

INSTITUTO TECNOLÓGICO DE COSTA RICA

DIRECCIÓN DE POSGRADOS

DOCTORADO ACADÉMICO EN INGENIERÍA

Estrategias de Integración de Centros de Almacenamiento en
el Sistema Eléctrico Regional Centroamericano para el
aseguramiento de las condiciones operativas con generación
eléctrica intermitente y diversas cargas

Tesis sometida a consideración del Tribunal Evaluador del
Programa Interuniversitario del Doctorado en Ingeniería para
optar el grado de Doctor en Ingeniería

GUSTAVO ADOLFO GÓMEZ RAMÍREZ

Campus Tecnológico Central Cartago, Costa Rica

Noviembre 2024

Estrategias de Integración de Centros de Almacenamiento en el Sistema Eléctrico Regional Centroamericano para el aseguramiento de las condiciones operativas con generación eléctrica intermitente y diversas cargas © 2024 by Gustavo Adolfo Gómez Ramírez is licensed under Creative Commons Attribution-NonCommercial-ShareAlike 4.0 International

Dedicatoria

A mi esposa Laura, a mis hijas Mariana y Luciana por estar presentes en cada momento de mi vida y ser mi soporte.

A mis padres, Hugo y Vilma.

A mis hermanas Andrea, Karla, Carmen y Katherine.

A mis sobrinos José Daniel, Santiago, Alejandro, Marco, Felipe, Emiliano y Luam.

A mis cuñados Jairo, Luis y Carlos.

A toda mi familia... En especial a mis tíos Gilbert, Henry y Alejandro, que a pesar de que no están en esta tierra, siempre me motivaron a luchar y esforzarme.

Agradecimientos

Agradezco a Dios toda su fortaleza y sabiduría para llegar a este punto en la vida...

A todos los miembros del comité asesor, en especial al tutor Dr. Carlos Meza por ser excelente en todo y al co-tutor Dr. Luis García por su ayuda en todo. A ambos, gracias por su gran apoyo, transmitir su conocimiento y humanidad. A los asesores, Dr. Rodrigo Rojas y Dr. Markel Zubiaga, por ser parte de este gran equipo y dar aportes significativos a esta investigación.

Agradezco a la Vicerrectoría de Investigación y Extensión, la Oficina de Estudios de Posgrado y la Oficina de Becas del Instituto Tecnológico de Costa Rica por el apoyo y financiamiento. Al Ing. Sergio Pacheco de CFS SISTEMAS S.A. (representante exclusivo de ETAP en Costa Rica) y al Ing. Hugo Castro de ETAP por el apoyo con la licencia académica utilizada en las simulaciones. Al Ing. Isaac Luévano de ETAP y al Ing. Gonzalo Mora del ICE por el soporte técnico y al CENCE-ICE por su contribución. A INGETEAM en Bilbao, España, por su gran apoyo. A la Universidad Politécnica de Valencia, en especial al Dr. Elías Hurtado, y a la Universidad del País Vasco, ambas en España.

Agradezco a mis compañeros del Consejo de la Escuela de Ingeniería Electromecánica, en especial a Ing. Greivin Barahona, Ing. Osvaldo Guerrero, Ing. Oscar Monge e Ing. Lisandro Araya, por el apoyo a la investigación. A mis compañeros del área eléctrica. También a Dr. Christofer Vega, Dr. Gustavo Richmond y Dr. Diego Murillo por su apoyo.

A la Representación Estudiantil, quienes creyeron en este proyecto de investigación, en especial a los siguientes estudiantes (sin dejar de lado a las representaciones posteriores): Martha Valverde, quien fue mi asistente y de gran apoyo durante toda esta etapa. A ella le estoy muy agradecido por todo. Asimismo, a los estudiantes: Daniela

Chavarría, Raquel, Sergio Badilla, Antonio, Marco Zúñiga, Soto, Sergio Vargas, Barrantes, Augusto y Alejandro Retana. A todos aquellos estudiantes que me apoyaron hasta el día de hoy.

Agradezco a los siguientes profesores de la Universidad de Costa Rica: al Dr. Geovanni Martínez por todos sus buenos consejos durante estos años, así como al Dr. Eddie Araya, al Dr. Jorge Blanco, y al Dr. Franklin Chinchilla (q.e.p.d.) por ser mis mentores en la Ingeniería Eléctrica de Sistemas de Potencia. Al Dr. Oscar Nuñez y al Dr. Francisco Siles por ser grandes amigos, compañeros y motivadores. Al Dr. Gustavo Valverde Mora por haberme apoyado hace muchos años.

El hombre encuentra a Dios detrás de cada puerta que la ciencia logra abrir...

Albert Einstein

En cumplimiento de la normativa del Programa de Doctorado en Ingeniería en el Instituto Tecnológico de Costa Rica se acepta la Tesis presentada por el candidato a Doctor. El Examen Doctoral fue presentado el día martes 19 de noviembre de 2024.

El Tribunal Evaluador de esta tesis estuvo integrado por los siguientes miembros:

Dr. Luis Alexander Calvo Valverde
Representante de la Dirección de Posgrado

Dr. Carlos Meza Benavides
Director de Proyecto Doctoral

Dr. Luis García Santander
Miembro del Comité Asesor 1

Dr. Rodrigo Rojas Morales
Miembro del Comité Asesor 2

Dr. Markel Zubiaga Lazkano
Miembro del Comité Asesor 3

Gustavo Adolfo Gómez-Ramírez
Candidato a Doctor

ACTA DE EXAMEN DE DOCTORADO

Cartago, Costa Rica

Programa Interuniversitario de Doctorado en Ingeniería

Título de Proyecto Doctoral: **Estrategias de Integración de Centros de Almacenamiento en el Sistema Eléctrico Regional Centroamericano para el aseguramiento de las condiciones operativas con generación eléctrica intermitente y diversas cargas.**

Estudiante: **Gustavo Gómez Ramírez**

Tribunal evaluador:

Dr. Carlos Meza Benavides

Dr. Luis García Santander

Dr. Rodrigo Rojas Morales

Dr. Markel Zubiaga Lazkano

Dr. Luis Alexander Calvo Valverde, (preside, representante de la Dirección de Posgrado)

Lugar, fecha y hora de presentación del Examen:

Instituto Tecnológico de Costa Rica, Campus Central, Cartago, 19/11/2024, 9:00 am

Los firmantes damos fe de que el Examen Doctoral de Gustavo Gómez Ramírez se ha realizado con transparencia y sin ánimos de perjuicio o favorecimiento del estudiante. Se han evaluado profundamente los temas que el estudiante ha desarrollado en su investigación de tesis. El examen se ha desarrollado manteniendo los más altos estándares de calidad.

Por esta razón y tomando en cuenta las rúbricas de evaluación de tesis escrita, defensa y examen oral, el dictamen del tribunal es:

Aprobar **No Aprobar**, el examen doctoral del estudiante Gustavo Gómez Ramírez.

Nota final: 98

Observaciones:

- + Por la nota obtenida, el estudiante es acreedor de la mención "Summa Cum Laude".
- + Un siguiente paso debería ser incorporar más herramientas de Inteligencia Artificial.
- + Excelente presentación, con un tiempo total de 39' 40'' para mostrar lo más relevante de años de su trabajo doctoral Clara presentación del problema, las metodologías propuestas y los resultados obtenidos para casos de estudios con sistemas reales.
- + Una alta productividad de publicaciones científicas tanto de conferencias como de revistas WoS con pares evaluadores que validan los aportes de cada una de ellas. Una productividad mucho más allá del mínimo exigido y una calidad de primer nivel.

ACTA DE EXAMEN DOCTORAL

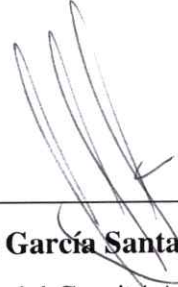
Estudiante: **Gustavo Gómez Ramírez**

Firmas:



Digitally signed by
trust_0c8c1091-475b-4
7ef-
bf99-91dbe123b543
Date: 2024.11.19
18:34:02 +01'00'

Dr. Carlos Meza Benavides
Director de Proyecto Doctoral



Dr. Luis García Santander
Miembro del Comité Asesor 1

Dr. Rodrigo Rojas Morales
Miembro del Comité Asesor 2

Dr. Markel Zubiaga Lazkano
Miembro del Comité Asesor 3

Dr. Luis Alexander Calvo Valverde
Representante de la Dirección de Posgrado

Tabla de Contenido

Dedicatoria y Agradecimientos	ii
Hoja de Aprobación	vi
Tabla de Contenido	ix
Resumen	xiv
Abstract	xvi
Lista de Tablas	xx
Lista de Figuras	xxi
Simbología	xxiv
1. Introducción	1
1.1. Antecedentes	1
1.2. Justificación e Importancia de la Investigación	2
1.3. Planteamiento del Problema de Investigación	7
1.3.1. Objetivos de la Investigación	8
1.3.1.1. Objetivo General	8
1.3.1.2. Objetivos Específicos	8
1.4. Alcances de la Investigación	9
1.4.1. Consideraciones	9
1.4.2. Limitaciones	10

1.4.3. Recursos Materiales	10
1.4.4. Viabilidad	11
1.5. Metodología para la Investigación	12
1.6. Esquema conceptual del trabajo de investigación	14
1.7. Plan de Trabajo	15
1.8. Estudio del Estado de la Cuestión	16
1.8.1. Estudios realizados en VEs, Almacenamiento y Energías Renovables	16
1.8.2. Análisis en Integración-Flexibilidad-Resiliencia	21
1.8.3. Investigaciones Relevantes de los últimos 4 años	22
1.9. Contribución al Estado de la Cuestión	24
1.10. Relevancia científica	25
1.10.1. Incremento de la Flexibilidad	26
1.10.2. Interconexiones y Redes Débiles	26
1.10.3. Integración de Unidades de Almacenamiento de Energía	26
1.10.4. Métodos Óptimos	27
1.11. Publicaciones Realizadas	29
1.11.1. Artículo 1	29
1.11.2. Artículo 2	30
1.11.3. Artículo 3	31
1.11.4. Artículo 4	31
1.11.5. Artículo 5	32
1.11.6. Artículo 6	32
1.11.7. Artículo 7	33
1.11.8. Artículo 8	33
1.11.9. Artículo 9	34
1.11.10. Artículo 10	34
2. Marco Contextual	35
2.1. Marco Teórico	35

2.1.1.	Centrales Eléctricas y Subestaciones	36
2.1.2.	Características de las Fuentes de Generación de Electricidad . . .	37
2.1.3.	Generador Sincrónico	39
2.1.4.	Transformador de Potencia	40
2.1.5.	Líneas de Transmisión Eléctrica	42
2.1.6.	Modelado y Caracterización de la Carga	43
2.1.7.	Almacenamiento de Energía	44
2.1.8.	Estados de Operación del Sistema de Potencia	45
2.1.9.	Estabilidad del Sistema de Potencia	48
2.1.9.1.	Clasificación de las perturbaciones	49
2.1.9.2.	Clasificación de la Estabilidad	52
2.1.9.3.	Definición Moderna para la Estabilidad en Sistemas de Potencia Híbridos	55
2.1.10.	Resiliencia del Sistema de Potencia	55
2.1.11.	Flexibilidad del Sistema de Potencia	56
2.2.	Sistema Eléctrico de Centroamérica	59
2.3.	Marco Legal	59
2.3.1.	Normativa Nacional vigente para Costa Rica	60
2.3.2.	Normativa Regional vigente para Centroamérica	60
3.	Metodología para el Incremento de la Flexibilidad	61
3.1.	Metodología para Incremento de Flexibilidad	62
3.1.1.	Selección del Punto de Alojamiento	62
3.1.2.	Dimensionamiento Óptimo	63
3.1.3.	Despacho Óptimo	66
3.1.4.	Análisis al Sistema de Potencia	69
3.1.5.	Análisis al Estado del Sistema de Potencia	72
3.1.6.	Esquema de la Metodología	74
4.	Implementación de la Metodología de Flexibilidad	75
4.1.	Resultados Obtenidos	75

4.1.1. Caso Base a Analizar	75
4.1.2. Implementación del Modelo de Flexibilidad en la Red Centroamericana	83
4.1.2.1. Selección de Punto Óptimo	83
4.1.2.2. Dimensionamiento Óptimo	90
4.1.2.3. Despacho Óptimo	95
4.1.3. Análisis al Sistema de Potencia	104
4.1.3.1. Análisis de Estabilidad Transitoria	104
4.1.3.2. Análisis de Flujo de Potencia en el Tiempo	109
5. Conclusiones, Recomendaciones y Futuros Trabajos	114
5.1. Conclusiones	114
5.2. Recomendaciones	116
5.3. Trabajos Futuros	118
Bibliografía	119
Apéndice A. Máquina Síncrona y sus componentes	151
A.1. Modelado del Generador Síncrono	151
A.2. Modelado del Regulador Automático de Tensión	154
A.3. Modelo del Regulador Automático de Velocidad	159
Apéndice B. Transformador de Tres Devanados	161
B.1. Modelado del Transformador de Tres Devanados	161
B.2. Ecuaciones Generales	163
B.3. Relación de Vueltas de Transformador de Tres Devanados	165
B.4. Ejemplo de aplicación	166
Apéndice C. Líneas de Transmisión	168
C.1. Modelado de Líneas de Transmisión	168
C.2. Ecuaciones Generales	169
C.3. Ejemplo de aplicación	170

Apéndice D. Generalidades sobre el Almacenamiento	172
D.1. Clasificación de los tipos de Almacenamiento	172
D.2. Estructuras de Costos de una Instalación de Almacenamiento	176
D.3. Métodos para determinar dimensionamiento y alojamiento del Almacena- namiento	177
D.3.1. Tipos de Baterías Electroquímicas	178
D.3.2. Vehículos Eléctricos	180
D.3.2.1. Manufactura de los Vehículos Eléctricos	181
D.3.2.2. Sistema de Carga para Baterías	182
 Apéndice E. Sistema de Potencia de Centroamérica: Contexto, Modelado y Simulación	 185
E.1. Integración Eléctrica de la zona	186
E.2. SIEPAC	187
E.3. Análisis de la Situación Energética	189
E.3.1. Centroamérica	189
E.3.2. Guatemala	189
E.3.3. Honduras	190
E.3.4. El Salvador	191
E.3.5. Nicaragua	191
E.3.6. Costa Rica	191
E.3.7. Panamá	192
E.4. Modelado y Simulación del Sistema Eléctrico Regional	193
E.4.1. Análisis de los Flujos de Potencia	195
E.4.2. Análisis de los Niveles de tensión obtenidos	196
E.4.2.1. Cálculo del RMSE	197
E.4.2.2. RMSE obtenidos	197

Resumen

En la actualidad, la atención hacia la preservación del medio ambiente ha adquirido una mayor predominancia y importancia. Existe un creciente interés en lograr una producción más eficiente que, ante todo, sea respetuosa con el entorno natural. Sin embargo, todavía hay una parte significativa del sistema productivo que se muestra renuente a adoptar las nuevas tendencias, principalmente debido a consideraciones económicas. Durante muchos años, la generación de energía eléctrica se ha basado en gran medida en fuentes no renovables, principalmente debido a la disponibilidad de recursos renovables y limitaciones económicas. Sin embargo, día tras día, están surgiendo nuevas alternativas que están transformando este panorama. En la región centroamericana, que cuenta con una abundancia de recursos para la generación de electricidad, aproximadamente un tercio de la generación actual sigue dependiendo de fuentes de energía no renovables. Esto sugiere que existen amplias oportunidades para contribuir al cuidado del medio ambiente adoptando prácticas más sostenibles en el sector energético.

La investigación doctoral plantea una estrategia de gestión y control de la generación con el fin de garantizar las condiciones operativas del sistema eléctrico regional, haciendo uso del almacenamiento electroquímico. Para ello, fue necesario modelar de la red de transmisión, la cual consiste en un sistema compuesto por 2,189 nodos, evaluados en 6 escenarios correspondientes tanto al verano como al invierno, abarcando diferentes niveles de demanda (baja, media y alta). Posteriormente, se llevaron a cabo análisis donde se evaluó el potencial del almacenamiento para mejorar los perfiles de tensión, gestionar la respuesta de la demanda, sustituir recursos no renovables por generación eléctrica renovable, así como mejorar la estabilidad transitoria, de tensión y de

frecuencia. Por último, se proponen estrategias para la integración del almacenamiento electroquímico, con el objetivo de prevenir colapsos ante contingencias extremas en el sistema de potencia.

La estrategia propuesta se centra en mejorar las capacidades de flexibilidad en la red eléctrica de transmisión, con el objetivo de aumentar la transferencia de energía entre distintas áreas (países o sistemas de potencia). Se busca específicamente incrementar la flexibilidad en las capacidades de transferencia para evitar desequilibrios entre la generación y la demanda, los cuales pueden ocasionar inestabilidades en sistemas de potencia débiles y vulnerables. Para lograrlo, se plantea una metodología que incluya la determinación óptima del tamaño, la ubicación y la gestión del almacenamiento electroquímico en varios puntos del sistema eléctrico. El análisis de esta metodología se basará en el empleo de métodos no lineales para la optimización, así como la determinación de estudios de estabilidad transitoria en la red de transmisión.

Los resultados obtenidos indican que frente a una contingencia extrema en el sistema de potencia regional, como el ocurrido el 9 de junio de 2021, caracterizado por un apagón total en Nicaragua y la desconexión del sistema de México, es factible la integración de almacenamiento. Durante este evento, se registró una pérdida de aproximadamente 169 MW en la generación fotovoltaica, lo que ocasionó problemas de inestabilidad de frecuencia en el sistema de potencia debido al desequilibrio entre la generación y la demanda. La aplicación de la metodología propuesta en la investigación doctoral demostró que la selección, dimensionamiento y despacho adecuado del almacenamiento permitieron mantener el balance entre la generación y demanda así como las condiciones de estabilidad del sistema. Es importante destacar que la metodología realiza un análisis basado en minimizar costos, y los resultados indican un costo marginal de 140.91 USD/MWh para la generación mediante uso del almacenamiento.

Abstract

Currently, there is increased focus and significance on environmental conservation. There is an increasing focus on producing more efficient production that prioritizes respect for the natural environment. Despite attempts, a major portion of the production system remains hesitant to embrace new trends, primarily due to economic factors. Traditional electric power generation has long depended on non-renewable technologies mostly because of resource accessibility and economic limitations. Nevertheless, fresh possibilities are continuously developing and reshaping the current situation. Approximately one third of electricity generation in the Central American region relies on non-renewable energy resources despite the richness of them for electricity generation. This indicates that there are many opportunities to help to protect the environment by implementing more sustainable practices in the electric industry.

The doctoral research suggests implementing a method for managing and controlling power generation to ensure the operational stability of the regional electrical system by utilizing electrochemical storage. In order to accomplish this, it was essential to simulate the transmission network, comprising 2,189 nodes, across 6 scenarios representing both summer and winter seasons, encompassing various demand levels (low, medium, and high). Analyses were conducted to assess the potential of storage for enhancing voltage profiles, managing demand response, substituting non-renewable resources with eco-friendly power generation, and enhancing transient, voltage and frequency stability. Strategies are suggested for integrating electrochemical storage to prevent power system failures under extreme situations.

The plan aims to enhance the the electrical transmission grid flexibility to boost energy transfer between various regions or power systems. The goal is to provide flexibi-

lity in transfer capacity to prevent imbalances between power generation and demand, which may lead to instabilities in weak and vulnerable power systems. An approach is suggested to determine the size, allocation, and optimal dispatch of electrochemical storage within different nodes of the power grid. This methodology will be analyzed using non-linear optimization methods and calculated the transient stability in the power transmission grid.

The results show that integrating electrochemical storage is possible in response to a severe event in the regional power system, as the blackout in Nicaragua and disconnection of the Mexico Power System on June 9th, 2021. Approximately 169 MW of photovoltaic generation was lost during this event, leading to frequency instability issues in the power system due to the imbalance between generation and demand. The proposed methodology shows the siting, sizing, and dispatching the storage appropriately helped to preserve the power balance as well as the system's stability conditions. The methodology's marginal cost results are 140.91 USD/MWh for dispatch through storage.

Lista de Tablas

1.1. Presupuesto aproximado para proyecto doctoral	11
1.2. Cronograma de Doctorado Académico en Ingeniería	15
4.1. Flujo de Potencia entre las Interconexiones Regionales en MW	86
4.2. Determinación de los puntos de alojamiento a partir de datos del Sistema Eléctrico Regional	89
4.3. Datos previos MW de acuerdo con sección 3.1.2(1)(2)(7)	91
4.4. Cómputo de datos de acuerdo con sección 3.1.2(5)(6)(7)	91
4.5. Dimensionamiento por país en MW	93
4.6. Dimensionamiento Óptimo del Almacenamiento Regional de acuerdo con sección 3.1.2(4)(9a)(8)(9b)	94
4.7. Resultados del alojamiento y dimensionamiento	95
4.8. Costos Marginales de Instalación basado en [158]	96
4.9. Costos Asociados de Instalación del Almacenamiento	97
4.10. Costos Unitarios de Instalación en $\frac{USD}{MWh}$	98
4.11. Costos Unitarios por Traslado de Potencia en $\frac{USD}{MWh}$	99
4.12. Costos Unitarios de las Pérdidas del Sistema en $\frac{USD}{MWh}$	100
4.13. Restricciones del Almacenamiento	101
4.14. Resultados de cálculos para determinar Despacho Óptimo	102
4.15. Resumen de los resultados	103
4.16. Sistema Eléctrico Regional simulado usando ETAP®	105
B.1. Datos de transformador de tres devanados	166

C.1. Datos de la línea de transmisión	171
E.1. Histórico de las interconexiones regionales basado en [214]	187
E.2. Resumen de Escenarios a partir de los datos suministrados por el CEN- CE basado en [173–180]	194
E.3. Resultados de la validación de simulación PSS/E - ETAP para diversos escenarios basado en [173–180]	195
E.4. Resultados del RMSE aplicado en diversas zonas del Sistema Regional .	197
E.5. Comparación de Resultados en los Niveles de Tensión para Guatemala basado en [173–180]	198
E.6. Comparación de Resultados en los Niveles de Tensión para Guatemala basado en [173–180]	199
E.7. Comparación de Resultados en los Niveles de Tensión para Guatemala basado en [173–180]	200
E.8. Comparación de Resultados en los Niveles de Tensión para Honduras basado en [173–180]	201
E.9. Comparación de Resultados en los Niveles de Tensión para Honduras basado en [173–180]	202
E.10. Comparación de Resultados en los Niveles de Tensión para El Salvador basado en [173–180]	203
E.11. Comparación de Resultados en los Niveles de Tensión para Nicaragua basado en [173–180]	204
E.12. Comparación de Resultados en los Niveles de Tensión para Nicaragua basado en [173–180]	205
E.13. Comparación de Resultados en los Niveles de Tensión para Nicaragua basado en [173–180]	206
E.14. Comparación de Resultados en los Niveles de Tensión para Costa Rica basado en [173–180]	207
E.15. Comparación de Resultados en los Niveles de Tensión para Costa Rica basado en [173–180]	208

E.16. Comparación de Resultados en los Niveles de Tensión para Costa Rica basado en [173–180]	209
E.17. Comparación de Resultados en los Niveles de Tensión para Costa Rica basado en [173–180]	210
E.18. Comparación de Resultados en los Niveles de Tensión para Panamá ba- sado en [173–180]	211
E.19. Comparación de Resultados en los Niveles de Tensión para Panamá ba- sado en [173–180]	212
E.20. Comparación de Resultados en los Niveles de Tensión para Panamá ba- sado en [173–180]	213

Lista de Figuras

1.1. Esquema General del Sistema de Sistema de Potencia (basado en [3])	8
1.2. Mapa conceptual de metodología de trabajo de investigación	14
1.3. Análisis Cronológico del Estado de la Cuestión	28
2.1. Esquema de sistema eléctrico de potencia (basado en [182])	37
2.2. Esquema General de Sistema de Generación (basado en [182])	40
2.3. Modelo de Transformador Real (basado en [187])	41
2.4. Parámetros del modelo de Línea de Transmisión (basado en [185])	42
2.5. Estados del Sistema de Potencia (basado en [182])	46
2.6. Escalas de tiempo para el análisis de estabilidad (basado en [18])	49
2.7. Redes de Secuencia para el análisis de fallas (basado en [191])	51
2.8. Clasificación de la Estabilidad (basado en [188])	52
2.9. Nueva clasificación de la Estabilidad (basado en [18])	55
2.10. Rangos de tiempo para requerimiento de flexibilidad (basado en [114])	57
2.11. Rangos de aplicación para requerimiento de flexibilidad (basado en [114])	58
3.1. Esquema para el análisis de los estados del sistema de potencia	72
3.2. Esquema de la metodología expuesta en la sección 3.1	74
4.1. Análisis de la situación presentada en evento del 9-junio-2021.	77
4.2. Comportamiento de los Flujos de Potencia Regional	78
4.3. Comportamiento de la Potencia y tensión en Interconexión con México.	78
4.4. Análisis secuencial de eventos que provocaron Black-out	79
4.5. Comportamiento de la frecuencia en el Sistema de Potencia Regional.	80

4.6. Comportamiento de la Tensión en el Sistema de Potencia Regional.	81
4.7. Comportamiento de la Angular de la Tensión en el Sistema de Potencia Regional.	82
4.8. Análisis de 172 Precios Nodales en lado 230 kV	83
4.9. Análisis de 174 Precios Nodales en lado 138/115 kV	84
4.10. Comportamiento diario de Precios Nodales Regionales en 230/138/115 kV	85
4.11. Topología de la Red Eléctrica de Centroamérica basado en [173, 180]	87
4.12. Esquema de la implementación propuesta basado en datos de la tabla 4.15	104
4.13. Flujos de Potencia utilizando almacenamiento.	105
4.14. Comportamiento de la Potencia y tensión en Interconexión con México.	106
4.15. Comportamiento de la Frecuencia Regional medida en diversos puntos	107
4.16. Comportamiento de los Niveles de Tensión Regional.	108
4.17. Comportamiento de la tensión en diversos puntos del sistema de potencia.	109
4.18. Comportamiento de la Demanda, Generación y Flujos de Potencia.	110
4.19. Comportamiento de los Niveles de Tensión Regional en 24 horas de simulación considerando almacenamiento.	111
4.20. Comportamiento de la Demanda, Generación y Flujos de Potencia.	112
4.21. Comparación de los Estados del Sistema de Potencia usando Metodología Propuesta.	113
A.1. Esquema básico del lazo de control del sistema de excitación (basado en [182])	154
A.2. Regulador Automático de Tensión tipo AC5A (basado en [199])	155
A.3. Regulador Automático de Tensión IEEE tipo 1 (basado en [190])	156
A.4. Diagrama de bloques de PSS acoplado a un AVR (basado en [188])	157
A.5. Regulador Automático de Tensión tipo ST1C (basado en [199])	158
A.6. Esquema básico del lazo de control Potencia-Frecuencia de Generador Síncrono (basado en [182])	159
A.7. Controlador de velocidad tipo HyGov (basado en [200])	159

A.8. Controlador de velocidad tipo PIDGov (basado en [200])	160
B.1. Circuito de Transformador de Tres devanados (basado en [186, 201]) . .	161
B.2. Modelo de Transformador de tres devanados (basado en [186, 201]) . .	163
B.3. Equivalente del transformador de tres devanados (basado en [201]) . . .	165
C.1. Parámetros del modelo de Línea de Transmisión (basado en [185]) . . .	168
D.1. Tiempo de descarga de baterías electroquímicas de acuerdo con su tec- nología basado en [80, 81, 202, 203]	174
D.2. Diferentes Tecnologías de Baterías Eléctricas por EVs relacionadas con relación peso-volumen con energía basada en [206, 208]	179
D.3. Esquema de un HEV y PHEV (basado en [207, 212])	182
D.4. Diferentes tecnologías de baterías eléctricas por tiempo de carga de vehículos eléctricos basadas en [206–208]	183
E.1. Tensiones obtenidas a partir de la simulación usando ETAP®	196
E.2. Sistema de transmisión visualizado por país modelado en ETAP® ba- sado en [173]	214
E.3. SER modelado usando ETAP® basado en [173]	215

Simbología y Abreviaturas

ARESEP	Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos
AVR	Regulador Automático de Tensión
BCCR	Banco Central de Costa Rica
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
CENCE	Centro Nacional de Control de Energía
CEPAL	Comisión Económica Para América Latina
CRC	Costa Rica
DOCSE	División Operación y Control del Sistema Eléctrico
DIgSILENT	Software desarrollado por Power factory software
EPRI	Electrical Power Research Institute
ETAP	Electrical Transient Analyzer Program
EUROSTAG	Software desarrollado por EUROSTAG and Power System Consulting
G2x	Grid to load (EV or Storage)
GenRou	Rotor de Polos Lisos
GenSal	Rotor de Polos Salientes
GOV	Regulador Automático de Velocidad
GUA	Guatemala
HON	Honduras
ICE	Instituto Costarricense de Electricidad
INEC	Instituto Nacional de Estadísticas y Censos
kV	kiloVoltio
MATLAB	Software de análisis desarrollado por MathWorks y Cleve Moler
MVA	Mega Voltio-Amperios
MW	Mega Watts
MVAR	Mega Voltio Amperios Reactivos
NERC	North American Electric Reliability Corporation
NIAC	National Infrastructure Advisory Council
NIC	Nicaragua
OpenDSS	Software desarrollado por EPRI
PAN	Panamá

PSS	Estabilizador de Sistema de Potencia
PSS/E	Power System Simulator for Engineering
PYTHON	Software de análisis desarrollado por Python Software Foundation
SAL	El Salvador
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia
SER	Sistema Eléctrico de Regional
SIMULINK	Software de análisis desarrollado por MathWorks y Cleve Moler
VE	Vehículo Eléctrico
x2G	Load (EV or Storage) to Grid

Capítulo 1

Introducción

El presente capítulo expone la fundamentación de la investigación doctoral llevada a cabo. En él se presentan los antecedentes, la justificación, el planteamiento del problema, y los objetivos, entre otros aspectos, de la investigación realizada sobre el sistema de potencia en Centroamérica. Se desarrolla exhaustivamente la base académica que sustenta la investigación doctoral, detallando ampliamente la metodología de investigación aplicada y fundamentándola con un análisis del estado de la cuestión. Finalmente, se aborda la contribución al estado del arte y se exponen las publicaciones realizadas en el marco de esta investigación.

1.1. Antecedentes

En la actualidad, todos los aspectos relacionados con el medio ambiente han adquirido una mayor relevancia e importancia en comparación con épocas anteriores. Es imperativo que los investigadores centren sus esfuerzos en la búsqueda de nuevas tecnologías que permitan la generación y la demanda eléctrica de manera amigable con el ambiente. En línea con esta necesidad, se han realizado esfuerzos para enfocar los trabajos hacia este objetivo. El informe del año 2018 de la CEPAL [1], revela que en la región centroamericana aproximadamente el 39,3% de la energía eléctrica se genera a partir de combustibles fósiles, mientras que la combinación de fuentes de generación intermitentes (eólica y solar) representa un 9,6%.

Según el informe final del BID [2] donde analiza la incorporación de energías renovables variables con una proyección hasta el año 2024, se concluye que sólo Costa Rica tiene una capacidad significativa para absorber energías renovables intermitentes, gracias a que su red eléctrica de potencia cuenta con las condiciones técnicas adecuadas para ello. No obstante, en el informe del MIT [3] en el que se analiza la transición de la energía e industria, se prevé que los sistemas eléctricos de potencia serán más distribuidos, menos centralizados y por lo tanto más digitalizados. Por último, el informe del SIICA [4] sobre la preparación digital de la región centroamericana, indica que para el año 2030 se espera que sólo Costa Rica integre 68.000 vehículos eléctricos, lo que representaría una penetración significativa de esta tecnología en el sistema eléctrico.

De acuerdo con el Plan Nacional de la Energía de Costa Rica 2015-2030 [5] el sector del transporte es responsable del 66 % del consumo de hidrocarburos y del 54 % de las emisiones de CO_2 , siendo los vehículos particulares los que generan el 41 % de estas emisiones, seguidos por los vehículos de carga liviana y pesada. La flota vehicular en promedio tiene una edad de 15.95 años. Por lo tanto, el gobierno costarricense se ha comprometido con la neutralidad de carbono y ha planteado opciones de movilidad urbana e interurbana para mitigar los efectos perjudiciales de los contaminantes en la salud humana. En 2017, la aprobación de la Ley 9518 de Incentivos y Promoción para el Transporte Eléctrico por la Asamblea Legislativa de Costa Rica fue un hito importante en el camino hacia la neutralidad de carbono [2, 5].

1.2. Justificación e Importancia de la Investigación

La expansión reciente de los recursos energéticos distribuidos (DER) está abriendo nuevas oportunidades para la prestación de servicios eléctricos esenciales, como energía, capacidad, reservas operativas y alternativas a las inversiones en transmisión o distribución de redes. La energía solar fotovoltaica en las residencias es el ejemplo más notorio de estos recursos; sin embargo, los DER abarcan cualquier generador o dispositivo de almacenamiento de energía conectado a niveles de tensión de distribución, con capacidades relativamente pequeñas (potencias variadas). Además, los avances en

la electrónica de potencia, la comunicación y las tecnologías de control permiten una mayor eficiencia y un consumo dinámico de electricidad, así como la capacidad de demanda flexible (respuesta a la demanda) que puede funcionar como DER en diversos contextos [6].

Las mejoras en la tecnología de baterías, en términos de costo, rendimiento y eficiencia, están impulsando una nueva revolución en el almacenamiento de energía eléctrica. Al combinarse con enfoques innovadores de integración electrónica, los nuevos sistemas de almacenamiento prometen un cambio significativo en la tecnología de la electrónica de potencia, ampliando su aplicabilidad. La integración segura y confiable de paneles fotovoltaicos, almacenamiento electroquímico y electrónica de potencia en un solo módulo constituye una estrategia eficaz para satisfacer las demandas del mercado de energía solar distribuida.

Gracias a los avances recientes en la electrónica de potencia y la tecnología de almacenamiento, es posible integrar estos componentes de manera económica y segura en un único módulo [7]. Un ejemplo de la aplicación de sistemas de almacenamiento y electrónica de potencia es la reducción de la inercia causada por la penetración de recursos basados en inversores, que afecta la estabilidad energética del sistema. Este problema puede abordarse mediante el control de inercia virtual [8].

El sector energético está experimentando una transformación significativa debido a la incorporación de fuentes de energía renovable a través de convertidores electrónicos de potencia, como la energía eólica y la solar fotovoltaica. Esta integración impacta la estabilidad del sistema eléctrico, generando desafíos como la reducción de la inercia sincrónica, la disminución de la reserva de potencia reactiva y una menor capacidad de soporte ante cortocircuitos. Además, las capacidades de soporte ante contingencias son esenciales para la estabilidad, afectando tanto la potencia activa como la reactiva. Es necesario llevar a cabo estudios exhaustivos para identificar las condiciones óptimas para implementar estrategias que mejoren la estabilidad, especialmente considerando los cambios en la infraestructura eléctrica necesarios para acomodar las RES en ubicaciones remotas. Estos aspectos deben ser cuidadosamente evaluados por los operadores al planificar redes eléctricas con alta penetración de RES [9].

Los sistemas de almacenamiento de energía, en particular las baterías (BESS), juegan un papel fundamental en la adecuación de los recursos en sistemas eléctricos con alta penetración de energías renovables. El almacenamiento de energía eléctrica proporciona una variedad de servicios valiosos y se aplica en múltiples contextos, beneficiándose de mejoras tecnológicas y la disminución de costos de las baterías. Este almacenamiento puede ser una alternativa efectiva a los recursos de red existentes y facilita la integración de generación y demanda fluctuantes, siempre que las estructuras de mercado reconozcan su valor.

El almacenamiento de energía electroquímico es crucial actualmente, destacando las baterías de iones de litio (Li) como un ejemplo fundamental. Este tipo de almacenamiento impulsaron la revolución de la electrónica en 1991 y la llegada de los vehículos eléctricos en 2010. Su uso se ha expandido a la red eléctrica para integrar energías renovables variables, mejorando la eficiencia en la transmisión y distribución de energía. Las aplicaciones continúan creciendo, abarcando la descarbonización de vehículos pesados y el transporte marítimo y aéreo [10–12].

El creciente interés en el almacenamiento de energía para la red se debe a factores como la gestión de la demanda, la realización de inversiones para mejorar la confiabilidad de la red y la integración de energías renovables. Aunque actualmente el almacenamiento está dominado por la hidroeléctrica de bombeo, se reconoce que los sistemas de almacenamiento electroquímico pueden ofrecer oportunidades valiosas, especialmente si se logra una reducción de costos [13].

Las fuentes de energía renovable han experimentado un crecimiento acelerado en los últimos años, impulsadas por la creciente preocupación por la contaminación ambiental, donde la descarbonización del sector eléctrico es esencial para combatir el cambio climático. No obstante, la integración de estas tecnologías presenta desafíos para la estabilidad de la red, ya que las fluctuaciones en la producción requieren soluciones de almacenamiento para mejorar el flujo de potencia y los perfiles de tensión. El almacenamiento de energía es vital para la gestión energética, la regulación de frecuencia, la reducción de picos, la nivelación de carga, el almacenamiento estacional y la generación de reservas de potencia [14].

El sistema eléctrico moderno está en transición de un modelo síncrono basado en máquinas a uno dominado por inversores, debido a la alta penetración de fuentes de energía renovable como la eólica y la solar fotovoltaica. Aunque estas RES representan una parte significativa de la generación, integrarlas como unidades de potencia plena en la red puede provocar inestabilidad de frecuencia. Los investigadores sugieren el uso de inversores con algoritmos de control de inercia virtual para simular generadores síncronos, mejorando la estabilidad del sistema [15–17]. Desde la publicación del artículo original sobre las definiciones de estabilidad del sistema en 2004, el comportamiento dinámico de los sistemas de energía ha evolucionado considerablemente debido a la creciente integración de tecnologías de generación, cargas y dispositivos de transmisión conectados mediante convertidores. Se han introducido nuevas definiciones y clasificaciones clásicas de estabilidad que incorporan los efectos de los dispositivos electrónicos de potencia de respuesta rápida [18].

La investigación doctoral se centra en analizar la estabilidad transitoria del sistema con el objetivo de mantener la frecuencia del sistema eléctrico regional en situaciones de alta penetración de energías renovables intermitentes y diversas cargas eléctricas, como los vehículos eléctricos. Para enfrentar contingencias, inestabilidades o problemas operativos en la red eléctrica, se propone el uso de centros de almacenamiento electroquímico. Con esto, se desarrollarán propuestas para el despacho óptimo y el control de la generación, con el fin de mantener el equilibrio entre la demanda y la generación en los flujos de potencia activa y reactiva, así como la frecuencia del sistema eléctrico, minimizando el riesgo de colapso. La investigación destaca los desafíos, oportunidades y beneficios relacionados con la integración de energías renovables intermitentes y vehículos eléctricos en el sistema eléctrico regional, así como el uso de sistemas de almacenamiento de energía para disminuir la huella de carbono y mejorar la calidad de vida. Además, la identificación de problemas permitirá a los responsables de la toma de decisiones en inversiones planificar el sistema eléctrico desde una perspectiva diferente y realizar las inversiones necesarias para evitar riesgos de contingencias.

En la planificación de sistemas eléctricos, es fundamental llevar a cabo análisis de cargabilidad, estabilidad y cortocircuito para modelar las condiciones extremas de ope-

ración y optimizar el sistema de transmisión. Esta investigación doctoral se centrará en la integración de energías renovables intermitentes, que puede generar inestabilidades en el sistema de potencia debido a la variabilidad en la generación. Además, la incorporación de vehículos eléctricos incrementará la carga del sistema, lo que requiere una capacidad de generación suficiente para satisfacer la demanda. Sin embargo, esta combinación puede resultar problemática, ya que podrían surgir desequilibrios entre la generación y la demanda en caso de contingencias, especialmente si el sistema no cuenta con suficiente energía no intermitente para mitigar los efectos de dichas inestabilidades. Por ello, se propone el uso de centros de almacenamiento como una opción clave para fortalecer la robustez del sistema y garantizar su integridad.

La investigación doctoral sugiere recomendaciones para abordar la integración de energías renovables intermitentes, cargas eléctricas y centros de almacenamiento en sistemas eléctricos de gran escala, como el sistema eléctrico regional de Centroamérica. La generación en estos países y la topología de la red eléctrica regional ofrecen numerosas oportunidades de análisis. La evaluación de los datos recopilados podría aportar nuevas perspectivas sobre el control y despacho de la generación, así como un análisis de la capacidad de recuperación del sistema ante eventos catastróficos. Además, los resultados podrían dar lugar a nuevas hipótesis de investigación para futuros estudios.

Los resultados de esta propuesta de investigación contribuyen a mejorar la gestión de los sistemas de potencia, permitiendo la integración de más energía renovable manteniendo las condiciones de estabilidad del sistema. Los hallazgos podrán impactar las decisiones técnicas y económicas relacionadas con la operación de los sistemas de potencia. Los operadores de sistemas eléctricos en la región serán los principales beneficiarios, ya que contarán con herramientas para evaluar nuevas alternativas de integración tecnológica y una visión a futuro al considerar centros de almacenamiento como una opción para aumentar la resiliencia del sistema. Asimismo, los habitantes de la región se beneficiarán directamente no solo en la calidad del servicio eléctrico, sino también en la mejora del medio ambiente.

1.3. Planteamiento del Problema de Investigación

Ante este panorama y tomando en consideración el planteamiento anterior, se propone la siguiente pregunta de investigación:

Bajo ciertas condiciones operativas, ¿será capaz el Sistema Eléctrico Regional de mantener las condiciones operativas estables?, y si no es posible ¿qué alternativas surgen utilizando almacenamiento electroquímico?

Según lo mencionado previamente, los sistemas eléctricos cada vez son más desconcentrados [3] y están evolucionando hacia ser más sofisticados debido a la digitalización. La generación de energía intermitente se está integrando cada vez más en los sistemas eléctricos, sin embargo, la generación a partir de combustibles fósiles se ha mantenido en el tiempo a pesar de los costos y la contaminación asociada al producir electricidad. Además, las cargas eléctricas han evolucionado de ser tradicionales a más sofisticadas, ya que se están incorporando vehículos eléctricos, camiones, autobuses, trenes, entre otros, a las redes de baja y mediana tensión, como se muestra en la figura 1.1.

En la actualidad, los operadores de sistemas eléctricos han aprovechado las ventajas técnicas y económicas de las interconexiones, aunque su capacidad de transporte se puede ver limitada. Con el crecimiento económico y la expansión de la industria, se prevé que la demanda energética aumente, lo que a su vez es una oportunidad para permitir la integración de Centros de Almacenamiento basados en Baterías Electroquímicas. Estos centros pueden ser utilizados para cubrir las necesidades energéticas cuando la generación intermitente no está disponible o la transmisión sea limitada o las condiciones climáticas no permiten la generación de energía no intermitente, como la hidroeléctrica. Los Centros de Almacenamiento pueden integrarse en la red de transmisión de alta tensión o bien en las redes de distribución de media tensión o a nivel local, como en residencias, comercios e industrias.

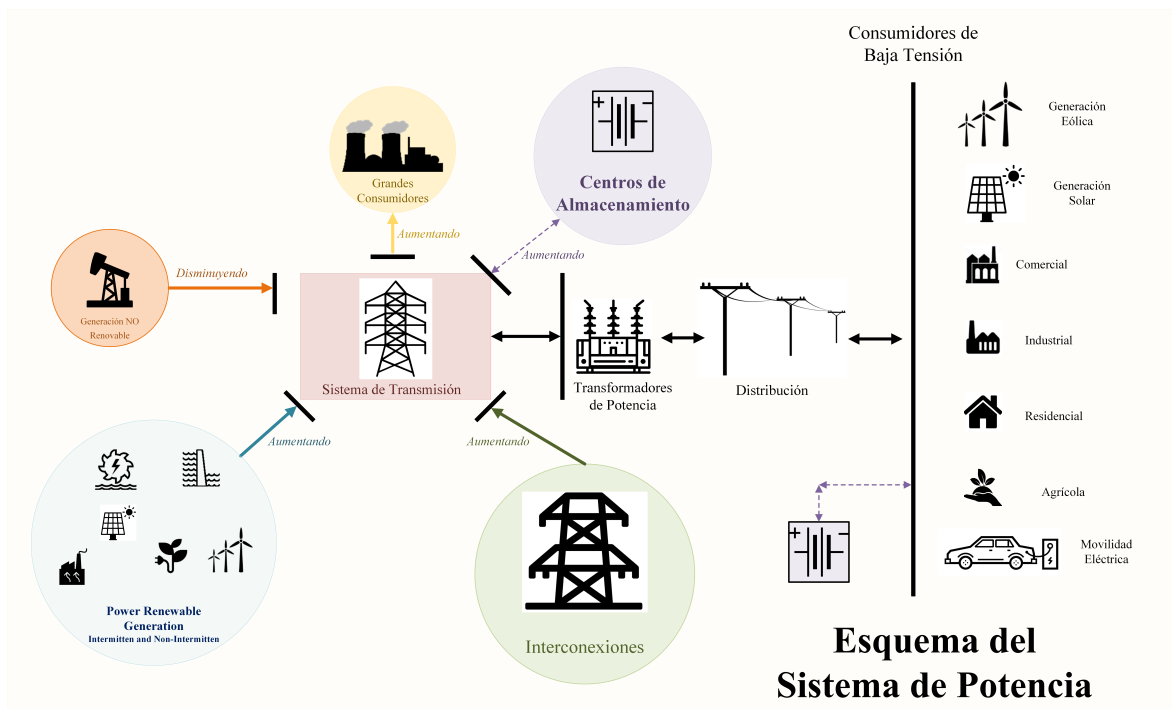


Figura 1.1: Esquema General del Sistema de Sistema de Potencia (basado en [3])

1.3.1. Objetivos de la Investigación

A continuación se detallan los objetivos general y específicos de la investigación de tesis doctoral:

1.3.1.1. Objetivo General

Proponer estrategias de control y despacho para el aseguramiento de las condiciones operativas del Sistema Eléctrico Regional ante una alta penetración de generación eléctrica intermitente y diversas cargas eléctricas.

1.3.1.2. Objetivos Específicos

- a. Implementar un modelo del SER para la simulación de condiciones de penetración de la generación eléctrica intermitente y diversas cargas eléctricas que incluya elementos estáticos y dinámicos distribuidos en las diferentes subestaciones de la región.
- b. Desarrollar escenarios que contemplen la alta penetración de energía renovable in-

termitente y cargas eléctricas para la evaluación y análisis de las condiciones de integridad del SER mediante el uso de criterios predictivos de cálculo y estimación.

- c. Determinar estrategias para la integración de Centros de Almacenamiento mediante criterios de seguridad operativa en el mejoramiento de las condiciones de operación en presencia de una alta penetración de generación eléctrica intermitente y diversas cargas eléctricas.

1.4. Alcances de la Investigación

En la investigación doctoral que se llevó a cabo, se analizó la integración de centros de almacenamiento en el Sistema Eléctrico Regional considerando la presencia de generación eléctrica intermitente y diversos tipos de cargas. Para lograrlo, se debieron tener en cuenta los siguientes aspectos durante la investigación:

1.4.1. Consideraciones

- a. La información utilizada en esta investigación se basó en los datos del sistema eléctrico centroamericano, los cuales fueron suministrados por el DOCSE-ICE (antes CEN-CE). Estos datos corresponden al escenario del año 2021 e incluyen tanto los datos estáticos como los dinámicos de la red eléctrica.
- b. Teniendo en cuenta que los datos suministrados abarcan el sistema eléctrico de la región, el modelado contemplará los sistemas de potencia de Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá. Sin embargo, el sistema de potencia de México será tomado como un equivalente pues no se tienen datos disponibles.
- c. Se tomo en cuenta en el modelado la demanda y otras cargas eléctricas como los vehículos eléctricos, ya que son de gran relevancia en el sistema eléctrico. Para llevar a cabo esta tarea, se han desarrollado proyectos de investigación ante la Vicerrectoría de Investigación y Extensión. La información obtenida será importante para estimar la futura carga del sistema y será un insumo valioso para desarrollar el objetivo 2 de la investigación doctoral.

- d. La simulación de la generación de energía renovable intermitente se llevará a cabo utilizando información proveniente del plan de expansión de la generación nacional de Costa Rica y de la región centroamericana.
- e. Por la gran envergadura de la simulación y la cantidad de datos manejados, se solicitó a ETAP[®] una versión académica del software de simulación. Se proporcionó una licencia académica de la versión 22.5 de ETAP[®], que incluye módulos de flujos de potencia, estabilidad transitoria, estabilidad de tensión y análisis de cortocircuito, y permite simular hasta 5000 barras.
- f. Solo se consideraron el análisis de estabilidad transitoria, de tensión y de frecuencia, no se incluirá el análisis de estabilidad de pequeña señal.

1.4.2. Limitaciones

- a. Para poder simular la red eléctrica usando ETAP[®], se tuvieron que exportar y modificar los datos proporcionados por el CENCE-ICE, ya que este utiliza el programa especializado PSS/E[®] versión 33. Esto requirió un trabajo previo antes de iniciar la investigación.
- b. La construcción de la red en ETAP[®] a partir de los datos exportados del software PSS/E[®] versión 33 fue un proceso que implicó la detección de inconsistencias en los datos suministrados y requirió un tiempo significativo para construir los modelos correspondientes.

1.4.3. Recursos Materiales

- a. El SER se modelará con el software de simulación especializado **ETAP[®] versión 22.5**
- b. El procesamiento de datos se hará en *software libre* con **Python**. El análisis de los datos y los resultados se hará en **Python o Excel**.

De acuerdo con la tabla 1.1, se muestra el presupuesto proyectado para el desarrollo de la investigación doctoral.

Tabla 1.1: Presupuesto aproximado para proyecto doctoral

Partida	Monto
Estudiante de Doctorado 20 horas semanales por 48 meses	96,775.0 USD
Proyecto de investigación 24 meses	38,710.0 USD
Software de simulación para 5000 barras	50,000.0 USD
Pasantía de Ingeniería	20,000.0 USD
Costo del doctorado	11,200.0 USD
Equipo de Cómputo	2,500.0 USD
Congresos y cursos	4,000.0 USD
Total aproximado	223,185.0 USD

1.4.4. Viabilidad

- a. Para el desarrollo del proyecto doctoral se contó con **20 horas** semanales de beca por parte del ITCR. Dicha beca está aprobada hasta diciembre del 2025.
- b. Para los proyectos de investigación se contó con **8 horas** semanales desde el 2020 hasta el 2024.
- c. Para el desarrollo del proyecto doctoral se contó con el **financiamiento** para pasantías, asistencia a congresos y otras actividades académicas por parte de la Dirección de Posgrados del TEC y el Programa de Doctorado Académico en Ingeniería.
- d. No se requirió de financiamiento especial aparte del mencionado anteriormente para las actividades académicas, debido a la naturaleza de la investigación a realizar.
- e. La licencia **ETAP versión 22.5** estuvo disponible hasta el año 2024.
- f. Se contó con el apoyo técnico y administrativo del ICE para el desarrollo de la investigación y el trabajo doctoral.
- g. El costo total de la investigación doctoral ronda los **223,185.0 USD** de acuerdo proyección en la tabla 1.1.

1.5. Metodología para la Investigación

La estrategia de trabajo se ajusta a lo dispuesto en el esquema conceptual del estudio de investigación que se ilustra en la figura 1.2. Dicho esquema incluye elementos significativos para la consecución de los propósitos establecidos en la introducción. Seguidamente, se detallan los procedimientos a seguir con el fin de llevar a cabo la metodología de investigación propuesta.

1. **Etapa 1:** Con el objetivo de realizar el modelado del sistema eléctrico regional, se realizó una solicitud al DOCSE para obtener los datos del SER. Dichos datos se encontraban en formato *.raw*, por lo que se requirió una conversión a formato de texto y su posterior exportación a ETAP[®]. Sin embargo, esta tarea implicó la construcción del sistema eléctrico, lo que incluyó el modelado dinámico de los generadores. ETAP[®] proporcionó módulos de análisis para flujos de potencia, estabilidad transitoria, estabilidad de tensión y flujo de potencia en tiempo real. Además, el sistema fue configurado para llevar a cabo las simulaciones necesarias en cada uno de los escenarios de análisis.
2. **Etapa 2:** Se planteó un proyecto de investigación para estimar la cantidad de vehículos eléctricos distribuidos por las subestaciones del SEN. El objetivo es proyectar las cargas de los vehículos eléctricos para poder analizar el impacto que tendrán en la cargabilidad, utilizando un algoritmo capaz de desplegar las proyecciones por subestación del SEN. De esta manera, se busca llevar a cabo un análisis detallado y analítico del impacto de los vehículos eléctricos en la carga del sistema eléctrico.
3. **Etapa 3:** Se pretende establecer diversos escenarios para llevar a cabo la evaluación y simulación de la penetración de vehículos eléctricos, así como la evaluación de contingencias y otros factores. En este sentido, se realizarán análisis de contingencias para determinar las condiciones óptimas, normales y pesimistas del sistema de potencia en relación a la penetración de vehículos eléctricos, la generación de energía eléctrica intermitente y los Centros de Almacenamiento

Electroquímico. Para realizar este análisis, se deberán determinar las condiciones de riesgo para el SER a partir de estudios de estabilidad transitoria, de tensión y cargabilidad, teniendo en cuenta posibles disparos en las líneas de transmisión, generadores, carga y otros factores que puedan afectar la operación del sistema.

4. **Etapa 4:** Es necesario desarrollar y definir los criterios de seguridad operativa para la demanda y la carga ante situaciones extremas de contingencia en el sistema de potencia. Es fundamental considerar estos criterios en el contexto de una alta penetración de vehículos eléctricos combinada con generación eléctrica intermitente, y analizar la posible integración de Centros de Almacenamiento como una solución para mitigar los efectos adversos de las contingencias en la cargabilidad y la estabilidad del sistema.
5. **Etapa 5:** Se llevará a cabo un análisis de contingencias para evaluar las situaciones extremas en la operación del sistema, con el objetivo de establecer estrategias y propuestas que permitan mejorar el control de la demanda y el despacho de la generación a nivel de la transmisión. A partir de este análisis, se podrán definir las sensibilidades y criticidades del sistema de potencia en relación a las condiciones planteadas, lo que permitirá tomar medidas preventivas y correctivas para garantizar la estabilidad y seguridad operativa del sistema.
6. **Etapa 6:** *Escribir Documento* de tesis, esta actividad se hará a lo largo de toda la investigación, además se presentará por compendio de artículos. Durante la investigación doctoral, se tienen previstas diversas publicaciones que serán presentadas en conferencias o revistas de alto impacto. Estos artículos contribuirán a la divulgación de los resultados y avances de la investigación y serán una importante fuente de retroalimentación y validación por parte de la comunidad científica.

Finalmente, en lo que respecta al tiempo de ejecución y la disponibilidad, se puede observar la Tabla 1.2 donde se muestra el detalle del cronograma de las actividades para desarrollar la investigación doctoral. Este cronograma permite tener una visión clara y detallada de la planificación temporal de las tareas y actividades involucradas en el proyecto de investigación.

1.6. Esquema conceptual del trabajo de investigación

Estrategias para la Integración de Centros de Almacenamiento en el Sistema Eléctrico Regional Centroamericano para el aseguramiento de las condiciones operativas en presencia de generación eléctrica intermitente y diversas cargas

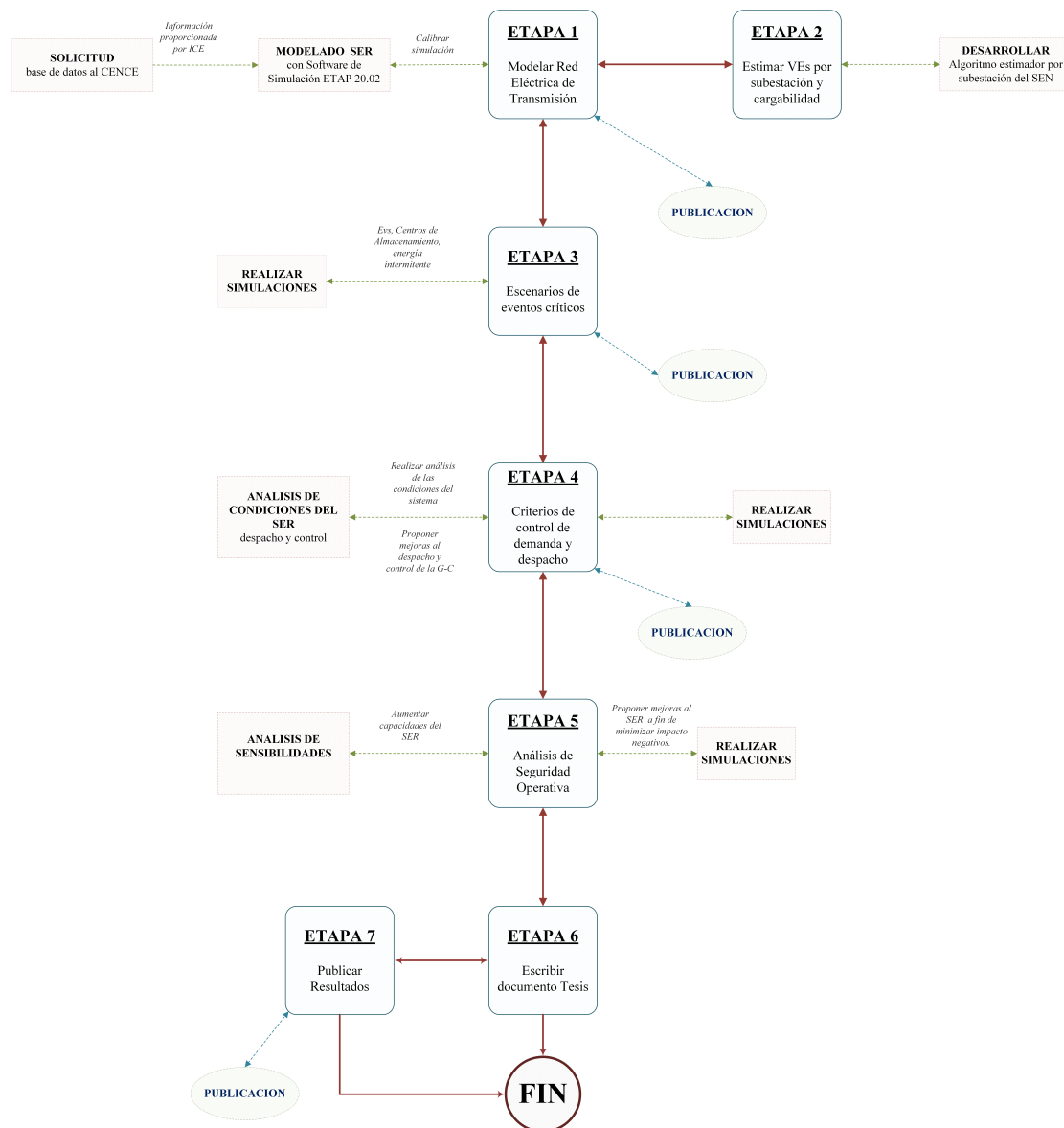


Figura 1.2: Mapa conceptual de metodología de trabajo de investigación

1.7. Plan de Trabajo

Para cumplir con los objetivos propuestos, se han establecido una serie de pasos en un cronograma que se puede observar en la tabla 1.2 la cual se detalla a continuación:

Tabla 1.2: Cronograma de Doctorado Académico en Ingeniería

ACTIVIDADES A REALIZAR		I-19	II-19	I-20	II-20	I-21	II-21	I-22	II-22	I-23	II-23	I-24	II-24	% Avance
1	Investigación en Ingeniería	*												100
2	Investigación Doctoral I	*												100
3	Investigación doctoral II		*											100
4	Desarrollo de proyectos de investigación		*											100
5	Investigación doctoral III			*										100
6	Investigación doctoral IV					*								100
7	Pasantía							*						100
8	Investigación doctoral V								*	*				100
9	Coloquio de Investigación en Ingeniería										*			100
10	Examen Doctoral											*	*	100
11	Avance Total													100

E.C.: en curso

1.8. Estudio del Estado de la Cuestión

A continuación se desglosa la investigación bibliográfica para sustentar el trabajo doctoral, en el cual se muestra en orden cronológico ascendente del *estado de la cuestión* de los últimos años en la investigación en integración de vehículos eléctricos, almacenamiento y energías renovables al sistema de potencia a fin de incrementar su Integración-Flexibilidad y Resiliencia:

1.8.1. Estudios realizados en VEs, Almacenamiento y Energías Renovables

Chen et al. [19] hacen un análisis de un sistema de potencia de tres (3) barras en presencia de un sistema de almacenamiento de energía. Esto con el fin de mejorar la estabilidad ante oscilaciones. *Das et al.* [20] realizan un estudio de estabilidad de pequeña señal ante la integración de VEHS. Posteriormente, se analiza en un sistema de 39 barras ante penetraciones de grandes bloques de automóviles modelados como cargas de potencia constante e impedancia constante. Se demuestra que el SEP es propenso a inestabilidad.

Shimizukawa et al. [21] estudiaron el uso de centros de almacenamiento para mitigar la intermitencia de la generación eólica. Demuestra que se requiere de cerca del 15-25 % en capacidad del almacenamiento con respecto a la instalación de energía eólica para lograr un efecto deseable y adecuado para mantener la estabilidad del sistema. *Mitra et al.* [22] proponen un control de área para mejorar la estabilidad ante la conexión de VEs debido a los diversos ciclos de carga y descarga (G2x o x2G). Se analiza en sistema eléctrico de 12 barras con 3 generadores en un simulador de tiempo real. El sistema de control provee un algoritmo de optimización a los tres generadores y de esta manera establecer un control para la amortización de las perturbaciones ante la penetración de VEs en los ciclos de carga o descarga.

Rocha et al. [23] realizaron un análisis del impacto de integración de VEs en el control de la frecuencia en presencia de fuentes intermitentes de energía renovable (eólica e hidroeléctrica) en modo de carga. Se proponen los VEs para la regulación primaria de

control de frecuencia. El estudio en cuestión asume un despacho del 100 % en período valle y una penetración de 575 VEs en un sistema eléctrico aislado. *Srivastava et al.* [24] realizan un análisis del impacto de la generación distribuida con almacenamiento. Los resultados demuestran que la estabilidad transitoria puede mejorarse utilizando dispositivos de almacenamiento. Se analiza en un sistema de diecisiete (17) generadores con 162 barras.

Lopes et al. [25] presentaron un marco de referencia para la integración de VEs en un SEP para la operación técnica de la red y su interacción en un mercado eléctrico. Se describen detalles de cada actividad, se plantean los posibles beneficios e impacto de su penetración, se hace una evaluación de estabilidad en estado estable y dinámico. La penetración considerada es de 12700 vehículos.

Pillai y Bak-Jensen [26] analizaron la integración de VEs en el SEP de Dinamarca. El estudio modela los VEs en modo almacenamiento bajo condiciones de alta y baja producción de energía eólica. Los resultados encontrados en la investigación muestran la necesidad de establecer un adecuado control y regulación de los generadores convencionales del SEP en presencia de una alta penetración de VEs. *Hill et al.* [27] propusieron el uso de almacenamiento para aumentar la integración de energía solar en las redes distribuidas. En este se exponen los beneficios de proveer regulación y control, mejoramiento del factor de potencia, entre otros.

Cheng et al. [28] propusieron la utilización de almacenamiento para mejorar los beneficios de la integración de energía eléctrica solar a las redes eléctricas. *Chukwu* en su trabajo doctoral [29], realizó una evaluación del impacto de los VEs en redes de distribución en condición x2G. El principal enfoque se da en desarrollar y establecer un modelo matemático para la evaluación de estabilidad de tensión de una red de distribución ante una alta penetración de VEs en modo x2G en sistemas de potencia de 23 y 123 barras respectivamente.

Pousada en su trabajo doctoral [30], estudió el Comportamiento Dinámico del Sistema de Potencia ante el impacto de la alta penetración de VEs en modo x2G. El aporte en este trabajo doctoral es el desarrollo de un control primario de frecuencia de VEs para un sistema aislado asimismo la operación del Controlador Automático de la

Generación para el control de la penetración de VEs.

Wu et al. [31] realizaron un análisis de estabilidad transitoria en una *Red Inteligente* de VEs en condición x2G. Se hacen simulaciones para 5000, 10000 y 50000 VEs. *Delille et al.* [32] propusieron un control dinámico de la frecuencia soportado por almacenamiento para la disminución del impacto de la intermitencia de la generación eólica y solar.

Liu et al. [33] realizaron un análisis de penetración al 100 % de VEs en la región Nórdica (Suecia, Noruega, Dinamarca y Finlandia) proyectado al año 2050 tomando como año base el 2012. *Dharmakeerthi et al.* [34] propusieron un modelo de carga dinámico de VEs para estudios de estabilidad ante condiciones oscilatorias (estudio de estabilidad de baja frecuencia) del sistema de potencia.

