



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE CUENCA
CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**INFLUENCIA EN LA RED CON LA IMPLEMENTACIÓN MASIVA DE
SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS EN URBANIZACIONES**

Trabajo de titulación previo a la obtención del
título de Ingeniero Eléctrico

AUTORES: JOSÉ ENRIQUE CHUYA LUNA

ANGEL AURELIO UYAGUARI GUILLEN

TUTOR: ING. EDGAR ANTONIO BARRAGÁN ESCANDÓN, PhD.

Cuenca - Ecuador

2024

CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Nosotros, José Enrique Chuya Luna con documento de identificación N° 0302610555 y Angel Aurelio Uyaguari Guillen con documento de identificación N° 0105240634; manifestamos que:

Somos los autores y responsables del presente trabajo; y, autorizamos a que sin fines de lucro la Universidad Politécnica Salesiana pueda usar, difundir, reproducir o publicar de manera total o parcial el presente trabajo de titulación.

Cuenca, 8 de abril del 2024

Atentamente,



José Enrique Chuya Luna

0302610555



Angel Aurelio Uyaguari Guillen

0105240634

**CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE
TITULACIÓN A LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA**

Nosotros, José Enrique Chuya Luna con documento de identificación N° 0302610555 y Angel Aurelio Uyaguari Guillen con documento de identificación N° 0105240634, expresamos nuestra voluntad y por medio del presente documento cedemos a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que somos autores del Proyecto técnico: “Influencia en la red con la implementación masiva de sistemas solares fotovoltaicos en urbanizaciones”, el cual ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En concordancia con lo manifestado, suscribimos este documento en el momento que hacemos la entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, 8 de abril del 2024

Atentamente,



José Enrique Chuya Luna

0302610555



Angel Aurelio Uyaguari Guillen

0105240634

CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Edgar Antonio Barragán Escandón con documento de identificación N° 0102516457, docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: INFLUENCIA EN LA RED CON LA IMPLEMENTACIÓN MASIVA DE SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS EN URBANIZACIONES, realizado por José Enrique Chuya Luna con documento de identificación N° 0302610555 y por Angel Aurelio Uyaguari Guillen con documento de identificación N° 0105240634, obteniendo como resultado final el trabajo de titulación bajo la opción Proyecto técnico que cumple con todos los requisitos determinados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, 8 de abril del 2024

Atentamente,



Firmado electrónicamente por:
**EDGAR ANTONIO
BARRAGAN
ESCANDON**

Ing. Edgar Antonio Barragán Escandón, PhD.

0102516457

AGRADECIMIENTO

Primeramente, agradezco a mi mama Gloria, mi papa Angel y abuelito Aurelio que en todo momento me han brindado su apoyo incondicional durante el periodo de mi vida estudiantil, quienes desde niño me aconsejaron, apoyaron y confiaron para cumplir con mis objetivos. Con gran orgullo puedo decir que agradezco sus enseñanzas para ser una buena persona y desde ahora un integro profesional.

Gracias a mi pareja Cinthya, por brindarme su apoyo incondicional durante todo el desarrollo de este proyecto de titulación, acompañándome y brindándome su apoyo moral en momentos difíciles.

A mis hermanos Diego, Daniel y hermana Ericka por estar siempre presentes, con su total apoyo y empuje para seguir adelante.

Angel Aurelio Uyaguari Guillen

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios quien me ha guiado y me ha dado fortaleza para culminar mi carrera a pesar de todas las adversidades.

A mi madre quien siempre me brindo su apoyo y creyó en mí, siendo el pilar y eje en cada momento de mi vida.

A mi familia quienes me han apoyado siempre a lo largo de este proyecto.

A mi compañero y amigo, por ser apoyo incondicional para la culminación de este proyecto.

A nuestro tutor el Antonio Barragán por brindarnos su conocimiento y apoyo en el desarrollo de este presente trabajo de titulación.

José Enrique Chuya Luna

DEDICATORIA

Dedico todo el trabajo y esfuerzo realizado en este proyecto de titulación a mi hijo Joaquín, por ser el motor e inspiración de mi vida. Agradezco su comprensión, por sacrificar situaciones y momentos a su lado para lograr concluir con éxito el proyecto.

De la misma manera, dedicar el esfuerzo llevado a cabo en todos estos años a las personas que contribuyeron con una gran influencia en mí y lamentablemente ahora ya no están.

A mi papa Angel y abuelita Regüina, quienes siempre me alentaron a estudiar y alcanzar mis objetivos. Gracias a ellos, que soñaron estar junto a mí en este momento, definitivamente estarán en mi corazón.

Angel Aurelio Uyaguari Guillen

DEDICATORIA

Este proyecto va dedicado para mi familia, en especial a mi madre, quien ha sido el impulso y respaldo en esta carrera y me ha brindado su apoyo incondicional, siendo un ejemplo de vida a seguir. A la memoria de mi abuelo Claudio quien siempre me apoyo y me brindo sus concejos siempre.

José Enrique Chuya Luna

GLOSARIO

ADMS	Sistema Avanzado de Gestión de Distribución (por sus siglas en inglés)
ARCERNNR	Agencia de Regulación y Control de Electricidad y Recursos Naturales No Renovables
SFV	Sistema Fotovoltaico
GDFV	Generación Distribuida Fotovoltaica
AV	Alto Voltaje
BV	Bajo Voltaje
CENACE	Operador Nacional de Electricidad
IEC	Comisión Electrotécnica Internacional (por sus siglas en inglés)
LOSPEE	Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica
MV	Medio Voltaje
SGS	Suspensiones Generales del Servicio
SNI	Sistema Nacional Interconectado
SNT	Sistema Nacional de Transmisión
SDGA	Sistema de Generación para Autoabastecimiento
GEI	Gases de Efecto Invernadero
p.u	Unidad de medida (por unidad)
MWh	Unidad de medida energía (Megavatio hora)
PCC	Punto de Acoplamiento Común
FP	Factor de Potencia
TDD	Distorsión Total de la Demanda
THDI	Distorsión Armónica Total de Corriente
THDV	Distorsión Armónica Total de Voltaje
Vrms	Voltaje Efectivo
IIGE	Instituto de Investigación Geológico y Energético

RESUMEN

En este trabajo de titulación, se estudió la influencia en la red que tienen los Sistemas Fotovoltaicos (SFV) cuando se implementan de forma masiva en urbanizaciones de la ciudad de Cuenca. Se realizó el estado del arte con trabajos similares elaborados en otros países, para poder comparar los resultados obtenidos con los de este estudio. Se buscaron las normativas vigentes en el país con respecto a Sistemas Fotovoltaicos conectados a la red eléctrica a fin de estudiar los parámetros, límites instaurados en dichas reglamentaciones y establecer las variables a estudiar. Empleando datos reales de irradiación solar que inciden sobre la ubicación de las urbanizaciones proporcionados por la NASA a través del sitio web SOLARGIS, e información de consumos de energía obtenidos del portal web de CENTROSUR y datos reales medidos por los autores, se estructuran bases de datos de ambas urbanizaciones para ser simulados en el software PowerFactory.

En el software PowerFactory se simulan diferentes escenarios de penetración Fotovoltaica con el propósito de comparar las diversas situaciones y elaborar gráficos para una mejor comprensión de la influencia que tiene los SFV en la red eléctrica. Una vez obtenidos los resultados, se analizan las variables con el propósito de verificar los rangos admitidos por la normativa ecuatoriana para finalmente crear una discusión de resultados con estudios similares y emitir conclusiones y recomendaciones.

ABSTRACT

In this degree work, the influence that Photovoltaic Systems (SFV) have when they are massively implemented in urbanizations in the city of Cuenca is studied. The state of the art was carried out with similar works carried out in other countries, in order to compare the results obtained with those of this study. The regulations in force in the country with respect to Photovoltaic Systems connected to the electrical grid were searched in order to study the parameters, limits established in said regulations and establish the variables to be studied. Using real solar irradiation data that affects the location of urbanizations provided by NASA through the SOLARGIS website, and energy consumption information obtained from the CENTROSUR web portal and real data measured by the authors, databases of both urbanizations to be simulated in the PowerFactory software.

In the PowerFactory software, different Photovoltaic penetration scenarios are simulated with the purpose of comparing the various situations and preparing graphs for a better understanding of the influence that SFVs have on the electrical network. Once the results are obtained, the variables are analyzed with the purpose of verifying the ranges admitted by Ecuadorian regulations to finally create a discussion of results with similar studies and issue conclusions and recommendations.

ÍNDICE

GLOSARIO	VIII
RESUMEN	IX
ABSTRACT	X
ÍNDICE	XI
ÍNDICE DE FIGURAS	XV
ÍNDICE DE TABLAS	XVII
CAPÍTULO I	1
INTRODUCCIÓN	1
1.1 Antecedentes	2
1.2 Justificación	3
1.3 Objetivos	4
1.3.1 Objetivo general	4
1.3.2 Objetivos específicos	4
1.4 Estado del arte.....	4
1.5 Justificación teórica	18
1.5.1 Potencial energético de los sistemas fotovoltaicos en Ecuador	18
1.5.2 Ahorro con la implementación de sistemas fotovoltaicos.....	19
1.5.3 Normativa Ecuatoriana.....	19
1.5.3.1 ARCERNNR 008/2023: Marco normativo de la Generación Distribuida para el autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica.....	19
1.5.3.1.1 Caracterización de la generación distribuida para autoabastecimiento	19
1.5.3.1.2 Límite de potencia nominal.....	20
1.5.3.1.3 Voltajes de conexión y categorías	20
1.5.3.1.4 Dimensionamiento de la potencia nominal del SGDA	20
1.5.3.1.5 Modalidades de autoabastecimiento	21
1.5.3.1.6 Factibilidad de conexión.....	21
1.5.3.1.7 Requisitos técnicos operativos	22
1.5.3.2 ARCERNNR 006/2023: Marco regulatorio de la Generación Distribuida para el autoabastecimiento de consumidores no regulados de energía eléctrica .	23
1.5.3.2.1 Caracterización de un sistema generación distribuida para autoabastecimiento	23
1.5.3.2.2 Voltajes de conexión y categorías	23
1.5.3.2.3 Dimensionamiento de la potencia nominal del SGDA	24

1.5.3.2.4	<i>Factibilidad de conexión</i>	24
1.5.3.2.5	<i>Requisitos operativos</i>	24
1.5.3.3	ARCERNNR 002/20: Calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica.....	25
1.5.3.3.1	<i>Nivel de voltaje</i>	25
1.5.3.3.2	<i>Perturbación rápida de voltaje (Flicker)</i>	25
1.5.3.3.3	<i>Distorsión armónica de voltaje</i>	25
1.5.3.3.4	<i>Desequilibrio de voltaje</i>	26
1.5.3.3.5	<i>Medición de la calidad del producto</i>	26
1.5.3.4	Nivel de Corriente	27
1.5.3.4.1	<i>NEC Norma Ecuatoriana de la Construcción: Instalaciones Eléctricas</i>	27
1.5.3.5	Factor de potencia admitido	28
1.5.3.5.1	<i>ARCERNNR 001/21: Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica</i>	28
1.5.3.6	Plan Maestro de Electricidad.....	28
1.5.3.6.1	<i>Cargabilidad de líneas de transmisión, distribución y transformadores</i>	29
1.5.3.6.2	<i>Nivel de pérdidas en el sistema de distribución</i>	30
1.5.4	Consecuencias de malos índices de calidad de energía en la red eléctrica	30
1.5.4.1	Consecuencias de la variación del voltaje y corriente.....	31
1.5.4.2	Consecuencias de bajo factor de potencia	31
1.5.4.3	Consecuencias de excesiva carga en transformadores y líneas de distribución	31
1.5.4.4	Consecuencias de las pérdidas eléctricas en la red.....	31
1.5.5	Resumen de las variables analizadas.....	31
CAPÍTULO II	34
METODOLOGÍA	34
2.1	Introducción	34
2.2	Recolección de información	36
2.3	Definir variables	36
2.4	Reunir datos	36
2.4.1	Equipo utilizado	37
2.5	Procesamiento información	38
2.6	Análisis de datos	38
CAPÍTULO III	39

DESARROLLO	39
3.1. Modelado de la red eléctrica	39
3.1.1. Área estudiada	39
3.1.2. Red de medio voltaje (Red Equivalente)	39
3.1.3. Barra 1 medio voltaje	41
3.1.4. Transformador de distribución (2-Winding Transformer)	41
3.1.5. Barra 2 bajo voltaje	42
3.1.6. Acometida BTS Monofásica (Line)	42
3.1.7. Barra 3 medidores	44
3.1.8. Líneas de distribución (Line)	45
3.1.9. Barras líneas de distribución (Terminal)	46
3.1.10. Feeders	47
3.2. Usuarios residenciales de la urbanización	47
3.2.1 Introducción	47
3.2.2 Curva diaria de demanda para los usuarios de la urbanización.....	48
3.2.2.1. Base de datos de planillas de consumo.....	48
3.2.2.2. Instalación equipo de medición de energía “Emporia Gen 2”	49
3.2.2.3. Obtención de la curva de demanda p.u.....	50
3.2.2.4. Obtención de la curva de demanda para cada usuario de la urbanización	51
3.2.2.5. Carga de la curva de demanda en el PowerFactory (Low-Voltage Load)	54
3.2.3 Curva de generación FV para los usuarios de la urbanización	55
3.2.3.1. Irradiación solar global horizontal.....	56
3.2.3.2. Obtención datos de irradiación global por hora-mensual (SOLARGIS)	56
3.2.3.3. Factor de corrección orientación e inclinación.....	58
3.2.3.4. Cantidad de paneles solares por vivienda (SFV).....	60
3.2.3.5. Potencia del SFV de cada vivienda	61
3.2.3.6. Obtención de las curvas de potencia de los SFV para cada usuario de la urbanización	62
3.2.3.7. Carga de las curvas de potencia de los SFV en el PowerFactory (PV System)	66
3.3. Resultado modelado de la red dentro del entorno Power Factory	67
3.4. Escenarios de simulación con la inyección FV	68
3.5. Tipo de simulación y archivo entregable con los resultados	68
CAPÍTULO IV.....	69

RESULTADOS	69
4.1. Análisis de la influencia en la red con la implementación masiva de SFV en las urbanizaciones	69
4.1.1. Corriente.....	69
4.1.2. Voltaje	71
4.1.3. Factor de potencia	73
4.1.4. Cargabilidad	74
4.1.5. Pérdidas eléctricas	76
4.1.6. Ahorro de energía.....	79
4.1.7. Resumen variables analizadas	80
CAPÍTULO V	82
DISCUSIÓN.....	82
CAPÍTULO VI.....	87
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	87
BIBLIOGRAFÍA	90
ANEXOS	93
Resultados de la simulación de los diferentes escenarios de la urbanización 1.....	93
Escenario 1 (sin SFV)	93
Escenario 2 (1 casa con SFV)	97
Escenario 3 (3 casas con SFV).....	101
Escenario 4 (5 casas con SFV).....	105
Resultados de la simulación de los diferentes escenarios de la urbanización 2.....	108
Escenario 1 (sin SFV)	108
Escenario 2 (1 casa con SFV)	112
Escenario 3 (3 casas con SFV).....	116
Escenario 4 (5 casas con SFV).....	120
Escenario 5 (6 casas con SFV).....	124

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Promedio anual de radiación solar en ciudades del Ecuador.	18
Figura 2: Cuadro resumen de los pasos a seguir para la elaboración del proyecto.	35
Figura 3: Instalación de equipo de medición "Emporia Gen 2".	37
Figura 4: Tramo de media tensión dentro del Geovisor Técnico de la CENTROSUR..	40
Figura 5: Diagrama unifilar de la Subestación 07 de la CENTROSUR.....	41
Figura 6: Ventana de configuración longitud de la acometida (Line).	44
Figura 7: Ventana de configuración de los parámetros eléctricos de la acometida (Line Type).....	44
Figura 8: Medición del calibre de conductores para las líneas de distribución de la urbanización.	45
Figura 9: Ventana de configuración longitud de la línea de distribución Casa 1 (Line).46	
Figura 10: Ventana de configuración de los parámetros eléctricos de la línea de distribución Casa 1 (Line Type).	46
Figura 11:Elementos incluidos y características del Feeder (Urbanización 1).	47
Figura 12: Consumo mensual de energía de los usuarios de la urbanización 1.	49
Figura 13: "Gen 2 Vue Energy Monitor", tomado del manual de instalación.....	50
Figura 14: Curva de demanda p.u de la urbanización 1.	51
Figura 15: Demanda de la casa 1.....	52
Figura 16: Demanda de la casa 2.....	52
Figura 17: Demanda de la casa 3.....	53
Figura 18: Demanda de la casa 4.....	53
Figura 19: Demanda de la casa 5.....	54
Figura 20: Ventana de configuración carga casa 1 (Low-Voltage Load).....	55
Figura 21: Diagrama de la curva de demanda dentro del PowerFactory para la casa 1. 55	
Figura 22: irradiación global en el plano horizontal de la urbanización 1.	56
Figura 23: Irradiación global en el plano horizontal de la urbanización 1 en p.u.	57
Figura 24: Curvas de Irradiación global en el plano horizontal de la urbanización 1 en p.u.	57
Figura 25: Orientación respecto al norte sobre los techos de las viviendas de la urbanización 1.	58
Figura 26: Ángulos de orientación formados respecto al norte sobre los techos de las viviendas de la urbanización 1.....	59
Figura 27: Potencia SFV de la vivienda 1 de la urbanización 1.....	63
Figura 28: Potencia SFV casa 1.....	63
Figura 29: Potencia SFV casa 2.....	64
Figura 30: Potencia SFV casa 3.....	64
Figura 31: Potencia SFV casa 4.....	65
Figura 32: Potencia SFV casa 5.....	65
Figura 33: Ventana de configuración SFV casa 1 (PV System).....	66
Figura 34: Diagrama de la curva de generación dentro del PowerFactory para la casa 1.	67
Figura 35: Modelo final de la simulación en el entorno PowerFactory.	67
Figura 36: Escenarios estudiados dentro del PowerFactory.....	68

