

TEC | Tecnológico de Costa Rica

Escuela de Ingeniería Electromecánica



“Modelado y simulación de una red de distribución en media tensión de Cartago para JASEC, de acuerdo con el cumplimiento de la Ley 10086”.

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

Autor:

Edgar Darío Brenes Fallas

Cartago, noviembre 2023

Carrera Acreditada por:



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



	Tipo: FORMULARIO	Código: PAAC.PR1.FM1	
Rige a partir de:	Carta	Versión: 00	Página: 1 de 1

1 de noviembre 2023.

OPER-DIST-ST-239-2023.

**Escuela de Ingeniería Electromecánica.
Instituto Tecnológico de Costa Rica Presente
Estimados Señores:**

Asunto: Recepción Trabajo final de Graduación Edgar Darío Brenes Fallas.

Por este medio se les informa que la Junta Administrativa del Servicio Eléctrico Municipal de Cartago (JASEC), recibió el 1 de noviembre de 2023 el Informe Final del Proyecto de Graduación "Modelado y simulación de una red de distribución en media tensión de Cartago para JASEC, de acuerdo con el cumplimiento de la Ley 10086".

El proyecto fue realizado por el estudiante Edgar Darío Brenes Fallas, cédula de identidad 1-1798-0299, 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 julio a octubre del 2023.

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

Sin más por el momento se despide,

Atentamente,

MARCO ANTONIO CENTENO MASIS (FIRMA)

**Ing. Marco Centeno Masís.
Jefe Departamento Servicios Técnicos.**

c/ Consecutivo/MCM.
Ing. Cristian Acuña Brenes. Director de Operaciones.
Ing. Mario Jiménez Brenes. Jefe Área de Distribución.
Lic. Arnold Mora Muñoz. Jefe Departamento Talento Humano.

DIRECCION DE OPERACIONES / ÁREA DISTRIBUCIÓN / DEPARTAMENTO SERVICIOS TÉCNICOS
Teléfono 25506800 EXT 7601 / CELULAR (+506) 83924401 / CORREO: marco.centeno@jasec.go.cr
www.jasec.go.cr

Carta del Filólogo

Señores:
Instituto Tecnológico de Costa Rica
Escuela de Ingeniería Electromecánica

Por este medio, hago constar que el Informe de Práctica de Especialidad para optar por el título de Ingeniería en Mantenimiento Industrial, con el grado académico de Licenciatura, titulado: **“Modelado y Simulación de una red de Distribución en Media Tensión, de Cartago para JASEC, de acuerdo con el cumplimiento de la Ley 10086”**, presentado el estudiante: Edgar Darío Brenes Fallas; portador de la cédula: 1-1798-0299; cumple a cabalidad con los siguientes requisitos:

- Discurso verosímil.
- Independencia de juicio.
- Redacción y ortografía, corregidas por el especialista.

Dado en San Isidro de El General, a los 09 días del mes de noviembre del 2023; a solicitud del interesado.

Atentamente:

Geovanny Rivera Fernández.

Cédula: 1-0615-0079.

Código: 8836

Licenciado en la enseñanza del Español con énfasis en Lingüística.

GEOVANNY
RIVERA
FERNANDEZ
(FIRMA)

Firmado digitalmente por
GEOVANNY RIVERA
FERNANDEZ (FIRMA)
Fecha: 2023.11.09
16:05:13 -06'00'

Hoja de Datos

Información del Estudiante:

Nombre: Edgar Darío Brenes Fallas

Cédula: 1-1798-0299

Carné ITCR: 2018067102

Dirección de residencia en época lectiva: Cartago, Costa Rica

Teléfono: +506 8443-2574

Correo electrónico: edgar.brenes.fallas@gmail.com

Información del Proyecto:

Título: "Modelado y simulación de una red de distribución en media tensión de Cartago para JASEC, de acuerdo con el cumplimiento de la Ley 10086"

Asesor Industrial: Ing. Marco Centeno Masís

Profesor Guía: M.Sc Gonzalo Mora Jiménez

Jurado Evaluador:

- M.Sc Rebeca Solís Ortega
- M.Sc Gustavo Adolfo Gómez Ramírez

Información de la Empresa:

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

Zona: Cartago

Dirección: Plantel de JASEC, Barrio Fátima 350m Norte 125m Oeste de la Iglesia María Auxiliadora, Cartago

Actividad principal: Distribuir energía eléctrica y otros servicios como conexión a internet a Cartago.

Contacto: Ing. Marco Centeno Masís

Teléfono: 2550 6800 Ext.7622

Resumen

Ante el creciente uso de sistemas de generación distribuida y la vigencia de la Ley 10086: *Promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables en Costa Rica*, la distribuidora de energía eléctrica JASEC debe mantener actualizada la capacidad de penetración de generación distribuida de sus circuitos. En el desarrollo de este proyecto se modela la red de San Isidro de El Guarco, se estudian criterios de tensión y sobrecarga para definir el límite de alojamiento de paneles solares monofásicos en la red y, por último, se realiza un estudio económico sobre la influencia de la generación distribuida en el margen de operación de JASEC sobre el circuito.

Para el modelado de la red se emplea el *software* ETAP®), donde se construye la red de San Isidro de El Guarco considerando los elementos del primario y secundario, obtenidos de bases de datos de Departamentos de JASEC. La información es depurada con herramientas como QGIS y Python, para utilizar los datos en el desarrollo del modelado del circuito, considerando 214 transformadores y 2562 cargas.

Se establecen escenarios de penetración de generación distribuida, desde 0 % a 100 % con saltos de 5 %, donde cada escenario contiene 67 paneles solares. Con el estudio de criterios sobre aumentos de tensiones en régimen permanente, variaciones de tensión, desbalances de tensión y sobrecarga de transformadores y conductores; se determina un límite de penetración de generación distribuida por paneles solares monofásicos de 20 %, debido a una variación superior al 5 % en la fase C del circuito de San Isidro de El Guarco, incumpliendo el criterio respectivo.

Para JASEC la introducción de un panel solar impacta en una disminución de venta de energía a un cliente promedio con un panel solar de 3 kW de 32,75 USD, considerando el límite de penetración establecido, perdería 8 776,82 USD y si aloja el 100 % de generación distribuida sus ventas se reducen en 43 982,33 USD. Asimismo, se presenta una reducción en su margen de operación de 19,95 USD, debido a disminución en los ingresos y costos en la compra y venta de energía, respectivamente. Además, en el escenario de 20 % de alojamiento de paneles solares, el margen de operación se reduce a 95,2 %.

Palabras Clave: Generación distribuida, paneles solares, simulación, perfiles de tensión, sobrecarga, límite de penetración, margen de operación.

Abstract

Given the increasing use of distributed generation systems and the validity of Law 10086: *Promotion and regulation of distributed energy resources from renewable sources in Costa Rica*, the electric power distributor JASEC must keep the penetration capacity of distributed generation on its circuits up to date. In the development of this project, the San Isidro de El Guarco network is modeled, voltage and overload criteria are studied to define the accommodation limit for single-phase solar panels in the network, and finally, an economic study is conducted on the influence of distributed generation on JASEC's operating margin on the circuit.

The network modeling is carried out using ETAP® software, where the San Isidro de El Guarco network is constructed, considering primary and secondary elements obtained from JASEC's department databases. The information is refined using tools like QGIS and Python to utilize the data in the circuit modeling development, involving 214 transformers and 2562 loads.

Distributed generation penetration scenarios are established, ranging from 0 % to 100 % in 5 % increments, with each scenario containing 67 solar panels. Through the study of criteria involving permanent regime voltage increases, voltage variations, voltage imbalances, and transformer and conductor overloads, a penetration limit of 20 % for single-phase solar panels is determined. This limit is set due to an increase of more than 5 % in phase C of the San Isidro de El Guarco circuit, which does not meet the respective criteria.

For JASEC, the introduction of a solar panel impacts a decrease in energy sales to an average customer with a 3 kW solar panel of 32,75 USD, considering the penetration limit established, you would lose 8 776,82 USD and if you host 100 % distributed generation your sales are reduced by 43 982,33 USD. Likewise, there is a reduction in its operating margin of 19,95 USD, due to a decrease in income and costs in the purchase and sale of energy, respectively. Furthermore, in the scenario of 20 % hosting of solar panels, the operating margin is reduced by 95,2 %

Key Words: Distributed generation, solar panels, simulation, voltage profiles, overload, penetration limit, operating margin.

Agradecimientos

Agradezco a mis padres: Carlos José y Marielos, por su apoyo, esfuerzo y amor, siendo los pilares de mi vida. Gracias madre por el cariño y apoyo en cada momento necesario. Gracias padre por el esfuerzo y sacrificio durante este proceso.

Gracias a mis hermanos: Iván, Carolina y Adonis, por la motivación y buenos deseos en este proceso.

Gracias a mis sobrinos: Matías, Galilea, Saúl y Camila, por ser ese destello de alegría que me hace feliz.

Agradezco a Diana, por su compañía durante el transcurso de este trabajo, con sus aportes y motivación. Gracias a mi novia y mejor amiga por ayudarme en los momentos difíciles y mostrarme que era capaz.

Gracias a mis mascotas: Akamaru, Connie y Emma, que a pesar de estar lejos siempre los recordé y estarán en mi corazón.

Gracias a mis compañeros que estuvieron presentes, me ayudaron e hicieron de los cursos y clases buenos momentos, en especial a: Giannina, David, Jordan y Adrián.

Agradezco a personas que colaboraron con el desarrollo del proyecto: M.Sc Gustavo Gomez, M.Sc Gonzalo Mora y el Ing. Marco Centeno; por compartir ideas y conocimiento que enriquecieron el trabajo.

Dedicatoria

A mi padre y mi madre, quienes siempre me apoyaron en mis estudios y estuvieron presentes a pesar de la distancia. Les dedico este trabajo que resume todo el esfuerzo a lo largo de muchos años donde me respaldaron. Gracias a ellos se culmina esta etapa.

Índice general

Nomenclatura	1
1. Introducción	2
1.1. Reseña de la Empresa	3
1.1.1. Historia	3
1.1.2. Misión	3
1.1.3. Visión	3
1.2. Planteamiento del Problema	4
1.3. Objetivo General	4
1.4. Objetivos Específicos	4
1.5. Justificación	5
1.6. Viabilidad	6
1.7. Antecedentes del Proyecto	6
1.8. Metodología	7
1.9. Alcance	10
1.10. Limitaciones	11
2. Marco Teórico	12
2.1. Sistemas eléctricos de potencia	12
2.1.1. Definición	12
2.1.2. Conformación de un sistema eléctrico de potencia	13
2.1.3. Principales elementos	14
2.1.4. Confiabilidad	17
2.2. Generación distribuida	18
2.2.1. Definición	18
2.2.2. GD a partir de paneles solares	18
2.2.3. Legislación sobre Generación Distribuida en Costa Rica	20
2.2.4. Impacto de la GD en las redes de distribución	20
2.2.5. Ventajas	22
2.2.6. Desventajas	24

2.3. ETAP® 22.5.0	24
2.4. Periodos de tarifas eléctricas	25
3. Construcción del modelado de la red	26
3.1. Información del circuito	26
3.1.1. Ubicación geográfica de los elementos de la red	26
3.1.2. Transformadores del circuito	28
3.1.3. Clientes de la red	29
3.1.4. Carga promedio de los clientes	30
3.1.5. Perfil de demanda del circuito	30
3.1.6. Carga máxima de los clientes	32
3.1.7. Perfil de demanda de las cargas	32
3.2. Modelado y simulación del circuito en ETAP®	34
3.2.1. Modelado de los elementos	34
3.2.2. Validación del modelo con Flujo de Potencia	41
3.2.3. Simulación del Flujo de Potencia en el Dominio del Tiempo	42
4. Estudio de la integración de generación distribuida	44
4.1. Integración de generación distribuida al modelo	44
4.1.1. Características de los paneles solares	44
4.1.2. Perfil de generación de potencia	46
4.1.3. Paneles por integrar en el circuito	47
4.1.4. Simulación del circuito en Flujo de Potencia en el Dominio del Tiempo	48
4.2. Elaboración de escenarios de penetración de GD	49
4.3. Estudio de criterios de tensión y sobrecarga	50
4.3.1. Criterio 1: Aumento de tensiones en régimen permanente	50
4.3.2. Criterio 2: Variaciones de tensión	63
4.3.3. Criterio 3: Desbalances de tensión	77
4.3.4. Criterio 4: Sobrecarga de transformadores y conductores	87
4.4. Definición del límite de penetración de generación distribuida	108
5. Análisis económico	109
5.1. Modelo de negocio	109
5.2. Costos e ingresos por energía y potencia	110
5.2.1. Costos por compra	110
5.2.2. Ingresos por venta	111
5.2.3. Margen de operación	112
5.3. Tarifas sobre generación distribuida	112
5.4. Efecto de la generación distribuida	113

5.4.1. Efecto en la compra de energía	114
5.4.2. Efecto en la venta de energía	114
5.4.3. Efecto en el margen de operación	116
5.5. Impacto de los escenario de GD	116
5.6. Reducción de ingresos por no venta de energía	119
6. Conclusiones y Recomendaciones	120
6.1. Conclusiones	120
6.2. Recomendaciones	121
A. Conductor MERLIN 336kcmil de aluminio	124
A. Información sobre el circuito y la energía de un panel solar	126

Índice de tablas

3.1. Transformadores por fase según Departamento de Cobro de JASEC	28
3.2. Transformadores depurados según su fase real	29
3.3. Resumen estadístico del perfil de demanda del circuito	31
4.1. Cantidad de paneles solares según capacidad de los transformadores	48
4.2. Escenarios de penetración de paneles solares en la red	50
4.3. Comportamiento de las barras críticas de la fase A ante la penetración de GD	51
4.4. Comportamiento de la barra crítica de la fase B ante la penetración de GD	55
4.5. Comportamiento de la barra crítica de la fase C ante la penetración de GD	59
4.6. Límite de capacidad de GD por fase de la red, Criterio 1	63
4.7. Variación de tensión en las barras de la fase A ante la GD	64
4.8. Variación de tensión en las barras de la fase B ante la GD	68
4.9. Variación de tensión en las barras de la fase C ante la GD	72
4.10. Límite de capacidad de GD por fase de la red, Criterio 2	76
4.11. Transformadores sobrecargados de la fase C en condición inicial	95
4.12. Límite de capacidad de GD en la red, Criterio 4	107
4.13. Límite de penetración de GD según el criterio aplicado	108
5.1. Tarifa de compra de energía y potencia al ICE	110
5.2. Costo mensual de energía de la red de San Isidro	110
5.3. Costo mensual de potencia de la red de San Isidro	111
5.4. Tarifa residencial	111
5.5. Tarifa comercial, servicios e industria	111
5.6. Ingresos por venta de energía y potencia en la red de San Isidro	112
5.7. Margen de operación mensual, red San Isidro	112
5.8. Tarifa máxima para la compra-venta de excedentes de energía	113
5.9. Reducción de costo mensual por energía de un panel solar	114
5.10. Ingresos no obtenidos por no venta de energía	115
5.11. Tarifa T-DER por un panel solar	115
5.12. Tarifa de acceso sobre el consumo natural	115

5.13. Tarifa por compra-venta de energía	115
5.14. Impacto por un panel solar de un cliente promedio	115
5.15. Impacto de un panel solar en el margen de operación	116
5.16. Disminución de costos por potencia en escenarios	116
5.17. Disminución de ingresos y costos por escenario	117
5.18. Efecto de la integración de PV en el margen de operación	118
5.19. Disminución de ingresos por no venta a consumidores promedios con PV en los escenarios	119
A.1. Energía y potencia de un panel solar en un día	127

Índice de figuras

1.1. Historia de la introducción de GD en Costa Rica	6
1.2. Metodología para el desarrollo de objetivos	9
2.1. Representación de un sistema eléctrico de potencia	14
2.2. Clasificación de las subestaciones	15
2.3. Representación esquemática de un transformador de dos devanados	16
2.4. Montaje de paneles solares	19
3.1. Ubicación geográfica de elementos en QGIS	27
3.2. Etiquetas de los transformadores del circuito	27
3.3. Ubicación de los elementos del secundario en la red	28
3.4. Distribución de tipos de clientes	29
3.5. Perfil de demanda del circuito en diciembre de 2022	31
3.6. Perfil de demanda de la semana 50 del circuito	33
3.7. Perfil de demanda porcentual de la semana 50 del circuito	33
3.8. Formato de datos del archivo .xlsx para cada carga	34
3.9. Configuración de la subestación Tejar en ETAP®	35
3.10. Configuración de un transformador monofásico en ETAP®	36
3.11. Configuración de un transformador trifásico en ETAP®	36
3.12. Selección de tipo de carga en ETAP®	37
3.13. Especificación de valores de potencia de una carga en ETAP®	37
3.14. Configuración de conductores en ETAP®	38
3.15. Adaptador de fase en ETAP®	38
3.16. Detalle de montaje de elementos en ETAP®	39
3.17. Circuito de San Isidro del Guarco modelado en ETAP®	40
3.18. Simulación del módulo Flujo de Potencia en ETAP®	41
3.19. Configuración del Flujo de Potencia en el Dominio del Tiempo en ETAP®	42
3.20. Configuración de variables de interés para las simulaciones en ETAP®	43
4.1. Especificación de valores para un panel solar en ETAP®	45

4.2. Configuración de características para un panel solar en ETAP®	45
4.3. Perfil de irradiancia de un panel solar para Cartago	46
4.4. Perfil de generación de potencia activa de un panel solar para Cartago	47
4.5. Incorporación de paneles solares en barras monofásicas en ETAP®	48
4.6. Formato de datos del archivo .xlsx para cada panel solar	49
4.7. Aumentos de tensión en la fase A según los escenarios	52
4.8. Aumentos de tensión en la fase B según los escenarios	56
4.9. Aumentos de tensión en la fase C según los escenarios	60
4.10. Variación de tensión en las barras de la fase A ante la GD	65
4.11. Variación de tensión en las barras de la fase B ante la GD	69
4.12. Variación de tensión en las barras de la fase C ante la GD	73
4.13. Desbalances de tensión en la fase A de las barras trifásicas en los escenarios	78
4.14. Desbalances de tensión en la fase B de las barras trifásicas en los escenarios	81
4.15. Desbalances de tensión en la fase C de las barras trifásicas en los escenarios	84
4.16. Carga de los transformadores de la fase A en los escenarios	88
4.17. Carga de los transformadores de la fase B en los escenarios	92
4.18. Carga de los transformadores de la fase C en los escenarios	96
4.19. Carga de las líneas de distribución en cada escenario	100
4.20. Carga de los ramales en cada escenario	104
5.1. Modelo de negocio de JASEC	109
5.2. Comportamiento de las variables económicas en los escenarios de penetración de GD	118
A.1. Ampacidad del conductor MERLIN 336kcmil de aluminio	125
A.1. Formato de información de elementos del circuito San Isidro del Guarco	126
A.2. Elementos de la red distribuidos en el mapa	126

Nomenclatura

<i>BT</i>	Baja tensión
<i>F.P</i>	Factor de potencia
<i>GD</i>	Generación Distribuida
<i>ITCR</i>	Instituto Tecnológico de Costa Rica
<i>JASEC</i>	Junta Administrativa del Servicio Eléctrico de Cartago
<i>MINAE</i>	Ministerio de Ambiente y Energía
<i>MT</i>	Media tensión
<i>P</i>	Potencia activa
<i>PV</i>	Panel Fotovoltaico
<i>Q</i>	Potencia reactiva
<i>S</i>	Potencia aparente
<i>SEN</i>	Sistema Eléctrico Nacional
<i>SEP</i>	Sistemas Eléctricos de Potencia

Capítulo 1

Introducción

La alta penetración de energías renovables variables en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), así como la evolución tecnológica de los recursos energéticos distribuidos y su acelerada incorporación a la red eléctrica nacional desde el 2015 hasta la fecha, especialmente en sistemas fotovoltaicos, hace pertinente una definición de capacidad de penetración segura de generación distribuida (ARESEP, 2023).

En el desarrollo de este proyecto se realizan análisis del impacto de la penetración de generación distribuida (GD) a través de recursos fotovoltaicos en el circuito de San Isidro de El Guarco en Cartago, a cargo de la compañía distribuidora de energía Junta Administrativa del Servicio Eléctrico de Cartago (JASEC) debido a la implementación de la Ley 10086.

El objetivo de la Ley 10086 es 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 integración y el control de recursos energéticos distribuidos basados en fuentes de energía renovables (Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica, 2022).

Para llevar a cabo el trabajo se desarrollan tres etapas: el modelado del circuito, la simulación de escenarios de penetración de recursos distribuidos por generación solar bajo algunos criterios (aumentos de tensión en régimen permanente, variaciones de tensión, desbalances de tensión y sobrecarga de conductores y transformadores), y por último, un estudio económico para determinar el impacto de la inyección de energía para la distribuidora JASEC.

El modelado y la simulación de una red eléctrica, permite mostrar el comportamiento del sistema durante su operación, y esto se puede obtener en diferentes periodos de tiempo según requiera el análisis. Si se cuenta con la red modelada, se pueden obtener datos que facilitan la realización estudios y toma de decisiones con un método de mayor seguridad. Uno de los grandes pilares de los entes de distribución de energía eléctrica, es la confiabilidad de los elementos y del servicio brindado.

Para el análisis de la capacidad de penetración de recursos distribuidos por sistemas fotovoltaicos, se emplean tres criterios de tensión y uno de sobrecarga. El primer criterio de tensión es sobre aumento de tensiones en régimen permanente; donde las empresas distribuidoras de energía eléctrica deben mantener la tensión de los clientes entre un 95 % y 105 % de la tensión nominal. El segundo criterio es sobre variaciones de tensión; donde la capacidad de penetración de generación distribuida se limita cuando una barra aumenta más de 5 % respecto a su condición inicial. El tercer criterio de tensión es sobre desbalances de tensión, donde las barras trifásicas del circuito no pueden tener un desbalance mayor al 3 % (Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica, 2022).

El criterio de sobrecarga consiste en determinar la capacidad instalada de generación distribuida que implique corrientes superiores al 100 % de capacidad de los conductores o que se supere la capacidad de los transformadores de distribución, debido a flujos inversos (Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica, 2022).

Por último, se realiza un estudio económico para analizar el impacto que tiene la inyección de energía para la empresa distribuidora, donde por cada escenario de penetración de energía solar por recursos distribuidos, se evalúe el beneficio o desventaja económica.

1.1. Reseña de la Empresa

1.1.1. Historia

En el año 1961, el pueblo Cartaginés se manifestó para exigir sus derechos ante un inoportuno y gran aumento en las tarifas del servicio eléctrico, además de la aplicación del “factor calor”, lo cual generó la llamada “huelga de pagos eléctricos”. Las manifestaciones se extendieron durante más de dos años, teniendo como consecuencia tres personas fallecidas, agregado a muchos heridos y presos (JASEC, 2023a).

Cada ocho o quince días se presentaban los cartagineses en horarios no programados para levantarse en modo de protesta, esto ayudó a que la Asamblea Legislativa acelerara el Proyecto de Ley para la creación de una Junta Eléctrica en la provincia de Cartago (JASEC, 2023a).

Para el año 1964 a través de la Ley No. 3300 publicada en La Gaceta No. 166, se conforma la Junta Administrativa del Servicio Eléctrico de Cartago (JASEC), con el propósito de administrar la empresa eléctrica del cantón central de Cartago (JASEC, 2023a).

JASEC es la institución encargada de la distribución y comercialización del servicio eléctrico y de internet a Cartago. Actualmente cuenta con dieciocho circuitos y para brindar el servicio realiza la compra de energía al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) debido a que JASEC solamente genera el 27 % de la energía demandada por los circuitos.

JASEC administra la energía eléctrica de cinco cantones de Cartago: Central, Alvarado, el Guarco, Oreamuno y Paraíso, utilizando para ellos todos los medios legales, técnicos y financieros que la ley le confirió.

1.1.2. Misión

La misión de JASEC es: “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 responsabilidad social” (JASEC, 2023b).

1.1.3. Visión

La visión de JASEC es: “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, 2023b).

1.2. Planteamiento del Problema

La vigente Ley 10086, orientada a la promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables, define el marco legal para gestionar el uso de los sistemas fotovoltaicos. Las distribuidoras de energía eléctrica están incluidas con obligaciones en esta Ley, siendo la más destacada, el mantener actualizada la capacidad de penetración de generación distribuida en los circuitos a cargo.

La inyección de energía, mediante el uso de energías renovables variables, provoca variaciones al desempeño de las redes eléctricas del país. Como menciona (Valverde, 2015), la integración de altos niveles de GD en redes eléctricas trae como consecuencia: incrementos y fluctuaciones en la tensión, desbalances de tensión en la red, flujos de potencia inversos y demás problemas, que ponen en riesgo la confiabilidad del servicio eléctrico.

Según Tedoldi et al. (2017), existen numerosos estudios sobre la integración de energía solar fotovoltaica en redes de distribución en los que se revelan efectos, tanto positivos como negativos, dependiendo de la estructura del circuito y el nivel de penetración de esta energía en la red.

El circuito por analizar es el de San Isidro de El Guarco. Este no cuenta con la capacidad de penetración de recursos distribuidos por generación solar definida, lo que podría conllevar a problemas en la calidad y confiabilidad del suministro de energía eléctrica a los abonados, donde existan barras con mayor tensión de la permisible o elementos sobrecargados.

Para establecer un límite de penetración, se deben realizar análisis mediante simulaciones en *softwares* especializados, en este caso ETAP[®], el cual permite estudiar el comportamiento de la red. La capacidad de penetración del circuito, será determinada por los análisis de los criterios de aumento de tensiones en el régimen permanente, variaciones de tensión, desbalances de tensión y sobrecarga. Los paneles solares serán ubicados en las barras monofásicas de la red, por lo que el estudio se inclina hacia las barras y clientes residenciales.

Debido al desconocimiento del impacto de la inyección de energía proveniente de la generación distribuida mediante energía solar, se propone el modelado y simulación de escenarios de penetración de sistemas fotovoltaicos, de manera que se pueda determinar la capacidad de penetración y los efectos de esto para la distribuidora JASEC. Asimismo, con el estudio planteado se estaría cumpliendo con criterios de penetración de GD, según lo determinado por la Ley 10086.

En síntesis, ante la información mencionada se cuestiona: ¿cuál es el límite e impacto de la integración de recursos distribuidos por generación solar en el circuito de San Isidro de El Guarco a cargo de JASEC?

1.3. Objetivo General

Realizar el modelado y simulación de un circuito de distribución de Cartago por medio del *software* ETAP[®], para la evaluación del comportamiento del sistema relacionado con el flujo de potencia y perfiles de tensión, mediante la aplicación de la Ley 10086.

1.4. Objetivos Específicos

1. Desarrollar el modelado de un circuito de distribución de Cartago, a partir de los elementos instalados para el futuro análisis del comportamiento de la red, bajo diversas condiciones de carga.
2. Analizar el comportamiento de una red de distribución de Cartago, mediante simulaciones para la determinación de estudios sobre flujos de potencia y perfiles de tensión.
3. Determinar el impacto económico por medio de técnicas de análisis para la identificación de oportunidades y riesgos, ante el cumplimiento con lo estipulado en la Ley 10086.

1.5. Justificación

El uso de recursos renovables, como la generación solar, se encuentra en crecimiento a nivel nacional. Estos elementos de generación distribuida son incluidos a las redes eléctricas, lo que genera un impacto en el desempeño y confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.

La alta penetración de energías renovables variables en el SEN, así como la evolución tecnológica de los recursos energéticos distribuidos y su acelerada incorporación a la red eléctrica nacional, desde el 2015 hasta la fecha, especialmente en sistemas fotovoltaicos, hace pertinente una definición de capacidad de penetración segura de generación distribuida (ARESEP, 2023).

Debido al crecimiento de la generación distribuida, surge la aprobación de la Ley 10086, la cual estableció un marco normativo para las empresas distribuidoras de electricidad con relación a la inyección de excedentes de energía, a partir de fuentes renovables provenientes de abonados residenciales, comerciales e industriales al sistema eléctrico nacional (Sáenz, 2023).

Costa Rica es un país con grandes fuentes de energía amigables con el medio ambiente, donde empleando sus recursos para la producción de energía, se reducen las emisiones, sin embargo, se continúa utilizando cierta cantidad de combustibles fósiles en la generación de electricidad. Por lo que el uso de generación distribuida atribuye a la reducción de la contaminación, sin embargo, se debe analizar las redes por su capacidad de penetración de generación distribuida sin que el sistema colapse.

Como menciona Gómez-Ramírez et al. (2022), la región centroamericana no posee reservas de combustibles fósiles, pero es rica en recursos energéticos renovables, no obstante, existe gran dependencia de recursos generados no renovables, y la baja inversión impacta en la infraestructura de transmisión, lo que provoca pérdidas de hasta 15%. Esto se debe valorar ante la posible integración de generación distribuida en redes de distribución del Sistema Eléctrico Nacional.

Con la incorporación de la generación distribuida, las redes de distribución se verán afectadas, y será necesario estudiar el comportamiento para analizar el impacto en la red. Como menciona Cruz (2020), es necesario conocer la influencia que tendrá la generación distribuida, para poder anticiparse a los diferentes sucesos que puedan ocurrir, lo que permitirá aumentar la fiabilidad del sistema.

Para determinar la capacidad de penetración y llevar a cabo análisis de cómo afecta la inyección de energía proveniente de sistemas fotovoltaicos, se propone realizar modelados y simulaciones en *softwares* que permitan manejar esta información, en este caso empleando ETAP® 22.5.0.

La distribuidora de electricidad JASEC, cuenta con dieciocho circuitos a su cargo, y cada uno debe ser estudiado según lo determinado en la Ley 10086. En este caso, el circuito de San Isidro de El Guarco debe ser analizado mediante criterios establecidos para determinar la capacidad de penetración y el impacto de la generación distribuida en la red.

Llevar a cabo un estudio económico es de gran relevancia para la empresa JASEC, donde se pueda conocer la proyección de los posibles escenarios a los que se enfrenta tras la publicación de la Ley 10086, y de esta manera se podrá evaluar los parámetros y capacidades de la red para recibir energía de manera controlada y estable.

Con la realización de este proyecto, JASEC se verá beneficiado de contar con un estudio en uno de sus circuitos sobre la inyección de energía eléctrica proveniente de generación solar, de manera que cumple con lo estipulado en la Ley 10086 y posee información para brindar un servicio más confiable a sus usuarios.

1.6. Viabilidad

El presente proyecto es la continuación del elaborado por el ya Ing. Kervyn Sáenz González en el primer semestre del 2023, por ello se cuenta con información recolectada y filtrada anteriormente, lo que permite un desarrollo más ágil del proyecto. Entre esa información destacan los transformadores y clientes asociados, los perfiles de demanda del alimentador correspondiente y el modelado de la fase C del circuito de San Isidro de El Guarco.

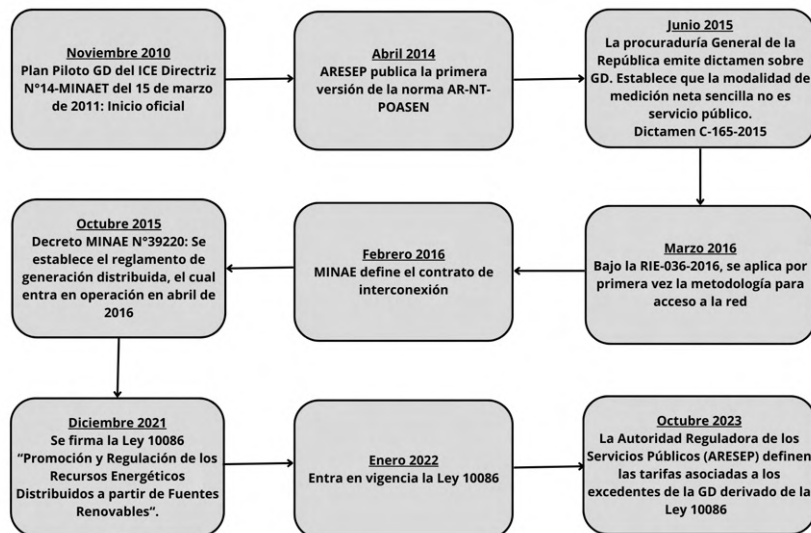
Para continuar con el trabajo se requiere de una licencia de ETAP[®], esto para efectuar el modelado y simulación del circuito. El Instituto Tecnológico de Costa Rica (ITCR) provee esta licencia para llevar a cabo el proyecto (ETAP[®] 22.5.0). Es importante considerar que la licencia brindada es para mil barras. Además, se requieren de los *softwares* Python y QGIS, estos son de descarga libre, lo cual hace que sean de fácil acceso y se puedan emplear en el trabajo sin problema.

Para el acceso a información adicional sobre el circuito, se solicita al Departamento de GIS y al de Servicios Técnicos de JASEC, donde se cuenta con el apoyo del Ing. Marco Centeno Masís. Asimismo, se tiene el respaldo académico del M.Sc. Gustavo Gómez Ramírez y M.Sc. Gonzalo Mora Jiménez, quienes garantizan la eficiencia en el desarrollo y finalización del proyecto con sus aportes. De esta manera se considera que el proyecto es viable para llevar a cabo.

1.7. Antecedentes del Proyecto

La incorporación de la generación distribuida en las redes eléctricas de Costa Rica, ha sido considerada y abordada por distintas instituciones y organizaciones a lo largo de los últimos años. En la figura 1.1 se ilustra en secuencia de tiempo cómo se abarcó la GD en Costa Rica, mostrando desde el marco legal hasta iniciativas institucionales por la integración de este tipo de fuentes de energía en el país.

Figura 1.1: Historia de la introducción de GD en Costa Rica



Fuente: Elaboración propia en Canva basado en Instituto Costarricense de Electricidad (2020)

El Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) en el 2010, impulsó mediante un programa piloto la generación distribuida, con el propósito de facilitar la instalación de pequeños sistemas renovables, promoviendo la integración de la energía solar en la matriz energética de Costa Rica. Desde entonces, se

han llevado a cabo distintos proyectos piloto de GD en el país, y se ha fomentado la promoción y difusión de esta tecnología como alternativa de generación de energía eléctrica.

La Ley 10086: “Promoción y Regulación de los Recursos Energéticos Distribuidos a partir de Fuentes Renovables”, surgida luego del “Reglamento generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables modelo de contratación medición neta sencilla N°39220-MINAE”, se encuentra vigente, y define el marco legal relacionado a la incorporación de la generación distribuida a las redes eléctricas de Costa Rica.

En un estudio realizado por Singh, Tripathi, y Yatendra (2019), se analizó el impacto de la integración de este tipo de energía en una red de distribución, tomando en cuenta el rendimiento de la tensión y pérdidas del sistema. En bajos niveles de penetración de energía solar fotovoltaica, se obtuvieron mejoras en el perfil de tensión y reducción de pérdidas en la red.

El presente trabajo es la continuación del realizado por el Ing. Kervyn Saenz Gonzalez. El estudio anterior fue realizado en la fase C del circuito de distribución de San Isidro de El Guarco, donde se obtuvo resultados de una mejora en los perfiles de tensión y se mantuvieron en el rango permisible hasta un 100 % de penetración de energía solar (Sáenz, 2023).

Menciona Sáenz (2023) en el estudio sobre penetración de recursos distribuidos por generación solar en la fase C del circuito San Isidro de El Guarco, que se entregó toda la potencia a la red hasta el 30 % de penetración, donde a partir del 35 % el flujo se invirtió para el circuito, lo que definió el límite de integración en la red.

En un circuito a cargo de Coopesantos R.L, se realizaron simulaciones de penetración de recursos distribuidos por generación solar, donde se identifica que la máxima capacidad de inyección de energía en el ramal se encuentra entre un 40 % y 45 % (Navarro, 2023).

En un estudio sobre una planta de energía solar fotovoltaica y un sistema de almacenamiento de energía para la inyección de potencia en una red de distribución a cargo de JASEC realizado por Ellis (2023), se determinó que al integrar los elementos, los perfiles de tensión se mantuvieron entre 0,95 y 1,05 pu, además que la variación de tensión máxima fue de 3,915 %.

Comenta Gómez-Ramírez et al. (2022), que en un caso de estudio donde se empleó generación fotovoltaica y almacenamiento, se obtuvo una reducción máxima de pérdidas de 84 % durante el medio día, y el sistema fue capaz de ahorrar 4 697,40 kWh en un día, empleando la generación fotovoltaica y la producción de la red, sin considerar el almacenamiento. Además, no se degradó la calidad de la energía y se mejoró la estabilidad de tensión. Empleando la planta de generación y almacenamiento se mejoran los perfiles de tensión.

En una pequeña industria ubicada en Costa Rica, se determinó que los sistemas fotovoltaicos son una buena herramienta para reducir los costos eléctricos en valores superiores al 90 %. Asimismo, contribuyen a la reducción de la cantidad de dióxido de carbono emitido a la atmósfera y, con ello, combatir de manera sistemática la problemática del cambio climático. Este tipo de proyectos contribuye a fomentar el autoconsumo para maximizar los recursos disponibles como el sol, y de esta manera minimizar el daño que otras tecnologías han ocasionado al ambiente (Jiménez y Ramírez, 2023).

1.8. Metodología

Para llevar a cabo el desarrollo del proyecto, se deben planear, ejecutar y evaluar una serie de tareas, de manera estructurada y secuencial, donde cada paso realizado permite el avance de los objetivos del trabajo.

El primer paso es la recopilación de información sobre el circuito por modelar, en este caso, es de interés por parte la empresa distribuidora, analizar la red de San Isidro de El Guarco. Se efectúa la solicitud de información a los Departamentos de Cobro, Servicios Técnicos y GIS, los cuales proveen archivos y datos

sobre los elementos y características del circuito por estudiar.

Una vez se cuenta con la información, se realiza la depuración de los datos, debido a incongruencias o falta de información encontrada en los archivos proporcionados. Al ir revisando y analizando la información, se crea una base de datos del circuito, donde de manera ordenada se almacenan los datos necesarios para el modelado, siendo esta de fácil acceso para consultar durante el desarrollo del objetivo.

Se emplea el archivo proporcionado por el Departamento de Cobro para la extracción de información como el ID de cada cliente, el consumo, la fase y transformador al que se encuentra asociado. Por otro lado, se utiliza el archivo del Departamento de GIS para la localización geográfica de los elementos, así como la medición de las distancias entre cada activo. Por último, el Departamento de Servicios Técnicos brinda información auxiliar necesaria, como el factor de potencia de los tipos de cargas, el tipo de conductores y demás valores necesarios para continuar con el desarrollo.

Al depurar la información, se cuenta con los datos de las cargas, transformadores, conductores, subestación y demás componentes que permiten iniciar con el modelado de la red en el *software* ETAP®. Estos elementos son ubicados en el *software*, donde son caracterizados con la información recopilada anteriormente y se cuentan con datos específicos de cada activo, así como datos generales consultados a la empresa distribuidora JASEC.

Construido el modelado en el software ETAP®, se emplea el perfil de demanda del alimentador principal para realizar un perfil porcentual basado en el valor máximo de demanda del circuito. Este es asociado a la carga máxima de cada cliente, donde se obtiene como resultado el perfil de demanda de cada carga de la red, con un comportamiento igual al del alimentador principal.

Con los datos necesarios y el modelado finalizado, se procede a una validación del circuito para corroborar su buen funcionamiento, primero se emplea el módulo de Flujo de Potencia, el cual realiza una simulación estática del circuito. Con la validación del módulo anterior se procede a evaluar con el módulo de Flujo de Potencia en el Dominio del Tiempo, donde se ejecuta el programa con un comportamiento de las cargas a lo largo de una semana, en intervalos de 15 minutos y se tiene en total 672 mediciones. Al tener éxito en las simulaciones, se da por finalizado el desarrollo del modelado del circuito de San Isidro de El Guarco.

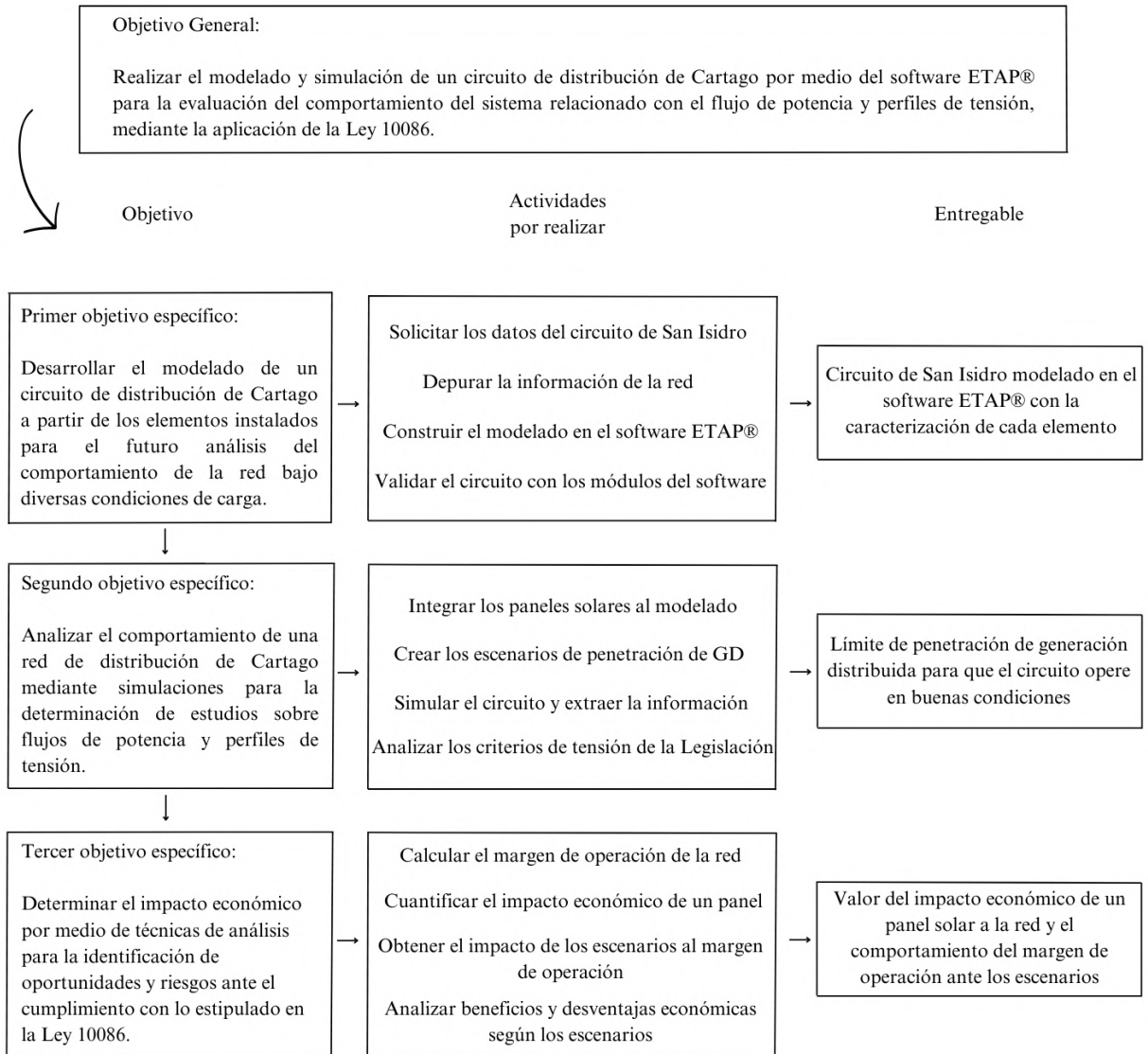
Con el modelado construido, se hace la incorporación de los paneles solares en las barras monofásicas del circuito. A estos se les adjunta el comportamiento de generación de potencia, distribuido en una semana con saltos de 15 minutos, creado con Python a partir de un archivo .xlsx que contiene el comportamiento de un día de un panel solar. Además se emplea este *software* para replicar el archivo .xlsx a cada uno de los paneles incluidos en el circuito. Con el total de paneles en el circuito, se crean escenarios de penetración, desde 0% a 100% en aumentos de 5%, para evaluar el comportamiento de la red de manera gradual. Los escenarios fueron creados con Python de manera aleatoria.

Realizando las simulaciones en cada escenario, se descarga la información del *software* para analizarla y aplicar los criterios de: aumento de tensiones en el régimen permanente, variaciones de tensión, desbalances de tensión, y sobrecarga de conductores y transformadores. Los datos extraídos son graficados mediante Python para una mejor interpretación y se observa cuando los límites de los criterios son superados. De esta manera se define el límite de alojamiento de generación distribuida de acuerdo con el cumplimiento de los criterios, según sus condiciones, finalizando el segundo objetivo del proyecto.

Para el estudio económico, se determinan los costos por compra de electricidad al ICE y los ingresos por la venta de esta a los abonados del circuito, obteniendo de la diferencia el margen de operación con el que cuenta JASEC. Luego se evalúa el impacto económico de la inserción de un panel solar a la red, el cual influye en la variación de los costos e ingresos y, por ende, en el margen de operación. Por último, se analiza el impacto de los escenarios de generación distribuida en el margen de operación, para evaluar beneficios y desventajas de la integración de GD en el circuito.

Las actividades por realizar y el entregable esperado en cada uno de los objetivos por desarrollar en el proyecto, se muestran en la figura 1.2.

Figura 1.2: Metodología para el desarrollo de objetivos



Fuente: Elaboración propia en Canva

1.9. Alcance

Este proyecto tiene un alcance investigativo y el interés consiste en evaluar el impacto de la generación distribuida en el circuito de San Isidro de El Guarco, alimentado por la subestación Tejar, a través de estudios sobre criterios de tensión y sobrecarga incluidos en la Ley 10086. Este circuito se encuentra a cargo de la compañía distribuidora JASEC.

Para efectuar el estudio, primero se realiza el modelado de la red, en el cual se consideran todos los elementos del primario y secundario, considerando transformadores, cargas y demás. La compañía distribuidora suministra datos específicos con los que cuenta y se consulta por información que no se encuentra registrada. El circuito es trifásico desbalanceado, por lo que se compone de las fases A, B, C y cargas trifásicas. El modelo se construye en el *software* ETAP® donde, con la información aportada por JASEC, se especifican los activos.

En el desarrollo del segundo objetivo, en el circuito se integran paneles solares monofásicos en las barras de clientes residenciales, se crean escenarios de penetración que van desde el 0% al 100% en intervalos de 5%. Se simula el circuito con Flujo de Potencia en el Dominio del Tiempo donde se extrae información para aplicar los criterios de: aumento de tensiones en el régimen permanente, variaciones de tensión, desbalances de tensión y sobrecarga.

Para el criterio de aumento de tensiones en el régimen permanente y variaciones de tensión, se estudian las barras monofásicas donde se integra la GD por paneles solares, se grafica el comportamiento de las tensiones y se determina el límite de penetración en el criterio. Con el criterio de desbalances de tensión se estudian las barras trifásicas del circuito para analizar cómo impacta el uso de GD colocado en las barras monofásicas, y definir una capacidad de penetración cuando violente el criterio. Por último, en el criterio de sobrecarga, los transformadores y conductores no deben superar el 100% de capacidad al introducir paneles solares, lo que define el límite de penetración, en este caso se estudian los transformadores que son sometidos a GD y todos los conductores del circuito. Cuando el criterio lo amerite, la extracción de información y gráficas se realiza por fase, para mayor claridad.

En el tercer objetivo, el cual consiste en un estudio económico, se plantea obtener la disminución de ingresos por la no venta de energía a usuarios promedio que posean panel solar de 3 kW. Asimismo, estudiar en comportamiento de los ingresos y costos al agregar un panel monofásico a la red, para analizar el impacto en el margen de operación en cada uno de los escenarios planteados, y de esta manera destacar beneficios y desventajas de la generación distribuida aplicada a abonados residenciales.

1.10. Limitaciones

Para el desarrollo del proyecto se requiere utilizar la licencia del *software* ETAP® 22.5.0. Esta cuenta con una gran variedad de módulos para el estudio de circuitos. La activación de estos depende de la licencia solicitada y en el caso del presente proyecto se debe trabajar con los módulos ya activados, lo que implica acoplar el trabajo a la licencia para poder llevar a cabo la simulación del circuito, tomando en cuenta que el circuito de San Isidro de El Guarco es desbalanceado y el *software* cuenta con módulos para circuitos balanceados.

En el momento de ir modelando el circuito, se tiene que considerar que la licencia de ETAP® 22.5.0 está activada para mil barras, lo cual debe estar presente en todo momento para no sobrepasar ese número en el armado de la red. Para ello se realiza el agrupamiento de cargas dependiendo de la distancia a la que se encuentran del transformador, tomando en cuenta distancias largas, medias y cortas.

En cuanto al acceso de información, se tienen algunas incongruencias con datos brindados por la institución de JASEC. Se cuenta con datos depurados anteriormente por el Ing. Kervyn Sáenz González y el archivo QGIS para la ubicación de los elementos de la red, donde se tienen que realizar suposiciones y consideraciones ingenieriles para continuar con el desarrollo del proyecto.

En la información aportada por JASEC, se tiene un faltante de datos en el secundario del circuito, debido a que no se cuenta con los archivos de acometidas y los medidores no son fuente confiable por la dispersión que presentan en el mapa, debido a esto se deben realizar aproximaciones y suposiciones en el lado del secundario de la red.

No se cuenta con información de los perfiles de carga de cada cliente, por lo que se debe ajustar estos al comportamiento que presenta el alimentador principal del circuito de San Isidro de El Guarco, donde relacionando el perfil del alimentador con el consumo de las cargas, se puede obtener un aproximado del perfil de carga de los abonados. Esta relación se realiza con los datos de diciembre del 2022, debido a un problema con el historiador de SCADA que no permite tomar información más reciente.

Un aspecto muy importante fue el tiempo de realización del trabajo, debido a que este fue limitado, dado que el plazo para el desarrollo del proyecto es de aproximadamente trece semanas y la información de los elementos y características del circuito estuvo disponible en la sexta semana. Asimismo, a la licencia de ETAP® 22.5.0 se tuvo acceso en la cuarta semana de iniciado el periodo para el trabajo. A pesar de lo mencionado, los objetivos del trabajo fueron desarrollados de manera correcta.

Los paneles solares en el *software* ETAP® solo se encuentran modelados de manera trifásica, y para el estudio se quiere integrar generación solar en las barras monofásicas. Ante este faltante, el profesor M. Sc. Gustavo Gómez Ramírez suministra una plantilla de panel solar creada en ETAP® a partir de una máquina de inducción, de esta manera se simula el comportamiento de un panel solar mediante una máquina de inducción configurada como generador, donde se especifican sus valores de acuerdo con la legislación.

Para el desarrollo del objetivo económico, se aplican las nuevas tarifas asociadas a la generación distribuida, las cuales empezaron a regir a partir del 1 de octubre de 2023, por ende, el uso de estas no se encuentra del todo clara debido a su reciente publicación. Sin embargo, son utilizadas para determinar el impacto económico de un panel solar utilizado por un abonado residencial promedio en la red.

Capítulo 2

Marco Teórico

En este capítulo se definen los conceptos necesarios para desarrollar y analizar los temas del proyecto en curso. Bajo los contenidos de esta sección, se proporciona una base sólida de conocimientos sobre las ideas, teorías y estudios relevantes en el área. Como fin se tiene comprender el panorama existente y establecer las bases necesarias para abordar de manera correcta el problema de investigación con información fundamentada.

Este capítulo se divide en cuatro secciones. La sección 2.1 abarca lo relacionado con los sistemas eléctricos de potencia, cómo se conforma, sus principales elementos y la importancia de la confiabilidad de este. En la sección 2.2 se define la generación distribuida, la producción de energía a través de paneles solares, la legislación pertinente, además de los pro y contras del uso de esta tecnología. En la sección 2.3 se abarca el uso de ETAP®[®], como algunas generalidades y funcionalidades del *software*. Por último, en la sección 2.4, se definen las tarifas de consumo eléctrico que serán importantes para el estudio económico.

2.1. Sistemas eléctricos de potencia

2.1.1. Definición

Los sistemas eléctricos de potencia (SEP) se encargan de la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica, garantizando que los sectores industriales, comerciales y residenciales cuenten con energía para llevar a cabo sus actividades. Como explica Matulic (2003), es el conjunto de dispositivos que convierte energía de una forma primaria a energía eléctrica, la transporta y la distribuye a los consumidores finales. Comenta Aguas (2020), que es importante conocer que hay gran variedad de elementos que conforman un SEP, entre los principales se encuentran: generadores, líneas de transmisión y distribución, transformadores y compensación reactiva.

Según ARESEP (2016), las compañías y sistemas de transmisión y distribución deben cumplir con requerimientos básicos para satisfacer el consumo de los clientes, por ello se debe:

- Satisfacer la demanda de energía que los consumidores necesitan y proporcionar acceso.
- Mantener la tensión nominal estable, variaciones máximas de $\pm 5\%$ y desbalances inferiores al 3%.
- Mantener una frecuencia estable en 60 Hz, donde el 90% de las variaciones en periodos de 10 minutos deben estar entre $(60 \pm 1.65\sigma)$ Hz, siendo σ 0,03 Hz.
- Operar asegurando la calidad y seguridad del servicio.
- Respetar las normas ambientales.

2.1.2. Conformación de un sistema eléctrico de potencia

Un sistema de potencia se conforma de la generación; donde por mecanismos de transmisión de potencia se genera la energía eléctrica, la transmisión; la cual permite que la energía se traslade a distancias lejanas; y la distribución; donde el objetivo es que los abonados reciban la energía eléctrica. Estas secciones, que al relacionarse reciben el nombre de sistema eléctrico de potencia, se detallan a continuación:

Generación

La generación se encarga de realizar la conversión de energía en forma primaria a energía eléctrica. Esto es posible por el principio de conversión de energía electromecánica, donde el movimiento de un conductor de un circuito cerrado dentro de un campo magnético induce en él corriente eléctrica. Es importante recalcar que la transformación de energía no tiene una eficiencia del 100% por las pérdidas que existen en el proceso (Matulic, 2003).

Para la conversión de energía primaria a mecánica, se utilizan turbinas y motores impulsores, a partir de estas se utilizan generadores eléctricos para convertir la energía mecánica en eléctrica (Matulic, 2003). Existen una gran variedad de fuentes primarias de energía, en Costa Rica las más comunes son la hidráulica, geotérmica, eólica y térmica. La cantidad generada con estas fuentes depende de la época del año y condiciones climáticas (DOCSE, 2023).

Transmisión

En la transmisión se transportan grandes cantidades de energía desde los centros de producción hasta los centros de consumo, como lo son los sectores residenciales, comerciales e industriales. El medio físico por el que fluye la energía son los conductores (típicamente llamados líneas de transmisión) (Matulic, 2003).

Para evitar que haya pérdidas muy significativas en las líneas de transmisión y así mejorar la eficiencia, se emplean niveles altos de tensión, de esta manera se puede transmitir altas cantidades de energía, lo que evita que los conductores terminen fundidos por el calentamiento. Para el aumento de tensión de las centrales generadoras al sistema de transmisión, se emplean transformadores eléctricos, mismo caso para reducir la tensión del sistema de transmisión al de distribución (Matulic, 2003).

Distribución

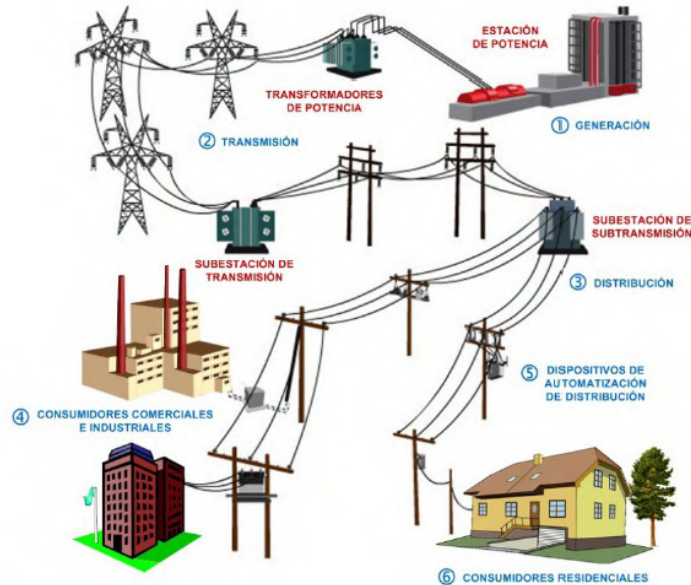
Los sistemas de distribución son los subsistemas finales del SEP. Este permite que los clientes cuenten con el servicio. Como menciona López (2010), la red de distribución es un subsistema del sistema eléctrico de potencia, el cual tiene como objetivo llevar la energía desde la subestación hasta los consumidores finales, garantizando calidad y confiabilidad en el servicio al menor costo posible.

Los sistemas de distribución de energía eléctrica son el conjunto de dispositivos que conforman la parte que se encarga de distribuir la energía eléctrica a los que serán los consumidores finales, es lo que se puede observar comúnmente en las calles, dado que abastecen las industrias, comercios y residencias, incluyendo la red de iluminación pública.

En ocasiones, un sistema de distribución puede ser radial y desequilibrado, debido a que su alimentación es desde un solo lugar, un único camino simultáneo al paso de la potencia hacia la carga. Si esta falla, no garantizará el suministro, debido a que se provocará una caída de tensión desde la barra inicial hasta la barra final en el SEP. Un sistema de servicio sobrecargado que carece de soporte de energía reactiva, generalmente conduce a variaciones de voltaje y no puede proporcionar una distribución de tensión segura para el sistema.

En la figura 2.1 se muestra la integración de los subsistemas antes descritos que conforman el SEP, donde la energía se transporta desde las centrales de generación hasta los clientes de media y baja tensión.

Figura 2.1: Representación de un sistema eléctrico de potencia



Fuente: Tama (2018)

2.1.3. Principales elementos

Un sistema eléctrico de potencia se compone de múltiples elementos que hacen posible la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica. A continuación, se detallan los activos más significativos en un SEP.

Generadores

El generador sincrónico, también llamado alternador, es una máquina fundamental en todo sistema eléctrico de potencia, debido a que este transforma la energía mecánica proveniente de turbinas de vapor o hidráulicas en energía eléctrica (Gómez, Martínez, Rosendo, Romero, y Riquelme, 2003).

El principio de funcionamiento de un alternador se explica como la inyección de una intensidad constante en una bobina ubicada en la parte móvil, llamada rotor, que genera un par de polos magnéticos donde sus líneas de campo se cierran en su mayor parte a través de la parte fija de la máquina, llamada estator. Al girar el rotor a una velocidad correspondiente se inducen tensiones en el estator (Gómez et al., 2003).

Conductores

Los conductores son empleados como líneas de transmisión y distribución de la energía eléctrica. Las líneas tienen cuatro parámetros que afectan su capacidad para cumplir su función en un SEP: la resistencia, inductancia, capacitancia y conductancia, estas características influyen más o menos según las

características del lugar, y la longitud y área transversal de la línea, además de otras variantes (Grainger y Stevenson, 1996).

El material de los conductores es de cobre o aluminio. Las líneas de aluminio han sustituido en su mayoría a las de cobre debido a que tienen un menor costo y ligereza, otra ventaja es el mayor diámetro del aluminio respecto al cobre manteniendo la misma resistencia, haciendo que las líneas de flujo del conductor se encuentren más separadas en su superficie para una misma tensión (Grainger y Stevenson, 1996).

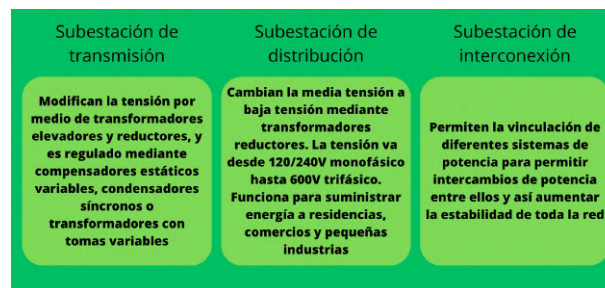
Las líneas de transmisión y distribución se clasifican según el nivel de tensión que es aplicado a estas para las distintas funciones que pueden desempeñar. Según Wildi (2007) se tiene las siguientes divisiones:

- Líneas de baja tensión: Suministran la energía a edificios, fábricas, casas, motores y demás. Comúnmente son de aluminio y aislados, pueden ser aéreas o subterráneas. La tensión de estas líneas va desde 120 V a 600 V.
- Líneas de media tensión: Comunican los centros de carga con las subestaciones de la compañía eléctrica a cargo. Estas líneas se emplean en los sistemas de distribución de las ciudades. Su nivel de tensión se encuentra entre 2,4 kV y 69 kV.
- Líneas de alta tensión: Estas conectan subestaciones principales con las plantas de generación. Pueden ser líneas tanto aéreas como subterráneas. Sus niveles de tensión están entre los 115 kV y 230 kV.
- Líneas de extra alta tensión: Se emplean cuando las plantas de generación se ubican muy alejadas de los centros de carga, pudiendo llegar a ser hasta de 1000 km, estas cuentan con propiedades eléctricas especiales. Sus niveles de tensión se encuentran entre 345 kV y 765 kV.

Subestaciones

Las subestaciones son las que permiten los enlaces entre las plantas de generación y las líneas de transmisión, así como la reducción de tensión para la distribución. En la planta de generación se cuenta con una elevación de media tensión a alta tensión. Posterior a ellos la alta tensión se reduce en las subestaciones localizadas cerca de los lugares que consumen la energía (Wildi, 2007). Las subestaciones se clasifican en transmisión, distribución y de interconexión, estas se detallan en la figura 2.2.

Figura 2.2: Clasificación de las subestaciones



Fuente: Elaboración propia en Canva basado en Wildi (2007)

Las subestaciones de media tensión se componen de múltiples elementos, entre los cuales destacan: los transformadores, cortacircuitos, interruptores con cámara de arqueo, interruptores de desconexión, interruptores de conexión a tierra, relevadores y dispositivos de protección, relevadores de protección contra sobretensiones, reactores limitadores de corriente y transformadores de instrumentos (Wildi, 2007).

Transformadores

Un transformador es una máquina eléctrica estática, compuesta por dos arrollamientos, primario y secundario, que permiten la transformación de la energía eléctrica, con magnitudes de tensión y corriente determinadas a otras con valores diferentes. El devanado de mayor tensión recibe el nombre de devanado de alta tensión (A.T) y el de menor tensión se denomina devanado de baja tensión (B.T). Entre los principales elementos de un transformador se encuentran: núcleo, devanado, sistema de refrigeración y aisladores pasantes de salida (Fraile, 2008).

