



ESTUDIO DEL COMPORTAMIENTO DE UNA RED DE
DISTRIBUCIÓN MONOFÁSICA EN 34,5 kV PARA EL ANÁLISIS
DE LA PENETRACIÓN DE RECURSOS DISTRIBUIDOS DE
GENERACIÓN SOLAR EN LA RED ELÉCTRICA DE JASEC,
MEDIANTE LA APLICACIÓN DE LA LEY 10086.

*Informe de Práctica de Especialidad para optar por el Título de Ingeniero
en Mantenimiento Industrial, Grado Licenciatura*

Autor:

Kervyn Josué Sáenz González

Cartago, junio 2023

Carrera acreditada por:



Esta obra está bajo una licencia Creative Commons “Atribución-NoComercial-CompartirIgual 4.0 Internacional”.



Hoja de datos

Información del estudiante:

Nombre: Kervyn Josué Sáenz González

Cédula: 2 0780 0265

Carné ITCR: 2017146766

Dirección de residencia en época lectiva: Cartago, Costa Rica

Teléfono: 8488 7094

Correo electrónico: sgkervyn356@gmail.com

Información del proyecto:

Título: Estudio del comportamiento de una red de distribución monofásica en 34,5 kV para el análisis de la penetración de recursos distribuidos de generación solar en la red eléctrica de JASEC, mediante la aplicación de la Ley 10086.

Asesor industrial: Ing. Marco Centeno Masís

Profesor guía: M.Sc. Gustavo Adolfo Gómez Ramírez

Jurado evaluador:

- M.Sc. Rebeca Solís Ortega
- M.Sc. Gonzalo Mora Jiménez

Información de la empresa:

Nombre: Junta Administrativa del Servicio Eléctrico Municipal de Cartago (JASEC)


Zona: Cartago

Dirección: 300 m norte y 175 m oeste de la Iglesia Católica María Auxiliadora, provincia de Cartago, Cartago, 30101

Actividad principal: Energía

Contacto: Ing. Marco Centeno Masís

Teléfono: 2550 6800 Ext.7622

	Tipo: FORMULARIO	Código: PAAC.PR1.FM1	
Rige a partir de:	Carta	Versión:	Página: 1 de 1

06 de junio, 2023.

OPER-DIST-ST-120-2023

Asunto: Recepción Proyecto Final de Graduación Kervyn Josué Sáenz González

**Escuela de Ingeniería Electromecánica.
Instituto Tecnológico de Costa Rica
Presente**

Estimados Señores:

Por este medio se les informa que la Junta Administrativa del Servicio Eléctrico Municipal de Cartago (JASEC), recibió el día de hoy el Informe Final del Proyecto de Graduación “Estudio del comportamiento de una red de distribución monofásica en 34,5 kV para el análisis de la penetración de recursos distribuidos de generación solar en la red eléctrica de JASEC, mediante la aplicación de la Ley 10086”.

El proyecto fue realizado por el estudiante Kervyn Josué Sáenz González, carné número 2017146766, para optar por el título de Ingeniero en Mantenimiento Industrial, con el grado académico de Licenciatura. El mismo fue desarrollado exitosamente en las Instalaciones de JASEC y bajo la modalidad de Teletrabajo durante los meses de febrero a junio del 2023.

Cualquier consulta adicional por medio del correo electrónico marco.centeno@jasec.go.cr.

Sin más por el momento se despide,

Atentamente,

Firmado digitalmente por MARCO ANTONIO
CENTENO MASIS (FIRMA)

Ing. Marco Centeno Masís
Jefe de Departamento Servicios Técnicos

*mra
c/*

*Consecutivo
Ing. Cristian Acuña Brenes, Director de Operaciones.
Lic. Arnold Mora Muñoz, Jefe, Departamento Talento Humano.
Sr. Kervyn Sáenz González, Estudiante TEC.*

Resumen

La generación distribuida (GD), a nivel mundial, es un nuevo modelo de generación que contribuye a reducir el impacto ambiental, al generar menos energía con combustibles fósiles y diversificar las fuentes renovables de las que se obtiene esta. La reciente aprobación de la Ley 10086 *Promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovable* en Costa Rica establece que las compañías distribuidoras de electricidad deberán integrar esta energía distribuida a sus redes. Sin embargo, este proceso conlleva importantes desafíos para controlar y regular estas nuevas tecnologías.

Debido a lo anterior, este estudio tuvo como objetivo evaluar el impacto que ocasiona integrar diversos niveles de penetración de GD al circuito eléctrico de San Isidro del Guarco, Cartago, analizando los niveles de tensión y flujo de potencia ocasionado. Para analizar estos niveles de integración, se construyó un modelo en ETAP[®] del circuito real, recolectando datos, características y elementos del sistema, con el fin de garantizar la confiabilidad del modelo. El análisis y simulación en ETAP[®] se realizó para distintos perfiles semanales de consumo de las cargas con periodos de medición cada 15 minutos.

Al integrar los distintos escenarios de GD al sistema, se obtuvo los diferentes niveles de tensión alcanzados para cada punto de análisis, así como el comportamiento de los flujos de potencia en las redes de distribución y en la subestación. Se determinó que los niveles de tensión se mantuvieron estables hasta un 100 % y la red alcanzó la capacidad máxima hasta el escenario del 35 % de GD.

Se concluyó que la capacidad máxima de integración permitida por la red depende del perfil y demanda máxima del sistema. Además, la integración de paneles fotovoltaicos tendió a aumentar y regular los niveles de tensión en las cargas, lo que mejoró en aquellas zonas donde la cargabilidad de los transformadores es elevada, principalmente, en los horarios de mayor consumo

Palabras Claves: generación distribuida, flujo de potencia bidireccional, flujo de carga, sistemas fotovoltaicos, simulación de sistemas eléctricos.

Abstract

Distributed Generation (DG) worldwide is a new generation model that contributes to reducing the environmental impact by generating less energy with fossil fuels and diversifying the sources of renewable energy. The recent approval of Law 10086, "Promotion and Regulation of Distributed Energy Resources from Renewable Sources", in Costa Rica establishes that electric power distribution companies must integrate this energy into their networks. However, this process entails important challenges in controlling and regulating this energy.

The objective of this study was to evaluate the impact of integrating different levels of DG penetration into the San Isidro del Guarco de Cartago electric circuit, analyzing the voltage levels and power flow caused. To analyze these integration levels, an ETAP[®] model of the real circuit was built, collecting data, characteristics, and elements of the system to guarantee the reliability of the model. The analysis and simulation in ETAP were performed for different weekly consumption profiles of the loads with measurement periods of every 15 minutes.

By integrating the different DG scenarios into the system, the voltage levels reached for each analysis point were obtained, as well as the behavior of the power flows in the distribution networks and the substation. It was determined that the voltage levels remained stable up to 100 %, and the network reached its maximum capacity up to the 35 % DG scenario.

It was concluded that the maximum integration capacity allowed by the grid depends on the system profile and peak demand. Additionally, the integration of photovoltaic panels tended to increase and regulate voltage levels at the loads, which improved in areas where transformer loadability is high, particularly during peak consumption times.

Key Words: Distributed power generation, Bidirectional power flow, Load flow, Photovoltaic systems, Power system simulation.

Agradecimientos

A toda mi familia, especialmente a mi madre Ileana, por ser una persona tan fuerte y haberme guiado a ser la persona que actualmente soy.

A mis amigos, por su paciencia, comprensión y aliento a lo largo de esta etapa, por haber hecho el camino más llevadero.

A mis compañeros y colegas de proyecto, William y Alfredo, este logro es el resultado de nuestra dedicación y esfuerzo en conjunto.

Al profesor guía Gustavo Gómez, por su invaluable guía, apoyo y dedicación en el transcurso del proyecto.

A JASEC, por habernos brindado la amabilidad de poder realizar el proyecto de la mano con ellos y especialmente a Marco Centeno, por haber compartido su conocimiento y haber estado siempre a disposición.

A ETAP por habernos brindado generosamente su licencia. Su herramienta ha sido fundamental para el desarrollo y éxito del proyecto.

Y especialmente a mi persona especial, Ana, por su gran apoyo y ayuda inigualable a lo largo de este camino. Sin su apoyo este proyecto no sería igual.

Dedicatoria

A mi familia y amigos, en especial a las mujeres y personas más importantes de mi vida; mi abuela, mi madre y mi tía. Son ese rayo de luz que Dios me dio para guiarme y apoyarme incondicionalmente.

Índice general

1. Introducción	2
1.1. Reseña de la empresa	2
1.1.1. Historia	2
1.1.2. Misión	2
1.1.3. Visión	3
1.1.4. Valores	3
1.2. Planteamiento del problema	3
1.2.1. Problema por resolver	4
1.3. Objetivo general	4
1.4. Objetivos específicos	4
1.5. Justificación	4
1.6. Viabilidad	5
1.7. Antecedentes del proyecto	5
1.8. Metodología	7
1.9. Delimitación	9
1.9.1. Alcance	10
1.9.2. Limitaciones	10
2. Marco Teórico	11
2.1. Sistemas de potencia	11
2.1.1. Definición	11
2.1.2. Partes de un sistema de potencia	12
2.1.3. Componentes principales de un sistema de potencia	13
2.1.4. Confiabilidad en los sistemas eléctricos de potencia	16
2.2. Generación distribuida	17
2.2.1. Definición	17
2.2.2. Tecnologías de generación distribuida	17
2.2.3. Reglamentación de la Generación Distribuida en Costa Rica	20
2.2.4. Integración de energías renovables en el sistema de potencia	21

2.2.5.	Impacto de la GD en las redes de distribución	23
2.2.6.	Beneficios de la GD	25
2.2.7.	Desventajas de la GD	26
2.3.	Modelado y simulación de sistemas de generación distribuida y redes eléctricas	26
2.3.1.	Caracterización de la red eléctrica	26
2.3.2.	Curva de carga del sistema	27
2.3.3.	Modelado de sistemas de redes eléctricas en ETAP [®] 22.0.1.	28
2.3.4.	Análisis de sistemas de redes eléctricas en ETAP [®]	31
3.	Modelado de la red	33
3.1.	Características de la Red	33
3.1.1.	Ubicación geográfica de la red y sus elementos	33
3.1.2.	Elementos de la red	36
3.1.3.	Clientes de la red	37
3.1.4.	Carga nominal de los clientes	38
3.1.5.	Perfil de demanda del circuito	38
3.1.6.	Perfil de demanda de las cargas	40
3.2.	Modelo y simulación en ETAP [®]	42
3.2.1.	Simbología de elementos	42
3.2.2.	Modelado en ETAP [®]	44
3.2.3.	Validación del modelo	45
3.2.4.	Simulación del flujo de potencia en el dominio del tiempo	46
4.	Integración y análisis de generación distribuida en la red	48
4.1.	Integración de GD al modelo	48
4.1.1.	Características de los PVA e inversor	48
4.1.2.	Perfil de generación	50
4.1.3.	Cantidad de paneles por integrar	52
4.1.4.	Simulación en Flujo de Potencia en el Dominio del Tiempo	53
4.2.	Creación de escenarios	55
4.3.	Análisis del flujo de potencia en el dominio del tiempo	55
4.3.1.	Comportamiento de las barras en los escenarios	56
4.3.2.	Comportamiento de la subestación en los escenarios	65
4.3.3.	Punto crítico del sistema	67
4.3.4.	Punto crítico en diversos perfiles de consumo	68
5.	Estudio económico	70
5.1.	Modelo de negocio	70
5.2.	Escenario base	71

<i>ÍNDICE GENERAL</i>	IX
5.2.1. Costos actuales	71
5.2.2. Ingresos actuales	72
5.2.3. Margen de operación	72
5.3. Efecto de la generación distribuida	73
5.3.1. Costo por compra de energía	75
5.3.2. Ingresos	75
5.3.3. Margen de operación	75
5.4. Efecto de la GD en escenarios	76
6. Conclusiones y recomendaciones	82
6.1. Conclusiones	82
6.2. Recomendaciones	83
7. Anexos	88
7.1. Anexo A. Panel CanadianSolar	89

Índice de tablas

3.1. Cantidad y tipo transformadores por poste asociados a la de datos del GIS	36
3.2. Cantidad de transformadores por fase	37
3.3. Resumen estadístico del perfil de demanda del circuito	39
3.4. Simbología y características de elementos ETAP [®]	43
3.5. Cantidad de elementos en el circuito	45
4.1. Cantidad de paneles según capacidad del transformador	52
4.2. Cantidad de elementos del circuito de San Isidro, con PVA	53
4.3. Escenarios con distintos niveles de integración de GD	55
4.4. Tensión, cantidad de PVA y potencia entregada en el Bus260 a distintos escenarios	64
4.5. Tensión, cantidad de PVA y potencia entregada en el Bus197 a distintos escenarios	65
4.6. Porcentaje de penetración de los escenarios en base a la potencia máxima del circuito	68
5.1. Tarifas de compra de energía y potencia al ICE	71
5.2. Desglose costo mensual por compra de energía, circuito San Isidro del Guarco	71
5.3. Desglose costo mensual por compra de potencia, circuito San Isidro del Guarco	72
5.4. Tarifas venta de electricidad JASEC	72
5.5. Desglose ingreso mensual por venta de energía, circuito San Isidro del Guarco	72
5.6. Margen de operación mensual, circuito San Isidro del Guarco	73
5.7. Potencia y energía generada por PVA	74
5.8. Costo mensual de la de energía, por PVA	75
5.9. Ingreso mensual, por PVA	75
5.10. Impacto en el margen de operación	76
5.11. Disminuciones generadas en el ingreso y costos	76
5.12. Efecto de la integración de PVA en ingreso, costos y margen de operación	78
5.13. Disminución en el margen de operación, por escenario	81

Índice de figuras

1.1. Logo JASEC	2
1.2. Valores JASEC	3
1.3. Flujo histórico de la introducción de los sistemas de GD en Costa Rica	6
1.4. Metodología para el desarrollo de los objetivos	9
2.1. Diagrama de una sola línea de un sistema de generación, transmisión y distribución de potencia	13
2.2. Tipos de líneas de transmisión y distribución	14
2.3. Tipos de medidores	16
2.4. Esquema de una instalación fotovoltaica	18
2.5. Esquema de instalación de una turbina eólica	19
2.6. Esquema de instalación de una pequeña central eléctrica	20
2.7. Análisis mínimos para determinar la capacidad de penetración segura de ERV en el SEN .	22
2.8. Variables asociadas a la demanda	27
2.9. Ejemplo curva de carga	28
2.10. Procesos para modelar un sistema de red eléctrica en ETAP [®] 22.0.1	29
2.11. Principales elementos de ETAP [®] 22.1.0	29
2.12. Principales elementos de ETAP [®] 22.1.0	30
2.13. Calculada de irradiancia ETAP [®]	31
3.1. Ubicación satelital del circuito en QGIS	34
3.2. Vista a detalle del circuito en QGIS	34
3.3. Vista detalle capa satelital del circuito en QGIS	35
3.4. Ejemplo de agrupamiento de cargas	36
3.5. Tipo de clientes	37
3.6. Cantidad de clientes por fase	38
3.7. Perfil de demanda del circuito (Diciembre 2022)	39
3.8. Perfil de demanda del circuito, semana 51	40
3.9. Perfil de demanda calculado para las cargas	41
3.10. Formato y datos del archivo .xlsx de las cargas creado por Python	41

3.11. Modelo completo en ETAP®	44
3.12. Modelo a detalle en ETAP®	45
3.13. Configuración del Flujo de Potencia en el Dominio del Tiempo	46
3.14. Configuración del plot del Flujo de Potencia en el Dominio del Tiempo	47
4.1. Configuración de Panel Canadian Solar, modelo CS6U-330P	49
4.2. Configuración de integración de PVA en ETAP®	50
4.3. Perfil de irradiancia	50
4.4. Irradiancia y temperatura de día promedio de diciembre 2022, Cartago	51
4.5. Perfil de generación de los PVA	51
4.6. Interfaz para calcular la potencia de salida	53
4.7. Formato y datos del archivo .xlsx de los PVA para ingresar a ETAP®	54
4.8. Modo de simulación de los PVA en el Flujo de Potencia en el Dominio del Tiempo	54
4.9. Niveles de tensión en barras con penetración de GD. a) Escenario 0%, b) Escenario 5%, c) Escenario 10%	57
4.10. Niveles de tensión en barras con penetración de GD. a) Escenario 15%, b) Escenario 20%, c) Escenario 25%	58
4.11. Niveles de tensión en barras con penetración de GD. a) Escenario 30%, b) Escenario 35%, c) Escenario 40%	59
4.12. Niveles de tensión en barras con penetración de GD. a) Escenario 45%, b) Escenario 50%, c) Escenario 55%	60
4.13. Niveles de tensión en barras con penetración de GD. a) Escenario 60%, b) Escenario 65%, c) Escenario 70%	61
4.14. Niveles de tensión en barras con penetración de GD. a) Escenario 75%, b) Escenario 80%, c) Escenario 85%	62
4.15. Niveles de tensión en barras con penetración de GD. a) Escenario 90%, b) Escenario 95%, c) Escenario 100%	63
4.16. Perfil de demanda de la subestación en el escenario base.	66
4.17. Perfil de demanda de la subestación en los distintos escenarios.	66
4.18. Perfil de demanda de la subestación para el escenario de 30 y 35%	67
4.19. Perfil de demanda de la subestación en el escenario de 30% para las semanas de diciembre	69
5.1. Modelo de negocio JASEC	70
5.2. Impacto de los PVA en los costos e ingresos	77
5.3. Impacto en los ingresos y costos, por escenario	79
5.4. Impacto en el margen de operación, por escenario	80

Nomenclatura

<i>ARESEP</i>	Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos
<i>CIGRE</i>	Consejo Internacional sobre Grandes Sistemas de Potencia
<i>DER</i>	Recursos Energéticos Distribuidos, por sus siglas en inglés
<i>ERV</i>	Energías renovables variables
<i>GD</i>	Generación distribuida
<i>GDA</i>	Sistema de Generación Distribuida para Autoconsumo
<i>ICE</i>	Instituto Costarricense de Electricidad
<i>JASEC</i>	Junta Administrativa del Servicio Eléctrico de Cartago
<i>MEN</i>	Mercado Eléctrico Nacional
<i>MINAE</i>	Ministerio de Ambiente y Energía
<i>MW</i>	Medida de potencia que es igual a un millón de watts
<i>OS</i>	Operador del Sistema Eléctrico Nacional
<i>PDER</i>	Persona física o jurídica propietaria de un DER
<i>PVA</i>	Arreglo de Paneles Fotovoltaicos por sus siglas en inglés
<i>SEN</i>	Sistema Eléctrico Nacional
<i>SNP</i>	Sistema Nacional de Planificación

Capítulo 1

Introducción

1.1. Reseña de la empresa

1.1.1. Historia

En 1961, tras un abrupto aumento en las tarifas del servicio eléctrico y la aplicación del “factor calor” los pobladores de Cartago (Turrialba, Oreamuno, El Guarco y Paraíso) se alzaron en huelga para exigir sus derechos. Estas manifestaciones se llegaron a extender por más de dos años, y dejaron como saldo tres personas fallecidas, así como una gran cantidad de heridos y detenidos (JASEC, 2022b).

Las manifestaciones, que tenían lugar cada ocho o 15 días en horarios no programados, ayudaron a que la Asamblea Legislativa acelerara el Proyecto de Ley para la creación de una Junta Eléctrica en la provincia de Cartago. Para el 12 de octubre de 1964, la tenaz lucha rindió frutos, y se logró conformar la Junta Administrativa del Servicio Eléctrico Municipal de Cartago (JASEC) (JASEC, 2022b).

Actualmente JASEC es la organización encargada de la distribución y comercialización del servicio eléctrico y de internet en la provincia de Cartago. En el ámbito interno, JASEC es “una organización ágil y efectiva, con servicios de calidad certificada a precios competitivos, con sostenibilidad ambiental y rendición de cuentas” (JASEC, 2022a).

Figura 1.1: Logo JASEC



Fuente: JASEC (2022b).

1.1.2. Misión

“Contribuir al progreso de la zona servida, mediante la prestación eficiente de servicios públicos de calidad con los más altos principios éticos que impulsen el desarrollo sostenible y la responsabilidad social” (JASEC, 2022a).

1.1.3. Visión

“Ser una persona que garantice a sus clientes calidad y continuidad en los servicios que presta, por medio de su sostenibilidad financiera y operativa como un agente innovador y competitivo en el mercado eléctrico y de infocomunicaciones” (JASEC, 2022a).

1.1.4. Valores

En la figura 1.2, se observan los valores que identifican a JASEC.

Figura 1.2: Valores JASEC

Valores

- **Excelencia:** Cumplir las tareas y/o responsabilidades encomendadas con compromiso, liderazgo, responsabilidad, diligencia, calidad, innovación y dedicación total. Es sentir y vivir como propios los objetivos y metas organizacionales con un enfoque al cliente tanto interno como externo.
- **Honestidad:** Anteponer la verdad en las conductas diarias vinculadas a la transparencia, la integridad personal, la rectitud e imparcialidad; actuando siempre de manera correcta en todo momento.
- **Solidaridad:** Ayudar de forma equitativa, empática, con espíritu de servicio, entrega y buena fe, a los clientes, compañeros y a la sociedad en general, para alcanzar los objetivos comunes con sostenibilidad y contribuyendo con el medio ambiente.

Fuente: JASEC (2022a).

1.2. Planteamiento del problema

Si bien es cierto que la generación distribuida (GD) supone una opción válida para la preservación del medio ambiente, ya que es una manera de disminuir el uso de fósiles como el carbón, el petróleo y el gas natural en la generación de energía; en Costa Rica la integración de GD en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) genera incertidumbre, principalmente, en las compañías operadoras del SEN.

A finales del 2021, en el país, entró en vigor la Ley 10086, para la promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables, con la cual se solucionan parte de los problemas normativos que generaba la GD; sin embargo, los problemas técnicos y económicos continúan presentes.

De acuerdo con Valverde et al. (2015), la integración de altos niveles en la GD a la red eléctrica trae como consecuencia: incrementos y fluctuaciones en la tensión, fluctuaciones de flujos de potencia reactiva, desbalances de tensión en la red, aumento de corrientes de falla, sobrecargas de equipos, flujos de potencia inversos, distorsiones armónicas, impactos en la coordinación de protecciones, etc., que en conjunto ponen en riesgo la calidad del servicio eléctrico.

En el ámbito financiero, la GD implica cambios en los métodos de operación. Las empresas deberán invertir en la compra de nuevo *hardware* y *software*, así como capacitar a los empleados en nuevas formas de trabajo. Además, estas sufrirán una reducción en la reventa de energía en el sistema de distribución,

el cual está directamente relacionado con el procedimiento de fijación de tarifas. La mayor parte de los costos del sistema se recuperan a través de las ventas volumétricas de energía. Sin embargo, la mayoría de los costos son fijos y, por lo tanto, una disminución en los ingresos conduce a un aumento en el precio unitario de la energía suministrada al consumidor (Valverde et al., 2015).

1.2.1. Problema por resolver

Con el decreto de la Ley 10086, se establece que todas las compañías operadoras del sistema eléctrico nacional, incluida JASEC, deben analizar la posibilidad de incorporar a su red eléctrica los generadores distribuidos de sus abonados. La integración de estos generadores puede permitir una mayor diversificación de fuentes de energía y contribuir a una mayor seguridad energética en el sector.

Para lograr esta integración JASEC requiere conocer la capacidad segura de GD que su red eléctrica es capaz de soportar sin afectar la calidad del servicio. Esto implica evaluar la estabilidad de tensión, la variación de frecuencia, las sobre corrientes, los flujos de potencia y la cargabilidad del sistema que brinda a sus abonados. Conocer estos límites es esencial para garantizar la seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico, así como evitar cualquier impacto negativo en la calidad del servicio eléctrico a los abonados.

Además, JASEC debe estimar el impacto financiero que tendría la aplicación de la Ley 10086 en la organización. Debido a que esta estimación financiera permite evaluar la viabilidad económica de la integración de los generadores distribuidos en la red eléctrica de la empresa.

Ante este panorama, se plantea el siguiente problema de investigación: ¿cuál es el impacto de la integración de generación distribuida en la red eléctrica de JASEC?

1.3. Objetivo general

- Estudiar el comportamiento de una red de distribución monofásica en 34,5 kV para el análisis de la penetración de recursos distribuidos de generación solar en el circuito eléctrico de San Isidro de JASEC, mediante la aplicación de la Ley 10086.

1.4. Objetivos específicos

- Desarrollar un modelo de una red de distribución en 34,5 kV que contemple todos los elementos tanto del primario como del secundario para la simulación de los recursos distribuidos usando ETAP[®] 22.0.1.
- Establecer escenarios de integración de recursos distribuidos a partir de la generación solar para la determinación de las capacidades y límites en una red de distribución, mediante el análisis de flujo de potencia y tensión.
- Realizar un estudio económico para la determinación del impacto financiero del acatamiento de la Ley 10 086 a partir de la estimación de los riesgos ante diversos escenarios.

1.5. Justificación

La necesidad del proyecto surgió tras la aprobación de la Ley 10086, la cual estableció un marco normativo para las empresas distribuidoras de electricidad relacionado con la inyección de excedentes de energía a partir de fuentes renovables por parte de los abonados individuales, comerciales o industriales a la red eléctrica nacional.

Como consecuencia de lo anterior, la empresa JASEC deberá generar mecanismos de control y análisis del impacto ocasionado por la inyección de generación distribuida en la red de distribución. De no analizarse los parámetros máximos de generación distribuida a la que la red puede operar se podrían generar fallas en los elementos de la línea de distribución y, principalmente, inestabilidad en el servicio eléctrico brindado a los usuarios. Del mismo modo, el incumplimiento de esta ley podría generar consecuencias legales a la compañía por no apearse a la normativa existente.

Actualmente, JASEC no cuenta con un sistema que analice la inyección de energía distribuida por fuentes renovables en las líneas de distribución. Además, se desconoce el impacto en la calidad de energía a futuro que podría generar esta inyección, así como el impacto financiero que conllevaría reducir e incluso comprar esta energía a los abonados.

Además, es de vital importancia para la empresa generar un estudio técnico-financiero apegado a la ley que permita conocer la situación actual, así como una proyección real de los parámetros y capacidades presentes para recibir energía controlada por parte de los abonados sin sobrecargar la red eléctrica. Esto permitiría a la empresa cumplir con la ley y, al mismo tiempo, asegurar la estabilidad y calidad del servicio eléctrico brindado a los usuarios.

En resumen, el proyecto propuesto es fundamental para que JASEC pueda cumplir con la normativa vigente y garantizar un servicio eléctrico estable y de calidad a sus usuarios. Es necesario contar con un sistema de análisis y control de la inyección de energía distribuida por fuentes renovables en las líneas de distribución. De esta manera, JASEC podrá tomar decisiones informadas y cumplir con la ley, asegurando la estabilidad y calidad del servicio eléctrico que brinda.

1.6. Viabilidad

El presente proyecto cuenta con un importante respaldo por parte del TEC, lo que garantiza una sólida base de apoyo académico y tecnológico. Para su desarrollo, se ha identificado la necesidad de adquirir una licencia de ETAP[®] y los *softwares* gratuitos (Python y QGIS). En el caso específico de la licencia de ETAP[®] 22.0.1, la cual tiene un elevado costo económico, se obtuvo ayuda por parte del TEC que negoció con la empresa CFS el préstamo de la licencia.

La obtención de la licencia de ETAP[®] es esencial para la viabilidad del proyecto, ya que es una herramienta fundamental para la simulación y análisis de sistemas eléctricos, lo que permite validar la eficiencia y seguridad de las soluciones planteadas. Para la adquisición de Python y QGIS no hay dificultad, ya que éstos *softwares* se pueden trabajar en línea o descargar gratuitamente.

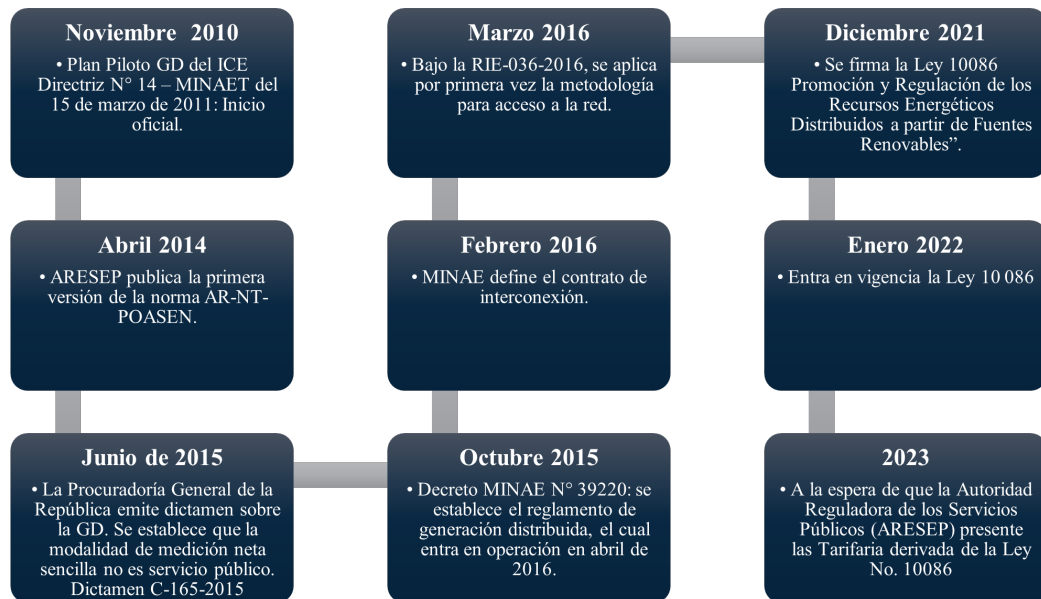
Asimismo, el proyecto cuenta con el apoyo y respaldo de JASEC, que dispone de un equipo de trabajo altamente capacitado y comprometido. También se tiene el apoyo académico por parte del M.Sc. Gustavo Gómez, lo que garantiza la eficiencia en la gestión y desarrollo del proyecto. Todo lo anterior hace que la ejecución del proyecto sea viable.

1.7. Antecedentes del proyecto

La integración de la generación distribuida en Costa Rica es un tema que ha sido abordado por varias instituciones y organizaciones en los últimos años.

En la figura 1.3, se muestra el flujo histórico de la introducción y apertura de los sistemas de generación distribuida en Costa Rica, además, se presentan los principales avances, desde el marco legal costarricense hasta las iniciativas de instituciones por hacer realidad la GD en el país.

Figura 1.3: Flujo histórico de la introducción de los sistemas de GD en Costa Rica



Fuente: elaboración propia basada en Instituto Costarricense de Electricidad (2020).

En 2010, el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) impulsó la generación distribuida con un programa piloto para facilitar la instalación de pequeños sistemas renovables de esta, fomentando la penetración de la energía solar en la matriz energética del país. Entre el 2010 y el 2015 se instalaron un total de 560 proyectos (CIEMI, 2015). Al final del periodo, el plan había alcanzado los 10 MW entre todos sus micro y mini generadores. En conclusión, dentro de los beneficios del plan, se encontraron: la generación de nuevos mercados, creación de empleos e incentivo a la inversión privada en el sector de energía. Sin embargo, para la Empresa Distribuidora de Energía (EDE) ponía en riesgo el empleo de 1000 trabajadores (Echevarría y Monge, 2017).

Desde entonces, se han implementado varios proyectos piloto de generación distribuida en diferentes partes del país, y se ha trabajado en la promoción y difusión de esta tecnología como una alternativa sostenible y rentable para la generación de energía eléctrica en Costa Rica.

Para el 2014, ARESEP aprueba la normativa AR-NT-POASEN: *Planeación, Operación y Acceso, al Sistema Eléctrico Nacional*, la cual se encargaría de la regulación del acceso de los sistemas de GD a la red. La norma definió las condiciones técnicas generales bajo las cuales se planificaría, desarrollaría y operaría el SEN, así como las condiciones técnicas, contractuales, comerciales y tarifarias bajo las cuales se ofertarían las distintas entidades interesadas en incorporarse al Sistema Nacional de Planificación (SNP) (Instituto Costarricense de Electricidad, 2020).

Según informes del Instituto Costarricense de Electricidad (2020), en 2015, en el Decreto 39220 se establecía que la energía eléctrica para autoconsumo solo podría obtenerse de fuentes renovables, como solar, eólica, hidráulica o biomasa, y que el modelo de contrato utilizado sería de red simple, en el cual no existiría ningún tipo de pago. Además, los fabricantes tenían la opción de depositar en la red de distribución la energía no utilizada mensualmente, para luego hacer uso de ella anualmente como consumo diferido.

También se estableció que el productor-consumidor tenía la opción de colocar la energía no utilizada en la red de distribución a la que estaba conectado, y luego tenía derecho a retirar hasta un máximo del 49% de la energía total generada de la red en el siguiente mes o meses del año. Se estableció que la

capacidad máxima de todos los sistemas de GD conectados en un mismo circuito, incluyendo los sistemas nuevos, no debería superar el 15% de la demanda máxima anual del circuito. En cuanto a las tarifas, ARESEP acordó ser la organización responsable de establecer la tarifa de conexión, la tarifa de potencia y otras actividades relacionadas con la GD para las necesidades individuales (Instituto Costarricense de Electricidad, 2020).

En el 2016, se publicó la norma técnica RIE-036-2016, la cual especificaba los requisitos técnicos para la conexión al Sistema Eléctrico Nacional de las instalaciones de generación distribuida. Esta norma establecía los requisitos y condiciones que debían cumplir los generadores distribuidos para interconectarse con la red eléctrica nacional y poder inyectar su energía no consumida a esta. También definía los requisitos de seguridad para la instalación y operación de los sistemas de generación distribuida, así como los procedimientos y responsabilidades de los diferentes agentes involucrados en el proceso de conexión y operación de estos sistemas. (ARESEP, 2016).

En diciembre del 2021, se firma la Ley 10086 *Promoción y Regulación de los Recursos Energéticos Distribuidos a partir de Fuentes Renovables*, la cual entra en vigor un mes más tarde. El objetivo de esta sería establecer las condiciones necesarias para promover y regular, bajo un régimen especial de integración eficiente, segura y sostenible, las actividades relacionadas con el acceso, la instalación, la conexión, la interacción y el control de recursos energéticos distribuidos basados en fuentes de energía renovables (Asamblea Legislativa de la República De Costa Rica, 2021).

