



# **UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI**

## **FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

### **PROYECTO DE INVESTIGACIÓN**

**EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE  
DISTRIBUCIÓN FRENTE AL INGRESO DE FUENTES DE ENERGÍA  
RENOVABLE NO CONVENCIONAL**

Proyecto de Titulación presentado previo a la obtención del Título de Ingeniero Eléctrico en  
Sistemas de Eléctricos de Potencia

**Autor:**

Aguirre Manosalvas David Eduardo

**Tutor Académico:**

Ms.C. Quinatoa Caiza Carlos Iván

**LATACUNGA – ECUADOR**

**2023**



## DECLARACIÓN DE AUTORIA

Yo, **AGUIRRE MANOSALVAS DAVID EDUARDO**, declaro ser autor del presente trabajo de investigación: **“EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN FRENTE AL INGRESO DE FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLE NO CONVENCIONAL”**, siendo el **Ms.C. QUINATOA CAIZA CARLOS IVÁN**, el tutor del presente trabajo; y eximo expresamente a la Universidad Técnica de Cotopaxi y a sus representantes legales de posibles reclamos o acciones legales.

Además, certifico que las ideas, conceptos, procedimientos y resultados vertidos en el presente trabajo investigativo, son de nuestra exclusiva responsabilidad.

Latacunga, agosto, 2023

Para constancia firman:

Aguirre Manosalvas David Eduardo

CC: 172461652-7



## AVAL DEL TUTOR DE PROYECTO DE TITULACIÓN

En calidad de Tutor del Trabajo de Investigación sobre el título:

**“EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN FRENTE AL INGRESO DE FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLE NO CONVENCIONAL”, de AGUIRRE MANOSALVAS DAVID EDUARDO, con cédula ciudadanía No. 172461652-7 de la carrera de INGENIERÍA ELÉCTRICA, considero que dicho Informe Investigativo cumple con los requerimientos metodológicos y aportes científico-técnicos suficientes para ser sometidos a la evaluación del Tribunal de Validación de Proyecto que el Honorable Consejo Académico de la Facultad de la Ingeniería y Aplicadas de la Universidad Técnica de Cotopaxi designe, para su correspondiente estudio y calificación.**

Latacunga, agosto 2023

El Tutor

Firma

Tutor

Ing. MSc. Carlos Iván Quinatoa Caiza  
CC: 050328786-4



## APROBACIÓN DEL TRIBUNAL DE TITULACIÓN

En calidad de Tribunal de Lectores, aprueban el presente Informe de Investigación de acuerdo a las disposiciones reglamentarias emitidas por la Universidad Técnica de Cotopaxi, y por la Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas; por cuanto, el postulante **AGUIRRE MANOSALVAS DAVID EDUARDO**, con el título de Proyecto de titulación **“EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN FRENTE AL INGRESO DE FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLE NO CONVENCIONAL”**, han considerado las recomendaciones emitidas oportunamente y reúne los méritos suficientes para ser sometido al acto de Sustentación de Proyecto.

Por lo antes expuesto, se autoriza realizar los empastados correspondientes, según la normativa institucional.

Latacunga, Agosto, 2023

Para constancia firman:

Lector 1 (Presidente)  
Ing. Jiménez Jiménez Diego Leonardo  
CC: 050349370-2

Lector 2  
Ing. Marreno Ramirez Secundino  
CC: 175710790-7

Lector 3  
Ing. Leon Segovia Manuel Ángel  
CC: 0502041353



## AGRADECIMIENTO

*Agradezco a mis padres por apoyarme en todo momento de mi vida y estar a mi lado en cada decisión que he tomado por nunca abandonarme por más difícil que ha sido la situación.*

*A mis hermanos que siempre han compartido conmigo y me han demostrado cariño y apoyo que han sabido aconsejarme y me han ayudado a superar cualquier dificultad que se cruce en mi camino y con su ejemplo me han demostrado que no hay que rendirse y que siempre se logra el objetivo que deseas.*

*A mis amigos que siempre me han apoyado y dado palabras de aliento que siempre supieron motivarme y seguir adelante.*

*A la Universidad Técnica de Cotopaxi por abrirme las puertas y dejar que me forme profesionalmente, al ingeniero Carlos Quinatoa que no solo fue un docente, pues siempre estuvo para apoyarme y se volvió una gran persona a la que estimo mucho.*

*No permitas que tus miedos y debilidades te alejen de tus objetivos, mantén tu corazón ardiendo. No importa que pase sigue avanzando y no te rindas a pesar de a verte caído recuerda que el tiempo no espera a nadie*

***Aguirre Manosalvas David Eduardo***



## *DEDICATORIA*

*A mis padres por velar por mí en todo momento y caminar a lo largo de este camino a mis hermanos y mis queridos amigos de toda la vida.*

***Aguirre Manosalvas David Eduardo***



## ÍNDICE DE CONTENIDO

<b>DECLARACIÓN DE AUTORIA</b> .....	ii
<b>AVAL DEL TUTOR DE PROYECTO DE TITULACIÓN</b> .....	iii
<b>APROBACIÓN DEL TRIBUNAL DE TITULACIÓN</b> .....	iv
1. INFORMACIÓN GENERAL .....	1
2. INTRODUCCIÓN .....	2
2.1. EL PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN. ....	2
2.1.1. Situación problemática .....	2
2.1.2. Formulación del problema .....	2
2.2. OBJETO Y CAMPO DE ACCIÓN.....	2
2.3. BENEFICIARIOS DEL PROYECTO .....	3
2.3.1. Beneficiarios directos: .....	3
2.3.2. Beneficiarios indirectos: .....	3
2.4. JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO. ....	3
2.5. HIPÓTESIS .....	4
2.6. OBJETIVOS .....	4
2.6.1. Objetivo general.....	4
2.6.2. Objetivos específicos .....	4
2.7. SISTEMAS DE TAREAS .....	5
3. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA .....	7
3.1. ANTECEDENTES DE INVESTIGACIÓN .....	7
3.2. SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN.....	13
3.3. ESTRUCTURA DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN. ....	14
3.4. GENERACIÓN DISTRIBUIDA.....	14
3.4.1. Sistemas de generación distribuida.....	15
3.5. FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLE NO CONVENCIONALES. ....	15
3.5.1. Sistemas fotovoltaicos. ....	16
3.5.2. Energía eólica .....	17
3.6. IMPACTOS TÉCNICOS DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN REDES ELÉCTRICAS.....	18
3.6.1. Disminución de pérdidas de potencia. ....	18
3.6.2. Perfil de tensión .....	19
3.7. MODELO MATEMÁTICO DE UN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN. ....	19
3.7.1. Transformadores de potencia.....	20



3.7.2. Líneas de distribución.....	21
3.7.3. Generación Distribuida.....	21
3.8. SOFTWARE PARA SIMULACIÓN.....	22
3.8.1. Simulador OpenDSS.....	22
3.8.2. Principales utilidades de OpenDSS .....	23
3.8.3. Modos de solución.....	23
3.8.4. Elementos básicos en OpenDSS .....	24
4. MATERIALES Y MÉTODOS.....	25
4.1. MÉTODO DE INVESTIGACIÓN.....	25
4.2. MATERIALES E INSTRUMENTOS.....	27
4.3. NORMATIVA.....	27
4.4. MODELADO DEL SISTEMA ELÉCTRICO.....	29
4.4.1. Script de un circuito en OpenDSS .....	30
4.4.2. Modelado de los parámetros base del circuito.....	30
4.4.3. Modelado de las líneas de distribución.....	30
4.4.4. Modelado de cargas. ....	31
4.4.5. Modelado de transformadores. ....	31
4.4.6. Modelado de capacitores. ....	32
4.5. MODELADO E IMPLEMENTACIÓN DE FUENTES GENERADORAS DE ENERGÍA RENOVABLE EN EL SISTEMA IEEE 123 NODOS.....	32
4.5.1. Modelo del Sistema Fotovoltaico .....	32
4.5.2. Modelado generador eólico. ....	43
5. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS.....	51
Para nuestro caso no se hará el uso de generación eólica ya que la obtención de energía es mínima y no sería recomendable hacer uso de esta.....	51
5.1. CASO DE 123 NODOS DE LA IEEE SIN GENERACIÓN DISTRIBUIDA. ....	51
5.1.1. Resultados de la simulación para el caso sin generación distribuida. ....	51
5.1.2. Resultados de la simulación para el caso con 10% generación distribuida. ....	54
5.1.3. Resultados de la simulación para el caso con 20% generación distribuida. ....	56
5.1.4. Resultados de la simulación para el caso con 30% generación distribuida. ....	58
5.2. Resumen de resultados. ....	60
6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	62
6.1. CONCLUSIONES.....	62
6.2. RECOMENDACIONES.....	63
7. BIBLIOGRAFÍA .....	64
8. ANEXOS .....	1



## ÍNDICES DE FIGURA

Figura 3. 1. Punto óptimo de funcionamiento . . . . .	16
Figura 3. 2. Conexión a la red del sistema fotovoltaico . . . . .	17
Figura 3.3. Conexión a la red del sistema eólico . . . . .	17
Figura 3. 4. Esquema de transformador trifásico . . . . .	20
Figura 3. 5. Impedancia serie de las líneas . . . . .	21
Figura 3. 6. Circuito de generación distribuida . . . . .	21
Figura 4. 1. Diagrama de bloque para la simulación del sistema eléctrico de distribución con generación distribuida. . . . .	26
Figura 4. 2. Red de distribución IEEE 123 nodos. . . . .	29
Figura 4. 3. Diagrama de bloques de un sistema fotovoltaico. . . . .	33
Tabla 4. 5. Numero de paneles a utilizar . . . . .	39
Figura 4. 4. Curva de temperatura . . . . .	42
Figura 4. 5. Curva de Irradiación. . . . .	42
Figura 4. 6. Velocidad del viento. . . . .	50
Figura 5. 1. Sistema 123 nodos IEEE sin generación distribuida. . . . .	51
Figura 5. 2. Tensión en los nodos sin generación distribuida. . . . .	52
Figura 5. 3. Perdidas del sistema. . . . .	53
Figura 5. 4. Resumen de perdidas en líneas. . . . .	53
Figura 5. 5. Potencia activa total sin GD. . . . .	54
Figura 5. 6. Instalación del 10% de generación distribuida. . . . .	55
Figura 5.7. Perdidas en el sistema con un 10% de generación distribuida. . . . .	55
Figura 5. 8. Resumen de perdidas en con GD del 10%. . . . .	56
Figura 5. 9. Instalación del 20% de generación distribuida. . . . .	57
Figura 5. 10. Perdidas en el sistema con un 20% de generación distribuida. . . . .	57
Figura 5. 11. Resumen de perdidas en líneas con 20% de generación distribuida. . . . .	58
Figura 5.12. Instalación del 30% de generación distribuida. . . . .	59
Figura 5. 13. Perdidas en el sistema con un 30% de generación distribuida. . . . .	59
Figura 5. 14. Resumen de perdidas en líneas con 30% de generación distribuida. . . . .	60
Figura 5. 11. Resumen de perdidas. . . . .	61



## ÍNDICES DE TABLAS

Tabla 3.1. Resumen del estado de arte. ....	10
Tabla 4.1 Datos de irradiación.....	33
Tabla 4. 2. Datos existentes para todas las latitudes.....	34
Tabla 4.3. HSP corregido.....	35
Tabla 4.4. Energía necesaria por nodo de carga. ....	36
Tabla 4. 6. Numero de intervalos y amplitud de clase.....	46
Tabla 4. 7. Amplitud de cada clase con sus respectivas frecuencias absolutas .....	46
Tabla 4.8. frecuencia relativa y acumulada .....	47
Tabla 4. 9. Tratamiento estadístico anual .....	48
Tabla 4. 10. resultados de factor escala(k) y velocidad media anual (c).....	49
Tabla 4. 11 Aerogenerador Enair 200.....	49
Tabla 5.1. Resumen de perdidas sin generación distribuida.....	53
Tabla 5.2. Resumen de perdidas con 25% de generación distribuida. ....	56
Tabla 5.3. Resumen de perdidas con 50% de generación distribuida .....	58
Tabla 5.4. Resumen de resultados. ....	61



## RESUMEN

**TÍTULO:** EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN FRENTE AL INGRESO DE FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLE NO CONVENCIONAL.

Autor:

Aguirre Manosalvas David Eduardo

En este proyecto se realiza la evaluación del comportamiento de un sistema eléctrico de distribución ante el ingreso de energías renovables no convencionales, con el propósito de encontrar una manera eficiente donde los sistemas de generación renovable sean implementados a la red, se pudo apreciar que los sistemas eléctricos mantienen un comportamiento estable que no sobrepasan sus límites de voltaje al no tener generación distribuida en su sistema, sin embargo al conectar fuentes de generación distribuida a la red esta presenta variaciones en el sistema las cuales superan sus límites de voltaje, para analizar estos comportamientos se realizó una investigación donde se usó, el método descriptivo que nos ayudó a la recopilación de información y posterior mente al análisis de datos. Para evaluar el comportamiento de la red de distribución se usó el método analítico que consiste en determinar el estado de todos los elementos de la red y por último se utilizó un método sistemático para modelar las fuentes de energías renovables, para esto se propone desarrollar un modelo del sistema eléctrico de distribución e implementar un sistema de generación distribuida que se realiza mediante una simulación en el software OpenDss tomando uno de los casos propuestos por la IEEE de Distribution System Analysis Subcommittee – 123 Nodes Test Feeder del Institute of Electrical and Electronics Engineers, la cual será modelada sin implementación de generación distribuida y así poder observar el comportamiento normal de esta red, por consiguiente se realizara una modificación en este modelo en la cual se realizara la implementación de generación distribuida en los distintos nodos de carga, así obteniendo resultados donde se puede apreciar que el sistema sin generación distribuida tiene pérdidas de 96 kW en sus líneas, al ingresar nuestra primer caso de estudio se puede observar cómo estas pérdidas menoran en un 40% de las pérdidas totales del sistema, se realiza un segundo caso de estudio donde se puede apreciar que las perdidas menoran mucho más llegando a ser un 60% menos a las totales del sistema.

**Palabras claves:** sistema eléctrico, energías renovables no convencionales, generación distribuida.



## ABSTRACT

**TITLE:** EVALUATION OF THE BEHAVIOR OF THE ELECTRICAL DISTRIBUTION SYSTEM AGAINST THE ENTRY OF NON-CONVENTIONAL RENEWABLE ENERGY SOURCES.

Autor:

Aguirre Manosalvas David Eduardo

This project evaluates the behavior of an electrical distribution system before the entry of non-conventional renewable energies, in order to find an efficient way where renewable generation systems are implemented to the network, it could be seen that the electrical systems maintain a stable behavior that does not exceed its voltage limits by not having distributed generation in its system, However, when distributed generation sources are connected to the grid, this presents variations in the system which exceed their voltage limits. To analyze these behaviors, a research was carried out using the descriptive method that helped us to collect information and then to analyze the data. To evaluate the behavior of the distribution network we used the analytical method that consists of determining the state of all the elements of the network and finally we used a systematic method to model renewable energy sources, for this we propose to develop a model of the electrical distribution system and implement a distributed generation system that is done through a simulation in the OpenDss software taking one of the cases proposed by the IEEE Distribution System Analysis Subcommittee - 123 Nodes Test Feeder of the Institute of Electrical and Electronics Engineers, which will be modeled without implementation of distributed generation and thus be able to observe the normal behavior of this network, therefore a modification will be made in this model in which the implementation of distributed generation in the different load nodes will be performed, Thus obtaining results where it can be seen that the system without distributed generation has losses of 96 kW in its lines, when entering our first case study can be seen how these losses are reduced by 40% of the total losses of the system, a second case study where you can see that the losses are much more minoran becoming 60% less than the total system.

**Keywords:** electric system, non-conventional renewable energies, distributed generation.

## *AVAL DE TRADUCCIÓN*

En calidad de Docente del Idioma Inglés del Centro de Idiomas de la Universidad Técnica de Cotopaxi; en forma legal **CERTIFICO** que:

La traducción del resumen al idioma Inglés del proyecto de investigación cuyo título versa: **“EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN FRENTE AL INGRESO DE FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLE NO CONVENCIONAL”** presentado por: **Aguirre Manosalvas David Eduardo**, egresado de la Carrera de **Ingeniería Eléctrica**, perteneciente a la **Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas**, lo realizó bajo mi supervisión y cumple con una correcta estructura gramatical del Idioma.

Es todo cuanto puedo certificar en honor a la verdad y autorizo al peticionario hacer uso del presente aval para los fines académicos legales.

Latacunga, Agosto del 2023

Atentamente,

TANIA  
ELIZABETH  
ALVEAR JIMENEZ  
Firmado digitalmente  
por TANIA ELIZABETH  
ALVEAR JIMENEZ  
Fecha: 2023.08.23  
14:49:15 -05'00'



CENTRO  
DE IDIOMAS

**Mg. Tania Alvear Jiménez**  
**DOCENTE CENTRO DE IDIOMAS-UTC**  
**CI: 0503231763**

## **1. INFORMACIÓN GENERAL**

**Título:** Evaluación del comportamiento del sistema eléctrico de distribución frente al ingreso de fuentes de energía renovable no convencional.

**Fecha de inicio:** 10 de abril 2023

**Fecha de finalización:** 18 de agosto 2023

**Lugar de ejecución:** No aplica

**Facultad que auspicia:** Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas (CIYA)

**Carrera que auspicia:** Ingeniería en Electricidad

**Equipo de Trabajo:**

Tutor de Titulación: Quinatoa Caiza Carlos Iván

Estudiante: Aguirre Manosalvas David Eduardo

**Grupo de investigación:** Sistemas Eléctricos de potencia

**Área de Conocimiento:** 07 ingeniería, Industria y Construcción / 071 Ingeniería y Profesiones Afines / 0713 Electricidad y Energía.

**Línea de investigación:** Energías alternativas y renovables, eficiencia energética y protección ambiental.

**Sub líneas de investigación de la Carrera:**

- Explotación y diseño de Sistemas eléctricos de potencias.
- Conversión y uso racional de la energía eléctrica

## **2. INTRODUCCIÓN**

### **2.1. EL PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN.**

#### **2.1.1. Situación problemática**

A nivel nacional e internacional los estudios de las variables de estado se han convertido en una parte fundamental de la energía de transmisión. Por lo tanto, pocos sistemas de distribución utilizan una función de variables de estado para rastrear el estado en tiempo real de una red de distribución. La razón principal de la falta de interés en el análisis de las variables de estado de distribución ha sido la escasez de mediciones en tiempo real en las redes de distribución.

Actualmente al analizar las variables de estado en una red con energías renovables se indicará si existe o no la garantía de que un sistema cumpla adecuadamente su cometido, durante el tiempo deseado en las condiciones de operación especificada aumentando la eficiencia del sistema de distribución.

La carga varía día a día, pero para propósitos de diseño las características de la carga son un dato de entrada y debe ser modelada convenientemente para considerar la situación más crítica del periodo de planificación. Por tanto: La capacidad de generación instalada debe soportar la demanda con fiabilidad, durante este periodo las fuentes de energía instaladas deben generar la cantidad de energía necesaria para la carga, al mismo tiempo dicha generación debe ser suficientemente flexible, para satisfacer la potencia mínima demandada en todo momento (independientemente del comportamiento de la generación renovable). Está claro que, si el suministro del sistema debe satisfacer estos requerimientos, es importante conocer bien las variaciones de la carga [1].

#### **2.1.2. Formulación del problema**

¿De qué manera se comportan un sistema eléctrico de distribución ante el ingreso nuevas fuentes de energía renovable no convencionales?

## **2.2. OBJETO Y CAMPO DE ACCIÓN**

El objeto del estudio es evaluar el comportamiento de un sistema eléctrico de distribución ante el ingreso de fuentes de energías renovables no convencionales.

El campo de acción es la Aplicación del software OpenDss, con la finalidad de evaluar el comportamiento de un sistema eléctrico de distribución ante el ingreso de energías renovables no convencionales.

3300 Ciencias Tecnológicas / 3306 Ingeniería y Tecnología Eléctricas / 3306.09 Aplicaciones Eléctricas.

3300 Ciencias Tecnológicas / 3322 Tecnología Energética / 3322.02 Generación de Energía.

## 2.3. BENEFICIARIOS DEL PROYECTO

### 2.3.1. Beneficiarios directos:

Los beneficiarios directos de esta propuesta investigativa son para las empresas de distribución eléctrica.

### 2.3.2. Beneficiarios indirectos:

Carreras afines, personas dedicadas a la investigación sobre el estudio del comportamiento de un sistema de distribución eléctrico ante el ingreso de fuentes de energía renovable.

## 2.4. JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO.

La presente investigación se encuentra orientada al campo de planificación y operación de sistemas eléctricos de potencia perteneciente a la línea de investigación de la carrera de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Técnica de Cotopaxi, en relación con lo expuesto, se considera pertinente la evaluación del comportamiento de un sistema eléctrico de distribución ante el ingreso de fuentes de energía renovable no convencionales.

La investigación se realiza con la finalidad de evaluar el comportamiento del sistema eléctrico de distribución ante el ingreso de nuevas fuentes de energía renovables no convencionales mediante el software OpenDSS en el cual se acoplarán a las nuevas fuentes de energía renovable que debería permitir minimizar los problemas de evacuación de la energía generada y mejorar la operación y gestión del sistema eléctrico de distribución.

Al ingresar nuevas fuentes de energía renovable al sistema eléctrico de distribución se conocerá el comportamiento de la generación distribuida que está basado en la unión de varias fuentes de energía hacia la red este al ser un sistema complejo se considerara las condiciones del medio

ambiente las cuales deben ser estudiadas con precaución para observar la factibilidad de acoplar un sistema de generación renovable.

## **2.5. HIPÓTESIS**

La incorporación de fuentes de generación distribuida no convencionales permitirá mejor el sistema eléctrico de distribución.?

## **2.6. OBJETIVOS**

### **2.6.1. Objetivo general**

Evaluar el comportamiento del sistema eléctrico mediante la simulación en OpenDSS en un sistema eléctrico de distribución para el ingreso de fuentes de energía renovable no convencionales.

### **2.6.2. Objetivos específicos**

- Revisar el estado del arte del comportamiento de un sistema eléctrico ante el ingreso de fuentes de energía renovable para la obtención de la metodología en un sistema de distribución.
- Desarrollar el modelado del sistema eléctrico de distribución ante el ingreso de las energías renovables para la implementación en el software OpenDss.
- Implementar el sistema del modelo eléctrico mediante el software OpenDSS para el análisis del comportamiento en un sistema eléctrico de distribución considerando las fuentes de energías renovables.

## 2.7. SISTEMAS DE TAREAS

Objetivos	Actividades (tareas)	Resultados esperados	Técnicas, Medios e Instrumentos
<p>- Revisar el estado del arte del comportamiento de un sistema eléctrico ante el ingreso de fuentes de energía renovable para la obtención de la metodología en un sistema de distribución.</p>	<p>- Revisión de trabajos relacionados con las variables de estado en un sistema eléctrico de distribución.</p> <p>- Recopilación de información sobre las variables de estado ante el ingreso de fuentes de energía renovable.</p>	<p>- Información, definición, unidades, cálculo y antecedentes referente al sistema eléctrico de distribución ante el ingreso de fuentes de energía renovable.</p>	<p>- Fuentes bibliográficas, libros, artículos, tesis relacionadas con la variable de estado en un sistema eléctrico de distribución ante el ingreso de fuentes de energía renovable.</p>
<p>- Desarrollar el modelado del sistema eléctrico de distribución ante el ingreso de las energías renovables para la implementación en el software OpenDss.</p>	<p>- Aplicación de un modelo analítico a través de datos de las variables de entrada para analizar los datos obtenidos mediante software OpenDss.</p> <p>- Aplicación del software OpenDss para simular un sistema eléctrico de distribución.</p> <p>- Uso de resultados de los índices de confiabilidad a través de referencias bibliográficas.</p>	<p>- Compilación de datos obtenidos en el modelamiento y simulación del sistema eléctrico de distribución.</p> <p>- Archivo PFD, con el sistema eléctrico de distribución.</p> <p>- Gráficas y resultados de las variables de estado ante el ingreso de fuentes de energía renovable.</p>	<p>- Software OpenDss</p> <p>- Base de datos de un sistema de eléctrico de distribución.</p>

<p>- Implementar el sistema del modelo eléctrico mediante el software OpenDSS para el análisis de variables del estado en un sistema eléctrico de distribución considerando las fuentes de energías renovables.</p>	<p>-Diseño del modelado del sistema eléctrico de distribución ante el ingreso de energías renovables en el software OpenDss.</p>	<p>-Tablas de valores, anexos proporcionados por OpenDss.</p>	<p>-Software OpenDss</p>
---	--	---	--------------------------

### **3. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA**

#### **3.1. ANTECEDENTES DE INVESTIGACIÓN**

El estudio realizado por Sanches, J., Balderramo, N., Albuena, Y. y Pico, G. [2]. Trata de Trascendencia de la generación distribuida (GD) y el uso de las redes inteligentes. Nos muestra el impacto que están cuando los combustibles fósiles al ambiente, e incorporar las nuevas fuentes de energía renovable. Los autores nos dicen que La Generación Distribuida puede presentar beneficios adicionales al sistema eléctrico generando energía limpia al utilizar fuentes renovables.