Figura 37: Voltajes mínimos medidos en las urbanizaciones, en función del número de casas con SFV.....	69
Figura 38: Porcentaje de variación de la corriente en las urbanizaciones, en función del número de casas con SFV.....	70
Figura 39: Voltajes mínimos medidos en las urbanizaciones, en función del número de casas con SFV.....	71
Figura 40: Voltajes máximos medidos en las urbanizaciones, en función del número de casas con SFV.....	72
Figura 41: Factor de potencia en las urbanizaciones, en función del número de casas con SFV.....	73
Figura 42: Cargabilidad en los transformadores en las urbanizaciones, en función del número de casas con SFV.....	74
Figura 43: Cargabilidad en las acometidas en las urbanizaciones, en función del número de casas con SFV.....	75
Figura 44: Porcentaje de variación de las pérdidas eléctricas en las urbanizaciones, en función del número de casas con SFV.	76
Figura 45: Separación de las pérdidas eléctricas anuales de la urbanización 1, en función del número de casas con SFV.....	78
Figura 46: Separación de las pérdidas eléctricas anuales de la urbanización 2, en función del número de casas con SFV.....	78
Figura 47: Porcentaje de variación del ahorro de energía en las urbanizaciones, en función del número de casas con SFV.	79

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Resumen del estado del arte.	9
Tabla 2: Potencias nominales de los SGDA Categoría 1.	20
Tabla 3: Parámetros para la factibilidad para la conexión de SGDA.	22
Tabla 4: Periodos de tiempo y niveles de frecuencia con la conexión de SDGA.	22
Tabla 5: Periodos de tiempo y niveles de voltaje con la conexión de SDGA.	22
Tabla 6: Potencias nominales de los SGDA Categoría 1.	23
Tabla 7: Parámetros para la factibilidad para la conexión de SGDA.	24
Tabla 8: Límites para el índice de voltaje.	25
Tabla 9: Límites máximos de armónicos de tensión.	26
Tabla 10: Puntos de medición y índices de calidad del producto.	27
Tabla 11: Capacidad corriente en conductores NEC.	27
Tabla 12: Capacidad de corriente del catálogo de conductores Electro cables.	27
Tabla 13: Infracciones, acciones y sanciones para los usuarios de la red.	28
Tabla 14: Límites cargabilidad Transformadores y Líneas de Distribución.	29
Tabla 15: Niveles pérdidas energía.	30
Tabla 16: Resumen rango admitido en las variables analizadas en el proyecto.	33
Tabla 17: Información del transformador de distribución por parte del Geovisor Técnico de la CENTROSUR.	42
Tabla 18: Información del transformador de distribución por parte del Geovisor Técnico de la CENTROSUR.	43
Tabla 19: Factores de corrección de la irradiación en el plano horizontal para la ciudad de Cuenca-Ecuador.	59
Tabla 20: Características técnicas de las placas solares utilizadas en las viviendas.	60
Tabla 21: Cantidad de paneles solares a instalar por vivienda en la urbanización 1, con el criterio del factor de planta.	61
Tabla 22: Potencia [kW] de los SFV para todos los meses del año.	62
Tabla 23: Resumen con los resultados de las variables analizadas en las urbanizaciones.	81
Tabla 24: Corriente en la acometida principal, escenario base sin SFV.	93
Tabla 25: Factor de potencia en la Barra 2 (Bajo Voltaje), escenario base sin SFV.	94
Tabla 26: Cargabilidad de la acometida principal, escenario base sin SFV.	94
Tabla 27: Cargabilidad del transformador de distribución, escenario base sin SFV.	94
Tabla 28: Cargabilidad de la línea de distribución casa 1, escenario base sin SFV.	94
Tabla 29: Cargabilidad de la línea de distribución casa 2, escenario base sin SFV.	94
Tabla 30: Cargabilidad de la línea de distribución casa 3, escenario base sin SFV.	94
Tabla 31: Cargabilidad de la línea de distribución casa 4, escenario base sin SFV.	95
Tabla 32: Cargabilidad de la línea de distribución casa 5, escenario base sin SFV.	95
Tabla 33: Energía entregada por la red equivalente, escenario base sin SFV.	95
Tabla 34: Pérdidas variables en carga, escenario base sin SFV.	95
Tabla 35: Pérdidas fijas en vacío, escenario base sin SFV.	95
Tabla 36: Pérdidas en el transformador de distribución, escenario base sin SFV.	96
Tabla 37: Pérdidas en las líneas eléctricas, escenario base sin SFV.	96
Tabla 38: Pérdidas totales en la red, escenario base sin SFV.	96
Tabla 39: Máximo y mínimo voltaje, escenario base sin SFV.	96

Tabla 40: Generación, escenario base sin SFV.	96
Tabla 41: Consumo, escenario base sin SFV.	96
Tabla 42: Discriminación producción de pérdidas, caso base sin SFV.....	97
Tabla 43: Corriente en la acometida principal escenario, 1 casa con SFV.	97
Tabla 44: Factor de potencia en la Barra 2 (Bajo Voltaje) escenario, 1 casa con SFV..	97
Tabla 45: Cargabilidad de la acometida principal escenario, 1 casa con SFV.....	97
Tabla 46: Cargabilidad del transformador de distribución escenario, 1 casa con SFV..	98
Tabla 47: Cargabilidad de la línea de distribución casa 1 escenario, 1 casa con SFV... 98	
Tabla 48: Cargabilidad de la línea de distribución casa 2 escenario, 1 casa con SFV... 98	
Tabla 49: Cargabilidad de la línea de distribución casa 3 escenario, 1 casa con SFV... 98	
Tabla 50: Cargabilidad de la línea de distribución casa 4 escenario, 1 casa con SFV... 98	
Tabla 51: Cargabilidad de la línea de distribución casa 5 escenario, 1 casa con SFV... 99	
Tabla 52: Energía entregada por la red equivalente escenario, 1 casa con SFV.	99
Tabla 53: Pérdidas variables en carga escenario, 1 casa con SFV.	99
Tabla 54: Pérdidas fijas en vacío escenario, 1 casa con SFV.....	99
Tabla 55: Pérdidas en el transformador de distribución escenario, 1 casa con SFV.....	99
Tabla 56: Pérdidas en las líneas eléctricas escenario, 1 casa con SFV.	100
Tabla 57: Pérdidas totales en la red escenario, 1 casa con SFV.....	100
Tabla 58: Máximo y mínimo voltaje escenario, 1 casa con SFV.....	100
Tabla 59: Generación escenario, 1 casa con SFV.	100
Tabla 60: Consumo escenario, 1 casa con SFV.	100
Tabla 61: Discriminación producción de pérdidas, 1 casa con SFV.....	101
Tabla 62: Corriente en la acometida principal escenario, 3 casas con SFV.....	101
Tabla 63: Factor de potencia en la Barra 2 (Bajo Voltaje) escenario, 3 casas con SFV.	101
Tabla 64: Cargabilidad de la acometida principal escenario, 3 casas con SFV.	101
Tabla 65: Cargabilidad del transformador de distribución escenario, 3 casas con SFV.	101
Tabla 66: Cargabilidad de la línea de distribución casa 1 escenario, 3 casas con SFV.	102
Tabla 67: Cargabilidad de la línea de distribución casa 2 escenario, 3 casas con SFV.	102
Tabla 68: Cargabilidad de la línea de distribución casa 3 escenario, 3 casas con SFV.	102
Tabla 69: Cargabilidad de la línea de distribución casa 4 escenario, 3 casas con SFV.	102
Tabla 70: Cargabilidad de la línea de distribución casa 5 escenario, 3 casas con SFV.	102
Tabla 71: Energía entregada por la red equivalente escenario, 3 casas con SFV.....	103
Tabla 72: Pérdidas variables en carga escenario, 3 casas con SFV.....	103
Tabla 73: Pérdidas fijas en vacío escenario, 3 casas con SFV.	103
Tabla 74: Pérdidas en el transformador de distribución escenario, 3 casas con SFV. ...	103
Tabla 75: Pérdidas en las líneas eléctricas escenario, 3 casas con SFV.....	103
Tabla 76: Pérdidas totales en la red escenario, 3 casas con SFV.	104
Tabla 77: Máximo y mínimo voltaje escenario, 3 casas con SFV.	104
Tabla 78: Generación escenario, 3 casas con SFV.....	104
Tabla 79: Consumo escenario, 3 casas con SFV.....	104

Tabla 80: Discriminación producción de pérdidas, 3 casas con SFV.	104
Tabla 81: Corriente en la acometida principal escenario, 5 casas con SFV.....	105
Tabla 82: Factor de potencia en la Barra 2 (Bajo Voltaje) escenario, 5 casas con SFV.	105
Tabla 83: Cargabilidad de la acometida principal escenario, 5 casas con SFV.	105
Tabla 84: Cargabilidad del transformador de distribución escenario, 5 casas con SFV.	105
Tabla 85: Cargabilidad de la línea de distribución casa 1 escenario, 5 casas con SFV.	105
Tabla 86: Cargabilidad de la línea de distribución casa 2 escenario, 5 casas con SFV.	105
Tabla 87: Cargabilidad de la línea de distribución casa 3 escenario, 5 casas con SFV.	106
Tabla 88: Cargabilidad de la línea de distribución casa 4 escenario, 5 casas con SFV.	106
Tabla 89: Cargabilidad de la línea de distribución casa 5 escenario, 5 casas con SFV.	106
Tabla 90: Energía entregada por la red equivalente escenario, 5 casas con SFV.....	106
Tabla 91: Pérdidas variables en carga escenario, 5 casas con SFV.....	106
Tabla 92: Pérdidas fijas en vacío escenario, 5 casas con SFV.	107
Tabla 93: Pérdidas en el transformador de distribución escenario, 5 casas con SFV. ...	107
Tabla 94: Pérdidas en las líneas eléctricas escenario, 5 casas con SFV.....	107
Tabla 95: Pérdidas totales en la red escenario, 5 casas con SFV.	107
Tabla 96: Máximo y mínimo voltaje escenario, 5 casas con SFV.	107
Tabla 97: Generación escenario, 5 casas con SFV.....	107
Tabla 98: Consumo escenario, 5 casas con SFV.....	108
Tabla 99: Discriminación producción de pérdidas, 3 casas con SFV.	108
Tabla 100: Corriente en la acometida principal, escenario base sin SFV.	108
Tabla 101: Factor de potencia en la Barra 2 (Bajo Voltaje), escenario base sin SFV..	108
Tabla 102: Cargabilidad de la acometida principal, escenario base sin SFV.....	108
Tabla 103: Cargabilidad del transformador de distribución, escenario base sin SFV..	109
Tabla 104: Cargabilidad de la línea de distribución casa 1, escenario base sin SFV...	109
Tabla 105: Cargabilidad de la línea de distribución casa 2, escenario base sin SFV...	109
Tabla 106: Cargabilidad de la línea de distribución casa 3, escenario base sin SFV...	109
Tabla 107: Cargabilidad de la línea de distribución casa 4, escenario base sin SFV...	109
Tabla 108: Cargabilidad de la línea de distribución casa 5, escenario base sin SFV...	110
Tabla 109: Cargabilidad de la línea de distribución casa 6, escenario base sin SFV...	110
Tabla 110: Energía entregada por la red equivalente, escenario base sin SFV.	110
Tabla 111: Pérdidas variables en carga, escenario base sin SFV.	110
Tabla 112: Pérdidas fijas en vacío, escenario base sin SFV.....	110
Tabla 113: Pérdidas en el transformador de distribución, escenario base sin SFV.....	110
Tabla 114: Pérdidas en las líneas eléctricas, escenario base sin SFV.	111
Tabla 115: Pérdidas totales en la red, escenario base sin SFV.....	111
Tabla 116: Máximo y mínimo voltaje, escenario base sin SFV.....	111
Tabla 117: Generación, escenario base sin SFV.	111
Tabla 118: Consumo, escenario base sin SFV.	111
Tabla 119: Discriminación producción de pérdidas, caso base sin SFV.....	112

Tabla 120: Corriente en la acometida principal escenario, 1 casa con SFV.	112
Tabla 121: Factor de potencia en la Barra 2 (Bajo Voltaje) escenario, 1 casa con SFV.	112
Tabla 122: Cargabilidad de la acometida principal escenario, 1 casa con SFV.....	112
Tabla 123: Cargabilidad del transformador de distribución escenario, 1 casa con SFV.	112
Tabla 124: Cargabilidad de la línea de distribución casa 1 escenario, 1 casa con SFV.	113
Tabla 125: Cargabilidad de la línea de distribución casa 2 escenario, 1 casa con SFV.	113
Tabla 126: Cargabilidad de la línea de distribución casa 3 escenario, 1 casa con SFV.	113
Tabla 127: Cargabilidad de la línea de distribución casa 4 escenario, 1 casa con SFV.	113
Tabla 128: Cargabilidad de la línea de distribución casa 5 escenario, 1 casa con SFV.	113
Tabla 129: Cargabilidad de la línea de distribución casa 6 escenario, 1 casa con SFV.	113
Tabla 130: Energía entregada por la red equivalente escenario, 1 casa con SFV.	114
Tabla 131: Pérdidas variables en carga escenario, 1 casa con SFV.	114
Tabla 132: Pérdidas fijas en vacío escenario, 1 casa con SFV.....	114
Tabla 133: Pérdidas en el transformador de distribución escenario, 1 casa con SFV....	114
Tabla 134: Pérdidas en las líneas eléctricas escenario, 1 casa con SFV.	114
Tabla 135: Pérdidas totales en la red escenario, 1 casa con SFV.....	115
Tabla 136: Máximo y mínimo voltaje escenario, 1 casa con SFV.....	115
Tabla 137: Generación escenario, 1 casa con SFV.	115
Tabla 138: Consumo escenario, 1 casa con SFV.	115
Tabla 139: Discriminación producción de pérdidas, 1 casa con SFV.....	115
Tabla 140: Corriente en la acometida principal escenario, 3 casas con SFV.....	116
Tabla 141: Factor de potencia en la Barra 2 (Bajo Voltaje) escenario, 3 casas con SFV.	116
Tabla 142: Cargabilidad de la acometida principal escenario, 3 casas con SFV.	116
Tabla 143: Cargabilidad del transformador de distribución escenario, 3 casas con SFV.	116
Tabla 144: Cargabilidad de la línea de distribución casa 1 escenario, 3 casas con SFV.	116
Tabla 145: Cargabilidad de la línea de distribución casa 2 escenario, 3 casas con SFV.	117
Tabla 146: Cargabilidad de la línea de distribución casa 3 escenario, 3 casas con SFV.	117
Tabla 147: Cargabilidad de la línea de distribución casa 4 escenario, 3 casas con SFV.	117
Tabla 148: Cargabilidad de la línea de distribución casa 5 escenario, 3 casas con SFV.	117
Tabla 149: Cargabilidad de la línea de distribución casa 6 escenario, 3 casas con SFV.	117
Tabla 150: Energía entregada por la red equivalente escenario, 3 casas con SFV.....	118

Tabla 151: Pérdidas variables en carga escenario, 3 casas con SFV.....	118
Tabla 152: Pérdidas fijas en vacío escenario, 3 casas con SFV.	118
Tabla 153: Pérdidas en el transformador de distribución escenario, 3 casas con SFV. .	118
Tabla 154: Pérdidas en las líneas eléctricas escenario, 3 casas con SFV.....	118
Tabla 155: Pérdidas totales en la red escenario, 3 casas con SFV.	119
Tabla 156: Máximo y mínimo voltaje escenario, 3 casas con SFV.	119
Tabla 157: Generación escenario, 3 casas con SFV.....	119
Tabla 158: Consumo escenario, 3 casas con SFV.....	119
Tabla 159: Discriminación producción de pérdidas, 3 casas con SFV.	119
Tabla 160: Corriente en la acometida principal escenario, 5 casas con SFV.....	120
Tabla 161: Factor de potencia en la Barra 2 (Bajo Voltaje) escenario, 5 casas con SFV.	120
Tabla 162: Cargabilidad de la acometida principal escenario, 5 casas con SFV.	120
Tabla 163: Cargabilidad del transformador de distribución escenario, 5 casas con SFV.	120
Tabla 164: Cargabilidad de la línea de distribución casa 1 escenario, 5 casas con SFV.	120
Tabla 165: Cargabilidad de la línea de distribución casa 2 escenario, 5 casas con SFV.	121
Tabla 166: Cargabilidad de la línea de distribución casa 3 escenario, 5 casas con SFV.	121
Tabla 167: Cargabilidad de la línea de distribución casa 4 escenario, 5 casas con SFV.	121
Tabla 168: Cargabilidad de la línea de distribución casa 5 escenario, 5 casas con SFV.	121
Tabla 169: Cargabilidad de la línea de distribución casa 6 escenario, 5 casas con SFV.	121
Tabla 170: Energía entregada por la red equivalente escenario, 5 casas con SFV.....	122
Tabla 171: Pérdidas variables en carga escenario, 5 casas con SFV.....	122
Tabla 172: Pérdidas fijas en vacío escenario, 5 casas con SFV.	122
Tabla 173: Pérdidas en el transformador de distribución escenario, 5 casas con SFV. .	122
Tabla 174: Pérdidas en las líneas eléctricas escenario, 5 casas con SFV.....	122
Tabla 175: Pérdidas totales en la red escenario, 5 casas con SFV.	123
Tabla 176: Máximo y mínimo voltaje escenario, 5 casas con SFV.	123
Tabla 177: Generación escenario, 5 casas con SFV.....	123
Tabla 178: Consumo escenario, 5 casas con SFV.....	123
Tabla 179: Discriminación producción de pérdidas, 5 casas con SFV.	123
Tabla 180: Corriente en la acometida principal escenario, 6 casas con SFV.....	124
Tabla 181: Factor de potencia en la Barra 2 (Bajo Voltaje) escenario, 6 casas con SFV.	124
Tabla 182: Cargabilidad de la acometida principal escenario, 6 casas con SFV.	124
Tabla 183: Cargabilidad del transformador de distribución escenario, 6 casas con SFV.	124
Tabla 184: Cargabilidad de la línea de distribución casa 1 escenario, 6 casas con SFV.	124
Tabla 185: Cargabilidad de la línea de distribución casa 2 escenario, 6 casas con SFV.	125

Tabla 186: Cargabilidad de la línea de distribución casa 3 escenario, 6 casas con SFV.	125
Tabla 187: Cargabilidad de la línea de distribución casa 4 escenario, 6 casas con SFV.	125
Tabla 188: Cargabilidad de la línea de distribución casa 5 escenario, 6 casas con SFV.	125
Tabla 189: Cargabilidad de la línea de distribución casa 6 escenario, 6 casas con SFV.	125
Tabla 190: Energía entregada por la red equivalente escenario, 6 casas con SFV.....	126
Tabla 191: Pérdidas variables en carga escenario, 6 casas con SFV.....	126
Tabla 192: Pérdidas fijas en vacío escenario, 6 casas con SFV.	126
Tabla 193: Pérdidas en el transformador de distribución escenario, 6 casas con SFV. .	126
Tabla 194: Pérdidas en las líneas eléctricas escenario, 6 casas con SFV.....	126
Tabla 195: Pérdidas totales en la red escenario, 6 casas con SFV.	127
Tabla 196: Máximo y mínimo voltaje escenario, 6 casas con SFV.	127
Tabla 197: Generación escenario, 6 casas con SFV.....	127
Tabla 198: Consumo escenario, 6 casas con SFV.....	127
Tabla 199: Discriminación producción de pérdidas, 6 casas con SFV.	127

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

La energía solar fotovoltaica resalta como una alternativa al uso de combustibles fósiles. Se diferencia de otras por ser una fuente de energía limpia cuya implementación en sectores residenciales está provocando una transformación en la manera en la que se consume y produce la electricidad [1].