1.8. Metodología

En esta sección se define la serie de pasos utilizados para planificar, ejecutar y evaluar de forma sistemática y estructurada del proyecto.

En primer lugar, se llevó a cabo un proceso exhaustivo de recopilación, selección, depuración y clasificación de los datos disponibles relacionados con la red eléctrica, los clientes, las cargas y los elementos de la red. Este enfoque riguroso garantizó que se contara con información precisa y relevante para llevar a cabo el análisis. Además, se procedió a la creación de una base de datos para el modelado, donde se almacenaron todos los datos recopilados de manera organizada. Esta base de datos se convirtió en una herramienta fundamental que facilitó el acceso eficiente a la información durante todo el proceso de simulación y análisis.

Con el objetivo de establecer las condiciones iniciales del modelo, se asociaron valores estándares iniciales a los elementos de la red eléctrica. Estos valores proporcionaron un punto de partida sólido para el modelado y contribuyeron a la precisión del modelo realizado.

Además de recopilar datos generales de la red, se recopilaron datos específicos de los clientes, incluyendo información detallada sobre sus cargas. Estos datos fueron cuidadosamente seleccionados y clasificados para su posterior análisis. Se procedió a solicitar y crear el perfil de carga del alimentador principal, el cual representaba la demanda energética de la red durante un período específico. Este perfil fue de vital importancia para comprender el comportamiento de la red en diferentes momentos.

A partir del perfil del alimentador principal, se desarrolló un modelo porcentual que reflejaba la demanda de las cargas en función de dicho perfil. Este modelo permitió obtener una representación precisa de la energía de las cargas distribuida en un perfil de potencia de una semana.

La interrelación entre las cargas y los elementos de la red fue establecida considerando su ubicación y características satelitales del GIS. Esta conexión entre las cargas y los elementos de la red fue esencial para realizar un modelo preciso y realista. A través del uso de *software* especializado en simulación de redes eléctricas, se creó el modelo de la red eléctrica actual. Este modelo integró todos los datos recopilados, las interrelaciones entre las cargas y los elementos de la red, así como los valores estándares establecidos previamente, brindando un modelo eléctrico del escenario real.

Posteriormente, se procedió a añadir elementos adicionales a la red según las especificaciones del *soft-*

ware utilizado. Estos elementos incluyeron transformadores, conductores, líneas de distribución, entre otros, que se incorporaron al modelo para reflejar la configuración real de la red. Para validar el funcionamiento del circuito, se realizó un análisis de flujo de carga (*Load Flow*). Este análisis permitió asegurar que el modelo de la red eléctrica funcionara correctamente.

Después, se llevó a cabo un estudio detallado y una planificación de los posibles escenarios para la integración y análisis de generación distribuida en la red eléctrica. Se enfocó en el modelo más común de sistemas fotovoltaicos a nivel residencial, considerando aspectos técnicos por opinión técnica de JASEC y características comunes del mercado. A continuación, se programó un *script* en el lenguaje de programación Python que permitió la creación automatizada de los escenarios de generación distribuida. Este *script* facilitó el punto de integración de PVA a integrar por cada de estudio. Además, se realizó el ajuste de los datos de los sistemas fotovoltaicos al formato requerido por el software de análisis de redes eléctricas ETAP®.

Se obtuvieron los resultados de los escenarios de generación distribuida mediante la simulación en el *software* ETAP®. Esto permitió analizar el comportamiento de la red eléctrica con la integración de los sistemas fotovoltaicos en cada escenario, evaluando, principalmente, aspectos como niveles de tensión y flujo de potencia.

Se procedió a graficar los distintos escenarios de generación distribuida, lo que facilitó la visualización comparativa del impacto de la integración de los sistemas fotovoltaicos en la red eléctrica. Estas gráficas permitieron identificar patrones, tendencias y posibles problemas o limitaciones.

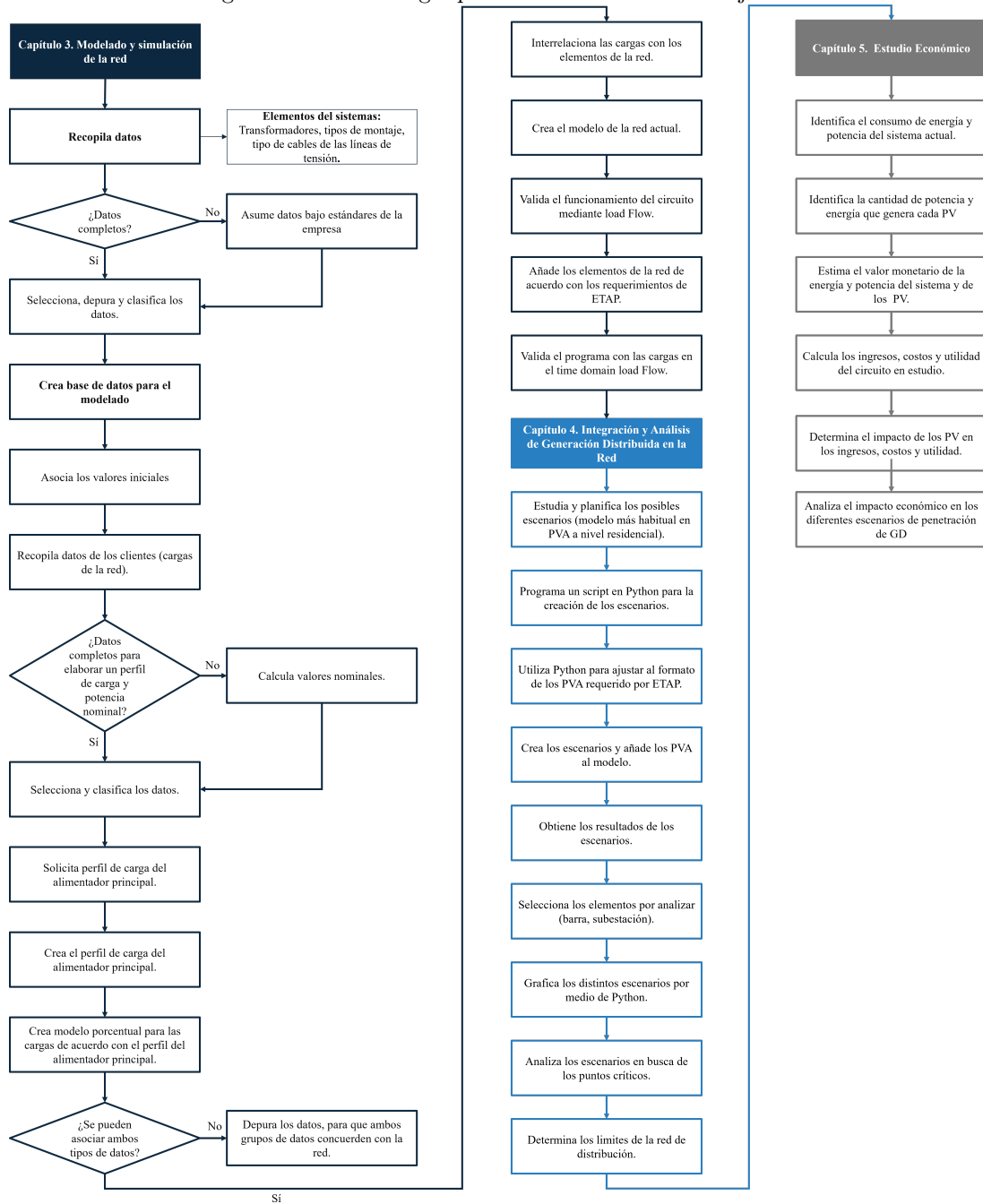
Una vez completado el proceso de modelado y simulación de la red eléctrica, se procedió a realizar un estudio económico. En primer lugar, se identificó el consumo de energía y potencia del sistema actual, así como la cantidad de potencia y energía generada por cada generador distribuido. Esto permitió tener una visión clara de la situación energética actual y el aporte de la generación distribuida.

A continuación, se estimó el valor monetario de la energía y potencia del sistema en general, así como de los generadores distribuidos específicamente. Se tuvieron en cuenta factores como los precios de mercado y las tarifas eléctricas para realizar dicha estimación, lo que permitió evaluar el valor económico de la generación distribuida. Con base en esta información, se procedió a calcular los ingresos, costos y margen de operación del circuito considerando tanto la energía y potencia del sistema actual como la generada por los generadores distribuidos. Esto proporcionó una evaluación detallada de la rentabilidad económica del circuito.

Se determinó el impacto de los generadores distribuidos en los ingresos, costos y margen de operación del circuito. Se analizaron los cambios en los flujos de energía, la reducción de costos de adquisición de energía y los beneficios económicos asociados a la generación distribuida. Esto permitió evaluar cómo la integración de la generación distribuida afectaba la economía del sistema.

Con base en lo anterior, se creó un diagrama de proceso, (ver figura 1.4), donde se presenta a detalle la metodología que se siguió para el desarrollo de los objetivos del proyecto, específicamente de los capítulos 3, 4 y 5.

Figura 1.4: Metodología para el desarrollo de los objetivos



1.9. Delimitación

En esta sección, se planteó el desarrollo que tiene el proyecto, tomando en cuenta el alcance y las limitaciones de este.

1.9.1. Alcance

El presente estudio analizó un circuito de la compañía eléctrica JASEC, ubicado en San Isidro del Guarco, Cartago. Esta línea de distribución opera a una tensión de 34,5 kV y se toma únicamente la fase C del sistema. El circuito es energizado por la subestación reductora de Tejar, ubicada en Tejar del Guarco, Cartago. Se tomaron en cuenta todos los componentes del sistema, tanto del primario y secundario, así como las cargas monofásicas residenciales, comerciales e industriales conectadas únicamente a una de sus fases (C).

Los elementos de la red eléctrica fueron georreferenciados mediante el departamento Sistema de Información Geográfica (GIS) de JASEC, y los datos fueron manipulados por medio del programa QGIS. Adicionalmente, los datos de perfil de carga de los clientes y la curva de demanda máxima del circuito se obtuvieron mediante perfiles históricos para el mes de diciembre del 2022.

A partir de los datos obtenidos, se realizó el modelado de la red antes descrita, para ello se utilizó el *software* ETAP[®] 22.0.1. Una vez construida la red de distribución, se agregaron al sistema los generadores distribuidos que, en este caso, corresponden a la energía solar proveniente de paneles solares.

Una vez simulado el circuito, se procedió al análisis de este, se utilizó el *software* de programación Python para la creación de escenarios, así como, para la estructuración de los datos y dar formato de cargas para ser ingresados a ETAP[®].

Finalmente se realizó una estimación del impacto económico que conlleva para la empresa la integración de generación distribuida, con base en los costos e ingresos, de diferentes escenarios.

1.9.2. Limitaciones

Dentro de las limitaciones que se presentaron durante el desarrollo del proyecto están:

- Limitada disponibilidad y exactitud de datos, lo cual es fundamental para la simulación precisa de la red de distribución, sino puede resultar en una limitación para el proyecto.
- No se contó con los perfiles específicos de demanda de cada carga, por lo que la carga se calculó mediante el promedio histórico del mes de diciembre del 2022 y se adaptó al perfil de demanda máximo del circuito para este mismo periodo.
- La información de los componentes del circuito era desigual entre un base de datos y otra, por lo que se depuró y se seleccionó según la confianza de la información.
- Asimismo, el manejo de los datos se tornó complicado debido al volumen de estos y a que no se contaba con programas especializados para la manipulación y análisis.
- Por otro lado, estuvo la limitación del tiempo, el proyecto requirió de un tiempo significativo para el análisis de datos, modelado y simulación, así como para la realización de análisis económicos.
- La normativa del modelo de regulación de tarifas por parte de la ARESEP para generación distribuida se encuentra en proceso, por lo que atrasos en la fijación de tarifas o falta de reglamentación en estándares, regulación y almacenamiento de datos retrasaron el cronograma del proyecto.

Capítulo 2

Marco Teórico

El presente capítulo desarrolla algunos conceptos importantes relacionados con el proyecto, esto con el fin de brindarle al lector las herramientas necesarias para la comprensión. Este capítulo se divide en tres secciones. La sección 2.1. menciona todo lo relacionado con los sistemas eléctricos de potencia, los principales elementos, sus funciones y los distintos elementos involucrados, desde la generación hasta el trasiego de energía, así como la confiabilidad que estos sistemas presentan. En la sección 2.2. se incluye lo que es la generación distribuida, los tipos de tecnologías y generadores distribuidos; por otra parte, se incluye la Ley 10086, su alcance y principales aspectos por considerar para vincular de manera segura estas tecnologías al SEN. Por último, en la sección 2.3, se mencionan las consideraciones necesarias para el modelado de la red eléctrica en el *software* ETAP[®] 22.0.1., así mismo, algunas generalidades y capacidades del programa para mejorar su interpretación.

2.1. Sistemas de potencia

2.1.1. Definición

Grainger y Stevenson (2002) definen los sistemas de potencia como todos aquellos elementos que comprenden la transmisión de energía eléctrica, parte desde la planta de generación y termina entre los clientes de las compañías eléctricas. La función de este sistema es transmitir la energía eléctrica desde las plantas generadoras hasta los usuarios de las compañías eléctricas.

De acuerdo con Wildi (2007), los requerimientos básicos que las compañías y el sistema de transmisión y distribución deben satisfacer son:

- Suministrar la potencia que los consumidores necesitan.
- Mantener la tensión nominal estable que no varíe más de $\pm 10\%$.
- Mantener una frecuencia estable que no varíe más de ± 0.1 Hz.
- Suministrar energía a un precio aceptable.
- Satisfacer las normas de seguridad.
- Respetar las normas ambientales.

2.1.2. Partes de un sistema de potencia

Un sistema de potencia se divide en generación, transmisión y distribución. Cada sistema cuenta con distintos elementos como las plantas de generación (generadores), subestaciones de transmisión, distribución e interconexión. A continuación, el detalle de cada una de estas partes:

Generación

La generación de energía es la parte responsable de convertir la energía de su forma primaria en electricidad. Esto es posible gracias al principio de conversión de energía electromecánica, el cual supone que el movimiento de un conductor que forma un circuito cerrado dentro de un campo magnético inducirá una corriente eléctrica en él (Matulic, 2003).

Transmisión

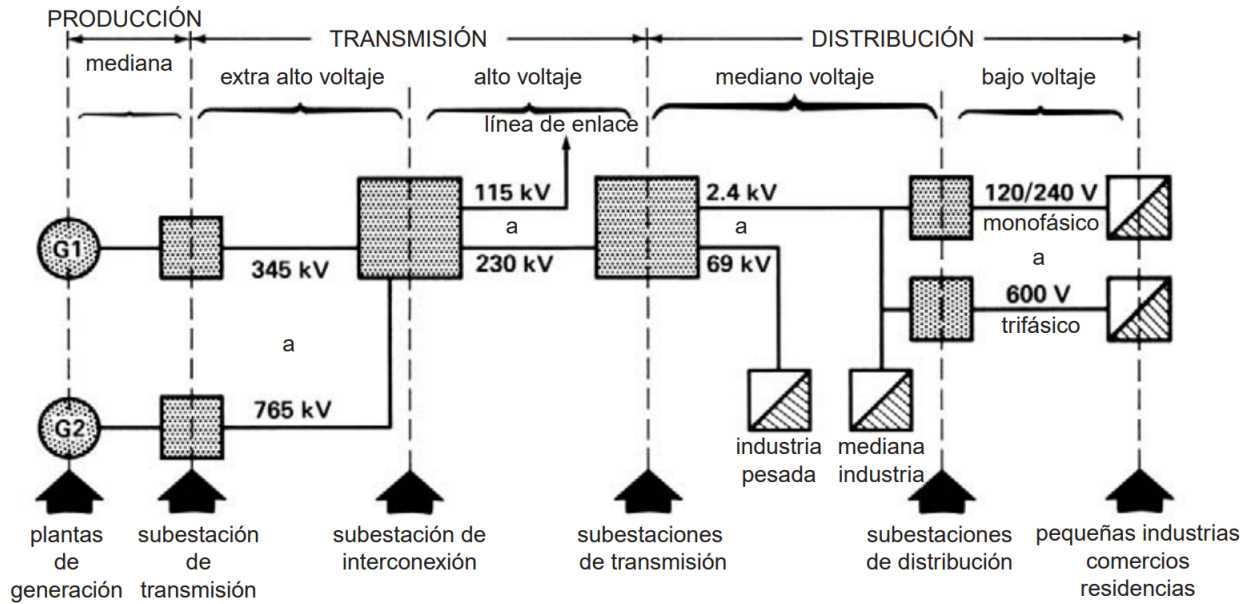
La transmisión es la parte encargada de trasladar grandes cantidades de energía desde el centro de producción (central eléctrica) al centro de consumo (ciudad, zona industrial, etc.). Para ello se utilizan conductores, comúnmente denominado líneas, como el medio material a través del cual fluye una carga eléctrica (Matulic, 2003).

Distribución

De acuerdo con Matulic (2003), la distribución es la parte responsable de distribuir electricidad a los usuarios finales. Es decir, el sistema de distribución es el que suministra energía eléctrica a comercios, edificios residenciales, alumbrado público, etc. Esto también se hace usando líneas de distribución y transformadores que bajan la tensión a un nivel seguro por razones de seguridad.

La figura 2.1 muestra un diagrama básico de un sistema de transmisión y distribución. Este sistema incluye centrales de generación G1 y G2, varias subestaciones, una subestación de interconexión y varias cargas comerciales, residenciales e industriales. La electricidad se transmite a través de líneas de extra alta tensión (EHV), alta tensión (HV), media tensión (MV) y baja tensión (LV) (Wildi, 2007).

Figura 2.1: Diagrama de una sola línea de un sistema de generación, transmisión y distribución de potencia



Fuente: Wildi (2007).

De acuerdo con Wildi (2007), las compañías de electricidad dividen sus sistemas de transmisión y distribución, según su tensión, en dos importantes categorías:

- Sistemas de transmisión, en los que la tensión de línea oscila entre 115 kV y 800 kV.
- Sistemas de distribución, en los que la tensión de línea oscila, generalmente, entre 120 V y 69 kV. Como subdivisión se divide en líneas de media tensión (2.4 kV a 69 kV) y bajo voltaje (120 V a 1000 V).

2.1.3. Componentes principales de un sistema de potencia

Generadores

Corresponden a las máquinas que convierten la energía mecánica en energía eléctrica. Los dispositivos encargados de convertir la energía primaria en energía mecánica son las turbinas y los motores de accionamiento. A estos dispositivos encargados de convertir la energía mecánica en energía eléctrica se le denomina generadores eléctricos (Matulic, 2003). Existen diferentes tipos de generación, su uso está determinado por las principales fuentes de energía disponibles: hidráulica, térmica, nuclear, eólica y solar.

Líneas de transmisión y distribución

Son las líneas de alta tensión que transportan la electricidad desde las plantas generadoras a los centros de distribución. De acuerdo con Wildi (2007), se distinguen cuatro tipos de líneas de transmisión (ver figura 2.2), según su clase de tensión:

Figura 2.2: Tipos de líneas de transmisión y distribución



Fuente: elaboración propia basada en Wildi (2007).

Subestaciones

Las subestaciones o estaciones transformadoras se utilizan para cambiar la tensión de la electricidad a niveles superiores (elevadoras) o más bajos (reductoras) y distribuirla a los usuarios finales. Además, están conformadas con un gran número de componentes utilizados para brindar seguridad y robustez al sistema. Algunos de sus componentes son: transformadores, cortacircuitos, interruptores de desconexión y desconexión a tierra, relevadores de protección a sobretensiones y limitadores de corriente, transformadores de instrumentos y dispositivos de protección. De acuerdo con Wildi (2007), puede haber tres tipos:

- **Subestaciones de transmisión:** cambia la tensión entre líneas mediante transformadores elevadores y reductores de tensión, lo regulan por medio de compensadores estáticos variables, condensadores síncronos o transformadores con distintas variables.
- **Subestaciones de distribución:** cambian de media tensión a baja tensión mediante transformadores reductores, los cuales tienen la capacidad de transformación de manera automática. Las tensiones varían entre 120/240 V monofásico hasta 1000 V trifásico. Suelen suministrar energía a residencias, comercios, instituciones y pequeñas industrias.
- **Subestaciones de interconexión:** vinculan diferentes sistemas de potencia lo que permite intercambios de potencia entre ellos y, a su vez, incrementa su estabilidad.

Transformadores

Según Chapman (2012): “un transformador es un dispositivo que cambia la potencia eléctrica alterna con un nivel de voltaje a potencia eléctrica alterna con otro nivel de voltaje mediante la acción de un

campo magnético” (p. 49). A esto también se le conoce como la relación de transformación, lo que define su tensión primaria y tensión secundaria de acuerdo con el número de vueltas entre la bobina primaria y la secundaria. El ecuación 2.1 hace referencia a lo anterior.

$$\frac{V_p}{V_s} = \frac{N_p}{N_s} \quad (2.1)$$

En donde:

V_p = Tensión primario

V_s = Tensión secundario

N_p = Número de vueltas de la bobina primaria

N_s = Número de vueltas de la bobina secundaria

Esta relación de transformación se puede ajustar cambiando el número de vueltas de cada bobina.

De acuerdo con Chapman (2012), a los transformadores de potencia se les llama de diferentes maneras, dependiendo de su uso en los sistemas de potencia.

- **Transformador de unidad:** es el transformador conectado a la salida de un generador y que se usa para aumentar su tensión a niveles de transmisión (más de 110 kV).
- **Transformador de subestación:** es el transformador que se encuentra al final de la línea de transmisión, que baja la tensión de niveles de transmisión a niveles de distribución (de 2.3 a 34.5 kV).
- **Transformador de distribución:** es el transformador que toma la tensión de distribución y lo disminuye hasta la tensión final al que se utiliza la potencia (110, 208, 220 V, etc.).

Por otro lado, los transformadores cuentan distintas formaciones y estructuras internas dependiendo del requerimiento del tipo de usuarios, así como para el tipo de elementos y máquinas por alimentar, principalmente destacan:

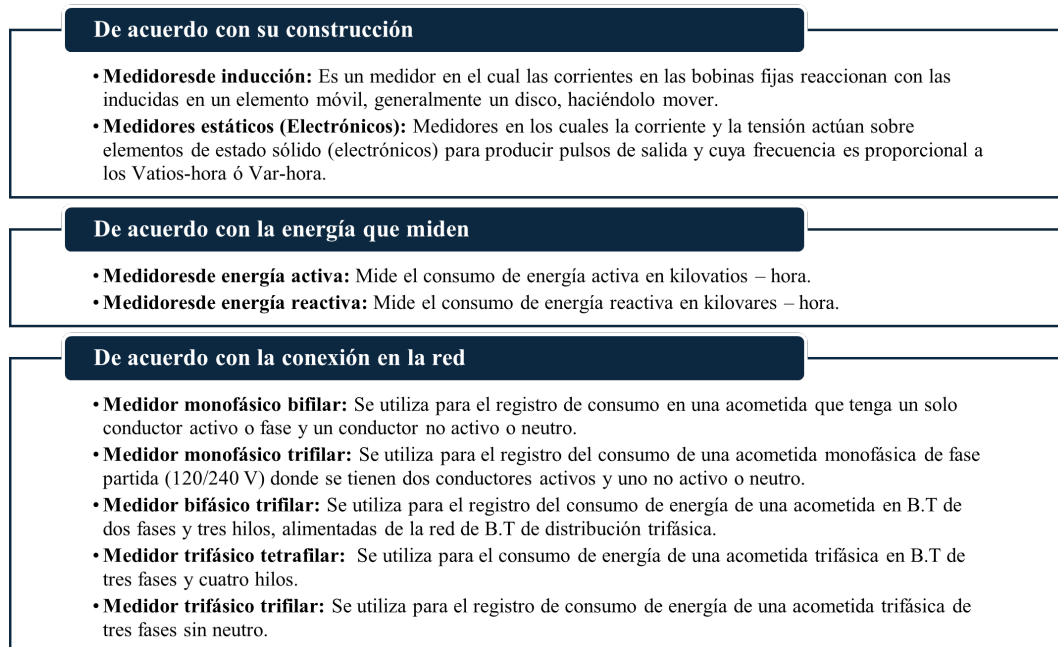
- **Transformador monofásico:** es el que tiene dos polos: fase y neutro. Está formado por dos embobinados: uno de alta y otro de baja. Es común utilizar arreglos de transformador usando dos o tres transformadores para formar un sistema bifásico o trifásico (RELSAMEX, 2020).
- **Transformador trifásico:** tiene tres fases y está formado por seis embobinados: tres de alta y tres de baja. Este transformador típicamente se conecta en estrella o delta o cualquier combinación de ellas (RELSAMEX, 2020).

Además, los transformadores tienen una eficiencia muy alta, generalmente, rondan arriba del 95 %, sin embargo, esto depende de varios factores como la construcción y la calidad de los materiales. La energía perdida se da por pérdidas por histéresis, corrientes parásitas y pérdidas en el cobre.

Medidores de energía

Los medidores de energía son aparatos usados para la medida del consumo de esta. Existen varios tipos de medidores dependiendo de su construcción, tipo de energía que mide, clase de precisión y conexión a la red eléctrica (CODENSA, 2014). La figura 2.3 muestra los medidores más comunes, según distintos criterios.

Figura 2.3: Tipos de medidores



Fuente: elaboración propia basada en CODENSA (2014).

Un tipo de medidor importante por considerar cuando se trabaja con GD es el bidireccional, este es un dispositivo diseñado para calcular la energía eléctrica consumida de la red local, así como la energía generada del sistema fotovoltaico. Según Monterrey (2022), este dispositivo registra tres tipos de medidas:

- Energía recibida, es decir, electricidad que obtiene de la red local.
- Energía neta producida por paneles fotovoltaicos.
- Energía entregada, es decir, exceso de energía que no usa y pone en la red.

2.1.4. Confiabilidad en los sistemas eléctricos de potencia

La confiabilidad es un aspecto fundamental en los sistemas eléctricos de potencia, ya que se refiere a la capacidad de un sistema para operar de manera continua y satisfacer la demanda de energía eléctrica de los usuarios. Esto implica no solo la capacidad de los componentes para operar sin fallas, sino también la capacidad del sistema en su conjunto para hacer frente a eventos inesperados, como fallas en los equipos, eventos climáticos adversos o interrupciones en la generación.

Como menciona Gómez-Ramírez (2016), los índices de confiabilidad son una herramienta importante en el análisis de eventos y situaciones propias de los sistemas eléctricos de potencia. Hoy día, cuando la calidad de la energía eléctrica tiene un peso importante, debe ser analizada. Es necesario cuantificar los índices de confiabilidad para tomar decisiones acertadas y sobre todo cuando se toman en cuenta con el fin de evaluar la gestión de operación y mantenimiento de los sistemas eléctricos.

La evaluación y cuantificación de la confiabilidad de un sistema eléctrico de potencia se realiza mediante técnicas y análisis probabilísticos, que permiten estimar la probabilidad de ocurrencia de eventos no deseados, como interrupciones del suministro eléctrico o caídas de tensión significativas (Gómez-Ramírez, 2016). Estos análisis consideran diversos factores, como la confiabilidad de los componentes individuales, la

configuración del sistema, las estrategias de mantenimiento preventivo, los procedimientos de restauración del servicio y la respuesta del sistema ante eventos contingentes.

2.2. Generación distribuida

2.2.1. Definición

La generación distribuida (GD) es una fuente de energía eléctrica conectada directamente a la fuente de distribución o en el lado del medidor correspondiente al abonado. Esta potencia inyectada a la red proviene de excedentes de energías renovables proveniente de los abonados o lo más cercano a ellos. (Echevarría y Monge, 2017). Por su parte, Echevarría y Monge (2017) citando al Consejo Internacional sobre Grandes Sistemas de Potencia (CIGRE) definen la generación distribuida como todos los generadores menores a 50 MW, conectados al sistema eléctrico de distribución que no están diseñados de forma centralizada, lo que implica que no forma parte del control del operador de la red eléctrica

En otras palabras, la generación distribuida es un tipo de sistemas en el cual el suministro de energía es el resultado de instalar varios pequeños generadores en el sitio donde se ubican los centros de consumo o en el mismo lugar donde se utiliza la energía.

2.2.2. Tecnologías de generación distribuida

La producción descentralizada puede utilizar una variedad de recursos como fuentes de producción de energía, tales como: eólica, solar, biomasa, pequeña hidroelectricidad y gas natural; es decir, a través de tecnologías renovables. Algunas tecnologías para la generación distribuida comunes en Costa Rica son:

Paneles solares fotovoltaicos

La tecnología consiste en módulos de células solares individuales que capturan la energía solar y la convierten en electricidad. Cada panel consta de celdas solares, que contienen celdas solares individuales hechas de materiales semiconductores como el silicio que convierten la luz (fotones) en electricidad (electrones) (Celsia, 2018).

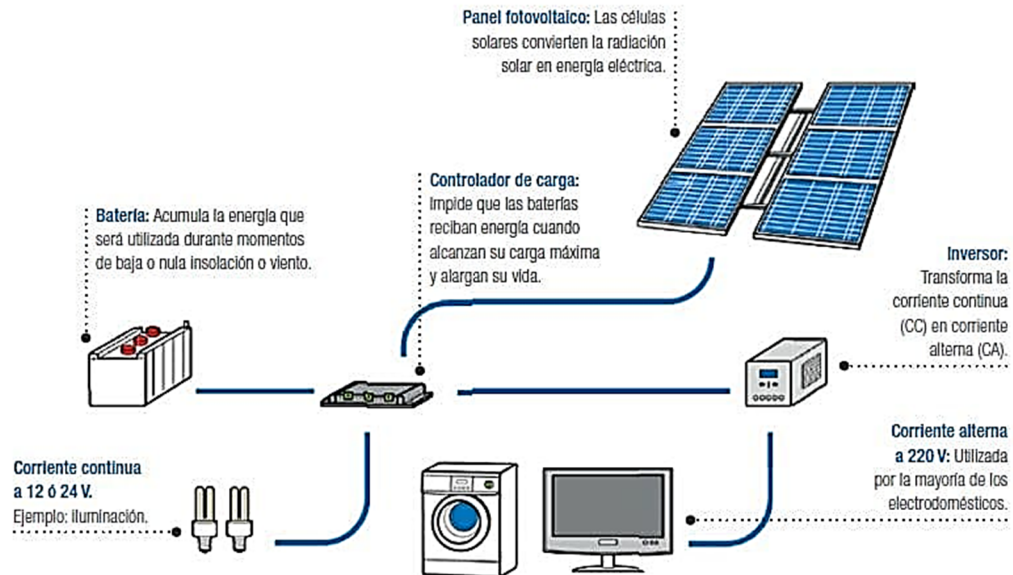
Cuando los paneles reciben la radiación del sol, los electrones se separan y se forman dos capas de carga, una positiva y otra negativa, dentro de la célula solar. Esta separación de carga crea una diferencia de potencial que produce una corriente eléctrica. Después, la energía se puede almacenar en una batería para su uso posterior o conectarla a la red de manera aislada o en conjunto con el sistema, a través de un inversor (Celsia, 2018).

Según García (2020), una instalación de generación fotovoltaica consta de las siguientes partes:

- Módulos solares fotovoltaicos
- Estructura para sujeción de módulos
- Inversor de corriente
- Baterías (opcional)
- Material eléctrico (cableado, conexiones y protecciones)

La figura 2.4 presenta un esquema de una instalación fotovoltaica.

Figura 2.4: Esquema de una instalación fotovoltaica



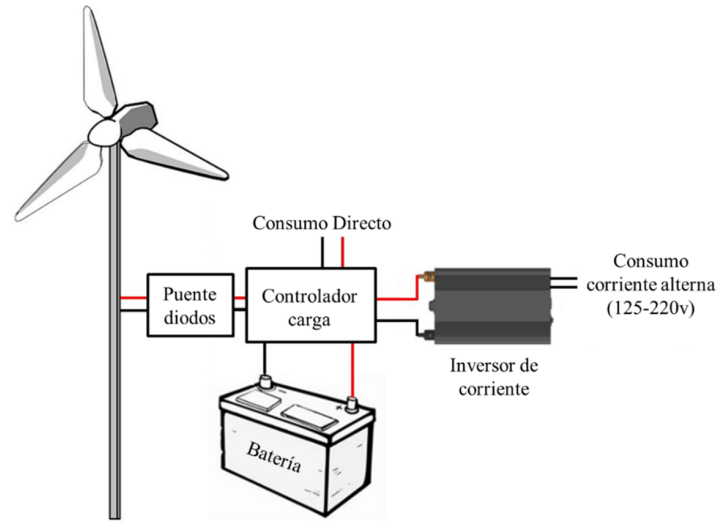
Fuente: García (2020)

Turbinas eólicas

Otra opción popular de generación de energía renovable distribuida en Costa Rica son las turbinas eólicas. Estas turbinas convierten la energía del viento en electricidad, que puede ser utilizada en el sitio donde se genera, o bien inyectada a la red eléctrica.

Las turbinas eólicas transforman la energía cinética del aire en un movimiento giratorio debido a sus aspas, movimiento que se traduce en generación de electricidad gracias a un alternador (García, 2020). La figura 2.5 muestra el esquema de una instalación de turbinas eólicas.

Figura 2.5: Esquema de instalación de una turbina eólica



Fuente: García (2020).

Hidroeléctricas pequeñas

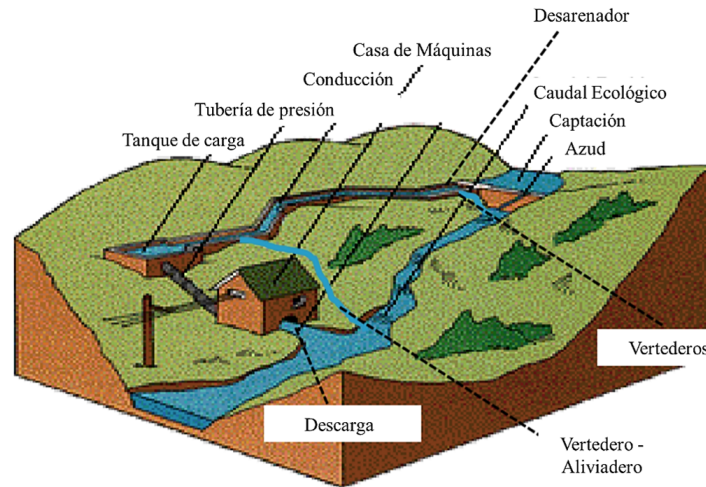
La generación distribuida también puede provenir de pequeñas centrales hidroeléctricas que aprovechan el caudal de los ríos cercanos para producir electricidad.

