



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Facultad de Ingeniería

Maestría en Electricidad
Mención Redes Eléctricas Inteligentes

Modelo Estocástico de Planificación de Largo Plazo de Microredes Eléctricas
Aisladas

Trabajo de titulación previa a la
obtención del Título de Magíster
en Electricidad mención Redes
Eléctricas Inteligentes

Autor:
Ing. Héctor Virgilio Sumba Yanza
C.I: 0302184130
inghector.1988@gmail.com

Director:
Ing. Klever Leonardo Quizhpe Huiracocha
C.I: 0102265022
Correo: kleber.quizhpe@ucuenca.edu.ec

Cuenca, Ecuador
05 de noviembre de 2021



Resumen

En este trabajo se presenta un modelo estático para la solución de la planificación estocástica de largo plazo de microredes eléctricas aisladas bajo incertumbre de la demanda y de la generación renovable eólica y fotovoltaica. Este modelo permite optimizar los costos de inversión y los costos de operación de la Planificación de la Expansión de la Transmisión, Generación y Almacenamiento de energía.

El modelo permite planificar adecuadamente la interconexión de microredes lo suficientemente cercanas entre sí mediante líneas de corriente alterna y directa, teniendo en cuenta además la inversión en nuevas unidades de generación y almacenamiento de energía mediante la formulación de dos etapas. En la primera etapa, al considerar un modelo estático los costos relacionados a las decisiones de inversión se realizan al inicio del horizonte de planificación. En la segunda etapa, los costos de las decisiones de operación se realiza bajo incertidumbre para un determinado horizonte de planificación.

El modelo se ha implementado en la herramienta informática *General Algebraic Modeling System* (GAMS), herramienta computacional que permite la optimización de modelos matemáticos. Los resultados del modelo se han analizado mediante la inteface de MATLAB.

El modelo se aplica inicialmente a un sistema propuesto por el autor y posteriormente a un sistema de pruebas generalmente utilizado para la planificación de Sistemas Eléctricos de Potencia denominado sistema Garver de seis nodos, al cual se ha realizado ajustes obteniéndose un sistema Garver Modificado que permite hacer comparable con un sistema de microredes eléctricas.

Palabras Clave

Determinista. Escenario de operación. Estocástico. Largo plazo. Microred. Optimización. Planificación. Renovable.



Abstract

In this work, a static model is presented for the solution of long-term stochastic planning of isolated electrical microgrids under uncertainty of demand, wind and photovoltaic renewable generation. This model makes it possible to optimize investment costs and operating costs for the Expansion of the Transmission, Generation and Storage of energy Planning.

The model makes it possible to adequately plan the interconnection of microgrids that are close enough to each other through alternating and direct current lines, also taking into account the investment in new generation and energy storage units through the formulation of two stages. In the first stage, when considering a static model, the costs related to investment decisions will be made at the beginning of the planning horizon. In the second stage, the costs of operating decisions are made under uncertainty for a certain planning horizon.

The model has been implemented in General Algebraic Modeling System (GAMS), a computational tool that allows the optimization of mathematical models. The results of the model have been analyzed using the MATLAB interface.

The model is applied to a system proposed by the author and later to a test system generally used for the planning of Electrical Power Systems called the Garver six-node system, to which adjustments have been made, obtaining a Modified Garver system that allows making comparable with a electrical microgrids system.

Keywords

Deterministic. Long term. Microgrid. Operating scenario. Optimization. Planning. Renewable. Stochastic.



Índice general

| | |
|---|-----------|
| 1. Generalidades | 14 |
| 1.1. Introducción | 14 |
| 1.2. Problemática | 16 |
| 1.3. Objetivo general | 17 |
| 1.4. Objetivos específicos | 17 |
| 1.5. Alcance | 17 |
| 1.6. Enfoque | 18 |
| 1.7. Estado del arte | 18 |
| 1.7.1. Microredes individuales - aisladas o interconectadas con la red | 24 |
| 1.7.2. Conjunto de microredes interconectadas entre sí | 26 |
| 2. Modelo determinista de planificación de largo plazo de microredes eléctricas aisladas | 30 |
| 2.1. Notación | 31 |
| 2.2. Enfoque | 33 |
| 2.3. Consideraciones | 34 |
| 2.4. Formulación | 35 |
| 2.4.1. Función objetivo | 35 |
| 2.4.2. Restricciones de inversión | 36 |
| 2.4.3. Restricciones operativas | 38 |
| 2.5. Ejemplo ilustrativo | 42 |
| 2.5.1. Operación actual del sistema | 45 |
| 2.5.2. Planificación de largo plazo determinista de MRs eléctricas. | 47 |
| 2.6. Conclusiones modelo determinista | 69 |
| 3. Modelo estocástico de planificación de largo plazo de microredes eléctricas aisladas | 70 |
| 3.1. Notación | 70 |
| 3.2. Enfoque | 73 |
| 3.3. Consideraciones | 73 |
| 3.4. Formulación | 74 |
| 3.4.1. Función objetivo | 74 |
| 3.4.2. Restricciones de inversión | 75 |
| 3.4.3. Restricciones operativas | 76 |
| 3.5. Ejemplo ilustrativo | 81 |
| 3.5.1. Datos de los elementos existentes del sistema | 81 |



| | | |
|-----------|---|------------|
| 3.5.2. | Datos de los elementos candidatos del sistema | 84 |
| 3.5.3. | Datos de los escenarios del modelo estocástico PET&GA | 87 |
| 3.5.4. | Resultados del modelo estocástico PET&GA | 88 |
| 4. | Aplicación del modelo de planificación de largo plazo estocástico de MRs eléctricas en el sistema de prueba GARVER | 97 |
| 4.1. | Introducción | 97 |
| 4.2. | Sistema de prueba Garver - seis nodos | 97 |
| 4.2.1. | Datos de la demanda | 98 |
| 4.2.2. | Datos de las unidades de generación | 98 |
| 4.2.3. | Datos de las líneas existentes AC | 99 |
| 4.2.4. | Datos de las líneas candidatas AC | 99 |
| 4.3. | Sistema de prueba Garver Modificado | 100 |
| 4.3.1. | Datos de la demanda | 100 |
| 4.3.2. | Datos de las unidades de generación existentes | 100 |
| 4.3.3. | Datos de las líneas existentes | 101 |
| 4.3.4. | Operación del sistema Garver Modificado | 102 |
| 4.3.5. | Datos de unidades de generación candidatas | 104 |
| 4.3.6. | Datos de las líneas de interconexión candidatas AC | 104 |
| 4.3.7. | Líneas de interconexión candidatas DC | 105 |
| 4.3.8. | Datos de unidades de almacenamiento de energía | 106 |
| 4.4. | Resultados sistema de prueba Garver Modificado - Modelo Determinista | 108 |
| 4.5. | Resultados sistema de prueba Garver Modificado - Modelo Estocástico . | 110 |
| 5. | Conclusiones y recomendaciones | 117 |
| 5.1. | Conclusiones | 117 |
| 5.2. | Recomendaciones | 119 |



Índice de tablas

| | |
|--|----|
| 2.1. Costos de inversión, costos fijos y variables de producción eléctrica por tipo de tecnología. | 44 |
| 2.2. Datos de generadores existentes. | 44 |
| 2.3. Datos de demanda. | 45 |
| 2.4. Datos de la línea de interconexión existente. | 46 |
| 2.5. Proyección de demanda. | 48 |
| 2.6. Resultados de costos de producción, ENS y sus respectivos costos. | 50 |
| 2.7. Datos de las líneas de interconexión AC candidatas. | 51 |
| 2.8. Opciones de capacidad de transferencia de potencia - líneas AC candidatas. | 51 |
| 2.9. Datos de las líneas de interconexión DC candidatas. | 52 |
| 2.10. Opciones de capacidad de transferencia de potencia - líneas DC candidatas. | 52 |
| 2.11. Resultados del PET. | 53 |
| 2.12. Selección óptimo de líneas de interconexión modelo PET. | 54 |
| 2.13. Datos de generadores candidatos. | 57 |
| 2.14. Resultados del modelo del problema PET&G. | 58 |
| 2.15. Selección óptima de líneas de interconexión modelo PET&G. | 58 |
| 2.16. Selección óptima de unidades de generación modelo PET&G. | 58 |
| 2.17. Datos sistemas de almacenamiento. | 62 |
| 2.18. Resultados modelo determinista PET&GA - caso base. | 63 |
| 2.19. Resultados modelo determinista PET&GA - Verano. | 67 |
| 2.20. Resultados modelo determinista PET&GA - Otoño. | 67 |
| 2.21. Resultados modelo determinista PET&GA - Invierno. | 68 |
| 2.22. Resultados modelo determinista PET&GA - Primavera. | 68 |
| 3.1. Datos de generadores existentes. | 83 |
| 3.2. Proyección de demanda, sin considerar la incertidumbre. | 83 |
| 3.3. Datos de la línea de interconexión existente. | 84 |
| 3.4. Datos de las líneas de interconexión AC candidatas. | 84 |
| 3.5. Opciones de capacidad de transferencia de potencia - líneas AC candidatas. | 84 |
| 3.6. Datos de las líneas de interconexión DC candidatas. | 85 |
| 3.7. Opciones de capacidad de transferencia de potencia - líneas DC candidatas. | 85 |
| 3.8. Datos de generadores candidatos. | 86 |
| 3.9. Datos sistemas de almacenamiento. | 86 |
| 3.10. Escenarios de variación de demanda y generación renovable intermitente. | 88 |
| 3.11. Costos de inversión y costos totales del sistema PET&GA - caso base. | 89 |
| 3.12. Selección óptima de infraestructura PET&GA estocástico - caso base. | 89 |



| | |
|---|-----|
| 3.13. Resultados del PET&GA estocástico -Verano. | 95 |
| 3.14. Resultados del PET&GA estocástico -Otoño. | 95 |
| 3.15. Resultados del PET&GA estocástico - Invierno. | 96 |
| 3.16. Resultados del PET&GA estocástico -Primavera. | 96 |
| 4.1. Datos de demanda - Garver. | 98 |
| 4.2. Datos de generadores - Garver. | 99 |
| 4.3. Datos de las líneas de interconexión existentes AC - Garver. | 99 |
| 4.4. Datos de las líneas de interconexión candidatas AC - Garver. | 99 |
| 4.5. Datos de proyección de la demanda - Garver Modificado. | 100 |
| 4.6. Datos de los generadores existentes - Garver Modificado. | 101 |
| 4.7. Datos de las líneas de interconexión existentes AC - Garver Modificado. | 102 |
| 4.8. Resultados: costos de producción, ENS, costos ENS, sin inversiones. | 104 |
| 4.9. Datos de los generadores candidatos - Garver Modificado. | 104 |
| 4.10. Datos de las líneas de interconexión candidatas AC - Garver Modificado. | 105 |
| 4.11. Opciones capacidad transferencia - líneas AC candidatas - Garver modificado. | 105 |
| 4.12. Datos de las líneas de interconexión candidatas DC - Garver Modificado. | 106 |
| 4.13. Opciones capacidad transferencia - líneas DC candidatas - Garver modificado. | 106 |
| 4.14. Datos sistemas de almacenamiento. | 107 |
| 4.15. Resultados modelo determinista del PET&GA - sistema Garver Modificado. | 108 |
| 4.16. Costos de inversión PET&GA determinista y estocástico Garver Modificado - Caso base. | 111 |
| 4.17. Selección óptima de infraestructura PET&GA estocástico Garver Modificado - Caso base. | 112 |
| 4.18. Resultados del PET&GA estocástico - GARVER - verano. | 116 |
| 4.19. Resultados del PET&GA estocástico - GARVER - otoño. | 116 |
| 4.20. Resultados del PET&GA estocástico - GARVER - invierno. | 116 |
| 4.21. Resultados del PET&GA estocástico - GARVER - primavera. | 116 |



Índice de figuras

| | |
|--|----|
| 1.1. Producción de energía eléctrica a nivel mundial, Fuente: Our World in Data. | 19 |
| 1.2. Tendencia de generación eléctrica, Fuente: IRENA. | 20 |
| 1.3. Balance energético Ecuador - Autor | 21 |
| 1.4. Potencia efectiva por tipo de sistema (MW)-2019 - ARCERNNR | 21 |
| 2.1. Modelo Línea DC - Diagrama equivalente de generadores ficticios | 40 |
| 2.2. Esquema base Sistema MRs | 43 |
| 2.3. Curvas diaria de demanda. | 45 |
| 2.4. Balance de potencia total del sistema. | 46 |
| 2.5. Balance de potencia por MR. | 47 |
| 2.6. Curvas de demanda diaria, $\tau = 5$ años | 48 |
| 2.7. Balance generación - demanda, $\tau = 5$ años | 49 |
| 2.8. Balance generación - demanda por MR, $\tau = 5$ años. | 50 |
| 2.9. Esquema base Sistema MRs PET. | 53 |
| 2.10. Balance de potencia modelo determinista PET, $\tau = 5$. | 54 |
| 2.11. Balance de potencia por MR modelo determinista PET, $\tau = 5$. | 55 |
| 2.12. Esquema base Sistema MRs PET&G. | 56 |
| 2.13. Balance de potencia modelo determinista PET&G, $\tau = 7$. | 59 |
| 2.14. Balance de potencia por MR modelo determinista PET&G, $\tau = 7$. | 60 |
| 2.15. Esquema base Sistema MRs PET&GA. | 61 |
| 2.16. Balance de potencia modelo determinista PET&GA, $\tau = 7$. | 64 |
| 2.17. Balance de potencia por MR modelo determinista PET&GA, $\tau = 7$. | 64 |
| 2.18. Demanda por estaciones del año PEJ. | 65 |
| 2.19. Demanda por estaciones del año, $\tau = 5$ años. | 66 |
| 3.1. Esquema base Sistema MRs. | 82 |
| 3.2. Curvas diaria de demanda, sin proyección y sin incertidumbre. | 83 |
| 3.3. Esquema base Sistema MRs PET&GA. | 87 |
| 3.4. Árbol de escenarios modelo estocástico PET&GA. | 88 |
| 3.5. Diagrama unifilar, decisiones de inversión PET&GA estocástico, $\tau=7$. | 90 |
| 3.6. Balance de potencia modelo estocástico PET&GA, $\tau = 7$, caso base. | 91 |
| 3.7. Balance de potencia por MR modelo estocástico PET&GA Escenario 1, $\tau = 7$, caso base. | 92 |
| 3.8. Balance de potencia por MR modelo estocástico PET&GA Escenario 2, $\tau = 7$, caso base. | 92 |
| 3.9. Balance de potencia por MR modelo estocástico PET&GA Escenario 3, $\tau = 7$, caso base. | 93 |



| | |
|---|-----|
| 3.10. Balance de potencia por MR modelo estocástico PET&GA Escenario 4, $\tau = 7$, caso base. | 93 |
| 4.1. Diagrama unifilar - Garver. | 98 |
| 4.2. Curvas de potencia diaria de la demanda - Garver Modificado. | 101 |
| 4.3. Diagrama unifilar - Garver Modificado. | 102 |
| 4.4. Balance energético total del sistema - Garver Modificado. | 103 |
| 4.5. Balance energético por MR y flujos de potencia - Garver Modificado. | 103 |
| 4.6. Diagrama unifilar PET&GA - Garver Modificado. | 107 |
| 4.7. Balance energético modelo determinista PET&GA - Garver Modificado. | 109 |
| 4.8. Balance energético por MR modelo determinista PET&GA - Garver Modificado - caso base. | 110 |
| 4.9. Balance de potencia modelo estocástico PET&GA Garver Modificado $\tau = 7$ - caso base. | 112 |
| 4.10. Balance de potencia por MR modelo estocástico PET&GA Garver Modificado, escenario 1 $\tau = 7$ caso base. | 113 |
| 4.11. Balance de potencia por MR modelo estocástico PET&GA Garver Modificado, escenario 2 $\tau = 7$ caso base. | 114 |
| 4.12. Balance de potencia por MR modelo estocástico PET&GA Garver Modificado, escenario 3 $\tau = 7$ caso base. | 114 |
| 4.13. Balance de potencia por MR modelo estocástico PET&GA Garver Modificado, escenario 4 $\tau = 7$ caso base. | 115 |



Cláusula de licencia y autorización para publicación en el Repositorio Institucional

Héctor Virgilio Sumba Yanza, en calidad de autor y titular de los derechos morales y patrimoniales del trabajo de titulación “Modelo Estocástico de Planificación de Largo Plazo de Microredes Eléctricas Aisladas”, de conformidad con el Art. 114 del CÓDIGO ORGÁNICO DE LA ECONOMÍA SOCIAL DE LOS CONOCIMIENTOS, CREATIVIDAD E INNOVACIÓN reconozco a favor de la Universidad de Cuenca una licencia gratuita, intransferible y no exclusiva para el uso no comercial de la obra, con fines estrictamente académicos.

Asimismo, autorizo a la Universidad de Cuenca para que realice la publicación de este trabajo de titulación en el repositorio institucional, de conformidad a lo dispuesto en el Art. 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior.

Cuenca, 05 de noviembre de 2021

Héctor Virgilio Sumba Yanza
C.I: 0302184130



Cláusula de Propiedad Intelectual

Héctor Virgilio Sumba Yanza, autor del trabajo de titulación “Modelo Estocástico de Planificación de Largo Plazo de Microredes Eléctricas Aisladas”, certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, 05 de noviembre de 2021

Héctor Virgilio Sumba Yanza
C.I: 0302184130



Agradecimientos

A Dios y a la Virgen del Cisne por brindarme salud y vida en cada paso que he dado.

A mis padres Santiago y Olga, quienes desde siempre me han sabido inculcar la perseverancia, la dedicación y el esfuerzo para conseguir cada una de mis metas planteadas. Por su apoyo incondicional en cada una de mis caídas, que junto a ellos y con la sabiduría de Dios me ha permitido poner de pie para sobrellevar adecuadamente el rumbo de mi vida.

A una persona muy especial en mi vida, por su apoyo, paciencia y lecciones de vida durante todo el tiempo que lo hemos compartido juntos. Que Dios bendiga cada uno de sus pasos.

A la Empresa Electro Generadora del Austro - ELECAUSTRO S.A. por el apoyo en el cumplimiento de mis objetivos.

Al Ing. Klever Quizhpe, por su apoyo y guía técnica durante el desarrollo del presente trabajo.

Finalmente, agradezco a todos mis amigos y a todas las personas que durante este caminar me han apoyado y guiado en los buenos y malos momentos para ser una mejor persona a través de mi formación académica.

Héctor Virgilio Sumba Yanza.



Dedicatoria

Quiero dedicar el presente trabajo a Dios y a la Virgen del Cisne por brindarme la vida, salud y sabiduría a lo largo de mi formación profesional y académica.

A mis papis, Santiago y Olga, les dedico con todo cariño y amor, por que desde pequeño me han inculcado las ganas de superación tanto en lo personal como en lo profesional.

A una persona muy especial en mi vida, esta meta fue alcanzado gracias a tu apoyo y paciencia brindado durante todo el tiempo que compartimos juntos, gracias de todo corazón.

A mis hermanos, sobrinos y cuñada, para que con dedicación y esfuerzo sigamos adelante en una continua formación y poder brindar un granito de arena en la sociedad.

Héctor Virgilio Sumba Yanza.



Capítulo 1

Generalidades

1.1. Introducción

La evolución que han tenido los sistemas de suministro de energía eléctrica indica que las microredes eléctricas (MRs) tendrán una importante participación en la operación y planificación de los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEPs), pudiéndose definir a una MR simplemente como una versión reducida de un SEP tradicional, pues está conformada por sus elementos básicos y, de alguna manera, siempre han existido, tal vez antes conocidas como sistemas eléctricos aislados [[Andrade Granja, 2021](#)]

De acuerdo al Departamento de Energía de los Estados Unidos [[Ton and Smith, 2012](#)], una MR es definida como: *“Un grupo de cargas interconectadas y recursos de energía distribuida dentro de unos límites eléctricos claramente definidos, que actúa como una entidad individual controlable con respecto a la red principal. Una microred puede conectarse y desconectarse de la red para permitir que opere tanto en modo conectado como en modo isla”*. Sin embargo, no existe una definición estándar, y en general una MR puede ser entendida como un conjunto de demandas, generación distribuida sea esta renovable o no renovable que operan conjuntamente con unidades de almacenamiento de energía que puede trabajar de manera autónoma o integrada a la red principal. Bajo este contexto, es de suponer que la mayoría de los problemas que se presentan y se analizan en un SEP clásico, ya sea de operación, planificación, mantenimiento o expansión, aparezcan también en una MR, o en un conjunto de estas.

Por razones de eficiencia energética, ambientales o necesidades sociales, muchos países han introducido en sus marcos regulatorios mecanismos de incentivo para el desarrollo de las Energías Renovables no Convencionales (ERNC), entre ellas el Ecuador. Sobre esta base, algunos países que cuentan en su territorio con comunidades remotas o regiones insulares, han apostado por la implementación de MRs integrando energía solar, eólica, biodiesel, hidroelectricidad, sistemas de almacenamiento de energía y líneas de interconexión de corriente alterna AC y en algunos casos líneas de interconexión de tecnología de corriente continua DC. Por lo tanto, la penetración de MRs con una importante participación de recursos de generación renovable intermitente como el sol, viento, recurso hídrico y un comportamiento aleatorio de la demanda añaden un componente estocástico, introduciendo complejidad y enfrentando importantes desafíos operativos y de planificación

tales como: flujos de potencia bidireccionales, baja inercia e incertidumbre de los recursos renovables, impacto en la estabilidad y confiabilidad debido a la conexión y desconexión de MRs, requerimientos de reserva de potencia y problemas de planificación de la expansión para suplir la demanda futura. Sin embargo, al igual que un SEP, la interconexión entre MRs trae consigo diversos beneficios técnicos, económicos y sociales, descritos a continuación [Laaksonen and Kauhaniemi, 2008] [Kang et al., 2017] [Hirsch et al., 2018]:

- Mejora la confiabilidad del sistema al compartir reservas de energía y servicios complementarios en condiciones críticas, evitando de esta manera el deslastre de carga. Por ejemplo, MRs con grandes capacidades de almacenamiento o con excesos de producción pueden alimentar cargas críticas de la interconexión.
- Beneficio en el despacho económico, ya que una MR con exceso de generación con bajos costos de producción podría asistir a su MR vecina con altos costos de producción mediante líneas de interconexión, beneficiándose ambas técnica y económicamente.
- Apoyo mutuo entre MRs para el control de la frecuencia o del voltaje y reducción de pérdidas en el sistema, apoyándose del avance tecnológico de la electrónica de potencia.
- Capacidad de resiliencia en las MRs, una adecuada planificación de interconexión, generación y almacenamiento de energía podría mitigar las emergencias en situaciones críticas del suministro.
- Permite la modernización de la red e integración de múltiples tecnologías, mejorando la integración de fuentes de energía renovables y distribuidas que ayudan a reducir la carga máxima de una línea de transmisión y las pérdidas al ubicar la generación cerca de la demanda.
- Satisfacer las necesidades del usuario final asegurando el suministro de energía para cargas críticas, controlando la calidad y confiabilidad de la energía a nivel local y promoviendo la participación del cliente a través de la gestión del lado de la demanda y la participación de la comunidad en el suministro de electricidad.
- Permite reducir el consumo de combustibles fósiles debido a la inserción de fuentes renovables, disminuyendo en consecuencia la emisión de gases de efecto invernadero.

Bajo este contexto, existen razones suficientes que motiva estudiar los aspectos de la planificación de largo plazo para la inversión en líneas de interconexión AC y DC en un conjunto de MRs aisladas, además de planificar de manera óptima las decisiones de inversión en la expansión de las fuentes de generación renovable y no renovable, sistemas de almacenamiento de energía y analizar los beneficios que puedan existir entre ellas para una operación económica y confiable en su conjunto e individualmente. La variabilidad del recurso primario de las fuentes renovables y la incertidumbre de la demanda hace necesario el modelado mediante el planteamiento de formulación matemática y el desarrollo de algoritmo de optimización estocástica que considere dichas variables.



En la referencia [Conejo et al., 2016] se describe tanto la planificación determinística como estocástica de la expansión de sistemas de transmisión y de generación de SEPs, desde el cual, ha partido el presente trabajo, sin embargo, no considera los sistemas de almacenamiento de energía, ni líneas de interconexión DC, por lo que junto a otros documentos de la literatura se completa estas variables. En la referencia [Soroudi, 2017] se analiza la optimización de SEPs en la herramienta informática *General Algebraic Modeling System* (GAMS), en la cual se considera los Sistemas de Almacenamiento de Energía (ESS, de sus siglas en inglés). En cuanto a las líneas de interconexión DC se considera el modelamiento de herramientas informáticas utilizadas para el análisis de SEPs tales como MATPOWER, [Fraunhofer IWES, 2017], que trabaja en la plataforma de MATLAB y PANDAPOWER que trabaja en la plataforma de PYTHON, [Ray D. Zimmerman, 2019], lo cual brindarán ayuda para incorporar su modelamiento en el problema general. La referencia [Billinton and Wangdee, 2007] abarca el tema de la planificación de largo plazo de sistemas de transmisión con parques eólicos; mientras que [Bordons et al., 2020] considera la formulación de recursos renovables como el viento y el sol. Finalmente algunos métodos de optimización son analizados en [Sioshansi and Conejo, 2017] y [Castillo et al., 2002], entre ella la Programación Lineal Entera Mixta (MILP, de sus siglas en inglés) y técnicas de linealización en GAMS.

En el Capítulo 1, se presenta las generalidades y el estado del arte relacionado con la planificación de MRs aisladas y conectadas a la red.

En el Capítulo 2 y 3 se desarrolla la formulación del modelo determinista y estocástico para el problema de Planificación de la Expansión de la Transmisión, Generación y Almacenamiento de energía de MRs eléctricas aisladas de largo plazo (PET&GA), para ello el autor propone un sistema de prueba de cuatro MRs eléctricas aisladas.

En el Capítulo 4, a partir del un sistema de pruebas generalmente utilizado para la planificación de Sistemas Eléctricos de Potencia denominado sistema GARVER de seis nodos, se realiza los ajustes a un nuevo sistema denominado GARVER MODIFICADO, en la cual se aplica el modelo estocástico del problema PET&GA.

Finalmente, en Capítulo 5 se presenta las conclusiones y recomendaciones.

1.2. Problemática

Pese a los esfuerzos realizados por las empresas eléctricas, ya sea generadoras, transmisoras o distribuidoras, para suministrar energía a la mayor parte de la población, no ha sido posible dar cumplimiento con este propósito debido a los altos costos de inversión que esto conlleva para la interconexión con y entre regiones lejanas. Por esta razón muchos países han apostado por la generación aislada dando paso a la formación de microredes eléctricas y de esta manera genera energía para satisfacer la demanda en un área delimitada. Sin embargo, debido a la penetración de estos sistemas es necesario mejorar la confiabilidad, calidad y continuidad de suministro de energía mediante estudios que incluya la incorporación de nuevas unidades de generación basada en fuentes de energía



renovables, sistemas de almacenamiento de energía e interconexión de estas microredes al menor costo, bajo consideraciones de la incertidumbre de la demanda, variabilidad e intermitencia del recurso primario de las fuentes de generación y las restricciones técnicas operativas y de inversión del sistema eléctrico bajo análisis.

1.3. Objetivo general

Desarrollar la metodología para la planificación estocástica de largo plazo de microredes eléctricas aisladas con la finalidad de prever la inversión de la expansión de líneas de interconexión, generación y almacenamiento de energía considerando la incertidumbre de la demanda y generación renovable eólica y fotovoltaica bajo restricciones técnicas y económicas para fortalecer el suministro de energía eléctrica mediante microredes.

1.4. Objetivos específicos

- Desarrollar y analizar el modelo determinista de la planificación de largo plazo de microredes eléctricas aislada.
- Desarrollar y analizar el modelo estocástico de la planificación de largo plazo de microredes eléctricas aisladas bajo incertidumbre de la demanda y fuentes de generación renovable eólica y fotovoltaica.
- Análisis de los resultados mediante la interfaz de MATLAB.

1.5. Alcance

Para el desarrollo de la metodología de la planificación determinista y estocástica de largo plazo de microredes eléctricas aisladas se considera la interconexión de las microredes mediante líneas de corriente alterna y líneas de corriente continua, unidades de almacenamiento de energía, unidades de generación tanto convencional como renovable existentes y candidatas. La formulación se implementa en GAMS y los resultados son analizados mediante la interfaz con MATLAB.

En la programación estocástica, las incertidumbres de la demanda y de las fuentes de generación renovable eólica y fotovoltaica son modelados a través de un conjunto de escenarios w . Las demandas y las unidades de generación del sistema son representadas mediante curvas de demanda y curvas de generación con resolución horaria.

La optimización de los costos se realizan para todo el horizonte de planificación que incluyen tanto los costos de inversión y los costos de operación del sistema.

El modelo se aplica en un sistema de MRs propuesto por el autor y se valida en un sistema de pruebas generalmente utilizado para la planificación de SEPs denominado sistema GARVER de seis nodos, para lo cual se consideran los costos de operación e inversión preferiblemente de sistemas reales del país. Para el presente trabajo se ha modificado el

sistema GARVER con la finalidad de hacer comparables con las capacidades de microredes eléctricas.

1.6. Enfoque

La creciente demanda de energía eléctrica, la necesidad de la interconexión de las MRs mediante la decisión de construir nuevas líneas de interconexión entre ellas, líneas AC y DC, nuevas unidades de generación de diferente tecnología e inserción de sistemas de almacenamiento de energía, se enmarca en las metodologías para la resolución del problema de la Planificación de la Expansión de la Transmisión, Generación y Almacenamiento de energía (PET&GA). En este sentido, por simplicidad, se adopta la estrategia de un modelo estático de inversión (Static or single-stage model) en donde las decisiones de inversión se realizan al inicio del periodo de planificación.

El modelo se plantea como un Problema Lineal Entero Mixto (MILP) estocástico de dos etapas: una de inversión y otra con respecto a los costos de operación del sistema. En la primera etapa, sobre la base de sus costos de inversión se realizan las decisiones sobre la construcción de las líneas de interconexión tanto AC como DC, nuevas unidades de generación, tanto renovable como no renovable y sistemas de almacenamiento de energía, esto con la finalidad de satisfacer la demanda futura del sistema eléctrico. En la segunda etapa, con base en los costos de producción de las unidades de generación existentes y candidatas y los costos de Energía no Suministrada considerando la interconexión mediante líneas de interconexión y unidades de almacenamiento de energía.

Los datos de la demanda, producción de las unidades de generación renovable y no renovable y sistemas de almacenamiento en cada MR, se representan mediante puntos de operación que caracterizan el periodo de análisis, para este caso mediante perfiles de carga y generación en función del tiempo (24 horas), de esta forma comprometiendo los costos diarios de operación para un año que podría ser caracterizado por 8760 condiciones de operación ($\sigma \cdot 24$), $\sigma = 365$, por otro lado, los costos de inversión son caracterizados para un horizonte de planificación de τ años.

1.7. Estado del arte

La creciente demanda de electricidad en el mundo ha requerido fuentes alternativas de generación, entre ellas fuentes renovables tales como generación eólica y fotovoltaica, denominadas generación no convencional (GNC), misma que ha dado paso a la generación distribuida (GD) y a la creación de MRs en regiones aisladas, el diseño e implementación de MRs son estudiadas en la referencia [de Souza and Castilla, 2019]. Las fuentes de energía renovable basado en el viento y en el sol son los que más desarrollo tecnológico han presentado al rededor del mundo. En las Figuras 1.1 y 1.2 se observan la tendencia mundial de la producción de energía eléctrica por tipo de fuente. Hasta el 2019, la generación total del mundo superaba los 25.000,00 TWh, de las cuales aproximadamente 7.000,00 TWh corresponde a energía eléctrica basado en fuentes de energía renovable, siendo la

generación eólica y solar las que han presentado una mayor tasa de crecimiento en estos últimos años.

Electricity production by source, World

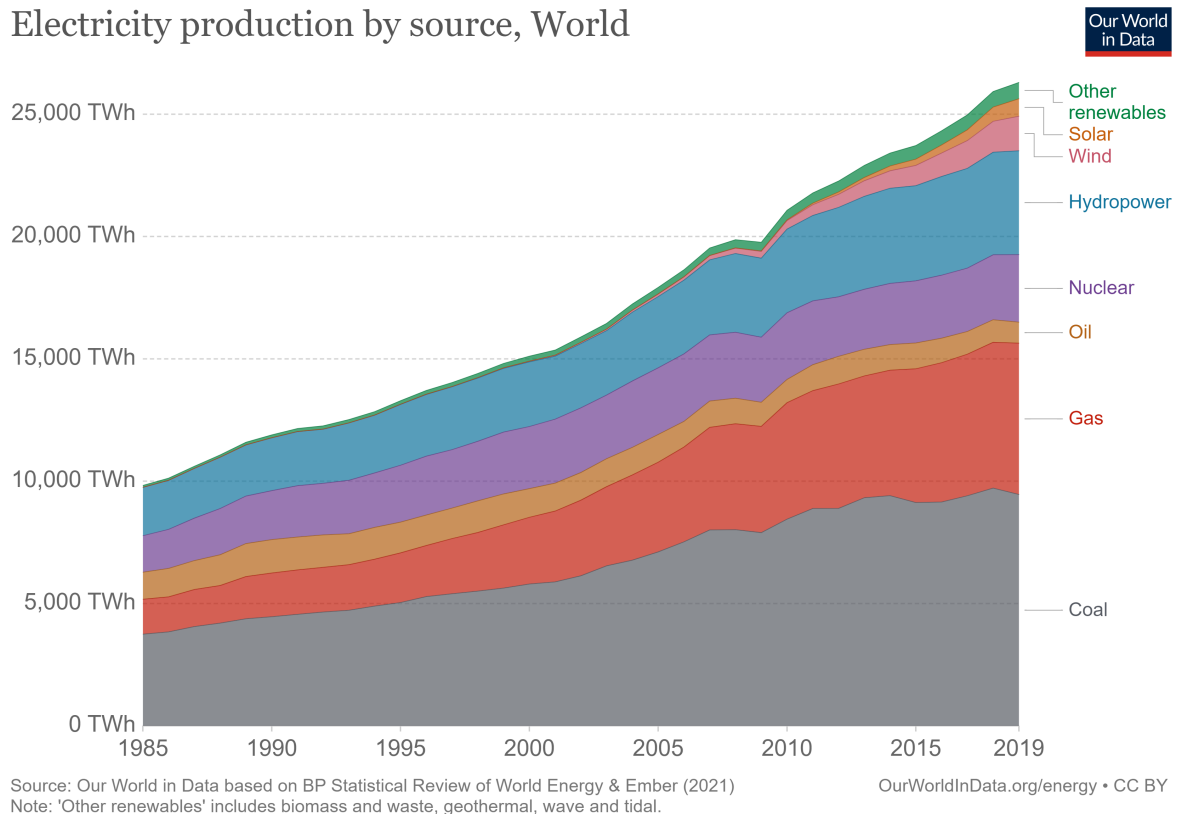


Figura 1.1: Producción de energía eléctrica a nivel mundial, Fuente: Our World in Data.

Los marcos regulatorios emitidos por cada país juegan un papel muy importante para el desarrollo de fuentes de energías renovables. Para el caso del Ecuador, el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), ahora Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCERNNR) en el año 2011 y 2013 emitió dos Regulaciones CONELEC004-11, [CONELEC, 2012] y CONELEC001-13, [CONELEC, 2014] para el “*Tratamiento para la energía producida con Recursos Energéticos Renovables No Convencionales*” y para “*La participación de los generadores de energía eléctrica producida con Recursos Energéticos Renovables No Convencionales*”, respectivamente; sin embargo, estas regulaciones actualmente no se encuentran vigentes en el Sistema Eléctrico Ecuatoriano. En el año 2018 la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL), ahora ARCERNNR emitió la regulación ARCONEL-003-2018 “*Microgeneración fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica*”, [ARCONEL, 2018b], y su reforma según la Resolución Nro. ARCONEL-057/18, [ARCONEL, 2019]; además el Ecuador cuenta con un proyecto de regulación denominado “*Marco Normativo para la participación de la Generación Distribuida*” cuyo objetivo es establecer las condiciones a observarse con relación al desarrollo y operación de centrales de generación distribuida. En este contexto, una MR se ha convertido en una infraestructura clave para integrar este tipo de energía al SEP, por lo que el desarrollo en infraestructura y penetración de las MRs ha crecido de manera importante en los últimos años alrededor

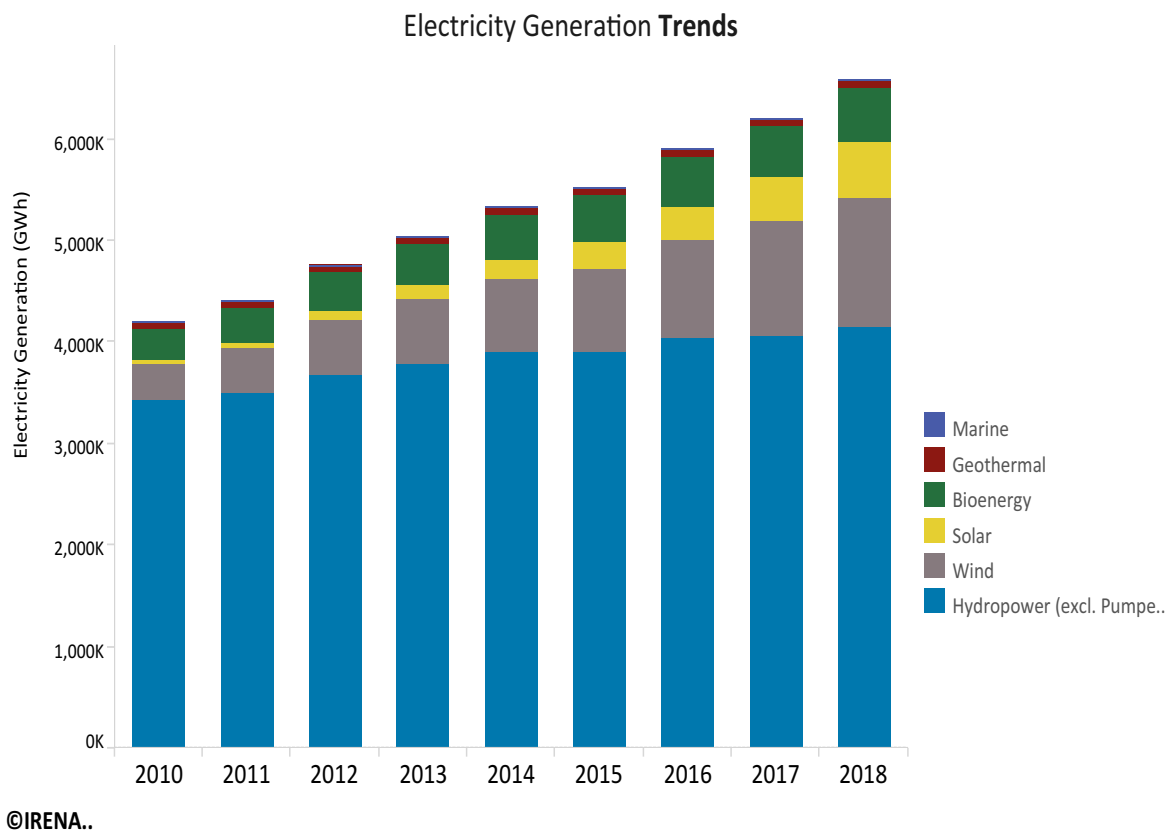


Figura 1.2: Tendencia de generación eléctrica, Fuente: IRENA.

del mundo.

En el Ecuador, de acuerdo al Plan Maestro de Electrificación 2018-2027, [MERNNR, 2017], el crecimiento promedio anual histórico de la demanda ha sido alrededor del 3,99 %. Con este antecedente y con base a las estadísticas anuales emitidas por la ARCERNNR, considerando el escenario que no haya ingreso de nuevas unidades de generación, se espera un déficit de generación eléctrica a partir del año 2023, Figura 1.3, lo cual amerita apostar por nuevas tecnologías de generación entre ellas la creación de MRs ya sea aislada o interconectada a la red mediante fuentes de energía renovable, cuyo análisis técnico – económico de interconexión y expansión debe ser incluido.

Además, la cobertura de electricidad a nivel nacional también es un reto que actualmente consideran muchos países. En el Ecuador hasta el año 2018 de acuerdo a las estadísticas de la ARCERNNR de los años 2018 [ARCONEL, 2018a] y 2019 [ARCERNNR, 2019], se ha registrado una cobertura del 97,05 % del servicio eléctrico de la población; sin embargo, provincias como Morona Santiago y Pastaza se encuentra por debajo del 90 %, es aquí donde también se ve la necesidad de incorporar sistemas de suministro de energía eléctrica aislados para cubrir esta demanda y su análisis de interconexión entre ellas.

En la Figura 1.4 se observa que el Ecuador, según las Estadísticas de la ARCERNNR

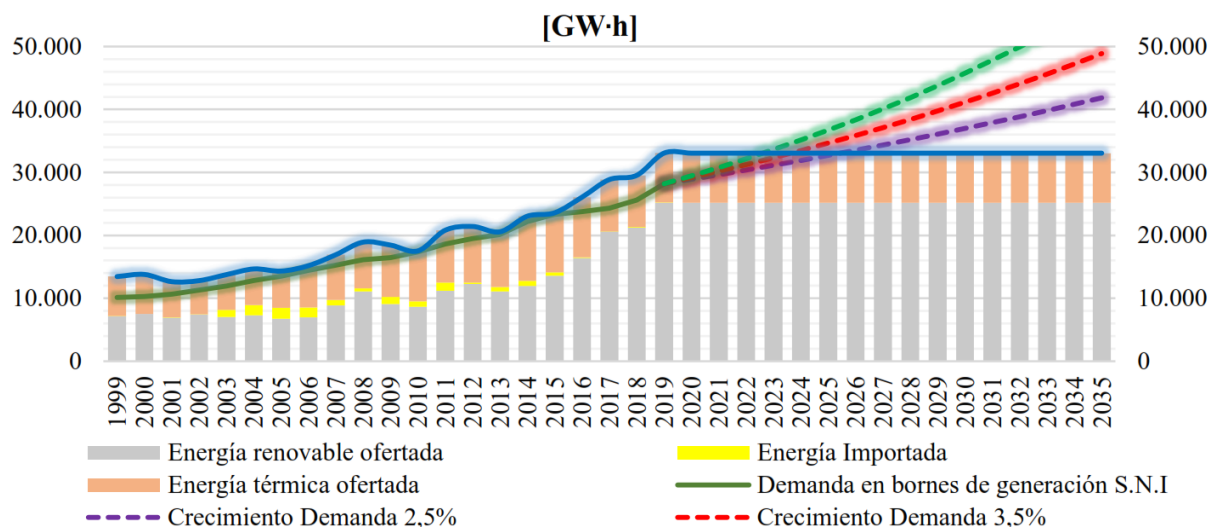


Figura 1.3: Balance energético Ecuador - Autor

[ARCERNNR, 2019] hasta el año 2019 se dispone del 13,02% de su potencia efectiva instalada que no se encuentra conectado al Sistema Nacional Interconectado (S.N.I) que podrían ser considerar como microredes aisladas. Por lo que es necesario realizar estudios de nuevas interconexiones, generación y almacenamiento de energía con la finalidad de efectuar una planificación adecuada en inversiones de nuevas infraestructuras para la interconexión entre éstos o con el S.N.I.

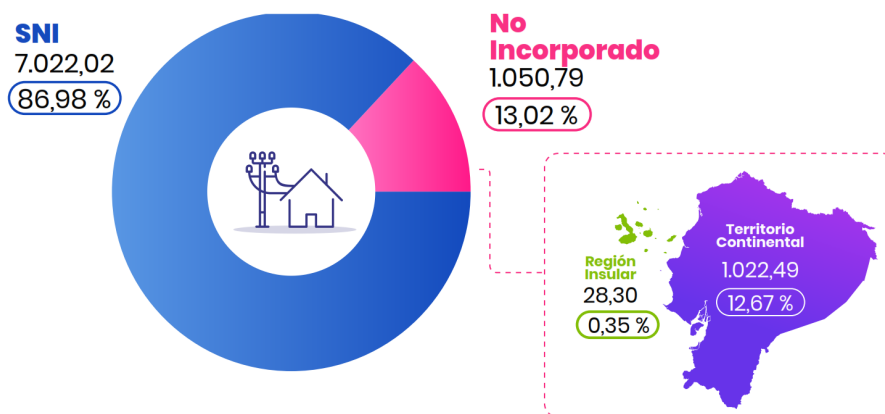


Figura 1.4: Potencia efectiva por tipo de sistema (MW)-2019 - ARCERNNR

Las MRs además de considerar fuentes de energía renovable pueden también estar constituida por otros tipos de fuente de energía incluso sistemas basados en combustibles fósiles. Si bien por un lado los combustibles fósiles de alguna manera son gestionables, las fuentes de energía renovable no lo son, pues se caracterizan por la variabilidad e intermitencia del recurso primario, por lo que se ha evidenciado la necesidad de gestionar este tipo de generación mediante sistemas de almacenamiento o sistemas de control de energía. Además del sistema de almacenamiento es importante una mejor gestión del sistema eléctrico mediante la interconexión entre MRs mejorando de esta manera la seguridad,

confiabilidad y flexibilidad, lo cual amerita cambios en las estrategias de la planeación y operación del sistema en estas regiones remotas, en donde no es posible la conexión con la red, o la misma resulta económicamente inviable. Las MRs son consideradas como la mejor alternativa para el suministro de energía debido a que estas regiones normalmente dependen fuertemente del suministro de combustibles fósiles, ya sea para la generación de energía eléctrica, como para el sostenimiento de diversas actividades, cuya dependencia trae consigo diversos problemas, entre ellos, efectos ambientales negativos, así como altos costos de producción de la electricidad.

Del análisis de la literatura técnica se puede determinar que los detalles de operación y control de MRs se han estudiado ampliamente y existen muchos artículos sobre estos temas. Una interesante recopilación en temas de control puede encontrarse en [Olivares et al., 2014] y [Herrera et al., 2019], además la referencia [Bordons et al., 2020] presenta un modelo predictivo de control de MRs, tales como modelos dinámicos de generación distribuida renovable y no renovable, sistemas de almacenamiento e interconexión de MRs, así como el manejo de incertidumbres mediante modelos estocásticos y su formulación matemática indicando adicionalmente los problemas de control que estos conlleva. Las referencias [Parhizi et al., 2015] y [Martin-Martínez et al., 2016] presentan una revisión del estado del arte y de la literatura de las MRs

En general los marcos regulatorios de los mercados eléctricos habilitan a los usuarios conectados en baja tensión a generar su propia energía con fuentes de energía renovable: solar fotovoltaica, micro eólica, biomasa y pequeñas centrales hidroeléctricas para autoconsumo o vender sus excedentes a la red principal. La única relevante en este sentido es la tecnología, hay dos tecnologías que se destacan por su confiabilidad y economía: la eólica y la solar fotovoltaica. Ambas tecnologías dependen de fuentes inagotables y autóctonas que normalmente tienen una producción promedio anual casi constante, lo que asegura estabilidad en los ingresos por venta de energía. La madurez tecnológica de ambas fuentes ha permitido que compitan de igual a igual con la generación clásica en lo que refiere a costos y confiabilidad, aún sin considerar los beneficios ambientales.

El desarrollo vertiginoso que ha tenido la generación fotovoltaica en los últimos años, sobre todo en cuanto a costos ha hecho de esta una de las opciones preferidas. La energía solar fotovoltaica es un tipo de energía renovable que se obtiene de la radiación solar para generar electricidad y es una de las alternativas tecnológicas de desarrollo actual más significativo y con futuro promisorio en el corto plazo con el progresivo desarrollo de los inversores con capacidad de proveer energía reactiva e incluso aportar estabilidad a la red eléctrica. Una de las características sobresalientes de la energía fotovoltaica es que más allá de que se trate de microgeneración (de unos pocos kW) o mega generación (de cientos de MW) siempre se adaptan a distintas características topográficas o incluso urbanas, para su implementación. Esto se debe a que una mega generación solar se compone de la suma de muchas microcentrales, lo cual le da mucha versatilidad en su montaje.

