de planificación. El segundo con un enfoque cuasi-estático de tres periodos de 5 años cada uno. Cada escenario tiene un horizonte de planificación de 15 años, el objetivo de plantear estos dos escenarios es verificar la

efectividad de un modelo cuasi-estático sobre uno estático. Cabe resaltar que los escenarios estáticos anteriores emplean una demanda proyectada menor.

Tabla 3.7. Plan de expansión sistema Garver – escenario G_E_4_es

Plan	Líneas nuevas	Costo por inversión	Costos por operación
G_E_4_es	$L_{1-5} = 1, L_{2-6} = 4, L_{4-6} = 2$	200 [M\$]	68,108 [M\$]
Costos Total del PET			268,108 [M\$]
Nuevos compensadores			Costo total por PPR
$rQ_1 = 4,98 \text{ MVar}, rQ_2 = 172,65 \text{ MVar}, rQ_4 = 84,88 \text{ MVar},$ $rQ_5 = 91,61 \text{ MVar}$			3 921,3 [k\$]
Costos Total del PET + PPR			272,03 [M\$]
Costo por Despacho de Generación Convencional			693,8 [M\$]
Costo Total de la Función Objetivo			965,83 [M\$]

Tabla 3.8. Plan de expansión sistema Garver – escenario G_E_1_din

Plan	G_E_1_din			
Etapas	Líneas nuevas		Inversión por etapa	
1	$L_{1-5} = 1, L_{2-6} = 3, L_{4-6} = 2$		170,00 [M\$]	
3	$L_{2-6} = 1$		9,66 [M\$]	
Costo total por inversión				179,66 [M\$]
Costo total por operación – enlaces de transmisión				63,87 [M\$]
Costos Total del PET				243,52 [M\$]
Compensador MVar	Etapas 1	Etapas 2	Etapas 3	Costo por PPR
rQ1	2,90055	0,00000	3,69577	15 097,97
rQ2	114,89305	119,45535	180,47404	888 716,180
rQ4	121,5942156	125,3836468	87,14737466	814 957,06
rQ5	86,15786168	90,60282285	94,99446676	620 646,34
rQ6	-1,591634033	0	-5,09309593	16 259,311
Costos Total del PPR				2 355,6 [k\$]
Costos Total del PET + PPR				245,9 [M\$]
Costo por Despacho de Generación Convencional				668,74 [M\$]
Costo Total de la Función Objetivo				914,62 [M\$]

Ambos escenarios adecuan al sistema de tal forma de soportar la demanda máxima proyectada para el último año de planificación. Ambos planes presentan las mismas líneas para su inclusión, pero en el escenario cuasi-estático la cuarta línea en el enlace 2-6, resulta conveniente instalarla en la tercera etapa. Por lo que una visión de planificación dividida en etapas nos dirá cuando es mejor instalar un nuevo enlace. El planeamiento de reactivos, costos de generación son menores en el escenario cuasi-estático. Esto se debe a que este escenario considera flujos de potencia para cada etapa, permitiendo una mejor caracterización de los resultados y por lo tanto caracterizar mejor los costos en el tiempo.

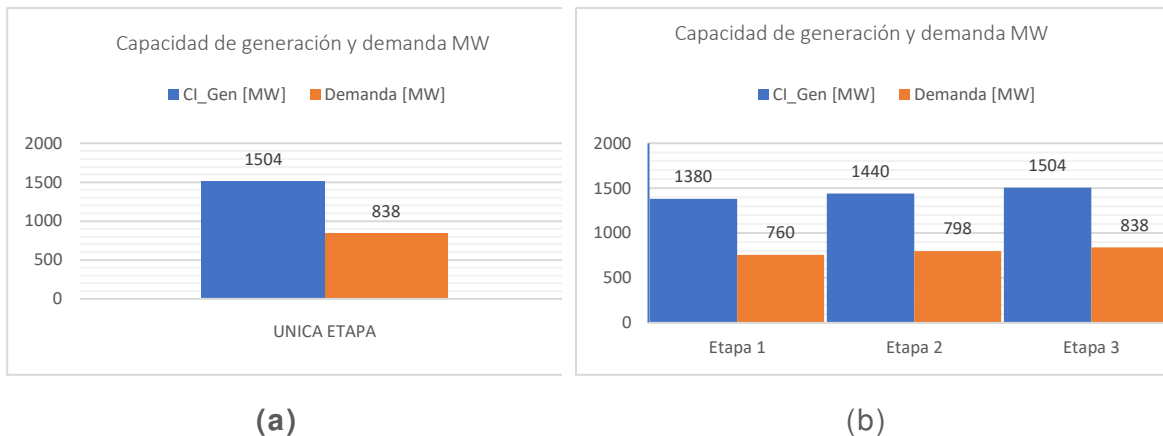


Figura 3.6. Plan de expansión de la generación-capacidad total instalada y demanda total proyectada en MW, escenarios: (a) G_E_4_es, (b) G_E_1_din

Un modelo cuasi-estático reforzará el sistema de transmisión para cada una de sus etapas. Lo que implica que, si no es óptimo construir nuevas líneas para las etapas subsiguientes, no se lo realizará debido al planteamiento global que se realizó en el Capítulo 2.3. Una ventaja de este enfoque en tema de la PPR radica en que se puede caracterizar mejor la operación de bancos de compensadores.

Un criterio general para el planeamiento por etapas radica en que, entre más se reduzca el tiempo por etapa, la planificación será más precisa. Pero el grado de precisión dependerá directamente de la complejidad del sistema. Los escenarios planteados en las Tablas 3.7 y 3.8, son comparables ya que poseen características similares. Sin embargo, el escenario cuasi-estático nos dan una visión más económica a nivel de reactivos y costos de generación. Esto se debe a la mayor cantidad de información que se tiene para cada etapa. Ambos enfoques tratan al sistema de generación de la siguiente manera: el modelo estático G_E_4_es, considera que la expansión de la generación se la realiza en el primer año de

planeación. En contraste, el modelo cuasi-estático representa un crecimiento progresivo de la capacidad de generación, lo cual es una visión más real.

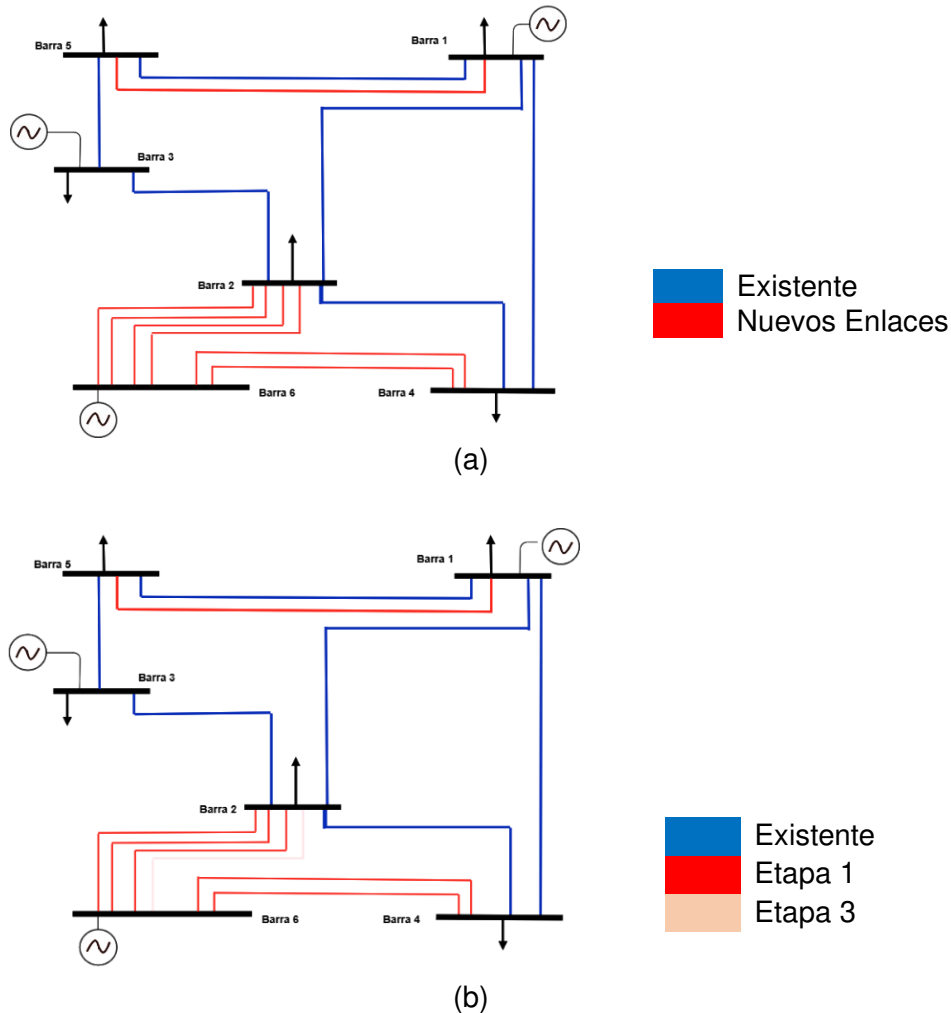


Figura 3.7. Topología final sistema Garver, escenarios (a) G_E_4_es, (b) G_E_1_din

4.2.5. SISTEMA GARVER, ENFOQUE CUASI-ESTÁTICO: proyección significativa de la demanda eléctrica

Este escenario tiene como objetivo demostrar dos criterios:

- (1) Ante un crecimiento sustancial de carga bien diferenciado se realizó un reforzamiento del ST por etapas. Mediante lo cual se pueda demostrar la validez del modelo de PET planteado referente a las variables de inversión y operación establecidas en el Capítulo 2.3.2.7.
- (2) Se demuestra que la expansión de los ST de transmisión es necesaria en el equilibrio generación-carga. Ya que no necesariamente al existir una reserva de generación, la carga

va a ser satisfecha exitosamente. Existen pérdidas en el ST que deben ser compensadas por la generación de las centrales.

El escenario G_E_2_din tendrá un enfoque cuasi-estático, con un horizonte de planificación de 15 años con 3 etapas de 5 años cada una. La demanda será tres veces mayor a su valor proyectado para la primera etapa. Con estos datos se emplea una tasa de crecimiento compuesta del 11.61% anual para la demanda. Este escenario plantea una situación de emergencia en el sistema de potencia. Ya que no se tendrá una expansión considerable de la generación que vaya a la par de la demanda. Esto se plantea con el fin de demostrar la necesidad de nuevas fuentes de generación de potencia activa. La generación crecerá solamente 1,7 veces a su valor proyectado en la primera etapa, la cual obedece a una tasa de crecimiento de solamente 5,45%. Cabe recalcar que la demanda es invariable por cada 5 años de planificación.

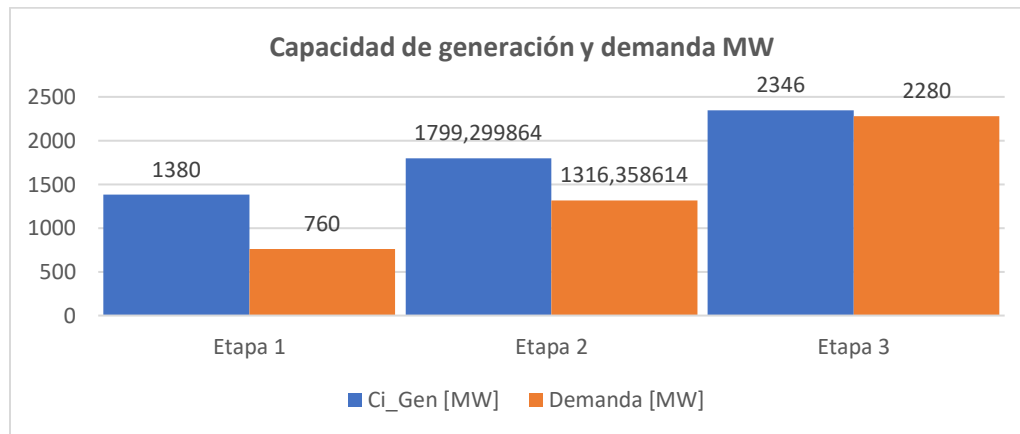


Figura 3.8. Plan de expansión de la generación. capacidad total instalada y demanda total proyectada en MW, escenario: G_E_2_din

Tabla 3.9. Datos de demanda y generación empleados para el escenario G_E_2_din

Barra	Etapa 1					
	P_D [MW]	Q_D [MVar]	P_G^{MAX} [MW]	P_G^{min} [MW]	Q_G^{MAX} [MVar]	Q_G^{MAX} [MVar]
1	80	16	400	10	48	-10
2	240	48	0	0	0	0
3	40	8	370	10	101	-10
4	160	32	0	0	0	0
5	240	48	0	0	0	0
6	0	0	610	10	183	-10
Etapa 2						
1	138,5641	27,7128	521,5362	10,0000	62,5843	-13,0384
2	415,6922	83,1384	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
3	69,2820	13,8564	482,4210	10,0000	131,6879	-13,0384
4	277,1281	55,4256	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

5	415,6922	83,1384	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
6	0,0000	0,0000	795,3427	10,0000	238,6028	-13,0384
Etapas 3						
1	240	48	680,0000	10,0000	81,6000	-17,0000
2	720	144	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
3	120	24	629,0000	10,0000	171,7000	-17,0000
4	480	96	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
5	720	144	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
6	0	0	1037,0000	10,0000	311,1000	-17,0000

Tabla 3.10. Plan de expansión sistema Garver – escenario G_E_2_din

Plan	G_E_2_din			
Etapas	Líneas nuevas			Inversión por etapas
1	$L_{1-5} = 1, L_{2-6} = 3, L_{4-6} = 2$			170 [M\$]
2	$L_{1-5} = 1, L_{2-6} = 1, L_{4-6} = 1$			45,39 [M\$]
3	$L_{2-6} = 1, L_{3-5} = 3, L_{4-6} = 1$			38,63 [M\$]
Costo total por inversión				254,02 [M\$]
Costo total por operación – enlaces de transmisión				72,9 [M\$]
Costos Total del PET				326,92 [M\$]
Central [MW]	Etapas 1	Etapas 2	Etapas 3	Costo por GNC
rP2	0	0	50,3771737	35 520 731,77
rP4	0	0	15,02618907	10 594 902,26
rP5	0	0	1,060727301	747 914,3
Total, Generación No Convencional				46,86 [M\$]
Compensador [MVar]	Año 1	Año 2	Año 3	Costo por PPR
rQ1	2,900554559	0	0	10 705,94
rQ2	114,8930502	235,9969321	300	1 274 829,727
rQ4	121,5942156	131,4570022	251,574	1 023 079,55
rQ5	86,15786168	164,3132373	279,776	994 609,97
rQ6	-1,59163403	0	0	8 008,4
Costos Total del PPR				3 311,23 [k\$]
Costos Total del PET + PPR				330,23 [M\$]
Costo por Despacho de Generación Convencional				1 159,85 [M\$]
Costo Total de la Función Objetivo				1 536,9 [M\$]

Este escenario demuestra el alcance del modelo de planificación planteado. Ya que permite la inclusión de nuevas líneas en periodos subsiguientes a la primera etapa tomando en cuenta la existencia de líneas anteriormente instaladas. Además, es posible realizar la PPR

por etapas de tal forma que el sistema de potencia pueda ser reforzado progresivamente. Lo que significa un ahorro en la inclusión de nuevos elementos en el SEP. En este escenario se demostró que las barras de carga 2, 4 y 5 requieren de un aumento progresivo en la capacidad del banco de capacitores instalados. Lo que a nivel estructural significaría que en cada periodo se debe agregar un determinado número de bancos de capacitores. Dos casos particulares son los que ocurren en las barras 1 y 6. Las cuales son barras de generación que requieren compensación capacitiva y reactiva, respectivamente, pero solo en la primera etapa de planificación. Lo cual indica al planificador que las centrales actualmente están muy cerca a sus límites de capacidad ya que en la primera etapa se usa una demanda proyectada a 5 años. Este criterio nos indicaría que la subestación que conecte a la central con el sistema de potencia debe poseer elementos compensadores para salvaguardar los perfiles de voltaje y requerimientos de flujos de potencia reactiva a demanda máxima. Además, se tiene que en la segunda y tercera etapa en estas barras no se requiere compensación reactiva. Esto se debe a las nuevas necesidades de generación, reorganización de flujos de potencia del sistema y el planeamiento simplificado de reactivos del modelo.

Este escenario también nos demuestra que no basta que exista mayor capacidad de generación a demanda instalada, Figura 3.8. Sino que se requiere una reserva para compensación de pérdidas de potencia y demás requerimientos en el transporte de energía. Además, se demuestra que el sistema de transmisión debe tener la suficiente capacidad de transportar la energía de las centrales de generación a los centros de carga y que la potencia transmitida se ajuste a las ecuaciones de flujo de potencia AC.

Es necesario mencionar que el PEG para este escenario es deficiente. No sería posible aprobar ningún plan, que tenga las características la Figura 3.8. Sin embargo, y para fines didácticos del escenario G_E_2_din, se lo utilizó con el objetivo de obtener nuevas centrales de generación no convencionales. La inclusión de estas centrales dentro del modelo del PET radica cuando técnicamente se requiere capacidad de generación, para solventar el equilibrio generación-carga. Otro criterio es cuando existe un equilibrio técnico-económico para su inclusión. En este escenario se demostró el primer aspecto, ubicando tres nuevas centrales fotovoltaicas en las barras de carga 2, 4 y 5. Barras aptas para la inclusión de nuevas centrales.