Por otra parte, Muñoz, J., Rojas, M. y Barreto, C. [3]. En su investigación, Incentivo a la generación distribuida en el Ecuador. No dice que, las energías renovables no convencionales toman preponderancia, desarrollándose diferentes formas de aplicación como es el caso de la generación distribuida. Y, además, que la generación de energía eléctrica distribuida a través de sistemas solares fotovoltaicos es una excelente alternativa para el gerenciamiento de la expansión de la oferta especialmente para modelos en los que se considera la generación distribuida.

Además, el trabajo de Arevalo, W. [4]. Donde nos muestra una optimización en dimensionamientos y control energético de sistemas híbridos de energía renovables en Ecuador donde muestra como analiza el impacto de sistemas híbridos renovables (HRES) compuesto por energía fotovoltaica (PV), turbinas hidrocinéticas (HKT), turbinas eólicas (WT), baterías y gasificadores de biomasa (GB). Nos dice que es importante considerar diversos efectos físicos, químicos y eléctricos de los componentes de tal forma que el modelo sea lo más aproximado al comportamiento real de los elementos.

Rodríguez, J. [5]. En su trabajo de investigación sobre, Ubicación óptima de generación distribuida en redes de distribución. presenta un algoritmo que permite minimizar las pérdidas del sistema de distribución y minimizar los costos por compra de energía, mediante la ubicación óptima de sistemas de generación distribuida fotovoltaica. la ubicación óptima de generación distribuida es el reducir las pérdidas de energía, estas estarán ligadas a la cantidad de unidades que se conecten a la red, los sistemas fotovoltaicos presentan mayores beneficios cuando se combinan con unidades de almacenamiento apoyando al sistema de distribución en los momentos de operación máxima.

En un estudio realizado por Vázquez, P. [6]. Donde nos presenta un Análisis técnico-operativo, tanto en estado estable como dinámico, del impacto de la incorporación de generación renovable no convencional a las redes de distribución de energía eléctrica de Ecuador. Donde el autor pudo comprobar que el ingreso de generación distribuida obtuvo ventajas donde consta el mejoramiento de los perfiles de tensión, por otra parte, se observó que la inserción desmedida puede ocasionar fallos en la normal operación del sistema.

Para un análisis de generación distribuida Ramírez, J. [7] nos presenta su trabajo investigativo Desarrollo de una aplicación en el software OpenDss orientado a la simulación de sistemas de distribución en diferentes escenarios de operación. Donde su modelación en OpenDss permite observar su comportamiento en diferentes escenarios de operación, su interacción con sistemas fotovoltaicos y análisis de armónicos.

Por otra parte, el trabajo de Bazurto, V. [8]. Donde nos expone el tema Modelación, simulación y análisis de la incorporación de recursos energéticos distribuidos y cargas especiales en redes eléctricas inteligente utilizando el software OpenDss. Nos presenta como se observan ventajas como reducción de la demanda en la subestación, reducción de la corriente en el alimentador principal y por ende reducción de pérdidas. Por otro lado, también se observa desventajas como inestabilidad en el voltaje y bajo factor de potencia en la barra de conexión de la generación distribuida. Sin embargo, se demostró que las funciones inteligentes asociadas a cada tecnología pueden mejorar estas condiciones no deseables en el sistema de energía.

En el trabajo de Ponce, C. [9]. Sobre simulación de la conexión generación distribuida en el sector La Nicolas del cantón Quevedo. Nos dice que, El ingreso de Generación Solar al sistema de baja tensión se tiene mejoras con respecto a los voltajes que tenían caída de tensión y se reducía la potencia total del sistema según de cuanto PV se inyecta al sistema, Se concluyó también que, al ingresar la energía fotovoltaica a la red, dependiente a que nodo se lo inyecte produce un impacto en las líneas de distribución.

Por otra parte, Ron, M. [10]. En su investigación sobre Mejora del perfil de voltajes en microrredes usando generación distribuida mediante software OpenDss trata sobre incorporar en el nodo crítico el generador distribuido, para proceder con la evaluación las variables eléctricas asociadas a la operación de la microrred, obteniendo el índice de calidad de voltaje, pérdidas y producción de energía, además, la incorporación de generación distribuida reduce las pérdidas asociadas a las que se producen por efecto de la resistencia del enlace.

Vera, C. y Marualanda, A. [11]. Nos presentan OpenDss aplicado al modelamiento y simulación dinámica de microrredes. Donde indican que su idea principal de esta investigación es analizar el comportamiento de una microrred por medio de su modelado y simulación usando el programa computacional OpenDSS. Para ello, se modeló el sistema de prueba IEEE de 13 nodos modificado por medio de la ubicación de sistemas de almacenamiento de energía y plantas de generación -solar, eólica y diésel- distribuidas en diferentes puntos de la red de distribución. Los resultados se compararon con la simulación dinámica de la red IEEE de 13 nodos original, donde se verificó que el funcionamiento del sistema como microrred mejora la eficiencia del sistema de distribución bajo prueba, reduciendo las pérdidas totales en 51.5%.

Lorren, R. [12]. En su investigación Estudio de la generación distribuida renovable en redes eléctricas. Propone un estudio analítico de la integración de unidades de generación distribuida, como paneles solare, enredes eléctricas aprovechando el nivel de irradiación solar presente en la región de Piura. El análisis de los resultados obtenidos en este estudio se aprecia claramente que, a pesar de inyectar potencia eléctrica distribuida en las inmediaciones de las líneas que presentan mayor congestión eléctrica, mejores resultados se aprecian en cuanto a disminución de pérdidas y perfil de tensión. A su vez Maza, W. [13]. Presenta un control de voltaje en redes de distribución con variación de carga y la presentación de un generador distribuido. Busca que un sistema de distribución que sea fiable, es decir que el servicio sea constante y de ínfima capacidad a la capacidad a la percepción del usuario, donde se puede disminuir las perturbaciones al momento de introducir una nueva carga al sistema y un generador distribuido. Como resultado dice que permite analizar el impacto en el voltaje cuando se introducen nuevos actores en la red de distribución. Los resultados permiten validar el tamaño de generación y de la carga adicional que puede añadirse a la red.

Por otra Mejias, L. [14]. En su investigación mejora de la integración de energías renovables en un sistema insular mediante la incorporación de baterías. Caso de la red eléctrica Lanzarote-Fuerteventura. Se ha llevado a cabo un análisis en régimen dinámico, observando el comportamiento del sistema ante perturbaciones. Se evalúa el comportamiento del sistema eléctrico objeto de estudio, mediante el análisis de diferentes variables como las tensiones, frecuencias o potencias a lo largo del tiempo de simulación. el análisis en cortocircuito en diferentes nudos del sistema, el aumento de la integración de energía eólica afecta a la estabilidad del sistema debido a la disminución de inercia del sistema.

Navarro, S. [15]. En Integración masiva de energías renovables en el sistema eléctrico andaluz. Metodología para la determinación del potencial de integración neto. han identificado las posibles variables que de forma negativa limitan el potencial bruto de integración en un determinado entorno, y se han analizado los factores que aceptan o se oponen a los proyectos de energías renovables, se ha aplicado en la determinación del potencial de integración neto en la provincia de Jaén ha servido para obtener resultados de potenciales energéticos apreciables en cuanto a biomasa y solar. Puesto que, en lo referente a eólica los resultados de potencial disponible han sido escasos y son coherentes con los datos aportados por la Agencia Andaluza de la Energía en el estudio.

Gasco, M. [16]. Propone, Integración de energías renovables en redes eléctricas inteligentes. Donde se modela una red distribuid, un sistema de generación fotovoltaico y un sistema de generación eólica y se realiza los estudios de integración estáticos y dinámicos para analizar el comportamiento de las redes con presencia de generación renovable distribuida y sistemas de acumulación. Esos exponen que la potencia de cortocircuito de los sistemas de generación distribuida depende de las tecnologías empleadas en los sistemas de conversión de potencia. En la tabla 3.1 se observa el estado de arte donde se obtiene información mas relevante para realizar la investigación tomando en cuenta la descripción, ventajas y desventajas de varios temas.

Tabla 3.1. Resumen del estado de arte.

Bibliografía	Descripción	Ventajas y desventajas
Arévalo, W. [4]	Analiza el impacto de sistemas híbridos renovables (HRES) compuesto por energía fotovoltaica (PV), turbinas hidro cinéticas (HKT), turbinas eólicas (WT), baterías y gasificadores de biomasa (GB).	Este es un buen enfoque cuando un subsistema debe ser analizado más a fondo, sin embargo, carece de precisión cuando se deben observar las interacciones ocurridas en el sistema general.
Vázquez, P. [6]	Detalla la forma de integración de OpenDss y el lenguaje de Python el cual se emplea para implementación de la metodología en la que trata la inserción progresiva y pseudo aleatoria de generación distribuida	se da a notar el mejoramiento de los perfiles de tensión, por otra parte, se observó que la inserción desmedida puede ocasionar fallos en la normal operación del sistema

Ramírez, J. [7]	desarrollo de una aplicación en el software OPEN DSS para modelar un sistema de distribución, esta modelación permite observar su comportamiento en diferentes escenarios de operación, que incluyen propiamente el sistema, su interacción con sistemas fotovoltaicos y el análisis de armónicos.	el software OPENDSS permite que un sistema de distribución pueda ser modelado tan detalladamente o exactamente como el usuario lo desee, sin embargo, no es esquemático y su aprendizaje requiere cambiar los conceptos de los programas tradicionales para el modelamiento de sistemas de potencia.
Ron, M. [10].	El análisis se realizará de manera energética para las 24 horas del período de análisis y posteriormente el estudio se enfocará a dos casos de estudio, el primero en demanda mínima y el segundo en demanda máxima, cada una de las simulaciones serán ejecutadas con y sin generación distribuida usando el software OpenDSS.	Generación distribuida reduce las pérdidas asociadas a las que se producen por efecto de la resistencia del enlace

La necesidad de reducir la dependencia de fuentes no renovables de energía como el petróleo y el gas, disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero, así como la entrada de fuentes de energía renovable no convencional como la solar y eólica, para generar beneficios económicos y sociales para las comunidades y reducir la vulnerabilidad ante posibles interrupciones en el suministro de energía. La investigación en este tema busca analizar el comportamiento y eficiencia del sistema eléctrico de distribución con el ingreso de estas nuevas fuentes de energía, y buscar soluciones para mejorar su integración y aprovechamiento en el sistema eléctrico de distribución.

La creciente demanda de energía eléctrica y la necesidad de una mayor fiabilidad en el suministro de energía ha llevado al desarrollo de sistemas de generación distribuida, que pueden

generar energía en el sitio donde se consume, reduciendo la necesidad de grandes y costosas infraestructuras de transmisión y distribución.

Los avances tecnológicos en la energía solar y la energía eólica han permitido que los hogares y las empresas generen su propia energía renovable a través de paneles solares y turbinas eólicas en pequeña escala, lo que ha impulsado la expansión de la generación distribuida.

El uso intensivo de fuentes de energía de origen fósil ha provocado impactos ambientales significativos en términos globales especialmente mediante las emisiones de CO<sub>2</sub>, uno de los principales gases responsables del calentamiento global del planeta o del denominado «efecto estufa o invernadero», causante de los cambios climáticos. Estudios realizados determinan que de un total de 1 trillón de toneladas de CO<sub>2</sub> liberados en el planeta desde inicios de la industrialización, el 80 % corresponde a emisiones de los últimos 50 años [17].

El crecimiento en la demanda de energía paralelo al desarrollo industrial ha provocado a su vez el desarrollo del sistema eléctrico. El crecimiento incesante en la demanda de energía, ha derivado en problemas de sostenibilidad relativos a la naturaleza y localización de las fuentes de energía primaria, y al impacto que en el medio ambiente tiene su explotación; estos problemas se han visto acrecentados en los últimos años con motivo de la globalización y los compromisos medioambientales adquiridos consecuentes de la concienciación medioambiental, una vez comprobados los resultados de la explotación incontrolada de las materias primas de energía [18].

La creciente demanda de energía eléctrica y la necesidad de una mayor fiabilidad en el suministro de energía ha llevado al desarrollo de sistemas de generación distribuida, que pueden generar energía en el sitio donde se consume, reduciendo la necesidad de grandes y costosas infraestructuras de transmisión y distribución.

Los avances tecnológicos en la energía solar y la energía eólica han permitido que los hogares y las empresas generen su propia energía renovable a través de paneles solares y turbinas eólicas en pequeña escala, lo que ha impulsado la expansión de la generación distribuida.

El transporte en América Latina depende en gran mayoría de combustibles fósiles derivados del petróleo, la energía primaria en Ecuador en el año 2017 tiene una penetración del 79%, mientras que apenas el 16% les corresponde a las energías renovables y el 5% al gas natural. La evolución energética en este país ha emergido durante la última década, incrementando su

capacidad hidroeléctrica instalada de manera considerable mientras que la energía solar y eólica todavía son escasas

Es evidente que los sistemas renovables son una solución prometedora frente a la generación eléctrica basada en combustibles fósiles, para finales de 2019 el porcentaje de la capacidad instalada de las fuentes renovables muestran que las fuentes de energía solar, hidroeléctrica y eólica alcanzan el 95% del total a nivel global. Sin embargo, un sistema renovable compuesto por una sola fuente renovable podría ocasionar un sobredimensionamiento, y, por tanto, un incremento en el costo capital debido a la intermitencia de los recursos renovables como la energía solar y eólica [4].

La creciente demanda de energía eléctrica y la necesidad de una mayor fiabilidad en el suministro de energía ha llevado al desarrollo de sistemas de generación distribuida, que pueden generar energía en el sitio donde se consume, reduciendo la necesidad de grandes y costosas infraestructuras de transmisión y distribución.

Los avances tecnológicos en la energía solar y la energía eólica han permitido que los hogares y las empresas generen su propia energía renovable a través de paneles solares y turbinas eólicas en pequeña escala, lo que ha impulsado la expansión de la generación distribuida.

Con el desarrollo de las fuentes renovables y su mayor implantación dentro de las redes de distribución, crecen nuevos aspectos a estudiar. Las fuentes clásicas de generación, así como las redes unidireccionales, son ampliamente conocidas. Sin embargo, la mayor penetración de fuentes renovables conlleva un cambio de paradigma en las redes eléctricas. El flujo de potencia no se produce únicamente en un sentido, sino que el consumidor puede generar energía y cederla a la red en cualquier momento[19].

### **3.2. SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN.**

El Sistema Eléctrico de Distribución, es considerado como la última etapa del SEP, por lo tanto, es la parte del sistema eléctrico encargada de llevar la electricidad desde las subestaciones de alta tensión hacia los hogares, empresas y otros usuarios finales. por lo general el sistema de distribución consta de redes de cables y transformadores que reducen la tensión de la electricidad para hacerla segura y utilizable por los usuarios finales. Además, el sistema de distribución también puede incluir infraestructuras de generación distribuida.

### **3.3. ESTRUCTURA DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN.**

Un sistema eléctrico se define como el conjunto de instalaciones, conductores y equipos necesarios para la generación, el transporte y la distribución de la energía eléctrica.

- Subestaciones eléctricas: - La subestación eléctrica de distribución es una instalación consignada a la recepción de las líneas de transmisión y subtransmisión, está equipada con transformadores que reducen la AT a MT, para hacerla segura y utilizable por los usuarios finales.
- Circuitos primarios (Alimentador). - Corresponden a los circuitos primarios que salen desde la subestación, conocidos también como alimentadores. Estos se encargan de recorrer sectores urbanos y rurales suministrando energía a un nivel de MT.
- Circuitos secundarios (Ramales). - El circuito secundario parte desde los transformadores de baja tensión que toman el voltaje de distribución primario en media tensión (MT) y lo reduce a un nivel de voltaje en baja tensión (BT), estos circuitos están encargados de transportar y distribuir la energía con voltajes que van desde los 120V hasta los 600V [20]
- Red de distribución: es la red de cables que transporta la electricidad desde las subestaciones eléctricas hasta los hogares, empresas y otros usuarios finales.
- Infraestructuras de generación distribuida: como paneles solares y turbinas eólicas en pequeña escala, que generan energía en el sitio donde se consume y pueden reducir la dependencia de la energía generada centralmente.
- Dispositivos y sistemas de automatización: como medidores inteligentes y dispositivos de control de carga, que ayudan a optimizar la distribución de energía eléctrica y a mejorar la eficiencia energética [21].

### **3.4. GENERACIÓN DISTRIBUIDA**

Aunque se pudiera pensar que el concepto de Generación Distribuida (GD) surge debido a la búsqueda de modelos alternativos frente a la generación de energía eléctrica centralizada, la realidad es que tiene su origen en 1878, cuando Thomas Alva Edison empezó a trabajar en un alumbrado eléctrico distribuido que diera servicio a un área circundante. Teniendo en cuenta este principio, la GD busca generar energía eléctrica lo más próximamente posible a las cargas cuya demanda deben cubrir y así, evitar largos trayectos desde los nodos de generación,

pasando por la etapa del sistema de transmisión, distribución y finalmente llegar a los consumidores [5].

Los sistemas de generación distribuida suponen un concepto emergente en el sector eléctrico. Estos sistemas consisten en la integración de novedosos sistemas de generación, control y acumulación en una red eléctrica convencional carente de sistemas de control inteligente. Los pequeños dispositivos de almacenamiento están en fase experimental y carecen de unos criterios homogeneizados. El creciente volumen de instalaciones de generación eléctrica distribuida requiere una mayor flexibilidad, toda vez que la integración de los sistemas de generación distribuida se incrementa, y las tecnologías de acumulación empiezan a ser cada vez más necesarias, y ya se muestran como una alternativa viable frente al concepto tradicional de generación centralizada [20].

#### **3.4.1. Sistemas de generación distribuida**

En el caso de la generación distribuida, la energía se genera cerca de donde se consume, reduciendo así las pérdidas en el transporte. Esto tiene algunas ventajas frente a sistemas centralizados de generación, una de ellas es la reducción de las pérdidas debida a la mejora en los flujos de potencias.

Las pérdidas al insertar fuentes de baja potencia en una red se reducen en los sistemas de transmisión de alta tensión y, hasta cierto punto, en las de baja tensión. En estos últimos el comportamiento de las pérdidas es más complejo, para explicarlo se deben considerar las pérdidas de energía como pérdidas producidas por efecto Joule, es decir, dependientes del cuadrado de la intensidad[19].

#### **3.5. FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLE NO CONVENCIONALES.**

Las fuentes de energía renovable no convencionales son plantas de generación de energía que están hechas a pequeña escala que llegan a producir entre 3 kW a 100 MW, dependiendo de la tecnología implementada. Están directamente conectadas en baja y/o media tensión de los sistemas de distribución. A continuación, se mencionará varios tipos de energías renovables no convencionales

### 3.5.1. Sistemas fotovoltaicos.

Un sistema fotovoltaico es un conjunto de celdas fotovoltaicas que transforman la energía solar en energía eléctrica de corriente continua, la que debe ser conectada a un inversor para poder obtener corriente alterna que podrá ser inyectada a la red. Los dispositivos encargados de absorber la irradiancia son las celdas solares.

La salida de la energía de los paneles fotovoltaicos está directamente relacionada con el área de la superficie que absorbe los rayos solares. Según la ubicación se aprovecha mejor este sistema, ya que es recomendable instalarse en zonas de alta irradiación.

El punto óptimo de funcionamiento es donde la potencia generada por el panel solar es máxima, que es el resultado de multiplicar voltaje por corriente.

El punto de funcionamiento óptimo de trabajo de las celdas fotovoltaicas está en función del voltaje y la corriente de salida esto se lo puede apreciar en la figura 3.2.

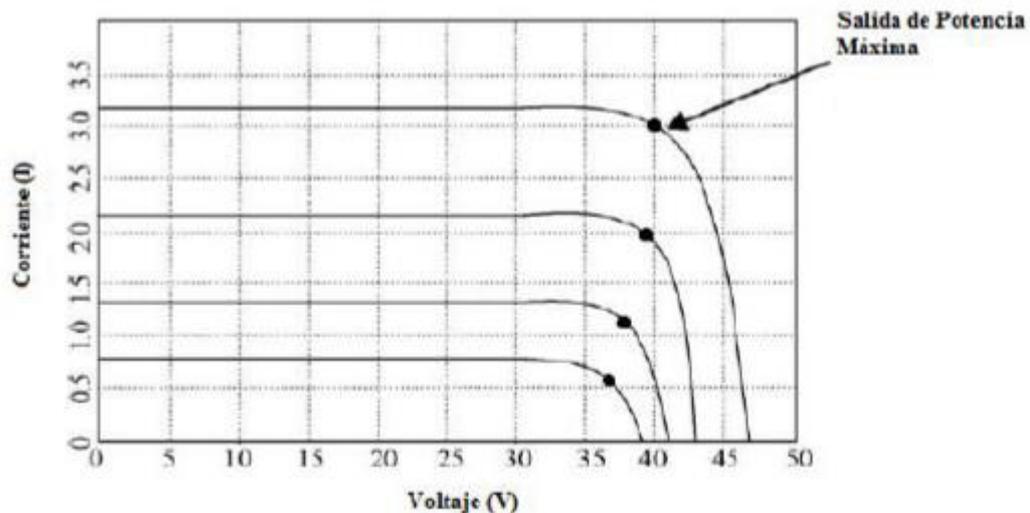


Figura 3. 1. Punto óptimo de funcionamiento [6].

En la figura 4 se aprecia la conexión a la red de un sistema fotovoltaico, también podrían usarse estos sistemas utilizando baterías como dispositivos de almacenamiento de energía eléctrica. En los paneles solares se genera la energía eléctrica que se rectifica en el transformador DC/DC luego pasa por el inversor para obtener corriente alterna y por último se eleva la tensión a la necesaria que esta la red.

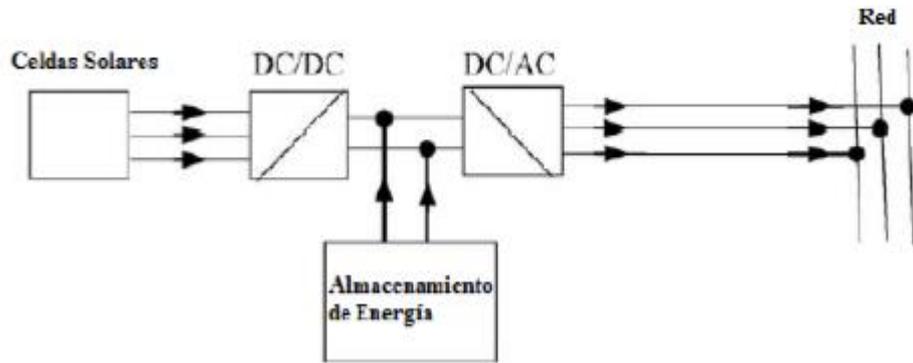


Figura 3. 2. Conexión a la red del sistema fotovoltaico [6].

### 3.5.2. Energía eólica

El principio del funcionamiento de la energía eólica es la transformación de energía cinética del viento en energía eléctrica con ayuda de un aerogenerador que es posicionado para aprovechar al máximo la energía del viento. El viento hace girar los álabes que están conectados al rotor y éste está conectado a una caja de cambios multiplicadora que eleva la velocidad de giro a más de 1000 rpm.

Esta es una de las energías limpias más usadas en el mundo gracias a sus características, no produce emisiones de dióxido de carbono ( $CO_2$ ) durante su operación. En promedio una turbina comercial puede producir entre 300 kW hasta 5 MW.

La instalación de esta tecnología a la red. Está conformada por un rectificador, un inversor para convertir la corriente continua en corriente alterna y un elevador para conectarse al nivel de tensión de la red esto se muestra en la figura 3.3 [21].

