



**ESPE**  
**UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS**  
**INNOVACIÓN PARA LA EXCELENCIA**

**Óptima conmutación de líneas de transmisión con análisis de estabilidad angular  
en la integración de centrales fotovoltaicas en el sistema eléctrico.**

Albujá Flores, Carlos Aníbal

Departamento de Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones

Carrera de Ingeniería en Electromecánica

Trabajo de integración curricular, previo a la obtención del título de Ingeniero Electromecánico

Ing. Masache Almeida, Paul Andrés

22 de febrero del 2024

Latacunga

**Copyleaks**  
Plagiarism and AI Content Detection Report

**Tesis\_Albuja\_C\_.pdf**

**Scan details**



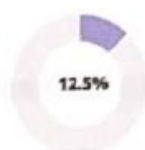
Scan time: February 21th, 2024 at 14:4 UTC      Total Pages: 108      Total Words: 26835

**Plagiarism Detection**



Types of plagiarism	Words
Identical	0.7% 179
Minor Changes	0.1% 31
Paraphrased	6% 1597
Omitted Words	5.6% 1505

**AI Content Detection**



Text coverage	Words
AI text	12.5% 3315
Human text	87.5% 22015

[Learn more](#)

**Alerts: (1)**

**Cross Language: Same Document Language**

Submitted language and cross-language text are the same language. No credits were used.

2/5 Severity



Firma:

**Masache Almeida, Paúl Andrés**

**Director**



Departamento de Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones

Carrera de Ingeniería en Electromecánica

### Certificación

Certifico que el trabajo de integración curricular: "**Óptima conmutación de líneas de transmisión con análisis de estabilidad angular en la integración de centrales fotovoltaicas en el sistema eléctrico.**" fue realizado por el señor **Albuja Flores, Carlos Aníbal**, el mismo que cumple con los requisitos legales, teóricos, científicos, técnicos y metodológicos establecidos por la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE, además fue revisado y analizada en su totalidad por la herramienta de prevención y/o verificación de similitud de contenidos; razón por la cual me permito acreditar y autorizar para que se lo sustente públicamente.

Latacunga, 22 de febrero del 2024

Firma:

Masache Almeida, Paúl Andrés

C. C 1725785552



Departamento de Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones  
Carrera de Ingeniería en Electromecánica

### Responsabilidad de Autoría

Yo, **Albuja Flores, Carlos Aníbal**, con cédula de ciudadanía n°1003108592, declaro que el contenido, ideas y criterios del trabajo de integración curricular: **Óptima conmutación de líneas de transmisión con análisis de estabilidad angular en la integración de centrales fotovoltaicas en el sistema eléctrico** es de mi autoría y responsabilidad, cumpliendo con los requisitos legales, teóricos, científicos, técnicos, y metodológicos establecidos por la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE, respetando los derechos intelectuales de terceros y referenciando las citas bibliográficas.

Latacunga, 22 de febrero del 2024

Firma

Albuja Flores, Carlos Aníbal  
C.C.:1003108592



Departamento de Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones

Carrera de Ingeniería en Electromecánica

### Autorización de Publicación

Yo **Albuja Flores, Carlos Aníbal**, con cédula de ciudadanía n°1003108592, autorizo a la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE publicar el trabajo de integración curricular: **Óptima conmutación de líneas de transmisión con análisis de estabilidad angular en la integración de centrales fotovoltaicas en el sistema eléctrico** en el Repositorio Institucional, cuyo contenido, ideas y criterios son de mi responsabilidad.

Latacunga, 22 de febrero del 2024

Firma

Albuja Flores, Carlos Aníbal

C.C.: 1003108592

## Dedicatoria

*A mi madre Olga, quien fue siempre fue mi apoyo incondicional de que yo luche por mis sueños, cada día sea ella quien me impulse a ser mejor, nunca ha soltado mi mano ni ha dejado que mi vida tome un mal rumbo.*

*A mi padre que, aunque con su carácter y su forma de ser me ha educado de una manera valiente, fuerte, responsable y luchador, me ha forjado de una manera en la cual no he fallado hasta el momento.*

*A mi hermano Paul el cual ha sido como mi padre con sus consejos, sus enseñanzas y sobre todo su protección a su primer hijo, que ahora junto con mi sobrino Eithan se han convertido en uno de mis más grandes motivos para salir adelante.*

*A mi enamorada Zammy quien por varias veces me apoyado y me ha motivado a seguir, no decaer a pesar de los problemas, junto con su familia que me han brindado de su apoyo incondicional.*

*A mi gran amigo, confidente, jefe Ulysses Flores quien, con su apoyo, confianza de poder ayudarle en sus proyectos, me ha enseñado que la vida no es fácil y que con sacrificio siempre se sale adelante.*

*A cada uno de los miembros de mi familia abuelitas, tíos, tías que también me han brindado su granito de arena para que yo logre con mi cometido obtener mi título universitario, Tía Tere y Tío Marcelo que jamás han dejado apoyarme.*

**Carlos Albuja**

## Agradecimiento

*Primeramente, agradecer a Dios por brindarme esta oportunidad de cumplir mis sueños.*

*Gracias Papá Carlitos Albuja que se yo que siempre desde el cielo me ha brindado su bendición y me ha cubierto de cualquier peligro, agradezco a cada uno de mis profesores que fueron los que me guiaron para poder llegar a culminar mis estudios universitarios. Agradecer de una manera inmensa a mi Tutor Ing. Paul Masache quien tuvo todo el tiempo necesario para guiarme y culminar con este trabajo de titulación.*

*Agradecer a mi Familia que confió en cada una de mis capacidades para salir adelante glorioso y triunfante, gracias Amor por nunca dejarme caer, por siempre estar presionándome para que juntos cumplamos nuestros sueños.*

*Agradezco a cada persona que me brindo su apoyo, muchas gracias amigo Vicente que al final de todo aparte de ser mi mejor amigo te convertiste en mi hermano, gracias hermano por ese apoyo.*

*Mi sincero agradecimiento a usted Don Ulysses Flores que sin su apoyo no hubiese logrado con esta etapa más culminada en mi vida, Dios le pague por todo.*

**Carlos Albuja**

**ÍNDICE DE CONTENIDO**

<b>Carátula.....</b>	<b>1</b>
<b>Reporte de verificación de contenidos.....</b>	<b>2</b>
<b>Certificación.....</b>	<b>3</b>
<b>Responsabilidad de autoría.....</b>	<b>4</b>
<b>Autorización de publicación.....</b>	<b>5</b>
<b>Dedicatoria.....</b>	<b>6</b>
<b>Agradecimiento.....</b>	<b>7</b>
<b>Índice de contenidos.....</b>	<b>8</b>
<b>Índice de tablas.....</b>	<b>12</b>
<b>Índice de figuras.....</b>	<b>14</b>
<b>Resumen.....</b>	<b>15</b>
<b>Abstract .....</b>	<b>16</b>
<b>Capítulo I Marco metodológico de la investigación .....</b>	<b>17</b>
<b>Antecedentes investigativos .....</b>	<b>17</b>
<b>Justificación, Importancia y Alcance .....</b>	<b>20</b>
<i>Justificación.....</i>	<i>20</i>
<i>Importancia .....</i>	<i>20</i>
<i>Alcance.....</i>	<i>21</i>



Planteamiento del problema.....	21
Objetivos.....	22
<i>Objetivo general</i> .....	22
<i>Objetivos específicos</i> .....	23
Hipótesis.....	23
Señalamiento de variables.....	23
<i>Variable independiente</i> .....	23
<i>Variable dependiente</i> .....	23
Capítulo II Fundamentación teórica y referencial.....	24
Sistema eléctrico de potencia: Generalidades.....	24
<i>Generación</i> .....	27
<i>Transmisión</i> .....	29
<i>Distribución</i> .....	30
Flujo óptimo de potencia (OPF).....	31
<i>Flujos Óptimos de Potencia en AC (OPF AC)</i> .....	34
Óptima Conmutación de las líneas de transmisión (OTS).....	43
<i>Implicaciones para OTS y OPF</i> .....	52
Estabilidad de un sistema eléctrico de potencia.....	53
Centrales de generación Fotovoltaica.....	62

	10
<i>Tipos de plantas fotovoltaicas.....</i>	<b>64</b>
Modelo de una microrred híbrida .....	64
Software Homer Pro .....	66
<i>Software Gams.....</i>	<b>68</b>
<i>Extensión MatPower (Matlab) .....</i>	<b>69</b>
Capítulo III Metodología.....	71
Enfoque de Investigación: .....	71
Tipos de Investigación:.....	71
Metodología de la óptima conmutación de líneas de transmisión con análisis de estabilidad angular en la integración de centrales fotovoltaicas en el sistema eléctrico. ....	72
<i>Caso de estudio .....</i>	<b>75</b>
<i>Flujos óptimos de potencia.....</i>	<b>86</b>
<i>Óptima conmutación de las líneas de transmisión .....</i>	<b>89</b>
<i>Integración de centrales fotovoltaicas .....</i>	<b>93</b>
<i>Flujos óptimos de potencia.....</i>	<b>94</b>
Capítulo IV Análisis de resultados.....	99
Asignación de Centrales.....	99
Análisis de resultados sin Fotovoltaicos .....	102
<i>Escenario 1 sin generadores fotovoltaicos .....</i>	<b>103</b>

<i>Escenario 2 y 3 sin generadores Fotovoltaicos.....</i>	<i>108</i>
<i>Escenario 1 con generadores fotovoltaicos .....</i>	<i>112</i>
<i>Escenarios 2 y 3 con generadores fotovoltaicos .....</i>	<i>118</i>
<b>Conclusiones y recomendaciones .....</b>	<b>129</b>
<b>Conclusiones.....</b>	<b>129</b>
<b>Recomendaciones.....</b>	<b>131</b>
<b>Bibliografía .....</b>	<b>133</b>

## ÍNDICE DE TABLAS

<b>Tabla 1</b> <i>Voltajes empleados en el sistema ecuatoriano.</i> .....	30
<b>Tabla 2</b> <i>Capacidades Homer Pro.</i> .....	67
<b>Tabla 3</b> <i>Capacidades de GAMS.</i> .....	69
<b>Tabla 4</b> <i>Características de MatPower.</i> .....	70
<b>Tabla 5</b> <i>Generadores costos con potencia máxima y mínima.</i> .....	79
<b>Tabla 6</b> <i>Barra y Cargas.</i> .....	82
<b>Tabla 7</b> <i>Asignación de Centrales en Barras.</i> .....	100
<b>Tabla 8</b> <i>Resultados escenario 1 sin generadores fotovoltaicos 1.2 a 22.23.</i> .....	103
<b>Tabla 9</b> <i>Resultados escenario 1 sin generadores fotovoltaicos 23.2 a 62.61.</i> .....	104
<b>Tabla 10</b> <i>Potencia de generadores en escenario 1.</i> .....	106
<b>Tabla 11</b> <i>Resultados escenario 2 y 3 sin generadores fotovoltaicos 1.2 a 22.23.</i> .....	108
<b>Tabla 12</b> <i>Resultados escenario 1 sin generadores fotovoltaicos 23.2 a 62.61.</i> .....	109
<b>Tabla 13</b> <i>Potencia de generadores en escenarios 2 y 3.</i> .....	111
<b>Tabla 14</b> <i>Resultados escenario 1 con generadores fotovoltaicos 1.2 a 22.23.</i> .....	112
<b>Tabla 15</b> <i>Resultados escenario 1 con generadores fotovoltaicos 23.2 a 62.61.</i> .....	113
<b>Tabla 16</b> <i>Potencia de generadores en escenario 1 con fotovoltaicos.</i> .....	115
<b>Tabla 17</b> <i>Potencia de generadores fotovoltaicos en escenario 1.</i> .....	117
<b>Tabla 18</b> <i>Resultados escenario 2 y 3 con generadores fotovoltaicos 1.2 a 22.23.</i> .....	118

<b>Tabla 19</b> <i>Resultados escenario 1 con generadores fotovoltaicos 23.2 a 62.61</i> .....	119
<b>Tabla 20</b> <i>Potencia de generadores en escenario 3 con fotovoltaicos</i> .....	121
<b>Tabla 21</b> <i>Potencia de generadores fotovoltaicos en escenario 2 y 3</i> .....	123
<b>Tabla 22</b> <i>Análisis de ángulo de Barra</i> .....	124

## ÍNDICE DE FIGURAS

<b>Figura 1</b> <i>Estructura general de un SEP.</i> .....	25
<b>Figura 2</b> <i>Fuentes de energía primaria.</i> .....	28
<b>Figura 3</b> <i>OPF AC en un sistema eléctrico.</i> .....	35
<b>Figura 4</b> <i>Clasificación de la estabilidad en el SEP.</i> .....	55
<b>Figura 5</b> <i>Esquema de máxima transmisión de potencia.</i> .....	57
<b>Figura 6</b> <i>Curvas PV para diferente factor de potencia de carga.</i> .....	59
<b>Figura 7</b> <i>Sistema fotovoltaico interconectado a la red.</i> .....	63
<b>Figura 8</b> <i>Flujograma del OPF, OTS y análisis del margen de estabilidad angular</i> .....	73
<b>Figura 9</b> <i>Sistema Bus Utility-62</i> .....	75
<b>Figura 10</b> <i>Simulación del caso de estudio en la herramienta HOMER PRO</i> .....	77
<b>Figura 11</b> <i>Simulación de todos los generadores del caso de estudio</i> .....	78
<b>Figura 12</b> <i>Cargas del caso en barra infinita</i> .....	81
<b>Figura 13</b> <i>Curva de demanda diaria del caso de estudio.</i> .....	84
<b>Figura 14</b> <i>Aplicación del método húngaro</i> .....	97
<b>Figura 15</b> <i>Gráfica de Potencia entregada por el modelo.</i> .....	102

## Resumen

La presente investigación aborda la óptima conmutación de líneas de transmisión en sistemas eléctricos, poniendo especial énfasis en la estabilidad angular y la integración de centrales fotovoltaicas. El estudio demuestra que la conmutación óptima, al combinarse con la incorporación de energía renovable, no solo incrementa la eficiencia y la sostenibilidad del sistema eléctrico, sino que también mejora significativamente la estabilidad angular. Este avance se manifiesta en la notable reducción de las diferencias angulares entre las barras, disminuyendo así el riesgo de desincronización y fortaleciendo la estabilidad global del sistema. Implementando metodologías optimizadas, se han identificado configuraciones de red que mejoran los flujos de potencia en corriente, lo que resulta en una red más resiliente a variaciones y perturbaciones, especialmente bajo condiciones de alta demanda o en situaciones de emergencia. Además, la integración de la generación fotovoltaica ha mostrado ser benéfica, disminuyendo la dependencia de las fuentes energéticas no renovables y reduciendo las emisiones de carbono, al tiempo que proporciona una respuesta flexible a las fluctuaciones de la demanda. La investigación subraya la importancia de adoptar fuentes de energía renovables y optimizar la infraestructura de transmisión para lograr un sistema eléctrico más eficiente, estable y sostenible, ofreciendo así directrices valiosas para la futura planificación y operación de sistemas eléctricos de potencia.

*Palabras clave:* Conmutación óptima, Estabilidad angular, Centrales fotovoltaicas, Eficiencia energética, Sistemas eléctricos de potencia.

## Abstract

This research addresses the optimal switching of transmission lines in electrical systems, with a special emphasis on angular stability and the integration of photovoltaic power plants. The study demonstrates that optimal switching, when combined with the incorporation of renewable energy, not only increases the efficiency and sustainability of the electrical system but also significantly improves angular stability. This advancement is manifested in the notable reduction of angular differences between bars, thus decreasing the risk of desynchronization and strengthening the overall stability of the system. By implementing optimized methodologies, network configurations that enhance power flows in alternating current have been identified, resulting in a network more resilient to variations and disturbances, especially under conditions of high demand or in emergency situations. Furthermore, the integration of photovoltaic generation has proven beneficial, reducing dependence on non-renewable energy sources and lowering carbon emissions, while providing a flexible response to demand fluctuations. The research highlights the importance of adopting renewable energy sources and optimizing transmission infrastructure to achieve a more efficient, stable, and sustainable electrical system, thereby offering valuable guidelines for the future planning and operation of power systems.

*Keywords:* Optimal switching, Angular stability, Photovoltaic power plants, Energy efficiency, Power electrical systems.



## Capítulo I

### Marco metodológico de la investigación

#### Antecedentes investigativos

El sistema eléctrico de potencia (SEP) se compone de tres fases fundamentales: generación, transmisión y distribución. En la fase de generación, distintas unidades productoras suministran energía, pudiendo aprovechar fuentes como la hidroeléctrica, termoeléctrica, eólica, nuclear y solar, para satisfacer las necesidades de todos los usuarios. La fase de transmisión se encarga de llevar esta energía eléctrica desde los puntos de generación hasta los consumidores finales. Por otro lado, la fase de distribución distribuye efectivamente la energía a diversos usuarios, ya sean residenciales, industriales o comerciales, conectando así la demanda con la oferta generada. El diseño de la red de transmisión depende crucialmente de la demanda del consumidor y de los límites de capacidad de la red para garantizar un suministro adecuado y eficiente (Masache & Carrión, 2019).

La metodología de la óptima conmutación de líneas de transmisión (OTS, por sus siglas en inglés), es una estrategia que permite la mejora y optimización de la red de transmisión. Esta metodología se ajusta en función del comportamiento de la demanda, permitiendo así una gestión más eficaz de los recursos energéticos disponibles. La OTS busca optimizar el uso de la infraestructura existente y de las fuentes de energía eléctrica para mejorar la eficiencia general del sistema eléctrico de potencia (Masache & Carrión, 2019).

El OTS se propone como una técnica que permite reconfigurar la topología del sistema de transmisión, con lo que se busca evitar, o al menos reducir los costos de operación. (Pinzon et al., 2021)

El flujo de potencia se refiere a la solución de estado estacionario de un sistema eléctrico bajo condiciones específicas de generación, carga y configuración de la red. Esta

solución, calculada mediante software especializado, determina los niveles de voltaje en cada nodo del sistema, tanto en magnitud como en ángulo, así como los flujos de potencia a través de la red y las pérdidas asociadas. La estabilidad del sistema, por otro lado, es la capacidad de las máquinas síncronas para mantenerse sincronizadas tras una perturbación, evitando así apagones totales. La estabilidad estática se refiere a la habilidad del sistema para soportar pequeñas perturbaciones, típicamente variaciones en la demanda, asegurando que el sistema permanezca en equilibrio en un estado estacionario. En contraste, la estabilidad transitoria se relaciona con la capacidad del sistema para mantener la sincronización de todas las unidades generadoras después de perturbaciones severas, como la desconexión de líneas o la salida de generadores, lo que implica cambios abruptos en la carga (Ponce, 1997).

La estabilidad transitoria es la cual que a pesar de ser sometida a una o varias perturbaciones severas mantiene el sincronismo de todas las unidades generadoras, lo cual puede ser producido por apertura de líneas, salida de una unidad de generación, por variación brusca de la demanda.

La estabilidad dinámica es aquella que luego de superar el periodo transitorio y presumiendo que ninguna unidad perdió el sincronismo analiza la variación de variables eléctricas durante unos minutos, donde las perturbaciones no han causado cambios en las potencias generadas o demandadas y luego de analizarlo existe estabilidad, entonces los ángulos de carga de todas las unidades de generación regresaran a sus condiciones iniciales pre-perturbación, en caso de existir una variación en los valores de potencia y tiene estabilidad el sistema, los ángulos de carga de los generadores llevaran a nuevos valores de equilibrio.

La estabilidad de ángulo se define como la capacidad de un sistema eléctrico para mantener el sincronismo de sus máquinas tras ser expuesto a una perturbación. Esta

estabilidad es crucial para el funcionamiento armonioso del sistema y para evitar desincronizaciones que podrían llevar a fallos mayores (Gallardo et al., 2014).

Por otro lado, la energía solar fotovoltaica se genera a través de la conversión directa de la luz solar en electricidad mediante el efecto fotovoltaico en las celdas solares. Esta generación requiere de un generador fotovoltaico, compuesto típicamente por múltiples paneles solares que a su vez constan de celdas sensibles a la luz solar. La energía producida es fundamental para contribuir a la sostenibilidad y la eficiencia energética en el sistema eléctrico. Una central fotovoltaica, que agrupa instalaciones a gran escala para convertir energía solar en eléctrica, utiliza sistemas fotovoltaicos que transforman la corriente continua generada en corriente alterna mediante inversores. Esta energía se transforma y distribuye adecuadamente para su uso en la red eléctrica, contribuyendo así a la estabilidad y seguridad operativa del Sistema Eléctrico de Potencia (Quishpe, s. f.).

La integración de centrales solares en la red eléctrica ayuda a mantener flujos de potencia estables y niveles de tensión adecuados, asegurando que la operación de la red no se vea comprometida y manteniendo la seguridad en la operación del sistema eléctrico en su conjunto (Jony, s. f.).

La entrada de la Central Solar permite un comportamiento adecuado de la red, en cuanto a flujos de potencia, niveles de tensión; no afectando así a las instalaciones ni a la seguridad de la operación del Sistema Eléctrico de Potencia.(Sanz, s. f.)

El efecto de las perturbaciones de calidad de suministro eléctrico asociadas a generadores basados en energías renovables debe tenerse en cuenta, en particular, en escenarios con una elevada tasa de penetración de generación eléctrica transmitida. Una mayor integración de instalaciones de generación fotovoltaica en la red puede conllevar un deterioro de la calidad de suministro en estas redes. Por tanto, garantizar la calidad de

suministro asociada a las energías renovables es de crucial importancia para el futuro desarrollo del sector.(Hernández & Medina, s. f.)

## **Justificación, Importancia y Alcance**

### ***Justificación***

A lo largo de las décadas, la configuración del sistema eléctrico de potencia ha sufrido algunos cambios, en parte por la inclusión de sistemas centrales fotovoltaicas conectados a la red, muchas veces se ubican cerca de sistemas los centros de consumo. Estas instalaciones son populares porque pueden utilizar algunos de los recursos disponibles utilizando tecnologías limpias que no tienen un impacto negativo en el medio ambiente en comparación con la generación de energía convencional.

Hoy en día, la mayoría de Sistemas fotovoltaicos se utilizan para alimentar cargas parciales en la industria, como apoyo ante posibles averías en menor medida, para abastecer a pequeñas poblaciones aisladas. Si bien las ventajas de la generación fotovoltaica son significativas, se desconocen las probables implicaciones de su penetración a gran escala en el sistema eléctrico, por lo que este es un desafío relacionado con la integración las centrales fotovoltaicas en los sistemas eléctricos.

Por lo cual se realiza esta investigación de cómo va a ser el comportamiento a nivel de transmisión y análisis de estabilidad angular a cada uno de los escenarios conmutados del SEP al interactuar con las centrales fotovoltaicas.

### ***Importancia***

La importancia del presente trabajo de investigación es identificar el comportamiento de las líneas de transmisión al integrar las centrales de generación fotovoltaicas, de esta manera realizar una óptima conmutación de las líneas de transmisión con la inserción de las centrales

fotovoltaicas, con las herramientas computacionales se simulará cada uno de los casos de estudio e identificación de las variables, el objetivo de este proyecto es realizar el estudio de la estabilidad angular en el SEP al encontrarse presente la energía fotovoltaica, de este modo verificar el comportamiento para la conmutación de tres líneas en el sistema, comparar los análisis de estabilidad del sistema con y sin la inserción de estas centrales fotovoltaicas, por tal manera se realizara la conjunción de los diferentes aprendizajes obtenidos en el transcurso de la universidad.

### ***Alcance***

El alcance del proyecto es Implementar la metodología optima conmutación de líneas de transmisión con flujos óptimos en AC, de manera de que se realice una investigación científica sobre la metodología antes mencionada, se quiere implementar este método en una forma digital con la ayuda de programas de simulación como lo son Matlab para la simulación de la estabilidad angular del sistema eléctrico junto con las centrales Fotovoltaicas, el programa GAMS para la programación de los métodos OPF, OTS.

Se quiere analizar la estabilidad angular antes y después de la conmutación en las líneas de transmisión, se logrará gracias a una investigación bibliográfica de los métodos aplicables para el análisis de estabilidad angular.

La integración de los modelos de centrales fotovoltaicas en el sistema eléctrico de potencia se lo desarrollara en el caso de estudio de la IEEE 62-Bus Sistem.

### **Planteamiento del problema**

Recientemente, se ha observado un notable crecimiento global en la cantidad de sistemas fotovoltaicos interconectados a la red eléctrica, principalmente en los segmentos de distribución de tensión media y baja. Estas interconexiones generan tanto costos como

beneficios para las redes, incluyendo la posibilidad de incrementar o disminuir las pérdidas eléctricas, y variar los flujos de potencia —aumentándolos por el excedente generado por las plantas fotovoltaicas o reduciéndolos cuando la generación se localiza cerca de los centros de consumo.

Los ajustes en los flujos de potencia pueden provocar excesos de tensión y sobrecargas, llevando a la pérdida de líneas cruciales y a la incapacidad de los generadores para mantener estables los niveles de tensión en partes específicas de la red. Este estudio se enfocará en detallar cómo las plantas fotovoltaicas afectan al sistema y cómo se pueden remediar fallos mediante la óptima reconfiguración de las líneas de transmisión.

Dichas condiciones tienen el potencial de impactar negativamente en la estabilidad de los sistemas eléctricos de potencia. Así, la investigación se centrará en la conmutación óptima de líneas de transmisión, integrando plantas fotovoltaicas y evaluando la estabilidad angular para entender cómo el sistema responde ante el acople y desacople de estas fuentes renovables.

Como marco de estudio se ha seleccionado el sistema IEEE de 62 barras ubicado en la India, que incluye 19 generadores y una demanda total de 2909 MW, donde se integrarán plantas fotovoltaicas siguiendo un método de asignación específico, con el objetivo de mejorar la estabilidad y la eficiencia del sistema.

## **Objetivos**

### ***Objetivo general***

- Analizar la óptima conmutación de las líneas de transmisión con análisis de estabilidad angular e integración de centrales fotovoltaicas en el sistema eléctrico.

### ***Objetivos específicos***

- Implementar la metodología óptima conmutación de líneas de transmisión con flujos óptimos AC.
- Modelar la estabilidad angular en el sistema eléctrico antes y después de la conmutación.
- Integrar los modelos de centrales fotovoltaicas en el sistema eléctrico de potencia.

### **Hipótesis**

En base a lo expuesto anteriormente se formula la siguiente hipótesis acorde con la problemática planteada del proyecto.

¿Cuál es el comportamiento de las líneas de transmisión al contar con la inserción de centrales fotovoltaicas? ¿De qué manera ayuda una óptima conmutación de las líneas de transmisión? ¿Existirá estabilidad angular en el sistema eléctrico de potencia al realizar la conmutación de líneas con la inserción de centrales fotovoltaicas al sistema?

### **Señalamiento de variables**

#### ***Variable independiente***

- Impedancias
- Potencias de las líneas de transmisión

#### ***Variable dependiente***

- Potencias de los generadores
- Ángulos de barra
- Voltajes
- Corrientes

## Capítulo II

### Fundamentación teórica y referencial

#### Sistema eléctrico de potencia: Generalidades

Según Marín (2018), “La electricidad es considerada como un componente esencial en la sociedad actual, debido al impacto que tiene tanto en el desarrollo social como el económico” (p.12). Esto quiere decir que se ha vuelto indispensable en el diario vivir, al ayudar a que la sociedad avance día a día.