La etapa 3 del periodo de planificación es emergente ya que existe una mínima reserva de generación. Por lo tanto, fue necesaria la inclusión de dichas fuentes de potencia activa. El escenario G_E_2_din, demuestra que si la demanda eléctrica crece considerablemente los costos PET serán igualmente elevados como lo demuestra la Tabla 3.10.

Si se emplea la expansión de la generación usada en escenarios anteriores o no se incluyen las nuevas fuentes de generación activa y reactiva, no existe solución factible. Esto se debe a que incluso las centrales trabajando a toda capacidad no pueden solver los requerimientos de la carga y del sistema de transmisión.

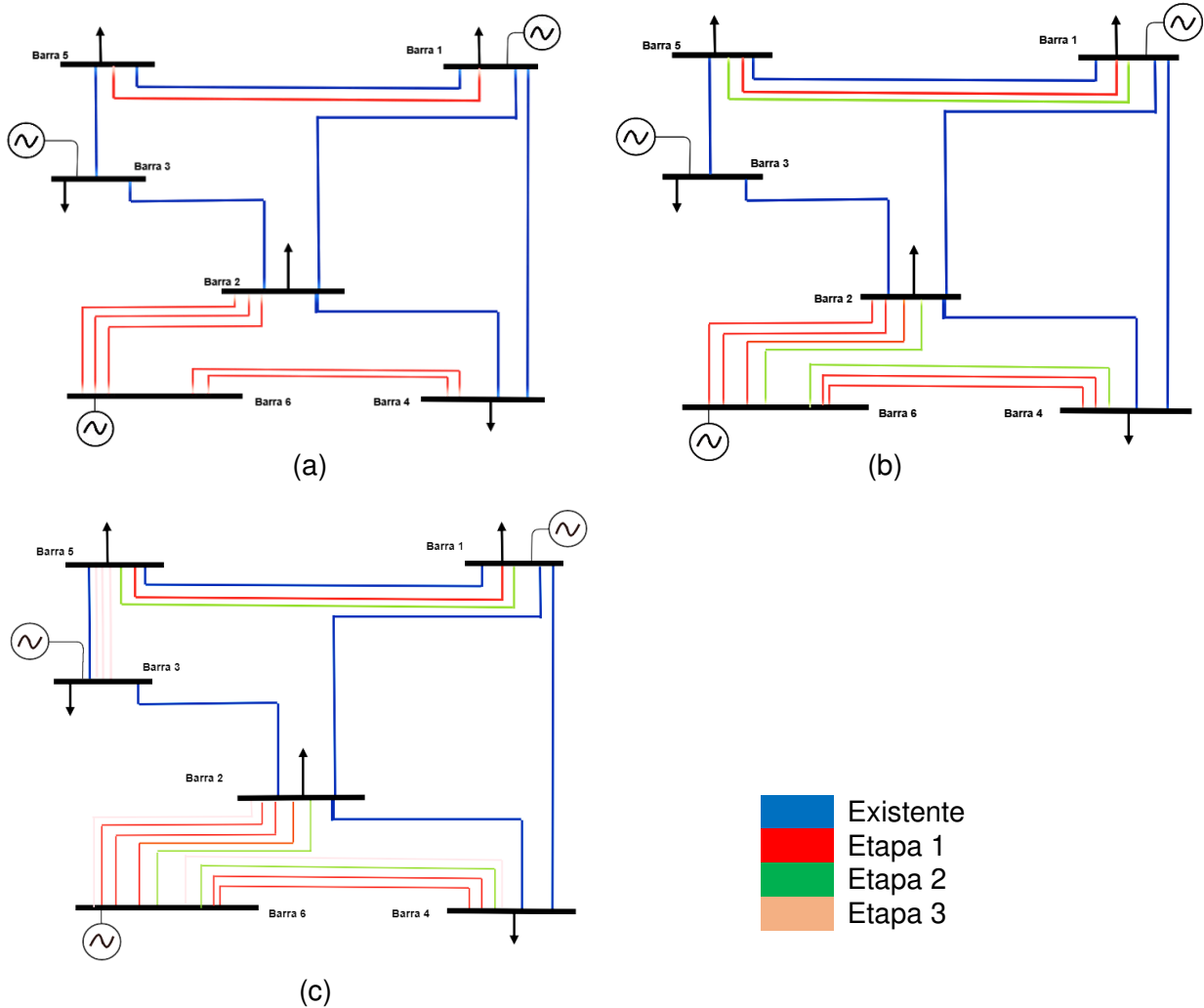


Figura 3.9. Topología por etapas de planificación escenario G_E_2_din: (a) Etapa 1, (b) Etapa 2, (c) Etapa 3

4.3. RESULTADOS DEL SISTEMA IEEE 24 BARRAS

El sistema Garver debido a su pequeño tamaño permite realizar pruebas de gran alcance y con un esfuerzo computacional relativamente bajo. En sistemas grandes sería posible realizar la expansión de los ST por zonas, sin embargo, no es la visión óptima y más eficaz para este tipo de planificación. Este tema es abordado por la planificación de la transmisión zonal y en redes de subtransmisión. Por lo que en materia de PET es necesario realizarlo con la mayor cantidad de características del SEP y con la mayor cantidad de interconexiones entre sí.

El sistema IEEE de 24 barras tiene dos zonas de alto voltaje: de 230kV y 138kV, las cuales están interconectadas entre sí mediante transformadores. Este sistema presenta una mayor dificultad que el sistema Garver ya que es un sistema mallado con gran cantidad de centros de carga y de generación. En este capítulo se verifica el alcance del modelo planteado para distintos escenarios bajo este sistema.

Tabla 3.11: Escenarios situacionales para el sistema IEEE de 24 barras

Nombre del escenario	Descripción
Enfoque estático	
I24_E_1_es	Modelo de expansión, sin considerar nuevas fuentes de potencia activa y reactiva
I24_E_2_es	Modelo de expansión, considerando nuevas fuentes de potencia activa y reactiva
Enfoque cuasi-estático	
I24_E_1_din	Modelo de expansión, variación de precios de generación
I24_E_2_din	Modelo de expansión, escenario hidrotérmico húmedo
I24_E_3_din	Modelo de expansión, escenario hidrotérmico seco

4.3.1. SISTEMA IEEE DE 24 BARRAS, ENFOQUE ESTÁTICO: escenario sin nuevas fuentes de generación activa y reactiva

En este escenario se emplearán las tablas planteadas en el ANEXO A.3 para su implementación en el modelo de PET estático. Se debe mencionar que este modelo es bastante exigente en cuanto a restricciones operativas y de planificación, sobre todo en el

criterio de seguridad planteado en el Capítulo 2.2.1.3. Por lo que los enlaces obtenidos sin considerar nuevas fuentes de potencia activa y reactiva son numerosos.

Cabe mencionar que el modelo original fue planteado como un sistema con generación totalmente térmica. Sin embargo, y en escenarios posteriores se modificarán ciertas unidades térmicas como hidroeléctricas, esto con el fin de plantear escenarios secos y húmedos. En el presente escenario I24_E_1_es, considerará que todas las centrales pueden dar su máxima capacidad, en caso de requerirlo. El escenario planteado tiene un horizonte de planificación de 10 años.

Tabla 3.12. Plan de expansión sistema IEEE24barras – escenario I24_E_1_es

Plan	Líneas nuevas	Costo por inversión	Costos operativos
I24_E_1_es	$L_{1,3} = 3, L_{2,4} = 1, L_{3,9} = 1, T_{3,24} = 1,$ $L_{7,8} = 2, T_{9,11} = 1, L_{6,10} = 2$ $L_{14,16} = 1, L_{15,24} = 1, L_{16,17} = 1$	555 [M\$]	348,4 [M\$]
Costos Total del PET			903,5 [M\$]
Costo por Despacho de Generación Convencional			5 287,05 [M\$]
Costo Total de la Función Objetivo			6 190,53 [M\$]

Los resultados de expansión para el presente escenario son 12 nuevas líneas de transmisión y 2 nuevos transformadores, especificados en la Tabla 3.12. La inclusión de nuevos enlaces en un sistema mallado y de gran tamaño, nos indica qué elementos deben soportar mayor potencia de transferencia, convirtiéndolos en enlaces críticos que se deben reforzar. Además, el modelo de PET planteado asegura que el límite máximo de operación normal de las líneas y la capacidad de los transformadores no se supere.

Las líneas de transmisión en el sistema IEEE de 24 barras incluyen la susceptancia shunt dentro de sus parámetros. La cual es considerada dentro de la planificación con un modelo “ π ”, por lo que la inclusión de una nueva línea evita que se produzcan bajos voltajes en los nodos en los que se encuentra conectada.

Los transformadores poseen un costo comparable al de las líneas. Este criterio depende del mercado de equipos del país en que se encuentre el sistema de transmisión. En el presente sistema estos datos fueron obtenidos de fuentes bibliográficas. Un modelo más

completo de planificación podría incluir como variables de decisión la posición de los tap de los transformadores, con el fin de poseer otro medio de regulación de voltaje, flujos de potencia reactiva, o factor de potencia.

En el próximo escenario se incluirá la PPR y la Generación No Convencional (GNC) con el fin de disminuir la inclusión de nuevas líneas, mejorar los perfiles de voltaje y abaratar costos a largo plazo. En cuanto a los resultados del despacho de potencia activa, se comprobó que las unidades térmicas nucleares fueron las que más se despacharon, debido a su gran capacidad y bajo costo.

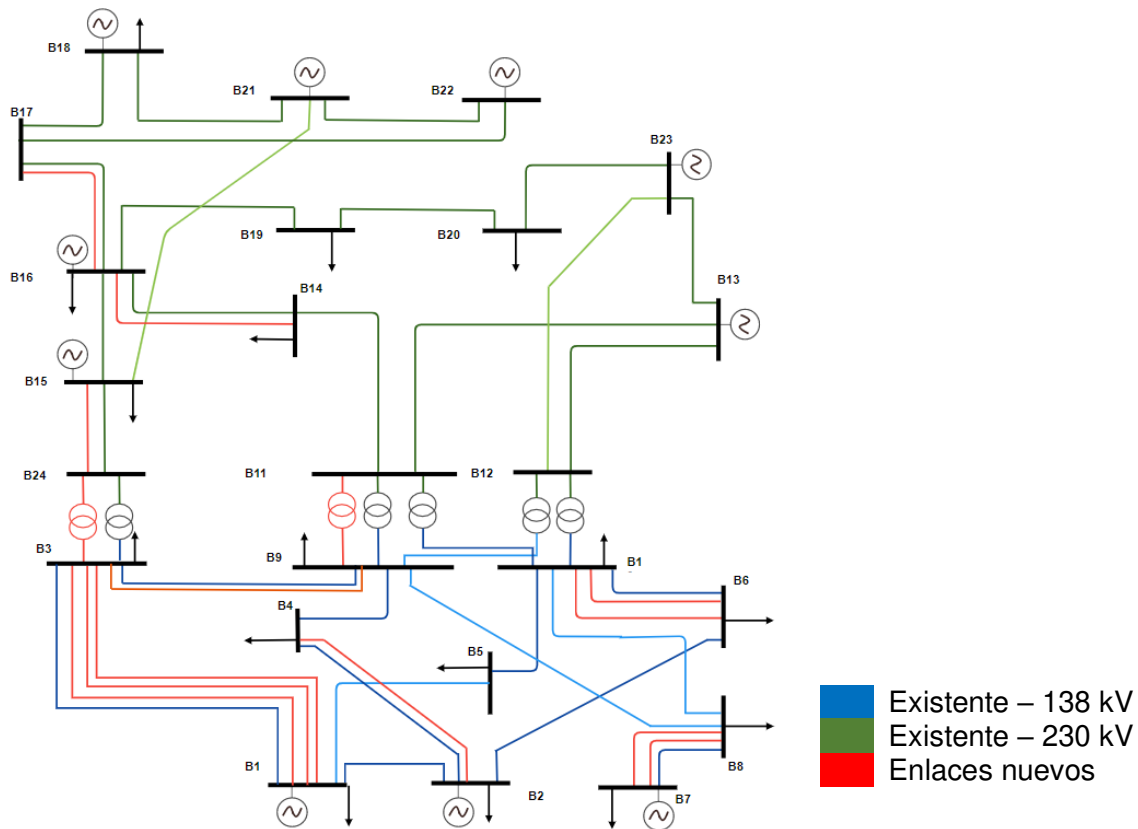


Figura 3.10. Topología final sistema IEEE 24 barras, escenario: I24_E_1_es

En las siguientes gráficas se muestra la diferencia entre los resultados obtenidos en GAMS y PowerFactory con respecto a los ángulos nodales. Cabe mencionar que todos los resultados de las variables de decisión obtenidas en GAMS se encuentran en el ANEXO C. Además, la simulación del escenario en PowerFactory se encuentra en el ANEXO D.

Tabla 3.13. Comparativas entre valores de ángulos nodales GAMS vs. PowerFactory

Nodo	1	2	3	4	5	6
GAMS	-19,087252	-19,160165	-18,402175	-24,168068	-28,858852	-32,513306
PF	-19,087256	-19,16017	-18,402179	-24,168071	-28,858858	-32,513312
Nodo	7	8	9	10	11	12
GAMS	-19,344498	-24,766378	-19,555931	-29,113304	-10,605051	-6,2795291
PF	-19,344506	-24,766384	-19,555935	-29,11331	-10,605053	-6,27953
Nodo	13	14	15	16	17	18
GAMS	0	-3,0976363	4,8046214	6,9897004	13,801951	18,226233
PF	0	-3,0976388	4,8046182	6,9896975	13,801948	18,22623
Nodo	19	20	21	22	23	24
GAMS	8,1514455	15,087017	20,907001	36,063034	20,859193	-3,6990175
PF	8,1514434	15,087016	20,906998	36,063032	20,859194	-3,6990199

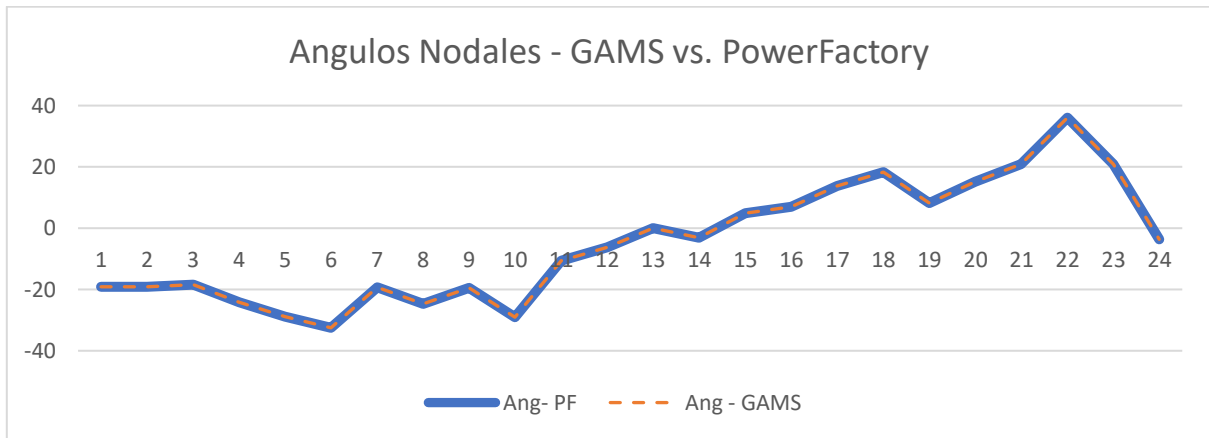


Figura 3.11. Comparativa de ángulos nodales [°] obtenidos en GAMS y comparador con PowerFactory – escenario I24_E_1_es

4.3.2. SISTEMA IEEE DE 24 BARRAS, ENFOQUE ESTÁTICO: escenario con nuevas fuentes de generación activa y reactiva

Debido a que el sistema IEEE de 24 barras tiene dos zonas diferenciadas por su nivel de voltaje, se emplearon los costos por nuevas fuentes de potencia reactiva para 230 kV y 138 kV especificados en la Tabla 2.8. Además, se debió especificar cuáles fueron las barras habilitadas para nueva generación no convencional, ya sea fotovoltaica o eólica.

Tabla 3.14. Conjunto de barras habilitadas para generación no convencional Ω_{BPQ} , sistema IEEE 24 barras

Barra	GNC	Barra	GNC	Barra	GNC	Barra	GNC
3	Fotovoltaica	8	Fotovoltaica	11	Fotovoltaica	19	Eólica
4	Fotovoltaica	9	Fotovoltaica	12	Eólica	20	Eólica
5	Fotovoltaica	10	Fotovoltaica	17	Eólica	24	Eólica

Tabla 3.15. Plan de expansión sistema IEEE 24 barras – escenario I24_E_2_es

Plan	Líneas nuevas	Costo por inversión	Costos por operación
I24_E_2_es	$L_{6,10} = 1, L_{7,8} = 1$	32 [M\$]	274,6 [M\$]
Costos Total del PET			306,6 [M\$]
Nuevos compensadores [MVar]			Costo total por PPR
$rQ_3 = 255,4, rQ_4 = 51, rQ_5 = 37,24, rQ_8 = 103,14, rQ_9 = 217,54$ $rQ_{10} = 118,32, rQ_{11} = 43,82, rQ_{12} = 300, rQ_{15} = 280,36$ $rQ_{16} = 131,4, rQ_{19} = 25,14, rQ_{24} = 224,92$			24,51 [M\$]
Costos Total del PET + PPR			331,11 [M\$]
Costo por Despacho de Generación Convencional			5 305 [M\$]
Costo Total de la Función Objetivo			5 636,2 [M\$]

En este escenario se usa el modelo de planificación estático completo aplicado a un sistema de prueba de gran tamaño. El cual requirió un esfuerzo computacional elevado, y a diferencia del sistema Garver, los proyectos candidatos del sistema IEEE de 24 barras no presentan todas las combinaciones posibles entre barras (276), sino solamente considera un refuerzo a los enlaces existentes y 7 nuevas líneas.

