



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI**  
**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS**  
**CARRERA DE ELECTRICIDAD**

**Evaluación de la capacidad de alojamiento de sistemas de generación distribuida para autoabastecimiento del alimentador TOACAZO - PACHOSALAG perteneciente a la subestación de la empresa eléctrica ELEPCO SA.**

**PROYECTO DE INVESTIGACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL  
TÍTULO DE  
INGENIERO ELÉCTRICO**

**AUTORES:**

Jefferson Medardo Chasipanta Velasco  
Erick Joel Pullozasig Tasinchana

**TUTOR:**

ING. Carlos Iván Quinatoa Caiza Msc.

LATACUNGA, MARZO 2026

Latacunga, Marzo 2026

## DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Nosotros, **Chasipanta Velasco Jefferson Medardo y Pullotasig Tasinchana Erick Joel** declaramos ser autores del presente proyecto de titulación: "Evaluación de la capacidad de alojamiento de sistemas de generación distribuida para autoabastecimiento del alimentador TOACAZO-PACHOSALAG perteneciente a la subestación de la empresa eléctrica ELEPCO SA.", siendo el Ing. Carlos Iván Quinatoa Caiza M.Sc. tutor del presente trabajo de titulación; 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 mi exclusiva responsabilidad.



Chasipanta Velasco Jefferson Medardo

C.C.055046815-1



Pullotasig Tasinchana Erick Joel

C.C.050426738-6

Latacunga, Marzo 2026

## **AVAL DEL TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN**

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

**“Evaluación de la capacidad de alojamiento de sistemas de generación distribuida para autoabastecimiento del alimentador TOACAZO-PACHOSALAG perteneciente a la subestación de la empresa eléctrica ELEPCO SA.”**, propuesto por los estudiantes **Chasipanta Velasco Jefferson Medardo** y **Pullotasig Tasinchana Erick Joel**, de la carrera de Electricidad, considero que dicho proyecto de investigación cumple con los requerimientos metodológicos y aportes científico-técnicos suficientes para ser sometidos al tribunal de lectores.



Ing. Carlos Iván Quinatoa Caiza, M.S.c

C.C. 050328786-4

TUTOR

Latacunga, Marzo 2026

### AVAL DE APROBACIÓN DE LECTORES

Cumpliendo con el Reglamento de Titulación de la Universidad Técnica de Cotopaxi, en calidad de Lectores de Tribunal de Proyecto de Investigación con el Título **“Evaluación de la capacidad de alojamiento de sistemas de generación distribuida para autoabastecimiento del alimentador TOACAZO-PACHOSALAG perteneciente a la subestación de la empresa eléctrica ELEPCO SA.”**, propuesto por los estudiantes: **Chasipanta Velasco Jefferson Medardo y Pullotasig Tasinchana Erick Joel** de la carrera de Electricidad, me permito indicar que los estudiantes han concluido todas las observaciones y realizado las correcciones señaladas por el Tribunal de Lectores, por lo cual presentamos el Aval de aprobación del Proyecto de Titulación correspondiente a la modalidad Proyectos de Investigación en virtud de lo cual los postulantes pueden presentarse a la Defensa de su Proyecto de Titulación.

Particular que pongo en su conocimiento para los fines legales pertinentes.

Atentamente,



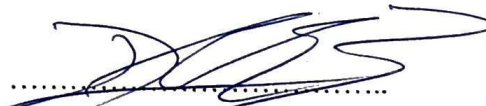
Ing. Mullo Pallo Mauricio Eduardo, Mgtr.

C.C. 0503755183



Ing. Xavier Alfonso Proaño Maldonado, M.S.c

C.C. 0502656424



MBA. Diego Enrique Estupiñán Tello

C.C. 0501656508

## ***AGRADECIMIENTO***

*Al final, lo que importa no es lo que tenemos, sino a quién tenemos.*

Una de las etapas más importantes de mi vida llega a su fin, y al mirar atrás no puedo si no sentir una profunda gratitud con aquellas personas que caminaron conmigo durante este proceso. A mis padres Cesar y María cuyo amor, paciencia y apoyo incondicional han sido siempre el cimiento sobre el cual he construido cada uno de mis logros, a mis hermanos Franklin, Sandra, Erika, Cesar, Jesús, quienes con su compañía, consejos y experiencias me brindaron valiosas lecciones que siempre guardaré con gran afecto, A mis amigos con quienes compartí sueños, esfuerzos, risas y anhelos, y cuya presencia se convirtió en un sostén silencioso pero firme en los momentos más importantes de este recorrido.

También me permito expresar el más sincero agradecimiento a mi docente tutor el Msc. Carlos Quinatoa quien con su experiencia, vocación y sabiduría fue una pieza fundamental para la culminación de este trabajo.

***Jefferson Medardo Chasipanta Velasco***

La vida es efímera y llena de sucesos impredecibles, momentos que nos sacuden, nos transforman y nos recuerdan que somos más capaces de lo que alguna vez creímos. Al culminar una de las etapas más anheladas de mi vida, expreso mi más profundo agradecimiento a todas las personas que fueron parte de este proceso. En especial, a mis padres, Jaime y Consuelo, quienes, con su paciencia, consejos y sobre todo el apoyo incondicional que me han brindado, han sido fundamentales para poder cumplir una meta más de la cual me siento orgulloso.

De igual manera agradezco a la Universidad Técnica de Cotopaxi y los docentes de la carrera de Ingeniería eléctrica, quienes han sido los pilares en el conocimiento que he adquirido durante mi formación profesional.

Y cómo no olvidar a todos los amigos que conocí durante esta etapa, quienes fueron los protagonistas de muchas historias y experiencias que hicieron de este camino inolvidable.

*Erick Joel Pullotasig Tasinchana*

## ***DEDICATORIA***

Dedico este trabajo, fruto de constancia y desvelo, a mis queridos padres, cuyo ejemplo de perseverancia ha sido guía esencial a lo largo de mi proceso de formación; a mis hermanos y amigos, cuya compañía, ánimo y respaldo han contribuido de manera significativa para finalizar esta etapa de mi vida; Por último, me permito reconocer mi propio esfuerzo, por haber sabido sobreponerme a las adversidades del camino.

***Jefferson Medardo Chasipanta Velasco***

Con todo mi corazón dedicado para mis queridos padres quienes han sido los guías y sobre todo mi constante motivación; a mi hermanito Mateo, quien, con su cariño y su forma de ver la vida, a su corta edad, me ha enseñado que los detalles más pequeños son los que más importan.

***Erick Joel Pullotasig Tasinchana***

## UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI

### FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS

**TÍTULO:** EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD DE ALOJAMIENTO DE SISTEMAS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA PARA AUTOABASTECIMIENTO DEL ALIMENTADOR TOACAZO - PACHOSALAG PERTENECIENTE A LA SUBESTACIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA ELEPCO SA.

**Autores:**

Chasipanta Velasco Jefferson Medardo  
Pullotasig Tasinchana Erick Joel

### RESUMEN

En la actualidad, la transición energética hacia fuentes renovables simboliza un reto técnico para los sistemas de distribución, ya que la inserción masiva y descontrolada de sistemas de generación distribuida para autoabastecimiento (SGDA) puede generar desviaciones significativas en las variables de estado de los alimentadores, afectando así su desempeño y confiabilidad. Por ello, esta investigación se centra en identificar posibles violaciones operativas en la red a partir de la evaluación de la capacidad de alojamiento (CA) en el alimentador Toacazo–Pachosalag. La metodología utilizada son herramientas tecnológicas (Python y OpenDSS) que permiten la simulación y el modelado del alimentador, mediante el uso de un barrido iterativo por series de tiempo, se construyen cuatro escenarios de evaluación (25%, 50%, 75% y 100%), en los que se incorporan (SGDA) de manera aleatoria en el lado de baja tensión de cada transformador. De esta forma, se plantea el caso de estudio y se describen los resultados esperados. Para el escenario del 50% de inserción, se concluye que, si bien no se presentan violaciones en las métricas de calidad de energía, se registran valores cercanos a 1,05 p.u., los cuales no son recomendables para una operación segura del sistema. En consecuencia, el alimentador tiende a sobrepasar este umbral en el escenario del 75% de incorporación de (SGDA), ya que se evidencian violaciones en el nivel de voltaje con valores superiores a 1,06 p.u. Por lo tanto, debido al incumplimiento normativo, es posible definir la CA del alimentador Toacazo–Pachosalag.

**Palabras Clave:** (CA), OpenDSS, Python, Límites de voltaje, Red de Distribución, Series de tiempo.

**TECHNICAL UNIVERSITY OF COTOPAXI**  
**ENGINEERING SCIENCES AND APPLIED FACULTY**

**TITLE:** EVALUATION OF THE HOSTING CAPACITY OF DISTRIBUTED GENERATION SYSTEMS FOR SELF-SUPPLY IN THE TOACAZO–PACHOSALAG FEEDER OF THE ELEPCO S.A. SUBSTATION.

**Authors:**

Chasipanta Velasco Jefferson Medardo  
Pullosig Tasinchana Erick Joel

**ABSTRACT**

Currently, the energy transition toward renewable sources represents a technical challenge for distribution systems, since the massive and uncontrolled integration of distributed generation systems for self-supply (SGDA, Spanish acronym) may cause significant deviations in feeder state variables, thereby affecting system performance and reliability. Therefore, this research focuses on identifying potential operational violations in the network through the assessment of the hosting capacity (HC) of the Toacazo–Pachosalag feeder. The proposed methodology is based on technological tools (Python and OpenDSS) that enable feeder modeling and simulation. Using an iterative time-series sweep, four assessment scenarios (25%, 50%, 75%, and 100%) are developed, in which SGDA units are randomly allocated on the low-voltage side of each distribution transformer. Thus, the case study is formulated and the expected outcomes are described. For the 50% penetration scenario, it is concluded that although no violations are observed in power quality metrics, voltage levels close to 1.05 p.u. are recorded, which are not advisable for safe system operation. Consequently, the feeder tends to exceed this threshold under the 75% SGDA integration scenario, where voltage violations are evidenced with values above 1.06 p.u. Therefore, due to non-compliance with the applicable regulatory limits, the hosting capacity of the Toacazo–Pachosalag feeder can be determined.

**Keywords:** Hosting capacity, OpenDSS, Python, voltage limits, distribution network, time-series.

## ÍNDICE GENERAL

<b>1. INFORMACIÓN GENERAL.....</b>	<b>0</b>
<b>2. INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>1</b>
2.1 SITUACIÓN PROBLEMÁTICA.....	2
2.2 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA .....	3
2.3 OBJETO Y CAMPO DE ACCIÓN .....	3
2.3.1 Objeto de Investigación:.....	3
2.3.2 Campo de Acción: .....	3
2.4 BENEFICIARIOS .....	3
2.4.1 Directo .....	3
2.4.2 Indirecto.....	3
2.5 JUSTIFICACIÓN.....	4
2.6 OBJETIVOS.....	4
2.6.1 General.....	4
2.6.2 Específicos.....	4
2.6.3 Sistemas de tareas.....	5
<b>3. FUNDAMENTACIÓN CIENTÍFICO TÉCNICO .....</b>	<b>6</b>
3.1 Subestación de distribución .....	6
3.1.1 Transformador reductor en subestaciones de distribución .....	6
3.2 TOPOLOGÍA RADIAL EN SISTEMAS ELÉCTRICOS.....	7
3.3 Elementos principales en alimentadores de (MT).....	7
3.3.1 Líneas .....	7
3.3.2 Transformadores.....	8
3.3.3 Carga.....	8
3.4 generación distribuida (GD) .....	8
3.5 TIPOS DE FUENTES DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA (GD).....	9
3.5.1 (GD) SOLAR.....	9
3.6 Beneficios y retos de la GD en redes de distribución.....	10
3.6.1 Ventajas Tecnológicas.....	10
3.6.2 Ventajas económicas y sociales .....	10
3.6.3 Ventajas hacia el usuario.....	10
3.7 Interacción de GD.....	11
3.7.1 Barrido iterativo.....	11

3.7.2	Cambio de flujos.....	11
3.7.3	Inversores .....	11
3.8	Sistemas de generación distribuida para autoabastecimiento (SGDA .....	12
3.9	Criterios a evaluar ante la inserción de GD.....	12
3.9.1	Índice de variación de voltaje.....	13
3.9.2	Flujo de potencia en sistemas de distribución .....	13
3.10	SOFTWARES UTILIZADOS .....	14
3.10.1	Python.....	14
3.10.2	ArcGIS.....	14
3.10.3	OpeDSS .....	15
3.10.4	Estructura del funcionamiento de OpenDSS.....	15
3.10.5	ELEMENTOS PRINCIPALES DE OPENDSS.....	16
3.11	CAPACIDAD DE ALOJAMIENTO (CA).....	18
3.12	Métodos para la estimación de capacidad de alojamiento.....	19
3.12.1	Método determinístico.....	19
3.12.2	Método estocástico .....	19
3.12.3	Método por series de tiempo .....	20
<b>4.</b>	<b>MÉTODOS Y PROCEDIMIENTOS .....</b>	<b>20</b>
4.1	ETAPA (I) BASE DE DATOS.....	21
4.1.1	Selección del alimentador.....	22
4.1.2	Recolección y depuración de datos .....	22
4.1.3	Modelado en OPENDSS .....	24
4.2	ETAPA (II) Construcción del modelo (Python + OPENDSS).....	25
4.2.1	Procesamiento de las cargas equivalentes en el alimentador.....	26
4.2.2	Asignación de perfiles diarios .....	27
4.1	Simulación del caso base.....	28
4.2	ETAPA (III) Inserción de GD FV y DETERMINACIÓN de Hosting Capacity (CA) 29	
4.2.1	Dimensionamiento de sistemas GF FV.....	30
4.2.2	Definir escenarios de inyección de GD FV 25%,50%,75%,100%.....	31
4.2.3	Evaluar criterios técnicos de operación .....	32
4.2.4	Determinar CA máxima.....	32
<b>5.</b>	<b>ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....</b>	<b>33</b>
5.1	RESULTADOS ETAPA (I).....	33
5.2	Resultados etapa (II).....	34

5.3	RESULTADOS ETAPA (III) .....	36
5.4	MAPEO DE PUNTOS CRÍTICOS EN EL SISTEMA .....	40
5.5	Análisis económico hipotético.....	41
<b>6.</b>	<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>46</b>
<b>7.</b>	<b>RECOMENDACIONES.....</b>	<b>48</b>
<b>8.</b>	<b>REFERENCIAS.....</b>	<b>49</b>
	<b>ANEXO A) INSTRUCCIONES PARA EL MODELO EN OPENDSS.....</b>	<b>54</b>
	<b>ANEXO B) Analisis económico .....</b>	<b>60</b>

## ÍNDIEC DE FIGURAS

Figura 1. Diagrama unifilar de una Subestación de distribución .....	6
Figura 2. Configuración radial ramificado .....	7
Figura 3. Generación fotovoltaica .....	9
Figura 4. Estructura para barrido interactivo para capacidad de alojamiento. ....	11
Figura 5. Operación de un inversor .....	12
Figura 6. Gráfica de un alimentador creado en OpenDSS. ....	15
Figura 7. Estructura del funcionamiento de OPENDSS.....	16
Figura 8. Bus con N número de nodos .....	16
Figura 9. Diagrama esquemático de un terminal.....	17
Figura 10. Elemento de transferencia de energía .....	17
Figura 11. Elemento de Conversión de energía.....	18
Figura 12. Ilustración de la definición de la capacidad de alojamiento (CA) .....	19
Figura 13. Ilustración del método de series temporales .....	20
Figura 14. Diagrama de flujo primera etapa.....	21
Figura 15. Topología del alimentador 0605LA0T01 .....	22
Figura 16. Red eléctrica Toacazo-Pachosalag en ArcGIS Pro.....	23
Figura 17. Tabla de atributos en ArcGIS Pro.....	23
Figura 18. Flujograma etapa (ii).....	25
Figura 19. Representación gráfica de la distribución de cargas en el alimentador. ....	26
Figura 20. Categorización de la demanda por carga.....	27
Figura 21. Perfiles de carga por estrato .....	28
Figura 22. Flujograma etapa III.....	29
Figura 23. Perfiles de irradiancia.....	31
Figura 24. Topología del alimentador TOACAZO - PACHOSALAG.....	33
Figura 25. Distribución de los voltajes de MV de toda la red durante un día. ....	35
Figura 26. Comportamiento de la potencia medido desde la cabecera durante un día 24 (h).35	
Figura 27. Comportamiento diario del corriente medido desde la cabecera del alimentador. .36	
Figura 28. Comportamiento de la Potencia en diferentes escenarios de inyección.....	37
Figura 29. Comportamiento de la corriente en diferentes escenarios de inyección. ....	37
Figura 30. Comportamiento de voltajes en la red de MV en histogramas a diferentes niveles de inyección.....	38
Figura 31. Desequilibrio de voltajes en buses trifásicos en diferentes escenarios de penetración de GD FV. ....	39
Figura 32. Diagrama de bigotes representación niveles de voltaje p.u por escenarios. ....	40
Figura 33. Mapeo de zonas críticas .....	41
Figura 34. Ejemplo estructura del script de Líneas en OpenDSS. ....	54
Figura 35. Estructura de Lincode de un conductor monofásico y trifásico.....	55
Figura 36. Ejemplo estructura del script de Transformadores en OpenDSS.....	56
Figura 37. Ejemplo estructura del script de Cargas en OpenDSS. ....	57
Figura 38. Ejemplo estructura del script de buses en OpenDSS. ....	58

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Sistema de tareas.....	5
Tabla 2. Límites para el índice de nivel de voltaje .....	13
Tabla 3. Datos del alimentador 0605LA0T01 .....	22
Tabla 4. Distribución de cargas en el sistema.....	26
Tabla 5. Rangos por potencia en cargas.....	26
Tabla 6. Resultados de la simulación del caso base .....	34
Tabla 7. Potencia inyectada por escenarios. ....	39
Tabla 8. Criterios de evaluación para CA.....	40
Tabla 9. Cálculo del LCOE.....	43
Tabla 10. Datos de consumo y generación anual de la industria.....	43
Tabla 11. Flujo de ahorro anual neto. ....	44
Tabla 12. Criterios para evaluar VAN.....	45
Tabla 13. Criterios para evaluar TIR .....	45
Tabla 14. Tabla de parámetros para armar script de líneas.....	54
Tabla 15. Tabla de parámetros para armar script de Transformadores. ....	56
Tabla 16. Tabla de parámetros para armar script de Cargas. ....	57
Tabla 17. Tabla de parámetros para armar script buses. ....	58
Tabla 18. Parámetros para armar el modelo PVSystem en OpenDSS.....	59
Tabla 19. Dimensionamiento de un sistema GD FV .....	60
Tabla 20. Cálculo de VAN y TIR.....	61

## 1. INFORMACIÓN GENERAL

**Tema del proyecto:** Evaluación de la capacidad de alojamiento de sistemas de generación distribuida para autoabastecimiento del alimentador TOACAZO - PACHOSALAG perteneciente a la subestación de la empresa eléctrica ELEPCO SA.

**Modalidad de Titulación:**

Propuestas Tecnológicas	<input type="checkbox"/>
Proyectos de Investigación	<input checked="" type="checkbox"/>

**Carrera:** Electricidad.

**Trabajo de Titulación Vinculado al Proyecto:** Estrategias de planeación de sistemas eléctricos de distribución en el contexto de la transición energética.

