



"ESTUDIO TÉCNICO FINANCIERO DE LOS RESULTADOS DE
INTEGRAR GENERACIÓN DISTRIBUIDA A LA RED
ELÉCTRICA DE JASEC MEDIANTE MODELADO Y
SIMULACIÓN EN ETAP "

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

Autor:

José Pablo Morales Hernández

Cartago, Noviembre 2023

Carrera Acreditada por:



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



Hoja de Datos

Información del Estudiante:

Nombre: José Pablo Morales Hernández

Cédula: 1-1738-0602

Carné ITCR: 2018172188

Dirección de residencia en época lectiva: Fátima, Desamparados, San José. Urbanización Llanos de Monteverde, Casa 244F.

Teléfono: 8630-4116

Correo electrónico: jpablo0304@hotmail.com ; jpablo0304@estudiantec.cr

Información del Proyecto:

Título: Estudio técnico financiero de los resultados de integrar generación distribuida a la red eléctrica de JASEC mediante modelado y simulación en ETAP.

Asesor Industrial: Ing. Marco Centeno Masís

Profesor Guía: M.Sc. Gustavo Adolfo Gómez Ramírez

Jurado Evaluador:

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

Información de la Empresa:

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


Zona: Cartago

Dirección: 100 metros al sur y 200 metros al oeste de la Municipalidad de Cartago, Cartago.

Actividad principal: Proporcionar el sistema eléctrico a la provincia de Cartago.

Contacto: Ing. Marco Centeno Masís

Teléfono: 2550-6800 Ext.7622

	Tipo: FORMULARIO	Código: PAAC.PR1.FM1	
Rige a partir de: 07/12/2021	Carta	Versión: 00	Página: 1 de 1

1 de noviembre 2023.

OPER-DIST-ST-240-2023.

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

Asunto: Recepción Trabajo final de Graduación José Pablo Morales Hernández.

Por este medio se les informa que la Junta Administrativa del Servicio Eléctrico Municipal de Cartago (JASEC), recibió hoy 31 de octubre del 2023 el Informe Final del Proyecto de Graduación "Estudio técnico financiero de los resultados de integrar generación distribuida a la red eléctrica de JASEC mediante modelado y simulación en ETAP".

El proyecto fue realizado por el estudiante José Pablo Morales Hernández, cédula de identidad 1- 1738-0602, 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

Resumen

Este proyecto de investigación se enfoca en analizar el impacto de la integración de la generación distribuida en el circuito Parque Industrial operado por la empresa JASEC, en el contexto de la implementación de la Ley N° 10086 en Costa Rica. Esta legislación ha generado la necesidad de comprender cómo la generación distribuida puede afectar tanto los aspectos técnicos como los económicos en la operación de la red eléctrica.

El proyecto se divide en varias etapas, que abarcan desde la recopilación de datos de los Departamentos de Cobros y GIS, la modelización de la red eléctrica utilizando el programa ETAP®[®], hasta la simulación de diversos escenarios y el análisis económico correspondiente. Tras la recopilación de datos y la construcción del circuito, se verifica su correcto funcionamiento mediante la simulación del módulo de flujo de potencia.

Una vez que el circuito está modelado y operativo, se procede a analizar las cargas en relación con la curva de comportamiento del alimentador principal del circuito. Luego, se crean diferentes escenarios de penetración de generación distribuida, variando desde el 0% al 100% en incrementos del 5%, lo que permite realizar simulaciones de flujo de potencia en el dominio del tiempo. Los resultados incluyen datos de tensión en las barras, porcentajes de capacidad en conductores y transformadores, que se utilizan para evaluar los criterios pertinentes.

Utilizando Python, se representan gráficamente los criterios que definen la capacidad de penetración del circuito, revelando que varias barras no cumplen con algunos de estos criterios. Finalmente, se determina que el escenario de penetración del 5% representa la máxima capacidad viable para el circuito Parque Industrial.

Desde una perspectiva económica, se concluye que JASEC incurre en pérdidas de USD 49.23 por cada PV monofásico integrado en la red, y de USD 5048.05 por cada PV trifásico. Los márgenes operativos demuestran que por cada escenario de penetración la empresa disminuye sus ingresos, inclusive a partir del escenario del 20% empresa experimenta márgenes negativos, lo que indica que los costos superan los ingresos generados.

Palabras Claves: generación distribuida, panel fotovoltaico, capacidad de penetración, margen de operación

Abstract

This research project focuses on analyzing the impact of the integration of distributed generation in the Industrial Park circuit operated by the company JASEC, in the context of the implementation of Law No. 10086 in Costa Rica. This legislation has generated the need to understand how distributed generation can affect both the technical and economic aspects of the operation of the electrical grid.

The project is divided into several stages, which range from the collection of data from the Departments of Collections and GIS, the modeling of the electrical network using the ETAP® program, to the simulation of various scenarios and the corresponding economic analysis. After data collection and construction of the circuit, its correct operation is verified by simulating the power flow module.

Once the circuit is modeled and operational, the loads are analyzed in relation to the behavior curve of the main circuit feeder. Then, different scenarios are created of distributed generation penetration, varying from 0% to 100% in increments of 5, which allows you to perform power flow simulations in the time domain. Results include data voltage in the bars, percentages of capacity in conductors and transformers, which are used to evaluate the relevant criteria.

Using Python, the criteria that define the penetration capacity of the circuit, revealing that several bars do not meet some of these criteria. Finally, it is determined that the 10% penetration scenario represents the maximum viable capacity for the Parque circuit Industrial.

From an economic perspective, it is concluded that JASEC incurs losses of USD 49.23 for each Single-phase PV integrated into the network, and USD 5048.05 for each three-phase PV. Operating margins show that for each penetration scenario the company decreases its income, even from of the 20% scenario company experiences negative margins, indicating that costs exceed the income generated.

Key Words: distributed generation, photovoltaic panel, penetration capacity, operating margin

Agradecimientos

A Dios por la bendición de la salud y guiarme siempre, para alcanzar esta meta en mi vida.

A mis padres por su infinito apoyo y a mis tías por su generosidad; sin su ayuda, no hubiera sido posible lograr mis objetivos.

A los profesores Gustavo Gómez y Gonzalo Mora por su invaluable ayuda y orientación durante el desarrollo de este trabajo.

A JASEC por la oportunidad de realizar mi proyecto en su empresa, especialmente al ingeniero Marco Centeno por su valiosa ayuda y orientación, que fueron fundamentales para el éxito del proyecto.

A mis amigos y compañeros de carrera que formaron parte fundamental de este viaje. Sin todos ustedes hubiese sido imposible que yo alcanzara mis metas.

Dedicatoria

A mis padres y demás familiares quienes de muchas formas me brindaron las oportunidades y el apoyo para un sueño y una meta que se cumplen con la finalización de este proyecto.

Índice general

1. Introducción	2
1.1. Reseña de la Empresa	2
1.1.1. Historia	2
1.1.2. Misión	3
1.1.3. Visión	3
1.1.4. Valores	3
1.2. Planteamiento del Problema	3
1.3. Objetivo General	4
1.4. Objetivos Específicos	4
1.5. Justificación	4
1.6. Viabilidad	4
1.7. Antecedentes del Proyecto	5
1.8. Metodología	6
1.9. Alcance	8
1.10. Limitaciones	8
2. Marco Teórico	9
2.1. Sistemas de potencia	9
2.1.1. Generación	9
2.1.2. Transmisión	10
2.1.3. Distribución	10
2.2. Confiabilidad en los sistemas eléctricos de potencial	10
2.3. Flujos de potencia	10
2.4. Generación distribuida	11
2.4.1. Tecnologías para la generación distribuida	12
2.4.2. GD mediante el uso de paneles solares	12
2.4.3. Metodología para la implementación de sistemas fotovoltaicos para industrias	13
2.4.4. Potencial eléctrico fotovoltaico de Costa Rica	13
2.4.5. Impacto de la generación distribuida fotovoltaica en la red	14

2.4.6. Clasificación de los sistemas de generación distribuida	15
2.5. Ley N° 10086: Promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables	16
2.6. Tarifas de generación distribuida en Costa Rica	16
2.7. ETAP® 22.5.0	17
3. Modelo del circuito	18
3.1. Características del circuito	18
3.1.1. Ubicación geográfica del circuito y sus elementos	18
3.1.2. Transformadores del circuito	20
3.1.3. Clientes del circuito	20
3.1.4. Curva de demanda del circuito	20
3.1.5. Carga de los clientes	21
3.1.6. Perfilado de las cargas	22
3.2. Modelo y simulación del circuito en ETAP®	23
3.2.1. Elementos del circuito y su configuración	23
3.2.2. Evaluación del circuito	30
3.2.3. Simulación del flujo de potencia en el dominio del tiempo	31
4. Efecto de integrar generación distribuida al circuito	32
4.1. Integración de GD al circuito	32
4.2. Elaboración de escenarios de penetración de GD	32
4.3. Criterios a evaluar	34
4.3.1. Criterio 1: Aumento de tensión en régimen permanente	35
4.3.2. Criterio 2: Variaciones de tensión	45
4.3.3. Criterio 3: Desbalance de tensión	55
4.3.4. Criterio 4: Sobrecarga en líneas de distribución	65
4.3.5. Criterio 5: Sobrecarga en transformadores	75
4.4. Análisis de límite de penetración de generación distribuida	85
5. Análisis económico	86
5.1. Estrategia de operación	86
5.2. Costos de compra de energía al ICE	87
5.3. Ingresos mensuales	87
5.4. Impacto de la generación distribuida proveniente de paneles monofásicos	88
5.5. Impacto de la generación distribuida proveniente de paneles trifásicos	90
5.6. Margen de operación económico de JASEC	92
6. Conclusiones y Recomendaciones	93
6.1. Conclusiones	93

ÍNDICE GENERAL

IX

6.2. Recomendaciones	94
Referencias	95

Índice de tablas

3.1. Transformadores del circuito Parque Industrial.	20
3.2. Clientes del circuito Parque Industrial.	20
4.1. Cantidad de paneles monofásicos.	33
4.2. Cantidad de paneles trifásicos.	33
4.3. Cantidad de paneles monofásicos por escenario.	33
4.4. Cantidad de paneles trifásicos por escenario.	34
4.5. Penetración total de GD por cada escenario	34
4.6. Resumen de incumplimiento de criterios en las barras	85
5.1. Tarifas para comprar de energía y potencia al ICE	87
5.2. Costo mensual de compra por energía al ICE	87
5.3. Costo mensual de compra por potencia al ICE	87
5.4. Tarifas para clientes residenciales	88
5.5. Tarifas para clientes industriales y comerciales	88
5.6. Ingresos mensuales de JASEC	88
5.7. Tarifas correspondientes a generación distribuida	88
5.8. Cálculos para un panel monofásico de un cliente promedio	89
5.9. Disminución en ingresos por panel	89
5.10. Disminución de costos por compra de energía	89
5.11. Efecto económico real de la integración de un panel monofásico a la red	90
5.12. Cálculos para un panel trifásico de un cliente promedio	90
5.13. Disminución en ingresos por panel	90
5.14. Disminución de costos por compra de energía	91
5.15. Efecto económico real de la integración de un panel trifásico a la red	91
5.16. Pérdidas económicas por cada escenario según la cantidad de paneles	91
5.17. Margen de operación según cada porcentaje de penetración.	92

Índice de figuras

1.1. Diagrama de flujo histórico de la introducción de los sistemas de GD en Costa Rica	5
1.2. Metodología	7
2.1. Ejemplo de un sistema de potencia	9
2.2. Funcionamiento de una célula FV	12
2.3. Esquema de metodología en la implementación de sistema fotovoltaico	13
2.4. Potencial eléctrico fotovoltaico de Costa Rica	14
2.5. Curva de producción de una planta FV en un día nublado	15
3.1. Ubicación geográfica de los transformadores	19
3.2. Ubicación geográfica de los transformadores	19
3.3. Perfil de demanda del circuito	21
3.4. Perfil de demanda porcentual del circuito en PU	22
3.5. Formato de excel para cargas en el dominio del tiempo	23
3.6. Representación de la barra infinita en ETAP®	23
3.7. Configuración de la barra infinita	24
3.8. Configuración general de las líneas de distribución	24
3.9. Parámetros de las líneas de distribución	25
3.10. Características de las líneas de distribución	25
3.11. Impedancia de las líneas de distribución	26
3.12. Configuración de los ramales y acometidas	26
3.13. Configuración de los transformadores	27
3.14. Impedancia de los transformadores	27
3.15. Configuración de las cargas monofásicas	28
3.16. Configuración de las cargas trifásicas	28
3.17. Conexión para clientes con cargas monofásicas	29
3.18. Conexión para clientes con cargas trifásicas	29
3.19. Modelo completo del circuito Parque Industrial	30
3.20. Ejemplo de verificación mediante flujos de potencia	31
3.21. Configuración del dominio del tiempo	31

4.1. Gráficas del aumento de tensión en régimen permanente en la fase A	35
4.2. Gráficas del aumento de tensión en régimen permanente en la fase B	39
4.3. Gráficas del aumento de tensión en régimen permanente en la fase C	42
4.4. Gráficas de variaciones de tensión en la fase A	45
4.5. Gráficas de variaciones de tensión en la fase B	49
4.6. Gráficas de variaciones de tensión en la fase C	52
4.7. Gráficas de desbalance de tensión en la fase A	55
4.8. Gráficas de desbalance de tensión en la fase B	59
4.9. Gráficas de desbalance de tensión en la fase C	62
4.10. Gráficas de porcentaje de carga en las líneas de distribución en la fase A	65
4.11. Gráficas de porcentaje de carga en las líneas de distribución en la fase B	69
4.12. Gráficas de porcentaje de carga en las líneas de distribución en la fase C	72
4.13. Gráficas de porcentaje de carga en transformadores en la fase A	75
4.14. Gráficas de porcentaje de carga en transformadores en la fase B	79
4.15. Gráficas de porcentaje de carga en transformadores en la fase C	82
5.1. Modelo de negocio de JASEC	86

Nomenclatura

BT	Baja tensión
DC	Departamento de Cobros
FP	Factor de potencia
GD	Generación distribuida
GIS	Sistema de información Geográfica
JASEC	Junta Administrativa del Servicio Eléctrico de Cartago
MINAE	Ministerio de ambiente y energía
MT	Media tensión
P	Potencia activa
P.U.	Por Unidad
PI	Parque Industrial
PV	Panel fotovoltaico
Q	Potencia reactiva
S	Potencia aparente
SEN	Sistema Eléctrico Nacional

Capítulo 1

Introducción

El presente trabajo se enfoca en un estudio técnico y financiero del impacto de integrar generación distribuida en un circuito de distribución eléctrica operado por la compañía JASEC. Esta empresa de distribución de energía, con una vasta experiencia en la gestión de sistemas eléctricos, se encuentra en una posición ideal para evaluar cómo la integración de la generación distribuida puede afectar la operación y la economía de su red.

El circuito de distribución en cuestión es un sistema trifásico que alimenta a clientes industriales de gran demanda, a clientes comerciales y a clientes residenciales también. Para los propósitos de este estudio, se asume que las empresas industriales y comerciales están interesadas en instalar generación distribuida para satisfacer completamente su demanda de energía, sin generar excedentes. Por otro lado, los clientes residenciales se consideran como potenciales productores de excedentes, los cuales podrían ser vendidos a JASEC.

El estudio se basará en la recopilación de datos provenientes de dos departamentos clave dentro de JASEC: el Departamento de Cobro (DC), que proporcionará información sobre la demanda y los patrones de consumo de los clientes, y el Departamento GIS (Sistemas de Información Geográfica), que aportará datos sobre la topología y la configuración del circuito de distribución. Estos datos se utilizarán como entrada para construir el modelo en el software ETAP[®], que permitirá simular el comportamiento de la red eléctrica a respuesta a la incorporación de la generación distribuida.

El objetivo principal de este estudio es analizar de manera integral los efectos técnicos y financieros de la integración de la generación distribuida en el circuito de distribución de JASEC. Esto incluye evaluar la capacidad del circuito para absorber la generación distribuida, identificar posibles puntos críticos y evaluar los costos de dicha integración.

1.1. Reseña de la Empresa

1.1.1. Historia

La Junta Administrativa del Servicio Eléctrico Municipal de Cartago (JASEC) nace como resultado a una gran huelga en contra de los pagos de servicio eléctrico de las personas residentes de Cartago. Se dice que el gesto del pueblo cartaginés ha sido el movimiento popular de mayor significado en las últimas décadas. (JASEC, 2023)

Las manifestaciones, que tenían lugar cada ocho o quince días en horarios no programados, ayudaron a que la Asamblea Legislativa acelerara el proyecto de ley para la creación de una Junta Eléctrica en la provincia de Cartago. Para el 12 de octubre de 1964, la tenaz lucha rindió frutos y se logró conformar la

Junta Administrativa del Servicio Eléctrico Municipal de Cartago. (JASEC, 2023)

Actualmente, JASEC es la responsable de dotar a la provincia de Cartago de un sistema eléctrico eficiente y confiable, esto con el fin de contribuir al desarrollo cartaginés.

1.1.2. Misión

“Contribuir al progreso de la zona servida, mediante la prestación eficiente de servicios públicos de calidad con los más altos principios éticos que impulsen el desarrollo sostenible y la responsabilidad social.” (JASEC, 2023)

1.1.3. Visión

“Ser una persona que garantice a sus clientes calidad y continuidad en los servicios que presta, por medio de su sostenibilidad financiera y operativa como un agente innovador y competitivo en el mercado eléctrico y de Infocomunicaciones.” (JASEC, 2023).

1.1.4. Valores

- Excelencia: “Cumplir las tareas y/o responsabilidades encomendadas con compromiso, liderazgo, responsabilidad, diligencia, calidad, innovación y dedicación total. Es sentir y vivir como propios los objetivos y metas organizacionales con un enfoque al cliente tanto interno como externo.” (JASEC, 2023)
- Honestidad: “Anteponer la verdad en las conductas diarias vinculadas a la transparencia, la integridad personal, la rectitud e imparcialidad; actuando siempre de manera correcta en todo momento.” (JASEC, 2023)
- Solidaridad: “Ayudar de forma equitativa, empática, con espíritu de servicio, entrega y buena fe, a los clientes, compañeros y a la sociedad en general, para alcanzar los objetivos comunes con sostenibilidad y contribuyendo con el medio ambiente.” (JASEC, 2023)

1.2. Planteamiento del Problema

El 7 de enero de 2022 entró en vigor en Costa Rica la Ley 10086: Promoción y regulación de recursos energéticos a partir de fuentes renovables. Con esta ley se brinda un marco jurídico con el cual se legaliza la producción de electricidad por fuentes renovables por parte de consumidores comerciales o residenciales, con la posibilidad de (a cambio de créditos en su recibo eléctrico) colocar sus excedentes en la red eléctrica nacional. Este proceso inició en el año 2013 por medio de un plan piloto del ICE.

El problema principal radica en que la integración de algunas energías renovables mediante generación distribuida causa incertidumbre en estas compañías. Esta incertidumbre se manifiesta en varios aspectos cruciales para la operación del sistema eléctrico. En primer lugar, la inclusión de generación distribuida puede afectar la calidad del voltaje entregado por la red, lo que a su vez puede resultar en inconvenientes para los consumidores y poner en riesgo la estabilidad del sistema. Esta incertidumbre técnica se traduce en la necesidad de evaluar los efectos de manera precisa antes de permitir la integración generalizada de generación distribuida.

Un desafío que la Ley 10086 impone a las empresas es la obligación de tener actualizados sus datos de circuitos de distribución eléctrica y modelar sus circuitos para analizar posibles escenarios de generación distribuida. En este contexto, el problema crítico es que JASEC, una empresa de distribución de energía en Costa Rica, carece de modelados de circuitos en su infraestructura. Esto significa que no puede cumplir

plenamente con la legislación vigente, ya que le falta la capacidad de simular y evaluar los posibles efectos en sus circuitos eléctricos que surgirían con la inclusión de generación distribuida.

Por lo tanto, el problema a resolver en este estudio se centra en desarrollar un modelado técnico y financiero integral de uno de los circuitos de distribución de JASEC. El objetivo es ayudar a la empresa a cumplir con la ley y anticipar y resolver las incertidumbres técnicas y operativas relacionadas con la generación distribuida al menos para el circuito del Parque Industrial.

1.3. Objetivo General

Estudiar el comportamiento y respuesta del circuito Parque Industrial a distintos escenarios de integración de recursos distribuidos, mediante la aplicación de la Ley N° 10086.

1.4. Objetivos Específicos

1. Desarrollar un modelo del circuito del Parque Industrial de JASEC que incluya en su totalidad tanto los elementos primarios como los secundarios utilizando el software ETAP 22.5.0.
2. Realizar una simulación de la red modelada de JASEC con diferentes escenarios de la integración de la generación distribuida, mediante análisis de potencia, sobrecarga y tensión.
3. Realizar un estudio económico que determine el posible impacto financiero que supondría el cumplimiento de la ley N° 10086.

1.5. Justificación

La importancia y necesidad de este proyecto surge con el nacimiento de la Ley N° 10086, por la cual JASEC tiene que realizar estudios del impacto técnico y financiero que ocasiona una posible futura inyección de generación distribuida a su red de transmisión. De no hacerlo, esta compañía podría verse afectada legalmente por el hecho de no seguir la normativa vigente.

Además, de no estudiar los posibles efectos que tendría la inyección de nuevas energías renovables en el sistema de distribución, se podría generar una inestabilidad en el servicio de electricidad que brindan a sus clientes y también dañar elementos de su sistema de distribución debido a fallas. Es por esto que actualmente muchas compañías distribuidoras tienen un sentimiento de rechazo hacia la implementación de estos cambios; entre ellas se encuentra JASEC, ya que brinda servicio a muchos hogares y a muchas grandes empresas, por lo que es sumamente importante mantener flujos constantes para evitar cortes de suministro de energía eléctrica.

Hoy en día JASEC no cuenta con un modelo completo de su red de distribución, por lo que no pueden ejecutar simulaciones de posibles futuros escenarios y se les hace imposible realizar los estudios necesarios antes de implementar los cambios; por lo tanto, no conocen el posible impacto en la calidad de energía ni el impacto financiero que provocaría una futura inyección de energía por fuentes renovables.

1.6. Viabilidad

La viabilidad de este proyecto se basa en dos aspectos muy importantes, la disponibilidad de una licencia del programa Etap® con los módulos necesarios para realizar los estudios y también el acceso a los datos necesarios del circuito de distribución para lograr modelarlo correctamente. JASEC aún no

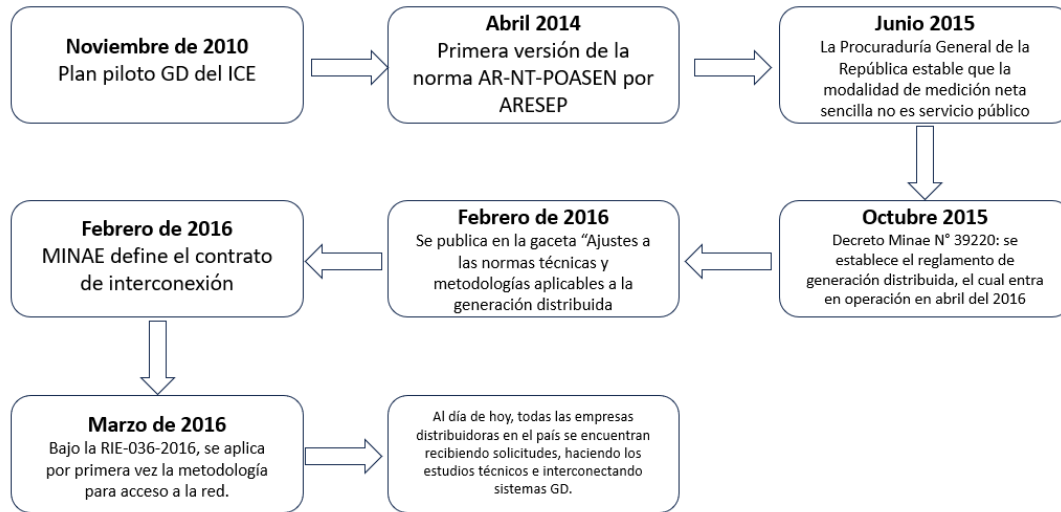
cuenta con una licencia activa, pero afortunadamente el profesor Gustavo Gómez ofrece una licencia perteneciente al ITCR que se puede usar durante el tiempo que dura el trabajo, lo cual lo hace viable en ese aspecto. Por otro lado, JASEC autoriza a que el Departamento de Cobro (DC) y el Departamento GIS ayuden con toda la información necesaria para modelar el circuito, y esto hace viable el proyecto.

1.7. Antecedentes del Proyecto

El acceso a los sistemas de GD es regulado por la normativa AR-NT-POASEN, que establece las condiciones técnicas generales bajo las cuales se planeará, desarrollará y se operará el Sistema Eléctrico Nacional y las condiciones técnicas, contractuales, comerciales y tarifarias con las cuales se brindará acceso a los diferentes interesados en interconectarse con el Sistema Eléctrico Nacional. (Instituto Costarricense de Electricidad, 2019)

En la figura 1.1 se puede observar de manera sencilla los antecedentes del proceso de introducción y apertura de la GD en Costa Rica.

Figura 1.1: Diagrama de flujo histórico de la introducción de los sistemas de GD en Costa Rica



Fuente: (ARESEP, 2023)

En JASEC se realizaron 2 proyectos en 2023, cuyo objetivo principal era evaluar el impacto que ocasiona integrar diversos niveles de penetración de energía fotovoltaica en la red eléctrica. El ing. Kervyn Sáenz González se encargó de modelar y estudiar el impacto de implementar paneles fotovoltaicos en el circuito de San Isidro de El Guarco Cartago. (Sáenz, 2023). Por su lado, el ing. Alfredo Ellis Rodríguez realizó un estudio de penetración de energía fotovoltaica, pero incorporando almacenamiento electroquímico para el manejo de la gestión de la demanda en el circuito de Cocorí. (Ellis, 2023)

En la compañía distribuidora Coopesantos, el ing. William Navarro realizó también un estudio, cuyo objetivo principal era estudiar el comportamiento de una red de distribución en 19.9 kV para el análisis de la penetración de recursos distribuidos de generación solar mediante la aplicación de la Ley 10086. (Navarro, 2023). Todos los 3 estudios sirvieron de base para el desarrollo de este trabajo.

1.8. Metodología

Desarrollo del objetivo específico 1:

1. **Recolección de datos:** En primer lugar, se colaborará estrechamente con el Departamento de Cobros y el Departamento GIS de JASEC para obtener todos los datos necesarios para la modelización. Estos datos incluirán información sobre la topología de la red, ubicación de elementos primarios y secundarios, capacidades de los dispositivos y otros datos relevantes.
2. **Depuración de datos:** Se realizará un proceso de depuración de datos para asegurarse de que todos los datos sean correctos y completos. Cualquier falta o discrepancia en los datos se abordará consultando a los departamentos correspondientes para su corrección.
3. **Modelado en ETAP®:** Utilizando el software ETAP 22.0.2, se procederá a la construcción del modelo de la red de distribución de JASEC. Esto incluirá la representación de transformadores, líneas de distribución y otros elementos primarios y secundarios que fueron obtenidos en la recolección y depuración de datos.
4. **Validación del Modelo:** Se llevará a cabo una validación del modelo de la red en ETAP. Para esto se realizará un flujo de potencia para asegurarse de que el modelo represente con la mayor precisión posible el comportamiento de la red en condiciones normales de operación.

Desarrollo del objetivo específico 2:

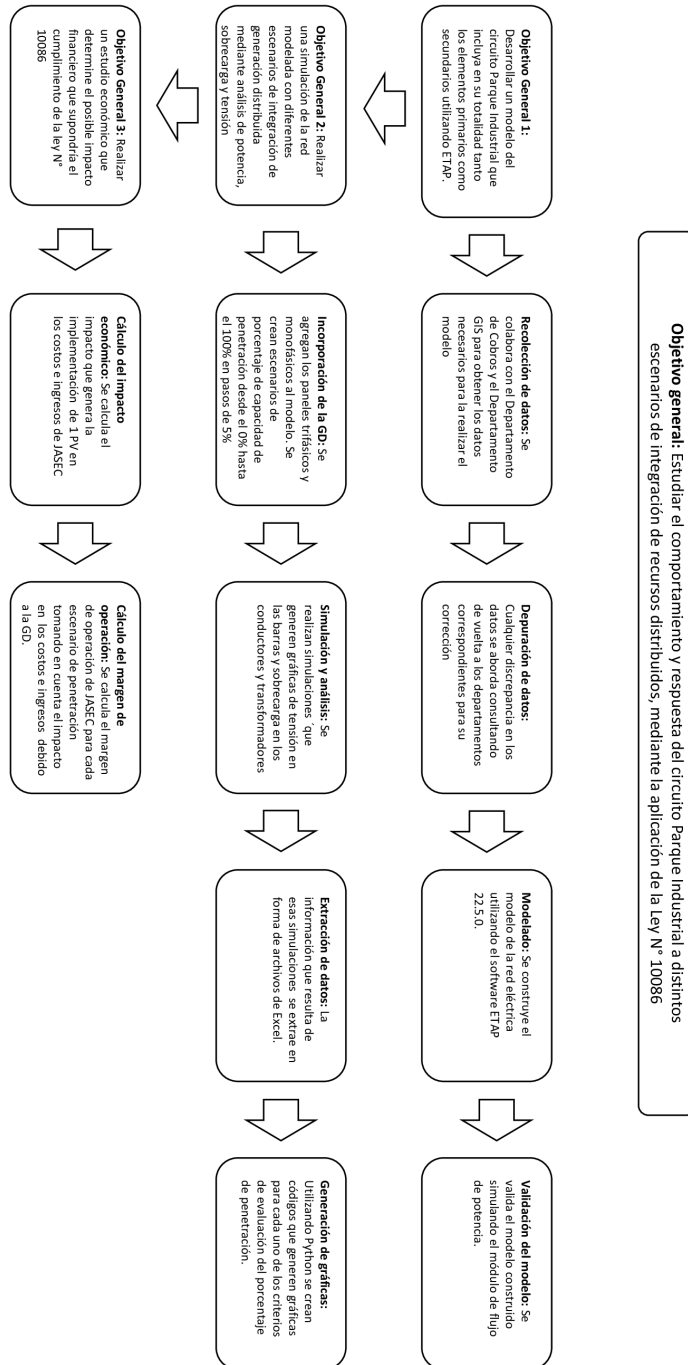
1. **Incorporación de GD:** Se agregarán generadores distribuidos (paneles monofásicos y trifásicos) a diferentes ubicaciones del circuito previamente validado. La penetración de generación distribuida se variará para crear diferentes escenarios de penetración, empezando desde el 0% hasta llegar al 100% de penetración en pasos de 5%.
2. **Simulación y análisis:** Se realizarán simulaciones utilizando ETAP para cada uno de los escenarios creados. Durante la simulación, se analizará el comportamiento de la red en términos de potencia, sobrecarga y calidad de tensión.
3. **Extracción de Datos:** La información resultante de las simulaciones se extraerá en forma de archivos de Excel, que contendrán datos relacionados con la sobrecarga, el aumento de tensión, el desequilibrio de fases y las variaciones de tensión en la red.
4. **Generación de Gráficas:** Utilizando el lenguaje de programación Python, se crearán códigos para generar gráficas que representen de manera visual los resultados de las simulaciones. Cada gráfica corresponderá a uno de los criterios de estudio (sobrecarga, aumento de tensión, desequilibrio de fases y variaciones de tensión).

Desarrollo del objetivo específico 3:

1. **Cálculo del Impacto Económico:** Para evaluar el impacto financiero, se calcularán los ingresos y costos asociados a la operación del circuito con GD. Se considerarán factores como los ahorros en generación convencional, los ingresos por la venta de excedentes y los costos asociados a la instalación y operación de los generadores distribuidos.
2. **Cálculo del Margen de Operación:** Se calculará el margen de operación del circuito, teniendo en cuenta los ingresos y costos calculados. Esto permitirá determinar si la integración de generación distribuida es rentable y, en caso contrario, identificar las áreas en las que se deben realizar ajustes.

En la figura 1.2 se muestra gráficamente la metodología seguida para el desarrollo del proyecto.

Figura 1.2: Metodología



Fuente: Elaboración propia

1.9. Alcance

La concepción de este proyecto abarca un enfoque integral en la evaluación económica del circuito Parque Industrial (PI) de JASEC, priorizando la exploración específica de los impactos derivados de la integración de generación distribuida. Este enfoque abarca de manera inclusiva a clientes residenciales, industriales y de servicios, lo que conlleva una evaluación exhaustiva y diversificada de los efectos en distintos sectores de la red eléctrica. El propósito fundamental es dotar a JASEC de información pormenorizada y esencial que no solo respalde sino que también informe las decisiones estratégicas necesarias para cumplir con los requisitos de la Ley N° 10086. Además, esta información estratégica posicionará a JASEC de manera efectiva para adaptarse a las dinámicas y cambiantes demandas de un entorno energético en constante evolución.

Este enfoque no solo se erige como un medio para cumplir con los requisitos legales, sino que también actúa como un catalizador para el fortalecimiento de la capacidad de JASEC. La comprensión completa de los desafíos y oportunidades inherentes a la integración de generación distribuida se convierte en un pilar esencial para la toma de decisiones informada y proactiva.

1.10. Limitaciones

El proyecto se desarrolló en un marco temporal restringido de trece semanas, lo que planteó desafíos sustanciales en la ejecución de las distintas etapas. La obtención de acceso a la licencia del software ETAP® se materializó en la semana 4, mientras que los archivos esenciales con datos procedentes de los departamentos consultados llegaron hasta la semana 5. Esta sucesión de eventos impactó de manera significativa la planificación y ejecución del proyecto en sus fases iniciales.

La carencia de JASEC de una licencia propia para ETAP® condujo al uso de una licencia proporcionada generosamente por el profesor Gustavo Gómez, la cual, al ser compartida entre tres estudiantes, impuso restricciones en el acceso, limitándolo a aproximadamente dos días por semana. Esta restricción temporal afectó directamente la capacidad para llevar a cabo el modelado y la simulación detallada del circuito, incidiendo en la calidad y profundidad de los resultados obtenidos.

Las incongruencias entre los datos provistos por el Departamento del GIS y el Departamento de Cobro generaron desafíos adicionales, dando lugar a confusiones en la identificación de elementos cruciales del circuito. La depuración de datos, prevista inicialmente en un marco temporal específico, se extendió debido a estas discrepancias. Además, la falta de capas esenciales, como las relacionadas con postes y acometidas en el archivo geográfico del GIS, obligó a realizar suposiciones adicionales en el modelo, afectando la precisión de la representación del circuito.

La ausencia de información detallada sobre los perfiles de carga individuales de los clientes, derivada de la falta de medidores inteligentes en JASEC, condujo a una solución alternativa: la aproximación mediante la curva de demanda del alimentador principal. Esta metodología, si bien proporcionó una aproximación válida, introdujo limitaciones en la precisión de los resultados obtenidos, especialmente en la caracterización individualizada de las cargas.

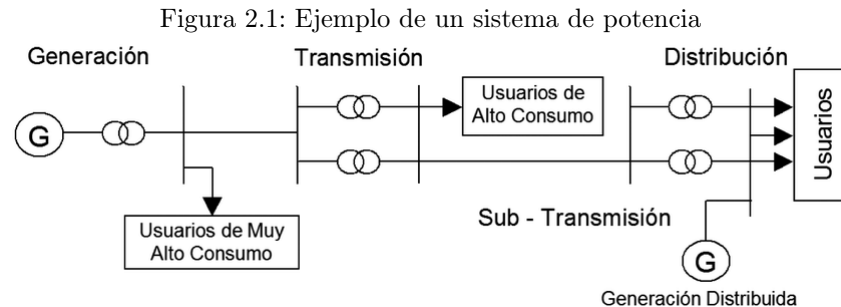
El estudio económico se vio impactado por la espera en la publicación de las tarifas específicas para la generación distribuida por parte de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP). Estas tarifas, fundamentales para el análisis económico, no estuvieron disponibles hasta octubre del presente año, posponiendo la realización de la parte económica del estudio y agregando una dimensión adicional a los desafíos temporales enfrentados en el desarrollo del proyecto.

Capítulo 2

Marco Teórico

2.1. Sistemas de potencia

Un sistema de potencia es el conjunto de generadores, transformadores de potencia, líneas de transmisión, cargas y otros componentes que hacen posible que la energía generada llegue a los centros de consumo (Canal y Cuba del Castillo, s.f.). La figura 5.3 muestra un ejemplo de un sistema de potencia con generación distribuida.



Fuente: (*Sistemas Eléctricos de Potencia – Asignatura correspondiente al módulo IX del 5to año de la carrera de Ingeniería Eléctrica*, 2019)

Los objetivos generales de los sistemas de potencia son el generar suficiente energía eléctrica de las centrales generadoras más adecuadas, transmitir la energía en grandes cantidades a los centros de carga y distribuir a los consumidores de una forma adecuada, con la suficiente calidad, al precio más bajo y con el menor impacto ecológico. Un sistema eléctrico de potencia está compuesto por tres componentes principales: generación, transmisión y distribución. (Matulic, 2003)

2.1.1. Generación

La generación es la parte encargada de convertir la energía de una forma primaria a energía eléctrica. Esto es posible gracias al principio de conversión electromecánica de energía, el cual postula que el movimiento de un conductor que forme un círculo cerrado dentro de un campo magnético induce en él una corriente eléctrica. De esta manera, la energía involucrada en crear ese movimiento mecánico se convierte

en energía eléctrica contenida en el flujo de electrones. Como todo proceso físico, esta conversión no es 100 % eficiente, sino que está sujeto a pérdidas(Matulic, 2003).