Makarov et al. [35] propusieron una mejora a los sistemas de potencia para lograr mayor penetración de energía intermitente y almacenamiento. *Wang y Paranjape* [36] realizaron una evaluación de la penetración de VEs bajo condiciones de demanda para simular distintos agentes de participación en un mercado eléctrico. Así mismo, se propone un algoritmo de control para la evaluación del impacto de la penetración de los VEs.

Gajduk et al. [37] propusieron una mejora de la estabilidad transitoria en redes de potencia ante la conexión de VEs. Se analiza una red de prueba de 39 barras. *Qin et al.* [38] estudiaron el ajuste en el control de potencia a partir del almacenamiento para mejorar la estabilidad de un sistema de potencia. *Zhang et al.* [39] propusieron un análisis del impacto de la estabilidad transitoria en presencia de VEs en las redes de distribución de 16 barras. Se propone un índice para el margen de estabilidad transitoria de tensión.

Khatamianfar et al. [40] propusieron un control del despacho de la generación eólica con almacenamiento a partir de técnicas de control predictivo. *Kleinberg et al.* [41] valoraron la integración del almacenamiento en redes de distribución y transmisión para estimar los beneficios económicos y técnicos. *Weihua et al.* [42] analizaron y determinaron que a partir de un método de predicción la penetración de energía eólica junto con almacenamiento a gran escala mantener las condiciones operativas del sistema estables.

Bhasaputra et al. [43] analizaron el impacto del plan de expansión de la generación ante la penetración de energía solar y eólica en un horizonte de 15 años. Se analiza la respuesta de frecuencia ante la intermitencia de dichas fuentes. *Vu et al.* [44] formularon un marco de referencia para el análisis de estabilidad y resiliencia en un sistema eléctrico de 118 barras a fin de buscar una mayor robustez de la red. *Liang et al.* [45] propusieron un modelo para la selección de la capacidad del almacenamiento a partir de datos de velocidad del viento para la mejora de la confiabilidad y economía del sistema de potencia.

Izadkhast et al. [46] propusieron un modelo agregador de conexión de VEs para el control primario de frecuencia. Se plantean factores de participación de la conexión de VEs realizando un control primario de la frecuencia. Se plantea una reducción de la complejidad matemática en el análisis el cual facilita la integración de gran cantidad de VEs en el SEP español considerando las interconexiones. Excluye en el análisis las plantas nucleares, el modelado dinámico de las cargas, plantas eólicas, solares entre otras.

Gaunt [47] realizaron un análisis de las implicaciones y consecuencia de la intermitencia en el planeamiento de la generación de un sistema de potencia. Analiza el caso para Sudáfrica. *Teymouri et al.* [48] desarrollaron un controlador para la mejora de la resiliencia considerando restricciones en la estabilidad de frecuencia derivadas de las ecuaciones de oscilación linealizadas. *Xiong et al.* [49] propusieron un modelado sistemático y una simulación en presencia de alta penetración de VEs. Se analiza el impacto en modo carga considerando 235900 VEs en una red de distribución de 34 barras. Se simulan varios escenarios y analiza la posibilidad de mejorar la estabilidad del sistema y su eficiencia ante la integración de los VEs, se valora obtener ventajas en la variedad de estrategias de control en la carga de VEs.

Wang et al. [50] propusieron un modelo de coordinación para el control del despacho de las potencia activa para sistemas de generación eólica, solar y almacenamiento, esto con el fin de mantener el balance ante los cambios de frecuencia. *Liu et al.* [51] realizaron una evaluación del análisis de la cuantificación de la resiliencia del sistema de potencia a partir de índices ante salidas múltiples de líneas de transmisión. Se analiza en un

sistema de setenta y nueve (79) barras.

Lancel et al. [52] analizaron la introducción de un sistema de almacenamiento en una micro-red aislada. *Khalid et al.* [53] estudiaron el impacto del manejo energético de VEs para Estabilidad de Transitoria de Tensión de micro-redes y en redes aisladas en presencia de fallas. Se revisan aspectos de administración de la energía de la mano con las cargas de la red con la finalidad de mantener la estabilidad de tensión.

Gholami et al. [54] se presentaron una definición consensuada de conceptos acerca de la resiliencia del sistema de potencia. *Mesic et al.* [55] realizaron una mejora de la resiliencia del sistema regional de potencia de Croacia a fin de mantener la seguridad operativa y evitar apagones. Se realiza un análisis económico de costo beneficio de las acciones a implementar.

Pham et al. [56], propusieron un controlador el cual integra los VEs en el lazo de control para la regulación de frecuencia en redes inteligentes. Se propone una aplicación con el fin de mitigar las oscilaciones de potencia debido a las variaciones en la carga de las turbinas térmicas.

Sun et al. [57] propusieron un mejoramiento de la restaurabilidad del sistema de potencia mallado con la implementación de almacenamiento e integración de granjas eólicas a partir de estrategias de control del despacho. *Khalil et al.* [58] propusieron una metodología de restauración del sistema de transmisión posterior a un apagón usando análisis de factores resiliencia.

Zhou et al. [59] plantearon un estudio para el aseguramiento del soporte de estabilidad transitoria ante la integración de VEs. Se realiza el análisis utilizando como modelo el SEP de Irlanda del Norte tomando como año base el 2020. Se analizan tiempos críticos y el margen de estabilidad. El estudio de estabilidad se hace por medio del criterio de áreas iguales. *Soonee et al.* [60] desarrollaron un análisis de la resiliencia del sistema de potencia de la India.

Zhou et al. [61] diseñaron una estrategia de capacidad y control en una micro-red aislada para la penetración de energía renovable. *Confrey et al.* [62] propusieron una optimización de la resiliencia de la red y de los sistemas de almacenamiento con una alta penetración de generación distribuida solar. *Qazi et al.* [63] propusieron una regulación

de frecuencia del sistema de potencia usando sistemas híbridos de almacenamiento. *Zhang et al.* [64] calcularon y optimizaron la resiliencia de un sistema de potencia.

Meneghetti et al. [65] propusieron un sistema de almacenamiento de energía para la programación del despacho de la generación fotovoltaica. *Chen et al.* [66] propusieron una estrategia para la supresión de oscilaciones de ultra-baja frecuencia en el sistema de potencia de Yunnan utilizando sistemas de almacenamiento. *Panteli et al.* [67] a partir de estrategias para la mejora, una operación fuerte e inteligente se propusieron acciones para el aseguramiento de la resiliencia en el sistema de potencia de Gran Bretaña.

1.8.2. Análisis en Integración-Flexibilidad-Resiliencia

Diversos autores [19, 24, 32, 68–77] han propuesto el uso de almacenamiento para *mitigar* de las oscilaciones en el sistema para incrementar la estabilidad del mismo. Se analiza desde la perspectiva de implementación de estrategias de control para mejorar la respuesta en la frecuencia en redes de transmisión y distribución.

Hatziargyriou et al. [18] establecieron una nueva definición y clasificación para la estabilidad del sistema de potencia considerando la utilización de Battery Energy Storage System (BESS), convertidores electrónicos entre otros. Por esta razón, el uso del almacenamiento de energía cobra relevancia en la planificación de los sistemas [7, 11, 13–15, 41, 45, 78–96] pues diversas investigaciones analizan su uso masivo, utilización y aplicabilidad.

Por lo tanto, los estudios señalan que el análisis de la *mitigación de la intermitencia* debido al uso de las energías renovables como la solar y eólica han cobrado importancia y relevancia ya que la estabilidad del sistema puede ser comprometida. Se han propuesto estudios donde el uso del almacenamiento [21, 27, 47, 97] es una opción para no solo incrementar la capacidad de integración de más energías renovables sino para mitigar el efecto de las variaciones y lograr mantener la estabilidad de la red.

En el año 2006 [98] se realizó un análisis de la *vulnerabilidad* del sistemas de potencia Nórdico desde una perspectiva de riesgo. Para ello se establecen acciones correctivas para mitigar los posibles efectos. La metodología analiza la situación ante escasez de energía (incapacidad de cubrir el consumo eléctrico), capacidad (incapacidad de cubrir

la demanda del momento) y fallas en el sistema de potencia. La metodología se enfoca en el análisis de eventos no deseados como altos precios de la electricidad, reducción en la demanda y situaciones de black-out.

La *resiliencia* fue analizada en [48, 51, 54, 55, 58, 60, 62, 67, 95, 99–110] y ha cobrado relevancia en la investigación realizada pues ante la presencia de la generación intermitente, efectos del cambio climático entre otros, se requiere de valorar la infraestructura eléctrica y prepararla para las eventualidades. Se han propuesto en algunos casos, el uso de almacenamiento para incrementar las capacidades del sistema. De igual forma, la *flexibilidad* del sistema de potencia ha sido relevante pues se requiere flexibilidad en potencia, energía, capacidad de transferencia y tensión [107, 111–121].

Hasta el momento y de acuerdo a la investigación realizada, se ha enfocado en la integración de los diversos recursos renovables (generación, vehículos eléctricos y almacenamiento) en la redes de transmisión y distribución. Sin embargo, el conocimiento ha establecido estrategias de operación óptima con el uso del almacenamiento flexible [122–125] a fin de maximizar su uso.

Se ha propuesto soluciones para establecer un sistema eléctrico seguro y confiable. Por otro lado, se han propuesto técnicas para el dimensionamiento y emplazamiento óptimo [10, 126–147] del almacenamiento a partir de requerimientos técnicos y económicos. Por otro lado, el despacho óptimo [148–155] del almacenamiento ha sido considerado para el dimensionamiento pues de alguna forma tiene que ser ajustado al requerimiento y los costos de las instalaciones [156–162] pues para la rentabilidad de estos proyectos es un factor de peso a ser tomado en cuenta.

1.8.3. Investigaciones Relevantes de los últimos 4 años

Nikoobakht et al. propusieron un método de tiempo continuo para determinar alojamiento y capacidades del almacenamiento [136]. La metodología fue basada para mitigar las rápidas variaciones en la generación renovable. El análisis realizó una estimación de costos. Sin embargo, no se realiza una valoración de la estabilidad del sistema pues integrar o desacoplar grandes bloque de potencia en las redes eléctricas puede provocar inestabilidades.

Emmanuel et al. realizó valoraciones de flexibilidad ante altos escenarios de penetración de energía solar [117]. En este se si incluyen el problema de la inestabilidad de la generación solar puede provocar, por lo que se proponen acciones para mitigar este efecto. Por esta razón *Datta* [74] previó la importancia del uso del almacenamiento en su disertación doctoral como una alternativa para mejorar estabilidad.

La vulnerabilidad fue evaluada por *Nycander et al.* para determinar las capacidades de transmisión, límites inerciales y la flexibilidad en generación [121] en sistemas de alta integración de generación hidráulica. Posteriores investigaciones mencionaron que el impacto de la variabilidad de las fuentes de generación han afectado la flexibilidad en la respuesta de la demanda [119] tal y como fue analizado por *O'Connell et al.* Como se mencionó anteriormente *Hatziaargyriou et al.* introdujo una nueva definición y clasificación de la estabilidad [18], considerando dispositivos como Almacenamiento Electroquímico, FACTs (Flexible AC Transmission System), convertidores y todas aquellas nuevas tecnologías afines.

Yin et al. establecieron un esquema para el óptimo alojamiento del almacenamiento [76] basado en un análisis de estabilidad transitoria. Del mismo modo, *Massucco et al.* [142] van mas allá donde determinaron el alojamiento y el dimensionamiento del almacenamiento para dar soporte a las redes eléctricas a través de un enfoque integral en la transmisión y distribución. El problema de investigación ha llevado en este punto a optimizar el alojamiento de los recursos distribuidos bajo diversas condiciones de operación [141, 143] tal y como lo expusieron distintos autores.

Ante la alta penetración de la generación renovable variable, diversos estudios de estabilidad se han propuesto el uso de almacenamiento electroquímico [94, 163] a fin de minimizar su impacto especialmente bajo condiciones de alta penetración, tal y como lo analizaron *Nasrazadani et al.* y *Olabi et al.* Se requiere realizar un análisis del despacho óptimo de la generación renovable variable considerando almacenamiento [164] tal y como lo analizó *Zhu et al.* considerando confiabilidad y la máximas capacidades de utilización.

Esto abrió la posibilidad de realizar un manejo energético de las redes eléctricas y por lo consiguiente aprovechar el almacenamiento como una reserva energética. Se

hace imperante el análisis del control de la frecuencia y la búsqueda de la flexibilidad del sistema [165], tal y como lo propuso *Khan et al.*. Debido a que se convive con sistemas híbridos (Generación Renovable, Almacenamiento y sistemas HVDC) el manejo y control de la frecuencia se hace importante y necesario para buscar alternativas y oportunidades a fin de incrementar las capacidades en la flexibilidad.

De esta manera, bajo condiciones operativas (contingencias donde se pierda uno o más elementos) de alto riesgo [166, 167], el almacenamiento ha representado en una opción importante para mitigar dichos efectos y por lo tanto, incrementar la flexibilidad del sistema de potencia. La planificación de la red deberá tomarlo en cuenta a corto y mediano plazo considerando las opciones, oportunidades y beneficios que se pueden obtener.

La falta de inversiones en los sistemas de potencia han propiciado [147, 168] que ante una alta penetración de recursos renovables variables, emerjan problemas por falta de robustez de las redes eléctricas trayendo implicaciones fuertes en su desarrollo.

Las investigaciones más recientes [169, 170] han señalado la viabilidad del empleo del almacenamiento electroquímico como una alternativa frente al aumento de la generación distribuida y el crecimiento en la demanda, con el objetivo de reducir sus impactos adversos y, simultáneamente, fortalecer las capacidades de transmisión eléctrica para mejorar la respuesta frente a eventos y contingencias mediante el uso del almacenamiento en redes eléctricas vulnerables y débiles.

1.9. Contribución al Estado de la Cuestión

Las redes eléctricas de potencia han experimentado cambios en los hábitos de generación y consumo, pues se han integrado recursos distribuidos, vehículos eléctricos, generación renovable intermitente cambiando drásticamente la dinámica y comportamiento de los sistemas de distribución y transmisión.

Esto ha provocado que las redes eléctricas requieran ser más *flexibles* y capaces de soportar cualquier cambio en concordancia con sus capacidades, límites técnicos, económicos y de mercado regulatorio.

La respuesta ante los cambios deben ser desde las fracciones de segundos hasta las horas para mantener condiciones de estabilidad, frecuencia y demanda. Por esta razón, los sistemas eléctricos deben cada vez ser más resilientes, confiables, robustos y estables.

Una alternativa para lograrlo es la incorporación del *almacenamiento electroquímico* en las redes eléctricas a fin de incrementar sus capacidades, cumpliendo con todos los requerimientos para manejar los cambios que puedan presentarse. Sin embargo, el almacenamiento debe ser el óptimo con respecto a la selección del dimensionamiento, ubicación y despacho de potencia.

Conforme a lo descrito anteriormente y de acuerdo a lo mostrado en esquema cronológico de la figura 1.3 se establece el siguiente aporte al conocimiento en la investigación doctoral:

“Establecer una Metodología para el Incremento de la Flexibilidad en las capacidades de transferencias ante fluctuaciones de la Tensión y Potencia en las Interconexiones, en presencia de unidades de almacenamiento de energía en redes débiles mediante el uso de métodos óptimos para determinar el tamaño, ubicación y despacho”

1.10. Relevancia científica

La investigación doctoral ofrece una contribución significativa al campo científico, destacándose por su capacidad para generar nuevos conocimientos y metodologías. Este tipo de investigación no solo amplía el conocimiento teórico existente, sino que también responde a problemas actuales o emergentes, proporcionando una base sólida para futuras investigaciones.

Además, su relevancia científica reside en la profundización y especialización del tema estudiado, lo cual resulta esencial para el avance de la disciplina y para el desarrollo de aplicaciones prácticas que pueden beneficiar a la sociedad en general en los siguientes aspectos:

1.10.1. Incremento de la Flexibilidad

- La flexibilidad de las redes eléctricas es esencial para manejar las variaciones en la generación y la demanda. En sistemas con alta penetración de fuentes renovables, las fluctuaciones son frecuentes, y la flexibilidad permite que las redes puedan adaptarse a estas condiciones.
- Desarrollar una metodología para incrementar esta flexibilidad permitirá optimizar el comportamiento de las redes ante fluctuaciones de tensión y potencia, reduciendo los riesgos de inestabilidad o fallos del sistema.

1.10.2. Interconexiones y Redes Débiles

- Las redes interconectadas y especialmente las redes débiles presentan desafíos adicionales, como la sensibilidad a fluctuaciones y la dificultad para gestionar transferencias de potencia. Estas fluctuaciones pueden ser más agudas en redes más débiles, lo que impacta negativamente en la estabilidad y el rendimiento del sistema.
- Una metodología que aborde estas fluctuaciones permitirá mejorar la resiliencia de las interconexiones, asegurando una transmisión de energía más eficiente y estable entre distintas áreas geográficas

1.10.3. Integración de Unidades de Almacenamiento de Energía

- El almacenamiento de energía es un componente clave en las redes eléctricas modernas, ya que permite amortiguar las variaciones de generación y demanda. La inclusión de metodologías para determinar el tamaño, la ubicación y el despacho óptimo de estas unidades maximiza su impacto positivo en la estabilidad de la red.
- El enfoque de esta investigación permite que el almacenamiento de energía sea utilizado de forma eficiente, potenciando la capacidad de las redes para soportar fluctuaciones sin comprometer la calidad del suministro eléctrico.

1.10.4. Métodos Óptimos

- La aplicación de métodos óptimos para determinar variables críticas como el tamaño, la ubicación y el despacho de unidades de almacenamiento de energía es esencial para minimizar los costos y maximizar los beneficios. Este tipo de optimización científica es vital en el diseño de sistemas eléctricos resilientes y eficientes.
- La combinación de almacenamiento y optimización puede ofrecer un equilibrio entre la inversión en infraestructura y la mejora del desempeño de la red eléctrica, haciendo que sea más accesible y eficiente a largo plazo.

El desarrollo de una metodología científica para incrementar la flexibilidad de las redes eléctricas interconectadas, mediante la integración óptima de unidades de almacenamiento de energía, aborda un problema crucial en la evolución de los sistemas eléctricos hacia una mayor penetración de energías renovables y sostenibilidad.

Este enfoque no solo mejora la estabilidad de las redes débiles, sino que también ofrece un marco para la toma de decisiones estratégicas en la planificación y operación de sistemas eléctricos en el futuro. No solo tiene relevancia práctica, sino que contribuye a un avance científico en el campo del modelado, análisis y optimización de redes eléctricas interconectadas y la integración efectiva de tecnologías de almacenamiento de energía.

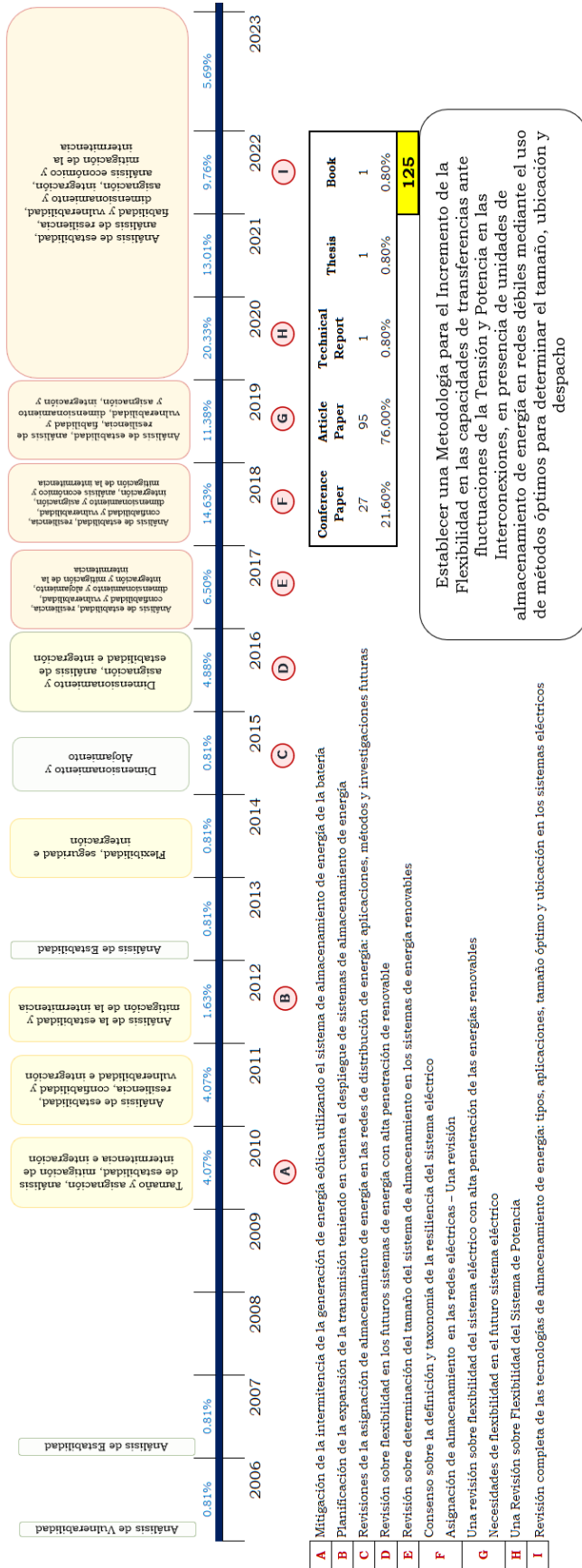


Figura 1.3: Análisis Cronológico del Estado de la Cuestión

1.11. Publicaciones Realizadas

1.11.1. Artículo 1

- a. Título: Electrochemical Storage and Flexibility in Transfer Capacities: Strategies and Uses for Vulnerable Power Grids [171].
- b. Condición: Publicado
- c. Revista: MDPI Energies
- d. DOI: <https://doi.org/10.3390/en17235878>
- e. Autores: Gustavo Adolfo Gómez-Ramírez; Luis García-Santander; José Rodrigo Rojas M, Markel Zubiaga Lazkano y Carlos Meza.

Web of Science (WoS)	Journal Citation Reports (JCR) 2022
Factor de Impacto	3 (2023)
Categoría y Ranking	ENERGY & FUELS in SCIE edition, Q3 (107/170)
Scimago Journal & Country Rank	
SJR 2023	0.65 (2023)
Categoría y Ranking	Energy (Q1)

1.11.2. Artículo 2

- a. Título: Increasing Flexibility in Vulnerable Power Grids using Electrochemical Storage [172].
- b. Condición: Publicado
- c. Revista: HELIYON
- d. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2024.e35710>
- e. Autores: Gustavo Adolfo Gómez-Ramírez; Luis García-Santander; Markel Zubiaga Lazkano y Carlos Meza.

Web of Science (WoS)	JCR Category 2023
Factor de Impacto	3.4 (2023)
Categoría y Ranking	MULTIDISCIPLINARY SCIENCES in SCIE edition, Q1 (28/135)
Journal Citation Reports 2023	
Journal Citation Indicator	0.81 (2023)
Categoría y Ranking	Multidisciplinary in SCIE edition Q2 (37/135)

1.11.3. Artículo 3

- a. Título: The Central American Power System: Achievements, Challenges, and Opportunities for a Green Transition [173].
- b. Condición: Publicado
- c. Revista: Energies
- d. DOI: <https://doi.org/10.3390/en16114328>
- e. Autores: Gómez-Ramírez, Gustavo Adolfo, Carlos Meza, Gonzalo Mora-Jiménez, José Rodrigo Rojas Morales y Luis García-Santander.

Web of Science (WoS)	Journal Citation Reports (JCR) 2022
Factor de Impacto	3.2 (2022)
Categoría y Ranking	ENERGY & FUELS in SCIE edition, Q3 (80/119)
Scimago Journal & Country Rank	
Factor de Impacto	1.989 (2022)
Categoría y Ranking	Energy (Q1)

1.11.4. Artículo 4

- a. Título: Impact of Electric Vehicles on Power Transmission Grids [174].
- b. Condición: Publicado
- c. Revista: HELIYON
- d. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2023.e22253>
- e. Autores: Gustavo Adolfo Gómez-Ramírez; Rebeca Solis-Ortega; Luis Alberto Ross

Web of Science (WoS)	Journal Citation Reports (JCR) 2022
Factor de Impacto	4.0 (2022)
Categoría y Ranking	MULTIDISCIPLINARY SCIENCES in SCIE edition, Q2 (23/73)
Scimago Journal & Country Rank	
Factor de Impacto	0.609 (2022)
Categoría y Ranking	Multidisciplinary (Q1)

1.11.5. Artículo 5

- a. Título: Demand Response Improvement using Storage Power Systems: Case study of Honduras [175].
- b. Condición: Publicado
- c. Revista: 2021 IEEE CHILEAN Conference on Electrical, Electronics Engineering, Information and Communication Technologies (CHILECON)
- d. DOI: <http://doi.org/10.1109/CHILECON54041.2021.9703062>
- e. Autores: Gustavo Adolfo Gómez-Ramírez, Isaac A. Luévano-Reyes, Carlos Meza and Luis García-Santander.

Scopus Metrics	
Prominence Percentile	97.761
Categoría y Ranking	77th (Percentile)
Field-Weighted Citation Impact	1.23

1.11.6. Artículo 6

- a. Título: Electric Vehicle Penetration Modelling for Costa Rica Power System [176].
- b. Condición: Publicado
- c. Revista: 2021 IEEE CHILEAN Conference on Electrical, Electronics Engineering, Information and Communication Technologies (CHILECON)
- d. DOI: <http://doi.org/10.1109/CHILECON54041.2021.9703070>
- e. Autores: Gustavo Adolfo Gómez-Ramírez and Rebeca Solis-Ortega

Scopus Metrics	
Prominence Percentile	99.881
Categoría y Ranking	47th (Percentile)
Field-Weighted Citation Impact	0.41

1.11.7. Artículo 7

- a. Título: Increasing Distribution Network Capacity through Storage in Central American Countries: A Case Study [177].
- b. Condición: Publicado
- c. Revista: 2022 IEEE International Conference on Automation/XXV Congress of the Chilean Association of Automatic Control (ICA-ACCA)
- d. DOI: <http://doi.org/10.1109/ICA-ACCA56767.2022.10006043>
- e. Autores: Gustavo A. Gómez-Ramírez; Isaac A. Luévano-Reyes; Gonzalo Mora-Jiménez; Luis García-Santander; Markel Zubiaga Laskano; Carlos Meza

Scopus Metrics	
Prominence Percentile	99.622
Categoría y Ranking	78th (Percentile)
Field-Weighted Citation Impact	1.32

1.11.8. Artículo 8

- a. Título: Oportunidades y desafíos para la integración de almacenamiento electroquímico en las redes eléctricas centroamericanas [178].
- b. Condición: Publicado
- c. Revista: Tecnología en Marcha
- d. DOI: <http://dx.doi.org/10.18845/tm.v34i3.5352>
- e. Autores: Gustavo Adolfo Gómez-Ramírez, Carlos Meza, Sergio Morales-Hernández

Scientific Electronic Library Online (ScieLo)	
Tipo Artículo	Journal
Índice h	38
Índice i10	148

1.11.9. Artículo 9

- a. Título: Desafíos del Almacenamiento en Grandes Sistemas de Potencia [179].
- b. Condición: Publicado
- c. Revista: Tecnología en Marcha
- d. DOI: <https://doi.org/10.18845/tm.v34i7.6016>
- e. Autores: Gustavo Adolfo Gómez-Ramírez, Carlos Meza

Scientific Electronic Library Online (ScieLo)	
Tipo Artículo	Journal
Índice h	38
Índice i10	148

1.11.10. Artículo 10

- a. Título: Simulación del Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central usando ETAP [180].
- b. Condición: Publicado
- c. Revista: Tecnología en Marcha
- d. DOI: <https://doi.org/10.18845/tm.v36i2.6007>
- e. Autores: Gustavo Adolfo Gómez-Ramírez, Gonzalo Mora-Jiménez, Carlos Meza.

Scientific Electronic Library Online (ScieLo)	
Tipo Artículo	Journal
Índice h	38
Índice i10	148

Capítulo 2

Marco Contextual

El presente capítulo aborda el marco teórico y legal de la investigación doctoral. En cuanto al marco teórico, se desarrollan conceptos generales sobre sistemas de potencia, almacenamiento, estabilidad, confiabilidad, entre otros, que fueron esenciales para el sustento teórico de la investigación. Debido a que la investigación se centra en la red eléctrica de Centroamérica, se analizan todos los conceptos relacionados y vinculantes, con el objetivo de abarcar cada aspecto necesario para comprender la aplicabilidad de la investigación. Finalmente, se examina exhaustivamente la reglamentación y las leyes que rigen el Mercado Eléctrico de Centroamérica, ya que, al ser un mercado regulado, es fundamental comprender su normativa para generar opciones y propuestas viables.

2.1. Marco Teórico

La llegada del siglo XIX conllevó el surgimiento de los primeros sistemas de energía eléctrica, los cuales impulsaron el crecimiento de una industria cada vez más dependiente de esta forma de energía. Con el paso del tiempo, se han ido desarrollando diversas fuentes de generación eléctrica, como la hidráulica, geotérmica, termoeléctrica y nuclear, entre otras, con el fin de satisfacer las necesidades de los consumidores. Sin embargo, en los últimos años se ha incentivado el uso de tecnologías innovadoras y no convencionales en armonía con los requisitos ambientales, sin dejar de lado la reducción de costos y el aumento de las ganancias de las empresas eléctricas.

2.1.1. Centrales Eléctricas y Subestaciones

Una *Central Eléctrica y una Subestación* es una instalación donde se pueden encontrar elementos de importancia para el sistema de potencia tales como los: generadores de electricidad, transformadores de potencia, líneas de transmisión. Este último elemento hace la conexión física de las centrales eléctricas con las subestaciones eléctricas que a su vez se interconectan con otras subestaciones de la red eléctrica.

Por esta razón, una estructura simple de un sistema eléctrico comprende todos y cada uno de estos elementos e interactúan con las cargas pues las líneas de transmisión transporta la energía eléctrica desde la generación hasta los centros de consumo tal y como se muestra en la figura 2.1.

La generación de electricidad puede ser renovable no intermitente e intermitente [181] y no renovable. Por ejemplo, la energía eléctrica no intermitente es aquella en la que su generación no se verá interrumpida debido a condiciones incontrolables tal y como sucede con la generación hidráulica, geotérmica, termoeléctrica que siempre existe un flujo constante de agua, vapor o combustible para la generación de electricidad.

No obstante, la generación intermitente como la eólica, solar o maremotriz si dependen de las condiciones ambientales o del sitio, es decir si una ráfaga de viento azota un parque eólico existe la posibilidad que este se desconecte como medida de protección o en su defecto un parque solar si es afectado por sombras tales como las nubes, estas puede disminuir considerablemente la producción de electricidad.

Cabe destacar que la tendencia a nivel regional (zona de centroamérica) ha sido una mayor penetración de energía eléctrica intermitente debido a que su impacto positivo con el medio ambiente comparado con las otras tecnologías que tradicionalmente se utilizaron.

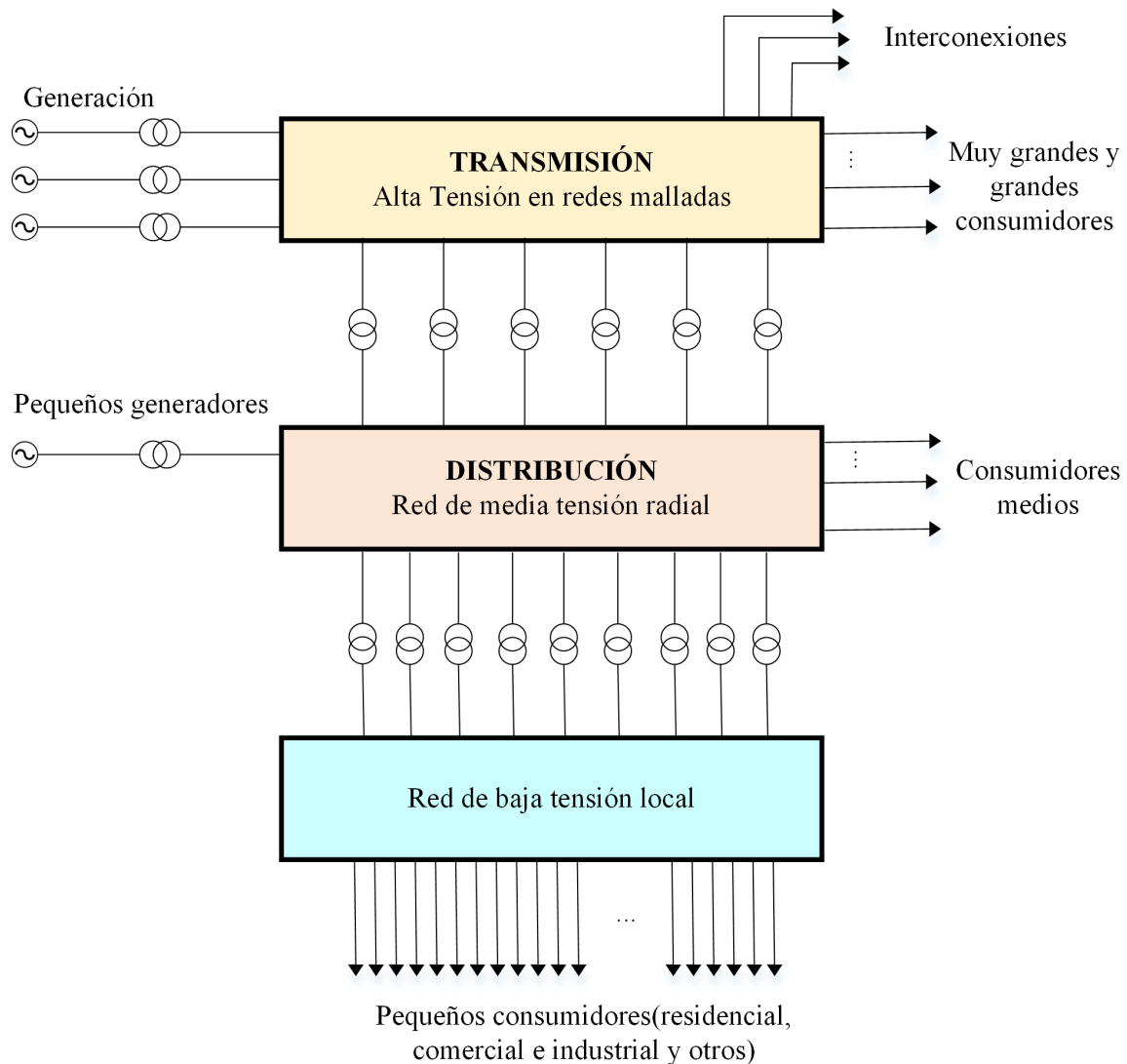


Figura 2.1: Esquema de sistema eléctrico de potencia (basado en [182])

2.1.2. Características de las Fuentes de Generación de Electricidad

- a. **Generación de Electricidad Hidráulica:** en este tipo de generación, la energía hidráulica se transforma en energía eléctrica. Al almacenar agua en un embalse se obtiene una gran cantidad de energía potencial y por la acción de la gravedad, el agua adquiere energía cinética pasando de un nivel superior a otro muy bajo, a través de la conducción hasta llegar a las turbinas hidráulicas. Estas últimas son turbo máquinas que transforman la energía cinética en energía mecánica, para luego ser

acoplada al generador de electricidad. Existen tres tipos de turbinas muy comunes: *Francis, Pelton y Kaplan*.

- b. **Generación de Electricidad Geotérmica:** en las zonas geotermales se aprovecha la energía de los volcanes o lugares con fuentes termales y minerales, las cuales es extraída de forma de vapor o agua caliente a muy alta temperatura para ser transportada a una turbina de vapor que la transforma en energía mecánica para luego ser acoplada al generador de electricidad.
- c. **Generación Termoeléctrica:** es uno de los métodos más rápidos y utilizados para la generación de electricidad a través del calor generado por la quema de combustibles fósiles. Entre los combustibles más utilizados son el carbón, combustóleo, diesel y el gas natural. Este proceso requiere de calentar agua hasta vaporizarla para luego acoplarla a una turbina de vapor. Otra manera es a través de un motor de combustión interna el cual es acoplado al generador. Este es un método muy contaminante comparado con otras maneras de generación.
- d. **Generación de Electricidad Eólica:** La energía eólica es la energía cuyo origen proviene del movimiento de masa de aire a través de la fuerza del viento y se puede aprovechar la energía mecánica producida por medio de una turbina que puede ser acoplada a un generador. Uno de los inconvenientes que puede presentar es su intermitencia ante los cambios de la velocidad del viento.
- e. **Generación Eléctrica Solar:** gracias al efecto fotoeléctrico los rayos del sol pueden ser atrapados en los paneles fotovoltaicos y de esta manera generar energía eléctrica. Tal y como sucede como en el caso anterior su utilización en grandes bloques de potencia puede generar inconvenientes al sistema eléctrico debido a la intermitencia en la generación debido a las sombras.
- f. **Generación de Electricidad Maremotriz:** La generación de electricidad aprovecha el movimiento de las olas para generar electricidad. No obstante es una tecnología en desarrollo y podría tener una participación importante en las mallas energéticas de los países.

g. **Generación Eléctrica a partir de Almacenamiento de Energía:** requiere del uso de baterías electroquímicas para almacenar la energía eléctrica y ser utilizada a posterior. Es una tecnología que esta alcanzando un auge importante en la integración al sistema eléctrico de potencia. Dado que la temática principal de esta tesis doctoral es el almacenamiento, este tema será ampliado en sección 2.1.7.

De este modo, independientemente de la fuente de origen, el generador de electricidad necesita de un componente previo que le suministre la fuerza mecánica necesaria para generar energía eléctrica. En este sentido, la turbina desempeña la función de *elemento primotor*, encargado de transferir energía mecánica para producir electricidad, tal y como se ilustra en la figura 2.2. Cabe destacar que, por su naturaleza de generación, tanto la energía solar como la generada en instalaciones de almacenamiento con baterías no requieren de este.

2.1.3. Generador Síncrono

Un generador síncrono es una máquina compuesta por dos partes principales: el estator y rotor. El estator es la parte estacionaria, con una construcción simétrica entre sus fases y posee tres devanados desfasados 120° [183, 184]. Por otra parte, el rotor es la parte móvil, contiene el devanado de excitación y su construcción puede ser de polos lisos y polos salientes. El rotor de polos salientes es utilizado primordialmente en generadores para la generación hidroeléctrica, mientras que el rotor de polos lisos para la generación geotérmica o termoeléctrica [181, 182].

El generador síncrono tiene como función primordial entregar potencia activa y reactiva al sistema de eléctrico. De igual modo puede contribuir en el *control - regulación* de la frecuencia y tensión en el sistema. De esta manera, el generador requiere de controles para regular dentro de los valores permisibles la frecuencia y tensión.

Por lo tanto, se requerirá de un regulador de velocidad para regular la potencia activa-frecuencia y de un regulador de tensión para regular la potencia reactiva-tensión. La figura 2.2 se muestra un esquema resumido de los componentes del generador síncrono anteriormente mencionados hasta su conexión con el sistema eléctrico

y en apéndice A se muestra el desarrollo del modelado para el generador sincrónico y los esquemas de control para los reguladores de velocidad y tensión de los elementos simulados.

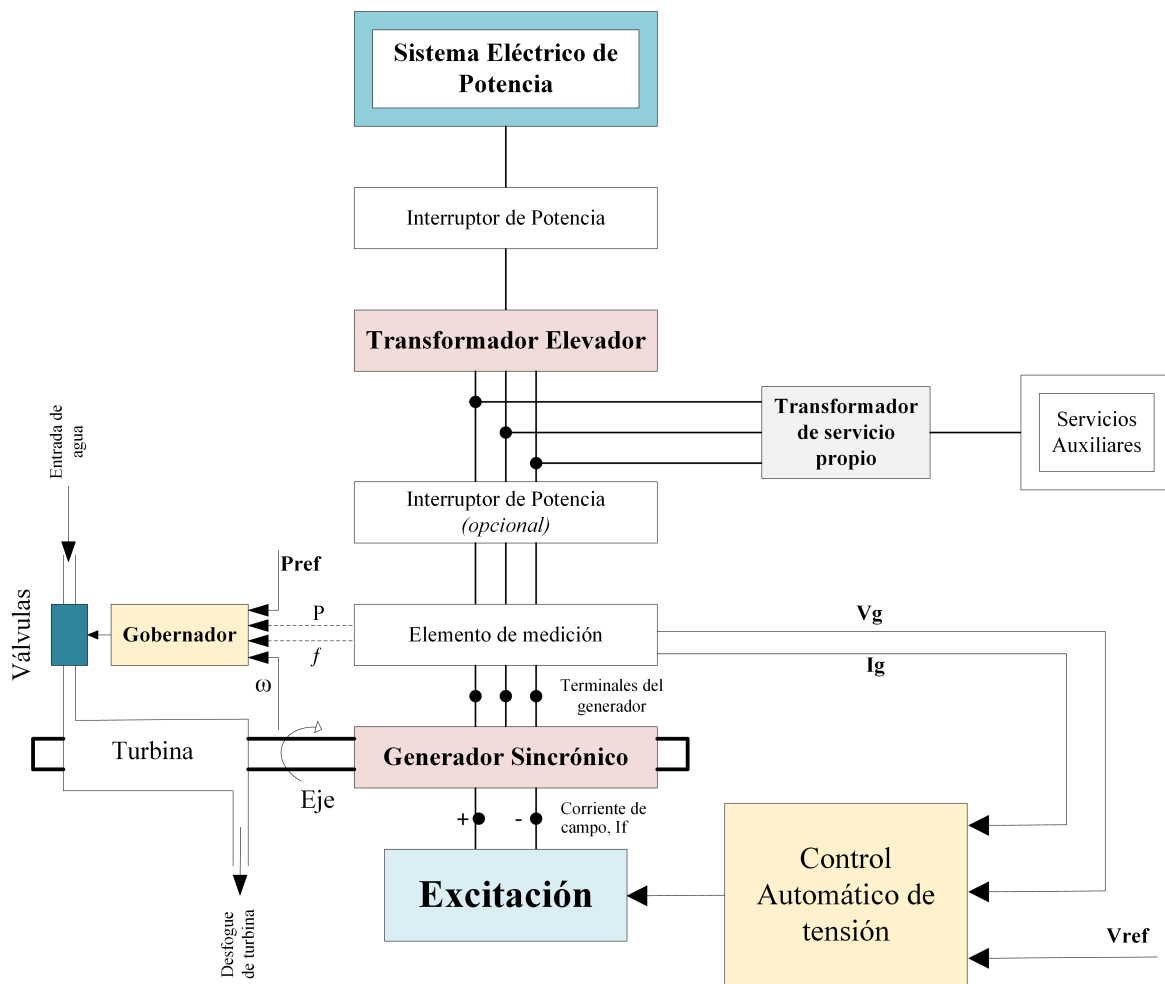


Figura 2.2: Esquema General de Sistema de Generación (basado en [182])

2.1.4. Transformador de Potencia

El transformador de Potencia es un vital elemento para el sistema de potencia pues se puede lograr una transmisión económica, de alta eficiencia y con bajas caídas de tensión [185–187]. Se pueden instalar bancos de transformadores trifásicos a partir de transformadores monofásicos o simplemente usar una unidad trifásica. El modelo básico de un transformador real se muestra en la figura 2.3 y en apéndice B se muestra el desarrollo matemático del circuito equivalente del transformador trifásico de tres

devanados utilizado en la simulación. Las conexiones más comunes son la estrella (\mathbf{Y}) y la delta (Δ).

Un transformador de potencia tiene un componente principal: **el cambiador de derivaciones** de gran importancia en la *regulación de tensión y potencia reactiva* [182]. Una máquina de construcción muy similar al transformador es el **reactor** y es fundamental para *consumir* la potencia reactiva excedente del sistema y por ende contribuir en la regulación de tensión.

Por último, el **auto-transformador** es otra máquina similar a las anteriores y puede tener conexiones monofásica o trifásicas. Es una máquina de igual construcción que un transformador solamente que los devanados están acoplados tanto eléctrica como magnéticamente y por ello tiene menores pérdidas que un transformador convencional [185–187]. El auto-transformador es muy utilizado para enlazar sistemas de distinto nivel de tensión como por ejemplo 230/138 o 34.5/24.9 kV.

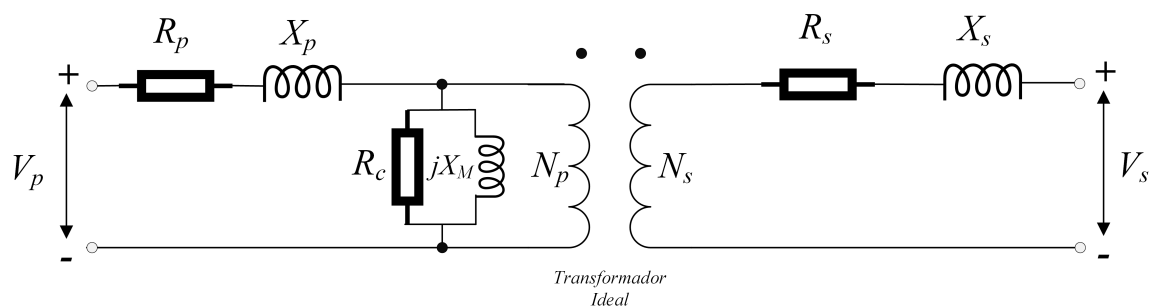


Figura 2.3: Modelo de Transformador Real (basado en [187])

donde:

R_p y X_p : resistencia y reactancia lado primario.

R_s y X_s : resistencia y reactancia lado secundario.

R_c y X_M : resistencia y reactancia de magnetización.

N_p y N_s : cantidad de vueltas de lado primario y secundario.

V_p y V_s : tensión primaria y secundaria.

2.1.5. Líneas de Transmisión Eléctrica

Un sistema de potencia requiere una infraestructura capaz de transportar toda la potencia generada a través de la red eléctrica. Por esta razón, las líneas de transmisión transfieren grandes bloques de potencia y se distribuye de forma tal, para que la energía eléctrica llegue a los centros de consumo y de esta manera cargas sean alimentadas con parámetros técnicos y económicos dentro de los márgenes establecidos por el regulador.

El modelo matemático de una línea de transmisión [185, 186] contempla cuatro parámetros: **Resistencia**, **Inductancia**, **Capacitancia** y **Conductancia** tal y como se muestra en la figura 2.4 los cuales deben ser debidamente calculados para el modelado de la línea de transmisión para obtener las impedancias. Con respecto a la longitud, este es un aspecto importante pues determina la manera de analizarla, por esta razón se deben considerar si la línea es *Corta*, *Media* y *Larga*. Será de importancia para evaluar el desempeño de la línea, obtener constantes de importancia y parametrizar el sistema. Otras variables de importancia en el diseño son el tipo de montaje, la tensión, topografía del terreno entre otros.

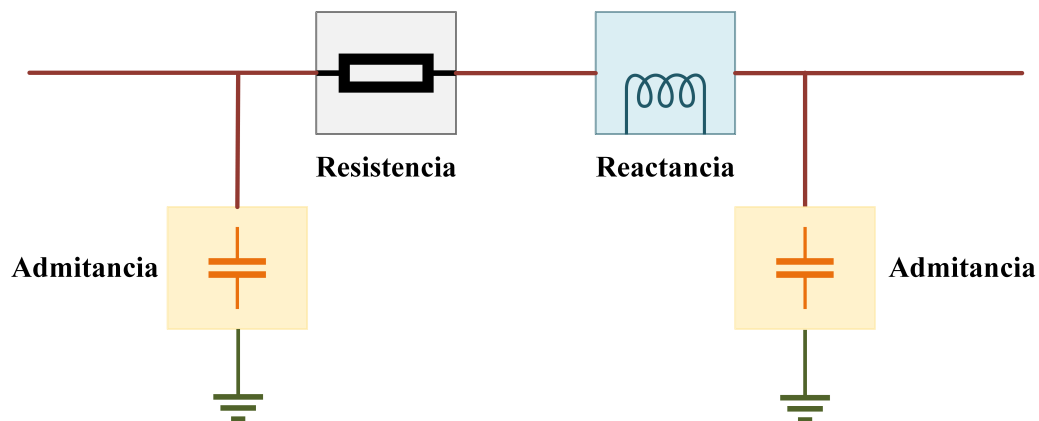


Figura 2.4: Parámetros del modelo de Línea de Transmisión (basado en [185])

Algunas veces se requiere trasegar más potencia y debido a las restricciones de servidumbres y pasos, se hace necesario un montaje especial: el *haz de conductores*. Este consiste en colocar dos o más conductores en paralelo por fases, de esta forma aprovechar la instalación de la línea de transmisión. En apéndice C se muestra el

desarrollo matemático de los valores utilizados en el trabajo de investigación y los datos necesarios para alimentar la herramienta de simulación.

2.1.6. Modelado y Caracterización de la Carga

El modelado de las cargas se puede hacer considerando dos tipos: cargas **estáticas** y **dinámicas**. Para el modelado de las cargas *estáticas*, las componentes de potencia real y potencia reactiva son analizadas por separado donde la tensión es dependiente de las características de la carga.

Dado que la carga tiene componentes de impedancia constante (**Z**), corriente constante (**I**) y potencia constante (**P**) se utiliza el modelo polinomial llamado modelo **ZIP** [188] y es representado por la siguiente ecuación:

$$P = P_0 \left[p_2 \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + p_1 \left(\frac{V}{V_0} \right) + p_0 \right] \quad (2.1)$$

$$Q = Q_0 \left[q_2 \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + q_1 \left(\frac{V}{V_0} \right) + q_0 \right] \quad (2.2)$$

donde

$$p_2 + p_1 + p_0 = 1$$

$$q_2 + q_1 + q_0 = 1$$

Los parámetros p_0, p_1, p_2 y q_0, q_1, q_3 son los coeficientes del modelo y V_0, P_0 y Q_0 son los valores iniciales de tensión, potencias activas y reactiva de la carga. No obstante, si se toman en consideración las variaciones de la frecuencia, se pueden modificar las ecuaciones 2.1 y 2.2.

Por esta razón se pueden derivar las siguientes ecuaciones en función de la frecuencia:

$$P = P_o [p_1 \bar{V}^2 + p_2 \bar{V} + p_3] (1 + K_{pf} \Delta f) \quad (2.3)$$

$$Q = Q_o [q_1 \bar{V}^2 + q_2 \bar{V} + q_3] (1 + K_{qf} \Delta f) \quad (2.4)$$

El Δf es la variación de frecuencia $f-f_o$, las constantes K_{pf} puede variar entre 0 y 3. La constante K_{qf} entre -2 y 0. Ahora bien, obteniendo los perfiles de tensiones y ampliando las ecuaciones 2.3 y 2.4 se obtiene para la potencia real y reactiva respectivamente:

$$P = P_o [p_1 \bar{V}^2 + p_2 \bar{V} + p_3 + p_4 (\bar{V})^{a1} (1 + K_{pf1} \Delta f) + p_5 (\bar{V})^{a2} (1 + K_{pf2} \Delta f)] \quad (2.5)$$

$$Q = Q_o [q_1 \bar{V}^2 + q_2 \bar{V} + q_3 + q_4 (\bar{V})^{a1} (1 + K_{qf1} \Delta f) + q_5 (\bar{V})^{a2} (1 + K_{qf2} \Delta f)] \quad (2.6)$$

Respecto al modelado de las cargas *dinámicas*, deben ser analizadas de la siguiente manera:

$$P = z_P P_o \left(\frac{V}{V_o} \right)^{\alpha t} \quad (2.7)$$

$$P = z_Q Q_o \left(\frac{V}{V_o} \right)^{\beta t} \quad (2.8)$$

donde z_P y z_Q son variables asociadas a la carga. Los valores *alfa* y *beta* son exponentes de P y Q tanto en régimen permanente como transitorio respectivamente. Este análisis es útil para modelar la recuperación de demanda posterior a una perturbación donde se afectó la tensión. Es importante mencionar que en el modelado del trabajo de investigación doctoral este tipo de cargas **no serán tomadas en cuenta**.

2.1.7. Almacenamiento de Energía

La energía se puede almacenar de diversas maneras, las cuales dependerán de las tecnologías del momento, disponibilidad de recursos tales como los *solares*, *del viento*,

hídricos, geotérmicos, marinos, biomasa, entre otros y las estructuras de costos asociados. Los Sistemas de Almacenamiento de Energía (ESS acrónimo en inglés de Energy Storage System). El Almacenamiento de Energía se puede clasificar en las siguientes tecnologías: **Mecánico, Electroquímico, Químico, Térmico y Eléctrico** [80, 81]. En el anexo D se desarrollan todas las generalidades del almacenamiento, con especial énfasis en las características del almacenamiento electroquímico y de los vehículos eléctricos.

2.1.8. Estados de Operación del Sistema de Potencia

Analizar y comprender el estado de operación de los sistemas de potencia es una función vital y necesaria que deben hacer los planificadores del sistema. Diversos problemas pueden afectar la operación y estos deben ser abordados mediante el uso de elementos como FACTs y almacenamiento, para mejorar la estabilidad, regulación y control del sistema.

Problemas asociados a fallas y cortocircuitos, disparos de líneas de transmisión, de la carga o generación pueden afectar la seguridad del sistema [182, 188]. Mantener los márgenes de estabilidad, los límites de las capacidades de transmisión, límites de la tensión entre otros deben ser analizados previamente a fin de estimar los posibles efectos en la pérdida de la confiabilidad, seguridad, estabilidad, vulnerabilidad, resiliencia y flexibilidad del sistema de potencia.

La **confiabilidad** del sistema es la capacidad de entregar energía de forma continua bajo los estándares de calidad establecidos y en la cantidad demandada, ya sea bajo condiciones normales o de falla (perturbación). El grado de confiabilidad puede ser medido por la frecuencia de los eventos, duración y magnitud de los efectos adversos en el servicio. La seguridad va de la mano con la *ciber-seguridad*. La **seguridad** se refiere a los parámetros normales de integridad y operación de los circuitos primarios y secundarios de las redes eléctricas por un lado y por otro, a la generación y las cargas [182]. Todo lo concerniente a los sistemas de cómputo, comunicación, dispositivos de control instalados en los centros de control, centrales eléctricas, subestaciones entre otros lo incluyen.

Para el análisis de las contingencias se debe de tomar en cuenta criterios de seguridad ante la pérdida de n elementos. Estos pueden ser una línea de transmisión, un generador, una carga entre otros. Normalmente se considera el criterio $n-1$ para analizar la estabilidad, flujos de potencia y condiciones operativas del sistema de potencia. Sin embargo, la falta de inversiones en las redes eléctricas puede provocar que salga mas de un elemento y en este caso se debe analizar la condición $n-2$.

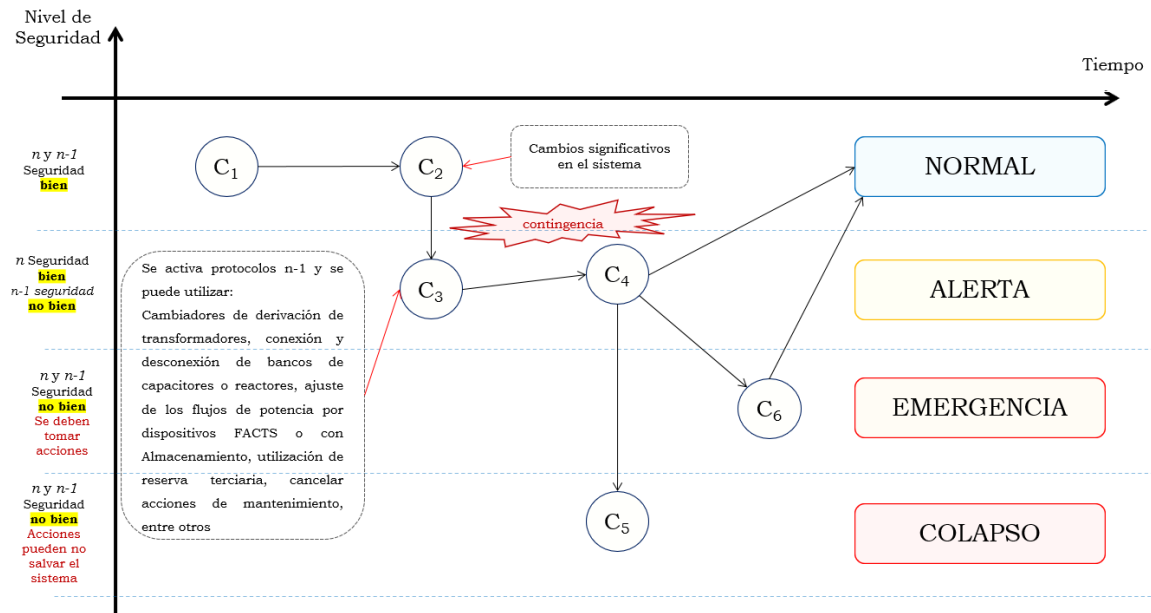


Figura 2.5: Estados del Sistema de Potencia (basado en [182])

El sistema eléctrico puede tener cuatro estados: *normal*, *alerta*, *emergencia* y *colapso*. En el estado **normal** todos los parámetros están dentro de los rangos aceptables y por lo tanto el sistema es estable y seguro. Cualquier desconexión no afecta en nada ni provoca consecuencias al sistema. El estado de **alerta** se presenta cuando cambios significativos como incrementos de cargas o condiciones extremas del clima pueden incrementar la vulnerabilidad de desconexión. En este estado, se pueden implementar acciones correctivas para recuperar el sistema hacia un estado normal. Sin embargo, los procesos de restauración pueden tomar tiempos considerables y dependerán de la dinámica propia del sistema.

Consecuentemente, el estado de alerta puede hacer que el sistema entre en estado de **emergencia**. En este estado se puede presentar un gran número de violaciones a los

límites de tensión de las barras del sistema y violaciones a los límites de capacidades de transferencia en las líneas de transmisión (cargabilidad de la línea de transmisión). Bajo esta condición, es posible recuperar el sistema a un estado de operación normal. No obstante, si la contingencia es muy severa, el sistema puede entrar en el estado de **colapso**. La figura 2.5 muestra cada uno de los estados que el sistema de potencia puede tener bajo condiciones (C_x) de operación.

Con respecto a los límites de seguridad en los flujos de potencia es importante mencionar que el sistema debe mantener una operación segura dentro de los valores admisibles establecidos. Los límites más importantes son:

- a. **Límites Térmicos:** son las condiciones en la cual las líneas de transmisión no son sobrecargadas a valores extremos comprometiendo las capacidades de los conductores debido al incremento en la temperatura.
- b. **Límites de Tensión:** se refiere a las capacidades de los equipos para operar bajo las condiciones de diseño permisibles dentro de los rangos de tensión. Niveles altos en la tensión pueden provocar la pérdida de aislamiento mientras que niveles bajos colapsos de la tensión. En ambos casos se puede presentar problemas en la calidad del suministro de electricidad.
- c. **Límites Estabilidad:** el sistema de potencia puede tener un comportamiento de inestabilidad ante oscilaciones de la potencia, tensión o frecuencia. En la sección 2.1.9 se ampliará este punto.

Por esta razón, la capacidad total de transferencia (CTT) dependerá de la minimización de la siguiente ecuación:

$$\text{CTT} = \text{Min}(\text{Límites térmicos, Límites tensión, Límites estabilidad})$$

Por esta razón el uso de servicios al sistema como de los servicios auxiliares pueden minimizar el impacto que las contingencias pueden provocar a los límites permisibles en el sistema de potencia. Servicios como control de frecuencia, de tensión, ante pérdidas de potencia sobretodo en caso de apagones, capacidad de arranque negro pueden ser algunos de los que se pueden considerar para mejorar las condiciones de operación.

2.1.9. Estabilidad del Sistema de Potencia

La estabilidad se define como la propiedad del sistema de potencia en mantener en estado de equilibrio bajo las condiciones normales de operación y permitir un nuevo estado de equilibrio posterior a una perturbación [182, 188–190]. El estudio de la estabilidad de un sistema de potencia es fundamental para evaluar el impacto de los siguientes fenómenos [181]:

- a. **Fenómenos de Onda:** están asociados con los fenómenos de onda en las líneas de transmisión. Pueden ser causados por impulsos atmosféricos e impulsos de maniobra como son la apertura o cierres de interruptores en la red. Están comprendidos en el orden de tiempo desde los microsegundos (μs) hasta los milisegundos (ms).
- b. **Fenómenos electromagnéticos:** estos se deben a los cambios electromagnéticos de las máquinas eléctricas, pueden deberse por la operación de las protecciones a causa de la interacción con el sistema de potencia. Están comprendidos en el orden de tiempo desde los milisegundos (ms) hasta un segundo aproximadamente (1 s).
- c. **Fenómenos electromecánicos:** pueden ser debidos a las oscilaciones en las masas rodantes de las máquinas eléctricas posterior a las perturbaciones, a la acción de las protecciones y actuación de los sistemas de control en la tensión y velocidad. Están comprendidos en el orden de tiempo desde un segundo (1s) hasta 30 segundos.
- d. **Fenómenos termodinámicos:** pueden ser debidos a los cambios termodinámicos en las plantas termoeléctricas. Están comprendidos en el orden de tiempo desde los minutos hasta las horas.

En la figura 2.6 se puede observar la representación temporal de cada uno de los fenómenos relacionados con la red y su respectivo impacto. Para garantizar la estabilidad de un sistema de potencia, es necesario que las fuerzas restauradoras, que actúan después de un evento, sean equivalentes o muy similares a las fuerzas perturbadoras que lo provocaron. Así, se logrará mantener las condiciones normales de operación y alcanzar un nuevo estado de equilibrio tras la perturbación. En este sentido, es importante

tener en cuenta que existen diversas perturbaciones que pueden afectar seriamente la estabilidad del sistema.

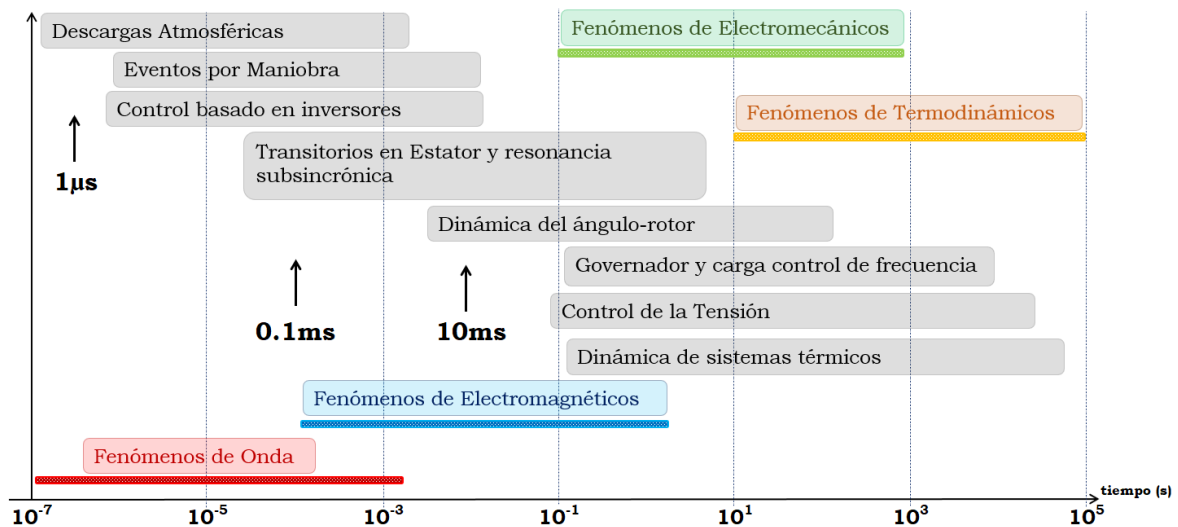


Figura 2.6: Escalas de tiempo para el análisis de estabilidad (basado en [18])

2.1.9.1. Clasificación de las perturbaciones

Las perturbaciones pueden ser **pequeñas o grandes** dependiendo de la magnitud de la energía liberada y tiempo en que se desarrollan (de corto, mediano o largo plazo) y dentro de la red eléctrica pueden clasificarse de la siguiente manera [186]:

- i. *Pequeñas Perturbaciones*: puede deberse a un cambio en la ganancia del AVR. En esta condición el sistema eléctrico se encuentra en estado estable y se experimenta un cambio repentino y puede ser analizado con versiones linealizadas de las ecuaciones dinámicas.
- ii. *Grandes Perturbaciones*: pueden deberse a cortocircuitos en red de transmisión, pérdidas de carga o generación, maniobras en el sistema de transmisión, entre otros y se requiere de ecuaciones no lineales para describir la dinámica del sistema de potencia.

Un **cortocircuito** es una condición indeseable del sistema eléctrico, cuyas consecuencias pueden llegar a ser catastróficas dependiendo de la severidad de la falla. El

análisis de cortocircuito es importante para criterios en los ajustes y configuración de protecciones, capacidades de los interruptores y cambios en la estructura de la red en condiciones pos-falla. Cerca del 80 % de las fallas son monofásicas, un 15 % de las fallas son bifásicas y un 5 % de las fallas son trifásicas [182].