Por otro lado, en cuanto a la generación eólica, los primeros aerogeneradores fueron llamados “Wind charger”, los mismos que llevaron calidad de vida a las poblaciones rurales de nuestra América y tuvieron un papel muy importante en el desarrollo económico, cul-



tural y social de esas comunidades. Sin embargo la utilización de baterías los hacía poco eficientes cuando se comparaba con la generación conocida como convencional. A medida que se desarrollaron los sistemas de transmisión que unen los centros de generación de gran tamaño con los centros de consumo y las redes de distribución los “wind charger” comenzaron a desaparecer, aunque aún hoy se los utiliza y se los puede ver en comunidades que permanecen aisladas.

Debido al carácter aleatorio y “no gestionable” de las centrales fotovoltaicas y eólicas se comenzó a estudiar su uso como complemento de las energías convencionales. Es decir que los sistemas eléctricos se alimentan con energía convencional, ya sea fósil o hidroeléctrica de gran escala y cuando el recurso variable permite generación esta sustituye a la convencional. En este sentido, tanto la energía fotovoltaica como la eólica pueden formar parte de un “mix eléctrico” sin necesidad de recurrir a baterías de almacenamiento de electricidad. En estos casos será posible alcanzar valores de participación de las ERNC cercanos al 50 %.

Para lograr una penetración más profunda de las ERNC habrá que recurrir al almacenamiento, en principio el más eficiente son las plantas PSP (Pumping Station Plants), la región latinoamericana, especialmente la Andina tiene ventajas comparativas indudables para este tipo de tecnología, aunque también se puede utilizar otros tipos de almacenamiento, como el almacenamiento electroquímico o mediante la utilización de vehículos eléctricos como es el caso de Costa Rica, lo que demuestra que las fuentes de energías renovables son sumamente competitivas y confiables y están llamadas a hacer una parte cada vez más importante de la matriz energética.

Tanto la fuente de energía eólica como fotovoltaica son variables y no gestionables, lo cual dificulta el despacho centralizado; sin embargo, estos problemas se ven disminuidos cuando los integramos en sistemas que, como los latinoamericanos, tienen un importante componente de generación hidroeléctrica flexible que facilita la integración al sistema eléctrico. Por lo tanto, la generación renovable está llamada a tener un desarrollo imparable y que junto a la experiencia en algunos países Latinoamericanos sirve para demostrar que la integración con las energías convencionales es técnicamente posible, sin embargo, se trata sólo de un pequeño paso hacia las transformaciones que los mercados energéticos inexorablemente van a sufrir en los próximos años, probablemente a una velocidad mucho mayor que la que hoy percibimos.

Existe evidencia científica que establece que la cultura actual de nuestra civilización basada en la utilización de hidrocarburos es insostenible y es inevitable la realización de cambios profundos. El cambio más profundo será la inserción de fuentes de energía renovable dentro de los esos mercados, con muy bajas o nulas emisiones de carbón. Las energías renovables no convencionales traerán abundancia de energía eléctrica libre de emisiones en proporciones mucho mayores que las necesidades del mercado eléctrico actual. Sus excedentes podrán utilizarse para cargar baterías para ser utilizadas en movilidad eléctrica o en un futuro para producir hidrógeno verde (obtenido de fuentes renovables).

Sobre la base de los objetivos del presente trabajo de investigación, la revisión de la

literatura se enfoca en los aspectos de la expansión y es importante señalar, que a diferencia de los SEPs, las MRs en principio se diseñan para satisfacer necesidades e intereses localizados; sin embargo, como se mencionó anteriormente, las MRs brindan beneficios económicos y de confiabilidad importantes a los consumidores. En este contexto, en la literatura técnica existen algunos trabajos que presentan modelos de planeamiento, no obstante, se ha podido identificar que la mayoría de ellos se enfocan en una MR individual, ya sea en modo isla o con posibilidad de conexión a la red, y pocos trabajos, consideran los aspectos de planificación en conjuntos o grupos de MRs. En la presente revisión se presentan los trabajos relevantes en todos estos aspectos.

1.7.1. Microredes individuales - aisladas o interconectadas con la red

La referencia [Wang and Huang, 2017] estudia el planeamiento de la generación renovable en una MR, en el cual se modela en conjunto el problema de inversión y de operación como un problema de programación estocástica de dos periodos. Para el tratamiento de la incertidumbre relacionada con los recursos renovables se utiliza un enfoque de Optimización Robusta (OR) tomando en cuenta el impacto de sistemas de almacenamiento de energía, generación renovable y respuesta de la demanda. Los autores de [Mohammadi et al., 2012] proponen un modelo de diseño de una MR el cual considera generación fotovoltaica, celdas de combustible y bancos de baterías, en un esquema en el cual la MR tiene un punto de interconexión con la red principal en un entorno de modelo de mercado, maximizando el valor presente neto del sistema mediante un problema de optimización basado en algoritmos genéticos. La referencia [Millar et al., 2012], aplica un método de planificación de los sistemas de distribución para incluir a una MR, se determinan los ahorros en las inversiones de la red de distribución por el efecto de la MR. La incertidumbre en los precios de combustible y velocidades del viento para la planificación de largo plazo se tratan como variables de sensibilidad.

Los autores de [Hafez and Bhattacharya, 2012] estudian el diseño óptimo y la planificación de MRs híbridas de tecnologías diésel y generación renovable, comparando y evaluando los aspectos económicos, operativos y ambientales. Las simulaciones se efectúan con la herramienta HOMER, esta herramienta ha permitido desarrollar una optimización entre generación fotovoltaica, almacenamiento y la red considerando patrones de demanda, temperatura e irradiancia descrito también en [Motjoadi et al., 2020]. La referencia [Buayai et al., 2012] propone un modelo de planificación multi objetivo en el cual se identifica las regiones óptimas para la implementación de una MR así como su tamaño de un número de unidades de generación distribuida. Se utiliza un factor de sensibilidad (pérdidas) para determinar las regiones óptimas en un alimentador de distribución y algoritmos genéticos para la localización y dimensionamiento, todo esto utilizando MATLAB, por otro lado [Mohseni et al., 2019] describe la planificación de inversiones en energía sostenible para seleccionar la opción más económicamente viable entre una gama de proyectos de MRs propuestos para ser implementados en un área con base en la estimación de los potenciales de las fuentes de energía renovables utilizando algoritmos de optimización metaheurísticos.

La referencia [He and Sharma,] propone simulaciones basadas en agentes para la planificación de las MRs, se estudia un modelo multi-agente de dos etapas, una de inversión y otra de operación para maximizar los beneficios en el contexto de un mercado eléctrico. Los autores de [Khodaei et al., 2014] también dividen el problema de planificación en dos subproblemas uno de inversión y otro de operación y utiliza OR para el tratamiento del pronóstico de la demanda, la generación renovable y los precios de electricidad. La referencia [Guo et al., 2014] propone un modelo estocástico para una MR autónoma con generadores diésel, aerogeneradores, plantas fotovoltaicas y un sistema de almacenamiento basado en baterías plomo-acido. El objetivo del modelo es minimizar simultáneamente los costos y las emisiones de gases de efecto invernadero. Las variables de optimización corresponden al tipo y dimensionamiento de las fuentes de generación. La gestión de las series temporales de la velocidad del viento y la demanda se realiza mediante la matriz de probabilidad de Markov.

La referencia [Yang et al., 2019] utiliza un método de MILP para minimizar los costos operativos de los recursos de generación renovable como pilas de combustible, aerogeneradores, plantas fotovoltaicas, baterías y la gestión del lado de la demanda de una MR, considerando el flujo de potencia en tiempo real con la red principal. Este modelo también determina la ubicación y cantidad de fuentes renovables en la microrred a través de los resultados finales de optimización. La referencia [Stevanoni et al., 2018] considera la planificación a largo plazo de MRs industriales conectadas a la red de distribución y formadas por consumidores industriales, prosumidores y el operador del sistema de distribución. Para realizar la elección adecuada de las inversiones, por ejemplo, en el sistema de energía renovable y el sistema de almacenamiento de energía, se realiza una gestión de energía a corto plazo, es decir a una escala diaria como período de planificación mediante el enfoque de Teoría de Juegos.

En los últimos años se han analizado la incorporación de vehículos eléctricos a las MRs, tal es el caso de que [Shaaban et al., 2019] propone un algoritmo de planificación eficiente para la asignación de estaciones de carga de vehículos eléctricos inteligentes en comunidades remotas asignando y dimensionando conjuntamente con la generación distribuida (DG) para equilibrar el suministro con la demanda total de cargas regulares y carga de vehículos eléctricos. Esto se logra resolviendo iterativamente un problema tipo MILP de múltiples objetivos. Los autores de [Peng et al., 2020] también analizan los beneficios económicos de la planificación multiobjetivo de MRs con la inserción de vehículos eléctricos. La referencia [Clairand et al., 2018] discute el problema de planificación de generación en MRs insulares a base de combustibles fósiles e integración de fuentes de energía renovables considerando la inserción de vehículos eléctricos y el programa de cocción eficiente para reducir su impacto ambiental para las comunidades de Santa Cruz y Baltra en las Islas Galápagos en Ecuador, este modelo fue desarrollado en HOMER.

Además de los trabajos de investigación citados anteriormente, existen autores que proponen metodologías y modelos enfocados en la planificación de los sistemas de almacenamiento, aspecto de vital importancia cuando se dispone de fuentes de generación renovable. La referencia [Chen et al., 2011], propone un modelo para dimensionar los sistemas de almacenamiento en una MR considerando el problema de la selección de uni-

dades (unit commitment) y la reserva rodante, mediante formulación MILP tanto para un modo de operación en isla, como interconectada a la red principal. La incertidumbre de los recursos renovables se tratan mediante técnicas de redes neuronales. Los autores de [Mitra and Vallem, 2012] proponen un método para dimensionar los sistemas de almacenamiento en una MR con capacidad de trabajar en modo isla y con fuentes renovables, manteniendo un nivel de confiabilidad mediante simulaciones de Monte Carlo. En el artículo [Ahmadihangar et al., 2020] se integran dos aspectos, el agregador de MRs y la planificación del almacenamiento de energía de la producción adicional mediante recursos renovables, considerando además el efecto de la incertidumbre a través de un modelo estocástico.

Por otra parte, existen trabajos que integran en sus propuestas de planificación aspectos de confiabilidad, los mismos que se formulan conjuntamente en los modelos de optimización. La referencia [Chengshan et al., 2014] propone un método para la planificación de MRs independientes mediante posibles escenarios operativos con patrones diarios de viento y perfiles de carga, desarrollando un modelo analítico aproximado para la evaluación de confiabilidad del sistema de almacenamiento de energía en baterías, junto con modelos multiestado para el sistema de energía eólica y el sistema de generación diésel con base en los escenarios y los modelos de confiabilidad. Los autores de [Xu et al., 2014] proponen un modelo de planeamiento de una MR en presencia de eventos catastróficos, formulando un modelo de optimización que incluye objetivos de vulnerabilidad, confiabilidad y de costos. El modelo de optimización se resuelve con un enfoque híbrido que combina metodologías de sistemas multiagente y optimización de enjambre de partículas (Particle Swarm Optimization, PSO).

En la referencia [Arefifar et al., 2013] se presenta un método para la planificación óptima de una MR en el contexto de los sistemas de distribución, considerando aspectos de confiabilidad y seguridad del suministro. Metodologías como flujos de carga probabilísticos, teoría de grafos y técnicas de optimización por búsqueda Tabu son utilizados para su resolución. Finalmente, la referencia [Anderson and Suryanarayanan, 2019] presenta una descripción general de las formulaciones de optimización para la planificación y operación de MRs en islas de comunidades remotas, se examina más de 120 estudios de optimización individuales y revela que todos los estudios de optimización de MRs en islas se basan en una combinación de 16 posibles funciones objetivo, 14 restricciones y 13 variables de control.

1.7.2. Conjunto de microredes interconectadas entre sí

Como se ha mencionado previamente, una MR individual puede operar ya sea en modo isla o interconectada con la red principal, dependerá de su diseño, regulaciones vigentes y localización. Existen muchas razones por las cuales puede elegirse una arquitectura en la cual una MR disponga un punto de interconexión, por ejemplo: para que la red principal actúe como fuente de respaldo ante contingencias en la MR, pues la conexión ayudará a mantener los niveles de confiabilidad y operación estable. Cuando la MR esta conformado por generación basada en fuentes renovables, disponer de una conexión con la red prin-

principal reducirá o mitigará las inversiones en dispositivos de almacenamiento, utilizando a la red como un gran sistema de almacenamiento en caso de que las cargas locales sean satisfechas y existe un excedente en la producción de energía.

En MRs que disponen de fuentes de energía basadas en combustibles fósiles, disponer de un punto de interconexión permitirá la reducción de costos de operación, pues se podrá escoger cuando disponer energía desde la red principal, por ejemplo, cuando los costos de energía en esta sean lo suficientemente bajos en comparación con los costos de producción de la MR. Los autores de [Díaz et al., 2019] presentan una visión general de las arquitecturas o topologías y técnicas de control aplicadas a las interconexiones de microrredes sobre el uso de la electrónica de potencia. Las topologías y técnicas de control exponen una realidad que conducen a las soluciones comerciales aplicadas a las MRs, dando nuevas herramientas al mercado energético.

Bajo este contexto, es de suponer que cuando exista un conjunto o grupo de MRs que puedan interconectarse entre sí, es posible que se pueda aprovechar algunos de los beneficios detallados previamente. Como ya se ha mencionado, existe poca literatura técnica que trate los aspectos tanto del control y la planificación de la interconexión entre MRs, sin embargo, los trabajos más relevantes en este aspecto se indican a continuación.

La referencia [Yuan et al., 2017] presenta una estrategia de co-optimización para la planificación de recursos energéticos distribuidos para minimizar el costo total anualizado con el máximo ahorro de combustible, ayudando a las MRs a satisfacer la demanda mediante generación renovable. Se utiliza el método de los multiplicadores de Lagrange para maximizar el ahorro de combustible satisfaciendo las condiciones de Karush-Kuhn-Tucker, además, con la transformada de Fourier y la optimización del enjambre de partículas se determina la combinación correcta de generación distribuida para disminuir el costo anualizado.

La referencia [Che et al., 2015] propone una metodología iterativa probabilista: Minimal Cut Set (MCS). Este modelo está inspirado en las metodologías de planificación que consideran la evaluación de la confiabilidad en los SEPs. Parte del agrupamiento de la información de las series temporales de la carga, datos solares y eólicos, dividiendo los datos originales en agrupamientos mutuamente excluyentes. Como resultado de este análisis se determina que los datos de carga y solares pueden manejarse de manera determinista al encontrarse una correlación entre estas variables y presentar un patrón más predecible; mientras que los datos del viento son tratados por un modelo simplificado el cual representa la distribución de la velocidad por estados probabilistas simplificados basados en una distribución normal. El modelo incluye un análisis de confiabilidad costo/valor que busca el equilibrio de los beneficios en la mejora del sistema y los costos de inversión incurridos. El método parte de los utilizados en la planificación de los SEP, en el cual considera el costo de confiabilidad anualizado y costos de inversión por la tasa interna de retorno. El valor de confiabilidad es medido como la penalidad anual por interrupción al consumidor. Los autores modifican esta metodología incorporando el efecto de interconectar las MRs. Los índices analizados son: EENS, LOLE, LOHE y DPUI.

Los autores de [Gazijahani and Salehi, 2017] proponen un modelo estocástico multiobjetivo para la planificación dinámica óptima de microrredes interconectadas bajo incertidumbre desde el punto de vista económico, técnico, de confiabilidad y ambiental con la finalidad de seccionar un sistema de distribución convencional en varias MRs interconectadas. Para las incertidumbres se implementa la técnica de reducción de escenarios. Se propone dos funciones objetivas, la primera minimiza el costo de inversión, operación, mantenimiento, costo de pérdida de energía y de emisión de contaminantes y el segundo minimiza la energía no suministrada en el sistema. Finalmente, se aplica la optimización del enjambre de partículas multiobjetivo para minimizar las funciones bi-objetivo propuestas y, posteriormente, se logra el método de satisfacción difusa para seleccionar la mejor solución proporcional a las estrategias basadas en el riesgo. La investigación [Wang and Huang, 2016a] propone un marco teórico para el planeamiento cooperativo de la generación renovable en un sistema de MRs interconectadas asumiendo la existencia de las líneas de interconexión y considerando tanto los costos de inversión en un horizonte de largo plazo como los de operación en el corto plazo. En el modelo de optimización, el conjunto de MRs interconectadas decide el dimensionamiento y la ubicación de la generación renovable que debe ser instalada y como dividir el costo de inversión asociado. La metodología aplicada para compartir estos costos se basa en la negociación de Nash. Los autores demuestran que en un marco de cooperación los costos del sistema en su conjunto se minimizan y que todas las MRs involucradas son beneficiadas.

La referencia [Ruiz-Cortés et al., 2018] propone una planificación energética coordinada para una MR de prosumidores vecinos con diferentes patrones de consumo compuestas por generación fotovoltaica, baterías de iones de litio y cargas residenciales. Se utiliza un algoritmo genético para programar la carga y descarga de la batería de cada prosumidor, con el objetivo de reducir las pérdidas de energía minimizando la potencia en el punto de interconexión de la MR con la red principal sin empeorar la degradación de la vida útil de las baterías.

Las referencias [Gregoratti and Matamoros, 2015] y [Wang and Huang, 2015], así como [Wang and Huang, 2016b] estudian la interacción de compra y venta de energía de varias MRs independientes en un sistema de distribución, asumiendo que las inversiones se toman en cada MR de manera individual, los incentivos del mercado eléctrico de MRs y el mercado de generación distribuida para el caso de múltiples MRs. El modelo toma en consideración las fuentes de generación renovables y los patrones de consumo residenciales y comerciales, aplicando una metodología para la comercialización de la energía basada en la negociación de Nash.

La referencia [Fathi and Bevrani, 2013b] estudia el problema del despacho de carga con un enfoque de cooperación entre las MRs interconectadas. Este aspecto es formulado como un problema de despacho económico cooperativo considerando los recursos de generación distribuidos con el objetivo de minimizar los costos del conjunto y compartir los recursos de generación. El modelo presupone una infraestructura de comunicaciones entre las MRs las cuales intercambian información sobre sus precios de compra y venta de energía. La consideración de la incertidumbre en los datos de la demanda con este enfoque lo estudia la referencia [Fathi and Bevrani, 2013a]. En ambos casos los modelos

asumen que las MRs son coordinadas por un operador común.

Los autores de [Wang et al., 2015] estudian la interacción entre un grupo de MRs y el operador de la red de distribución, se formula un modelo jerárquico estocástico de dos niveles en el cual el operador de la red esta en el nivel alto y las MRs en el nivel bajo, el modelo determina la generación sobre la base de escenarios. Otro enfoque orientado al problema de las transacciones de energía entre microrredes se pueden encontrar en [Zhang et al., 2014], el cual propone un modelo de subastas aleatorias para la participación de las MRs en los mercados de electricidad. Un caso particular es tratado en [Goyal and Ghosh, 2016] en donde se estudia como dos MR autónomas, cuando se interconectan puede apoyarse mutuamente durante contingencias. Las MRs se consideran vecinas, de tal forma que la interconexión se la realiza a través de un convertidor back to back y cada MR puede operar de manera independiente.

Los autores de [Mohamed et al., 2018] presentan un algoritmo de planificación de MRs para comunidades aisladas remotas, el cual propone un algoritmo de planificación que especifica conjuntamente la topología de red óptima AC, DC o híbrida, junto con las ubicaciones y tamaños óptimos de los recursos energéticos distribuidos, almacenamiento de energía y convertidores. El objetivo es garantizar un flujo de potencia confiable con costos mínimos de implementación y operación. El problema de planificación se formula como un MILNP que se implementa un marco de dos etapas, la primera se encarga de determinar la topología de la MR, la asignación y dimensionamiento de todos los equipos siguiendo un enfoque de optimización heurística y la segunda etapa asegura un flujo de potencia confiable en todos los escenarios de operación posibles con costos operativos mínimos al considerar el problema de programación no lineal. La referencia [Balderrama et al., 2019] aborda los enfoques de modelado estocástico en dos etapas, el proceso de planificación y operación de microrredes híbridas que enfrenta a las incertidumbres relacionadas con los recursos renovables y al carácter estocástico del consumo eléctrico en contextos rurales. Finalmente, en [Singh et al., 2019] se describen los impacto de la inteligencia artificial en la interconexión de MRs.



Capítulo 2

Modelo determinista de planificación de largo plazo de microredes eléctricas aisladas

Actualmente las políticas energéticas en los sistemas de suministro de energía eléctrica alrededor del mundo apuntan a resolver los temas relacionados con la seguridad del suministro, la equidad social (entendida como la accesibilidad y asequibilidad de la energía) y la mitigación del impacto ambiental. De hecho, el Consejo Mundial de la Energía (WEC en sus siglas en inglés, World Energy Council) estudia estos aspectos en el contexto de la línea de investigación del “Trilema Energético” [Council, 2016]. Además, el cambio de paradigma del sector eléctrico según el marco de la COP25 considera tres objetivos, las 3Ds: la descarbonización, que apuesta por una huella más verde mediante la generación eléctrica basada en fuentes limpias de energía, la descentralización, cuya tendencia es a la generación eléctrica distribuida y microredes aisladas o conectadas a la red principal y, la digitalización basada en la expansión del internet de las cosas y tecnologías tales como la inteligencia artificial. La referencia [Di Silvestre et al., 2018] indica como las 3Ds están cambiando las infraestructuras energéticas a nivel mundial.

Como consecuencia de estas políticas, el uso de tecnologías tales como las energías renovables solar, eólica, biomasa, etc, cobran importancia para los diferentes países, especialmente en los cuales algunos recursos primarios como la hidroelectricidad se encuentran agotados. Existe mucha discusión aun sobre cómo conectar estos recursos, que generalmente se encuentran lejos de los centros de consumo, a los sistemas interconectados. Además, en sistemas pequeños como los insulares o comunidades remotas, que bien podrían ser considerados como MRs, la demanda puede no corresponder a los recursos de generación existentes, por lo que se buscan soluciones para llevar la energía necesaria de sistemas vecinos.

En regiones remotas o islas, en donde no es posible la conexión con la red, o la misma resulta económicamente inviable, las MRs son consideradas como la alternativa ideal para el suministro de energía. En este sentido, no son pocos los países que consideran en sus objetivos de planificación energética el desarrollo de MRs, fundamentalmente basadas en energías renovables como aporte a la solución del Trilema Energético y las 3Ds.



El rol de las MRs puede tornarse bastante interesante en contextos geográficos como archipiélagos o zonas aisladas de países en vías de desarrollo o regiones petroleras, en un futuro en donde la generación distribuida será tan importante como la generación convencional. En [Bunker and Morris., 2015] se presentan en detalle 10 casos de estudio de MRs implementadas en islas y comunidades remotas alrededor del mundo.

Bajo este contexto, en este capítulo se propone un modelo del problema de la Planificación de la Expansión, Generación y Almacenamiento de energía mediante dos etapas como herramienta de planificación y toma de decisiones. La primera etapa considera las inversiones de largo plazo, en un contexto centralizado, en el cual se persigue el beneficio social, específicamente el análisis se enfoca en las inversiones sobre interconexiones AC y DC entre MRs aisladas, así como las decisiones de inversión en nuevas unidades de generación renovable y no renovables y sistemas de almacenamiento de energía eléctrica. La segunda etapa realiza las decisiones de operación a corto plazo. Para este problema se propone un modelo de programación lineal entero mixto MILP.

Se pretende que este primer modelo sirva de base para análisis posteriores, en los cuales se incluyan aspectos más complejos como la incertidumbre en la demanda y la variabilidad e intermitencia de los recursos de generación renovable.

2.1. Notación

Índices

| | |
|-------|--|
| g | Unidades de generación existentes. |
| c | Unidades de generación candidatas. |
| q | Opciones de capacidad de generación candidata. |
| a | Unidades de sistema de almacenamiento de energía. |
| n | Barras o nodos. |
| l | Líneas de interconexión AC. |
| k | Opciones de capacidad de transferencia de potencia de líneas AC. |
| ldc | Líneas de interconexión DC. |
| z | Opciones de capacidad de transferencia de potencia de líneas DC. |
| d | Demandas. |
| o | Condiciones de operación. |

Conjuntos

| | |
|-----------------|--|
| Ω_n^E | Unidades de generación existentes localizadas en el nodo n . |
| Ω_n^C | Unidades de generación candidatas localizadas en el nodo n . |
| Ω^{L_e} | Líneas de interconexión existente AC. |
| Ω^{L+} | Líneas de interconexión candidatas AC. |
| Ω^{Ldc+} | Líneas de interconexión candidatas DC. |
| Ω_n^A | Unidades de almacenamiento de energía en el nodo n . |
| Ω_n^D | Demandas localizadas en el nodo n . |

Constantes y parámetros:

| | |
|--------------------------------|---|
| X_ℓ | Reactancia de la línea de interconexión AC ℓ , [Ω]. |
| I_ℓ | Costo de inversión de la línea de interconexión AC candidata ℓ por unidad de potencia, [\$/MW]. |
| F_ℓ^{max} | Capacidad de transferencia de potencia de la línea de interconexión AC existente ℓ , [MW]. |
| $P_{\ell,k}^{Option}$ | Opción de inversión k en capacidad de transferencia de potencia de la línea AC candidata ℓ , [MW]. |
| P_g^{max} | Potencia máxima de las unidades de generación existente g , [MW]. |
| C_g | Costo de producción de la unidad de generación existente g , [\$/MWh]. |
| C_d^{PNS} | Costo de la energía no suministrada de la demanda d , [\$/MWh]. |
| I_{ldc} | Costo de inversión de la línea de interconexión DC candidata ldc por unidad de potencia, [\$/MW]. |
| $P_{ldc,z}^{Option}$ | Opción de inversión z en capacidad de transferencia de potencia de la línea DC candidata ldc , [MW]. |
| C_c | Costo de producción de la unidad de generación candidata c , [\$/MWh]. |
| $P_{c,q}^{Option}$ | Opción de inversión q en capacidad de generación candidata c , [MW]. |
| I_c | Costo de inversión de la unidad de generación candidata c , [\$/MW]. |
| S_a^{max}, S_a^{min} | Capacidad máxima y mínima de la unidad de almacenamiento de energía a , [MWh]. |
| I_a | Costo de inversión del sistema de almacenamiento a , [\$/MWh]. |
| $P_a^{dis,max}, P_a^{dis,min}$ | Capacidad máxima y mínima de descarga del sistema de almacenamiento a , [MW]. |
| $P_a^{cha,max}, P_a^{cha,min}$ | Capacidad máxima y mínima de carga del sistema de almacenamiento a , [MW]. |
| S_a^0 | Estado de carga inicial del sistema de almacenamiento a , [MWh]. |
| $\eta_a^{dis}, \eta_a^{cha}$ | Eficiencia de descarga y carga del sistema de almacenamiento a , [p.u.]. |
| σ | Factor para equiparar costos de producción e inversión. |
| τ | Horizonte de planificación [años] |
| O | Periodo diario |
| V_b | Voltaje base del Sistema [kV]. |
| $P_{d,o}^{max}$ | Potencia máxima de la demanda d para la condición de operación o , [MW]. |

VARIABLES CONTINUAS:

| | |
|----------------|--|
| $p_{\ell,o}$ | Flujo de potencia por la línea de interconexión AC ℓ , [MW]. |
| $\delta_{n,o}$ | Ángulo de voltaje en el nodo n , [rad]. |
| $p_{g,o}$ | Potencia producida por la unidad de generación existente g , [MW]. |
| $p_{ldc,o}$ | Flujo de potencia a través de la línea DC ldc , [MW]. |
| P_c^{opt} | Capacidad óptima de la unidad de generación candidata c , [MW]. |

| | |
|------------------|---|
| P_{ℓ}^{opt} | Capacidad de transferencia de potencia óptima de la línea AC candidata ℓ , [MW]. |
| P_{ldc}^{opt} | Capacidad de transferencia de potencia óptima de la línea DC candidata ldc , [MW]. |
| $p_{c,o}$ | Potencia producida por la unidad de generación candidata c , [MW]. |
| $p_{a,o}^{dis}$ | Potencia de descarga del sistema de almacenamiento a , [MW]. |
| $p_{a,o}^{cha}$ | Potencia de carga del sistema de almacenamiento a , [MW]. |
| $SOC_{a,o}$ | Estado de carga del sistema de almacenamiento a , [MWh]. |
| $p_{d,o}^{PNS}$ | Potencia no suministrada de la demanda d , [MW]. |

Variables binarias:

| | |
|----------------------------|--|
| $\alpha_{\ell,k}^{Option}$ | Es igual a 1 si la línea AC candidata ℓ es construida con la opción de capacidad de transferencia de potencia k , 0 de otro modo. |
| $\beta_{ldc,z}^{Option}$ | Es igual a 1 si la línea DC candidata ldc es construida con la opción de capacidad de transferencia de potencia z , 0 de otro modo. |
| $\epsilon_{c,q}^{Option}$ | Es igual a 1 si la generación candidata c es construida con la opción de capacidad q , 0 de otro modo. |
| γ_a | Es igual a 1 si la unidad de almacenamiento se construye, 0 de otro modo. |
| $\gamma_{a,o}^{dis}$ | Es igual a 1 si la unidad de almacenamiento descarga energía a la red, 0 de otro modo. |
| $\gamma_{a,o}^{cha}$ | Es igual a 1 si la unidad de almacenamiento carga energía desde la red, 0 de otro modo. |

2.2. Enfoque

El modelo se plantea bajo un esquema centralizado en el cual se busca el beneficio social global. La idea esencial sería que luego de determinar dicho plan óptimo, el planificador central del sistema pueda implementar incentivos para estimular las inversiones. El modelo utiliza las metodologías para la resolución y evaluación de los problemas de la planificación de la expansión de los SEPs propuestas en [Conejo et al., 2016]. En este sentido, el algoritmo decidirá la potencia óptima de la capacidad de transferencia de una línea de interconexión entre las MRs aisladas (AC o DC), así como la decisión de expansión de la capacidad de generación (fundamentalmente renovable asumiendo un futuro eléctrico descarbonizado) y de los sistemas de almacenamiento de energía. El modelo por simplicidad, adopta la estrategia de un modelo estático de inversión (Static or single-stage model) en donde las decisiones se realizan al inicio del periodo de planificación para un horizonte de τ años. El modelo considera además la generación convencional existente y candidata en cada MR.

Dado que el enfoque de esta investigación se centra en MRs en sistemas insulares o comunidades remotas, se incorpora al modelo la opción de interconexiones de corriente

continua (HVDC). Los enlaces HVDC tienen ya varios años, inicialmente basados en convertidores de fuente de corriente (CSC) que utiliza tiristores como conmutadores usando una característica de operación de corriente constante, en la cual se controla la tensión para alterar el flujo de potencia por la línea. La tecnología actual consiste en los enlaces con convertidores de fuente de tensión (VSC), en la cual se usan los IGBTs, que tiene una serie de ventajas sobre los anteriores. Estos entregan una tensión constante y se controla la corriente para alterar el flujo de potencia, lo que permite usar, por ejemplo, cables XLPE para el transporte que son más baratos y fáciles de trabajar que los cables en aceite. Además, el convertidor VSC puede producir un campo independiente rotatorio en el lado de AC. Esto permite la conexión a sistemas aislados y ofrece capacidades de arranque en negro. Adicionalmente, con esta tecnología tener flujos bidireccionales resulta sencillo, misma que se utilizará en el modelo de optimización [Hertem et al., 2016].

El modelo se formula en esta primera fase como determinista de dos etapas: una de inversión y otra de operación. En la primera etapa, sobre la base de sus costos de inversión de largo plazo se realizan las decisiones sobre la construcción de las líneas de transmisión (AC o DC), la expansión de la generación y la instalación de sistemas de almacenamiento de energía. En la segunda etapa, con relación a los costos de producción de la unidades de generación y energía no suministrada considerando la interconexión de las MRs eléctricas aisladas y las unidades de almacenamiento de energía.

2.3. Consideraciones

Con el propósito de utilizar formulaciones lineales para garantizar una solución óptima del modelo, así como también para reducir el tiempo de ejecución computacional, se consideran las siguientes simplificaciones:

1. Se considera generación tanto convencional como renovable en las MRs, aspecto que es bastante real en las MRs existentes al rededor del mundo. No obstante, la expansión de la generación se considerará fundamentalmente de energías renovables (eólica y solar) como lo marca la tendencia actual, sin embargo, también se considerará generación térmica.
2. No existe intercambio de energía con el sistema o la red.
3. Al tratarse de un modelo de planificación de largo plazo, los flujos de potencia por las líneas AC son representados por un flujo simplificado DC y las pérdidas se desprecian.
4. Se considera un modelo de tipo estático, en el cual las decisiones de inversión se da al inicio del periodo de análisis para cubrir un escenario de la demanda y por lo tanto sus costos se realizan al inicio del horizonte de planificación.
5. Las MRS al inicio del periodo de análisis no cuentan con sistemas de almacenamiento. Esto tiene sentido si consideramos que en años recientes comienza a ser importante la inversión en estos sistemas.
6. Se asume un modelo simplificado para las líneas DC.

7. Al tratarse de un modelo de planificación de largo plazo, las pérdidas de los convertidores y en las líneas DC se desprecian.
8. Se asume un modelo simplificado para las unidades de almacenamiento. Los ciclos de carga y descarga de los sistemas de almacenamiento se representan de manera diaria a lo largo del periodo de análisis.
9. Puesto que el modelo supone almacenamiento de tipo electroquímico, los costos variables de almacenar y producir con las unidades de almacenamiento se desprecian.

2.4. Formulación

La formulación del modelo de planificación determinista de MRs parte del planteamiento de una función objetivo para minimizar el costo total del sistema, esta función objetivo está sujeta a restricciones de operación e inversión.

2.4.1. Función objetivo

El objetivo es minimizar el costo total del sistema de microredes, es decir los costos de inversión y los costos de operación del sistema para un horizonte de planificación de τ años. De esta manera, bajo diferentes escenarios se espera que el algoritmo escoja la opción óptima en cuanto a costos.

Para ello, se considera un modelo de planificación estático donde las decisiones de inversión se realizan al inicio del periodo de planificación, cuyo costo es representado por el término C^{Inv} . En este sentido, y dado que se utiliza curvas de demanda y perfiles de generación diaria, se introduce el factor σ en el término de los costos de operación C^{Op} para hacer comparable con los costos de inversión, en este caso igual a 365, que representa los días del año, este valor simularía a las condiciones de operación del sistema, dichas condiciones están inmersas en las curva de la demanda esperada y la curva de potencia de los parques eólicos y plantas fotovoltaicas con condiciones de operación o de resolución horaria, obteniendo en consecuencia una función objetivo representado por la ecuación (2.1):

$$F.O : \quad \text{Minimizar } \{C^{Inv} + C^{Op}\} \quad (2.1)$$

$$C^{Inv} = \sum_{\ell \in \Omega^{L+}} P_{\ell}^{opt} I_{\ell} + \sum_{\ell_{dc} \in \Omega^{Ldc+}} P_{\ell_{dc}}^{opt} I_{\ell_{dc}} + \sum_{c \in \Omega_n^C} P_c^{opt} I_c + \sum_{a \in \Omega_n^A} \gamma_a I_a S_a^{max} \quad (2.1a)$$

$$C^{Op} = \tau \cdot \sigma \left\{ \sum_{o=1}^O \left[\sum_{g \in \Omega_n^E} C_g p_{g,o} + \sum_{c \in \Omega_n^C} C_c p_{c,o} + \sum_{d \in \Omega_n^D} C_d^{PNS} p_{d,o}^{PNS} \right] \right\} \quad (2.1b)$$

El costo de inversión C^{Inv} está conformado por los siguientes términos:

1. $\sum_{\ell \in \Omega^{L+}} P_{\ell}^{opt} I_{\ell}$ Costo de inversión de las líneas AC.
2. $\sum_{ldc \in \Omega^{Ldc+}} P_{ldc}^{opt} I_{ldc}$ Costo de inversión de las líneas DC.
3. $\sum_{c \in \Omega^C} P_c^{opt} I_c$ Costo de inversión de generación candidata.
4. $\sum_{a \in \Omega^A} \gamma_a I_a S_a^{max}$ Costo de inversión de los sistemas de almacenamiento.

Los costos de inversión por unidad de potencia de las líneas AC consideran implícitamente su longitud; mientras que los costos de las líneas DC consideran además sus costos reacionados a sus convertidores.

El costo de operación C^{Op} esta conformado por los siguientes términos:

1. $\sum_{g \in \Omega_n^E} C_g p_{g,o}$ Costo de producción de unidades de generación existente.
2. $\sum_{c \in \Omega_n^C} C_c p_{c,o}$ Costo de producción de unidades de generación candidata.
3. $\sum_{d \in \Omega_n^D} C_d^{PNS} p_{d,o}^{PNS}$ Costo de la energía no suministrada.

Los costos de producción de las unidades de generación consideran implícitamente los costos fijos y variables correspondientes a cada tipo de tecnología.

2.4.2. Restricciones de inversión

Las inversiones consideradas en el modelo determinista son tanto en líneas de interconexión AC como DC, unidades de generación y unidades de almacenamiento de energía, descritas a continuación:

Líneas de interconexión AC candidatas

La línea de interconexión AC candidata que puede ser construida, se encuentra discretizada mediante las ecuaciones (2.2), donde $P_{\ell,k}^{Option}$ representan las opciones k discretas de capacidad de transferencia de potencia de la línea ℓ en MW y $\alpha_{\ell,k}^{Option}$ es la variable binaria de decisión que define la potencia óptima P_{ℓ}^{opt} de la línea, si el valor óptimo resulta ser cero, pues la línea no es considerada en la etapa inversión:

$$P_{\ell}^{opt} = \sum_k \alpha_{\ell,k}^{Option} P_{\ell,k}^{Option} \quad \forall \ell, k \in \Omega^{L+} \quad (2.2a)$$

$$\sum_k \alpha_{\ell,k}^{Option} = 1 \quad \forall \ell, k \in \Omega^{L+} \quad (2.2b)$$

$$\alpha_{\ell,k}^{Option} = \{0, 1\} \quad \forall \ell, k \in \Omega^{L+} \quad (2.2c)$$

Líneas de interconexión DC candidatas

La línea de interconexión DC candidata que puede ser construida, se encuentra discretizada mediante las ecuaciones (2.3), donde $P_{\ell dc,z}^{Option}$ representan las opciones z discretas de capacidad de transferencia de potencia de la línea ℓdc en MW y $\beta_{\ell dc,z}^{Option}$ es la variable binaria de decisión que define la potencia óptima $P_{\ell dc}^{opt}$ de la línea, si el valor óptimo resulta ser cero, pues la línea no es considerada en la etapa inversión:

$$P_{\ell dc}^{opt} = \sum_z \beta_{\ell dc,z}^{Option} P_{\ell dc,z}^{Option} \quad \forall \ell dc, z \in \Omega^{Ldc+} \quad (2.3a)$$

$$\sum_z \beta_{\ell dc,z}^{Option} = 1 \quad \forall \ell dc, z \in \Omega^{Ldc+} \quad (2.3b)$$

$$\beta_{\ell dc,z}^{Option} = \{0, 1\} \quad \forall \ell dc, z \in \Omega^{Ldc+} \quad (2.3c)$$

Generación candidata

La generación candidata que puede ser construida, esta discretizada mediante las ecuaciones (2.4). $P_{c,q}^{Option}$ representan las opciones q discretas de capacidad de generación candidata en MW y $\epsilon_{c,q}^{Option}$ es la variable binaria de decisión que define la potencia óptima P_c^{opt} de la unidad de generación, si el valor óptimo resulta ser cero, pues la unidad de generación no es considerada en la etapa inversión:

$$P_c^{opt} = \sum_q \epsilon_{c,q}^{Option} P_{c,q}^{Option} \quad \forall c, q \in \Omega_n^C \quad (2.4a)$$

$$\sum_q \epsilon_{c,q}^{Option} = 1 \quad \forall c, q \in \Omega_n^C \quad (2.4b)$$

$$\epsilon_{c,q}^{Option} = \{0, 1\} \quad \forall c, q \in \Omega_n^C \quad (2.4c)$$

Almacenamiento

El hecho de almacenar energía y ser combinable con las centrales convencionales las hace muy versátiles en cuanto a la gestión y en cuanto a los requerimientos de potencia firme. En la ecuación (2.5), la variable binaria γ_a define si se realiza la inversión en la unidad de almacenamiento a , 0 si no se instala la unidad, 1 caso contrario.

Las variables binarias $\gamma_{a,o}^{dis}$ y $\gamma_{a,o}^{cha}$ ayudan a evitar la descarga y carga simultánea del sistema de almacenamiento [Jabr et al., 2014] [Li et al., 2019]:

$$\gamma_{a,o}^{dis} + \gamma_{a,o}^{cha} \leq \gamma_a \quad \forall a \in \Omega_n^A \quad (2.5a)$$

$$\gamma_a, \gamma_{a,o}^{dis}, \gamma_{a,o}^{cha} = \{0, 1\} \quad \forall a \in \Omega_n^A \quad (2.5b)$$

2.4.3. Restricciones operativas

Las restricciones operativas consideradas para el desarrollo del modelo determinista de MRs son las restricciones relacionados con flujos de potencia, generación existente, líneas de interconexión AC y DC, generación candidata y sistemas de almacenamiento de energía.

Balance de potencia activa

El balance de potencia activa en un nodo de un sistema eléctrico es igual a cero en cada instante de tiempo, es decir en cada condición de operación (o). Por lo tanto, el balance entre la generación, la demanda, flujo de entrada y salidas de las líneas de interconexión, descarga y carga de los sistemas de almacenamiento en cada nodo del sistema es impuesto por la restricción de la ecuación (2.6):

$$\sum_{g \in \Omega_n^E} p_{g,o} + \sum_{c \in \Omega_n^C} p_{c,o} - \sum_{ldc|s(ldc)} p_{ldc,o} + \sum_{ldc|r(ldc)} p_{ldc,o} - \sum_{\ell|s(\ell)} p_{\ell,o} + \sum_{\ell|r(\ell)} p_{\ell,o} + \sum_{a \in \Omega_n^A} (p_{a,o}^{dis} - p_{a,o}^{cha}) = \sum_{d \in \Omega_n^D} (P_{d,o}^{Dmax} - p_{d,o}^{PNS}) \quad \forall n \quad (2.6)$$

Donde cada término representa lo siguiente:

$$\sum_{g \in \Omega_n^E} p_{g,o} \quad \text{Generación existente} \quad (2.6a)$$

$$\sum_{c \in \Omega_n^C} p_{c,o} \quad \text{Generación candidata} \quad (2.6b)$$

$$\sum_{\ell|r(\ell)} p_{\ell,o} - \sum_{\ell|s(\ell)} p_{\ell,o} \quad \text{Flujos líneas AC que ingresan y salen del nodo} \quad (2.6c)$$

$$\sum_{ldc|r(ldc)} p_{ldc,o} - \sum_{ldc|s(ldc)} p_{ldc,o} \quad \text{Flujos líneas DC que ingresan y salen del nodo} \quad (2.6d)$$

$$\sum_{a \in \Omega_n^A} (p_{a,o}^{dis} - p_{a,o}^{cha}) \quad \text{Potencia neta de la unidad de almacenamiento} \quad (2.6e)$$

$$\sum_{d \in \Omega_n^D} (P_{d,o}^{Dmax} - p_{d,o}^{PNS}) \quad \text{Demanda y Potencia no suministrada} \quad (2.6f)$$

Generación existentes

La potencia instantánea de las unidades de generación existentes $p_{g,o}$, debe ser menor a su potencia máxima de generación:

$$0 \leq p_{g,o} \leq F_g^{max} \quad \forall g \in \Omega_n^E \quad (2.7)$$

Líneas de interconexión AC existentes

Las ecuaciones (2.8) definen las restricciones de los flujos de potencia por las interconexiones AC existentes y sus límites de capacidad respectivamente:

$$p_{\ell,o} = \frac{1}{X_\ell} (\delta_{s(\ell),o} - \delta_{r(\ell),o}) \quad \forall \ell \in \Omega^{Le} \quad (2.8a)$$

$$-F_\ell^{max} \leq p_{\ell,o} \leq F_\ell^{max} \quad \forall \ell \in \Omega^{Le} \quad (2.8b)$$

Donde $\delta_{s(\ell)}$ y $\delta_{r(\ell)}$ son los ángulos del voltaje en los nodos de envío y recepción de la línea de interconexión ℓ .

Límite de desconexión de carga

El límite de la Potencia No Suministrada (PNS), no puede ser más allá del valor máxima de la demanda:

$$0 \leq p_{d,o}^{PNS} \leq P_{d,o}^{Dmax} \quad (2.9)$$

Líneas de interconexión AC candidatas

Las ecuaciones (2.10) definen las restricciones de los flujos de potencia por las interconexiones candidatas AC y sus límites de capacidad de transferencia óptima determinada en la etapa de inversión:

$$p_{\ell,o} = \frac{1}{X_\ell} (\delta_{s(\ell),o} - \delta_{r(\ell),o}) \quad \forall \ell \in \Omega^{L+} \quad (2.10a)$$

$$-P_\ell^{opt} \leq p_{\ell,o} \leq P_\ell^{opt} \quad \forall \ell \in \Omega^{L+} \quad (2.10b)$$

Donde, el flujo de potencia por la línea no será mayor a la P_ℓ^{opt} definida en la etapa de inversión.

Líneas de interconexión DC candidatas

Generalmente, un sistema de transmisión DC está conformado por dos o más convertidores (rectificadores e inversores) y una o más líneas DC que enlazan estos convertidores. Dos tecnologías que predominan son: los convertidores en fuente de corriente (*CSC*, de sus siglas en inglés, *Current Source Converter*) y los convertidores en fuente de voltage (*VSC*, de sus siglas en inglés, *Voltage Source Converter*). Por otra parte, en función del número de convertidores, los sistemas de transmisión DC pueden clasificarse en conexiones back-to-back, de dos terminales y multiterminal.

Las MRs aisladas pueden interconectarse mediante líneas de alta tensión en DC (*HVDC*, de sus siglas en inglés, *High Voltage Direct Current*) enfocado en sistemas con tecnología

VSC.

Existen algunos modelos matemáticos de enlaces VSC-HVDC como [Lotfjou et al., 2012] o [Wiget and Andersson, 2012], que principalmente se orientan al uso del modelo dentro del problema de flujo de carga (óptimo o no) AC/DC. Estos modelos detallados toman en cuenta los diferentes componentes principales del enlace DC tales como: el transformador del convertidor, el filtro AC, el reactor de fase y el convertidor. Normalmente, la capacidad del convertidor es la que limita la capacidad de transmisión de potencia del enlace en esta clase de tecnología. Los modelos detallados traen la complejidad inherente de que vuelven al modelo matemático no-lineal, situación que resulta inviable si se quiere mantener un sistema de ecuaciones lineales.

Al tratarse en esta investigación de un modelo de planificación de largo plazo se utilizará una formulación simplificada del enlace HVDC existente en herramientas informáticas que permiten modelar flujos óptimos de potencia de SEPs como es el caso de MATPOWER que utiliza como base MATLAB y PANDAPOWER que por su lado utiliza Python (Figura 2.1). Bajo este contexto, se propone modelar como dos generadores ficticios, uno en cada extremo del enlace, uno con capacidad negativa que extrae energía de la red en el extremo “desde”, mientras que el otro con capacidad positiva que inyecta energía a la red en el extremo “hacia”. Estos generadores ficticios básicamente modelan las estaciones convertoras teniendo en cuenta sus respectivos límites.