2.1.2. Transmisión

La transmisión es la parte encargada de transmitir grandes bloques de energía de los centros de producción a los centros de consumo. Para ello utiliza conductores (llamados líneas) como el medio físico por el que fluye la carga eléctrica. Debido a razones de eficiencia, la transmisión eléctrica tienen que efectuarse a niveles de voltaje muy elevados (alta tensión). Para elevar la tensión se utilizan transformadores(Matulic, 2003).

2.1.3. Distribución

La distribución es la parte encargada de distribuir la energía eléctrica a los consumidores finales. Es decir, los sistemas de distribución son los que llevan la energía eléctrica a las industrias, hogares, iluminación externa, etc. Esto se efectúa también por medio de líneas de distribución y transformadores que, por razones de seguridad, bajan el voltaje a niveles seguros (Matulic, 2003).

1. Generadores: Son los elementos encargados de la transformación de la energía mecánica en energía eléctrica. Puede ser energía hidráulica, térmica, nuclear, eólica, mareomotriz, etc
2. Transformadores de potencia: Son los elementos que funcionan de enlace entre las diferentes zonas de un sistema de potencia, reduciendo o elevando la tensión de una zona a otra. Pueden ser monofásicos o trifásicos.
3. Líneas de transmisión: Son las encargadas de transportar la energía eléctrica desde los centros de generación a las cargas.

2.2. Confiabilidad en los sistemas eléctricos de potencia

La confiabilidad juega un papel sumamente importante en los sistemas eléctricos de potencia, ya que es la capacidad de un sistema de mantener un funcionamiento correcto y atender la demanda de energía eléctrica de los usuarios de manera ininterrumpida.

Los índices de confiabilidad son una herramienta importante en el análisis de eventos y situaciones propias de los sistemas eléctricos de potencia. Hoy día, cuando la calidad de la energía eléctrica tiene un peso importante, debe ser analizada. Es necesario cuantificar los índices de confiabilidad para tomar decisiones acertadas y sobre todo cuando se toman en cuenta con el fin de evaluar la gestión de operación y mantenimiento de los sistemas eléctricos. Los índices de confiabilidad pueden aplicarse a todos los elementos de los sistemas eléctricos de potencia, pues pueden llegar a ser críticos según sea su configuración(Gómez-Ramírez, 2016).

2.3. Flujos de potencia

Un flujo de carga es la obtención de las condiciones de operación (tensiones, flujo de potencia) de una red eléctrica en función de su topología y los niveles de demanda y generación de potencia (Canal y Cuba del Castillo, s.f.). Un estudio de flujo de potencia proporciona principalmente la potencia real y reactiva y un fasor de voltaje en cada conductor del sistema, aunque mucha información adicional se encuentra disponible en impresiones por computadora de los estudios más representativos de flujo de

Potencia (Grainger y Stevenson, 2002). Los principios requeridos en los estudios de flujo de potencia son claros, pero un estudio relacionado con un sistema de potencia real sólo se puede obtener con una computadora digital. Por lo tanto, los cálculos numéricos requeridos se realizan sistemáticamente por medio de un procedimiento iterativo; dos de los procedimientos numéricos iterativos más utilizados son el método de Gauss' Seidel y Newton-Raphson (Grainger y Stevenson, 2002). Los flujos de potencia son utilizados tanto en el planeamiento como en la operación de redes eléctricas. Según Grainger y Stevenson (2002) algunos ejemplos de su uso son:

1. Operación: Análisis de seguridad: varias contingencias (accidentes, disturbios) son simuladas en el estado de operación de redes, después la contingencia debe ser obtenida. Eventuales violaciones de los límites de operación son detectadas y las acciones de control correctivo y/o preventivo son determinadas.
2. Planeamiento: un posible planeamiento de la expansión: nuevas configuraciones de redes son determinadas para atender el aumento de la demanda y el estado de operación de las redes para la nueva configuración.

Para realizar el análisis de flujos de potencia, la red de distribución eléctrica debe ser modelada a partir de un conjunto de nodos, conectados entre sí por medio de líneas y transformadores. Además, en los estudios de flujos se considera que para el estudio de flujos se considera que las cargas, expresadas como potencias complejas demandadas, son constantes. Esta consideración debe estar de acuerdo con la naturaleza de la demanda por parte de los consumidores. A lo largo del día la demanda en un alimentador típico usualmente varía en forma lenta, por lo que puede considerarse que para las condiciones de estudio de flujos, el efecto de las variaciones de la carga con el tiempo, entre la demanda máxima y la demanda mínima, pueden estudiarse considerando diferentes casos; en cada uno de los cuales la carga se considera constante. El modelo es apropiado para solucionar el problema de voltajes y potencias en estado estable. Sin embargo, al estar definida la potencia compleja como el producto del voltaje por la corriente conjugada, el problema para la red eléctrica es no lineal (Izquierdo Franco, 2002).

Analizando los nodos de un sistema, se puede observar que en general existen dos tipos de nodos: nodos de generación o tipo PV, también llamados de voltaje controlado y los nodos de carga o tipo PQ. Un nodo de generación es aquel que suministra la parte real de la potencia compleja, y es aquel en donde la potencia reactiva es una variable que se ajusta al valor requerido por el sistema, cuando se mantiene una magnitud constante de voltaje en terminales. Los nodos de carga son aquellos en los que está definida la potencia de demanda, tanto la potencia activa como la potencia reactiva y generalmente se considera constante. En un nodo de carga el voltaje nodal es desconocido, tanto la magnitud como el ángulo (Izquierdo Franco, 2002). C

2.4. Generación distribuida

La IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers) define a la generación distribuida como: la producción de electricidad con instalaciones que son suficientemente pequeñas en relación con las grandes centrales de generación, de forma que se puedan conectar casi en cualquier punto del sistema eléctrico (Tedoldi y cols., 2017).

El cambio de paradigma en la forma de generar energía que propone la GD requiere una especial atención sobre dos aspectos primordiales. Por un lado, la repercusión económica y legal que genera la aparición de un nuevo ente en el mercado eléctrico, el prosumidor, exige redefinir roles y responsabilidades en las partes involucradas. El intercambio de energía que se produce entre prosumidores y distribuidores 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 y cols., 2017).

Además, los operadores de las redes de distribución enfrentan cambios en la planificación, el diseño, la operación y la explotación de las mismas. Para gestionar estos cambios hace falta saber cómo se ven afectadas dichas redes cuando en ellas se implementa GD. Es importante destacar que los efectos que se prevén en este trabajo dependen significativamente de (Tedoldi y cols., 2017):

1. Potencia de la generación distribuida conectada
2. Tipo de tecnología que se implementa
3. Características de la red eléctrica
4. Ubicación del punto conexión
5. Distribución y tipo de carga alimentada

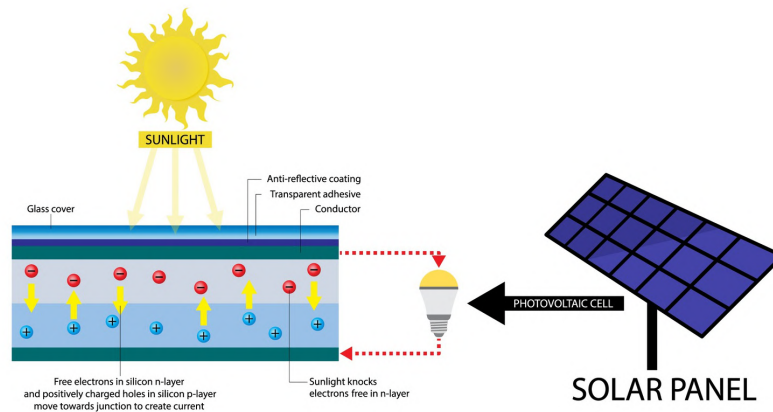
2.4.1. Tecnologías para la generación distribuida

Prácticamente todas las tecnologías renovables son aptas para la generación eléctrica distribuida desde el momento en que alcanzan su madurez tecnológica que les permita suministrar una energía segura y de calidad a un precio razonable. Las tecnologías de biomasa, eólica y solar fotovoltaica pueden cubrir ya hoy el espectro del autoconsumo de energía. Dentro de ella, la fotovoltaica parece destinada a cubrir la mayor parte de la demanda en los próximos cuatro a diez años. (Colmenar, Borge, Collado, y Castro, 2015)

2.4.2. GD mediante el uso de paneles solares

Los paneles solares son módulos fotovoltaicos individuales que captan la energía que proporciona el sol convirtiéndola en electricidad. Están formados por celdas solares que a su vez contienen células solares individuales hechas de materiales semiconductores como el silicio (cristalino y amorfo) que transforman la luz (fotones) en energía eléctrica (electrones) (CELSIA, 2018), tal como se muestra en la figura 2.2

Figura 2.2: Funcionamiento de una célula FV



Fuente: (Colmenar y cols., 2015)

En los paneles solares, cuando hay luz solar, una célula solar se comporta casi como una batería. La luz solar recibida separa los electrones de modo que forman una capa de carga positiva y una de carga

negativa en la célula solar; esta diferencia de potencial genera una corriente eléctrica(CELSIA, 2018). El paso a paso de la generación de la energía solar fotovoltaica(CELSIA, 2018):

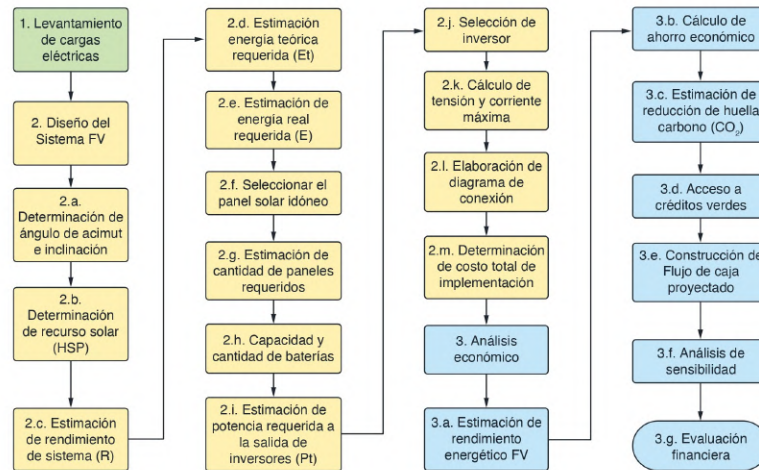
1. Paneles solares: Los paneles solares se componen de células fotovoltaicas (PV), que convierten la luz solar en electricidad de corriente continua (DC) durante las horas del día.
2. Inversor: Este dispositivo es el que convierte la electricidad generada por los paneles solares en la electricidad de corriente alterna (AC).
3. Panel eléctrico: La electricidad de corriente alterna se envía desde el inversor a su tablero eléctrico para accionar las luces y aparatos con energía solar. El cuadro eléctrico es a menudo llamado “caja de interruptores.”
4. Medidor de utilidad: El contador de servicios mide el consumo de energía. En realidad va hacia atrás cuando el sistema genera más energía de la que necesita inmediatamente. Este exceso de energía solar compensa la energía que se utiliza por la noche. Esto se denomina “Net Metering”, o medición neta.

El generador fotovoltaico capta la radiación solar y la transforma en energía eléctrica, que en lugar de ser almacenada en baterías, como en los sistemas aislados e híbridos, se puede utilizar directamente en el consumo o entregarla a la red eléctrica de distribución. Estas dos funciones las realiza un inversor de corriente directa a corriente alterna especialmente diseñado para esta aplicación.(Colmenar y cols., 2015).

2.4.3. Metodología para la implementación de sistemas fotovoltaicos para industrias

Los pasos a seguir para diseñar e implementar un sistema fotovoltaico se muestran en el esquema de la figura 2.3(Jiménez y Ramírez, 2023):

Figura 2.3: Esquema de metodología en la implementación de sistema fotovoltaico



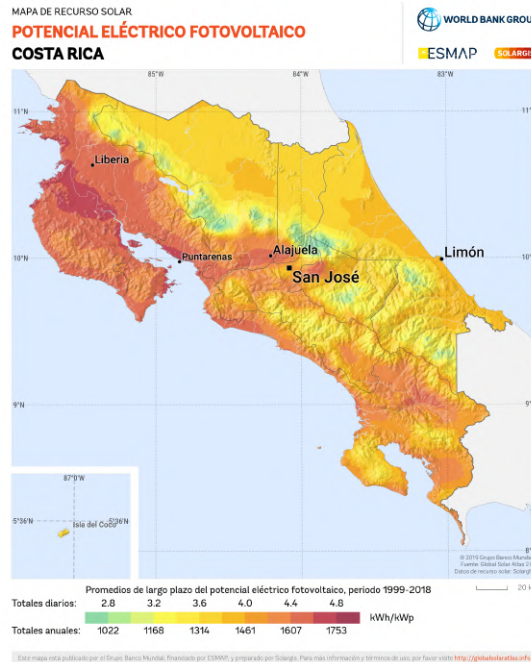
Fuente: (Jiménez y Ramírez, 2023)

2.4.4. Potencial eléctrico fotovoltaico de Costa Rica

En el estudio "Global photovoltaic power potential by country"1 del Banco Mundial, elaborado en junio del 2020 se hizo una comparación entre países empleando datos del Global Solar Atlas (GSA).

Como parte de los resultados de dicho trabajo se dispone del siguiente mapa del recurso solar en el cual se detalla el potencial eléctrico fotovoltaico del país. En el mapa se presenta con colores más intensos las zonas con mayor potencial eléctrico fotovoltaico, sobresale la costa del Pacífico como la de mayor potencial, sobre todo en la provincia guanacasteca, como se logra observar en la figura 2.4 (ARESEP, 2023).

Figura 2.4: Potencial eléctrico fotovoltaico de Costa Rica



Fuente: (ARESEP, 2023)

2.4.5. Impacto de la generación distribuida fotovoltaica en la red

La tecnología FV aplicada en la GD suma ciertos puntos a favor sobre muchas problemáticas técnicas nombradas en la sección anterior. Por un lado, el impacto de la tecnología FV sobre las protecciones resulta ser insignificante comparado con otras tecnologías. Esto se debe al uso de inversores de potencia, cuyo aporte al cortocircuito es del orden de su corriente nominal, es decir entre 8 y 6 veces inferior en comparación con máquinas sincrónicas o de inducción, respectivamente. Además, la energía FV, al no involucrar una inercia mecánica, puede ejecutar su desconexión a la red rápidamente y sin ningún tipo de impacto. (Tedoldi y cols., 2017).

En cuanto a la operación en isla, la GDFV de pequeña escala no implica problemas ya que los inversores trabajan con factor de potencia (FP) unitario, o fijo en un valor determinado. Esto significa que no emplean estrategias de control tratando de regular potencia reactiva o tensión, reduciendo el riesgo de caer en esta condición. Por otro lado, si se trata de sistemas más grandes, los inversores de potencia tienen el soporte tecnológico para ejecutar algoritmos de detección de isla muy efectivos. (Tedoldi y cols., 2017).

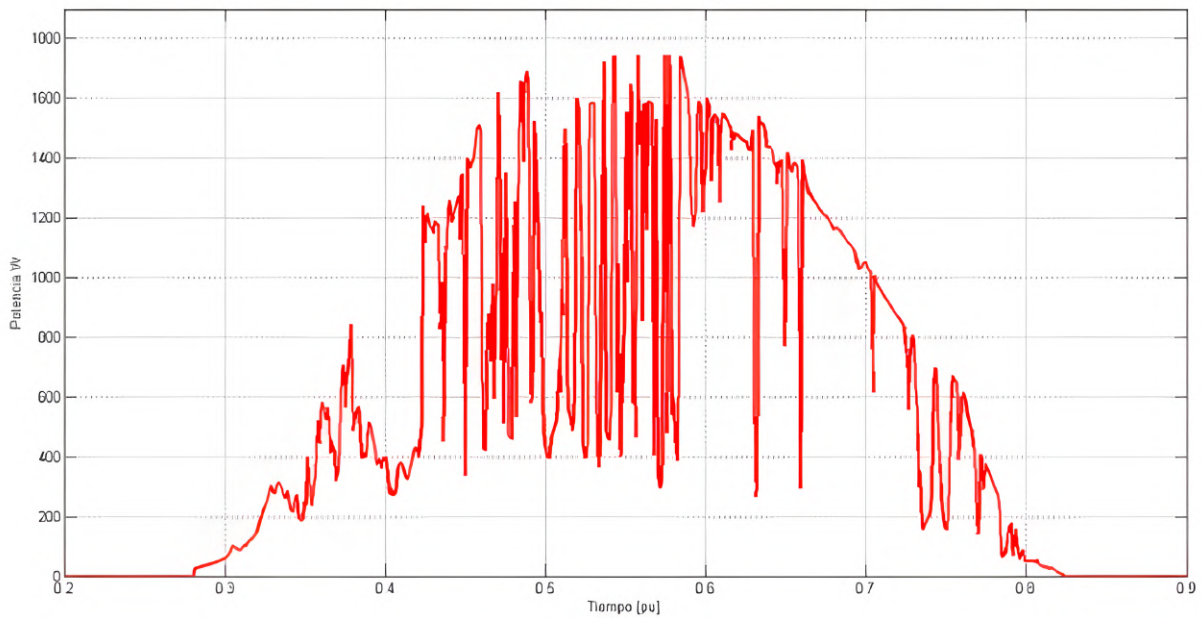
La repercusión de la tecnología FV sobre las pérdidas en la red no es, en lo absoluto, su punto fuerte. La mayor reducción de pérdidas viene asociada a perfiles de generación que se adapten mejor a los perfiles de demanda. Sin embargo, la energía FV depende de la radiación solar que llega al plano de los paneles, resultando en una curva de potencia en función del tiempo, variable según la época del año e inestable ante clima nublado. (Tedoldi y cols., 2017).

Conceptualmente, la GDFV puede tener un fuerte impacto sobre los perfiles de tensión que percibe

un usuario de la red. Las tecnologías de generación que varían su producción de forma rápida, son más perjudiciales sobre el perfil y la regulación de tensión que otras tecnologías de generación estable. Las variaciones de la producción FV son difíciles de prevenir, ya que dependen de la nubosidad que cubra el cielo sobre los paneles. Esto hace que la GDFV sea susceptible a perturbar la tensión eléctrica en las redes y su control.(Tedoldi y cols., 2017).

En la figura 2.5 se muestra una curva de producción real de una planta FV piloto durante un día nublado. Este tipo de curvas de producción eléctrica plantea cambios permanentes en los flujos de potencia en un alimentador, por lo que sería muy perjudicial si la GDFV aporta a la red una potencia considerable en relación a la consumida en sus inmediaciones(Tedoldi y cols., 2017).

Figura 2.5: Curva de producción de una planta FV en un día nublado



Fuente: (Tedoldi y cols., 2017)

2.4.6. Clasificación de los sistemas de generación distribuida

Los sistemas de generación distribuida se pueden clasificar según la función para la que se instala en los siguientes tipos((Colmenar y cols., 2015):

Generación distribuida con excedentes para la red

En este caso el dimensionado de la instalación queda limitado únicamente por parámetros económicos y técnicos, Al no existir perfiles de consumo propio no es necesario optimizar el sistema para lograr el máximo aprovechamiento de la instalación.

Toda la energía eléctrica generada y vertida a la red será retribuida según las tarifas vigentes en este aspecto.

Generación distribuida para autoconsumo

La instalación de generación distribuida se diseña según las necesidades del punto de consumo. Hay que tener en cuenta que en este caso no tiene porqué existir un acoplamiento entre la curva de generación y la de demanda por lo que puede ser necesario instalar sistemas de acumulación de energía, que generalmente serán baterías.

Generación distribuida en balance neto

Esta es una modalidad en la que la energía eléctrica generada por el sistema es autoconsumida en los momentos en los que existe demanda energética y vertida a la red cuando no existe demanda o esta es inferior a la generación-

2.5. Ley N° 10086: Promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables

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

La presente ley es aplicable a todo abonado, generador distribuido, persona física o jurídica que posee u opera DER, empresas distribuidoras y demás participantes del SEN, el MINAE, la ARESEP y operador del sistema.

Con la promulgación de esta ley se brinda un marco legal para la producción de electricidad a partir de fuentes renovables por parte de consumidores comerciales o individuales con la capacidad de transferir el excedente de su energía a la red nacional.(La Asamblea Legislativa de la República De Costa, 2021).

2.6. Tarifas de generación distribuida en Costa Rica

En Octubre del 2023 entraron a regir las cuatro nuevas tarifas que la Intendencia de energía de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) fijó para los usuarios de paneles solares. Son cuatro tarifas en total las que deberán tomar en cuenta quienes deseen producir su propia electricidad a través de paneles solares o aerogeneradores, entre otros tipos de generación distribuida. Quienes ya tienen un sistema instalado en su casa o negocio sentirán un alza en el recibo eléctrico a partir de este mes, ya que se les cobrará una nueva tarifa de acceso y reconocimiento de costos que antes no existían.(Cedetcostarica.com, 2023, October 3).

Las nuevas tarifas son(Cedetcostarica.com, 2023, October 3):

1. Tarifa de interconexión: Es la que se le cobrará por el proceso cuando la persona interesada se presente a la empresa distribuidora a hacer la solicitud para colocar un panel solar en su casa o negocio. Tiene tres etapas: El trámite de solicitud inicial, el estudio de ingeniería e inspección inicial, la inspección final y puesta en marcha de la instalación.
2. Tarifa de acceso: Se calcula en función de lo que se definió como consumo natural y es aquel que suma lo que una familia, negocio o industria consumió a través del panel solar y la energía que le suministró la empresa distribuidora.

3. Tarifa de compra y venta de excedentes: Aplica únicamente para quienes suscriban un contrato con la empresa distribuidora bajo la modalidad de generación distribuida para autoconsumo con entrega de excedentes. La empresa distribuidora puede decidir si le compra o no al usuario esos excedentes de energía que le quedaron, una vez satisfechas sus necesidades de electricidad.
4. Tarifa de reconocimiento de costos: Incluye todos los costos de inversión y operativos en los que incurre la empresa distribuidora como consecuencia de los generadores distribuidos, a efectos de que esos costos los paguen los propios generadores distribuidos y no el resto de usuarios, evitando así un subsidio.

2.7. ETAP[®] 22.5.0

Electric Transient Analysis Program (ETAP[®]) es un software de análisis y control para el diseño, simulación y operación de sistemas de potencia eléctricos de generación, distribución e industriales. Este programa posee una gran cantidad de módulos, pero para efectos de este trabajo los más importantes son:

1. Flujo de potencia: este módulo ejecuta el análisis de flujo de potencia y cálculos caída de tensión con resultados precisos y confiables. Las funcionalidades integradas como evaluación automática de equipos, resumen de alertas y avisos de precaución, analiza resultados de flujo de carga y gráficas inteligentes; lo definen como la herramienta más eficiente en la actualidad. Para efectos de este trabajo este módulo servirá para verificar que todos los elementos estén bien conectados y configurados y que el módulo funcione correctamente.
2. Flujo de carga en el dominio del tiempo: este modelo se utiliza con el fin de variar la carga y la generación en el sistema y resolver los flujos de potencia en estado estable en el sistema en función del tiempo.
3. Plotview: es una solución avanzada todo en uno para la creación de informes gráficos y análisis de datos. PlotView utiliza marcos avanzados y de alta velocidad para crear gráficos. Con un diseño integral y una interfaz intuitiva, los usuarios pueden maximizar la productividad del trabajo y ahorrar tiempo comparando, generando y manteniendo gráficos de alta calidad para sus estudios de sistemas de energía.

ETAP ha demostrado ser una solución altamente competitiva en el campo de la ingeniería eléctrica y la planificación de sistemas de energía. Una de sus capacidades más destacadas es su precisión en el cálculo de flujos de potencia y perfiles de tensión en sistemas eléctricos, lo que lo convierte en una alternativa sólida a PSS/E, un software ampliamente utilizado para estos fines.(Gómez-Ramírez, Mora-Jiménez, y Meza, 2023).

También, ETAP cuenta con la capacidad para estimar la energía generada por una instalación fotovoltaica conectada a la red mediante la consideración de la irradiación horaria y la temperatura.(Gómez-Ramírez y cols., 2022). La precisión de las estimaciones de ETAP proporciona a los profesionales de la energía solar la confianza necesaria para tomar decisiones estratégicas y alcanzar sus objetivos de generación de energía sostenible, lo cual es esencial para el desarrollo exitoso de proyectos solares.

Capítulo 3

Modelo del circuito

Este capítulo establece los fundamentos para la comprensión del sistema eléctrico en el Parque Industrial, mediante el análisis de los datos proporcionados por JASEC, y con los cuales se lleva a cabo el modelado del circuito en ETAP. La exactitud de este modelo resulta crucial para la evaluación de posibles integraciones de generación distribuida en el futuro.

3.1. Características del circuito

La infraestructura de abastecimiento eléctrico del circuito Parque Industrial opera con un voltaje primario trifásico de 34,5 kV y cuando se transforma al voltaje secundario, proporciona 240 voltios para su uso en hogares y algunos negocios, además de 480 voltios para satisfacer las necesidades de la industria y algunos comercios. La fuente de energía para esta red proviene de la Subestación Tejar, que se encuentra en Tejar de El Guarco, Cartago.

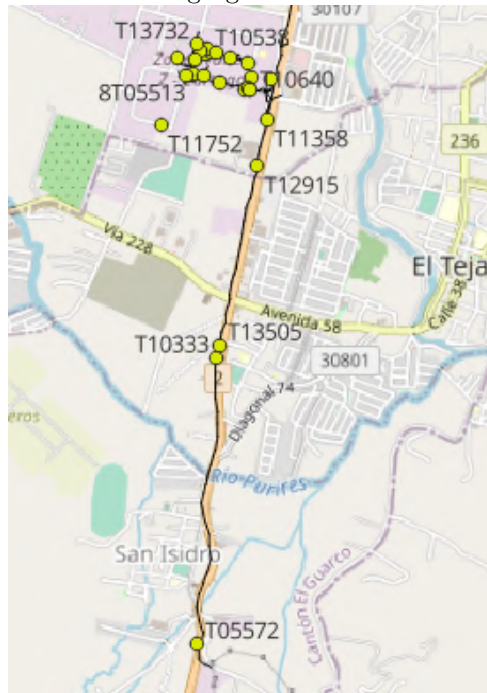
Al combinar los datos proporcionados por el Departamento encargado del Sistema de Información Geográfica (GIS por sus siglas en inglés) y el Departamento de Cobro de JASEC, se ha identificado un total de 33 transformadores. Además, la red de JASEC sirve a un conjunto de 56 clientes, que incluyen tanto a clientes residenciales, comerciales como industriales.

Es esencial destacar que, si bien el circuito del Parque industrial alimenta cargas residenciales y comerciales, se destaca principalmente por ser de índole industrial. Esta distinción se manifiesta a través del sustancial tamaño de las cargas industriales que abastece, las cuales constituyen la columna vertebral de la demanda eléctrica en el circuito. La infraestructura eléctrica del circuito está diseñada para respaldar operaciones productivas y maquinaria de considerable tamaño, evidenciando así la predominancia de las necesidades energéticas asociadas a procesos industriales. En este contexto, la comprensión detallada de las cargas industriales resulta esencial para evaluar de manera precisa la capacidad y la eficiencia del sistema eléctrico en su conjunto.

3.1.1. Ubicación geográfica del circuito y sus elementos

La red eléctrica del Parque Industrial inicia desde la subestación Tejar ubicada en Calle Guatuso, luego las líneas de distribución continúan por la carretera Interamericana Sur hasta llegar a la Zona Franca de Cartago, donde se encuentra la mayoría de transformadores y cargas del circuito. La figura 3.1 muestra una representación de la ubicación de los medidores del circuito en el software QGIS mediante puntos de color amarillo. Además, se pueden apreciar las líneas de color negro que delimitan la trayectoria de los conductores primarios (vanos).

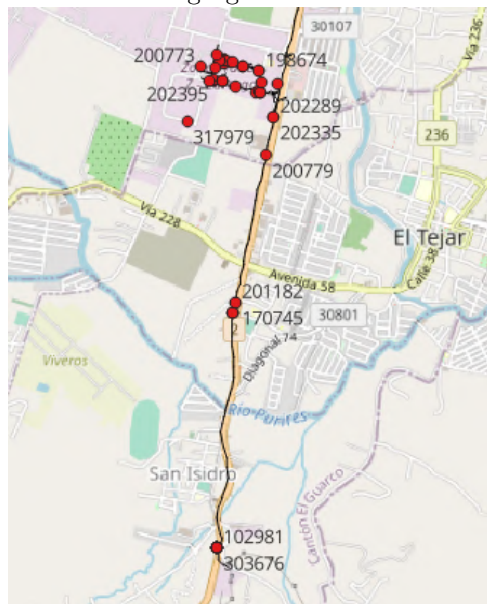
Figura 3.1: Ubicación geográfica de los transformadores



Fuente: Elaboración propia

Ahora, la figura 3.2 muestra una representación de la ubicación de los medidores del circuito mediante puntos de color rojo.

Figura 3.2: Ubicación geográfica de los transformadores



Fuente: Elaboración propia

3.1.2. Transformadores del circuito

Inicialmente el archivo otorgado por del Departamento del GIS contaba con 49 transformadores, pero el archivo con información proporcionado por el Departamento de Cobro únicamente contaba con 33 transformadores. Se realizó la consulta con el Ing. Marco Centeno, quien es el Jefe del Departamento de Servicios Técnicos de JASEC, y se llegó al acuerdo de solamente modelar los 33 transformadores, debido a que los restantes ya no se encontraban en ese circuito o pertenecían a exclusivamente a luminarias.

También ocurrió que unos pocos transformadores del archivo del Departamento de Cobro no aparecían en el archivo del GIS, por lo que se procedió a crear una capa nueva con las coordenadas geográficas de cada uno de ellos y así actualizar los datos. Como resultado se obtiene y se modela la cantidad de activos que indica la tabla 3.1.

Tabla 3.1: Transformadores del circuito Parque Industrial.

Trifásicos	Fase A	Fase B	Fase C	Totales
15	11	4	4	33

3.1.3. Clientes del circuito

Al igual que ocurrió con los transformadores, el número de clientes (medidores) que aparecía en el archivo del GIS no calzaba con la cantidad del archivo del Departamento de Cobro; después de consultar con el Ing. Marco Centeno, se llegó al acuerdo de utilizar los datos provenientes del archivo del Departamento de Cobro. La tabla 3.2 resume la cantidad de abonados pertenecientes al circuito del Parque Industrial.

Tabla 3.2: Clientes del circuito Parque Industrial.

Residenciales	Industriales	Comercial-Servicios	Totales
21	13	22	56

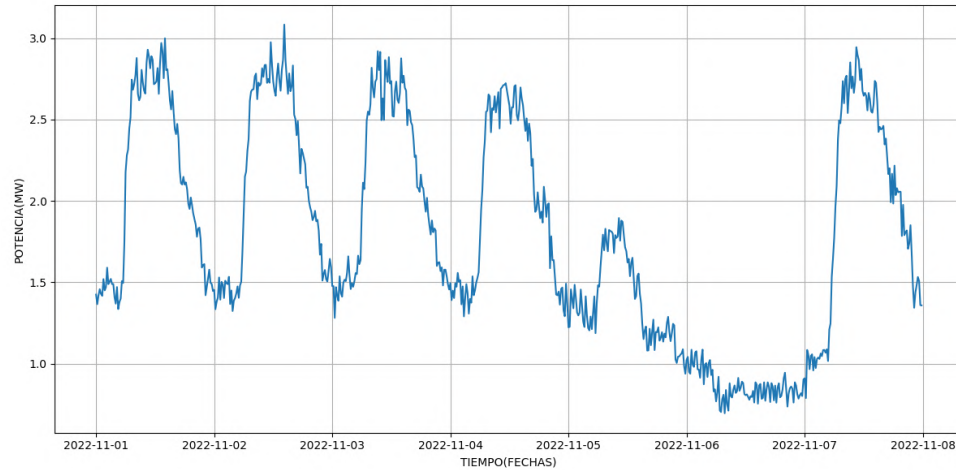
3.1.4. Curva de demanda del circuito

Para perfilar la demanda de las cargas se utiliza una curva de demanda del alimentador principal del circuito, debido a que JASEC no utiliza medidores inteligentes y por lo tanto, no cuenta con registros del comportamiento individual de cada carga.

Además, actualmente JASEC no posee registro del comportamiento del alimentador principal del año 2023, debido a problema con el historiador de SCADA que utilizan. Por ello, únicamente se cuenta con la curva de demanda del año 2022. Para efectos de este trabajo, se estudiará solamente el comportamiento del circuito en una semana.

Para seleccionar la semana con la que se trabajará se utiliza el criterio de demanda crítica; es decir, se elige la semana de mayor demanda debido a que las caídas de tensión serían mayores en las barras. También es importante que la semana tenga un intervalo de tiempo con baja demanda, debido a que en un día que haya mucha generación y baja demanda la tensión en las barras va a tender a subir mucho, el cual podría ser una limitante en la generación distribuida. Por todas estas razones se elige la curva de la semana del 1 de noviembre al 7 de noviembre de 2022, cuya forma se puede ver en la figura 3.3.

Figura 3.3: Perfil de demanda del circuito



Fuente: Elaboración propia mediante Python

3.1.5. Carga de los clientes

Como se mencionó en el apartado anterior, JASEC no posee la curva de demanda de cada una de las cargas del circuito, es por ello que se realiza una aproximación con los datos de consumo de cada carga y con la curva del alimentador principal.

El valor mensual del consumo de cada uno de los clientes se obtiene gracias un archivo de reporte de abonados compartido por el Departamento de Cobro.

Como se mencionó anteriormente, para estudiar el circuito lo que se busca es simularlo en las condiciones más críticas posibles, en este caso sería perfilar el valor de la demanda máxima de cada carga con respecto de la curva seleccionada del alimentador. El problema que impide que se pueda simular el circuito bajo esas condiciones es que JASEC únicamente guarda el valor de la demanda máxima en kilovatios (kW) para los clientes industriales; para los residenciales y comerciales se cuenta únicamente con la cantidad de energía consumida en un mes, por lo que se debe calcular el valor promedio de la carga.

Para determinar la carga promedio en kilovatios (kW) para los abonados residenciales y comerciales se utiliza el consumo mensual proporcionado en kilovatios-hora (kWh) en el archivo del Departamento de Cobro y además se asume que ese dato es para un mes de 30 días, el cuál sería equivalente a 720 horas. La carga promedio se calcula como muestra la ecuación 3.1:

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

Donde:

- $P_{promedio}$: Potencia real promedio mensual (kW)
- E: Consumo mensual de energía (kWh)
- T: Tiempo (horas)

Como se mencionó anteriormente, para modelar las cargas lo ideal es utilizar el valor de la demanda máxima que tuvo durante el mes, pero en cargas residenciales y comerciales no se tiene ese dato. Para aproximarlas lo más cercano posible al valor máximo, se relaciona la potencia real promedio con la curva

del alimentador principal mediante un factor de relación "F". Este factor se calcula dividiendo el valor de potencia máximo de la curva entre el promedio de la misma, como muestra la ecuación 3.2.

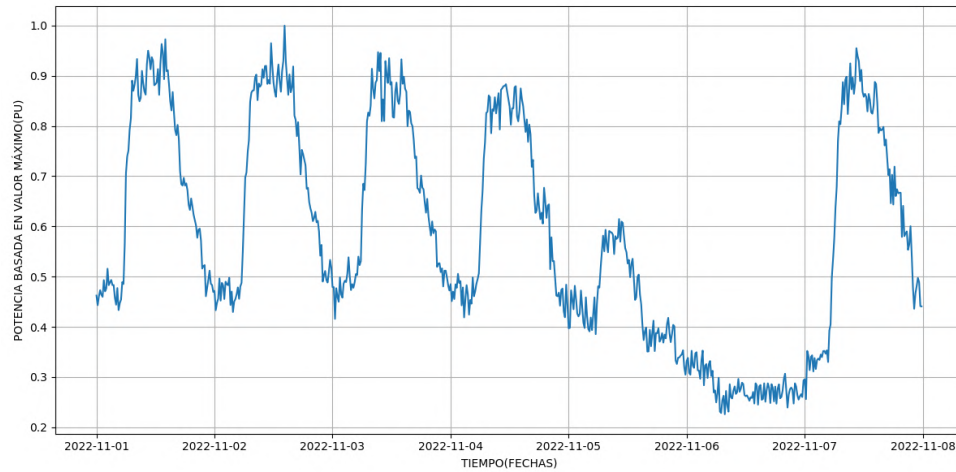
$$F = \frac{P_{mxima}}{P_{promedio}} \quad (3.2)$$

El factor para la curva seleccionada es de 1.77, entonces lo que se hace es multiplicar ese factor por la carga promedio de cada abonado calculada anteriormente.

3.1.6. Perfilado de las cargas

Como anteriormente se indicó, cada una de las cargas va a tener el mismo comportamiento que el alimentador principal del circuito. Para ello, primero se calcula el perfil porcentual en PU de la curva con base en la demanda máxima, como se muestra en la figura 3.4.

