



UNIVERSIDAD
CATÓLICA
DE CUENCA

UNIVERSIDAD CATÓLICA DE CUENCA

Comunidad Educativa al Servicio del Pueblo

**UNIDAD ACADÉMICA DE INGENIERIA, INDUSTRIA
Y CONSTRUCCIÓN**

CARRERA DE ELECTRICIDAD

**FIABILIDAD DE RED DE DISTRIBUCIÓN MEDIANTE MODELO
MONTE CARLO ACOPLANDO MICRO GENERACIÓN**

**PROYECTO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL
TÍTULO DE INGENIERO EN ELECTRICIDAD**

AUTOR: ANDRES FRANCISCO TORRES ESTRADA

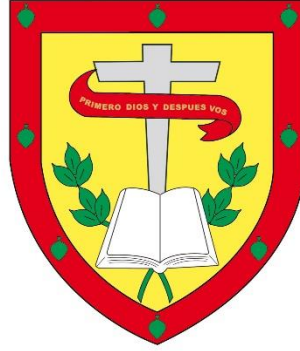
LISMER JEHÚ ROMERO BOHÓRQUEZ

DIRECTOR: ING. JAVIER BERNARDO CABRERA MEJÍA PHD.

CUENCA - ECUADOR

2024

DIOS, PATRIA, CULTURA Y DESARROLLO



UNIVERSIDAD CATÓLICA DE CUENCA

Comunidad Educativa al Servicio del Pueblo

**UNIDAD ACADÉMICA DE INGENIERIA, INDUSTRIA
Y CONSTRUCCIÓN**

CARRERA DE ELECTRICIDAD

**FIABILIDAD DE RED DE DISTRIBUCIÓN MEDIANTE MODELO
MONTE CARLO ACOPLANDO MICRO GENERACIÓN**

**PROYECTO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL
TÍTULO DE INGENIERO EN ELECTRICIDAD**

AUTOR: ANDRES FRANCISCO TORRES ESTRADA

LISMER JEHÚ ROMERO BOHÓRQUEZ

DIRECTOR: ING. JAVIER BERNARDO CABRERA MEJÍA PHD.

CUENCA - ECUADOR

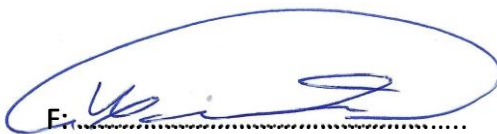
2024

DIOS, PATRIA, CULTURA Y DESARROLLO

DECLARATORIA DE AUTORIA Y RESPONSABILIDAD

Andrés Francisco Torres Estrada y Lismer Jehú Romero Bohórquez portadore(a)s de las cédulas de ciudadanía N° **1104996911 y 0705997864**. Declaramos ser autore(a)s de la obra: **“Fiabilidad de red de distribución mediante modelo Monte Carlo acoplando Micro Generación”**, sobre la cual nos hacemos responsables sobre las opiniones, versiones e ideas expresadas. Declaramos que la misma ha sido elaborada respetando los derechos de propiedad intelectual de terceros y eximimos a la Universidad Católica de Cuenca sobre cualquier reclamación que pudiera existir al respecto. Declaramos finalmente que nuestra obra ha sido realizada cumpliendo con todos los requisitos legales, éticos y bioéticos de investigación, que la misma no incumple con la normativa nacional e internacional en el área específica de investigación, sobre la que también nos responsabilizamos y eximimos a la Universidad Católica de Cuenca de toda reclamación al respecto.

Cuenca, 30 de septiembre de 2024

E: 

Andrés Francisco Torres Estrada
1104996911

E: 

Lismer Jehú Romero Bohórquez
0705997864

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Andrés Francisco Torres Estrada y Lismer Jehu Romero Bohórquez, bajo mi supervisión.



Ing. Javier Bernardo Cabrera Mejía PhD.

DIRECTOR

DEDICATORIA

Dedico el presente trabajo de investigación a todas las personas que estuvieron en este largo y tortuoso camino de aprendizaje y superación; a mi querido padre Hever que gracias a su ayuda, paciencia y motivación forjo en mi un espíritu de lucha y perseverancia. A mi querida madre Funny que desde donde se encuentre me apoyo espiritualmente dándome fuerzas cada día para seguir adelante, a mis queridos hermanos y sobrinos los cuales fueron un apoyo incondicional en los buenos y malos momentos en este difícil camino.

Doy gracias también al resto de mi familia, primos, tíos y demás los cuales confiaron en mí y nunca me abandonaron. Hago mención a mi querido primo Geovanny que desde el cielo me motivo y nunca dejo que me rindiera, con todo el corazón este trabajo se los dedico a todos ustedes.

TORRES ESTRADA ANDRÉS FRANCISCO.

Dedico el presente trabajo de tesis a Dios y a toda mi familia que es lo más valioso e importante que la vida me ha otorgado, ya que gracias a ellos que han estado a mi lado brindándome su apoyo incondicional y sus asertivos consejos para hacer de mi un mejor ser humano, todo esto me ha motivado para alcanzar mis anhelos el cual es haber logrado culminar mi carrera con éxito.

ROMERO BOHÓRQUEZ LISMER JEHÚ.

AGRADECIMIENTOS

Primeramente, a Dios todopoderoso por siempre protegerme de todo peligro y por la gran bondad que me ha demostrado al darme salud y vida; el siempre será la más grande prioridad en mi corazón. La presencia del creador en mi vida ha sido fundamental para lograr cada uno de mis objetivos en la vida.

Quiero expresar mi más grande agradecimiento a mis mentores y educadores por impartir sus conocimientos y darme la mejor de las guías posibles. Estoy agradecido con mis padres, hermanos y amigos por su confianza y apoyo constante en este camino de aprendizajes.

TORRES ESTRADA ANDRÉS FRANCISCO.

Quiero agradecer primeramente a Dios por darme el don de ser perseverante para así lograr alcanzar mi meta propuesta, a mi familia por permitirme cumplir este objetivo de terminar mi tesis, a la Universidad que me acogió en sus aulas y a sus excelentes docentes que me inculcaron con el ejemplo de seguir siempre adelante. Agradeciendo también a mi tutor de tesis que estuvo aportándome sus conocimientos, así como haberme tenido paciencia para guiarme en la elaboración de la tesis.

ROMERO BOHÓRQUEZ LISMER JEHÚ.

RESUMEN

La presente investigación evalúa la fiabilidad de la red en la Unidad Académica de Ingeniería, Industria y Construcción, acoplando micro generación, además, se plantea mejorar dicha confiabilidad de red utilizando la ya antes mencionada. El método que se va a utilizar para la evaluación de la confiabilidad es el método Montecarlo, y las simulaciones se realizaran en el software Matlab Simulink.

Para el análisis se plantea dos maneras: con generación y sin generación distribuida, con datos recopilados del equipo de calidad, utilizando el Fluke 434 Power Quality Analyzer, mediante un estudio meticuloso de todas las normativas y parámetros de la calidad, para diagnosticar el efecto que causa con y sin generación distribuida sobre la red y calidad de energía inyectada a la Unidad Académica.

Los resultados al concluir la presente investigación son que al utilizar el equipo de calidad de energía FLUKE 434 Power Quality Analyzer de la UAIC y al comparar valores con y sin GD, existen varias perturbaciones en la red que afectan la calidad y fiabilidad de la energía suministrada en la Unidad Académica, además que, al implementar microgeneración existe una mejora en el sistema la red.

La diferencia promedio del voltaje entre las 3 líneas fue del 1,06% con Generación Distribuida, lo cual no exceden los valores permitidos por la normativa Arconel 004-01 que no tiene que exceder el 10% en baja tensión, dándonos como resultado una mejora en los niveles de voltaje.

Palabras clave: generación, fotovoltaico, aerogeneración, lógica difusa.

ABSTRACT

This research evaluates the reliability of the network in the Academic Department of Engineering, Industry, and Construction (UAIC by its Spanish acronym), incorporating microgeneration. It also proposes to improve this network's reliability using the aforementioned system. The Monte Carlo method is used for evaluating reliability, and the simulations will be conducted in the Matlab Simulink software.

For the analysis, two approaches are proposed: with generation and without distributed generation, using data collected from the quality equipment with the Fluke 434 Power Quality Analyzer through a meticulous study of all the norms and parameters of quality to diagnose the effects caused with and without distributed generation on the network and the quality of energy injected into the Academic Department.

The results of this research indicate that by using the FLUKE 434 Power Quality Analyzer from the UAIC and comparing values with and without distributed generation, several disturbances in the network affect the quality and reliability of the energy supplied to the Academic Department. Additionally, the implementation of microgeneration shows an improvement in the network system.

The average voltage difference among the three lines was 1.06% with Distributed Generation, which does not exceed the values permitted by the Arconel 004-01 standard, and should not exceed 10% in low voltage, resulting in improved voltage levels.

Keywords: generation, photovoltaic, wind generation, fuzzy logic.

ÍNDICE DE CONTENIDO

DECLARACIÓN DE AUTORIA.....	3
CERTIFICACIÓN.....	4
DEDICATORIA.....	5
AGRADECIMIENTOS.....	6
RESUMEN.....	7
ABSTRACT.....	8
ÍNDICE DE CONTENIDOS	9
LISTA DE FIGURAS	15
LISTA DE TABLAS	20
LISTA DE ANEXOS	22
CAPITULO 1	- 23 -
1. INTRODUCCION	- 23 -
1.1 Objetivos	- 23 -
1.1.1. Objetivo general	- 23 -
1.1.2. Objetivos específicos.....	- 23 -
1.2 Alcance.....	- 24 -

1.3	Justificación.....	- 24 -
CAPITULO 2.....		- 26 -
2.	FUDAMENTACION TEORICA.....	- 26 -
2.1	Generación Distribuida (GD).	- 26 -
2.2	Tecnologías de la generación distribuida.	- 26 -
2.3	Condiciones de operación de un sistema de generación distribuida. .	- 27 -
2.3.1.	Normativa ARCONEL 003/18, sobre Generación Fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica	- 27 -
2.3.2.	Normativa ARCONEL 004/15, sobre requerimientos técnicos para la conexión y operación de generadores renovables no convencionales a las redes de transmisión y distribución.....	- 28 -
2.4	Generación Distribuida Renovable.....	- 28 -
2.4.1.	Generadores eólicos.	- 29 -
2.4.2.	Generadores fotovoltaicos.....	- 35 -
2.5	Impactos de la generación distribuida en un sistema eléctrico de distribución. -	42 -
2.5.1.	Índices de estabilidad.	- 42 -
2.5.2.	Límites de voltaje en los sistemas de distribución.	- 44 -
2.5.3.	Variaciones de los niveles de voltaje y regulación de voltaje.	- 44 -

2.5.4. Pérdidas	- 47 -
2.5.5. Efectos sobre la confiabilidad de un sistema eléctrico	- 48 -
2.5.5.3. Corrientes de falla y equipos de protección.....	- 49 -
2.5.5.4. Calidad de energía.	- 49 -
2.5.5.5. Confiabilidad de un sistema eléctrico.	- 49 -
2.6 Confiabilidad en los sistemas de distribución.....	- 50 -
2.6.1. Calidad del servicio.	- 50 -
2.6.2. Perturbaciones relacionadas a la calidad de la energía.	- 50 -
2.6.3. Marcadores de continuidad del servicio.....	- 51 -
2.6.4. Métodos para el cálculo de confiabilidad de un sistema de distribución... -	
51 -	
2.7 Componentes de un sistema de distribución.....	- 54 -
2.7.1. Componentes en serie.....	- 55 -
2.7.2. Componentes en paralelo.....	- 56 -
2.8 Sistema radial.....	- 58 -
2.9 Interrupciones.....	- 59 -
2.9.1. Cortocircuito.	- 60 -
2.10 Índices de confiabilidad	- 60 -

2.11	Métodos de confiabilidad.....	- 63 -
2.11.1.	Método Determinístico.....	- 63 -
2.11.2.	Métodos Estocásticos.....	- 64 -
2.11.3.	Método Montecarlo.....	- 64 -
2.12	Lógica difusa.....	- 65 -
3.	SITUACION ACTUAL	- 67 -
3.1	Situación actual de la generación distribuida en América Latina y en el Ecuador	- 67 -
3.2	Generación distribuida en América latina y Caribe.....	- 68 -
3.2.1.	Brasil.....	- 68 -
3.2.2.	Chile.....	- 69 -
3.2.3.	Ecuador.....	- 69 -
3.3	Caracterización de microgeneración en la Universidad Católica de Cuenca.	- 70 -
3.3.1.	Sistema Fotovoltaico	- 71 -
3.3.2	Sistema de aerogeneración.....	- 73 -
3.3.3.	Datos meteorológicos.....	- 74 -
4.	ANALISIS DE LA INTEGRACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA AL SISTEMA DE DISTRIBUCION.....	- 82 -

4.1	Sistema fotovoltaico	- 82 -
4.2	Aerogenerador.	- 86 -
4.3	Simulación de la integración de GD	- 87 -
4.4	Análisis de las variables de confiabilidad por el método de lógica difusa 101	
4.5	Análisis de Confiabilidad de la red mediante indicadores de calidad. ...	107
4.2.1.	Niveles de voltaje.	108
4.2.2.	Niveles de corriente.....	109
4.2.3.	Fluctuaciones.	110
4.2.4.	Perturbaciones.	111
4.2.5.	Armónicos de tensión.	111
4.2.6.	Armónicos de corriente.....	112
4.2.7.	Desequilibrios de tensión y corriente con generación distribuida	113
4.2.8.	Desequilibrios de tensión y corriente sin generación distribuida	114
4.6	Análisis de confiabilidad mediante el método Monte Carlo	115
	CONCLUSIONES	117
	RECOMENDACIONES.....	118
	BIBLIOGRAFIA.....	119

ANEXOS.....124

INDICE DE FIGURAS

Figura 1. Ejemplo de un Sistema de Generación distribuida.....	- 29 -
Figura 2. Partes de un aerogenerador de eje horizontal tipo tripala.....	- 30 -
Figura 3. Flujo de aire que circula a través del área (A) barrida por el rotor.	- 33 -
Figura 4. Ejemplo de Sistema On-Grid.....	- 37 -
Figura 5. Ejemplo de sistema fotovoltaico OFF-GRID.....	- 38 -
Figura 6. Diagrama de una línea de transmisión.....	- 43 -
Figura 7. Esquema unifilar de línea de distribución.....	- 44 -
Figura 8. Ejemplo de una sobretensión.....	- 51 -
Figura 9. Diagrama unifilar de un sistema de distribución.....	- 55 -
Figura 10. Sistema de 2 componentes en serie.	- 55 -
Figura 11. Esquema de 2 componentes en paralelo.....	- 57 -
Figura 12. Esquema de un sistema de distribución radial.	- 58 -
Figura 13. Esquema de sistema de distribución con fuente alternativa.....	- 58 -
Figura 14. Esquema de sistema de distribución con Generación distribuida.	- 59 -
Figura 15. Visión de lógica difusa y lógica clásica.....	- 65 -
Figura 16. Evolución de la GD en Latinoamérica y el Caribe.	- 67 -
Figura 17. Evolución de la generación distribuida en Brasil.	- 68 -

Figura 18. Evolución de la Generacion distribuida en Chile.	- 69 -
Figura 19.Evolución de la generación distribuida en Ecuador.....	- 70 -
Figura 20. Panel solar policristalino.....	- 71 -
Figura 21. inversor SB240-US-99	- 72 -
Figura 22. Aerogenerador instalado en la Unidad Académica de Ingeniería, Industria y Construcción.	- 73 -
Figura 23. Piezas que conforman la estación meteorológica, de izquierda a derecha; (a) data Logger LSI-LASTEM ELOG 305, (b) anemómetro optoelectrónico LSI LASTEM DNA121, (c) sensor combinado de Humedad y Temperatura LSI-LASTEM DMA672.1, (d) sensor de radiación LSI LASTEM DPA154, (e) sensor de precipitación LSI-LASTEM DQA230.....	- 75 -
Figura 24. Radiación solar mínima mensual	- 75 -
Figura 25. Radiación solar mínima mensual	- 76 -
Figura 26. Radiación solar global máxima mensual.	- 77 -
Figura 27. Velocidad mensual mínima del viento.	- 78 -
Figura 28. Velocidad promedio del viento mensualmente.....	- 78 -
Figura 29. Velocidad mensual máxima del viento.	- 79 -
Figura 30. Demanda activa de la Unidad Académica de Ingeniería, Industria y Construcción en el año 2023.....	- 81 -
Figura 31.Comportamiento de la corriente y el voltaje a 40 °C.	- 82 -

Figura 32. Comportamiento de la potencia y el voltaje.....	- 83 -
Figura 33. Comportamiento de la eficiencia y la temperatura.	- 84 -
Figura 34. Altura solar.	- 84 -
Figura 35. Trayectoria del sol medida.	- 85 -
Figura 36. Trayectoria del sol medida.	- 85 -
Figura 37. Curva de generacion del aerogenerador.....	- 86 -
Figura 38. Diagrama de flujo del dimensionamiento de un Sistema Hibrido.	- 87 -
Figura 39. Grafica general de la generación distribuida con micro generación.	- 88 -
Figura 40. Bloque 1 interno fotovoltaico (PV).....	90
Figura 41. Área y eficiencia de los paneles fotovoltaicos.	91
Figura 42. Osciloscopio de generacion fotovoltaica.	92
Figura 43 Bloque 2 interno Aerogenerador	93
Figura 44. Potencia nominal, velocidad nominal y velocidad máxima del viento.....	94
Figura 45. Osciloscopio de Aerogeneración.....	95
Figura 46. Bloque 3 interno Generador síncrono.	96
Figura 47. Parámetros del generador a Diesel.....	97
Figura 48. Osciloscopio de Generador síncrono.	98
Figura 49 Transformador trifasico.	99

Figura 50. a) Diagrama estructural de las cargas de la Unidad Académica de Ingeniería, Industria y Construcción con generación distribuida. b) Cargas residencial	100
Figura 51. Niveles de voltaje registrados sin GD (a) y con GD (b)	108
Figura 52. Niveles de corriente registrados sin GD (a)) y con GD (b)	109
Figura 53. Fluctuaciones registradas sin GD (a) y con GD (b).....	110
Figura 54. Perturbaciones registradas en horario matutino (izquierda) y vespertino (derecha) de la línea 1.	111
Figura 55. Niveles de armónicos de voltaje registrados sin GD (a) y con GD (b).....	112
Figura 56. Niveles de armónicos de amperaje registrados sin GD (a) y con GD (b). ...	112
Figura 57. Desequilibrio del voltaje-amperaje fasorial.....	113
Figura 58. Tabla general de desequilibrios.	113
Figura 59. Desequilibrio del voltaje-amperaje fasorial.....	114
Figura 60. Tabla general de desequilibrios.	115
Figura 61. Resultados de la simulación en Matlab Simulink de la generación distribuida con micro generación en la Unidad académica UCACUE.....	135
Figura 62. Instalación de paneles solares para medir el registro de datos con generación distribuida de la Unidad académica UCACUE.....	135
Figura 63 Instalación del equipo de calidad (FLUKE 434 Power Quality Alalyzer) para medir la fiabilidad de la generación distribuida de la Unidad académica UCACUE.	136

Figura 64. Recopilación de datos del voltaje registrados de la generación distribuida de la Unidad académica UCACUE..... 136

Figura 65. Recopilación de datos de las perturbaciones (flickers) registrados de la generación distribuida de la Unidad académica UCACUE..... 137

Figura 66. Recopilación de datos de los desequilibrios registrados de la generación distribuida de la Unidad académica UCACUE..... 137

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Condiciones de operación de módulos fotovoltaicos.....	- 35 -
Tabla 2. Caídas del voltaje entre los componentes del sistema.....	- 41 -
Tabla 3. Características de la generación distribuida.....	- 42 -
Tabla 4. Valores convencionales de las líneas aéreas a 60 HZ.	- 45 -
Tabla 5. Clasificación de las interrupciones.	- 59 -
Tabla 6. Ventajas y desventajas del método determinístico.....	- 63 -
Tabla 7. Características PV.....	- 71 -
Tabla 8. Características inversor.....	- 72 -
Tabla 9. Características Aerogenerador.....	- 73 -
Tabla 10. Datos obtenidos de la estación meteorológica de la Radiación solar de todo el año.	- 77 -
Tabla 11. Datos obtenidos de la estación meteorológica de la Velocidad del viento de todo el año.....	- 79 -
<i>Tabla 12. Demanda máxima de la Unidad Académica de Ingeniería, Industria y Construcción en el año 2023.....</i>	<i>- 80 -</i>
Tabla 13. Tabla de la energía producida por el método Weibull.	- 86 -
Tabla 14. Escala endecadaria.....	102
Tabla 15. Causas y efectos.....	103

Tabla 16. Matriz causa – efecto (M) de incidencia directa.	103
Tabla 17. Matriz causa – causa (A).....	104
Tabla 18. Matriz efectos – efectos (B).....	104
Tabla 19. Matriz convolución $C = convM, A$	105
Tabla 20. Matriz convolución $M *= convC, B$	106
Tabla 21. Matriz efectos olvidados $EO = M * -M$	107
Tabla 22. Promedio de los niveles de voltaje del día 1 al 7.....	108
Tabla 23. Promedio de los niveles de corriente del día 1 al 7	109
Tabla 24. Optimizador para determinar Capacidad = 36.55%	116
Tabla 25. Variaciones de tensión permitidas con respecto a la tensión nominal.....	125
Tabla 26. Valores límites establecidos de THD.....	126
Tabla 27. Características de los fenómenos variadores de calidad de energía.	128
Tabla 28. Límites establecidos de armónicos.....	131
Tabla 29. Límites de distorsión de la tensión.....	133
Tabla 30. Límites de distorsión armónica de corriente para sistemas de 120V a 60kV.	134

LISTA DE ANEXOS

ANEXO 1. REGULACION ARCONEL 004-01.....	124
ANEXO 2. REGULACION ARCONEL 006/00.....	128
ANEXO 3 REGULACION ARCONEL 004/15.....	131
ANEXO 4 NORMA IEEEESTD 519-2014.....	133
ANEXO 5. IMÁGENES REFERENCIALES.....	135

CAPITULO 1

1. INTRODUCCION

1.1 Objetivos

1.1.1. *Objetivo general*

Modelar la confiabilidad del transformador 42603 mediante el modelo estocástico Monte Carlo acoplando microgeneración, con esto la Unidad Académica contará con información actualizada, además de, una recomendación para su uso a futuro.

1.1.2. *Objetivos específicos*

- Realizar una revisión sistemática del estado del arte en las bases de datos científicas planteando una ecuación de búsqueda de artículos científicos de los últimos 10 años, obteniendo una base teórica sólida relacionado a los modelos de confiabilidad en redes de distribución acoplando generación distribuida.
- Caracterizar la red de abastecimiento del transformador 42603 de la Unidad Académica de Ingeniería, Industria y Construcción, mediante los flujos de carga, determinando las condiciones de acople de generación distribuida en la simulación.
- Clasificar las variables de confiabilidad del abastecimiento de la demanda del transformador 42603 mediante el método de lógica difusa, desarrollando un sistema de diagnóstico y mantenimiento predictivo; monitoreando las condiciones operativas del transformador.
- Comparar la confiabilidad del abastecimiento de la demanda en la red eléctrica mediante el modelado de dos escenarios con y sin generación distribuida, para que no existan interrupciones de energía.

1.2 Alcance

Determinar cómo la introducción de la micro generación distribuida influye en la confiabilidad de la red, y cómo el modelo Monte Carlo puede utilizarse como herramienta para evaluar y mejorar dicha confiabilidad.

El presente documento se centrará principalmente en la evaluación de la confiabilidad de la red y no aborda otros aspectos relacionados, como la estabilidad del sistema; además, se limita al contexto específico del Ecuador y puede no ser generalizable a otras regiones con diferentes condiciones de red y políticas energéticas.

1.3 Justificación

Actualmente, la electricidad es un recurso fundamental para el desarrollo económico y social de cualquier país. En el contexto ecuatoriano, la creciente demanda energética y la necesidad de integrar fuentes de energía renovable, como la micro generación, plantean desafíos significativos para garantizar la confiabilidad y eficiencia de la red. El presente proyecto, se fundamenta en la premisa de que el análisis de la confiabilidad de la red de distribución es crucial para asegurar un suministro eléctrico estable y de calidad. La incorporación de micro generación, como paneles solares y aerogeneradores a pequeña escala, introduce nuevas variables, lo que requiere un enfoque integrado y avanzado para evaluar su impacto en la confiabilidad operativa.

La aplicación del modelo antes mencionado, presenta una herramienta idónea para abordar esta problemática, ya que, permitirá simular múltiples escenarios posibles y evaluar la confiabilidad de la red bajo condiciones de incertidumbre inherentes al comportamiento de las fuentes de energía renovable y los patrones de consumo. La pertinencia de esta investigación radica en su capacidad para proporcionar una comprensión profunda y precisa de los factores que influyen en la confiabilidad del sistema, así como en la identificación de posibles puntos críticos y vulnerabilidades en la red de distribución.

Los resultados obtenidos a partir de este análisis no solo serán de utilidad para futuras investigaciones académicas, organismos reguladores, sino también para la planificación eléctrica, toma de decisiones gubernamentales y otros actores relevantes en

el ámbito energético. Además, la presente investigación contribuirá al avance del conocimiento de la ingeniería eléctrica en si, también aportara a la gestión de sistemas de energía, al aplicar y adaptar metodologías avanzadas (Montecarlo y lógica difusa) En resumen, esta tesis propone un enfoque innovador y riguroso para analizar la confiabilidad de la red de distribución eléctrica, considerando la integración de microgeneración y su impacto en la operación y planificación del sistema.

CAPITULO 2

2. FUDAMENTACION TEORICA.

2.1 Generación Distribuida (GD).

Se denomina como generación distribuida a la producción de electricidad a través de múltiples fuentes de energía, como lo pueden ser la solar, térmica, hidráulica, eólica, etc.; las cuales siempre estarán ubicadas cerca de los puntos de consumo. Estos sistemas por lo general suelen ser instalados en residencias, pequeñas, medianas empresas, en industrias, con el principal objetivo de reducir los costos en la facturación de electricidad y, al mismo tiempo, muchos de ellos ayudan a reducir la huella del cambio climático (Sierra, 2020).

Según (Sierra, 2020), en la actualidad, estos sistemas son parte primordial en lo referente a sistemas de distribución, ya que, estos están compuestos de pequeñas plantas de generación que se instalan cerca de los puntos de carga. Sus características principales son:

- Disminución de pérdidas de la red.
- Rebaja de costos
- Desarrollo de la matriz energética de una nación.
- Menor impacto ambiental.
- Creación de nuevas plazas de empleo.

2.2 Tecnologías de la generación distribuida.

Según (Bustamante, 2014), existen diferentes tipos de generación distribuida, las cuales se encuentran clasificadas en 2 grupos completamente diferentes:

- Tecnologías tradicionales.
 - Turbina de gas
 - Microturbina
 - Motores alternativos.
- Tecnologías no tradicionales.

- Eólica.
- Mini-hidraulica.
- Solar-Térmica
- Geotérmica
- Mareomotriz.

Según González-Longatt, (2023), algunas fuentes de GD se encuentran en fase de desarrollo, mientras que otras ya se establecieron en el mercado; algunas son reconocidas por sus nombres técnicos como los generadores de respaldo (back-up generators), o generador en sitio (on-side-power); las cuales pueden ser implementadas en diferentes escenarios, según la necesidad.

2.3 Condiciones de operación de un sistema de generación distribuida.

Según Fernández, (2023), la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables (ARCERNNR) en noviembre del año 2023 emitió la regulación N° ARCERNNR-008/23; esta regulación contiene el Marco normativo de la Generación Distribuida para el autoabastecimiento de consumidores regulados de Energía Eléctrica. Esta nos da las condiciones y el proceso de instalación y funcionamiento de un sistema de GD para autoconsumo, el cual se conoce como SGDA. Un SGDA se refiere a una agrupación de dispositivos que generan electricidad para satisfacer las necesidades de consumo de los puntos de carga que tienen un contrato de suministro con una empresa eléctrica de distribución.

Las principales normativas en el escenario ecuatoriano son las siguientes:

2.3.1. Normativa ARCONEL 003/18, sobre Generación Fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica

Establece que, hasta que se emita regulación específica sobre generación distribuida, las disposiciones contempladas en ella para el desarrollo, implementación y participación de consumidores que posean sistemas fotovoltaicos de hasta 100 kW de capacidad nominal, serán aplicables a consumidores residenciales interesados en instalar sistemas fotovoltaicos de hasta 300 kW de capacidad nominal instalada; y hasta menos de 1000 kW para consumidores

comerciales o industriales. Estos sistemas tienen la posibilidad de conectarse en sincronía con la red de medio o bajo voltaje para abastecer su propia demanda eléctrica, pudiendo además vender eventuales excedentes a la red de distribución según lo establecido en la regulación comercial correspondiente.

2.3.2. Normativa ARCONEL 004/15, sobre requerimientos técnicos para la conexión y operación de generadores renovables no convencionales a las redes de transmisión y distribución

Esta normativa nos da a entender la obligación de realizar estudios técnicos antes de la instalación de nuevas unidades de generación que utilicen energías renovables no convencionales. Dichos estudios deben evaluar distintos escenarios, como la red sin el generador renovable, la red con el generador renovable y la red de distribución únicamente con generación renovable, en el caso de que se permita el funcionamiento en isla eléctrica.

Según Ponce, (2023), estas reglas tienen como principal objetivo establecer cómo se permitirá, instalará, conectará, operará y mantendrá sistemas de GD para autoabastecimiento (SGDA) de los consumidores regulados, junto con las normativas ya establecidas para medir y facturar la electricidad utilizada por Consumidores Regulados con SGDA.

2.4 Generación Distribuida Renovable.

Según el Gobierno de la Ciudad de Buenos Aires, (2022) la GD aplicada a las energías renovables hace hincapié a la producción de electricidad a pequeña escala utilizando fuentes de energía renovable y sostenible, estas pueden ser: solar, eólica, hidroeléctrica, biomasa o geotérmica. En vez de depender de grandes centrales eléctricas para suministrar energía a una región, la GD emplea los recursos energéticos locales y permite a los consumidores generar parte o la totalidad de su electricidad.

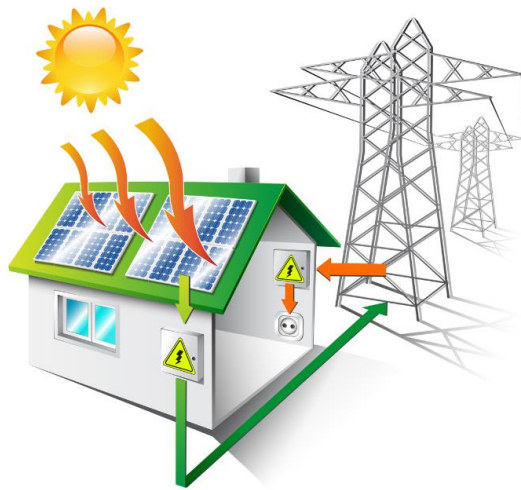


Figura 1. Ejemplo de un Sistema de Generación distribuida.