Una pequeña central hidroeléctrica se puede definir como una central de generación hidroeléctrica que utiliza la energía potencial y cinética de pequeñas corrientes de agua, que fluyen a través de una unidad de turbina, para convertir la energía mecánica en electricidad (Flores, 2020).

Las pequeñas centrales hidroeléctricas suelen construirse en dos tipos de construcción: derivación y almacenamiento. En las plantas de derivación, el agua del río se desvía a través de una presa y se dirige por un conducto a una turbina que genera electricidad. Después de pasar por la turbina, el agua regresa al río a través del canal de retorno (Gómez-Elvira, Martín-González, y Portela, 2012). En las estaciones de almacenamiento, el agua se almacena en un depósito y luego se libera para generar electricidad (Saini, Murthy, y Sharma, 2010).

Los componentes principales de una pequeña central hidroeléctrica se muestran en la figura 2.6:

Figura 2.6: Esquema de instalación de una pequeña central eléctrica



Fuente: Varela Tao et al. (s.f.).

Biomasa

Es posible generar energía distribuida a través del uso de biomasa, la cual se refiere a cualquier material orgánico que pueda ser quemado para producir energía. Algunos ejemplos son los residuos agrícolas y forestales, lodos de alcantarillado, desechos de alimentos y madera, los cuales se pueden utilizar como combustible para generar electricidad en pequeñas plantas de cogeneración.

2.2.3. Reglamentación de la Generación Distribuida en Costa Rica

El 7 de enero del 2022 entró en vigor la Ley 10086 *Promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos partir de fuentes renovables*; la cual tiene como objetivo:

”Establecer las condiciones necesarias para promover y regular, bajo un régimen especial de integración eficiente, segura y sostenible, las actividades relacionadas con el acceso, la instalación, la conexión, la interacción y el control de recursos energéticos distribuidos basados en fuentes de energía renovables” (Asamblea Legislativa de la República De Costa Rica, 2021).

Con la promulgación de esta ley se brinda un marco legal para la producción de electricidad a partir de fuentes renovables por parte de consumidores comerciales o individuales con la capacidad de transferir el excedente de su energía a la red nacional.

Dentro de los actores que alcanza la ley Asamblea Legislativa de la República De Costa Rica (2021), se encuentran:

- El Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE) como encargado de establecer la política energética nacional.
- La Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP), a la cual le corresponde, entre otras funciones, fijar las tarifas que sean necesarias para la adecuada integración de los recursos energéticos distribuidos que se interconectan a las redes del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).
- El operador del Sistema Eléctrico Nacional (OS) como unidad técnica encargada de coordinar la operación del SEN para satisfacer la demanda eléctrica del país.

- Persona física o jurídica propietaria de un DER (Recurso Energético Distribuido), (PDER), quien es la persona que posea y opere un sistema de generación distribuida para autoconsumo a pequeña escala, a partir de fuentes de energía renovable.

Un aspecto importante por considerar son las obligaciones de las empresas distribuidoras. Según el marco de la Asamblea Legislativa de la República De Costa Rica (2021) son obligaciones de las empresas distribuidoras:

- Realizar inversiones y estudios técnicos relacionados para integrar adecuadamente los recursos energéticos distribuidos en la red, apegados al principio de eficiencia, eficiencia y servicio al costo. Los gastos y utilidades de las inversiones realizadas serán reconocidos por la ARESEP a prorrata y deberán ser prorrateados a la actividad correspondiente, de manera que no incurran en subsidios o cargas económicas para el usuario que posee o instala el recurso; distribución de energía en detrimento de otros registrantes y participantes del SEN, favoreciendo los mejores métodos de contabilidad regulatoria.
- Actualizar periódicamente el desempeño de las distintas fuentes de energía entregadas a las cadenas de distribución integradas a la red de distribución del SEN, de acuerdo con el documento normativo especificado por la ARESEP.
- Declarar las características de sus circuitos y la cantidad de recursos energéticos distribuidos presentes en ellos, así como los límites de potencia actualizados en cada línea de distribución obtenidos como resultado de la aplicación del documento normativo requerido para la elaboración de estudios identificados por ARESEP.
- Asegurar la revisión oportuna de los reclamos de los registrantes, generadores distribuidos, empresas distribuidoras y demás participantes del SEN respecto de infracciones a las disposiciones de esta Ley de conformidad con las disposiciones de esta Ley emitidas para tal efecto. La presentación y revisión de quejas no implica ninguna tarifa de las empresas de distribución a los anunciantes.
- Comunicar a la ARESEP los medios disponibles y los tiempos ofrecidos de atención de dichos reclamos.

2.2.4. Integración de energías renovables en el sistema de potencia

A nivel mundial, el modelo tradicional de las compañías eléctricas está basado en una generación centralizada, con grandes plantas generadores conectadas y sincronizadas entre sí, unidas por redes de transmisión y distribución, que ajustan la generación en tiempo real (Echevarría y Monge, 2017).

En este modelo, la demanda de electricidad es estable e inelástica en cuanto a los precios, salvo la de las grandes fábricas industriales y los edificios comerciales e industriales; además, los operadores del sistema se enfrentan a riesgos como fallos en generadores y la red, por lo que se construyeron sistemas de transmisión inteligentes equipados con tecnologías digitales como SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) (IEA, 2022). Sin embargo, los sistemas eléctricos están cambiando. Una parte cada vez mayor de la electricidad se produce a partir de fuentes de energía renovables variables y dependientes de las condiciones meteorológicas, y esta tendencia ha introducido la necesidad de flexibilidad en los sistemas eléctricos (IEA, 2022).

Lo anterior ha obligado a los diferentes agentes del Mercado Eléctrico Nacional (MEN) a buscar métodos y estrategias para integrar las energías renovables en el sistema de potencia garantizando a los usuarios calidad en el servicio. En Costa Rica, para incorporar instalaciones de GD que utilizan fuentes renovables en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), el Operador del Sistema (OS) debe verificar el cumplimiento del procedimiento *Criterios de seguridad para la planificación, diseño y operación del SEN*, así como los criterios de calidad, seguridad y desempeño (CCSD) de la regulación nacional y regional. De

esta manera, se asegura que haya reservas adecuadas de regulación y capacidad de transmisión, además, que el SEN sea estable en términos de su capacidad para manejar fluctuaciones en la demanda de energía (ARESEP, 2023).

Para determinar la cantidad segura de Energías Renovables Variables (ERV) que pueden ser integradas en el SEN, el Operador del Sistema debe llevar a cabo varios análisis (ver figura 2.7).

Figura 2.7: Análisis mínimos para determinar la capacidad de penetración segura de ERV en el SEN



Fuente: elaboración propia basada en ARESEP (2023).

- **Análisis de los registros históricos:** se refiere a un análisis estadístico del desempeño de la generación renovable variable en los últimos 10 años, o según el máximo registro histórico disponible por tipo de fuente, para determinar la variabilidad y los tipos de eventos que afectan a la operación del SEN y que deben considerarse en el estudio. Dentro de este análisis, debe incluirse a los recursos energéticos distribuidos (ARESEP, 2023).
- **Análisis de la capacidad de la red de transmisión de alta tensión:** el análisis de la capacidad de una red de transmisión de alto voltaje se refiere a la evaluación de la transmisión de energía eficiente y confiable. El análisis tiene en cuenta factores como la capacidad de la línea de transmisión, la capacidad del transformador de la subestación, las cargas actuales y proyectadas, la disponibilidad de fuentes de energía alternativas, las limitaciones ambientales y otros factores relevantes (Gouda y Hassan, 2016).
- **Análisis de capacidad para la regulación del SEN:** se refiere a la evaluación de la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica en un país o región con el fin de garantizar un suministro eléctrico seguro y confiable para los consumidores. Este análisis tiene en cuenta factores como la capacidad de generación existente, la capacidad de las líneas de transmisión y distribución, la demanda de electricidad actual y futura, la confiabilidad del sistema de energía, así como las restricciones y regulaciones (Ghorbani y Hosseinian, 2016).
- **Análisis integral de los resultados:** se refiere a un análisis completo que incluye todos los aspectos importantes y relevantes de un estudio para brindar una evaluación general de los resultados. Puede incluir la identificación de patrones, tendencias y correlaciones en los datos recopilados, además, evaluar la validez y confiabilidad de los resultados, así como identificar cualquier limitación o inexactitud en el estudio o diseño.

Adicionalmente, el Operador del Sistema deberá publicar y actualizar en el sitio web los resultados de la aplicación de este procedimiento, para referencia de los agentes del MEN, ARESEP, MINAE y cualquier otro interesado. Este informe deberá ser actualizado como mínimo cada dos años, o con un periodo menor si el OS lo considera necesario. Cabe mencionar que los análisis y estudios técnicos los debe realizar el OS, con la participación de los Propietarios de Red, según corresponda y deberán ser de acceso público (ARESEP, 2023).

Integración de la energía solar fotovoltaica en la red eléctrica

Específicamente, para la integración de la de la energía solar fotovoltaica a la red eléctrica, se debe considerar (ARESEP, 2023):

- Determinar las variaciones normalizadas de la generación.
- Identificar las características de las variaciones normalizadas de la generación.
- Determinar las correlaciones de la potencia generada entre las plantas actualmente instaladas.
- Establecer las zonas topológicas del SEN con mayor potencial para la instalación de generación solar.
- Identificar las zonas geográficas y topológicas donde no se recomienda concentrar más instalaciones (en alineamiento con los resultados de los análisis de la capacidad de transmisión del SEN).
- Identificar el impacto de la generación solar en el cumplimiento de los servicios indispensables para la operación del SEN, como la regulación de frecuencia, regulación potencia-frecuencia, regulación de la tensión y respaldo energético, entre otros (en alineamiento con los resultados de los análisis de capacidad de regulación del SEN).
- Establecer los requisitos mínimos con respecto a la reserva de regulación, reserva fría y respaldo energético en el parque de generación del SEN.

2.2.5. Impacto de la GD en las redes de distribución

La integración de un generador a un sistema eléctrico tiene un impacto técnico y económico. En el caso de los generadores distribuidos, esta situación no es diferente, ya que genera cambios en las variables eléctricas de la red.

Es importante que se realice un análisis de integración de la generación distribuida a la red, donde se consideren los cambios estáticos y dinámicos en el sistema eléctrico para garantizar una operación segura y confiable de la red.

De acuerdo con Goyeneche (2013), los principales cambios que se deben considerar en el análisis, son:

- Flujo de potencia
- Regulación de tensión.
- Contribución al nivel de corto circuito.
- Coordinación de protecciones.

Flujo de potencia

La introducción de generadores tiene un impacto directo en la red. Dependiendo del tamaño del generador y su factor de carga los flujos pueden volverse bidireccionales o incluso invertidos. Según Goyeneche (2013) algunas consecuencias relacionadas con:

- **Problemas ligados a los perfiles de carga:** al introducir GD el distribuidor, ve una reducción de la carga.
- **Problemas a nivel de transformadores y de las protecciones:** el ajuste de tap en los transformadores puede verse alterado a raíz de la inversión de flujos, lo que ocasiona una disminución importante en su capacidad de transferencia. En el caso de las protecciones, la coordinación eficiente entre interruptores, reconectores y fusibles puede no ejecutarse, impidiendo la eliminación efectiva de fallas en el sistema.

Por su parte, Segura (2005) habla acerca de cómo un emplazamiento adecuado de GD puede contribuir a la reducción de las pérdidas del sistema; mientras que un emplazamiento inadecuado puede incrementar dichas pérdidas. Además, menciona que un adecuado emplazamiento también puede mejorar la capacidad de transmisión de potencia del sistema y reducir la carga de los equipos.

Regulación de tensión y pérdidas

La tensión que se produce en cualquier punto de la red eléctrica afecta directamente a los dispositivos conectados a ella, tanto en su aislamiento como en su correcto funcionamiento. En consecuencia, los niveles de tensión que pueden utilizarse se han ajustado a algún valor reconocido internacionalmente, esto para lograr una mayor calidad de servicio y seguridad, así como reducir costos y simplificar la producción de equipos eléctricos (Goyeneche, 2013). Para la red de distribución nacional se tiene un límite de fluctuación de tensión del 5%.

En los sistemas eléctricos de potencia, la relación existente entre la reactancia (X) y la resistencia (R) es cercana a 1, siendo en algunos casos incluso superior a la unidad. Lo anterior ocasiona que los efectos que se observan sobre la tensión dependen de la potencia reactiva en las líneas, y también de la potencia activa (Goyeneche, 2013).

De acuerdo con Goyeneche (2013), cuando se introduce un generador distribuido, este produce una disminución de la carga efectiva en el alimentador, por lo que también se disminuye la potencia activa y reactiva en este. Con dicha reducción, se genera también un alza en la tensión a la cual están sometidos los consumos. Esto, en muchos casos, resulta beneficioso, pues en operación normal, la tensión al final de los alimentadores suele estar muy cerca de su cota inferior. Sin embargo, en casos de alta penetración de GD, o de baja demanda, puede obtenerse inversión de flujos, lo que implicará aumentos de tensión en las barras, que pueden llegar a superar los rangos establecidos por la norma (Goyeneche, 2013).

Por otra parte, Segura (2005) señaló que la ganancia de tensión tiende a reducirse cuando se operan GD con un factor de potencia inductivo que absorbe potencia reactiva, sin embargo, las pérdidas por transmisión en la red aumentan. Si el generador opera con un factor de potencia capacitivo, se pueden reducir las pérdidas y se puede mejorar la variación de voltaje.

Contribución al nivel de cortocircuito

El nivel de fallo o nivel de corto circuito se refiere a la corriente máxima que puede fluir en un circuito eléctrico, en caso de una falla o cortocircuito. Según Schavemaker y van der Sluis (2014), el nivel de cortocircuito es: "la corriente máxima que fluye en un circuito eléctrico cuando se produce un cortocircuito entre dos puntos del circuito"(p. 110).

De acuerdo con Segura (2005) citando a Jenkins, agregar un GD a la red de distribución tiende a aumentar los niveles de fallos en los puntos de la red cercanos al punto de conexión. La adición cambiará la relación X/R ratio del sistema observada desde el punto de fallo.

Además, si la capacidad de falla de la red en este punto ya está cerca de la capacidad máxima de falla del sistema, la contribución del GD podría hacer que la capacidad de falla supere el límite máximo determinado por el diseño del sistema. Aunque la GD puede suministrar una cantidad significativa de corriente en el momento de una falla, su contribución continua puede ser baja, lo que genera dificultades en la operación confiable de los sistemas de protección. Si bien muchos GD están conectados directamente a la red, muchos más están conectados a través de transformadores y, en caso de falla a tierra, las conexiones Y y D sin conexión a tierra pueden generar altos voltajes en el dispositivo (Segura, 2005).

Coordinación de protecciones

En los casos en que la integración de GD sea significativa, los esquemas de protección existentes probablemente no sean los más adecuados y deban cambiarse. De acuerdo con Razavi et al. (2019), los retos de los sistemas de protección en presencia de GD serían los siguientes:

- Reconexión no sincronizada.
- Evitar el cierre automático.

- Conexión en isla no deseada.
- Contribución al nivel de cortocircuito.
- Cegamiento del sistema de protección.
- Disparos molestos de las unidades generadoras.
- Mal funcionamiento de la protección del alimentador.

2.2.6. Beneficios de la GD

El empleo de grandes unidades de GD en los sistemas de energía eléctrica puede tener varias deficiencias e impactos negativos en control de tensión, control de frecuencia y configuración del sistema de protección. Sin embargo, la GD también genera beneficios tanto para la demanda del sistema donde está directamente conectada, así como al mercado eléctrico. Dichas ventajas pueden ser agrupados en económicas, técnicas y ambientales.

De acuerdo con Ramos (2020), entre los beneficios económicos que tiene la generación distribuida están:

- Reducción de costos en la construcción o ampliación de redes de transmisión: la GD reduce la necesidad de construir nuevas líneas de transmisión o repotenciar las existentes.
- Incremento de la seguridad energética, resiliencia del sistema y de las actividades económicas: la GD mitiga considerablemente el riesgo de sufrir desbalances entre oferta y demanda eléctrica a largo, mediano y corto plazo.
- Menores costos de producción y transporte que podrían significar precios más bajos que los de la generación centralizada.

Asimismo, Ramos (2020) indica que los principales beneficios técnicos son:

- Se reducen las pérdidas por transmisión, al inyectar la energía en las líneas de distribución, se reduce la distancia y la cantidad de energía necesaria a “importar” desde las plantas generadoras hasta los usuarios.
- Menor inversión en infraestructura, al aprovecharse los recursos distribuidos, se reduce la dependencia de consumir únicamente de las plantas generadoras centralizadas.

Por otro lado, Razavi et al. (2019) mencionan otros beneficios técnicos como los siguientes:

- Reducción de las pérdidas de potencia debido a la proximidad de la carga y la generación.
- Mejora de la calidad de la energía (P, Q) mediante GD basada en inversores.
- Reducción de la caída de tensión y mejora del perfil de tensión.
- Mejora de la fiabilidad del sistema eléctrico.

Según Gallegos y Rodríguez (2015), otros impactos técnicos que tiene la GD son: menor saturación, liberación de la capacidad al sistema, mayor control de energía reactiva, mayor regulación de la tensión, reducción del índice de fallas, nivelación de los perfiles de voltaje, disminución de inversión, entre otros.

Por último, Ramos (2020) menciona los beneficios ambientales y sociales, donde destacan:

- Reducción de emisiones contaminantes.

- Descarbonización y transición a proyectos renovables.
- Fomento para la incorporación de nuevas tecnologías renovables.
- Cobertura extendida y suministro de energía en áreas remotas y fácilmente adaptable a condiciones locales específicas.
- Confiabilidad del sistema ante cortes de energía.

2.2.7. Desventajas de la GD

Pese a que son muchos los beneficios que trae la GD, algunos expertos en el tema consideran que la integración de esta energía a la red puede ocasionar problemas o dificultades. Echevarría y Monge (2017) consideran que una de las principales desventajas es la reducción de las ventas de electricidad debido al aumento de la generación para autoconsumo, lo cual supone un riesgo para las empresas, ya que podrían ver comprometida su sostenibilidad financiera.

En segundo lugar, resulta que la mayor parte de los costos del servicio de transmisión de electricidad son costos fijos, es decir, no cambian según el consumo de electricidad. Por lo tanto, la reducción de ingresos no implica una reducción significativa de los costos de EDE. A medida que disminuye el consumo, la relación de kWh debe aumentar para generar los mismos ingresos de costos fijos que se lograron anteriormente con un mayor consumo (Echevarría y Monge, 2017). En el caso de Costa Rica, donde los servicios de electricidad están regulados sobre la base del “servicio costo”, el regulador actualiza periódicamente la tarifa para garantizar la igualdad de ingresos y costos; por ello, en el contexto del supuesto de un fuerte aumento de la GDA, las tarifas tenderían a aumentar en proporción a la disminución del consumo y las ventas (Echevarría y Monge, 2017).

Además de lo anterior, una situación extrema en cuanto al efecto de la reducción de ingresos en el sector eléctrico es la aparición de costos hundidos (costos retroactivos en los que las empresas han incurrido en el pasado y no pueden ser reembolsados); principalmente, los asociados con plantas de generación eléctrica centralizada que dejan de operar porque su oferta de energía deja de ser requerida por el sistema (Echevarría y Monge, 2017).

Por su parte, Muñoz-Vizhñay, Rojas-Moncayo, y Barreto-Calle (2018) mencionan que las principales desventajas de la GD son la: “descoordinación de los equipos de protección, la desensibilización de las protecciones, dificultades en la reconexión, variaciones de tensión, sobretensiones, resonancia de sobretensión, armónicos”.

2.3. Modelado y simulación de sistemas de generación distribuida y redes eléctricas

El modelado y la simulación permiten analizar el comportamiento dinámico y el impacto de los sistemas de generación distribuida y las redes eléctricas, así como evaluar diferentes escenarios y estrategias de control y gestión.

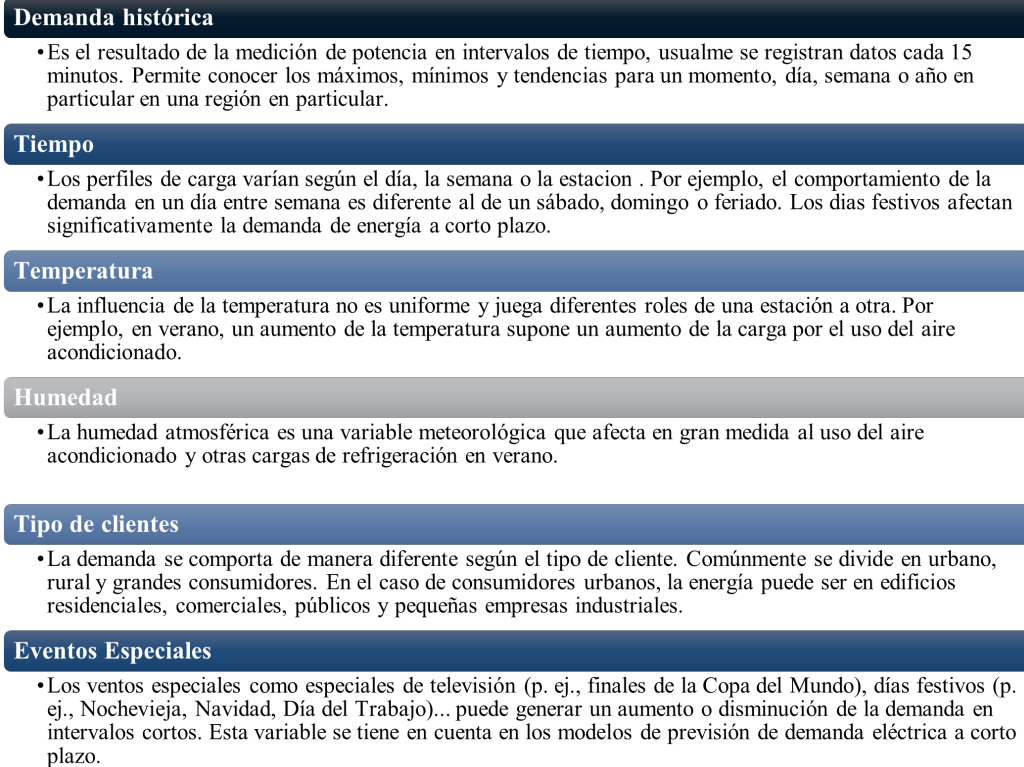
2.3.1. Caracterización de la red eléctrica

Demanda energética en sistemas de distribución de energía eléctrica

Este análisis puede incluir estimaciones de demanda máxima y promedio, así como pronósticos de demanda futura. En un análisis de la demanda eléctrica se deben considerar variables como la demanda

histórica, el tiempo, la temperatura, la humedad y el tipo de cliente. En la figura 2.8, se detallan cada una de estas variables.

Figura 2.8: Variables asociadas a la demanda



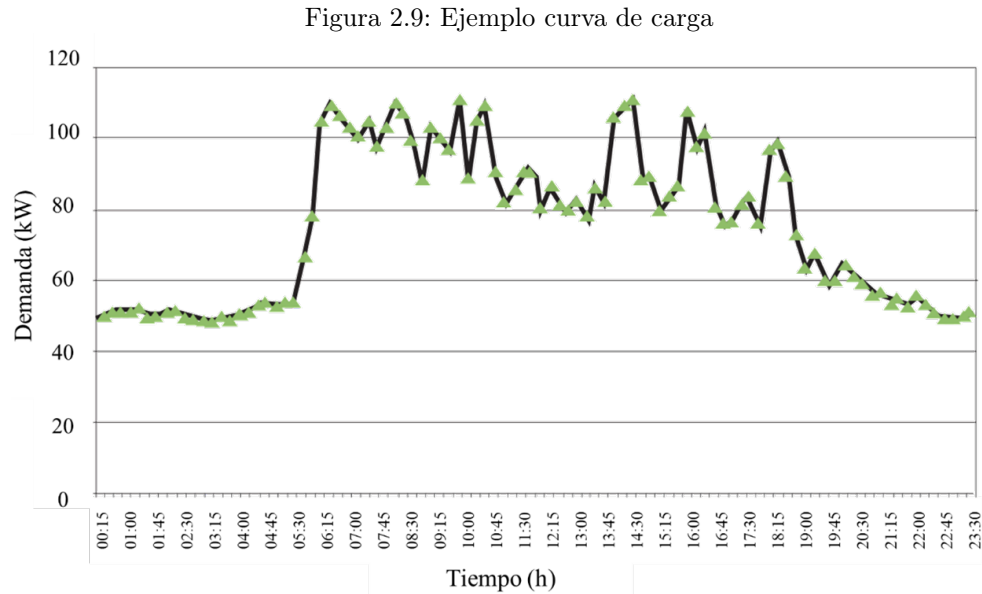
Fuente: elaboración propia basada en Cervan (2017).

2.3.2. Curva de carga del sistema

Según Eligenio (2023): “la curva de carga (o curva cronológica) es un gráfico que muestra la carga (kW o MW) que se produce en un determinado intervalo de tiempo” (párr. 1). En estas curvas de carga se puede observar la existencia de picos de demanda, espacios de tiempo en los que se produce la máxima demanda de energía dentro de una instalación. Además, es posible observar picos de demanda, o lo que es lo mismo, periodos en los que la instalación tiene máxima demanda energética.

Las curvas de carga proporcionan información más detallada sobre el consumo de energía y la demanda máxima. Es muy útil para identificar anomalías en el consumo de energía de un equipo o sistema específico (Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL), 2015). Se utilizan para representar la carga recibida de la central eléctrica durante un período de tiempo. Además, gracias a ella es posible determinar la capacidad instalada de una misma central, también es útil para elegir los tamaños más económicos para diferentes unidades generadoras. Asimismo, permite estimar los costos de producción, y establecer las horas de trabajo de la estación, es decir, el orden de operación de las unidades generadoras individuales (Eligenio, 2023).

La figura 2.9 es un ejemplo de una curva de carga correspondiente a un día completo de 24 horas.



Fuente: Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL) (2015).

2.3.3. Modelado de sistemas de redes eléctricas en ETAP[®] 22.0.1.

ETAP[®] (Electric Transient Analysis Program) es un *software* de análisis de sistemas de potencia para modelar y simular sistemas eléctricos. ETAP[®] 22.0.1 es la última versión del programa, que incluye una serie de mejoras y nuevas funcionalidades para el modelado.

Para modelar un sistema de red eléctrica en ETAP[®] 22.0.1, se deben seguir los siguientes pasos (ver figura 2.10):

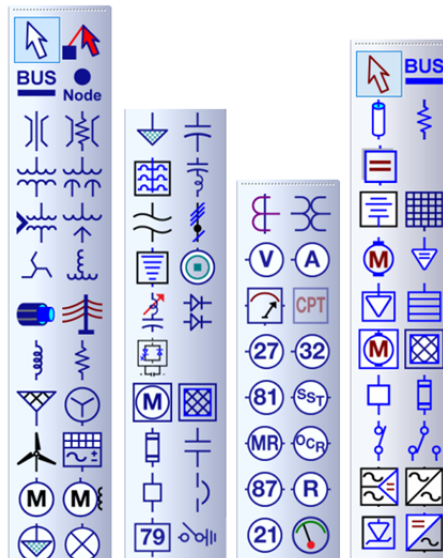
Figura 2.10: Procesos para modelar un sistema de red eléctrica en ETAP® 22.0.1

- 1 Crear un nuevo proyecto y definir las propiedades del sistema, como la configuración de la red eléctrica, los parámetros de la fuente de alimentación y las cargas.
- 2 Seleccionar los equipos y dispositivos que se utilizarán en el sistema, como transformadores, generadores, interruptores, disyuntores y relés de protección.
- 3 Definir los parámetros de los equipos y dispositivos, como la capacidad, la tensión nominal y la corriente nominal.
- 4 Definir las condiciones de operación y las secuencias de eventos que se simularán en el sistema.
- 5 Ejecutar la simulación del sistema y analizar los resultados, como la tensión, la corriente, la potencia y la estabilidad del sistema.
- 6 Realizar ajustes en el modelo del sistema y volver a ejecutar la simulación para mejorar el desempeño del sistema.

Representación de los elementos

ETAP® incluye un modelado detallado y simulación de equipos clave de distribución para la respuestas de estado estacionario y dinámico (ETAP®, 2015b). A la hora de diseñar las redes eléctricas, el *software* cuenta con los siguientes elementos para su diseño:

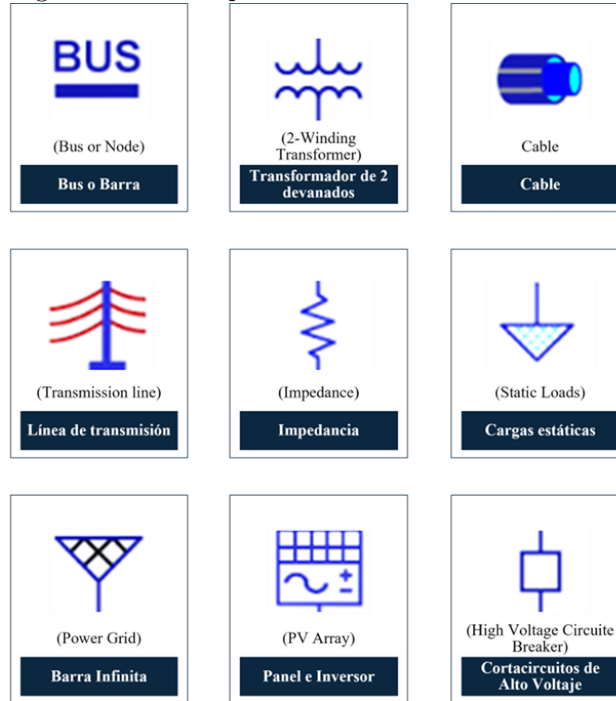
Figura 2.11: Principales elementos de ETAP® 22.1.0



Fuente: ETAP® (2015b).

Para el presente estudio, resultan relevantes nueve de estos elementos, en la figura 2.12 se especifica cada uno de ellos. Además, cada elemento se explica en la sección 3.2.1.

Figura 2.12: Principales elementos de ETAP® 22.1.0



Fuente: elaboración propia basada en ETAP® (2015b).

Integración de energías renovables

ETAP® permite a los diseñadores e ingenieros conceptualizar sistemas de recolección, determinar penetraciones eólicas y fotovoltaicas, así como realizar estudios de conectividad. Además, incluye modelos integrales de energía renovable combinados con cálculos de análisis de espectro de potencia para un modelado preciso, análisis predictivo, dimensionamiento de equipos y validación de campo de sistemas de energía, parques eólicos, parques solares y otras fuentes de energía renovable distribuida (DER) (ETAP®, 2016b).

De acuerdo con ETAP® (2015a), su programa, en el módulo de energía renovable, incluye tres métodos para estudiar los sistemas de energía fotovoltaica:

- Diseñar y analizar granjas solares.
- Impacto de la integración fotovoltaica en la red de transporte.
- Impacto fotovoltaico en la red de distribución como recurso de energía distribuida.

Siendo este último punto, el eje central del presente proyecto.

Manejo del impacto fotovoltaico en la red de distribución como DER

La penetración de la generación solar tiene un impacto notable en las redes de distribución, para medir este impacto, se puede utilizar ETAP® PV Array combinado con un conjunto de módulos de análisis,

con el fin de estudiar el impacto de la capacidad de alojamiento de generación o energía solar en la azotea del alimentador, además de su capacidad de alojamiento de carga (ETAP[®], 2015a).

Calculador de irradiancia solar

El módulo de la matriz fotovoltaica de programa incluye una calculadora de radiación solar integrada basada en la posición del sol para estimar la radiación solar incidente en un lugar en particular (ETAP[®], 2015a). Esta calculadora de radiación solar de ETAP[®] es especialmente útil a la hora de diseñar o evaluar la energía eléctrica de paneles sin conocer toda la red. La figura 2.13 muestra la interfaz de la calculadora de irradiancia del programa.

Figura 2.13: Calculadora de irradiancia ETAP[®]

Fuente: ETAP[®] (2015a).

2.3.4. Análisis de sistemas de redes eléctricas en ETAP[®]

Para el análisis de redes eléctricas, ETAP[®] ofrece una amplia gama de herramientas, en este caso de estudio en particular, dos de las más útiles para analizar el circuito son: Load Flow & Voltage Drop Analysis y Time Domain Unified Load Flow Analysis; por lo que, seguidamente, se profundiza en ambas.

Análisis de flujo de carga y caída de voltaje (Load Flow & Voltage Drop Analysis)

El programa de *software* de flujo de corriente ETAP[®] calcula voltajes de la barra, factor de potencia del ramal, corrientes, pérdidas del sistema, generación versus. carga y simula el voltaje de control para todo el sistema utilizando el modelo ETAP[®] Electrical Digital Twin, con un potente motor de cálculo y una interfaz fácil de usar (ETAP[®], 2016a).

De acuerdo con ETAP[®] (2016a), entre las principales características del software están:

- Análisis de Flujos de Carga y Análisis de caída de tensión.
- Simultáneamente solucione el flujo de carga monofásico y trifásico.
- Analizador de resultados de flujo de carga.
- Informes completos.
- Corrección del factor de potencia.
- Evaluación automática del dispositivo.
- Corrección de temperatura automática.
- Acciones automáticas del regulador de tensión eléctrica.
- Pérdidas de potencia reales y reactivas.
- Extensas alertas de violación e informes.
- Flujos de carga automatizado con base en los cambios del sistema.
- Barra de herramientas para cambiar y mostrar unidades de resultados.
- Simulación usando múltiples condiciones de carga y generación.
- Resultados gráficos por fase.

Todas estas funciones incorporadas, como la evaluación automática de equipos, el resumen de alertas y advertencias, el analizador de resultados del flujo de carga y los gráficos inteligentes, convierten a este *software* en la herramienta de análisis de flujo de energía eléctrica más eficiente de la actualidad (ETAP[®], 2016a).

Análisis de flujo de carga unificado en el dominio del tiempo (Time Domain Unified Load Flow Analysis)

Según ETAP[®] (2016c), este análisis en particular se utiliza con el fin de variar la carga y la generación en el sistema y resolver los flujos de potencia de estado estable en el sistema en función del tiempo. Las funciones clave del *software* de flujo de carga unificado en el dominio del tiempo son:

- Análisis de crecimiento de carga de un solo año.
- Análisis de crecimiento de carga de varios años.
- Estimación anual de rendimiento y pérdidas de marquesinas solares.
- Diseñar y controlar la producción de aparcamientos solares.
- Trazados de diagramas unifilares en vivo para comparación y análisis de resultados gráficos.
- Barra de progreso con tiempo transcurrido y restante.