Menciona Marín (2018) “Existen varios estudios que han logrado demostrar que el consumo de energía está conexo con el desarrollo económico” (p. 13).

Existe un dato muy interesante, y es que en Latinoamérica el 97% de toda la población cuenta con un abastecimiento apropiado de energía, significando el acceso a la misma en sus hogares. En cambio, el 10% de la población en todo el mundo no cuenta con este servicio importante, viviendo así en indigencia energética. (Machado, 2021).

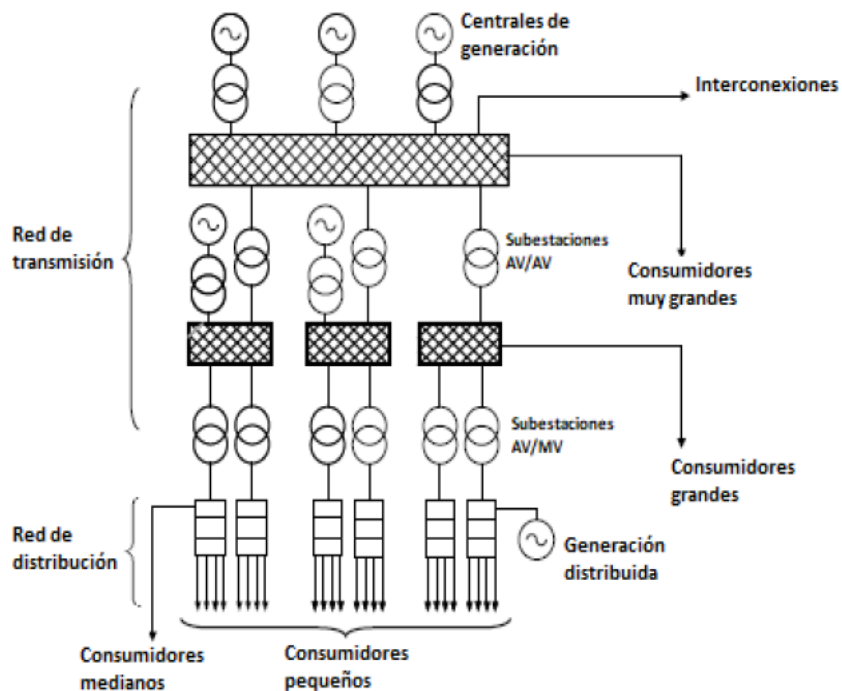
La sociedad de hoy en día se ha vuelto dependiente de un suministro estable, creciente y abundante de energía eléctrica. Esta dependencia a orillado a lo que puede ser la creación más grande que la humanidad haya podido realizar y son los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) de los que se obtienen la electricidad. Esta se distingue de otros productos debido a sus propiedades y a que en la práctica no se la puede almacenar.

Para Machado (2021), la estructura básica de un SEP se conforma de la siguiente manera como se indica en la figura 1:



**Figura 1**

*Estructura general de un SEP.*



*Nota.* En la imagen se puede observar cómo está conformado el SEP, desde la generación, transmisión y distribución. Tomado de (Jimenez & Quintero, 2008)

La Figura 1 muestra la estructura general de un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), que se compone de varios niveles fundamentales para la generación, transmisión, y distribución de energía eléctrica desde las centrales de generación hasta los consumidores finales.

- **Centrales de Generación:** Estas son las instalaciones donde se produce la energía eléctrica. Pueden ser de diversos tipos dependiendo de la fuente de energía utilizada (hidroeléctrica, térmica, eólica, solar, etc.). La energía generada es usualmente en alta tensión para facilitar su transmisión a largas distancias (Machado, 2021).
- **Red de Transmisión:** Es la red de líneas de alta tensión que transporta la electricidad desde las centrales de generación hasta las subestaciones de distribución o hasta

grandes consumidores. Está diseñada para transportar grandes cantidades de energía a largas distancias y opera a altos niveles de tensión (alta tensión o AV) (Jimenez & Quintero, 2008).

- **Subestaciones:** Son instalaciones encargadas de transformar los niveles de tensión de la electricidad para su distribución y uso. Pueden realizar la transformación de alta tensión (AV) a media tensión (MV) o de media tensión a baja tensión, dependiendo de las necesidades del sistema y los consumidores finales. Se observan dos tipos en la imagen: Subestaciones AV/AV para niveles altos y Subestaciones AV/MV para la conexión con la red de distribución (Op. Cit.).
- **Red de Distribución:** Esta red lleva la electricidad desde las subestaciones hasta los usuarios finales. Opera a niveles de tensión más bajos que la red de transmisión y se encarga de distribuir la energía a consumidores de diferentes tamaños, desde industriales y comerciales hasta residenciales (Op. Cit.).
- **Consumidores:** Se clasifican según su tamaño y demanda de energía. Los consumidores muy grandes pueden estar directamente conectados a la red de transmisión, mientras que los grandes, medianos y pequeños suelen estar conectados a la red de distribución (Op. Cit.).
- **Generación Distribuida:** Se refiere a la generación de energía eléctrica realizada cerca del punto de consumo. A diferencia de las grandes centrales de generación, esta puede estar conectada a la red de distribución y suele provenir de fuentes renovables como solar o eólica (Machado, 2021).

- **Interconexiones:** Permiten la transferencia de energía eléctrica entre distintas áreas geográficas, mejorando la fiabilidad del sistema y permitiendo el balance entre las distintas zonas del SEP (Op. Cit.).

Esta estructura permite que el sistema eléctrico sea eficiente, confiable y capaz de satisfacer la demanda de energía de los usuarios finales de manera segura y sostenible. La inclusión de la generación distribuida refleja la tendencia moderna hacia sistemas más descentralizados y sostenibles, permitiendo una mayor integración de fuentes renovables en el sistema eléctrico.

Menciona Jiménez & Quintero (2008) “Los Sistemas Eléctricos de Potencia están conformados por cuatro partes o subsistemas principales que son: Centrales de generación, sistemas de transmisión, sistemas de distribución y consumo” (p. 60). En lo que tiene que ver con este proyecto, la parte del SEP a analizar son los sistemas de transmisión, siendo fundamental en el proceso de producción de energía eléctrica.

A continuación, se desglosa las etapas que conforman el SEP brevemente, así como las características de las mismas para un mejor entendimiento del proyecto de investigación.

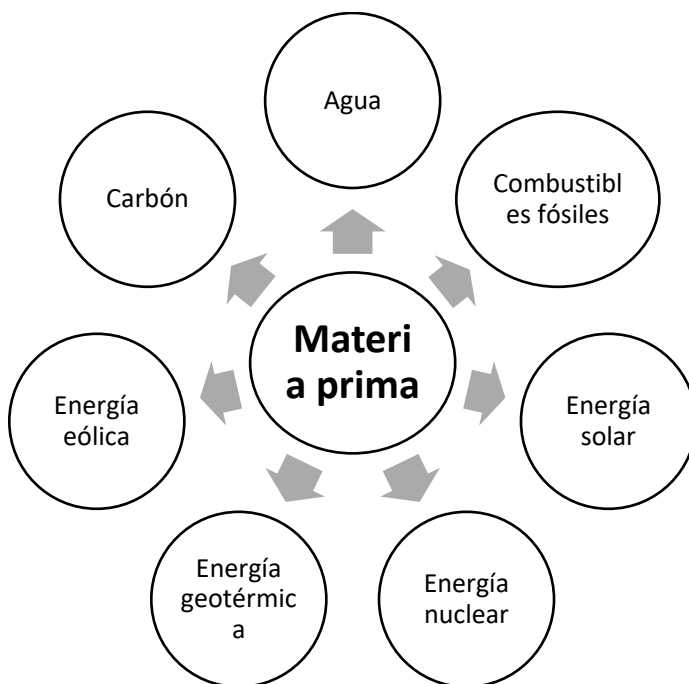
### ***Generación***

Para Marín (2018), “Esta etapa tiene como único objetivo crear productos útiles desde una materia prima, siendo el producto la electricidad y la materia prima cualquier fuente de energía idónea para ser transformada en energía eléctrica” (p. 45).

Es por esto que para Juárez (2019), las fuentes de energía primaria más usadas para la generación de energía eléctrica nos brindan la naturaleza y son:

**Figura 2**

*Fuentes de energía primaria.*



*Nota.* En el mapa conceptual se puede observar las fuentes primarias utilizadas para la producción de energía eléctrica.

De las mencionadas en la figura 2 las fuentes más utilizadas para la producción a nivel mundial son el agua, seguido de los combustibles fósiles y la energía solar. Estos son conocidos como energías convencionales y son aprovechadas por centrales termoeléctricas, hidroeléctricas y centrales fotovoltaicas. En este trabajo se va a considerar únicamente las centrales de generación que utilizan la energía solar, específicamente las centrales fotovoltaicas.

## **Transmisión**

Menciona Arguello (2007), “Esta etapa está formada por toda la infraestructura necesaria para transportar la electricidad desde los puntos de generación hasta todos los puntos de distribución” (p.21).

Para que esto se dé se utilizan altos voltajes, lo que ocasiona que se reduzca la corriente circulante por los conductores logrando que se mantenga la potencia que se está transmitiendo gracias al efecto Joule.

CONELEC (2015) Enlista los componentes que conforman el sistema de transmisión en un SEP:

- **Líneas de transmisión**

Las líneas de transmisión son estructuras uniformes que se utilizan para transportar energía de un punto a otro.

- **Subestaciones**

Una subestación eléctrica constituye una instalación diseñada con el propósito de ajustar los niveles de tensión necesarios para la generación, conversión, regulación y distribución eficaz de la energía eléctrica.

- **Transformadores de potencia**

Un transformador de potencia es un dispositivo electromagnético pasivo que tiene la capacidad de transferir energía de un circuito a otro con ayuda de un acoplamiento inductivo

Menciona CONELEC (2015) que “Los voltajes de transmisión que se utilizan en el Sistema Nacional de transmisión (SNT) son: 138, 230 y 500 kV” (pg. 200).

En la tabla 1 se puede observar detalladamente los voltajes mencionados anteriormente.

**Tabla 1**

*Voltajes empleados en el sistema ecuatoriano.*

<b>Descripción</b>	<b>Líneas a 138 kV (km)</b>	<b>Líneas a 230 kV (km)</b>	<b>Líneas a 500 kV (km)</b>
Simple circuito	1496,76	1588,64	613,3
Doble circuito	692,53	1426,89	-
<b>Total</b>	<b>2.189,29</b>	<b>3.015,53</b>	<b>460,8</b>

*Nota.* En la tabla se observa detalladamente los niveles de voltaje a los que trabaja sistema ecuatoriano. Tomado de (CONELEC, 2015)

### ***Distribución***

Para Noriega (2022), Esta etapa tiene como fin distribuir la energía eléctrica hacia los consumidores, tanto grandes como pequeños” (p.245). Al igual que las demás partes del SEP cuenta con infraestructura necesaria para lograr lo mencionado y abastecer a la población.

Para CONELEC (2015), aquí se utilizan niveles de medio voltaje que son: 22.8KV, 13.8KV y 6.9KV y bajo voltaje que son: 220V, 240V, 110V, 115V y 127V.

A diferencia de las dos etapas anteriores detalladas, este sistema de distribución es muy importante en el sistema eléctrico, debido a que todo lo que se genere y se transporte se debe distribuir de manera ininterrumpida a los consumidores finales.

Un dato muy relevante y según Noriega (2022), en Ecuador existen veinte empresas de distribución de energía eléctrica, distribuyéndose entre ellas todo el territorio nacional.

### **Flujo óptimo de potencia (OPF)**

Noriega (2022), destaca que el propósito del Flujo de Potencia Óptimo (OPF) es optimizar los escenarios operativos de sistemas eléctricos en estado estacionario. Esto se logra determinando las potencias de generación para minimizar la función objetivo mientras se cumplen restricciones específicas, asegurando que se satisfagan los requisitos del problema. El OPF tiene aplicaciones que van desde la planificación hasta la operación de Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP), permitiendo la integración de factores ambientales, de seguridad y económicos en la función objetivo a través de algoritmos de optimización.

Machado (2021), subraya la importancia del OPF como un problema de optimización esencial en la gestión de sistemas eléctricos de potencia, apuntando a encontrar la forma más coste-efectiva de operar el sistema dentro de las restricciones operativas. Estas restricciones pueden abarcar límites en la capacidad de las líneas de transmisión, restricciones en la generación de energía, y la necesidad de equilibrar la oferta y demanda de electricidad, además de mantener los voltajes dentro de rangos seguros.

Según Shi et al. (2018) el OPF es fundamental para la planificación eficiente de la generación y distribución de energía, identificando los puntos óptimos de operación para generadores y la red, y minimizando los costos operativos totales, que pueden incluir el gasto de combustible, los costos asociados a emisiones contaminantes y las pérdidas por transmisión. Con la creciente complejidad de las redes eléctricas modernas y la integración de fuentes de energía renovable y distribuida, el OPF se ha vuelto más importante y complejo, siendo una herramienta vital para operadores de sistemas, según indica Chatzivasileiadis (2018).

Machado (2021), indica que los algoritmos de optimización que se emplean en el OPF se pueden usar para resolver los siguientes problemas:

- **Problema entero mixto lineal:** Este tipo de problema abarca variables discretas, así como continuas a la par, y la función objetivo posee restricciones lineales.
- **Problema entero mixto no lineal:** A diferencia del anterior este tiene una función objetivo con restricciones no lineales.
- **Problema no lineal:** Este tipo de problema engloba tanto las restricciones como la función objetivo de una manera no lineal, recalcando que las variables tienen que ser continuas.
- **Problema lineal:** Es opuesto al problema anterior, debido a que lo mencionado tiene que ser tratado de una manera lineal.

Ejemplifica (Baker, 2021), que la forma que se puede expresar un OPF como un problema de optimización no lineal con restricciones es la siguiente:



## Ecuación 1

*Problema de optimización no lineal con restricciones*

$$\mathbf{Min} \quad f(\bar{x}, \bar{u})$$

Sujeto a:

$$g(\bar{x}, \bar{u}) = \mathbf{0}$$

$$h(\bar{x}, \bar{u}) = \mathbf{0}$$

Donde:

$g(\bar{x}, \bar{u})$ : Corresponde a las restricciones de igualdad.

$h(\bar{x}, \bar{u})$ : Representa restricciones de desigualdad.

La ecuación 1 describe un problema de optimización no lineal con restricciones, un modelo matemático utilizado para encontrar el punto óptimo de una función objetivo sujeta a ciertas restricciones. Este tipo de problema es fundamental en diversas áreas de la ingeniería y la economía, donde se busca minimizar o maximizar una determinada función mientras se satisfacen condiciones específicas.

- **Minimización  $f(\bar{x}, \bar{u})$** : Esta es la función objetivo que se desea minimizar.  $\bar{x}$  y  $\bar{u}$  representan vectores de variables de decisión y de control, respectivamente. La función puede ser cualquier expresión matemática que modela el problema en cuestión.
- **Restricciones de igualdad  $g(\bar{x}, \bar{u})=0$** : Son ecuaciones que las soluciones deben satisfacer exactamente. Estas restricciones pueden representar balances de energía, conservación de masa, o cualquier otro tipo de relación que debe cumplirse estrictamente en el modelo.

- **Restricciones de desigualdad  $h(\bar{x}, \bar{u}) \leq 0$ :** Establecen límites dentro de los cuales las soluciones pueden variar. Por ejemplo, podrían limitar la cantidad de recursos disponibles, especificar rangos operativos para las variables de decisión, o imponer condiciones de seguridad.

### ***Flujos Óptimos de Potencia en AC (OPF AC)***

Para Escudero & Carrión, (2018) el análisis de Flujos Óptimos de Potencia en AC (OPF AC) es una metodología avanzada de ingeniería eléctrica que busca encontrar el estado operativo más económico de un sistema de potencia que satisfaga todas las restricciones de operación y seguridad. Este proceso implica el cálculo de la distribución óptima de las potencias generadas y los flujos en la red para minimizar el costo total de operación mientras se mantienen los parámetros del sistema dentro de límites aceptables.

La implementación del OPF AC en un sistema eléctrico, como el sistema eléctrico modelo IEEE de 62 barras, incluiría los pasos que se indican en la figura 3:

**Figura 3**

*OPF AC en un sistema eléctrico*



*Nota.* En la figura se aprecia los pasos para la implementación de un OPF AC, Adaptado de (Escudero & Carrión, 2018)

Para resolver un OPF AC hay que tomar en cuenta el flujo de potencia tanto reactiva y activa de toda la red eléctrica. Es así que Baker (2021), plantea la formulación matemática de la siguiente manera:

## **Ecuación 2**

*Función objetivo*

$$FO = \min \sum_{i=1}^{N_{gen}} F_i(P_{gen_i})$$

Donde:

$F_i(P_{gen_i})$ : Costos de generación de  $i$ .

$N_{gen}$ : Cantidad de generadores

La ecuación 2 especifica una función objetivo (FO) para un problema de optimización, particularmente en el contexto de la operación de sistemas de potencia eléctrica. Esta ecuación se enfoca en minimizar los costos totales de generación en un sistema eléctrico.

- **Función objetivo FO:** Representa el objetivo de minimizar el costo total de generación dentro del sistema. Aquí,  $F_i(P_{gen_i})$  es el costo de generación para el generador  $i$ , que depende de la cantidad de potencia generada  $P_{gen_i}$ .
- **$F_i(P_{gen_i})$ :** Es una función que define el costo asociado con la operación del generador  $i$  a un nivel de potencia  $P_{gen_i}$ . Esta función puede incluir costos fijos, costos variables dependientes de la producción, y otros costos asociados.
- **$N_{gen}$ :** Es el número total de generadores en el sistema. Este valor indica la suma sobre la cual se realiza la minimización, considerando todos los generadores disponibles.

### Ecuación 3

*Función costo de generación.*

$$F_i(P_{gen_i}) = a_i (P_{gen_i})^2 + b_i P_{gen_i} + c_i \text{ [$/h]}$$

Donde:

$a_i$ : Costo cuadrático

$b_i$ : Costo Líneal

$c_i$ : Costo constante

La ecuación 3 representa la función de costo de generación  $F_i(P_{geni})$  que se muestra en la fórmula es una representación polinómica cuadrática del costo asociado con la generación de electricidad por parte de un generador específico  $i$ . Esta función es utilizada en estudios de sistemas de energía eléctrica para modelar el costo de operación de las plantas de generación en función de su nivel de producción de potencia  $P_{geni}$ . Aquí está el detalle de cada término de la ecuación:

- **$ai$ :** Este coeficiente representa el término cuadrático en la función de costo y está asociado con el costo variable que incrementa cuadráticamente con la cantidad de potencia generada. Esto puede reflejar elementos como el desgaste de la maquinaria o la eficiencia decreciente a niveles de producción más altos.
- **$bi$ :** Este es el término lineal de la función de costo, que modela el costo que aumenta linealmente con la producción de energía. Esto podría incluir costos de combustible en el caso de generadores convencionales o costos operativos que son directamente proporcionales a la producción.
- **$ci$ :** Este término constante puede representar costos fijos que son independientes del nivel de producción, como los costos de mantenimiento regular, los costos de personal y otros gastos operativos que deben pagarse independientemente de cuánta energía produce el generador.

La función de costo  $F_i(P_{geni})$  se mide en dólares por hora [\$/h], indicando el costo total por hora de operar el generador  $i$  a un nivel de producción  $P_{geni}$ . En el contexto del análisis de flujos óptimos de potencia en AC (OPF AC), esta función de costo se incorpora en la formulación de optimización para determinar el despacho de generación que minimiza el costo total mientras satisface todas las restricciones operativas y técnicas del sistema.

## Restricciones de igualdad

### Ecuación 4

*Balance nodal de potencia activa.*

$$\sum_{i=1}^{N_{barra}} P_{gen_i} - P_{load_i} = \sum_{i,j=1}^{N_{barra}} P_{ij} = Real \left\{ V_i \left( \sum_{j=1}^{N_{barra}} Y_{ij} V_j \right) \right\}$$

Donde:

$P_{load_i}$ : Potencia demanda a la barra i.

$P_{gen_i}$ : Potencia generada por la unidad en la barra i.

$N_{barra}$ : Cantidad de barras

$Y_{ij}$ : Admitancia entre i y j

$V_i$ : Voltaje en la barra i

La ecuación 4 es el balance nodal de potencia activa presentada es un componente esencial en el análisis del flujo de potencia óptimo (OPF) para un sistema eléctrico que incluye la integración de generación fotovoltaica. En el contexto del caso de estudio del sistema eléctrico modelo IEEE de 62 barras, la aplicación de esta ecuación se realizaría de la siguiente manera:

- **Evaluación de la Generación y la Demanda:** Para cada barra en el sistema, se calculará la diferencia entre la potencia generada y la potencia demandada. La generación puede provenir de fuentes tradicionales y de unidades fotovoltaicas integradas.
- **Análisis de Flujo de Carga:** Se utilizarán los voltajes de cada barra y las

admitancias de cada línea para calcular los flujos de potencia activa entre las barras. Esto incluirá la contribución de la energía fotovoltaica donde esté presente.

- **Balance de Energía:** Se asegurará que, en cada barra la energía generada menos la energía consumida sea igual al flujo neto de potencia activa entrante y saliente, lo que garantiza el balance de energía en el sistema.
- **Optimización de la Operación:** La función de costo de generación fotovoltaica se incluirá en el objetivo de minimización del OPF, junto con las funciones de costo de otros generadores. Se resolverá el OPF para determinar la operación óptima de generación y los ajustes de voltaje en cada barra, buscando el mínimo costo operativo global mientras se satisfacen las restricciones técnicas y de seguridad.
- **Integración de Centrales Fotovoltaicas:** En barras seleccionadas, la generación fotovoltaica se modelará como una inyección de potencia activa, y su costo de generación se incorporará en la función objetivo del OPF.
- **Evaluación de la Estabilidad:** El OPF incluirá restricciones adicionales para mantener la estabilidad del sistema, como los límites de voltaje en las barras y los límites de capacidad en las líneas de transmisión.
- **Reconfiguración del Sistema:** Con la información obtenida del OPF, se pueden sugerir estrategias de conmutación de líneas de transmisión para mejorar la eficiencia o aliviar congestiones.

## Ecuación 5

### *Balance nodal de potencia reactiva*

$$\sum_{i=1}^{N_{barra}} Q_{gen_i} - Q_{load_i} = \sum_{i,j=1}^{N_{barra}} Q_{ij} = \text{Imag} \left\{ V_i \left( \sum_{j=1}^{N_{barra}} Y_{ij} V_j \right) \right\}$$

Donde:

$Q_{gen_i}$ : Potencia reactiva generada por i [MVAR]

$Q_{load_i}$ : Potencia reactiva demandada a i

$Q_{ij}$ : Potencia reactiva que se transmite desde i hasta j

La Ecuación 5 describe el balance de potencia reactiva en un sistema eléctrico, asegurando que la suma de la potencia reactiva generada menos la potencia reactiva demandada en todas las barras del sistema sea igual a la potencia reactiva total transferida entre todas las barras. La expresión  $\text{Imag}\{V_i \sum_{j=1}^{N_{barra}} Y_{ij} V_j\}$  representa la potencia reactiva calculada a partir de las tensiones en las barras y las admitancias de la red, destacando la importancia de las interacciones entre las diferentes barras del sistema.

### Restricciones de desigualdad

#### Ecuación 6

*Límites de potencia activa de los generadores*

$$P_{gen_i}^{min} \leq P_{gen_i} \leq P_{gen_i}^{max} \quad \forall i = 1, 2, 3 \dots N_{barra}$$

Donde:

$P_{gen_i}^{max}$ : Potencia activa máxima de generación de i.

$P_{gen_i}^{min}$ : Potencia activa mínima de generación de i.

La Ecuación 6 establece los límites de potencia activa para los generadores, indicando que la potencia activa generada por cada generador debe estar entre un mínimo  $P_{gen\ min}$  y un máximo  $P_{gen\ max}$ . Esta restricción asegura que la operación de los generadores permanezca dentro de los límites técnicos y de seguridad.



### Ecuación 7

*Límites de potencia reactiva de los generadores.*

$$Q_{gen_i}^{min} \leq Q_{gen_i} \leq Q_{gen_i}^{max} \quad \forall i = 1, 2, 3 \dots N_{barra}$$

Donde:

$Q_{gen_i}^{max}$ : Potencia reactiva máxima de generación de i.

$Q_{gen_i}^{min}$ : Potencia reactiva mínima de generación de i.

La ecuación 7 especifica los límites de potencia reactiva para los generadores, similar a la restricción para la potencia activa, pero aplicada a la potencia reactiva. Esto garantiza que la generación de potencia reactiva de cada generador se mantenga dentro de rangos operativos seguros y eficientes.

### Ecuación 8

*Límites de voltaje en las barras.*

$$V_i^{min} \leq V_i \leq V_i^{max} \quad \forall i = 1, 2, 3 \dots N_{barra}$$

Donde:

$V_i^{max}$ : Magnitud de Voltaje Máximo.

$V_i^{min}$ : Magnitud de Voltaje Mínimo.

La ecuación 8 define los límites de voltaje en las barras del sistema, estableciendo un voltaje mínimo  $V_{imin}$  y un voltaje  $V_{imax}$  para asegurar que los voltajes en todas las barras se mantengan dentro de rangos aceptables para la operación segura y eficiente del sistema.

### Ecuación 9

Límite de ángulo de voltaje en las barras.

$$\theta_i^{min} \leq \theta \leq \theta_i^{max}$$

Donde:

$\theta$ : Ángulo del Voltaje en las barras.

Los autores Cepeda & Verdugo (2014), indican que la ecuación establece restricciones sobre el ángulo de fase del voltaje  $\theta_i$  en la barra  $i$  dentro del sistema eléctrico. Estas restricciones son importantes para garantizar la sincronización adecuada entre diferentes partes del sistema y para mantener la estabilidad y la eficiencia operativa del sistema de transmisión eléctrica. Los ángulos de voltaje juegan un papel crucial en la determinación de los flujos de potencia activa y reactiva en la red.

- **$\theta_{imin}$** : Es el límite mínimo permitido para el ángulo de fase del voltaje en la barra  $i$ .
- **$\theta_{imax}$** : Es el límite máximo permitido para el ángulo de fase del voltaje en la barra  $i$ .

Los límites para  $\theta_i$  generalmente no son tan estrictos como los límites de voltaje porque los ángulos de voltaje no afectan directamente a los equipos conectados a la red. Sin embargo, diferencias de ángulo significativas entre barras pueden indicar problemas de flujo de potencia y pueden causar inestabilidades en la red.

En la práctica, los límites de ángulo suelen ser menos restrictivos y, a menudo, no se especifican explícitamente, excepto en ciertos casos como en la interconexión entre diferentes áreas de un sistema interconectado, donde puede ser necesario mantener la coherencia de fase entre áreas para evitar flujos de potencia no deseados o inestabilidades (Cepeda & Verdugo, 2014).

Para el estudio de la integración de centrales fotovoltaicas y la conmutación óptima de líneas de transmisión (OTS), las restricciones de ángulo de voltaje pueden ser relevantes cuando se considera la influencia de la generación distribuida en la red y cómo la inyección de potencia en diferentes puntos puede afectar la sincronización general del sistema. Durante el análisis de OPF y OTS, se debe asegurar que los ángulos de voltaje permanezcan dentro de los límites establecidos para asegurar una operación segura y coordinada del sistema eléctrico.