**Equipo de trabajo del Trabajo de Titulación:**

Estudiantes:

- Jefferson Medardo Chasipanta Velasco
- Erick Joel Pulloasig Tasinchana

Docente:

- Ing. Carlos Iván Quinatoa Caiza MSc.

**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:** Diseño, construcción y explotación eficiente de sistemas eléctricos con energía convencional y alternativa.

## 2. INTRODUCCIÓN

El crecimiento poblacional en los últimos años ha impulsado el aumento en el consumo de energía eléctrica en consecuencia la necesidad de adoptar nuevas tecnologías de generación, entre ellas los sistemas fotovoltaicos de generación distribuida [1]. Atender esta demanda representa un desafío para las empresas distribuidoras, cuyo modelo tradicional se basa en grandes plantas de generación centralizada, generalmente ubicadas a largas distancias de los centros de consumo [1].

Por ello, los sistemas de generación para autoabastecimiento se presentan como una alternativa eficiente y sostenible. La Generación Distribuida (GD) se caracteriza por emplear plantas de generación eléctrica pequeñas, los mismos que son implementados por usuarios residenciales comerciales e industriales con el fin de mantener el suministro de energía eléctrica y no depender solo de la generación centralizada de manera que se busca descentralizar la generación [2].

Sin embargo, la integración masiva de estos sistemas en redes de distribución plantea nuevos retos técnicos para las empresas distribuidoras. Una forma de plantear soluciones ante estos escenarios críticos es la evaluación de la (CA) en los sistemas eléctricos de distribución, especialmente en zonas de alta demanda [3]. El análisis de la (CA) permite determinar cuánta generación distribuida puede integrarse en una red sin provocar problemas operativos como sobretensiones, sobrecargas o deterioro en la calidad del servicio [4].

Al no tener un control ante la inyección producida por los Sistemas de Generación Distribuida para Autoabastecimiento (SGDA), se puede producir un impacto negativo en la calidad de energía eléctrica de la red, provocando sobretensiones mayores a lo establecido entre 0.94 y 1.06 pu., desequilibrios de voltajes mayores al 2% del voltaje de la red. Estos límites se encuentran definidos en la “REGULACIÓN Nro. ARCONEL 009/2024 denominada Calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica”[5]. A partir de la evaluación de parámetros eléctricos como tensiones, flujos de potencia y capacidad de las líneas, es posible tomar decisiones que garanticen una operación segura y confiable para todos los usuarios.

Por ende, este trabajo se enfoca en la evaluación de la (CA) de Generación Distribuida Fotovoltaica (GD FV) que puede ser inyectada en la red del alimentador Toacazo-Pachosalag, perteneciente a la subestación Lasso de la empresa eléctrica ELEPCO S.A. Con el fin de contar

con un modelo eléctrico más representativo, se tomaron parámetros de una base de datos GIS, con información técnica y georreferenciada, la cual previamente fue corregida y depurada, validando los datos eléctricos para la construcción del modelo en el software OpenDSS.

El estudio se llevó a cabo mediante la aplicación de un barrido iterativo en Python + OpenDSS con un enfoque basado en simulaciones de series de tiempo, este enfoque permite analizar la variación diaria de la demanda y la generación lo que hace que el estudio sea más fundamentado. Consiste en simular un día típico de operación del sistema eléctrico añadiendo perfiles de carga e irradiancia solar. Posterior se aplican diferentes casos de inyección de GD FV creando casos de estudio de 25%, 50%, 75% y 100%, en donde se evalúan límites de voltajes en Media tensión (MT), sobrecarga en la red, comportamiento en la cabecera y posible origen de flujo inverso. Al analizar los resultados de la simulación en sus distintos escenarios se pueden establecer un valor de CA para el alimentador estudiado aportando con información técnica para la planificación y conexión de nuevos sistemas GD FV en la red.

## **2.1 SITUACIÓN PROBLEMÁTICA**

En la actualidad, la búsqueda de una menor dependencia de la generación centralizada por parte de los usuarios ha incrementado la implementación de (SGDA), debido a que cada sector (residencial, comercial e industrial) busca elevar la confiabilidad del sistema eléctrico propio. Esto ha generado una gran apertura hacia nuevas tecnologías como la generación distribuida para autoabastecimiento (SGDA), enfocada en reducir la probabilidad de cortes en el suministro eléctrico ante deficiencias en la red principal. Como resultado, se observa un aumento significativo de pequeños sistemas de generación individuales conectados a la red eléctrica. La integración masiva y sin estudios de estos pequeños sistemas de generación distribuida (SGD) puede desencadenar diversos problemas en la red como sobrevoltajes, desbalances, sobrecarga en la red, descoordinación de equipos de protección, entre otros [1]. Estos límites se avalúan de acuerdo a lo estipulado en la “Regulación No. ARCONEL 009/24 denominada Calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica” [6].

En función de lo anterior, conocer la (CA) de GD en los alimentadores de la empresa eléctrica Cotopaxi es de suma importancia para la planificación eficiente en la integración de este tipo de sistemas. La presente investigación se enfoca en evaluar la (CA) de sistemas de generación de autoabastecimiento fotovoltaicos del alimentador TOACAZO PACHOSALAG, partiendo de lo establecido por la regulación “ARCONEL-005/24”, que establece en el capítulo 3, artículo 13 (referente a la factibilidad de conexión de SGDA), inciso 13.4, lo siguiente [5].

- Para un SGDA con Potencia Nominal menor o igual a 100 kW. Una vez aceptada a trámite la solicitud, la Distribuidora realizará los siguientes estudios: flujos de potencia, análisis de desbalance de voltaje y nivel de voltaje.
- Para un SGDA con Potencia Nominal mayor a 100 kW, la Distribuidora realizará los siguientes estudios: flujos de potencia, análisis de desbalance de voltaje y análisis de regulación de voltaje en estado estable. Para el caso de tener proyectos superiores a 1 MW, la Distribuidora realizará adicionalmente estudios de estabilidad.

## **2.2 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA**

¿Cuál es la máxima capacidad de alojamiento (CA) que puede soportar el alimentador TOACAZO PACHOSALAG de la empresa eléctrica (ELEPCO S.A) sin provocar violaciones en las variables de estado de la red?

## **2.3 OBJETO Y CAMPO DE ACCIÓN**

### **2.3.1 Objeto de Investigación:**

Alimentador TOACAZO – PACHOSALAG.

### **2.3.2 Campo de Acción:**

330000 ciencias Tecnológicas /3306 Ingeniería y Tecnología Eléctricas / 3306.02 Aplicaciones Eléctricas

## **2.4 BENEFICIARIOS**

### **2.4.1 Directo**

Todos los usuarios conectados al alimentador TOACAZO - PACHOSALAG y la Empresa Eléctrica ELEPCO SA.

### **2.4.2 Indirecto**

Empresas que venden SGDA a los usuarios

Estudiantes de la carrera de ingeniería eléctrica de la Universidad Técnica de Cotopaxi (UTC).

## **2.5 JUSTIFICACIÓN**

Realizar un estudio de la capacidad de alojamiento de SGDA fotovoltaicos en el alimentador TOACAZO - PACHOSALAG permite conocer cuáles son los valores máximos de SGDA que se pueden conectar a la red de distribución. Por ello, este trabajo de investigación se basa en el cumplimiento de la REGULACIÓN Nro. ARCONEL-005/24, la cual establece las disposiciones para la habilitación, instalación, conexión, operación, de Sistemas de Generación Distribuida para Autoabastecimiento (SGDA), y las disposiciones para la medición y facturación de la energía eléctrica de Consumidores con SGDA [5].

Contar con una perspectiva clara sobre como los SGDA pueden mejorar la confiabilidad de un sistema de distribución es fundamental para la transición de la matriz energética hacia fuentes de energía limpia, que pueden contribuir de manera positiva a la sociedad como la reducción económica en el pago de planillas y la baja dependencia de grandes sistemas de generación típicos , junto con estas ventajas surge el reto de la incorporación masiva de estos sistemas que puede provocar efectos adversos sobre la red eléctrica y los usuarios, como sobre voltajes, perdidas de calidad de servicio etc.

En este sentido, los sectores constituyentes se verán beneficiados al conocer en qué condiciones de operación normal se puede aprovechar estos sistemas para la generación de energía eléctrica de fuentes convencionales, sin causar problemas

## **2.6 OBJETIVOS**

### **2.6.1 General**

Determinar la capacidad de alojamiento de sistemas de generación distribuida para autoabastecimiento en la red de media tensión del alimentador TOACAZO – PACHOSALAG mediante el modelado y simulación de series de tiempo en Python con OpenDSS , con el fin de establecer parámetros de operación segura.

### **2.6.2 Específicos**

- Desarrollar el estado del arte sobre la (CA) en alimentadores de distribución, basándose en la revisión de literatura científica, normas y metodologías aplicadas con la finalidad de establecer criterios técnicos.

- Modelar el alimentador TOACAZO - PACHOSALAG en OpenDSS, haciendo uso de información GIS previamente filtrada, con el propósito de establecer un sistema base del caso de estudio.
- Analizar los límites de operación segura del alimentador ante la inyección de GD FV aplicando el método de series de tiempo en diferentes escenarios de penetración, 25%, 50%, 75%, 100%, verificando violaciones en las variables de estado, para determinar la CA en el alimentador.

### 2.6.3 Sistemas de tareas

Tabla 1. Sistema de tareas

Objetivos específicos	Actividades (tareas)	Resultados esperados	Técnicas, Medios e Instrumentos
Desarrollar el estado del arte sobre la (CA) en alimentadores de distribución, basándose en la revisión de literatura científica, normas y metodologías aplicadas con la finalidad de establecer criterios técnicos.	Recolección de información sobre SGDA y CA	Elaboración del marco teórico	Artículos científicos, tesis, repositorio de universidades
	Revisión de información sobre métodos de estimación CA	Elección del método Series de tiempo	Artículos científicos, tesis, repositorio de universidades
Modelar el alimentador TOACAZO - PACHOSALAG en OpenDSS, haciendo uso de información GIS previamente filtrada, con el propósito de establecer un sistema base del caso de estudio.	Búsqueda de información técnica del alimentador	Base de datos GIS, eléctricos.	Geoportal web ELEPCO S.A, ArcGIS, tesis
	Tratamiento de la base de datos GIS, eléctricos	Datos coherentes del alimentador	ArcGIS, Python, Excel.
	Construcción del script dentro del software.	Modelo del alimentador	OpenDSS, Python
	Simulación del alimentador.	Validación del modelo caso base	OpenDSS, Python
Analizar los límites de operación segura del alimentador ante la inyección de GD	Aplicar el método de series de tiempo.	Modelo en estado dinámico	OpenDSS, Python

FV aplicando el método de series de tiempo en diferentes escenarios de penetración, 25%, 50%, 75%, 100%, verificando violaciones en las variables de estado, para determinar la CA en el alimentador.	Agregar GD FV para diferentes escenarios de inyección.	Obtención de reportes para analizar variables de estado	OpenDSS, Python
	Análisis de las variables de estado ante distintos niveles de penetración de GD FV.	Estimación de CA.	Tablas, reportes, gráficos estadísticos, Excel Regulación ARCONEL 009/24

### 3. FUNDAMENTACIÓN CIENTÍFICO TÉCNICO

#### 3.1 SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN

Una subestación eléctrica de distribución es una instalación eléctrica, cuya función es la de recibir potencia que proviene de la subtransmisión por medio de líneas a niveles de voltaje entre 34,5kV a 138 kV, además su función es la de reducir los niveles de tensión mediante uno o varios transformadores a niveles de distribución 13,8 kV, 7,9kV, 22kV y 34,5kV [7]. En la Figura 1. se muestra el diagrama unifilar de una subestación.

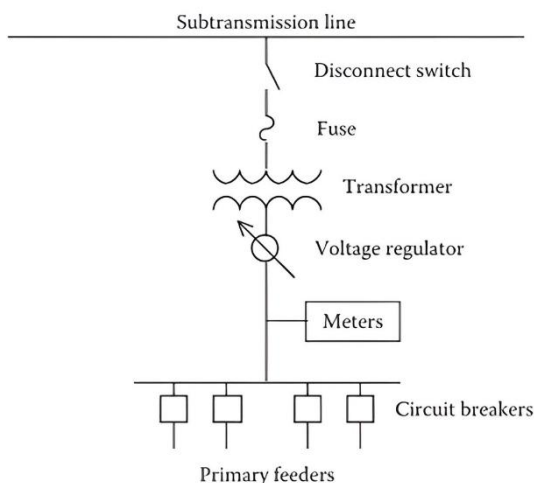


Figura 1. Diagrama unifilar de una Subestación de distribución

Fuente: [7].

##### 3.1.1 Transformador reductor en subestaciones de distribución

Los transformadores de potencia en subestaciones de distribución juegan un papel sumamente importante al reducir voltajes de subtransmisión a un nivel voltajes de distribución primaria,

posibilitando así el alcance hacia distintos usuarios, típicamente estos transformadores tienen una salida se conectan a una barra donde se van a derivar múltiples circuitos conocidos en distribución como alimentadores, estos circuitos son los encargados de transportar energía eléctrica a niveles de voltaje en MT hacia los usuarios [8].

### 3.2 TOPOLOGÍA RADIAL EN SISTEMAS ELÉCTRICOS

La configuración radial de un sistema eléctrico se la reconoce cuando la dotación de energía eléctrica parte de un centro de transformación (subestación), donde posteriormente se extiende hacia los puntos donde se requiera el suministro eléctrico. Debido que al tener una línea de alimentación única esta distribuye la energía de manera unidireccional hasta llegar al punto de consumo como se muestra en la Figura 2 [9].

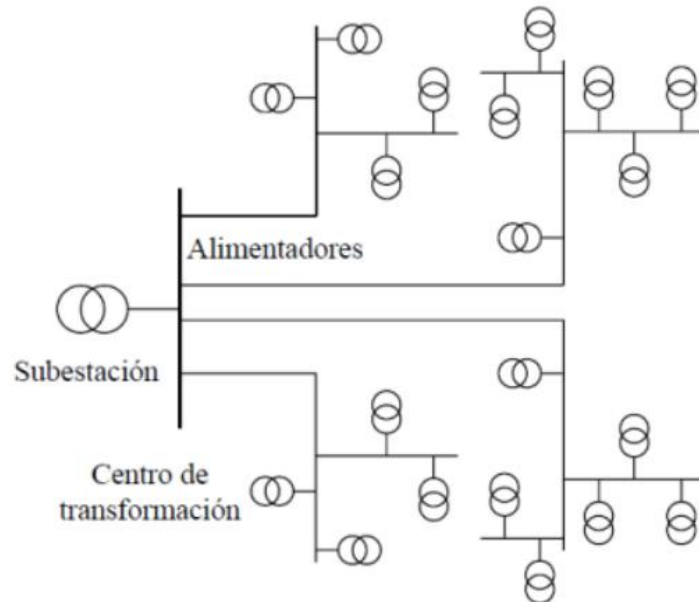


Figura 2. Configuración radial ramificado

Fuente: [9]

### 3.3 ELEMENTOS PRINCIPALES EN ALIMENTADORES DE (MT)

#### 3.3.1 Líneas

También llamados conductores eléctricos se constituyen por alambres capaces de conducir electricidad. Por lo general para [10] evitar ruidos eléctricos se recomienda una configuración trenzada proporcionando flexibilidad con grandes secciones transversales. Además, se encargan de la unión entre las centrales generadoras, las redes de distribución y usuarios finales [10].

### **3.3.2 Transformadores.**

Estos elementos pasivos tienen la capacidad de elevar o reducir de manera proporcional voltajes y corriente mediante el principio de inducción electromagnética [11]. Consiste en un par de bobinas aisladas entre sí y devanados en el mismo núcleo de hierro. Una corriente alterna que circula por una de las bobinas induce en el núcleo un campo eléctrico proporcional lo que provoca esta variación convirtiéndolo en una parte importante de un alimentador [11].

### **3.3.3 Carga**

Para que la potencia generada sea aprovechada debe terminar en un punto o aplicación específico por ello esa parte del sistema eléctrico es reconocida como la potencia total (activa y/o reactiva) consumida por todos los dispositivos conectados a un sistema eléctrico, en otras palabras, se trata como un único dispositivo de consumo de energía [12].

## **3.4 GENERACIÓN DISTRIBUIDA (GD)**

La GD caracterizada por la producción de energía eléctrica usando tecnologías de generación convencional y no convencional, instaladas cerca o en los alrededores del usuario final tiene como objetivo usar la energía para su autoconsumo cubriendo una parte o toda la demanda eléctrica en hogares, comercio e industrias donde se las implemente. Este tipo de generación se ha convertido en uno de los sistemas más eficiente dado que en los últimos tiempos el incremento exponencial de la demanda eléctrica conlleva varios retos tanto a las empresas de transmisión como a los distribuidores debido a que se deben incorporar nuevas redes para poder proveer de energía eléctrica a usuarios alejados de las redes existentes [13].

Prácticamente cualquier, tecnologías renovables puede ser adaptada para la generación distribuida siempre y cuando se hayan enfrentado a un proceso de mejoramiento tecnológico en el que se permita competir en el mercado eléctrico garantizando confiabilidad, calidad y costo [14].

Con el avance tecnológico de estas fuentes de generación renovable la generación solar, eólica y biomasa han sido beneficiosas para satisfacer el consumo energético de los usuarios. Dentro de las fuentes renovables la energía solar fotovoltaica se proyecta como una de las mejores opciones para cubrir el consumo energético dentro de los próximos 10 años, enfatizando la mini eólica y la biomasa como alternativas secundarias [14].

### 3.5 TIPOS DE FUENTES DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA (GD)

#### 3.5.1 (GD) SOLAR

La generación de energía solar fotovoltaica se basa en el uso de paneles solares, los cuales transforman la radiación solar en energía eléctrica mediante el efecto fotovoltaico como indica la Figura 3. Este fenómeno ocurre cuando la luz incide sobre materiales semiconductores, provocando el movimiento de electrones dentro del material, lo que da lugar a una corriente eléctrica utilizable [15]. Estos sistemas suelen instalarse en los techos de viviendas, edificaciones comerciales e instalaciones industriales, permitiendo así el autoabastecimiento energético en el mismo lugar donde se instala.

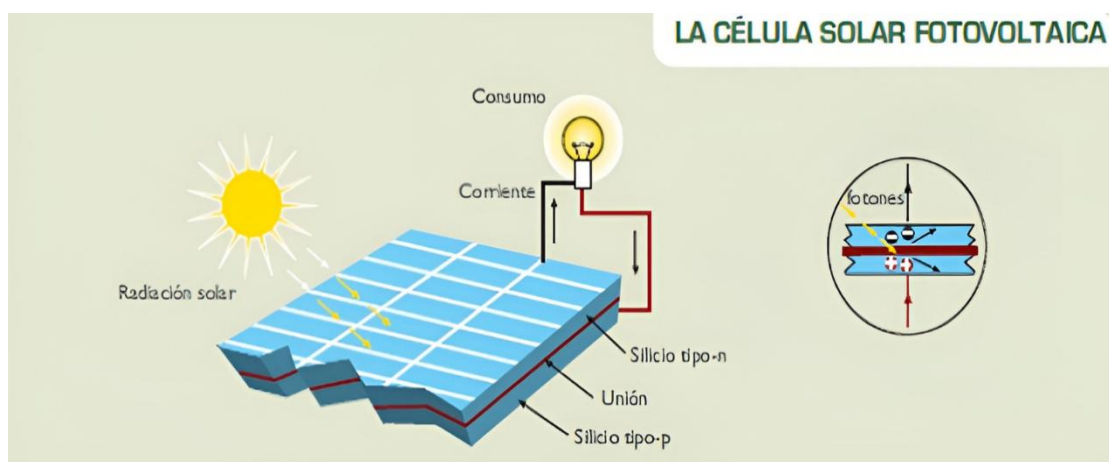


Figura 3. Generación fotovoltaica

Fuente: [15].