Fuente. Empresa de transporte y distribución de Entre Ríos, (2022)

Nota: En la imagen podemos ver un sistema de GD ON-GRID, el cual se compone de un sistema fotovoltaico conectado a la red.

En la búsqueda de conseguir alternativas sostenibles para satisfacer nuestras necesidades energéticas, las fuentes de energías renovables son claves para la diversificación de la matriz energética.

2.4.1. Generadores eólicos.

Según la revista Vector Renewables, (2022) existen 2 tipos de generadores eólicos, estos son.

- Aerogeneradores de eje horizontal.
- Aerogeneradores de eje vertical.

2.4.1.1. Aerogeneradores de eje horizontal.

Según Quezada, (2012), también conocido por sus siglas en inglés como HAWTs (horizontal axis Wind turbines), son los más comunes en el mercado. Su principal característica es que giran alrededor de un eje central siempre en dirección al viento.

Según Carvajal González & Rodríguez Rodríguez,(2015), existen varios tipos de generadores de eje horizontal, de los cuales podemos mencionar.

- Aerogenerador de tipo monopala.
- Aerogenerador de tipo bipala
- Aerogenerador tipo tripala

Entre mayor sea el número de palas aumenta el peso y el precio final del aerogenerador, por ende, no se emplean diseños con un mayor número de palas para la generación eléctrica.

2.4.1.1.1. Partes de un aerogenerador de eje horizontal.

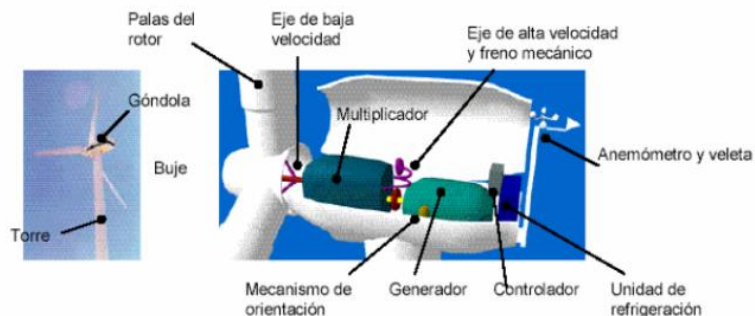


Figura 2. Partes de un aerogenerador de eje horizontal tipo tripala.

Fuente. Almendros (2021).

Nota: En la figura 2, podremos apreciar los principales componentes de un aerogenerador de eje vertical.

- Góndola: También conocida como carcasa, es la encargada de proteger las partes fundamentales del aerogenerador.
- Palas: Encargadas de transmitir la potencia del viento hacia el buje.
- Buje: Aquí se unen las palas del rotor con el eje de baja velocidad.
- Eje de baja velocidad: Conecta el buje al multiplicador, su velocidad es lenta
- Multiplicador: Permite que el eje de alta velocidad gire mucho más rápido que el de baja velocidad.
- Eje de alta velocidad: Permite el funcionamiento del generador eléctrico girando a una gran velocidad.

- Generador eléctrico: Transformación de energía mecánica a eléctrica.
- Controlador electrónico: Controla las condiciones de viento y su orientación.
- Unidad de refrigeración: Refrigerera el generador eléctrico.
- Torre: Soporte de la góndola y el rotor.

2.4.1.1.2. Condiciones del viento para el funcionamiento de un aerogenerador de eje horizontal

Este tipo de tecnología se proyectan para ocuparse a velocidades promedio, las cuales oscilan entre 3 a 24 m/s, la velocidad primaria se la conoce como velocidad de conexión, mientras que, la otra se la conoce como velocidad de corte. En el caso de que la velocidad de viento exceda la velocidad de corte el sistema de control del aerogenerador lo detendrá inmediatamente Carvajal González & Rodríguez, (2015).

2.4.1.2. Caracterización del aerogenerador.

Según Eraso Checa & Escobar Rosero, (2018) la capacidad extraída del viento con el aerogenerador se determina en la siguiente ecuación 1:

$$P = C_p \frac{\rho}{2} \cdot \frac{\pi \cdot D^2}{4} \cdot v^3 \quad [1]$$

donde:

C_p = Coeficiente de potencia

ρ = Densidad del aire (Kg/m³)

v = velocidad del viento (m/s)

D = diámetro de las hélices (m)

Un parámetro importante para caracterizar el funcionamiento del aerogenerador es la densidad del aire, la cual para Ecuador oscila entre los 1,225 (kg/m³) o máximos. Teniendo ya los

valores previos, incluyendo densidad del aire en el sitio donde se van a ubicar los aerogeneradores y la velocidad del viento, se obtendrá la potencia del viento expresada en la ecuación 2.

$$\frac{P}{A} = \frac{1}{2} \cdot \Phi V^3 \quad [2]$$

donde:

P/A = Densidad de potencia (W/m²)

Φ = Densidad del aire (Kg/m³)

V = velocidad del viento (m/s)

2.4.1.3. Límite de Betz.

Según Pizaña & H., (2015), este límite manifiesta el funcionamiento de un aerogenerador como un flujo laminar de aire sometido a un proceso de compresión y descompresión, a modo de expresar la eficiencia del aerogenerador; en términos de propiedades del flujo antes y después de pasar por el aerogenerador.

Este límite será explicado en la siguiente figura:

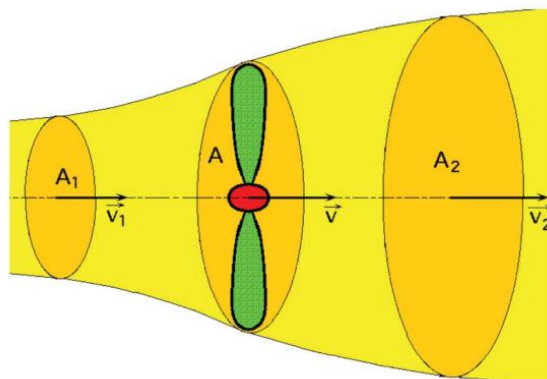


Figura 3. Flujo de aire que circula a través del área (A) barrida por el rotor.

Fuente: Becerra, (2019)

Nota. Se observa en la figura 3 los vórtices creados por el aerogenerador A y como la velocidad de entrada va disminuyendo.

En la figura 3, la sección de viento que transita por la hélice tendrá una sección A con una velocidad v por definir. La hélice se representa como un disco de diámetro d que capta la energía del aire en movimiento que llega hacia él. Si el disco fuese capaz de captar toda la energía cinética del viento del mismo el aire estaría en reposo; entonces la velocidad sería $V_2=0$.

Dado que el gasto máximo G del aire es constante, se puede representar en la siguiente ecuación 3:

$$G = \rho A_1 v_1 = \rho A_2 v_2 = \rho A v \quad [3]$$

Según Becerra (2019), reduciendo las variables, el aire tiene una velocidad constante. Con esto, la velocidad del viento promedio por la turbina viene dado por la siguiente ecuación 4:

$$v = \frac{v_1 + v_2}{2} \quad [4]$$

Donde.

v= Velocidad del viento promedio.

v1= Velocidad inicial.

v2= Velocidad final

La masa de la corriente de aire la cual circula en el área barrida por segundo en el rotor está dada por la ecuación 5:

$$m = \rho \cdot A \cdot v_{avg} \quad [5]$$

La potencia del viento sobre la turbina está dada por la ecuación 6:

$$P_{turbina} = \frac{1}{2} m (v^1 - v^2) \quad [6]$$

Donde:

$P_{turbina}$ = Potencia del viento sobre la turbina

m= masa

v^1 =velocidad de entrada

v^2 = velocidad de salida

Luego de sustituir los valores en la ecuación 5 y 6 se obtiene la ecuación 7:

$$P_{turbina} = \frac{1}{4} \cdot \rho \cdot A (v_1 + v_2)(v - v^2) \quad [7]$$

Donde:

A= área total del aerogenerador

ρ = densidad del aire.

La potencia máxima se la obtiene al derivar la ecuación 7, dando como resultado:

$$\begin{aligned} \frac{dP_{turbina}}{dv} &= 0 \\ v_2 &= \frac{1}{3} \cdot v_1 \end{aligned} \quad [8]$$

Luego de sustituir en la ecuación 8, se obtiene la siguiente ecuación 9:

$$\begin{aligned} P_{max} &= \frac{16}{54} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \\ P_{max} &= \frac{16}{27} \cdot \left(\frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot v^3\right) \\ P_{max} &= \frac{16}{27} \cdot P_{disp} \end{aligned} \quad [9]$$

$$P_{max} = 0.593 * 100\% = 59,3\%$$

El límite de Betz nos demuestra que solo puede ser aprovechado el 59,3% de la energía disponible.

2.4.2. Generadores fotovoltaicos

Según Chumo & Pantaleon (2023), son un conjunto de elementos que, interconectados entre sí; generan, controlan y proporcionan electricidad en corriente alterna. La transformación en electricidad se la obtiene aprovechando todas las propiedades de los materiales semiconductores a través de las células fotovoltaicas. Estas deben estar orientados de manera que garanticen la máxima generación posible.

2.4.2.1. Características de los generadores fotovoltaicos.

Según González Salazar & Velásquez Mejía, (2016), los paneles fotovoltaicos tienen un conjunto de variables expresadas en condiciones las cuales se llaman NOCT (Temperatura de operación nominal de la célula) o también por STC (condición de prueba estándar) cuyos valores son expuestos en la siguiente tabla:

Tabla 1. Condiciones de operación de módulos fotovoltaicos.

Condiciones	NOCT	STC
Irradiación	800 W/m ²	1000 W/m ²
Distribución espectral	AM 1,5	
Temperatura	20°C	25°C
Velocidad del viento	1 m/s	

Fuente. González Salazar & Velásquez Mejía (2016)

Nota. En la Tabla 1 se puede apreciar las diferentes condiciones operacionales que deben tener las celdas fotovoltaicas.

Las variables fundamentales electricas que definen a los módulos fotovoltaicos son:

- Potencia Máxima nominal (Pm):

$$P_{Nmax} = V \cdot I$$

[10]

- Voltaje máxima Potencia (VMP): entre 600 a 1000 v
- Corriente de máxima potencia (IMP):

$$I_{max} = \frac{P_{max}}{V_{max}} \quad [11]$$

- Voltaje a circuito abierto (VOC): cuando es igual a 0

$$V_{oC} = \frac{nkT}{q} \ln \left(\frac{I_l}{I_o} + 1 \right) \quad [12]$$

Donde:

I_l = Corriente de entrada

I_o = Corriente de salida

n = Factor identidad.

T = temperatura

- Corriente de cortocircuito (ISC): máximo valor que circula por la célula solar.
- Potencia pico: Máxima potencia capaz de generar un sistema fotovoltaico en condiciones óptimas.

$$P_{pico} = P_{panel} * \text{Numero de placas instaladas} \quad [13]$$

- Factor de forma (FF): los valores oscilan entre 0,7 a 0.8

$$FF = \frac{V_{max} \cdot I_{max}}{V_{oC} \cdot I_{sc}} \quad [14]$$

2.4.2.2. Tipos de sistemas fotovoltaicos.

Según Chumo & Pantaleon, (2023), hay 2 tipos de sistemas fotovoltaicos, estos son:

- Sistemas conectados a la red ON-GRID.
- Sistemas aislados de la red OFF-GRID

2.4.2.2.1. Sistemas conectados a la red ON-GRID.

Según Chumo & Pantaleon, (2023), este tipo de conexiones en la red local como el sistema fotovoltaico coexisten para aportar la electricidad necesaria. En este tipo de sistemas, el inversor proporciona una AC, posee las mismas propiedades del suministro eléctrico al que está enlazado, tanto de forma sinusoidal y su valor eficaz de 240 V y la frecuencia a 60Hz; en esta no se concede alteraciones, esto con el primordial objetivo de obviar alteraciones sobre la red eléctrica de distribución.

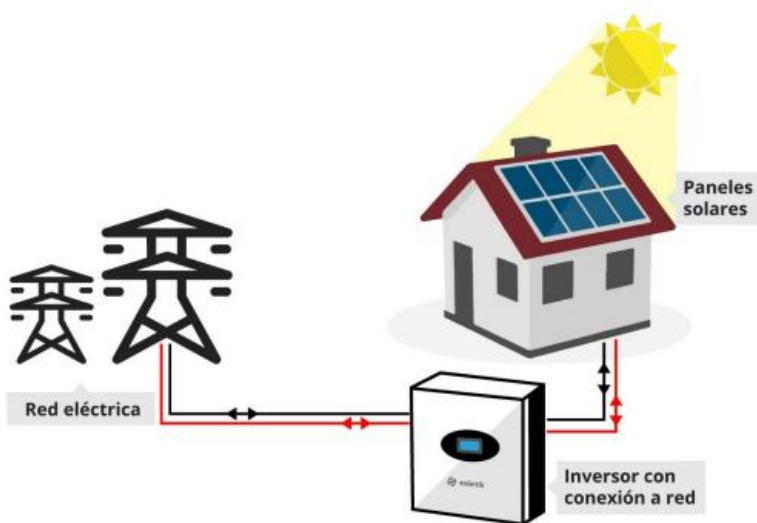


Figura 4. Ejemplo de Sistema On-Grid.

Fuente. Villamizar et al., (2022)

Nota: En la Figura 4 se observa un sistema ON-GRID, la carga (residencia) consume tanto de la red local como del sistema fotovoltaico.

Según Villamizar et al., (2022) estos sistemas pueden subdividirse en dos tipos: Sistemas de generación descentralizada y sistemas de generación centralizada (también llamados conectados a la red central) son aquellos cuya generación se encuentra bien dispersa. En cambio, los sistemas de generación centralizada (conectados a la red central), son aquellos cuya generación se encuentra en un sitio determinado.

2.4.2.2. Sistemas aislados en la red OFF-GRID

Un sistema OFF-GRID es aquel que no está conectado a la red eléctrica local, es decir, suministra electricidad a los consumidores que no ostentan incorporarse a la red local, que experimentan cortes de electricidad de manera recurrente, Wega Energy (2023).

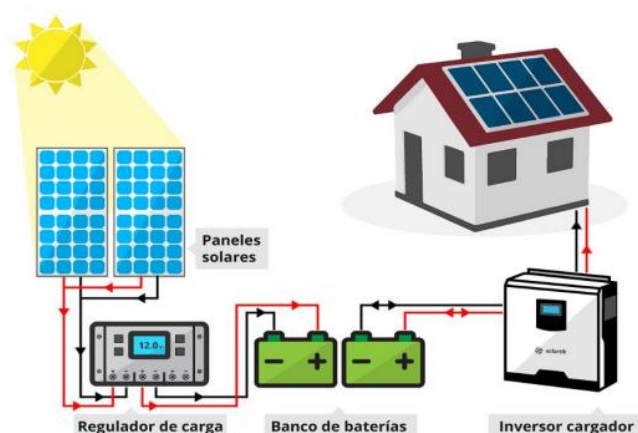


Figura 5. Ejemplo de sistema fotovoltaico OFF-GRID.

Fuente. Villamizar et al., (2022)

Nota. En los sistemas OFF-GRID, los usuarios (cargas) son autosuficientes, están aislados de la red principal.

Este tipo de sistemas pueden ser utilizados para: iluminación residencial, telecomunicaciones, refrigeración, procedimiento de bombeo de agua, entre otros. Además, las grandes distancias entre los puntos de consumo y la red eléctrica hacen más rentables estos sistemas debido a que realizar un tendido eléctrico nuevo para una cantidad pequeña de abonados no es loable, Lasluisa Morocho & Tobar Jami, (2019).

2.4.2.3. Componentes de un Sistema solar fotovoltaico.

Según Medina & Gutierrez, (2021), existen varios componentes en el sistema fotovoltaico, los cuales son:

- Celdas o paneles fotovoltaicos.
- Acumuladores o baterías.
- Controlador o regulador de carga
- Inversor.
- Cargas eléctricas
- Elementos de protección.

2.4.2.4. Dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos autónomos

Según Eaton Industries, (2022), el dimensionamiento es el cálculo de componentes que adecuan un sistema fotovoltaico, ósease, los paneles, el banco de baterías, regulador de carga y el inversor.

2.4.2.4.1. Pasos para el proceso de dimensionamiento.

- **Determinación de los consumos:** Esto abarca la capacidad de carga instalada en la residencia, la cual será provista de electricidad, para su consumo.

$$\text{Carga generada}_{CG} = \text{Carga consumida}_{CC}$$

- **Energía real necesaria:**

$$E = \frac{L_{cc}}{n_g} + \frac{L_{ca}}{n_g * n_{inversor}} \quad [15]$$

Donde:

L_{cc} = Carga diaria de corriente continua.

L_{ca} = Carga diaria en corriente alterna.

n_g = Eficiencia de carga y descarga de la batería.

N inversor = Rendimiento del inversor.

2.4.2.4.2. Cálculo de las baterías.

Según Lasluisa Morocho & Tobar Jami, (2019), los acumuladores deben ser calculados en base al número como en sus propiedades constructiva, estas pueden ser: capacidad, tiempo de descarga, tiempo de carga, etc.

$$CB^* = \frac{L * N}{DOD * N_c} \quad [16]$$

Donde:

N = Número de días de autonomía.

DOD = Descarga profunda de los acumuladores.

N_c = Perdidas en los conductores.

L⁺ = Energía media

2.4.2.4.3. Cálculo de potencia para el generador fotovoltaico.

La potencia se da con concernencia al cálculo de los consumos, el dimensionamiento dependerá de la potencia necesaria que se obtendrá de dicho generador.

Numero de módulos:

$$Numero\ de\ modulos = \frac{E}{W_p * HSP(n_d)} \quad [17]$$

Donde:

W_p = Máxima potencia panel.

HSP = Hora pico del sol de incidencia sobre las celdas fotovoltaicas.

E = Energía real.

n_d = Factor de perdidas producidas en el sistema.

2.4.2.4.4. Selección del regulador de carga.

Es de crucial importancia para el sistema, porque ayuda a prolongar el ciclo de vida de los acumuladores, además de controlar las potencias de carga y descarga, respectivamente.

$$I_{Gmax} = N_p * I_{sc} \quad [18]$$

Donde:

I_{sc} = Intensidad en cortocircuito.

N_p = Número total de paneles

$$I_{regulador} = I_{Gmaximo} + 3\% * I_{Gmaximo} \quad [19]$$

2.4.2.4.5. Dimensionamiento de los conductores.

Este, se debe hacer conforme a la distancia del conductor que se va a utilizar para su instalación y la intensidad que todo el tiempo circula por él.

Tabla 2. Caídas del voltaje entre los componentes del sistema

Componentes	% de caída
Generador-Regulador/Inversor	Menor al 3%
Inversor-Batería	Menor al 1%
Regulador-Inversor	Menor al 1%
Inversor/Regulador – equipos	Menor al 3%
Regulador-Batería	Menor al 1%

Fuente: Autores

Nota: En la tabla 2, apreciamos el porcentaje de caída de los componentes del sistema, siendo el generador y el inversor los que mayor porcentaje de caída permiten.

2.5 Impactos de la generación distribuida en un sistema eléctrico de distribución.

Según Játiva Sierra (2020), la incorporación de la generación distribuida hace referencia a la manera en cómo las condiciones de demanda del sistema de distribución son cambiantes. Con esta forma, la aplicación de la GD cambia su estructura radial particular del sistema eléctrico; de esta manera la bidireccionalidad de los flujos de potencia provoca la elevación de los perfiles de voltaje del sistema.

Tabla 3. Características de la generación distribuida.

Tipo de Tecnología de Generación	Eficiencia Energética %	Potencia Nominal KW
Turbinas a gas	De 21,9 a 37	De 1000 a 40000
Celdas de combustible	De 25 a 30	De 30 a 200
Celdas PV	De 34 a 54	De 50 a 1000
Microturbinas	De 10 a 22	Mayor a 1
Motores a gas	De 36 a 43	De 50 a 5000
Motores a Diesel	De 28 a 42	De 20 a 1000

Fuente: Autores

Nota: Dependiendo del tipo de tecnología a utilizar, la eficiencia energética varía, siendo los motores a gas con el mayor porcentaje de esta.

La implementación de la GD a los sistemas de distribución es muy dependiente de la eficiencia de operación y de la potencia que proporciona a las cargas, dependiendo mucho de su configuración, como se puede apreciar en la tabla 3.

2.5.1. Índices de estabilidad.

Estos índices son un tipo de mediciones los cuales ayudan a los sistemas de distribución a prevenir colapsos, ya que pueden definir magnitudes escalares que permiten dar seguimiento a medida que el sistema presente alteraciones. En otras palabras, estos proporcionan asistencia al sistema eléctrico a rastrear límites críticos, con lo ya antes mencionado, se pueden incorporar acciones correctivas que puedan evitar percances y perturbaciones, Pérez-Londoño et al., (2014).

Según Játiva Sierra, (2020) la gran demanda de energía ocasiona que la estabilidad de un sistema vea alteraciones en su funcionamiento, ocasionando caídas de tensión significativas y que el sistema sea inestable. Para determinar el índice en una línea de distribución se plantea la siguiente figura.

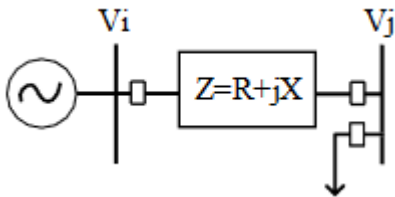


Figura 6. Diagrama de una línea de transmisión.
Fuente. Játiva Sierra, (2020)

$$CV_i V_j \angle -\delta - (V_i^2) \quad [20]$$

$$= (R + jX) (P_i - Q_i)$$

Además, P_j y Q_j son la carga en el nodo de salida y $R + jX$ representa a la impedancia de la línea.

Al simplificar las ecuaciones se determina lo siguiente:

$$S_{ik} = V_i^4 - 4(P_k * R_{ik} + Q_k * X_{ik}) * V_i^2 - 4(P_k * X_{ik} + Q_k * R_{ik})^2 \quad [21]$$

donde:

S_{ik} : Representa el índice de estabilidad en el nodo i.

P_k : Es la demanda de potencia activa en el nodo k.

Q_k : Representa la demanda de potencia reactiva en el nodo k.

R_{ik} : Es la resistencia de la línea entre los nodos i y k .

X_{ik} : Representa la reactancia de la línea entre los nodos i y k .

En los sistemas de distribución cuando el índice de estabilidad está cerca de la unidad se da por entendido que el sistema se encuentra trabajando de manera estable.

2.5.2. Límites de voltaje en los sistemas de distribución.

Estos límites son dados por la Agencia reguladora de cada país, para el Ecuador; estos se ubican en un rango entre 0,9 a 1,1 pu.

2.5.3. Variaciones de los niveles de voltaje y regulación de voltaje.

Según Cholota Hurtado, (2015), los sistemas eléctricos de distribución están formado por varios elementos, como lo son: generadores, transformadores y líneas o cables; estos componentes pueden ser modelados mediante impedancias, por ende, hay una posibilidad de observar la relación entre el flujo de potencia de la impedancia y la tensión en sus nodos externos.

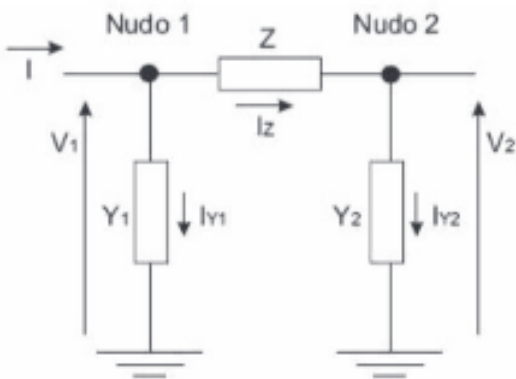


Figura 7. Esquema unifilar de línea de distribución.

Fuente. Cholota Hurtado, (2015)

Nota: En la figura 7, la impedancia en serie (Z) está compuesta por dos parámetros; la resistencia (R) y la inductancia (X)

En sistemas de potencia de alta tensión, la propiedad $R < X$ (resistencia es menor a la inductancia) nos da la impedancia de la potencia activa junto a la tensión. En la gran mayoría de redes de distribución eléctrica, la propiedad inductividad no es relevante, entonces, las diferentes variaciones del voltaje se deben a los flujos de potencia activa y reactiva.

Tabla 4. Valores convencionales de las líneas aéreas a 60 HZ.

Tensión Nominal (Voltios)	Potencia natural (Mw)	X (Ohm/Km)	X/R
0.4	---	0.40	0.5
10	---	0.40	0.5
130	50	0.40	3
220	130	0.40	6
400	550	0.33	15
500	910	0.30	16
750	2200	0.28	30

Fuente: Dinic et al., (2006)

Nota: Estos son valores referenciales a 50 Hz, estos varían dependiendo de la norma del país donde se aplican

La tensión en los nodos de demanda viene dada por:

$$V_D = V_s - I(R - jX) \quad [22]$$

$$= V_s - \left(\frac{P - jQ}{V_s} \right) (R + jX)$$

Donde:

V_D = voltaje en los nudos en demanda

V_s = voltaje de entrada en la subestación

Se asume entonces que la subestación hace referencia a la tensión, entonces:

$$V_s = V_s \angle 0 \rightarrow V_s = V_s \quad [23]$$

Al reemplazar las ecuaciones se obtiene:

$$-\frac{1}{V_S}(RP + XQ) - \left(j \frac{1}{V_S}\right)(XP - RQ) \quad [24]$$

De estas ecuaciones deducimos que:

$$\Delta V = \frac{1}{V_S}(RP + XQ) \quad [25]$$

$$\delta V = \frac{1}{V_S}(XP - RQ)$$

Reemplazando obtendremos que:

$$VD = V_S - \Delta V - j \delta \quad [26]$$

El voltaje del nodo de carga depende del flujo de potencia activa y reactiva.

2.5.3.1. La generación distribuida como controlador de tensión.

Según Cholota Hurtado, (2015), el equipamiento o equipos que se conectan a la red eléctrica funcionan de forma satisfactoria dentro de un límite de tensión, por ello que mantener un nivel de tensión apropiado es esencial. Para mantener el voltaje dentro de un nivel, se utilizan transformadores con LTC (load tap changing), reguladores de voltaje y capacitores. El flujo de potencia activa y reactiva influye en la tensión, la regulación de voltaje al conectar la generación distribuida puede ser positivo o negativo dependiendo de las características de la red y la ubicación de la generación distribuida.

Esto se da porque al conectar la generación distribuida se reduce la carga que ve el regulador, esto produce que el regulador oscile y establezca un voltaje más bajo, de esto se obtiene la siguiente fórmula.

$$V = \frac{RP + XQ}{V}$$

Como se explica en la ecuación si es reducido el flujo de potencia tanto activa como reactiva la caída de tensión ira disminuyendo en la red. Cuando la generacion distribuida está conectada, el incremento de tensión que se produce cuando la demanda es baja y hay alta generación es notable.

2.5.4. Pérdidas

2.5.4.1. Pérdidas derivadas del Efecto Joule.

Cuando se transporta electricidad una parte de esta se disipa en el recorrido. Esto se debe, cuando el conductor presenta una oposición el cual genera el efecto Joule. Este instaura que al transitar corriente en un conductor óhmico generara calor y su valor se asigna por la siguiente ecuación:

$$P = VI = RI^2 \rightarrow E_{perdidas} = \int_0^t RI^2(t)dt \quad [28]$$

Donde:

R= resistencia eléctrica del conductor.

I= corriente que circula por el conductor.

2.5.4.2. Pérdidas en función del nivel de penetración.

Este se define mediante la siguiente ecuación:

$$\% \text{ de penetracion} = \frac{\text{Potencia}_{GD}}{\text{Potencia}_{alimentador}} * 100 \quad [29]$$

Donde:

Potencia_{GD}=Potencia instalada de GD

Potencia_{alimentador}= Potencia de carga del alimentador

2.5.4.3. Pérdidas por la ubicación de la generación distribuida y topología de red.

La ubicación de la GD es de crucial importancia desde el punto de vista de pérdidas puesto que, cuanto más cerca se encuentra de los lugares de consumo, mayor reducción en las pérdidas se tendrá. Además de esto, una ubicación estratégica ayuda a la transmisión de potencia del sistema y mejorar la cargabilidad de los equipos.

2.5.5. Efectos sobre la confiabilidad de un sistema eléctrico

Según Chusin Cayo & Escobar Guanoluisa, (2015), la confiabilidad de un sistema eléctrico de distribución puede verse afectada por una variedad de factores, se prosigue, a realizar una breve explicación de ellos.

2.5.5.1. Pérdidas de los sistemas.

Al proporcionar corriente generada por la GD conectada a los nodos de la red, disminuyen las pérdidas, puesto que, al mermar la corriente de una de las ramas merma la caída de voltaje, por ende, las pérdidas en una sección de vano, al contrario, el nivel de penetración de la generación distribuida tiende a aumentar, afectando a la capacidad térmica de los conductores.

Los bancos de capacitores disminuyen pérdidas al igual que la GD, con la disparidad de que, la GD contribuye en los flujos de potencia, tanto activa como reactiva y los capacitores solo contribuyen en el flujo de potencia reactiva.

2.5.5.2. Flujos de carga.

El impacto que presenta la generación distribuida en el flujo de carga va igual con las corrientes y tensiones en los nodos del alimentador, Si en la red, la cual se nutre desde la subestación, se agrega una, o algunas fuentes de generación, los voltajes en los nodos de la red tienden a incrementarse a causa de la corriente que circula de la subestación hasta las abonados,

por ende, decrecen y las cargas se abastecen desde fuentes más cercanas a ellas además de la fuente principal, esto reduce las caídas de voltaje en las líneas.

2.5.5.3. Corrientes de falla y equipos de protección.

La potencia de cortocircuito en los nodos esta influenciada por diversos parámetros, uno de estos es la modificación de la topología de la red, debido a la incorporación de nuevos generadores o cargas. Igualmente, para un evento de fallo, los generadores que están conectados al sistema aportan a la corriente de falla.

Los sistemas de protecciones de la red son constantemente afectados, aquellos equipamientos fueron diseñados para unos valores de sobrecarga con un rango de máxima tolerancia, estos pueden alcanzar a ser el factor limitante de conexión de los nuevos generadores, entonces, todos los equipos de protección deberán ser recalibrados (tiempos y capacidades) y establecer periodos de operación de los equipamientos de protección para las nuevas intensidades de falla.

2.5.5.4. Calidad de energía.

La instalación de generación distribuida afecta de algunas formas a la calidad de potencia, entre las cuales están; la inyección de armónicos en el caso de utilizar interfaces con inversores, complicando la operatividad de los aparatos reguladores de voltaje.

2.5.5.5. Confiabilidad de un sistema eléctrico.

La aplicación de la GD en sistemas de distribución presenta varios beneficios positivos desde la perspectiva de confiabilidad a la hora de estudiar la confiabilidad de estos, ya que al transformarse la generación en una opción renovable de alimentación se nutre del sistema, el periodo de interrupción provocado por fallas intermitentes decremента para los abonados que se encuentran en la parte final del tramo, ya que el tiempo de interrupción por falla sería el tiempo que lleva aislar el tramo afectado y ya no el tiempo de reparación del elemento que falló o el tiempo de transferencia de carga a un alimentador cercano

La principal diferencia entre contar con un plan alternativo de alimentación de un alimentador cercano y una alternativa de alimentación con generación distribuida es que, con la segunda, la topología de la red no tendrá cambios por lo que los tiempos de restauración son menores que cuando se realiza transferencia de cargas.