La inclusión de nuevas fuentes de potencia reactiva, al igual que en el sistema Garver redujo significativamente la adición de nuevas líneas o transformadores en el sistema, y con esto el costo total por planificación. En el escenario I24_E_1_es, se tiene un costo por PET de 903,5 [M\$] y en el escenario I24_E_2_es, los costos por PET y PPR son 331,11 [M\$], es decir una diferencia de 572,39 [M\$]. Esto se debe por incluir bancos de capacitores en las barras, en reemplazo de la compensación shunt de las líneas de transmisión.

Las ventajas de un sistema de gran tamaño y con varias fuentes de generación radica en que es posible satisfacer a la carga desde distintos puntos. Para lo cual se requiere un sistema de transmisión reforzado. Se debe mencionar que la capacidad de generación del sistema y la distribución de centrales, pueden satisfacer a la carga. Es por esto y con la ayuda de los nuevos elementos capacitivos que en este escenario solamente se obtuvieron 2 nuevas líneas de transmisión.

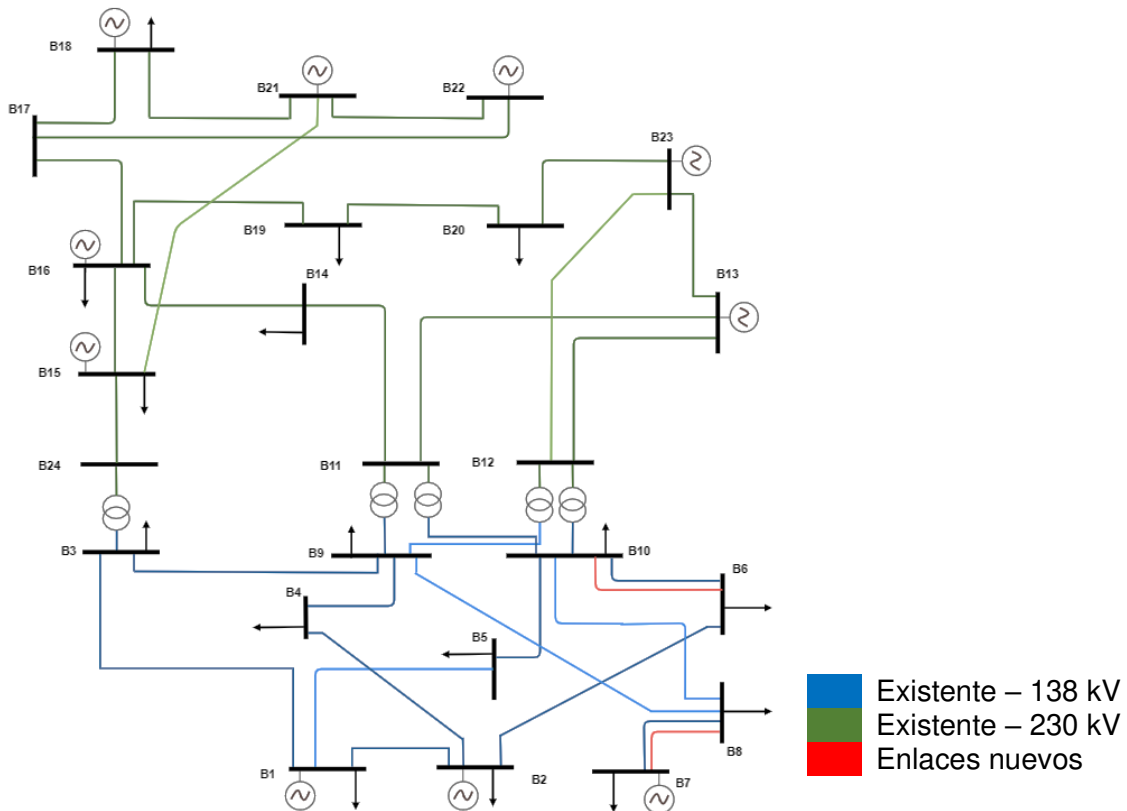


Figura 3.12. Topología final sistema IEEE 24 barras, escenario: I24_E_2_es

4.3.3. SISTEMA IEEE DE 24 BARRAS, ENFOQUE CUASI-ESTÁTICO: variación de precios de generación

Los escenarios planteados a partir de este punto son los que requieren un esfuerzo computacional y tiempo de ejecución más elevado. El escenario nombrado como I24_E_1_din es resuelto sobre el sistema IEEE de 24 barras, y sus datos son los empleados en las tablas del ANEXO A.4. Para este escenario se emplea una totalidad de centrales térmicas en su parque de generación. La finalidad de este escenario es plantear un decremento de los precios energéticos de las centrales no convencionales, con el fin de representar el incremento del costo de los combustibles en el tiempo. Se considera además una proyección de que, al cabo de 15 años, el costo del Megavatio-hora de las centrales

fotovoltaicas y eólicas se habrá reducido tres veces, siguiendo el criterio mencionado en el Capítulo 1.3.9. Se empleó una tasa anual de decrecimiento del 10,4%. Esto con el fin de que las centrales renovables puedan competir económicamente con las centrales térmicas dentro del modelo.

El sistema IEEE de 24 barras posee centrales térmicas de Oíl #2, Oíl #6, Carbón y nucleares [24]. Estas centrales tendrán un aumento del 1,25 pu de su precio en todo el horizonte de planificación, a excepción de las centrales nucleares. Ya que este tipo de centrales no basa su proceso de conversión de energía en la quema de combustible sino de procesos químicos y físicos a partir de la combustión nuclear de elementos radiactivos. La tasa de crecimiento de generación convencional es de 2,26%. Cabe resaltar que los escenarios estáticos anteriores emplean una demanda proyectada menor al de los escenarios siguientes.

Tabla 3.16. Costos de Energía Convencional y No Convencional por etapas – escenario

I24_E_1_din

Generación No Convencional				
Costos [\$/MWh]		Etapas 1	Etapas 2	Etapas 3
Fotovoltaica		69,350	40,039	23,117
Eólica		61,980	35,784	20,66
Generación Convencional				
Costos [\$/MWh]		Etapas 1	Etapas 2	Etapas 3
Generador	Combustible			
g1	Carbón	13,32	14,892	16,65
g2	Carbón	13,32	14,892	16,65
g4	Oíl #6	20,7	23,143	25,88
g5	Oíl #6	20,93	23,400	26,16
g7	Oíl #6	18,315	20,477	22,89
g8	Carbón	10,52	11,762	13,15
g9	Nuclear	6,02	6,02	6,02
g10	Nuclear	5,47	5,47	5,47
g11	Oíl #6	11,64	13,014	14,55
g12	Oíl #6	10,705	11,969	13,38

La inclusión de nuevas fuentes de generación de potencia activa en el modelo planteado se da bajo dos circunstancias: (1) Cuando la capacidad de generación y los requerimientos del sistema de transmisión no son suficientes para satisfacer la demanda, como se estableció en el Capítulo 3.1.5. (2) Cuando los precios de generación no convencional pueden competir con la generación convencional instalada, de tal forma que resulte rentable producir energía con estas nuevas centrales. Este escenario demuestra el segundo punto, ya que, para la tercera etapa de planificación, los precios de energía no convencional serán bastante más rentables en comparación a la primera etapa. Este escenario posee un parque de generación distinto al anterior, por lo que los flujos de potencia y planeamiento será distinto.

Tabla 3.17. Plan de expansión sistema IEEE 24 barras – escenario I24_E_1_din

Plan	I24_E_1_din			
Etapa	Líneas nuevas			
1	$L_{1,8} = 1, L_{6,10} = 1, L_{7,8} = 1, L_{14,16} = 1, L_{16,17} = 1$			
Costo total por inversión				157 [M\$]
Costo total por operación – enlaces de transmisión				617,44 [M\$]
Costos Total del PET				774,44 [M\$]
Central [MW]	Etapa 1	Etapa 2	Etapa 3	Costo por GNC [\$]
rP4	0	0	200,000	138 013 213
rP5	0	0	179,298	123 727 130
rP8	0	0	200,000	138 013 213
rP9	0	0	200,000	138 013 213
rP10	0	0	174,788	120 615 375
rP11	0	0	200,000	123 346 200
rP12	0	0	200,000	123 346 200
rP19	0	0	200,000	123 346 200
rP24	0	0	200,000	123 346 200
Total, Generación No Convencional				1 151,17 [M\$]
Compensador [MVar]	Año 1	Año 2	Año 3	Costo por PPR [\$]
rQ3	245,806	223,309	263,190	3 612 603
rQ4	56,444	61,376	38,170	784 801
rQ5	46,574	38,560	0,000	454 721
rQ8	93,051	109,316	115,455	1 556 382
rQ9	185,552	285,267	213,030	3 361 236
rQ10	37,683	0,000	0,000	214 628

rQ11	220,596	291,583	0,000	1 742 577
rQ12	300,000	300,000	199,726	2 611 000
rQ15	91,907	156,400	174,961	1 410 062
rQ16	55,439	66,191	0,110	434 792
rQ17	164,364	183,220	179,889	1 767 172
rQ19	104,244	119,220	134,806	1 195 225
rQ24	246,823	216,159	169,610	2 241 385
Costos Total del PPR				20,95 [M\$]
Costos Total del PET + PPR				795,4 [M\$]
Costo por Despacho de Generación Convencional				11 340 [M\$]
Costo Total de la Función Objetivo				13 287,2 [M\$]

Los resultados obtenidos para este escenario demuestran el alcance del modelo de planificación cuasi-estático planteado, ya que se incluyeron tanto fuentes de potencia activa como reactiva. La inclusión de generación no convencional se debe a que económicamente pueden competir con los precios energéticos de las centrales térmicas. La variación de precios establecidos para este escenario fue realizada de tal forma que la GNC y la Generación Convencional posean precios similares en la tercera etapa. Esto provocó que en esta etapa de planificación se incluyan 9 nuevas centrales. El presente plan de expansión da un criterio de planificación para nuevos proyectos o variaciones del plan de expansión de la generación.

En cuanto a la expansión de la transmisión se obtuvieron 5 nuevas líneas de transmisión incluidas en la primera etapa de planificación. Esto se debe a que las condiciones del sistema no requieren que se incluya nuevas líneas en etapas posteriores. La demanda eléctrica no crece sustancialmente por etapa y la energía generada puede ser transmitida sin violar las restricciones planteadas. En la tercera etapa pese a que se incluyan nuevas centrales no convencionales, el sistema ya se encontraba adecuadamente reforzado por las líneas de la primera y segunda etapa.

Las líneas obtenidas en este escenario son mayores a las líneas obtenidas en el escenario I24_E_2_es, ya que el horizonte de planificación y la demanda eléctrica es mayor. Sin embargo, el patrón de instalación de líneas sigue vigente, ya que ambos escenarios consideran que las líneas (6-10), (7-8). La construcción de un plan de expansión se debe tener la mayor cantidad de criterios y escenarios para la implementación de nuevos elementos en el sistema de transmisión. Este escenario es más realista en cuanto a la evolución de los precios energéticos en el tiempo.

El despacho de generación convencional en la tercera etapa es menor al despacho en etapas anteriores. Esto daría cumplimiento a criterios de eficiencia y uso de energías renovables impuestos por la LOSPEE, o la misma constitución de la república del Ecuador.

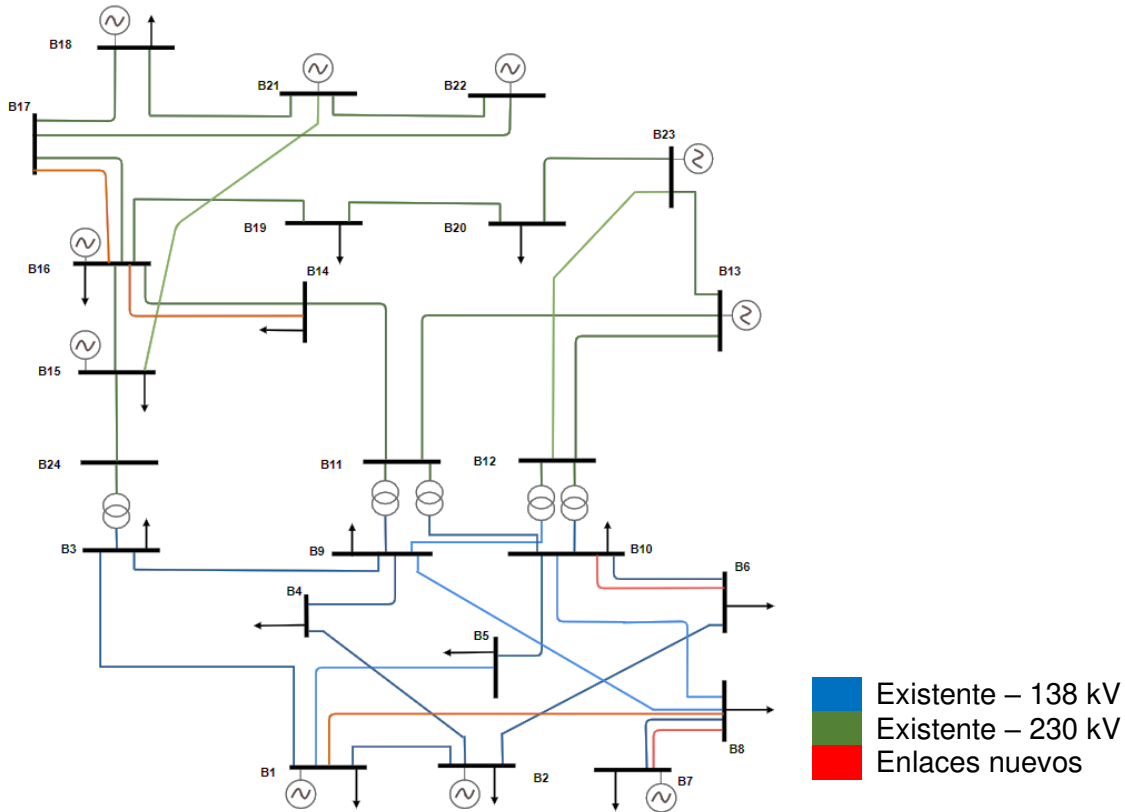


Figura 3.13. Topología final sistema IEEE 24 barras – escenario I24_E_1_din

Tabla 3.18. Despacho de generación en la tercera etapa de planificación – escenario I24_E_1_din

Tipo de generación	Total. en [MW]	Porcentaje de la generación
Convencional	8 005,06	82,03%
No convencional	1 754,08	17,97%
Total	9 759,1515	100%

Conforme se siga abaratando los precios de la energía no convencional estos llegarán a tener una gran inclusión dentro de los sistemas de potencia futuros.

4.3.4. SISTEMA IEEE DE 24 BARRAS, ENFOQUE CUASI-ESTÁTICO: escenario hidrotérmico húmedo

Tratar el planeamiento del sistema de transmisión en un sistema con una gran cantidad de unidades de generación tanto térmicas como hidráulicas conlleva una mayor complejidad. Esto se debe a que un modelo que considere centrales hidroeléctricas toma en cuenta una gran cantidad de nuevas variables como: caudales, factores de indisponibilidad, volumen de almacenamiento máximo y mínimo, entre otros. Sin embargo, muchos parámetros son de naturaleza probabilística e implican una incertidumbre. Pero el PET al ser un problema a largo plazo se suele plantear escenarios secos o húmedos, los cuales afectan directamente la capacidad de generación de las centrales hidroeléctricas de pasada. En el sistema IEEE de 24 barras se modificó su parque de generación de tal forma que las centrales de mayor capacidad se las considere hidroeléctricas.

En un sistema eléctrico como el ecuatoriano esta consideración de hidrología es imprescindible ya que se tiene un gran porcentaje de centrales hidroeléctricas instaladas. Estas simulaciones se deben realizar ya que los resultados de PET para escenarios secos o húmedos es distinta. El costo del MWh de una central hidroeléctrica es un tema de investigación particular. El cual varía dependiendo de los costos marginales de las centrales despachadas en un SEP, la compensación monetaria por la inversión realizada del proyecto, entre otras [82]. Por lo tanto, especificar un valor idóneo de estas centrales no cabe dentro de las competencias del presente proyecto, ya que el sistema IEEE de 24 barras original no tiene este tipo de centrales. Se empleará un costo bajo del \$/MWh para simular el despacho de este tipo de centrales dentro del modelo de optimización, de tal forma que estas sean despachadas primordialmente. El costo usado es de 2 [\$/MWh] [15].

Cabe recalcar que la convergencia de los escenarios cuasi-estático es compleja y desafiante para los métodos analíticos, por lo que se empleó una tasa de descuento anual del 3% para estos escenarios. Ya que este valor facilitaba y aseguraba hasta cierto punto la convergencia del modelo. Este planteamiento depende mucho de las políticas económicas de un país, por ejemplo, Chile cuenta con una tasa de descuento del 6%. En cambio, en países desarrollados esta tasa de descuento se encuentra alrededor del 3% [65]. Además, autores como [83], proponen que entre más largo sea el horizonte del proyecto, será conveniente usar tasas de descuento más pequeñas.

Las centrales consideradas como hidroeléctricas con reservorio son la 4 y 5, mientras que las centrales de pasada son la 9, 10, 11 y 12. Se estima un aumento de la demanda y de la generación del doble de su valor en la primera etapa. Esto con el fin de lograr una mayor inclusión de líneas por etapas. Los nuevos datos están descritos en el anexo A.5. El escenario húmedo considera que las centrales anteriormente mencionadas pueden dar toda su capacidad de generación. Cabe recalcar que este escenario también considera la evolución de los precios de los combustibles y energías renovables.