Al depender de la radiación solar, su operación presenta limitaciones temporales vinculadas a las condiciones climáticas y a la disponibilidad de luz solar. Por lo general, la producción efectiva de energía se concentra durante las 12 horas diurnas, aproximadamente entre las 6:00 a.m. y las 6:00 p.m., siendo el mediodía el periodo de mayor generación debido a la mayor intensidad de la irradiancia solar [15].

En los últimos años el aprovechamiento solar ha sido el más esencial en desarrollo de GD debido a su simpleza ya que consiste en la conversión directa de la radiación solar en electricidad haciendo uso de equipos de fácil conexión esto evita la necesidad de procesos intermedios y sin generar emisiones ni ruidos [14].

La independencia de los módulos fotovoltaicos a pequeña escala se perfila como una de las alternativas con mayor potencial para la producción descentralizada de energía, lo que garantiza que tanto el costo por unidad como la eficiencia permanezcan casi invariables sin importar la

escala de la instalación [16]. En función de la potencia instalada, medida en watt pico bajo condiciones estándar las instalaciones fotovoltaicas pueden clasificarse en [17]:

- **Pequeñas ( $\approx 3$  kW, hasta 5 kW):** típicamente en tejados o azoteas residenciales, capaces de cubrir el consumo de una vivienda promedio.
- **Medianas ( $\approx 15$  kW, entre 5 y 20 kW):** integradas en edificios o naves industriales, con capacidad para abastecer las necesidades eléctricas de unas cinco viviendas.
- **Grandes ( $\approx 100$  kW, entre 20 y 100 kW):** instaladas en superficies extensas, promovidas por empresas que buscan generación limpia, una planta de este tamaño puede autoabastecerse y aportar excedentes de energía.
- **Centrales fotovoltaicas (Superiores a 100 kW):** Son sistemas centralizados que se crean a partir de la venta de energía mediante la participación con las empresas distribuidoras locales, capaces de abastecer poblaciones.

### 3.6 BENEFICIOS Y RETOS DE LA GD EN REDES DE DISTRIBUCIÓN

#### 3.6.1 Ventajas Tecnológicas

- Favorece de manera significativa la estabilidad de la red y reduce la probabilidad de interrupciones en el sistema
- Permiten una puesta de servicio más ágil al sistema eléctrico, debido a su fácil implementación.
- Ayuda a la reducción de pérdidas asociadas a la distribución.
- Reduce la cargabilidad en el alimentador mitigando cuellos de botella

#### 3.6.2 Ventajas económicas y sociales

- Minimización de emisiones contaminantes gracias a la integración de GD a partir de recursos renovables
- Mejora la resiliencia del sistema al unificar varios sistemas energéticos distribuidos.

#### 3.6.3 Ventajas hacia el usuario

- Contribuye a la reducción armónicos y fluctuaciones de voltaje
- Disminución del consumo de energía de la red pública en horarios pico
- Posee una alta adaptabilidad e integración al sistema [18].

## 3.7 INTERACCIÓN DE GD

### 3.7.1 Barrido iterativo

La aplicación de un barrido iterativo para la estimación de CA consiste en ir variando gradualmente la variable de interés o más parámetros de ser necesario, esto con la finalidad de ir evaluando criterios ante la alteración de dicho parámetro en este documento la penetración de potencia por parte de sistemas fotovoltaicos hacia la red primaria de distribución. El procedimiento se repite de forma iterativa donde se ira registrando el escenario, la hora y el punto de la red donde se presenta la condición más crítica, hasta identificar el primer nivel de penetración en el que ocurre un incumplimiento. Generalmente el proceso para el barrido iterativo para las estimaciones la CA pude entenderse mejor en la Figura 4 [19], [20].

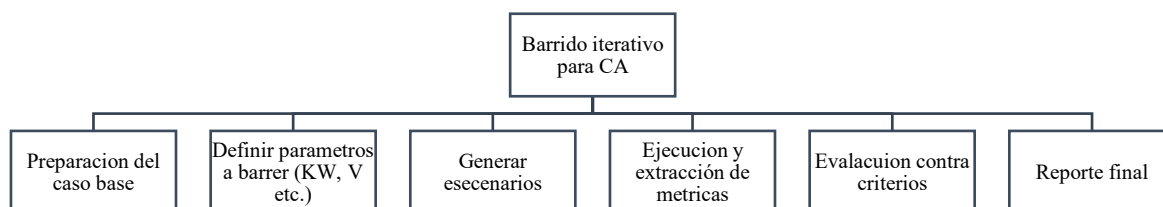


Figura 4. Estructura para barrido interactivo para capacidad de alojamiento.

### 3.7.2 Cambio de flujos

Referenciado a [21] debido al impacto de la alta penetración de generadores distribuidos (GD) provoca el fenómeno denominado el flujo inverso de potencia, que ocurre cuando la generación de una planta eléctrica distribuida supera la demanda local, provocando que la potencia circule en sentido contrario al flujo normal este fenómeno es un limitante en cuanto la inserción de sistemas fotovoltaicos provocando armónicos, desequilibrio de voltaje entre otros problemas de calidad de energía [22]

### 3.7.3 Inversores

Los dispositivos encargados de convertir la señal de corriente DC (corriente directa) de los módulos fotovoltaicos a una señal AC (corriente alterna) que pueda ser compatible con la red de distribución como se muestra en la Figura 5 y se sincroniza con la tensión y frecuencia de la misma para evitar fallas o disturbios que afecten la calidad del servicio y el cumplimiento normativo. Las principales características de estos equipos según la normativa son: potencia nominal, eficiencia, rango de tensión y frecuencia de sincronización, control de factor de potencia y funciones Volt-VAR/Volt-Watt, protección anti-islanding y comunicaciones [23].

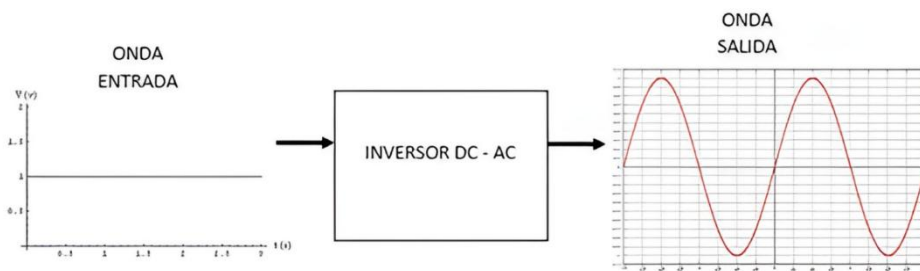


Figura 5. Operación de un inversor

Fuente: [23].

### 3.8 SISTEMAS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA PARA AUTOABASTECIMIENTO (SGDA)

Un SGDA es un conjunto de equipos que aprovechan el recurso energético renovable no convencional con la intención de generar energía eléctrica para el autoconsumo de usuario final [24].

Por otro lado, cuando un GD es capaz de generar más energía de la que demanda el procedimiento es inyectar ese excedente de energía a la red este proceso se logra con la instalación de un medidor bidireccional que contabiliza la energía entregada y consumida por el usuario. En [25], [26], [27] detalla ciertos parámetros técnicos operativos esenciales para la puesta en marcha de un SGDA.

- Medir en kWh la energía que entra (consumo) y la que sale (exportación)
- El sistema debe contar con un inversor sincronizado a la red para que la inyección de excedentes sea segura.
- Consulta de modalidades de compensación económica.
- La capacidad de inyección puede estar sujeta a restricciones por hosting capacity, límites de potencia del punto de conexión o condiciones contractuales con el distribuidor.

### 3.9 CRITERIOS A EVALUAR ANTE LA INSERCIÓN DE GD

Bajo el marco regulatorio [5], [27], se clasifican a los usuarios de SGDA entre consumidores regulados y no regulados mismos que deben someterse a la regulación vigente para la puesta en operación de un sistema.

En [6] dicta las métricas de calidad de energía que se deben cumplir, bajo esto los estudios a los que se deben someter el sistema para la inserción de GD.

### 3.9.1 Índice de variación de voltaje

El índice  $\Delta V_k$  cuantifica cuánto se desvía el voltaje real en un punto  $k$  respecto al voltaje nominal ( $V_n$ ). Es una medida porcentual que permite evaluar la calidad del nivel de tensión en la red de distribución.

$$\Delta V_k = \frac{V_k - V_n}{V_n} * 100[\%] \quad (1)$$

Donde:

$\Delta V_k$  = Variación de voltaje de suministro respecto al voltaje nominal en el punto  $k$

$V_k$  = Voltaje de suministrado en el punto  $k$

$V_n$  = Voltaje nominal en el punto  $k$

Tabla 2. Límites para el índice de nivel de voltaje

Nivel de Voltaje	Rango admisible
Alto Voltaje (Grupo 1 y Grupo 2)	$\pm 5.0 \%$
Medio Voltaje	$\pm 6.0 \%$
Bajo Voltaje	$\pm 8.0 \%$

Basándose en [28], [6]. el desequilibrio de voltaje es otra métrica necesaria para el estudio de la (CA) ya que busca la diferencia de fases entre las tres tensiones de un sistema trifásico, ya que esta condición genera componentes de secuencia negativa que provocan sobrecalentamiento y daño a equipos.

$$\text{Desequilibrio de voltaje} = \left| \frac{V^-}{V^+} \right| x 100 [\%] \quad (2)$$

$V^-$  = Componente de secuencia negativa de voltaje

$V^+$  = Componente de secuencia positiva de voltaje

### 3.9.2 Flujo de potencia en sistemas de distribución

El cálculo del flujo de potencia permite conocer, en régimen permanente, cómo se comporta eléctricamente una red: cuáles son las tensiones en cada barra, qué corrientes circulan por líneas y transformadores y qué potencias activa y reactiva se intercambian entre los distintos elementos. Por esta razón, es una herramienta clave tanto para la planificación y expansión como para la operación de los sistemas eléctricos, en distribución (especialmente en media y

baja tensión), la resistencia tiene un peso mayor, de modo que tanto la potencia activa como la reactiva influyen de manera más marcada en las variaciones de tensión a lo largo del alimentador [29].

Distribución: alta R/X (predomina la resistencia), lo que hace que las pérdidas y las caídas de tensión dependan fuertemente de la resistencia; no se puede despreciar la parte resistiva.

### **3.10 SOFTWARES UTILIZADOS**

#### **3.10.1 Python**

Python es un lenguaje de programación interprete de alto impacto, es reconocido por su sintaxis legible y su capacidad de automatizar, análisis de datos entre otras funciones debido a su capacidad de integrarse con otros softwares y ejecutarse en un mismo flujo de trabajo

Python puede integrarse con OpenDSS gracias al modelo de interfaz de componentes (COM) que posea este software y se puede ejecutar una amplia variedad de aplicaciones automatizadas por comandos y scripts, desde correr un flujo de potencia hasta determinar la (CA) en sistemas eléctricos por inyección de sistemas de GDFV

#### **3.10.2 ArcGIS**

ArcGIS pro es un software de SIG que permite visualizar, editar y analizar datos geospaciales y automatizar flujos de trabajo con geoprocetamiento y Python. Con ArcGIS PRO se puede crear y editar mapas, gestionar datos, ejecutar herramientas de análisis espacial y automatizar procesos repetitivos.

El uso de ArcGIS PRO como base de datos y herramienta para completar datos y corregir la información espacial para la construcción del modelo eléctrico del alimentador TOACAZO PACHOSALAG , al tener el sistema eléctrico de la empresa eléctrica Cotopaxi se realizó un filtrado de datos de manera de tener menos datos y enfocarnos solo en datos del alimentador de estudio, una vez filtrados los datos se observó que para generar el código de las líneas faltaba datos de los puntos de conexión de cada línea para lo cual a partir de SIG se establecieron las relaciones eléctricas entre elementos identificando para cada tramo un poste de inicio y fin y transformando esa información en los campos bus1 y bus2 .

### 3.10.3 OpeDSS

La herramienta OpenDSS es un software de código propio basado en comandos en forma de script, usado para simular sistemas de distribución de energía eléctrica (DSS) que facilita a los ingenieros el estudio de una red de distribución para su planificación y expansión del sistema afrontando los retos actuales y futuros de los sistemas de distribución ya que tiene una base para la integración de nuevas tecnologías y recursos como los DER [30].

OpenDSS es un software que permite modelar con detalle componentes comunes en redes de distribución como: (líneas, transformadores, cargas, etc.) para tener un modelo realista del sistema. Por otra parte, gracias a que trabaja con archivos y comandos en forma de script, es posible vincularlo con Python para automatizar simulaciones, generar múltiples escenarios y con ello realizar un estudio de (CA) Figura 6.

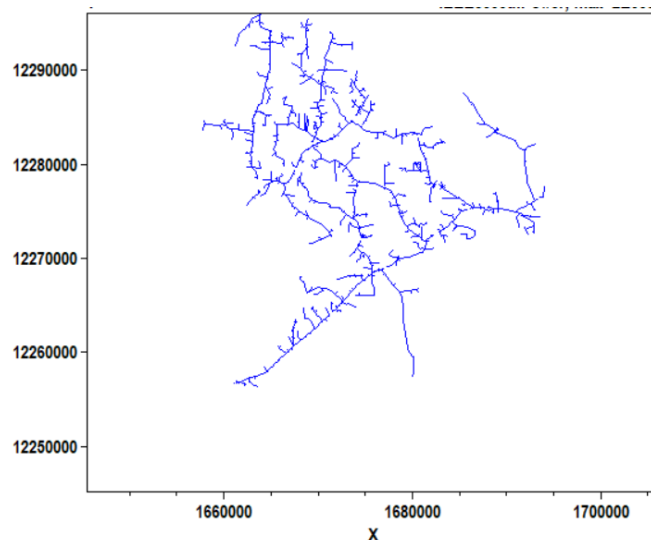


Figura 6. Gráfica de un alimentador creado en OpenDSS.

### 3.10.4 Estructura del funcionamiento de OpenDSS

En la se muestra la Figura 7. estructura de OpenDSS empieza con la definición de un modelo eléctrico creado mediante comandos en forma de scripts, para luego ser procesados gracias a su motor de simulación encargado de realizar cálculos eléctricos y generar resultados para su respectivo análisis. OpenDSS puede ser operado desde programas externos por medio de su interfaz COM facilitando la automatización. Por último, el motor puede desarrollarse con DLLS desarrolladas por usuarios permitiendo incorporar funciones o modelos según la necesidad del caso de estudio [31].

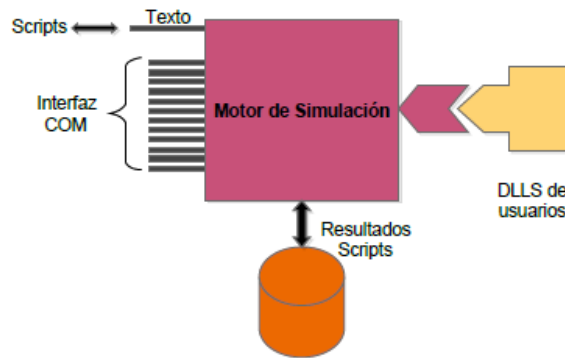


Figura 7. Estructura del funcionamiento de OPENDSS

Fuente: [32].

### 3.10.5 ELEMENTOS PRINCIPALES DE OPENDSS

#### a) Buses

Un bus es un punto de conexión que sirve para enlazar distintos elementos de un circuito eléctrico que cuenta con un número de  $N$  nodos. Su función depende de los elementos que se conectan, la magnitud más relevante asociada al bus es el voltaje que se define con cada punto con respecto al punto 0 que actúa como neutro o tierra como se referencia en la Figura 8.

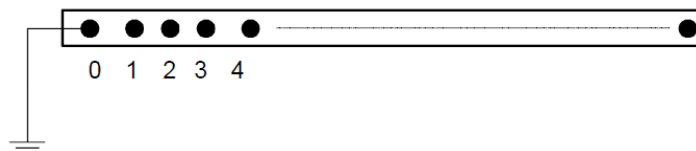


Figura 8. Bus con  $N$  número de nodos

Fuente: [32].

#### b) Terminales

En un modelo eléctrico los terminales son puntos de conexión de un elemento hacia la red cada elemento conectado varía su número de terminales y cada terminal se conecta a uno o varios conductores de acuerdo a sus especificaciones. Todos los conductores de un mismo terminal son conectados en un único como se indica en la Figura 9.

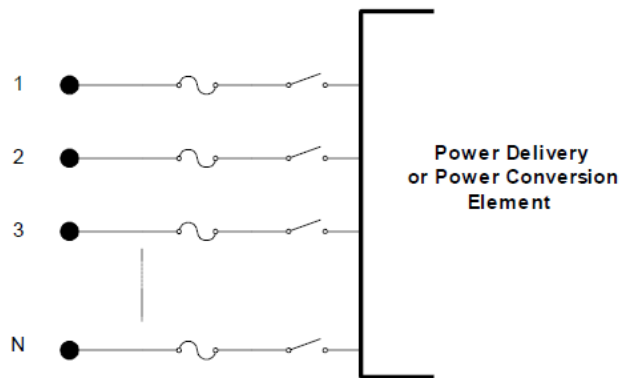


Figura 9. Diagrama esquemático de un terminal

Fuente: [32].

### c) Elementos de transporte de energía

Son componentes eléctricos lineales de una red de distribución como líneas y transformadores definidos en régimen estacionario representados principalmente por su impedancia a continuación en la Figura 10 se puede observar su esquema. Matemáticamente, el elemento se arma como una matriz de admitancia primitiva  $Y_{prim}$  donde se relaciona la corriente y la tensión en sus terminales. Finalmente, al conectarse a los buses del circuito, la contribución se añade a la matriz de admitancia nodal del sistema  $Y_{sistem}$  que es la base con la que el motor de simulación resuelve los voltajes y corrientes en toda la red.

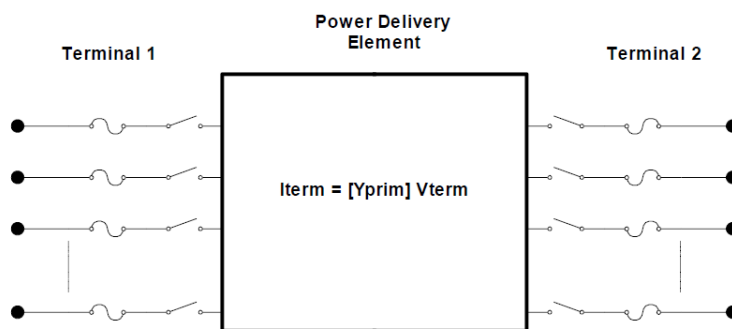


Figura 10. Elemento de transferencia de energía

Fuente: [32].

#### d) Elementos de Conversión de energía

Son elementos no lineales que absorben o inyectan energía como como cargas y generadores que son conectados a la red mediante un solo terminal como se muestra en la Figura 11. Estos elementos cambian durante la ejecución del flujo de potencia.