Capítulo 3

Modelado de la red

El objetivo del presente capítulo es crear un modelo eléctrico en el *software* ETAP[®] basado en la red de distribución de San Isidro del Guarco, Cartago, que contenga los principales componentes conectados a las líneas de tensión primaria y secundaria del circuito. Las secciones que componen el capítulo son: caracterización de la red, recolección y depuración de datos, validación del perfil de demanda de las cargas y termina con una síntesis en un modelado de la red mediante el *software* ETAP[®].

3.1. Características de la Red

El sistema eléctrico de JASEC cuenta con 18 circuitos en total, según registros del Departamento de Servicios Técnicos, de los cuales fue seleccionado el de San Isidro del Guarco de Cartago. Se selecciona ya que presenta un 17% de penetración de GD en paneles solares interconectados con la línea de distribución, sin embargo, estos elementos no fueron valorados para el modelo, debido a que la integración de energía por paneles es imparcial en todos los tramos del circuito. Además, permite analizar el impacto base que conlleva agregar paneles solares a la red.

La red de San Isidro del Guarco, Cartago cuenta con un nivel de tensión trifásica de 34,5 kV a nivel de distribución en el primario y 240 V en el secundario del lado de las cargas; y es alimentada a través de una subestación reductora ubicada en Tejar del Guarco, Cartago, con una transformación de 230/34,5 kV.

La red tiene una distancia de aproximadamente 14 km entre sus puntos más lejanos, sin contar la distancia de ramales y derivaciones. A nivel de sus tres fases, cuenta con aproximadamente 2562 abonados, con tres tipos de clientes: residencial, comercial-servicios e industrial. Siendo en su mayoría residencial con un porcentaje de 83.48%.

Para efectos del modelado, se delimita únicamente la fase C. A continuación, se caracteriza este circuito tomando en consideración la ubicación geográfica, los elementos, el tipo de clientes y el perfil de demanda de la red.

3.1.1. Ubicación geográfica de la red y sus elementos

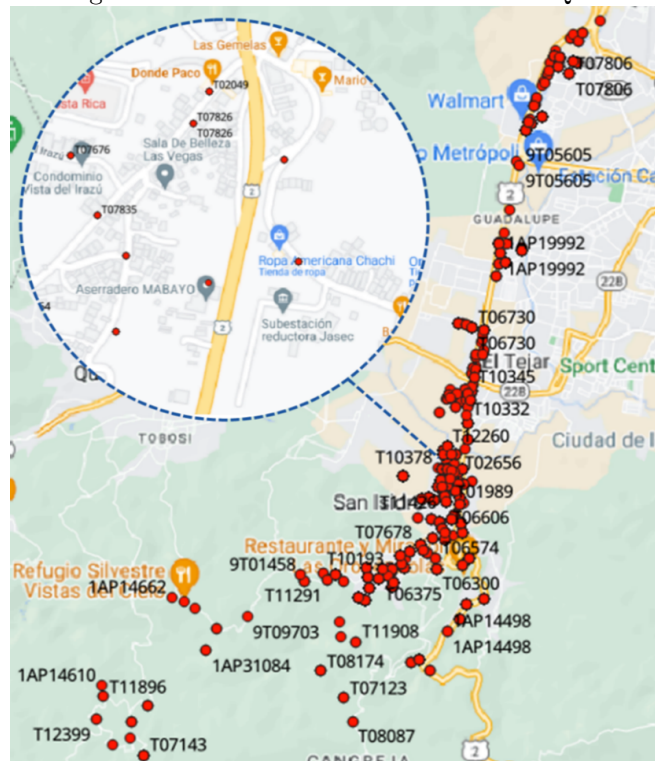
El circuito por estudiar se encuentra ubicado al oeste de Cartago, contiene parte de las zonas de Taras, Guadalupe, Tejar del Guarco y termina en San Isidro de Guarco, Cartago. Los elementos o activos del circuito se almacenan en una base de datos operada por el Sistema de Información Geográfico (GIS). Estos elementos se representan y visualizan por medio del *software* QGIS. En la figura 3.1, se observa un panorama completo de los elementos del circuito, así como su ubicación respecto a Cartago.

Figura 3.1: Ubicación satelital del circuito en QGIS



En la figura 3.2, los marcadores rojos (puntos) hacen referencia al lugar instalado del poste y las etiquetas negras corresponden al ID del transformador asociado a un poste de montaje. Cabe recalcar que la figura muestra solo los ID de los transformadores asociados a la fase C. El mapa a detalle (ver figura 3.2) dentro de la figura muestra un acercamiento de cómo se observa la ubicación de los postes y transformadores en una vista más cercana.

Figura 3.2: Vista a detalle del circuito en QGIS



Conociendo la ubicación de los postes y los transformadores asociados (ver figura 3.3), se mide la distancia a escala real entre ellos con una herramienta del *software* QGIS para que, posteriormente sea anotada en el modelo de ETAP[®]. Es importante medir con precisión la distancia entre de cada elemento, ya que esta distancia forma parte de las características de las líneas de distribución de 34,5 kV con el que se modelan e interconectan la línea primaria del circuito.

El orden o seguimiento de la línea de distribución puede ser confuso o complejo, especialmente en las zonas más urbanas del circuito, donde no se visualiza el trayecto del que proviene la línea primaria. En estos casos, es necesario apoyarse de un archivo del GIS en el que se busca el ID del poste y este indica el ID del poste anterior del que está siendo alimentada la línea primaria. Por otra parte, las zonas más rurales y alejadas del circuito no presentan muchas derivaciones, siendo en su mayoría un solo trayecto y montadas con solo una fase, por lo que el trayecto de su línea primaria puede ser deducido al observar el mapa junto con los postes.

Figura 3.3: Vista detalle capa satelital del circuito en QGIS



La línea del secundario del transformador se encuentra contenida dentro del mismo archivo del GIS, en el que indica el ID del poste y el ID del poste anterior del que proviene la línea. Sin embargo, guiarse de esta base de datos es un proceso muy lento y procedimental, por lo que no es un método viable para calcular las distancias del secundario. Además, no se cuenta con información acerca de la ubicación de los abonados (cargas), únicamente se conoce a qué transformador se encuentran unidas.

Debido a lo anterior, las distancias del secundario y la ubicación de las cargas fueron supuestas de manera visual, guiándose en la ubicación de los transformadores, así como la posible ubicación mediante una vista satelital del mapa o relieve, donde se observe terreno construido cerca de los transformadores. Teniendo seleccionado el transformador, la ubicación y cantidad de cargas, se procede a medir y calcular la distancia entre ellas utilizando la herramienta del QGIS.

Figura 3.4: Ejemplo de agrupamiento de cargas



Las distancias del secundario donde se conectan las cargas fueron supuestas en tres niveles para el modelado: larga, media y corta (ver figura 3.4). La distancia larga es la ubicación más alejada del transformador donde se podrían agrupar las cargas encontradas (mediante el mapa satelital); la distancia media es una distancia intermedia donde se agrupan la tercera parte de las cargas; y la distancia corta son las que están unidas a la salida del transformador.

3.1.2. Elementos de la red

Los datos recolectados del sistema eléctrico se obtuvieron por medio del registro de activos del Departamento de Sistema de Información Geográfico (GIS) de JASEC. De acuerdo con estos registros, la red de San Isidro cuenta con 391 transformadores con distintas clasificaciones y combinaciones en los postes (ver tabla 3.1), conteniendo transformadores en delta abierta, trifásicos de 120/208 V, 120/240 V, 240/416 V o 277/480 V y en su mayoría transformadores monofásicos. Se cuenta con 305 transformadores monofásicos tanto para nivel residencial como bancos de transformadores trifásicos para industria o comercio.

Tabla 3.1: Cantidad y tipo transformadores por poste asociados a la de datos del GIS

Tipo de transformador	1 X Poste	2 X Poste	3 X Poste	4 X Poste	Total
2FD 240	5	8	1	0	14
3FD 240	6	5	4	0	15
3FY 120/208	9	6	4	1	20
3FY 120/240	3	0	0	0	3
3FY 240/416	2	1	1	0	4
3FY 277/480	10	10	10	0	30
MONOFASICO	251	36	13	5	305
Total					391

Además de la base de datos del GIS, JASEC posee una segunda base de datos en el Departamento de Cobro, en esta hay registrados únicamente 214 transformadores asociados a clientes. Al ser esta más actualizada y tener asociada las cargas de los clientes a los transformadores, se decide extraer los datos

de esta última como información más precisa para modelar. Se comparan ambas bases de datos y se determina que los datos contenidos en el Departamento de Cobro también estaban contenidos en el GIS, sin embargo, al faltar información que respaldara los restantes del GIS, estos no serán analizados.

De acuerdo con los registros delimitados a la fase C (ver tabla 3.2), de los 214 transformadores, 92 corresponden a esta línea y se desconoce la fase a la que estaban conectados 15 transformadores. De estos últimos 15, se determina que cuatro de ellos pertenecen a la fase C mediante el *software* QGIS debido a la ubicación y características de conexión eléctrica de la zona en que se encuentran. Estos cuatro transformadores extras, añaden un total de 16 abonados extras a los existentes en la fase.

Tabla 3.2: Cantidad de transformadores por fase

T. Fase A	T. Fase B	T. Fase C	T. Sin Fase	Total
81	26	92	15	214

La depuración de datos requiere entrelazar ambas bases de datos, ya que el GIS es el departamento que cuenta con la ubicación y representación de los elementos del sistema, así como aspectos técnicos y montaje de cableado. Mientras que, el Departamento de Cobro es el que cuenta con la información referente al consumo de abonados de la red y a que elemento se encuentra unido, por lo que, se requiere de ambas para poder entrelazar ambos elementos al modelo.

3.1.3. Clientes de la red

Para conocer la cantidad y tipo de clientes pertenecientes a la red se utiliza un registro, brindado por el Departamento de Servicios Técnicos de JASEC, en el que se indica la cantidad de clientes asociados a ese circuito. Dentro de la base de datos, se depura la información y se selecciona la relevante para el modelo. Esta corresponde a ID, consumo mensual, tipo de tipo de cliente, fase y transformador asociado a cada cliente.

En términos generales de la base de datos, el segmento de red estudiado tiene un total de 2562 clientes, un 83,48 % corresponden a clientes residenciales, un 14,71 % a clientes del sector comercial y de servicios, y el restante 1,79 % pertenecen al sector industrial (ver figura 3.5).

Figura 3.5: Tipo de clientes



Al subdividir los clientes según las fases (figura 3.6), se obtiene un total de 1686 clientes conectados a la fase C y se presentaban 181 clientes que no registraban la fase.

Figura 3.6: Cantidad de clientes por fase

Fase A	Fase B	Fase C	Sin Fase
452	243	1686	181

De acuerdo con esta información y vinculando el apartado anterior (subsección 3.1.1), se determina que 1702 clientes pertenecen a la fase C, contemplando los 1686 de la fase C y 16 pertenecientes a cuatro transformadores extras que se añadieron sin fase.

Se añaden estos 16 clientes extra, ya que se encuentra un error en el registro de estos, además, por observación, se podía afirmar que se encontraban en zonas o ramales en los que únicamente se presentaba la fase C. Asimismo, estos clientes estaban contenidos en cuatro transformadores extras que presentaban fase registrada, por lo que se añadieron al modelo de estudio.

3.1.4. Carga nominal de los clientes

Debido a que los clientes no presentan un registro detallado del perfil de carga mensual, se decide trabajar con el consumo mensual de diciembre 2022 de cada cliente. Ya que solo se obtiene la energía durante el mes en kWh, se calcula la potencia promedio de cada carga, que luego se utiliza como la potencia nominal dentro del modelo. Para calcular la potencia nominal, el consumo de energía se divide entre las horas de consumo de todo el mes; para este cálculo, se utilizan las 24 horas del día y 30 días del mes, siendo un total de 720 horas mensuales; lo que da como resultado la potencia promedio de la carga durante el mes.

$$P_{promedio} = \frac{E}{T_{mensual}} = \frac{E}{(horas \cdot das)} = \frac{E}{720} \quad (3.1)$$

$P_{promedio}$ = Potencia activa promedio mensual (kW)

E = Energía consumida mensual (kWh)

T = Horas mensuales = 720 horas (h)

Como el consumo viene dado en potencia activa (P) y se ingresan al modelo en ETAP[®] como potencia aparente (S), se realiza una corrección por factor de potencia (FP). Ya que las cargas son residenciales y estas en su mayoría solo presentan cargas resistivas, se supone un factor de potencia de 0,99. Esta transformación se realiza mediante la ecuación 3.2.

$$P_{activa} = S \cdot FP$$

$$S = \frac{P_{activa}}{FP} \quad (3.2)$$

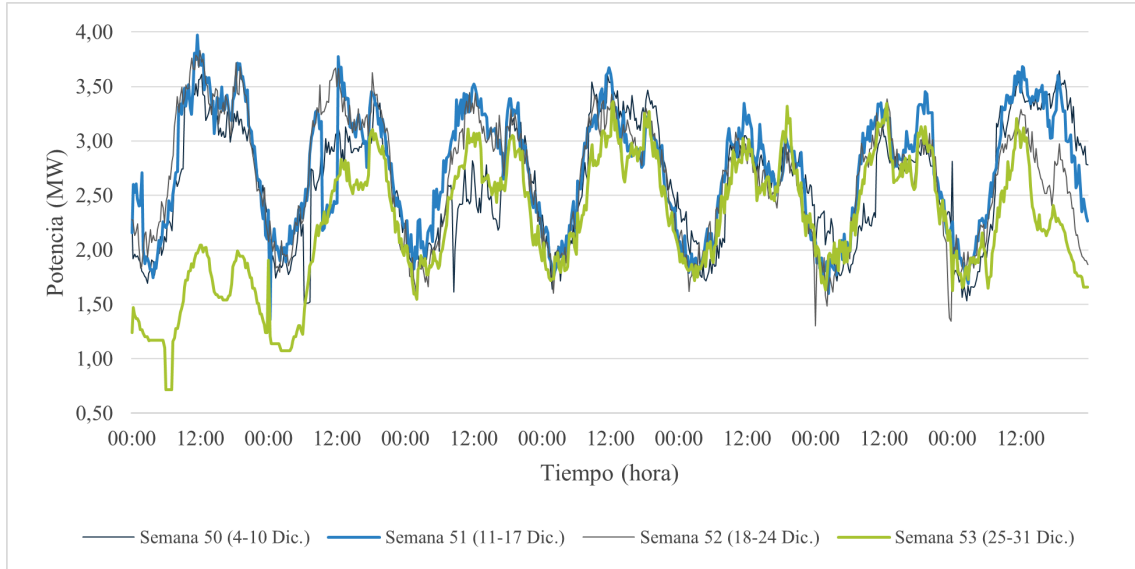
La potencia aparente promedio de las cargas es el valor que se utiliza para simular el Flujo de Potencia en ETAP[®]. Esta primera simulación se realiza debido a la necesidad de validar los datos ingresados, ya que el análisis final se lleva a cabo bajo el Flujo de Potencia en el Dominio del Tiempo; y se afirma que, si es posible simularlo con el primer análisis, también se logra con el dominio del tiempo.

3.1.5. Perfil de demanda del circuito

En vista de que no se cuenta con un registro histórico del comportamiento individual de cada carga, se procede a obtener el comportamiento del alimentador principal del circuito, para, posteriormente, asociar este comportamiento del circuito al comportamiento individual de cada carga.

Los datos obtenidos del alimentador principal del circuito corresponden al mes de diciembre del 2022 con una medición cada 15 minutos. Debido a que se quiere trabajar con la condición crítica del circuito, se selecciona la semana de mayor consumo. Con el objetivo de obtener una visión más completa de las semanas, se representan en el gráfico de la figura 3.7 las cuatro semanas correspondientes al mes.

Figura 3.7: Perfil de demanda del circuito (Diciembre 2022)



Se comparan las cuatro semanas con un resumen estadístico (ver tabla 3.3) para determinar las diferencias de comportamiento entre cada una de ellas. Siendo la semana 51 (4-10 diciembre) la que presenta una mayor demanda general, con el consumo promedio y el pico más alto, alcanzando una potencia trifásica promedio $P_{3\phi\text{prom}} = 2,747 \text{ MW}$ ($P_{\phi} = 0,915 \text{ MW}$), una potencia trifásica máxima de $P_{3\phi\text{max}} = 3,9733 \text{ MW}$ ($P_{\phi} = 1,324 \text{ MW}$) y una potencia trifásica mínima de $P_{3\phi\text{min}} = 1,358 \text{ MW}$ ($P_{\phi} = 0,452 \text{ MW}$). Estos cálculos se realizan por medio de la ecuación 3.3.

$$P_{3\phi} = 3 \cdot P_{\phi} \tag{3.3}$$

$P_{3\phi}$ = Potencia activa trifásica

P_{ϕ} = Potencia activa de fase

Tabla 3.3: Resumen estadístico del perfil de demanda del circuito

	Semana 50	Semana 51	Semana 52	Semana 53
Estadística	(4-10 Dic.)	(11-17 Dic.)	(18-24 Dic.)	(25-31 Dic.)
Media	2,6240 MW	2,7470 MW	2,6615 MW	2,2517 MW
Moda	1,5113 MW	3,1330 MW	3,2680 MW	1,1693 MW
Desviación estándar	0,5469	0,5478	0,5487	0,5710
Varianza de la muestra	0,2991	0,3001	0,3011	0,3260
Mínimo	1,5113 MW	1,3580 MW	1,3047 MW	0,7183 MW
Máximo	3,6417 MW	3,9733 MW	3,8297 MW	3,3597 MW

Analizando el comportamiento del circuito, se observa que las cuatro semanas del mes diciembre presentan un comportamiento bastante similar entre sí, con promedios y picos de mayor o menor potencia.

Además, se observan comportamientos fuera de lo común (semana 53, día 25) que demuestran la diferencia de comportamiento normal debido a eventos o actividades festivos.

3.1.6. Perfil de demanda de las cargas

Con base en el comportamiento de la semana 51 del circuito (ver figura 3.8), se genera un perfil de demanda para las cargas, al que se le asocia el mismo comportamiento del circuito principal. Este perfil se crea con base en 1 (ya que este valor sitúa el mismo nivel entre las cargas con el alimentador principal), siendo 1 el valor promedio tanto de la potencia mensual de las cargas como de la potencia promedio del alimentador principal durante el mes. Los valores superiores a 1 son los que se encuentran sobre el promedio y los inferiores a 1 los que son menores al promedio. Este comportamiento se realiza en esta escala debido a que debe compararse en la misma escala los valores de potencia del circuito con la potencia de las cargas, para así poder modificar el valor nominal de las cargas por cada valor actualizado de acuerdo con el gráfico.

Figura 3.8: Perfil de demanda del circuito, semana 51

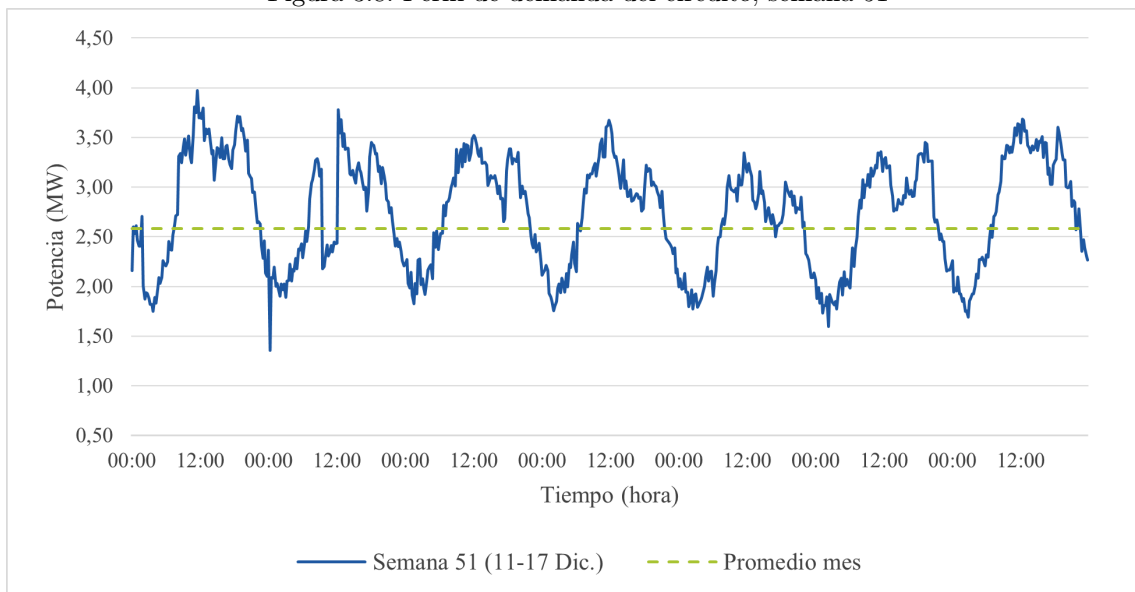
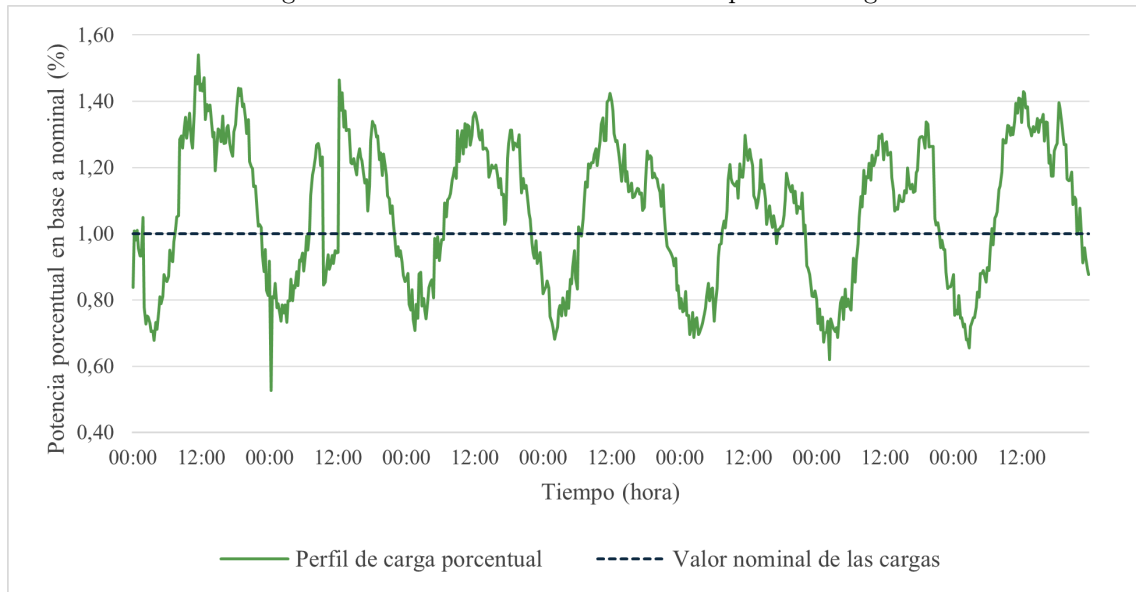


Figura 3.9: Perfil de demanda calculado para las cargas



Una vez obtenido el perfil porcentual de la figura 3.9 por el que debe multiplicarse cada carga, se utiliza Python para crear una programación que modifique cada valor nominal de la carga y generar un archivo .xlsx que contenga el perfil de demanda semanal de cada cliente, con el fin de, posteriormente, ser leído para la simulación del Flujo de Potencia en el Dominio del Tiempo.

La programación en Python consiste en leer la información de las cargas modeladas (ID, potencia activa, factor de potencia) y transformar cada una de ellas en un archivo .xlsx que contenga la potencia activa de la carga multiplicada por cada valor porcentual de la semana para calcular P y Q. Ya que el perfil porcentual está creado para intervalos de 15 minutos durante toda una semana, este archivo presenta 672 filas con valores calculados y los datos de hora, minutos, segundos y la fecha. Dado que la mayoría de las cargas del circuito son residenciales, se utiliza un factor de potencia para las cargas de 0,99. Un ejemplo del formato y datos del archivo .xlsx se observa en la figura 3.10.

Figura 3.10: Formato y datos del archivo .xlsx de las cargas creado por Python

P(MW)	Q(Mvar)	PF%	V(p.u.)	Angle	Humidity	Temp C	Wind(m/s)	Irradiance(W/m^2)	Hour	Min	Seconds	Date
8,37278E-07	1,19306E-07	99							0	0	0	2023-01-01 00:00:00
1,00776E-06	1,43598E-07	99							0	15	0	2023-01-01 00:00:00
9,7997E-07	1,39638E-07	99							0	30	0	2023-01-01 00:00:00
1,01112E-06	1,44077E-07	99							0	45	0	2023-01-01 00:00:00
9,55929E-07	1,36213E-07	99							1	0	0	2023-01-01 00:00:00
9,32535E-07	1,32879E-07	99							1	15	0	2023-01-01 00:00:00
9,33052E-07	1,32953E-07	99							1	30	0	2023-01-01 00:00:00
1,04938E-06	1,49528E-07	99							1	45	0	2023-01-01 00:00:00
7,78858E-07	1,10981E-07	99							2	0	0	2023-01-01 00:00:00
7,2677E-07	1,03559E-07	99							2	15	0	2023-01-01 00:00:00
7,5081E-07	1,06985E-07	99							2	30	0	2023-01-01 00:00:00

Es importante señalar que la potencia activa y reactiva debe anotarse en MW y MVAR. La potencia reactiva se calcula por medio de la programación y mediante la potencia activa y el factor de potencia con las ecuaciones 3.4 y 3.5.

$$FP = \cos(\Theta)$$

$$\Theta = \cos^{-1}(FP) \quad (3.4)$$

$$P = S \cdot \cos(\Theta) = \frac{Q}{\sin(\Theta)} \cdot \cos(\Theta)$$

$$Q = P \cdot \frac{\sin(\Theta)}{\cos(\Theta)} = P \cdot \tan(\Theta) \quad (3.5)$$

FP = Factor de potencia

S = Potencia aparente (kVA)

Θ = Ángulo de factor de potencia ($^{\circ}$)

P = Potencia activa (kW)

Q = Potencia aparente (kVAR)

Además, para el punto de penetración crítico del sistema, se toma en cuenta las cuatro semanas dentro del análisis, ya que específicamente la semana 53 presenta un consumo promedio mucho menor que las otras, por lo que se puede contrastar el impacto de los distintos consumos en las cargas bajo las mismas condiciones del sistema.

3.2. Modelo y simulación en ETAP[®]

En este apartado se muestra la información y pasos necesarios para transformar los datos depurados de las secciones anteriores a un modelo viable que pueda ser analizado mediante el *software* ETAP[®].

3.2.1. Simbología de elementos










Antes de iniciar con el modelado, se realiza un estudio acerca de los elementos necesarios para modelar el circuito en ETAP[®]. En este modelo se asumen ciertas características estandarizadas y específicas de los elementos requeridos para el simular el Flujo de Potencia y el Flujo de Potencia en el Dominio del Tiempo. Los elementos seleccionados se observan en la tabla 3.4. Adicionalmente, se muestra la simbología y las características de estos.

La columna de características cuenta con una explicación y los datos necesarios para construir el modelo, además, se divide en datos generales y específicos.

- Los generales son datos brindados por el Departamento de Servicios Técnicos de JASEC, son datos o valores estándar reales que se utilizan en dichos elementos del circuito, es decir, todos los elementos iguales van a poseer esta misma configuración.
- Los específicos son los datos respaldados por la base de datos del GIS e información adicional específica (como potencia o distancia). Estos deben ajustarse individualmente a la hora de agregarlo al sistema.

Habiendo obtenido la descripción y simbología de los elementos por utilizar en el *software* se procede a trasladar la información recolectada al modelo en ETAP[®].

Tabla 3.4: Simbología y características de elementos ETAP®

Simbología	Elemento	Características
	Bus o Barra (Bus or Node)	Puntos de conexión y análisis entre las cargas, transformadores, líneas de transmisión, etc.
	Transformador de 2 devanados (2-Winding Transformer)	Transformador de 34.5/0,240 kV. Datos generales: altura 4700 ft, enfriamiento en aceite mineral líquido, impedancia positiva y negativa típicas según ANSI. Datos específicos: potencia nominal de acuerdo con registros, Taps en el secundario de 0, 2.5 y 5 % si requiere corrección por caída de tensión.
	Cable (Cable)	Cable o acometida que va del secundario a la carga a 240V. Datos generales: cable general para todas las cargas de 10 m, 4/0 AWG Al 60Hz, características de acuerdo con NEC Tabla 9 AL, se debe ingresar en las cargas estáticas.
	Línea de transmisión (Transmission line)	Línea de distribución de 34,5 kV. Datos generales: cable de aluminio Merlin 336 kcmil AL60 Hz, característica de acuerdo con NEC Tabla 9 AL. Datos específicos: longitud de la línea obtenida por el QGIS.
	Impedancia (Impedance)	Impedancia del secundario del transformador a 240V. Datos generales: cable de aluminio 1/0 AWG Al 60Hz, característica de acuerdo con NEC Tabla 9 AL. Datos específicos: longitud de la línea obtenida por QGIS.
	Cargas estáticas (Static Loads)	Cargas estáticas (abonados) individuales de la red. Datos generales: FP = 0.99, Tensión de 0,24 kV, la configuración del cable se ingresa en el elemento. Datos específicos: potencia nominal de acuerdo con potencia promedio mensual.
	Barra Infinita (Power Grid)	Fuente de potencia (subestación) que alimenta el circuito. Datos generales: potencia de cortocircuito 1000 MVAsc (SCrating= 1000 MVAsc), swing mode.
	Panel solar e inversor (PV Array)	Panel solar e inversor que integra la GD a la red Datos generales panel: panel de librería Canadian Solar, modelo CS6U-330P, Potencia nominal= 2,97 kW, 240 V. Datos generales inversor: MVar Control operation mode, 3.6 kW DC.
	Cortacircuitos de Alto Voltaje (High Voltage Circuite Breaker)	Abre y cierra las secciones de los circuitos, específicamente en los paneles solares. Datos específicos: cierra y abre para los distintos casos de estudio.

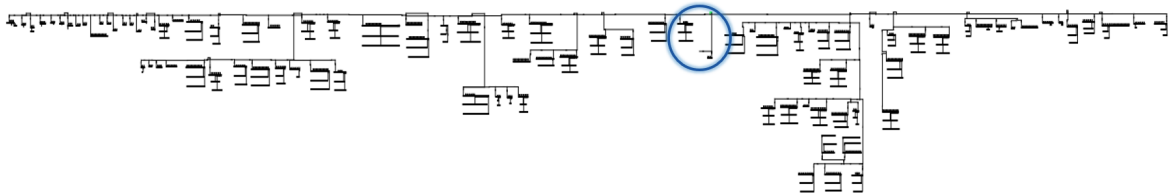
3.2.2. Modelado en ETAP®

En este apartado, se integra la información recolectada anteriormente en las subsección 3.1.1, 3.1.2 y 3.1.3 con el fin de generar un modelo base que logre simular el circuito mediante un Flujo de Potencia. Es importante, tener a mano la información detallada y precisa, mientras se construye el modelo, como las propiedades generales y específicas de cada elemento, para que, de este modo, el modelo se apegue lo más posible a las condiciones reales, así como para reducir el tiempo de modelado. La información de la subsección 3.1.5 se menciona más adelante, cuando se indique el método utilizado para integrar los archivos y comportamiento de las cargas para ser simulado en el Flujo de Potencia en el Dominio del Tiempo.

La construcción del modelo en ETAP® fue elaborada de aguas abajo hacia arriba, empezando por los transformadores de San Isidro del suroeste de la red, hasta terminar al norte por la zona de Taras. Todos los elementos, como los transformadores, cargas, líneas de distribución y líneas del secundario, conforme se añadieron, se validaron en las bases de datos. Este proceso se realiza de la mano con el programa QGIS, debido a que se debe corroborar los elementos e información modelada en ETAP® con los activos modelados en QGIS. Además, para agregar y modelar las cargas del sistema, se apoya en la información obtenida de los clientes de la subsección 3.1.3, así como las cargas nominales calculadas en la subsección 3.1.4 para cada una de ellas.

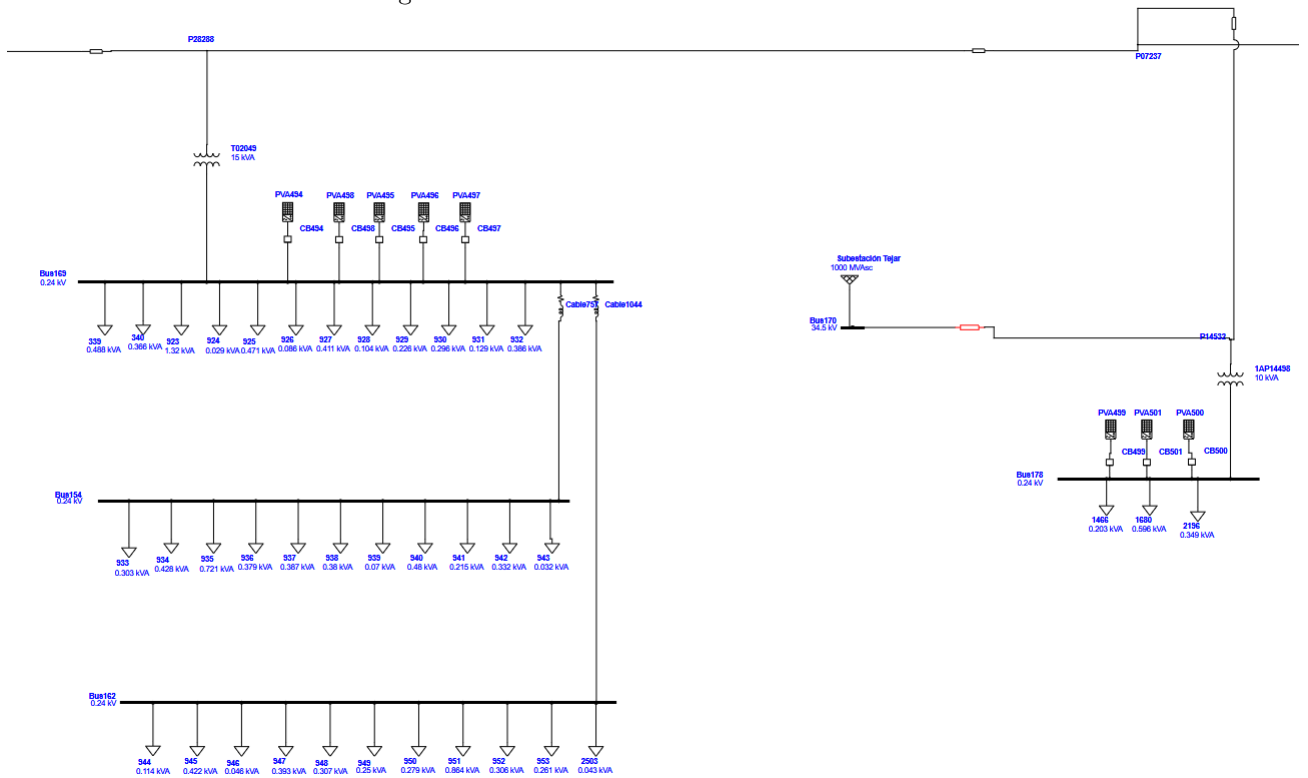
El modelo terminado del circuito real se visualiza en la figura 3.11. Puede observarse, según las características geográficas de la red que las zonas más alejadas de la red corresponden a un sector más rural, conteniendo baja cantidad de cargas por transformador, así como una mayor distancia entre transformadores y distancias del secundario. A medida que el circuito se desplaza a la derecha, aumenta la cantidad de transformadores y secciones en la que se agrupa el sistema, por lo que se observa un circuito más denso en cuanto a elementos. Este circuito es alimentado por la subestación reductora de Tejar; esta convierte de 230/34,5 kV y se ubica aproximadamente en el centro del modelo (círculo azul marcado). El final del circuito a la derecha corresponde a la zona de Taras del sistema.