El cambio de tensión en un transformador está asociado al número de vueltas de cada bobinado, de esta manera la tensión primaria y secundaria se relacionan con la bobina primaria y secundaria de la manera mostrada en la ecuación 2.1:

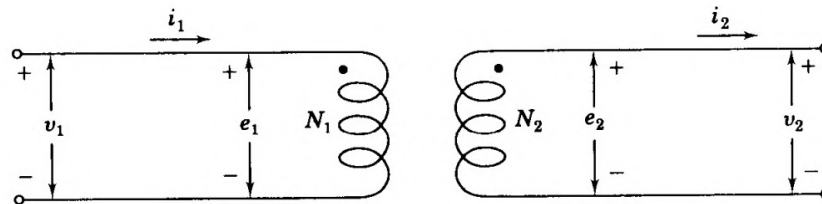
$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{N_1}{N_2} \quad (2.1)$$

Donde:

- V_1 : Tensión en el primario
- V_2 : Tensión en el secundario
- N_1 : Número de vueltas del devanado primario
- N_2 : Número de vueltas del devanado secundario

La representación de esta relación se puede observar en la figura 2.3

Figura 2.3: Representación esquemática de un transformador de dos devanados



Fuente: Grainger y Stevenson (1996)

Existen varias clasificaciones para los transformadores, como se mencionó anteriormente, hay transformadores para aumentar tensión de la planta generadora a la transmisión, de las líneas de transmisión a niveles de distribución y de esta última a los consumidores finales. Asimismo, una clasificación importante es la cantidad de fases que estos poseen, destacando:

Transformador monofásico: Está conformado de dos polos, siendo estos la fase y el neutro. Posee dos devanados, el primario (alta tensión) y el secundario (baja tensión). Su uso es muy común en residencias donde los niveles de tensión suelen ser 120/240 V (RELSAMEX, 2020).

Transformador trifásico: Posee tres fases, teniendo tres devanados de alta tensión y tres de baja tensión, los cuales se encuentran desfasados en 120 grados. Su conexión se da en estrella, delta, o combinación de ambas. Están presentes a nivel comercial e industrial en baja tensión (RELSAMEX, 2020).

En la mayoría de los transformadores de distribución, la relación de vueltas no es completamente fija, la mayoría de estos tienen una serie de tomas (TAPS) en los devanados para poder realizar pequeños cambios en la relación de vueltas del transformador. Una instalación típica posee cuatro tomas, que permiten cambios en intervalos desde -5 % hasta 5 % en intervalos de 2,5 % (Chapman, 2012).

Medidores de energía

Un medidor de energía es el conjunto de elementos electromecánicos y/o electrónicos que se emplean para la medición del consumo energético, siendo activa, reactiva y en ocasiones la demanda máxima. Es un instrumento que mide la energía por medio de la integración de la potencia activa y reactiva en función del tiempo (Heredia, 2013).

Existen diferentes clasificaciones para los medidores de energía eléctrica, Heredia (2013) destaca las siguiente:

Por principio de funcionamiento:

- Medidores electromecánicos: También llamado medidor de inducción. En este las corrientes que fluyen a través de bobinas fijas interaccionan con las corrientes inducidas en un disco, lo que provoca el movimiento de este y que se realice la medición.
- Medidores estáticos: Conocidos como medidores electrónicos. En estos la corriente y tensión influyen sobre dispositivos de estado sólido donde se producen pulsos de salida. Aquí la frecuencia asociada es proporcional a los Vatioshora o Varhora del consumo.

Por construcción:

- Medidor monofásico bifilar: Se compone de una fase y el neutro, es el más común en instalaciones residenciales, tiene una bobina de tensión y una de corriente. Su capacidad generalmente se encuentra entre 15 A y 60 A.
- Medidor monofásico trifilar: Contiene dos bobinas de tensión y dos bobinas de corriente. Se emplea para medir la energía que se consume en dispositivos que funcionan a 220 V o 240 V.
- Medidor bifásico trifilar: Está compuesto por dos bobinas de tensión y dos bobinas de corriente, mide energía consumida por aparatos que funcionan con dos fases a 220 V o 240 V, como motores menores a 10 HP o aires acondicionados de hasta 12000 Btu/h.
- Medidor trifásico tetrafililar: Se compone por tres bobinas de tensión y tres bobinas de corriente, se utiliza en la medición de energía consumida por aparatos que funcionen con las tres fases, como motores mayores a los 10 HP.

Por energía a medir:

- Energía activa: Como su nombre lo indica, mide la potencia activa en el tiempo en kWh.
- Energía reactiva: Mide la potencia reactiva a lo largo del tiempo en kVarh.

2.1.4. Confiabilidad

En los sistemas eléctricos de potencia, la confiabilidad es un pilar fundamental y hace referencia a que tan seguro es un circuito, es decir, la capacidad que se tiene para que el suministro de energía se realice de una manera estable y segura en una red eléctrica. Gómez-Ramírez (2016), comenta que la confiabilidad depende de cuatro factores:

- Probabilidad: cuando las características y eventos aleatorios del sistema hacen que los análisis no puedan ser lo más determinísticos.
- Funcionamiento adecuado: donde el sistema tenga continuidad del servicio, logrando tensión y frecuencia estables.

- Periodo de tiempo previsto: es el tiempo en el cual los elementos del sistema deben estar en funcionamiento, ya sea de forma permanente o parcial.
- Condiciones de operación: son las condiciones alrededor del funcionamiento de la red, como el clima o relieve de la zona.

Los sistemas eléctricos de potencia están expuestos a sufrir fallas, ya sea por variables de la propia red o externas. Debido a esto se deben tomar consideraciones para que los niveles de confiabilidad sean altos y se suministre la energía de la manera más eficaz posible. De esta manera es que toda empresa distribuidora debe plantearse como objetivo el brindar un servicio constante a sus abonados asociado a la confiabilidad (Navarro, 2023).

La generación distribuida tiene impacto en la confiabilidad de las redes de distribución de energía, debido a que estas alteran el comportamiento de los perfiles de tensión, además de inyectar potencia al circuito, por ello, Navarro (2023), menciona que la evaluación de la confiabilidad en los sistemas de generación distribuida es importante para garantizar la seguridad y la continuidad del suministro de energía eléctrica.

2.2. Generación distribuida

2.2.1. Definición

La generación distribuida consiste en la producción de energía eléctrica a pequeña escala, comparada con métodos tradicionales. Emplea fuentes de energía renovables y amigables con el ambiente, la cual puede ser utilizada por usuarios desde grandes empresas hasta residencias. La generación distribuida abarca distintas maneras de producir energía como: paneles solares, turbinas eólicas, hidroeléctricas pequeñas y demás. Se detalla la generación a través de sistemas fotovoltaicos debido al interés del proyecto.

2.2.2. GD a partir de paneles solares

Las celdas fotovoltaicas, son sistemas que convierten directamente cierta parte de luz solar en electricidad. Los materiales empleados poseen una propiedad llamada efecto fotoeléctrico. Estos materiales se componen de un ánodo y un cátodo recubierto de material fotosensible. La luz incide sobre el cátodo y libera electrones que son atraídos por el ánodo, lo que da origen a un flujo de corriente proporcional a la intensidad de radiación, que hace que se absorban fotones de luz y emitan electrones. Cuando los electrones son capturados, se tiene como resultados una corriente eléctrica que se puede emplear como electricidad (Salazar, Pichardo, y Pichardo, 2016).

Otra definición acertada es que los paneles solares son módulos fotovoltaicos individuales que captan la energía proveniente del sol y la convierten en electricidad, fabricados de silicio monocristalino y policristalino, principalmente. Se componen por celdas solares que contienen células solares individuales de materiales semiconductores como silicio, que transforman la luz en energía eléctrica. Los paneles fotovoltaicos toman la luz solar para generar corriente directa, que es transferida y aprovechada por los equipos eléctricos, la energía eléctrica generada pasa a través de un medidor que la cuantifica (CELSIA, 2018).

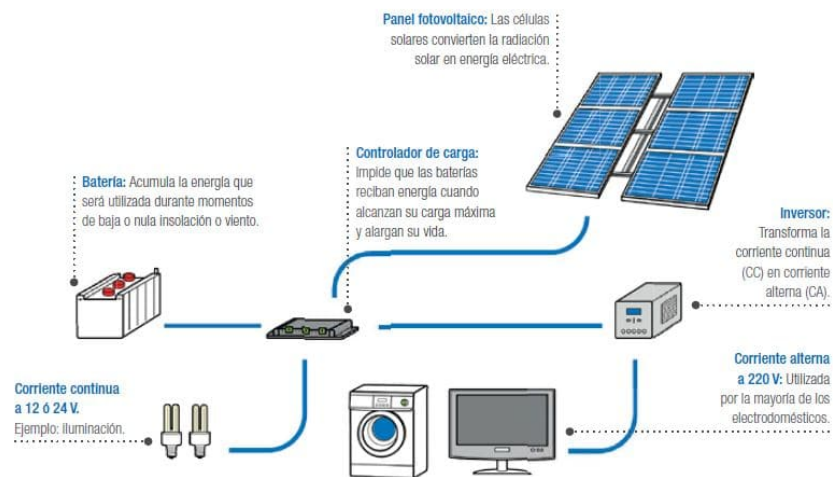
García (2020) detalla que una instalación de generación solar fotovoltaica consta de las siguientes partes:

- Módulos solares fotovoltaicos.
- Estructura para sujeción de módulos.
- Inversor de corriente.

- Baterías (Opcional).
- Material eléctrico (Cableados, conexiones y protecciones)

El inversor de corriente funciona para convertir la corriente directa que producen los paneles solares a corriente alterna, dado que esta es la que se utiliza comúnmente en la industria y residencias para los dispositivos eléctricos y electrónicos que se emplean. Es importante resaltar que el uso de los paneles solares sin sistema de almacenamiento (caso más normal y económico), requiere de interconexión, ya que la luz solar se presenta solamente en algunas horas del día y no siempre con la misma cantidad de luz absorbida. En la figura 2.4 se muestra el montaje de paneles solares.

Figura 2.4: Montaje de paneles solares



Fuente: García (2020)

La generación solar fotovoltaica, debido a su adaptabilidad y por la creciente competitividad de su costo de instalación, es una fuente renovable de energía con amplia perspectiva de aplicación a la generación distribuida en redes de baja tensión (BT) y media tensión (MT) (Tedoldi et al., 2017). La razón por la cual la energía solar fotovoltaica ha comenzado a ser atractiva para los hogares es, principalmente, por el aspecto económico, ya que los costos de esta tecnología se han ido reduciendo, así como la fiabilidad ha ido en aumento, esto se traduce en que una pequeña instalación para vivienda posee elementos cuya garantía no es inferior a 10 años, y cuya esperanza de vida supera los 20 años (García, 2020).

La energía a través de paneles solares se propone a futuro como la forma de generación distribuida más accesible y atractiva. Sin embargo, el impacto que esta puede provocar en la red eléctrica, alerta a las empresas distribuidoras, lo que causa, en muchos casos, rechazo a su regulación e implementación. Por tal motivo, es imprescindible sentar bases teóricas y experimentales del impacto de la generación distribuida por generación fotovoltaica en las redes de distribución (Tedoldi et al., 2017).

El intercambio de energía que se produce entre los productores, clientes y distribuidores debido a la generación distribuida, debe ser regulado, lo que requiere de llevar a cabo cambios legislativos por parte del Estado y nuevas tareas administrativas por las partes mencionadas y los entes reguladores (Tedoldi et al., 2017).

Según Tedoldi et al. (2017), una red eléctrica es operada buscando su punto de explotación óptima. Con la integración de la generación distribuida se debe encontrar la mejor solución de compromiso, al tomar en cuenta: las sobrecargas, los perfiles de tensión, las pérdidas en la red, protecciones, operación en isla y la calidad de la energía.

2.2.3. Legislación sobre Generación Distribuida en Costa Rica

El Decreto N° 39220-MINAE fue el inicio de la legislación a cargo de la generación distribuida que sentó las bases de la Ley 10086. La Ley 10086 fue publicada en Costa Rica el 8 de diciembre de 2021 y el 7 de enero del 2022, entró en vigor la Ley 10086: Promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables.

Esta Ley tiene como propósito contribuir al sistema eléctrico nacional y garantizar un servicio de calidad del suministro eléctrico a todos los abonados. Es de acatamiento obligatorio para las personas físicas o jurídicas que decidan instalar y utilizar un sistema de generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables, asimismo para las empresas distribuidoras.

Con la promulgación de esta ley se establece un marco legal para la generación de energía eléctrica de fuentes renovables por parte de abonados residenciales, comerciales e industriales con la capacidad de transferir el excedente de su energía a la red nacional.

El objetivo de la Ley 10086 es: 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, 2022).

La Ley 10086 define obligaciones de las empresas distribuidoras respecto a la generación distribuida. Según el marco de la Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica (2022), 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, eficacia y servicio al costo. Los gastos y utilidades de las inversiones realizadas serán reconocidos por la ARESEP y deberán asignarse en forma proporcional a las actividades correspondientes.
- Actualizar periódicamente el desempeño de las distintas fuentes de energía por recursos distribuidos que se integran 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 definidos por ARESEP.
- Asegurar la revisión oportuna de los reclamos de los registrantes, generadores distribuidos, empresas distribuidoras y demás participantes del SEN; respecto a infracciones a las disposiciones de esta Ley emitida para tal efecto.
- Comunicar a la ARESEP los medios disponibles y los tiempos ofrecidos de atención de dichos reclamos.

2.2.4. Impacto de la GD en las redes de distribución

Al integrar sistemas de generación distribuida al sistema eléctrico nacional, hay variaciones a nivel técnico y económico, debido a que esto genera modificaciones en el comportamiento de la red nacional. Es importante realizar estudios sobre la integración de la generación distribuida al sistema eléctrico, en los cuales se contemplen los cambios estáticos y dinámicos de la red para evaluar posibles escenarios y garantizar una operación segura y confiable de la red nacional.

Debido al auge en la generación regional de la energía solar y eólica, es pertinente tomar acciones para robustecer la infraestructura actual y de esta forma mantener las condiciones operativas del sistema

eléctrico de potencia. Por ende, es un desafío importante estudiar la integración de este tipo de generación renovable variable, debido a que por sus intermitencias presentes durante el día, se pueden generar desbalances en la producción de electricidad, que podrían afectar el equilibrio de la generación y demanda de energía (Gómez-Ramírez, Meza, y Morales-Hernández, 2021).

Según Goyeneche (2013), los principales cambios por estudiar al integrar generación distribuida al sistema eléctrico, son los siguientes:

Flujos de potencia

La introducción de un generador tiene influencia directa en el flujo de potencia que se tienen dentro del sistema eléctrico. Dependiendo del tamaño del generador y su factor de carga, los flujos pueden volverse bidireccionales e incluso invertirse (Goyeneche, 2013). Al introducir la generación distribuida, se ve una reducción de la carga por parte del distribuidor de energía. Al incorporar generación distribuida a las redes también afecta en las pérdidas que se presentan en el proceso de transporte de energía. Según Goyeneche (2013) la variación puede ser:

- Favorable si las inyecciones de generación distribuida permiten abastecer el consumo local.
- Nulas en el caso que se invierta el flujo o que la generación sea idéntica a la demanda del alimentador.
- Negativas en el caso que la penetración de generación distribuida sea muy grande y por ello se exporte energía.

Regulación de tensión

La tensión en un nodo cualquiera de la red eléctrica, influye directamente en los elementos conectados para su correcta operación. Debido a eso se han normalizado niveles de tensión posibles como tensiones nominales o de servicio como valores aceptados. Con ello se logra una mayor calidad y seguridad del servicio (Goyeneche, 2013). En Costa Rica los niveles de tensión permitidos se encuentran entre el 95 % y 105 % del valor nominal.

La tensión del alimentador se ve influenciada por el perfil de carga que este posea, donde se tienen casos críticos de altos niveles de tensión cuando la demanda es baja, o caídas de tensión bruscas cuando el perfil de carga es máximo (Goyeneche, 2013). Esto se puede ver ejemplificado cuando en horas de la madrugada, cuando la mayoría de la población descansa, el consumo de energía disminuye considerablemente, lo que provoca niveles altos de tensión. Por otro lado, cuando se presentan las horas de comida como almuerzo y cena (12:00 y 18:00) la tensión cae por el alto consumo de electricidad.

Al incorporar un generador distribuido, se tiene una disminución de la carga efectiva en el alimentador, lo que disminuye la potencia activa y reactiva en este. Por esta reducción se produce un alza en la tensión a la cual están sometidos los consumos. En este caso suele resultar beneficios en operación normal, donde la tensión al final de los alimentadores suele estar muy cerca de su límite inferior (Goyeneche, 2013). Sin embargo, en escenarios de alta penetración de generación distribuida o de baja demanda, puede presentarse inversión de flujos. Esto implica aumentos de tensión en las barras y que puede llegar a superar los rangos establecidos de tensión permisible, lo que afecta a los clientes (Goyeneche, 2013).

Contribución al nivel de cortocircuito

El corto circuito se define como la magnitud de la corriente que en situación de falla se presenta en un punto de interés. Las corrientes de falla son considerablemente superiores a las corrientes nominales, de manera que pueden provocar daños permanentes en los equipos eléctricos presentes en el sistema

(Goyeneche, 2013). El corto circuito varía según la relación X/R ratio del sistema observada desde el punto de fallo.

El diseño debe considerar escenarios de presencia de estas corrientes y, por ende, que sean capaces de soportarlas por breves períodos de tiempo, durante los cuales las protecciones se accionen y logren aislar las fallas (Goyeneche, 2013). Si la capacidad de falla de la red en un nodo se encuentra cerca de la capacidad máxima de falla del sistema, la contribución de la generación distribuida podría hacer que la capacidad de falla supere el límite máximo establecido por el diseño del sistema.

Coordinación de protecciones

Las protecciones que tienen las distribuidoras eléctricas en estos días, probablemente no sean las más adecuadas ante la penetración de la generación distribuida, debido a esto debe existir una respuesta y valorar cambiarlos. Un estudio de casos de rediseño de protecciones es un proyecto de gran complejidad (Goyeneche, 2013).

El elemento de protección más común en redes de baja tensión es el fusible. Este no posee inteligencia y ante un altercado permitiría una operación bidireccional, por lo que no actuaría en forma errónea al invertir el flujo en el empalme de baja tensión. Sin embargo, si se da la falla, la operación de este dispositivo no es la más adecuada en términos de seguridad y aporte a la corriente de corto circuito, por cuanto en su diseño se ha definido un umbral de corte, considerando una dirección del flujo hacia el cliente (Goyeneche, 2013).

Se requiere disponer de protecciones que logren distinguir el sentido del flujo y que ante una falla logre actuar en los umbrales de ambos sentidos de operación. Para lograr una operación segura que no genere aportes a la corriente de cortocircuito, es necesario utilizar un elemento inteligente. En media tensión se utilizan comúnmente las protecciones de potencia inversa y de sobre corriente direccional para asegurar la protección de los elementos de la red.

2.2.5. Ventajas

Al utilizar grandes cantidades de elementos de GD en los sistemas de energía eléctrica, se tiene un impacto en el desempeño de la red, ya sea con aspectos positivos o negativos según la penetración de paneles solares en los circuitos. En este caso se destacan las ventajas que se pueden obtener, las cuales se pueden agrupar en económicas, técnicas y ambientales.

Beneficios económicos

Según Ramos (2020), entre los beneficios económicos de la inserción de GD, se encuentran:

- Reducción de costos en la construcción y/o ampliación de redes de transmisión: La GD lleva a la reducción de costos de inversión, operación y mantenimiento que requiere la infraestructura implicada.
- Incremento de la seguridad energética y resiliencia del sistema y de las actividades económicas: la GD reduce el riesgo de sufrir desbalances entre la oferta y demanda eléctrica, la introducción aporta confiabilidad.
- Menores costos de producción y transporte podrían implicar precios más baratos que los derivados de la generación centralizada: la GD proporcionaría energía a menores precios, donde el sector industrial podría aumentar su eficiencia y reducir costos de producción.

Emplear la generación distribuida trae consigo beneficios para el suministrador del servicio, como lo es la disminución de inversión en la red, así como la obtención de ingresos adicionales por cuestiones de

respaldo, porteo y otros servicios (Gallegos y Rodríguez, 2015). El uso de GD, por parte de la empresa distribuidora permite, evitando costos extensos y obras largas, suministrar la demanda a usuarios lejos de zonas centralizadas (Valencia, 2008).

Beneficios técnicos

De la misma manera, Ramos (2020) destaca beneficios técnicos del uso de GD:

- Reducción de las pérdidas técnicas: La inyección directa en las redes del distribuidor reduce la necesidad de importar energía de otras zonas hacia el distribuidor.
- Ampliación de redes de distribuidor: Posibilidad de expandir el sistema de distribución, debido a que la conexión de la GD requiere líneas y subestaciones, que podrían ser utilizadas para ampliar la atención a nuevos clientes.
- Impactos positivos en el sistema del distribuidor: la introducción de GD reduce pérdidas técnicas, las tecnologías de GD pueden aportar potencia activa y reactiva.

Gallegos y Rodríguez (2015), mencionan distintos beneficios técnicos para el suministrador al emplear GD, entre estos se encuentra que: libera la capacidad del sistema, proporciona mayor control de energía reactiva, mayor regulación de tensión, menor saturación, reducción de índice de fallas, disminución en las pérdidas por transmisión y distribución y nivelan los perfiles de tensión al aportar potencia y energía reactiva a la red.

Beneficios ambientales y sociales

Por último, al incorporar la GD a las redes, se obtienen beneficios en los aspectos ambiental y social, Ramos (2020) resalta los siguientes aspectos:

- Reducción de emisiones contaminantes: La utilización de fuentes renovables variables para la generación de energía eléctrica.
- Descarbonización y transición a proyectos renovables: Reducción de emisiones de CO_2 por la disminución de producción de energía eléctrica con el uso de combustibles fósiles.
- Fomento para la incorporación de nuevas tecnologías renovables: Reemplazo del uso de combustibles fósiles por fuentes renovables como el agua, el sol o el uso de la biomasa obtenida de residuos.
- Aumento de la frontera eléctrica: La GD puede llegar a contribuir sustancialmente a que el acceso al servicio de energía eléctrica sea total.
- Confiabilidad en el sistema por cortes de suministro: Los usuarios se benefician de mayor disponibilidad de la fuente energética y reducción de interrupciones.

Otros autores respaldan la información, como menciona Gallegos y Rodríguez (2015), donde el uso de GD permite el abastecimiento de energía eléctrica a zonas remotas, así como reducción de consumo de combustibles fósiles. Asimismo, Valencia (2008) comenta, que la generación basada en fuentes energéticas locales diversifica los recursos y aumenta la autosuficiencia de una región, así como una importante contribución a la disminución de los impactos ambientales.

Gómez-Ramírez et al. (2022), menciona que, al utilizar generación distribuida y almacenamiento, se pueden proporcionar servicios como regulación de frecuencia y de tensiones, y así contribuir a la confiabilidad, calidad de la energía, reducir pérdidas y aumentar la fiabilidad. Emplear estos recursos

reduce el uso de combustibles fósiles y puede compensar la demanda de energía. Asimismo, requerir el uso de los combustibles fósiles hace que se dependa de la fluctuación del mercado internacional del petróleo, por lo que el uso de la generación distribuida podría mejorar la estabilidad económica de la región donde se aplique.

2.2.6. Desventajas

La generación distribuida trae consigo una gran cantidad de beneficios, sin embargo, en el apartado económico existen dificultades ante la inyección de energía eléctrica por fuentes renovables variables. Esto debido a que los consumidores y los distribuidores presentan diferentes consecuencias. Como menciona Echevarría y Monge (2017), donde una de las principales desventajas es la reducción de las ventas de electricidad debido al aumento de la generación para autoconsumo, lo que supone un riesgo para las empresas distribuidoras, debido a que su sostenibilidad financiera estaría comprometida.

Además de aspectos económicos, la GD supone riesgos en el aspecto técnico de las redes de distribución, Ramos (2020) resalta algunas de estas:

- Inversión de los flujos de potencia: Al introducir GD aparecen flujos de potencia inversos, pasando la red de ser un sistema pasivo alimentando cargas a un sistema activo.
- Pérdidas de potencia: Si se realiza un incorrecto emplazamiento, se pueden incrementar las pérdidas en la red.
- Variación en los niveles de tensión: Se pueden presentar saltos bruscos en los niveles de tensión en la red de distribución.
- Contribución al nivel de fallas (aspectos de calidad): El nivel de fallas cambiará con el tiempo, de manera que el número y duración variará según el momento y ubicación.

2.3. ETAP® 22.5.0

En cada proyecto será necesario conocer los modelos matemáticos de cada una de las tecnologías a emplear, debido a su forma de simular la integración en una red y para poder tomar las mejores decisiones en el planeamiento y expansión de los sistemas de potencia. La planificación de los sistemas eléctricos requerirá de herramientas computacionales que puedan simular con la potencia suficiente cada una de las tecnologías que se presenten (Gómez-Ramírez et al., 2021). Es por ello que ETAP® es una herramienta fundamental en la construcción y análisis de una red de distribución.

Las herramientas de simulación son capaces de analizar distintos estudios de un sistema eléctrico de potencia, entre los que se pueden mencionar flujos de potencia, cortocircuito, estabilidad, confiabilidad; entre otros. La escogencia de este dependerá del costo y las capacidades que este pueda tener según el requerimiento solicitado por el usuario. Con respecto a los estudios de flujos de potencia, para estudios en grandes sistemas de potencia, un método matemático que presenta gran desempeño de convergencia es el método de Newton-Rapson, el cual se encuentra presente en el *software* ETAP® (Gómez-Ramírez, Mora-Jiménez, y Meza, 2023).

ETAP® ha sido empleado para estudios de flujos de potencia donde se incluyen generadores, líneas de transmisión, transformadores, compensadores de potencia reactiva y cargas del sistema de potencia regional. Realizar simulaciones en el *software*, permite analizar el flujo de potencia y perfiles de tensión de un sistema eléctrico ante distintos escenarios. En un estudio comparativo entre ETAP® y PSS/E®, se obtuvieron resultados con porcentajes de error menores al 0,5 % en estudios de flujo de potencia, donde se emplearon 2150 barras, 650 generadores, 1200 transformadores, 2250 líneas de transmisión y 850 cargas. Lo que demuestra la confiabilidad que posee el programa (Gómez-Ramírez et al., 2023).

ETAP® (*Electric Transient Analysis Program*) permite realizar análisis en sistemas eléctricos de potencia a través del modelado y simulación de circuitos. ETAP® proporciona una gran cantidad de estudios que se pueden realizar en un circuito ya modelado, el *software* presenta una interfaz muy amigable y que permite la extracción de datos con gran facilidad. Los estudios pueden emplearse en redes de baja, media y alta tensión, lo que representa un campo muy amplio de estudio.

Los beneficios de este *software* en el modelado y simulación de circuitos, es que presenta una gran eficiencia, una mayor seguridad para un sistema de potencia eléctrico, una gran confiabilidad de los equipos al realizar la extracción de datos, mayor capacidad de integración de elementos; consiguiendo incluir fuentes de energía no convencionales a la red y una interfaz muy amigable con los requerimientos de los usuarios (Navarro, 2023). El *software* tiene una gran cantidad de funciones, pues este proyecto se desarrolla en el área de redes de distribución, por ende, características de ETAP® que son muy útiles para este trabajo son las siguientes:

- **Análisis de flujo de carga:** En este apartado se muestra cómo se distribuye la carga a lo largo de la red, en sus diferentes fases y cargas según la demanda que existe en estas. Se pueden encontrar sobrecargas o niveles de tensión fuera del rango permitido.
- **Análisis de energías renovables:** Para este proyecto destaca utilizar paneles solares como energía distribuida. Esta característica facilita incorporar y analizar cómo responde este tipo de tecnología en una red determinada.
- **Informes:** El software permite extraer datos e información de la simulación realizada en el circuito, lo que agiliza la realización de gráficos y análisis mediante otros programas y logra elaborar un estudio completo del comportamiento de la red.

2.4. Periodos de tarifas eléctricas

Para el cobro de energía eléctrica, existe una gran variedad de tarifas, estas dependen del tipo de cliente, consumo, compra o venta. En este estudio se analiza la inyección de potencia proveniente de paneles solares como método de generación distribuida. Estos son conectados a las barras monofásicas de la red. Para conocer el costo de la compra o venta de energía eléctrica, se debe valorar los distintos periodos de tiempo de cobro, debido a que el precio varía según el momento donde se presente el consumo o inyección de energía. Según la GACETA (2023) se cuentan con los siguientes periodos:

- **Periodo punta:** Entre las 10:01 y las 13:00 horas, y entre las 18:01 y las 21:00 horas.
- **Periodo valle:** Entre las 5:31 y las 10:00 horas, y entre las 13:01 y las 18:00 horas.
- **Periodo noche:** Entre las 23:01 y las 5:30 horas del día siguiente.

Capítulo 3

Construcción del modelado de la red

3.1. Información del circuito

La red de distribución de San Isidro de El Guarco, cuenta con un nivel de tensión en el primario de 34,5 kV trifásico, donde al pasar al secundario presenta niveles de tensión de 240 V en usuarios residenciales y comerciales y 480 V para cargas industriales. La alimentación de este circuito se obtiene de la Subestación Tejar, ubicada en Tejar de El Guarco, Cartago. Es una subestación reductora con tensiones de 230/34,5 kV.

Asociando la información brindada por el Departamento a cargo del sistema de información geográfica (GIS, por sus siglas en inglés) y el Departamento de Cobro de JASEC, en la red se cuentan con 214 transformadores, repartidos en las tres fases, así como a nivel trifásico. Asimismo, la red cuenta con 2562 abonados, los cuales son clientes residenciales, comerciales e industriales.

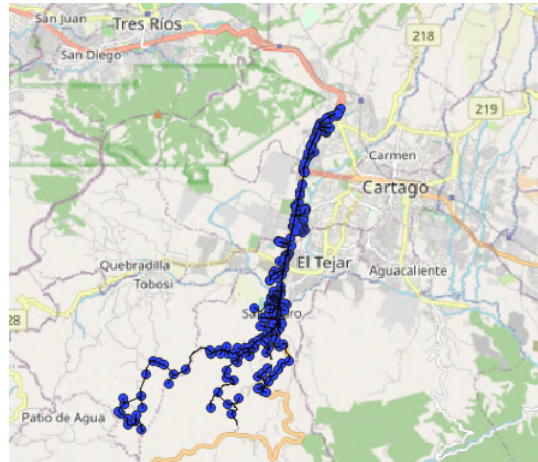
Para llevar a cabo el modelado de la red, se debe caracterizar el circuito con la información brindada, construyendo a partir de la ubicación geográfica, la cantidad y tipo de transformadores y clientes, las distancias del primario y secundario de la red, el perfil de demanda de cada abonado y las características que cada elemento conlleva.

3.1.1. Ubicación geográfica de los elementos de la red

Dicha red comprende territorios de Taras: Guadalupe, Tejar de El Guarco y San Isidro de El Guarco y queda ubicada en el oeste de Cartago. La información geográfica del circuito es proporcionada por el mencionado Departamento de GIS, que cuenta con los activos y su distribución en el mapa. Para observar con claridad los activos de la red se emplea el *software* gratuito QGIS, con el cual se pueden localizar los elementos según sus coordenadas geográficas en el mapa, en este caso en Cartago.

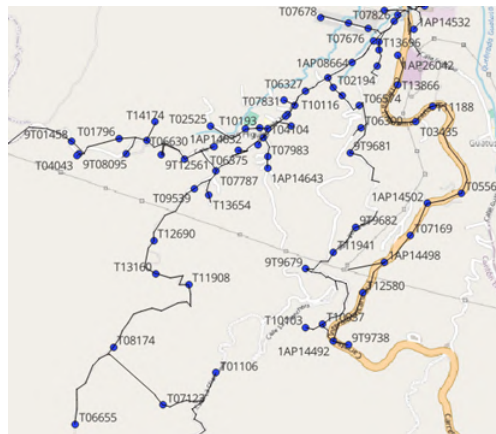
En la figura 3.1 se observa una representación de la distribución de los elementos del circuito en el programa QGIS. Los puntos azules representan los transformadores del circuito, en este caso se cuenta con los de cada una de las tres fases y los trifásicos de la red. También se observan las líneas de color negro que muestran el recorrido de los vanos (conductores del primario). Estos elementos cuentan con etiquetas para poder ser identificados y asociados a la información brindada por el Departamento de Cobro, las etiquetas se muestran en la figura 3.2.

Figura 3.1: Ubicación geográfica de elementos en QGIS



Fuente: Elaboración propia mediante QGIS

Figura 3.2: Etiquetas de los transformadores del circuito



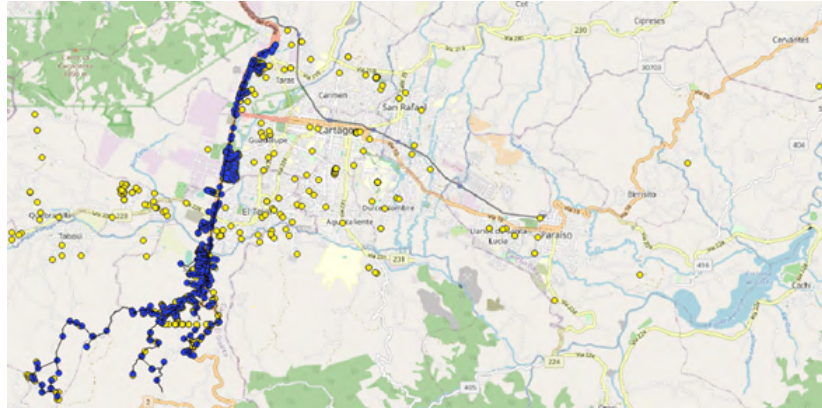
Fuente: Elaboración propia mediante QGIS

Una vez definida la ubicación y el trazado de las líneas primarias, se miden las distancias entre cada elemento. El *software* QGIS permite, mediante el uso de una herramienta, realizar la medición de las distancias a escala real en metros, de esta manera se ubica cada elemento y se anota la distancia entre ellos en el modelado de ETAP®.

La medición de las distancias se realiza de la manera más precisa posible, dado que representan la línea primaria del circuito y colocar menos o más distancia, modificaría la impedancia que posee la red.

Para determinar la ubicación de los abonados y distancias del secundario, se realiza una aproximación, debido a que no se cuenta con el archivo de acometidas para visualizar las líneas del secundario en QGIS y la ubicación de los elementos de los medidores en el *software* no es confiable, esto porque se tienen abonados en zonas como San Rafael de Oreamuno, Paraíso, Cervantes y demás; ubicaciones que se encuentran muy alejadas de los transformadores del circuito y corresponden a otras redes, como se muestra de color amarillo en la figura 3.3.

Figura 3.3: Ubicación de los elementos del secundario en la red



Fuente: Elaboración propia mediante QGIS

Debido a la falta de información mostrada en la figura 3.3, se realizan suposiciones y aproximaciones para determinar las distancias a los elementos del secundario. A causa de que hay una gran cantidad de cargas residenciales en el circuito y la licencia de ETAP® permite un máximo de mil barras, se determinan tres tipos de distancias: distancia corta, media y larga, según se ubique respecto al transformador correspondiente, de esta manera se hacen agrupaciones de cargas en barras asociadas al transformador.

3.1.2. Transformadores del circuito

Según el Departamento de GIS de JASEC, el circuito de San Isidro cuenta con 344 transformadores, repartidos, tanto en monofásicos como trifásicos. Sin embargo, según el Departamento de Cobro se tienen registrados 214 transformadores que están asociados a los clientes de este circuito. Se comparan ambas fuentes de información donde se decide realizar el modelado de la red con la información brindada por el Departamento de Cobro, debido a que es la que se encuentra más actualizada y que se utiliza, como su nombre lo indica, para realizar los cobros a los abonados. Cabe destacar que muchos transformadores del archivo de QGIS corresponden a otros circuitos a cargo de JASEC.

Asimismo, se realiza una comparación de los activos, donde los contenidos en el archivo del Departamento de Cobro se encuentran también en el archivo de GIS, lo que da pie a utilizar los primeros como los transformadores del circuito y no tomar en cuenta la diferencia.

Algunos transformadores del Departamento de Cobro no se encuentran en el archivo de QGIS, lo cual se soluciona observando las características del transformador ubicado en el archivo de QGIS y ubicando el transformador del archivo de Departamento de Cobro que cumpla con las especificaciones como fase, tipo de clientes y potencia del transformador.

Respecto a la información aportada por el Departamento de Cobro se cuenta con 214 transformadores, los cuales están distribuidos en las fases A, B y C, además de cierta cantidad sin fase denotados en el archivo como N/A. De esta manera, según el Departamento de Cobro, se cuenta con la distribución de transformadores mostrada en la tabla 3.1.

Tabla 3.1: Transformadores por fase según Departamento de Cobro de JASEC

Transf. Fase A	Transf. Fase B	Transf. Fase C	Transf. Fase N/A	Total
81	26	92	15	214

Tomando las dos fuentes de datos y realizando comparaciones, se depura la información, debido a que los transformadores en el Departamento de Cobro solo son representados por una fase y se conoce que hay transformadores trifásicos, esto se debe en su mayoría a que los transformadores trifásicos al ser ABC, se representan solo con la letra A en el archivo de clientes, agregando a esto una pequeña cantidad de transformadores de la fase B y C que también representaban elementos trifásicos.

De la misma manera se clasifican los transformadores sin fase (N/A), los cuales están especificados en el archivo del Departamento de GIS. Así se obtienen la cantidad correspondiente de transformadores de cada fase, lo cual se muestra en la tabla 3.2.

Tabla 3.2: Transformadores depurados según su fase real

Transf. Fase A	Transf. Fase B	Transf. Fase C	Transf. Trifásicos	Total
39	18	94	63	214

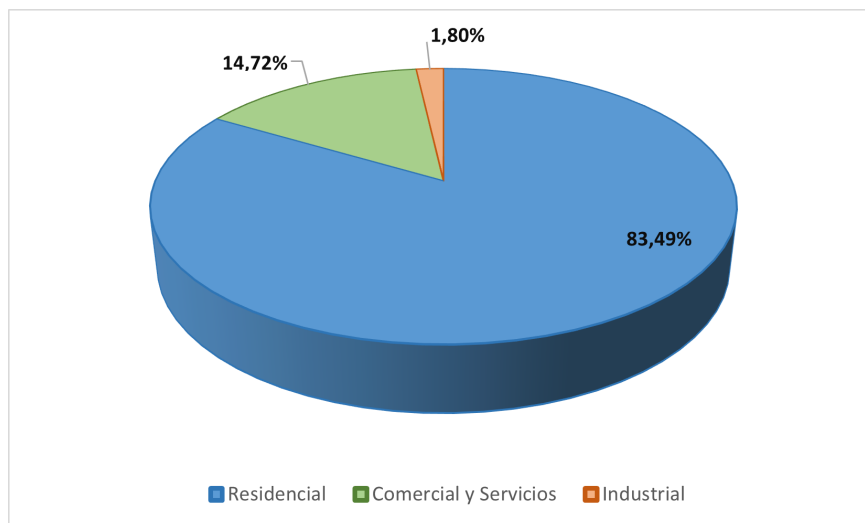
3.1.3. Clientes de la red

Este proyecto, al ser la continuación del trabajo realizado por el ya Ing. Kervyn Sáenz González, cuenta con un archivo sobre los clientes del circuito de San Isidro de El Guarco obtenido del Departamento de Servicios Técnicos de JASEC, el cual fue depurado anteriormente. Este archivo es utilizado para extraer el ID de las cargas, su consumo mensual, tipo de cliente, fase, y transformador respectivo de cada abonado.

El circuito cuenta con un total de 2562 clientes, los cuales se distinguen entre residenciales, comerciales e industriales. Los clientes residenciales son los más representativos del total, siendo estos 2139, dado a la gran extensión del circuito y que abarca zonas consideradas menos céntricas, agregado a esto existen otros circuitos que alimentan las industrias cercanas, como el Parque Industrial y Zona Franca, y la Zona Franca La Lima, ubicadas aproximadamente en el centro del circuito de San Isidro.

Además de las cargas residenciales que son alimentadas a 240 V trifilar, el circuito cuenta con 377 cargas comerciales y de servicios. Estas suelen encontrarse a niveles de tensión de 240 V, ya sean monofásicas o trifásicas y, por último, se tienen 46 cargas industriales que son alimentadas a una tensión de 480 V trifásica. En la figura 3.4 se muestra la distribución porcentual de las cargas en el circuito.

Figura 3.4: Distribución de tipos de clientes



Fuente: Elaboración propia mediante Microsoft Excel

3.1.4. Carga promedio de los clientes

En los archivos proporcionados por JASEC, no se cuenta con el perfil de carga mensual para cada cliente, por lo que se debe crear utilizando el consumo mensual y el comportamiento del alimentador principal del circuito de San Isidro de El Guarco.

Debido a un problema reportado por la distribuidora de energía con el historiador de SCADA, el perfil de las cargas se realiza con los últimos datos registrados, siendo estos los de diciembre del 2022, mismos empleados por el Ing. Kervyn Sáenz González en el proyecto anterior, dado que fueron los últimos datos conservados en JASEC.

Para calcular la carga promedio en kW de cada abonado, se toma el consumo mensual del archivo del Departamento de Cobro, dado en kWh, debido a que este valor es el consumo a lo largo del mes. Se considera un mes de 30 días, donde cada día se compone de 24 horas, lo que da como resultado un total de 720 horas. Con el consumo mensual dividido entre las 720 horas se obtiene la carga promedio en kW de cada cliente (ver ecuación 3.1), necesaria para realizar el modelado de las cargas.

$$P_{\text{promedio}} = \frac{E}{T} \quad (3.1)$$

Donde:

- P_{promedio} : Potencia real promedio mensual (kW)
- E : Energía mensual consumida (kWh)
- T : Tiempo mensual (h)

Para llevar a cabo el modelado en el *software* ETAP®[®], se necesita la potencia aparente de las cargas, tomando en cuenta que se conoce la potencia activa por el método anterior, se requiere el factor de potencia para obtener el valor solicitado. El factor de potencia de las cargas varía según el tipo de cliente. A nivel residencial se emplea un factor de potencia de 0,99, para las cargas comerciales y de servicio de 0,95 y para las industriales 0,90, según el Departamento de Servicios Técnicos de JASEC. Para obtener la potencia aparente se emplea la ecuación 3.2.

$$S = \frac{P}{F.P} \quad (3.2)$$

Donde:

- S : Potencia aparente (kVA)
- P : Potencia activa (kW)
- $F.P$: Factor de potencia

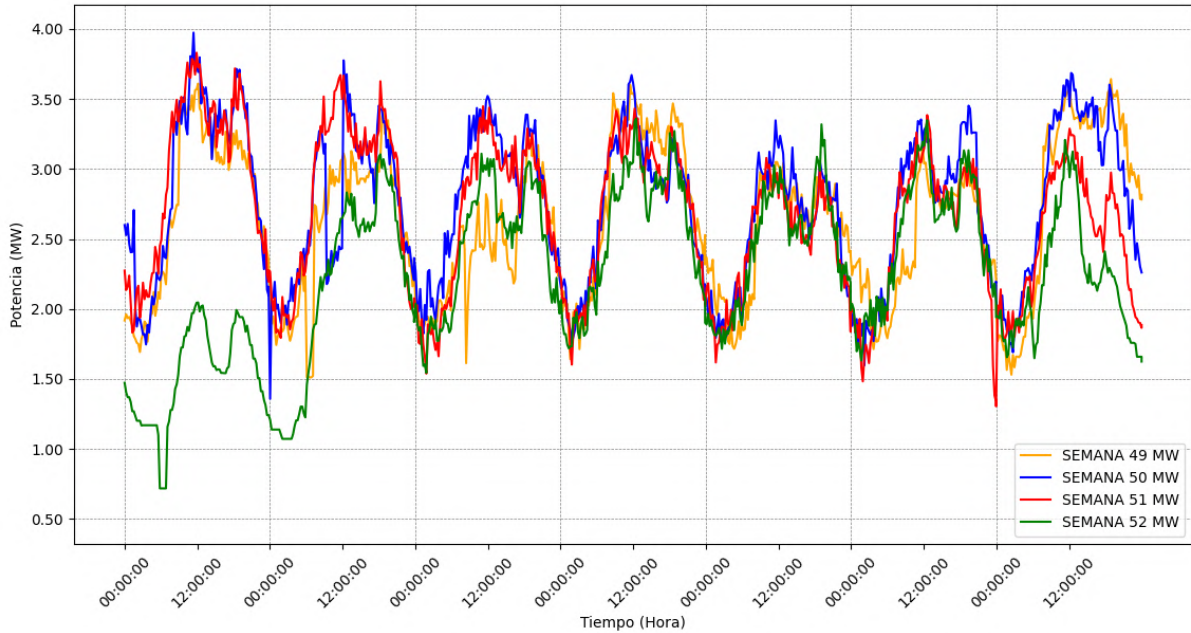
3.1.5. Perfil de demanda del circuito

Al desconocer el comportamiento a lo largo del tiempo de cada carga, se utiliza el perfil de demanda del alimentador principal del circuito, para replicar su comportamiento a las cargas, obteniendo de esta manera el perfil de demanda de cada cliente.

Debido a un problema con el historiador de SCADA reportado por el Departamento de Servicios Técnicos, se utilizan los datos del alimentador principal del circuito correspondientes a diciembre de 2022. Esta es la última información registrada por JASEC.

Para realizar el estudio con la condición más crítica del circuito, se selecciona la semana que tiene un mayor consumo. En la figura 3.5 se ilustran las cuatro semanas correspondientes al mes de diciembre de 2022, donde se observa que el comportamiento de cada una es similar, salvando situaciones particulares como el primer día de la semana 52, siendo este el día 25 de diciembre, día festivo, donde la potencia consumida es menor a la usual.

Figura 3.5: Perfil de demanda del circuito en diciembre de 2022



Fuente: Elaboración propia mediante Python

Tomando en cuenta las cuatro semanas, se lleva a cabo una comparación estadística, mostrada en la tabla 3.3, para determinar la semana más crítica a utilizar en el desarrollo del proyecto.

Se obtiene que la semana 50 (11-17 diciembre) posee la mayor demanda general, con el pico más alto, así como el promedio mayor comparando todas las semanas. La potencia promedio, máxima y mínima trifásica son:

- $P_{3\phi \text{ prom}} = 2,7470 \text{ MW}$.
- $P_{3\phi \text{ max}} = 3,9733 \text{ MW}$
- $P_{3\phi \text{ min}} = 1,3580 \text{ MW}$.

Tabla 3.3: Resumen estadístico del perfil de demanda del circuito

Estadística	S 49 (4-10 Dic)	S 50 (11-17 Dic)	S 51 (18-24 Dic)	S 52 (25-31 Dic)
Media (MW)	2,6240	2,7470	2,6615	2,2517
Mediana (MW)	2,6915	2,8445	2,7500	2,2507
Moda (MW)	1,5113	3,1330	3,2680	1,1693
Desviación estándar	0,5469	0,5478	0,5487	0,5710
Varianza de la muestra	0,2991	0,3001	1,0156	0,3260
Mínimo (MW)	1,5113	1,3580	1,3047	0,7183
Máximo (MW)	3,6417	3,9733	3,8297	3,3597

3.1.6. Carga máxima de los clientes

Para realizar el modelado de las cargas en el *software* ETAP[®], se requiere la carga máxima de cada cliente, de manera que se consideren las condiciones más críticas al simular el circuito.

Al no contar con los perfiles de carga de cada cliente, se relaciona la carga promedio obtenida anteriormente con el perfil de demanda del alimentador principal del circuito. En este caso se utiliza la semana 50 de 2022, debido a que presenta los valores máximos de potencia respecto a las otras semanas.

Se extrae el valor máximo y promedio de la potencia del alimentador principal, donde se calcula la relación entre ambos, mostrada en la ecuación 3.3.

$$factor = \frac{P_{max}}{P_{prom}} \quad (3.3)$$

Donde:

- $factor$: factor de relación
- P_{max} : Potencia activa máxima (MW)
- P_{prom} : Potencia activa promedio (MW)

Sustituyendo los valores, se tiene que para la semana 50 la potencia trifásica máxima es de 3,9733 MW y la potencia trifásica promedio es de 2,7470 MW, dando como resultado un factor de 1,4464.

El factor de 1,4464 relaciona directamente el valor máximo en el perfil de demanda del circuito con el promedio de los valores de potencia del alimentador en el tiempo. Si se toma en cuenta esta consideración, se realiza la comparación que el valor máximo del perfil de demanda de cada carga será el dato obtenido de multiplicar la carga promedio de los clientes por el factor obtenido. La ecuación 3.4 resume lo mencionado.

$$S_{max} = S_{prom} \cdot factor \quad (3.4)$$

Donde:

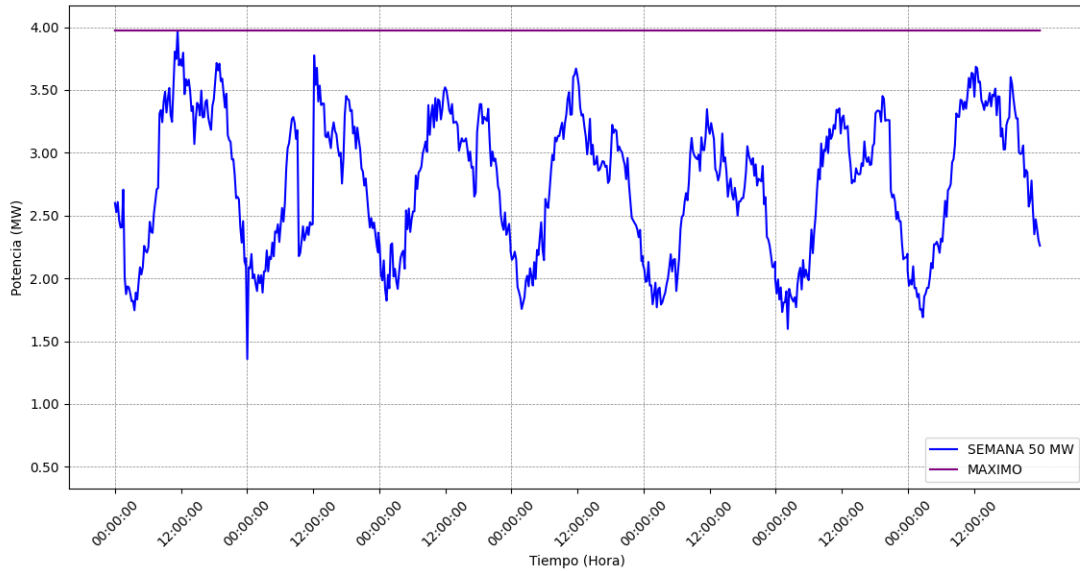
- S_{max} : Potencia aparente máxima (kVA)
- S_{prom} : Potencia aparente promedio (kVA)
- $factor$: factor de relación

De esta manera se calcula el valor de la potencia máxima en kVA de la carga asociada a cada cliente, necesaria para poder simular el circuito en la condición más crítica.

3.1.7. Perfil de demanda de las cargas

Tomando como base el comportamiento de la semana 50 del circuito, mostrado en la figura 3.6, se genera un perfil de demanda para cada carga. Estas tendrán el mismo comportamiento del alimentador principal del circuito de San Isidro de El Guarco.

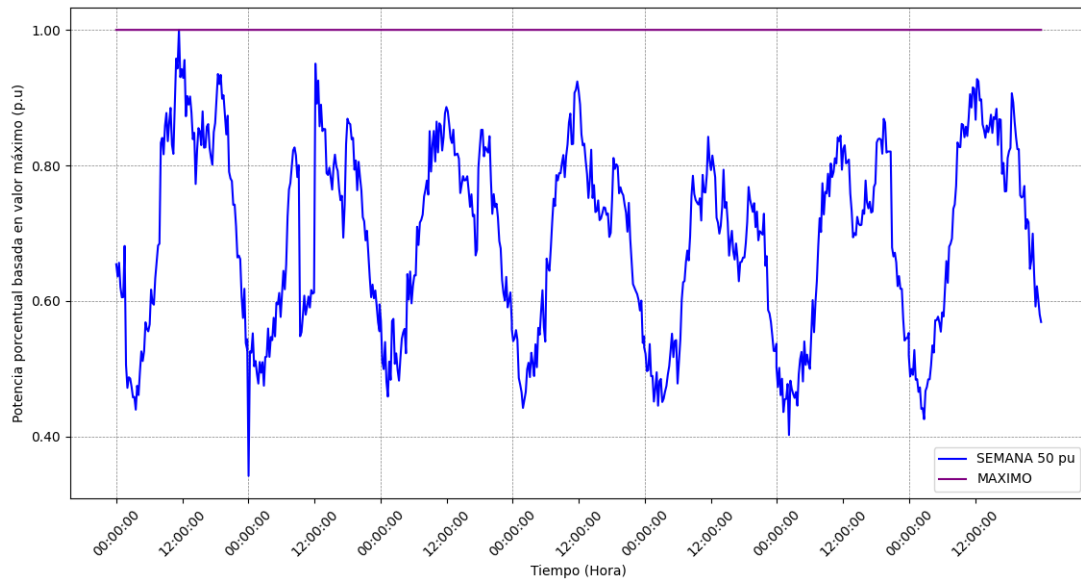
Figura 3.6: Perfil de demanda de la semana 50 del circuito



Fuente: Elaboración propia mediante Python

Para generar el perfil auxiliar se toma en cuenta el valor máximo de demanda y se utiliza como dato base, donde representa el 100% o bien 1 p.u. Los demás valores de potencia son divididos entre el valor base, donde las relaciones van desde el 1 (valor máximo) hasta 0,34 (valor mínimo), como se ilustra en la figura 3.7.

Figura 3.7: Perfil de demanda porcentual de la semana 50 del circuito



Fuente: Elaboración propia mediante Python

Con el perfil porcentual generado de la figura 3.7 y la carga máxima obtenida en el apartado anterior, se utiliza el *software* Python para crear un código de programación que permite relacionar cada valor porcentual del perfil con la carga máxima de cada cliente, donde se obtiene un archivo .xlsx que contiene el perfil de demanda de cada carga individual, para posteriormente ser utilizado en la simulación de ETAP® con el módulo de Flujo de Potencia en el Dominio del Tiempo.

El código de programación de Python consiste en llevar a cabo una lectura de la información de las cargas modeladas del circuito (ID, potencia activa, factor de potencia) y crea para cada carga un archivo .xlsx que contiene la potencia activa, reactiva y el factor de potencia, logrado mediante la multiplicación del perfil porcentual por el valor de cada carga.

Debido a que el perfil porcentual está compuesto por intervalos de tiempo de 15 minutos durante toda una semana, el archivo contiene 672 filas con los valores calculados de la potencia activa, reactiva, factor de potencia y datos de tiempo como hora, minutos, segundos, y la fecha. En la figura 3.8 se muestra el formato de una carga obtenida mediante el código de programación de Python.

Figura 3.8: Formato de datos del archivo .xlsx para cada carga

P(MW)	Q(Mvar)	PF%	V(p.u.)	Angle	Humidity	Temp C	Wind(m/s)	Irradiance(W/m^2)	Hour	Min	Seconds	Date
0,001202	0,000395	95							0	0	0	2023-01-01 00:00:00
0,001169	0,000384	95							0	15	0	2023-01-01 00:00:00
0,001206	0,000397	95							0	30	0	2023-01-01 00:00:00
0,001141	0,000375	95							0	45	0	2023-01-01 00:00:00
0,001113	0,000366	95							1	0	0	2023-01-01 00:00:00
0,001113	0,000366	95							1	15	0	2023-01-01 00:00:00
0,001252	0,000412	95							1	30	0	2023-01-01 00:00:00
0,000929	0,000305	95							1	45	0	2023-01-01 00:00:00
0,000867	0,000285	95							2	0	0	2023-01-01 00:00:00

Fuente: Elaboración propia mediante Python

La potencia reactiva de las cargas fue calculada utilizando la potencia activa y el factor de potencia brindados, este valor se calcula mediante la ecuación 3.5.

$$Q = P \cdot \tan(\arccos(F.P)) \quad (3.5)$$

Donde:

- Q : Potencia reactiva
- P : Potencia activa
- $F.P$: Factor de potencia

3.2. Modelado y simulación del circuito en ETAP®

A continuación, se muestran los pasos para llevar a cabo el modelado del circuito con la información recolectada en el apartado anterior, para ello se modela cada elemento de la red en el *software* ETAP® y luego se simula con el módulo de Flujo de Potencia para corroborar el correcto funcionamiento del circuito.

3.2.1. Modelado de los elementos

Para realizar el modelado de la red, se requiere identificar los elementos necesarios, en este caso la subestación, transformadores, líneas de distribución, barras, ramales, cargas, acometidas y adaptadores de fase.

La **subestación** Tejar se modela como una barra infinita en el software, la cual alimenta a todas las cargas de ese circuito a un nivel de tensión de 34,5 kV trifásico. Entre los datos importantes a destacar es que posee 1000 MVA_{sc} y se configura como barra oscilante. En la figura 3.9 se muestra la especificación de los datos.

Figura 3.9: Configuración de la subestación Tejar en ETAP®

Fuente: Elaboración propia mediante ETAP®

En el circuito hay dos tipos de **transformadores**: los monofásicos que alimentan a las cargas residenciales y los trifásicos, los que se conectan a las cargas comerciales y servicios y a las industriales.

Cada tipo de transformador se configuró como sumergido en aceite mineral y clase OA (sumergido en aceite con enfriamiento natural), además se especifican a una altitud de 4700 ft y a una temperatura ambiente de 30 °C. Para la impedancia de cada transformador se utiliza la típica según ANSI proporcionada por el *software*.

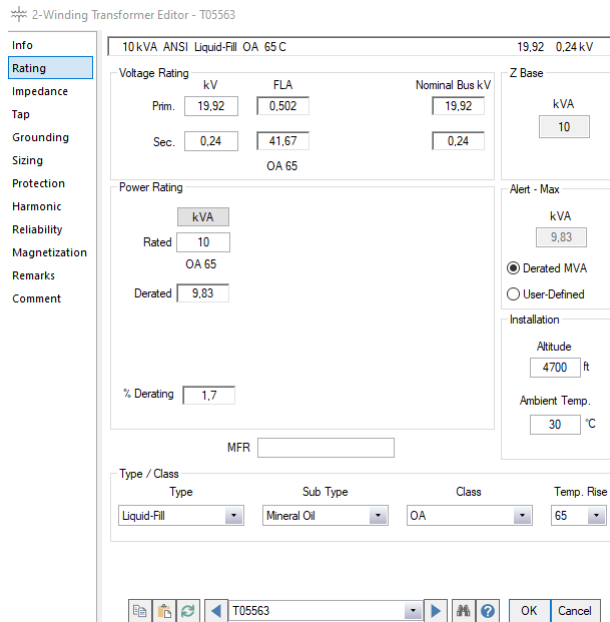
Para los transformadores monofásicos se establece un nivel de tensión en el primario de 19,92 kV, debido a la conversión de la tensión de línea de la red a la tensión de fase que utilizan las cargas monofásicas. Esto se expresa con claridad en la ecuación 3.6. En el secundario se toma una tensión de 0,24 kV utilizada por las cargas y se especifica el valor de carga en kVA, según corresponda con los datos de JASEC. La configuración de un transformador monofásico se observa en la figura 3.10.

$$V_F = \frac{V_L}{\sqrt{3}} \quad (3.6)$$

Donde:

- V_F : Tensión de fase
- V_L : Tensión de línea

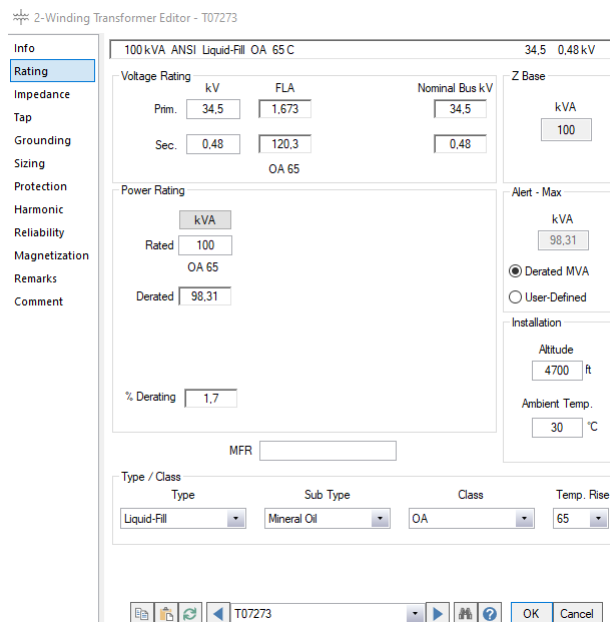
Figura 3.10: Configuración de un transformador monofásico en ETAP®



Fuente: Elaboración propia mediante ETAP®

Los transformadores trifásicos utilizan 34,5 kV en el primario y en el secundario varía en 0,24 kV o 0,48 kV dependiendo del tipo de carga, ya sea comercial y de servicios o industrial. Se ingresa el valor de la carga en kVA, según los datos aportados por JASEC. La configuración de un transformador trifásico se observa en la figura 3.11.

Figura 3.11: Configuración de un transformador trifásico en ETAP®

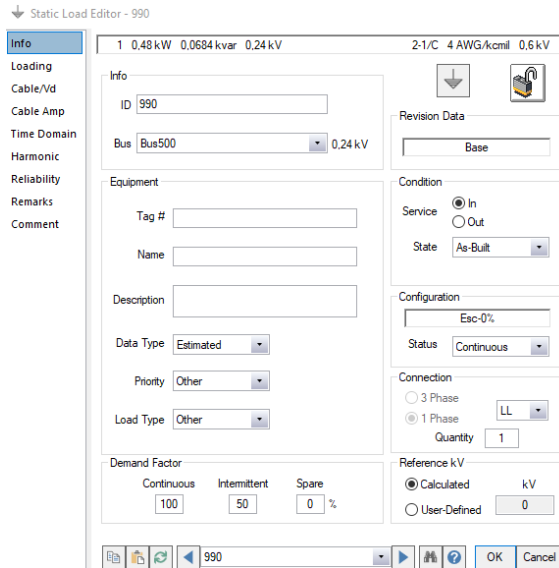


Fuente: Elaboración propia mediante ETAP®

Para la configuración de las **cargas**, estas dependen si son de tipo monofásicas o trifásicas. Esto se especifica en el *software*. En el caso de las cargas monofásicas se seleccionan como trifilares y a la fase que corresponden debido a las características del circuito.