Algunos ejemplos de fallas en los sistemas eléctricos son las sobre-tensiones de maniobra o descargas atmosféricas, fallas por aislamiento en equipos o instalaciones, humedad y efectos corrosivos en los materiales, fallas mecánicas debidas a desprendimientos de conductores, animales en las redes, contacto con cuerpos, también las fallas localizadas que se pueden presentar en los equipos las máquinas eléctricas entre otros.

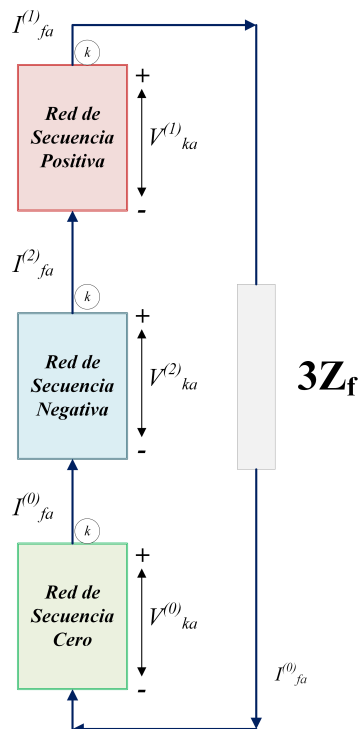
Una forma para calcular las corrientes de cortocircuito es por el método de componentes simétricas, el cual fue desarrollado por Charles L. Fortescue en 1918 [191]. Debido a que las fallas en los sistemas eléctricos son mayoritariamente asimétricas se recurre a este método para simplificar el cálculo.

Los modelos de fallas se pueden observar en la figura 2.7 y los efectos en los sistemas de potencia son los siguientes:

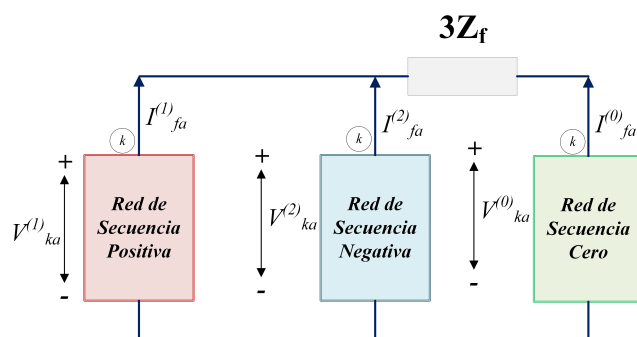
- a. *Térmicos*: se tiene un incremento súbito de la temperatura sobre los conductores a causa del efecto Joule en función del tiempo que la falla esté presente.
- b. *Esfuerzos Electrodinámicos*: son debidos al incremento súbito de la intensidad de corriente que circulan a lo interno de las máquinas eléctricas y provocan esfuerzos electrodinámicos muy dañinos.
- c. *Variaciones en Flujos de Potencia*: pueden provocar reconfiguraciones dentro del sistema de potencia a causa del accionamiento del sistemas de protección.

De esta manera, la clasificación para la estabilidad puede darse por *ángulo de rotor, tensión y frecuencia* tal y como se muestra en la figura 2.8.

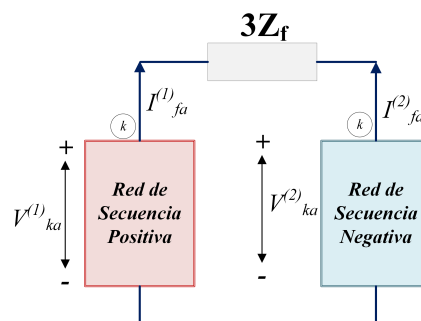
Modelo de falla monofásica



Modelo de falla bifásica a tierra



Modelo de falla bifásica



Modelo de falla trifásica

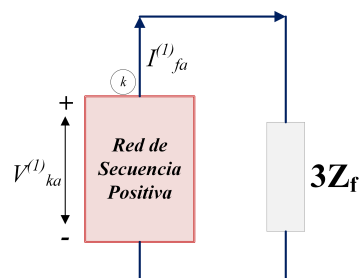


Figura 2.7: Redes de Secuencia para el análisis de fallas (basado en [191])

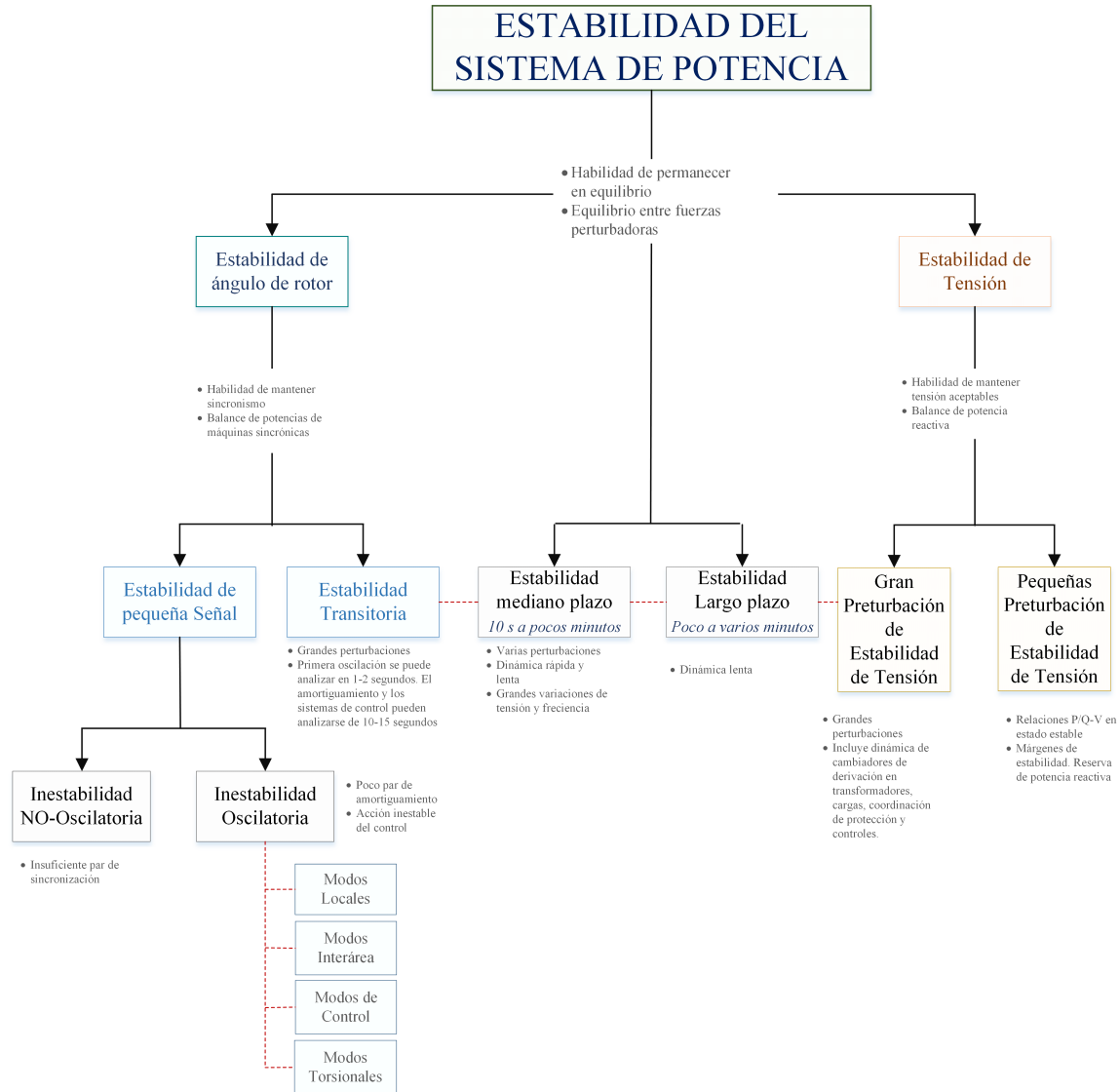


Figura 2.8: Clasificación de la Estabilidad (basado en [188])

2.1.9.2. Clasificación de la Estabilidad

Los estudios de estabilidad pueden ser analizados y comprendidos a partir de la siguiente clasificación:

- a. **Estabilidad Ángulo de Rotor:** es la habilidad del sistema de potencia a mantener el sincronismo cuando es sometido a una perturbación como una falla en el sistema de transmisión, pérdida de generación o pérdida de carga. Posterior a una perturbación, puede haber un desbalance entre el par eléctrico y mecánico de las

máquinas provocando cambios en la velocidad de los rotores [188]. El análisis de la estabilidad transitoria puede analizarse considerando las siguientes situaciones:

- i. **Estabilidad de Pequeña Señal:** es la habilidad del sistema de potencia a mantenerse en sincronismo ante perturbaciones *pequeñas*. Es dependiente del punto de operación y los parámetros del sistema por lo tanto, no depende de la perturbación y para su análisis se requiere de técnicas de linealización del modelo. Puede resultar debido al incremento aperiódico del ángulo rotor debido al poco par sincronizante y las oscilaciones de amplitud sostenidas o crecientes debido a poco par de amortiguamiento, es decir, en ambas situaciones son relacionadas por el *poco* amortiguamiento en las oscilaciones.
 - ii. **Estabilidad Transitoria:** es la habilidad del sistema de potencia a mantenerse en sincronismo ante perturbaciones *grandes*. Es dependiente del punto de operación y los parámetros del sistema por lo tanto dependiendo de la perturbación puede suceder que ante una perturbación sea estable pero ante una segunda no. Para su análisis se requiere la integración numérica de ecuaciones diferenciales del modelo. En el análisis de la estabilidad transitoria el ángulo δ de los rotores cambian significativamente y por ello, es necesario conocer la condición pre-falla pues la pos-falla será muy diferente. En este tipo de análisis los generadores pueden ser considerados como de segundo orden.
- b. **Estabilidad de Tensión:** La *estabilidad de tensión* es la habilidad de mantener un estado aceptable de tensión a través del balance de potencia reactiva [182]. Se puede presentar debido a perturbaciones pequeñas y grandes como eventos de maniobra en la red, dinámica de los cambiadores de derivación de los transformadores y limitaciones de las corrientes de campo del rotor. La *inestabilidad de tensión* es un fenómeno local, debido a la falta de potencia reactiva, no obstante, sus consecuencias pueden tener un gran impacto en el funcionamiento del sistema hasta culminar con un colapso de la tensión. Este fenómeno se caracteriza por una sucesión de eventos en cascada que reducen el nivel de tensión de un área o del sistema y finalmente, pueden llevar a la pérdida de la estabilidad del ángulo del sistema.

c. **Estabilidad de Frecuencia:** Con respecto a la *estabilidad de frecuencia* es la habilidad de mantener la frecuencia en un rango específico a través del balance de demanda y generación considerando las pérdidas técnicas del sistema. Algún cambio en la frecuencia angular resulta en un cambio en el par electromagnético y finalmente un des-balance entre el par electromagnético y el par mecánico de cada máquina sincrónica [182]. En grandes sistemas eléctricos con muchos generadores conectados, la inercia del sistema está presente en las masas de rotación de las máquinas (que es muy grande) y de esta forma, la frecuencia angular se verá afectada en la medida de la capacidad de restablecimiento que tenga la red de transmisión ante la severidad de la perturbación. El **control de frecuencia** tendrá tres niveles: el control primario y el control secundario que son los sistemas automáticos y responderán de manera inmediata ante los cambios de frecuencia, mientras el control terciario consiste en operaciones manuales de reservas de potencia desde los centros de despacho. A continuación se explican la función de los tres niveles de control de frecuencia:

- i. **Control Primario:** está diseñado para estabilizar la frecuencia (control local) y para ello se utilizan los **gobernadores de velocidad (GOV)** en los primeros 30 segundos posterior a la perturbación.
- ii. **Control Secundario:** esta diseñado para mantener el balance automático entre la generación-carga y para ello se utiliza el **Control Automático de Generación (AGC)** y su función es recuperar la frecuencia nominal y regular los intercambios de potencia entre áreas. De igual forma, garantizar un flujo de potencia entre las áreas similar a los establecidos en los contratos de interconexión antes e las perturbaciones.
- iii. **Control Terciario:** se ha propuesto para mantener la reserva de potencia real y de esta manera estabilizar la frecuencia contrayendo el efecto de sus variaciones. Se utiliza la desconexión de cargas por baja frecuencia en condiciones de emergencia.

2.1.9.3. Definición Moderna para la Estabilidad en Sistemas de Potencia Híbridos

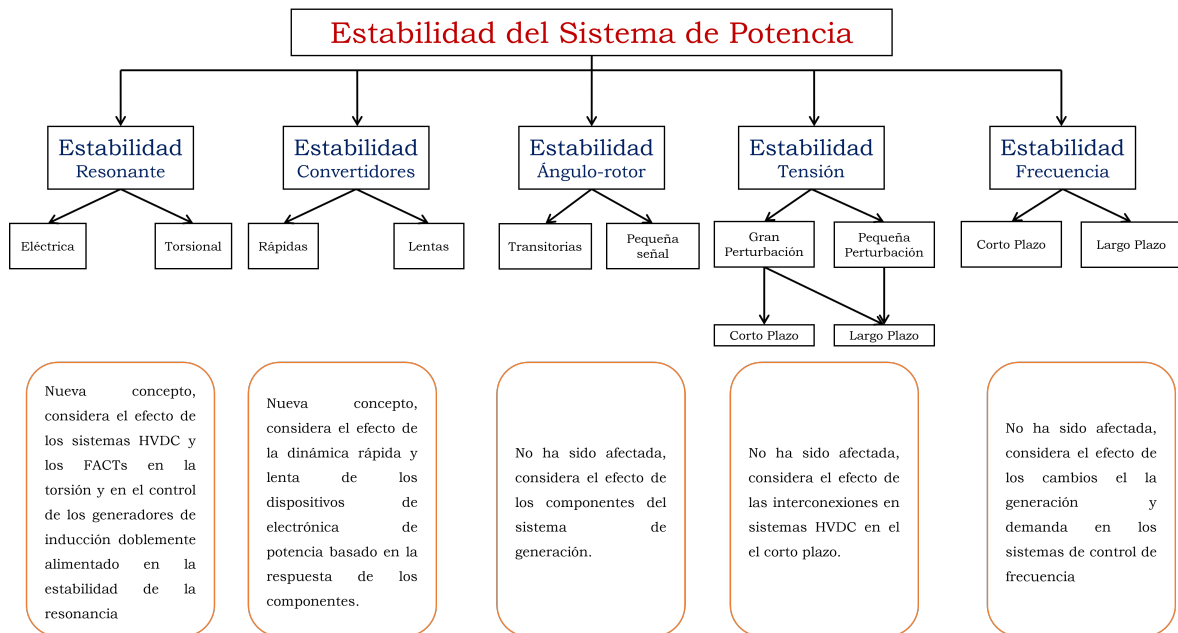


Figura 2.9: Nueva clasificación de la Estabilidad (basado en [18])

Los sistemas dinámicos híbridos se caracterizan por las interacciones entre los eventos dinámicos y discretos [18]. Por esta razón a la figura anterior se ha agregado un nuevo concepto de estabilidad que incluye los dispositivos electrónicos de potencia en el análisis si se compara en el concepto clásico original mostrado en figura 2.8. La figura 2.9 muestra el nuevo concepto de estabilidad que incluye los dispositivos en electrónica de potencia, los cuales son utilizados en la generación renovable, almacenamiento entre otros.

2.1.10. Resiliencia del Sistema de Potencia

NIAC define **resiliencia** de un sistema de potencia como la *habilidad de reducir la magnitud y/o la duración de los eventos disruptivos*. La efectividad de una infraestructura resiliente o de una empresa dependerá sobre su habilidad de anticipar, absorber, adaptarse a y/o recuperarse rápidamente de los eventos potencialmente disruptivos y esta es una definición aceptada por la NERC [54] para sistemas eléctricos de potencia.

Por esta razón cualquier mejora dentro del SEP será para aumentar la robustez de la red ante eventos catalogados como catastróficos a través de criterios de resiliencia.

La confiabilidad y la resiliencia van de la mano. La robustez en la operación de toda infraestructura eléctrica puede ser afectada [192] por eventos catastróficos que producen una interrupción súbita de la continuidad del servicio eléctrico como por ejemplo:

- a. **Reducida capacidad de transferencia de las líneas de transmisión:** puede estar limitada por la temperatura máxima permisible de operación la cual va asociada también a las pérdidas.
- b. **Sobrecarga de las líneas de transmisión y distribución:** pueden ser dañadas por los huracanes y tormentas.
- c. **Sobrecarga de las líneas y torres** puede ser afectada y dañada por vientos fríos o grandes nevadas.
- d. **Fallas de cortocircuito:** como resultado de las descargas atmosféricas en conductores sobrecargados puede provocar desconexiones.
- e. **Eventos Meteorológicos:** pueden dañar gravemente los equipos de subestación o afectar la infraestructura de transmisión o distribución.

2.1.11. Flexibilidad del Sistema de Potencia

La flexibilidad abarca tanto aspectos técnicos como comerciales, los cuales permiten adaptar las capacidades técnicas del sistema eléctrico a las demandas comerciales del mercado y las regulaciones correspondientes.

Aunque se suele asociar la flexibilidad con la *capacidad del sistema eléctrico para gestionar cambios* [114], no existe una definición universalmente aceptada ni una conceptualización homogénea del término. Una clasificación de las necesidades de flexibilidad se da en las siguientes cuatro categorías:

- a. **Flexibilidad para potencia:** se refiere a mantener el equilibrio entre la generación y la demanda de energía para garantizar la estabilidad de la frecuencia. No obstante, la introducción de una mayor cantidad de fuentes de energía intermitentes o las variaciones climáticas pueden representar un desafío en la generación de electricidad. El tiempo necesario para realizar ajustes puede variar desde fracciones de segundo hasta las horas.
- b. **Flexibilidad para energía:** de igual manera considera el equilibrio a medio y largo plazo entre la generación y la demanda de energía, lo cual implica un rango de tiempo de activación que puede variar desde horas hasta años.

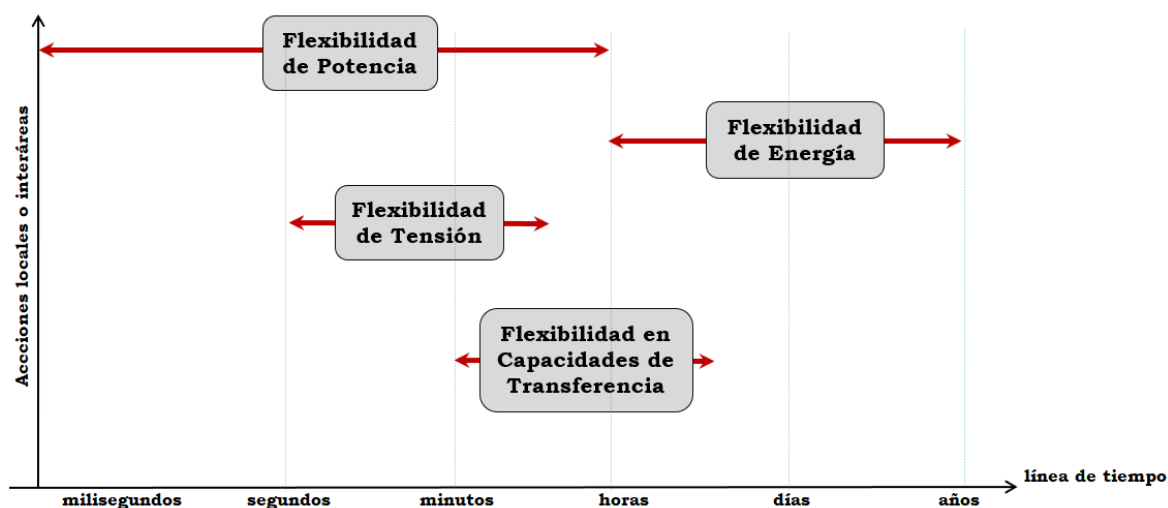


Figura 2.10: Rangos de tiempo para requerimiento de flexibilidad (basado en [114])

- c. **Flexibilidad para capacidad de transferencia:** La transferencia de energía en el corto y mediano plazo se conoce como capacidad de transferencia, la cual puede estar limitada a nivel local o regional y ocasionar costos de congestión. Estas limitaciones pueden manifestarse en un períodos que van desde los minutos hasta las horas.
- d. **Flexibilidad de la Tensión:** La capacidad de mantener las tensiones dentro de límites predefinidos en el corto plazo se denomina capacidad de tensión. Por ejemplo la introducción de una mayor cantidad de generación de energía distribuida en sistemas de distribución puede generar flujos de potencia bidireccionales y una mayor

variabilidad en los voltajes. Esta variación puede manifestarse en períodos que van desde los segundos hasta los minutos.

La figura 2.10 muestra los requerimientos y necesidades en flexibilidad asociado a sus tiempos de acción. Se deben evaluar las necesidades de flexibilidad desde una perspectiva global del sistema donde se incluyan aspectos como la estabilidad, la frecuencia y el suministro de energía, así como desde una perspectiva más local las capacidades de transferencias, de la tensión y la calidad de la energía. Se observa en la figura 2.11 los rangos de aplicación para la utilización de la diversas tecnologías disponibles ya sea para la transmisión y distribución.



Figura 2.11: Rangos de aplicación para requerimiento de flexibilidad (basado en [114])

Para garantizar tanto la operación como la planificación eficiente del sistema eléctrico, se requiere un soporte de la flexibilidad que abarque diferentes escalas de tiempo tal como se muestra en figura 2.10. Desde las fracciones de segundo para proporcionar soporte en la estabilidad y frecuencia, hasta minutos y horas para manejar las cargas térmicas y despacho de la generación hasta los meses y años para la planificación y expansión y la realización de nuevas inversiones.

2.2. Sistema Eléctrico de Centroamérica

En esta investigación doctoral, se aborda la modelación de la red eléctrica centroamericana, la cual cubre una extensión territorial de más de $522,760 \text{ km}^2$ y cuenta con una población de más de 50,690,000 habitantes. Esta red está conformada por los países de Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá, los cuales junto con México, conforman el Mercado Eléctrico Regional (MER). En cuanto a los niveles de tensión, la región cuenta con un sistema de transmisión de 230 kV que se interconecta con México en 400 kV. Sin embargo, los niveles de tensión varían desde 230 kV hasta 0.4 kV, ya que la modelación llega hasta la generación, mientras que en cuanto a la distribución, la modelación se extiende hasta el lado de baja de los transformadores reductores.

Los transformadores de potencia disponibles son de dos y tres devanados, y también hay autotransformadores y reactores instalados. El sistema de transmisión cuenta con características específicas para los diferentes niveles de tensión presentes en la zona y tiene una interconexión entre Guatemala y México en 400 kV a través de una línea de transmisión de 98.6 km y dos transformadores de 225 MVA acoplados. La línea de transmisión SIEPAC tiene una longitud de 1789.23 km y se conecta con los países de la región mediante 18 subestaciones. La infraestructura actual está diseñada para dos circuitos de 300 MW cada uno. Las características, el modelado y simulación del Sistema Eléctrico Regional han sido desarrollados en el anexo [E](#), el cual no solo se hace la exploración del contexto situacional de la red eléctrica sino el análisis de los datos obtenidos en los resultados de la simulación.

2.3. Marco Legal

Acorde con la normativa nacional de Costa Rica y la regional para Centroamérica se han propuesto los siguientes reglamentos para la operación y comercialización de los sistemas eléctricos de potencia:

2.3.1. Normativa Nacional vigente para Costa Rica

- i. **POASEN**: es el Reglamento de Planeación, Operación y Acceso al Sistema Eléctrico Nacional [193]. Establece las condiciones técnicas de como se planeará, desarrollará y operará el SEN ante los aspectos contractuales, comerciales y tarifarias para el acceso al sistema. Es un reglamento del regulador de servicios públicos (ARESEP).
- ii. **SASEN**: Reglamento Técnico de Servicios Auxiliares en el Sistema Eléctrico Nacional [194]. Define la reglamentación técnica para la operación, asignación, supervisión, evaluación y administración de los servicios auxiliares. Los servicios auxiliares son los servicios que se administran para contar con capacidad de respuesta y soporte del sistema eléctrico para cumplir con los criterios de seguridad operativa. Los servicios auxiliares son administrados tanto por el operador del sistema nacional como el operador del sistema regional. Es un reglamento del regulador de servicios públicos (ARESEP).
- iii. **RSSE**: Reglamento Sectorial de los Servicios Eléctricos [195] define las condiciones para suministrar el servicio eléctrico. Es un reglamento del regulador de servicios públicos (ARESEP).

2.3.2. Normativa Regional vigente para Centroamérica

- i. **RMER**: Reglamento Mercado Eléctrico Regional [196]. Establece todas las condiciones para la planeación, desarrollo y operación el SER.

Capítulo 3

Metodología para el Incremento de la Flexibilidad

El siguiente capítulo describe la metodología para aumentar la flexibilidad en la capacidad de transferencia de potencia entre interconexiones. Aquí se concreta la contribución mencionada en la sección 1.9. La metodología se desarrolla en este capítulo para seguir el proceso paso a paso para su implementación, la cual se presenta en el capítulo siguiente.

El establecimiento de una metodología para el incremento de la flexibilidad en la capacidad de transferencia es una herramienta desarrollada para evitar las fluctuaciones de la tensión y potencia entre las Interconexiones regionales entre zonas y que requiere del uso de unidades de almacenamiento de energía para mejorar la operación del sistema. Las fluctuaciones de este tipo bajo ciertas condiciones de operación pueden provocar inestabilidades de frecuencia si el desbalance entre la demanda y la generación supera ciertos valores. Por esta razón, flexibilizar las capacidades de transferencia traerá beneficios a las redes eléctricas, ya que se puede evitar el riesgo de inestabilidad de la frecuencia.

La metodología desarrollada (sección 3.1) es para ser utilizada en redes eléctricas de transmisión. Se aplican métodos optimización *no-lineal* para determinar el *tamaño*, la *ubicación*, *despacho* y su posterior *análisis* en el sistema de potencia (para verificar su efectividad). La metodología es implementada a un caso real, ya que se cuenta con

los datos y la información necesaria usando el modelo desarrollado en la sección 2.2 y que fue validado en el anexo E. Finalmente se presenta un esquema explicativo al final del capítulo sobre la metodología descrita (figura 3.2). El capítulo 4.1 presenta la implementación y resultados de aplicar la metodología establecida en este capítulo.

3.1. Metodología para Incremento de Flexibilidad

3.1.1. Selección del Punto de Alojamiento

La selección del punto de alojamiento será un valor adimensional que será obtenido al determinar cuatro factores de peso en la ecuación 3.1, que es descrita a continuación:

$$S_{ho}(n) = X_1(a, n) + X_2(b, n) + X_3(c, n) + X_4(d, n) \quad (3.1)$$

Los factores de peso deben analizarse y determinarse a partir de las siguientes reglas:

- (1.) **Regla 1:** *determinación del factor de peso por precio nodal* $X_1(a)$ en punto de interconexión. Este valor es el cociente entre el promedio de los precios nodales de los países ($X_{prom}(k)$) en **USD/MW** y el precio nodal (X_a) en **USD/MW** del punto (en cada barra de conexión). Este último valor da un peso significativo al precio nodal con respecto al promedio, y cuanto mayor sea, indicará que se tiene un punto económicamente más barato.
- (2.) **Regla 2:** *determinación del factor de peso que describe la distancia física o eléctrica a un nodo de interconexión.* $X_2(b)$. Es necesario verificar la topología de la red. Si $X_2(b) = 1$, esto indica que el nodo está próximo a la interconexión, es decir, no hay nodos intermedios entre este nodo y la interconexión. Por otro lado, si $X_2(b) = 0$, significa que el nodo está distante de la interconexión.
- (3.) **Regla 3:** *determinación del factor de peso debido a las pérdidas en país o área* $X_3(c)$. Se escoge las pérdidas más bajas del área de interconexión $X_{min}(k)$ y se obtiene el cociente entre las pérdidas de cada país $X_n(k)$. Se hace este ponderado

de esta manera por que se busca valorizar el sistema de potencia más eficiente en este sentido.

- (4.) **Regla 4:** *determinación del factor de peso por limitaciones en capacidad de transferencia* de potencia en las interconexiones $X_4(d)$. Se obtiene un cociente entre el límite de transferencia de potencia del Punto $X_{max}(k)$ y la capacidad de la interconexión $X_{int}(k)$.
- (5.) **Regla 5:** *Estimación del punto de alojamiento* S_{ho} : valor que indica la barra donde será conectado el almacenamiento en el sistema de potencia, este valor es un número adimensional evaluado desde la barra 1 hasta la barra k del sistema. Es la suma aritmética de $X_1(a) + X_2(b) + X_3(c) + X_4(d)$. Un valor alto significa que se tienen condiciones favorables para conectar el almacenamiento a la red eléctrica. Si se ponderan los resultados desde el número mayor al menor se pueden establecer los puntos más convenientes, donde el valor más alto es el más conveniente.

Una vez obtenidos los **puntos de alojamiento**, se procede a la determinación de Dimensionamiento Óptimo del Almacenamiento, tal y como se explica en la sección [3.1.2](#).

3.1.2. Dimensionamiento Óptimo

Como se mencionó en la sección [1.9](#), se persigue integrar almacenamiento para incrementar la flexibilidad en las capacidades de transferencias. Un aspecto fundamental es que el almacenamiento sea capaz de disminuir el riesgo de desbalance [\[18, 188\]](#) entre la potencia generada y la demanda del sistema a fin de evitar problemas de inestabilidad proporcionando al sistema no solo la potencia requerida para mantener el balance sino de la inercia virtual [\[15, 77\]](#) en caso de ser requerida.

Bajo este esquema, el problema de optimización se enfocará en dimensionar el almacenamiento para cumplir con requerimientos ante una pérdida de potencia en un generador o una carga en condiciones de contingencia única ($n-1$). A continuación se presenta el paso a paso para determinar el dimensionamiento óptimo a partir de un modelo de optimización **no lineal**:

- (1.) **Identificar los generadores de mayor capacidad** ($Gen_{max}(p)$) por país o área (p) en MVA: Se deben agrupar los generadores de gran tamaño, pues existe el riesgo de pérdida de esta generación y por lo tanto perder el balance de potencia.
- (2.) **Identificar las cargas de mayor demanda** ($Load_{max}(p)$) por país o área (p) en MW: Se deben agrupar las cargas de gran tamaño, pues existe el riesgo de pérdida de estas y por lo tanto perder el balance de potencia.
- (3.) **Determinar la demanda total de todo el sistema** ($Dem_{max}(p \rightarrow q)$) en MW. Se deben de sumar las demandas desde el área o país (p) hasta el área o país (q) y obtener la demanda total de todo el sistema.
- (4.) **Identificar las pérdidas** por área o país ($X_n(k)$).
- (5.) **Calcular en porcentaje el peso de perder la generación** ($\%Gen_{max}(p)$) por área o país con respecto a la demanda total en porcentaje.
- (6.) **Calcular en porcentaje el peso de perder la carga** ($\%Load_{max}(p)$) por área o país con respecto a la demanda total en porcentaje.
- (7.) **Identificar el valor máximo y mínimo de porcentaje de peso** para la generación y carga: **MAX** y **MIN** de la ($\%Gen_{max}(pq)$, $\%Load_{max}(pq)$). Este es un valor que representen un riesgo para el sistema total debido al des-balance de potencia que puede producirse. Se obtiene de los valores obtenidos en (5) y (6). Del mismo modo se debe obtener el valor promedio entre los valores MAX y MIN.
- (8.) **Función Objetivo:** Por lo tanto, la función objetivo $f((P_p^n X_n))$ para minimizar con un modelo de optimización *no lineal* es la siguiente:

$$MIN (P_p^1 X_1 + P_p^2 X_2 + \dots + P_p^n X_n) \quad (3.2)$$

donde:

- (a.) **Valor de P_p^n :** es un valor comprendido entre los productos de los valores máximos y mínimos obtenidos en (7) de acuerdo con ecuaciones (3.3) y (3.4). Este será el valor a optimizar para dimensionar el almacenamiento.

$$P_p(max) = MAX(\%Gen_{max}(pq), \%Load_{max}(pq)) * Dem_{max}(p) \quad (3.3)$$

$$P_p(min) = MIN(\%Gen_{max}(pq), \%Load_{max}(pq)) * Dem_{max}(p) \quad (3.4)$$

Es decir, se obtiene un valor bruto de potencia máximo y mínimo proporcional a la demanda total del sistema. Se busca que cada área o país aporte en proporción a la capacidad instalada.

- (b.) **Valor de X_n :** es un valor proporcional a las pérdidas del sistema ($X_n(k)$). Se debe obtener un valor equivalente máximo, medio y mínimo de acuerdo con las ecuaciones (3.5), (3.6) y (3.7).

$$X_n(max) = X_n(k) * P_p(max) \quad (3.5)$$

$$X_n(min) = X_n(k) * P_p(min) \quad (3.6)$$

$$X_n(med) = \frac{X_n(max) + X_n(min)}{2} \quad (3.7)$$

$$X_{disp} = P_p^n X_n * X_n(k) \quad (3.8)$$

X_{disp} es el valor equivalente en pérdidas de potencia (MW), una vez dados los valores de P_p^n . Este valor es el que debe ser utilizado en las ecuaciones de restricción y debe ser comparado según criterios con las ecuaciones (3.5), (3.6) y (3.7).

(9.) **Restricciones:**

- a) **Identificar las restricciones o limitaciones de transferencias de potencia** entre áreas o países (entre barras p y q).
- b) Se deben tomar en cuenta las restricciones de puntos (9a) y (8b).

Una vez obtenidos los **puntos de alojamiento**, se procede a la determinación de Despacho Óptimo del Almacenamiento, tal y como se explica en la sección 3.1.3.

3.1.3. Despacho Óptimo

Se presenta a continuación el paso a paso para determinar el despacho óptimo a partir de un modelo de optimización *no lineal* a un sistema de potencia con almacenamiento.

1. Identificar puntos de alojamiento y capacidades nominales de potencia.

De acuerdo con los resultados de secciones 3.1.1 y 3.1.2, se deben establecer los puntos de alojamiento y las capacidades en MW del almacenamiento a utilizar. Es importante mencionar que se deben establecer criterios técnicos para decidir las unidades que funcionarán regulando potencia o entregando potencia fija al sistema. Esto deberá ser hecho, a partir del análisis de las secciones anteriores, estableciendo las ventajas y desventajas de tener dichos puntos de conexión, estrategias de estabilidad, entre otras.

2. Determinar los Costos Totales.

Para determinar los Costos Totales ($C_{total}(n)$) deben obtenerse los costos de *instalación*, por *trasiego de potencia* y debidos a las *pérdidas* definidos en USD/MWh.

a. Calcular el Costo Unitario de Instalación.

De acuerdo con lo expuesto en la sección D.3, se requiere determinar los costos por sistema de conversión (C_{S-C}), de balance de potencia (C_{B-P}), operación y mantenimiento ($C_{O\&M}$), de capital (C_C) y de construcción y puesta en marcha

$(C_{C\&P-M})$. Una vez establecidos se debe aplicar la ecuación 3.9 para determinar el costo unitario de instalación.

$$C_{inst}(n) = \frac{C_{S-C} + C_{B-P}}{Vida_{util} * 8760} + \frac{C_{O\&M}}{720} + \frac{C_C + C_{C\&P-M}}{Vida_{util} * 8760} \quad (3.9)$$

b. Calcular el Costo Unitario por Traslado de Potencia.

Para obtener este costo, se requiere de los precios nodales ($X_a(n)$) de los puntos de conexión tanto en la barra de *inicio* como la *final*. Por esta razón, la aplicación de la ecuación 3.10 dará como resultado dicho valor. Esto da como resultado el valor del costo asociado al traslado de potencia en las líneas de transmisión.

$$C_{tp}(n) = ABS |X_a^i - X_a^f| \quad (3.10)$$

c. Calcular el Costo Unitario de las Pérdidas.

Las pérdidas deben ser cuantificadas. La ecuación 3.11 da como resultado el costo asociado a las pérdidas del traslado de potencia en las líneas de transmisión.

$$C_{perd}(n) = \frac{X_n(k)}{100} * C_{tp} \quad (3.11)$$

3. Establecer la Función de Costos Totales.

Una vez identificados los *costos unitarios totales*, la ecuación 3.12 muestra para cada barra del sistema los costos totales. Es importante mencionar que si existe otro costo asociado, en esta ecuación se puede incluir. Los costos unitarios totales son costos definidos en **USD/MWh**.

$$C_{total}(n) = C_{inst}(n) + C_{tp}(n) + C_{perd}(n) \quad (3.12)$$

4. Establecer las Restricciones a la Función de Optimización.

Las restricciones deben considerar si el despacho óptimo tendrá almacenamiento que deberá entregar potencia de forma operativa en **modo variable o fijo**. Las restricciones por lo tanto deberán considerar aspectos técnicos y estratégicos para

decidir el modo de operar. Por último el valor máximo a despachar estará limitado al valor de la capacidad máxima a la potencia nominal del almacenamiento ($P_{nom}(n)$).

5. Establecer la Función de Optimización.

Una vez definidos los costos unitarios totales, la función objetivo para la optimización está definida según se muestra en la ecuación 3.13, donde P_{disp} será la **potencia óptima a despachar** al *mínimo costo* de operación.

$$\text{Minimizar} \rightarrow f(C_{total}(n) P_{disp}(n)) \quad (3.13)$$

6. Determinar el Despacho Óptimo.

Aplicando una técnica matemática de optimización no-lineal, se define el valor de P_{disp}^{total} requerido y el modelo, por lo tanto, despachará al mínimo costo tal y como se muestra en ecuación 3.14 de la Función Objetivo del despacho (FO_{desp}). El resultado serán los valores de $P_{disp}(n)$ para cada barra donde se hayan definido los puntos de conexión del almacenamiento. Al realizar el producto $C_{total}(n) * P_{disp}(n)$ se obtendrán los valores actualizados de los costos totales $C_{total}(n)$ en **USD/h**.

$$FO_{desp} = C_{total}(1) P_{disp}(1) + C_{total}(2) P_{disp}(2) + \dots + C_{total}(n) P_{disp}(n) \quad (3.14)$$

Obteniendo el cociente del valor nuevo de $C_{total}(n)$ entre la $P_{nom}(n)$ como se muestra en ecuación 3.15 se obtiene el valor del costo (Tasa(n)) de generación posterior a la optimización en **USD/MWh**.

$$Tasa(n) = \frac{C_{total}(n)}{P_{nom}(n)} \left[\frac{USD}{MWh} \right] \quad (3.15)$$

Una vez obtenido el **despacho óptimo**, se procede al análisis en un sistema de potencia, tal y como se explica en la sección 3.1.4.

3.1.4. Análisis al Sistema de Potencia

Una vez obtenidos los puntos de alojamiento, capacidades y despachos óptimos, se procede a trasladar la información a un software de simulación en sistemas de potencia o a través de una aplicación en software libre (**OpenSource**) o en su defecto si se desarrolla a través de **MATLAB®**, **Python** u otro. Dependiendo la naturaleza de la situación a identificar se hará necesario utilizar análisis de flujos de potencia, estabilidad, cortocircuito, estudios y análisis de armónicos, entre otros.

La metodología de análisis propuesta se enfocará en el análisis de: *flujos de potencia*, *estabilidad transitoria y de frecuencia* y por último, análisis de los perfiles de *respuesta de la demanda* y de la *tensión*. Esto se debe a que el objetivo de la propuesta se enfoca en flexibilizar las transferencias de potencia entre las interconexiones.

A continuación se detalla el paso a paso, para recopilar la información, construir el modelo y aplicar lo desarrollado en las secciones 3.1.1, 3.1.2 y 3.1.3, en la cual se podrán realizar un análisis a los sistema de potencia.

1. Objetivo

Analizar las condiciones del sistema de potencia, simular condiciones *severas y adversas* para la verificación de las condiciones posteriores a las fallas. En caso de no presentar condiciones operativas óptimas y el sistema entra en riesgo, se **agrega** el almacenamiento en los sitios definidos, se dimensiona según lo calculado y se ajusta al despacho óptimo de acuerdo con lo descrito en secciones anteriores. Para esto se realizan estudios de flujos de potencia y estabilidad con la finalidad de verificar los flujos de potencia, tensiones y frecuencia del sistema eléctrico.

2. Datos de Entrada

Para los estudios flujos de potencia y estabilidad se requiere de los datos para construir el modelo de la red a analizar. Entre los datos que se requieren son los siguientes:

- a. V_i^i, V_k^i : datos de tensiones iniciales del sistema para todas las barras.

- b. G_{ki}, B_{ki} : datos de líneas de transmisión, transformadores, reactores y demás elementos afines.
- c. $\theta_k, \theta_i, \delta$: ángulos de la carga y de las máquinas sincrónicas.
- d. $\dot{\omega}, H$: datos dinámicos y constantes de inercia.
- e. $Z_{i,k} = P_{disp}(n)$: almacenamiento, datos obtenidos en sección 3.1.3-6.

3. Análisis en la Red Eléctrica

- a. **Flujos de Potencia** por medio de un método numérico. Se deben solucionar las ecuaciones 3.16 y 3.17 tomando en consideración los datos de entrada requeridos en sección anterior.

$$P_{i,k}^{inj} = \sum_{i=1}^N V_k V_i [G_{ki} \cos(\theta_k - \theta_i) + B_{ki} \sin(\theta_k - \theta_i)] \quad (3.16)$$

$$Q_{i,k}^{inj} = \sum_{i=1}^N V_k V_i [G_{ki} \sin(\theta_k - \theta_i) - B_{ki} \cos(\theta_k - \theta_i)] \quad (3.17)$$

Una vez establecidos los flujos de potencia y las tensiones se puede extraer los datos para realizar el análisis de la **respuesta de la demanda** y de los **perfiles de tensión** de la red.

- b. **Estabilidad** Transitoria y de frecuencia a partir de la ecuación de oscilación 3.18 a cada máquina sincrónica que interactúa con el sistema en la simulación.

$$P_a = P_{mec} - \frac{E' V_t}{X'} \sin \delta = \frac{2H}{\omega_0} \frac{d^2 \delta}{dt^2} \quad (3.18)$$

Con la información disponible posterior al análisis se pueden determinar las condiciones operativas del sistema posterior a los eventos simulados.

4. Resultados

Los resultados serán las tensiones de las barras del sistema, flujos de potencia entre las interconexiones y los elementos modelados, frecuencia y ángulos.

- a. V_n : Tensiones en las barras del sistema y de las interconexiones.
- b. $P_{i,k}^{inj}, Q_{i,k}^{inj}$: Flujo de potencia activa y reactiva entre los elementos y las interconexiones.
- c. f_i, δ : frecuencia y ángulos de las máquinas sincrónicas.

5. Secuencia de análisis

Se debe seguir la siguiente secuencia metodológica para el análisis de la flexibilidad del sistema de potencia:

$$X(n)_{i,k} = [P_{i,k}^{inj}, Q_{i,k}^{inj}, P_a, P_{int}, V_{int}] \rightarrow \text{condiciones iniciales}$$

1. → INICIO

if $X(n)_{i,k}$ → cumple **then**

$X(n)_{i,k} \leftarrow X(n-1)_{i,k} \rightarrow \text{pasa a 3.}$

End if

2. → INYECTA POTENCIA

Else if $X(n)_{i,k}$ → no cumple **then**

$X(n)_{i,k} \leftarrow X(n-1)_{i,k} + Z_{i,k} \rightarrow \text{almacenamiento}$

$X(n-1)_{i,k} \leftarrow X(n)_{i,k} \rightarrow \text{pasa a 1.}$

End if

3. → FIN

3.1.5. Análisis al Estado del Sistema de Potencia

De acuerdo con lo analizado en la sección 2.1.8, se evaluará la metodología para el incremento de la flexibilidad realizando una evaluación de las condiciones de estado del sistema de potencia antes y después en la simulación de las condiciones analizadas.

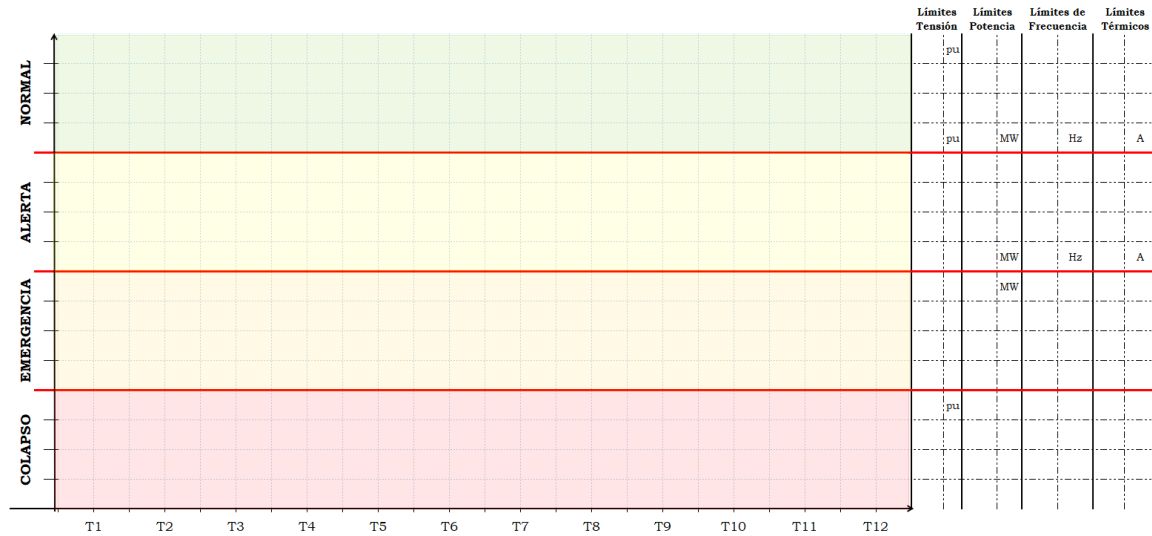


Figura 3.1: Esquema para el análisis de los estados del sistema de potencia

Por esta razón, se trazan los eventos anteriores y posteriores según se muestra en la figura 3.1 considerando los límites admisibles del sistema en cuestión. La secuencia de pasos para el análisis de los estados del sistema de potencia es el siguiente:

1. **Determinación de los límites permisibles de la tensión:** indicar los valores máximos y mínimos de la tensión en p.u. Así mismo los valores en estado de emergencia.
2. **Determinación de los límites permisibles de la potencia:** indicar los valores máximos de los flujos de potencia entre las áreas debido a las limitaciones ya establecidas.
3. **Determinación de los límites permisibles de la frecuencia:** indicar los valores máximos y mínimos de la frecuencia en los cuales se permite la operación en caso de perturbación.

4. **Determinación de los límites térmicos:** a partir de las capacidades térmicas de los conductores en las líneas de transmisión, definir la capacidad de corriente máxima de trasiego de potencia.

Una vez analizado el sistema de potencia, se debe determinar el **estado final** del sistema de potencia. Se busca, por lo tanto, que este se encuentre en una condición segura y que no presente riesgo para la operación. Por esta manera, si se encuentran varias soluciones utilizando la metodología propuesta, esta será evaluada bajo las condiciones de análisis de la figura 3.1.

Si se determinan las condiciones extremas de una posible falla (condición base o inicial) y se encuentran varias soluciones a esa perturbación, la solución ideal es la que comprometa en menor grado al sistema de potencia. Se busca que cada conexión o desconexión de aparatos de maniobra sean los menos posibles, es decir, que no se tengan grandes reconfiguraciones del sistema y, por lo tanto, pasos o etapas durante el tiempo.

La figura 3.2 muestra el diagrama de análisis según la metodología propuesta, donde se describen los pasos a seguir para lograr un aumento de la flexibilidad de las interconexiones.

3.1.6. Esquema de la Metodología

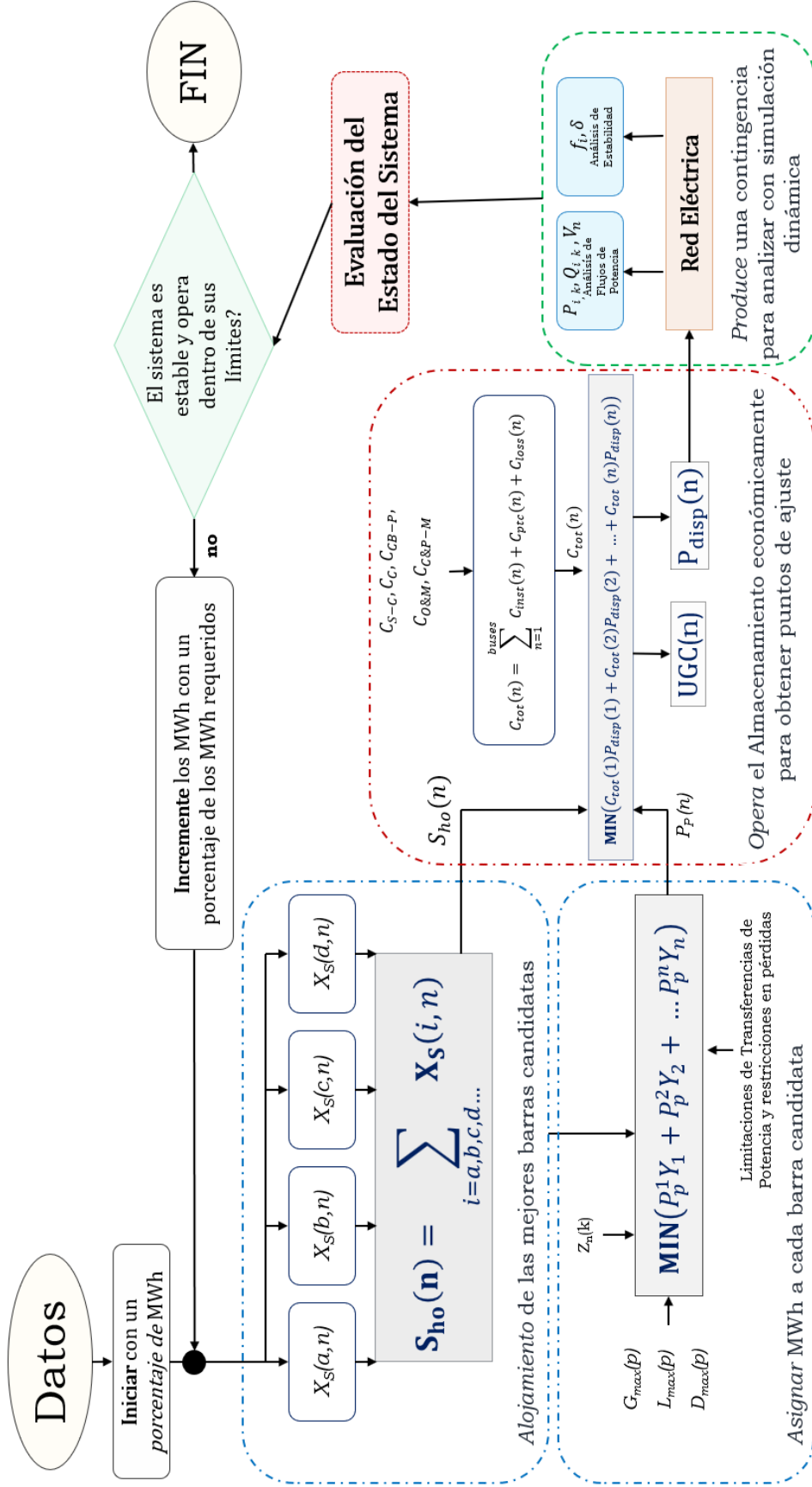


Figura 3.2: Esquema de la metodología expuesta en la sección 3.1

Capítulo 4

Implementación de la Metodología de Flexibilidad

Después de desarrollar la metodología, tal como se expone en el capítulo 3, en este capítulo se presenta su aplicación al Sistema Eléctrico de Potencia Centroamericano. Aquí se detalla el proceso paso a paso para evaluar cada uno de los elementos, determinando así los valores y resultados que serán útiles para la toma de decisiones.

4.1. Resultados Obtenidos

A continuación se estudiará y propondrá una solución a un caso documentado de un apagón parcial en el sistema de potencia regional. El evento ocurrió el *9 de junio de 2021* y se produjo una reducción de frecuencia en el Sistema Eléctrico Centroamericano tal y como lo indica el Informe Final del Evento Ocurrido en el Sistema Eléctrico Regional [197]. Esto provocó un black-out o apagón en el Sistema Eléctrico de Nicaragua debido a un *desbalance* de energía.

4.1.1. Caso Base a Analizar

Se modela y simula el Sistema Eléctrico de Centroamérica (ver sección 2.2 y en anexo E) para recrear, analizar y proponer una solución a un problema real. El sistema de potencia fue modelado utilizando el Programa Analizador de Transitorios Eléctricos

(ETAP[®]) [173, 180]. La red eléctrica incluye todos los elementos necesarios para modelar tanto los estudios de flujos de potencia como el comportamiento dinámico durante las perturbaciones. Incluye todos los elementos de generación renovable (hidráulica, eólica y fotovoltaica) y no renovable, líneas de transmisión, reactores, transformadores, elementos de compensación de potencia reactiva entre otros.

Se desarrolla perfil del comportamiento de demanda real y la generación para el día del evento (*9 de junio de 2021*) ya que se cuenta con la información necesaria para hacerlo. La figura 4.4 muestra la secuencia de eventos que provocaron el apagón en Nicaragua. La secuencia de eventos es la siguiente para comprender el caso:

1. Se produce la desconexión por causas desconocidas de la línea de transmisión entre subestación Pavones y Santa Lucía dentro del Sistema Eléctrico de Honduras. A causa de estos se tiene la pérdida de 169 MW en energía solar lo que produce un desbalance entre la generación y carga del sistema regional.
2. Esta condición de des-balance incrementa el flujo de potencia en la interconexión entre México y la región pasando de 200 hasta 484 MW. Después de 2 segundos, el interruptor de energía abrió la interconexión debido que se produce una violación al ajuste de la protección.
3. Después de 120 s, el flujo de potencia aumentó de 140 a 361 MW entre Costa Rica y Nicaragua (primera interconexión) y se abre el interruptor.
4. Del mismo modo se incrementa el flujo de potencia desde 218 hasta 394 MW entre Costa Rica y Nicaragua (segunda interconexión) abriendo el interruptor de potencia. De esta manera, la conexión entre Costa Rica y el Norte quedó abierta.
5. Esto provoca el incremento del flujo de potencia entre la interconexión de Honduras y Nicaragua. De esta manera se abren las dos interconexiones entre ambos países.
6. Nicaragua queda en estado de **black-out**.
7. El sistema eléctrico regional queda dividido en dos grandes islas: Guatemala-Honduras-El Salvador y Costa Rica-Panamá.

Dicha secuencia de eventos se puede observar en la figura 4.1 la cual muestra en análisis de los estados del sistema eléctrico regional.

La figura 4.2 muestra el comportamiento de los flujos de potencia entre las interconexiones de los países de la región. El *punto 1* muestra el momento de la pérdida de la línea de transmisión simulado, mientras que el *punto 2* muestra el incremento de la potencia entre la interconexión entre México y la región donde la potencia llegó a cerca de 500 MW. El *punto 3* muestra los incrementos de potencia en los flujos regionales posterior a la apertura de la interconexión de México.

Tal y como se muestra en la figura 4.3, se observa en el *punto 1* el momento donde se produce la falla. En este caso, se consideró que previo a la falla, el sistema mexicano entregaba una potencia de 240 MW a la región. En el *punto 2* se observa el momento en que la tensión cae a menos de 0.97 p.u. Como la potencia venía incrementándose, la protección por baja tensión se activa ($P \geq 300$ MW) como se muestra en *punto 3*. Sin embargo, el interruptor actúa y manda a abrir el interruptor 2 segundos después, tal y como se muestra en el *punto 4*.

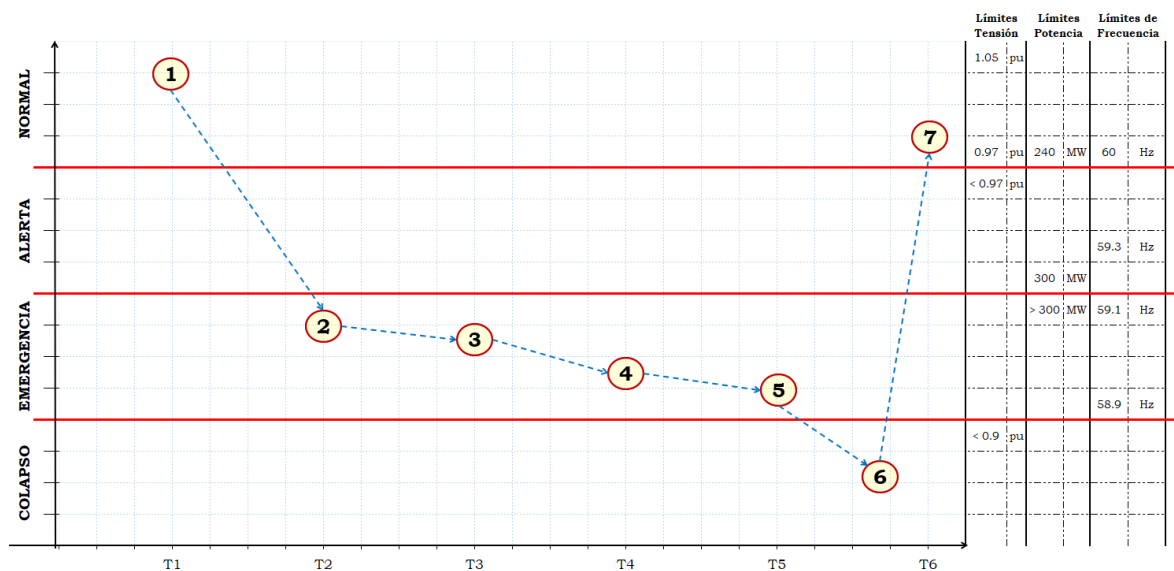


Figura 4.1: Análisis de la situación presentada en evento del 9-junio-2021.

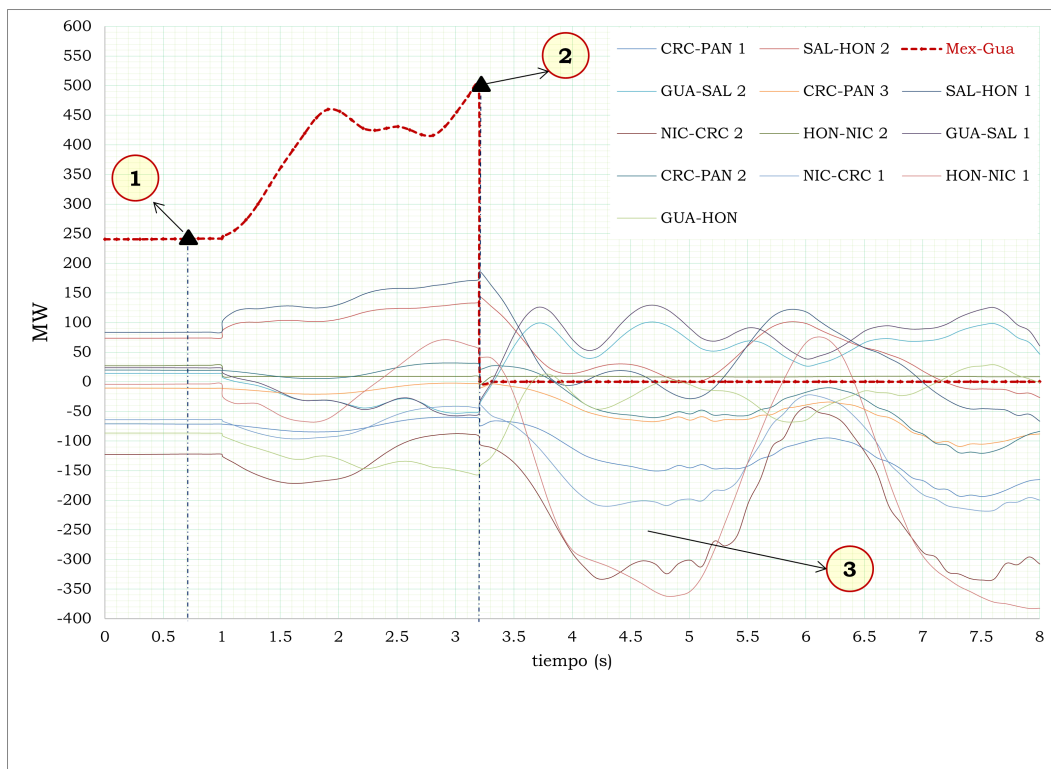


Figura 4.2: Comportamiento de los Flujos de Potencia Regional

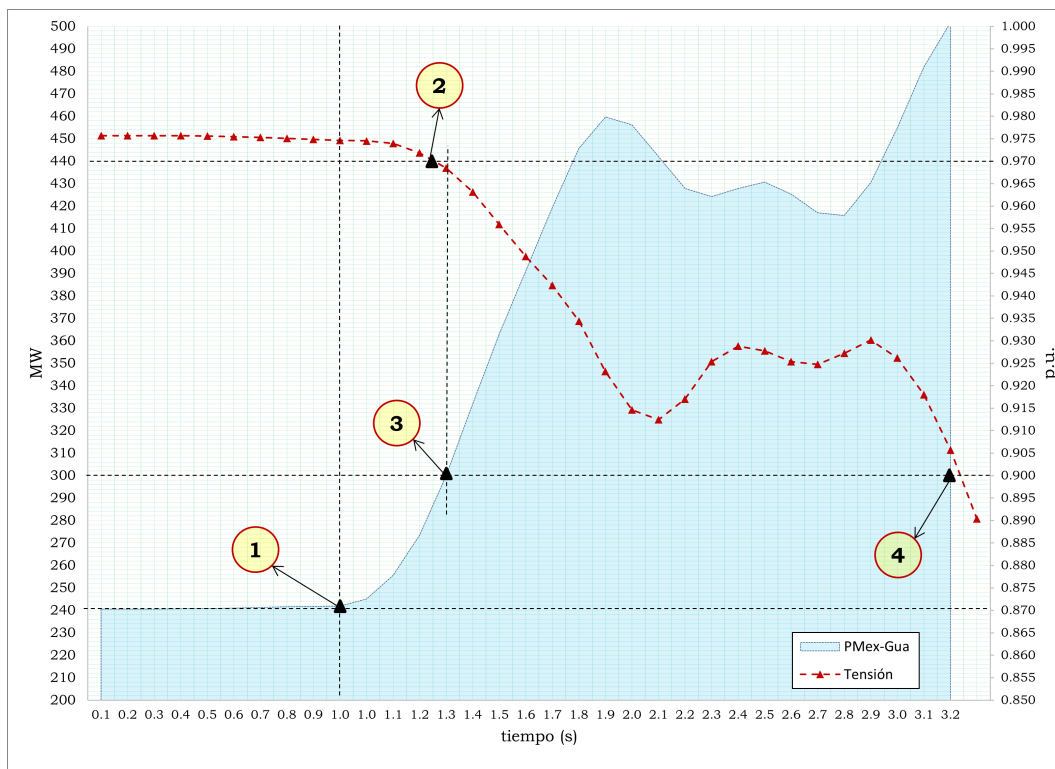
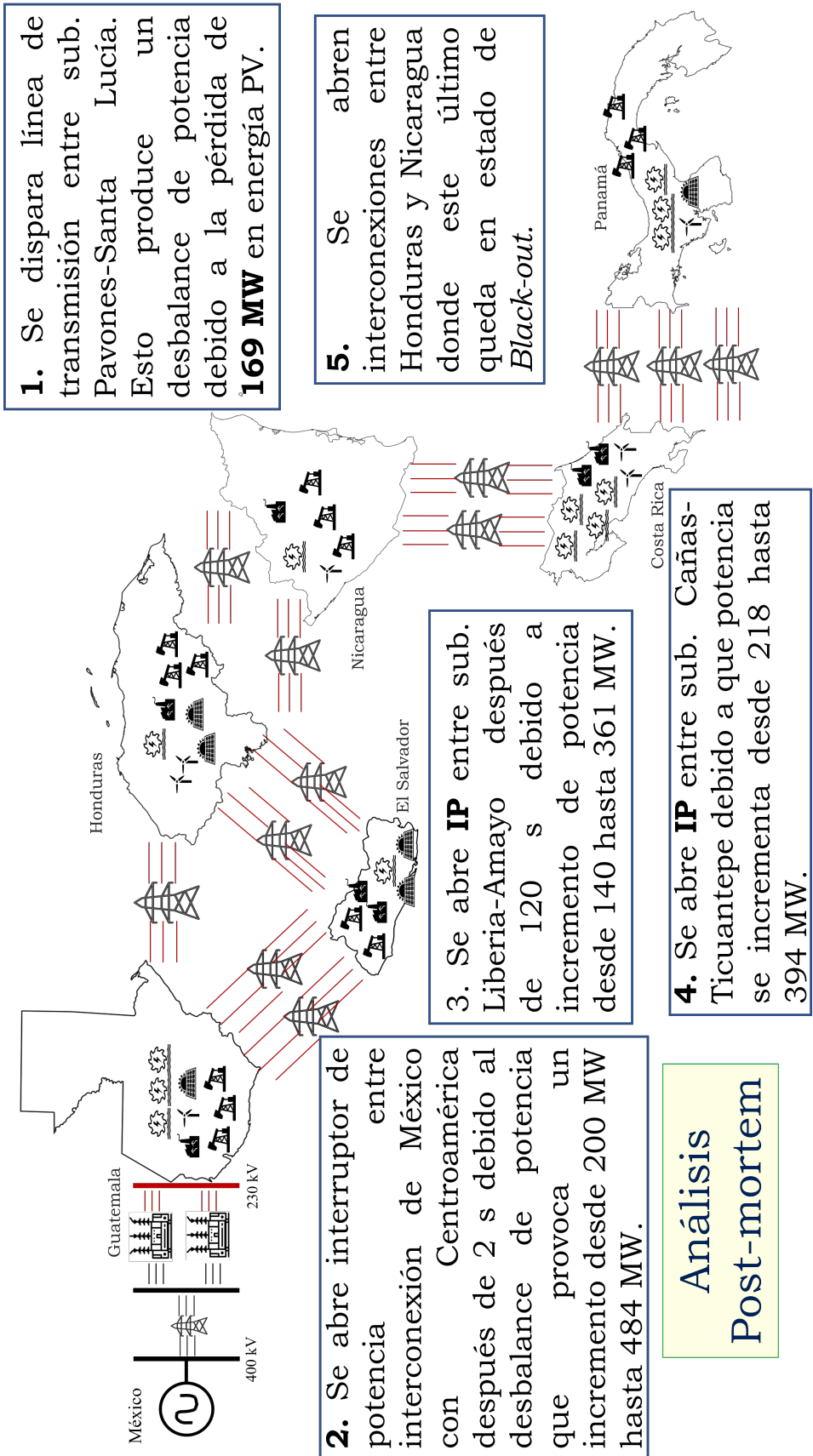


Figura 4.3: Comportamiento de la Potencia y tensión en Interconexión con México.