Figura 3.11: Modelo completo en ETAP®



La figura 3.12 muestra la misma zona de la subestación, pero con una vista a detalle de los elementos. En esta, está marcada la subestación, la cual se conecta a la red por una línea de distribución que inyecta energía a toda la red. Se visualizan las líneas de distribución, nodos, barras, transformadores, cargas, impedancias del secundario, cortacircuitos y PVA formando parte del sistema. Por su parte, los PVA están en el modelo terminado, los cuales se mencionan en el siguiente capítulo.

Figura 3.12: Modelo a detalle en ETAP®



El circuito cuenta con un total de 4924 elementos modelados, los cuales fueron extraídos del circuito real. El resumen de los elementos del sistema y la cantidad de estos se observa en la tabla 3.5.

Tabla 3.5: Cantidad de elementos en el circuito

Elemento del sistema	Cantidad
Transformadores	96
Líneas de transmisión	114
Cable e impedancia	1833
Cargas estáticas	1702
Corta circuitos	837
Barras	342
Total	4924

3.2.3. Validación del modelo

La simulación de Flujo de Potencia en ETAP® es un análisis preliminar para validar el modelo, debido a que el análisis completo se realiza con el Flujo de Potencia en el Dominio del Tiempo. Es necesario realizar esta validación, ya que es el indicador de que todos los elementos contienen los datos precisos para poder simular. Si hubiese algún dato faltante en algún elemento de la simulación, esta no se lleva a cabo e indica un error.

Al simular el Flujo de Potencia de la situación actual (sin PVA) del circuito, se obtiene un flujo de potencia consumida por todas las cargas de 0,734 MW y 0,0563 MVAR. Este valor de potencia corresponde

a la suma del valor nominal o promedio de todas las cargas del sistema en un momento determinado. Además, el análisis de Flujo de Potencia de ETAP[®] se realiza bajo el método de Newton-Raphson Adaptativo con un máximo de iteraciones de 99 y una precisión de 0,0001.

3.2.4. Simulación del flujo de potencia en el dominio del tiempo

Una vez que el modelo ha sido validado por el Flujo de Potencia, se procede a realizar una validación adicional del modelo base o real del circuito. Esta validación y los pasos asociados permiten simular el Flujo de Potencia en el Dominio del Tiempo. Con este módulo de ETAP[®] se observa el comportamiento del circuito al modificar la demanda de la carga por un perfil semanal obtenido en el apartado 3.1.6.

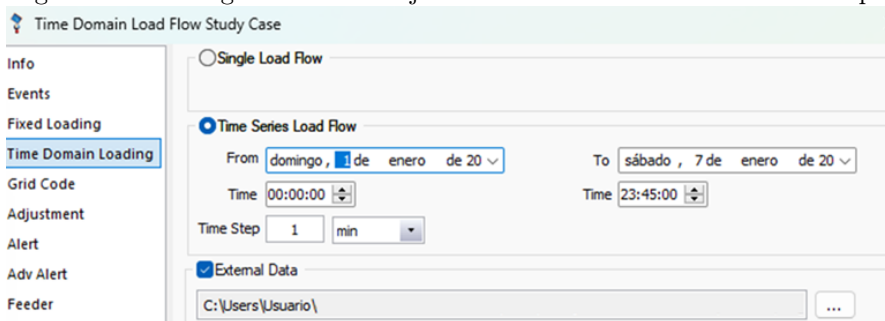
El Flujo de Potencia en el Dominio del Tiempo tiene distintos métodos para operar, sin embargo, este análisis se basa en la creación de perfiles de carga para cada carga del sistema, los cuales se ajustan al comportamiento de potencia extraído del alimentador principal que alimenta la red.

Una vez creados todos los perfiles de carga semanales para cada carga en un formato .xlsx, es necesario agruparlos en una carpeta que el programa lee a la hora de realizar la simulación. Por lo cual, con el fin de resumir y verificar la información necesaria, es fundamental tener en la carpeta los siguientes elementos:

1. Archivos .xlsx llamados con el mismo nombre cada carga. Los cuales deben contener el formato descrito en la figura 3.10.
2. Cada archivo debe contener todos los valores de P(MW), Q(MVAR), PF %, Hour, Mins, Seconds y Date. Estos valores corresponden a un perfil semanal con una medición cada 15 minutos obtenido en la sección 3.1.6.

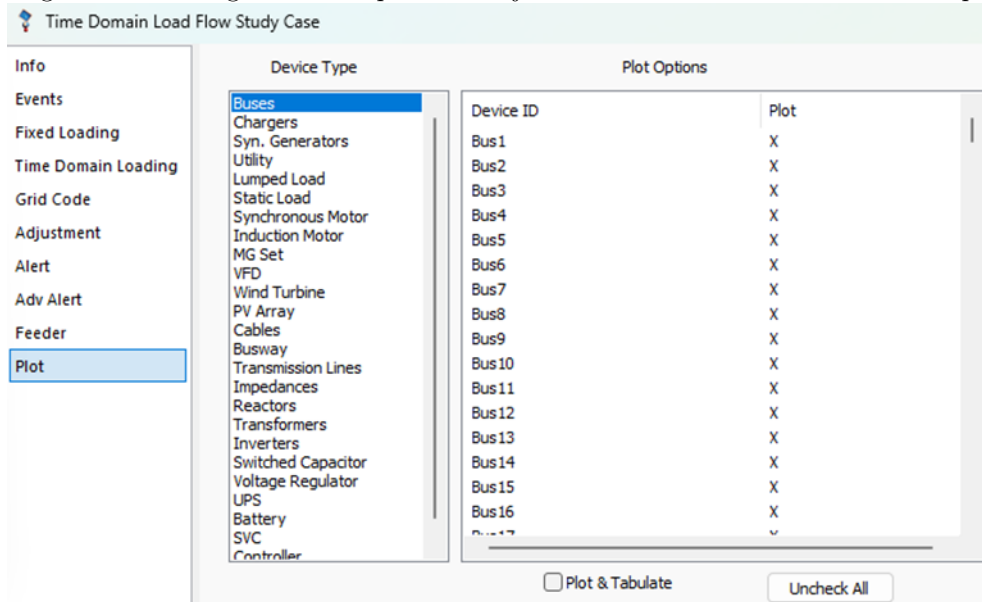
Cuando los datos se encuentran dentro de la carpeta, se procede a configurar ETAP[®] para hacer lectura de estos y ejecutar la simulación. Para ello, se selecciona el módulo de Flujo de Potencia en el Dominio del Tiempo y se elige la configuración de “Formato de reporte”. Al desplegarse la pestaña de diálogo, se establece en el modelo el número de interacciones en 9999 y una precisión de 0,1. Seguidamente, se selecciona la categoría de “Time Domain Load Flow” (ver figura 3.13), en ella se elige el “Time Series Load Flow”, donde se configura la fecha y hora de inicio y final del análisis, así como “tiempo de salto” (*time step*) que existe entre cada punto de análisis. En este punto, no es necesario que las fechas ingresadas coincidan exactamente con el periodo de los datos reales. Lo importante es que se alineen con las fechas que se ingresaron para cada carga, de modo que se lean correctamente.

Figura 3.13: Configuración del Flujo de Potencia en el Dominio del Tiempo



Completado el proceso anterior, se procede a personalizar la simulación, seleccionando los elementos que se desean observar en el análisis. Para ello, se utiliza la función "plot", donde se eligen los eventos y variables por visualizar. Para este caso en específico, se seleccionan los “buses” y la subestación o utility”(ver figura 3.14). Hecha esta configuración, la simulación puede ser ejecutada.

Figura 3.14: Configuración del plot del Flujo de Potencia en el Dominio del Tiempo



Habiendo completado esto, se logra observar el comportamiento del circuito y los elementos seleccionados en cada una de las 672 mediciones realizadas. Es importante señalar que cada elemento tiene distintas características de los resultados por mostrar.

Capítulo 4

Integración y análisis de generación distribuida en la red

Partiendo del modelo creado en el capítulo anterior, este apartado incorpora y estudia el comportamiento del sistema con la integración de generadores distribuidos.

En este capítulo se abordan las características de los paneles solares pot añadir y la manera en que se incorporan al modelo mediante la creación de distintos escenarios con diferentes niveles de penetración. Además, se determina y analiza el punto crítico de la red; este análisis se basa en la evaluación de los escenarios, los elementos y barras del sistema. Para ello, se utilizan los resultados obtenidos del Análisis del Flujo de Carga en el Dominio del Tiempo que se deriva del Flujo de Potencia y caída de tensión que brinda ETAP®.

4.1. Integración de GD al modelo

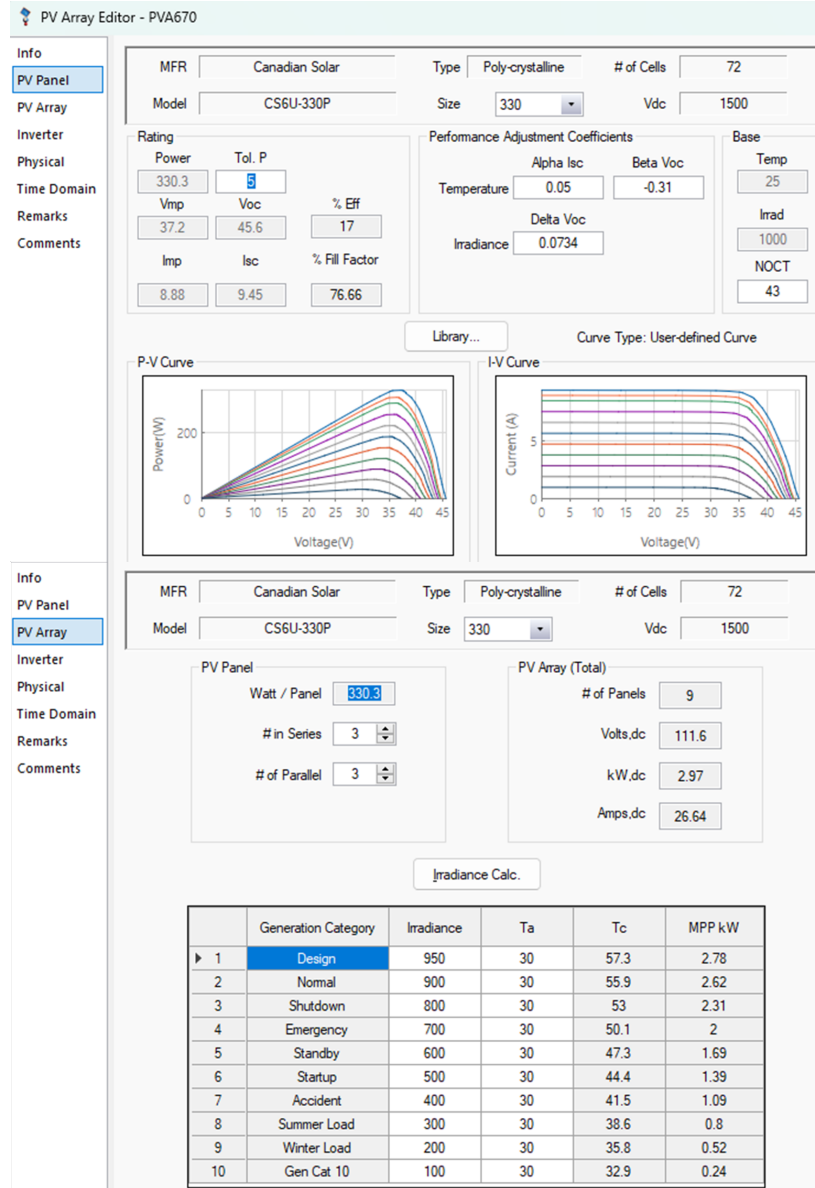
En el *software* los paneles solares reciben el nombre de PVA por sus siglas en inglés *Photovoltaic Array*, que quieren decir arreglo fotovoltaico. Estos elementos, a su vez, contienen un inversor, lo que permite conectarlo a la red trifásica (barra). Además, al arreglo se le incorpora un Cortacircuito de Alto Voltaje (CB) (Ver figura 3.12) entre la barra y el PVA. Se realiza esta configuración para que los paneles entren y salgan de servicio al abrir y cerrar los CB.

4.1.1. Características de los PVA e inversor

Respecto al tipo de PVA por manejar, se decide utilizar el mismo modelo, potencia y características generales para todos. La potencia de los paneles es de 3 kWp; tomando como criterio el tipo de cliente, conocimiento y experiencia del Departamento de Servicios Técnicos de JASEC. Además, la mayoría de los clientes del sistema son servicios residenciales que suelen presentar prácticas similares en la instalación de estos equipos, así como las características ofrecidas por las empresas vendedoras de PV. Esta homogeneidad en paneles facilita y equipara los puntos de análisis en las barras.

Los paneles solares utilizados se obtuvieron de la librería Canadian Solar, modelo CS6U-330P, policristalino, arreglo de paneles en serie y paralelo de 3x3, con potencia nominal de $P_{nominal} = 2,97$ kWp, siendo estos los más cercanos a la potencia de 3 kWp mencionada anteriormente (ver figura 4.1).

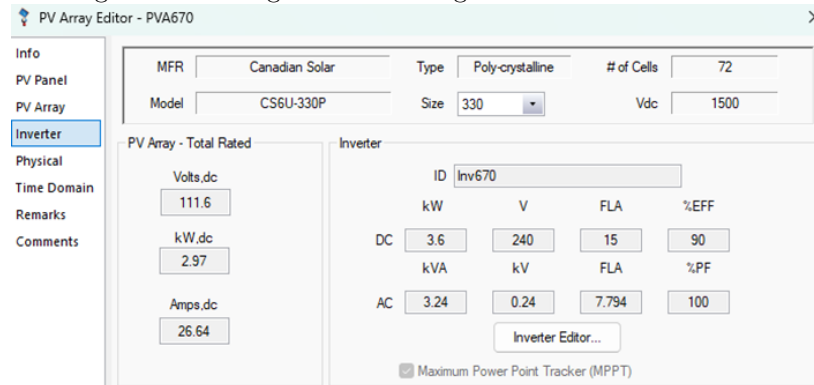
Figura 4.1: Configuración de Panel Canadian Solar, modelo CS6U-330P



Para ampliar la información sobre el Panel Canadian Solar, modelo CS6U-330P ver anexo 7.1.

En cuanto al inversor, este se setea a una tensión de 240 V, una potencia nominal 20% superior a la producida por el PV, siendo esta de $P_{nominal} = 3,6 \text{ kWdc}$ y se configura al modo de operación de Mvar Control. Se utiliza este modo de operación, debido a que este controla la potencia reactiva suministrada a la red, en este caso, maximiza la entrega de potencia producida por los PVA. Sin embargo, para el caso de estudio, los elementos de GD fueron configurados solo para suministrar potencia reactiva. En la figura 4.2 se observa un resumen de la configuración con la que se ingresaron los PVA al *software*.

Figura 4.2: Configuración de integración de PVA en ETAP®

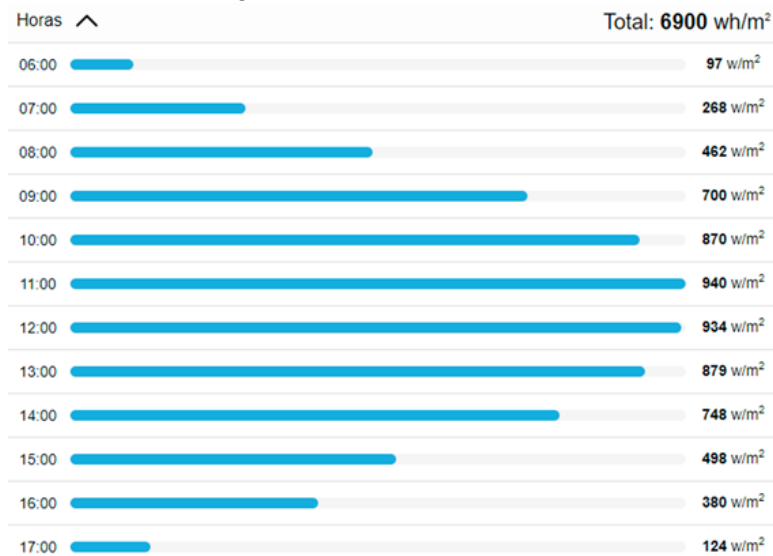


4.1.2. Perfil de generación

Los paneles solares solo producen energía durante las horas en que el espectro electromagnético se encuentra lo suficientemente alto y está en contacto con las celdas solares, por lo que estos tienen un periodo de generación de energía de aproximadamente 12 horas, desde las 6:00 hasta las 18:00 horas. Además, la potencia de salida varía de acuerdo con estas horas, debido a la radiación solar (siendo máxima a medio día y mínima al amanecer y tarde). Asimismo, otras variables, como la nubosidad, temperatura, sombras, orientación e inclinación pueden llegar a afectar la eficiencia de estos.

La irradiancia promedio anual de Cartago se obtuvo de Global Solar Atlas Atlas (2023), el cual arroja un valor de 5,309 kW/m² por día, aproximadamente. Este promedio se utiliza como ajuste al perfil de irradiancia (ver figura 4.3) obtenido por horas de la página web Tu Tiempo, la cual brinda un informe de las condiciones climatológicas de Costa Rica.

Figura 4.3: Perfil de irradiancia

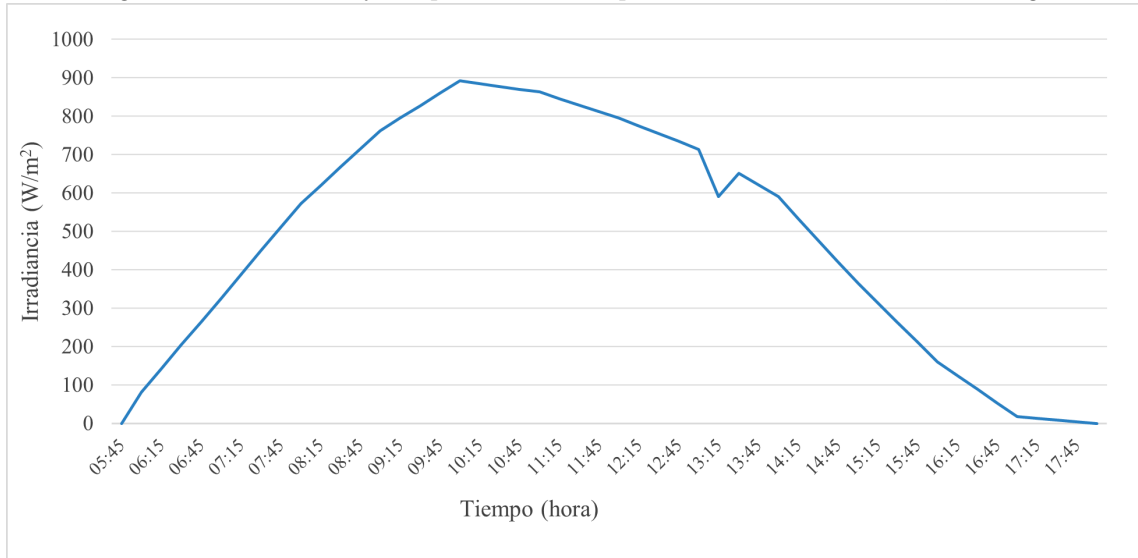


Fuente: (Tutiempo Network, 2023)

Para el caso de estudio, únicamente se analiza el efecto de la temperatura e irradiancia sobre la potencia

de salida del panel solar. Los datos originales estaban dados en periodos de una hora, y fueron interpolados a intervalos de 15 minutos. El perfil generado para la irradiancia anual promedio para el 2022 se observa en la figura 4.4.

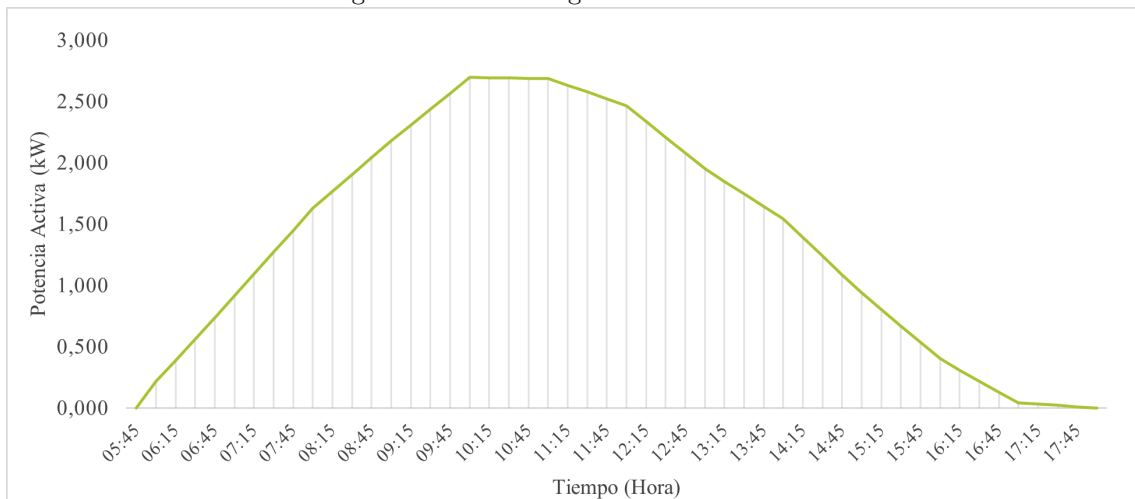
Figura 4.4: Irradiancia y temperatura de día promedio de diciembre 2022, Cartago



Fuente: elaboración propia basada en Tutiempo Network (2023)

La figura 4.5 muestra el perfil de potencia de los paneles solares fotovoltaicos (PVA). Este comportamiento será simulado en el módulo de Time Domain Load Flow cuando estén integrados a la red. La generación inicia a las 5:45 horas con una producción mínima, alcanzando su potencia máxima de $P_{max} = 2.694 \text{ kWp}$ alrededor de las 11:00 horas, y dejando de producir hasta las 18:00 horas; la producción promedio diaria es de $P_{prom} = 1,404 \text{ kW}$. Además, se reitera que, para este modelo, los paneles no generan Potencia Reactiva a la red.

Figura 4.5: Perfil de generación de los PVA



Para determinar la energía suministrada por el PVA durante un día de operación, se emplea el cálculo

del área bajo la curva del perfil del panel. Esta área total se obtiene al sumar las áreas individuales de los triángulos y rectángulos presentes en los intervalos de 15 minutos. Para llevar a cabo este cálculo, se utiliza la ecuación 4.1:

$$E = \frac{P_1 + P_2}{2} \cdot (h_2 - h_1) \tag{4.1}$$

En donde:

- $E =$ energía (kWh)
- $P_1 =$ Potencia en el punto 1 (kW)
- $P_2 =$ Potencia en el punto 2 (kW)
- $h_1 =$ Hora en el punto 1 (hora)
- $h_2 =$ Hora en el punto 2 (hora)

Con base en esto, la energía total suministrada por un PVA corresponde a $E_{PV(\text{día})} = 17,56$ kWh en un día y $E_{PV(\text{mes})} = 526.65$ kWh para un mes.

4.1.3. Cantidad de paneles por integrar

La integración de potencia de los PVA se realiza basándose en el total de potencia instalada de los transformadores. Por lo tanto, se comienza a integrar los PVA mencionados hasta que alcancen el 100 % o el valor menor más cercano a la capacidad del transformador. Las capacidades de los transformadores en la red son de 10, 15, 25, 37.5, 50 y 75 kVA. Por su parte, la cantidad de paneles por integrar de acuerdo con la capacidad del transformador se observa en la tabla 4.1.

Tabla 4.1: Cantidad de paneles según capacidad del transformador

Capacidad de transformadores (kVA)	Cantidad de PVA de 3 kW
10	3
15	5
25	8
37.5	13
50	17
75	26

Partiendo de la cantidad de paneles por agregar para cada transformador, se añade la cantidad específica de paneles a cada uno de los 96 transformadores del modelo. En total, se incorporan 836 PVA en la red simulada, siendo este el escenario con un 100 % de integración de GD.

El circuito completo, escenario con un 100 % de paneles solares, se observa en la tabla 4.2 de elementos. Este modelo se mantiene para los distintos escenarios, con la diferencia de que los paneles van a estar desconectados por medio de los cortacircuitos del modelo.

Tabla 4.2: Cantidad de elementos del circuito de San Isidro, con PVA

Elemento del sistema	Cantidad
Transformadores	96
Líneas de transmisión	114
Cable e impedancia	1833
Cargas estáticas	1702
PVA	836
Inversores	836
Corta circuitos	837
Barras	342
Total	6596

4.1.4. Simulación en Flujo de Potencia en el Dominio del Tiempo

El *software* ETAP® permite dos modos para simular los datos de entrada del PVA: mediante P – Q Data o Irradiancia Data. Debido a que el modo de datos de irradiancia no pudo ser interpretado por el programa, se decide utilizar el modo P – Q Data. En este, ETAP® lee la potencia activa y reactiva a la que los PVA funcionarán durante el periodo de estudio, y simula de manera precisa el comportamiento de estos.

Para realizar el cambio de “Irradiancia Data” a “P – Q Data”, también se utiliza el *software* ETAP®. La transformación de datos se realiza al abrir la interfaz del modelo de los PVA, la cual cuenta con una pestaña de diálogo, donde se muestran los datos con los que opera el panel (ver figura 4.6). Esta interfaz funciona como calculadora según las características configuradas del elemento, por lo que se ingresan manualmente los valores de temperatura e irradiancia para obtener como salida los datos de potencia activa.

Figura 4.6: Interfaz para calcular la potencia de salida

	Generation Category	Irradiance	Ta	Tc	MPP kW
▶ 1	Design	950	30	57.3	2.78
2	Normal	900	30	55.9	2.62
3	Shutdown	800	30	53	2.31
4	Emergency	700	30	50.1	2
5	Standby	600	30	47.3	1.69
6	Startup	500	30	44.4	1.39
7	Accident	400	30	41.5	1.09
8	Summer Load	300	30	38.6	0.8
9	Winter Load	200	30	35.8	0.52
10	Gen Cat 10	100	30	32.9	0.24

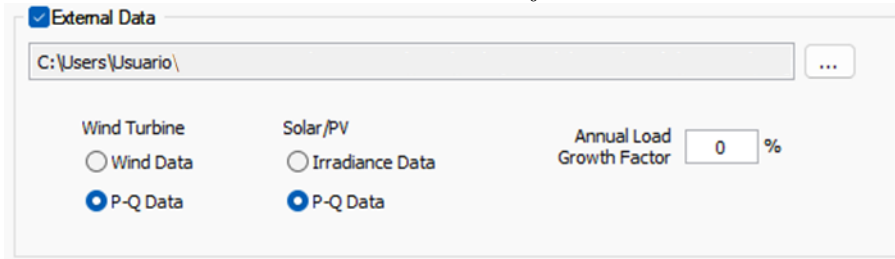
Para analizar con el módulo de flujo de potencia en el tiempo se crea un manual de perfiles. Los perfiles se leen de un archivo .xlsx y presentan el siguiente formato (ver figura 4.7), cabe resaltar que este perfil se mantiene para todos los sistemas de PVA.

Figura 4.7: Formato y datos del archivo .xlsx de los PVA para ingresar a ETAP®

P(MW)	Q(Mvar)	PF	V(p.u.)	Anagl	Humidity	Temp C	Wind(m/s)	Irradiance(W/m^2)	Hour	Mi	Second	Date
0.0000	0					16		0	5	45	0	01/01/2023
0.0001	0					16		34	6	0	0	01/01/2023
0.0002	0					17		64	6	15	0	01/01/2023
0.0002	0					17		94	6	30	0	01/01/2023
0.0003	0					17		123	6	45	0	01/01/2023
0.0004	0					17		153	7	0	0	01/01/2023
0.0005	0					18		176	7	15	0	01/01/2023
0.0005	0					18		199	7	30	0	01/01/2023
0.0006	0					19		222	7	45	0	01/01/2023
0.0007	0					19		245	8	0	0	01/01/2023
0.0009	0					20		315	8	15	0	01/01/2023

En la figura 4.7, se observan los datos indispensables del archivo .xlsx para ejecutar la simulación, los cuales corresponden a P (MW), Q (MVvar), el tiempo en horas, minutos, segundos y la fecha de medición. Se añade de manera adicional los datos de temperatura e irradiancia para una mejor visualización, sin embargo, estos no son leídos debido a la configuración seleccionada de P – Q Data (ver figura 4.8).

Figura 4.8: Modo de simulación de los PVA en el Flujo de Potencia en el Dominio del Tiempo



Además de tener este formato, los archivos generados para los PVA deben presentar el nombre del panel al que se le quiere asociar el comportamiento dentro del modelo. Debido a la alta cantidad de datos, perfiles y archivos por crear, se descarta la creación manual de ellos y se busca una alternativa de solución que automatice el proceso. Como propuesta de solución, se realiza una programación en Python. Dicha programación cumple con la siguiente secuencia de pasos con el fin de completar los archivos iniciales necesarios para ejecutar el Flujo de Potencia en el Dominio del Tiempo:

1. Lee un archivo con el formato completo y valores de potencia para el perfil de generación creado de los PVA.
2. Lee el informe del Flujo de Carga generado por ETAP®.
3. Almacena el nombre de los PVA actualmente conectados o en servicio dentro del modelo del informe anterior.
4. Genera un archivo .xlsx con el nombre de cada PVA.
5. Añade al archivo .xlsx el formato completo y el perfil de generación dentro del archivo.
6. Almacena todos los archivos de los PVA de la red creados en una carpeta.

4.2. Creación de escenarios

Con el fin de obtener un mejor análisis del efecto que tiene la inyección de GD en la red eléctrica, se crea una serie de escenarios. Para crear estos escenarios, de igual forma, fue necesario apoyarse de Python, que indica los PVA por agregar en cada escenario.

El escenario base del estudio es la red de distribución sin ningún generador distribuido inyectando energía al sistema. A partir de este, se generan 20 casos de estudio, como se muestra en la tabla 4.3.

En cada uno de dichos escenarios, se realiza un incremento del 5% en la cantidad de paneles fotovoltaicos. Esto significa que se añaden, aproximadamente, 41 o 42 paneles adicionales a los paneles existentes en cada caso o escenario. Dicho incremento se mantiene hasta llegar al 100%, y tener en la red un total de 836 paneles como generadores descentralizados.

Tabla 4.3: Escenarios con distintos niveles de integración de GD

Escenario	Cantidad de PVA en la red	Potencia máxima (kW)	Energía mensual (kWh)
Escenario 0 %	0	0	0
Escenario 0 %	0	0	0
Escenario 5 %	41	110	21593
Escenario 10 %	83	224	43712
Escenario 15 %	125	337	65832
Escenario 20 %	167	450	87951
Escenario 25 %	209	563	110071
Escenario 30 %	250	673	131663
Escenario 35 %	292	787	153783
Escenario 40 %	334	900	175902
Escenario 45 %	376	1013	198022
Escenario 50 %	418	1126	220141
Escenario 55 %	459	1236	241734
Escenario 60 %	501	1349	263853
Escenario 65 %	543	1463	285973
Escenario 70 %	585	1576	308092
Escenario 75 %	627	1689	330212
Escenario 80 %	668	1799	351805
Escenario 85 %	710	1912	373924
Escenario 90 %	752	2026	396044
Escenario 95 %	794	2139	418163
Escenario 100 %	836	2252	440282

El criterio de selección de PVA por integrar a la red se realiza de manera aleatoria mediante el lenguaje de programación Python. La programación utiliza como base de datos el escenario de 100%, el cual contempla toda la GD integrada a la red, y mediante ETAP[®], se genera un archivo .xlsx en el cual se encuentra la información de los PVA interconectados. La programación lee este archivo y genera un archivo de texto con los escenarios desde el 5% hasta el 100% de GD, integrando cada vez más PVA a cada escenario existente hasta aumentar al 100% del total de 836 PVA.

4.3. Análisis del flujo de potencia en el dominio del tiempo

Esta sección se encarga de analizar el circuito bajo la simulación del Flujo de Potencia en el Dominio del Tiempo para los distintos niveles de integración de generación distribuida. Los resultados por analizar

se centran en el comportamiento que presentan las barras en cuanto a nivel de tensión; y el flujo de potencia en la subestación que alimenta la red, al integrar dicha energía. Los resultados de las barras y subestación son obtenidos por informes generados al simular la red por ETAP®.