Figura 3.4: Perfil de demanda porcentual del circuito en PU



Fuente: Elaboración propia mediante Python

Luego se procede a calcular la potencia activa y reactiva para cada una de las cargas, empleando las ecuaciones 3.3 y 3.4 respectivamente. El factor de potencia que se utiliza para efectos de este estudio son 0.99 para clientes residenciales, 0.95 para clientes comerciales-servicios y 0.90 para clientes industriales.

$$P_{activa} = P_m(kW) * D_p(PU) \quad (3.3)$$

$$P_{reactiva} = P_a * \tan(\arccos(fp)) \quad (3.4)$$

Donde:

- P_a : Potencia activa (kW)
- P_m : Potencia máxima real (kW)
- D_p : Demanda porcentual (pu)
- FP: Factor de potencia

Como son muchos archivos, se procede a crear un código de Python que haga los cálculos automáticamente para cada una de las cargas y que cree un archivo introduciendo los resultados en el formato de Excel para el dominio en el tiempo. El nombre de ese archivo será el ID del medidor tal como aparece en el reporte de abonados del Departamento de Cobros. La figura 3.5 muestra un ejemplo de cómo se configura ese formato.

Figura 3.5: Formato de excel para cargas en el dominio del tiempo

	P(MW)	Q(Mvar)	PF%	V(p.u.)	Angle	Humidity	Temp C	Wind(m/s)	hance(W/h)	Hour	Min	Seconds	Date
1													
2	0.000191	2.72E-05	99							0	0	0	2023-01-01 00:00:00
3	0.000191	2.72E-05	99							0	15	0	2023-01-01 00:00:00
4	0.000191	2.72E-05	99							0	30	0	2023-01-01 00:00:00
5	0.000191	2.72E-05	99							0	45	0	2023-01-01 00:00:00
6	0.000195	2.78E-05	99							1	0	0	2023-01-01 00:00:00
7	0.000195	2.78E-05	99							1	15	0	2023-01-01 00:00:00
8	0.000195	2.78E-05	99							1	30	0	2023-01-01 00:00:00
9	0.000189	2.69E-05	99							1	45	0	2023-01-01 00:00:00
10	0.000189	2.69E-05	99							2	0	0	2023-01-01 00:00:00
11	0.000189	2.69E-05	99							2	15	0	2023-01-01 00:00:00
12	0.000189	2.69E-05	99							2	30	0	2023-01-01 00:00:00
13	0.000189	2.69E-05	99							2	45	0	2023-01-01 00:00:00
14	0.000189	2.69E-05	99							3	0	0	2023-01-01 00:00:00
15	0.000189	2.69E-05	99							3	15	0	2023-01-01 00:00:00
16	0.000189	2.69E-05	99							3	30	0	2023-01-01 00:00:00
17	0.000189	2.69E-05	99							3	45	0	2023-01-01 00:00:00
18	0.000182	2.59E-05	99							4	0	0	2023-01-01 00:00:00
19	0.000182	2.59E-05	99							4	15	0	2023-01-01 00:00:00
20	0.000182	2.59E-05	99							4	30	0	2023-01-01 00:00:00
21	0.000182	2.59E-05	99							4	45	0	2023-01-01 00:00:00
22	0.000189	2.69E-05	99							5	0	0	2023-01-01 00:00:00

Fuente: Elaboración propia

3.2. Modelo y simulación del circuito en ETAP®

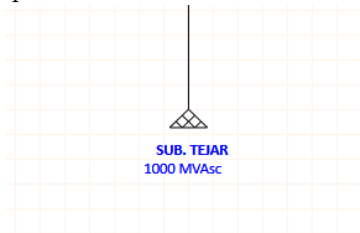
En este apartado se muestran los elementos de los circuitos y su configuración, usados para poder desarrollar el modelo del circuito lo más aproximado al circuito real posible.

3.2.1. Elementos del circuito y su configuración

Subestación

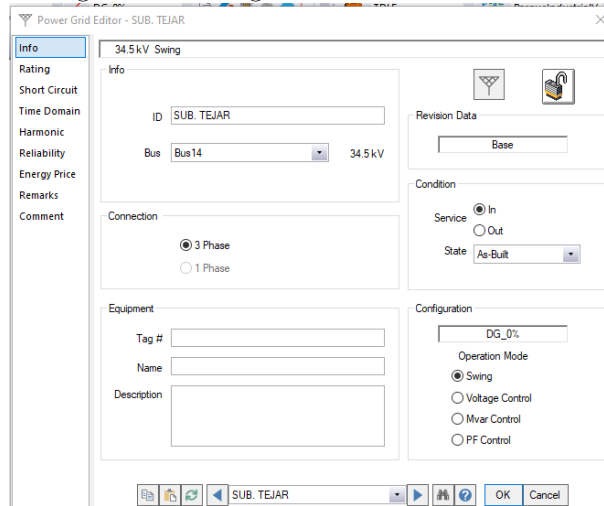
La subestación se modela con una barra infinita (power grid en Etap), la cual suministra energía a todas las cargas del circuito mediante una tensión trifásica de 34,5 kV. Es importante resaltar que se configura con una capacidad de 1000 MVAsc y que se debe configurar como barra oscilante. La figura 3.6 muestra el elemento en ETAP y la figura 3.7 la información configurada para que la barra infinita suministre energía correctamente.

Figura 3.6: Representación de la barra infinita en ETAP®



Fuente: Elaboración propia mediante ETAP®

Figura 3.7: Configuración de la barra infinita

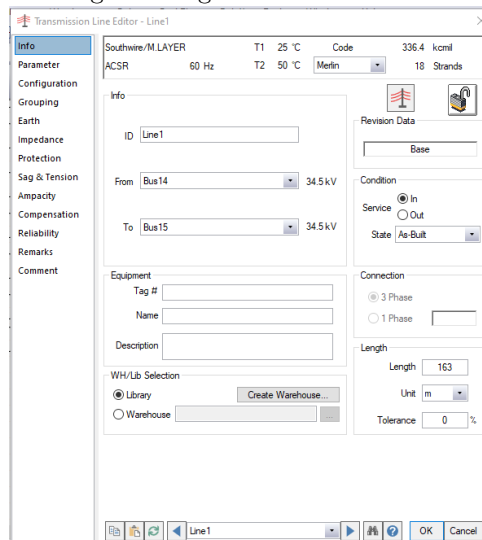


Fuente: Elaboración propia mediante ETAP®

Líneas de distribución

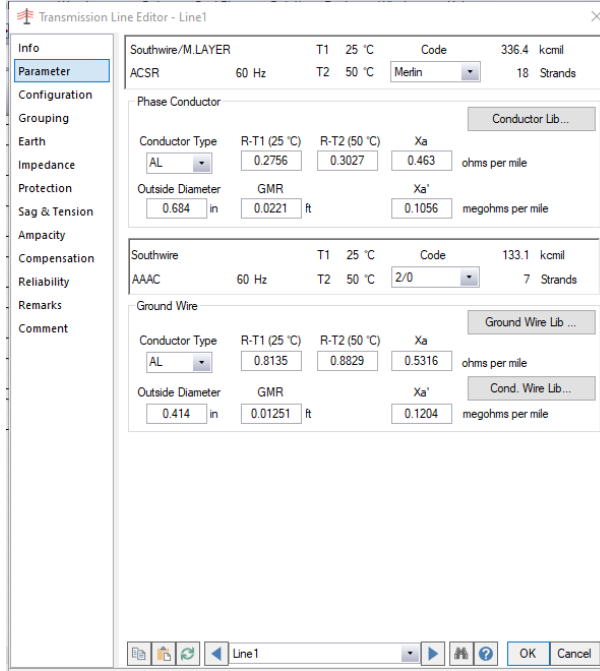
Según la información proporcionada por JASEC, las líneas de distribución son del tipo MERLIN 336 kcmil de aluminio y se deben colocar a una altura de 36.089 ft, con una separación de 4 ft entre cada conductor. Las figuras 3.8, 3.9 y 3.10 muestran su configuración.

Figura 3.8: Configuración general de las líneas de distribución



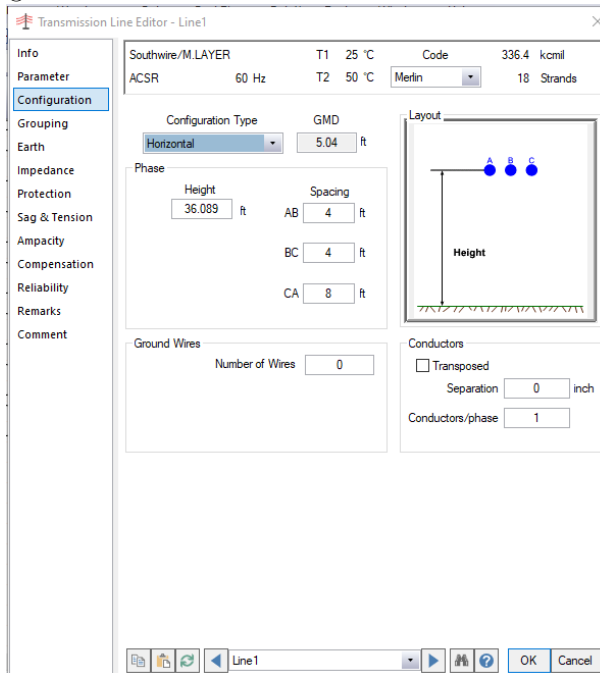
Fuente: Elaboración propia mediante ETAP®

Figura 3.9: Parámetros de las líneas de distribución



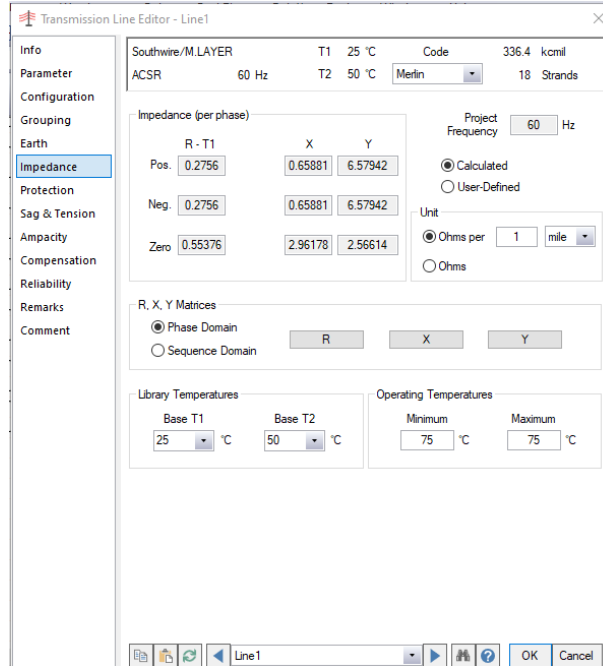
Fuente: Elaboración propia mediante ETAP®

Figura 3.10: Características de las líneas de distribución



Fuente: Elaboración propia mediante ETAP®

Figura 3.11: Impedancia de las líneas de distribución

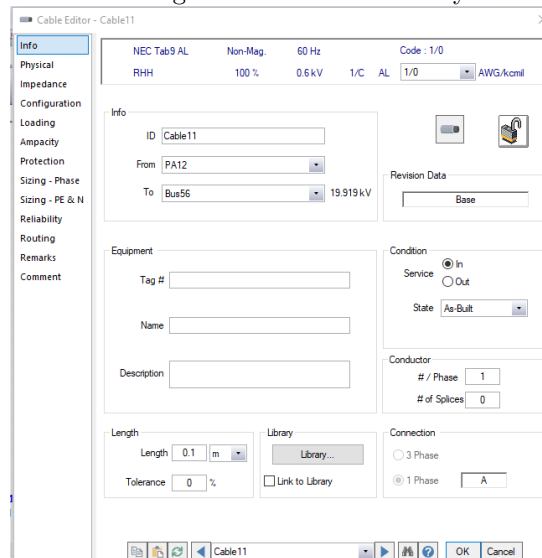


Fuente: Elaboración propia mediante ETAP®

Ramales y acometidas

Los ramales y acometidas del circuito se representan con cables normales, a los cuales únicamente se configura su longitud, como se muestra en la figura 3.12. Estos cables son #1/0 para ramales y cable #4 para las acometidas.

Figura 3.12: Configuración de los ramales y acometidas

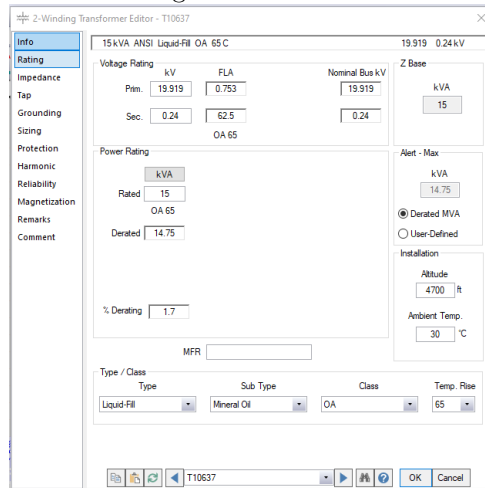


Fuente: Elaboración propia mediante ETAP®

Transformadores

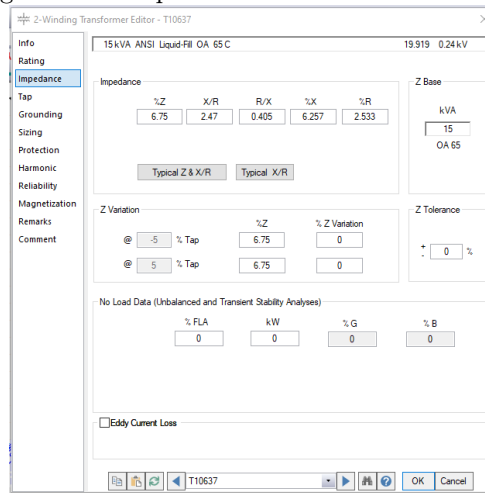
El circuito cuenta tanto con transformadores monofásicos como trifásicos. Todos utilizan 34.5 kV en su lado primario y en el lado secundario, dependiendo de lo que requiera el cliente, su valor puede ser 0.208 kv, 0.24 kV o 0.48 kV. Los transformadores se deben instalar a una altura de 4700 ft, una temperatura ambiente de 30°C y del tipo Aceite Mineral. Además, aquellos transformadores que corresponden a una conexión de bancos de varios transformadores se configuran como tal. Las figuras 3.13 y 3.14 muestran las principales configuraciones aplicadas a los transformadores en el software.

Figura 3.13: Configuración de los transformadores



Fuente: Elaboración propia mediante ETAP®

Figura 3.14: Impedancia de los transformadores

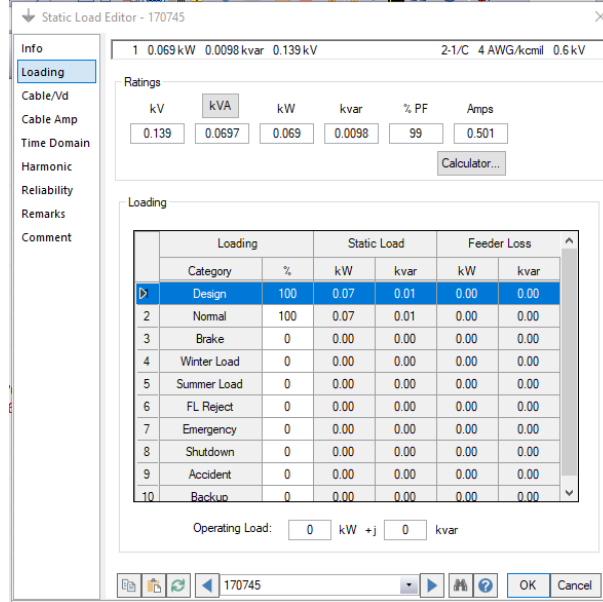


Fuente: Elaboración propia mediante ETAP®

Cargas

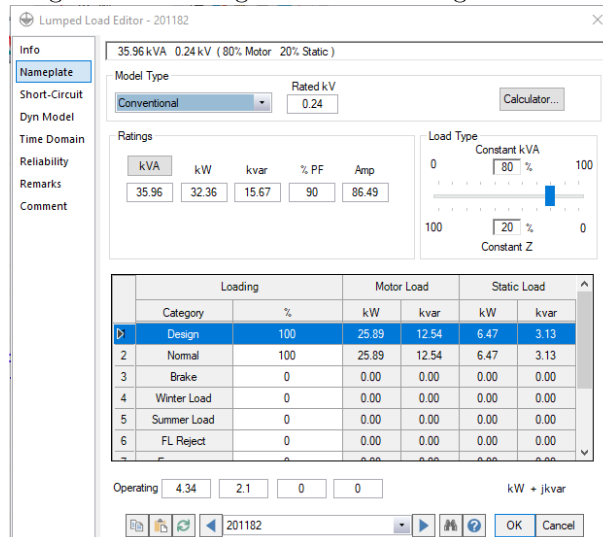
La configuración de las cargas depende del tipo de cliente que se tenga. Primero si tenemos una carga trifásica se utiliza el elemento llamado 'Lumped Load' como muestra la figura 3.16. Pero si tenemos una carga monofásica se utiliza el elemento llamado 'Static Load' mostrado en la 3.15. Después de ello se configura la potencia aparente de cada uno, definiendo que para clientes residenciales su FP será 0.99, para clientes comerciales su FP será 0.95 y para clientes industriales su FP será 0.90.

Figura 3.15: Configuración de las cargas monofásicas



Fuente: Elaboración propia mediante ETAP®

Figura 3.16: Configuración de las cargas trifásicas

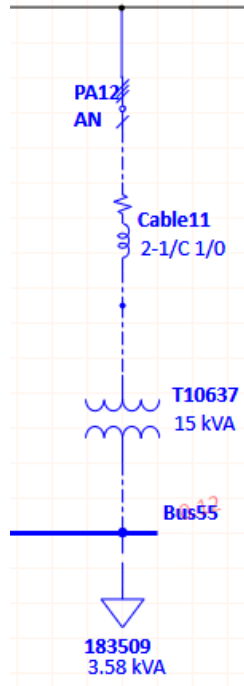


Fuente: Elaboración propia mediante ETAP®

Conexión para clientes con cargas monofásicas

La figura 3.17 muestra un ejemplo de cómo es la conexión para clientes monofásicos. Es importante destacar que se tienen que utilizar los adaptadores de fase para poder conectar las cargas monofásicas a la red trifásica.

Figura 3.17: Conexión para clientes con cargas monofásicas

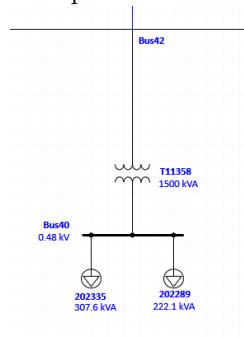


Fuente: Elaboración propia mediante ETAP®

Conexión para clientes con cargas trifásicas

La figura 3.18 muestra cómo es la conexión para clientes cuyas cargas son trifásicas.

Figura 3.18: Conexión para clientes con cargas trifásicas

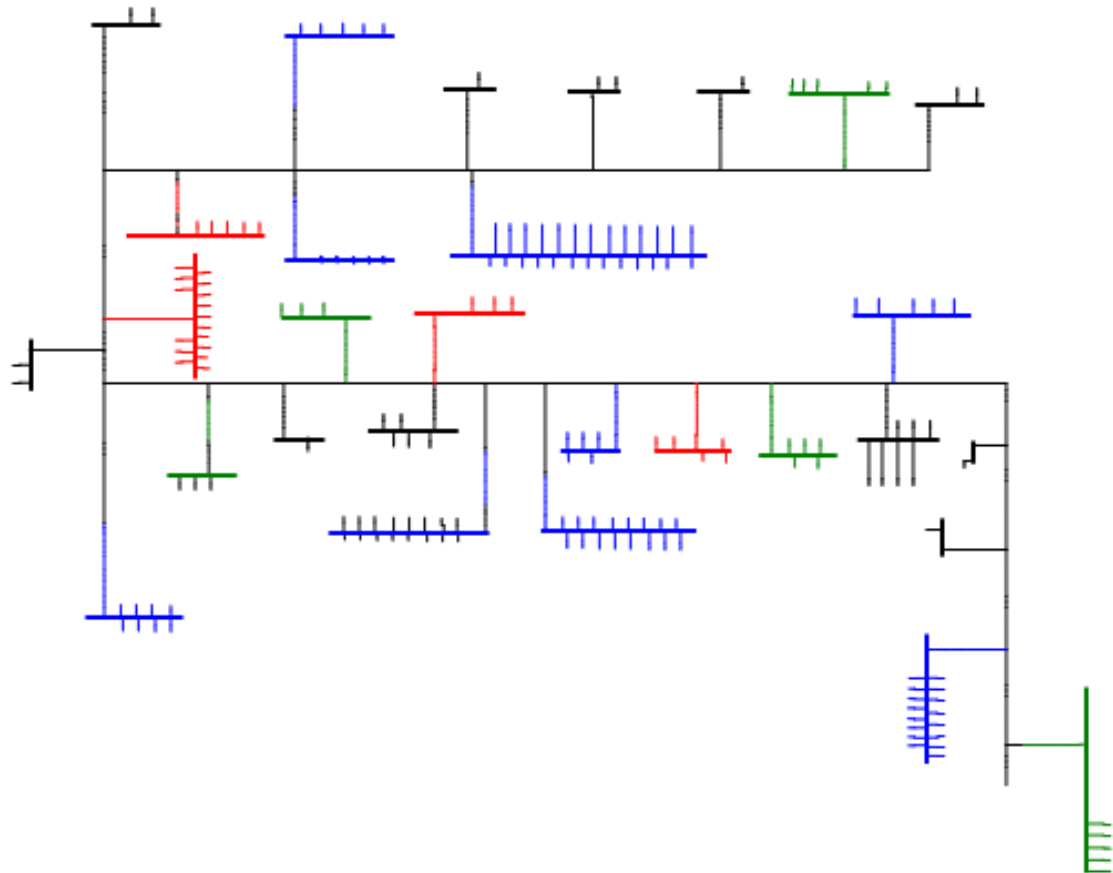


Fuente: Elaboración propia mediante ETAP®

Modelo completo

La figura 3.19 muestra el resultado de modelar el circuito completo, las partes que se encuentran en color negro significan que son trifásicas, las de color azul significan que son monofásicas y que pertenecen a la fase A, las de color rojo pertenecen a la fase B y las de color verde pertenecen a la fase C.

Figura 3.19: Modelo completo del circuito Parque Industrial



Fuente: Elaboración propia mediante ETAP®

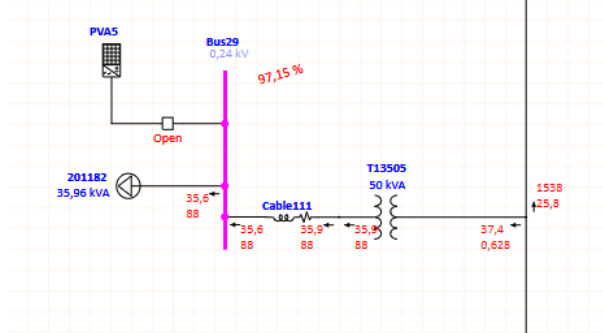
3.2.2. Evaluación del circuito

Después de haber modelado el circuito, se procede a evaluarlo para verificar si todas sus tensiones y flujos de potencia se encuentran en rangos normales de operación. Esto se logra corriendo el módulo de flujos de potencia, en el cual después de varias semanas de diferentes cambios se observa que todas sus tensiones se encuentran bajo condiciones normales de operaciones, así como sus flujos de potencia.

La función de flujo de potencia en ETAP calcula las corrientes y tensiones en cada componente del circuito, proporcionando así una visión detallada de las cargas y la distribución de potencia. Este análisis no solo verifica la estabilidad operativa, sino que también identifica posibles cuellos de botella o desequilibrios que podrían surgir durante el funcionamiento normal del sistema. En última instancia, la ejecución de esta función en ETAP es un paso fundamental para garantizar la fiabilidad y eficiencia del circuito eléctrico.

La figura 3.20 muestra un ejemplo de esta verificación en una de las barras del circuito.

Figura 3.20: Ejemplo de verificación mediante flujos de potencia



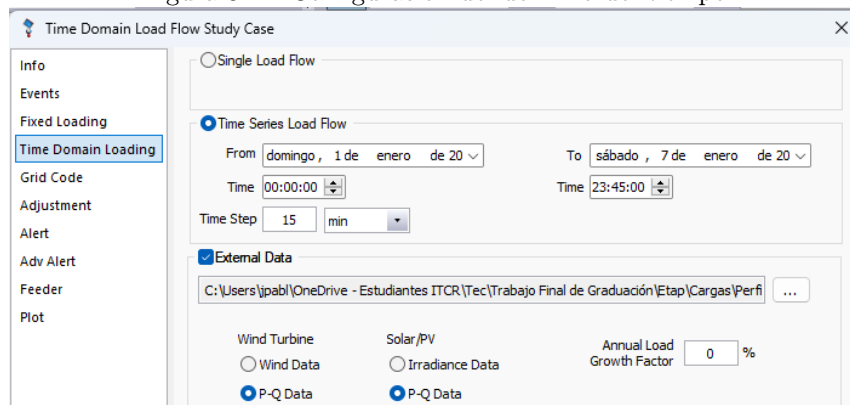
Fuente: Elaboración propia mediante ETAP®

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

Después de tener verificado el circuito y sabiendo que funciona correctamente, se procede a correrlo, pero ahora bajo el dominio del tiempo. La simulación del flujo de potencia en el dominio del tiempo es un componente esencial en el análisis dinámico del circuito eléctrico, especialmente cuando se aborda la complejidad de escenarios de demanda que fluctúan a lo largo de lapso de tiempo. A diferencia de las aproximaciones estáticas, esta metodología implica la consideración minuciosa de las variaciones temporales en la carga y las condiciones operativas. Al modelar el sistema eléctrico a lo largo del tiempo, se logra una captura integral de fenómenos transitorios y fluctuaciones, aspectos que van más allá de la representación estática de la demanda eléctrica. Este enfoque dinámico permite explorar las respuestas del sistema a cambios bruscos en la demanda, anticipando y evaluando de manera más precisa la estabilidad y eficiencia del circuito.

Como ya se ha mencionado anteriormente, para efectos de este trabajo se delimita el estudio a una semana, la cuál es la que tiene mayores picos de demanda y además, posee un día con una demanda muy baja, por lo que se podrá estudiar el comportamiento para ambos casos, alta y baja demanda. Para realizarlo se cargan los archivos de perfiles de demanda de las cargas creados en Python y luego se configura el tiempo para que sea una semana de duración y con lapsos de 15 minutos, como muestra la figura 3.21.

Figura 3.21: Configuración del dominio del tiempo



Fuente: Elaboración propia mediante ETAP®

Capítulo 4

Efecto de integrar generación distribuida al circuito

En este capítulo se incorporan los paneles monofásicos y trifásicos al modelo, se crean los archivos de generación para correr el flujo de potencia en el dominio del tiempo y se extraen las gráficas de cada uno de los criterios a estudiar. Como recomiendan Gómez-Ramírez, Luévano-Reyes, Mora-Jiménez, García-Santander, Zubiaga-Laskano y Meza en su artículo 'Increasing Distribution Network Capacity through Storage in Central American Countries: A Case Study' (2022) , se utiliza la curva de demanda máxima de energía del circuito para evaluar un escenario crítico.

4.1. Integración de GD al circuito

En esta sección se realiza la incorporación de generación distribuida y se evalúan diversos escenarios de penetración para estudiar el comportamiento del circuito.

Para los fines de este estudio, se instalan paneles monofásicos de 3 kW en las barras monofásicas hasta alcanzar la capacidad del transformador. De esta manera, podremos observar los efectos generados por los excedentes, dado que el consumo de las cargas es considerablemente menor. Por ejemplo, si tenemos un transformador de 15 kVA de capacidad, se instalan 5 paneles de 3 kW.

Los paneles trifásicos se instalan en las barras trifásicas, y su capacidad es igual a la demanda máxima de las cargas conectadas a esa misma barra. En otras palabras, para la generación distribuida trifásica, se supone que los clientes instalan paneles solares únicamente para satisfacer su demanda, sin generar excedentes significativos ni para su venta.

4.2. Elaboración de escenarios de penetración de GD

Para efectos de este estudio se definen 20 escenarios de porcentaje de penetración de GD que van del 0% hasta el 100% a pasos de 5%. Como en este circuito se posee GD tanto monofásica como trifásica, lo que se debe hacer es sumar la capacidad total de todos los paneles y luego sacar el 5%; así se sabe de cuanto serán los pasos para que todos los escenarios tengan la misma capacidad de generación. Las tablas 4.1 y 4.2 muestran la cantidad de paneles monofásicos y trifásicos respectivamente.

Tabla 4.1: Cantidad de paneles monofásicos.

Fase A	Fase B	Fase C	Totales
21	29	100	150

Tabla 4.2: Cantidad de paneles trifásicos.

Demanda máxima de la carga(kW)	Cantidad de paneles	Capacidad de cada panel(kW)
35.96	1	35.96
55.18	1	55.18
307.6	4	76.9
222.1	3	74.03
262.2	3	87.4
100.3	2	50.15
61.08	1	61.08
150.1	2	75.05
142.2	2	71.1
10.15	1	10.15
132.2	2	66.1
32.07	1	32.07
4.17	1	4.17
0.193	1	0.193

Después de conocer la cantidad de paneles presentes en el circuito y su capacidad, se obtiene la suma total de una generación distribuida de 1965.503 kW. El 5% de la GD corresponde a 98.27 kW, por lo que para cada escenario se procede a realizar combinaciones de paneles monofásicos y trifásicos que se acerquen lo máximo posible a esa cantidad. El resultado se muestra en las tablas 4.3, 4.4 y 4.5.

Tabla 4.3: Cantidad de paneles monofásicos por escenario.

Escenario	Cantidad de paneles	Penetración total de GD (kW)
0 %	0	0
5 %	10	30
10 %	19	57
15 %	25	75
20 %	29	87
25 %	43	129
30 %	50	150
35 %	57	171
40 %	64	192
45 %	71	213
50 %	79	237
55 %	87	261
60 %	95	285
65 %	99	297
70 %	103	309
75 %	103	309
80 %	111	333
85 %	121	363
90 %	131	393
95 %	140	420
100 %	150	450

Tabla 4.4: Cantidad de paneles trifásicos por escenario.

Escenario	Cantidad de paneles	Penetración total de GD (kW)
0 %	0	0
5 %	2	68.03
10 %	4	139.26
15 %	7	218.673
20 %	8	306.073
25 %	9	361.253
30 %	10	438.153
35 %	11	515.053
40 %	12	591.953
45 %	13	668.853
50 %	14	742.89
55 %	15	816.92
60 %	16	890.953
65 %	17	978.353
70 %	18	1065.753
75 %	20	1166.053
80 %	21	1241.103
85 %	22	1312.203
90 %	23	1383.303
95 %	24	1449.403
100 %	25	1515.503

Tabla 4.5: Penetración total de GD por cada escenario

Escenario	Penetración total de GD (kW)
0 %	0
5 %	98.03
10 %	196.26
15 %	293.673
20 %	393.073
25 %	490.253
30 %	588.153
35 %	686.053
40 %	783.953
45 %	881.853
50 %	979.886
55 %	1077.919
60 %	1175.953
65 %	1275.353
70 %	1374.753
75 %	1475.053
80 %	1574.103
85 %	1675.203
90 %	1776.303
95 %	1869.403
100 %	1965.503

4.3. Criterios a evaluar

En esta sección se lleva a cabo un análisis de los criterios establecidos por la normativa vigente. Para ello, se realizan simulaciones utilizando el módulo de flujo de potencia en el dominio del tiempo en cada uno de los escenarios de Generación Distribuida (GD). ARESEP propone una serie de criterios fundamentales que abarcan diversos aspectos del sistema eléctrico, incluyendo el aumento de tensiones en régimen

permanente, variaciones de tensión, desbalances de tensión, aumentos de acciones de control, sobrecarga de conductores, sobrecarga de transformadores, reducción de alcance, disparo indebido (sympathetic tripping), aumento de corriente de falla y coordinación fusible-interruptor. Sin embargo, debido a las limitaciones por tiempo disponible para la ejecución de este proyecto, se estudian únicamente los criterios de tensión y sobrecarga.

Estos criterios se estudian detalladamente con el objetivo de evaluar el efecto de la generación distribuida en las barras del circuito y verificar que todo se encuentre funcionando correctamente. En caso de que los resultados no cumplan con los criterios establecidos, se procederá a identificar el punto de fallo y las condiciones en las que se produce dicho fallo para un análisis más detallado y una posible limitación la integración de GD.

4.3.1. Criterio 1: Aumento de tensión en régimen permanente

Este criterio establece que la tensión en régimen permanente en todos los nodos de MT y BT no debe superar el valor de 1.05 p.u. (ARESEP, 2023).

Verificar que las barras no experimenten un aumento en su tensión superior a 1.05 p.u. después de la integración de generación distribuida es esencial por varias razones. Un aumento en la tensión más allá del límite de 1.05 p.u. puede desencadenar efectos perjudiciales, incluyendo daños a equipos y dispositivos, rendimiento deficiente de motores, mayores pérdidas de energía y problemas en la calidad del suministro. Además, tensiones elevadas pueden provocar desconexiones, interrupciones no planificadas y afectar la seguridad general de la red.

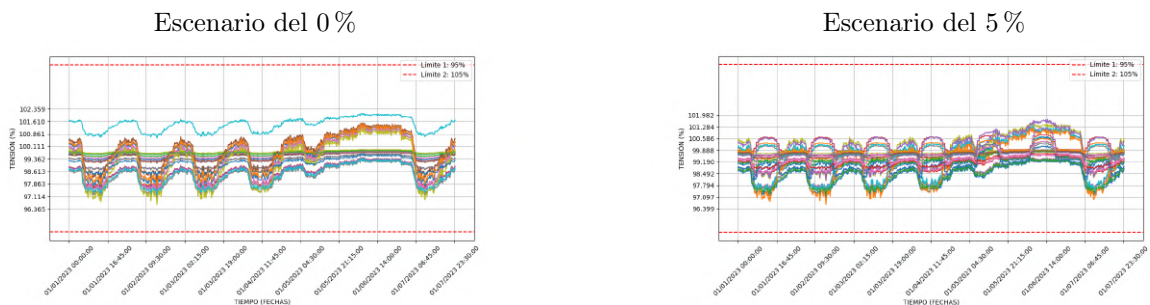
Para estudiar este criterio se generaron gráficas específicas para cada una de las fases del circuito (a, b y c), destacando el comportamiento individual de la tensión en las barras afectadas.

Cada gráfica presenta las variaciones de tensión a lo largo del periodo de una semana, permitiendo una visualización precisa de cómo la generación distribuida impacta las condiciones de operación en cada fase. Para facilitar la interpretación, se incorporó una línea roja en cada gráfica, marcando claramente el límite del criterio establecido (1.05 p.u.).

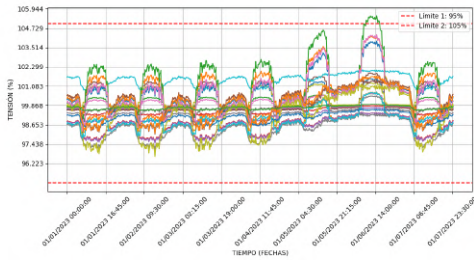
Este enfoque proporciona una representación visual efectiva de cómo las tensiones fluctúan en relación con el umbral crítico, permitiendo identificar momentos específicos en los cuales las barras exceden el límite establecido. Estas gráficas no solo ofrecen una visión detallada del cumplimiento del criterio en cada fase, sino que también facilitan la identificación de patrones y tendencias a lo largo del periodo analizado.