Tabla 3.19. Plan de expansión sistema IEEE 24 barras – escenario I24_E_2_din

Plan	I24_E_2_din			
Etapas	Líneas nuevas			Inversión por etapa
1	$L_{6,10} = 1, L_{7,8} = 1$			32 [M\$]
2	$L_{6,10} = 2, L_{7,8} = 1, T_{10,12} = 1, L_{12,13} = 1, L_{14,23} = 1, L_{15,21} = 1, L_{16,17} = 1$			305,36 [M\$]
3	$T_{3,24} = 2, L_{6,10} = 2, L_{7,8} = 2, T_{9,11} = 1, T_{10,12} = 1, L_{14,16} = 1, L_{20,23} = 1$			258,9 [M\$]
Costo total por inversión				596,3 [M\$]
Costo total por operación – enlaces de transmisión				674,91 [M\$]
Costos Total del PET				1 271,2 [M\$]
Central [MW]	Etapas 1	Etapas 2	Etapas 3	Costo por GNC
rP3	0	0	200,000	138 013 213
rP4	0	0	72,478	50 014 734
rP5	0	0	93,144	64 275 808
rP24	0	0	14,993	9 246 544
Total, Generación No Convencional				261,55 [M\$]
Compensador [MVar]	Año 1	Año 2	Año 3	Costo por PPR
rQ3	247,760	300,000	300,000	4 156 526
rQ4	92,621	230,737	300,000	2 932 614
rQ5	45,177	72,147	127,508	1 152 173
rQ8	187,090	258,295	300,000	3 606 067
rQ9	300000	300,000	300,000	4 454 068
rQ10	59,501	131,541	300,000	2 256 614
rQ11	300,000	300,000	300,000	2 886 399
rQ12	300,000	300,000	300,000	2 886 399
rQ15	266,849	0,000	300,000	1 808 882
rQ16	83,993	193,681	300,000	1 750 613
rQ17	53,956	300,000	300,000	1 978 249
rQ19	204,032	15,367	300,000	1 625 952
rQ20	0,000	0,000	300,000	823 942
rQ24	218,989	300,000	300,000	2 587 386
Costos Total del PPR				34,906 [M\$]

Costos Total del PET + PPR	1 306,1 [M\$]
Costo por Despacho de Generación Convencional	4 580,1 [M\$]
Costo Total de la Función Objetivo	6 147,8 [M\$]

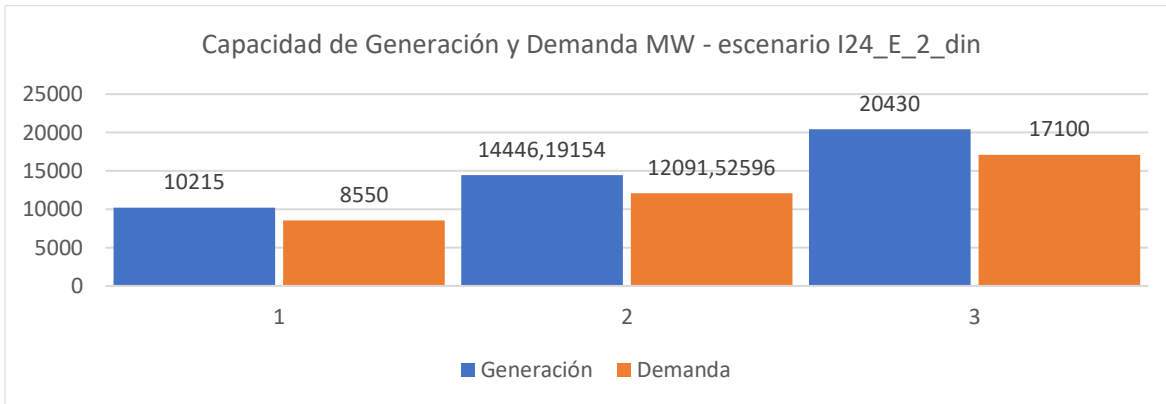


Figura 3.14. Plan de expansión de la generación, capacidad total instalada y demanda total proyectada en MW, escenario I24_E_2_din

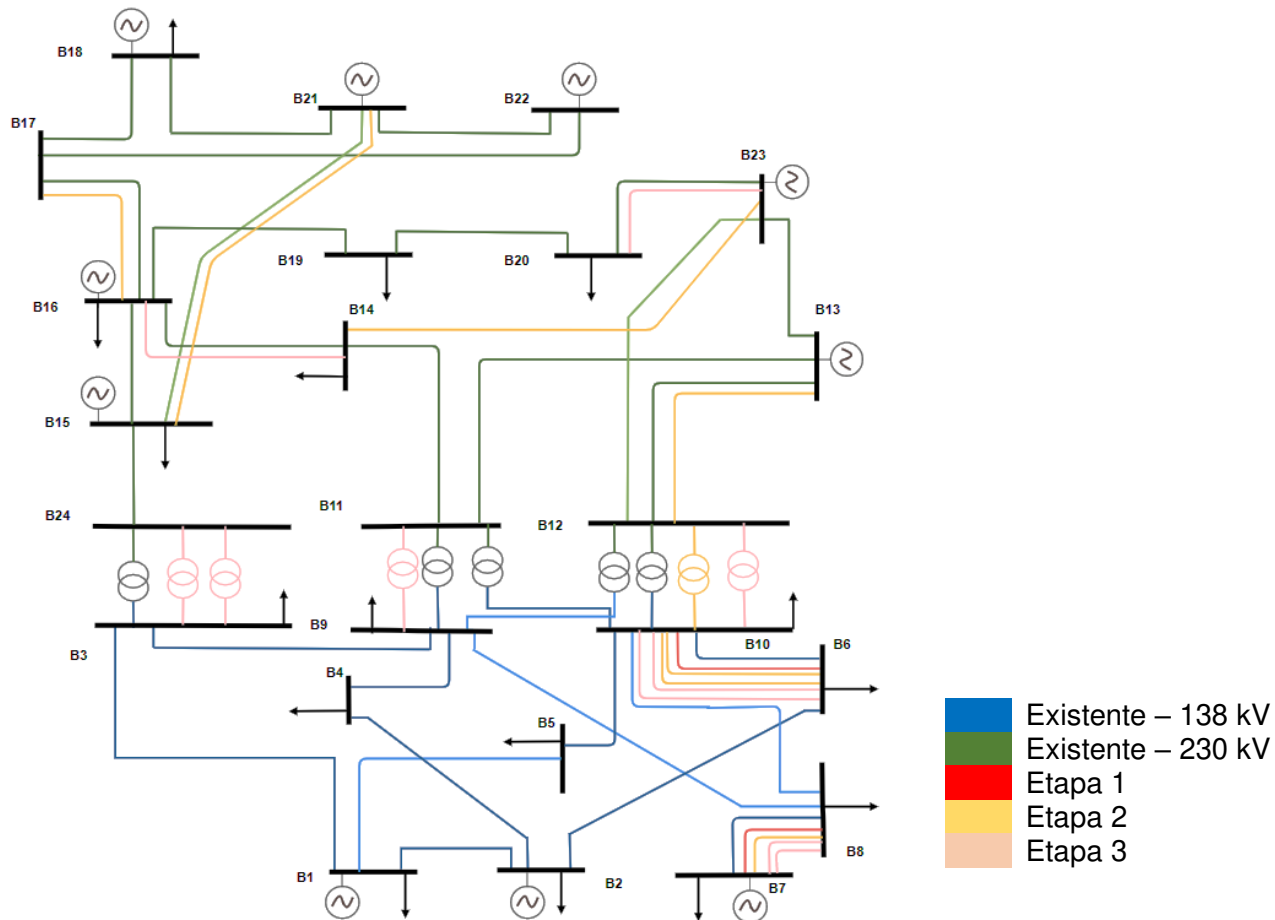


Figura 3.15. Topología final por etapas de planificación escenario I24_E_2_din

Los resultados obtenidos para el presente escenario de planificación nos indican que es factible agregar 20 nuevos enlaces, instalados en cada una de las tres etapas. La primera etapa tiene el número de inversiones más bajo, ya que solamente se deberían instalar 2 nuevas líneas. La segunda etapa, debido a su incremento sustancial de la demanda afectada por la tasa de crecimiento compuesta, presenta 8 nuevos enlaces. La tercera etapa debido a la inclusión de nuevas centrales, el transporte de energía cambia, ya que las centrales convencionales se apoyan en cuatro nuevas centrales para satisfacer la carga.

El sistema en cada etapa es reforzado considerablemente ya sea por PET, PPR o GNC, lo que a largo plazo produce un mejoramiento en la calidad del servicio eléctrico. El sistema pasó de tener 38 enlaces, entre líneas y transformadores a tener 58 enlaces, es decir 20 nuevos enlaces. Este resultado es esperado en un escenario con hidrología alta, ya que se requiere un sistema de transmisión fuerte, para que la gran cantidad de energía disponible suministrada por las centrales llegue a los centros de carga. Además, se tuvo la inclusión de solamente cuatro nuevas centrales de potencia activa.

En un escenario seco se espera que el número de líneas sea menor, que las nuevas fuentes de potencia activa sean más numerosas y que el costo de producción de energía sea más elevado. El escenario húmedo es un escenario optimista ya que considera que las hidroeléctricas pueden dar toda su capacidad, y por lo tanto esta energía puede ser aprovechada. Los costos de este escenario son mayores a los de escenarios anteriores, debido al aumento sustancial tanto de la demanda y de la capacidad de generación.

4.3.5. SISTEMA IEEE DE 24 BARRAS, ENFOQUE CUASI-ESTÁTICO: escenario hidrotérmico seco

La naturaleza probabilística de la hidrología en un sistema con centrales de pasada da una gran incertidumbre en un PET. Sobre todo, cuando el SEP tiene un gran número de este tipo de generación. Por tal motivo, en estos sistemas no es conveniente encontrar una sola solución al problema de la expansión. El escenario I24_E_2_din, es un escenario optimista ya que las centrales hidroeléctricas de pasada pueden dar su máxima capacidad. Sin embargo, se debe contrastar los resultados obtenidos anteriormente con un escenario de hidrología seca. En el cual se considera que la capacidad proyectada de generación de las centrales hidroeléctricas de pasada solo será del 75%. Es decir, se tiene una capacidad de generación reducida. Este factor de planta es bastante común en centrales hidroeléctricas

de gran tamaño según lo menciona La agencia internacional IRENA en su último reporte sobre energía renovables [84].

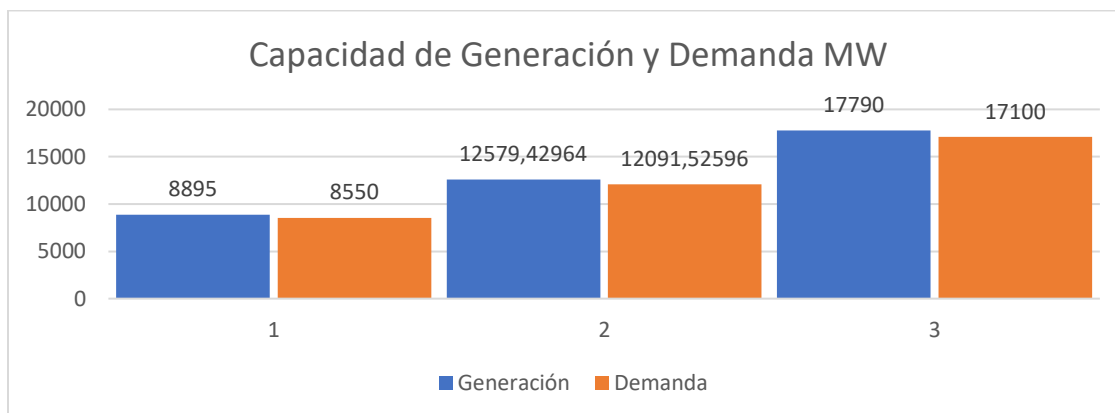


Figura 3.16. Plan de expansión de la generación, capacidad total instalada y demanda total proyectada en MW, escenario I24_E_3_din

Tabla 3.20. Plan de expansión sistema IEEE 24 barras – escenario I24_E_3_din

Plan	I24_E_3_din			
Etapa	Líneas nuevas			Inversión por etapa
1	$L_{6,10} = 1, L_{7,8} = 2$			48 [M\$]
2	$L_{1,5} = 1, L_{6,10} = 1, L_{7,8} = 2, T_{10,11} = 1, L_{11,13} = 1, L_{14,23} = 1$			234.63 [M\$]
3	$T_{3,9} = 3, L_{6,10} = 1$			81,1 [M\$]
Costo total por inversión				363,73 [M\$]
Costo total por operación – enlaces de transmisión				644,23 [M\$]
Costos Total del PET				1 007,9 [M\$]
Central [MW]	Etapa 1	Etapa 2	Etapa 3	Costo por GNC
rP3	0	0	200,000	138 013 213
rP4	0	4,01014	200,000	143 569 587
rP5	0	0	15,510	10 702 840
rP8	0	0	200,000	138 013 213
rP9	0	0	200,000	138 013 213
rP10	0	0	170,672	117 774 675
rP11	0	0	116,673	71 955 761
rP12	0	0	199,677	123 147 211
rP24	0	0	200,00	123 346 200
Total, Generación No Convencional				1 004,5 [M\$]
Compensador [MVar]	Año 1	Año 2	Año 3	Costo por PPR
rQ3	180,814	300,000	300,000	3 772 977
rQ4	62,002	148,994	265,501	2 271 729

rQ5	51,299	79,737	146,206	1 331 259
rQ8	80,097	205,606	300,000	2 725 295
rQ9	202,455	300,000	300,000	3 896 532
rQ10	89,761	159,119	268,914	2 455 968
rQ11	219,572	300,000	300,000	2 587 298
rQ12	300,000	300,000	300,000	2 886 399
rQ15	28,079	112,175	300,000	1 281 644
rQ16	0,000	19,704	0,000	66 110
rQ17	0,000	159,736	262,463	1 229 550
rQ19	133,565	209,398	204,650	1 987 012
rQ20	3,088	19,438	183,583	880 198
rQ24	191,652	213,765	300,000	2 213 498
Costos Total del PPR				29,59 [M\$]
Costos Total del PET + PPR				1 037,56 [M\$]
Costo por Despacho de Generación Convencional				6 284,7 [M\$]
Costo Total de la Función Objetivo				8 326,8 [M\$]

Los resultados obtenidos para el escenario seco son acordes al modelo de optimización planteado. Ya que se esperaba obtener menos enlaces al terminar la planificación. En este caso se obtuvieron 14 nuevos enlaces, es decir 6 enlaces menos que en el escenario húmedo. Esto se debe a que no todas las centrales están en capacidad de suministrar su máxima potencia, y por lo tanto el transporte de energía se redistribuye, provocando una menor inversión en enlaces de transmisión. Sin embargo, el hecho de tener una baja inversión conlleva costos operativos más altos. Ya que las centrales térmicas tuvieron que ser despachadas en mayor medida que en un escenario húmedo. De igual forma ocurrió con la generación no convencional, ya que se incluyeron 10 nuevas fuentes de potencia activa, 6 más que en el escenario húmedo. Lo que a largo plazo provocó una elevación de los costos totales, por lo tanto, un escenario seco a nivel operacional es pesimista. En la Tabla 3.21 se puede observar la diferencia de costos antes mencionada.