El flujo de potencia real P_i en la línea de DC en el extremo “desde” se define como igual al negativo de la inyección del generador ficticio. El flujo en el extremo “hacia” P_j se define como igual a la inyección del generador. La relación entre P_i y P_j es representada mediante una aproximación lineal en función de las pérdidas de potencia activa de la línea.

$$P_j = P_i - P_{loss}$$

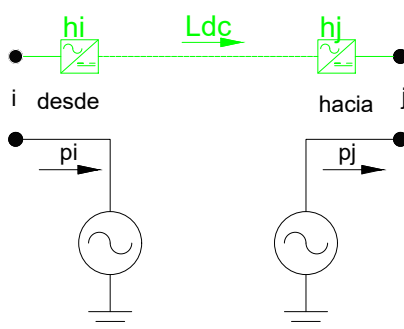


Figura 2.1: Modelo Línea DC - Diagrama equivalente de generadores ficticios

Este modelo permite simular una operación bidireccional del enlace ya que se observa que el generador del extremo final es dependiente de la generación del extremo origen, lo que ocurre al contrario cuando el flujo se encuentra en el otro sentido. Es decir, cuando el enlace transfiere potencia en la dirección $i - j$, el convertidor del nodo i funciona como

rectificador y el del nodo j funciona como inversor, y viceversa cuando la dirección es $j-i$.

En esta investigación, al tratarse de un modelo de largo plazo se considera una línea bidireccional y no se considerarán las pérdidas, cuya potencia de transferencia será desde cero hasta un valor óptimo, definida en la etapa de inversión, ecuación (2.11).

$$-P_{ldc}^{opt} \leq p_{ldc,o} \leq P_{ldc}^{opt} \quad \forall ldc \in \Omega^{Ldc+} \quad (2.11)$$

Donde, el flujo de potencia por la línea no será mayor a la P_{ldc}^{opt} definida en la etapa de inversión.

Generación candidata

Los límites de potencia de la unidad de generación candidata se encuentra restringida por la potencia óptima de la unidad de generación definida en la etapa de inversión

$$0 \leq p_{c,o} \leq P_c^{opt} \quad \forall c \in \Omega_n^C \quad (2.12)$$

Donde, la potencia máxima de generación no será mayor a la P_c^{opt} definida en la etapa de inversión.

Almacenamiento de energía

Se plantea un modelo matemático simplificado para las unidades de almacenamiento, en el cual se asume que la operación de estos sistemas sigue unos ciclos predefinidos de carga y descarga. En este sentido, la modelación resulta genérica y pueden plantearse ESS que puede estar conformado por varias unidades de almacenamiento basados en banco de baterías o por una sola para el caso de sistemas de bombeo, o cualquier otro sistema que presente un patrón de carga y descarga.

Bajo este contexto, en la ecuación (2.13) se formula el balance energético de la unidad de almacenamiento a para un periodo de carga y descarga diaria con etapas horarias, donde $O = 24$:

$$\sum_{o=1}^O p_{a,o}^{cha} \eta_a^{cha} = \sum_{o=1}^O p_{a,o}^{dis} / \eta_a^{dis} \quad \forall a \in \Omega_n^A \quad (2.13)$$

Donde η_a^{cha} y η_a^{dis} son los rendimientos de carga y descarga de la unidad de almacenamiento de energía a .

Con base en las referencias [Jabr et al., 2014] y [Li et al., 2019], las ecuaciones (2.14) representan:

- Estado de Carga (*SOC*, de sus siglas en inglés *State Of Charge*) inicial de la unidad de almacenamiento de energía a , ($o = 1$).
- Estado de Carga de la unidad de almacenamiento de energía a en ($o > 1$).

- Límites mínimos y máximos del Estado de Carga de la unidad de almacenamiento de energía a .

$$SOC_{a,o} = \gamma_a SOC_a^0 \quad \forall a \in \Omega_n^A, o = 1 \quad (2.14a)$$

$$SOC_{a,o} = SOC_{a,o-1} + \eta_a^{cha} p_{a,o-1}^{cha} - p_{a,o-1}^{dis} / \eta_a^{dis} \quad \forall a \in \Omega_n^A, o > 1 \quad (2.14b)$$

$$\gamma_a SOC_a^{min} \leq SOC_{a,o} \leq \gamma_a SOC_a^{max} \quad \forall a \in \Omega_n^A \quad (2.14c)$$

Finalmente, las ecuaciones (2.15) limitan la potencia de descarga y carga de las unidades de almacenamiento de energía, respectivamente, donde las variables binarias $\gamma_{a,o}^{dis}$ y $\gamma_{a,o}^{cha}$ evitan la carga y descarga simultánea de la unidad de almacenamiento.

$$\gamma_{a,o}^{dis} P_a^{dis,min} \leq p_{a,o}^{dis} \leq \gamma_{a,o}^{dis} P_a^{dis,max} \quad \forall a \in \Omega_n^A \quad (2.15a)$$

$$\gamma_{a,o}^{cha} P_a^{cha,min} \leq p_{a,o}^{cha} \leq \gamma_{a,o}^{cha} P_a^{cha,max} \quad \forall a \in \Omega_n^A \quad (2.15b)$$

Es importante mencionar que un ESS puede estar conformado por varias unidades de almacenamiento de energía como es el caso de un bancos de baterías o por una sola unidad para el caso de un sistema de bombeo. Por lo tanto, la potencia de descarga y carga, estado de carga, capacidades máximas y mínimas de un ESS es igual a la suma sus unidades de almacenamiento que esta conforma.

2.5. Ejemplo ilustrativo

Con el fin de probar el modelo determinista, se propone utilizar un sistema de cuatro MRs aisladas que se observa en la Figura 2.2.

El sistema está conformado por cinco nodos, siete unidades de generación, cinco puntos de demanda y una línea de interconexión de corriente alterna. Este sistema está dividido en cuatro regiones, es decir cuatro microredes, la MR_2 consta de dos nodos (n_2 y n_5) y las demás MRs de un solo nodo.

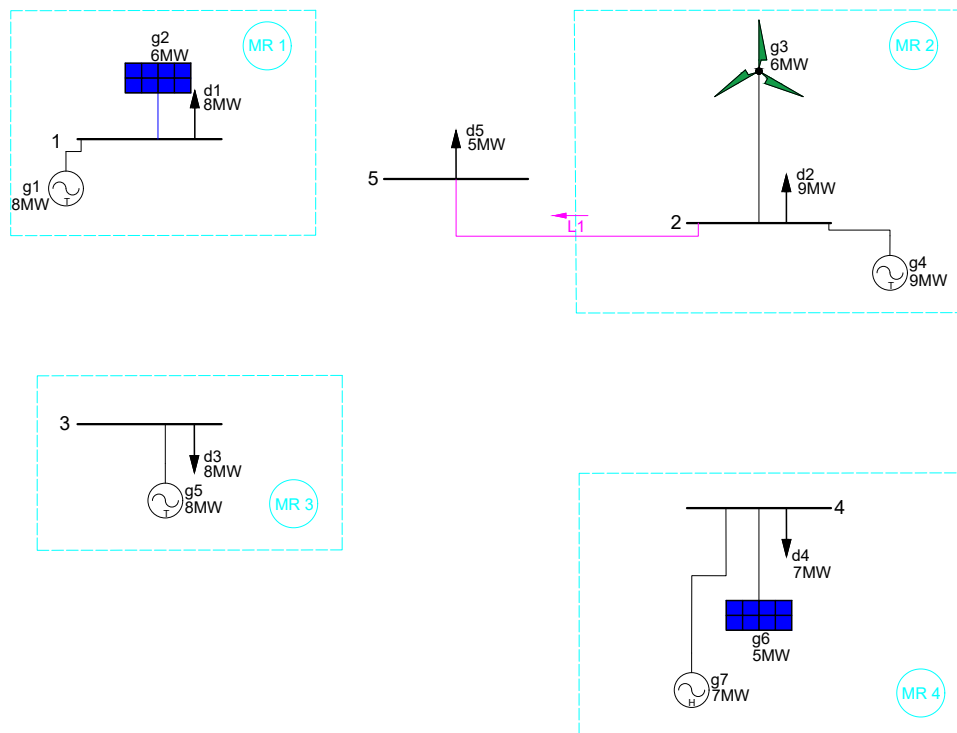


Figura 2.2: Esquema base Sistema MRs

Del análisis de la literatura y las estadísticas energéticas a nivel mundial, en cuanto a los costos de inversión (C^{Inv}) de las unidades de generación por tipo de tecnología y a los costos para la Operación (C^{Op}), este último específicamente relacionado a los costos de producción de las unidades de generación de energía eléctrica.

En la Tabla 2.1 se presenta un resumen con los costos de inversión y producción de las unidades de generación por tipo de tecnología dado en los últimos años. Los costos de producción (C^{Prod}) utilizado para el modelo determinista, incluye los costos fijos (C^F) y costos variables (C^V) del proceso productivo.

En la Tabla 2.2 se presenta los datos de las unidades de generación existentes del sistema propuesto. La segunda columna identifica el nodo de ubicación, la tercera el tipo de tecnología de las unidades de generación, la cuarta columna proporciona la capacidad máxima o potencia nominal en MW , finalmente, y con base en lo expuesto anteriormente, en la quinta columna se representa los costos de producción de las unidades de generación, en $\$/MWh$.

¹[EIA, 2020a]

²[STATISTA, 2020]

³[EIA, 2020b]

⁴[CEC, 2019]

⁵[Morris et al., 2019]

Tabla 2.1: Costos de inversión, costos fijos y variables de producción eléctrica por tipo de tecnología.

| Referencia | Tecnología | C^{Inv} [\$/MW] | C^F [\$/MWh] | C^F [\$/MW/año] | C^V [\$/MWh] | C^{Prod} [\$/MWh] |
|------------|--------------|----------------------|-------------------|----------------------|-------------------|------------------------|
| 1 | T-gas | 1.810.000 | | 35.160 | 5,69 | |
| | Eólico | 1.677.000 | | 35.140 | 0,00 | |
| | Fotovoltaico | 1.313.000 | | 15.250 | 0,00 | |
| | Hidro | 5.316.000 | | 29.860 | 0,00 | |
| 2 | T-carbón | | | 59.290 | 10,93 | |
| | Eólico | | | 26.220 | 0,00 | |
| | Fotovoltaico | | | 15.190 | 0,00 | |
| | Hidro | | | 41.630 | 1,39 | 8,03 |
| 3 | T-gas | | 2,65 | | 46,51 | 49,16 |
| | Eólico | | 7,51 | | 0,00 | 7,51 |
| | Fotovoltaico | | 5,77 | | 0,00 | 5,77 |
| | Hidro | | 7,64 | | 1,39 | 8,03 |
| 4 | Eólico | 1.494.000 | | 35.880 | 0,00 | 11,70 |
| | Fotovoltaico | 1.894.000 | | 20.840 | 0,00 | 7,67 |
| 5 | Eólico | | 16,50 | 50.000 | 14,70 | |
| | Fotovoltaico | | 14,60 | 26.000 | 16,80 | |

Las curvas de potencia de cada una de las unidades de generación existente se consideran como datos de entrada. La curva de potencia de las unidades de generación térmica son consideradas unitarias debido a que de alguna manera el combustible es gestionable, mientras que para las curvas de potencia de las unidades de generación basadas en fuentes de energías renovables se proponen curvas variables en el tiempo que simularía la aleatoriedad de su recurso primario, como por ejemplo el sol y el viento.

Tabla 2.2: Datos de generadores existentes.

| Unidad Generación | Nodo | Tipo | $P_g^{E^{max}}$ [MW] | C_g^E [\$/MWh] |
|-------------------|-------|----------------|-------------------------|---------------------|
| g_1 | n_1 | térmico | 8,00 | 50,00 |
| g_2 | n_1 | fotovoltaico | 6,00 | 5,77 |
| g_3 | n_2 | eólico | 6,00 | 7,51 |
| g_4 | n_2 | térmico | 9,00 | 49,00 |
| g_5 | n_3 | térmico | 8,00 | 47,00 |
| g_6 | n_4 | fotovoltaico | 5,00 | 5,77 |
| g_7 | n_4 | hidroeléctrico | 7,00 | 8,03 |

Para el presente análisis se considera demandas residenciales, bajo esta premisa, en la Tabla 2.3 se proporciona los datos de los puntos de demanda del sistema. La segunda columna identifica el nodo de ubicación, la tercera y cuarta columnas proporcionan la máxima demanda diaria y el costo de la ENS en caso de deslastre de carga, respectivamente. Normalmente, el costo de la ENS es mucho mayor a la generación más cara. A

partir de la referencia [Vásquez and Vaca, 2012], lo cual presenta una metodología para determinar el costo de la ENS para el caso Ecuatoriano, determinándose además un valor de la ENS de 646,27 $\$/MWh$ para una demanda residencial. Por otro lado, los autores de [Hashemi-Dezaki et al., 2015] presente un costo de ENS de 400 $\$/MWh$, de igual manera para una demanda residencial. Por lo tanto, en base a estas referencias, para el presente análisis se ha considerado un costo de ENS alrededor de 900 $\$/MWh$. Finalmente, en la Figura 2.3 se muestra las curvas horaria de las demandas del sistema.

Tabla 2.3: Datos de demanda.

| Demanda | Nodo | $P_d^{D^{max}}$ [MW] | Cd^{ENS} [$\$/MWh$] |
|---------|-------|----------------------|-------------------------|
| d_1 | n_1 | 8,00 | 900,00 |
| d_2 | n_2 | 9,00 | 880,00 |
| d_3 | n_3 | 8,00 | 900,00 |
| d_4 | n_4 | 7,00 | 880,00 |
| d_5 | n_5 | 5,00 | 850,00 |

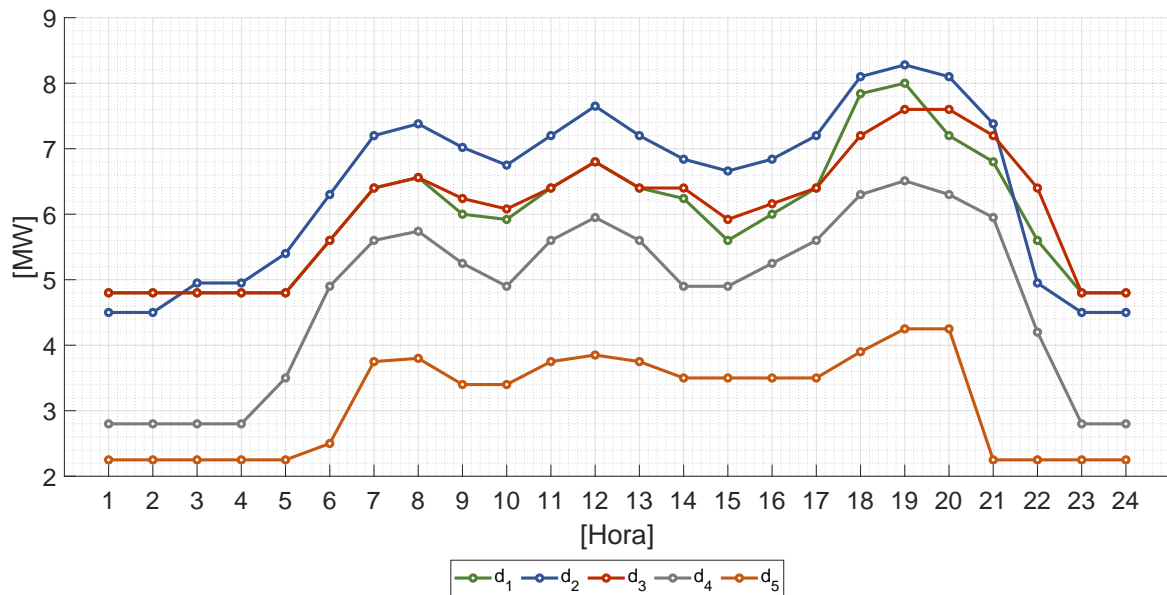


Figura 2.3: Curvas diaria de demanda.

La Tabla 2.4 proporciona los datos de la línea de interconexión existente. La segunda y tercera columnas identifican los nodos de envío y recepción de flujos de potencia, respectivamente, mientras que la cuarta, quinta y sexta columnas proporcionan la reactancia, longitud y la capacidad máxima de la línea, respectivamente.

2.5.1. Operación actual del sistema

Para el análisis del comportamiento del sistema en condiciones durante el inicio del horizonte de planificación, representada esquemáticamente por la Figura 2.2, se ha asumido

Tabla 2.4: Datos de la línea de interconexión existente.

| Línea | de nodo | a nodo | X_ℓ [Ω/km] | L [km] | F_ℓ^{max} [MW] |
|----------|---------|--------|--------------------------|--------------|-------------------------|
| ℓ_1 | n_2 | n_5 | 0,4576 | 5 | 5 |

un sistema sin pérdidas, lo que ha permitido realizar el análisis de flujos de carga DC. Todas las MRs se encuentran aisladas y cuentan con su propia generación para alimentar su respectiva demanda, en el caso especial de la MR_2 , además de alimentar la demanda d_2 , alimenta la demanda d_5 a través de la línea ℓ_1 .

Con base en el análisis de flujos de carga DC, en la Figura 2.4 se observa el comportamiento del sistema en las condiciones actuales, en donde se muestra el balance entre la generación y la demanda total, se observa además que las unidades de generación existentes cubren toda la demanda, excepto en las horas 20 y 21, durante las cuales se presenta una potencia no suministrada de 1,05 MW en la demanda d_4 en la hora 21 y de 0,35 MW en la demanda d_5 en la hora 20.

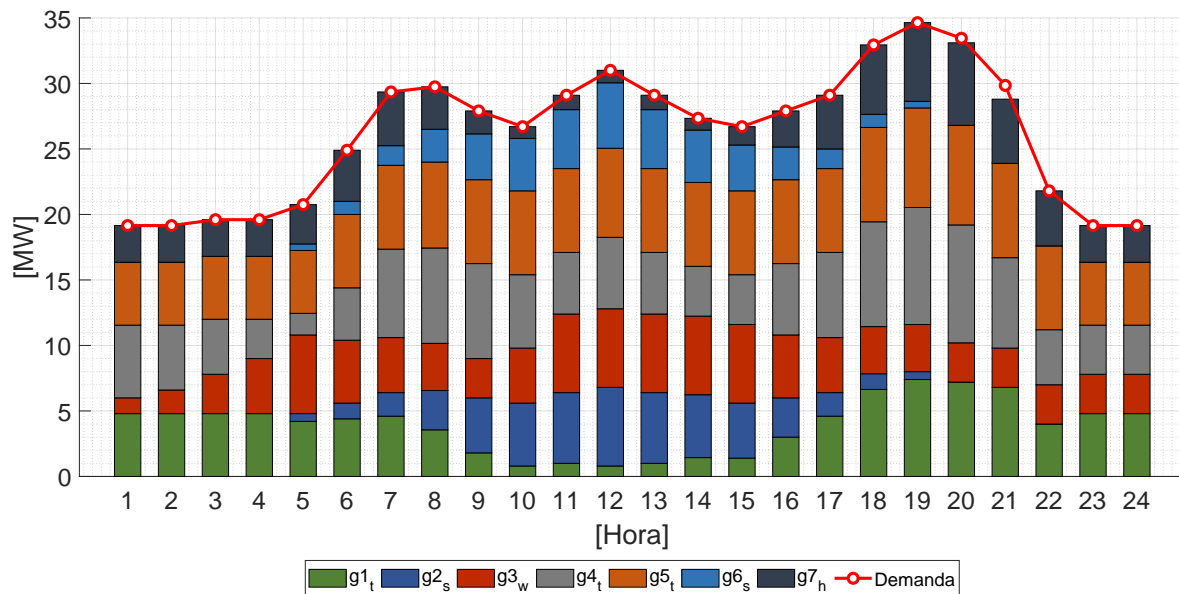


Figura 2.4: Balance de potencia total del sistema.

En la Figura 2.5 (a)-(d) se presenta el balance generación-demanda de cada MR. La generación fotovoltaica $g2_s$ existente en la MR_1 desplaza la generación térmica $g1_t$, Figura 2.5 (a), principalmente en las hora del medio día debido a su menor costos de producción. La demanda de la MR_2 ($d_2 + d_5$) es suplida por la generación eólica $g3_w$ y la generación térmica $g4_t$ cuya generación máxima se da en la hora 20, hora en la cual no logran cubrir la demanda, Figura 2.5 (b). La demanda d_3 es cubierta en su totalidad por la unidad térmica de la MR_3 , Figura 2.5 (c). En la MR_4 se ha determinado que a pesar de tener dos fuentes de energía renovable, una planta fotovoltaica $g6_s$ y una unidad hidroeléctrica $g7_h$, esta última no es despachada a su máxima capacidad durante las horas del día debido

a su mayor costo de producción, en esta MR también se evidencia que a la hora 21 existe una potencia no suministrada, Figura 2.5 (d). La demanda d_5 es suplida por las unidades de generación de la MR_2 a través de la línea de interconexión ℓ_1 , la misma que no es cubierta en la hora 20, Figura 2.5 (e).

Con base en lo expuesto, las MRs requieren la inserción de nuevas unidades de generación para las horas pico o la interconexión entre las mismas para mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico, entregando sus excedentes y recibiendo generación durante las horas de déficit de energía.

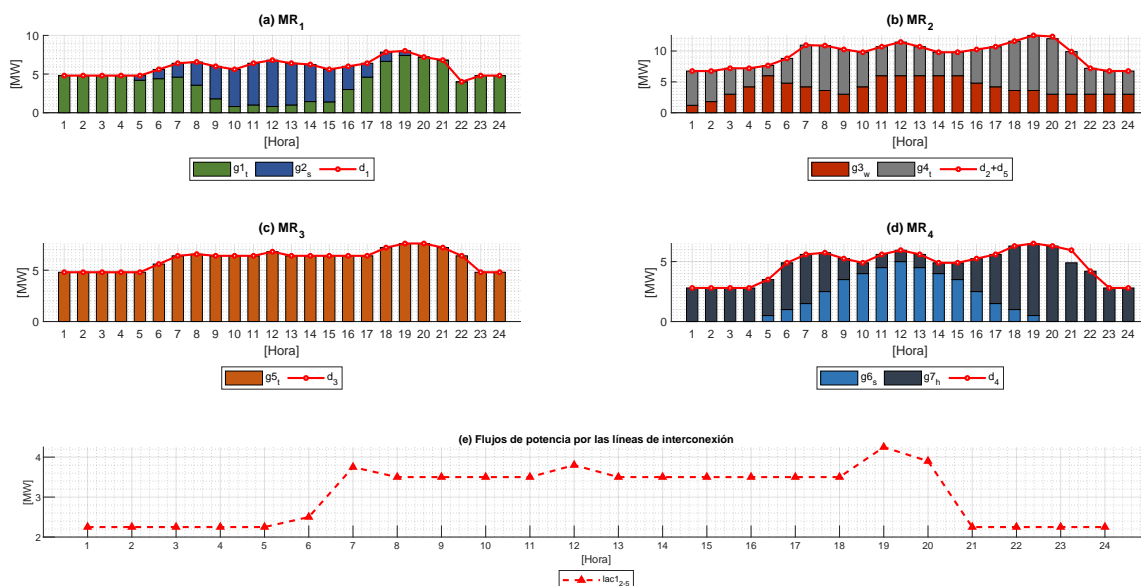


Figura 2.5: Balance de potencia por MR.

Los datos de las unidades de generación, de la línea de interconexión y demandas proporcionados en las tablas anteriores han permitido determinar el costo total de operación del sistema, cuyo valor asciende a **\$ 7'692.368,79** al año.

2.5.2. Planificación de largo plazo determinista de MRs eléctricas.

Para la planificación determinista de largo plazo, se parte de la estimación de la demanda para un horizonte de planificación de τ años y se evalúa el comportamiento del sistema sin realizar ningún tipo de inversión en sus MRs, posterior a ello se realiza la Planificación de Expansión de la Transmisión de largo plazo considerado posibles interconexiones entre las MRs, luego se considera la Expansión de la Generación mediante unidades candidatas y finalmente la inserción de sistemas de almacenamiento.

Con el objeto de comprobar el modelo, se ha considerado varios escenarios de la demanda, una para cada estación del año, considerando, además, un incremento porcentual anual de la demanda para un determinado horizonte de planificación.

Estimación de la demanda

La proyección de la demanda para un horizonte de planificación de τ años con una tasa de crecimiento anual de r , es determinado mediante la ecuación 2.16.

$$P_{d\tau}^{D^{max}} = P_{d_0}^{D^{max}} \cdot (1 + r)^\tau \quad \forall d \in \Omega_n^D \quad (2.16)$$

La Tabla 2.5 proporciona los datos de la proyección de la demanda para diferentes tasas de crecimiento anual y para varios horizontes de planificación. La segunda columna representa el nodo de ubicación, la tercera y la cuarta columnas proporcionan el valor máximo de la demanda al inicio del horizonte de planificación y el costo de la energía no suministrada, la quinta columna corresponde a la tasa de crecimiento anual de la demanda r y las columnas 6 - 9 representan el valor de la demanda esperada para una tasa de crecimiento y varios horizontes de planificación. Nótese que las proyecciones de la demanda de largo plazo representan el caso más desfavorable en cada nodo en el futuro.

Tabla 2.5: Proyección de demanda.

| Demanda | Nodo | $P_{d_0}^{D^{max}}$ | Cd^{ENS} [\$/MWh] | r | $P_d^{D^{max}}$ [MW] | | | |
|---------|-------|---------------------|---------------------|------|----------------------|------------|-------------|-------------|
| | | | | | $\tau = 5$ | $\tau = 7$ | $\tau = 10$ | $\tau = 12$ |
| d_1 | n_1 | 8,00 | 900 | 0,05 | 10,21 | 11,26 | 13,03 | 14,37 |
| d_2 | n_2 | 9,00 | 880 | 0,05 | 11,49 | 12,66 | 14,66 | 16,16 |
| d_3 | n_3 | 8,00 | 900 | 0,06 | 10,71 | 12,03 | 14,33 | 16,10 |
| d_4 | n_4 | 7,00 | 880 | 0,06 | 9,37 | 10,53 | 12,54 | 14,09 |
| d_5 | n_5 | 5,00 | 850 | 0,05 | 6,38 | 7,04 | 8,14 | 8,98 |

La Figura 2.6 muestra las curvas de las demandas estimada para un horizonte de cinco años.

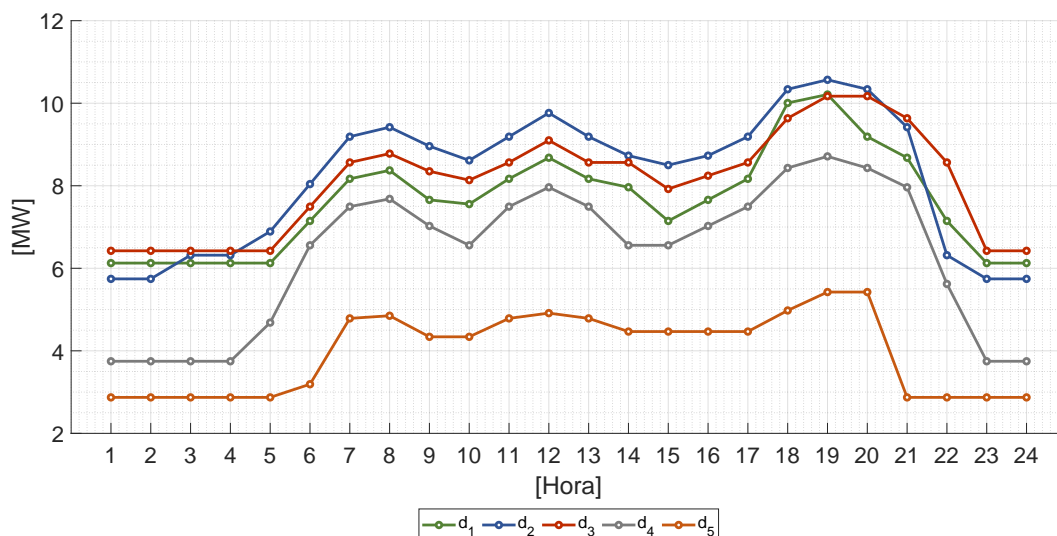


Figura 2.6: Curvas de demanda diaria, $\tau = 5$ años

Bajo esta premisa y sin considerar ningún tipo de inversión en el sistema existente, las unidades de generación no serían capaz de satisfacer la demanda en los siguientes 5 años, en la Figura 2.7 se ilustra el balance energético generación-demanda para el horizonte de cinco años, cuyo costo total de producción asciende a un valor de \$ 112'355.470,61, el mismo que principalmente se debe a los costos incurridos por la energía no suministrada (\$ 64'993.860,00).

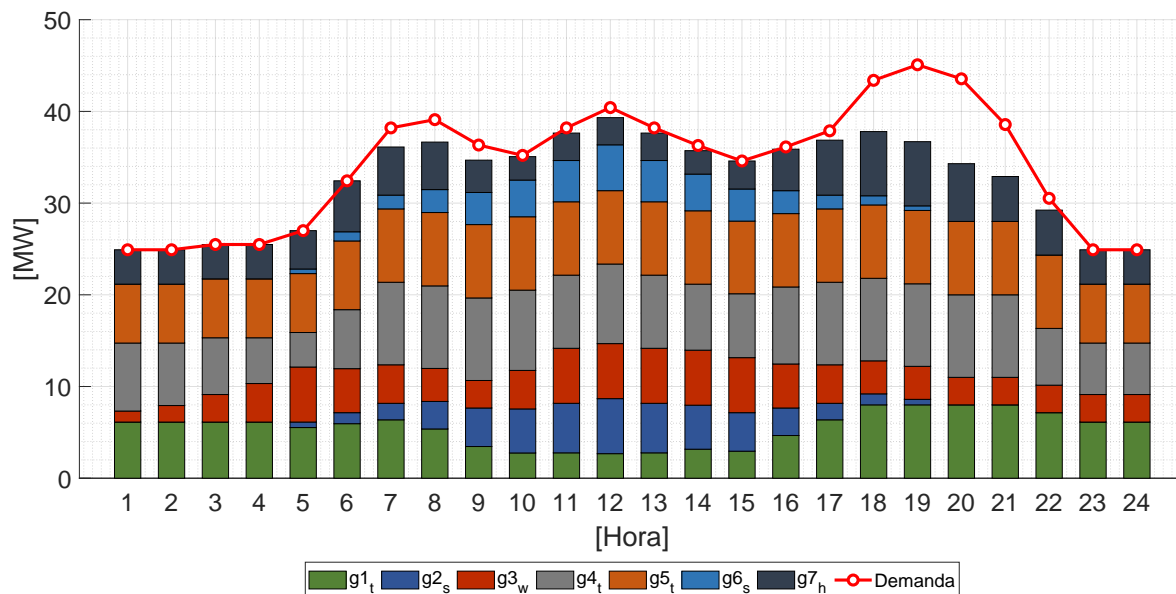


Figura 2.7: Balance generación - demanda, $\tau = 5$ años

La Figura 2.8 presenta el balance entre la generación y la demanda proyectada en cada una de las MRs, en la cual se observa que ninguna micro red tiene la capacidad de abastecer su propia demanda en algunas horas, esto conlleva a necesidades en inversión en nuevas unidades de generación o a la interconexión entre las microredes. Además, se observa que la línea ℓ_1 transporta energía cerca de su mayor capacidad entre las 10 y 16 horas, por lo que también se ve la necesidad de realizar inversiones para incrementar la capacidad de transmisión de energía hacia el nodo n_5 .

La Tabla 2.6 muestra los resultados de los costos de producción, energía no suministrada y sus costos incurridos para los horizontes de 5, 7, 10 y 12 años, en el cual se observa que a medida que se incrementa el horizonte para el análisis del sistema, se incrementan los costos de producción y los costos reflejados por la energía no suministrada.

Planificación de largo plazo determinista de la Expansión de la Transmisión de MRs eléctricas aisladas - PET

De la estimación de la demanda para el horizonte de planificación de τ años, se ha determinado que se requiere realizar inversiones en el sistema de MRs ya sea mediante la construcción de nuevas líneas de interconexión, nuevas unidades de generación o la incor-

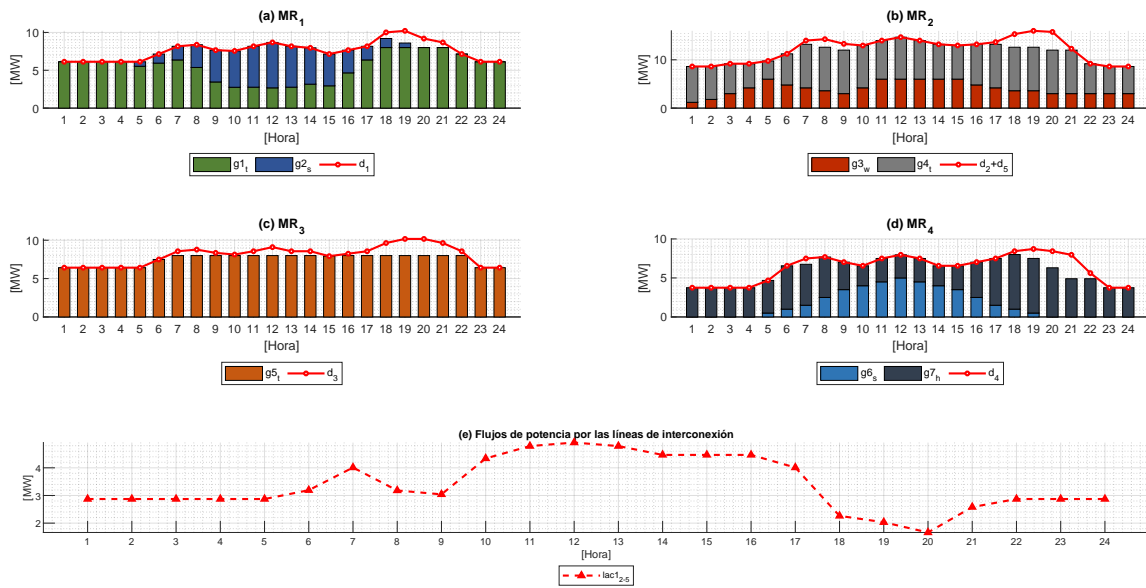


Figura 2.8: Balance generación - demanda por MR, $\tau = 5$ años.

Tabla 2.6: Resultados de costos de producción, ENS y sus respectivos costos.

| τ | C^{Prod} [\$] | Costos ENS [\$] | FO [\$] | ENS [MWh] |
|-------------|-----------------|-----------------|---------------|-----------|
| $\tau = 5$ | 47'361.610 | 64'993.860 | 112'355.470 | 74.007 |
| $\tau = 7$ | 70'980.820 | 191'289.400 | 262'270.228 | 217.679 |
| $\tau = 10$ | 109'438.400 | 594'771.900 | 704'210.294 | 676.809 |
| $\tau = 12$ | 134'746.300 | 1.110'445.000 | 1.245'191.611 | 1'262.437 |

poración de sistemas de almacenamiento.

A continuación se analizará la interconexión entre microredes eléctricas aisladas, utilizando la formulación descrita en la Sección 2.4, para ello se plantea líneas candidatas tanto AC como DC, buscando minimizar los costos de inversión en la interconexión y los costos de operación del sistema en su conjunto al mismo tiempo, optimizando de esta manera el problema de la Planificación de la Expansión de la Transmisión (PET) para la interconexión de MRs desde el enfoque determinista considerando la posibilidad de construir seis líneas de interconexión AC y seis DC, cada una de las líneas cuenta con varias opciones de capacidad de transferencia de potencia, del cual el modelo elegirá el más óptimo. Nótese que si el modelo selecciona un capacidad de cero la línea no es considerada para ser construida.

La Tabla 2.7 proporciona los datos de las líneas candidatas AC. La segunda y tercera columnas identifican los nodos de envío y recepción de flujo de potencia, respectivamente, la cuarta y quinta columnas proporcionan la reactancia y la longitud de la línea, mientras que en la sexta columna corresponde al costo de inversión por MW y por km.

El costo de inversión de las líneas ha sido estimado en función de los costos de construcción de la línea de subtransmisión Ocaña-Cañar de la central hidroeléctrica Ocaña de propiedad de ELECAUSTRO S.A, mismo que forma parte del sistema eléctrico ecuatoriano con un nivel de tensión de 69 kV, longitud de 41 km y una potencia de transferencia de 26 MW, cuyo presupuesto referencial fue de \$ 5'515.200 incluido el Impuesto al Valor Agregado IVA, dando un costo unitario de aproximadamente de 5.170 \$/MW/km.

Tabla 2.7: Datos de las líneas de interconexión AC candidatas.

| Línea AC | de nodo | a nodo | X_ℓ [Ω/km] | L [km] | I_ℓ [\$/MW/km] |
|----------|---------|--------|--------------------------|----------|---------------------|
| l_2 | n_1 | n_2 | 0,4576 | 5 | 5.170 |
| l_3 | n_1 | n_3 | 0,4576 | 5 | 5.170 |
| l_4 | n_1 | n_4 | 0,4576 | 4 | 5.170 |
| l_5 | n_2 | n_4 | 0,4576 | 8 | 5.170 |
| l_6 | n_3 | n_4 | 0,4576 | 6 | 5.170 |
| l_7 | n_2 | n_5 | 0,4576 | 3 | 5.170 |

En la Tabla 2.8, se muestra las opciones de capacidad de transferencia de potencia de las líneas AC candidatas que serán consideradas y de las cuales el modelo determinista PET decidirá la capacidad óptima de la línea a ser construida. Nótese que si el modelo selecciona la primera opción k_1 , esto implica que la línea no será construida.

Tabla 2.8: Opciones de capacidad de transferencia de potencia - líneas AC candidatas.

| Línea AC | $P_{\ell,k}^{Option}$ [MW] | | | | | |
|----------|----------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | k_1 | k_2 | k_3 | k_4 | k_5 | k_6 |
| l_2 | 0 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| l_3 | 0 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| l_4 | 0 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| l_5 | 0 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| l_6 | 0 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| l_7 | 0 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |

Se considera también la posibilidad de construir seis líneas de interconexión DC bidireccionales, cuyos datos se proporcionan en la Tabla 2.9. La segunda y tercera columnas identifican los nodos de envío y recepción de flujo de potencia, respectivamente, mientras que la cuarta columna proporciona la longitud de la línea. Finalmente, la quinta y sexta columnas representan el costo de inversión de la línea misma en [\$/MW/km] y el costo de inversión de las estaciones convertoras de las líneas DC en [\$/MW].

De la búsqueda en la literatura, se ha observado que el costo de inversión de una línea DC es aproximadamente 1,32 veces el costo de inversión de una línea AC de las mismas características según el trabajo [Lotfjou et al., 2012]. Por otro lado, el trabajo [Liu et al., 2019] indica que el costo de inversión con corte al año 2019 de una líneas DC es aproximadamente 1,24 veces el costo de inversión de una líneas AC de las mismas característica y además detalla los costos de sus componentes principales, de cual, el costo de la línea

misma corresponde al 42 % del costo total y los costos relacionados a las estaciones convertoras alcanzan aproximadamente al 58 % del costo total de la línea.

Con base en lo expuesto y tomando como referencia el segundo trabajo [Liu et al., 2019], además considerando los costos referenciales de la línea de Ocaña-Cañar, los costos de la línea misma y de las estaciones convertoras serían de \$ 2.600 y \$ 152.000, respectivamente.

Tabla 2.9: Datos de las líneas de interconexión DC candidatas.

| Línea | de nodo | a nodo | L [km] | I_{ldc} [\$/MW/km] | I_{ldcH} [\$/MW] |
|---------|---------|--------|----------|----------------------|--------------------|
| ldc_1 | n_1 | n_2 | 5 | 2.600 | 152.000 |
| ldc_2 | n_1 | n_3 | 5 | 2.600 | 152.000 |
| ldc_3 | n_1 | n_4 | 4 | 2.600 | 152.000 |
| ldc_4 | n_2 | n_4 | 8 | 2.600 | 152.000 |
| ldc_5 | n_3 | n_4 | 6 | 2.600 | 152.000 |
| ldc_6 | n_3 | n_5 | 3 | 2.600 | 152.000 |

En la Tabla 2.10, se muestra las opciones de capacidad de transferencia de potencia de las líneas DC candidatas que serán consideradas y de las cuales el modelo determinista PET decidirá la capacidad óptima de la línea a ser construida.

Tabla 2.10: Opciones de capacidad de transferencia de potencia - líneas DC candidatas.

| Línea DC | $P_{ldc,z}^{Option}$ [MW] | | | | | |
|----------|---------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | z_1 | z_2 | z_3 | z_4 | z_5 | z_6 |
| ldc_1 | 0 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| ldc_2 | 0 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| ldc_3 | 0 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| ldc_4 | 0 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| ldc_5 | 0 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| ldc_6 | 0 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |

En la Figura 2.9 se observa el esquema base, en el cual además presenta esquemáticamente las líneas candidatas tanto AC como DC para la interconexión entre las MRs. Las líneas DC cuentan con rectificadores e inversores.

Bajo esta premisa, la solución del modelo determinista ha dado como resultado óptimo la necesidad de construir líneas de interconexión para los diferentes horizontes de planificación, tal como se indica en la Tablas 2.11 y 2.12. Nótese que la planificación óptima ha sido obtenida basado en una proyección de la demanda futura, entonces, si bien la generación no tiene la capacidad de suplir en su totalidad la demanda del sistema, las líneas de interconexión han permitido disminuir los costos y la ENS del sistema. Es importante mencionar que el valor total del resultado de la FO (\$) difiere ligeramente del valor como resultado de la suma del costo de producción, costo de inversión y valor debido a la energía no suministrada, debido a la resolución de redondeo de cada valor en la herramienta de optimización de GAMS.

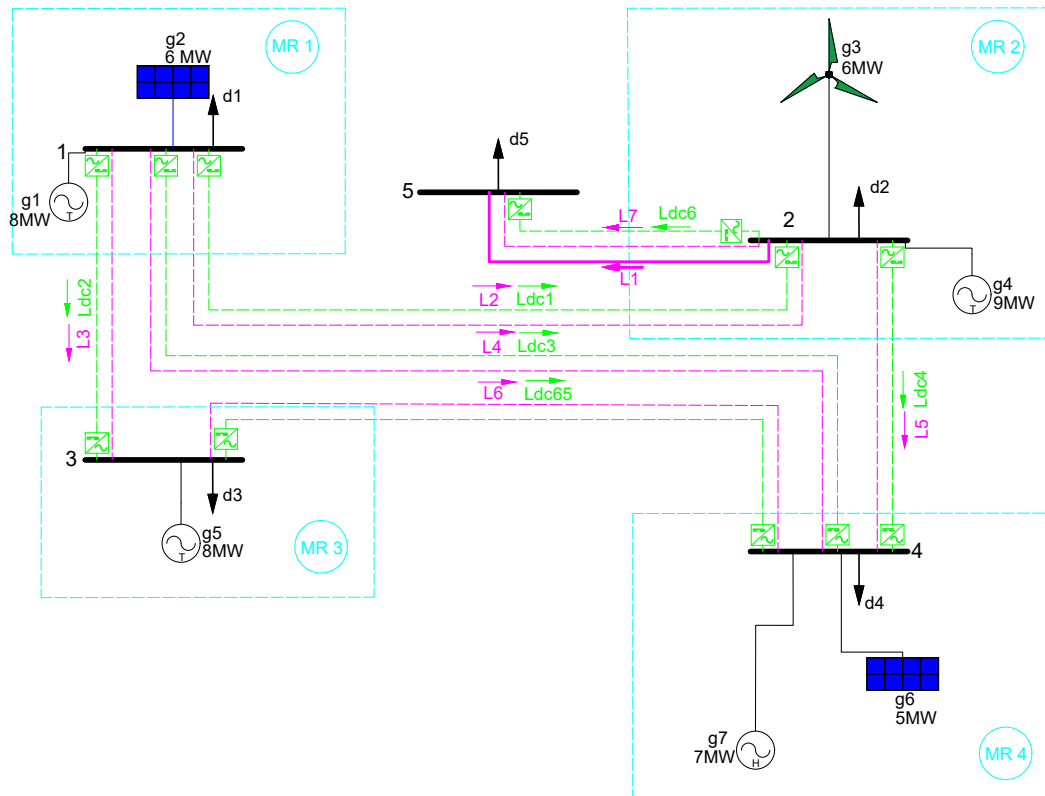


Figura 2.9: Esquema base Sistema MRs PET.

Tabla 2.11: Resultados del PET.

| τ | $C^{Prod}[\$]$ | $C^{Inv}[\$]$ | ENS [\\$] | FO [\\$] | ENS [MWh] |
|--------|----------------|---------------|---------------|---------------|-----------|
| 5 | 46'552.760 | 253.330 | 48'902.870 | 95'708.958 | 56.475 |
| 7 | 72'056.470 | 392.920 | 138'985.800 | 211'435.240 | 161.050 |
| 10 | 114'087.400 | 491.150 | 501'371.200 | 615'949.778 | 579.882 |
| 12 | 137'956.200 | 501.490 | 1.038'992.000 | 1.177'449.645 | 1'198.103 |

Las Figuras 2.10 y 2.11 muestran los resultados del balance energético del sistema, el diagrama unifilar como resultado del problema de optimización PET para un horizonte de planificación de $\tau = 5$ años, el balance energético por MR y los flujos de potencia por las líneas tanto existente como las consideradas en la etapa de inversión. La planificación óptima ha determinado que es necesario interconectar todas las microredes mediante líneas de interconexión AC, de todas las líneas candidatas, la ℓ_5 no ha sido considerada dentro de la etapa de inversión.

En la MR_1 se observa que la generación renovable g_{2s} desplaza la generación térmica g_{t1} durante las horas del medio día, incluso comparte sus excedentes durante algunas horas; sin embargo, también aprovecha la energía más barata de MRs vecinas. La demanda de esta micro red es satisfecha en su totalidad.

Tabla 2.12: Selección óptimo de líneas de interconexión modelo PET.

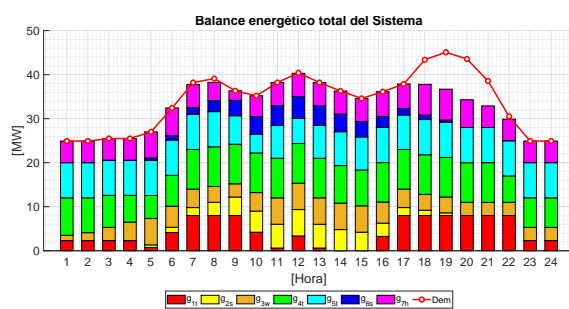
| τ | Líneas seleccionadas por el modelo [MW] |
|--------|--|
| 5 | $l_{2,[2]}, l_{3,[2]}, l_{4,[2]}, l_{6,[2]}, l_{7,[3]}$ |
| 7 | $l_{2,[3]}, l_{3,[2]}, l_{4,[2]}, l_{5,[2]}, l_{6,[3]}, l_{7,[3]}$ |
| 10 | $l_{2,[3]}, l_{3,[3]}, l_{4,[4]}, l_{5,[2]}, l_{6,[4]}, l_{7,[3]}$ |
| 12 | $l_{2,[5]}, l_{3,[2]}, l_{4,[4]}, l_{5,[2]}, l_{6,[4]}, l_{7,[2]}$ |

La MR_2 , no logra satisfacer su propia demanda ($d_2 + d_5$), exclusivamente la demanda d_5 durante varias horas de día, en otras ocasiones es capaz de compartir sus excedentes de energía con la MR_1 a través de la línea AC l_2 . En esta micro red también se observa que la generación renovable desplaza a la generación térmica.

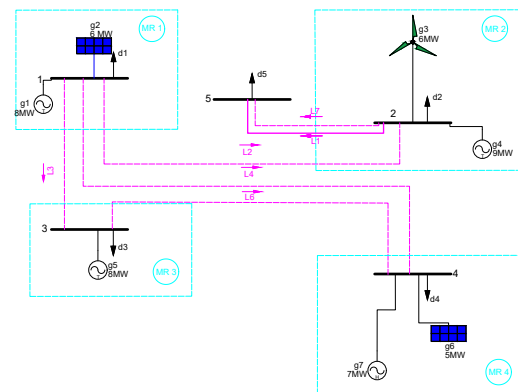
La demanda de la MR_3 es abastecida en su totalidad por su propia generación térmica y aportes de generación renovables de MRs vecinas, especialmente durante las horas del medio día.

La MR_4 compuesta por generación renovable no logra cubrir su propia demanda principalmente durante las horas pico, en la cual su producción es baja; sin embargo, durante las horas del medio día comparte sus excedente con las MRs vecinas.