Resultados para la fase A:

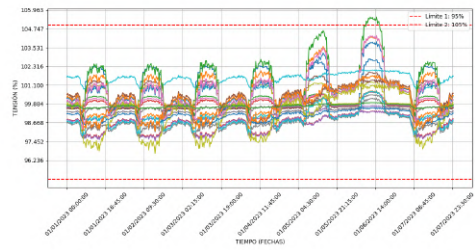
Figura 4.1: Gráficas del aumento de tensión en régimen permanente en la fase A



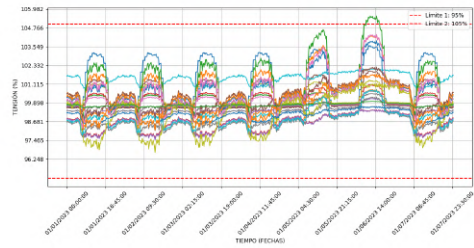
Escenario del 10 %



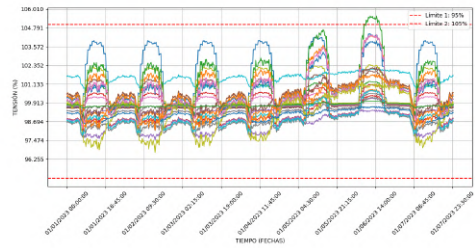
Escenario del 15 %



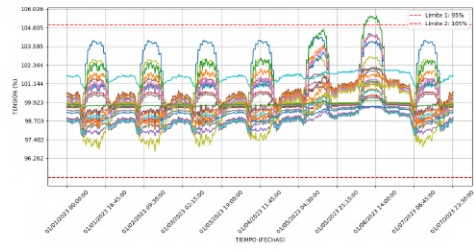
Escenario del 20 %



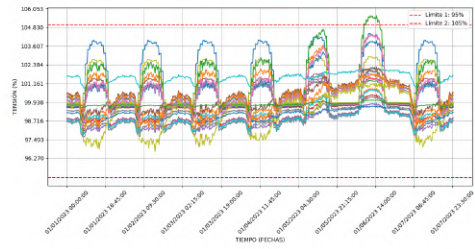
Escenario del 25 %



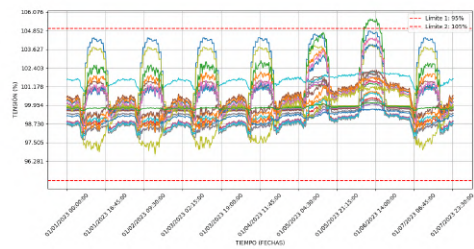
Escenario del 30 %



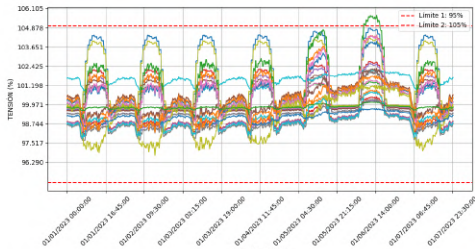
Escenario del 35 %



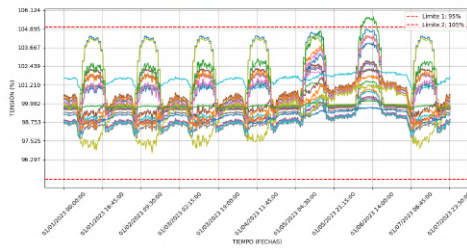
Escenario del 40 %



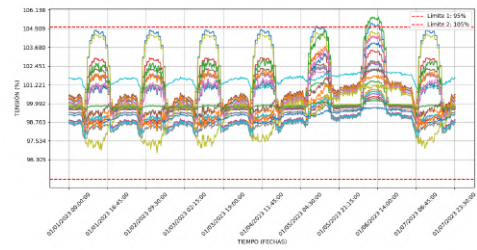
Escenario del 45 %



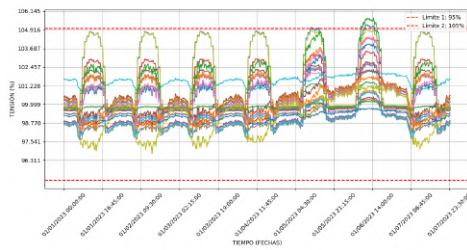
Escenario del 50 %



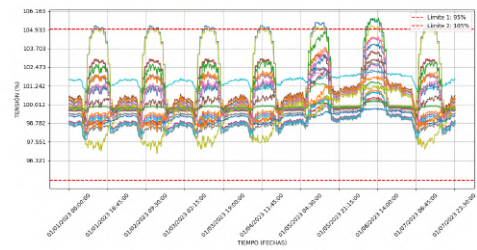
Escenario del 55 %



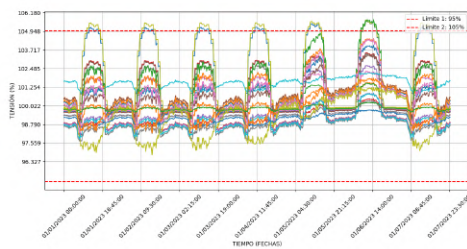
Escenario del 60 %



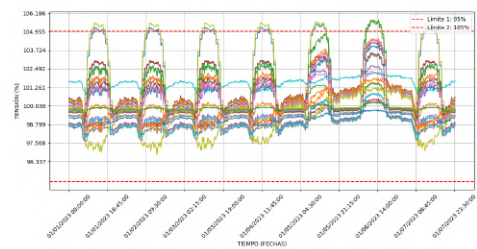
Escenario del 65 %



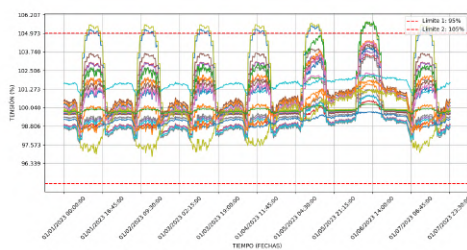
Escenario del 70 %



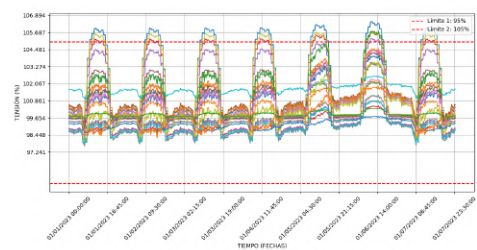
Escenario del 75 %



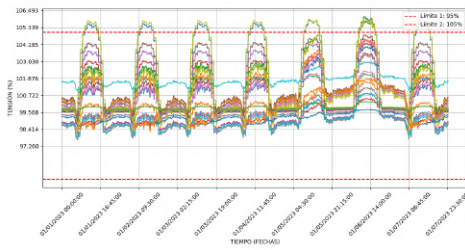
Escenario del 80 %



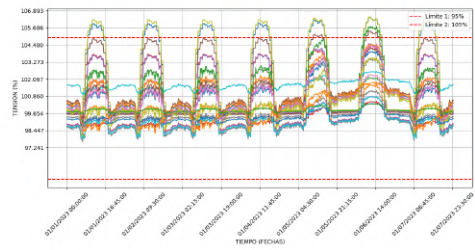
Escenario del 85 %



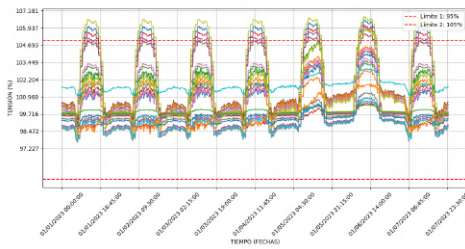
Escenario del 90 %



Escenario del 95 %



Escenario del 100 %

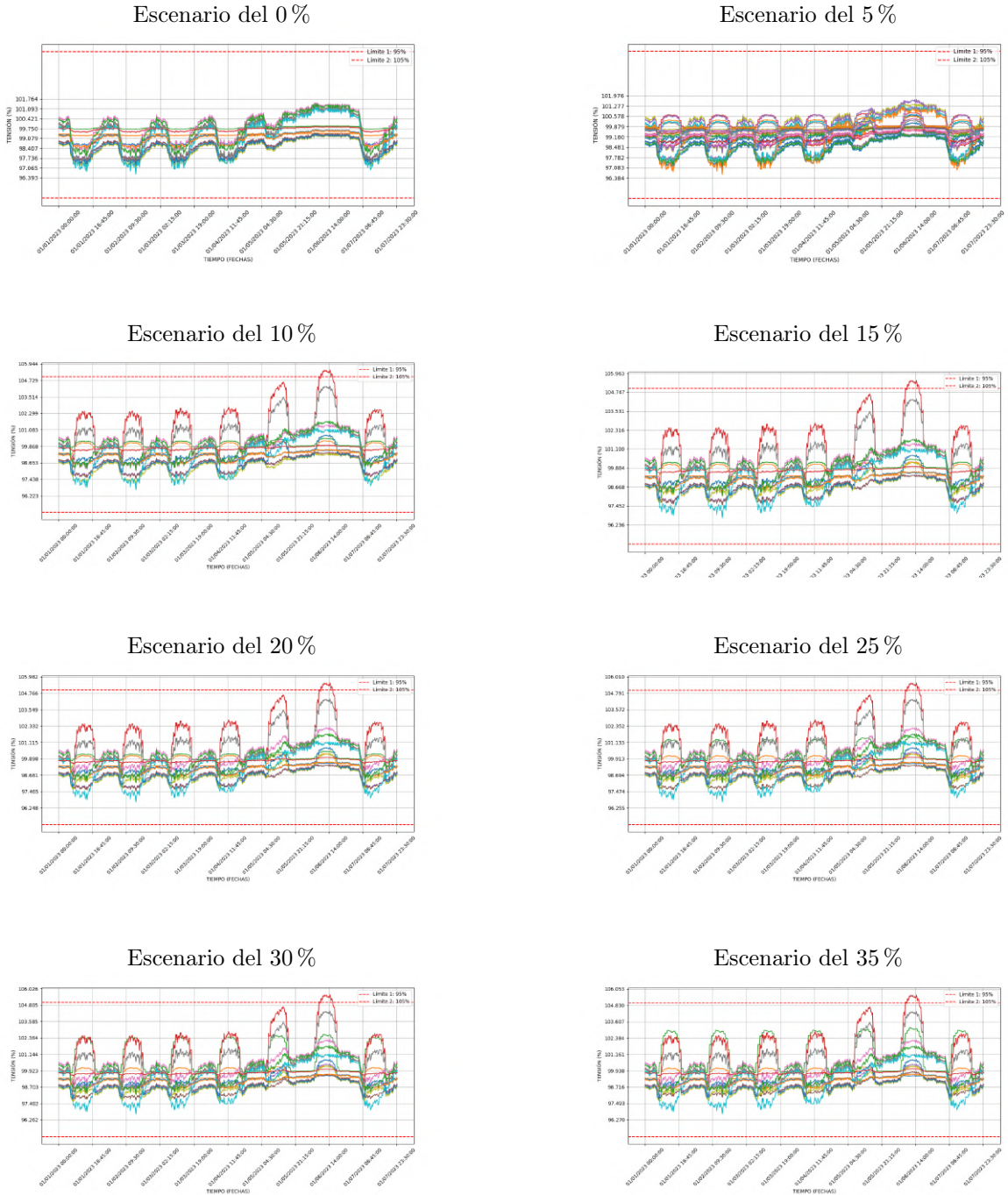


- | | |
|----------------------|----------------------|
| Bus27 - Voltage (%) | Bus29 - Voltage (%) |
| Bus59 - Voltage (%) | Bus35 - Voltage (%) |
| Bus55 - Voltage (%) | Bus40 - Voltage (%) |
| Bus63 - Voltage (%) | Bus73 - Voltage (%) |
| Bus70 - Voltage (%) | Bus86 - Voltage (%) |
| Bus98 - Voltage (%) | Bus101 - Voltage (%) |
| Bus121 - Voltage (%) | Bus110 - Voltage (%) |
| Bus126 - Voltage (%) | Bus136 - Voltage (%) |
| Bus153 - Voltage (%) | Bus138 - Voltage (%) |
| Bus159 - Voltage (%) | Bus141 - Voltage (%) |
| Bus173 - Voltage (%) | Bus150 - Voltage (%) |
| Bus185 - Voltage (%) | |

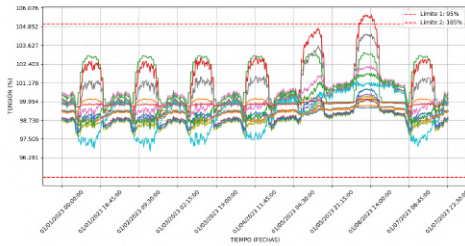
Fuente: Elaboración propia mediante Python

Resultados para la fase B:

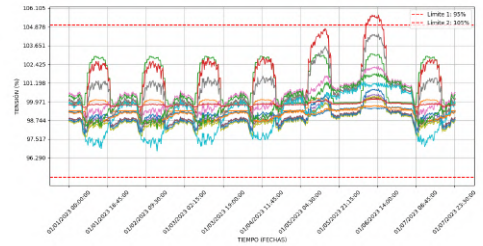
Figura 4.2: Gráficas del aumento de tensión en régimen permanente en la fase B



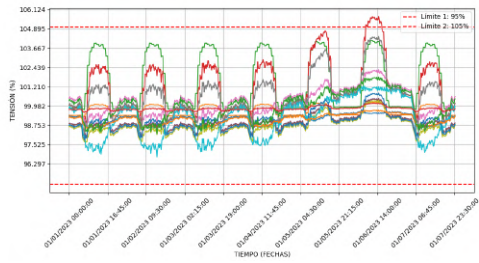
Escenario del 40 %



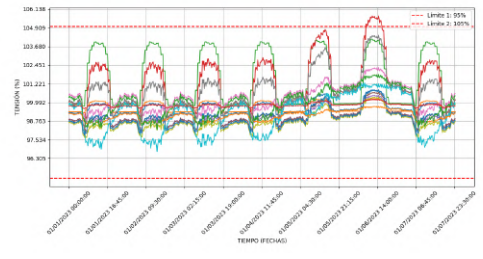
Escenario del 45 %



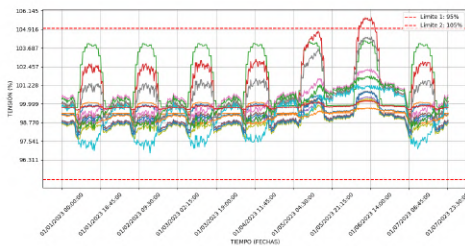
Escenario del 50 %



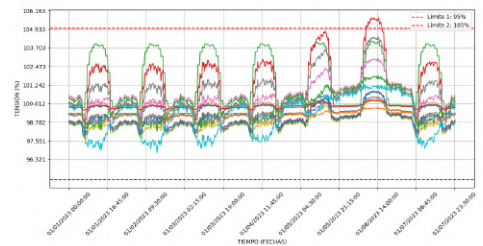
Escenario del 55 %



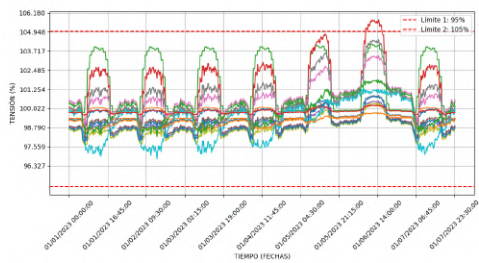
Escenario del 60 %



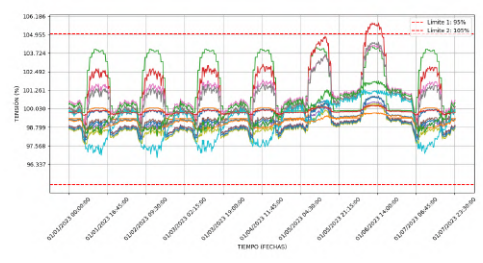
Escenario del 65 %



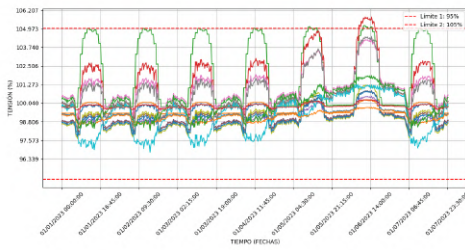
Escenario del 70 %



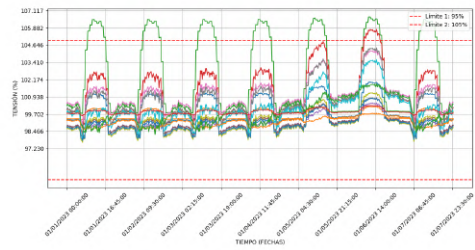
Escenario del 75 %



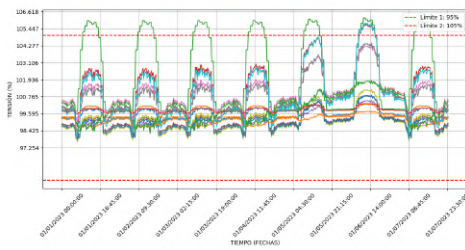
Escenario del 80 %



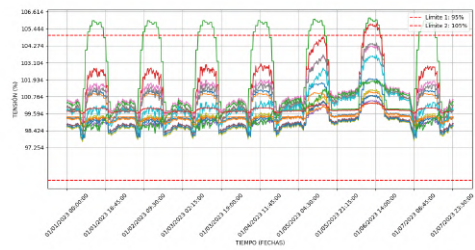
Escenario del 85 %



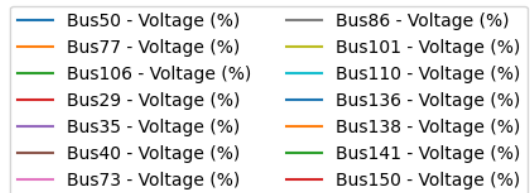
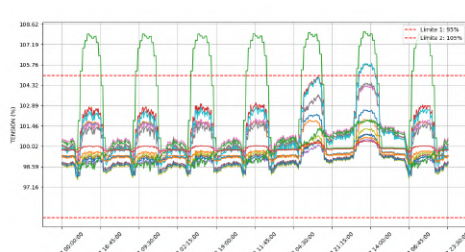
Escenario del 90 %



Escenario del 95 %



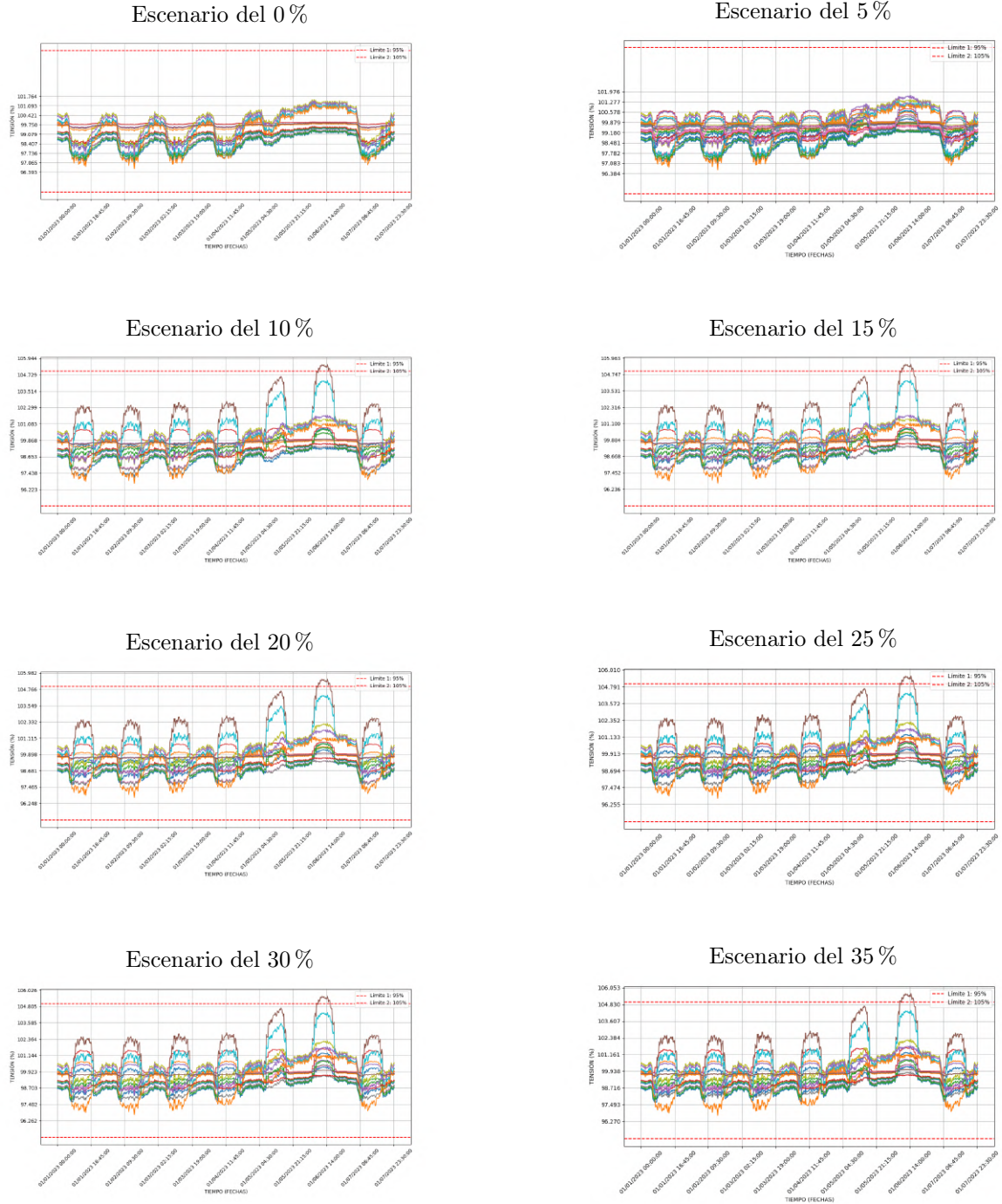
Escenario del 100 %



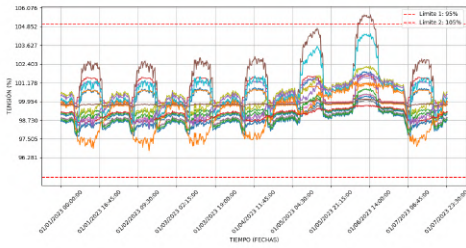
Fuente: Elaboración propia mediante Python

Resultados para la fase C:

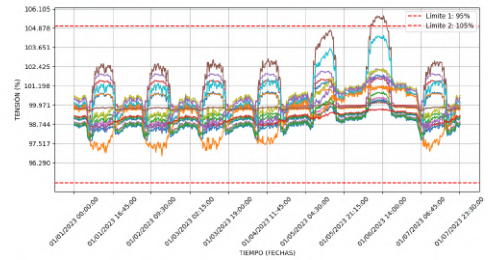
Figura 4.3: Gráficas del aumento de tensión en régimen permanente en la fase C



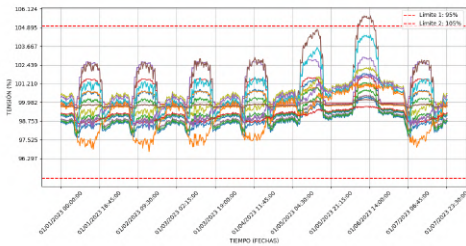
Escenario del 40 %



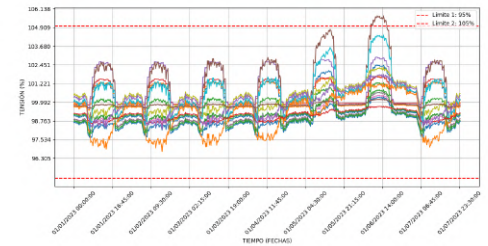
Escenario del 45 %



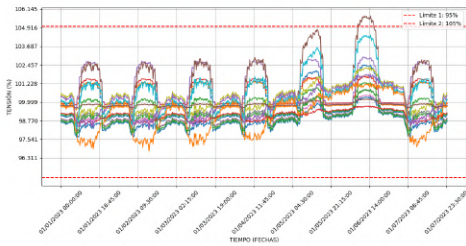
Escenario del 50 %



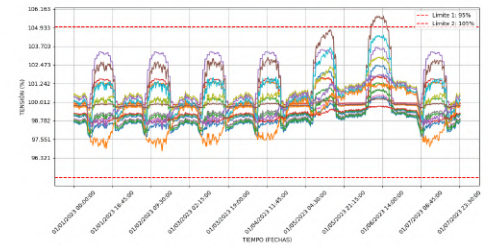
Escenario del 55 %



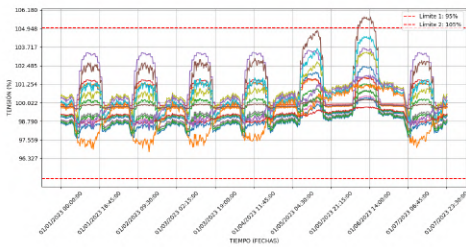
Escenario del 60 %



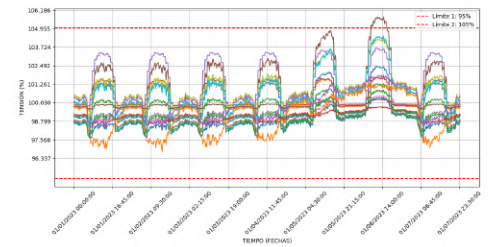
Escenario del 65 %



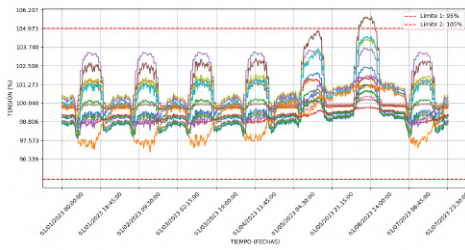
Escenario del 70 %



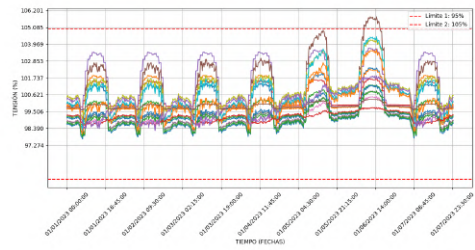
Escenario del 75 %



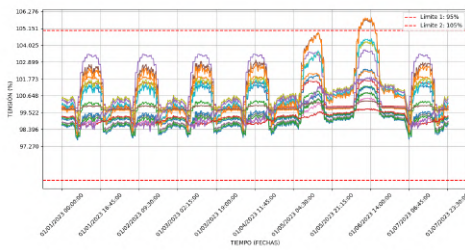
Escenario del 80 %



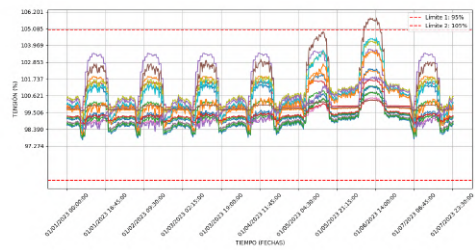
Escenario del 85 %



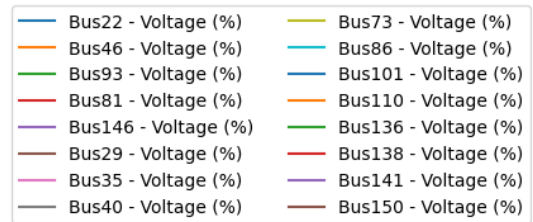
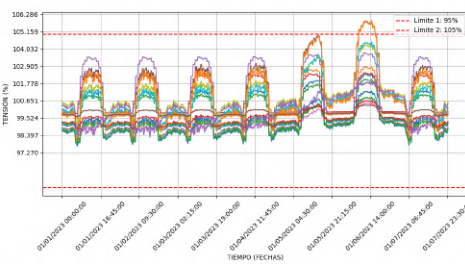
Escenario del 90 %



Escenario del 95 %



Escenario del 100 %



Fuente: Elaboración propia mediante Python

4.3.2. Criterio 2: Variaciones de tensión

Este criterio lo que establece que la diferencia entre la magnitud de tensión con y sin DER para todos los nodos y barras del circuito debe ser menor a 3% en MT y a 5% en BT. (ARESEP, 2023).

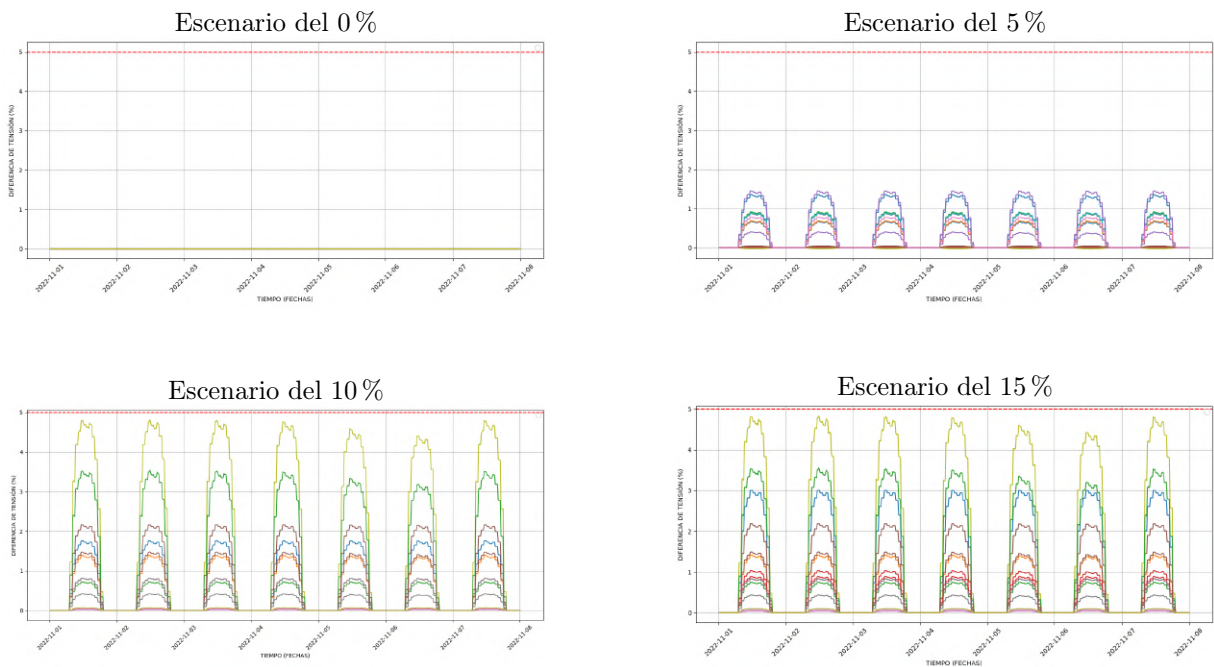
Las variaciones de la tensión de una barra del sistema eléctrico pueden desencadenar efectos adversos. Impacta la estabilidad de equipos electrónicos y motores, provocando rendimiento anómalo y riesgos a largo plazo. Además, puede generar problemas de estabilidad del sistema, desajustes en dispositivos de control y afectar la calidad del suministro eléctrico, aumentando el riesgo de desconexiones involuntarias.

Para evaluar este criterio se elaboraron gráficas individuales para cada fase del circuito (a, b y c), proporcionando una perspectiva específica del comportamiento de la tensión en las barras afectadas.

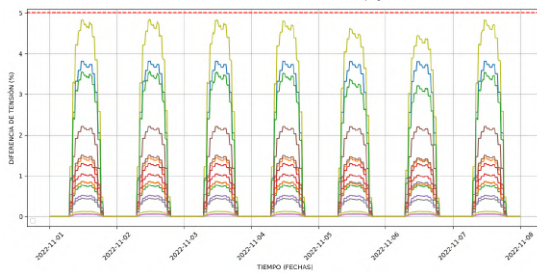
En estas gráficas, se incorporó una línea roja que marca claramente el límite del criterio de variaciones de tensión, fijado en un 5% debido a la inclusión exclusiva de generación distribuida en barras de baja tensión. Este enfoque visual permite una identificación precisa de momentos en los cuales las variaciones de tensión exceden el límite, facilitando la comprensión detallada del cumplimiento con el criterio establecido y destacando áreas de atención específicas en el sistema eléctrico.

Resultados para la fase A:

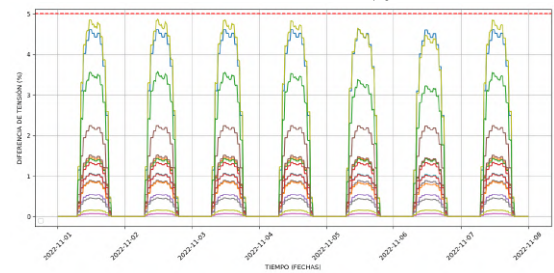
Figura 4.4: Gráficas de variaciones de tensión en la fase A



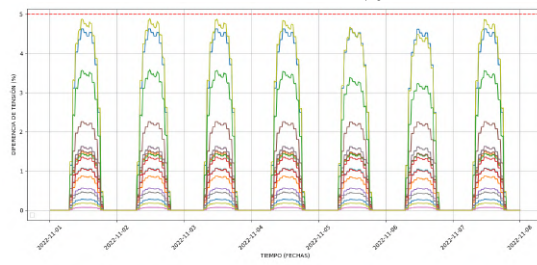
Escenario del 20 %



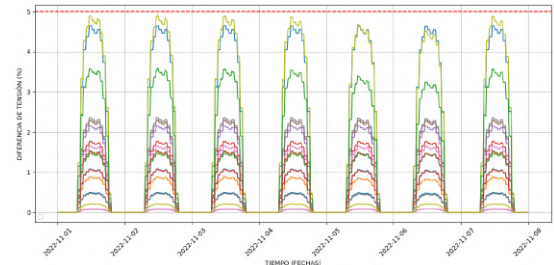
Escenario del 25 %



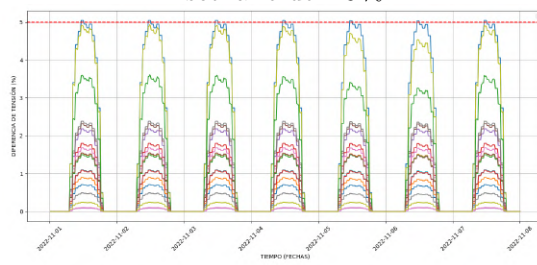
Escenario del 30 %



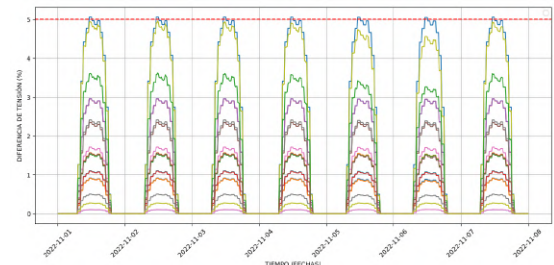
Escenario del 35 %



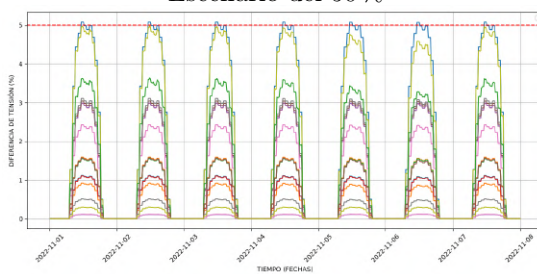
Escenario del 40 %



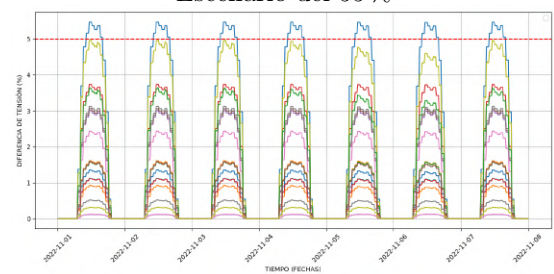
Escenario del 45 %



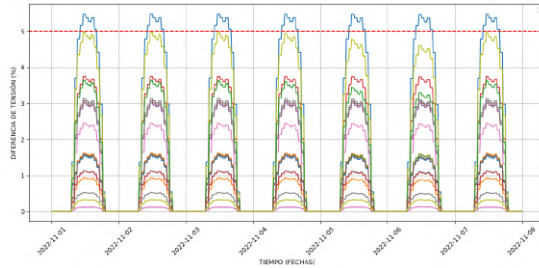
Escenario del 50 %



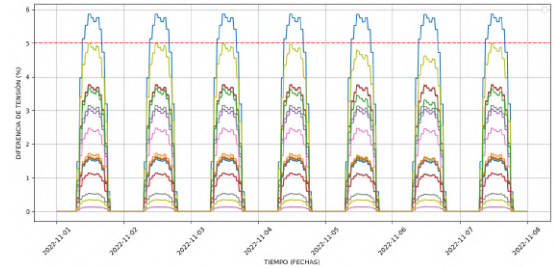
Escenario del 55 %



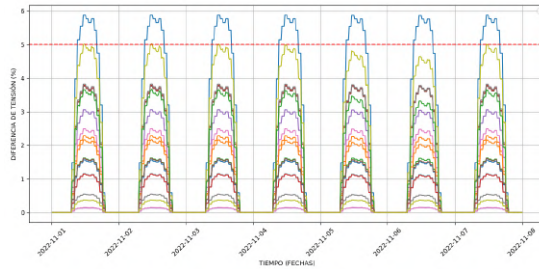
Escenario del 60 %



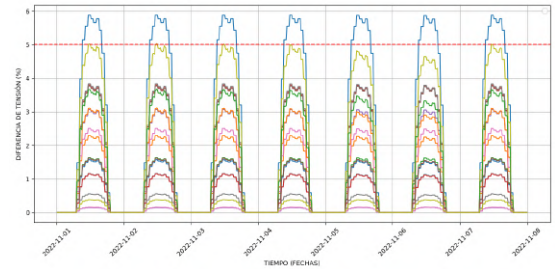
Escenario del 65 %



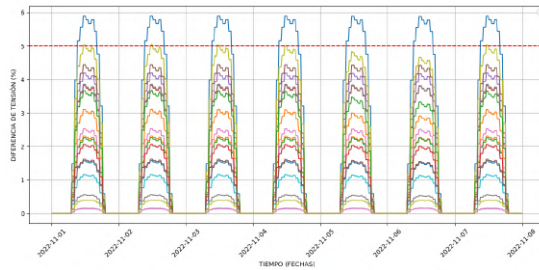
Escenario del 70 %



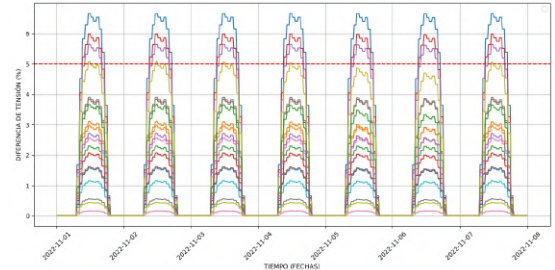
Escenario del 75 %



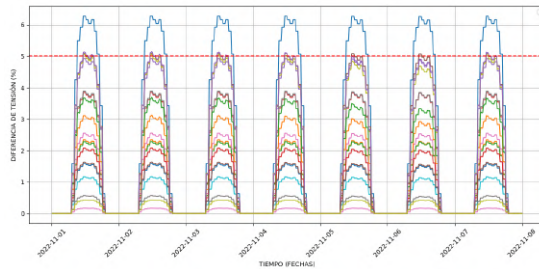
Escenario del 80 %



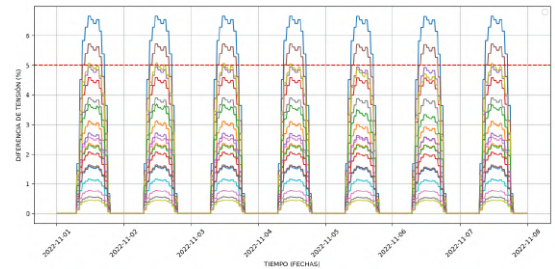
Escenario del 85 %

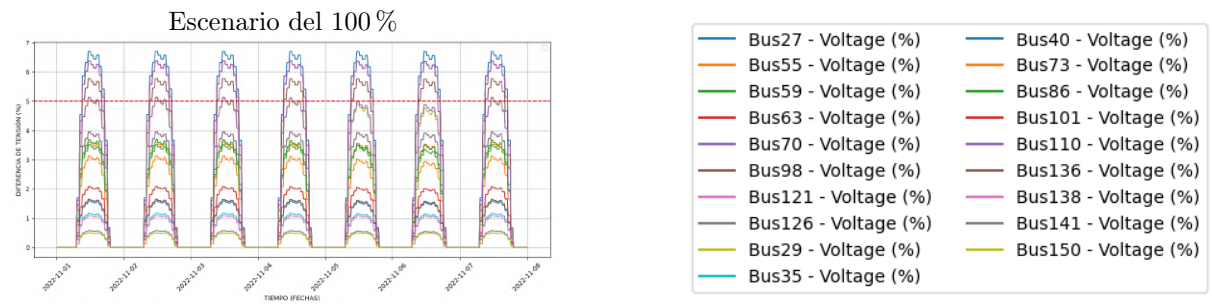


Escenario del 90 %



Escenario del 95 %

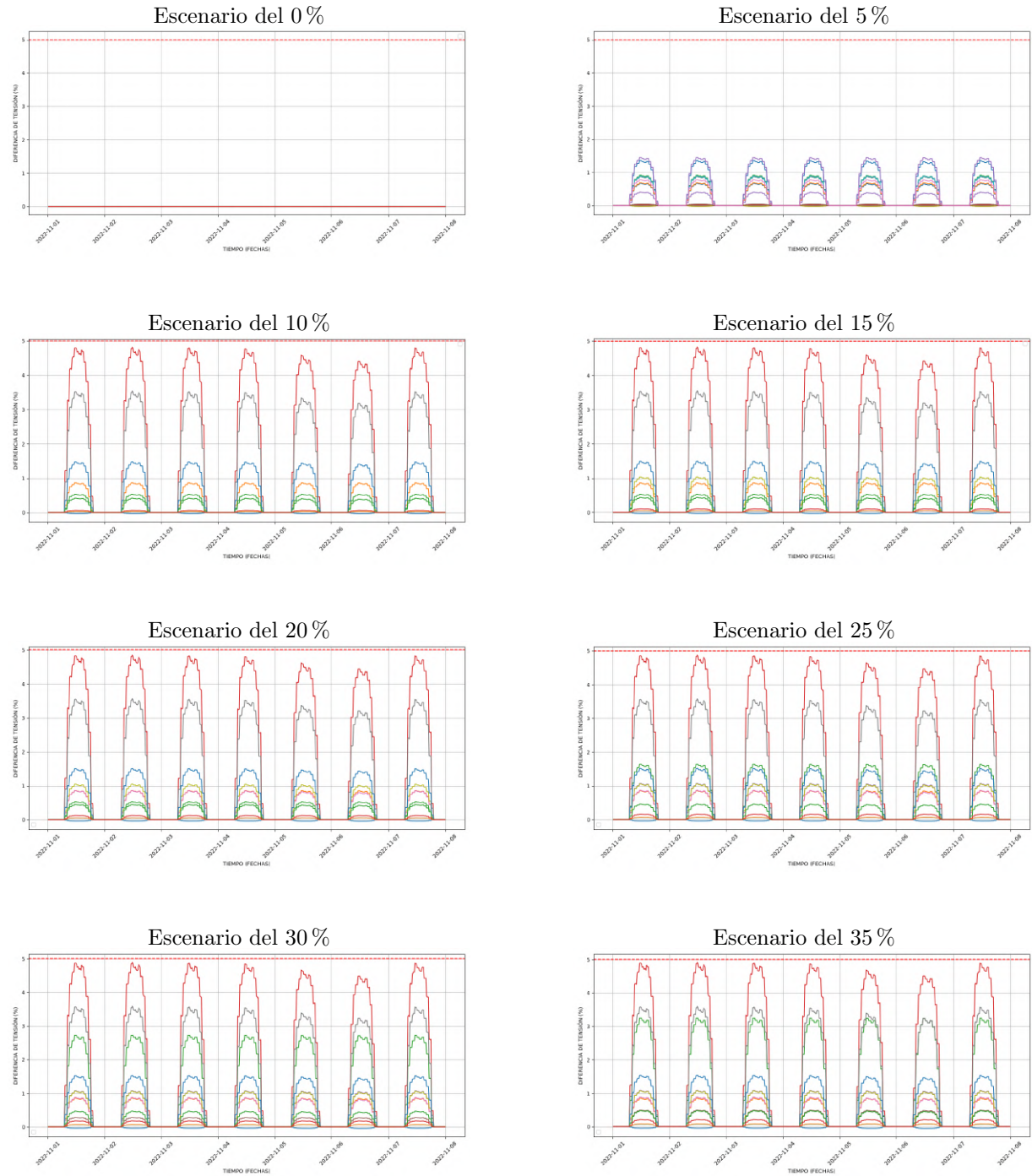




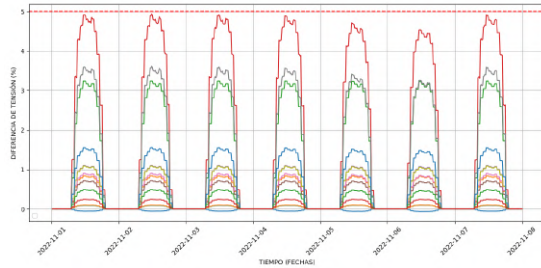
Fuente: Elaboración propia mediante Python