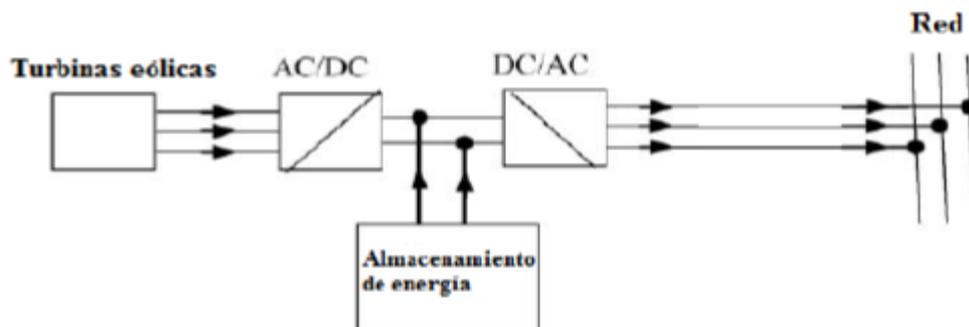


Figura 3.3. Conexión a la red del sistema eólico [6]

## 3.6. IMPACTOS TÉCNICOS DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN REDES ELÉCTRICAS

### 3.6.1. Disminución de pérdidas de potencia.

Durante la transmisión y distribución de la energía existen pérdidas de energía en las líneas, principalmente, hay pérdidas por efecto joule y, en menor medida, pérdidas por corriente de fuga y pérdidas por efecto corona. El efecto corona se produce por la ionización del fluido que rodea al conductor cargado, se manifiesta en forma de halo luminoso. En tensiones altas, las pérdidas por corriente fuga y pérdidas por efecto corona son más significativas [7].

Si se tienen estratégicamente ubicadas las unidades de la generación distribuida, estas producirán una significativa reducción de pérdidas en las líneas más vulnerables. Para situar estas tecnologías se deben colocar cerca de las cargas, ya que si el generador se sitúa lejos del centro de la carga las pérdidas podrían aumentar. Si están bien ubicadas, la generación distribuida puede llegar a reducir entre el 10% y 20% de las pérdidas eléctricas.

Una forma de disminuir las pérdidas por efecto joule es aumentar la tensión de la operación de la línea, así disminuye el paso de la corriente por el conductor, también se pueden disminuir las pérdidas aumentando la sección del conductor y así disminuyendo la resistencia.

$$Perdidas = I^2R \quad (3.1)$$

*Donde*

I= corriente.

R= Resistencia del conductor

$$R = \frac{\rho l}{A} \quad (3.2)$$

Donde:

R: Resistencia del conductor

A: Área del conductor

L=largo del conductor

$\rho$ : Resistividad del conductor

Cuando se conectan pequeñas cantidades de generación distribuida, las pérdidas empiezan a reducirse antes de llegar a su nivel mínimo. Si alguna vez se llegara a alcanzar el nivel mínimo

y la penetración de la generación distribuida incrementa, se puede producir el aumento de las pérdidas hasta 5 veces más comparado con el caso en que la red no cuenta con generación distribuida [8].

### 3.6.2. Perfil de tensión

Así como las pérdidas en la línea disminuyen, al ubicar óptimamente las unidades de generación distribuida es posible obtener una mejora en el rendimiento del sistema. Uno de los criterios para escoger la ubicación es la mayor desviación de tensión.

Una técnica para determinar las ubicaciones adecuadas es usar el índice de voltaje, se puede calcular a partir de la ecuación:

$$V = \sum_{k=1}^{Nbus} (1 - V_k)^2 \quad (3.3)$$

Donde

k=variante donde 1 hasta el número de todos los buses críticos

$V_k$ = Voltaje por unidad en el k bus

Nbus= número de buses totales

### 3.7. MODELO MATEMÁTICO DE UN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.

El análisis de los sistemas de distribución permite planificar y operar cumpliendo con los niveles de calidad, disponibilidad y seguridad requeridos por la sociedad actual. Las características de los sistemas de distribución son muy particulares, entre estas se puede mencionar que poseen estructura radial, cargas de distintas naturalezas (circuitos monofásicos, dos fases o trifásicos), y actualmente la introducción del tema de generación distribuida.

En la siguiente parte de este capítulo, se procederá a explicar los elementos más importantes de los modelos utilizados en este trabajo para el cálculo de las corrientes de carga y cortocircuito [11].

A continuación, se expondrá el concepto teórico y modelo de los siguientes equipos:

- Transformador de potencia
- Líneas de distribución aérea y/o subterránea.

- Cargas.
- Generación distribuida.

### 3.7.1. Transformadores de potencia.

Los transformadores de potencia se encuentran generalmente en las subestaciones de distribución donde el voltaje es transformado de niveles de transmisión hasta los de distribución. Ver la siguiente figura.

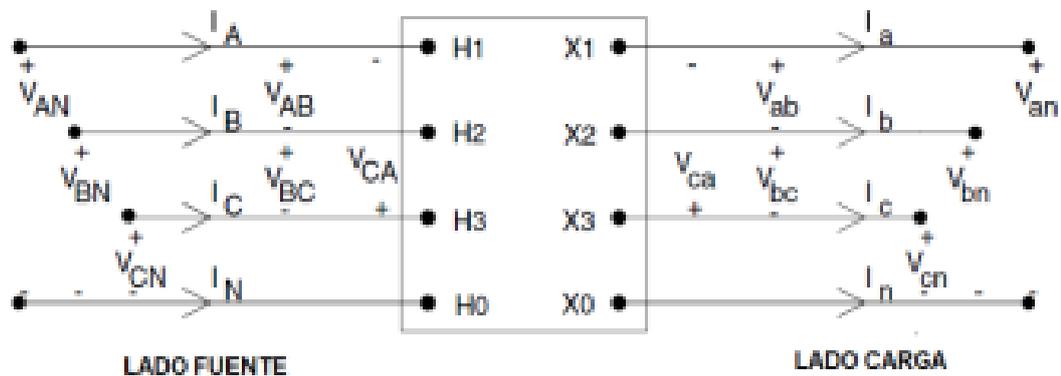


Figura 3. 4. Esquema de transformador trifásico [11].

Los siguientes son los únicos modelos aplicables en los sistemas radiales de distribución.

- Delta-Estrella aterrizada
- Estrella- Delta
- Estrella aterrizada- estrella aterrizada
- Delta-Delta

A continuación, se muestran los parámetros mínimos que se requieren para el modelado de los transformadores:

- Numero de fases = (3, 2, 1 número de fases)
- Numero de devanados= Se ingresa los números de devanados que posee el transformador.
- Punto de interconexión= Barra a la cual estará conectado el transformador.
- Tipo de Conexión = Delta – estrella, estrella-estrella, etc.
- Voltajes y potencia nominal del transformador.
- Posición de cambiador de Toma (TAP).
- Reactancia de cortocircuito.

### 3.7.2. Líneas de distribución.

Las líneas de distribución son los componentes principales y los de mayor consideración a la hora de modelar los elementos de potencia. La determinación de la impedancia en serie es el paso primordial y el más crítico para estos análisis.

Para su planteamiento es importante considerar siempre dos factores importantes que son: resistencia e inductancia.

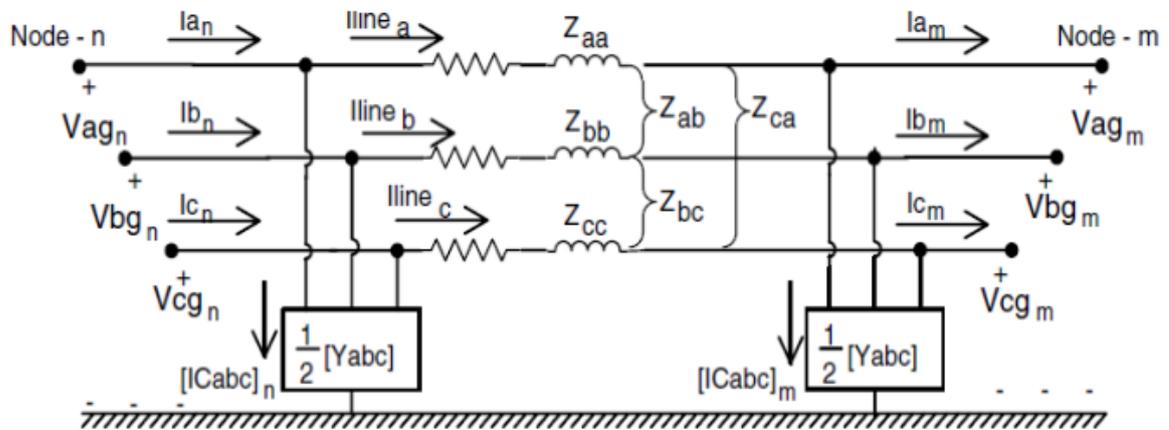


Figura 3. 5. Impedancia serie de las líneas [11].

### 3.7.3. Generación Distribuida

La Generación distribuida o DER por sus siglas en inglés (Distributed energy resources), es definida como la producción de electricidad en instalaciones que son suficientemente pequeñas en relación con las grandes centrales de generación, de forma que se pueden conectar en cualquier punto de un sistema eléctrico.

La representación de un DER es considerada como una fuente y una resistencia equivalente. Las potencias equivalentes de cortocircuito considerablemente menor que la fuente de referencia [12].

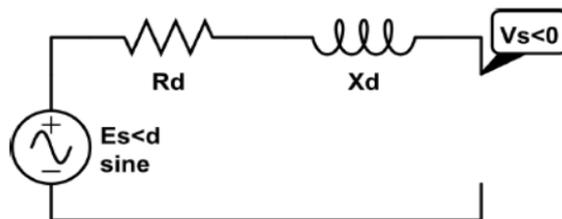


Figura 3. 6. Circuito de generación distribuida [12].

Sus valores para definir serian entonces los siguientes:

- Numero de fases = (3, 2, 1 número de fases)
- Punto de interconexión = Barra a la cual estará conectado el generador.
- Conexión de devanados = Delta – estrella.
- Voltaje y Potencia nominal del generador
- Reactancia, estado estable, transitoria y sub–transitoria. La cual se simulará con un valor constante.
- Modelo= Existen modelos de generador previamente definidos, ejemplo, factor de potencia constante, impedancia constante, todo esto se debe asimilar para la respectiva programación de estos.
- PF= factor de potencia del generador

### **3.8. SOFTWARE PARA SIMULACIÓN.**

La mayoría de los programas computacionales desarrollados para la simulación de micro-redes eléctricas toman en cuenta algunas de estas características, es decir: han sido desarrollados para resolver problemas específicos de pequeño tamaño, y algunos sin contemplar el comportamiento dinámico de las fuentes de generación y las cargas[22].

#### **3.8.1. Simulador OpenDSS**

El Open Distribution System Simulator (OpenDSS) es una herramienta integral de simulación de sistemas eléctricos para sistemas de distribución de servicios eléctricos. EPRI (Electric Power Research Institute). Ha hecho que este programa esté disponible gratuitamente para estimular el avance de los esfuerzos de modernización de la red al proporcionar a los investigadores una herramienta capaz.

El programa admite casi todos los análisis de estado estacionario rms (es decir, dominio de frecuencia) comúnmente realizados para la planificación del sistema de distribución de servicios públicos. Además, admite tipos de análisis diseñados para satisfacer necesidades futuras, muchas de las cuales están siendo impulsadas por el desarrollo de la red inteligente. El programa fue pensado originalmente para apoyar las necesidades de análisis de generación distribuida. Otras características admiten el análisis de eficiencia energética de la entrega de potencia y el análisis de armónicos. Es algo único para una herramienta de planificación de distribución, ya que está diseñado para simular eventos discretos [23].

Otra de las ventajas de utilizar OpenDSS, es que el código fuente es libre, eso ayuda a que los investigadores de redes inteligentes que necesiten capacidades avanzadas de simulación que aún no hayan sido implementadas, puedan modificar dicho código para desarrollarlas.

### **3.8.2. Principales utilidades de OpenDSS**

Algunas de las utilidades para las que ya ha sido utilizado OpenDSS:

- Modelado y análisis de redes de distribución.
- Análisis de circuitos AC polifásicos.
- Análisis de interconexión de generación distribuida.
- Simulaciones anuales de generación y carga.
- Simulación de plantas eólicas.
- Mejoramiento de la eficiencia en redes de distribución.
- Estudios de armónicos.
- Otros muchos.

### **3.8.3. Modos de solución**

Una vez modelado el tipo de sistema eléctrico que se desea estudiar, OpenDSS permite varios modos de solución para diferentes tipos de análisis. Algunos de ellos serán utilizados posteriormente y se explicarán en más detalle.

- Snapshot. Modo estático para flujo de potencia.
- Directo. Modo no iterativo.
- Daily Mode. Simulación de 24 horas con incrementos de 1 hora por defecto.
- Yearly Mode. Simulación de 8760 horas (un año) en incrementos de una hora por defecto.
- Duty cycle. Simulación de ciclos de trabajo con incrementos de 1 a 5 segundos. Útil para el análisis de la generación de energía de las renovables, por ejemplo.
- Dynamics. Simulación de transitorios electromecánicos.
- Fault Study. Informes de corrientes y voltajes en todas las fases para todos los tipos de fallos. Útil para la depuración de modelos de circuitos.
- MonteCarlo fault study. El usuario define los fallos y los lugares del modelo donde estos deben ocurrir. El programa los selecciona uno a uno y los analiza.

- Análisis de armónicos.
- Modo de solución definida por el usuario.

#### **3.8.4. Elementos básicos en OpenDSS**

Como se ha dicho anteriormente, el programa OpenDSS se utiliza para modelar circuitos y sistemas eléctricos; para ello utiliza una serie de elementos básicos que pueden ser configurados con una gran flexibilidad. Algunos de los elementos más utilizados son:

- Elementos de suministro de potencia.
  - líneas. Todo tipo de líneas y cables para distribución.
  - Transformadores. Multifase y multibobinados.
  - Condensadores. En serie y en derivación.
- Elementos de conversión de potencia.
  - Generadores.
  - Cargas disipadoras de energía.
  - PVSyssem. Sistemas de energía fotovoltaica incluyendo panel e inversor.
  - Almacenaje.
- Medidores.
  - EnergyMeter. Permite medir potencias y pérdidas.
  - Monitor. Permite medir cantidades en un determinado punto del circuito.
  - Sensores

(TFG modelado y simulación)

Sistema de distribución bajo prueba

## **4. MATERIALES Y MÉTODOS**

### **4.1. MÉTODO DE INVESTIGACIÓN**

Para el desarrollo de la investigación se basaron en varios métodos de investigación como fue el método descriptivo para la recolección, tabulación y posterior análisis de datos, mediante una investigación bibliográfica para la fundamentación teórica, a partir de información de fuentes secundarias, utilizando textos, libros, guías, folletos, revistas, artículos, tesis y demás fuentes que nos proporcionaran información con respecto a la implementación de fuentes renovables no convencionales. Además, se usó también un método matemático para evaluar el comportamiento de las redes de distribución.

Para la evaluación del comportamiento del sistema eléctrico también se usó un método analítico que consiste en determinar el estado de todos los elementos de la red cuando a estos se les conecta una fuente de energía renovable no convencional, a partir de esto se desarrollará una simulación del sistema con un comportamiento normal sin fuentes de energía renovable y otro cuando al mismo sistema se le conecten las fuentes renovables, a partir de estos podremos realizar la evolución de los elementos del sistema de distribución.

Posteriormente se utilizó un método sistémico para modelar el objeto de análisis mediante la determinación de los componentes y las relaciones entre ellos, con el objetivo de determinar la estructura y su dinámica.

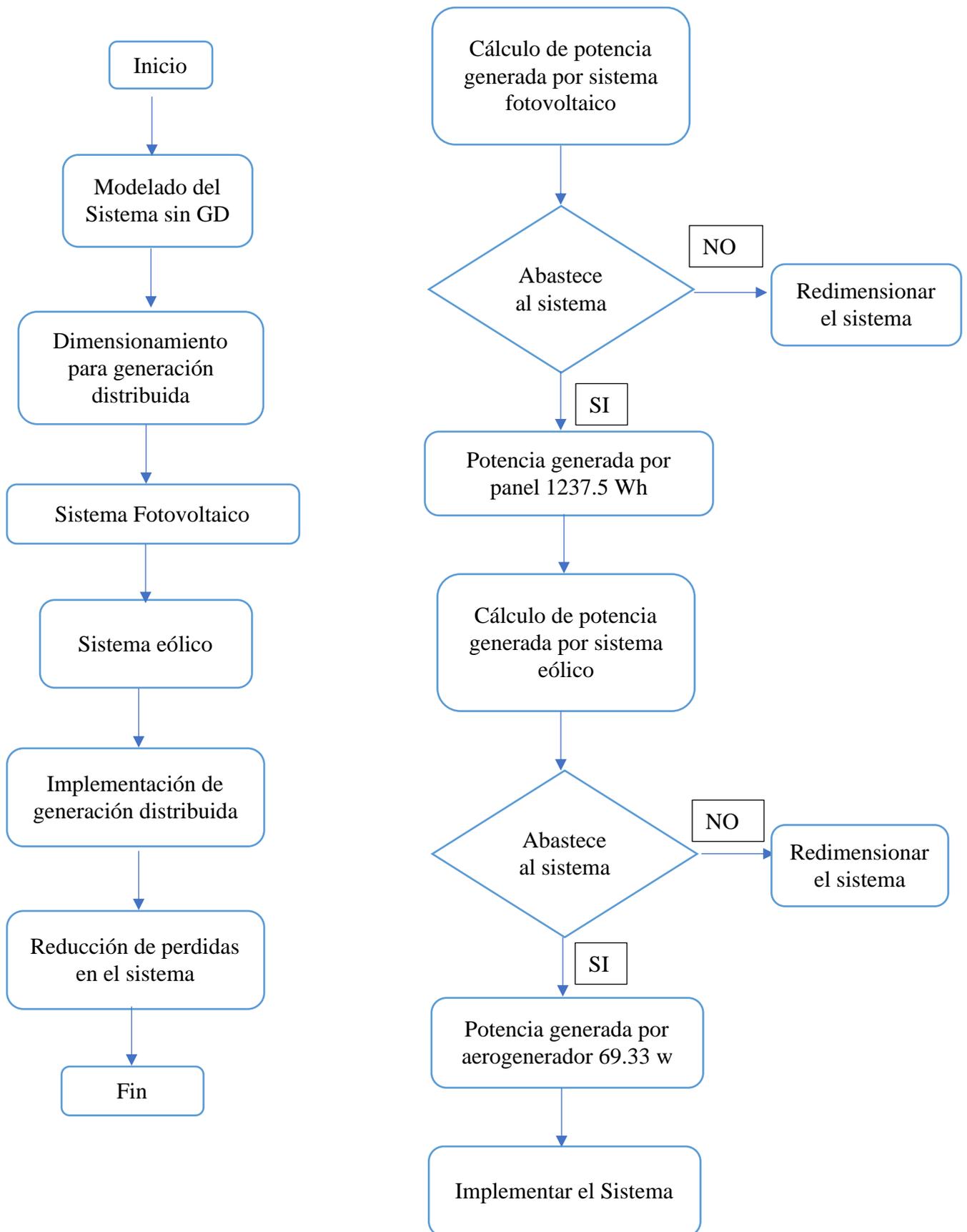


Figura 4. 1. Diagrama de bloque para la simulación del sistema eléctrico de distribución con generación distribuida.

## **4.2. MATERIALES E INSTRUMENTOS.**

En este apartado se define una explicación resumida de la metodología a utilizar con las herramientas que se usaron para la evaluación del comportamiento de redes de distribución ante el ingreso de fuentes de energía renovable no convencionales. Los instrumentos que ayudaron a evaluar el comportamiento de las redes de distribución fueron el software OpenDss. Que fue utilizado para el modelamiento de todo el sistema puesto que este ayuda a las simulaciones de generación distribuida.

Para aplicar la evaluación de un sistema de distribución se debe considerar lo siguiente: parámetros del sistema de distribución, como también los diversos elementos que están conectados a la red como son alimentadores, cargas, transformadores y demás elementos que componen la red de distribución.

## **4.3. NORMATIVA**

**ARCONEL Regulación 004/15, “Requerimientos Técnicos para la conexión y operación de generadores renovables no convencionales a las redes de transmisión y distribución”.**

El objetivo de esta regulación es establecer los criterios y requisitos relacionados con la conexión de los generadores renovables no convencionales a las redes de transmisión y distribución, a fin de: no degradar la calidad y confiabilidad del servicio de energía eléctrica, en la zona de influencia del generador, manteniendo los niveles de corrientes y voltajes del sistema dentro de sus rangos admisibles asegurando la operación eficiente y segura de la red [13].

Para asegurar que la introducción de nuevos grupos electrógenos que utilicen fuentes de energías renovables no convencionales no afecte los sistemas en los que se incorporarán, se deben evaluar los siguientes escenarios de investigación:

- Red sin el generador renovable.
- Red con el generador renovable.
- Red de distribución solo con generación renovable, en el caso que se permita funcionamiento en isla eléctrica

### **Resolución Nro.ARCONEL-003/18 Regulación para la Micro generación fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica.**

El estado promoverá, en el sector público y privado el uso de las tecnologías ambientalmente limpias y de energías alternativas no contaminantes y de bajo impacto. Se considera de la Ley Orgánica Del Servicio Público De Energía Eléctrica se establece como prioritario la modernización de las redes eléctricas tomando en cuenta aspectos regulatorios, redes de transporte y distribución de energía, redes de comunicación, generación distribuida almacenamiento de energía, medición inteligente, control distribuido, gestión activa de la demanda y oportunidades de brindar nuevos productos y servicios [24]

### **Standard IEEE 1547, “Standard for Interconnecting Distributed Resources With Electric Power Systems”.**

La estándar IEEE 1547, se concentra en dar especificaciones técnicas para la conexión, diseño, instalación y evaluación de pequeños medios de generación en los sistemas eléctricos de distribución, entregando consideraciones técnicas de seguridad, requerimientos de operación y una respuesta bajo criterios normales y anormales, las descripciones anteriores son aplicables a todas las tecnologías de GD con capacidades iguales o menores a 10 MVA. Esta norma establece una serie de criterios para la conexión de GD, destacándose entre ellos los siguientes [13].

- a) Se le exige a la unidad de GD que regule activamente la tensión en el nodo de conexión.
- b) La conexión/desconexión de la unidad de GD de la red de distribución en la configuración de operación normal, debe variar dentro de un rango acotado a la tensión en estado estacionario de los distintos nodos de la red de influencia del generador.
- c) La presencia de la unidad de GD en la red no debe hacer que la tensión en los nodos exceda los límites reglamentarios para ningún estado de carga de la red y potencia inyectada por el generador.
- d) El generador debe contar con la capacidad de detectar fallas en la red local a la cual está conectado, debiendo aislar el suministro de energía a la red ante esta falla.
- e) El generador deberá interrumpir la energización a la red de distribución antes del recierre por parte de la empresa distribuidora.
- f) El módulo de GD debe ser capaz de detectar la condición de isla y desconectarse de la red en un tiempo inferior a 2 segundos. En otras palabras, la estándar IEEE 1547, propone que, en caso de originarse una falla en el sistema de distribución, se debe desconectar de manera

instantánea todas las unidades de GD logrando que el sistema recupere su estado original antes de la interconexión con GD. Con la finalidad de mantener la coordinación tradicional (inicial) de las protecciones de sobre corriente logrando de este modo poder aislar la falla sin realizar reajustes en los dispositivos.

#### 4.4. MODELADO DEL SISTEMA ELÉCTRICO.

OPEN DSS es un software desarrollado principalmente para modelar sistemas eléctricos de distribución, posee una interfaz gráfica sencilla y el modelamiento se lleva a cabo mediante líneas de código que deben ser compiladas. OpenDSS está diseñado para recibir instrucciones en forma de texto permitiendo mayor flexibilidad al usuario.

Para evaluar el comportamiento del sistema eléctrico, se realizara la simulación del sistema eléctrico de 123 nodos de IEEE tomado de Distribution System Analysis Subcommittee – 123 Nodes Test Feeder del Institute of Electrical and Electronics Engineers, con una descripción de los elementos conectados a esta red, es decir desde la fuente pasando por sus líneas de transmisión las cuales son aéreas y subterráneas con su distinta configuración cada una en estas se conectarán los transformadores condensadores, reguladores y cargas esta conexiones las podemos apreciar en la figura 4.2.