Nótese además que las dicisiones del modelo PET busca reducir los costos totales del sistema, es por ello que con las líneas de interconexión busca satisfacer las demandas con mayor costo de ENS como es el caso de las demandas d_1 y d_3 , mismas que son satisfechas en su totalidad por su propia generación y de las microredes vecinas.



(a) Balance de potencia



(b) Diagrama unifilar

 Figura 2.10: Balance de potencia modelo determinista PET, $\tau = 5$.

Como era de esperarse, el modelo no ha seleccionado ninguna línea DC debido a sus altos costos de inversión. Del análisis de la literatura se ha observado que las líneas DC son competitivas frente a las líneas AC cuando se requiere el transporte masivo de potencia a distancias mayores a 200 km; sin embargo en este trabajo de investigación se ha incluido dichas líneas DC. Como una estrategia didáctica, en los datos del modelo se ha reducido

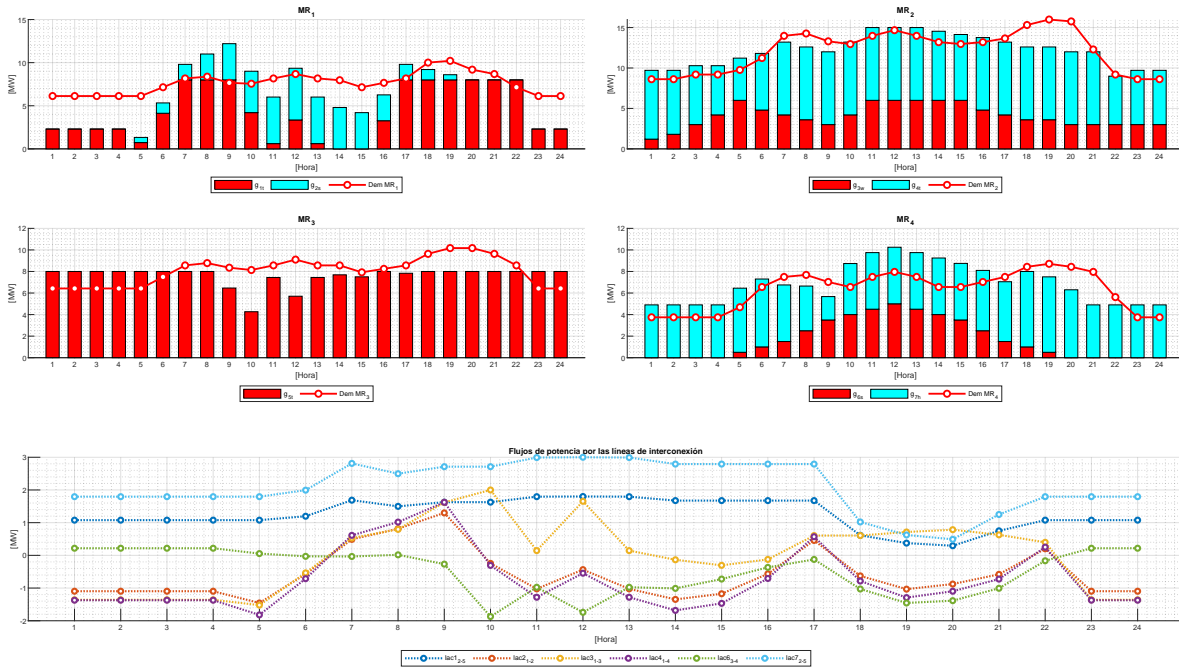


Figura 2.11: Balance de potencia por MR modelo determinista PET, $\tau = 5$.

los costos de las estaciones convertoras de las líneas DC a 25.000 \$/MW y vemos que el modelo da como resultado en la etapa de inversión la construcción de una línea AC y 3 líneas DC: ($l_{7,[3MW]}$, $ldc_{1,[2MW]}$, $ldc_{2,[2MW]}$, $ldc_{3,[2MW]}$), por lo que se evidencia los resultados esperados del modelo PET.

Planificación de largo plazo determinista de la Expansión de la Transmisión y Generación de MRs eléctricas aisladas - PET&G

De los resultados de la estimación de la demanda y del problema PET mediante líneas de interconexión para diferentes horizontes de planificación se ha evidenciado la necesidad de inserción de nuevas unidades de generación para satisfacer la demanda del sistema. Por lo tanto, a continuación se analizará el problema de la Planificación de la Transmisión y Generación PET&G considerando la inserción de nuevas unidades de generación.

La Función Objetivo representada por la ecuación (2.1) busca minimizar los costos de inversión y los costos de operación del sistema al mismo tiempo, misma que considera los costos de inversión de las líneas tanto AC como DC, costos de producción de las unidades de generación existente, costos de la energía no suministrada y costos de inversión y producción de las unidades de generación candidatas.

La potencia de la generación convencional y renovable candidatas, se deciden en función de la demanda estimada para un horizonte de planificación de τ años, que asume será cubierta por las decisiones de inversión en dicho horizonte de tiempo.

En la Figura 2.12 se presentan los elementos existentes del sistema, así como las líneas

y unidades de generación candidatas que serán consideradas para el problema PET&G. Para este propósito se considera seis líneas AC candidatas, seis líneas DC candidatas y cinco unidades de generación candidatas.

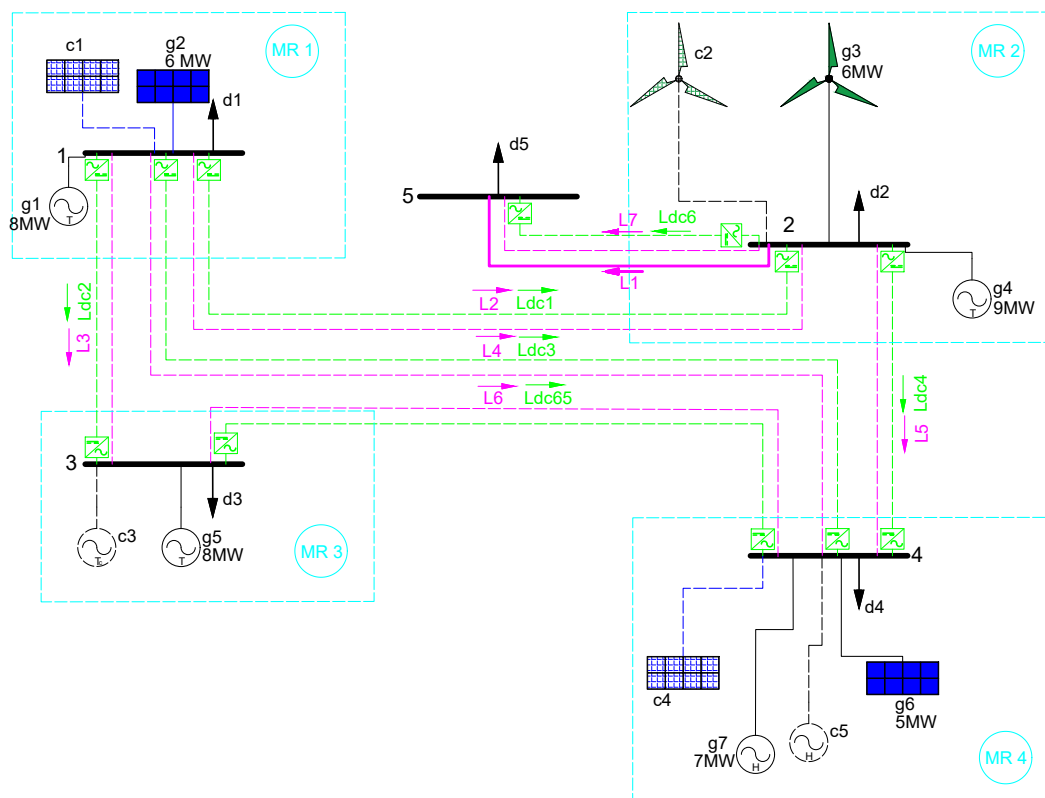


Figura 2.12: Esquema base Sistema MRs PET&G.

Las Tablas 2.7 y 2.9 proporcionan los datos de líneas candidatas AC y DC, respectivamente; mientras que las Tablas 2.8 y 2.10 se presentan las opciones de transferencia de potencia de las líneas candidatas.

Por otro lado, la Tabla 2.13 presenta los datos de cinco unidades de generación candidatas. La segunda columna representa el nodo de ubicación, la tercera columna define el tipo de tecnología, las columnas 4-7 representan las opciones de capacidad constructiva de los generadores, la columna 8 representa los costos de producción y finalmente la columna 9 indica el costo de inversión de las unidades generadoras por unidad de potencia.

Con base en los análisis de la Tabla 2.1, los costos de producción de las unidades candidatas se han considerado ligeramente menores a los costos de unidades existentes.

En cuanto a los costos de inversión en generación eólica, se considera un proyecto ecuatoriano, como es el caso del Proyecto Eólico Minas de Huascachaca de 50 MW de propiedad de ELECAUSTRO S.A., cuya inversión total asciende a un valor de \$ 89'000.000 lo que representa una inversión de 1'780.000 \$/MW. La inversión de las unidades fotovoltaicas

se ha considerado los resultados del estudio de pre-factibilidad de la planta fotovoltaica en el Ecuador para autoconsumo de la central termoeléctrica El Descanso de ELECAUSTRO S.A., [Pesántez, 2020], cuyo precio unitario 1'865.350 \$/MW. Para el caso de la central térmica, también se considera un proyecto ecuatoriano con un costo de inversión de 101'400.000 que corresponde a la central termoeléctrica Esmeraldas II de 96 MW, representando un costo unitario de 1.056.250 \$/MW. Por último, para el caso de la generación hidroeléctrica se considera el costo del proyecto hidroeléctrico Soldados - Yanuncay de 21,8 MW de propiedad de ELECAUSTRO S.A., cuyo presupuesto referencial de inversión asciende a \$ 88'000.000 dando un costo unitario de 4'000.000 \$/MW.

Las curvas de potencia de cada una de las unidades de generación candidatas se considera como referencia las curvas de los proyectos antes mencionados.

Tabla 2.13: Datos de generadores candidatos.

| Unidad de Generación | Nodo | Tipo | $P_c^{C^{max}}$ [MW] | | | | Cc^C [\$/MWh] | Ic^C [\$/MW] |
|----------------------|-------|----------------|----------------------|-------|-------|-------|-----------------|----------------|
| | | | q_1 | q_2 | q_3 | q_4 | | |
| c_1 | n_1 | fotovoltaico | 0 | 1 | 2 | 4 | 5,70 | 1'865.350 |
| c_2 | n_2 | eólico | 0 | 2 | 4 | 6 | 7,50 | 1'780.000 |
| c_3 | n_3 | térmico | 0 | 1 | 2 | 3 | 46,00 | 1'056.250 |
| c_4 | n_4 | fotovoltaico | 0 | 1 | 2 | 4 | 5,70 | 1'865.350 |
| c_5 | n_4 | hidroeléctrico | 0 | 1,5 | 3 | 4,5 | 8,00 | 4'000.000 |

Bajo estas consideraciones se ha ejecutado el modelo determinista del problema PET&G para diferentes horizontes de planificación, de la cual se ha obtenido los resultados mostrados en la Tabla 2.14. En resumen se muestra el costo óptimo del sistema como resultado de la Función Objetivo, los costos incurridos por la energía no suministrada, costos de producción tanto de la generación existente como candidata y los costos de inversión de las líneas de interconexión y unidades de generación.

La selección óptima de las líneas de interconexión y unidades de generación candidatas se resumen en las Tablas 2.15 y 2.16, respectivamente. Es importante mencionar que el modelo no ha seleccionado ninguna línea DC debido a sus altos costos de inversión.

Los resultados del modelo de optimización del problema PET&G presentan una disminución en la ENS, en los costos de producción y por ende los resultados de la F.O en comparación con los resultados del modelo de optimización del problema PET, esto debido a que se cuenta con nuevas unidades de generación, que junto a las líneas de interconexión permiten el intercambio de energía entre las MRs.

En las Figuras 2.13 y 2.14 se ilustra el balance energético del sistema, el diagrama unifilar del resultado de las decisiones de inversión en las líneas de interconexión y unidades de generación candidatas, y el balance energético por cada MR como resultados del problema PET&G para un horizonte de $\tau = 7$ años y los flujos de potencia por las líneas de interconexión.

Tabla 2.14: Resultados del modelo del problema PET&G.

| τ | $C^{Prod}[\$]$ | | $C^{Inv}[\$]$ | | |
|--------|----------------|-------------|---------------|-------------|-------------|
| | Existente | Candidata | ℓ | ℓ_{dc} | Generadores |
| 5 | 33'193.280 | 7'374.825 | 336.050 | | 13'848.750 |
| 7 | 47'156.450 | 12'044.780 | 398.090 | | 31'848.750 |
| 10 | 78'731.310 | 18'538.350 | 470.470 | | 46'771.550 |
| 12 | 112'212.200 | 22'246.020 | 470.470 | | 46'771.550 |
| τ | ENS [MWh] | ENS [\\$] | FO [\\$] | | |
| 5 | 13.074 | 11'505.390 | 66'258.287 | | |
| 7 | 18.408 | 15'646.730 | 107'094.809 | | |
| 10 | 134.151 | 115'620.900 | 260'132.566 | | |
| 12 | 324.711 | 280'641.900 | 462'342.102 | | |

Tabla 2.15: Selección óptima de líneas de interconexión modelo PET&G.

| τ | Líneas seleccionadas por el modelo [MW] |
|--------|--|
| 5 | $\ell_{2,[2]}, \ell_{3,[3]}, \ell_{4,[3]}, \ell_{5,[2]}, \ell_{7,[4]}$ |
| 7 | $\ell_{2,[2]}, \ell_{3,[3]}, \ell_{4,[3]}, \ell_{5,[2]}, \ell_{6,[2]}, \ell_{7,[4]}$ |
| 10 | $\ell_{2,[2]}, \ell_{3,[3]}, \ell_{4,[3]}, \ell_{5,[3]}, \ell_{6,[3]}, \ell_{7,[4]}$ |
| 12 | $\ell_{2,[4]}, \ell_{3,[2]}, \ell_{4,[3]}, \ell_{5,[2]}, \ell_{6,[3]}, \ell_{7,[5]}$ |

El modelo de optimización del problema PET&G ha determinado la inversión de unidades de generación con capacidad de generación durante las horas pico, lo que ha permitido reducir los valores de ENS de la demanda durante este periodo, aunque en las horas 19, 20 y 21 la demanda d_5 no es suplida en su totalidad. El resultado del modelo de optimización no ha considerado necesario en la inversión de plantas fotovoltaicas ya que durante el día se cuenta con suficiente generación para satisfacer la demanda del sistema, lo que resulta más económico invertir en centrales con capacidad de producción en las horas pico con la finalidad de reducir los costos incurridos por la energía no suministrada.

El modelo de optimización del problema PET&G ha logrado interconectar todas las MRs mediante líneas AC con capacidad de transferencia óptima determinada en la etapa de inversión, donde en la Figura 2.14 se observa los flujos de potencia por las líneas de interconexión.

La MR_1 es suministrada de energía desde las MRs vecinas debido a su menor costo de producción, nótese que en esta MR se ha desplazado la generación térmica tanto por su

Tabla 2.16: Selección óptima de unidades de generación modelo PET&G.

| τ | Unidades de Generación [MW] |
|--------|--|
| 5 | $c_{2w,[6]}, c_{3t,[3]}$ |
| 7 | $c_{2w,[6]}, c_{3t,[3]}, c_{5h,[4,5]}$ |
| 10 | $c_{1s,[4]}, c_{2w,[6]}, c_{3t,[3]}, c_{4s,[4]}, c_{5h,[4,5]}$ |
| 12 | $c_{1s,[4]}, c_{2w,[6]}, c_{3t,[3]}, c_{4s,[4]}, c_{5h,[4,5]}$ |

propia generación como la generación de MRs vecinas.

La MR_2 también desplaza la generación térmica y además es abastecida desde la MR_4 mediante la línea ℓ_5 ; sin embargo, durante las horas pico no es capaz de suplir la demanda d_5 .

La MR_3 , durante la mayor parte del día genera a su máxima capacidad y comparte su energía con las microredes vecinas; sin embargo, en caso de que la demanda es muy bajo como es el caso de la hora 5 prefiere consumir la energía renovable de la MR_4 .

La MR_4 , durante la mayor parte del día satisface su propia demanda e incluso tiene la capacidad de compartir energía con las MRs vecinas, excepto en la hora 21, cuando requiere energía de las demás micro redes eléctricas.

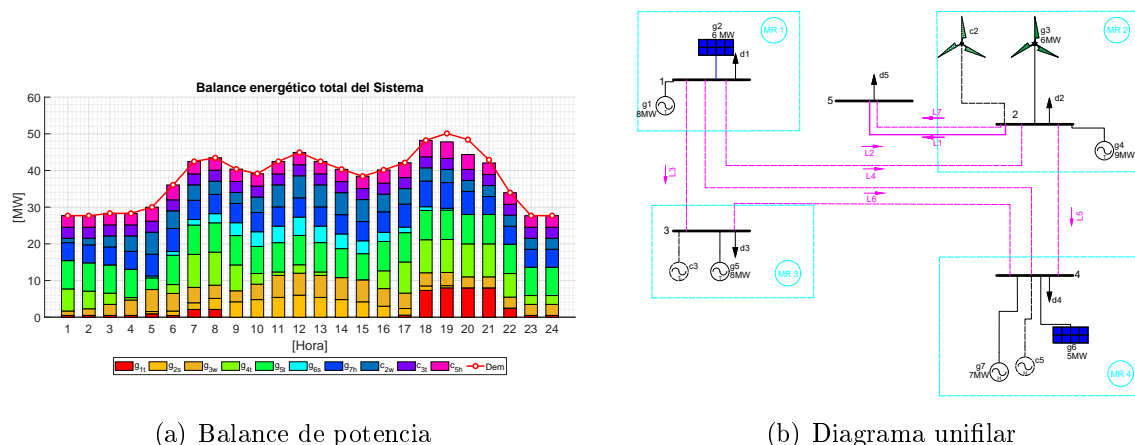


Figura 2.13: Balance de potencia modelo determinista PET&G, $\tau = 7$.

Finalmente, los resultados del modelo de optimización del problema PET&G para los horizontes de planificación de 10 y 12 años, han determinado necesario la inversión de todas las unidades de generación candidatas, incluyendo las unidades de generación fotovoltaica e inversión en líneas de interconexión. Comparando los resultados de las Tablas 2.11 y 2.14, nótese la disminución de costos totales del sistema.

Planificación de largo plazo determinista de la Expansión de la Transmisión, Generación y Almacenamiento de energía de MRs eléctricas aisladas - PET&GA

El modelo de optimización del problema PET&G no ha sido suficiente para cubrir toda la demanda del sistema, por esta razón, en esta parte se analizará la inserción de los ESS. El uso de los sistemas de almacenamiento se debe al incremento de generación basado en fuentes de energía renovables, altos costos de energía no suministrada durante las horas pico y por temas ambientales. Estos sistemas ayudan a evitar inversiones en infraestructura como la instalación de nuevas unidades de generación térmica, así como la construcción de nuevas líneas de interconexión, mejorando la confiabilidad del servicio

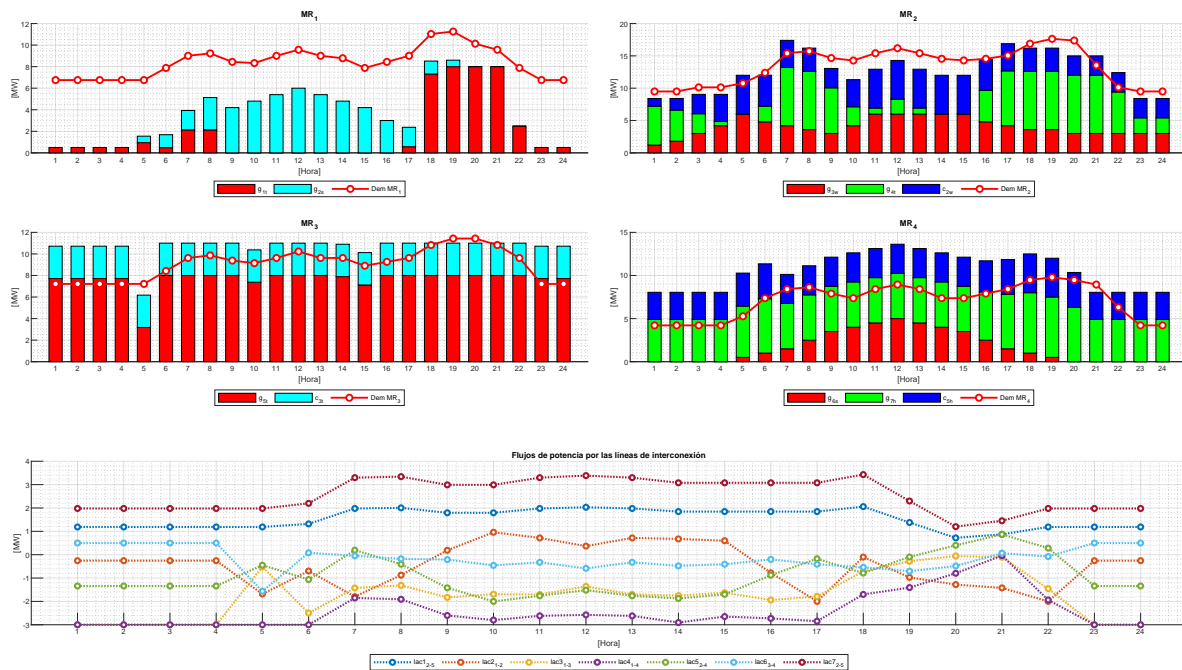


Figura 2.14: Balance de potencia por MR modelo determinista PET&G, $\tau = 7$.

eléctrico y permitiendo el desarrollo de redes eléctricas inteligentes.

Por lo tanto, a continuación se analiza la Planificación de Expansión de la Transmisión, Generación y Almacenamiento de energía PET&GA.

La Función Objetivo representada por la ecuación (2.1) busca minimizar los costos de inversión y los costos de operación del sistema al mismo tiempo, misma que considera los costos de inversión de las líneas, costos de producción de las unidades de generación existente, costos de la energía no suministrada, costos de inversión y producción de las unidades de generación candidatas y costos de inversión en sistemas de almacenamiento de energía. Se considera la posibilidad de construir seis líneas de interconexión AC, seis líneas de interconexión DC, cinco unidades de generación y seis sistemas de almacenamiento de energía, cada una conformada por cuatro unidades de almacenamiento, tal como se ilustra en la Figura 2.15.

En la Tabla 2.17 se muestran los datos de los ESS candidatos. En la parte superior: la columna 2 representa el nodo en donde se encuentra conectado las unidades de almacenamiento, la columna 3 describe el tipo de tecnología, las columnas 4, 5 y 6 representan los valores iniciales, mínimos y máximos del SOC de las unidades de almacenamiento, las columnas 7 y 8 son los valores máximos y mínimos de potencia de descarga de las unidades de almacenamiento; mientras que en las columnas 3 y 4 de la parte inferior representan los valores máximos y mínimos de potencia de carga de las unidades de almacenamiento, las columnas 5 y 6 representan la eficiencia de descarga y carga y finalmente la columna 7 representa el costo de inversión en \$/MWh. Los estados de carga inicial, estado de carga mínimo y potencias de carga y descarga máximos y mínimos son considerados como un

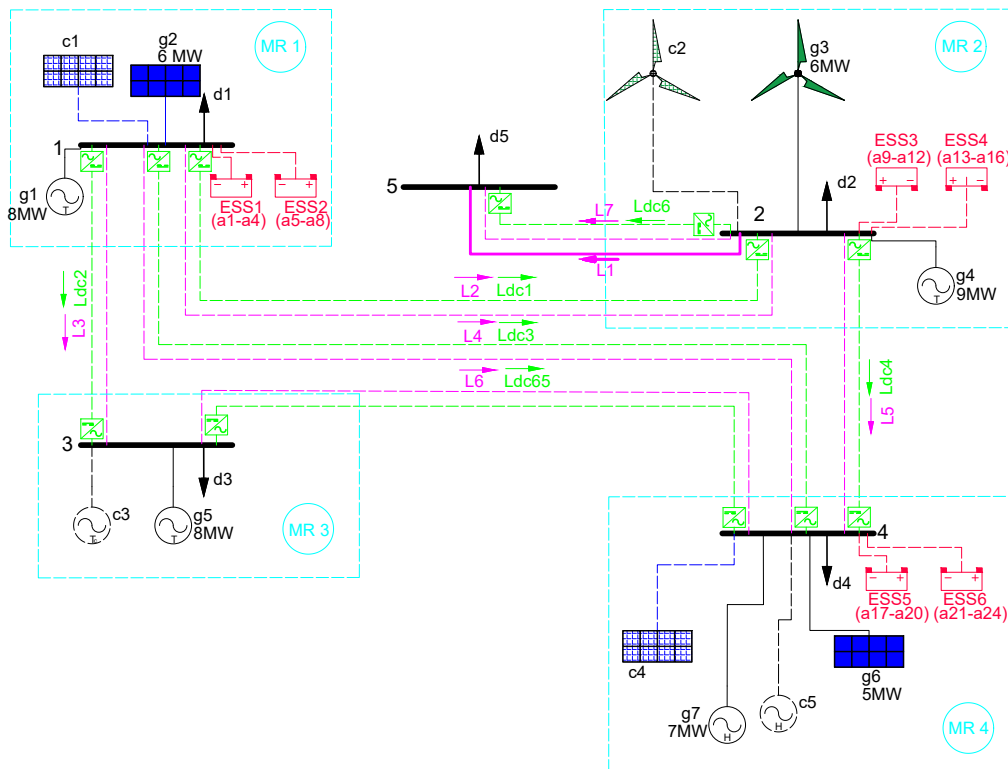


Figura 2.15: Esquema base Sistema MRs PET&GA.

porcentaje del estado de carga máxima de cada unidad de almacenamiento.

Los costos de inversión de los sistemas de almacenamiento de energía se han tomado como referencia los valores analizados por la Agencia Internacional de Energías Renovables - IRENA, [Ralon et al., 2017], del cual se ha considerado baterías ion de litio tipo LFP (lithium iron phosphate) y baterías de flujo redox de vanadio VRFB (vanadium redox flow battery) cuyos costos de inversión es de 350.000 \$/MWh y 315.000 \$/MWh, respectivamente. La eficiencia de la batería de ion litio se encuentra entre el 92 % y 96 % con una profundidad de descarga entre el 80 % y 100 %, mientras que la batería VRFB tiene una eficiencia entre el 67 % y 95 % con una profundidad de descarga del 100 %. Finalmente la potencia máxima de descarga y carga del ESS tipo LFP se ha considerado como el 20 % del estado de carga máximo, [Soroudi, 2017]; mientras que para el ESS tipo VRFB se ha considerado el 30 %.

Bajo estas consideraciones se ha ejecutado el modelo de optimización determinista del problema PET&GA para diferentes horizontes de planificación, de la cual se ha obtenido los resultados resumidos en la Tabla 2.18.

Los resultados del modelo de optimización del problema PET&GA presentan una disminución de la ENS, sus costos y por ende los resultados de la F.O en comparación con los resultados de los problemas PET y PET&G, esto debido a que la inserción de las unida-

Tabla 2.17: Datos sistemas de almacenamiento.

| $\#ESS$ | $nodo$ | Tipo | SOC_a^0 [%] | SOC_a^{min} [%] | SOC_a^{max} [MWh] | $P_a^{dis,max}$ [%] | $P_a^{dis,min}$ [%] |
|-----------------------|--------|------|------------------|----------------------|------------------------|------------------------|------------------------|
| $ESS_1 - a_{(1-4)}$ | n_1 | LFP | 0,25 | 0,20 | 4,00 | 0,20 | 0,02 |
| $ESS_2 - a_{(5-8)}$ | n_1 | VRFB | 0,15 | 0,10 | 3,00 | 0,30 | 0,02 |
| $ESS_3 - a_{(9-12)}$ | n_2 | LFP | 0,25 | 0,20 | 4,00 | 0,20 | 0,02 |
| $ESS_4 - a_{(13-16)}$ | n_2 | VRFB | 0,15 | 0,10 | 3,00 | 0,30 | 0,02 |
| $ESS_5 - a_{(17-20)}$ | n_4 | LFP | 0,25 | 0,20 | 4,00 | 0,20 | 0,02 |
| $ESS_6 - a_{(21-24)}$ | n_4 | VRFB | 0,15 | 0,10 | 3,00 | 0,30 | 0,02 |

| $\#ESS$ | $nodo$ | $P_a^{ch,max}$ [%] | $P_a^{ch,min}$ [%] | η_a^{dis} [%] | η_a^{ch} [%] | I_a^A [\$/MWh] |
|-----------------------|--------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|----------------------|---------------------|
| $ESS_1 - a_{(1-4)}$ | n_1 | 0,20 | 0,02 | 0,93 | 0,95 | 350.000 |
| $ESS_2 - a_{(5-8)}$ | n_1 | 0,30 | 0,02 | 0,92 | 0,94 | 315.000 |
| $ESS_3 - a_{(9-12)}$ | n_1 | 0,20 | 0,02 | 0,93 | 0,95 | 350.000 |
| $ESS_4 - a_{(13-16)}$ | n_1 | 0,30 | 0,02 | 0,92 | 0,94 | 315.000 |
| $ESS_5 - a_{(17-20)}$ | n_1 | 0,20 | 0,02 | 0,93 | 0,95 | 350.000 |
| $ESS_6 - a_{(21-24)}$ | n_1 | 0,30 | 0,02 | 0,92 | 0,94 | 315.000 |

des de almacenamiento de energía permiten acumular los excedentes de energía en horas de mayor producción e inyectar al sistema en horas de déficit de generación o disminuir los costos por el desplazamiento de generación de unidades más caras.

Nótese la diferencia en la energía no suministrada entre los horizontes de planificación de 10 y 12 años. Para $\tau = 12$ a pesar de que la demanda del sistema es mayor la energía no suministrada es menor con respecto al horizonte de planificación $\tau = 10$ debido a que la demanda es cubierta por nuevas unidades de generación y los sistemas de almacenamiento de energía, excepto al a_{19} .

Las Figuras 2.16 y 2.17 muestran el balance energético del sistema, el diagrama unifilar del resultado de las decisiones de inversión en las líneas de interconexión, unidades de generación candidatas, sistemas de almacenamiento de energía, balance energético por cada MR y los flujos de potencia por las líneas de interconexión como resultado del problema PET&GA para un horizonte de planificación de $\tau = 7$ años.

El modelo de optimización del problema PET&GA ha determinado la inversión de unidades de generación con potencia óptima en las horas pico, junto a los sistemas de almacenamiento y líneas de interconexión han permitido reducir la energía no suministrada. El resultado del modelo de optimización no ha considerado necesario en la inversión de plantas fotovoltaicas ya que durante el día se cuenta con suficiente generación para satisfacer la demanda del sistema, lo que resulta más económico invertir en centrales con capacidad de producción en las horas pico con la finalidad de reducir los costos incurridos por la energía no suministrada.

Para $\tau = 7$, el modelo PET&GA ha interconectado todas las microredes, ha considerado dos unidades de generación c_{2w} y c_{3t} con capacidad óptima de 6 y 3 MW de potencia y

Tabla 2.18: Resultados modelo determinista PET&GA - caso base.

| τ | $C^{Prod}[\$]$ | | $C^{Inv}[\$]$ | | | | FO[\$] |
|--------|---|------------|--|-------------|------------|------------|-------------|
| | Existente | Candidata | ℓ | ℓ_{dc} | Gen | ESS | |
| 5 | 40'178.680 | 6'487.875 | 242.990 | | 6'728.750 | 6'125.000 | 60'438.159 |
| 7 | 58'576.000 | 10'324.750 | 294.690 | | 13'848.750 | 8'015.000 | 99'615.121 |
| 10 | 98'119.950 | 17'206.830 | 330.880 | | 31'848.750 | 14'140.000 | 175'933.522 |
| 12 | 130'304.900 | 22'246.020 | 367.070 | | 46'771.550 | 26'740.000 | 228'989.013 |
| τ | ENS [MWh] | ENS [\$] | Generación [MW] | | | | |
| 5 | 766 | 674.868 | $c_{2w[2]}, c_{3t[3]}$ | | | | |
| 7 | 9.722 | 8'555.924 | $c_{2w[6]}, c_{3t[3]}$ | | | | |
| 10 | 16.670 | 14'287.110 | $c_{2w[6]}, c_{3t[3]}, c_{5h[4,5]}$ | | | | |
| 12 | 2.860 | 2'559.508 | $c_{1s[4]}, c_{2w[6]}, c_{3t[3]}, c_{4s[4]}, c_{5h[4,5]}$ | | | | |
| τ | ESS | | Líneas [MW] | | | | |
| 5 | $a_7, a_9, a_{14}, a_{16}, a_{21}, a_{22}$ | | $\ell_{3[3]}, \ell_{4[2]}, \ell_{6[2]}, \ell_{7[4]}$ | | | | |
| 7 | $a_9, a_{13}, a_{14}, a_{15}, a_{21}, a_{22}, a_{23}, a_{24}$ | | $\ell_{2[2]}, \ell_{3[3]}, \ell_{4[2]}, \ell_{6[2]}, \ell_{7[4]}$ | | | | |
| 10 | $a_5 - a_8, a_9, a_{11}, a_{13} - a_{16}, a_{21} - a_{24}$ | | $\ell_{2[2]}, \ell_{3[3]}, \ell_{4[3]}, \ell_{6[2]}, \ell_{7[5]}$ | | | | |
| 12 | Todas las unidades, excepto a_{19} | | $\ell_{2[2]}, \ell_{3[2]}, \ell_{4[2]}, \ell_{5[2]}, \ell_{6[2]}, \ell_{7[5]}$ | | | | |

tres sistemas de almacenamiento $ESS_3(a_7)$, $ESS_4(a_{13}, a_{14}, a_{15})$ y $ESS_6(a_{21}, a_{22}, a_{23}, a_{24})$. El exceso de energía producida durante las horas de la mañana y del medio día es almacenada en los sistemas de almacenamiento y descargadas durante las horas pico.

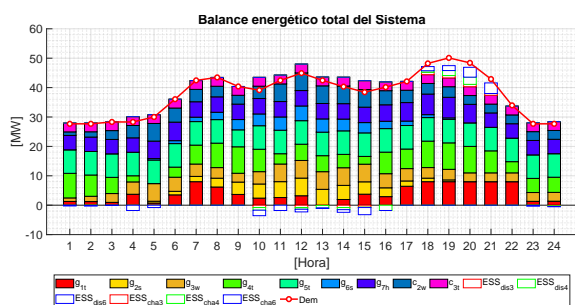
En la MR_1 se observa que la generación térmica es desplazada por su propia generación renovable y la generación de las microredes vecinas mediante las líneas de interconexión, se observa que a la hora 7 esta MR también comparte su excedente de generación.

En la MR_2 también se observa que la generación térmica es desplazada por su propia generación renovable y comparte sus excedentes de energía con las microredes vecinas. En esta micro red, el modelo ha seleccionado dos sistemas de almacenamiento de energía (ESS_3 y ESS_4), la carga de estos sistemas se realizan durante las horas del medio día debido al exceso de generación renovable e inyecta su energía almacenada durante las horas pico.

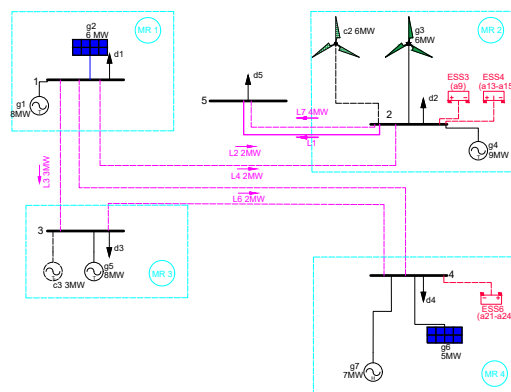
La MR_3 comparte sus excedentes con la MR_1 a través de la línea ℓ_3 y sus unidades de generación operan a su mayor capacidad, excepto durante la hora 9, hora en la cual por temas económicos es preferible importar energía, esta micro red no ha considerado unidades de almacenamiento.

La MR_4 esta compuesto por fuentes energía renovables y un sistema de almacenamiento de energía (ESS_6). Este sistema de almacenamiento es cargado durante las horas de la mañana y del medio día y descargado al sistema durante las horas pico. La demanda d_4 no es cubierta en su totalidad especialmente durante las horas pico del día.

Finalmente, los resultados del modelo de optimización determinista del problema PET&GA para los horizontes de planificación de 10 y 12 años, ha determinado la necesidad de in-



(a) Balance de potencia



(b) Diagrama unifilar

Figura 2.16: Balance de potencia modelo determinista PET&GA, $\tau = 7$.

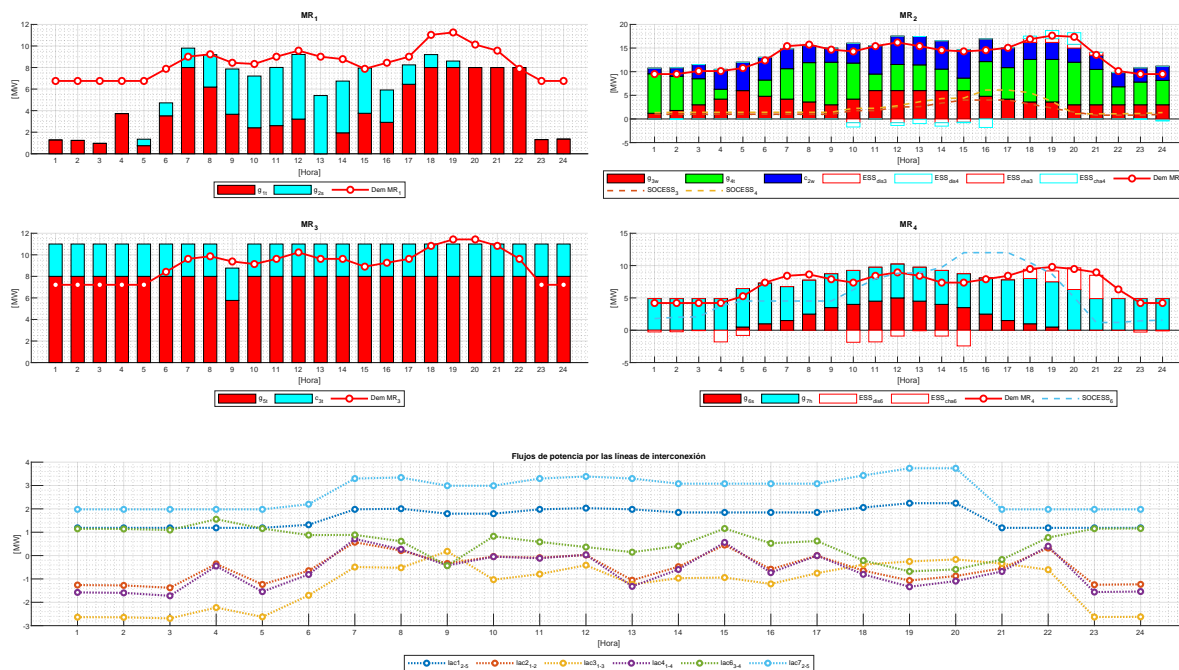


Figura 2.17: Balance de potencia por MR modelo determinista PET&GA, $\tau = 7$.

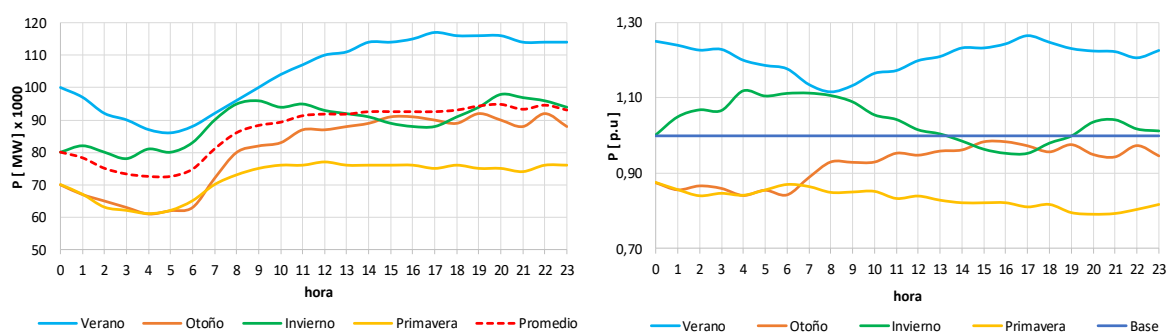
versión en más unidades de generación y más sistemas de almacenamiento de energía, consiguiendo de esta manera disminuir considerablemente la demanda no suministrada y con ello sus costos y el costo total del sistema. La planificación de la expansión de la transmisión ha seleccionado únicamente las líneas de interconexión AC que son técnica y económicamente viable.

Comparando las Tablas 2.11, 2.14 y 2.18, se observa evidentemente la disminución de los costos totales del sistema debido al ingreso de nuevas unidades de generación, líneas de interconexión tanto AC como DC y los sistemas de almacenamiento de energía, lo que ha disminuido la demanda no suministrada del sistema y por consiguiente sus respectivos costos.

Análisis del modelo de optimización del problema de PET&GA para curvas de demanda de diferentes estaciones del año

Con la finalidad de comparar los diferentes resultados de la Planificación de la Expansión de Transmisión, Generación y Almacenamiento de energía, se propone cinco escenarios de demanda. El caso que se ha analizado previamente, se denomina caso base, y los demás escenarios de demanda corresponden a las curvas de demanda de las diferentes estaciones del año: verano, otoño, invierno y primavera.

En la Figura 2.18 se muestra la demanda de energía para cada estación del año de la interconexión Pennsylvania-New Jersey-Maryland - PEJ. La gráfica de la derecha representa la variación de la demanda de cada estación con respecto al promedio horario que afectará directamente a la curva diaria de cada microred del caso base.



(a) Demanda por estación PEJ

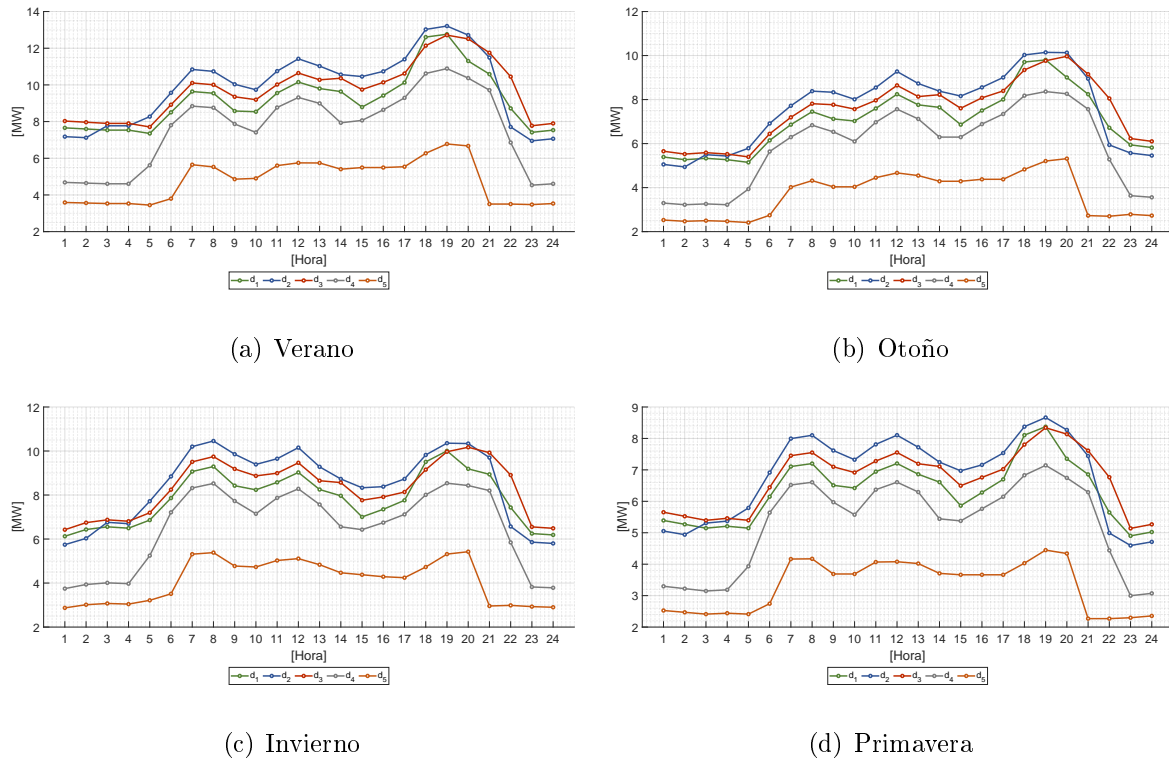
(b) Demanda por estación PEJ p.u

Figura 2.18: Demanda por estaciones del año PEJ.

En este sentido, en la Figura 2.19 se muestran las curvas de demanda de las microredes del sistema bajo análisis para cada estación del año (verano, otoño, invierno y primavera) y para un horizonte de planificación de $\tau = 5$ años, además, en la Figura 2.6 se ilustró las curvas de demanda para caso base de estudio, así mismo para un horizonte de planificación de $\tau = 5$ años.

Nótese que en el periodo de verano se presenta una mayor demanda en el sistema, mientras que durante el periodo de primavera la menor demanda del sistema.

En las Tablas 2.18, 2.19, 2.20, 2.21 y 2.22 se muestran los resultados del modelo de optimización desde el enfoque determinista del problema de Planificación de Expansión de la Transmisión, Generación y Almacenamiento de energía del sistema bajo análisis para los escenarios de demanda correspondiente al caso base, y las estaciones del año (verano, otoño, invierno y primavera), respectivamente, en las cuales, además se han considerado diferentes horizontes de planificación.

Figura 2.19: Demanda por estaciones del año, $\tau = 5$ años.

Por un lado se muestra los costos de producción, inversión y por consiguiente los costos totales del sistema que se obtiene como resultado de la optimización de la función objetivo del modelo determinista del problema PET&GA. Por otro lado, también se muestra la selección de líneas de interconexión, unidades de generación y almacenamiento de energía, así como también su capacidad óptima.

Nótese que el modelo determinista no ha seleccionado ninguna de las líneas de interconexión DC para ninguna de las estaciones del año, debido a que sus altos costos de inversión lo hacen económicamente inviable para microrredes eléctricas.

Para el caso del periodo de verano, en el cual se presenta la mayor demanda del sistema, se observa que para los horizontes de planificación de $\tau = 10$ y $\tau = 12$ años, la inversión en las unidades de almacenamiento de energía disminuyen con respecto a los dos primeros horizontes de planificación debido a que las microrredes alimentan sus propias demandas y sus pequeños excedentes de energía son compartidas mediante líneas de interconexión, por lo que no se requiere una capacidad adicional de almacenamiento de energía.