Tabla 3.21. Comparativa de costos entre los escenarios I24_E_2_din y I24_E_3_din

Costos [\$]	Escenarios		Diferencia
	I24_E_2_din	I24_E_3_din	
Inversión PET	596 307 200	363 734 100	232 573 100
Operación ST	674 909 235	644 238 962,5	30 670 272,5
PPR	34 905 883,32	29 585 469,87	5 320 413,444
GC	4 580 130 933	6 284 769 119	-1 704 638 186
GNC	261 550 299,6	1 004 535 913	-742 985 613,7
Total	6 147 803 551	8 326 863 565	-2 179 060 014

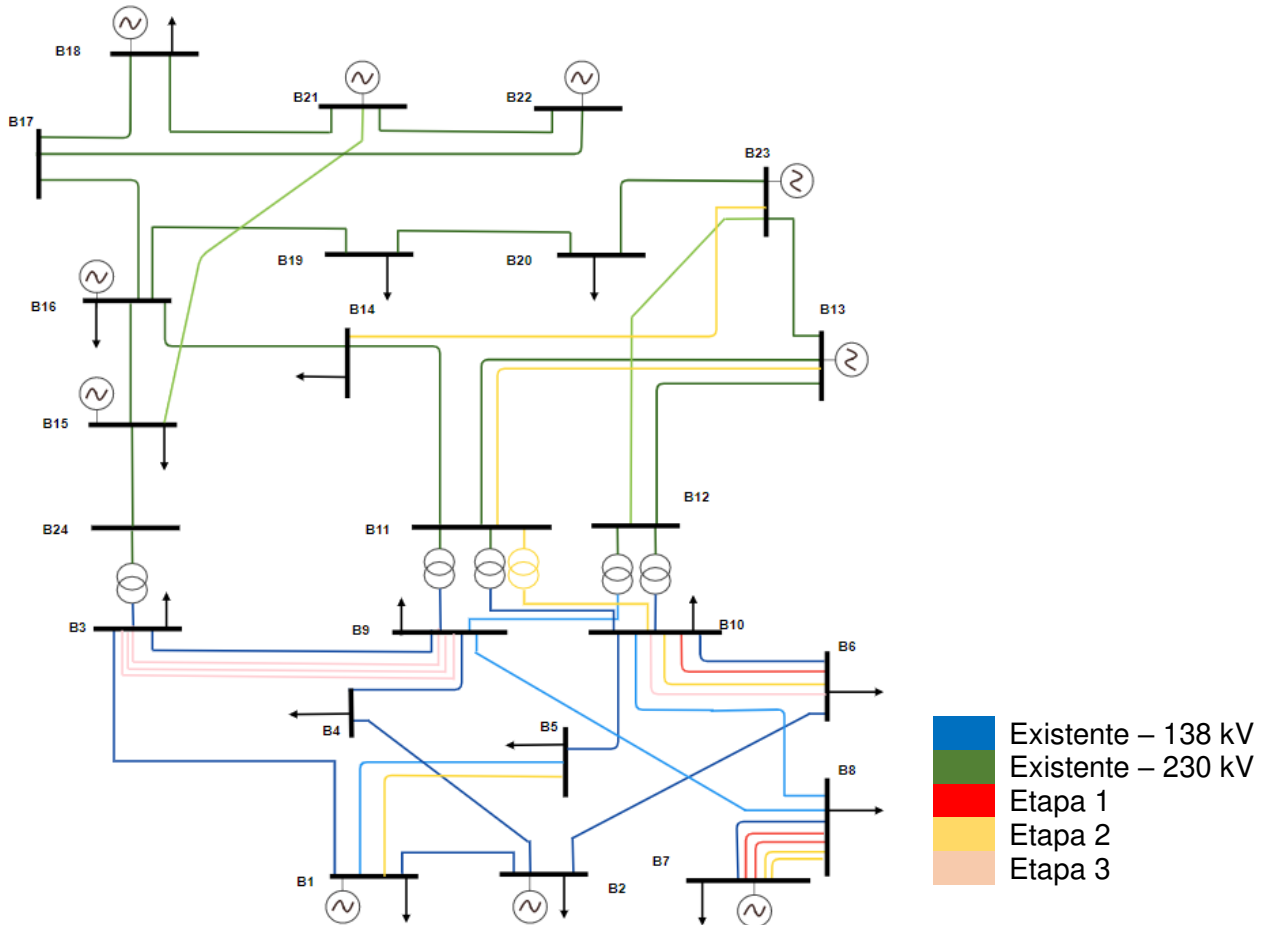


Figura 3.17. Topología final por etapas de planificación escenario I24_E_3_din

Es notable la diferencia que existe entre los escenarios dependientes de su hidrología. Ya que por concepto de PET resulta más barato encontrarse en un escenario seco, sin embargo, operativamente no resulta conveniente ya que los costos operativos de despacho son de tal escala que supera a los costos en un escenario húmedo. Esto da un criterio al planificador ya que en ambos escenarios presentan líneas en común. La PPR es semejante en ambos escenarios con respecto a la ubicación de compensadores. Por lo que a nivel operativo se podría optar por incluir elementos de respuesta dinámica. La inclusión de nuevas centrales no convencionales si difiere para ambos escenarios. Ya que un escenario optimista nos dice que operativamente no hace falta incluir un gran número de estas centrales, porque las hidroeléctricas pueden trabajar a máxima capacidad y satisfacer la carga. Pero, en un escenario pesimista para satisfacer la demanda se requiere de nuevas centrales para lograr el equilibrio técnico-económico.

A continuación, se presentará una tabla resumen donde se especifica las consideraciones de los escenarios tomados en cuenta para ambos sistemas de prueba y los resultados obtenidos. En esta tabla se puede notar que al tener un horizonte de planificación de mayor o de menor extensión se pueden obtener más o menos enlaces nuevos, respectivamente, como lo demuestra el sistema Garver entre sus escenarios estáticos y cuasi-estáticos. Ya que el horizonte depende de la proyección de la demanda usada. Además, se demuestra que la PPR tiene una relevancia significativa en el PET ya que permite disminuir el número de enlaces de transmisión. Un enfoque cuasi-estático permite caracterizar de mejor manera al sistema de potencia, tanto en generación como en demanda y por lo tanto evitar incluir todos los enlaces al primer año de planificación.

Tabla 3.22. Resumen de resultados obtenidos para cada escenario en cada sistema de prueba.

Sistema Garver de 6 barras												
Escenario	Enfoque tiempo	Horizonte de planificación	Etapas de planeación	Nuevos Enlaces	Costo inversión PET [M\$]	Costo operación PET [M\$]	Costo PPR [M\$]	Costo GC [M\$]	Costo GNC [M\$]	Costo FO [M\$]	Tiempo ejecución [min]	Observaciones
G_E_1_es	Estático	10 años	1	11	290	69,2	0	562,9	0	922,11	0,28275	No se considera nuevas fuentes de potencia activa ni reactiva.
G_E_2_es	Estático	10 años	1	6	170	52,2	3,47	536,9	0	762,7	0,64003	Se considera nuevas fuentes de potencia activa y reactiva.
G_E_3A_es	Estático	10 años	1	6	170	52,2	4,87	543	0	770,2	0,36898	Se acepta variaciones de voltaje entre $\pm 0,5\%$
G_E_3B_es	Estático	10 años	1	6	170	52,2	3,24	531,7	0	757,2	0,34530	Se acepta variaciones de voltaje entre $\pm 10\%$
G_E_4_es	Estático	15 años	1	7	200	68,1	3,92	693,8	0	965,8	0,32060	Incremento de demanda proyectada y horizonte de tiempo.
G_E_1_din	Cuasi-estático	15 años	3	7	179,6	63,8	2,35	668,7	0	914,6	0,58800	Caracterización de parámetros por etapas.
G_E_2_din	Cuasi-estático	15 años	3	14	254	72,9	3,31	1 159,8	46,8	1,537	1,07897	Proyección significativa de la demanda y capacidad de generación.

Sistema IEEE 24 barras												
Escenario	Enfoque tiempo	Horizonte de planificación	Etapas de planeación	Nuevos Enlaces	Costo inversión PET [M\$]	Costo operación PET [M\$]	Costo PPR [M\$]	Costo GC [M\$]	Costo GNC [M\$]	Costo FO [M\$]	Tiempo ejecución [min]	Observaciones
I24_E_1_es	Estático	10 años	1	14	555	348,1	0	5 287	0	6 190,5	1,15665	No se considera nuevas fuentes de potencia activa ni reactiva.
I24_E_2_es	Estático	10 años	1	2	32	274,6	24,5	5 305,1	0	5 636,2	1,40827	Se considera nuevas fuentes de potencia activa y reactiva.
I24_E_1_din	Cuasi- Estático	15 años	3	5	157	617,4	20,9	11 340	1 151,7	13 287	12,36997	Variación precios de combustibles
I24_E_2_din	Cuasi- Estático	15 años	3	20	596,3	674,9	34,9	4,580	261,5	6 147,8	2,47300	Variación precios de combustibles, generación hidrotérmica húmeda, proyección significativa Demanda y Generación
I24_E_3_din	Cuasi- Estático	15 años	3	14	363,7	644,23	29,5	6 284	1 004,4	8 326	2,41548	Variación precios de combustibles, generación hidrotérmica seca, proyección significativa Demanda y Generación.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. CONCLUSIONES

- Luego de un análisis de los modelos y estrategias de solución que ha abordado la literatura con respecto a PET, se concluye que la complejidad de los modelos va acorde con la estrategia aplicada para su solución y con el tamaño del sistema. En efecto, inicialmente cuando se disponían de estrategias de optimización tradicionales, se planteaban modelos lineales “sencillos”, en los cuales se perdía información valiosa complicando la toma de decisiones. Posteriormente, aparece el modelo de planificación no lineal AC con una visión más acertada y realista del sistema de potencia, el cual requiere de una estrategia de resolución potente a nivel computacional; no obstante, con este modelo no se puede garantizar encontrar solo una solución factible.
- El modelo de optimización propuesto permite resolver satisfactoriamente el problema del PET minimizando satisfactoriamente los costos de inversión de nuevos enlaces de transmisión, costos de operación de enlaces nuevos y existentes, despacho simplificado de centrales de generación tanto convencionales como no convencionales y el planeamiento simplificado de nuevas fuentes de potencia reactiva. Estos criterios fueron incluidos en la misma función objetivo, para que el modelo de optimización sea simple y restringido.
- La función objetivo del modelo de optimización planteado resultó ser factible y coherente. Cada término de la función objetivo puede ser sumado siempre y cuando estén referidos a tiempo presente y posean la misma unidad de medida. Esto se realiza con el fin de comparar y evaluar distintos planes. Se hace notar el valor del dinero en el tiempo y la significancia de las inversiones en etapas posteriores a la primera. Por tal motivo, existe una relevancia del modelo cuasi-estático frente al estático.
- El modelo de optimización logró ser resuelto en dos sistemas de prueba de distinto tamaño y complejidad, bajo un enfoque de tiempo tanto estático como cuasi-estático. Demostrando que la complejidad computacional se eleva proporcional y considerablemente dependiendo del número de variables, exigencia del modelo,

escenario planteado, parámetros de entrada, y enfoque de tiempo. Obteniendo así que los escenarios estáticos resueltos en el sistema Garver son los que poseen una complejidad computacional baja con un tiempo mínimo de ejecución de 16,96 [s]. En contraste, los escenarios resueltos en el sistema IEEE de 24 barras son los que poseen la complejidad computacional más elevada con un tiempo máximo de ejecución de alrededor de 12 [minutos].

- La base de datos de entrada y los escenarios situacionales en el modelo de planificación planteado son de vital importancia para la obtención de planes de expansión candidatos para aprobación. El estudio de PET es un proceso que se realiza después de haber establecido parámetros base como la topología inicial, capacidad de generación y proyección de la demanda. Parámetros como la demanda son resultado de una prolija interacción entre el transmisor y las empresas de distribución, ya que estas proporcionan el método de modelación de la demanda y los datos proyectados para el horizonte de planificación. Además, estas empresas especifican si entrarán nuevas cargas industriales o comerciales al sistema. Por lo que las distribuidoras solicitan al transmisor nuevos puntos de conexión con sus respectivas subestaciones, y es labor del transmisor planificar la infraestructura necesaria (enlaces). Sin embargo, estos parámetros tienen una incertidumbre. Por lo cual, la creación de una base de datos lo más cercana a la realidad es criterio del planificador, de la empresa transmisora y de las regulaciones vigentes. En el presente proyecto se creó la base de datos en base a investigaciones previas realizadas en la literatura.
- Un punto fundamental de la metodología propuesta, ilustrada en la Figura 2.10, es el proceso de verificación de parámetros y el correcto modelamiento en el lenguaje de programación. Ya que encontrar una solución no factible, significa inicialmente que no existe un correcto modelamiento en la herramienta informática o que los parámetros de entrada del sistema no están en capacidad de satisfacer todas las restricciones planteadas. Por lo cual, y para fines de convergencia se varía dichos parámetros, estableciendo el desempeño y alcance del modelo planteado. Concluyendo que el modelo estático no presenta gran dificultad de convergencia en relación con sus parámetros de entrada a diferencia del modelo cuasi-estático. Por tal motivo, para lograr la convergencia del modelo se optó por verificar que en cada etapa de planificación la capacidad de generación supere a la demanda proyectada,

que los parámetros de entrada y límites de las variables logren una respuesta factible al sistema. Además, fue imperante la inclusión del conjunto Ω_{BPQ} , para limitar las fuentes de GNC. Su omisión dificultó la convergencia del modelo.

- Según lo demuestra todos los resultados obtenidos por los escenarios que consideran PPR y de forma más didáctica los escenarios (G_E_1_es, G_E_2_es) y (I24_E_1_es, I24_E_2_es), el PPR reduce significativamente la inclusión de nuevos enlaces de transmisión. Esto se debe a las restricciones de límites de voltajes nodales y los criterios de minimización de la función objetivo. Esto implica que nuevos compensadores permiten satisfacer los requerimientos de flujos y generación de potencia reactiva; logrando que la variación de voltajes y adecuación de flujos de potencia reactiva permita obviar la inclusión de un determinado enlace de transmisión.
- El modelo de optimización planteado fue validado mediante el planteamiento y resolución de escenarios situacionales. Se verificó la viabilidad económica de cada proyecto especificada en la Tabla 3.22. La cual busca dar una visión de qué planes y proyectos pueden resultar convenientes dependiendo de la situación y escenario del sistema de prueba. Además, se comprobó que las ecuaciones implementadas de flujos de potencia AC obedecen las leyes de circuitos eléctricos y teoría de flujos de potencia. Este análisis de viabilidad técnica se comprobó mediante la simulación de cada escenario en la herramienta PowerFactory y comparando estos resultados con la herramienta de modelación matemática. Obteniendo errores relativos de cuando mucho, en el orden de 10^{-5} .
- El planteamiento por etapas en el PET da una visión óptima y económica al proceso de selección de nuevos enlaces para construcción. Esto se debe a la caracterización del sistema por etapas. Entre más información se le proporcione al modelo, más prolijo será el planeamiento. Esto se puede ver claramente entre dos escenarios comparables (G_E_4_es y G_E_1_din). Los cuales refuerzan al sistema de transmisión para la misma demanda proyectada. Sin embargo, el resultado del escenario cuasi-estático da una visión más económica. Por lo tanto, entre más etapas de planificación existan y entre más pequeños sean sus periodos el planeamiento del sistema de transmisión tendrá una visión más precisa.

- La inclusión de nuevas fuentes de potencia activa, según lo plantea el modelo de optimización pueden ser incluidas bajo dos circunstancias. La primera, que el sistema de generación no esté en capacidad de satisfacer los requerimientos de la carga, pérdidas en los enlaces, en general las necesidades de los sistemas de generación y transmisión. La segunda, cuando los precios de generación no convencional sean competitivos económicamente con los precios de las centrales convencionales. El primer caso se comprobó en el escenario G_E_2_din y el segundo en cada uno de los escenarios cuasi-estáticos del sistema IEEE de 24 barras. La inclusión de nuevas centrales de GNC permite cumplir con criterios de eficiencia energética y mejorar la producción de electricidad ya que esta tendrá un alto índice renovable.
- La inclusión de nuevas fuentes de potencia activa e inclusión de nuevos enlaces de transmisión en un sistema con generación hidrotérmico depende altamente del escenario hidrológico empleado. Como lo demuestra los escenarios I24_E_2_din y I24_E_3_din, los cuales poseen una hidrología húmeda y seca, respectivamente. El primer escenario debe transportar mayor cantidad de energía a los centros de carga, debido a su gran capacidad de generación. Por lo tanto, se requiere solamente 4 nuevas centrales de GNC en su tercera etapa, pero un total de 20 nuevos enlaces. En contraste, el segundo escenario requiere 10 centrales de GNC y 14 nuevos enlaces. Sin embargo, a nivel de costos, un escenario húmedo debido al gran número de inversiones permite disminuir sus costos operativos, a diferencia de un escenario seco cuyos costos totales son mayores.
- Los algoritmos empleados por el solucionador Bonmin están basados en el método de optimización de punto interior y el método de Branch & Bound. Su modificación conlleva la aplicación de estrategias avanzadas de optimización y análisis matemático. Por lo que la comprensión estricta de herramientas de optimización analíticas libres y comerciales para PNLEM de gran alcance no están a nivel de ingeniería. Ya que emplean métodos avanzados de optimización matemática y maestría computacional.
- Es labor del planificador al emplear métodos de solución analíticos para PET, restringir lo más posible el espacio de solución. De tal forma de que se reduzca el número de soluciones posibles y por lo tanto elevar la posibilidad de que el óptimo

encontrado sea el óptimo global al problema planteado. Esto se logra mediante el planteamiento de un modelo de optimización altamente exigente, variación de parámetros, y simulación de resultados. Siempre verificando las condiciones de optimalidad de un problema de PNLEM.

5.2. RECOMENDACIONES

- Se recomienda tomar como referencia el modelo planteado con PNLEM para futuros trabajos que empleen el modelo AC. Incentivando el uso de métodos heurísticos como PSO, GRASPR, algoritmos genéticos, inteligencia artificial, entre otros. Ya que estos permiten emplear intrínsecamente herramientas para la simulación de flujos de potencia (PowerFactory, MatPower). Y así obviar el problema operativo del PET. Esto ayuda a que las etapas de planificación sean más numerosas y con periodos más pequeños. Permitiendo una mejor caracterización de la demanda y del sistema de potencia en general.
- Se recomienda ampliar el estudio sobre los modelos de expansión de la transmisión. Incluyendo en su planeamiento restricciones de seguridad, análisis de contingencias, confiabilidad o calidad. Además, debido al gran alcance que tiene el modelo AC se puede combinar al PET con otros problemas de ingeniería eléctrica, como el mejoramiento de factor de potencia, planeamiento completo de reactivos (incluyendo costos de instalación fijos y variables), ajuste de taps en transformadores, minimización de pérdidas de potencia activa, locación de generación distribuida, despacho más prolijo de GNC, entre otros.
- Se recomienda incorporar las incertidumbres en parámetros de entrada, tales como la proyección de la demanda, expansión de la generación, hidrología del sistema, costos de combustibles, evolución de costos de generación renovable. Esto se puede abordar a través de algoritmos simheurísticos (simulativo-heurísticos). Los cuales consisten en hacer frente al comportamiento estocástico de ciertas variables a través de una combinación de técnicas de simulación (Montecarlo, eventos discretos, entre otros) y algoritmos heurísticos [48], [49], una breve descripción de su empleo se ilustra en el Capítulo 1.3.8.
- Si se desea plantear otros modelos para PET, tomar en cuenta las condiciones de optimalidad y de convergencia de la estrategia de solución empleada. Se

recomienda contrastar las respuestas obtenidas con un enfoque estático, cuasi-estático y dinámico.