Actualmente, la demanda de energía eléctrica ha encaminado el uso de la energía solar fotovoltaica para su aplicación en redes residenciales, urbanizaciones o conjuntos habitacionales. En los casos donde se opta para el uso de sistemas solares fotovoltaicos se complementa con el uso de la energía eléctrica convencional y la red pública de servicios [2].

A pesar de que es una solución a problemas de tipo ambiental y fomenta la sostenibilidad, su implementación contribuye con desafíos nuevos a los que los profesionales de la rama eléctrica se deben enfrentar. Además, al ser una fuente que depende de las condiciones climáticas en las cuales se encuentra instalada, en ocasiones se presentan alteraciones en el flujo de energía e inestabilidad en la red eléctrica [3]. La energía solar fotovoltaica puede cambiar la forma en que se utiliza y gestiona la red eléctrica, ya que los residentes pueden generar su propia electricidad y, en algunos casos, incluso vender el excedente a la red. Esto puede tener un impacto en la distribución de la energía y en las relaciones entre los usuarios de la red.

Por lo tanto, es importante analizar cómo la implementación masiva de sistemas solares fotovoltaicos en urbanizaciones influye en la red eléctrica y cómo estos efectos pueden ser gestionados para maximizar los beneficios para la sociedad en su conjunto. Este proyecto de titulación tiene como objetivo examinar la influencia de la implementación de sistemas solares fotovoltaicos en urbanizaciones en la red eléctrica, y, proponer medidas para gestionar y optimizar el uso de la energía solar en beneficio de la sociedad.

En el Capítulo I se define el problema de investigación relacionado al uso de sistemas solares en urbanizaciones y sus necesidades de implementación, así como también, los antecedentes, justificación, objetivos, estado del arte y la justificación teórica necesaria para entender los conceptos fundamentales del área en la que se desarrollará el proyecto, así como también, se revisan los aspectos que se consideran importantes conocerlos previo al desarrollo de las simulaciones. En el Capítulo II se presenta la metodología utilizada en el desarrollo del proyecto, y se indican las herramientas que se van utilizar para el desarrollo de la investigación.

En el capítulo III, se detalla el desarrollo seguido en el proyecto, tanto en la fase de obtención de data y manipulación de la misma en el software DigSILENT PowerFactory. En el Capítulo IV se muestran los resultados en base a simulaciones y procesamiento de datos en Excel sobre la influencia en la red con la implementación masiva de sistemas solares fotovoltaicos en urbanizaciones. En el Capítulo V, se presenta una discusión con los resultados obtenidos, comparándolos con estudios similares. Por

último, en el capítulo VI se muestran los hallazgos de la investigación con la presentación de conclusiones y recomendaciones.

1.1 Antecedentes

El uso y la expansión de los sistemas fotovoltaicos en diversas aplicaciones contribuyen al fortalecimiento de las redes de generación eléctrica. Esta tecnología resulta de gran interés para los profesionales de la Ingeniería Eléctrica debido a su condición de fuente de energía renovable y sostenible. Además, los sistemas fotovoltaicos representan una solución viable en el contexto de ciudades inteligentes y urbanizaciones [4].

La demanda de energía eléctrica a nivel mundial va en constante aumento, según la Agencia Internacional de la Energía (AIE) la demanda crecerá un 2%, y señala que se tiene que emigrar a la energía renovable para el 2024. Los problemas de contaminación ambiental, provocados por gases de efecto invernadero y combustibles fósiles, propician el uso de otros tipos de energía, sostenibles y amigables con la naturaleza. Bajo este contexto, la energía solar fotovoltaica se presenta como una alternativa, al ser una energía renovable y limpia, que coadyuva a mitigar la dependencia de la energía eléctrica convencional, aportando al mejoramiento del medio ambiente y la reducción de emisiones que afecten a la atmósfera [5].

A lo largo de los últimos años, la energía solar fotovoltaica ha evolucionado de tal manera que, sus avances han permitido mejorar la eficiencia, disponibilidad, costos y prestaciones en las implementaciones en las que se ha utilizado. Los avances tecnológicos la han convertido en una tecnología accesible por su aplicación, adaptabilidad económica, eficiente en hogares y zonas residenciales [6].

En el caso de zonas residenciales y urbanizaciones, el impacto del uso de sistemas no convencionales, como los de energías limpias, es considerable con respecto a la red eléctrica existente [6]. En el caso de los sistemas fotovoltaicos, el aprovechar la radiación solar genera una ventaja sustancial que puede ser aprovechada por los usuarios y consumidores de energía eléctrica. Sin embargo, se debe considerar el análisis del impacto que generaría su incorporación a la red convencional en virtud de que puede generar inestabilidad en la red y pueden ocasionar inconvenientes en la calidad del servicio.

Actualmente, gracias a su alta eficiencia y bajo costo, cada vez son más los casos en los que los hogares implementan este tipo de energía para cubrir la demanda eléctrica. A nivel mundial, los gobiernos han aportado y se encuentran apoyando con incentivos y regulaciones para el uso de energías renovables como fuentes de suministro en lugar de energías convencionales. Ecuador no es exento de esa realidad, pues dentro de sus políticas de apoyo ha implementado: exención de impuestos, financiamiento del estado, tarifas preferenciales, compra pública de energía renovable o certificados de energía limpia que se emiten a industrias y empresas [7].

Este proyecto de titulación analiza la implementación de sistemas fotovoltaicos en urbanizaciones y su impacto en la red eléctrica convencional. Su entendimiento coadyuvará a inferir de una mejor manera los efectos de la implementación de esta

energía, su tecnología y análisis, pues con los datos obtenidos se podrá identificar inconvenientes y soluciones que posibilitarán promover proyectos futuros.

1.2 Justificación

El uso de combustibles fósiles para obtener energía provoca emisiones de gases de efecto invernadero. Estos gases, rodean al planeta atrapando el calor del sol y aumentando las temperaturas, lo que lleva a un cambio climático extremo que afectará nuestra salud, el cultivo de alimentos, la vivienda, la seguridad y el empleo [2].

Una de las soluciones a este problema, es cambiar el sistema energético de combustibles fósiles a energías renovables como la solar para reducir las emisiones de CO₂. La energía solar, un recurso gratuito, infinito, y de fácil acceso, se diferencia de las energías derivadas de los combustibles fósiles que tienen que ser explotados, extraídos y transportados, y que, además, producen procesos que provocan grandes impactos ambientales.

La energía solar, el recurso más rico del planeta, es una de las opciones para proporcionar electricidad, movilidad eléctrica, luz, agua caliente, calefacción y aire acondicionado de forma natural, ilimitada y limpia. También se puede mencionar que es una inversión de alta rentabilidad por su autonomía, mantenimiento. El SFV conectada a la red eléctrica, representa una generación anual que promedia un 10% a un 30% de la demanda consumida por el hogar [8].

Por otro lado, según el Ministerio de Energía y Minas de Ecuador la demanda eléctrica en el país aumentó en un 8.13%, tras superar la pandemia provocada por el COVID 19 [1] va gradualmente en las actividades comerciales e industriales, ocasionando que en el país se demanda más energía.

De allí que la energía solar fotovoltaica es una opción para compensar el aumento de demanda energética. Esta alternativa es una de las más prometedoras con un aumento histórico en su utilización en los últimos años. Los paneles solares residenciales ofrecen varios beneficios, contribuyendo a que el mismo hogar produzca gran parte de la energía que consume, aportando con el aumento de demanda, y mitigando costos de facturación de energía eléctrica [9].

En este proyecto, se propone analizar el comportamiento que tiene la red eléctrica en ciertas urbanizaciones, con la implementación de sistemas fotovoltaicos que se conectan en las casas. Se busca determinar el comportamiento de la red con la incorporación masiva de esta generación en ambientes urbanos. El estudio, se llevará a cabo en el software DigSILENT PowerFactory, con datos medidos en campo que permitirán evaluar comportamiento de la red.

Esta información permitirá analizar el comportamiento de la red frente a la incorporación de sistemas solares, además, se utilizará la información de la CENTROSUR para el armado de la red, y demanda de los hogares. Este trabajo, se detallará los efectos y comportamiento de la red de las urbanizaciones con diferentes

escenarios, que muestren los beneficios y desventajas que tienen la incorporación masiva de sistemas fotovoltaicos en urbanizaciones.

Es de acotar que este proyecto de investigación cumple con los objetivos planteados por el Grupo de Investigación Energética (GITE), en cuanto a la búsqueda de soluciones energéticas sostenibles y su impacto en la red eléctrica.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo general

Determinar la influencia que tienen los sistemas fotovoltaicos al incorporarse masivamente a la red de baja tensión en urbanizaciones, a través de simulaciones apoyadas en el software DigSILENT PowerFactory, para la determinación de beneficios y desventajas que conlleva su implementación.

1.3.2 Objetivos específicos

- Definir las variables a estudiar con la implementación a la red los sistemas fotovoltaicos.
- Estudiar el comportamiento de la red de distribución en baja tensión al ingresar sistemas fotovoltaicos, caso de estudio en urbanizaciones.
- Analizar los resultados del comportamiento de la red obtenido del caso de estudio y compararlo con otra urbanización.

1.4 Estado del arte

En [5], se propone un estudio sobre el diseño y cálculo de los elementos necesarios para implementar un sistema fotovoltaico para el suministro de energía eléctrica en una residencia. El objetivo es satisfacer las necesidades de energía eléctrica de las viviendas. Además, se describen las ventajas y desventajas resultantes, y se cuantifican los excedentes que se tengan entregar a la red eléctrica. El trabajo entrega datos de perfiles de carga de una vivienda constituida por 5 personas. Con la energía producida por los paneles fotovoltaicos se buscó establecer si el excedente de energía representa beneficios económicos para el usuario.

En [10], se hace un estudio teórico y práctico, sobre el funcionamiento de una instalación real conectada a medidores de calidad de energía eléctrica en el punto común de conexión entre la red y los paneles fotovoltaicos. Con los datos procesados, se comprueban los parámetros de calidad con normativas nacionales e internacionales, concluyendo que la generación solar fotovoltaica es la mejor opción para energías renovables autónomas a pequeñas escalas.

En [11], se presenta el estudio cuasi dinámico con intervalos de una hora durante un año de una red eléctrica de baja tensión con inyección de potencia de sistemas fotovoltaicos (SFV). En este artículo se analiza el perfil de tensión, desbalance, pérdidas en los conductores y los sentidos que tienen los flujos de potencia. Se analizan, 10 escenarios de inyección de potencia FV. Los escenarios estudiados son (1%, 3%, 5%, 10%, 15%, 20%, 25%, 50%, 75% y 100% de la capacidad nominal que tiene el transformador). Llegando a identificar que, cuando la inyección FV es superior al 50% se tienen resultados adversos como el aumento de pérdidas, debido al excedente de energía que circula por la red.

En Brasil (Paraná), se estimó el desempeño de los sistemas fotovoltaicos cuando se conectan a la red en diferentes áreas de la ciudad [12]. El objetivo de este estudio fue mostrar una alternativa de obtención de energía eléctrica, que sea amigable con el medio ambiente, y de no muy alto costo, aprovechando el potencial solar. Para este análisis, se instalaron paneles fotovoltaicos en 6 sectores, se obtuvo su irradiación durante un año. Para diferentes escenarios (potencia, horas, clima, capacidad), se determinó la producción de energía eléctrica del sistema, teniendo resultados de pérdidas en un año de medición.

En [13], se empleó el software PowerFactory para simular el impacto de los SFV en el Sistema Electro Energético Nacional (SEN) cubano. Para ello, se simuló un SFV que involucra una combinación de modelos matemáticos de radiación global y difusa para aplicar en el entorno de Cuba. Los resultados de las simulaciones dependen de la representación de las condiciones ambientales, la ubicación e inclinación del lugar donde se encuentra SFV, comportamiento diario de cargas y SFV [13].

En [14], se analiza la implementación de la generación de energías renovables no convencionales y el comportamiento de la red eléctrica al ingresar a este tipo de generación. Se estudian eventos de estabilidad, voltajes, ángulos frecuencia, escenarios y flujos de potencia, todo realizado en el software DigSILENT PowerFactory. Dentro de los resultados obtenidos se tiene que, al no tener un controlador de voltaje se ocasiona inestabilidad y por ende existen aumentos no deseados de tensión en el sistema. Finalmente se concluye que se puede utilizar energía renovable no convencional en la red, pero, hay que tener en claro el rendimiento variable de este tipo de generación, en el caso de la energía FV por el flujo discontinuo de radiación.

En [15], se diseña una microrred, aplicando el software DigSILENT PowerFactory. Se examina cada componente que integra una microrred, se obtiene los datos a ingresar en el software para la creación de cada elemento, y finalmente se muestra una guía de simulación paso a paso. El objetivo fue disponer de un manual paso a paso de la creación de una microrred, compuesta por energías renovables, electrónica de potencia, niveles de tensión, líneas de distribución, SFV, transformadores de potencia, cargas eléctricas domiciliarias, entre otros.

En [16], se analiza el comportamiento de la red cuando se incluyen sistemas fotovoltaicos por parte de los usuarios finales. El análisis consiste en la creación de la red eléctrica, con datos reales proporcionados por la empresa distribuidora local, la red de bajo voltaje, y los usuarios finales, diseñado en el software DigSILENT. Asimismo, se inyecta energía de SFV por parte de los usuarios de la red, con varios escenarios de operación con diferente penetración de energía generada por los SFV. Llegando a

resultados como la reducción de pérdidas hasta el 12.33%, en el escenario de penetración FV del 60%, y en niveles superiores de inyección FV aumentan las pérdidas debido a la inyección excesiva de corriente por los SFV.

En [17], se discute los retos que tiene la integración en la red eléctrica de los sistemas solares fotovoltaicos (SFV), y sus posibles soluciones. Se analiza, la capacidad de despacho, la calidad de la energía, la estabilidad angular y de voltaje, el soporte de energía reactiva, y el manejo de fallas. El resultado del estudio definió que, al ingresar energía FV mayor al 25% se generan incrementos de voltaje en la red, también al no tener un ajuste controlado entre demanda y generación se ocasionan fluctuaciones de frecuencia. Identificado este problema, se inyecta energía FV de 40% y ocasiona un colapso en la red estudiada, concluyendo que la red no está diseñada para la inyección masiva de energía FV.

En [18], se estudia la calidad de la energía de los sistemas solares fotovoltaicos (SFV), con el fin de no tener efectos negativos en la red eléctrica. El artículo se enfoca en los problemas que ocasionan los SFV que se conectan a la red, no solamente los armónicos, si no se advierte de problemas como bajo voltaje, sobretensión, fluctuación de potencia y factor de potencia. Se analiza la tensión en la salida del inversor y la corriente nominal para diferentes SFV, además se estudia el efecto de la radiación solar bajo diferentes condiciones, asimismo la temperatura ambiente del sector. Teniendo un incremento de 1.2 p.u en el voltaje de salida del inversor, ocasionando desequilibrios de corriente. El factor de potencia cae cuando se inyecta energía FV, provocando que la empresa de distribución tiene que respaldar esa caída, aumentando la tensión en la red de distribución.