Tabla 2.19: Resultados modelo determinista PET&GA - Verano.

| τ | $C^{Prod}[\$]$ | | $C^{Inv}[\$]$ | | | | FO[\$] |
|--------|--|-------------|--|-------------|------------|------------|-------------|
| | Existente | Candidata | ℓ | ℓ_{dc} | Gen | ESS | |
| 5 | 49'200.700 | 7'374.825 | 305.030 | | 13'848.750 | 16'940.000 | 94'889.088 |
| 7 | 73'137.940 | 12'044.780 | 336.050 | | 31'848.750 | 22'995.000 | 140'362.520 |
| 10 | 114'075.600 | 18'538.350 | 491.150 | | 46'771.550 | 15'995.000 | 414'881.985 |
| 12 | 137'956.200 | 22'246.020 | 646.250 | | 46'771.550 | 5'180.000 | 981'307.888 |
| τ | ENS [MWh] | ENS [\$] | Generación [MW] | | | | |
| 5 | 8.057 | 7'219.785 | $c_{2w[2]}, c_{3t[3]}$ | | | | |
| 7 | 0 | 0 | $c_{2w[6]}, c_{3t[3]}, c_{5h[4,5]}$ | | | | |
| 10 | 254.841 | 219'010.300 | $c_{1s[4]}, c_{2w[6]}, c_{3t[3]}, c_{4s[4]}, c_{5h[4,5]}$ | | | | |
| 12 | 887.483 | 768'507.800 | $c_{1s[4]}, c_{2w[6]}, c_{3t[3]}, c_{4s[4]}, c_{5h[4,5]}$ | | | | |
| τ | ESS | | Líneas [MW] | | | | |
| 5 | $a_2, a_4, a_5-a_8, a_9, a_{10}, a_{13}-a_{16}, a_{21}-a_{24}$ | | $\ell_{2[2]}, \ell_{3[2]}, \ell_{4[2]}, \ell_{5[2]}, \ell_{7[5]}$ | | | | |
| 7 | $a_1-a_4, a_5-a_8, a_9-a_{12}, a_{13}-a_{16}, a_{20}, a_{22}-a_{24}$ | | $\ell_{2[2]}, \ell_{3[3]}, \ell_{4[3]}, \ell_{6[3]}, \ell_{7[5]}$ | | | | |
| 10 | $a_2-a_4, a_5-a_8, a_9, a_{13}-a_{16}, a_{16}, a_{21}-a_{24}$ | | $\ell_{2[4]}, \ell_{3[3]}, \ell_{4[2]}, \ell_{5[2]}, \ell_{6[4]}, \ell_{7[4]}$ | | | | |
| 12 | a_5, a_6, a_7, a_8, a_9 | | $\ell_{2[5]}, \ell_{3[3]}, \ell_{4[6]}, \ell_{5[2]}, \ell_{6[5]}, \ell_{7[5]}$ | | | | |

Para el periodo de otoño, se observa que a mayor horizonte de planificación, mayor es el costo de producción, inversión y por consiguiente los costos totales de sistema.

Tabla 2.20: Resultados modelo determinista PET&GA - Otoño.

| τ | $C^{Prod}[\$]$ | | $C^{Inv}[\$]$ | | | | FO[\$] |
|--------|--|------------|---|-------------|------------|------------|-------------|
| | Existente | Candidata | ℓ | ℓ_{dc} | Gen | ESS | |
| 5 | 36'985.740 | 6'044.400 | 325.710 | | 3'168.750 | 5'180.000 | 57'574.621 |
| 7 | 50'435.740 | 10'324.750 | 294.690 | | 13'848.750 | 7'070.000 | 88'073.585 |
| 10 | 89'003.480 | 16'387.770 | 330.880 | | 25'848.750 | 12'740.000 | 150'777.674 |
| 12 | 125'493.800 | 20'648.200 | 305.030 | | 31'848.750 | 23'940.000 | 219'289.616 |
| τ | ENS [MWh] | ENS [\$] | Generación [MW] | | | | |
| 5 | 6.877 | 5'870.017 | $c_{3t[3]}$ | | | | |
| 7 | 6.931 | 6'099.652 | $c_{2w[6]}, c_{3t[3]}$ | | | | |
| 10 | 7.479 | 6'466.797 | $c_{2w[6]}, c_{3t[3]}, c_{5h[3]}$ | | | | |
| 12 | 19.662 | 17'053.830 | $c_{2w[6]}, c_{3t[3]}, c_{5h[4,5]}$ | | | | |
| τ | ESS | | Líneas [MW] | | | | |
| 5 | $a_9, a_{13}, a_{22}, a_{23}, a_{24}$ | | $\ell_{3[3]}, \ell_{4[2]}, \ell_{5[2]}, \ell_{6[2]}, \ell_{7[4]}$ | | | | |
| 7 | $a_5, a_9, a_{14}, a_{16}, a_{22}, a_{23}, a_{24}$ | | $\ell_{2[2]}, \ell_{3[3]}, \ell_{4[2]}, \ell_{6[2]}, \ell_{7[4]}$ | | | | |
| 10 | $a_5-a_8, a_9, a_{13}-a_{16}, a_{21}-a_{24}$ | | $\ell_{2[2]}, \ell_{3[3]}, \ell_{4[3]}, \ell_{6[2]}, \ell_{7[5]}$ | | | | |
| 12 | $a_1-a_4, a_5-a_8, a_9-a_{12}, a_{13}-a_{16}, a_{21}-a_{24}$ | | $\ell_{2[2]}, \ell_{3[2]}, \ell_{4[3]}, \ell_{6[2]}, \ell_{7[5]}$ | | | | |

Para el periodo de invierno, se observa que a mayor horizonte de planificación, mayor es el costo de producción, inversión y por consiguiente los costos totales de sistema.

Tabla 2.21: Resultados modelo determinista PET&GA - Invierno.

| τ | $C^{Prod}[\$]$ | | $C^{Inv}[\$]$ | | | | FO[\$] |
|--------|---|------------|--|-------------|------------|------------|-------------|
| | Existente | Candidata | ℓ | ℓ_{dc} | Gen | ESS | |
| 5 | 42'074.420 | 6'487.875 | 294.690 | | 6'728.750 | 6'125.000 | 61'868.540 |
| 7 | 62'242.240 | 10'441.260 | 258.500 | | 15'714.100 | 10'360.000 | 99'016.102 |
| 10 | 104'326.200 | 17'206.830 | 367.070 | | 31'848.750 | 12'740.000 | 168'495.998 |
| 12 | 135'693.700 | 22'246.020 | 367.070 | | 46'771.550 | 22'015.000 | 277'691.186 |
| τ | ENS [MWh] | ENS [\$] | Generación [MW] | | | | |
| 5 | 185 | 157.804 | $c_{2w[2]}, c_{3t[3]}$ | | | | |
| 7 | 0 | 0 | $c_{2w[6]}, c_{3t[3]}, c_{4s[1]}$ | | | | |
| 10 | 2.361 | 2'007.141 | $c_{2w[6]}, c_{3t[3]}, c_{5h[4,5]}$ | | | | |
| 12 | 59.445 | 50'597.810 | $c_{1s[4]}, c_{2w[6]}, c_{3t[3]}, c_{4s[4]}, c_{5h[4,5]}$ | | | | |
| τ | ESS | | Líneas [MW] | | | | |
| 5 | $a_8, a_9, a_{13}, a_{14}, a_{22}, a_{23}$ | | $\ell_{2[2]}, \ell_{3[3]}, \ell_{4[2]}, \ell_{6[2]}, \ell_{7[4]}$ | | | | |
| 7 | $a_2, a_5 - a_8, a_9, a_{15}, a_{21}, a_{22}, a_{24}$ | | $\ell_{2[3]}, \ell_{3[3]}, \ell_{4[2]}, \ell_{7[4]}$ | | | | |
| 10 | $a_5 - a_8, a_9, a_{13} - a_{16}, a_{21} - a_{24}$ | | $\ell_{2[2]}, \ell_{3[2]}, \ell_{4[2]}, \ell_{5[2]}, \ell_{6[2]}, \ell_{7[5]}$ | | | | |
| 12 | $a_1 - a_4, a_5 - a_8, a_{17}, a_{18}, a_{20}, a_{21} - a_{24}$ | | $\ell_{2[2]}, \ell_{3[2]}, \ell_{4[2]}, \ell_{5[2]}, \ell_{6[2]}, \ell_{7[5]}$ | | | | |

Para el caso del periodo de primavera, el modelo no selecciona nuevas unidades de generación, ni de almacenamiento de energía para un horizonte de planificación de $\tau = 5$ años. Para el horizonte de $\tau = 7$ el modelo aún no selecciona las unidades de almacenamiento. Todo esto debido a que la demanda para este periodo es el más bajo con respecto a las otras estaciones del año.

Tabla 2.22: Resultados modelo determinista PET&GA - Primavera.

| τ | $C^{Prod}[\$]$ | | $C^{Inv}[\$]$ | | | | FO[\$] |
|--------|--|------------|--|-------------|------------|-----------|-------------|
| | Existente | Candidata | ℓ | ℓ_{dc} | Gen | ESS | |
| 5 | 36'736.760 | | 274.010 | | | | 38'486.946 |
| 7 | 50'166.260 | 1'862.595 | 289.520 | | 10'680.000 | | 69'146.068 |
| 10 | 79'128.010 | 14'749.650 | 387.750 | | 13'848.750 | 5'180.000 | 126'096.216 |
| 12 | 99'918.700 | 20'648.200 | 315.370 | | 31'848.750 | 6'125.000 | 170'428.465 |
| τ | ENS [MWh] | ENS [\$] | Generación [MW] | | | | |
| 5 | 1.670 | 1'476.174 | | | | | |
| 7 | 6.923 | 6'147.398 | $c_{2w[6]}$ | | | | |
| 10 | 15.061 | 12'802.050 | $c_{2w[6]}, c_{3t[3]}$ | | | | |
| 12 | 13.583 | 11'572.400 | $c_{2w[6]}, c_{3t[3]}, c_{5h[4,5]}$ | | | | |
| τ | ESS | | Líneas [MW] | | | | |
| 5 | | | $\ell_{2[2]}, \ell_{3[2]}, \ell_{4[2]}, \ell_{5[2]}, \ell_{7[3]}$ | | | | |
| 7 | | | $\ell_{2[2]}, \ell_{3[2]}, \ell_{4[2]}, \ell_{5[2]}, \ell_{7[4]}$ | | | | |
| 10 | $a_9, a_{21} - a_{24}$ | | $\ell_{2[3]}, \ell_{3[3]}, \ell_{4[2]}, \ell_{5[2]}, \ell_{6[2]}, \ell_{7[3]}$ | | | | |
| 12 | $a_8, a_9, a_{13}, a_{15}, a_{23}, a_{24}$ | | $\ell_{2[2]}, \ell_{3[3]}, \ell_{4[3]}, \ell_{6[2]}, \ell_{7[4]}$ | | | | |

2.6. Conclusiones modelo determinista

A continuación se presenta las principales conclusiones obtenidas del desarrollo y análisis del modelo determinista de la Planificación de la Expansión de la Transmisión, Generación y Almacenamiento de energía (PET&GA):

- Las decisiones del modelo determinista PET&G consiste en seleccionar apropiadamente las líneas de interconexión, unidades de generación y de almacenamiento de energía, así como también de determinar sus capacidades óptimas para un determinado horizonte de planificación, esto con la finalidad de satisfacer la demanda esperada bajo criterios técnicos y económicos.
- El modelo considera curvas de demanda esperada para el caso más desfavorable para el horizonte de planificación de largo plazo así como también considera curvas de generación esperada para unidades fotovoltaicas y eólicas.
- Del análisis de la literatura y de los resultados del modelo determinista, se ha determinado que no es económicamente viable las inversiones en líneas DC debido a sus costos elevados.
- Los costos de inversión en las líneas de interconexión son muy bajos con respecto a los costos de inversión en unidades de generación y almacenamiento de energía.
- Los costos totales del sistema disminuyen al considerar nuevos elementos en el sistema, debido a que permite reducir considerablemente los costos incurridos en la demanda no suministrada.
- Los ciclos de carga y descarga de los sistemas de almacenamiento se representan de manera diaria a lo largo del periodo de análisis, pudiendose extender a ciclos semanales, mensuales o incluso semestrales.
- La interconexión de microrredes aisladas permite compartir reservas de energía entre microrredes en condiciones críticas, evitando de esta manera el deslastre de carga, como se ha evidenciado en los casos de estudio. Las microrredes con capacidad de almacenamiento permiten acumular energía de microrredes con excesos de producción y evacuar en los instantes adecuados para alimentar cargas críticas del sistema.



Capítulo 3

Modelo estocástico de planificación de largo plazo de microredes eléctricas aisladas

En el Capítulo 2, se desarrolló el modelo de optimización determinista del problema PET&GA, el cual fue parametrizado en una proyección de la demanda para un horizonte de planificación de largo plazo de τ años. Se asumió una demanda conocida así como el resto de los datos del sistema. Es decir, dado toda la información fue posible encontrar el Plan de la Expansión de la Transmisión, Generación y Almacenamiento de energía óptimo minimizando los costos totales del sistema (inversión + operación) de acuerdo a la función objetivo (2.1) y la formulación desarrollada en la Sección 2.4. Sin embargo, el futuro es incierto tanto desde el punto de la vista de la demanda como de la generación basado en fuentes de energías renovables. Por lo tanto, es necesario considerar un enfoque apropiado que tome en cuenta la influencia de estas incertidumbres en la toma de decisiones en el problema PET&GA, tanto desde el punto de vista de la inversión como de la operación de microredes aisladas, misma que es analizada en el presente capítulo.

En un proceso estocástico que abarca un determinado horizonte de tiempo, las incertidumbres son modeladas mediante un conjunto de escenarios Ω^w , donde cada escenario es representado por el índice w [Conejo et al., 2010] [Conejo et al., 2016].

3.1. Notación

Índices

| | |
|--------|--|
| g | Unidades de generación existentes. |
| c | Unidades de generación candidatas. |
| q | Opciones de capacidad de generación candidata. |
| a | Unidades del Sistema de Almacenamiento de Energía. |
| n | Barras o nodos. |
| ℓ | Líneas de interconexión AC. |



| | |
|-------|--|
| k | Opciones de capacidad de transferencia de potencia de líneas AC. |
| ldc | Líneas de interconexión DC. |
| z | Opciones de capacidad de transferencia de potencia de líneas DC. |
| d | Demandas. |
| o | Condiciones de operación. |
| w | Índice de escenarios. |

Conjuntos

| | |
|----------------------|--|
| Ω_n^E | Unidades de generación existentes localizadas en el nodo n . |
| $\Omega_n^{E_{sol}}$ | Unidades de generación existente fotovoltaicas localizadas en el nodo n . |
| $\Omega_n^{E_{win}}$ | Unidades de generación existente eólicas localizadas en el nodo n . |
| Ω_n^C | Unidades de generación candidatas localizadas en el nodo n . |
| $\Omega_n^{C_{sol}}$ | Unidades de generación candidatas fotovoltaicas localizadas en el nodo n . |
| $\Omega_n^{C_{win}}$ | Unidades de generación candidatas eólicas localizadas en el nodo n . |
| Ω^{L_e} | Líneas de interconexión existente AC. |
| Ω^{L+} | Líneas de interconexión candidatas AC. |
| Ω^{Ldc+} | Líneas de interconexión candidatas DC. |
| Ω_n^A | Unidades de almacenamiento de energía en el nodo n . |
| Ω_n^D | Demandas localizadas en el nodo n . |
| Ω^w | Conjunto de escenarios. |

Constantes y parámetros:

| | |
|-----------------------|---|
| X_ℓ | Reactancia de la línea de interconexión AC ℓ , [Ω]. |
| I_ℓ | Costo de inversión de la línea de interconexión AC candidata ℓ por unidad de potencia, [\$/MW]. |
| F_ℓ^{max} | Capacidad de transferencia de potencia de la línea de interconexión AC existente ℓ , [MW]. |
| $P_{\ell,k}^{Option}$ | Opción de inversión k en capacidad de transferencia de potencia de la línea AC candidata ℓ , [MW]. |
| P_g^{max} | Potencia máxima de la unidad de generación existente g , [MW]. |
| $P_{g,o}^{max}$ | Curva de potencia de la unidad de generación existente g , [MW]. |
| $P_{g,o,w}^{max}$ | Curva de potencia de la unidad de generación existente g para el escenario de operación w , [MW]. |
| C_g | Costo de producción de la unidad de generación existente g , [\$/MWh]. |
| C_d^{PNS} | Costo de la energía no suministrada de la demanda d , [\$/MWh]. |
| I_{ldc} | Costo de inversión de la línea de interconexión DC candidata ldc por unidad de potencia, [\$/MW]. |
| $P_{ldc,z}^{Option}$ | Opción de inversión z en capacidad de transferencia de potencia de la línea DC candidata ldc , [MW]. |



| | |
|--------------------------------|--|
| C_c | Costo de producción de la unidad de generación candidata c , [\$/MWh]. |
| $P_{c,q}^{Option}$ | Opción de inversión q en capacidad de generación candidata c , [MW]. |
| I_c | Costo de inversión de la unidad de generación candidata c , [\$/MW]. |
| S_a^{max}, S_a^{min} | Capacidad máxima y mínima de la unidad de almacenamiento de energía a , [MWh]. |
| I_a | Costo de inversión del sistema de almacenamiento de energía a , [\$/MWh]. |
| $P_a^{dis,max}, P_a^{dis,min}$ | Capacidad máxima y mínima de descarga del sistema de almacenamiento a , [MW]. |
| $P_a^{cha,max}, P_a^{cha,min}$ | Capacidad máxima y mínima de carga del sistema de almacenamiento a , [MW]. |
| S_a^0 | Estado de carga inicial del sistema de almacenamiento a , [MWh]. |
| $\eta_a^{dis}, \eta_a^{cha}$ | Eficiencia de descarga y carga del sistema de almacenamiento a , [p.u.]. |
| σ | Factor para equiparar costos de producción e inversión. |
| τ | Horizonte de planificación [años] |
| O | Periodo diario |
| V_b | Voltaje base del Sistema [kV]. |
| $P_{d,o}^{max}$ | Potencia máxima de la demanda d en el tiempo t , [MW]. |
| φ_w | Probabilidad del escenario [p.u]. |
| w_ℓ | Factor de incertidumbre de la demanda [p.u]. |
| w_{sol} | Factor de incertidumbre de la generación fotovoltaica [p.u]. |
| w_{win} | Factor de incertidumbre de la generación eólica [p.u]. |

Variables continuas:

| | |
|-------------------|--|
| $p_{\ell,o,w}$ | Flujo de potencia por la línea de interconexión AC ℓ , [MW]. |
| $\delta_{n,o,w}$ | Ángulo de voltaje en el nodo n , [rad]. |
| $p_{g,o,w}$ | Potencia producida por la unidad de generación existente g , [MW]. |
| $p_{ldc,o,w}$ | Flujo de potencia a través de la línea DC ldc , [MW]. |
| P_c^{opt} | Capacidad óptima de la unidad de generación candidata c , [MW]. |
| $P_{c,o}^{opt}$ | Curva de potencia de la unidad de generación candidata óptima c , [MW]. |
| $P_{c,o,w}^{opt}$ | Curva de potencia de la unidad de generación candidata óptima c para el escenario de operación w , [MW]. |
| P_ℓ^{opt} | Capacidad de transferencia de potencia óptima de la línea AC candidata ℓ , [MW]. |
| P_{ldc}^{opt} | Capacidad de transferencia de potencia óptima de la línea DC candidata ldc , [MW]. |
| $p_{c,o,w}$ | Potencia producida por la unidad de generación candidata c , [MW]. |
| $p_{a,o,w}^{dis}$ | Potencia de descarga del sistema de almacenamiento a , [MW]. |
| $p_{a,o,w}^{cha}$ | Potencia de carga del sistema de almacenamiento a , [MW]. |
| $SOC_{a,o,w}$ | Estado de carga del sistema de almacenamiento a , [MWh]. |
| $P_{d,o,w}^{PNS}$ | Potencia no suministrada de la demanda d , [MW]. |

Variables binarias:

| | |
|----------------------------|--|
| $\alpha_{\ell,k}^{Option}$ | Es igual a 1 si la línea AC candidata ℓ es construida con la opción de capacidad de transferencia de potencia k , 0 de otro modo. |
| $\beta_{ldc,z}^{Option}$ | Es igual a 1 si la línea DC candidata ldc es construida con la opción de capacidad de transferencia de potencia z , 0 de otro modo. |
| $\epsilon_{c,q}^{Option}$ | Es igual a 1 si la generación candidata c es construida con la opción de capacidad q , 0 de otro modo. |
| γ_a | Es igual a 1 si la unidad de almacenamiento se construye, 0 de otro modo. |
| $\gamma_{a,o,w}^{dis}$ | Es igual a 1 si la unidad de almacenamiento descarga energía a la red, 0 de otro modo. |
| $\gamma_{a,o,w}^{cha}$ | Es igual a 1 si la unidad de almacenamiento carga energía desde la red, 0 de otro modo. |

3.2. Enfoque

Al igual que el modelo determinista, para el modelo estocástico se plantea bajo un esquema centralizado en el cual se busca el beneficio social global. La idea principal es que luego de determinar dicho plan óptimo, el planificador central del sistema pueda implementar incentivos para estimular las inversiones. El modelo utiliza parte de las metodologías para la resolución y de los problemas de la planificación de la expansión de los SEPs propuestas en [Conejo et al., 2016]. En este sentido, el algoritmo decidirá la capacidad óptima de transferencia de potencia de una línea de interconexión entre las MRs aisladas (AC o DC), así como la decisión óptima de expansión de la generación (fundamentalmente renovable asumiendo un futuro eléctrico descarbonizado) y de los sistemas de almacenamiento bajo escenarios de incertidumbre de la demanda y la generación basada en fuentes de energía renovables. El modelo, por simplicidad, adopta la estrategia de un modelo estático de inversión, en donde las decisiones de inversión se realizan al inicio del horizonte de planificación.

El modelo se formula en dos etapas: una de inversión y otra de operación. En la primera etapa, sobre la base de sus costos de inversión se realizan las decisiones sobre la construcción de las líneas de transmisión (AC o DC), la expansión de la generación e instalación de sistemas de almacenamiento de energía para un horizonte de planificación de largo plazo. En la segunda etapa, con respecto a los costo de producción de las unidades de generación y los costos de la energía no suministrada considerando la interconexión de microrredes y unidades de almacenamiento de energía y la incertidumbre de la demanda y fuentes de generación renovable eólica y fotovoltaica modelados a través de un conjunto de escenarios w .

3.3. Consideraciones

Para el modelo estocástico de planificación de largo plazo de microrredes eléctricas aisladas, además de considerar las simplificaciones indicadas para el modelo determinista (Sección

2.3) se considera lo siguiente:

- Debido a la incertidumbre en la demanda y la aleatoriedad de las fuentes de energía renovable, para el análisis se considera cuatro escenarios de incertidumbre.

3.4. Formulación

La formulación del modelo de planificación estocástico de largo plazo de MRs parte del planteamiento de una función objetivo para minimizar el costo total del sistema, esta función objetivo está sujeta a restricciones inversión y operación.

3.4.1. Función objetivo

El objetivo es minimizar el costo total del sistema de microredes, es decir los costos de inversión y los costos de operación del sistema. De esta manera, bajo diferentes escenarios w , se espera que el algoritmo escoja la opción óptima en cuanto a costos.

Se analizará el problema PET&GA considerando un enfoque estocástico estático que incluye la natural incertidumbre representado mediante un conjunto de escenarios w , en el cual, el modelo considera que el problema de la expansión se realiza al inicio del horizonte de planificación. El problema se formula utilizando un modelo MILP:

$$F.O : \quad \text{Minimizar } \{C^{Inv} + C^{Op}\} \quad (3.1)$$

$$C^{Inv} = \sum_{\ell \in \Omega^{L+}} P_{\ell}^{opt} I_{\ell} + \sum_{\ell_{dc} \in \Omega^{Ldc+}} P_{\ell_{dc}}^{opt} I_{\ell_{dc}} + \sum_{c \in \Omega_n^C} P_c^{opt} I_c + \sum_{a \in \Omega_n^A} \gamma_a I_a S_a^{max} \quad (3.1a)$$

$$C^{Op} = \tau \cdot \sigma \left\{ \sum_w \varphi_w \cdot \sum_{o=1}^O \left[\sum_{g \in \Omega_n^E} C_g p_{g,o,w} + \sum_{c \in \Omega_n^C} C_c p_{c,o,w} + \sum_{d \in \Omega_n^P} C_d^{PNS} p_{d,o,w}^{PNS} \right] \right\} \quad (3.1b)$$

El costo de inversión C^{Inv} está conformado por los siguientes términos:

1. $\sum_{\ell \in \Omega^{L+}} P_{\ell}^{opt} I_{\ell}$ Costo de inversión de las líneas AC.
2. $\sum_{\ell_{dc} \in \Omega^{Ldc+}} P_{\ell_{dc}}^{opt} I_{\ell_{dc}}$ Costo de inversión de las líneas DC.
3. $\sum_{c \in \Omega^C} P_c^{opt} I_c$ Costo de inversión de generación candidata.
4. $\sum_{a \in \Omega^A} \gamma_a I_a S_a^{max}$ Costo de inversión de los sistemas de almacenamiento.

Los costos de inversión por unidad de potencia de las líneas AC consideran implícitamente su longitud; mientras que los costos de las líneas DC consideran además los costos

relacionados a sus estaciones conversoras.

El costo de operación C^{Op} esta conformado por los siguientes términos:

1. $\sum_{g \in \Omega_n^E} C_g p_{g,o,w}$ Costo de producción de unidades de generación existentes.
2. $\sum_{c \in \Omega_n^C} C_c p_{c,o,w}$ Costo de producción de unidades de generación candidatas.
3. $\sum_{d \in \Omega_n^D} C_d^{PNS} p_{d,o,w}^{PNS}$ Costo de la energía no suministrada.

Nótese que los costos de inversión no dependen del escenario de realización w , pero los costos de operación sí dependen de dicho escenario, esto se debe a que la estimación de la demanda y la generación renovable afectan directamente en los costos de operación, mismos que son multiplicados por su correspondiente probabilidad del escenario de ocurrencia φ_w .

Las decisiones de operación son realizadas en etapas horarias para un periodo diario, por lo que mediante el parámetro $\sigma = 365$ se hace comparable a un año de operación y que al mutiplicar por el horizonte de planificación τ permite sumar a los costos de inversión requerido para dicho horizonte, que en su conjunto serán minimizados para obtener una planificación óptima de largo plazo.

Los costos de producción de las unidades de generación consideran implícitamente los costos fijos y costos variables correspondientes a cada tipo de tecnología.

3.4.2. Restricciones de inversión

Las inversiones consideradas en el modelo estocástico son en líneas de interconexión tanto AC como DC, nuevas unidades de generación y unidades de almacenamiento de energía. Estas decisiones de inversión son independiente del escenario de operación w debido a que la inversión se realiza al inicio del horizonte de planificación.

Líneas de interconexión AC y DC candidatas

Las restricciones de inversión tanto en las líneas AC como DC no cambian con respecto a las restricciones del modelo determinista (Subsección 2.4.2).

Generación candidata

Al igual que el caso de las líneas de interconexión, las restricciones de inversión en la generación candidata no cambian con respecto a las restricciones del modelo determinista (Subsección 2.4.2)

Almacenamiento de energía

En la ecuación (3.2), la variable binaria γ_a define si se realiza la inversión en el sistema de almacenamiento a , 0 si no se instala el sistema, 1 caso contrario. Por otro lado, las variables binarias $\gamma_{a,o,w}^{dis}$ y $\gamma_{a,o,w}^{cha}$ ayudan a evitar la descarga y carga simultánea del sistema de almacenamiento en cada periodo de tiempo y en cada escenario de operación [Jabr et al., 2014] [Li et al., 2019].

$$\gamma_{a,o,w}^{dis} + \gamma_{a,o,w}^{cha} \leq \gamma_a \quad \forall a \in \Omega_n^A \quad (3.2a)$$

$$\gamma_a, \gamma_{a,o,w}^{dis}, \gamma_{a,o,w}^{cha} = \{0, 1\} \quad \forall a \in \Omega_n^A \quad (3.2b)$$

3.4.3. Restricciones operativas

Las restricciones operativas consideradas para el modelo estocástico de MRs son las restricciones relacionados con flujos de potencia, generación existente, líneas de interconexión AC y DC, generación candidata y sistemas de almacenamiento. Estas restricciones están directamente relacionadas con los escenarios de operación w .

Balance de potencia activa

El balance de potencia activa en un nodo de un sistema eléctrico es igual a cero para cada instante de tiempo t y para cada escenario de operación w para el caso del modelo estocástico. Por lo tanto, el balance entre la generación, la demanda, flujo de entrada y salida de las líneas de interconexión, descarga y carga de los sistemas de almacenamiento en cada nodo del sistema es impuesto por la restricción representada por la ecuación (3.3):

$$\begin{aligned} \sum_{g \in \Omega_n^E} p_{g,o,w} + \sum_{c \in \Omega_n^C} p_{c,o,w} + \sum_{\ell dc|r(\ell dc)} p_{\ell dc,o,w} - \sum_{\ell dc|s(\ell dc)} p_{\ell dc,o,w} + \sum_{\ell|r(\ell)} p_{\ell,o,w} - \sum_{\ell|s(\ell)} p_{\ell,o,w} \\ + \sum_{a \in \Omega_n} (p_{a,o,w}^{dis} - p_{a,o,w}^{cha}) = \sum_{d \in \Omega_n^D} (P_{d,o,w}^{Dmax} - p_{d,o,w}^{PNS}) \quad \forall n \end{aligned} \quad (3.3)$$

Donde cada término representa lo siguiente:

$$\sum_{g \in \Omega_n^E} p_{g,o,w} \quad \text{Generación existente} \quad (3.3a)$$

$$\sum_{c \in \Omega_n^C} p_{c,o,w} \quad \text{Generación candidata} \quad (3.3b)$$

$$\sum_{\ell|r(\ell)} p_{\ell,o,w} - \sum_{\ell|s(\ell)} p_{\ell,o,w} \quad \text{Flujos líneas AC que ingresan y salen del nodo} \quad (3.3c)$$

$$\sum_{\ell dc|r(\ell dc)} p_{\ell dc,o,w} - \sum_{\ell dc|s(\ell dc)} p_{\ell dc,o,w} \quad \text{Flujos líneas DC que ingresan y salen del nodo} \quad (3.3d)$$

$$\sum_{a \in \Omega_n^A} (p_{a,o,w}^{dis} - p_{a,o,w}^{cha}) \quad \text{Potencia neta sistema de almacenamiento} \quad (3.3e)$$

$$\sum_{d \in \Omega_n^D} (P_{d,o,w}^{Dmax} - p_{d,o,w}^{PNS}) \quad \text{Demanda y Potencia no suministrada} \quad (3.3f)$$

Generación existente

Las curvas de potencia de las unidades de generación existente dependen del tipo de tecnología. Por ejemplo la curva de una unidad térmica sin ningún problema es constante debido a que el combustible de alguna manera es gestionable. La generación hidráulica, si bien esta basado en una fuente de recurso renovable, no presenta intermitencia en el caudal del río por lo que de alguna manera puede ser gestionable. Por el contrario, para el caso de generación renovable fotovoltaica o eólica se debe considerar la incertidumbre y la intermitencia en el recurso primario (radiación solar o el viento) en cada instante del tiempo.

El parámetro $P_{g,o}^{max}$ representan la curva de potencia determinista de un generador para una condición de operación o , mientras que el parámetro $P_{g,o,w}^{max}$ representa la curva de potencia utilizada en el modelo estocástico para una condición de operación o y para un determinado escenario de operación w .

Por lo tanto, para el problema PET&GA desde el enfoque estocástico, la generación de las unidades existentes se representa por la variable $p_{g,o,w}$, la misma que estará limitada por la curva de potencia $P_{g,o,w}^{max}$ para cada escenario estocástico y que dependerá de la incertidumbre del recurso primario, ecuación 3.4:

$$0 \leq p_{g,o,w} \leq P_{g,o,w}^{max} \quad \forall g \in \Omega_n^E \quad (3.4)$$

La ecuación 3.4a representa la curva de potencia de la generación independiente de la incertidumbre del recurso primario, como es el caso de la generación térmica. Es decir, la curva de potencia para cada uno de los escenarios de incertidumbre es igual a la curva de potencia utilizado en el modelo determinista, los valores de esta curva serán menor o igual a la potencia nominal de generador.

Las ecuaciones 3.4b y 3.4c representan la curva de potencia de las unidades de generación fotovoltaica y eólica, respectivamente, y que es igual al producto entre la curva de potencia determinista y el factor de incertidumbre del recurso primario y a su vez será menor o igual a la potencia nominal del generador. Los factores de incertidumbre en la fuente del recurso primario son representados por w_{sol} y w_{win} para la generación fotovoltaica y eólica, respectivamente.

$$P_{g,o,w}^{max} = P_{g,o}^{max} \leq P_g^{max} \quad \forall g \notin \Omega_n^{E_{sol}} \& \forall g \notin \Omega_n^{E_{win}} \quad (3.4a)$$

$$P_{g,o,w}^{max} = P_{g,o}^{max} \cdot w_{sol} \leq P_g^{max} \quad \forall g \in \Omega_n^{E_{sol}} \quad (3.4b)$$

$$P_{g,o,w}^{max} = P_{g,o}^{max} \cdot w_{win} \leq P_g^{max} \quad \forall g \in \Omega_n^{E_{win}} \quad (3.4c)$$

Líneas de interconexión AC existente:

La ecuación (3.5) define las restricciones de los flujos de potencia a través las interconexiones AC existentes y sus límites de capacidad respectivamente.

$$p_{\ell,o,w} = \frac{1}{X_\ell} (\delta_{s(\ell),o,w} - \delta_{r(\ell),o,w}) \quad \forall \ell \in \Omega^{Le} \quad (3.5a)$$

$$-F_\ell^{max} \leq p_{\ell,o,w} \leq F_\ell^{max} \quad \forall \ell \in \Omega^{Le} \quad (3.5b)$$

Donde $\delta_{s(\ell),o,w}$ y $\delta_{r(\ell),o,w}$ son los ángulos del voltaje en los nodos de envío y recepción de la línea de interconexión ℓ , para cada condición de operación o y para cada escenario w .

Límite de desconexión de carga

La Potencia No Suministrada (PNS), no puede ser más allá del valor máxima de la demanda para cada condición de operación o y para cada escenario w .

$$0 \leq p_{d,o,w}^{PNS} \leq P_{d,o,w}^{Dmax} \quad \forall d \in \Omega_n^D \quad (3.6)$$

La incertidumbre de la demanda es representada por el factor de incertidumbre w_ℓ , por lo que la demanda máxima para el modelo estocástico para cada condición de operación o y para cada escenario w se representa por la siguiente ecuación:

$$P_{d,o,w}^{Dmax} = P_{d,o}^{Dmax} \cdot w_\ell \quad \forall d \in \Omega_n^D \quad (3.6a)$$

Líneas de interconexión AC candidatas

La ecuación (3.7) define las restricciones de los flujos de potencia por las interconexiones candidatas AC y sus límites de capacidad de transferencia óptima determinada en la etapa de inversión:

$$p_{\ell,o,w} = \frac{1}{X_\ell} (\delta_{s(\ell),o,w} - \delta_{r(\ell),o,w}) \quad \forall \ell \in \Omega^{L+} \quad (3.7a)$$

$$-P_\ell^{opt} \leq p_{\ell,o,w} \leq P_\ell^{opt} \quad \forall \ell \in \Omega^{L+} \quad (3.7b)$$

Donde, el flujo de potencia por la línea no será mayor a la P_{ℓ}^{opt} definida en la etapa de inversión.

Líneas de interconexión DC candidatas

Al igual que el modelo determinista, en el modelo estocástico, las líneas de DC se propone modelar como dos generadores ficticios, uno en cada extremo del enlace. En esta investigación, al tratarse de un modelo de largo plazo se considera líneas bidireccionales y no se consideran las pérdidas, por lo que el flujo de potencia para cada uno de los escenarios de operación w es restringida hasta un valor óptimo, ecuación (3.8).

$$-P_{\ell dc}^{opt} \leq p_{\ell dc,o,w} \leq P_{\ell dc}^{opt} \quad \forall \ell dc \in \Omega^{Ldc+} \quad (3.8)$$

Donde, el flujo de potencia por la línea no será mayor a la $P_{\ell dc}^{opt}$ definida en la etapa de inversión.

Generación candidata

Al igual que el caso de las unidades de generación existentes, las curvas de potencia de las unidades de generación candidatas dependen del tipo de tecnología. Por ejemplo la curva de una unidad térmica sin ningún problema es constante debido a que el combustible de alguna manera es gestionable. La generación hidráulica, si bien esta basado en una fuente de recurso renovable, no presenta intermitencia en el caudal del río por lo que de alguna manera puede ser gestionable. Por el contrario, para el caso de generación renovable fotovoltaica o eólica se debe considerar la incertidumbre y la intermitencia en el recurso primario (radiación solar o el viento) en cada instante del tiempo..

El parámetro $P_{c,o}^{opt}$ representan la curva de potencia determinista de un generador candidato para una condición de operación o , mientras que el parámetro $P_{c,o,w}^{opt}$ representa la curva de potencia utilizada en el modelo estocástico para una condición de operación o y para un determinado escenario de operación w .

Por lo tanto, para el problema PET&GA desde el enfoque estocástico, la generación de las unidades candidatas se representa por la variable $p_{c,o,w}$, la misma que estará limitada por la curva de potencia $P_{c,o,w}^{opt}$ para cada escenario estocástico y que dependerá de la incertidumbre del recurso primario, ecuación 3.9:

$$0 \leq p_{c,o,w} \leq P_{c,o,w}^{opt} \quad \forall c \in \Omega_n^C \quad (3.9)$$

La ecuación 3.9a representa la curva de potencia de la generación candidata independiente de la incertidumbre del recurso primario, como es el caso de la generación térmica e hidroeléctrica. Es decir, la curva de potencia para cada uno de los escenarios de incertidumbre es igual a la curva de potencia utilizado en el modelo determinista, misma que se encuentra limitada por la capacidad o potencia nominal óptima del generador seleccionado en la etapa de inversión.

Las ecuaciones 3.9b y 3.9c representan la curva de potencia de las unidades de generación candidatas fotovoltaica y eólica, respectivamente, y que es igual al producto entre la curva de potencia determinista y el factor de incertidumbre del recurso primario y a su vez será menor o igual a la potencia nominal óptima del generador seleccionado en la etapa de inversión. Los factores de incertidumbre en la fuente del recurso primario son representados por w_{sol} y w_{win} para la generación fotovoltaica y eólica, respectivamente.

$$P_{c,o,w}^{opt} = P_{c,o}^{opt} \leq P_c^{opt} \quad \forall c \notin \Omega_n^{C_{sol}} \& \forall c \notin \Omega_n^{C_{win}} \quad (3.9a)$$

$$P_{c,o,w}^{opt} = P_{c,o}^{opt} \cdot w_{sol} \leq P_c^{opt} \quad \forall c \in \Omega_n^{C_{sol}} \quad (3.9b)$$

$$P_{c,o,w}^{opt} = P_{c,o}^{opt} \cdot w_{win} \leq P_c^{opt} \quad \forall c \in \Omega_n^{C_{win}} \quad (3.9c)$$

Almacenamiento de energía

Al igual que en el caso del modelo determinista, en el modelo estocástico se plantea un modelo matemático simplificado para los sistemas de almacenamiento de energía, por lo que la modelación resulta genérica y pueden plantearse sistemas de almacenamiento basados en baterías o unidades de bombeo, o cualquier otro sistema que presente un patrón de carga y descarga.

En este contexto, en la ecuación (3.10) se formula el balance energético de los sistemas de almacenamiento, en el cual se ha considerado un periodo de carga y descarga diario, es decir $O = 24$ para cada escenario de operación w :

$$\sum_{o=1}^O p_{a,o,w}^{cha} \cdot \eta_a^{cha} = \sum_{o=1}^O p_{a,o,w}^{dis} / \eta_a^{dis} \quad \forall a \in \Omega_n^A \quad (3.10)$$

Donde η_a^{cha} y η_a^{dis} son los rendimientos de carga y descarga de la unidad de almacenamiento de energía y son independientes del escenario de operación w .

Con base en las referencias [Jabr et al., 2014] y [Li et al., 2019], las ecuaciones (3.11) representan las restricciones de los sistemas de almacenamiento de energía.

La ecuación 3.11a representa el estado de carga inicial $SOC_{a,o,w}^0$ de la unidad a seleccionada en la etapa de inversión para la condición de operación $o = 1$ y, que es independiente del escenario de operación w .

La ecuación 3.11b representa el estado de carga de la unidad de almacenamiento de energía en función de la potencia de carga y descarga para la condición de operación $o > 1$ y para cada escenario de operación w . El estado de carga de la unidad de almacenamiento se encuentra limitada por las capacidades máximas y mínimas de las unidades, ecuación 3.11c.

$$SOC_{a,o,w} = \gamma_a SOC_a^0 \quad o = 1 \quad (3.11a)$$

$$SOC_{a,o,w} = SOC_{a,o-1,w} + \eta_a^{cha} p_{a,o-1,w}^{cha} - p_{a,o-1,w}^{dis} / \eta_a^{dis} \quad \forall a, o > 1 \quad (3.11b)$$

$$\gamma_a SOC_a^{min} \leq SOC_{a,o,w} \leq \gamma_a SOC_a^{max} \quad \forall a \quad (3.11c)$$

Finalmente las ecuaciones (3.12) limitan la potencia de descarga y carga de las unidades de almacenamiento, respectivamente, donde las variables binarias $\gamma_{a,o,w}^{cha}$ y $\gamma_{a,o,w}^{dis}$ evitan la carga y descarga simultánea en cualquier periodo de tiempo y para cada escenario de operación w .

$$\gamma_{a,o,w}^{dis} P_a^{dis,min} \leq p_{a,o,w}^{dis} \leq \gamma_{a,o,w}^{dis} P_a^{dis,max} \quad \forall a \quad (3.12a)$$

$$\gamma_{a,o,w}^{cha} P_a^{cha,min} \leq p_{a,o,w}^{cha} \leq \gamma_{a,o,w}^{cha} P_a^{cha,max} \quad \forall a \quad (3.12b)$$

3.5. Ejemplo ilustrativo

Considerando el sistema de cuatro MRs aisladas de la Figura 3.1, mismo que fue analizado para el problema de la planificación determinista, está conformado por cinco nodos, siete unidades de generación, cinco puntos de demanda y una línea de interconexión de corriente alterna. Este sistema está dividido en cuatro regiones, es decir cuatro microregiones, la MR_2 consta de dos nodos (n_2 y n_5) y las demás MRs de un solo nodo.

Se asume que la demanda $P_{d,o}^{Dmax}$ está sujeta a incertidumbre. La demanda de cada hora de operación (condición de operación) puede estar 20 % por debajo o 20 % sobre la demanda considerado en el problema determinista.

Por otro lado, en cuanto a la generación renovable basada en fuentes primarias como el sol o el viento, también se asume que están sujetas a incertidumbre. La generación fotovoltaica como la eólica pueden estar 10 % por debajo o 10 % sobre los valores de generación considerada en el problema determinista, esto es razonable debido a que si bien la generación instantánea es variable, intermitente y aleatorio, generalmente la producción anual de fuentes de energía renovables no presentan una gran variación de año en año.

3.5.1. Datos de los elementos existentes del sistema

Generación

En la Tabla 3.1 se presenta los datos de los generadores existente del sistema. La segunda columna identifica el nodo de ubicación, la tercera el tipo de tecnología, la cuarta columna proporciona la potencia nominal en MW , finalmente, la quinta columna representa los costos de producción en $\$/MWh$.

Demanda

Se ha considera demandas residenciales, cuya proyección de la demanda para un horizonte de planificación de τ años con una tasa de crecimiento anual de r , es determinado mediante

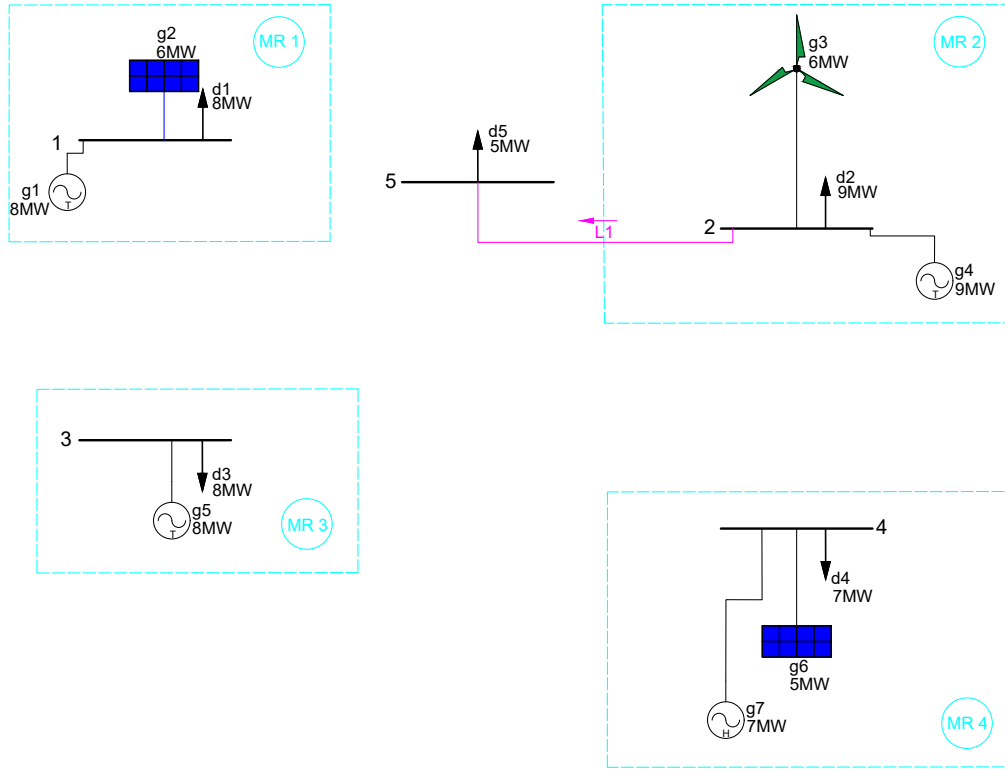


Figura 3.1: Esquema base Sistema MRs.

la ecuación 3.13.

$$P_{d\tau}^{D^{max}} = P_{d_0}^{D^{max}} \cdot (1 + r)^\tau \quad \forall d \in \Omega_n^D \quad (3.13)$$

La Tabla 3.2 proporciona los datos de la proyección para diferentes tasas de crecimiento de la demanda y para varios horizontes de planificación. La segunda columna representa el nodo de ubicación, la tercera y la cuarta columnas proporcionan el valor máximo de la demanda al inicio del horizonte de planificación y el costo de la energía no suministrada, la quinta columna corresponde a la tasa de crecimiento anual r y las columnas 6 - 9 representan el valor de la demanda esperada para una tasa de crecimiento y varios horizontes de planificación. Nótese que las proyecciones de la demanda de largo plazo representan el caso más desfavorable en cada nodo en el futuro.

Para considerar la incertidumbre de la demanda, a cada una de estas proyecciones se multiplicará por el parámetro w_l que define la variación de la demanda en cada uno de los escenarios w , ecuación 3.6a.

En la Figura 3.2 se muestra las curvas de las demandas al inicio del horizonte de planificación, sin considerar ningún tipo de proyección e incertidumbre de dicha demanda.