- El gran avance de optimizadores comerciales y de libre acceso han abierto las puertas a enfrentar problemas de optimización de gran complejidad computacional. Por lo que se recomienda emplear otros métodos de solución determinísticos de gran alcance (a nivel comercial), para afrontar el problema del PET bajo un modelo AC. Se recomienda el uso de la herramienta JuMP/Julia cuando presente una versión estable adecuada y posea una alta variedad de optimizadores compatibles para PNLEM.
- Se recomienda emplear métodos más precisos en cuanto a la proyección de la demanda eléctrica. Sobre todo, cuando se trata con sistemas de potencia reales. Ya que estos cuentan con registros históricos de demanda y por lo tanto es posible aplicar métodos de proyección basados en variables no eléctricas como la evolución del producto interno bruto, población, tarifas, entre otros. Es decir, aplicar un método econométrico e identificar claramente el crecimiento de la demanda vegetativa y la inclusión o seccionamiento de grandes cargas industriales y comerciales.
- Se recomienda que al tratar el problema de expansión de la transmisión zonal o a nivel de subtransmisión, realizar una caracterización del sistema de distribución más prolija. Ya que este sistema se encuentra bastante cerca a los centros de consumo. Se podría considerar métodos de georreferenciación para la proyección de la demanda. Así como los resultados de la planificación de los sistemas de distribución.
- Debido al cambio radical de la matriz energética a nivel mundial, inclusión de grandes centrales de generación no convencional, sistemas de transmisión AC/DC, sistemas basados en electrónica de potencia. Se puede optar por el planteamiento de nuevos modelos sobre PET, que aborden estas temáticas.

6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] A. Hernandez, «Panorama de la situación energética en América Latina,» Bogotá-Colombia, 15 de abril 2020.
- [2] E. Blanch, «Variables exógenas de los modelos de previsión para los PMLs del MDA en México,» Zacatenco-Mexico, Instituto Politécnico Nacional, 2017, pp. 4-5.
- [3] A. Pansini y K. Smaling, «Guide to Electric Power Generation,» 2nd Ed., The Fairmont Press Inc., 2002.
- [4] A. Colino y R. Caro, «La Nueva Geopolítica de la Energía,» de *SISTEMAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA*, España, Monografías del CESEDEN, 2010, pp. 15-20.
- [5] Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables, «Plan Maestro de Electrificación 2018-2027,» ECUADOR, 2018. [En línea]. Available: <https://www.rekursyenergia.gob.ec/plan-maestro-de-electricidad/>. [Último acceso: 23 diciembre 2020].
- [6] Agencia de Regulación y control de electricidad, «Atlas del sector eléctrico ecuatoriano 2019,» Junio 2020. [En línea]. Available: https://www.regulacioneolica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2020/06/Atlas2019_05_06_2020.pdf.
- [7] CELEC EP, «Glosario de términos del sector eléctrico ecuatoriano,» 14 enero 2010.
- [8] C. I. Salazar, «Compensación de la línea Paute-Milagro-Pascuales y estudios de resonancia subsincrónica,» Quito-Ecuador, Escuela Politécnica Nacional, 1994, pp. 7-9.
- [9] M. E. Mendez, «Planificación del sistema de distribución de energía, métodos de optimización,» Universidad de Sevilla, 2007, pp. 2-4.
- [10] Z. Xuan y A. Conejo, «Candidate line selection for transmission expansion planning considering long and short term uncertainty,» *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol 100, 2018, pp. 320-330.
- [11] J. C. Cortez Aucapiña, «Planificación óptima multietapa de la expansión de los sistemas de transmisión usando el modelo AC,» Universidad de Cuenca, Cuenca, 2018.
- [12] N. Chacón y M. Pereira, *Modelo De Planificación De Sistemas De Transmisión*, El Salvador: Universidad Centroamericana “José Simeón Cañas”, 2010.
- [13] L. Garver, «Transmission Network Estimation Using Linear Programming,» *IEEE TRANSACTIONS ON POWER APPARATUS AND SYSTEMS*, VOL. PAS-89, NO. 7., 1970, pp. 1688-1697.
- [14] E. da Silva, M. Rahmani y M. Raider, «A Search Space Reduction Strategy and a Mathematical Model for Multistage Transmission Expansion Planning with N – 1 Security Constrains,» *Journal of Control, Automation and Electrical Systems*, v. 26, n. 1, 2014, pp. 57-67.
- [15] P. A. Marín Minda, «Elaboración de un modelo de la planificación dinámica para la expansión óptima de las redes de transmisión de energía eléctrica en sistemas de generación hidrotérmica,» Escuela Politécnica Nacional, Quito, Sep. 2018.

- [16] R. Hemmati, R.-A. Hooshmand y A. Khodabakhshian, «State-of-the-art of transmission expansion planning: Comprehensive review,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, vol. 23(C), 2013, pp. 312-319.
- [17] Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables, «Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica,» ECUADOR, 2015. [En línea]. Available: <http://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/11/Ley-Org%C3%A1nica-del-Servicio-P%C3%ABlico-de-Energ%C3%ADa-El%C3%A9ctrica.pdf>. [Último acceso: 23 diciembre 2020].
- [18] P. Agustin, *Planeamiento de la expansión de los sistemas eléctricos de transmisión utilizando el modelo AC resuelto mediante algoritmos evolutivos*, Cuenca: Universidad de Cuenca, 2015.
- [19] A. Gallego, A. Escobar, E. Romero y A. Monticelli, *Planeamiento de la Expansión de Sistemas de Transmisión de Energía Eléctrica*, Universidad Tecnológica de Pereira, 2008.
- [20] J. Chillogalli, *Comparación de algoritmos basados en bio-geografía aplicados al planeamiento de la expansión de los sistemas eléctricos de transmisión usando el modelo AC*, Cuenca-Ecuador: Universidad de Cuenca, 2016.
- [21] R. Romero, C. Rocha, M. Mantovani y J. R. Mantovani, «Analysis of heuristic algorithms for the transportation model in static and multistage planning in network expansion systems,» *IEEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, Volume 150, Issue 5, 2003.
- [22] H. K. Youssef, «Dynamic transmission planning using a constrained genetic algorithm,» *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 23, no. 8, 2001, p. 857–862.
- [23] J. Velasquez, *Implementación de un algoritmo computacional que resuelva el problema de expansión en sistemas eléctricos de potencia.*, Valparaíso-Chile: Universidad Técnica Federico Santa María, 2015.
- [24] M. Shahidehpour y M. Marwali, «Maintenance Scheduling in Restructured Power Systems,» Springer Sciencia + Business Media, LLC, 2000.
- [25] G. Salazar y B. Panchi, «Análisis de la Evolución de la Demanda Eléctrica en el Ecuador Considerando el Ingreso de Proyectos de Eficiencia Energética,» *Revista Politécnica*, vol. 33, nº 1, 2014.
- [26] C. Acuña y C. Salazar, «Modelación computacional para la proyección de la demanda de potencia y energía en el sector eléctrico ecuatoriano,» Quito, Escuela Politécnica Nacional, 2003.
- [27] M. Rider, «Planejamento da Expansão de Sistemas de Transmissão Usando os Modelos CC – CA e Técnicas de Programação Não – Linear,» Campinas, UNICAMP, 2006.
- [28] R. A. Hooshmand, R. Hemmati y M. Parastegari, «Combination of AC Transmission Expansion Planning and Reactive Power Planning,» *ELSEVIER-Energy Conversion and Management*, 2012.
- [29] G. Arguello, «Análisis y Control de Sistemas Eléctricos de Potencia,» Quito, Escuela Politécnica Nacional, 1988.
- [30] R. Romero, A. Monticello, A. Garcia y S. Haffner, «Test systems and mathematical models for transmission network expansion planning,» *IET Proceedings - Generation Transmission and Distribution* 149(1), 2002, pp. 27-36.
- [31] F. FICO, «MIP Formulations and Linearizations: Quick reference,» 2009.

- [32] R. Romero, A. Monticelli y A. Haffner, «A New Benders Decomposition Approach to Solve Power Transmission Network Design Problems,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 16, nº 2, 2001.
- [33] S. Torres y C. Castro, «Expansion planning for smart transmission grids using AC model and shunt compensation,» Sao Paulo-Brazil, IET Generation, Transmission & Distribution, 2013.
- [34] M. J. Rider, A. V. Garcia y R. Romero, «Power system transmission network expansion planning using AC model,» *Generation Transmission & Distribution*. Hertford: Inst Engineering Technology-iet, v. 1, n. 5, 2007, pp. 731-742.
- [35] A. Suñé, J. Fonollosa, V. Fernandez y J. Sallán, «Métodos cuantitativos para la toma de decisiones,» Universitat Politècnica de Catalunya, 2016, p. 144.
- [36] J. Kronqvist, D. Bernal, A. Lundell y I. Grossman, «A review and comparison of solvers for convex MINLP,» *Springer Nature-Optimization and Engineering Journal*, 2018.
- [37] S. Vigerske, «MINLP Solver Technology,» GAMS documentation, 2017.
- [38] M. Bussieck y A. Pruessner, «Mixed-Integer Nonlinear Programming,» CiteSeer, 2004.
- [39] R. Salazar, «Técnicas de Optimización: Programación lineal y no lineal,» Editorial Académica Española, 2014.
- [40] R. Veintimilla, «Ubicación óptima de equipos de compensación reactiva, aplicación al sistema nacional interconectado,» Quito: Escuela Politécnica Nacional, 2009.
- [41] A. Venzke, «Inexact Convex Relaxations for AC Optimal Power Flow: Towards AC Feasibility,» 2020.
- [42] A. Watcher y B. Lorenz, «On the implementation of an interior-point filter line-search algorithm for large-scale nonlinear programming,» *Math. Program., Ser.*, vol. 106, pp. 25-27, 2006.
- [43] A. Soroudi, «Power System Optimization Modeling in GAMS,» Belfield, Dublin, Ireland: Springer, 2017.
- [44] B. O. Nuques Ochoa, «Expansión óptima del sistema nacional de transmisión del Ecuador utilizando algoritmos evolutivos,» Escuela Politécnica Nacional, Quito, Sep. 2008.
- [45] N. Alguacil, A. L. Motto y A. Conejo, «Transmission Expansion Planning: A Mixed-Integer LP Approach,» *IEEE Transactions on Power Systems* 18(3), 2003, pp. 1070 - 1077.
- [46] D. Huanca y L. Gallego, «Chu and Beasley Genetic Algorithm to Solve the Transmission Network Expansion Planning Problem Considering Active Power Losses,» *IEEE LATIN AMERICA TRANSACTIONS*, VOL. 19, NO. 11, 2021.
- [47] L. Bahiense, G. C. Oliveira, M. Pereira y S. Granville, «A mixed integer disjunctive model for transmission network expansion,» *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol: 16, Issue:3, 2001, pp. 560 - 565.
- [48] P. Maghoul, S. H. Hosseini, M. O. Buygi y M. Shahidehpour, «A scenario-based multi-objective,» *IEEE Trans. Power Syst.* 26(1), 2011, pp. 470-478.
- [49] R. Sanchez y L. Villacrés, «Planeamiento de la expansión de los sistemas de transmisión,» Cuenca, Universidad de Cuenca, 2019.
- [50] Z. Zhuo, N. Zhang, J. Yang, C. Kang, C. Smith, M. J. O'Malley y B. Kroposki, «Transmission Expansion Planning Test System for AC/DC Hybrid Grid With High

Variable Renewable Energy Penetration,» IEEE Transactions on Power Systems, Vol: 35, Issue: 4 , 2020, pp. 2597 - 2608.

- [51] J. Rosero, L. Garza, L. Minchala, D. Pozo y L. Morales, «Fuentes de Generación de Energía Eléctrica Convencional y Renovable a Nivel Mundial,» Revista Politécnica, vol: 33, num.1, 2014.
- [52] Registro Oficial No 449, Constitución del Ecuador, Asamblea Nacional Constituyente del Ecuador, 2008.
- [53] J. Iza, Diseño de una central fotovoltaica para abastecimiento de energía eléctrica del campus de la Escuela Politécnica Nacional, Quito : Escuela Politécnica Nacional, 2020.
- [54] B. Das, Novel Control and Harmonics Impact of PV Solar Farms, London, Ontario, Canada: The School of Graduate and Postdoctoral Studies, 2012.
- [55] H. Muelou, K. M. Abo-Al-Ez y E. A. Badran, Control Design of Grid-Connected PV Systems for Power Factor Correction in Distribution Power Systems Using PSCAD, International Journal of Scientific & Engineering Research, Vol:6, Issue: 8, 2015.
- [56] D. Bravo, Implementación de proyectos de generación eólica en el Ecuador, Quito : Escuela Politécnica Nacional, 2005.
- [57] D. Andagoya , C. Gallardo, G. Salazar y H. Arcos, Máxima Capacidad de Generación Eólica a ser Instalada en el Sistema Eléctrico Ecuatoriano, Quito: Revista Politécnica, 33(1), 2014.
- [58] D. Acuña, Opciones de control de potencia activa y reactiva en aerogeneradores con generador de inducción doblemente alimentado (DFIG), Santiago de Chile: Universidad de Chile, 2013.
- [59] M. Bolinger y J. Seel, «Utility-Scale Solar Empirical Trends in Project Technology, Cost, Performance and PPA Pricing in the United States,» Lawrence Berkeley Laboratory, 2018.
- [60] REN21, «Renewables 2021 global status report,» 2021.
- [61] L. Garcia de Fonseca, M. Parikh y R. Manghani, «Evolución futura de costos de las energías renovables y almacenamiento en América Latina,» Banco Interamericano de Desarrollo, 2019.
- [62] E. Castillo, A. Conejo, P. Pedregal, R. García y N. Alguacil, Formulación y resolución de modelos de programación matemática en ingeniería y ciencia, La Mancha, España: Universidad de Castilla, 2002.
- [63] CELEC EP, Procedimiento para la elaboración del plan de expansión, 2017.
- [64] P. Vasquez y F. Olsina, «Valuing Flexibility of DG Investments in Transmission Expansion Planning,» 2010.
- [65] J. Campos, T. Serebrisky y S. Ancor, «Tasa de descuento social y evaluación de proyectos,» BID, 2016.
- [66] F. P. Ramsey, «A mathematical theory of saving,» *Economic Journal*, pp. 543-559, 1928.
- [67] A. Wood, B. Wollenberg y B. Gerald, Power Generation, Operation and Control, Wiley, 2014.
- [68] L. E. Torres, «Data envelopment analysis: Matlab, Gams & Python,» Universidade Federal Fluminense, Rio de Janeiro, 2018.
- [69] P. Bonami y J. Lee, «BONMIN Users' Manual,» Coin-Or Documents, 2007.

- [70] I. Documentation, «coin-or.github,» [En línea]. Available: <https://coin-or.github.io/lpopt/FAQ.html>.
- [71] aquaintel, «Ministerio de Energía aperturó ofertas económicas para proyecto eólico Villonaco II y III y fotovoltaico El Aromo,» 2020.
- [72] Matpower, «Matpower - Free, open-source tools for electric power system simulation and optimization,» [En línea]. Available: https://matpower.org/docs/ref/matpower5.0/case24_ieee_rts.html. [Último acceso: 15 02 2021].
- [73] J. M. Lopez, M. Granada y L. Gallego, «A combined pool/bilateral dispatch model for electricity markets with security constraints,» Medellin, Revista de ingeniería y ciencia, vol.7, n.13 , 2011, pp. 7-28.
- [74] IEEE RTS Task Force of APM Subcommittee, «IEEE Reliability,» IEEE PAS, Vol-98, No. 6, 1979, pp. 2047-2054.
- [75] C. Ordoudis, P. Pinson, J. M. Morales y M. Zugno, «An Updated Version of the IEEE RTS 24-Bus System for Electricity Market and Power System Operation Studies,» Technical University of Denmark, Lyngby, 2016.
- [76] IEEE Transactions on Power System, «The IEEE Reliability Test System - 1996 A report prepared by the Reliability Test System Task Force of the Application of Probability Methods Subcommittee,» IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14, No. 3, 1999, pp. 1010-1020.
- [77] L. A. Gallego, L. P. Garces, M. Rahmani y R. Romero, «High-performance hybrid genetic algorithm to solve transmission network expansion planning,» *IET Gener. Transm. Distrib*, vol. 11, nº 5, pp. 1111-1118, 2017.
- [78] A. Duque y A. Escobar, Planeamiento multietapa de la expansión de redes de transmisión usando particiones de red e identificación de variables principales, Universidad Tecnológica de Pereira, 2014.
- [79] N. Mavroeidis, TRANSMISSION EXPANSION PLANNING UNDER UNCERTAINTY, Delft: Delft University of Technology, 2015.
- [80] H. Zhang, G. Heydt, V. Vittal y J. Quintero, «A mixed-Integer Linear Programming Approach for Multistage Security-Constrained Transmission Expansion Planning,» *IEEE Transactions on Power Systems* , vol. 27, nº 2, pp. 1125-1133, 2012.
- [81] H. Zhang, H. Mittelmann y V. Vittal, «Transmission expansion planning using ac model: Formulations and possible relaxations,» *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pp. 1-8, 2012.
- [82] E. Bedon, «El costo del KWh de generación,» Quito , Escuela Politécnica Nacional, 1999.
- [83] M. L. Weitzman, «Gamma discounting,» *America Economic Review*, vol. 91, pp. 260-271, 2001.
- [84] IRENA, «Renewable Power Generation Costs in 2020,» International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2021.