### **Óptima Conmutación de las líneas de transmisión (OTS)**

Según Noriega (2022), el propósito principal del Conmutado Óptimo de Transmisión (OTS, por sus siglas en inglés) es mantener estable la distribución de energía y aislar fallas. Sin embargo, esta estrategia no asegura que el Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) opere siempre dentro de los márgenes de confiabilidad establecidos. La conmutación de líneas y los cambios en sus parámetros operativos pueden provocar una reorganización completa del sistema. Pillajo (2017) argumenta que la confiabilidad del sistema puede disminuir ya que sigue operando a pesar de tener varios componentes desconectados. Esto se debe a que el OTS permite resolver diversos problemas en el SEP, llevando a que numerosos investigadores propongan modelos matemáticos basados tanto en el OPF AC como en el OPF DC.

La principal diferencia entre estos modelos radica en su complejidad y en el enfoque de solución. El OPF DC, al aplicar programación lineal y utilizar variables binarias MILP (Programación lineal Mixta Entera), tiende a converger más fácilmente. Por otro lado, el OPF AC, que emplea programación más compleja y no Lineal MILNP (Programación No Lineal Mixta Entera), puede tardar más en converger.

Las líneas de transmisión activas para la transferencia de energía se representan mediante variables binarias, las cuales ayudan a analizar el comportamiento del SEP antes y

después de una falla. Es crucial examinar el funcionamiento del sistema y la conmutación de líneas de transmisión tanto previa como posteriormente a una perturbación (Pillajo, 2017).

El OTS implica la aplicación de diversas técnicas y metodologías matemáticas para optimizar la operación de las redes de transmisión eléctrica. Se enfoca en determinar qué líneas deben ser desconectadas o conectadas para lograr una operación más eficiente, ya sea reduciendo costos, minimizando pérdidas o mejorando la estabilidad del voltaje. Este proceso considera tanto restricciones físicas como de seguridad, y utiliza modelos de optimización que pueden ser tanto lineales como no lineales. En contextos donde se integran fuentes de energía renovable, el OTS cobra mayor importancia debido a la necesidad de adaptar la red a la variabilidad de estas fuentes para mantener la estabilidad y eficiencia del sistema ( Almeida & Galarza, 2019).

Según Schnyder & Glavitsch (2018) el OTS es esencial para garantizar una provisión estable de energía eléctrica, ya que permite reestructurar la topología del SEP para minimizar los costos operativos ante fallas eléctricas, dirigiendo el flujo de energía de manera óptima. La conmutación afecta varios parámetros del sistema, como la frecuencia, el voltaje y el ángulo, lo que hace necesario evaluar si estos operan dentro de los rangos normales establecidos. Verificar el comportamiento de estos parámetros antes y después de la conmutación es fundamental para asegurar una transmisión constante de energía eléctrica y que todos los componentes funcionen dentro de los límites predefinidos.

Masache & Carrión (2020) , indica que la fórmula matemática empleada para realizar el cálculo de OTS:

### Ecuación 10

*Función objetivo.*

$$Z = \sum_i (cb_i * Pgen_i)$$

Donde:

**cb**: Costo de producción de las centrales.

**Pgen<sub>i</sub>**: Potencia de generación de las centrales.

La misma que está sujeta a restricciones del OPF – AC

La ecuación 10 describe una función objetivo  $Z$  que se utiliza en la optimización de flujos de potencia en sistemas de energía eléctrica, particularmente en el problema de Flujos Óptimos de Potencia en corriente alterna (OPF-AC).

- **Z**: Es el costo total de producción de electricidad en el sistema. Esta función busca ser minimizada en un estudio de OPF-AC. Se calcula sumando el costo de producción de cada central de generación multiplicado por su potencia de generación.
- **cb<sub>i</sub>**: Representa el costo de producción por unidad de potencia para la central de generación  $i$ . Este costo puede variar entre diferentes centrales dependiendo de múltiples factores como el tipo de combustible, la eficiencia de la planta, entre otros.
- **Pgen<sub>i</sub>**: Es la cantidad de potencia generada por la central  $i$ . Este valor es una de las variables de decisión en el problema de OPF-AC.

### Ecuación 11

*Flujo por las líneas de transmisión en potencia activa.*

$$P_{ij} = V_i * V_j * [B_{ij} * \sin(\theta_i - \theta_j)]$$

Donde:

$V_i$ : Voltaje.

$B_{ij}$ : Susceptancia.

$\theta_i$ : Ángulo.

La ecuación 11 se refiere al cálculo del flujo de potencia activa  $P_{ij}$  a través de una línea de transmisión que conecta las barras  $i$  y  $j$ .

- $P_{ij}$ : Flujo de potencia activa a través de la línea que conecta las barras  $i$  y  $j$ .
- $V_i, j$ : Voltajes en las barras  $i$  y  $j$ , respectivamente.
- $B_{ij}$ : Susceptancia de la línea de transmisión entre las barras  $i$  y  $j$ . La susceptancia es la parte imaginaria de la admitancia y está relacionada con la capacidad de almacenamiento de energía reactiva de la línea.
- $\theta_i, j$ : Ángulos de fase de los voltajes en las barras  $i$  y  $j$ , respectivamente.

## Ecuación 12

*Flujo por las líneas de transmisión en potencia reactiva.*

$$Q_{ij} = V_i^2 * B_{ij} - V_i * V_j * [B_{ij} * \cos(\theta_i - \theta_j)]$$

Donde:

$V_i$ : Voltaje.

$B_{ij}$ : Susceptancia.

$\theta_i$ : Ángulo.

La ecuación 12 detalla cómo calcular el flujo de potencia reactiva  $Q_{ij}$  en las líneas de transmisión.

- $Q_{ij}$ : Flujo de potencia reactiva entre las barras  $i$  y  $j$ .
- $V_i$ : Magnitud del voltaje en la barra  $i$ .
- $B_{ij}$ : Susceptancia de la línea de transmisión entre las barras  $i$  y  $j$ .
- $\theta_i, j$ : Ángulos de fase de los voltajes en las barras  $i$  y  $j$ , respectivamente.

### Ecuación 13

*Balance de potencia activa.*

$$\sum_{ij} (P_{gen_i}) - \sum_i (P_{d_i}) = \sum_{ij} (P_{ij})$$

Donde:

$P_{d_i}$ : Potencia activa demandada.

$P_{ij}$ : Flujo de potencia activa en las líneas de transmisión.

La Ecuación 13 representa el balance de potencia activa en un sistema eléctrico. Esta ecuación asegura que la potencia generada  $P_{gen_i}$  menos la potencia demandada  $P_{d_i}$  en todas las barras del sistema sea igual a la suma de los flujos de potencia activa  $P_{ij}$  en todas las barras de transmisión. Esta es una restricción clave en la resolución del problema de Flujos Óptimos de Potencia en corriente alterna (OPF AC), donde se requiere que la generación total sea suficiente para satisfacer la demanda total más las pérdidas del sistema.

### Ecuación 14

*Balance de potencia reactiva.*

$$\sum_{ij} (Q_{gen_i}) - \sum_i (Q_{d_i}) = \sum_{ij} (Q_{ij})$$

Donde:

$Q_{gen_i}$ : Potencia de generación.

$Q_{d_i}$ : Potencia reactiva demandada.

$P_{ij}$ : Flujo de potencia reactiva en líneas de transmisión.

La Ecuación 14 es similar a la Ecuación 13, pero se aplica al balance de potencia reactiva.

Establece que la potencia reactiva generada  $Q_{gen_i}$  menos la potencia reactiva demandada  $Q_{d_i}$  en todas las barras debe ser igual al flujo de potencia reactiva  $Q_{ij}$  en todas las líneas de transmisión. La potencia reactiva es fundamental para el control de voltaje en el sistema, y esta ecuación ayuda a asegurar que los niveles de voltaje se mantengan dentro de los límites operativos seguros.

Debe estar sujeto a las siguientes restricciones OTS:

### Ecuación 15

*Flujo de potencia activa en la línea.*

$$P_{ij} - V_i * V_j * B_{ij} * \sin(\theta_i - \theta_j) \leq (1 - \psi_{ij}) * ML$$

$$P_{ij} - V_i * V_j * B_{ij} * \sin(\theta_i - \theta_j) \geq (\psi_{ij} - 1) * ML$$

Donde:

$\psi$ : Variable binaria.

$ML$ : Constante del OTS.



La Ecuación 15 describe las restricciones impuestas sobre el flujo de potencia activa en las líneas de transmisión como parte del análisis de Óptima Conmutación de las líneas de transmisión (OTS). Estas restricciones incluyen la variable binaria  $\psi$ , que indica si una línea de transmisión está operativa ( $\psi_{ij}=1$ ) o no ( $\psi_{ij}=0$ ), y la constante del OTS  $ML$ , que representa un límite superior en el flujo de potencia activa que puede ser transmitido por la línea. Estas restricciones garantizan que los flujos de potencia en las líneas que están operativas no excedan sus capacidades máximas, y que las líneas que no están en operación (conmutadas) no contribuyan al flujo de potencia en el sistema.

### Ecuación 16

*Flujo de potencia reactiva en la línea.*

$$Q_{ij} + V_i * V_j * B_{ij} * \cos(\theta_i - \theta_j) \leq (1 - \psi_{ij}) * ML$$

$$Q_{ij} - V_i * V_j * B_{ij} * \cos(\theta_i - \theta_j) \geq (\psi_{ij} - 1) * ML$$

Donde:

Aquí se verifica como se encuentra la línea de transmisión.

Esta ecuación establece dos restricciones para el flujo de potencia reactiva  $Q_{ij}$  en una barra de transmisión que conecta las barras  $i$  y  $j$ :

1.  $Q_{ij} + V_i V_j B_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) \leq (1 - \psi_{ij}) ML$ : Esta restricción asegura que si la barra está desconectada ( $\psi_{ij}=0$ ), el flujo de potencia reactiva no exceda un valor máximo de operación  $ML$ . Esencialmente, cuando la barra no está en servicio, el flujo de potencia reactiva a través de ella debe ser cero o muy cercano a cero.
2.  $Q_{ij} - V_i V_j B_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) \geq (\psi_{ij} - 1) ML$ : Esta restricción permite el flujo de potencia reactiva cuando la barra está en servicio ( $\psi_{ij}=1$ ). El flujo de potencia reactiva no puede ser

menor que un valor negativo de la constante  $ML$ , que en la práctica se traduce en que no hay límite inferior cuando la barra está operativa.

### **Ecuación 17**

*Cálculo de la susceptancia.*

$$B_{ij} = \frac{1}{X_{ij}}$$

Donde:

$X_{ij}$ : Reactancia de la línea.

En la ecuación 17 la susceptancia  $B_{ij}$  es una propiedad de la línea de transmisión que está directamente relacionada con su capacidad para almacenar energía reactiva:

- $B_{ij}=1/X_{ij}$ : Esta fórmula define la susceptancia  $B_{ij}$  como el inverso de la reactancia  $X_{ij}$  de la línea de transmisión. La reactancia es un componente esencial para calcular los flujos de potencia reactiva y activa en un sistema eléctrico, y la susceptancia es especialmente relevante para los estudios de estabilidad de voltaje y el control del flujo de potencia reactiva.

### **Ecuación 18**

*Estado de las líneas.*

$$\psi_{ij} \in 0,1$$

Donde:

0: Línea conmutada.

1: Línea conectada.

En la ecuación 18 se tiene la variable  $\psi_{ij}$  indica el estado operativo de una barra de transmisión:

- $\psi_{ij} \in \{0, 1\}$ : Si  $\psi_{ij}=0$ , la barra está desconectada (conmutada), lo que significa que no debe haber flujo significativo de potencia a través de ella. Si  $\psi_{ij}=1$ , la barra está conectada y en funcionamiento, lo que permite el flujo de potencia a través de la red.

### Ecuación 19

*Verificación del flujo de las líneas al existir conmutaciones.*

$$P_{ij} = \sum_j (P_{ij}) * \phi_i$$

La ecuación 19 es una representación de la verificación del flujo de potencia activa  $P_{ij}$  en las líneas de transmisión cuando se han realizado conmutaciones. La variable  $\phi_i$  indica la presencia de una conmutación o una condición que afecta el flujo de potencia a través de la barra. Normalmente, la conmutación se manejaría con una variable binaria que indicaría si una línea está en servicio o no.

Las Restricciones del OTS y OPF AC se refieren a las condiciones que deben cumplirse al realizar la optimización de los flujos de potencia en corriente alterna y al considerar la conmutación de líneas de transmisión

### Ecuación 20

*Límite de voltaje*

$$V_i^{min} \leq V_i \leq V_{ij}^{max}$$

Donde:

$V_i^{min}$ : Voltaje mínimo de operación.

$V_i^{max}$ : Voltaje máximo de operación.

La ecuación 20 establece el límite de voltaje en cada barra del sistema:

- $V_{imin} \leq V_i \leq V_{imax}$ : Esta restricción asegura que el voltaje  $V_i$  en cada barra permanezca dentro de un rango operativo seguro, especificado por un voltaje mínimo  $V_{imin}$  y un voltaje máximo  $V_{imax}$ . De acuerdo con la norma IEEE Std (1995), estos límites son generalmente  $\pm 10\%$  del valor nominal del voltaje de la barra.

### Ecuación 21

*Restricción de ángulo de voltaje.*

$$\theta_i^{min} \leq \theta_i \leq \theta_i^{max}$$

Donde:

$\theta$ : Ángulo del Voltaje en barra

La ecuación 21 establece la restricción de ángulo de voltaje:

- $\theta_{imin} \leq \theta_i \leq \theta_{imax}$ : Esta restricción controla el ángulo de fase  $\theta$  del voltaje en cada barra para asegurar que la fase del voltaje esté sincronizada adecuadamente a través del sistema. Mantener los ángulos de voltaje dentro de estos límites es importante para la operación eficiente del sistema y para evitar flujos de potencia no deseados.

### **Implicaciones para OTS y OPF**

**Para OTS:** La información de qué líneas contienen generadores es crucial. Si una línea con un generador se desconecta mediante OTS, el sistema debe ser capaz de redistribuir la generación perdida a través de otros generadores o mediante el almacenamiento de energía para mantener el equilibrio entre la oferta y la demanda (Almeida & Galarza, 2019).

**Para OPF:** Conocer las líneas que tienen generadores adjuntos permite un cálculo más preciso de los flujos de potencia y las pérdidas en la red. Además, permite una optimización más efectiva de la generación en función de las necesidades de carga y las restricciones de la red (Chatzivasileiadis, 2018).

### **Estabilidad de un sistema eléctrico de potencia**

Pareja (2021) indica que la estabilidad de un sistema eléctrico se refiere a su capacidad para retornar a un estado de equilibrio operacional después de experimentar una perturbación, asegurando que todas las variables del sistema se mantengan dentro de límites seguros y que la estructura del sistema eléctrico permanezca íntegra. Dicha estabilidad está influenciada por las condiciones iniciales de operación y la naturaleza de la perturbación a la que se enfrenta el sistema. Esto subraya la naturaleza altamente no lineal del sistema eléctrico, que puede verse afectado por variaciones en la carga y la desactivación de unidades generadoras.

En el mundo real, los sistemas de energía están sujetos a diversas perturbaciones físicas que pueden afectar su estabilidad. No obstante, resulta poco práctico y económicamente inviable diseñar sistemas que puedan permanecer estables frente a todas las posibles perturbaciones. Por ello, se busca que un sistema eléctrico tenga una "región de atracción" lo suficientemente amplia para ser considerado robusto ante grandes perturbaciones. Esta región de atracción varía según las condiciones operativas y determina la capacidad del sistema para alcanzar un nuevo estado de equilibrio manteniendo su integridad después de una perturbación (Pareja, 2021).

En caso de que el sistema eléctrico sea inestable tras una perturbación, podría desencadenar una serie de eventos adversos, como el aumento de la separación angular entre los rotores de los generadores o la reducción de los voltajes, lo que podría llevar a apagones en cascada y al cierre de una parte significativa del sistema de energía. La estabilidad del

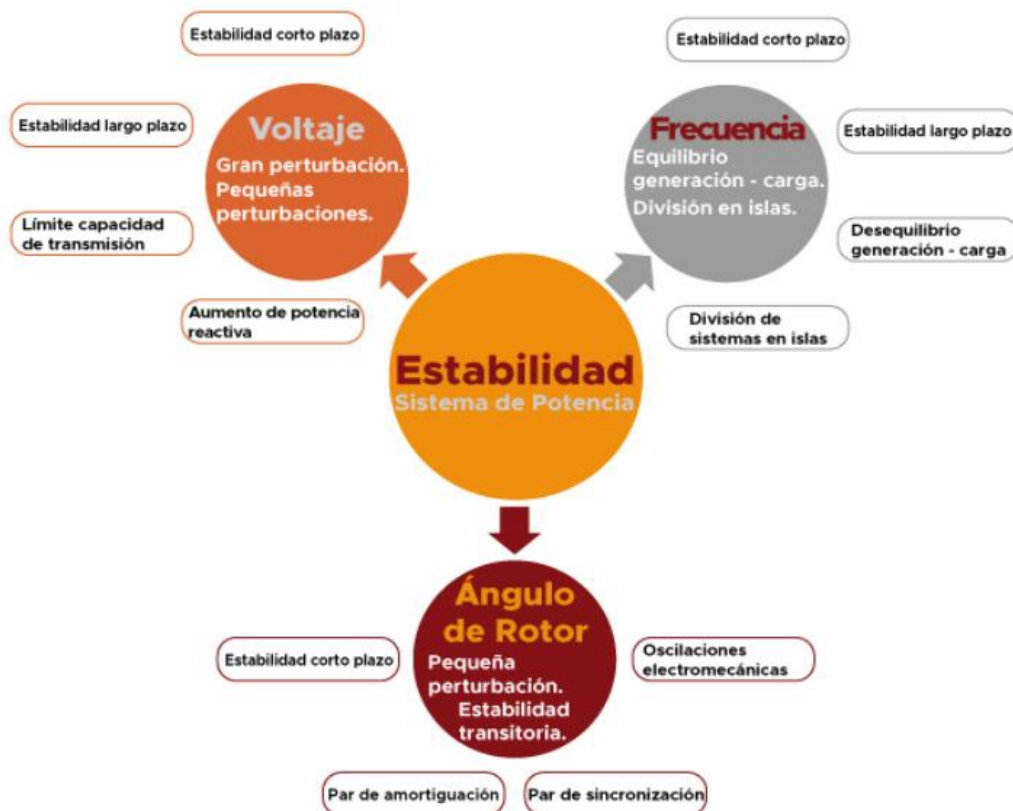
sistema, entonces, es fundamental para la operación segura y confiable del suministro eléctrico y la prevención de fallas en cadena que afecten a los consumidores (Pareja, 2021).

Por tanto, un conjunto de equilibrio estable tiene una región de atracción finita; cuanto más grande es la región, más robusto es el sistema eléctrico con respecto a grandes perturbaciones. La región de atracción cambia con la condición operativa del sistema de energía. En consecuencia, si el sistema eléctrico después de una perturbación es estable, alcanzará un nuevo estado de equilibrio con la integridad del sistema preservado, es decir, con prácticamente todos los generadores y cargas conectados a través de un único sistema eléctrico de transmisión antiguo. Por otro lado, si el sistema es inestable, resultará en una situación de fuga o deterioro; por ejemplo, un aumento progresivo de la separación angular de los rotores del generador o una disminución progresiva de los voltajes de las barras. Una condición inestable del sistema podría provocar cortes en cascada y el cierre de una parte importante del sistema de energía.

A continuación, La figura 4 representa un esquema conceptual de las diferentes categorías de la estabilidad en un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP). La estabilidad se encuentra en el núcleo del diagrama, indicando su centralidad en la operación y control del SEP. Se destacan tres categorías principales: estabilidad de voltaje, estabilidad de frecuencia y estabilidad angular del rotor.

**Figura 4**

*Clasificación de la estabilidad en el SEP.*



*Nota.* En la figura se explica las diferentes clases de fenómenos de estabilidad en el sistema eléctrico. Tomado de (Barrera & Tirira, 2021)

**Estabilidad de Voltaje:** Se relaciona con la capacidad del sistema para mantener voltajes adecuados en todas las barras bajo condiciones normales y después de perturbaciones. La estabilidad de voltaje puede verse afectada por grandes perturbaciones como cortocircuitos o por perturbaciones más pequeñas y graduales como el cambio continuo de cargas. La estabilidad a largo plazo del voltaje incluye la respuesta del sistema a cambios en la carga y generación a lo largo del tiempo, mientras que la estabilidad a corto plazo trata sobre la respuesta inmediata a perturbaciones transitorias (Silva & Trujillo, 2019).

**Estabilidad de Frecuencia:** Se refiere a la capacidad del sistema de mantener la frecuencia dentro de límites aceptables después de una perturbación. La estabilidad de frecuencia está directamente relacionada con el equilibrio entre la generación y la carga. Una pérdida significativa de generación o un aumento en la carga puede causar una caída en la frecuencia, mientras que un exceso de generación o una disminución en la carga puede causar un aumento en la frecuencia. Las perturbaciones que afectan la estabilidad de frecuencia pueden llevar a la división del sistema en islas eléctricas o a desequilibrios entre generación y carga (Op.Cit).

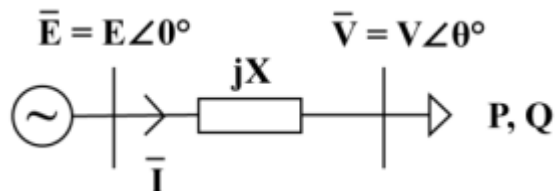
**Estabilidad Angular o de Rotor:** Está asociada con la capacidad de los generadores de permanecer sincronizados entre sí después de una perturbación. La estabilidad angular se refiere a la capacidad del sistema para alcanzar un nuevo estado de equilibrio después de una perturbación, donde los ángulos de los rotores de los generadores no difieran excesivamente. Las perturbaciones menores pueden causar oscilaciones electromecánicas que generalmente son amortiguadas por el sistema, pero las perturbaciones severas pueden llevar a una pérdida de sincronización y posiblemente a un fallo en cascada del sistema (Silva & Trujillo, 2019).

Es crucial reconocer que, aunque la clasificación ayuda a comprender las distintas facetas de la estabilidad en un sistema eléctrico de potencia, todas estas dimensiones están interconectadas y deben ser analizadas de manera integral. Las curvas PV representan una herramienta valiosa para la evaluación de la estabilidad de voltaje dentro de los sistemas eléctricos. Además, la evaluación de la capacidad de transmisión de las líneas se realiza a partir de un modelo simplificado, como se ilustra en la Figura 5.



### Figura 5

Esquema de máxima transmisión de potencia.



*Nota.* En la figura se puede apreciar el esquema de una conexión de máxima transmisión de potencia. Tomado de (Escudero & Carrión, 2018)

En consecuencia, las potencias activas y reactivas transmitida por la línea de transmisión vienen dados de la siguiente manera.

### Ecuación 22

*Potencia activa y reactiva transmitida por las líneas*

$$P = -\frac{EV}{X} * \sin\theta$$

$$Q = -\frac{V^2}{X} + \frac{EV}{X} * \cos\theta$$

Donde: Al eliminar el ángulo de las ecuaciones se obtiene una ecuación cuadrática con variable  $V^2$ . Por lo que se puede obtener las curvas PV (Arias, 2020).

La ecuación 22 presenta las fórmulas para calcular la potencia activa  $P$  y la potencia reactiva  $Q$  que fluye a través de una línea de transmisión en función del voltaje  $V$ , la reactancia de la línea  $X$ , el ángulo  $\theta$  entre los voltajes en cada extremo de la línea y el voltaje en el otro extremo de la línea  $E$  (generalmente asumido como el voltaje en el extremo de envío si  $V$  es el voltaje en el extremo de recepción).

- $P = -XE V \sin(\theta)$ : Esta ecuación calcula la potencia activa y muestra que es proporcional al seno del ángulo de diferencia de fase entre los dos extremos de la línea. La potencia activa es responsable de realizar trabajo real en el sistema, como la energía consumida por las cargas.
- $Q = -XV^2 + XE V \cos(\theta)$ : Esta ecuación calcula la potencia reactiva y muestra que tiene dos componentes: uno que depende del cuadrado del voltaje en la barra de recepción y es inversamente proporcional a la reactancia de la línea, y otro que es proporcional al coseno del ángulo de diferencia de fase. La potencia reactiva está relacionada con la creación de campos magnéticos necesarios para la operación de equipos inductivos como motores y transformadores.

Al eliminar el ángulo  $\theta$  de las ecuaciones, se obtiene una relación cuadrática en términos de  $V^2$ , que es útil para generar las curvas PV. Las curvas PV muestran la relación entre el voltaje en una barra ( $V$ ) y la potencia activa ( $P$ ) entregada o recibida por esa barra, que es una herramienta importante para el análisis de estabilidad de voltaje en sistemas de potencia.

### **Ecuación 23**

*Ecuación para curva PV*

$$V^4 + (2QX - E^2)V^2 + X^2(P^2 + Q^2) = 0$$

La ecuación 23 es una representación algebraica de la curva PV y es una ecuación cuadrática en términos de  $V^2$ :

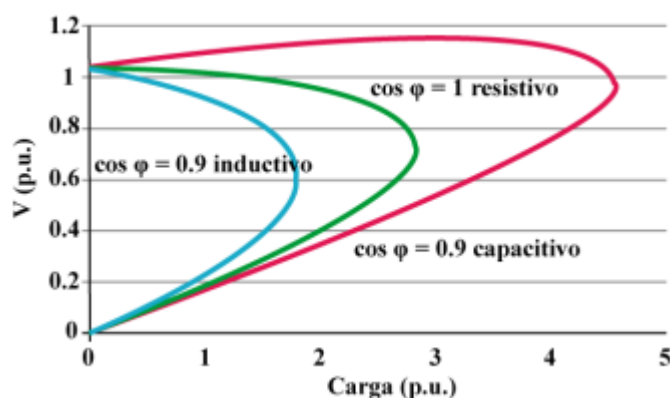
- $V^4 + (2QX - E^2)V^2 + X^2(P^2 + Q^2) = 0$ : Esta ecuación relaciona la potencia activa y reactiva con el voltaje al cuadrado y puede ser resuelta para  $V^2$  para encontrar los puntos de

operación del sistema en el plano PV. La solución de esta ecuación proporciona información valiosa sobre los límites de operación y las posibles soluciones de voltaje para una cantidad dada de potencia transferida.

En la figura 6 se puede observar las zonas de estabilidad en sus límites máximos y mínimos.

### Figura 6

*Curvas PV para diferente factor de potencia de carga.*



*Nota.* Se puede observar los límites máximos y mínimos de la estabilidad. Tomado de (Peña et al., 2021)

A continuación, se expone el modelo matemático utilizado para el análisis de estabilidad en este estudio, que abarca un enfoque de sistema multi-máquinas. Es crucial mencionar que las simulaciones para el análisis transitorio se realizan bajo condiciones operativas específicas y frente a perturbaciones determinadas. En lo que respecta a las máquinas sincrónicas, las variables de estado incluyen el ángulo del rotor, la velocidad y la tensión en los terminales, las cuales se calculan mediante técnicas de integración paso a paso. Seguidamente, se detalla la formulación matemática que fundamenta el modelo para el análisis transitorio en sistemas compuestos por múltiples máquinas.