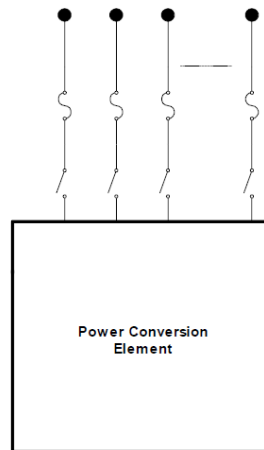


Figura 11. Elemento de Conversión de energía

Fuente: [32].

### 3.11 CAPACIDAD DE ALOJAMIENTO (CA)

La (CA) también conocida como Hosting Capacity (HC) es la estimación de la cantidad máxima de generación adicional que puede integrarse a una red eléctrica sin que se violen sus límites de operación y colapse.

En la Figura 12 se puede ver el principio básico para la estimación de la capacidad de alojamiento, se define un índice de desempeño o indicador de rendimiento del sistema para evaluar cómo cambia a medida que aumenta la nueva generación que se desea integrar. Para lo cual se establecen un límite delimitado entre aceptable e inaceptable, obteniendo la CA en el punto donde la cantidad nueva de producción alcanza los niveles del límite inaceptable.

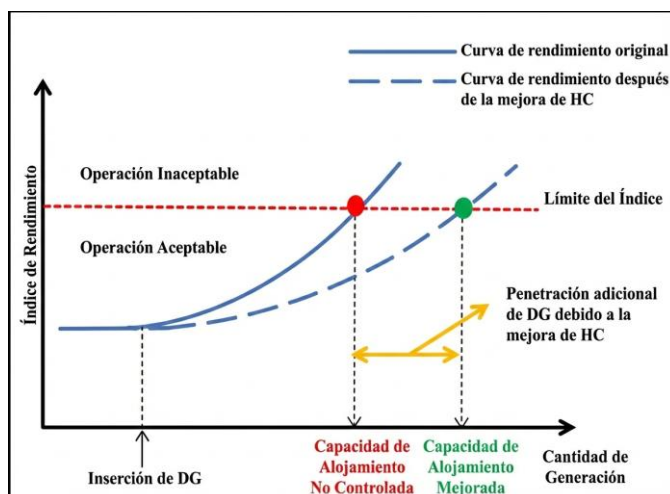


Figura 12 Ilustración de la definición de la capacidad de alojamiento (CA)

Fuente: [33].

### 3.12 MÉTODOS PARA LA ESTIMACIÓN DE CAPACIDAD DE ALOJAMIENTO

#### 3.12.1 Método determinístico

El método determinista estima la (CA) mediante cálculos sencillos suponiendo que conoce el estado de la red, teniendo como incertidumbre la nueva generación fotovoltaica (FV) que se conecta a la red. Se lo aplica creando escenarios base aumentando generación FV por pasos corriendo un flujo de potencia en cada paso hasta violar límites de tensión o sobre corrientes establecidos en normas, determinando la (CA) al superar los límites de operación del sistema [34].

Para el cálculo en este método se centra en el enfoque forward/backward que consiste en incrementar la generación FV desde el inicio al final del alimentador (forward) y del final al inicio del alimentador (backward) identificando nodos críticos. Finalmente se define la FVCA sacando el valor promedio de ambos escenarios ejecutados [35].

#### 3.12.2 Método estocástico

De acuerdo con la investigación realizada la integración de recursos energéticos distribuidos (DER) conlleva un reto debido a que no se sabe con exactitud la cantidad, ubicación y tamaño de DER instalados en la red de distribución además la variabilidad de generación y demanda. Todas estas variables afectan al cálculo de CA por lo cual este método consiste en aplicar un flujo de potencia probabilístico (PPF) ejecutar varias simulaciones bajo condiciones aleatorias y evaluar si la red cumple con límites de operación [36].

Debido a la incertidumbre y variabilidad en este caso de estudio el método más utilizado para generar escenarios con variaciones aleatorias en el sistema eléctrico y la generación DER se lo hace con Monte Carlo.

Este método se puede resumir en cuatro etapas: (i) Generación de escenarios aleatorios, (ii) Simular un flujo de potencia en cada escenario, (iii) Evaluar resultados frente a criterios y límites establecidos (voltajes, corrientes, pérdidas, etc.), (iv) Determinación de capacidad de alojamiento con el máximo nivel de DER que puede integrarse sin violar los límites [36].

### 3.12.3 Método por series de tiempo

Este método es una actualización del método determinista utiliza las series temporales con mediciones reales como dato de entrada para correr flujos de potencia secuencial a lo largo de un periodo representativo (un día o un año) en pasos de tiempos fijos de entre 5 y 15 min. Este método permite asociar variables de temperatura, aumento de consumo energético y la variabilidad de la generación fotovoltaica, en la Figura 13 se muestra un diagrama resumido del método [37].

Debido a la complejidad de este método y a la disponibilidad de datos como alternativa se pueden obtener datos de series temporales analizadas en un largo periodo usando técnicas de construcción de modelos como el promedio autorregresivo (ARMA) y el promedio móvil autorregresivo integrado (ARIMA) [38].

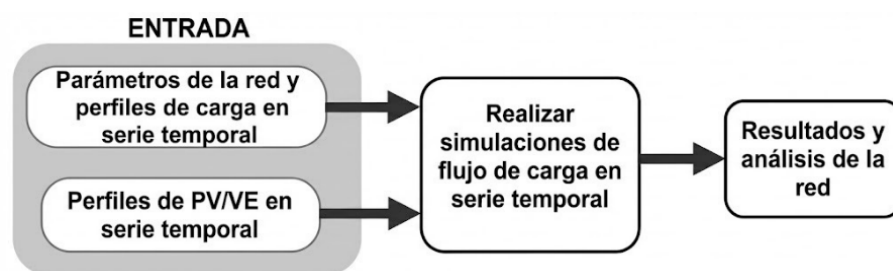


Figura 13. Ilustración del método de series temporales

Fuente: [38].

## 4. MÉTODOS Y PROCEDIMIENTOS

En el presente trabajo se lleva a cabo una metodología para estimar la (CA) de (GD FV) en la red de MV del alimentador Toacazo-Pachosalag. La evaluación se efectúa mediante el uso de

simulaciones eléctricas ejecutando el método de series de tiempo con un barrido iterativo, considerando la variabilidad diaria de la demanda y la generación fotovoltaica para poder determinar el máximo nivel de penetración de GD FV que se puede integrar en la red sin exceder los límites de operación de la red. El estudio se lo llevara a cabo en tres etapas mismas que se detallan en los siguientes puntos.

#### 4.1 ETAPA (I) BASE DE DATOS

En la Figura 14 se detalla el flujograma general de la metodología para la construcción y validación del modelo eléctrico del alimentador Toacazo-Pachosalag. El proceso parte desde la selección del alimentador y recolección de datos GIS y eléctricos, seguido se realiza la extracción de capas junto con la revisión y depuración de datos inconsistentes hasta tener una base de datos consistente. Una vez que se tiene los datos completos se generan los scripts de los elementos principales del alimentado para posteriores etapas.

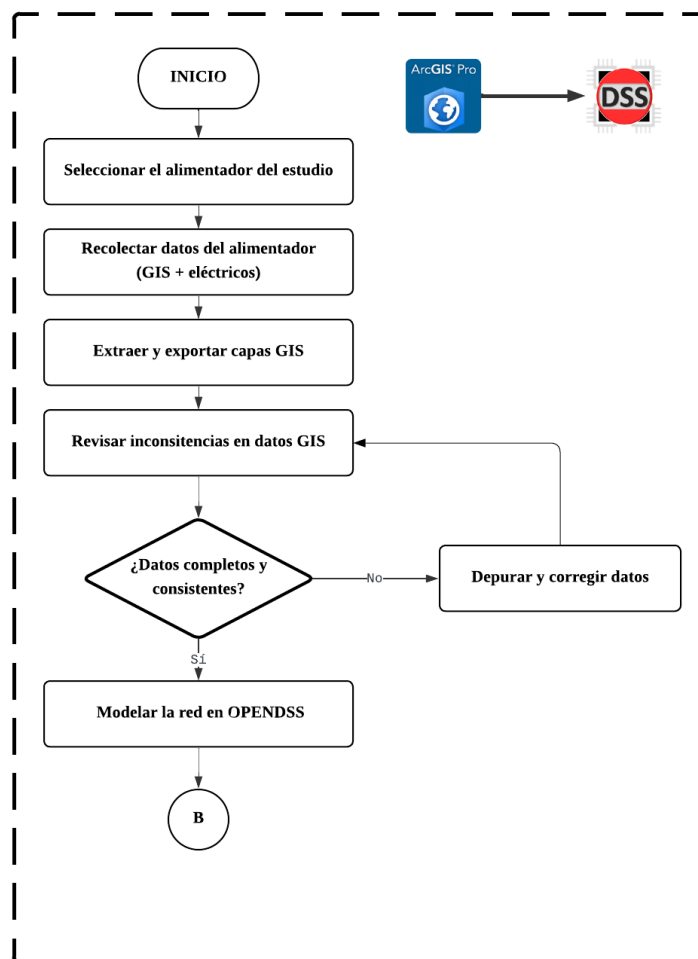


Figura 14. Diagrama de flujo primera etapa

#### 4.1.1 Selección del alimentador

Dentro de la base de datos GIS del sistema eléctrico de distribución de la empresa eléctrica Cotopaxi (ELEPCO S.A) se centró en la búsqueda de un alimentador robusto para el caso de estudio, identificando al alimentador Toacazo Pachosalag perteneciente a la subestación Lasso como candidato al estudio a continuación en la Figura 15 y Tabla 3 se presentan las características más relevantes del alimentador.

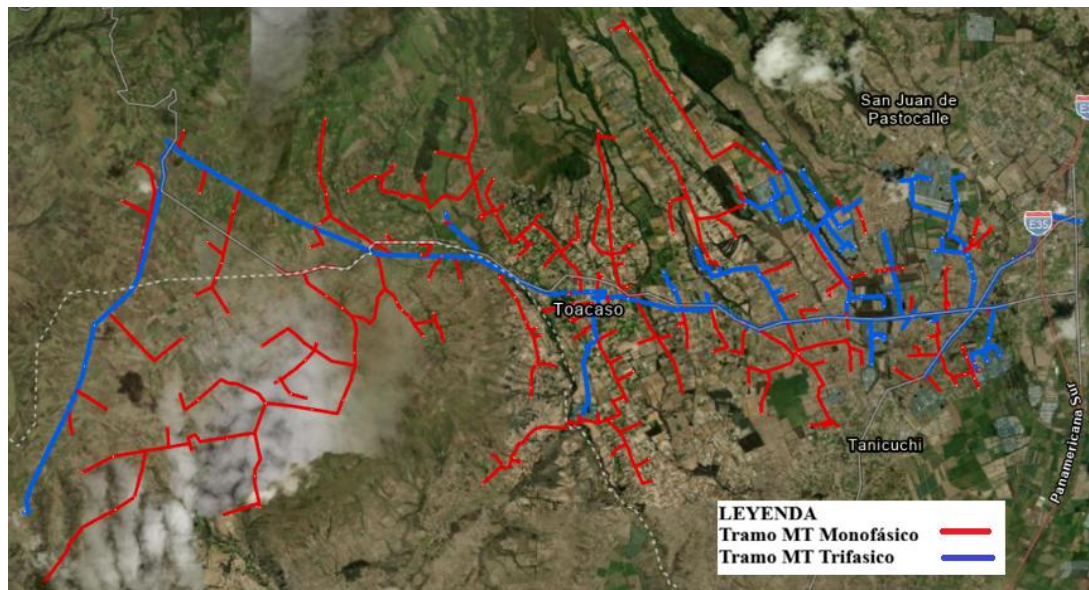


Figura 15. Topología del alimentador 0605LA0T01

Tabla 3. Datos del alimentador 0605LA0T01

ALIMENTADOR TOCAZO PACHOSALAG	
Código Alimentador	0605LA0T01
Ubicación	Cotopaxi - Latacunga - Toacazo
Ramal	Troncal
Transformador de la subestación (MVA)	16
Niveles de tensión (kV)	13.8/7.69
Transformadores Monofásico	324
Transformadores Trifásicos	70
Cargas equivalentes	394
Distancia Tramo MT Monofásico (km)	112.30411
Distancia Tramo MT Trifásico (km)	56.61510
Longitud del sistema (km)	168.91921

#### 4.1.2 Recolección y depuración de datos

Con el objetivo de tener una base de datos confiable para el modelado del sistema eléctrico se realizó un filtrado de la información geográfica y eléctrica existente en la base de datos de ArcGIS Pro con el fin de conservar los elementos pertenecientes al alimentado Toacazo-

Pachosalag. Como resultado se obtuvo la red georreferenciada junto a sus principales componentes eléctricos, los mismos que se detallan en la Figura 16. En el sistema eléctrico las líneas azules corresponden a la red de media tensión trifásica, las líneas rojas a la red de media tensión monofásica, los triángulos representan los transformadores de distribución, mientras que los puntos amarillos corresponden a los postes que distribuyen la red.

Esta información fue la base fundamental para posteriores procesos de depuración de datos geométricos, asignación de conectividad de las líneas (bus1/bus2) datos que se requerían para armar los scripts de líneas en OpenDSS y generar su respectivo modelo para el presente estudio.

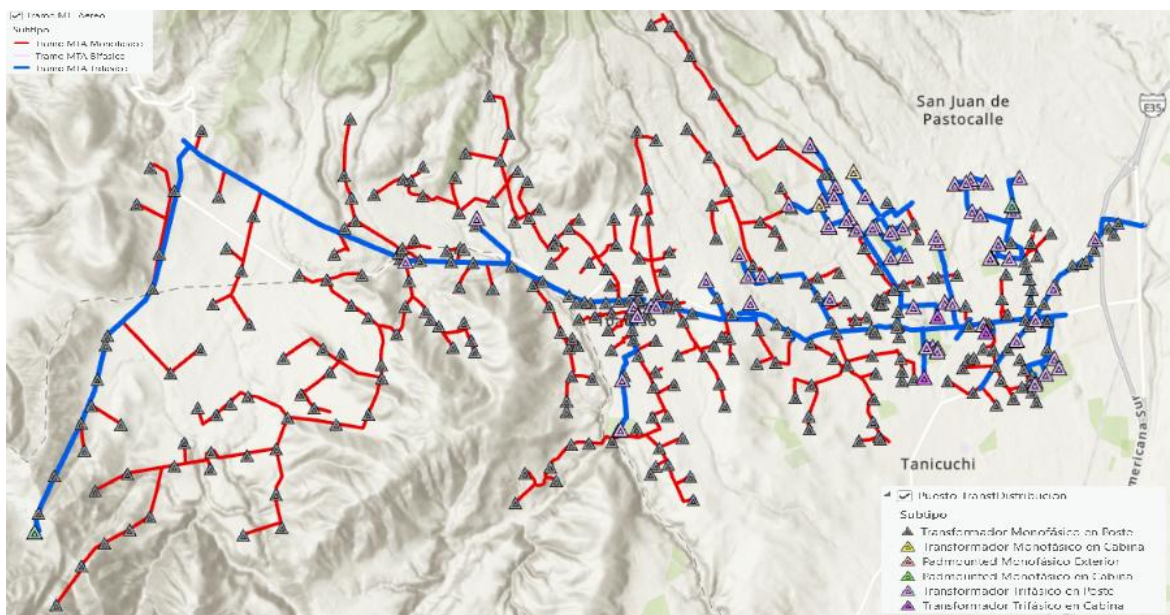


Figura 16. Red eléctrica Toacazo-Pachosalag en ArcGIS Pro

Para poder extraer los datos y armar los scripts en OpenDSS se lo pudo hacer gracias a las funciones de ArcGIS Pro como se muestra en la Figura 17 la tabla de atributos de cada capa a usar para armar la red como son: líneas MT, puestos de distribución, cargas y postes.

SUBTIPO	Fase Conexión	VOLTAJE	Texto Etiqueta	Codigo Conductor Fase *	Codigo Conductor Neutro *	Configuracion Conductores	SECUENCIAFASE
1 Tramo MTA Monofasico	B	7.97 kV	<Null>	ACSR.2	ACSR.4	1F2C	B
2 Tramo MTA Monofasico	B	7.97 kV	<Null>	ACSR.2	ACSR.4	1F2C	B
3 Tramo MTA Monofasico	B	7.97 kV	<Null>	ACSR.2	ACSR.4	1F2C	B
4 Tramo MTA Monofasico	C	7.97 kV	<Null>	ACSR.2	ACSR.4	1F2C	C
5 Bajante MTA Monofasica	C	7.97 kV	<Null>	ACSR.2	<Null>	1F1C	C

Figura 17. Tabla de atributos en ArcGIS Pro

### **4.1.3 Modelado en OPENDSS**

Una vez obtenida y ajustado los parámetros eléctricos requeridos se construyó el modelo del sistema eléctrico en el software OpenDSS el mismo que se encuentra estructurado por archivos (.dss) independientes de Líneas, Transformadores, Cargas y las coordenadas para los postes.

#### **Líneas**

En OpenDSS el elemento Line representa un tramo del conductor entre dos barras del circuito (Bus1; barra de origen y Bus2; barra de destino). Para armar el script de líneas del alimentador es necesario obtener los parámetros eléctricos y geométricos como se muestran en el Anexo A1) Tabla 14. una vez que se tienen los parámetros el script queda estructurado de la siguiente manera como se indica en el Anexo A1) Figura 34.

#### **Parámetro para Conductores**

Los Linecode corresponde a los datos eléctricos de resistencia, reactancia y capacitancia del conductor que se está usando, estos sirven como variables para evitar escribir todas las características del conductor en cada línea asegurando consistencia y facilitando cambios si se tiene que cambiar el conductor en las líneas del alimentador por algún error o mal dimensionamiento en Anexo A2) la Figura 35 muestra un ejemplo del Lincode de conductores utilizados.

#### **Transformadores**

En OpenDSS el transformador modela la transferencia de potencia entre niveles de tensión y define las separaciones de MT y BT mediante sus buses por devanados (Buses).

Para modelar los transformadores se deben tener los parámetros necesarios para la construcción del modelo para obtener un script que se muestran en el Anexo A3) Figura 36. que corresponde a un transformador dentro del sistema estudiado.

#### **Cargas**

Las cargas (Load) representan la demanda conectada en a una barra del alimentador estos elementos representan a los usuarios que se encuentran distribuidos en el lado de baja del transformador su estructura se para el script se muestra en el Anexo A4) Figura 37 y los datos necesarios para crear la carga están en el Anexo A4) Tabla 16.

## Buses (Cordenadas)

El archivo de los BusCoords permite asociar las coordenadas (X, Y) a cada bus del circuito para poder graficar el sistema en forma georreferenciada en OpenDSS. Este script es el encargado de validar la conectividad del sistema. La forma en la que se estructura el script de coordenadas se muestra en el Anexo A5) Tabla 17

Una vez creado los scripts de los principales elementos de OpenDSS se crea un script como ventana de trabajo donde se redireccionan los scripts creados previamente de líneas, transformadores, cargas y coordenadas en el mismo se codifican características de la red y parámetros que necesitemos como voltajes, potencias, corrientes etc. de esta manera al correr el script se obtiene un modelo del alimentador como se muestra en la Anexo A5) Figura 24 listo para posteriores etapas.