1. Se dispara línea de transmisión entre sub. Pavones-Santa Lucía. Esto produce un desbalance de potencia debido a la pérdida de **169 MW** en energía PV.

2. Se abre interruptor de potencia entre interconexión de México con Centroamérica después de 2 s debido al desbalance de potencia que provoca un incremento desde 200 MW hasta 484 MW.

3. Se abre **IP** entre sub. Liberia-Amayo después de 120 s debido a incremento de potencia desde 140 hasta 361 MW.

Análisis Post-mortem

4. Se abre **IP** entre sub. Cañas-Ticuantepe debido a que potencia se incrementa desde 218 hasta 394 MW.

5. Se abren interconexiones entre Honduras y Nicaragua donde este último queda en estado de *Black-out*.

Figura 4.4: Análisis secuencial de eventos que provocaron Black-out

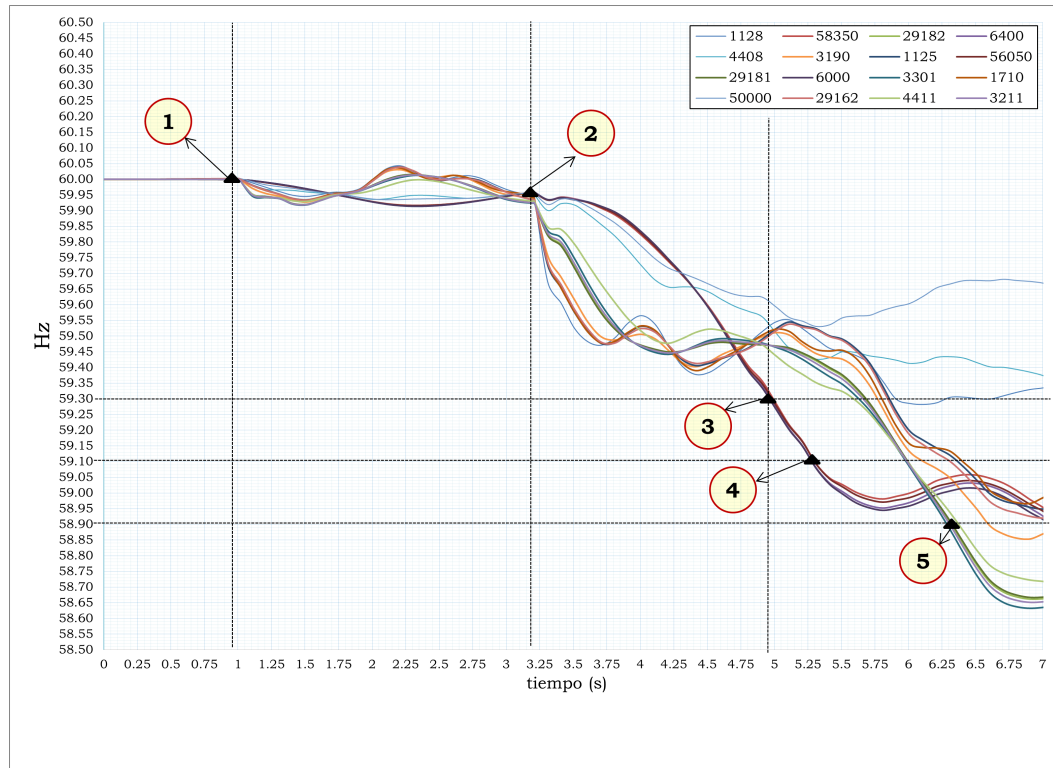


Figura 4.5: Comportamiento de la frecuencia en el Sistema de Potencia Regional.

Una de las condiciones más críticas pueden presentarse por baja frecuencia ya que bajo estas condiciones las protecciones hacen disparos selectivos de la carga para mantener el equilibrio entre la demanda y la generación tal y como se observa en la figura 4.5.

De forma similar como se explicó anteriormente el *punto 1* muestra la condición inicial de análisis sin embargo, la condición más crítica se da cuando se abre la interconexión con México pues como se observa en *punto 2* la frecuencia cae abruptamente.

Los *puntos 3, 4 y 5* muestran los umbrales mínimos de la frecuencia, en la cual las protecciones de baja frecuencia se activan. Se puede observar los niveles que fueron alcanzados posterior a la perturbación en diversos puntos de la región.

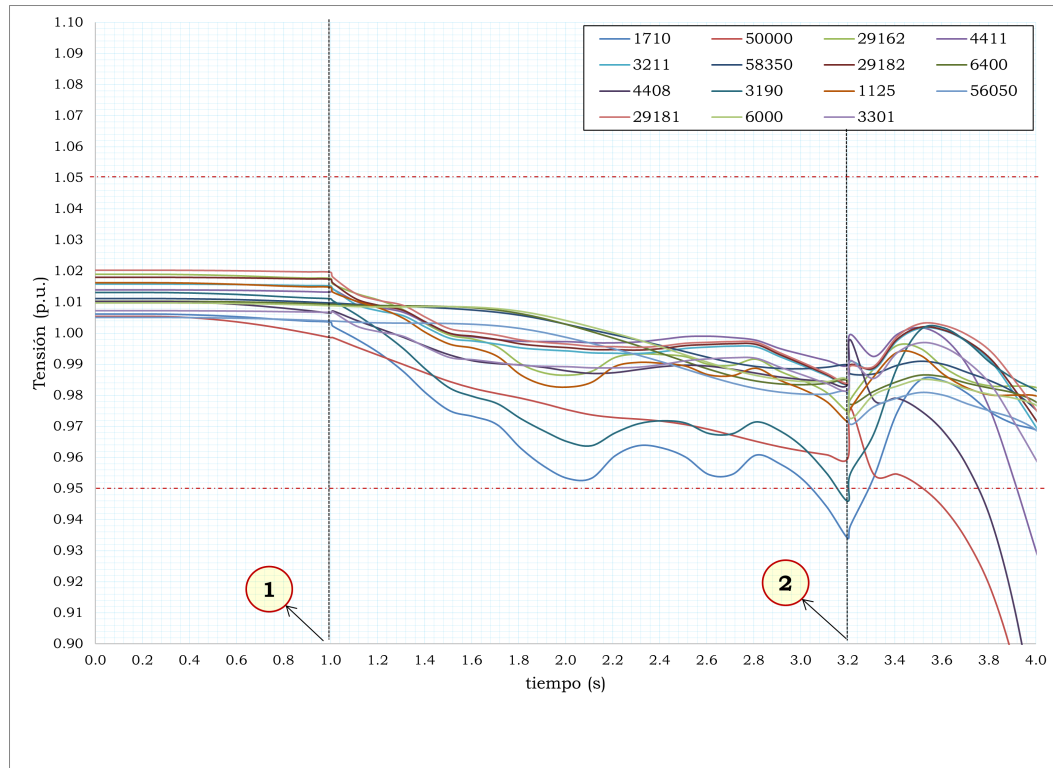


Figura 4.6: Comportamiento de la Tensión en el Sistema de Potencia Regional.

La figura 4.6 muestra el comportamiento de la frecuencia en el sistema regional. Del mismo modo, el *punto 1* muestra la condición en el momento de la falla. Se observa que las tensiones se encuentran dentro de los valores permisibles, no obstante como se muestra en el *punto 2* la apertura de la interconexión provoca que muchas tensiones caigan a niveles inferiores a 0.95 p.u.

De forma similar, se puede observar el comportamiento angular de la tensión en la figura 4.7 donde se observa un comportamiento coherente de los ángulos respectivos.

Se puede observar que el evento del **9 de junio del 2021**, fue modelado de acuerdo a lo acontecido, la secuencia de eventos y el comportamiento del sistema regional de potencia. Como se indicó anteriormente, todos los elementos de la red fueron considerados para el análisis.

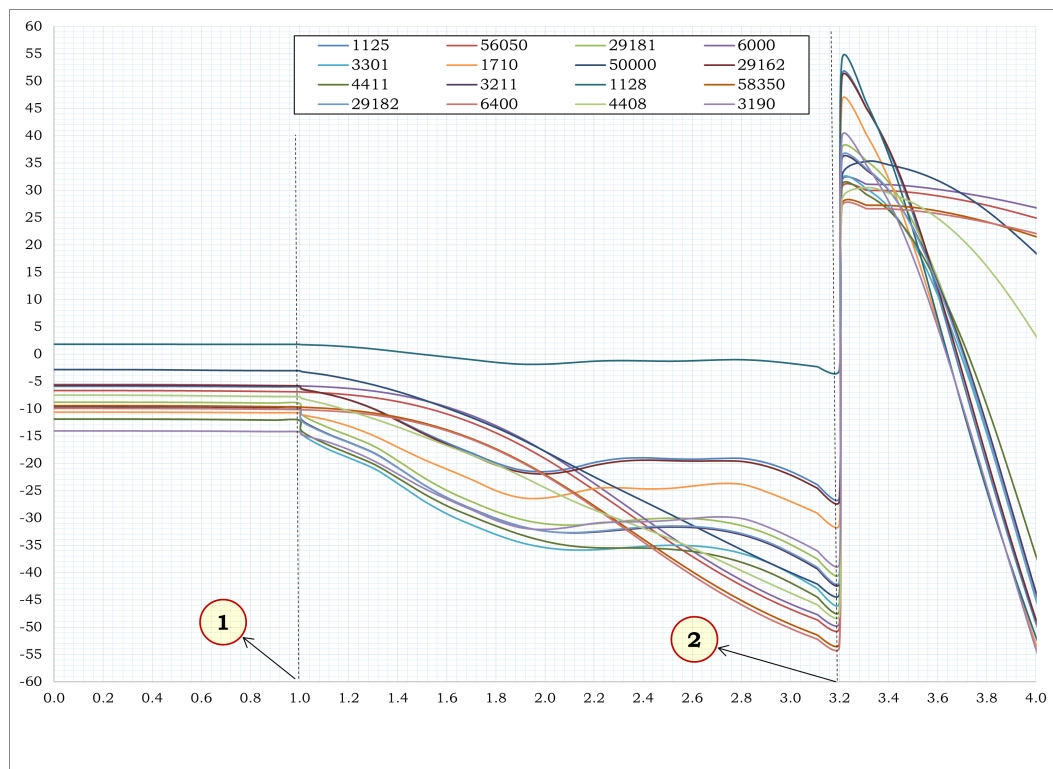


Figura 4.7: Comportamiento de la Angular de la Tensión en el Sistema de Potencia Regional.

A continuación, en la sección 4.1.2 se plantea una solución de acuerdo con los expuestos en la sección 3.1 para implementar la metodología de *incremento en la flexibilidad en las capacidades de transferencia* entre la interconexiones con México y la región Centroamericana. La propuesta se enfoca en evitar el problema de la desconexión debido a los desbalances de potencia a través de el uso de almacenamiento electroquímico en diversos puntos del sistema eléctrico.

4.1.2. Implementación del Modelo de Flexibilidad en la Red Centroamericana

Los precios nodales de los puntos de interconexión regional se obtiene de la información disponible del [Ente Operador de la Red](#). La información se extrae de acuerdo a un día en particular y debe ser trabajada hasta obtener los datos requerido para el análisis de la sección 4.1.2.1.

4.1.2.1. Selección de Punto Óptimo

(1.) Análisis de Precios Nodales Regionales

(a.) Análisis de Precios Nodales en lado de 230 kV

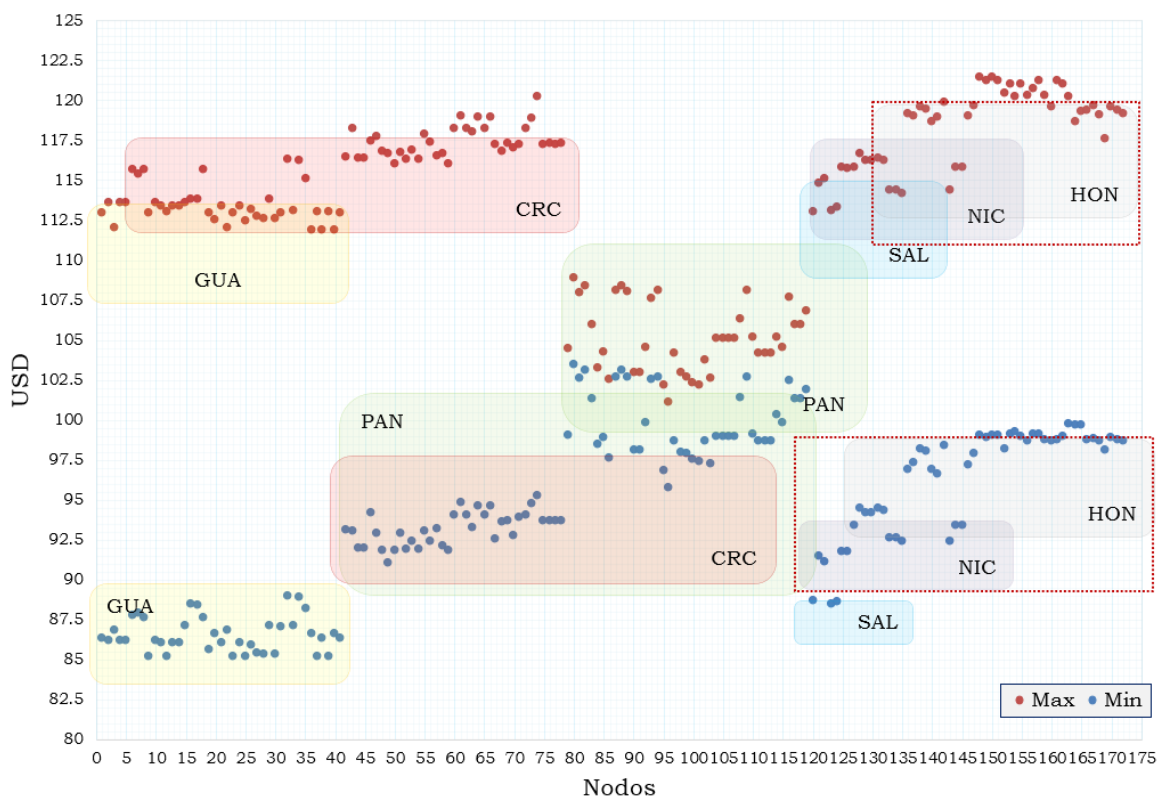


Figura 4.8: Análisis de 172 Precios Nodales en lado 230 kV

Observaciones a la figura 4.8

- I. Los precios nodales más altos se dan entre Costa Rica, Nicaragua y Honduras.

- II. Panamá presenta los precios nodales máximos más bajos de la región. Sin embargo, se observan los precios nodales mínimos más altos.
- III. Guatemala presenta los precios nodales (mínimos y máximos) más bajos de la región. Seguido está El Salvador con los precios nodales más bajos.
- IV. Compensar el lado de 230 kV será opción para contribuir en la estabilidad del sistema regional pues los países están interconectados a través de esta red.
- V. El precio promedio nodal para el lado de 230 kV es de **113.78 USD/MW** considerando los precios más altos (horas de mayor demanda).

(b.) **Análisis de Precios Nodales en lado de 138 kV**

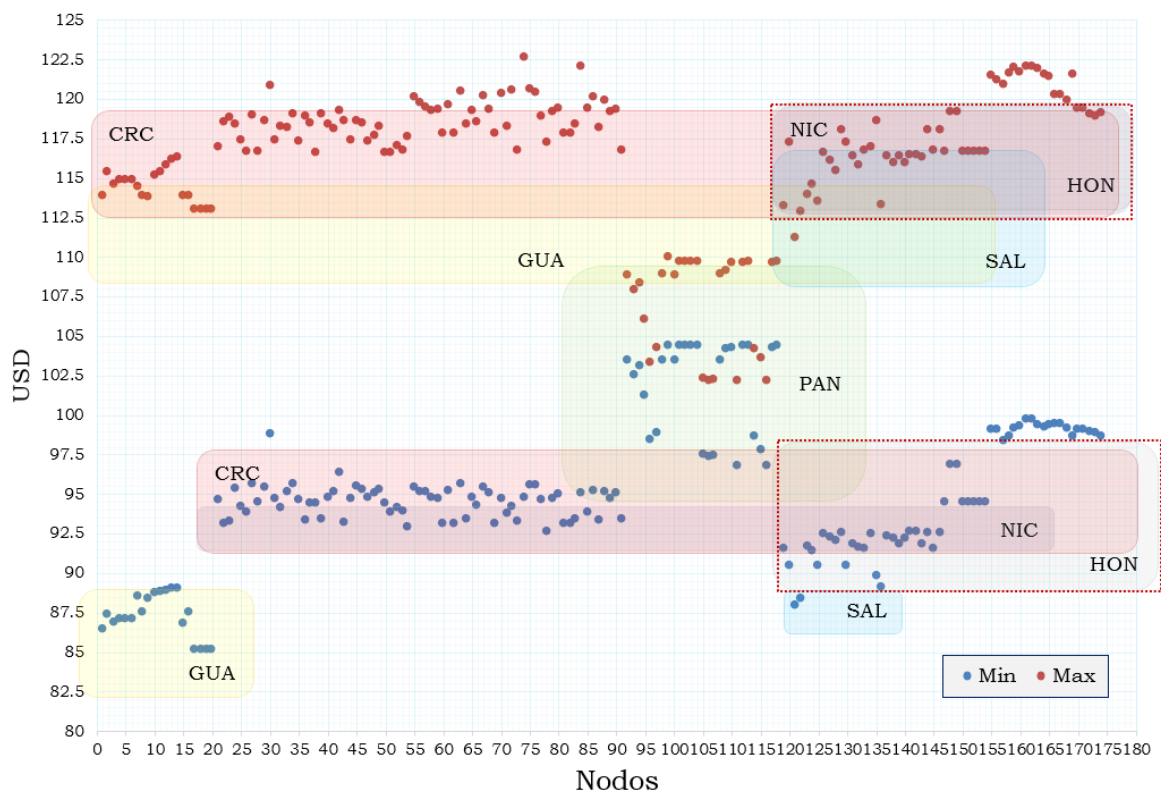


Figura 4.9: Análisis de 174 Precios Nodales en lado 138/115 kV

Observaciones a la figura 4.9

- I. Utilizar esta opción de almacenamiento solamente será para mejorar condiciones operativas de cada país. Compensar el lado de 138 kV no será opción para contribuir en la estabilidad del sistema regional pues los países no están interconectados a través de esta red. Este nivel de tensión solamente se utiliza a nivel país para uso local.
- II. Guatemala presenta los precios nodales mínimos más bajos.
- III. Nicaragua y Honduras presentan los precios nodales máximos más altos y precios nodales mínimos más alto después de Panamá.

(c.) Comportamiento diario de los Precios Nodales

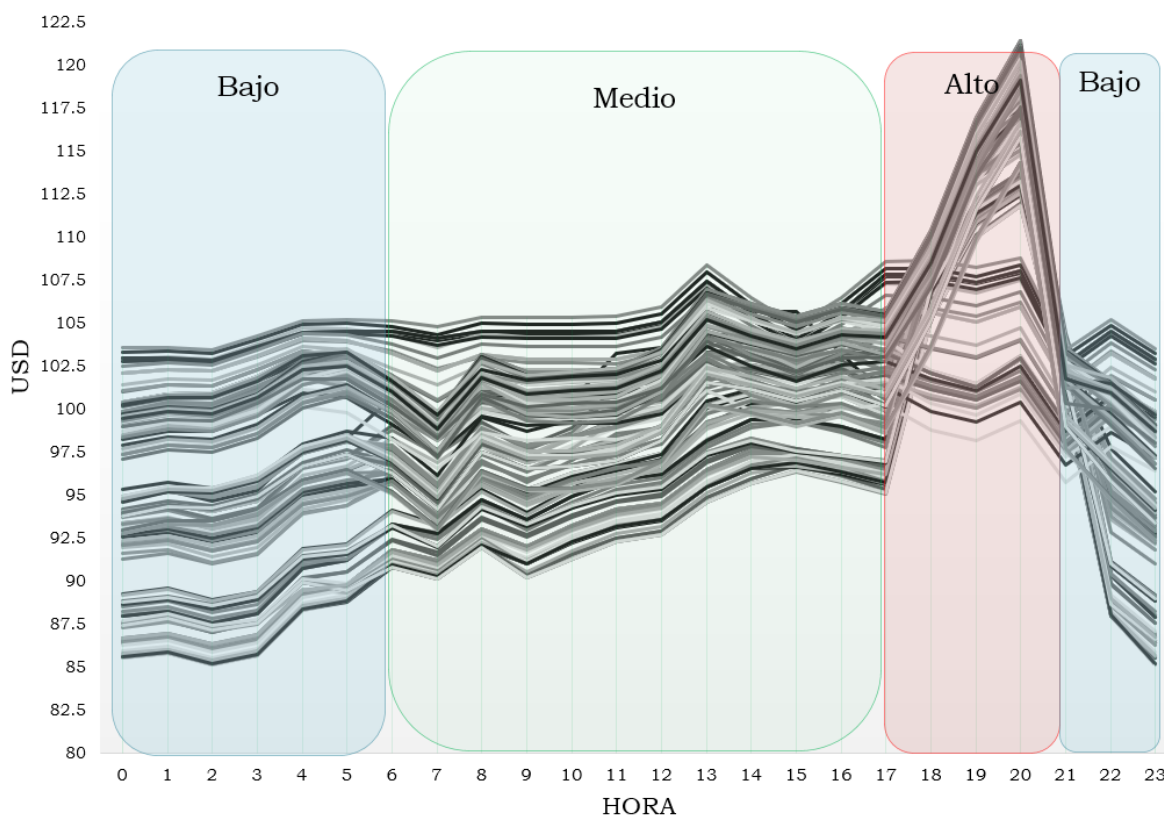


Figura 4.10: Comportamiento diario de Precios Nodales Regionales en 230/138/115 kV

Observaciones a la figura 4.10

- I. Los precios nodales más bajos se presentan en el periodo nocturno.
- II. Los precios nodales más altos se dan en horas de máxima demanda.

(2.) Consideraciones identificadas a los Factores de Peso

- (a.) Honduras y Nicaragua son los países que presentan altas pérdidas en sus sistemas de potencia. A nivel regional representan un 17.5 % de acuerdo con [173, 180].
- (b.) La compensación para Honduras y Nicaragua debe ser directamente en los niveles de tensión de 115/138 kV.
- (c.) Panamá no ofrece buenas condiciones para almacenamiento debido a la distancia sin embargo puede ser una opción para suplir de energía a Nicaragua. Costa Rica es una opción para contribuir en Nicaragua debido a la cercanía.
- (d.) Guatemala y El Salvador ofrecen buenas opciones para Honduras y aprovechar la capacidad de trasiego de potencia de la interconexión.
- (e.) Para carga y descarga del almacenamiento ideal debe ser en los periodos de baja demanda y bajos precios nodales.
- (f.) Se deben considerar los flujos de potencia entre países. Existen limitaciones que son informadas por el [Ente Operador de la Red](#), para lo cual este valor debe ser actualizado. La Línea de Transmisión Regional (SIEPAC) se diseñó para 300 MVA sin embargo, debido a problemas técnicos los flujos de potencia regionales están limitados tal y como se muestra en tabla 4.1:

Tabla 4.1: Flujo de Potencia entre las Interconexiones Regionales en MW

Demanda	GUA-HON-SAL		HON-NIC		NIC-CRC		CRC-PAN	
	N-S	S-N	N-S	S-N	N-S	S-N	N-S	S-N
Max	300	300	210	220	160	220	0	200
Med	300	300	190	200	180	220	0	200
Min	300	300	180	220	170	220	0	200

N: Norte

S: Sur

(3.) Selección de Punto Óptimo

Para $k = 172$, se selecciona el precio nodal máximo ya que la energía despachada se requerirá en tiempos de máxima demanda. Aplicando la ecuación 3.1 se obtuvieron los **30 primeros puntos óptimos** de alojamiento para el almacenamiento tal y como se observa en la tabla 4.2.

De acuerdo a la tabla 4.2, para obtener el primer factor de peso X_a muestra los precios nodales en USD/MW en cada barra del sistema regional (lado de 230 kV), por lo que aplicando el procedimiento mostrado en ecuación 3.1 se obtienen los valores del primer factor de peso. Se considera un valor de $X_{prom}(k) = 113.78$ USD/MW, como valor promedio de todo el grupo, para finalmente obtener los factores correspondientes a $X_1(a)$, tal y como se muestra en la tabla descrita.

El segundo factor de peso ($X_2(b)$) ha sido definido, tomando en consideración la topología de la red [180] tal y como se muestra en la figura 4.11. En esta se muestra el nombre del nodo k y se resalta por país el porcentaje de pérdidas $X_n(k)$. Si las barras se encuentran entre los países en la interconexión se asigna un valor de $X_2(b) = 1$ al factor de peso pues se busca un balance en los flujos de potencia entre los países.

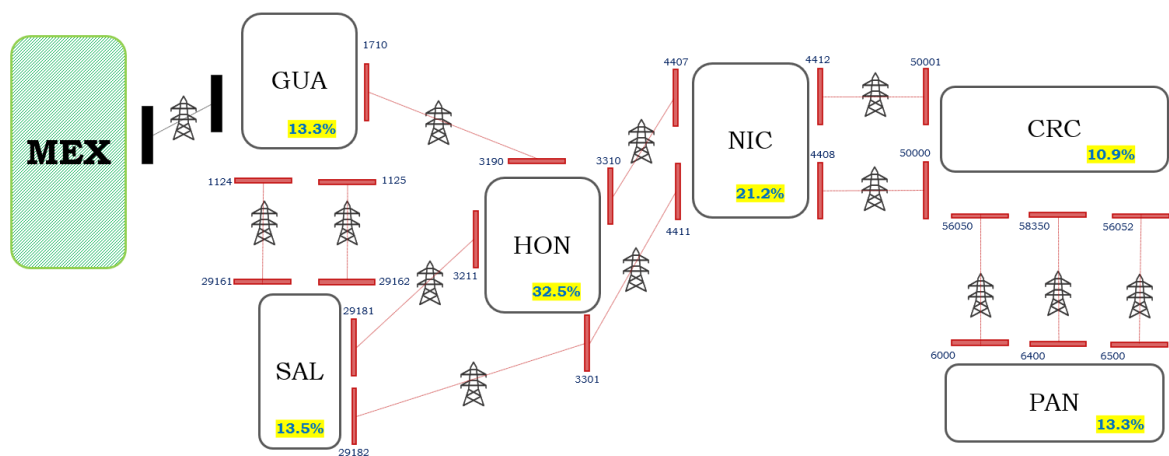


Figura 4.11: Topología de la Red Eléctrica de Centroamérica basado en [173, 180]

El tercer factor de peso considera las pérdidas regionales por lo que en la figura 4.11 se resaltan los valores de $X_n(k)$. El sistema de potencia de Costa Rica posee

el porcentaje de pérdidas menor, por lo que se asigna un valor de $X_{min}(k) = 10.9$ a la ecuación 3.1 con respecto a su tercer factor de peso. La tabla 4.2 muestra los valores de $X_3(c)$ para cada una de las barras del sistema en el lado de 230 kV.

Finalmente, para obtener el valor del cuarto factor de peso ($X_4(d)$) se analizan las limitaciones de los flujos de potencia mostrados en la tabla 4.1. Se analizan tanto en el sentido *Norte-Sur* como *Sur-Norte* pues en ambos sentidos existen limitaciones de consideración. Si se permite un flujo de potencia igual a la capacidad de la línea de transmisión en ambos sentidos, el valor de $X_4(d) = 1$ ya que no existen limitaciones. Sin embargo, si la línea se encuentra limitada como sucede entre los países de Nicaragua, Costa Rica y Panamá, se aplica el criterio de la ecuación 3.1 y ambos valores deben ser promediados.

Por último, los valores obtenidos para el valor de S_{value} en la tabla 4.2 muestra los valores de la suma de cada uno de los factores y se despliega en orden descendente pues el número mayor muestra el punto que ofrece mejores condiciones de alojamiento para almacenamiento de acuerdo al análisis propuesto en sección 3.1.1.

Cabe destacar que en el análisis no se obtienen condiciones favorables para integrar almacenamiento en Honduras, Nicaragua y Panamá por los aspectos comentados en sección 4.1.2.1 en los primeros 10 puntos de alojamiento. Esto se debe a las limitaciones de transferencia de potencia entre el bloque norte (Guatemala-El Salvador y Honduras) y el bloque sur (Nicaragua, Costa Rica Panamá).

Por otro lado, en medio de ambos bloques se encuentran las zonas de mayores porcentajes de pérdidas. De igual modo, como se observó en sección 4.1.2.1 los mejores precios nodales se presentan en Guatemala, por lo que este país presenta junto con El Salvador las condiciones económicas como técnicas más favorables para integrar almacenamiento en sus redes eléctricas.

Tabla 4.2: Determinación de los puntos de alojamiento a partir de datos del Sistema Eléctrico Regional

Posición	Barra	País	X_a	$X_1(a)$	$X_2(b)$	$X_n(k)$	$X_3(c)$	$X_{max}(1)$	$X_{max}(2)$	$X_4(d)$	S_{value}
1	1124	Guatemala	113.61	1.0015	1.0000	13.3	0.8195	300	300	1.0000	3.8210
2	29161	El Salvador	113.09	1.0061	1.0000	13.5	0.8074	300	300	1.0000	3.8135
3	29162	El Salvador	113.27	1.0045	1.0000	13.5	0.8074	300	300	1.0000	3.8119
4	1710	Guatemala	116.33	0.9780	1.0000	13.3	0.8195	300	300	1.0000	3.7976
5	29182	El Salvador	115.73	0.9831	1.0000	13.5	0.8074	300	300	1.0000	3.7905
6	29181	El Salvador	115.77	0.9828	1.0000	13.5	0.8074	300	300	1.0000	3.7902
7	50000	Costa Rica	115.81	0.9824	1.0000	10.9	1.0000	160	220	0.6333	3.6158
8	50050	Costa Rica	116.70	0.9749	1.0000	10.9	1.0000	160	220	0.6333	3.6083
9	58350	Costa Rica	117.57	0.9677	1.0000	10.9	1.0000	160	220	0.6333	3.6011
10	56050	Costa Rica	118.61	0.9592	1.0000	10.9	1.0000	160	220	0.6333	3.5926
11	3211	Honduras	116.00	0.9808	1.0000	32.5	0.3354	300	300	1.0000	3.3162
12	3301	Honduras	116.27	0.9785	1.0000	32.5	0.3354	300	300	1.0000	3.3139
13	3190	Honduras	116.69	0.9750	1.0000	32.5	0.3354	300	300	1.0000	3.3104
14	3310	Honduras	116.92	0.9731	1.0000	32.5	0.3354	300	300	1.0000	3.3085
15	6400	Panama	102.60	1.1089	1.0000	13.3	0.8195	0	200	0.3333	3.2618
16	6000	Panama	104.47	1.0891	1.0000	13.3	0.8195	0	200	0.3333	3.2420
17	6500	Panama	105.15	1.0820	1.0000	13.3	0.8195	0	200	0.3333	3.2349
18	4408	Nicaragua	116.86	0.9736	1.0000	21.2	0.5142	210	220	0.7167	3.2044
19	4411	Nicaragua	116.98	0.9726	1.0000	21.2	0.5142	210	220	0.7167	3.2034
20	4407	Nicaragua	117.17	0.9710	1.0000	21.2	0.5142	210	220	0.7167	3.2018
21	4412	Nicaragua	117.18	0.9709	1.0000	21.2	0.5142	210	220	0.7167	3.2018
22	1823	Guatemala	111.83	1.0174	1.0000	13.3	0.8195	300	300	1.0000	2.8369
23	1845	Guatemala	111.83	1.0174	1.0000	13.3	0.8195	300	300	1.0000	2.8369
24	1840	Guatemala	111.89	1.0169	1.0000	13.3	0.8195	300	300	1.0000	2.8364
25	1103	Guatemala	111.99	1.0159	1.0000	13.3	0.8195	300	300	1.0000	2.8355
26	1141	Guatemala	111.99	1.0159	1.0000	13.3	0.8195	300	300	1.0000	2.8355
27	1165	Guatemala	112.47	1.0116	1.0000	13.3	0.8195	300	300	1.0000	2.8312
28	1133	Guatemala	112.55	1.0109	1.0000	13.3	0.8195	300	300	1.0000	2.8304
29	1219	Guatemala	112.58	1.0106	1.0000	13.3	0.8195	300	300	1.0000	2.8302
30	1169	Guatemala	112.59	1.0105	1.0000	13.3	0.8195	300	300	1.0000	2.8301

4.1.2.2. Dimensionamiento Óptimo

De acuerdo con metodología expuesta en sección 3.1.2, se procede a estimar el dimensionamiento óptimo del almacenamiento del caso propuesto en sección 4.1.2.1(3). De esta manera, se muestra el paso a paso de la manera de obtener los resultados para aplicar el método. No obstante, la selección de valores de almacenamiento en capacidades menores que 30 MVA se debe a criterios técnicos tales como:

- I. no incrementar los niveles de las corrientes de cortocircuito del sistema de forma abrupta en un solo punto concentrado,
- II. las subestaciones pueden integrar fácilmente esta potencia pues se están integrando en pequeños bloques y
- III. los módulos de 30 MW (*valor sugerido máximo*) se pueden desplazar fácilmente en diferentes puntos del sistema (geográficamente hablando) sin incurrir en costos adicionales.

Es importante mencionar que se considerarán los primeros posibles **15 emplazamientos** para el almacenamiento distribuidos según se observa en tabla 4.2, sin embargo, puede utilizarse más o menos almacenamiento, por lo que quedará a otros criterios sobretodo económicos. A continuación se desglosa el *paso a paso* para determinar el dimensionamiento óptimo del almacenamiento:

- (1.) Las pérdidas del sistema $X_n(k)$ (de sección 3.1.2 4) ya fueron identificadas en tabla 4.2, por lo que se sigue utilizando dicho valor.
- (2.) Según secciones 3.1.2(1) y 3.1.2(2) se deben identificar los generadores y cargas de mayor capacidad por país o área. De acuerdo con tabla 4.3 se identifican los de mayor capacidad a nivel regional:

$$Gen_{max}(p) = 306.86 \text{ MVA} \rightarrow \text{Costa Rica.}$$

$$Load_{max}(p) = 239.00 \text{ MW} \rightarrow \text{Panamá.}$$

Tabla 4.3: Datos previos MW de acuerdo con sección 3.1.2(1)(2)(7)

No	País	$G_{max}(p)$	Nombre	$Load_{max}(p)$	Barra	Dem_{max}
1	Guatemala	300.00	Chixoy	173.77	1155	1,967.44
2	Honduras	300.00	F.Morazán	62.76	3056	1,843.81
3	El Salvador	180.09	Cerrón Gde	102.73	22371	961.81
4	Nicaragua	0.00	N/A	26.40	4064	745.094
5	Costa Rica	306.86	Reventazón	39.72	53658	1,799.74
6	Panamá	300.00	Fortuna	239.00	6754	1,762.61

- (3.) Según las secciones 3.1.2(5) y 3.1.2(6) se debe calcular el peso de perder la generación y la carga. De acuerdo con tabla 4.4 se identifican los de mayor capacidad a nivel regional:

$$\%Gen_{max}(p) = 3.38\%$$

$$\%Load_{max}(p) = 2.63\%$$

- (4.) Por lo tanto, el valor máximo y mínimo de las secciones anteriores según sección 3.1.2(7) es:

$$MAX(\%Gen_{max}(pq), \%Load_{max}(pq)) = 3,38\%$$

$$MIN(\%Gen_{max}(pq), \%Load_{max}(pq)) = 2,63\%$$

- (5.) 3.1.2(8): **Valor de X_1** : es un valor a optimizar y será proporcional a las pérdidas del sistema ($X_n(k)$).

Tabla 4.4: Cómputo de datos de acuerdo con sección 3.1.2(5)(6)(7)

No	País	$\%Gen_{max}(p)$	$\%Gen_{max}(pq)$	$\%Load_{max}(p)$	$\%Load_{max}(pq)$
1	Guatemala	15.25	3.30	8.83	1.91
2	Honduras	16.27	3.30	3.40	0.69
3	El Salvador	17.97	1.98	10.68	1.13
4	Nicaragua	0.00	0.00	3.54	0.29
5	Costa Rica	17.05	3.38	2.21	0.44
6	Panamá	17.02	3.30	13.56	2.63

- (6.) Para la sección 3.1.2(3) el valor de la demanda total del sistema de potencia regional y de acuerdo con lo obtenido en tabla la 4.6 es de $Dem_{max} = 9080.52$ MW.

- (7.) Los valores de las constantes P_p por cada país o área de acuerdo con sección 3.1.2(8), son los valores obtenidos a partir del producto de las ecuaciones 3.3 y 3.4:

$$P_p(max) = MAX(\%Gen_{max}(pq), \%Load_{max}(pq))*D_{max}(p)$$

$$P_p(min) = MIN(\%Gen_{max}(pq), \%Load_{max}(pq))*D_{max}(p)$$

Estos valores calculados relacionan el requerimiento nominal de almacenamiento máximo y mínimo que cada país aportará en función de la demanda.

- (8.) Los valores de las constantes X_{sto} por cada país o área de acuerdo con sección 3.1.2(8), son los valores obtenidos a partir de las ecuaciones (3.5), (3.6) y (3.7):

$$X_{sto}(max) = X_n(k)*P_p(max)$$

$$X_{sto}(min) = X_n(k)*P_p(min)$$

$$X_{sto}(med) = \frac{X_{sto}(max)+X_{sto}(min)}{2}$$

Estos valores calculados relacionan el requerimiento nominal de almacenamientos con respecto a las pérdidas del país o área.

- (9.) Las constantes X_{disp} por cada país y de acuerdo con sección 3.1.2(8), son los obtenidos a partir del producto de $X_{disp} = P_p^n X_n * X_n(k)$ según lo indicado en ecuación 3.8. Estos valores calculados relacionan el **valor óptimo del dimensionamiento en MW obtenido por país** (P_p^n) con respecto a las pérdidas del país o área.
- (10.) De acuerdo con datos de la tabla 4.1 y la sección 3.1.2(9a) se obtienen los siguientes valores máximos de flujos de potencia entre las interconexiones a partir del dimensionamiento estimado del almacenamiento. Se observa que los valores estimados de potencia en la tabla 4.5 se cumplen con los requerimientos de transferencias entre países establecidos.
- (11.) De acuerdo con sección 3.1.2(9b) se establecen las siguientes ecuaciones de restricción y acorde con los analizado en tabla 4.6 se tiene:

Tabla 4.5: Dimensionamiento por país en MW

Interconexiones	MW Estimados	Igualdad	MW Límites
GUA-HON-SAL	131.91	\leq	300
HON-NIC	131.91	\leq	210
NIC-CRC	131.91	\leq	160
CRC-PAN	0.00	$=$	0.00
NIC-HON	68.09	\leq	220
CRC-NIC	68.09	\leq	220
PAN-CRC	14.00	\leq	200

- a. $P_p^4 = 0$, debido a que según la tabla 4.2 en los primeros 15 barras (puntos) considerados, Nicaragua no tiene oportunidad de integrar almacenamiento a la red.
- b. $X_{disp}(1) \leq X_{sto}^1(med)$
- c. $X_{disp}(2) \leq X_{sto}^2(min)$, se restringe al mínimo debido a elevadas pérdidas.
- d. $X_{disp}(3) \leq X_{sto}^3(med)$
- e. $X_{disp}(4) \leq X_{sto}^4(min)$, se restringe al mínimo debido a elevadas pérdidas.
- f. $X_{disp}(5) \leq X_{sto}^5(med)$
- g. $X_{disp}(6) \leq X_{sto}^6(med)$

Tabla 4.6: Dimensionamiento Óptimo del Almacenamiento Regional de acuerdo con sección 3.1.2(4)(9a)(8)(9b)

n	País	D_{max}^n	$X_n(k)$	$P_p^n(min)$	$P_p^n(max)$	$X_{sto}^n(min)$	$X_{sto}^n(max)$	P_p^n	$X_{disp}(n)$
1	Guatemala	1,967.44	13.3	51.78	66.49	6.89	8.84	59.13	7.86
2	Honduras	1,843.81	32.5	48.53	62.31	15.77	20.25	48.53	15.77
3	El Salvador	961.81	13.5	25.31	32.50	3.42	4.39	24.24	3.27
4	Nicaragua	745.09	21.2	9.61	25.18	4.16	5.34	0.00	0.00
5	Costa Rica	1,799.74	10.9	47.37	60.82	5.16	6.63	54.09	5.90
6	Panamá	1,762.61	13.3	46.39	59.56	6.17	7.92	14.00	1.86
7	Regional	9,080.52	17.4	239.0	306.86	6.93	8.90	200.00	5.78

(12.) La Función objetivo a *minimizar* es $f((P_p^n X_n))$ donde

$P_p^n X_n = P_p^1 + P_p^2 + P_p^3 + P_p^4 + P_p^5 + P_p^6$ es un valor en MW y según lo propuesto ecuación 3.2 es:

$$MIN (P_p^1 X_1 + P_p^2 X_2 + P_p^3 X_3 + P_p^4 X_4 + P_p^5 X_5 + P_p^6 X_6) \quad (4.1)$$

Se tiene que P_p^n será un valor a optimizar entre $P_p(min)$ y $P_p(max)$ para cada país de acuerdo a ecuaciones (3.3) y (3.4). Por último el valor de $P_p^n = 200$ MW, será el valor **consigna** para que el método de optimización distribuya la potencia según las capacidades de cada país.

4.1.2.3. Despacho Óptimo

En la sección 3.1.3 se observa el desarrollo de la metodología para realizar los cálculos previos y de esta manera obtener el **despacho óptimo** del almacenamiento en un sistema de potencia. A continuación se muestra el paso a paso para desarrollar la metodología y obtener los resultados de esta sección.

(1.) Datos previos para el alojamiento y dimensionamiento.

Según sección 3.1.3(1) y de acuerdo a los resultados obtenidos en tablas 4.2 y 4.6, se identifican los 15 sitios de alojamiento distribuidos por país y se obtuvo un valor de 200 MW en capacidades máximas nominales de instalación para ser distribuido en cada uno de los países de la región, según los criterios desarrollados en las secciones anteriores.

Tabla 4.7: Resultados del alojamiento y dimensionamiento

n	Área	Cantidad de Unidades	Capacidad Unitaria en MW	Almacenamiento Total en MW
1	Guatemala	2	29.57	59.13
2	Honduras	4	12.13	48.53
3	El Salvador	4	6.06	24.24
4	Nicaragua	0	0.00	0.00
5	Costa Rica	4	13.52	54.09
6	Panamá	1	14.00	14.00
7	Regional	15	N.A.	200.00

(2.) Costos de Instalación del Sistema de Almacenamiento.

Según sección 3.1.3(2a) y de acuerdo con lo propuesto por *Mongird et. al* se establece una manera de estimar los costos marginales de un sistema del almacenamiento. La tabla 4.8 muestra los costos asociados a una instalación con almacenamiento, el cual puede ser aplicados a sistemas de potencia en general.

Es importante mencionar que otros autores en [159, 162] han mostrado resultados muy similares, los cuales fueron comparados y no se ha hallado diferencias entre los datos publicados para el análisis de esta sección.

Tabla 4.8: Costos Marginales de Instalación basado en [158]

Costos Asociados con referencia al año 2025					
C_{S-C} $\frac{USD}{kW}$	C_{B-P} $\frac{USD}{kW}$	C_C $\frac{USD}{kWh}$	$C_{C\&P-M}$ $\frac{USD}{kWh}$	$C_{O\&M}$ $\frac{USD}{kW} - año$	Vida útil
211	95	189	96	8	20 años

Siguiendo con lo propuesto en sección 3.1.3, se hace necesario obtener los **costos totales** para un sistema de almacenamiento. Tal y como se desarrolló en secciones D.3 y 3.1.3 se procede a calcular los costos asociados a la instalación.

Por esta razón, se calculan los costos de Conversión de Energía (C_{S-C}), Balance de Planta (C_{B-P}), Capital (C_C), Construcción y Puesta en Marcha ($C_{C\&PM}$) y por último, los de Operación y Mantenimiento ($C_{O\&M}$).

A continuación, la tabla 4.9 muestra los resultados de calcular los costos totales para la instalación del sistema de almacenamiento. Los resultados obtenidos son a partir de los datos estimados de la tabla 4.7. Los costos mostrados están referenciados al año 2025.

Tabla 4.9: Costos Asociados de Instalación del Almacenamiento

n	Barra	Capacidad Nominal MW	Hr	Capacidad Energía MWh	Costos en USD						Totales
					Conversión de Energía	Balance de Planta	Capital	C&P-M	O&M		
1	58350	13.52	6	81.14	2,853,476.74	1,284,740.71	15,335,747.03	7,789,585.79	9,015.72	27,263,550.28	
2	56050	13.52	6	81.14	2,853,476.74	1,284,740.71	15,335,747.03	7,789,585.79	9,015.72	27,263,550.28	
3	3211	12.13	6	72.79	2,559,924.03	1,152,572.43	13,758,075.14	6,988,228.64	8,088.23	24,458,800.25	
4	3301	12.13	6	72.79	2,559,924.03	1,152,572.43	13,758,075.14	6,988,228.64	8,088.23	24,458,800.25	
5	3190	12.13	6	72.79	2,559,924.03	1,152,572.43	13,758,075.14	6,988,228.64	8,088.23	24,458,800.25	
6	3310	12.13	6	72.79	2,559,924.03	1,152,572.43	13,758,075.14	6,988,228.64	8,088.23	24,458,800.25	
7	6400	14.00	6	84.00	2,954,000.19	1,330,000.09	15,876,001.02	8,064,000.52	9,333.33	28,224,001.81	
8	1124	29.57	6	177.40	6,238,703.57	2,808,894.97	33,529,335.75	1,703,0773.71	19,711.54	59,607,708.00	
9	29161	6.06	6	36.36	1,278,747.34	575,739.32	6,872,509.41	3,490,798.43	4,040.28	12,217,794.51	
10	29162	6.06	6	36.36	1,278,747.34	575,739.32	6,872,509.41	3,490,798.43	4,040.28	12,217,794.51	
11	1710	29.57	6	177.40	6,238,703.57	2,808,894.97	33,529,335.75	1,703,0773.71	19,711.54	59,607,708.00	
12	29182	6.06	6	36.36	1,278,747.34	575,739.32	6,872,509.41	3,490,798.43	4,040.28	12,217,794.51	
13	29181	6.06	6	36.36	1,278,747.34	575,739.32	6,872,509.41	3,490,798.43	4,040.28	12,217,794.51	
14	50000	13.52	6	81.14	2,853,476.74	1,284,740.71	15,335,747.03	7,789,585.79	9,015.72	27,263,550.28	
15	50050	13.52	6	81.14	2,853,476.74	1,284,740.71	15,335,747.03	7,789,585.79	9,015.72	27,263,550.28	
16	Total	200	6	1,200.00	42,199,999.79	18,999,999.91	226,799,998.87	115,199,999.42	133,333.33	403,199,997.98	

(3.) **Costo Unitario del Almacenamiento.**

Según sección 3.1.3(2a) y de acuerdo con la ecuación 3.9 expone la manera de obtener los costos de instalación de un sistema de almacenamiento. A partir de los resultados de los costos obtenidos en tabla 4.9, se hace el cómputo de los valores obtenidos en la tabla anterior y se obtienen los **costos unitarios** de instalación para utilizar almacenamiento tal y como se muestra en la tabla 4.10.

Tabla 4.10: Costos Unitarios de Instalación en $\frac{USD}{MWh}$

n	Barra	Costos Totales USD	$C_{inst}(n)$
1	58350	27,263,550.28	168.14
2	56050	27,263,550.28	168.14
3	3211	24,458,800.25	150.84
4	3301	24,458,800.25	150.84
5	3190	24,458,800.25	150.84
6	3310	24,458,800.25	150.84
7	6400	28,224,001.81	174.06
8	1124	59,607,708.00	367.60
9	29161	12,217,794.51	75.35
10	29162	12,217,794.51	75.35
11	1710	59,607,708.00	367.60
12	29182	12,217,794.51	75.35
13	29181	12,217,794.51	75.35
14	50000	27,263,550.28	168.14
15	50050	27,263,550.28	168.14

(4.) Costo Unitario por Trasiego de Potencia en Línea de Transmisión.

Según sección 3.1.3(2b) y una vez identificados los precios nodales de los puntos de conexión en el sistema regional, la ecuación 3.10 muestra la forma de obtener el valor del costo por trasiego de potencia en las interconexiones. En la tabla 4.11 se obtienen los valores máximos y mínimos de aplicar la ecuación.

Una vez obtenidos estos valores se obtiene el promedio de la serie de datos tal y como se observa. El valor obtenido de **2.28** USD/MWh corresponde al costo regional de trasiego de potencia entre las interconexiones. Dado que no se tiene certeza para donde fluye la potencia del almacenamiento (*en condición de entrega*), se toma el valor obtenido para todos los países.

Tabla 4.11: Costos Unitarios por Trasiego de Potencia en $\frac{USD}{MWh}$

n	Barra inicio	X_a^i USD		Barra fin	X_a^f USD		$C_{tp}(n)$		
		min	max		min	max	Min	Max	Prom
1	1124	87.08	113.61	29161	88.42	113.09	1.34	0.52	0.93
2	1125	88.44	113.81	29162	88.58	113.27	0.14	0.54	0.34
3	1710	88.96	116.33	3190	91.02	116.69	2.06	0.36	1.21
4	29181	91.77	115.77	3211	91.84	116.00	0.07	0.23	0.15
5	29182	91.75	115.73	3301	91.93	116.27	0.18	0.54	0.36
6	3301	91.93	116.27	4411	92.71	116.98	0.78	0.71	0.74
7	3310	92.32	116.92	4407	92.54	117.17	0.22	0.25	0.24
8	4408	93.62	116.86	50000	93.43	115.81	0.19	1.05	0.62
9	4412	93.88	117.18	50001	94.50	116.70	0.62	0.48	0.55
10	56050	99.64	118.61	6000	99.08	104.47	0.56	14.14	7.35
11	56052	99.64	118.61	6500	99.13	105.15	0.51	13.46	6.99
12	58350	98.09	117.57	6400	97.25	102.60	0.84	14.97	7.91
		93.09	116.43		93.37	112.85	0.63	3.94	2.28

(5.) Costo Unitario de las Pérdidas del Sistema.

Según sección 3.1.3(2c) para el trasiego de potencia en las líneas de transmisión va a tener un costo asociado a las pérdidas propias del sistema, según se muestra en la ecuación 3.11 para el cálculo de los costos unitarios asociados a este rubro.

La tabla 4.12 muestra los resultados de analizar en el sistema propuesto, los costos unitarios con respecto a las pérdidas en cada punto del sistema.

Tabla 4.12: Costos Unitarios de las Pérdidas del Sistema en $\frac{USD}{MWh}$

n	Barra	$X_n(k)$	$C_{perd}(n)$
1	58350	10.90	0.25
2	56050	10.90	0.25
3	3211	32.50	0.74
4	3301	32.50	0.74
5	3190	32.50	0.74
6	3310	32.50	0.74
7	6400	13.30	0.30
8	1124	13.50	0.31
9	29161	13.50	0.31
10	29162	13.50	0.31
11	1710	13.50	0.31
12	29182	13.50	0.31
13	29181	13.50	0.31
14	50000	10.90	0.25
15	50050	10.90	0.25

(6.) Restricciones

Según sección 3.1.3(4) las restricciones toman en cuenta las limitaciones por la capacidad instalada en los puntos que se mostraron en la tabla 4.7. Debido al análisis realizado previamente y tomando en cuenta lo analizado en sección 4.1.2.1 se toman en consideración las pérdidas y limitaciones a los flujos de potencia.

Por esta razón, se proponen que 6 centros de almacenamiento entreguen potencia **variable** desde Guatemala y Costa Rica. Esto se debe a que en estos países se encuentran las mayores capacidades totales para integrar el almacenamiento (59.13 y 54.09 MW respectivamente).

El resto de los países entregarán potencia fija, pues en términos de capacidad se dispone del 56 % en energía **variable** y un 44 % de la energía de forma fija según lo determinado en la sección 4.1.2.2.

Tabla 4.13: Restricciones del Almacenamiento

n	Barra	igualdad	MW Límites	Condición
1	58350	\leq	13.52	Variable
2	56050	\leq	13.52	Variable
3	3211	=	12.13	Fijo
4	3301	=	12.13	Fijo
5	3190	=	12.13	Fijo
6	3310	=	12.13	Fijo
7	6400	=	14.00	Fijo
8	1124	\leq	29.57	Variable
9	29161	=	6.06	Fijo
10	29162	=	6.06	Fijo
11	1710	\leq	29.57	Variable
12	29182	=	6.06	Fijo
13	29181	=	6.06	Fijo
14	50000	\leq	13.52	Variable
15	50050	\leq	13.52	Variable

(7.) **Función Objetivo:** $f(C_{total}(n)P_{disp}(n))$, según 3.1.3(3)(5)(6) se obtiene:

Tabla 4.14: Resultados de cálculos para determinar Despacho Óptimo

n	Barra	C_{int}^{USD} $\frac{USD}{MWh}$	C_{tp}^{USD} $\frac{USD}{MWh}$	C_{perd}^{USD} $\frac{USD}{MWh}$	P^{nom} MW	P^{disp} MW	C_{inst}^{USD} $\frac{USD}{h}$	C_{tp}^{USD} $\frac{USD}{h}$	C_{perd}^{USD} $\frac{USD}{h}$	C_{total}^{USD} $\frac{USD}{h}$	Tasa $\frac{USD}{MWh}$
1	58350	168.14	2.28	0.25	13.52	13.52	2,273.80	30.86	3.36	2,308.02	170.67
2	56050	168.14	2.28	0.25	13.52	13.52	2,73.80	30.86	3.36	2,308.02	170.67
3	3211	150.84	2.28	0.74	12.13	12.13	1,830.03	27.68	9.00	1,866.70	153.86
4	3301	150.84	2.28	0.74	12.13	12.13	1,830.03	27.68	9.00	1,866.70	153.86
5	3190	150.84	2.28	0.74	12.13	12.13	1,830.03	27.68	9.00	1,866.70	153.86
6	3310	150.84	2.28	0.74	12.13	12.13	1,830.03	27.68	9.00	1,866.70	153.86
7	6400	174.06	2.28	0.30	14.00	14.00	2,436.82	31.94	4.25	2,473.02	176.64
8	1124	367.60	2.28	0.31	29.57	12.73	4,681.06	29.05	3.92	4,714.04	159.43
9	29161	75.35	2.28	0.31	6.06	6.06	456.64	13.83	1.87	472.33	77.94
10	29162	75.35	2.28	0.31	6.06	6.06	456.64	13.83	1.87	472.33	77.94
11	1710	367.60	2.28	0.31	29.57	13.40	4 926.13	30.58	4.13	4,960.83	167.78
12	29182	75.35	2.28	0.31	6.06	6.06	456.64	13.83	1.87	472.33	77.94
13	29181	75.35	2.28	0.31	6.06	6.06	456.64	13.83	1.87	472.33	77.94
14	50000	168.14	2.28	0.25	13.52	13.52	2,273.80	30.86	3.36	2,308.02	170.67
15	50050	168.14	2.28	0.25	13.52	13.52	2,273.80	30.86	3.36	2,308.02	170.67
16	Regional	165.77	2.28	0.41	200.00	167.00	30,285.50	381.04	69.21	30,735.74	140.91

De acuerdo al planteamiento de la ecuación 3.14, se obtiene la siguiente ecuación a optimizar de acuerdo con tabla 4.14:

$$C_{total}(1)P_{disp}(1) + C_{total}(2)P_{disp}(2) + C_{total}(3)P_{disp}(3) + \dots + C_{total}(15)P_{disp}(15) \quad (15)$$

En valor consigna a optimizar será de $P_{disp}^{total} = 167$ MW. De esta manera, el algoritmo de optimización basado en las restricciones de la tabla 4.13 devolverá el resultado de los valores $P_{disp}(n)$ en MW, lo cual será el despacho óptimo de potencia del almacenamiento. Por esta razón, el producto de la potencia optimizada $P_{disp}(n)$ por los costos C_{inst} , C_{tp} y C_{perd} darán los costos en USD/hora para despachar energía. La suma de estos componentes darán como resultado los **costos totales** que se espera que sean *mínimos* bajo la condiciones de análisis que se presenten.

Por último, con los resultados óptimos del despacho de potencia y aplicando el criterio de ecuación 3.15, se obtiene el valor de la $Tasa(n)$ de la generación en USD/MWh. Por esta razón y resumiendo, un despacho óptimo de 167 MW tiene un costo de $30,735.74$ USD/h con una tasa promedio de generación de 140.91 USD/MWh.

(8.) Resumen de resultados de la sección 4.1.2

Tabla 4.15: Resumen de los resultados

n	Barra	P_{nom} MW	P_{disp} MW	C_{total} USD/h	Tasa USD/MWh
1	58350	13.52	13.52	2,308.02	170.67
2	56050	13.52	13.52	2,308.02	170.67
3	3211	12.13	12.13	1,866.70	153.86
4	3301	12.13	12.13	1,866.70	153.86
5	3190	12.13	12.13	1,866.70	153.86
6	3310	12.13	12.13	1,866.70	153.86
7	6400	14.00	14.00	2,473.02	176.64
8	1124	29.57	12.73	4,714.04	159.43
9	29161	6.06	6.06	472.33	77.94
10	29162	6.06	6.06	472.33	77.94
11	1710	29.57	13.40	4,960.83	167.78
12	29182	6.06	6.06	472.33	77.94
13	29181	6.06	6.06	472.33	77.94
14	50000	13.52	13.52	2,308.02	170.67
15	50050	13.52	13.52	2,308.02	170.67
16	Regional	200	167	30,735.74	140.91

4.1.3. Análisis al Sistema de Potencia

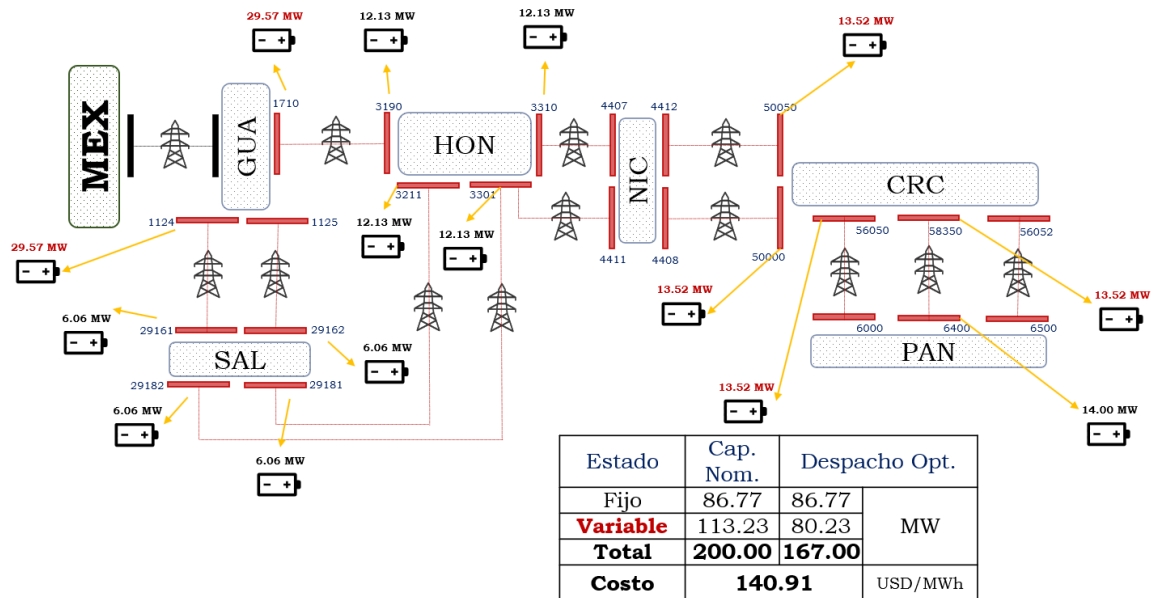


Figura 4.12: Esquema de la implementación propuesta basado en datos de la tabla 4.15

La implementación de la metodología expuesta anteriormente, puede observarse en la figura 4.12, donde se muestra los puntos de alojamiento y las capacidades nominales del almacenamiento a integrar a nivel regional. Se está simulando el comportamiento del sistema bajo la presencia de la falla ocurrida el *9 de junio de 2021* descrita en la sección 4.1.1. Por esta razón, se propone integrar 167 MW de potencia en almacenamiento con el fin de mitigar el impacto de la pérdida de potencia de esta misma capacidad.

La simulación contempla la venta de energía por parte de México de 200 MW tal y como lo indica el informe de la falla en [197]. Se reconstruyó la secuencia de eventos para recrear la situación presentada el día del evento. Por esta razón, se hace un análisis de flujos de potencia (Load Flow), flujos de potencia (Time Domain Load Flow) en el tiempo y estabilidad transitoria (Transient Stability) usando ETAP®.

4.1.3.1. Análisis de Estabilidad Transitoria

La simulación se construyó de forma tal que la falla se produce 1 segundo después de iniciada. El almacenamiento se integra 150 ms después de la falla, pues se considera que el control da la orden de cierre a los interruptores de potencia. El tiempo total de

simulación es de 8 segundos, sin embargo para efectos de análisis solo son relevantes los primeros 5 segundos. La tabla 4.16 muestra las características del sistema de potencia simulado de acuerdo con lo siguiente:

Tabla 4.16: Sistema Eléctrico Regional simulado usando ETAP®

Descripción	Elementos	Capacidad Total
Barras	1652 →	230/138/115/69/34.5/24.9/13.8 kV
Líneas de Transmisión	884	n.a.
Generadores	216	n.a.
Transformadores	820 →	2-3 W
Cargas - Demanda	474 →	43872 MW
Interconexiones	17	n.a.
Almacenamiento	15 →	1200 MW h / 200 MW, H=5s

Se puede observar en la figura 4.13, el comportamiento de los flujos de potencia de las interconexiones regionales, integrando el almacenamiento calculado y de acuerdo al despacho óptimo establecido.