**Ecuación 24**

*Ángulo y velocidades en el rotor de la máquina eléctrica*

$$\frac{d\theta_i(t)}{dt} = \omega_i(t) - \omega_0$$

$$\frac{d\omega_i(t)}{dt} = \frac{1}{M_i} [P_{mi}(t) - P_{ei}(t)]$$

Donde:

$M_i$ : Momento de inercia para cada máquina eléctrica.

$P_m$ : Potencia mecánica.

$P_e$ : Salida de la potencia mecánica.

$\omega_0$ : Velocidad del rotor.

Por lo tanto, los ángulos y las velocidades del rotor en cada máquina eléctrica en momentos específicos de tiempo,  $t_k$ , se establecen mediante las ecuaciones siguientes.

La ecuación 24 describe la relación entre el ángulo del rotor  $\theta_i(t)$ , la velocidad angular  $\omega_i(t)$  de una máquina eléctrica y la velocidad angular de referencia  $\omega_0$ , junto con la dinámica de la velocidad angular del rotor en función de la diferencia entre la potencia mecánica aplicada  $P_m(t)$  y la potencia eléctrica generada  $P_e(t)$ .

- **$d\theta_i(t) = \omega_i(t) - \omega_0$** : Esta ecuación establece que la tasa de cambio del ángulo del rotor  $\theta_i(t)$  con respecto al tiempo es igual a la diferencia entre la velocidad angular actual del rotor  $\omega_i(t)$  y la velocidad angular de sincronismo  $\omega_0$ . Esto indica cómo el ángulo del rotor cambia con el tiempo en función de su velocidad relativa al sistema.

- **$\frac{d\omega_i(t)}{dt} = \frac{1}{M_i} [P_m(t) - P_e(t)]$** : Esta ecuación describe cómo cambia la velocidad angular del rotor  $\omega_i(t)$  con el tiempo, basándose en la diferencia entre la potencia mecánica  $P_m(t)$  aplicada al rotor y la potencia eléctrica  $P_e(t)$  extraída de la máquina. El momento de inercia  $M_i$  de la máquina modula esta relación, indicando la resistencia del rotor al cambio en su velocidad angular.
- **$M_i$** : Representa el momento de inercia de la máquina eléctrica, que es una medida de su resistencia a cambios en la velocidad de rotación.
- **$P_m(t)$** : Es la potencia mecánica aplicada al rotor, proveniente de una fuente externa como un motor de combustión o una turbina.
- **$P_e(t)$** : Es la potencia eléctrica generada por la máquina, que se entrega a la carga o al sistema eléctrico.
- **$\omega$** : Velocidad angular de sincronismo o velocidad nominal del sistema, a la cual la máquina estaría sincronizada con el sistema eléctrico si estuviera operando en condiciones ideales.

## Ecuación 25

Ángulo interno de los generadores

$$\Delta t = t_k - t_{(k-1)}$$

$$\Delta \omega_i(t_k) = \frac{\Delta t}{M_i} [P_{mi}(t_k) - P_{ei}(t_k)]$$

$$\omega_i(t_k) = \omega_i(t_{k-1}) + \Delta \omega_i(t_k)$$

$$\theta_i(t_k) = \delta_i(t_{k-1}) + \frac{1}{2} [\omega_i(t_{k-1}) + \omega_i(t_k)] \Delta t$$

La ecuación 25 describe la dinámica de los ángulos internos de los rotores de los generadores en función del tiempo, lo que es esencial para el análisis de la estabilidad angular o de rotor en sistemas de energía eléctrica. Los términos de la ecuación son los siguientes:

- $\Delta t = t_k - t(k-1)$ : Es el incremento en el tiempo entre dos instantes consecutivos, donde  $t_k$  es el instante de tiempo actual y  $t(k-1)$  es el instante de tiempo anterior.
- $\Delta\omega_i(t_k) = \Delta t / M_i [P_{mi}(t_k) - P_{ei}(t_k)]$ : Representa el cambio en la velocidad angular del rotor del generador  $i$  en el tiempo  $t_k$ .  $M_i$  es la inercia del rotor del generador,  $P_{mi}(t_k)$  es la potencia mecánica aplicada al rotor, y  $P_{ei}(t_k)$  es la potencia eléctrica extraída del generador. Este término muestra cómo la diferencia entre la potencia mecánica y eléctrica influye en la aceleración o desaceleración del rotor.
- $\omega_i(t_k) = \omega_i(t(k-1)) + \Delta\omega_i(t_k)$ : Calcula la velocidad angular del rotor en el instante  $t_k$  sumando el cambio en la velocidad angular al valor anterior  $\omega_i(t(k-1))$ .
- $\theta_i(t_k) = \delta_i(t(k-1)) + 2.1 [\omega_i(t(k-1)) + \omega_i(t_k)] \Delta t$ : Esta es la ecuación final que actualiza el ángulo interno del rotor  $\theta_i$  en el tiempo  $t_k$ . Se basa en el ángulo del rotor en el instante anterior  $\delta_i(t(k-1))$  y en el promedio de las velocidades angulares antes y después del incremento de tiempo  $\Delta t$ , ofreciendo una integración numérica del ángulo del rotor a lo largo del tiempo.

## Centrales de generación Fotovoltaica

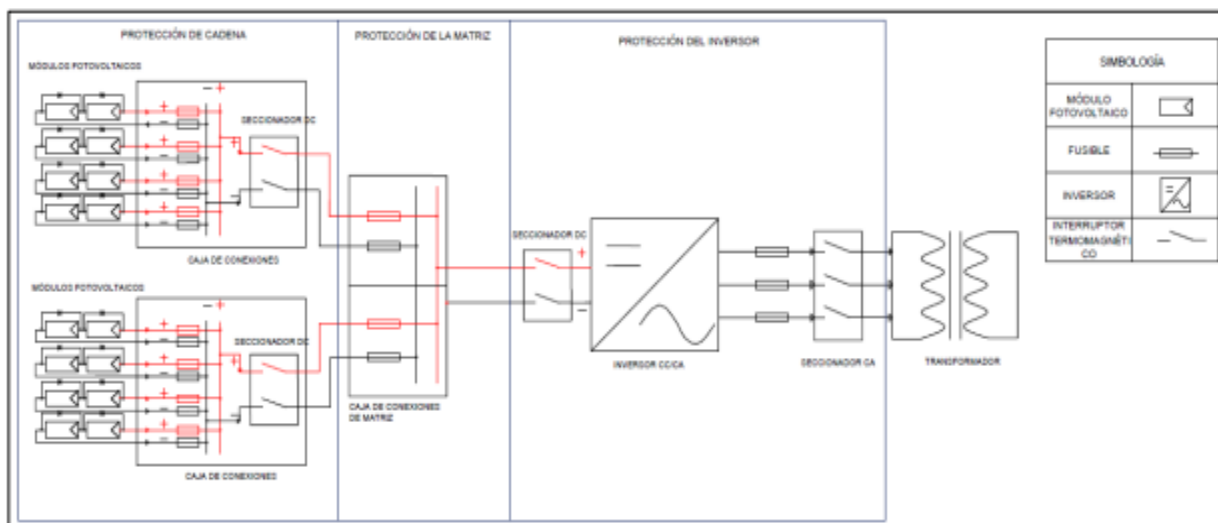
### Energía solar fotovoltaica

Se refiere a la energía proveniente del Sol, que alcanza la Tierra en forma de radiación (incluyendo infrarrojos, luz visible y ultravioleta). La capacidad de esta energía para ser aprovechada varía según factores como la hora del día, la estación, y las condiciones atmosféricas como nubosidad, niebla o contaminación. La tecnología solar fotovoltaica utiliza

celdas solares, hechas de materiales semiconductores, que convierten la luz solar directamente en electricidad a través del efecto fotovoltaico. Un sistema fotovoltaico, o SFV, comprende todos los componentes necesarios para convertir la energía solar en electricidad útil para una aplicación específica (Oliveira, 2023). En otras palabras, es el conjunto de elementos que, de manera integral, captan, transforman, adecuan, almacenan y transportan la energía, aprovechada de manera directa la radiación solar a energía eléctrica, para su uso final en una carga. En la Figura 7 se observan cada elemento que integran un SFV, desde los módulos fotovoltaicos hacia las cajas concentradoras con sus respectivos string y protecciones, continua con la conexión del inversor central con sus protecciones tanto en CD como en CA, luego con su conexión al inversor y finalmente conectado a la red de distribución eléctrica. En la figura 7 a continuación se visualiza un Sistema fotovoltaico interconectado a la red

### Figura 7

*Sistema fotovoltaico interconectado a la red.*



*Nota.* Se puede observar el diagrama unifilar de un sistema fotovoltaico interconectado a red.

### ***Tipos de plantas fotovoltaicas***

Las instalaciones fotovoltaicas se están convirtiendo en un pilar esencial en el abastecimiento de la demanda energética actual. Dada su relevancia, emergen constantemente innovaciones en este campo, desarrollando diversas modalidades de plantas que se integran tanto en entornos desconectados de la red principal (off grid) como en aquellos conectados a ella (on grid). A continuación, se describen algunas variantes de plantas fotovoltaicas aplicables en ambos contextos según (Baumann, 2019):

**Instalaciones Hidro Solares:** Estas instalaciones combinan la energía solar con sistemas hidráulicos de almacenamiento. Durante el día, la energía solar suministra electricidad directamente a la red y, por la noche, la energía almacenada hidráulicamente toma el relevo para proporcionar electricidad.

**Centrales Híbridas Solar-Diésel:** Frecuentes en áreas con alta dependencia del diésel, estas centrales emplean generadores diésel como respaldo para la generación fotovoltaica. Son una solución intermedia para regiones como las mineras, donde la reducción del impacto ambiental es un objetivo prioritario.

**Centrales Híbridas Eólico-Solares:** De concepción más reciente que las anteriores, estas centrales se benefician de la energía solar durante las horas diurnas y del potencial eólico, a menudo más intenso nocturnamente. La combinación de energía solar y eólica permite una explotación más eficiente y continua de recursos renovables complementarios.

### **Modelo de una microrred híbrida**

Una microrred híbrida es un sistema de energía local que combina múltiples fuentes de generación de energía, como solar fotovoltaica, eólica, diésel o almacenamiento de baterías, y



es capaz de operar conectado a la red principal o de forma aislada (modo isla). Según (González & Gualotuña, 2022), el modelo de una microrred híbrida incluye:

- **Fuentes de Generación Renovable:** Paneles solares y turbinas eólicas que proporcionan energía limpia, aprovechando las condiciones climáticas locales.
- **Generadores Convencionales:** Generadores diésel o de gas natural que ofrecen energía adicional y respaldo cuando las fuentes renovables no son suficientes, especialmente durante períodos de alta demanda o baja producción renovable.
- **Sistemas de Almacenamiento de Energía:** Baterías o otros sistemas de almacenamiento que retienen la energía generada para su uso durante las horas sin sol o viento, o cuando la demanda excede la producción actual.
- **Controlador de la Microrred:** Un sistema de gestión inteligente que decide cuándo y cómo utilizar cada fuente de energía, y que puede cambiar entre el modo conectado a la red y el modo isla según sea necesario.
- **Cargas:** Las cargas residenciales, comerciales o industriales que la microrred está diseñada para abastecer.
- **Sistema de Distribución:** La infraestructura eléctrica local, incluyendo transformadores y líneas de transmisión, que distribuye la energía desde las fuentes de generación hasta las cargas.
- **Interconexión a la Red Principal:** Un punto de acoplamiento que permite a la microrred importar energía de la red principal o exportar excedentes cuando es beneficioso o necesario.

Este modelo de microrred híbrida es utilizado por la herramienta Homer Pro es altamente adaptable y puede diseñarse para satisfacer necesidades específicas, como la optimización de la energía para la reducción de costos, la maximización del uso de energías

renovables, o la mejora de la resiliencia ante interrupciones en la red principal (Homer Software, 2018).

### **Software Homer Pro**

Según (Homer Software, 2018), HOMER Pro es una herramienta de software líder para el diseño y análisis de sistemas de energía renovable y microrredes. HOMER, que significa "Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources", permite a los usuarios modelar una variedad de tecnologías de generación de energía, opciones de almacenamiento y estrategias de control para optimizar el diseño de sistemas que combinan múltiples fuentes de energía renovable y convencional. Como se indica en la tabla 2 las características del software incluyen:

Tabla 2

*Capacidades Homer Pro*

<b>Función o Capacidad</b>	<b>Descripción</b>
<b>Optimización de Sistemas de Energía</b>	Realiza optimización multi-objetivo para sistemas híbridos, seleccionando la combinación más coste-efectiva de tecnologías.
<b>Análisis de Sensibilidad</b>	Evalúa cómo afectan las incertidumbres en variables clave como el costo de los combustibles y los recursos renovables.
<b>Simulación de Recursos Renovables</b>	Modela la variabilidad y disponibilidad de recursos como la radiación solar y la velocidad del viento basándose en datos históricos o pronósticos.
<b>Modelado de Componentes de la Red</b>	Incluye modelos detallados de componentes como paneles solares, baterías y generadores.
<b>Análisis Económico</b>	Calcula indicadores financieros y evalúa la viabilidad económica de proyectos de energía renovable.
<b>Evaluación de Fiabilidad</b>	Determina la capacidad del sistema para suministrar energía de manera continua y confiable.
<b>Modelado de Microrredes</b>	Capaz de simular el funcionamiento de microrredes tanto en conexión con la red como en modo isla.
<b>Visualización de Resultados</b>	Produce informes y gráficos para facilitar la interpretación y presentación de resultados.
<b>Análisis de Redes Eléctricas</b>	Herramienta incorporada para el análisis de la topología de la red y el comportamiento del flujo de potencia.
<b>Ubicación de Proyectos</b>	Permite ingresar coordenadas GPS para analizar la ubicación de proyectos de energía solar.
<b>Datos de la Central Solar</b>	Proporciona información sobre la producción potencial y el rendimiento de las centrales solares.
<b>Barra Infinita</b>	En el contexto de HOMER Pro, puede referirse a la capacidad de simular una red con generadores y cargas sin límites de capacidad, asumiendo una fuente de potencia ilimitada.

*Nota.* La tabla resume las capacidades de HOMER Pro en cuanto al diseño y análisis de proyectos de energía renovable. Tomado de (Homer Software, 2018)

### **Software Gams**

La empresa desarrolladora Software Shop (2020), indica que GAMS (General Algebraic Modeling System) es un sistema de modelado matemático sofisticado que facilita la solución de problemas de optimización Lineales, no Lineales y mixtos de manera eficiente. Es particularmente útil para abordar problemas de gran escala y complejidad, ya que permite desarrollar modelos matemáticos extensos que pueden ser rápidamente ajustados a diferentes escenarios.

Con un lenguaje de modelado robusto y un compilador eficiente, GAMS transforma los problemas de optimización en código computacional que puede ser interpretado por una variedad de solucionadores especializados. Su arquitectura flexible permite a los usuarios cambiar de solucionador sin modificar el modelo, lo que proporciona una versatilidad excepcional en el modelado y la resolución de problemas.

En la tabla 3 se indican los solucionadores disponibles en GAMS y sus respectivas aplicaciones:

**Tabla 3***Capacidades de GAMS*

<b>Solucionador</b>	<b>Tipo de Problema</b>	<b>Descripción</b>
<b>CPLEX</b>	Programación Lineal y mixta	Utiliza técnicas avanzadas para resolver problemas complejos de manera eficiente.
<b>GUROBI</b>	Optimización Lineal y mixta	Emplea algoritmos de punta para encontrar soluciones de alta calidad rápidamente.
<b>MINOS</b>	Optimización no Lineal	Reconocido por su robustez y eficacia en encontrar soluciones óptimas en problemas continuos.
<b>BARON</b>	Optimización no Lineal global	Busca soluciones óptimas globales mediante algoritmos especializados para problemas desafiantes.
<b>CONOPT</b>	Optimización no Lineal con restricciones	Destaca por su rapidez y eficiencia en la resolución de problemas con restricciones.

*Nota.* Estos solucionadores presentados en la tabla permiten a GAMS abordar una amplia gama de problemas matemáticos y de optimización. Tomado de (Software Shop, 2020)

***Extensión MatPower (Matlab)***

MatPower es una herramienta de MATLAB ampliamente utilizada en el análisis y la operación de sistemas de energía eléctrica. Esta extensión proporciona un entorno de simulación flexible y potente para el análisis de flujos de carga, estudios de estabilidad y optimización de sistemas de potencia (Zimmerman et al., 2011). A continuación, en la tabla 4 se presentan algunas de las características clave de MatPower organizadas en una tabla:

**Tabla 4***Características de MatPower*

<b>Característica</b>	<b>Descripción</b>
<b>Simulación de Flujos de Carga</b>	Permite realizar análisis de flujos de carga en sistemas eléctricos bajo diferentes condiciones operativas.
<b>Estudios de Estabilidad</b>	Facilita la evaluación de la estabilidad de voltaje y la dinámica de sistemas de potencia.
<b>Optimización de Despacho Económico</b>	Incluye algoritmos para optimizar la asignación de generación con el objetivo de minimizar el costo operativo del sistema.
<b>Análisis de Contingencias</b>	Proporciona herramientas para evaluar el impacto de fallas o contingencias en la red sobre la operación del sistema eléctrico.
<b>Integración de Energías Renovables</b>	Ofrece funcionalidades para analizar la integración de fuentes de energía renovable, como la solar y la eólica, en la red eléctrica.
<b>Herramientas de Programación de Red</b>	Incluye métodos para la programación y el análisis de la red de transmisión, incluyendo la evaluación de restricciones de capacidad y la planificación de la expansión.
<b>Interfaz Amigable</b>	Proporciona una interfaz de usuario intuitiva dentro del entorno MATLAB, facilitando el acceso a sus potentes funciones de simulación y análisis.

*Nota.* En la tabla se indica algunas de las características de la extensión MatPower en la herramienta Matlab. Tomado de (Zimmerman et al., 2011)

MatPower es ideal para investigadores, ingenieros y planificadores del sector eléctrico que buscan una herramienta robusta y confiable para el análisis técnico y económico de sistemas de potencia. Su integración en MATLAB permite aprovechar las amplias capacidades de este entorno para el procesamiento de datos, la visualización y el modelado matemático avanzado.

## Capítulo III

### Metodología

#### Modalidad de la investigación

En este apartado se detalla la dirección sistemática y las técnicas de investigación empleadas para abordar el estudio de la óptima conmutación de líneas de transmisión y el análisis de estabilidad angular en la integración de centrales fotovoltaicas en el sistema eléctrico. Se articula en torno a un enfoque cuantitativo y cualitativo, integrando investigación descriptiva, analítica, aplicada y experimental. Este capítulo explica cómo se recopilan y analizan los datos, describe los modelos de simulación utilizados y detalla los márgenes de estabilidad angular. La metodología es esencial para garantizar la rigurosidad y validez de los hallazgos, proporcionando una base sólida para el desarrollo de soluciones efectivas para los desafíos presentados por la integración de la energía fotovoltaica en los sistemas de transmisión eléctrica.

#### Enfoque de Investigación:

- **Enfoque Cuantitativo:** Se utilizó para la recolección y análisis de datos numéricos, especialmente en el modelado de sistemas, simulaciones y análisis de estabilidad angular (Franco & Solórzano, 2019).
- **Enfoque Cualitativo:** Aplicable en la fase inicial de revisión bibliográfica y en la interpretación de los resultados de las simulaciones para comprender los contextos y dinámicas del sistema (Toscano, 2018).

#### Tipos de Investigación:

- **Investigación Descriptiva:** Para describir las características actuales del sistema de potencia y el impacto de la integración de energías renovables (Toscano,

2018).

- **Investigación Analítica:** Para analizar la relación entre la conmutación de líneas, la estabilidad angular y la integración de centrales fotovoltaicas (Pereyra, 2022).
- **Investigación Aplicada:** Enfocada en la aplicación práctica de los modelos y estrategias desarrollados para mejorar la eficiencia y estabilidad del sistema eléctrico (Toscano, 2018).
- **Investigación Experimental:** Realización de simulaciones para probar hipótesis y verificar el impacto de diferentes variables en la estabilidad del sistema (Hernández-Sampieri & Collado, 2018).

### **Metodología de la óptima conmutación de líneas de transmisión con análisis de estabilidad angular en la integración de centrales fotovoltaicas en el sistema eléctrico.**

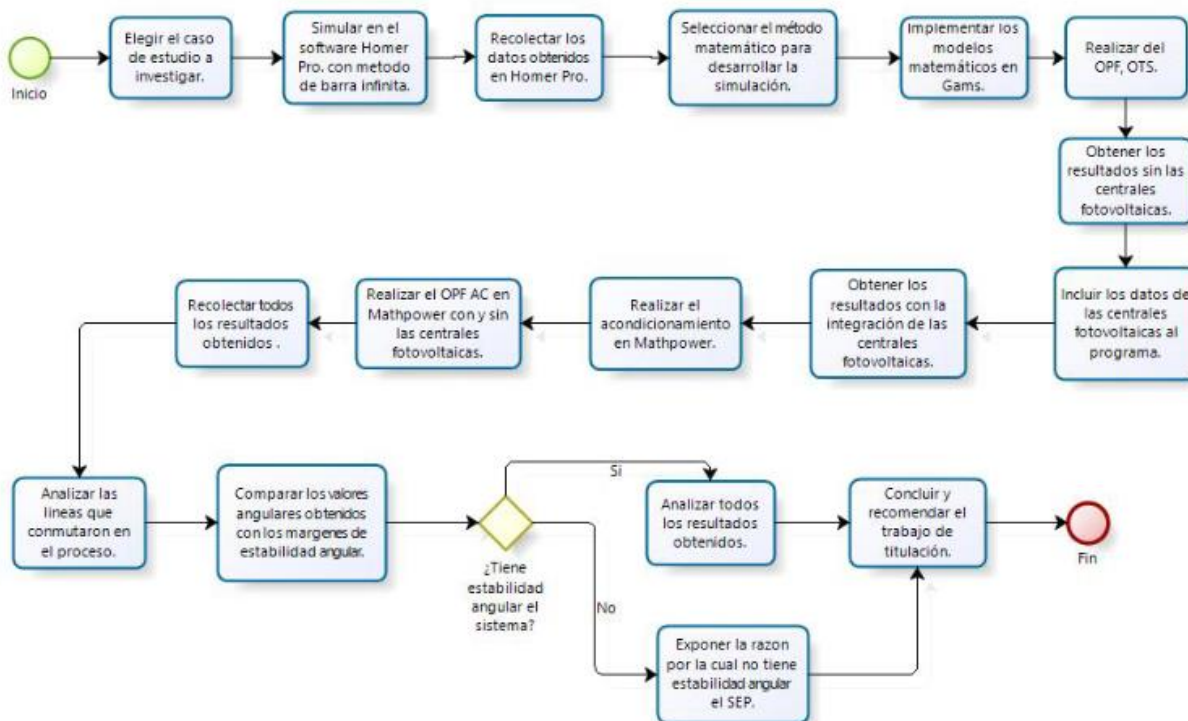
La metodología para la óptima conmutación de líneas de transmisión, combinada con un análisis de los márgenes de estabilidad angular en la integración de centrales fotovoltaicas en el sistema eléctrico, representa un enfoque innovador y crítico en la planificación y operación de redes eléctricas modernas. Este enfoque busca no solo optimizar el flujo de potencia dentro de la red mediante la selección estratégica de líneas para conmutación, sino también garantizar la estabilidad del sistema, especialmente importantes en el contexto de la integración de fuentes de energía renovable intermitentes como la solar. La metodología enfatiza el equilibrio entre la eficiencia operativa, reduciendo pérdidas y costos, y la resiliencia del sistema, asegurando que el sistema permanezca estable y confiable ante fluctuaciones en la generación y la demanda. Este apartado detallará los principios teóricos, los modelos matemáticos implicados y las estrategias de implementación práctica, subrayando cómo las técnicas avanzadas de análisis y simulación pueden facilitar una integración efectiva de



energías renovables en la infraestructura eléctrica existente, promoviendo un suministro energético sostenible y confiable.

**Figura 8**

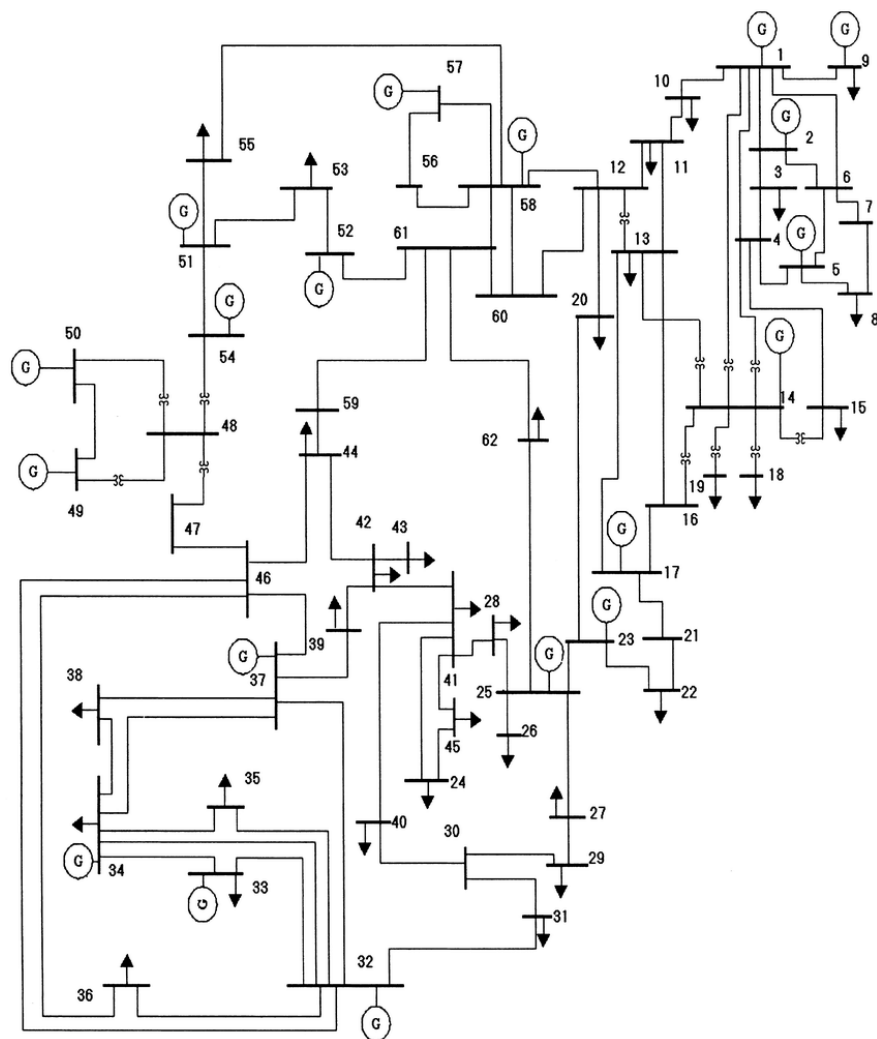
*Flujograma del OPF, OTS y análisis del margen de estabilidad angular*



*Nota.* En la figura se ilustra el proceso metodológico que se llevara a cabo en la presente investigación para solventar el tema propuesto.