Resultados para la fase B:

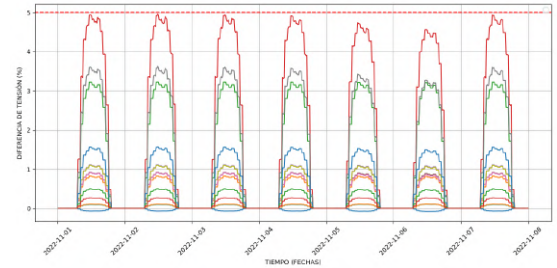
Figura 4.5: Gráficas de variaciones de tensión en la fase B



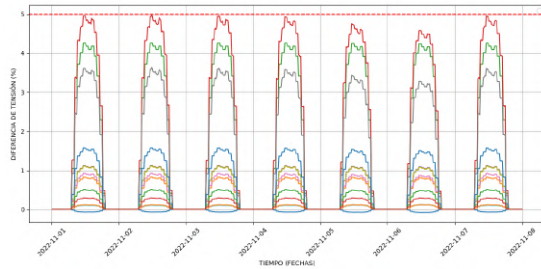
Escenario del 40 %



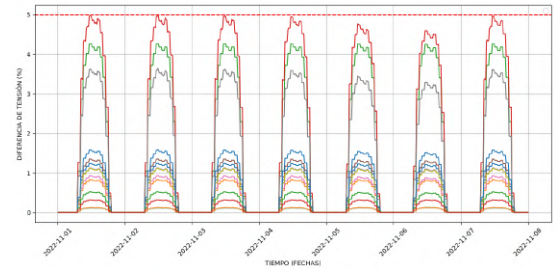
Escenario del 45 %



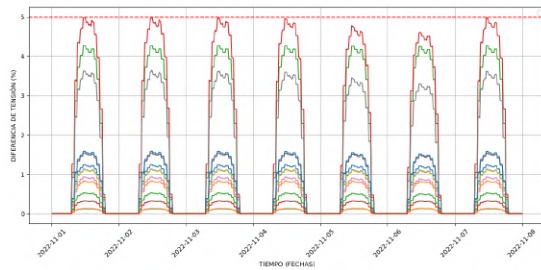
Escenario del 50 %



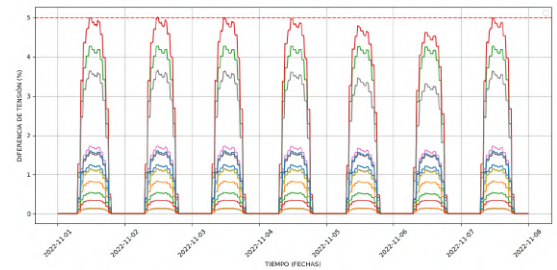
Escenario del 55 %



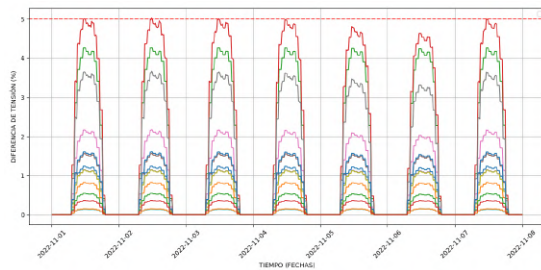
Escenario del 60 %



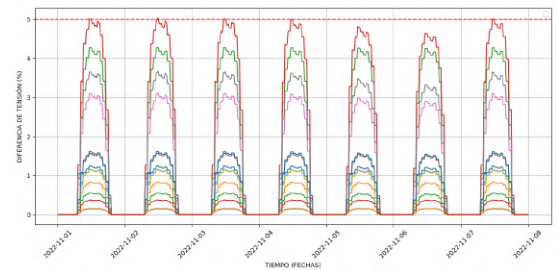
Escenario del 65 %

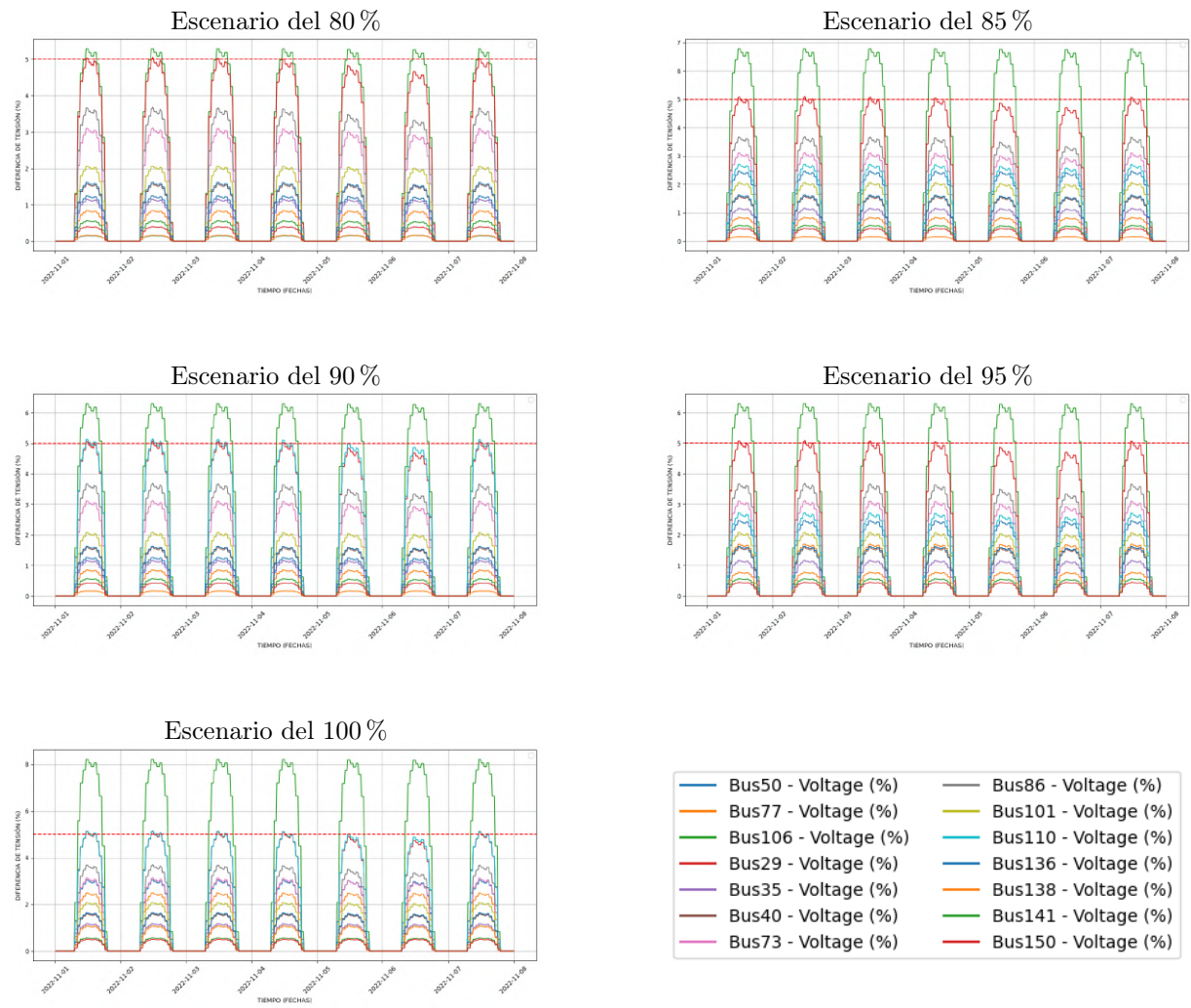


Escenario del 70 %



Escenario del 75 %

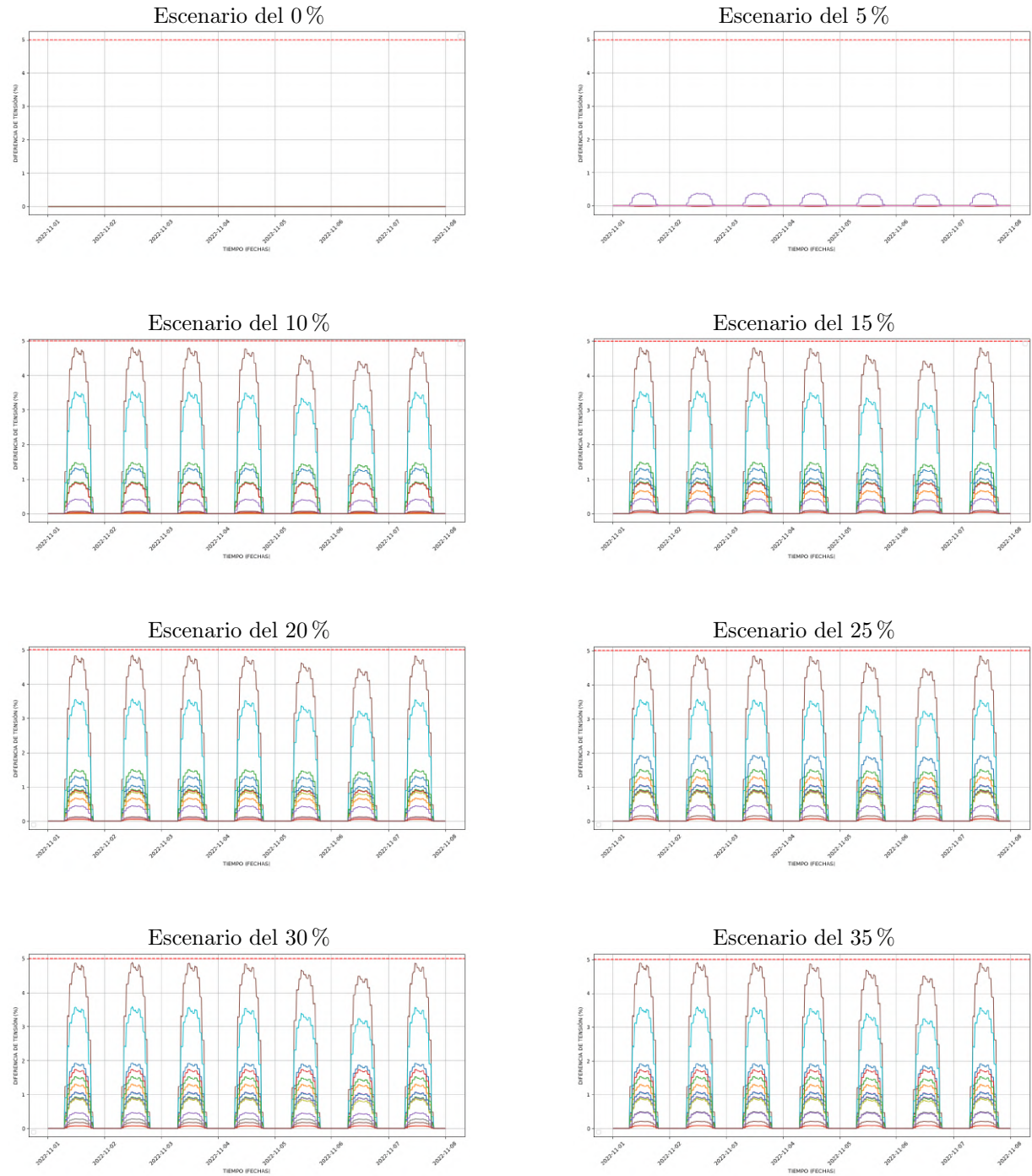




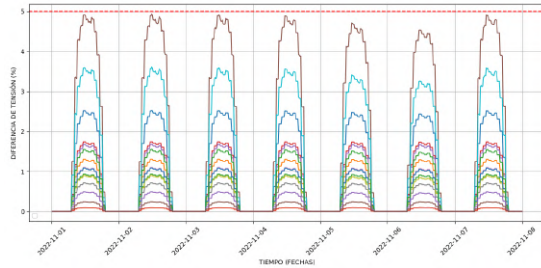
Fuente: Elaboración propia mediante Python

Resultados para la fase C:

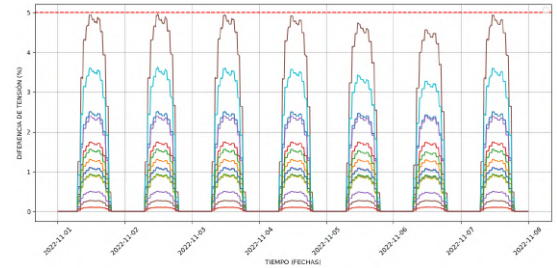
Figura 4.6: Gráficas de variaciones de tensión en la fase C



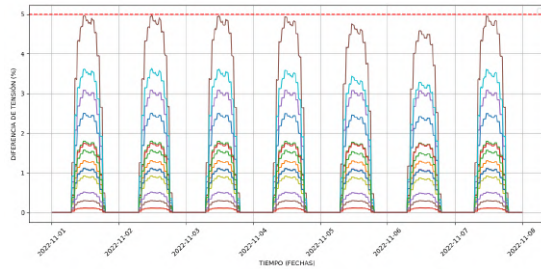
Escenario del 40 %



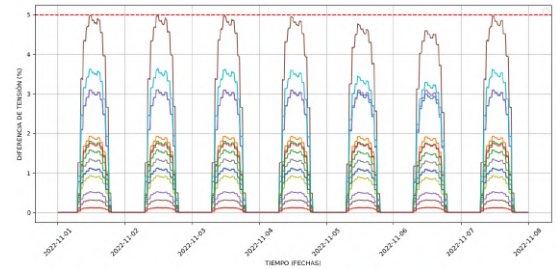
Escenario del 45 %



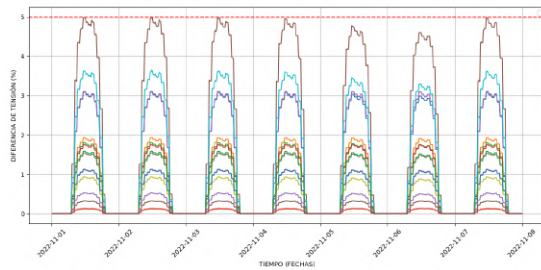
Escenario del 50 %



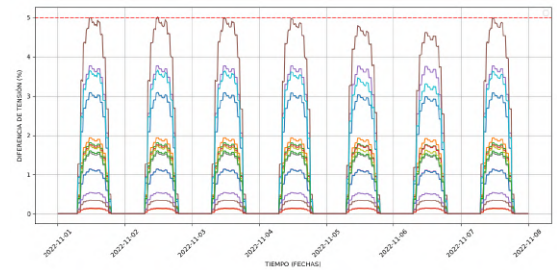
Escenario del 55 %



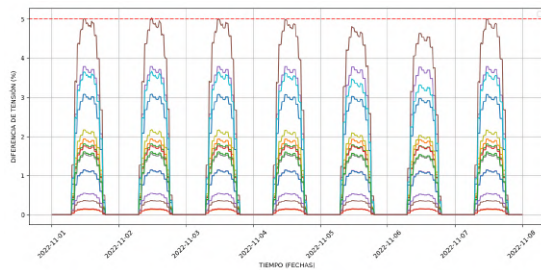
Escenario del 60 %



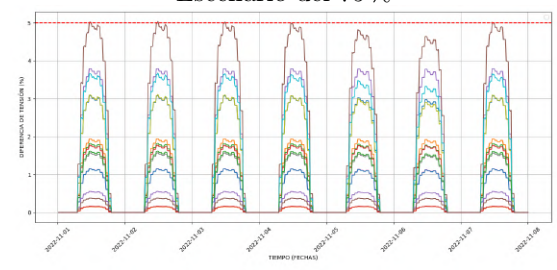
Escenario del 65 %

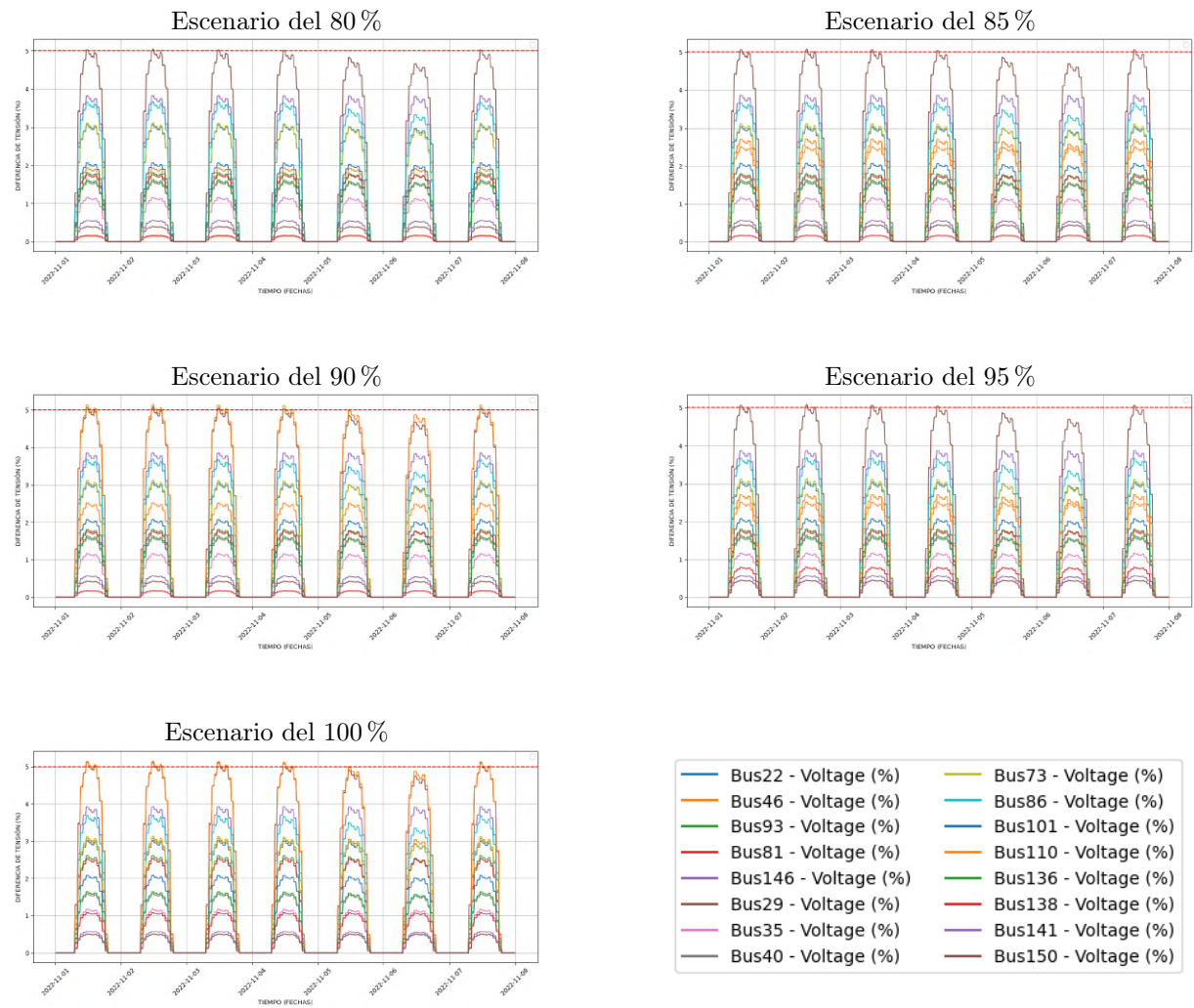


Escenario del 70 %



Escenario del 75 %





Fuente: Elaboración propia mediante Python

4.3.3. Criterio 3: Desbalance de tensión

Este criterio lo que establece es que los desbalances de tensión en las barras y nodos trifásicos debe ser menor 3%. Un desbalance superior al 3% en las barras del sistema eléctrico, tras la integración de generación distribuida, puede desencadenar una serie de problemas operativos. Esto incluye la sobrecarga de equipos, pérdidas energéticas adicionales, desgaste prematuro de dispositivos, fluctuaciones en la tensión y riesgo de desconexiones involuntarias. Además, genera desafíos en la integración de generación distribuida, especialmente con fuentes renovables intermitentes, como la generación solar.

Para evaluar este criterio se aplica las ecuaciones 4.1, 4.2, 4.3 y 4.4 para cada una de las barras y nodos trifásicos.

$$V_{promedio} = \frac{V_a + V_b + V_c}{3} \quad (4.1)$$

$$D_a = \frac{V_a - V_{promedio}}{V_{promedio}} * 100 \quad (4.2)$$

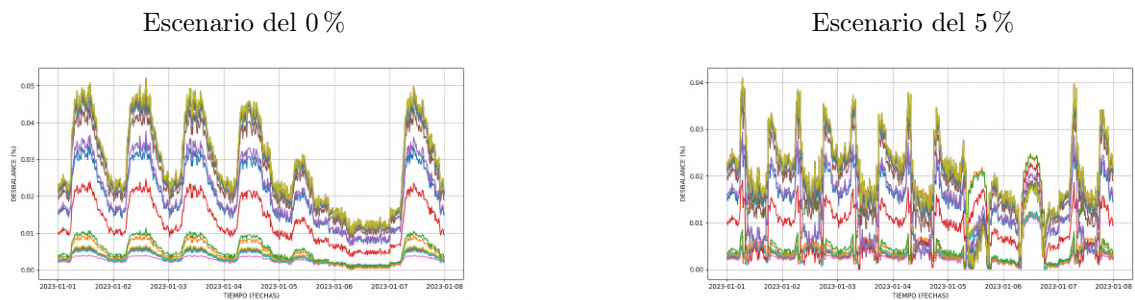
$$D_b = \frac{V_b - V_{promedio}}{V_{promedio}} * 100 \quad (4.3)$$

$$D_c = \frac{V_c - V_{promedio}}{V_{promedio}} * 100 \quad (4.4)$$

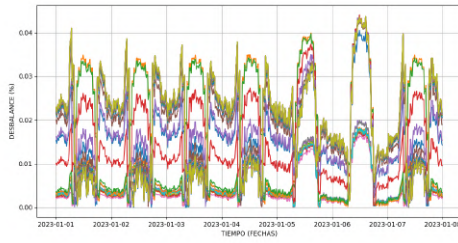
Luego se elaboraron gráficas separadas para cada fase del circuito (a, b y c), brindando una perspectiva detallada sobre cómo la generación distribuida afecta el desbalance de tensión en las barras correspondientes. Este enfoque visual proporciona una identificación precisa de momentos en los cuales el desbalance de tensión excede el límite, permitiendo un análisis del cumplimiento del criterio establecido.

Resultados para la fase A:

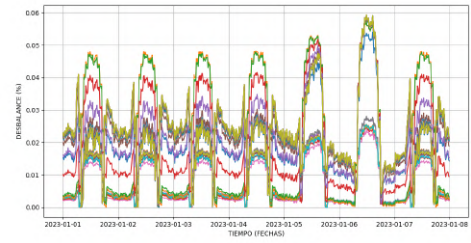
Figura 4.7: Gráficas de desbalance de tensión en la fase A



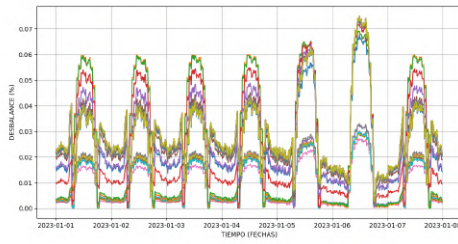
Escenario del 10 %



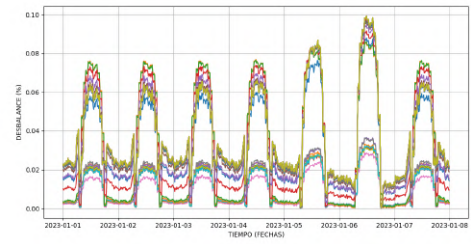
Escenario del 15 %



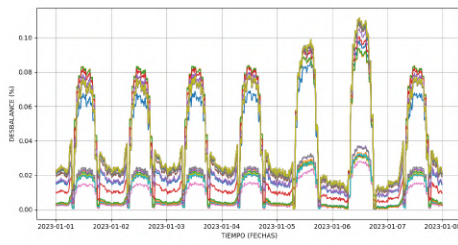
Escenario del 20 %



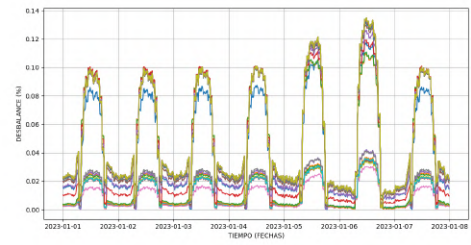
Escenario del 25 %



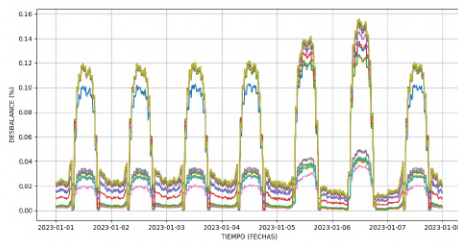
Escenario del 30 %



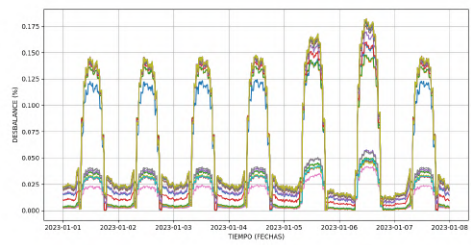
Escenario del 35 %



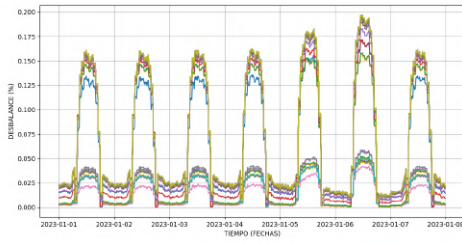
Escenario del 40 %



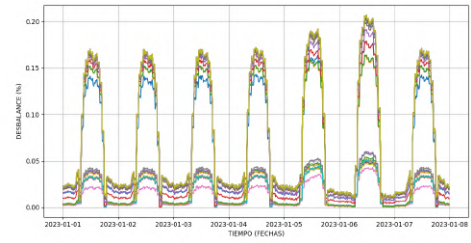
Escenario del 45 %



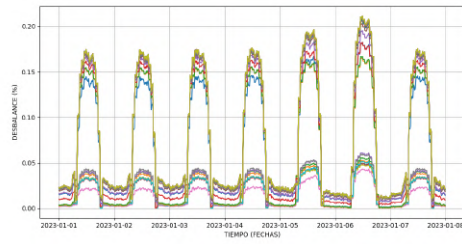
Escenario del 50 %



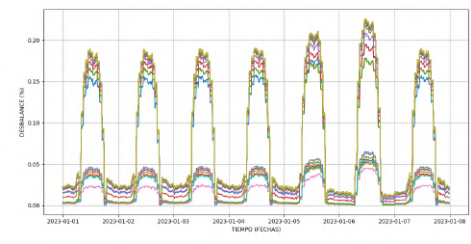
Escenario del 55 %



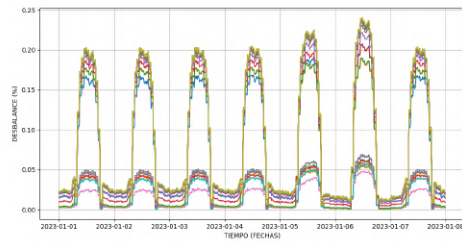
Escenario del 60 %



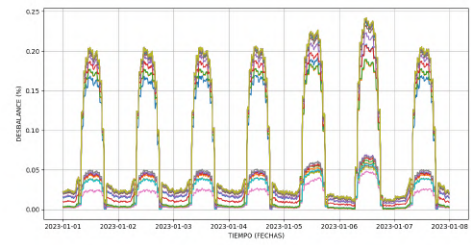
Escenario del 65 %



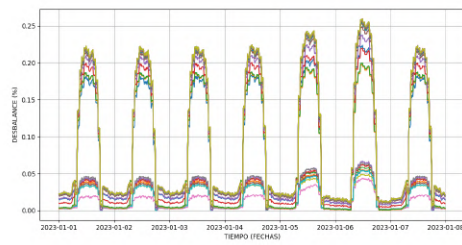
Escenario del 70 %



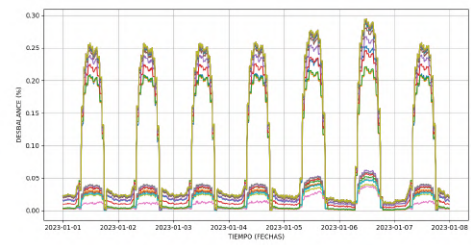
Escenario del 75 %



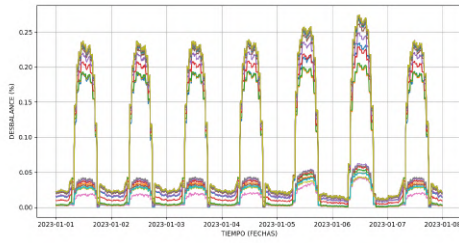
Escenario del 80 %



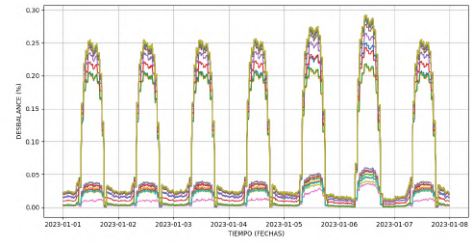
Escenario del 85 %



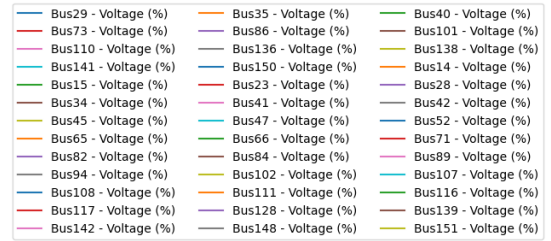
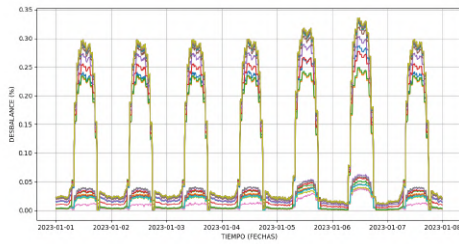
Escenario del 90 %



Escenario del 95 %



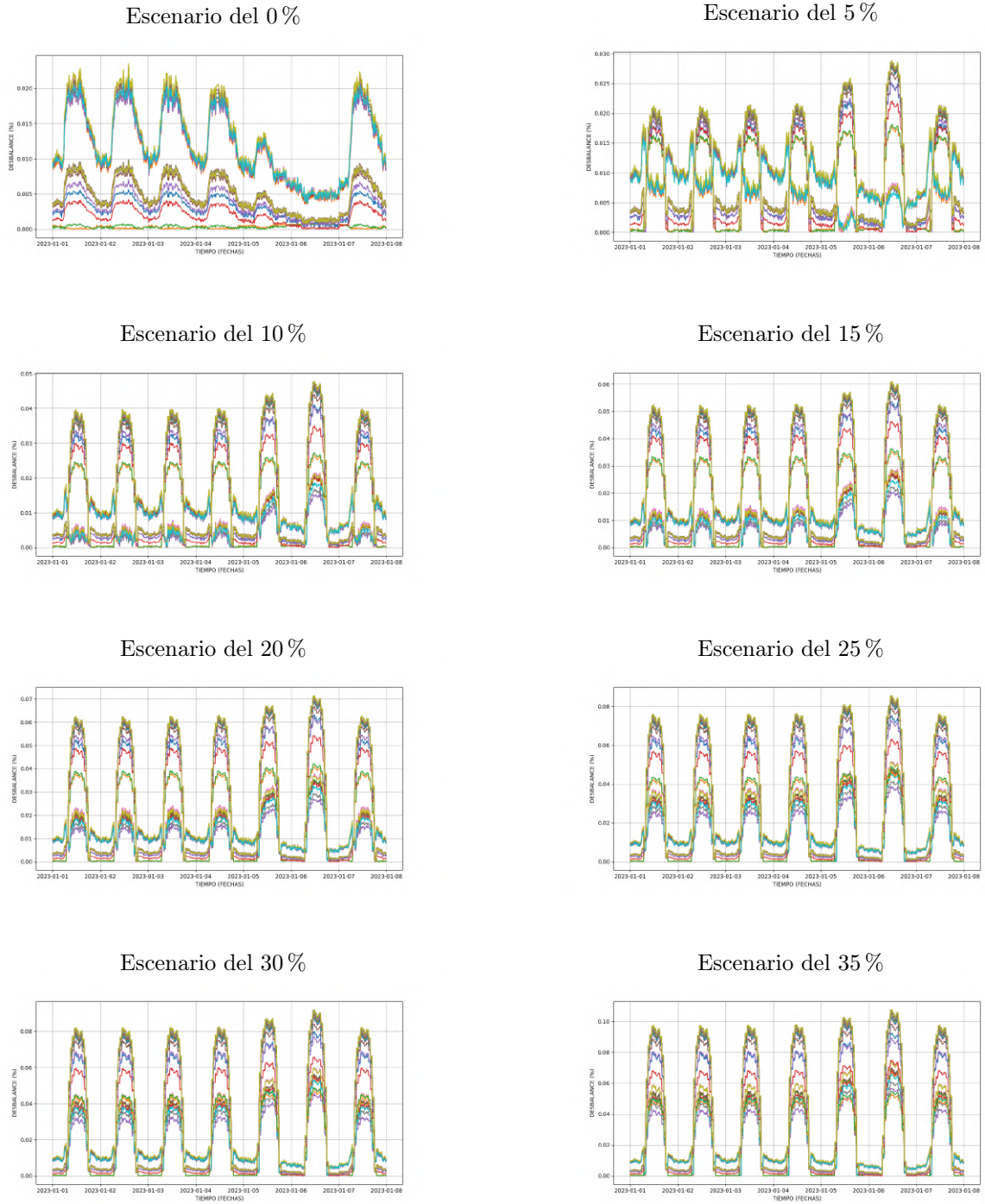
Escenario del 100 %



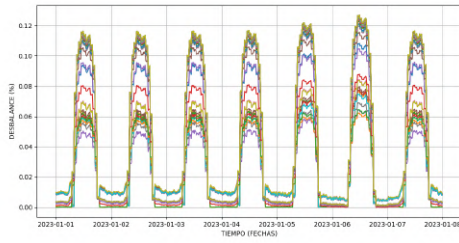
Fuente: Elaboración propia mediante Python