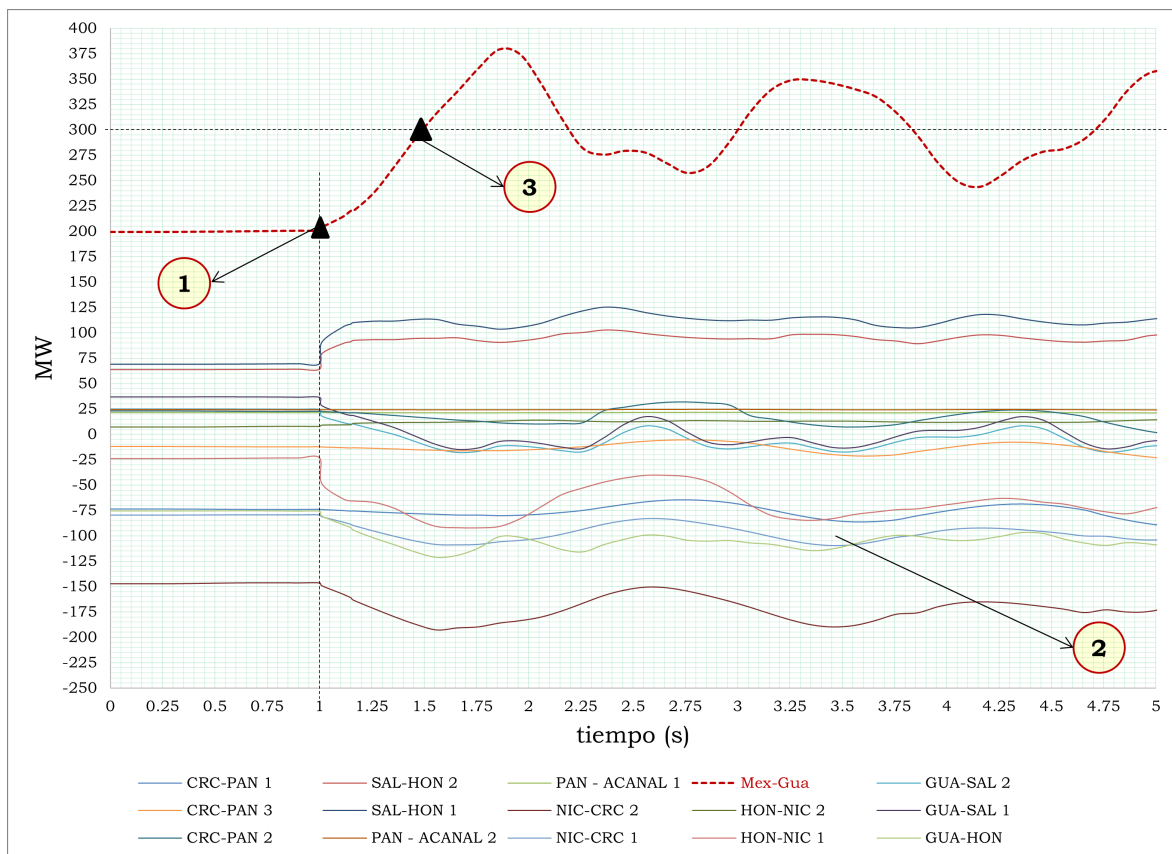


Figura 4.13: Flujos de Potencia utilizando almacenamiento.

Se está considerando que un controlador despachará dicha potencia, de acuerdo con el requerimiento energético y según la necesidad del momento. Por esta razón, ante la pérdida de 169 MW, este despachará una potencia de 167 MW con la finalidad de mejorar el desbalance de potencia.

El *punto 1* muestra el momento en que se produce la falla, mientras que en el *punto 2* se puede observar el comportamiento de los flujos de potencia entre los países de la región. Se muestran estable y constantes a pesar de la pérdida de generación simulada. Por último, el *punto 3* muestra el comportamiento de la potencia en la interconexión en la barra 14319 (Tapachula - México).

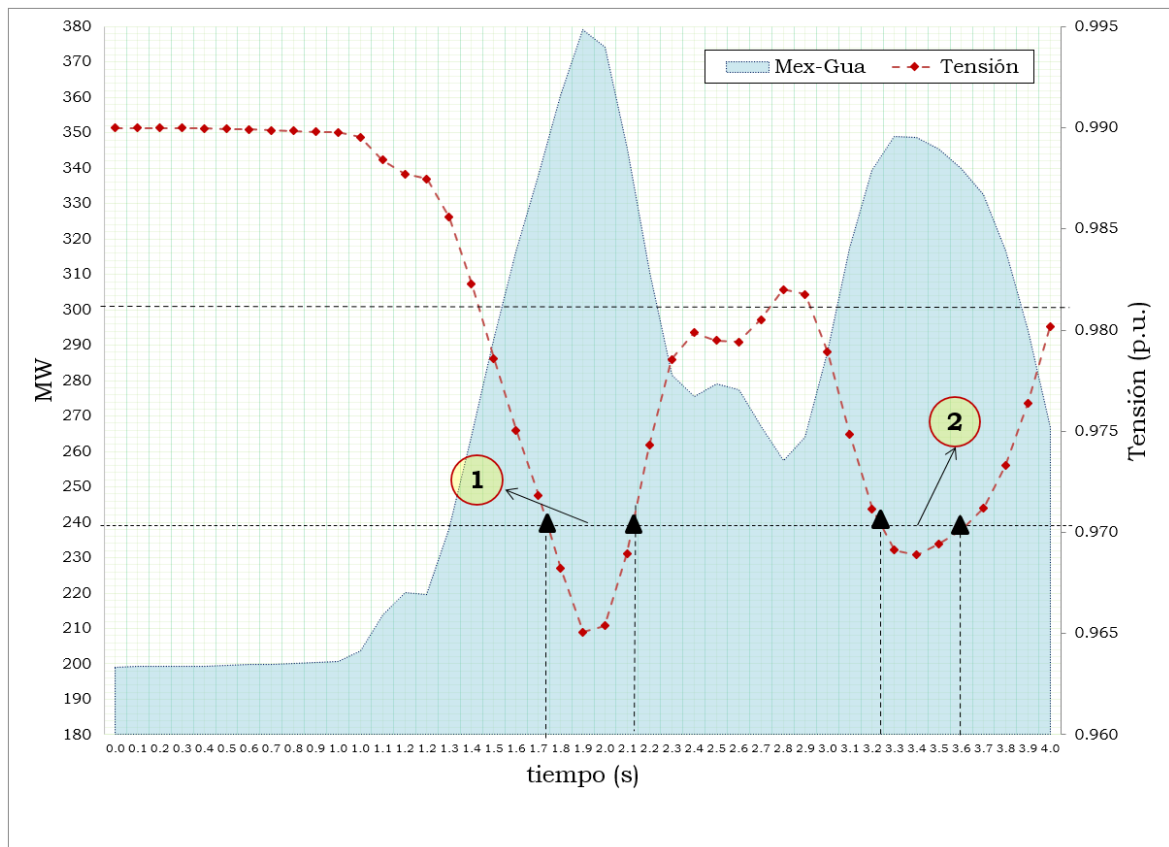


Figura 4.14: Comportamiento de la Potencia y tensión en Interconexión con México.

Con respecto a la figura 4.14, se muestra el comportamiento de la potencia y la tensión vista desde la barra 14319. Se observa que el comportamiento de la potencia es más estable comparada con el no uso del almacenamiento, sin embargo, se presentan dos condiciones en los *puntos 1* y *2* donde la potencia y tensión activan la protección.

No obstante, es importante mencionar que el informe menciona que en ese punto, la potencia debe superar los 400 MW para que la protección se active y abra el interruptor. Los resultados obtenidos muestran que la primera oscilación de potencia se da con un pico máximo de 380 MW y decrece, por lo que no es de esperar que esta se active bajo esta condición.

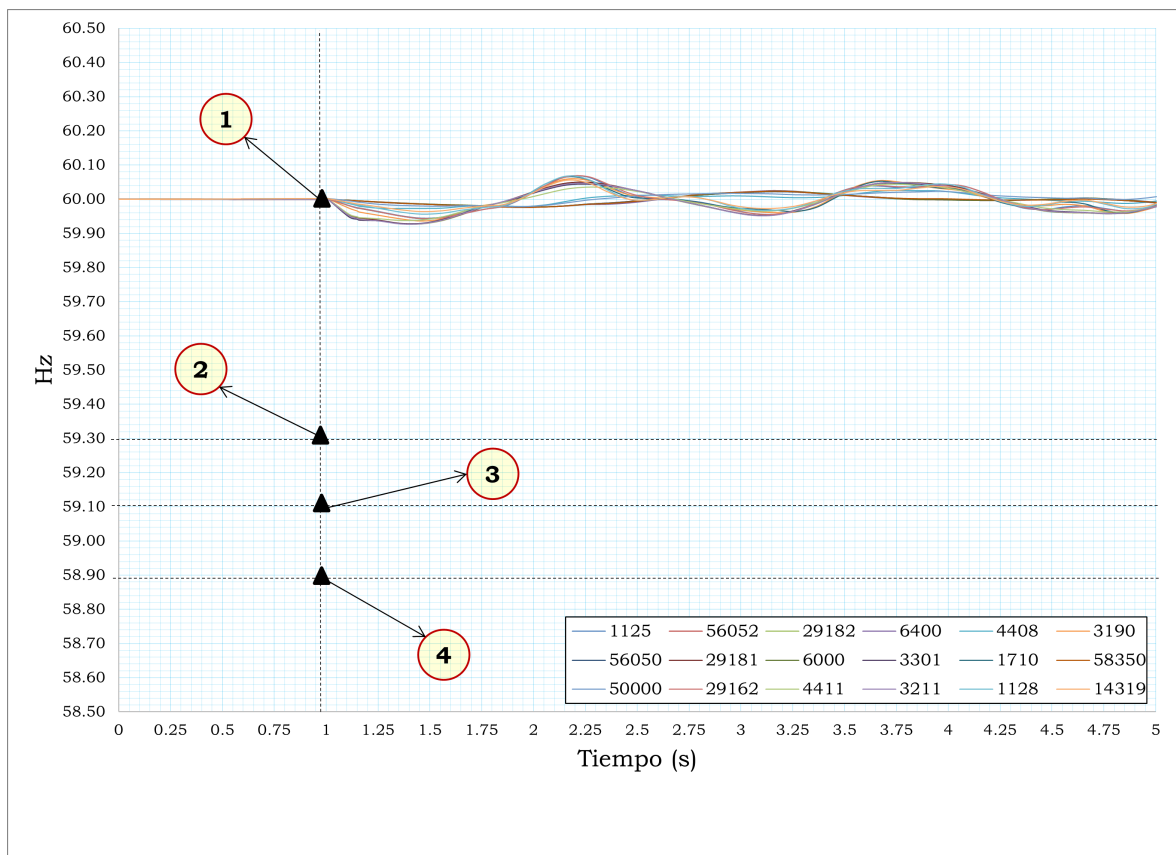


Figura 4.15: Comportamiento de la Frecuencia Regional medida en diversos puntos

La figura 4.15, muestra el comportamiento de la frecuencia entre las interconexiones regionales ante la penetración de almacenamiento. Se puede observar que se tiene un comportamiento estable a lo largo de la simulación posterior a la fallar (*punto 1*). Los *puntos 2, 3 y 4* son una referencia de los niveles mínimos de frecuencia en los cuales se activan las protecciones por baja frecuencia.

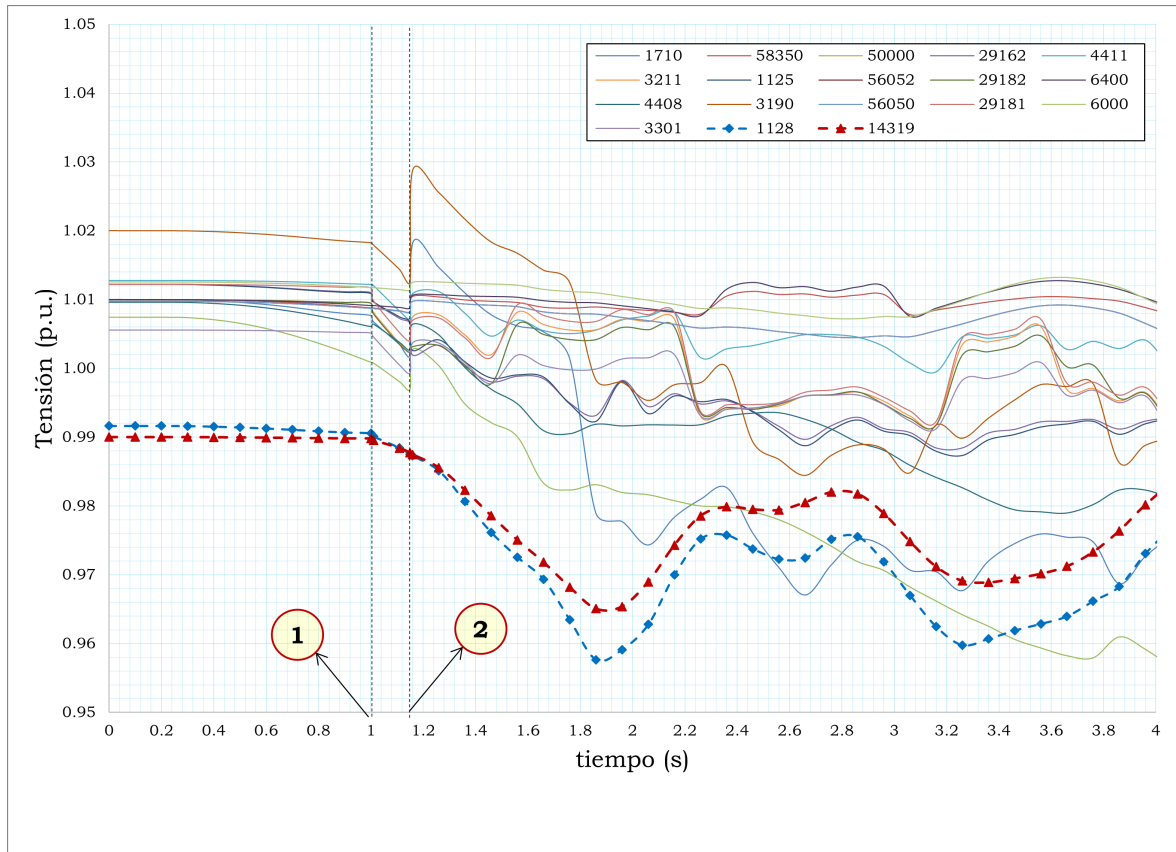


Figura 4.16: Comportamiento de los Niveles de Tensión Regional.

Por último, se puede observar el comportamiento de la tensión en diversas barras del sistema regional. A pesar de la severidad de la falla (*punto 1*) y la integración del almacenamiento en el *punto 2*, se observa que la tensión se mantiene dentro de los rangos tolerables de 1 ± 0.05 p.u.

Como dato comparativo, la barra 1128 corresponde a la tensión en la subestación **Los Brillantes** en Guatemala, la cual se encuentra a una tensión de 400 kV. Este es ese punto de interconexión entre el Sistema Eléctrico Regional con México.

En la próxima sección se analizará el flujo de potencia en el tiempo, para evaluación la solución obtenida y valuar el desempeño del almacenamiento durante 24 horas. Esto con el fin, de determinar el comportamiento de los flujos de potencia, requerimiento energéticos para el uso de almacenamiento, entre otros.

4.1.3.2. Análisis de Flujo de Potencia en el Tiempo

1. Condiciones Normales de Operación

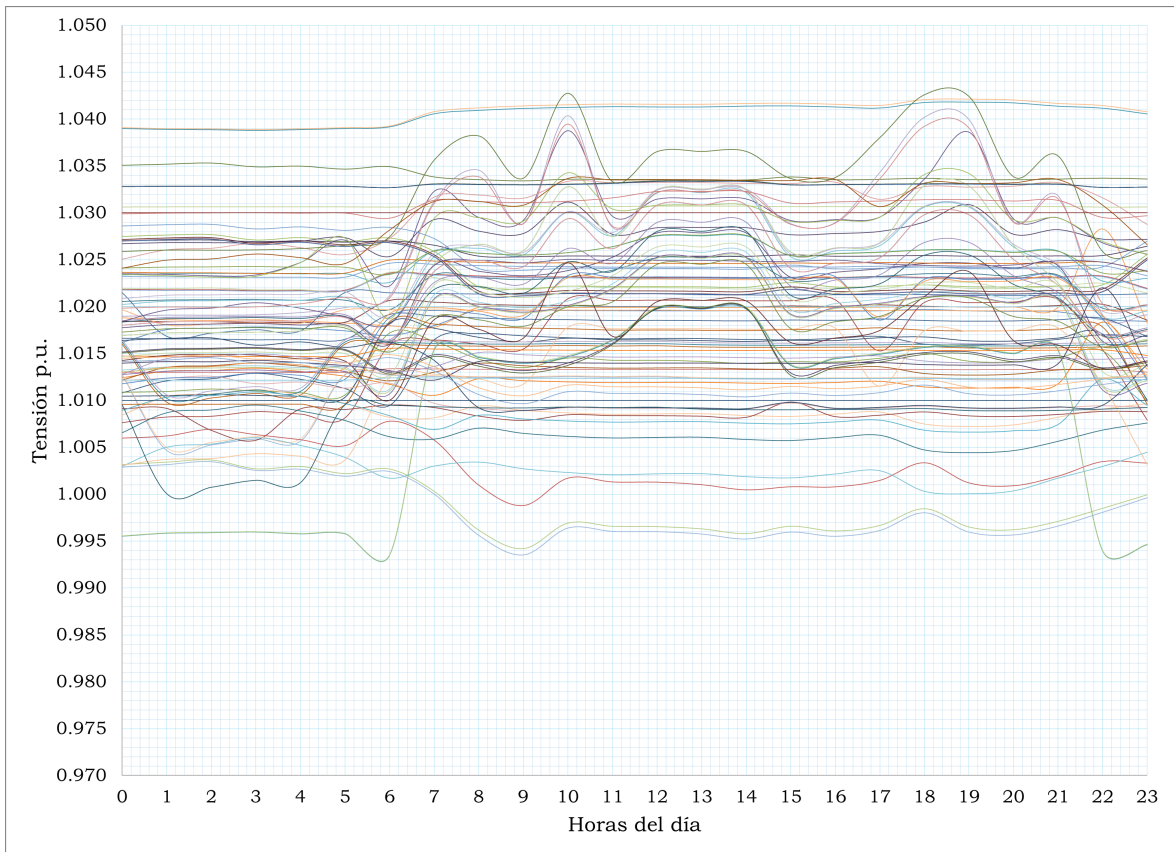


Figura 4.17: Comportamiento de la tensión en diversos puntos del sistema de potencia.

Bajo condiciones normales de operación el sistema de potencia regional se simuló realizando un análisis de flujos de potencia en **24 horas**. Se tomaron en consideración las 100 barras más representativas del sistema regional. Se puede observar un comportamiento normal bajo las condiciones de operación típicas para el sistema el sistema muestra niveles de tensión estables.

Una operación normal muestra niveles de tensión entre $0.99 - 1.04$ pu en las barras de 230 kV tal y como se muestra en la figura 4.17. Sin embargo, en la figura 4.6 se mostró el comportamiento de la tensión durante el **momento de la falla**, el cual tiene gran impacto a nivel regional tal y como se explicó anteriormente.

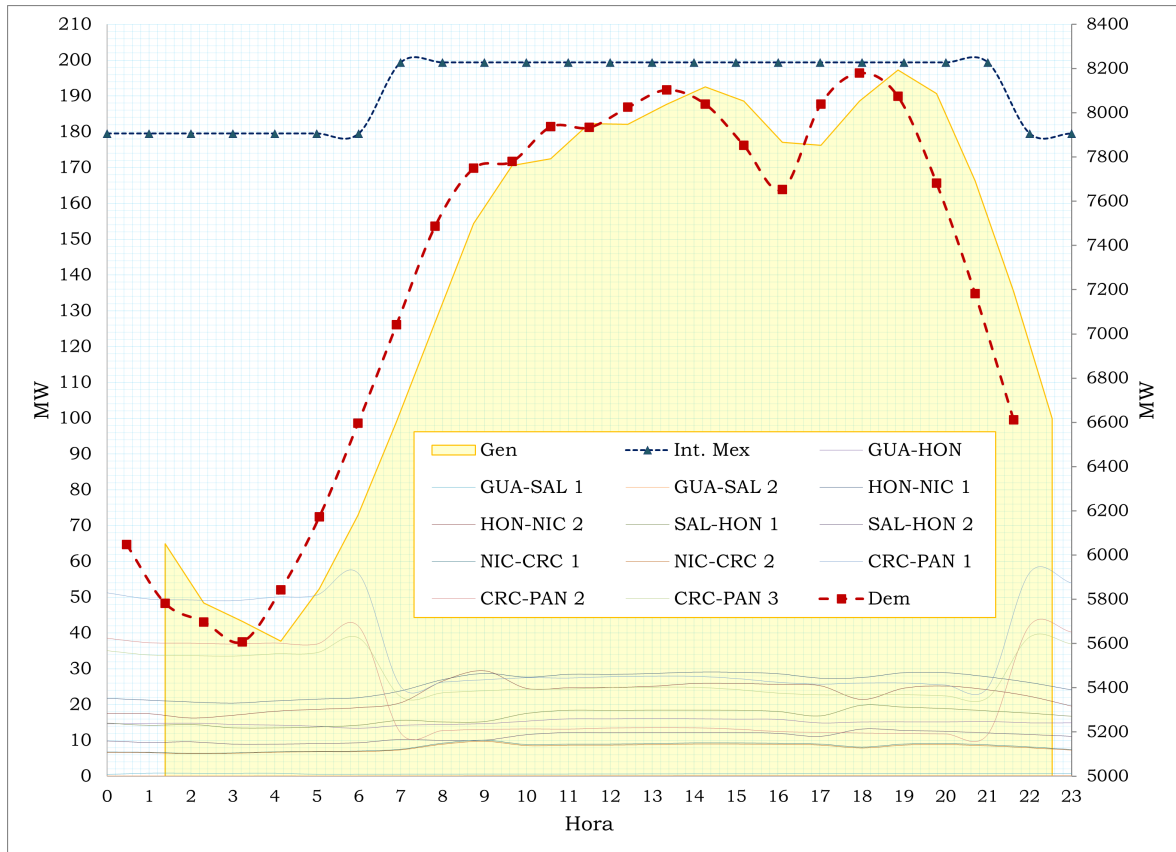


Figura 4.18: Comportamiento de la Demanda, Generación y Flujos de Potencia.

En la figura 4.18 se muestran la demanda y generación regional durante un día normal de operación. Es importante resaltar que la curva [Int. Mex](#) representa el aporte de potencia desde la interconexión con México. En este caso se simuló que durante el periodo nocturno aporta 180 MW y para el resto del día 200 MW de forma constante. Cabe destacar que esta es una condición normal de operación según se observa en la información disponible del [Ente Operador de la Red](#). Por otro lado, se observan los flujos de potencia entre las interconexiones de los países de la región donde se muestran valores normales de operación de acuerdo con los valores límites de la tabla 4.1. Es importante mencionar que los valores de potencia en MW del eje vertical izquierdo corresponden a los valores obtenidos de los flujos de potencia de las interconexiones y la potencia entregada desde México. Por otro lado, el eje vertical derecha muestra los valores correspondientes a la demanda y generación total del sistema.

2. Con Almacenamiento

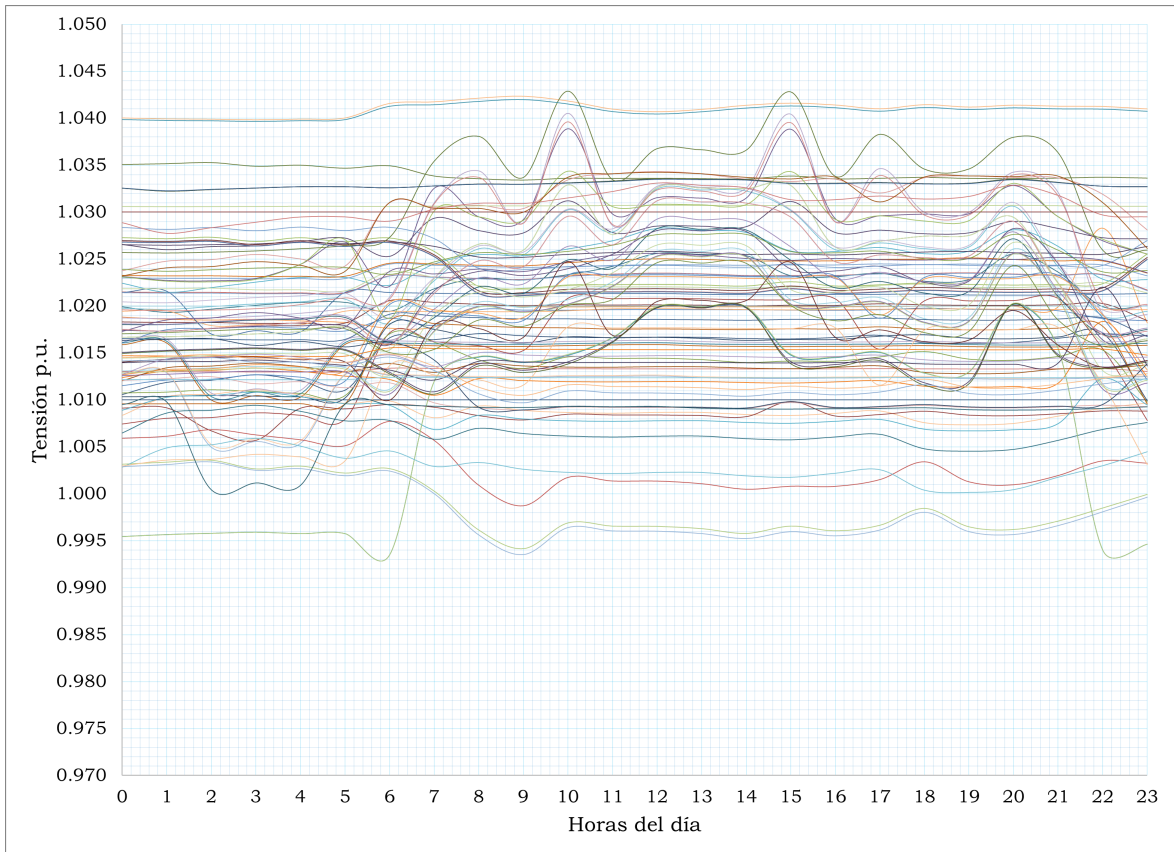


Figura 4.19: Comportamiento de los Niveles de Tensión Regional en 24 horas de simulación considerando almacenamiento.

La figura 4.19 muestra el comportamiento de la tensión de las barras más representativas del sistema de potencia regional tal y como se simuló en figura 4.17. En este caso se considera la integración del almacenamiento en los puntos propuestos en figura 4.12.

Puede observarse que la tensión permanece invariante en el tiempo ya que el almacenamiento entrega potencia activa y reactiva con la finalidad de mantener el equilibrio entre la generación y la demanda del sistema de potencia.

Por esta razón, la figura 4.20 muestra el comportamiento de los flujos de potencia entre las interconexiones, la demanda y generación y la potencia desde México interactuando con el almacenamiento.

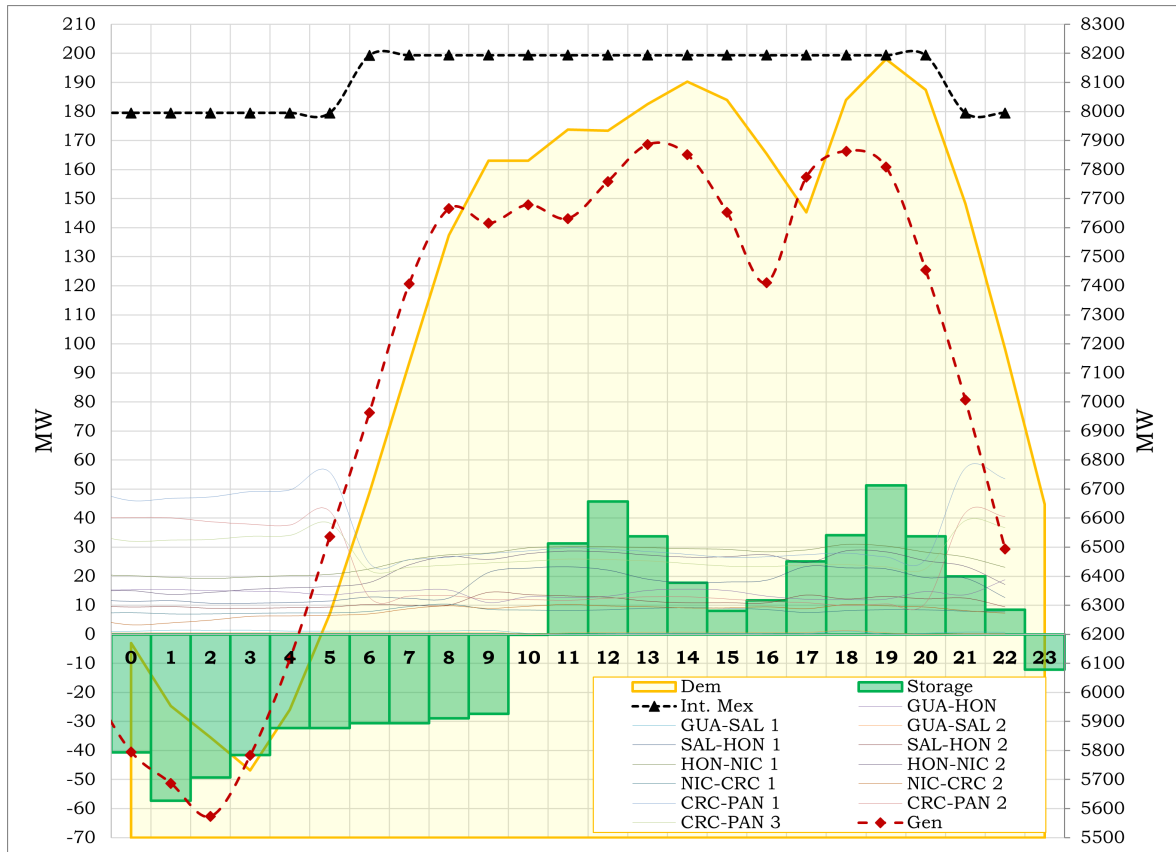


Figura 4.20: Comportamiento de la Demanda, Generación y Flujos de Potencia.

Por esta razón, el almacenamiento se programó para que se encuentre en modo de carga durante el periodo nocturno, donde los precios de la energía eléctrica son significativamente más bajos. Se realiza la simulación bajo las mismas condiciones descritas anteriormente. Durante el día y en especial en la hora de mayor demanda se despacha potencia para realizar un control de la demanda y hacer un manejo adecuado de esta.

El almacenamiento como fuente renovable puede almacenar y despachar energía limpia y de esta manera minimizar el uso de recursos no renovables que son abundantes en la región. Por lo tanto, la integración de este almacenamiento puede ser posible ya que el sistema de potencia puede absorber la potencia entrante sin poner en riesgo las condiciones operativas de la red.

A continuación se analizarán las condiciones de flexibilidad del sistema propuesto ante la perturbación simulada a fin de evaluar el modelo propuesto.

3. Análisis de la Metodología para el Incremento de la Flexibilidad

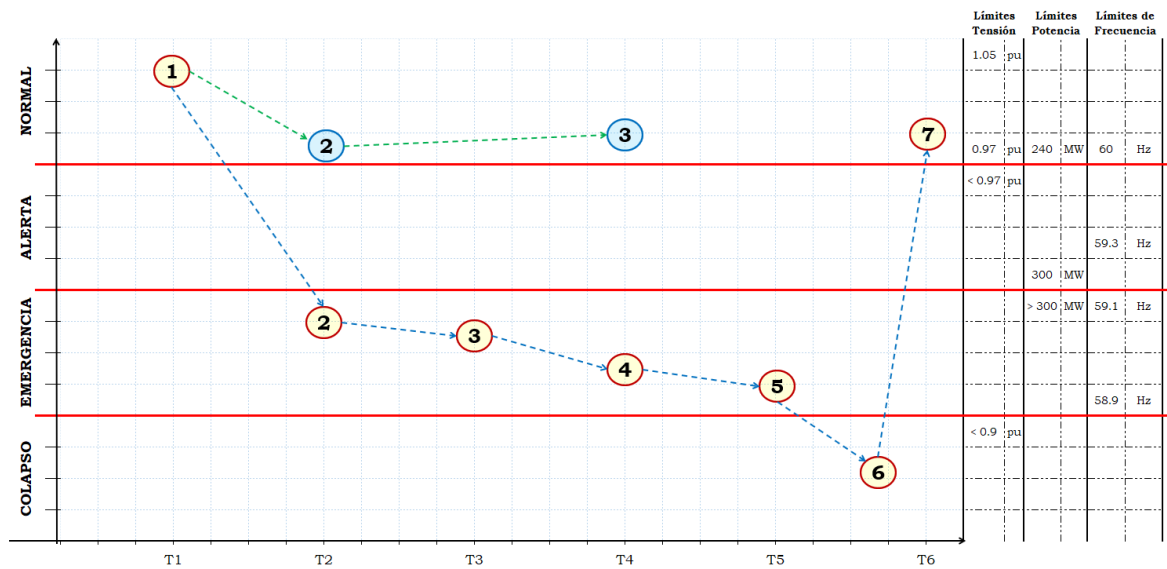


Figura 4.21: Comparación de los Estados del Sistema de Potencia usando Metodología Propuesta.

Según el procedimiento descrito en 3.1.5 se realiza el análisis de la metodología para el incremento de la flexibilidad y de esta manera se establecen las condiciones de estado del sistema de potencia antes y después de la falla. Partiendo del punto 1 y tomando como referencia la secuencia de eventos descrita en la sección 4.1.1, se puede observar en la figura 4.21, el comportamiento de los estados del sistema ante el evento del día 9-junio-2021.

Se puede apreciar en la curva azul la respuesta del sistema ante una gran perturbación. Tal y como se mencionó anteriormente, dicho evento trajo consigo la desconexión de la interconexión entre México y Centroamérica, el *black-out* en Nicaragua y que el sistema quedara partido en dos islas.

Sin embargo, al aplicar la **metodología del incremento de la flexibilidad** para el sistema de potencia e introduciendo almacenamiento según lo mostrado en figura 4.21, se logra observar la respuesta del sistema tal y como se muestra en la curva verde logrando una clara mejoría de las condiciones operativas posteriores al evento.

Capítulo 5

Conclusiones, Recomendaciones y Futuros Trabajos

A continuación, se exponen las conclusiones, recomendaciones y posibles líneas de investigación futura derivadas del estudio doctoral. Se enumeran cada una de estas áreas, en relación con los objetivos específicos abordados durante el desarrollo de la investigación.

5.1. Conclusiones

- i. **Objetivo 1** → Implementación de un Modelo del SER:
 - a. El Sistema de Potencia de Centroamérica fue modelado y simulado de forma satisfactoria y congruente con los resultados, presentando un error medio cuadrático (comparación entre PSS/E[®] y ETAP[®]) del 2.0048 % para los perfiles de tensión. Del mismo modo, el cálculo del error en los niveles de tensión para cada una de las áreas analizadas fue el siguiente: Guatemala → 1.4820 %, Honduras → 1.5341 %, El Salvador → 1.8694 %, Nicaragua → 2.5253 %, Costa Rica → 2.5975 % y Panamá → 1.6310 %.
 - b. Con respecto a los flujos de potencia entre los elementos y las líneas de transmisión, se obtuvo un error menor que 0.5 % para cada uno de los escenarios

analizados. Esto se muestra tanto para la generación como la demanda, mientras las pérdidas tienen un error máximo del 0.09% logrando de esta manera validar los resultados obtenidos de los niveles de tensión y los flujos de potencia.

ii. **Objetivo 2** → Desarrollo de escenarios de penetración energética:

- a. Se identificaron diversos escenarios para la aplicación y utilización del Almacenamiento Electroquímico en las Redes Eléctricas Centroamericanas, ya sea para recorte y manejo de la demanda, servicios auxiliares, mejora de perfiles de tensión y de la estabilidad.
- b. Cada uno de estos escenarios identificados demostró un alto potencial técnico para mejorar las capacidades energéticas, no solo a nivel de cada país, sino también regional. Estos análisis al sistema permiten, por ejemplo, la sustitución de energía no renovable por fuentes renovables, así como un incremento en la confiabilidad y flexibilidad de la red entre otros beneficios, demostrando la viabilidad de utilización del Almacenamiento Electroquímico en grandes redes eléctricas.

iii. **Objetivo 3** → Determinación de estrategias para la integración de Centros de Almacenamiento:

- a. Se estableció una metodología de optimización basada en factores de peso, enfocada en mejorar la flexibilidad de la red eléctrica de transmisión y aumentar la transferencia de potencia entre áreas. Esta desarrollada para prevenir inestabilidades de frecuencia a través de la gestión energética del almacenamiento electroquímico.
- b. La implementación de la metodología permitió mantener la estabilidad del sistema, ya que se simuló un evento sucedido el 9 de junio de 2021 donde se tuvo la pérdida de aproximadamente 169 MW en la generación fotovoltaica, provocando inestabilidades de frecuencia. Se determinó a través de la metodología establecida un sistema basado en Almacenamiento Electroquímico de 200 MW

/ 1200 MW h, con un costo marginal de 140.91 USD/MWh, al seleccionar y dimensionarlo adecuadamente frente a la contingencia más extrema.

5.2. Recomendaciones

- i. Con respecto al **Objetivo 1** se recomienda:
 - a. La migración de extensas bases de datos de redes eléctricas plantea desafíos significativos. Se sugiere desarrollar una metodología para examinar y validar los resultados obtenidos de la comparación de las herramientas de simulación. Esta metodología debe centrarse en la evaluación de los errores asociados de los resultados en los perfiles de tensión y los flujos de potencia entre los componentes. Esta puede ser una herramienta eficaz para validar resultados entre distintas herramientas y evitar incongruencias.
- ii. Por su parte para el **Objetivo 2** se recomienda lo siguiente:
 - a. Se sugiere llevar a cabo investigaciones en el sistema de potencia que incluyan diferentes análisis, como el estudio de estabilidad de pequeña señal, con el objetivo de identificar los modos de oscilación y posibles problemas a lo largo de la red de transmisión regional. Además, se deben realizar estudios de cortocircuito, análisis de flujos de potencia con armónicos, estudios de armónicos, así como análisis de cargabilidad de los componentes (como transformadores, líneas eléctricas, entre otros) y la capacidad de alojamiento de la generación distribuida, teniendo en cuenta el almacenamiento electroquímico, las fuentes de energía renovable variables, los vehículos eléctricos, entre otros aspectos relevantes.
 - b. La investigación debe enfocarse hacia las redes de distribución, ya que ofrecen amplias oportunidades para descongestionar el sistema de transmisión. Se han identificado significativas posibilidades de integrar bloques de potencia generada mediante energía solar, los cuales, al ser almacenados, poseen un alto potencial de aprovechamiento. Esto podría proporcionar un alivio tanto al sistema de potencia como al medio ambiente debido a que la potencia se coloca de

forma distribuida y se evita generar a partir de fuentes no renovables. A pesar de las particularidades presentes en cada país, ya sea en su red de transmisión o distribución, la región centroamericana ofrece condiciones excepcionales en comparación con otros sistemas para la integración de grandes bloques de potencia almacenada y su gestión a través de una operación viable y efectiva.

iii. Finalmente para **Objetivo 3** se recomienda lo siguiente:

- a. Cuantificar de forma detallada el impacto del almacenamiento electroquímico en la inercia virtual del sistema de potencia regional como parte integral de los estudios de estabilidad. Esto permitirá una evaluación más completa de su contribución y ayudará a identificar los tiempos críticos de fallas durante situaciones de contingencias simples o múltiples. Esto con el fin de realizar un análisis exhaustivo y tener herramientas para una toma de decisiones en la gestión y planificación del sistema eléctrico regional.
- b. Realizar un análisis de sensibilidad de los nodos en respuesta a la creciente penetración de generación distribuida, vehículos eléctricos y otros elementos del sistema de potencia. Este análisis permitirá ampliar los criterios de selección de nodos adecuados para la integración de sistemas de almacenamiento electroquímico. Esto con el fin de mejorar la planificación y gestión del sistema eléctrico, permitiendo una selección más precisa de los nodos donde la implementación de almacenamiento electroquímico pueda ofrecer mayores beneficios en términos de estabilidad y seguridad operativa.

5.3. Trabajos Futuros

Este trabajo de tesis puede contribuir para los siguientes trabajos a futuro:

- a. Desarrollo de metodología para la evaluación y análisis de redes eléctricas modeladas a partir de diferentes herramientas de simulación.
- b. Desarrollo de una metodología para determinar capacidades de alojamiento de la recursos distribuidos en redes de transmisión de alta vulnerabilidad y con una gestión óptima del despacho utilizando criterio de Flexibilidad del Sistema de Potencia.
- c. Análisis de sensibilidad nodal en redes eléctricas de transmisión débiles bajo una alta penetración de recursos distribuidos.
- d. Descongestión de las Redes Eléctricas a partir de criterios de despacho óptimo del almacenamiento electroquímico, la generación renovable intermitente y no intermitente.
- e. Modelos de Diagnósticos y Pronóstico para la previsión de la Demanda-Generación ante la incertidumbre del cambio climático.
- f. Explorar el uso de la inteligencia artificial para la toma de decisiones estratégicas en la planificación de redes eléctricas.

Bibliografía

- [1] CEPAL, “Estadísticas de Producción de Electricidad de los Países del SICA: datos preliminares a 2019,” 2019. [Online]. Available: <https://repositorio.cepal.org/items/84452bea-f675-482b-8a9d-5868242ebd07>
- [2] “Estudio de Red Costa Rica: Análisis de opciones para manejar una mayor incorporación de energías renovables variables,” 2017.
- [3] I. Pérez-Arriaga and C. Knittle, “Utility of the Future: An MIT Energy Initiative Response to an Industry in Transition,” 2016.
- [4] S. Haid, F. Heieck, M. Hoyer, R. Berger, A. L. Alfaro, T. Faller, I. von Griesheim, and T. Orellana, “Digital Readiness in the Central American Energy Sector: Benchmarking and Preparing for a Digital Future,” 2020.
- [5] PNUD, “VII Plan Nacional de Energía 2015-2030,” 2015.
- [6] S. P. Burger, J. D. Jenkins, S. C. Huntington, and I. J. Perez-Arriaga, “Why distributed?: A critical review of the tradeoffs between centralized and decentralized resources,” *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 17, no. 2, pp. 16–24, 2019.
- [7] I. Batarseh and K. Alluhaybi, “Emerging Opportunities in Distributed Power Electronics and Battery Integration: setting the stage for an energy storage revolution,” *IEEE Power Electronics Magazine*, vol. 7, no. 2, pp. 22–32, 2020. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/MPEL.2020.2987114>
- [8] D. Orihara, H. Kikusato, J. Hashimoto, K. Otani, T. Takamatsu, T. Oozeki, H. Taoka, T. Matsuura, S. Miyazaki, H. Hamada, and K. Mori, “Contribution of

- voltage support function to virtual inertia control performance of inverter-based resource in frequency stability,” *Energies*, vol. 14, no. 14, 2021. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/1996-1073/14/14/4220>
- [9] L. Meegahapola, A. Sguarezi, J. S. Bryant, M. Gu, E. R. Conde D., and R. B. A. Cunha, “Power system stability with power-electronic converter interfaced renewable power generation: Present issues and future trends,” *Energies*, vol. 13, no. 13, 2020. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/13/3441>
- [10] P. A. Dratsas, G. N. Psarros, and S. A. Papathanassiou, “Battery Energy Storage Contribution to System Adequacy,” *Energies*, vol. 14, no. 16, 2021. [Online]. Available: <https://doi.org/10.3390/en14165146>
- [11] N. Günter and A. Marinopoulos, “Energy Storage for Grid Services and Applications: Classification, Market Review, Metrics, and Methodology for Evaluation of Deployment Cases,” *Journal of Energy Storage*, vol. 8, pp. 226–234, 2016. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.est.2016.08.011>
- [12] L. Trahey, F. R. Brushett, N. P. Balsara, G. Ceder, L. Cheng, Y.-M. Chiang, N. T. Hahn, B. J. Ingram, S. D. Minter, J. S. Moore *et al.*, “Energy storage emerging: A perspective from the joint center for energy storage research,” *Proceedings of the National Academy of Sciences*, vol. 117, no. 23, pp. 12 550–12 557, 2020.
- [13] B. Dunn, H. Kamath, and J.-M. Tarascon, “Electrical Energy Storage for the Grid: a Battery of Choices,” *Science*, vol. 334, no. 6058, pp. 928–935, 2011. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1126/science.1212741>
- [14] M. C. Argyrou, P. Christodoulides, and S. A. Kalogirou, “Energy Storage for Electricity Generation and Related Processes: Technologies Appraisal and Grid Scale Applications,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 94, pp. 804–821, 2018. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.06.044>
- [15] U. Tamrakar, D. Shrestha, M. Maharjan, B. P. Bhattarai, T. M. Hansen, and R. Tonkoski, “Virtual Inertia: Current Trends and Future Directions,”

- Applied Sciences*, vol. 7, no. 7, 2017. [Online]. Available: <https://doi.org/10.3390/app7070654>
- [16] M. Jafari, M. Korpås, and A. Botterud, “Power system decarbonization: Impacts of energy storage duration and interannual renewables variability,” *Renewable Energy*, vol. 156, pp. 1171–1185, 2020.
- [17] Y. Deng, Y. Zhang, F. Luo, and Y. Mu, “Operational Planning of Centralized Charging Stations Utilizing Second-Life Battery Energy Storage Systems,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 12, no. 1, pp. 387–399, 2020. [Online]. Available: <http://doi.org/10.1109/TSTE.2020.3001015>
- [18] N. Hatziargyriou, J. Milanovic, C. Rahmann, V. Ajjarapu, C. Canizares, I. Erlich, D. Hill *et al.*, “Definition and Classification of Power System Stability Revisited & Extended,” *IEEE Transactions on Power Systems*, 2020. [Online]. Available: <http://doi.org/10.1109/TPWRS.2020.3041774>
- [19] W. Du, Z. Chen, H. F. Wang, and R. Dunn, “Energy storage systems applied in power system stability control,” in *2007 42nd International Universities Power Engineering Conference*, 2007, pp. 455–458. [Online]. Available: <http://doi.org/10.1109/UPEC.2007.4468989>
- [20] T. Das and D. C. Aliprantis, “Small-Signal Stability Analysis of Power System Integrated with PHEVs,” in *2008 IEEE Energy 2030 Conference*, Nov 2008, pp. 1–4. [Online]. Available: <http://doi.org/10.1109/ENERGY.2008.4781036>
- [21] J. Shimizukawa, K. Iba, Y. Hida, and R. Yokoyama, “Mitigation of Intermittency of Wind Power Generation using Battery Energy Storage System,” in *45th International Universities Power Engineering Conference UPEC2010*. IEEE, 2010, pp. 1–4. [Online]. Available: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/5649317>
- [22] P. Mitra and G. Venayagamoorthy, “Wide Area Control for Improving Stability of a Power System with Plug-in Electric Vehicles,” *IET generation, transmission*

- ℰ distribution*, vol. 4, no. 10, pp. 1151–1163, 2010. [Online]. Available: <http://doi.org/10.1049/iet-gtd.2009.0505>
- [23] P. M. R. Almeida, J. A. P. Lopes, F. J. Soares, and L. Seca, “Electric Vehicles Participating in Frequency Control: Operating Islanded Systems with Large Penetration of Renewable Power Sources,” in *2011 IEEE Trondheim PowerTech*, June 2011, pp. 1–6. [Online]. Available: <http://doi.org/10.1109/PTC.2011.6019424>
- [24] A. K. Srivastava, R. Zamora, and D. Bowman, “Impact of Distributed Generation with Storage on Electric Grid Stability,” in *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*. IEEE, 2011, pp. 1–5. [Online]. Available: <http://doi.org/10.1109/PES.2011.6038923>
- [25] J. A. P. Lopes, F. J. Soares, and P. M. R. Almeida, “Integration of Electric Vehicles in the Electric Power System,” *Proceedings of the IEEE*, vol. 99, no. 1, pp. 168–183, Jan 2011. [Online]. Available: <http://doi.org/10.1109/JPROC.2010.2066250>
- [26] J. R. Pillai and B. Bak-Jensen, “Integration of Vehicle-to-Grid in the Western Danish Power System,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 2, no. 1, pp. 12–19, Jan 2011. [Online]. Available: <http://doi.org/10.1109/TSTE.2010.2072938>
- [27] C. A. Hill, M. C. Such, D. Chen, J. Gonzalez, and W. M. Grady, “Battery Energy Storage for Enabling Integration of Distributed Solar Power Generation,” *IEEE Transactions on smart grid*, vol. 3, no. 2, pp. 850–857, 2012. [Online]. Available: <http://doi.org/10.1109/TSG.2012.2190113>
- [28] F. Cheng, S. Willard, J. Hawkins, B. Arellano, O. Lavrova, and A. Mammoli, “Applying Battery Energy Storage to Enhance the Benefits of Photovoltaics,” in *2012 IEEE Energytech*. IEEE, 2012, pp. 1–5. [Online]. Available: <http://doi.org/10.1109/EnergyTech.2012.6304684>

- [29] U. C. Chukwu, *Assessment of the Impact of V2G on the Electric Distribution Network*. Tennessee Technological University, 2011.
- [30] P. M. P. da Rocha Almeida, “Impact of Vehicle to Grid in the Power System Dynamic Behaviour,” Ph.D. dissertation, Universidade do Porto (Portugal), 2011. [Online]. Available: <http://hdl.handle.net/10216/63462>
- [31] D. Wu, K. T. Chau, C. Liu, S. Gao, and F. Li, “Transient Stability Analysis of SMES for Smart Grid with Vehicle-to-Grid Operation,” *IEEE Transactions on Applied Superconductivity*, vol. 22, no. 3, pp. 5701105–5701105, June 2012. [Online]. Available: <http://doi.org/10.1109/TASC.2011.2174572>
- [32] G. Delille, B. Francois, and G. Malarange, “Dynamic Frequency Control Support by Energy Storage to Reduce the Impact of Wind and Solar Generation on Isolated Power System’s Inertia,” *IEEE Transactions on sustainable energy*, vol. 3, no. 4, pp. 931–939, 2012. [Online]. Available: <http://doi.org/10.1109/TSTE.2012.2205025>
- [33] Z. Liu, Q. Wu, A. H. Nielsen, and Y. Wang, “Day-ahead Energy Planning with 100 % Electric Vehicle Penetration in the Nordic Region by 2050,” *Energies*, vol. 7, no. 3, pp. 1733–1749, 2014. [Online]. Available: <https://doi.org/10.3390/en7031733>
- [34] C. H. Dharmakeerthi, N. Mithulananthan, and A. Atputharajah, “Development of Dynamic EV Load Model for Power System Oscillatory Stability Studies,” in *2014 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)*, Sept 2014, pp. 1–6. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/AUPEC.2014.6966601>
- [35] Y. V. Makarov, P. V. Etingov, N. A. Samaan, N. Lu, J. Ma, K. Subbarao, P. Du, and L. D. Kannberg, “Improving Performance of Power Systems with Large-Scale Variable Generation Additions,” in *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*. IEEE, 2012, pp. 1–8. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/PESGM.2012.6345430>

- [36] Z. Wang and R. Paranjape, "An Evaluation of Electric Vehicle Penetration under Demand Response in a Multi-Agent Based Simulation," in *2014 IEEE Electrical Power and Energy Conference*, Nov 2014, pp. 220–225. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/EPEC.2014.14>
- [37] A. Gajduk, M. Todorovski, J. Kurths, and L. Kocarev, "Improving Power Grid Transient Stability by Plug-in Electric Vehicles," *New Journal of Physics*, vol. 16, no. 11, p. 115011, 2014. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1088/1367-2630/16/11/115011>
- [38] X. Qin, B. Li, T. Xia, S. Ma, Y. Wang, Y. Zhang, Q. Zhou, P. Zeng, N. Liu, and X. Sheng, "Study of the Application of Active Power Adjustment and Control Technology based on Modern Energy Storage into Power System Stability Control and Voltage Adjustment," in *2014 International Conference on Power System Technology*. IEEE, 2014, pp. 1–6. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/POWERCON.2014.7194376>
- [39] C. Zhang, C. Chen, J. Sun, P. Zheng, X. Lin, and Z. Bo, "Impacts of Electric Vehicles on the Transient Voltage Stability of Distribution Network and the Study of Improvement Measures," in *Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), 2014 IEEE PES Asia-Pacific*. IEEE, 2014, pp. 1–6. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/APPEEC.2014.7066085>
- [40] A. Khatamianfar, M. Khalid, A. V. Savkin, and V. G. Agelidis, "Wind Power Dispatch Control with Battery Energy Storage using Model Predictive Control," in *2012 IEEE International Conference on Control Applications*. IEEE, 2012, pp. 733–738. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/CCA.2012.6402350>
- [41] M. Kleinberg, N. S. Mirhosseini, F. Farzan, J. Hansell, A. Abrams, W. Katzenstein, J. Harrison, and M. A. Jafari, "Energy Storage Valuation under Different Storage Forms and Functions in Transmission and Distribution Applications," *Proceedings of the IEEE*, vol. 102, no. 7, pp. 1073–1083, 2014. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/JPROC.2014.2324995>

- [42] L. Weihua, F. Songqi, G. Weichun, and W. Zhiming, "Research on the Control Estrategy of Large-Scale Wind Power Energy Storage System," in *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies*. IEEE, 2012, pp. 1–4. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/ISGT-Asia.2012.6303106>
- [43] P. Bhasaputra, C. Sansilah, and W. Pattaraprakorn, "Impact of Solar and Wind Power Development Plan in Thailand by Considering Frequency Response of Power System," in *2015 12th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON)*. IEEE, 2015, pp. 1–6. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/ECTICon.2015.7207000>
- [44] T. L. Vu and K. Turitsyn, "A Framework for Robust Assessment of Power Grid Stability and Resiliency," *IEEE Transactions on Automatic Control*, vol. 62, no. 3, pp. 1165–1177, 2016. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/TAC.2016.2579743>
- [45] C. Liang, P. Wang, X. Han, W. Qin, Y. Jia, and T. Yuan, "Battery Energy Storage Selection based on a Novel Intermittent Wind Speed Model for Improving Power System Dynamic Reliability," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, no. 6, pp. 6084–6094, 2017. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/TSG.2017.2703578>
- [46] S. Izadkhast, P. Garcia-Gonzalez, and P. Frías, "An Aggregate Model of Plug-in Electric Vehicles for Primary Frequency Control," in *2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)*, July 2016, pp. 1–1. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/PESGM.2016.7741672>
- [47] C. Gaunt, "Implications of Renewable Energy Intermittency for Power System Supply Planning," in *2017 IEEE AFRICON*. IEEE, 2017, pp. 1095–1100. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/AFRCON.2017.8095635>
- [48] F. Teymouri, T. Amraee, H. Saberi, and F. Capitanescu, "Toward Controlled Islanding for Enhancing Power Grid Resilience considering Frequency Stability

- Constraints,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 10, no. 2, pp. 1735–1746, 2017. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/TSG.2017.2777142>
- [49] J. Xiong, K. Zhang, Y. Guo, and W. Su, “Investigate the Impacts of PEV Charging Facilities on Integrated Electric Distribution System and Electrified Transportation System,” *IEEE Transactions on Transportation Electrification*, vol. 1, no. 2, pp. 178–187, Aug 2015. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/TTE.2015.2443798>
- [50] Z. Wang, D. Luo, R. Li, L. Zhang, C. Liu, X. Tian, Y. Li, Y. Su, and J. He, “Research on the active power coordination control system for wind/photovoltaic/energy storage,” in *2017 IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2)*. IEEE, 2017, pp. 1–5. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/TSG.2017.2777142>
- [51] X. Liu, K. Hou, H. Jia, Y. Mu, X. Yu, Y. Wang, and J. Dong, “A Quantified Resilience Assessment Approach for Electrical Power Systems Considering Multiple Transmission Line Outages,” in *2017 IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC)*. IEEE, 2017, pp. 1–5. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/EPEC.2017.8286183>
- [52] G. Lancel, B. Deneuville, C. Zakhour, E. Radvanyi, J. Lhermenault, C. Ducharme, and S. Ruiz, “Energy Storage Systems (ESS) and Microgrids in Brittany Islands,” *CIREN-Open Access Proceedings Journal*, vol. 2017, no. 1, pp. 1741–1744, 2017. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1049/oap-cired.2017.1188>
- [53] M. S. Khalid, X. Lin, Y. Zhuo, R. Kumar, and M. K. Rafique, “Impact of Energy Management of Electric Vehicles on Transient Voltage Stability of Microgrid,” in *International Electric Vehicle Symposium and Exhibition*, 2015, pp. 1–11. [Online]. Available: <https://doi.org/10.3390/wevj7040577>
- [54] A. Gholami, T. Shekari, M. H. Amirioun, F. Aminifar, M. H. Amini, and A. Sargolzaei, “Toward a Consensus on the Definition and Taxonomy of Power

- System Resilience,” *IEEE Access*, vol. 6, pp. 32 035–32 053, 2018. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2018.2845378>
- [55] M. Mesic, A. Andric, and B. Markota, “Improvement the Resilience of the Regional Power System in Croatia,” in *2018 AEIT International Annual Conference*. IEEE, 2018, pp. 1–5. [Online]. Available: <https://doi.org/10.23919/AEIT.2018.8577417>
- [56] T. N. Pham, H. Trinh, L. V. Hien, and K. P. Wong, “Integration of Electric Vehicles for Load Frequency Output Feedback Hoo Control of Smart Grids,” *IET Generation, Transmission Distribution*, vol. 10, no. 13, pp. 3341–3352, 2016. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2016.0375>
- [57] L. Sun, W. Liu, C. Chung, M. Ding, R. Bi, and L. Wang, “Improving the Restorability of bulk Power Systems with the Implementation of a WF-BESS System,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 34, no. 3, pp. 2366–2377, 2018. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2018.2889990>
- [58] Y. Khalil, R. El-Azab, M. A. A. Adma, and S. Elmasry, “Transmission Lines Restoration Using Resilience Analysis,” in *2018 Twentieth International Middle East Power Systems Conference (MEPCON)*. IEEE, 2018, pp. 249–253. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/MEPCON.2018.8635103>
- [59] B. Zhou, T. Littler, and L. Meegahapola, “Assessment of Transient Stability Support for Electric Vehicle Integration,” in *Power and Energy Society General Meeting (PESGM), 2016*. IEEE, 2016, pp. 1–5. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/PESGM.2016.7741347>
- [60] S. K. Soonee, S. Saxena, K. Baba, S. Narasimhan, K. P. Kumar, and S. Mukhopadhyay, “Grid Resilience in Indian Power System,” in *2018 IEEE 8th Power India International Conference (PIICON)*. IEEE, 2018, pp. 1–6. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/POWERI.2018.8704397>

- [61] A. Zhou, R. Yan, and T. K. Saha, “Capacity and Control Strategy Design of Isolated Micro-Grid with High Renewable Penetration,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2019. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/TSTE.2019.2920274>
- [62] J. Confrey, A. H. Etemadi, S. M. Stuban, and T. J. Eveleigh, “Energy Storage Systems Architecture Optimization for Grid Resilience with High Penetration of Distributed Photovoltaic Generation,” *IEEE Systems Journal*, vol. 14, no. 1, pp. 1135–1146, 2019. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/JSYST.2019.2918273>
- [63] H. S. Qazi, N. Liu, and A. Ali, “Power System Frequency Regulation using Hybrid Electrical Energy Storage System,” in *2018 IEEE 2nd International Electrical and Energy Conference (CIEEC)*. IEEE, 2018, pp. 377–381. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/CIEEC.2018.8745776>
- [64] S. Zhang, H. Huo, G. Yang, D. W. Wang, B. Zhang, H. Xia, T. Sun, J. Zhai, and X. Kong, “Calculation and Optimization of Power Network Resilience,” in *2019 Chinese Control And Decision Conference (CCDC)*. IEEE, 2019, pp. 6434–6440. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/CCDC.2019.8832433>
- [65] L. H. Meneghetti, E. L. Carvalho, E. G. Carati, J. P. da Costa, C. M. de Oliveira Stein, and R. Cardoso, “Energy Storage System for Programmable Dispatch of Photovoltaic Generation,” in *2019 21st European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'19 ECCE Europe)*. IEEE, 2019, pp. P–1. [Online]. Available: <https://doi.org/10.23919/EPE.2019.8914918>
- [66] Y. Chen, Y. Zhao, G. Geng, Q. Jiang, W. Liu, and L. Li, “Suppression Strategy of Ultra-Low Frequency Oscillation in Yunnan Power Grid with BESS,” in *2019 North American Power Symposium (NAPS)*. IEEE, 2019, pp. 1–6. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/NAPS46351.2019.9000236>
- [67] M. Panteli, D. N. Trakas, P. Mancarella, and N. D. Hatziargyriou, “Power Systems Resilience Assessment: Hardening and Smart Operational Enhancement

- Strategies,” *Proceedings of the IEEE*, vol. 105, no. 7, pp. 1202–1213, 2017. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/JPROC.2017.2691357>
- [68] B. Singh and Z. Hussain, “Application of Battery Energy Storage System (BESS) in Voltage Control and Damping of Power Oscillations,” in *2010 5th International Conference on Industrial and Information Systems*. IEEE, 2010, pp. 514–519. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/ICIINFS.2010.5578649>
- [69] A. K. Srivastava, R. Zamora, and D. Bowman, “Impact of Distributed Generation with Storage on Electric Grid Stability,” in *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2011, pp. 1–5. [Online]. Available: <http://doi.org/10.1109/PES.2011.6038923>
- [70] N. Xu, M. Ding, and C. Chung, “Control Strategies of BESS for Compensating Renewable Energy Fluctuations,” in *9th IET International Conference on Advances in Power System Control, Operation and Management (APSCOM 2012)*. IET, 2012, pp. 1–5. [Online]. Available: <http://doi.org/10.1049/cp.2012.2178>
- [71] S. Chen, T. Zhang, H. B. Gooi, R. D. Masiello, and W. Katzenstein, “Penetration Rate and Effectiveness Studies of Aggregated BESS for Frequency Regulation,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 7, no. 1, pp. 167–177, 2015. [Online]. Available: <http://doi.org/10.1109/TSG.2015.2426017>
- [72] S. Zhang, Y. Mishra, G. Nourbakhsh, and G. Ledwich, “The Application of BESS in Load Shedding Scheme,” in *2013 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)*. IEEE, 2013, pp. 1–6. [Online]. Available: <http://doi.org/10.1109/AUPEC.2013.6725473>
- [73] H.-S. Kim, J. Hong, and I.-S. Choi, “Implementation of Distributed Autonomous Control Based Battery Energy Storage System for Frequency Regulation,” *Energies*, vol. 14, no. 9, 2021. [Online]. Available: <https://doi.org/10.3390/en14092672>

- [74] U. Datta, “Battery Energy Storage System for Renewable Energy Integrated Power system Stability Enhancement,” Ph.D. dissertation, Victoria University, 2020. [Online]. Available: <https://vuir.vu.edu.au/41874/>
- [75] U. Datta, A. Kalam, and J. Shi, “Battery Energy Storage System for Transient Frequency Stability Enhancement of a Large-Scale Power System,” in *2017 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)*. IEEE, 2017, pp. 1–5. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/AUPEC.2017.8282465>
- [76] H. Yin, H. Lan, C. Y. David, Y.-Y. Hong, and R.-Y. Li, “An Improved Optimal Allocation Scheme of Energy Storage System in a Distribution System Based on Transient Stability,” *Journal of Energy Storage*, vol. 34, p. 101977, 2021. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.est.2020.101977>
- [77] T. Kerdphol, F. S. Rahman, and Y. Mitani, “Virtual Inertia Control Application to Enhance Frequency Stability of Interconnected Power Systems with High Renewable Energy Penetration,” *Energies*, vol. 11, no. 4, p. 981, 2018. [Online]. Available: <https://doi.org/10.3390/en11040981>
- [78] Z. Hu, F. Zhang, and B. Li, “Transmission Expansion Planning Considering the Deployment of Energy Storage Systems,” in *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*. IEEE, 2012, pp. 1–6. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/PESGM.2012.6344575>
- [79] M. Zidar, P. S. Georgilakis, N. D. Hatziargyriou, T. Capuder, and D. Škrlec, “Review of Energy Storage Allocation in Power Distribution Networks: Applications, Methods and Future Research,” *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 10, no. 3, pp. 645–652, 2016. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2015.0447>
- [80] M. S. Guney and Y. Tepe, “Classification and Assessment of Energy Storage Systems,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 75, pp. 1187–1197, 2017. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.102>

- [81] M. M. Rahman, A. O. Oni, E. Gemechu, and A. Kumar, "Assessment of Energy Storage Technologies: A Review," *Energy Conversion and Management*, vol. 223, p. 113295, 2020. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.113295>
- [82] A. Olabi, C. Onumaegbu, T. Wilberforce, M. Ramadan, M. A. Abdelkareem, and A. H. Al-Alami, "Critical Review of Energy Storage Systems," *Energy*, vol. 214, p. 118987, 2021. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118987>
- [83] C. S. Lai, G. Locatelli, A. Pimm, X. Wu, and L. L. Lai, "A review on Long-Term Electrical Power System Modeling with Energy Storage," *Journal of Cleaner Production*, vol. 280, p. 124298, 2021. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.124298>
- [84] I. B. Sperstad, M. Istad, H. Sæle, M. Korpås, I. Oleinikova, S. Hänninen, S. Motta, K. Panagiotou, C. Papadimitriou, V. Efthymiou, C. Træholt, and M. Marinelli, "Cost-Benefit Analysis of Battery Energy Storage in Electric Power Grids: Research and Practices," in *2020 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT-Europe)*, 2020, pp. 314–318. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/ISGT-Europe47291.2020.9248895>
- [85] Y. Yang, S. Bremner, C. Menictas, and M. Kay, "Battery Energy Storage System Size Determination in Renewable Energy Systems: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 91, pp. 109–125, 2018. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.03.047>
- [86] P. Nikolaidis and A. Poullikkas, "Cost Metrics of Electrical Energy storage Technologies in Potential Power System Operations," *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 25, pp. 43–59, 2018. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.seta.2017.12.001>
- [87] H. C. Hesse, M. Schimpe, D. Kucevic, and A. Jossen, "Lithium-Ion Battery Storage for the Grid—A Review of Stationary Battery Storage System Design

- Tailored for Applications in Modern Power Grids,” *Energies*, vol. 10, no. 12, p. 2107, 2017. [Online]. Available: <https://doi.org/10.3390/en10122107>
- [88] F. Mohamad and J. Teh, “Impacts of Energy Storage System on Power System Reliability: A systematic review,” *Energies*, vol. 11, no. 7, p. 1749, 2018. [Online]. Available: <https://doi.org/10.3390/en11071749>
- [89] N. Sharma and S. Sankar, “Modeling and Control of Battery Energy Storage System for Providing Grid Support Services,” in *2018 Clemson University Power Systems Conference (PSC)*, 2018, pp. 1–5. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/PSC.2018.8664018>
- [90] H. Saber, M. Moeini-Aghtaie, and M. Ehsan, “Developing a multi-objective framework for expansion planning studies of distributed energy storage systems (DESSs),” *Energy*, vol. 157, pp. 1079–1089, 2018. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.06.081>
- [91] C. Wong, C. Ashton, B. Chalamala, D. Houseman, H. Huang, R. Masiello, J. McDowall, D. Novosel, V. Rabl, M. Ropp, M. Siira, and C. Vartanian, “Energy storage opportunities and research needs,” IEEE-PES, Tech. Rep., 2020.
- [92] N. McIlwaine, A. M. Foley, R. Best, D. J. Morrow, and D. Al Kez, “Modelling the Effect of Distributed Battery Energy Storage in an Isolated Power System,” *Energy*, vol. 263, p. 125789, 2023. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.125789>
- [93] H. Z. Odero, C. W. Wekesa, and G. K. Irungu, “Comprehensive Review of Energy Storage Technologies: Types, Applications, Optimal Sizing and Siting in Power Systems,” *2022 IEEE PES/IAS PowerAfrica*, pp. 1–5, 2022. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/PowerAfrica53997.2022.9905263>
- [94] A. Olabi, T. Wilberforce, E. T. Sayed, A. G. Abo-Khalil, H. M. Maghrabie, K. Elsaid, and M. A. Abdelkareem, “Battery Energy Storage Systems and SWOT (Strengths, Weakness, Opportunities, and Threats) Analysis of Batteries

- in Power Transmission,” *Energy*, vol. 254, p. 123987, 2022. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.123987>
- [95] M. Borghei and M. Ghassemi, “Optimal Planning of Microgrids for Resilient Distribution Networks,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 128, p. 106682, 2021. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.106682>
- [96] K. Knezović, A. Marinakis, C. Y. Evrenosoglu, and A. Oudalov, “Role of Grid and Bulk Storage in the Integration of Variable Renewable energy Resources: Framework for optimal operation-driven multi-period infrastructure planning,” *Energy*, vol. 226, p. 120378, 2021. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.120378>
- [97] Y. Hida, Y. Miyaguchi, R. Yokoyama, and K. Iba, “A Study of Optimal Capacity of BESS to Mitigate unstable of Solar Power Generation,” in *2010 Modern Electric Power Systems*. IEEE, 2010, pp. 1–5. [Online]. Available: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/6007205>
- [98] G. L. Doorman, K. Uhlen, G. Kjolle, and E. S. Huse, “Vulnerability Analysis of the Nordic Power System,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, no. 1, pp. 402–410, 2006. [Online]. Available: <http://doi.org/10.1109/TPWRS.2005.857849>
- [99] C. Perrings, E. K. Larson, and P. J. Maliszewski, “Valuing the Resilience of the Electrical Power Infrastructure,” in *2011 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition*. IEEE, 2011, pp. 1–3. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/PSCE.2011.5772485>
- [100] N. M. Tabatabaei, S. N. Ravadanegh, and N. Bizon, *Power Systems Resilience*. Springer, 2018.
- [101] M. Panwar, S. Chanda, M. Mohanpurkar, Y. Luo, F. Dias, R. Hovsopian, and A. K. Srivastava, “Integration of Flow Battery for Resilience Enhancement

- of Advanced Distribution Grids,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 109, pp. 314–324, 2019. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.01.024>
- [102] M. Papic, S. Ekisheva, and E. Cotilla-Sanchez, “A Risk-Based Approach to Assess the Operational Resilience of Transmission Grids,” *Applied Sciences*, vol. 10, no. 14, 2020. [Online]. Available: <https://doi.org/10.3390/app10144761>
- [103] M. Ghasemi, A. Kazemi, E. Bompard, and F. Aminifar, “A Two-Stage Resilience Improvement Planning for Power Distribution Systems Against Hurricanes,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 132, p. 107214, 2021. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.107214>
- [104] S. C. Shandiz, G. Foliente, B. Rismanchi, A. Wachtel, and R. F. Jeffers, “Resilience Framework and Metrics for Energy Master Planning of Communities,” *Energy*, vol. 203, p. 117856, 2020. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.117856>
- [105] H. Gong and D. M. Ionel, “Improving the Power Outage Resilience of Buildings with Solar PV through the use of Battery Systems and EV Energy Storage,” *Energies*, vol. 14, no. 18, 2021. [Online]. Available: <https://doi.org/10.3390/en14185749>
- [106] D. K. Mishra, M. J. Ghadi, L. Li, J. Zhang, and M. Hossain, “Active Distribution System Resilience Quantification and Enhancement through Multi-microgrid and Mobile Energy Storage,” *Applied Energy*, vol. 311, p. 118665, 2022. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.118665>
- [107] R. J. Lowe, L. F. Chiu, S. Pye, T. G. Cassarino, D. Scamman, and B. Solano-Rodriguez, “Lost Generation: Reflections on Resilience and Flexibility from an Energy System Architecture Perspective,” *Applied Energy*, vol. 298, p. 117179, 2021. [Online]. Available: <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.117179>

- [108] P. Ge, F. Teng, C. Konstantinou, and S. Hu, “A Resilience-Oriented Centralised-to-Decentralised Framework for Networked Microgrids Management,” *Applied Energy*, vol. 308, p. 118234, 2022. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.118234>
- [109] I. Zunnurain, Y. Sang, P. Mandal, M. Velez-Reyes, and J. Espiritu, “Improving the Resilience of large-scale Power Systems using Distributed Static Series Compensators,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 145, p. 108702, 2023. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2022.108702>
- [110] A. Nikoobakht and J. Aghaei, “Resilience Promotion of Active Distribution Grids under High Penetration of Renewables using Flexible Controllers,” *Energy*, vol. 257, p. 124754, 2022. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.124754>
- [111] S. Impram, S. Varbak Nese, and B. Oral, “Challenges of Renewable Energy Penetration on Power System Flexibility: A survey,” *Energy Strategy Reviews*, vol. 31, p. 100539, 2020. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.esr.2020.100539>
- [112] B. Mohandes, M. S. E. Moursi, N. Hatziargyriou, and S. E. Khatib, “A Review of Power System Flexibility with High Penetration of Renewables,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 34, no. 4, pp. 3140–3155, 2019. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2019.2897727>
- [113] A. Akrami, M. Doostizadeh, and F. Aminifar, “Power System Flexibility: an overview of emergence to evolution,” *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 7, no. 5, pp. 987–1007, 2019. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1007/s40565-019-0527-4>
- [114] E. Hillberg, A. Zegers, B. Herndler, S. Wong, J. Pompee, J.-Y. Bourmaud, S. Lehnhoff, G. Migliavacca, K. Uhlen, I. Oleinikova *et al.*, “Flexibility Needs in the Future Power System,” 2019.