En la figura 8, el flujograma describe el proceso de estudio y análisis de la estabilidad angular en un sistema eléctrico de potencia (SEP) considerando la integración de centrales fotovoltaicas, a través de la implementación de las técnicas de Simulación de Operación de Flujo de Potencia Óptimo (OPF) y Óptima de Transmisión (OTS) y. El proceso comienza seleccionando un caso de estudio y utilizando el software HOMER Pro para simular el sistema con un método de barra infinita. Posteriormente, se desarrolla la simulación con un método

matemático y se implementan modelos matemáticos en GAMS (General Algebraic Modeling System). Con los datos obtenidos, se realiza el OPF con y sin centrales fotovoltaicas en el software MatPower, se hace un acondicionamiento en el mismo software y se recolectan resultados de estas simulaciones. Estos resultados se utilizan para analizar las líneas que conmutaron en el proceso y comparar los valores angulares obtenidos con los márgenes de estabilidad angular. Si el sistema tiene estabilidad angular, se procede a analizar todos los resultados obtenidos; de lo contrario, se expone la razón por la cual no se mantiene la estabilidad angular en el SEP. El proceso concluye con la inclusión de los datos de las centrales fotovoltaicas al programa, la obtención de los resultados finales y la formulación de conclusiones y recomendaciones para el trabajo de titulación. Este flujograma es una representación sistemática del procedimiento para evaluar el impacto de la integración de energía fotovoltaica en la estabilidad angular de un SEP, asegurando una operación segura y eficiente.

**Caso de estudio****Figura 9***Sistema Bus Utility-62*

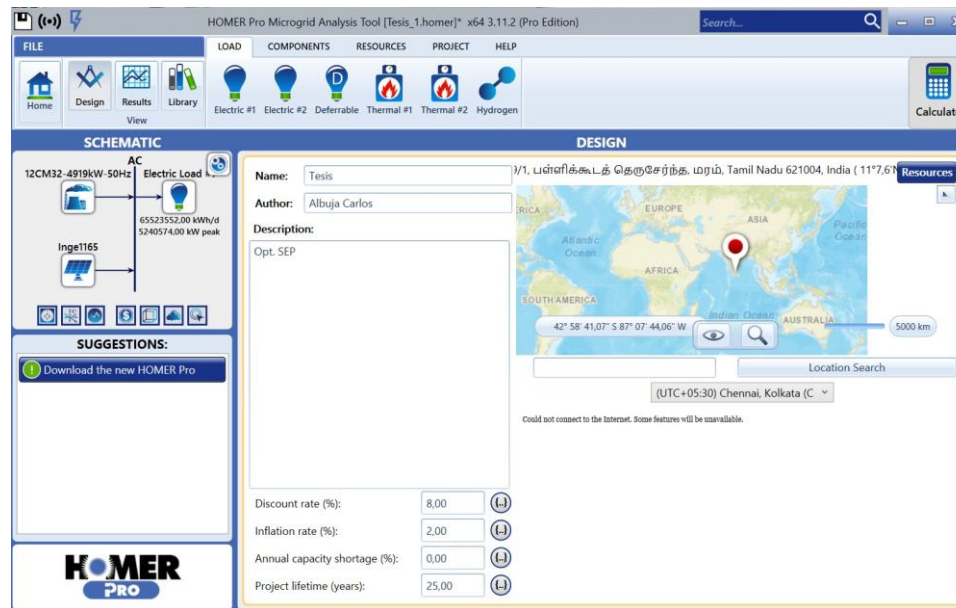
*Nota.* En la figura se puede apreciar la configuración del sistema de 62 barras para ser analizado en la presente investigación.

El caso de estudio para la presente investigación se centra en el sistema eléctrico modelo IEEE de 62 barras, ubicado en la India. Este sistema es un ejemplo representativo de una red eléctrica compleja, compuesta por 19 generadores y con una demanda total de 2909 MW. Se caracteriza por su estructura diversa y la presencia de múltiples nodos de transmisión y distribución, lo que lo convierte en un escenario ideal para analizar la integración de centrales fotovoltaicas y su impacto en la conmutación de líneas de transmisión y la estabilidad angular del sistema. Este caso proporciona un entorno realista para probar y evaluar los modelos y estrategias propuestos para la integración eficiente de energías renovables en sistemas de transmisión eléctrica.

En el análisis realizado, se utilizó la herramienta HOMER Pro para simular todos los generadores del caso de estudio, basándose en la capacidad de generación obtenida de las hojas de datos técnicos. Esta simulación permitió evaluar de manera precisa la capacidad total del sistema y explorar diversas configuraciones operativas para identificar las más eficientes. Se analizó el desempeño de cada generador en términos de carga. Este paso inicial proporcionó una comprensión clara de la capacidad del sistema y estableció las bases para futuras estrategias de optimización y planificación.

## Figura 10

Simulación del caso de estudio en la herramienta HOMER PRO




*Nota.* En la figura se representa la introducción del caso de estudio con la ubicación mediante posicionamiento GPS.

La integración de datos técnicos garantizó un análisis realista de las capacidades y restricciones de los generadores. A través de HOMER Pro, se evaluaron las implicaciones de ajustes operativos sobre la eficiencia y sostenibilidad del sistema, destacando la importancia de la tecnología avanzada en la resolución de desafíos en la gestión de sistemas de energía.

Figura 11

Simulación de todos los generadores del caso de estudio

Add/Remove CAT-HFO-4919kW-50Hz-CP

**GENERATOR**  Name: CAT-HFO-4919kW-50Hz-C Abbreviation: 12CM3: Remove

Copy To Library

Properties  
 Name: CAT-HFO-4919kW-50Hz-CP  
 Abbreviation: 12CM32-4919kW-50Hz  
 Manufacturer: Caterpillar Inc.

Capacity (kW)	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/op. hr)
4910	\$0,0	\$0,0	\$45,00

Click here to add new item

Multiplier:

Capacity Optimization  
 Size (kW)  
 5750000

Site Specific Input  
 Minimum Load Ratio (%): 30,00  Heat Recovery Ratio (%): 0,00   
 Lifetime (Hours): 200.000,00  Minimum Runtime (Minutes): 1,00

Electrical Bus  
 AC  DC

Fuel Resource Fuel Curve Biogas Emissions Maintenance Schedule

SELECT FUEL: HFO  Manage Fuels

PROPERTIES  
 Lower Heating Value (MJ/kg): 42,7  
 Density (kg/m3): 938  
 Carbon Content (%): 88  
 Sulfur Content (%): 0,4

*Nota.* En la imagen se aprecia una captura de pantalla del programa con el pro en el que se realiza la simulación de todos los generadores presentados en el caso de estudio.

**Tabla 5**

*Generadores costos con potencia máxima y mínima*

ID del Generador	$b$	Pmin (MW)	Pmax (MW)
<b>g1</b>	6.80	50	300
<b>g2</b>	4.00	50	450
<b>g3</b>	4.00	50	450
<b>g4</b>	0.85	0	100
<b>g5</b>	4.60	50	300
<b>g6</b>	4.00	50	450
<b>g7</b>	4.70	50	200
<b>g8</b>	5.00	50	500
<b>g9</b>	6.00	0	600
<b>g10</b>	0.50	0	100
<b>g11</b>	1.60	50	150
<b>g12</b>	0.85	0	50
<b>g13</b>	1.80	50	300
<b>g14</b>	1.60	0	150
<b>g15</b>	4.70	50	500
<b>g16</b>	1.40	50	150
<b>g17</b>	0.85	0	100
<b>g18</b>	1.60	50	300
<b>g19</b>	5.50	100	600

*Nota.* Esta tabla refleja los parámetros de coste de generación y los límites de potencia de cada generador.

La Tabla 5 proporciona una visión detallada sobre los costos y capacidades operativas de diferentes generadores dentro de un sistema eléctrico. Los parámetros clave que se incluyen son el coeficiente de costo  $b$ , la potencia mínima de operación  $p_{min}$  y la potencia máxima de operación  $p_{max}$  para cada generador identificado por su ID.

Analizando los datos proporcionados, se observan varias tendencias y características importantes de la flota de generadores:

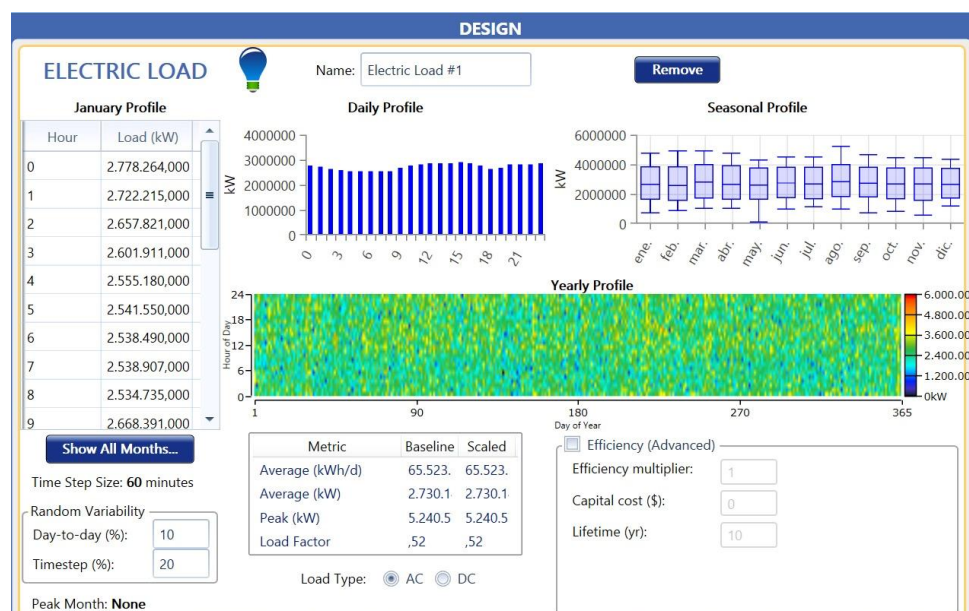
- **Diversidad en Costos de Operación:** Los coeficientes de costo  $b$  varían significativamente entre los generadores, desde tan bajos como 0.50 hasta 6.80. Esto indica una amplia gama en la eficiencia de costos de generación, lo que puede influir en la selección de unidades para la generación de base versus generación pico.
- **Rango de Capacidad Operativa:** Las capacidades mínimas y máximas de generación también muestran una gran variabilidad. Algunos generadores, como g4, g9, g10, g12, g14, y g17, tienen una capacidad mínima de operación de 0 MW, lo que sugiere que pueden ser completamente desconectados sin violar sus restricciones operativas. Esto podría ser particularmente útil en escenarios de baja demanda o para realizar mantenimiento.
- **Generadores con Gran Flexibilidad:** Varios generadores (g2, g3, g6, y g8) tienen capacidades máximas de generación muy altas (450 MW o más), lo que indica que son unidades de gran tamaño capaces de cubrir una amplia gama de demandas de carga. Estos generadores son esenciales para la gestión de la carga durante picos de demanda.
- **Especialización de Generadores:** La existencia de generadores con potencias máximas relativamente bajas (como g10, g12, y g17) sugiere que algunas unidades están especializadas en roles específicos dentro del sistema, como proporcionar energía durante períodos de demanda moderada o actuar como reserva de emergencia.
- **Impacto en la Integración de Energías Renovables:** La variabilidad en los límites de potencia y los costos de los generadores resalta la importancia de una planificación



cuidadosa en la integración de centrales fotovoltaicas. La capacidad de ajustar la generación de estos recursos convencionales puede ayudar a balancear la variabilidad y la intermitencia inherente a la generación fotovoltaica.

**Figura 12**

*Cargas del caso en barra infinita*



*Nota.* En la figura se puede observar el detalle de las cargas introducidas en el sistema Homer pro en una barra infinita.

Esta diversidad en los parámetros de coste y capacidad operativa es crucial para la planificación de la operación del sistema, especialmente cuando se considera la integración de centrales fotovoltaicas que pueden alterar los perfiles de demanda y generación dentro del sistema.

Es necesario elaborar el análisis de cada barra y la carga correspondiente como se indica en la tabla 6 a continuación:

**Tabla 6***Barra y Cargas*

<b>Barra</b>	<b>Potencia (MW)</b>	<b>Barra</b>	<b>Potencia (MW)</b>	<b>Barra</b>	<b>Potencia (MW)</b>
<b>1</b>	0	<b>22</b>	64	<b>43</b>	25
<b>2</b>	0	<b>23</b>	0	<b>44</b>	109
<b>3</b>	40	<b>24</b>	58	<b>45</b>	20
<b>4</b>	0	<b>25</b>	0	<b>46</b>	0
<b>5</b>	0	<b>26</b>	116	<b>47</b>	0
<b>6</b>	0	<b>27</b>	85	<b>48</b>	0
<b>7</b>	0	<b>28</b>	63	<b>49</b>	0
<b>8</b>	109	<b>29</b>	0	<b>50</b>	0
<b>9</b>	66	<b>30</b>	77	<b>51</b>	0
<b>10</b>	40	<b>31</b>	51	<b>52</b>	0
<b>11</b>	161	<b>32</b>	0	<b>53</b>	24
<b>12</b>	155	<b>33</b>	46	<b>54</b>	0
<b>13</b>	132	<b>34</b>	100	<b>55</b>	94
<b>14</b>	0	<b>35</b>	107	<b>56</b>	0
<b>15</b>	155	<b>36</b>	20	<b>57</b>	0
<b>16</b>	0	<b>37</b>	0	<b>58</b>	0
<b>17</b>	0	<b>38</b>	166	<b>59</b>	0
<b>18</b>	121	<b>39</b>	30	<b>60</b>	0
<b>19</b>	130	<b>40</b>	25	<b>61</b>	0
<b>20</b>	80	<b>41</b>	92	<b>62</b>	93
<b>21</b>	0	<b>42</b>	30		

*Nota.* La tabla proporciona los valores de carga en megavatios (MW) para cada una de las barras enumeradas en el sistema eléctrico.

A continuación, se presenta un resumen de la información que se encuentra en la tabla:

- Existe una distribución de carga desigual a través de las barras. Algunas barras, como la

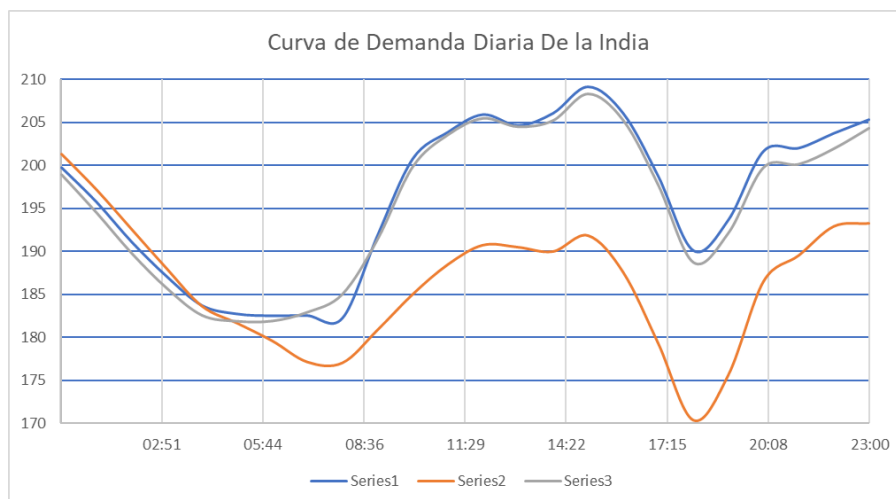
1, 2, 4, y 5, tienen una carga de 0 MW, lo que implica que no hay demanda o que están siendo utilizadas como enlaces de respaldo o para mantenimiento.

- Otras barras llevan cargas significativas, lo que sugiere áreas de alta demanda o puntos de interconexión clave. Por ejemplo, la barra 11 tiene la carga más alta con 161 MW, seguida por la barra 38 con 166 MW.
- La barra 8 y la barra 44 tienen cargas idénticas de 109 MW, lo que podría indicar una distribución simétrica de ciertas cargas o la presencia de consumidores de gran escala en esas rutas.

Antes de utilizar GAMS para la modelización y optimización del sistema, los datos generados por HOMER Pro jugaron un papel crucial en la elaboración de la curva de demanda diaria del sistema eléctrico bajo estudio. Utilizando la información obtenida de las hojas de datos técnicas, se procedió a construir las curvas de demanda para tres fechas seleccionadas. Este análisis permitió capturar las variaciones diarias en el consumo de energía, ofreciendo una visión detallada de los patrones de demanda a lo largo del día. La compilación y comparación de estas curvas diarias facilitaron el cálculo de una curva de demanda promedio, la cual refleja de manera más precisa el comportamiento típico de consumo dentro del sistema. Este paso preliminar fue esencial para entender la dinámica de la demanda energética, proporcionando una base sólida para posteriores etapas de análisis y optimización, donde se buscaría alinear de manera óptima la oferta de generación con estas pautas de consumo identificadas como se precia en la figura 13 a continuación:

### Figura 13

*Curva de demanda diaria del caso de estudio*



*Nota.* En la figura se puede observar la gráfica que se generó a partir de los datos generados en la herramienta Homer Pro

Dentro del marco del estudio, la implementación de los datos recopilados tanto de la data sheet como de la simulación realizada en HOMER Pro se llevó a cabo en el software GAMS, una plataforma reconocida por su capacidad para resolver problemas complejos de optimización. Este paso fue crucial para la ejecución del Conmutado Óptimo de Transmisión (OTS) y el Flujo de Potencia Óptimo (OPF), procesos esenciales para la optimización de la operación del sistema eléctrico bajo estudio. La integración de datos en GAMS permitió modelar de manera efectiva el sistema, incorporando las características detalladas de los generadores y los resultados operativos obtenidos de HOMER Pro. Este enfoque metodológico aseguró que la modelización en GAMS reflejara las condiciones reales y potenciales del sistema, permitiendo así una evaluación precisa de las estrategias de conmutación y optimización de flujo de potencia.

La utilización de GAMS como herramienta de modelado y simulación posibilitó la formulación de un problema de optimización que abarcó tanto las restricciones físicas del sistema como los objetivos de minimización de costos y pérdidas, y de maximización de la eficiencia operativa. La implementación de los modelos de OTS y OPF en GAMS facilitó la identificación de configuraciones óptimas de operación y conmutación que contribuyen a la estabilidad, fiabilidad y sostenibilidad del sistema. Este proceso no solo demostró la viabilidad técnica de las soluciones propuestas, sino que también subrayó la importancia de una integración efectiva y precisa de datos y modelos computacionales en la planificación y gestión de sistemas eléctricos avanzados.

Luego de recopilar y preparar los datos mediante HOMER Pro y GAMS, se procedió a la implementación y ajuste de estos en la herramienta MatPower para llevar a cabo análisis de flujos de potencia en el sistema eléctrico objeto de estudio. Este proceso implicó la integración de datos precisos sobre la generación, demanda y configuración de la red, incluyendo las especificaciones de las centrales fotovoltaicas, para simular de manera efectiva el comportamiento del sistema bajo diversas condiciones operativas. Utilizando MatPower, se realizaron simulaciones que permitieron evaluar el impacto de la integración de energía fotovoltaica en la red, comparando los resultados obtenidos con los escenarios sin esta integración. Especial atención se puso en la obtención de los ángulos de las barras, ya que estos son indicativos de la estabilidad angular del sistema. Este análisis profundo ofreció una visión integral sobre cómo las adiciones de fuentes renovables alteran los flujos de potencia y la dinámica general del sistema, proporcionando datos cruciales para la planificación y optimización de la red, asegurando así un suministro eléctrico confiable y eficiente.

La inclusión de centrales fotovoltaicas en el modelo permitió analizar cómo la inyección de energía renovable afecta los flujos de potencia y los ángulos de las barras en el sistema. A

través de las simulaciones realizadas en MatPower, se obtuvieron resultados específicos sobre los ángulos de las barras, lo cual es crucial para evaluar la estabilidad angular del sistema. Este análisis permitió identificar potenciales áreas de mejora y ajustes necesarios para optimizar la operación del sistema, asegurando que la integración de las centrales fotovoltaicas contribuya positivamente a la confiabilidad y sostenibilidad del suministro eléctrico.

### **Flujos óptimos de potencia**

A continuación, se describe las ecuaciones y su implementación en el presente estudio:

#### **Función objetivo. Ecuación 2**

$$FO = \min \sum_{i=1}^{N_{gen}} F_i(P_{gen_i})$$

#### **Función costo de generación. Ecuación 3**

$$F_i(P_{gen_i}) = b_i P_{gen_i}$$

Donde:

**$b_i$** : Costo Líneal

En el contexto del caso de estudio, la implementación de esta fórmula implicó primero la identificación y asignación de los costos Líneales  $b_i$  específicos para cada central convencional dentro del sistema. Una vez establecidos estos valores, se aplicaron junto con los datos de potencia generada  $P_{gen_i}$  recopilados o estimados para cada unidad generadora a lo largo de un periodo de tiempo determinado, como puede ser una hora, un día o un año, dependiendo de la disponibilidad y resolución de los datos de generación.

La utilización de esta función de costo permite calcular de manera sencilla el gasto asociado con la generación fotovoltaica en el sistema, facilitando la comparación con otras fuentes de generación y la evaluación económica global del sistema eléctrico. Además, esta modelización Lineal de los costos de generación ofrece una base clara para la optimización económica del despacho de energía, permitiendo a los planificadores y operadores del sistema tomar decisiones informadas sobre la integración y operación de recursos.

***Flujo por las líneas de transmisión en potencia activa. Ecuación 11***

$$P_{ij} = B_{ij} * (\theta_i - \theta_j)$$

Donde:

$V_i$ : Voltaje.

$B_{ij}$ : Susceptancia.

$\theta_i$ : Ángulo.

La ecuación se refiere al cálculo del flujo de potencia activa  $P_{ij}$  a través de una línea de transmisión que conecta las barras  $i$  y  $j$ .

En el estudio realizado, el análisis del flujo de potencia activa en las líneas de transmisión jugó un papel fundamental para la optimización de la operación del sistema eléctrico. Se implementó el Flujo de Potencia Óptimo (OPF) con el objetivo de identificar los ajustes óptimos de las variables de control, tales como configuraciones de generación y transferencias de potencia entre nodos. Este proceso buscó minimizar los costos operativos y maximizar la eficiencia del sistema, asegurando al mismo tiempo que se respetaran las restricciones operativas y de seguridad. Para lograr esto, se empleó la ecuación  $P_{ij} = V_i \cdot V_j \cdot [B_{ij} \cdot \sin(\theta_i - \theta_j)]$ , donde  $P_{ij}$

representa el flujo de potencia activa entre las barras  $i$  y  $j$ ,  $V_i$  y  $V_j$  son los voltajes en las respectivas barras,  $B_{ij}$  es la susceptancia de la línea que las conecta,  $\theta_i - \theta_j$  es la diferencia de ángulo de fase entre ellas. Esta ecuación fue clave para calcular de manera precisa el flujo de potencia activa a través de las líneas de transmisión, facilitando una optimización efectiva de la red.

**Balance nodal de potencia activa. Ecuación 4**

$$\sum_{i=1}^{N_{barra}} P_{gen_i} - P_{load_i} = \sum_{i,j=1}^{N_{barra}} P_{ij}$$

Donde:

$P_{load_i}$ : Potencia demanda a la barra  $i$ .

$P_{gen_i}$ : Potencia generada por la unidad en la barra  $i$ .

$N_{barra}$ : Cantidad de barras

$Y_{ij}$ : Admitancia entre  $i$  y  $j$

$V_i$ : Voltaje en la barra  $i$

En la investigación realizada, se aplicó la "Ecuación 4" para establecer el balance nodal de potencia activa dentro del sistema eléctrico estudiado. Este enfoque implicó la determinación de la generación y la demanda de energía en cada barra del sistema, asegurando que la suma de la potencia generada en cada nodo menos la potencia demandada coincidiera con el flujo total de potencia activa a través de la red. La implementación de este balance fue esencial para optimizar la asignación de generación de energía en cada nodo, con el fin de satisfacer la demanda de manera eficiente y mantener la estabilidad del sistema.



El análisis comenzó con la recopilación y el procesamiento de datos de potencia generada y demandada en cada barra, junto con las admitancias de las líneas de transmisión que interconectan los nodos. Utilizando estos datos, se calcularon los flujos de potencia activa a través de las líneas, empleando la parte real de las tensiones en las barras y las admitancias correspondientes. Este proceso permitió no solo garantizar que las necesidades de energía fueran satisfechas en todo el sistema sino también identificar posibles ineficiencias o restricciones en la red. La aplicación de este balance nodal de potencia activa facilitó una comprensión integral de cómo la energía se distribuye y se utiliza dentro del sistema, proporcionando una base sólida para futuras decisiones de planificación y operación que busquen mejorar la eficiencia operativa y la confiabilidad del suministro eléctrico.

### ***Optima conmutación de las líneas de transmisión***

A continuación, se describen las fórmulas del apartado y su implementación en el estudio:

#### ***Flujo por las líneas de transmisión en potencia activa. Ecuación 15***

$$P_{ij} - B_{ij} * (\theta_i - \theta_j) \leq (1 - \psi_{ij}) * ML$$

$$P_{ij} - B_{ij} * (\theta_i - \theta_j) \geq (\psi_{ij} - 1) * ML$$

Donde:

$V_i$ : Voltaje.

$B_{ij}$ : Susceptancia.

$\theta_i$ : Ángulo.

$ML$  Constante OTS

$\psi$  variable binaria

La ecuación se refiere al cálculo del flujo de potencia activa  $P_{ij}$  a través de una línea de transmisión que conecta las barras  $i$  y  $j$ .

**Balance de potencia activa Ecuación 13**

$$\sum_{ij} (P_{gen_i}) - \sum_i (P_{d_i}) = \sum_{ij} (P_{ij})$$

Donde:

$P_{d_i}$ : Potencia activa demandada.

$P_{ij}$ : Flujo de potencia activa en las líneas de transmisión.

Durante la investigación, se implementó la Ecuación 13 para llevar a cabo el balance de potencia activa en el sistema eléctrico estudiado. Este proceso fue clave para comprender la distribución de la potencia activa a lo largo de la red y optimizar el uso de cada línea de transmisión. Al calcular la diferencia entre la potencia generada y la potencia demandada en el sistema, y compararla con el flujo de potencia activa en las líneas de transmisión, se pudo evaluar cómo se estaba utilizando cada línea en términos de la cantidad de potencia transportada.

Esta evaluación permitió identificar áreas donde el sistema podía ser optimizado para reducir las pérdidas de energía y mejorar la eficiencia general de la red. Al analizar los flujos de potencia activa, se facilitó la detección de posibles sobrecargas o infrautilización de líneas, lo que es esencial para la planificación de mejoras en la infraestructura o ajustes en la operación del sistema. Este análisis del balance de potencia activa proporcionó una visión detallada del

comportamiento del sistema de transmisión, ayudando a tomar decisiones informadas para su optimización y para garantizar un suministro de energía más confiable y eficiente.

**Verificación del flujo de las líneas al existir conmutaciones. Ecuación 19**

$$P_{ij} \leq \sum_j (P_{ij}) * \psi_{ij}$$

$$P_{ij} \geq \sum_j (P_{ij}) * \psi_{ij}$$

**Cálculo de la Constante OTS. Ecuación 22**

$$ML = \sum_{ij=1}^{Nbarra} B_{ij} * 2\pi$$

**Cálculo de la susceptancia. Ecuación 17**

$$B_{ij} = \frac{1}{X_{ij}}$$

Donde:

$X_{ij}$ : Reactancia de la línea.