Resultados para la fase B:

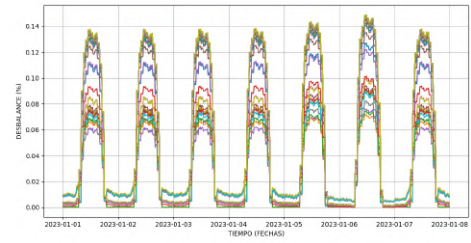
Figura 4.8: Gráficas de desbalance de tensión en la fase B



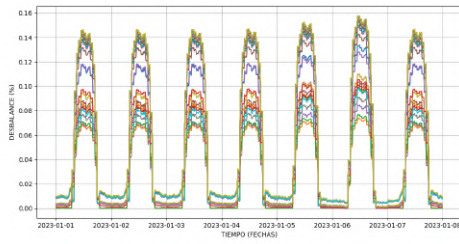
Escenario del 40 %



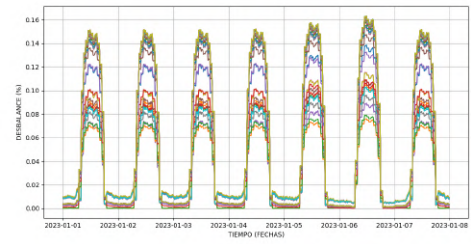
Escenario del 45 %



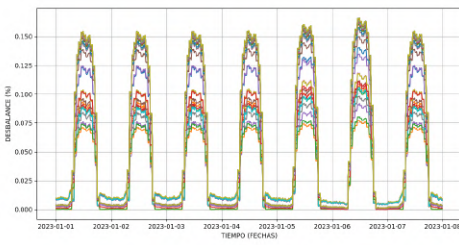
Escenario del 50 %



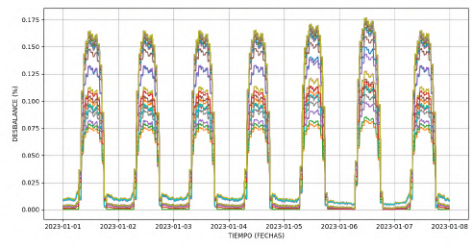
Escenario del 55 %



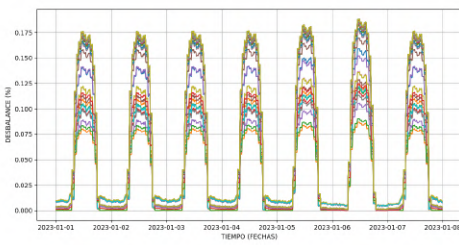
Escenario del 60 %



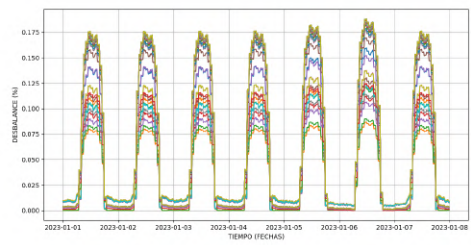
Escenario del 65 %



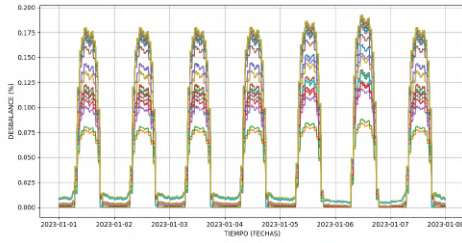
Escenario del 70 %



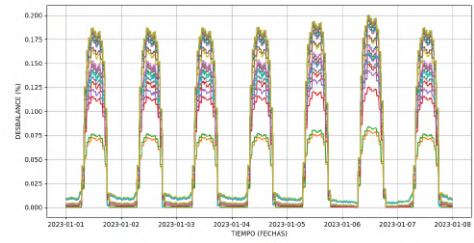
Escenario del 75 %



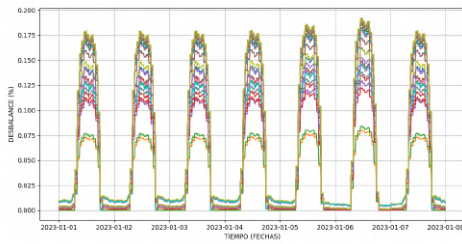
Escenario del 80 %



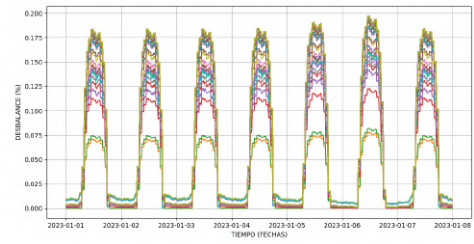
Escenario del 85 %



Escenario del 90 %

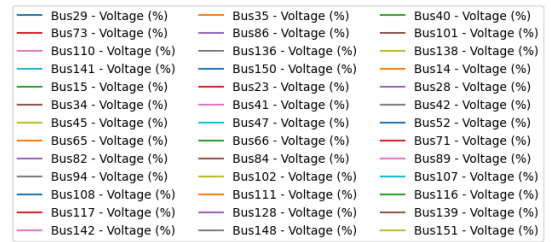
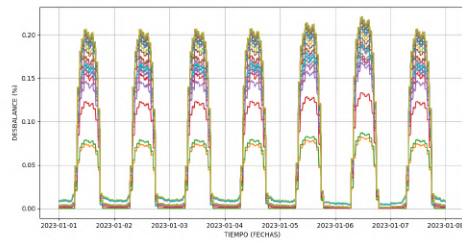


Escenario del 95 %



Fuente: Elaboración propia en Python

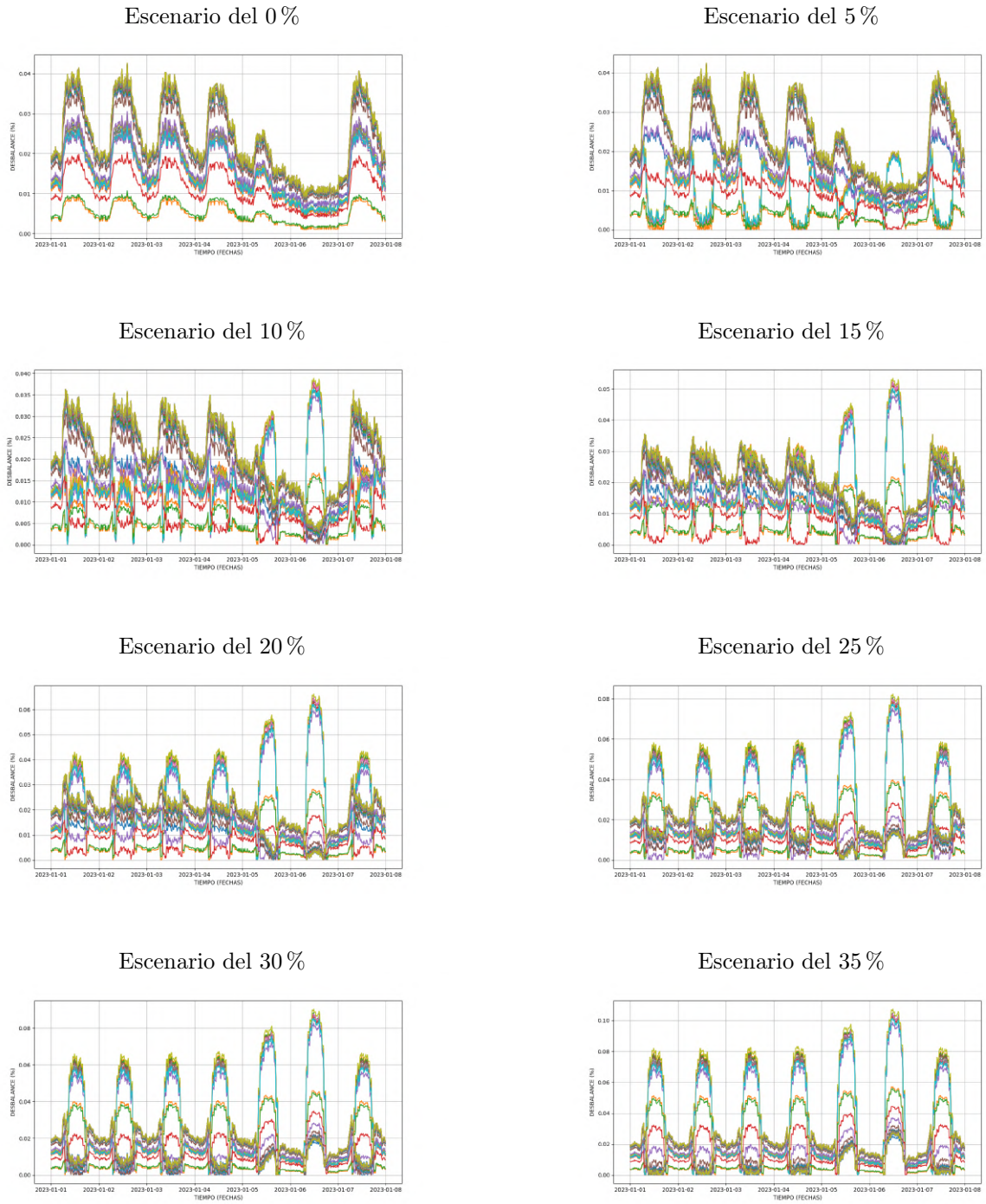
Escenario del 100 %



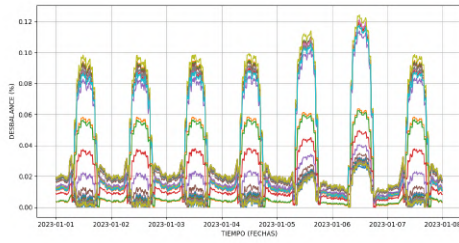
Fuente: Elaboración propia mediante Python

Resultados para la fase C:

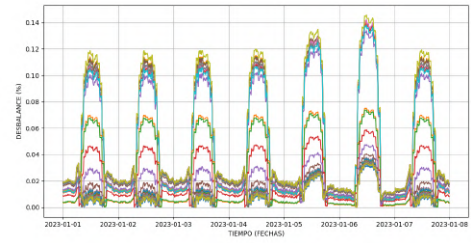
Figura 4.9: Gráficas de desbalance de tensión en la fase C



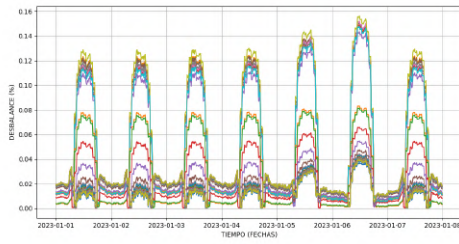
Escenario del 40 %



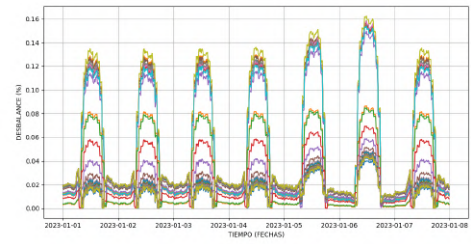
Escenario del 45 %



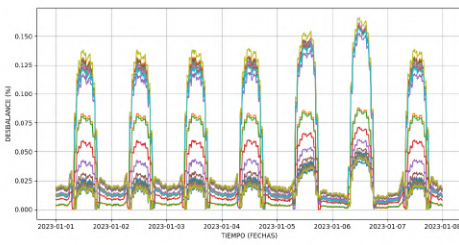
Escenario del 50 %



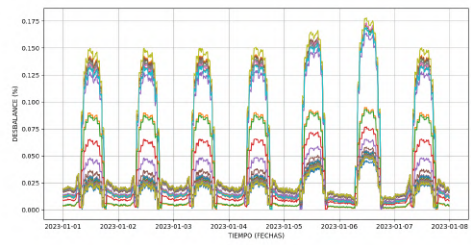
Escenario del 55 %



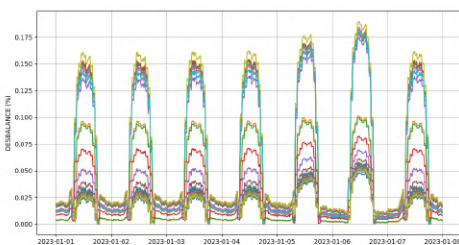
Escenario del 60 %



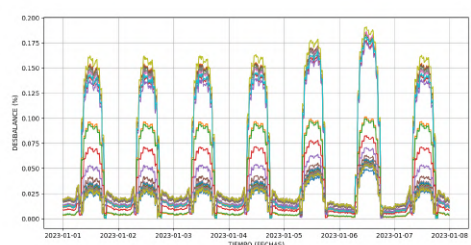
Escenario del 65 %



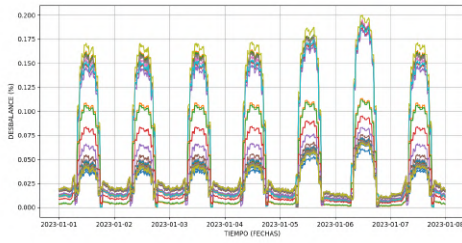
Escenario del 70 %



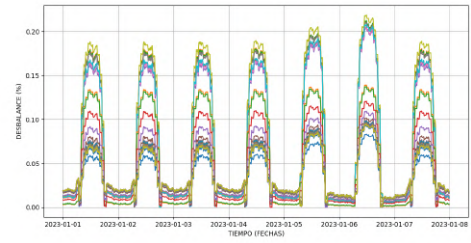
Escenario del 75 %



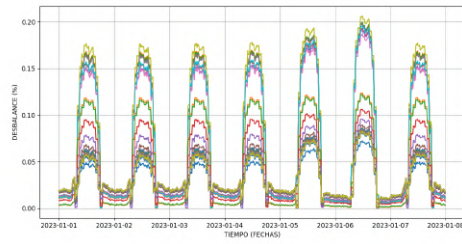
Escenario del 80 %



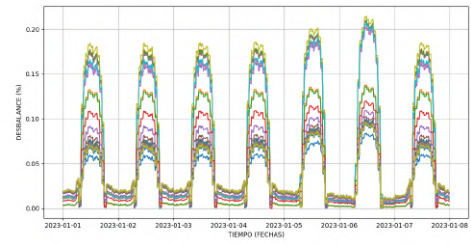
Escenario del 85 %



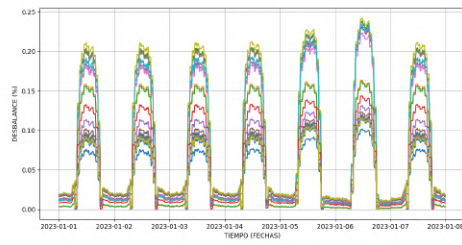
Escenario del 90 %



Escenario del 95 %



Escenario del 100 %



- | | | |
|----------------------|----------------------|----------------------|
| Bus29 - Voltage (%) | Bus35 - Voltage (%) | Bus40 - Voltage (%) |
| Bus73 - Voltage (%) | Bus86 - Voltage (%) | Bus101 - Voltage (%) |
| Bus110 - Voltage (%) | Bus136 - Voltage (%) | Bus138 - Voltage (%) |
| Bus141 - Voltage (%) | Bus150 - Voltage (%) | Bus14 - Voltage (%) |
| Bus15 - Voltage (%) | Bus23 - Voltage (%) | Bus28 - Voltage (%) |
| Bus34 - Voltage (%) | Bus41 - Voltage (%) | Bus42 - Voltage (%) |
| Bus45 - Voltage (%) | Bus47 - Voltage (%) | Bus52 - Voltage (%) |
| Bus65 - Voltage (%) | Bus66 - Voltage (%) | Bus71 - Voltage (%) |
| Bus82 - Voltage (%) | Bus84 - Voltage (%) | Bus89 - Voltage (%) |
| Bus94 - Voltage (%) | Bus102 - Voltage (%) | Bus107 - Voltage (%) |
| Bus108 - Voltage (%) | Bus111 - Voltage (%) | Bus116 - Voltage (%) |
| Bus117 - Voltage (%) | Bus128 - Voltage (%) | Bus139 - Voltage (%) |
| Bus142 - Voltage (%) | Bus148 - Voltage (%) | Bus151 - Voltage (%) |

Fuente: Elaboración propia mediante Python

4.3.4. Criterio 4: Sobrecarga en líneas de distribución

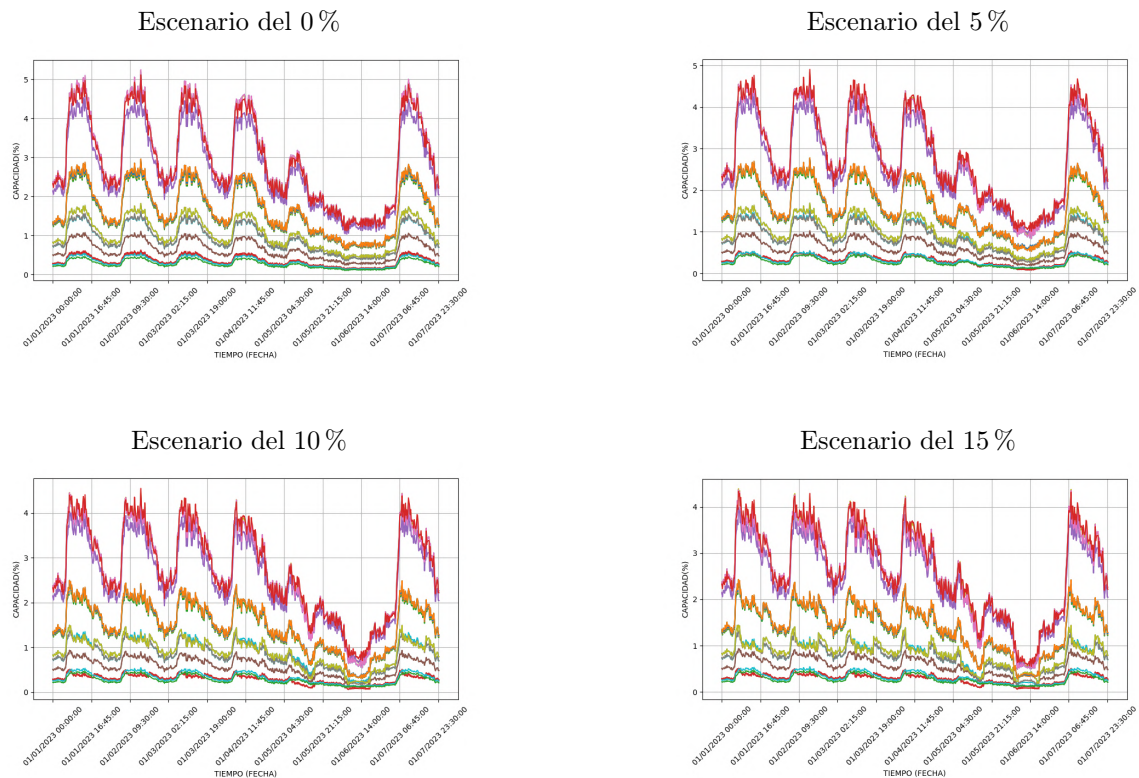
Una posible sobrecarga en las líneas de distribución tras la integración de generación distribuida conlleva varios impactos negativos. Podría provocar desgaste prematuro y daño a equipos, aumento de pérdidas de energía y generar caídas de voltaje locales, afectando la calidad del suministro eléctrico. Además, puede ocasionar sobrecalentamiento de equipos, desbalance de fases, desconexiones involuntarias y comprometer la fiabilidad del sistema eléctrico a nivel local.

Este criterio es más fácil de evaluar, ya que el propio programa ETAP calcula la sobrecarga en las líneas de distribución. Se crearon gráficas distintas para cada fase del circuito (a, b y c), mostrando cómo la carga se distribuye en cada uno de los conductores afectados por la generación distribuida.

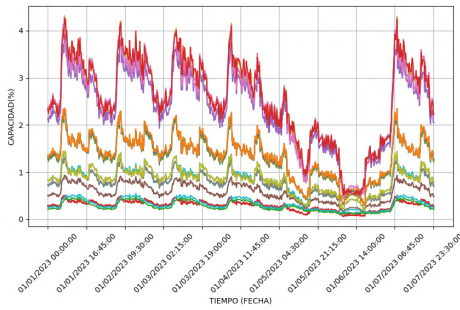
Cada gráfica ofrece una representación visual que destaca las variaciones en la carga a lo largo del período analizado. Esto permite identificar de manera clara los momentos en los cuales la carga supera los límites establecidos. Este enfoque individualizado para cada fase proporciona información detallada sobre la carga en el sistema eléctrico, facilitando la identificación de posibles puntos de sobrecarga.

Resultados para la fase A:

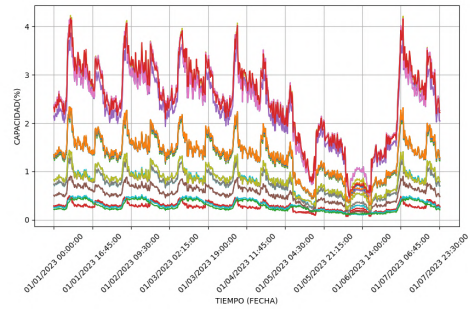
Figura 4.10: Gráficas de porcentaje de carga en las líneas de distribución en la fase A



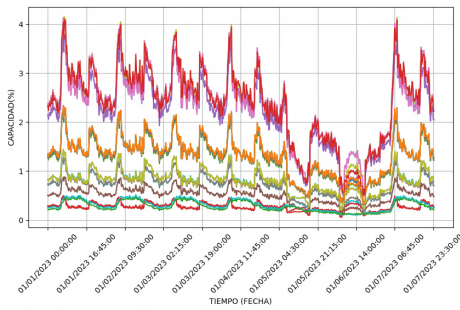
Escenario del 20 %



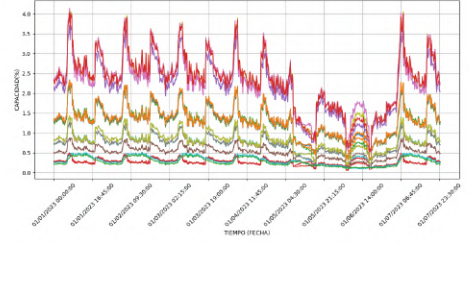
Escenario del 25 %



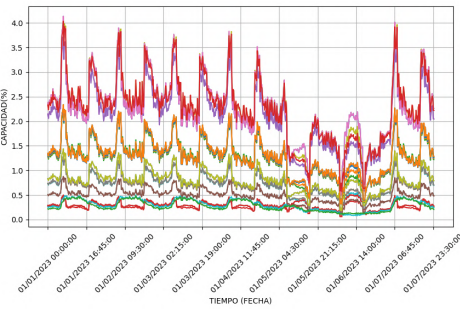
Escenario del 30 %



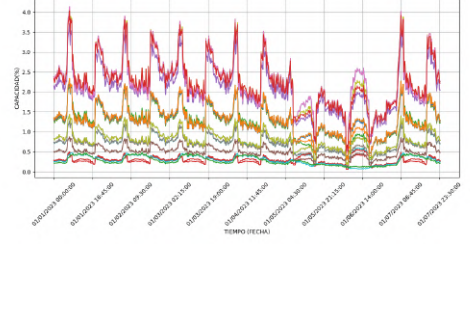
Escenario del 35 %



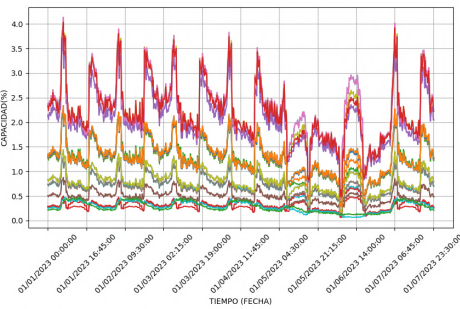
Escenario del 40 %



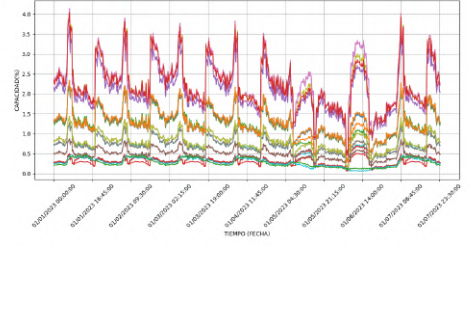
Escenario del 45 %



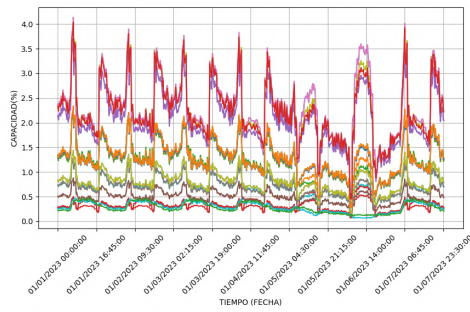
Escenario del 50 %



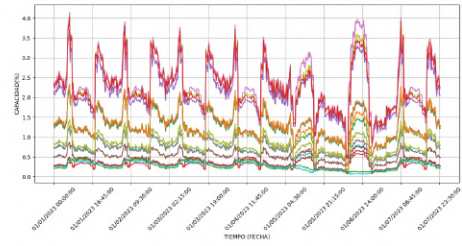
Escenario del 55 %



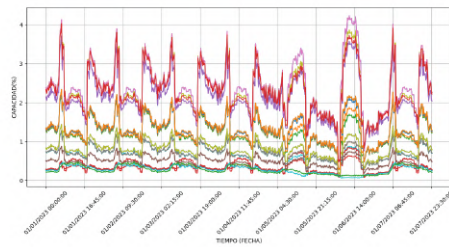
Escenario del 60 %



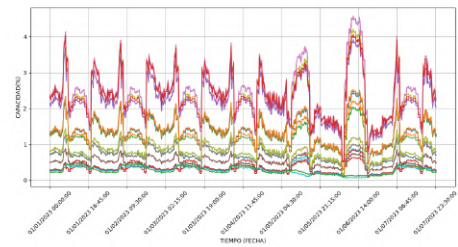
Escenario del 65 %



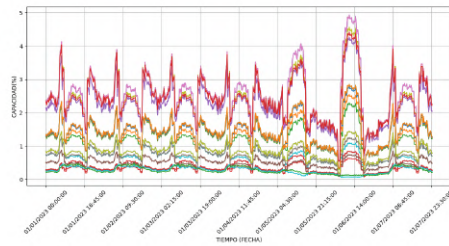
Escenario del 70 %



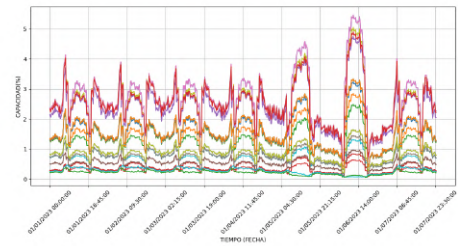
Escenario del 75 %



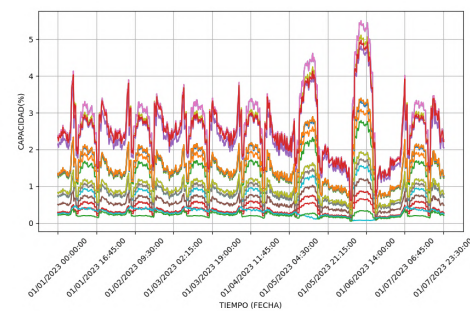
Escenario del 80 %



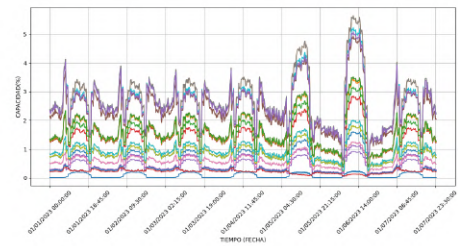
Escenario del 85 %



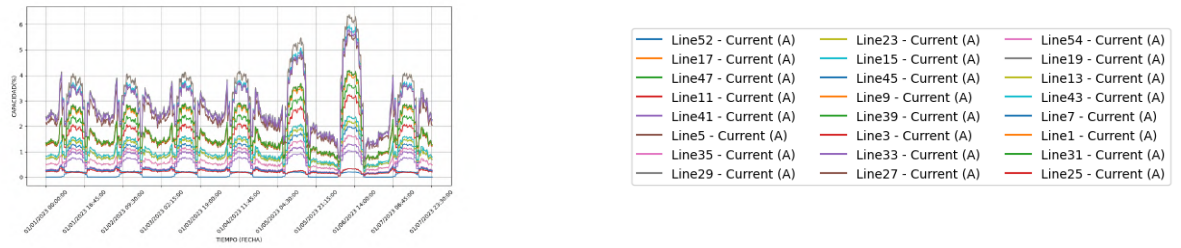
Escenario del 90 %



Escenario del 95 %



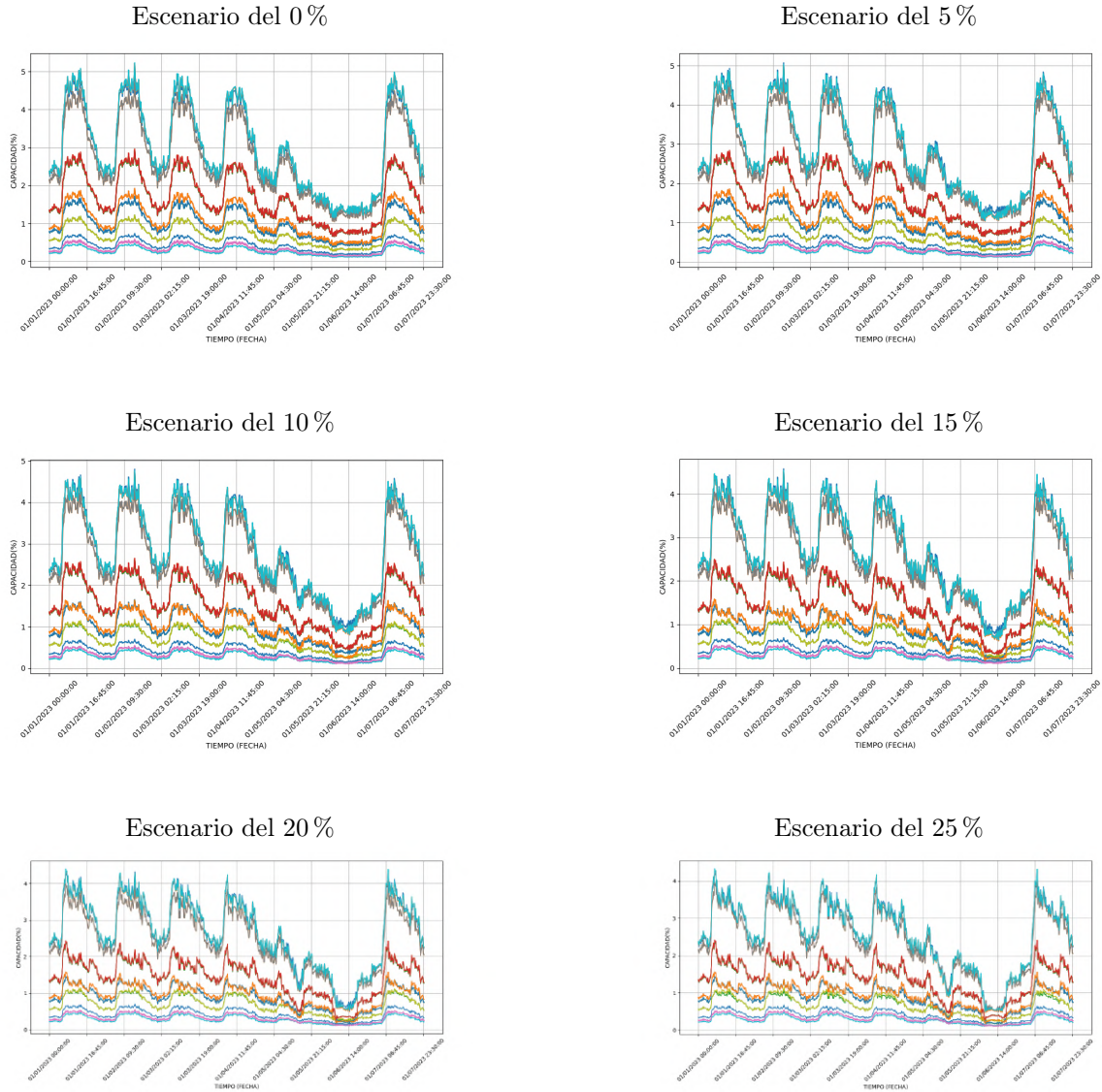
Escenario del 100 %



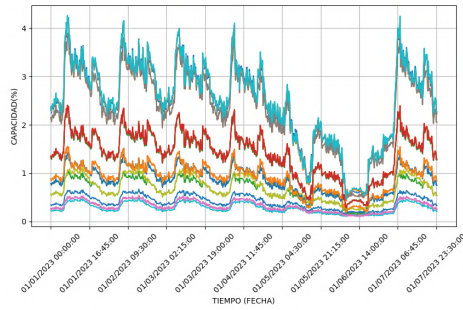
Fuente: Elaboración propia mediante Python

Resultados para la fase B:

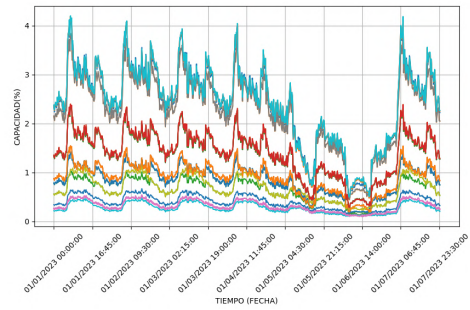
Figura 4.11: Gráficas de porcentaje de carga en las líneas de distribución en la fase B