## 4.2 ETAPA (II) CONSTRUCCIÓN DEL MODELO (PYTHON + OPENDSS)

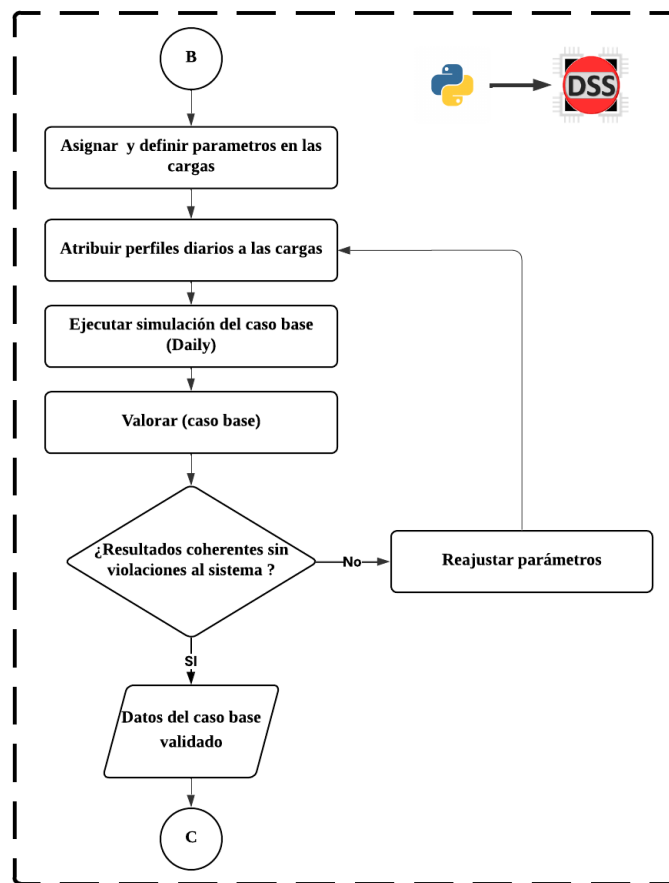


Figura 18. Flujograma etapa (ii)

#### 4.2.1 Procesamiento de las cargas equivalentes en el alimentador.

El alimentador Toacazo -Pachosalg en la cual se realiza el estudio se puede contar con un total de 393 cargas equivalentes, dichas cargas se han clasificado dependiendo el tipo de estrato de usuario (residencial, comercial e industrial). En la Figura 19 se muestra una representación donde con un 76.40 % los usuarios residenciales representan la mayor parte demanda del sistema, seguido por los usuarios comerciales con un 21.07 % y el 2.54 % restante hace referencia al estrato industrial.

Tabla 4. Distribución de cargas en el sistema

Tipo de carga	Cantidad	Porcentaje
Residencial	301	76.40%
Comercial	83	21.07%
Industrial	10	2.54%
Total	394	100%

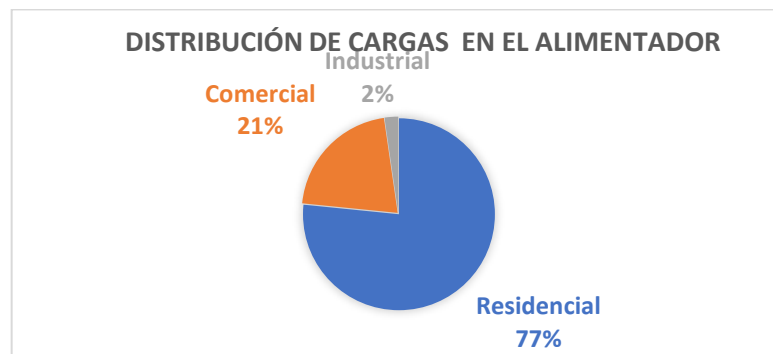


Figura 19. Representación gráfica de la distribución de cargas en el alimentador.

Para esta etapa se procede a caracterizar la demanda del alimentador donde se realizó una segmentación de las cargas por intervalos de potencia (kW), con el fin de identificar los rangos de consumo más representativos y frecuentes en el sistema. Esta clasificación permite comprender mejor la distribución de la demanda asociada a cada transformador MT/BT con la finalidad conocer cómo será la ubicación y el tamaño de los PV evitando así escenarios de sobredimensionamiento que puedan generar afectaciones en la red.

Tabla 5. Rangos por potencia en cargas.

Rango (kW)	Residencial	Comercial	Industrial	Total
1-5	33	0	0	33
5-10	172	0	0	172

10–20	85	3	0	88
20–50	10	57	0	67
50–100	0	23	7	30
>100	0	0	2	3

La Figura 20 es el resultado de la Tabla 5 donde se categoriza la demanda por carga, A partir de esta información, las cargas se agrupan en intervalos de potencia (kW) y se diferencian según el tipo de estrato. Se puede notar de 5 a 10 KW es la mayor acumulación de potencia demostrando aquí que los consumos de baja potencia predominan. Este ordenamiento de datos es esencial para el estudio de la CA procurando que la potencia instalada sea coherente con los niveles de demanda con la intención de que cada dimensionamiento de PV sea adecuado de esta manera se evita condiciones de sobrecarga y desviaciones del perfil de tensión.

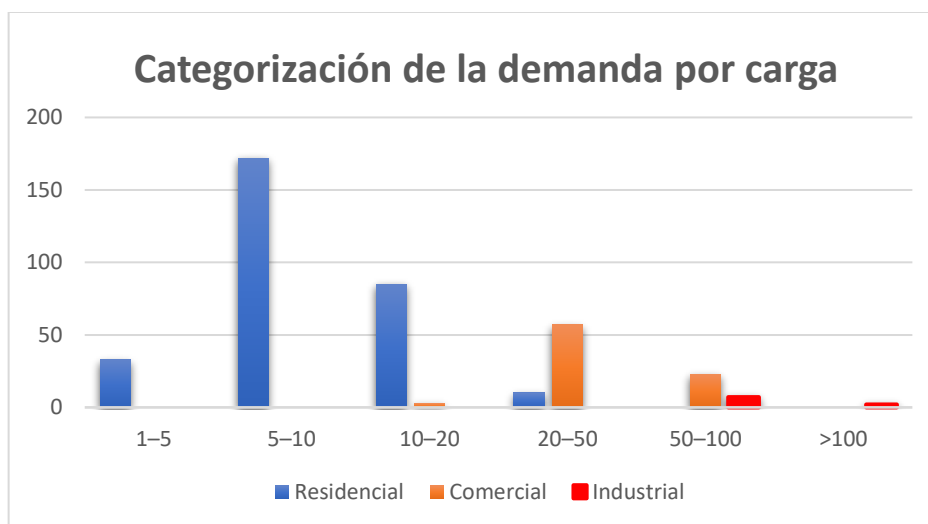


Figura 20. Categorización de la demanda por carga

#### 4.2.2 Asignación de perfiles diarios

La interfaz de OpenDSS permite insertar perfiles de demanda diarios con la intención de llevar el caso de estudio a un escenario más cercano a la realidad. Con la ayuda de la creación de loadshape se asignaron perfiles residenciales, comerciales e industriales, dependiendo las cargas definidas en la sección anterior. Esta asignación es esencial para ejecutar la simulación por serie de tiempo (daily), en la cual la carga toma valores de 15 minutos durante un día. La Figura 21. muestra un ejemplo del comportamiento de perfiles con la carga y su variación durante el día.

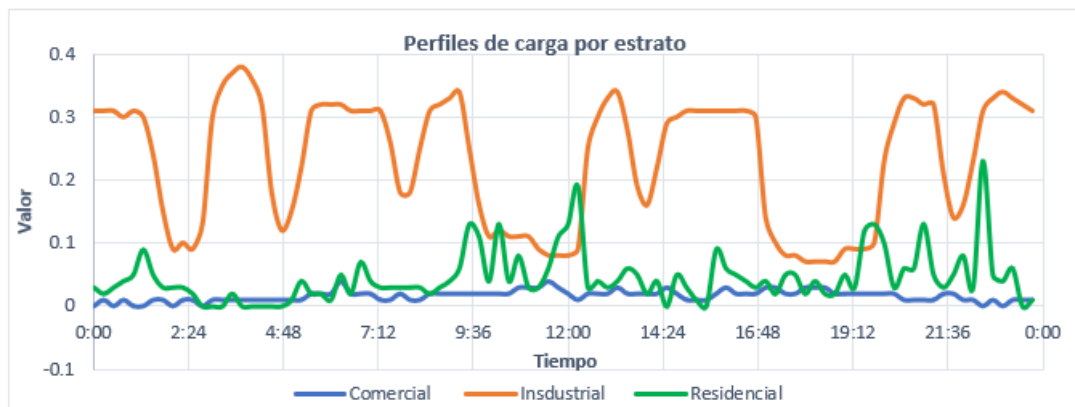


Figura 21. Perfiles de carga por estrato

#### 4.1 SIMULACIÓN DEL CASO BASE.

Para la simulación del caso base se ha generado un archivo Master.dss en el cual representa toda la topología del alimentador Toacazo-Pachosalag, esto incluye líneas, cargas, buses, transformadores. La ejecución del modelo se la realiza con Python + OpenDss, lo que permite el almacenamiento de resultados.

Con la ayuda de la función random se emplea una asignación automática que logra atribuir curvas de perfil diario de consumo (loadshape) para cada una de las cargas del alimentador. Una vez definido los loadshape dentro de la interfaz de Python donde se ejecuta el flujo de potencia en condición base, verificando la convergencia del mismo. La intención de ejecutar este primer escenario es conocer cómo actúa el sistema en estado de operación normal misma que servirá como referencia para evaluar métricas de calidad de energía una vez ingresado los GD FV. Con base en esto permite evaluar tensiones nodales en MT, corrientes y cargabilidad de líneas/transformadores, potencias en cabecera y pérdidas técnicas, que posteriormente se contrastan con los escenarios propuestos para la evaluación de CA.

## 4.2 ETAPA (III) INSERCIÓN DE GD FV Y DETERMINACIÓN DE HOSTING CAPACITY (CA)

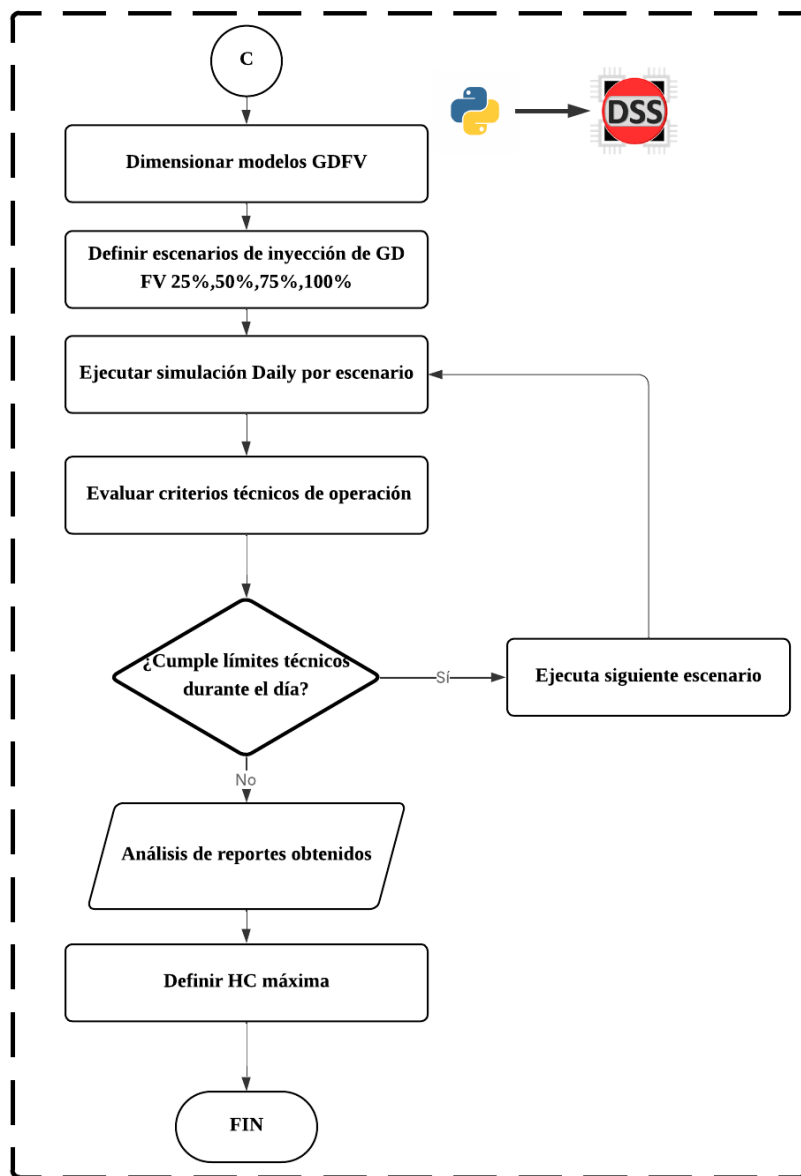


Figura 22. Flujograma etapa III

La tercera etapa se muestra en el flujograma de la Figura 22. Este caso de estudio corresponde a la inserción de generación distribuida fotovoltaica en el modelo base del alimentador, esto se realiza con la intención de validar el comportamiento del sistema ante distintos escenarios de penetración y en consecuencia conocer la (CA). Esta sección es crucial ya que se plantean casos hipotéticos de integración de GD FV donde se va a ir incrementado la potencia fotovoltaica con un 25% en cada caso hasta completar el 100% de inyección en las cargas que constituyen la

red, con los resultados obtenidos en cada escenario se evalúan variables (V, I, P) que empiecen a presentar violaciones que afectan a la operación del sistema eléctrico.

El análisis se enfoca en identificar el margen máximo de penetración a partir del cual la red comienza a presentar condiciones de falla tales como límites de voltaje en líneas y transformadores, pérdidas en el sistema, además de esto también la presencia de flujo inverso hacia la cabecera del alimentador. Para el procesamiento de los datos los límites se adoptan criterios de calidad de energía y desempeño operativo establecidos en la regulación “ARCONEL 009/24”, la cual como se detalló anteriormente define las métricas y rangos admisibles que deben cumplirse para evitar afectaciones al servicio eléctrico y garantizar una operación segura y confiable de la red de distribución.

Esta etapa es primordial ya que permite no solo cuantificar la capacidad de alojamiento, sino también identificar la restricción técnica dominante y los puntos críticos en barras y elementos donde se originan las violaciones dicha información recolectada es clave para sustentar decisiones de conexión, control y posibles alternativas de mitigación en escenarios de alta integración de GD FV.

#### **4.2.1 Dimensionamiento de sistemas GF FV.**

Los sistemas de GD FV se definen mediante el uso del modelo existente en OpenDSS “PVSystem” que modela un sistema fotovoltaico convencional (paneles + inversor), permite detallar parámetros de acuerdo al tipo de estudio que se va a realizar. En el Anexo A) tabla se detalla las especificaciones que se pueden incluir en estos modelos dependiendo el caso de estudio.

Para este estudio el dimensionamiento de los arreglos fotovoltaicos se lo hace a partir de los clientes conectados al alimentador, en el cual se establece como criterio a considerar que la inyección de potencia por parte del SGDA debe abastecer el propio consumo, esto con el objetivo de no generar excedentes anormales hacia la red que pueden afectar los resultados esperados.

En base a los criterios de dimensionamiento se desarrolla un algoritmo mediante Python que va a generar arreglos fotovoltaicos conectados al lado de baja de cada transformador que conforma el alimentador, el algoritmo considera parámetros como la potencia nominal del transformador, la carga equivalente conectada y el tipo de usuario, de esta manera se determina la capacidad fotovoltaica técnica permitida para cada punto.

Finalmente, para cada arreglo fotovoltaico se debe incorporar datos de irradiancia típica en el sector mostrada en la Figura 23, de esta manera apegarse al comportamiento real del recurso solar en la zona, esta parte es importante ya que reduce el riesgo de inconsistencias técnicas como sobredimensionamientos en los arreglos que pueden provocar violaciones en zonas localizadas.

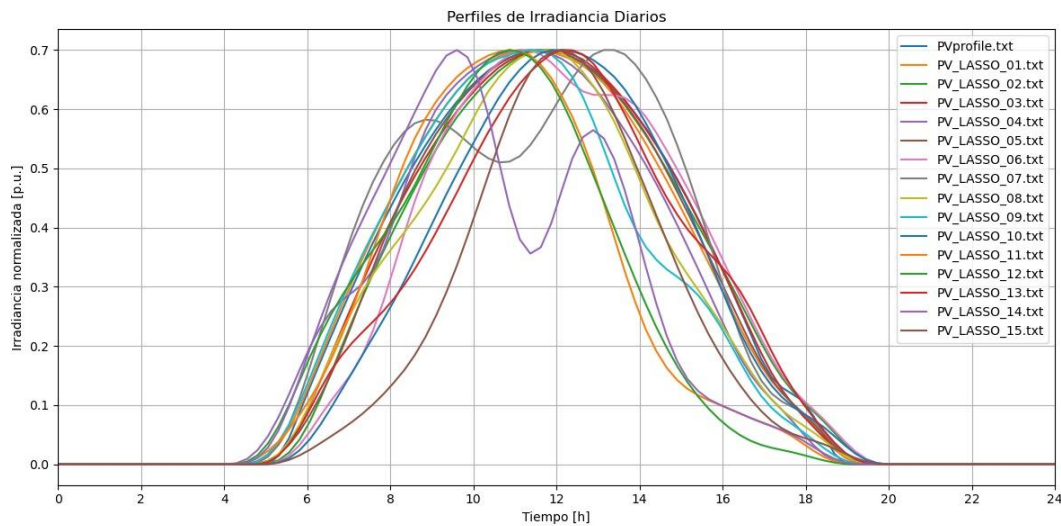


Figura 23. Perfiles de irradiancia

#### 4.2.2 Definir escenarios de inyección de GD FV 25%,50%,75%,100%

Para la definir las condiciones de prueba que se han hablado en secciones anteriores es necesario hacer uso de los arreglos PV system donde se empieza a inyectar de manera aleatoria en el lado de baja de los transformadores mediante funciones en Python se lo modela mediante el diseño preliminar sin que el arreglo de paneles sea mayor a la potencia de los transformadores para evitar sobrecargas en los mismos.

Para definir las condiciones de prueba descritas en secciones anteriores, se aplican escenarios para la penetración de la GD FV del 25 %, 50%,75%, 100% en cada iteración. La inserción de los GD FV se logra mediante la creación de elementos PVSystem que representan el conjunto panel-inversor conectados al lado de baja de los transformadores.

La incorporación se la realiza de manera automática mediante códigos y scripts desarrollados en Python esto permite generar e insertar los PVSystem en los buses y controlar su activación según el nivel de penetración definido en cada escenario. El objetivo es representar la variabilidad en la localización de la GD FV, adicionalmente el dimensionamiento de cada sistema de FV se lo restringe mediante un criterio de diseño inicial. Una de las condiciones a

considerar es que la potencia instalada de los GD no debe exceder la potencia nominal del transformador al cual se asocia.

El propósito es que la penetración se logre evaluar ejecutando el flujo de potencia correspondiente y comparando los resultados con el caso base, identificando el punto en el que se exceden los límites técnicos establecidos.

#### **4.2.3 Evaluar criterios técnicos de operación**

Una vez ejecutada la simulación se genera reportes para cada instante, esto sirve para registrar las principales variables eléctricas del alimentador. Como consecuencia de la simulación por series de tiempo se generan un volumen considerable de información debido a esto los resultados se procesa mediante herramientas estadísticas (diagramas de caja de bigotes, etc.) para obtener métricas y facilitar su interpretación. Para llegar a determinar el escenario máximo de penetración que mantiene la operación del sistema dentro de los rangos aceptables permitiendo así estimar la CA del alimentador Taoacazo-Pachosalag.