7. ANEXOS

Índice de anexos:

- Anexo A: Datos de los sistemas de prueba
 - Anexo A.1. Datos del sistema Garver – enfoque estático
 - Anexo A.2. Datos del sistema Garver – enfoque cuasi-estático
 - Anexo A.3. Datos del sistema IEEE 24 barras - enfoque estático
 - Anexo A.4. Datos del sistema IEEE 24 barras - enfoque estático – escenario térmico.
 - Anexo A.5. Datos del sistema IEEE 24 barras - enfoque estático – escenario hidrotérmico.
- Anexo B: Cálculo de costos de fuentes de compensación reactiva
- Anexo C: Resultados de los escenarios planteados por cada sistema de prueba (Digital)
- Anexo D: Simulaciones en PowerFactory – Sistema IEEE 24 barras (Digital)
- Anexo E: Tablas comparativas de resultados entre GAMS y PowerFactory (Digital)

ANEXO A: DATOS DE LOS SISTEMAS DE PRUEBA

A.1. DATOS DEL SISTEMA GARVER DE 6 BARRAS ENFOQUE ESTÁTICO

Tabla A.1.1. Datos de nodos del sistema Garver, enfoque estático

<i>Barra</i>	<i>Tipo</i>	P_D [MW]	Q_D [MVar]	P_G^{MAX} [MW]	P_G^{min} [MW]	Q_G^{MAX} [MVar]	Q_G^{min} [MVar]	C_i $\frac{\$}{MWh}$
1	SL	80	16	400	10	48	-10	20
2	PQ	240	48	0	0	0	0	0
3	PV	40	8	370	10	101	-10	30
4	PQ	160	32	0	0	0	0	0
5	PQ	240	48	0	0	0	0	0
6	PV	0	0	610	10	183	-10	10

Tabla A.1.2. Datos de las líneas de transmisión del sistema Garver

<i>Desde Nodo [i]</i>	<i>Hasta Nodo [j]</i>	r_{ij} [pu]	x_{ij} [pu]	S_{ij}^{MAX} [MVA]	b_{ij}^{sh} [pu]	C_{invij} [M\$*]	$C_{O\&Mij}$ [M\$**]	n_{ij0}	n_{ij}^{MAX}
1	2	0.10	0.40	120	0	40	1	1	5
1	3	0.09	0.38	120	0	38	0.95	0	5
1	4	0.15	0.60	100	0	60	1.5	1	5
1	5	0.05	0.20	120	0	20	0.5	1	5
1	6	0.17	0.68	90	0	68	1.7	0	5
2	3	0.05	0.20	120	0	20	0.5	1	5
2	4	0.10	0.40	120	0	40	1	1	5
2	5	0.08	0.31	120	0	31	0.775	0	5
2	6	0.08	0.3	120	0	30	0.75	0	5
3	4	0.15	0.59	120	0	59	1.475	0	5
3	5	0.05	0.20	120	0	20	0.5	1	5
3	6	0.12	0.48	120	0	48	1.2	0	5
4	5	0.16	0.63	95	0	63	1.575	0	5
4	6	0.08	0.3	120	0	30	0.75	0	5
5	6	0.15	0.61	98	0	61	1.525	0	5

*M\$ = millón de dólares, **Son costos operativos anuales

A.2. DATOS DEL SISTEMA GARVER DE 6 BARRAS ENFOQUE CUASI-ESTÁTICO

Tabla A.2.1. Datos de nodos del sistema Garver, primera etapa

<i>Barra</i>	<i>Tipo</i>	P_D [MW]	Q_D [MVar]	P_G^{MAX} [MW]	P_G^{min} [MW]	Q_G^{MAX} [MVar]	Q_G^{min} [MVar]	C_i $\left[\frac{\$}{MWh} \right]$
1	SL	80	16	400	10	48	-10	20
2	PQ	240	48	0	0	0	0	0
3	PV	40	8	370	10	101	-10	30
4	PQ	160	32	0	0	0	0	0
5	PQ	240	48	0	0	0	0	0
6	PV	0	0	610	10	183	-10	10

Tabla A.2.2. Datos de nodos del sistema Garver, segunda etapa

<i>Barra</i>	<i>Tipo</i>	P_D [MW]	Q_D [MVar]	P_G^{MAX} [MW]	P_G^{min} [MW]	Q_G^{MAX} [MVar]	Q_G^{min} [MVar]	C_i $\left[\frac{\$}{MWh} \right]$
1	SL	84	17	410	10	50	-11	20
2	PQ	252	50	0	0	0	0	0
3	PV	42	8	389	10	106	-11	30
4	PQ	168	34	0	0	0	0	0
5	PQ	252	50	0	0	0	0	0
6	PV	0	0	641	10	192	-11	10

Tabla A.2.3. Datos de nodos del sistema Garver, tercera etapa

<i>Barra</i>	<i>Tipo</i>	P_D [MW]	Q_D [MVar]	P_G^{MAX} [MW]	P_G^{min} [MW]	Q_G^{MAX} [MVar]	Q_G^{min} [MVar]	C_i $\left[\frac{\$}{MWh} \right]$
1	SL	88	18	420	10	53	-11	20
2	PQ	265	53	0	0	0	0	0
3	PV	44	9	408	10	111	-11	30
4	PQ	176	35	0	0	0	0	0
5	PQ	265	53	0	0	0	0	0
6	PV	0	0	676	10	202	-11	10

A.3. DATOS DEL SISTEMA IEEE-24 BARRAS ENFOQUE ESTÁTICO

Tabla A.3.1. Datos de nodos del sistema IEEE 24 barras, enfoque estático

<i>Barra</i>	<i>Tipo</i>	P_D [MW]	Q_D [MVar]	P_G^{MAX} [MW]	P_G^{min} [MW]	Q_G^{MAX} [MVar]	Q_G^{min} [MVar]	C_i $\left[\frac{\$}{MWh} \right]$
--------------	-------------	------------	--------------	------------------	------------------	--------------------	--------------------	---------------------------------------

1	PV	324	66	576	10	240	-150	13,32
2	PV	291	60	576	10	240	-150	13,32
3	PQ	540	111	-	-	-	-	-
4	PQ	222	45	-	-	-	-	-
5	PQ	213	42	-	-	-	-	-
6	PV	408	84	-	-	0	-300	-
7	PV	375	75	900	10	540	0	20,7
8	PQ	513	105	-	-	-	-	-
9	PQ	525	108	-	-	-	-	-
10	PQ	585	120	-	-	-	-	-
11	PQ	0	0	-	-	-	-	-
12	PQ	0	0	-	-	-	-	-
13	SL	795	162	1773	10	720	0	20,93
14	PV	582	117	0	0	600	-150	-
15	PV	951	192	645	10	330	-150	18,32
16	PV	300	60	465	10	240	-150	10,52
17	PQ	0	0	-	-	-	-	-
18	PV	999	204	1200	10	600	-150	6,02
19	PQ	543	111	-	-	-	-	-
20	PQ	384	78	-	-	-	-	-
21	PV	0	0	1200	10	600	-150	5,47
22	PV	0	0	900	10	288	-180	11,64
23	PV	0	0	1980	10	930	-375	10,71
24	PQ	0	0	-	-	-	-	-

Tabla A.3.2. Datos de las líneas de transmisión del sistema IEEE 24 barras.

<i>Desde Nodo [i]</i>	<i>Hasta Nodo [j]</i>	r_{ij} [pu]	x_{ij} [pu]	b_{ij}^{sh} [pu]	S_{ij}^{MAX} [MVA]	C_{invij} [M\$]	$C_{o\&Mij}$ [M\$]	n_{ijo}	n_{ij}^{MAX}
1	2	0.0026	0.0139	0.4611	200	3	0,075	1	5
1	3	0.0546	0.2112	0.0572	220	55	1,375	1	5
1	5	0.0218	0.0845	0.0229	220	22	0,55	1	5
1	8	0.0348	0.1344	0	220	35	0,875	0	5
2	4	0.0328	0.1267	0.0343	220	33	0,825	1	5
2	6	0.0497	0.192	0.052	220	50	1,25	1	5
2	8	0.0328	0.1267	0	220	33	0,825	0	5
3	9	0.0308	0.119	0.0322	220	31	0,775	1	5
3	24	0.0023	0.0839	0	600	50	1,25	1	5
4	9	0.0268	0.1037	0.0281	220	27	0,675	1	5
5	10	0.0228	0.1037	0.0281	220	23	0,575	1	5
6	7	0.0497	0.192	0	220	50	1,25	0	5
6	10	0.0139	0.0605	2.459	200	16	0,4	1	5
7	8	0.0159	0.0614	0.0166	220	16	0,4	1	5
8	9	0.0427	0.1651	0.0447	220	43	1,075	1	5
8	10	0.0427	0.1651	0.0447	220	43	1,075	1	5
9	11	0.0023	0.0839	0	600	50	1,25	1	5
9	12	0.0023	0.0839	0	600	50	1,25	1	5

10	11	0.0023	0.0839	0	600	50	1,25	1	5
10	12	0.0023	0.0839	0	600	50	1,25	1	5
11	13	0.0061	0.0476	0.0999	900	66	1,65	1	5
11	14	0.0054	0.0418	0.0879	900	58	1,45	1	5
12	13	0.0061	0.0476	0.0999	900	66	1,65	1	5
12	23	0.0124	0.0966	0.203	900	134	3,35	1	5
13	14	0.0057	0.0447	0	900	62	1,55	0	5
13	23	0.0111	0.0865	0.1818	900	120	3	1	5
14	16	0.005	0.0389	0.0818	900	54	1,35	1	5
14	23	0.008	0.062	0	900	86	2,15	0	5
15	16	0.0022	0.0173	0.0364	900	24	0,6	1	5
15	21	0.0063	0.049	0.103	900	68	1,7	2	5
15	24	0.0067	0.0519	0.1091	900	72	1,8	1	5
16	17	0.0033	0.0259	0.0545	900	36	0,9	1	5
16	19	0.003	0.0231	0.0485	900	32	0,8	1	5
16	23	0.0105	0.0822	0	900	114	2,85	0	5
17	18	0.0018	0.0144	0.0303	900	20	0,5	1	5
17	22	0.0135	0.1053	0.2212	900	146	3,65	1	5
18	21	0.0033	0.0259	0.0545	900	36	0,9	2	5
19	20	0.0051	0.0396	0.0833	900	55	1,375	2	5
19	23	0.0078	0.0606	0	900	84	2,1	0	5
20	23	0.0028	0.0216	0.0455	900	30	0,75	2	5
21	22	0.0087	0.0678	0.1424	900	94	2,35	1	5

A.4. DATOS DEL SISTEMA IEEE-24 BARRAS ENFOQUE CUASI-ESTÁTICO – ESCENARIO TÉRMICO

Tabla A.4.1. Datos de nodos del sistema IEEE 24 barras, primera etapa

Barra	Tipo	P_D [MW]	Q_D [MVar]	P_G^{MAX} [MW]	P_G^{min} [MW]	Q_G^{MAX} [MVar]	Q_G^{min} [MVar]	C_i $\left[\frac{\$}{MWh} \right]$
1	PV	324	66	576	10	240	-150	13.32
2	PV	291	60	576	10	240	-150	13.32
3	PQ	540	111	-	-	-	-	-
4	PQ	222	45	-	-	-	-	-
5	PQ	213	42	-	-	-	-	-
6	PV	408	84	-	-	0	-300	-
7	PV	375	75	900	10	540	0	20.7
8	PQ	513	105	-	-	-	-	-
9	PQ	525	108	-	-	-	-	-
10	PQ	585	120	-	-	-	-	-
11	PQ	0	0	-	-	-	-	-
12	PQ	0	0	-	-	-	-	-
13	SL	795	162	1773	10	720	0	20.93
14	PV	582	117	-	-	600	-150	-

15	PV	951	192	645	10	330	-150	18.32
16	PV	300	60	465	10	240	-150	10.52
17	PQ	0	0	-	-	-	-	-
18	PV	999	204	1200	10	600	-150	6.02
19	PQ	543	111	-	-	-	-	-
20	PQ	384	78	-	-	-	-	-
21	PV	0	0	1200	10	600	-150	5.47
22	PV	0	0	900	10	288	-180	11.64
23	PV	0	0	1980	10	930	-375	10.71
24	PQ	0	0	-	-	-	-	-

Tabla A.4.2. Datos de nodos del sistema IEEE 24 barras, segunda etapa

<i>Barra</i>	<i>Tipo</i>	P_D [MW]	Q_D [MVar]	P_G^{MAX} [MW]	P_G^{min} [MW]	Q_G^{MAX} [MVar]	Q_G^{min} [MVar]	C_i $\left[\frac{\$}{MWh} \right]$
1	PV	340	69	605	10	252	-158	14.892
2	PV	306	63	605	10	252	-158	14.892
3	PQ	567	117	-	-	-	-	-
4	PQ	233	47	-	-	-	-	-
5	PQ	224	44	-	-	-	-	-
6	PV	428	88	-	-	0	-315	-
7	PV	394	79	945	10	567	0	23.143
8	PQ	539	110	-	-	-	-	-
9	PQ	551	113	-	-	-	-	-
10	PQ	614	126	-	-	-	-	-
11	PQ	0	0	-	-	-	-	-
12	PQ	0	0	-	-	-	-	-
13	SL	835	170	1862	10	756	0	23.4
14	PV	611	123	0	0	630	-158	-
15	PV	999	202	677	10	347	-158	20.477
16	PV	315	63	488	10	252	-158	11.762
17	PQ	0	0	-	-	-	-	-
18	PV	1049	214	1260	10	630	-158	6.02
19	PQ	570	117	-	-	-	-	-
20	PQ	403	82	-	-	-	-	-
21	PV	0	0	1260	10	630	-158	5.47
22	PV	0	0	945	10	302	-189	13.014
23	PV	0	0	2079	10	977	-394	11.969
24	PQ	0	0	-	-	-	-	-

Tabla A.4.3. Datos de nodos del sistema IEEE 24 barras, tercera etapa

<i>Barra</i>	<i>Tipo</i>	P_D [MW]	Q_D [MVar]	P_G^{MAX} [MW]	P_G^{min} [MW]	Q_G^{MAX} [MVar]	Q_G^{min} [MVar]	C_i $\left[\frac{\$}{MWh} \right]$
1	PV	357	73	635	10	265	-165	16.65
2	PV	321	66	635	10	265	-165	16.65

3	PQ	595	122	-	-	-	-	-
4	PQ	245	50	-	-	-	-	-
5	PQ	235	46	-	-	-	-	-
6	PV	450	93	-	-	0	-331	-
7	PV	413	83	992	10	595	0	25.88
8	PQ	566	116	-	-	-	-	-
9	PQ	579	119	-	-	-	-	-
10	PQ	645	132	-	-	-	-	-
11	PQ	0	0	-	-	-	-	-
12	PQ	0	0	-	-	-	-	-
13	SL	876	179	1995	10	794	0	26.16
14	PV	642	129	0	0	662	-165	-
15	PV	1048	212	711	10	364	-165	22.89
16	PV	331	66	513	10	265	-165	13.15
17	PQ	0	0	-	-	-	-	-
18	PV	1101	225	1323	10	662	-165	6.02
19	PQ	599	122	-	-	-	-	-
20	PQ	423	86	-	-	-	-	-
21	PV	0	0	1323	10	662	-165	5.47
22	PV	0	0	992	10	318	-198	14.55
23	PV	0	0	2183	10	1025	-413	13.38
24	PQ	0	0	-	-	-	-	-

A.5. DATOS DEL SISTEMA IEEE-24 BARRAS ENFOQUE CUASI-ESTÁTICO- ESCENARIO HIDROTÉRMICO

Tabla A.5.1. Datos de nodos del sistema IEEE 24 barras, primera etapa

<i>Barra</i>	<i>Tipo</i>	P_D [MW]	Q_D [MVar]	P_G^{MAX} [MW]	P_G^{min} [MW]	Q_G^{MAX} [MVar]	Q_G^{min} [MVar]	C_i [$\frac{\$}{MWh}$]
1	PV	324	66	576	10	240	-150	13.32
2	PV	291	60	576	10	240	-150	13.32
3	PQ	540	111	-	-	-	-	-
4	PQ	222	45	-	-	-	-	-
5	PQ	213	42	-	-	-	-	-
6	PV	408	84	-	-	0	-300	-
7	PV	375	75	900	10	540	0	2
8	PQ	513	105	-	-	-	-	-
9	PQ	525	108	-	-	-	-	-
10	PQ	585	120	-	-	-	-	-
11	PQ	0	0	-	-	-	-	-
12	PQ	0	0	-	-	-	-	-
13	SL	795	162	1773	10	720	0	2

14	PV	582	117	-	-	600	-150	-
15	PV	951	192	645	10	330	-150	18.32
16	PV	300	60	465	10	240	-150	10.52
17	PQ	0	0	-	-	-	-	-
18	PV	999	204	1200	10	600	-150	2
19	PQ	543	111	-	-	-	-	-
20	PQ	384	78	-	-	-	-	-
21	PV	0	0	1200	10	600	-150	2
22	PV	0	0	900	10	288	-180	2
23	PV	0	0	1980	10	930	-375	2
24	PQ	0	0	-	-	-	-	-