2.6 Confiabilidad en los sistemas de distribución.

Según Gimenez & Ando Junior, (2022), el sector energético ha buscado incrementar las exigencias que va relacionado a la calidad de la energía en términos de confiabilidad y este define algunos parámetros como:

2.6.1. Calidad del servicio.

- Calidad del producto: Donde se incluyen datos como la magnitud, frecuencia y contaminación del voltaje de alimentación instantánea
- Calidad del suministro energético: Se incluyen frecuencia, profundidad y duración de interrupciones.
- Calidad del servicio a comercializar: Dada por el periodo de restauración del servicio eléctrico.

2.6.2. Perturbaciones relacionadas a la calidad de la energía.

Los principales fenómenos electromagnéticos que suceden con forma de onda de la tensión del suministro del sistema están relacionados con la calidad de la energía.

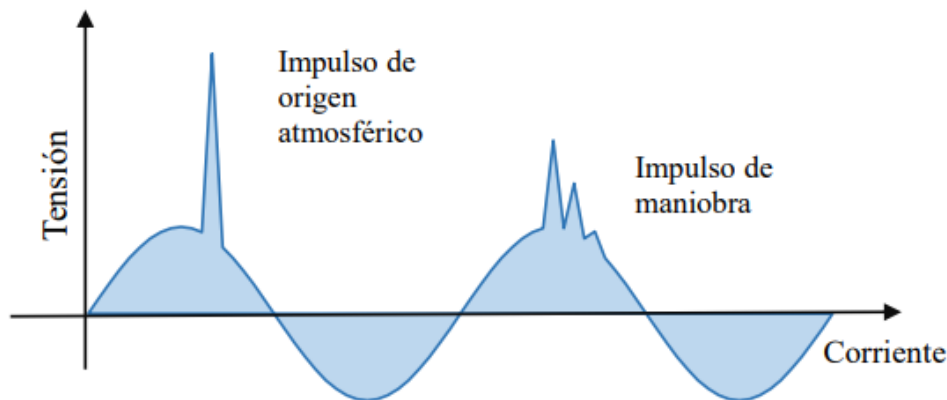


Figura 8. Ejemplo de una sobretensión.

Fuente. Gimenez & Ando Junior, (2022)

Nota: en la Figura 8, se visualiza un momento de sobretensión, la primera perturbación es causada por una descarga atmosférica y la segunda es de un trabajo de mantenimiento en la subestación abastecedora.

Entonces, las perturbaciones presentes en el voltaje son:

- Saltos de voltaje: Mayormente causados por rayos, provocando interrupciones en el servicio, daño a los equipos o personas.
- Transitorios de oscilación de la tensión:
- Cortes de voltaje: Tiene que ver con perturbaciones de los valores del voltaje instantáneo; mayormente provocadas por cortocircuito.

2.6.3. Marcadores de continuidad del servicio.

Según Levy & Carrasco (2020) es de crucial importancia que el servicio eléctrico se encuentre disponible al 100% cuando sea necesario. Por esto, constan que la continuidad del suministro eléctrico haga referencia a la provisión de electricidad sin ninguna restricción.

La norma IEEE 1366 Guía de índices de confiabilidad de la distribución de electricidad explica la interrupción como la pérdida total de electricidad en uno o más conductores de uno o mas puntos de carga (clientes) que estén conectados a la misma red; mientras que, define a los cortes como la pérdida de la capacidad de un conductor para proporcionar energía eléctrica.

Toda interrupción del servicio eléctrico es contabilizada, es por eso que la Norma ya antes mencionada se la define a través de los indicadores SAIDI que nos indica la duración de las interrupciones medidas en minutos; y SAIFI a la frecuencia de las interrupciones, o como el número de veces en el que el sistema sufrió de una alteración en el suministro eléctrico en un período de tiempo, estas suelen presentarse una vez al año.

2.6.4. Métodos para el cálculo de confiabilidad de un sistema de distribución.

Según Gimenez & Ando Junior, (2022), los métodos para cálculo de un sistema de distribución son:

2.6.4.1. Método basado en los índices de la norma IEEE1366.

Para encontrar la confiabilidad a través de este método se obtienen primeramente los parámetros como la tasa de fallas y la tasa de reparación los cuales se describen a continuación.

2.6.4.1.1. Tasa de fallas (λ)

Esta es expresada normalmente en las tasas de fallas de redes hora/falla y está representada en:

$$\lambda = \frac{\text{Tiempo de operacion sin fallas}}{\text{Numero total de fallas registrado}} \quad [30]$$

2.6.4.1.2. Tasa de reparacion.

Se conoce como el tiempo de falla sobre el número total de fallas registradas en un tiempo determinado (t).

$$\lambda = \frac{\text{Tiempo acumulado de no operacion.}}{\text{Numero total de fallas registrado}} \quad [31]$$

2.6.4.1.3. Confiabilidad basada en registros históricos.

Los parámetros ya antes mencionados actúan en una ecuación basadas en tasas; esto con el fin de obtener porcentajes que nos indiquen el grado de confiabilidad.

2.6.4.1.4. Confiabilidad de Weibull.

Este método es útil en la modelación de fallas en los componentes y equipos, este método nos permite encontrar los valores probables de los parámetros de una distribución de probabilidad para un determinado conjunto de datos. Para el modelado se siguen los siguientes pasos:

Primeramente, se calcula la desconfiabilidad, la cual se proyecta a través de rangos medianos.

$$Rangos\ medianos = \frac{i + 0.3}{n + 0.4} \quad [32]$$

Donde:

i = Es cada mes del año.

n = Cantidad de meses totales.

0,3= Constante propia del modelo para el periodo i .

0,4 = Constante propia del modelo para el tiempo total n .

Se toma en cuenta los ejes del grafico de Weibull a través de las siguientes ecuaciones:

$$x = \ln t \quad [33]$$

$$y = \ln (- \ln R)$$

t = tiempo

R = confiabilidad.

Los valores que se obtienen de los datos, harán posible graficar los comportamientos y proyectar la confiabilidad en la Ecuación de Tasa de Fallas, la cual se presenta a continuación:

$$\lambda = \frac{\beta}{n} \left(\frac{t}{n} \right)^{\beta-1} \quad [34]$$

$$R(t) = \exp \left(- \left(\frac{t}{n} \right)^\beta \right)$$

Donde:

β = Determina si el sistema tiene fallas aleatorias o desgaste.

γ = Esta da los parámetros.

η = Es el exponencial entre la constante y beta

2.7 Componentes de un sistema de distribución.

Según Chusin Cayo & Escobar Guanoluisa (2015), un sistema de distribución se conforma de varios componentes:

- Equipos de maniobra y protección.
- Subestaciones de reducción de tensión.
- Transformadores de distribución.
- Líneas de distribución eléctrica.
- Cargas o clientes.

Según la disposición, las líneas del alimentador se subdividen en la troncal principal y ramales tanto primarios como secundarios. Los índices de confiabilidad de los elementos de un sistema de distribución se definen apoyándose en varios aspectos como: donde se da la falla, número de interrupciones en un determinado tiempo, duración de la falla, entre otros.

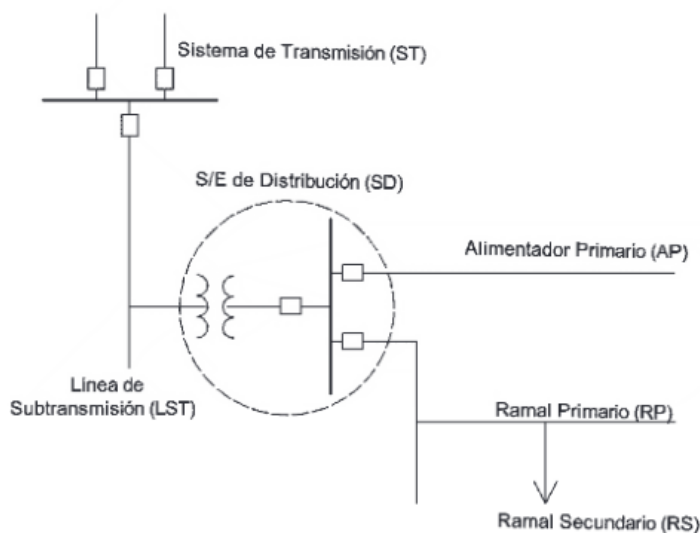


Figura 9. Diagrama unifilar de un sistema de distribución.

Fuente. Chusin Cayo & Escobar Guanoluisa, (2015)

Nota: En la figura 9 el seccionador S/E alimenta tanto el alimentador primario como los ramales secundarios

2.7.1. Componentes en serie.

Los sistemas en serie, también conocidos como radiales se representan por poseer una sola dirección para los flujos de carga desde la subestación de distribución y los abonados (clientes). Este sistema contiene entre 2 o más componentes reparables e independientes, todos conectados en serie.

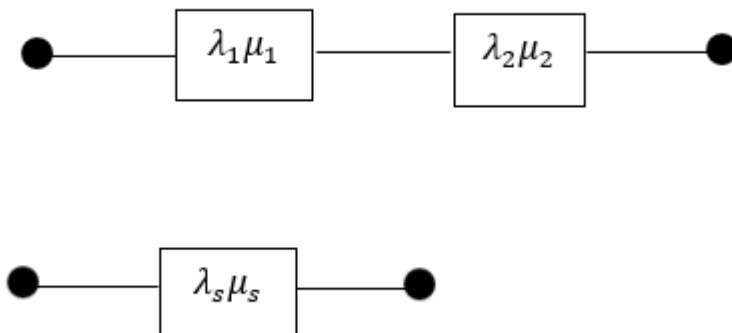


Figura 10. Sistema de 2 componentes en serie.

Fuente. Autores

Notas: Los sistemas en serie pueden tener X cantidad de resistencias en el sistema, pero, en caso de falla en uno, los demás dejan de funcionar.

Donde:

μ = Frecuencia de reparación

λ = Frecuencia de falla.

$$\lambda = \frac{\text{Numero de fallas de un componente en un periodo de tiempo}}{\text{Periodo total de tiempo del componente en operacion}} \quad [35]$$

La probabilidad de reparación de los sistemas series están dados por la siguiente formula:

$$P(op) = \frac{\mu_s}{\lambda_s + \mu_s} \quad [36]$$

Para el sistema se cuenta con las siguientes ecuaciones:

- Tasa de falla del sistema:

$$\lambda_s = \lambda_1 + \lambda_2 \quad [37]$$

- Tiempo medio de reparación del sistema:

$$r_s = \frac{1}{\mu_s} = \frac{\lambda_1 r_1 + \lambda_2 r_2}{\lambda_s} \quad [38]$$

- Tiempo de irrupción del sistema:

$$\mu_s = \lambda_s r_s \quad [39]$$

2.7.2. Componentes en paralelo.

Estos tienen la característica de poseer dos direcciones para el flujo de potencia desde la subestación hasta las cargas (clientes). Es un sistema que está estructurado por 2 o más elementos reparables e independientes entre sí, los cuales están conectados en paralelo.

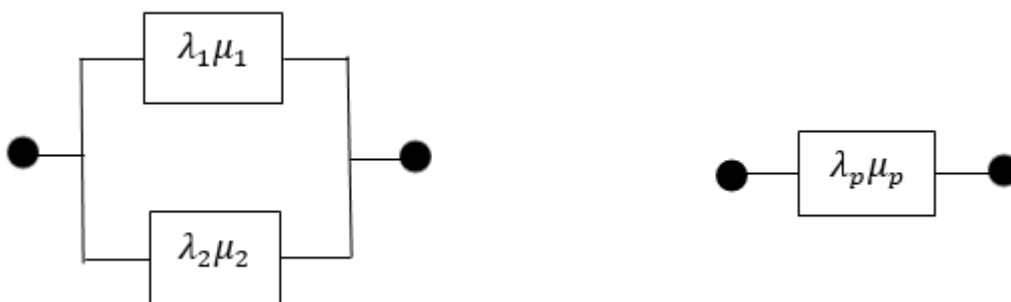


Figura 11. Esquema de 2 componentes en paralelo.

Fuente. Autores

Nota: La ventaja de estos es que en caso de falla de uno de los componentes el sistema seguirá en funcionamiento.

La posibilidad de que este tipo de sistemas en paralelo entren en falla, está dada por la siguiente ecuación:

$$P_{fa} = \frac{\mu_p}{\mu_p + \lambda_p} \quad [40]$$

Para el sistema en paralelo se cuenta con las siguientes ecuaciones:

- Tasa de fallos del sistema:

$$\lambda_p = \frac{\lambda_1 \lambda_2 (r_1 r_2)}{1 + \lambda_1 r_1 + \lambda_2 r_2} \quad [41]$$

- Tiempo promedio de reparación del sistema

$$r_p = \frac{r_1 r_2}{r_1 + r_2} \quad [42]$$

- Tiempo de interrupción del sistema:

$$\mu_p = \lambda_p r_p \quad [43]$$

2.8 Sistema radial

Según Chusin Cayo & Escobar Guanoluisa, (2015), este tipo de sistemas solo cuentan con una sola fuente de potencia (subestación S/E) para energizar a todo el sistema.

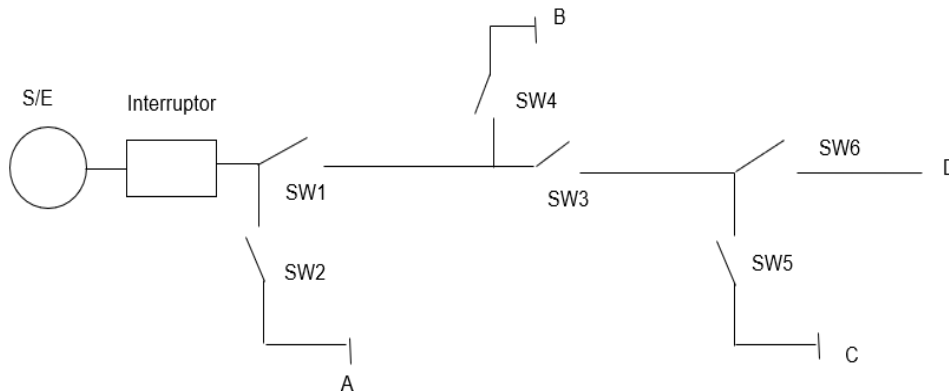


Figura 12. Esquema de un sistema de distribución radial.

Fuente. Autores.

Nota: En la figura 12 se observa un sistema radial común de circuito abierto

Alguna falla que se genere en el seccionador S/E y los puntos de carga, provocara una interrupción en el suministro a todas las cargas continuas.

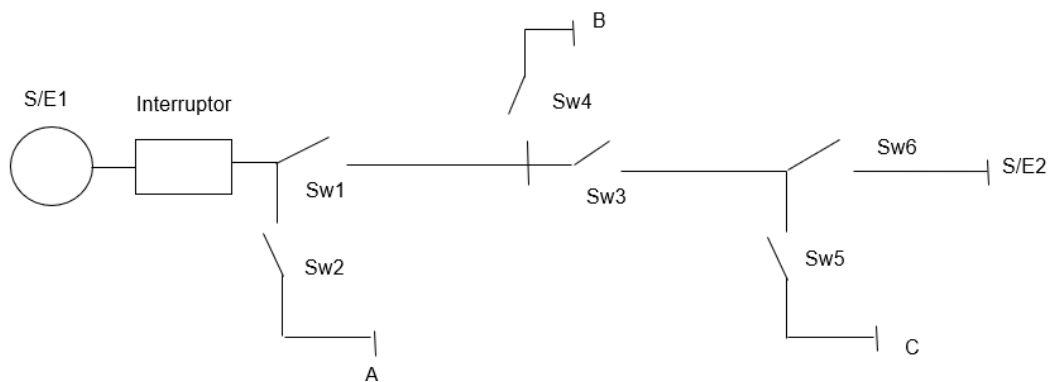


Figura 13. Esquema de sistema de distribución con fuente alternativa.

Fuente. Autores

Nota: En la figura 13, el seccionador S/E2 representa la fuente alternativa del sistema

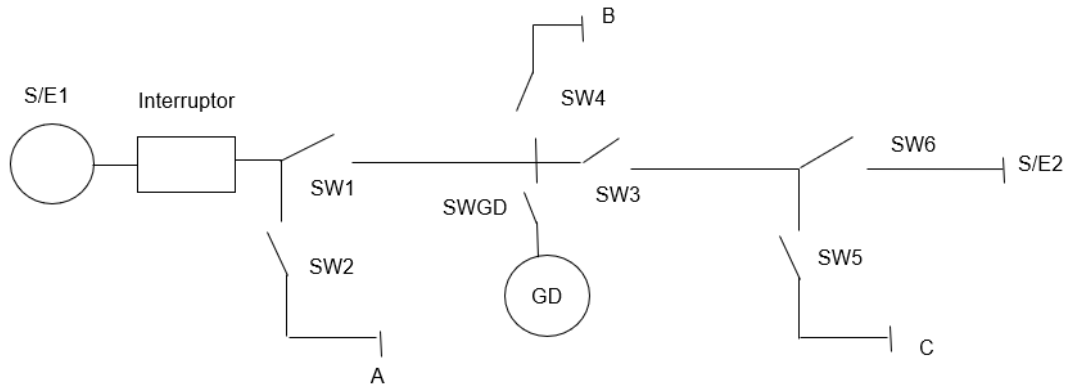


Figura 14. Esquema de sistema de distribución con Generación distribuida.

Fuente Autores

Nota: En la figura 14 se observa que, añadiendo a la red una fuente de generación distribuida, mejoraría aún más la confiabilidad del sistema de distribución

En el caso de una posible avería en el seccionador S/E1 se establecería 2 posibles fuentes alternativas: S/E2, esto cerrando SW6 y la generación distribuida, para cumplir el requisito de electricidad de los puntos de carga, de esta forma se da una mejor calidad del servicio eléctrico.

2.9 Interrupciones

Según Pesantez & Daniela, (2022), la discontinuidad, también conocidas como interrupciones se definen como la pérdida total de tensión o corriente. Estas se clasifican en temporales y permanentes según su duración.

Tabla 5. Clasificación de las interrupciones.

Interrupciones	Duración
Instantánea	0.5 a 30 ciclos
Momentánea	30 ciclos a 2 segundos
Temporal	2 segundos a 2 minutos
Sostenida	Mayor a 2 minutos

Fuente. Pesantez & Daniela, (2022)

Nota: En la tabla 5 se describen las interrupciones más comunes en líneas de distribución, cada una de estas varía en función del tiempo de corte.

Según Pesantez & Daniela, (2022), existen algunos tipos interrupciones, las cuales se presentan a continuación:

- Interrupción preventiva: Ocurre cuando algún elemento no se usa intencionalmente durante un determinado tiempo.
- Interrupción forzada: Esta se puede dar por condiciones críticas para operación o por error humano
- Interrupción programada: Interrupción controlada por cuestiones de mantenimiento.
- Interrupción no programada: Estas no se ajustan a un plan de mantenimiento, los clientes no fueron informados.

2.9.1. Cortocircuito.

También conocido como daño es una interferencia la cual es causada por una impedancia de contacto baja entre dos puntos de diferentes potencias. Estos se dan por factores como son la pérdida de aislamiento, eventos naturales o casi siempre por errores humanos.

2.10 Índices de confiabilidad

Según Chusin Cayo & Escobar Guanoluisa, (2015), la confiabilidad en un sistema de distribución se calcula a través de los denominados índices de confiabilidad, estos se miden en los puntos de carga (clientes). Estos pueden ser acumulativos para obtener los índices a nivel de alimentador primario, subestación de distribución o sistema total de distribución.

Según Alonso & Santiago, (2015), los principales índices de confiabilidad en redes de distribución eléctrica incluyen:

- SAIDI (Índice medio de duración de interrupción del sistema Interrupción): Esta mide la duración promedio de las interrupciones de energía por cliente durante un período de tiempo específico.

$$SAIDI = \frac{\text{Suma de duracion de las interrupciones}}{\text{Numero total de usuarios atendidos}} \quad [44]$$

$$SAIDI = \frac{\sum U_i N_i}{\sum N_i} \frac{\text{horas}}{\text{año.cliente}} \quad [45]$$

donde:

U_i = tiempo de interrupción anual del punto de carga i.

N_i = Numero de usuarios del punto de carga i.

- SAIFI (Índice de frecuencia de interrupción promedio del sistema): Calcula la frecuencia promedio de las interrupciones de energía por cliente durante un período de tiempo determinado.

$$SAIFI = \frac{\text{Numero de interrupciones a los usuarios}}{\text{Numero total de usuarios atendidos}} \quad [46]$$

$$SAIDI = \frac{\sum \lambda_i N_i \text{ Interrupciones}}{\sum N_i \text{ año.cliente}} \quad [47]$$

donde:

λ_i = tasa de fallas del punto de carga i.

N_i = Numero de usuarios del punto de carga i.

- CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index): Esta indica la duración promedio de las interrupciones de energía por cliente para un período de tiempo dado.

$$CAIDI = \frac{\text{Suma total de interrupciones}}{\text{Numero total de interrupciones}} \quad [48]$$

$$CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI} \frac{\text{horas}}{\text{interrupcion}} \quad [49]$$

- CAIFI (Índice medio de frecuencia de interrupción a los usuarios)

$$CAIFI = \frac{\text{Numero de interrupciones a los usuarios}}{\text{Numero total de usuarios afectados}} \quad [50]$$

$$CAIFI = \frac{\sum \lambda_i N_i}{\sum (\text{usuarios afectados año} * \text{cliente afectado})} \text{ interrupcion} \quad [51]$$

Donde

λ_i = tasa de fallas em el punto de carga i.

N_i = Número de usuários em el punto de carga i.

- ASAI (Índice medio de disponibilidad del sistema):

$$ASAI = \frac{N_t * 8760 - \sum_{i=1} U_i * N_i}{N_t * 8760} \quad [52]$$

Donde:

i = Interrupción i-esima

U_i = Tiempo de interrupción anual en el punto de carga i

N_T = Número total de usuarios.

- Energía no suministrada por el cliente:

$$AENS = \frac{ENS}{N_T} \frac{MWh}{cliente * año}$$

[53]

2.11 Métodos de confiabilidad.

Según Chusin Cayo & Escobar Guanoluiza, (2015), la confiabilidad en sistemas de distribución hace referencia a la capacidad de suministrar electricidad de manera continua y con la menor cantidad de interrupciones, garantizando tanto la calidad del servicio técnico como comercial del producto.

2.11.1. Método Determinístico.

Según Alonso & Santiago, (2015), es un modelo matemático que opera bajo la premisa de que tanto los datos de entrada como los de salida son conocidos, lo que implica que no se considera la presencia del azar ni el principio de eventualidad. Se puede determinar la confiabilidad de un sistema, se analizan diversas situaciones restrictivas, como las condiciones de carga y las salidas de los equipos, seleccionadas según la planificación y la experiencia del operador; además, se tiene en cuenta la incertidumbre asociada a las cargas y la disposición de los elementos del sistema. En la siguiente tabla se pueden apreciar las ventajas y desventajas de este método.

Tabla 6. Ventajas y desventajas del método determinístico.

Método Determinístico	
Ventajas	Desventajas
Tiene claridad conceptual	No toma en cuenta la probabilidad de ocurrencia de los casos analizados
Número limitado de casos a evaluar	

Los recursos de herramientas como flujos de carga en corriente alternan aportan en detalle el estado del sistema

Los casos de alto riesgo cambian continuamente con el tiempo de forma sutil; mientras que en otros casos de forma intermitente.

Fuente. Alonso & Santiago, (2015)

Nota: Entre mayor sea la cantidad de variables a analizar, los resultados serán más precisos

2.11.2. Métodos Estocásticos.

Según Alonso & Santiago, (2015), este método implica generar de manera probabilística diversos escenarios de funcionamiento, empezando de las distribuciones de probabilidad de los componentes del sistema. El método de Monte Carlo es el más comúnmente empleado en este sentido.

La principal causa por la cual estos procedimientos no fueron utilizados en el pasado radica en la escasez de información, limitaciones en los recursos informáticos, reticencia hacia la práctica de técnicas probabilísticas y una comprensión deficiente de los criterios probabilísticos y los índices de riesgo, sin embargo, actualmente, muchas empresas cuentan con bases de datos, los recursos informáticos han mejorado y varios profesionales de la ingeniería han avanzado en el entendimiento de las técnicas probabilísticas.

2.11.3. Método Montecarlo.

Según Ferriols & Alós, (2011), este es un tipo de método estocástico que, utiliza números aleatorios para producir una variedad de situaciones, que surgen de las múltiples combinaciones de los valores potenciales de las variables incluidas en el modelo, siguiendo su distribución de probabilidad. Este método se denomina Montecarlo en honor a la Casino de Monte Carlo, esto debido a que es conocida como la capital de los juegos de azar.

Este método, en su esencia, no asigna un valor único a cada variable incierta del modelo, sino más bien un intervalo de valores junto con la probabilidad asociada a cada uno de estos valores (su distribución). Después de definir el modelo, habitualmente mediante cadenas de Márkov, se lleva a cabo la simulación de Monte Carlo. Esto implica asignar aleatoriamente un valor a cada una de las variables identificadas como inciertas, dentro del intervalo especificado para cada una de ellas.

Este enfoque tiene como principal fortaleza la capacidad de considerar todas las variables aleatorias y contingencias, también la flexibilidad para aplicar políticas operativas similares a las reales y utilizar diversas distribuciones de probabilidad para los periodos de falla y restauración de los elementos.

Por otro lado, su única limitación podría residir en el tiempo de procesamiento computacional requerido, el cual está sujeto a la capacidad y costos de los recursos informáticos disponibles Alonso & Santiago (2015).

2.12 Lógica difusa.

Según el Grupo de Investigación en Sistemas Inteligentes, (2022), la lógica difusa es un enfoque que ayuda facilitando la obtención de conclusiones razonables a partir de datos ambiguos o imprecisos. Este fue creado por el profesor Lofti A. Zadeh en el año 1965 el cual lo propuso como un método para descifrar información mediante la pertenencia parcial de esa información a ciertos conjuntos, conocidos como conjuntos difusos. Zadeh nos muestra cómo se puede expresar matemáticamente la incertidumbre de varios eventos cotidianos y sugiere la creación de funciones de membresía, en las que los valores de VERDADERO y FALSO oscilan entre cero y uno. Además, propone operaciones para llevar a cabo cálculos utilizando esta lógica.

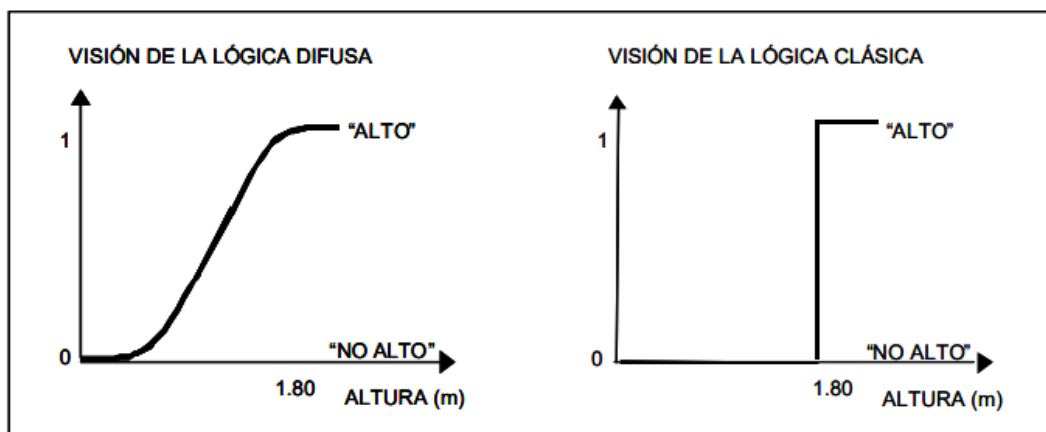


Figura 15. Visión de lógica difusa y lógica clásica.

Fuente Rueda, (2012)

Nota: Desde el visión de la lógica clásica un elemento pertenece o no pertenece a un conjunto, sin embargo, la lógica difusa ve un grado de pertenencia al conjunto en si.

Según Strefezza, (2009), la lógica difusa fue desarrollada para poder representar el comportamiento humano a través de reglas. Estas intentan reflejar la experiencia, la pérdida de información y otras características que no pueden ser descritas mediante una teoría precisa, o sea se pueden tomar como asociaciones de ideas capaces de conectar diferentes eventos. Zadeh introdujo una herramienta poderosa para manejar percepciones. Con la lógica difusa, se podían modelar percepciones como tamaño, edad, salud, confort, y otras variables que no era posible abordar con la matemática tradicional.

Según Coyaso & Vermonden, (2017), al ser una variante de la lógica multivaluada, es capaz de gestionar el razonamiento aproximado. Por este motivo, se emplean variables lingüísticas en la definición de conjuntos.

Según Pérez Gaspar et al., (2022) la lógica difusa ha encontrado un nicho de aplicación inmediatas, su principal pilar está en el campo de la Inteligencia Artificial (IA). Inicialmente, su principal objetivo era aumentar la capacidad de autonomía de los sistemas de cómputo, sin embargo, con el paso del tiempo utilizaron modelos difusos en una amplia variedad de áreas.

CAPITULO 3

3. SITUACION ACTUAL

3.1 Situación actual de la generación distribuida en América Latina y en el Ecuador

Según Gomis et al. (2022) hasta diciembre de año 2022, Generación SOLE reportó una capacidad instalada acumulada de 11,9 gigavatios (GW) de generación distribuida en la región. Esta capacidad representa más del 38% del total de la capacidad instalada de tecnología solar fotovoltaica en la región, mientras que, la GD proveniente de la energía solar fotovoltaica ha aumentado en un 92% promedio en el mismo año, esto según la Agencia Internacional de Energías renovables.