Tabla 3.1: Datos de generadores existentes.

| Unidad Generación | Nodo | Tipo | $P_g^{E^{max}}$ [MW] | C_g^E [\$/MWh] |
|-------------------|-------|----------------|----------------------|------------------|
| g_1 | n_1 | térmico | 8,00 | 50,00 |
| g_2 | n_1 | fotovoltaico | 6,00 | 5,77 |
| g_3 | n_2 | eólico | 6,00 | 7,51 |
| g_4 | n_2 | térmico | 9,00 | 49,00 |
| g_5 | n_3 | térmico | 8,00 | 47,00 |
| g_6 | n_4 | fotovoltaico | 5,00 | 5,77 |
| g_7 | n_4 | hidroeléctrico | 7,00 | 8,03 |

Tabla 3.2: Proyección de demanda, sin considerar la incertidumbre.

| Demanda | Nodo | $P_{d_0}^{D^{max}}$ | Cd^{ENS} [\$/MWh] | r | $P_d^{D^{max}}$ [MW] | | | |
|---------|-------|---------------------|---------------------|------|----------------------|------------|-------------|-------------|
| | | | | | $\tau = 5$ | $\tau = 7$ | $\tau = 10$ | $\tau = 12$ |
| d_1 | n_1 | 8,00 | 900 | 0,05 | 10,21 | 11,26 | 13,03 | 14,37 |
| d_2 | n_2 | 9,00 | 880 | 0,05 | 11,49 | 12,66 | 14,66 | 16,16 |
| d_3 | n_3 | 8,00 | 900 | 0,06 | 10,71 | 12,03 | 14,33 | 16,10 |
| d_4 | n_4 | 7,00 | 880 | 0,06 | 9,37 | 10,53 | 12,54 | 14,09 |
| d_5 | n_5 | 5,00 | 850 | 0,05 | 6,38 | 7,04 | 8,14 | 8,98 |

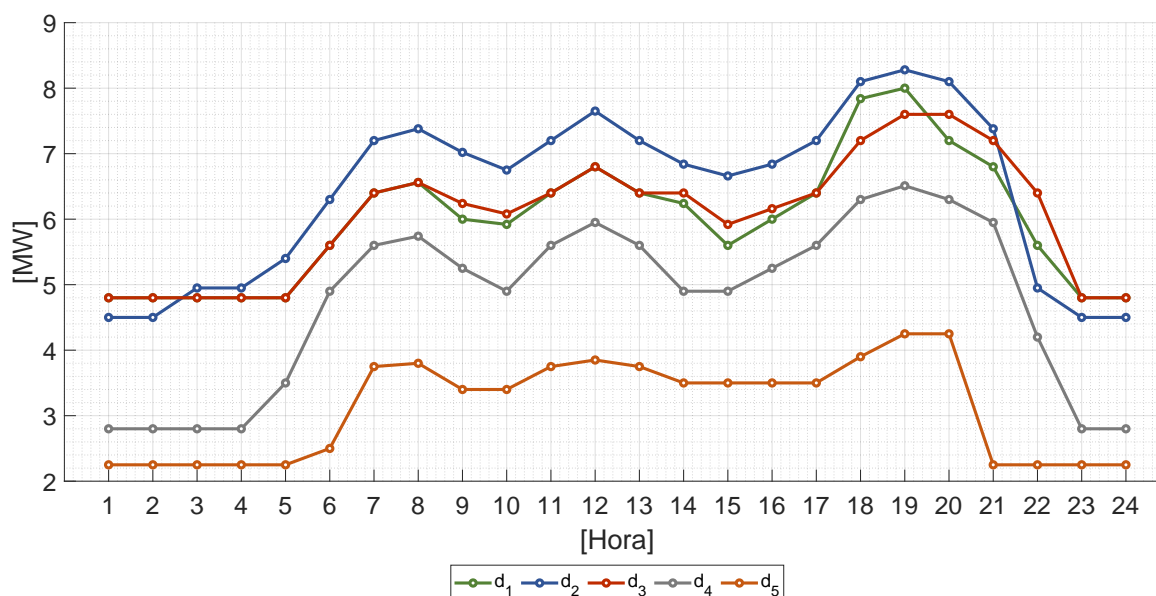


Figura 3.2: Curvas diaria de demanda, sin proyección y sin incertidumbre.

Líneas de interconexión existentes

La Tabla 3.3 proporciona los datos de la línea de interconexión existente. La segunda y tercera columnas identifican los nodos de envío y recepción de flujos de potencia, respectivamente, mientras que la cuarta, quinta y sexta columnas proporcionan la reactancia,

longitud y la capacidad máxima de la línea, respectivamente.

Tabla 3.3: Datos de la línea de interconexión existente.

| Línea | de nodo | a nodo | X_ℓ [Ω/km] | L [km] | F_l^{max} [MW] |
|-------|---------|--------|--------------------------|--------------|----------------------|
| l_1 | n_2 | n_5 | 0,4576 | 5 | 5 |

3.5.2. Datos de los elementos candidatos del sistema

Líneas de interconexión candidatas AC

La Tabla 3.4 proporciona los datos de líneas candidatas AC. La segunda y tercera columnas identifican los nodos de envío y recepción de flujo de potencia, respectivamente, la cuarta y quinta columnas proporcionan la reactancia y la longitud de las líneas, respectivamente, mientras que en la sexta columna corresponde al costo de inversión por MW y por km.

Tabla 3.4: Datos de las líneas de interconexión AC candidatas.

| Línea AC | de nodo | a nodo | X_ℓ [Ω/km] | L [km] | I_ℓ [$\$/MW/km$] |
|----------|---------|--------|--------------------------|--------------|-------------------------|
| l_2 | n_1 | n_2 | 0,4576 | 5 | 5.170 |
| l_3 | n_1 | n_3 | 0,4576 | 5 | 5.170 |
| l_4 | n_1 | n_4 | 0,4576 | 4 | 5.170 |
| l_5 | n_2 | n_4 | 0,4576 | 8 | 5.170 |
| l_6 | n_3 | n_4 | 0,4576 | 6 | 5.170 |
| l_7 | n_2 | n_5 | 0,4576 | 3 | 5.170 |

En la Tabla 3.5, se muestra las opciones de capacidad de transferencia de potencia de las líneas AC candidatas que serán consideradas y de las cuales el modelo estocástico decidirá la capacidad óptima de la línea a ser construida. Nótese que si el modelo selecciona la primera opción k_1 , esto implica que la línea no será construida.

Tabla 3.5: Opciones de capacidad de transferencia de potencia - líneas AC candidatas.

| Línea AC | $P_{\ell,k}^{Option}$ [MW] | | | | | |
|----------|--------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | k_1 | k_2 | k_3 | k_4 | k_5 | k_6 |
| l_2 | 0 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| l_3 | 0 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| l_4 | 0 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| l_5 | 0 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| l_6 | 0 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| l_7 | 0 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |

Líneas de interconexión candidatas DC

Se considera también la posibilidad de construir seis líneas de interconexión DC bidireccionales, cuyos datos se proporcionan en la Tabla 3.6. La segunda y tercera columnas

identifican los nodos de envío y recepción de flujo de potencia, respectivamente, mientras que la cuarta columna proporciona la longitud de la línea. Finalmente, la quinta y sexta columnas representan el costo de inversión de la línea misma en [\$/MW/km] y el costo de inversión de las estaciones conversoras de las líneas DC en [\$/MW].

Tabla 3.6: Datos de las líneas de interconexión DC candidatas.

| Línea | de nodo | a nodo | L [km] | I_{ldc} [\$/MW/km] | I_{ldcH} [\$/MW] |
|---------|---------|--------|----------|----------------------|--------------------|
| ldc_1 | n_1 | n_2 | 5 | 2.600 | 152.000 |
| ldc_2 | n_1 | n_3 | 5 | 2.600 | 152.000 |
| ldc_3 | n_1 | n_4 | 4 | 2.600 | 152.000 |
| ldc_4 | n_2 | n_4 | 8 | 2.600 | 152.000 |
| ldc_5 | n_3 | n_4 | 6 | 2.600 | 152.000 |
| ldc_6 | n_2 | n_5 | 3 | 2.600 | 152.000 |

En la Tabla 3.7 se muestra las opciones de capacidad de transferencia de potencia de las líneas DC candidatas que serán consideradas y de las cuales el modelo estocástico decidirá la capacidad óptima de la línea a ser construida. Nótese que si el modelo selecciona la primera opción z_1 , esto implica que la línea no será construida.

Tabla 3.7: Opciones de capacidad de transferencia de potencia - líneas DC candidatas.

| Línea DC | $P_{ldc,z}^{Option}$ [MW] | | | | | |
|----------|---------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | z_1 | z_2 | z_3 | z_4 | z_5 | z_6 |
| ldc_1 | 0 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| ldc_2 | 0 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| ldc_3 | 0 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| ldc_4 | 0 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| ldc_5 | 0 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| ldc_6 | 0 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |

Unidades de generación candidatas

La Tabla 3.8 presenta los datos de cinco unidades de generación candidatas. La segunda columna representa el nodo de ubicación, la tercera columna define el tipo de tecnología, las columnas 4-7 representan las opciones de capacidad constructiva de los generadores, la columna 8 representa el costos de producción y finalmente la columna 9 indica el costo de inversión de las unidades generadoras por unidad de potencia.

Unidades de almacenamiento de energía - ESS

En la Tabla 3.9 se muestra los datos del ESS candidatos. En la parte superior: la columna 2 representa el nodo en donde se encuentran conectados las unidades de almacenamiento, la columna 3 describe el tipo de tecnología, las columnas 4, 5 y 6 representan los valores

Tabla 3.8: Datos de generadores candidatos.

| Unidad de Generación | Nodo | Tipo | $P_c^{C^{max}}$ [MW] | | | | C_c^C [\$/MWh] | I_c^C [\$/MW] |
|----------------------|-------|----------------|----------------------|-------|-------|-------|------------------|-----------------|
| | | | q_1 | q_2 | q_3 | q_4 | | |
| c_1 | n_1 | fotovoltaico | 0 | 1 | 2 | 4 | 5,70 | 1'865.350 |
| c_2 | n_2 | eólico | 0 | 2 | 4 | 6 | 7,50 | 1'780.000 |
| c_3 | n_3 | térmico | 0 | 1 | 2 | 3 | 46,00 | 1'056.250 |
| c_4 | n_4 | fotovoltaico | 0 | 1 | 2 | 4 | 5,70 | 1'865.350 |
| c_5 | n_4 | hidroeléctrico | 0 | 1,5 | 3 | 4,5 | 8,00 | 4'000.000 |

iniciales, mínimos y máximos del SOC, las columnas 7 y 8 son los valores máximos y mínimos de potencia de descarga de las unidades de almacenamiento; mientras que en la columna 3 y 4 de la parte inferior representan los valores máximos y mínimos de potencia de carga de las unidades de almacenamiento, las columnas 5 y 6 representan la eficiencia de descarga y carga y finalmente la columna 7 representa el costo de inversión en \$/MWh. Los estados de carga inicial, estado de carga mínimo y potencias de carga y descarga máximos y mínimos son considerados como un porcentaje del estado de carga máxima de cada unidad de almacenamiento. Finalmente la potencia máxima de descarga y carga del ESS tipo LFP se ha considerado como el 20 % del estado de carga máximo [Soroudi, 2017]; mientras que para el ESS tipo VRFB se ha considerado el 30 %.

Tabla 3.9: Datos sistemas de almacenamiento.

| #ESS | nodo | Tipo | SOC_a^0 [%] | SOC_a^{min} [%] | SOC_a^{max} [MWh] | $P_a^{dis,max}$ [%] | $P_a^{dis,min}$ [%] |
|-----------------------|-------|------|------------------|----------------------|------------------------|------------------------|------------------------|
| $ESS_1 - a_{(1-4)}$ | n_1 | LFP | 0,25 | 0,20 | 4,00 | 0,20 | 0,02 |
| $ESS_2 - a_{(5-8)}$ | n_1 | VRFB | 0,15 | 0,10 | 3,00 | 0,30 | 0,02 |
| $ESS_3 - a_{(9-12)}$ | n_2 | LFP | 0,25 | 0,20 | 4,00 | 0,20 | 0,02 |
| $ESS_4 - a_{(13-16)}$ | n_2 | VRFB | 0,15 | 0,10 | 3,00 | 0,30 | 0,02 |
| $ESS_5 - a_{(17-20)}$ | n_4 | LFP | 0,25 | 0,20 | 4,00 | 0,20 | 0,02 |
| $ESS_6 - a_{(21-24)}$ | n_4 | VRFB | 0,15 | 0,10 | 3,00 | 0,30 | 0,02 |

| #ESS | nodo | $P_a^{ch,max}$ [%] | $P_a^{ch,min}$ [%] | η_a^{dis} [%] | η_a^{ch} [%] | I_a^A [\$/MWh] |
|-----------------------|-------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|----------------------|---------------------|
| $ESS_1 - a_{(1-4)}$ | n_1 | 0,20 | 0,02 | 0,93 | 0,95 | 350.000 |
| $ESS_2 - a_{(5-8)}$ | n_1 | 0,30 | 0,02 | 0,92 | 0,94 | 315.000 |
| $ESS_3 - a_{(9-12)}$ | n_2 | 0,20 | 0,02 | 0,93 | 0,95 | 350.000 |
| $ESS_4 - a_{(13-16)}$ | n_2 | 0,30 | 0,02 | 0,92 | 0,94 | 315.000 |
| $ESS_5 - a_{(17-20)}$ | n_4 | 0,20 | 0,02 | 0,93 | 0,95 | 350.000 |
| $ESS_6 - a_{(21-24)}$ | n_4 | 0,30 | 0,02 | 0,92 | 0,94 | 315.000 |

En resumen, para realizar la optimización del problema de la Planificación de la Expansión de la Transmisión, Generación y Almacenamiento de energía de MRs aisladas desde el enfoque estocástico se ha considerado la posibilidad de construir seis líneas de interconexión AC, seis líneas de interconexión DC, cinco unidades de generación y seis Sistemas de almacenamiento de energía que pueden estar conformados hasta de cuatro unidades de almacenamiento cada Sistema, tal como se ilustra en la Figura 3.3.

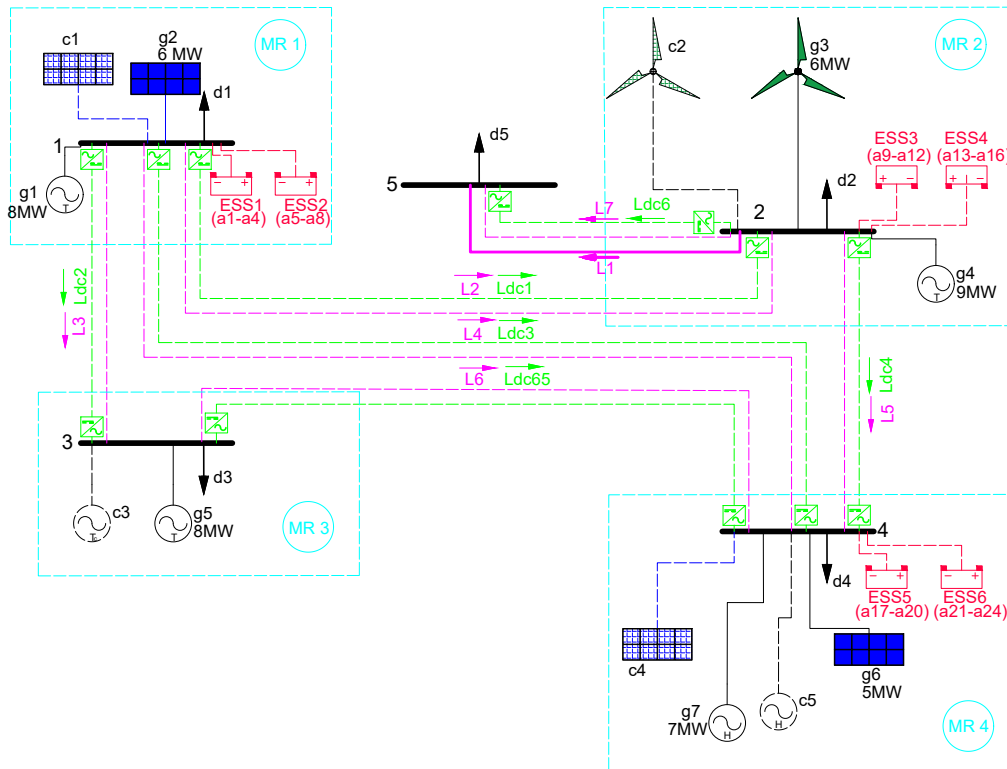


Figura 3.3: Esquema base Sistema MRs PET&GA.

3.5.3. Datos de los escenarios del modelo estocástico PET&GA

Para la definición de los escenarios del modelo del problema PET&GA desde el enfoque estocástico, se considerará la incertidumbre tanto en la demanda como en la generación fotovoltaica y eólica.

La demanda de cada hora de operación puede estar 20 % por debajo o 20 % por encima de los valores considerados en el modelo determinista, denominado **caso base**, con una probabilidad del 50 % para ambos casos. La ecuación 3.6a, considera la multiplicación de la demanda por su coeficiente de variación respectivo, w_ℓ .

De la revisión del Atlas Eólico del Ecuador [MEER, 2013] se observa que las fuentes primarias como la radiación solar y el viento se encuentran directamente relacionadas, en otras palabras, el viento es una manifestación indirecta de la energía que envía el sol, pues aparece como resultado del diferente grado de calentamiento de la superficie de la tierra por los rayos solares, pudiéndose considerar que, a mayor recurso solar, mayor será el recurso eólico y viceversa. A pesar de la intermitencia del recurso solar y fotovoltaico a lo largo del año, de la experiencia de varios países se ha determinado que la generación eléctrica promedio anual basado en estas fuentes con el pasar de los años es aproximadamente constante. Bajo este contexto, para el presente análisis se ha considerado una variación del 10 % por debajo y por encima de los valores de generación fotovoltaica y

eólica con referencia al caso base determinista, con una probabilidad del 50 % para ambos casos. Las ecuaciones 3.4 y 3.9 consideran la multiplicación de la generación existente y candidata por sus coeficientes de variación respectivo, w_{sol} y w_{win} para la generación fotovoltaica y eólica, respectivamente.

En la Figura 3.4, se ilustra el árbol de escenarios con las probabilidades antes indicadas, dando como resultado cuatro escenarios con una probabilidad de 0,25 cada una.

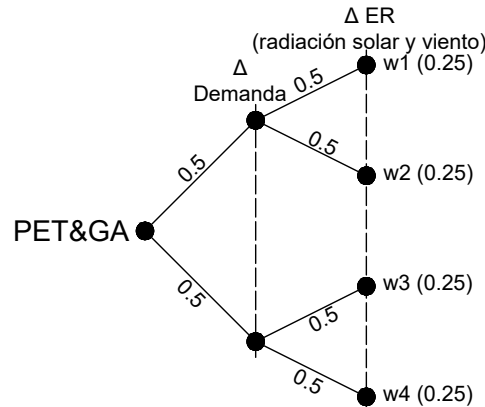


Figura 3.4: Árbol de escenarios modelo estocástico PET&GA.

En la Tabla 3.10 se resumen lo indicado en los párrafos anteriores, se ha establecido cuatro escenarios con una probabilidad de 0.25 cada uno, la variación de la demanda será del $\pm 20\%$ y del $\pm 10\%$ para la generación fotovoltaica y eólica.

Tabla 3.10: Escenarios de variación de demanda y generación renovable intermitente.

| <i>Escenario</i> | w_s [p.u] | w_l [p.u] | w_{sol} [p.u] | w_{win} [p.u] |
|------------------|----------------|----------------|--------------------|--------------------|
| w_1 | 0,25 | 1,20 | 1,10 | 1,10 |
| w_2 | 0,25 | 1,20 | 0,90 | 0,90 |
| w_3 | 0,25 | 0,80 | 1,10 | 1,10 |
| w_4 | 0,25 | 0,80 | 0,90 | 0,90 |

3.5.4. Resultados del modelo estocástico PET&GA

Con base en la formulación de modelo estocástico desarrollado en la sección 3.4 y datos proporcionados en la sección 3.5 se han obtenido los resultados del problema de la Planificación de la Expansión de la Transmisión, Generación y Almacenamiento de energía (PET&GA) para los siguientes horizontes de planificación: $\tau = 5, 7, 10$ y 12 años.

En la Tabla 3.11 se muestra un resumen de los resultados de los costos de inversión para los diferentes horizontes de planificación del problema PET&GA vista desde el enfoque estocástico, así como también los costos totales del sistema (Función Objetivo) como resultados de la optimización. Los valores de la parte superior corresponden a los resultados

del modelo determinista; mientras que, los valores de la parte inferior corresponden a los resultados del modelos estocástico.

La presencia de la incertidumbre en la planificación de largo plazo ha presentado en consecuencia un mayor costo total del sistema en todos los horizontes de planificación, los mismos que son reflejados por el incremento en los costos de inversión, así como en costos incurridos por la demanda no suministrada.

Tabla 3.11: Costos de inversión y costos totales del sistema PET&GA - caso base.

| Modelo Determinista | | | | | | |
|---------------------|----------------|-------------|------------|------------|-------------|------------|
| τ | C^{Inv} [\$] | | | | FO [\$] | Tiempo [s] |
| | ℓ | ℓ_{dc} | Generación | ESS | | |
| 5 | 242.990 | | 6'728.750 | 6'125.000 | 60'438.159 | 17,34 |
| 7 | 294.690 | | 13'848.750 | 8'015.000 | 99'615.121 | 17,85 |
| 10 | 330.880 | | 31'848.750 | 14'140.000 | 175'933.522 | 18,44 |
| 12 | 367.070 | | 46'771.550 | 26'740.000 | 228'989.013 | 20,69 |
| Modelo Estocástico | | | | | | |
| 5 | 284.350 | | 13'848.750 | 12'740.000 | 76'301.885 | 26,68 |
| 7 | 465.300 | | 31'848.750 | 18'340.000 | 112'605.897 | 28,01 |
| 10 | 584.210 | | 46'771.550 | 18'340.000 | 270'526.249 | 26,42 |
| 12 | 687.610 | | 46'771.550 | 5'180.000 | 566'583.983 | 24,51 |

En la Tabla 3.12 se muestra una tabla resumen de la infraestructura óptima seleccionada por el modelo estocástico para diferentes horizontes de planificación del problema PET&GA. Se incluyen las capacidades óptimas de las unidades de generación, líneas de interconexión y sistemas de almacenamiento de energía.

Tabla 3.12: Selección óptima de infraestructura PET&GA estocástico - caso base.

| τ | Generación [MW] | |
|--------|---|--|
| 5 | $c_{2w[6]}, c_{3t[3]}$ | |
| 7 | $c_{2w[6]}, c_{3t[3]}, c_{5h[4,5]}$ | |
| 10 | $c_{1s[4]}, c_{2w[6]}, c_{3t[3]}, c_{4s[4]}, c_{5h[4,5]}$ | |
| 12 | $c_{1s[4]}, c_{2w[6]}, c_{3t[3]}, c_{4s[4]}, c_{5h[4,5]}$ | |
| τ | Almacenamiento de energía - ESS | Líneas de interconexión [MW] |
| 5 | $a_5-a_8, a_9, a_{13}-a_{16}, a_{21}-a_{24}$ | $\ell_{2[2]}, \ell_{3[2]}, \ell_{4[2]}, \ell_{6[2]}, \ell_{7[5]}$ |
| 7 | $a_5-a_8, a_9-a_{12}, a_{13}-a_{16}, a_{18}, a_{21}-a_{24}$ | $\ell_{2[2]}, \ell_{3[3]}, \ell_{4[4]}, \ell_{5[2]}, \ell_{6[3]}, \ell_{7[5]}$ |
| 10 | $a_3, a_5-a_8, a_9, a_{13}-a_{16}, a_{17}, a_{18}, a_{20}, a_{21}-a_{24}$ | $\ell_{2[4]}, \ell_{3[4]}, \ell_{4[4]}, \ell_{5[3]}, \ell_{6[3]}, \ell_{7[5]}$ |
| 12 | $a_6, a_7, a_9, a_{22}, a_{24}$ | $\ell_{2[5]}, \ell_{3[2]}, \ell_{4[5]}, \ell_{5[3]}, \ell_{6[6]}, \ell_{7[6]}$ |

En la Figura 3.5 se muestra el diagrama unifilar de las decisiones óptimas de inversión como resultado del modelo del problema PET&GA estocástico para un horizonte de planificación de $\tau = 7$ años.

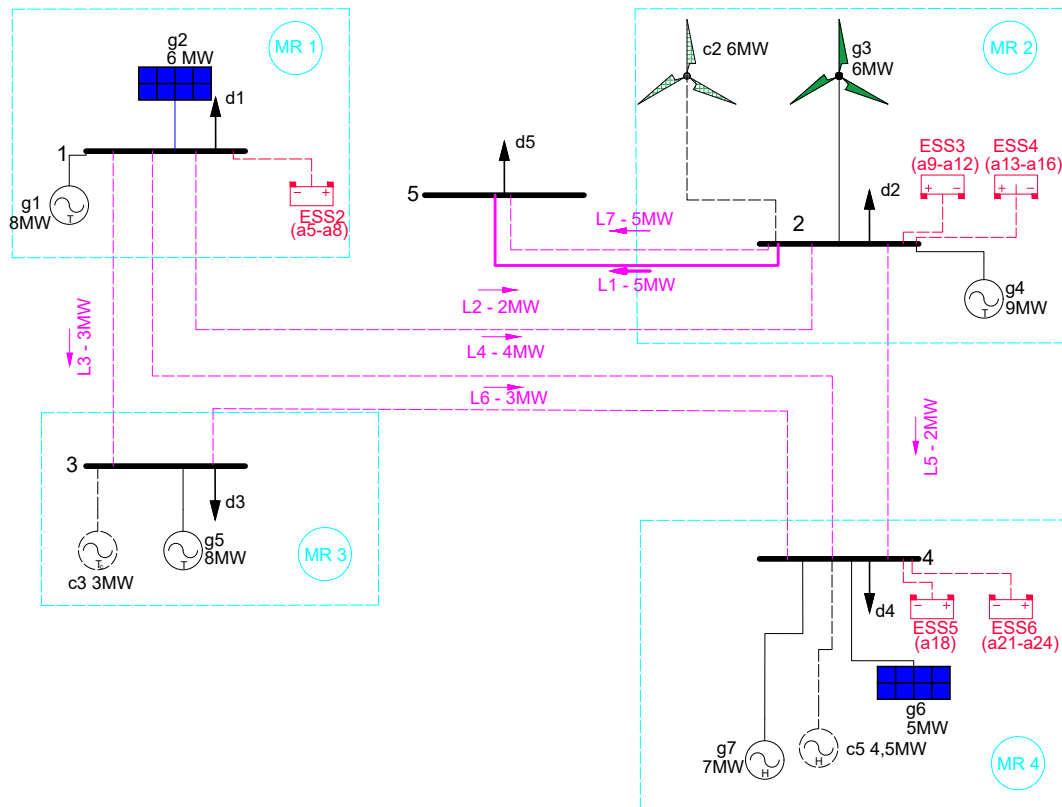


Figura 3.5: Diagrama unifilar, decisiones de inversión PET&GA estocástico, $\tau=7$.

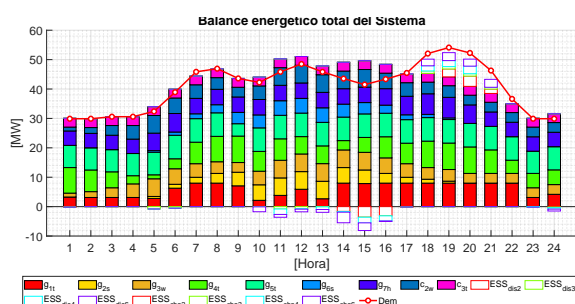
Comparando los resultados del modelo estocástico (Tabla 3.12 y Figura 3.5) con respecto a los resultados del modelo determinista del problema PET&GA para el mismo horizonte de planificación $\tau = 7$ años (Tabla 2.18 y Figuras 2.16 y 2.17), se observa lo siguiente:

- Los costos totales de inversión son mayores.
- Ha seleccionado adicionalmente la línea ℓ_5 de 2MW y las líneas ℓ_6 y ℓ_7 han incrementado su capacidad de transferencia óptima de 2MW y 4MW a 3MW y 5MW, respectivamente.
- Ha seleccionado adicionalmente la unidad hidroeléctrica c_{5h} con una potencia óptima de 4,5MW.
- Ha seleccionado adicionalmente las unidades de los sistemas de almacenamiento EES_2 y ESS_5 y ha incrementado las unidades en los sistemas de almacenamiento EES_3 y ESS_4 .

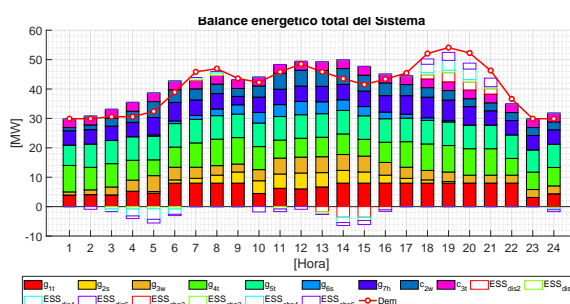
Como se ha indicado previamente, para cada horizonte de planificación se consideraron 4 escenarios de incertidumbre, en este sentido, a continuación se muestra las decisiones de operación de estos escenarios correspondientes al horizonte de planificación de $\tau = 7$ años:

En Figura 3.6 se muestra el balance energético del sistema de MRs para cada uno de los escenarios de incertidumbre planteados.

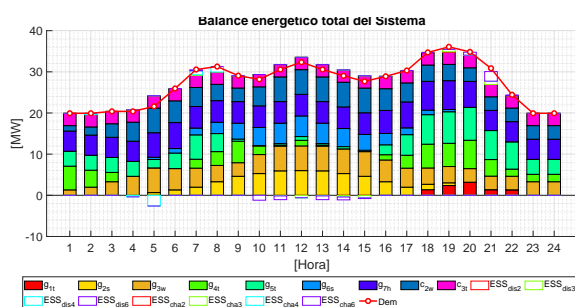
En el escenario 1 existe una potencia no suministrada durante las horas pico debido al incremento de la demanda en el 20 % a pesar del incremento en el 10 % en la generación eólica y fotovoltaica. En el escenario 2, la generación renovable decremanta en el 10 % con respecto al caso base y en consecuencia existe mayor potencia no suministrada en comparación con el escenario 1 durante las horas pico, en estos dos primeros escenarios se hace evidente la incorporación de las unidades de almacenamiento de energía para suplir energía en las horas de mayor demanda. Para el caso de los escenarios 3 y 4 no existe una potencia no suministrada, por lo que, el requerimiento de los sistemas de almacenamiento de energía es muy bajo debido a que en estos escenarios se ha considerado una demanda del 20 % inferior con respecto al caso base y una variación en la generación renovables de $\pm 10\%$.



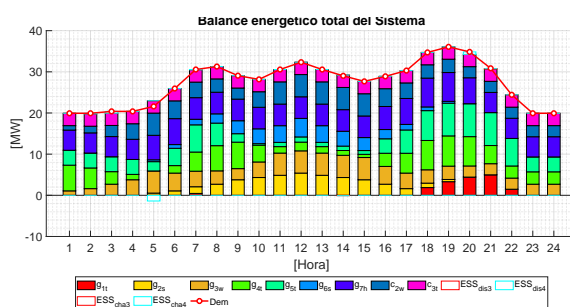
(a) Escenario 1



(b) Escenario 2



(c) Escenario 3



(d) Escenario 4

Figura 3.6: Balance de potencia modelo estocástico PET&GA, $\tau = 7$, caso base.

Finalmente, en las Figuras 3.7, 3.8, 3.9 y 3.10 se muestran el balance energético de cada MR del sistema y los flujos de potencia por las líneas de interconexión que permiten compartir los excedentes de generación o generación más barata de una MR con otras MRs en cada uno de los escenarios de incertidumbre.

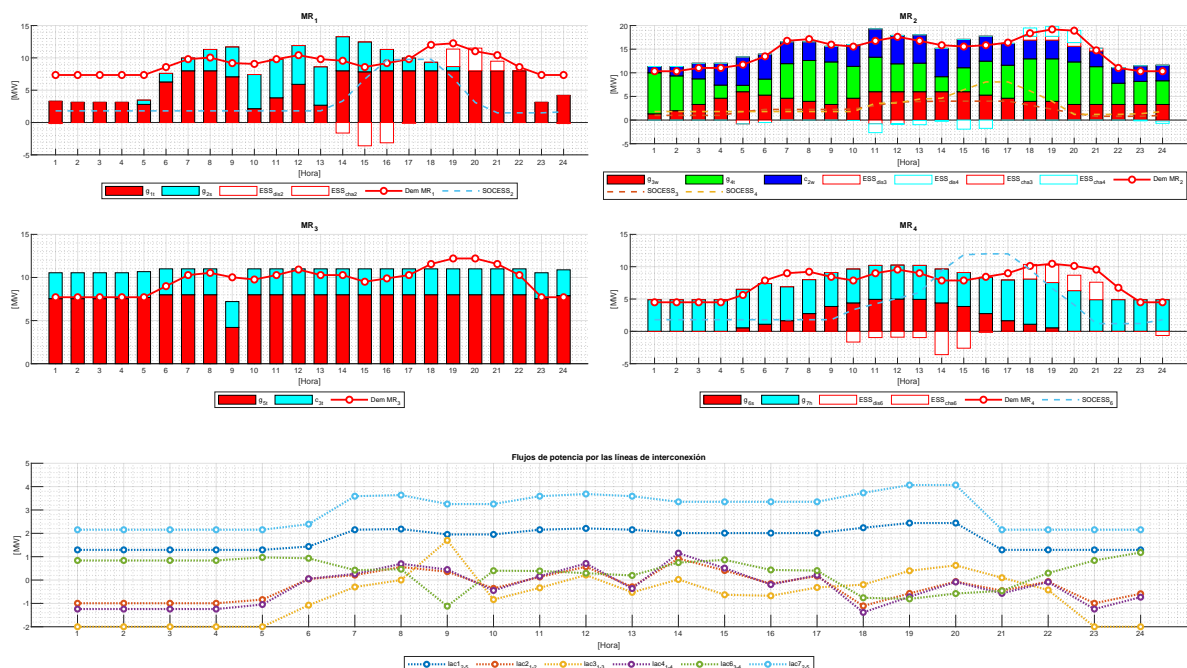


Figura 3.7: Balance de potencia por MR modelo estocástico PET&GA Escenario 1, $\tau = 7$, caso base.

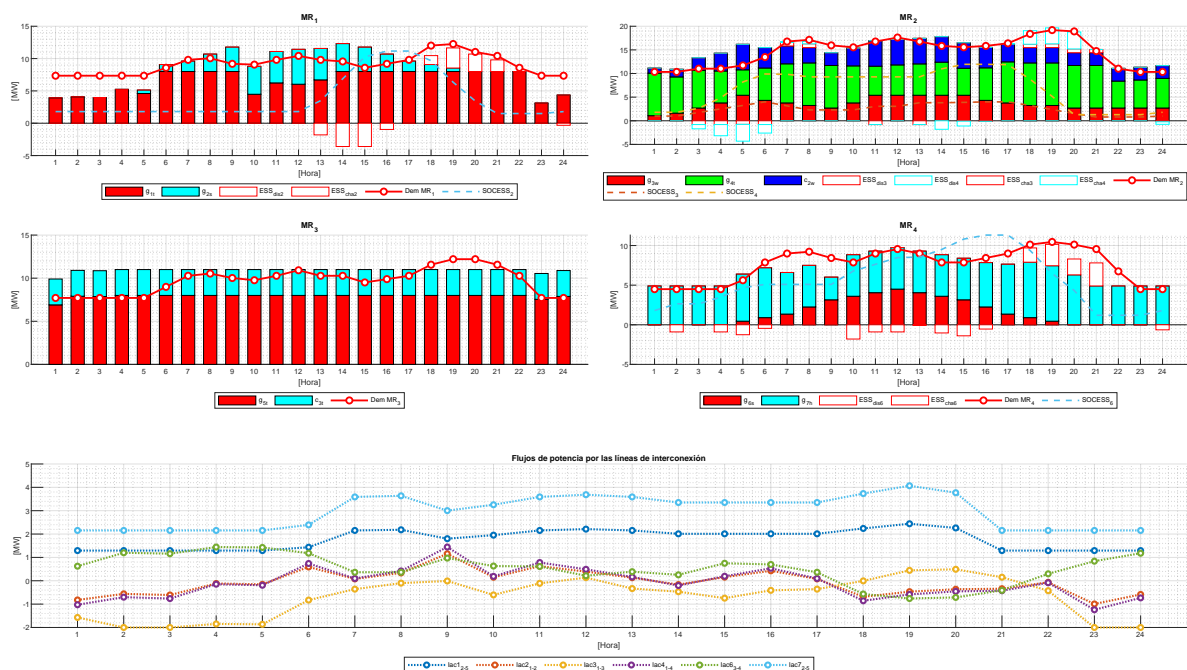


Figura 3.8: Balance de potencia por MR modelo estocástico PET&GA Escenario 2, $\tau = 7$, caso base.

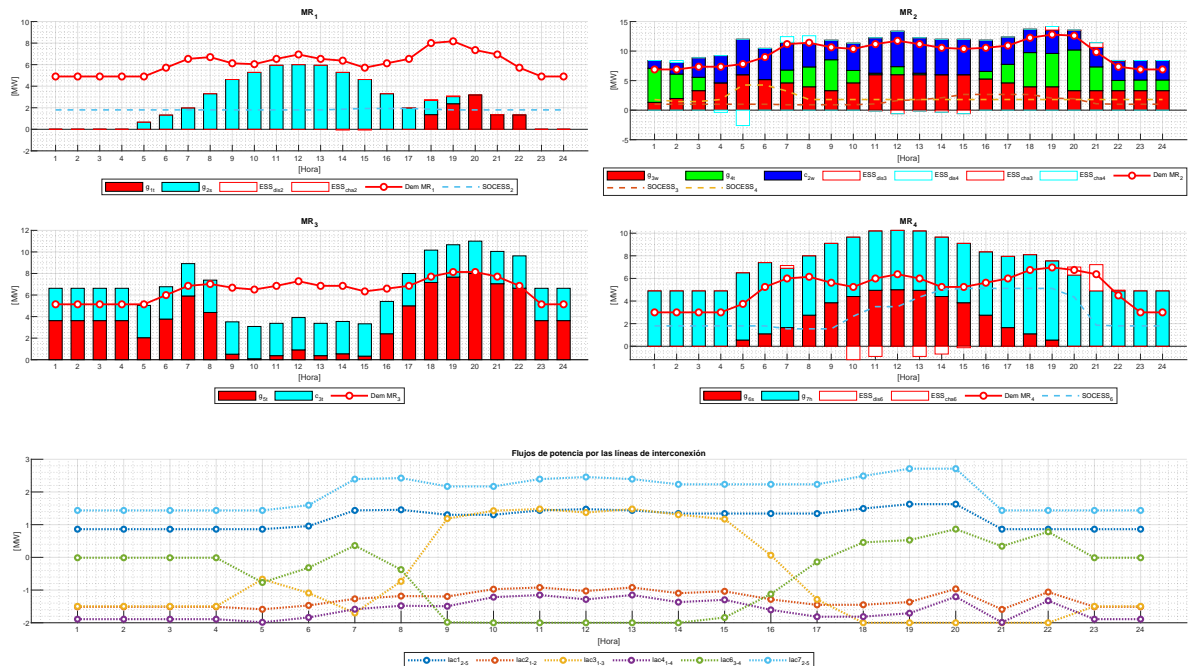


Figura 3.9: Balance de potencia por MR modelo estocástico PET&GA Escenario 3, $\tau = 7$, caso base.

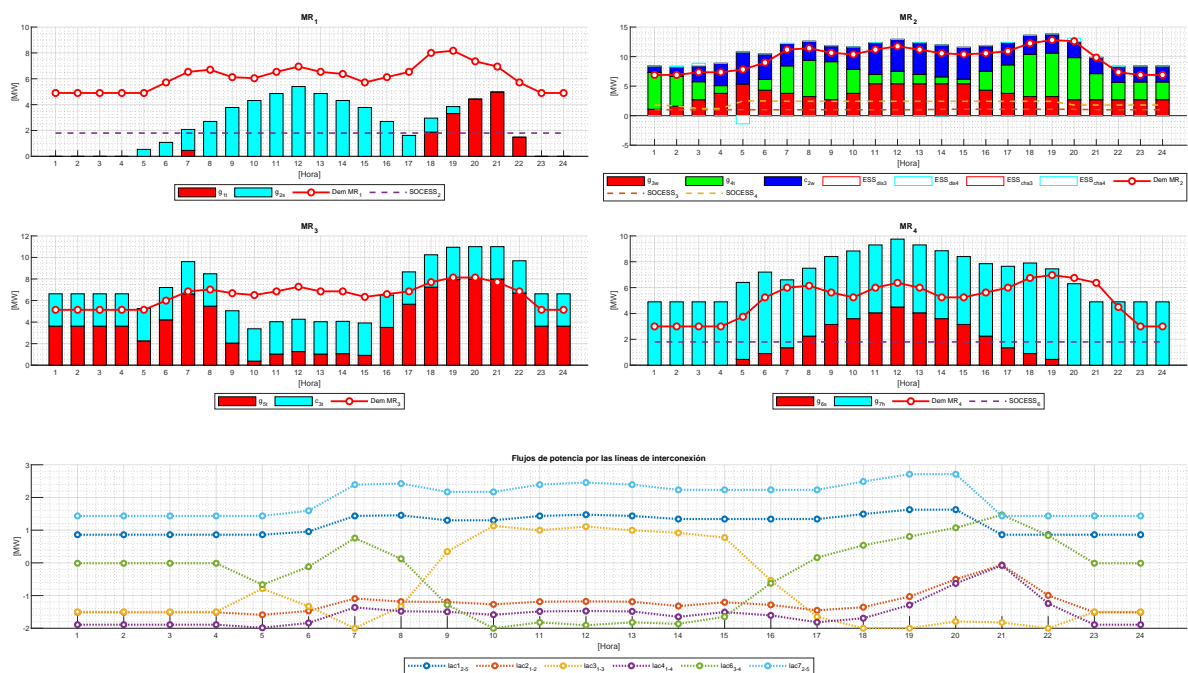


Figura 3.10: Balance de potencia por MR modelo estocástico PET&GA Escenario 4, $\tau = 7$, caso base.



Análisis del modelo de planificación de largo plazo estocástico del problema PET&GA para curvas de demanda de diferentes estaciones del año

Con la finalidad de corroborar los resultados del problema de la Planificación de la Expansión de la Transmisión, Generación y Almacenamiento de energía desde el enfoque estocástico, se propone cuatro casos adicionales al caso base analizado previamente, es decir, se considerará la demanda correspondiente a las diferentes estaciones del año: Verano, otoño, invierno y primavera.

En el Capítulo 2 se analizó las curvas con resolución horaria de la demanda por estación del año de la interconexión Pennsylvania-New Jersey-Maryland - PEJ, los mismos que se utilizarán para el modelamiento estocástico. En la Figura 2.19 se ilustra las curvas de demandas para dichas estaciones.

A continuación en las Tablas 3.13, 3.14, 3.15 y 3.16 se muestran los costos de inversión en nuevas unidades de generación, unidades de almacenamiento de energía y líneas de interconexión, así como los costos totales del sistema como resultado de la optimización de Función Objetivo del modelo estocástico del problema de la Planificación de la Expansión de la Transmisión, Generación y Almacenamiento de energía del sistema para los casos de demanda correspondiente las estaciones del año: verano, otoño, invierno y primavera, en las cuales, además se han considerado los escenarios de incertidumbre de la demanda, generación eólica y fotovoltaica para los diferentes horizontes de planificación. La parte superior de las tablas presentan los resultados del modelos determinista; mientras que los valores de la parte inferior representan los resultados del modelo estocástico.

Como se indicó en el Capítulo 2, el modelo estocástico también prefiere no invertir en las líneas DC debido a sus elevados costos de inversión que se dan en la actualidad. Sin embargo, para el caso del análisis de la demanda prevista para el periodo de verano, el modelo estocástico selecciona una línea DC ℓdc_1 , debido a los altos costos incurridos en la demanda no suministrada, por lo que resulta económicamente viable invertir en una línea DC.

Para el periodo de otoño, se observa que a mayor horizonte de planificación, mayor es el costo de producción, inversión y por consiguiente los costos totales de sistema. Para el caso estocástico se observa además que para el horizonte de planificación $\tau = 12$ años, la inversión en unidades de almacenamiento disminuye con respecto a los otros horizontes, debido a la reducción de los excedente de las microredes.

Tabla 3.13: Resultados del PET&GA estocástico -Verano.

| Modelo Determinista | | | | | |
|---------------------|----------------|-------------|------------|------------|---------------|
| τ | C^{Inv} [\$] | | | | FO [\$] |
| | ℓ | ℓ_{dc} | Generación | ESS | |
| 5 | 305.030 | | 13'848.750 | 16'940.000 | 94'889.088 |
| 7 | 336.050 | | 31'848.750 | 22'995.000 | 140'362.520 |
| 10 | 491.150 | | 46'771.550 | 15'995.000 | 414'881.985 |
| 12 | 646.250 | | 46'771.550 | 5'180.000 | 981'307.888 |
| Modelo Estocástico | | | | | |
| τ | C^{Inv} [\$] | | | | FO [\$] |
| | ℓ | ℓ_{dc} | Generación | ESS | |
| 5 | 439.450 | | 43'040.850 | 26'740.000 | 126'957.748 |
| 7 | 594.550 | | 46'771.550 | 15'540.000 | 243'358.663 |
| 10 | 713.460 | | 46'771.550 | 14'140.000 | 685'834.693 |
| 12 | 728.970 | 330.000 | 46'771.550 | 26'740.000 | 1'166'736.994 |

Tabla 3.14: Resultados del PET&GA estocástico -Otoño.

| Modelo Determinista | | | | | |
|---------------------|----------------|-------------|------------|------------|-------------|
| τ | C^{Inv} [\$] | | | | FO [\$] |
| | ℓ | ℓ_{dc} | Generación | ESS | |
| 5 | 325.710 | | 3'168.750 | 5'180.000 | 57'574.621 |
| 7 | 294.690 | | 13'848.750 | 7'070.000 | 88'073.585 |
| 10 | 330.880 | | 25'848.750 | 12'740.000 | 150'777.674 |
| 12 | 305.030 | | 31'848.750 | 23'940.000 | 219'289.616 |
| Modelo Estocástico | | | | | |
| τ | C^{Inv} [\$] | | | | FO [\$] |
| | ℓ | ℓ_{dc} | Generación | ESS | |
| 5 | 268.840 | | 13'848.750 | 10'850.000 | 65'849.277 |
| 7 | 418.770 | | 31'848.750 | 14'140.000 | 100'059.959 |
| 10 | 563.530 | | 46'771.550 | 26'740.000 | 187'905.637 |
| 12 | 558.360 | | 46'771.550 | 16'940.000 | 382'121.715 |

Para el periodo de invierno, se observa que a mayor horizonte de planificación, mayor es el costo de producción, inversión y por consiguiente los costos totales de sistema. Para el caso estocástico se observa además que para los horizontes de planificación $\tau = 10$ y $\tau = 12$ años, la inversión en unidades de almacenamiento disminuyen con respecto a los otros horizontes, debido a la reducción del excedente de las microredes.

Tabla 3.15: Resultados del PET&GA estocástico - Invierno.
Modelo Determinista

| τ | C^{Inv} [\$] | | | | FO [\$] sto |
|--------|----------------|-------------|------------|------------|-------------|
| | ℓ | ℓ_{dc} | Generación | ESS | |
| 5 | 294.690 | | 6'728.750 | 6'125.000 | 61'868.540 |
| 7 | 258.500 | | 15'714.100 | 10'360.000 | 99'016.102 |
| 10 | 367.070 | | 31'848.750 | 12'740.000 | 168'495.998 |
| 12 | 367.070 | | 46'771.550 | 22'015.000 | 277'691.186 |

Modelo Estocástico

| τ | Generación | | | | FO [\$] det |
|--------|------------|--|------------|------------|-------------|
| 5 | 367.070 | | 13'848.750 | 11'795.000 | 72'003.595 |
| 7 | 418.770 | | 33'714.100 | 14'140.000 | 117'184.910 |
| 10 | 589.380 | | 46'771.550 | 11'795.000 | 324'081.724 |
| 12 | 759.990 | | 46'771.550 | 5'180.000 | 651'512.095 |

Para el caso del periodo de primavera, el modelo determinista no selecciona nuevas unidades de generación, ni de almacenamiento de energía para un horizonte de planificación de $\tau = 5$ y $\tau = 7$ años; sin embargo el modelo estocástico selecciona para todos los horizontes de planificación, lo que se refleja en mayores costos de inversión.