Esto significa que todo el sistema se encuentra estrechamente relacionado para su perfecto funcionamiento. Al suceder esto se podrá apreciar que los elementos se ven afectados positiva o negativamente al conectarse a una fuente de energía renovable.

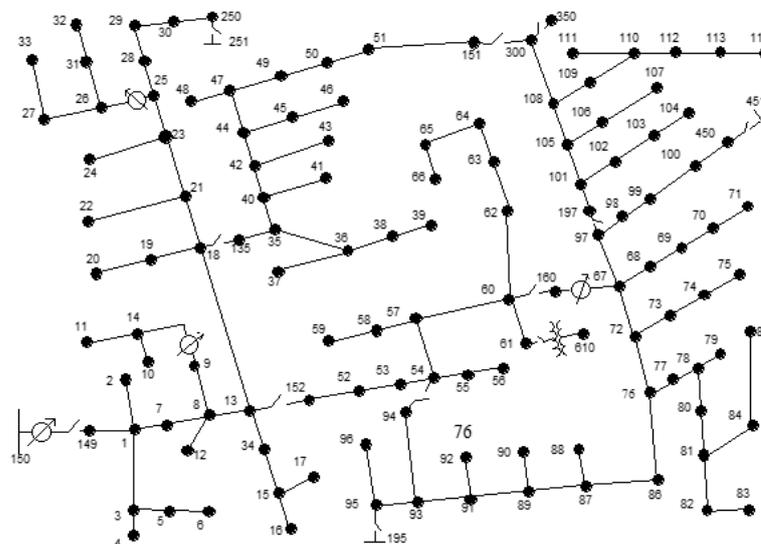


Figura 4. 2. Red de distribución IEEE 123 nodos.

#### **4.4.1. Script de un circuito en OpenDSS**

En este apartado se describirá el caso de estudio el cual está basado en la red 123 nodos de la IEEE tomado de Distribution System Analysis Subcommittee además se procederá a explicar el código para entender cómo se modela un circuito y cuales son algunas de las opciones que nos permite usar el software Opendss.

Se trata de un sistema de los cuatro modelos de distribución estándar desarrollados por la IEEE, esta red contiene varias componentes como: barras, interruptores, cargas eléctricas, líneas eléctricas, reguladores de voltajes y transformadores.

#### **4.4.2. Modelado de los parámetros base del circuito.**

El lenguaje básico de OpenDSS en un script. Esto realiza que los elementos del comando interactúan directamente. Al crear el circuito se debe de escribir clear para realizar una limpieza de la memoria del programa.

Se crea el circuito como un nuevo objeto de OpenDSS con el comando New. Posteriormente se configura el circuito y la fuente de tensión principal. En este caso se trata de una fuente alterna de 4.16 kV de tensión trabajando a una frecuencia de 60 Hz. Y la cual va a ser conectada al bus 150.

#### **4.4.3. Modelado de las líneas de distribución**

Las líneas de distribución son cables conectados de barra a barra que transportan energía eléctrica, existen de diferentes calibres y materiales. Estos factores (tipo de material y dimensiones) sirven para determinar la resistencia, inductancia y admitancia de las líneas eléctricas, estos parámetros nos permiten conocer las características eléctricas de dichas líneas.

Para poder simular las líneas se utiliza el comando linecode que es la librería que contienen características de impedancia para las líneas y cables. En la mayoría de los programas de análisis de distribución, se puede describir una línea por su linecode y su longitud.

En última instancia, la impedancia de una línea se describe con su matriz de impedancia y su matriz nodal capacitiva. Estas matrices se pueden especificar directamente o pueden ser generadas mediante los datos de los componentes simétricos.

Se procede a escribir el script para simular los códigos de las líneas. Se crea y configura un nuevo linecode. Se le asigna un nombre y el número de fases.

Una vez definido y configurado el linecode, se procede a crear las líneas y estas para ser implementar en el software se utilizan los “linecodes” .

El código indica que en “Phases”, las fases de la línea, “Bus1” y “Bus2” indican la barra de inicio y la barra de fin respectivamente, “LineCode” es el código de línea que fue programado anteriormente que contiene los parámetros de la línea y “Length” es la longitud del conductor.

#### **4.4.4. Modelado de cargas.**

Las cargas en OpenDss son modeladas mediante líneas de código y estas están definidas por sus kW nominales y su factor de potencia (PF) o sus kW y sus kvar. Una vez definida puede ser modificada por una serie de multiplicadores (loadshapes).

En OpenDSS se ingresan las cargas colocando en “Bus1” en que barra se conectará; “Conn” indica la forma de conexión, si es delta o estrella; kV, el nivel de tensión en que está conectado; kW es la potencia activa consumida por la carga y kvar es la potencia reactiva consumida por la carga; además, “Model” indica las formas de operación de la carga.

#### **4.4.5. Modelado de transformadores.**

Los transformadores son máquinas eléctricas que sirven para subir o bajar el nivel de tensión por medio de la acción de campo eléctrico, consta de dos o más bobinados que pueden estar conectados de diferentes maneras (por defecto con una conexión estrella-triángulo). Los transformadores tienen una o más fases y el número de conductores por terminal es siempre el número de fases más uno. Para bobinados conectados en estrella (wye) el conductor adicional es el punto neutro; para bobinados conectados en triángulo, el terminal adicional está abierto internamente.

Para incorporar una subestación transformadora se la hace mediante líneas de código que describen las características técnicas de los transformadores.

En “phases” se coloca si es trifásico o monofásico, “Windings” son las conexiones que tiene, en “wdg” es uno de los devanados, indica donde se conecta la barra, “conn” es el tipo de conexión delta o estrella y “kv” es el voltaje nominal correspondiente a cada arrollamiento (“wdg”).

Otra opción que permite OpenDSS es incorporar un control que hace la función de regulador de tensión (RegControl) para un transformador. Este control se conecta a un determinado bobinado del transformador.

En la configuración se indica el número de bobinados con la sentencia windings. El parámetro Vreg es la configuración del regulador de tensión; multiplicando este valor por el ptratio se debe obtener el voltaje a través del bobinado bajo control. El parámetro Band hace referencia al ancho de banda en voltios para el bus controlado. Ptratio es la relación entre la tensión del bobinado y del regulador.

#### 4.4.6. Modelado de capacitores.

El modelo de condensador se implementa, básicamente, como un elemento de suministro de potencia de dos terminales. Sin embargo, si no se especifica una conexión para el segundo bus, se toma por defecto el nodo0 (referencia de tierra) del mismo bus al que está conectado el primer terminal. Es decir, el valor predeterminado es una batería de condensadores de derivación a tierra en estrella (wye).

En OpenDSS se ingresan las cargas colocando en “Bus1” en que barra se conectará; “Conn” indica la forma de conexión, si es delta o estrella; kV, el nivel de tensión en que está conectado; kW es la potencia activa consumida por la carga y kvar es la potencia reactiva consumida por la carga; además, “Model” indica las formas de operación de la carga.

Las conexiones que fueron descritas en esta sección las podremos encontrar en los anexos.

### 4.5. MODELADO E IMPLEMENTACIÓN DE FUENTES GENERADORAS DE ENERGÍA RENOVABLE EN EL SISTEMA IEEE 123 NODOS.

#### 4.5.1. Modelo del Sistema Fotovoltaico

La aplicación OpenDSS permite modelar plantas solares fotovoltaicas de forma simplificada y realizar numerosos tipos de análisis en un sistema de distribución con este tipo de dispositivos. Un esquema del modelado en OpenDSS se puede ver en la figura 4.3 donde se presenta un diagrama de bloques del modelo fotovoltaico. Por lo tanto, los modelos de los componentes (paneles e inversor) de los sistemas fotovoltaicos tienen parámetros de entrada como son las curvas de radiación solar en una ventana de tiempo que puede ser diaria, mensual o anual, así como también la temperatura y la eficiencia del panel.

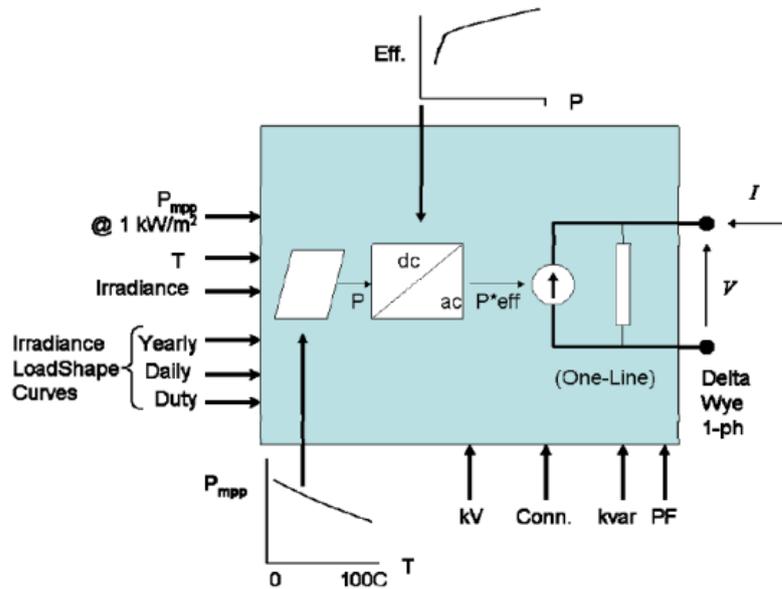


Figura 4. 3. Diagrama de bloques de un sistema fotovoltaico.

La configuración del panel solar se realiza de forma similar que cualquier otro dispositivo en OpenDSS. Para el PVsystem, el suministro potencia activa  $P$  es una relación entre la irradiancia solar ( $kW/m^2$ ) y la temperatura ambiente ( $T$ ). Por último, se aplica la eficiencia al inversor en la potencia de funcionamiento y el voltaje de funcionamiento.

### Irradiación

Para comenzar con una instalación fotovoltaica, la irradiación en el lugar de interés es el dato más importante que se debe conocer. Para determinar este valor se puede utilizar mediciones del lugar con softwares relacionados a la medición de sistemas fotovoltaicos para nuestro caso se utilizará el software PVsyst de donde se obtendrá los datos de la ciudad de Quito en la Ubicación: latitud -0.2819, Longitud -78.55, estos datos serán tomados en el periodo de un año generando un promedio por mes como se muestra en la tabla 4.1.

Tabla 4.1 Datos de irradiación.

Intervalos	Radiación Global kWh/m <sup>2</sup> /día	Radiación Difusa kWh/m <sup>2</sup> /día	Temperatura Ambiente °C
Enero	5,84	2,06	14,1
Febrero	5,07	2,14	14
Marzo	5,32	2,54	14
Abril	5,33	2,39	13,7
Mayo	5,53	2,23	14,1
Junio	5,63	1,93	13,8
Julio	5,83	1,86	14
Agosto	6,16	1,98	14,3
Septiembre	5,59	2,51	14,2
Octubre	5,03	2,35	14,2

Noviembre	4,92	2,26	13,7
Diciembre	5,36	2,21	13,9
Promedio	5,47	2,21	14,00
Mínima	4,92	1,86	13,7
Máxima	6,16	2,54	14,3

### HSP.

La hora solar pico (HSP) es la unidad que mide la irradiación solar, y se define como la energía por unidad que recibe hipotéticamente una irradiación constante de  $1 \text{ kW}/\text{m}^2$ . Por lo que una hora solar pico equivale a  $1 \text{ kWh}/\text{m}^2$ .

### HSP corregido.

Para la corrección de las horas solares pico se deben de utilizar el factor atmosférico de inclinación y de orientación como se muestra en la fórmula 4.1.

$$HSP_{\text{corregido}} = k * k' * k'' \quad (4.1)$$

Donde

$HSP_{\text{corregido}}$  = Irradiación corregida

k = factor de corrección para el plano inclinado

k' = Factor de corrección por efectos atmosféricos

k'' = Factor de corrección por orientación

### Factor k para el ángulo de inclinación.

Para determinar la inclinación que tendría los paneles y el factor de corrección correspondiente, se utiliza la tabla existente para todas las latitudes como indica la tabla 4.2, puesto que estamos ubicados en la línea ecuatorial no sería necesario una inclinación, sin embargo, se deben inclinar los paneles por motivos técnicos ya que estos al estar en una inclinación horizontal pueden acumular suciedades afectando al óptimo funcionamiento de los paneles.

Tabla 4. 2. Datos existentes para todas las latitudes.

Inclinación a 15°	
Mes	Factor de corrección
Enero	1,05
Febrero	1,02
Marzo	0,98
Abril	0,94

Mayo	0,9
Junio	0,88
Julio	0,9
Agosto	0,93
Septiembre	0,98
Octubre	1,03
Noviembre	1,06
Diciembre	1,077

Se observa que con la inclinación a 15° el factor k se mantiene en un valor muy próximo a la latitud de todos los meses, por lo que la pérdida de eficiencia en los meses desfavorables es muy pequeña y es aceptable.

#### **Factor k' para efectos atmosféricos.**

Estos valores varían entre 0.75 y 1.20, no existen tablas para este valor, sin embargo, estos se toman en lugar de la instalación, sin embargo, este factor de corrección normalmente se lo toma con un valor igual a uno, es decir,  $k'=1$ . Lo cual se aplicó en este caso.

#### **Factor k'' para la orientación del panel.**

Hay que tener en cuenta las sombras que pueden provocar edificaciones sobre los paneles y orientación de techados ya que estas provocan una disminución en la irradiación recibida, por este motivo se utiliza este factor de corrección. Sin embargo, para nuestro caso se usará una estructura que se colocara a conveniencia de nuestras necesidades, por este motivo los paneles se conectan en orientación Norte sur, que es lo óptimo y el factor de corrección tomara un valor de uno es decir  $k''=1$ .

#### **Obtención de HSP corregida.**

Para realizar la tabla 4.3 se aplica la corrección de HSP para obtener el valor de las horas solares picos corregidos.

Tabla 4.3. HSP corregido

	Irradiación Global (HSP)	Factor de inclinación (K)	Factor atmosférico (k')	Factor orientación (k'')	HSP corregida $kWh/m^2$ .
Enero	5,84	1,05	1	1	6,13
Febrero	5,07	1,02	1	1	5,17
Marzo	5,32	0,98	1	1	5,21
Abril	5,33	0,94	1	1	5,01
Mayo	5,53	0,90	1	1	4,98

Junio	5,63	0,88	1	1	4,95	
Julio	5,83	0,90	1	1	5,25	
Agosto	6,16	0,93	1	1	5,73	
Septiembre	5,59	0,98	1	1	5,48	
Octubre	5,03	1,03	1	1	5,18	
Noviembre	4,92	1,06	1	1	5,22	
Diciembre	5,36	1,08	1	1	5,77	
					MIN	4,95
					MAX	6,13

### Energía generada.

Para este caso la energía necesaria y las condiciones de radiación se conocen y han sido explicadas, como suele ser habitualmente, se escoge el mes con menor radiación, por lo tanto, el mes de junio es de 4.95 HSP.

En la tabla 4.4 indica la potencia de cada carga del sistema de la IEEE de 123 nodos, para determinar el número de usuarios se utiliza la norma del pliego tarifario que nos dice que los usuarios residenciales pueden usar 10 kW máximo de potencia instalada, en el caso a estudiar se tiene la potencia que usa cada carga, con base a esto se identifica el número de usuarios que se obtiene en cada nodo.

$$\text{Numero de Usuarios} = \frac{\text{Potencia en el nodo}}{10 \text{ kW}} \quad (4.2)$$

Para energía consumida al día (kWh) se obtiene de la multiplicación de la potencia de cada nodo para el número de horas totales de un día como se muestra en la fórmula 43.

$$\text{Energía consumida al día} = \text{potencia en el nodo} * 24h \quad (4.3)$$

Tabla 4.4. Energía necesaria por nodo de carga.

Nodo	kW	Usuarios	kW/h
1	40	4	960
2	20	2	480
4	40	4	960
5	20	2	480
6	40	4	960
7	20	2	480
9	40	4	960
10	20	2	480
11	40	4	960

12	20	2	480
16	40	4	960
17	20	2	480
19	40	4	960
20	40	4	960
22	40	4	960
24	40	4	960
28	40	4	960
29	40	4	960
30	40	4	960
31	20	2	480
32	20	2	480
33	40	4	960
34	40	4	960
35	40	4	960
37	40	4	960
38	20	2	480
39	20	2	480
41	20	2	480
42	20	2	480
43	40	4	960
45	20	2	480
46	20	2	480
47	105	11	2520
48	210	21	5040
49	140	14	3360
50	40	4	960
51	20	2	480
52	40	4	960
53	40	4	960
55	20	2	480
56	20	2	480
58	20	2	480
59	20	2	480
60	20	2	480
62	40	4	960
63	40	4	960
64	75	8	1800
65	140	14	3360
66	75	8	1800
68	20	2	480
69	40	4	960

70	20	2	480
71	40	4	960
73	40	4	960
74	40	4	960
75	40	4	960
76	245	25	5880
77	40	4	960
79	40	4	960
80	40	4	960
82	40	4	960
83	20	2	480
84	20	2	480
85	40	4	960
86	20	2	480
87	40	4	960
88	40	4	960
90	40	4	960
92	40	4	960
94	40	4	960
95	20	2	480
96	20	2	480
98	40	4	960
99	40	4	960
100	40	4	960
102	20	2	480
103	40	4	960
104	40	4	960
106	40	4	960
107	40	4	960
109	40	4	960
111	20	2	480
112	20	2	480
113	40	4	960
114	20	2	480

Teniendo en cuenta la información, se procede a elegir un modelo de panel para nuestro caso se ha elegido un panel de 250w policristalino con una tensión de 30V y una intensidad máxima de 8.33 la ficha técnica la podremos encontrar en los anexos.

La energía que genera este panel esta da por la ecuación 4.4.

$$Energia = Potencia\ nominal * HSP \tag{4.4}$$

$$Energia = 250 * 4.95 = 1237.5 Wh \quad (4.5)$$

En la tabla 4.5 se indica el número de paneles que se utilizara en los distintos nodos con sus cargas respectivas, para esto primero se determinó un factor de uso 0.5, pues se considera que no todos los equipos van a ser usados al mismo tiempo, se puede observar la energía consumida por usuario y también se puede observar la energía que produce un panel de esta manera se obtiene los datos necesarios para poder determinar el número de paneles a usar con la fórmula 4.6.

$$\# \text{ de paneles} = \frac{Energia \text{ necesaria por carga.}}{Energia \text{ producida por un panel}} \quad (4.6)$$

Tabla 4. 5. Numero de paneles a utilizar

Nodo	kW	Usuarios	kW/h	Factor de Uso	Energía por usuario	Energía producida por un panel (Wh)	# de paneles
1	40	4	960	0,5	120	1238,6	97
2	20	2	480	0,5	120	1238,6	97
4	40	4	960	0,5	120	1238,6	97
5	20	2	480	0,5	120	1238,6	97
6	40	4	960	0,5	120	1238,6	97
7	20	2	480	0,5	120	1238,6	97
9	40	4	960	0,5	120	1238,6	97
10	20	2	480	0,5	120	1238,6	97
11	40	4	960	0,5	120	1238,6	97
12	20	2	480	0,5	120	1238,6	97
16	40	4	960	0,5	120	1238,6	97
17	20	2	480	0,5	120	1238,6	97
19	40	4	960	0,5	120	1238,6	97
20	40	4	960	0,5	120	1238,6	97
22	40	4	960	0,5	120	1238,6	97
24	40	4	960	0,5	120	1238,6	97
28	40	4	960	0,5	120	1238,6	97
29	40	4	960	0,5	120	1238,6	97
30	40	4	960	0,5	120	1238,6	97
31	20	2	480	0,5	120	1238,6	97
32	20	2	480	0,5	120	1238,6	97
33	40	4	960	0,5	120	1238,6	97
34	40	4	960	0,5	120	1238,6	97
35	40	4	960	0,5	120	1238,6	97
37	40	4	960	0,5	120	1238,6	97
38	20	2	480	0,5	120	1238,6	97
39	20	2	480	0,5	120	1238,6	97

41	20	2	480	0,5	120	1238,6	97
42	20	2	480	0,5	120	1238,6	97
43	40	4	960	0,5	120	1238,6	97
45	20	2	480	0,5	120	1238,6	97
46	20	2	480	0,5	120	1238,6	97
47	105	11	2520	0,5	114,54	1238,6	92
48	210	21	5040	0,5	120	1238,6	97
49	140	14	3360	0,5	120	1238,6	97
50	40	4	960	0,5	120	1238,6	97
51	20	2	480	0,5	120	1238,6	97
52	40	4	960	0,5	120	1238,6	97
53	40	4	960	0,5	120	1238,6	97
55	20	2	480	0,5	120	1238,6	97
56	20	2	480	0,5	120	1238,6	97
58	20	2	480	0,5	120	1238,6	97
59	20	2	480	0,5	120	1238,6	97
60	20	2	480	0,5	120	1238,6	97
62	40	4	960	0,5	120	1238,6	97
63	40	4	960	0,5	120	1238,6	97
64	75	8	1800	0,5	112,5	1238,6	91
65	140	14	3360	0,5	120	1238,6	97
66	75	8	1800	0,5	112,5	1238,6	91
68	20	2	480	0,5	120	1238,6	97
69	40	4	960	0,5	120	1238,6	97
70	20	2	480	0,5	120	1238,6	97
71	40	4	960	0,5	120	1238,6	97
73	40	4	960	0,5	120	1238,6	97
74	40	4	960	0,5	120	1238,6	97
75	40	4	960	0,5	120	1238,6	97
76	245	25	5880	0,5	117,6	1238,6	95
77	40	4	960	0,5	120	1238,6	97
79	40	4	960	0,5	120	1238,6	97
80	40	4	960	0,5	120	1238,6	97
82	40	4	960	0,5	120	1238,6	97
83	20	2	480	0,5	120	1238,6	97
84	20	2	480	0,5	120	1238,6	97
85	40	4	960	0,5	120	1238,6	97
86	20	2	480	0,5	120	1238,6	97
87	40	4	960	0,5	120	1238,6	97
88	40	4	960	0,5	120	1238,6	97
90	40	4	960	0,5	120	1238,6	97
92	40	4	960	0,5	120	1238,6	97

94	40	4	960	0,5	120	1238,6	97
95	20	2	480	0,5	120	1238,6	97
96	20	2	480	0,5	120	1238,6	97
98	40	4	960	0,5	120	1238,6	97
99	40	4	960	0,5	120	1238,6	97
100	40	4	960	0,5	120	1238,6	97
102	20	2	480	0,5	120	1238,6	97
103	40	4	960	0,5	120	1238,6	97
104	40	4	960	0,5	120	1238,6	97
106	40	4	960	0,5	120	1238,6	97
107	40	4	960	0,5	120	1238,6	97
109	40	4	960	0,5	120	1238,6	97
111	20	2	480	0,5	120	1238,6	97
112	20	2	480	0,5	120	1238,6	97
113	40	4	960	0,5	120	1238,6	97
114	20	2	480	0,5	120	1238,6	97

### Definición del inversor

El inversor es definido por la potencia de nuestro sistema es decir por la potencia en cada nodo, además se suele incrementar esa potencia mínima necesaria a un 20% como máximo como se muestra en la formula 4.7.

$$Potencia\ del\ inversor = Energia\ por\ usuario * 1.2 \quad (4.7)$$

### Definición de curvas LoadShapes y TShapes

En OpenDSS, para crear las curvas que relacionen irradiancia y temperatura, se utilizarán los objetos LoadShape y Tshape, para simulaciones diarias, anuales y de ciclo de trabajo, correspondiente al tipo de simulación que se realiza. Esto es lo que permite proporcionar una entrada de energía variable al modelo para las simulaciones de tiempo secuenciales. Si no se define LoadShapes para el modo de simulación ciclo de trabajo o anual, se toma de forma predeterminada el LoadShape del modo diario. Si éste tampoco está definido, el valor predeterminado del LoadShape es un multiplicador constante de 1.0, lo que quiere decir, que no habrá variación de energía entregada.

## Curva Tshape

La curva Tshape se define a través de los datos de la temperatura y el tiempo para la cual fue tomado, para nuestro caso usamos los datos de la temperatura de Quito para el periodo de un año estos fueron tomados de la base de datos PVGIS.