- [115] O. Babatunde, J. Munda, and Y. Hamam, “Power System Flexibility: A review,” *Energy Reports*, vol. 6, pp. 101–106, 2020, the 6th International Conference on Power and Energy Systems Engineering. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.egy.2019.11.048>
- [116] S. Dalhues, Y. Zhou, O. Pohl, F. Rewald, F. Erlemeyer, D. Schmid, J. Zwartscholten, Z. Hagemann, C. Wagner, D. M. Gonzalez, H. Liu, M. Zhang, J. Liu, C. Rehtanz, Y. Li, and Y. Cao, “Research and Practice of Flexibility in Distribution Systems: A review,” *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, vol. 5, no. 3, pp. 285–294, 2019. [Online]. Available: <https://doi.org/10.17775/CSEEJPES.2019.00170>
- [117] M. Emmanuel, K. Doubleday, B. Cakir, M. Marković, and B.-M. Hodge, “A Review of Power System Planning and Operational Models for Flexibility Assessment in High Solar Energy Penetration Scenarios,” *Solar Energy*, vol. 210, pp. 169–180, 2020, special Issue on Grid Integration. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2020.07.017>
- [118] M. Alizadeh, M. P. Moghaddam, N. Amjady, P. Siano, and M. Sheikh-El-Eslami, “Flexibility in Future Power Systems with High Renewable Penetration: A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 57, pp. 1186–1193, 2016. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.200>
- [119] S. O’Connell, G. Reynders, and M. M. Keane, “Impact of Source Variability on Flexibility for Demand Response,” *Energy*, vol. 237, p. 121612, 2021. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.121612>
- [120] Y. Xia, Q. Xu, L. Chen, and P. Du, “The Flexible Roles of Distributed Energy Storages in peer-to-peer transactive Energy Market: A state-of-the-art review,” *Applied Energy*, vol. 327, p. 120085, 2022. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.120085>
- [121] E. Nycander, L. Söder, J. Olauson, and R. Eriksson, “Curtailment Analysis for the Nordic Power System considering Transmission Capacity, Inertia Limits

- and Generation Flexibility,” *Renewable Energy*, vol. 152, pp. 942–960, 2020. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.01.059>
- [122] C. Jian, L. Yutian, and B. Guannan, “Optimal Operating Strategy for Distribution Networks with PV and BESS considering Flexible Energy Storage,” in *2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)*. IEEE, 2016, pp. 1–5. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/PESGM.2016.7741131>
- [123] A. Zhou, R. Yan, and T. K. Saha, “Capacity and Control Strategy Design of Isolated Micro-Grid with High Renewable Penetration,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 11, no. 3, pp. 1173–1184, 2020. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/TSTE.2019.2920274>
- [124] W. Gan, X. Ai, J. Fang, M. Yan, W. Yao, W. Zuo, and J. Wen, “Security Constrained co-planning of Transmission Expansion and Energy Storage,” *Applied energy*, vol. 239, pp. 383–394, 2019. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.01.192>
- [125] A. Roscoe, P. Brogan, D. Elliott, T. Knueppel, I. Gutierrez, J.-C. P. Champion, and R. Da Silva, “Practical Experience of Operating a Grid Forming Wind Park and its Response to System Events,” in *Proceeding of the 18th Wind Integration Workshop, Dublin, Ireland*, 2019, pp. 16–18.
- [126] Z. Yang, L. Xia, and X. Guan, “Fluctuation Reduction of Wind Power and Sizing of Battery Energy Storage Systems in Microgrids,” *IEEE Transactions on Automation Science and Engineering*, 2020. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/TASE.2020.2977944>
- [127] M. Motalleb, E. Reihani, and R. Ghorbani, “Optimal Placement and Sizing of the Storage Supporting Transmission and Distribution Networks,” *Renewable Energy*, vol. 94, pp. 651–659, 2016. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.03.101>

- [128] R. Fernández-Blanco, Y. Dvorkin, B. Xu, Y. Wang, and D. S. Kirschen, “Optimal Energy Storage Siting and Sizing: A WECC case study,” *IEEE transactions on sustainable energy*, vol. 8, no. 2, pp. 733–743, 2016. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/TSTE.2016.2616444>
- [129] L. A. Wong, V. K. Ramachandaramurthy, P. Taylor, J. Ekanayake, S. L. Walker, and S. Padmanaban, “Review on the Optimal Placement, Sizing and Control of an Energy Storage System in the Distribution Network,” *Journal of Energy Storage*, vol. 21, pp. 489–504, 2019. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.est.2018.12.015>
- [130] J. L. Lorente, X. A. Liu, R. Best, and D. J. Morrow, “Energy Storage Allocation in Power Networks—a state-of-the-art review,” in *2018 53rd International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*. IEEE, 2018, pp. 1–6. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/UPEC.2018.8542106>
- [131] A. Hassan and Y. Dvorkin, “Energy Storage Siting and Sizing in Coordinated Distribution and Transmission Systems,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 9, no. 4, pp. 1692–1701, 2018. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/TSTE.2018.2809580>
- [132] P. Fortenbacher, A. Ulbig, and G. Andersson, “Optimal Placement and Sizing of Distributed Battery Storage in Low Voltage Grids using Receding Horizon Control Strategies,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 3, pp. 2383–2394, 2017. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2017.2746261>
- [133] S. Salee and P. Wirasanti, “Optimal Siting and Sizing of Battery Energy Storage Systems for grid-supporting in Electrical Distribution Network,” in *2018 International ECTI Northern Section Conference on Electrical, Electronics, Computer and Telecommunications Engineering (ECTI-NCON)*. IEEE, 2018, pp. 100–105. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/ECTI-NCON.2018.8378290>

- [134] L. A. Wong, V. K. Ramachandaramurthy, S. L. Walker, P. Taylor, and M. J. Sanjari, "Optimal Placement and Sizing of Battery Energy Storage System for Losses Reduction using Whale Optimization Algorithm," *Journal of Energy Storage*, vol. 26, p. 100892, 2019. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.est.2019.100892>
- [135] J. M. Home-Ortiz, M. Pourakbari-Kasmaei, M. Lehtonen, and J. R. S. Mantovani, "Optimal Location-Allocation of Storage Devices and Renewable-based DG in Distribution Systems," *Electric Power Systems Research*, vol. 172, pp. 11–21, 2019. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2019.02.013>
- [136] A. Nikoobakht, J. Aghaei, M. Shafie-khah, and J. P. Catalão, "Allocation of Fast-Acting Energy Storage Systems in Transmission Grids with High Renewable Generation," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 11, no. 3, pp. 1728–1738, 2019. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/TSTE.2019.2938417>
- [137] I. Naidji, M. B. Smida, M. Khalgui, A. Bachir, Z. Li, and N. Wu, "Efficient Allocation Strategy of Energy Storage Systems in Power Grids Considering Contingencies," *IEEE Access*, vol. 7, pp. 186 378–186 392, 2019. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2019.2957277>
- [138] Y. Mao, D. Qiu, D. Liu, and Y. Sun, "Optimal Siting and Sizing of Energy Storage System in Distribution Grid Considering Power Supply Reliability," in *2019 IEEE Innovative Smart Grid Technologies-Asia (ISGT Asia)*. IEEE, 2019, pp. 1271–1275. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/ISGT-Asia.2019.8881622>
- [139] K. S. El-Bidairi, H. D. Nguyen, T. S. Mahmoud, S. Jayasinghe, and J. M. Guerrero, "Optimal Sizing of Battery Energy Storage Systems for dynamic Frequency Control in an Islanded Microgrid: A case study of Flinders Island, Australia," *Energy*, vol. 195, p. 117059, 2020. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.117059>
- [140] P. V. Subbotin, Y. P. Gusev, and D. V. Dvorkin, "Optimal BESS Sizing & Allocation for Transfer Capacity Increase in Dis-

- tribution Grids,” in *2020 3rd International Colloquium on Intelligent Grid Metrology (SMAGRIMET)*. IEEE, 2020, pp. 1–6. [Online]. Available: <https://doi.org/10.23919/SMAGRIMET48809.2020.9263996>
- [141] L. Novoa, R. Flores, and J. Brouwer, “Optimal DER Allocation in Meshed Microgrids with Grid Constraints,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 128, p. 106789, 2021. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.106789>
- [142] S. Massucco, P. Pongiglione, F. Silvestro, M. Paolone, and F. Sossan, “Siting and Sizing of Energy Storage systems: Towards a Unified Approach for Transmission and Distribution System Operators for Reserve Provision and Grid Support,” *Electric Power Systems Research*, vol. 190, p. 106660, 2021. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2020.106660>
- [143] F. Mohamad, J. Teh, and C.-M. Lai, “Optimum Allocation of Battery Energy Storage Systems for Power Grid Enhanced with Solar Energy,” *Energy*, vol. 223, p. 120105, 2021. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.120105>
- [144] M. Ma, H. Huang, X. Song, F. Peña-Mora, Z. Zhang, and J. Chen, “Optimal Sizing and Operations of Shared Energy Storage Systems in Distribution Networks: A Bi-Level programming Approach,” *Applied Energy*, vol. 307, p. 118170, 2022. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.118170>
- [145] X. Kong, H. Wang, N. Li, and H. Mu, “Multi-Objective Optimal Allocation and Performance Evaluation for Energy Storage in Energy Systems,” *Energy*, vol. 253, p. 124061, 2022. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.124061>
- [146] C. Liu, A. Lin, B. Zhang, W. Kong, M. Zhu, and S. Wen, “Optimal Allocation of Distributed Energy Storage Systems in Weak Grid: A Case

- Study of Ali, Tibet,” in *2022 Asian Conference on Frontiers of Power and Energy (ACFPE)*. IEEE, 2022, pp. 247–251. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/ACFPE56003.2022.9952290>
- [147] A. F. Ramos, I. Ahmad, D. Habibi, and T. S. Mahmoud, “Placement and Sizing of Utility-Size Battery Energy Storage Systems to Improve the Stability of Weak Grids,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 144, p. 108427, 2023. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2022.108427>
- [148] M. Bozorg, F. Sossan, J.-Y. Le Boudec, and M. Paolone, “Influencing the Bulk Power System Reserve by Dispatching Power Distribution Networks using Local Energy Storage,” *Electric Power Systems Research*, vol. 163, pp. 270–279, 2018. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2018.06.017>
- [149] Z. Liu, Z. Xiao, Y. Wu, H. Hou, T. Xu, Q. Zhang, and C. Xie, “Integrated Optimal Dispatching Strategy considering Power Generation and Consumption Interaction,” *IEEE Access*, vol. 9, pp. 1338–1349, 2020. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.3045151>
- [150] T. G. Hlalele, J. Zhang, R. M. Naidoo, and R. C. Bansal, “Multi-Objective Economic Dispatch with Residential Demand Response Programme under Renewable Obligation,” *Energy*, vol. 218, p. 119473, 2021. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.119473>
- [151] X. Li, R. Ma, W. Gan, and S. Yan, “Optimal Dispatch for Battery Energy Storage Station in Distribution Network considering Voltage Distribution Improvement and Peak Load Shifting,” *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 10, no. 1, pp. 131–139, 2020. [Online]. Available: <https://doi.org/10.35833/MPCE.2020.000183>
- [152] S. Yang, H. Lin, L. Ju, and J. Ma, “Chance-Constrained bi-level Optimal Dispatching Model and benefit allocation strategy for off-grid microgrid considering bilateral uncertainty of supply and demand,” *International Journal*

- of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 146, p. 108719, 2023. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2022.108719>
- [153] Y. Shen, X. Liang, W. Hu, X. Dou, and F. Yang, “Optimal Dispatch of Regional Integrated Energy System based on a Generalized Energy Storage Model,” *IEEE Access*, vol. 9, pp. 1546–1555, 2020. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.3046743>
- [154] J. H. Yi, R. Cherkaoui, M. Paolone, D. Shchetinin, and K. Knezovic, “Expansion Planning of Active Distribution Networks Achieving their Dispatchability via Energy Storage Systems,” *Applied Energy*, vol. 326, p. 119942, 2022. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.119942>
- [155] H. Chabok, J. Aghaei, M. Sheikh, M. Roustaei, M. Zare, T. Niknam, M. Lehtonen, M. Shafi-khah, and J. P. Catalão, “Transmission-Constrained Optimal Allocation of price-maker Wind-Storage Units in Electricity Markets,” *Applied Energy*, vol. 310, p. 118542, 2022. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.118542>
- [156] N. Li, R. A. Hakvoort, and Z. Lukszo, “Cost Allocation in Integrated Community Energy systems—Performance Assessment,” *Applied Energy*, vol. 307, p. 118155, 2022. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.118155>
- [157] Q. Shi, W. Liu, B. Zeng, H. Hui, and F. Li, “Enhancing Distribution System Resilience Against Extreme Weather Events: Concept Review, Algorithm Summary, and Future Vision,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 138, p. 107860, 2022. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.107860>
- [158] K. Mongird, V. Viswanathan, P. Balducci, J. Alam, V. Fotedar, V. Koritarov, and B. Hadjerioua, “An Evaluation of Energy Storage Cost and Performance Characteristics,” *Energies*, vol. 13, no. 13, p. 3307, 2020. [Online]. Available: <https://doi.org/10.3390/en13133307>

- [159] M. M. Rahman, A. O. Oni, E. Gemechu, and A. Kumar, "Assessment of Energy Storage Technologies: A Review," *Energy Conversion and Management*, vol. 223, p. 113295, 2020. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.113295>
- [160] W. J. Cole and A. Frazier, "Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage," National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), Tech. Rep., 2019. [Online]. Available: <https://www.osti.gov/biblio/1529218>
- [161] W. Cole, A. W. Frazier, and C. Augustine, "Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2021 update," National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), Tech. Rep., 2021. [Online]. Available: <https://www.osti.gov/biblio/1786976>
- [162] M. H. Mostafa, S. H. A. Aleem, S. G. Ali, Z. M. Ali, and A. Y. Abdelaziz, "Techno-Economic Assessment of Energy Storage Systems using Annualized Life Cycle Cost of Storage (LCCOS) and Levelized Cost of Energy (LCOE) Metrics," *Journal of Energy Storage*, vol. 29, p. 101345, 2020. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.est.2020.101345>
- [163] H. Nasrazadani, A. Sedighi, and H. Seifi, "Enhancing Static Voltage Stability of a Power System in the Presence of Large-Scale PV plants using a Battery Energy Storage Control Scheme by the Probabilistic Technique," *International Journal of Electrical Power Energy Systems*, vol. 144, p. 108517, 2023. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2022.108517>
- [164] J. hong Zhu, H. Ren, J. Gu, X. Zhang, and C. Sun, "Economic Dispatching of Wind/ Photovoltaic/ Storage Considering Load Supply Reliability and Maximize Capacity Utilization," *International Journal of Electrical Power Energy Systems*, vol. 147, p. 108874, 2023. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2022.108874>
- [165] I. A. Khan, H. Mokhlis, N. N. Mansor, H. A. Illias, L. Jamilatul Awal, and L. Wang, "New Trends and Future Directions in Load

- Frequency Control and Flexible Power System: A comprehensive review,” *Alexandria Engineering Journal*, vol. 71, pp. 263–308, 2023. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.aej.2023.03.040>
- [166] L. Gacitúa, D. Olivares, M. Negrete-Pincetic, and Álvaro Lorca, “The Role of Fast-Acting Energy Storage for Contingency Grid Support in the Transmission Planning,” *Energy*, vol. 283, p. 128465, 2023. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.128465>
- [167] C. Zhao, P. B. Andersen, C. Træholt, and S. Hashemi, “Grid-Connected Battery Energy Storage System: a review on application and integration,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 182, p. 113400, 2023. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113400>
- [168] F. Arraño-Vargas, S. Jiang, B. Bennett, and G. Konstantinou, “Mitigation of Power System Oscillations in Weak Grids with Battery Energy Storage Systems: A real-world case study,” *Energy*, vol. 283, p. 128648, 2023. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.128648>
- [169] A. F. Ramos, I. Ahmad, D. Habibi, and T. S. Mahmoud, “Placement and sizing of utility-size battery energy storage systems to improve the stability of weak grids,” *International Journal of Electrical Power Energy Systems*, vol. 144, p. 108427, 2023. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2022.108427>
- [170] M. Agüero, J. Peralta, E. Quintana, V. Velar, A. Stepanov, H. Ashourian, J. Mahseredjian, and R. Cárdenas, “Virtual transmission solution based on battery energy storage systems to boost transmission capacity,” *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 12, no. 2, pp. 466–474, 2024. [Online]. Available: <https://doi.org/10.35833/MPCE.2023.000729>
- [171] G. A. Gómez-Ramírez, L. García-Santander, J. R. Rojas-Morales, M. Lazkano-Zubiaga, and C. Meza, “Electrochemical Storage and Flexibility in Transfer Capacities: Strategies and Uses for Vulnerable Power Grids,” *Energies*, vol. 17, no. 23, 2024. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/1996-1073/17/23/5878>

- [172] G. A. Gómez-Ramírez, L. García-Santander, M. Zubiaga Lazkano, and C. Meza, “Increasing Flexibility in Vulnerable Power Grids using Electrochemical Storage,” *Heliyon*, vol. 10, no. 16, p. e35710, 2024. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2405844024117410>
- [173] G. A. Gómez-Ramírez, C. Meza, G. Mora-Jiménez, J. R. R. Morales, and L. García-Santander, “The Central American Power System: Achievements, Challenges, and Opportunities for a Green Transition,” *Energies*, vol. 16, no. 11, 2023. [Online]. Available: <https://doi.org/10.3390/en16114328>
- [174] G. A. Gómez-Ramírez, R. Solis-Ortega, and L. A. Ross-Lépiz, “Impact of Electric Vehicles on Power Transmission Grids,” *Heliyon*, vol. 9, no. 11, p. e22253, 2023. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2023.e22253>
- [175] G. A. Gómez-Ramírez, I. A. Luévano-Reyes, C. Meza, and L. García-Santander, “Demand Response Improvement using Storage Power Systems: Case Study of Honduras,” in *2021 IEEE CHILEAN Conference on Electrical, Electronics Engineering, Information and Communication Technologies (CHILECON)*, 2021, pp. 1–6. [Online]. Available: <http://doi.org/10.1109/CHILECON54041.2021.9703062>
- [176] G. A. Gómez-Ramírez and R. Solis-Ortega, “Electric Vehicle Penetration Modelling for Costa Rica Power System,” in *2021 IEEE CHILEAN Conference on Electrical, Electronics Engineering, Information and Communication Technologies (CHILECON)*, 2021, pp. 1–6. [Online]. Available: <http://doi.org/10.1109/CHILECON54041.2021.9703070>
- [177] G. A. Gómez-Ramírez, I. A. Luévano-Reyes, G. Mora-Jiménez, L. García-Santander, M. Z. Laskano, and C. Meza, “Increasing Distribution Network Capacity through Storage in Central American Countries: A case study,” in *2022 IEEE International Conference on Automation/XXV Congress of the Chilean Association of Automatic Control (ICA-ACCA)*, 2022, pp. 1–6. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/ICA-ACCA56767.2022.10006043>

- [178] G. A. Gómez-Ramírez, C. Meza, and S. Morales-Hernández, “Oportunidades y desafíos para la integración de almacenamiento electroquímico en las redes eléctricas centroamericanas,” *Revista Tecnología en Marcha*, pp. Pág–70, 2021. [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.18845/tm.v34i3.5352>
- [179] G. A. Gómez-Ramírez and C. Meza, “Challenges of Storage in Large Power Systems,” *Revista Tecnología en Marcha*, pp. pág–95, 2021. [Online]. Available: <https://doi.org/10.18845/tm.v34i7.6016>
- [180] G. A. Gómez-Ramírez, G. Mora-Jiménez, and C. Meza, “Simulación del Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central usando ETAP,” *Revista Tecnología en Marcha*, vol. 36, no. 2, p. Pág. 50–58, mar. 2023. [Online]. Available: <https://doi.org/10.18845/tm.v36i2.6007>
- [181] J. Machowski, J. Bialek, and J. R. Bumby, *Power System Dynamics and Stability*. John Wiley & Sons, 1997.
- [182] M. Eremia and M. Shahidehpour, *Handbook of Electrical Power System Dynamics: Modeling, Stability, and Control*. Wiley-IEEE Press, 2013.
- [183] P. Krause, O. Wasynczuk, S. D. Sudhoff, and S. Pekarek, *Analysis of Electric Machinery and Drive Systems*. John Wiley & Sons, 2013, vol. 75.
- [184] “IEEE Guide for Synchronous Generator Modeling Practices and Applications in Power System Stability Analyses,” *IEEE Std 1110-2002 (Revision of IEEE Std 1110-1991)*, pp. 1–81, Feb 2002.
- [185] J. D. Glover and M. S. Sarma, *Sistemas de Potencia: análisis y diseño*. Cengage Learning Editores, 2003.
- [186] J. J. Grainger and W. D. Stevenson, *Análisis de Sistemas de Potencia*. McGraw-Hill, 1996.
- [187] S. J. Chapman, *Máquinas Eléctricas, 5ta.* McGraw Hill México, 2012.

- [188] P. Kundur, N. J. Balu, and M. G. Lauby, *Power System Stability and Control*. McGraw-hill New York, 1994, vol. 7.
- [189] K. Morison, M. Glavic *et al.*, “Review of on-line Dynamic Security Assessment Tools and Techniques,” CIGRE, Tech. Rep., 2007.
- [190] K. Padiyar, *Power System Dynamics*. BS publications, 2008.
- [191] C. L. Fortescue, “Method of Symmetrical Co-ordinates Applied to the Solution of Polyphase Networks,” *Proceedings of the American Institute of Electrical Engineers*, vol. 37, no. 6, pp. 629–716, June 1918. [Online]. Available: <http://doi.org/10.1109/T-AIEE.1918.4765570>
- [192] N. M. Tabatabaei, S. N. Ravadanegh, and N. Bizon, *Power Systems Resilience: Modeling, Analysis and Practice*. Springer, 2018.
- [193] ARESEP, “Planeación, Operación y Acceso al Sistema Eléctrico Nacional POA-SEN,” Tech. Rep., 2015.
- [194] —, “Reglamento Técnico de los Servicios Auxiliares en el Sistema Eléctrico Nacional,” Tech. Rep., 2019.
- [195] —, “Reglamento Sectorial de los Servicios Eléctricos,” Tech. Rep., 2001.
- [196] CRIE, “Reglamento del Mercado Eléctrico Regional,” Tech. Rep., 2019.
- [197] Ente Operador Regional, “Informe Final del Evento Ocurrido en el Sistema Eléctrico Regional (SER),” Operador del Sistema Honduras, Tech. Rep., 2021.
- [198] J. Blanco Roldan, “Stabilitatea Dinamica Asistemelor Electrice,” Teza de Doctorat, Institut Politehnic Bucuresti, Bucuresti, România, Septembrie 1979.
- [199] “IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies,” Tech. Rep., Aug 2016.
- [200] “Dynamics Models for Turbine-Governors in Power System Studies,” Tech. Rep., Jan 2013.

- [201] M. P. Oommen and J. L. Kohler, “Effect of Three-Winding Transformer Models on the Analysis and Protection of Mine Power Systems,” *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 35, no. 3, pp. 670–674, 1999. [Online]. Available: <http://doi.org/10.1109/28.767019>
- [202] B. Dunn, H. Kamath, and J.-M. Tarascon, “Electrical Energy Storage for the Grid: a Battery of Choices,” *Science*, vol. 334, no. 6058, pp. 928–935, 2011. [Online]. Available: <http://doi.org/10.1126/science.1212741>
- [203] H. S. Qazi, N. Liu, and A. Ali, “Power System Frequency Regulation using Hybrid Electrical Energy Storage System,” in *2018 IEEE 2nd International Electrical and Energy Conference (CIEEC)*. IEEE, 2018, pp. 377–381. [Online]. Available: <http://doi.org/10.1109/CIEEC.2018.8745776>
- [204] G. A. Gómez-Ramírez, “Potencia Reactiva: Despacho óptimo con una Programación Lineal-Parte a,” *Revista Tecnología en Marcha*, vol. 32, no. 1, pp. 25–38, 2019. [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.18845/tm.v32i1.4116>
- [205] G. A. G. Ramírez, “New Proposal of Electric Rates in Costa Rica,” in *2018 IEEE 38th Central America and Panama Convention (CONCAPAN XXXVIII)*. IEEE, 2018, pp. 1–4. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/CONCAPAN.2018.8596324>
- [206] A. M. Andwari, A. Pesiridis, S. Rajoo, R. Martinez-Botas, and V. Esfahanian, “A Review of Battery Electric Vehicle Technology and Readiness Levels,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 78, pp. 414–430, 2017. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.03.138>
- [207] C. C. Chan and Y. Wong, “Electric Vehicles Charge Forward,” *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 2, no. 6, pp. 24–33, 2004. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/MPAE.2004.1359010>
- [208] S. Manzetti and F. Mariasiu, “Electric Vehicle Battery Technologies: From Present State to Future Systems,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*,

- vol. 51, pp. 1004–1012, 2015. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.07.010>
- [209] K. Rajashekara, “History of Electric Vehicles in General Motors,” *IEEE transactions on industry applications*, vol. 30, no. 4, pp. 897–904, 1994. [Online]. Available: <http://doi.org/10.1109/28.297905>
- [210] J. Y. Yong, V. K. Ramachandaramurthy, K. M. Tan, and N. Mithulananthan, “A Review on the State-of-the-art Technologies of Electric Vehicle, its impacts and prospects,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 49, pp. 365–385, 2015. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.04.130>
- [211] W. Jing, Y. Yan, I. Kim, and M. Sarvi, “Electric Vehicles: A Review of Network Modelling and Future Research Needs,” *Advances in Mechanical Engineering*, vol. 8, no. 1, 2016. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1177/1687814015627981>
- [212] A. Poullikkas, “Sustainable Options for Electric Vehicle Technologies,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 41, pp. 1277–1287, 2015. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.09.016>
- [213] F. Zhang, X. Zhang, M. Zhang, and A. S. Edmonds, “Literature Review of Electric Vehicle Technology and Its Applications,” in *2016 5th International Conference on Computer Science and Network Technology (ICCSNT)*. IEEE, 2016, pp. 832–837. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/ICCSNT.2016.8070276>
- [214] C. E. Fallas Saborío, “Sistema de Interconexión Eléctrica para los Países de América Central: Una historia Exitosa de Colaboración e Integración Regional,” *Gestión Documentación e Información ICE, Costa Rica*, 2014.
- [215] SEGEPLAN, “Plan Nacional de Energía de Guatemala 2017-2032,” 2017.
- [216] O. S. Montano Pineda, “Energía eléctrica en Honduras: Modelo de operación,

- crisis y alternativas de desarrollo sustentable,” Ph.D. dissertation, Tegucigalpa, Honduras, 2021.
- [217] CEAC, “Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación Eléctrica,” 2016.
- [218] C. Meza, “A Review on the Central America Electrical Energy Scenario,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 33, pp. 566–577, 2014. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.02.022>
- [219] M. J. Quintero, “Optimization of Honduras Electricity Generation Mix for 2018,” in *2019 FISE-IEEE/CIGRE Conference-Living the energy Transition (FISE/CIGRE)*. IEEE, 2019, pp. 1–6. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/FISECIGRE48012.2019.8984977>
- [220] MEM, “VII Plan de Expansión de la Generación Eléctrica de Nicaragua 2019-2033,” 2018.
- [221] S. N. de Energía, “VII Plan Nacional Energético de Panamá 2015-2050,” 2015.

Apéndice A

Máquina Síncrona y sus componentes

En el siguiente apéndice se presenta toda la teoría relacionada con las máquinas eléctricas, sus componentes y su importancia para los sistemas de potencia. Se incluyen modelos tanto de potencia como de control para cada uno de los elementos analizados en este trabajo de investigación.

A.1. Modelado del Generador Síncrono

El comportamiento dinámico del generador síncrono debe ser modelado a partir de las ecuaciones diferenciales del generador síncrono [182, 188, 198]. Las constantes derivadas de estas ecuaciones son requeridas, ya que los software de simulación las requieren para los análisis de estabilidad. Las fuentes de tensión (E_q'' , E_d'') y las reactivancias (X_q'' , X_d'') en el modelado de los generadores son representadas por la siguiente ecuación de tensión:

$$\begin{bmatrix} V_d \\ V_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} E_d'' \\ E_q'' \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} R & X_q'' \\ -X_d'' & R \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_d \\ I_q \end{bmatrix} \quad (\text{A.1})$$

Se plantean por lo tanto las siguientes ecuaciones diferenciales para el generador síncrono:

- a. Modelo del Generador Síncrono de **Sexto Orden** ($\dot{\delta}$, $\dot{\omega}$, \dot{E}_d'' , \dot{E}_q'' , \dot{E}_d' , \dot{E}_q') se hace a partir de las siguientes ecuaciones:

$$M\Delta\dot{\omega} = P_m - P_e \quad (\text{A.2})$$

$$\dot{\delta} = \Delta\omega \quad (\text{A.3})$$

$$T''_{do}\dot{E}'_q = E_f - \dot{E}'_q + I_d(X_d - X'_q) \quad (\text{A.4})$$

$$T'_{qo}\dot{E}'_d = -\dot{E}'_d - I_q(X_q - X'_q) \quad (\text{A.5})$$

$$T''_{do}\dot{E}''_q = E'_q - \dot{E}''_q + I_d(X'_d - X''_q) \quad (\text{A.6})$$

$$T''_{qo}\dot{E}''_d = E'_d - \dot{E}''_d + I_q(X'_q - X''_q) \quad (\text{A.7})$$

b. Modelo del Generador Síncrono de **Quinto Orden** ($\dot{\delta}$, $\dot{\omega}$, \dot{E}''_d , \dot{E}''_q , \dot{E}'_q) se hace a partir de las siguientes ecuaciones:

$$M\Delta\dot{\omega} = P_m - P_e \quad (\text{A.8})$$

$$\dot{\delta} = \Delta\omega \quad (\text{A.9})$$

$$T''_{do}\dot{E}'_q = E_f - \dot{E}'_q + I_d(X_d - X'_q) \quad (\text{A.10})$$

$$T''_{do}\dot{E}''_q = E'_q - \dot{E}''_q + I_d(X'_d - X''_q) \quad (\text{A.11})$$

$$T''_{qo}\dot{E}''_d = E'_d - \dot{E}''_d + I_q(X'_q - X''_q) \quad (\text{A.12})$$

- c. Modelo del Generador Síncrono de **Cuarto Orden** ($\dot{\delta}$, $\dot{\omega}$, \dot{E}_q'' , \dot{E}_q') se hace a partir de las siguientes ecuaciones:

$$M\Delta\dot{\omega} = P_m - P_e \quad (\text{A.13})$$

$$\dot{\delta} = \Delta\omega \quad (\text{A.14})$$

$$T_{do}''\dot{E}_q' = E_f - \dot{E}_q' + I_d(X_d - X_q') \quad (\text{A.15})$$

$$T_{do}''\dot{E}_q'' = E_q' - \dot{E}_q'' + I_d(X_d' - X_q'') \quad (\text{A.16})$$

- d. Modelo del Generador Síncrono de **Tercer Orden** ($\dot{\delta}$, $\dot{\omega}$, \dot{E}_q') se hace a partir de las siguientes ecuaciones:

$$M\Delta\dot{\omega} = P_m - P_e \quad (\text{A.17})$$

$$\dot{\delta} = \Delta\omega \quad (\text{A.18})$$

$$T_{do}''\dot{E}_q' = E_f - \dot{E}_q' + I_d(X_d - X_q') \quad (\text{A.19})$$

- e. Modelo del Generador Síncrono de **Segundo Orden** ($\dot{\delta}$, $\dot{\omega}$) se hace a partir de las siguientes ecuaciones:

$$M\Delta\dot{\omega} = P_m - P_e \quad (\text{A.20})$$

$$\dot{\delta} = \Delta\omega \quad (\text{A.21})$$

A.2. Modelado del Regulador Automático de Tensión

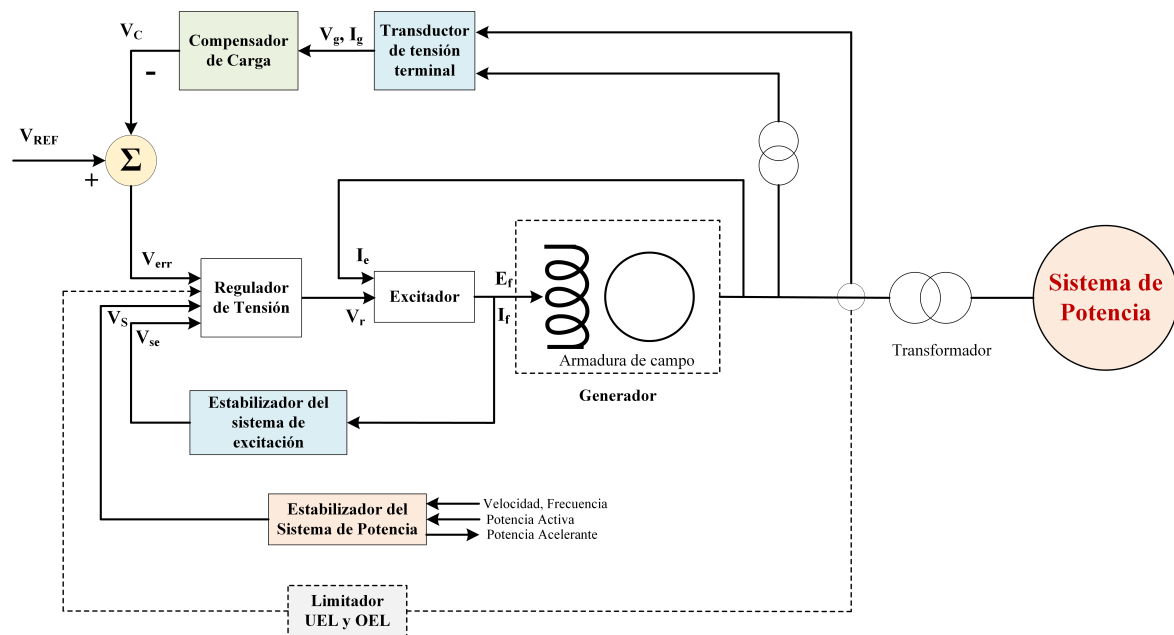


Figura A.1: Esquema básico del lazo de control del sistema de excitación (basado en [182])

El **AVR** está compuesto de dos partes principales: el *Regulador de Tensión*, *Excitador* y el *Estabilizador del Sistema de Potencia*. El **Regulador de tensión** es un elemento que controla la tensión y la potencia reactiva entregada por el generador. Este ajusta la corriente de campo que aplica para mantener el perfil de tensión de salida en el valor ajustado (consigna). Esta parte es importante pues garantiza que el sistema de excitación responda de manera segura ante las perturbaciones que se den en el sistema. Se pueden presentar limitaciones y serán debidas a las capacidades mismas del generador y la construcción del excitador. [182, 183, 188, 199].

En la figura A.1 se muestran los componentes del AVR, entre las principales partes se describen a continuación:

- La Excitación es una estructura auxiliar que genera tensión y potencia en corriente directa.
- El Regulador de Tensión amplifica señales de entrada para ser procesadas por el

Otro excitador utilizado es el IEEE tipo 1, este fue publicado en el primer reporte del comité en 1968 [190], es ampliamente utilizado. El regulador de tensión IEEE tipo 1 de la figura A.3 es un tipo de los más utilizados dentro del SEN, a continuación se muestra el diagrama de control del mismo:

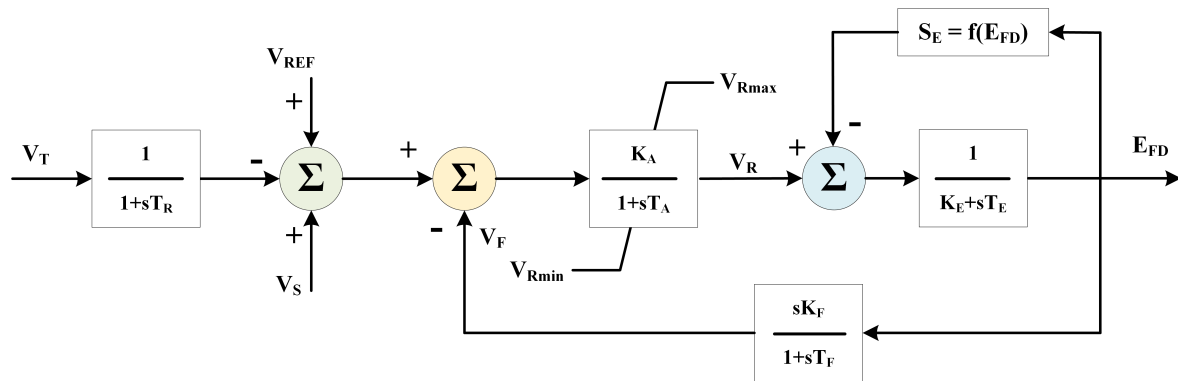


Figura A.3: Regulador Automático de Tensión IEEE tipo 1 (basado en [190])

Por último, los excitadores tipo ST, utilizan tiristores y electrónica de potencia, entre los sistemas de excitación de este tipo que se disponen son el rectificador controlado con fuente de potencial y el rectificador de fuente rectificadora compuesto. El regulador de tensión tipo ST1 de la figura A.5 es un tipo de los más utilizados dentro del SEN, no obstante este ha sido reemplazado por el ST1C manteniendo los parámetros de control intactos.

Los **Estabilizadores del Sistema de Potencia** se utilizan para mejorar la amortiguación de la oscilación del sistema de potencia a través del control de excitación [182, 183, 188, 199]. Proporcionan una señal de entrada al AVR para el amortiguamiento de las oscilaciones del sistema eléctrico tal y como se muestra en la figura A.4. En su lazo de control requieren información de la velocidad del rotor, potencia activa y potencia acelerante de la máquina.

En estado estable no tienen alguna señal y es 0 por lo que su participación en el AVR es nula. Dentro de las redes eléctricas se pueden originar problemas de estabilidad debido a las oscilaciones inter-áreas de baja frecuencia. Corresponden a oscilaciones entre los generadores síncronos que oscilan coherentemente, contra uno o más grupos de generadores entre ellos. Por último, un aspecto a considerar es que el AVR puede

mejorar en gran medida la estabilidad de tensión y la estabilidad transitoria del sistema no obstante puede reducir el amortiguamiento del generador, lo cual puede ser una condición peligrosa. Mientras tanto el PSS si lo logra, mejora el amortiguamiento pero no así la estabilidad transitoria.

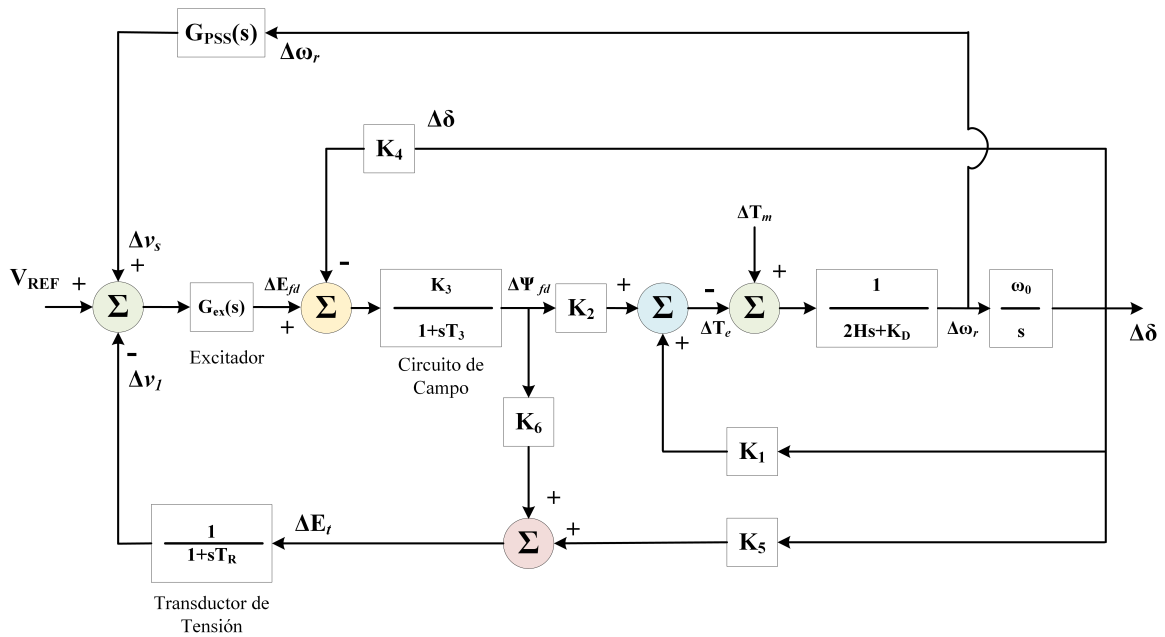


Figura A.4: Diagrama de bloques de PSS acoplado a un AVR (basado en [188])

Adicionalmente el AVR tiene dos protecciones importantes: **OEL** y **UEL**. La primera es la protección de sobrecitación mientras que la segunda limita la condición de subexcitación del generador.

A.3. Modelo del Regulador Automático de Velocidad

El Regulador Automático de Velocidad es el responsable realizar los ajustes necesarios ante las variaciones de frecuencia [182, 188, 200]. Su función principal es mantener la frecuencia del rotor a la velocidad nominal, asimismo garantizar una regulación rápida y oportuna ante cualquier cambio de la generación o demanda a fin de mantener el balance entre las potencial activas del sistema. La figura A.6 muestra el lazo de control del sistema de gobierno típico dentro del sistema de potencia.

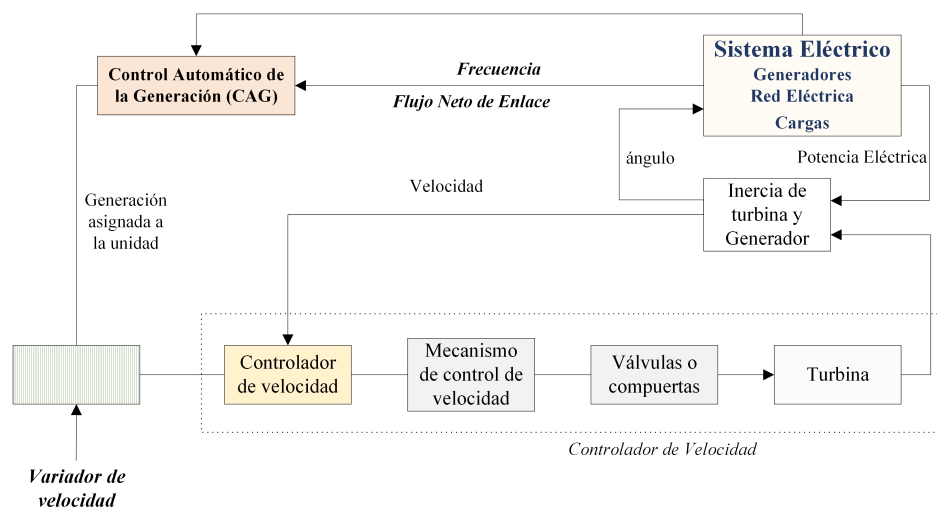


Figura A.6: Esquema básico del lazo de control Potencia-Frecuencia de Generador Síncrono (basado en [182])

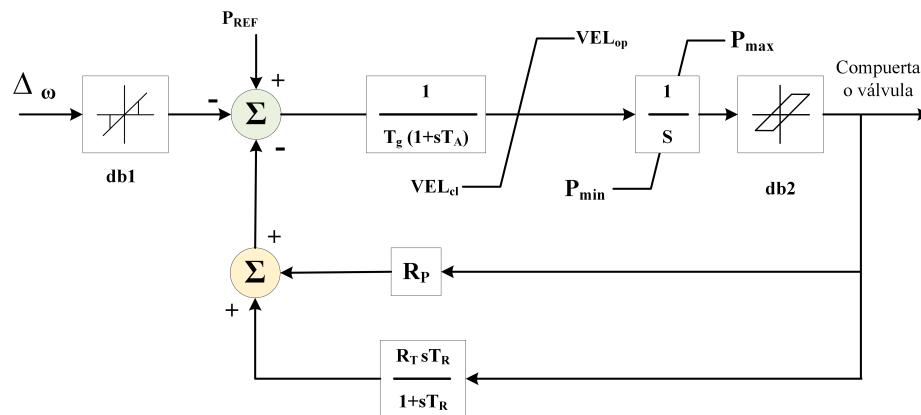


Figura A.7: Controlador de velocidad tipo HyGov (basado en [200])

La figura A.6 muestra que el GOV toma señales de frecuencia, velocidad y potencia

activa. Ante cualquier variación presentada en el sistema, dará una orden a las válvulas para permitir la entrada de agua a la turbina y de esta forma aumentar o disminuir la velocidad de la máquina regulando la potencia de entrada a la turbina.

Uno de los gobernadores de velocidad más utilizados es el modelo HyGov [200] el cual es muy apropiado para turbinas hidráulicas tal y como se muestra en figura A.7, el cual mueve álabes y válvulas. Es sencillo y representa un sistema tradicional mecánico-hidráulico el cual consiste de una válvula piloto y un servomotor.

El gobernador es el PIDGov [200] tal y como se muestra en figura A.8, el cual es un GOV con elementos electrónicos y digitales, donde su sintonización responde a un controlador PID. Este tipo de GOV tiene una mejor respuesta ante las variaciones de velocidad.

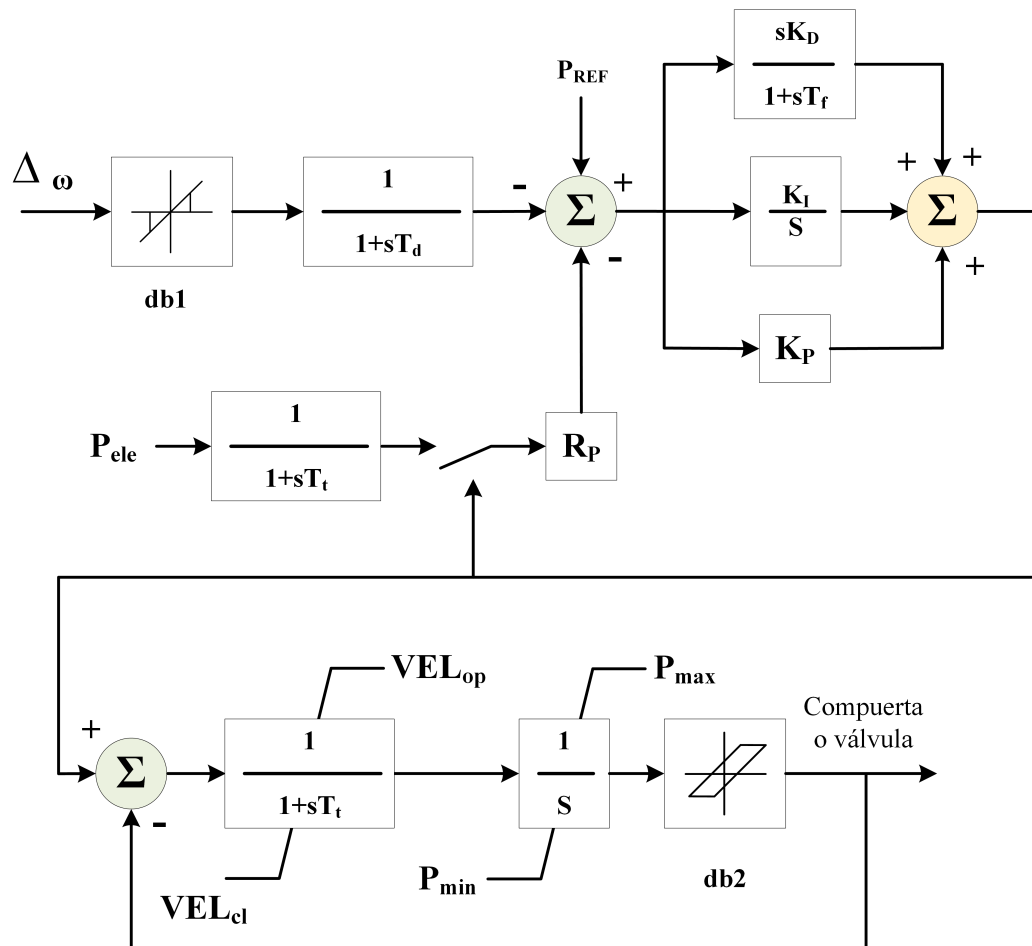


Figura A.8: Controlador de velocidad tipo PIDGov (basado en [200])

Apéndice B

Transformador de Tres Devanados

En el siguiente apéndice se presenta todo el desarrollo matemático necesario para el análisis de los transformadores de potencia de tres devanados. Esto fue esencial para transferir la información a las bases de datos.

B.1. Modelado del Transformador de Tres Devanados

El modelo básico de un transformador trifásico de tres devanados se muestra en la figura B.1.

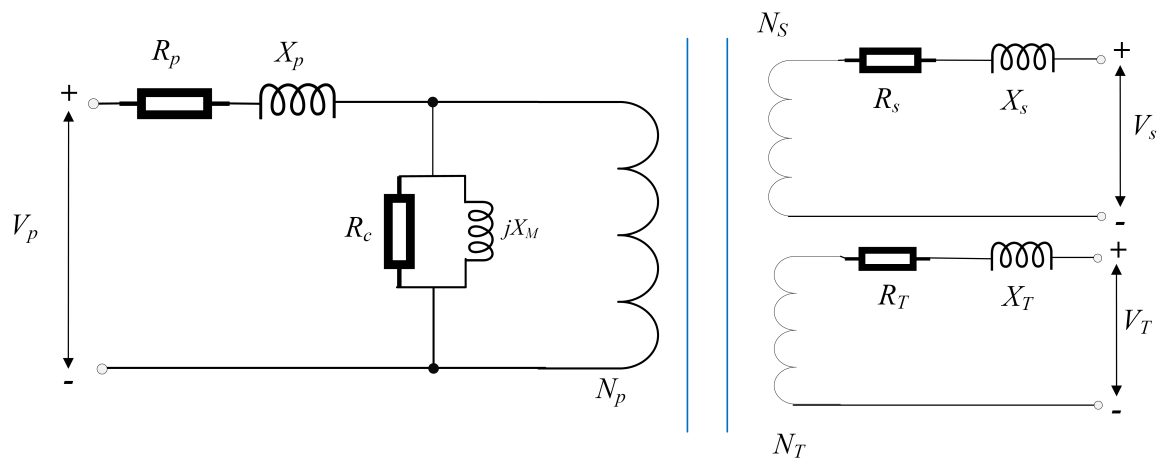


Figura B.1: Circuito de Transformador de Tres devanados (basado en [186, 201])

Donde:

V_p : Tensión en primario

V_S : Tensión en secundario

V_T : Tensión en terciario

R_P : Resistencia del lado primario

X_P : Reactancia del lado primario

R_C : Resistencia de magnetización

X_M : Reactancia de magnetización

R_S : Resistencia del lado secundario

X_S : Reactancia del lado secundario

R_T : Resistencia del lado terciario

X_T : Reactancia del lado terciario

N_P : Cantidad de vueltas en primario

N_S : Cantidad de vueltas en secundario

N_T : Cantidad de vueltas en terciario

La capacidad en potencia nominal de un transformador de potencia tanto para

el lado primario y secundario es la misma, no obstante, en un transformador de tres devanados puede ser distinta (potencia nominal) en tercer devanado si se compara con devanados primario y secundario [186, 201]. Un transformador de tres devanados similar al de la figura B.1 puede ser representado de acuerdo a la figura B.2 y el cual será muy útil para realizar estudios para sistemas de potencia.

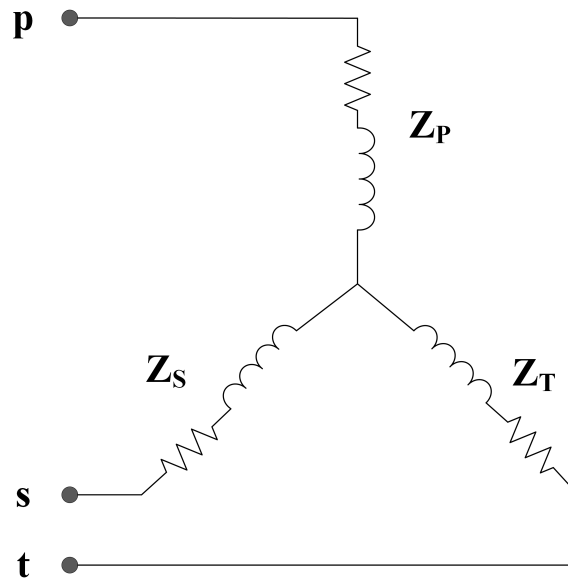


Figura B.2: Modelo de Transformador de tres devanados (basado en [186, 201])

B.2. Ecuaciones Generales

Del mismo modo, para obtener las impedancias entre cada uno de los devanados se deben aplicar las ecuaciones B.1, B.2 y B.3:

$$Z_{PS} = Z_P + Z_S \quad (\text{B.1})$$

$$Z_{PT} = Z_P + Z_T \quad (\text{B.2})$$

$$Z_{ST} = Z_S + Z_T \quad (\text{B.3})$$

Donde

Z_{PS} : Impedancia del devanado primario referida

Z_{PT} : Impedancia del devanado secundario referida

Z_{ST} : Impedancia del terciario referida

De igual forma y resolviendo las ecuaciones B.1, B.2 y B.3 se obtienen los valores de impedancia de los devanados según lo planteado en figura B.2 para las ecuaciones B.4, B.5 y B.6 respectivamente:

$$Z_P = \frac{1}{2} (Z_{PS} + Z_{PT} - Z_{ST}) \quad (\text{B.4})$$

$$Z_S = \frac{1}{2} (Z_{PS} + Z_{ST} - Z_{PT}) \quad (\text{B.5})$$

$$Z_T = \frac{1}{2} (Z_{PT} + Z_{ST} - Z_{PS}) \quad (\text{B.6})$$

No obstante, no siempre los devanados poseen valores de potencia similares, por lo que debe de ajustarse. Esto se plantea en la ecuación B.7 y B.8 de acuerdo a lo planteado por Oommen & Kohler [201]:

$$Z_{Sec} = (Z_S) \frac{KVA_S}{KVA_P} \quad (\text{B.7})$$

$$Z_{Ter} = (Z_T) \frac{KVA_T}{KVA_P} \quad (\text{B.8})$$

De igual manera si el transformador no se encontrara en una tensión similar a la tensión base debe hacerse un ajuste de tensión, en la ecuación B.9 se muestra desarrollada con los criterios planteados en ecuaciones B.7 y B.8:

$$Z_{nueva} = Z_{dada} \left(\frac{KV_{dados} Base}{KV_{nuevos} Base} \right)^2 \left(\frac{KVA_{nuevos} Base}{KVA_{dados} Base} \right) \quad (\text{B.9})$$

Finalmente el transformador de tres devanados será representado de la siguiente forma:

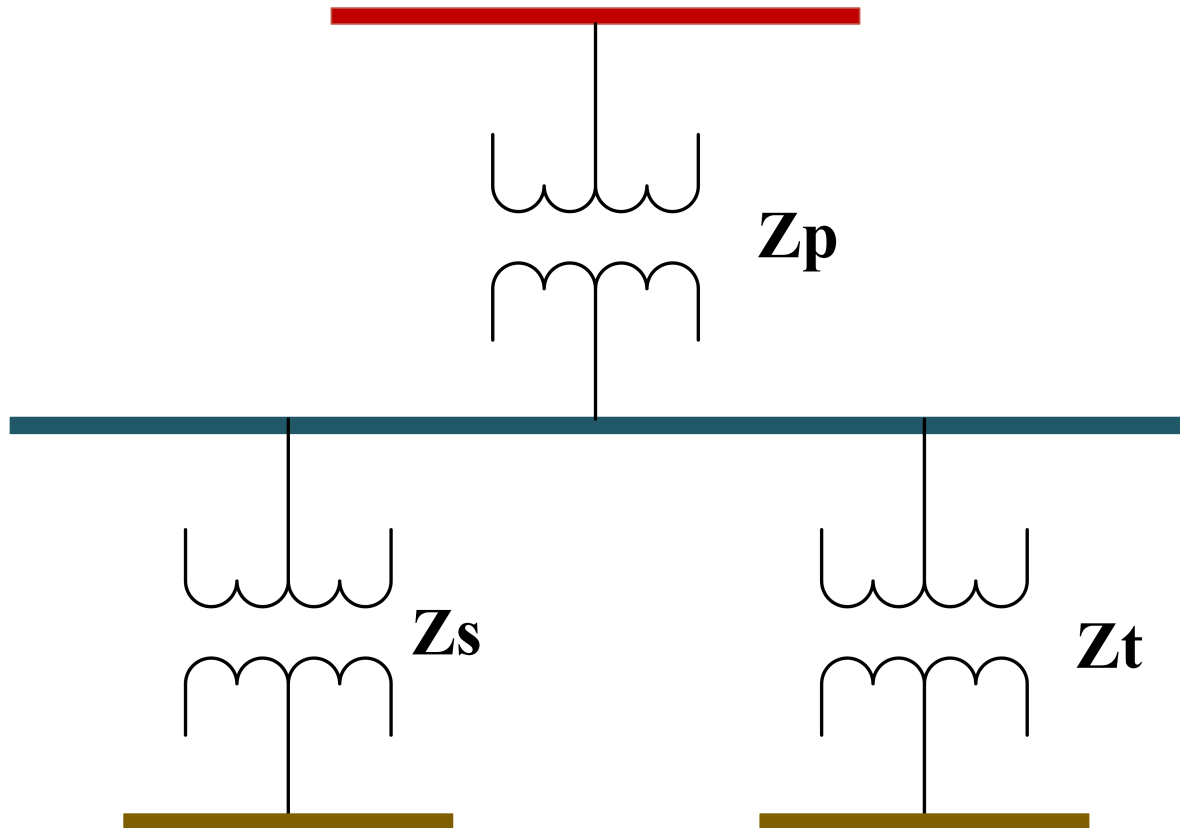


Figura B.3: Equivalente del transformador de tres devanados (basado en [201])

B.3. Relación de Vueltas de Transformador de Tres Devanados

Con respecto a la relación de vueltas se debe calcular de la siguiente manera, de acuerdo a lo planteado en ecuación B.13:

$$n = \frac{V_{r2}}{V_{r1}} \quad (\text{B.10})$$

n : Relación de vueltas del transformador

V_{r1} : Tensión de circuito abierto del lado primario

V_{r2} : Tensión de circuito abierto del lado secundario

B.4. Ejemplo de aplicación

Los datos entregados de parte del CENCE para esta tesis doctoral son provenientes del software de simulación PSS/E, no obstante debido a que se utilizará el software de simulación ETAP, este requiere de los transformadores de tres devanados y con sus impedancias por cada devanado en Ω . A continuación se muestra el procedimiento empleado para transformar los valores de pu a unidades de acuerdo al ejemplo de la tabla B.1 mostrado a continuación:

Tabla B.1: Datos de transformador de tres devanados

Conectado en barras 51450 (P) - 51460 (S) - 51482 (T)		
X_{1-2}	0.378	pu
X_{2-3}	0.131	pu
X_{3-1}	0.563	pu
$P_{primario}$	45	MVA
$P_{secundario}$	45	MVA
$P_{terciario}$	15	MVA
$P_{base-primario}$	100	MVA
$P_{base-secundario}$	100	MVA
$P_{base-terciario}$	100	MVA
$V_{primario}$	230	KV
$V_{secundario}$	34.5	KV
$V_{terciario}$	13.8	KV

$$Z_{PS} : 0.378 \text{ pu}$$

$$Z_{ST} : 0.131 \text{ pu}$$

$$Z_{PT} : 0.563 \text{ pu}$$

Aplicando ecuaciones B.4, B.5 y B.6 se obtienen los siguientes valores:

$$Z_p = \frac{1}{2} (0,378j + 0,563j - 0,131j) = 0,405j \text{ pu}$$

$$Z_s = \frac{1}{2} (0,378j + 0,131j - 0,563j) = -0,027j \text{ pu}$$

$$Z_t = \frac{1}{2} (0,131j + 0,563j - 0,378j) = 0,158 \text{ pu}$$

$$Z_{base} = \frac{230^2}{100} = 529\Omega \quad (\text{B.11})$$

$$Z_{base} = \frac{34,5^2}{100} = 11,9\Omega \quad (\text{B.12})$$

$$Z_{base} = \frac{13,8^2}{100} = 1,9\Omega \quad (\text{B.13})$$

$$Z_P = Z_p \left(\frac{P_{primario}}{P_{BASE}} \right) = 0,405j \left(\frac{45}{100} \right) = 0,1822j$$

$$Z_S = Z_s \left(\frac{P_{secundario}}{P_{BASE}} \right) = -0,027j \left(\frac{45}{100} \right) = -0,01215j$$

$$Z_T = Z_t \left(\frac{P_{terciario}}{P_{BASE}} \right) = 0,158j \left(\frac{15}{100} \right) = 0,0237j$$

$$Z_P = 0,1822j * 529 = 96,38\Omega$$

$$Z_S = 0,01215j * 11,9 = -0,1445\Omega$$

$$Z_T = 0,0237j * 1,9 = 0,04503\Omega$$

La relación de vueltas entre primario y secundario será por lo tanto:

$$n_1 = \frac{34,5}{230} * 100 = 15 \%$$

Apéndice C

Líneas de Transmisión

En el siguiente apéndice se presenta todo el desarrollo matemático necesario para el análisis de las líneas de transmisión. Esto fue esencial para transferir la información a las bases de datos.