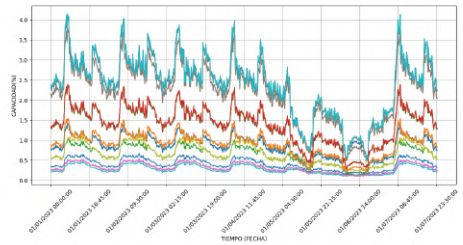
Escenario del 30 %



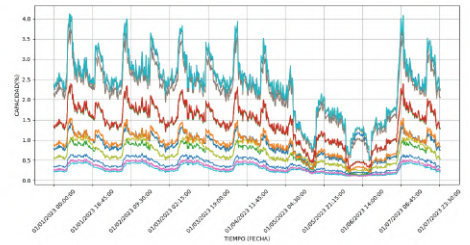
Escenario del 35 %



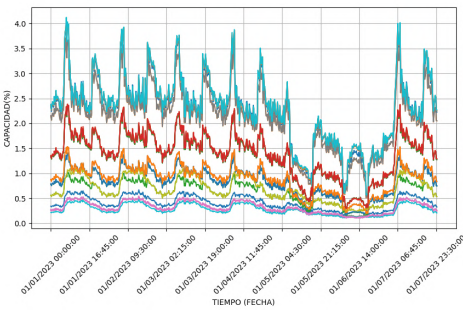
Escenario del 40 %



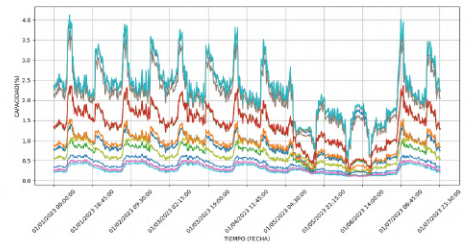
Escenario del 45 %



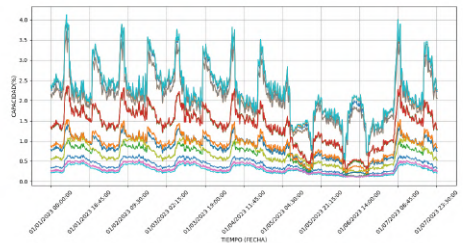
Escenario del 50 %



Escenario del 55 %



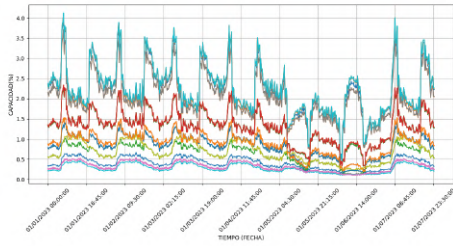
Escenario del 60 %



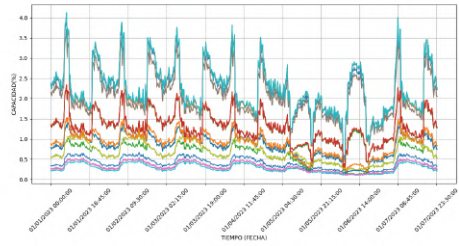
Escenario del 65 %



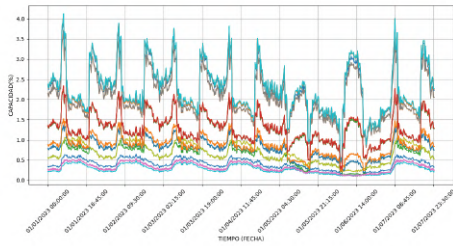
Escenario del 70 %



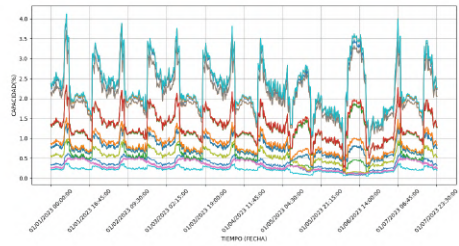
Escenario del 75 %



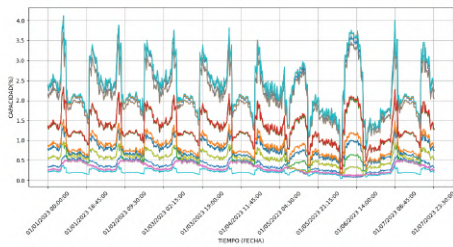
Escenario del 80 %



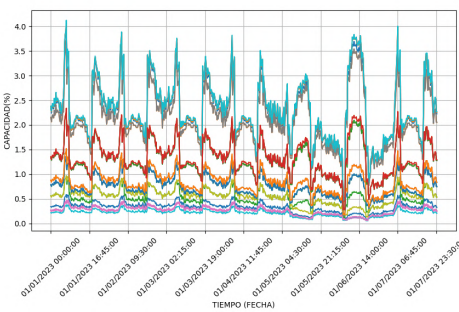
Escenario del 85 %



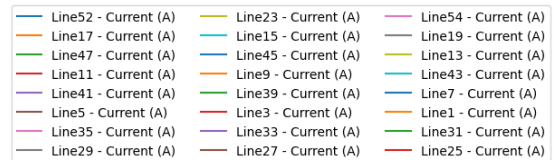
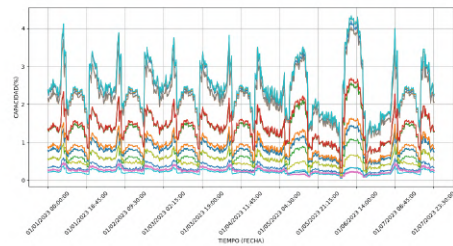
Escenario del 90 %



Escenario del 95 %



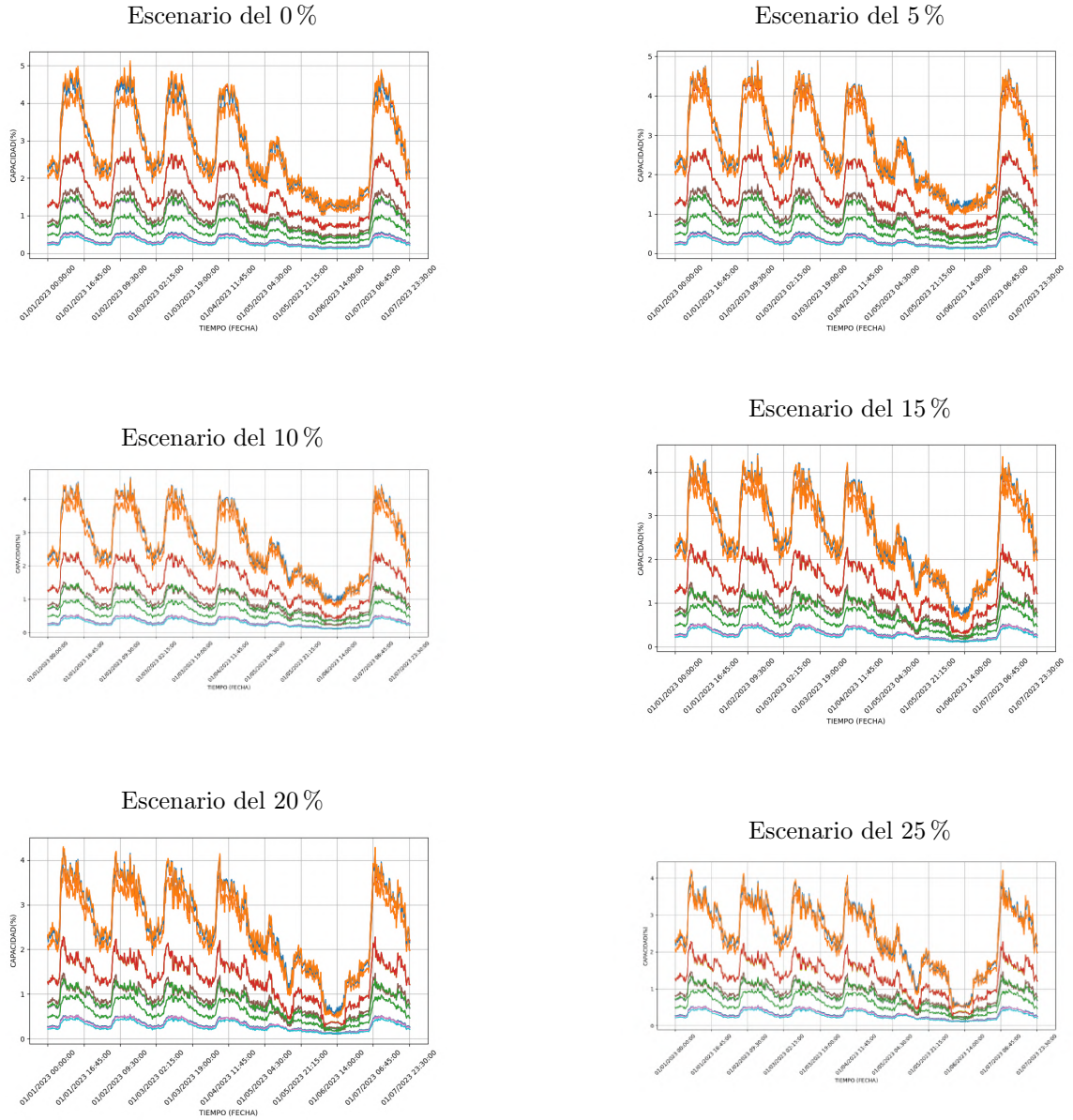
Escenario del 100 %



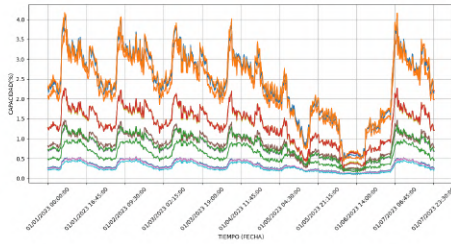
Fuente: Elaboración propia mediante Python

Resultados para la fase C:

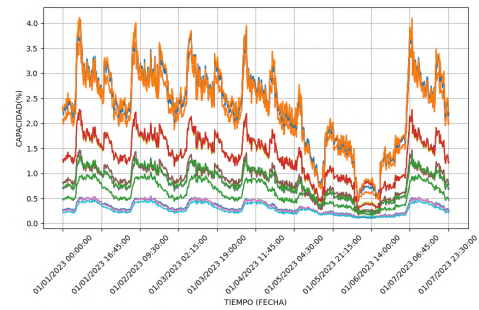
Figura 4.12: Gráficas de porcentaje de carga en las líneas de distribución en la fase C



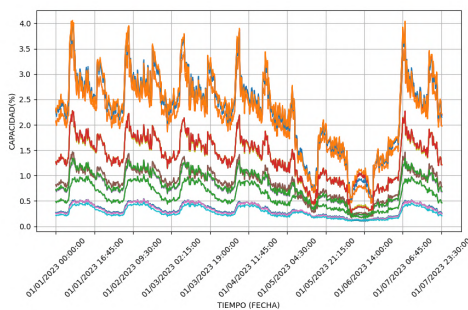
Escenario del 30 %



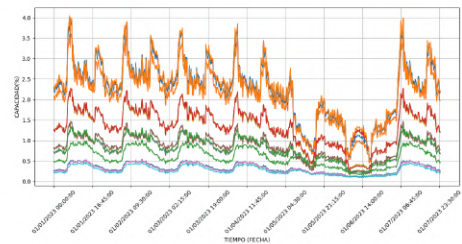
Escenario del 35 %



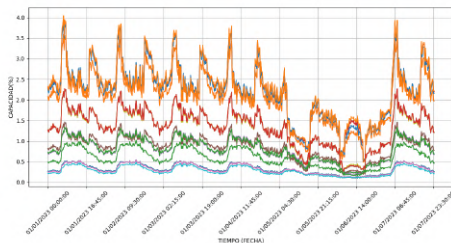
Escenario del 40 %



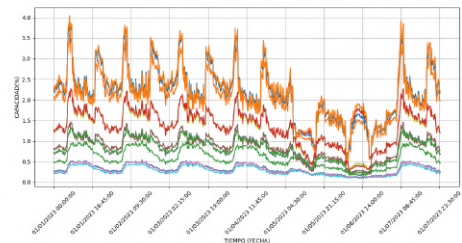
Escenario del 45 %



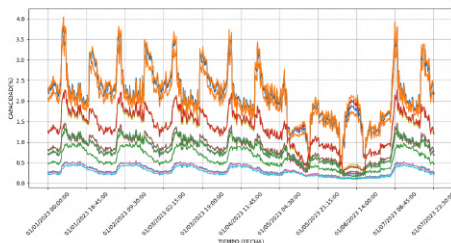
Escenario del 50 %



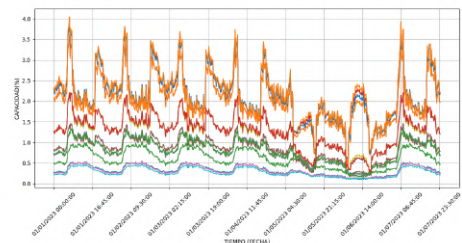
Escenario del 55 %



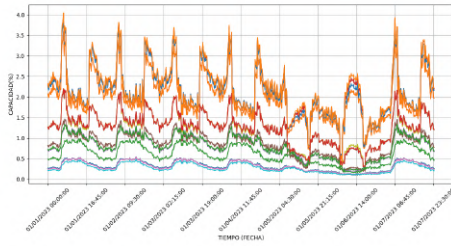
Escenario del 60 %



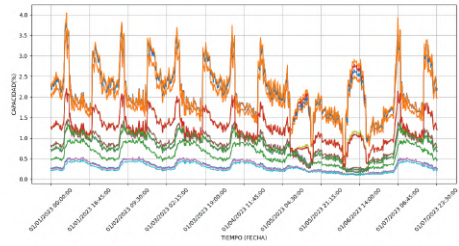
Escenario del 65 %



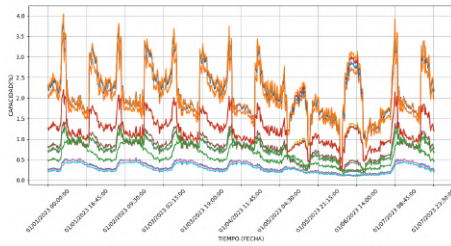
Escenario del 70 %



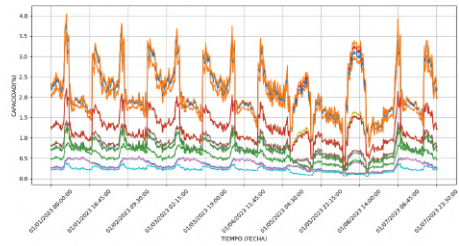
Escenario del 75 %



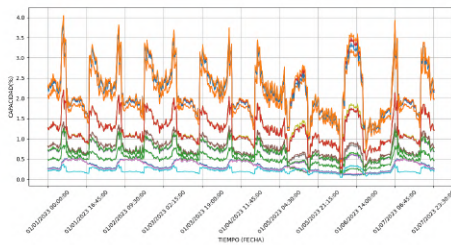
Escenario del 80 %



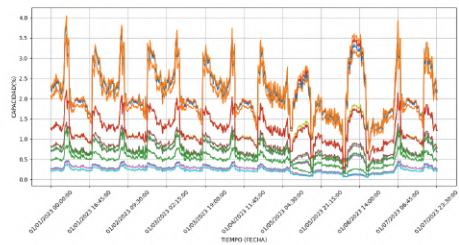
Escenario del 85 %



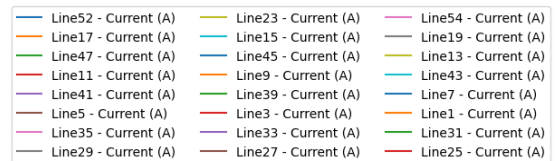
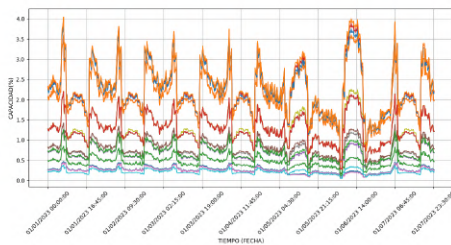
Escenario del 90 %



Escenario del 95 %



Escenario del 100 %



Fuente: Elaboración propia mediante Python

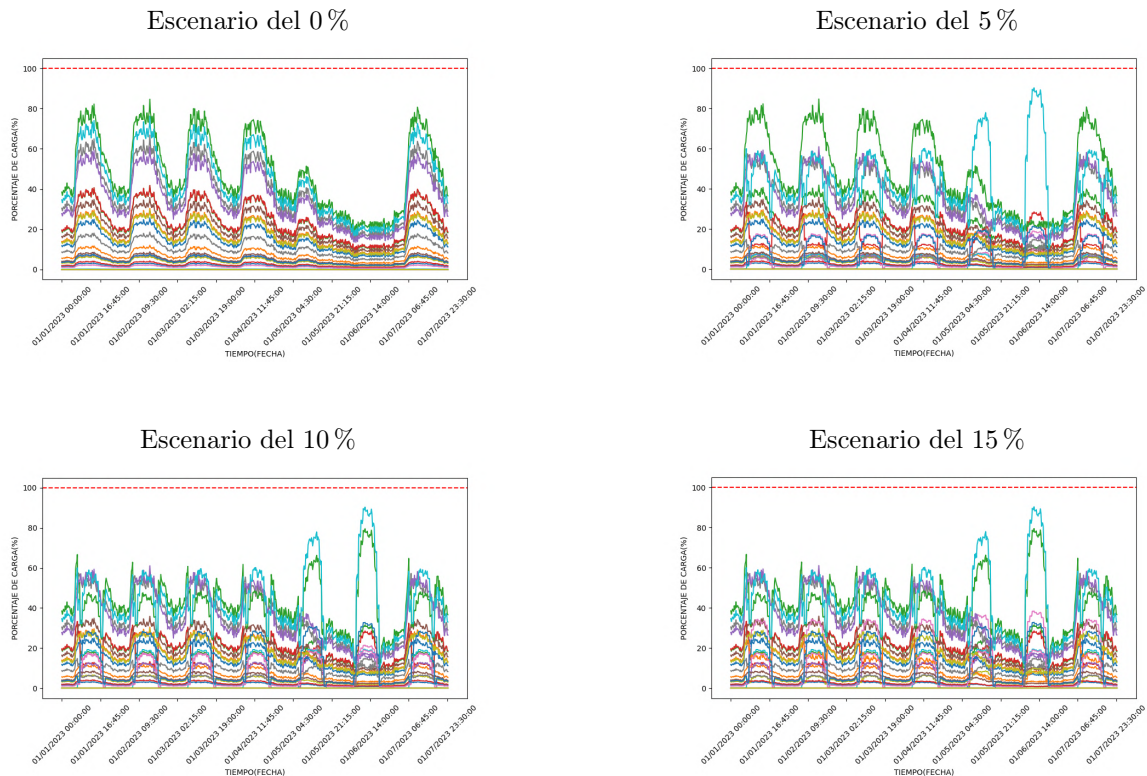
4.3.5. Criterio 5: Sobrecarga en transformadores

Una posible sobrecarga en transformadores después de la integración de generación distribuida conlleva diversos efectos adversos. Puede provocar el sobrecalentamiento del transformador, degradación del aislamiento y reducción de eficiencia, aumentando las pérdidas en el sistema y la necesidad de mantenimiento frecuente. Esto puede incrementar el riesgo de fallas y paradas no planificadas, afectando la calidad del suministro eléctrico y generando costos adicionales.

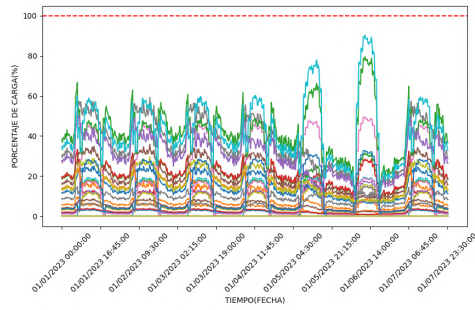
Al igual que con el criterio anterior, el propio programa ETAP calcula la sobrecarga en los transformadores. Se generaron gráficas distintas para cada fase del circuito (a, b y c), mostrando cómo la carga evoluciona en cada uno de los transformadores afectados por la integración de generación distribuida en el secundario. Estas gráficas brindan una comprensión nítida de cómo la integración de generación distribuida afecta la carga en cada transformador.

Resultados para la fase A:

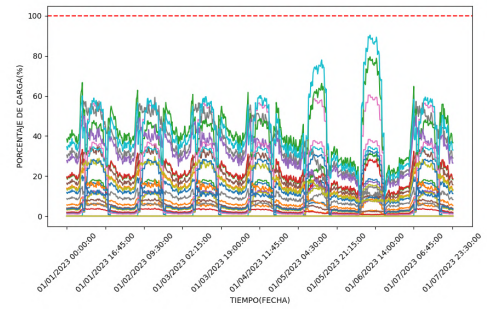
Figura 4.13: Gráficas de porcentaje de carga en transformadores en la fase A



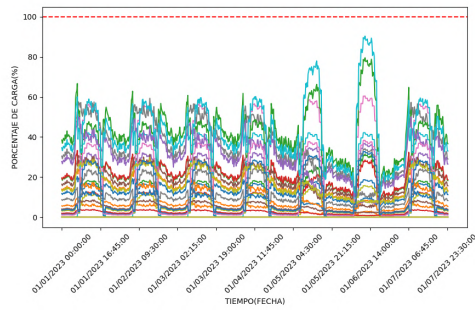
Escenario del 20 %



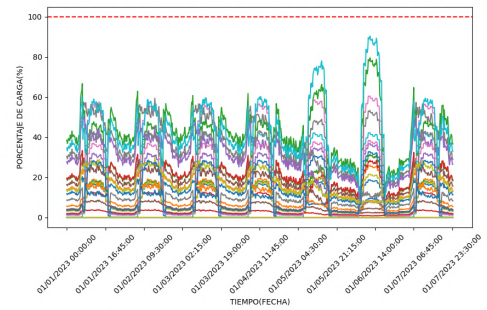
Escenario del 25 %



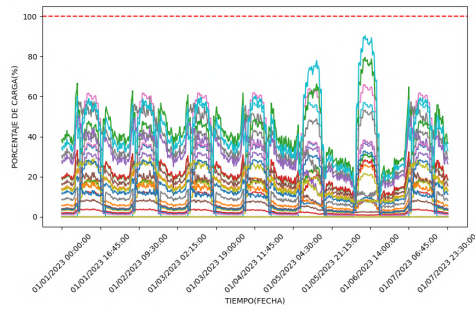
Escenario del 30 %



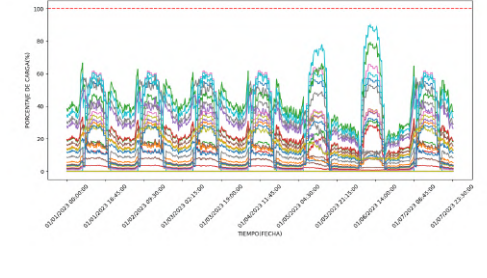
Escenario del 35 %



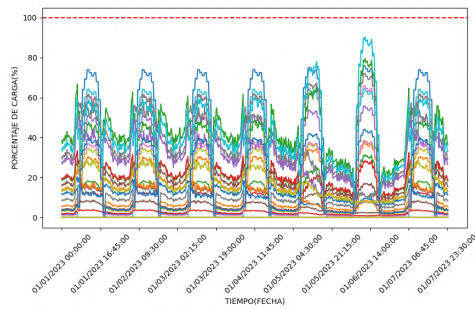
Escenario del 40 %



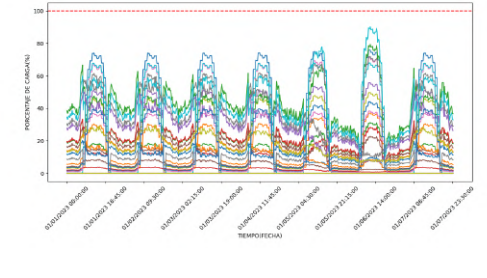
Escenario del 45 %



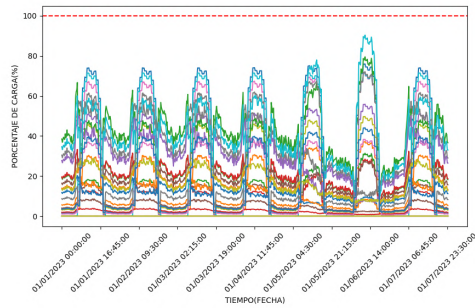
Escenario del 50 %



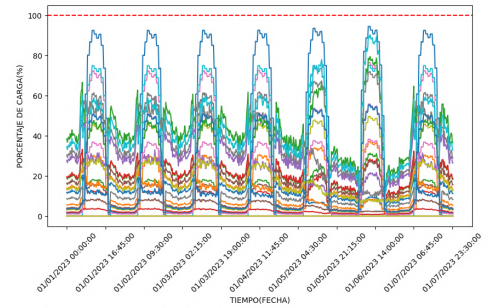
Escenario del 55 %



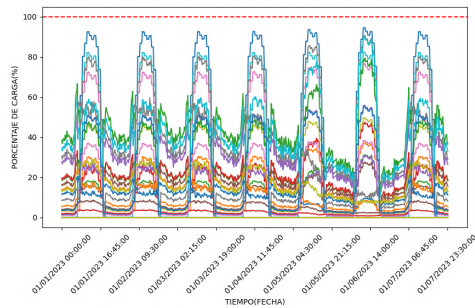
Escenario del 60 %



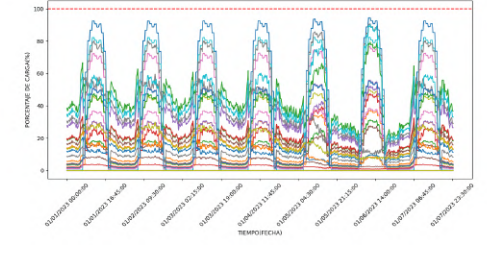
Escenario del 65 %



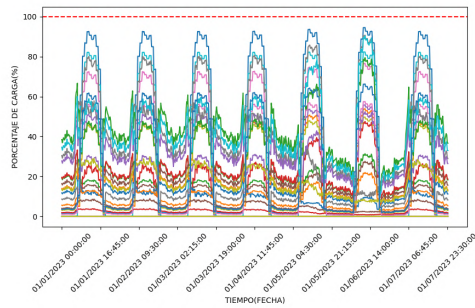
Escenario del 70 %



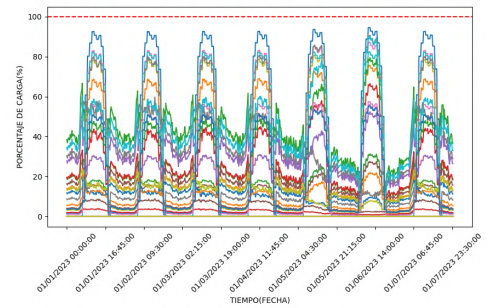
Escenario del 75 %



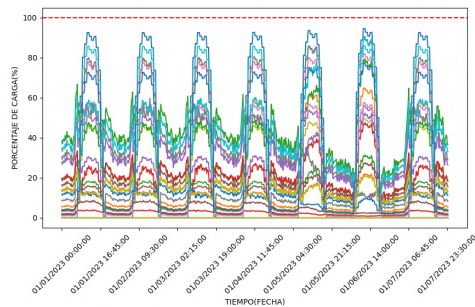
Escenario del 80 %



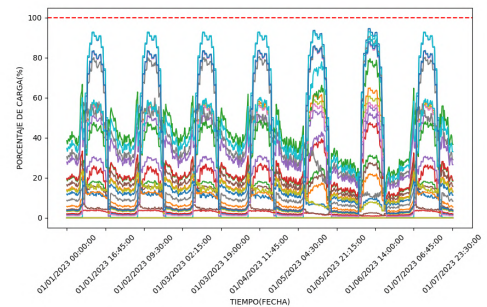
Escenario del 85 %

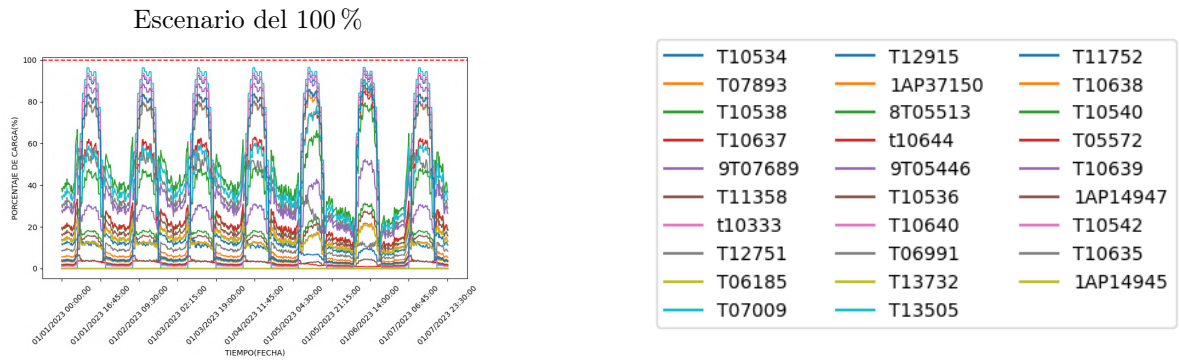


Escenario del 90 %



Escenario del 95 %

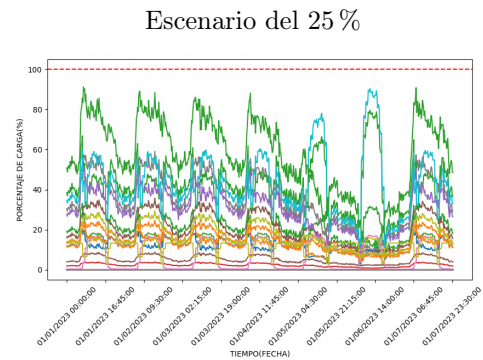
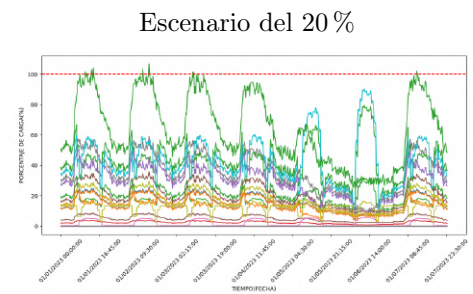
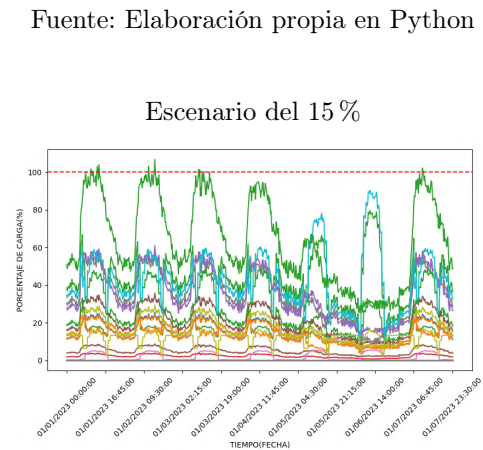
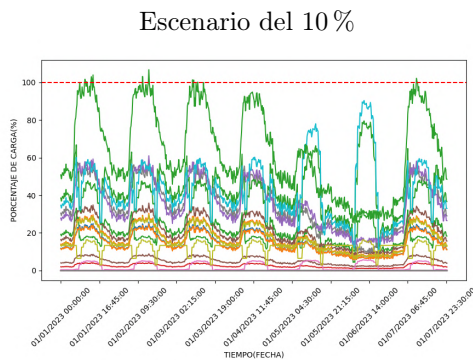
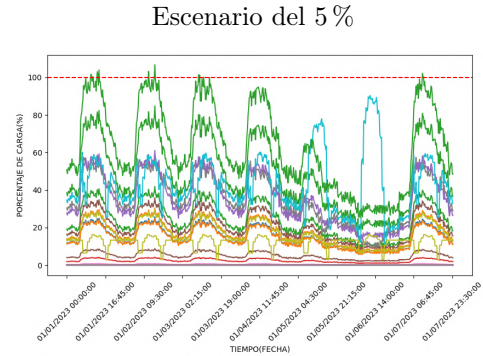
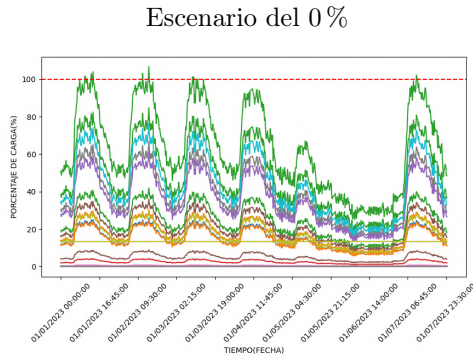




Fuente: Elaboración propia mediante Python

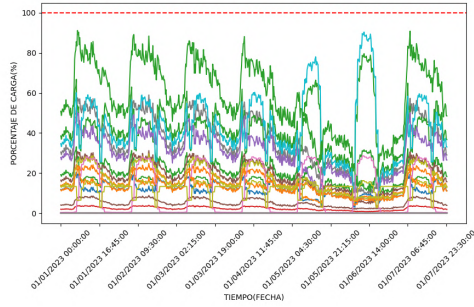
Resultados para la fase B:

Figura 4.14: Gráficas de porcentaje de carga en transformadores en la fase B

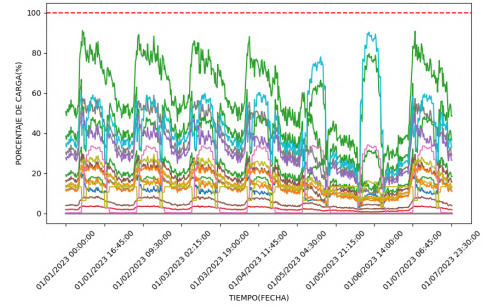


Fuente: Elaboración propia en Python

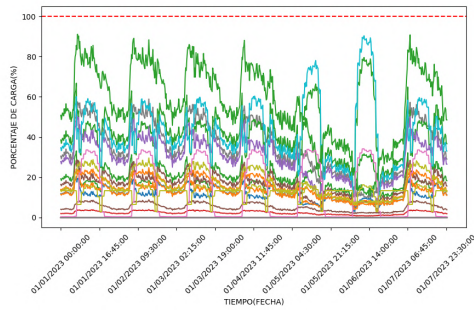
Escenario del 30 %



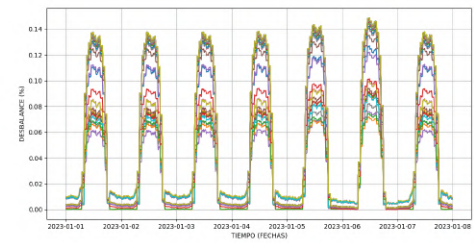
Escenario del 35 %



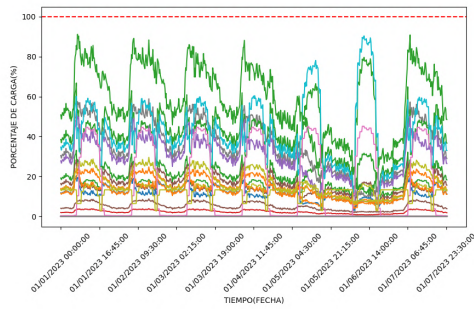
Escenario del 40 %



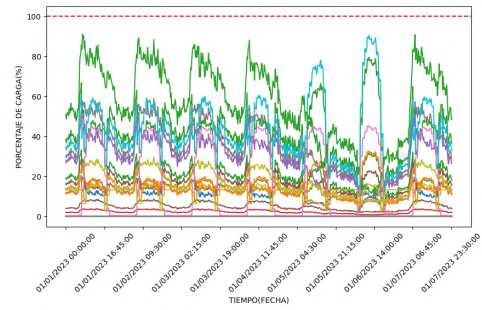
Escenario del 45 %



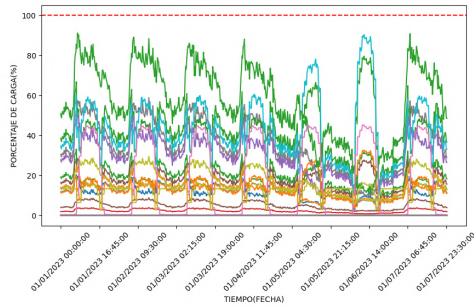
Escenario del 50 %



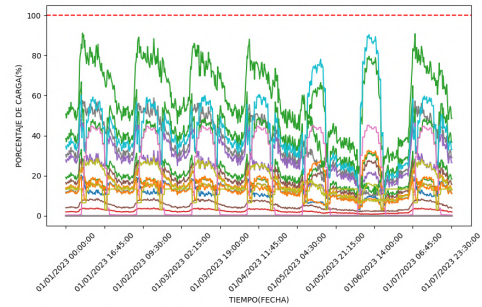
Escenario del 55 %



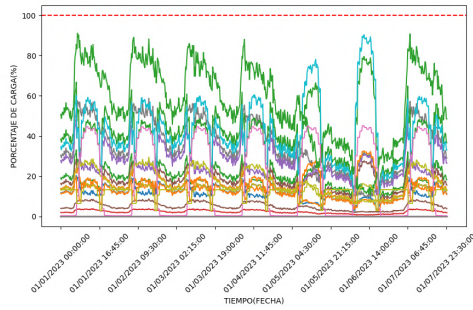
Escenario del 60 %



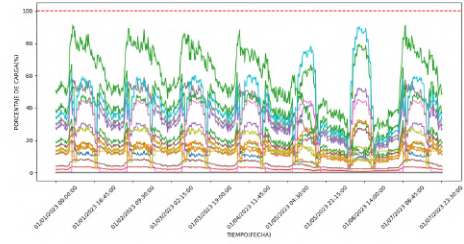
Escenario del 65 %



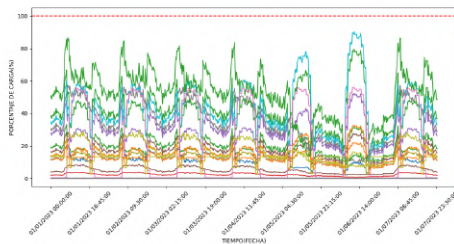
Escenario del 70 %



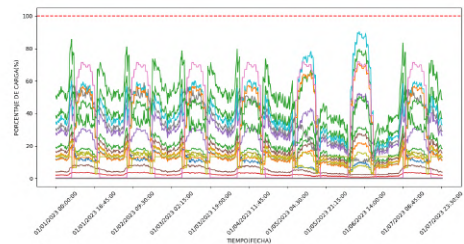
Escenario del 75 %



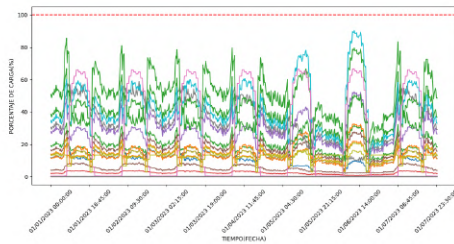
Escenario del 80 %



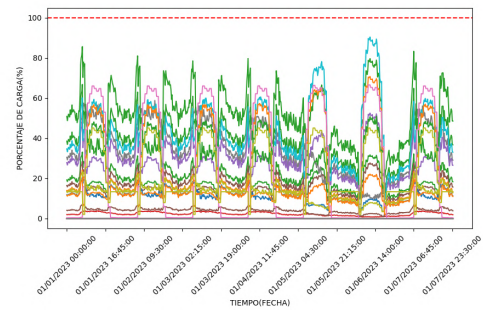
Escenario del 85 %



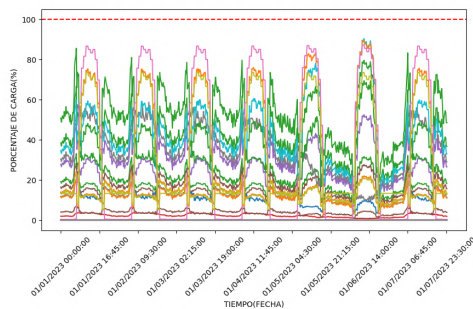
Escenario del 90 %



Escenario del 95 %



Escenario del 100 %

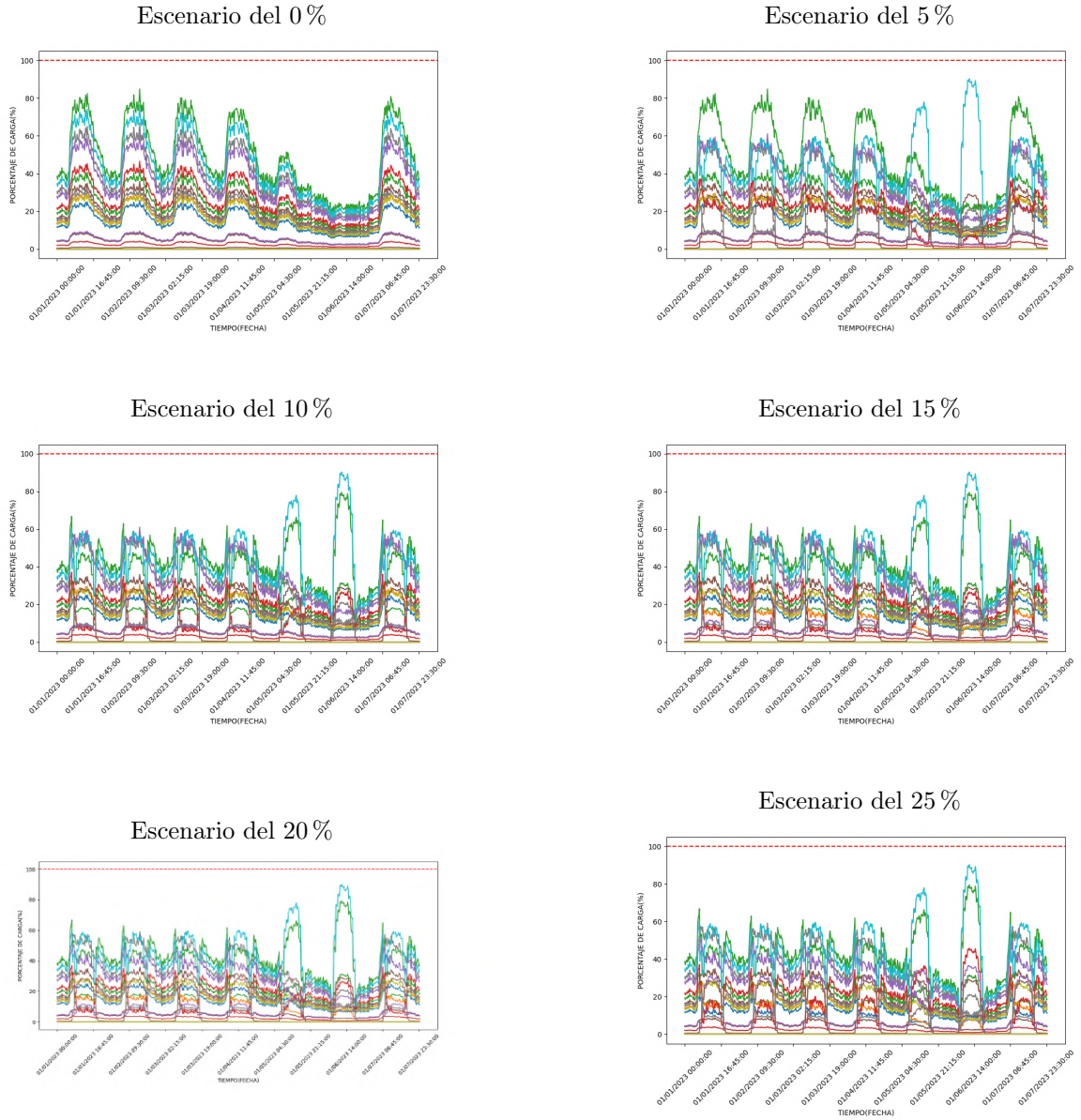


T10534	T12915	T11752
T07893	1AP37150	T10638
T10538	8T05513	T10540
T10637	t10644	T05572
9T07689	9T05446	T10639
T11358	T10536	1AP14947
t10333	T10640	T10542
T12751	T06991	T10635
T06185	T13732	1AP14945
T07009	T13505	