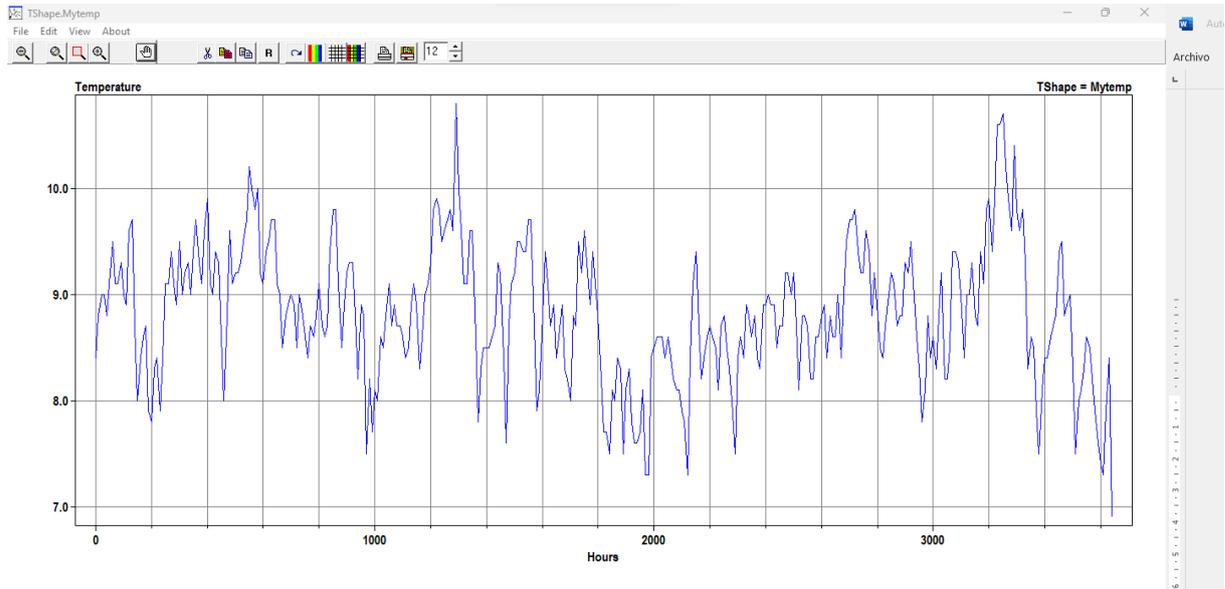


Figura 4. 4. Curva de temperatura

## Curva LoadShape

Para el caso de LoadShape se usan los datos de irradiación y el tiempo para la cual va a ser tomada, al igual que en el anterior usaremos los datos de Quito para un periodo de 1 año que de igual manera fueron obtenidos de la base de datos PVGIS.

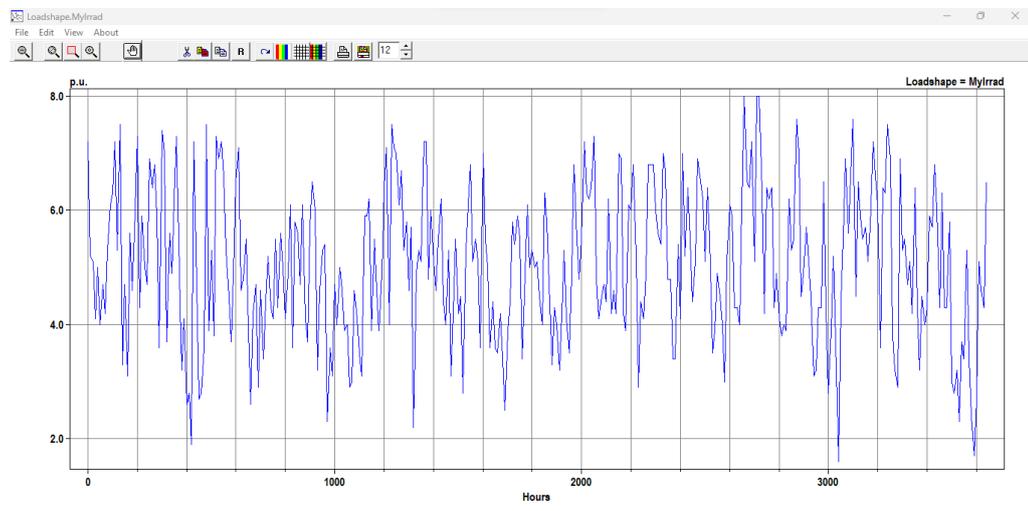


Figura 4. 5. Curva de Irradiación.

Posteriormente, habrá que definir el panel solar como un PVSystem en OpenDSS, El modelo debe ser conectado a un nodo en el sistema de distribución y debe tener parámetros definidos como el nivel de tensión o la potencia aparente.

#### 4.5.2. Modelado generador eólico.

En esta sección se observará como se realizó el estudio para determinar la producción de energía eléctrica, en la que se registra las direcciones y las velocidades de viento obtenidas por el anemómetro a 10 metros de altura la cual fue tomada de una base de datos del INAMHI ubicado en Quito, latitud -0.2819, Longitud -78.55.

A partir de la base de datos en la que se registra la rapidez del viento en [m/s] por cada hora en un año, es decir 8760 horas. Se determina el método de Weibull  $p(v)$ . la cual está dada por la ecuación 4.8.

$$p(v) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} * e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (4.8)$$

y la función del método de Weibull

$$F(vi) = 1 - e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (4.9)$$

Donde:

$p(v)$ : Función del método de Weibull.

$k$ : Factor de forma adimensional.

$c$ : factor de escala [m/s].

$v$ : Velocidad del viento [m/s].

$F(vi)$ : Función de la distribución acumulada

### **Técnica de mínimos cuadrados (TMC)**

Para la estimación de la obtención de la energía, se toma a consideración el cálculo de los coeficientes de Weibull, el cual es uno de los métodos más importantes y usados, Para este método es recomendable usar muestras de gran tamaño, mientras que para pequeñas muestras

son ineficientes, este método es conocido en sus siglas en inglés como (LSM) Least Squares Technique, que permitirá calcular los parámetros de la función del método de Weibull: factor de forma (k) y el factor de escala (c). En la ecuación 4.9 y 4.10 se analiza los factores mencionados anteriormente.

$$k = \frac{n \sum_{i=1}^n \ln v_i \ln [-\ln(1-F(v_i))] - \sum_{i=1}^n \ln v_i \sum_{i=1}^n \ln [-\ln(1-F(v_i))]}{n \sum_{i=1}^n \ln v_i^2 - (\sum_{i=1}^n \ln v_i)^2} \quad (4.10)$$

$$c = e^{\left( \frac{k \sum_{i=1}^n \ln v_i - \sum_{i=1}^n \ln [-\ln(1-F(v_i))]}{nk} \right)} \quad (4.11)$$

Donde:

$F(v_i)$ : Función de la distribución acumulada.

$v_i$ : Velocidad del viento para cada hora.

$n$ : Número total de intervalos.

### Tratamiento de los parámetros de Weibull

Para el cálculo de los coeficientes de Weibull de los parámetros c y k pueden determinarse por un ajuste de mínimos cuadrados a través de la función de distribución acumulada. Descritas en la ecuación (4.10) y (4.17). Aplicando dos veces el logaritmo neperiano a la ecuación (4.9).

Ecuación resultante al aplicar el primer logaritmo neperiano 4.12.

$$\ln(1 - F(v_i)) = - \left( \frac{v}{c} \right)^k \quad (4.12)$$

Ecuación resultante al aplicar el segundo logaritmo neperiano.

$$y_i = \ln [-\ln(1 - F_i)] \quad (4.13)$$

Donde:

$y_i$ : Coeficiente de Weibull

Para determinar los demás coeficientes de la distribución de Weibull. Se debe aplicar las siguientes ecuaciones.

$$x_i = \ln(v_i) \quad (4.14)$$

$$B = \sum f_i * y_i - k \sum f_i * x_i \quad (4.15)$$

$$c = e^{-\frac{B}{k}} \quad (4.16)$$

Donde:

$x_i$ : Coeficiente de Weibull

$B$ : Coeficiente de Weibull

$f_i$ : frecuencia relativa

$y_i$ : Coeficiente de Weibull

### **Tratamiento estadístico de datos con respecto a la velocidad del viento**

Para el tratamiento de un conjunto de  $N$  datos en este caso velocidad ( $v_1, v_2 \dots v_n$ ) que se presentan ( $n_1, n_2, \dots n_n$ ) veces respectivamente cada uno de ellos se realiza según:

- Agrupación de los datos en clases o categorías, determinando la frecuencia de clase, es decir el número de ellos que pertenecen a cada clase. Cada clase viene definida por sus límites superiores e inferiores, que definen el intervalo de clase y su valor medio es la marca de clase. En cálculos eólicos que exigen un cierto grado de precisión se recomienda adoptar un intervalo de clase o bin no mayor de 0.5 m/s.
- El número de clase depende del número de datos, del intervalo del conjunto y de la precisión exigida.

Para este caso de estudio se tomó en cuenta ( $N_c$  de 25 intervalos de clase), en el que obtenemos los datos del límite máximo y mínimo, realizando un barrido de 8760 datos al año, como se muestra en la Tabla 4.6, finalmente para la obtención de la amplitud de cada clase, se tomó en cuenta la ecuación. Agrupación de los datos en grupos, estableciendo la frecuencia de cada grupo de datos, mismos que vienen dados por su límite superior e inferior y exigen un cierto grado de precisión no mayor a 0.5[ m/s] en intervalos de clase.

Para el número de intervalos o clases dependerá del número de datos, que se muestra en la ecuación (4.17).

$$N_c = 1 + 3.3 * \log(N) \quad (4.17)$$

Donde:

$N_c$ : Número de clases.

$N$ : Es el número de datos.

Para este caso de estudio se tomó en cuenta ( $N_c$  de 25 intervalos de clase), en el que obtenemos los datos del límite máximo y mínimo, realizando un barrido de 8760 datos 26 al año, como se muestra en la Tabla 4.6, finalmente para la obtención de la amplitud de cada clase, se tomó en cuenta la ecuación (4.18).

$$Amplitud = \left[ \frac{(lim.max)-(lim.min)}{8760} \right] \quad (4.18)$$

Donde:

$lim.max$ : Límite superior, a partir de los 8760 datos.

$lim.min$ : Límite inferior, a partir de los 8760 datos.

Tabla 4.6. Numero de intervalos y amplitud de clase

Numero de clase ( $N_c$ )	Numero de datos	lim.max	lim.min	Amplitud
25	8760	8,4	0,1	0,332

Elaboración de la Tabla 4.6, incluye el número de intervalos, la amplitud de cada clase y la frecuencia absoluta a una altura de 10 de altura.

Tabla 4. 7. Amplitud de cada clase con sus respectivas frecuencias absolutas

Altura a 10 metros	
Intervalo	frecuencia
0,332	631
0,664	1309
0,996	1480
1,328	1552
1,66	862
1,992	568
2,324	584
2,656	357
2,988	295
3,32	291
3,652	184
3,984	131

4,316	148
4,648	83
4,98	60
5,312	74
5,644	37
5,976	45
6,308	29
6,64	17
6,972	8
7,304	10
7,636	3
7,968	0
8,3	2

Para el cálculo de la frecuencia relativa ( $f_i$ ), se considera la frecuencia de cada intervalo dividido por el número de datos. Para obtener la frecuencia acumulada se toma el primer valor de la frecuencia relativa para el primer intervalo y se suma la frecuencia relativa de la iteración anterior para el segundo y así sucesivamente en la tabla 4.8 se muestran los resultados de las respectivas frecuencias.

Tabla 4.8. frecuencia relativa y acumulada

Vi(m/s)	Frecuencia absoluta	Frecuencia relativa ( $f_i$ )	Frecuencia acumulada ( $F_i$ )
0,332	631	0,072031963	0,072031963
0,664	1309	0,149429224	0,221461187
0,996	1480	0,168949772	0,390410959
1,328	1552	0,17716895	0,567579909
1,66	862	0,098401826	0,665981735
1,992	568	0,064840183	0,730821918
2,324	584	0,066666667	0,797488584
2,656	357	0,040753425	0,838242009
2,988	295	0,033675799	0,871917808
3,32	291	0,033219178	0,905136986
3,652	184	0,021004566	0,926141553
3,984	131	0,014954338	0,94109589
4,316	148	0,016894977	0,957990868
4,648	83	0,009474886	0,967465753
4,98	60	0,006849315	0,974315068
5,312	74	0,008447489	0,982762557
5,644	37	0,004223744	0,986986301
5,976	45	0,005136986	0,992123288
6,308	29	0,003310502	0,99543379
6,64	17	0,001940639	0,997374429
6,972	8	0,000913242	0,998287671

7,304	10	0,001141553	0,999429224
7,636	3	0,000342466	0,999771689
7,968	0	0	0,999771689
8,3	2	0,000228311	1

En la Tabla 4.8. Se muestra el tratamiento estadístico del registro del viento periódico.

Tabla 4. 9. Tratamiento estadístico anual

Vi(m/s)	Frecuencia absoluta	Frecuencia relativa (fi)	Frecuencia acumulada (Fi)	$y_i = \ln(-\ln(1-Fi))$	$x_i = \ln(v_i)$	$f_i * X_i$	$f_i * x_i^2$	$f_i * y_i$	$f_i * x_i * y_i$
0,33	631	0,07	0,07	-2,59	-1,10	-0,08	0,09	-0,19	0,21
0,66	1309	0,15	0,22	-1,38	-0,41	-0,06	0,03	-0,21	0,08
1,00	1480	0,17	0,39	-0,70	0,00	0,00	0,00	-0,12	0,00
1,33	1552	0,18	0,57	-0,18	0,28	0,05	0,01	-0,03	-0,01
1,66	862	0,10	0,67	0,09	0,51	0,05	0,03	0,01	0,00
1,99	568	0,06	0,73	0,27	0,69	0,04	0,03	0,02	0,01
2,32	584	0,07	0,80	0,47	0,84	0,06	0,05	0,03	0,03
2,66	357	0,04	0,84	0,60	0,98	0,04	0,04	0,02	0,02
2,99	295	0,03	0,87	0,72	1,09	0,04	0,04	0,02	0,03
3,32	291	0,03	0,91	0,86	1,20	0,04	0,05	0,03	0,03
3,65	184	0,02	0,93	0,96	1,30	0,03	0,04	0,02	0,03
3,98	131	0,01	0,94	1,04	1,38	0,02	0,03	0,02	0,02
4,32	148	0,02	0,96	1,15	1,46	0,02	0,04	0,02	0,03
4,65	83	0,01	0,97	1,23	1,54	0,01	0,02	0,01	0,02
4,98	60	0,01	0,97	1,30	1,61	0,01	0,02	0,01	0,01
5,31	74	0,01	0,98	1,40	1,67	0,01	0,02	0,01	0,02
5,64	37	0,00	0,99	1,47	1,73	0,01	0,01	0,01	0,01
5,98	45	0,01	0,99	1,58	1,79	0,01	0,02	0,01	0,01
6,31	29	0,00	1,00	1,68	1,84	0,01	0,01	0,01	0,01
6,64	17	0,00	1,00	1,78	1,89	0,00	0,01	0,00	0,01
6,97	8	0,00	1,00	1,85	1,94	0,00	0,00	0,00	0,00
7,30	10	0,00	1,00	2,01	1,99	0,00	0,00	0,00	0,00
7,64	3	0,00	1,00	2,13	2,03	0,00	0,00	0,00	0,00
7,97	0	0,00	1,00	2,13	2,08	0,00	0,00	0,00	0,00
8,30	2	0,00	1,00	0,00	2,12	0,00	0,00	0,00	0,00
total	8760	1	20,78	19,86	30,44	0,32	0,58	-0,29	0,59

A continuación, se realiza los cálculos para determinar los factores k y c que se los hace mediante la fórmula (4.6) y (4.7) respectivamente, de donde se obtiene que k es adimensional y c es la velocidad del viento en m/s. en la tabla 4.9 podemos observar los resultados para los coeficientes.

Tabla 4. 10. Resultados de factor escala y velocidad media anual.

Coeficientes de Weibull	
Factor de escala (k)	1,43
velocidad media anual (c)	1,95 (m/s)

### Selección del aerogenerador.

Para este caso de estudio se toma en consideración, los datos obtenidos por el método de Weibull: sabiendo que  $c = 1.95$  (m/s). Por lo que se escoge una clase de viento (Class IEC 61400- 2) descrita para turbinas de pequeña escala con un área de barrido menor de  $200 \text{ m}^2$ .

Se toma una turbina Enair 200 con una potencia nominal del generador de 18 kW. El área de barrido corresponde a la superficie del aerogenerador que se muestra perpendicularmente al viento, lo cual para este modelo es de  $75.4 \text{ m}^2$ . La densidad de aire para alcanzar la potencia nominal proporcionada por el fabricante es de  $1,225 \text{ kg/m}^3$  en la tabla 4.10 se muestra más a detalle las características de aerogenerador.

Tabla 4. 11 Aerogenerador Enair 200

Características técnicas	
clase de viento	IEC61400-2
potencia nominal	18 (kW)
diámetro del rotor	9,8 (m)
área de barrido	75,4 ( $\text{m}^2$ .)
altura del buje	25 (m)
velocidad de corte inferior	1,85(m/s)
velocidad de corte superior	20 (m/s)
velocidad de placa	13 (m/)
(Pitch activo) paso	activo
orientación	activo

### Potencia del viento.

El modelo matemático de la turbina de viento se calcula a partir de la energía del viento, para luego que sea transformada en energía mecánica y finalmente sea convertida en energía eléctrica.

$$P_{win} = \frac{1}{2} * \rho * A * v^3 \quad (4.19)$$

Donde:

$P_{win}$ : Potencia eólica del viento.

$\rho$ : Densidad del aire 1.225 [ kg/m3]

$v$ : Velocidad máxima del viento.

$A$ : Superficie de barrido del rotor.

$$P_{win} = \frac{1}{2} * 1.225 * 75.4 * 11.45$$

$$P_{win} = 69.33 (W)$$

OpenDSS permite también modelar generadores eólicos. Se comenzará con un modelo inicial de un generador eólico muy básico. Para ello, habría que definir dos curvas LoadShape, una que contenga los multiplicadores que simulen la potencia generada por el generador en función de la velocidad del viento (modelo del generador turbina) y otro LoadShape temporal en el que, sobre el valor unidad, contenga los multiplicadores que modelan la velocidad del viento en los diferentes intervalos de tiempo en los que se pretenda simular.

Para el caso del modelo de turbina-generador, se utilizaron los datos generados por PVGIS Este archivo consiste en un vector de valores experimentales que simulan la velocidad del viento, que será proporcionado a OpenDSS mediante otro LoadShape.

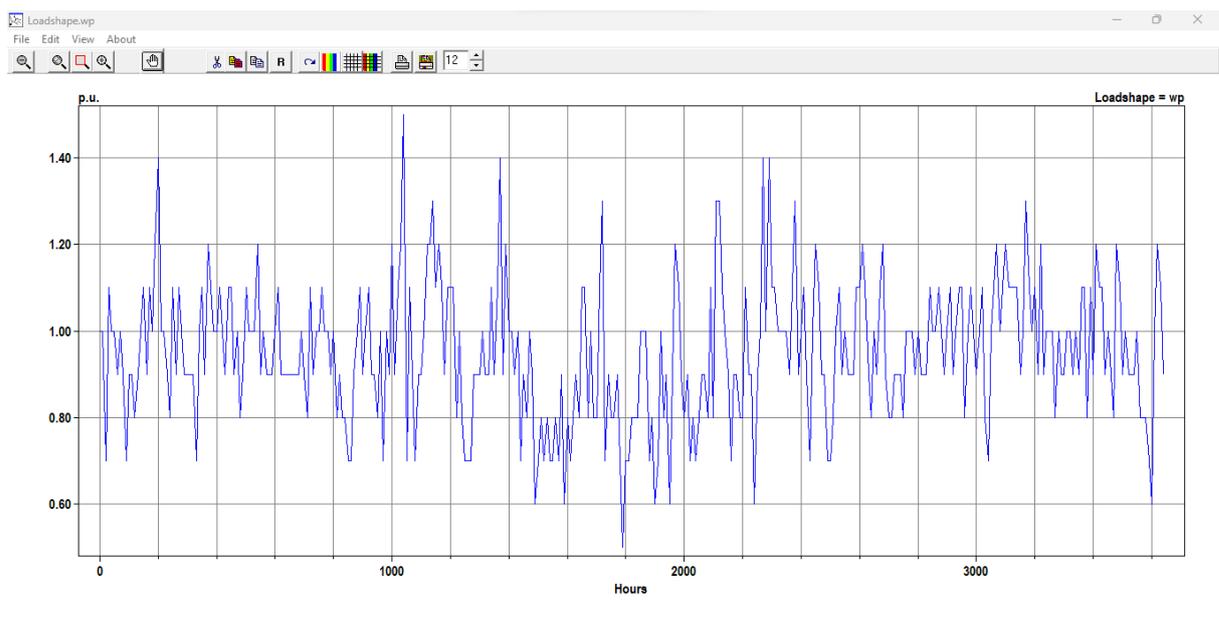


Figura 4. 6.Velocidad del viento.

## 5. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS.

Para nuestro caso no se hará el uso de generación eólica ya que la obtención de energía es mínima y no sería recomendable hacer uso de esta.

En este capítulo se describen los resultados obtenidos en los modelos de simulación propuestos para el cual se desarrollaron varios casos de estudio. De los cuales partimos del caso base al cual el cual fue simulado sin generación distribuida des pues se procedió a la implementación de energías renovables no convencionales en los nodos de carga del sistema, esto se realizó inicialmente con un 10% de generación distribuida en el total de las cargas después, se procedió a un 20% del total de las cargas y final mente a un 30% del sistema de 123 nodos de la IEEE.

Para el caso de prueba se utilizó el sistema de 123 nodos de la IEEE, al cual se lo simulo sin ningún tipo de modificación esto se realizó para poder comparar los resultados del sistema ante el ingreso de energías renovables no convencionales en el software OpenDss.

### 5.1. CASO DE 123 NODOS DE LA IEEE SIN GENERACIÓN DISTRIBUIDA.

Para este se procede a simular el caso de prueba que fue tomado de IEEE de Distribution System Analysis Subcommittee – 123 Nodes Test Feeder del Institute of Electrical and Electronics Engineers el cual fue simulado sin ningún tipo de modificación donde se utilizó los siguientes datos proporcionados por la misma IEEE.

#### 5.1.1. Resultados de la simulación para el caso sin generación distribuida.

Se procede a simular el caso de 123 nodos de la IEEE sin generación distribuida como se muestra en la figura 5.1.

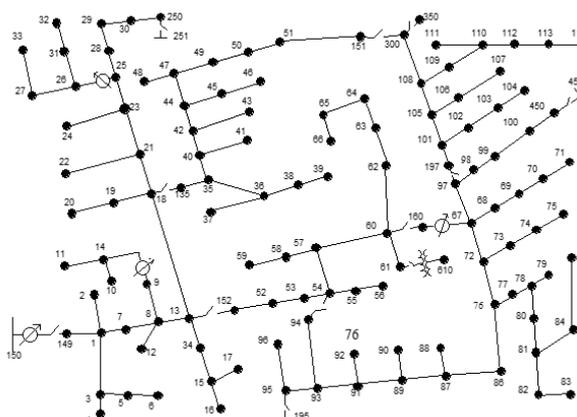


Figura 5. 1. Sistema 123 nodos IEEE sin generación distribuida.

Al simular el sistema IEEE de 123 nodos sin generación distribuida en el software OpenDSS obtenemos resultados como son los perfiles de tensión en cada nodo y fase del sistema figura 5.2. Además, se podrá observar en donde se encuentran las mayores pérdidas del sistema figura 5.3.