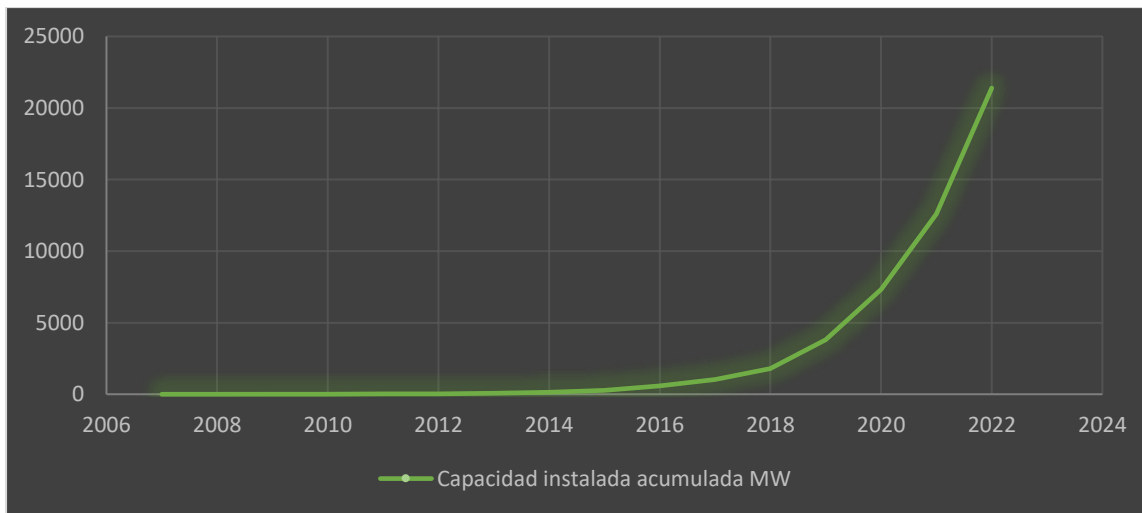


Figura 16. Evolución de la GD en Latinoamérica y el Caribe.

Fuente: Cataña Díaz (2024)

Nota: En la figura 16 se puede observar un incremento exponencial de la GD en Latinoamérica, siendo el 2022 el año con mayor generación con un valor de 21392 MW.

En el año 2021, el mercado solar distribuido regional añadió más de 4,6 GW de capacidad a través de más de 475 mil sistemas. Estos dan un volumen de inversión de USD 5.970 millones, lo cual genera cerca de 52.000 plazas de trabajo y con esto se evita la emisión de 3 millones de toneladas de dióxido de carbono a la atmosfera.

3.2 Generación distribuida en América latina y Caribe.

3.2.1. Brasil.

Según Cataña Díaz, (2024), en contraste con el año 2021, se registró un incremento del 82% en la generación distribuida. En todo el territorio brasileño, hacia finales de 2022, la capacidad instalada en generación distribuida alcanzó los 17,36 GW, siendo que el 99% de esta cifra corresponde a energía solar fotovoltaica. Cabe recalcar que esta capacidad instalada genera aproximadamente 24,7 TWh al año

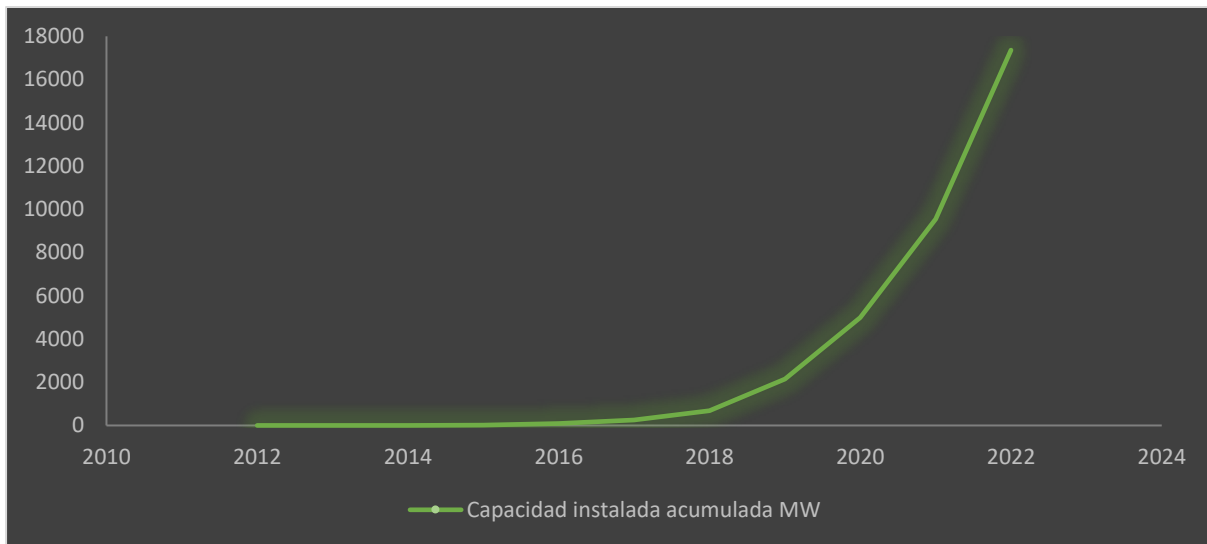


Figura 17. Evolución de la generación distribuida en Brasil.

Fuente Cataña Díaz (2024).

Nota: En la figura 17 se puede observar un incremento exponencial de la GD en Brasil, siendo el 2022 el año con mayor generación con un valor de 17391,6 MW.

El gigante sudamericano se ha convertido en la octava potencia en cuanto a Generación distribuida. De acuerdo con datos proporcionados por la fundación IRENA se habría superado los 24 GW, mientras que se pronostica un aumento del 10% en los próximos años, Organización Latinoamericana de Energía, (2023).

3.2.2. Chile.

La generación distribuida experimentó un aumento del 50%. Para finales de 2022, el 99.9% de la capacidad instalada en GD será de energía solar fotovoltaica. Es relevante resaltar que esta capacidad instalada genera aproximadamente 231 GWh al año

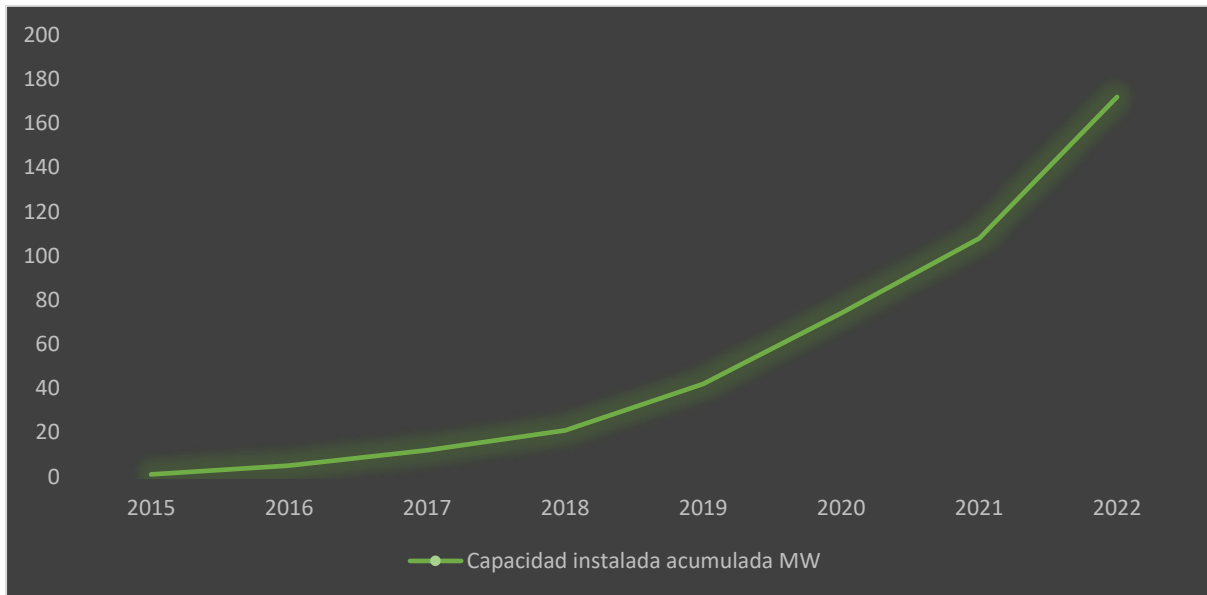


Figura 18. Evolución de la Generación distribuida en Chile.

Fuente Cataña Díaz (2024)

Nota: En la figura 18 se puede observar un incremento exponencial de la GD en Chile, siendo el 2022 el año con mayor generación con un valor 172 MW.

Según la Organización Latinoamericana de Energía (2023), en 2022, el 33% de la capacidad instalada de generación de energía eléctrica provino de fuentes de energía renovable, lo que resultó en una significativa reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero. Según datos ofrecidos por la Asociación Chilena de Energía Solar, la generación de energía solar a nivel residencial e industrial aumentó en un 56.8% durante ese mismo año.

3.2.3. Ecuador.

Equiparado con el año 2021, esta tuvo un incremento del 451,6%. La capacidad instalada tuvo un pico de 17,1 MW alcanzados a finales de 2022, de los cuales, el 100% corresponden a

energía solar fotovoltaica. Cabe recalcar que la capacidad instalada produce alrededor de 21 Gwh anuales.

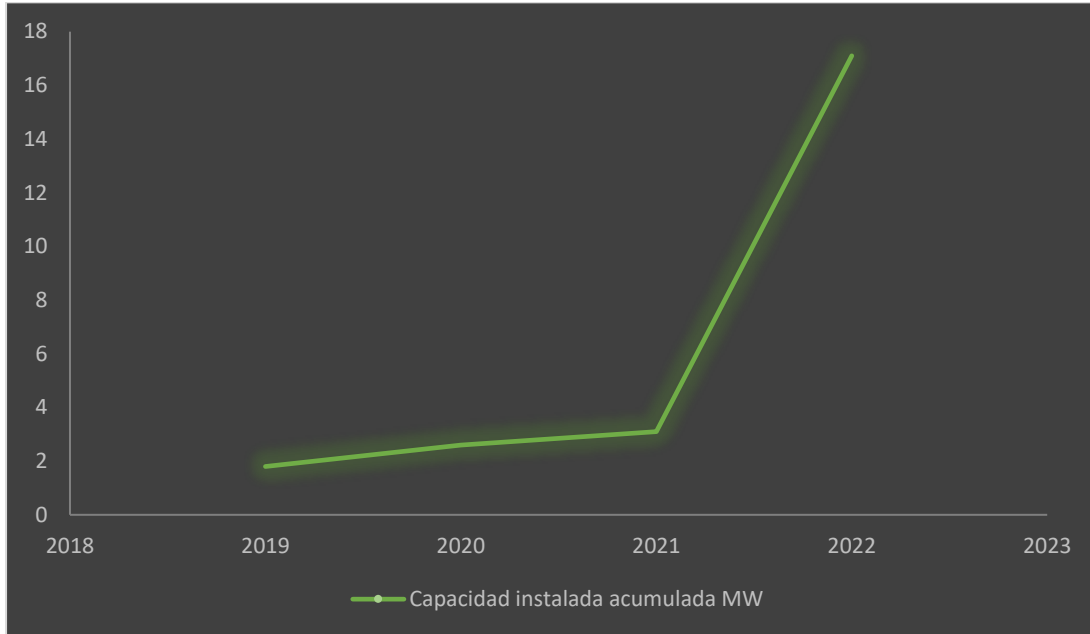


Figura 19. Evolución de la generación distribuida en Ecuador.

Fuente. Cataña Díaz (2024)

Nota: En la figura 19 se puede observar un incremento exponencial de la GD en Ecuador.

Según la Organización Latinoamericana de Energía (2023), en el año 2022, se recibieron 685 solicitudes para evaluar la viabilidad de conexión de proyectos de GD. De estas solicitudes, un poco más de la mitad fueron aprobadas, sumando una capacidad nominal de 14 MW que se integrará al sistema eléctrico, donde, la mayoría de estos proyectos aprobados corresponden a energía solar fotovoltaica.

3.3 Caracterización de microgeneración en la Universidad Católica de Cuenca.

En las siguientes tablas se describen las características de los componentes de generación distribuida utilizados:

3.3.1. Sistema Fotovoltaico

El sistema fotovoltaico a utilizar es de inyección directa a la red, mediante inversores a 220 VAC y sin acumulación de energía en bancos de baterías.

3.3.1.1. Celdas Fotovoltaicas.

Cada panel solar genera una potencia máxima de 230Wp.



*Figura 20. Panel solar policristalino.
Fuente. Autores*

Tabla 7. Características PV.

Nombre	Características
Potencia máxima (Pm)	230 W
Tolerancia	0 + 3%
Voltaje pico máximo (Vmp)	29,5 V
Corriente pico máximo (Imp)	7,80 A
Voltaje circuito abierto (Voc)	36,6 V
Corriente circuito cerrado (Isc)	8,42 A

Temperatura de operación nominal de la célula (NOCT)	47±2 °C
Voltaje máximo	1000 W DC
Intensidad máxima en serie	15 A
Temperatura operativa	-40 °C a +85 °C
Clase aplicada	Clase A
Tecnología de la celda	Silicio-Policristalino
Peso	19,5 Kg
Dimensión	1650x992x45

Fuente. Autores.

Nota: En la tabla 7, se hace hincapié al datashett del módulo SE-P230-60

3.3.1.2. Inversor.



Figura 21. inversor SB240-US-99

Fuente. (SMA Sunny Boy SB240-US-99-10 250w Microinverter, s. f.).

Tabla 8. Características inversor.

Nombre	Características
Número de serie	1920040332
Potencia máxima a 240 V (MPPT)	23v-32v
Corriente máxima en DC	8,5 A
Entrada AC (min/nom/max)	211/240/264 V
Salida máxima de potencia DC	240W

Voltaje máximo de salida en circuito abierto	45V
Frecuencia operativa (min/nom/max)	59,3/60/60,5 Hz
Corriente máxima de salida	1 A
Factor de potencia salida	1
Temperatura ambiente	-40°C a 65°C

Fuente: Autores.

Nota: En la tabla 8 se hace hincapié al datashett del inversor SB240-US-99

3.3.2 Sistema de aerogeneración.

3.3.2.1. Aerogenerador.

El sistema de microgeneración eólica es de 600Wp.



Figura 22. Aerogenerador instalado en la Unidad Académica de Ingeniería, Industria y Construcción.
Fuente. Autores.

Tabla 9. Características Aerogenerador

Nombre	Características
Numero de palas	3

Diámetro	1.8m
Grado IP	IP65
Potencia Nominal	600W
Voltaje Nominal	24V
Velocidad de viento nominal	13 m/s
Peso Neto	15 Kg

Fuente: Autores.

Nota: En la tabla 9 se hace hincapié al datashett del aerogenerador 600M2

3.3.3. Datos meteorológicos

Los datos fueron recopilados a través de una estación meteorológica LASTEM la cual tomo datos en un año calendario.



(a)



(b)



(c)



Figura 23. Piezas que conforman la estación meteorológica, de izquierda a derecha; (a) data Logger LSI-LASTEM ELOG 305, (b) anemómetro optoelectrónico LSI LASTEM DNA121, (c) sensor combinado de Humedad y Temperatura LSI-LASTEM DMA672.1, (d) sensor de radiación LSI LASTEM DPA154, (e) sensor de precipitación LSI-LASTEM DQA230.
Fuente: Autores.

3.3.3.1. Radiación solar mínima en la Unidad Académica de Ingeniería, Industria y Construcción.

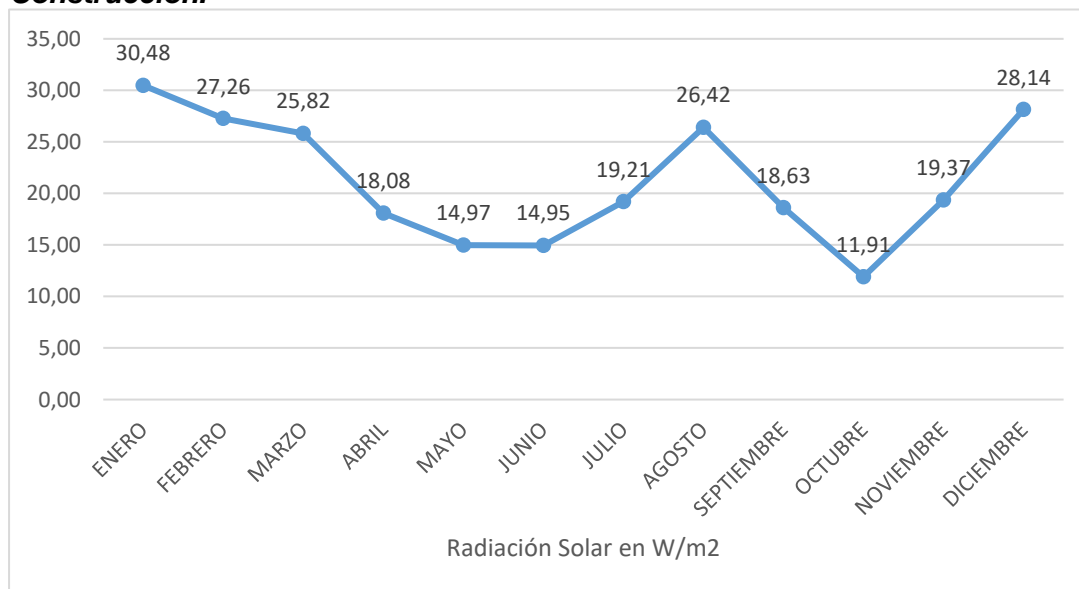


Figura 24. Radiación solar mínima mensual

Fuente: Autores

Nota: En la Figura 24 se detallan los datos recopilados en el periodo de un año referente a la radiación solar mínima

En esta figura, enero fue el mes con mejor promedio de 30,48 W/m² a comparación del mes de octubre que se registró 11,91 W/m².

3.3.3.2. Radiación solar promedio.

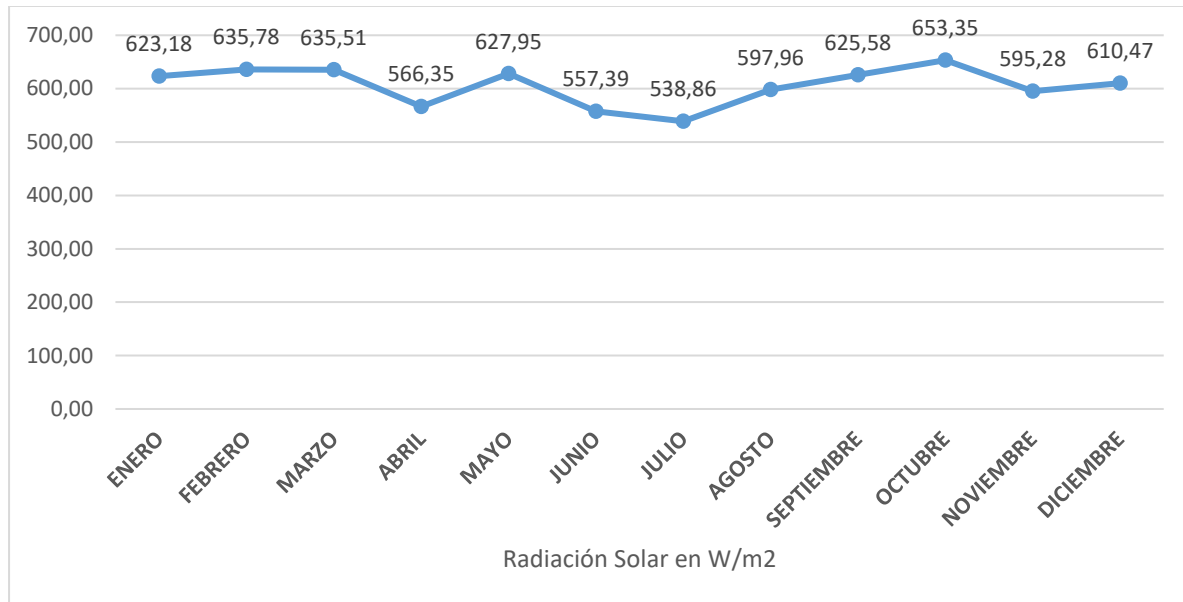


Figura 25. Radiación solar mínima mensual

Fuente. Autores.

Nota: En la figura 25 se detalla los datos recopilados en el periodo de un año referente a la radiación solar

Como se puede apreciar en la figura 25, octubre fue el mes con mejor promedio de 653,35 W/m² a comparación del mes de julio en el cual que se registró 538,86 W/m².

3.3.3.3. Radiación solar global máxima.

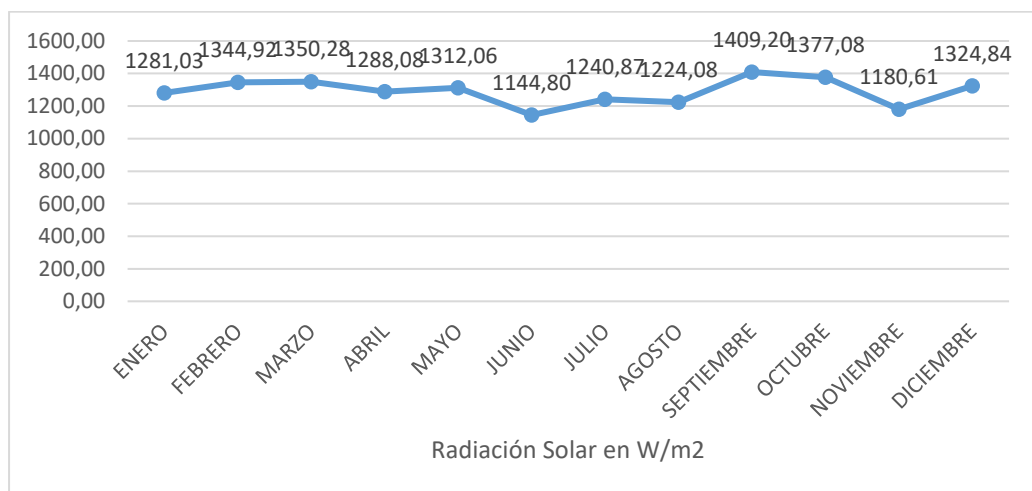


Figura 26. Radiación solar global máxima mensual.

Fuente. Autores

Nota: En la Figura 26 se detallan los datos recopilados en el periodo de un año referente a la radiación solar máxima tomada mensualmente.

Como se aprecia en la figura 26, septiembre fue el mes con mejor promedio, con 1409,20 W/m², al contrario, noviembre fue el mes con menor producción con 1180,61 W/m².

Tabla 10. Datos obtenidos de la estación meteorológica de la Radiación solar de todo el año.

MESES	MÍNIMO Radiación solar [W/m ²]	PROMEDIO Radiación solar [W/m ²]	MÁXIMO Radiación solar [W/m ²]
ENERO	30,48	623,18	1281,03
FEBRERO	27,26	635,78	1344,92
MARZO	25,82	635,51	1350,28
ABRIL	18,08	566,35	1288,08
MAYO	14,97	627,95	1312,06
JUNIO	14,95	557,39	1144,80
JULIO	19,21	538,86	1240,87
AGOSTO	26,42	597,96	1224,08
SEPTIEMBRE	18,63	625,58	1409,20
OCTUBRE	11,91	653,35	1377,08
NOVIEMBRE	19,37	595,28	1180,61
DICIEMBRE	28,14	610,47	1324,84
TOTAL	21,27	605,64	1289,82

Fuente. Autores.

3.3.3.4. Velocidad mínima del viento

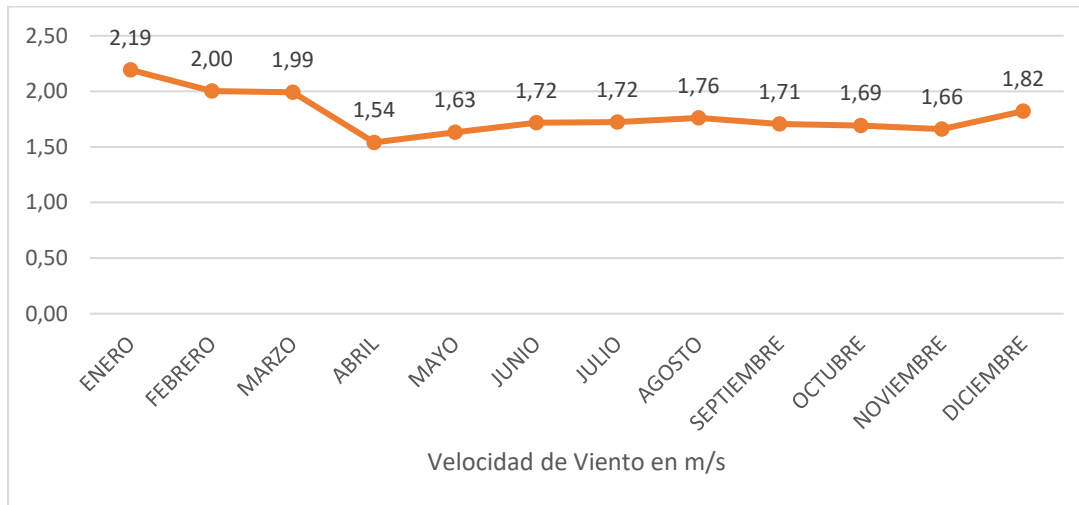


Figura 27. Velocidad mensual mínima del viento.

Fuente. Autores

Nota: En la Figura 27 se detallan los datos recopilados en el periodo de un año referente a la velocidad mensual mínima del viento tomada mensualmente.

En la figura 27, enero fue el mes con mejor promedio, con 2,19 m/s, al contrario, abril fue el mes con menor producción con 1,54 m/s

3.3.3.5 Velocidad promedio del viento.

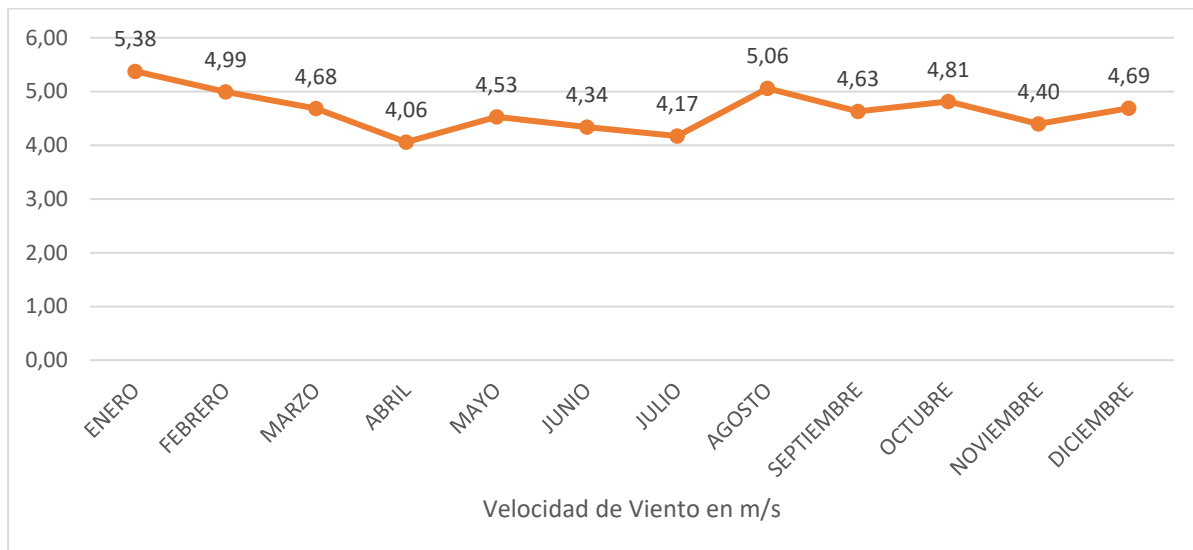


Figura 28. Velocidad promedio del viento mensualmente.

Fuente: Autores

Nota: En la Figura 28 se detallan los datos recopilados en el periodo de un año referente a la velocidad del viento tomada mensualmente.

En la figura 29, enero fue el mes con mejor promedio, con 5,38 m/s, al contrario, abril fue el mes con menor producción con 4,06%

3.3.3.6. Velocidad máxima del viento

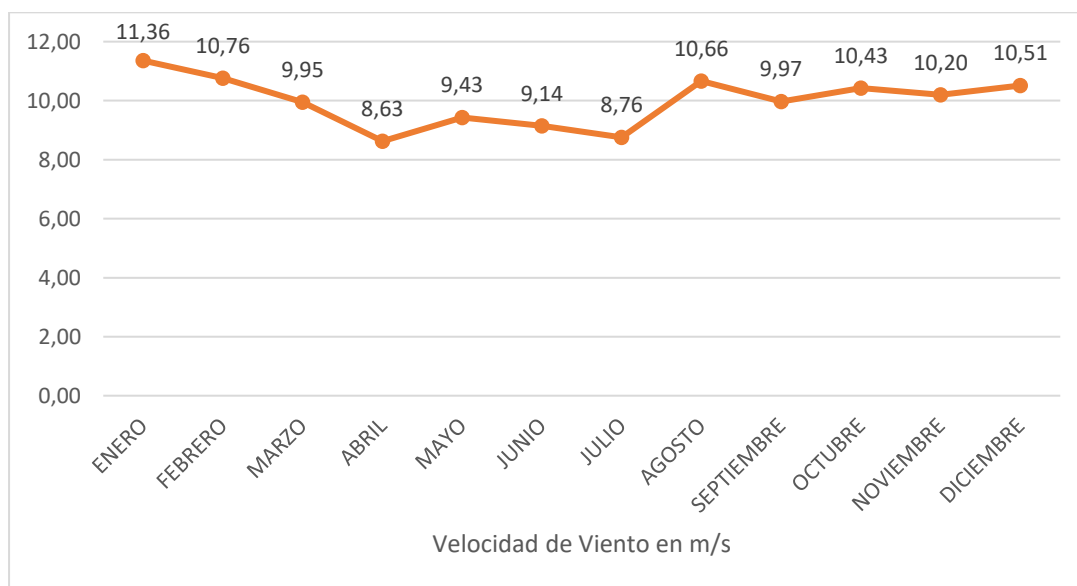


Figura 29. Velocidad mensual máxima del viento.

Fuente: Autores

Nota: En la Figura 29 se detallan los datos recopilados en el periodo de un año referente a la velocidad mensual máxima del viento.

En la figura 29, enero fue el mes con mejor promedio, con 11,36 m/s, al contrario, abril fue el mes con menor producción con 8,76 m/s.

Tabla 11. Datos obtenidos de la estación meteorológica de la Velocidad del viento de todo el año.

MESES	MÍNIMO Velocidad del viento	PROMEDIO Velocidad del viento	MÁXIMO Velocidad del viento
ENERO	2,19	5,38	11,36
FEBRERO	2,00	4,99	10,76
MARZO	1,99	4,68	9,95
ABRIL	1,54	4,06	8,63
MAYO	1,63	4,53	9,43
JUNIO	1,72	4,34	9,14
JULIO	1,72	4,17	8,76

AGOSTO	1,76	5,06	10,66
SEPTIEMBRE	1,71	4,63	9,97
OCTUBRE	1,69	4,81	10,43
NOVIEMBRE	1,66	4,40	10,20
DICIEMBRE	1,82	4,69	10,51
TOTAL	1,79	4,64	9,98

Fuente. Autores

3.3.4. Demanda de la red actual de la UAIC en el año 2023

Para determinar la demanda de la Unidad Académica de Ingeniería, Industria y Construcción, se obtienen los datos de las planillas de consumo con la cuenta contrato 201000024962. Se seleccionan los valores de demanda máxima de cada mes y se obtiene el promedio de 38,58 kW para incorporar en las simulaciones.