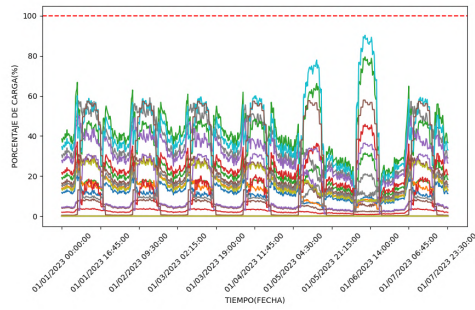
Fuente: Elaboración propia mediante Python

Resultados para la fase C:

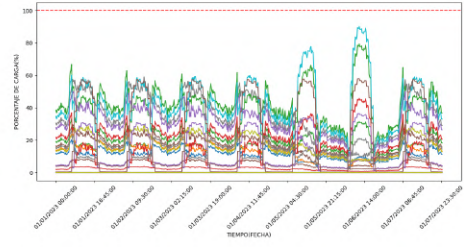
Figura 4.15: Gráficas de porcentaje de carga en transformadores en la fase C



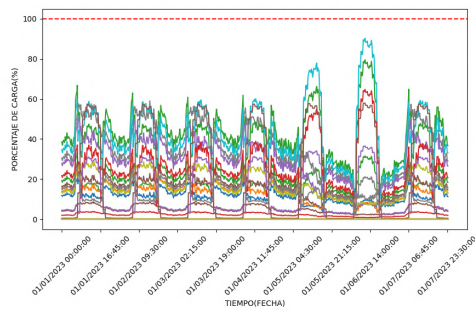
Escenario del 30 %



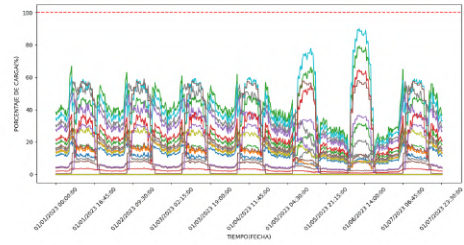
Escenario del 35 %



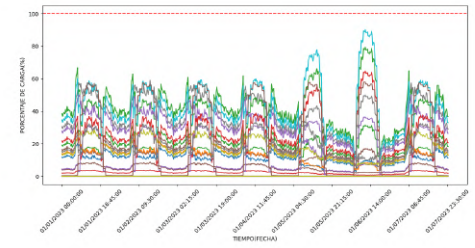
Escenario del 40 %



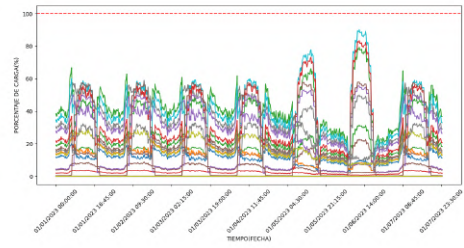
Escenario del 45 %



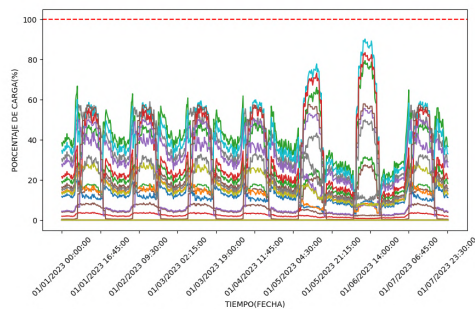
Escenario del 50 %



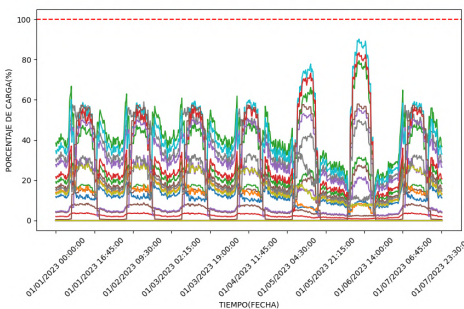
Escenario del 55 %



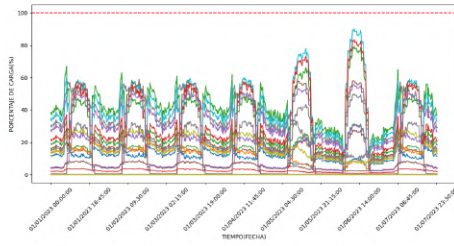
Escenario del 60 %



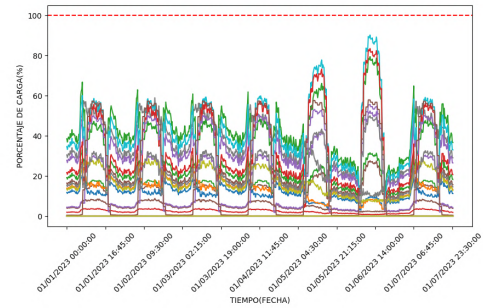
Escenario del 65 %



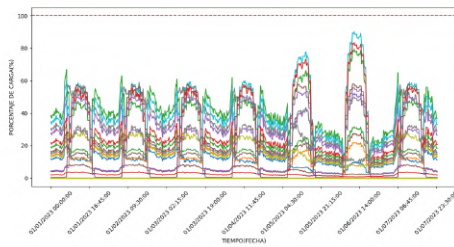
Escenario del 70 %



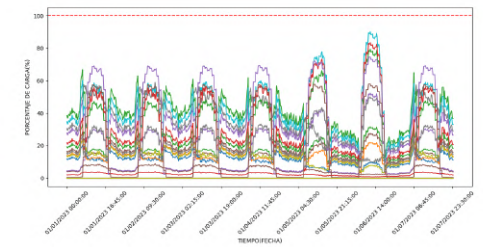
Escenario del 75 %



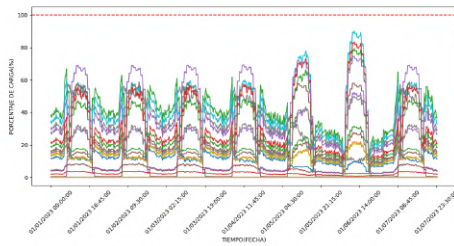
Escenario del 80 %



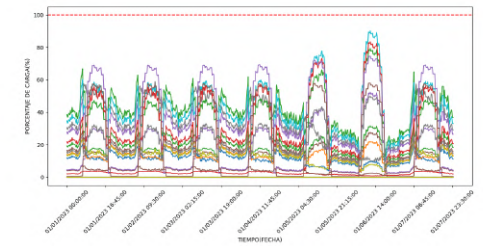
Escenario del 85 %



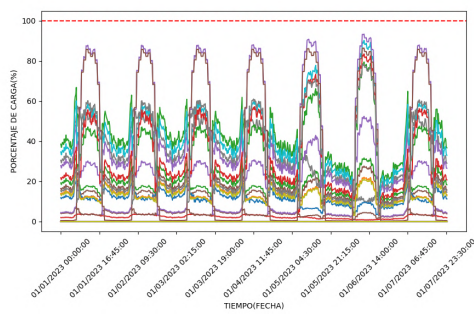
Escenario del 90 %



Escenario del 95 %



Escenario del 100 %



T10534	T12915	T11752
T07893	1AP37150	T10638
T10538	8T05513	T10540
T10637	t10644	T05572
9T07689	9T05446	T10639
T11358	T10536	1AP14947
t10333	T10640	T10542
T12751	T06991	T10635
T06185	T13732	1AP14945
T07009	T13505	

Fuente: Elaboración propia mediante Python

4.4. Análisis de límite de penetración de generación distribuida

Después de observar y analizar todas las gráficas generadas para todos los criterios se puede ver que hay varias barras que incumplen algún criterio en algún escenario de porcentaje de penetración. Algunas de esas barras incumplen incluso hasta 2 criterios, pero se toma en cuenta y analiza únicamente el primero que ocurrió. A continuación, la tabla resumen con todas esas barras que incumplieron criterios.

Tabla 4.6: Resumen de incumplimiento de criterios en las barras

Barra	Fase	Criterio Incumplido	Escenario	Capacidad Instalada
27	A	Aumento de Tensión	45 %	36 kW (12 paneles)
29	ABC	Aumento de Tensión	10 %	33 kW (1 panel)
63	A	Aumento de Tensión	85 %	45 kW (15 paneles)
70	A	Aumento de Tensión	85 %	42 kW (14 paneles)
98	A	Aumento de Tensión	90 %	21 kW (7 paneles)
106	B	Aumento de Tensión	80 %	30 kW (10 paneles)

Observaciones en las barras:

1. En las barras monofásicas se logró ver una tendencia, en todas ellas se tiene un transformador muy grande que alimenta cargas muy pequeñas.
2. La barra trifásica que llegó a estar fuera del rango se observa que únicamente lo hace el día de la semana que se tiene menos demanda.

Después de la integración de generación distribuida, se observó que las barras monofásicas que incumplieron el criterio de aumento de tensión en régimen permanente eran aquellas cuya capacidad del transformador superaba significativamente la carga que alimentaban.

En situaciones donde la capacidad del transformador es considerablemente mayor que la carga demandada, se generan excedentes de energía que se inyectan en la red. La variabilidad de la generación distribuida, particularmente en sistemas con recursos intermitentes como paneles solares, puede resultar en momentos en los cuales la producción de energía supera la demanda local.

Esta sobreproducción conduce a aumentos inesperados de tensión en las barras conectadas al secundario del transformador. La capacidad excesiva del transformador permite que una cantidad considerable de energía fluya hacia la red, generando incrementos en la tensión más allá de los límites establecidos.

Por otro lado, la única barra trifásica que experimentó un incumplimiento de algún criterio en el sistema eléctrico lo hizo durante el día de menor demanda. Este fenómeno se vincula directamente con la dinámica de la generación solar en el proyecto.

Durante periodos de baja demanda, la generación solar puede superar significativamente la carga requerida, dando lugar a un flujo considerable de excedentes de energía. En este escenario, la barra trifásica, al recibir una cantidad sustancial de energía proveniente de la generación solar, experimentó un aumento en la tensión que excedió los límites especificados.

Para efectos de este estudio se define como resultado que el escenario del 5 % de penetración como el límite de GD global para el circuito Parque Industrial, ya que el escenario del 10 % es el primero que tiene una barra que incumple un criterio.

Capítulo 5

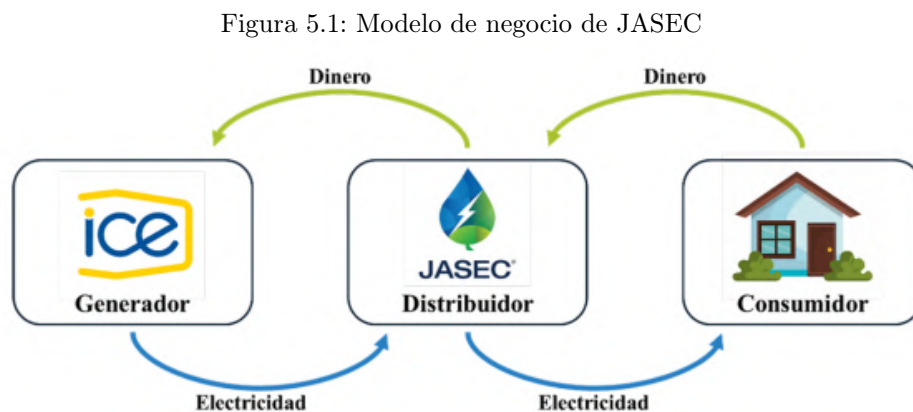
Análisis económico

En este capítulo se lleva a cabo un análisis del impacto económico de la generación distribuida en la red del Parque Industrial. Para este proyecto, el aspecto de mayor interés para JASEC reside en el monto económico que dejan de percibir debido a la energía que ya no se vende a clientes residenciales, comerciales e industriales promedio. Por lo tanto, este análisis se centra en evaluar las pérdidas económicas derivadas de la reducción en la venta de energía. Además, se realiza un cálculo aproximado de los márgenes de operación, considerando principalmente los costos asociados a la energía y potencia que ya no es necesario adquirir del ICE.

Los cálculos son realizados con un tipo de cambio de dólar a ₡531,72, obtenido del Banco de Costa Rica durante el 1 de noviembre de 2023. Además, todas las tarifas usadas en los cálculos económicos son reguladas por ARESEP y fueron obtenidas el mismo día.

5.1. Estrategia de operación

JASEC es una empresa distribuidora de energía, la cuál compra su energía al ICE. Si bien es cierto, ellos producen cierto porcentaje de la energía que se consume, para efectos de este estudio se supone que compran el 100% de energía que distribuyen, tal como se representa en la figura 5.1



Fuente: (Sáenz, 2023)

5.2. Costos de compra de energía al ICE

Para el escenario base del estudio económico, los costos de JASEC son únicamente la compra de energía y potencia al ICE. La tabla 5.1 muestra las tarifas utilizadas para los cálculos de compra de energía y potencia. La tabla 5.2 muestra los resultados de compra de energía y la tabla 5.3 muestra los resultados de compra de potencia.

Tabla 5.1: Tarifas para comprar de energía y potencia al ICE

Horario	Potencia(kW)	Energía (kWh)
Punta	¢2,499.01	¢46.51
Valle	¢2,499.01	¢38.10
Nocturno	¢0.00	¢32.58

Tabla 5.2: Costo mensual de compra por energía al ICE

Horario	Energía mensual(kWh)	Costo mensual
Punta	140,099.66	¢6,516,035.00
Valle	264,109.85	¢10,062,585.46
Nocturno	191,958.21	¢6,253,998.38
Total en colones		¢22,832,618.84
Total en dolares		USD 42,941.06

Tabla 5.3: Costo mensual de compra por potencia al ICE

Horario	Potencia máxima(kW)	Costo mensual
Punta	1,397.14	¢3,491,466.83
Valle	1,448.39	¢3,619,536.10
Nocturno	0	¢0.00
Total en colones		¢7,111,002.93
Total en dolares		USD 13,373.59

5.3. Ingresos mensuales

Para el escenario base del estudio económico, los ingresos de JASEC únicamente son las ventas de energía y potencia a sus abonados. Tomando en cuenta que para este circuito hay 11 clientes industriales, 22 clientes comerciales y 21 clientes residenciales, se procede a calcular dichos ingresos. La tabla 5.4 muestra las tarifas utilizadas para la venta de energía únicamente para clientes residencial. Por su lado, la tabla 5.5 muestra las tarifas utilizadas para venta de energía a clientes industriales y comerciales. La tabla 5.6 muestra los resultados de los ingresos mensuales por venta de energía a todos los clientes.

Tabla 5.4: Tarifas para clientes residenciales

Bloque	Tarifa
0-30 kWh	¢2,203.20
31-200 kWh	¢73.44
Mayor a 200 kWh	¢89.89

Tabla 5.5: Tarifas para clientes industriales y comerciales

Bloque	Tarifa
0-8 kW	¢72,104.48
Mayor a 8 kW	¢9,013.06
Mayor a 3000 kWh	¢57.61
Menor o igual a 3000 kWh	¢96.40

Tabla 5.6: Ingresos mensuales de JASEC

Clientes	Cantidad	Ingresos
Industriales	11	¢36,548,668.10
Comerciales	22	¢2,105,491.68
Residenciales	21	¢519,600.91
Total en colones		¢39,173,760.69
Total en dolares		USD 73,604.45

5.4. Impacto de la generación distribuida proveniente de paneles monofásicos

Para calcular el impacto que produce la implementación de 1 PV monofásico lo que se hace es calcular la generación en kilowatt-hora de 1 PV. Después se calcula el consumo mensual promedio de los clientes del circuito y se compara esa generación con el consumo. La tabla 5.7 muestra las tarifas que publicó ARESEP con respecto a la generación distribuida. Luego, la tabla 5.8 muestra los cálculos de cuanto cobra JASEC por cada una de esas tarifas y cuanto pierde por la compra de excedentes a los clientes.

Tabla 5.7: Tarifas correspondientes a generación distribuida

Nombre	Costo
Tarifa de acceso(por kWh)	¢24.79
Tarifa T-DER(por kW instalado)	¢146.00
Tarifa para compra/venta en horario valle(por kWh)	¢50.87
Tarifa para compra/venta en horario punta(por kWh)	¢69.24
Tarifa para compra/venta en horario nocturno(por kWh)	¢33.67

Tabla 5.8: Cálculos para un panel monofásico de un cliente promedio

Nombre	Costo
Generación mensual(kWh)	781.2
Excedentes para venta a JASEC (kWh)	453.39
Cobro por tarifa de acceso	¢8,128.52
Cobro por tarifa T-DER	¢438.00
Compra de excedentes en horario valle	¢16,045.71
Compra de excedentes en horario punta	¢9,552.35

Como se evidencia, la generación mensual en kWh de 1 PV de 3 kW supera el consumo mensual en kWh de un cliente promedio. Entonces, para el estudio económico se supone que el cliente aprovecha la generación del PV para satisfacer su demanda en su totalidad, lo que implicaría que JASEC dejaría de ingresar todo lo que le vendía en energía al cliente promedio. Como se mencionó anteriormente, este cálculo es el que más le interesa a JASEC. El resultado se muestra la tabla 5.9.

Tabla 5.9: Disminución en ingresos por panel

Concepto	Cantidad
Consumo mensual del cliente (kWh)	327.81
Cantidad de energía en bloque menor o igual a 30 kWh	30
Cantidad de energía en bloque 30 - 200 kWh	170
Cantidad de energía en bloque mayor a 30 kWh	127.81
Disminución de ingresos en colones	-¢26,177.23
Disminución de ingresos en dólares	-USD 49.23

JASEC experimenta una disminución en sus ingresos al integrar generación distribuida y dejar de vender una porción de energía a los clientes. Sin embargo, es importante destacar que este cambio también conlleva una reducción significativa en los costos asociados a la compra de energía al ICE. La tabla 5.10 muestra esta disminución de costos.

Tabla 5.10: Disminución de costos por compra de energía

Concepto	Cantidad
Cantidad de energía en horario valle (kWh)	327.81
Cantidad de energía en horario punta (kWh)	30
Cantidad de energía en horario nocturno (kWh)	170
Disminución de costos en colones	¢31,762.86
Disminución de costos en dólares	USD 59.74

Luego se calcula la diferencia entre los ingresos y costos calculados, para así ver el efecto real de la integración de 1 PV monofásico a la red. El resultado se muestra en la tabla 5.11.

Tabla 5.11: Efecto económico real de la integración de un panel monofásico a la red

Concepto	Cantidad
Disminución de ingresos en dólares	-USD 81.27
Disminución de costos en dólares	USD 59.74
Efecto real	USD -21.53

Por cada PV monofásico que se incluya en la red, JASEC deja de ingresar USD 49.23 en promedio, esto debido a la energía que ya no vende. Si se realiza un estimado tomando en cuenta también los costos por compra al ICE y si compran todos los excedentes, perderían USD 21.53 en promedio por cada PV monofásico.

5.5. Impacto de la generación distribuida proveniente de paneles trifásicos

Para efectos de este estudio se supuso que los clientes que tengan cargas trifásicas incluyen PV únicamente para suplir la demanda que consumen, sin venta de excedentes. Por estas razones, los cálculos son más fáciles, ya que ninguna tarifa de GD entra en la ecuación. En este caso la disminución en ingresos se produce por la energía que JASEC ya no vende debido a que el cliente la produce, y la disminución de los costos se da porque JASEC ya no ocupa comprarle al ICE esa energía que produce el cliente. En las siguientes tablas se realizan los cálculos y se comparan los resultados.

La tabla 5.12 muestra la generación mensual para un cliente promedio de JASEC, así como los excedentes que son para venta a JASEC. Luego la tabla 5.13 muestra lo que deja de recibir la distribuidora por la energía que ya no le vende a un cliente.

Tabla 5.12: Cálculos para un panel trifásico de un cliente promedio

Concepto	Cantidad
Generación mensual(kWh)	30,154.32
Excedentes para venta a JASEC (kWh)	0

Tabla 5.13: Disminución en ingresos por panel

Concepto	Cantidad
Consumo mensual del cliente (kWh)	30,154.32
Cantidad de energía en bloque mayor a 3000 kWh	30,154.32
Máxima potencia en bloque mayor a 8 kW	105.07
Disminución de ingresos en colones	-C2,684,150.99
Disminución de ingresos en dólares	-USD 5,048.05

Después se procede a calcular cuanto disminuyen los costos de JASEC por la energía que ya no le compraría al ICE. Los resultados se muestran en la tabla 5.14.

Tabla 5.14: Disminución de costos por compra de energía

Concepto	Cantidad
Cantidad de energía en horario valle (kWh)	327.81
Cantidad de energía en horario punta (kWh)	30
Cantidad de energía en horario nocturno (kWh)	170
Disminución de costos en colones	₡1,226,046.44
Disminución de costos en dólares	USD 2,305.81

Al igual que como se hizo con los paneles monofásicos, en la tabla 5.15 se calcula la diferencia entre el efecto en los ingresos y costos, para así poder ver el efecto real de la integración de 1 PV trifásico.

Tabla 5.15: Efecto económico real de la integración de un panel trifásico a la red

Concepto	Cantidad
Disminución de ingresos en dólares	USD -5,048.05
Disminución de costos en dólares	USD 2,305.81
Efecto real	USD -2,742.24

Por cada PV trifásico que se incluya en la red, JASEC deja de ingresar USD 5,048.05 en promedio, esto debido a la energía que ya no vende. Si se realiza un estimado tomando en cuenta también los costos por compra al ICE, perdería USD 2,742.24 en promedio por cada PV trifásico.

La tabla 5.16 muestra las pérdidas económicas que supondría cada porcentaje de integración de generación distribuida a la red según la cantidad de paneles, incluyendo únicamente lo que deja de ingresar JASEC por energía que ya no vendería.

Tabla 5.16: Pérdidas económicas por cada escenario según la cantidad de paneles

Escenario	Pérdidas económicas (USD)
0 %	0.000
5 %	10,588
10 %	21,128
15 %	36,567
20 %	41,812
25 %	47,549
30 %	52,942
35 %	58,335
40 %	63,727
45 %	69,120
50 %	74,561
55 %	80,003
60 %	85,446
65 %	90,691
70 %	95,935
75 %	106,031
80 %	111,474
85 %	117,013
90 %	122,554
95 %	128,045
100 %	133,585

5.6. Margen de operación económico de JASEC

Para ver los números un poco más claros y ver un análisis donde se combina el efecto total de la inclusión de paneles monofásicos y trifásicos, se procede a calcular el margen de operación total. Este margen consiste en la diferencia entre la disminución de ingresos y la disminución de costos totales. Esa disminución de ingresos incluye disminuciones por energía que ya no les vende a los clientes y por la compra de excedentes que debe realizar. La disminución de costos incluye la energía y la potencia que JASEC le deja de comprar al ICE debido a que los clientes generan esa energía. Los resultados de este análisis se muestran en la tabla 5.17.

Tabla 5.17: Margen de operación según cada porcentaje de penetración.

Escenario	Ingresos	Costos energía	Costos potencia	Margen de operación
0 %	USD 73,604.45	USD 42,941.06	USD 13,373.59	USD 17,289.81
5 %	USD 62,695.68	USD 37,732.07	USD 12,443.00	USD 12,520.61
10 %	USD 51,868.18	USD 32,582.82	USD 11,405.00	USD 7,880.36
15 %	USD 36,236.43	USD 25,306.97	USD 10,858.00	USD 71.46
20 %	USD 30,863.81	USD 22,762.21	USD 10,470.00	-USD 2,368.91
25 %	USD 24,677.53	USD 19,620.10	USD 10,290.00	-USD 5,232.57
30 %	USD 19,060.62	USD 16,896.13	USD 10,166.00	-USD 8,001.52
35 %	USD 13,443.70	USD 14,172.17	USD 10,124.00	-USD 10,852.47
40 %	USD 7,826.78	USD 11,448.20	USD 10,081.00	-USD 13,702.42
45 %	USD 2,209.87	USD 8,724.24	USD 10,039.00	-USD 16,553.37
50 %	-USD 3,407.05	USD 6,000.27	USD 9,996.00	-USD 19,403.32
55 %	-USD 9,105.23	USD 3,216.57	USD 9,979.00	-USD 22,300.80
60 %	-USD 14,803.41	USD 432.87	USD 9,979	-USD 25,215.28
65 %	-USD 20,501.59	USD 0.00	USD 0.00	-USD 20,501.59
70 %	-USD 25,874.71	USD 0.00	USD 0.00	-USD 25,874.71
75 %	-USD 36,295.88	USD 0.00	USD 0.00	-USD 36,295.88
80 %	-USD 41,343.93	USD 0.00	USD 0.00	-USD 41,343.93
85 %	-USD 47,204.65	USD 0.00	USD 0.00	-USD 47,204.65
90 %	-USD 53,065.36	USD 0.00	USD 0.00	-USD 53,065
95 %	-USD 58,844.81	USD 0.00	USD 0.00	-USD 58,844.81
100 %	-USD 64,786.79	USD 0.00	USD 0.00	-USD -64,786.79

En la tabla 5.17 podemos ver por cada escenario de porcentaje de penetración que JASEC dejaría de recibir bastante dinero, tanto así que en el escenario del 15 % el margen de operación es muy pequeño; es decir, que casi no habría ganancias y a partir del escenario del 20 % el margen es negativo, lo que significa que desde este punto la empresa empieza a perder dinero.

Capítulo 6

Conclusiones y Recomendaciones

6.1. Conclusiones

Se logró exitosamente modelar el circuito del Parque Industrial utilizando los datos proporcionados por la entidad mediante el software ETAP®. La precisión y coherencia de este modelo depende intrínsecamente de la calidad y precisión de los datos suministrados por JASEC.

Se evidenció que el uso del módulo del flujo de potencia en el dominio del tiempo es una herramienta valiosa para realizar un estudio detallado del comportamiento del circuito a lo largo de un periodo específico. Este enfoque temporal proporcionó una visión más completa y dinámica de la respuesta del sistema a diversas condiciones, contribuyendo a una comprensión más profunda de su funcionamiento.

Se alcanzó realizar con éxito el estudio de la integración de generación distribuida en la red de JASEC. Durante este análisis, se observó de manera evidente que la incorporación de generación distribuida provoca un aumento significativo de la tensión en las barras. Este incremento se atribuye directamente a los excedentes de energía que se inyectan en la red a través del secundario de los transformadores, generando así un impacto notable en las condiciones operativas del sistema.

Se halló que las barras monofásicas que incumplieron un criterio específico fueron aquellas cuyos transformadores presentaban una capacidad considerablemente mayor que las cargas que alimentaban. Además, se identificó que la única barra trifásica que experimentó un incumplimiento de algún criterio lo hizo exclusivamente durante el día de la semana con menor demanda eléctrica. Finalmente, se estableció que el escenario de penetración del 5 % se define como el límite aceptable para la integración de generación distribuida en el circuito de JASEC, proporcionando así parámetros cruciales para la planificación y gestión del sistema eléctrico.

Se consiguió de manera exitosa analizar los efectos económicos de la incorporación de generación distribuida a la red de JASEC. Este análisis revela que, en promedio, la empresa experimenta una pérdida de USD 49.23 por cada PV monofásico y una pérdida de USD 5048.05 por cada PV trifásico integrado. Estos resultados proporcionan una evaluación detallada de los impactos financieros de la generación distribuida en la operación de JASEC.

Se observó que los márgenes de operación muestran consistentemente que, a medida que aumenta el porcentaje de penetración de generación distribuida, JASEC deja de ingresar considerablemente. A partir del escenario del 20 %, el margen operativo se vuelve negativo, indicando que la empresa deja de recibir ganancias. Este hallazgo sugiere que permitir a un número significativo de clientes, especialmente industriales, incluir PV para abastecer su consumo no es financieramente rentable para la empresa, concluyendo así que la rentabilidad se ve afectada de manera considerable en estos escenarios.

6.2. Recomendaciones

Uno de los mayores contratiempos durante el desarrollo del proyecto fue la depuración de datos, ya que en ocasiones faltaban datos o no coincidían con la información de otros archivos. Se recomienda encarecidamente mantener más actualizadas las bases de datos, garantizando la coherencia y disponibilidad de la información necesaria para el modelado. Esto facilitará significativamente el proceso de depuración y modelado del circuito.

Se aconseja fortalecer el control que realiza el Departamento del GIS, ya que los archivos geográficos proporcionados mostraron deficiencias significativas. La falta de capas y la presencia de datos desactualizados dificultaron la depuración y el inicio del proceso de modelado. Mejorar la calidad y exhaustividad de los archivos geográficos contribuirá a una transición más suave hacia las etapas posteriores del proyecto, facilitando la tarea del modelado y garantizando datos más precisos.

La metodología actual de perfilar las cargas con respecto a la curva del alimentador principal se considera una aproximación válida, sin embargo, se identifica una oportunidad para mejorar la precisión de los estudios. Se recomienda la implementación de medidores más inteligentes que posibiliten un monitoreo individualizado del comportamiento de cada cliente. Los medidores inteligentes ofrecen la capacidad de recopilar datos detallados en tiempo real, permitiendo un perfilado más preciso y personalizado de las cargas. Esta transición hacia una medición más granular no solo optimizará la exactitud de los estudios de carga, sino que también proporcionará datos más ricos para futuros análisis y decisiones estratégicas. La inversión en tecnología de medición más avanzada puede resultar fundamental para una gestión más eficiente y eficaz del sistema eléctrico.

Para futuros estudios de penetración de generación distribuida, se sugiere una ampliación del enfoque al incorporar todos los criterios delineados por ARESEP en su documento de procedimiento de capacidad de penetración. Integrar estos criterios adicionales en el análisis permitirá obtener una evaluación más integral y precisa del impacto de la generación distribuida en el sistema eléctrico. Este enfoque más completo facilitará la toma de decisiones informadas y respaldará el desarrollo sostenible y eficiente del sistema eléctrico en el contexto de la penetración de energías renovables.

Como parte de la mejora continua en los estudios de integración de generación distribuida, se aconseja extender el periodo de tiempo analizado a períodos más largos, idealmente, considerando un año completo. La ampliación a un año de estudio permitirá capturar y evaluar de manera más exhaustiva las variaciones estacionales y patrones de demanda a lo largo de las diferentes condiciones climáticas y eventos estacionales. Al abarcar un espectro más amplio de escenarios anuales, se logrará una comprensión más completa de los desafíos y oportunidades que pueden surgir a lo largo del ciclo anual.

Para futuros estudios económicos, se recomienda ampliar el alcance de las opciones de integración de generación distribuida evaluadas. Esto implica considerar escenarios más diversos que vayan más allá de las opciones propuestas inicialmente, como la venta de excedentes y la operación en isla. Explorar todas las posibles modalidades de integración permitirá una evaluación más completa de los impactos económicos en diferentes condiciones operativas.

Adicionalmente, se sugiere la inclusión de factores adicionales en los cálculos de margen de operación, como los costos asociados al salario de los trabajadores y otros elementos a los cuales no se tuvo acceso en el presente trabajo. Incorporar estos detalles proporcionará una representación más precisa de los costos operativos totales y permitirá una toma de decisiones más informada en términos económicos.

Referencias

- 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.)* (Inf. Téc.). Autoridad Reguladora de Servicios Públicos.
- Canal, V. B., y Cuba del Castillo, L. (s.f.) *Análisis de sistemas de potencia i* (Primera ed.).
- Cedetcostarica.com. (2023, October 3). *En octubre entran a regir cuatro nuevas tarifas para usuarios de paneles solares*. Descargado de <https://cedetcostarica.com/index.php/2023/10/03/03octubre2023/>
- 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%93lulas%20fotovoltaicas%20\(PV\)%2C%20durante%20las%20horas%20del%20d%C3%91a.&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%93lulas%20fotovoltaicas%20(PV)%2C%20durante%20las%20horas%20del%20d%C3%91a.&text=Este%20dispositivo%20es%20el%20que,de%20corriente%20alterna%20(AC).)
- Colmenar, A., Borge, D., Collado, E., y Castro, A. (2015). *Generación distribuida, autoconsumo y redes inteligentes*. Editorial UNED.
- 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 cocorí y la adquisición de un sistema de almacenamiento de energía para la gestión de la inyección de potencia*. Instituto Tecnológico de Costa Rica.
- 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.
- Grainger, J., y Stevenson, W. (2002). *Análisis de sistemas de potencia* (1.ª ed.). McGraw-Hill. (McGraw-Hill, Nueva York)
- 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
- Instituto Costarricense de Electricidad. (2019). *Informe del crecimiento e impacto de la generación distribuida en Costa Rica 2019 (inf. téc.)*.
- Izquierdo Franco, J. (2002). *Estudio de flujos de potencia y análisis de fallas en sistemas eléctricos de distribución radial* (Doctoral dissertation). Universidad Autónoma de Nuevo León.
- 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.
- La Asamblea Legislativa de la República De Costa. (2021, 8 de Diciembre). *Ley 10086: Promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos partir de fuentes*.
- Matulic, I. (2003). Introducción a los sistemas eléctricos de potencia. *Acta Nova*, 2(2), 208-215.
- 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 coopesantos r.l. mediante la aplicación de la ley 10086*. Instituto Tecnológico de Costa Rica.
- Sistemas eléctricos de potencia – asignatura correspondiente al módulo ix del 5to año de la carrera de ingeniería eléctrica*. (2019). Descargado de <https://catedras.facet.unt.edu.ar/sep/>
- 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.
- Tedoldi, S., Jacob, S., Vignerte, J., Strack, J. L., Murcia, G. J., Branda, J., y Garín, E. (2017). Impacto de la generación distribuida con energía solar fotovoltaica en la tensión eléctrica - simulación eléctrica.

En *Clagtee 2017*. Descargado de <http://www3.fi.mdp.edu.ar/clagtee/2017/articles/21-014.pdf>