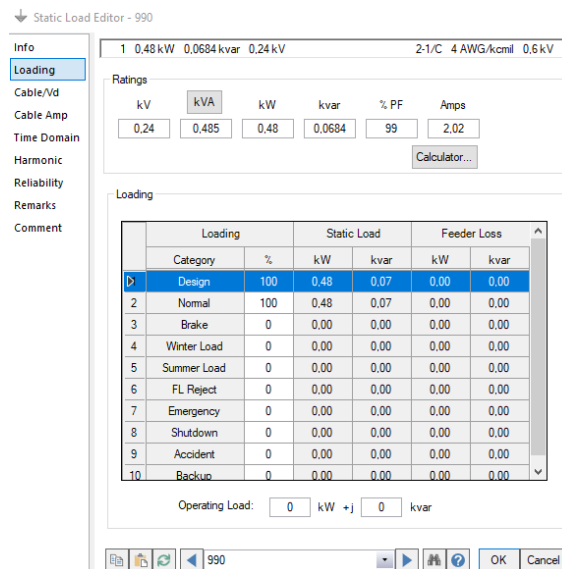
En cada tipo se ingresa el nivel de tensión al que se encuentran ya sea 0,24 kV o 0,48 kV, además de ello se introduce la potencia máxima de la carga en kVA y el factor de potencia, siendo este último 0,99 para cargas residenciales, 0,95 para comercio y servicios, y 0,90 para industriales. Un ejemplo de configuración de cargas en el modelado se ilustra en las figuras 3.12 y 3.13.

Figura 3.12: Selección de tipo de carga en ETAP®



Fuente: Elaboración propia mediante ETAP®

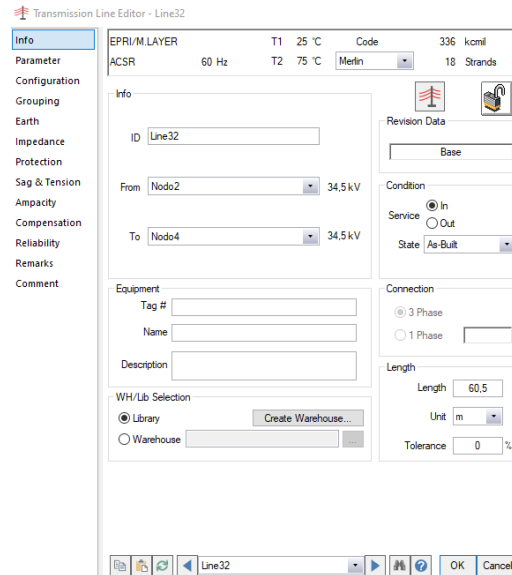
Figura 3.13: Especificación de valores de potencia de una carga en ETAP®



Fuente: Elaboración propia mediante ETAP®

El circuito cuenta con distintos tipos de **conductores** en la red, se tienen las líneas de distribución; estas son MERLIN 336 kcmil de aluminio AL60Hz con una configuración horizontal de espaciamiento de 4 ft entre cada línea en el caso de ser trifásica, por otro lado, los ramales que conectan las barras cuando existen cargas de distancia corta, media y larga; son de cable aluminio 1/0 AWG AL60Hz, y por último se tienen las acometidas donde los cables son de 10 m de longitud y #4 AWG AL60Hz. En el caso de las líneas de distribución y los ramales, las distancias son determinadas por mediciones en el archivo de QGIS. La configuración de conductores se ilustra en la figura 3.14.

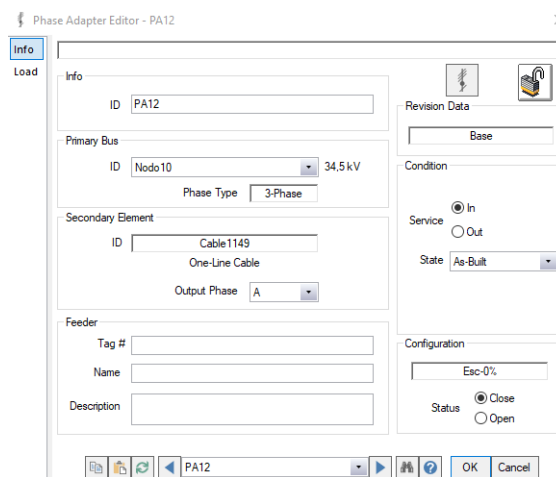
Figura 3.14: Configuración de conductores en ETAP®



Fuente: Elaboración propia mediante ETAP®

Los **adaptadores de fase** son elementos que se utilizan para especificar la fase a la que corresponde cada sección del circuito en el modelado en ETAP®, sin embargo, estos no son utilizados en la realidad, la configuración solamente consiste en seleccionar la fase respectiva como se muestra en la figura 3.15.

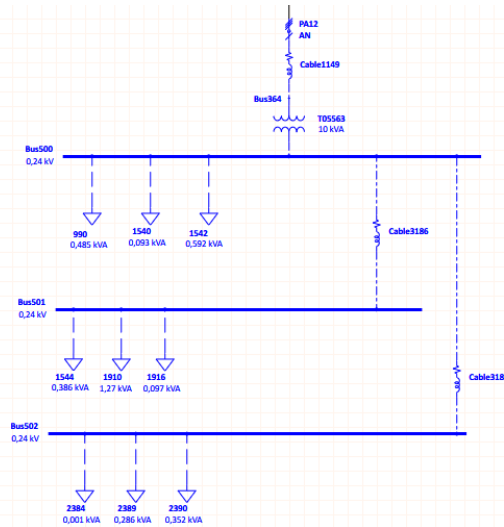
Figura 3.15: Adaptador de fase en ETAP®



Fuente: Elaboración propia mediante ETAP®

Una vez se cuenta con todos los elementos configurados según las características correspondientes, se realiza la conexión entre ellos para iniciar con la construcción del circuito. Una ilustración del montaje de los elementos y la unión de estos en el modelado, se observa en la figura 3.16, donde a partir de la línea de distribución se coloca un adaptador de fase que conecta con el transformador monofásico, de ahí se alimentan las cargas cortas, medias y largas según por su distancia medida en el QGIS.

Figura 3.16: Detalle de montaje de elementos en ETAP®



Fuente: Elaboración propia mediante ETAP®

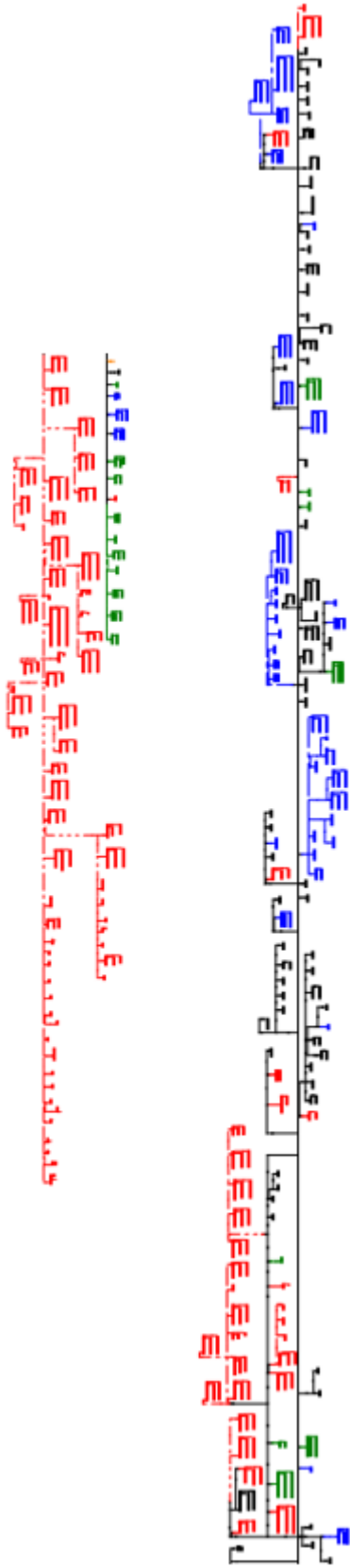
Para la construcción total de la red se toma como referencia la subestación Tejar, a partir de esta se desarrolla el modelado mostrado en la figura 3.17, donde a la izquierda se tiene la construcción desde Subestación Tejar a San Isidro de El Guarco (8,5km de cableado aproximadamente) y por la derecha desde Subestación Tejar a Taras (longitud de cableado aproximada de 7,2km).

Según se muestra en la figura 3.17, los elementos de color azul representan la fase A del circuito, los verdes la fase B, los rojos la fase C y los negros los activos trifásicos de la red. También se puede observar una pequeña sección de color naranja abajo a la derecha de la figura 3.17, la cual es la subestación Tejar que alimenta el circuito.

Las cargas en la zona suroeste de la subestación Tejar correspondiente a la zona de San Isidro de El Guarco son monofásicas, debido a que son zonas más residenciales donde existen agrupamiento de casas, en las zonas más céntricas del circuito se observan más cargas trifásicas, debido a las cargas comerciales e industriales que existen cerca los parques industriales de Cartago, asimismo, se muestran sectores donde se agrupan cargas residenciales de una misma fase, donde en su mayoría son por residenciales del lugar.

Una vez finalizado el modelado del circuito, se cuenta con 214 transformadores, distribuidos en monofásicos y trifásicos, además de 2562 cargas residenciales, comerciales y servicios, e industriales. Se emplearon un total de 423 barras para realizar las conexiones de las cargas, lo cual cumple con el límite de barras de la licencia de ETAP®, lo que permite continuar con la validación del modelo mediante la simulación del flujo de potencia del circuito.

Figura 3.17: Circuito de San Isidro del Guarco modelado en ETAP®



Fuente: Elaboración propia mediante ETAP®

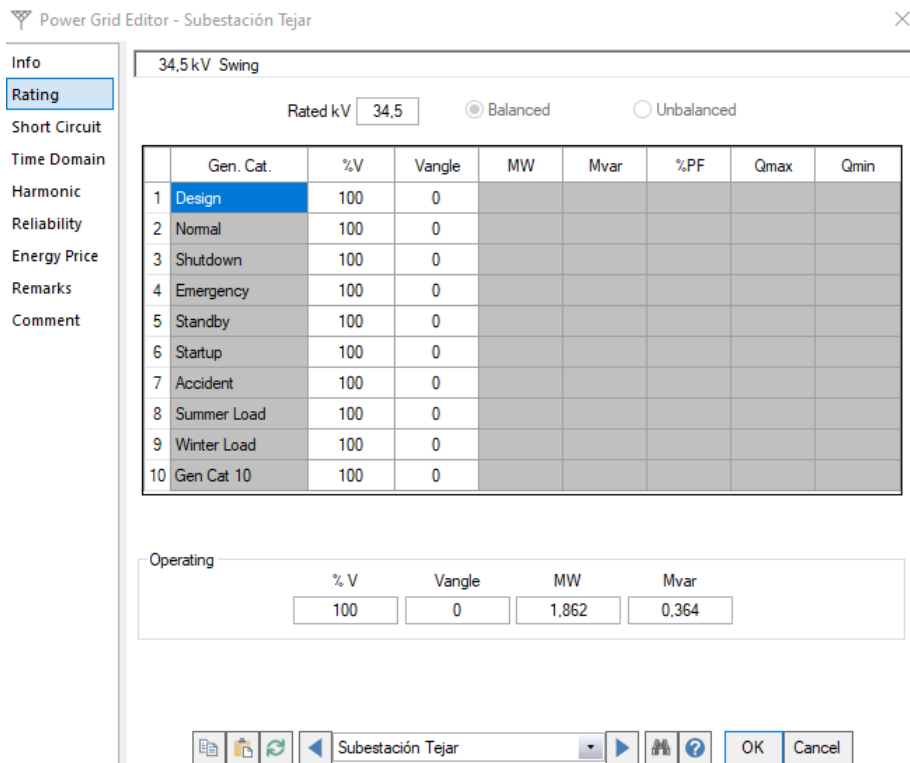
3.2.2. Validación del modelo con Flujo de Potencia

La finalidad del modelado es poder utilizarlo para simulaciones en el dominio del tiempo, sin embargo, se debe verificar el correcto funcionamiento del circuito en la condición más crítica. En este caso se emplea el módulo de simulación Flujo de Potencia de ETAP®[®], el cual realiza una simulación estática con los valores ingresados en el modelado.

Realizar la simulación en Flujo de Potencia es importante para asegurar que los valores ingresados y la configuración de los elementos se encuentren bien definidos y no presenten incongruencias o falta de información. Al realizar la simulación, si el *software* muestra resultados, significa que el modelado está bien construido y se puede continuar con el estudio, utilizando el módulo de Flujo de Potencia en el Dominio del Tiempo.

Al efectuar la simulación en Flujo de Potencia, se tiene que la subestación Tejar suministra 1,862 MW y 0,365 MVAR al circuito. Esto representa la suma de todas las 2562 cargas que hay en la red de San Isidro en la condición más crítica. La información se puede observar en la figura 3.18.

Figura 3.18: Simulación del módulo Flujo de Potencia en ETAP®[®]



Fuente: Elaboración propia mediante ETAP®[®]

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

Con la validación del modelado con Flujo de Potencia, se procede a efectuar la comprobación del modelo con el módulo de Flujo de Potencia en el Dominio del Tiempo, de esta manera se realiza la validación del funcionamiento del circuito a lo largo del tiempo con las características mencionadas en apartados anteriores.

Para la operación del Flujo de Potencia en el Dominio del Tiempo, se emplean los perfiles de demanda de cada carga creados, los cuales fueron ajustados al comportamiento del alimentador principal del circuito y la carga máxima consumida por cada cliente.

El Flujo de Potencia en el Dominio del Tiempo requiere de los archivos del perfil de demanda de cada carga en formato .xlsx. Estos deben ser agrupados en una carpeta para que el *software* haga lectura de los archivos. En la carpeta debe encontrarse un archivo .xlsx por cada carga con su nombre respectivo. Cada archivo debe tener los datos de P(MW), Q(Mvar), PF %, *Hour*, *Mins*, *Seconds* y *Date*. Los valores tienen que encontrarse en intervalos de 15 minutos para este estudio.

Una vez se cuenta con el formato correcto de los archivos en una carpeta, se realiza la lectura de estos en el software ETAP®. Para esto, se selecciona el módulo de Flujo de Potencia en el Dominio del Tiempo, posteriormente se pulsa en la configuración de “Formato de reporte”. En este se despliega una pestaña de diálogo, en la cual se configura un total de 9999 iteraciones y una precisión de 0,1 para llevar a cabo durante la simulación.

Luego, se pulsa en “*Time Domain Loading*” y se selecciona “*Time Series Load Flow*”. En este punto se muestra la ventana que se observa en la figura 3.19, donde se configura la fecha y hora del inicio y final de las simulaciones, además del “*Time Step*” correspondiente. No es necesario que las fechas en el *software* coincidan con las reales del estudio, sin embargo, es importante que cumplan con el lapso del tiempo, en este caso de una semana con saltos de tiempo de 15 minutos, para una correcta lectura del *software* ETAP®.

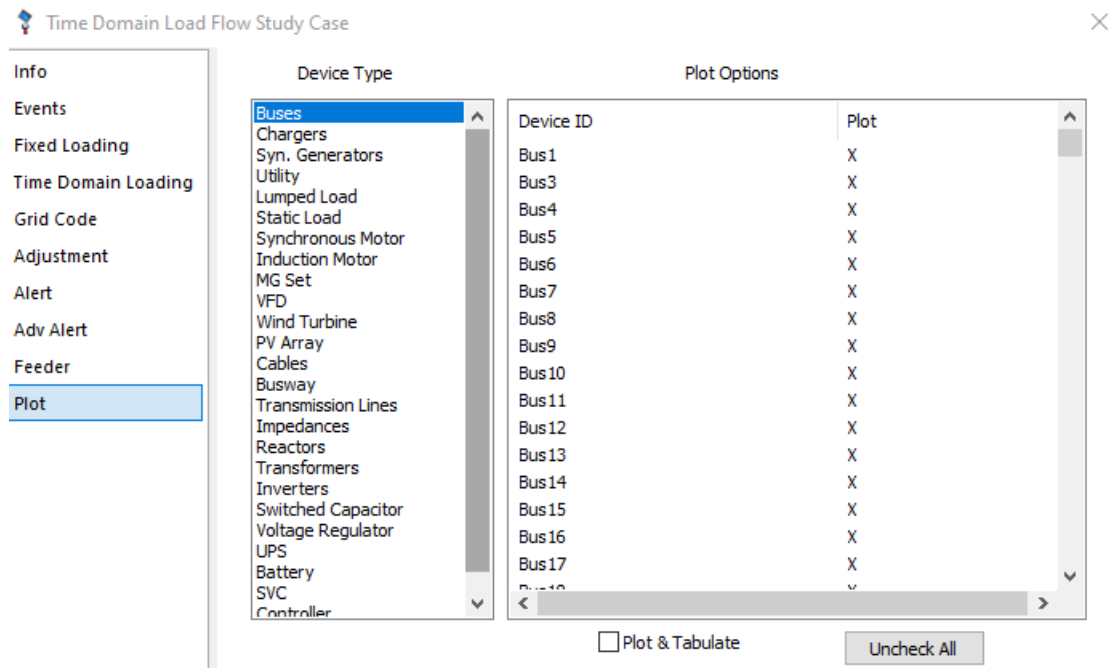
Figura 3.19: Configuración del Flujo de Potencia en el Dominio del Tiempo en ETAP®

The screenshot shows the 'Time Domain Load Flow Study Case' dialog box in ETAP software. On the left is a navigation menu with options: Info, Events, Fixed Loading, Time Domain Loading (highlighted), Grid Code, Adjustment, Alert, Adv Alert, Feeder, and Plot. The main area has two radio buttons: 'Single Load Flow' (unselected) and 'Time Series Load Flow' (selected). Below these are fields for 'From' (domingo, 1 de enero de 20) and 'To' (sábado, 7 de enero de 20), with 'Time' dropdowns set to 00:00:00 and 23:45:00. A 'Time Step' field is set to 15 min. A checked 'External Data' checkbox is followed by a file path: C:\Users\Usuario\OneDrive - Estudiantes ITCR\Modelado SAN ISIDRO\Cargas\Excels Time Dom: and an ellipsis button. At the bottom, there are sections for 'Wind Turbine' (with 'P-Q Data' selected) and 'Solar/PV' (with 'P-Q Data' selected). An 'Annual Load Growth Factor' field is set to 0%.

Fuente: Elaboración propia mediante ETAP®

Con la configuración del módulo de simulación terminada, se seleccionan los valores que se requieren extraer para el análisis del circuito. En este caso se selecciona el apartado “*plot*”, donde se eligen las variables por visualizar durante las simulaciones. Para este estudio es de gran importancia extraer información de las barras (“*buses*”), los tranformadores (“*transformers*”), los cables e impedancias (“*cables and impedances*”), y la subestación (“*utility*”). Realizada la configuración como se ilustra en la figura 3.20, se puede ejecutar la simulación de la red.

Figura 3.20: Configuración de variables de interés para las simulaciones en ETAP®



Fuente: Elaboración propia mediante ETAP®

Al ejecutar el módulo, se muestra el comportamiento del circuito a lo largo de una semana, donde se obtienen 672 mediciones. Cada elemento de la red posee un comportamiento específico debido a las características individuales de cada cliente. Al analizar las barras se puede observar cómo varía la tensión cada 15 minutos a lo largo de una semana, el comportamiento de la cargabilidad de elementos, así como extraer la inyección de potencia de la subestación a lo largo del tiempo.

Capítulo 4

Estudio de la integración de generación distribuida

En este apartado se realiza la incorporación y análisis de los escenarios de penetración de la generación distribuida mediante el uso de paneles solares en clientes residenciales, empleando el modelo creado del circuito de San Isidro de El Guarco.

Para ello se realiza la inserción de paneles solares en las barras monofásicas dependiendo de la capacidad de cada transformador en la red, para posteriormente crear escenarios de penetración y evaluar el comportamiento del circuito con criterios de tensión y sobrecarga de elementos. En el *software* ETAP® se emplea el módulo de Flujo de Potencia en el Dominio del Tiempo para la extracción de la información por estudiar.

4.1. Integración de generación distribuida al modelo

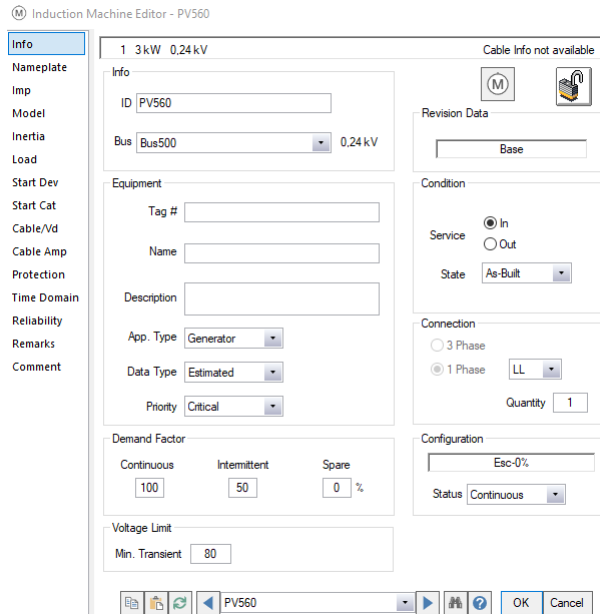
En el software ETAP® se cuenta con paneles solares llamados PVA por sus siglas en inglés “*Photovoltaic Array*”, que significa arreglo fotovoltaico. Sin embargo, estos elementos solo pueden ser conectados a barras trifásicas, y el estudio se efectúa en los componentes monofásicos de la red, por ello es necesario encontrar una manera alternativa para simular los paneles solares en el modelado. Para suplir la ausencia de estos elementos monofásicos en el *software*, el profesor M. Sc. Gustavo Gómez Ramírez provee una opción empleando máquinas de inducción como generadores, que simulen el comportamiento de los paneles solares en el modelado del circuito.

4.1.1. Características de los paneles solares

Los paneles solares son representados como máquinas de inducción en el modelado, donde se configuran como generadores, debido a que los paneles solares entregan potencia a la red. Los paneles solares son seteados con una potencia de 3 kW, debido a que según el Departamento de Servicios Técnicos de JASEC, este es el valor típico de uso por parte de los clientes y de venta por parte de los proveedores. La especificación de valores de un panel solar se detalla en la figura 4.1.

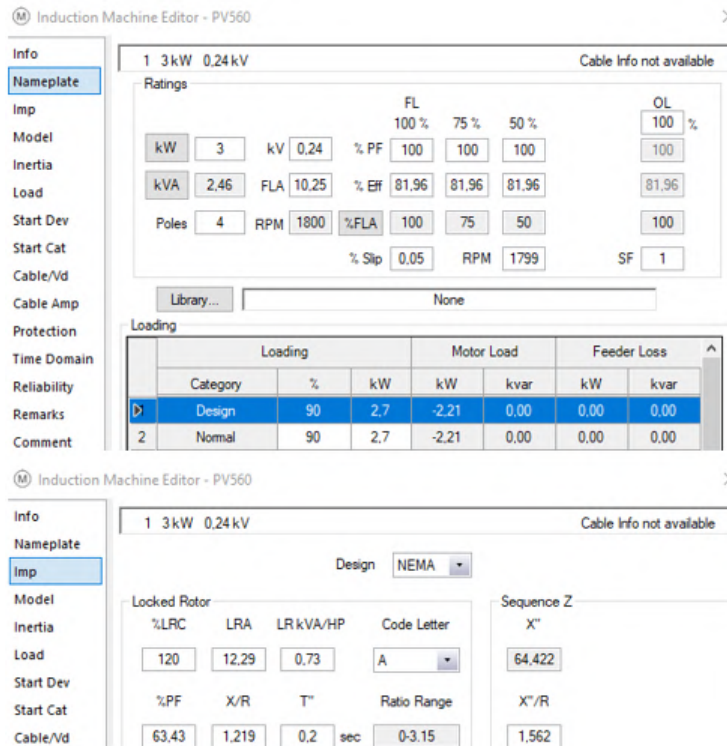
Entre otras configuraciones realizadas a la máquina de inducción para simular un panel solar se encuentra el especificar un factor de potencia del 100 %, para que la máquina entregue solamente potencia activa a la red. Asimismo, según indica la legislación, los paneles solares entregarían 120 % de su corriente nominal a fallas de cortocircuito. Los elementos son conectados a las barras monofásicas del circuito, por ende, se encuentran a un nivel de tensión de 240 V. Estas especificaciones ilustran en la figura 4.2.

Figura 4.1: Especificación de valores para un panel solar en ETAP®



Fuente: Elaboración propia mediante ETAP®

Figura 4.2: Configuración de características para un panel solar en ETAP®



Fuente: Elaboración propia mediante ETAP®

4.1.2. Perfil de generación de potencia

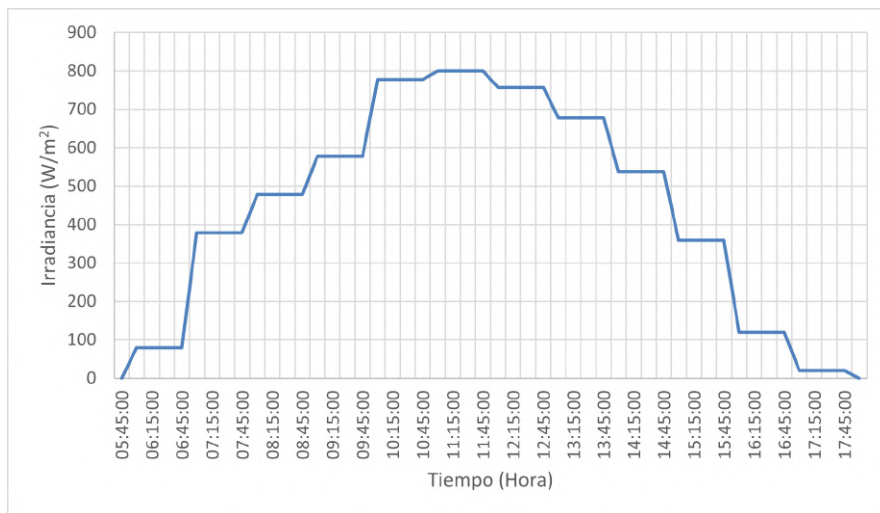
Los paneles solares producen energía en los momentos donde el espectro electromagnético se encuentra lo suficientemente alto y entra en contacto con las celdas solares, es decir, actúan en presencia del sol. El periodo de generación de energía es de 12 horas aproximadamente, donde hace entrega de potencia activa desde las 7:00 a 19:00 horas.

Existen distintas variables que afectan la generación de energía de los paneles solares, como la nubosidad, sombras, orientación, inclinación y demás; los cuales impactan directamente en la eficiencia de los dispositivos. En este estudio se valoran las variables de irradiancia y temperatura para la generación de los perfiles de cada panel solar.

Los perfiles de irradiancia y temperatura fueron suministrados por el profesor M. Sc. Gustavo Gómez Ramírez, así como la potencia generada en cada intervalo de tiempo, con separación de 15 minutos. Estos perfiles son adecuados al comportamiento típico de Cartago, por estudios realizados previamente por el profesor.

En la figura 4.3 se ilustra el comportamiento de la irradiancia a través del tiempo para cada panel solar, en esta se observan comportamientos planos entre ciertas zonas horarias, esto se debe al muestreo realizado para utilizar los datos en el software ETAP®. Asimismo, se muestra que el punto máximo se encuentra en el horario cercano al medio día, donde se considera la mayor exposición al sol. De la misma manera en los extremos se va reduciendo la irradiancia por la baja acción del sol en los paneles solares.

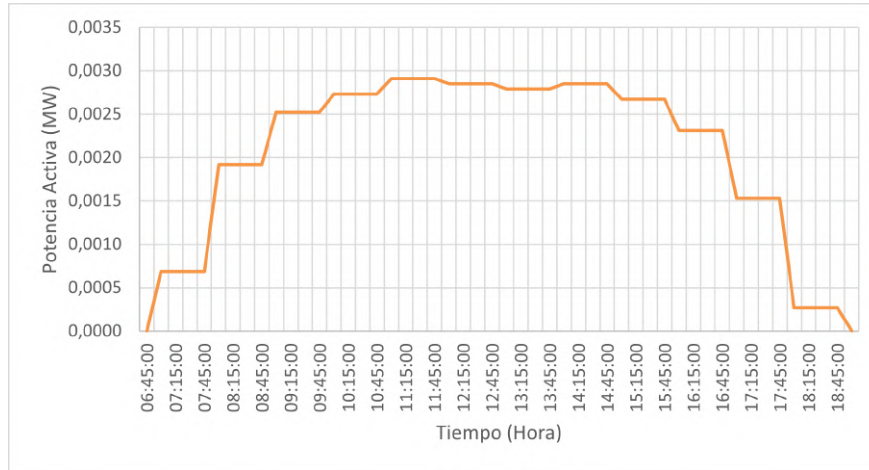
Figura 4.3: Perfil de irradiancia de un panel solar para Cartago



Fuente: Elaboración propia utilizando Microsoft Excel

Cada panel solar cuenta con un comportamiento de entrega de potencia asociado, el cual, así como la irradiancia se encuentra muestreado cada 15 minutos, donde inicia la entrega de potencia 7:00 horas y finaliza a las 19:00 horas. El perfil de generación de potencia activa en MW se muestra en la figura 4.4, donde se observa que la potencia máxima se da entre las 11:00 y 12:00 horas, siendo de 2,91kW. Es importante destacar que los paneles solares fueron modelados para producir solo potencia activa.

Figura 4.4: Perfil de generación de potencia activa de un panel solar para Cartago



Fuente: Elaboración propia utilizando Microsoft Excel

Para calcular la energía que brinda cada panel solar durante un día de operación, se utiliza el cálculo del área bajo la curva del perfil de generación de potencia del panel. El área es el resultado de la suma de los rectángulos y triángulos que se encuentran entre los intervalos de 15 minutos. La ecuación 4.1 muestra el cálculo para la energía en kWh de cada panel.

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

Donde:

- E : Energía mensual (kWh)
- P_1 : Potencia en el punto 1 (kW)
- P_2 : Potencia en el punto 2 (kW)
- h_1 : Hora en el punto 1 (h)
- h_2 : Hora en el punto 2 (h)

Empleando la ecuación en cada intervalo y realizando la sumatoria de las áreas, se tiene una energía total suministrada de 26,04 kWh (ver apéndice, tabla A.1), generada por un panel durante un día. Considerando un mes de treinta días, un panel solar inyecta 781,20 kWh a la red.

4.1.3. Paneles por integrar en el circuito

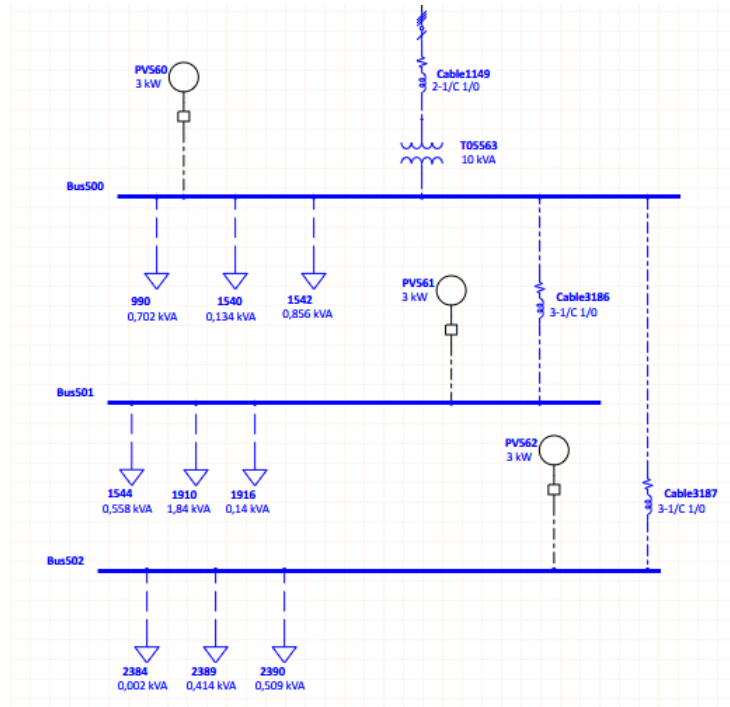
La cantidad de paneles por integrar al circuito se basa en la capacidad instalada de los transformadores. Al establecer que los paneles son de 3 kW, se realiza la incorporación de estos hasta alcanzar el 100 % de la potencia del transformador, o llegar al valor más cercano sin sobrepasar la capacidad del transformador. En el circuito se cuenta con transformadores de 10, 15, 25, 37,5, 50 y 75 kVA, la cantidad de paneles por transformador se muestra en la tabla 4.1, así como la potencia total instalada de los paneles solares.

Tabla 4.1: Cantidad de paneles solares según capacidad de los transformadores

Capacidad de Transf. (kVA)	Paneles solares de 3kW	Potencia instalada de GD (kW)
10	3	9
15	5	15
25	8	24
37,5	12	36
50	16	48
75	25	75

Una vez se integran todos los paneles según la capacidad del transformador, se cuenta con un total de 1343 paneles solares distribuidos en las barras monofásicas del circuito. Se incorpora un Cortacircuito de Alto Voltaje entre cada barra y panel solar, para poder establecer escenarios que serán mostrados más adelante. Un ejemplo de la inserción de paneles solares en un transformador se puede observar en la figura 4.5.

Figura 4.5: Incorporación de paneles solares en barras monofásicas en ETAP®



Fuente: Elaboración propia mediante ETAP®

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

En el software ETAP® se simula el Flujo de Potencia en el Dominio del Tiempo mediante el modo P-Q Data, el cual toma los datos de la potencia activa y reactiva de los paneles para el análisis a través del tiempo de la inserción de estos elementos.

Para simular el comportamiento de los paneles solares en función del tiempo, se crean los perfiles de generación de potencia en archivos .xlsx. Este archivo fue suministrado por el profesor M. Sc. Gustavo Gómez Ramírez, donde se tenía un perfil generado para un día con intervalos de 15 minutos.

Al realizar un estudio semanal por el comportamiento de las cargas, este archivo es generado para una semana, donde se realiza la copia de los datos del día y se replica para los seis días restantes, logrando un perfil semanal con un comportamiento igual para cada día. El formato del archivo .xlsx que contiene el perfil de generación de cada panel solar se muestra en la figura 4.6.

Figura 4.6: Formato de datos del archivo .xlsx para cada panel solar

P(MW)	Q(Mvar)	PF%	V(p.u.)	Angle	Humidity	Temp C	Wind(m/s)	Irradiance(W/m^2)	Hour	Min	Seconds	Date
0,0007	0	100				31		379	7	0	0	01/01/2023
0,0007	0	100				31		379	7	15	0	01/01/2023
0,0007	0	100				31		379	7	30	0	01/01/2023
0,0007	0	100				31		379	7	45	0	01/01/2023
0,0019	0	100				32		478	8	0	0	01/01/2023
0,0019	0	100				32		478	8	15	0	01/01/2023
0,0019	0	100				32		478	8	30	0	01/01/2023
0,0019	0	100				32		478	8	45	0	01/01/2023
0,0025	0	100				32		578	9	0	0	01/01/2023

Fuente: Elaboración propia mediante Microsoft Excel

El formato de los perfiles de generación de los paneles debe ser replicado para cada uno de los elementos que fueron incluidos en el modelado del circuito. En este caso se cuenta con 1343 paneles, donde están nombrados como PVX, siendo X el número asociado a cada elemento. Empleando el software Python se generan 1343 archivos .xlsx llamados con cada uno de los nombres asociados a los paneles del circuito, todos tendrán el mismo comportamiento de inyección de potencia.

Con la creación de cada archivo .xlsx, estos se deben agrupar en una carpeta para la lectura del *software* ETAP®. Esta carpeta es la misma que cuenta con los perfiles de demanda de cada carga de la red de San Isidro de Cartago, esto debido a que el programa hace lectura de todos los archivos necesarios desde una misma carpeta. Una vez se cuenta con todos los archivos .xlsx generados y almacenados en una misma carpeta, se puede simular en el programa el comportamiento de la red a través del tiempo.

4.2. Elaboración de escenarios de penetración de GD

Para el análisis del impacto que tiene la generación distribuida por medio de sistemas fotovoltaicos, se plantean distintos escenarios graduales de la penetración de los paneles solares en la red.

Estos escenarios son creados con aleatoriedad, donde se emplea el *software* Python para elaborar escenarios que van desde el 0% al 100% con saltos de 5%, teniendo un total de 21 escenarios. Cada uno de estos cuenta con una cantidad aproximada de 67 paneles distribuidos en todo el circuito, estos elementos son determinados por un código en Python que muestra los números aleatorios para cada escenario.

Al crear el escenario del 5%, el *software* mantiene los paneles seleccionados para ese porcentaje y añade 67 paneles más para la creación del escenario del 10% de penetración. De esta manera se van creando escenarios que mantienen los paneles ya seleccionados y se agregan más para completar el porcentaje respectivo para cada uno de los escenarios. En la tabla 4.2 se muestra la cantidad de paneles por escenario, la suma de las potencias máximas obtenidas de los perfiles de generación (2,91kW), así como la energía mensual, mediante la ecuación 4.1 y se considera un mes de 30 días.

Tabla 4.2: Escenarios de penetración de paneles solares en la red

Escenario	Paneles solares en la red	Potencia máxima (kW)	Energía mensual (kWh)
0 %	0	0	0
5 %	67	195	52340
10 %	134	390	104681
15 %	201	585	157021
20 %	268	780	209362
25 %	335	975	261702
30 %	402	1170	314042
35 %	470	1368	367164
40 %	537	1563	419504
45 %	604	1758	471845
50 %	671	1953	524185
55 %	738	2148	576526
60 %	805	2343	628866
65 %	872	2538	681206
70 %	940	2735	734328
75 %	1007	2930	786668
80 %	1074	3125	839009
85 %	1141	3320	891349
90 %	1208	3515	943690
95 %	1275	3710	996030
100 %	1343	3908	1049152

4.3. Estudio de criterios de tensión y sobrecarga

En este apartado se analizan los criterios de tensión y sobrecarga estipulados en la legislación vigente, para ello se efectúan simulaciones en el módulo de Flujo de Potencia en el Dominio del Tiempo en cada uno de los escenarios de penetración de GD. Con cada simulación se extraen los datos necesarios para continuar con los estudios.

Los criterios por analizar son: el aumento de tensiones en régimen permanente, variaciones de tensión, desbalances de tensión, y sobrecarga de conductores y transformadores. Para ello se analiza el comportamiento de los elementos del circuito ante la presencia de la generación distribuida debida a paneles solares. El estudio se realiza con 672 mediciones, analizando la semana de mayor demanda del mes de diciembre del 2022, con intervalos de 15 minutos.

4.3.1. Criterio 1: Aumento de tensiones en régimen permanente

Este criterio expresa que, al introducir generación distribuida, los niveles de tensión no deben superar el valor de 1,05 pu. Su justificación se respalda en que las empresas distribuidoras de energía eléctrica deben mantener la tensión de los clientes en $\pm 5\%$ de la tensión nominal (ARESEP, 2023). Para el análisis de este criterio, se simulan los 21 escenarios de penetración y se extrae la información del *software*. Posterior a ello, con la herramienta Python, se manejan los datos y se crean gráficas para una mayor interpretación del aumento de los niveles de tensión ante el incremento de paneles solares en los escenarios planteados en el circuito.

Se muestran las tensiones de las barras separadas en cada fase del circuito, para permitir una mejor visualización e interpretación de los datos, ya que la red cuenta con 338 barras monofásicas, que son

analizadas por ser las que cuentan con GD. De estas, 80 pertenecen a la fase A, 38 a la fase B y 220 a la fase C.

En las condiciones iniciales, las barras se encuentran a niveles de tensión entre 0,95 y 1,05 pu, lo que muestra un correcto funcionamiento. Las figuras que se muestran a continuación, ilustran el cambio en los niveles de tensión que suceden en el tiempo que interviene la generación distribuida, aumentando los niveles de tensión desde 7:00 hasta 19:00 horas, donde los paneles solares entregan potencia activa a la red. En horas que no hay gran exposición solar, específicamente en las noches y madrugadas, los niveles de tensión se mantienen iguales en cada escenario.

Barras de la fase A

Observando los escenarios de la figura 4.7, se extrae que los niveles de tensión son sobrepasados a partir del escenario del 90 %, donde la barra 476 se eleva a una tensión de 105,016 %, violentando el criterio al superar una tensión de 105 %. Esta condición se da a las 11:30 horas del segundo día de análisis. Debido a esta situación el límite de penetración de GD en la fase A se presenta al 85 %, donde las barras se encuentran a niveles de tensión permitidos por la legislación respectiva.

En el escenario 95 %, la barra 486 también supera el límite de tensión permitido, con 105,102 %, que se presenta a las 11:30 horas del segundo día de estudio. Es importante recalcar que las condiciones donde las barras comentadas superan el 105 % de tensión, es cuando la generación distribuida suministra la mayor cantidad de potencia, en el intervalo de 11:00 a las 12:00 horas, debido a que por la inversión de flujo, las pérdidas disminuyen, lo que provoca que los niveles de tensión aumenten en las barras.

En la tabla 4.3 se muestran los niveles de tensión de las barras críticas de la fase A según el escenario de penetración antes de suceder la superación del límite de tensión hasta el escenario del 100 %, durante el segundo día de estudio a las 11:30 horas.

Tabla 4.3: Comportamiento de las barras críticas de la fase A ante la penetración de GD

Escenario de penetración	Tensión Barra 476 (%)	Tensión Barra 486 (%)
85 %	104,931	104,868
90 %	105,016	104,953
95 %	105,612	105,102
100 %	105,587	105,491

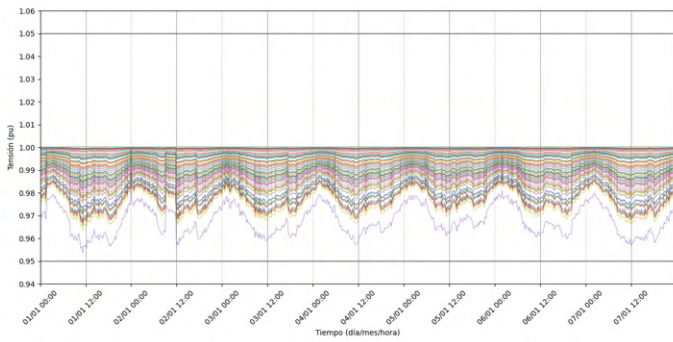
La barra 476 posee ocho paneles instalados de 3 kW, esta barra supera el límite de tensión en el escenario de 90 %, donde cuenta con siete paneles activados, por lo que define una capacidad máxima de alojamiento de 21 kW de potencia instalada en generación distribuida para esta barra. De la misma manera, la barra 486 cuenta con una tensión mayor al 105 % cuando siete de sus ocho paneles están activados.

Es importante mencionar que ambas barras están asociadas a un mismo transformador, que cuenta con tres barras, siendo la tercera barra la 478. El máximo de tensión permisible se supera en escenarios donde no se agrega un panel extra a las barras mencionadas, por ende, el comportamiento de la tercera barra influye en aumentos de tensión en las barras críticas, ya que al 90 % y 95 % (cuando las barras críticas superan el 1,05pu), se agregan paneles a la barra 478, que se encuentra en el mismo transformador.

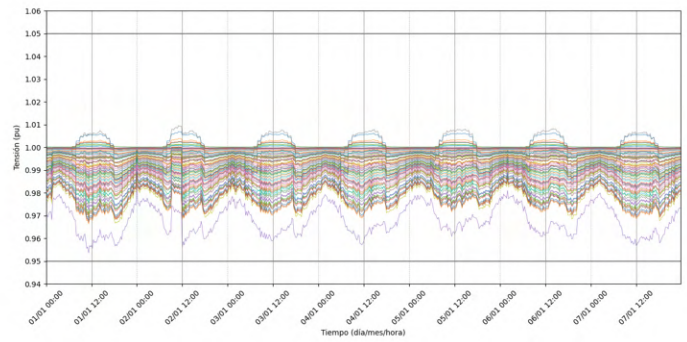
El comportamiento de las barras de la fase A, ante los escenarios de penetración de generación distribuida, se muestran en la figura 4.7.

Figura 4.7: Aumentos de tensión en la fase A según los escenarios

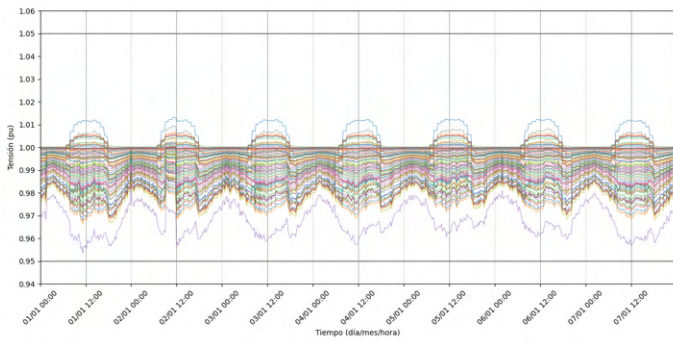
a) Escenario 0%



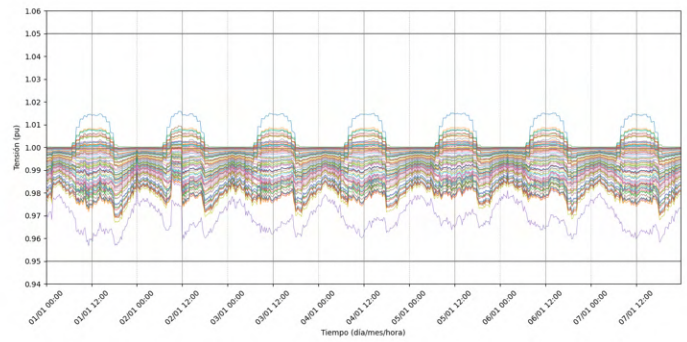
b) Escenario 5%



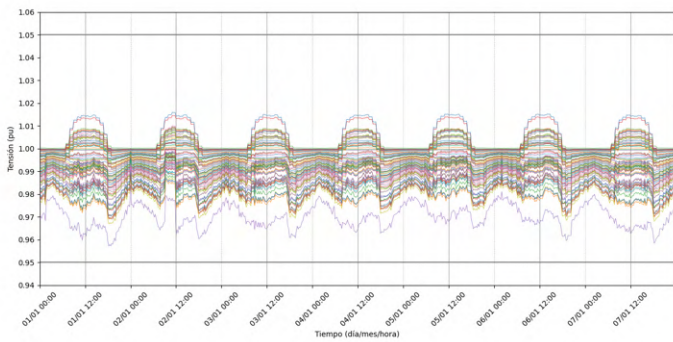
c) Escenario 10%



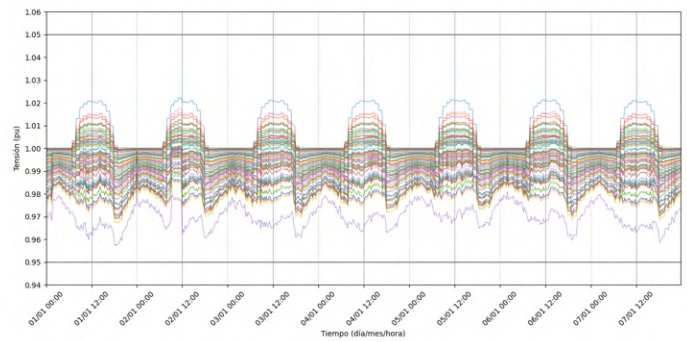
d) Escenario 15%



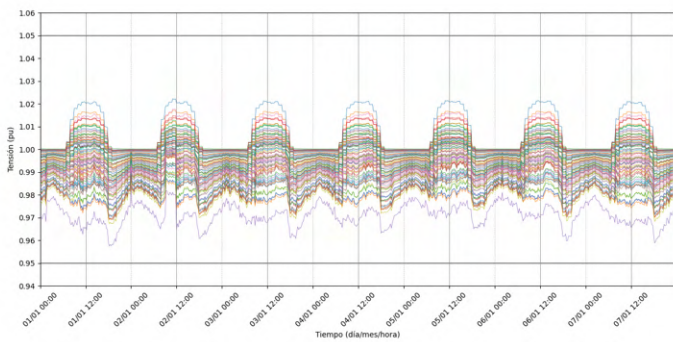
e) Escenario 20%



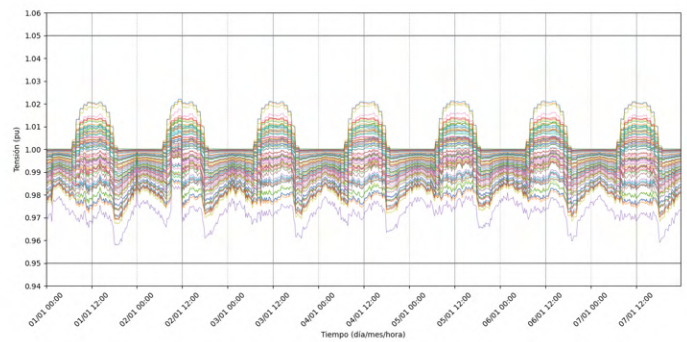
f) Escenario 25%



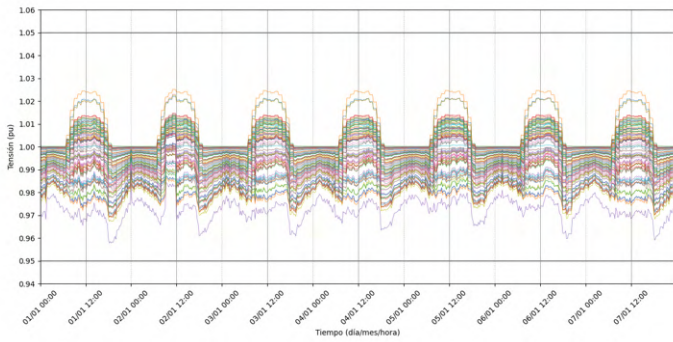
g) Escenario 30%



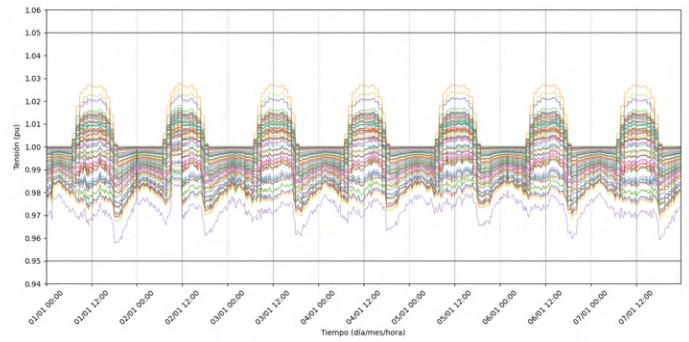
h) Escenario 35%



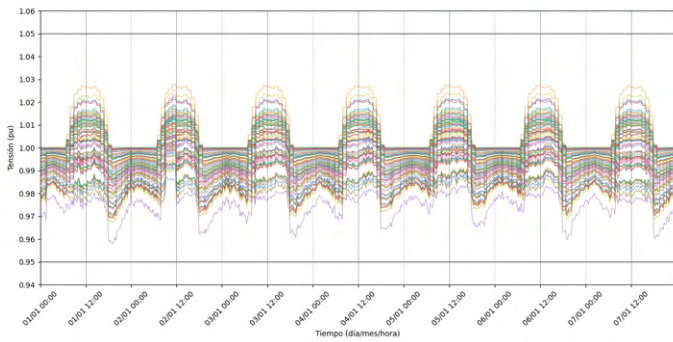
i) Escenario 40 %



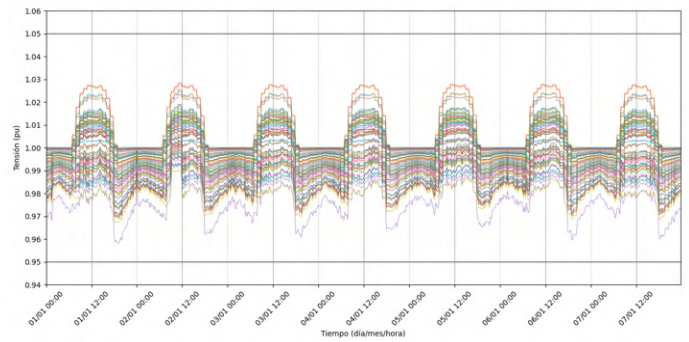
j) Escenario 45 %



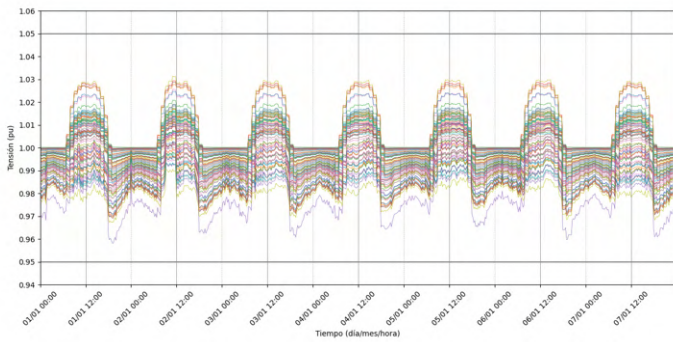
k) Escenario 50 %



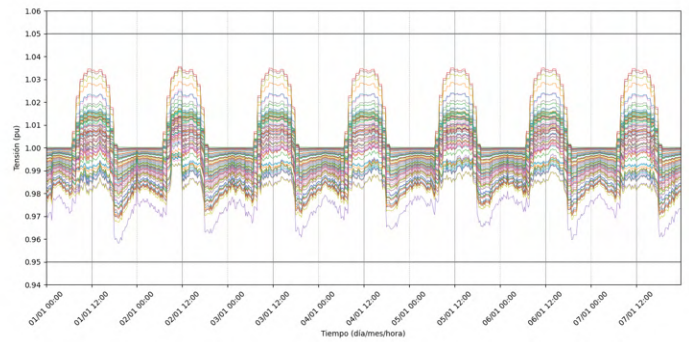
l) Escenario 55 %



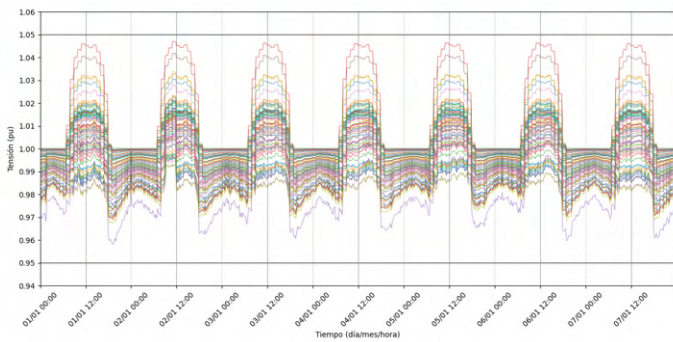
m) Escenario 60 %



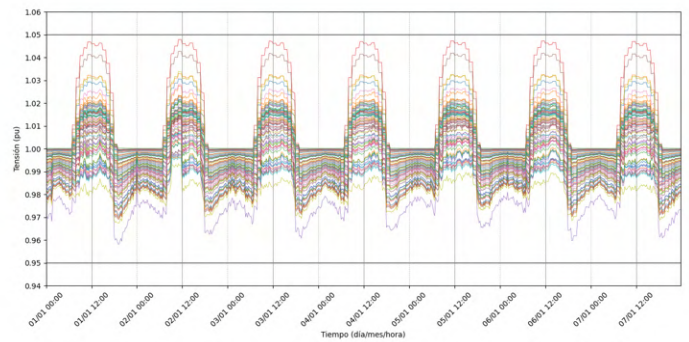
n) Escenario 65 %



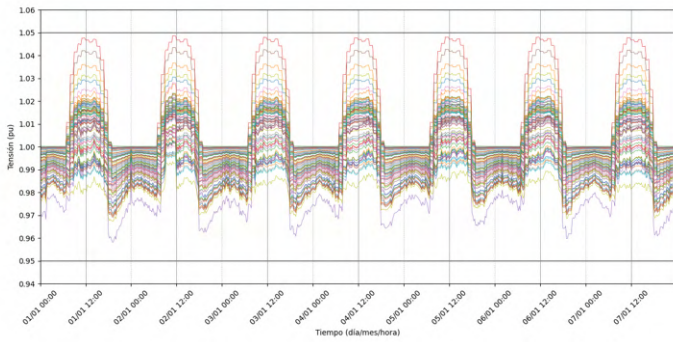
o) Escenario 70 %



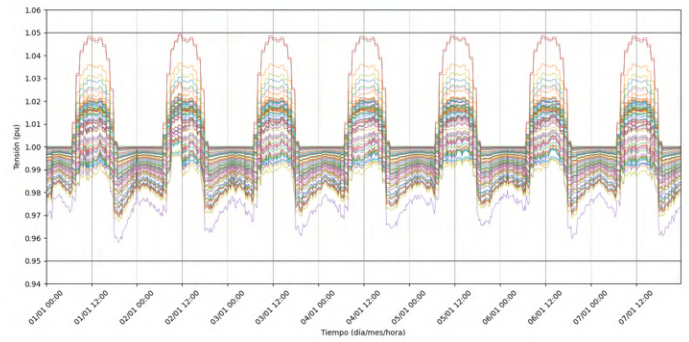
p) Escenario 75 %



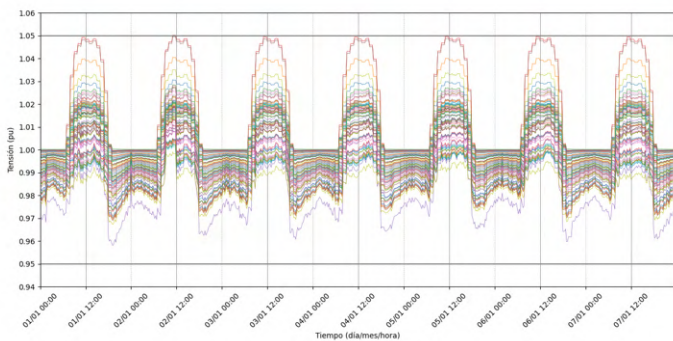
q) Escenario 80 %



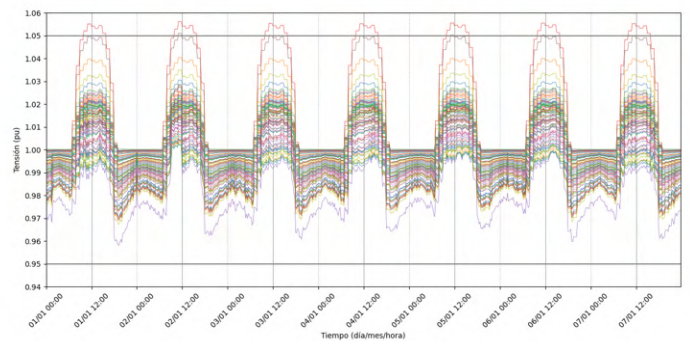
r) Escenario 85 %



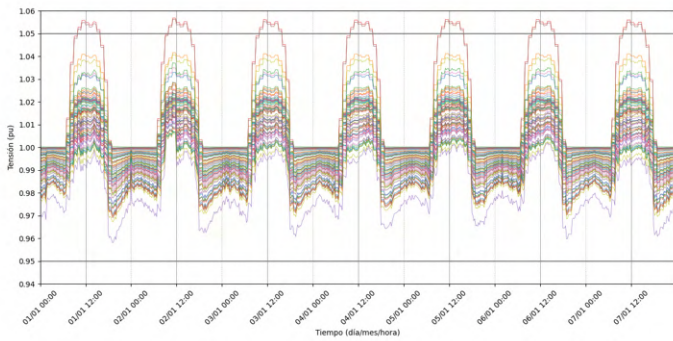
s) Escenario 90 %



t) Escenario 95 %



u) Escenario 100 %



v) Leyendas

Bus93 - Voltage (%)	Bus415 - Voltage (%)	Bus563 - Voltage (%)	Bus757 - Voltage (%)
Bus125 - Voltage (%)	Bus433 - Voltage (%)	Bus567 - Voltage (%)	Bus758 - Voltage (%)
Bus180 - Voltage (%)	Bus450 - Voltage (%)	Bus574 - Voltage (%)	Bus759 - Voltage (%)
Bus195 - Voltage (%)	Bus476 - Voltage (%)	Bus590 - Voltage (%)	Bus770 - Voltage (%)
Bus209 - Voltage (%)	Bus478 - Voltage (%)	Bus591 - Voltage (%)	Bus780 - Voltage (%)
Bus219 - Voltage (%)	Bus486 - Voltage (%)	Bus592 - Voltage (%)	Bus796 - Voltage (%)
Bus241 - Voltage (%)	Bus493 - Voltage (%)	Bus608 - Voltage (%)	Bus798 - Voltage (%)
Bus258 - Voltage (%)	Bus495 - Voltage (%)	Bus609 - Voltage (%)	Bus800 - Voltage (%)
Bus300 - Voltage (%)	Bus496 - Voltage (%)	Bus610 - Voltage (%)	Bus808 - Voltage (%)
Bus333 - Voltage (%)	Bus500 - Voltage (%)	Bus627 - Voltage (%)	Bus809 - Voltage (%)
Bus344 - Voltage (%)	Bus501 - Voltage (%)	Bus706 - Voltage (%)	Bus810 - Voltage (%)
Bus346 - Voltage (%)	Bus502 - Voltage (%)	Bus707 - Voltage (%)	Bus822 - Voltage (%)
Bus349 - Voltage (%)	Bus516 - Voltage (%)	Bus708 - Voltage (%)	Bus823 - Voltage (%)
Bus351 - Voltage (%)	Bus518 - Voltage (%)	Bus712 - Voltage (%)	Bus824 - Voltage (%)
Bus354 - Voltage (%)	Bus519 - Voltage (%)	Bus727 - Voltage (%)	Bus829 - Voltage (%)
Bus357 - Voltage (%)	Bus522 - Voltage (%)	Bus728 - Voltage (%)	Bus830 - Voltage (%)
Bus366 - Voltage (%)	Bus526 - Voltage (%)	Bus741 - Voltage (%)	Bus831 - Voltage (%)
Bus375 - Voltage (%)	Bus532 - Voltage (%)	Bus742 - Voltage (%)	Bus837 - Voltage (%)
Bus392 - Voltage (%)	Bus535 - Voltage (%)	Bus743 - Voltage (%)	Bus838 - Voltage (%)
Bus399 - Voltage (%)	Bus548 - Voltage (%)		Bus839 - Voltage (%)

Fuente: Elaboración propia mediante Python

Barras de la fase B

Respecto a la fase B, en el escenario del 45 %, el límite de tensión permisible es superado por la barra 451, durante el segundo día a las 11:30 horas. Esta condición se puede observar en la figura 4.8, escenario 45 %. La tensión llega a ser 105,227 % en el escenario del 45 %, lo que define el límite de introducción de paneles solares en 40 % para esta fase.