Tabla 12. Demanda máxima de la Unidad Académica de Ingeniería, Industria y Construcción en el año 2023

DEMANDA MAXIMA MENSUAL 2023	
MES	[kW]
ENERO	42
FEBRERO	44
MARZO	38
ABRIL	43
MAYO	32
JUNIO	40
JULIO	41
AGOSTO	42
SEPTIEMBRE	25
OCTUBRE	36
NOVIEMBRE	36
DICIEMBRE	44

Fuente. Autores

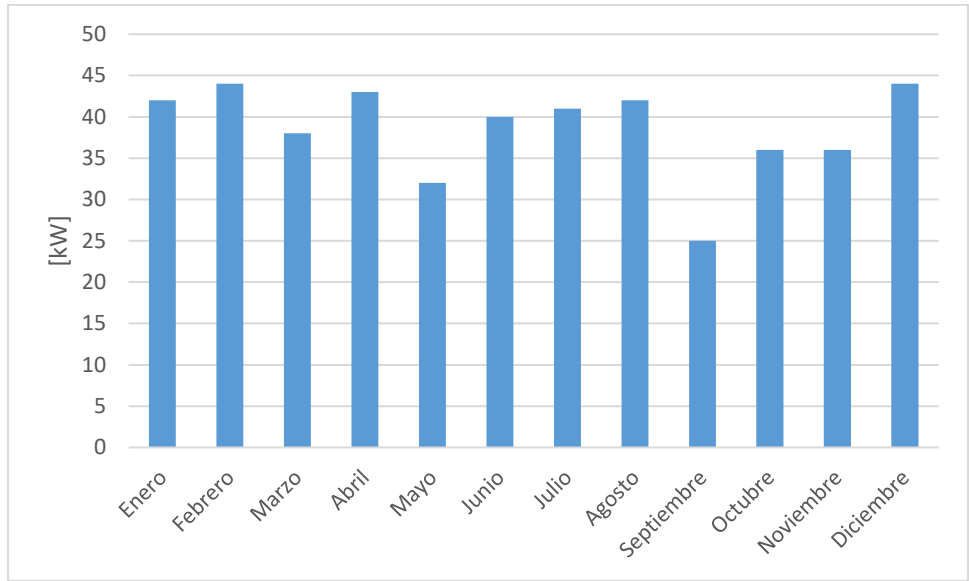


Figura 30. Demanda activa de la Unidad Académica de Ingeniería, Industria y Construcción en el año 2023.

Fuente. Autores

Nota: En la figura 30 se aprecia la demanda máxima consumida en el lapso del año 2023

CAPITULO 4.

4. ANALISIS DE LA INTEGRACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA AL SISTEMA DE DISTRIBUCION.

4.1 Sistema fotovoltaico

Con los valores promedios mínimo, promedio y máximos de cada mes, por los 12 meses, se simula la potencia generada por cada panel solar, dándonos los siguientes datos:

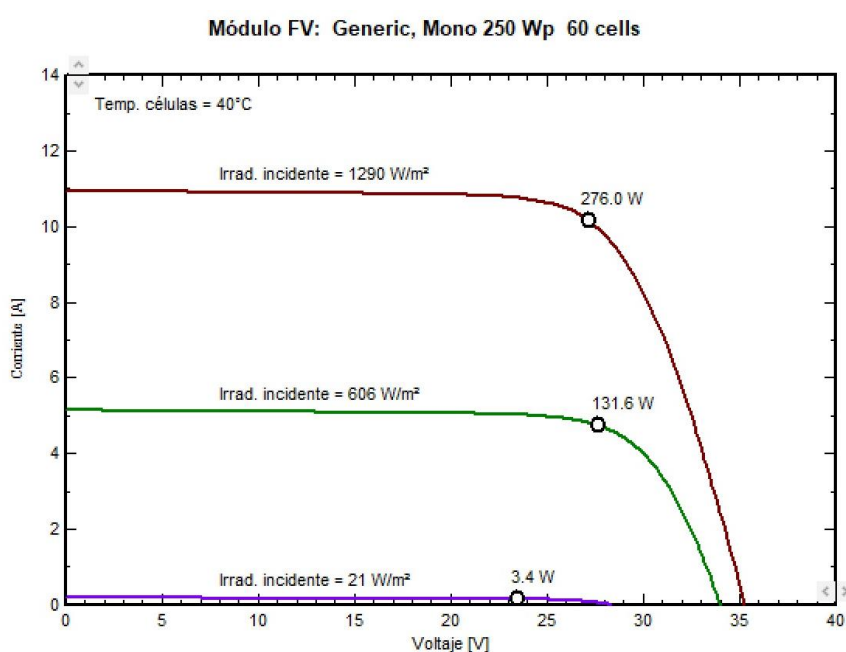


Figura 31. Comportamiento de la corriente y el voltaje a 40 °C.
Fuente. Autores

En la figura 32 podemos observar que con una radiación máxima de 1290 W/m² obtenida de la tabla 10 se obtiene una potencia máxima de simulación de 276 W; así mismo podemos observar la radiación promedio con un valor de 606 W/m² obtenida de la tabla 10 de la cual se obtiene una potencia promedio de simulación de 131,6 W; finalmente podemos observar la radiación mínima promedio con un valor de 21 W/m², dándonos como potencia mínima de simulación de 3,4 W, reflejando el comportamiento de la corriente versus el voltaje; funcionando a una temperatura de 40 °C, dando una variabilidad de potencia del 98,77% en la generación, lo

que conlleva a una señal estocástica que produce armónicos y por ende, el sistema podría tomarlo como variabilidad y afectar la calidad de energía. De los 276Wp por tres paneles, integrados a la red, representan el 2,15% de la potencia y un factor de eficiencia del 14,20%.

De igual manera, si se analiza desde una correlación de la potencia sobre el voltaje, con los índices de radiación mínimos, promedio y máximos, se encuentra la misma variabilidad.

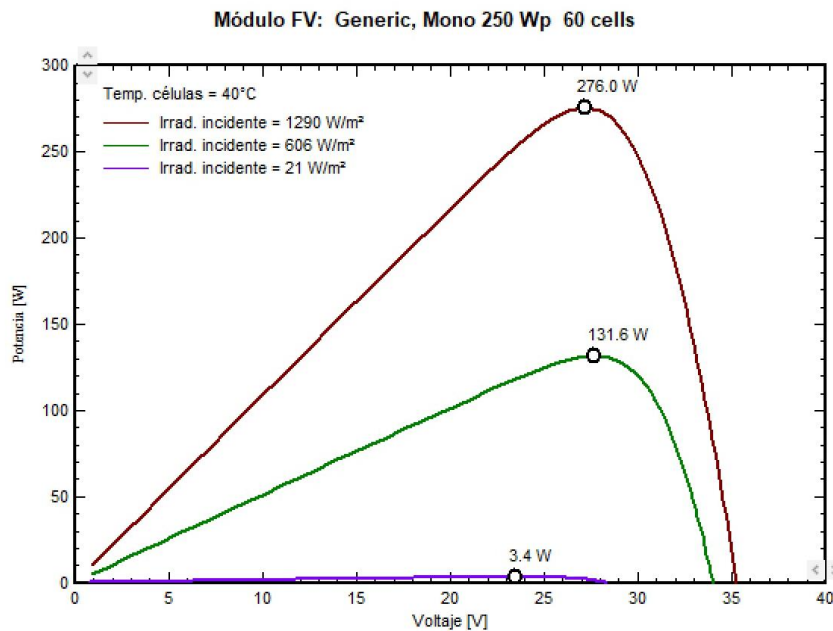


Figura 32. Comportamiento de la potencia y el voltaje.

Fuente. Autores.

Ahora, si se analiza la eficiencia se ve que varía dentro del 11,8 – 15,8% con un decremento del 2, 72° a medida que sube la temperatura de trabajo de cada celda solar.

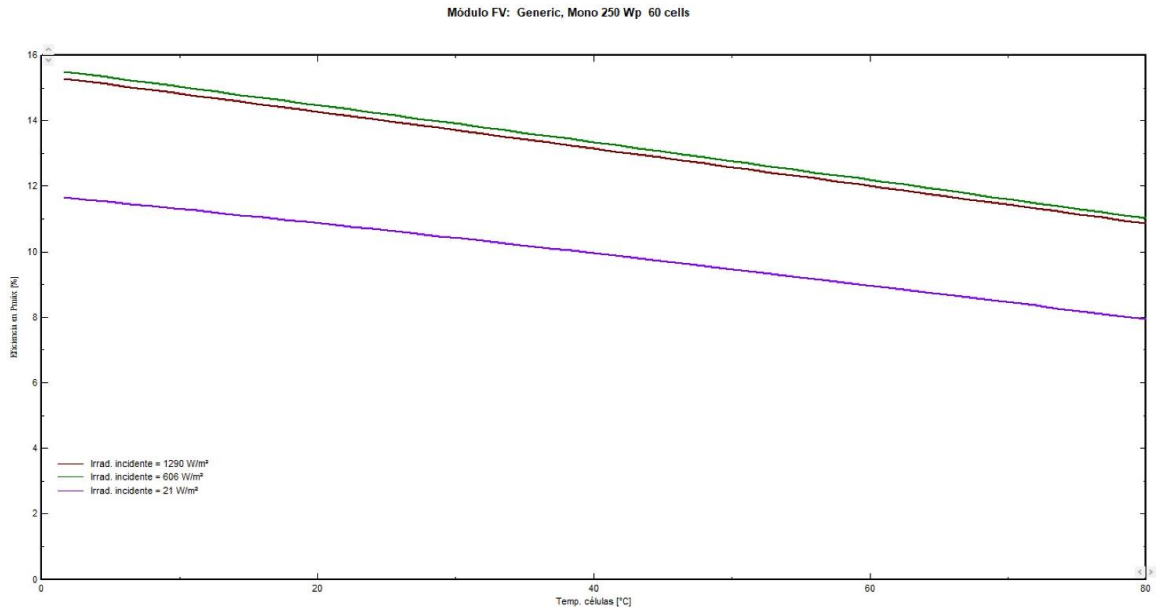


Figura 33. Comportamiento de la eficiencia y la temperatura.
Fuente. Autores.

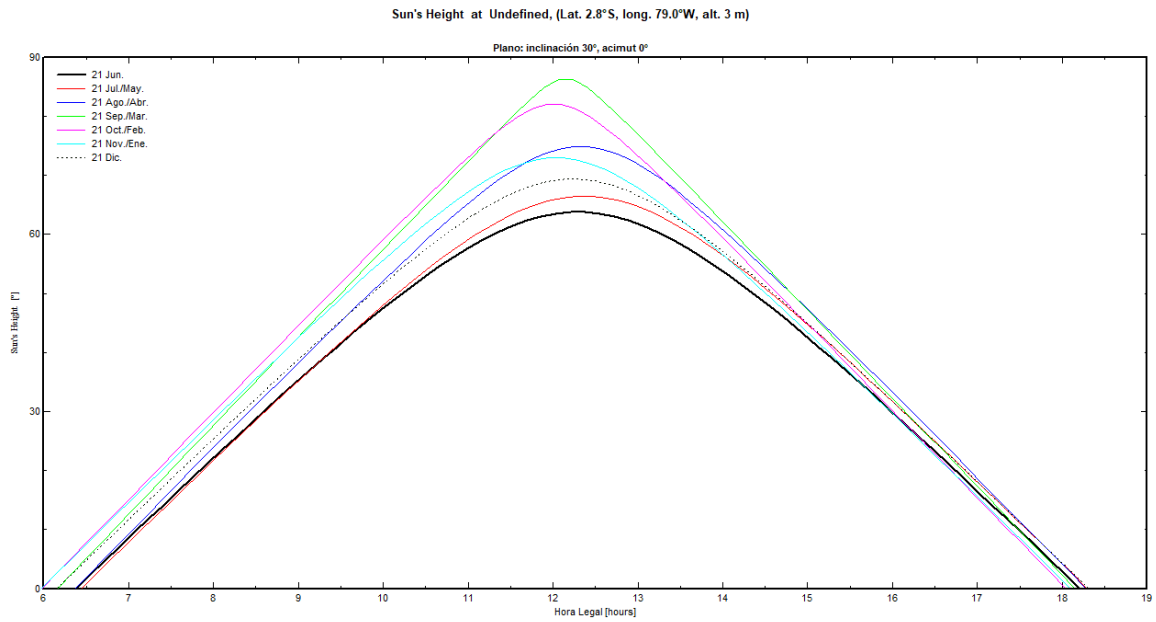


Figura 34. Altura solar.
Fuente. Autores

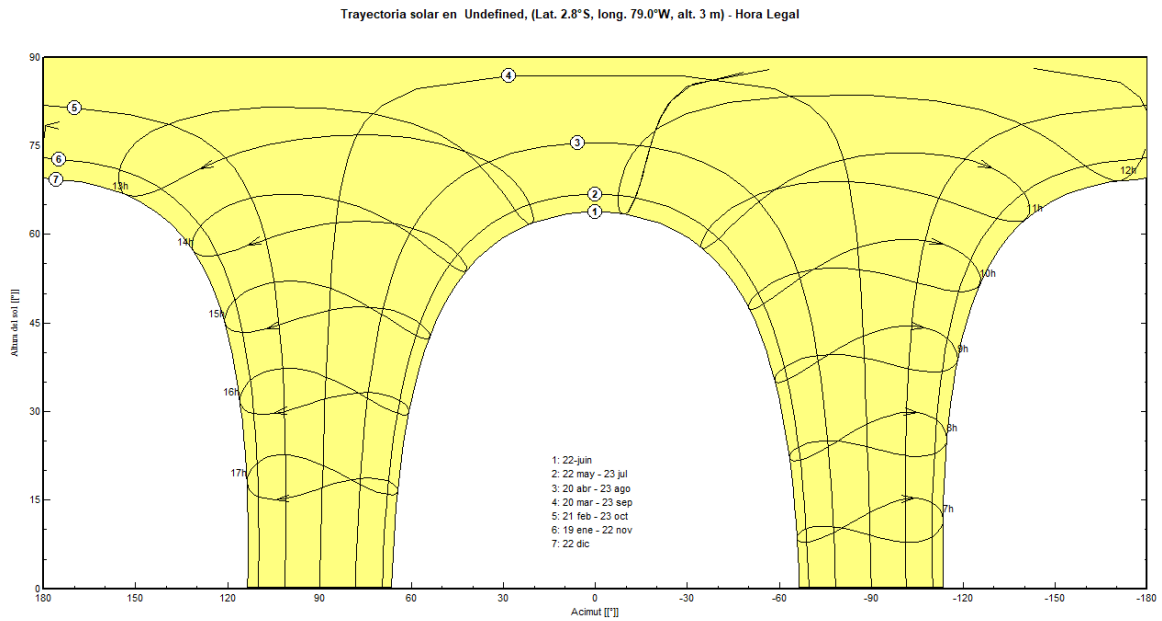


Figura 35. Trayectoria del sol medida.
Fuente. Autores

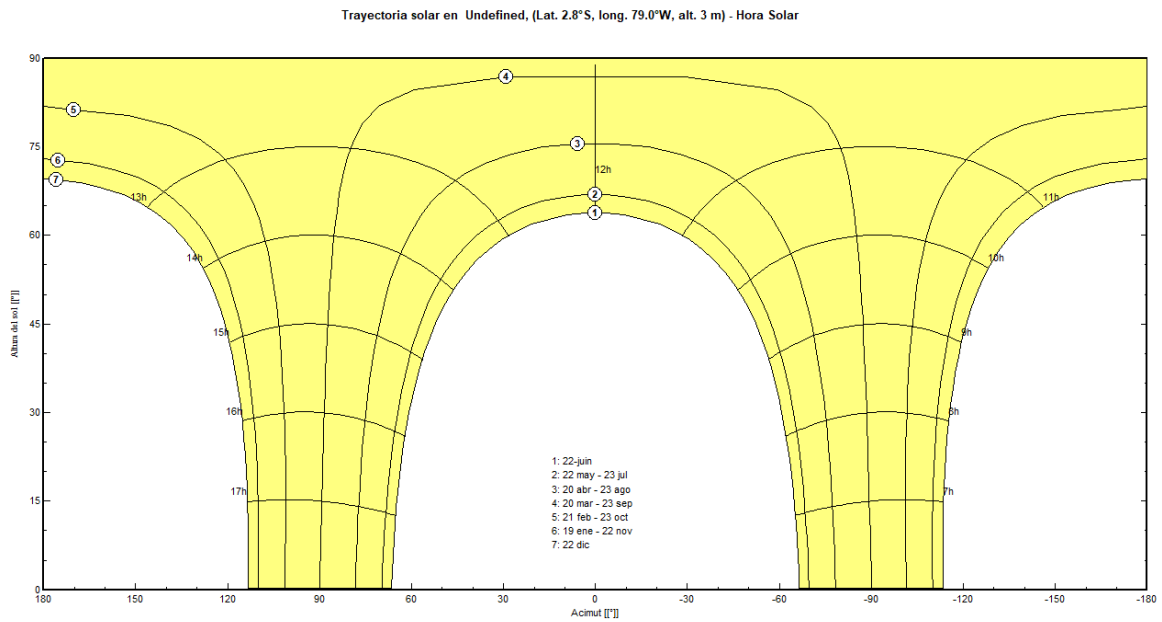


Figura 36. Trayectoria del sol medida.
Fuente. Autores.

4.2 Aerogenerador.

En referencia al aerogenerador, la potencia pico obtenida 9,98m/s máxima, se obtiene los 400Wp, lo que representa el 1,04% de la potencia total consumida.

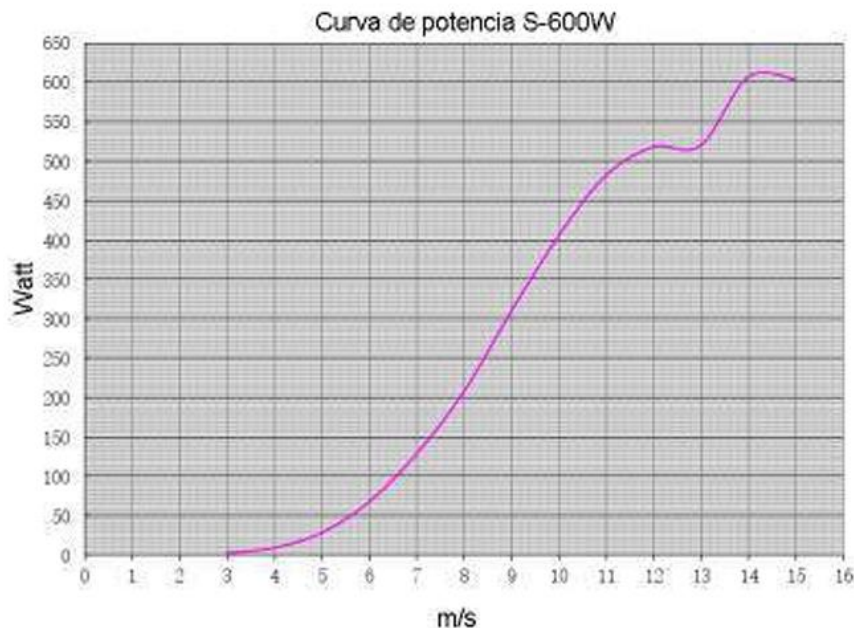


Figura 37. Curva de generación del aerogenerador.
Fuente. Pesántez Narváez, (2020)

Con los valores de potencia de generación en los sistemas fotovoltaico sumado más el de aerogeneración, se le integra a la red de la Unidad Académica, permitiendo simular la variabilidad con y sin GD.

Determinación de la energía producida mediante el método de distribución de Weibull, dándonos que se obtiene 735.01 kWh.

Tabla 13. Tabla de la energía producida por el método Weibull.

V (m/s)	Obs.	F.	F.Ac.	x	y	$x - \bar{x}$	$y - \bar{y}$	$(x - \bar{x}) * (y - \bar{y})$	$(x - \bar{x})^2$
0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	-1,18	0,23	-0,27	1,39
1	6	0,02	0,02	0,00	-4,09	-1,18	-3,87	4,55	1,39
2	66	0,18	0,20	0,69	-1,51	-0,49	-1,28	0,62	0,24
3	88	0,24	0,44	1,10	-0,54	-0,08	-0,31	0,02	0,01
4	109	0,30	0,74	1,39	0,31	0,21	0,53	0,11	0,04
5	57	0,16	0,90	1,61	0,84	0,43	1,06	0,46	0,19
6	27	0,07	0,98	1,79	1,31	0,61	1,53	0,94	0,38

7	7	0,02	0,99	1,95	1,65	0,77	1,87	1,44	0,59
8	2	0,01	1,00	2,08	0,00	0,90	0,23	0,20	0,81
Total	362	1,00	Prom	1,18	-0,23		Suma	8,09	5,03
K	b	c	\bar{v}	$P(W/m^2)$	$E(kWh/m^2)$	Área Pala	E. Anual (KWh)		
1.61	-2,12	3,74	3,35	41,74	365,68	2,01	735,01		

Fuente. Autores.

4.3 Simulación de la integración de GD

Una vez determinados los parámetros de los sistemas de aerogeneración y fotovoltaico, se integran en Simulink para realizar un análisis fasorial y transitorio del acople de la GD a la red y medir la confiabilidad de la red. Adicionalmente a los sistemas planteados, se simula el Generador Diesel, una carga de vehículo eléctrico y la carga de la residencia. Para dimensionar el sistema de generación distribuida se plantea el siguiente esquema:

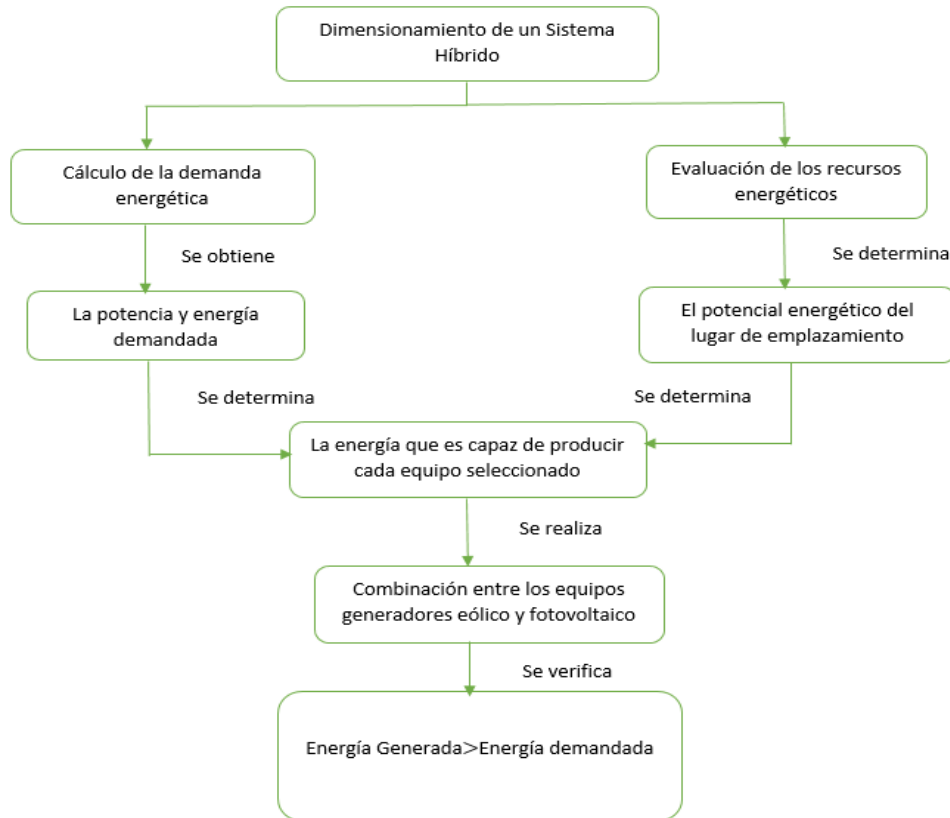


Figura 38. Diagrama de flujo del dimensionamiento de un Sistema Híbrido.
Fuente. Autores

En base a esta propuesta, se realiza una integración en Simulink con la finalidad de realizar un análisis fasorial y analizar las fallas o interrupciones al momento de inyectar energía a la red y poder medir la calidad y fiabilidad de energía aplicando el modelo Monte Carlo.

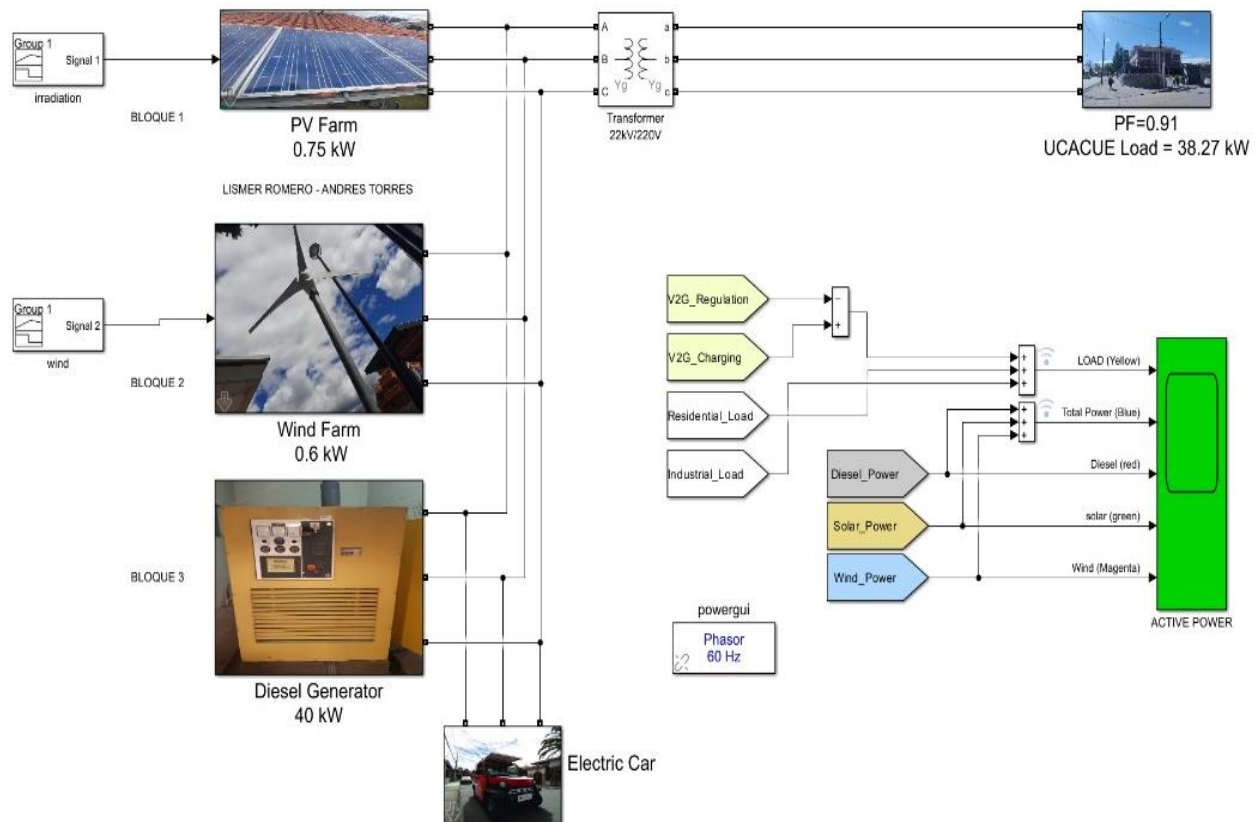


Figura 39. Grafica general de la generación distribuida con micro generación.
Fuente: Autores

Actualmente en la facultad de Ingeniería, Industria y Construcción existe una demanda de 38,27 kW, misma que cuenta con un generador de respaldo Diesel de 40 kW.

En la figura 39, en el bloque 1 se ingresan los datos de radiación solar obtenidos de la estación meteorológica como señal dinámica a los paneles; los cuales tienen una potencia de 250 W y un área de 1,64 m²; los cuales están conectados en serie; la eficiencia de cada panel es

de 14,20% y un área total de 4,92 m². Con una tolerancia de 0 ~± 3%, operando con una temperatura de -40 °C a +85 °C, las características como área y eficiencia se ven reflejados en la figura 41. El inversor consta de una potencia máxima de 240W con un voltaje máximo de salida en circuito abierto de 45V, con un fp de salida de 1, una corriente máxima de salida de 1 A operando a una temperatura de -40 °C a +65 °C; los cuales se encuentran instalados en la Unidad Académica.

En la figura 39, bloque 2 aerogenerador, se ingresan los datos recopilados en Excel de la estación meteorológica al aerogenerador; el cual tiene una Pn de 600 vatios y una potencia máxima de 610 vatios, con un voltaje nominal de 24V, una velocidad nominal de 12 m/s y una velocidad máxima de 13 m/s, un diámetro de hélice de 1,8 metros, funcionando a una temperatura de -35 °C a +75 °C que se conecta al transformador de la Unidad Académica.

En la figura 39, bloque 3 se puede observar el generador trifásico el cual tiene una potencia de 50 kVA; con una potencia de 40 kW, un rpm nominal de 1800 con un voltaje de 240V/120V, una corriente nominal de 120,3 A; con una conexión en delta Y con una excitación de voltaje de 39V y una excitación de corriente de 1, 95A, funcionando a una temperatura de 30 °C a una frecuencia de 60 Hz conectado al transformador de la Unidad Académica.

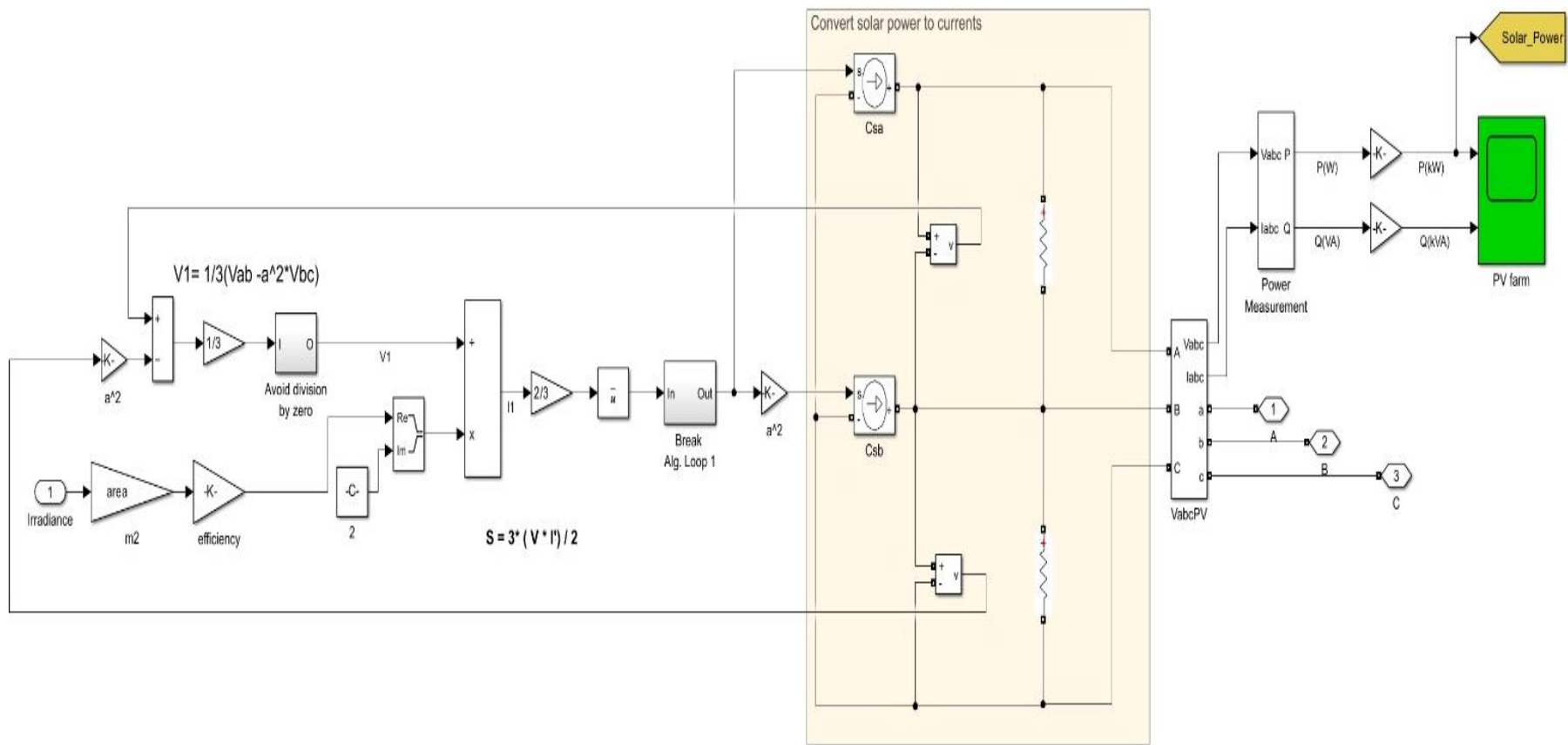


Figura 40. Bloque 1 interno fotovoltaico (PV).
Fuente. Autores

PV farm

The product of the efficiency, the area covered by the PV farm and the irradiance in W/m² will give you the power generated by the PV farm.