En [19], se analiza el impacto de los sistemas fotovoltaicos y su efecto en la calidad de energía. Mediante una metodología que clasifica datos obtenidos de mediciones obtenidos de inyección fotovoltaica y potencia, se obtuvo un porcentaje de afección al sistema de 20 a 40%. En Resumen, la inyección fotovoltaica puede afectar parámetros como V_{rms} (+1,0%), TDD (-4,2%), THDV (+32,4%) y VH5 (+16,5%), con un nivel de confianza del 95%, para la carga intervalo de 0 a 2,5 % e intervalos de inyección de PV de 0 a 40 %.

En [20], se aborda el tema impactos de la integración fotovoltaica en la calidad de la energía, el cual se menciona que de acuerdo con el estándar IEEE 929-2000, las fluctuaciones de voltaje y energía y las distorsiones armónicas son los principales parámetros para estudiar. La fluctuación de voltaje afecta la vida útil de equipos de red, mientras que la fluctuación de potencia insertada que depende del recurso existente y las distorsiones armónicas afectan directamente a forma de la tensión y la corriente.

En [21], bajo el contexto del aumento en el uso de fuentes de energía renovables, y así contribuir a reducir las emisiones contaminantes, se analizan los efectos de integrar sistemas solares fotovoltaicos en la red eléctrica. En este artículo, destacan los efectos que tiene la red eléctrica con la integración de SFV, impactos de la integración, y sobre las oportunidades de los SFV en el desarrollo sostenible. El estudio tiene resultados como que, las fluctuaciones de generación FV provocan riesgos para la estabilidad de la red y la seguridad del suministro eléctrico, probablemente produciendo daños en los equipos. Finalmente, el estudio menciona que la generación FV tiene más ventajas que

desventajas, pero que se debe invertir en modificar el estado actual de la red, ya que actualmente la red de Alemania no es capaz de resistir una inyección masiva de energía FV.

La generación fotovoltaica es una tendencia popular, que el mundo busca emigrar a ese tipo de generación eléctrica. En [22], se realiza un análisis técnico, económico-financiero y jurídico del ingreso de SFV a las redes de distribución. El análisis de los flujos, se lo hace con el software CYMDIST, comprobando los niveles de voltaje en los nodos y las cargas en los conductores. El estudio mira el comportamiento de las redes de distribución con una proyección al año 2025, con los datos encontrados, se tiene una referencia para los organismos de planificación para futuros proyectos de inversión [22]. Concluyendo que, una posible solución para la intermitencia de GDFV son el almacenamiento de la energía excesiva en baterías y así controlar su inyección no deseada a la red.

Ante el constante aumento de la demanda de energía eléctrica, la integración del sistema fotovoltaico en redes de distribución también va creciendo, teniendo un efecto significativo en la calidad de la energía de la red [23]. Este artículo tiene como objetivo analizar el impacto de la integración de SFV en la calidad de la energía de la red de distribución. Se determina la ubicación ideal de los SFV, impacto de tensión y armónicos de corriente, se compara los parámetros de la red de distribución con diferentes niveles de integración de SFV. Llegando a la conclusión que la red acepta máximo una inyección de energía FV del 48%, si la inyección es superior provoca problemas de calidad de energía.

En [24], se realiza el estudio sobre el impacto de la energía fotovoltaica en las redes de distribución. El estudio se enfoca en el efecto que producen los paneles fotovoltaicos en la red de media tensión MV y baja tensión BV, mostrando estrategias adecuadas para poder aliviar los problemas que se tiene. Esto, con el objetivo de instalar los paneles más idóneos, y demás elementos de la red, además se proporciona un método para realizar los flujos de carga de los sistemas fotovoltaicos, teniendo un adecuado análisis de los efectos en las redes de BV y MV. Llegando a resultados que, durante parte del día, cuando hay una mayor generación, también aumenta el nivel de tensión de la red, esto podría activar el sistema de relés y equipos de protección, ocasionando cortes de energía. En algunos casos el voltaje esta por fuera de los límites aceptados.

Los sistemas fotovoltaicos residenciales son la mejor solución para reducir los costos de generación de energía, y así se contribuye a mejorar el medio ambiente, sin embargo, los PV también tienen desventajas en la red eléctrica. Bajo este contexto, en [25], se estudia las consecuencias que tienen la penetración de sistemas fotovoltaicos PV, como lo es la caída del factor de potencia en la red de distribución. Cuando el factor de potencia es bajo, hay una mayor probabilidad que ocurran fallo en la producción y puede haber interrupciones, teniendo algunos resultados en un PCC de un factor de potencia de 0.5 lo cual es inaceptable.

En [26], debido a la atracción a nivel mundial de SFV conectados a la red en la azotea, se analiza los problemas de la calidad de energía de bajo voltaje BV con cargas no lineales. Ante una gran penetración de SFV conectados a la red, junto con cargas no lineales y flujos de energía bidireccionales tiene un impacto en la red en niveles de

tensión, distorsión armónica. El estudio, se realiza en un punto común de acoplamiento donde se conecta las cargas y los SFV, se evalúan varios casos de inyección fotovoltaica (0 a 100%), para el final analizar los niveles de tensión, distorsión armónica y la calidad de energía en la red. Dentro de algunos resultados que obtiene el estudio están las pérdidas de potencia activa $< 1.9\%$, potencia reactiva $< 2.6\%$, potencia aparente $< 3.3\%$, con esto la red mejora considerablemente en comparación del caso de 0% de generación FV, llegando a un máximo 50% de penetración FV como ideal, dentro de los estándares aceptados por la normativa.

En [27], bajo el contexto que, la alta inyección de SFV en la red de distribución puede causar problemas para los voltajes de los flujos de nodos y líneas de transmisión. El artículo presenta un análisis del impacto que ocasionan los SFV colocados en las azoteas de las viviendas y se conectan a la red de distribución. Dentro de los parámetros analizados están la calidad del voltaje, las pérdidas de energía y el funcionamiento de los dispositivos que forman parte de la red de distribución. El estudio concluye que para ciertos niveles de penetración FV, las pérdidas se reducen, pero a mayor inyección o masivamente la red no soporta el flujo bidireccional y más bien ocasiona mayores pérdidas.

En [28], por la preocupación del medio ambiente y la creciente demanda de energía, se busca nuevas fuentes de generación de energía. Los SFV toman la delantera de otros tipos de generaciones renovables, por sus precios, fácil instalación y mantenimiento. Si bien, la implementación de SFV a gran escala trae varias ventajas, también trae desafíos a la red de distribución. El control del voltaje de la red, este es un problema que tienen las empresas distribuidoras, ya que durante el día se pueden observar flujos inversos de energía. En este estudio se tiene un nivel óptimo de inyección FV del 50%, ya que no supera el 1.4%, y el rango de voltaje no pasa de 0.5% y 2%, pero ante una mayor inyección se sobrepasa los límites aceptados.

La Tabla 1 muestra un resumen detallado del estado del arte, con los resultados obtenidos de los diferentes autores.

Tabla 1: Resumen del estado del arte.

RESUMEN DE ESTUDIOS REALIZADOS				
Cita	Estudio	Variables	Objetivos	Resultados
[5]	Operación SFV conectados a la red	-Radiación solar Cuenca -Demanda Típica Ecuador -Regulaciones ARCONEL SFV -Operación SFV -Ahorro energía	Análisis costos, instalación y operación SFV conectados a la red	-Irradiancia solar cantón Cuenca > 4 kWh/mes/día, mayoría de meses del año, concluyendo que Cuenca tiene un excelente recurso solar -Generación eléctrica anual 1724 kWh, siendo un buen índice para ahorrar energía a lo largo del año -Generación promedio 140 kWh >= Consumo, meses mayo, junio, julio, agosto, septiembre, octubre -Los hogares residenciales en Cuenca consumen un rango estimado de 100 a 200 kWh/mes, por lo que no requiere de una gran inversión implementar SFV
[10]	Calidad energía eléctrica cuando SFV se conectan a la red	-Producción energía SFV -Niveles de tensión -Factor de potencia -Normativa y Regulaciones SFV -Operación SFV -Escenarios de operación	Análisis de la calidad de energía de la red eléctrica cuando se conecta SFV	- Nivel de tensión no excede el 2% de la normativa, fluctúa entre 120V y 130V -El factor de potencia desciende hasta 0, y -, el momento que ingresa la energía FV, y cuando se estabiliza se mantiene 0.6 mínimo, y llega hasta 1 en su punto máximo -La mayoría del periodo de medición el nivel de desequilibrio de voltaje no se excede el 2% tolerados por la normativa -En la mayoría del periodo de medición hay valores de desequilibrio de corriente que sobrepasan el límite tolerado del 10% por la normativa -La frecuencia no cumple con el límite impuesto por la normativa de +- 0.15 Hz, llegando a valores mínimos de 59 Hz y máximos de 60.05 Hz
[11]	Operación de la red eléctrica con la inyección de potencia de SFV	-Modelado red eléctrica -Modelado cargas -Modelado SFV	Determinar el impacto que tiene la red eléctrica de baja tensión con la inyección de potencia de SFV	- Cuando SFV se alejan del transformador, impacto de tensión disminuye de 0.25% a 0.2% - Tensión no supera el 0.25% en todos los escenarios

		<ul style="list-style-type: none"> -Escenarios inyección SFV -Niveles de tensión -Impacto en pérdidas -Impacto cargabilidad trafo -Ahorro energía 		<ul style="list-style-type: none"> - Inyección SFV > 50% es adverso para esta red en horas del mediodía, por excedentes de potencia -Las pérdidas disminuyen en todos los escenarios de inyección SFV -Cuando generación > 50%, hay excedente de potencia en la red, y las pérdidas aumentan -Cargabilidad trafo disminuye hasta 60% cuando hay inyección FV en todos los escenarios -Cuando generación > 50%, los excedentes de potencia van hacia la red incrementando la cargabilidad hasta 100% -Las pérdidas de energía anuales aumentan en todos los escenarios hasta el 80% cuando generación FV es del 100%, cuando más excedentes de energía hay en la red -Cuando generación < 50%, las pérdidas de energía anual se reducen hasta 15% -Energía ahorrada inyección FV del < 50%, caso contrario excedente de energía circulando por la red
[12]	Desempeño SFV conectados a la red	<ul style="list-style-type: none"> -Operación SFV -Desempeño SFV -Producción energía SFV -Escenarios operación -Factor capacidad -Rendimiento SFV -Pérdidas energía 	Desempeño SFV cuando se conectan a la red eléctrica, brindando una alternativa de generación energética	<ul style="list-style-type: none"> -Índice de desempeño calculado en 78.48% debido a pérdidas por sombra, suciedad, inversor, temperaturas -Factor de capacidad varia de 12% a 18% -Menor nivel de factor de capacidad 13.92% ciudad Curitiba -Diferencia de 38 kWh/kWp entre rendimiento final esperado y calculado -Pérdidas por calor de SFV monocristalinos son altas -0.39%
[13]	Influencia de los SFV en el Sistema Electroenergético Nacional (SEN)	<ul style="list-style-type: none"> -Impacto SFV en la red -Producción energía SFV -Operación SFV -Rendimiento SFV -Modelado SFV -Radiación solar -Eficiencia SFV 	Impacto de los SFV en la red eléctrica de Cuba y analizar el comportamiento de todas las variables de interés	<ul style="list-style-type: none"> -Resultados energía FV promedio 500 a 550 kWh, normales, creciente en la mañana, llegando a un máximo al medio día 554 kWh, sin sobrepasar la potencia del inversor, y caída gradual a la tarde -Factor de capacidad es de 20.6% -El error absoluto del factor de capacidad comparado con datos del SEN es 2.8%

		-Factor de potencia		-El factor Clearness Index, describe las condiciones del cielo, siendo 0 nublado y 1 despejado, tomando como valor ideal para la simulación 0.6 con una temperatura de 25 °C
[14]	Comportamiento de la red al ingresar generación de energías renovables no convencionales	-Estabilidad de la electricidad -Nivel de tensión -Nivel de corriente -Factor de potencia -Angulo de tensión -Frecuencia -Escenarios de operación -Flujo de energía -Modelado red -Modelado SFV	Estudiar comportamiento red eléctrica, cuando se reemplaza la generación hidráulica por la generación de energías renovables no convencionales	-Cuando ingresa energía FV hay caída de tensión de 0.155 en la barra de transmisión Al ingreso de energía FV el aumento de tensión en las barras llega a 0.95 p.u -Con la generación FV la reducción de potencia activa es de 51 KW, reactiva de 60.15 MVAR -Cuando ingresa energía eólica y fotovoltaica la corriente de cortocircuito se reduce en 64% Cuando hay una falla monofásica aumenta la corriente de fase a 2.61 KA -Cuando hay ingreso de energía FV la frecuencia tiene un desplazamiento de 0.143 Hz y 0.129 Hz
[15]	Diseño de una microrred como estrategia de formación práctica en Ingeniería Eléctrica	-Diseño Microrred en DigSILENT PowerFactory -Diseño equivalente de red -Diseño barras -Diseño líneas de transmisión -Diseño transformadores -Diseño cargas -Diseño plantas FV	Modelar microrred solar como estrategia de formación práctica de estudiantes de ingeniería eléctrica	-Nivel máximo de tensión 1.007 p.u en barra 2, con la inyección de energía máxima FV -Nivel mínimo tensión 0.9997 p.u con menor inyección de energía FV -Máxima cargabilidad 90% en las plantas de generación FV -Mínima cargabilidad 0.6 % en la línea 3 y 4 que son de la planta solar menos cargada y MV respectivamente
[16]	Impacto técnico y ambiental en la red eléctrica con la inyección de	-Modelado red -Modelado SFV -Modelado usuarios residenciales	Conocer el comportamiento de la red eléctrica ante la inyección generación de	-Nivel de pérdidas totales se reduce hasta 12.33%, para el escenario de 60 de penetración FV -Aumento de pérdidas con respecto al escenario base de 8.20% para un 100% de penetración FV

	energía FV por parte de los usuarios finales residenciales	<ul style="list-style-type: none"> -Diseño líneas transmisión -Radiación solar -Generación FV -Escenarios de operación -Pérdidas energía -Niveles tensión -Factores de emisiones GEI -Ahorro de energía 	energía eléctrica de origen fotovoltaico	<ul style="list-style-type: none"> -El aumento de pérdidas a partir del 60% de penetración FV, se debe a la inyección de corriente por parte de los SFV -Las pérdidas alimentadas por la red externa produce emisiones de GEI -Las pérdidas por la red externa decrece desde 550.41 MWh en el escenario base hasta 395.67 MWh para un 100% de penetración FV -Las pérdidas por parte de los SFV van desde 0 MWh en el escenario base, hasta 109.59 MWh en el 100% de penetración FV -Ahorro de energía es de 33.51% -Nivel máximo de tensión es de 1.01 p.u con penetración de 100% de SFV
[17]	Problemas y soluciones en la conexión de SFV en la red eléctrica	<ul style="list-style-type: none"> -Generación FV -Capacidad despacho -Calidad energía -Niveles de tensión -Factor de potencia -Factores de emisiones GEI -Ahorro energía -Frecuencia 	Analizar los desafíos operativos y técnicos de la integración de SFV en la red eléctrica	<ul style="list-style-type: none"> -Penetración FV > 25% en los alimentadores de bajo voltaje genera incremento de voltaje -Ingreso de más de 40% de energía FV conduce al colapso de la red -Los SFV inyectan armónicos a la red, llegando hasta el 2% en una granja en Brasil -La reducción solar cayó al 2% en China en 2020, cuando su máximo era de 11%, debido a políticas, incentivos y marcos regulatorios -Al ingreso de SFV la frecuencia fluctúa entre 57 y 58.5 Hz en 5 minutos de operación y frecuencias < 57 Hz en 0.16 Hz -Red eléctrica no está diseñada para inyección masiva de SFV
[18]	Análisis de la calidad de la energía de un Sistema Solar Fotovoltaico conectado a la Red	<ul style="list-style-type: none"> -Calidad energía -Niveles de tensión -Generación FV -Niveles de potencia -Factor de potencia -Nivel corriente 	Impacto negativo que ocasionan a la red eléctrica la alta integración de SFV	<ul style="list-style-type: none"> -Voltaje a la salida del inversor se incrementa a 1.2 p.u -Aumento voltaje de 120 a 123 aproximadamente debido al ingreso de energía FV - El factor de potencia cae con la inyección de los SFV manteniéndose en 0.9 después de la inyección FV, volviéndose estable

		<ul style="list-style-type: none"> -Radiación solar -Modelado red -Modelado SFV 		<ul style="list-style-type: none"> -Con el bajo nivel de FP, la empresa eléctrica debe respaldar la red con más poder, como resultado esto añade más tensión a las líneas de distribución -No se observa un impacto directo entre el tamaño de SFV y los armónicos THD, manteniéndose en menos del 5%, límite aceptado por la IEE -Existe relación entre la tensión y armónicos con la temperatura, irradiancia solar en 40 °C
[19]	<p>Impacto de los sistemas fotovoltaicos SFV que se conectan a la red mediante análisis comparativo</p>	<ul style="list-style-type: none"> -Calidad de energía -Factor de potencia -Niveles de voltaje -Distorsión armónica -Modelado red -Modelado SFV -Niveles de potencia -Operación SFV -Rendimiento SFV -Escenarios de operación 	<p>Impacto de la inyección fotovoltaica en la red de bajo voltaje mediante pruebas de hipótesis para su comparación con y sin SFV</p>	<ul style="list-style-type: none"> -La inyección FV afecta entre el 20 y 40% a las diferentes variables de calidad de energía analizadas <ul style="list-style-type: none"> -Vrms varia (+1.0%) -TDD varia (-4.2%) -THDV (+32.4%) -VH5(+16.5%) -Nivel 95% de confianza para la carga, 0 a 2,5 % en intervalos de inyección de PV de 0 a 40 % -Desequilibrio de voltaje de supera 0.4%
[20]	<p>Impacto de la integración en la red de energía solar fotovoltaica</p>	<ul style="list-style-type: none"> -Estabilidad en la red -Calidad de energía -Niveles de voltaje -Distorsión armónica -Frecuencia -Pérdidas de energía -Factor de potencia 	<p>Estudio detallado sobre el impacto de la integración en la red de los SFV</p>	<ul style="list-style-type: none"> -La intermitencia de un SFV provoca aumentos y fluctuaciones de voltaje, entre 0.025 a 0.067 p.u -Se mejora la estabilidad del sistema con Solar-DSTATCOM, corriente 0.7%, y tensión 0.5% -El impacto en el THD con la inyección de SFV, se mejora 30.39 a 3.11% con un filtro de derivación UPQC -Para minimizar el daño que produce a los equipos de la red como los equipos de los consumidores, la penetración de energía FV a la red la solución es el almacenamiento de los excedentes de energía en baterías reduciendo los armónicos en un 5% en la red -El factor de potencia desciende aproximadamente 0.9 a 0.6 en el instante en que ingresa la energía FV