En el análisis realizado en el caso de estudio, se llevó a cabo el cálculo de la susceptancia  $B_{ij}$  para cada línea de transmisión utilizando la fórmula  $B_{ij}=1/X_{ij}$ , donde  $X_{ij}$  representa la reactancia de la línea que conecta las barras  $i$  y  $j$ . Este paso sirvió para precisar las características eléctricas de las líneas y su influencia en el comportamiento del sistema. La determinación de las susceptancias permitió establecer con exactitud las restricciones

operativas del sistema, definiendo así los límites de capacidad de las líneas de transmisión. Estas restricciones son esenciales para asegurar que las líneas operen dentro de sus capacidades, evitando sobrecargas que puedan comprometer la estabilidad y la seguridad del sistema tanto en condiciones normales como en situaciones de contingencia.

La inclusión de las susceptancias en el modelo del sistema proporcionó una base sólida para la evaluación de los flujos de potencia y la implementación de medidas de control y optimización, como la óptima conmutación de líneas de transmisión. Al garantizar que los flujos de potencia no excedieran los límites establecidos, se contribuyó significativamente a la optimización del uso de la infraestructura existente, mejorando así la eficiencia y la fiabilidad del suministro eléctrico. Este enfoque metodológico resaltó la importancia de una comprensión detallada de las propiedades eléctricas de las líneas de transmisión en la gestión y planificación de sistemas de energía eléctrica.

### ***Estado de las líneas. Ecuación 18***

$$\psi_{ij} \in 0, 1$$

Donde:

0: Línea conmutada.

1: Línea conectada.

En el desarrollo del caso de estudio, la "Ecuación 18" se utilizó para definir el estado operativo de las líneas de transmisión dentro del sistema eléctrico. Esta ecuación emplea la variable binaria  $\psi_{ij}$  para indicar si una línea está activa (1) o conmutada (0), proporcionando un marco esencial para la toma de decisiones en la optimización de la red. La capacidad de cambiar el estado de las líneas según necesidades operativas o estrategias de optimización

permitió una gestión más flexible y eficiente de la infraestructura de transmisión, favoreciendo la maximización de la eficiencia y la minimización de los costos operativos.

Esta variable binaria se incorporó en el modelo de optimización para evaluar de manera dinámica qué configuración de la red ofrecía el mejor rendimiento bajo distintos escenarios y condiciones de demanda. La decisión sobre qué líneas mantener activas y cuáles conmutar se basó en criterios que buscaban mejorar la confiabilidad del sistema, evitar sobrecargas y adaptarse a variaciones en la generación y el consumo de energía. La implementación de esta ecuación en el análisis del sistema no solo contribuyó a una operación más eficiente, sino que también facilitó la integración de fuentes renovables, como las centrales fotovoltaicas, al permitir ajustes en la configuración de la red que respaldaran la variabilidad de la generación solar.

### ***Integración de centrales fotovoltaicas***

La integración de centrales fotovoltaicas en el sistema eléctrico se abordó mediante un enfoque sistemático y estructurado, utilizando el método húngaro para la asignación óptima de estas fuentes de energía renovable dentro de la red. Este proceso comenzó con la identificación de los sitios potenciales para la instalación de centrales fotovoltaicas, considerando factores como la irradiación solar, la proximidad a las líneas de transmisión existentes, y la capacidad de la red para absorber la generación fotovoltaica sin comprometer la estabilidad o la confiabilidad del sistema.

Una vez identificados los sitios potenciales, se aplicó el método húngaro para asignar de manera óptima las centrales fotovoltaicas a diferentes barras del sistema eléctrico. Este método, conocido por su eficacia en resolver problemas de asignación, permitió maximizar la eficiencia de la integración al minimizar las pérdidas de transmisión y distribución y garantizar

que la generación fotovoltaica se ubicara de manera estratégica para satisfacer la demanda local o reducir la congestión en ciertas áreas de la red.

### **Formulas con sistemas Fotovoltaicos**

#### **Flujos óptimos de potencia**

##### **Función objetivo.**

$$FO = \min \sum_{i=1}^{N_{gen}} F_i(P_{gen_i}) + \min \sum_{i=1}^{N_{genf}} F_i(P_{genf_i})$$

La función objetivo en problemas de OPF generalmente busca minimizar los costos de generación en el sistema eléctrico. La expresión dada, e refiere a la minimización de la suma de los costos de generación de todas las unidades generadoras tradicionales y fotovoltaicas en el sistema. Aquí,  $F_i(P_{gen_i})$  representa la función de costo de la i-ésima unidad generadora convencional, y  $F_i(P_{genf_i})$  representa la función de costo de la i-ésima central fotovoltaica. En el contexto del proyecto, esta función se utiliza para determinar la configuración de generación más económica que satisface las demandas del sistema mientras incorpora la generación de energía fotovoltaica.

##### **Función costo de generación. Ecuación 3**

$$FO = \sum b_i P_{gen_i} + \sum sfi P_{genf_i}$$

##### **Sfi costo de operación de central fotovoltaica**

La ecuación simplificada de la función de costo, muestra cómo se calculan los costos de generación para las unidades convencionales y fotovoltaicas. Aquí,  $b_i$  y  $sfi$  representan los costos marginales de generación por unidad de potencia

para las unidades convencionales y fotovoltaicas, respectivamente. En el proyecto, esta ecuación ayuda a calcular el costo total de operación del sistema bajo diferentes configuraciones de generación, incluida la contribución de las centrales fotovoltaicas.

**Balance nodal de potencia activa. Ecuación 4**

$$\left( \sum P_{gen} + \sum P_{genf} \right) - P_{load} = \sum P_{ij}$$

La ecuación de balance nodal de potencia activa, asegura que, en cada nodo del sistema, la suma de la potencia generada (tanto de fuentes convencionales como fotovoltaicas) menos la potencia de carga ( $P_{load}$ ) sea igual al flujo de potencia que sale del nodo ( $\sum P_{ij}$ ). Esta ecuación es crucial para garantizar que el sistema permanezca balanceado y que todas las demandas de carga se satisfagan de manera efectiva. En el marco del proyecto, esta ecuación se utiliza para verificar que la integración de energía fotovoltaica no comprometa la estabilidad y fiabilidad del sistema eléctrico.

**El método húngaro.** El método húngaro es un algoritmo de optimización que se utiliza para resolver problemas de asignación. Como indica Reyes (2016) Este método trabaja con una matriz de costos y busca la asignación óptima que minimice el costo total o maximice la eficacia total. La metodología general del método húngaro se puede describir en los siguientes pasos:

- **Formulación de la Matriz de Costos:** Se crea una matriz cuadrada de costos que representa cada asignación posible entre dos conjuntos de ítems. En el contexto de asignación de centrales fotovoltaicas, estos ítems podrían ser las ubicaciones posibles para las centrales y las barras del sistema eléctrico de potencia.

- **Reducción de la Matriz:** Se reduce la matriz restando el menor elemento de cada fila y luego el menor elemento de cada columna. Esto transforma la matriz para que contenga ceros en cada fila y columna, manteniendo la relación de los costos originales.
- **Asignación Inicial:** Se busca un conjunto de elementos que sean los únicos ceros en su fila y columna, y se les asigna. Estos ceros representan el menor costo de asignación entre un par de ítems.
- **Ajustes y Repeticiones:** Si no se puede hacer una asignación completa, se realizan ajustes a la matriz creando líneas mínimas que cubran todos los ceros y se ajustan los valores de la matriz. Este proceso se repite hasta que se pueda hacer una asignación completa.
- **Asignación Final:** Una vez que todas las asignaciones son únicas y no hay más ajustes posibles, se tiene la asignación óptima.

Cada elemento de la matriz representa el costo asociado con una determinada asignación, teniendo en cuenta factores como los costos de transmisión y distribución, y los beneficios en términos de eficiencia de generación y reducción de emisiones. El objetivo es reducir el costo total o mejorar la eficiencia general del sistema eléctrico con la incorporación de las centrales fotovoltaicas. El proceso es iterativo y busca mejorar la asignación con cada paso hasta llegar a la solución óptima. En la figura 14 se puede ilustrar con una simplificación, si tuviéramos una matriz de costos  $C$  después de los pasos de reducción, podría verse así, donde los ceros representan las asignaciones potenciales con el costo más bajo debido a la reducción:



## Figura 14

*Aplicación del método húngaro*

$$C = \begin{bmatrix} 0 & * & * & * \\ * & 0 & * & * \\ * & * & 0 & * \\ * & * & * & 0 \end{bmatrix}$$

*Nota.* En la imagen se aprecia el desarrollo del método húngaro. Tomado de (Reyes, 2016).

La implementación del método húngaro requirió la formulación de una matriz de costos que representaba las diferentes combinaciones de asignación de centrales fotovoltaicas a las barras del sistema, donde cada elemento de la matriz reflejaba el costo asociado con una determinada asignación, considerando tanto los costos de transmisión como los beneficios en términos de eficiencia de generación y reducción de emisiones. A través de un proceso iterativo, el método buscó la asignación que resultara en el costo total mínimo para el sistema, teniendo en cuenta las restricciones operativas y de capacidad.

La integración efectiva de las centrales fotovoltaicas siguiendo este método no solo optimizó la operación del sistema eléctrico, sino que, este enfoque permitió una planificación más precisa y eficiente de futuras expansiones de la red y mejoras en la infraestructura, asegurando que el sistema eléctrico pudiera adaptarse de manera flexible a las crecientes demandas de energía y a la transición hacia fuentes de generación más limpias y sostenibles.

### **Análisis con márgenes de estabilidad angular**

finalmente, la ecuación 19 de Restricción de ángulo de voltaje.

$$\theta_i^{min} \leq \theta_i \leq \theta_i^{max}$$

Donde:

**$\theta$ : Ángulo del Voltaje en barra**

En el análisis del caso de estudio, se prestó especial atención a los márgenes de estabilidad angular, utilizando la "Ecuación 19" para aplicar restricciones de ángulo de voltaje en las barras del sistema eléctrico. Este enfoque aseguró que los ángulos de voltaje se mantuvieran dentro de rangos operativamente seguros, específicamente entre  $\theta_{imin}$  y  $\theta_{imax}$ . Basándose en el criterio establecido, el margen de estabilidad angular teórico se definió entre  $0^\circ$  y  $90^\circ$ , sirviendo como referencia para evaluar la estabilidad angular del sistema (Campaña, 2021).

Al realizar simulaciones en MatPower, comparara con los hallazgos del trabajo de Campaña, (2021) en el cual se determinó que el margen de estabilidad angular calculado para el sistema se encontraba en el rango de  $0^\circ$  a  $83^\circ$ . Esta observación indica que, aunque el sistema se mantiene estable y opera dentro de un margen seguro respecto a la estabilidad angular, no utiliza plenamente el potencial teórico máximo de estabilidad.

## **Capítulo IV**

### **Análisis de resultados**

El Capítulo IV, representa la aplicación concreta y la experimentación de los conceptos teóricos y metodológicos delineados en los capítulos anteriores. Se enfoca en la implementación práctica de estrategias de integración de centrales fotovoltaicas en el sistema eléctrico de potencia, utilizando un enfoque sistemático para la asignación óptima de estas unidades generadoras. Este capítulo aborda de manera detallada la selección de ubicaciones específicas para las centrales fotovoltaicas dentro del sistema eléctrico, evidenciadas por el método húngaro y representadas en una matriz de asignación, la cual ha sido elaborada a partir de un conjunto de datos específicos y condiciones operativas del sistema. Se discutirá cómo estas asignaciones contribuyen a la eficiencia general del sistema, la estabilidad angular, y cómo se alinean con los objetivos de sostenibilidad y fiabilidad del suministro eléctrico.

#### **Asignación de Centrales**

En el contexto de la presente tesis, el apartado dedicado a la asignación de centrales fotovoltaicas es de suma importancia. Se ha realizado un análisis pormenorizado mediante la aplicación del método húngaro, resultando en la matriz representada en la imagen proporcionada. La matriz en cuestión muestra una serie de barras dentro de un sistema eléctrico de potencia, donde se han identificado óptimamente las ubicaciones para la implementación de centrales fotovoltaicas, marcadas en verde.

**Tabla 7***Asignación de Centrales en Barras*

	Barra													
	4	6	7	12	16	21	30	46	47	48	56	59	60	61
1	0	5	4	4	1	5	2	1	3	1	3	5	1	3
2	1	2	0	1	0	1	4	4	4	4	2	0	2	3
3	0	2	2	4	3	0	1	4	1	2	3	3	1	3
4	2	4	0	3	4	0	2	0	3	1	0	2	2	1
5	2	0	3	4	2	2	2	1	4	2	2	3	2	3
6	0	0	0	4	3	3	0	1	0	4	0	2	3	4
7	1	0	1	3	3	1	1	1	2	0	0	2	2	0
8	2	4	1	4	0	2	2	2	2	3	2	2	3	0
9	1	2	2	0	1	2	3	3	4	4	1	0	4	4
10	1	2	1	2	4	1	0	2	3	3	2	3	0	3

*Nota.* En la tabla se encuentra ejemplificado las centrales que serán asignadas a cada barra estas se encuentran marcadas con color verde para la facilidad de observación.

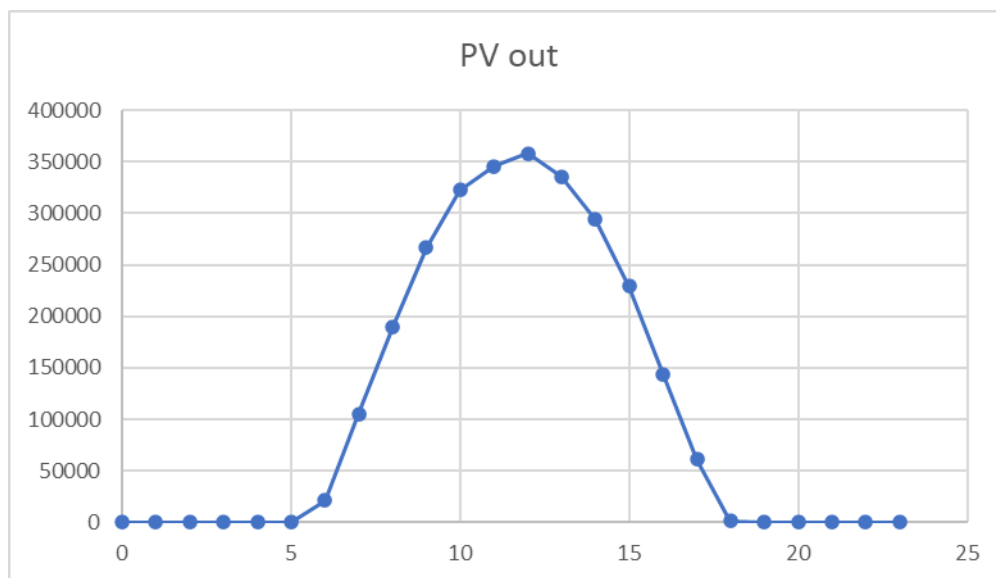
La asignación de las centrales fotovoltaicas en las barras específicas del sistema eléctrico se ha determinado tras una evaluación cuidadosa de las condiciones y capacidades de cada barra. Los números en la matriz reflejan los valores derivados de la evaluación, donde aquellos marcados en verde señalan las barras seleccionadas. Este proceso de selección ha sido influenciado por múltiples factores, incluyendo, pero no limitándose a, la capacidad de transmisión de la barra, la proximidad a fuentes de carga y la factibilidad técnica de integración de la generación fotovoltaica.

Se muestra una asignación óptima para la ubicación de una central fotovoltaica, lo cual sugiere que dicho punto del sistema presenta condiciones favorables en términos de

accesibilidad, capacidad de transmisión, y posiblemente, niveles de irradiación solar. Similarmente, las barras seleccionadas en los escenarios 4, 6 y 8, entre otros, han sido identificadas como puntos estratégicos que cumplen con los criterios establecidos para la implementación de centrales fotovoltaicas.

Este enfoque sistemático y metódico para la asignación de centrales fotovoltaicas asegura que la integración de estas fuentes de energía renovable al sistema eléctrico no solo es técnicamente viable y económicamente eficiente, sino también alineada con los objetivos de sostenibilidad y eficiencia energética. Se espera que la implementación de centrales fotovoltaicas en estas barras seleccionadas contribuya significativamente a la estabilidad y fiabilidad del sistema eléctrico, al tiempo que promueve una mayor penetración de energías renovables en la matriz energética.

Posterior a esto se generó la gráfica de la potencia entregada por el modelo de panel fotovoltaico, obtenida a través de HOMER Pro durante un año, para comprender el rendimiento del sistema fotovoltaico en distintas condiciones a lo largo de los meses. Esta gráfica permite visualizar las fluctuaciones en la generación de energía:

**Figura 15****Gráfica de Potencia entregada por el modelo**

*Nota.* La figura indica la potencia que es entregada por el modelo del caso de estudio.

Este análisis gráfico también ayuda a determinar períodos de alta y baja producción energética, facilitando la planificación de estrategias para balancear la oferta y demanda en el sistema eléctrico, especialmente en lo que respecta a la integración de fuentes renovables intermitentes. La información recabada sería crucial para optimizar el diseño y operación del sistema eléctrico, asegurando que se maximice el aprovechamiento de la energía solar disponible y se minimicen los impactos en la estabilidad y confiabilidad de la red.

**Análisis de resultados sin Fotovoltaicos**

En este apartado se examina el comportamiento del sistema eléctrico de potencia bajo diferentes escenarios operacionales, en ausencia de integración de centrales fotovoltaicas. Este análisis implica la evaluación de los flujos óptimos de potencia, la conmutación entre distintos estados de red y la estabilidad angular. La finalidad de este estudio es establecer un

punto de referencia para comprender las características y limitaciones del sistema sin el aporte de la generación fotovoltaica. Posteriormente, estos resultados se utilizan como base para comparar y contrastar con los escenarios que sí incluyen la generación fotovoltaica, permitiendo así identificar los cambios y beneficios asociados con la incorporación de estas fuentes renovables en la red eléctrica.

### ***Escenario 1 sin generadores fotovoltaicos***

**Tabla 8**

*Resultados escenario 1 sin generadores fotovoltaicos Líneas y Potencias 1.2 a 22.23*

<b>Línea</b>	<b>Pot. en la Línea (MW)</b>	<b>Línea</b>	<b>Pot. en la Línea (MW)</b>	<b>Línea</b>	<b>Pot. en la Línea (MW)</b>
<b>1.2</b>	-150000	<b>14.4</b>	-133200	<b>27.25</b>	-129200
<b>1.4</b>	43.8	<b>14.13</b>	115800	<b>27.29</b>	44.2
<b>1.6</b>	-100000	<b>14.15</b>	9.6	<b>28.25</b>	-63
<b>1.9</b>	-34	<b>14.16</b>	49.3	<b>29.27</b>	-44.2
<b>1.10</b>	132800	<b>14.18</b>	121000	<b>29.30</b>	44.2
<b>1.14</b>	157400	<b>14.19</b>	130000	<b>30.29</b>	-44.2
<b>2.1</b>	150000	<b>15.4</b>	-145400	<b>30.31</b>	2
<b>2.3</b>	137700	<b>15.14</b>	-9.6	<b>30.40</b>	-34.8
<b>2.6</b>	27.2	<b>16.11</b>	118200	<b>31.30</b>	-2
<b>3.2</b>	-137700	<b>16.14</b>	-49.3	<b>31.32</b>	-49
<b>3.4</b>	97.7	<b>16.17</b>	-68.9	<b>32.31</b>	49
<b>4.1</b>	-43.8	<b>17.13</b>	100000	<b>32.33</b>	-27.1
<b>4.3</b>	-97.7	<b>17.16</b>	68.9	<b>32.34</b>	3.6
<b>4.5</b>	-137100	<b>17.21</b>	109800	<b>32.35</b>	103700
<b>4.14</b>	133200	<b>18.14</b>	-121000	<b>32.36</b>	13.2
<b>4.15</b>	145400	<b>19.14</b>	-130000	<b>32.37</b>	0.3
<b>5.4</b>	137100	<b>20.12</b>	-62.5	<b>32.46</b>	-4
<b>5.6</b>	89.1	<b>20.23</b>	-17.5	<b>33.32</b>	27.1
<b>5.8</b>	92.7	<b>21.17</b>	-109800	<b>33.34</b>	26.9
<b>6.1</b>	100000	<b>21.22</b>	109800	<b>34.32</b>	-3.6
<b>6.2</b>	-27.2	<b>22.21</b>	-109800	<b>34.33</b>	-26.9
<b>6.5</b>	-89.1	<b>22.23</b>	45.8	<b>34.35</b>	3.3

*Nota.* En la en la tabla se pueden apreciar los datos calculados en la herramienta GAMS para el caso número 1.

**Tabla 9**

*Resultados escenario 1 sin generadores fotovoltaicos Líneas y Potencias 23.2 a 62.61*

<b>Línea</b>	<b>Pot. en la Línea (MW)</b>	<b>Línea</b>	<b>Pot. en la Línea (MW)</b>	<b>Línea</b>	<b>Pot. en la Línea (MW)</b>
<b>23.2</b>	17.5	<b>37.32</b>	-0.3	<b>51.53</b>	18.9
<b>23.22</b>	-45.8	<b>37.34</b>	4.1	<b>51.54</b>	-50
<b>23.24</b>	233500	<b>37.38</b>	84.6	<b>51.55</b>	44
<b>23.25</b>	-5.2	<b>37.39</b>	48.6	<b>52.53</b>	5.1
<b>24.23</b>	-233500	<b>37.46</b>	-87.1	<b>52.61</b>	50
<b>24.41</b>	85.5	<b>38.34</b>	-81.4	<b>53.51</b>	-18.9
<b>24.45</b>	90	<b>38.37</b>	-84.6	<b>53.52</b>	-5.1
<b>25.23</b>	5.2	<b>39.37</b>	-48.6	<b>54.48</b>	0
<b>25.26</b>	116000	<b>39.42</b>	18.6	<b>54.51</b>	50
<b>25.27</b>	129200	<b>40.30</b>	34.8	<b>55.51</b>	-44
<b>25.28</b>	63	<b>40.41</b>	-59.8	<b>55.58</b>	-50
<b>25.62</b>	9.7	<b>41.24</b>	-85.5	<b>56.57</b>	-66.7
<b>26.25</b>	-116000	<b>41.42</b>	59.8	<b>56.58</b>	66.7
<b>27.25</b>	-129200	<b>41.42</b>	3.7	<b>57.56</b>	66.7
<b>27.29</b>	44.2	<b>41.45</b>	-70	<b>57.58</b>	150000
<b>28.25</b>	-63	<b>42.39</b>	-18.6	<b>58.12</b>	56.8
<b>29.27</b>	-44.2	<b>42.41</b>	-3.7	<b>58.55</b>	50
<b>29.30</b>	44.2	<b>42.43</b>	25	<b>58.56</b>	-66.7
<b>30.29</b>	-44.2	<b>42.44</b>	-32.7	<b>58.57</b>	-150000
<b>30.31</b>	2	<b>43.42</b>	-25	<b>58.60</b>	77.7
<b>30.40</b>	-34.8	<b>44.42</b>	32.7	<b>58.61</b>	132200
<b>31.30</b>	-2	<b>44.46</b>	8	<b>59.44</b>	149700
<b>31.32</b>	-49	<b>44.59</b>	-149700	<b>59.61</b>	-149700
<b>32.31</b>	49	<b>45.24</b>	-90	<b>60.12</b>	27
<b>32.33</b>	-27.1	<b>45.41</b>	70	<b>60.58</b>	-77.7
<b>32.34</b>	3.6	<b>46.32</b>	4	<b>60.61</b>	50.7
<b>32.35</b>	103700	<b>46.36</b>	6.8	<b>61.52</b>	-50
<b>32.36</b>	13.2	<b>46.37</b>	87.1	<b>61.58</b>	-132200
<b>32.37</b>	0.3	<b>46.44</b>	-8	<b>61.59</b>	149700
<b>32.46</b>	-4	<b>46.47</b>	-90	<b>61.60</b>	-50.7
<b>33.32</b>	27.1	<b>47.46</b>	90	<b>61.62</b>	83.3



Línea	Pot. en la Línea (MW)	Línea	Pot. en la Línea (MW)	Línea	Pot. en la Línea (MW)
<b>33.34</b>	26.9	<b>47.48</b>	-90	<b>62.25</b>	-9.7
<b>34.32</b>	-3.6	<b>48.47</b>	90	<b>62.61</b>	-83.3
<b>34.33</b>	-26.9	<b>48.49</b>	-35.8		
<b>34.35</b>	3.3	<b>48.54</b>	0		

*Nota.* En la en la tabla se pueden apreciar los datos calculados en la herramienta GAMS para el caso número 1.

Las tablas muestran los resultados del escenario 1 sin la incorporación de generadores fotovoltaicos, destacando los valores de potencia en las líneas del sistema eléctrico de potencia. Estos resultados, obtenidos a través de simulaciones en GAMS, reflejan la aplicación de principios de minimización y optimización para determinar los flujos óptimos de potencia en el sistema.

Al analizar la tabla, se puede observar que las líneas transportan distintos niveles de potencia, lo que indica cómo se distribuye la carga en el sistema bajo condiciones operativas sin la contribución de energía fotovoltaica. Los valores negativos indican flujos de potencia en dirección opuesta a la supuesta inicialmente, lo que puede suceder debido a la dinámica de la red y las condiciones de demanda.

La optimización de estos flujos es esencial para asegurar que el sistema funcione de manera eficiente, minimizando las pérdidas de transmisión y asegurando que la generación y la demanda estén equilibradas. Sin generación fotovoltaica, el sistema depende exclusivamente de las fuentes de generación convencionales, lo que hace que estos flujos de potencia sean indicativos del rendimiento y las limitaciones inherentes del sistema en su estado actual.

Desde un punto de vista técnico, estos resultados son fundamentales para comprender el comportamiento base del sistema y para identificar áreas potenciales de mejora o vulnerabilidad. Por ejemplo, líneas con flujos de potencia muy altos podrían estar cerca de sus

límites de capacidad, lo que representa un riesgo para la estabilidad del sistema. Por otro lado, líneas con flujos de potencia bajos podrían indicar áreas donde existe capacidad adicional para la integración de nuevas fuentes de generación, como las centrales fotovoltaicas.

**Tabla 10**

*Potencia de generadores en escenario 1*

<b>Generador</b>	<b>Potencia del Generador (MW)</b>
<b>g1</b>	50.00
<b>g2</b>	314.90
<b>g3</b>	318.8
<b>g4</b>	100.00
<b>g5</b>	135.00
<b>g6</b>	278.70
<b>g7</b>	200.00
<b>g8</b>	323.20
<b>g9</b>	138.60
<b>g10</b>	100.00
<b>g11</b>	150.00
<b>g12</b>	50.00
<b>g13</b>	50.00
<b>g14</b>	40.00
<b>g15</b>	12.90
<b>g16</b>	55.10
<b>g17</b>	50.00
<b>g18</b>	216.70
<b>g19</b>	100.00

*Nota.* En la tabla se tiene los valores resultados de realizar los flujos óptimos de potencia en Gams.

La Tabla 10 presenta los valores de la potencia generada por cada uno de los 19 generadores en el escenario 1, obtenidos a través de la simulación de flujos óptimos de potencia utilizando GAMS para el caso de estudio específico. Estos valores reflejan la distribución de la carga entre los diferentes generadores para satisfacer la demanda total de

energía en el sistema, manteniendo al mismo tiempo las condiciones de operación dentro de los parámetros óptimos.