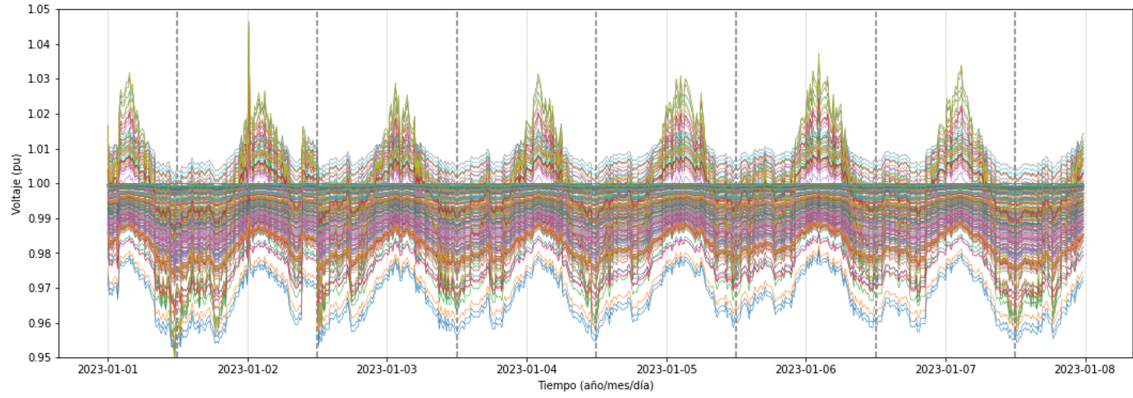
El comportamiento simulado por las cargas corresponde a la semana de mayor consumo del mes de diciembre de la red de San Isidro para el caso base (escenario 0%) y los veinte escenarios de GD. Por su parte, el perfil de irradiancia y potencia de los PVA se genera con un promedio de cada hora del mes de diciembre del 2022. Este perfil se interpola para periodos de 15 minutos y se copia para siete días. Además, la simulación realiza 672 puntos de análisis en cada elemento, lo cual es el equivalente de una medición cada 15 minutos por una semana.

4.3.1. Comportamiento de las barras en los escenarios

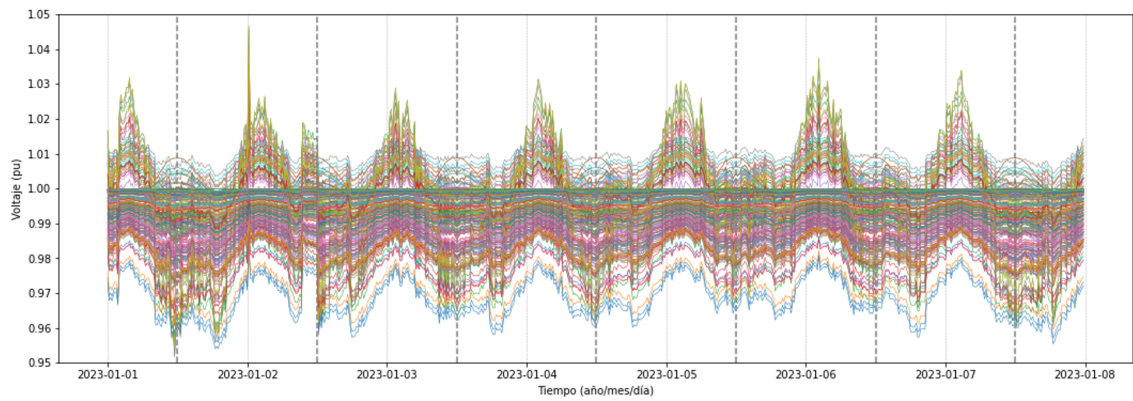
Habiendo obtenido los resultados de la simulación, se grafica el nivel de tensión de las 342 barras en todos los escenarios.

Figura 4.9: Niveles de tensión en barras con penetración de GD. a) Escenario 0%, b) Escenario 5%, c) Escenario 10%

a) Escenario 0%



b) Escenario 5%



c) Escenario 10%

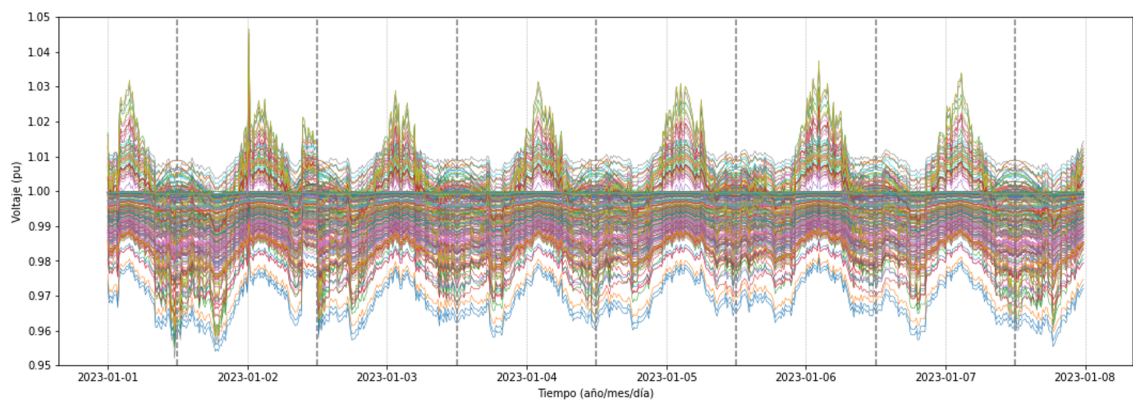
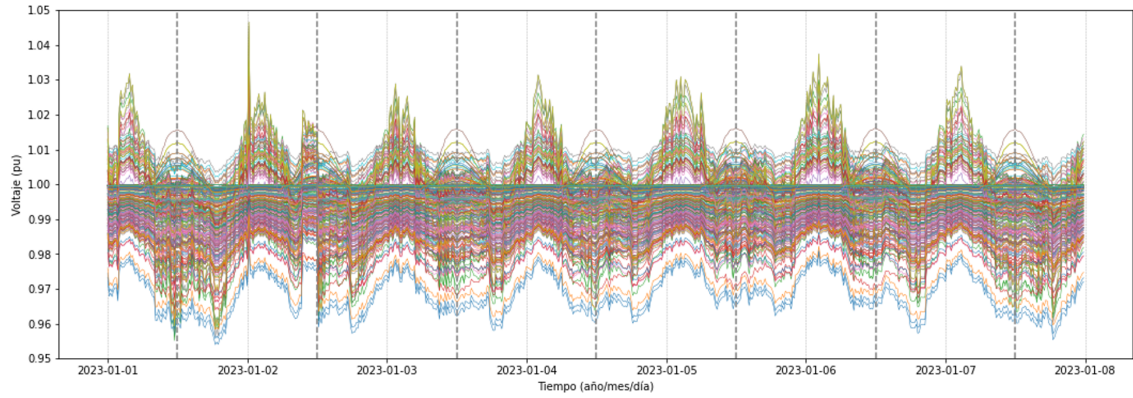
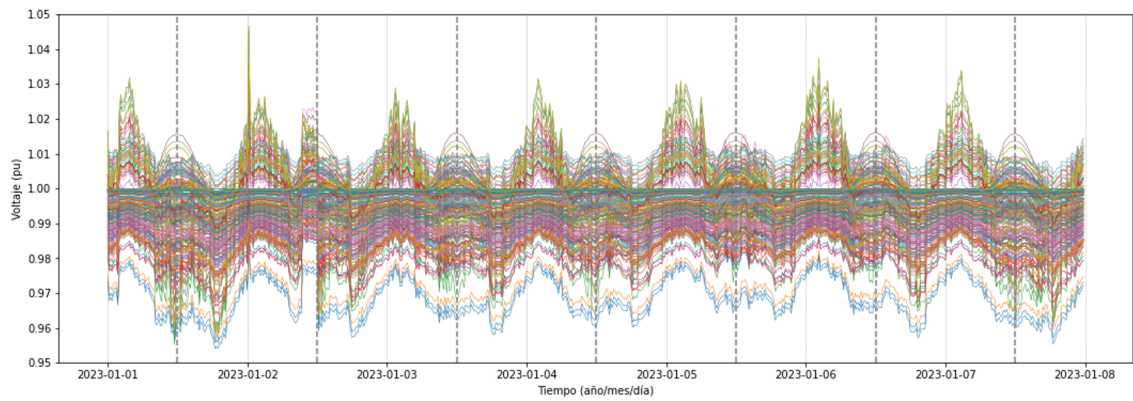


Figura 4.10: Niveles de tensión en barras con penetración de GD. a) Escenario 15 %, b) Escenario 20 %, c) Escenario 25 %

a) Escenario 15%



b) Escenario 20%



c) Escenario 25%

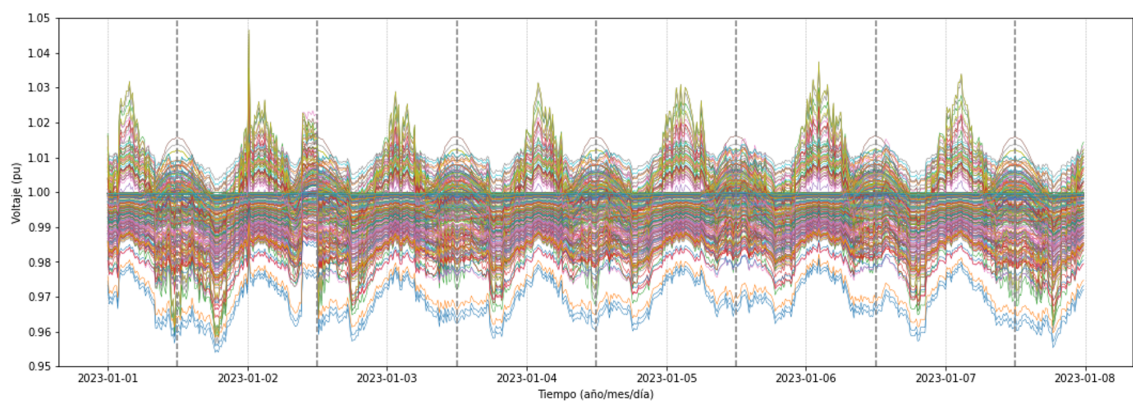
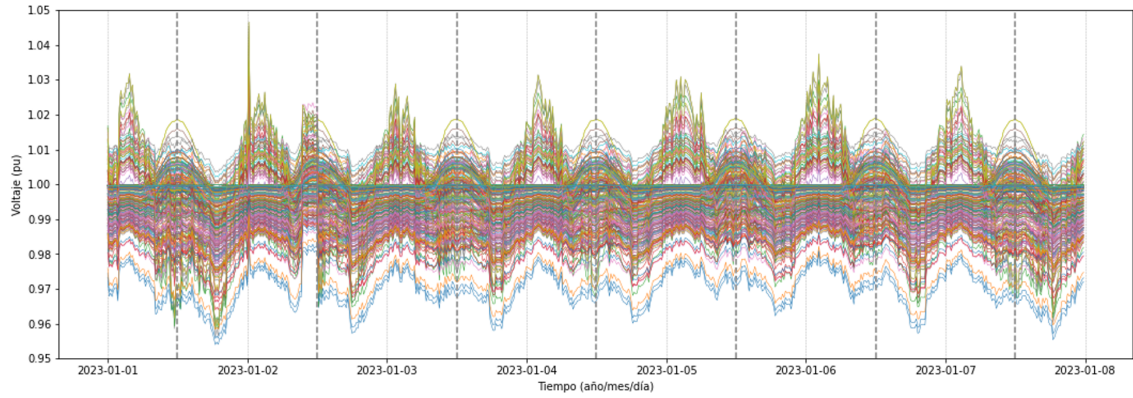
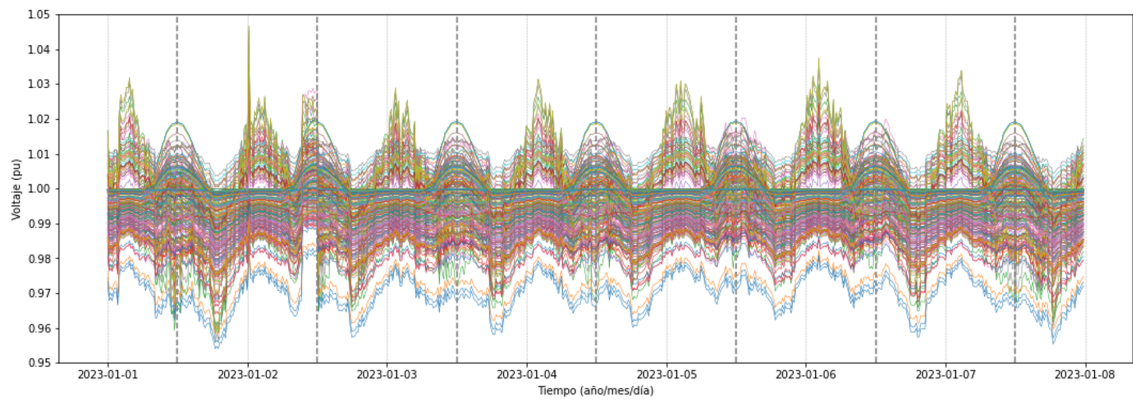


Figura 4.11: Niveles de tensión en barras con penetración de GD. a) Escenario 30 %, b) Escenario 35 %, c) Escenario 40 %

a) Escenario 30%



b) Escenario 35%



c) Escenario 40%

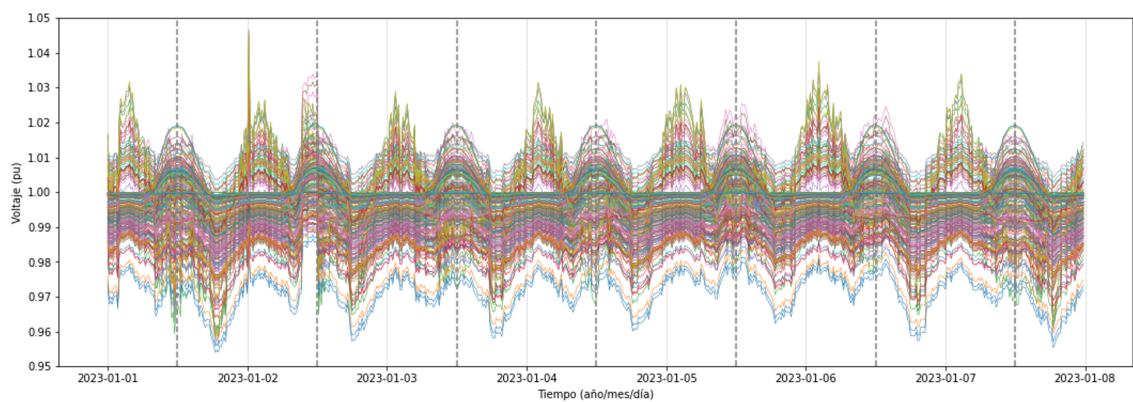
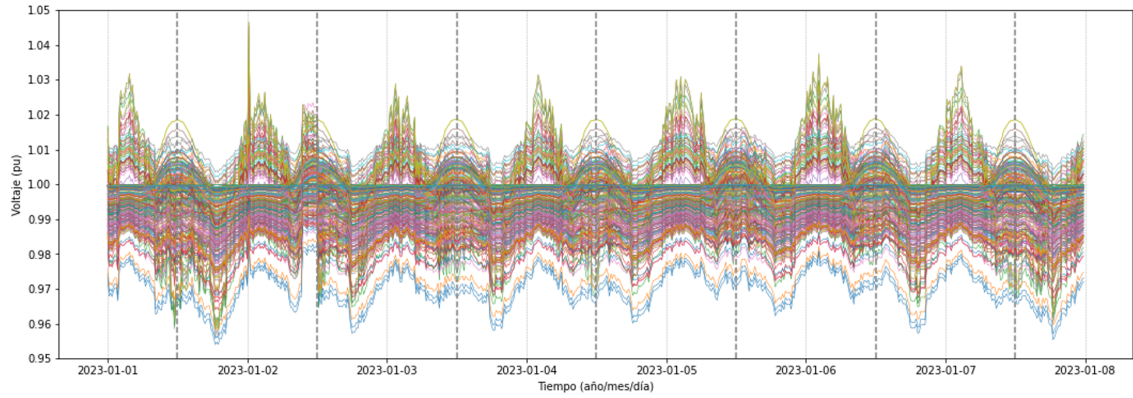
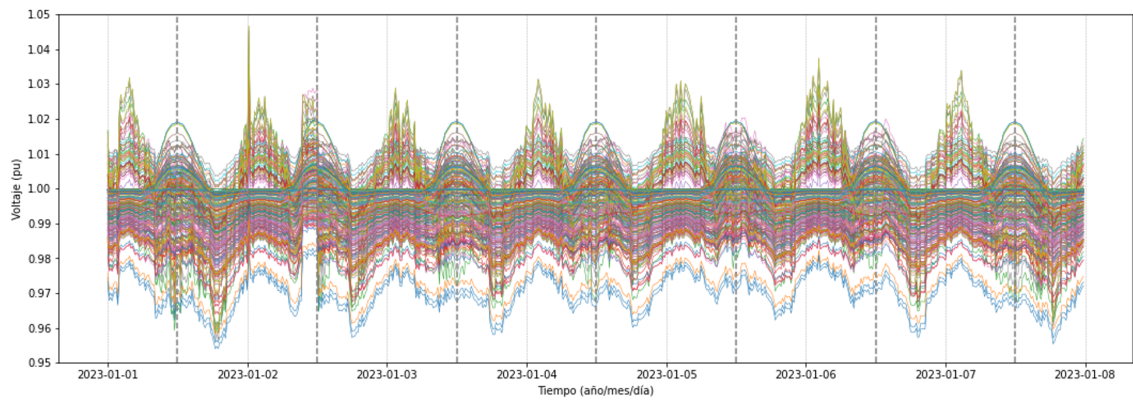


Figura 4.12: Niveles de tensión en barras con penetración de GD. a) Escenario 45 %, b) Escenario 50 %, c) Escenario 55 %

a) Escenario 45%



b) Escenario 50%



c) Escenario 55%

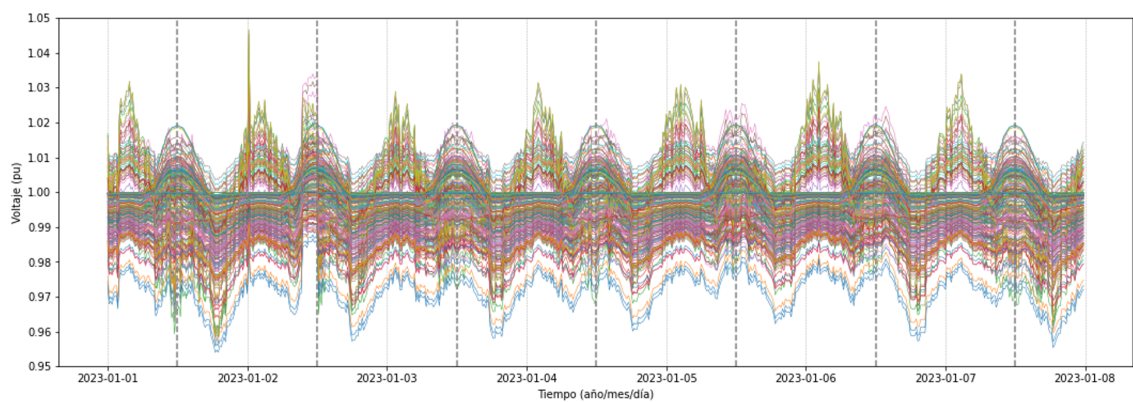
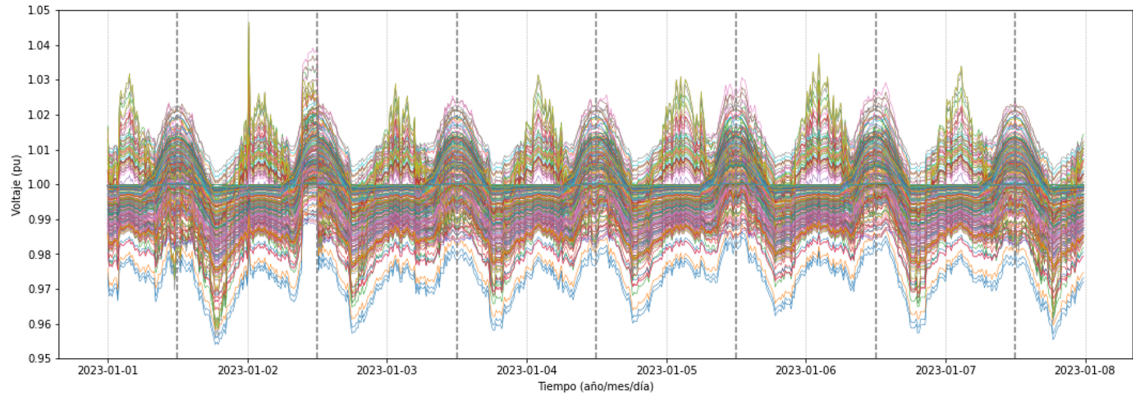
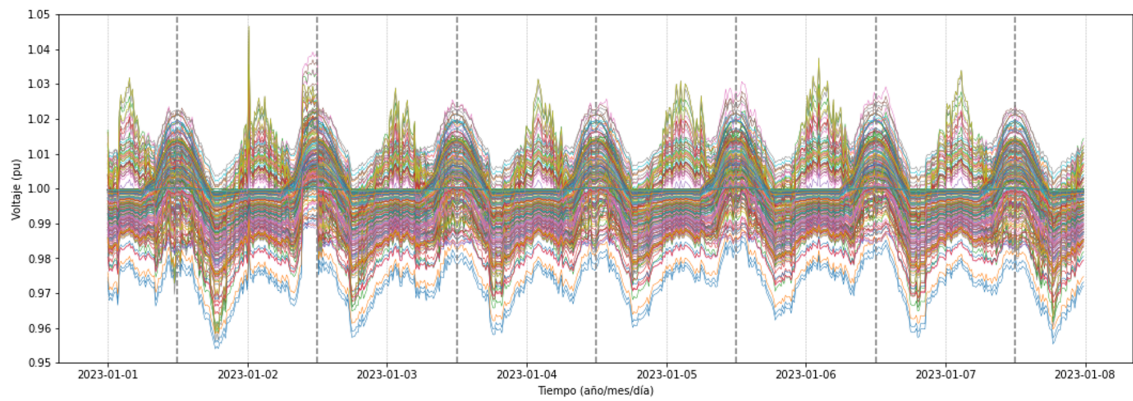


Figura 4.13: Niveles de tensión en barras con penetración de GD. a) Escenario 60 %, b) Escenario 65 %, c) Escenario 70 %

a) Escenario 60%



b) Escenario 65%



c) Escenario 70%

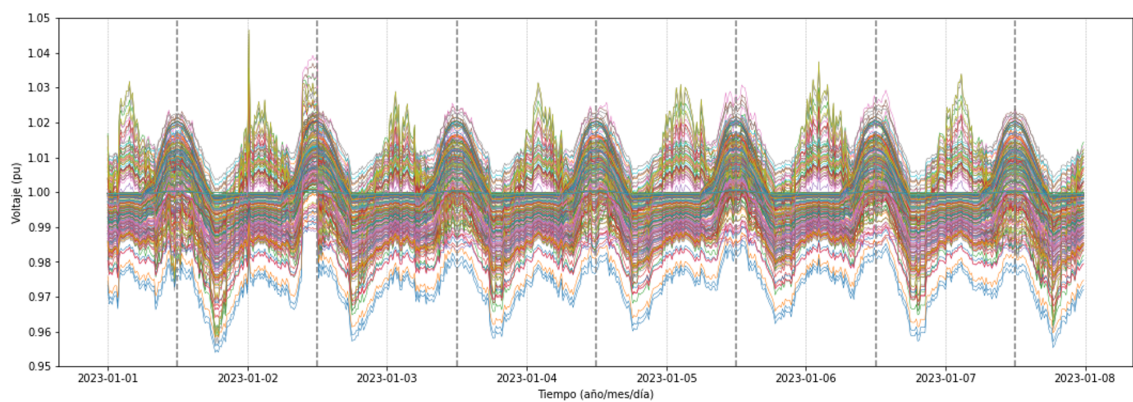
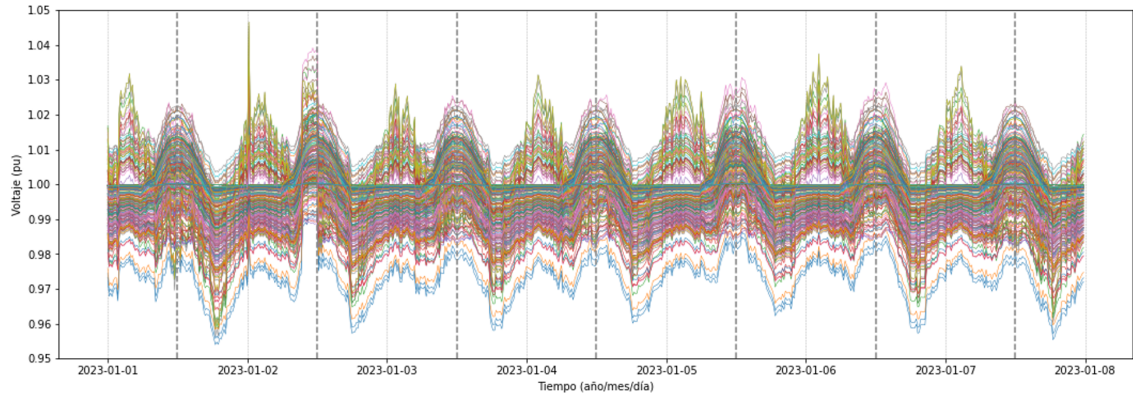
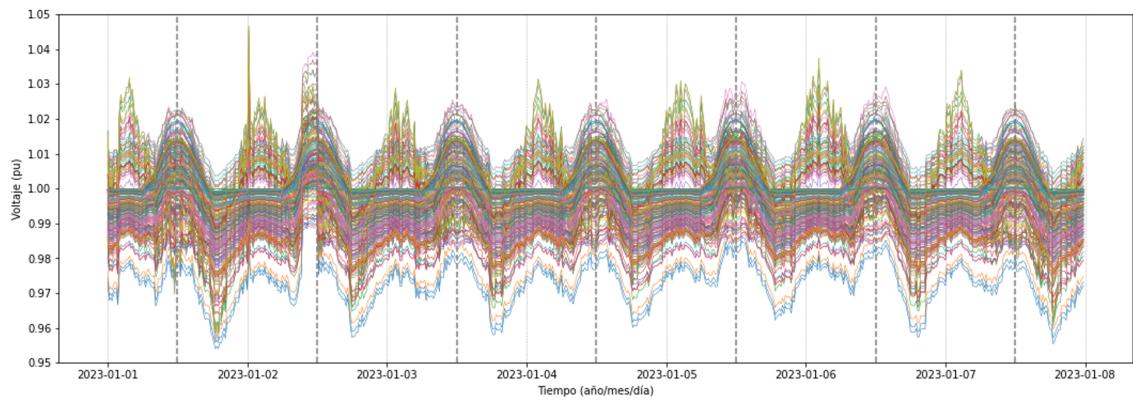


Figura 4.14: Niveles de tensión en barras con penetración de GD. a) Escenario 75 %, b) Escenario 80 %, c) Escenario 85 %

a) Escenario 75%



b) Escenario 80%



c) Escenario 85%

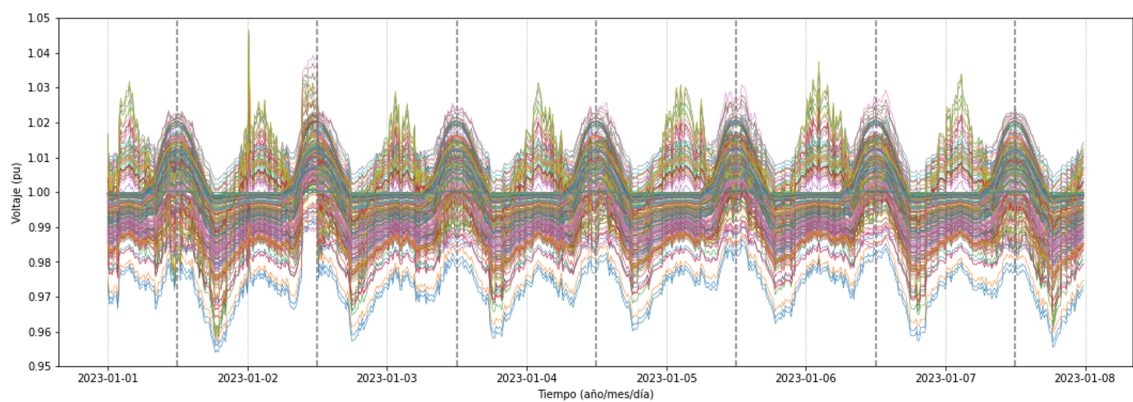
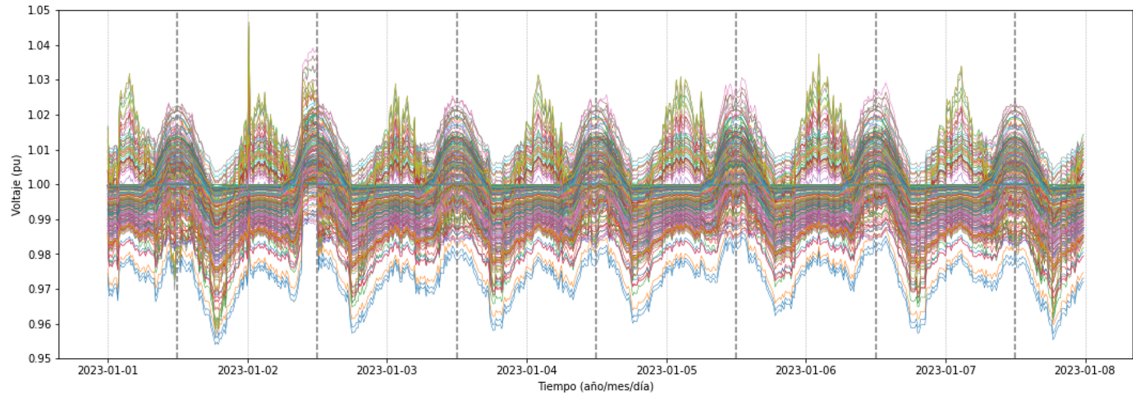
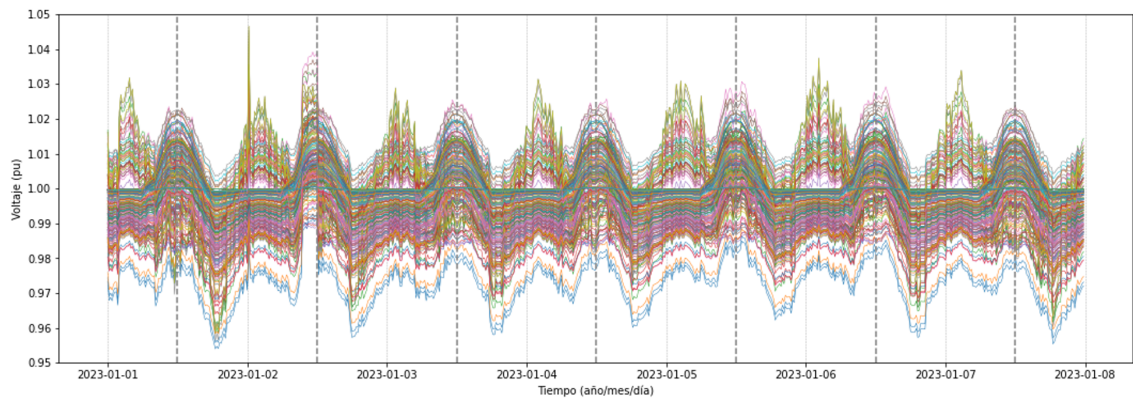


Figura 4.15: Niveles de tensión en barras con penetración de GD. a) Escenario 90 %, b) Escenario 95 %, c) Escenario 100 %

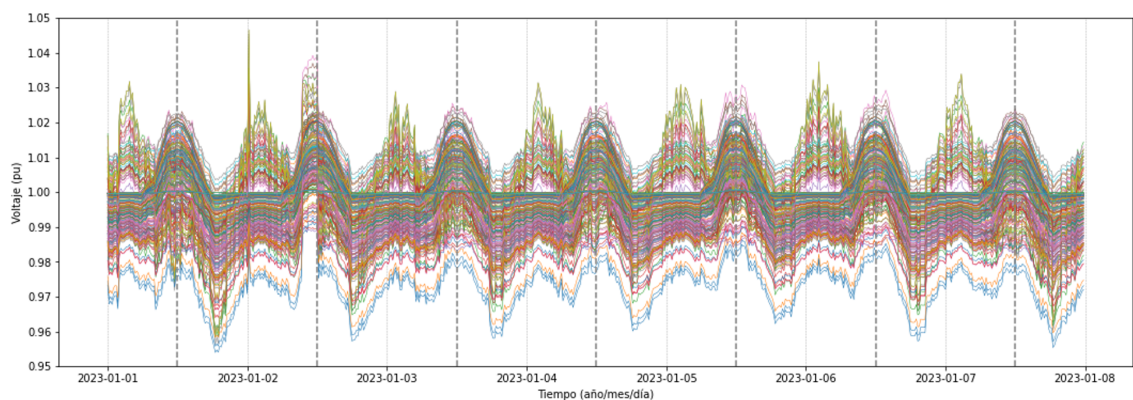
a) Escenario 90%



b) Escenario 95%



c) Escenario 100%



El escenario base (ver figura 4.9a), que corresponde a un 0% de penetración de PVA, muestra el comportamiento típico o normal de las cargas y los elementos del sistema. En este, los niveles de tensión se encuentran entre 0,947 y 1,047 pu. Los perfiles de tensión más bajos se centran en un horario entre las

11:00 y 18:00 horas de todos los días, los cuales coinciden con la demanda máxima del sistema; esto ocurre debido a la caída de tensión que se produce al aumentar la potencia consumida por las cargas resistivas del sistema (ver figura 3.8). Además, la subestación produce una tensión de 1,0 pu, y los niveles en las cargas no suelen sobrepasar este valor.

Las barras conectadas a un transformador con regulación de tensión en el secundario suelen sobrepasar dicho nivel en horas de poco consumo. Esto ocurre debido a que, al haber poco consumo de potencia en las barras en ese horario, la caída de tensión se vuelve pequeña y básicamente la medición registrada corresponde a la tensión de salida del transformador, que ya se encuentra superior a 1,0. Esta regulación se da en 2,5 % o 5,0 % en el secundario y se aplica en transformadores sobrecargados con tensiones donde la tensión disminuyó de 0,95 pu en las horas de mayor demanda. Las barras de estos transformadores con regulación alcanzan un valor cercano a 1.03 pu en las horas de la madrugada donde el consumo es muy pequeño.