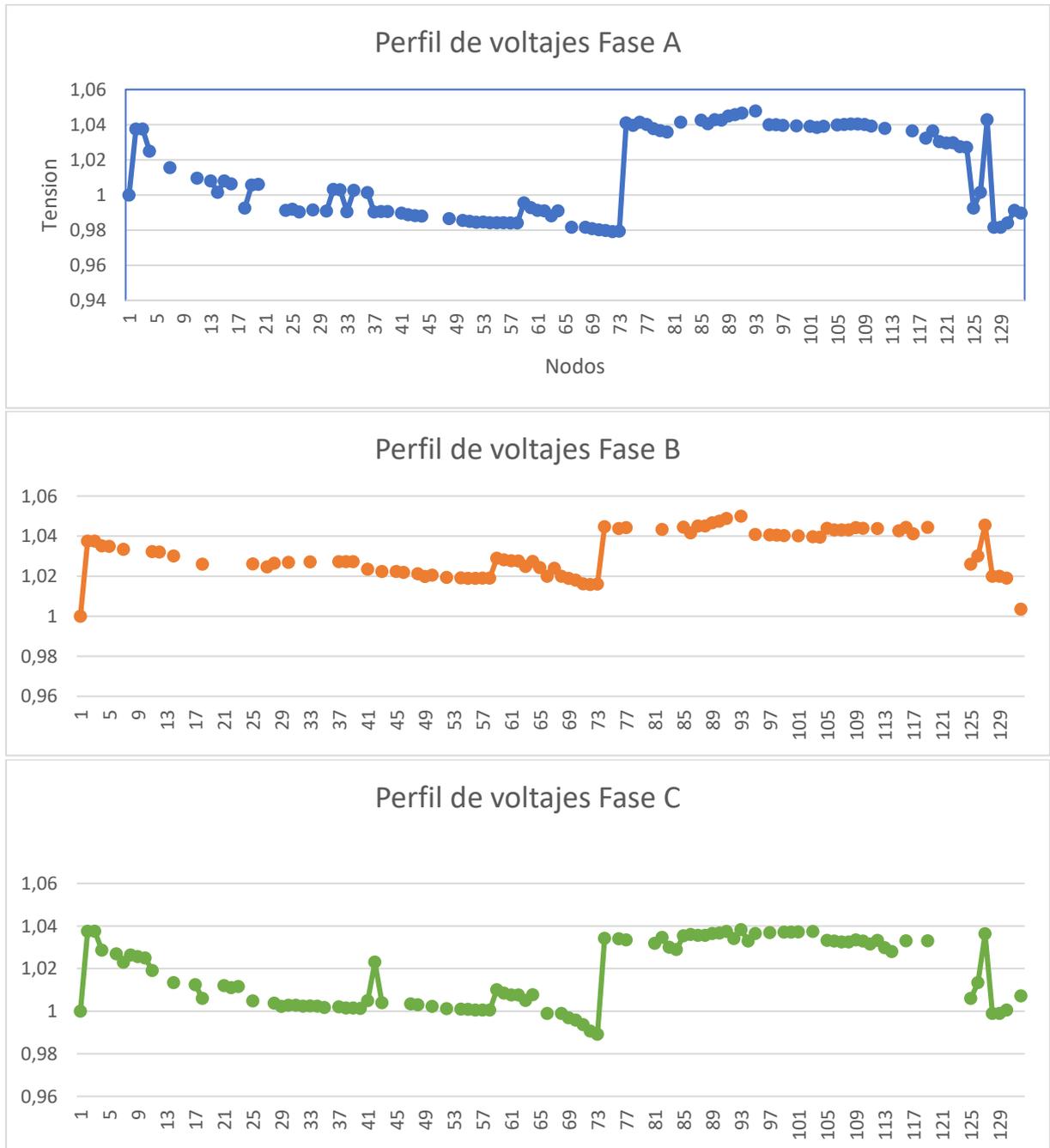


Figura 5. 2. Tensión en los nodos sin generación distribuida.

En la figura 5.3. podemos observar donde se localizan las mayores pérdidas de potencia del sistema estas dándose a notar por el grosor de su línea donde a mayor grosor mayores son las pérdidas. Esto nos servirá para localizar los nodos donde vamos a instalar la generación

distribuida además en el grafico 5.4. podremos observar las pérdidas que existen las líneas y en el grafico 5.5. Se observa la potencia activa total del sistema.

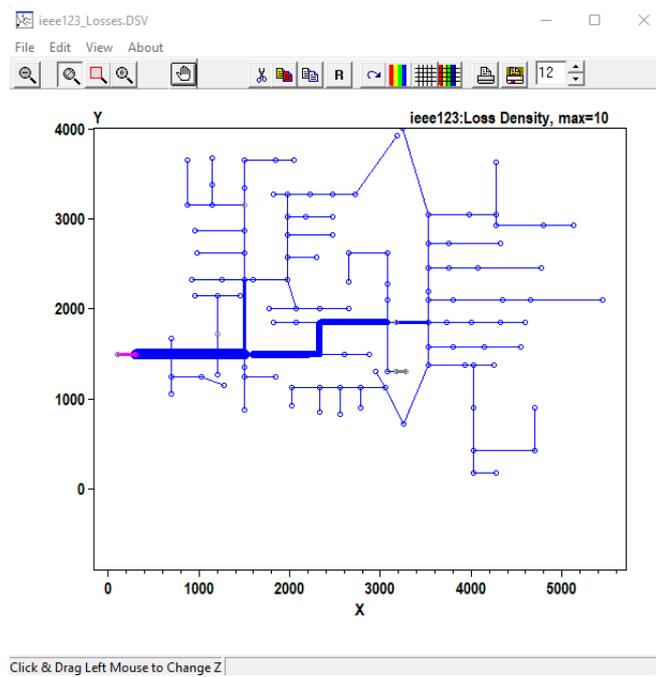


Figura 5. 3. Perdidas del sistema.

Tabla 5.1. Resumen de perdidas sin generación distribuida.

	Perdidas en las líneas	Potencia activa total del sistema
Sin generación distribuida	96 kW	3519,3 kW

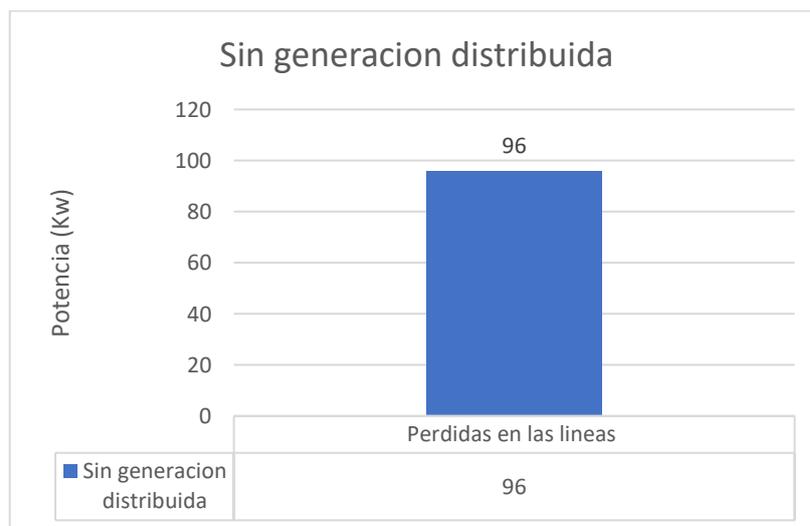


Figura 5. 4. Resumen de perdidas en líneas

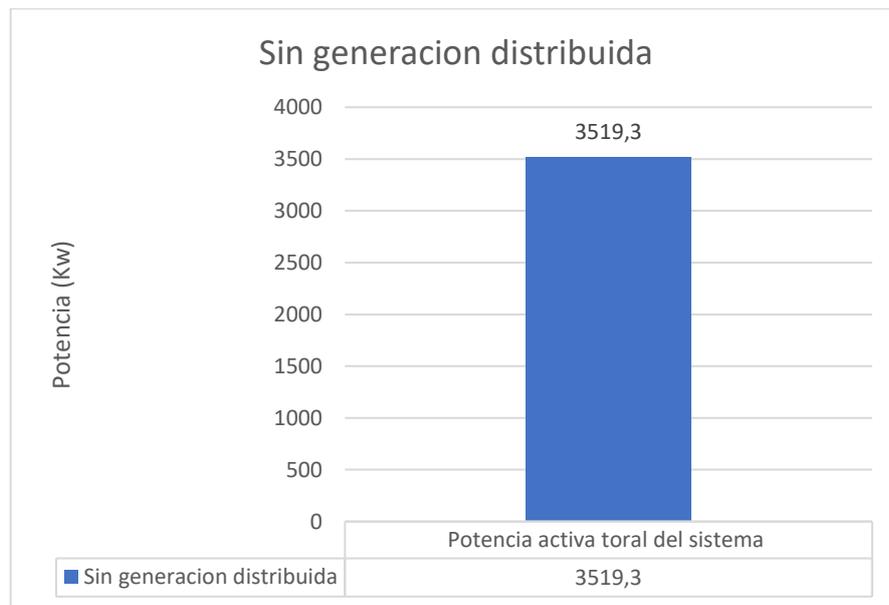


Figura 5. 5. Potencia activa total sin GD.

### 5.1.2. Resultados de la simulación para el caso con 10% generación distribuida.

Para este caso se procede a simular el sistema de 123 nodos de la IEEE, la cual se modifica para el ingresar de generación distribuida en un 10% del total de usuarios que están repartidos en los nodos de carga así obteniendo un total de 36 usuarios en nuestro primer caso.

$$P_{GD} = \#de\ usuarios\ totales \times 10\% \quad (5.1)$$

$$P_{GD} = 351 * 10\% = 35.1 \quad (5.2)$$

Donde

$P_{GD}$  = Potencia entregada por la generación distribuida.

La figura 5.6. se presenta la conexión de la generación distribuida en la red estas basadas estas fueron escogidas al azar puesto que los usuarios solicitan a las empresas eléctricas

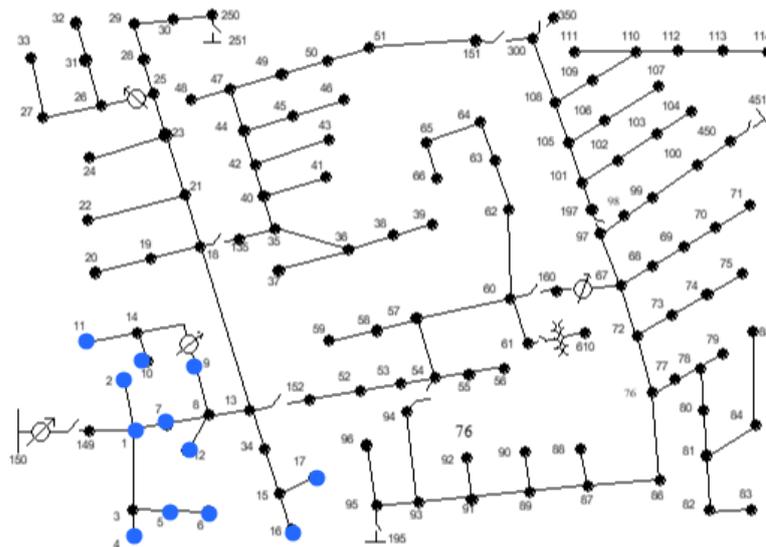


Figura 5. 6. Instalación del 10% de generación distribuida.

En la figura 5.7. se muestra cómo se afectó el sistema al inyectar un 10% de energía eléctrica a través de nuestro sistema de generación distribuida así viendo que las líneas han cambiado de grosor y mostrando que han sufrido cambios en las pérdidas.

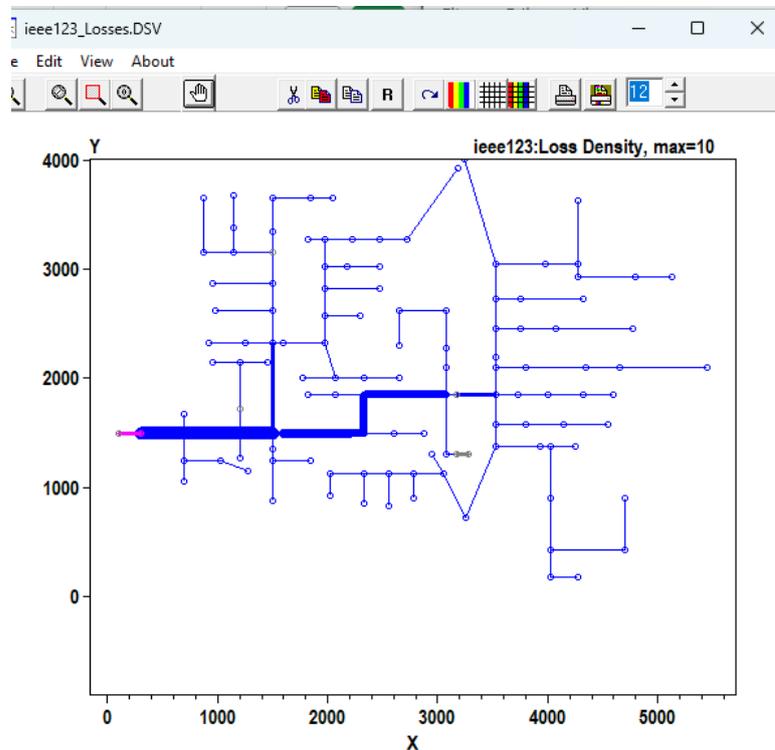


Figura 5.7. Pérdidas en el sistema con un 10% de generación distribuida.

En la figura 5.8. se observa los resultados de las pérdidas en las líneas en sistema, sin generación distribuida y con un 10% de generación distribuida así demostrando que existe una disminución considerable de pérdidas esto quiere decir que nuestro sistema funciona correctamente.

Tabla 5.2. Resumen de pérdidas con 10% de generación distribuida.

	Perdidas en las líneas
Sin generación distribuida	96 (kW)
con generación distribuida del 25%	86.1 (kW)

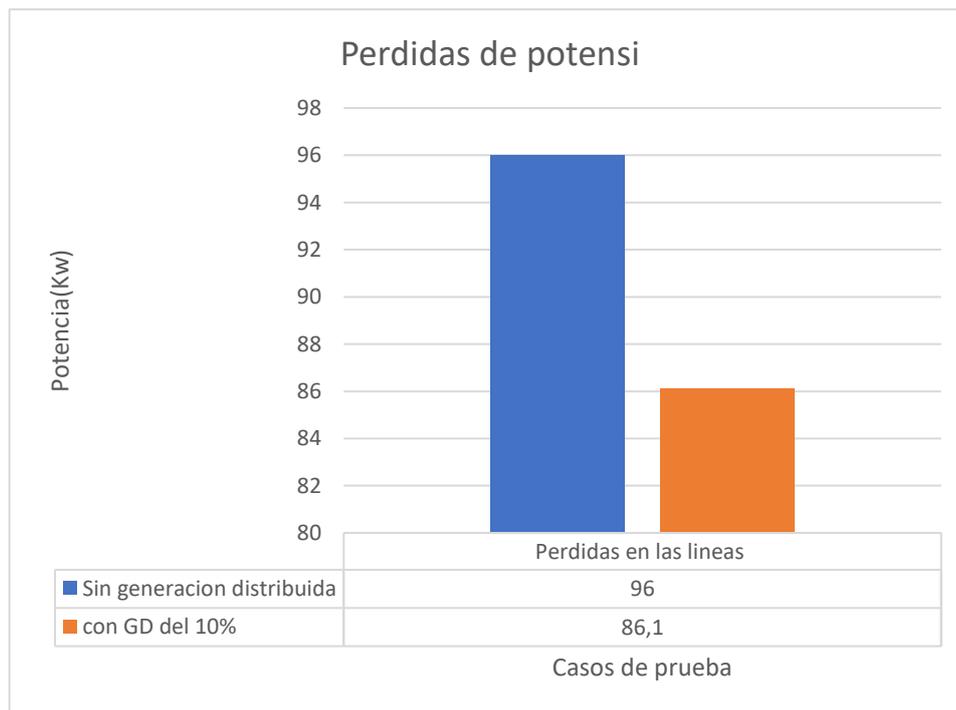


Figura 5. 8. Resumen de pérdidas en con GD del 10%.

### 5.1.3. Resultados de la simulación para el caso con 20% generación distribuida.

Para este caso se procede a simular el sistema el cual se modifica para el ingresar de generación distribuida en un 20% del total de usuarios que están repartidos en los nodos de carga así obteniendo un total de 72 usuarios en nuestro segundo caso.

$$P_{GD} = \#de\ usuarios\ totales \times 20\% \quad (5.3)$$

$$P_{GD} = 351 * 20\% = 70.2 \quad (5.4)$$

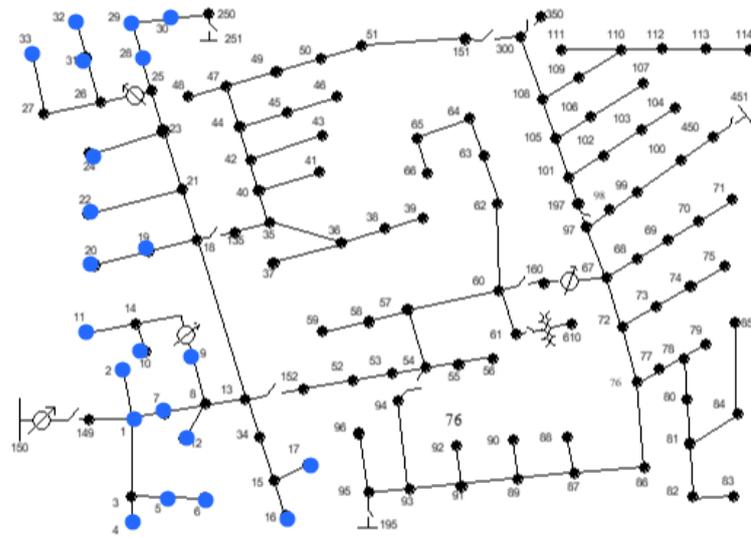


Figura 5. 9. Instalación del 20% de generación distribuida.

En la figura 5.10. se muestra cómo se afectó el sistema al inyectar un 20% de energía eléctrica a través de nuestro sistema de generación distribuida así viendo que las líneas han cambiado de grosor y mostrando que han sufrido cambios en las pérdidas.

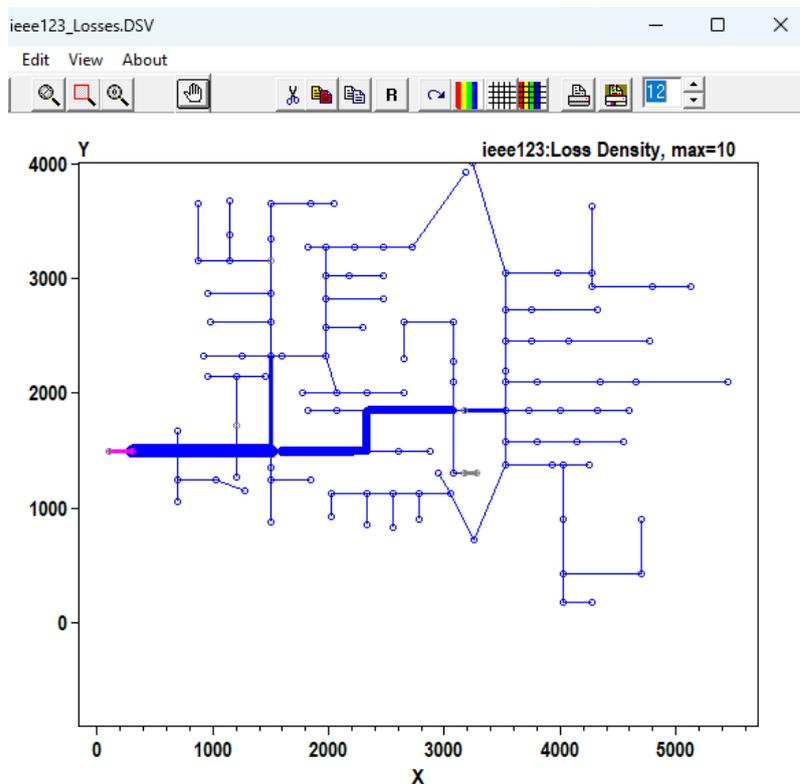


Figura 5. 10. Pérdidas en el sistema con un 20% de generación distribuida.

En la figura 5.11 se observa los resultados de las pérdidas en las líneas del sistema, sin generación distribuida y con un 20% de generación distribuida así demostrando que existe una disminución considerable de pérdidas esto quiere decir que nuestro sistema funciona correctamente.

Tabla 5.3. Resumen de pérdidas con 20% de generación distribuida

	Perdidas en las líneas
Sin generación distribuida	96 (kW)
con generación distribuida del 20%	80.6 (kW)

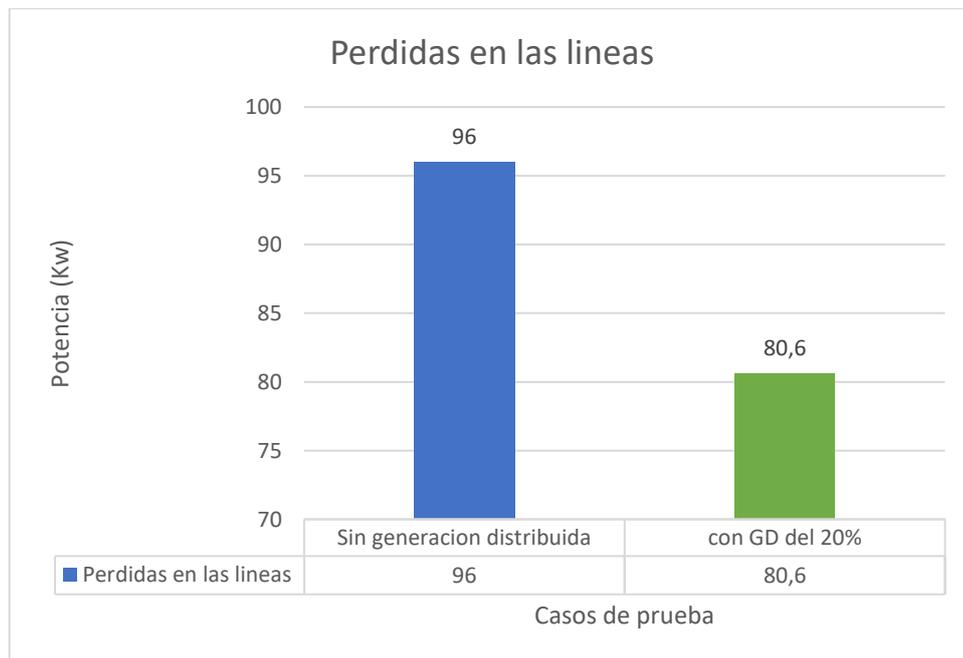


Figura 5.11. Resumen de pérdidas en líneas con 20% de generación distribuida.

#### 5.1.4. Resultados de la simulación para el caso con 30% generación distribuida.

Para este caso se procede a simular el sistema el cual se modifica para el ingresar de generación distribuida en un 30% del total de usuarios que están repartidos en los nodos de carga así obteniendo un total de 111 usuarios en nuestro tercer caso.

$$P_{GD} = \#de\ usuarios\ totales \times 30\% \quad (5.5)$$

$$P_{GD} = 351 * 30\% = 105.3 \quad (5.6)$$

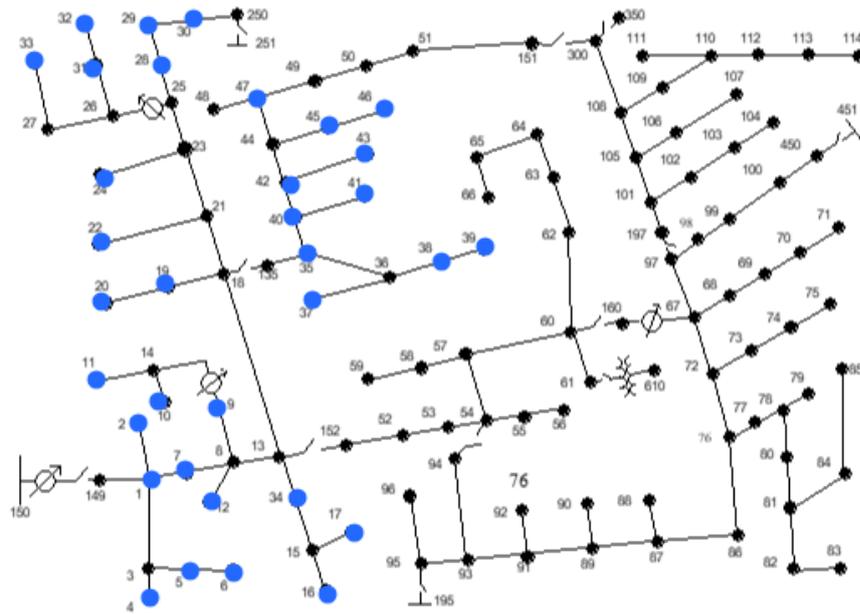


Figura 5.12. Instalación del 30% de generación distribuida.