Tabla 3.16: Resultados del PET&GA estocástico -Primavera.
Modelo Determinista

| τ | C^{Inv} [\$] | | | | FO [\$] sto |
|--------|----------------|-------------|------------|-----------|-------------|
| | ℓ | ℓ_{dc} | Generación | ESS | |
| 5 | 274.010 | | | | 38'486.946 |
| 7 | 289.520 | | 10'680.000 | | 69'146.068 |
| 10 | 387.750 | | 13'848.750 | 5'180.000 | 126'096.216 |
| 12 | 315.370 | | 31'848.750 | 6'125.000 | 170'428.465 |

Modelo Estocástico

| | | | | | |
|----|---------|--|------------|------------|-------------|
| 5 | 387.750 | | 3'168.750 | 4'235.000 | 45'709.069 |
| 7 | 392.920 | | 13'848.750 | 6'125.000 | 77'149.094 |
| 10 | 408.430 | | 31'848.750 | 11'795.000 | 128'603.372 |
| 12 | 553.190 | | 46'771.550 | 19'740.000 | 188'384.399 |

Capítulo 4

Aplicación del modelo de planificación de largo plazo estocástico de MRs eléctricas en el sistema de prueba GARVER

4.1. Introducción

En los Capítulos 2 y 3 se desarrollaron los modelos determinista y estocástico, respectivamente, del problema de la Planificación de largo plazo de la Expansión de la Transmisión, Generación y Almacenamiento de energía (PET&GA) de microredes eléctricas aisladas utilizando el esquema base de la Figura 3.3; sin embargo, con la finalidad de corroborar dichos resultados del modelo estocástico, en el presente Capítulo se propone utilizar el model Garver de 6 nodos, pero modificando la capacidad del sistema para hacerlo comparable con un sistema de microredes eléctricas, mismo que se denominará sistema GARVER modificado.

4.2. Sistema de prueba Garver - seis nodos

El sistema Garver ha sido ampliamente utilizado por la mayoría de los investigadores relacionados en problemas de planificación de SEPs. Por esta razón, este sistema se tomará como referencia para realizar la pruebas pertinentes del modelo estocástico del problema PET&GA, desarrollado en el Capítulo 3.

En la Figura 4.1, se muestra el diagrama unifilar de la red de prueba Garver de 6 nodos, en el cual se considera los siguientes elementos:

1. Seis líneas AC existentes; $\ell_1 - \ell_6$.
2. Diez líneas AC candidatas; $\ell_7 - \ell_{16}$.
3. Dos unidades de generación térmicas existentes; $g_1 - g_2$.

4. Una unidad de generación candidata conectada en el nodo 6, la misma que se encuentra aislado y se busca interconectar con el sistema; c_1 .
5. Cinco puntos de demanda; $d_1 - d_5$.

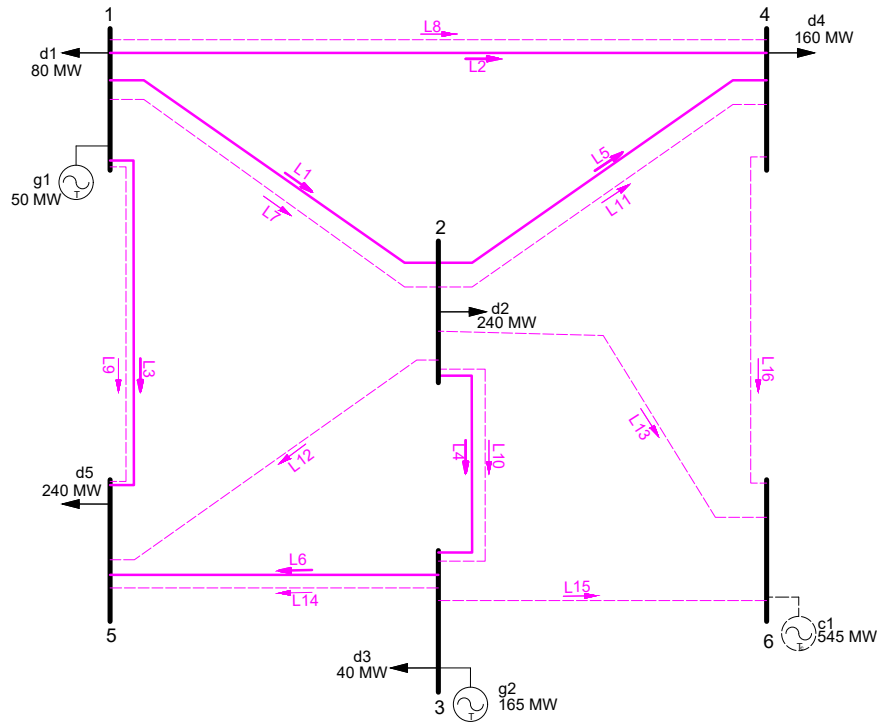


Figura 4.1: Diagrama unifilar - Garver.

4.2.1. Datos de la demanda

En la Tabla 4.1 se presenta los datos de potencia activa de la demanda del sistema. La segunda columna identifica el nodo de ubicación y la tercera la máxima demanda diaria.

Tabla 4.1: Datos de demanda - Garver.

| Demanda | Nodo | $P_d^{D^{max}}$ [MW] |
|---------|-------|----------------------|
| d_1 | n_1 | 80,00 |
| d_2 | n_2 | 240,00 |
| d_3 | n_3 | 40,00 |
| d_4 | n_4 | 160,00 |
| d_5 | n_5 | 240,00 |

4.2.2. Datos de las unidades de generación

En la Tabla 4.2 se presenta los datos de los generadores de este sistema Garver. La segunda columna identifica el nodo de ubicación, la tercera el tipo de tecnología de las unidades de generación y la cuarta columnas la capacidad máxima o potencia nominal.

Tabla 4.2: Datos de generadores - Garver.

| Unidad Generación | Nodo | Tipo | $P_g^{E^{max}}$ [MW] |
|----------------------|-------|---------|-------------------------|
| g_1 | n_1 | térmico | 50,00 |
| g_2 | n_3 | térmico | 165,00 |
| c_1 | n_6 | térmico | 545,00 |

4.2.3. Datos de las líneas existentes AC

La Tabla 4.3 proporciona los datos de las líneas de interconexión existente AC. La segunda y tercera columnas identifican los nodos de envío y recepción de flujos de potencia, respectivamente, mientras que la cuarta y quinta columnas proporcionan la reactancia y la capacidad máxima de la línea, respectivamente.

Tabla 4.3: Datos de las líneas de interconexión existentes AC - Garver.

| Línea | de nodo | a nodo | X_ℓ [pu] | F_ℓ^{max} [MW] |
|----------|---------|--------|---------------|---------------------|
| ℓ_1 | n_1 | n_2 | 0,10 | 100 |
| ℓ_2 | n_1 | n_4 | 0,15 | 80 |
| ℓ_3 | n_1 | n_5 | 0,05 | 100 |
| ℓ_4 | n_2 | n_3 | 0,05 | 100 |
| ℓ_5 | n_2 | n_4 | 0,10 | 100 |
| ℓ_6 | n_3 | n_5 | 0,05 | 100 |

4.2.4. Datos de las líneas candidatas AC

La Tabla 4.4 proporciona los datos de las líneas candidatas AC. La segunda y tercera columnas identifican los nodos de envío y recepción de flujo de potencia, respectivamente, la cuarta y quinta columnas proporcionan la reactancia y la capacidad de cada línea candidata.

Tabla 4.4: Datos de las líneas de interconexión candidatas AC - Garver.

| Línea | de nodo | a nodo | X_ℓ [pu] | F_ℓ^{max} [MW] |
|-------------|---------|--------|---------------|---------------------|
| ℓ_7 | n_1 | n_2 | 0,40 | 100 |
| ℓ_8 | n_1 | n_4 | 0,60 | 80 |
| ℓ_9 | n_1 | n_5 | 0,20 | 100 |
| ℓ_{10} | n_2 | n_3 | 0,20 | 100 |
| ℓ_{11} | n_2 | n_4 | 0,40 | 100 |
| ℓ_{12} | n_2 | n_5 | 0,31 | 100 |
| ℓ_{13} | n_2 | n_6 | 0,30 | 100 |
| ℓ_{14} | n_3 | n_5 | 0,20 | 100 |
| ℓ_{15} | n_3 | n_6 | 0,48 | 100 |
| ℓ_{16} | n_4 | n_6 | 0,30 | 100 |

4.3. Sistema de prueba Garver Modificado

Dado que el sistema de prueba Garver es ampliamente utilizado para la planificación de Sistemas Eléctricos de Potencia, en esta sección se propone un sistema Garver Modificado para hacer comparable con la información de micredes eléctricas. A continuación se detalla las modificaciones propuestas y los datos para cada uno de sus elementos tanto existentes como candidatas.

4.3.1. Datos de la demanda

Se considera demandas residenciales, cuyo valor es la décima parte de la demanda del sistema Garver, por lo que la Tabla 4.5 proporciona los datos de la proyección de la demanda para diferentes tasas de crecimiento y para varios horizontes de planificación de largo plazo.

La segunda columna identifica el nodo de ubicación, la tercera y la cuarta columnas proporcionan el valor máximo de la demanda al inicio del horizonte de planificación y el costo de la energía no suministrada, la quinta columna corresponde a la tasa de crecimiento anual de la demanda r y las columnas 6-9 los valores de la demanda esperada para una tasa de crecimiento y varios horizontes de planificación. Nótese que las proyecciones de la demanda de largo plazo representan el caso más desfavorable en cada MR en el futuro.

Tabla 4.5: Datos de proyección de la demanda - Garver Modificado.

| Demanda | Nodo | $P_{d0}^{D^{max}}$ | Cd^{ENS} [\$/MWh] | r | $P_d^{D^{max}}$ [MW] | | | |
|---------|-------|--------------------|---------------------|------|----------------------|------------|-------------|-------------|
| | | | | | $\tau = 5$ | $\tau = 7$ | $\tau = 10$ | $\tau = 12$ |
| d_1 | n_1 | 4,46 | 900 | 0,05 | 5,69 | 6,28 | 7,26 | 8,00 |
| d_2 | n_2 | 13,36 | 880 | 0,05 | 17,05 | 18,80 | 21,76 | 24,00 |
| d_3 | n_3 | 2,00 | 900 | 0,06 | 2,68 | 3,01 | 3,58 | 4,00 |
| d_4 | n_4 | 7,95 | 880 | 0,06 | 10,64 | 19,95 | 14,24 | 16,00 |
| d_5 | n_5 | 13,36 | 850 | 0,05 | 17,05 | 18,80 | 21,76 | 24,00 |

La Figura 4.2 presenta los perfiles diarios de la demanda al inicio del horizonte de planificación.

4.3.2. Datos de las unidades de generación existentes

En la Tabla 4.6 se presenta los datos de los generadores existentes del Sistema Garver Modificado, conformado exclusivamente por generación térmica, para el cual se ha considerado tres unidades de 5 MW de capacidad nominal en el nodo 1 y cinco unidades de 4 MW en el nodo 3. La segunda columna identifica el nodo de ubicación, la tercera el tipo de tecnología de las unidades de generación, la cuarta columna proporciona la capacidad máxima o potencia nominal, y en la quinta columna se representa los costos de producción.

Nótese que la potencia instalada de todo el sistema es mucho menor a la demanda pico del mismo, por lo que se requiere hacer inversiones en infraestructura adicional.

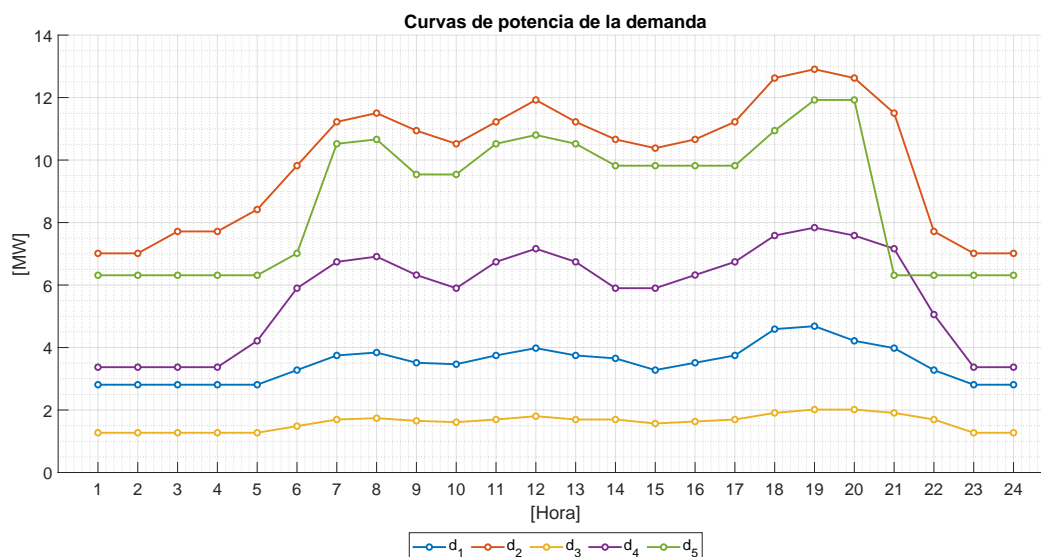


Figura 4.2: Curvas de potencia diaria de la demanda - Garver Modificado.

Tabla 4.6: Datos de los generadores existentes - Garver Modificado.

| Unidad Generación | Nodo | Tipo | $P_g^{E^{max}}$ [MW] | C_g^E [\$/MWh] |
|----------------------|-------|---------|-------------------------|---------------------|
| g_1 | n_1 | térmico | 5,00 | 50,00 |
| g_2 | n_1 | térmico | 5,00 | 49,00 |
| g_3 | n_1 | térmico | 5,00 | 48,00 |
| g_4 | n_3 | térmico | 4,00 | 45,00 |
| g_5 | n_3 | térmico | 4,00 | 45,00 |
| g_6 | n_3 | térmico | 4,00 | 46,00 |
| g_7 | n_3 | térmico | 4,00 | 45,00 |
| g_8 | n_3 | térmico | 4,00 | 44,00 |

4.3.3. Datos de las líneas existentes

La Tabla 4.7 proporciona los datos de las líneas de interconexión existentes. La segunda y tercera columnas identifican los nodos de envío y recepción de flujos de potencia, respectivamente, mientras que la cuarta, quinta y sexta columnas proporcionan la reactancia, longitud y la capacidad máxima de transferencia de potencia de la línea, respectivamente. La longitud y la capacidad de flujo de potencia de las líneas han sido reducidas con respecto al sistema Garver con la finalidad de hacer comparables con las capacidades de un sistema de micredes.

En la Figura 4.3 se muestra el diagrama unifilar del sistema Garver Modificado de seis nodos, mismo que será utilizado para la Planificación de largo plazo de la Expansión de la Transmisión, Generación y Almacenamiento de energía a lo largo del presente Capítulo.

Tabla 4.7: Datos de las líneas de interconexión existentes AC - Garver Modificado.

| Línea | de nodo | a nodo | X_ℓ [Ω/km] | L [km] | F_ℓ^{max} [MW] |
|-------|---------|--------|--------------------------|--------------|-------------------------|
| l_1 | n_1 | n_2 | 0,4576 | 10 | 7 |
| l_2 | n_1 | n_4 | 0,4576 | 15 | 7 |
| l_3 | n_1 | n_5 | 0,4576 | 5 | 7 |
| l_4 | n_2 | n_3 | 0,4576 | 5 | 10 |
| l_5 | n_2 | n_4 | 0,4576 | 10 | 7 |
| l_6 | n_3 | n_5 | 0,4576 | 5 | 10 |

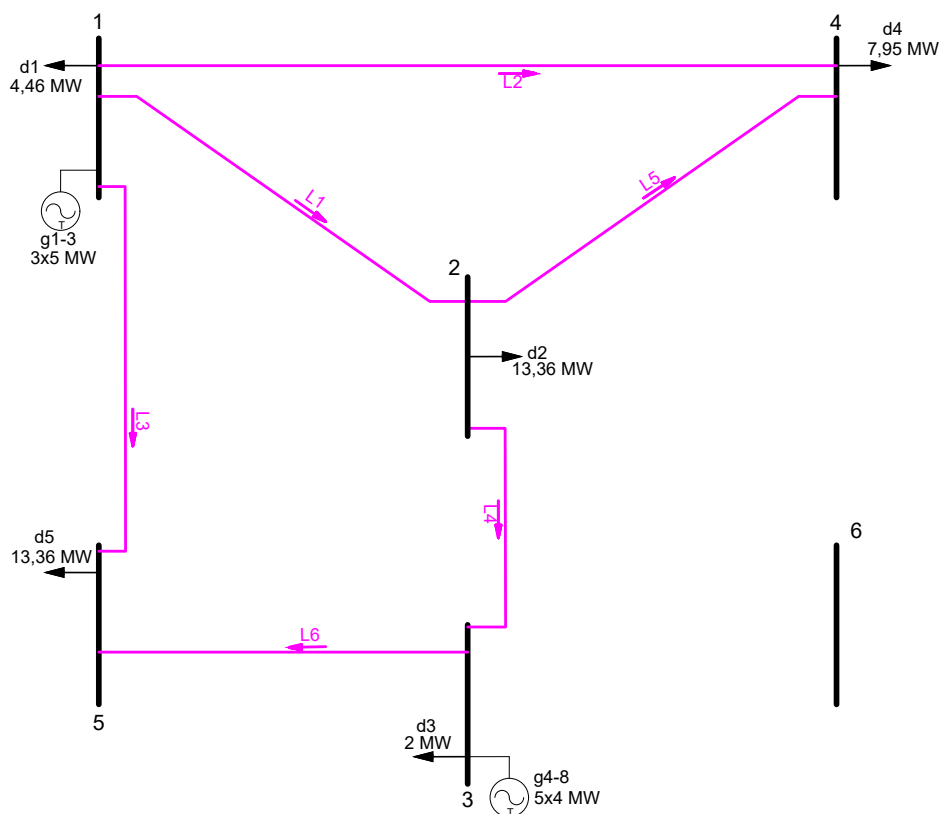


Figura 4.3: Diagrama unifilar - Garver Modificado.

4.3.4. Operación del sistema Garver Modificado

En las Figuras 4.4 y 4.5, se muestran los resultados del balance energético total del sistema, por cada micro red y los flujos de potencia por las líneas existentes del sistema Garver Modificado.

De los resultados se observa un déficit en la generación, principalmente durante las horas de mayor demanda, misma que deberá ser cubierta por la inserción de nuevas infraestructuras en el sistema. El sistema está conformado exclusivamente por generación térmica que alimenta a las demandas de su propia MR y mediante líneas de interconexión existentes a las demás MRs.

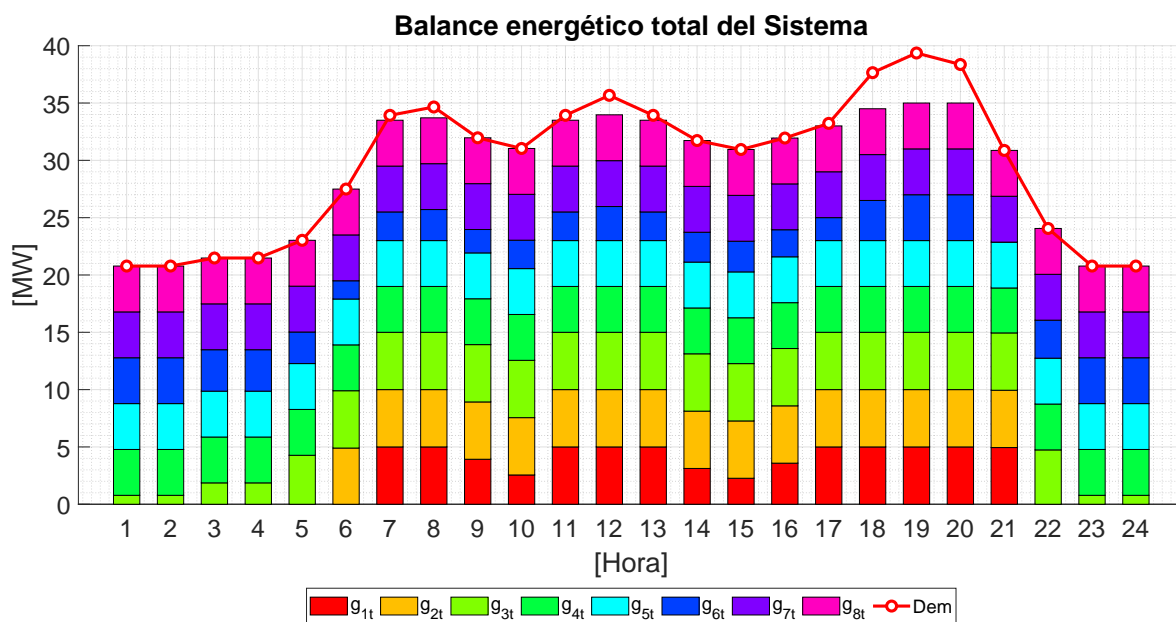


Figura 4.4: Balance energético total del sistema - Garver Modificado.

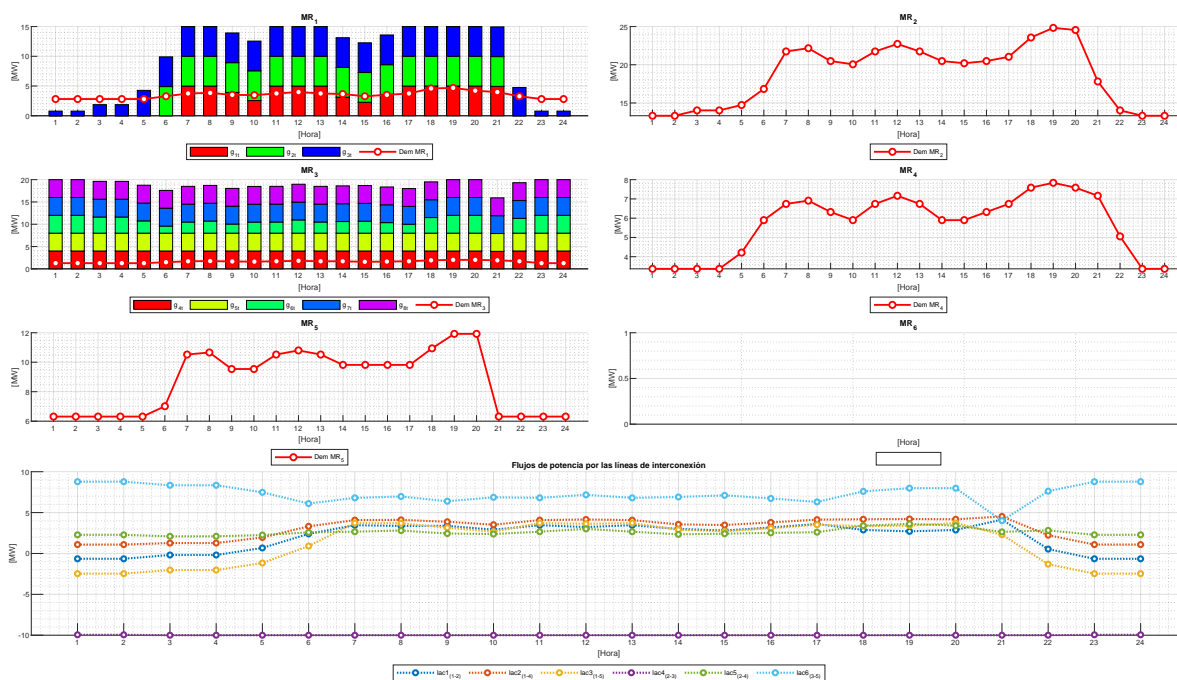


Figura 4.5: Balance energético por MR y flujos de potencia - Garver Modificado.

En la Tabla 4.8 se muestra los resultados de los costos de producción, energía no suministrada y sus respectivos costos incurridos para los horizontes de planificación ($\tau = 1, 5, 7, 10$ y 12 años) sin considerar ningún tipo de inversión en nuevas infraestructuras. Se observa que a medida que se incrementa el horizonte de planificación, los costos de producción y los costos reflejados por la energía no suministrada se incrementan considerablemente.

Tabla 4.8: Resultados: costos de producción, ENS, costos ENS, sin inversiones.

| τ | C^{Prod} [\$] | Costos ENS [\$] | FO [\$] | ENS [MWh] |
|-------------|-----------------|-----------------|---------------|-----------|
| $\tau = 1$ | 11'743.970 | 4'816.991 | 16'560.964 | 5.483 |
| $\tau = 5$ | 65'144.950 | 164'540.500 | 229'685.472 | 188.486 |
| $\tau = 7$ | 94'396.100 | 382'249.900 | 476'646.010 | 439.174 |
| $\tau = 10$ | 141'029.100 | 945'488.100 | 1.086'517.150 | 1'088.214 |
| $\tau = 12$ | 171'626.800 | 1.553'086.000 | 1.724'713.007 | 1'788.178 |

4.3.5. Datos de unidades de generación candidatas

La Tabla 4.9 presenta los datos de las unidades de generación candidatas. La segunda columna representa el nodo de ubicación, la tercera columna define el tipo de tecnología, las columnas 4-7 representan las opciones de capacidad constructiva de los generadores, la columna 8 representa los costos de producción y finalmente la columna 9 indica el costo de inversión de las unidades generadoras por unidad de potencia.

Tabla 4.9: Datos de los generadores candidatos - Garver Modificado.

| Unidad de Generación | Nodo | Tipo | $P_c^{C^{max}}$ [MW] | | | | C_c^C [\$/MWh] | I_c^C [\$/MW] |
|----------------------|-------|--------------|----------------------|-------|-------|-------|------------------|-----------------|
| | | | q_1 | q_2 | q_3 | q_4 | | |
| c_1 | n_1 | fotovoltaico | 0 | 0,5 | 0,75 | 1 | 5,70 | 1'865.350 |
| c_2 | n_1 | eólico | 0 | 1 | 2 | 3 | 7.50 | 1'780.000 |
| c_3 | n_2 | fotovoltaico | 0 | 1 | 2 | 4 | 5,70 | 1'865.350 |
| c_4 | n_2 | eólico | 0 | 0,5 | 1 | 1,5 | 7.50 | 1'780.000 |
| c_5 | n_3 | fotovoltaico | 0 | 1 | 2 | 3 | 5,70 | 1'865.350 |
| c_6 | n_4 | fotovoltaico | 0 | 1 | 2 | 3 | 5,70 | 1'865.350 |
| c_7 | n_4 | eólico | 0 | 2 | 4 | 6 | 7.50 | 1'780.000 |
| c_8 | n_5 | fotovoltaico | 0 | 1 | 2 | 4 | 5,70 | 1'865.350 |
| c_9 | n_6 | hidro | 0 | 0 | 3 | 6 | 8.00 | 4'000.000 |
| c_{10} | n_6 | térmico | 0 | 2 | 4 | 6 | 40,00 | 1'056.250 |

4.3.6. Datos de las líneas de interconexión candidatas AC

La Tabla 4.10 proporciona los datos de líneas candidatas AC. La segunda y tercera columnas identifican los nodos de envío y recepción de flujo de potencia, respectivamente, la cuarta y quinta columnas proporcionan la reactancia y la longitud de las líneas, respectivamente, mientras que en la sexta columna corresponde al costo de inversión por MW y por km.

En la Tabla 4.11 se muestra las opciones de capacidad de transferencia de potencia de las líneas AC candidatas y de las cuales el modelo estocástico decidirá la capacidad óptima de la línea a ser construida. Nótese que si el modelo selecciona la primera opción k_1 , esto implica que la línea no será construida.

Tabla 4.10: Datos de las líneas de interconexión candidatas AC - Garver Modificado.

| Línea | de nodo | a nodo | $X_\ell[\Omega/km]$ | $L[km]$ | $I_\ell^L[\$/MW/km]$ |
|----------|---------|--------|---------------------|---------|----------------------|
| l_7 | n_1 | n_2 | 0,4576 | 10 | 5.170 |
| l_8 | n_1 | n_4 | 0,4576 | 15 | 5.170 |
| l_9 | n_1 | n_5 | 0,4576 | 5 | 5.170 |
| l_{10} | n_2 | n_3 | 0,4576 | 5 | 5.170 |
| l_{11} | n_2 | n_4 | 0,4576 | 10 | 5.170 |
| l_{12} | n_2 | n_5 | 0,4576 | 8 | 5.170 |
| l_{13} | n_2 | n_6 | 0,4576 | 8 | 5.170 |
| l_{14} | n_3 | n_5 | 0,4576 | 5 | 5.170 |
| l_{15} | n_3 | n_6 | 0,4576 | 12 | 5.170 |
| l_{16} | n_4 | n_6 | 0,4576 | 8 | 5.170 |

Tabla 4.11: Opciones capacidad transferencia - líneas AC candidatas - Garver modificado.

| Línea AC | $P_{\ell,k}^{Option} [MW]$ | | | | | | | |
|----------|----------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | k_1 | k_2 | k_3 | k_4 | k_5 | k_6 | k_7 | k_8 |
| l_7 | 0 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| l_8 | 0 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| l_9 | 0 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| l_{10} | 0 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| l_{11} | 0 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| l_{12} | 0 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| l_{13} | 0 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| l_{14} | 0 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| l_{15} | 0 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| l_{16} | 0 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |

4.3.7. Líneas de interconexión candidatas DC

Se considera también la posibilidad de construir diez líneas de interconexión DC bidireccionales por las mismas rutas de las líneas AC candidatas, cuyos datos se proporcionan en la Tabla 4.12. La segunda y tercera columnas identifican los nodos de envío y recepción de flujo de potencia, respectivamente, mientras que la cuarta columna proporciona la longitud de la línea. Finalmente, la quinta y sexta columnas representan el costo de inversión de la línea misma en $[\$/km/MW]$ y el costo de inversión de las estaciones convertidoras de las líneas DC en $[\$/MW]$.

En la Tabla 4.13 se muestra las opciones de capacidad de transferencia de potencia de las líneas DC candidatas que serán consideradas y de las cuales el modelo estocástico decidirá la capacidad óptima de la línea a ser construida. Nótese que si el modelo selecciona la primera opción z_1 , esto implica que la línea no será construida.

Tabla 4.12: Datos de las líneas de interconexión candidatas DC - Garver Modificado.

| Línea | de nodo | a nodo | L [km] | I_{ldc} [\$/MW/km] | I_{ldcH} [\$/MW] |
|------------|---------|--------|----------|----------------------|--------------------|
| ldc_1 | n_1 | n_2 | 10 | 2.600 | 152.000 |
| ldc_2 | n_1 | n_4 | 15 | 2.600 | 152.000 |
| ldc_3 | n_1 | n_5 | 5 | 2.600 | 152.000 |
| ldc_4 | n_2 | n_3 | 5 | 2.600 | 152.000 |
| ldc_5 | n_2 | n_4 | 10 | 2.600 | 152.000 |
| ldc_6 | n_2 | n_5 | 8 | 2.600 | 152.000 |
| ldc_7 | n_2 | n_6 | 8 | 2.600 | 152.000 |
| ldc_8 | n_3 | n_5 | 5 | 2.600 | 152.000 |
| ldc_9 | n_3 | n_6 | 12 | 2.600 | 152.000 |
| ldc_{10} | n_4 | n_6 | 8 | 2.600 | 152.000 |

Tabla 4.13: Opciones capacidad transferencia - líneas DC candidatas - Garver modificado.

| Línea AC | $P_{ldc,z}^{Option}$ [MW] | | | | | | | |
|------------|---------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | z_1 | z_2 | z_3 | z_4 | z_5 | z_6 | z_7 | z_8 |
| ldc_1 | 0 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| ldc_2 | 0 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| ldc_3 | 0 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| ldc_4 | 0 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| ldc_5 | 0 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| ldc_6 | 0 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| ldc_7 | 0 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| ldc_8 | 0 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| ldc_9 | 0 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| ldc_{10} | 0 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |

4.3.8. Datos de unidades de almacenamiento de energía

En la Tabla 4.14 se muestra los datos de las unidades de almacenamiento de energía candidatas. En la parte superior: la columna 2 representa el nodo en donde se encuentran conectados las unidades de almacenamiento, la columna 3 describe el tipo de tecnología, las columnas 4, 5 y 6 representan los valores iniciales, mínimos y máximos del estado de carga de las unidades de almacenamiento, las columnas 7 y 8 son los valores máximos y mínimos de potencia de descarga de las unidades de almacenamiento; mientras que en las columnas 3 y 4 de la parte inferior representan los valores máximos y mínimos de potencia de carga de las unidades de almacenamiento, las columnas 5 y 6 representan la eficiencia de descarga y carga y finalmente la columna 7 representa el costo de inversión en \$/MWh.

Los estados de carga iniciales, estados de carga mínimos y potencias de carga y descarga máximos y mínimos son considerados como un porcentaje del estado de carga máxima de cada unidad de almacenamiento.

En la Figura 4.6 se muestra el diagrama unifilar del sistema Garver Modificado de seis nodos, en la cual se muestra la infraestructura existente y candidata para el problema

Tabla 4.14: Datos sistemas de almacenamiento.

| #ESS | nodo | Tipo | SOC_a^0 [%] | SOC_a^{min} [%] | SOC_a^{max} [MWh] | $P_a^{dis,max}$ [%] | $P_a^{dis,min}$ [%] |
|-----------------------|-------|------|------------------|----------------------|------------------------|------------------------|------------------------|
| $ESS_1 - a_{(1-4)}$ | n_2 | LFP | 0,25 | 0,20 | 4,00 | 0,20 | 0,02 |
| $ESS_2 - a_{(5-8)}$ | n_2 | VRFB | 0,15 | 0,10 | 3,00 | 0,30 | 0,02 |
| $ESS_3 - a_{(9-12)}$ | n_4 | LFP | 0,25 | 0,20 | 4,00 | 0,20 | 0,02 |
| $ESS_4 - a_{(13-16)}$ | n_4 | VRFB | 0,15 | 0,10 | 3,00 | 0,30 | 0,02 |
| $ESS_5 - a_{(17-20)}$ | n_5 | LFP | 0,25 | 0,20 | 4,00 | 0,20 | 0,02 |
| $ESS_6 - a_{(21-24)}$ | n_5 | VRFB | 0,15 | 0,10 | 3,00 | 0,30 | 0,02 |

| #ESS | nodo | $P_a^{cha,max}$ [%] | $P_a^{ch,min}$ [%] | η_a^{dis} [%] | η_a^{cha} [%] | I_a^A [\$/MWh] |
|-----------------------|-------|------------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|---------------------|
| $ESS_1 - a_{(1-4)}$ | n_2 | 0,20 | 0,02 | 0,93 | 0,95 | 350.000 |
| $ESS_2 - a_{(5-8)}$ | n_2 | 0,30 | 0,02 | 0,92 | 0,94 | 315.000 |
| $ESS_3 - a_{(9-12)}$ | n_4 | 0,20 | 0,02 | 0,93 | 0,95 | 350.000 |
| $ESS_4 - a_{(13-16)}$ | n_4 | 0,30 | 0,02 | 0,92 | 0,94 | 315.000 |
| $ESS_5 - a_{(17-20)}$ | n_5 | 0,20 | 0,02 | 0,93 | 0,95 | 350.000 |
| $ESS_6 - a_{(21-24)}$ | n_6 | 0,30 | 0,02 | 0,92 | 0,94 | 315.000 |

de la Planificación de largo plazo de la Transmisión, Generación y Almacenamiento de energía PET&GA, mismo que se utilizará para el presente análisis. Nótese que por cada ruta de las líneas AC candidatas, se considera también líneas DC candidatas.

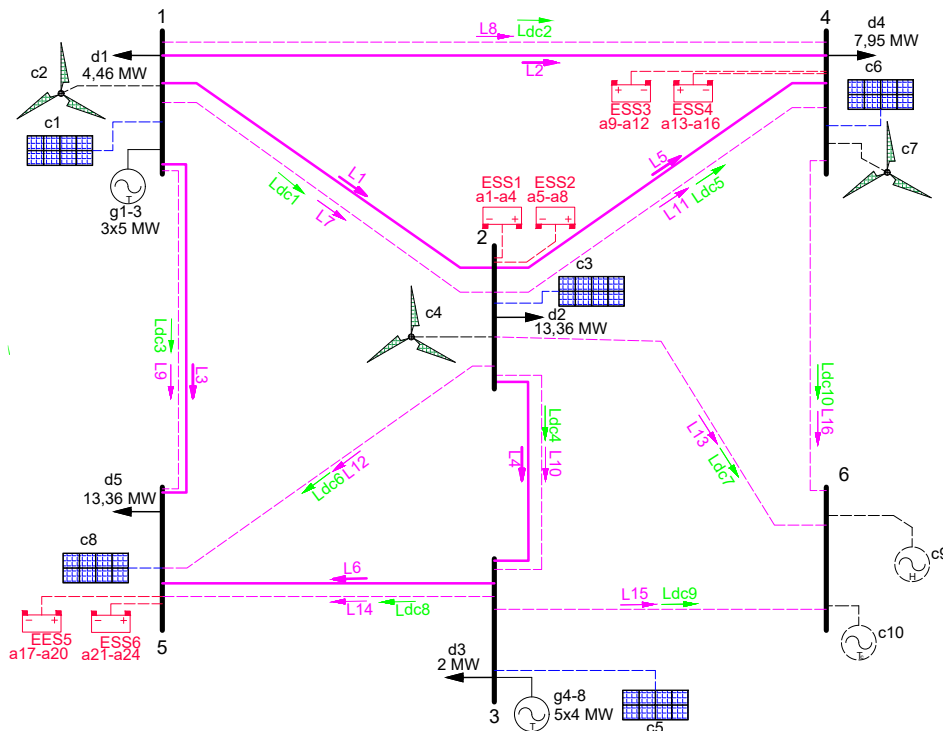


Figura 4.6: Diagrama unifilar PET&GA - Garver Modificado.

4.4. Resultados sistema de prueba Garver Modificado - Modelo Determinista

En el Capítulo 2 se desarrolló el modelo del problema de la Planificación de largo plazo de la Expansión, Generación y Almacenamiento de Energía (PET&GA) desde el enfoque determinista, por lo tanto, con base en esta formulación, datos de las unidades de generación existentes y candidatas, líneas de interconexión AC existentes y candidatas, líneas de interconexión DC del sistema Garver Modificado, resumidas en el diagrama unifilar de la Figura 4.6 y además considerando las curvas de demanda del caso base de la Figura 4.2, en la Tabla 4.15 se presenta los resultados del modelo determinista del problema PET&GA del sistema Garver Modificado para cuatro diferentes horizontes de planificación, en la cual se resume los resultados de operación, decisiones de inversión y los costos tanto de las inversiones como de la operación del sistema.

Tabla 4.15: Resultados modelo determinista del PET&GA - sistema Garver Modificado.

| τ | C^{Prod} [\$] | | C^{Inv} [\$] | | | | FO[\$] |
|--------|---|------------|---|-------------|------------|------------|-------------|
| | Existente | Candidata | ℓ | ℓ_{dc} | Gen | ESS | |
| 5 | 50'491.910 | 10'280.480 | 1'375.220 | | 25'027.500 | 1'890.000 | 93'544.366 |
| 7 | 78'219.540 | 16'812.210 | 1'607.870 | | 25'027.500 | 6'615.000 | 128'420.690 |
| 10 | 118'763.900 | 28'884.510 | 1'954.260 | | 49'027.500 | 10'395.000 | 209'025.160 |
| 12 | 156'964.900 | 36'154.910 | 1'980.110 | | 62'084.950 | 19'740.000 | 280'134.405 |
| τ | ENS [MWh] | ENS [\$] | ESS | | | | |
| 5 | 5.090 | 4'479.251 | a_{14}, a_{23} | | | | |
| 7 | 157 | 138.571 | $a_5, a_6, a_8, a_{13}, a_{21}, a_{23}, a_{24}$ | | | | |
| 10 | 0 | 0 | $a_5 - a_8, a_{13} - a_{16}, a_{21}, a_{22}, a_{24}$ | | | | |
| 12 | 3.775 | 3'209.555 | $a_2 - a_4, a_5 - a_8, a_{10} - a_{12}, a_{13} - a_{16}, a_{21} - a_{24}$ | | | | |
| τ | Generación [MW] | | | | | | |
| 5 | $c_{2w[3]}, c_{4w[1,5]}, c_{7w[6]}, c_{10t[6]}$ | | | | | | |
| 7 | $c_{2w[3]}, c_{4w[1,5]}, c_{7w[6]}, c_{10t[6]}$ | | | | | | |
| 10 | $c_{2w[3]}, c_{4w[1,5]}, c_{7w[6]}, c_{9h[6]}, c_{10t[6]}$ | | | | | | |
| 12 | $c_{1s[1]}, c_{2w[3]}, c_{4w[1,5]}, c_{5s[2]}, c_{6s[2]}, c_{7w[6]}, c_{8s[2]}, c_{9h[6]}, c_{10t[6]}$ | | | | | | |
| τ | Líneas [MW] | | | | | | |
| 5 | $\ell_{7[4]}, \ell_{8[4]}, \ell_{9[4]}, \ell_{10[5]}, \ell_{12[4]}, \ell_{13[4]}, \ell_{14[5]}, \ell_{16[4]}$ | | | | | | |
| 7 | $\ell_{7[4]}, \ell_{8[4]}, \ell_{9[4]}, \ell_{10[6]}, \ell_{11[4]}, \ell_{12[4]}, \ell_{13[4]}, \ell_{14[5]}, \ell_{16[4]}$ | | | | | | |
| 10 | $\ell_{7[4]}, \ell_{8[4]}, \ell_{9[4]}, \ell_{10[5]}, \ell_{11[4]}, \ell_{12[4]}, \ell_{13[5]}, \ell_{14[5]}, \ell_{15[4]}, \ell_{16[6]}$ | | | | | | |
| 12 | $\ell_{7[4]}, \ell_{8[4]}, \ell_{9[4]}, \ell_{10[5]}, \ell_{11[4]}, \ell_{12[4]}, \ell_{13[6]}, \ell_{14[6]}, \ell_{15[4]}, \ell_{16[5]}$ | | | | | | |

De los resultados, se observa que cuanto mayor sea el horizonte de planificación τ , mayor son los costos totales del sistema reflejados en el resultado de la FO, principalmente debido al ingreso de nuevas infraestructuras, tales como líneas de interconexión, generación y almacenamiento de energía para cubrir el crecimiento de la demanda.

Nótese que para el horizonte de planificación $\tau = 10$, la inversión en nuevas infraestructuras permite cubrir toda la demanda del sistema; mientras que para el resto de horizontes

de planificación es mejor económicamente tener una energía no suministrada que ingresar nuevas infraestructuras adicionales.

Obsérvese también que el modelo optimiza la capacidad tanto de la generación como de la capacidad de transferencia de potencia de las líneas de interconexión.

En la Figura 4.7 se muestra el balance energético del sistema para el horizonte de planificación $\tau = 7$, en el cual se observa la generación tanto de las unidades existentes como candidatas y la operación de los sistemas de almacenamiento para satisfacer la demanda del sistema. Se observa además que durante las horas 19 y 20, las unidades de generación no cubren la demanda total del sistema, específicamente la demanda d_4 , aunque la energía no suministrada presentan valores bajos.

Nótese además la carga de las unidades de almacenamiento de energía durante las horas de baja demanda y su descarga durante las horas pico.

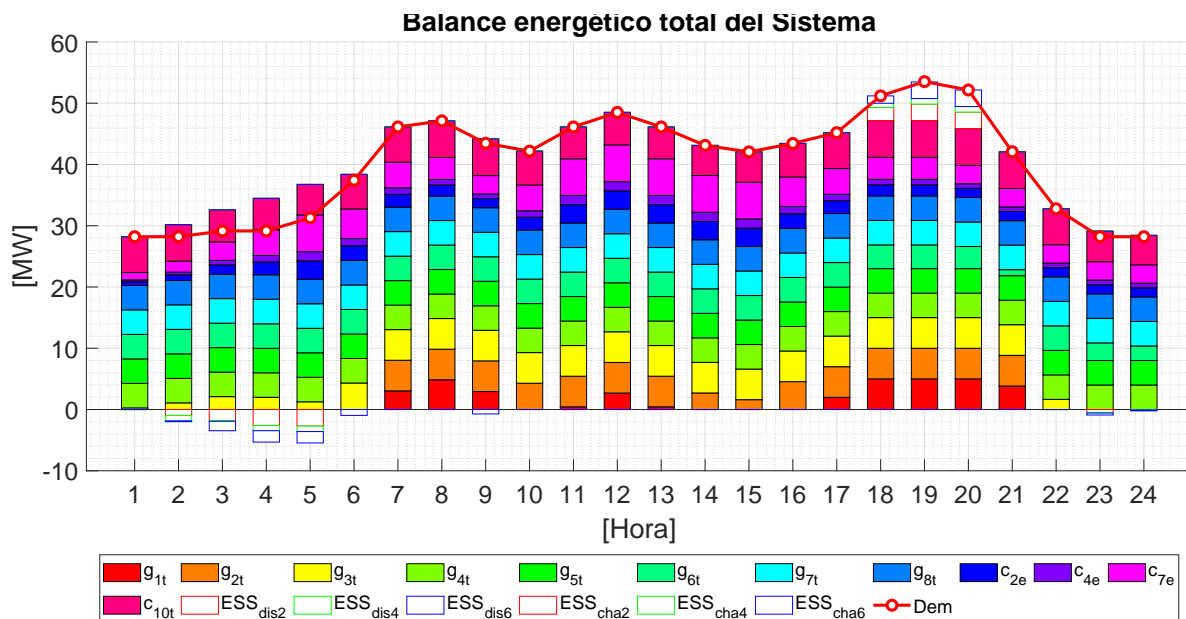


Figura 4.7: Balance energético modelo determinista PET&GA - Garver Modificado.

En la Figura 4.8 se muestra los resultados de la planificación de largo plazo PET&GA para el horizonte de planificación $\tau = 7$ por cada micro red, en el cual se observa la generación tanto de las unidades existentes como candidatas, perfiles del estado de carga y la carga y descarga de las unidades de almacenamiento de energía y los flujos de potencia por las líneas de interconexión existentes y candidatas AC. Se observa además que durante las horas 19 y 20 las unidades de generación no cubren la demanda de la MR_4 , a pesar de la transferencia de potencia desde microredes vecinas.

Las unidades de almacenamiento se cargan durante las horas de baja demanda y descargan su energía durante las horas pico, además se observa también que la generación

renovable desplaza parte de la producción térmica durante varias horas del día.

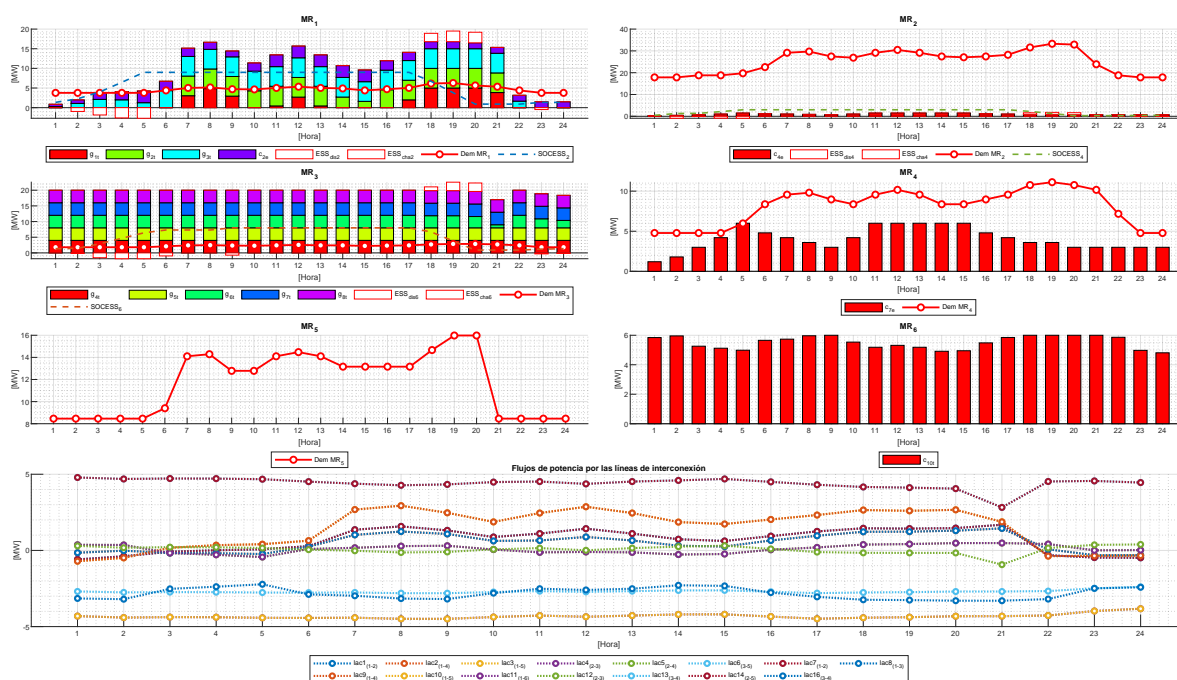


Figura 4.8: Balance energético por MR modelo determinista PET&GA - Garver Modificado - caso base.