La tensión más alta registrada corresponde a 1,047 pu cerca de las 0:00 horas durante la segunda noche. Este valor corresponde a un pico de tensión debido a una caída drástica de potencia en ese instante, y se aleja del comportamiento normal del sistema, lo que indica una posible falla o evento anormal de este (falla o accidente en algún elemento, evento natural sobre la red, etc...).

Para el caso de los escenarios (ver figuras 4.9(b, c), 4.10, 4.11, 4.12, 4.13, 4.14 y 4.15), se observa que, al integrar GD, las barras tienden a mejorar el perfil de tensión; el aumento de tensión es proporcional a la potencia inyectada a la red, y el mayor cambio se percibe a las horas de mayor generación de los PVA. En algunos escenarios, hay barras en las que la tensión se mantiene constante o perciben grandes aumentos; esto se debe a que la integración de PVA es aleatoria y, en ciertos escenarios, hay barras a las que no se les añade PVA o se añaden varios consecutivos, por lo que su tensión se mantiene o presentan grandes incrementos.

Para analizar más detalladamente el comportamiento de la integración de energía, se analiza el punto con menor tensión de todo el sistema para el escenario base. Este punto corresponde al Bus260, cuyo transformador se encuentra sobrecargado con una tensión de 0,947 pu para las 11:30 horas del primer día. La tabla 4.4 muestra el comportamiento de esta barra para el escenario de 0 %, 25 %, 50 %, 75 % y 100 %.

Tabla 4.4: Tensión, cantidad de PVA y potencia entregada en el Bus260 a distintos escenarios

Escenario	Voltaje (pu)	Cantidad PVA en funcionamiento	Potencia entrega por los PVA (kW)
E. 0 %	0,947	0	0,0
E. 25 %	0,959	5	12,9
E. 50 %	0,965	8	20,6
E. 75 %	0,972	11	28,3
E. 100 %	0,991	16	41,2

Al analizar el comportamiento de esta barra, al integrar la potencia de los PVA, se observa un aumento en el perfil de tensión. Este perfil pasa de 0,947 pu a 0,991 pu, lo que sería un aumento de 0,044 pu con una penetración 41,2 kW por los PVA.

Caso contrario ocurre en el Bus197, el cual cuenta con una baja cargabilidad, y la barra en el secundario tiene una pequeña caída de tensión en el horario de alto consumo. Esta barra llega a un valor mínimo en su tensión con 0,998 pu para las 11:30 horas del primer día. El comportamiento de esta ante distintos escenarios se observa en la tabla 4.5.

Tabla 4.5: Tensión, cantidad de PVA y potencia entregada en el Bus197 a distintos escenarios

Escenario	Voltaje (pu)	Cantidad PVA en funcionamiento	Potencia entrega por los PVA (kW)
E. 0%	0,998	0	0,0
E. 25%	1,006	5	12,9
E. 50%	1,013	10	25,7
E. 75%	1,015	11	28,3
E. 100%	1,022	16	41,2

Al analizar el comportamiento de las barras de alta tensión (Bus260) y baja tensión (Bus197), en relación con la carga de los transformadores, se puede observar que en la segunda barra, la tensión se incrementa en 0,023 pu. Este valor representa, aproximadamente, la mitad del incremento de tensión registrado en el Bus260, que es de 0,044 pu. Estos resultados se obtuvieron bajo las mismas condiciones de día, hora y capacidad del transformador.

Basado en lo anterior, se observa que el incremento de tensión no es directamente proporcional a la inyección de energía de los PVA. Esto se da debido a la capacidad de control de los inversores, seteados para controlar la potencia reactiva que suministran y, a su vez, controlar el nivel de tensión (Pan et al., 2021). Es decir, los inversores de los PVA presentan la capacidad de controlar y regular la tensión suministrada a la red. También se observa cómo en los distintos escenarios, el nivel de tensión no sobrepasa el valor de 1,03 pu, inclusive en las horas de máxima generación, ya sea para las barras o transformadores con baja y alta cargabilidad.

Esto demuestra que tanto la red como los puntos de medición de tensión en el sistema se mantienen estables, incluso en escenarios donde se alcanza una penetración del 100% en GD. Además, se observa una mejora en el perfil de tensión en aquellos puntos que experimentan una significativa caída de tensión debido a la alta demanda total de cargas y al sistema, siempre y cuando coincidan con las horas de generación de los PVA.

4.3.2. Comportamiento de la subestación en los escenarios

Para analizar mejor el impacto de la GD en el sistema, se grafica primeramente el comportamiento de la subestación de la red en el escenario base (Ver figura 4.16). Se observa que la potencia de la fase C alcanza un valor de 1,2 MW pico para el primer día y los demás días de las semanas presentan un valor similar un poco menor. Igualmente, el perfil de todos los días se asemeja entre sí, alcanzando la potencia máxima alrededor de las 12:00 horas, mientras que el segundo pico de demanda ronda las 18:00 horas durante todos los días. Para calcular la energía semanal suministrada por la estación se calcula el área bajo la curva, mediante la ecuación 4.2.

$$E = \frac{P_1 + P_2}{2} \cdot (T_2 - T_1) \quad (4.2)$$

En donde:

E = Energía del sistema (kWh)

P_1 = Potencia activa en el punto 1 (kWh)

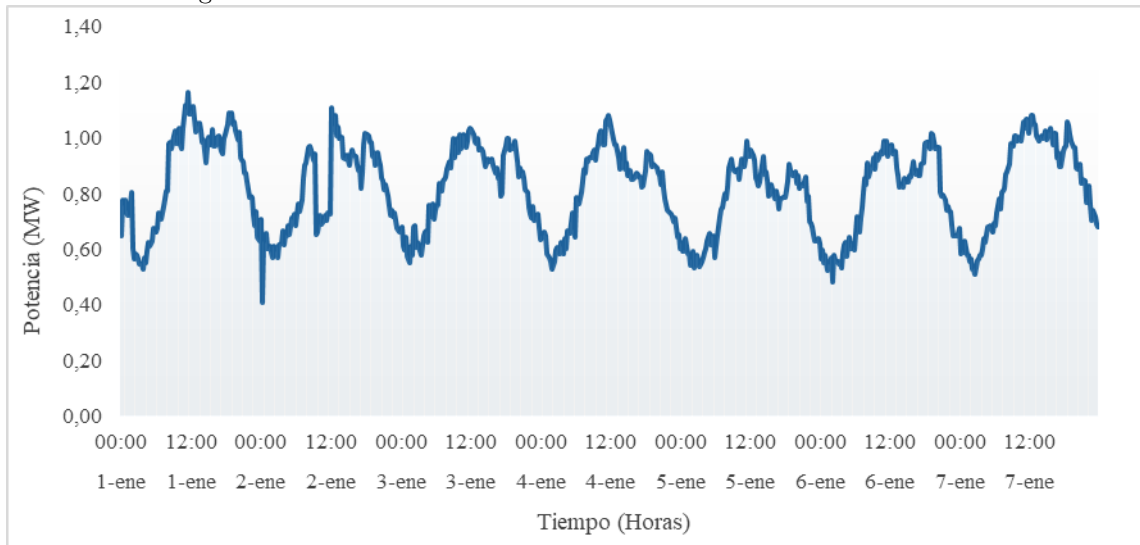
P_2 = Potencia activa en el punto 2 (kWh)

T_1 = Tiempo en el punto 1 (h)

T_2 = Tiempo en el punto 2(h)

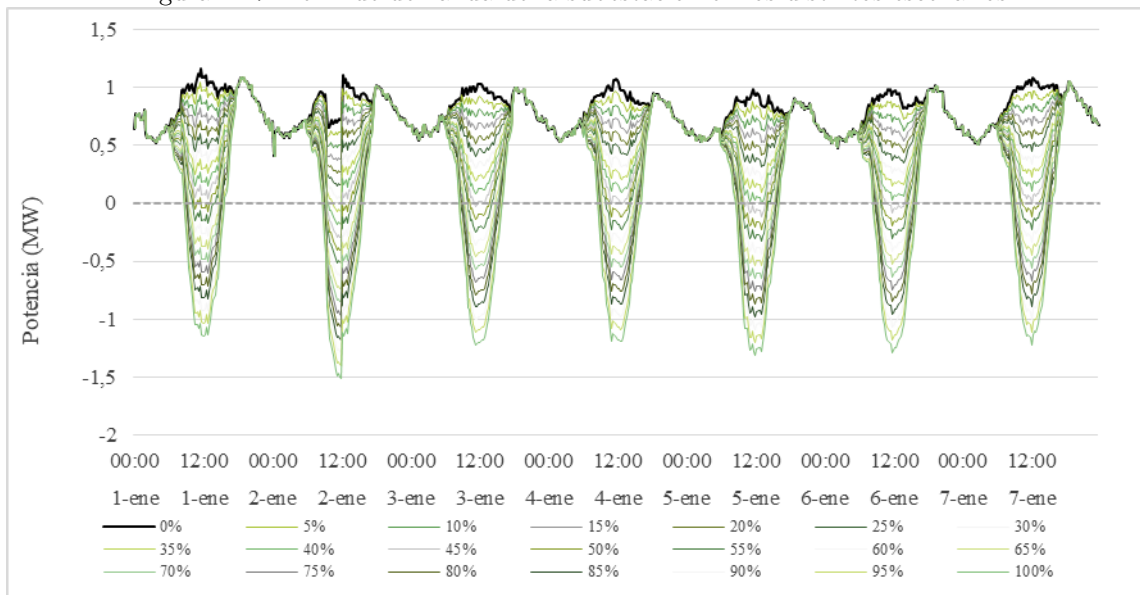
Al aplicar esta ecuación, se obtiene que la energía que suministra la estación en el escenario 0% es de 136672 kWh.

Figura 4.16: Perfil de demanda de la subestación en el escenario base.



Habiendo obtenido el perfil de demanda del escenario base (figura 4.16), se grafican los resultados obtenidos del comportamiento de la subestación ante los distintos escenarios. Estos se grafican en conjunto para diferenciar mejor el comportamiento entre ellos (ver figura 4.17).

Figura 4.17: Perfil de demanda de la subestación en los distintos escenarios.



Tomando como referencia la línea negra marcada en el gráfico anterior (Escenario 0%), se observa una disminución de energía y potencia suministrada por la subestación en las horas que funcionan los PVA. A medida que aumenta el porcentaje de GD en los escenarios, aumenta la cantidad de energía inyectada a la red.

Entre los escenarios de 30% y 35%, la subestación suministra toda la energía a los abonados. A partir del 35%, el flujo de potencia de la subestación se invierte, lo cual significa que la subestación comienza a

consumir energía para mantener la tensión fija en la salida. Este comportamiento ocurre debido a que la subestación en ETAP® se configura para funcionar en “Swing”, por lo que suministra o consume energía para mantener la tensión en 1,0 pu.

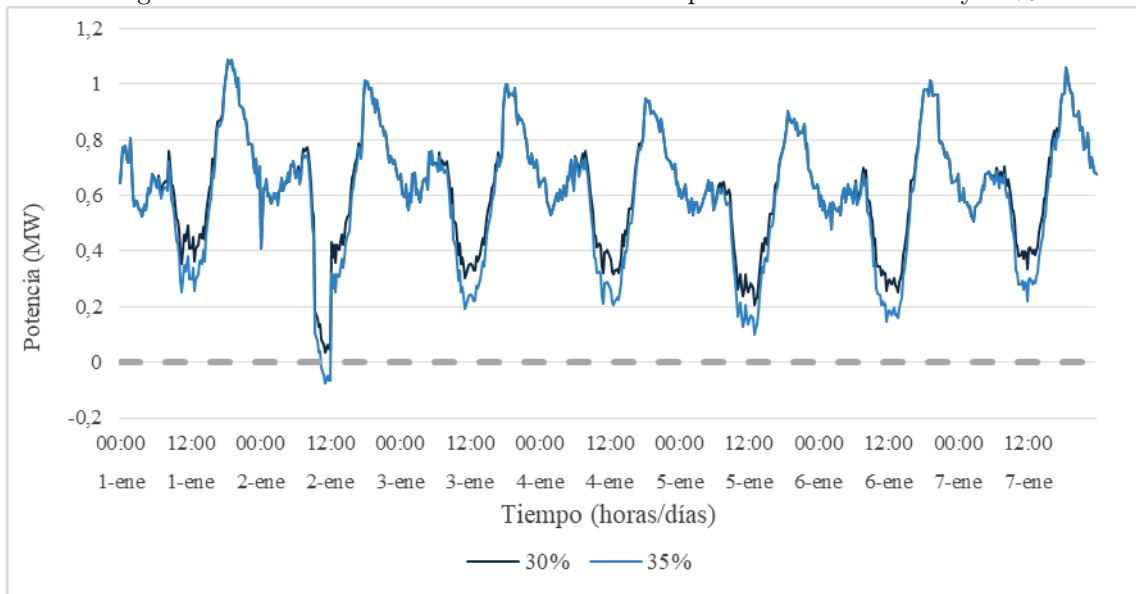
Este consumo inverso de energía por parte de la subestación se mantiene hasta el escenario del 100 %, consumiendo un máximo de potencia de 1,5 MW a las 12:00 horas del segundo día y se mantiene un consumo superior a 1,0 MW para las mismas horas de los siguientes días.

4.3.3. Punto crítico del sistema

Según Rahman, Aburub, Moghaddami, y Sarwat (2018), el flujo inverso de potencia puede dar como resultado inestabilidad en el sistema, como en sobrevoltajes en el alimentador, descoordinación de protecciones u operación incorrecta de los equipos de protección. Con base en esto, el circuito modelado alcanza la capacidad máxima o punto crítico de GD al presentarse un flujo inverso de potencia en la subestación.

Partiendo de lo anterior y la figura 4.18, el comportamiento de la subestación alcanza una pequeña inversión del flujo de potencia desde el escenario de 35 % para la generación del segundo día. Este flujo inverso comienza desde las 10:30 horas y finaliza hasta las 12:00 horas, con una potencia inversa máxima de 73,2 kW y una energía invertida total de 355,3 kWh. En el escenario de 30 %, aún no se alcanza la inversión del flujo de potencia, y el valor mínimo de potencia que la subestación suministra corresponde a 37,1 kW.

Figura 4.18: Perfil de demanda de la subestación para el escenario de 30 y 35 %



Analizando el comportamiento de la semana, se observa que para el escenario de 35 %, los demás días aún se encuentran alejados de invertirse el flujo en la subestación. Por lo que el flujo inverso solo en este punto indica que la cantidad de GD por integrar depende de la demanda del circuito, y esta alteración ocurre debido a una caída drástica de potencia en ese punto durante las horas de producción de los PVA.

Como se menciona en la sección 4.1 , la integración de PVA y la creación de escenarios se realiza basado en la capacidad máxima de los transformadores, es decir, el escenario de 35 % pertenece al 35 % de la potencia total instalada de los transformadores. Sin embargo, para aspectos prácticos y más fáciles de observar, se decide comparar la potencia suministrada de los PVA en cada escenario en relación con la

potencia máxima del circuito. Para el cálculo de este porcentaje se utiliza la potencia máxima del circuito del escenario base ($P_{maxred} = 1,2 \text{ MW}$) y la potencia pico de los PVA que pueden suministrar ($P = 3,0 \text{ kWp}$).

Tabla 4.6: Porcentaje de penetración de los escenarios en base a la potencia máxima del circuito

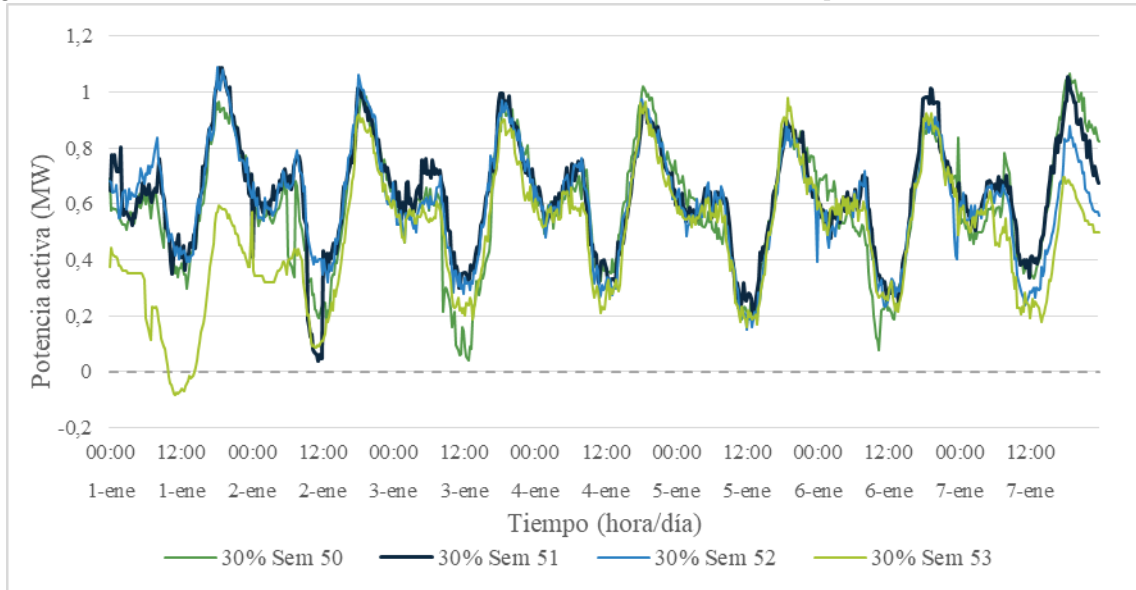
Escenario	Potencia de los PVA (kW)	% de GD de acuerdo con Pmax circuito
E. 0 %	0	0 %
E.5 %	123	10 %
E. 10 %	249	21 %
E. 15 %	375	31 %
E. 20 %	501	42 %
E. 25 %	627	52 %
E. 30 %	750	63 %
E. 35 %	876	73 %
E. 40 %	1002	84 %
E. 45 %	1128	94 %
E. 50 %	1254	105 %
E. 55 %	1377	115 %
E. 60 %	1503	125 %
E. 65 %	1629	136 %
E. 70 %	1755	146 %
E. 75 %	1881	157 %
E. 80 %	2004	167 %
E. 85 %	2130	178 %
E. 90 %	2256	188 %
E. 95 %	2382	199 %
E. 100 %	2508	209 %

Con base en lo anterior, se determina que la subestación se satura al 73 % de penetración de PVA de acuerdo con la potencia máxima del circuito.

4.3.4. Punto crítico en diversos perfiles de consumo

Debido a que se cuenta con el perfil de consumo del sistema para todas las semanas de diciembre, se decide cambiar el perfil individual de cada carga y asociarlo al comportamiento para cada una de las cuatro semanas. Luego de generar los nuevos perfiles de las cargas, se simulan todos los casos en el Flujo de Potencia en el Dominio del Tiempo, antes de que se invierta el flujo de potencia (Escenario 30 %). Los resultados de esta simulación se observan en la figura 4.19.

Figura 4.19: Perfil de demanda de la subestación en el escenario de 30% para las semanas de diciembre



En la figura 4.19, se observa que el primer día de la semana 53 (25 de diciembre) hubo muy poco consumo en el sistema debido al día festivo. Este decrecimiento anormal del sistema provoca que se invierta el flujo de potencia en un escenario más temprano. Debido a esto, se determina que la penetración máxima también se relaciona con la demanda máxima del sistema en el periodo de máxima generación de los PVA.

Capítulo 5

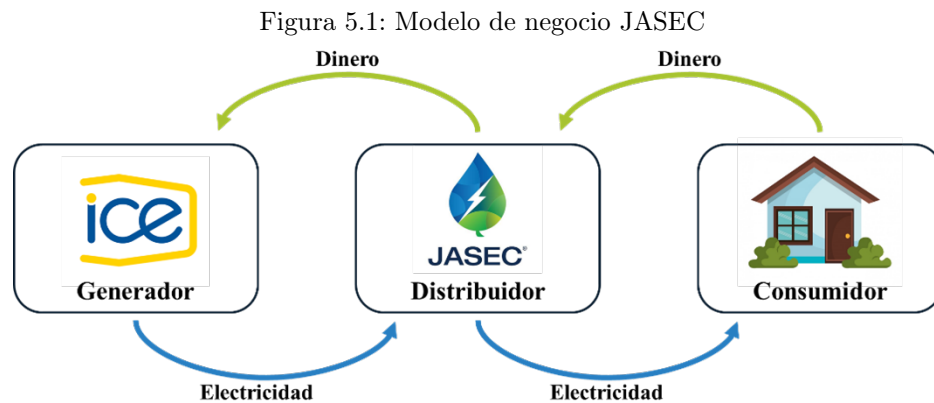
Estudio económico

El objetivo de este estudio es evaluar el impacto que tiene la introducción de generación distribuida a la red eléctrica, específicamente, en los ingresos y costos de la empresa de suministro eléctrico. El capítulo contempla los costos actuales de JASEC, así como los ingresos por venta de electricidad; además, analiza el efecto que presenta la penetración de GD en el margen de operación, bajo distintos escenarios. Para las cifras expresadas en dólares americanos, se utiliza un tipo de cambio de C\$536,01. Este análisis permite tener una visión más clara de los impactos económicos de la introducción de la generación distribuida en la red eléctrica y ayuda a la empresa a tomar decisiones informadas.

5.1. Modelo de negocio

JASEC, como empresa prestadora de servicios públicos, no produce electricidad, sino que se encarga de la distribución de energía eléctrica, adquiriéndola de los generadores y transportándola a los consumidores a través de su red de distribución. La electricidad distribuida en la red de JASEC se genera a partir de diversas fuentes, como hidroeléctricas, térmicas, eólicas y solares, y es adquirida a través de contratos de compra de energía con el ICE.

En este sentido, se puede decir que JASEC es un distribuidor, ya que su modelo de negocio (ver figura 5.1) se basa en comprar la energía al ICE y distribuirla a los consumidores a través de su red de distribución eléctrica.



5.2. Escenario base

5.2.1. Costos actuales

El precio que JASEC paga por la energía eléctrica adquirida del ICE es regulado por la ARESEP. De acuerdo con la entidad reguladora, JASEC debe pagar al ICE por dos conceptos: energía y potencia.

Por el concepto de energía pagará el total de kWh consumidos al mes; y por la potencia pagará únicamente por los picos más altos del mes, ambas en función de los periodos horarios. La tabla 5.1 muestra las tarifas de energía y potencia según el horario.

Tabla 5.1: Tarifas de compra de energía y potencia al ICE

Horario	Cargo por potencia, por kW	Cargo por energía, por kWh
Punta	C 2 499,90	C 46,52
Valle	C 2 499,90	C 38,11
Nocturno	C -	C 32,60

Nota: Punta: de 10:01 a 12:30 y de 17:31 a 20:00. Valle: de 6:01 a 10:00 y de 12:31 a 17:30. Nocturno: de 20:01 a 6:00 am del día siguiente.

Con base en las tarifas anteriores, el circuito de San Isidro del Guarco, Cartago, le general a JASEC los siguientes costos:

Costo por compra de energía

El circuito en estudio consume al mes, aproximadamente, un total de 585 735 kWh de energía, en periodo punta consume 144 756 kWh, lo que representa un 24,71 % del total; en valle 240 482 kWh y en nocturno 200 496 kWh, un 41,06 % y 34,23 %, respectivamente. Por este consumo de energía JASEC le paga al ICE, aproximadamente, C22 435 034,95, o \$41 855,63, expresado en dólares (ver tabla 5.2).

Tabla 5.2: Desglose costo mensual por compra de energía, circuito San Isidro del Guarco

Periodo horario	Energía Mensual (kWh)	Costo por kWh	Costo mensual
Punta	144 756	C 46,52	C 6 734 071,16
Valle	240 482	C 38,11	C 9 164 786,09
Nocturno	200 496	C 32,60	C 6 536 177,69
Total (C)			C 22 435 034,95
Total (\$)			\$41 855,63

Nota: Tipo de cambio \$1 = C536,01.

Costo por compra de potencia

En cuanto a potencia, el ICE cobra el pico más alto de potencia del periodo punta y valle. En el circuito de San Isidro del Guarco, el pico del horario punta es de 1160 kW, y en el horario valle 1078 kW. Esta cantidad de kW multiplicado por su respectiva tarifa da el total de C 5 594 573,71, que en dólares equivale a \$ 10 437,44 (ver tabla 5.3).

Tabla 5.3: Desglose costo mensual por compra de potencia, circuito San Isidro del Guarco

Periodo horario	Potencia (kW)	Costo por kW	Costo mensual
Punta	1160	¢ 2 499,90	¢ 2 899 631,51
Valle	1078	¢ 2 499,90	¢ 2 694 942,20
Nocturno	1021	¢-	¢ 5 594 573,71
Total (¢)			¢ 5 594 573,71
Total (\$)			\$ 10 437,44

Los dos montos anteriores dan el total de ¢ 28 029 608,65 en costos de compra mensuales, lo que equivale a \$52 293,07, aproximadamente.

5.2.2. Ingresos actuales

La forma en la que JASEC les vende la electricidad a los consumidores es diferente a la forma en la que el ICE le vende a la empresa. JASEC únicamente les cobra a sus clientes por la energía consumida. En la tabla 5.4, se muestran las tarifas para el cobro de energía establecidas por la ARESEP para JASEC.

Tabla 5.4: Tarifas venta de electricidad JASEC

Bloque	Tarifa
Bloque 0-30 kWh (fija)	¢ 1703,7
Bloque 31-200 kWh	¢ 56,79
Bloque +200 kWh	¢ 69,51

De acuerdo con los registros del Departamento de Cobro, los clientes de JASEC en el circuito de San Isidro consumen al mes 536 496 kWh, aproximadamente, esto con base en el registro de diciembre de 2022.

La tabla 5.5 muestra un desglose del consumo de los clientes según el bloque al que pertenecen, además, indica el monto de ingreso que factura JASEC por este circuito, por concepto de consumo de electricidad.

Tabla 5.5: Desglose ingreso mensual por venta de energía, circuito San Isidro del Guarco

	Bloque 0-30 kWh	Bloque 31-200 kWh	Bloque +200 kWh	Total
Cantidad de Clientes	135	673	894	1702
Consumo (kWh)	900 (a)	87405	448191	536 496
Ingreso (¢)	¢ 51 111,00	¢ 4 963 729,95	¢ 31 153 756,41	¢ 36 168 597,36
Ingreso (\$)	\$ 95,35	\$ 9 260,52	\$ 58 121,60	\$ 67 477,47

Nota: (a) se considera un consumo de 30, ya que la tarifa es fija.

5.2.3. Margen de operación

La utilidad de una empresa es igual a los ingresos que recibe por la venta de sus productos o servicios, menos los costos necesarios para producir y vender esos productos o servicios. Por lo que se dice que una empresa tiene ganancias, siempre y cuando, sus ingresos sean mayores que sus costos, y si los costos son mayores que los ingresos, tendrá una pérdida.

Para este caso en particular, estimar la utilidad que tiene JASEC por la venta de electricidad no es posible, ya que, debido al alcance del proyecto, se desconocen otros costos y gastos indirectos que afectan la rentabilidad de la empresa.

En el proyecto únicamente se consideran los ingresos por venta de electricidad y los costos de compra de energía y potencia al ICE. A esta diferencia de ingresos y gastos se le denomina margen de operación, y representa el capital disponible para cubrir otros costos y gastos de operación. Estos incluyen costos de transmisión, gastos de personal, alquileres, servicios públicos, mantenimiento y reparaciones, suministros y materiales, entre otros gastos administrativos, financieros y de ventas.

Al presente, JASEC tiene un margen de operación de aproximadamente ₡8 138 988,71 por el circuito de San Isidro del Guarco, Cartago, lo que equivale a \$15 184,40 (ver tabla 5.6).

Tabla 5.6: Margen de operación mensual, circuito San Isidro del Guarco

Concepto	Monto (₡)	Monto (\$)
Ingresos	₡36 168 597,36	\$ 67 477,47
Costos	₡28 029 608,65	\$ 52 293,07
Margen de Operación	₡8 138 988,71	\$ 15 184,40

5.3. Efecto de la generación distribuida

En esta sección, se examina el efecto que tiene un único sistema de paneles solares sobre los ingresos, los costos y el margen de operación. Con el fin de llevar a cabo este análisis, es necesario asignar un valor monetario a la energía generada por el PVA, para ello, se utilizan las tarifas actuales establecidas por la ARESEP para la compra de energía al ICE y la venta de energía de JASEC.

En la tabla 5.7 se muestra la generación diaria de un PVA, tanto en términos de potencia como de energía. Según los datos presentados en esta tabla, se observa que un PVA genera diariamente 17,55 kWh, lo que equivale a una generación mensual de 526,65 kWh. Seguidamente, se le asigna un valor monetario a esta energía, tanto en términos de costos como de ingresos.

Tabla 5.7: Potencia y energía generada por PVA

Tiempo	Tiempo	Potencia (kW)	Energía (kWh)
1/1/2023	05:45:00	0,000	0,0270
1/1/2023	06:00:00	0,216	0,0752
1/1/2023	06:15:00	0,386	0,1181
1/1/2023	06:30:00	0,559	0,1618
1/1/2023	06:45:00	0,735	0,2060
1/1/2023	07:00:00	0,913	0,2504
1/1/2023	07:15:00	1,090	0,2949
1/1/2023	07:30:00	1,269	0,3397
1/1/2023	07:45:00	1,448	0,3846
1/1/2023	08:00:00	1,629	0,4243
1/1/2023	08:15:00	1,766	0,4585
1/1/2023	08:30:00	1,903	0,4928
1/1/2023	08:45:00	2,040	0,5272
1/1/2023	09:00:00	2,177	0,5605
1/1/2023	09:15:00	2,306	0,5927
1/1/2023	09:30:00	2,435	0,6249
1/1/2023	09:45:00	2,564	0,6572
1/1/2023	10:00:00	2,694	0,6733
1/1/2023	10:15:00	2,693	0,6730
1/1/2023	10:30:00	2,692	0,6724
1/1/2023	10:45:00	2,687	0,6717
1/1/2023	11:00:00	2,686	0,6647
1/1/2023	11:15:00	2,631	0,6507
1/1/2023	11:30:00	2,575	0,6367
1/1/2023	11:45:00	2,519	0,6227
1/1/2023	12:00:00	2,463	0,5996
1/1/2023	12:15:00	2,333	0,5674
1/1/2023	12:30:00	2,206	0,5355
1/1/2023	12:45:00	2,078	0,5035
1/1/2023	13:00:00	1,950	0,4747
1/1/2023	13:15:00	1,847	0,4491
1/1/2023	13:30:00	1,746	0,4235
1/1/2023	13:45:00	1,642	0,3977
1/1/2023	14:00:00	1,540	0,3660
1/1/2023	14:15:00	1,388	0,3282
1/1/2023	14:30:00	1,237	0,2905
1/1/2023	14:45:00	1,087	0,2531
1/1/2023	15:00:00	0,938	0,2174
1/1/2023	15:15:00	0,802	0,1837
1/1/2023	15:30:00	0,668	0,1501
1/1/2023	15:45:00	0,533	0,1167
1/1/2023	16:00:00	0,401	0,0886
1/1/2023	16:15:00	0,308	0,0656
1/1/2023	16:30:00	0,217	0,0429
1/1/2023	16:45:00	0,127	0,0209
1/1/2023	17:00:00	0,041	0,0088
1/1/2023	17:15:00	0,030	0,0062
1/1/2023	17:30:00	0,020	0,0036
1/1/2023	17:45:00	0,009	0,0012
1/1/2023	18:00:00	0,000	0,0000
Total			17,555

5.3.1. Costo por compra de energía

En relación con los costos, la incorporación de un panel solar a la red conlleva una reducción o ahorro en los costos por compra de energía de ¢ 21 731,42 (\$40,54). La tabla 5.8 muestra el desglose de este costo por periodo horario.

Tabla 5.8: Costo mensual de la de energía, por PVA

	Energía Mensual (kWh)	Costo por kWh	Costo mensual
Punta	199,5	¢ 46,52	¢ 9 279,29
Valle	324,1	¢ 38,11	¢ 12 352,21
Nocturno	3,1	¢ 32,60	¢ 99,91
Total (¢)			¢ 21 731,42
Total (\$)			\$ 40,54

Lo anterior indica que, al no comprarle al ICE 526,65 kWh, JASEC pasaría de pagar ¢22 882 743,72 por la energía a ¢22 860 106,40. En términos de dólares, los costos actuales en el escenario base se sitúan en \$52,293.07, mientras que, con la implementación de un panel solar fotovoltaico, los costos disminuyen a \$52,252.53; lo que representa un ahorro de \$40.54 en comparación con el escenario base.

En lo que respecta a los costos por compra de potencia, es difícil estimar el impacto monetario de un solo PVA debido a las tarifas horarias que se aplican en diferentes rangos de funcionamiento. Es importante tener en cuenta que el valor máximo de la tarifa de potencia se encuentra en un estrecho margen entre los períodos de mayor y menor demanda, lo que implica que los otros períodos punta y valle podrían presentar valores más altos en términos de potencia.

Por lo tanto, para estimar el impacto económico de la potencia, es necesario realizar un análisis a mayor escala. Se deben construir escenarios que permitan comprender de manera más completa y precisa cómo los diferentes períodos punta y valle afectan los costos relacionados con la potencia.

5.3.2. Ingresos

Respecto a los ingresos, la energía de un panel fotovoltaico implicaría que se deja de facturar aproximadamente \$68,30 al mes (ver tabla 5.9).

Tabla 5.9: Ingreso mensual, por PVA

Bloque	Tarifa	Energía PV Mensual (kWh)	Total
Bloque +200 kWh (¢)	¢69,51	526,7	¢36 607,69
(\$)	\$ 0,13	526,7	\$ 68,30

En el escenario base, los ingresos actuales ascienden a \$67,477.47; bajo el supuesto de que se integre la energía de un único panel solar los ingresos se reducen ligeramente a \$67,409.17, lo que representa una disminución de \$68.30 en comparación con el escenario base.

5.3.3. Margen de operación

El margen de operación se calcula restando a los ingresos los costos. En el escenario base, el margen de operación es de ¢8,138,988.71, ya que la empresa tiene ingresos totales de ¢36,168,597.36 y enfrenta costos totales de ¢28,029,608.65.

En el nuevo escenario, con la energía de un PVA integrada a la red, el margen de operación se reduce a ¢8 124 112,43.