				-Al medio día la energía generada 180 kWh > 120 kWh energía consumida, demostrando que existe ahorro de energía
[21]	Efectos ocasionados por los SFV a la red eléctrica	-Generación FV -Estabilidad en la red -Operación red eléctrica -Operación SFV -Rendimiento SFV -Eficiencia SFV	Presentar un estudio detallado de las posibilidades y efectos que tiene la conexión de sistemas solares fotovoltaicos en la red eléctrica	-La red necesita varias modificaciones para penetración masiva de energía FV, ya que no están diseñadas para manejar excedentes de energía -En el 2017 el 33.3% de la producción de energía de Alemania provino de fuentes renovables (13.5% eólica continental, 2.7% eólica marina, 6.1% fotovoltaica) -La integración de SFV en las redes eléctricas puede reducir las pérdidas en la red en un 15% y aumentar la estabilidad de la red.
[22]	Análisis multicriterio del ingreso de generación distribuida fotovoltaica en las redes de distribución de la Empresa Eléctrica Quito	-Normativa y regulaciones SFV -Generación FV -Niveles de voltaje -Niveles de carga -Dimensionamiento SFV -Curvas de demanda -Escenarios de operación -Ahorros energía	Análisis multicriterio (técnico, económico-financiero y jurídico) del ingreso de la GDFV a las redes de distribución, a partir de criterios técnicos como alternativa energética para cubrir el crecimiento de la demanda y mantener la calidad de la energía	-Quito tiene un promedio de 1.600 kWh según Global Solar Atlas, considerado bueno para generación FV -La demanda máxima coincidente es de 9.224.21 kW -La demanda mínima diurna es de 2.968 kW y nocturna 3.150 KW -La tasa de crecimiento de la demanda es de 11.84% -La máxima cargabilidad para los conductores es de 65%, y la capacidad nominal del 100% -El almacenamiento en baterías del excedente de GDFV ayuda a mitigar los impactos en la red -En el marco de las normativas la potencia de 1 MW para autoconsumidores limita el ingreso la capacidad del tramo con menor calibre -El costo de instalación FV para autoconsumo hasta 1 MW, va entre 1.50 \$ y 0.80 por kWp -Los niveles de voltaje tienen que estar entre 0.95 y 1.05 p.u, para llegar hasta estos límites es necesario el usos de baterías -Factor de planta considerado para 1720 kWh resulta en 19.38%

				-Los autoconsumidores ahorran al sistema 9.549 centavos de dólar por cada KW ingresado
[23]	Power Quality and Performance Analysis of Grid-Connected Solar PV System Based on Recent Grid Integration Requirements	-Rendimiento SFV -Calidad de energía -Generación FV -Curvas de demanda -Operación SFV -Niveles de voltaje Escenarios de operación -Distorsión armónica -Modelado de la red -Modelado SFV -Pérdidas de potencia -Pérdidas de energía	Analizar el impacto de la integración de paneles solares fotovoltaicos SFV en la calidad de la energía de la red de distribución	-Las pérdidas de potencia son de 179 KW, 111.80 KVAR -A medida que aumenta la potencia SFV en la red, la distorsión armónica total se incrementa en un 5% -La máxima inyección de energía FV que la red acepta es de 48%, considerando un 4.97% de distorsión armónica total de voltaje, y 14.98% de distorsión armónica de corriente que está dentro del rango aceptable por los estándares -El SFV debe integrarse en la red solo hasta el máximo de capacidad posible que es 48%, caso contrario provoca problemas de calidad de energía
[24]	A new method for online evaluation of the effects of PV panels and comparison with MVDI in electrical power distribution networks	-Modelado SFV -Modelado de la red -Operación SFV -Niveles de voltaje -Generación FV -Diseño barras -Diseño líneas de transmisión -Diseño transformadores -Diseño cargas -Diseño plantas FV	Investigación del efecto de los sistemas fotovoltaicos en el sistema de distribución de baja y media tensión, y presentación de estrategias para aliviar los problemas que se tengan	-La red de distribución la estabilidad de voltaje es aproximadamente más del 5%, lo cual no es bueno para la red -El incremento de voltaje puede activar el sistema de relés y equipos de protección, y puede ocasionar cortes de energía -En algunos caso el voltaje esta fuera de los índices normativos 0.95 y 1.05 p.u -El factor de potencia mínimo es de 0.8167 -El factor de potencia máximo alcanza el 0.9929 -La potencia depende del nivel de penetración FV, y a medida que el factor de potencia aumenta la potencia disminuye, siendo la máxima 1.0635 MW y la mínima 0.8310 MW
[25]	Impact of photovoltaic grid-tied systems on national grid power factor in Palestine	-Factor de potencia -Generación FV -Modelado red -Modelado SFV -Escenarios de operación	Efectos en el factor de potencia ocasionados por la penetración de los paneles fotovoltaicos	-Al tener todos los SFV con un único factor de potencia da al operador de red una capacidad más amplia para aceptar penetración FV, hasta un 80% de la carga total -El factor de potencia en PCC general es de 0.90 y superior, lo cual resulta aceptable en ciertos sectores

				<ul style="list-style-type: none"> -El factor de potencia en PCC general es de 0.50, lo cual es inaceptable -Inyectando más del 50% de la energía fotovoltaica, se reduce drásticamente el factor de potencia -El sistema con un factor de potencia general de 0.92 tiene en paralelo generación reactiva -Se instalan sistemas de energía FV de 150 KW distribuidos por la red, teniendo factores de potencia de 1 a 0.9 en adelante -El inconveniente más notorio que tiene la inyección de energía FV es la intermitencia de generación, ocasionando variaciones en su nivel de voltaje y su factor de potencia
[26]	Harmonic Analysis of Grid-Connected Solar PV Systems with Nonlinear Household Loads in Low-Voltage Distribution Networks	<ul style="list-style-type: none"> -Niveles de voltaje -Distorsión armónica -Calidad de energía -Escenarios de operación -Pérdidas de potencia 	Impacto en la red de distribución con la penetración de sistemas fotovoltaicos	<ul style="list-style-type: none"> -Pérdidas potencia activa < 1.9% -Pérdidas potencia reactiva < 2.6% -Pérdidas potencia aparente < 3.3% -Las pérdidas se evalúan con una penetración FV del 50% -La red eléctrica mejora considerablemente en comparación con el caso base que es sin ninguna inyección de energía FV -Con penetración FV del 50% el THDi y THDv en PCC son de 10.2 y 5.2% respectivamente lo que está dentro de lo aceptado por la normativa de la IEEE
[27]	Impact of Rooftop Photovoltaics on the Distribution System	<ul style="list-style-type: none"> -Niveles de voltaje -Pérdidas de energía -Generación FV -Pérdidas de potencia 	Analizar el impacto que ocasionan a la red de distribución, la penetración masiva de sistemas fotovoltaicos SFV montados en las azoteas de las viviendas	<ul style="list-style-type: none"> -La red eléctrica tradicional que se tiene en la actualidad no está preparada para penetración de energía FV masiva -El voltaje sufre grandes cambios con la inyección de energía FV, por la inestabilidad que tiene este tipo de generación, se tiene casos de reducción 240 V a 230 V -Para ciertos niveles de inyección FV, las pérdidas se reducen notablemente hasta un 10%, pero con la inyección masiva de energía FV la red no soporta el flujo bidireccional y ocasiona mayores pérdidas

[28]	Effects of the Photovoltaic Distributed Generation on Electricity Distribution System Voltage – Updated Review	<ul style="list-style-type: none"> -Niveles de voltaje -Calidad de energía -Generación FV -Flicker -Factor de potencia -Pérdidas de potencia -Pérdidas de energía 	Estudiar el comportamiento de la tensión en relación con la calidad de la energía con la inyección de SFV en la red de distribución	<p>-Se ha demostrado la utilidad de reguladores de voltaje, para reducir los efectos que tiene la generación FV en la red de distribución en un +- 5%</p> <p>-Para un suministro de energía FV del 50% las ondulaciones de voltaje en la red no supera el 1.4%, lo cual demuestra que a este nivel de inyección FV, no es necesario uso de banco de condensadores o tomas en los transformadores</p> <p>-Con inyección de 50% de energía FV, el nivel de voltaje está en el rango de 0.5% a 2%</p> <p>-Los niveles de voltaje varían dependiente de la distancia entre la subestación y los generadores FV</p> <p>-La solución, aunque más costosa para las fluctuaciones que tiene este tipo de energía es el almacenamiento del excedente de energía, para devolver gradualmente la energía por las noches</p> <p>-Con la implementación de baterías y supercondensadores para el excedente de generación FV mejoran notablemente, con una variación máxima de voltaje de $\pm 2\%$</p>
------	--	--	---	--

1.5 Justificación teórica

Actualmente, la influencia en la red con la implementación masiva de sistemas solares fotovoltaicos en urbanizaciones revela una serie de desafíos y soluciones propuestas en relación con la estabilidad y la calidad de la energía en la red eléctrica. La variabilidad de la generación solar es uno de los principales problemas identificados, ya que puede causar fluctuaciones en la inyección de energía a la red, lo que afecta la estabilidad y la calidad del suministro eléctrico.

1.5.1 Potencial energético de los sistemas fotovoltaicos en Ecuador

La Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCERNNR), indica que la radiación solar promedio en el país está entre 4.5 y 6.0 kWh/día, correspondiendo las zonas de mayor radiación la costa y en la sierra la región del sur. En la Figura 1, se muestra la radiación solar promedio de las ciudades más importantes del Ecuador, especialmente de Cuenca, donde se realiza el estudio actual.

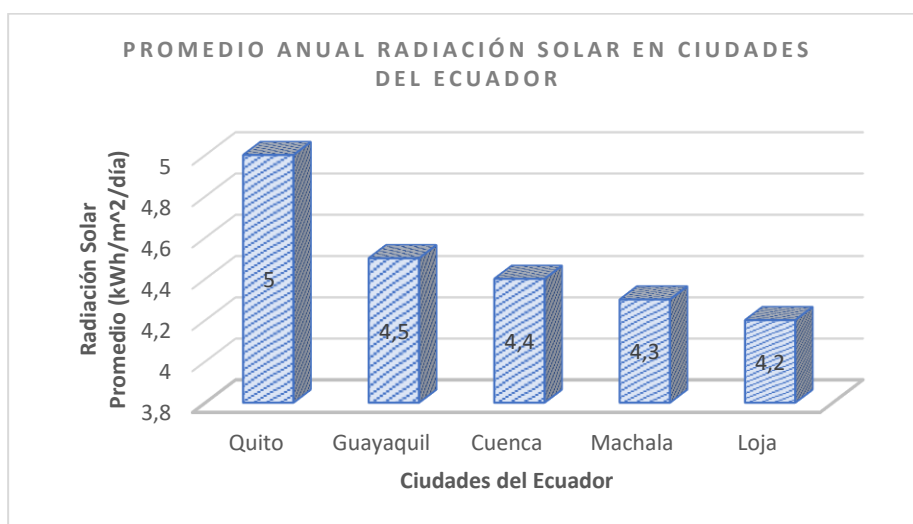


Figura 1: Promedio anual de radiación solar en ciudades del Ecuador.

Mientras que la capacidad instalada de SFV en el año 2022 en el Ecuador llegó a los 38.50 GW, lo que significa un aumento del 4.43% comparándolo con el 2021 [29]. Se ha planteado llegar a una capacidad instalada de energía FV de 1500 MW hasta el año 2030, implementar mecanismos de financiamiento, regulación y promoción de energía FV, impulsar la investigación y el desarrollo de las energías FV [30].

1.5.2 Ahorro con la implementación de sistemas fotovoltaicos

Para lograr un ahorro de energía eléctrica, que al final representa un ahorro de dinero y lo más interesante que reduce las emisiones de GEI, la implementación de SFV depende de varios factores como la inversión inicial, eficiencia de paneles solares, el costo de la energía eléctrica, las condiciones meteorológicas, entre otros.

El costo de instalación de un SFV varía entre 850\$ y 2500 \$ por kWp, de igual manera, según una proyección del gobierno ecuatoriano descrito en [29], se debería tener un ahorro de energía eléctrica de 30% a 45%, esto variando en consecuencia del tamaño del SFV, región instalada, demanda o condiciones climáticas. La proyección menciona que inevitablemente existirá un consumo de energía en horas de la noche en donde no hay sol para su producción, pero en horas del día, dependiendo de las condiciones climáticas existente un 100% de ahorro de energía, logrando un autoabastecimiento de energía eléctrica en los hogares [29].

1.5.3 Normativa Ecuatoriana

En el Ecuador se han establecido normativas con el objetivo de brindar el suministro eléctrico con estándares de calidad a los usuarios finales de los hogares o industrias. La finalidad de crear esta normativa es tener los parámetros y límites para que la generación y distribución eléctrica tenga confiabilidad y principalmente sea de calidad.

1.5.3.1 ARCERNR 008/2023: Marco normativo de la Generación Distribuida para el autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica

La normativa tiene como objetivo establecer las reglas para la habilitación, conexión, instalación, y operación de sistemas de generación distribuida que sean de energía renovable como los SFV [31].

1.5.3.1.1 Caracterización de la generación distribuida para autoabastecimiento

Un sistema de generación distribuida para autoabastecimiento (SGDA), es aquel que está emplazado en la misma área de servicio donde se encuentra el consumidor, en el cual la demanda está sujeta a un número de cuenta contrato y llega a cumplir las siguientes condiciones:

- La potencia nominal está limitada a 2 MW.
- Está conectada a la red de distribución, o en las instalaciones internas del usuario.
- Utiliza recursos energéticos renovables en la zona de servicio.

- Abastecer la demanda de uno o varios consumidores.
- Puede almacenar la energía, la cual deberá cargarse utilizando solamente generación producida por SGDA.
- Deberá provocar efectos positivos a la red de distribución como: disminución de pérdidas de electricidad, mejorar niveles de voltaje, reducir la cargabilidad de equipos.

1.5.3.1.2 Límite de potencia nominal

- Si no hay inyección de energía eléctrica a la red, la potencia nominal es limitada por la demanda, la capacidad de conexión admitido por la empresa distribuidora.
- Si hay inyección de energía eléctrica a la red, la potencia nominal estará condicionada a 2MW.

1.5.3.1.3 Voltajes de conexión y categorías

La norma tiene dos categorías para la conexión de los SGDA, en este caso para los usuarios de urbanizaciones al estar conectados en el bajo voltaje, su potencia está dentro de la categoría 1, descrita a continuación en la Tabla 2.

Tabla 2: Potencias nominales de los SGDA Categoría 1.

Voltaje de conexión	Potencia Nominal
Bajo	\leq a 5 kW, monofásica
	\leq a 10 kW, bifásica
	\leq a 50 kW, trifásica

Para las conexiones en bajo voltaje, las empresas distribuidoras pueden permitir SGDA con potencias mayores a los de la Tabla 2, cuando los usuarios indiquen estudios técnicos que no ocasionen impactos negativos a la red.

1.5.3.1.4 Dimensionamiento de la potencia nominal del SGDA

La potencia está determinada con un estudio técnico de demanda y carga de energía, con el objetivo de abarcar la energía anual de los usuarios. La generación anual de energía del SGDA, tiene que ser igual o menor a la demanda anual del usuario. Para el dimensionamiento del SGDA, es netamente responsabilidad del usuario que requiera hacer dicha instalación.

- Usuarios existentes, se utiliza los consumos de energía de los últimos 24 meses, una proyección de demanda de energía en lo que funcione el SGDA, y los requerimientos de almacenamiento de energía, de ser el caso.
- Usuario nuevo, se utiliza la proyección de demanda de energía en lo que funciones el SGDA, y de ser el caso una proyección de almacenamiento de energía.

1.5.3.1.5 Modalidades de autoabastecimiento

La regulación tiene cinco categorías para la conexión de los SGDA, que se detallan a continuación.

- Modalidad 1a: El SGDA y el usuario deben estar ubicados en el mismo predio, y el cual puede o no puede inyectar a la red los excedentes de energía que genere.
- Modalidad 1b: El SGDA y los usuarios deben estar situados en un mismo predio formado en condominio o en propiedad horizontal.
- Modalidad 2a: El SGDA y el usuario deben estar ubicados en predios diferentes, el inmueble no debe ser condominio.
- Modalidad 2b: El SGDA y los usuarios deben estar ubicados en predios diferentes, el inmueble está formado en condominio o en propiedad horizontal.
- Modalidad 2c: El SGDA y los usuarios están situados en predios diferentes dispersos, perteneciendo a una misma persona jurídica.