#### **4.2.4 Determinar CA máxima**

La CA máxima del alimentador se define en este estudio como el mayor nivel de penetración de la GD fotovoltaica que puede incorporarse en la red si provocar violaciones a las métricas de calidad de energía y de operatividad establecidas. Para cada uno de los escenarios de penetración planteados en las secciones anteriores, los resultados de la simulación se comparan con los establecido por la regulación “ARCONEL 009/24” la cual establece los criterios asociados a variaciones en el sistema por inserción de GD [6].

Un escenario se considera valido siempre que la inyección de GD FV mantenga el sistema dentro de los rangos admisibles y no genere infracciones a los limites técnicos durante el periodo de evaluación. En el caso contrario que se detecte una violación se identifica la última interacción que resulto aceptable y se determina el porcentaje de inserción a partir el cual el sistema comienza a incumplir los criterios.

## 5. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

### 5.1 RESULTADOS ETAPA (I)

Para la etapa (I), se armó el modelo completo del alimentador TOACAZO-PACHOSALAG en el software OpenDSS compuestos por 1673 buses, 1279 líneas de MT divididas entre trifásicas y monofásicas, 394 transformadores y 394 cargas equivalentes. Al ejecutar el circuito convergió correctamente asegurando la ausencia de elementos sin conectarse además los valores de voltaje tienen concordancia con las tensiones establecidas 13,8 LL en MT, también se incorporaron las coordenadas de cada bus para poder generar la topología de la red mediante la herramienta plot circuito de OpenDSS. La convergencia del circuito confirma que el modelo está listo para ejecutar el análisis en la siguiente etapa, en la Figura 24. se muestra el grafico de la topología del alimentador modelado en OpenDSS.

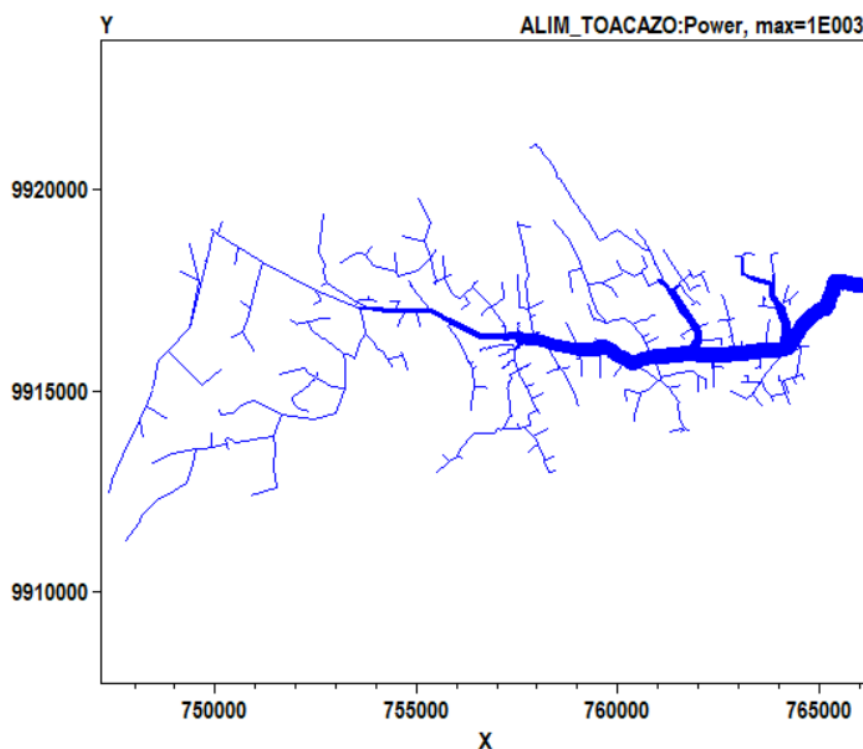


Figura 24. Topología del alimentador TOACAZO - PACHOSALAG

## 5.2 RESULTADOS ETAPA (II)

En esta sección se detallan los resultados de generar el caso base para el análisis de la capacidad de alojamiento, una vez obtenido el modelo eléctrico ejecutado en la etapa (I) se realiza la estructura de la etapa 2 la cual consiste en correr un flujo de potencia con series de tiempo de 96 pasos cada 15 minutos dando como resultados la simulación del caso base del alimentador obteniendo parámetros base que sirven como línea de partida para la estimación de la CA.

En la ventana de la consola de Python se tienen datos de la potencia máxima medida en la cabecera del alimentador 3.44 MW y la corriente máxima 168.81 A en la cabecera que son datos importantes en el análisis se puede ver cómo actúan ante la inyección de los sistemas de GD FV. Estos datos se pueden ver reflejados en la Tabla 6.

Tabla 6. Resultados de la simulación del caso base

Parámetro	Valor	Unidad / Nota
Pmax	3.4467	MW
Pmin	1.0867	MW
Vmax	1.0380	p.u. (MV)
Vmin	0.9570	p.u. (MV)
Energía de pérdidas	1103.78	kWh
I_head_max	168.818	A
Convergencia	96/96	Serie de tiempo completa
Flujo inverso	No	Sin flujo inverso

De acuerdo con la Regulación No. ARCONEL 009/24 denominada «Calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica uno de los principales parámetros para la determinación de la calidad del servicio son los límites de voltaje en media tensión deben ser entre 0.94 y 1.06p.u. para garantizar que el sistema esté funcionando correctamente. En los resultados obtenidos los límites de voltaje cumplen con la normativa [6].

En la Figura 25 se indica el comportamiento del voltaje medido en (MV) expresado como desviación en p.u. se encuentra centrado en 1.0 p.u. los valores positivos corresponden a sobretensiones con respecto al valor nominal y los negativos caídas de tensiones. Para el caso base la distribución se encuentra cerca del centro (0), esto indica que la mayoría de buses operan dentro del valor nominal, el valor medio  $\mu = 0.0077$  determina el voltaje promedio de aproximadamente 1.007 p.u. representando una variación ligera por encima del valor nominal.

La presencia de valores que van hacia el lado negativo evidencia buses con tensiones más bajas que se asocian a puntos eléctricos alejados, la desviación estándar  $\sigma = 0.0210$  mide la

variabilidad del voltaje y permite comparar los posibles efectos al inyectar GD FV ya que al inyectar generación fotovoltaica los voltajes tienden a cambiar hacia el lado positivo determinando que este sube y sobrepasa los límites establecidos. Con este grafico se verifica que la distribución permanece dentro del rango permitido (0.94 -1.06 p.u) en la red de MV.

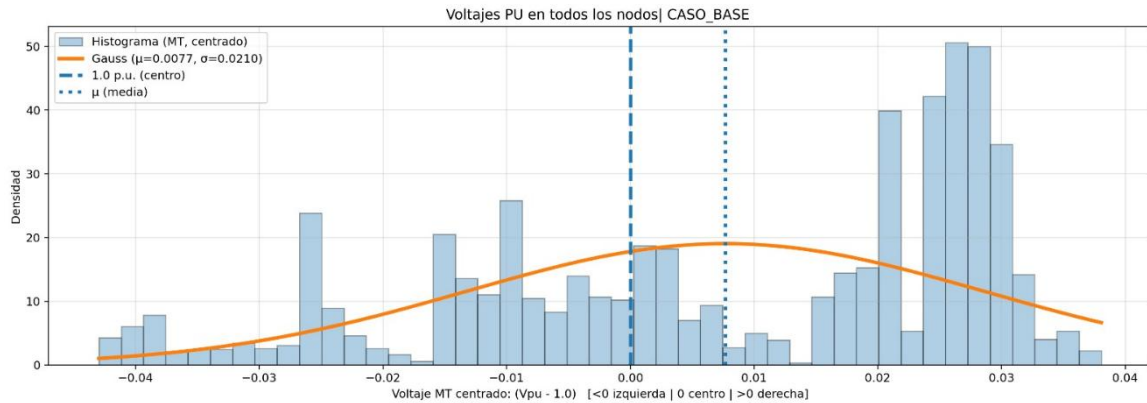


Figura 25. Distribución de los voltajes de MV de toda la red durante un día.

La Figura 26. se muestra el comportamiento de la potencia medido desde la cabecera del alimentador en la línea L1\_1 las curvas de color azul, naranja y verde representar la potencia máxima en cada fase (a, b, c) mientras que la curva de color rojo es la suma de las tres fases y representa la demanda de un día normal en el alimentador donde existen valores punta en horas de mayor actividad y valores valle en horas de menor actividad. La diferencia de en las potencias muestra una leve variación en el sistema debido a su estructura en el sistema eléctrico. Este resultado permite ver el comportamiento de la carga medido en la cabecera y sirve como referencia para comparar el caso base con escenarios de inyección de GD FV.

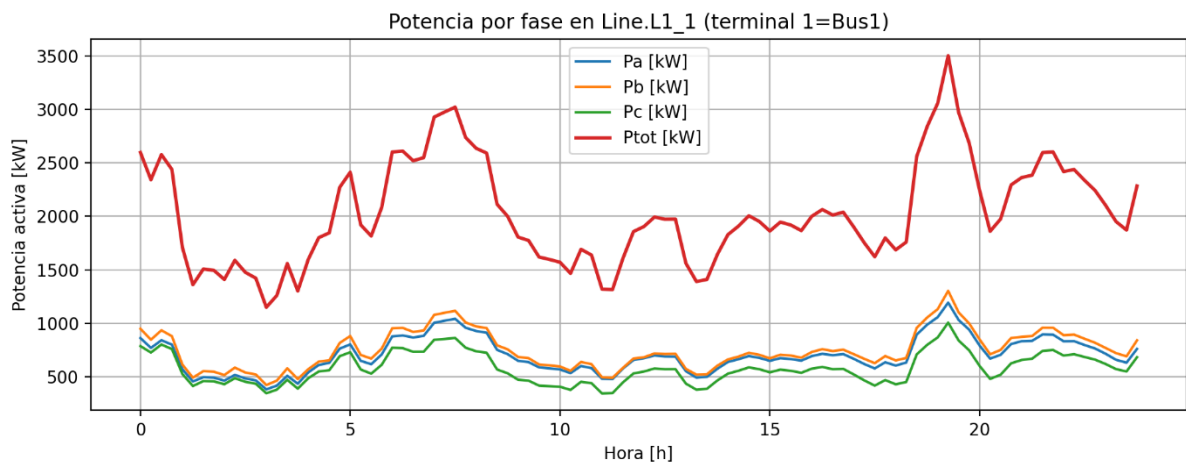


Figura 26. Comportamiento de la potencia medido desde la cabecera durante un día 24 (h)

En la Figura 27 se muestra el comportamiento de la corriente medida desde la cabecera del alimentador, su curva esta asemejado al de la potencia debido a que tienen semejanza con el comportamiento diario de la demanda suelen subir en horas picos y bajar durante periodos de menor uso, en la gráfica muestra una ligera variación entre sus fases debido a que es un sistema desbalanceado por la estructura de sus cargas.

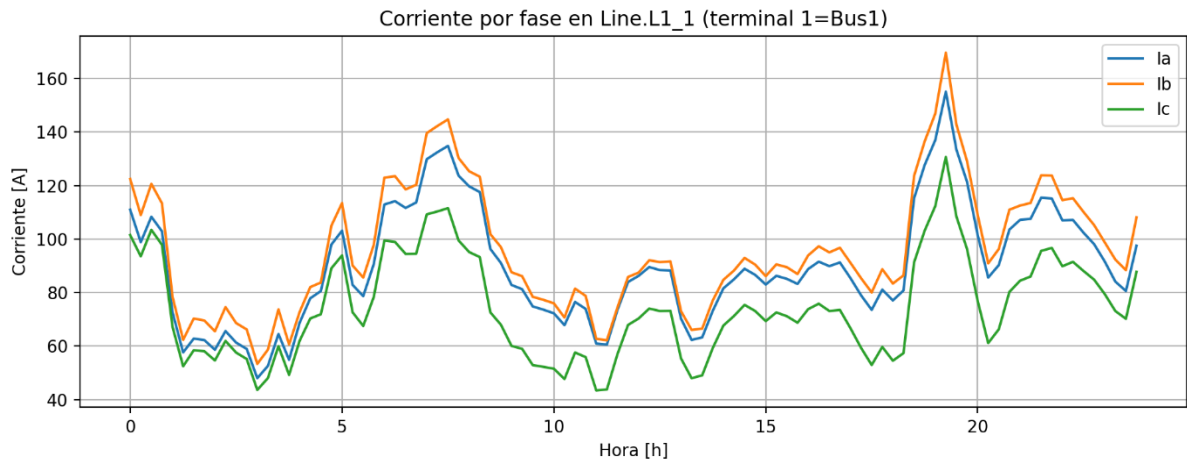


Figura 27. Comportamiento diario del corriente medido desde la cabecera del alimentador.

### 5.3 RESULTADOS ETAPA (III)

La Figura 28 muestra la respuesta de la potencia ante la inserción de GD FV para distintos niveles de penetración, su comportamiento está asociado con las horas de irradiancia solar, en horas solares la potencia disminuye evidenciando el abastecimiento local de la demanda por penetración, mientras que para escenarios elevados de 75% y 100% de potencia total adopta valores negativos indicando el flujo inverso en el sistema por exceso de inyección por parte de los sistemas de generación. Esta respuesta en sistema representa una condición para la determinación de la capacidad de alojamiento.

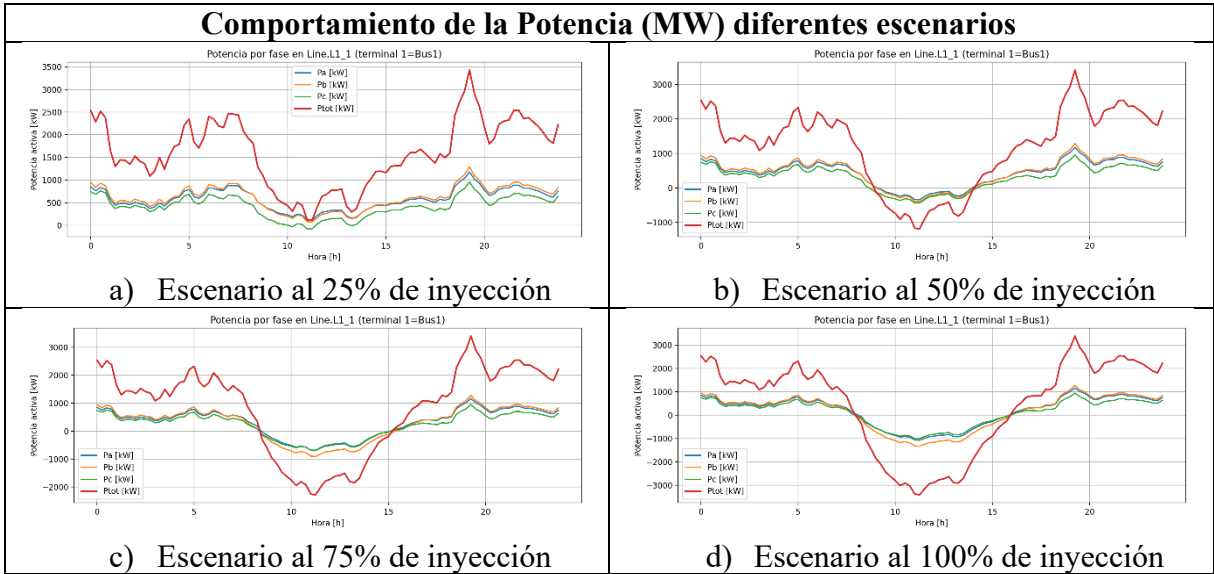


Figura 28. Comportamiento de la Potencia en diferentes escenarios de inyección.

En la Figura 29 se recolectan datos de la evolución de la corriente en la cabecera del alimentador, mismos que indican la penetración de generación fotovoltaica desde el 25% al 100%. Al incrementar la penetración fotovoltaica la corriente tiende a reducirse en horas de irradiancia por el autoabastecimiento local de la demanda como se muestra en la Figura 29 literales a) y b), sin embargo, en los literales c) y d) escenarios del 75% y 100% existe un incremento de corriente en horas de irradiancia debido a que existe excedentes de GD FV y esto originan flujos inversos en el sistema.

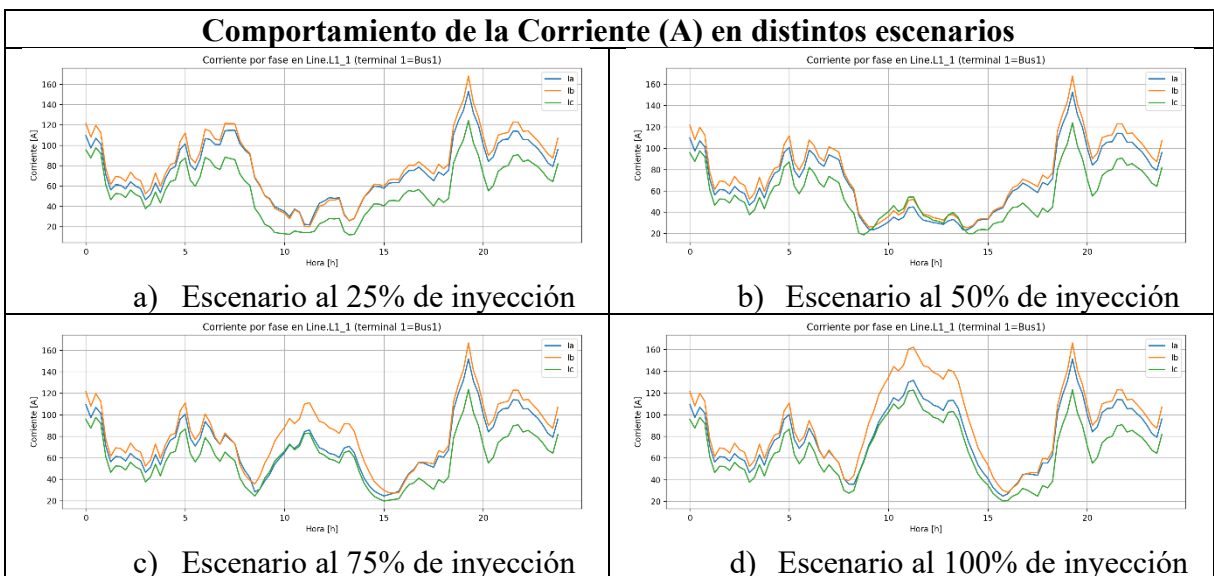


Figura 29. Comportamiento de la corriente en diferentes escenarios de inyección.

Al inyectar GD FV en el alimentador en diversos escenarios se empieza a ver cambios en el comportamiento del voltaje. En la Figura 30 se muestra el impacto en el voltaje en niveles de penetración de 25% al 100%, los histogramas indican el desplazamiento progresivo del voltaje hacia el lado positivo durante cada escenario de inyección. Esto es causado por la reducción del flujo de potencia en la cabecera y disminución de caídas de tensión  $I \cdot Z$ . En los literales a) y b) la generación fotovoltaica ayuda a suministrar parcialmente la demanda lo que reduce sobrevoltajes en buses alejados. Por otra parte, en los escenarios del literal c) y d) la distribución de voltajes en los histogramas se concentra en valores superiores al nominal de manera que se incrementan la posibilidad de tener sobrevoltajes en hora de mayor irradiancia y baja demanda.