En la tabla 5.10, se presenta lo anterior expresado en dólares.

Tabla 5.10: Impacto en el margen de operación

Concepto	Escenario Base	Escenario con 1 PV	Efecto de un PV
Ingresos Actuales	\$67 477,47	\$67 409,17	- \$68,30
Costos Actuales	\$52 293,07	\$52 252,53	- \$40,54
Margen de Operación	\$15 184,40	\$15 156,64	- \$27,75

Analizado de otra forma, una disminución en los ingresos por \$68,30 y un ahorro en los costos por compra de electricidad de \$40,54, genera una pérdida en el margen de operación de \$27,75.

5.4. Efecto de la GD en escenarios

Después de evaluar el posible efecto de la introducción de un solo PVA en la red, se determina el impacto estimado en los distintos escenarios estudiados. La tabla 5.11, reúne el efecto en los ingresos y en los costos de energía y potencia.

Tabla 5.11: Disminuciones generadas en el ingreso y costos

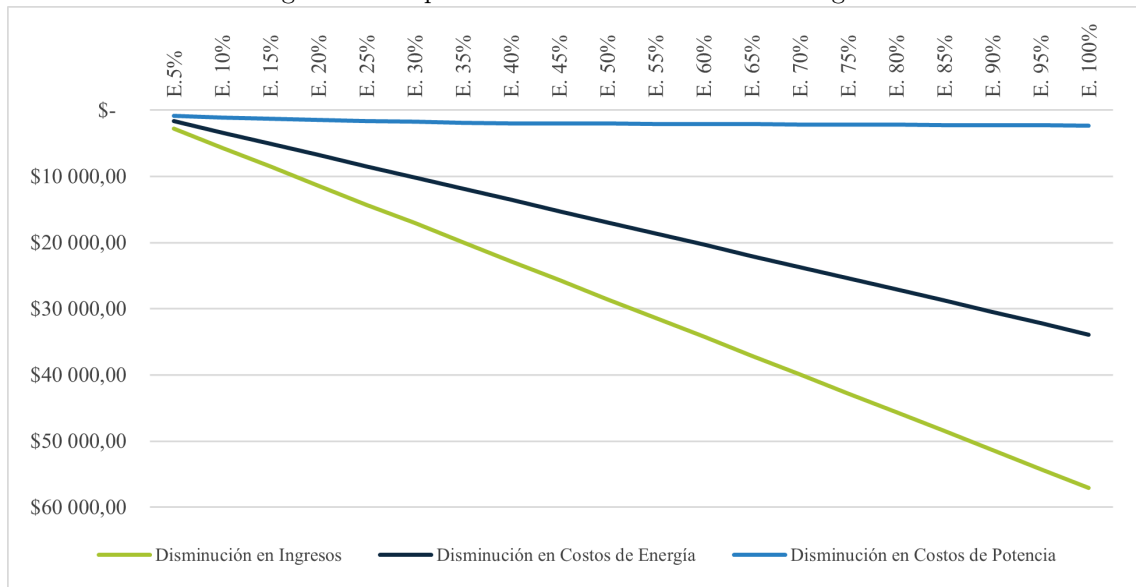
Escenario	Cantidad de PV en la red	Disminución en Ingresos	Disminución en Costos por Compra de Energía	Disminución en Costos por Compra de Potencia
Escenario 5 %	41	\$1 662,26	\$767,98	\$369,93
Escenario 10 %	83	\$3 365,06	\$879,69	\$1 423,87
Escenario 15 %	125	\$5 067,87	\$988,93	\$2 480,28
Escenario 20 %	167	\$6 770,67	\$1 098,28	\$3 536,59
Escenario 25 %	209	\$8 473,47	\$1 160,31	\$4 640,22
Escenario 30 %	250	\$10 135,73	\$1 196,61	\$5 741,82
Escenario 35 %	292	\$11 838,54	\$1 233,61	\$6 870,48
Escenario 40 %	334	\$13 541,34	\$1 270,76	\$7 998,99
Escenario 45 %	376	\$15 244,14	\$1 307,92	\$9 127,49
Escenario 50 %	418	\$16 946,94	\$1 345,07	\$10 255,99
Escenario 55 %	459	\$18 609,20	\$1 381,18	\$11 357,78
Escenario 60 %	501	\$20 312,01	\$1 418,20	\$12 486,42
Escenario 65 %	543	\$22 014,81	\$1 455,33	\$13 614,94
Escenario 70 %	585	\$23 717,61	\$1 492,41	\$14 743,52
Escenario 75 %	627	\$25 420,42	\$1 529,55	\$15 872,04
Escenario 80 %	668	\$27 082,68	\$1 565,72	\$16 973,78
Escenario 85 %	710	\$28 785,48	\$1 602,78	\$18 102,37
Escenario 90 %	752	\$30 488,28	\$1 639,75	\$19 231,06
Escenario 95 %	794	\$32 191,09	\$1 676,77	\$20 359,70
Escenario 100 %	836	\$33 893,89	\$1 713,79	\$21 488,33

La figura 5.2 muestra de manera gráfica el impacto de los PVA en estas tres variables.

En el caso de los ingresos y costos por compra de energía, el monto disminuye gradualmente conforme se van agregando PVA al sistema. Por otro lado, en lo que respecta al costo por compra de potencia, no se

observan reducciones significativas; esto se debe a que la generación de los PVA tiene un impacto limitado en los picos de potencia que ocurren durante el horario punta. Los paneles solares pueden disminuir algunos picos de potencia durante su período de funcionamiento (6:00 - 18:00 horas) sin embargo, no son capaces de amortiguar los altos picos de potencia que ocurren en el horario punta de las 18:00 y hasta las 20:00 horas. Por esta razón, el costo por compra de potencia se mantiene relativamente estable y no experimenta reducciones.

Figura 5.2: Impacto de los PVA en los costos e ingresos



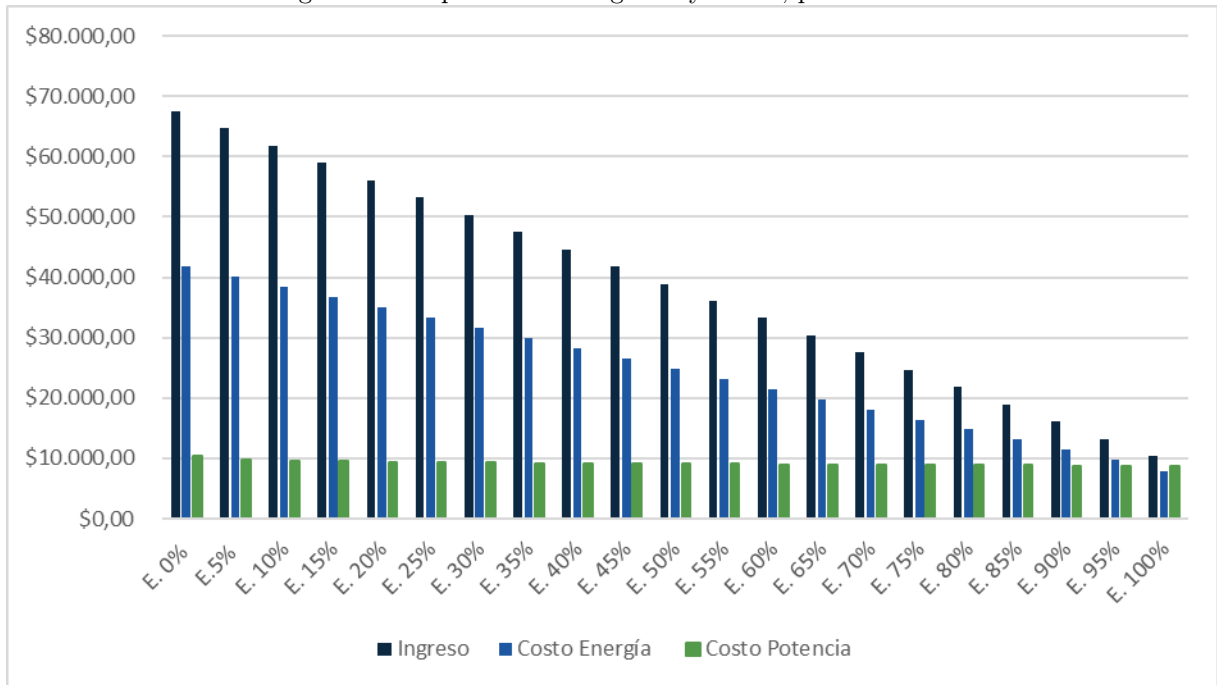
Con base en las disminuciones en cada variable, vistas en la tabla 5.11, se construye tabla 5.12 en donde se resume el impacto estimado que tendrían distintos niveles de penetración de GD en los ingresos, costos y el margen de operación del circuito de la red de San Isidro del Guarco, Cartago.

Tabla 5.12: Efecto de la integración de PVA en ingreso, costos y margen de operación

Escenario	Ingresos	Costos Energía	Costos Potencia	Margen de Operación
E. 0 %	\$67 477,47	\$41 855,63	\$10 437,44	\$15 184,40
E.5 %	\$64 677,30	\$40 193,37	\$9 669,47	\$14 814,47
E. 10 %	\$61 808,84	\$38 490,56	\$9 557,76	\$13 760,52
E. 15 %	\$58 940,38	\$36 787,76	\$9 448,51	\$12 704,12
E. 20 %	\$56 071,93	\$35 084,96	\$9 339,16	\$11 647,80
E. 25 %	\$53 203,47	\$33 382,16	\$9 277,14	\$10 544,17
E. 30 %	\$50 403,30	\$31 719,90	\$9 240,83	\$9 442,58
E. 35 %	\$47 534,84	\$30 017,09	\$9 203,84	\$8 313,92
E. 40 %	\$44 666,38	\$28 314,29	\$9 166,69	\$7 185,41
E. 45 %	\$41 797,92	\$26 611,49	\$9 129,53	\$6 056,91
E. 50 %	\$38 929,46	\$24 908,68	\$9 092,38	\$4 928,40
E. 55 %	\$36 129,30	\$23 246,42	\$9 056,26	\$3 826,61
E. 60 %	\$33 260,84	\$21 543,62	\$9 019,24	\$2 697,98
E. 65 %	\$30 392,38	\$19 840,82	\$8 982,11	\$1 569,46
E. 70 %	\$27 523,92	\$18 138,01	\$8 945,03	\$440,88
E. 75 %	\$24 655,46	\$16 435,21	\$8 907,90	-\$687,65
E. 80 %	\$21 855,30	\$14 772,95	\$8 871,73	-\$1 789,38
E. 85 %	\$18 986,84	\$13 070,15	\$8 834,66	-\$2 917,97
E. 90 %	\$16 118,38	\$11 367,34	\$8 797,70	-\$4 046,66
E. 95 %	\$13 249,92	\$9 664,54	\$8 760,68	-\$5 175,30
E. 100 %	\$10 381,46	\$7 961,74	\$8 723,65	-\$6 303,93

La figura 5.3 permite una mejor representación visual de lo que ocurre con las tres variables en los distintos escenarios.

Figura 5.3: Impacto en los ingresos y costos, por escenario

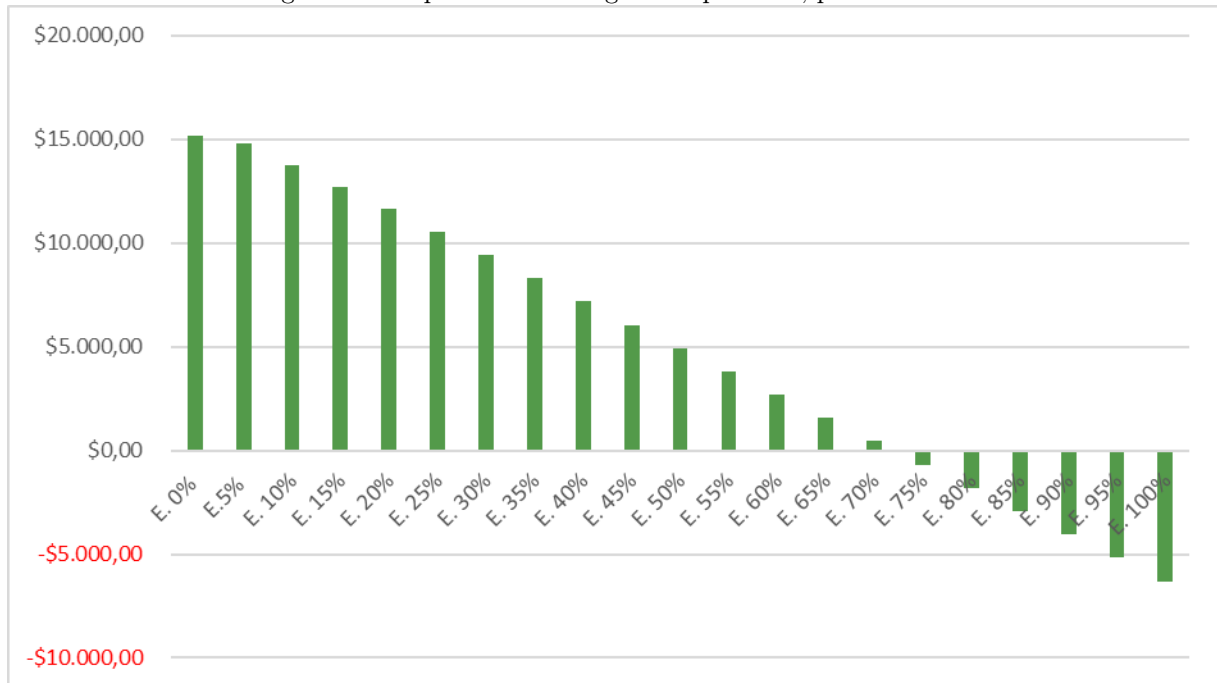


Como se mencionó previamente, tanto los ingresos como los costos por compra de energía tienen un comportamiento decreciente lineal conforme aumenta la penetración de GD; a mayor nivel de PVA en el sistema, menores son los ingresos y los costos por compra de energía. Si se consideraran únicamente estas dos variables, los ingresos, aún en el escenario del 100 %, serían superiores a los costos, por lo que la empresa aún tiene capital para hacerle frente a los otros costos y gastos de operación.

Sin embargo, debido al costo por potencia (indicado por la barra de color verde en la figura 5.3), el cual no experimenta disminuciones significativas y se comporta más como un costo fijo, a partir del escenario con una penetración del 75 %, JASEC sería incapaz de solventar sus otros gastos de operación, ya que tiene un margen de operación negativo.

En la figura 5.4, se observa el comportamiento del margen de operación de JASEC en los distintos escenarios estudiados.

Figura 5.4: Impacto en el margen de operación, por escenario



La tabla 5.13 muestra la disminución en el margen de operación por escenario, y la capacidad de cubrir los \$15 184,40 de margen de operación del escenario base.

Tabla 5.13: Disminución en el margen de operación, por escenario

Escenario	Disminución de Margen de Operación	Capacidad de cubrir el Margen de Operación
E. 0 %	\$0	100 %
E. 5 %	-\$369,93	98 %
E. 10 %	-\$1 423,87	91 %
E. 15 %	-\$2 480,28	84 %
E. 20 %	-\$3 536,59	77 %
E. 25 %	-\$4 640,22	69 %
E. 30 %	-\$5 741,82	62 %
E. 35 %	-\$6 870,48	55 %
E. 40 %	-\$7 998,99	47 %
E. 45 %	-\$9 127,49	40 %
E. 50 %	-\$10 255,99	32 %
E. 55 %	-\$11 357,78	25 %
E. 60 %	-\$12 486,42	18 %
E. 65 %	-\$13 614,94	10 %
E. 70 %	-\$14 743,52	3 %
E. 75 %	-\$15 872,04	-5 %
E. 80 %	-\$16 973,78	-12 %
E. 85 %	-\$18 102,37	-19 %
E. 90 %	-\$19 231,06	-27 %
E. 95 %	-\$20 359,70	-34 %
E. 100 %	-\$21 488,33	-42 %

Para futuros estudios económicos acerca del impacto de la introducción de PVA, se deben abordar aspectos críticos como las pérdidas, las tarifas de compra de GD, los costos de potencia y ampliar el análisis más allá de la tarifa residencial y un único mes de evaluación. Estos factores son fundamentales para obtener una imagen completa y precisa de los efectos económicos que pueden surgir de la implementación de PVA.

Capítulo 6

Conclusiones y recomendaciones

6.1. Conclusiones

Se logró recolectar los elementos principales del circuito eléctrico de San Isidro del Guarco, Cartago, y modelarlos en ETAP[®] 22.0.1. Además, fue posible integrar los paneles fotovoltaicos para diferentes niveles de penetración de GD. Esto permitió tener una representación precisa y completa del sistema eléctrico, lo cual es fundamental para llevar a cabo las simulaciones y análisis correspondientes.

El modelo del circuito permitió simular el flujo de potencia y tensión durante una semana, tanto en el flujo de carga como en el dominio del tiempo, para el modelo base y distintos escenarios. Además, se observó que los perfiles de tensión aumentaron con la integración de los paneles fotovoltaicos durante las horas de generación, y se mantuvieron dentro de los rangos permitidos hasta un 100 % de integración.

Los inversores de los paneles fotovoltaicos regularon el nivel de tensión en las barras mediante el control de potencia reactiva (MVAR control). Esto resultó en una mejora significativa en el perfil de tensión de las cargas en los transformadores y barras con mayor cargabilidad y consumo.

En cuanto al flujo de potencia de la subestación, se observó que esta entregó toda la potencia a la red hasta el escenario de 30 % de generación distribuida. Sin embargo, a partir del 35 % de generación distribuida, el flujo de potencia se invirtió hacia la subestación. Esta inversión del flujo de potencia ocurrió cuando la generación distribuida alcanzó el 73 % de la potencia máxima del circuito.

El perfil y consumo del circuito influyó en el punto crítico donde se invierte el flujo de potencia en la subestación. A mayor consumo de las cargas durante el horario de máxima generación de los paneles fotovoltaicos, la red puede soportar una mayor penetración de generación distribuida.

Conforme se incorporan más paneles fotovoltaicos al sistema, tanto los ingresos como los costos por compra de energía disminuyen gradualmente, ya que se reduce la necesidad de adquirir energía de fuentes externas. Sin embargo, el costo por compra de potencia no experimenta reducciones significativas, debido a que los paneles fotovoltaicos tienen un impacto limitado en los picos de potencia durante el horario punta.

A partir del escenario con un 75 % de penetración de generación distribuida, JASEC deja de tener un margen de operación positivo, lo que significa que no dispone de suficiente capital para cubrir todos sus costos y gastos. Esto indica que existe un límite en la cantidad de generación distribuida que puede ser integrada sin comprometer la viabilidad financiera del sistema.

6.2. Recomendaciones

Para cumplir con los requisitos de la Ley 10086, se recomienda realizar un estudio de calidad de energía que aborde la distorsión armónica y la coordinación de protecciones. Este estudio permitirá identificar y mitigar los problemas asociados con la distorsión armónica que se pueda generar al integrar equipos electrónicos, así como evaluar la contribución y respuesta de los equipos de protección en caso de fallas o cortocircuitos.

Además, se sugiere ampliar el estudio incorporando una mayor cantidad de recursos energéticos distribuidos, como el almacenamiento en baterías y los vehículos eléctricos. Estos recursos pueden desempeñar un papel crucial en la integración de fuentes de energía renovable y en la gestión de la demanda eléctrica, contribuyendo así al cumplimiento de la Ley 10086.

Para mejorar la confiabilidad del sistema, es recomendable mantener las bases de datos actualizadas y coordinadas entre los departamentos. Esto facilitará la obtención, visualización y depuración de datos del sistema, lo que, a su vez, mejorará la precisión del modelo y la toma de decisiones basada en información confiable.

Así mismo, es importante actualizar el estudio económico una vez que se conozca el costo de regulación para la generación distribuida pendiente por el ARESEP. Dado que el estudio económico inicial se basó en una tarifa fija y crítica de la compañía, un cambio en la tarifa puede tener un impacto significativo en el análisis económico. Por lo tanto, es fundamental considerar este factor para obtener una evaluación precisa.

Por último, se recomienda investigar métodos y alternativas para mitigar o aprovechar el flujo inverso de potencia en la subestación. Esto puede implicar el uso de baterías para almacenar el exceso de energía, el aprovechamiento de vehículos eléctricos como fuentes de almacenamiento y suministro de energía, o la interconexión entre redes para redistribuir el exceso de energía. Estas opciones presentan desafíos técnicos y operativos, pero también ofrecen oportunidades para mejorar la confiabilidad del sistema y aprovechar al máximo los recursos energéticos distribuidos.

Referencias

- ARESEP. (2016). *Generación distribuida (viii congreso nacional de energía)*. Descargado de https://energia.minae.go.cr/wp-content/uploads/2018/05/j.MR_Generacion_Distribuida_Mario_Mora_ARESEP.pdf
- ARESEP. (2023, Enero 27). *Of-0050-sjd-2023*.
- Asamblea Legislativa de la República De Costa Rica. (2021, December 8). *Ley 10086 de 2021. promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos partir de fuentes renovables*.
- Atlas, G. S. (2023). *Average hourly profiles*. En línea. Descargado de <https://globalsolaratlas.info/detail?c=9.85826,-84.079056,11&s=9.856569,-83.948593&m=site>
- Celsia. (2018). *Paneles solares ¿cómo funcionan y qué son?* <https://www.celsia.com/es/blog-celsia/paneles-solares-como-funcionan-y-que-son/#:~:text=Los%20paneles%20fotovoltaicos%20toman%201a,un%20medidor%2C%20que%201a%20cuantifica.> ([Online])
- Cervan, D. (2017, April 19). *Proyección de la demanda eléctrica: clasificación, variables y métodos empleados*. <https://dheybicervan.com/proyeccion-de-la-demanda-electrica/>.
- Chapman, S. (2012). *Maquinas eléctricas* (5ta ed.). The McGraw-Hill.
- CIEMI. (2015). *Costa rica implementa un plan piloto de generación distribuida para autoconsumo con fuentes de energía renovables*. Descargado de <https://ciemicr.org/timeline/costa-rica-implementa-un-plan-piloto-de-generacion-distribuida-para-autoconsumo-con-energias-renovables/>
- CODENSA. (2014). *Generalidades 7.4 medidores de energía eléctrica norma técnica*. <https://likinormas.micodensa.com/Home/DownloadPDF/1628>.
- Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL). (2015). *Términos eléctricos y de facturación generales*. Descargado de https://www.cnfl.go.cr/contenido/documentos/eficiencia/terminos%20electricos_y_de_facturacion.pdf
- Echevarría, C., y Monge, G. (2017). *Generación distribuida para autoconsumo en costa rica: Oportunidades y desafíos*. Banco Interamericano de desarrollo. Obtenido de <https://publications.iadb.org/es/publicacion/13971/generacion-distribuida-para-autoconsumo-en>

- costa-rica-oportunidades-y-desafios*.
- Eligenio. (2023, January 17). *Curva de carga*. Descargado de <https://eligenio.com/es/glosario/curva-de-carga/>
- ETAP®. (2015a). *Photovoltaic array solar panel*. ([Accessed: April 25, 2023])
- ETAP®. (2015b). *System elements*. Descargado de <https://etap.com/product/system-elements>
- ETAP®. (2016a). *Load flow voltage drop software*. <https://etap.com/es/product/load-flow-voltage-drop-software>. ([Accessed: April 25, 2023])
- ETAP®. (2016b). *Renewable energy solution*. Descargado de <https://etap.com/es/solutions/renewable-energy-solution>
- ETAP®. (2016c). *Time domain unified load flow*. <https://etap.com/es/product/time-domain-unified-load-flow-software>. ([Accessed: April 25, 2023])
- Flores, F. (2020). *Pequeñas centrales hidroeléctricas (pch's)*. Región Administrativa y de Planeación Especial RAP-E – Universidad Distrital Francisco José de Caldas.
- Gallegos, R., y Rodríguez, S. (2015). *Generación distribuida: Hacia la transformación del mercado eléctrico mexicano*. México D.F.: Instituto Mexicano para la Competitividad A.C.
- García, E. (2020). *Nuevo concepto de vivienda unifamiliar: instalación eléctrica, generación y gestión de la energía*. Universidad Politécnica de Cartagena, Cartagena.
- Ghorbani, R. S., y Hosseinian, S. H. (2016). Capacity analysis for regulating the national electricity network. En *2016 24th Iranian conference on electrical engineering (icee)* (p. 310-315). Shiraz, Iran. doi: 10.1109/IranianCEE.2016.7585638
- Gómez-Ramírez, G. A. (2016). Evolución y tendencias de índices de confiabilidad en sistemas eléctricos de potencia. *Revista Tecnología en Marcha*, 29(2), 3–13.
- Gouda, N. N., y Hassan, M. A. (2016). Capacity analysis of high voltage transmission networks: A review. En *2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)* (p. 1-5). Boston, MA. doi: 10.1109/PESGM.2016.7741429
- Goyeneche, P. (2013). *Análisis de integración de generación distribuida en redes de baja tensión* (Licenciatura Thesis, Universidad de Chile). Descargado de https://repositorio.uchile.cl/bitstream/handle/2250/113676/cf-goyeneche_pr.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- Grainger, J., y Stevenson, W. (2002). *Análisis de sistemas de potencia* (1.ª ed.). McGraw-Hill.
- Gómez-Elvira, J., Martín-González, J. M., y Portela, J. (2012). Small hydroelectric power plants. En A. Luque y S. Hegedus (Eds.), *Renewable energy technologies for rural development* (Vol. 2, p. 71-89). Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag.
- IEA. (2022). *Unlocking the potential of distributed energy resources* (Inf. Téc.). Paris: IEA. Descargado de <https://www.iea.org/reports/unlocking-the-potential-of-distributed-energy-resources> (License: CC BY 4.0)

- Instituto Costarricense de Electricidad. (2020). *Informe del crecimiento e impacto de la generación distribuida en costa rica 2019*. Descargado de https://www.grupoice.com/wps/wcm/connect/131fe56d-3eca-4c7f-ac66-1ea4abf572c2/Crecimiento+e+Impacto+de+la+GD+a+diciembre+2019_EYP-PDE.pdf?MOD=AJPERES&CVID=nJAEhYR
- JASEC. (2022a). *Filosofía*. <https://www.jasec.go.cr/index.php/filosofia/>. (Accessed on April 19th, 2023)
- JASEC. (2022b). *Historia de jasec*. <https://www.jasec.go.cr/index.php/historia-de-jasec/>. ([Accedido el 18 de abril de 2023])
- Matulic, I. (2003). Introducción a los sistemas eléctricos de potencia. *Acta Nova*, 2(2), 208–215.
- Monterrey, S. I. (2022). *Medidor bidireccional cfe ¿qué es? y ¿cómo funciona?* <https://www.energiasolarinc.com/medidor-bidireccional-cfe/>.
- Muñoz-Vizhñay, J. P., Rojas-Moncayo, M. V., y Barreto-Calle, C. R. (2018). Incentivo a la generación distribuida en el ecuador. *Ingenius. Revista de Ciencia Y Tecnología*, 19, 60–68. Descargado de <https://www.redalyc.org/journal/5055/505554803006/html/>
- Pan, T., Xiao, Y., Lin, W., Jin, X., Luo, H., y Feng, J. (2021). Research on reactive power and voltage equalization control strategy of photovoltaic inverter cluster. En *2021 IEEE 5th conference on energy internet and energy system integration (ei2)* (p. 220-224). doi: 10.1109/EI252483.2021.9712982
- Rahman, S., Aburub, H., Moghaddami, M., y Sarwat, A. I. (2018). Reverse power flow protection in grid connected pv systems. En *Southeastcon 2018* (p. 1-5). doi: 10.1109/SECON.2018.8478882
- Ramos, E. (2020). La generación distribuida: El camino hacia la producción descentralizada de electricidad y pautas para su reglamentación. *Forseti. Revista de derecho*, 8(11), 07–35.
- Razavi, S.-E., Rahimi, E., Javadi, M. S., Nezhad, A. E., Lotfi, M., Shafie-khah, M., y Catalão, J. P. (2019). Impact of distributed generation on protection and voltage regulation of distribution systems: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 105, 157–167.
- RELSAMEX. (2020). *Tipos de transformadores eléctricos*. <https://www.relsamex.com/tipos-de-trasformadores-electricos/>. ([Accessed: 2023-04-25])
- Saini, S. S., Murthy, S. S., y Sharma, V. P. (2010, Jun.). Design and analysis of small hydro power plant using pump as turbine. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 25(2), 476-483. doi: 10.1109/TEC.2009.2037767
- Schavemaker, P., y van der Sluis, L. (2014). *Electrical power system essentials*. John Wiley & Sons.
- Segura, I. (2005). *Evaluación del impacto de la generación distribuida en sistemas de distribución primaria de energía eléctrica* (Doctoral Thesis, Universidad Politécnica de Valencia). Descargado de <https://riunet.upv.es/bitstream/handle/10251/1894/tesisUPV2271.pdf>
- Tutiempo Network, S. (2023). *Radiación solar en cartago (costa rica) - energía solar*. En línea. Descargado de <https://www.tutiempo.net/radiacion-solar/costa-rica/cartago.html>

- Valverde, G., Lara, J., Lobo, A., Rojas, J., Arguello, A., y Montiel, C. (2015). *Análisis técnico-financiero de la generación distribuida en la cnfl*. <https://minae.go.cr/recursos/2016/pdf/Analisis-de-la-GD-en-la-CNFL.pdf>.
- Varela Tao, A. M., y cols. (s.f.). Actualización del potencial energético desde una pequeña central hidroeléctrica (pch) para el departamento del huila y realización de un piloto de una pch en la región rap-e (región administrativa de planeación especial).
- Wildi, T. (2007). *Máquinas eléctricas y sistemas de potencia* (6th ed.). Pearson Educación.

Capítulo 7

Anexos






7.1. Anexo A. Panel CanadianSolar



MAXPOWER CS6U-325|330|335|340P

Canadian Solar's modules use the latest innovative cell technology, increasing module power output and system reliability, ensured by 15 years of experience in module manufacturing, well-engineered module design, stringent BOM quality testing, an automated manufacturing process and 100% EL testing.

KEY FEATURES

-  Excellent module efficiency of up to 17.49%
-  Outstanding low irradiance performance up to 96.5 %
-  High PTC rating of up to 92.21 %
-  IP68 junction box for long-term weather endurance
-  Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 2400 Pa

25 years linear power output warranty

10 years product warranty on materials and workmanship

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001:2008 / Quality management system
 ISO 14001:2004 / Standards for environmental management system
 OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

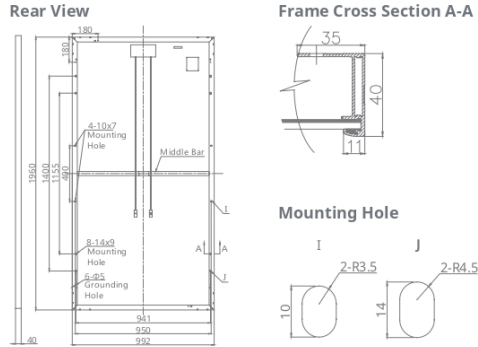
IEC 61215 / IEC 61730: VDE / CE / CQC / MCS / INMETRO / CEC AU
 UL 1703 / IEC 61215 performance: CEC listed (US) / FSEC (US Florida)
 UL 1703: CSA / IEC 61701 ED2: VDE / IEC 62716: VDE
 UNI 9177 Reaction to Fire: Class 1
 IEC 60068-2-68: SGS

Take-e-way

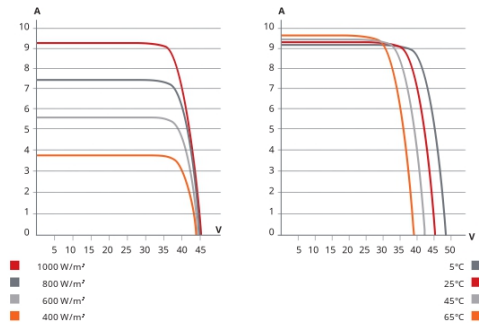


* As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS6U-320P / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS6U	325P	330P	335P	340P
Nominal Max. Power (Pmax)	325 W	330 W	335 W	340 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	37.0 V	37.2 V	37.4 V	37.6 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.78 A	8.88 A	8.96 A	9.05 A
Open Circuit Voltage (Voc)	45.5 V	45.6 V	45.8 V	45.9 V
Short Circuit Current (Isc)	9.34 A	9.45 A	9.54 V	9.62 A
Module Efficiency	16.72%	16.97%	17.23%	17.49%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C			
Max. System Voltage	1000 V (IEC) or 1000 V (UL)			
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)			
Max. Series Fuse Rating	15 A			
Application Classification	Class A			
Power Tolerance	0 ~ +5 W			

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline, 6 inch
Cell Arrangement	72 (6 x 12)
Dimensions	1960 x 992 x 40 mm (78.7 x 39.1 x 1.57 in)
Weight	22.4 kg (49.4 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 diodes
Cable	4.0 mm² (IEC), 12 AWG (UL), 1160 mm (45.7 in)
Connector	T4 series (IEC / UL)
Per Pallet	26 pieces. 635 kg (1400 lbs)
Per Container (40' HQ)	624 pieces

ELECTRICAL DATA | NMOT*

CS6U	325P	330P	335P	340P
Nominal Max. Power (Pmax)	239 W	242 W	246 W	250 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	34.0 V	34.2 V	34.4 V	34.6 V
Opt. Operating Current (Imp)	7.01 A	7.08 A	7.15 A	7.22 A
Open Circuit Voltage (Voc)	42.4 V	42.5 V	42.6 V	42.7 V
Short Circuit Current (Isc)	7.54 A	7.63 A	7.70 A	7.77 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.41 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.31 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	43±2 °C

PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE

Outstanding performance at low irradiance, with an average relative efficiency of 96.5 % from irradiances, between 200 W/m² and 1000 W/m² (AM 1.5, 25°C).

The specification and key features described in this datasheet may deviate slightly and are not guaranteed. Due to on-going innovation, research and product enhancement, Canadian Solar Inc. reserves the right to make any adjustment to the information described herein at any time without notice. Please always obtain the most recent version of the datasheet which shall be duly incorporated into the binding contract made by the parties governing all transactions related to the purchase and sale of the products described herein.

Caution: For professional use only. The installation and handling of PV modules requires professional skills and should only be performed by qualified professionals. Please read the safety and installation instructions before using the modules.

PARTNER SECTION