La tensión variante, ante cada caso de penetración en la barra 451, es mostrado en la tabla 4.4. Se omiten algunos escenarios debido a que del 45 % al 90 % no hubo cambio de tensión en la barra, al no activarse más paneles por la aleatoriedad trabajada para los escenarios.

Tabla 4.4: Comportamiento de la barra crítica de la fase B ante la penetración de GD

Escenario de penetración	Tensión Barra 451 (%)
40 %	104,982
45 %	105,227
95 %	106,723
100 %	106,951

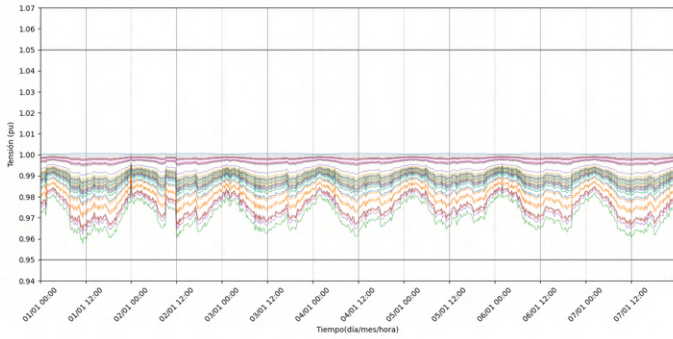
La barra crítica en la fase B supera la tensión máxima al tener activados con tres de sus cuatro paneles instalados, por lo cual, la barra 451 soporta una potencia máxima de 6 kW para mantenerse en el umbral de tensión permisible. Esta barra se encuentra asociada a un transformador que cuenta con dos barras monofásicas. Al igual que en la fase A, el comportamiento de la otra barra (449) influye en la tensión de la barra crítica. Cuando ambas barras poseen tres de sus cuatro paneles en funcionamiento, la barra 451 violenta el criterio.

Bajo el análisis anterior, se considera importante estudiar el funcionamiento de todas las barras que posee un transformador cuando una o más superan el límite de tensión. Esto se debe al flujo de potencia al inyectar excedentes, debido a que cuando una barra más cercana al transformador aumenta su tensión, directamente las barras posteriores también se les eleva la tensión, para poder trasegar la potencia generada.

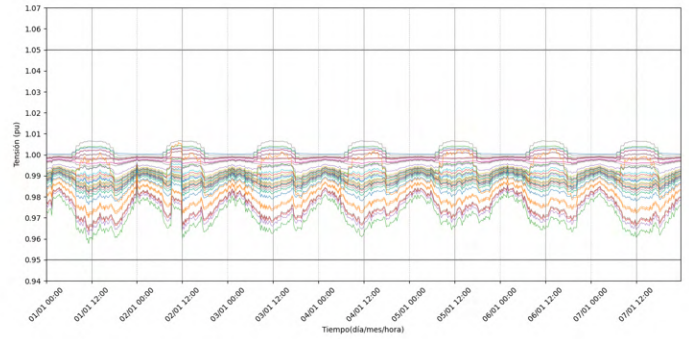
Los niveles de tensión de las barras de la fase B ante los escenarios de penetración de generación distribuida se ilustran en la figura 4.8.

Figura 4.8: Aumentos de tensión en la fase B según los escenarios

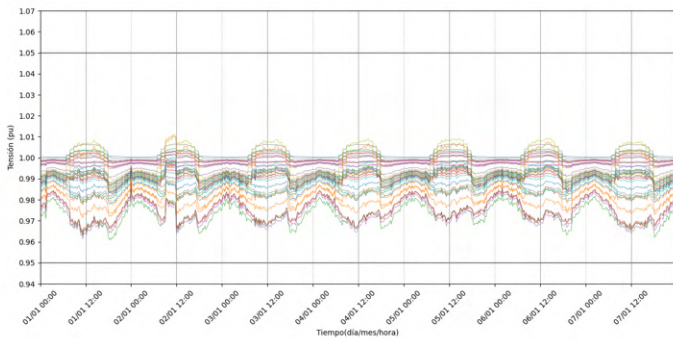
a) Escenario 0%



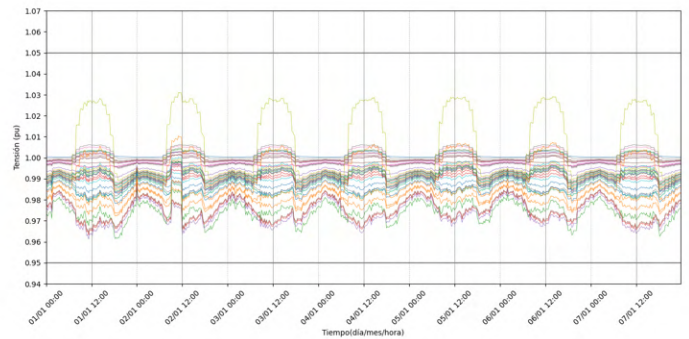
b) Escenario 5%



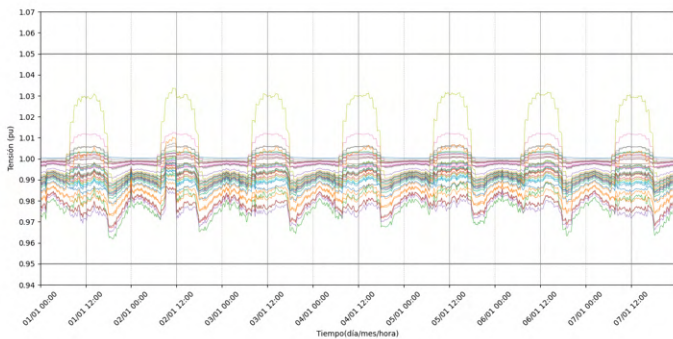
c) Escenario 10%



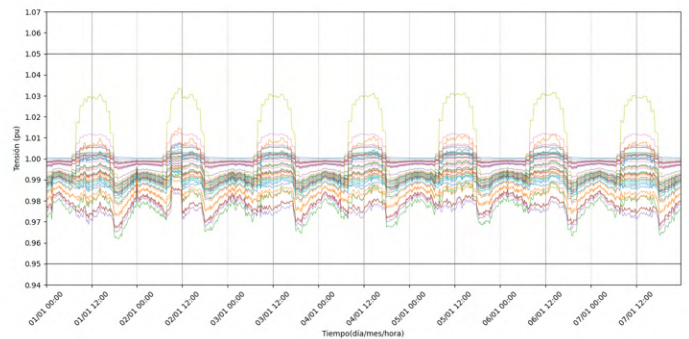
d) Escenario 15%



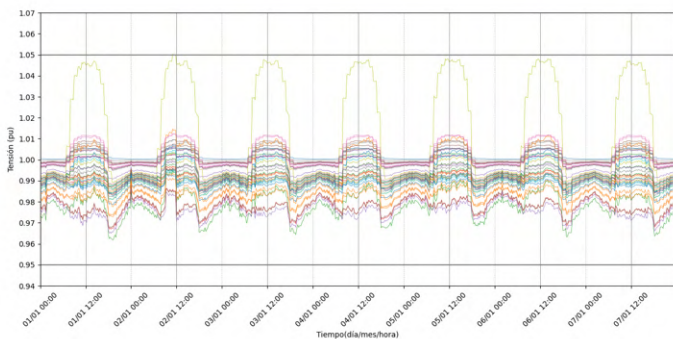
e) Escenario 20%



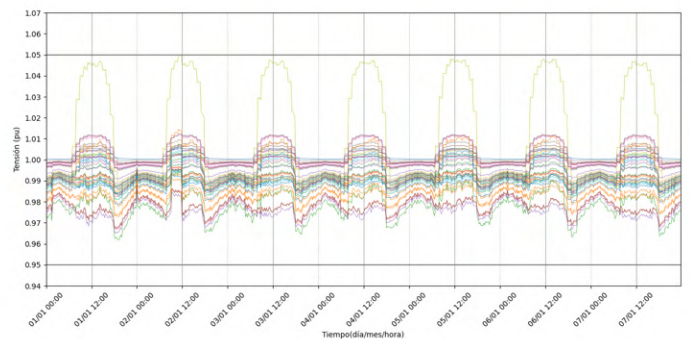
f) Escenario 25%



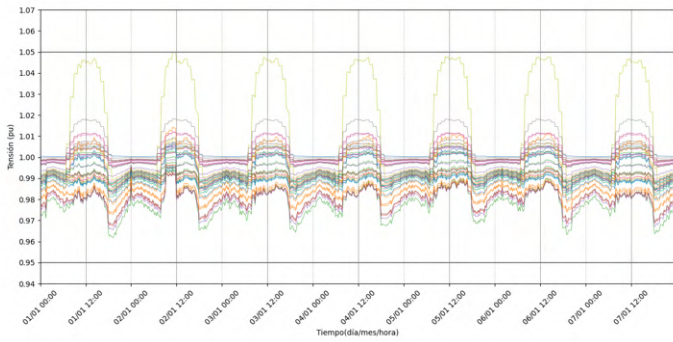
g) Escenario 30%



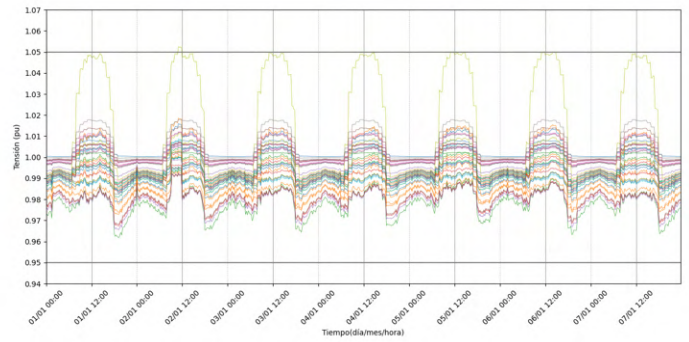
h) Escenario 35%



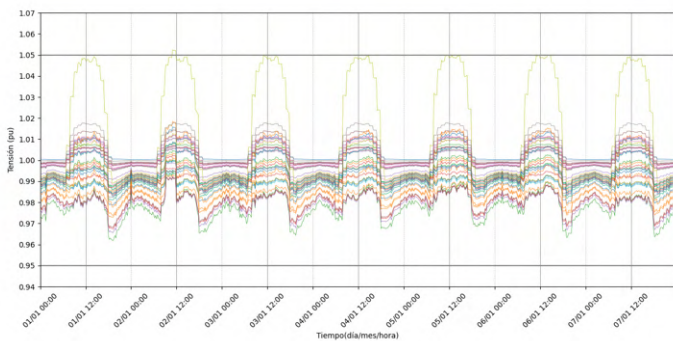
i) Escenario 40 %



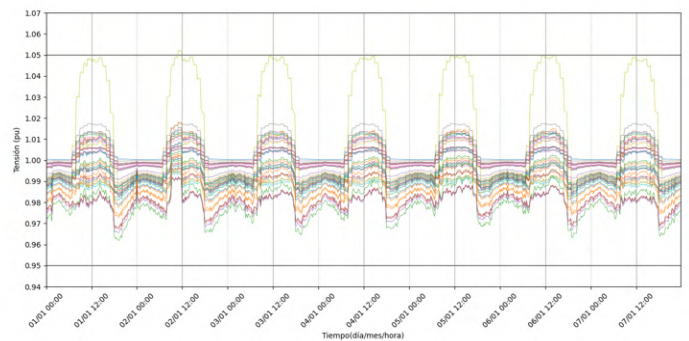
j) Escenario 45 %



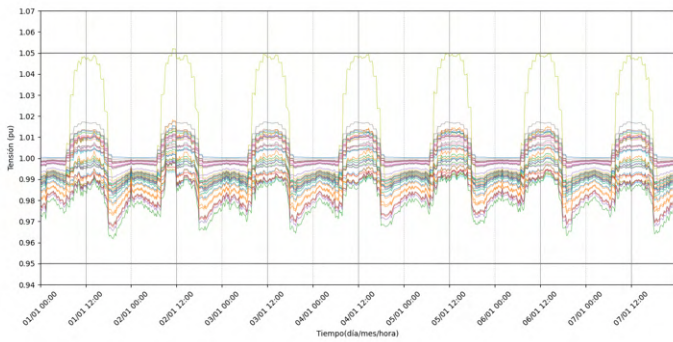
k) Escenario 50 %



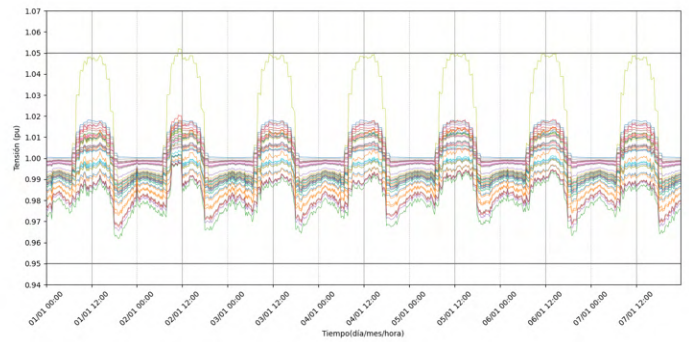
l) Escenario 55 %



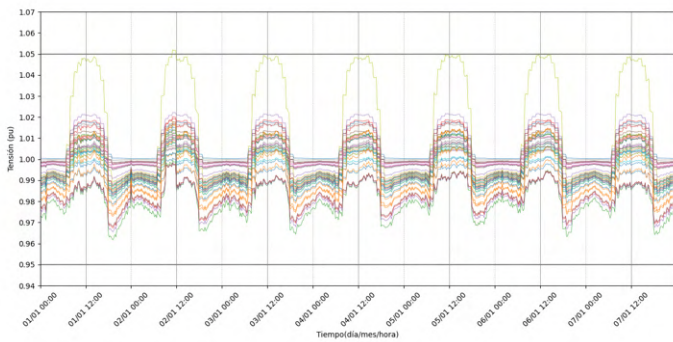
m) Escenario 60 %



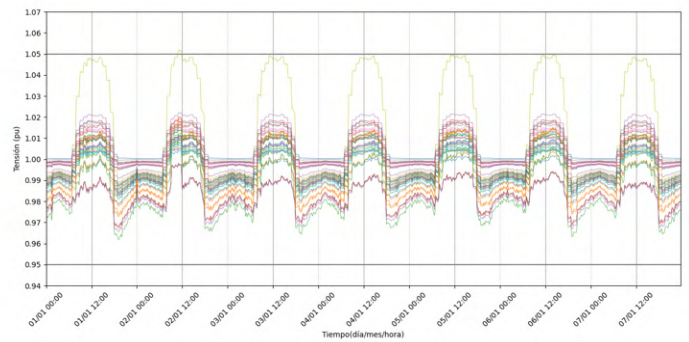
n) Escenario 65 %



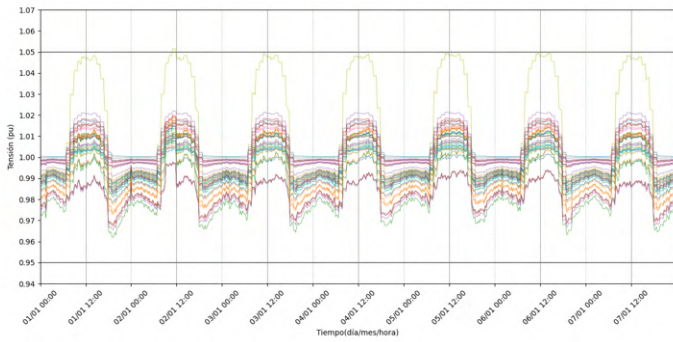
o) Escenario 70 %



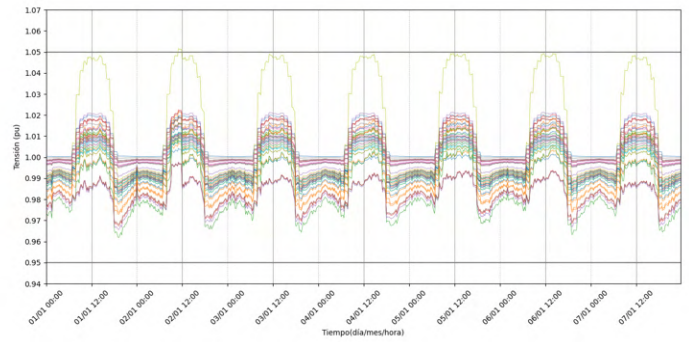
p) Escenario 75 %



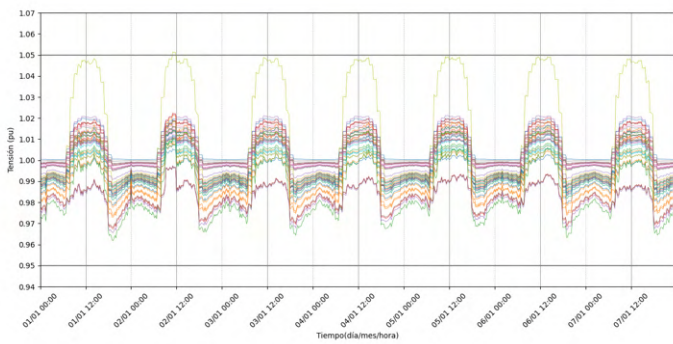
q) Escenario 80 %



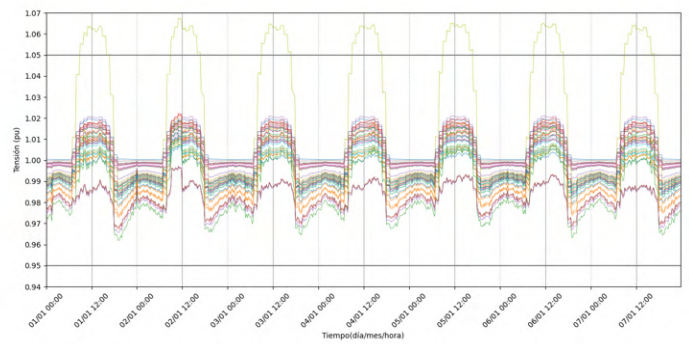
r) Escenario 85 %



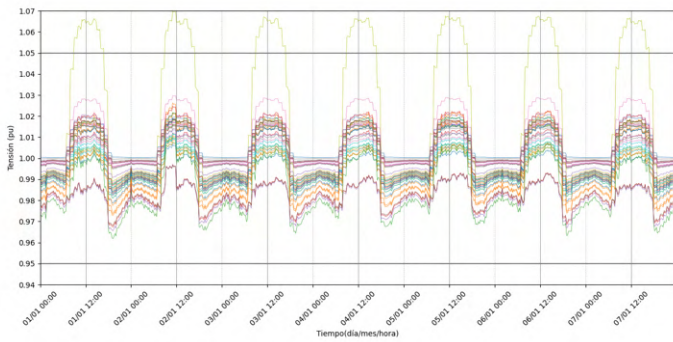
s) Escenario 90 %



t) Escenario 95 %



u) Escenario 100 %



v) Leyendas

Bus317 - Voltage (%)	Bus359 - Voltage (%)	Bus447 - Voltage (%)
Bus321 - Voltage (%)	Bus361 - Voltage (%)	Bus449 - Voltage (%)
Bus322 - Voltage (%)	Bus365 - Voltage (%)	Bus451 - Voltage (%)
Bus326 - Voltage (%)	Bus369 - Voltage (%)	Bus457 - Voltage (%)
Bus327 - Voltage (%)	Bus370 - Voltage (%)	Bus458 - Voltage (%)
Bus328 - Voltage (%)	Bus371 - Voltage (%)	Bus459 - Voltage (%)
Bus336 - Voltage (%)	Bus385 - Voltage (%)	Bus465 - Voltage (%)
Bus339 - Voltage (%)	Bus386 - Voltage (%)	Bus466 - Voltage (%)
Bus340 - Voltage (%)	Bus387 - Voltage (%)	Bus467 - Voltage (%)
Bus342 - Voltage (%)	Bus411 - Voltage (%)	Bus469 - Voltage (%)
Bus353 - Voltage (%)	Bus435 - Voltage (%)	Bus471 - Voltage (%)
Bus355 - Voltage (%)	Bus436 - Voltage (%)	Bus473 - Voltage (%)
Bus356 - Voltage (%)	Bus437 - Voltage (%)	

Fuente: Elaboración propia mediante Python

Barras de la fase C

En la figura 4.9, escenario 80 %, se observa como una barra supera los niveles de tensión permitidos a partir del escenario del 80 %, en el cual la barra 246 cuenta con una tensión de 105,054 % durante el segundo día a las 11:30 horas, estableciendo un límite de penetración de generación distribuida en 75 %. Allí todas las barras se encuentran entre los límites permisibles. Las tensiones antes de superar el máximo de tensión en la barra crítica, se muestran en la tabla 4.5.

Tabla 4.5: Comportamiento de la barra crítica de la fase C ante la penetración de GD

Escenario de penetración	Tensión Barra 246 (%)
75 %	104,079
80 %	105,054
85 %	106,006
90 %	106,023
95 %	106,045
100 %	106,067

Además, se tiene que la barra 147, durante el escenario 85 % sobrepasa el nivel superior de tensión establecido, donde se llega a una tensión de 105,408 %. Asimismo, en el escenario del 90 % las barras 95 y 293 llegan a una tensión superior de 105 %, siendo estas 105,081 % y 105,516 %; respectivamente. Todos estos casos se dan a las 11:30 horas durante el segundo día de análisis.

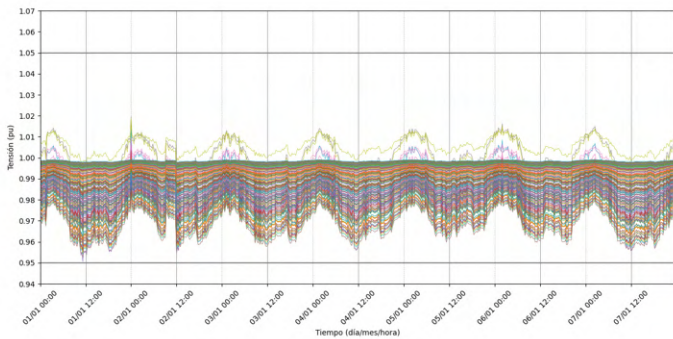
Profundizando en la barra que define el límite de penetración, se tiene que al encontrarse en funcionamiento tres de los cinco paneles instalados en la barra, la tensión supera el máximo definido en el criterio, definiendo un máximo de 9 kW para la barra 246.

De la misma manera que se presentó en las barras críticas de la fase A y B, se tiene que la barra 246 falla cuando las barras 99 y 245, asociadas al mismo transformador, cuentan con con todos los paneles instalados en funcionamiento, donde la barra 99 posee seis paneles y cinco la barra 245. Por ende, cuando se presenta esta situación, la barra crítica excede su límite permitido de tensión, esto debido a la aleatoriedad con la que se trabajó el alojamiento de los sistemas fotovoltaicos.

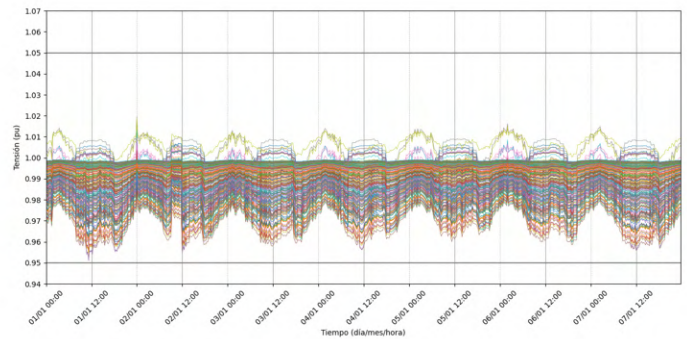
Los casos de penetración de generación distribuida por medio de paneles solares, donde se tiene el comportamiento de la tensión de cada barra de la fase C son mostrados en la figura 4.9.

Figura 4.9: Aumentos de tensión en la fase C según los escenarios

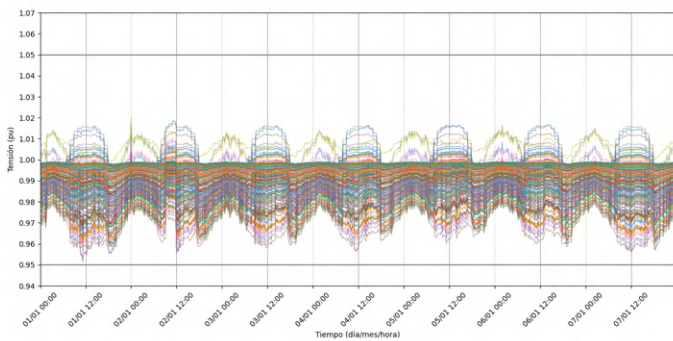
a) Escenario 0%



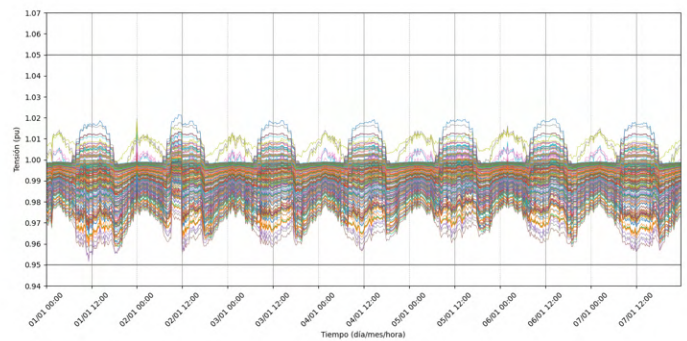
b) Escenario 5%



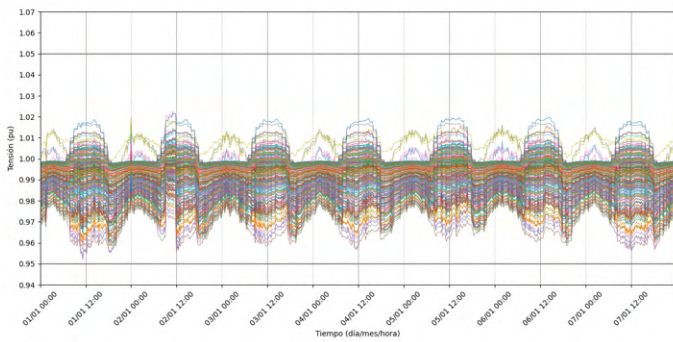
c) Escenario 10%



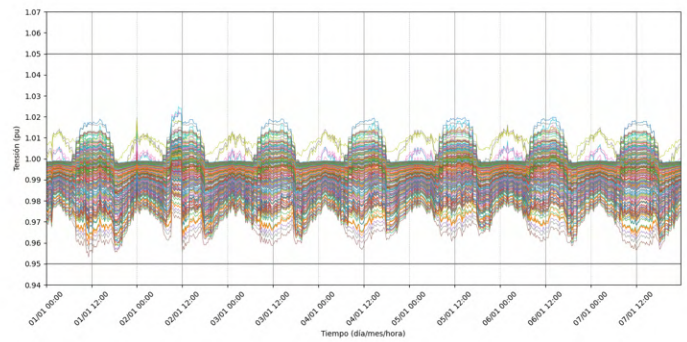
d) Escenario 15%



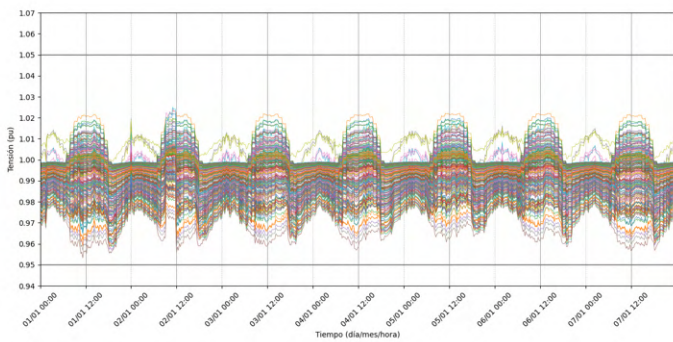
e) Escenario 20%



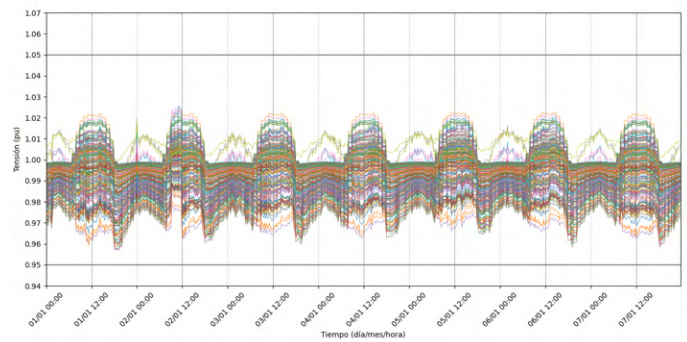
f) Escenario 25%



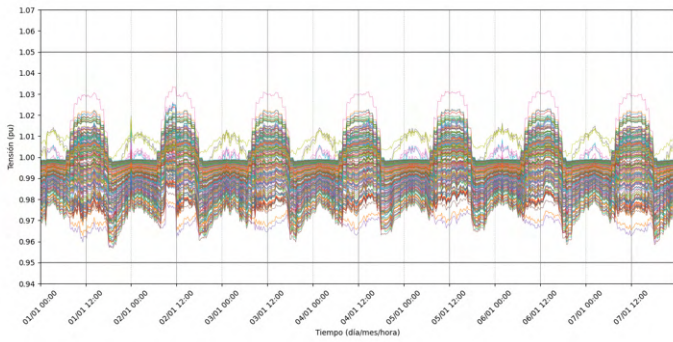
g) Escenario 30%



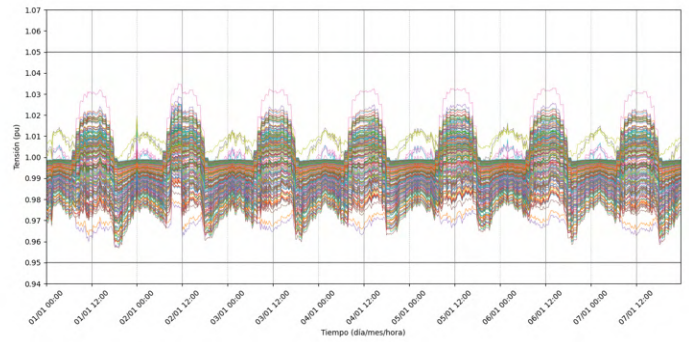
h) Escenario 35%



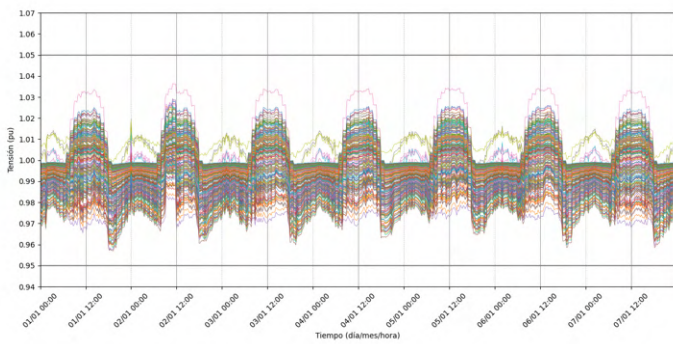
i) Escenario 40 %



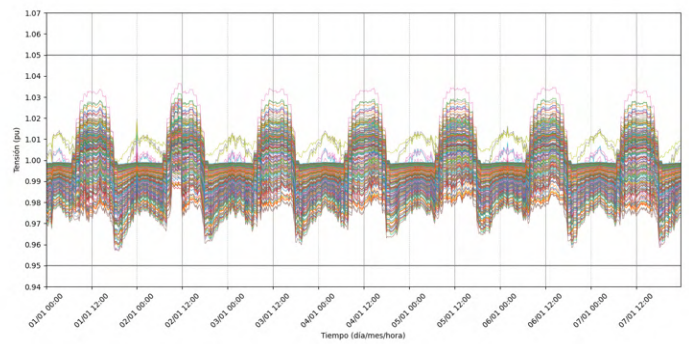
j) Escenario 45 %



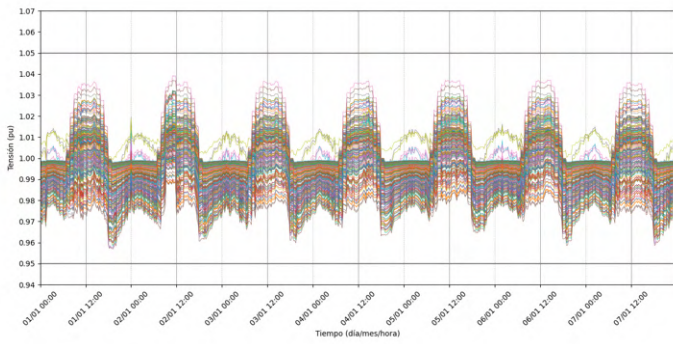
k) Escenario 50 %



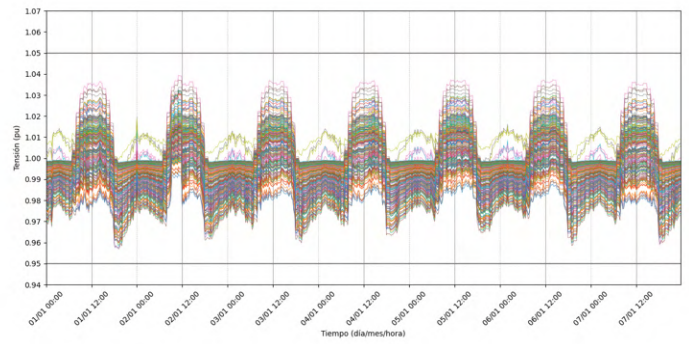
l) Escenario 55 %



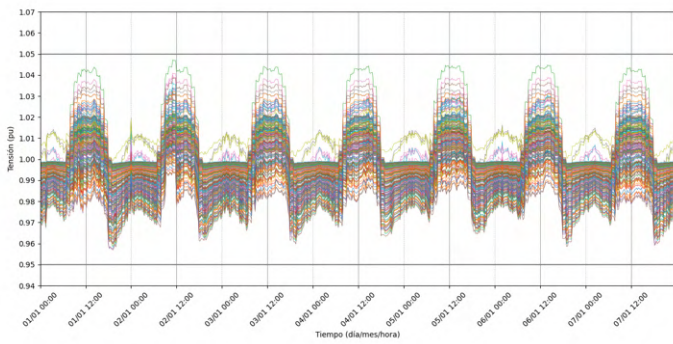
m) Escenario 60 %



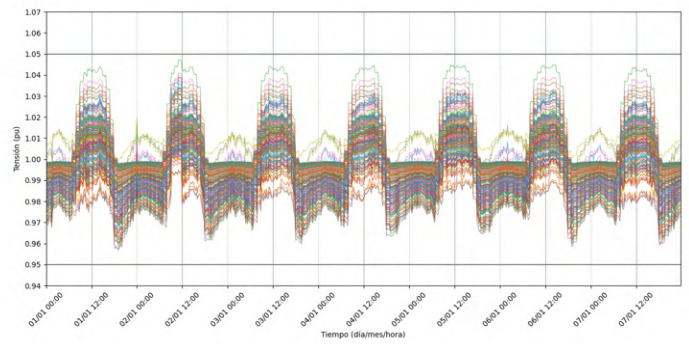
n) Escenario 65 %



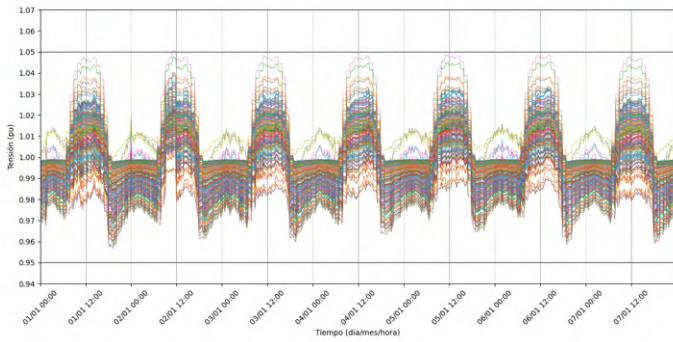
o) Escenario 70 %



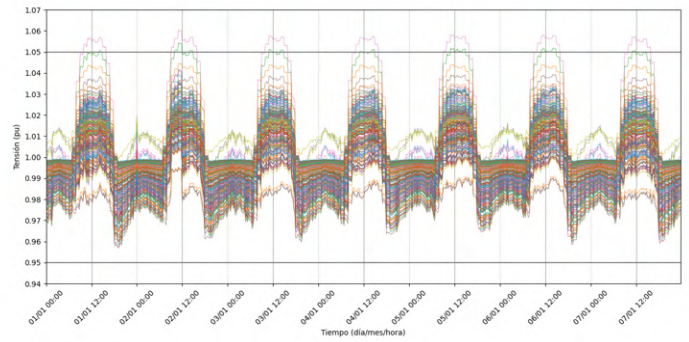
p) Escenario 75 %



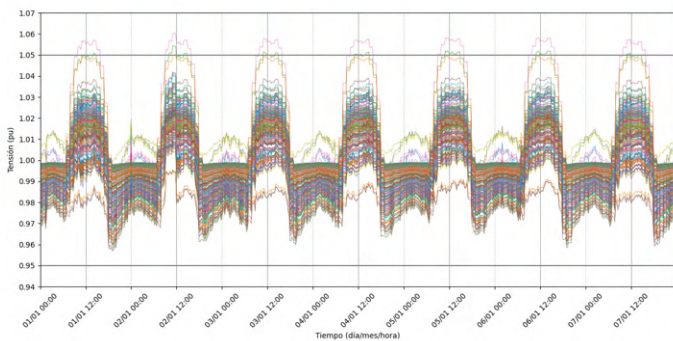
q) Escenario 80 %



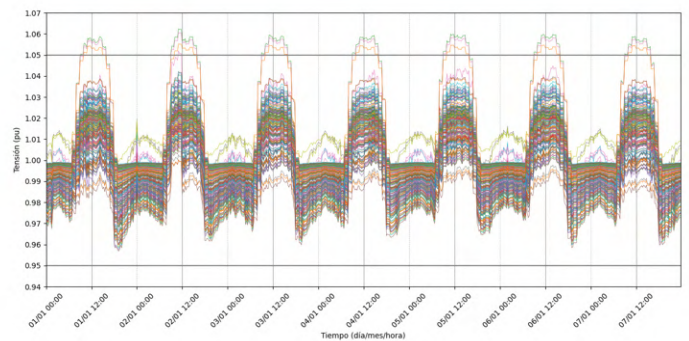
r) Escenario 85 %



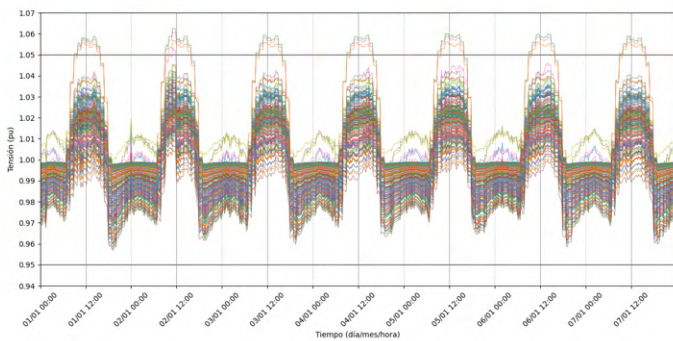
s) Escenario 90 %



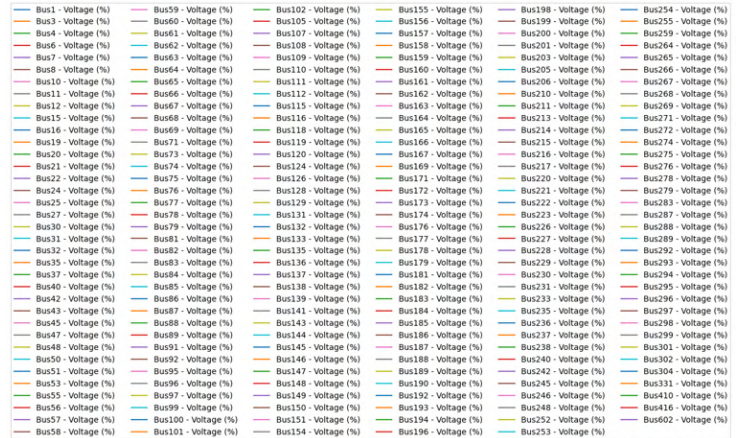
t) Escenario 95 %



u) Escenario 100 %



v) Leyendas



Fuente: Elaboración propia mediante Python

Síntesis del criterio de aumento de tensiones en régimen permanente

Con el planteamiento de los diferentes escenarios creados de penetración de GD mediante el uso de paneles solares, en la red se cuenta con siete barras monofásicas que incumplen el criterio, donde la fase A tiene dos barras críticas, una la fase B y cuatro la fase C. Estas superan una tensión de 1,05 pu antes de lograr un 100 % de penetración de GD en el circuito.

En la fase A, la barra 476 en el escenario del 90 %, supera el límite de tensión, por ende, su máxima capacidad de penetración se da al 85 %. La fase B con la barra 451 cuenta con tensión mayor al 1,05 pu en el caso del 45 %, ubicando su límite al 40 % de integración. Por último, en la fase C, la barra 246 supera la tensión máxima permisible al 80 %, definiendo así un 75 % de penetración máxima para este caso. Los límites de capacidad de penetración basados en el criterio de aumento de tensiones en régimen permanente separados por fases, se muestran en la tabla 4.6.

Tabla 4.6: Límite de capacidad de GD por fase de la red, Criterio 1

Fase del circuito	Límite de penetración
A	85 %
B	40 %
C	75 %

Superar el límite máximo de tensión permisible en las barras de una red de distribución, puede ocasionar daños en los transformadores (por sobrecalentamiento, estrés dieléctrico, desgaste prematuro) y otros equipos del circuito; lo que desencadena en interrupciones del suministro de energía eléctrica a los abonados, Esto provoca parones de servicio y reparaciones costosas para la compañía distribuidora. Asimismo, se puede afectar la calidad de la energía brindada, lo que puede provocar daños en equipos sensibles y posibles paros de operación en industrias, lo que implicaría reclamos por parte de los clientes.

Para mantener niveles de tensión dentro del rango permisible ante la generación distribuida, se pueden implementar reguladores de tensión que funcionen en el periodo de operación de la generación distribuida, para reducir la tensión y permitir que la red suministre la energía de manera eficiente y segura.

4.3.2. Criterio 2: Variaciones de tensión

Según ARESEP (2023), el criterio de variaciones de tensión se aplica debido a que se puede provocar interrupción de equipo sensible de algunos clientes ante las variaciones. Para circuitos de baja tensión, la desviación máxima permitida es de $\pm 5\%$. Si el nivel de penetración concede una variación menor al 5 % la capacidad de penetración es permitida en el circuito.

Con la extracción de la información de los 20 escenarios de penetración, se emplea Python para realizar el cálculo de la variación de tensión según los casos. El cálculo se realiza tomando el escenario del 0 % como base y restando cada uno de los otros escenarios para obtener la diferencia entre la tensión con integración de GD y la tensión inicial de la red. Con los datos obtenidos se emplea Python para graficar el comportamiento y visualizar de mejor manera cuando se rompe el límite de 5 % de variación.

Al igual que en el criterio anterior, las tensiones de las barras se grafican separadas en cada fase del circuito, para lograr una mejor visualización e interpretación de la información, debido a que la red posee 338 barras monofásicas, que son analizadas por ser las que cuentan con GD, donde 80 pertenecen a la fase A, 38 a la fase B y 220 a la fase C.

Cada uno de los escenarios de penetración deben encontrar entre un 0 % y 5 % de variación de tensión para que su capacidad de GD sea admitida. En las siguientes figuras se muestra la variación de los niveles de tensión que suceden durante el tiempo que afecta la generación distribuida, aumentando los niveles

de tensión desde 7:00 hasta 19:00 horas, donde actúan los paneles solares con la entrega de potencia. En horas que no hay gran exposición solar, siendo en las noches y madrugadas, el aumento de tensión es nulo, debido a que los elementos de la GD no actúan durante esos periodos.

Barras de la fase A

Según el criterio de variaciones de tensión, se supera el 5% de variación en el escenario de 80%, mostrado en la figura 4.10, escenario 80%, donde la barra 476 presenta una variación de tensión respecto a la condición sin GD de 5,0585%. Esto define que el límite de penetración de paneles solares es de 75%, donde la barra mencionada mantiene una tensión de 4,9795%. Esta condición se presenta durante el primer día de estudio a las 11:15 horas.

Además de la barra 476, en la fase A, la barra 486 supera la variación permitida en el escenario de 85%, como se observa en la figura 4.10, escenario 85%. En este punto la barra mencionada alcanza un 5,1291% de variación de tensión respecto a la condición del circuito sin GD. Las barras que superan el límite del criterio mencionado se resumen en la tabla 4.7. En esta se incluyen el escenario donde se admite la penetración de GD y los escenarios a partir que el criterio es violentado.

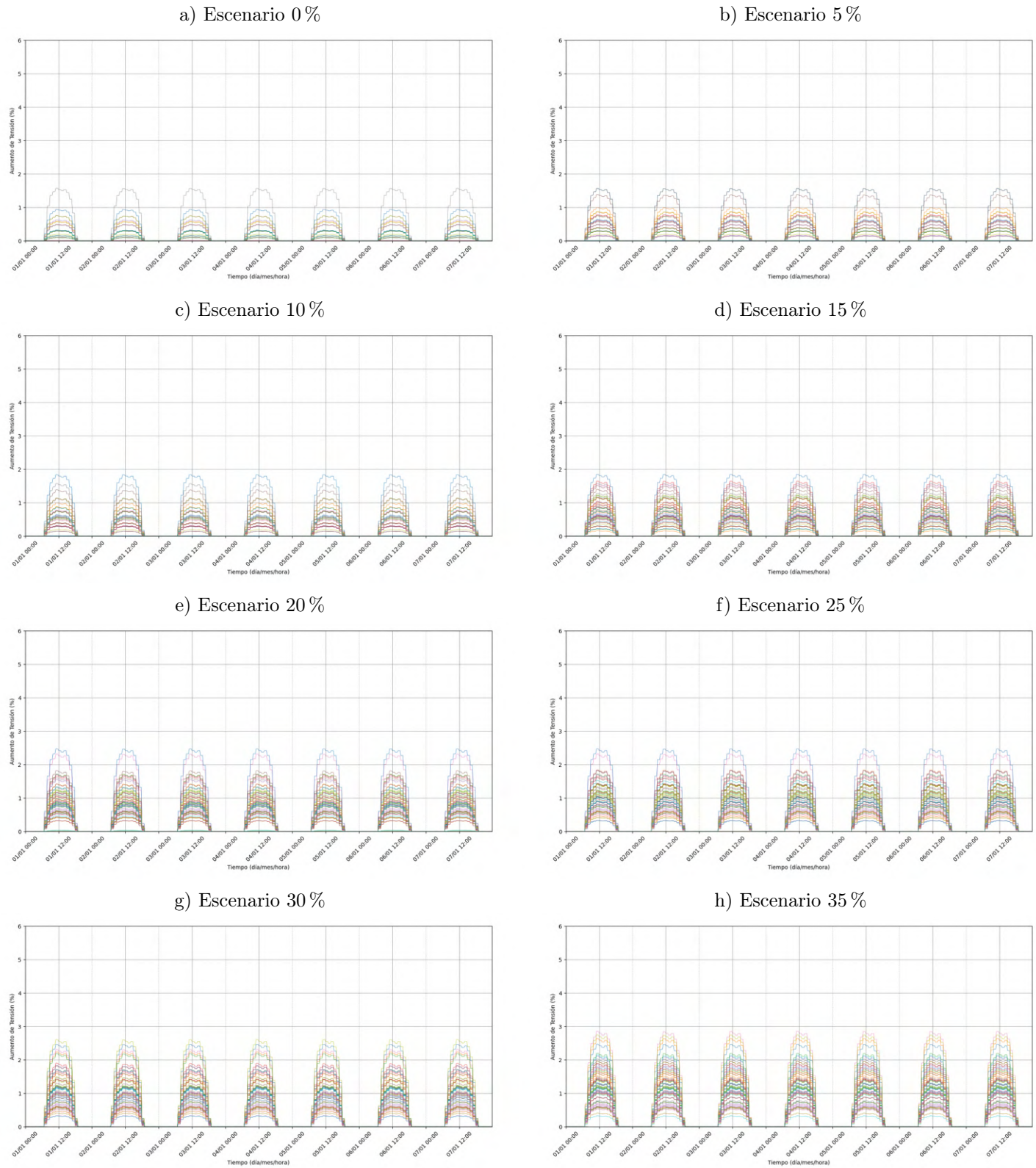
Tabla 4.7: Variación de tensión en las barras de la fase A ante la GD

Escenario de penetración	Variación en Barra 476 (%)	Variación en Barra 486 (%)
75 %	4,9795	4,5261
80 %	5,0585	4,6041
85 %	5,1305	5,1291
90 %	5,2165	5,2141
95 %	5,8125	5,3631
100 %	5,8785	5,8761

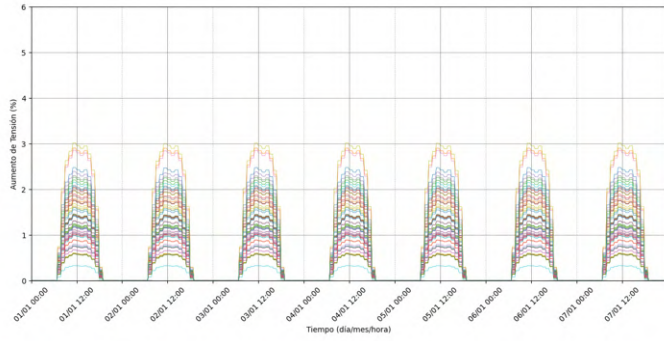
De la misma manera que se analizó en el criterio de aumento de tensiones en la fase A, se incumple el criterio cuando se presentan las condiciones de haber seis de los ocho paneles activados en la barra 476, y en las dos barras extras asociadas al mismo transformador se tiene, siete de nueve paneles en funcionamiento para la más cercana al transformador, y siete de ocho paneles en la segunda barra. Esta asociación de condiciones hace que la barra 476 supere el 5% de variación de tensión con 18 kW de GD instalados, lo que define una penetración de 75%.

El comportamiento de las variaciones de tensión en las barras de la fase A del circuito, se muestran en la figura 4.10.

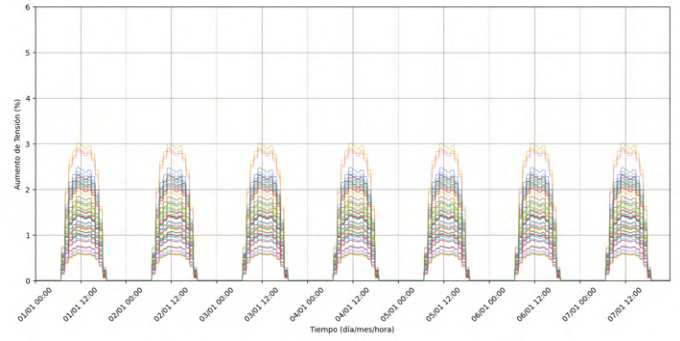
Figura 4.10: Variación de tensión en las barras de la fase A ante la GD



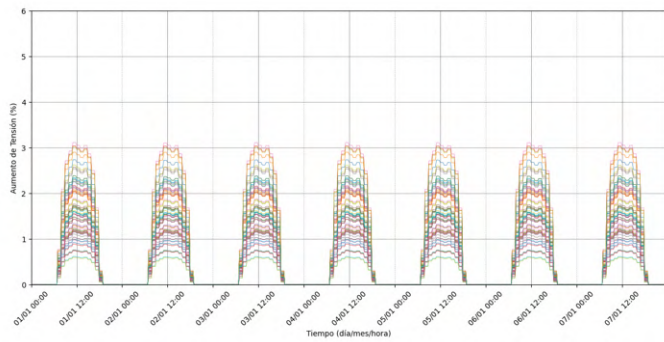
i) Escenario 40 %



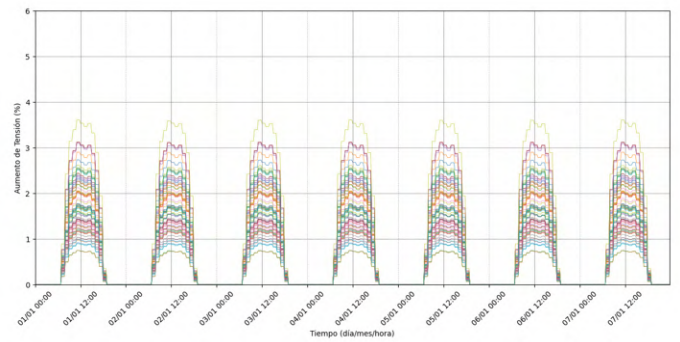
j) Escenario 45 %



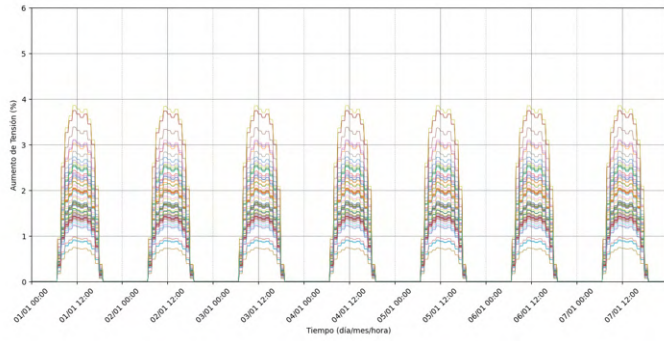
k) Escenario 50 %



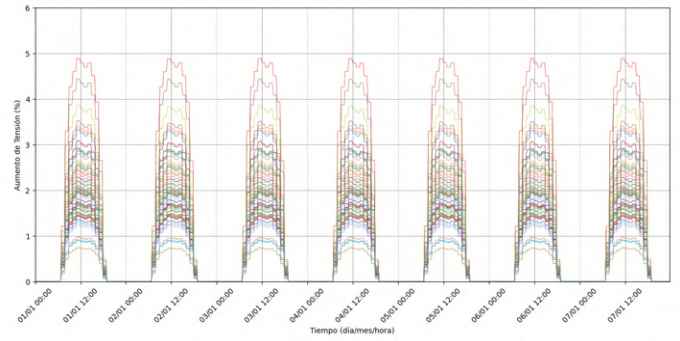
l) Escenario 55 %



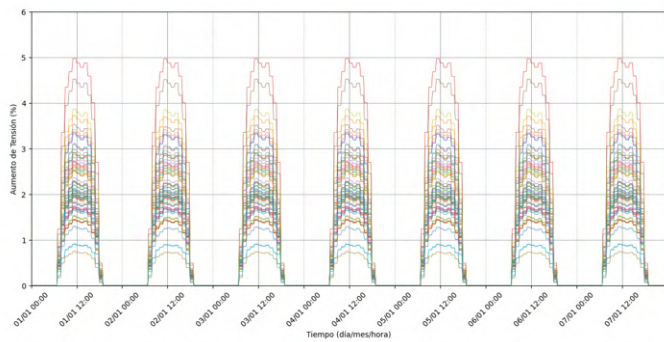
m) Escenario 60 %



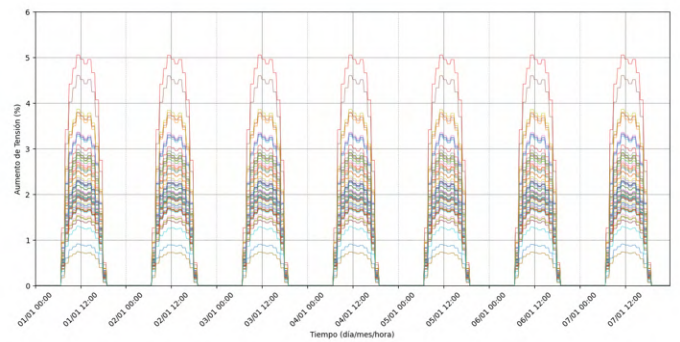
n) Escenario 65 %



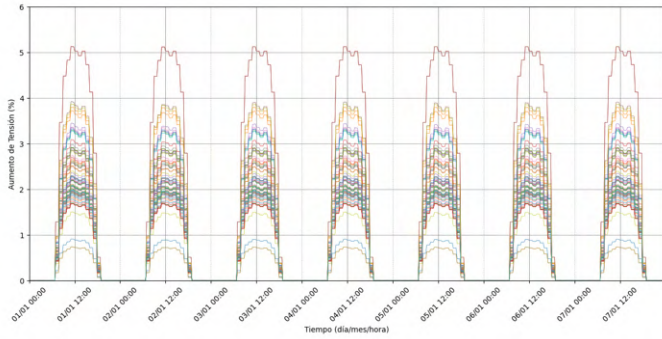
o) Escenario 70 %



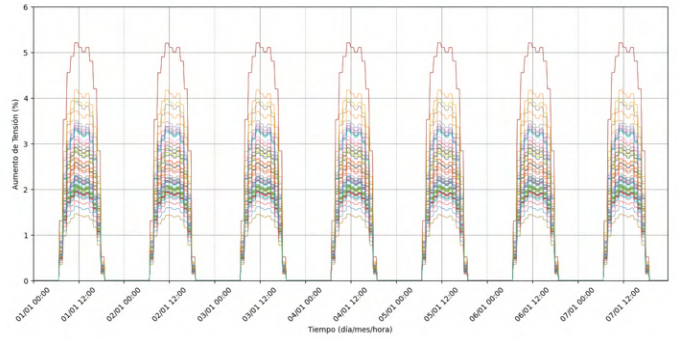
p) Escenario 75 %



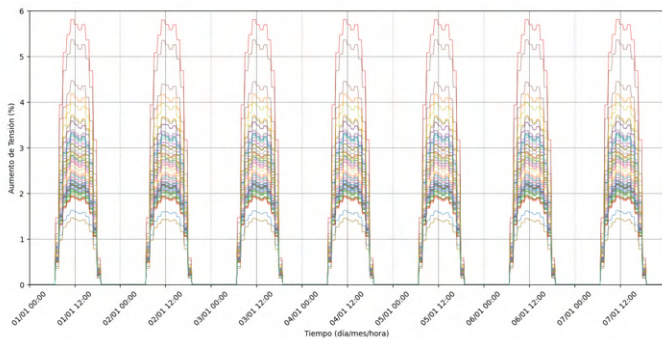
q) Escenario 80 %



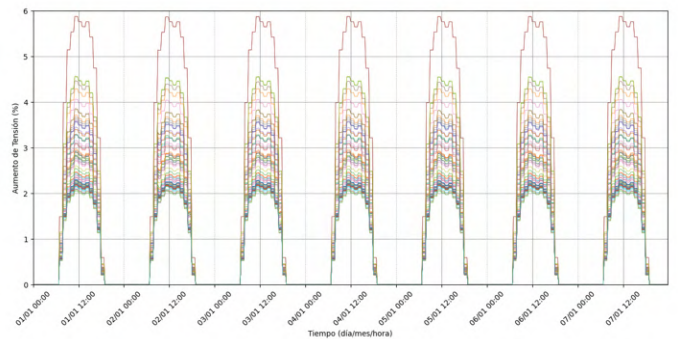
r) Escenario 85 %



s) Escenario 90 %



t) Escenario 95 %



u) Leyendas

Bus93 - Voltage (%)	Bus415 - Voltage (%)	Bus563 - Voltage (%)	Bus757 - Voltage (%)
Bus125 - Voltage (%)	Bus433 - Voltage (%)	Bus567 - Voltage (%)	Bus758 - Voltage (%)
Bus180 - Voltage (%)	Bus450 - Voltage (%)	Bus574 - Voltage (%)	Bus759 - Voltage (%)
Bus195 - Voltage (%)	Bus476 - Voltage (%)	Bus590 - Voltage (%)	Bus770 - Voltage (%)
Bus209 - Voltage (%)	Bus478 - Voltage (%)	Bus591 - Voltage (%)	Bus780 - Voltage (%)
Bus219 - Voltage (%)	Bus486 - Voltage (%)	Bus592 - Voltage (%)	Bus796 - Voltage (%)
Bus241 - Voltage (%)	Bus493 - Voltage (%)	Bus608 - Voltage (%)	Bus798 - Voltage (%)
Bus258 - Voltage (%)	Bus495 - Voltage (%)	Bus609 - Voltage (%)	Bus800 - Voltage (%)
Bus300 - Voltage (%)	Bus496 - Voltage (%)	Bus610 - Voltage (%)	Bus808 - Voltage (%)
Bus333 - Voltage (%)	Bus500 - Voltage (%)	Bus627 - Voltage (%)	Bus809 - Voltage (%)
Bus344 - Voltage (%)	Bus501 - Voltage (%)	Bus706 - Voltage (%)	Bus810 - Voltage (%)
Bus346 - Voltage (%)	Bus502 - Voltage (%)	Bus707 - Voltage (%)	Bus822 - Voltage (%)
Bus349 - Voltage (%)	Bus516 - Voltage (%)	Bus708 - Voltage (%)	Bus823 - Voltage (%)
Bus351 - Voltage (%)	Bus518 - Voltage (%)	Bus712 - Voltage (%)	Bus824 - Voltage (%)
Bus354 - Voltage (%)	Bus519 - Voltage (%)	Bus726 - Voltage (%)	Bus829 - Voltage (%)
Bus357 - Voltage (%)	Bus522 - Voltage (%)	Bus727 - Voltage (%)	Bus830 - Voltage (%)
Bus366 - Voltage (%)	Bus526 - Voltage (%)	Bus728 - Voltage (%)	Bus831 - Voltage (%)
Bus375 - Voltage (%)	Bus532 - Voltage (%)	Bus741 - Voltage (%)	Bus837 - Voltage (%)
Bus392 - Voltage (%)	Bus535 - Voltage (%)	Bus742 - Voltage (%)	Bus838 - Voltage (%)
Bus399 - Voltage (%)	Bus548 - Voltage (%)	Bus743 - Voltage (%)	Bus839 - Voltage (%)

Fuente: Elaboración propia mediante Python

Barras de la fase B

En la fase B, una barra supera la variación de tensión permitida por el criterio, siendo la barra 451, con una variación de 5,7672 % al momento de presentarse el escenario de 30 % de penetración de GD, mostrada en la figura 4.11, escenario 30 %. Esta condición establece un 25 % de penetración de paneles solares permitida, según el criterio estudiado. El comportamiento crítico se da a las 11:15 horas del primer día del análisis. Las tensiones de la barra 451 se resumen en la tabla 4.8, al considerar el escenario previo a superar el límite de variación y los posteriores de la situación que influyen en aumentos de tensión.