C.1. Modelado de Líneas de Transmisión

El modelo matemático de la línea de transmisión es definido por la disposición geométrica del montaje, longitud, la tensión y otras variables. De esta manera, se puede modelar de la siguiente manera: línea Corta, Media y Larga [185],[186]. Para ello, se debe desarrollar el modelo en π de la línea donde se comprendan las cuatro variables mencionadas anteriormente, tal y como se muestra en la figura C.1 donde se observa el modelo básico y los parámetros de una línea de transmisión.

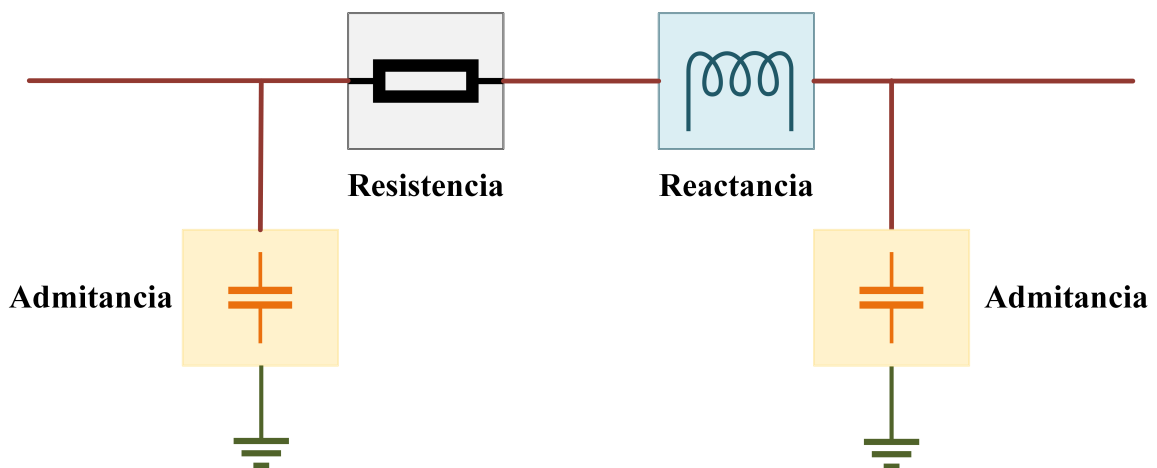


Figura C.1: Parámetros del modelo de Línea de Transmisión (basado en [185])

C.2. Ecuaciones Generales

Asumiendo que la línea de transmisión es transpuesta [188] y realizando el análisis básico por fase, se pueden obtener los siguientes valores de impedancia y admitancia respectivamente mostrados en las ecuaciones C.1 y C.2:

$$z = (r + j\omega L)l \quad (\text{C.1})$$

z : impedancia serie por unidad de longitud en Ω/km

r : resistencia por unidad de longitud en Ω/km

L : inductancia por unidad de longitud en H/km

$$\omega : 2 \pi f$$

l : l: longitud de la línea en km

Con respecto la admitancia, esta es la inversa de la impedancia, por lo tanto en ecuación C.2

$$y = (j\omega C)l \quad (\text{C.2})$$

y : admitancia shunt por unidad de longitud en S/km

C : capacitancia por unidad de longitud en $\mu\text{F}/\text{km}$

Multiplicando las ecuaciones C.1 y C.2 por la distancia se obtiene:

$$Z = (R + jX_L) \quad (\text{C.3})$$

$$Y = (jB_C) \quad (C.4)$$

donde Z en la ecuación C.3 es la impedancia de la línea en Ω y Y en la ecuación C.4 es la admitancia en derivación en Siemens. Para los valores anteriores en pu se debe conocer la Potencia Base y la tensión base del sistema de potencia. Con dichos valores se obtiene las impedancia base y admitancia base del sistema tal y como se indica en las ecuaciones C.5 y C.6:

$$Z_{base} = \frac{V_{base}^2}{P_{base}} \quad (C.5)$$

$$Y_{base} = \frac{1}{Z_{base}} \quad (C.6)$$

Por lo tanto, para calcular la Z_{pu} y Y_{pu} se deben aplicar las ecuaciones C.7 y C.8 acorde a lo indicado anteriormente:

$$Z_{pu} = \frac{Z}{Z_{base}} \quad (C.7)$$

$$Y_{pu} = \frac{Y}{Y_{base}} = Y * Z_{base} \quad (C.8)$$

C.3. Ejemplo de aplicación

Los datos entregados de parte del CENCE para esta tesis doctoral son provenientes del software de simulación PSS/E[®], no obstante debido a que se utilizará el software de simulación ETAP[®], este requiere los datos de líneas de transmisión en Ω por unidad de longitud. A continuación se muestra el procedimiento empleado para transformar los valores de pu a unidades absolutas de acuerdo a los datos de la tabla C.1

Tabla C.1: Datos de la línea de transmisión

Línea 1101 - 1124		
V_{base}	230	kV
P_{base}	100	MVA
R_{pu}	0.004	pu
X_{pu}	0.026	pu
B_{pu}	0.052	pu
Longitud	28.48	km

La impedancia base es:

$$Z_{base} = \frac{230^2}{100} = 529\Omega \quad (C.9)$$

Con el dato de la Z_{base} se obtiene los valores de R, X y Y por unidad de longitud con los siguientes cálculos:

$$\frac{R_{\Omega}}{L_{km}} = \frac{Z_{base} * R_{pu}}{L_{km}} = \frac{529\Omega * 0,004pu}{28,48km} = 0,07429 \frac{\Omega}{km} \quad (C.10)$$

$$\frac{X_{\Omega}}{L_{km}} = \frac{Z_{base} * X_{pu}}{L_{km}} = \frac{529\Omega * 0,026pu}{28,48km} = 0,4829 \frac{\Omega}{km} \quad (C.11)$$

$$\frac{Y_{\mu S}}{L_{km}} = \frac{Y_{pu}}{Z_{base} * L_{km}} = \frac{0,0523pu}{529\Omega * 28,48km} = 3,4515 \frac{\mu S}{km} \quad (C.12)$$

Apéndice D

Generalidades sobre el Almacenamiento

En el siguiente apéndice se presentan las generalidades sobre los sistemas de almacenamiento, incluyendo su clasificación y tipos. Se desarrollan todos los conceptos necesarios para comprender estos sistemas y su importancia en el sistema de potencia.

D.1. Clasificación de los tipos de Almacenamiento

Las tecnologías de **almacenamiento mecánico** incluyen diversas opciones, entre ellas el almacenamiento por *bombeo hidráulico*, que ha sido objeto de amplio desarrollo. Los sistemas de almacenamiento de energía hidroeléctrica por bombeo funcionan moviendo agua entre dos depósitos a diferentes alturas para almacenar y generar energía.

Estos sistemas se utilizan cada vez más para compensar la variabilidad de las fuentes de energía renovable, como la energía eólica, solar y de las olas. El almacenamiento por bombeo permite almacenar el exceso de energía producida durante los momentos de baja demanda y liberarla durante los períodos de alta demanda. Durante los períodos de baja demanda, las turbinas de bombeo elevan el agua a un depósito de almacenamiento superior.

Luego, el agua almacenada se utiliza para generar energía cuando la demanda es alta o en caso de interrupciones en otras centrales eléctricas. Estos sistemas ofrecen una solución eficiente para el almacenamiento de energía a gran escala y son cada vez más importantes para la transición a fuentes de energía renovable.

Por otra parte, se encuentra el almacenamiento por *aire comprimido*, el cual pue-

de ser de tipo convencional o adiabático. Los sistemas de almacenamiento de energía mediante aire comprimido son una forma de almacenar grandes cantidades de energía. El método convencional implica la compresión del aire mediante un compresor y su almacenamiento en formaciones geológicas subterráneas. El sistema se compone principalmente de tres componentes: el compresor, el depósito de almacenamiento de aire y el expansor. Los sistemas de almacenamiento de aire comprimido han sido utilizados en plantas de energía que funcionan con turbinas de gas de ciclo Brayton, ya que requieren aire comprimido antes de que el gas se introduzca en la cámara de combustión.

En última instancia, el almacenamiento mecánico puede realizarse también mediante el uso de *volantes de inercia*, un enfoque comúnmente empleado para la regulación de la frecuencia, la integración de energías renovables en sistemas y la utilización de sistemas híbridos. Es importante destacar que estos sistemas suelen presentar un alto grado de eficiencia. Los sistemas modernos de almacenamiento de energía de volante de alta velocidad se componen principalmente de un cilindro giratorio masivo (una llanta unida a un eje), que se encuentra soportado en un estator por cojinetes que levitan magnéticamente.

La energía mecánica se almacena en el volante en forma de energía cinética de la masa del rotor que gira a velocidades muy altas. Posteriormente, esta energía almacenada se puede reutilizar al frenar el volante mediante un par de deceleración, y devolver la energía cinética al motor eléctrico, que se utiliza como generador. Los volantes de inercia se han utilizado previamente para almacenar energía en locomotoras eléctricas, lo que garantiza el movimiento en tramos no electrificados de vías férreas.

En lo que respecta al **almacenamiento electroquímico**, se pueden distinguir dos grandes categorías. La primera se refiere a las *baterías*, las cuales abarcan diversas tecnologías, como las de plomo-ácido, ión de litio, níquel-cadmio, entre otras. Por otra parte, se encuentran las *baterías de flujo* (también conocidas como baterías REDOX), cuya principal ventaja radica en que la potencia y la capacidad de energía pueden ser ajustadas de manera independiente, lo que las hace especialmente adecuadas para aplicaciones relacionadas con la energía y la potencia.

La figura [D.1](#) muestra las características de descarga para el almacenamiento elec-

troquímico el cual será discutido en la sección 2.1.9. El almacenamiento electroquímico puede ser usado para gestionar diversas situaciones, tales como la transferencias de potencias, arranque negro, el refuerzo de la capacidad de energías renovables, mitigación de la variabilidad de las energía renovables no convencionales y la mejora de la resiliencia del sistema energético.

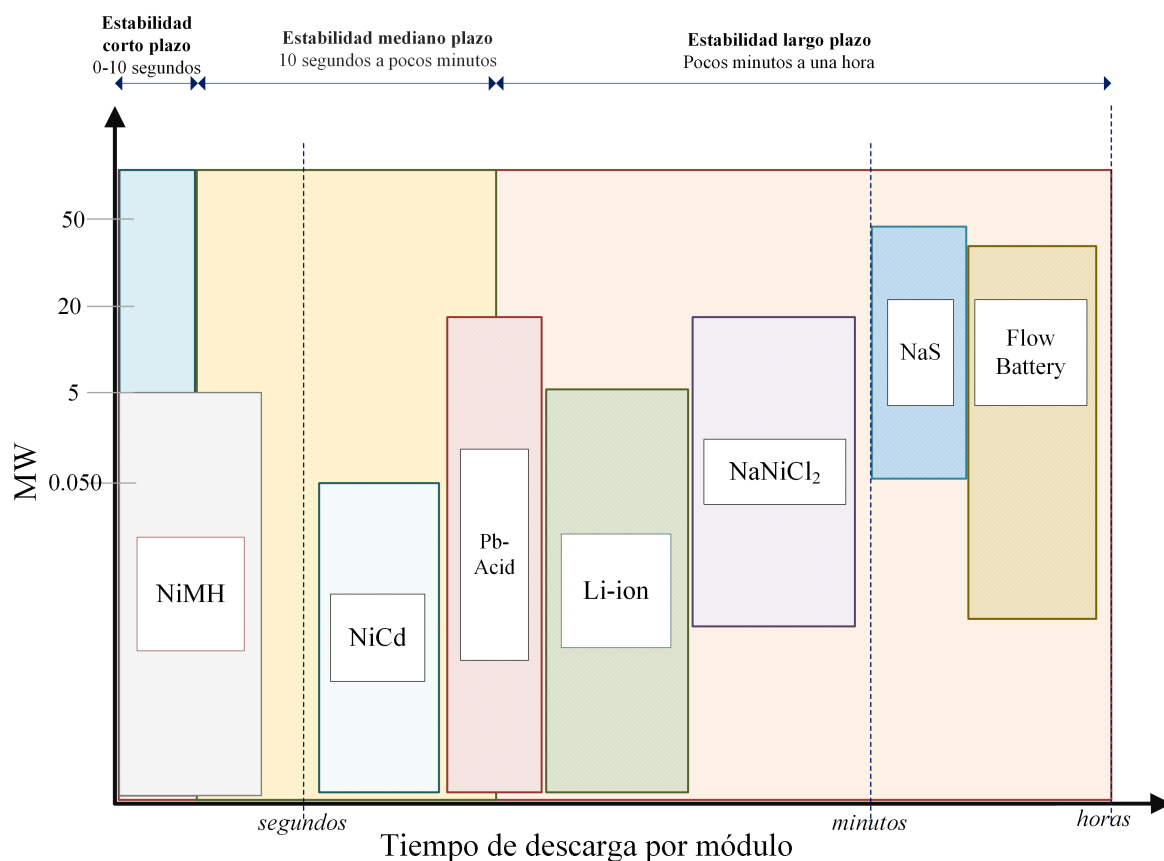


Figura D.1: Tiempo de descarga de baterías electroquímicas de acuerdo con su tecnología basado en [80, 81, 202, 203]

En el **almacenamiento químico** la energía se almacena en los enlaces químicos entre átomos y moléculas, y solo se libera en forma de reacciones químicas. Los combustibles químicos son la principal forma de almacenamiento de energía en la generación eléctrica y en el transporte. Entre los combustibles químicos más comunes se encuentran el carbón, la gasolina, el gasóleo, el gas natural, el gas licuado de petróleo (GLP), el propano, el butano, el etanol, el biodiésel y el hidrógeno, los cuales son procesados y utilizados ampliamente.

El almacenamiento de la energía química es especialmente adecuado para almacenar grandes cantidades de energía durante un período prolongado. En el ámbito del almacenamiento de energía química, se presta especial atención al *hidrógeno y al gas natural sintético* (SNG), los cuales se consideran vectores secundarios de energía. Estos podrían tener un impacto significativo en el almacenamiento de grandes cantidades de energía eléctrica. Asimismo, además del hidrógeno y el SNG, se consideran los combustibles derivados de la biomasa como posibles opciones de almacenamiento de energía química.

Los sistemas de **almacenamiento térmico** son una opción apropiada para almacenar calor o frío en un medio de almacenamiento a una determinada temperatura, para su posterior uso en diferentes condiciones, tales como temperatura, lugar o potencia. Estos sistemas se utilizan en una amplia gama de aplicaciones industriales y residenciales, como la calefacción de espacios, refrigeración, calefacción y refrigeración de procesos, producción de agua caliente y generación de electricidad.

Los sistemas de almacenamiento térmico se pueden clasificar en tres categorías diferentes: calor sensible, calor latente, y sistemas de absorción y adsorción (termoquímicos). El *almacenamiento de calor sensible* produce un cambio de temperatura en el proceso, y su capacidad depende de la capacidad calorífica específica y la masa del medio utilizado. En cambio, el *almacenamiento de calor latente* utiliza materiales de cambio de fase como medio de almacenamiento, y su capacidad se basa en la conductividad térmica, densidad y entalpía en la transición de fase.

Por otro lado, el *almacenamiento termo-químico* es una forma indirecta de almacenamiento de calor mediante un proceso físico-químico, como la absorción y la adsorción, que consume y libera calor en modo de carga y descarga, respectivamente. La alta densidad de energía y la posibilidad de refrigeración y calefacción son las principales ventajas del almacenamiento de energía por absorción.

Los sistemas de **almacenamiento de energía eléctrica** pueden ser clasificados en dos tipos principales: *electrostáticos*, como los condensadores y supercondensadores, y los *sistemas de almacenamiento de energía magnética superconductora*. Estos sistemas pueden ser utilizados en diferentes situaciones. Por ejemplo, los capacitores pueden

manejar corrientes altas, pero sólo por períodos muy cortos debido a su capacidad de almacenamiento de energía relativamente baja.

Los supercondensadores pueden reemplazar a los capacitores convencionales, ya que ofrecen una capacitancia mucho mayor en un paquete más pequeño. En algunos casos, se pueden preferir los sistemas de almacenamiento de energía magnética superconductora, ya sea para estabilizar la producción de energía en las plantas de energía o para manejar picos de consumo de energía en entornos industriales.

Los supercondensadores utilizan una capa de electrolito muy delgada y tienen una estructura de carbón activado con una gran área superficial. A diferencia de los capacitores convencionales, los supercondensadores tienen una capacidad de almacenamiento de energía mucho mayor y pueden ser cargados estáticamente. Los sistemas de almacenamiento de energía magnética superconductora se basan en el principio de la electrodinámica.

La energía se almacena en un campo magnético generado por la corriente continua que fluye a través de una bobina superconductora, que se mantiene por debajo de su temperatura crítica superconductora. Este tipo de sistema de almacenamiento de energía puede ser descargado para devolver la energía almacenada a la red.

D.2. Estructuras de Costos de una Instalación de Almacenamiento

La estructura de costos de una instalación de almacenamiento de energía tiene cinco componentes [158–162, 204, 205]. De acuerdo a lo propuesto por *Mongird et al.* [158] una estructura de costos para analizar inversiones en almacenamiento debe tener:

- a. **Costos de Capital (C_C):** cubre los diferentes componentes el tipo de tecnología empleada. Los costos de capital para el almacenamiento electroquímico se expresan en dólares por kilovatio hora ($\frac{USD}{kWh}$), mientras que para otras tecnología en dólares por kilovatio ($\frac{USD}{kW}$).
- b. **Costos del Sistema de Conversión (C_{S-C}):** estos costos incluyen el inversor y el embalaje, así como los sistemas de control. Es un costo común en todas las

tecnologías empleadas de almacenamiento. Es de esperar que este costo disminuya conforme aumenta la tensión del sistema. Este costo normalmente se expresa en dólares por kilovatio ($\frac{USD}{kW}$).

- c. **Costos de Balance de Planta** (C_{B-P}): incluye los componentes de conexión al sistema eléctrico como cableado, transformadores de potencia y equipos auxiliares. Este costo normalmente se expresa en dólares por kilovatio ($\frac{USD}{kW}$).
- d. **Construcción y Puesta en Marcha** ($C_{C\&P-M}$): son conocidos también como costos de ingeniería, adquisición y construcción. Están asociados a los costos de diseño, de adquisición y transporte de equipos, de mano de obra y los accesorios para la instalación. Este costo normalmente se expresa en dólares por kilovatio hora ($\frac{USD}{kWh}$).
- e. **Operación y Mantenimiento** ($C_{O\&M}$): son todos los costos necesarios para mantener el sistema de almacenamiento operativo durante toda su vida útil económica. Este costo normalmente se expresa en dólares por kilovatio/año ($\frac{USD}{kW}$ al año).

D.3. Métodos para determinar dimensionamiento y alojamiento del Almacenamiento

Los métodos [79, 85] para la determinación del dimensionamiento, ubicación y despacho han sido clasificados de la siguiente forma:

- a. **Probabilísticos**: Se generan ambientes hipotéticos sobre disponibilidad de recursos naturales y energía fotovoltaica/eólica, se utilizan datos de generación, se construyen escenarios sintéticos para optimización estocástica. [21, 71, 74, 76, 127, 132, 135, 136, 143, 150, 154]
- b. **Analíticos**: Cálculos basados en criterios intuitivos, cálculos y simulaciones repetitivas con intervalos fijos, análisis de sensibilidades. [13, 45, 69, 72, 97, 126, 131, 137, 140, 151, 152, 156, 157]
- c. **Optimización Matemática**: problemas lineal, entero mixto, cuadrático, linealización, métodos numéricos. [32, 122, 128, 142, 145, 147, 153, 155]

- d. **Heurísticos:** Problemas de optimización no lineal, aplicación de algoritmos inspirados en la naturaleza como algoritmos genéticos, PSO (Particle Swarm Optimisation), las búsqueda de escenarios tabú. Estos métodos tienden a ofrecer una convergencia rápida, buena implementación y fuerte flexibilidad. [133, 134, 138, 139, 144, 146]
- e. **Híbridos:** Métodos desacoplados que pueden ser combinados entre los métodos anteriormente descritos.[141, 149]

D.3.1. Tipos de Baterías Electroquímicas

Las baterías presentan dos problemas principales: en primer lugar, se convierten en residuos tóxicos en el futuro; en segundo lugar, tienen una autonomía más corta en comparación con los vehículos convencionales de motor interno. Sin embargo, una nueva idea en el campo son las bio-baterías, que consisten en la generación de corriente eléctrica a partir de componentes biológicos de baja potencia [206, 207]. En la actualidad, los altos costos de producción, el tamaño de la batería, la autonomía y los tiempos de recarga prolongados presentan desafíos que deben ser investigados y resueltos.

Se han desarrollado varios tipos de baterías para diversos usos, cada una con sus ventajas y desventajas. Las baterías de *plomo-ácido* **Pb-Acid** son una tecnología antigua que es poco económica y ofrece una baja relación de energía almacenada por peso y volumen. Las baterías de *níquel-cadmio* (**NiCd**), aunque aumentan la vida útil y el número de ciclos de carga y descarga, requieren la utilización del metal pesado cadmio en su fabricación. Las baterías de *hidruro metálico de níquel* (**NiMH**) son comparables a las de níquel-cadmio en fabricación y operación, pero tienen una mayor capacidad de carga debido a la ausencia del efecto memoria.

Las baterías de *iones de litio* (**Li-ion**) tienen una alta capacidad de almacenamiento de energía y una alta relación de densidad de energía por peso, aunque su uso se ha visto reducido debido a su costo, sobrecalentamiento y baja vida útil. Las baterías de *polímero de iones de litio* tienen un ciclo de vida más largo que las de iones de litio, pero su estabilidad se ve comprometida en condiciones de sobrecarga por ciclos de carga y descarga. Las baterías de *cloruro de níquel y sodio* (**NaNiCl**), también conocidas como "Baterías Zebra", pueden operar a temperaturas muy elevadas (270-350 °C) y

tienen una alta densidad de energía almacenada, pero su seguridad y capacidad de almacenamiento a largo plazo deben ser considerados.

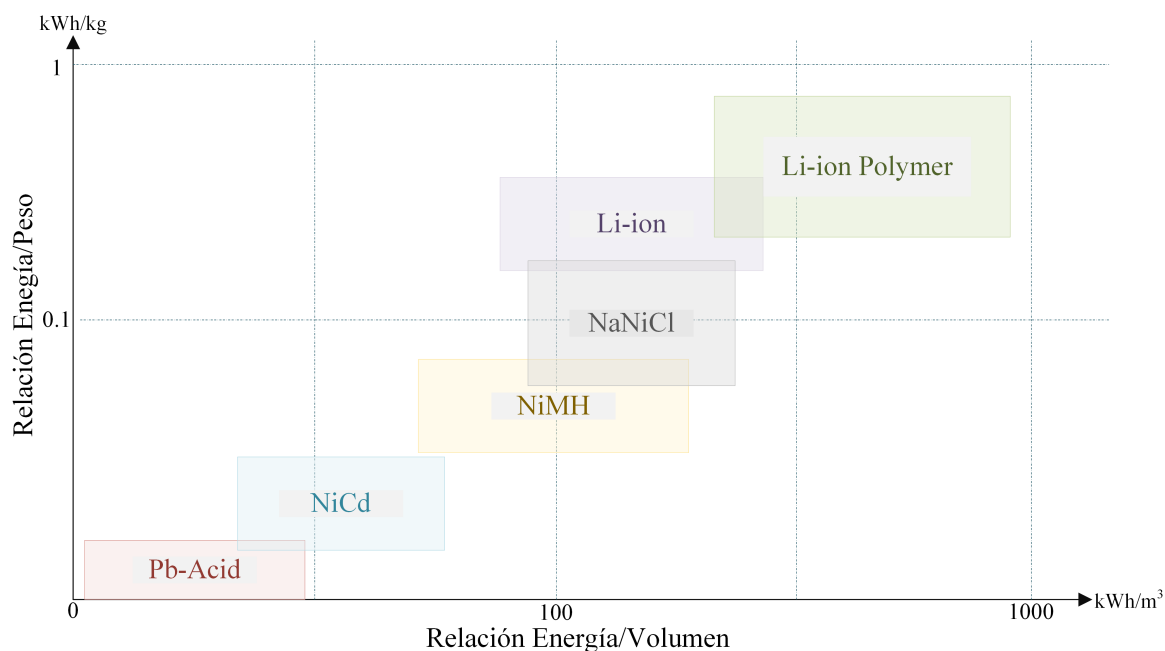


Figura D.2: Diferentes Tecnologías de Baterías Eléctricas por EVs relacionadas con relación peso-volumen con energía basada en [206, 208]

La figura D.2 ilustra diferentes tipos de baterías y ofrece una comparación de tecnologías y procesos de fabricación, así como la relación entre peso y volumen con la energía, según se indica *Manzetti y Mariasiu* [208]. Gracias a los avances tecnológicos en vehículos eléctricos, el tipo de batería utilizada puede tener un impacto significativo en el modo de operación, velocidad y autonomía.

Por ejemplo, las baterías de iones de litio son las más comúnmente utilizadas en aplicaciones de vehículos eléctricos, permitiendo alcanzar velocidades de hasta 200 km/h y un rango de conducción que varía entre 120 y 390 km. Por otro lado, los vehículos HEV con baterías NiMH pueden alcanzar una velocidad máxima de 170 km/h y tienen un rango de manejo entre 900 y 1200 km [206]. Con el fin de minimizar el impacto negativo por el desecho en el uso de baterías electroquímicas *Deng et al.* [17] han propuesto opciones para dar un segundo uso a estas y construir centros de almacenamiento para brindar servicios al sistema de potencia.

D.3.2. Vehículos Eléctricos

En 1827 se produjo un vehículo eléctrico elemental que presentaba un motor eléctrico compuesto por estator, rotor y conmutador. En 1835, se construyó un automóvil eléctrico pequeño que formó parte del desarrollo experimental del carro eléctrico en ese momento. La primera generación de vehículos eléctricos tuvo una aceptación limitada debido a que eran costosos y técnicamente presentaban limitaciones en su fabricación y funcionamiento debido a la utilización de componentes primitivos. A mediados del siglo XIX, la disponibilidad de baterías recargables se convirtió en un problema importante, ya que la gente demandaba un generador eléctrico. Los procesos de recarga eran costosos, poco eficientes y poco prácticos.

En la década de 1870, Gran Bretaña experimentó un importante crecimiento en el desarrollo de la locomotora eléctrica y el vehículo eléctrico. En 1882, se fabricó un triciclo eléctrico liviano con un motor de $\frac{1}{2}$ HP, seguido por un automóvil eléctrico exitoso con baterías recargables avanzadas en 1884 y un autobús eléctrico doce años después. Finalmente, en 1888, se construyó el primer coche eléctrico de cuatro pasajeros. Sin embargo, las complicaciones técnicas y el peso extremo de la batería limitaron la investigación y el desarrollo de los vehículos eléctricos en ese momento [209].

En 1881, en la Primera Exposición Internacional de Electricidad de París, se presentó un triciclo eléctrico propulsado por una investigación franco-belga. En 1893, Bélgica fabricó un vehículo eléctrico capaz de transportar seis pasajeros. En Berlín, en 1879, la Exposición Industrial presentó el primer tranvía eléctrico para seis pasajeros, pero los ingenieros alemanes prefirieron el motor de combustión interna, al igual que Ferdinand Porsche, quien fabricó un vehículo eléctrico en 1899.

En los Estados Unidos, la investigación sobre vehículos eléctricos comenzó en 1884 con una bicicleta eléctrica y continuó con la fabricación de un triciclo eléctrico en 1886. Sin embargo, el primer vehículo eléctrico efectivo se construyó en 1890 para seis pasajeros. La World's Columbian Exposition de 1893 en Chicago impulsó la penetración de la electricidad y dio lugar a la creación de una nueva compañía de vehículos eléctricos. De 1900 a 1910, se produjeron los mayores avances en la investigación de vehículos eléctricos. En el mercado estadounidense, los vehículos eléctricos representaron el 38%

del mercado de automóviles, pero la producción disminuyó cuando los investigadores prefirieron los motores de combustión interna [209], como el Ford Modelo T.

En 1916, General Motors Company (GMC) llevó a cabo investigaciones y desarrolló vehículos eléctricos con baterías de plomo-ácido, pero la expansión de estos vehículos se detuvo durante los siguientes cincuenta años. En los años 60, se reanudó la investigación y la crisis energética de los años 70, cuando el precio de la gasolina se disparó, motivó nuevos desarrollos en vehículos eléctricos en la década de 1980.

En 1916, General Motors Company (GMC) llevó a cabo una investigación sobre el desarrollo de vehículos eléctricos que utilizaban baterías de plomo-ácido. Sin embargo, la expansión de este tipo de vehículos se interrumpió durante un período de cincuenta años. La investigación se retomó en la década de 1960 y la crisis energética de la década de 1970, que provocó un aumento en el precio de la gasolina, impulsó una vez más el interés en los vehículos eléctricos. En la década de 1980, los problemas ambientales llevaron a una mayor exploración de nuevas tecnologías en vehículos eléctricos [210].

En 1997, Toyota presentó el primer vehículo eléctrico híbrido comercial (HEV). Desde entonces, Nissan, Mitsubishi, Chevrolet y Tesla han desarrollado vehículos eléctricos (EV) y vehículos eléctricos híbridos enchufables (PHEV). Aunque estos modelos reducen las emisiones de gases de efecto invernadero y el consumo de gasolina, aún dependen del combustibles fósiles y con grandes contaminantes del medio ambiente.

Los vehículos eléctricos también han tenido limitaciones en el rendimiento de la batería, como la independencia y el bajo rango de conducción. Sin embargo, la nueva tecnología de baterías está cambiando la forma en que los consumidores ven esta tendencia.

D.3.2.1. Manufactura de los Vehículos Eléctricos

La tecnología de los vehículos eléctricos (EV) se fundamenta en gran medida en las baterías y los sistemas de carga. El resto de las partes son similares a las de un vehículo tradicional. Hay tres categorías principales de vehículos eléctricos [211], a saber: vehículo eléctrico híbrido (HEV), vehículo eléctrico híbrido enchufable (PHEV) y vehículo eléctrico (EV). La principal distinción entre estas categorías radica en cómo

se recarga la batería.

Los vehículos eléctricos híbridos (HEV) emplean dos fuentes de energía independientes: un motor convencional interno y un sistema de batería y motor eléctrico, y solo es posible recargar la batería a bordo (internamente). Por su parte, los vehículos eléctricos híbridos enchufables (PHEV) son similares a los HEV, aunque pueden recargarse mediante una carga externa [207, 212]. Finalmente, los vehículos eléctricos (EV) no necesitan de un motor de combustión interna y su batería se recarga mediante una fuente externa. La figura D.3 ilustra el diagrama básico del sistema a) HEV y b) PHEV.

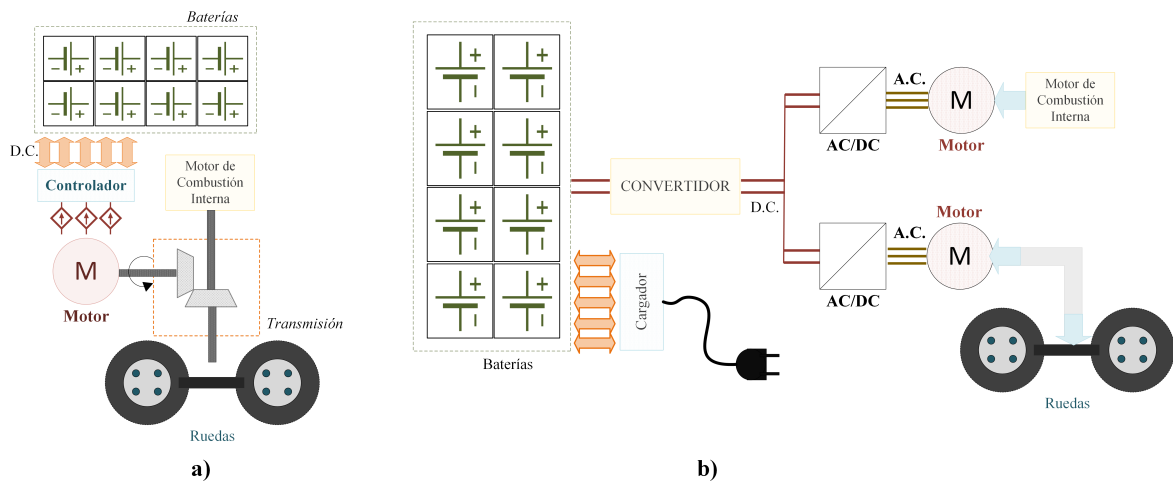


Figura D.3: Esquema de un HEV y PHEV (basado en [207, 212])

D.3.2.2. Sistema de Carga para Baterías

En la figura D.4 se presentan diferentes tecnologías y fabricación de baterías, así como la relación entre el peso y el volumen con la energía. Los sistemas de carga para vehículos eléctricos (EV), híbridos eléctricos (HEV) y híbridos enchufables (PHEV) requieren electrónica de potencia para convertir la energía de corriente alterna (CA) en corriente continua (CC). Mientras que los HEV y PHEV pueden cargarse interna o externamente, los EV necesitan una fuente externa de carga.

La Sociedad de Ingenieros Automotrices (SAE) ha categorizado los sistemas de carga en tres niveles y la figura D.4 muestra el nivel de carga para tecnologías de CA y CC de acuerdo con el estándar SAE. Además, la Comisión Electromecánica Interna-

cional (IEC) y la Asociación Charge de Move (CHAdeMO) han publicado documentos [210, 213] sobre sistemas de carga que se han categorizado según los tiempos de recarga en tecnologías AC y DC.

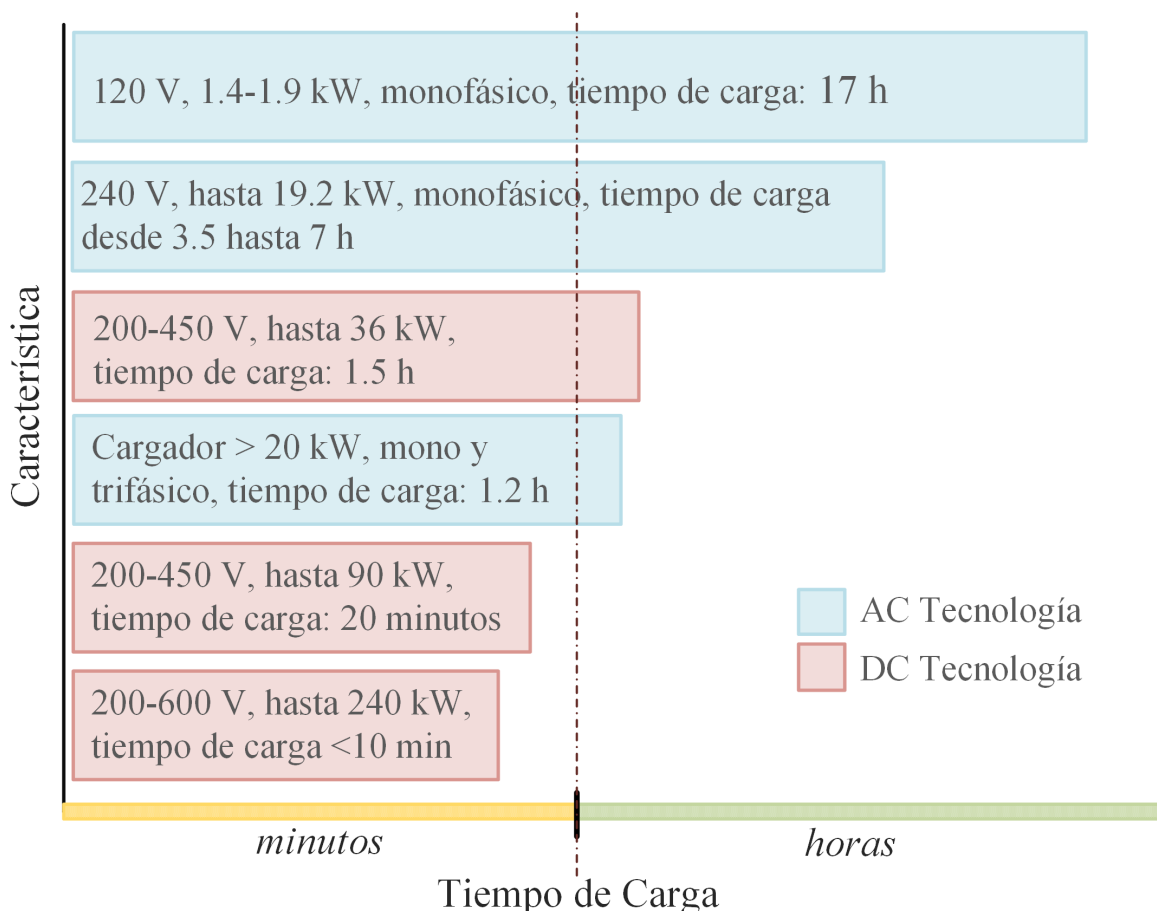


Figura D.4: Diferentes tecnologías de baterías eléctricas por tiempo de carga de vehículos eléctricos basadas en [206–208]

Los modelos de carga típicos se clasifican en cuatro tipos con características distintas. La carga por **corriente constante y tensión restringida** conecta las baterías en serie, reduciendo la vida útil de las baterías con la operación del cargador y el modo de descarga. La carga por **tensión constante y corriente restringida** es más rápida que el primer modelo, pero puede dañar el equipo eléctrico con el uso prolongado. La **carga rápida** puede aumentar la velocidad de carga, pero a costa de reducir la vida útil de la batería, mientras que la **carga en tres etapas** funciona con las mismas condiciones del primer y segundo modelo.

Las estaciones de carga son críticas para la planificación y el desarrollo del sistema de energía. Es necesario considerar aspectos como la distancia recorrida, las capacidades y tecnologías de las baterías, los hábitos de consumo de la población, el tiempo de carga, el número promedio potencial de carga y el costo de la electricidad. Estos aspectos pueden modificar las condiciones internas o externas de los mercados eléctricos, estableciendo nuevas estrategias comerciales y de negocios. También es importante considerar la red inteligente y el impacto de la energía solar y eólica [210].

Tanto los *Vehículos Eléctricos* como en los *Centros de Almacenamiento* integrados de forma masiva en la red eléctrica pueden tener dos condiciones: en modo de almacenamiento para entregar energía eléctrica a la red (**x2G**) o en modo de carga (**G2x**) consumiendo energía eléctrica. Ambos casos son importantes para los estudios de cargabilidad del sistema pues se puede afectar las condiciones operativas del sistema de potencia. Además su integración masiva debe ser considerada para los estudios de estabilidad, cargabilidad, calidad de energía entre otros.

Apéndice E

Sistema de Potencia de Centroamérica: Contexto, Modelado y Simulación

El siguiente apéndice presenta las generalidades del sistema de potencia que se estudiará en esta investigación doctoral. Se enfoca en el análisis del mercado, así como en aspectos generales y otros factores políticos y económicos que han sido relevantes en la región centroamericana. Tras la Segunda Guerra Mundial, se buscó una mayor integración entre los países con el objetivo de lograr un crecimiento económico que estuviera en consonancia con el derecho internacional, promoviendo la paz y la cooperación entre naciones. La creación de la Organización de las Naciones Unidas (ONU) en 1945 fue resultado de este esfuerzo.

En 1948, se establecieron dos organismos regionales: la Organización de los Estados Americanos (OEA) y la Comisión Económica para América Latina (CEPAL). La OEA, en sus estatutos iniciales, tenía como objetivo ser un foro de diálogo multilateral para la integración y toma de decisiones en el ámbito americano, mientras que la CEPAL buscaba la colaboración y el desarrollo económico y social entre los países mediante el análisis e investigación de los temas económicos regionales.

En 1951, se creó la Organización de Estados Centroamericanos (ODECA), compuesta por Guatemala, Honduras, El Salvador, Nicaragua y Costa Rica. Entre sus funciones, la ODECA creó el Mercado Común Centroamericano (MCCA) con el fin de buscar una mayor cooperación e integración de los países de la región.

E.1. Integración Eléctrica de la zona

Durante la década de 1950, la CEPAL reconoció la importancia de la integración eléctrica en la región [214]. Por esta razón, en 1958, el Comité de Cooperación Económica del Istmo Centroamericano estableció el Subcomité Centroamericano de Electrificación y Recursos Hídricos (SCERH) con el fin de estudiar y desarrollar el sector eléctrico y los recursos hídricos. Este subcomité dio lugar a otro organismo, el Grupo Regional de la Interconexión Eléctrica (GRIE), en 1963, cuyo propósito era promover la integración eléctrica regional con el apoyo de la CEPAL.

En esa década, se llevó a cabo el primer estudio regional de interconexión del Istmo Centroamericano, lo que llevó a la propuesta de crear un Centro Regional de Operación (CRO) en colaboración con los Centros Nacionales de Control de cada uno de los países. Como resultado de este esfuerzo, se logró realizar las primeras interconexiones binacionales entre algunos de los países de Centroamérica. Los resultados de estos esfuerzos se materializaron en el periodo entre 1975 y 1979.

En 1964, se produjo un acontecimiento significativo con la creación de la Comisión de Integración Energética Regional (CIER), cuyo objetivo era integrar los sistemas eléctricos de potencia en todo el continente americano. Con la importancia del tema y los antecedentes previos, se creó el Consejo de Electrificación de América Central (CEAC) en 1979, como resultado de encuentros previos entre empresas eléctricas.

No obstante, este Consejo no fue ratificado hasta 1985 y su objetivo principal fue la interconexión eléctrica entre los países de la región. Entre la década de 1970 y 1980, se desarrollaron grandes proyectos hidroeléctricos en la región, lo que permitió que los excedentes de energía eléctrica fueran distribuidos en la zona. Sin embargo, debido a factores económicos de los países, la inversión en este tipo de energías se dejó de lado en años posteriores.

A pesar de los desafíos técnicos y la fragilidad de los sistemas eléctricos en la región, se logró completar la interconexión de los países después de 26 años, como se ilustra en la tabla E.1. Esto resultó en una capacidad de transferencia de energía eléctrica entre los países limitada a 40 MW. Además, debido a que las líneas de transmisión

eran extremadamente largas, estaban expuestas a problemas asociados con descargas atmosféricas, lo que disminuía su fiabilidad.

Tabla E.1: Histórico de las interconexiones regionales basado en [214]

Interconexión	Año
Nicaragua-Honduras	1976
Costa Rica-Nicaragua	1982
Panamá-Costa Rica	1986
El Salvador-Guatemala	1986
EL Salvador-Honduras	2002

A pesar de las dificultades técnicas mencionadas anteriormente, la interconexión regional de los países de Centroamérica permitió adquirir una gran experiencia para el futuro y mejorar el conocimiento de los ingenieros de la región en sistemas de potencia. A principios de los años 90, se establecieron los primeros contratos bilaterales entre los países, lo que inició un mercado eléctrico prematuro. Es importante destacar que en ese momento las empresas eléctricas en la región eran monopolios estatales, lo que facilitó las negociaciones entre ellas, ya que estas controlaban la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. En 1991, se creó el Sistema de Integración Centroamericana (SICA), el cual fue vital para la integración política, social y económica de la región. Es relevante mencionar que, para dar lugar al SICA, se disolvió la ODECA.

E.2. SIEPAC

En 1987, los gobiernos de América Central y España consideraron la creación del Sistema de Interconexión Eléctrica para los países de América Central (SIEPAC) como parte del Plan Puebla-Panamá (PPP). Los primeros estudios que se llevaron a cabo hasta 1995 demostraron las oportunidades potenciales que tendría la región si se llevaba a cabo una integración eléctrica entre los países.

En 1996, los gobiernos de América Central, España y el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) firmaron un tratado marco que fue significativo para la ejecución del SIEPAC. Además, se acordó una cooperación técnica para desarrollar estudios de factibilidad técnico-económica, estudios de la empresa propietaria de la línea y la formulación del Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional. El Mercado Eléctrico

Regional (MER) se rige bajo las reglas del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central con base en este marco se crean los siguientes organismos regionales de operación y regulación:

- a. **Ente Operador de la Red (EOR):** se encarga de la operación técnica y comercial del MER. Supervisa el mantenimiento de la Red de Transmisión Regional (RTR), supervisa en tiempo real la operación en el MER. Calcula junto con los operadores de los sistemas las máximas transferencias para la importación y exportación de energía eléctrica.
- b. **Comisión Regional de Integración Eléctrica (CRIE):** se encarga de la regulación del MER. Aprueba las conexiones a la RTR (Red de Transmisión Regional).
- c. **Ente Propietario de la Red (EPR):** se encarga del mantenimiento y ampliaciones de la red eléctrica.

La red eléctrica del SIEPAC ha sido construida bajo el liderazgo de la Empresa Propietaria de la Red (EPR), un modelo innovador a nivel mundial, que es una asociación de empresas públicas y privadas compuesta por empresas eléctricas del sector público y socios. La EPR está conformada por seis socios locales centroamericanos y tres socios extra regionales, respectivamente:

1. Instituto Nacional de Electrificación (INDE) de Guatemala
2. Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL) y Empresa Transmisora de El Salvador (ETESAL) de El Salvador
3. Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENNE) de Honduras
4. Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL) de Nicaragua
5. Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) de Costa Rica
6. Empresa de Transmisión Eléctrica S.A. (ETESA) de Panamá
7. Empresa de Interconexión Eléctrica S.A. (ISA) de Colombia

8. Empresa Energética Española (ENDESA) de España
9. Comisión Federal de Electricidad (CFE) de México

E.3. Análisis de la Situación Energética

E.3.1. Centroamérica

El Sistema Eléctrico Centroamericano muestra una mezcla diversa de fuentes de generación de electricidad. El sistema de transporte utiliza principalmente tensiones de 230 kV, 138 kV, 115 kV y 69 kV, con pérdidas regionales de transmisión del 17.4 %. Además, el 90.7 % de la población tiene acceso a la electricidad.

En 2020, la demanda de energía alcanzó los 8,811.5 MW y la producción de electricidad ascendió a 51,522.2 GWh. Los países de la región están conectados a través de una línea de transmisión regional de 1,789.23 km de longitud denominada SIEPAC (Sistema de Interconexión Eléctrica para los Países Centroamericanos) y el nivel de tensión es de 230 kV [1, 173, 180].

E.3.2. Guatemala

Guatemala cuenta con una capacidad instalada de 4,111 MW, una demanda máxima de 1,785 MW y una generación eléctrica de 12,228 GWh, de la cual casi una tercera parte proviene de fuentes no renovables. Según el informe de la CEPAL [1], la participación privada en la generación eléctrica es del 83 % para el año 2019. Las pérdidas del sistema de potencia se encuentran cercanas al 14 %.

A pesar de que aproximadamente 903 MW de la capacidad térmica instalada corresponden a carbón, Guatemala tiene un gran potencial en fuentes de energía renovable, según el Plan Nacional de Energía [215]. El país cuenta con una política clara y agresiva para la disminución de emisiones de gases de efecto invernadero, y se han propuesto tres ejes para el crecimiento del sector energético: aprovechamiento sostenible de los recursos renovables, eficiencia y ahorro energético, y reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

E.3.3. Honduras

En Honduras, la participación privada ha sido la más predominante en el mercado eléctrico durante varios años, representando el 82 % de la capacidad instalada de generación y generación eléctrica en 2019 [1], de los cuales el 55 % proviene de fuentes renovables. Sin embargo, las pérdidas en el sistema de potencia son mayores al 30 %, y la demanda máxima fue de 1,639 MW con una capacidad instalada de 2,713 MW y una generación total de 9,253 GWh. Cabe destacar que de la generación térmica instalada, 125 MW son a base de tecnología de carbón.

La Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) se creó en 1957 con el objetivo de fomentar el desarrollo económico y proporcionar energía eléctrica a bajo costo [216]. Actualmente, el sector eléctrico de Honduras se enfrenta a desafíos, ya que la cobertura eléctrica fue del 74 % en 2015 [217]. Además, Honduras fue el primer país en la región de América Central en iniciar reformas al sector eléctrico [218].

Después de 1994, el país enfrentó una crisis energética, ya que la demanda de energía eléctrica superó la oferta, lo que llevó al gobierno a aumentar la participación privada, especialmente en energía no renovable. Esto aumentó la dependencia de los derivados del petróleo para generar electricidad y aumentó las pérdidas en el sistema de potencia, que son del 30 %, como se mencionó anteriormente.

En 2014, se implementaron reformas en el sector eléctrico que mejoraron las condiciones para la inversión privada tanto en distribución como en transmisión. En 2017, la distribución se tercerizó a una empresa de capital mixto con el objetivo de reducir las pérdidas técnicas en la red [219]. Además, el Mercado Eléctrico Regional (MER) ha contribuido y mejorado las condiciones operativas del sistema de potencia.

Actualmente, se fomenta la instalación de generación renovable; sin embargo, existen desafíos políticos y administrativos relevantes en la planificación del sistema eléctrico hondureño. Finalmente, al igual que en otros países de la región, Honduras cuenta con un gran potencial hidroeléctrico estimado en una capacidad de 5,000 MW.

E.3.4. El Salvador

En el sistema eléctrico de El Salvador, la demanda máxima alcanzó los 1,044 MW con una capacidad instalada de 2,258 MW proveniente de diversas fuentes de generación. Según [1], la generación eléctrica para el año 2019 fue de 5,672 GWh. Es relevante mencionar que, al igual que Honduras, El Salvador también ha importado energía eléctrica, lo que representó el 20,36 % del consumo eléctrico. Las pérdidas en el sistema eléctrico se estiman en un 13,5 %. Las políticas y estrategias energéticas del país se han enfocado en seis (6) ejes principales, los cuales son: Diversificación de la matriz energética y fomento a las fuentes renovables de energía, Fortalecimiento de la institucionalidad del sector energético y protección al usuario, Promoción de una cultura de eficiencia y ahorro energético, Ampliación de la cobertura y tarifas sociales preferentes, Innovación y desarrollo tecnológico, e Integración Energética Regional.

E.3.5. Nicaragua

La capacidad instalada del sistema eléctrico de Nicaragua es de 1,599 MW, y en 2019, el 54.55 % de la generación provino de fuentes renovables, generando un total de 4,056 GWh y alcanzando una demanda máxima de 717 MW. Las pérdidas en el sistema eléctrico son del 21 %. Aunque la matriz energética es muy diversa, la generación por fuentes no renovables es predominante.

La participación privada en la generación es del 96.24 %, mientras que el 15.76 % de la capacidad instalada es propiedad del Estado. Según las proyecciones del gobierno de Nicaragua [220], se espera agregar al sistema, entre 2019 y 2033, una capacidad instalada de 207 MW en energía eólica, 162 MW en energía solar, 54 MW en biomasa, 1,102 MW en energía hidráulica, 550 MW en energía geotérmica y 1,096 MW en energía térmica.

E.3.6. Costa Rica

El sistema de energía eléctrica de Costa Rica se diferencia de los demás países de la región en que el 99.1 % de la energía producida proviene de fuentes renovables, y más del 75 % del sector eléctrico es público. La capacidad instalada en 2019 era de

3,566 MW, y la producción de electricidad alcanzó los 11,312 GWh, con una demanda máxima de 1,715 MW. Las pérdidas de transmisión del sistema eléctrico costarricense son cercanas al 10.9%, mientras que el factor de carga promedio es del 74.2% para el 2019.

A pesar de que el crecimiento del sistema se ha visto afectado por diversos factores, como los hábitos de consumo de la población, la conversión de la industria manufacturera a servicios y el poco crecimiento de la economía, Costa Rica tiene un gran potencial para la generación de energía renovable. Se ha identificado un potencial eólico que podría generar alrededor de 6,700 GWh por año en tierra firme.

Dadas las condiciones actuales del sistema eléctrico, políticas públicas y otras variables, se recomienda seguir una estrategia mixta para ajustarse a los requerimientos energéticos del país. Con esta estrategia, se espera alcanzar una capacidad instalada de 4,076 MW para el año 2034, distribuida principalmente en 58.26% en hidráulico, 15.65% en eólico, 0.98% en biomasa, 4.09% en solar, 12.24% en térmico y 8.75% en geotérmico. Además, se espera una generación anual de 15,643 GWh.

E.3.7. Panamá

El sistema eléctrico de Panamá se caracteriza por la alta participación del sector privado en la generación de electricidad, alcanzando un 94,14% en 2019. La capacidad instalada del sistema es de 4,124 MW, con una producción de electricidad de 11,553 GWh y una demanda máxima de 1,961 MW. A pesar de que casi la mitad de la generación proviene de fuentes no renovables, la integración de energía eólica en el país presenta un gran potencial, estimándose en 7,180 MW [221]. Además, debido a una radiación promedio de 4.8 kWh/día/m², se espera una alta expectativa para la integración de energía solar.

El país está planificando una conexión internacional con Colombia, que tendría capacidad para trasegar 400 MW de potencia. A corto y mediano plazo, se propone la implementación de grandes proyectos de generación de electricidad basados en Gas Natural Licuado (GNL) en ciclo combinado. A largo plazo, se espera que la disponibilidad del recurso hidroeléctrico tenga mayor relevancia para reducir la dependencia de

derivados del petróleo en la generación de electricidad.

E.4. Modelado y Simulación del Sistema Eléctrico Regional

El CENCE proporcionó a la investigación doctoral la información de la base de datos del Sistema Eléctrico Regional, obtenida del software de simulación PSS/E®^(R), que es el programa oficial utilizado para realizar análisis y simulaciones. La base de datos incluye los valores de los elementos estáticos y dinámicos de la red, y se proporcionó la información que se muestra en la tabla E.2. En cuanto a la base de datos dinámica, se dispone de los datos de los modelos de los generadores, los reguladores de tensión y velocidad, y otros ajustes correspondientes. La información suministrada incluye dos escenarios climáticos: el invierno y el verano. Cada uno de ellos se modeló en tres períodos diferentes del día: el período de máxima demanda, el período de demanda media y el período nocturno. Con los datos proporcionados, se construyó un modelo y se realizó un estudio base en PSS/E®^(R), que se comparó con la simulación realizada en ETAP®^(R) [173, 180] para cada uno de los escenarios. La base de datos consta de seis (6) escenarios que se muestran en la tabla E.2. Estos se construyen a partir de proyecciones históricas de generación y carga de los sistemas eléctricos de la región. La principal diferencia entre los escenarios de invierno y verano es el despacho de la generación. El escenario ”**máximo**” se utiliza para analizar *perturbaciones* y llevar a cabo estudios de *estabilidad transitoria y frecuencia*. En esta condición, la red eléctrica presenta una mayor cargabilidad, ya sea en invierno con una gran cantidad de generación renovable o en verano con una alta penetración de energía no renovable. El escenario ”**medio**” es importante para analizar la penetración de *energía solar*, ya que comprende el periodo de la tarde cuando la *radiación solar es mayor*.

Por último, el escenario ”**mínimo**” es necesario para hacer análisis de *estabilidad de tensión*, pero en el caso de la investigación, se puede analizar la condición óptima para la carga de los Centros de Almacenamiento y así utilizar la energía almacenada para mitigar los efectos negativos que puedan presentarse en los escenarios anteriores. A continuación se van a analizar los resultados de obtener tensiones y flujos de potencia.

Tabla E.2: Resumen de Escenarios a partir de los datos suministrados por el CENCE basado en [173–180]

Escenario	Periodo comprendido	Elementos del Sistema	Características del sistema	Áreas de interconexión
Invierno Máximo	Mayo a diciembre 17:00 hasta 21:00 horas	2192 B 650 G 852 Zp 137 S 2272 L 1210 T	Generación: 43,628.9 MW 8,887.1 MVar Carga: 43,342.6 MW 10,164.8 MVar	Área 1: Guatemala Barra oscilante: 1601 Área 2: El Salvador Área 3: Honduras Área 4: Nicaragua Área 5: Costa Rica Barra oscilante: 50120 Área 6: Panamá Barra oscilante: 6097 Área 7: ACanal Barra oscilante: 6134 Área 8: México Barra oscilante del SER: 14319
Invierno Medio	Mayo a diciembre 13:00 hasta 17:00 horas	2192 B 650 G 852 Zp 138 S 2272 L 1210 T	Generación: 43,418.7 MW 8,775.2 MVar Carga: 43,133.1 MW 10,340.3 MVar	
Invierno Mínimo	Mayo a diciembre 21:00 hasta 05:00 horas	2192 B 650 G 851 Zp 113 S 2272 L 1210 T	Generación: 40,234.4 MW 8,070.3 MVar Carga: 40,062.2 MW 9,429.7 MVar	
Verano Máximo	Enero a abril 17:00 hasta 21:00 horas	2176 B 640 G 849 Zp 137 S 2253 L 1200 T	Generación: 43,327.8 MW 8,780.7 MVar Carga: 43,140.4 MW 10,194.9 MVar	
Verano Medio	Enero a abril 13:00 hasta 17:00 horas	2176 B 640 G 848 Zp 125 S 2253 L 1200 T	Generación: 43,252.0 MW 8,864.7 MVar Carga: 43,064.0 MW 10,387.3 MVar	
Verano Mínimo	Enero a abril 21:00 hasta 05:00 horas	2175 B 639 G 848 Zp 107 S 2252 L 1199 T	Generación: 40,142.1 MW 7,872.8 MVar Carga: 40,064.6 MW 9,442.7 MVar	

B: barras, **G:** generadores, **Zp:** cargas modeladas a potencia constante, **S:** shunt capacitivos, **L:** líneas de transmisión, **T:** transformadores de potencia

E.4.1. Análisis de los Flujos de Potencia

Tabla E.3: Resultados de la validación de simulación PSS/E - ETAP para diversos escenarios basado en [173–180]

Escenario	Generación en MW			Carga en MW			Pérdidas en MW					
	PSS/E	ETAP	Dif.	% error	PSS/E	ETAP	Dif.	% error	PSS/E	ETAP	Dif.	% error
INV-MAX	43,268	43,342	61	0.14	43,342	43,252	90	0.21	286	314	28	0.07
INV-MED	43,418	43,541	122	0.28	43,133	43,223	89	0.21	285	317	31	0.07
INV-MIN	40,234	40,192	42	0.11	40,062	40,004	58	0.15	172	188	15	0.04
VER-MAX	43,327	43,402	74	0.17	43,140	43,193	52	0.12	187	224	22	0.05
VER-MED	43,252	43,366	114	0.26	43,064	43,141	77	0.18	187	224	36	0.09
VER-MIN	40,142	40,229	86	0.22	40,064	40,136	71	0.18	77	90	12	0.03

La tabla E.2 que muestra las características de los datos modelados pueden ser comparados con la tabla E.3 que realiza una comparación de los resultados obtenidos del análisis de los flujos de potencia a los diversos escenarios. La comparación refleja que los errores son menores al **0.5 %** para la generación, carga y pérdidas. Aunque existen diferencias cercanas a los **100 MW** entre el PSS/E® (software patrón) y el ETAP® (software emulado), se consideran aceptables debido a la magnitud de la demanda regional (mayor que 40 GW). Por lo tanto, la simulación ha sido *calibrada, ajustada y validada* correctamente en relación con los datos de origen [173, 180]. De igual manera, esta simulación es válida para los escenarios que se desvíen de la simulación para los casos particulares de cada uno de los países.

E.4.2. Análisis de los Niveles de tensión obtenidos

La tabla E.5 hasta la E.20 muestran los resultados de la simulación hecha a partir del análisis de flujo de potencia. En esta caso se analizan los perfiles de tensión regional en 2189 barras del sistema eléctrico [173–180]. La figura E.1 muestra el comportamiento de la tensión en 1600 barras del sistema. Estas barras corresponden a las barras en las cargas y generación. No obstante se excluyen algunas que no tienen carga o simplemente no están conectadas a algún sistema.