En la figura 5.10. se muestra cómo se afectó el sistema al inyectar un 30% de energía eléctrica a través de nuestro sistema de generación distribuida así viendo que las líneas han cambiado de grosor y mostrando que han sufrido cambios en las pérdidas.

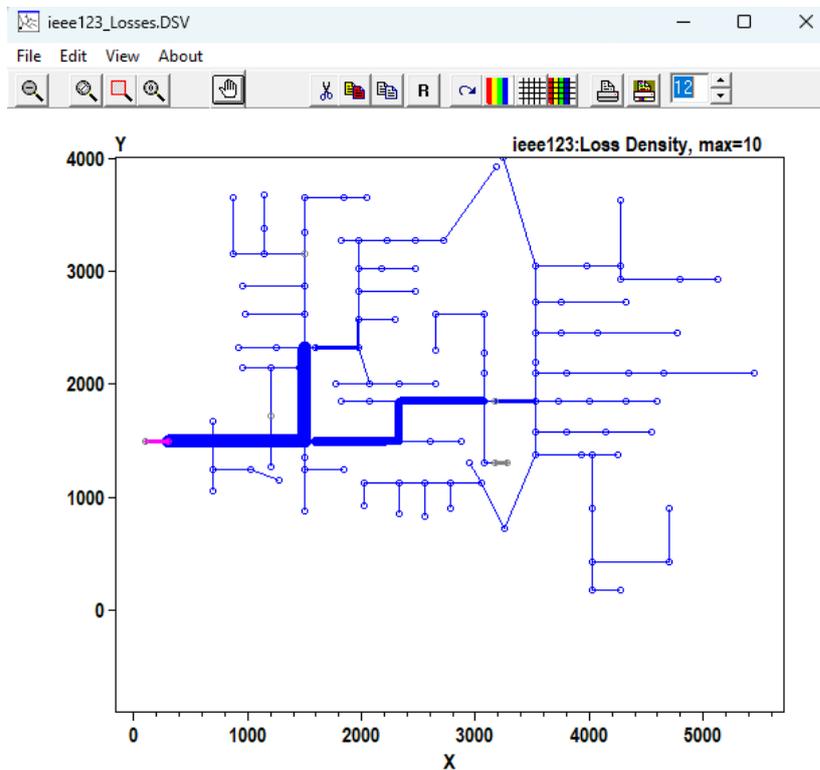


Figura 5.13. Pérdidas en el sistema con un 30% de generación distribuida.

En la figura 5.13 se observa los resultados de las pérdidas en las líneas del sistema, sin generación distribuida y con un 30% de generación distribuida así demostrando que existe un crecimiento considerable de pérdidas esto quiere decir que nuestro sistema funciona no funciona correctamente.

Tabla 5.4. Resumen de pérdidas con 30% de generación distribuida

	Perdidas en las líneas
Sin generación distribuida	96 (kW)
con generación distribuida del 50%	80.6 (kW)

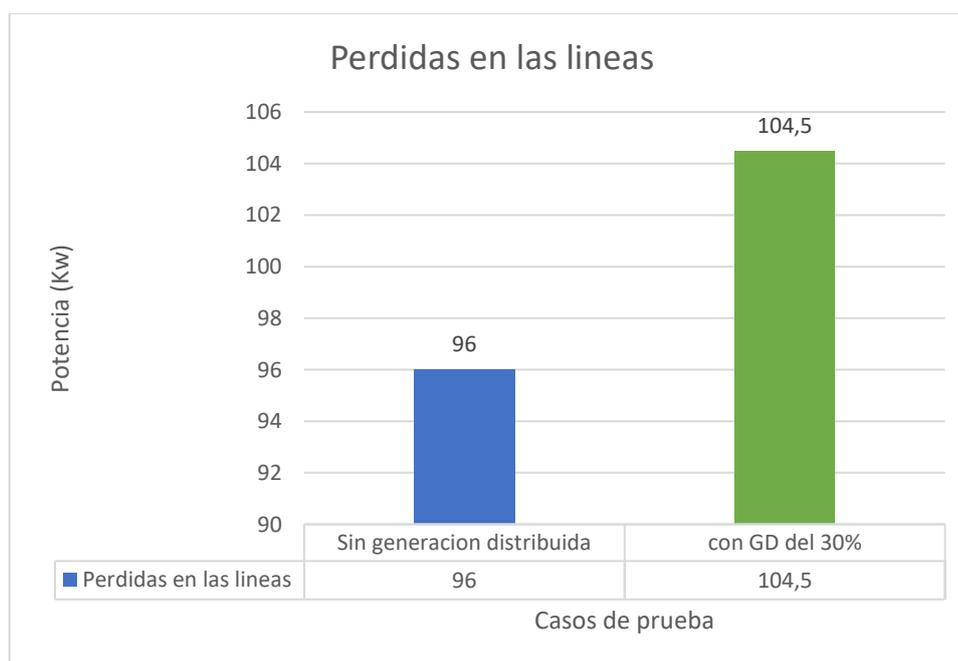


Figura 5.14. Resumen de pérdidas en líneas con 30% de generación distribuida.

Al ingresar una 30% de nuestra generación distribuida las pérdidas empiezan a aumentar por lo que no sería recomendable implementar ya que estas empiezan a afectar a nuestro sistema generando inconvenientes más allá de un 20%

## 5.2. Resumen de resultados.

En la figura 5.11 se observa los resultados de las pérdidas en las líneas del sistema en nuestros casos puestos a prueba así demostrando que existe una disminución considerable de pérdidas dependiendo la cantidad de inyección de generación distribuida, esto quiere decir que nuestro sistema funciona correctamente. Estos resultados muestran que la generación con energías renovables no convencionales nos permite mejorar la distribución de energía eléctrica en la red.

Tabla 5.4. Resumen de resultados.

	Perdidas en las líneas
Sin generación distribuida	96 (kW)
con GD del 10%	86.1 (kW)
con GD del 20%	80.6 (kW)
Con GD del 30%	104.5 (kW)

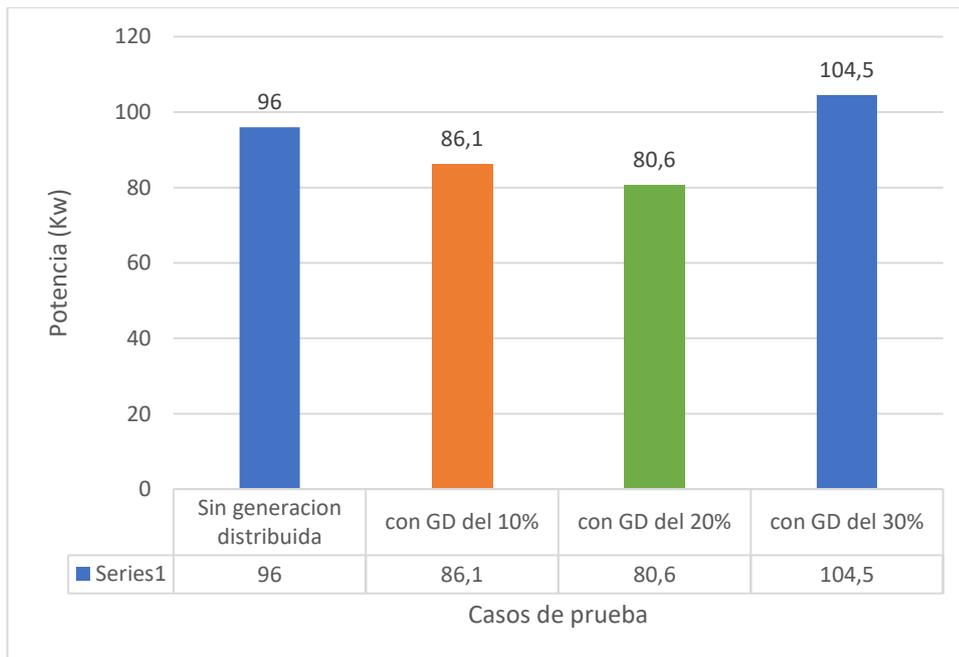


Figura 5.11. Resumen de pérdidas.

Al comparar los resultados de la simulación de la red de distribución del modelo IEEE de 123 nodos en el software OPEN DSS, tenemos resultados que benefician al sistema pues al ingresar generación distribuida se reduce las pérdidas, al ingresar el 25% de generación distribuida se obtiene una disminución del 40,93% de pérdidas y al ingresar un 50% de generación distribuida obtenemos una disminución de 60,22% de pérdidas.

## 6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 6.1. CONCLUSIONES

En varios trabajos de investigación con respecto a la generación distribuida se presentan mejoras en las pérdidas como lo es en la investigación de Delgado, O. De los resultados para el sistema IEEE 9 nodos, se puede señalar que, bajo un crecimiento de la demanda del 5% y sin incorporación de GD, el parque generador existente puede abastecer la demanda despachándose 368.49 MW. Al comparar estos resultados con los que se obtienen cuando se incorpora la GD, se observa se evita despachar generación ineficiente, asignado un GD en el nodo 5 de 38.45 MW en el trabajo de Ron, M. indica que el aporte de 284.29 kW en promedio del generador eólico en demanda mínima, conllevó a una reducción de la entrega de potencia activa de la red se reduce en promedio un 65% con respecto a la entrega sin GD. De forma similar, el aporte en promedio de 344.85 kW del aerogenerador en demanda máxima produjo una reducción en promedio a un valor del 21% con respecto a la entrega sin GD

Para nuestro modelado del sistema eléctrico de distribución, se desarrolló la obtención de datos con la que se puede realizar los cálculos pertinentes como la obtención de energía que nos proporciona un panel la cual fue de 1.23 kWh. de igual manera se pudo obtener la energía que produce un generador eólico la cual fue de 69.33 w estos datos fueron la base para la implementación de nuestra generación distribuida.

Al implementar nuestro sistema con generación distribuida nos dimos cuenta de varios aspectos como lo fue nuestro caso de implementación del 10% del total de usuarios en la cual se pudo observar una disminución del 10.31% del total de las pérdidas para nuestro segundo caso se pudo observar que se disminuyó un 16.04% del total y en nuestro último caso al inyectar un 30% nuestras pérdidas se aumentaron en un 8.8%.

## 6.2. RECOMENDACIONES

El software OpenDss continúa desarrollándose para respaldar a las distintas aplicaciones que están ligadas al estudio de redes inteligentes las cuales se encuentran desarrollándose e innovándose. Por este motivo se recomienda investigar constante mente las nuevas actualizaciones del software.

Para realizar la evaluación del comportamiento del sistema eléctrico de distribución existen diferentes softwares con los cuales se puede realizar una interfaz con OpenDss que nos ayudara a realizar una mejor comparación de resultados

Realizar un estudio con la inclusión de otro tipo de generación distribuida convencional y no convencional, el cual enliste las diferencias de condiciones de operación todo esto aplicando modelos de optimización.

## 7. BIBLIOGRAFÍA

- [1] C. Ponce Corral *et al.*, “300 Integración de energías renovables en redes de distribución.”
- [2] “1625-Artículo-5018-1-10-20190204”.
- [3] J. P. Muñoz-Vizhñay, M. V. Rojas-Moncayo, and C. R. Barreto-Calle, “Incentivo a la generación distribuida en el Ecuador,” *Ingenius*, no. 19, pp. 60–68, Jan. 2018, doi: 10.17163/ings.n19.2018.06.
- [4] W. Paul Arévalo Cordero, F. Francisco Jurado Melguizo, and F. Juan Carlos Lata García, “OPTIMIZACIÓN EN DIMENSIONAMIENTO Y CONTROL ENERGÉTICO DE SISTEMAS HÍBRIDOS DE ENERGÍAS RENOVABLES EN ECUADOR Los directores de la Tesis.”
- [5] P. De Investigación, “UNIVERSIDAD TÉCNICA ESTATAL DE QUEVEDO FACULTAD CIENCIAS DE LA INGENIERÍA CARRERA INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD.”
- [6] “CD 11926”.
- [7] J. Cesar Ramírez Acero, “Desarrollo de una aplicación en el software Open DSS orientada a la simulación de un sistema de distribución en diferentes escenarios de operación.” [Online]. Available: [https://ciencia.lasalle.edu.co/ing\\_electrica](https://ciencia.lasalle.edu.co/ing_electrica)
- [8] “Modelado”.
- [9] P. De Investigación, P. Mena, and C. Adrian, “UNIVERSIDAD TÉCNICA ESTATAL DE QUEVEDO FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA.”
- [10] “MEJORA DEL PERFIL DEL VOLTAJE EN MICRORREDES USANDO GENERACIÓN DISTRIBUIDA MEDIANTE EL SOFTWARE OPEN DSS.”
- [11] C. D. Vera Silva and A. R. Marulanda Guerra, “OPENDSS aplicado al modelamiento y simulación dinámica de microrredes,” *Visión electrónica*, vol. 12, no. 2, pp. 149–161, Oct. 2018, doi: 10.14483/22484728.13994.
- [12] “IME\_2107”.
- [13] M. Alejandro and W. Fernando, “UNIVERSIDAD TÉCNICA PARTICULAR DE LOJA ÁREA TECNICA.”
- [14] “0749552\_00000\_0000”.
- [15] “UNIVERSIDAD DE JAÉN Facultad de Ciencias Experimentales.”
- [16] M. Vicent and G. González, “INTEGRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES.”

- [17] J. P. Muñoz-Vizhñay, M. V. Rojas-Moncayo, and C. R. Barreto-Calle, “Incentivo a la generación distribuida en el Ecuador,” *Ingenius*, no. 19, pp. 60–68, Jan. 2018, doi: 10.17163/ings.n19.2018.06.
- [18] “Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia.” [Online]. Available: <http://www1.upme.gov.co/sgic/>
- [19] “TFG\_MARIA\_JESUS\_DEL\_VALLE\_PALACIOS”.
- [20] M. Vicent and G. González, “INTEGRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES.”
- [21] “IME\_2107”.
- [22] M. Pochacker, A. Sobe, and W. Elmenreich, “Simulating the smart grid,” in *2013 IEEE Grenoble Conference PowerTech, POWERTECH 2013*, 2013. doi: 10.1109/PTC.2013.6652259.
- [23] “905684 es-ES”.
- [24] “Codificacion-Regulacion-No.-ARCONEL-003-18”.

## 8. ANEXOS

Anexo A. Simulación del sistema en el software OpenDss con 10% de generación distribuida.

Clear

Compile (IEEE123Master.dss)

```
//////////Configuración para generador fotovoltaico.//////////
```

```
//La curva P-T representa Pmpp por unidad frente a la temperatura.//
```

```
//En este caso simple es un Pmpp por cada 25 grados.//
```

```
New XYCurve.MyPvsT npts=4 xarray=[0 25 75 100] yarray=[1.2 1.0 0.8 0.6]
```

```
//La curva de eficiencia representa unidad de eficiencia por unidad de potencia.//
```

```
New XYcurve.MyEff npts=24 xarray=[.1 .2 .4 1.0] yarray=[.86 .9 .93 .97]
```

```
//Curva por unidad de irradiancia
```

```
// Curva de irradiacion de a año
```

```
New Loadshape.MyIrrad npts=365 interval=10
```

```
~ mult=(File=globhor.csv)
```

```
// Curva de temperatura de 7 dias
```

```
New Tshape.Mytemp npts=365 interval=10
```

```
~ temp=(File=tempab.csv)
```

```
solve
```

```
plot tshape Object=Mytemp
```

```
plot loadshape Object=MyIrrad
```

```
////////// GD_1//////////
```

```
//Definicion del panel solar (PV)
```

```
New PVSystem.pvstem1 phases=1 bus1=1 kV=2.4 kVA=120 irrads=0.8 Pmpp=500 temperature=25 PF=1
```

```
~ effcurve=MyeffP-tCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=MyTemp
```

```
////////// GD_2//////////
```

```
//Definicion del panel solar (PV)
```

```
New PVSystem.pvstem2 phases=1 bus1=2 kV=2.4 kVA=120 irrads=0.8 Pmpp=500 temperature=25 PF=1
```

```
~ effcurve=MyeffP-tCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=MyTemp
```

```
////////// GD_3//////////
```

```
//Definicion del panel solar (PV)
```

```
New PVSystem.pvstem3 phases=1 bus1=4 kV=2.4 kVA=120 irrads=0.8 Pmpp=500 temperature=25 PF=1
```

```
~ effcurve=MyeffP-tCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=MyTemp
```

```
////////// GD_4//////////
```

```
//Definicion del panel solar (PV)
```

```
New PVSystem.pvstem4 phases=1 bus1=5 kV=2.4 kVA=120 irrads=0.8 Pmpp=500 temperature=25 PF=1
```

```
~ effcurve=MyeffP-tCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=MyTemp
```

```
////////// GD_5//////////
```

```
//Definicion del panel solar (PV)
```

```
New PVSystem.pvstem5 phases=1 bus1=6 kV=2.4 kVA=120 irrads=0.8 Pmpp=500 temperature=25 PF=1
```

```
~ effcurve=MyeffP-tCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=MyTemp
```

```
////////// GD_6//////////
```

```
//Definicion del panel solar (PV)
```

```
New PVSystem.pvstem6 phases=1 bus1=7 kV=2.4 kVA=120 irrads=0.8 Pmpp=500 temperature=25 PF=1
```

```
~ effcurve=MyeffP-tCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=MyTemp
```

```
////////// GD_7//////////
```

```
//Definicion del panel solar (PV)
```

```
New PVSystem.pvstem7 phases=1 bus1=9 kV=2.4 kVA=120 irrads=0.8 Pmpp=500 temperature=25 PF=1
```

```
~ effcurve=MyeffP-tCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=MyTemp
```

```
////////// GD_8//////////
```

```
//Definicion del panel solar (PV)
```

```
New PVSystem.pvstem8 phases=1 bus1=10 kV=2.4 kVA=120 irrads=0.8 Pmpp=500 temperature=25 PF=1
```

```
~ effcurve=MyeffP-tCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=MyTemp
```

////////// GD\_9//////////

//Definicion del panel solar (PV)  
New PVSystem.pvstem9 phases=1 bus1=11 kV=2.4 kVA=120 irrads=0.8 Pmpp=500 temperature=25 PF=1  
~ effcurve=MyeffP-tCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

////////// GD\_10//////////

//Definicion del panel solar (PV)  
New PVSystem.pvstem10 phases=1 bus1=12 kV=2.4 kVA=120 irrads=0.8 Pmpp=500 temperature=25 PF=1  
~ effcurve=MyeffP-tCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

////////// GD\_11//////////

//Definicion del panel solar (PV)  
New PVSystem.pvstem11 phases=1 bus1=16 kV=2.4 kVA=120 irrads=0.8 Pmpp=500 temperature=25 PF=1  
~ effcurve=MyeffP-tCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

////////// GD\_12//////////

//Definicion del panel solar (PV)  
New PVSystem.pvstem12 phases=1 bus1=17 kV=2.4 kVA=120 irrads=0.8 Pmpp=500 temperature=25 PF=1  
~ effcurve=MyeffP-tCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

! 'Compile' differs from "redirect" in that it changes the default directory  
! to the one in which the referenced file is located.  
! 'Redirect' returns to the directory from which it was invoked.

! After compiling, the next series of script commands modify to the regulator control definitions to  
! limit the maximum tap change to 1 per solution control iteration. In most cases, this will  
! allow the standard DSS solution algorithm to better represent an actual control.  
! Note the time delay is also changed. This forces the regulator at the head of the feeder to move first.

RegControl.creg1a.maxtapchange=1 Delay=15 !Allow only one tap change per solution. This one moves first  
RegControl.creg2a.maxtapchange=1 Delay=30 !Allow only one tap change per solution  
RegControl.creg3a.maxtapchange=1 Delay=30 !Allow only one tap change per solution  
RegControl.creg4a.maxtapchange=1 Delay=30 !Allow only one tap change per solution  
RegControl.creg3c.maxtapchange=1 Delay=30 !Allow only one tap change per solution  
RegControl.creg4b.maxtapchange=1 Delay=30 !Allow only one tap change per solution  
RegControl.creg4c.maxtapchange=1 Delay=30 !Allow only one tap change per solution

! The default maximum control iterations is 10. With so many regulators each moving only one tap at a time,  
! this is insufficient for the 123-bus test case, which will need 15 control iterations for the initial solution.  
! Therefore, the 'MaxControlIter' option is set to 30 to be safe.

Set MaxControlIter=30

! Solve executes the solution for the present solution mode, which is "snapshot".

New EnergyMeter.Feeder Line.L115 1

solve  
Buscoords Buscoords.dat ! load in bus coordinates

! Show some selected results

Plot Profile  
plot profile phases=all

Show Voltage LN Nodes ! this shows the voltages by node, Line-to-Neutral voltage.  
Show Currents Elements ! this produces a report of the currents, element-by-element.  
Show Powers kva Elements ! This produces a report of the powers, in kVA, element-by-element  
Show taps ! shows the present regulator taps

Redirect CircuitplottingScripts.DSS

solve

## Anexo B. Simulación del sistema en el software OpenDss con 20% de generación distribuida.

```
Clear
Compile (IEEE123Master.dss)

//////////Configuración para generador fotovoltaico.//////////
//La curva P-T representa Pmpp por unidad frente a la temperatura.//
//En este caso simple es un Pmpp por cada 25 grados.//
New XYCurve.MyPvsT npts=4 xarray=[0 25 75 100] yarray=[1.2 1.0 0.8 0.6]
//La curva de eficiencia representa unidad de eficiencia por unidad de potencia.//
New XYcurve.MyEff npts=24 xarray=[.1 .2 .4 1.0] yarray=[.86 .9 .93 .97]
//Curva por unidad de irradiancia

// Curva de irradiacion de a año
New Loadshape.MyIrrad npts=365 interval=10
~ mult=(File=globhor.csv)
// Curva de temperatura de 7 dias
New Tshape.Mytemp npts=365 interval=10
~ temp=(File=tempab.csv)
solve
plot tshape Object=Mytemp
plot loadshape Object=MyIrrad

////////// GD_1//////////

//Definicion del panel solar (PV)
New PVSystem.pvstem1 phases=1 bus1=1 kV=2.4 kVA=120 irrads=0.8 Pmpp=500 temperature=25 PF=1
~ effcurve=MyeffP-tCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

////////// GD_2//////////

//Definicion del panel solar (PV)
New PVSystem.pvstem2 phases=1 bus1=2 kV=2.4 kVA=120 irrads=0.8 Pmpp=500 temperature=25 PF=1
~ effcurve=MyeffP-tCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

////////// GD_3//////////

//Definicion del panel solar (PV)
New PVSystem.pvstem3 phases=1 bus1=4 kV=2.4 kVA=120 irrads=0.8 Pmpp=500 temperature=25 PF=1
~ effcurve=MyeffP-tCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

////////// GD_4//////////

//Definicion del panel solar (PV)
New PVSystem.pvstem4 phases=1 bus1=5 kV=2.4 kVA=120 irrads=0.8 Pmpp=500 temperature=25 PF=1
~ effcurve=MyeffP-tCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

////////// GD_5//////////

//Definicion del panel solar (PV)
New PVSystem.pvstem5 phases=1 bus1=6 kV=2.4 kVA=120 irrads=0.8 Pmpp=500 temperature=25 PF=1
~ effcurve=MyeffP-tCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

////////// GD_6//////////

//Definicion del panel solar (PV)
New PVSystem.pvstem6 phases=1 bus1=7 kV=2.4 kVA=120 irrads=0.8 Pmpp=500 temperature=25 PF=1
~ effcurve=MyeffP-tCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

////////// GD_7//////////

//Definicion del panel solar (PV)
New PVSystem.pvstem7 phases=1 bus1=9 kV=2.4 kVA=120 irrads=0.8 Pmpp=500 temperature=25 PF=1
~ effcurve=MyeffP-tCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

////////// GD_8//////////

//Definicion del panel solar (PV)
New PVSystem.pvstem8 phases=1 bus1=10 kV=2.4 kVA=120 irrads=0.8 Pmpp=500 temperature=25 PF=1
~ effcurve=MyeffP-tCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

////////// GD_9//////////
```

//Definicion del panel solar (PV)  
New PVSystem.pvstem9 phases=1 bus1=11 kV=2.4 kVA=120 irrada=0.8 Pmpp=500 temperature=25 PF=1  
~ effcurve=MyeffP-tCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

////////// GD\_10//////////

//Definicion del panel solar (PV)  
New PVSystem.pvstem10 phases=1 bus1=12 kV=2.4 kVA=120 irrada=0.8 Pmpp=500 temperature=25 PF=1  
~ effcurve=MyeffP-tCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