1.5.3.1.6 Factibilidad de conexión

Para la implementación de SFV la normativa establece parámetros para determinar la factibilidad de conexión, y las condiciones de operación que deben tener los SGDA. La empresa distribuidora hará análisis técnicos para verificar que el SGDA genere un impacto positivo en cuanto a la disminución de pérdidas eléctricas, mejorar perfiles de voltaje, reducir la cargabilidad de componentes y equipos de la red.

A continuación, en la Tabla 3 se presenta los parámetros que se revisan dentro de la categoría 1 para su conexión.

Tabla 3: Parámetros para la factibilidad para la conexión de SGDA.

Estudio	Categoría 1
Reconocer instalaciones y equipos cerca al punto de conexión del SGDA	Aplica
Desbalance de voltaje	Aplica
Variaciones de voltaje	Aplica
Capacidad de almacenamiento	Aplica
Calidad de energía	No aplica
Flujos de potencia	No aplica
Fallas	No aplica

1.5.3.1.7 Requisitos técnicos operativos

Para cualquiera de las modalidades de autoabastecimiento, uno o varios SGDA debe cumplir con los siguientes parámetros técnicos para operar.

Debe conectarse a la red y seguir funcionando dentro de los rangos de frecuencia con los siguientes tiempos de funcionamiento.

Tabla 4: Periodos de tiempo y niveles de frecuencia con la conexión de SDGA.

Nivel Frecuencia [Hz]	Tiempo
$62 \leq f \leq 63$	1.5 minutos
$61 \leq f \leq 62$	30 minutos
$59 \leq f \leq 61$	Ilimitado
$58 \leq f \leq 59$	30 minutos
$57.5 \leq f \leq 58$	1.5 minutos

Debe conectarse a la red y seguir funcionando dentro de los rangos de voltaje con los siguientes tiempos de funcionamiento.

Tabla 5: Periodos de tiempo y niveles de voltaje con la conexión de SDGA.

Nivel de voltaje [p.u.]	Tiempo
0.9 – 1.1	Ilimitado

Para los parpadeos de corto plazo (Pst) es calculado de acuerdo a la norma CEI 61000-4-15, no debe ser mayor a 1.

Los armónicos se calculan con la normativa IEE-519 de 2014, y se especifican en la normativa ARCERNNR 002/20.

1.5.3.2 ARCERNNR 006/2023: Marco regulatorio de la Generación Distribuida para el autoabastecimiento de consumidores no regulados de energía eléctrica

La normativa tiene como objetivo establecer las reglas técnicas y comerciales para la instalación de SGDA, que son provenientes de energía renovable no convencional, cuando el usuario requiera un sistema de generación distribuida para autoabastecimiento [32].

1.5.3.2.1 Caracterización de un sistema generación distribuida para autoabastecimiento

- El SGDA debe provocar efectos positivos a la red, como: reducción de pérdidas, mejorar niveles de voltaje, y disminuir la cargabilidad de equipos.
- Potencia nominal inferior a 1 MW.
- Equipos para controlar que no exista inyección de energía a la red.
- La energía generada por el SGDA será de uso exclusivo para autoabastecimiento del usuario.
- El SGDA y la demanda del usuario deben estar en la misma ubicación.
- Conectado a una red de bajo o medio voltaje.
- Usar una generación de energía renovable no convencional.

1.5.3.2.2 Voltajes de conexión y categorías

La norma tiene dos categorías para la conexión de los SGDA, en este caso para los usuarios de urbanizaciones al estar conectados en el bajo voltaje, su potencia está dentro de la categoría 1, descrita a continuación en la Tabla 6.

Tabla 6: Potencias nominales de los SGDA Categoría 1.

Voltaje de conexión	Potencia Nominal
Bajo	\leq a 10 kW, monofásica
	\leq a 20 kW, bifásica
	\leq a 30 kW, trifásica

1.5.3.2.3 Dimensionamiento de la potencia nominal del SGDA

La potencia está determinada con un estudio técnico que se base en el criterio principal de no inyección de energía a la red. La generación anual de energía no debe superar la potencia instalada de un 1 MW.

- Usuarios existentes, se utiliza los consumos de energía de los últimos 24 meses, una proyección de demanda de energía en lo que funcione el SGDA, y los requerimientos de almacenamiento de energía, de ser el caso.
- Usuario nuevo, se utiliza la proyección de demanda de energía en lo que funciones el SGDA, y de ser el caso una proyección de almacenamiento de energía.

1.5.3.2.4 Factibilidad de conexión

En la factibilidad de conexión, la empresa distribuidora impondrá el esquema de conexión y operación del SGDA. A continuación, en la Tabla 7 se presenta los parámetros que se revisan dentro de la categoría 1 para su conexión.

Tabla 7: Parámetros para la factibilidad para la conexión de SGDA.

Estudio	Categoría 1
Reconocer instalaciones y equipos cerca al punto de conexión del SGDA	Aplica
Desbalance de voltaje	Aplica
Variaciones de voltaje	Aplica
Capacidad de almacenamiento	Aplica
Calidad de energía	No aplica
Flujos de potencia	No aplica
Fallas	No aplica

1.5.3.2.5 Requisitos operativos

Los SGDA funcionarán y cumplirán con las condiciones operativas por la empresa distribuidora.

El cumplimiento de la calidad del producto del SGDA es de obligación del usuario dueño del SGDA, y el control de dichos índices de calidad está a cargo de la empresa distribuidora. En caso de que la empresa distribuidora hallare que no se cumple con los parámetros de calidad de producto, o afectando a la red, suspenderá la operación del SGDA, hasta que se corrija y se llegue a los índices ideales [32].

Para la conexión del SGDA, operación normal, fallas en operación, calidad de producto, monitoreo y control, se toma como referencia la norma IEE 1547-2018.

El usuario del SGDA, es responsable de la operación y de los equipos de conexión, de manera que la conexión y su operación no afecten la calidad de energía y la seguridad de operación del sistema [32].

1.5.3.3 ARCERNNR 002/20: Calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica

La normativa que está en vigencia desde el 2020, dispone los indicadores y límites de la calidad de la energía eléctrica, tanto en distribución como en comercialización, así también, precisa los procedimientos para la medición, registro y evaluación que se deben cumplir por parte de las empresas distribuidoras y usuarios finales [33].

1.5.3.3.1 Nivel de voltaje

En la siguiente Tabla 8, se tienen los rangos de voltaje permitidos con su respectivo rango admisible.

Tabla 8: Límites para el índice de voltaje.

Nivel de Voltaje	Rango admisible
Alto Voltaje	± 5.0 %
Medio Voltaje	± 6.0 %
Bajo Voltaje	± 8.0 %

1.5.3.3.2 Perturbación rápida de voltaje (Flicker)

Para este índice de calidad, se evalúa mediante el índice de severidad por flicker de corta duración (P_{st}), basándose en la norma IEC 61000-4-15, la cual revisa la severidad de las variaciones a corto plazo, en periodos de 10 minutos.

El valor límite para el flicker de corta duración (P_{st}), en el lugar donde sea medido no debe ser superior a la unidad 1.

1.5.3.3.3 Distorsión armónica de voltaje

En esta sección de la normativa se revisa la distorsión armónica, tanto individual como la total de la tensión, en la siguiente Tabla 9, se muestran los límites máximos de los armónicos de voltaje en porcentaje (%) del voltaje nominal del lugar de medición.

Tabla 9: Límites máximos de armónicos de tensión.

Nivel de Voltaje	Factor de distorsión armónica individual (%)	THD (%)
Bajo Voltaje	5.0	8.0
Medio Voltaje	3.0	5.0
Alto Voltaje (Grupo 1)	1.5	2.5
Alto Voltaje (Grupo 2)	1.0	1.5

1.5.3.3.4 Desequilibrio de voltaje

Para el desequilibrio de tensión en un punto de medición de la red, será evaluado mediante la componente de secuencia negativa de tensión, dado en un promedio de las mediciones de al menos 3 segundos en un periodo de 10 minutos, dividida para la componente de secuencia positiva de tensión bajo las mismas condiciones, el resultado será multiplicado por 100 para tener un valor en porcentaje (%).

$$\text{Desequilibrio de voltaje} = \left| \frac{V^-}{V^+} \right| \times 100 [\%]$$

El valor límite para el desequilibrio de voltaje en el lugar donde sea medido será de 5% para los 4 niveles de voltaje.

1.5.3.3.5 Medición de la calidad del producto

En la medición de la calidad de energía, la empresa distribuidora dispone e instala los equipos de medición y analizadores de red para estimar la calidad del producto. Para la medición de la calidad de energía, las mediciones, registro, y almacenamiento de datos se los debe realizar en los siguientes puntos.

- Usuarios en Bajo Voltaje, puntos más cercanos al lugar de entrega del servicio.
- Transformadores de distribución, en los bornes de BV.

En la Tabla 10, se muestran los puntos y parámetros a medir según su nivel de tensión para verificar la calidad de la energía.

Tabla 10: Puntos de medición y índices de calidad del producto.

Grupo	Descripción	Punto de medición	Índices a medir
5	Usuarios Bajo voltaje	BV	Nivel de Tensión

1.5.3.4 Nivel de Corriente

El gobierno del Ecuador, como organismo rector de habitación y asentamientos de humanidad elabora este documento que rige las normativas de habitación y construcción.

1.5.3.4.1 NEC Norma Ecuatoriana de la Construcción: Instalaciones Eléctricas

En base a la normativa de la NEC, podemos analizar los niveles de corriente que rigen en el Ecuador para tener la referencia de corriente máxima que puede soportar la instalación en las residencias estudiadas, y ver que impacto generan la penetración de energía FV en la red de la urbanización.

La capacidad de corriente en los conductores utilizados en las instalaciones eléctricas debe soportar mínimamente el 125% del valor de la corriente de protección del circuito de acuerdo a la Tabla 11 y 12 [34].

Tabla 11: Capacidad corriente en conductores NEC.

Calibre del conductor AWG	14	12	10	8	6
Capacidad máxima del interruptor (Amperios)	15/16	20	30/32	40	50

De la misma forma el manual de instalación recomienda seguir los catálogos de construcción de los diferentes conductores, y sus niveles de capacidad máxima de corriente que soportan los conductores.

Tabla 12: Capacidad de corriente del catálogo de conductores Electro cables.

Calibre AWG o Kcmil	Capacidad de Corriente [A]
TTU-14	20
TTU-12	25
TTU-10	35
TTU-8	50
TTU-6	65
TTU-4	85

TTU-2	115
TTU-1/0	150
TTU-2/0	175
TTU-3/0	200
TTU-4/0	230
TTU-250	255
TTU-300	285
TTU-350	310
TTU-400	335
TTU-500	380
TTU-600	420
TTU-750	475
TTU-100	545

1.5.3.5 Factor de potencia admitido

La regulación del país establece que, el usuario que se conecte a la red tiene que tener un promedio mensual, que este de acorde al pliego tarifario, caso contrario se penalizara al operador de red con lo que se señala en el pliego tarifario [35]. En el caso de niveles inferiores al establecido en la normativa, el usuario de red deberá presentar un plan de acción para enmendar dicha desviación.

1.5.3.5.1 ARCERNNR 001/21: Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica

La presente regulación de la ARCERNNR regula los aspectos técnicos, comerciales y operativos de la empresa distribuidora y los usuarios finales consumidores, dicha regulación es de acatamiento obligatorio para la empresa distribuidora, para el transmisor y los usuarios que reciben la energía eléctrica [35].

A continuación, en la Tabla 13, se presenta el detalle con el nivel de factor de potencia y las sanciones correspondientes en caso de incumpliendo.

Tabla 13: Infracciones, acciones y sanciones para los usuarios de la red.

Ítem	Infracción	Acción/Sanción
5	Tener un valor de factor de potencia promedio mensual, en el punto de conexión menor o igual a 0.6, y no acatar el plan de acción para remediar dicha anomalía, esta normativa aplica para usuarios conectados a la red de distribución	-Dos salarios básicos unificados -Reincidencia equivaldrá 4 salarios básicos unificados

1.5.3.6 Plan Maestro de Electricidad

El plan de expansión de la electricidad en Ecuador es creado con el objetivo de que el sistema eléctrico nacional (generación, transmisión, distribución), atienda la

creciente demanda debido a incorporación de cargas especiales, cambio de la matriz energética como la incorporación de SFV [36].

Este informe proyectado hasta el año 2027 menciona que lo ideal es que para los próximos años no se permitan sobrecargas permanentes, mientras que en el corto plazo se regule límites de sobrecarga en función del muy corto plazo. Así no se sobrepasarán las temperaturas límites de los equipos, aumentando la vida útil de los mismos.

1.5.3.6.1 Cargabilidad de líneas de transmisión, distribución y transformadores

El plan proyecta una cargabilidad de transformadores que máximo alcancen un 80% de su capacidad máxima, sin embargo, existen planes de eventualidad que los transformadores se sobrecarguen hasta el 100% de su capacidad, y las líneas de distribución hasta un 10% no superando el extremo térmico, pese a que se supere el operativo.

En la actualidad las empresas distribuidoras en base a un estudio técnico deben establecer el número de clientes, estrato, demanda o cargas especiales. A partir de esto se proyecta y aprueban los diseños eléctricos en base a Guía para Diseño de Redes de Distribución”, en su edición 5, del año 2019, el cual ordena y regula los estándares para diseños y construcción de redes de distribución para las empresas distribuidoras del Ecuador [37].

La sobrecarga de los transformadores se establece en 20%, es decir el valor total de la demanda máxima se multiplica por el factor 1.2 siendo el valor resultante la cargabilidad máxima del transformador [38]. De igual forma, para la capacidad máxima de los conductores las empresas distribuidoras se rigen en la misma guía para diseño [37], en base a un análisis técnico de demanda, nivel de voltaje y corriente. estableciendo una sobrecarga de 10% para las líneas eléctricas de distribución.

La Tabla 14, menciona los límites de la cargabilidad máxima que deben tener los elementos de la red estudiados.

Tabla 14: Límites cargabilidad Transformadores y Líneas de Distribución.

Elemento	Cargabilidad
Transformador	20% a partir capacidad máxima
Líneas eléctricas	10% a partir capacidad máxima

1.5.3.6.2 Nivel de pérdidas en el sistema de distribución

Conocer los niveles de pérdidas en todo el sistema eléctrico es necesario para diseñar y efectuar proyectos planificados con normas técnicas, políticas y directrices con miras a atender el aumento de la demanda, con confiabilidad y calidad de servicio, al menor costo [36]. Se tiene como finalidad que para el año 2027, reducir las pérdidas en el país del 8.92%, apoyando e impulsando proyectos de generación no convencional, emigrando a un cambio de la matriz energética del país.

Dentro de lo cual, en el país usualmente las pérdidas en transmisión deben estar en el rango de 1% a 2%, y distribución en 1% a 6%, y finalmente en el sistema eléctrico total, no debe exceder el 8% del nivel de pérdidas de energía [37].

Las empresas distribuidoras inevitablemente sufren pérdidas técnicas por transporte, transformación y calentamiento de materiales., así, se establecen las pérdidas que debe tener el sistema de distribución, en base a la norma ‘RTE INEN 141’, ‘NTE INEN 2114’, para las pérdidas admisibles en los transformadores [39].

Para los conductores se basa en los catálogos de los niveles de corriente y la temperatura soportado y se establece que las pérdidas técnicas para usuarios residenciales son de 3.6% dentro de las “Normas para sistemas de Distribución” [38].

La Tabla 15, resume los niveles de pérdidas tolerados dentro del sistema eléctrico.

Tabla 15: Niveles pérdidas energía.

Sector	Pérdidas
Transmisión	1% a 2%
Distribución	1% a 6%
Sistema Total	8%

1.5.4 Consecuencias de malos índices de calidad de energía en la red eléctrica

La calidad de la energía eléctrica es un tema importante para la empresa distribuidora como para los usuarios finales, porque posibilita reconocer problemas y brindar soluciones. Los sistemas no lineales como los SFV, los cambios abruptos de carga, niveles de tensión y corriente entre otros. No solo implica costos en energía mal utilizada, cortes de energía, y daños a equipos de la red como del usuario, si no también genera peligro y eleva el riesgo de fallas.

1.5.4.1 Consecuencias de la variación del voltaje y corriente

- Baja eficiencia y operatividad de los equipos de la red, como de los usuarios.
- Daño parcial o completo de equipos de la red como de los usuarios.
- Cortes del servicio eléctrico.
- Pérdidas de datos
- Interferencia de información

1.5.4.2 Consecuencias de bajo factor de potencia

- Efecto negativo en la factura eléctrica, mayor consumo de corriente.
- Incremento en las pérdidas en los conductores de la red.
- Aumento en la caída de tensión.
- Exceso de cargabilidad en transformadores y líneas de distribución.

1.5.4.3 Consecuencias de excesiva carga en transformadores y líneas de distribución

- Incremento de temperatura.
- Reducción de vida útil de equipos.
- Humedad y gases en los aislamientos en los transformadores.
- Operatividad
- Aumento de corriente
- Malos diseños eléctricos
- Reducción de resistividad

1.5.4.4 Consecuencias de las pérdidas eléctricas en la red

- Adjudicación de costos de pérdidas para la empresa distribuidora.
- Mal análisis de la demanda eléctrica.
- Acceso a la energía eléctrica por parte de zonas marginales.
- Malos diseños eléctricos de expansión y reconfiguración.
- Compra excesiva de energía eléctrica a las empresas generadoras.
- Baja confiabilidad e interrupciones del servicio.
- Descenso en el ingreso económico en las empresas distribuidoras.

1.5.5 Resumen de las variables analizadas

A continuación, se presenta un cuadro con las variables analizadas en este estudio. Dichas variables son justificadas por el Marco normativo de la Generación Distribuida para el Autoabastecimiento de Consumidores Regulados y no Regulados de Energía

Eléctrica que señala la disminución de pérdidas de electricidad, la mejora de niveles de voltaje, y reducción de cargabilidad de equipos como variables analizadas para la instalación de SFV residenciales [31].