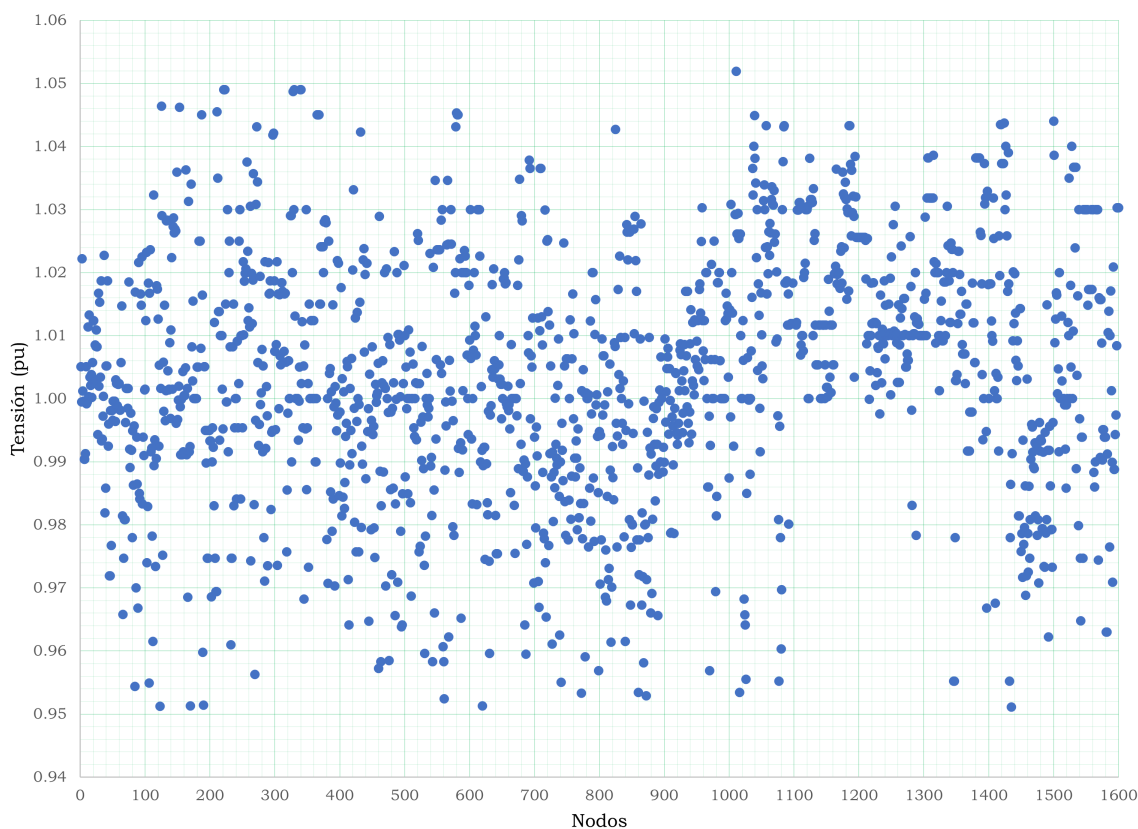


Figura E.1: Tensiones obtenidas a partir de la simulación usando ETAP[®]

Sin embargo en esta sección se desea analizar el error entre las mediciones obtenidas. Para ello se analizará a partir de la Raíz de Error Cuadrado Medio [RMSE](#). Este análisis facilita la interpretación y validación pues representa el importe del error. Aquí se evalúa el error cometido al utilizar un modelo predictivo para estimar valores cualesquiera.

E.4.2.1. Cálculo del RMSE

Para la estimación del RMSE, se debe utilizar la ecuación E.1, tal y como se muestra a continuación:

$$RMSE = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (V_p - V_a)^2}{n}} \quad (E.1)$$

donde

n : número de mediciones o puntos

V_p : Valor prededible o estimado

V_a : valor actual o a comparar

E.4.2.2. RMSE obtenidos

Aplicando la ecuación E.1 a los valores obtenidos en las tablas E.5 hasta la E.20 se obtiene los siguientes resultados:

Tabla E.4: Resultados del RMSE aplicado en diversas zonas del Sistema Regional

No	Zona	$\sum_{i=1}^n (V_p - V_a)^2$	n	% RMSE
1	GUA	0.0991	451	1.4820
2	HON	0.0864	367	1.5341
3	SAL	0.0535	153	1.8694
4	NIC	0.2009	315	2.5253
5	CRC	0.3299	489	2.5975
6	PAN	0.1101	414	1.6310
7	REG	0.8798	2189	2.0048

Tabla E.5: Comparación de Resultados en los Niveles de Tensión para Guatemala basado en [173–180]

Barra	PSS/E	ETAP	Barra	PSS/E	ETAP	Barra	PSS/E	ETAP	Barra	PSS/E	ETAP	PSS/E	ETAP	Barra	PSS/E	ETAP
1101	1.0089	1.0151	1329	1.0325	1.0009	1645	1.0350	1.0350	1923	1.0150	1.0200	1.0150	1.0350	1923	1.0150	1.0200
1102	1.0035	1.0104	1331	1.0095	0.9908	1646	1.0025	1.0025	1924	1.0350	1.0487	1.0025	1.0025	1924	1.0350	1.0487
1103	1.0297	1.0249	1336	1.0135	0.9916	1651	1.0250	1.0100	1945	1.0300	1.0300	1.0250	1.0100	1945	1.0300	1.0300
1106	1.0035	1.0104	1338	1.0250	1.0012	1652	1.0100	1.0100	1952	1.0150	1.0490	1.0100	1.0100	1952	1.0150	1.0490
1107	0.9947	1.0058	1339	1.0500	1.0158	1656	1.0200	1.0490	1954	1.0000	1.0000	1.0200	1.0490	1954	1.0000	1.0000
1108	0.9934	1.0069	1345	0.9844	0.9893	1660	1.0085	1.0150	1960	1.0050	1.0050	1.0085	1.0150	1960	1.0050	1.0050
1109	0.9962	1.0066	1372	0.9809	0.9926	1663	0.9929	1.0100	1964	1.0150	1.0490	0.9929	1.0100	1964	1.0150	1.0490
1110	1.0105	1.0163	1374	1.0350	1.0079	1664	1.0200	1.0200	1968	1.0300	1.0007	1.0200	1.0200	1968	1.0300	1.0007
1111	1.0032	1.0101	1375	0.9510	1.0051	1665	1.0250	1.0250	1973	1.0300	0.9969	1.0250	1.0250	1973	1.0300	0.9969
1113	1.0135	1.0154	1398	1.0320	1.0105	1667	0.9875	0.9759	1975	1.0000	1.0300	0.9875	0.9759	1975	1.0000	1.0300
1114	0.9960	1.0006	1399	1.0507	1.0167	1670	1.0250	1.0000	1981	1.0150	1.0150	1.0250	1.0000	1981	1.0150	1.0150
1115	1.0117	1.0154	1403	0.9829	0.9952	1671	1.0150	1.0150	1982	1.0000	1.0000	1.0150	1.0150	1982	1.0000	1.0000
1117	1.0078	1.0127	1406	1.0025	0.9975	1674	1.0220	1.0000	1983	1.0100	1.0000	1.0220	1.0000	1983	1.0100	1.0000
1118	1.0001	1.0053	1407	1.0184	1.0101	1676	1.0200	1.0000	1990	1.0000	1.0000	1.0200	1.0000	1990	1.0000	1.0000
1119	1.0071	1.0155	1408	0.9879	0.9764	1687	1.0100	1.0040	1998	1.0000	1.0000	1.0100	1.0040	1998	1.0000	1.0000
1120	1.0048	1.0113	1409	1.0155	1.0140	1690	1.0250	1.0250	12007	1.0041	0.9812	1.0250	1.0250	12007	1.0041	0.9812
1121	1.0085	1.0178	1411	1.0184	1.0015	1691	1.0300	1.0300	12029	1.0181	0.9951	1.0300	1.0300	12029	1.0181	0.9951
1122	1.0093	1.0133	1413	1.0201	1.0235	1693	1.0350	1.0100	12031	1.0181	0.9951	1.0350	1.0100	12031	1.0181	0.9951
1123	1.0093	1.0133	1414	0.9931	0.9859	1704	1.0250	1.0245	12036	0.9856	0.9793	1.0250	1.0245	12036	0.9856	0.9793
1124	1.0026	1.0154	1415	0.9988	0.9992	1710	1.0035	1.0200	12047	1.0160	0.9763	1.0035	1.0200	12047	1.0160	0.9763
1125	0.9946	1.0226	1416	1.0111	1.0235	1712	1.0359	1.0217	12049	0.9757	0.9741	1.0359	1.0217	12049	0.9757	0.9741
1126	0.9948	1.0224	1417	1.0353	1.0207	1713	1.0119	1.0146	12080	0.9929	0.9934	1.0119	1.0146	12080	0.9929	0.9934
1128	1.0110	1.0160	1418	1.0111	1.0166	1714	1.0121	1.0145	12089	0.9870	0.9804	1.0121	1.0145	12089	0.9870	0.9804
1129	0.9952	1.0222	1422	0.9919	1.0022	1715	1.0119	1.0145	12094	1.0025	0.9794	1.0119	1.0145	12094	1.0025	0.9794
1130	0.9989	1.0094	1423	1.0082	1.0232	1718	1.0335	1.0352	12108	0.9948	0.9748	1.0335	1.0352	12108	0.9948	0.9748
1131	1.0131	1.0171	1424	0.9926	0.9843	1719	1.0211	1.0170	12127	0.9755	0.9717	1.0211	1.0170	12127	0.9755	0.9717
1132	1.0070	1.0131	1425	1.0131	1.0052	1721	1.0242	1.0193	12129	0.9801	0.9751	1.0242	1.0193	12129	0.9801	0.9751
1133	1.0030	1.0249	1426	1.0240	1.0493	1730	0.9938	1.0242	12136	1.0079	0.9862	0.9938	1.0242	12136	1.0079	0.9862
1134	1.0096	1.0159	1427	1.0258	1.0191	1732	0.9916	1.0180	12142	1.0161	0.9763	0.9916	1.0180	12142	1.0161	0.9763
1135	1.0130	1.0198	1428	1.0044	0.9906	1735	1.0269	1.0191	12154	0.9812	0.9758	1.0269	1.0191	12154	0.9812	0.9758
1137	0.9976	1.0093	1429	0.9982	1.0044	1736	1.0260	1.0137	12177	1.0153	0.9861	1.0260	1.0137	12177	1.0153	0.9861

Tabla E.6: Comparación de Resultados en los Niveles de Tensión para Guatemala basado en [173–180]

Barra	PSS/E	ETAP	Barra	PSS/E	ETAP	Barra	PSS/E	ETAP	Barra	PSS/E	ETAP
1138	0.9973	1.0095	1431	1.0161	1.0094	1747	1.0366	1.0231	12178	1.0146	0.9723
1139	1.0018	1.0111	1432	1.0122	1.0090	1755	1.0137	1.0190	12183	1.0036	0.9807
1140	1.0050	1.0114	1433	1.0105	1.0063	1756	1.0131	1.0200	12195	1.0129	0.9902
1141	1.0292	1.0260	1434	1.0059	1.0132	1758	1.0210	1.0383	12204	1.0235	0.9935
1145	1.0105	1.0164	1435	1.0145	1.0148	1762	1.0129	0.9954	12205	1.0227	0.9933
1149	0.9971	1.0077	1436	1.0146	1.0151	1763	1.0106	0.9688	12218	1.0162	0.9909
1151	1.0250	0.9961	1437	1.0148	1.0066	1764	0.9870	0.9985	12219	1.0128	0.9927
1152	1.0174	0.9931	1439	1.0125	1.0052	1767	1.0295	1.0227	12220	1.0124	0.9924
1153	1.0174	0.9931	1442	1.0128	1.0062	1768	1.0419	1.0234	12221	1.0177	0.9925
1154	1.0071	0.9975	1444	1.0150	1.0199	1769	1.0407	1.0148	12225	1.0041	0.9813
1155	1.0095	0.9924	1445	0.9915	1.0042	1770	1.0115	1.0093	12234	1.0174	0.9922
1156	1.0233	0.9975	1447	1.0109	1.0183	1771	0.9898	1.0067	12235	1.0174	0.9922
1159	1.0203	0.9960	1448	1.0150	1.0247	1772	1.0138	1.0071	12237	1.0158	0.9760
1163	1.0211	0.9959	1449	1.0064	1.0087	1776	0.9943	1.0052	12238	1.0036	0.9807
1164	1.0074	1.0125	1483	1.0227	1.0273	1777	0.9914	1.0063	12239	0.9753	0.9734
1165	1.0078	1.0134	1484	1.0249	1.0287	1778	0.9990	1.0104	12242	1.0142	0.9916
1166	1.0066	1.0118	1490	1.0139	1.0147	1793	0.9962	1.0072	12243	1.0183	0.9931
1167	1.0074	1.0132	1491	1.0141	1.0147	1795	1.0082	1.0235	12244	1.0180	0.9928
1168	1.0073	1.0132	1492	1.0140	1.0147	1810	0.9826	0.9743	12251	1.0023	0.9792
1169	1.0077	1.0133	1493	0.9886	1.0038	1813	1.0443	1.0140	12257	0.9825	0.9768
1170	0.9997	1.0119	1495	1.0393	1.0322	1816	1.0035	0.9867	12258	0.9823	0.9767
1171	0.9997	1.0119	1497	0.9853	1.0052	1820	1.0321	1.0187	12269	1.0185	0.9943
1173	0.9966	1.0070	1498	0.9854	1.0089	1821	1.0230	1.0180	12270	1.0017	0.9786
1174	1.0112	1.0152	1499	0.9861	1.0114	1822	1.0093	1.0122	12280	1.0036	0.9806
1204	0.9929	0.9851	1501	1.0286	1.0171	1823	1.0305	1.0243	12282	1.0186	0.9955
1206	1.0146	0.9635	1502	1.0131	1.0101	1828	1.0302	1.0071	12283	1.0003	0.9804
1207	1.0146	0.9724	1503	1.0185	1.0074	1829	1.0303	1.0072	12285	0.9921	0.9621
1215	1.0035	0.9806	1504	1.0208	1.0116	1832	1.0242	1.0227	12292	1.0003	0.9804
1216	1.0036	0.9807	1505	1.0155	1.0074	1833	0.9990	0.9843	12294	1.0029	0.9824

Tabla E.7: Comparación de Resultados en los Niveles de Tensión para Guatemala basado en [173–180]

Barra	PSS/E	ETAP	Barra	PSS/E	ETAP	Barra	PSS/E	ETAP	Barra	PSS/E	ETAP
1217	1.0079	1.0072	1506	1.0350	1.0162	1835	1.0053	0.9888	12296	0.9948	0.9748
1219	1.0074	1.0132	1507	1.0096	1.0070	1836	1.0055	0.9891	12305	1.0087	0.9792
1220	1.0127	1.0064	1509	1.0231	1.0009	1837	1.0243	1.0418	12326	1.0079	1.0072
1223	1.0066	0.9963	1511	1.0231	1.0009	1838	1.0247	1.0421	14001	1.0301	1.0416
1240	1.0178	0.9940	1513	1.0146	1.0009	1840	1.0242	1.0227	14002	1.0298	1.0346
1241	1.0126	0.9927	1516	1.0162	1.0137	1841	1.0152	1.0188	14005	1.0102	1.0158
1249	0.9929	0.9986	1518	1.0163	1.0074	1842	1.0174	1.0186	14006	1.0130	1.0184
1301	0.9857	0.9788	1519	1.0393	1.0193	1843	1.0155	1.0165	14010	1.0077	1.0158
1302	1.0015	0.9901	1520	1.0342	1.0058	1845	1.0304	1.0245	14011	1.0073	1.0153
1303	1.0009	0.9831	1521	1.0168	1.0121	1846	0.9680	0.9811	14012	1.0100	1.0064
1304	1.0352	1.0026	1522	1.0083	1.0070	1857	1.0256	1.0104	14038	1.0095	1.0135
1305	1.0332	1.0083	1524	1.0168	1.0067	1859	1.0144	1.0090	14122	1.0126	1.0066
1306	1.0299	1.0052	1526	1.0251	1.0106	1860	1.0300	1.0048	14319	1.0200	1.0200
1308	0.9605	0.9752	1528	1.0189	1.0189	1861	1.0130	1.0003	16002	1.0000	1.0000
1309	1.0056	0.9851	1530	1.0102	1.0156	1862	1.0124	0.9980	16009	1.0000	1.0000
1310	0.9922	0.9838	1531	1.0236	1.0254	1863	1.0314	1.0067	16012	1.0082	1.0169
1312	0.9573	0.9720	1601	1.0230	1.0000	1864	1.0237	1.0222	16013	0.9997	1.0053
1314	1.0447	1.0137	1608	1.0050	1.0050	1865	1.0309	1.0101	16014	0.9997	1.0000
1315	1.0035	0.9920	1609	1.0250	1.0250	1866	1.0311	1.0096	16016	1.0000	1.0000
1318	1.0166	0.9913	1612	1.0080	1.0080	1869	1.0269	1.0094	16023	1.0150	1.0350
1320	1.0302	1.0070	1613	1.0150	1.0450	1870	1.0271	1.0097	16024	1.0100	1.0000
1321	1.0399	1.0113	1614	1.0440	1.0086	1892	0.9719	0.9841	16025	1.0180	1.0180
1322	1.0429	1.0153	1616	0.9527	1.0012	1908	1.0117	1.0132	16026	0.9980	1.0200
1324	0.9812	0.9932	1644	1.0250	1.0245	1910	1.0180	1.0000	16028	1.0180	1.0400

Tabla E.8: Comparación de Resultados en los Niveles de Tensión para Honduras basado en [173–180]

Barra	PSS/E	ETAP	Barra	PSS/E	ETAP	Barra	PSS/E	ETAP	Barra	PSS/E	ETAP	PSS/E	ETAP
3001	1.0450	1.0300	3067	0.9927	0.9998	3120	0.9913	0.9868	3228	1.0470	1.0000	1.0470	1.0000
3005	1.0150	1.0000	3075	1.0305	0.9968	3122	0.9944	0.9754	3239	0.9770	0.9963	0.9770	0.9963
3007	1.0241	1.0000	3077	1.0268	0.9939	3123	0.9805	0.9596	3241	0.9846	0.9860	0.9846	0.9860
3011	1.0200	1.0000	3078	0.9795	0.9624	3124	1.0053	0.9860	3276	0.9814	0.9626	0.9814	0.9626
3017	1.0000	1.0100	3081	0.9891	1.0000	3131	0.9888	0.9876	3280	1.0439	1.0000	1.0439	1.0000
3018	1.0060	1.0030	3082	0.9937	0.9760	3132	0.9887	0.9876	3297	1.0127	1.0000	1.0127	1.0000
3019	1.0250	1.0100	3083	0.9845	0.9665	3151	0.9716	1.0000	3300	1.0172	1.0170	1.0172	1.0170
3027	1.0177	1.0000	3085	0.9839	0.9834	3155	0.9869	0.9990	3301	1.0149	1.0080	1.0149	1.0080
3029	1.0080	0.9855	3088	1.0112	0.9818	3159	1.0053	0.9860	3306	0.9994	1.0089	0.9994	1.0089
3030	0.9863	0.9870	3089	1.0104	1.0100	3160	0.9867	0.9610	3307	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
3031	0.9858	0.9838	3090	0.9841	0.9833	3179	0.9939	0.9754	3310	1.0158	1.0100	1.0158	1.0100
3032	1.0188	1.0131	3091	0.9722	0.9737	3180	0.9983	0.9753	3311	0.9949	0.9885	0.9949	0.9885
3033	0.9736	0.9950	3092	1.0116	1.0000	3181	0.9989	0.9600	3317	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
3034	1.0146	1.0075	3094	1.0050	0.9920	3183	1.0154	1.0239	3318	1.0051	1.0038	1.0051	1.0038
3036	0.9975	0.9553	3097	0.9952	1.0007	3184	0.9890	1.0000	3319	1.0200	1.0100	1.0200	1.0100
3037	0.9834	0.9637	3098	1.0131	0.9853	3185	0.9729	0.9701	3351	1.0300	1.0000	1.0300	1.0000
3038	1.0121	0.9832	3099	0.9957	0.9851	3186	1.0076	0.9768	3355	1.0149	1.0080	1.0149	1.0080
3040	1.0000	0.9790	3100	1.0324	1.0000	3187	1.0009	0.9771	3408	0.9988	0.9776	0.9988	0.9776
3042	1.0139	1.0000	3101	0.9816	0.9850	3190	1.0137	1.0252	3417	0.9861	0.9753	0.9861	0.9753
3045	0.9794	0.9614	3102	0.9953	0.9515	3191	0.9781	0.9604	3424	0.9966	0.9578	0.9966	0.9578
3047	0.9901	0.9969	3103	0.9794	0.9764	3201	1.0141	1.0246	3427	0.9955	0.9889	0.9955	0.9889
3049	1.0008	0.9825	3104	1.0178	0.9990	3203	0.9865	0.9671	3428	1.0083	0.9891	1.0083	0.9891
3052	0.9827	0.9618	3105	1.0028	1.0026	3204	1.0020	0.9837	3429	0.9843	0.9997	0.9843	0.9997
3053	1.0285	0.9795	3106	0.9846	0.9870	3205	1.0236	1.0100	3460	1.0186	1.0000	1.0186	1.0000
3054	1.0086	0.9941	3108	0.9956	0.9711	3211	1.0141	1.0179	3544	0.9828	0.9982	0.9828	0.9982
3055	1.0029	1.0022	3110	1.0287	0.9952	3213	1.0009	0.9798	3545	1.0021	1.0000	1.0021	1.0000
3056	1.0057	1.0000	3113	1.0328	0.9963	3219	0.9979	0.9788	3546	0.9962	0.9919	0.9962	0.9919
3060	0.9710	0.9747	3116	0.9930	0.9639	3220	0.9957	1.0000	3548	1.0023	1.0000	1.0023	1.0000
3063	1.0075	0.9686	3117	1.0053	0.9962	3222	0.9856	1.0231	3550	1.0161	1.0103	1.0161	1.0103
3064	1.0086	0.9862	3118	1.0042	0.9930	3223	0.9488	1.0100	3551	1.0162	1.0103	1.0162	1.0103

Tabla E.9: Comparación de Resultados en los Niveles de Tensión para Honduras basado en [173–180]

Barra	PSS/E	ETAP	Barra	PSS/E	ETAP	Barra	PSS/E	ETAP	Barra	PSS/E	ETAP
3552	1.0200	1.0109	3592	1.0141	1.0176	3967	0.9752	0.9894	3981	0.9841	0.9950
3553	1.0154	1.0087	3593	0.9847	1.0100	3968	0.9648	0.9780	3983	0.9310	0.9645
3554	1.0197	1.0103	3602	1.0035	0.9847	3969	1.0086	0.9829	3984	0.9689	1.0099
3555	1.0153	1.0100	3604	1.0082	0.9638	3973	0.9585	0.9823	3994	0.9664	0.9980
3556	1.0063	1.0051	3955	0.9744	0.9676	3974	0.9771	0.9643	3999	0.9698	0.9569
3577	0.9985	0.9755	3957	1.0106	0.9837	3975	0.9310	0.9803	30001	1.0180	1.0153
3578	1.0200	1.0000	3958	1.0229	0.9919	3977	1.0138	0.9981	30002	1.0155	1.0167
3580	0.9847	1.0000	3961	0.9357	0.9900	3978	1.0105	0.9837	30003	0.9952	1.0000
3582	0.9433	1.0312	3962	0.9197	0.9823	3979	1.0106	0.9837			
3590	0.9871	1.0143	3963	0.9148	0.9852	3980	0.9939	0.9837			

Tabla E.10: Comparación de Resultados de Resultados en los Niveles de Tensión para El Salvador basado en [173–180]

Barra	PSS/E	ETAP	Barra	PSS/E	ETAP	Barra	PSS/E	ETAP	Barra	PSS/E	ETAP
20202	1.0077	0.9947	23221	1.0011	0.9897	24491	1.0027	0.9863	27411	0.9900	0.9889
20223	1.0011	0.9960	23441	0.9916	0.9911	24501	1.0121	0.9844	27421	0.9679	1.0013
20401	0.9613	0.9624	23472	1.0044	0.9742	24531	1.0123	1.0079	27431	0.9720	1.0035
20473	1.0041	0.9694	23701	0.9717	0.9952	24901	1.0085	0.9924	27441	0.9767	1.0022
20701	0.9736	1.0000	24041	1.0110	0.9872	27101	1.0021	1.0272	27451	0.9674	0.9991
21107	1.0000	1.0300	24051	0.9961	0.9871	27111	0.9714	0.9923	27461	0.9807	1.0068
21111	1.0047	1.0300	24111	0.9824	0.9768	27131	1.0008	0.9899	27471	1.0076	1.0048
21134	0.9657	0.9657	24131	0.9892	0.9602	27132	1.0008	0.9899	27481	0.9767	1.0046
21139	1.0022	1.0228	24161	1.0275	1.0180	27133	1.0034	0.9899	27491	0.9622	0.9817
21163	0.9900	0.9900	24171	1.0247	1.0034	27161	1.0131	0.9920	27501	0.9691	0.9976
21171	0.9840	1.0300	24181	1.0280	1.0244	27171	0.9926	1.0202	27511	0.9689	0.9846
21181	0.9592	1.0300	24301	1.0063	0.9892	27181	1.0108	1.0144	27531	0.9908	1.0185
21213	0.9907	0.9907	24321	1.0044	0.9743	27201	1.0077	1.0050	27601	1.0241	1.0233
21481	0.9991	1.0100	24341	0.9961	0.9621	27211	1.0106	1.0068	27701	0.9772	0.9959
21601	1.0000	1.0100	24351	0.9999	1.0120	27221	1.0009	0.9903	27901	0.9747	1.0027
22201	1.0077	1.0009	24381	0.9961	0.9871	27281	0.9753	0.9980	28161	0.9886	1.0258
22301	1.0199	0.9982	24391	0.9939	0.9961	27321	0.9825	1.0067	28181	0.9984	1.0316
22361	1.0077	0.9834	24401	0.9816	0.9690	27341	0.9715	0.9853	28371	0.9858	1.0328
22371	1.0035	0.9679	24411	1.0087	1.0014	27351	0.9676	0.9813	29161	0.9926	1.0247
22372	0.9719	1.0279	24441	1.0110	0.9872	27361	0.9707	0.9958	29162	0.9916	1.0248
22421	0.9859	0.9853	24461	1.0022	1.0216	27371	0.9730	0.9972	29181	1.0123	1.0230
22431	1.0158	0.9911	24471	1.0052	0.9848	27381	0.9692	0.9974	29182	1.0131	1.0202
22451	1.0078	0.9673	24473	1.0053	0.9849	27391	0.9731	0.9954			
23131	1.0120	0.9746	24481	1.0037	0.9895	27401	0.9612	0.9885			

Tabla E.11: Comparación de Resultados en los Niveles de Tensión para Nicaragua basado en [173–180]

Barra	PSS/E	ETAP	Barra	PSS/E	ETAP	Barra	PSS/E	ETAP	Barra	PSS/E	ETAP
4001	1.0080	0.9930	4047	1.0253	1.0253	4104	1.0169	1.0111	4167	1.0165	1.0155
4002	1.0178	0.9754	4048	1.0070	1.0070	4105	0.9976	1.0132	4173	1.0213	1.0027
4003	0.9920	0.9906	4049	1.0253	1.0212	4106	1.0024	1.0107	4177	1.0076	0.9981
4004	1.0327	0.9921	4050	1.0070	0.9911	4107	1.0068	0.9984	4180	1.0087	0.9800
4005	0.9818	0.9925	4051	1.0061	0.9836	4108	1.0163	0.9875	4181	1.0108	0.9741
4006	0.9974	0.9909	4052	1.0128	0.9892	4109	1.0046	0.9792	4183	0.9868	1.0329
4007	1.0107	0.9819	4054	1.0070	0.9873	4110	1.0099	1.0011	4184	0.9756	1.0034
4008	1.0102	0.9907	4055	1.0012	0.9658	4111	1.0137	0.9566	4186	1.0320	0.9912
4009	1.0062	1.0045	4056	1.0129	0.9824	4112	0.9959	0.9997	4192	1.0262	1.0141
4010	1.0073	1.0032	4057	1.0123	0.9680	4113	1.0150	0.9822	4194	0.9789	1.0051
4011	0.9956	0.9678	4058	1.0131	0.9661	4120	0.9978	1.0244	4198	1.0000	1.0098
4012	1.0063	0.9810	4059	1.0042	0.9862	4121	0.9753	1.0131	4199	1.0065	0.9677
4013	1.0040	1.0010	4060	1.0149	0.9805	4122	1.0053	1.0055	4200	1.0459	0.9947
4014	0.9840	0.9655	4061	1.0049	0.9578	4124	1.0053	1.0055	4201	1.0342	1.0048
4015	1.0148	1.0033	4062	1.0073	0.9956	4151	1.0463	0.9786	4202	1.0241	0.9919
4016	1.0163	0.9587	4064	1.0061	0.9828	4152	1.0415	0.9852	4203	0.9789	1.0051
4017	0.9991	1.0118	4065	0.9955	1.0093	4153	1.0065	0.9766	4204	0.9944	0.9647
4018	1.0040	0.9897	4066	1.0073	1.0073	4154	0.9915	0.9712	4205	1.0246	0.9993
4019	1.0049	0.9875	4067	0.9966	0.9966	4155	1.0129	0.9872	4206	1.0378	1.0046
4020	1.0040	1.0123	4069	1.0177	0.9737	4156	1.0138	0.9624	4207	1.0380	1.0089
4021	1.0308	1.0043	4073	1.0000	1.0000	4157	1.0149	0.9994	4208	1.0336	1.0044
4022	1.0058	1.0060	4076	1.0117	0.9714	4158	1.0192	0.9666	4209	1.0290	1.0019
4023	1.0040	1.0040	4078	1.0430	0.9789	4159	1.0185	1.0061	4210	1.0267	0.9921
4024	1.0145	1.0029	4081	0.9849	0.9849	4160	1.0090	0.9697	4211	1.0380	1.0089
4026	1.0145	1.0098	4088	1.0179	0.9759	4161	1.0170	0.9892	4212	0.9837	1.0181
4027	1.0058	1.0058	4090	1.0155	0.9974	4162	1.0114	0.9562	4213	1.0225	0.9800
4029	1.0061	1.0061	4091	1.0200	1.0200	4163	0.9840	0.9956	4214	1.0261	0.9837
4032	1.0145	1.0146	4100	1.0078	0.9908	4164	1.0123	0.9921	4215	1.0112	0.9829
4035	1.0012	0.9617	4102	1.0061	0.9835	4165	0.9828	0.9933	4217	0.9964	0.9876
4036	1.0204	0.9757	4103	1.0186	1.0102	4166	1.0154	1.0076	4218	1.0389	1.0113

Tabla E.12: Comparación de Resultados en los Niveles de Tensión para Nicaragua basado en [173–180]

Barra	PSS/E	ETAP	Barra	PSS/E	ETAP	Barra	PSS/E	ETAP	Barra	PSS/E	ETAP	PSS/E	ETAP	Barra	PSS/E	ETAP
4219	1.0394	1.0130	4306	1.0340	0.9870	4339	1.0129	0.9649	4392	1.0263	1.0036	1.0263	1.0036	4392	1.0263	1.0036
4221	1.0365	0.9956	4307	1.0266	0.9801	4340	1.0317	0.9928	4396	1.0058	1.0118	1.0058	1.0118	4396	1.0058	1.0118
4222	1.0293	0.9889	4309	1.0179	0.9707	4341	1.0115	1.0090	4400	1.0096	1.0132	1.0096	1.0132	4400	1.0096	1.0132
4223	1.0246	0.9891	4310	1.0205	0.9831	4342	1.0253	1.0164	4401	1.0018	1.0123	1.0018	1.0123	4401	1.0018	1.0123
4224	1.0310	0.9923	4311	1.0019	1.0017	4343	1.0274	0.9898	4402	1.0096	1.0129	1.0096	1.0129	4402	1.0096	1.0129
4225	1.0344	0.9925	4312	0.9957	0.9987	4344	1.0234	0.9860	4403	1.0092	1.0125	1.0092	1.0125	4403	1.0092	1.0125
4227	0.9713	1.0049	4313	1.0056	0.9926	4345	0.9969	0.9991	4404	1.0010	1.0074	1.0010	1.0074	4404	1.0010	1.0074
4228	1.0184	0.9756	4314	1.0192	0.9818	4346	0.9986	1.0001	4405	1.0096	1.0131	1.0096	1.0131	4405	1.0096	1.0131
4229	1.0310	0.9920	4315	1.0278	1.0004	4347	1.0062	1.0153	4406	1.0007	1.0080	1.0007	1.0080	4406	1.0007	1.0080
4230	0.9664	1.0147	4316	1.0036	1.0039	4348	1.0023	1.0224	4407	1.0157	1.0121	1.0157	1.0121	4407	1.0157	1.0121
4231	1.0379	1.0046	4317	1.0212	0.9929	4349	0.9935	1.0240	4408	1.0195	1.0046	1.0195	1.0046	4408	1.0195	1.0046
4232	0.9850	0.9780	4318	1.0201	1.0195	4350	1.0206	1.0200	4410	1.0161	1.0068	1.0161	1.0068	4410	1.0161	1.0068
4233	1.0142	0.9921	4319	1.0352	0.9875	4351	1.0027	1.0058	4411	1.0195	1.0142	1.0195	1.0142	4411	1.0195	1.0142
4235	1.0019	0.9761	4320	1.0064	1.0053	4352	0.9962	0.9990	4412	1.0250	1.0167	1.0250	1.0167	4412	1.0250	1.0167
4236	0.9745	1.0094	4321	1.0223	0.9755	4353	1.0033	1.0035	4415	1.0096	1.0128	1.0096	1.0128	4415	1.0096	1.0128
4237	1.0172	0.9995	4322	1.0230	0.9777	4354	1.0171	1.0031	4419	1.0047	1.0131	1.0047	1.0131	4419	1.0047	1.0131
4239	1.0334	0.9914	4323	1.0213	0.9872	4355	1.0230	1.0157	4420	0.9937	1.0124	0.9937	1.0124	4420	0.9937	1.0124
4240	1.0336	0.9916	4324	1.0082	1.0115	4357	1.0334	1.0011	4423	1.0095	1.0125	1.0095	1.0125	4423	1.0095	1.0125
4241	0.9709	1.0044	4325	1.0261	0.9943	4358	1.0022	1.0067	4600	1.0096	1.0096	1.0096	1.0096	4600	1.0096	1.0096
4242	1.0014	0.9756	4326	1.0038	1.0029	4359	1.0203	1.0204	4601	1.0200	1.0200	1.0200	1.0200	4601	1.0200	1.0200
4243	0.9966	0.9915	4327	1.0295	1.0054	4361	1.0318	0.9869	4602	1.0200	1.0200	1.0200	1.0200	4602	1.0200	1.0200
4244	1.0240	0.9920	4328	1.0243	1.0318	4362	1.0022	1.0067	4604	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	4604	1.0000	1.0000
4246	1.0335	0.9914	4329	1.0233	1.0096	4369	1.0180	0.9764	4605	1.0213	1.0213	1.0213	1.0213	4605	1.0213	1.0213
4270	0.9789	1.0051	4330	1.0182	0.9758	4373	1.0169	0.9743	4610	1.0200	1.0455	1.0200	1.0455	4610	1.0200	1.0455
4300	1.0213	0.9975	4331	1.0103	1.0071	4380	1.0332	0.9854	4623	0.9879	0.9573	0.9879	0.9573	4623	0.9879	0.9573
4301	1.0047	0.9927	4332	1.0051	1.0059	4381	1.0076	1.0108	4625	1.0062	1.0062	1.0062	1.0062	4625	1.0062	1.0062
4302	1.0233	0.9873	4333	1.0130	0.9651	4382	0.9731	1.0137	4626	1.0040	1.0041	1.0040	1.0041	4626	1.0040	1.0041
4303	1.0058	0.9851	4336	1.0269	0.9866	4384	1.0182	0.9758	4628	1.0200	1.0200	1.0200	1.0200	4628	1.0200	1.0200
4304	1.0139	0.9815	4337	0.9974	1.0002	4386	1.0240	1.0152	4630	0.9849	0.9896	0.9849	0.9896	4630	0.9849	0.9896
4305	1.0263	0.9960	4338	1.0208	0.9900	4390	0.9881	1.0277	4631	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	4631	1.0000	1.0000

Tabla E.13: Comparación de Resultados en los Niveles de Tensión para Nicaragua basado en [173–180]

Barra	PSS/E	ETAP	Barra	PSS/E	ETAP	Barra	PSS/E	ETAP	Barra	PSS/E	ETAP	PSS/E	ETAP
4701	1.0124	1.0124	4831	1.0200	1.0200	4920	1.0185	1.0034	4960	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
4702	1.0167	1.0167	4832	1.0162	1.0067	4922	1.0185	1.0034	4993	1.0334	1.0044		
4731	1.0159	1.0091	4900	1.0362	0.9910	4923	1.0329	0.9925					
4750	1.0174	1.0058	4901	0.9965	1.0016	4925	0.9713	1.0049					
4800	1.0161	1.0067	4906	0.9733	0.9992	4927	1.0327	1.0022					
4801	1.0264	0.9948	4908	1.0158	1.0093	4950	1.0053	0.9864					
4802	1.0000	0.9788	4910	1.0165	1.0093	4951	1.0028	0.9841					
4803	1.0169	1.0057	4916	1.0338	1.0022	4952	1.0217	0.9826					
4827	1.0190	0.9774	4918	1.0338	1.0022	4953	1.0164	0.9738					
4830	1.0245	1.0284	4919	1.0360	1.0087	4955	1.0065	1.0037					

Tabla E.14: Comparación de Resultados en los Niveles de Tensión para Costa Rica basado en [173–180]

Barra	PSS/E	ETAP	Barra	PSS/E	ETAP	Barra	PSS/E	ETAP	Barra	PSS/E	ETAP	PSS/E	ETAP
50000	1.0215	1.0027	50200	1.0183	1.0114	50350	1.0145	1.0068	50650	1.0079	1.0091	1.0079	1.0091
50002	1.0215	1.0027	50202	1.0183	1.0114	50354	1.0195	1.0047	50658	1.0153	0.9997	1.0153	0.9997
50004	1.0215	1.0027	50208	1.0287	1.0000	50358	1.0218	1.0007	50662	1.0402	0.9876	1.0402	0.9876
50008	1.0240	0.9910	50213	1.0099	1.0000	50360	1.0218	1.0007	50664	1.0292	0.9966	1.0292	0.9966
50010	1.0220	0.9819	50220	1.0079	1.0079	50380	1.0210	1.0007	50666	1.0418	1.0062	1.0418	1.0062
50030	1.0285	0.9971	50230	1.0287	1.0061	50381	1.0224	1.0008	50667	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
50031	1.0209	0.9981	50250	1.0183	1.0086	50382	1.0202	1.0075	50668	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
50050	1.0217	1.0101	50252	1.0183	1.0086	50404	1.0203	1.0036	50670	1.0458	1.0013	1.0458	1.0013
50052	1.0217	1.0101	50253	1.0184	1.0086	50408	1.0385	0.9853	50671	1.0257	0.9945	1.0257	0.9945
50053	1.0217	1.0101	50258	1.0195	1.0000	50410	1.0378	0.9951	50672	1.0420	1.0053	1.0420	1.0053
50054	1.0203	1.0255	50259	1.0409	1.0000	50412	1.0018	0.9973	50673	1.0420	1.0053	1.0420	1.0053
50058	1.0354	1.0039	50260	1.0409	1.0000	50430	1.0426	0.9984	50674	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
50060	1.0175	0.9993	50262	1.0403	1.0054	50431	1.0377	0.9976	50675	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
50080	1.0361	1.0098	50270	0.9947	1.0000	50454	1.0186	1.0221	50676	1.0000	1.0009	1.0000	1.0009
50082	1.0350	1.0039	50271	0.9927	1.0000	50498	1.0293	1.0099	50680	1.0393	1.0039	1.0393	1.0039
50083	1.0173	1.0048	50272	1.0276	1.0000	50499	1.0182	1.0218	50681	1.0278	1.0035	1.0278	1.0035
50100	1.0199	1.0107	50273	1.0000	1.0000	50504	1.0149	1.0135	50682	1.0269	0.9933	1.0269	0.9933
50102	1.0199	1.0107	50280	1.0332	1.0027	50508	1.0383	1.0018	50700	1.0077	1.0086	1.0077	1.0086
50103	1.0200	1.0108	50281	1.0194	1.0030	50512	1.0380	1.0000	50708	1.0413	1.0000	1.0413	1.0000
50108	1.0099	1.0000	50282	1.0437	1.0027	50514	1.0406	0.9937	50710	1.0391	1.0023	1.0391	1.0023
50120	1.0033	1.0000	50300	1.0193	1.0079	50530	1.0381	1.0087	50720	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
50123	1.0192	1.0192	50308	1.0170	1.0000	50531	1.0464	1.0098	50730	1.0410	1.0026	1.0410	1.0026
50130	1.0097	1.0123	50310	1.0416	0.9712	50533	1.0381	1.0080	50732	1.0366	1.0023	1.0366	1.0023
50150	1.0176	1.0118	50312	1.0191	1.0000	50540	1.0288	0.9919	50750	1.0081	1.0088	1.0081	1.0088
50158	1.0098	1.0000	50330	1.0177	1.0031	50542	1.0237	0.9767	50766	1.0244	1.0000	1.0244	1.0000
50160	1.0098	1.0000	50331	1.0395	1.0044	50554	1.0181	1.0194	50771	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
50162	1.0099	1.0000	50332	1.0192	1.0026	50558	1.0172	1.0064	50780	1.0256	1.0027	1.0256	1.0027
50180	1.0092	1.0072	50341	1.0128	0.9889	50562	1.0210	1.0136	50800	1.0088	1.0096	1.0088	1.0096
50181	1.0092	1.0072	50342	1.0000	1.0000	50580	1.0120	1.0137	50808	1.0376	0.9971	1.0376	0.9971
50182	1.0093	1.0072	50343	1.0000	1.0000	50604	1.0174	1.0192	50812	1.0257	1.0000	1.0257	1.0000

Tabla E.15: Comparación de Resultados en los Niveles de Tensión para Costa Rica basado en [173–180]

Barra	PSS/E	ETAP	Barra	PSS/E	ETAP	Barra	PSS/E	ETAP	Barra	PSS/E	ETAP
50820	1.0072	1.0000	51250	1.0189	1.0007	53030	0.9985	0.9926	53160	1.0200	0.9690
50830	1.0244	1.0042	51262	1.0394	0.9900	53031	1.0016	0.9926	53180	0.9978	0.9935
50831	1.0341	1.0036	51264	1.0383	0.9855	53032	1.0016	0.9925	53181	0.9994	0.9935
50854	1.0196	1.0209	51265	1.0368	0.9905	53033	1.0017	0.9925	53182	0.9993	0.9935
50858	1.0239	1.0172	51280	1.0393	0.9946	53034	1.0083	0.9939	53183	1.0084	0.9913
50880	1.0243	1.0143	51281	1.0382	0.9947	53036	1.0080	0.9945	53184	1.0191	0.9972
50900	1.0153	1.0078	51282	1.0372	0.9949	53050	1.0030	0.9996	53200	1.0083	1.0032
50950	1.0074	1.0082	51300	1.0086	1.0081	53052	1.0030	0.9996	53204	1.0150	0.9954
50952	1.0074	1.0082	51302	1.0086	1.0081	53058	1.0036	1.0000	53206	1.0150	0.9954
50962	1.0397	1.0093	51308	1.0127	0.9946	53060	1.0045	0.9808	53208	1.0258	0.9814
50970	1.0000	1.0000	51310	1.0083	0.9925	53080	1.0015	0.9928	53210	1.0287	0.9833
50980	1.0396	1.0012	51312	1.0091	1.0038	53081	1.0041	0.9948	53220	0.9885	1.0000
51100	1.0229	1.0071	51314	1.0111	1.0013	53100	1.0009	0.9971	53221	1.0000	1.0000
51108	1.0206	1.0000	51330	1.0175	1.0105	53102	1.0009	0.9971	53230	0.9770	0.9900
51110	1.0045	1.0000	51331	1.0144	1.0103	53108	1.0380	0.9787	53231	1.0357	0.9897
51112	1.0172	1.0000	51332	1.0000	1.0000	53109	1.0380	0.9738	53232	1.0095	0.9957
51130	1.0213	1.0026	51333	1.0000	1.0000	53110	1.0332	0.9737	53234	1.0077	0.9961
51132	1.0097	1.0081	51350	1.0178	1.0126	53111	1.0162	0.9791	53254	1.0127	0.9955
51134	1.0224	1.0081	51358	1.0155	1.0000	53112	1.0387	0.9909	53256	1.0127	0.9955
51150	1.0227	1.0063	51450	1.0172	1.0118	53113	1.0387	0.9828	53258	1.0183	1.0286
51152	1.0158	1.0000	51458	1.0177	0.9971	53131	1.0382	0.9918	53260	1.0170	0.9804
51158	1.0355	1.0057	51460	1.0177	0.9971	53132	1.0375	0.9925	53280	1.0056	0.9864
51160	1.0229	1.0064	51482	1.0166	1.0064	53133	1.0368	0.9928	53281	1.0163	0.9902
51170	1.0300	1.0000	53000	1.0014	0.9976	53134	1.0299	0.9929	53304	1.0088	0.9882
51180	1.0355	1.0064	53002	1.0014	0.9976	53135	1.0245	0.9922	53308	1.0389	0.9646
51200	1.0209	1.0024	53004	1.0112	0.9922	53150	1.0024	1.0004	53310	1.0379	0.9847
51208	1.0405	0.9959	53006	1.0111	0.9921	53152	1.0024	1.0004	53312	1.0389	0.9652
51210	1.0404	1.0018	53008	1.0066	0.9695	53154	1.0120	0.9933	53330	1.0373	0.9837
51230	1.0408	0.9956	53010	1.0072	0.9693	53156	1.0120	0.9933	53331	1.0376	0.9837
51231	1.0405	0.9962	53012	1.0072	0.9693	53158	1.0062	1.0259	53332	1.0399	0.9821

Tabla E.16: Comparación de Resultados en los Niveles de Tensión para Costa Rica basado en [173–180]

Barra	PSS/E	ETAP	Barra	PSS/E	ETAP	Barra	PSS/E	ETAP	Barra	PSS/E	ETAP
53354	1.0102	0.9924	53611	1.0233	1.0035	53854	1.0203	1.0047	54120	1.0000	1.0000
53356	1.0102	0.9924	53630	1.0357	0.9849	53856	1.0203	1.0047	54122	1.0000	1.0000
53358	1.0166	1.0000	53631	1.0045	0.9849	53858	1.0431	1.0256	54130	1.0375	0.9889
53360	1.0166	1.0000	53632	1.0421	0.9849	53873	1.0128	1.0000	54132	1.0041	0.9886
53380	1.0185	0.9852	53654	1.0102	0.9917	53880	1.0047	1.0051	54154	1.0254	1.0064
53381	1.0163	0.9852	53658	1.0108	0.9831	53881	1.0063	0.9984	54170	1.0000	1.0000
53404	1.0090	0.9921	53660	1.0038	0.9961	53882	1.0430	0.9963	54171	1.0000	1.0000
53408	1.0028	0.9948	53680	1.0104	0.9859	53900	1.0051	1.0020	54172	1.0000	1.0000
53410	1.0045	0.9903	53681	1.0112	0.9859	53902	1.0051	1.0020	54200	1.0023	1.0003
53430	0.9982	0.9922	53682	0.9786	0.9848	53908	1.0412	0.9922	54202	1.0023	1.0003
53431	1.0060	0.9860	53683	0.9799	0.9848	53930	1.0410	0.9961	54208	1.0414	0.9852
53454	1.0086	0.9912	53704	1.0095	0.9918	53950	1.0085	1.0034	54210	1.0393	0.9831
53458	1.0075	0.9949	53708	1.0031	0.9880	53951	1.0086	1.0034	54230	1.0438	0.9951
53460	1.0035	0.9771	53710	1.0041	0.9731	53952	1.0086	1.0034	54231	1.0424	0.9954
53480	1.0093	0.9846	53712	1.0060	0.9826	53970	1.0206	1.0000	54250	1.0127	1.0087
53481	1.0029	0.9857	53714	1.0077	0.9839	53971	1.0178	1.0000	54270	1.0133	1.0000
53504	1.0081	0.9896	53730	1.0120	0.9860	54000	1.0126	1.0086	54271	1.0116	1.0000
53508	1.0075	1.0023	53731	1.0106	0.9863	54008	1.0390	0.9909	54500	1.0101	1.0103
53510	1.0234	0.9727	53732	1.0042	0.9857	54030	1.0379	1.0037	54520	1.0057	1.0000
53530	1.0083	0.9821	53733	1.0022	0.9868	54031	1.0385	1.0037	54521	1.0124	1.0000
53531	1.0231	0.9845	53754	1.0151	1.0010	54050	1.0029	1.0027	54750	1.0028	0.9982
53550	1.0032	1.0011	53756	1.0149	1.0007	54058	1.0231	0.9690	54758	1.0276	0.9677
53558	1.0262	0.9777	53758	1.0390	1.0000	54060	1.0182	0.9828	54760	1.0299	0.9786
53560	1.0262	0.9823	53760	1.0390	1.0000	54062	1.0182	0.9828	54780	1.0504	0.9948
53580	1.0216	0.9968	53762	1.0052	0.9690	54080	1.0225	0.9995	54781	1.0427	0.9934
53581	1.0216	0.9964	53764	1.0385	0.9838	54081	1.0181	0.9985	54850	1.0042	1.0013
53604	1.0070	0.9897	53780	1.0391	0.9945	54104	1.0117	0.9948	54858	1.0057	0.9827
53608	1.0033	0.9679	53781	1.0391	0.9945	54108	1.0379	0.9865	54860	1.0057	0.9827
53609	1.0072	0.9687	53782	1.0378	0.9957	54110	1.0048	0.9878	54880	1.0049	0.9965
53610	1.0233	0.9678	53850	1.0021	1.0050	54114	1.0075	0.9957	54881	1.0049	0.9965

Tabla E.18: Comparación de Resultados en los Niveles de Tensión para Panamá basado en [173–180]

Barra	PSS/E	ETAP	Barra	PSS/E	ETAP	Barra	PSS/E	ETAP	Barra	PSS/E	ETAP
6000	1.0107	1.0105	6033	1.0063	1.0206	6074	0.9867	1.0055	6151	1.0050	1.0034
6001	1.0325	1.0303	6035	1.0096	1.0224	6079	1.0289	1.0035	6152	0.9994	0.9927
6002	1.0175	1.0212	6036	1.0162	1.0199	6080	1.0217	1.0038	6153	1.0052	1.0034
6003	1.0400	1.0400	6037	0.9991	1.0194	6082	1.0175	1.0249	6154	1.0052	1.0034
6004	1.0160	1.0396	6039	1.0093	1.0216	6083	1.0175	1.0249	6155	0.9461	1.0000
6005	1.0345	1.0262	6040	1.0041	1.0148	6084	1.0175	1.0249	6170	0.9961	1.0092
6006	1.0333	1.0224	6041	0.9930	1.0156	6085	1.0196	1.0324	6171	1.0391	1.0404
6007	1.0243	1.0105	6043	0.9645	0.9984	6086	1.0196	1.0324	6172	0.9840	1.0219
6008	1.0300	1.0300	6045	0.9853	1.0097	6087	1.0201	1.0044	6173	0.9898	1.0073
6009	1.0291	1.0070	6047	0.9851	0.9972	6096	1.0134	1.0168	6176	1.0200	1.0089
6010	1.0261	1.0153	6048	0.9580	1.0093	6097	1.0300	1.0300	6182	1.0185	1.0216
6011	1.0056	1.0115	6049	1.0189	0.9910	6100	1.0399	1.0424	6183	1.0629	1.0169
6012	1.0124	1.0030	6050	0.9792	0.9680	6115	1.0061	1.0268	6184	1.0057	1.0112
6013	1.0145	0.9871	6051	1.0245	1.0073	6116	0.9809	1.0185	6185	1.0132	1.0248
6014	1.0115	1.0118	6052	1.0102	0.9922	6123	1.0153	1.0166	6188	1.0079	1.0214
6015	1.0101	1.0052	6053	0.9842	0.9646	6124	0.9461	1.0034	6191	0.9924	1.0123
6016	1.0072	1.0001	6054	0.9478	0.9985	6131	0.9451	1.0034	6194	1.0079	1.0206
6017	0.9867	0.9905	6055	1.0151	1.0189	6132	0.9643	1.0034	6197	1.0333	1.0224
6018	1.0166	1.0203	6056	1.0174	1.0261	6133	0.9990	1.0034	6198	1.0373	1.0195
6019	1.0067	1.0274	6057	1.0139	1.0364	6134	1.0000	1.0034	6199	1.0254	1.0041
6020	1.0528	1.0231	6058	1.0333	1.0223	6135	1.0000	1.0034	6210	1.0149	1.0189
6021	0.9815	1.0172	6059	0.9867	1.0055	6136	1.0000	1.0034	6212	1.0035	1.0178
6022	1.0108	1.0365	6060	0.9867	1.0055	6137	0.9692	0.9949	6214	0.9796	1.0052
6024	0.9928	1.0045	6061	1.0405	1.0096	6138	0.9950	1.0034	6220	1.0333	1.0223
6025	0.9664	1.0118	6062	1.0047	1.0056	6139	0.9956	0.9934	6222	1.0333	1.0223
6026	0.9837	1.0074	6063	1.0185	1.0034	6144	0.9192	0.9934	6223	1.0096	1.0172
6027	1.0080	1.0159	6066	0.9817	1.0034	6145	0.9504	0.9919	6230	1.0064	1.0153
6028	0.9850	1.0115	6067	0.9277	0.9665	6146	1.0086	1.0106	6231	1.0144	1.0254
6030	0.9963	1.0167	6068	1.0314	1.0034	6147	1.0009	1.0057	6233	1.0001	1.0186
6032	1.0081	1.0155	6069	1.0225	1.0035	6149	1.0158	0.9952	6235	1.0057	1.0212

Tabla E.19: Comparación de Resultados en los Niveles de Tensión para Panamá basado en [173–180]

Barra	PSS/E	ETAP	Barra	PSS/E	ETAP	Barra	PSS/E	ETAP	Barra	PSS/E	ETAP
6240	1.0264	1.0223	6366	1.0208	1.0328	6492	1.0200	1.0200	6715	1.0226	1.0289
6241	0.9638	0.9977	6367	1.0089	1.0115	6495	1.0124	1.0100	6719	1.0078	0.9993
6243	1.0400	1.0397	6368	1.0089	1.0089	6500	1.0090	1.0054	6720	0.9287	0.9715
6260	1.0200	1.0099	6370	0.9952	1.0037	6504	1.0238	1.0258	6729	1.0057	1.0264
6261	1.0200	1.0091	6379	0.9969	1.0037	6510	1.0137	1.0138	6730	0.9970	1.0116
6262	1.0168	0.9930	6380	1.0089	1.0115	6511	1.0138	1.0138	6732	1.0000	1.0000
6263	1.0218	1.0150	6381	0.9969	1.0037	6512	1.0100	1.0100	6751	1.0423	1.0248
6265	1.0100	1.0100	6385	1.0099	1.0186	6513	1.0140	1.0139	6752	1.0423	1.0011
6270	0.9867	1.0055	6386	1.0100	1.0100	6514	1.0200	1.0200	6753	1.0120	1.0002
6272	0.9867	0.9867	6391	1.0050	1.0050	6520	1.0273	1.0232	6754	0.9831	0.9892
6290	0.9870	1.0059	6396	1.0100	1.0100	6521	1.0245	1.0171	6755	1.0176	1.0029
6291	0.9400	1.0000	6400	1.0194	1.0109	6522	1.0202	1.0123	6756	1.0000	1.0000
6300	1.0281	0.9957	6432	1.0226	1.0077	6523	1.0202	1.0123	6761	0.9638	0.9977
6306	0.9976	0.9976	6433	0.9783	0.9783	6524	1.0200	1.0060	6781	1.0146	1.0086
6320	0.9237	0.9893	6440	1.0094	1.0051	6550	1.0191	1.0224	6784	1.0305	1.0189
6321	0.9351	0.9977	6441	1.0103	1.0057	6551	1.0191	1.0224	6785	1.0305	1.0100
6330	1.0137	1.0140	6442	1.0103	1.0056	6552	1.0200	1.0200	6811	1.0300	1.0300
6331	1.0025	0.9986	6443	1.0099	1.0052	6581	1.0106	0.9998	6816	1.0396	1.0400
6332	1.0075	1.0136	6448	1.0100	1.0100	6582	0.9753	1.0463	6830	1.0305	1.0271
6333	1.0100	1.0100	6449	1.0100	1.0100	6604	0.9898	1.0073	6831	1.0305	1.0191
6335	1.0100	1.0100	6452	1.0100	1.0100	6610	0.9898	0.9929	6891	0.9821	1.0037
6337	1.0104	1.0254	6455	1.0254	1.0041	6636	1.0146	1.0120	6892	0.9881	1.0254
6338	1.0104	1.0104	6460	1.0423	1.0261	6640	1.0146	1.0186	6903	1.0261	1.0153
6340	1.0109	1.0096	6461	1.0700	1.0210	6684	0.9867	1.0056	6950	1.0099	1.0100

Tabla E.20: Comparación de Resultados en los Niveles de Tensión para Panamá basado en [173–180]

Barra	PSS/E	ETAP	Barra	PSS/E	ETAP	Barra	PSS/E	ETAP	Barra	PSS/E	ETAP
6341	0.9503	0.9910	6462	1.0629	1.0100	6692	1.0700	1.0210	6951	0.9746	0.9687
6360	1.0129	1.0225	6463	1.0700	1.0396	6703	1.0080	1.0157	6952	1.0043	0.9998
6361	1.0100	1.0089	6464	1.0700	1.0227	6704	1.0139	1.0148	6953	1.0238	1.0258
6362	1.0100	1.0089	6465	1.0700	1.0200	6710	1.0000	1.0100	6954	0.9852	1.0081
6363	1.0179	1.0300	6481	1.0200	1.0220	6713	1.0428	1.0344	6955	0.9753	1.0149
6364	1.0100	1.0140	6490	1.0200	1.0136	6714	1.0484	1.0280	6956	0.9833	1.0230
6957	0.9889	1.0013	6958	0.9897	0.9937	6960	1.0049	1.0017	6961	1.0314	1.0144
6975	1.0072	1.0020									

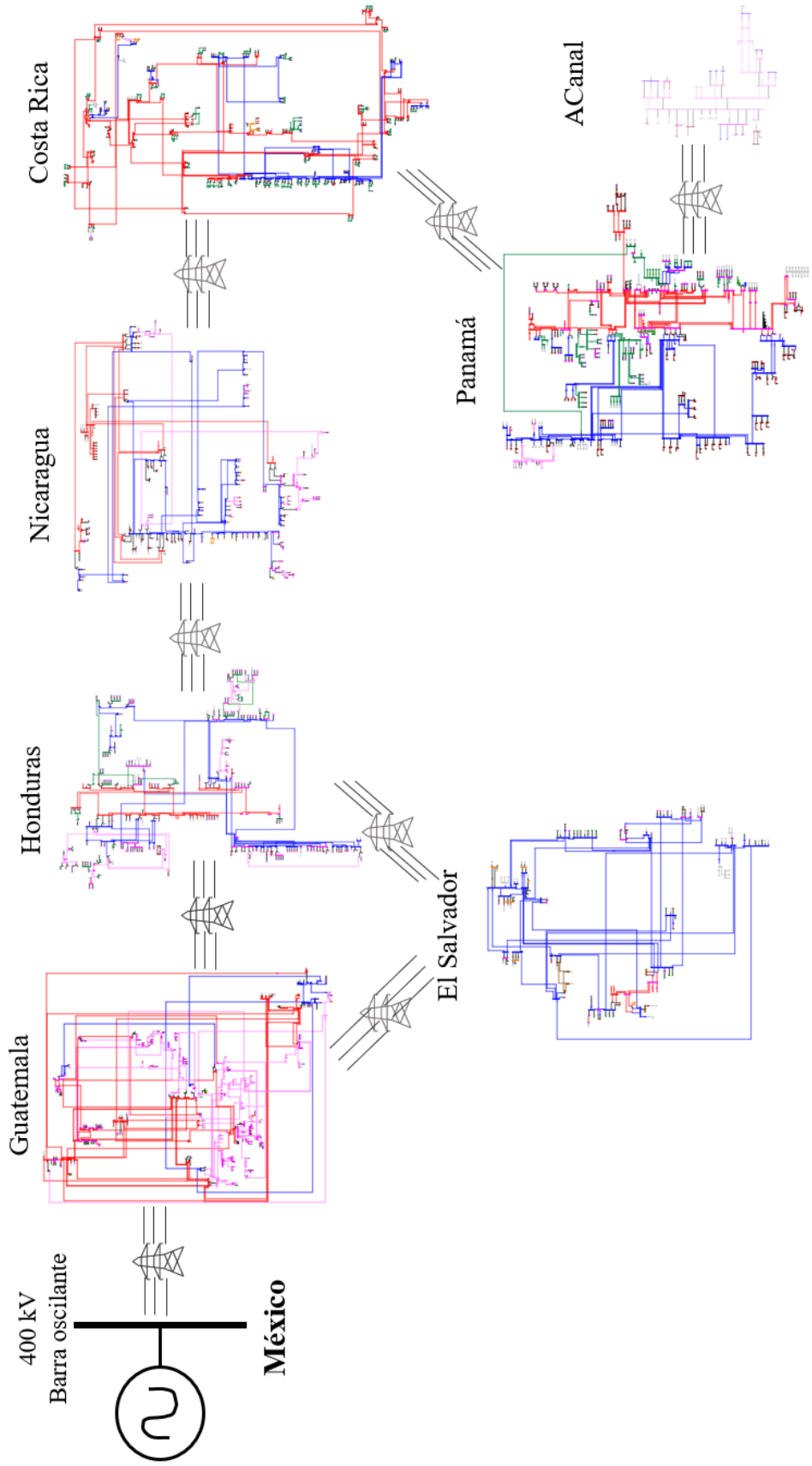


Figura E.2: Sistema de transmisión visualizado por país modelado en ETAP® basado en [173]

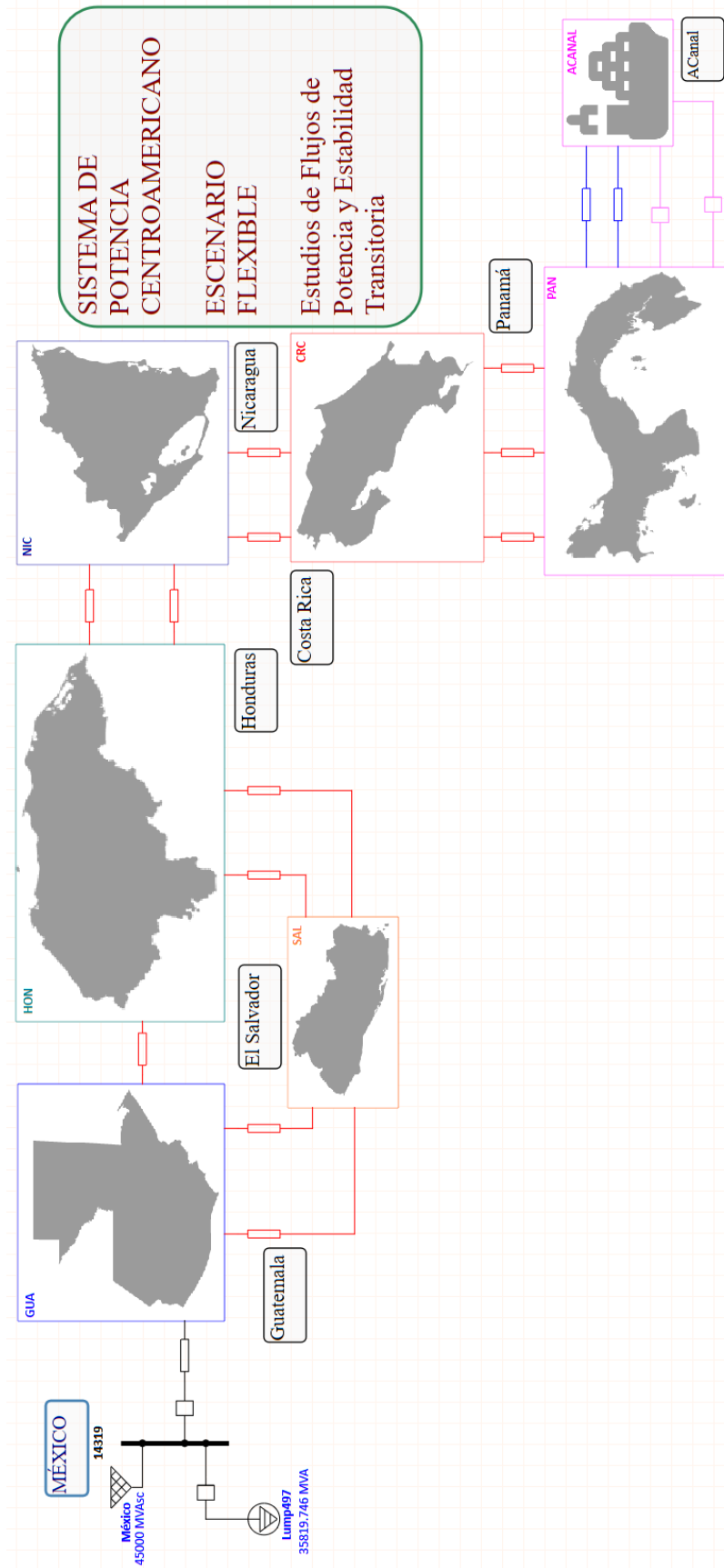


Figura E.3: SER modelado usando ETAP® basado en [173]