Tabla 4.8: Variación de tensión en las barras de la fase B ante la GD

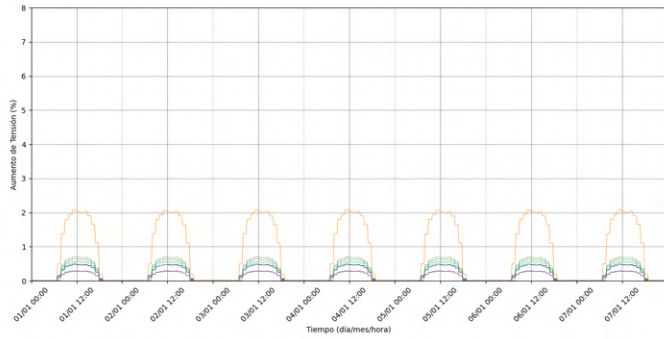
Escenario de penetración	Variación en Barra 451 (%)
25 %	4,0942
30 %	5,7672
45 %	5,9882
95 %	7,4892
100 %	7,7192

Para el criterio de variaciones de tensión, la barra 451 supera el máximo al tener activos tres de sus cuatro paneles solares, y además la barra 449 asociada al mismo transformador de la barra crítica, tenga dos de cuatro paneles en funcionamiento. Bajo esta condición, la barra 451 define un límite de penetración de generación distribuida de 25 %. Es importante considerar el comportamiento que presentan las demás barras alrededor de la que incumple el criterio, debido a que aumentos de tensión en estas propician que la variación de tensión en la barra crítica aumente. Se resalta que la aleatoriedad del encendido de los sistemas fotovoltaicos influye en gran medida en el comportamiento y definición de límite de alojamiento.

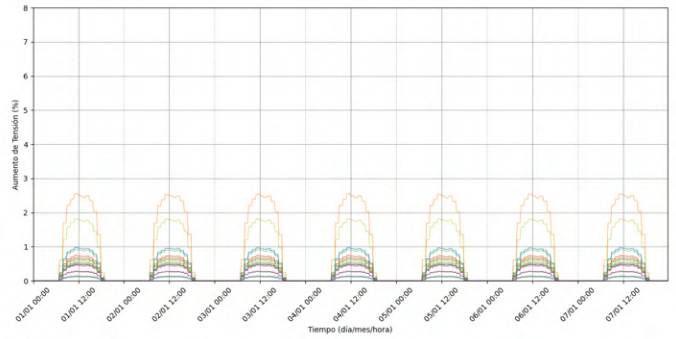
La variación de tensión por los distintos escenarios de penetración de GD respecto a la condición inicial, se ilustran en la figura 4.11.

Figura 4.11: Variación de tensión en las barras de la fase B ante la GD

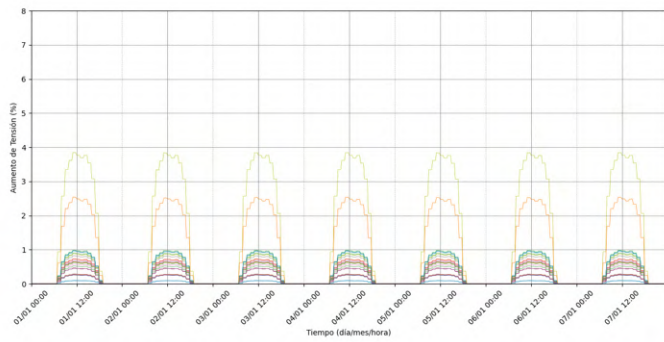
a) Escenario 5 %



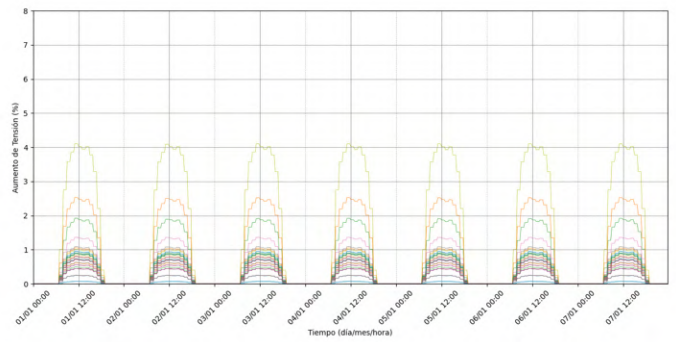
b) Escenario 10 %



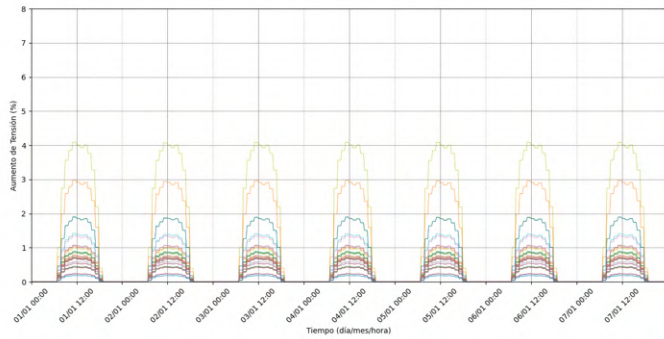
c) Escenario 15 %



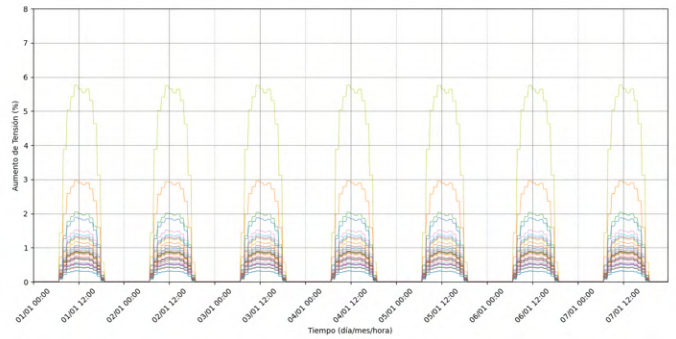
d) Escenario 20 %



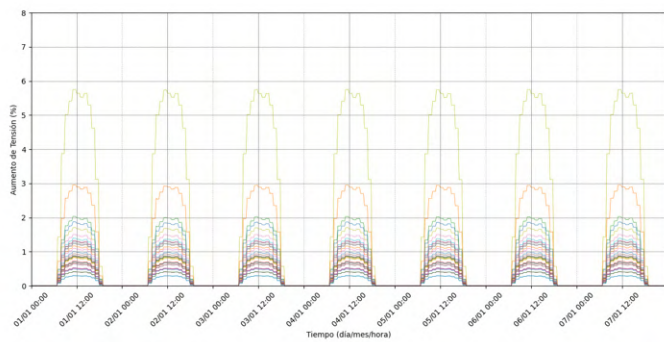
e) Escenario 25 %



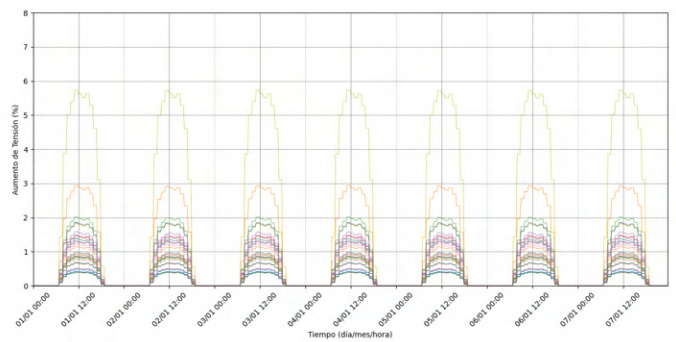
f) Escenario 30 %



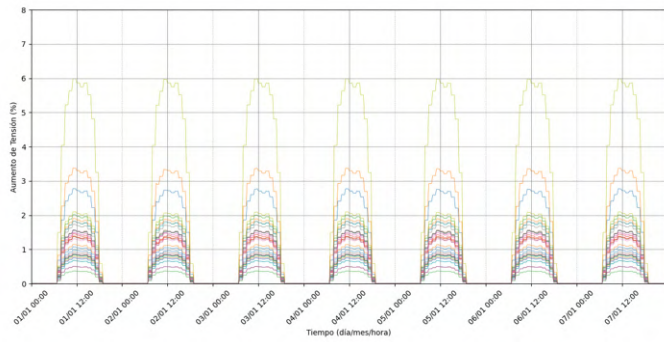
g) Escenario 35 %



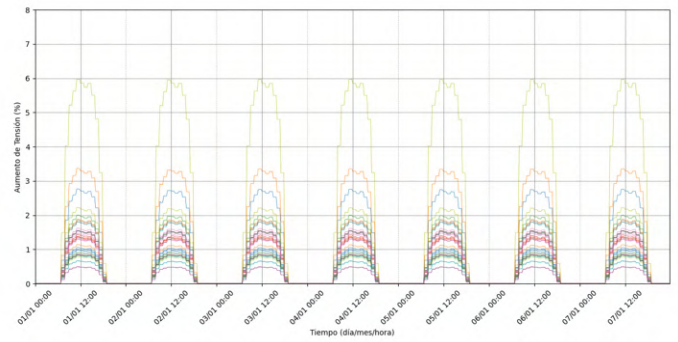
h) Escenario 40 %



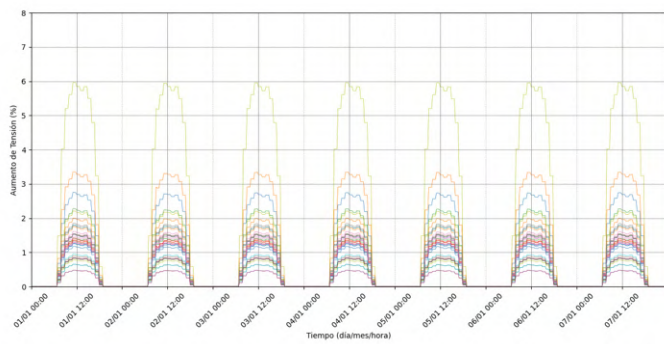
i) Escenario 45 %



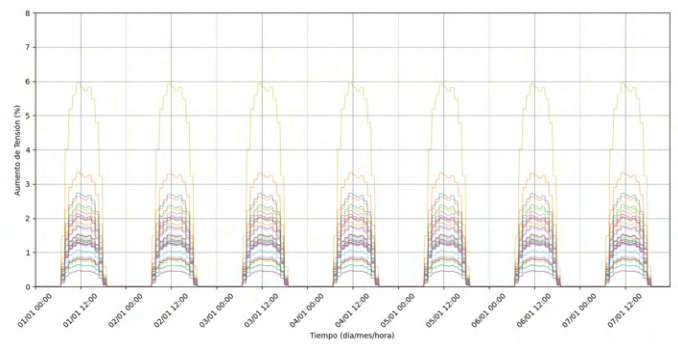
j) Escenario 50 %



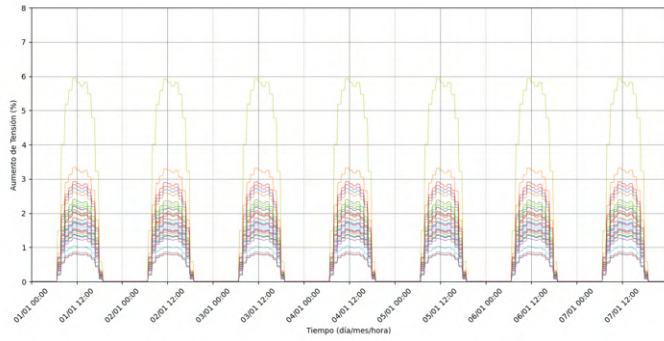
k) Escenario 55 %



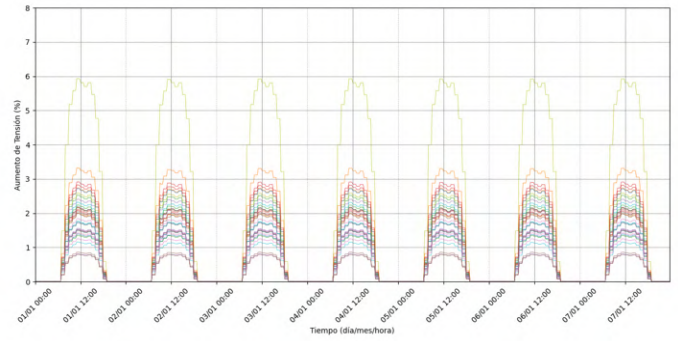
l) Escenario 60 %



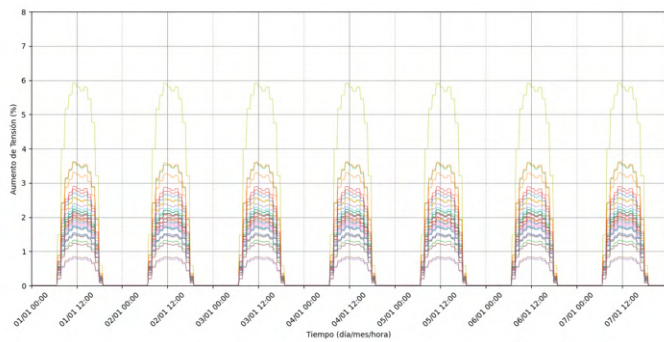
m) Escenario 65 %



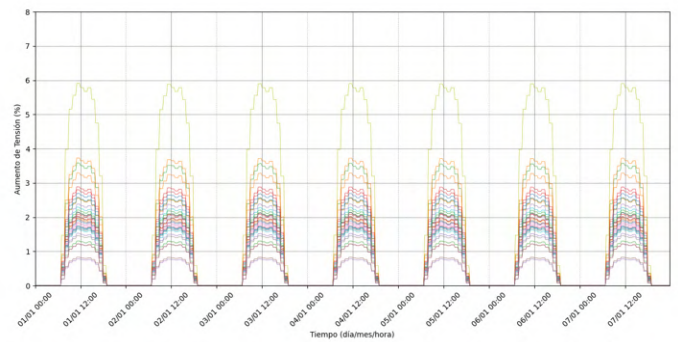
n) Escenario 70 %



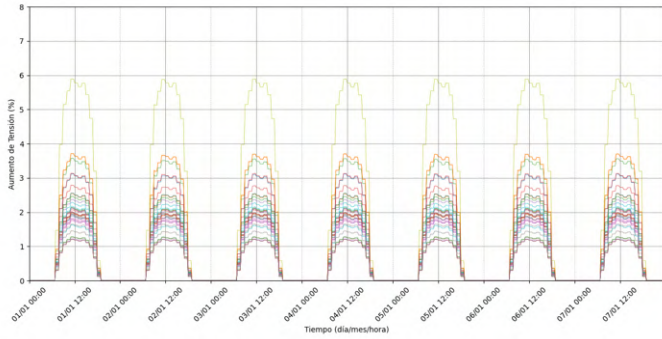
o) Escenario 75 %



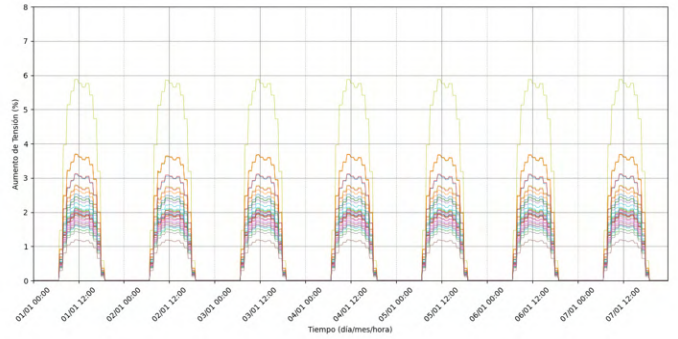
p) Escenario 80 %



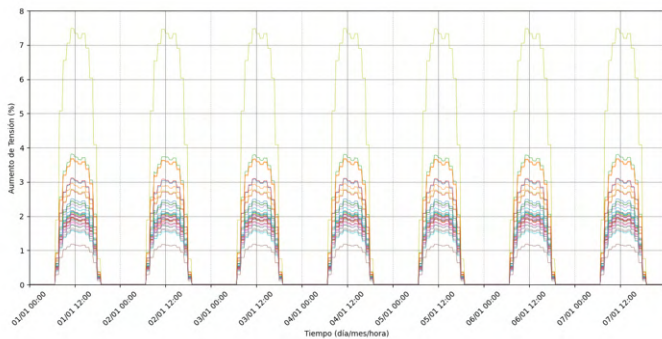
q) Escenario 85 %



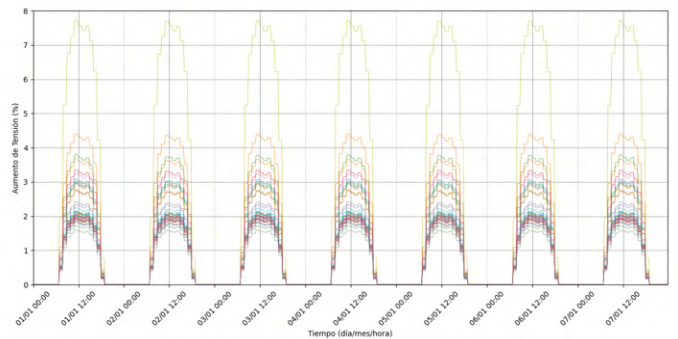
r) Escenario 90 %



s) Escenario 95 %



t) Escenario 100 %



u) Leyendas

Bus317 - Voltage (%)	Bus359 - Voltage (%)	Bus447 - Voltage (%)
Bus321 - Voltage (%)	Bus361 - Voltage (%)	Bus449 - Voltage (%)
Bus322 - Voltage (%)	Bus365 - Voltage (%)	Bus451 - Voltage (%)
Bus326 - Voltage (%)	Bus369 - Voltage (%)	Bus457 - Voltage (%)
Bus327 - Voltage (%)	Bus370 - Voltage (%)	Bus458 - Voltage (%)
Bus328 - Voltage (%)	Bus371 - Voltage (%)	Bus459 - Voltage (%)
Bus336 - Voltage (%)	Bus385 - Voltage (%)	Bus465 - Voltage (%)
Bus339 - Voltage (%)	Bus386 - Voltage (%)	Bus466 - Voltage (%)
Bus340 - Voltage (%)	Bus387 - Voltage (%)	Bus467 - Voltage (%)
Bus342 - Voltage (%)	Bus411 - Voltage (%)	Bus469 - Voltage (%)
Bus353 - Voltage (%)	Bus435 - Voltage (%)	Bus471 - Voltage (%)
Bus355 - Voltage (%)	Bus436 - Voltage (%)	Bus473 - Voltage (%)
Bus356 - Voltage (%)	Bus437 - Voltage (%)	

Fuente: Elaboración propia mediante Python

Barras de la fase C

La barra 235 de la fase C supera el máximo de variación de tensión permisible, con un valor de 5,2907 %, que se presenta en el escenario de 25 % de penetración de GD. Este comportamiento se puede observar en la figura 4.12, escenario 25 %. Ante esta situación, el límite de capacidad de paneles solares en el circuito es de 20 %.

Al estudiar todos los escenarios, se cuenta con diecinueve barras que incumplen con el 5 % máximo de variación de tensión establecido en el criterio. Se destaca la barra 288, esta cuenta con el pico más alto de variación respecto a la condición inicial sin generación distribuida, siendo 7,3129 % en el escenario del 100 %. El comportamiento de la barra 235 y 288 se resumen en la tabla 4.9, considerando los escenarios que influyen en cambios de tensión.

Tabla 4.9: Variación de tensión en las barras de la fase C ante la GD

Escenario de penetración	Variación en Barra 235 (%)	Variación en Barra 288 (%)
20 %	4,2714	1,5344
25 %	5,2907	1,5488
60 %	5,4347	4,8319
65 %	5,4517	5,0239
90 %	6,9017	5,6389
95 %	7,0377	5,8299
100 %	7,0597	7,3129

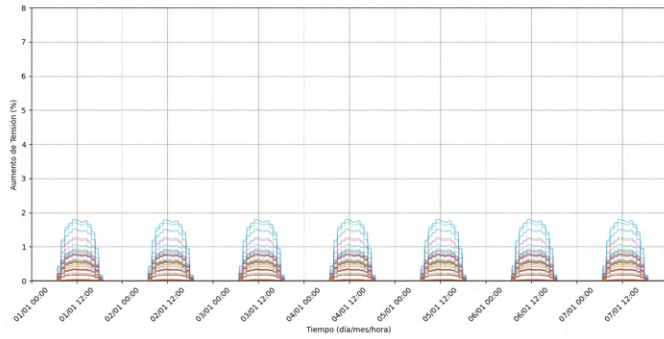
En esta ocasión, la barra 235 supera la variación de tensión al pasar de tener tres paneles en funcionamiento a cuatro, de los cinco instalados. Esta condición se da cuando las barras 240 y 226 pasan de tener cinco de seis paneles activados y dos de cinco en funcionamiento en cada barra respectivamente.

La variación de tensión de una barra conectada a un transformador, depende de la tensión que presenten las barras anteriores que estén conectadas al mismo transformador, debido a que, si la tensión en estas últimas aumenta, se presentará un aumento en la barra crítica al requerir inyectar los excedentes que fluyen a través del transformador. De esta manera, la variación de tensión no depende solo del alojamiento de GD en la barra, también influyen las condiciones de los elementos que se encuentran en la misma zona.

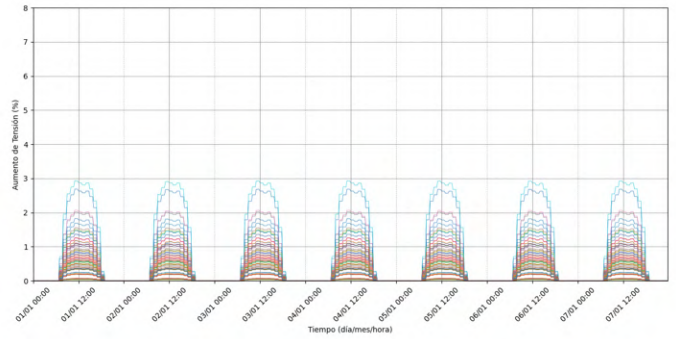
En la figura 4.12, se muestra la variación de tensión en las barras de la fase C, ante cada uno de los escenarios de penetración de generación distribuida empleando paneles solares.

Figura 4.12: Variación de tensión en las barras de la fase C ante la GD

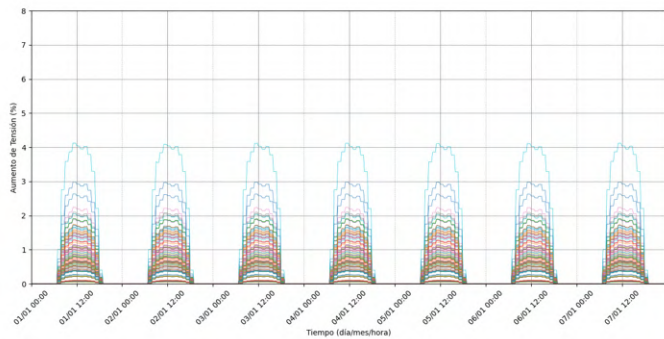
a) Escenario 5 %



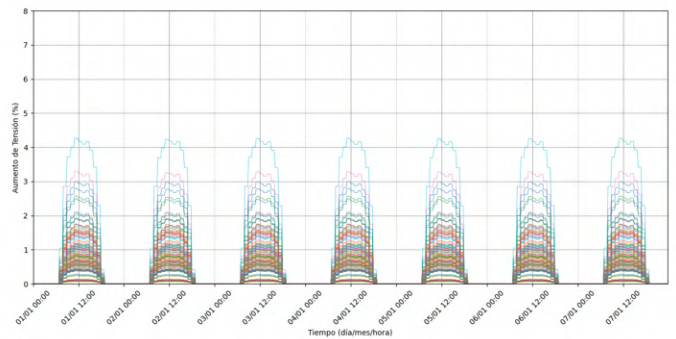
b) Escenario 10 %



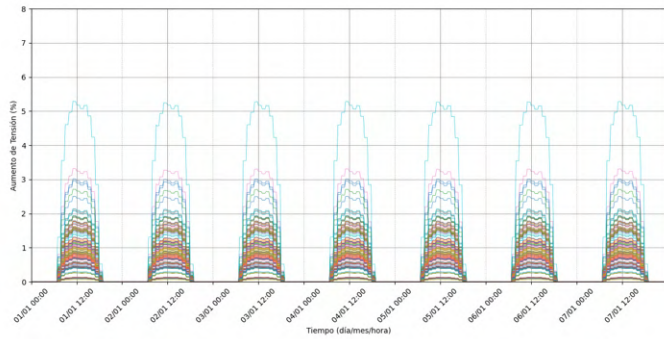
c) Escenario 15 %



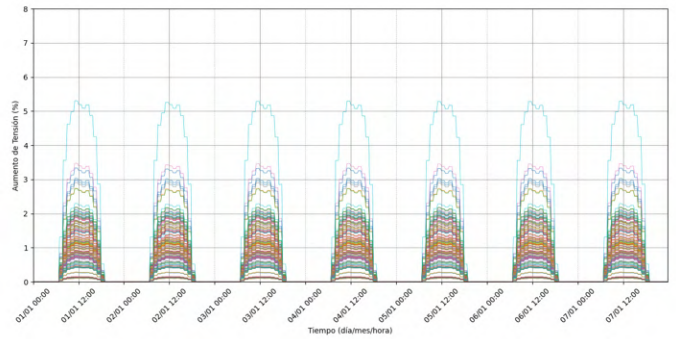
d) Escenario 20 %



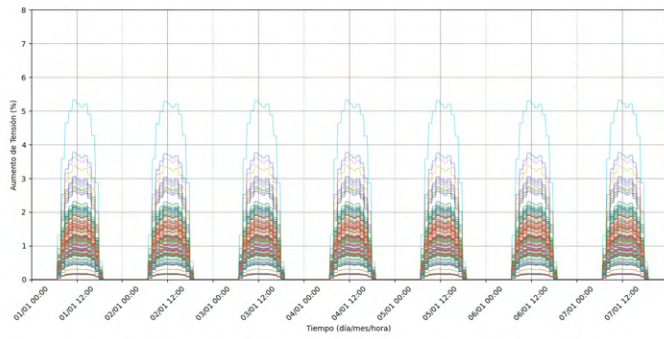
e) Escenario 25 %



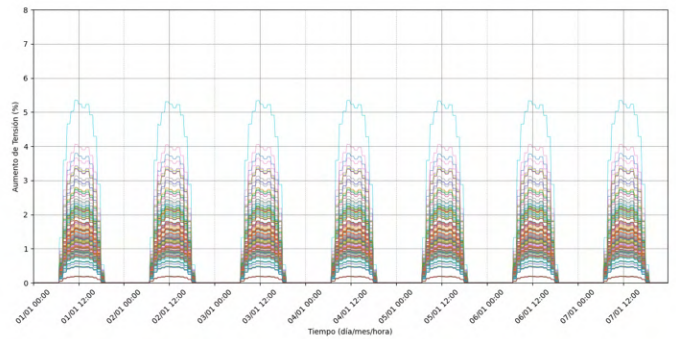
f) Escenario 30 %



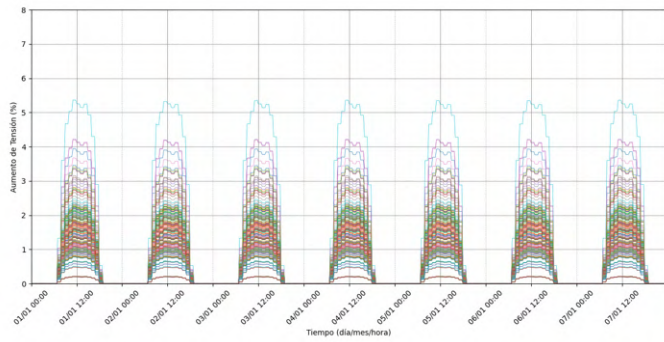
g) Escenario 35 %



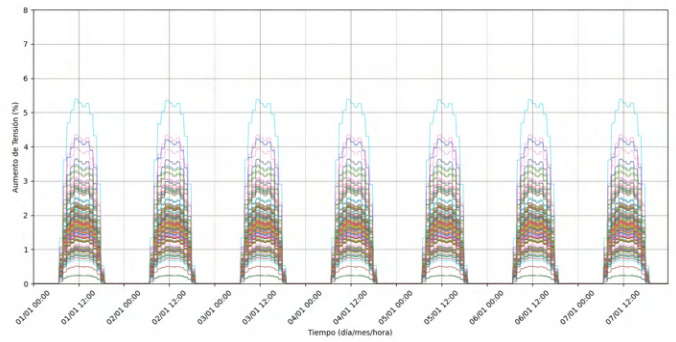
h) Escenario 40 %



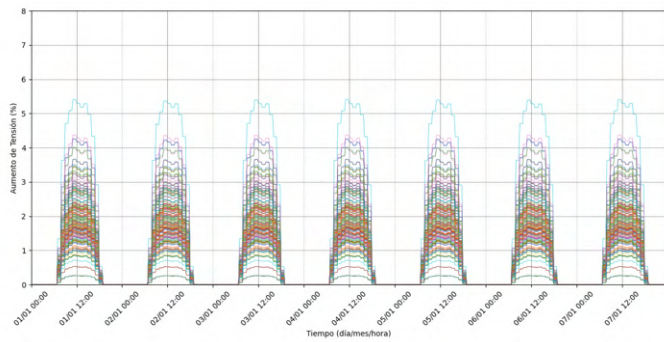
i) Escenario 45 %



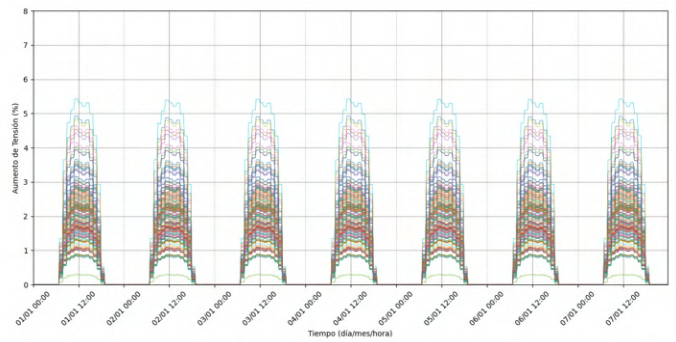
j) Escenario 50 %



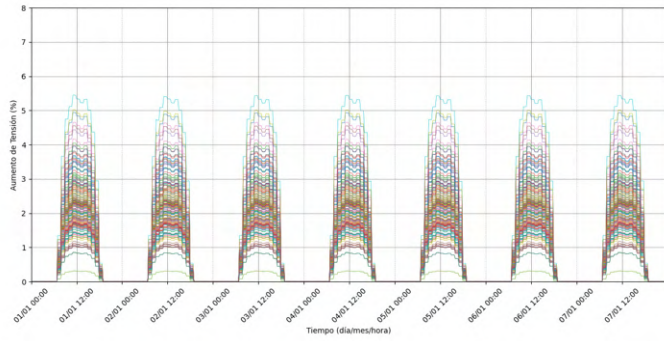
k) Escenario 55 %



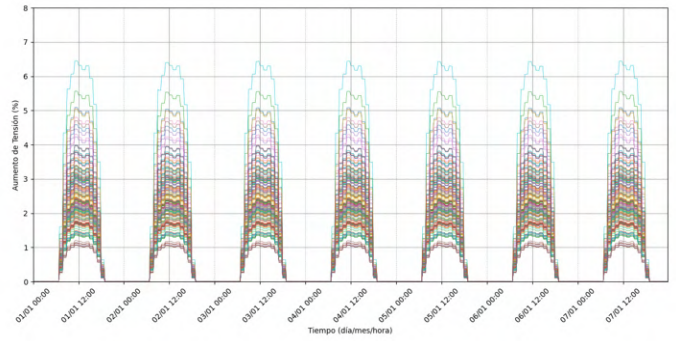
l) Escenario 60 %



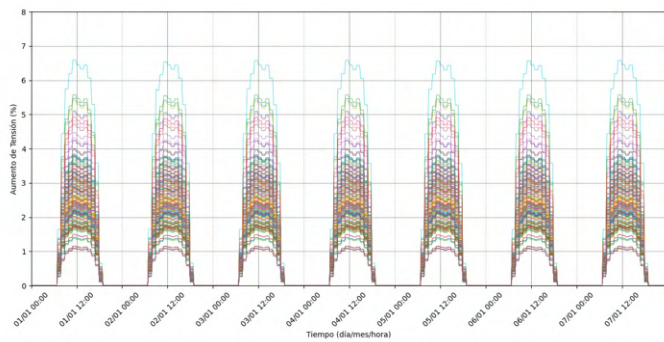
m) Escenario 65 %



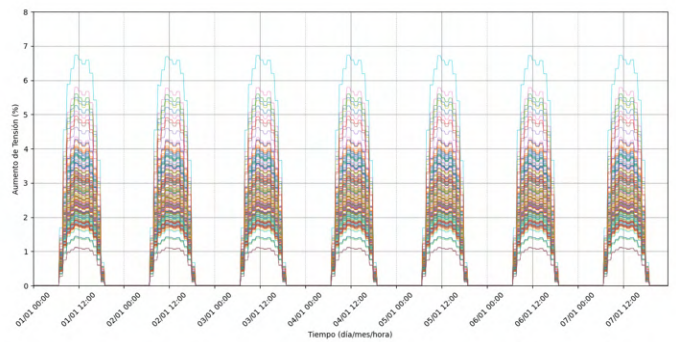
n) Escenario 70 %



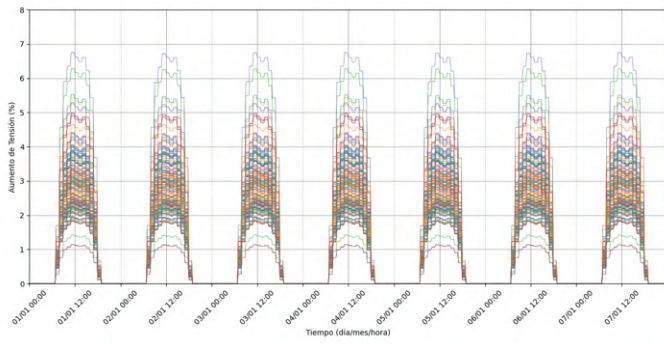
o) Escenario 75 %



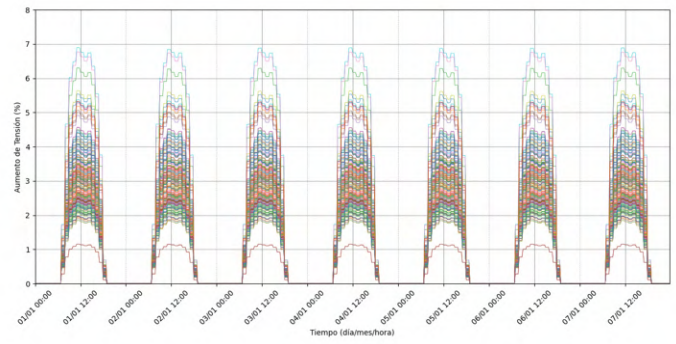
p) Escenario 80 %



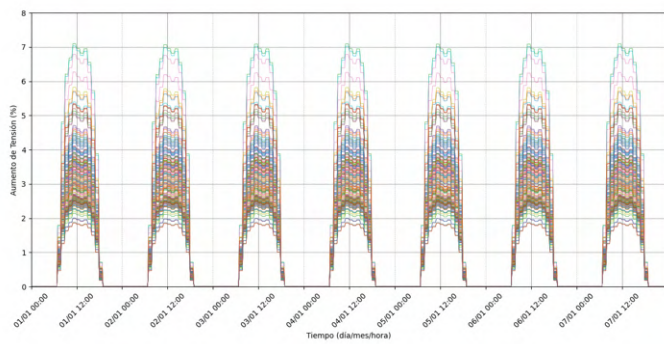
q) Escenario 85 %



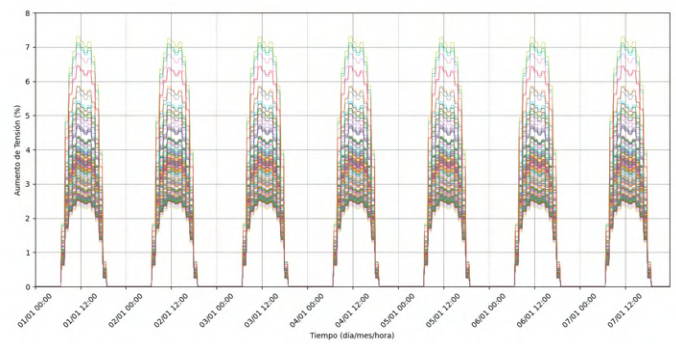
r) Escenario 90 %



s) Escenario 95 %



t) Escenario 100 %



u) Leyendas

Bus1 - Voltage (%)	Bus59 - Voltage (%)	Bus102 - Voltage (%)	Bus155 - Voltage (%)	Bus198 - Voltage (%)	Bus254 - Voltage (%)
Bus3 - Voltage (%)	Bus60 - Voltage (%)	Bus105 - Voltage (%)	Bus156 - Voltage (%)	Bus199 - Voltage (%)	Bus255 - Voltage (%)
Bus4 - Voltage (%)	Bus61 - Voltage (%)	Bus107 - Voltage (%)	Bus157 - Voltage (%)	Bus200 - Voltage (%)	Bus256 - Voltage (%)
Bus6 - Voltage (%)	Bus62 - Voltage (%)	Bus108 - Voltage (%)	Bus158 - Voltage (%)	Bus201 - Voltage (%)	Bus264 - Voltage (%)
Bus7 - Voltage (%)	Bus63 - Voltage (%)	Bus109 - Voltage (%)	Bus159 - Voltage (%)	Bus203 - Voltage (%)	Bus265 - Voltage (%)
Bus8 - Voltage (%)	Bus64 - Voltage (%)	Bus110 - Voltage (%)	Bus160 - Voltage (%)	Bus205 - Voltage (%)	Bus266 - Voltage (%)
Bus10 - Voltage (%)	Bus65 - Voltage (%)	Bus111 - Voltage (%)	Bus161 - Voltage (%)	Bus206 - Voltage (%)	Bus267 - Voltage (%)
Bus11 - Voltage (%)	Bus66 - Voltage (%)	Bus112 - Voltage (%)	Bus162 - Voltage (%)	Bus210 - Voltage (%)	Bus268 - Voltage (%)
Bus12 - Voltage (%)	Bus67 - Voltage (%)	Bus115 - Voltage (%)	Bus163 - Voltage (%)	Bus211 - Voltage (%)	Bus269 - Voltage (%)
Bus15 - Voltage (%)	Bus68 - Voltage (%)	Bus116 - Voltage (%)	Bus164 - Voltage (%)	Bus213 - Voltage (%)	Bus271 - Voltage (%)
Bus16 - Voltage (%)	Bus69 - Voltage (%)	Bus118 - Voltage (%)	Bus165 - Voltage (%)	Bus214 - Voltage (%)	Bus272 - Voltage (%)
Bus19 - Voltage (%)	Bus71 - Voltage (%)	Bus119 - Voltage (%)	Bus166 - Voltage (%)	Bus215 - Voltage (%)	Bus274 - Voltage (%)
Bus20 - Voltage (%)	Bus73 - Voltage (%)	Bus120 - Voltage (%)	Bus167 - Voltage (%)	Bus216 - Voltage (%)	Bus275 - Voltage (%)
Bus21 - Voltage (%)	Bus74 - Voltage (%)	Bus124 - Voltage (%)	Bus169 - Voltage (%)	Bus217 - Voltage (%)	Bus276 - Voltage (%)
Bus22 - Voltage (%)	Bus75 - Voltage (%)	Bus126 - Voltage (%)	Bus171 - Voltage (%)	Bus220 - Voltage (%)	Bus278 - Voltage (%)
Bus24 - Voltage (%)	Bus76 - Voltage (%)	Bus128 - Voltage (%)	Bus172 - Voltage (%)	Bus221 - Voltage (%)	Bus279 - Voltage (%)
Bus25 - Voltage (%)	Bus77 - Voltage (%)	Bus129 - Voltage (%)	Bus173 - Voltage (%)	Bus222 - Voltage (%)	Bus283 - Voltage (%)
Bus27 - Voltage (%)	Bus78 - Voltage (%)	Bus131 - Voltage (%)	Bus174 - Voltage (%)	Bus223 - Voltage (%)	Bus287 - Voltage (%)
Bus31 - Voltage (%)	Bus81 - Voltage (%)	Bus132 - Voltage (%)	Bus176 - Voltage (%)	Bus226 - Voltage (%)	Bus288 - Voltage (%)
Bus32 - Voltage (%)	Bus82 - Voltage (%)	Bus133 - Voltage (%)	Bus177 - Voltage (%)	Bus227 - Voltage (%)	Bus289 - Voltage (%)
Bus35 - Voltage (%)	Bus83 - Voltage (%)	Bus135 - Voltage (%)	Bus178 - Voltage (%)	Bus228 - Voltage (%)	Bus292 - Voltage (%)
Bus37 - Voltage (%)	Bus84 - Voltage (%)	Bus136 - Voltage (%)	Bus179 - Voltage (%)	Bus229 - Voltage (%)	Bus293 - Voltage (%)
Bus40 - Voltage (%)	Bus85 - Voltage (%)	Bus137 - Voltage (%)	Bus181 - Voltage (%)	Bus230 - Voltage (%)	Bus294 - Voltage (%)
Bus42 - Voltage (%)	Bus86 - Voltage (%)	Bus138 - Voltage (%)	Bus182 - Voltage (%)	Bus231 - Voltage (%)	Bus295 - Voltage (%)
Bus43 - Voltage (%)	Bus87 - Voltage (%)	Bus139 - Voltage (%)	Bus183 - Voltage (%)	Bus233 - Voltage (%)	Bus296 - Voltage (%)
Bus45 - Voltage (%)	Bus88 - Voltage (%)	Bus141 - Voltage (%)	Bus184 - Voltage (%)	Bus235 - Voltage (%)	Bus297 - Voltage (%)
Bus47 - Voltage (%)	Bus89 - Voltage (%)	Bus143 - Voltage (%)	Bus185 - Voltage (%)	Bus236 - Voltage (%)	Bus298 - Voltage (%)
Bus48 - Voltage (%)	Bus91 - Voltage (%)	Bus144 - Voltage (%)	Bus186 - Voltage (%)	Bus237 - Voltage (%)	Bus299 - Voltage (%)
Bus50 - Voltage (%)	Bus92 - Voltage (%)	Bus145 - Voltage (%)	Bus187 - Voltage (%)	Bus238 - Voltage (%)	Bus301 - Voltage (%)
Bus51 - Voltage (%)	Bus95 - Voltage (%)	Bus146 - Voltage (%)	Bus188 - Voltage (%)	Bus240 - Voltage (%)	Bus302 - Voltage (%)
Bus53 - Voltage (%)	Bus96 - Voltage (%)	Bus147 - Voltage (%)	Bus189 - Voltage (%)	Bus242 - Voltage (%)	Bus304 - Voltage (%)
Bus55 - Voltage (%)	Bus97 - Voltage (%)	Bus148 - Voltage (%)	Bus190 - Voltage (%)	Bus245 - Voltage (%)	Bus331 - Voltage (%)
Bus56 - Voltage (%)	Bus99 - Voltage (%)	Bus149 - Voltage (%)	Bus192 - Voltage (%)	Bus246 - Voltage (%)	Bus410 - Voltage (%)
Bus57 - Voltage (%)	Bus100 - Voltage (%)	Bus150 - Voltage (%)	Bus193 - Voltage (%)	Bus248 - Voltage (%)	Bus416 - Voltage (%)
Bus58 - Voltage (%)	Bus101 - Voltage (%)	Bus151 - Voltage (%)	Bus194 - Voltage (%)	Bus252 - Voltage (%)	Bus602 - Voltage (%)
		Bus154 - Voltage (%)	Bus196 - Voltage (%)	Bus253 - Voltage (%)	

Fuente: Elaboración propia mediante Python

Síntesis del criterio de variaciones de tensión

Al analizar cada escenario de penetración de generación distribuida en las tres fases de la red, se cuenta con veintidós barras que superan el 5 % de variación de tensión establecido por el criterio. Del total de barras se tienen dos en la fase A, una en la fase B y diecinueve en la fase C, siendo esta última fase la que tiene más barras en el circuito.

Considerando las barras críticas de cada fase, definiéndolas por ser las primeras en incumplir el criterio, se tiene en la fase A la barra 476, que supera el máximo de variación en el escenario de 80 %, estableciendo el límite de capacidad de alojamiento de GD en 75 %. En la fase B, la barra 451 supera la variación de 5 % de tensión en el escenario de 30 %, definiendo el máximo de penetración en 25 %. Por último, la barra 235 de la fase C, excede el máximo con un valor de 5,2907 %, dado en el escenario de 25 %, lo cual limita la penetración de GD a un 20 % de capacidad.

La máxima capacidad de penetración permitida por el criterio de variaciones de tensión se muestra en la tabla 4.10, donde se define el límite de alojamiento en cada una de las fases de la red.

Tabla 4.10: Límite de capacidad de GD por fase de la red, Criterio 2

Fase del circuito	Límite de penetración
A	75 %
B	25 %
C	20 %

Las variaciones de tensión que superen los límites permisibles, pueden llevar a cabo la desconexión automática de sistemas de protección, lo que genera interrupciones en el suministro de energía eléctrica, lo que desencadena paros en operaciones industriales, comerciales y de vida cotidiana. Asimismo, con variaciones elevadas se pueden dañar equipos sensibles, como artículos electrónicos utilizados en el hogar o en industrias. El desgaste acelerado de equipos eléctricos se puede propiciar si no se regulan las variaciones de tensión en la red. Debido a esto y más razones, las compañías distribuidoras de energía deben garantizar un suministro de electricidad que se mantenga en el rango de variación de tensión permitido, incluyendo estudios sobre la generación distribuida, para brindar un servicio confiable y eficiente a sus abonados.

Para reducir las variaciones de tensión se pueden implementar el uso de regulares de tensión, que mantengan la tensión en el umbral permitido de 5 % de variación, respecto a su operación original sin generación distribuida.

4.3.3. Criterio 3: Desbalances de tensión

Según ARESEP (2023), el criterio de desbalances de tensión evalúa que no exista un desbalance mayor al 3% en las barras trifásicas ante la introducción de generación distribuida en los diferentes escenarios de penetración. Para calcular este valor se emplea la ecuación 4.2, mostrada a continuación:

$$Desbalance = \frac{V_{fase} - V_{prom}}{V_{prom}} \cdot 100 \quad (4.2)$$

Donde:

- *Desbalance*: Desbalance de cada fase (%)
- V_{fase} : Tensión de cada fase (%)
- V_{prom} : Tensión promedio (%)

Para evaluar si se supera el límite en este criterio, se simulan los 21 escenarios de introducción de GD y se extrae la información del *software*, luego con Python, se manejan los datos, calculando el valor de desbalance de cada fase. Estos se grafican para tener una mejor interpretación de los datos, debido a la gran cantidad de información que se maneja.

En las siguientes figuras separadas por fase, se ilustran los desbalances de tensión de cada fase de las barras trifásicas respecto al valor promedio de las tensiones, cabe recalcar que se realiza el estudio de este criterio para evaluar cómo afecta la GD aplicada en las barras monofásicas, sin embargo, en las barras trifásicas no se introdujeron paneles solares.

Desbalances de tensión en la fase A

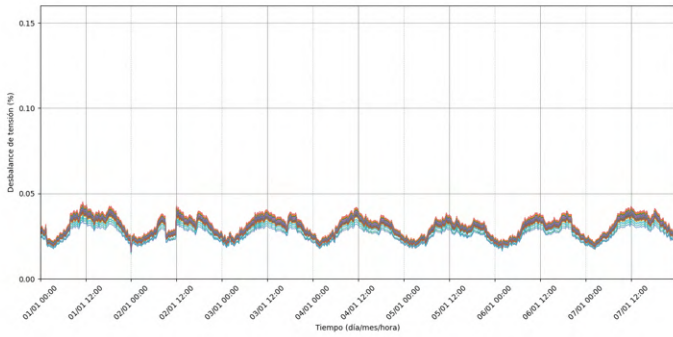
Los desbalances de tensión respecto a la fase A de las barras trifásicas son muy bajos, como se observa en la figura 4.13. Al llegar a un 100% de penetración, no se llega a superar un 0,15% de desbalance de tensión, lo que se encuentra muy por debajo del desbalance máximo de 3% permitido en la legislación. Por lo tanto, en este caso, la penetración de generación distribuida podría ser hasta de 100%.

En la condición inicial del circuito, se cuenta con desbalances de tensión máximos cercanos al valor de 0,05%. Al incrementar la generación distribuida, los desbalances son más bajos en los periodos donde los paneles actúan, sin embargo, a partir del escenario de 35%, estos vuelven a incrementar hasta llegar a valores cercanos al 0,13% de desbalance. Esto puede ser debido a las diferentes fluctuaciones que genera la inyección de energía por GD en las barras monofásicas, que en algunos casos recorre nodos donde se conectan cargas trifásicas.

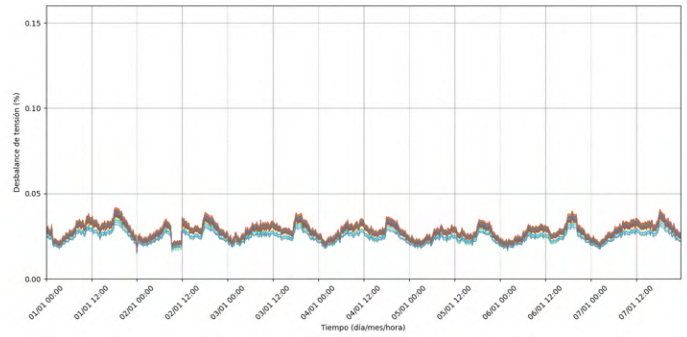
Los desbalances en la fase A respecto al promedio de las tensiones en las barras trifásicas del circuito, se muestran en la figura 4.13.

Figura 4.13: Desbalances de tensión en la fase A de las barras trifásicas en los escenarios

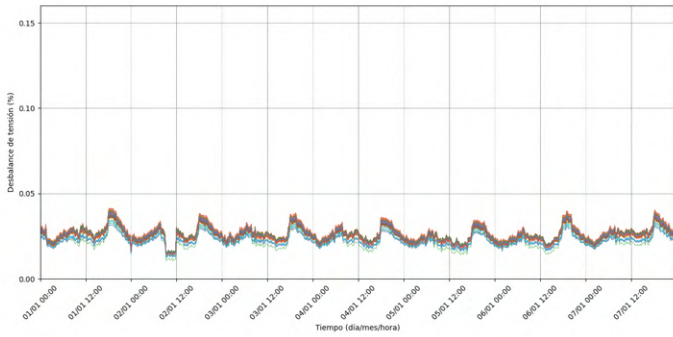
a) Escenario 0 %



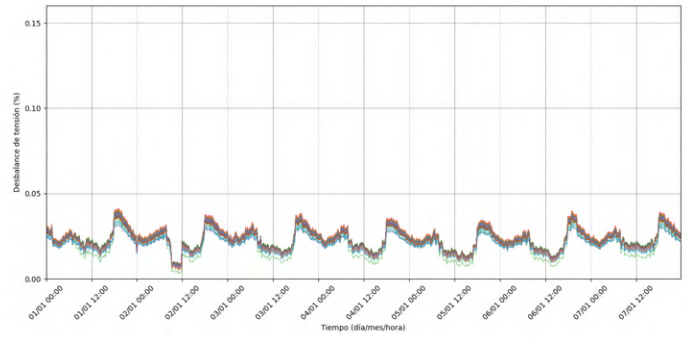
b) Escenario 5 %



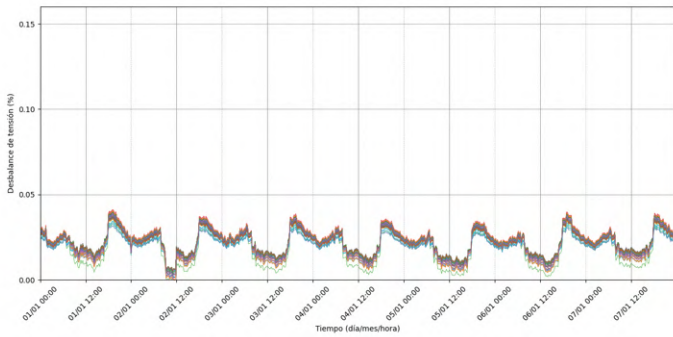
c) Escenario 10 %



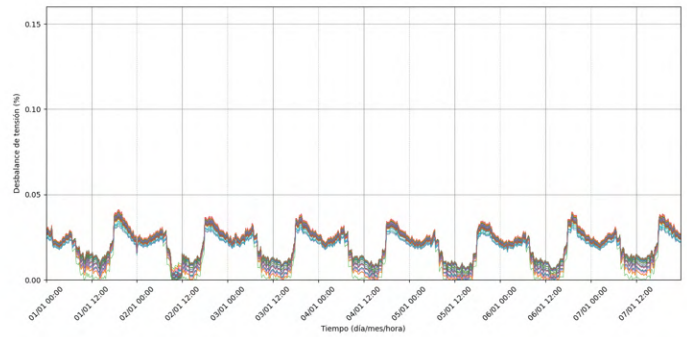
d) Escenario 15 %



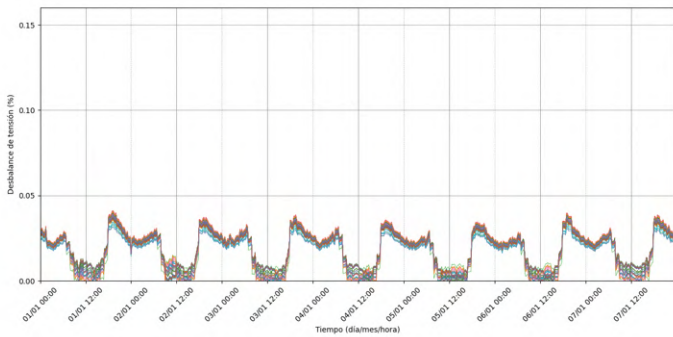
e) Escenario 20 %



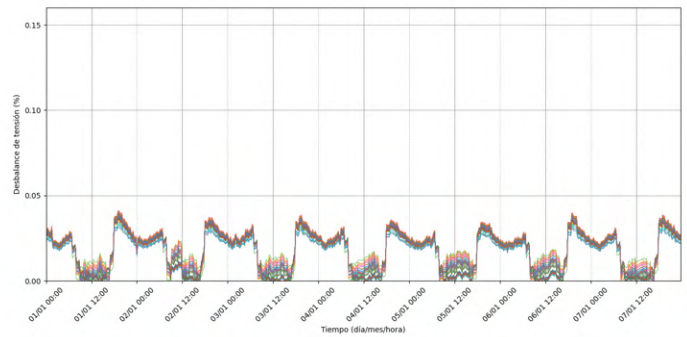
f) Escenario 25 %



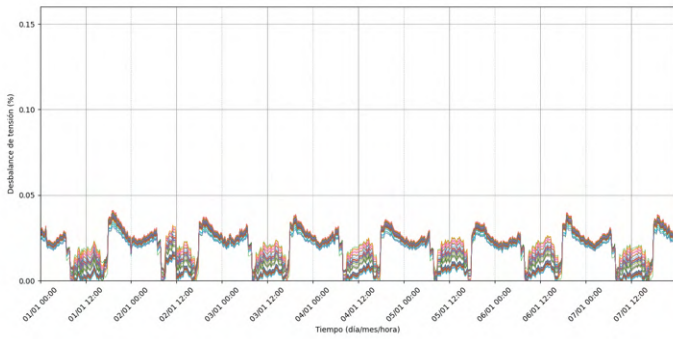
g) Escenario 30 %



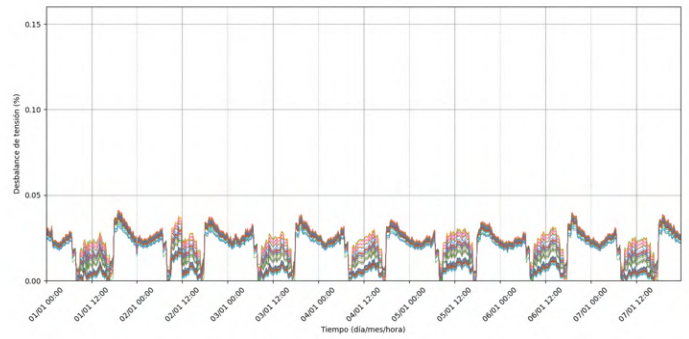
h) Escenario 35 %



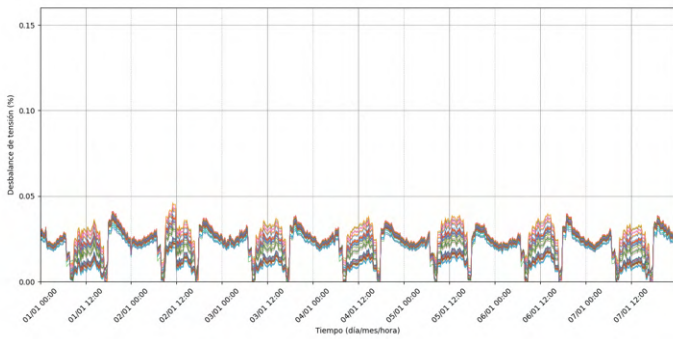
i) Escenario 40 %



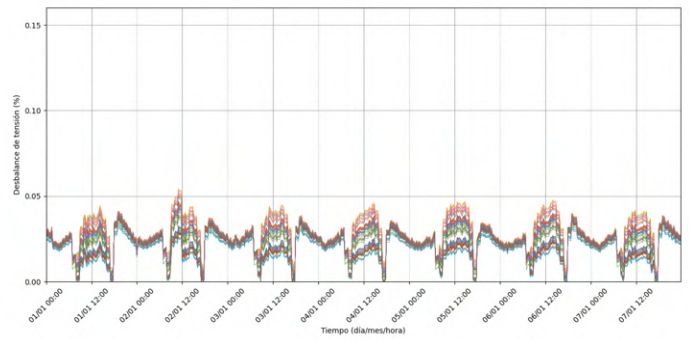
j) Escenario 45 %



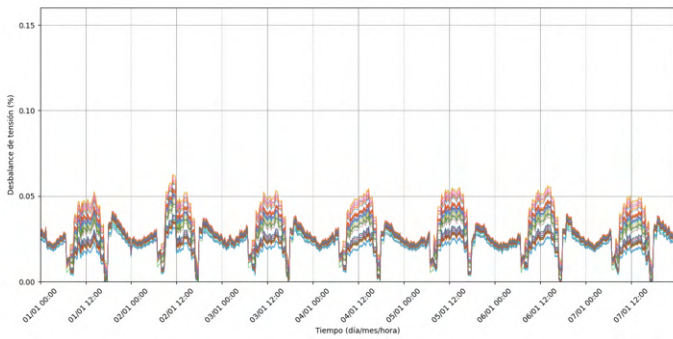
k) Escenario 50 %



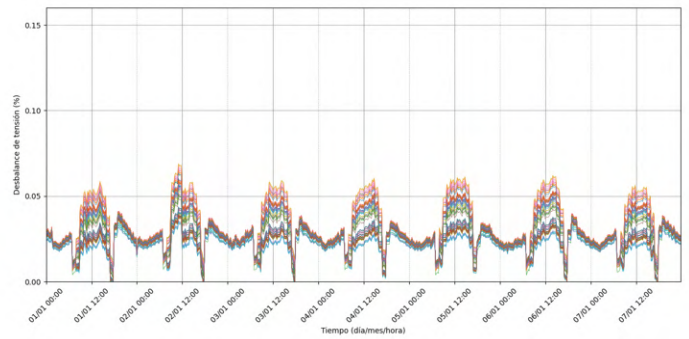
l) Escenario 55 %



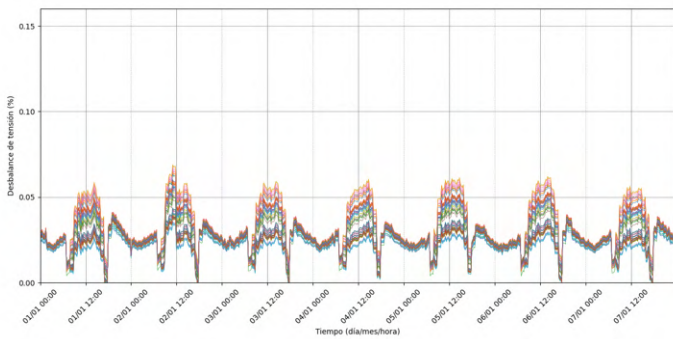
m) Escenario 60 %



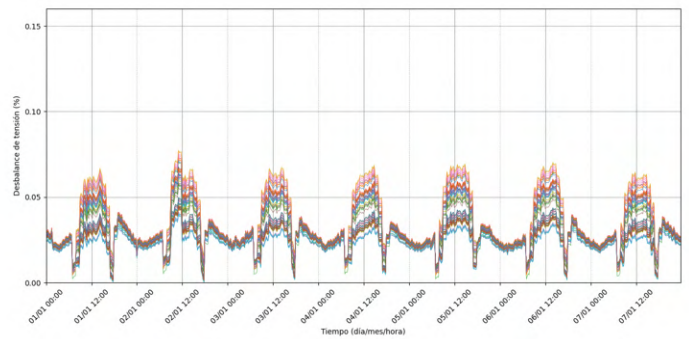
n) Escenario 65 %



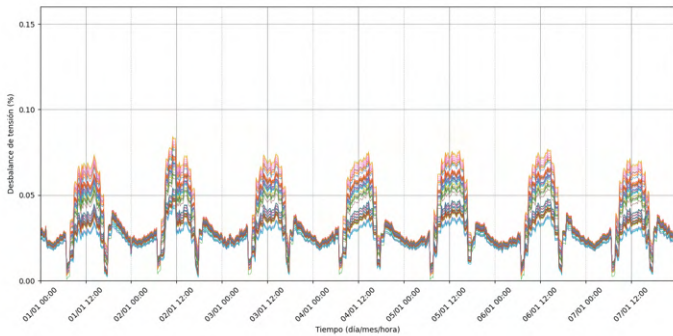
o) Escenario 70 %



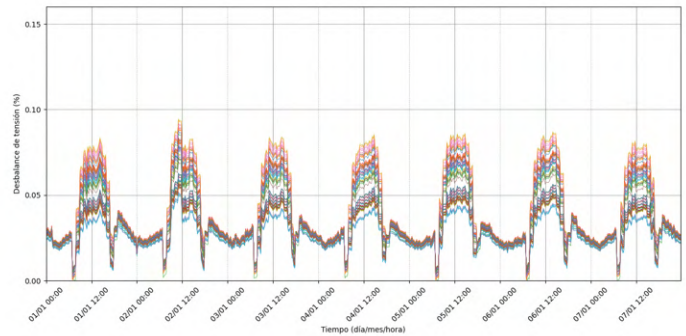
p) Escenario 75 %



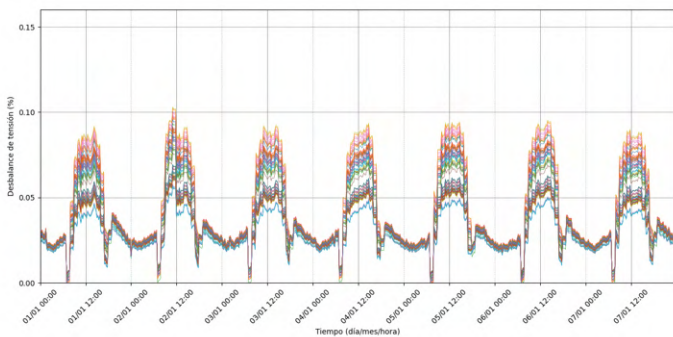
q) Escenario 80 %



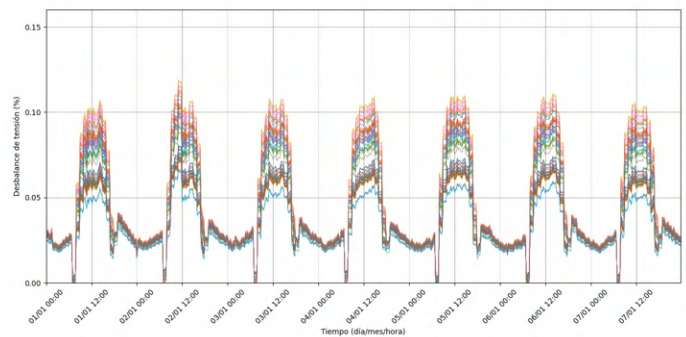
r) Escenario 85 %



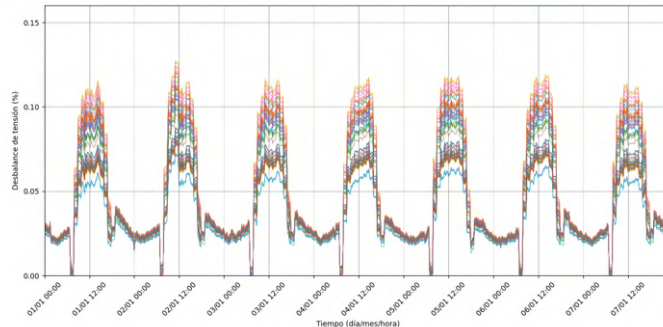
s) Escenario 90 %



t) Escenario 95 %



u) Escenario 100 %



Fuente: Elaboración propia mediante Python

Desbalances de tensión en la fase B

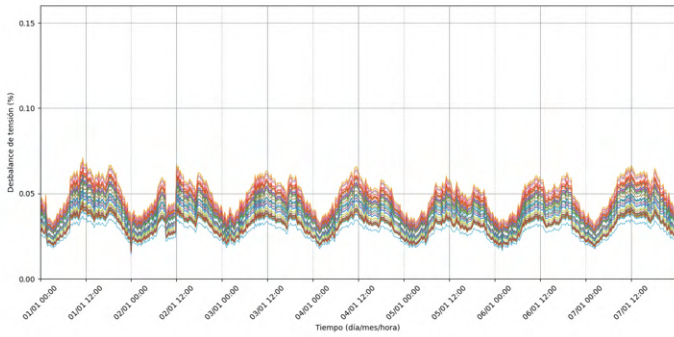
En la fase B de las barras trifásicas, se tiene que el desbalance llega a ser un poco superior al 0,10 % en el escenario de 100 % de capacidad de alojamiento de GD. Como se observa en la figura 4.14, lo cual es un valor de desbalance mucho menor al 3 % máximo establecido por la legislación. Esto da pie a determinar un 100 % de penetración, según el criterio de desbalances de tensión en esta fase.