Con las variables establecidas, se buscó el rango admitido dentro de la normativa ecuatoriana para mantener los índices de calidad de energía [33], y las normas específicas para el sistema de distribución descritas en [37], [31], [34], [35], [29], [32]

Por otro lado, se estudia el ahorro de energía conseguido con la implementación masiva de SFV., Esta variable no influye directamente en la red, pero es estudiada con el objetivo de tener conocimiento y brindar conclusiones para fomentar el uso de este tipo generación eléctrica. Por esta razón, al no ser un parámetro que impacte a la red, no existen normativas o rangos admisibles de ahorro de energía con la implementación de SFV, pero se fomenta ahorros descritos en [29].

Cabe aclarar que, en la normativa [33], se definen 4 parámetros que son el nivel de voltaje, flicker, distorsión armónica, y desequilibrios de voltaje, pero las normativas [32], y [31], sobre SGDA, entre sus características y factibilidad de conexión, señalan que los SFV deben provocar impactos positivos en la red.

Entre los parámetros revisados están la reducción en las pérdidas eléctricas, mejorar niveles de voltaje y reducción de cargabilidad en equipos. De tal manera, dentro de la normativa de calidad de energía [33], solo se analiza el nivel de voltaje permitido.

El estudio consiste en analizar la red un año completo con la implementación de SFV en urbanizaciones, es decir, una simulación cuasi dinámica, y no una simulación transitoria de sucesos que ocurren en milisegundos. Con una simulación de un año completo se tendrá resultados más amplios sobre los índices que analiza la empresa distribuidora en la conexión de SFV en la red de bajo voltaje.

En la Tabla 16, se muestra dichas variables a analizar con su rango admitido para su correcto funcionamiento.

Tabla 16: Resumen rango admitido en las variables analizadas en el proyecto.

Variable	Referencia	Rango Admitido
Nivel de Voltaje	[33]	$\pm 8.0 \%$
Nivel de Corriente	[34]	125% del valor de la corriente de protección
Factor de Potencia	[35]	≥ 0.6
Cargabilidad	[37]	Transformador 20% a partir capacidad máxima Líneas eléctricas 10% a partir capacidad máxima
Pérdidas Eléctricas	[37]	Transmisión 1% a 2% Distribución 1% a 6% Sistema Total 8%
Energía Ahorrada	[29]	30% a 45% Anual 80% a 100% Anual (con almacenamiento en baterías)

CAPÍTULO II

METODOLOGÍA

2.1 Introducción

El trabajo de titulación tiene como objetivo determinar la influencia que tienen los sistemas fotovoltaicos al incorporarse masivamente a la red de baja tensión en urbanizaciones. El proyecto es desarrollado con dos enfoques metodológicos, los cuales son el enfoque cuantitativo y sistemático.

La metodología cuantitativa se focaliza en los aspectos observables y reales que se pueden cuantificar, medir o describir de forma precisa. El proyecto es realizado con datos reales de demanda eléctrica obtenidos de las facturas emitidas por la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur.

Se realiza mediciones, con equipos de medición de energía eléctrica para obtener el comportamiento de la demanda real de las urbanizaciones, los datos de generación FV se obtienen de la irradiación solar con la ubicación real de las urbanizaciones mediante coordenadas.

Para la parte del procesamiento, estudio, organización, y comparación de los datos se utiliza la metodología sistemática para obtener un estudio organizado mediante software como Excel.

En la Figura 2, se presenta el esquema con los pasos a seguir para la elaboración del proyecto de titulación.

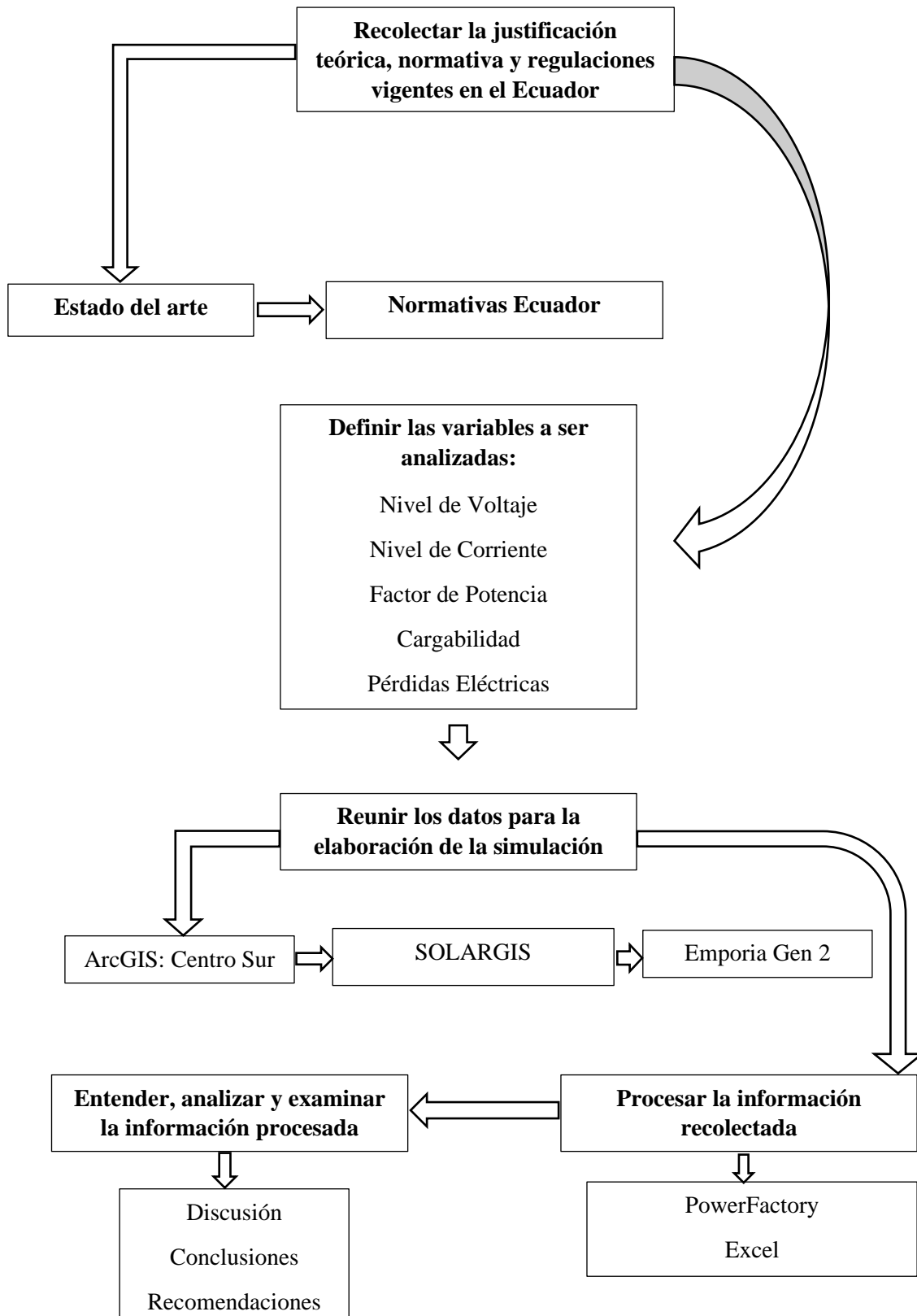


Figura 2: Cuadro resumen de los pasos a seguir para la elaboración del proyecto.

2.2 Recolección de información

Para iniciar la elaboración del proyecto, se recolecta la información necesaria para justificar el trabajo, con proyectos afines al tema para luego elaborar una tabla con resultados, descritos en la Tabla 1. También se investigó las normativas y regulaciones vigentes en el Ecuador referentes al tema.

Con las normas establecidas, se puede tener un parámetro de la exigencia que tiene la Empresa Distribuidora para la implementación de sistemas FV en las residencias y analizar el impacto que ocasiona a la red eléctrica.

2.3 Definir variables

Al recolectar la información del estado del arte y regulaciones vigentes en el Ecuador sobre los SFV, se puede decir que para la conexión de SFV de autoconsumo, la empresa distribuidora tiene la obligación de provocar impactos positivos en parámetros como niveles de voltaje, cargabilidad y pérdidas eléctricas.

Por tal razón, la ARCERNNR maneja índices de calidad de energía, niveles óptimos de funcionamiento para la red. Por otro lado, existen proyecciones de ahorros de energía para incentivar la generación eléctrica para autoabastecimiento. Las variables estudiadas, con sus rangos admitidos se describen en la Tabla 16.

2.4 Reunir datos

Para la recolección de los datos en primer lugar se define las urbanizaciones a ser estudiadas, la primera urbanización “Condominio del Río”, y la urbanización 2 “Vida Nueva”. Con la definición de los sitios a estudiar se procede a recolectar los datos necesarios para el armado de la red, el número de casas por urbanización, datos del transformador, calibre de los conductores, distancia de conductores a hogares.

Para determinar la información de la red, se recurre a la página web de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur S.A, ingresando al ArcGIS.

Para la recolección de los datos de irradiación solar se utiliza el sitio web “SOLARGIS”, especificando la ubicación de la urbanización mediante coordenadas se obtiene la irradiación solar que tiene el sitio en un año entero, para luego normalizarlos con los datos del “Mapa Solar del Ecuador” en su edición 2019, establecido por la ARCERNNR.

Es importante mencionar que, la información recolectada del sitio web “SOLARGIS” es obtenida del software de la NASA, los cuales son muy semejantes a los de la ARCERNNR, de este modo se puede tener una simulación cercana a la realidad.

Una vez extraída la información de la irradiación se define el SFV para la simulación. En este estudio se utilizó el modelo TSM-DEG15MC.20(II) monocristalino de 405 W.

2.4.1 Equipo utilizado

Para obtener la curva de demanda de las casas de las urbanizaciones, se utilizó el equipo “Emporia Gen 2”, de Emporia Energy. El equipo mide el comportamiento del consumo, y brinda datos en segundos, horas, semanas, meses y años. En la Figura 3, se muestra la instalación del equipo para medición de energía.



Figura 3: Instalación de equipo de medición "Emporia Gen 2".

Para elaborar las curvas de demanda de cada casa se descarga las planillas generadas por la empresa eléctrica de todo el año, así se tiene el consumo real de cada mes por vivienda. Luego se enlaza con la curva de demanda p.u obtenido por el “Emporia Gen 2.

2.5 Procesamiento información

Con los datos de la red, la irradiación solar, curvas de demanda”, se procede a realizar la simulación en el software PowerFactory.

De igual forma, se describe el procedimiento para obtener las curvas de demanda, y la energía generada por los SFV en cada casa, se detalla el proceso de la simulación realizada en el software PowerFactory.

El software PowerFactory permite hacer una simulación cuasi dinámica. Se determinan los flujos a lo largo de un año, cada hora. Empleando hojas de cálculo se ordena, procesa, y analiza mediante gráficas los escenarios de inyección de energía fotovoltaica.

2.6 Análisis de datos

Con el ordenamiento y procesamiento de los datos, se procede a verificar el comportamiento de las variables estudiadas, y evaluar los rangos establecidos por la normativa ecuatoriana detallados en la Tabla 16.

Se presenta un análisis de comparación con los resultados de las variables estudiadas de la urbanización 1, con los resultados de la urbanización 2. Con esta comparación se puede definir tendencias para ser aplicados en otras urbanizaciones.

Se analiza el impacto que producen a la red la implementación masiva de SFV, los escenarios negativos y positivos, y si la red soporta la instalación masiva de SFV. Con el resultado de las variables analizadas, se presenta un capítulo de discusión de los resultados obtenidos. Finalmente se brinda conclusiones y recomendaciones.

CAPÍTULO III

DESARROLLO

En este Capítulo, se detalla el procedimiento utilizado para la recolección, selección y procesamiento de la información y datos técnicos necesarios. La empresa Distribuidora colaboro facilitando el acceso a la información técnica y topológica de la red. Además, se proporciona una descripción de los pasos llevados a cabo para la realización de las simulaciones en el software PowerFactory.

3.1. Modelado de la red eléctrica

Se presenta de manera detallada el proceso de configuración de la red en la Urbanización 1, denominada “Condominio del Río”, que constituye el área de estudio principal. La información recopilada del ArcGIS, así como los datos obtenidos en el terreno, se integran para explicar minuciosamente el modelado de los elementos de la red utilizando el software DIgSILENT PowerFactory. Se aplicará el mismo procedimiento para las otras urbanizaciones estudiadas.

3.1.1. Área estudiada

La urbanización “Condominio del Río”, se encuentra situada en las calles Paris y Bruselas, en la parroquia Machángara de la ciudad de Cuenca, y consta de 5 viviendas.

3.1.2. Red de medio voltaje (Red Equivalente)

En cuanto a la red de medio voltaje (Red equivalente), se inicia el proceso con la digitalización de los datos proporcionados por la Empresa Eléctrica Centro Sur. Esta información se incorpora al Geovisor Técnico para identificar y mapear la ubicación exacta de la urbanización en relación con el tramo aéreo de media tensión. La Figura 4, proporciona detalles específicos sobre los datos de la red de media tensión.

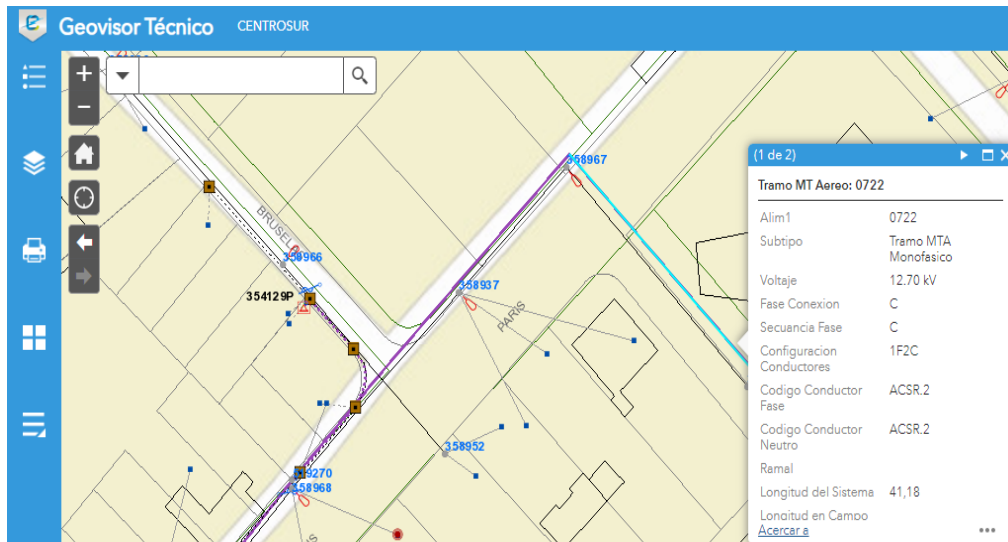


Figura 4: Tramo de media tensión dentro del Geovisor Técnico de la CENTROSUR.

Como se evidencia en la Figura 4, la red de medio voltaje corresponde a un tramo específico del alimentador 0722. Dentro del software PowerFactory, este tramo se define como un Equivalente de Red (External Grid), representando la red aguas abajo hasta la subestación correspondiente. Al identificar el número del alimentador, se procede a la búsqueda de la subestación de origen para establecer la potencia del Equivalente de Red. La Figura 5, presenta la subestación que suministra energía al tramo (0722) de media tensión que abastece a la urbanización.

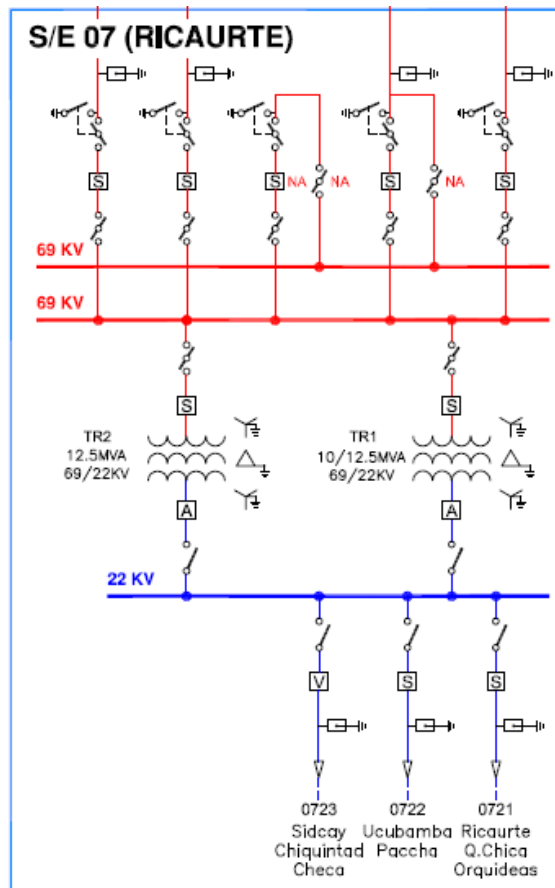


Figura 5: Diagrama unifilar de la Subestación 07 de la CENTROSUR.

El alimentador 0722 se origina en la subestación 07 Ricaurte, la cual cuenta con dos transformadores de 69/22 kV y 12.5 MVA cada uno. Por ello, se define el Equivalente de Red con una potencia de 12.5 MVA, reflejando la capacidad de la subestación.

3.1.3. Barra 1 medio voltaje

En relación con la Barra 1 de medio voltaje, la configuración de la tensión establecida por CENTROSUR es de 12.7 kV, como se detalla en la Figura 5, con una disposición trifásica con neutro.