Parameters

Efficiency (%)

14.20 14.2

Area (m²)

4.92

*Figura 41. Área y eficiencia de los paneles fotovoltaicos.
Fuente. Autores.*

En la figura 40, bloque 1 interno fotovoltaico se ingresa la señal de los datos de radiación solar obtenidos en la tabla 10 conectada a un bloque de entrada de valores reales e imaginarios a complejos, conectado a un bloque multiplicador de entradas, este a su vez se integra a un bloque de funciones matemáticas; el cual se incorpora a un bloque de entrada y salida de valores reales e imaginarios conectados al convertidor solar que se conecta al bloque de adquisición de señales; que se conecta a la Unidad Académica de Ingeniería, Industria y Construcción.

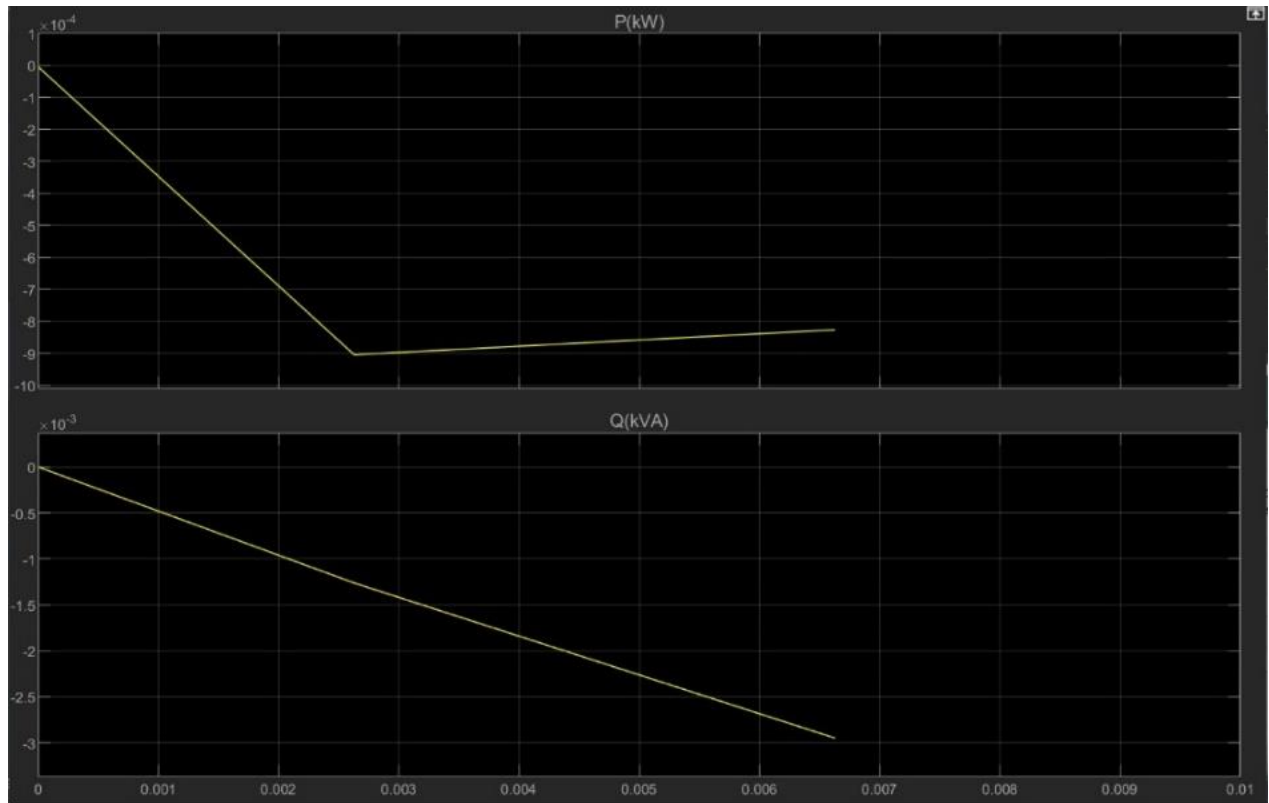


Figura 42. Osciloscopio de generacion fotovoltaica.
Fuente. Autores

Como se puede apreciar en la figura 42, en las salidas del osciloscopio se puede visualizar la potencia activa y la potencia reactiva por unidad; tenemos una potencia activa (P) de -9 con un incremento a -8,2; mientras que la potencia reactiva (Q) de -2,95 y al aplicar GD existe un desequilibrio en la línea C de 126,1 V, mientras que sin GD la línea C nos da 125,6 V. La corriente en la línea ya mencionada con GD es de 157 A, mientras que sin GD es de 270 A. Esto nos permite observar que al utilizar un sistema fotovoltaico la corriente tiende a disminuir considerablemente en la línea C, con un porcentaje de 71.97 %. A mayor escala este sistema podría equilibrar las cargas, como lo indica la normativa Arconel 004-01.

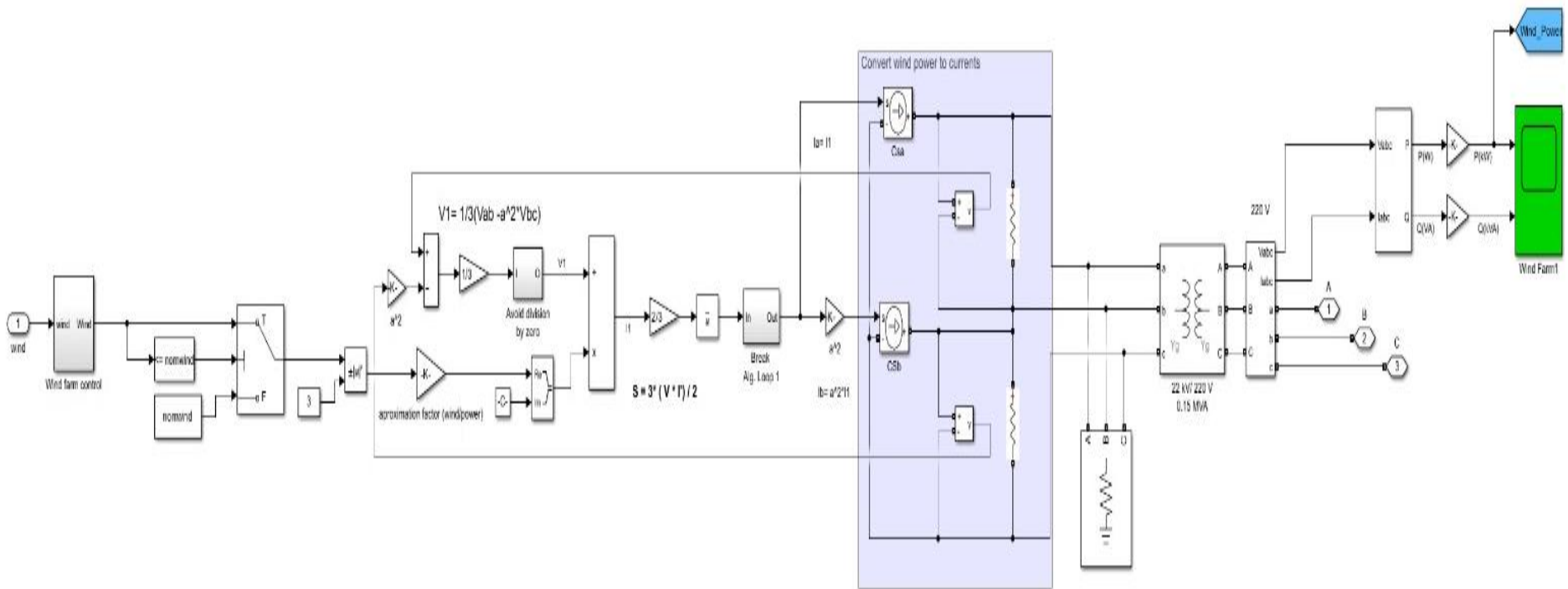


Figura 43 Bloque 2 interno Aerogenerador
 Fuente. Autores

En la figura 43, bloque 2 interno aerogenerador, se ingresa la señal de la información de la velocidad de viento obtenidos en la tabla 11 conectada a un bloque comparativo de una señal a una constante el cual se vincula a un switch que a su vez se integra a un bloque de funciones matemáticas conectados a un bloque de entrada de valores reales e imaginarios a complejos, conectado a un bloque de ángulo de magnitud a complejo ambos conectados al multiplicador de entradas, conectados al convertidor de viento conectados al transformador, que a su vez se conecta al bloque de adquisición de señales; el cual se conecta a la Unidad Académica de Ingeniería, Industria y Construcción.

Wind farm	
The simplified wind farm model presented here generates power using a linear relationship between the nominal wind speed and nominal power. When the wind speed reaches the maximal value, the wind farm trips from the grid. When the wind speed is between the nominal speed and the maximal value, the power is fixed to 1 p.u.	
Parameters	
Nominal power (MW)	<input type="text" value="0.0006"/>
Nominal wind speed (m/s)	<input type="text" value="12"/>
Maximal wind speed (m/s)	<input type="text" value="13"/>

*Figura 44. Potencia nominal, velocidad nominal y velocidad máxima del viento.
Fuente. Autores*

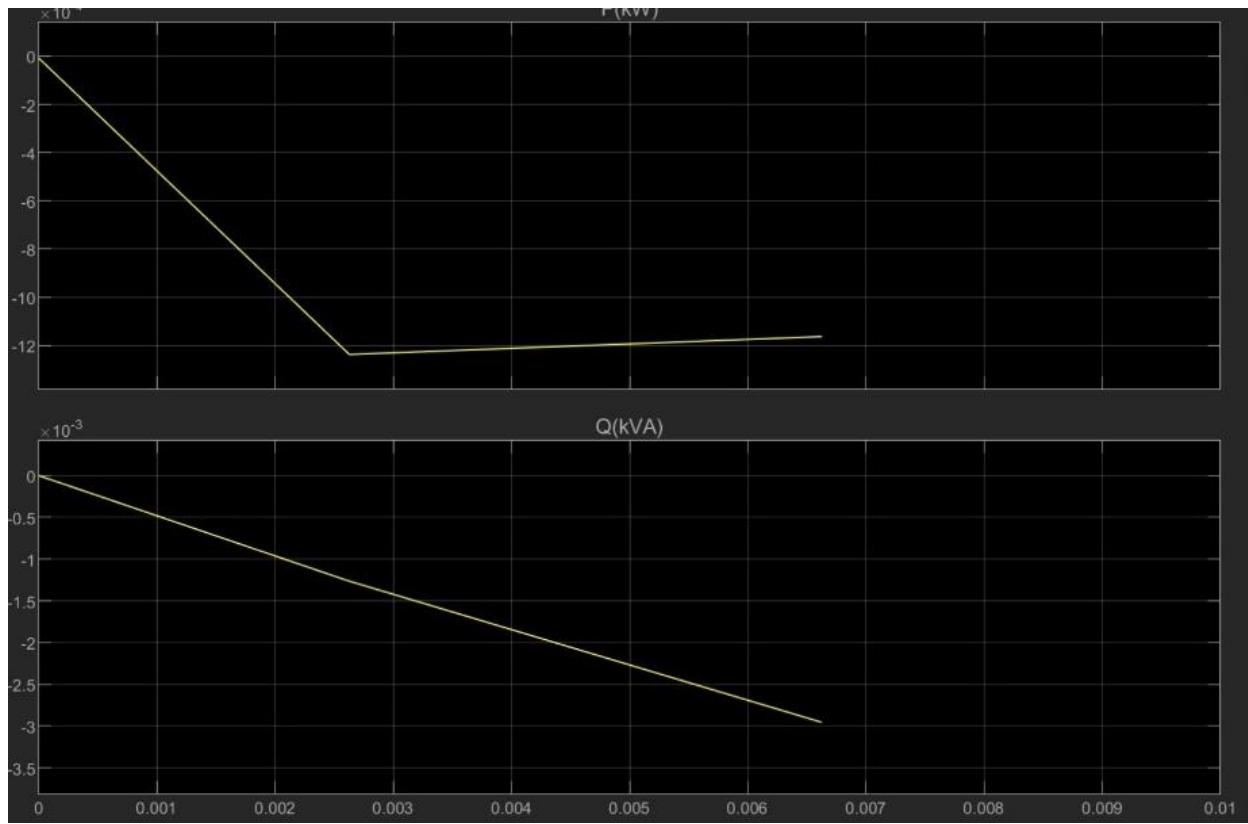


Figura 45. Osciloscopio de Aerogeneración.
Fuente. Autores

Como se puede apreciar en la figura 45, en las salidas del osciloscopio se puede visualizar la potencia activa y la potencia reactiva por unidad; tenemos una potencia activa (P) de -12,5 con un incremento a 11,8; mientras que la potencia reactiva (Q) de -3. Esto indica que aplicando GD existe un desequilibrio en la línea C de 126 V, mientras que sin GD la línea C nos da 125,7 V, y la corriente en la línea ya mencionada con GD es de 171 A, mientras que sin GD es de 272 A. Esto nos permite observar que al utilizar un sistema de aerogeneración la corriente tiende a disminuir considerablemente en la línea C con un porcentaje de 59.06 %. A mayor escala este sistema podría equilibrar las cargas, como lo indica la normativa Arconel 004-01.

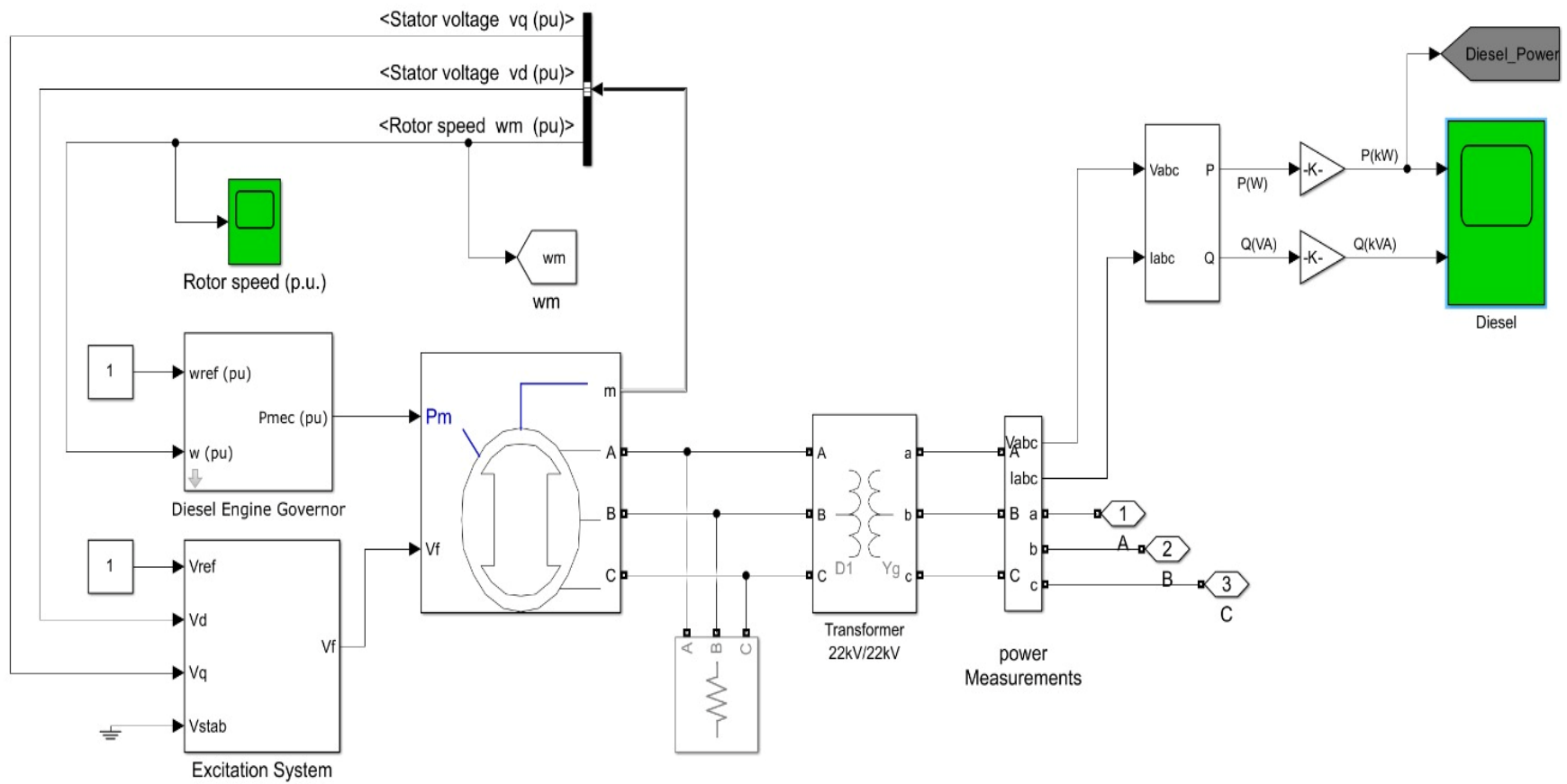
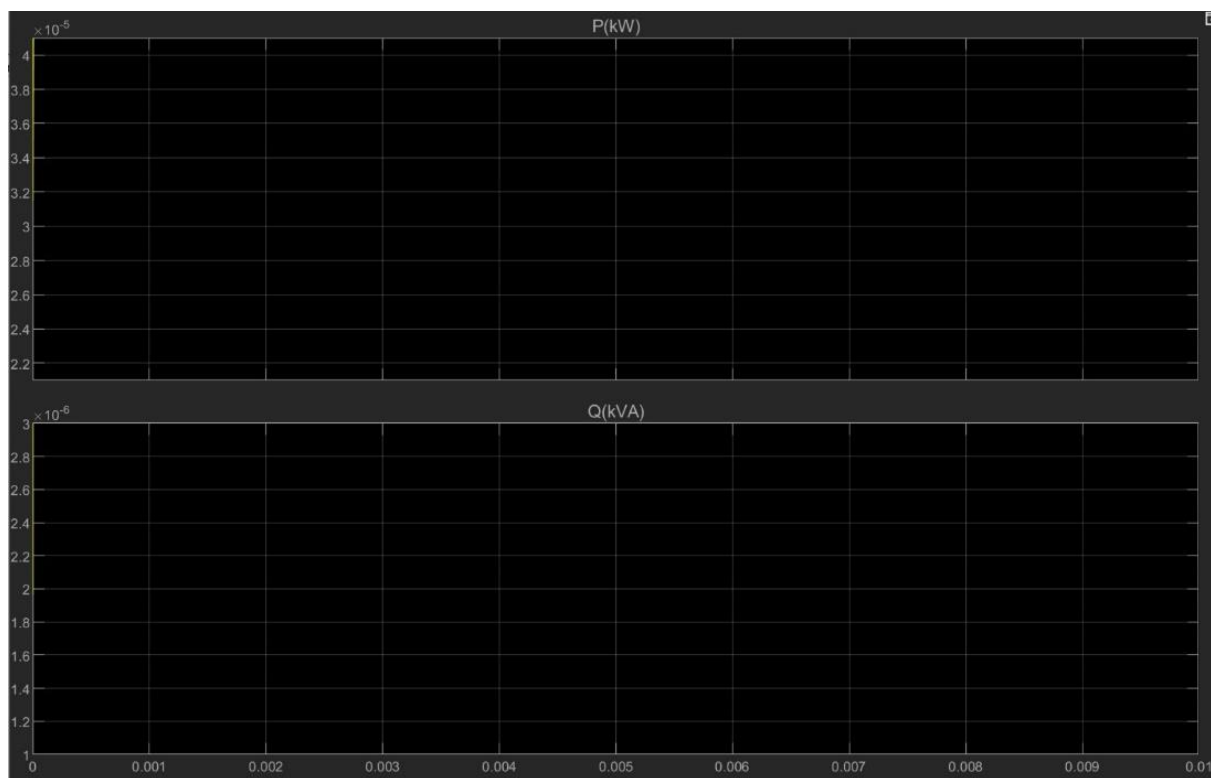


Figura 46. Bloque 3 interno Generador síncrono.
Fuente. Autores

En la figura 46, bloque 3 interno generador síncrono, se implementa un motor Diesel y un sistema de gobernador, la primera entrada se denomina como velocidad de referencia y la segunda entrada hace referencia a la velocidad medida. La salida es la potencia mecánica del motor diésel, parámetros que se describen en la figura 47.

Parameters	
Regulator gain K:	29
Regulator time constants [T1 T2 T3] (s) :	[0.01 0.02 0.2] <small>[0.01,0.02,0.2]</small>
Actuator time constants [T4 T5 T6] (s) :	[0.25 0.009 0.0384] <small>[0.25,0.009,0.0384]</small>
Torque limits [Tmin Tmax] (pu) :	[0 1.1] <small>[0,1.1]</small>
Engine time delay Td (s) :	0.024
Initial value of mechanical power Pm0 (pu) :	0.007343

*Figura 47. Parámetros del generador a Diesel.
Fuente. Autores*



*Figura 48. Osciloscopio de Generador síncrono.
Fuente. Autores*

Como se puede apreciar en la figura 48, en las salidas del osciloscopio se puede visualizar la potencia activa y la potencia reactiva por unidad; tenemos una potencia activa (P) de 4,1, mientras que la potencia reactiva (Q) de 3. Este indica que al aplicar GD existe un desequilibrio en la línea C de 128V, mientras que sin GD la línea C nos da 124,9 V. La corriente en la línea ya mencionada con GD es de 205 A, mientras que sin GD es de 442 A. Esto nos permite observar que en el Generador Síncrono la corriente tiende a disminuir considerablemente en la línea C, teniendo un decremento del 115%.

Tenemos un sistema de excitación, gobernador de motor Diesel los cuales están conectados al generador síncrono el cual se vincula al transformador en una conexión Δ -Y, que a su vez se conecta al bloque de adquisición de señales; el cual se conecta a la Unidad Académica de Ingeniería, Industria y Construcción. Para el diagnóstico de las potencias, este nos permite valorar los parámetros como potencia activa y reactiva, identificando las fallas y el

rendimiento del generador síncrono, para así, detectar los cambios en la potencia; garantizando la mejora de la calidad de energía.

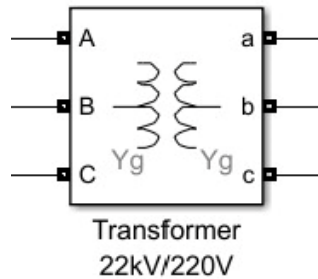


Figura 49 Transformador trifásico.
Fuente. Autores

Los bloques 1, 2 y 3 se encuentran conectados al transformador trifásico el cual tiene una potencia de 150 kVA, cuyo voltaje en el devanado primario (AT) es de 22 kV, y en el devanado secundario (BT) es de 220V con una conexión Y-Y, con una corriente en el devanado primario (AT) de 3,94 A y en el devanado secundario (BT) de 393,65 A con una frecuencia de 60 Hz y una eficiencia de 98,33%,

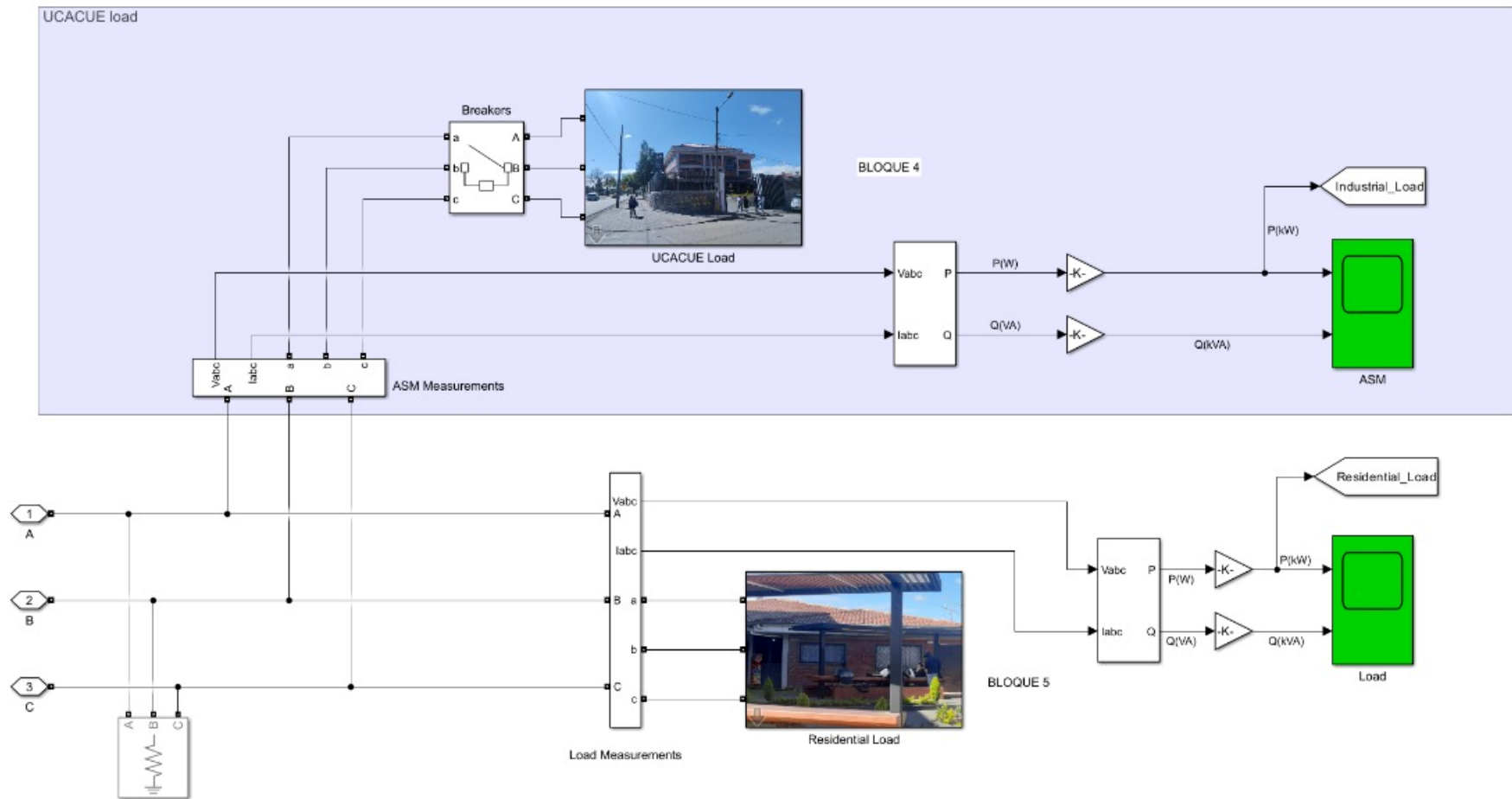


Figura 50. a) Diagrama estructural de las cargas de la Unidad Académica de Ingeniería, Industria y Construcción con generación distribuida. b) Cargas residencial
Fuente. Autores

Los bloques 4 y 5 se encuentran conectados al transformador; el bloque 4 es de la Unidad Académica de Ingeniería, Industria y Construcción de la Universidad Católica de Cuenca cuya carga promedio de 12 meses es de 38,27 kW, el bloque 5 es el residencial que tiene una carga de 0,0625 kW.

4.4 Análisis de las variables de confiabilidad por el método de lógica difusa

En este análisis, donde los elementos de $a = \{a_1, a_2, a_3 \dots, a_n\}$, poseen efecto sobre otro conjunto $b = \{b_1, b_2, b_3 \dots, b_n\}$, de la cual se adquiere la próxima matriz de incidencias directas.

- Matriz 1: causa y efecto

$$\begin{pmatrix} \mu(a_1 b_1) & \mu(a_1 b_2) & \mu(a_1 b_3) & \dots & \mu(a_1 b_n) \\ \mu(a_2 b_1) & \mu(a_2 b_2) & \mu(a_2 b_3) & \dots & \mu(a_2 b_n) \\ \mu(a_3 b_1) & \mu(a_3 b_2) & \mu(a_3 b_3) & \dots & \mu(a_3 b_n) \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \mu(a_n b_1) & \mu(a_n b_2) & \mu(a_n b_3) & \dots & \mu(a_n b_n) \end{pmatrix} \quad [54]$$

Fuente: (Cabrera Mejía & Criollo Domínguez, 2020)

Todos los componentes incluidos dentro de la matriz deben estar correlacionados entre si, dentro de un rango de (0,1) con el principal objetivo de evaluar el nivel de afección entre los mismos que, por algún motivo, no han sido percibidos o fueron pasados por alto y así, medir su nivel de incidencia. Sin embargo, este modelo propone la existencia de un tercer conjunto de variables D que representa los efectos de las variables presentadas en el conjunto B, es decir:

$$D = \{d_1, d_2, d_3 \dots, d_n\}$$

[55]

- Matriz 2: Matriz causa y efecto

$$\begin{matrix} \mu(b_1 d_1) & \mu(b_1 b_2) & \mu(b_1 d_3) & \dots & \mu(b_1 d_n) \\ \mu(b_2 d_1) & \mu(b_2 b_2) & \mu(b_2 d_3) & \dots & \mu(b_2 d_n) \\ \mu(b_3 d_1) & \mu(b_3 b_2) & \mu(b_3 d_3) & \dots & \mu(b_3 d_n) \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \mu(b_n d_1) & \mu(b_n b_2) & \mu(b_n d_3) & \dots & \mu(b_n d_n) \end{matrix} \quad [56]$$

Fuente: (Cabrera Mejía & Criollo Domínguez, 2020)

De esta manera, si el conjunto B es el efecto de A y D es el efecto del conjunto B se establece una relación de causalidad entre los elementos del conjunto A y del conjunto C, según la cuantificación realizada en el conjunto B, destacando las variables que generan afección dentro de la investigación.