////////// GD\_11//////////

//Definicion del panel solar (PV)  
New PVSystem.pvstem11 phases=1 bus1=16 kV=2.4 kVA=120 irrada=0.8 Pmpp=500 temperature=25 PF=1  
~ effcurve=MyeffP-tCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

////////// GD\_12//////////

//Definicion del panel solar (PV)  
New PVSystem.pvstem12 phases=1 bus1=17 kV=2.4 kVA=120 irrada=0.8 Pmpp=500 temperature=25 PF=1  
~ effcurve=MyeffP-tCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

////////// GD\_13//////////

//Definicion del panel solar (PV)  
New PVSystem.pvstem13 phases=1 bus1=19 kV=2.4 kVA=120 irrada=0.8 Pmpp=500 temperature=25 PF=1  
~ effcurve=MyeffP-tCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

////////// GD\_14//////////

//Definicion del panel solar (PV)  
New PVSystem.pvstem14 phases=1 bus1=20 kV=2.4 kVA=120 irrada=0.8 Pmpp=500 temperature=25 PF=1  
~ effcurve=MyeffP-tCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

////////// GD\_15//////////

//Definicion del panel solar (PV)  
New PVSystem.pvstem15 phases=1 bus1=22 kV=2.4 kVA=120 irrada=0.8 Pmpp=500 temperature=25 PF=1  
~ effcurve=MyeffP-tCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

////////// GD\_16//////////

//Definicion del panel solar (PV)  
New PVSystem.pvstem16 phases=1 bus1=24 kV=2.4 kVA=120 irrada=0.8 Pmpp=500 temperature=25 PF=1  
~ effcurve=MyeffP-tCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

////////// GD\_17//////////

//Definicion del panel solar (PV)  
New PVSystem.pvstem17 phases=1 bus1=28 kV=2.4 kVA=120 irrada=0.8 Pmpp=500 temperature=25 PF=1  
~ effcurve=MyeffP-tCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

////////// GD\_18//////////

//Definicion del panel solar (PV)  
New PVSystem.pvstem18 phases=1 bus1=29 kV=2.4 kVA=120 irrada=0.8 Pmpp=500 temperature=25 PF=1  
~ effcurve=MyeffP-tCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

////////// GD\_19//////////

//Definicion del panel solar (PV)  
New PVSystem.pvstem19 phases=1 bus1=30 kV=2.4 kVA=120 irrada=0.8 Pmpp=500 temperature=25 PF=1  
~ effcurve=MyeffP-tCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

////////// GD\_20//////////

//Definicion del panel solar (PV)  
New PVSystem.pvstem20 phases=1 bus1=31 kV=2.4 kVA=120 irrada=0.8 Pmpp=500 temperature=25 PF=1  
~ effcurve=MyeffP-tCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

////////// GD\_21//////////

//Definicion del panel solar (PV)  
New PVSystem.pvstem21 phases=1 bus1=32 kV=2.4 kVA=120 irrada=0.8 Pmpp=500 temperature=25 PF=1  
~ effcurve=MyeffP-tCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

////////// GD\_22//////////

```
//Definicion del panel solar (PV)
New PVSystem.pvstem22 phases=1 bus1=33 kV=2.4 kVA=120 irrads=0.8 Pmpp=500 temperature=25 PF=1
~ effcurve=MyeffP-tCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=MyTemp
```

```
! 'Compile' differs from "redirect" in that it changes the default directory
! to the one in which the referenced file is located.
! 'Redirect' returns to the directory from which it was invoked.
```

```
! After compiling, the next series of script commands modify to the regulator control definitions to
! limit the maximum tap change to 1 per solution control iteration. In most cases, this will
! allow the standard DSS solution algorithm to better represent an actual control.
! Note the time delay is also changed. This forces the regulator at the head of the feeder to move first.
```

```
RegControl.creg1a.maxtapchange=1 Delay=15 !Allow only one tap change per solution. This one moves first
RegControl.creg2a.maxtapchange=1 Delay=30 !Allow only one tap change per solution
RegControl.creg3a.maxtapchange=1 Delay=30 !Allow only one tap change per solution
RegControl.creg4a.maxtapchange=1 Delay=30 !Allow only one tap change per solution
RegControl.creg3c.maxtapchange=1 Delay=30 !Allow only one tap change per solution
RegControl.creg4b.maxtapchange=1 Delay=30 !Allow only one tap change per solution
RegControl.creg4c.maxtapchange=1 Delay=30 !Allow only one tap change per solution
```

```
! The default maximum control iterations is 10. With so many regulators each moving only one tap at a time,
! this is insufficient for the 123-bus test case, which will need 15 control iterations for the initial solution.
! Therefore, the 'MaxControllter' option is set to 30 to be safe.
```

```
Set MaxControllter=30
```

```
! Solve executes the solution for the present solution mode, which is "snapshot".
```

```
New EnergyMeter.Feeder Line.L115 1
```

```
solve
Buscoords Buscoords.dat ! load in bus coordinates
```

```
! Show some selected results
```

```
Plot Profile
plot profile phases=all
```

```
Show Voltage LN Nodes ! this shows the voltages by node, Line-to-Neutral voltage.
Show Currents Elements ! this produces a report of the currents, element-by-element.
Show Powers kva Elements ! This produces a report of the powers, in kVA, element-by-element
Show taps ! shows the present regulator taps
```

```
Redirect CircuitplottingScripts.DSS
```

```
solve
```

Anexo c. Simulación del sistema en el software OpenDss con 30% de generación distribuida.

```
Clear
Compile (IEEE123Master.dss)
```

```
//////////Configuración para generador fotovoltaico.//////////
//La curva P-T representa Pmpp por unidad frente a la temperatura.//
//En este caso simple es un Pmpp por cada 25 grados.//
New XYCurve.MyPvsT npts=4 xarray=[0 25 75 100] yarray=[1.2 1.0 0.8 0.6]
//La curva de eficiencia representa unidad de eficiencia por unidad de potencia.//
New XYcurve.MyEff npts=24 xarray=[.1 .2 .4 1.0] yarray=[.86 .9 .93 .97]
//Curva por unidad de irradiancia
```

```
// Curva de irradiacion de a año
New Loadshape.MyIrrad npts=365 interval=10
~ mult=(File=globhor.csv)
// Curva de temperatura de 7 dias
New Tshape.Mytemp npts=365 interval=10
~ temp=(File=tempab.csv)
solve
plot tshape Object=Mytemp
plot loadshape Object=MyIrrad
```

```
////////// GD_1//////////
```

```
//Definicion del panel solar (PV)
New PVSystem.pvstem1 phases=1 bus1=1 kV=2.4 kVA=120 irrads=0.8 Pmpp=500 temperature=25 PF=1
~ effcurve=MyeffP-tCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=MyTemp
```

////////// GD\_2//////////

```
//Definicion del panel solar (PV)
New PVSystem.pvstem2 phases=1 bus1=2 kV=2.4 kVA=120 irrads=0.8 Pmpp=500 temperature=25 PF=1
~ effcurve=MyeffP-tCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=MyTemp
```

////////// GD\_3//////////

```
//Definicion del panel solar (PV)
New PVSystem.pvstem3 phases=1 bus1=4 kV=2.4 kVA=120 irrads=0.8 Pmpp=500 temperature=25 PF=1
~ effcurve=MyeffP-tCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=MyTemp
```

////////// GD\_4//////////

```
//Definicion del panel solar (PV)
New PVSystem.pvstem4 phases=1 bus1=5 kV=2.4 kVA=120 irrads=0.8 Pmpp=500 temperature=25 PF=1
~ effcurve=MyeffP-tCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=MyTemp
```

////////// GD\_5//////////

```
//Definicion del panel solar (PV)
New PVSystem.pvstem5 phases=1 bus1=6 kV=2.4 kVA=120 irrads=0.8 Pmpp=500 temperature=25 PF=1
~ effcurve=MyeffP-tCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=MyTemp
```

////////// GD\_6//////////

```
//Definicion del panel solar (PV)
New PVSystem.pvstem6 phases=1 bus1=7 kV=2.4 kVA=120 irrads=0.8 Pmpp=500 temperature=25 PF=1
~ effcurve=MyeffP-tCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=MyTemp
```

////////// GD\_7//////////

```
//Definicion del panel solar (PV)
New PVSystem.pvstem7 phases=1 bus1=9 kV=2.4 kVA=120 irrads=0.8 Pmpp=500 temperature=25 PF=1
~ effcurve=MyeffP-tCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=MyTemp
```

////////// GD\_8//////////

```
//Definicion del panel solar (PV)
New PVSystem.pvstem8 phases=1 bus1=10 kV=2.4 kVA=120 irrads=0.8 Pmpp=500 temperature=25 PF=1
~ effcurve=MyeffP-tCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=MyTemp
```

////////// GD\_9//////////

```
//Definicion del panel solar (PV)
New PVSystem.pvstem9 phases=1 bus1=11 kV=2.4 kVA=120 irrads=0.8 Pmpp=500 temperature=25 PF=1
~ effcurve=MyeffP-tCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=MyTemp
```

////////// GD\_10//////////

```
//Definicion del panel solar (PV)
New PVSystem.pvstem10 phases=1 bus1=12 kV=2.4 kVA=120 irrads=0.8 Pmpp=500 temperature=25 PF=1
~ effcurve=MyeffP-tCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=MyTemp
```

////////// GD\_11//////////

```
//Definicion del panel solar (PV)
New PVSystem.pvstem11 phases=1 bus1=16 kV=2.4 kVA=120 irrads=0.8 Pmpp=500 temperature=25 PF=1
~ effcurve=MyeffP-tCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=MyTemp
```

////////// GD\_12//////////

```
//Definicion del panel solar (PV)
New PVSystem.pvstem12 phases=1 bus1=17 kV=2.4 kVA=120 irrads=0.8 Pmpp=500 temperature=25 PF=1
~ effcurve=MyeffP-tCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=MyTemp
```

////////// GD\_13//////////

```
//Definicion del panel solar (PV)
New PVSystem.pvstem13 phases=1 bus1=19 kV=2.4 kVA=120 irrads=0.8 Pmpp=500 temperature=25 PF=1
~ effcurve=MyeffP-tCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=MyTemp
```

////////// GD\_14//////////

//Definicion del panel solar (PV)  
New PVSystem.pvstem14 phases=1 bus1=20 kV=2.4 kVA=120 irrads=0.8 Pmpp=500 temperature=25 PF=1  
~ effcurve=MyeffP-tCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

////////// GD\_15//////////

//Definicion del panel solar (PV)  
New PVSystem.pvstem15 phases=1 bus1=22 kV=2.4 kVA=120 irrads=0.8 Pmpp=500 temperature=25 PF=1  
~ effcurve=MyeffP-tCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

////////// GD\_16//////////

//Definicion del panel solar (PV)  
New PVSystem.pvstem16 phases=1 bus1=24 kV=2.4 kVA=120 irrads=0.8 Pmpp=500 temperature=25 PF=1  
~ effcurve=MyeffP-tCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

////////// GD\_17//////////

//Definicion del panel solar (PV)  
New PVSystem.pvstem17 phases=1 bus1=28 kV=2.4 kVA=120 irrads=0.8 Pmpp=500 temperature=25 PF=1  
~ effcurve=MyeffP-tCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

////////// GD\_18//////////

//Definicion del panel solar (PV)  
New PVSystem.pvstem18 phases=1 bus1=29 kV=2.4 kVA=120 irrads=0.8 Pmpp=500 temperature=25 PF=1  
~ effcurve=MyeffP-tCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

////////// GD\_19//////////

//Definicion del panel solar (PV)  
New PVSystem.pvstem19 phases=1 bus1=30 kV=2.4 kVA=120 irrads=0.8 Pmpp=500 temperature=25 PF=1  
~ effcurve=MyeffP-tCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

////////// GD\_20//////////

//Definicion del panel solar (PV)  
New PVSystem.pvstem20 phases=1 bus1=31 kV=2.4 kVA=120 irrads=0.8 Pmpp=500 temperature=25 PF=1  
~ effcurve=MyeffP-tCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

////////// GD\_21//////////

//Definicion del panel solar (PV)  
New PVSystem.pvstem21 phases=1 bus1=32 kV=2.4 kVA=120 irrads=0.8 Pmpp=500 temperature=25 PF=1  
~ effcurve=MyeffP-tCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

////////// GD\_22//////////

//Definicion del panel solar (PV)  
New PVSystem.pvstem22 phases=1 bus1=33 kV=2.4 kVA=120 irrads=0.8 Pmpp=500 temperature=25 PF=1  
~ effcurve=MyeffP-tCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

////////// GD\_23//////////

//Definicion del panel solar (PV)  
New PVSystem.pvstem23 phases=1 bus1=34 kV=2.4 kVA=120 irrads=0.8 Pmpp=500 temperature=25 PF=1  
~ effcurve=MyeffP-tCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

////////// GD\_24//////////

//Definicion del panel solar (PV)  
New PVSystem.pvstem24 phases=1 bus1=35 kV=2.4 kVA=120 irrads=0.8 Pmpp=500 temperature=25 PF=1  
~ effcurve=MyeffP-tCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

////////// GD\_25//////////

//Definicion del panel solar (PV)  
New PVSystem.pvstem25 phases=1 bus1=37 kV=2.4 kVA=120 irrads=0.8 Pmpp=500 temperature=25 PF=1  
~ effcurve=MyeffP-tCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

////////// GD\_26//////////

//Definicion del panel solar (PV)  
New PVSystem.pvstem26 phases=1 bus1=38 kV=2.4 kVA=120 irrads=0.8 Pmpp=500 temperature=25 PF=1

~ effcurve=MyeffP-tCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

////////// GD\_27//////////

//Definicion del panel solar (PV)

New PVSystem.pvstem27 phases=1 bus1=39 kV=2.4 kVA=120 irrads=0.8 Pmpp=500 temperature=25 PF=1  
~ effcurve=MyeffP-tCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

////////// GD\_28//////////

//Definicion del panel solar (PV)

New PVSystem.pvstem28 phases=1 bus1=41 kV=2.4 kVA=120 irrads=0.8 Pmpp=500 temperature=25 PF=1  
~ effcurve=MyeffP-tCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

////////// GD\_29//////////

//Definicion del panel solar (PV)

New PVSystem.pvstem29 phases=1 bus1=42 kV=2.4 kVA=120 irrads=0.8 Pmpp=500 temperature=25 PF=1  
~ effcurve=MyeffP-tCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

////////// GD\_30//////////

//Definicion del panel solar (PV)

New PVSystem.pvstem30 phases=1 bus1=43 kV=2.4 kVA=120 irrads=0.8 Pmpp=500 temperature=25 PF=1  
~ effcurve=MyeffP-tCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

////////// GD\_31//////////

//Definicion del panel solar (PV)

New PVSystem.pvstem31 phases=1 bus1=45 kV=2.4 kVA=120 irrads=0.8 Pmpp=500 temperature=25 PF=1  
~ effcurve=MyeffP-tCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

////////// GD\_32//////////

//Definicion del panel solar (PV)

New PVSystem.pvstem32 phases=1 bus1=46 kV=2.4 kVA=120 irrads=0.8 Pmpp=500 temperature=25 PF=1  
~ effcurve=MyeffP-tCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

////////// GD\_33//////////

//Definicion del panel solar (PV)

New PVSystem.pvstem33 phases=1 bus1=47 kV=2.4 kVA=120 irrads=0.8 Pmpp=500 temperature=25 PF=1  
~ effcurve=MyeffP-tCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

! 'Compile' differs from "redirect" in that it changes the default directory  
! to the one in which the referenced file is located.  
! 'Redirect' returns to the directory from which it was invoked.

! After compiling, the next series of script commands modify to the regulator control definitions to  
! limit the maximum tap change to 1 per solution control iteration. In most cases, this will  
! allow the standard DSS solution algorithm to better represent an actual control.  
! Note the time delay is also changed. This forces the regulator at the head of the feeder to move first.

RegControl.creg1a.maxtapchange=1 Delay=15 !Allow only one tap change per solution. This one moves first  
RegControl.creg2a.maxtapchange=1 Delay=30 !Allow only one tap change per solution  
RegControl.creg3a.maxtapchange=1 Delay=30 !Allow only one tap change per solution  
RegControl.creg4a.maxtapchange=1 Delay=30 !Allow only one tap change per solution  
RegControl.creg3c.maxtapchange=1 Delay=30 !Allow only one tap change per solution  
RegControl.creg4b.maxtapchange=1 Delay=30 !Allow only one tap change per solution  
RegControl.creg4c.maxtapchange=1 Delay=30 !Allow only one tap change per solution

! The default maximum control iterations is 10. With so many regulators each moving only one tap at a time,  
! this is insufficient for the 123-bus test case, which will need 15 control iterations for the initial solution.  
! Therefore, the 'MaxControlIter' option is set to 30 to be safe.

Set MaxControlIter=30

! Solve executes the solution for the present solution mode, which is "snapshot".

New EnergyMeter.Feeder Line.L115 1

solve

Buscoords Buscoords.dat ! load in bus coordinates

! Show some selected results

Plot Profile

plot profile phases=all

Show Voltage LN Nodes ! this shows the voltages by node, Line-to-Neutral voltage.

Show Currents Elements ! this produces a report of the currents, element-by-element.

Show Powers kva Elements ! This produces a report of the powers, in KVA, element-by-element

Show taps ! shows the present regulator taps

Redirect CircuitplottingScripts.DSS

solve

Anexo B. Ficha técnica del panel solar Victron.

## Paneles policristalinos BlueSolar www.victronenergy.com



BlueSolar policristalino 140W

- El coeficiente de baja tensión-temperatura mejora el funcionamiento a altas temperaturas.
- Rendimiento excepcional con baja luminosidad y alta sensibilidad a la luz en todo el espectro solar.
- Garantía limitada de 25 años en la entrega de potencia y el rendimiento.
- Garantía limitada de 5 años en materiales y mano de obra.
- La caja de conexiones, sellada, hermética y multifuncional, proporciona altos niveles de seguridad.
- Los diodos de derivación de alto rendimiento minimizan las caídas de potencia provocadas por la sombra.
- El sistema avanzado de encapsulación EVA (etileno acetato de vinilo, por sus siglas en inglés) con láminas traseras de triple capa cumple con los requisitos más exigentes para su funcionamiento de alta tensión.
- Un sólido bastidor de aluminio galvanizado permite instalar los módulos sobre el tejado con distintos sistemas estándar de montaje.
- Su vidrio templado de alta transmisión y alta calidad proporciona una dureza y resistencia a los impactos mejorada.
- Modelos precableados de alta capacidad con sistema de conexión rápida y conectores MC4 (PV-ST01).



Conectores MC4

Número de artículo	Descripción	Peso neto	Rendimiento eléctrico bajo STC <sup>(1)</sup>				
			Nominal Power	Tensión máxima	Corriente máxima	Tensión en vacío	Corriente de cortocircuito
			W	V	A	V	A
SPP030201200	20W-12V Poly 480x250x25 mm series 3a	2,2	20	18	1,11	22,5	1,23
SPP030301200	30W-12V Poly 410x4570x25 mm series 3a	3,7	30	18	1,67	22,5	1,85
SPP030401200	40W-12V Poly 450x4570x25 mm series 3a	4,2	40	18	2,22	22,5	2,46
SPP030501200	50W-12V Poly 540x4570x25 mm series 3a	4,3	50	18	2,78	22,2	3,09
SPP030601200	60W-12V Poly 640x4570x25 mm series 3a	6,8	60	18	4,44	21,6	5,06
SPP031001200	100W-12V Poly 1000x4570x25 mm series 3a (2)	8,9	100	18	5,56	21,6	6,32
SPP031001201	100W-12V Poly 1000x4570x25 mm series 3b (2)	8,9	100	18	5,56	21,6	6,32
SPP031401200	140W-12V Poly 1480x4570x25 mm series 3a	12	140	20	7,78	21,6	8,85
SPP032502001	250W-20V Poly 1640x992x40mm series 3b	17	250	30	8,33	36,75	8,94
SPP032902400	290W-24V Poly 1950x992x45 mm series 3a	24	290	36	8,06	44,10	8,56

Módulo	SPP 030201200	SPP 030301200	SPP 030401200	SPP 030501200	SPP 030601200	SPP 031001200	SPP 031001201	SPP 031401200	SPP 032502001	SPP 032902400
Potencia nominal (tolerancia ±2%)	20W	30W	40W	50W	60W	100W	100W	140W	250W	290W
Tipo de célula	Policristalina									
Cantidad de células en serie	36						60		72	
Tensión máxima del sistema (V)	1000V									
Coefficiente de temperatura de PMPP	-0,47/°C		-0,48/°C		-0,48/°C		-0,48/°C		-0,47/°C	
Coefficiente de temperatura de Voc	-0,34/°C		-0,34/°C		-0,34/°C		-0,35/°C		-0,34/°C	
Coefficiente de temperatura de Isc (%)	+0,045/°C		+0,037/°C		+0,037/°C		+0,037/°C		+0,046/°C	
Rango de temperatura	-40°C a +85°C									
Capacidad de carga máxima en su superficie	200kg/m <sup>2</sup>									
Resistencia máxima al impacto	23m/s, 7,53g									
Tipo de caja de conexiones	PV-L140801				PV-M0		PV-L140808		PV-J8002	
Longitud de los cables/conector	Sin cable	Sin cable	Sin cable	Sin cable	900mm / MC4					
Tolerancia de salida	±1-2%									
Bastidor	Aluminio									
Garantía del producto	5 años									
Garantía sobre el rendimiento eléctrico	10 años 90% + 25 años 80% de la entrega de potencia									
Cantidad mínima de unidades por embalaje	1 panel									
Cantidad por palet	150		100		20		10		18	

1) STC: Condiciones de prueba estándar 1000W/m<sup>2</sup> 25°C, AM (masa de aire) 1,5  
2) Aproximación del módulo a la geometría del módulo.



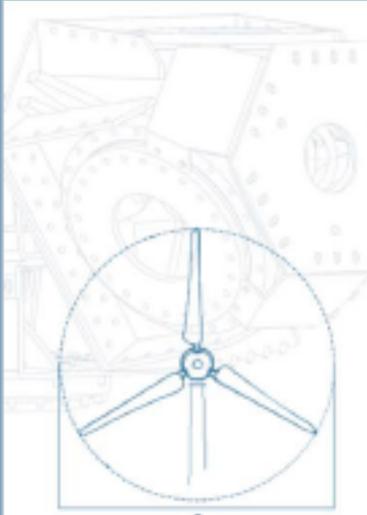
# E200

## FICHA TÉCNICA

Nuestra tecnología patentada es una inteligente adaptación de los principales sistemas que tiene la gran eólica adaptada a potencias de 10 a 60kW. Alta seguridad, máximo control y eficiencia

### CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS, ELÉCTRICAS Y DE FUNCIONAMIENTO

<b>GENERADOR</b>	Potencia	20kW - Max.
	Configuración	3 fases - 500V - transmisión directa
<b>AEROGENERADOR</b>	Configuración	3 palas, eje horizontal sotavento
	Potencia nominal	18kW - IEC 61400
	Aplicaciones	Conexión a red - Micro red
	Velocidad rotación	120rpm
	Inicio de rotación	1,85m/s
	Corte producción	30m/s
	Protección	Ip-65/alta protección ambiental
	Peso	1000kg
<b>ROTOR</b>	Orientación	Orientación aerodinámica
	Diámetro	9,8m
	Área de barrido	75,4m <sup>2</sup>
	Longitud de pala	4,5m
	Material de pala	Fibra de vidrio, resina flex con poliuretano
<b>SISTEMA DE SEGURIDAD DE FRENADO</b>	Tipo de control	Paso variable activo, regul. electrónica y freno
	Paso	Paso variable con control activo Por viento y potencia
	Freno	Freno electromecánico de seguridad
	Control electrónico de:	- Velocidad de viento - Temperatura (opc.) - Voltaje - Fallos en la red - Fallo de sensores
<b>CONTROL DE LA TURBINA</b>	Sistema electrónico	Sistema programable para adaptar la turbina Registro de alarmas
	Software	Software personalizado. Pantalla datos (opc.)
<b>INVERSORES</b>	Inversor	Compatible con los inversores solares de tensión constante a 500V



9,8m



4,5m



2,3m



1000kg      120rpm



Avenida de Ibl, 44 - P.O. 182 C.P. 03420 | Castalla (Alicante), España  
+34 96 558 00 18      info@enair.es

[www.enair.es](http://www.enair.es)