Tabla A.5.2. Datos de nodos del sistema IEEE 24 barras, segunda etapa

<i>Barra</i>	<i>Tipo</i>	P_D [MW]	Q_D [MVar]	P_G^{MAX} [MW]	P_G^{min} [MW]	Q_G^{MAX} [MVar]	Q_G^{min} [MVar]	C_i $\left[\frac{\$}{MWh} \right]$
1	PV	458.21	93.34	814.59	10	339.41	-212.13	14.892
2	PV	411.54	84.85	814.59	10	339.41	-212.13	14.892
3	PQ	763.68	156.98	-	-	-	-	-
4	PQ	313.96	63.64	-	-	-	-	-
5	PQ	301.23	59.4	-	-	-	-	-
6	PV	577	118.79	-	-	0	-424.26	-
7	PV	530.33	106.07	1272.79	10	763.68	0	2
8	PQ	725.49	148.49	-	-	-	-	-
9	PQ	742.46	152.74	-	-	-	-	-
10	PQ	827.31	169.71	-	-	-	-	-
11	PQ	0	0	-	-	-	-	-
12	PQ	0	0	-	-	-	-	-
13	SL	1124.3	229.1	2507.4	10	1018.23	0	2
14	PV	823.07	165.46	0	0	848.53	-212.13	-
15	PV	1344.92	271.53	912.17	10	466.69	-212.13	20.477
16	PV	424.26	84.85	657.61	10	339.41	-212.13	11.762
17	PQ	0	0	-	-	-	-	-
18	PV	1412.8	288.5	1697.06	10	848.53	-212.13	2
19	PQ	767.92	156.98	-	-	-	-	-
20	PQ	543.06	110.31	-	-	-	-	-
21	PV	0	0	1697.06	10	848.53	-212.13	2
22	PV	0	0	1272.79	10	407.29	-254.56	2
23	PV	0	0	2800.14	10	1315.22	-530.33	2
24	PQ	0	0	-	-	-	-	-

Tabla A.4.3. Datos de nodos del sistema IEEE 24 barras, tercera etapa

<i>Barra</i>	<i>Tipo</i>	P_D [MW]	Q_D [MVar]	P_G^{MAX} [MW]	P_G^{min} [MW]	Q_G^{MAX} [MVar]	Q_G^{min} [MVar]	C_i $\left[\frac{\$}{MWh} \right]$
1	PV	648	132	1152	10	480	-300	16.65

2	PV	582	120	1152	10	480	-300	16.65
3	PQ	1080	222	-	-	-	-	-
4	PQ	444	90	-	-	-	-	-
5	PQ	426	84	-	-	-	-	-
6	PV	816	168	-	-	0	-600	-
7	PV	750	150	1800	10	1080	0	2
8	PQ	1026	210	-	-	-	-	-
9	PQ	1050	216	-	-	-	-	-
10	PQ	1170	240	-	-	-	-	-
11	PQ	0	0	-	-	-	-	-
12	PQ	0	0	-	-	-	-	-
13	SL	1590	324	3546	10	1440	0	2
14	PV	1164	234	0	0	1200	-300	-
15	PV	1902	384	1290	10	660	-300	22.89
16	PV	600	120	930	10	480	-300	13.15
17	PQ	0	0	-	-	-	-	-
18	PV	1998	408	2400	10	1200	-300	2
19	PQ	1086	222	-	-	-	-	-
20	PQ	768	156	-	-	-	-	-
21	PV	0	0	2400	10	1200	-300	2
22	PV	0	0	1800	10	576	-360	2
23	PV	0	0	3960	10	1860	-750	2
24	PQ	0	0	-	-	-	-	-

ANEXO B: CALCULO DE COSTOS DE FUENTES DE POTENCIA REACTIVA

La siguiente información fue obtenida del Plan Maestro de Electricidad vigente.

TABLA B.1. Costos de capacitores por nivel de voltaje

Voltaje [kV]	Descripción	Suministro [kUSD]	Montaje [kUSD]	Total [kUSD]
230	Banco 2x60 MVar	1026.0	266.8	1292.8
	Banco 1x60 MVar	513.0	133.4	646.4
138	Banco 3x25 MVar	1041.0	270.0	1311.0
	Banco 2x25 MVar	694.0	180.0	874.0
	Banco 1x25 MVar	347.0	90.0	437.0
	Banco 2x30 MVar	774.0	180.0	954.0
	Banco 1x30 MVar	387.0	90.0	477.0
69	Banco 2x12 MVar	139.0	60.0	439.0
	Banco 1x12 MVar	189.5	30.0	219.5
	Banco 1x12 MVar (ampliación)	118.0	30.0	148.0
	Banco 1x6 MVar	70.0	30.0	100.0

Mediante el uso de regresión lineal se procede a encontrar una función de la forma:

$$rQ(MVAr) = a \cdot MVAr + b$$

Donde b es cero, ya que, si no existe suministro, no existe costo.

CAPACITORES A 230 kV

TABLA B.2. Valores empleados en regresión para obtención de una función de costos lineales de capacitores a 230 kV

rQ	\$	rQ x \$	rQ ²
0	0	0	0
10	0	0	100
20	214.935	4.298.698	400
30	400	12000	900
40	500	20000	1600
50	600	30000	2500
60	646.4	38784	3600
120	1292.8	155136	14400
$\Sigma 330.000$	$\Sigma 3654.135$	$\Sigma 260218.698$	$\Sigma 23500.000$

Tabla B.3. Valores de la función lineal obtenidos para capacitores a 230kV

m	11.0731362
b	-6.4568E-06

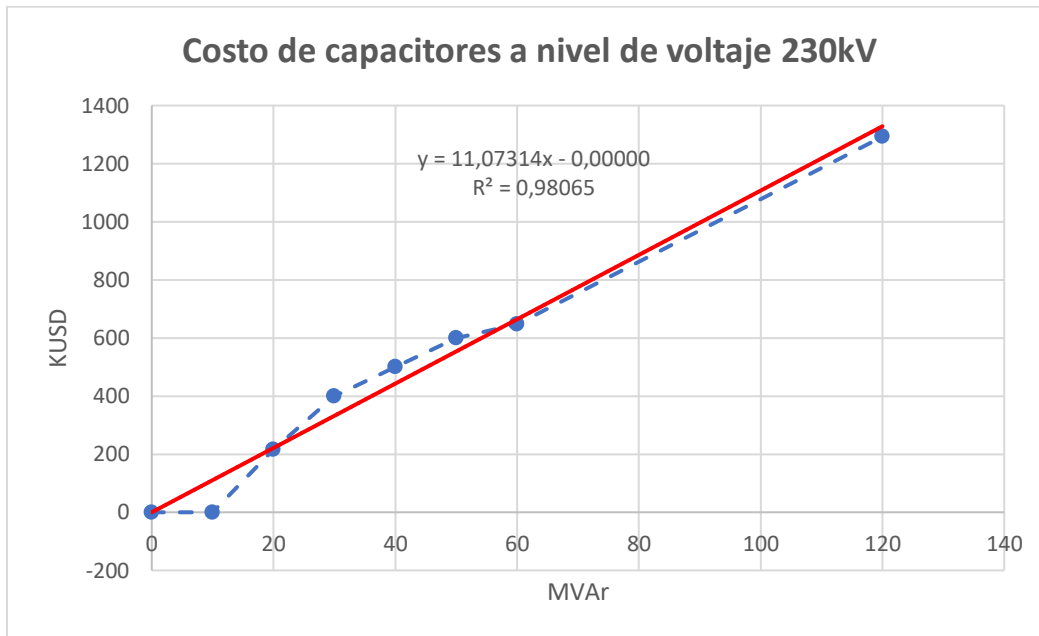


Figura B.1. Curva de costos por MVar de capacitores instalados a 230 kV

CAPACITORES A 138 kV

TABLA B.4. Valores empleados en regresión para obtención de una función de costos lineales de capacitores a 138 kV

rQ	\$	rQ x \$	rQ ²
0	0	0	0
5	0	0	25
10	182.342	1.823.424	100
15	300	4500	225
20	420	8400	400
25	437	10925	625
30	477	14310	900
50	874	43700	2500
60	954	57240	3600
75	1311	98325	5625
$\Sigma 290.000$	$\Sigma 4955.342$	$\Sigma 239223.424$	$\Sigma 14000.000$

Tabla B.5. Valores de la función lineal obtenidos para capacitores a 138 kV

m	17,08738736
b	1,52057E-06

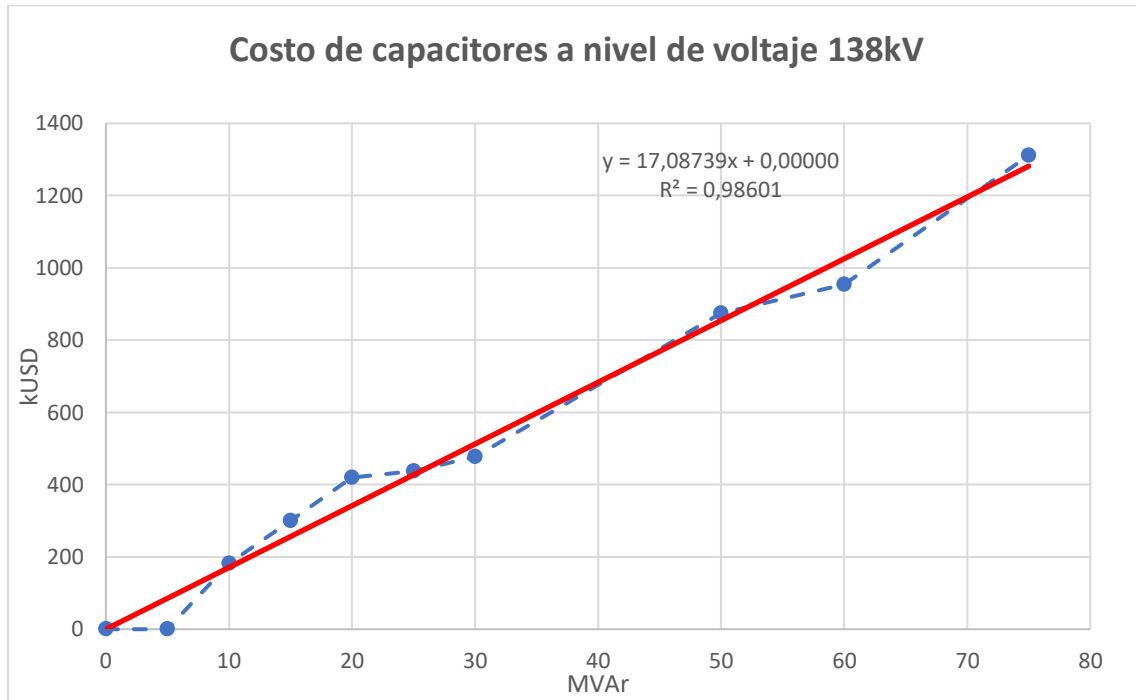


Figura B.2. Curva de costos por MVAR de capacitores instalados a 138 kV

CAPACITORES A 69 kV

TABLA B.6. Valores empleados en regresión para obtención de una función de costos lineales de capacitores a 69 kV

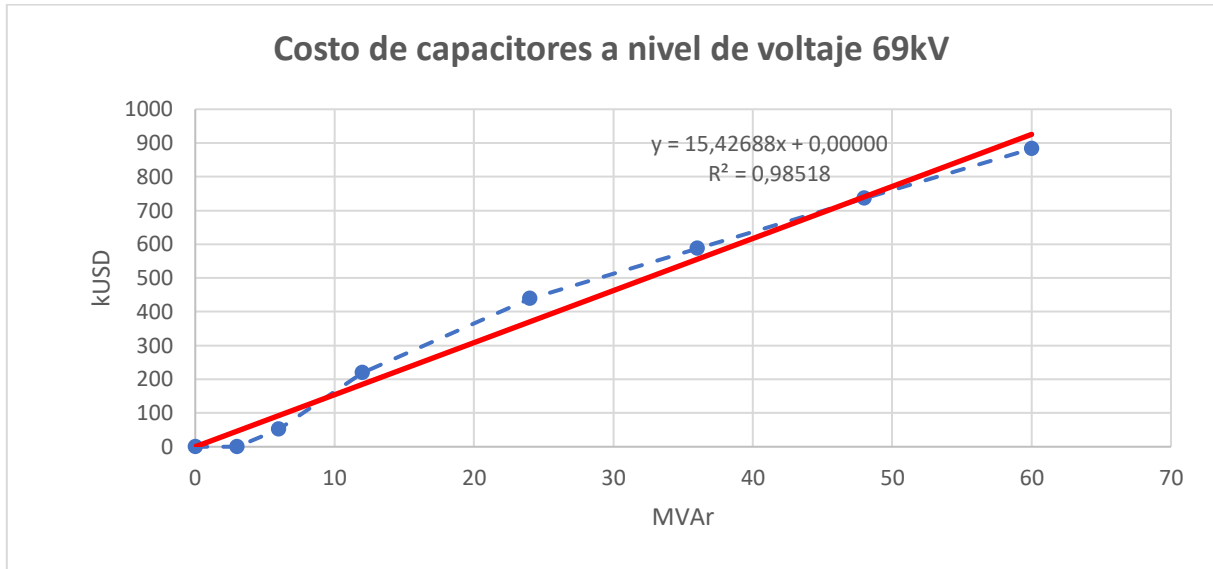
rQ	\$	rQ x \$	rQ ²
0	0	0	0
3	0	0	9
6	52.18	313.079	36
12	219.5	2634	144
24	439	10536	576
36	587	21132	1296
48	735	35280	2304
60	883	52980	3600
$\Sigma 189.000$	$\Sigma 2915.680$	$\Sigma 122875.079$	$\Sigma 7965.000$

Tabla B.7. Valores de la función lineal obtenidos para capacitores a 69 kV

m	15.42687743
----------	-------------

b

1.97686E-06

**Figura B.3.** Curva de costos por MVAR de capacitores instalados a 69 kV**REACTORES****TABLA B.8.** Costos de reactores según el PME

Item	Capacidad	Total [kUSD]
1	Banco de 90 MVAR para línea (incluye reactor de neutro 72,5 kV; 0,3 MVAR)	2739
2	Banco de 30 MVAR para línea (incluye con reactor de neutro 72,5 kV; 0,3 MVAR)	2035
3	Banco de 30 MVAR para barra	1705
4	Reactor monofásico 30 MVAR	693
5	Reactor monofásico 10 MVAR	462
6	Reactor de neutro 72,5 kV; 0,3 MVAR	303

Incluye obra civil y montaje

TABLA B.9. Valores empleados en regresión para obtención de una función de costos lineales de capacitores a 138 kV

rQ	\$	rQ x \$	rQ ²
0	0	0,000	0,000
5	0	0,000	25,000
10	0	0,000	100,000
15	0	0,000	225,000
20	0	0,000	400,000
25	0	0,000	625,000
27,5	232,9418	6405,900	756,250
30	2035	61050,000	900,000

90	2739	246510,000	8100,000
120	3443	413160,000	14400,000
170	4147	704990,000	28900,000
215	4851	1042965,000	46225,000
260	5555	1444300,000	67600,000
$\Sigma 987.5$	$\Sigma 23002.942$	$\Sigma 3919380.9$	$\Sigma 168256.25$

Tabla B.10. Valores de la función lineal obtenidos para reactores a 138kV

m	23.29411732
b	7.25803E-05

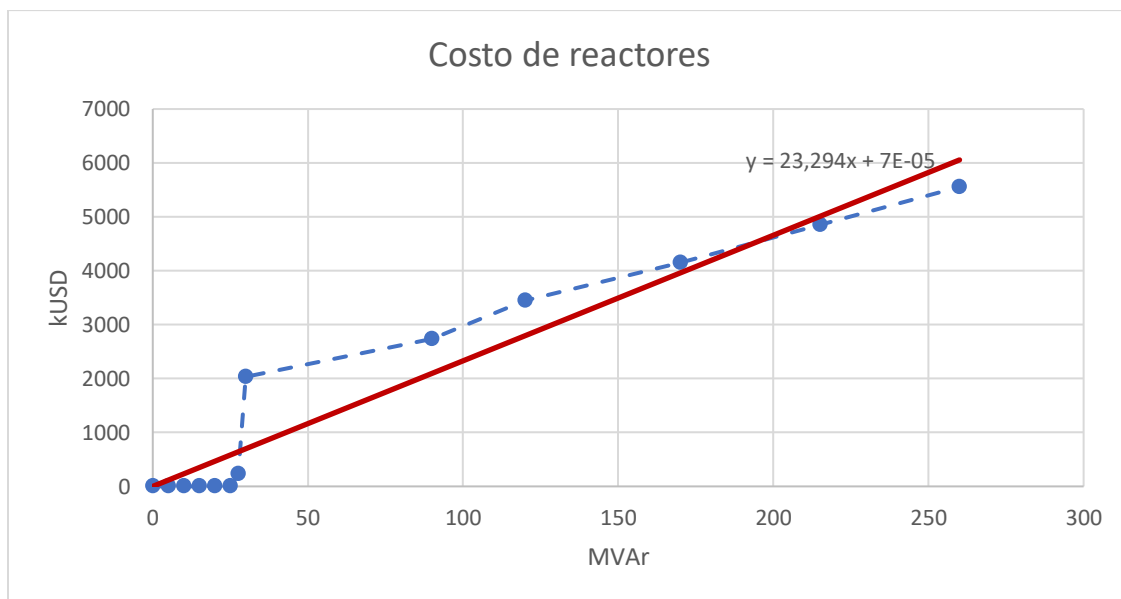


Figura B.4. Curva de costos por MVar de capacitores instalados a 138 kV

ANEXO C: RESULTADOS DE LOS NUEVOS ESCENARIOS PLANTEADOS POR CADA SISTEMA DE PRUEBA

Resultados de voltajes, ángulos nodales, potencia activa y reactiva de generación, topología inicial y final del sistema de transmisión, flujos de potencia activa y reactiva, capacidad de nuevas fuentes de potencia activa y reactiva y desglose de costos de cada uno de los escenarios situacionales.

Anexo Digital

ANEXO D: SIMULACIONES POWERFACTORY – SISTEMAS IEEE 24 BARRAS

Anexo Digital

**ANEXO E: TABLAS COMPARATIVAS ENTRES RESULTADOS
OBTENIDOS EN GAMS Y POWERFACTORY**

Anexo Digital