El análisis de estos valores es fundamental para comprender cómo se gestiona la generación de energía en el sistema y para identificar posibles áreas de mejora. Por ejemplo, los generadores g2, g3 y g8 muestran una alta generación de potencia, lo que indica que son los principales contribuyentes a la carga total del sistema en este escenario. En contraste, los generadores g14, g15 y g13 tienen los valores más bajos de generación, lo que sugiere que operan como unidades de respaldo o que están limitados por condiciones operativas o de mercado.

La distribución de la generación entre los distintos generadores está influenciada por factores como la capacidad de generación, el costo de operación y las restricciones del sistema, incluyendo límites de transmisión y requisitos de estabilidad. La optimización de flujos de potencia busca no solo satisfacer la demanda de manera eficiente sino también minimizar el costo total de generación, teniendo en cuenta estas variables.

**Escenario 2 y 3 sin generadores Fotovoltaicos****Tabla 11***Resultados escenario 2 y 3 sin generadores fotovoltaicos Líneas y Potencias 1.2 a 22.23*

<b>Línea</b>	<b>Pot. en la Línea (MW)</b>	<b>Línea</b>	<b>Pot. en la Línea (MW)</b>	<b>Línea</b>	<b>Pot. en la Línea (MW)</b>
<b>1.2</b>	-147.7	<b>14.1</b>	-165.9	<b>27.25</b>	-120.9
<b>1.4</b>	46.9	<b>14.4</b>	-139.1	<b>27.29</b>	35.9
<b>1.6</b>	-99.3	<b>14.13</b>	87.4	<b>28.25</b>	-63
<b>1.9</b>	-34	<b>14.15</b>	7	<b>29.27</b>	-35.9
<b>1.1</b>	118.2	<b>14.16</b>	12.1	<b>29.30</b>	35.9
<b>1.14</b>	165.9	<b>14.18</b>	121	<b>30.29</b>	-35.9
<b>2.1</b>	147.7	<b>14.19</b>	130	<b>30.31</b>	0
<b>2.3</b>	140	<b>15.4</b>	-148	<b>30.40</b>	-41.1
<b>2.6</b>	24.9	<b>15.14</b>	-7	<b>31.30</b>	0
<b>3.2</b>	-140	<b>16.11</b>	102.1	<b>31.32</b>	-51
<b>3.4</b>	100	<b>16.14</b>	-12.1	<b>32.31</b>	51
<b>4.1</b>	-46.9	<b>16.17</b>	-90	<b>32.33</b>	-22.7
<b>4.3</b>	-100	<b>17.13</b>	90.2	<b>32.34</b>	35.4
<b>4.5</b>	-140.2	<b>17.16</b>	90	<b>32.35</b>	120.8
<b>4.14</b>	139.1	<b>17.21</b>	69.3	<b>32.36</b>	24
<b>4.15</b>	148	<b>18.14</b>	-121	<b>32.37</b>	10.3
<b>5.4</b>	140.2	<b>19.14</b>	-130	<b>32.46</b>	7
<b>5.6</b>	90	<b>20.12</b>	-44.5	<b>33.32</b>	22.7
<b>5.8</b>	93.4	<b>20.23</b>	-35.5	<b>33.34</b>	30
<b>6.1</b>	99.3	<b>21.17</b>	-69.3	<b>34.32</b>	-35.4
<b>6.2</b>	-24.9	<b>21.22</b>	69.3	<b>34.33</b>	-30
<b>6.5</b>	-90	<b>22.21</b>	-69.3	<b>34.35</b>	-13.8

*Nota.* En la tabla se pueden apreciar los datos calculados en la herramienta GAMS para los casos número 2 y 3.

Tabla 12

*Resultados escenario 1 sin generadores fotovoltaicos Líneas y Potencias 23.2 a 62.61*

<b>Línea</b>	<b>Pot. en la Línea (MW)</b>	<b>Línea</b>	<b>Pot. en la Línea (MW)</b>	<b>Línea</b>	<b>Pot. en la Línea (MW)</b>
<b>23.20</b>	35.5	<b>37.32</b>	-10.3	<b>51.53</b>	15.5
<b>23.22</b>	-5.3	<b>37.34</b>	-43.4	<b>51.54</b>	-50
<b>23.24</b>	194.5	<b>37.38</b>	80.2	<b>51.55</b>	44
<b>23.25</b>	-24.8	<b>37.39</b>	100	<b>52.53</b>	8.5
<b>24.23</b>	-194.5	<b>37.46</b>	-76.5	<b>52.61</b>	50
<b>24.41</b>	66	<b>38.34</b>	-85.8	<b>53.51</b>	-15.5
<b>24.45</b>	70.5	<b>38.37</b>	-80.2	<b>53.52</b>	-8.5
<b>25.23</b>	24.8	<b>39.37</b>	-100	<b>54.48</b>	40
<b>25.26</b>	116	<b>39.42</b>	70	<b>54.51</b>	50
<b>25.27</b>	120.9	<b>40.30</b>	41.1	<b>55.51</b>	-44
<b>25.28</b>	63	<b>40.41</b>	-66.1	<b>55.58</b>	-50
<b>25.62</b>	22	<b>41.24</b>	-66	<b>56.57</b>	-66.7
<b>26.25</b>	-116	<b>41.4</b>	66.1	<b>56.58</b>	66.7
<b>27.25</b>	-120.9	<b>41.42</b>	-41.6	<b>57.56</b>	66.7
<b>27.29</b>	35.9	<b>41.45</b>	-50.5	<b>57.58</b>	150
<b>28.25</b>	-63	<b>42.39</b>	-70	<b>58.12</b>	83.3
<b>29.27</b>	-35.9	<b>42.41</b>	41.6	<b>58.55</b>	50
<b>29.30</b>	35.9	<b>42.43</b>	25	<b>58.56</b>	-66.7
<b>30.29</b>	-35.9	<b>42.44</b>	-26.6	<b>58.57</b>	-150
<b>30.31</b>	0	<b>43.42</b>	-25	<b>58.60</b>	74.7
<b>30.40</b>	-41.1	<b>44.42</b>	26.6	<b>58.61</b>	108.7
<b>31.30</b>	0	<b>44.46</b>	-24.6	<b>59.44</b>	111
<b>31.32</b>	-51	<b>44.59</b>	-111	<b>59.61</b>	-111
<b>32.31</b>	51	<b>45.24</b>	-70.5	<b>60.12</b>	51.4
<b>32.33</b>	-22.7	<b>45.41</b>	50.5	<b>60.58</b>	-74.7
<b>32.34</b>	35.4	<b>46.32</b>	-7	<b>60.61</b>	23.4
<b>32.35</b>	120.8	<b>46.36</b>	-4	<b>61.52</b>	-50
<b>32.36</b>	24	<b>46.37</b>	76.5	<b>61.58</b>	-108.7
<b>32.37</b>	10.3	<b>46.44</b>	24.6	<b>61.59</b>	111
<b>32.46</b>	7	<b>46.47</b>	-90	<b>61.60</b>	-23.4
<b>33.32</b>	22.7	<b>47.46</b>	90	<b>61.62</b>	71
<b>33.34</b>	30	<b>47.48</b>	-90	<b>62.25</b>	-22
<b>34.32</b>	-35.4	<b>48.47</b>	90	<b>62.61</b>	-71
<b>34.33</b>	-30	<b>48.49</b>	-33.4		
<b>34.35</b>	-13.8	<b>48.50</b>	-16.6		

*Nota.* En la tabla se pueden apreciar los datos calculados en la herramienta GAMS para los casos 2 y 3.

Las tablas muestran los resultados de los flujos de potencia en las líneas para los escenarios 2 y 3 sin la inclusión de generadores fotovoltaicos. La repetición de los mismos resultados en ambos escenarios sugiere que las condiciones de operación y las configuraciones de red son similares en estos dos casos, lo que resulta en flujos de potencia idénticos en el sistema.

Al analizar los datos, se observan distintos valores de potencia en las líneas, que reflejan cómo se distribuye la carga en el sistema y cómo la red gestiona las diferentes demandas y suministros de energía. Por ejemplo, líneas como 1.2 y 2.1 muestran grandes flujos de potencia negativos, lo que indica que la dirección del flujo de potencia es inversa a la esperada inicialmente, posiblemente debido a la redistribución de cargas para balancear la red y evitar sobrecargas.

En contraste, líneas como 1.10 y 4.14 presentan flujos de potencia positivos significativos, lo que sugiere que estas líneas están transportando grandes cantidades de energía para satisfacer las demandas en diferentes partes del sistema. La presencia de valores negativos y positivos en la tabla refleja la complejidad del sistema eléctrico y la necesidad de ajustes continuos para mantener la estabilidad y eficiencia de la red.

La ausencia de generadores fotovoltaicos en estos escenarios significa que la red depende completamente de las fuentes de generación convencionales, lo que puede resultar en menos flexibilidad para adaptarse a fluctuaciones en la demanda o a fallos en el sistema. Estos resultados proporcionan una base para entender cómo opera el sistema bajo condiciones más tradicionales y pueden ayudar a identificar áreas donde la integración de fuentes renovables podría mejorar la operación y sostenibilidad del sistema.

**Tabla 13**

*Potencia de generadores en escenarios 2 y 3*

<b>Generadores</b>	<b>Potencia de los Generadores (MW)</b>
<b>g1</b>	50
<b>g2</b>	312.6
<b>g3</b>	323.5
<b>g4</b>	100
<b>g5</b>	52.4
<b>g6</b>	249.4
<b>g7</b>	200
<b>g8</b>	346.6
<b>g9</b>	225.8
<b>g10</b>	98.7
<b>g11</b>	150
<b>g12</b>	50
<b>g13</b>	50
<b>g14</b>	0
<b>g15</b>	9.5
<b>g16</b>	58.4
<b>g17</b>	90
<b>g18</b>	216.6
<b>g19</b>	100

*Nota.* En la tabla se tiene los valores resultados de realizar los flujos óptimos de potencia en Gams.

En esta tabla, se observa que la mayoría de los generadores mantienen una producción de energía consistente con los valores esperados para un funcionamiento normal del sistema. Por ejemplo, los generadores g2 y g8 muestran altas potencias de generación, lo que indica que son significativos contribuyentes a la capacidad total del sistema y posiblemente están operando cerca de su capacidad máxima para satisfacer la demanda del sistema en estos escenarios.

Por otro lado, el generador g5 presenta una baja generación de potencia comparado con otros generadores, lo que podría indicar una menor demanda en su área local o posibles restricciones operativas. Además, la ausencia de potencia generada por el generador g14 (indicado por un punto), sugiere que este generador no está en funcionamiento en los escenarios considerados, lo que puede deberse a mantenimiento programado, limitaciones de capacidad o falta de necesidad basada en la distribución de la carga.

Los valores proporcionados para los generadores, como g1, g12 y g13, que muestran potencias de 50 MW, sugieren que estos podrían estar funcionando como unidades de base o cumpliendo con requerimientos mínimos de operación, contribuyendo a la estabilidad del sistema sin estar completamente cargados.

### ***Escenario 1 con generadores fotovoltaicos***

**Tabla 14**

#### **Resultados escenario 1 con generadores fotovoltaicos Líneas y Potencias 1.2 a 22.23**

<b>Línea</b>	<b>Pot. en la Línea (MW)</b>	<b>Línea</b>	<b>Pot. en la Línea (MW)</b>	<b>Línea</b>	<b>Pot. en la Línea (MW)</b>
<b>1.2</b>	-129.5	<b>14.1</b>	-141.8	<b>27.25</b>	-112.3
<b>1.4</b>	40.8	<b>14.4</b>	-117.7	<b>27.29</b>	27.3
<b>1.6</b>	-75.5	<b>14.13</b>	37.3	<b>28.25</b>	-63
<b>1.9</b>	-34	<b>14.15</b>	16.5	<b>29.27</b>	-27.3
<b>1.1</b>	106.4	<b>14.16</b>	4.6	<b>29.30</b>	27.3
<b>1.14</b>	141.8	<b>14.18</b>	121	<b>30.29</b>	-27.3
<b>2.1</b>	129.5	<b>14.19</b>	130	<b>30.31</b>	-18.7
<b>2.3</b>	125.2	<b>15.4</b>	-138.5	<b>30.40</b>	-31
<b>2.6</b>	50	<b>15.14</b>	-16.5	<b>31.30</b>	18.7
<b>3.2</b>	-125.2	<b>16.11</b>	94.6	<b>31.32</b>	-69.7
<b>3.4</b>	85.2	<b>16.14</b>	-4.6	<b>32.31</b>	69.7
<b>4.1</b>	-40.8	<b>16.17</b>	-90	<b>32.33</b>	-25.2
<b>4.3</b>	-85.2	<b>17.13</b>	50	<b>32.34</b>	20
<b>4.5</b>	-94.5	<b>17.16</b>	90	<b>32.35</b>	112.6



Línea	Pot. en la Línea (MW)	Línea	Pot. en la Línea (MW)	Línea	Pot. en la Línea (MW)
4.14	117.7	17.21	-8.1	32.36	17.6
4.15	138.5	18.14	-121	32.37	5.5
5.4	94.5	19.14	-130	32.46	0.5
5.6	25.6	20.12	-40.5	33.32	25.2
5.8	37.5	20.23	-39.5	33.34	28.8
6.1	75.5	21.17	8.1	34.32	-20
6.2	-50	21.22	27.6	34.33	-28.8
6.5	-25.6	22.21	-27.6	34.35	-5.6

*Nota.* En la tabla se pueden apreciar los datos calculados en la herramienta GAMS para el caso número 1.

**Tabla 15**

**Resultados escenario 1 con generadores fotovoltaicos Líneas y Potencias 23.2 a 62.61**

Línea	Pot. en la Línea (MW)	Línea	Pot. en la Línea (MW)	Línea	Pot. en la Línea (MW)
23.20	39.5	37.32	-5.5	51.53	11.4
23.22	36.4	37.34	-20.7	51.54	-50
23.24	174.1	37.38	82.3	51.55	44
23.25	-50	37.39	100	52.53	12.6
24.23	-174.1	37.46	-106.1	52.61	50
24.41	55.8	38.34	-83.7	53.51	-11.4
24.45	60.3	38.37	-82.3	53.52	-12.6
25.23	50	39.37	-100	54.48	40
25.26	116	39.42	70	54.51	50
25.27	112.3	40.30	31	55.51	-44
25.28	63	40.41	-56	55.58	-50
25.62	10.7	41.24	-55.8	56.57	-63.9
26.25	-116	41.40	56	56.58	63.9
27.25	-112.3	41.42	-51.9	57.56	63.9
27.29	27.3	41.45	-40.3	57.58	143.9
28.25	-63	42.39	-70	58.12	117.9
29.27	-27.3	42.41	51.9	58.55	50
29.30	27.3	42.43	25	58.56	-63.9
30.29	-27.3	42.44	-36.9	58.57	-143.9
30.31	-18.7	43.42	-25	58.6	59.9
30.40	-31	44.42	36.9	58.61	80

<b>Línea</b>	<b>Pot. en la Línea (MW)</b>	<b>Línea</b>	<b>Pot. en la Línea (MW)</b>	<b>Línea</b>	<b>Pot. en la Línea (MW)</b>
<b>31.30</b>	18.7	<b>44.46</b>	-17.7	<b>59.44</b>	128.2
<b>31.32</b>	-69.7	<b>44.59</b>	-128.2	<b>59.61</b>	-92.5
<b>32.31</b>	69.7	<b>45.24</b>	-60.3	<b>60.12</b>	86.6
<b>32.33</b>	-25.2	<b>45.41</b>	40.3	<b>60.58</b>	-59.9
<b>32.34</b>	20	<b>46.32</b>	-0.5	<b>60.61</b>	9
<b>32.35</b>	112.6	<b>46.36</b>	2.4	<b>61.52</b>	-50
<b>32.36</b>	17.6	<b>46.37</b>	106.1	<b>61.58</b>	-80
<b>32.37</b>	5.5	<b>46.44</b>	17.7	<b>61.59</b>	92.5
<b>32.46</b>	0.5	<b>46.47</b>	-90	<b>61.6</b>	-9
<b>33.32</b>	25.2	<b>47.46</b>	90	<b>61.62</b>	82.3
<b>33.34</b>	28.8	<b>47.48</b>	-90	<b>62.25</b>	-10.7
<b>34.32</b>	-20	<b>48.47</b>	90	<b>62.61</b>	-82.3
<b>34.33</b>	-28.8	<b>48.49</b>	-33.4		
<b>34.35</b>	-5.6	<b>48.50</b>	-16.6		

*Nota.* En la tabla se pueden apreciar los datos calculados en la herramienta GAMS para el caso número 1.

Las Tablas muestran los resultados del escenario 1 con la inclusión de generadores fotovoltaicos en términos de potencia en las líneas del sistema eléctrico. Comparando estos resultados con los escenarios sin generación fotovoltaica, se pueden observar cambios significativos en los flujos de potencia a través de las líneas, reflejando el impacto de la integración de energía renovable en la red.

Por ejemplo, la potencia en las líneas 1.2 y 1.6 muestra una disminución con respecto a los escenarios sin generadores fotovoltaicos, lo que podría indicar que la inclusión de energía solar ha permitido una distribución más equilibrada de la carga y reducido la necesidad de transmisión de larga distancia, lo cual es típicamente representado por valores negativos más altos.

Además, en líneas como 21.17 y 23.2, se observa un cambio de flujos negativos a positivos, o una reducción en los valores negativos, lo que sugiere que la generación

fotovoltaica está impactando positivamente en la reducción de las cargas en ciertas áreas del sistema, posiblemente cerca de los sitios de generación fotovoltaica.

La presencia de puntos (.) en ciertas líneas, como en 11.12 y 12.11, indica que estas líneas pueden haber conmutado o no estar en operación debido a la reconfiguración del sistema con la integración fotovoltaica. Estos cambios en la operación y configuración de la red son críticos para entender cómo la integración de energías renovables altera los flujos de potencia y puede contribuir a la eficiencia general del sistema.

La inclusión de generadores fotovoltaicos parece haber llevado a una redistribución de los flujos de potencia, lo que puede ayudar a aliviar las cargas en ciertas líneas, mejorar la estabilidad del sistema y reducir las pérdidas de transmisión. Estos resultados son fundamentales para evaluar los beneficios de la integración de energía renovable en términos de optimización de recursos y sostenibilidad del sistema eléctrico de potencia.

**Tabla 16**

*Potencia de generadores en escenario 1 con fotovoltaicos*

<b>Generadores</b>	<b>Potencia del Generador (MW)</b>
<b>g1</b>	50
<b>g2</b>	304.6
<b>g3</b>	157.6
<b>g4</b>	100
<b>g5</b>	50
<b>g6</b>	131.9
<b>g7</b>	200
<b>g8</b>	352
<b>g9</b>	200.7
<b>g10</b>	100

<b>Generadores</b>	Potencia del Generador (MW)
<b>g11</b>	150
<b>g12</b>	50
<b>g13</b>	50
<b>g14</b>	0
<b>g15</b>	5.4
<b>g16</b>	62.6
<b>g17</b>	90
<b>g18</b>	207.8
<b>g19</b>	100

*Nota.* La tabla indica la potencia de cada generador.

La Tabla 16 muestra la potencia generada por cada uno de los generadores en el escenario 1 con la inclusión de generadores fotovoltaicos. Comparando con los escenarios sin fotovoltaicos, se pueden observar cambios significativos en la distribución de la potencia generada entre los diferentes generadores, lo que refleja la influencia de la integración de la energía solar en la red.

Por ejemplo, la potencia generada por el generador g3 ha disminuido significativamente de valores más altos en escenarios sin fotovoltaicos a 157.6 MW, sugiriendo que la carga ha sido parcialmente desplazada por la generación fotovoltaica. Similarmente, la producción del generador g6 también ha disminuido, lo que indica que la integración de la energía solar está alterando la demanda sobre las fuentes convencionales de energía.

En contraste, el generador g8 muestra un aumento en la potencia generada a 352 MW, lo cual podría ser el resultado de la reconfiguración de la red para adaptarse a la nueva distribución de carga y para mantener el equilibrio y la estabilidad del sistema con la integración de los fotovoltaicos.

La ausencia de generación en g14 (indicada con un punto) se mantiene, lo que podría indicar que este generador no es necesario en el contexto actual o que está fuera de servicio por razones operativas o de mantenimiento.

Este cambio en la potencia de los generadores con la inclusión de fotovoltaicos destaca el impacto de la energía renovable en la reducción de la dependencia de las fuentes convencionales de energía y en la promoción de una matriz energética más sostenible y diversificada. Además, la reducción de la carga en ciertos generadores puede contribuir a una menor emisión de contaminantes y a una operación más eficiente del sistema en general.

### **Tabla 17**

*Potencia de generadores fotovoltaicos en escenario 1*

<b>Generador fotovoltaico</b>	<b>Potencia del Generador (MW)</b>
<b>f1</b>	35.7
<b>f2</b>	35.7
<b>f3</b>	35.7
<b>f4</b>	35.7
<b>f5</b>	35.7
<b>f6</b>	35.7
<b>f7</b>	0
<b>f8</b>	35.7
<b>f9</b>	35.7
<b>f10</b>	35.7

*Nota.* La tabla indica la potencia de cada generador Fotovoltaico.

La Tabla 17 presenta los valores de potencia generados por cada uno de los generadores fotovoltaicos en el escenario 1. Se observa que la mayoría de los generadores fotovoltaicos (f1 a f10, con la excepción de f7) generan 35.7 MW, indicando una distribución uniforme de la producción de energía solar en el sistema.

La uniformidad en la generación de estos generadores fotovoltaicos sugiere que están operando bajo condiciones similares, posiblemente debido a una irradiación solar consistente o a una capacidad instalada similar en diferentes ubicaciones del sistema. Esto demuestra la contribución de la energía fotovoltaica a la matriz energética del sistema, proporcionando una fuente adicional de energía que puede reducir la carga sobre los generadores convencionales y contribuir a la sostenibilidad general del sistema.

La ausencia de datos para el generador f7 (indicada con un punto) podría significar que este generador está fuera de servicio, no está disponible por razones técnicas o de mantenimiento, o que su capacidad de generación no es necesaria en el momento del análisis debido a las condiciones del sistema o a la distribución de la carga.

### ***Escenarios 2 y 3 con generadores fotovoltaicos***

**Tabla 18**

*Resultados escenario 2 y 3 con generadores fotovoltaicos 1.2 a 22.23*

<b>Línea</b>	<b>Pot. en la Línea (MW)</b>	<b>Línea</b>	<b>Pot. en la Línea (MW)</b>	<b>Línea</b>	<b>Pot. en la Línea (MW)</b>
<b>1.2</b>	-91.3	<b>14.1</b>	-136.1	<b>27.25</b>	-119.6
<b>1.4</b>	36.3	<b>14.4</b>	-118.1	<b>27.29</b>	34.6
<b>1.6</b>	-88	<b>14.13</b>	50	<b>28.25</b>	-63
<b>1.9</b>	-34	<b>14.15</b>	16.3	<b>29.27</b>	-34.6
<b>1.1</b>	90.9	<b>14.16</b>	-13.1	<b>29.30</b>	34.6
<b>1.14</b>	136.1	<b>14.18</b>	121	<b>30.29</b>	-34.6
<b>2.1</b>	91.3	<b>14.19</b>	130	<b>30.31</b>	0
<b>2.3</b>	102.9	<b>15.4</b>	-138.7	<b>30.40</b>	-42.4
<b>2.6</b>	-50	<b>15.14</b>	-16.3	<b>31.30</b>	0
<b>3.2</b>	-102.9	<b>16.11</b>	76.9	<b>31.32</b>	-51
<b>3.4</b>	62.9	<b>16.14</b>	13.1	<b>32.31</b>	51
<b>4.1</b>	-36.3	<b>16.17</b>	-90	<b>32.33</b>	-25.2
<b>4.3</b>	-62.9	<b>17.13</b>	65.1	<b>32.34</b>	20
<b>4.5</b>	-121.9	<b>17.16</b>	90	<b>32.35</b>	112.5

Línea	Pot. en la Línea (MW)	Línea	Pot. en la Línea (MW)	Línea	Pot. en la Línea (MW)
<b>4.14</b>	118.1	<b>17.21</b>	6.5	<b>32.36</b>	17.6
<b>4.15</b>	138.7	<b>18.14</b>	-121	<b>32.37</b>	5.5
<b>5.4</b>	121.9	<b>19.14</b>	-130	<b>32.46</b>	0.5
<b>5.6</b>	87.4	<b>20.12</b>	-37.2	<b>33.32</b>	25.2
<b>5.8</b>	88.2	<b>20.23</b>	-42.8	<b>33.34</b>	28.8
<b>6.1</b>	88	<b>21.17</b>	-6.5	<b>34.32</b>	-20
<b>6.2</b>	50	<b>21.22</b>	42.2	<b>34.33</b>	-28.8
<b>6.5</b>	-87.4	<b>22.21</b>	-42.2	<b>34.35</b>	-5.5

*Nota.* En la tabla se pueden apreciar los datos calculados en la herramienta GAMS para los casos número 2 y 3.

**Tabla 19**

*Resultados escenario 1 con generadores fotovoltaicos líneas y Potencias 23.2 a 62.61*

Línea	Pot. en la Línea (MW)	Línea	Pot. en la Línea (MW)	Línea	Pot. en la Línea (MW)
<b>23.20</b>	42.8	<b>37.32</b>	-5.5	<b>51.53</b>	11.1
<b>23.22</b>	21.8	<b>37.34</b>	-20.7	<b>51.54</b>	-50
<b>23.24</b>	185.4	<b>37.38</b>	82.3	<b>51.55</b>	44
<b>23.25</b>	-50	<b>37.39</b>	100	<b>52.53</b>	12.9
<b>24.23</b>	-185.4	<b>37.46</b>	-106.2	<b>52.61</b>	50
<b>24.41</b>	61.5	<b>38.34</b>	-83.7	<b>53.51</b>	-11.1
<b>24.45</b>	65.9	<b>38.37</b>	-82.3	<b>53.52</b>	-12.9
<b>25.23</b>	50	<b>39.37</b>	-100	<b>54.48</b>	40
<b>25.26</b>	116	<b>39.42</b>	70	<b>54.51</b>	50
<b>25.27</b>	119.6	<b>40.30</b>	42.4	<b>55.51</b>	-44
<b>25.28</b>	63	<b>40.41</b>	-67.4	<b>55.58</b>	-50
<b>25.62</b>	14.7	<b>41.24</b>	-61.5	<b>56.57</b>	-63.4
<b>26.25</b>	-116	<b>41.40</b>	67.4	<b>56.58</b>	63.4
<b>27.25</b>	-119.6	<b>41.42</b>	-52	<b>57.56</b>	63.4
<b>27.29</b>	34.6	<b>41.45</b>	-45.9	<b>57.58</b>	142.7
<b>28.25</b>	-63	<b>42.39</b>	-70	<b>58.12</b>	118.9
<b>29.27</b>	-34.6	<b>42.41</b>	52	<b>58.55</b>	50
<b>29.30</b>	34.6	<b>42.43</b>	25	<b>58.56</b>	-63.4
<b>30.29</b>	-34.6	<b>42.44</b>	-37	<b>58.57</b>	-142.7
<b>30.31</b>	0	<b>43.42</b>	-25	<b>58.60</b>	59.3

<b>Línea</b>	<b>Pot. en la Línea (MW)</b>	<b>Línea</b>	<b>Pot. en la Línea (MW)</b>	<b>Línea</b>	<b>Pot. en la Línea (MW)</b>
<b>30.40</b>	-42.4	<b>44.42</b>	37	<b>58.61</b>	78
<b>31.30</b>	0	<b>44.46</b>	-17.6	<b>59.44</b>	128.5
<b>31.32</b>	-51	<b>44.59</b>	-128.5	<b>59.61</b>	-92.8
<b>32.31</b>	51	<b>45.24</b>	-65.9	<b>60.12</b>	87.6
<b>32.33</b>	-25.2	<b>45.41</b>	45.9	<b>60.58</b>	-59.3
<b>32.34</b>	20	<b>46.32</b>	-0.5	<b>60.61</b>	7.3
<b>32.35</b>	112.5	<b>46.36</b>	2.4	<b>61.52</b>	-50
<b>32.36</b>	17.6	<b>46.37</b>	106.2	<b>61.58</b>	-78
<b>32.37</b>	5.5	<b>46.44</b>	17.6	<b>61.59</b>	92.8
<b>32.46</b>	0.5	<b>46.47</b>	-90	<b>61.6</b>	-7.3
<b>33.32</b>	25.2	<b>47.46</b>	90	<b>61.62</b>	78.3
<b>33.34</b>	28.8	<b>47.48</b>	-90	<b>62.25</b>	-14.7
<b>34.32</b>	-20	<b>48.47</b>	90	<b>62.61</b>	-78.3
<b>34.33</b>	-28.8	<b>48.49</b>	-33.4		
<b>34.35</b>	-5.5	<b>48.50</b>	-16.6		

*Nota.* En la tabla se pueden apreciar los datos calculados en la herramienta GAMS para los casos 2 y 3.