La incidencia se valora correlacionando causas y efectos por ello, Kaufmann & Gil Aluja proponen utilizar el uso de una escala semántica con valores de 0 a 1 denominada evaluación endechadera, un sistema decimal que permita convertir las opiniones de los expertos en valores numéricos y facilite al investigador llegar a una correcta interpretación de los resultados, misma que se visualiza en la siguiente tabla.

Tabla 14. Escala endechadera

Grado de Presunción	Incidencia
0	Sin incidencia
0.1	Prácticamente sin incidencia
0.2	Casi sin incidencia
0.3	Muy débil incidencia
0.4	Débil incidencia
0.5	Mediana incidencia
0.6	Incidencia sensible
0.7	Bastante incidencia
0.8	Fuerte incidencia
0.9	Muy fuerte incidencia
1	Mayor incidencia

Fuente: (Cárdenas y otros, 2022)

Tabla 15. Causas y efectos

Causas	Efectos
C1. Nivel de voltaje	E1. Calidad de energía
C2. Nivel de corriente	E2. Tiempos de interrupción
C3. Fluctuaciones	E3. Clientes afectados
C4. Perturbaciones	E4. Disponibilidad del sistema
C5. Armónicos del voltaje	E5. Gestión de la demanda
C6. Armónicos de corriente	
C7. Desequilibrio de tensión con GD	
C8. Desequilibrio de corriente sin GD	
C9. Tasa de fallas	
C10. Clientes abastecidos	
C11. Reconfiguración de red	
C12. Tipos de fallas	
C13. Ubicación de fallas	
C14. Índice SAIDI	
C15. Índice CAIDI	
C16. Índice CAIFI	
C17. Índice SAIFI	
C18. Recurrencia de falla	

Fuente. (Cabrera Mejía y Criollo Domínguez, 2020)

Tabla 16. Matriz causa – efecto (M) de incidencia directa.

	E1	E2	E3	E4	E5
C1	0,7	0,8	0,7	0,7	0,9
C2	0,4	0,3	0,3	0,2	0,6
C3	0,8	0,8	0,7	0,7	0,8
C4	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7
C5	0,7	0,8	0,7	0,8	0,8
C6	0,2	0,3	0,3	0,3	0,5
C7	0,7	0,8	0,8	0,7	0,8
C8	0,3	0,3	0,2	0,3	0,5
C9	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7
C10	0,8	0,7	0,8	0,8	0,9
C11	0,6	0,7	0,7	0,6	0,7
C12	0,7	0,8	0,7	0,7	0,8
C13	0,5	0,7	0,7	0,6	0,7
C14	0,6	0,6	0,6	0,8	0,6
C15	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7
C16	0,5	0,7	0,7	0,6	0,7
C17	0,5	0,6	0,6	0,7	0,8

C18	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

Fuente: Autores

De la misma manera, se procede a obtener los promedios de la matriz relaciones de causas (Matriz A) [Tabla 17].

Tabla 17. Matriz causa – causa (A).

	C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8	C9	C10	C11	C12	C13	C14	C15	C16	C17	C18
C1	1	0,4	0,7	0,7	0,6	0,7	0,4	0,6	0,8	0,8	0,7	0,8	0,8	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8
C2	0,4	1	0,4	0,3	0,4	0,4	0,3	0,4	0,3	0,7	0,4	0,3	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3
C3	0,7	0,4	1	0,7	0,6	0,7	0,7	0,7	0,8	0,7	0,8	0,7	0,7	0,8	0,7	0,7	0,8	0,2
C4	0,7	0,3	0,7	1	0,8	0,7	0,7	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,3	0,7	0,7	0,8	0,7
C5	0,6	0,4	0,6	0,8	1	0,9	0,8	0,8	0,8	0,9	0,7	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,8	0,7
C6	0,6	0,4	0,7	0,7	0,9	1	0,8	0,3	0,3	0,4	0,4	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3
C7	0,7	0,3	0,7	0,7	0,8	0,8	1	0,7	0,8	0,7	0,8	0,8	0,9	0,8	0,7	0,7	0,8	0,7
C8	0,6	0,4	0,7	0,8	0,8	0,3	0,7	1	0,4	0,3	0,4	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3
C9	0,8	0,3	0,8	0,8	0,8	0,3	0,8	0,4	1	0,8	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8	0,7
C10	0,8	0,7	0,7	0,7	0,9	0,4	0,7	0,3	0,8	1	0,7	0,7	0,8	0,7	0,7	0,8	0,8	0,7
C11	0,7	0,4	0,8	0,7	0,7	0,4	0,8	0,4	0,7	0,7	1	0,7	0,7	0,8	0,7	0,7	0,8	0,7
C12	0,8	0,3	0,7	0,7	0,8	0,3	0,8	0,3	0,7	0,7	0,7	1	0,7	0,7	0,8	0,7	0,7	0,8
C13	0,8	0,5	0,7	0,7	0,7	0,4	0,9	0,3	0,8	0,8	0,7	0,7	1	0,7	0,7	0,7	0,8	0,7
C14	0,7	0,4	0,8	0,8	0,8	0,4	0,8	0,4	0,8	0,7	0,8	0,7	0,7	1	0,7	0,8	0,8	0,7
C15	0,7	0,4	0,7	0,7	0,7	0,4	0,7	0,4	0,8	0,7	0,7	0,8	0,7	0,7	1	0,7	0,7	0,8
C16	0,8	0,4	0,7	0,7	0,7	0,4	0,7	0,4	0,7	0,8	0,7	0,7	0,7	0,8	0,7	1	0,8	0,7
C17	0,8	0,4	0,8	0,8	0,8	0,3	0,8	0,3	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8	0,8	0,7	0,8	1	0,8
C18	0,8	0,3	0,7	0,7	0,7	0,3	0,7	0,3	0,7	0,7	0,7	0,8	0,7	0,7	0,8	0,7	0,8	1

Fuente: Autores

Finalmente se obtiene los resultados de las variables relacionadas entre Efectos, matriz B [Tabla 18].

Tabla 18. Matriz efectos – efectos (B).

	E1	E2	E3	E4	E5
E1	1	0,8	0,7	0,7	0,9
E2	0,8	1	0,8	0,8	0,8
E3	0,7	0,8	1	0,7	0,7

E4	0,7	0,8	0,7	1	0,8
E5	0,9	0,8	0,7	0,8	1

Fuente: Autores

Con las matrices $[M]$, $[A]$ y $[B]$, se realiza un procedimiento de incidencias directas e indirectas mediante la convolución $min - max$ y las reglas difusas (Negativo Grande, Negativo, Zero, Positivo, Positivo Grande).

$$\begin{aligned}
 \text{Ecuacion 1} &= (C_1 \cap C_1 \wedge C_1 \cap E_1) \vee (C_1 \cap C_2 \wedge C_2 \cap E_1) \vee (C_1 \cap C_3 \wedge C_3 \cap E_1) \cdots \\
 &\vee (C_1 \cap C_{17} \wedge C_{17} \cap E_1) \vee (C_1 \cap C_{18} \wedge C_{18} \cap E_1) \\
 &(1.0 \wedge 0.7) \vee (0.4 \wedge 0.4) \vee (0.7 \wedge 0.8) \cdots \vee (0.8 \wedge 0.5) \vee (0.8 \wedge 0.8)
 \end{aligned}$$

De cada par obtenido $(C_1 \cap C_1 \wedge C_1 \cap E_1)$ se selecciona el de menor valor:

$$(0.7) \vee (0.4) \vee (0.7) \vee \cdots \vee (0.5) \vee (0.8)$$

El siguiente paso es tomar el valor mayor del conjunto de datos (0.8) y se coloca en la intersección de causa – efecto (C1E1) de la matriz C [Tabla 19].

Tabla 19. Matriz convolución $C = conv(M, A)$.

	E1	E2	E3	E4	E5
C1	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9
C2	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
C3	0,8	0,8	0,7	0,8	0,8
C4	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
C5	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9
C6	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8
C7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
C8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
C9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
C10	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9
C11	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8

C12	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
C13	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
C14	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
C15	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
C16	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
C17	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
C18	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8

Fuente: Autores

El mismo procedimiento para conseguir la matriz C, ahora se lo realiza a la matriz original de causa efecto, con la matriz de efectos, permitiendo conseguir la nueva matriz convolucionada representada en la Tabla 20.

Tabla 20. Matriz convolución $M^* = conv(C, B)$.

	E1	E2	E3	E4	E5
C1	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9
C2	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
C3	0,8	0,8	0,7	0,8	0,8
C4	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
C5	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9
C6	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
C7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
C8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
C9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
C10	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9
C11	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
C12	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
C13	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
C14	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
C15	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
C16	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
C17	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
C18	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8

Fuente: Autores

Finalmente, al realizar la diferencia de matrices causa – efecto inicial y la final con el método de la lógica difusa, se obtiene una nueva matriz que permite determinar el grado de importancia de

las variables, mismas que sirven para realizar una mejor planificación del accionar de la empresa, representados en la Tabla 21.

Tabla 21. Matriz efectos olvidados $EO = M^* - M$.

	E1	E2	E3	E4	E5
C1	0,1	0,0	0,1	0,1	0,0
C2	0,3	0,4	0,4	0,5	0,1
C3	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0
C4	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1
C5	0,1	0,0	0,1	0,0	0,1
C6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,3
C7	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0
C8	0,5	0,5	0,6	0,5	0,3
C9	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1
C10	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0
C11	0,2	0,1	0,1	0,2	0,1
C12	0,1	0,0	0,1	0,1	0,0
C13	0,3	0,1	0,1	0,2	0,1
C14	0,2	0,2	0,2	0,0	0,2
C15	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1
C16	0,3	0,1	0,1	0,2	0,1
C17	0,3	0,2	0,2	0,1	0,0
C18	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Fuente: Autores.

Luego del análisis de la lógica difusa se evidencia que, para medir la confiabilidad de la red se debe analizar las variables de calidad de energía (60%) cuya relación es directamente proporcional con la afección a los clientes (50%) y tiempos de interrupción (50%); desde una medición de los armónicos y desequilibrio de la red con y sin generación distribuida.

4.5 Análisis de Confiabilidad de la red mediante indicadores de calidad.

Para el análisis de los resultados de confiabilidad en el presente trabajo de investigación se realizó un monitoreo con el equipo de calidad de energía (FLUKE 434 Power Quality Alalyzer), el cual es propiedad de la UCACUE (Universidad Católica de Cuenca) en un periodo de 7 días ininterrumpidos como se indica en la norma 004/01. El medidor fue instalado el día 25 de junio

de presente año en la línea de baja tensión en la línea 1. Se tomaron datos en tiempo real y se seleccionó el día en el cual los picos de demanda fueron altos y se realizó un promedio general de todos los datos tomados.

En el análisis se estudió la energía eléctrica suministrada por generación distribuida y la Empresa Eléctrica Centrosur, tomando uno de los días como referencia para su posterior estudio.

4.2.1. Niveles de voltaje.

Como se puede visualizar en la figura 53 no existen variaciones de tensión del sistema eléctrico suministrado por el transformador trifasico #42603 con GD y sin GD comparando entre las 2, como se puede apreciar en la tabla 22. En la línea A se obtiene un porcentaje de 3,48%, en la línea B se obtiene un porcentaje de 3,44%, mientras que en la línea C se obtiene un porcentaje de 2,42%; la diferencia promedio entre las 3 líneas es de 1,06%, lo cual estos no exceden los valores permitidos por la normativa Arconel 004-01 que no tiene que exceder el 10% en baja tensión.

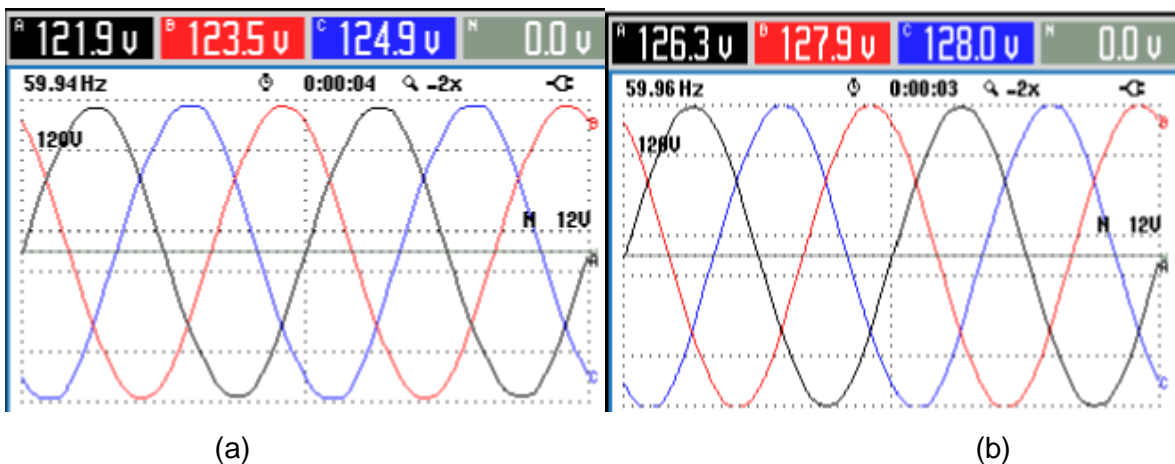


Figura 51. Niveles de voltaje registrados sin GD (a) y con GD (b)
Fuente. Autores.

Tabla 22. Promedio de los niveles de voltaje del día 1 al 7.

DIA	NIVEL DEL VOLTAJE	
	SIN GD	CON GD
1	123,1	123,9
2	122,8	124,8

3	123,2	125,8
4	127	127,1
5	124,3	125
6	121,9	126,3
7	124,3	124,4
PROMEDIO	123,8	125,31

Fuente. Autores

4.2.2. Niveles de corriente

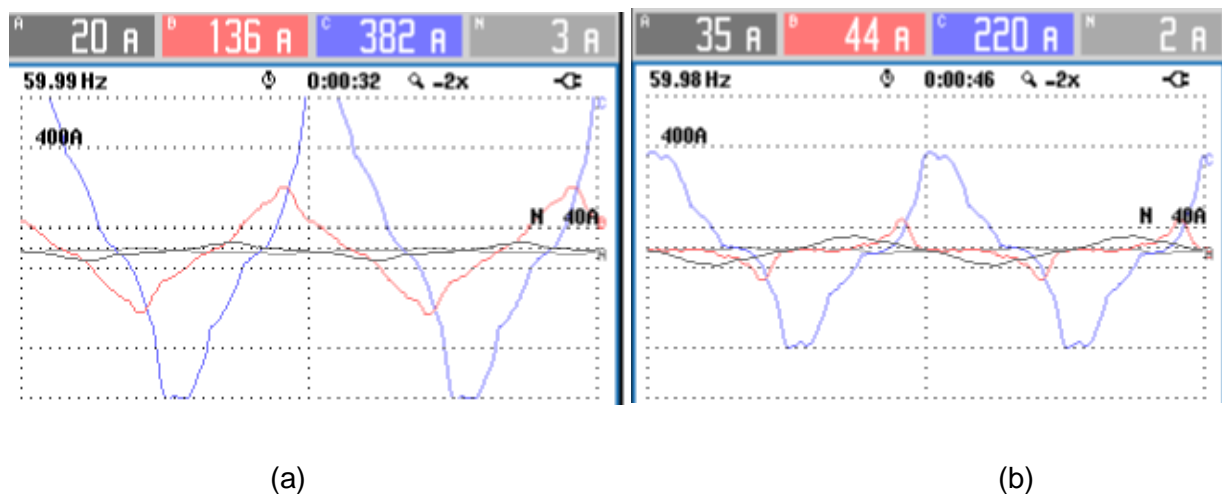


Figura 52. Niveles de corriente registrados sin GD (a) y con GD (b)
Fuente. Autores.

Como se puede apreciar en la figura 54 existen variaciones de corriente del sistema eléctrico suministrado por el transformador trifasico #42603 con GD y sin GD comparando entre las 2, como se puede apreciar en la tabla 23. En la línea A se obtiene un porcentaje de 42,86%, en la línea B se obtiene un porcentaje de 209,09%, mientras que en la línea C se obtiene un porcentaje de 73,63%; la diferencia promedio entre las 3 líneas es de 166,23%, lo cual estos exceden los valores permitidos.

Tabla 23. Promedio de los niveles de corriente del día 1 al 7

DIA	NIVELES DE CORRIENTE	
	SIN GD	CON GD
1	19	23
2	28	34
3	20	24
4	0	8
5	20	35
6	24	42
7	21	24
PROMEDIO	18,85	27,14

Fuente. Autores

4.2.3. Fluctuaciones.

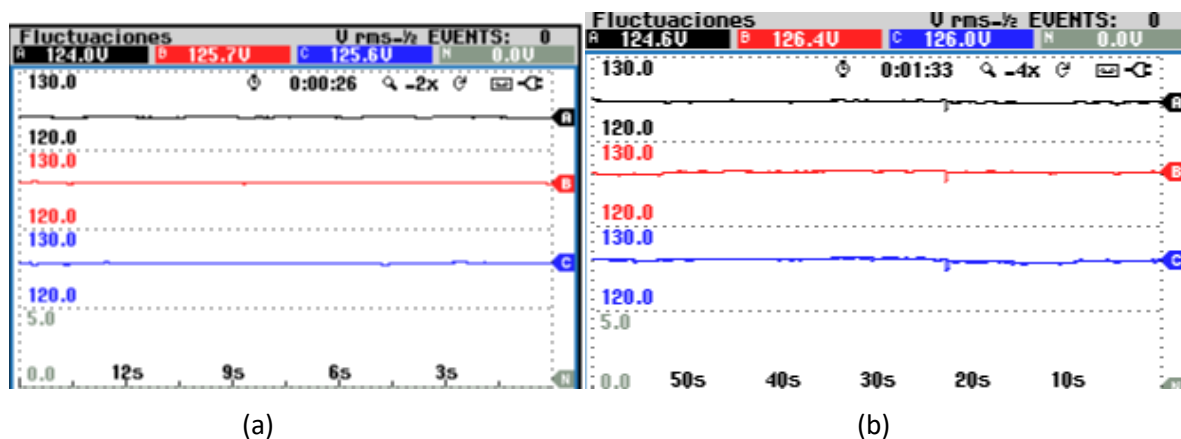


Figura 53. Fluctuaciones registradas sin GD (a) y con GD (b).

Fuente. Autores

Como se puede apreciar en la figura 55 no existen fluctuaciones dentro del sistema eléctrico suministrado por el transformador trifasico #42603 con GD y sin GD comparando entre las 2. En la línea A se obtiene un porcentaje de 0,49%, en la línea B se obtiene un porcentaje de 0,56%, mientras que en la línea C se obtiene un porcentaje de 0,32%; la diferencia promedio entre las 3 líneas es de 0,24%, lo cual estos no exceden los valores permitidos. El valor del voltaje eficaz del suministro cambia con respecto al voltaje eficaz nominal.

4.2.4. Perturbaciones.

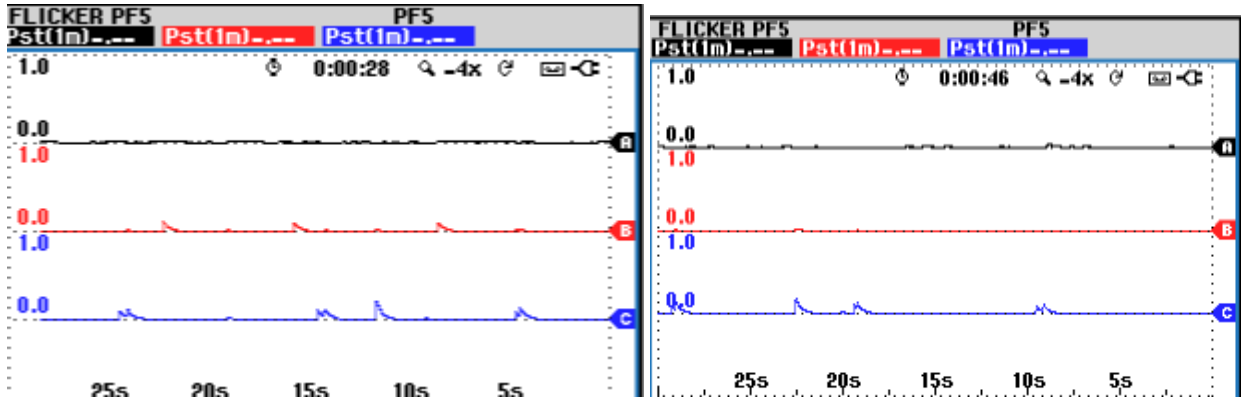
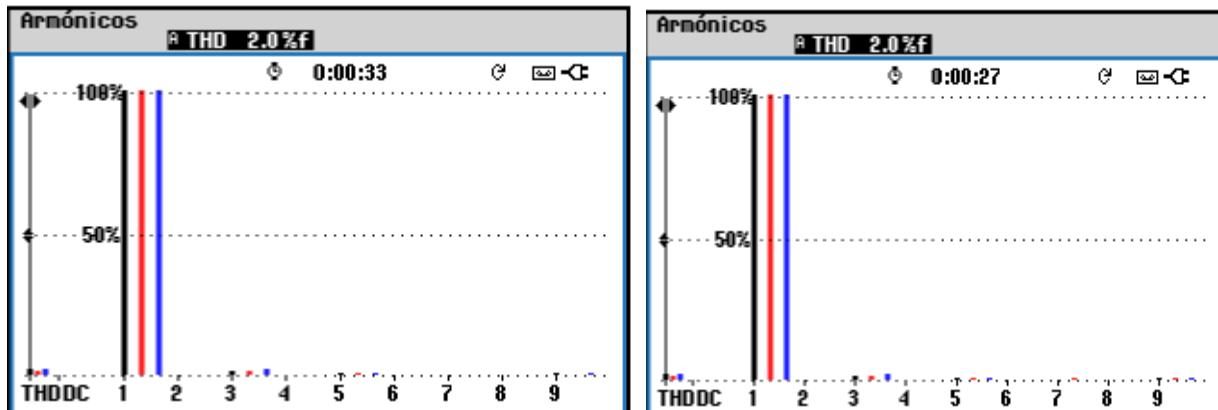


Figura 54. Perturbaciones registradas en horario matutino (izquierda) y vespertino (derecha) de la línea 1. Fuente. Autores.

Como se puede apreciar en la figura existen perturbaciones, también llamados flickers, como lo indica la regulación 004/01, la cual determina el control de las perturbaciones de corta duración en la cual no podrá sobrepasar el índice de severidad del flicker, el cual está representado por la unidad (entre 0 y 1). Por ende, las perturbaciones de largos periodos se aplicará la norma IEEE std. 1453 que nos establece como límites 1 y 0.8. Sin GD el índice de severidad es de 0,33 de la unidad mientras que en GD el índice de severidad disminuye a 0,21 de la unidad, como se puede apreciar en la figura 56.

4.2.5. Armónicos de tensión.

Los armónicos de la tensión los podemos observar en las siguientes figuras de barras; estos fueron analizados según la regulación 004/01 de calidad de energía.



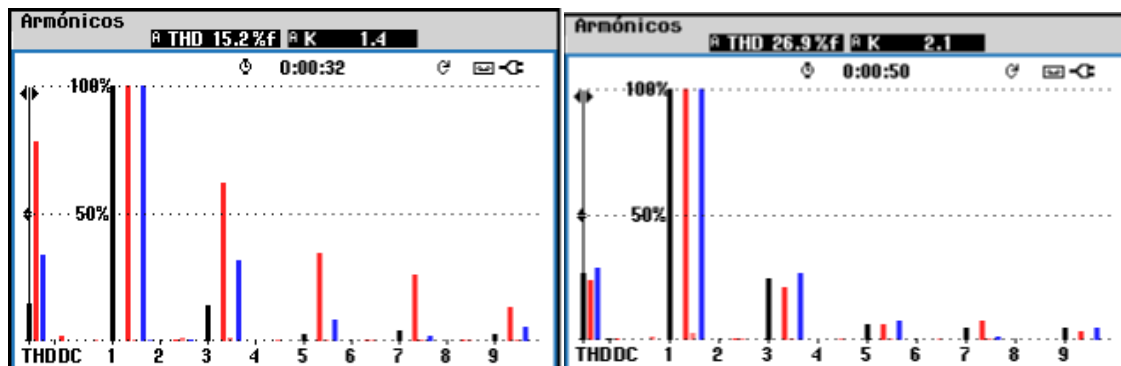
(a)

(b)

Figura 55. Niveles de armónicos de voltaje registrados sin GD (a) y con GD (b).
Fuente: Autores.

Como se puede apreciar en la figura 57 no existen variación del tercer armónico con un THD (Factor total de distorsión de armónicos) del 2% con y sin GD según la norma IEC 6100-4-7 para que sea considerado de calidad debe estar dentro del rango del tercer armónico, a partir del cuarto armónico el sistema es inestable del sistema eléctrico suministrado por el transformador trifasico #42603.

4.2.6. Armónicos de corriente.



(a)

(b)

Figura 56. Niveles de armónicos de amperaje registrados sin GD (a) y con GD (b).
Fuente. Autores.

Como se puede apreciar en la figura 58 existen variación del cuarto armónico con un THD (Factor total de distorsión de armónicos) del 15,2% sin GD y de 26,9 con GD según la norma IEC 6100-4-7 para que sea considerado de calidad debe estar dentro del rango del tercer armónico, a partir del cuarto armónico el sistema es inestable en el sistema eléctrico suministrado por el transformador trifásico #42603. La diferencia al utilizar GD es del 43,49% del factor total de distorsión de armónicos.

4.2.7. Desequilibrios de tensión y corriente con generación distribuida

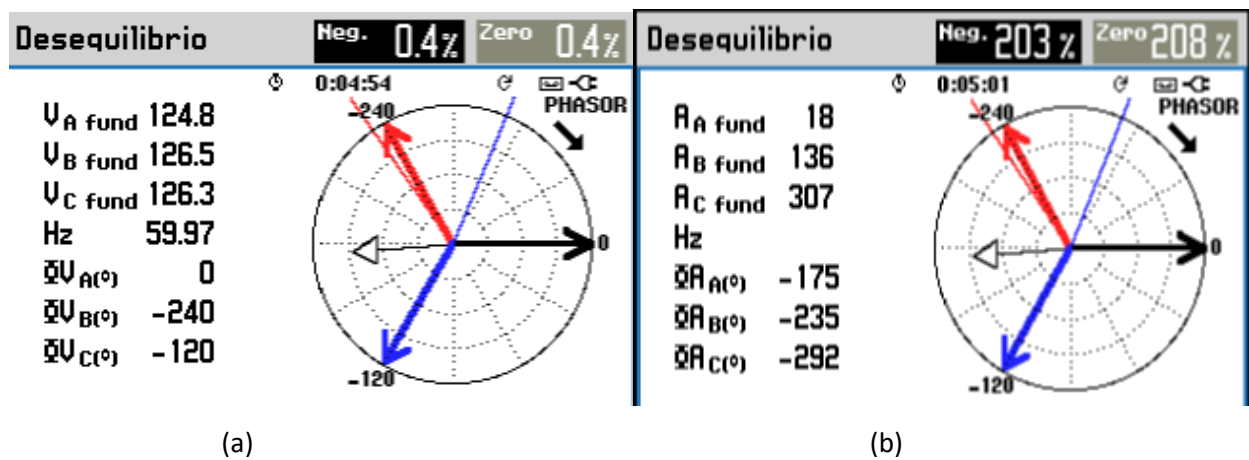


Figura 57. Desequilibrio del voltaje-amperaje fasorial.
Fuente. Autores

Desequilibrio				
	Uneg.	Uzero	Aneg.	Azero
Unbal.(%)	0.4	0.7	104	104
	A	B	C	N
V_{fund}	124.0	125.6	125.7	0.0
Hz	59.99			
	A	B	C	N
$\varnothing V(^{\circ})$	0.0	-239.4	-119.7	-109.6
$\varnothing A(^{\circ})$	-177.1	-226.9	-292.2	-39.8
A_{fund}	35	35	209	1.8

Figura 58. Tabla general de desequilibrios.
Fuente. Autores

El desequilibrio del voltaje no debe sobrepasar el 2 %, En la figura 59 (a) podemos apreciar que el desequilibrio excede los valores permitidos por la regulación que sobrepasa el 0,4%, la cual no debe exceder el 10 %, en la gráfica (b) podemos visualizar que el desequilibrio de corriente sobrepasa los valores permitidos de la regulación con un valor del 203%. En la figura 60 se puede apreciar la tabla general de desequilibrios, tanto en tensión como amperaje.

Se justifica que la integración de la GD a mayor escala va a permitir que se equilibre el sistema eléctrico mediante el estudio de un Análisis de Calidad de Energía para estimar los índices del desequilibrio en la tensión y la corriente. Se podría realizar un dimensionamiento y correcta selección de equipos como los inversores asegurando el manejo correcto de las cargas. Se puede concienciar al personal la importancia de un correctivo mantenimiento, además de la implementación de sistemas de protección.

4.2.8. Desequilibrios de tensión y corriente sin generación distribuida

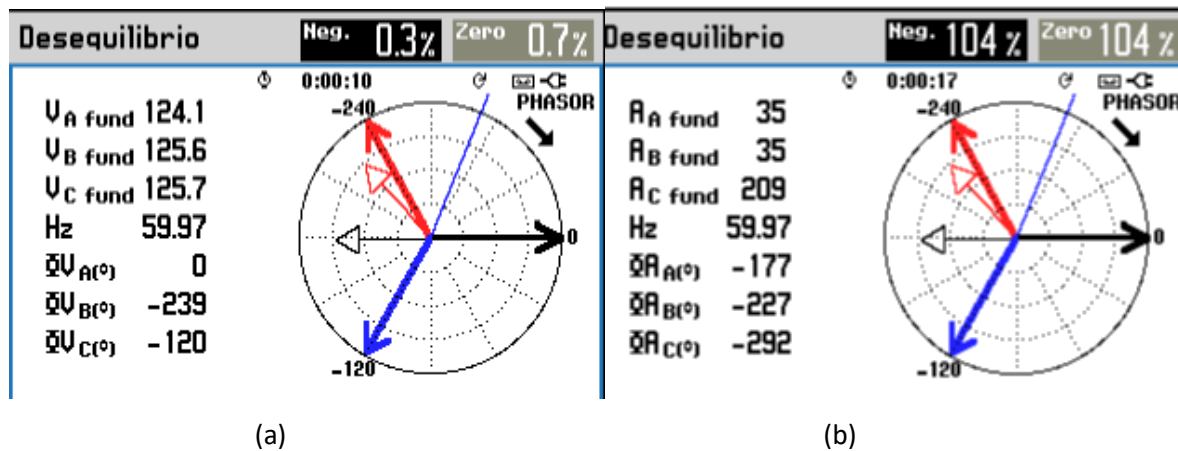


Figura 59. Desequilibrio del voltaje-amperaje fasorial.
Fuente. Autores.