4.5. Resultados sistema de prueba Garver Modificado - Modelo Estocástico

En el Capítulo 3 se desarrolló la formulación del modelo estocástico de la Planificación de largo plazo de la Expansión de la Transmisión, Generación y Almacenamiento de energía (PET&GA). Por lo tanto, con base en esta formulación, datos de las unidades de generación existente y candidata, líneas de interconexión AC existentes y candidatas, líneas de interconexión DC y sistemas de almacenamiento de energía del sistema Garver Modificado, resumidas en el diagrama unifilar de la Figura 4.6 y además considerando las curvas de demanda del caso base de la Figura 4.2 y los escenarios del modelo estocástico de la Tabla 3.10 se obtuvo los resultados que se indican a continuación:

La Tabla 4.16 presenta los resultados de optimización del problema PET&GA del sistema Garver modificado para cuatro horizontes de planificación ($\tau = 5, 7, 10$ y 12 años) donde se observa los costos de inversión de unidades de generación, líneas de interconexión y unidades de almacenamiento de energía, así como los costos totales del sistema como resultado de la optimización de la Función Objetivo. Los valores de la parte superior corresponden a los resultados del modelo determinista; mientras que los valores de la parte inferior corresponden a los resultados del modelo estocástico.

La consideración de la incertidumbre en la demanda y en la generación renovable en la planificación de largo plazo PET&GA ha presentado en consecuencia un mayor costo total del sistema en todos los horizontes de planificación con respecto a los resultados del modelo determinista, los mismos que son reflejados por el incremento en los costos de operación e inversión, cuidando adecuadamente de no subestimar ni sobreestimar dichas inversiones.

Nótese la diferencia entre los resultados de la planificación entre los horizontes de $\tau = 10$ y 12 años, si bien la demanda es mayor, la inversión en unidades de almacenamiento y líneas de interconexión es menor para $\tau = 12$ debido a que la inversión de las unidades de generación ha llegado al límite y es preferible suministrar energía a la demanda de sus propias microredes.

Tabla 4.16: Costos de inversión PET&GA determinista y estocástico Garver Modificado - Caso base.

| Modelo Determinista | | | | | | |
|---------------------|-----------------|-------------|------------|------------|-------------|------------|
| τ | C^{Inv} [\\$] | | | | FO [\\$] | Tiempo [s] |
| | ℓ | ℓ_{dc} | Generación | ESS | | |
| 5 | 1'375.220 | | 25'027.500 | 1'890.000 | 93'544.366 | 21,04 |
| 7 | 1'607.870 | | 25'027.500 | 6'615.000 | 128'420.690 | 22,97 |
| 10 | 1'954.260 | | 49'027.500 | 10'395.000 | 209'025.160 | 21,08 |
| 12 | 1'980.110 | | 62'084.950 | 19'740.000 | 280'134.405 | 24,06 |
| Modelo Estocástico | | | | | | |
| 5 | 1'607.870 | | 25'027.500 | 10'395.000 | 101'261.588 | 95,26 |
| 7 | 1'799.160 | | 49'027.500 | 12'740.000 | 157'840.870 | 52,76 |
| 10 | 2'021.470 | | 77'007.750 | 28'140.000 | 258'694.254 | 105,59 |
| 12 | 1'840.520 | | 77'007.750 | 10'395.000 | 537'009.111 | 81,98 |

En la Tabla 4.17 se muestra una tabla resumen de la infraestructura óptima seleccionada por el modelo estocástico Garver Modificado para diferentes horizontes de planificación del problema PET&GA. Se incluyen las capacidades óptimas de las unidades de generación, líneas de interconexión y sistemas de almacenamiento de energía.

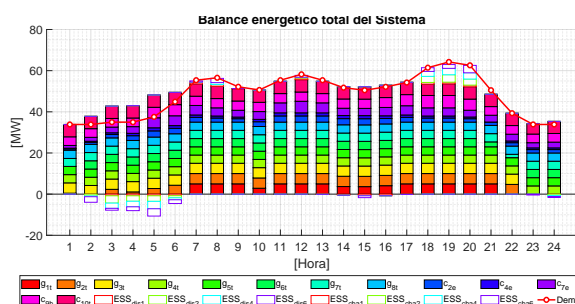
Como se mencionó en los Capítulos 2 y 3, los modelos de optimización seleccionan líneas AC en lugar de líneas DC debido a que los costos de las estaciones convertoras DC son muy elevados y actualmente son competitivas para líneas de más de 200 km.

En la Figura 4.9 se muestra el balance energético del sistema para el horizonte de planificación de $\tau = 7$ para cada uno de los escenarios de incertidumbre planteados, en el cual se observa la generación de las unidades existentes y candidatas y el comportamiento de los sistemas de almacenamiento de energía para cubrir la demanda del sistema Garver Modificado.

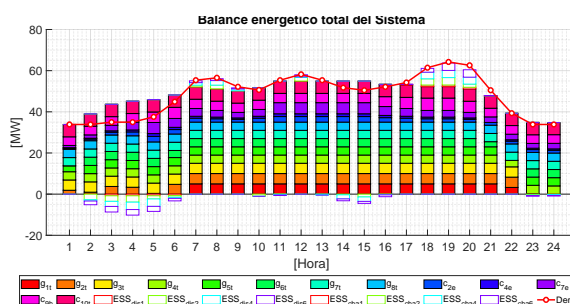
De acuerdo a los resultado de la optimización del modelo estocástico de largo plazo PET&GA, en los escenarios 1 y 2 existe energía no suministrada debido al incremento de

Tabla 4.17: Selección óptima de infraestructura PET&GA estocástico Garver Modificado - Caso base.

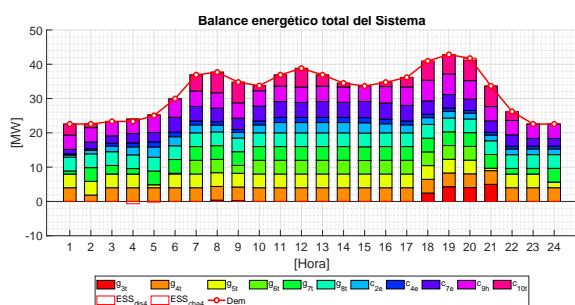
| τ | Generación [MW] |
|--------|---|
| 5 | $C_{2w}[3], C_{4w}[1,5], C_{7w}[6], C_{10t}[6]$ |
| 7 | $C_{2w}[3], C_{4w}[1,5], C_{7w}[6], C_{9h}[6], C_{10t}[6]$ |
| 10 | $C_{1s}[1], C_{2w}[3], C_{3s}[4], C_{4w}[1,5], C_{5s}[3], C_{6s}[3], C_{7w}[6], C_{8s}[4], C_{9h}[6], C_{10t}[6]$ |
| 12 | $C_{1s}[1], C_{2w}[3], C_{3s}[4], C_{4w}[1,5], C_{5s}[3], C_{6s}[3], C_{7w}[6], C_{8s}[4], C_{9h}[6], C_{10t}[6]$ |
| τ | ESS |
| 5 | $a_5-a_8, a_{13}-a_{16}, a_{21}, a_{22}, a_{24}$ |
| 7 | $a_4, a_5-a_8, a_{13}-a_{16}, a_{21}-a_{24}$ |
| 10 | $a_1-a_4, a_5-a_8, a_9-a_{12}, a_{13}-a_{16}, a_{17}-a_{20}, a_{21}-a_{24}$ |
| 12 | $a_5-a_8, a_{13}-a_{16}, a_{21}, a_{23}, a_{24}$ |
| τ | Líneas [MW] |
| 5 | $l_7[4], l_8[4], l_9[4], l_{10}[6], l_{11}[4], l_{12}[4], l_{13}[4], l_{14}[5], l_{16}[4]$ |
| 7 | $l_7[4], l_8[4], l_9[4], l_{10}[6], l_{12}[4], l_{13}[6], l_{14}[6], l_{15}[4], l_{16}[5]$ |
| 10 | $l_7[4], l_8[4], l_9[4], l_{10}[5], l_{11}[4], l_{12}[4], l_{13}[6], l_{14}[6], l_{15}[4], l_{16}[6]$ |
| 12 | $l_7[4], l_8[4], l_9[4], l_{10}[6], l_{11}[4], l_{13}[5], l_{14}[6], l_{15}[4], l_{16}[6]$ |



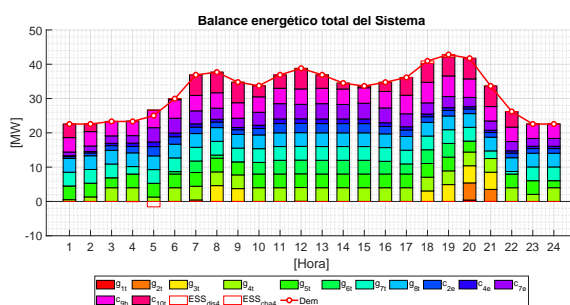
(a) Escenario 1



(b) Escenario 2



(c) Escenario 3



(d) Escenario 4

 Figura 4.9: Balance de potencia modelo estocástico PET&GA Garver Modificado $\tau = 7$ - caso base.

la demanda en el 20 % con respecto a la demanda considerada en el modelo determinista, por lo que se requiere evidentemente de sistemas de almacenamiento de energía para la carga en horas de baja demanda y su descarga durante las horas pico. En el escenario 2 el

uso de unidades de almacenamiento es aún mayor debido a la reducción de la generación eólica y fotovoltaica en el 10 % con respecto al modelo determinista.

Por otro lado, en los escenarios 3 y 4 se observa que no existe demanda no suministrada, debido a que con las decisiones de inversión del modelo estocástico cubre la demanda con una reducción en el 20 % con respecto al caso determinista, incluso se observa una reducción considerable en el uso de los sistemas de almacenamiento de energía.

Finalmente, en la Figuras 4.10, 4.11, 4.12 y 4.13 se muestran el balance energético de cada micro red del sistema Garver Modificado para cada uno de los escenarios de incertidumbre planteados, en la cual se observa, la generación de las unidades existentes y candidatas, el comportamiento de las unidades de almacenamiento de energía y los flujos de potencia por las líneas de interconexión seleccionadas.

Nótese la reducción en la generación térmica cuando la demanda disminuye en el 20 %, por ejemplo en el MR_6 , así también la reducción de la cargabilidad de las líneas de interconexión, por ejemplo si comparamos el escenario 2 con el escenario 4. Este último presenta menor cargabilidad debido a la reducción de la demanda en el 20 % con respecto al caso determinista.

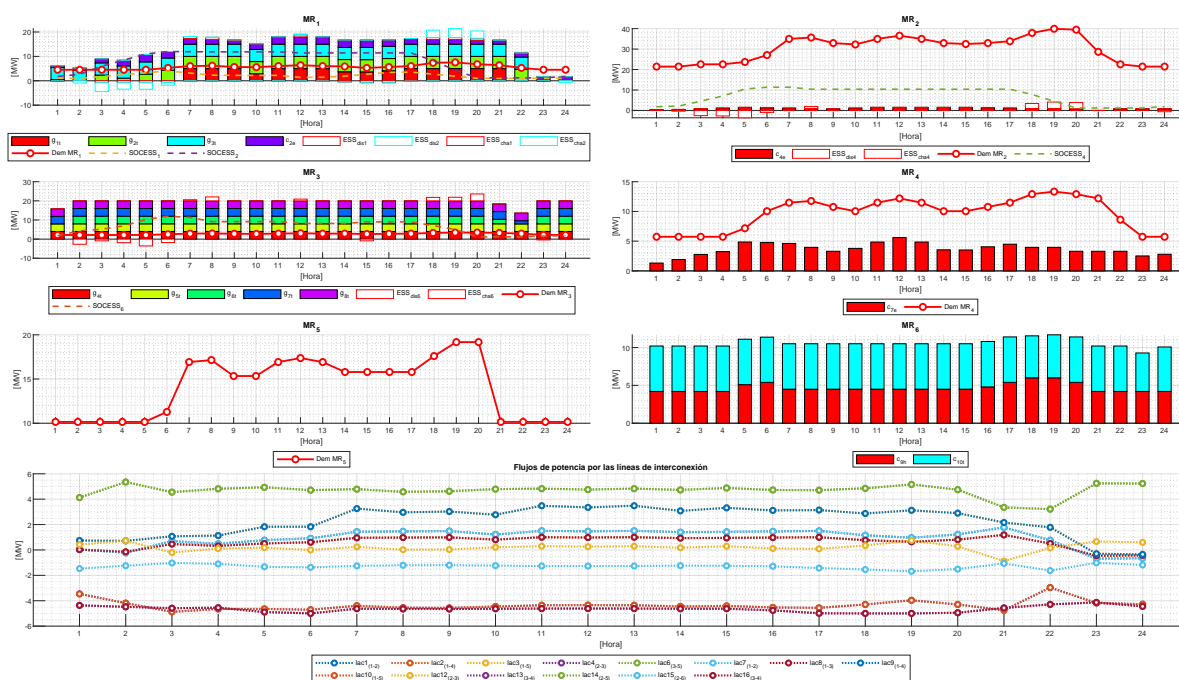


Figura 4.10: Balance de potencia por MR modelo estocástico PET&GA Garver Modificado, escenario 1 $\tau = 7$ caso base.

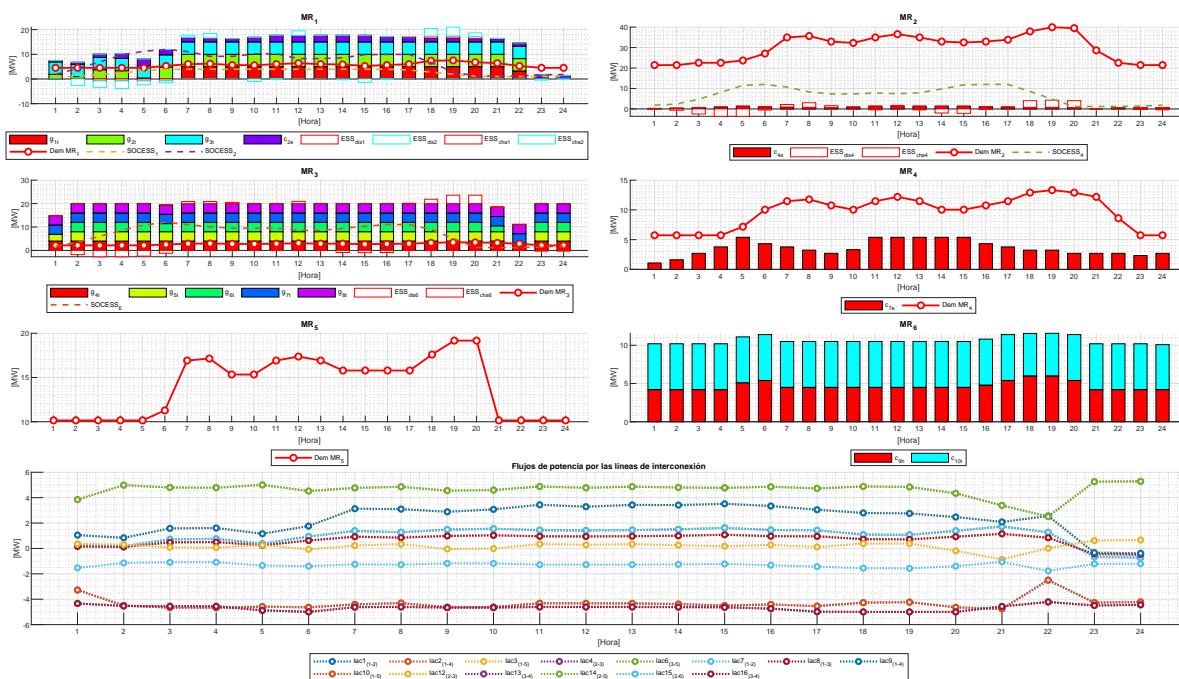


Figura 4.11: Balance de potencia por MR modelo estocástico PET&GA Garver Modificado, escenario 2 $\tau = 7$ caso base.

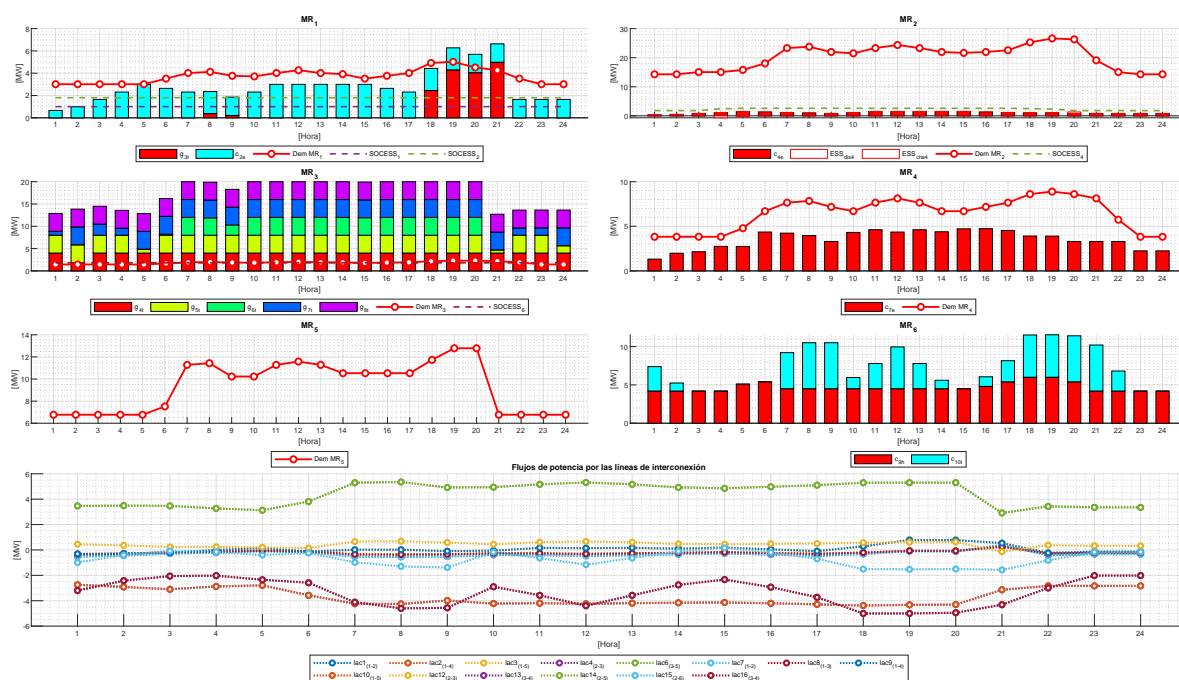


Figura 4.12: Balance de potencia por MR modelo estocástico PET&GA Garver Modificado, escenario 3 $\tau = 7$ caso base.

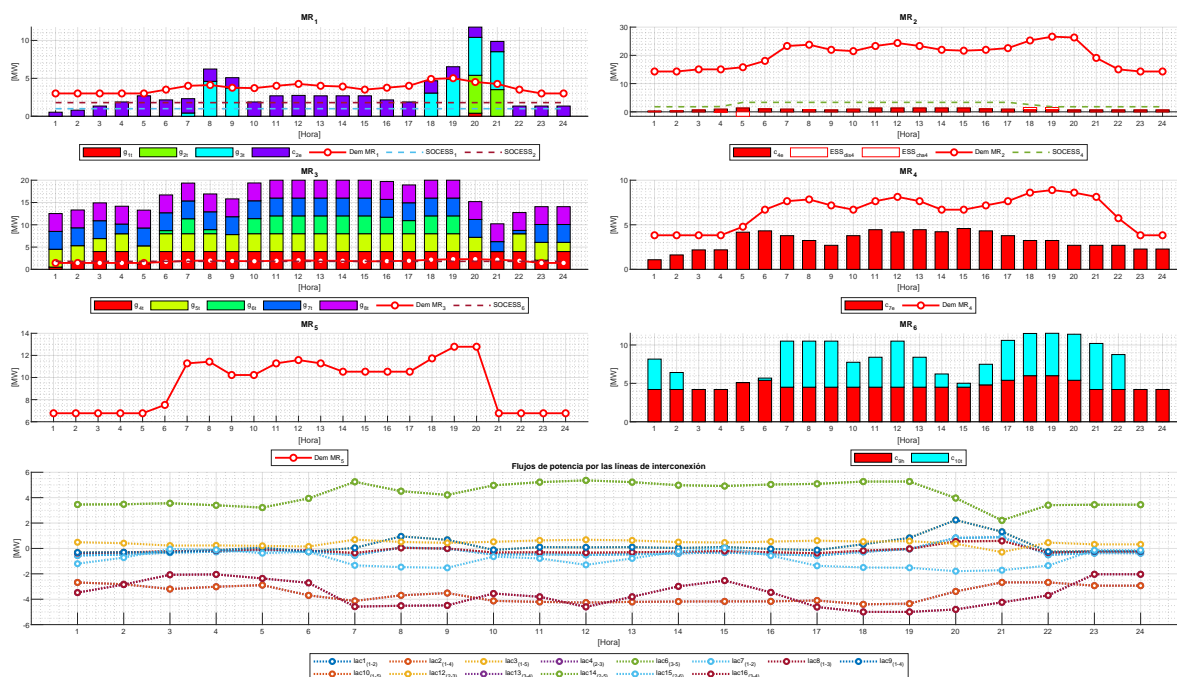


Figura 4.13: Balance de potencia por MR modelo estocástico PET&GA Garver Modificado, escenario 4 $\tau = 7$ caso base.

Análisis del modelo de optimización estocástico del problema de PET&GA para curvas de demanda de diferentes estaciones del año - Garver Modificado

Con la finalidad de corroborar los diferentes resultados de la Planificación de largo plazo estocástica de la Expansión de la Transmisión, Generación y Almacenamiento de energía, se propone cuatro casos adicionales al caso base analizado previamente, es decir se considerará la demanda correspondiente a las diferentes estaciones del año: Verano, otoño, invierno y primavera.

En el Capítulo 2 se analizaron las curvas horarias de la demanda por estación del año de la interconexión Pennsylvania-New Jersey-Maryland - PEJ, que se utilizarán para el modelamiento estocástico, en este sentido en la Figura 2.19 se mostró las curvas de demandas de dichas estaciones.

A continuación en las Tablas 4.18, 4.19, 4.20 y 4.21 se muestran los resultados de las decisiones de inversión del modelo de optimización desde el enfoque estocástico del problema de Planificación de largo plazo estocástico de la Expansión de la Transmisión, Generación y Almacenamiento de energía del sistema Garver Modificado para los escenarios de demanda correspondiente las estaciones del año (verano, otoño, invierno y primavera), respectivamente, en la cual, además se ha considerado diferentes horizontes de planificación y los escenarios de incertidumbre planteados.

Tabla 4.18: Resultados del PET&GA estocástico - GARVER - verano.

| τ | C^{Inv} [\$] | | | | FO [\$] |
|--------|----------------|-------------|------------|------------|---------------|
| | ℓ | ℓ_{dc} | Generación | ESS | |
| 5 | 1'954.260 | | 62'084.950 | 23'940.000 | 154'986.986 |
| 7 | 1'954.260 | | 77'007.750 | 28'140.000 | 249'483.591 |
| 10 | 2'031.810 | | 77'007.750 | 8'505.000 | 623'963.927 |
| 12 | 1'980.110 | | 77'007.750 | 18'340.000 | 1.082'944.520 |

Tabla 4.19: Resultados del PET&GA estocástico - GARVER - otoño.

| τ | C^{Inv} [\$] | | | | FO [\$] |
|--------|----------------|-------------|------------|------------|-------------|
| | ℓ | ℓ_{dc} | Generación | ESS | |
| 5 | 1'530.320 | | 25'027.500 | 9'450.000 | 99'695.141 |
| 7 | 1'401.070 | | 44'488.900 | 19'740.000 | 149'570.215 |
| 10 | 1'954.260 | | 71'411.700 | 28'140.000 | 221'484.766 |
| 12 | 2'393.710 | | 77'007.750 | 28'140.000 | 350'980.947 |

Tabla 4.20: Resultados del PET&GA estocástico - GARVER - invierno.

| τ | C^{Inv} [\$] | | | | FO [\$] |
|--------|----------------|-------------|------------|------------|-------------|
| | ℓ | ℓ_{dc} | Generación | ESS | |
| 5 | 1'375.220 | | 28'758.200 | 8'505.000 | 114'366.698 |
| 7 | 1'964.600 | | 56'488.900 | 11'340.000 | 155'827.780 |
| 10 | 2'161.060 | | 77'007.750 | 14'140.000 | 298'749.919 |
| 12 | 2'073.170 | | 77'007.750 | 4'725.000 | 588'347.159 |

Tabla 4.21: Resultados del PET&GA estocástico - GARVER - primavera.

| τ | C^{Inv} [\$] | | | | FO [\$] |
|--------|----------------|-------------|------------|------------|-------------|
| | ℓ | ℓ_{dc} | Generación | ESS | |
| 5 | 1'830.180 | | 11'677.500 | 2'835.000 | 73'652.361 |
| 7 | 2'238.610 | | 25'027.500 | 4'725.000 | 108'300.492 |
| 10 | 1'731.950 | 1'246.000 | 49'027.500 | 7'560.000 | 177'459.069 |
| 12 | 1'788.820 | 691.200 | 65'815.650 | 16'940.000 | 232'778.348 |



Capítulo 5

Conclusiones y recomendaciones

5.1. Conclusiones

- El modelo estocástico de la Planificación de la Expansión de la Transmisión, Generación y Almacenamiento de energía (PET&GA) de largo plazo parte desde el desarrollo, pruebas y resultados del modelo determinista.
- El modelo estocástico de la Planificación de la Expansión de la Transmisión, Generación y Almacenamiento de energía (PET&GA) de largo plazo se formula mediante dos etapas: una de inversión y otra de operación. En la primera, al considerarse un modelo de tipo estático, las decisiones de inversión sobre la construcción de las líneas de interconexión (AC o DC), la expansión de la generación y la instalación de sistemas de almacenamiento de energía se realizan al inicio de la planificación. En la segunda, se realizan las decisiones de operación en el corto plazo bajo incertidumbre tanto de la demanda como de la generación eólica y fotovoltaica.
- El modelo estocástico busca minimizar los costos totales del sistema de microredes sujeto a restricciones tanto de operación como de inversión, considerando generación tanto convencional como renovable, unidades de almacenamiento y líneas de interconexión AC y DC en microredes aisladas a la red principal.
- El modelo estocástico selecciona las unidades de generación a ser construidas, pudiendo estar conformada por unidades convencionales así como de unidades basadas en fuentes de energía renovable, también selecciona las líneas de interconexión. Además de seleccionar los generadores y líneas, el modelo determina la capacidad óptima de estas.
- Los ciclos de carga y descarga de los sistemas de almacenamiento se representan de manera diaria a lo largo del periodo de análisis, pudiéndose extender a ciclos semanales, mensuales o incluso semestrales. El modelo estocástico decidirá la cantidad óptima de unidades en cada sistema de almacenamiento de energía.
- Del análisis de los resultados, el modelo estocástico no selecciona las líneas DC debido a los altos costos de estos, por lo que no es económicamente viable su inversión en sistemas de microredes eléctrica.



- El modelo estocástico considera la incertidumbre de la demanda, que en función del crecimiento promedio anual (r) permite modelar dicha demanda para varios horizontes de planificación de τ años. En el presente trabajo se ha considerado una incertidumbre de la demanda de $\pm 20\%$ sobre los valores del caso determinista.
- Si bien la generación de energía eólica y fotovoltaica se podrían representar mediante distribuciones de probabilidad; sin embargo, en la presente investigación no se ha considerado debido a que se trata de una planificación de largo plazo, esto es que la aleatoriedad e intermitencia del recurso primario como la del sol y del viento no afecta considerablemente en la producción promedio anual de estas centrales, es por ello que para el caso de modelo estocástico se consideró una variación en la producción energética renovable de $\pm 10\%$ con respecto al caso determinista.
- Los costos totales, como resultado de la minimización de la función objetivo del modelo estocástico son mayor con relación a los resultados obtenidos del modelo determinista debido a que las incertidumbres en la demanda y en las fuentes de energía eólica y fotovoltaica hace que se presente resultados conservadores con la finalidad de obtener una planificación óptima que cubra las necesidades de los escenarios sin caer en el subdimensionamiento o sobredimensionamiento del sistema.
- Los costos de inversión en las líneas de interconexión son muy bajos con respecto a los costos de inversión en unidades de generación y almacenamiento de energía.
- La interconexión de microredes aisladas permite compartir reservas de energía entre microredes en condiciones críticas, evitando de esta manera el deslastre de carga, como se ha evidenciado en los casos de estudio. Las microredes con capacidad de almacenamiento permiten acumular energía de microredes con excesos de producción y evacuar en los instantes adecuados para alimentar cargas críticas del sistema.
- Mediante el despacho económico, una microred con exceso de generación podría asistir a su MR vecina mediante líneas de interconexión, beneficiándose ambas técnica y económicamente, reduciendo de esta manera la energía que se suministra y por ende sus costos.
- La planificación de microredes permite la modernización de la red e integración de múltiples tecnologías, mejorando la integración de fuentes de energía renovables y distribuidas desplazando de alguna manera la generación basada en fuentes de combustibles fósiles y disminuyendo en consecuencia la emisión de gases de efecto invernadero, que finalmente ayudan a reducir la carga máxima de una línea de interconexión y las pérdidas al ubicar tanto la generación cerca de la demanda así como unidades de almacenamiento de energía.
- El tiempo requerido para resolver el modelo estocástico de planificación de largo plazo de microredes eléctricas aisladas es aproximadamente 5 veces el tiempo requerido para resolver el modelo determinista. El tiempo requerido incrementa con respecto a la cantidad de variables del modelo que a su vez depende de la dimensión del sistema de microredes.

5.2. Recomendaciones

- En general se recomienda incorporar los marcos regulatorios de los mercados eléctricos con la base fundamental de incentivar la penetración masiva de unidades con fuentes de energía renovable, principalmente en lugares remotos o insulares que posteriormente permitan su interconexión adecuada entre ellas y con otras unidades basada en fuentes de combustibles fósiles.
- El modelo estocástico desarrollado en el presente trabajo ha sido del tipo estático, es decir que las decisiones de inversión se toman al inicio del horizonte de planificación, por lo que se recomienda en un siguiente trabajo de investigación ampliar a un modelo estocástico dinámico que permita tomar dichas decisiones de inversión en varias etapas dentro del horizonte de planificación.
- Varios países latinoamericanos, cuentan con sistemas eléctricos aislados de la red principal. En el caso del Ecuador, el 13,02 % no se encuentra incorporado al Sistema Nacional Interconectado (S.N.I), por lo que en un futuro trabajo de investigación se recomienda que a más de analizar la interconexión de estas microredes aisladas, se analice la conexión con el S.N.I que está conformado mayoritariamente por generación basada en fuentes de energía renovable.



Bibliografía

- [Ahmadiyahangar et al., 2020] Ahmadiyahangar, R., Baharvandi, A., Rosin, A., Häring, T., Azizi, E., Korõtko, T., and Shabbir, N. (2020). Energy storage expansion planning in microgrid. In *2020 IEEE 14th International Conference on Compatibility, Power Electronics and Power Engineering (CPE-POWERENG)*, volume 1, pages 433–437. IEEE.
- [Anderson and Suryanarayanan, 2019] Anderson, A. A. and Suryanarayanan, S. (2019). Review of energy management and planning of islanded microgrids. *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, 6(2):329–343.
- [Andrade Granja, 2021] Andrade Granja, K. A. (2021). Sistema óptimo de gestión de micro-redes distribuidas geográficamente que permitan maximizar la venta de energía basados en programas de respuesta de la demanda. B.S. thesis.
- [ARCERNNR, 2019] ARCERNNR (2019). Estadística Anual y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2019. Technical report.
- [ARCONEL, 2018a] ARCONEL (2018a). Estadística Anual y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2018. Technical report.
- [ARCONEL, 2018b] ARCONEL (2018b). Microgeneración fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica Regulación No. ARCONEL-003/18. Technical report.
- [ARCONEL, 2019] ARCONEL (2019). Resolución No. ARCONEL-057-18 Reforma Regulación No ARCONEL-003-18 Micro Generación fv. Technical report.
- [Arefifar et al., 2013] Arefifar, S. A., Mohamed, Y. A. R. I., and Fouly, T. H. M. E. (2013). Optimum microgrid design for enhancing reliability and supply-security. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 4(3):1567–1575.
- [Balderrama et al., 2019] Balderrama, S., Lombardi, F., Riva, F., Canedo, W., Colombo, E., and Quoilin, S. (2019). A two-stage linear programming optimization framework for isolated hybrid microgrids in a rural context: The case study of the “el espino” community. *Energy*, 188. Cited By :1 Export Date: 8 January 2020.
- [Billinton and Wangdee, 2007] Billinton, R. and Wangdee, W. (2007). Reliability-based transmission reinforcement planning associated with large-scale wind farms. *IEEE Transactions on Power Systems*, 22(1):34–41.



- [Bordons et al., 2020] Bordons, C., Garcia-Torres, F., and Ridao, M. A. (2020). *Model Predictive Control of Microgrids*. Springer.
- [Buayai et al., 2012] Buayai, K., Ongsakul, W., and Mithulanathan, N. (2012). Multi-objective micro-grid planning by nsga-ii in primary distribution system. *European transactions on electrical power*, 22(2):170–187.
- [Bunker and Morris., 2015] Bunker, Kaitlyn, K. H. and Morris., J. (2015). Renewable microgrids: Profiles from islands and remote communities across the globe. *Rocky Mountain Institute*.
- [Castillo et al., 2002] Castillo, E., Conejo, A. J., Pedregal, P., Garcia, R., and Alguacil, N. (2002). Formulación y resolución de modelos de programación matemática en ingeniería y ciencia.
- [CEC, 2019] CEC (2019). Estimated cost of new utility-scale generation in California: 2018 update. Technical report.
- [Che et al., 2015] Che, L., Zhang, X., Shahidehpour, M., Alabdulwahab, A., and Abu-sorrah, A. (2015). Optimal interconnection planning of community microgrids with renewable energy sources. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 8(3):1054–1063.
- [Chen et al., 2011] Chen, S., Gooi, H. B., and Wang, M. (2011). Sizing of energy storage for microgrids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 3(1):142–151.
- [Chengshan et al., 2014] Chengshan, W., Bingqi, J., Li, G., Kai, Y., and Bing, S. (2014). Optimal planning of stand-alone microgrids incorporating reliability. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 2(3):195–205.
- [Clairand et al., 2018] Clairand, J.-M., Arriaga, M., Cañizares, C. A., and Álvarez-Bel, C. (2018). Power generation planning of galapagos’ microgrid considering electric vehicles and induction stoves. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 10(4):1916–1926.
- [Conejo et al., 2016] Conejo, A. J., Baringo, L., Kazempour, S. J., and Siddiqui, A. S. (2016). *Investment in electricity generation and transmission*, volume 106. Springer.
- [Conejo et al., 2010] Conejo, A. J., Carrión, M., Morales, J. M., et al. (2010). *Decision making under uncertainty in electricity markets*, volume 1. Springer.
- [CONELEC, 2012] CONELEC (2012). Regulación No. CONELEC-004/11. Technical report.
- [CONELEC, 2014] CONELEC (2014). Codificación Regulación No. CONELEC-001/13. Technical report.
- [Council, 2016] Council, W. E. (2016). Trilemma index 2016.
- [de Souza and Castilla, 2019] de Souza, A. C. Z. and Castilla, M. (2019). *Microgrids design and implementation*. Springer.



- [Di Silvestre et al., 2018] Di Silvestre, M. L., Favuzza, S., Sanseverino, E. R., and Zizzo, G. (2018). How decarbonization, digitalization and decentralization are changing key power infrastructures. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 93:483–498.
- [Díaz et al., 2019] Díaz, F., Rivera, M., and Wheeler, P. (2019). Architectures for microgrids interconnection. In *2019 IEEE CHILEAN Conference on Electrical, Electronics Engineering, Information and Communication Technologies (CHILECON)*, pages 1–6. IEEE.
- [EIA, 2020a] EIA (2020a). Capital cost and performance characteristic estimates for utility scale electric power generating technologies. Technical report.
- [EIA, 2020b] EIA (2020b). Levelized cost and levelized avoided cost of new generation resources in the annual energy outlook 2020. Technical report.
- [Fathi and Bevrani, 2013a] Fathi, M. and Bevrani, H. (2013a). Adaptive energy consumption scheduling for connected microgrids under demand uncertainty. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 28(3):1576–1583.
- [Fathi and Bevrani, 2013b] Fathi, M. and Bevrani, H. (2013b). Statistical cooperative power dispatching in interconnected microgrids. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 4(3):586–593.
- [Fraunhofer IWES, 2017] Fraunhofer IWES, u. K. (2017). *Versión 1.3.1*.
- [Gazijahani and Salehi, 2017] Gazijahani, F. S. and Salehi, J. (2017). Stochastic multi-objective framework for optimal dynamic planning of interconnected microgrids. *IET Renewable Power Generation*, 11(14):1749–1759.
- [Goyal and Ghosh, 2016] Goyal, M. and Ghosh, A. (2016). Microgrids interconnection to support mutually during any contingency. *Sustainable Energy, Grids and Networks*, 6:100–108.
- [Gregoratti and Matamoros, 2015] Gregoratti, D. and Matamoros, J. (2015). Distributed energy trading: The multiple-microgrid case. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 62(4):2551–2559.
- [Guo et al., 2014] Guo, L., Liu, W., Jiao, B., Hong, B., and Wang, C. (2014). Multi-objective stochastic optimal planning method for stand-alone microgrid system. *IET Generation, Transmission Distribution*, 8(7):1263–1273.
- [Hafez and Bhattacharya, 2012] Hafez, O. and Bhattacharya, K. (2012). Optimal planning and design of a renewable energy based supply system for microgrids. *Renewable Energy*, 45:7–15.
- [Hashemi-Dezaki et al., 2015] Hashemi-Dezaki, H., Askarian-Abyaneh, H., and Haeri-Khiavi, H. (2015). Reliability optimization of electrical distribution systems using internal loops to minimize energy not-supplied (ens). *Journal of applied research and technology*, 13(3):416–424.



- [He and Sharma, | He, Y. and Sharma, R. Microgrid generation expansion planning using agent-based simulation. In *Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), 2013 IEEE PES*, pages 1–6. IEEE.
- [Herrera et al., 2019] Herrera, M. L., Subramanyam, S. A., and Zhang, X. (2019). Robust control and optimal operation of multiple microgrids with configurable interconnections. In *2019 IEEE Green Technologies Conference (GreenTech)*, pages 1–4.
- [Hertem et al., 2016] Hertem, D. V., Gomis-Bellmunt, O., and Liang, J. (2016). *HVDC Technology and Technology for Offshore Grids*. IEEE.
- [Hirsch et al., 2018] Hirsch, A., Parag, Y., and Guerrero, J. (2018). Microgrids: A review of technologies, key drivers, and outstanding issues. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 90:402–411.
- [Jabr et al., 2014] Jabr, R. A., Džafić, I., and Pal, B. C. (2014). Robust optimization of storage investment on transmission networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, 30(1):531–539.
- [Kang et al., 2017] Kang, N., Wang, J., Singh, R., and Lu, X. (2017). Interconnection, integration, and interactive impact analysis of microgrids and distribution systems. Technical report, Argonne National Lab.(ANL), Argonne, IL (United States).
- [Khodaei et al., 2014] Khodaei, A., Bahramirad, S., and Shahidehpour, M. (2014). Microgrid planning under uncertainty. *IEEE Transactions on Power Systems*, 30(5):2417–2425.
- [Laaksonen and Kauhaniemi, 2008] Laaksonen, H. and Kauhaniemi, K. (2008). Microgrid-network concept of the future. In *Proc. of Renewable Efficient Energy, Nordic Conference on Production and Use of Renewable Energy*.
- [Li et al., 2019] Li, Y., Wang, J., Gu, C., Liu, J., and Li, Z. (2019). Investment optimization of grid-scale energy storage for supporting different wind power utilization levels. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 7(6):1721–1734.
- [Liu et al., 2019] Liu, Y., Yu, Z., Li, H., and Zeng, R. (2019). The lcoe-indicator-based comprehensive economic comparison between ac and dc power distribution networks with high penetration of renewable energy. *Energies*, 12(24):4621.
- [Lotfjou et al., 2012] Lotfjou, A., Fu, Y., and Shahidehpour, M. (2012). Hybrid AC/DC transmission expansion planning. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 27(3):1620–1628.
- [Martin-Martínez et al., 2016] Martin-Martínez, F., Sánchez-Miralles, A., and Rivier, M. (2016). A literature review of microgrids: a functional layer based classification. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 62:1133–1153.
- [MEER, 2013] MEER (2013). Atlas Eólico del Ecuador. Technical report.
- [MERNNR, 2017] MERNNR (2017). Plan maestro de electricidad 2018-2027. Technical report.



- [Millar et al., 2012] Millar, R. J., Kazemi, S., Lehtonen, M., and Saarijarvi, E. (2012). Impact of mv connected microgrids on mv distribution planning. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 3(4):2100–2108.
- [Mitra and Vallem, 2012] Mitra, J. and Vallem, M. R. (2012). Determination of storage required to meet reliability guarantees on island-capable microgrids with intermittent sources. *IEEE Transactions on Power Systems*, 27(4):2360–2367.
- [Mohamed et al., 2018] Mohamed, S., Shaaban, M. F., Ismail, M., Serpedin, E., and Qaraqe, K. A. (2018). An efficient planning algorithm for hybrid remote microgrids. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 10(1):257–267.
- [Mohammadi et al., 2012] Mohammadi, M., Hosseinian, S., and Gharehpetian, G. (2012). GA-based optimal sizing of microgrid and dg units under pool and hybrid electricity markets. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 35(1):83–92.
- [Mohseni et al., 2019] Mohseni, S., Brent, A. C., and Burmester, D. (2019). A sustainable energy investment planning model based on the micro-grid concept using recent metaheuristic optimization algorithms. In *2019 IEEE Congress on Evolutionary Computation (CEC)*, pages 219–226. IEEE.
- [Morris et al., 2019] Morris, J., Farrell, J., Kheshgi, H., Thomann, H., Chen, H., Paltsev, S., and Herzog, H. (2019). Representing the costs of low-carbon power generation in multi-region multi-sector energy-economic models. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 87:170 – 187.
- [Motjoadi et al., 2020] Motjoadi, V., Adetunji, K. E., and Joseph, M. K. (2020). Planning of a sustainable microgrid system using homer software. In *2020 Conference on Information Communications Technology and Society (ICTAS)*, pages 1–5. IEEE.
- [Olivares et al., 2014] Olivares, D. E., Mehrizi-Sani, A., Etemadi, A. H., Cañizares, C. A., Iravani, R., Kazerani, M., Hajimiragha, A. H., Gomis-Bellmunt, O., Saeedifard, M., Palma-Behnke, R., et al. (2014). Trends in microgrid control. *IEEE Transactions on smart grid*, 5(4):1905–1919.
- [Parhizi et al., 2015] Parhizi, S., Lotfi, H., Khodaei, A., and Bahramirad, S. (2015). State of the art in research on microgrids: A review. *IEEE Access*, 3:890–925.
- [Peng et al., 2020] Peng, Q., Wang, X., Shi, S., Wang, S., Yan, S., and Chen, Y. (2020). Multi-objective planning of microgrid considering electric vehicles charging load. In *2020 5th Asia Conference on Power and Electrical Engineering (ACPEE)*, pages 1172–1179. IEEE.
- [Pesántez, 2020] Pesántez, L. E. G. (2020). Estudio de prefactibilidad para la aplicación de un sistema fotovoltaico para el edificio administrativo de la central termoeléctrica El Descanso, de acuerdo con la Regulación Nro. ARCONEL- 003/18.
- [Ralon et al., 2017] Ralon, P., Taylor, M., Ilas, A., Diaz-Bone, H., and Kairies, K. (2017). Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030. *International Renewable Energy Agency: Abu Dhabi, UAE*.



- [Ray D. Zimmerman, 2019] Ray D. Zimmerman, C. E. M.-S. (2019). *Versión 7.0*.
- [Ruiz-Cortés et al., 2018] Ruiz-Cortés, M., González-Romera, E., Amaral-Lopes, R., Romero-Cadaval, E., Martins, J., Milanés-Montero, M. I., and Barrero-González, F. (2018). Optimal charge/discharge scheduling of batteries in microgrids of prosumers. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 34(1):468–477.
- [Shaaban et al., 2019] Shaaban, M. F., Mohamed, S., Ismail, M., Qaraqe, K. A., and Serpedin, E. (2019). Joint planning of smart ev charging stations and dgs in eco-friendly remote hybrid microgrids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 10(5):5819–5830.
- [Singh et al., 2019] Singh, R. et al. (2019). A review on impact of artificial intelligence in interconnected microgrids. In *2019 5th International Conference On Computing, Communication, Control And Automation (ICCUBEA)*, pages 1–7. IEEE.
- [Sioshansi and Conejo, 2017] Sioshansi, R. and Conejo, A. J. (2017). Optimization in engineering models and algorithms. *Cham: Springer International Publishing*, 120.
- [Soroudi, 2017] Soroudi, A. (2017). *Power system optimization modeling in GAMS*, volume 78. Springer.
- [STATISTA, 2020] STATISTA (2020). Power plant operation and maintenance costs in the u.s. in 2019, by technology. Technical report.
- [Stevanoni et al., 2018] Stevanoni, C., De Grève, Z., Vallée, F., and Deblecker, O. (2018). Long-term planning of connected industrial microgrids: a game theoretical approach including daily peer-to-microgrid exchanges. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 10(2):2245–2256.
- [Ton and Smith, 2012] Ton, D. T. and Smith, M. A. (2012). The us department of energy’s microgrid initiative. *The Electricity Journal*, 25(8):84–94.
- [Vásquez and Vaca, 2012] Vásquez, P. and Vaca, Á. (2012). Methodology for estimating the cost of energy not supplied-ecuadorian case. In *2012 Sixth IEEE/PES Transmission and Distribution: Latin America Conference and Exposition (T&D-LA)*, pages 1–9. IEEE.
- [Wang and Huang, 2015] Wang, H. and Huang, J. (2015). Bargaining-based energy trading market for interconnected microgrids. In *Communications (ICC), 2015 IEEE International Conference on*, pages 776–781. IEEE.
- [Wang and Huang, 2016a] Wang, H. and Huang, J. (2016a). Cooperative planning of renewable generations for interconnected microgrids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 7(5):2486–2496.
- [Wang and Huang, 2016b] Wang, H. and Huang, J. (2016b). Incentivizing energy trading for interconnected microgrids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, PP(99):1–1.
- [Wang and Huang, 2017] Wang, H. and Huang, J. (2017). Joint investment and operation of microgrid. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 8(2):833–845.



- [Wang et al., 2015] Wang, Z., Chen, B., Wang, J., Begovic, M. M., and Chen, C. (2015). Coordinated energy management of networked microgrids in distribution systems. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 6(1):45–53.
- [Wiget and Andersson, 2012] Wiget, R. and Andersson, G. (2012). Optimal power flow for combined ac and multi-terminal hvdc grids based on vsc converters. pages 1–8.
- [Xu et al., 2014] Xu, X., Mitra, J., Cai, N., and Mou, L. (2014). Planning of reliable microgrids in the presence of random and catastrophic events. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, 24(8):1151–1167.
- [Yang et al., 2019] Yang, Y., Zhang, C., and Zhu, X. (2019). Economic and feasibility analysis of planning a community-connected micro-grid. In *2019 9th International Conference on Power and Energy Systems (ICPES)*, pages 1–6. IEEE.
- [Yuan et al., 2017] Yuan, C., Illindala, M. S., and Khalsa, A. S. (2017). Co-optimization scheme for distributed energy resource planning in community microgrids. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 8(4):1351–1360.
- [Zhang et al., 2014] Zhang, L., Li, Z., and Wu, C. (2014). Randomized auction design for electricity markets between grids and microgrids. *ACM SIGMETRICS Performance Evaluation Review*, 42(1):99–110.