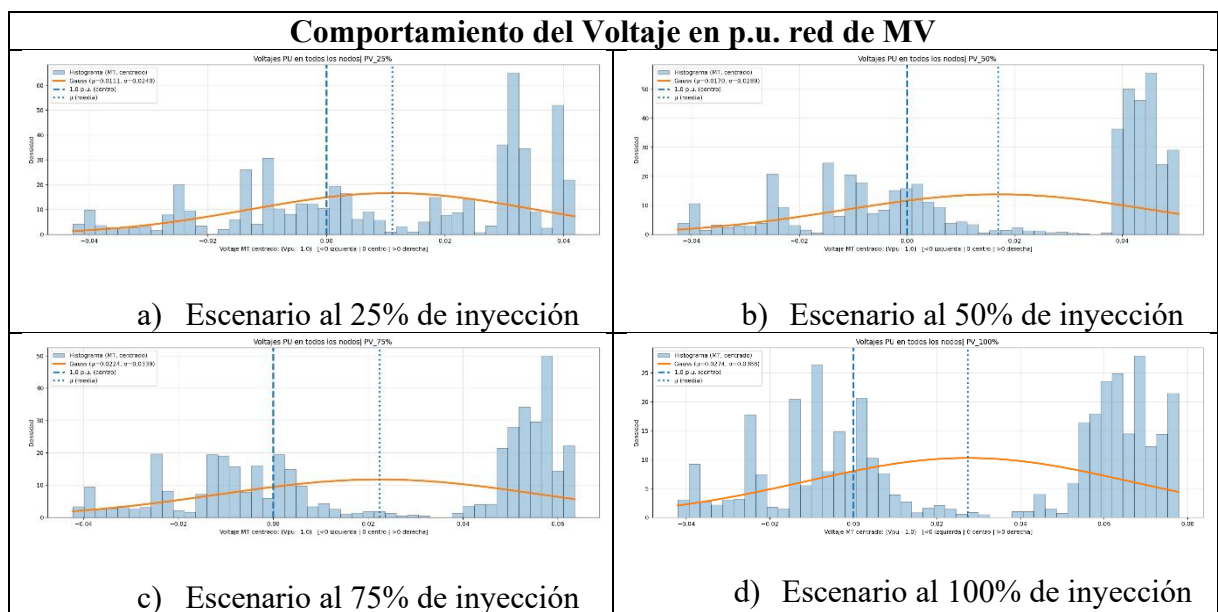


Figura 30. Comportamiento de voltajes en la red de MV en histogramas a diferentes niveles de inyección.

De acuerdo con la figura representa el comportamiento del desequilibrio de voltaje (VOF%) calculado como indica la norma “Regulación No. ARCONEL 009/24” en los buses trifásicos para diferentes escenarios de penetración desde el 25% al 100%. Los buses están ordenados de mayor a menor desequilibrio con respecto a su límite superior del 2% como indica la regulación [6]. En todos los escenarios evaluados se encuentran dentro de los límites establecidos.

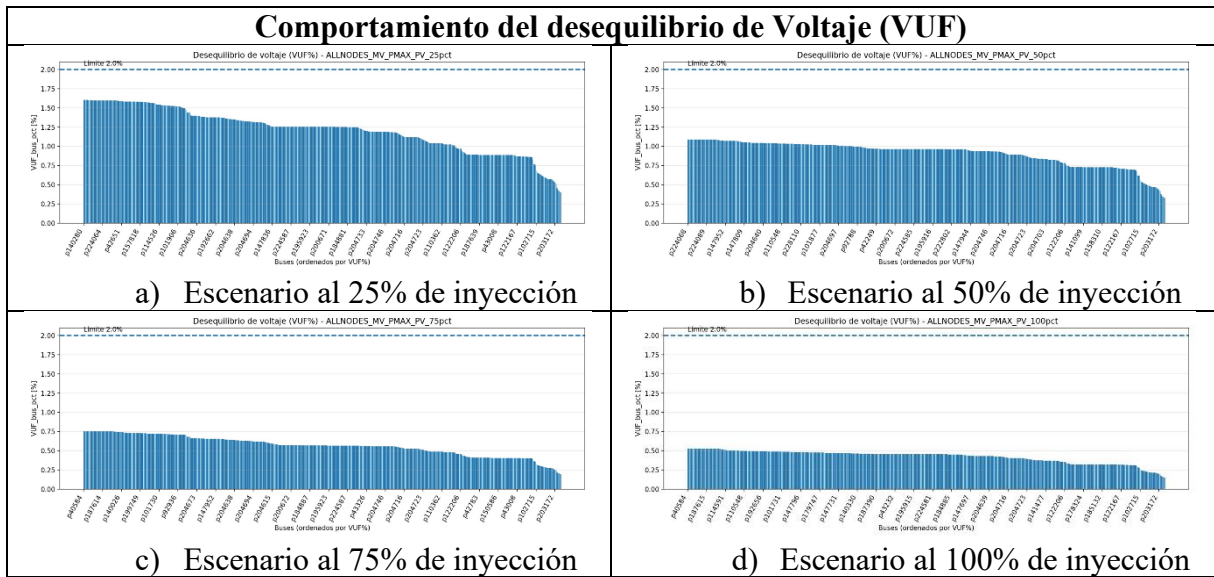


Figura 31. Desequilibrio de voltajes en buses trifásicos en diferentes escenarios de penetración de GD FV.

Para poder estimar la (CA) se aplicó un día de pruebas en el alimentador para lo cual se inyectaron GD FV en diferentes escenarios con respecto a las cargas equivalentes el primer escenario 25% se instalaron 98/394, para el 50% se instalaron 197/394, para el 75% se instalaron 295 /394 y para el 100 % se instalaron en todas las cargas representadas en la Tabla 7.

Tabla 7. Potencia inyectada por escenarios.

Caso	Cantidad de GD FV	Inyección GD FV
Caso 25%	98	34.91kW
Caso 50%	197	73.64kW

En la Tabla 8 se puede ver un resumen de valores obtenidos para las variables de estado en cada escenario propuesto, de acuerdo con los datos obtenidos al correr varios flujos de potencia en el sistema e ir incrementando la inyección de la GD FV se puede ver una variación en cada escenario de esta manera se puede evaluar la capacidad de alojamiento con respecto a la normativa en este caso basándose en la “Regulación No. ARCONEL 009/24” se puede determinar que al inyectar los sistemas GD FV en la red causan sobrevoltajes de manera que a partir del 50 % de inyección se ven reflejados un incremento en el voltaje lo cual causa problemas en la operación del sistema para lo cual se establece que en el alimentador Toacazo-Pachosalag se puede inyectar hasta un 50% de generación distribuida en el sistema sin que ocurran problemas de operación [6].

Tabla 8. Criterios de evaluación para CA

Escenarios	Voltaje [p.u.]	VUF [%]	Max Cargabilidad Líneas [%]	Max Cargabilidad Trafos [%]
25%	1.04	1.60	47.23	47.77
50%	1.05	1.08	47.17	78.47
75%	1.06	0.75	47.07	78.47
100%	1.07	0.52	46.99	78.74

Por otra parte, al 75% de inyección se puede destacar que se encuentra en el punto límite de acuerdo con la normativa para lo cual no se cierra la posibilidad de inyectar hasta ese porcentaje, aunque se podría aplicar otro tipo de tecnologías para poder disminuir los sobrevoltajes y poder inyectar potencia GD de manera controlada, esto quedaría abierto para nuevas investigaciones. Para el caso de 100% el sistema presenta la violación de voltaje con 1.07 pu que para la operación es un problema importante.

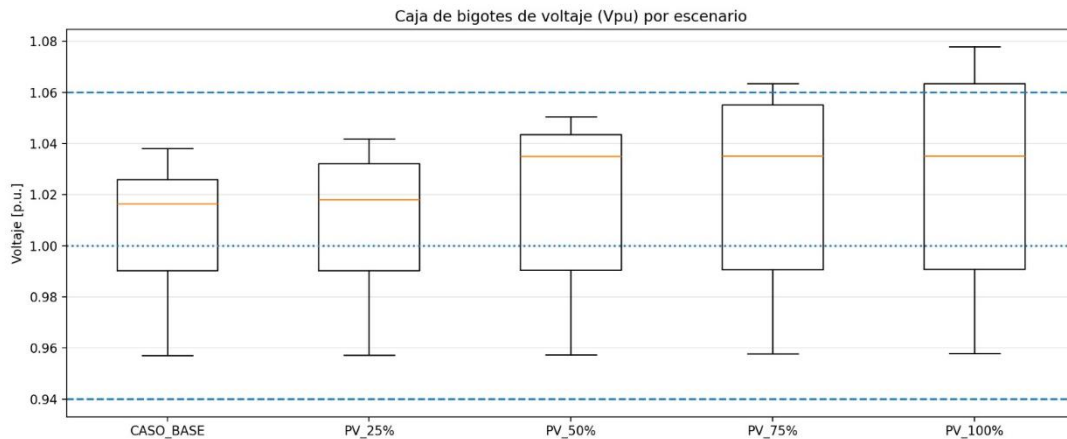


Figura 32. Diagrama de bigotes representación niveles de voltaje p.u por escenarios.

#### 5.4 MAPEO DE PUNTOS CRÍTICOS EN EL SISTEMA

En función de los resultados obtenidos se puede realizar un mapeo de puntos críticos en los buses que presentan violaciones de nivel de voltaje en el alimentador, indicando el color azul y verde como valores de operación aceptables entre  $\pm 2 p.u.$ , mientras el valor naranja indica calores cerca del  $\pm 6 p.u.$  y el color rojo indica el estado de operación crítica (valores que superen el umbral de  $\pm 6 p.u.$ ). La Figura 33 detalla de mejor manera lo indicado anteriormente.

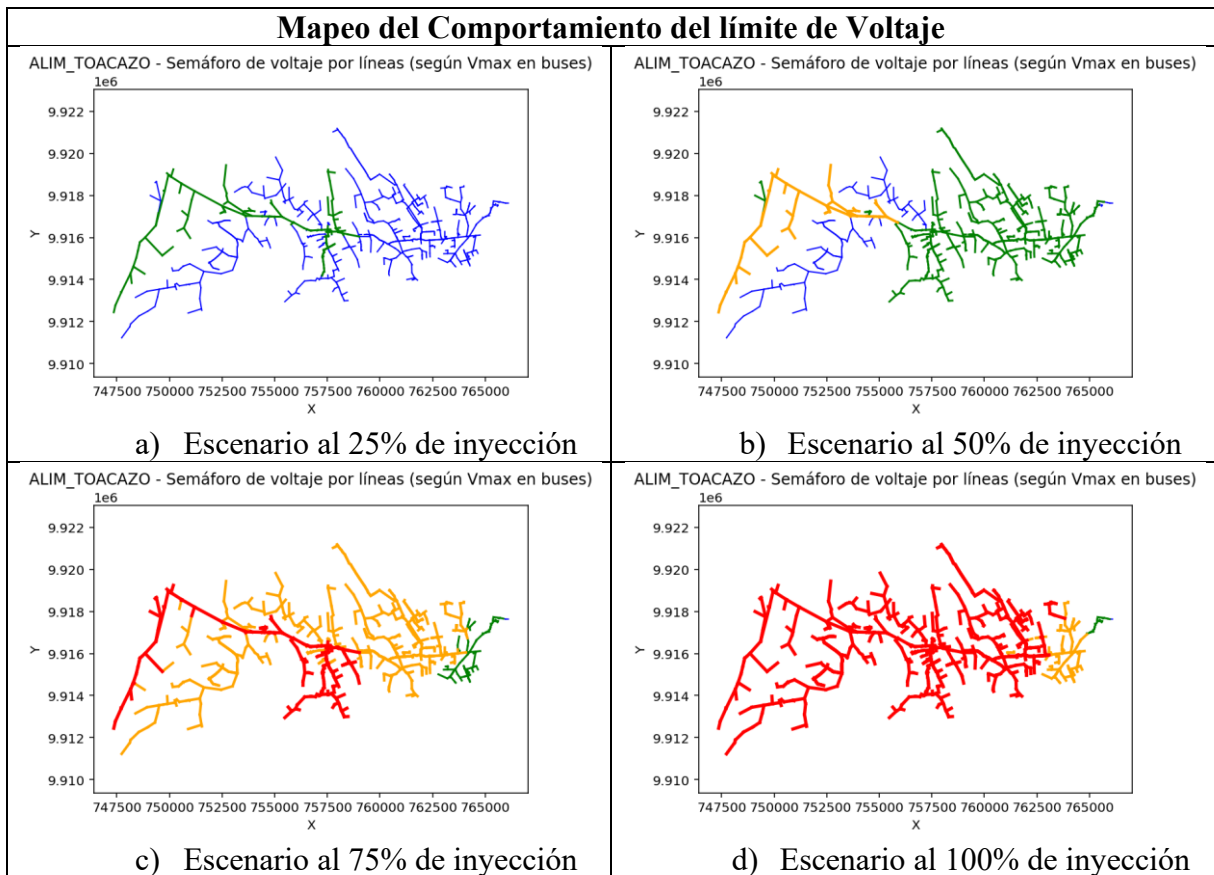


Figura 33. Mapeo de zonas críticas

En la Figura 33 literales a) y b) se pueden observar los límites de voltaje en todas las líneas del alimentador de manera que se encuentran operando dentro de los límites que son entre 0.94 y 1.06 p.u. de esta manera se puede ver con más claridad como las variables de estado cambian de acuerdo al escenario de inyección de los sistemas GD FV insertados en la red durante cada prueba realizada por otro lado en la Figura 33 literales c) y d) se pueden observar que son escenarios críticos debido a que los voltajes superaron los límites establecidos en la “Regulación No. ARCONEL 009/24” [6].

## 5.5 ANÁLISIS ECONÓMICO HIPOTÉTICO

En esta sección se detalla la viabilidad económica que un usuario industrial puede tener ante la incorporación de un sistema de GD FV en el cual se detallan los indicadores del costo nivelado de energía (LCOE), Valor actual neto (VAN) y tasa de interés de retorno (TIR).

El análisis se lo construye a partir de un dimensionamiento de un sistema de FV capaz de autoabastecer la demanda en una industria con un consumo de energía mensual de 16251.66 KWh/mes, en base a esto se consideró que la demanda de la industria no presentaría una

variación considerable durante los próximos meses, de esta manera se puede anualizar un estimado de consumo energético de la industria anual de 195019.92 kWh/año. El dimensionamiento del sistema de GD FV se detalla en el ANEXO B) Tabla 19.

Para la estimación del costo promedio ponderado de capital (WACC) se considera una estructura de financiamiento mixta en la que el 40 % de la inversión es mediante capital propio de la empresa mientras que el 60 % corresponde a deuda, además se considera una tasa de interés anual del 12 % para el caso de la deuda mientras que la empresa adapta incorporar un costo de oportunidad asociados a destinar recursos internos propios en base a esto se toma un valor referencial para el costo de capital de 21 %.

$$\begin{aligned}
 WACC &= \frac{E}{D + E} * R_e + \frac{D}{E + D} * R_d(1 - T) \\
 WACC &= 0.40 * 0.21 + 0.60 * 0.12 * (1 - 0) \\
 WACC &= 0.156
 \end{aligned}
 \tag{3}$$

**DONDE:**

$E$  = % de Fincanciamiento por capital propio

$D$  = % de Financiamiento por deuda

$R_e$  = Costo de capital propio (%)

$R_d$  = Costo de la deuda (%)

$T$  = Impuestos

A partir de obtención del valor de inversión (CAPEX) y (WACC) se realiza el cálculo del LCOE para determinar cuánto cuesta generar 1kWh de energía fotovoltaica. El cálculo se detalla a continuación en la Tabla 9.

$$LCOE = \frac{CAPEX * CRF + OPEX}{E_G \text{ ANUAL}}
 \tag{4}$$

$$CRF = \frac{WACC(1 + WACC)^N}{(1 + WACC)^N - 1}
 \tag{5}$$

**DONDE:**

$LCOE$  [\$/kWh]: Costo nivelado de energía

$CAPEX$  [\$]: Inversión inicial del proyecto

$CRF$ [1/año]: Factor de recuperación de capital

$OPEX$  [\$/año]: costos anuales de operación y mantenimiento

$E_G \text{ ANUAL}$  [kWh/año]: Energía generada por el sistema FV en un año

WACC: Costo promedio ponderado de capital

N: Vida del proyecto o periodo de evaluación

Tabla 9. Cálculo del LCOE

WACC (%)	CFR (1/año)	CAPEX (\$/año)	OPEX (\$/año)	E_G PV (kWh/año)
0.156	0.16027484	\$ 97,868.00	\$ 978.68	121421.7
LCOE (\$/kWh)				0.137

Al reemplazar los valores en las expresiones anteriores, se determina el LCOE de 0.137 (\$/kWh) para el sistema fotovoltaico, indicando que por cada kWh producido el sistema fotovoltaico tiene un costo de 0.137 \$/kWh. Con el fin de tener una base para el análisis financiero del SGDA instalado en la industria se planteó un escenario de autoabastecimiento parcial, donde la empresa presenta un consumo anual con poca variación en los próximos años; en un horizonte de 12 años además, se estima la capacidad de producción de energía por parte del sistema FV durante un año el cual en basa en datos de irradiancia típicos de la zona. En la Tabla 10 se presentan los datos de energía generada y consumida.

Tabla 10. Datos de consumo y generación anual de la industria.

Año	Energía sin FV (KWH/AÑO)	Energía con FV (KWH/AÑO)	Energía requerida de la red (KWH/AÑO)
0	195019.92	123108.1125	71911.8075
1	195039.422	123095.8017	71943.6203
2	195058.9259	122972.7059	72086.22005
3	195078.4318	122849.7332	72228.69865
4	195097.9397	122726.8834	72371.05622
5	195117.4495	122604.1566	72513.2929
6	195136.9612	122481.5524	72655.4088
7	195156.4749	122359.0709	72797.40405
8	195175.9906	122236.7118	72939.27877
9	195195.5082	122114.4751	73081.03308
10	195215.0277	121992.3606	73222.6671
11	195234.5492	121870.3682	73364.18097
12	195254.0727	121748.4979	73505.57479

Bajo este enfoque, se considera que la energía generada por el sistema de GD FV se encarga de reducir la demanda de energía comprada a la red de distribución de manera que se reducen pagos en la planilla eléctrica. De acuerdo a los datos de la planilla de la industria corresponde a una tarifa de MV para bombeo de agua con demanda horaria el cual tiene un valor de 0.074

\$/kWh [39]. En este contexto la energía que no puede ser cubierta por el sistema de GD FV corresponde a la diferencia entre la energía total consumida por la empresa y la energía generada por el sistema, dando como resultado a energía requerida por la red como se indica en la tabla Tabla 10.

El beneficio económico que tiene la empresa se determinó como el ahorro producido por la energía que deja de comprar al distribuidor siendo un estimado de 9.110 \$/kWh por año.

Tabla 11. Flujo de ahorro anual neto.

<b>Pago consumo ELEPCO (\$/kwh)</b>	<b>Energía requerida de la red (\$/kwh)</b>	<b>Ahorro con energía FV (\$/kwh)</b>
\$ 14,431.47	\$ 5,321.47	\$ 9,110.00
\$ 14,432.92	\$ 5,323.83	\$ 9,109.09
\$ 14,434.36	\$ 5,334.38	\$ 9,099.98
\$ 14,435.80	\$ 5,344.92	\$ 9,090.88
\$ 14,437.25	\$ 5,355.46	\$ 9,081.79
\$ 14,438.69	\$ 5,365.98	\$ 9,072.71
\$ 14,440.14	\$ 5,376.50	\$ 9,063.63
\$ 14,441.58	\$ 5,387.01	\$ 9,054.57
\$ 14,443.02	\$ 5,397.51	\$ 9,045.52
\$ 14,444.47	\$ 5,408.00	\$ 9,036.47
\$ 14,445.91	\$ 5,418.48	\$ 9,027.43
\$ 14,447.36	\$ 5,428.95	\$ 9,018.41
\$ 14,448.80	\$ 5,439.41	\$ 9,009.39

A partir del ahorro estimado por año se realiza el cálculo del payback (regreso de inversión) simple el cual nos va ayudar a interpretar el tiempo en recuperar la inversión inicial con los ahorros anuales obtenidos.