En el escenario 0 % de alojamiento de generación distribuida, se puede extraer que el desbalance de tensión se encuentra por encima del 0,05 %. Al incorporar los paneles solares los desbalances de tensión mejoran aproximándose al 0,00 %. Esto puede deberse a un mejoramiento en los perfiles de tensión debido a la introducción de paneles solares. Posterior al escenario del 50 %, se eleva el desbalance de la fase B, hasta valores cercanos al 0,10 % en el escenario del 100 % de alojamiento.

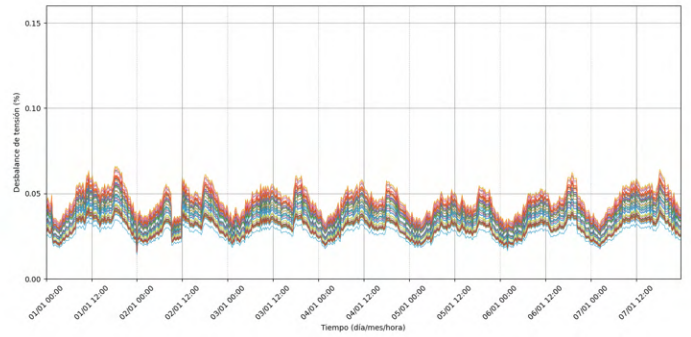
En la figura 4.14 se muestran graficados los desbalances de tensión que se presentan respecto a la fase B de las barras trifásicas ante la presencia de paneles solares.

Figura 4.14: Desbalances de tensión en la fase B de las barras trifásicas en los escenarios

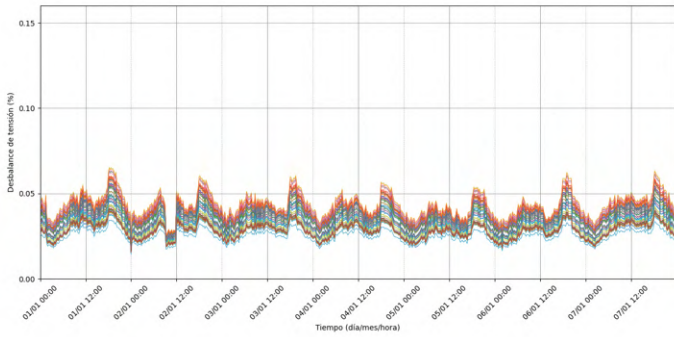
a) Escenario 0 %



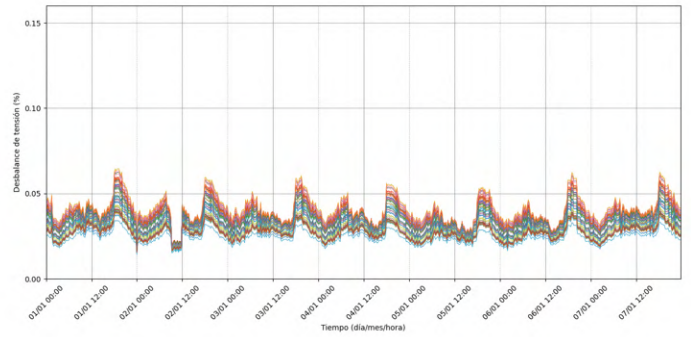
b) Escenario 5 %



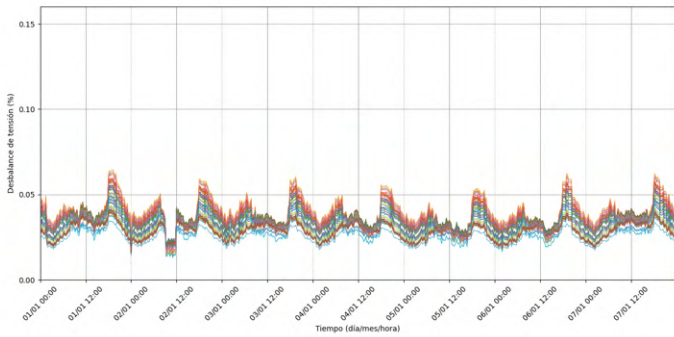
c) Escenario 10 %



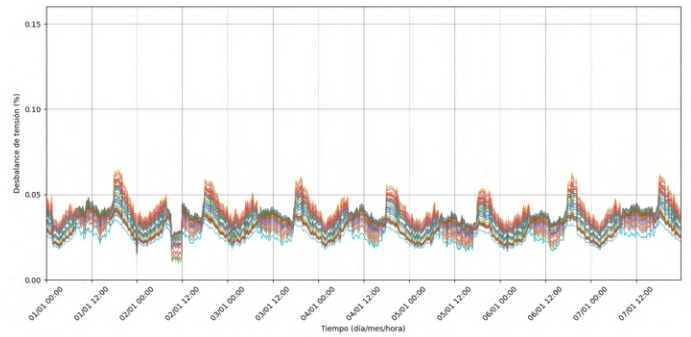
d) Escenario 15 %



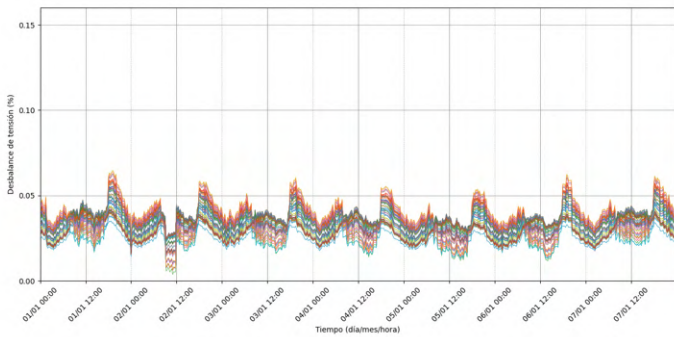
e) Escenario 20 %



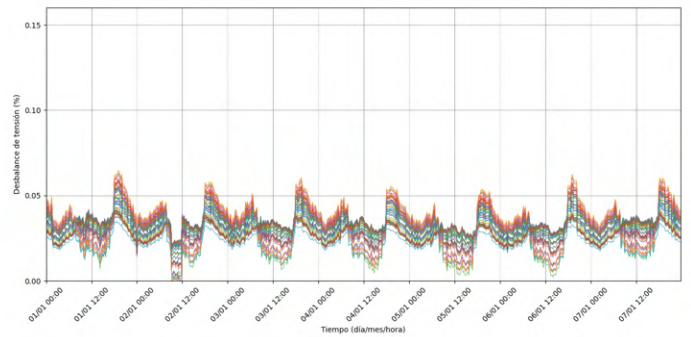
f) Escenario 25 %



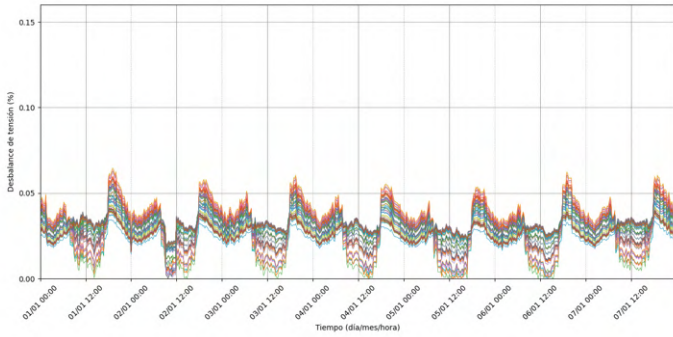
g) Escenario 30 %



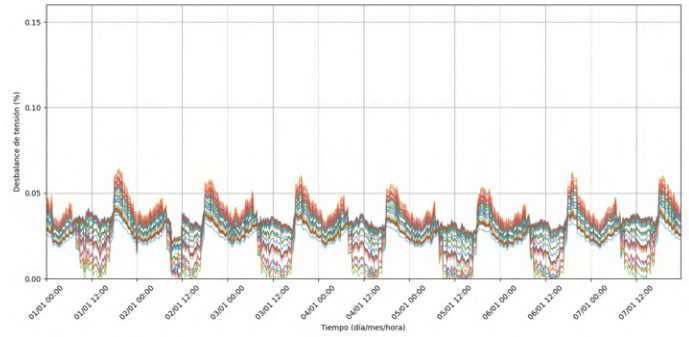
h) Escenario 35 %



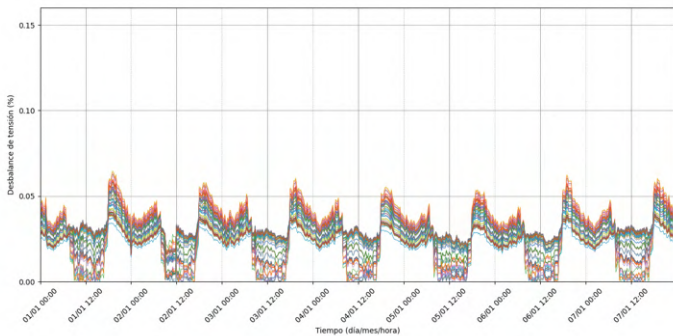
i) Escenario 40 %



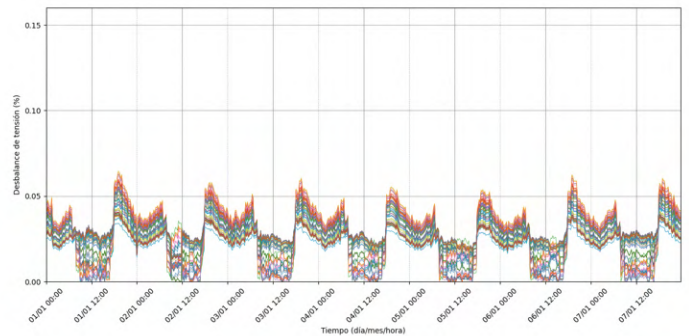
j) Escenario 45 %



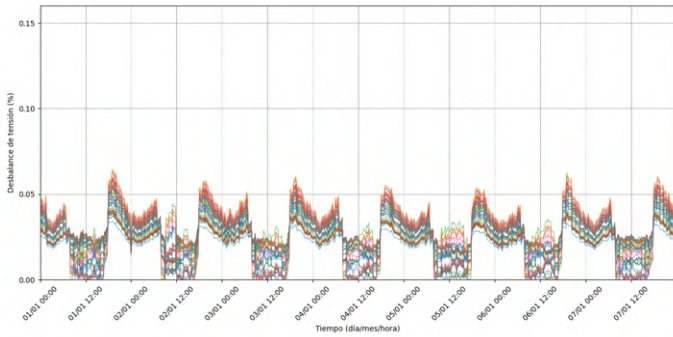
k) Escenario 50 %



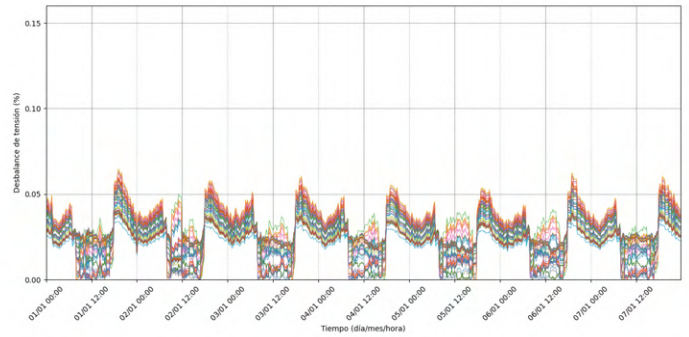
l) Escenario 55 %



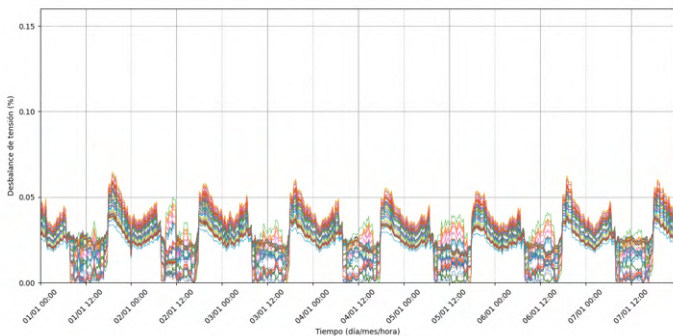
m) Escenario 60 %



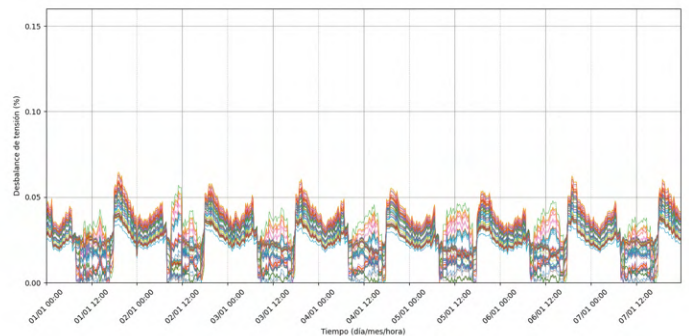
n) Escenario 65 %



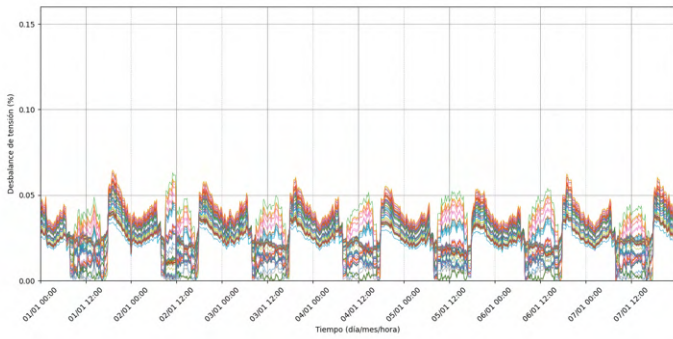
o) Escenario 70 %



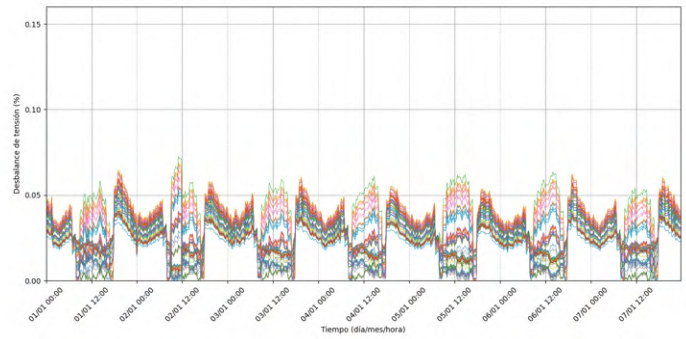
p) Escenario 75 %



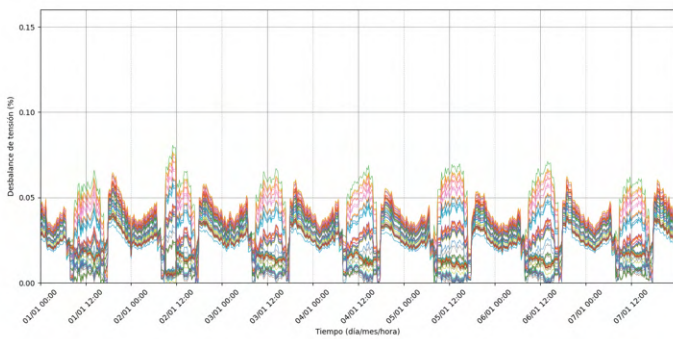
q) Escenario 80 %



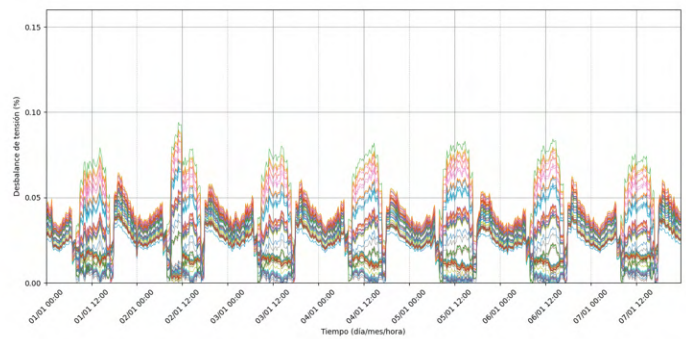
r) Escenario 85 %



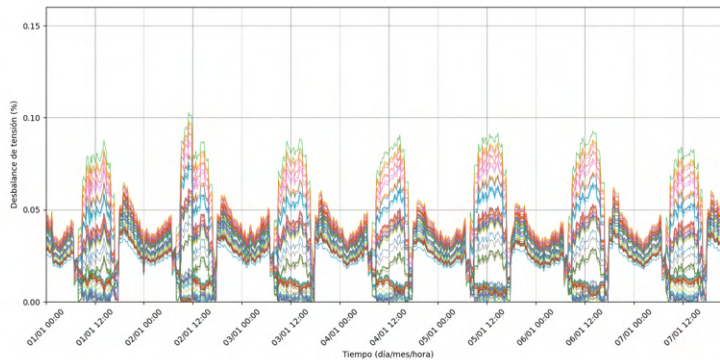
s) Escenario 90 %



t) Escenario 95 %



u) Escenario 100 %



Fuente: Elaboración propia mediante Python

Desbalances de tensión en la fase C

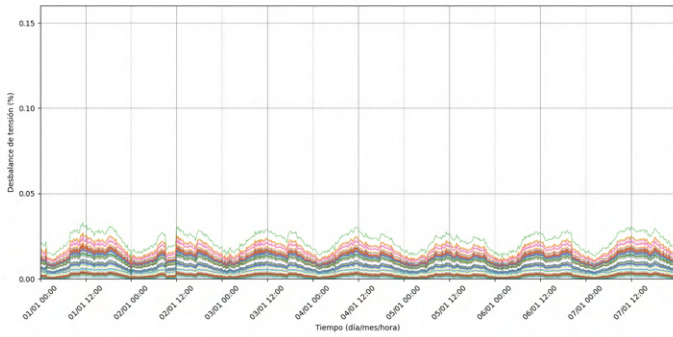
Las barras trifásicas de la red presentan desbalances de tensión menores a 0,10 % en la fase C, lo que permite, por este criterio, una penetración del 100 % de generación distribuida a la red, dado que el límite máximo de desbalance es 3 %, establecido en el criterio de desbalances de tensión.

En la figura 4.15 se muestra como los desbalances de tensión aumentan a medida que se introduce mayor cantidad de potencia proveniente del uso de los paneles solares. La inyección de potencia de los sistemas fotovoltaicos puede llegar a ser mayor a la demanda en el circuito, lo que propicia a que los desbalances de tensión se vean afectados y varíen de su condición inicial.

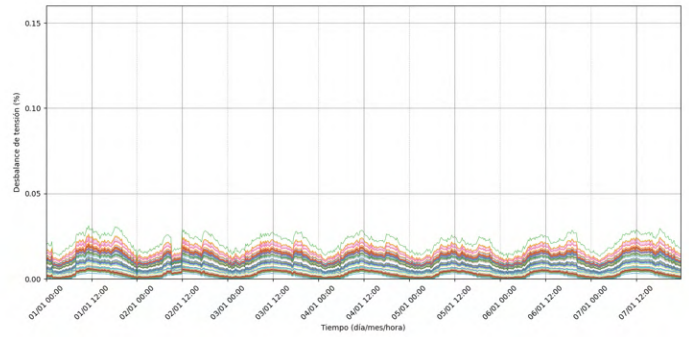
Los desbalances de tensión de la fase C de las barras trifásicas respecto al promedio de la tensión, se presenta en la figura 4.15, para cada uno de los escenarios de penetración planteados.

Figura 4.15: Desbalances de tensión en la fase C de las barras trifásicas en los escenarios

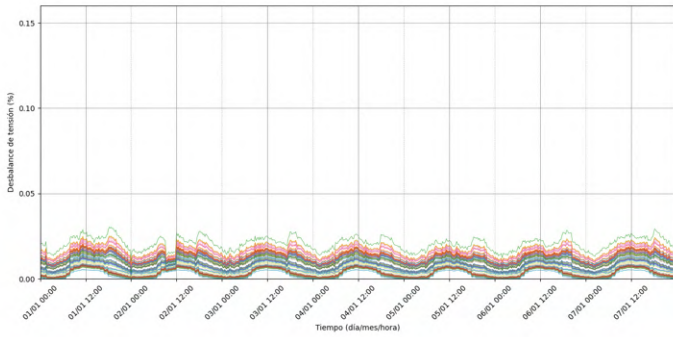
a) Escenario 0 %



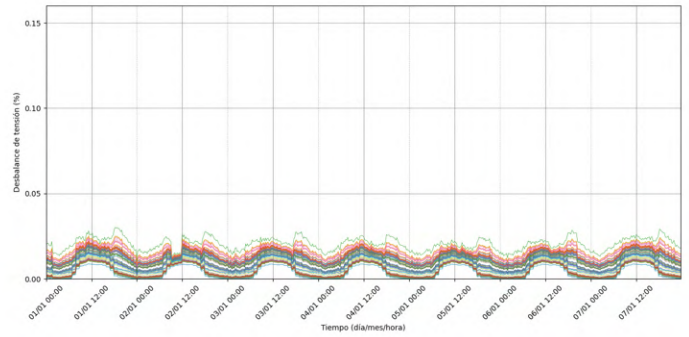
b) Escenario 5 %



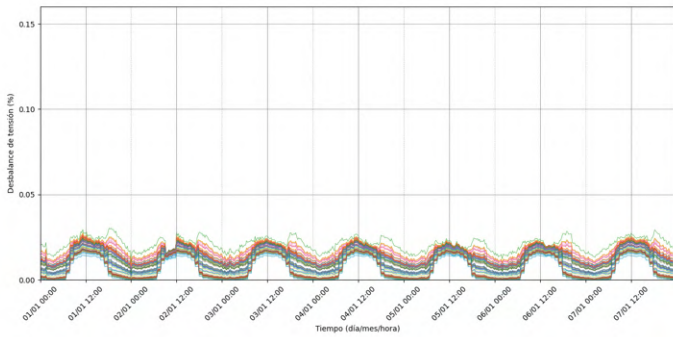
c) Escenario 10 %



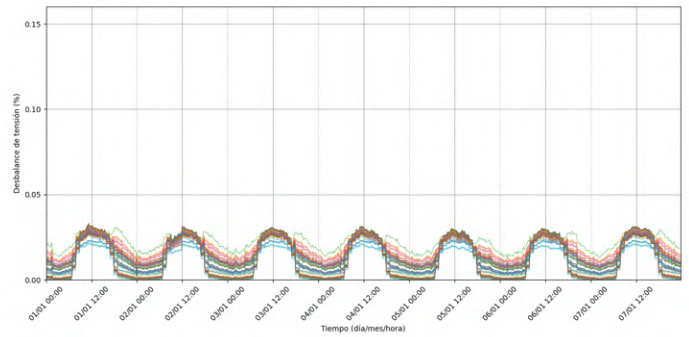
d) Escenario 15 %



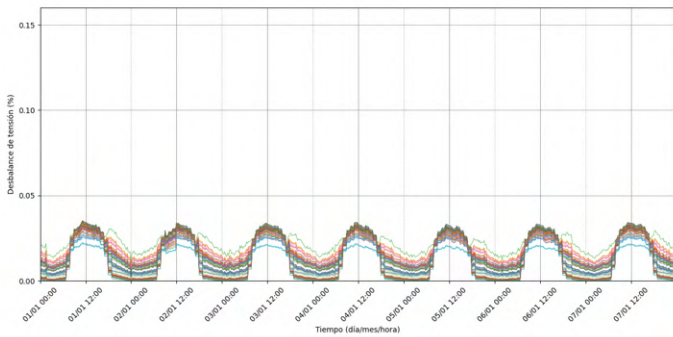
e) Escenario 20 %



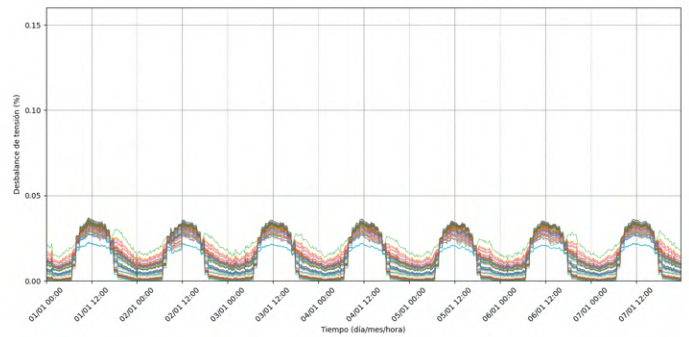
f) Escenario 25 %



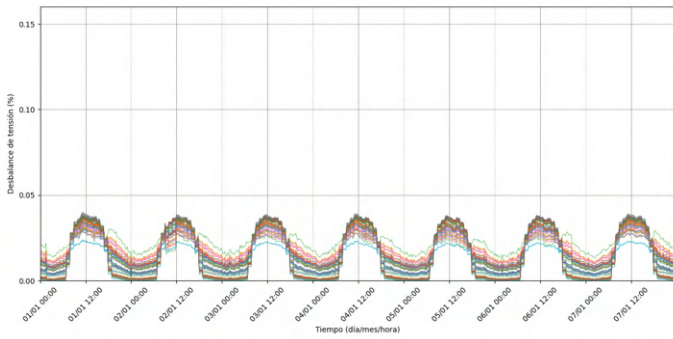
g) Escenario 30 %



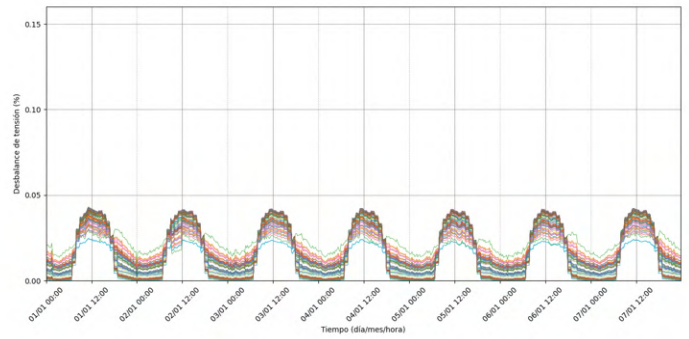
h) Escenario 35 %



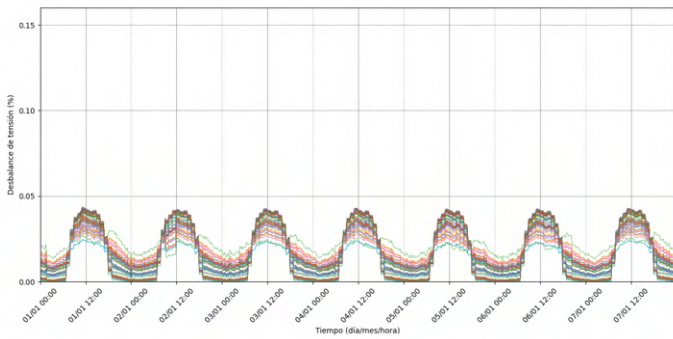
i) Escenario 40 %



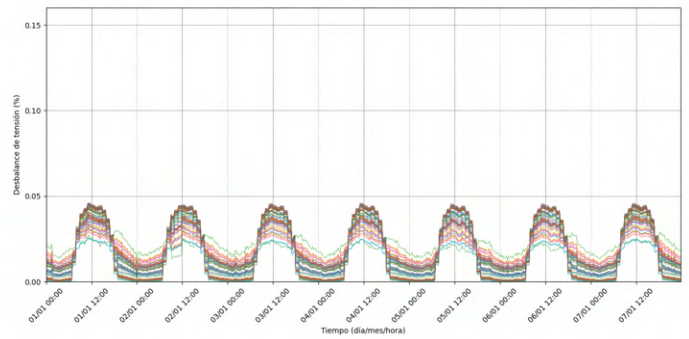
j) Escenario 45 %



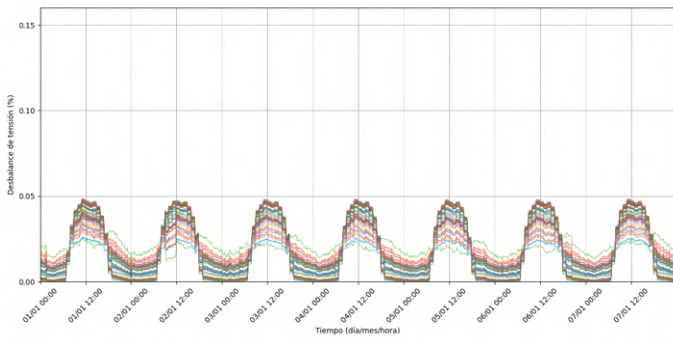
k) Escenario 50 %



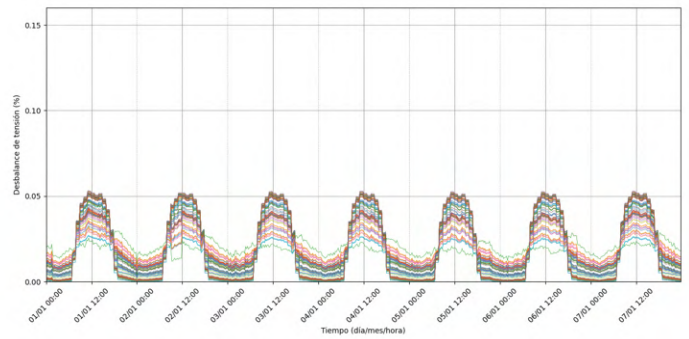
l) Escenario 55 %



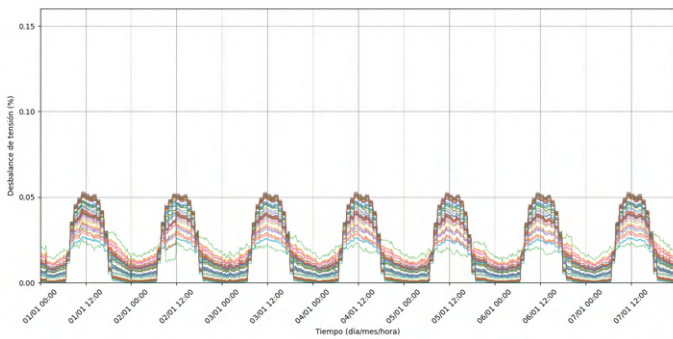
m) Escenario 60 %



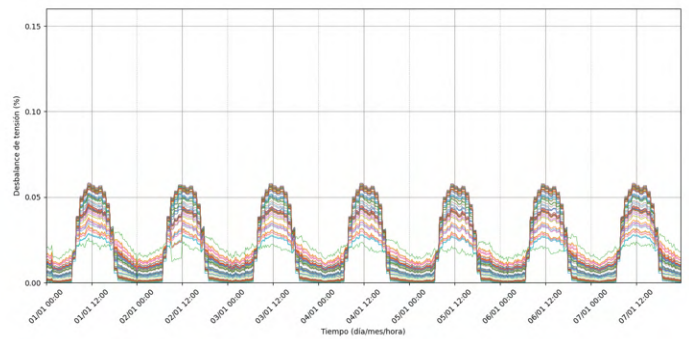
n) Escenario 65 %



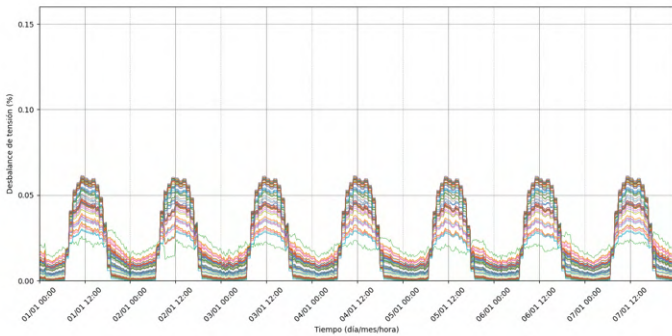
o) Escenario 70 %



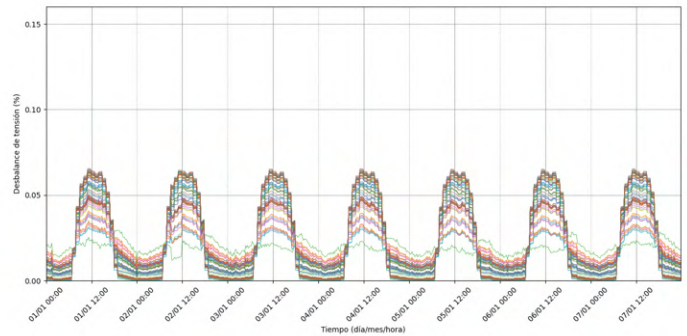
p) Escenario 75 %



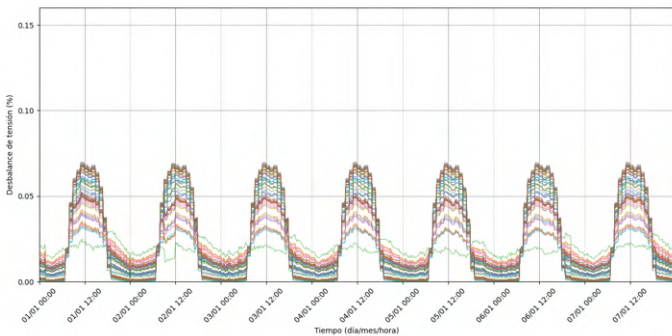
q) Escenario 80 %



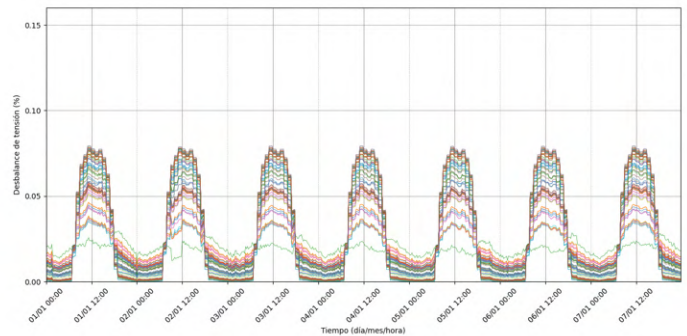
r) Escenario 85 %



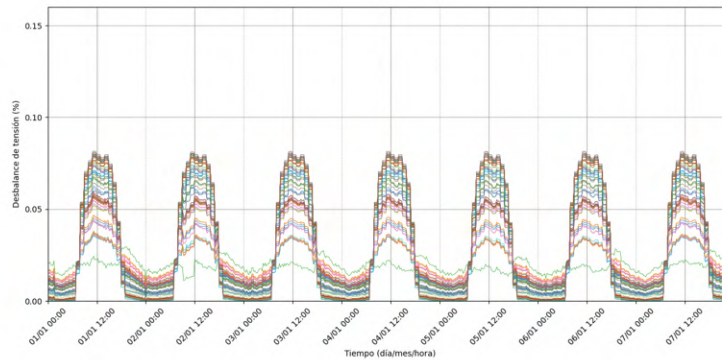
s) Escenario 90 %



t) Escenario 95 %



u) Escenario 100 %



Fuente: Elaboración propia mediante Python

Síntesis del criterio de desbalances de tensión

En las figuras 4.13, 4.14, 4.15, se observa que los desbalances de tensión en cada una de las fases de las barras trifásicas del circuito, no llegan a superar el 0,15 %, por ende, según el criterio, podría darse un 100 % de penetración de generación distribuida, debido a que los desbalances no superan el 3 % establecido.

Es importante recalcar que la generación distribuida es aplicada en los clientes residenciales que emplean tensiones monofásicas, por lo que, en este caso, el criterio de desbalances de tensión es analizado en cómo afecta esa generación en barras monofásicas a las barras trifásicas del circuito. Se observa que el impacto es muy bajo, donde aumentan los desbalances, sin embargo, son despreciables ante el límite máximo establecido en la legislación.

Los desbalances de tensión entre fases se convierten en un problema relacionado a la calidad de la energía cuando existen desbalances mayores al umbral permitido. Problemas con desbalances de tensión conducen a pérdidas adicionales, calentamiento y falla prematura de equipos, como transformadores y motores de inducción. Estas situaciones afectan a la distribuidora de energía eléctrica y a la operación y actividades de sus clientes.

Si los desbalances de tensión llegaran a superar los límites establecidos en el criterio, se pueden plantear medidas para mitigar el aumento de desbalance, como el uso de almacenamiento de energía para almacenar el exceso de energía durante las horas de mucha generación solar y liberarla cuando se requiera. Asimismo, se pueden emplear reguladores de tensión para mantener estable la tensión dentro del umbral establecido.

4.3.4. Criterio 4: Sobrecarga de transformadores y conductores

En cuanto al criterio de sobrecarga, ARESEP (2023), establece que consiste en determinar la capacidad instalada de generación distribuida que impliquen corrientes superiores al 100 % de la capacidad de los conductores o la capacidad de los transformadores de distribución debido a los flujos inversos. Con esto es importante recalcar que se establecerá el límite de penetración considerando la inserción de paneles solares. Si en los escenarios de 0 % existe algún elemento sobrecargado se continúa con las simulaciones, debido a que la sobrecarga no es por la GD en el circuito.

Para estudiar este criterio se realizan tres secciones, la primera para el estudio de los transformadores de cada fase donde se aplica la generación distribuida, la segunda para la determinación del porcentaje de carga en las líneas de distribución del circuito, y la última, respecto a la sobrecarga que se pueda presentar en los ramales que van desde los transformadores a las barras donde se conectan las cargas residenciales. Estas secciones serán simuladas en los 21 escenarios de penetración creados en el modelo, con el fin de encontrar el límite de alojamiento de paneles solares en la red.

Para el análisis de como afectan los escenarios de penetración a la carga de cada transformador donde se ubican paneles solares, se realiza la división de estos por fase, para tener mayor claridad de la información graficada. En el caso de las líneas de distribución y ramales, debido a la gran cantidad de estos y su dificultad para clasificarlos, se grafican los elementos en una sola figura por escenarios, sin distinguir fases.

Transformadores de la fase A

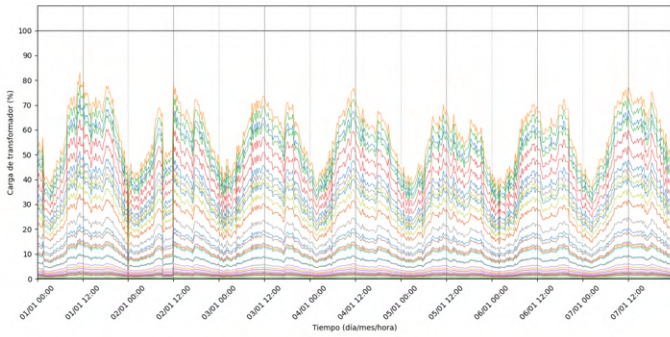
En la figura 4.16 se observa que la máxima carga que tiene un transformador de la fase A en la condición inicial es de cercana al 80 %. A medida que la generación distribuida se presenta, la carga empieza a disminuir debido a que el consumo de las cargas es abastecido por la energía entregada por los paneles solares. En los periodos donde la generación distribuida no actúa, la carga se mantiene, y se observa un pico en horarios nocturnos cercanos a la hora de cena, donde se consume gran cantidad de energía para la preparación de alimentos y otras actividades.

Cuando toda la potencia de las cargas se encuentra suplida por los paneles, se genera inversión de flujo por la inyección de excedentes a la red, este comportamiento hace que la carga en los transformadores empiece a aumentar. En la figura 4.16, escenario 100 %, se muestra el estado de la carga final de los transformadores en el escenario del 100 %, donde no se supera la capacidad de los transformadores. Debido a que la generación distribuida fue colocada de manera que no superara la capacidad del transformador, el límite de penetración en este caso se define en un 100 % para esta fase.

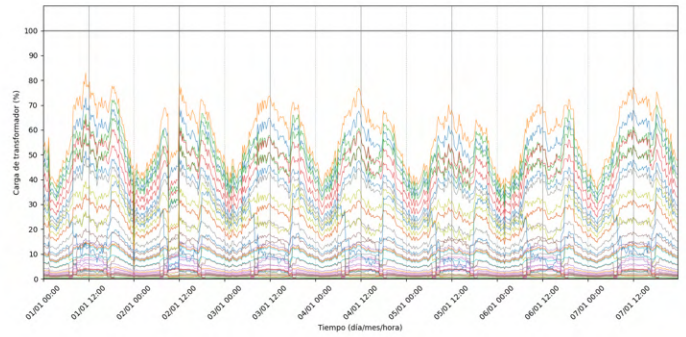
El comportamiento de la carga que presentan los transformadores de la fase A ante la inserción de la generación distribuida, se muestra en la figura 4.16.

Figura 4.16: Carga de los transformadores de la fase A en los escenarios

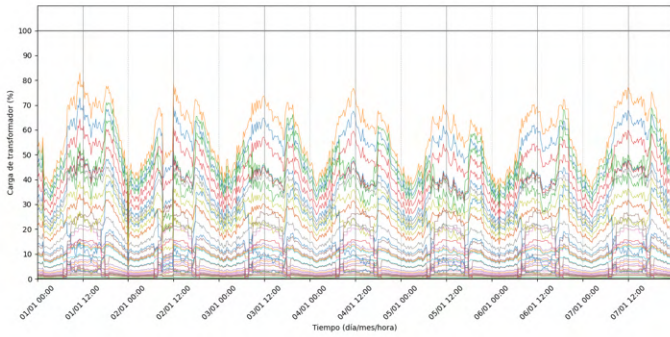
a) Escenario 0%



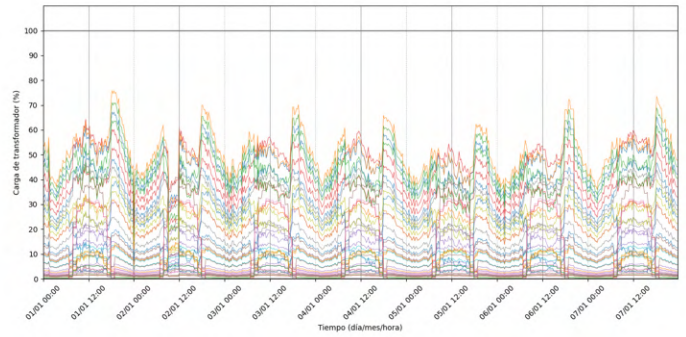
b) Escenario 5%



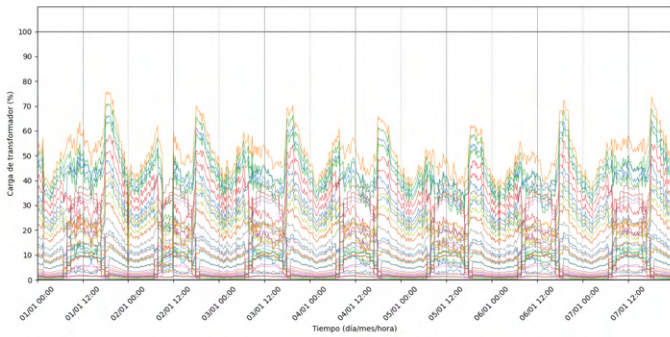
c) Escenario 10%



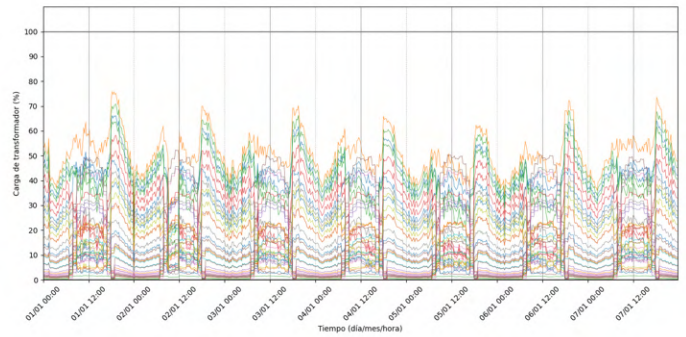
d) Escenario 15%



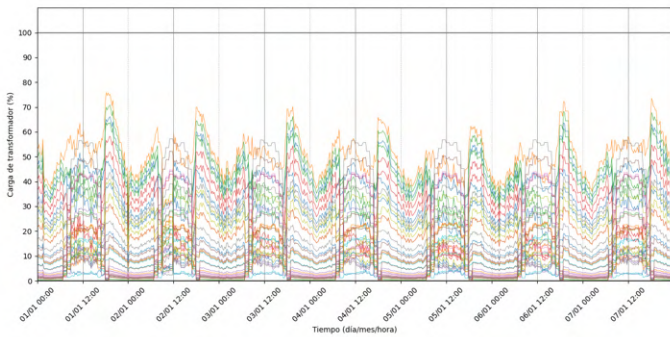
e) Escenario 20%



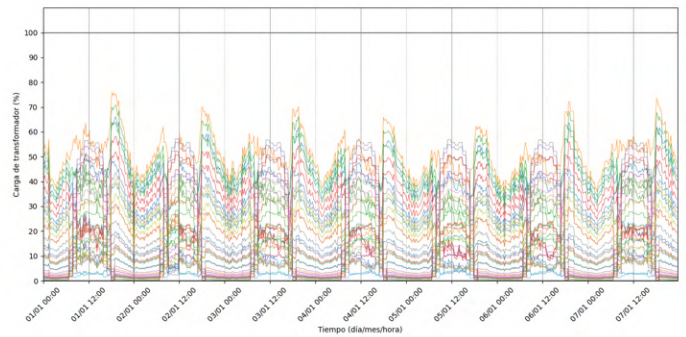
f) Escenario 25%



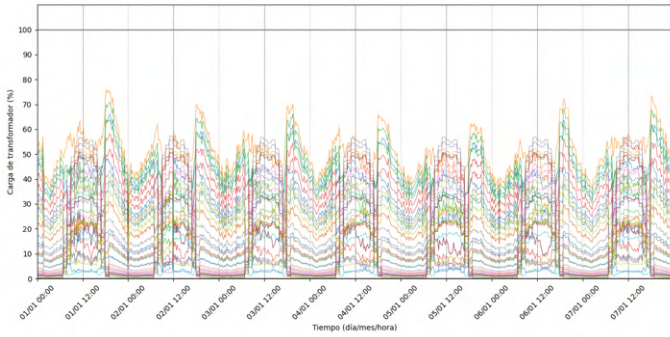
g) Escenario 30%



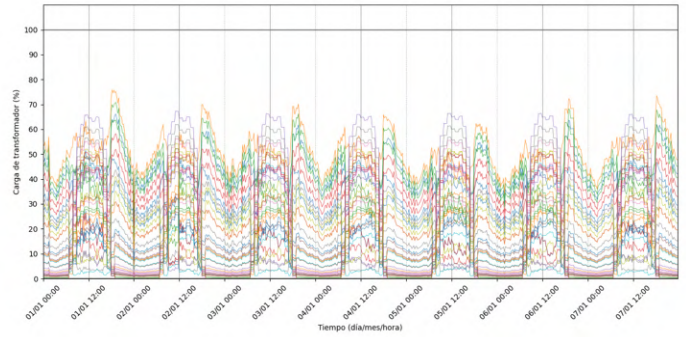
h) Escenario 35%



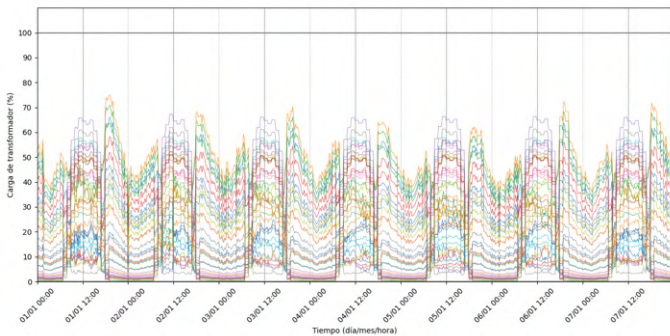
i) Escenario 40 %



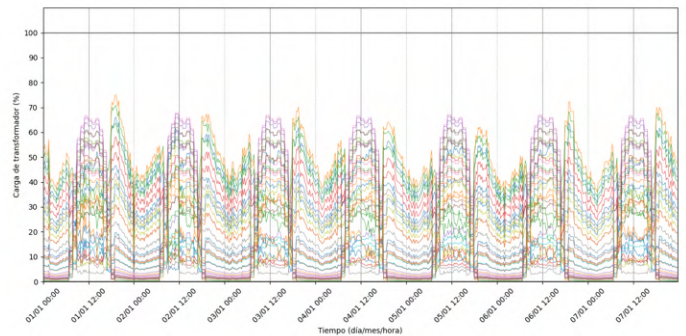
j) Escenario 45 %



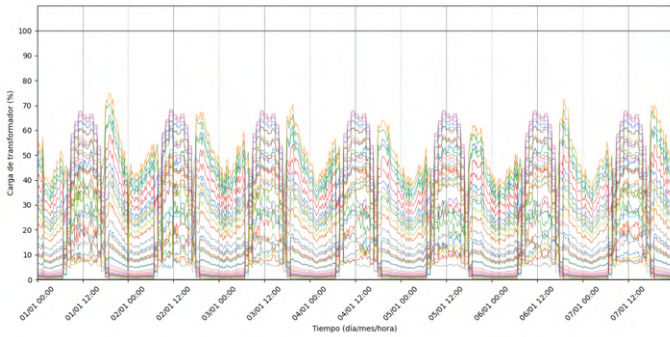
k) Escenario 50 %



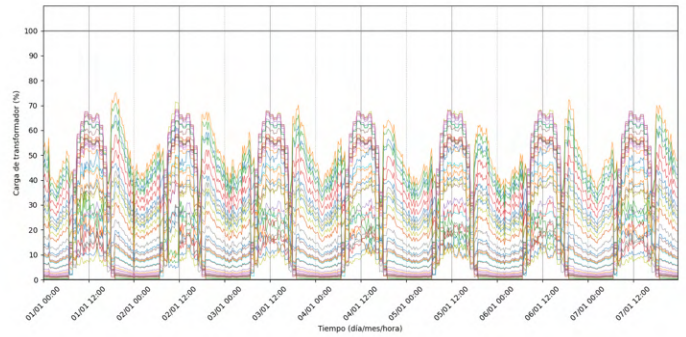
l) Escenario 55 %



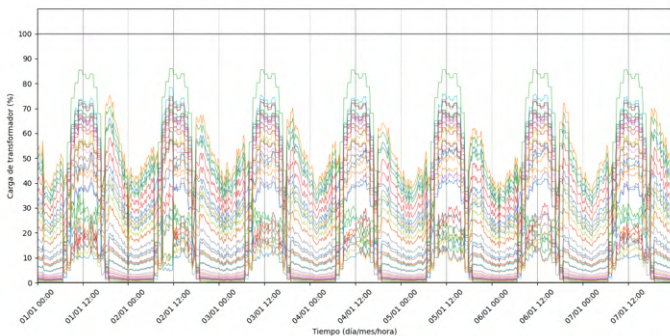
m) Escenario 60 %



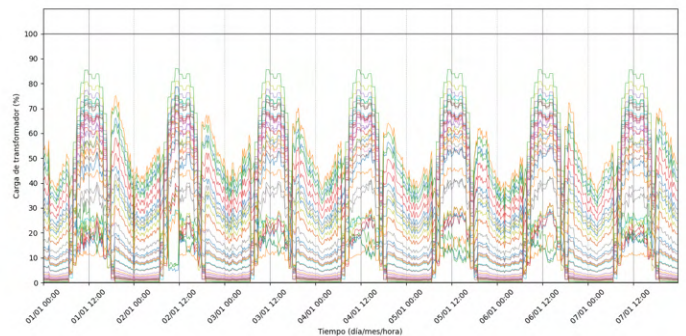
n) Escenario 65 %



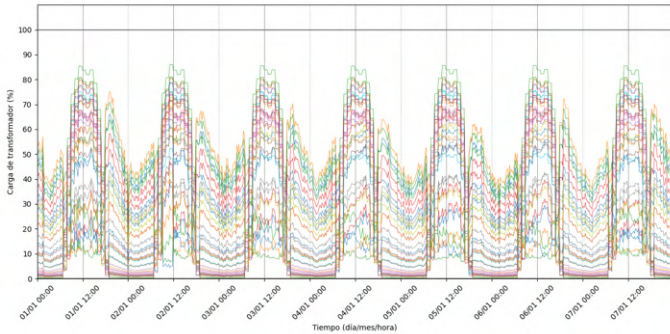
o) Escenario 70 %



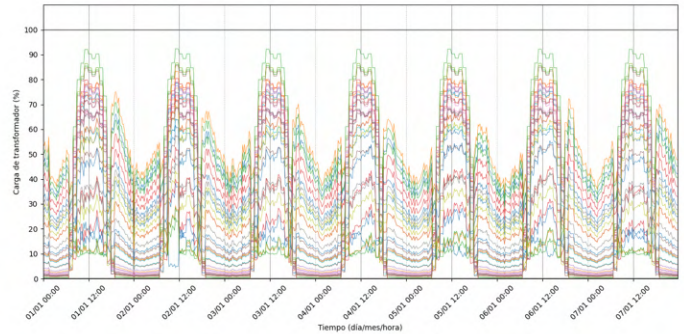
p) Escenario 75 %



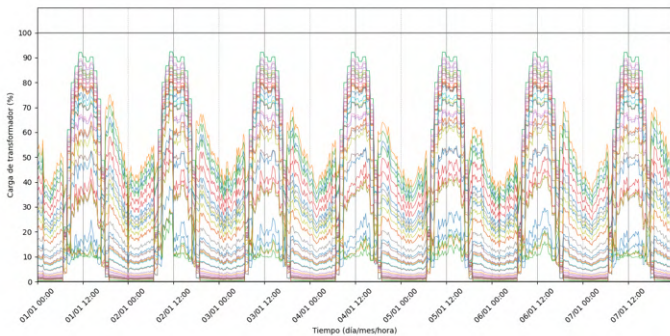
q) Escenario 80 %



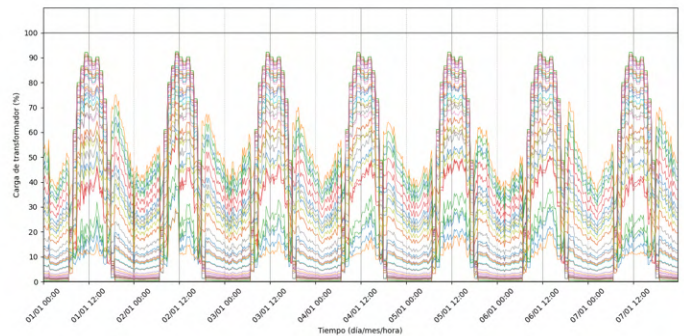
r) Escenario 85 %



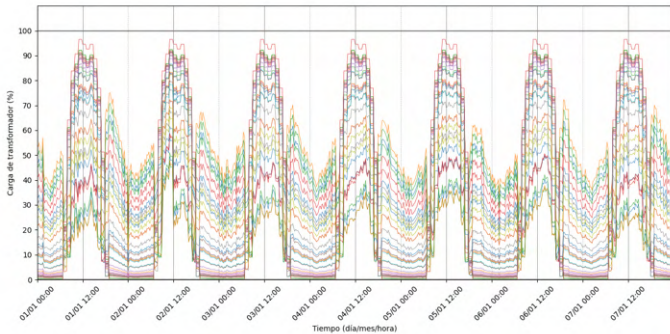
s) Escenario 90 %



t) Escenario 95 %



u) Escenario 100 %



v) Leyendas

IAP14532 - Loading (%)	T06656 - Loading (%)	T10346 - Loading (%)
T01249 - Loading (%)	T07149 - Loading (%)	T10379 - Loading (%)
T01465 - Loading (%)	T07650 - Loading (%)	T10380 - Loading (%)
T03411 - Loading (%)	T10002 - Loading (%)	T10529 - Loading (%)
T03435 - Loading (%)	T10040 - Loading (%)	T11188 - Loading (%)
T04390 - Loading (%)	T10041 - Loading (%)	T11476 - Loading (%)
T04432 - Loading (%)	T10042 - Loading (%)	T12000 - Loading (%)
T04450 - Loading (%)	T10258 - Loading (%)	T12297 - Loading (%)
T05091 - Loading (%)	T10276 - Loading (%)	T12483 - Loading (%)
T05501 - Loading (%)	T10277 - Loading (%)	T12536 - Loading (%)
T05563 - Loading (%)	T10280 - Loading (%)	T13388 - Loading (%)
T05591 - Loading (%)	T10294 - Loading (%)	T13506 - Loading (%)
T05800 - Loading (%)	T10338 - Loading (%)	T13701 - Loading (%)

Fuente: Elaboración propia mediante Python

Transformadores de la fase B

En la condición inicial de la carga de los transformadores de la fase B, figura 4.17, se cuenta con el transformador T10279 que se encuentra a 102,9840 % de la capacidad del transformador, esto puede deberse a que la demanda máxima de las cargas se da a la misma hora (11:15), por el perfilado adaptado del alimentador principal. En la realidad puede que las demandas máximas estén distribuidas en distintas horas, haciendo que el pico máximo de potencia no sobrepase la capacidad del transformador. Según los datos de JASEC, el transformador cuenta con 10,51 kVA instalados en su condición crítica, y una capacidad de 10 kVA, lo cual comprueba la sobrecarga inicial.

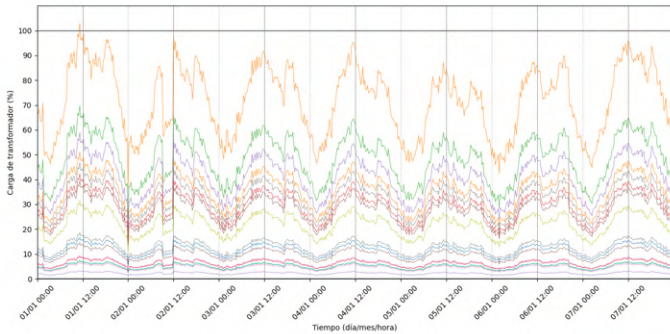
En la figura 4.17, escenario 20 %, se muestra que la carga del transformador T10279 se reduce en el caso del 20 % de penetración, debido a que en este escenario se hace entrega de potencia por parte de los paneles solares a las cargas ubicadas en este transformador. Al finalizar la penetración total de los paneles, la carga de los transformadores no es superada por la inyección de potencia de la GD.

Se muestra en la figura 4.17, escenario 100 %, el estado de la carga final de los transformadores en el escenario del 100 %, acercándose al 90 % de carga de algunos transformadores, donde no se supera la capacidad de los transformadores. De esta manera se admite el 100 % de penetración según el criterio de sobrecarga aplicado en la fase B de los transformadores.