Las Tablas proporcionan los resultados de potencia en las líneas para los escenarios 2 y 3 con la inclusión de generadores fotovoltaicos. Estos resultados reflejan los cambios en los flujos de potencia dentro del sistema eléctrico de potencia tras la integración de la energía solar, lo que ofrece una comparación directa con los escenarios sin generación fotovoltaica.

En los resultados, se observa una variación en los flujos de potencia en varias líneas en comparación con los escenarios sin generación fotovoltaica. Por ejemplo, la línea 1.2 muestra una disminución significativa en la potencia negativa, lo que podría indicar que la generación fotovoltaica está compensando parte de la demanda que anteriormente era suministrada a través de esta línea, reduciendo así la necesidad de potencia de fuentes convencionales.

Líneas como la 21.17 y la 23.2 muestran cambios en los flujos de potencia, pasando de negativos a positivos o disminuyendo su valor negativo, lo cual sugiere una redistribución de la



carga dentro del sistema debido a la generación fotovoltaica. Esto puede ayudar a aliviar las cargas en ciertas áreas y reducir las pérdidas de transmisión.

Además, se observa que algunas líneas mantienen valores constantes de potencia negativa, como la línea 42.39, lo que indica que la inclusión de la generación fotovoltaica no ha cambiado significativamente la demanda o el flujo de potencia en esas áreas específicas del sistema.

### Tabla 20

*Potencia de generadores en escenario 3 con fotovoltaicos*

<b>Generadores</b>	<b>Potencia del Generador (MW)</b>
<b>g1</b>	50
<b>g2</b>	144.2
<b>g3</b>	297.5
<b>g4</b>	100
<b>g5</b>	50
<b>g6</b>	161.6
<b>g7</b>	200
<b>g8</b>	363.3
<b>g9</b>	181.9
<b>g10</b>	100
<b>g11</b>	150
<b>g12</b>	50
<b>g13</b>	50
<b>g14</b>	0
<b>g15</b>	5.1
<b>g16</b>	62.9
<b>g17</b>	90
<b>g18</b>	206.2
<b>g19</b>	100

*Nota.* La tabla indica la potencia de cada generador.

La Tabla 20 muestra la distribución de la potencia generada por cada uno de los generadores en el escenario 3 con la integración de generadores fotovoltaicos. Al comparar estos resultados con los escenarios sin fotovoltaicos, se pueden identificar las variaciones en la carga que cada generador está manejando debido a la inclusión de la energía solar.

En esta configuración, algunos generadores, como el g2 y el g6, presentan una disminución en la potencia generada en comparación con los escenarios sin energía fotovoltaica, lo que sugiere que la generación fotovoltaica está contribuyendo significativamente al suministro de energía, permitiendo que estas unidades generen menos potencia. Por otro lado, el generador g8 muestra un aumento en la potencia generada, lo que podría indicar que está compensando en áreas donde la generación fotovoltaica no cubre completamente la demanda o donde se requiere más potencia debido a la configuración específica del sistema en este escenario.

La potencia generada por los generadores g1, g4, g5, g7, g10, g11, g12, g13, g17 y g19 se mantiene constante, indicando que estos generadores pueden estar funcionando a niveles base o no se ven significativamente afectados por la inclusión de la generación fotovoltaica. Esto puede deberse a su ubicación en el sistema, a sus características operativas o a la demanda específica de energía en sus áreas de influencia.

La ausencia de potencia generada por el generador g14 (indicado con un punto) se mantiene, lo que podría significar que esta unidad no es necesaria bajo las condiciones de este escenario o que está fuera de servicio.

**Tabla 21**

*Potencia de generadores fotovoltaicos en escenario 2 y 3*

<b>Generador fotovoltaico</b>	<b>Potencia del Generador (MW)</b>
<b>f1</b>	35.7
<b>f2</b>	35.7
<b>f3</b>	35.7
<b>f4</b>	35.7
<b>f5</b>	35.7
<b>f6</b>	35.7
<b>f7</b>	0
<b>f8</b>	35.7
<b>f9</b>	35.7
<b>f10</b>	35.7

*Nota.* La tabla indica la potencia de cada generador fotovoltaico.

En la Tabla 21 para el escenario 1, todos los generadores fotovoltaicos activos generan una potencia uniforme de 35.7 MW. Esta consistencia en la producción de energía sugiere que las instalaciones fotovoltaicas operan bajo condiciones similares y que están dimensionadas o controladas para producir una cantidad específica de energía, probablemente basada en su capacidad máxima de diseño, condiciones óptimas de irradiación solar o restricciones del sistema eléctrico.

La entrada marcada con un punto para el generador f7 indica que este generador particular no está produciendo energía en ese momento, lo que podría deberse a mantenimiento, problemas técnicos, o condiciones de irradiación solar insuficientes en su ubicación específica.

Si los generadores fotovoltaicos en el escenario 3 mantuvieran patrones de generación similares a los del escenario 1, se esperaría que también produjeran energía de manera

uniforme, contribuyendo significativamente a la capacidad total de generación renovable del sistema y reduciendo la carga sobre los generadores convencionales.

**Tabla 22**

*Análisis de ángulo de Barra*

<b>Barra</b>	<b>Ángulo escenario 1 sin generadores fotovoltaicos</b>	<b>Ángulo escenario 2 y 3 sin generadores fotovoltaicos</b>	<b>Ángulo escenario 1 con fotovoltaicos</b>	<b>Ángulo escenarios 2 y 3 con fotovoltaicos</b>
<b>1</b>	-9.752	-7.151	-7.597	-7.582
<b>2</b>	-9.141	-6.563	-7.027	-7.070
<b>3</b>	-9.934	-7.348	-7.614	-7.663
<b>4</b>	-10.554	-7.959	-8.035	-8.092
<b>5</b>	-8.873	-6.304	-6.757	-6.830
<b>6</b>	-9.267	-6.689	-7.081	-7.150
<b>7</b>	-9.299	-6.722	-7.088	-7.168
<b>8</b>	-9.328	-6.751	-7.115	-7.194
<b>9</b>	-9.515	-6.916	-7.408	-7.393
<b>10</b>	-12.866	-10.060	-11.005	-9.938
<b>11</b>	-13.456	-10.557	-11.880	-10.325
<b>12</b>	-10.476	-6.899	-4.493	-6.864
<b>13</b>	-12.300	-9.420	-8.472	-9.315
<b>14</b>	-11.342	-8.732	-8.731	-8.817
<b>15</b>	-11.868	-9.266	-9.155	-9.225
<b>16</b>	-10.827	-8.234	-8.346	-8.331
<b>17</b>	-9.793	-7.283	-7.207	-7.453
<b>18</b>	-11.780	-9.170	-9.103	-9.189
<b>19</b>	-13.803	-11.195	-10.812	-10.898
<b>20</b>	-12.610	-10.292	-8.082	-10.166
<b>21</b>	-10.734	-8.948	-7.146	-8.177
<b>22</b>	-11.406	-10.138	-8.304	-9.923
<b>23</b>	-11.052	-9.925	-8.110	-9.898
<b>24</b>	-10.148	-9.395	-7.593	-9.371
<b>25</b>	-11.442	-10.286	-8.429	-10.273
<b>26</b>	-13.985	-12.859	-10.934	-12.774
<b>27</b>	-12.182	-12.061	-9.616	-11.989
<b>28</b>	-13.102	-11.965	-10.065	-11.906
<b>29</b>	-11.414	-11.765	-9.078	-11.696
<b>30</b>	-8.374	-10.586	-6.953	-10.525

<b>Barra</b>	<b>Ángulo escenario 1 sin generadores fotovoltaicos</b>	<b>Ángulo escenario 2 y 3 sin generadores fotovoltaicos</b>	<b>Ángulo escenario 1 con fotovoltaicos</b>	<b>Ángulo escenarios 2 y 3 con fotovoltaicos</b>
31	-6.044	-2.063	-5.158	-2.063
32	0.000	0.000	0.000	0.000
33	1.470	1.347	1.462	1.346
34	0.708	0.445	0.686	0.434
35	-0.049	-0.062	-0.050	-0.062
36	0.266	0.114	0.184	0.106
37	2.358	1.511	1.975	1.450
38	-0.605	-1.154	-0.785	-1.181
39	0.243	-0.448	0.281	-0.504
40	-7.617	-8.750	-6.153	-8.721
41	-6.578	-6.818	-5.088	-6.819
42	-5.905	-6.135	-4.523	-6.144
43	-6.505	-6.740	-5.110	-6.739
44	-4.643	-3.784	-2.446	-3.806
45	-7.499	-7.522	-5.772	-7.517
46	2.741	1.657	2.140	1.597
47	11.347	6.588	7.204	6.473
48	26.199	15.080	15.971	14.892
49	27.991	16.995	17.887	16.808
50	26.561	15.464	16.357	15.277
51	-4.131	5.771	6.986	5.494
52	-5.166	0.872	2.570	0.794
53	-8.065	-0.148	1.315	-0.323
54	-3.107	8.792	9.930	8.536
55	-6.036	0.236	1.962	0.152
56	-4.889	-0.329	1.647	-0.313
57	-4.543	0.020	2.002	0.041
58	-5.479	-0.922	1.044	-0.916
59	-5.385	-2.854	-1.248	-2.875
60	-6.326	-2.049	-0.100	-2.066
61	-6.136	-1.911	-0.026	-1.930
62	-10.506	-7.885	-6.004	-7.879

*Nota.* La tabla indica el análisis de los ángulos en cada barra en los diferentes escenarios planteados en esta investigación.

Al considerar que el rango de funcionamiento teórico normal para los ángulos de las barras en un sistema eléctrico de potencia es entre 0 y 90 grados, la interpretación de los datos presentados en la tabla se ajusta al contexto de un sistema operando dentro de parámetros normales, aunque los valores están expresados en grados negativos o menores que cero, lo cual es común en ciertas configuraciones de sistemas y dependiendo de la referencia de fase elegida.

### **Análisis de ángulos en escenarios sin y con fotovoltaicos:**

- **Escenario 1 sin vs. con Fotovoltaicos:**

- La inclusión de generadores fotovoltaicos parece tener un efecto estabilizador sobre los ángulos de las barras. Por ejemplo, la barra 1 mejora de  $-9.752^\circ$  a  $-7.597^\circ$  con la inclusión de fotovoltaicos, lo que sugiere una operación más cercana al rango teórico normal al reducir la discrepancia angular.
- Este efecto se replica en otras barras, donde la integración de la energía solar tiende a acercar los ángulos hacia cero, lo que indica una mejor cohesión y equilibrio en el sistema.

- **Escenario 2 y 3 sin vs. con Fotovoltaicos:**

- Similar al Escenario 1, los ángulos de las barras en los escenarios 2 y 3 muestran una tendencia hacia valores menos negativos con la inclusión de fotovoltaicos. Esto se alinea con una mejor distribución de la carga y una reducción en el estrés del sistema.
- La comparación directa entre los escenarios sin y con fotovoltaicos muestra que la generación solar contribuye a una operación más balanceada y dentro de un margen más deseado, reflejado en ángulos menos negativos.

**Análisis Detallado:**

**Reducción de la Desviación Angular:** La inclusión de generadores fotovoltaicos tiende a acercar los ángulos de las barras hacia el rango más cercano a cero, lo cual es indicativo de un sistema más equilibrado. Por ejemplo, la reducción observada en la barra 1 de  $-9.752^\circ$  sin fotovoltaicos a  $-7.597^\circ$  con fotovoltaicos en el escenario 1 muestra cómo la energía solar puede contribuir a un sistema más estable.

**Mejora en la Estabilidad Angular:** Los ángulos más cercanos a cero reflejan una mejor coherencia en el sistema, reduciendo potencialmente el riesgo de inestabilidades angulares que podrían surgir de grandes diferencias de fase entre generadores y cargas.

**Impacto en los Escenarios 2 y 3:** Los cambios en los ángulos entre los escenarios 2 y 3 con y sin fotovoltaicos resaltan el efecto estabilizador de la generación solar. La consistencia en la reducción de los ángulos sugiere que la generación fotovoltaica proporciona beneficios similares en diferentes configuraciones del sistema, mejorando la estabilidad general.

**Barras con Cambios Significativos:** Las barras que experimentan cambios significativos en sus ángulos, como la barra 10, donde se observa una notable disminución del ángulo con la inclusión de fotovoltaicos, destacan las áreas donde la integración de energía renovable tiene un impacto más directo.

**Barras Específicas:** Algunas barras, como las que muestran cambios menores o incrementos en los ángulos bajo la influencia fotovoltaica, pueden requerir análisis adicionales para entender las dinámicas específicas del sistema en esas áreas, incluyendo la distribución de la carga y la influencia de otras fuentes de generación.

**Consideraciones Generales:**

- Los valores negativos en los ángulos de las barras no son necesariamente indicativos de operación anormal, pero deben interpretarse con respecto a la configuración específica del sistema y la referencia de fase.
- La mejora en los ángulos de las barras con la integración de fotovoltaicos subraya el impacto positivo de la energía renovable en la estabilidad angular del sistema.
- Barras que presentan cambios significativos en los ángulos entre los escenarios con y sin fotovoltaicos podrían indicar puntos de inyección de energía solar críticos para la operación del sistema.



## Conclusiones y recomendaciones

### Conclusiones

- La investigación se centró en analizar la óptima conmutación de las líneas de transmisión dentro de un sistema eléctrico, incorporando un enfoque en la estabilidad angular y la integración de centrales fotovoltaicas. Los resultados demostraron que la conmutación óptima, combinada con la integración de energías renovables, no solo mejora la eficiencia y la sostenibilidad del sistema eléctrico, sino que también fortalece la estabilidad angular, como se evidencia en la variación de los valores angulares, como son de la barra 8 que en un primer escenario sin centrales fotovoltaicas tiene un valor de  $-9.328$  grados y en un segundo escenario con la inclusión de las centrales fotovoltaicas consta de un valor de  $-7.115$  grados. Esta mejora se observa en la reducción de las diferencias de ángulo entre barras, lo que implica una menor posibilidad de desincronización y, por ende, un sistema más estable y seguro. La inclusión de generadores fotovoltaicos ha mostrado ser una estrategia efectiva para mitigar los desafíos asociados con la carga y la transmisión en el sistema, demostrando que la energía renovable no solo es viable sino beneficiosa para la estabilidad del sistema eléctrico de potencia. De esta forma queda identificado que existe una mínima variación angular desde la barra 1 hasta la barra 32 y desde la barra 32 en adelante hoy se observa una variación más significativa.
- Al implementar la metodología de la presente investigación se permitió identificar diferentes configuraciones de la red que mejoran los flujos de potencia AC, al reducir pérdidas y mejorar la eficiencia del sistema. Al tener una conmutación óptima se demostró que esta es crucial para que la red se adapte a las

diferentes condiciones de carga y generación sobre todo en escenarios donde la demanda es alta o en situaciones de emergencia, al plantear de manera óptima las rutas de transmisión y distribución de carga el sistema se vuelve más resiliente a las perturbaciones teniendo la capacidad de operar de manera eficiente. De esta manera se ha identificado que en dos de los 3 escenarios realizados el generador número 14 deja de funcionar esto se debe a la inclusión de las 10 centrales fotovoltaicas mismas que trabajan con márgenes de 35.7 MW con la única excepción de la central número 7 que no trabaja.

- Al integrar modelos de centrales fotovoltaicas se pudo analizar el impacto que tiene la energía solar en la estabilidad y operatividad del sistema eléctrico. Esta inclusión ha demostrado ser beneficiosa, reduciendo la dependencia de fuentes de energía no renovables y disminuyendo las emisiones de carbono. La generación fotovoltaica ha aportado flexibilidad al sistema, permitiendo una respuesta más dinámica a las fluctuaciones en la demanda y ofreciendo una alternativa sostenible para el abastecimiento energético. Además, la integración de estas fuentes renovables ha promovido una transición hacia un modelo energético más verde, alineado con los objetivos globales de sostenibilidad y mitigación del cambio climático.
- La investigación revela que la utilización del método húngaro para la asignación de recursos resulta ventajosa para el sistema, ya que se han analizado detalladamente las capacidades y condiciones de cada una de las barras implicadas en el proceso. Se determinó que las diez centrales fotovoltaicas incorporadas al sistema eléctrico han sido asignadas de manera óptima en barras que originalmente no poseían cargas ni generadores, destacando que nueve de estas centrales operan con una capacidad de 35,7 MW cada una.

## Recomendaciones

- Se recomienda continuar con la evaluación periódica de la red para identificar nuevas oportunidades de conmutación óptima que puedan surgir debido a los cambios en la demanda, la generación o la infraestructura. Hoy también es un requerimiento necesario mantener una actualización sobre los modelos de estabilidad angular para que estos avances tecnológicos sean incorporados en las pautas de consumo y generación de energía. La integración de fuentes de energía renovables debe ser un proceso continuo, adaptándose a las nuevas tecnologías y a los marcos regulatorios, para asegurar una transición energética sostenible y eficiente.
- Es necesario desarrollar protocolos y herramientas que faciliten la implementación dinámica y automática de comunicaciones óptimas como respuesta a las diferentes condiciones del sistema, se podría incluir el uso de inteligencia artificial y sistemas que controlen en tiempo real la red para que esta se adapte de manera efectiva y eficiente por ello es necesario informar y capacitar al personal técnico en tecnologías nuevas con la idea de maximizar los beneficios de las conmutaciones óptimas.
- Como recomendación para la Academia se sugiere ampliar la gama de estudios de estabilidad angular para que se incluya escenarios de perturbación y diversas configuraciones de red, esto facilitará la comprensión de los límites de estabilidad del sistema y el diseño de medidas preventivas y correctivas más efectivas. Esto también sería beneficioso a manera de integración de los modelos en las herramientas de planificación con la idea de mejorar la toma de decisiones en tiempo real.

- Se aconseja fomentar la colaboración entre los desarrolladores de proyectos fotovoltaicos, los operadores del sistema y los organismos reguladores para asegurar una integración eficaz y armonizada de las centrales fotovoltaicas. Es importante considerar aspectos como la ubicación, el tamaño y la capacidad de respuesta de las instalaciones fotovoltaicas para maximizar su contribución al sistema. Además, se debería promover la investigación y desarrollo en tecnologías de almacenamiento de energía para mejorar la integralidad y la confiabilidad de la generación fotovoltaica.

## Bibliografía

- Almeida, P., & Galarza, D. (2019). State of Art transmission systems switching with contingency analysis. *Academia.Edu*. <https://doi.org/10.33412/idt.v15.2.2252>
- Arguello, G. (2007). *ANÁLISIS Y CONTROL DE SISTEMAS ELÉCTRICOS. DE POTENCIA*. <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/10008>
- Arias, D. (2020). Optimización Multi-objetivo de Potencia Activa y Reactiva para crear la Curva PQ en las Barras del SEP. *Revistaenergía.Cenace.Gob.Ec*, 17, 11–17. <https://revistaenergia.cenace.gob.ec/index.php/cenace/article/view/389>
- Baker, K. (2021). Solutions of DC OPF are Never AC Feasible. *Proceedings of the Twelfth ACM International Conference on Future Energy Systems*, 264–268. <https://doi.org/10.1145/3447555.3464875>
- Barrera, C., & Tirira, R. (2021). Estabilidad de Voltaje de Largo Plazo en Sistemas Eléctricos de Potencia Usando Modelos de Carga. *ITECKNE*, 19(1). <https://doi.org/10.15332/iteckne.v19i1.2545>
- Baumann, E. (2019). *Análisis de centrales fotovoltaicas de gran escala*. <http://sb.uta.cl/CargadorTesis/TesisDigitalesARI/78623-Gajardo%20Enrique.pdf>
- Campaña, I. (2021). *Determinación del margen de estabilidad angular de sistemas eléctricos de potencia considerando contingencias N-1*. <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/19784>
- Cepeda, J. C., & Verdugo, P. X. (2014). Determinación de los Límites de Estabilidad Estática de Ángulo del Sistema Nacional Interconectado. *Revista Técnica "Energía,"* 10(1). <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v10.n1.2014.94>

Chatzivasileiadis, S. (2018). *Lecture Notes on Optimal Power Flow (OPF)*.

<http://arxiv.org/abs/1811.00943>

CONELEC. (2015). *Plan de Expansión de Transmisión*.

Escudero, P., & Carrión, D. (2018). Expansión de un sistema de transmisión mediante LOPF-AC. *INGE CUC*, 14(2), 116–125. <https://doi.org/10.17981/ingecuc.14.2.2018.11>

Franco, M., & Solórzano, J. (2019). Paradigmas, enfoques y métodos de investigación: análisis teórico. *Atlantic.Edu.Ec*. <https://www.atlantic.edu.ec/ojs/index.php/mundor/article/view/38>

González, E., & Gualotuña, D. (2022). Diseño de una Micro-Red óptima mediante el uso del recurso solar fotovoltaico en la Universidad Politécnica Salesiana–Campus Sur, utilizando el software HOMER PRO. *Revistas.Utp.Ac.Pa*. <https://revistas.utp.ac.pa/index.php/id-tecnologico/article/view/3647>

Hernández-Sampieri, R., & Collado, C. F. (2018). *Metodología de la investigación*.

<https://dspace.scz.ucb.edu.bo/dspace/bitstream/123456789/21401/1/11699.pdf>

Homer Software. (2018). *HOMER Pro - Microgrid Software for Designing Optimized Hybrid Microgrids*. <https://Homerenergy.Com/Products/Pro/>.

<https://homerenergy.com/products/pro/>

Juárez, C. (2019). *Cap 1 “Sistema Eléctrico de Potencia.”*

Machado, D. (2021). *Modelo de optimización AC - programación no lineal entera mixta - para la planificación de la expansión de los sistemas de transmisión de energía eléctrica*. Escuela Politécnica Nacional.

- Marín, P. (2018). *Elaboración de un modelo de planificación dinámica para la expansión óptima de redes de transmisión de energía eléctrica en sistemas de generación hidrotérmica*. Escuela Politécnica Nacional.
- Masache, P., & Carrión, D. (2020). *Óptima conmutación de líneas de transmisión para mejorar la confiabilidad del sistema de potencia considerando flujos de potencia AC*. 1–16.  
[www.mdpi.com/journal/notspecified](http://www.mdpi.com/journal/notspecified)
- Noriega, R. (2022a). *CD 12078*. 1–56.
- Noriega, R. (2022b). *Flujo óptimo de potencia: herramienta computacional para el cálculo de flujos óptimos de potencia, considerando diferentes formulaciones AC, DC y linealización de función objetivo*. <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/22451>
- Oliveira, J. R. H. de. (2023). ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA. *Revista Ibero-Americana de Humanidades, Ciências e Educação*, 9(3). <https://doi.org/10.51891/rease.v9i3.9030>
- Pareja, P. (2021). *Metodología para mejorar la estabilidad transitoria en sistemas eléctricos de potencia ante escenarios de contingencias NM [ESPE]*.  
<https://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/20668>
- Paul, J., & Quintero, V. (2008). *GENERACIÓN DISTRIBUIDA: Democratización de la energía eléctrica*. 105–112.
- Peña, R., Santillán, H., & Morales, J. (2021). Análisis de Estabilidad de Voltaje en un Sistema de Subtransmisión, Mediante Curvas QV–PV y Análisis Modal. *Revistadigital.Uce.Edu.Ec*.  
<https://doi.org/10.29166/ingenio.v4i2.3165>
- Pereyra, L. (2022). *Metodología de la investigación*.  
<https://books.google.com.ec/books?hl=es&lr=&id=6e->

KEAAAQBAJ&oi=fnd&pg=PP1&dq=Metodolog%C3%ADa+de+la+Investigaci%C3%B3n&ots=WGLM-OMzjo&sig=uZ6KqyaC57QKHgHi2yRvQbR5Xso

Pillajo, J. (2017). *Estabilidad de sistemas eléctricos de potencia mediante técnicas de conmutación en sistemas de transmisión*. UPS.

Reyes, D. L. (2016). *El método húngaro de asignación: aplicaciones*.

<https://idus.us.es/handle/11441/43823>

Schnyder, G., & Glavitsch, H. (2018). INTEGRATED SECURITY CONTROL USING AN OPTIMAL POWER FLOW AND SWITCHING CONCEPTS. *IEEE Transactions on Power Systems*, 3(2), 782.

Shi, Y., Tuan, H., Apkarian, P., & Letters, A. S.-S. & C. (2018). Global optimal power flow over large-scale power transmission networks. *Elsevier*.

<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0167691118300938>

Silva, M., & Trujillo, N. (2019). Análisis de estabilidad de una Microrred conectada a un sistema de potencia convencional. *Ingeniería Eléctrica*.

Software Shop. (2020, September 22). *Software Shop - GAMS*. <https://www.Software-Shop.Com/Producto/Gams>. <https://www.software-shop.com/producto/gams>

Toscano, F. (2018). *Metodología de la Investigación*.

[https://books.google.com.ec/books?hl=es&lr=&id=2RFaDwAAQBAJ&oi=fnd&pg=PA13&dq=Metodolog%C3%ADa+de+la+Investigaci%C3%B3n&ots=Lti7xsER\\_n&sig=47VpRB5R5N2F255uKRbFvcSeie4](https://books.google.com.ec/books?hl=es&lr=&id=2RFaDwAAQBAJ&oi=fnd&pg=PA13&dq=Metodolog%C3%ADa+de+la+Investigaci%C3%B3n&ots=Lti7xsER_n&sig=47VpRB5R5N2F255uKRbFvcSeie4)

Zimmerman, R. D., Murillo-Sanchez, C. E., & Thomas, R. J. (2011). *MATPOWER: Steady-State Operations, Planning, and Analysis Tools for Power Systems Research and Education*.



*IEEE Transactions on Power Systems*, 26(1), 12–19.

<https://doi.org/10.1109/TPWRS.2010.2051168>