Desequilibrio				
	Uneg.	Uzero	Aneg.	Azero
Unbal.(%)	0.3	0.4	207	211
	A	B	C	N
Vfund	124.8	126.1	125.9	0.0
Hz	59.97			
	A	B	C	N
$\phi V(^{\circ})$	0.0	-239.9	-120.0	-108.0
$\phi R(^{\circ})$	-174.8	-234.7	-292.4	-23.3
Rfund	18	138	306	1.6

Figura 60. Tabla general de desequilibrios.
Fuente. Autores

El desequilibrio del voltaje según la regulación no debe exceder el 2 %, en la figura 61, en la gráfica (a) se puede visualizar que el desequilibrio sobrepasa los valores permitidos por la regulación con un 0,3%. El desequilibrio de corriente según la regulación no debe sobrepasar el 10 %, en la gráfica (b) podemos observar que el desequilibrio excede los valores permitidos por la regulación con un 104%. En la figura 62 se puede apreciar la tabla general de desequilibrios, tanto en tensión como amperaje.

Se justifica que la no integración de la GD genera un desequilibrio en el sistema eléctrico, mediante el estudio de un Análisis de Calidad de Energía para estimar los índices del desequilibrio en la tensión y la corriente. Se podría mejorar realizando un dimensionamiento, además de concienciar al personal de la importancia de un correctivo mantenimiento, además de la implementación de sistemas de protección.

4.6 Análisis de confiabilidad mediante el método Monte Carlo

Una vez realizado el modelamiento de los recursos energéticos renovables y obtenidas las mediciones de calidad de energía se aplica el método Monte Carlo con el módulo de optimización PSO para determinar la capacidad óptima de microgeneración que permita niveles de confiabilidad de integración de energías renovables a instalar minimizando el costo anual de electricidad.

Dentro del paquete de Python se usa el módulo PySwarm y se determinan las capacidades de generación fotovoltaica y de aerogeneración.

Tabla 24. Optimizador para determinar Capacidad = 36.55%

Generación kW	1.228	
Variables de decisión	Capacidad PV	2.15
	Capacidad Wind	1.04
Restricciones	$0 \leq capacidad PV \leq 10$	
	$0 \leq capacidad wind \leq 1$	
	$Demanda_{anual} = Generación_{anual}$	
Función objetivo	$Min f$	1053.624
	Iteraciones	100
	Población	50

Fuente. Autores

$$diferencia = 1228 W - 1053,624 W$$

$$diferencia = 174,376 W$$

$$diferencia = 14,2\%$$

La diferencia representa un valor alto de variabilidad, por lo que se debe incorporar filtros para reducir los armónicos.

CONCLUSIONES

- Se concluye que al utilizar el equipo de calidad FLUKE 434 Power Quality Analyzer de la UAIC y al cotejar valores con y sin GD, existe perturbaciones que afectan la calidad y fiabilidad de la unidad académica, que al implementar microgeneración existe una mejora en el sistema la red.
- Al concluir el presente trabajo de investigación pudimos apreciar que el método Montecarlo es una herramienta capaz de evaluar la integración de la microgeneración, mediante las simulaciones realizadas permitiendo ratificar los beneficios al integrar energías renovables en un escenario realista; proporcionando una comprensión de la conducta de la red de la Unidad Académica bajo diferentes condiciones operacionales (aerogeneración-fotovoltaica), contribuyendo notablemente con el medio ambiente, minorizando el uso de fuentes de energías fósiles (generador), contribuyendo a la sostenibilidad del sistema eléctrico.
- En la presente investigación se concluyó que la diferencia promedio del voltaje entre las 3 líneas fue del 1,06% con generación distribuida, lo cual no exceden los valores permitidos por la normativa Arconel 004-01 que no tiene que exceder el 10% en baja tensión, dándonos como resultado una mejora en los niveles de voltaje.
- La simulación del método Montecarlo surge como una herramienta importante en la toma de decisiones para tasar probabilidades y tener una perspectiva más completa de los posibles resultados, el cual demuestra ser una opción fiable, reconociendo que la eficacia de este método depende de la exactitud de los datos, selección de probabilidad y la disquisición meticulosa de los datos.
- La lógica difusa es un método fiable, el cual nos simplifica al momento de tomar una resolución, tomando en consideración las diversas variables existentes, el implemento de microgeneración ejerce un papel importante al normalizar las pérdidas de energía y estabilización de la red, permitiendo una mejora en la generación y demanda de la Unidad Académica.

RECOMENDACIONES

- Se recomienda realizar un diseño de sistema de micro generación (aerogeneración-fotovoltaico) a mayor escala el cual permitirá tener las cargas equilibradas, por ende, mejorando la fiabilidad de la red de la Unidad Académica. Esto se verá reflejado en el costo-beneficio para la institución.
- Prever que los equipos a ser utilizados para realizar el diagnóstico de calidad de energía cuenten con las licencias y los permisos respectivos y a su vez contar con el conocimiento necesario del software a utilizar para efectuar una correcta interpretación de los valores monitoreados.
- Se recomienda escoger el lugar óptimo y con mayor irradiancia y velocidad de viento, donde instalar los sistemas fotovoltaico y de aerogeneración, para tener un mejor rendimiento y así aportar una mejor calidad de energía a la UAIC.
- Se recomienda el análisis periódico de las líneas de la Unidad Académica, con ello se tendrá un mejor pronóstico referente a las pérdidas del sistema eléctrico, garantizando así la fiabilidad y calidad de la energía.

BIBLIOGRAFIA

Almendros, J. (2021). *Energía eólica Temas 3 y 4 2011 | PPT* [Fundacion Universitaria Sao Paulo CEU]. <https://es.slideshare.net/awakt/energa-elica-temas-3-y-4-2011>

Alonso, C. C. L., & Santiago, E. G. B. (2015). *Análisis de confiabilidad de sistemas de distribución eléctrica con penetración de generación distribuida*. <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/10825/1/CD-6328.pdf>

Atria. (2022, enero 13). *¿Qué es la generación distribuida? Descubre aquí los mecanismos utilizados*. Atria Energía. <https://atria.com.pe/que-es-la-generacion-distribuida-descubre-aqui-los-mecanismos-utilizados/>

Becerra, D. H. R. (2019). *Estudio, construcción e integración de un sistema eólico para complementar energéticamente una casa* [Pontificia Universidad Catolica del Valparaiso]. http://opac.pucv.cl/pucv_txt/txt-8000/UCC8119_01.pdf

Carvajal González, C. E., & Rodríguez Rodríguez, P. M. (2015). *Diseño y simulación de un aerogenerador tipo eje horizontal de 1200 watts para proveer de energía eléctrica a un piso de la Hostería Las Mercedes* [bachelorThesis]. <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/8290>

Cholota Hurtado, V. H. (2015). *Impacto de la generación distribuida en redes de distribución, aplicación central Hidroeléctrica Mira* [bachelorThesis, Quito: EPN, 2015.]. <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/9125>

Chumo, T., & Pantaleon, K. (2023). *Generación de energía eléctrica a través de un sistema fotovoltaico Off Grid en la zona rural de Guayaquil* [Universidad Politecnica Salesiana]. <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/24665/1/UPS-GT004259.pdf>

Chusin Cayo, L. A., & Escobar Guanoluisa, B. S. (2015). *Análisis de confiabilidad de sistemas de distribución eléctrica con penetración de generación distribuida* [bachelorThesis, EPN]. <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/10825>

Coyaso, F. J. R., & Vermonden, A. (2017). Lógica difusa para la toma de decisiones y la selección de personal. *Universidad & Empresa*, 17(29), 239-256.

Dinic, N., Fox, B., Flynn, D., Xu, L., & Kennedy, A. (2006). Increasing wind farm capacity. *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, 153(4), 493-498. <https://doi.org/10.1049/ip-gtd:20050279>

Eaton Industries. (2022). 1609366—*Protecciones electricas—Protección de circuitos solares completa y fiable Guía de—Studocu*. <https://www.studocu.com/es-mx/document/universidad-tecnologica-de-tabasco/balance-de-materia-y-energia/1609366-protecciones-electricas/75712326>

Empresa de transporte y distribución de Entre Ríos. (2022). Generación distribuida Archives. *ENERSA | Empresa de transporte y distribución de energía eléctrica de Entre Ríos*. <https://www.enersa.com.ar/tag/generacion-distribuida/>

Eraso Checa, F., & Escobar Rosero, E. (2018). Metodología para la determinación de características del viento y evaluación del potencial de energía eólica en Túquerres-Nariño. *Revista científica*, 1(31), 19-31. <https://doi.org/10.14483/23448350.12304>

Fernandez, M. (2023, noviembre 28). Regulación para instalar y operar sistemas de generación distribuida para autoabastecimiento. *CorralRosales*. <https://corralrosales.com/regulacion-para-instalar-y-operar-sistemas-de-generacion-distribuida-para-autoabastecimiento/>

Ferriols, R., & Alós, M. (2011). Métodos de análisis de la incertidumbre. *Farmacia Hospitalaria*, 35, 3-9. [https://doi.org/10.1016/S1130-6343\(11\)70016-2](https://doi.org/10.1016/S1130-6343(11)70016-2)

Gimenez, J., & Ando Junior, O. H. (2022). *Instituto Latino-Americano de Tecnologia, Infraestrutura e Território | ILATIT*. Universidade Federal da Integração Latino-Americana. <https://portal.unila.edu.br/institutos/ilatit>

Gobierno de la Ciudad de Buenos Aires. (2022). *Generación Distribuida | Buenos Aires Ciudad—Gobierno de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires*. <https://buenosaires.gob.ar/energias-renovables-y-generacion-distribuida/generacion-distribuida>

González Salazar, E. V., & Velásquez Mejía, F. J. (2016). *Diseño de un sistema solar fotovoltaico de bajo consumo para uso domiciliario en comunidades rurales fuera del sistema interconectado nacional* [Other, Universidad Nacional de Ingeniería]. <https://ribuni.uni.edu.ni/1172/>

González-Longatt, F. M. (2023). *Tecnologías de Generación Distribuida: Costos y Eficiencia*. 11.

Grupo de Investigación en Sistemas Inteligentes. (2022). *Lógica difusa – acervo para el mejoramiento del aprendizaje de alumnos de ingeniería, en Inteligencia Artificial*. 1. http://virtual.cuautitlan.unam.mx/intar/?page_id=997

Játiva Sierra, J. E. (2020). *Impacto de la generación distribuida en la estabilidad del voltaje en los sistemas de distribución* [bachelorThesis]. <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/19169>

Lasluisa Morocho, D. H., & Tobar Jami, C. D. (2019). *Sistema fotovoltaico para suministro de energía eléctrica en vivienda aislada* [bachelorThesis, Ecuador: Latacunga: Universidad Técnica de Cotopaxi (UTC)]. <http://localhost/handle/27000/5588>

Levy, A., & Carrasco, J. J. (2020). Calidad y confiabilidad de los servicios eléctricos en América Latina. *IDB Publications*, 8. <https://doi.org/10.18235/0002366>

Medina, C., & Gutierrez, J. (2021). *DISEÑO DE UNA PROPUESTA DEL USO DE ENERGIA SOLAR COMO FUENTE FOTOVOLTAICA EN INSTALACIONES ECO TURISTICAS UBICADA EN EL COMPLEJO “FINCA MAMA ANGELITA” DEL CANTON NARANJAL* [UNEMI]. <https://repositorio.unemi.edu.ec/bitstream/123456789/5595/1/SAGUAY%20MEJIA%20CARMEN%20ROXANA.pdf>

Pérez Gaspar, M., Gómez Castellano, J., Bárcenas Patiño, E., & García Jiménez, L. F. (2022). Lógica difusa y redes inalámbricas. *TIES, Revista de Tecnología e Innovación en Educación Superior*, 5, 1-12. <https://doi.org/10.22201/dgtic.26832968e.2022.5.3>

Pesantez, E., & Daniela, V. (2022). *Predicción de interrupciones de servicio en el sistema de distribución de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. utilizando machine learning* [UPS]. <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/22581/1/UPS-CT009765.pdf>

Pizaña, F., & H., J. (2015). *Sobre la ley de Betz*. Editorial UNAM. <https://doi.org/10.13140/RG.2.2.20972.46727>

Ponce, E. W. I. (2023). Regulación Nro. ARCERNNR-008/23. *Normativa ARCONEL*, 3(3), 94.

Quezada, M. F. A. (2012). *TEMA: DISEÑO DE UN GENERADOR EÓLICO TIPO SAVONIUS DE USO DOMÉSTICO DE 200 W*. [Universidad Politecnica Salesiana]. <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/2744/6/UPS-KT00045.pdf>

Rueda, S. A. J. (2012). *DESCRIPCION GENERAL DE LAS TECNICAS DE CONTROL BORROSO Y APLICACIÓN EN EL CONTROL DE NIVEL Y FLUJO*. https://repository.upb.edu.co/bitstream/handle/20.500.11912/1193/digital_19969.pdf?sequence=1&isAllowed=y

Strefezza, M. (2009). *Lógica difusa, un punto de vista Fuzzy logic, a point of view*. https://www.academia.edu/62722955/L%C3%B3gica_difusa_un_punto_de_vista_Fuzzy_logic_a_point_of_view

Vector Renewables. (2022, febrero 9). Tipos de aerogeneradores: ¿cuál genera más energía? *Vector Renewables*. <https://www.vectorenrenewables.com/es/blog/tipos-de-aerogeneradores-cual-genera-mas-energia>

Villamizar, F., Peña, S., & Pinzón, C. (2022). *MAGÍSTER EN ENERGÍAS RENOVABLES* [Universidad de Rosario]. <https://repository.urosario.edu.co/server/api/core/bitstreams/67517fb2-fe0a-41e5-b553-c13c7138a351/content>

Wega Energy. (2023, marzo 22). *¿Cuál es la diferencia entre un sistema On Grid y Off Grid?* - *Wega Energy*. <https://wega-energy.com/blog/diferencia-sistema-on-grid-off-grid/>

Cabrera Mejía, J., & Criollo Domínguez, M. (2020). Gestión energética de una microgrid residencial conectada a la red mediante lógica difusa. *Journal of Science and Research*, 87-108.

Chapman, S. J. (s.f.). *Máquina Eléctricas*. Colombia: Mc Graw Hill.

Bustamante, K. (Agosto de 2014). *Repositorio UDA*.
<https://dspace.uazuay.edu.ec/bitstream/datos/2195/1/09657.pdf>

Sierra, J. E. (10 de Septiembre de 2020). *Repositorio UPS*. Dspace:
<https://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/19169>

ANEXOS

ANEXO 1. REGULACION ARCONEL 004-01.

Esta regulación da a conocer los diferentes niveles de calidad para la prestación de servicio eléctrico y procedimientos de evaluación por parte de las empresas distribuidoras de energía eléctrica, enfocada principalmente al análisis a las 4 principales variables dentro del control de calidad de energía: Niveles de voltaje, parpadeos (flicker), Armónicos y Factor de Potencia.

Las empresas distribuidoras de electricidad tienen la obligación de prestar el servicio eléctrico a los consumidores de acuerdo al nivel de calidad que estipula la Ley de Régimen del Sector Eléctrico Ecuatoriano, el contrato de concesión y las regulaciones correspondientes, este con supervisión del Consejo Nacional de Electricidad CONELEC, que a partir del año 2015 paso a denominarse como la Agencia de Regulación y Control de Electricidad ARCONEL.

- **Niveles de voltaje:** Se denomina así a las variaciones de los valores eficaces de voltaje en voltaje (rms) medidas a partir de un periodo de tiempo no menor a siete días continuos, se miden cada 10 segundos.

$$\Delta V_k(\%) = \frac{V_k - V_n}{V_n} * 100$$

Donde:

ΔV_k = variación de la tensión.

V_k = voltaje eficaz (rms)

V_n =voltaje nominal en el punto de medición.

Las empresas distribuidoras de electricidad se adaptan a las exigencias de calidad, estableciendo etapas y subetapas de requisitos, de acuerdo al reglamento del servicio eléctrico. Estas son:

- Duración de 2 años sin penalización.
- Finalizando los 2 años de penalización, por tiempo indefinido.

Tabla 25. Variaciones de tensión permitidas con respecto a la tensión nominal.

	ETAPA 1	ETAPA 2
Alta tensión	± 7%	±5%
Media tensión	±10%	±8%
Baja tensión zonas urbanas	±10%	±8%
Baja tensión zonas rurales	±13%	±10%

• **Flicker:** El índice de severidad del flicker no podrá pasar la unidad, esta queda representada en la siguiente ecuación:

$$P_{st} = \sqrt{0,0314 P_{0,1} + 0,0525 P_1 + 0,625 P_3 + 0,28 P_{10} + 0,08 P_{50}}$$

Donde:

P_{st}= índice de severidad de flicker de poca duración

P_{0,1}, P₁, P₃, P₁₀, P₅₀= Niveles del efecto flicker que sobrepasan el 0,1 y 1 %, 3%, 10%, 50% del tiempo total de observación.

• **Armónicos:** La norma IEC 6100-4-7 da a conocer los pasos para la toma de datos, estas serán realizadas a través de un medidor de distorsiones de voltaje, con el fin de ubicar de manera más eficiente las distorsiones armónicas. Los valores establecidos como límites (V_i y THD_i) se detallan en la siguiente formula:

$$V_i'' = \frac{V_i}{V_n} * 100$$

Donde:

V_i'' =Factor de distorsión de armónicos de la tensión.

THD=Factor total de distorsión de armónicos.

V_i = Valor eficaz (rms) del voltaje armónico.

V_n = Voltaje nominal en el punto de medición.

Tabla 26. Valores límites establecidos de THD.

ORDEN(n) DE LA ARMONICA Y THD	TOLERANCIA [V_i''] o [THD'%] (En el punto de medición)	
	V>40KV (otros puntos)	V≤≤ 40KV (trafo de distribución)
Impares no múltiplos de 3		
5	2.0	6.0
7	2.0	5.0
11	1.5	3.5
13	1.5	3.0
17	1.0	2.0
19	1.0	1.5
23	0.7	1.5
25	0.7	1.5
>25	$0.1 + 0.6 * 25 / n$	$0.2 + 1.3 * 25 / n$
Impares múltiplos de 3		
3	1.5	5.0
9	1.0	1.5

15	0.3	0.3
21	0.2	0.2
>21	0.2	0.2
Pares		
2	1.5	2.0
4	1.0	1.0
6	0.5	0.5
8	0.2	0.5
10	0.2	0.5
12	0.2	0.2
>12	0.2	0.5
THD	3	8

Fuente: Autores

Factor de Potencia: El valor del FP para considerar una adecuada calidad de energía es de mínimo 0.92, la recopilación de datos estará dada por cada empresa distribuidora, en el 2% del número de consumidores, y serán tomadas en un intervalo de 10 minutos en 7 días ininterrumpidos.

Si el valor es del 5 % o más del tiempo evaluado a los límites establecidos, el consumidor está infringiendo el índice de calidad.

ANEXO 2. REGULACION ARCONEL 006/00.

La presente regulación establece los procedimientos de despacho y operación del Sistema Nacional Interconectado, con el fin de dictar un marco normativo que permita la correcta conexión de los sistemas de generación. De acuerdo a los parámetros de calidad y seguridad, la presente regulación establece las condiciones de operación.

Armónicos: Estos deben cumplir con los requisitos establecidos en la norma ANSI/IEEE STD. 519, mientras no exista una normativa nacional dictada por el CENACE.

Frecuencia: El principal objetivo del SIN (Sistema Nacional interconectado) es instaurar un plan de condiciones normales donde la frecuencia será de 60 Hz y su rango de variación se establecerá entre 59,85 y 60,15 Hz ($\pm 0,15$), exceptuando las fallas, reabastecimiento del servicio y emergencias en general.

Indices de calidad: En la normativa IEEE STD. 1159-2009 se dan a conocer las 7 principales normativas que varían la calidad de energía, estas son:

Tabla 27. Características de los fenómenos variables de calidad de energía.

CATEGORIA	Contenido espectral típico	Duración típica	Magnitud de voltaje típico
1. Transitorio 1.1. Impulso 1.1.2. Nanosegundo 1.1.3. Milisegundo 1.2. Oscilatorio 1.2.1. Baja Frecuencia 1.2.2. Media frecuencia 1.2.3. Alta frecuencia	5 ns de subida 1 us de subida 1. ms de subida 2. <5 KHz 5 – 500 KHz 0.5 – 5 MHz	<50 ns 50 ns – 1 ms >1 ms 0.3 – 50 ms 20 us 5 us	0 – 4 p. u. 0 – 8 p. u. 0 – 4 p.u.
2. Variaciones de corta duración (rms) 2.1. Instantánea		0.5 – 30 ciclos	

2.1.1. Sag 2.1.2. Swell 2.2. Momentanea 2.2.1. Interrupción 2.2.2. Sag 2.2.3. Swell 2.3. Temporal 2.3.1. Interrupcion 2.3.2. Sag 2.3.3. Swell		0.5 – 30 ciclos 0.5 ciclos – 3 s 30 ciclos – 3s 30 ciclos – 3s >3 s – 1 min >3 s – 1 min >3 s – 1 min	0.1 – 0.9 p. u. 1.1– 1.8 p. u. <0.1 p. u 0.1 a 0.9 p. u 1.1 a 1.4 p.u 0,1 p.u 0.1 a 0.9 p. u 1.1 a 1.2 p. u
3. Variaciones de larga duración (rms) 3.1. Interrupcion sostenida 3.2. Sub voltajes 3.3. Sobrevoltajes 3.4. Sobrecarga de corriente		>1 min >1 min >1 min >1 min	0.0 p. u. 0.8 – 0.9 p. u. 1.1 – 1.2 p. u.
4. Desbalance 4.1. Voltaje 4.2. Corriente	EE (Estado estacionario) EE		0.5 – 2% 1 – 30%
5. Distorsión de onda 5.1.DC offset 5.2. Armonicos 5.3. Inter-armonicos 5.4. Escalonamiento 5.5. Ruido	0 – 9 KHz 0 – 9 KHz Ancho de banda	EE EE EE EE EE	0 – 0.1% 0 – 20% 0 – 2% 0 – 1%
6. Fluctuaciones de voltaje	<25 Hz	Intermitente	0.1 – 7% 0.2 – 2 Pst
7. Variaciones de la frecuencia industrial		<10 s	0.1 Hz

Fuente. Autores

Para poder argumentar lo antes mencionado a continuación se detallan algunas definiciones que se encuentran en la norma.

- Un transitorio impulsivo se da comúnmente por la caída de relámpagos.

- Un transitorio oscilatorio se da recurrentemente por la conmutación y circuitos RLC snubber.
- Las interrupciones se dan como el resultado de fallas de equipos o por fallas en los sistema de potencia.
- Cuando se presenta interrupciones la magnitud el voltaje es siempre menor al 10% del voltaje nominal.
- Los sags son perdidas del voltaje y se debe a la conmutación de grandes cargas.
- Los Swell son una elevación esporádica del voltaje, estos se dan en condiciones de falla del sistema y son mucho menos comunes que los sags.
- Los sobrevoltajes se dan comúnmente por la conmutación en el apagado o salida de operación de grandes cargas.
- Las subtensiones se aprecian por la conmutación en la entrada a operación de cargas grandes.
- El desbalance es aplicable para el voltaje o la corriente y se calcula haciendo uso de la magnitud obtenida de la secuencia negativa y la secuencia positiva.
- El escalonamiento no puede ser registrado con un equipo que sea normalmente usado para el análisis de armónicos, debido a que componentes de la frecuencia son bastante altos.
- Las variaciones rápidas de la corriente de carga generalmente producen fluctuaciones de voltaje.
- Los cambios en la frecuencia están relacionados a la capacidad de la generación para adaptarse a los cambios producidos en la carga.

ANEXO 3 REGULACION ARCONEL 004/15

La presente regulación esta netamente enfocada a los Requerimientos Técnicos para la Conexión y Operación de Generadores Renovables no convencionales a las redes de transmisión y distribución. Esto tiene como principal objetivo de establecer criterios y requerimientos técnicos para la conexión de generadores renovables no convencionales a las redes de transmisión eléctrico; esto con el objetivo de mantener calidad y confiabilidad del servicio de energía.

La calidad del productor referente a los niveles de voltaje y corriente entregados a la red se ajusta a lo requerido para la adecuada operación de los equipos conectados a ella. Para los sistemas fotovoltaicos conectados a la red, esta regulación establece que los inversores fotovoltaicos que se van a utilizar tienen que cumplir:

- Certificación en base a la norma IEC 62116
- Calidad de energía: Esta siguen los métodos de medición establecidos en la norma IEC 61004
- Dentro de los parámetros de calidad la regulación establece para generadores renovables no convencionales:
- El factor de potencia no tiene que ser menor de 0.95.

Tabla 28. Límites establecidos de armónicos.

Orden de la Armónica	Medio voltaje ($0,6Kv \leq Vn < 40Kv$)	Alto voltaje ($40Kv \leq Vn$)
	Armónicas impares no múltiplo de 3	
5	5	2
7	4	2
11	3	.5
13	2.5	1.5
$17 \leq h \leq 49$	$1.9 \times (17h)17h - 0.2$	$1.2 \times (17h)17h$
	Armónicas impares múltiplos de 3	
3	4	2
9	1.2	1
15	0.3	0.3
21	0.2	0.2

21 < h ≤ 45	0.2	0.2
	Armónicas pares	
2	1.8	1.4
4	1	0.8
6	0.5	0.4
8	0.5	0.4
10 ≤ h ≤ 50	0.25 x (10h)10h+ 0.22	0.19 x (10h)10h+ 0.16
THD (%)	6.5	3

Fuente. Autores.

ANEXO 4 NORMA IEEE STD 519-2014

La norma IEEE internacional enfocada a la calidad de energía que va a ser proporcionada en un punto de acoplamiento común (PCC), direccionada a establecer requisitos para el control de armónicos en sistemas eléctricos. El uso de cargas no lineales conectados a sistemas eléctricos tales como: convertidores estáticos de potencia, dispositivos magnéticos, maquinas rotativas, dispositivos de descarga, convertidores de energía que son mayores cargas no lineales que pueden convertir AC a DC, DC a DC, DC a AC y AC a AC, estas cargas cambian la naturaleza sinusoidal de la corriente de alimentación a CA produciendo un flujo de corriente armónico por la red causando interferencias en circuitos de comunicación y demás equipos.

Las fuentes comunes de donde nacen estas corrientes armónicas se dan con mayor severidad en los convertidores electrónicos de potencia, hornos de arco, inversores de generación distribuida, VAR, control de fase y rectificadores entre otros.

Los límites establecidos en la norma STD 519 son para estado estacionario están citados a continuación:

Tabla 29. Límites de distorsión de la tensión.

Bus voltaje at PCC	Individual harmonic (%)	Total Harmonic distortion THD (%)
$V \leq 1.0 \text{ kV}$	5.0	8.0
$1 \text{ kV} < V \leq 69 \text{ kV}$	3.0	5.0
$69 \text{ kV} < V \leq 161 \text{ kV}$	1.5	2.5
$161 \text{ kV} < V$	1.0	1.5

Los límites de distorsión armónica de corriente recomendados para sistemas de 120 V hasta 60 KV en el PCC se establecen a continuación:

Tabla 30.Limites de distorsión armónica de corriente para sistemas de 120V a 60kV.

Maximum harmonic current distortion in percent of IL/L						
Individual harmonic order (odd harmonics)						
ISC/IL	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 23$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h \leq 70$	TDD
< 20 °C	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0
20 < 50	7.0	3.5	2.5	1.0	0.5	8.0
50 < 100	10.0	4.5	4.0	1.5	0.7	12.0
100 < 10000	12.0	5.5	5.0	2.0	1.0	15.0
> 10000	15.0	7.0	6.0	2.5	1.4	20.0

Fuente. Autores.

ANEXO 5. IMÁGENES REFERENCIALES

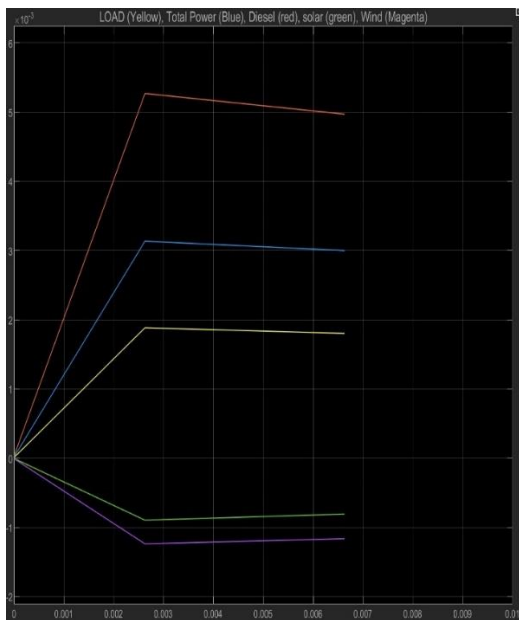


Figura 61. Resultados de la simulación en Matlab Simulink de la generación distribuida con micro generación en la Unidad académica UCACUE.

Fuente. Autores.



Figura 62. Instalación de paneles solares para medir el registro de datos con generación distribuida de la Unidad académica UCACUE.

Fuente. Autores.



*Figura 63 Instalación del equipo de calidad (FLUKE 434 Power Quality Analyzer) para medir la fiabilidad de la generación distribuida de la Unidad académica UCACUE.
Fuente. Autores.*



*Figura 64. Recopilación de datos del voltaje registrados de la generación distribuida de la Unidad académica UCACUE.
Fuente. Autores.*



Figura 65. Recopilación de datos de las perturbaciones (flickers) registrados de la generación distribuida de la Unidad académica UCACUE.

Fuente. Autores.



Figura 66. Recopilación de datos de los desequilibrios registrados de la generación distribuida de la Unidad académica UCACUE.

Fuente. Autores.

AUTORIZACION DE PUBLICACION EN EL REPOSITORIO INSTITUCIONAL

Nosotros(a)s, **Andrés Francisco Torres Estrada** y **Lismer Jehú Romero Bohórquez** portadore(a)s de las cédulas de ciudadanía N.º 1104996911 y 0705997864. En calidad de autore(a)s y titulares de los derechos patrimoniales del trabajo de titulación **“Fiabilidad de red de distribución mediante modelo Monte Carlo acoplando Micro Generación”** de conformidad a lo establecido en el artículo 114 Código Orgánico de la Economía Social de los Conocimientos, Creatividad e Innovación, reconocemos a favor de la Universidad Católica de Cuenca una licencia gratuita, intransferible y no exclusiva para el uso no comercial de la obra, con fines estrictamente académicos, Así mismo; autorizamos a la Universidad para que realice la publicación de este trabajo de titulación en el Repositorio Institucional de conformidad a lo dispuesto en el artículo 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior.

Cuenca, 24 de octubre de 2024



F:
Andrés Francisco Torres Estrada
1104996911



F:
Lismer Jehú Romero Bohórquez
0705997864