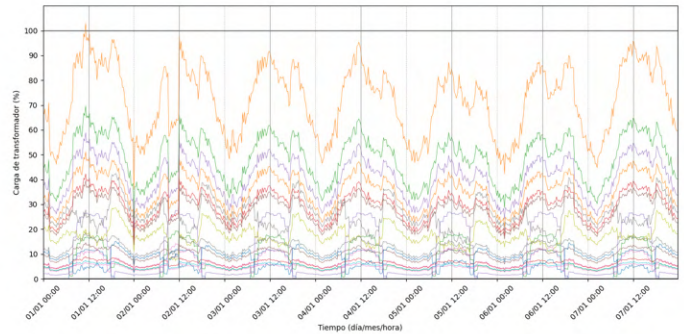
En la figura 4.17 se ilustran las variaciones de la carga en los transformadores ante la presencia de los distintos escenarios de penetración de paneles solares que se encuentran en la fase B del circuito.

Figura 4.17: Carga de los transformadores de la fase B en los escenarios

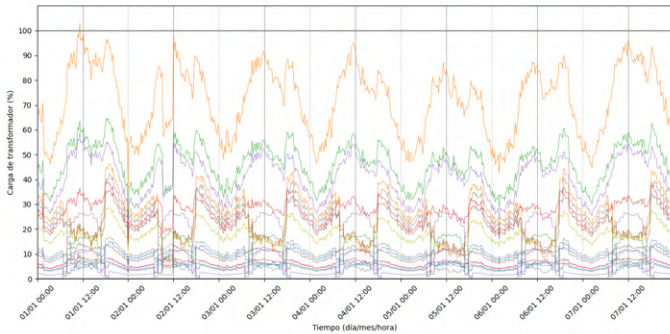
a) Escenario 0%



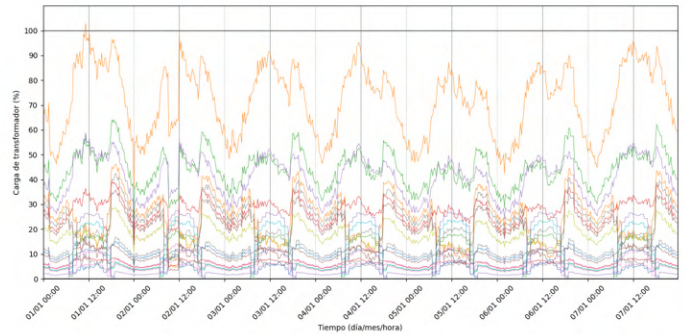
b) Escenario 5%



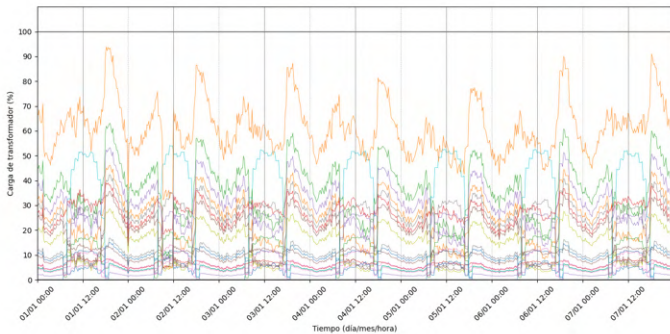
c) Escenario 10%



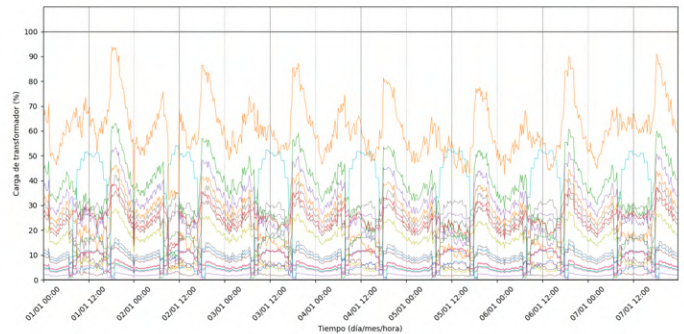
d) Escenario 15%



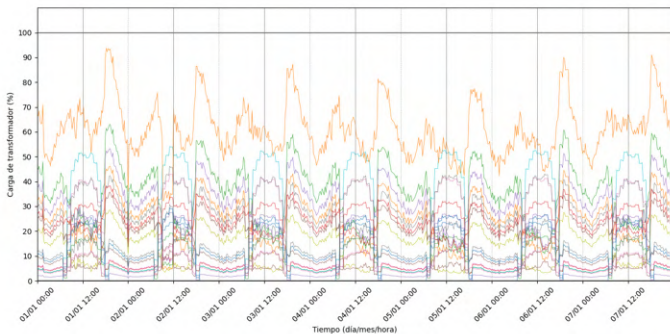
e) Escenario 20%



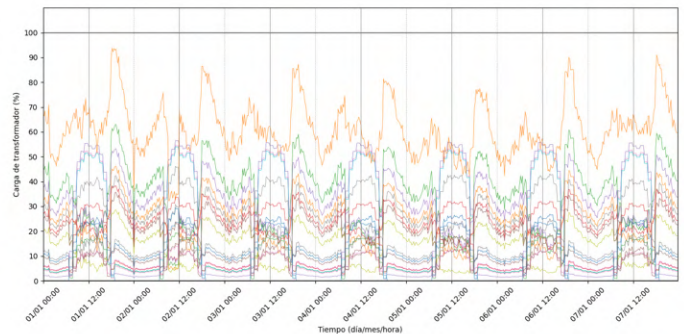
f) Escenario 25%



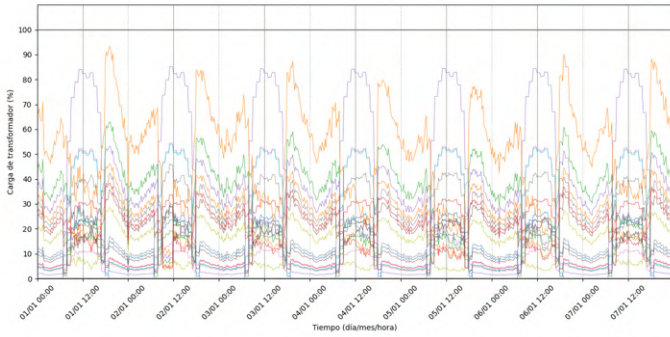
g) Escenario 30%



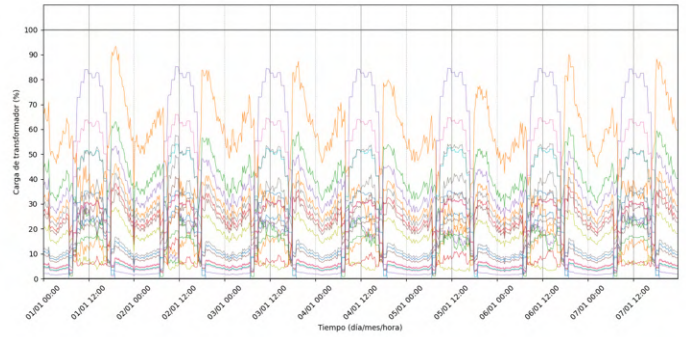
h) Escenario 35%



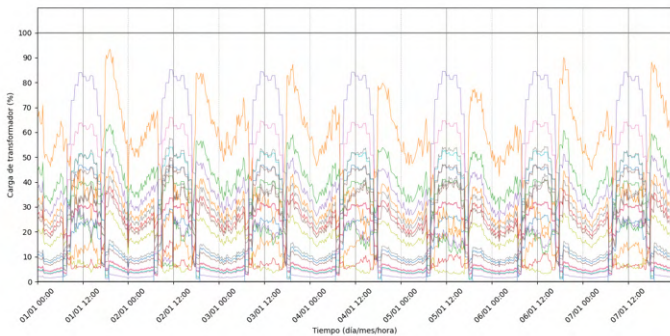
i) Escenario 40 %



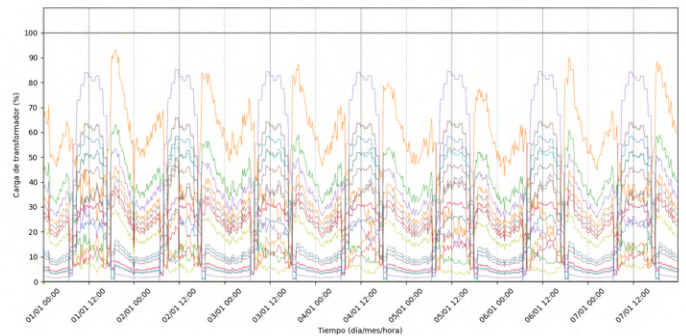
j) Escenario 45 %



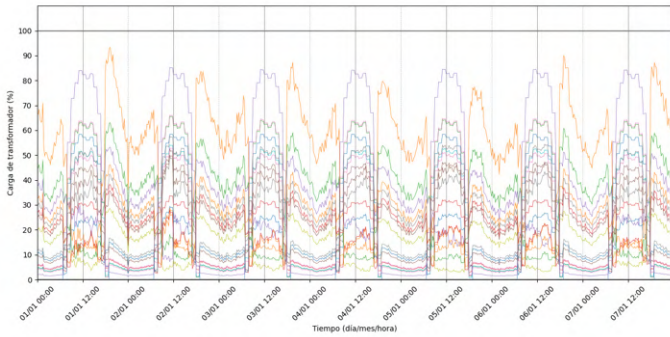
k) Escenario 50 %



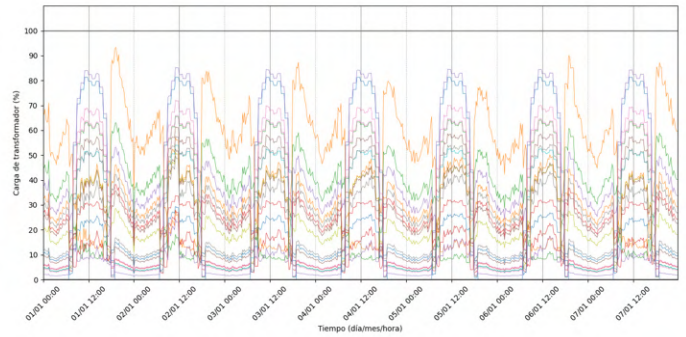
l) Escenario 55 %



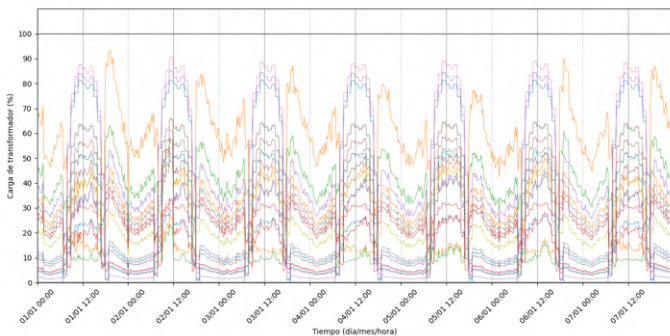
m) Escenario 60 %



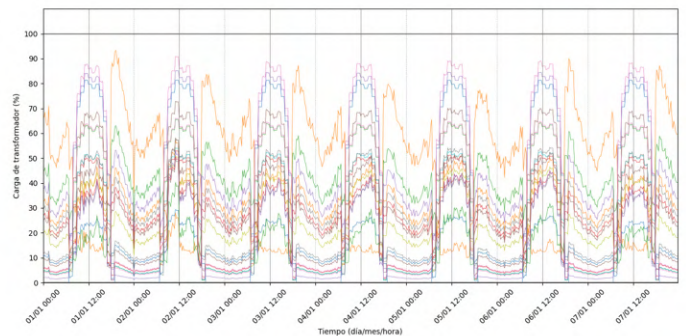
n) Escenario 65 %



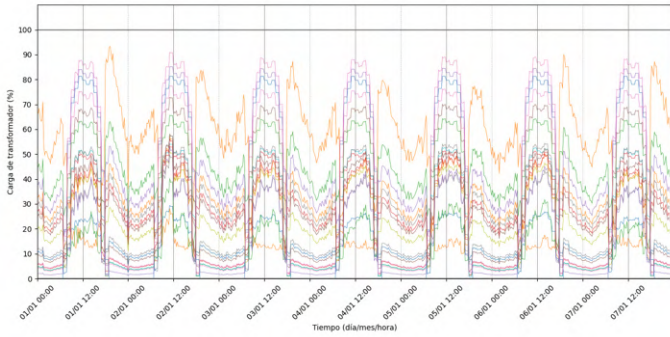
o) Escenario 70 %



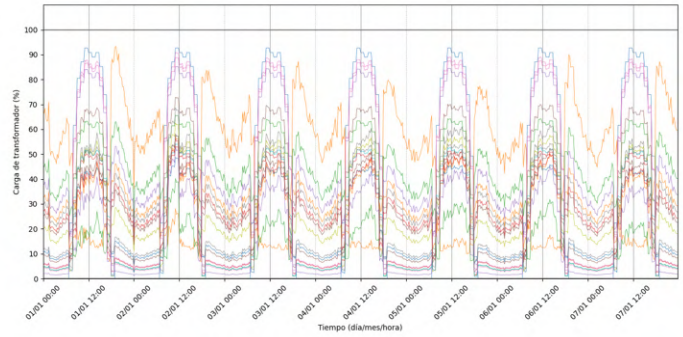
p) Escenario 75 %



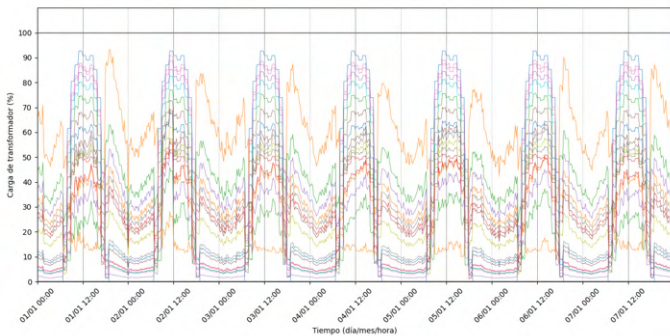
q) Escenario 80 %



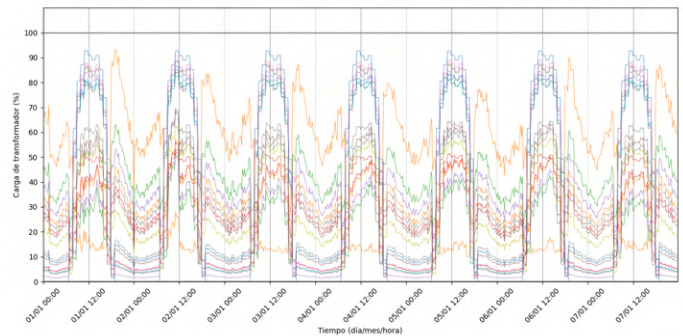
r) Escenario 85 %



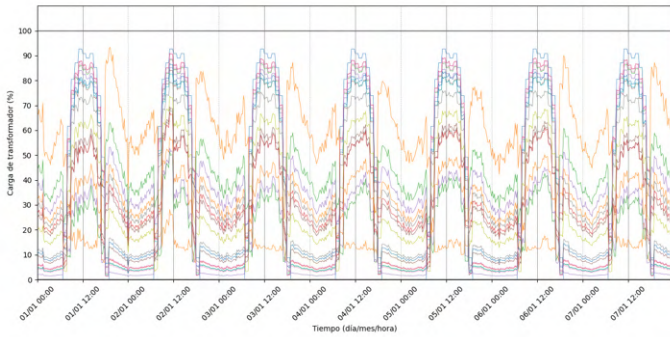
s) Escenario 90 %



t) Escenario 95 %



u) Escenario 100 %



v) Leyendas

1AP08076 - Loading (%)	T07103 - Loading (%)
1AP142502 - Loading (%)	T07169 - Loading (%)
9T07792 - Loading (%)	T10279 - Loading (%)
9T09650 - Loading (%)	T10370 - Loading (%)
9T09673 - Loading (%)	T10549 - Loading (%)
9T9738 - Loading (%)	T10937 - Loading (%)
T04182 - Loading (%)	T11599 - Loading (%)
T05597 - Loading (%)	T12581 - Loading (%)
T06629 - Loading (%)	T13192 - Loading (%)

Fuente: Elaboración propia mediante Python

Transformadores de la fase C

En la fase C del circuito se cuenta con cinco transformadores en la que la carga sobrepasa la capacidad del transformador respectivo en la condición inicial del circuito sin integración de paneles solares, figura 4.18. Los transformadores con mayor cantidad de carga instalada que capacidad, se muestran en la tabla 4.11.

Tabla 4.11: Transformadores sobrecargados de la fase C en condición inicial

Transformador	Capacidad (kVA)	Carga (kVA)	Carga (%)
T02194	25	29,39	113,5200 %
T08059	15	20,86	134,5547 %
T02525	10	22,01	146,0340 %
T10371	25	30,87	124,6777 %
T02049	15	16,38	106,0197 %

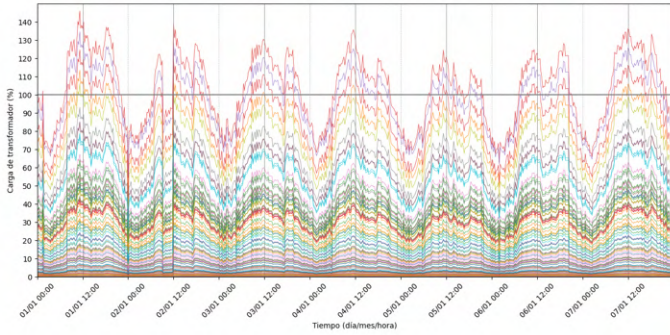
Al igual que en la fase B, esta situación se puede presentar por ubicar todas las demandas máximas de las cargas en el mismo tiempo (11:15), cuando en la realidad pueden encontrarse distribuidas. Sin embargo, es un aspecto muy importante por considerar por parte de la empresa distribuidora, para planificar y evitar problemas que puedan presentarse en la red.

Al aumentar la penetración de generación distribuida, se observa como la carga en los periodos comprendidos entre las 7:00 y 19:00 horas, empieza a disminuir en los transformadores, hasta que se suple la demanda de las cargas, y los perfiles de carga de los transformadores aumentan debido a la inversión de flujo que sucede por la inyección de potencia de los paneles solares. Al llegar al escenario del 100 % la carga de los transformadores no supera su capacidad en los periodos donde actúa la GD. Debido a esto se define una capacidad de penetración de 100 %, porque cuando la carga de los transformadores superan la capacidad de estos no hay generación distribuida, haciendo que esta no sea la responsable.

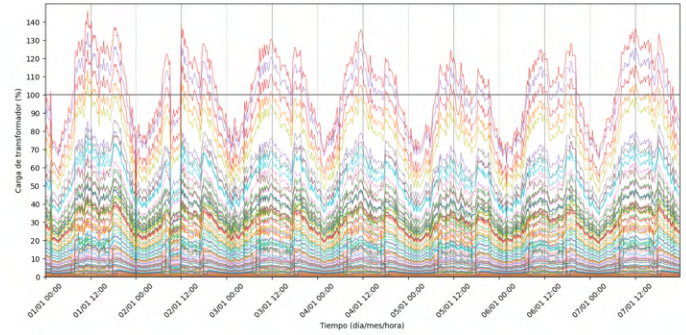
La carga de los transformadores de la fase C a través del tiempo, según cada escenario de alojamiento de generación distribuida, se muestra en la figura 4.18.

Figura 4.18: Carga de los transformadores de la fase C en los escenarios

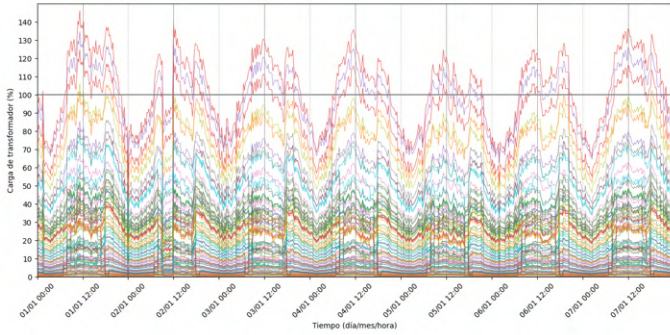
a) Escenario 0%



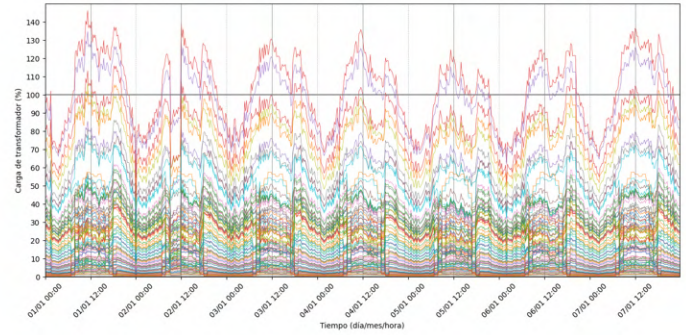
b) Escenario 5%



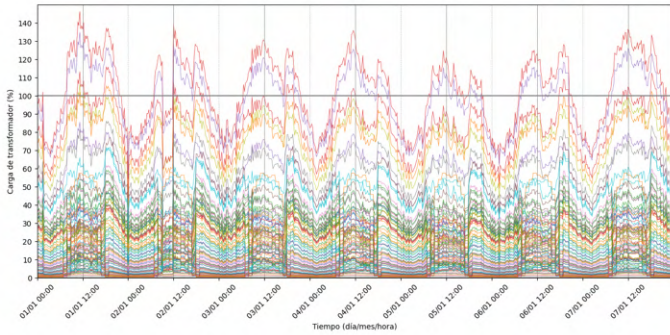
c) Escenario 10%



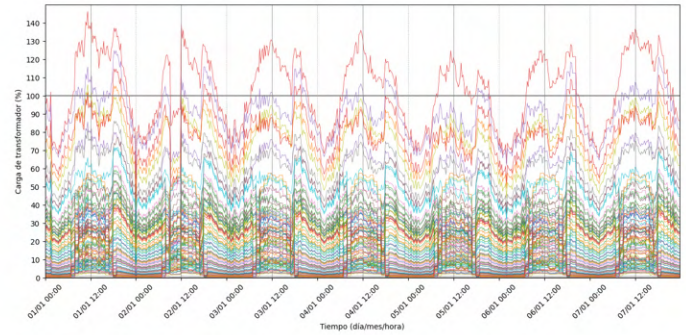
d) Escenario 15%



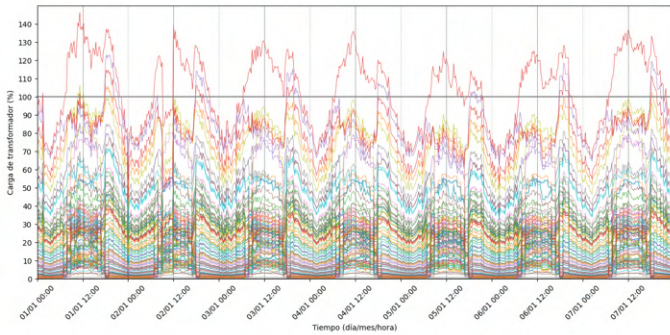
e) Escenario 20%



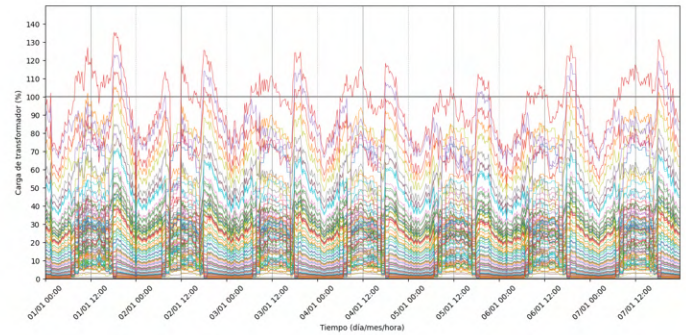
f) Escenario 25%



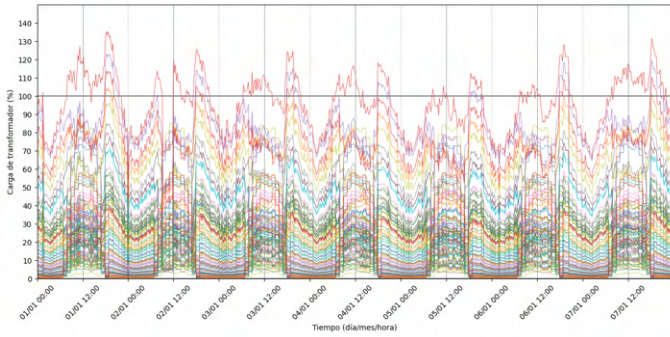
g) Escenario 30%



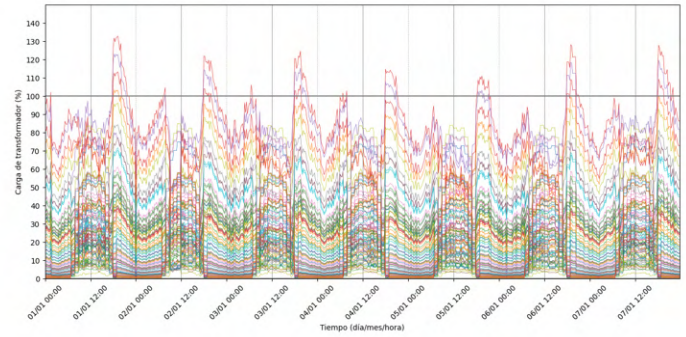
h) Escenario 35%



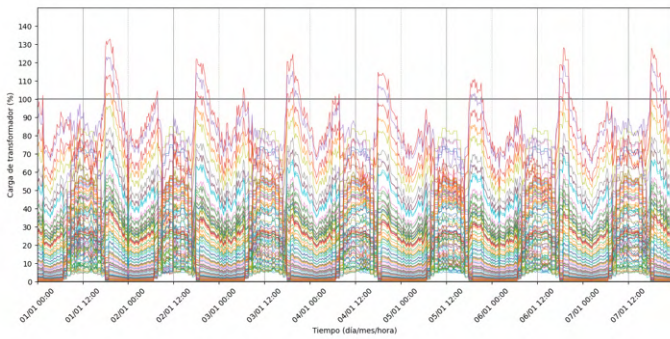
i) Escenario 40 %



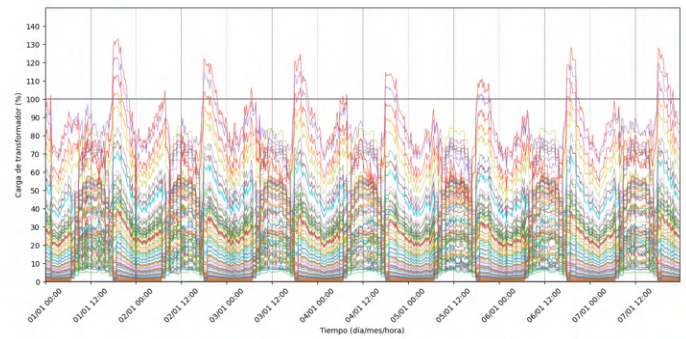
j) Escenario 45 %



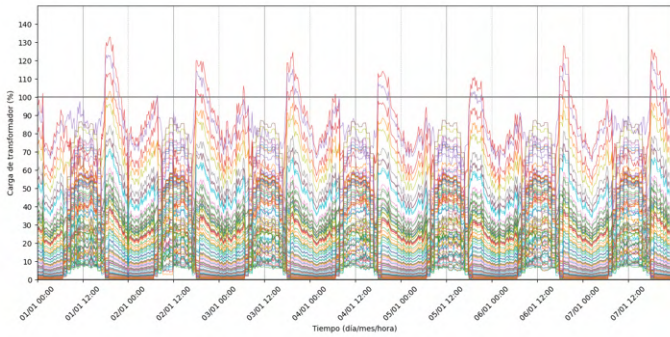
k) Escenario 50 %



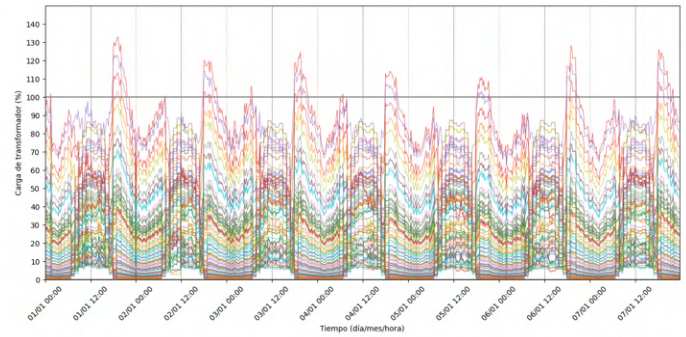
l) Escenario 55 %



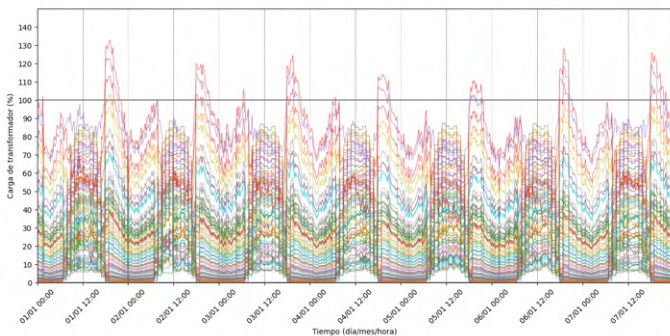
m) Escenario 60 %



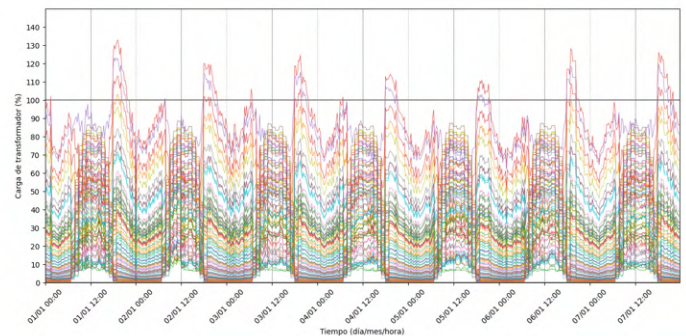
n) Escenario 65 %



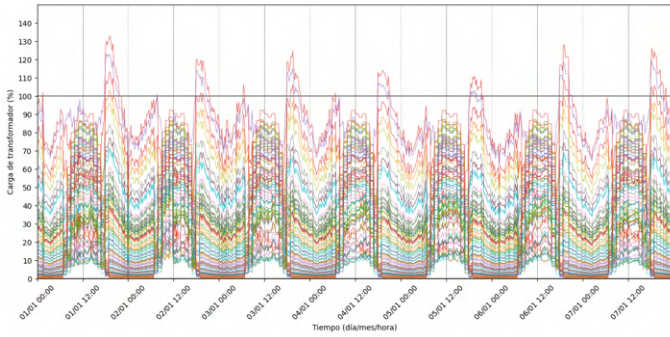
o) Escenario 70 %



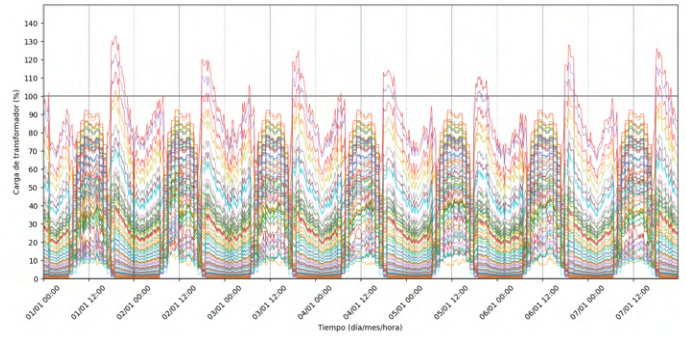
p) Escenario 75 %



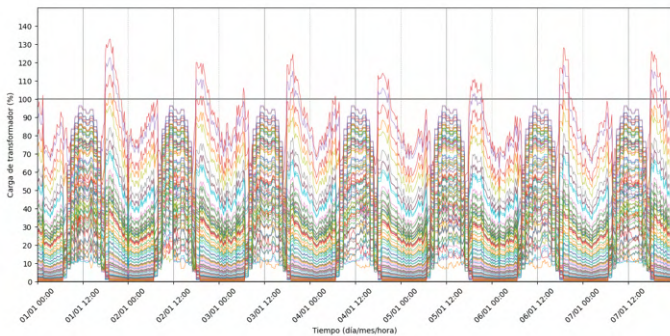
q) Escenario 80 %



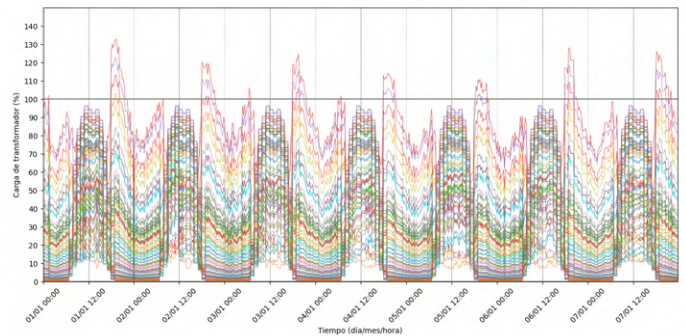
r) Escenario 85 %



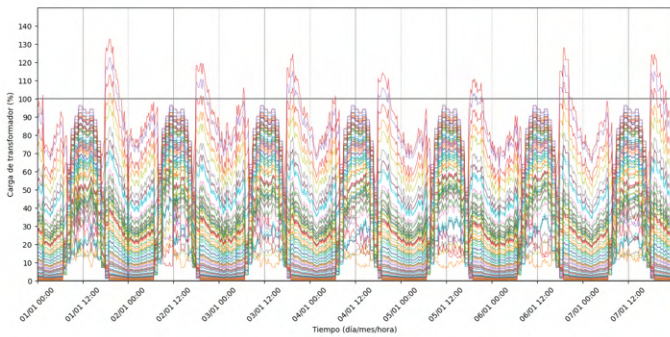
s) Escenario 90 %



t) Escenario 95 %



u) Escenario 100 %



v) Leyendas

1AP08664 - Loading (%)	T02612 - Loading (%)	T07811 - Loading (%)	T11426 - Loading (%)
1AP14498 - Loading (%)	T02656 - Loading (%)	T07824 - Loading (%)	T11435 - Loading (%)
1AP14610 - Loading (%)	T04043 - Loading (%)	T07826 - Loading (%)	T11676 - Loading (%)
1AP14632 - Loading (%)	T04104 - Loading (%)	T07831 - Loading (%)	T11833 - Loading (%)
1AP14643 - Loading (%)	T05788 - Loading (%)	T07835 - Loading (%)	T11896 - Loading (%)
1AP14662 - Loading (%)	T05860 - Loading (%)	T07983 - Loading (%)	T11908 - Loading (%)
1AP31084 - Loading (%)	T06123 - Loading (%)	T08059 - Loading (%)	T12256 - Loading (%)
9T01458 - Loading (%)	T06300 - Loading (%)	T08087 - Loading (%)	T12257 - Loading (%)
9T05605 - Loading (%)	T06327 - Loading (%)	T08174 - Loading (%)	T12258 - Loading (%)
9T07839 - Loading (%)	T06375 - Loading (%)	T09038 - Loading (%)	T12260 - Loading (%)
9T09574 - Loading (%)	T06574 - Loading (%)	T09539 - Loading (%)	T12261 - Loading (%)
9T09630 - Loading (%)	T06606 - Loading (%)	T10116 - Loading (%)	T12399 - Loading (%)
9T09703 - Loading (%)	T06630 - Loading (%)	T10193 - Loading (%)	T12690 - Loading (%)
9T12561 - Loading (%)	T06730 - Loading (%)	T10345 - Loading (%)	T13160 - Loading (%)
T01796 - Loading (%)	T07123 - Loading (%)	T10366 - Loading (%)	T13194 - Loading (%)
T01841 - Loading (%)	T07125 - Loading (%)	T10371 - Loading (%)	T13220 - Loading (%)
T01989 - Loading (%)	T07143 - Loading (%)	T10372 - Loading (%)	T13654 - Loading (%)
T01999 - Loading (%)	T07671 - Loading (%)	T10373 - Loading (%)	T13696 - Loading (%)
T02049 - Loading (%)	T07676 - Loading (%)	T10375 - Loading (%)	T13699 - Loading (%)
T02055 - Loading (%)	T07677 - Loading (%)	T10376 - Loading (%)	T13713 - Loading (%)
T02076 - Loading (%)	T07678 - Loading (%)	T10378 - Loading (%)	T13721 - Loading (%)
T02194 - Loading (%)	T07787 - Loading (%)	T11198 - Loading (%)	T13946 - Loading (%)
T02217 - Loading (%)	T07799 - Loading (%)	T11291 - Loading (%)	T14171 - Loading (%)
T02525 - Loading (%)	T07806 - Loading (%)		

Fuente: Elaboración propia mediante Python

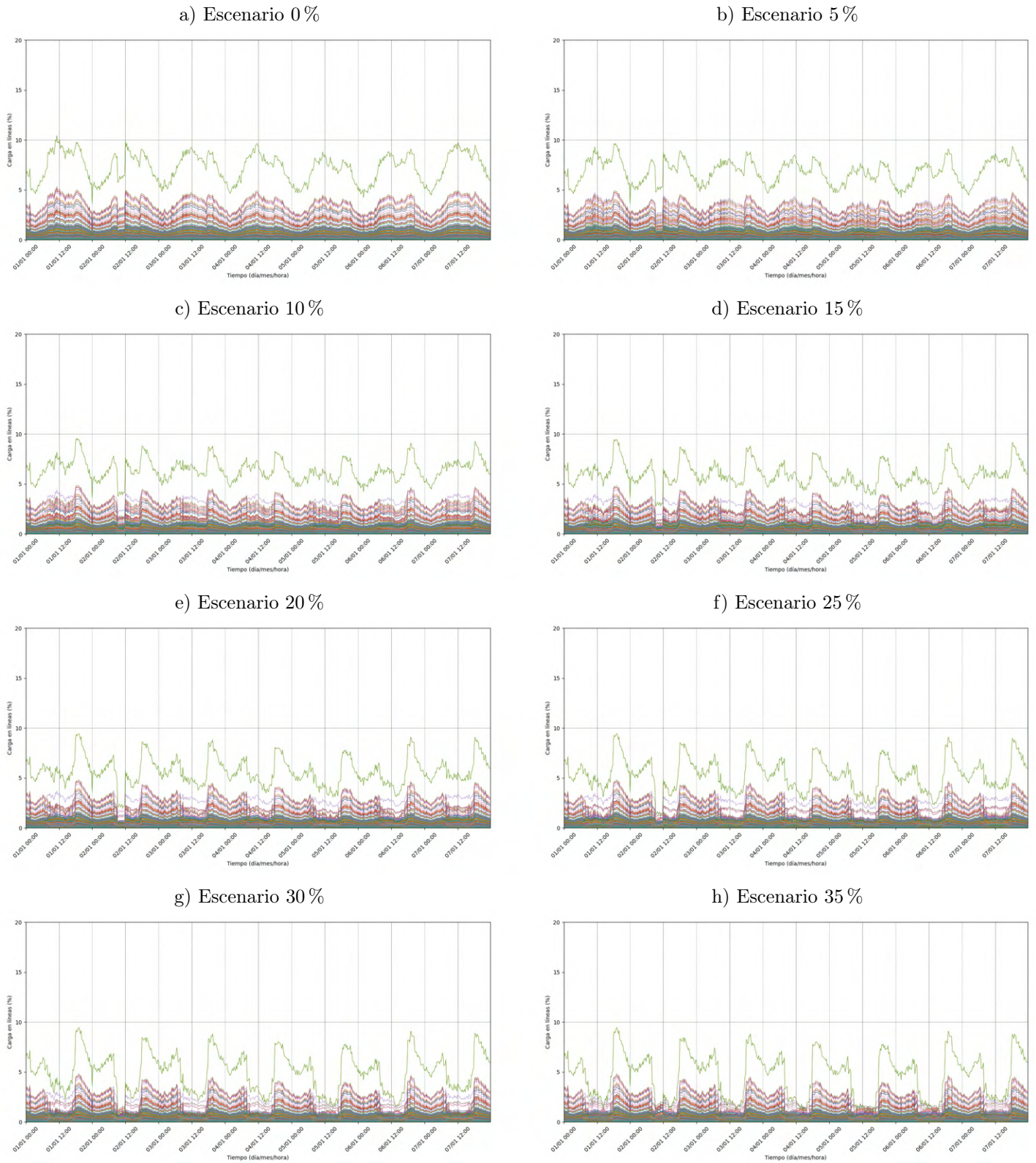
Líneas de distribución

El conductor utilizado para las líneas de distribución es un MERLIN 336 kcmil (sugerido por el Departamento de Servicios Técnicos de JASEC), donde según catálogos (ver en Anexo figura A.1), cuenta con una ampacidad de 520 A. En la figura 4.19 se muestra el comportamiento de la carga en las líneas de distribución del circuito respecto a los escenarios de penetración de GD.

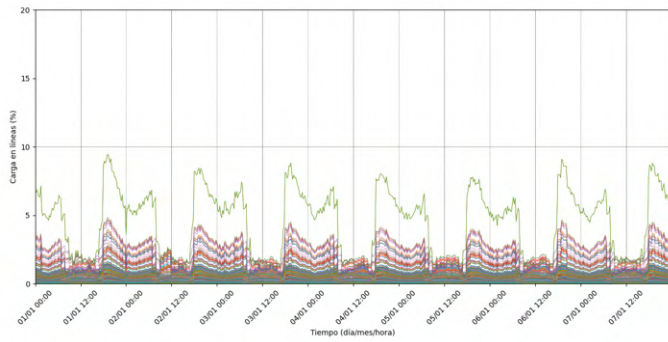
Cuando al circuito de San Isidro de El Guarco no se le aplica generación distribuida, la carga en las líneas de distribución es de 10 % aproximadamente, siendo esto una carga baja para los conductores. Al aumentar la inserción de paneles solares a la red, la carga en las líneas disminuye, durante los periodos donde la GD actúa. En el escenario de 45 % se tiene el punto más bajo para muchas líneas, y a partir del 50 % de penetración, empieza a aumentar la carga de las líneas debido a la generación distribuida.

Al llegar al escenario del 100 %, se tiene la carga más alta en las líneas de distribución, cercana al 15 %. Este valor se encuentra muy lejano al 100 % de la capacidad que admiten los conductores. Considerando que la carga mayor se encuentra por debajo de la ampacidad de los conductores, se admite un 100 % de capacidad de penetración, según este apartado del criterio de sobrecarga.

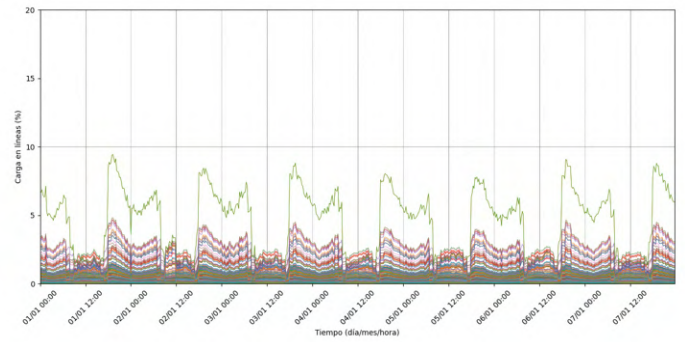
Figura 4.19: Carga de las líneas de distribución en cada escenario



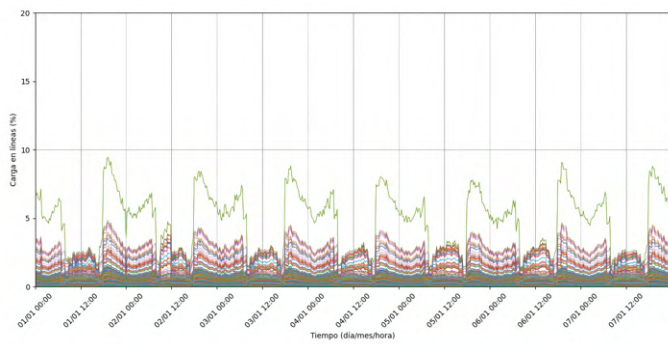
i) Escenario 40 %



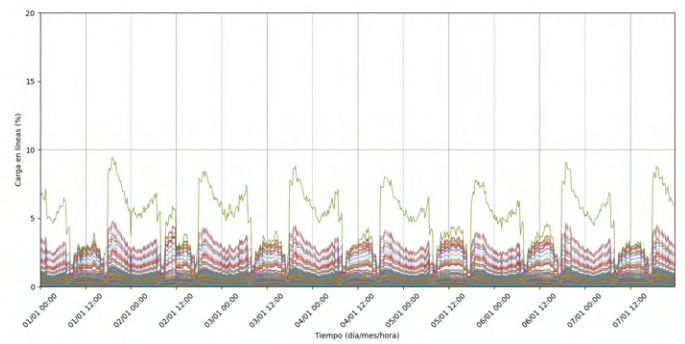
j) Escenario 45 %



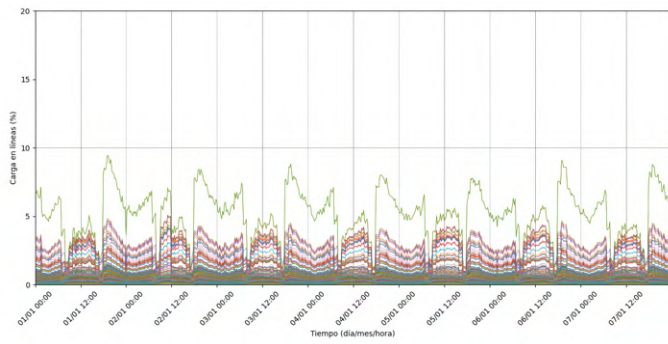
k) Escenario 50 %



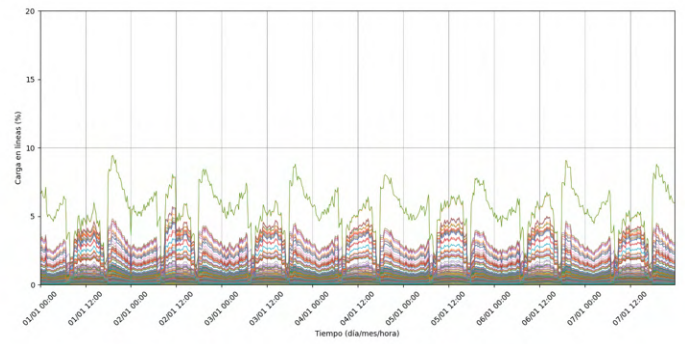
l) Escenario 55 %



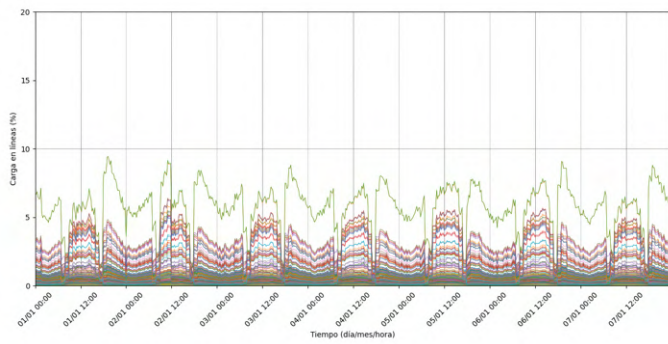
m) Escenario 60 %



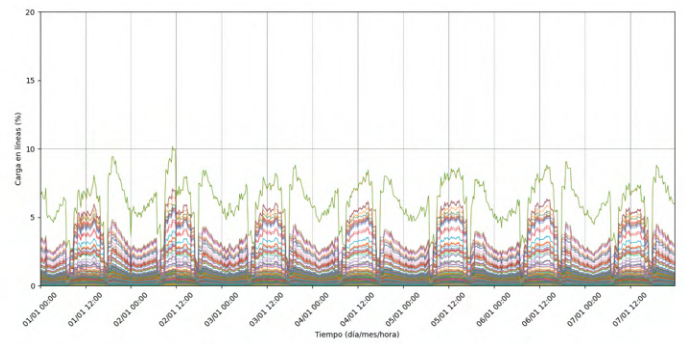
n) Escenario 65 %



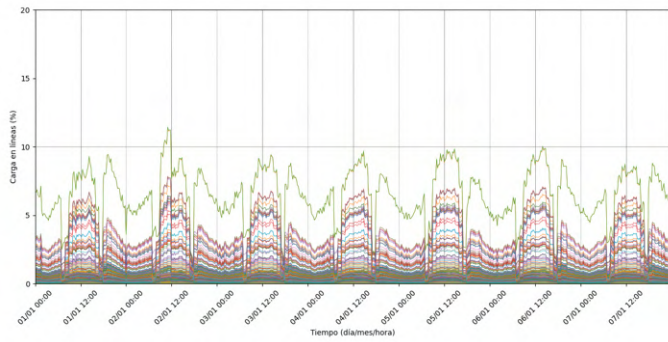
o) Escenario 70 %



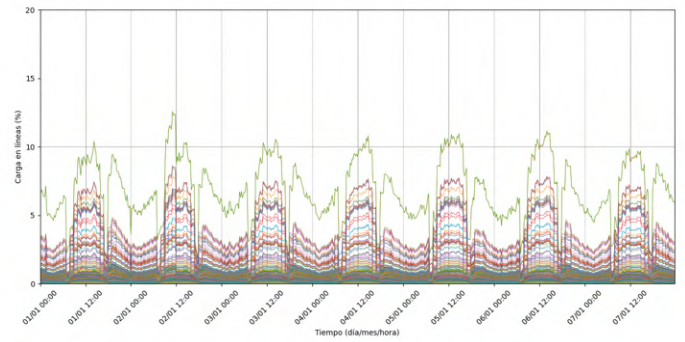
p) Escenario 75 %



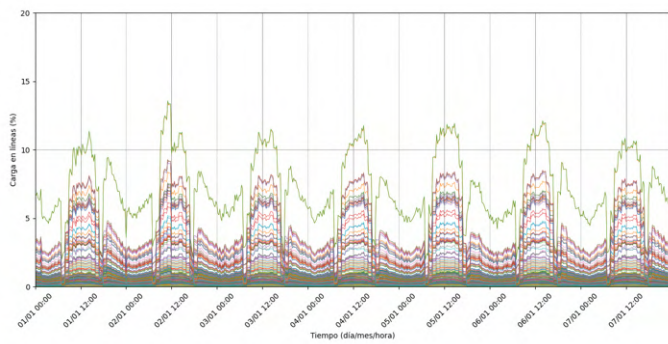
q) Escenario 80 %



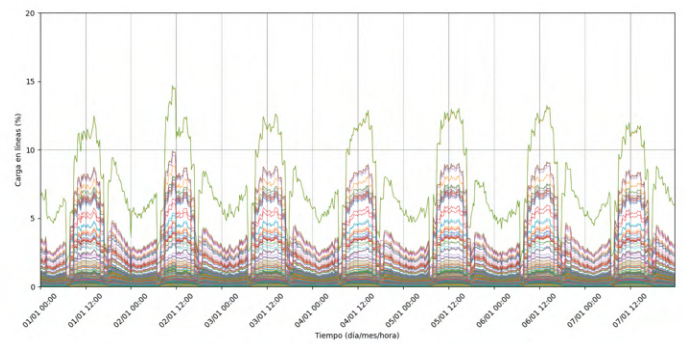
r) Escenario 85 %



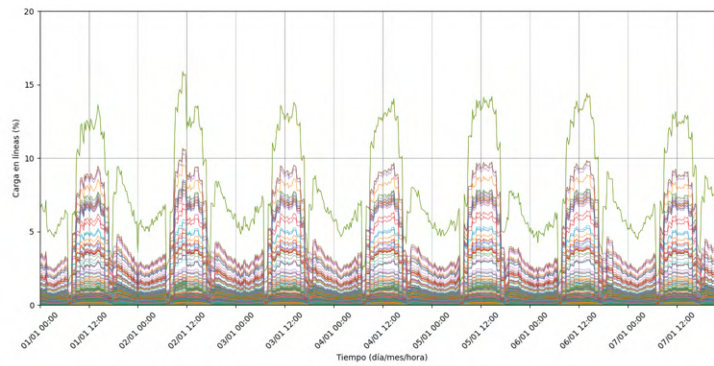
s) Escenario 90 %



t) Escenario 95 %



u) Escenario 100 %



Fuente: Elaboración propia mediante Python

Ramales

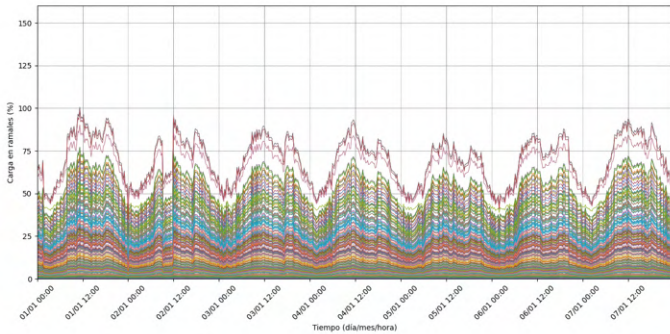
Los últimos elementos por analizar en el criterio de sobrecarga son los conductores empleados como ramales en el circuito. En este caso se emplean conductores #1/0 de aluminio, sugeridos por el Departamento de Servicios Técnicos de JASEC. Según las librerías de ETAP® 22.5.0, la ampacidad de este elemento es de 63 A. El comportamiento de la carga de los conductores empleados como ramales, según los escenarios de penetración de GD, es mostrado en la figura 4.20.

Cuando el circuito no cuenta con presencia de generación distribuida, algunos ramales llegan a estar muy cerca de sobrepasar el 100 % de la capacidad del conductor, sin embargo, al aumentar los escenarios de penetración de GD, la carga disminuye en los periodos de inyección de potencia por parte de los paneles solares, siendo esto hasta el escenario del 50 % aproximadamente, esto debido a que el recorrido que la corriente realiza es menor, por el autoconsumo a partir de los sistemas fotovoltaicos.

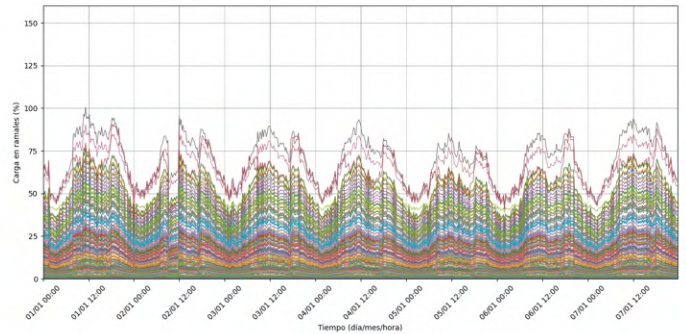
A partir del escenario del 55 %, la carga empieza a aumentar en los ramales, donde en el escenario del 70 %, la capacidad máxima de carga de los conductores es superada por la inversión de flujo debido a la acción de los paneles solares, donde la demanda ya es suplida y gran parte de los excedentes son inyectados a la red. Por esta situación se limita la capacidad de alojamiento de GD en 65 %, debido a la aplicación del criterio de sobrecarga en los conductores empleados como ramales.

Figura 4.20: Carga de los ramales en cada escenario

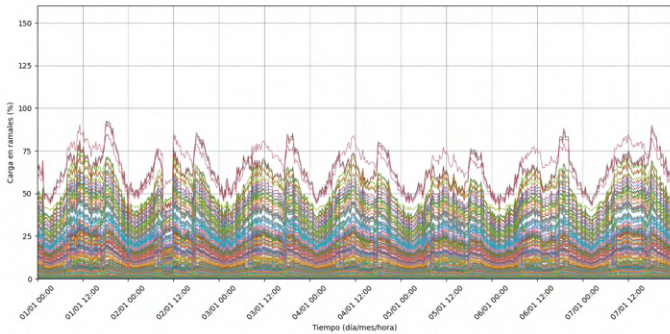
a) Escenario 0%



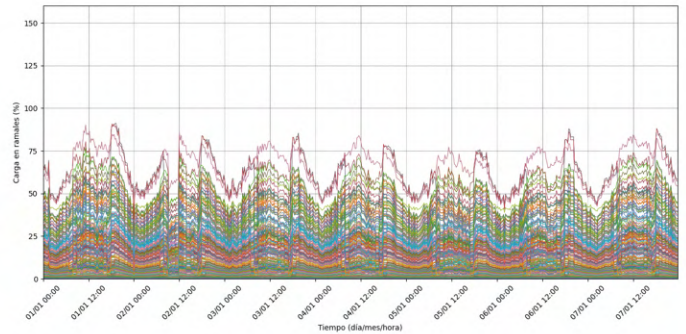
b) Escenario 5%



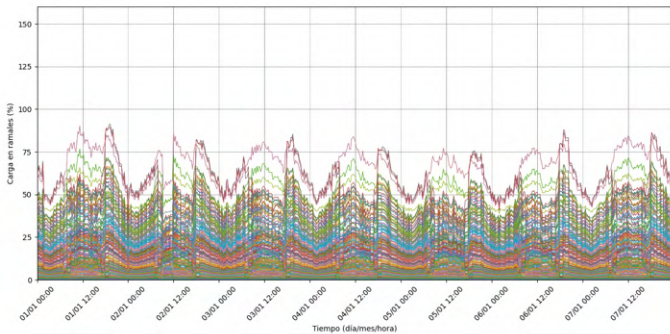
c) Escenario 10%



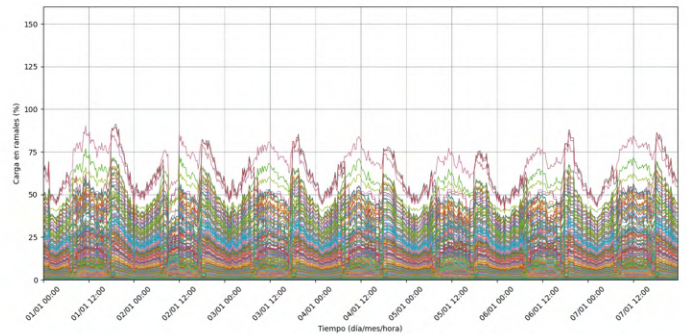
d) Escenario 15%



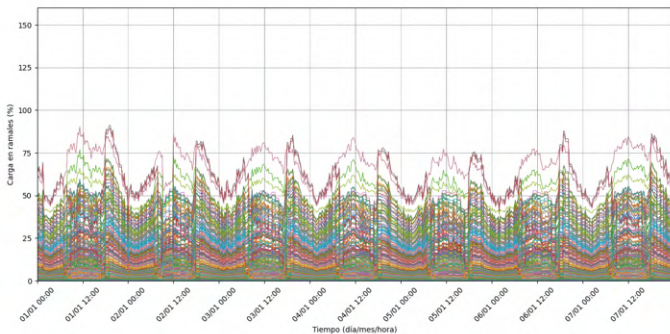
e) Escenario 20%



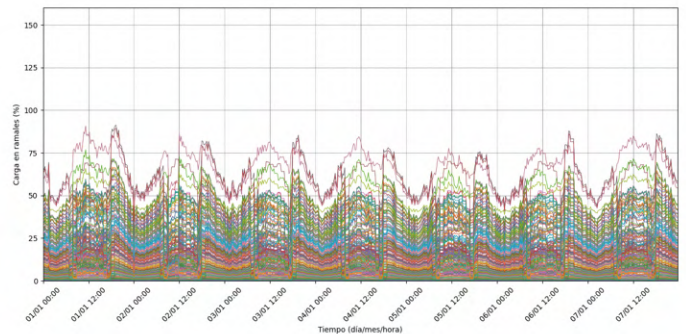
f) Escenario 25%



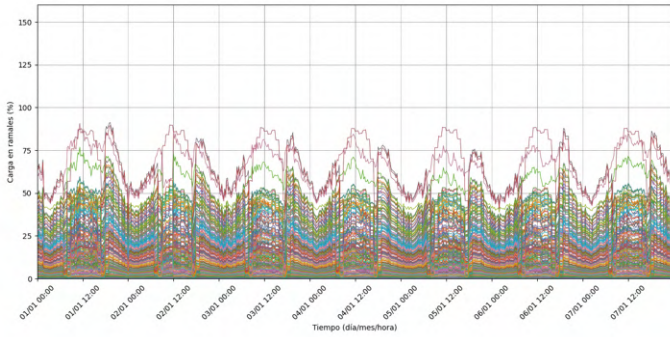
g) Escenario 30%



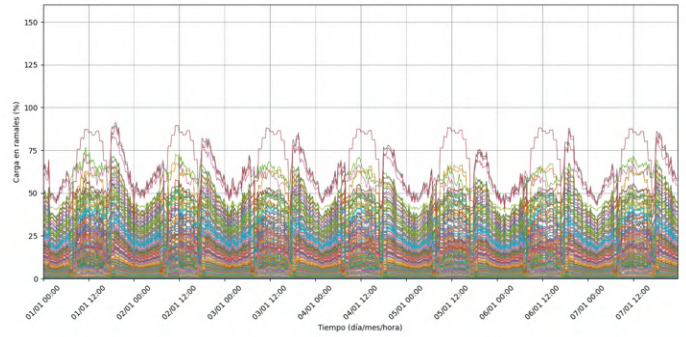
h) Escenario 35%



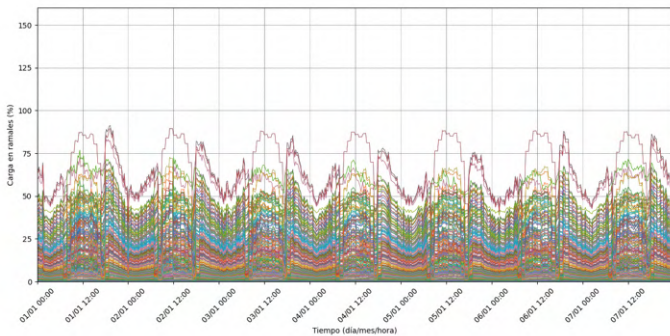
i) Escenario 40 %



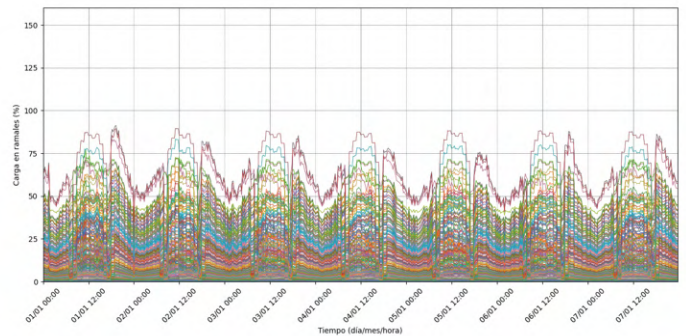
j) Escenario 45 %



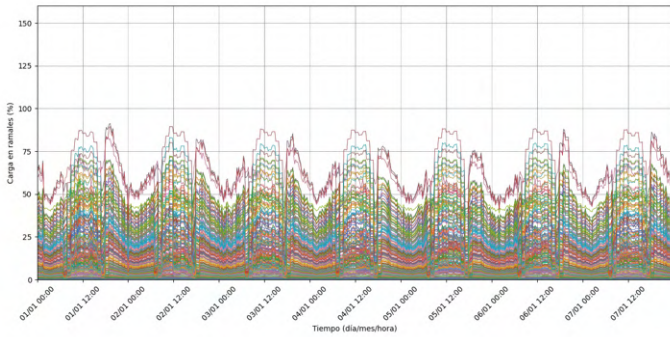
k) Escenario 50 %



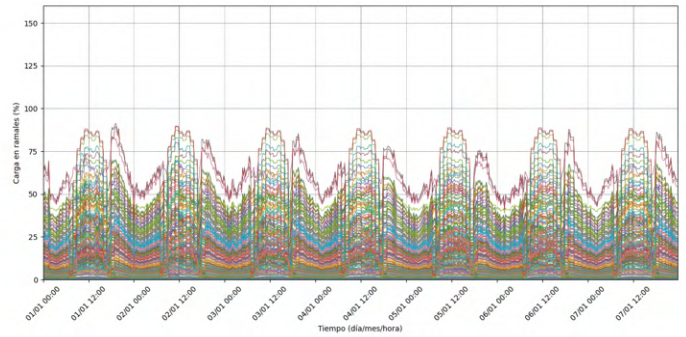
l) Escenario 55 %



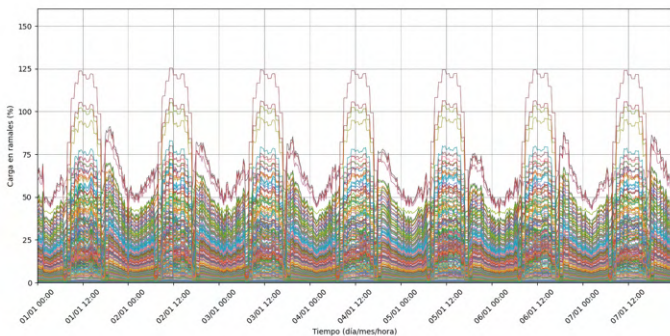
m) Escenario 60 %



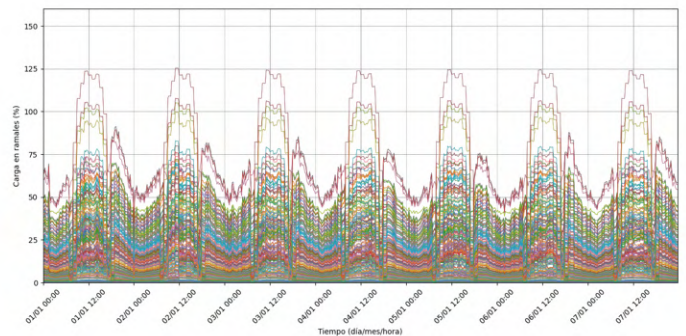
n) Escenario 65 %



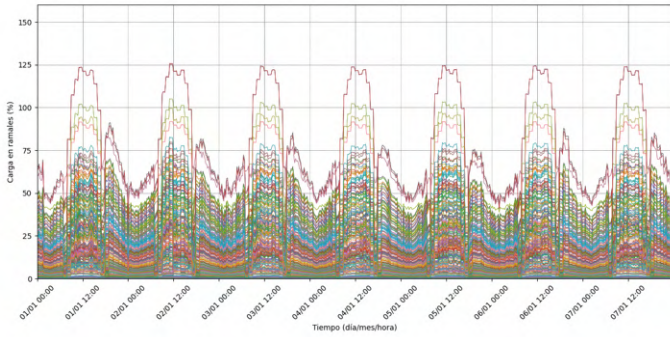
o) Escenario 70 %



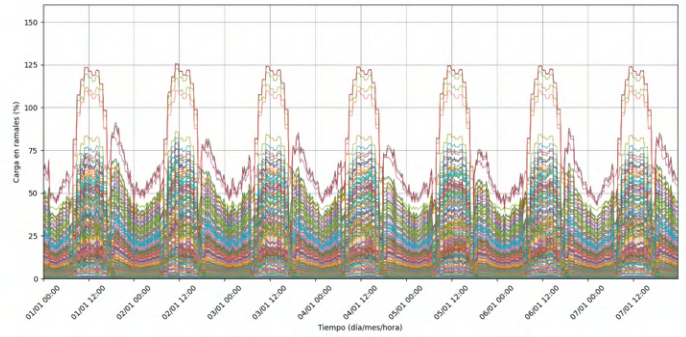
p) Escenario 75 %



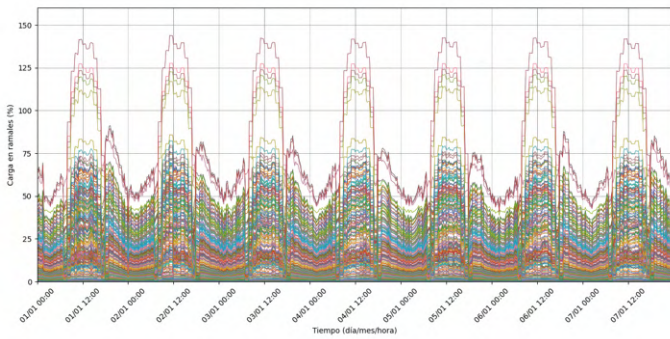
q) Escenario 80 %



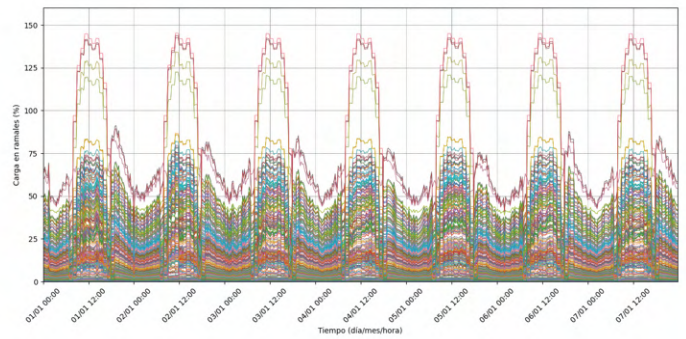
r) Escenario 85 %



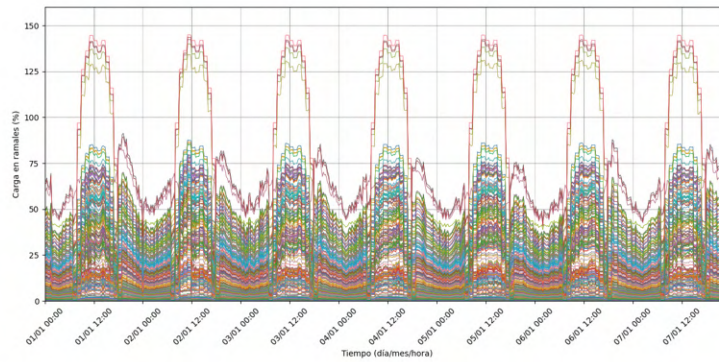
s) Escenario 90 %



t) Escenario 95 %



u) Escenario 100 %



Fuente: Elaboración propia mediante Python

Síntesis del criterio de sobrecarga de conductores y transformadores

Observando el comportamiento de los elementos ante la generación distribuida en los diferentes escenarios, se concluye que los ramales son los elementos que se ven afectados ante la introducción de paneles solares, debido a que en el escenario del 70 % de alojamiento de GD, los conductores colapsan sobrepasando el 100 % de su capacidad nominal.