El Payback simple obtenido fue de 10.74 lo que indica que la inversión se recupera aproximadamente en 10 años y 9 meses tentativamente, este se enfoca en los ahorros anuales estimado sin aplicar descuentos financieros es decir no considera el costo del dinero en tiempo.

$$Payback = \frac{\text{inversión inicial}}{\text{ahorro anual neto}} \quad (7)$$

$$Payback = \frac{\$97,868.00}{\$9,110.00}$$

$$Payback = 10.74 \text{ años}$$

Una vez estimado los costos de inversión para completar el análisis se aplicaron indicadores financieros de VAN y TIR con el objetivo de determinar si la viabilidad económica resulta rentable en el tiempo enfocados en aproximadamente 12 años de vida útil de los equipos instalados.

Para el análisis del VAN la tasa mínima de recuperación del proyecto se estima un valor de 15.6% para el sistema fotovoltaico instalado en la industria, al realizar los cálculos se obtiene que el VAN es de -\$45,513.54 el valor obtenido evidencia que el proyecto no alcanza a generar valor económico para recuperar la inversión lo que indica que el proyecto no es rentable en las condiciones analizadas, ya que el proyecto recupera parte de la inversión, pero no lo hace con la tasa mínima requerida. Los criterios de análisis se muestran detallados en la Tabla 12.

Tabla 12. Criterios para evaluar VAN

Criterios de evaluación VAN	
VAN > 0	El proyecto genera valor
VAN = 0	El proyecto queda “justo”
VAN < 0	El proyecto no alcanza la rentabilidad exigida

Para estimar la rentabilidad del proyecto durante el periodo de 12 años de evaluación se analizó el indicador TIR mismo que indica la rentabilidad real del proyecto se consideró los flujos netos anuales que indica lo que dejó de pagar a la distribuidora donde se obtuvo un valor de TIR de 2.42% lo que indica que si bien el proyecto genera cierto retorno el retorno es muy bajo con respecto al costo del capital utilizado esto se puede enfatizar al aplicar los criterios de la Tabla 13 que presenta el siguiente análisis  $2.42 < 15.6$ , evidenciando que la rentabilidad mínima requerida es mucho mayor que la rentabilidad obtenida.

Tabla 13. Criterios para evaluar TIR

Criterios de evaluación TIR	
TIR > WACC	Económicamente viable
TIR = WACC	Proyecto al límite.
TIR < WACC	No viable

## 6. CONCLUSIONES

- Como resultado del proceso de investigación y revisión de literatura técnica sobre (SGDA) y (CA) en sistemas eléctricos de distribución, se estructuró el marco teórico del estudio, identificando los principales criterios de evaluación para (CA) en el alimentador Toacazo – Pachosalag. Adicionalmente al comprar métodos de análisis de (CA) se determinó el método por series de tiempo debido a que permite representar la variación diaria de la demanda y la generación.
- La búsqueda de datos técnicos del alimentador Toacazo Pachosalag, junto al tratamiento y depuración en la base de datos GIS y eléctrica permitió tener una base de datos consistentes para el estudio. A partir de ello se construyeron los scripts de los elementos principales del alimentador en OpenDSS respaldado de Python de manera que al ejecutar los flujos de potencia se obtuvo valores iniciales en la cabecera del alimentador  $P_{max}=3.44\text{MW}$ ,  $I=168.81\text{ A}$  y  $V_{max}=1.038$  y  $V_{min}=0.9570$  de esta manera se valida el caso base ya que todas las variables se encuentran dentro de los límites de operación normal.
- El método aplicado para el estudio de (CA) por series de tiempo permitió realizar la evaluación real en el sistema debido a que se ejecutan flujos de potencia en intervalos de 15 min en 96 pasos reflejando a un día de pruebas en el alimentador. Los resultados obtenidos al ejecutar los escenarios planteados indican que la limitante para el estudio de (CA) en este caso son los límites de voltaje de acuerdo con la “Regulación No. ARCONEL 009/24” determina que los límites de voltaje son de 0.94 a 1.06 p.u. de acuerdo con los resultados obtenidos a medida que se inyecta GD FV el perfil de tensión se va hacia la derecha lo que indica un aumento con respecto al valor nominal, alcanzando 1.06 en el caso de 75% y 1.07 en el caso de 100% de manera que incumple con la normativa [6].
- De acuerdo con lo establecido en la “Regulación No. ARCONEL 009/24” el alimentador puede operar sin problemas de operación con un 50% de inyección de generación fotovoltaica ya que los límites de voltaje se encuentran en 1.05 p.u. en este caso, por otro lado el caso del 75% no se encuentra excluido ya que se encuentra en el límite establecido por la regulación 1.06 indicando que puede inyectar GD FV bajo condiciones adicionales para garantizar el cumplimiento de la normativa [6].

- Al realizar la evaluación económica hipotética de un SGDA de 60 KW en una industria que tiene un consumo anual de 195019.92 kWh/Año se determina el ahorro económico generado por la reducción de la compra de energía a la distribuidora. A partir de este ahorro se determinan los indicadores financieros de VAN y TIR donde se concluye que el proyecto no es económicamente rentable bajo las condiciones analizadas, al registrar valores de VAN=-\$45,513.54 y TIR =2.49% de acuerdo a los criterios establecidos para la valoración de los indicadores muestran que los valores monetarios en el tiempo el proyecto no alcanza recuperar la inversión inicial durante los 12 años de horizonte.

## **7. RECOMENDACIONES**

- Una etapa fundamental para el desarrollo del estudio es la validación del caso base ya que es necesario que el modelo opere dentro de parámetros seguros, ya que al tener inconsistencias en la validación del caso base estos pueden llevar a interpretaciones erróneas de los resultados, atribuyendo la inyección de SGDA efectos que en realidad provienen de otros problemas.
- Al usar simulaciones con series de tiempo es recomendable adaptar y calibrar los perfiles de carga a una potencia similar a la que el alimentador demanda durante el día típico de operación. Esto permite ajustarse al comportamiento real del sistema evitando sesgos en el análisis, de esta manera evaluar con mayor precisión las horas críticas en las que se podría incumplir algún índice de medición.
- Hacer uso de otros métodos de evaluación de la capacidad de alojamiento, como el enfoque Snapshot, el estocástico (entre otros), puede ser muy útil, ya que permite obtener una perspectiva complementaria del comportamiento del alimentador. De esta manera, el análisis se fortalece y se aporta mayor validez a los resultados obtenidos.

## 8. REFERENCIAS

- [1] C. A. Patiño Chitacapa, “Estimación de la capacidad de alojamiento de generación solar fotovoltaica a través de una penetración masiva a nivel de consumidores en redes de distribución mediante simulación de flujos de carga con series de tiempo,” Jul. 27, 2023, *Universidad de Cuenca*. Accessed: Jan. 21, 2026. [Online]. Available: <http://dspace.ucuenca.edu.ec/handle/123456789/42513>
- [2] A. ESCOBAR MEJIA Ingeniero Electricista, M. Sc Profesor Asistente, C. Andres Torres, R. A. HINCAPIE ISAZA Ingeniero Electricista, and M. Sc Profesor Auxiliar Tiempo Completo, “Abril de 2010,” *Scientia et Technica Año XVI*, vol. 44, 2010.
- [3] A. Benzerga, A. Bahmanyar, G. Derval, and D. Ernst, “A Unified Definition of Hosting Capacity, Applications, and Review,” *IEEE Access*, vol. 13, pp. 7819–7836, 2025, doi: 10.1109/ACCESS.2024.3521223.
- [4] L. Lechón, M. Samper, and G. Barón, “Aplicación para la evaluación técnica de la ‘capacidad de inserción de generación distribuida’ en redes eléctricas de distribución,” *Revista Técnica “energía,”* vol. 17, no. 2, pp. 102–112, Jan. 2021, doi: 10.37116/REVISTAENERGIA.V17.N2.2021.412.
- [5] “ARCONEL-005/24 (codificada): Marco normativo de la generación distribuida para el autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica | Ecuador - Guía Oficial de Trámites y Servicios.” Accessed: Jan. 21, 2026. [Online]. Available: <https://www.gob.ec/regulaciones/arconel-00524-codificada-marco-normativo-generacion-distribuida-autoabastecimiento-consumidores-regulados-energia-electrica>
- [6] ARCONEL, “REGULACIÓN Nro. ARCONEL 009/2024.” Accessed: Jan. 25, 2026. [Online]. Available: <https://arconel.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2024/12/Regulacion-Nro.-ARCONEL-009-24-signed.pdf>
- [7] B. A. Yugsin Sisa, “Estudio del impacto de la conexión de proyectos de generación distribuida concentrados o dispersos en redes de distribución desbalanceadas de medio y bajo voltaje :estudio del impacto de la conexión de generación distribuida en redes de distribución desb...,” Sep. 2024, Accessed: Jan. 27, 2026. [Online]. Available: <https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/25802>
- [8] A. A. Network Partner, “Distribution Automation Handbook Section 3 Elements of power distribution systems Distribution Automation Handbook (prototype) Elements of power distribution systems”.
- [9] C. De Ingeniería, E. N. Electricidad, E. Morán, B. Xavier, S. Santana, and A. Germán, “Estudio del sistema eléctrico de media tensión, baja tensión y

- alumbrado público de una urbanización ubicada en el cantón Babahoyo de la provincia de los Ríos.” Feb. 2024, Accessed: Jan. 19, 2026. [Online]. Available: <http://repositorio.ucsg.edu.ec/handle/3317/23479>
- [10] Víctor F. Nasimba Medina, Eduardo Díaz Ocampo, and Jhon F. Nasimba De Janón, “Introducción a las líneas de transmisión,” Universidad Técnica Estatal de Quevedo, 2020. Accessed: Jan. 20, 2026. [Online]. Available: <http://142.93.18.15:8080/jspui/bitstream/123456789/718/1/Vi%CC%81ctor%20F.%2030-%2010-2020%20.pdf>
- [11] I. Mecánico, C. Daniel, M. Camacho, D. André, and V. Romero, “Desarrollo de un diseño mecánico y sistema de refrigeración para un transformador de potencia,” 2019, Accessed: Jan. 19, 2026. [Online]. Available: <http://www.dspace.espol.edu.ec/handle/123456789/52892>
- [12] C. J. Jiménez Salazar, “Incorporación de modelos de carga en estado estable para el cálculo de flujos de potencia,” Aug. 2018, Accessed: Jan. 19, 2026. [Online]. Available: <https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/19639>
- [13] “Distributed Generation | EESI.” Accessed: May 23, 2025. [Online]. Available: <https://www.eesi.org/topics/distributed-generation/description>
- [14] A. C. Santos, D. B. Diez, E. C. Fernández, and M.-A. C. Gil, “Generación distribuida, autoconsumo y redes inteligentes,” *Uned*, vol. 91, pp. 399–404, 2015, Accessed: Jan. 19, 2026. [Online]. Available: [https://books.google.com.ec/books?id=mlasCwAAQBAJ&printsec=frontcover&hl=es&source=gbs\\_ge\\_summary\\_r&cad=0#v=onepage&q&f=false](https://books.google.com.ec/books?id=mlasCwAAQBAJ&printsec=frontcover&hl=es&source=gbs_ge_summary_r&cad=0#v=onepage&q&f=false)
- [15] “Diseño y construcción de un prototipo transportable de generación eléctrica con energías alternativas, para cubrir la demanda de una vivienda rural con potencia máxima de 500w.” Accessed: Jul. 25, 2025. [Online]. Available: <https://repoadmin.utc.edu.ec/items/14245b09-929a-4c3a-9c7e-360f923570d0>
- [16] S. A. González and P. G. Donato, “Generación distribuida y redes inteligentes,” pp. 122–127, 2012.
- [17] G. R. Gutiérrez Duchi, “Desarrollo de una guía para diseño e implementación de sistemas de puesta a tierra y protecciones eléctricas en centrales fotovoltaicas menores a 2,0 MW : desarrollo de una guía para diseño e implementación de sistemas de puesta a tierra en centrales fot...,” Sep. 2024, Accessed: Jan. 24, 2026. [Online]. Available: <https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/25806>
- [18] J. Garces, E. David, V. Quiroz, A. Andres, I. P. Palacios, and G. Napoleón, “Análisis del despacho económico de un alimentador con generación distribuida,” 2022, *Ecuador: Latacunga: Universidad Técnica de Cotopaxi*

- (UTC). Accessed: Jan. 19, 2026. [Online]. Available: <http://repositorio.utc.edu.ec/handle/27000/9306>
- [19] R. Fachrizal, U. H. Ramadhani, J. Munkhammar, and J. Widén, “Combined PV–EV hosting capacity assessment for a residential LV distribution grid with smart EV charging and PV curtailment,” *Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 26, p. 100445, Jun. 2021, doi: 10.1016/J.SEGAN.2021.100445.
- [20] “Distribution Feeder Hosting Capacity: What Matters When Planning for DER?” Accessed: Jan. 27, 2026. [Online]. Available: <https://www.epri.com/research/products/000000003002004777>
- [21] B. Mai Saleem Abd-Al Kareem Khalefeh Supervisor Moen Omar, “THE IMPACTS AND MITIGATION STRATEGIES OF REVERSE POWER FLOW IN DISTRIBUTION ELECTRICAL NETWORK WITH HIGH PENETRATION OF RENEWABLE ENERGY SYSTEMS,” Oct. 15, 2024. Accessed: Jan. 19, 2026. [Online]. Available: <https://hdl.handle.net/20.500.11888/19964>
- [22] S. Fatima, V. Püvi, M. Lehtonen, S. Fatima, V. Püvi, and M. Lehtonen, “Review on the PV Hosting Capacity in Distribution Networks,” *Energies 2020, Vol. 13*, vol. 13, no. 18, Sep. 2020, doi: 10.3390/EN13184756.
- [23] A. S. Chicaiza Tipán, “Estudio del impacto de la conexión de proyectos de generación distribuida instalados de manera concentrada o dispersa en redes de distribución desbalanceadas de medio y bajo voltaje: estudio del impacto de la conexión de generación distribuida en redes d...,” 2024, Accessed: Jan. 19, 2026. [Online]. Available: <https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/25404>
- [24] “Sistemas de Generación Distribuida para Autoabastecimiento (SGDA) - CNEL EP.” Accessed: Jan. 19, 2026. [Online]. Available: <https://www.cnelep.gob.ec/sistemas-de-generacion-distribuida-para-autoabastecimiento-sgda/>
- [25] O. G. Delgado Cajas, “Inserción de generación distribuida en redes de distribución considerando la minimización de energía no servida,” 2022, Accessed: Jan. 19, 2026. [Online]. Available: <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/22641>
- [26] B. E. Erazo Mera, “Diseño eléctrico de una vivienda con paneles solares utilizando microinversores, conectados a la red mediante un medidor bidireccional.,” Sep. 2017, Accessed: Jan. 19, 2026. [Online]. Available: <http://repositorio.ucsg.edu.ec/handle/3317/9106>
- [27] R. Y. Desarrollo De Una Aplicación En Android Para Monitoreo Y Recepción De Alertas, “Diseño e implementación de un sistema de medición de consumo y generación de energía eléctrica residencial y desarrollo de una aplicación en android para monitoreo y recepción de

- alertas,” Mar. 2021, Accessed: Jan. 19, 2026. [Online]. Available: <https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/21571>
- [28] “EL DIRECTORIO DE LA AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE ELECTRICIDAD-ARCONEL”.
- [29] “Distribution System Modeling and Analysis”.
- [30] “OpenDSS.” Accessed: Jan. 19, 2026. [Online]. Available: <https://www.epri.com/pages/sa/opensdss>
- [31] J. E. Cárdenas Bravo and P. J. Machuca Chabla, “Capacidad de alojamiento de vehículos eléctricos y generación fotovoltaica para autoabastecimiento en la red de distribución de la Empresa Eléctrica Regional Centrosur C.A.,” Sep. 25, 2024, *Universidad de Cuenca*. Accessed: Jan. 19, 2026. [Online]. Available: <https://dspace.ucuenca.edu.ec/handle/123456789/45488>
- [32] R. C. Dugan and D. Montenegro, “Reference Guide The Open Distribution System Simulator™ (OpenDSS),” 2021.
- [33] “Hosting Capacity Capabilities Curve | Download Scientific Diagram.” Accessed: Jan. 28, 2026. [Online]. Available: [https://www.researchgate.net/figure/Hosting-Capacity-Capabilities-Curve\\_fig2\\_375600372](https://www.researchgate.net/figure/Hosting-Capacity-Capabilities-Curve_fig2_375600372)
- [34] T. Tavares de Oliveira, M. Bollen, N. Etherden, S. Bhattacharyya, and S. Bahramirad, “20 Years of Hosting Capacity Studies, 2004–2024,” *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 19, no. 1, p. e70112, Jan. 2025, doi: 10.1049/GTD2.70112; WEBSITE: WEBSITE: IETRESEARCH; JOURNAL: JOURNAL: 17518695; WGROUP: STRING: PUBLICATION.
- [35] B. A. Angamarca Ipiales, “Determinación de la capacidad de atención (hosting capacity) en redes de distribución : determinación de la capacidad de atención (hosting capacity) en redes de distribución considerando el efecto de la generación fotovoltaica en tejados.,” 2025, Accessed: Jan. 19, 2026. [Online]. Available: <https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/26970>
- [36] M. Z. Ul Abideen, O. Ellabban, and L. Al-Fagih, “A Review of the Tools and Methods for Distribution Networks’ Hosting Capacity Calculation,” *Energies* 2020, Vol. 13, vol. 13, no. 11, May 2020, doi: 10.3390/EN13112758.
- [37] E. J. de Lima and L. C. G. de Freitas, “Hosting Capacity Calculation Deploying a Hybrid Methodology: A Case Study Concerning the Intermittent Nature of Photovoltaic Distributed Generation and the Variable Nature of Energy Consumption in a Medium Voltage Distribution Network,” *Energies* 2022, Vol. 15, vol. 15, no. 3, Feb. 2022, doi: 10.3390/EN15031223.

- [38] V. Umoh, I. Davidson, A. Adebisi, and U. Ekpe, “Methods and Tools for PV and EV Hosting Capacity Determination in Low Voltage Distribution Networks—A Review,” *Energies* 2023, *Vol. 16*, vol. 16, no. 8, Apr. 2023, doi: 10.3390/EN16083609.
- [39] A. DIRECTORIO DE LA AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE ELECTRICIDAD, “Resolucion-ARCONEL-029-25\_Pliegos-Tarifarios-SPEE-SAPG-SCVE-2026,” Dec. 2025, Accessed: Feb. 26, 2026. [Online]. Available: [https://arconel.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2026/01/Resolucion-ARCONEL-029-25\\_Pliegos-Tarifarios-SPEE-SAPG-SCVE-2026.pdf](https://arconel.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2026/01/Resolucion-ARCONEL-029-25_Pliegos-Tarifarios-SPEE-SAPG-SCVE-2026.pdf)