En el caso de los transformadores, en la fase B y C algunos de estos se encuentran sobrecargados en su condición inicial, sin embargo, al aplicar generación distribuida hasta el escenario de 100 % la carga no supera la capacidad de los transformadores, por lo que la GD distribuida no causa una sobrecarga en estos elementos, ya algunos de ellos tenían esta condición, previo a aplicar los escenarios de penetración.

En cuanto a las líneas de distribución, se tiene una carga en cada escenario muy por debajo del 100 % de capacidad que soportan los conductores. En el momento más crítico (100 % de penetración), la carga llega a ser aproximadamente 15 % de la capacidad de las líneas. Esto hace que pueda existir un 100 % de alojamiento de PV según el criterio aplicado en este elemento.

La penetración máxima de generación distribuida aplicando el criterio de sobrecarga de conductores y transformadores para cada uno de estos elementos, se resume en la tabla 4.12.

Tabla 4.12: Límite de capacidad de GD en la red, Criterio 4

Elementos de la red	Límite de penetración
Transformadores	100 %
Líneas de distribución	100 %
Ramales	65 %

Superar la capacidad de carga de los elementos de una red de distribución, puede ocasionar el calentamiento excesivo de estos, lo que puede provocar el daño del aislamiento y los componentes internos, así como posibles incendios que se presenten ante la sobrecarga. Con una circulación de corriente mayor a la de diseño de los elementos se reduce la vida útil de estos, aumentando costos por reemplazo o mantenimiento. Por el calor desprendido también existen pérdidas de energía, lo que resulta en menor eficiencia en la entrega de energía eléctrica.

Las empresas distribuidoras de energía deben supervisar y gestionar adecuadamente la capacidad de los elementos de sus sistemas de distribución de electricidad, donde con una correcta planificación, actualización y expansión de la red; se pueden evitar problemas como la sobrecarga de sus activos.

4.4. Definición del límite de penetración de generación distribuida

Aplicando los tres criterios de tensión y el criterio de sobrecarga a los escenarios de generación distribuida, se obtienen los límites de penetración de los diferentes análisis realizados según el tipo de criterio. Estos límites de alojamiento de paneles solares son mostrados en la tabla 4.13.

Tabla 4.13: Límite de penetración de GD según el criterio aplicado

Criterio	Fase A	Fase B	Fase C	General
Aumento de tensiones	85 %	40 %	75 %	-
Variaciones de tensión	75 %	25 %	20 %	-
Desbalances de tensión	-	-	-	100 %
Sobrecarga: Transformadores	100 %	100 %	100 %	-
Sobrecarga: Líneas	-	-	-	100 %
Sobrecarga: Ramales	-	-	-	65 %

Empleando la información de la tabla 4.13, se destaca que los criterios más influyentes son los de aumento de tensiones en el régimen permanente, variaciones de tensión y sobrecarga en los ramales. En el primero criterio mencionado se define un límite global de 40 % para el circuito, debido a que es el límite menor de las tres fases, siendo la situación crítica. Por parte del escenario de variaciones de tensión, se cuenta con una capacidad de alojamiento crítica de 20 % y por parte del criterio de sobrecarga en los ramales se tiene un máximo de penetración de 65 %.

A partir de los resultados obtenidos, se define un límite de penetración de **20 %** de generación distribuida a partir de paneles solares monofásicos en clientes residenciales, esto debido a que asegura que las variaciones de tensión en las fases se mantengan en niveles inferiores a 5 %, como se establece en el criterio respectivo. Asimismo, el criterio de aumento de tensiones en el régimen permanente no sufriría problemas, debido a que con el límite establecido no ocurrirían aumentos mayores a 1,05 pu en las fases del circuito. Por último, el 20 % definido aseguraría el correcto funcionamiento de los conductores empleados como ramales, ya que estos fallarían al sobrepasar el escenario de 65 % de penetración de GD.

Capítulo 5

Análisis económico

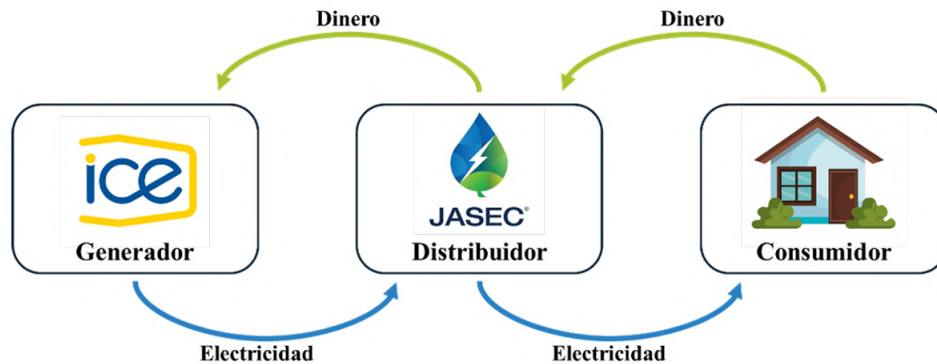
En el desarrollo de este capítulo se evalúa el impacto económico que presenta la generación distribuida en la red de San Isidro del Guarco. Se consideran los costos de compra de energía y potencia de JASEC al ICE, así como la venta de electricidad de la distribuidora a los abonados del circuito, determinando el margen de operación. Luego se calcula el flujo de dinero en cada escenario de penetración, según las tarifas establecidas por ARESEP para la relación generador-distribuidora, para así evaluar el impacto en la economía de JASEC y tener una visión más clara de la situación para la toma de decisiones.

El estudio es realizado con un tipo de cambio del dólar americano a ₡ 531,72, obtenido del Banco de Costa Rica durante el 1 de noviembre de 2023 por recomendación del Departamento de Servicios Técnicos de JASEC.

5.1. Modelo de negocio

JASEC, al ser una empresa distribuidora de energía, compra la energía al ICE, para su posterior distribución a los abonados de cada red. Según el Departamento de Servicios Técnicos, JASEC genera el 27% de energía que consume, sin embargo, para el estudio económico de la red de San Isidro de El Guarco, se considera una compra total de la energía utilizada para este circuito. El modelo de negocio de JASEC se muestra en la figura 5.1.

Figura 5.1: Modelo de negocio de JASEC



Fuente: Sáenz (2023)

5.2. Costos e ingresos por energía y potencia

5.2.1. Costos por compra

ARESEP regula la tarifa de compra de energía por parte de JASEC al ICE, donde se debe pagar por energía y potencia. La energía se paga por el total de kWh consumidos durante el mes, y la potencia por los picos más altos de demanda en kW durante los periodos de punta y valle. La tabla 5.1, resume las tarifas por los conceptos de energía y potencia según su periodo de consumo.

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

Periodo	Cargo por energía (por kWh)	Cargo por potencia (por kW)
Punta	₡ 46,51	₡ 2 499,01
Valle	₡ 38,10	₡ 2 499,01
Noche	₡ 32,58	

Es importante mencionar que el periodo punta se da en dos periodos; 10:01 a 12:30 y 17:31 a 20:00 horas, el periodo valle de; 6:01 a 10:00 y 12:31 a 17:30 horas y, por último, el periodo nocturno o noche; de 20:01 a 6:00 horas del siguiente día.

Según la tarifa mostrada, se realiza el cálculo del costo por compra de energía y potencia para abastecer de electricidad a los abonados del circuito de San Isidro de El Guarco.

Costos por compra de energía

La red de distribución consume 914 901 kWh de energía, donde en el periodo punta consume 226 775 kWh (24,79 % del total), en el periodo valle se demanda 375 882 kWh (41,08 % del total), y en el periodo noche se consume 312 244 kWh (34,13 % del total). Como se observa en la tabla 5.2, el costo total por compra de energía mensual al ICE es de **65 901,82 USD**.

Tabla 5.2: Costo mensual de energía de la red de San Isidro

Periodo	Energía mensual (kWh)	Costo por kWh	Costo mensual
Punta	312 244	₡ 46,51	₡ 10 547 291,41
Valle	375 882	₡ 38,10	₡ 14 321 122,14
Noche	226 775	₡ 32,58	₡ 10 172 900,00
Total (₡)			₡ 35 041 313,55
Total (USD)			65 901,82 USD

Costos por compra de potencia

El cobro del ICE, en términos de potencia se da según los picos más altos de demanda en kW, durante los periodos punta y valle. Durante el periodo punta, el pico más alto se da con 1829 kW, y en el periodo valle con 1695 kW. De esta manera el costo por compra de potencia es de **16 558,66 USD**, calculado como se observa en la tabla 5.3.

Tabla 5.3: Costo mensual de potencia de la red de San Isidro

Periodo	Demanda máxima (kW)	Costro por kW	Costo mensual
Punta	1829	¢ 2 499,01	¢ 4 569 909,60
Valle	1695	¢ 2 499,01	¢ 4 234 659,91
Noche	1601		
Total (¢)			¢ 8 804 569,51
Total (USD)			16 558,66 USD

Al sumar el costo de los montos por compra de energía y potencia, se tiene un costo total de ¢ 43 845 883,06, equivalente en dolar americano a **82 460,47 USD**.

5.2.2. Ingresos por venta

ARESEP también regula la venta de energía eléctrica a los consumidores, cada distribuida cuenta con sus propias tarifas. La red de San Isidro de El Guarco cuenta con clientes residenciales, comerciales e industriales. En los modelos tarifarios se cuenta con uno para la venta a abonados residenciales (Tarifa residencial) y otro para los clientes comerciales e industriales (Tarifa comercio, servicios e industria). Estas tarifas son resumidas en las tablas 5.4 y 5.5 respectivamente.

Tabla 5.4: Tarifa residencial

Bloque	Tarifa
Bloque 0-30 kWh	¢ 2 203,20
Bloque 31-200 kWh	¢ 73,44
Bloque +200 kWh	¢ 89,89

Tabla 5.5: Tarifa comercial, servicios e industria

Bloque	Tarifa
Bloque -3000 kWh	¢ 96,40
Bloque +3000 kWh	¢ 57,61
Bloque 0-8 kW	¢ 72 104,48
Bloque +8kW	¢ 9 013,06

Nota: El bloque en kW se cobra a los abonados con consumo mayor a 3000 kWh. En el bloque de 0-8 kW la tarifa es fija, no por kW demandado.

Con las tarifas definidas, se realiza el cálculo de la venta de energía y potencia a los consumidores, tomando en cuenta la tarifa a la que pertenecen y el bloque donde son ubicados. Para conocer el total de la venta, se agrupan los abonados según corresponda y se calcula el precio según las tarifas mencionadas anteriormente. Los ingresos por venta de energía de JASEC en el circuito de San Isidro se resumen en la tabla 5.6, siendo **138 784,56 USD**.

Tabla 5.6: Ingresos por venta de energía y potencia en la red de San Isidro

Bloque tarifario	Cantidad	Energía (kWh)	Potencia +8kW	Ingresos
Residencial 30 kWh	131			₡ 288 619,20
Residencial 30-200 kWh	893	117 281		₡ 8 613 116,64
Residencial +200 kWh	1115	374 392		₡ 29 985 746,88
Com-Ind -3000 kWh	195	166 775		₡ 16 077 110,00
Com-Ind +3000 kWh y 0-8 kW	8	27 809		₡ 3 257 623,44
Com-Ind +3000 kWh y +8 kW	20	205 667	413,16	₡ 15 572 311,74
Total	2562			₡ 73 794 527,90
Ingresos (USD)				138 784,56 USD

5.2.3. Margen de operación

Una empresa se mantiene debido a la utilidad que genera. Esta se define como los ingresos que obtiene una compañía por la venta de sus productos o servicios, menos los costos necesarios para generar y vender esos productos o servicios. Por ende, una empresa obtiene ganancias si los ingresos debido a su actividad son mayores a los costos y gastos que esta implica. Si los costos son mayores al total de ingresos, la compañía tendrá pérdidas en su operación.

Debido al alcance del proyecto, no es posible estimar la utilidad que tiene JASEC por la venta de energía eléctrica, considerando todos los costos y gastos, tanto directos e indirectos que afectan la rentabilidad de la distribuidora. Debido a esto se calcula el margen de operación del circuito de San Isidro de El Guarco mediante la diferencia entre los ingresos debido a la venta de energía y los costos por la compra de electricidad al ICE.

En la tabla 5.7, se resume el resultado del margen de operación obtenido para JASEC en el circuito de San Isidro de El Guarco. El margen de operación en colones resulta de ₡ 29 948 644,84, asimismo, el dólares equivale a **56 324,09 USD**. Este dinero permite que JASEC cubra costos y gastos por personal, alquileres, mantenimiento y reparaciones, materiales y equipos, y otros asociados a funciones administrativas, financieras y de ventas.

Tabla 5.7: Margen de operación mensual, red San Isidro

Concepto	Monto (₡)	Monto (USD)
Ingresos	₡ 73 794 527,90	138 784,56 USD
Costos	₡ 43 845 883,06	82 460,47 USD
Margen de operación	₡ 29 948 644,84	56 324,09 USD

5.3. Tarifas sobre generación distribuida

A partir del 1 de octubre de 2023, comenzaron a regir tarifas asociadas a la instalación, uso y aprovechamiento de energía de recursos distribuidos, por parte de ARESEP. A continuación se detallan las cuatro tarifas asociadas a la generación distribuida en Costa Rica:

Tarifa de interconexión

Esta tarifa considera cuatro costos de interconexión: por solicitud, por el estudio de ingeniería e inspección inicial, por inspección final y puesta en marcha, y sobre reinspección si el solicitante lo requiere.

El costo total de esta tarifa es de ¢ 283 029,00 para la distribuidora JASEC.

En cuanto al estudio económico, esta tarifa no será considerada, debido a que es un único cobro inicial al instalar generación distribuida, y el estudio pretende analizar el comportamiento a lo largo de un mes.

Tarifa de acceso

El cobro asociado a esta tarifa es aplicable sobre el consumo natural del abonado productor de energía eléctrica. El consumo natural se entiende como la energía consumida de la red más la energía generada menos la energía inyectada. El costo por cada kWh consumido por el usuario con generación distribuida es de ¢ 24,79 para la distribuidora JASEC.

Para el estudio económico se considera que toda la energía excedente, proveniente de los paneles solares, será vendida a la entidad reguladora, por ende, la tarifa de acceso será aplicada sobre el consumo de los abonados con generación distribuida. El consumo de los clientes con panel solar será considerado como el promedio de la energía consumida por los clientes residenciales.

Tarifa máxima de compra-venta de excedentes de energía

La venta y compra de energía proveniente de recursos distribuidos entre distribuidoras y abonados, se regula mediante esta tarifa. Para JASEC se cuenta con los montos mostrados en la tabla 5.8, seccionados en los periodos punta, valle y noche.

Tabla 5.8: Tarifa máxima para la compra-venta de excedentes de energía

Concepto	Monto (¢)
Punta	¢ 69,24
Valle	¢ 50,87
Noche	¢ 33,67

Para el análisis se considera que toda la energía excedente generada por los paneles solares (la energía sobrante luego de suplir las necesidades del abonado) será vendida a la distribuidora, para observar el caso más crítico ante el manejo de la energía del consumidor.

Tarifa T-DER

Esta tarifa es un cargo por la capacidad instalada en los generadores distribuidos que posee el abonado. Por cada kW instalado, se hará el cobro de ¢ 146,00, en el caso de la compañía JASEC.

En el estudio económico, se toma la cantidad de kW instalados según el escenario de penetración, multiplicando la cantidad de kW correspondientes por el monto establecido en la tarifa T-DER.

5.4. Efecto de la generación distribuida

Identificando las tarifas relacionadas a la generación distribuida, se estudia el efecto que tiene en la red un panel solar, sobre los ingresos, costos y margen de operación de JASEC en la red de San Isidro de El Guarco.

Para el estudio de esta sección se utilizan las tarifas de acceso, venta-compra de excedentes, y T-DER, no se emplea la tarifa de intercoexión debido a que esta se cobra una vez al estudiar y colocar un panel solar y no afecta las facturaciones mensuales posteriores a la instalación del PV. Debido a que la tarifa

de acceso es aplicada al consumo del abonado, se toma el promedio de energía de los clientes residenciales del circuito, siendo este 230,32 kWh.

En la tabla A.1 se resume la generación diaria de un panel solar, en potencia y energía. Se muestra que al operar un día, el panel solar genera 26,04 kWh, y considerando un mes de treinta días se tiene una generación mensual de 781,20 kWh.

5.4.1. Efecto en la compra de energía

Al recibir energía de un panel solar, JASEC deja de comprarle esa cantidad de kWh al ICE, debido a que pueden abastecer al circuito con la generación de su misma región. Un panel genera 781,20 kWh mensuales, los cuales no serán comprados al ICE, esto genera que JASEC tenga una reducción en sus costos de **59,74 USD** (ver tabla 5.9).

Tabla 5.9: Reducción de costo mensual por energía de un panel solar

Periodo	Energía mensual (kWh)	Costo por kWh	Costo mensual
Punta	237,71	¢ 46,51	¢ 11 056,01
Valle	543,49	¢ 38,10	¢ 20 706,87
Nocturno	0,00	¢ 32,58	¢ 0,00
Total (¢)			¢ 31 762,88
Total (USD)			59,74 USD

JASEC al no comprarle al ICE 781,20 kWh generado por un panel, pasaría de pagar 82 460,47 USD a 82 400,73 USD, presentando un ahorro de 59,74 USD por cada panel solar instalado en la red respecto a la condición inicial del circuito.

Respecto a la compra de potencia al ICE, se debe contemplar que esta varía respecto al escenario analizado, porque las demandas máximas en los periodos punta y valle varían, debido a que la generación distribuida actúa en ciertos periodos de tiempos, por ende, se dejan por fuera horas de la mañana o noche que forman parte de los periodos punta y valle. Debido a esta situación es complejo determinar un costo por potencia para un panel por su constante cambio durante los escenarios, por esta razón no se considera para calcular el impacto en el margen de operación, pero si será evaluado en el análisis por escenarios.

5.4.2. Efecto en la venta de energía

Con la generación de energía por un panel solar, se debe considerar si la energía es utilizada para autoconsumo o venta a la distribuidora por parte del abonado. En este caso al utilizar las tarifas aplicadas a la generación distribuida se toma un consumo promedio de los clientes residenciales, siendo 230,32 kWh. Esta energía será abastecida por el panel solar, teniendo un sobrante de 550,88 kWh, que se considera como comprado por JASEC.

Debido al autoconsumo y venta de energía del usuario de GD a JASEC, se debe considerar cómo afectan las tarifas para obtener la reducción de ingresos de JASEC. Primero se determinan los ingresos que deja de percibir al no vender 230,32 kWh a un cliente, siendo ¢ 17 413,46 (tabla 5.10). Por otro lado, al aplicar las tarifas T-DER y de acceso, JASEC obtiene ¢ 438 y ¢ 5 709,63 respectivamente (tablas 5.11 y 5.12). Por último, suponiendo que todo el excedente de energía es comprado por JASEC, la distribuidora debe desembolsar ¢ 31 102,59 (tabla 5.13).

Tabla 5.10: Ingresos no obtenidos por no venta de energía

Bloque	Energía (kWh)	Monto por kWh (C)	Monto total (C)
Bloque 30 kWh	30	C 2 203,20	C 2 203,20
Bloque 30-200 kWh	170	C 73,44	C 12 484,80
Bloque +200 kWh	30,32	C 89,89	C 2 725,46
Total	230,32		C 17 413,46
Total (USD)			32,75 USD

Tabla 5.11: Tarifa T-DER por un panel solar

kW instalado	Cobro por kW (C)	Monto total (C)
3	C 146	C 438
Total (USD)		0,82 USD

Tabla 5.12: Tarifa de acceso sobre el consumo natural

Consumo natural (kWh)	Cobro por kWh (C)	Monto total (C)
230,32	C 24,79	C 5 709,63
Total (USD)		10,74 USD

Tabla 5.13: Tarifa por compra-venta de energía

Periodo	Energía (kWh)	Cobro por kWh (C)	Monto total (C)
Punta	383,25	C 69,24	C 19 496,02
Valle	167,63	C 50,87	C 11 606,57
Noche	0,00	C 33,67	C 0,00
Total			C 31 102,59
Total (USD)			58,49 USD

De esta manera se establece que JASEC debe pagar al abonado **79,68 USD** (ver tabla 5.14), por el balance realizado según lo que obtiene y las pérdidas que representa que un usuario promedio residencial cuente con un panel solar de 3 kW.

Tabla 5.14: Impacto por un panel solar de un cliente promedio

Tarifa	Monto
No venta	- 32,75 USD
T-DER	0,82 USD
Acceso	10,74 USD
Compra-venta	- 58,49 USD
Total (USD)	- 79,68 USD

Si JASEC realiza la compra de excedentes a un abonado con un consumo promedio y un generador distribuido de 3 kW, debe desembolsar 79,73 USD. De esta manera el abonado satisface su consumo de energía y además vende a la distribuidora. Por parte del cliente se obtiene un beneficio, pero para la distribuidora se debe contrastar el efecto de comprar energía al usuario de GD o al ICE.

5.4.3. Efecto en el margen de operación

El margen de operación se ve afectado al integrar un panel solar a la red, donde se deja de pagar al ICE 59,74 USD por 781,20 kWh, pero paga 79,68 USD al generador distribuido con relación a la energía. De esta manera el margen de operación se ve reducido en **19,95 USD** (tabla 5.15).

Tabla 5.15: Impacto de un panel solar en el margen de operación

Concepto	Escenario base	Escenario con un PV	Efecto de un PV
Ingresos	138 784,56 USD	138 704,88 USD	- 79,68 USD
Costos	82 460,47 USD	82 400,73 USD	- 59,74 USD
Margen de operación	56 324,09 USD	56 304,15 USD	- 19,95 USD

5.5. Impacto de los escenarios de GD

Con el impacto de un panel solar definido, se determina la reducción en los ingresos y costos de JASEC en cada uno de los escenarios de penetración. En este caso se aplica una disminución de ingresos de 79,68 USD, y 59,77 USD por costos de energía.

Por otro lado, la reducción por potencia varía por escenario, debido a que, al introducir más paneles solares, la demanda máxima cambia en valor y horario que se presenta. Por esta razón se resume en la tabla 5.16, el impacto de reducción de costos por la potencia, donde a partir del escenario de 20 % la demanda máxima es estable y el costo no varía.

Tabla 5.16: Disminución de costos por potencia en escenarios

Escenario	Disminución de potencia (kW)	Disminución de costos (USD)
Escenario 5 %	324,31	1 524,21 USD
Escenario 10 %	474,96	2 232,25 USD
Escenario 15 %	539,00	2 533,22 USD
Escenario 20 %	562,78	2 644,99 USD

En la tabla 5.17, se resume el impacto de la generación distribuida por escenarios a los ingresos y costos que presenta JASEC por conceptos de energía y potencia. Considerando los ingresos, se tiene una disminución de 5 341,80 USD en cada escenario (con 67 paneles solares en funcionamiento), debido al dinero que dejar de percibir la distribuidora por el autoconsumo y venta de excedentes de abonados residenciales. Por otro lado, los costos por energía se reducen 4 002,32 USD en cada escenario planteado, al no comprar la energía al ICE y utilizar los excedentes de los usuarios de GD, y en cuanto a los costos por potencia se tiene que a partir del escenario del 20 %, la disminución es siempre es la misma, ya que las demandas máximas en punta y valle se dan en periodos donde la GD no actúa.

Tabla 5.17: Disminución de ingresos y costos por escenario

Escenario	Cantidad PV	Ingresos	Costos (energía)	Costos (potencia)
Escenario 5 %	67	5 338,68 USD	4 002,32 USD	1 524,21 USD
Escenario 10 %	134	10 677,37 USD	8 004,64 USD	2 232,25 USD
Escenario 15 %	201	16 016,05 USD	12 006,96 USD	2 533,22 USD
Escenario 20 %	268	21 354,73 USD	16 009,28 USD	2 644,99 USD
Escenario 25 %	335	26 693,41 USD	20 011,60 USD	2 644,99 USD
Escenario 30 %	403	32 111,78 USD	24 073,65 USD	2 644,99 USD
Escenario 35 %	470	37 450,46 USD	28 075,97 USD	2 644,99 USD
Escenario 40 %	537	42 789,15 USD	32 078,29 USD	2 644,99 USD
Escenario 45 %	604	48 127,83 USD	36 080,61 USD	2 644,99 USD
Escenario 50 %	671	53 482,56 USD	40 082,93 USD	2 644,99 USD
Escenario 55 %	738	58 805,19 USD	44 085,25 USD	2 644,99 USD
Escenario 60 %	805	64 143,88 USD	48 087,57 USD	2 644,99 USD
Escenario 65 %	872	69 482,56 USD	52 089,88 USD	2 644,99 USD
Escenario 70 %	940	74 900,93 USD	56 151,94 USD	2 644,99 USD
Escenario 75 %	1007	80 239,61 USD	60 154,26 USD	2 644,99 USD
Escenario 80 %	1074	85 578,29 USD	64 156,58 USD	2 644,99 USD
Escenario 85 %	1141	90 916,97 USD	68 158,90 USD	2 644,99 USD
Escenario 90 %	1208	96 255,66 USD	72 161,22 USD	2 644,99 USD
Escenario 95 %	1275	101 594,34 USD	76 163,53 USD	2 644,99 USD
Escenario 100 %	1343	107 012,71 USD	80 225,59 USD	2 644,99 USD

En la tabla 5.18 se resume el comportamiento de la disminución de ingresos y costos por la integración de generación distribuida. Se observa que la disminución de ingresos y costos por energía son graduales, mientras que los costos por potencia se mantienen estables luego del escenario del 20 %, debido a que los picos de demanda se mantienen constantes ante la aparición de GD. A partir del escenario de 85 % no existen costos debido a que la energía producida por los paneles solares es suficiente para alimentar a todo el circuito y se considera la situación donde la energía extra no es vendida a ningún ente.

El margen de operación se muestra de manera porcentual respecto a su condición inicial (tabla 5.18). Este se ve afectado por el comportamiento de los ingresos y costos ante los distintos escenarios. En el escenario del 5 %, el margen de operación aumenta a 100,3 % respecto a su condición inicial (equivalente a 169,07 USD). Esta situación se presenta debido a la disminución de los picos de demanda en los periodos punta y valle, que provocan una gran reducción en el costo de la potencia por compra al ICE, lo que es beneficioso para JASEC.

A partir del escenario del 10 %, empieza a disminuir el margen de operación en saltos de 2 % a 3 %, hasta el escenario del 80 %. En el caso del 85 % de penetración se deja de comprar energía y potencia al ICE, lo que elimina el alto costo de la potencia respecto a la energía. Debido a esta condición, el margen de operación aumenta considerablemente respecto al escenario anterior. En los escenarios posteriores continúa disminuyendo con saltos más pronunciados, llegando al punto más bajo en el caso de 100 % de alojamiento, con 56,4 % de margen de operación respecto a su condición inicial sin paneles solares.

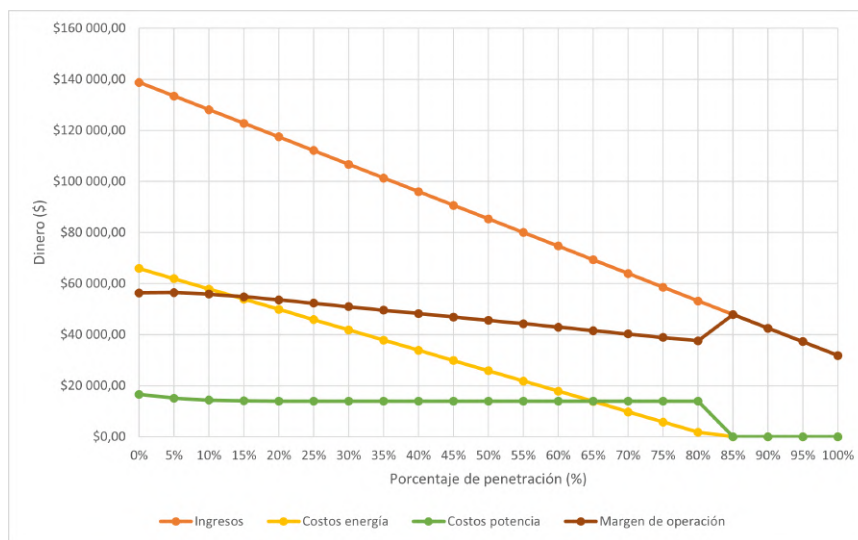
Con el límite de penetración definido en un 20 %, según se abarcó en el capítulo 4, JASEC presentaría pérdidas en un 4,8 % de su margen de operación, equivalente a un total de 2 705,13 USD, lo cual no es muy significativo, sin embargo, podría limitar algunas funciones de la distribuidora respecto a cubrir costos y gastos correspondientes al circuito. Es importante considerar que esta condición se da en 1 de los 18 circuitos a cargo de JASEC. Si al realizar estudios en cada uno se cuenta con pérdidas, el margen de operación puede disminuir considerablemente, lo que supondría riesgos en la sostenibilidad de la empresa. La situación más beneficiosa para JASEC es en el escenario del 5 %, donde obtienen un ligero aumento en el margen de operación.

Tabla 5.18: Efecto de la integración de PV en el margen de operación

Esc	Ingresos	Costos energía	Costos potencia	Margen de operación	Margen %
Esc 0 %	138 865,52 USD	65 940,26 USD	16 568,32 USD	56 356,95 USD	100,0 %
Esc 5 %	133 523,73 USD	61 935,61 USD	15 043,22 USD	56 831,73 USD	100,3 %
Esc 10 %	128 181,93 USD	57 930,95 USD	14 334,77 USD	56 489,86 USD	99,2 %
Esc 15 %	122 840,13 USD	53 926,30 USD	14 033,61 USD	55 740,69 USD	97,4 %
Esc 20 %	117 498,33 USD	49 921,64 USD	13 921,79 USD	54 802,20 USD	95,2 %
Esc 25 %	112 156,54 USD	45 916,99 USD	13 921,79 USD	53 751,88 USD	92,8 %
Esc 30 %	106 735,01 USD	41 852,57 USD	13 921,79 USD	52 685,89 USD	90,4 %
Esc 35 %	101 393,21 USD	37 847,91 USD	13 921,79 USD	51 635,57 USD	88,1 %
Esc 40 %	96 051,42 USD	33 843,26 USD	13 921,79 USD	50 585,25 USD	85,7 %
Esc 45 %	90 709,62 USD	29 838,60 USD	13 921,79 USD	49 534,93 USD	83,3 %
Esc 50 %	85 367,82 USD	25 833,95 USD	13 921,79 USD	48 484,61 USD	80,9 %
Esc 55 %	80 026,02 USD	21 829,30 USD	13 921,79 USD	47 434,29 USD	78,6 %
Esc 60 %	74 684,23 USD	17 824,64 USD	13 921,79 USD	46 383,98 USD	76,2 %
Esc 65 %	69 342,43 USD	13 819,99 USD	13 921,79 USD	45 333,66 USD	73,8 %
Esc 70 %	63 920,90 USD	9 755,56 USD	13 921,79 USD	44 267,66 USD	71,4 %
Esc 75 %	58 579,11 USD	5 750,91 USD	13 921,79 USD	43 217,34 USD	69,0 %
Esc 80 %	53 237,31 USD	1 746,26 USD	13 921,79 USD	53 237,51 USD	66,7 %
Esc 85 %	47 895,51 USD	0,00 USD	0,00 USD	47 895,51 USD	85,0 %
Esc 90 %	42 553,72 USD	0,00 USD	0,00 USD	42 553,72 USD	75,5 %
Esc 95 %	37 211,92 USD	0,00 USD	0,00 USD	37 211,92 USD	66,0 %
Esc 100 %	31 790,39 USD	0,00 USD	0,00 USD	31 790,39 USD	56,4 %

En la figura 5.2 se muestra la tendencia de cada variable económica descrita anteriormente. En esta se observa la disminución lineal de los ingresos, así como de los costos hasta llegar a ser 0,00 USD. Por otro lado, los costos por potencia tienen una tendencia constante a excepción del inicio y final de los escenarios y, por último, el margen de operación presenta una disminución ligera hasta el escenario del 85 %, donde el comportamiento es igual al de los ingresos.

Figura 5.2: Comportamiento de las variables económicas en los escenarios de penetración de GD



Fuente: Elaboración propia mediante Microsoft Excel

5.6. Reducción de ingresos por no venta de energía

Al obtener la reducción en el margen de operación, calculado en las secciones anteriores, se debe considerar que es una estimación de la reducción de flujo de dinero que puede percibir JASEC ante la inserción de paneles solares. Sin embargo, para determinar un valor que afecta directamente a la compañía distribuidora, se define el impacto en la reducción de ingresos al no vender energía a un consumidor promedio que posee un panel solar. Esto debido a que es un cálculo directo que afecta a JASEC, ya que el cliente no consumiría energía que podría vender la distribuidora.

Para establecer un consumidor promedio se consideran todos los clientes residenciales del circuito de San Isidro de El Guarco, donde se tiene que se consume 230,32 kWh por mes en promedio por cada abonado residencial. Considerando que un panel solar de 3 kW genera 781,20 kWh en un mes, se tiene que el consumo del abonado es totalmente abastecido por el sistema fotovoltaico. De esta manera JASEC deja de cobrar lo generado por el consumo 230,32 kWh por mes de cada cliente residencial que posee un panel solar. En la tabla 5.10 se muestra que JASEC deja de cobrar **32,75 USD** considerando la tarifa residencial de JASEC.

Si se considera el impacto que puede tener la reducción de ingresos por no vender energía a un consumidor promedio con panel solar en los diferentes escenarios, se tiene una disminución en los ingresos de hasta **43 982,33 USD** en el escenario de 100% (ver tabla 5.19). Con el límite de penetración de generación distribuida definido en un 20% se tiene una disminución de **8 776,82 USD**. Es importante que JASEC considere el impacto que puede generar la reducción de dinero por la integración de paneles solares en la venta de energía, debido a que puede limitar sus operaciones para cubrir gastos en personal, herramientas y equipos, reparaciones y mantenimiento, y demás aspectos asociados a la operación y gestión del circuito.

Tabla 5.19: Disminución de ingresos por no venta a consumidores promedios con PV en los escenarios

Escenario	Cantidad PV	Disminución de ingresos
Escenario 5 %	67	2 194,20 USD
Escenario 10 %	134	4 388,41 USD
Escenario 15 %	201	6 582,61 USD
Escenario 20 %	268	8 776,82 USD
Escenario 25 %	335	10 971,02 USD
Escenario 30 %	403	13 197,02 USD
Escenario 35 %	470	15 392,18 USD
Escenario 40 %	537	17 586,38 USD
Escenario 45 %	604	19 780,59 USD
Escenario 50 %	671	21 974,79 USD
Escenario 55 %	738	24 168,99 USD
Escenario 60 %	805	26 363,20 USD
Escenario 65 %	872	28 557,40 USD
Escenario 70 %	940	30 784,35 USD
Escenario 75 %	1007	32 978,56 USD
Escenario 80 %	1074	35 172,76 USD
Escenario 85 %	1141	37 366,97 USD
Escenario 90 %	1208	39 561,17 USD
Escenario 95 %	1275	41 755,37 USD
Escenario 100 %	1343	43 982,33 USD

Capítulo 6

Conclusiones y Recomendaciones

6.1. Conclusiones

Empleando el *software* ETAP®[®], se logró desarrollar el modelado de la red, considerando los elementos del primario y secundario, así como el comportamiento de las cargas a lo largo del tiempo, perfilándolas a la demanda del alimentador principal durante la semana 50 de 2022. Al validar el modelado del circuito en el módulo de Flujo de Potencia se tiene una demanda de 1,862 MW y 0,364 MVar en la red de San Isidro de El Guarco.

En los periodos de operación de los paneles solares los perfiles de tensión mejoran en los casos donde se encuentran por debajo de 1,00 pu, y superan este valor cuando se invierte el flujo de potencia debido a que la demanda de las cargas es abastecida. Por otro lado, en cuanto a la sobrecarga de elementos, la generación distribuida disminuye el porcentaje de carga, sin embargo, al suplir la demanda de los clientes, la carga en los elementos se eleva debido a la inversión de flujo de potencia en el circuito.

Se cumplió con el análisis del comportamiento de la red, donde se determina que los de aumentos de tensión en régimen permanente, variaciones de tensión y sobrecarga en ramales; limitan la capacidad de penetración, siendo crítico el de variaciones de tensión, con una capacidad máxima de alojamiento de paneles solares monofásicos de 20 %. Este valor asegura el correcto funcionamiento de la red ante los criterios estudiados, por lo que se define como el escenario límite para el circuito de San Isidro de El Guarco.

Se determinó el impacto de integrar un panel solar a un consumidor promedio de la red de San Isidro de El Guarco en la reducción de ingresos de JASEC por la no venta de energía, donde se reduce en 32,75 USD por un panel de 3 kW en un cliente residencial promedio. Asimismo, en el escenario del 20 %, definido como el límite de penetración, se tiene una pérdida de 8 776,82 USD al emplear 268 paneles. Si no se definiera un límite de alojamiento y se entrega la totalidad de generación distribuida, JASEC perdería 43 982,33 USD al no vender energía eléctrica a 1343 consumidores promedio con panel solar que abastece su demanda.

Cuando un panel solar de un abonado residencial promedio del circuito se encuentra en funcionamiento se reducen los ingresos en 79,68 USD y los costos disminuyen en 59,74 USD, dando como resultado una pérdida de 19,95 USD en el margen de operación de JASEC en el circuito de San Isidro de El Guarco en términos de energía, lo que influye en contar con menos presupuesto para cubrir gastos en personal, herramientas y equipos, reparaciones y mantenimiento, y demás aspectos asociados a la operación y gestión del circuito.

Al limitar la penetración de generación distribuida en un 20 %, se tiene que el margen de operación se reduce a 95,2 % respecto a la condición inicial cuando el circuito no cuenta con paneles solares asociados.

JASEC debe considerar esta disminución para operar de manera correcta ante el panorama del creciente uso de generación distribuida en Costa Rica. Además, se resalta que en el escenario del 5% la empresa distribuidora experimenta un aumento del margen de operación a 100,3%.

6.2. Recomendaciones

Es importante mejorar la confiabilidad del sistema, por ello es recomendable mantener las bases de datos actualizadas y coordinadas entre los departamentos, para evitar discrepancias de información o falta de datos. De esta manera se facilita la obtención y manipulación de la información para realizar el modelado de circuitos y obtener datos más aproximados a la realidad para la toma de decisiones.

Se recomienda mejorar el control de activos en el Departamento de GIS, para que los archivos generados y utilizados en el *software* QGIS contengan la ubicación y elementos correspondientes de cada circuito, tanto al nivel del primario como del secundario, para evitar la depuración de datos y que exista un modelado del circuito más aproximado a la realidad.

El estudio fue realizado con el perfil de las cargas adaptado al del alimentador principal, lo que altera la condición real del circuito por el diferente comportamiento de cada carga, debido a esto se sugiere invertir e implementar medidores inteligentes, que brinden información más exacta de la demanda de las cargas de la red.

Los transformadores sobrecargados identificados en el criterio respectivo, pueden generar problemas en el suministro de energía a los abonados, debido a sobrecalentamientos, daño en aislamiento, reducción de vida útil, que provoquen paros o hasta incendios, por lo que se recomienda el cambio de estos a una capacidad mayor, que permita el flujo de potencia sin sobrepasar la capacidad del transformador, asegurando la confiabilidad del servicio y la seguridad de las personas.

El análisis del proyecto se basó en paneles solares monofásicos en clientes residenciales. Se sugiere agregar paneles trifásicos, además de almacenamiento de energía y vehículos eléctricos, para estudiar el impacto de todos los elementos de la generación distribuida en el circuito de San Isidro de El Guarco y así tomar decisiones de cómo manejar la energía excedente que pueda obtenerse en la red y las afectaciones que se podrían generar.

Se recomienda realizar estudios sobre cortocircuito, coordinación de protecciones y calidad de la energía, debido a que ARESEP, en su procedimiento de capacidad de penetración, establece nueve criterios, de los cuales cuatro se abarcaron en el proyecto debido al plazo del tiempo de realización y los módulos activados en ETAP®. Realizar la totalidad de estudios permite la visión completa del impacto de la generación distribuida en el circuito.

El proyecto se realizó empleando la semana más crítica de diciembre. Se sugiere estudiar más épocas del año, debido al cambio de demanda de los clientes y producción de energía por paneles solares, así obteniendo más resultados para evaluar la condición más desfavorable del circuito y definir el límite de penetración de GD. Asimismo, si la red presenta un alto porcentaje de penetración, se puede valorar cambiar la tensión en la subestación Tejar de 1,00 pu a 1,05 pu, para que la tensión se eleve durante la acción de la generación distribuida y los criterios se incumplan en escenarios más bajos.

Referencias

- Aguas, D. (2020). *Flujos de potencia con modelos de carga en estado estacionario usando la metodología de reformulación de potencias especificadas*. Universidad Politécnica Salesiana.
- ARESEP. (2016). *Planeación, operación y acceso, al sistema eléctrico nacional* (Inf. Téc.). Autoridad Reguladora de Servicios Públicos.
- ARESEP. (2023). *Propuesta de "procedimiento de capacidad de penetración de der por circuito de distribución que se integran con las redes de distribución del sen"* (Inf. Téc.). Autoridad Reguladora de Servicios Públicos.
- Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica. (2022). *Ley 10086: Promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables* (Inf. Téc.). Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica.
- CELSIA. (2018). *Paneles solares ¿cómo funcionan y qué son?* Descargado de [https://www.celsia.com/es/blog-celsia/paneles-solares-como-funcionan-y-que-son/#:~:text=PANELES%20SOLARES-,Los%20paneles%20solares%20se%20componen%20de%20c%C3%A9lulas%20fotovoltaicas%20\(PV\)%20C,durante%20las%20horas%20del%20d%C3%ADa.&text=Este%20dispositivo%20es%20el%20que,de%20corriente%20alterna%20\(AC\).](https://www.celsia.com/es/blog-celsia/paneles-solares-como-funcionan-y-que-son/#:~:text=PANELES%20SOLARES-,Los%20paneles%20solares%20se%20componen%20de%20c%C3%A9lulas%20fotovoltaicas%20(PV)%20C,durante%20las%20horas%20del%20d%C3%ADa.&text=Este%20dispositivo%20es%20el%20que,de%20corriente%20alterna%20(AC).) (Fecha de acceso: 26 de setiembre de 2023)
- Chapman, S. (2012). *Máquinas eléctricas* (5a. ed.). McGraw-Hill.
- Cruz, E. (2020). *Cálculo de cortocircuitos en redes de generación distribuida* (Tesis de Master no publicada). Universidad de Sevilla.
- DOCSE. (2023). *Informe de atención de demanda y producción de electricidad con fuentes renovables* (Inf. Téc.). Instituto Costarricense de Electricidad.
- Echevarría, C., y Monge, G. (2017). *Generación distribuida para autoconsumo en costa rica: Oportunidades y desafíos*. Banco Interamericano de desarrollo.
- Ellis, A. (2023). *Análisis de los efectos resultantes por la integración de una nueva planta de energía solar fotovoltaica a la red de distribución de corocí y la adquisición de un sistema de almacenamiento de energía para la gestión de la inyección de potencia*. Instituto Tecnológico de Costa Rica.
- Fraile, J. (2008). *Máquinas eléctricas* (6a. ed.). McGraw-Hill.
- GACETA. (2023). *Tarifas actuales* (Inf. Téc.). Instituto Costarricense de Electricidad.
- Gallegos, R., y Rodríguez, S. (2015). *Hacia la transformación del mercado eléctrico mexicano: generación distribuida*.
- García, E. (2020). *Nuevo concepto de vivienda unifamiliar: Instalación eléctrica, generación y gestión de la energía*. Universidad Politécnica de Cartagena.
- 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.
- Gómez-Ramírez, G. A., Meza, C., y Morales-Hernández, S. (2021). Oportunidades y desafíos para la integración de almacenamiento electroquímico en las redes eléctricas centroamericanas. *Revista Tecnología en Marcha*, Pág–70.
- Goyeneche, P. (2013). *Análisis de integración de generación distribuida en redes de baja tensión*. Universidad de Chile.
- Grainger, J., y Stevenson, W. (1996). *Análisis de sistemas de potencia* (1a. ed.). McGraw-Hill.
- Gómez, A., Martínez, J., Rosendo, J., Romero, E., y Riquelme, J. (2003). *Sistemas eléctricos de potencia:*

- Problemas y ejercicios resueltos*. Prentice Hall.
- Gómez-Ramírez, G. A., Luévano-Reyes, I. A., Mora-Jiménez, G., García-Santander, L., Laskano, M. Z., y Meza, C. (2022). Increasing distribution network capacity through storage in central american countries: A case study. En *2022 IEEE International Conference on Automation/xxv congress of the Chilean Association of Automatic Control (ICA-ACCA)* (p. 1-6). doi: 10.1109/ICA-ACCA56767.2022.10006043
- Gómez-Ramírez, G. A., Mora-Jiménez, G., y Meza, C. (2023, mar.). Simulación del sistema de interconexión eléctrica de los países de América Central usando etap. *Revista Tecnología en Marcha*, 36(2), Pág. 50–58. Descargado de https://revistas.tec.ac.cr/index.php/tec_marcha/article/view/6007 doi: 10.18845/tm.v36i2.6007
- Heredia, D. (2013). *Desarrollo de una guía enfocada a medidores de energía y conexiones en medidores*. Universidad Tecnológica de Pereira.
- Instituto Costarricense de Electricidad. (2020). *Informe del crecimiento e impacto de la generación distribuida en Costa Rica 2019* (Inf. Téc.). ICE.
- JASEC. (2023a). *Historia de jasec*. Descargado 2023-09-20, de <https://www.jasec.go.cr/index.php/historia-de-jasec/>
- JASEC. (2023b). *Filosofía*. Descargado 2023-09-20, de <https://www.jasec.go.cr/index.php/filosofia/>
- Jiménez, C. A. B., y Ramírez, G. A. G. (2023). Metodología para la implementación de sistemas fotovoltaicos con almacenamiento para pequeñas industrias. *Tecnología en Marcha*, 36(1), 18–32.
- López, M. (2010). Mejoramiento del perfil de tensión en sistemas de distribución usando generación de distribución.
- Matulic, I. (2003). Introducción a los sistemas eléctricos de potencia. *SciELO*.
- Navarro, W. (2023). *Estudio del comportamiento de una red de distribución en 19.9 kv para el análisis de la penetración de recursos distribuidos de generación solar en cooperativas r.l. mediante la aplicación de la ley 10086*. Instituto Tecnológico de Costa Rica.
- Ramos, E. (2020). La generación distribuida: El camino hacia la producción descentralizada de electricidad y pautas para su reglamentación. *Revista de Derecho*, 8(11).
- RELSAMEX. (2020). *Tipos de transformadores eléctricos*. Descargado de <https://www.relsamex.com/tipos-de-transformadores-electricos/> (Fecha de acceso: 26 de setiembre de 2023)
- Salazar, A., Pichardo, A., y Pichardo, U. (2016). La energía solar, una alternativa para la generación de energía renovable. *Revista de Investigación y Desarrollo*, 2(511-20).
- Singh, R., Tripathi, P., y Yatendra, K. (2019). Impacto de la penetración de la energía solar fotovoltaica en la red de distribución.
- Sáenz, K. (2023). *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*. Instituto Tecnológico de Costa Rica.
- Tama, A. (2018). *Las pérdidas de energía eléctrica*. Descargado de <https://www.sectorelectricidad.com/20860/las-perdidas-de-energia-electrica/> (Fecha de acceso: 25 de setiembre de 2023)
- Tedoldi, Jacob, Vignerte, Strack, Murcia, Branda, y Garín. (2017). Impacto de la generación distribuida con energía solar fotovoltaica en la tensión eléctrica - simulación de un caso.
- Valencia, J. (2008). *Generación distribuida: Democratización de la energía eléctrica*. Universidad Nacional de Colombia.
- Valverde, G. (2015). *Análisis técnico-financiero de la generación distribuida en la cnfl*.
- VIKON. (2015). *Cable de aluminio desnudo con alma de acero acsr*.
- Wildi, T. (2007). *Máquinas eléctricas y sistemas de potencia*. Pearson / Prentice Hall.

Anexo A

Conductor MERLIN 336kcmil de aluminio

Figura A.1: Ampacidad del conductor MERLIN 336kcmil de aluminio



CABLE VIAKON® DE ALUMINIO DESNUDO CON ALMA DE ACERO (ACSR)													
Número de artículo	Designación	Designación AWG/ kcmil	Hilos de Aluminio Núm.	Diámetro nominal	Hilos de Acero Núm.	Diámetro nominal	Area nominal de la sección transversal	Diámetro total nominal	Peso aprox.	Capacidad de conducción de corriente (1)	Carga nominal de ruptura por tensión	Resistencia eléctrica CD a 20°C	Designación equivalente en Cobre
				mm		mm	mm ²	mm	kg / km	Ampere	kg	ohm / km	AWG/kcmil
D920	TURKEY	6	6	1,68	1	1,68	13,30	5,04	53,70	105	540	2,15	8
D919	THRUSH	5	6	1,89	1	1,89	16,76	5,67	68,00	120	677	1,71	7
D918	SWAN	4	6	2,12	1	2,12	21,15	6,36	85,50	140	846	1,35	6
DM03	SWALLOW	3	6	2,38	1	2,38	26,67	7,14	107,8	160	1 044	1,08	5
D916	** SPARROW	2	6	2,67	1	2,67	33,62	8,01	135,7	185	1 292	0,853	4
D915	ROBIN	1	6	3,00	1	3,00	42,41	9,00	171,3	210	1 618	0,674	3
D914	** RAVEN	1/0	6	3,37	1	3,37	53,48	10,11	216,2	240	1 986	0,535	2
D913	QUAIL	2/0	6	3,78	1	3,78	67,43	11,34	272,0	275	2 398	0,424	1
D912	** PIGEON	3/0	6	4,25	1	4,25	85,01	12,75	344,3	315	2 996	0,336	1/0
D911	** PENGUIN	4/0	6	4,77	1	4,77	107,2	14,31	433,1	360	3 776	0,267	2/0
D909	* OWL	266,8	6	5,36	7	1,79	135,2	16,07	511,1	460	4 330	0,208	3/0
DM04	WAXWING	266,8	18	3,09	1	3,09	135,2	15,46	430,4	450	3 123	0,213	3/0
D910	** PARTRIDGE	266,8	26	2,57	7	2,00	135,2	16,30	545,4	455	5 121	0,214	3/0
DM05	OSTRICH	300,0	26	2,73	7	2,12	152,0	17,27	614,2	490	5 755	0,190	188,7
D908	* PIPER	300,0	30	2,54	7	2,54	152,0	17,78	699,3	500	6 999	0,187	188,7
U887	MERLIN	336,4	18	3,47	1	3,47	170,5	17,35	542,8	520	3 939	0,169	4/0

Fuente: VIAKON (2015)

Apéndice A

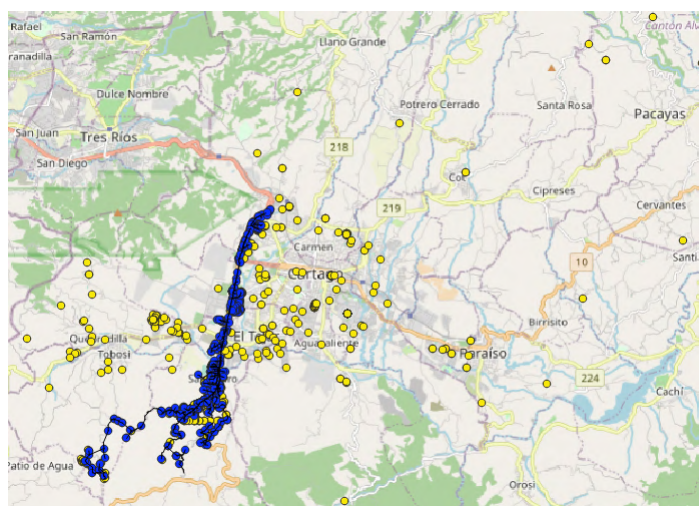
Información sobre el circuito y la energía de un panel solar

Figura A.1: Formato de información de elementos del circuito San Isidro del Guarco

id_servicio	sector	consumo_kwh	Potencia (kW)	Factor de potencia	Potencia promedio (kW)	Factor MAX/PRO	Potencia MAX (kVA)	Fase	TRANSFORMADOR	CAPACIDAD TRANSFORMADOR
2387	Residencia	3401	4.724	0.99	4.771	1.4464	6.901	A	1AP14532	25
2120	Residencia	1545	2.146	0.99	2.168	1.4464	3.135	C	T07787	25
3	Comercial-Servicios	13	0.018	0.99	0.018	1.4464	0.026	C	T07831	50
4	Comercial-Servicios	201	0.279	0.99	0.282	1.4464	0.408	C	T07831	50
750	Residencia	1525	2.118	0.99	2.139	1.4464	3.095	C	T07676	50
747	Residencia	1362	1.892	0.99	1.911	1.4464	2.764	C	T07677	50
2349	Residencia	1326	1.842	0.90	2.046	1.4464	2.960	C	T05826	75
1908	Residencia	1216	1.689	0.99	1.706	1.4464	2.468	N/A	T03435	25
647	Residencia	1033	1.435	0.99	1.449	1.4464	2.096	C	T04104	25

Fuente: Elaboración propia

Figura A.2: Elementos de la red distribuidos en el mapa



Fuente: Elaboración propia mediante QGIS

Tabla A.1: Energía y potencia de un panel solar en un día

Hora	Potencia (kW)	Energía (kWh)
06:45:00	0,00	0,0863
07:00:00	0,69	0,1725
07:15:00	0,69	0,1725
07:30:00	0,69	0,1725
07:45:00	0,69	0,3263
08:00:00	1,92	0,4800
08:15:00	1,92	0,4800
08:30:00	1,92	0,4800
08:45:00	1,92	0,5550
09:00:00	2,52	0,6300
09:15:00	2,52	0,6300
09:30:00	2,52	0,6300
09:45:00	2,52	0,6563
10:00:00	2,73	0,6825
10:15:00	2,73	0,6825
10:30:00	2,73	0,6825
10:45:00	2,73	0,7050
11:00:00	2,91	0,7275
11:15:00	2,91	0,7275
11:30:00	2,91	0,7275
11:45:00	2,91	0,7200
12:00:00	2,85	0,7125
12:15:00	2,85	0,7125
12:30:00	2,85	0,7125
12:45:00	2,85	0,7050
13:00:00	2,79	0,6975
13:15:00	2,79	0,6975
13:30:00	2,79	0,6975
13:45:00	2,79	0,7050
14:00:00	2,85	0,7125
14:15:00	2,85	0,7125
14:30:00	2,85	0,7125
14:45:00	2,85	0,6900
15:00:00	2,67	0,6675
15:15:00	2,67	0,6675
15:30:00	2,67	0,6675
15:45:00	2,67	0,6225
16:00:00	2,31	0,5775
16:15:00	2,31	0,5775
16:30:00	2,31	0,5775
16:45:00	2,31	0,4800
17:00:00	1,53	0,3825
17:15:00	1,53	0,3825
17:30:00	1,53	0,3825
17:45:00	1,53	0,2250
18:00:00	0,27	0,0675
18:15:00	0,27	0,0675
18:30:00	0,27	0,0675
18:45:00	0,27	0,0338
Total		26,0400