3.1.4. Transformador de distribución (2-Winding Transformer)

En cuanto al Transformador de Distribución (2-Winding Transformer), se procede a la identificación del número de transformador en el Geovisor Técnico de CENTROSUR, siendo en este caso el transformador con el número 28422. La Tabla 17 proporciona toda la información pertinente del transformador.

Tabla 17: Información del transformador de distribución por parte del Geovisor Técnico de la CENTROSUR.

Ítem	Detalle
Número	28422
Subtipo	Transformador Monofásico en Poste
Tipo Trafo	Distribución
Propiedad	PARTICULAR
Potencia (kVA)	25.00
Alimentador	0722
Fase Conexión	C
Fase de Bajo Voltaje	ac
Circuitos	F12
Configuración MT	Línea Monofásica
Configuración BV	Línea Monofásica
Voltaje	12.7 kV
Voltaje Secundario	240 V
Cantidad Clientes Conectados	5
Cargabilidad (%)	4.40

Una vez recopilada la información relevante, que incluye el tipo, potencia, voltaje y número de clientes del transformador, se procede a su configuración en el PowerFactory. Para este proceso, es necesario contar con los datos de pérdidas en vacío y carga del transformador, los cuales son establecidos por CENTROSUR conforme a la Norma INEN 2114 para transformadores monofásicos de distribución [39]. Es importante destacar que, aunque CENTROSUR menciona que el transformador es monofásico, su conexión es bifásica más el neutro. No obstante, debido a restricciones del software, se maneja como un transformador monofásico de una línea más el neutro.

3.1.5. Barra 2 bajo voltaje

En cuanto a la Barra 2 de bajo voltaje, su configuración se ajusta a la tensión definida por CENTROSUR, que se muestra en la Tabla 17, con un valor de 0.22 kV entre línea – línea. La disposición es monofásica con neutro.

3.1.6. Acometida BTS Monofásica (Line)

En relación con la Acometida BTS Monofásica (Line), una vez configurado el transformador de distribución, la empresa distribuidora detalla en su Geovisor la distancia

y el tipo de conductor utilizado para la acometida principal. La Tabla 18 proporciona los detalles cargados en el portal de CENTROSUR acerca de la acometida.

Tabla 18: Información del transformador de distribución por parte del Geovisor Técnico de la CENTROSUR.

Ítem	Detalle
Alim 1	0722
Subtipo	Acometida BTS
	Monofásica
Tipo Uso Tramo	Distribución
Voltaje	12.7 kV
Potencia (kVA)	25.00
Fase Conexión	C
Secuencia Fase BV	ac
Cantidad Conductores	3
Configuración Conductores	1F3C
Código Conductor Fase	TTC.Cu.2
Código Conductor Neutro	TTC.Cu.2
Longitud Sistema	12.33

A continuación, se procede a la configuración de la línea eléctrica de la acometida en PowerFactory utilizando el tipo (Line). En la Figura 6, se muestra la pestaña “Basic Date” donde se introduce la longitud de la línea. En la Figura 7, se detalla la configuración de los parámetros eléctricos del conductor TTU.Cu.2. Utilizando el catálogo del fabricante, se ingresan los datos del conductor, tales como la tensión nominal, corriente nominal, y parámetros eléctricos por unidad de longitud [Ω/km]. Además, los parámetros de impedancia de secuencia directa se calculan automáticamente por el software.

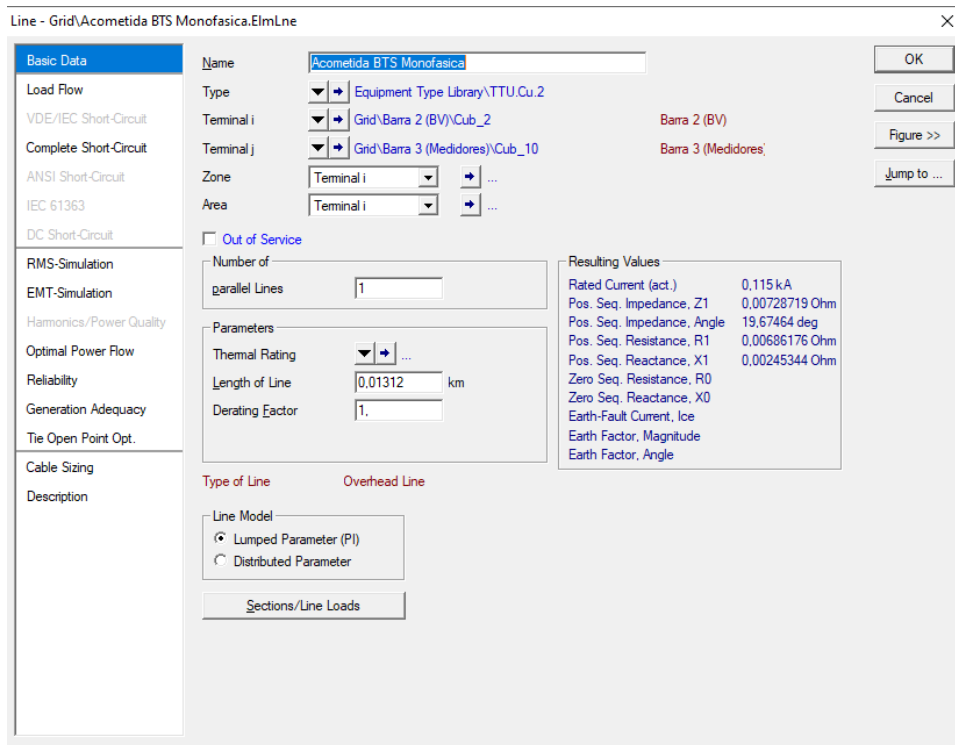


Figura 6: Ventana de configuración longitud de la acometida (Line).

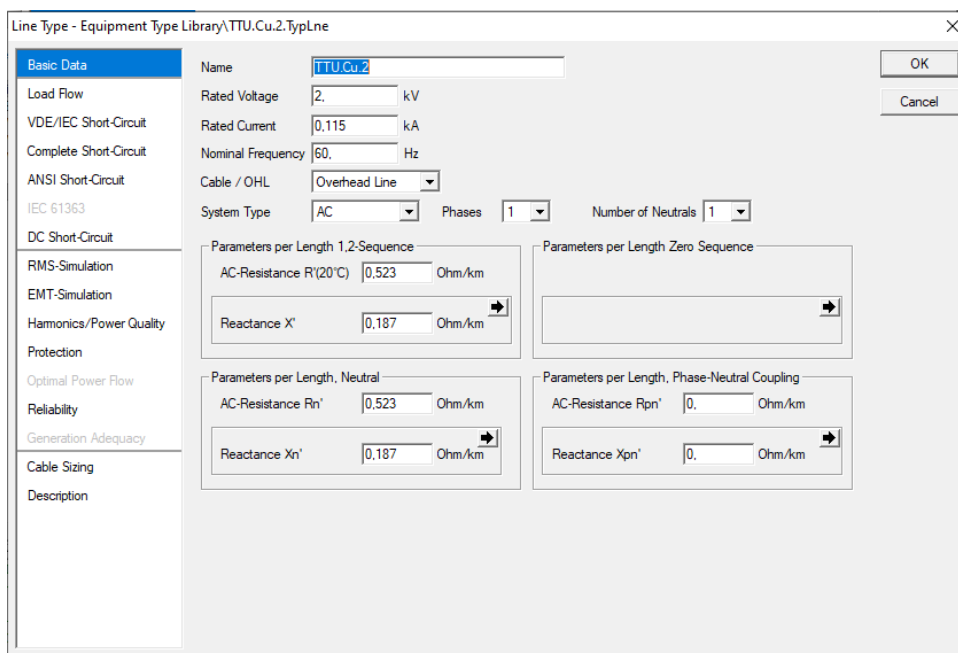


Figura 7: Ventana de configuración de los parámetros eléctricos de la acometida (Line Type).

3.1.7. Barra 3 medidores

La Barra 3 representa un tablero de distribución ubicado en la entrada de la urbanización, en el cual se encuentran instalados los medidores de energía de todos los usuarios de la urbanización. La configuración de este tablero es monofásica más el neutro, con una tensión línea–línea de 0.22 KV.

3.1.8. Líneas de distribución (Line)

Las líneas de distribución desempeñan la función de conectar los medidores de energía de la empresa distribuidora con las viviendas de cada usuario. Para determinar los parámetros de estos tramos de cables, se llevó a cabo una medición física en el sitio, donde se observaron el calibre y la longitud de los conductores. En la Figura 8 se muestra una parte del proceso que implicó la obtención de los datos necesarios para la simulación.



Figura 8: Medición del calibre de conductores para las líneas de distribución de la urbanización.

El modelado de las líneas eléctricas en PowerFactory es consistente, al igual que la acometida BTS Monofásica. Se realiza la configuración de la distancia, la cual varía para cada casa, así como el tipo de conductor Cu AWG # 6 para todas las viviendas, utilizando los datos técnicos proporcionados por el fabricante. En las Figuras 9 y 10 se detalla la configuración específica de la línea de distribución de la Casa 1 (Line). Cabe destacar que para las demás viviendas se mantienen la misma configuración, variando únicamente la distancia.

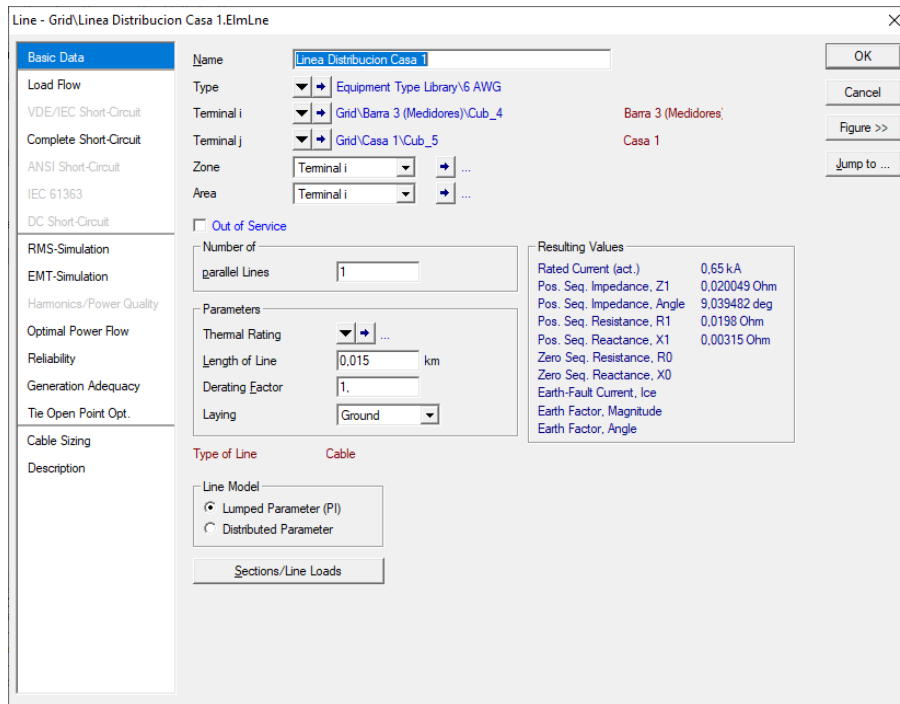


Figura 9: Ventana de configuración longitud de la línea de distribución Casa 1 (Line).

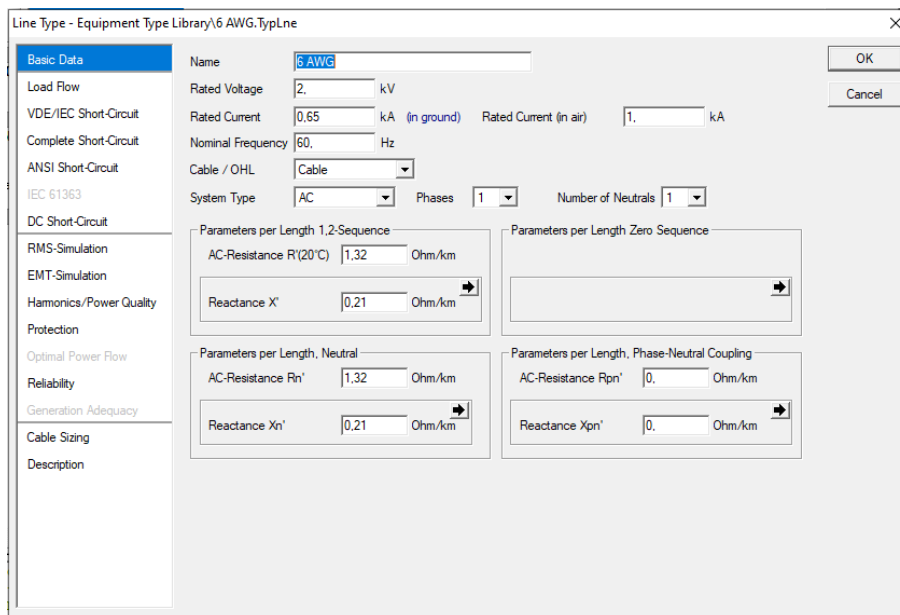


Figura 10: Ventana de configuración de los parámetros eléctricos de la línea de distribución Casa 1 (Line Type).

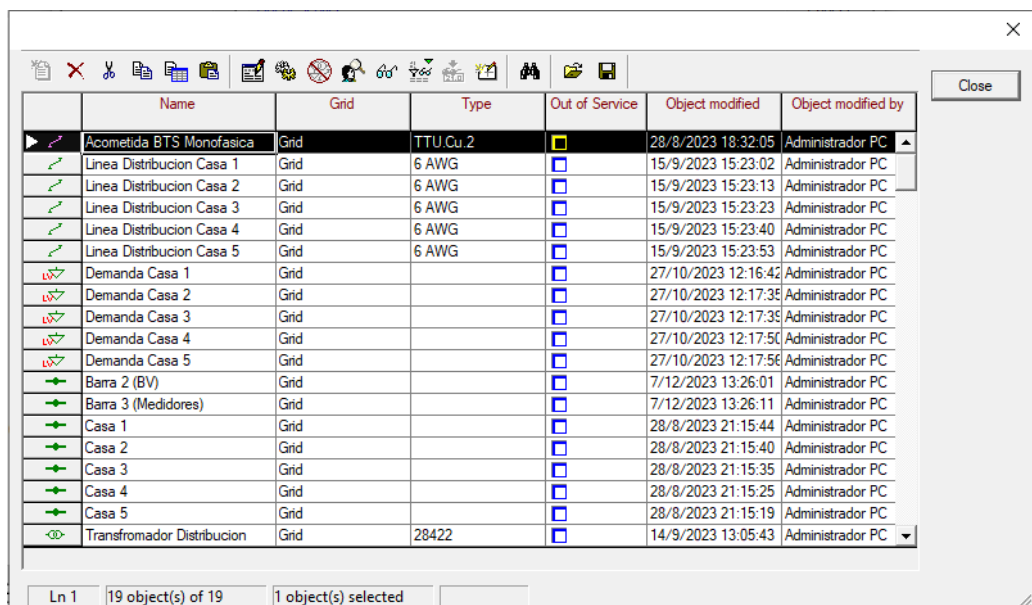
3.1.9. Barras líneas de distribución (Terminal)

La Barras de distribución (Terminal) representan los tableros de distribución individuales de cada usuario, siendo un total de 5 barras de distribución en la urbanización. La configuración de cada barra es monofásica más el neutro, con una tensión línea-línea de 0.22 KV.

3.1.10. Feeders

En cuanto a los Feeders, esta herramienta en PowerFactory se utiliza para agrupar elementos de la red en un mismo lugar. En este proyecto, se define al transformador de distribución como el Feeder, de manera que las variables de la red incluyan tanto al transformador como a todos los elementos aguas abajo. Esta herramienta resulta útil para sectorizar y simplificar el análisis, ya que al estudiar las variables y obtener los resultados, se consideran todos los elementos de la urbanización desde el transformador aguas abajo.

Por esa razón, una vez que todos los elementos de la red están definidos, se establece el Feeder, que representa la totalidad de la red eléctrica de la Urbanización. La Figura 11 exhibe los elementos incluidos en el Feeder de la Urbanización 1.



	Name	Grid	Type	Out of Service	Object modified	Object modified by
▶	Acometida BTS Monofasica	Grid	TTU.Cu.2	<input type="checkbox"/>	28/8/2023 18:32:05	Administrador PC
▶	Linea Distribucion Casa 1	Grid	6 AWG	<input type="checkbox"/>	15/9/2023 15:23:02	Administrador PC
▶	Linea Distribucion Casa 2	Grid	6 AWG	<input type="checkbox"/>	15/9/2023 15:23:13	Administrador PC
▶	Linea Distribucion Casa 3	Grid	6 AWG	<input type="checkbox"/>	15/9/2023 15:23:23	Administrador PC
▶	Linea Distribucion Casa 4	Grid	6 AWG	<input type="checkbox"/>	15/9/2023 15:23:40	Administrador PC
▶	Linea Distribucion Casa 5	Grid	6 AWG	<input type="checkbox"/>	15/9/2023 15:23:53	Administrador PC
▶	Demanda Casa 1	Grid		<input type="checkbox"/>	27/10/2023 12:16:42	Administrador PC
▶	Demanda Casa 2	Grid		<input type="checkbox"/>	27/10/2023 12:17:35	Administrador PC
▶	Demanda Casa 3	Grid		<input type="checkbox"/>	27/10/2023 12:17:35	Administrador PC
▶	Demanda Casa 4	Grid		<input type="checkbox"/>	27/10/2023 12:17:50	Administrador PC
▶	Demanda Casa 5	Grid		<input type="checkbox"/>	27/10/2023 12:17:56	Administrador PC
▶	Barra 2 (BV)	Grid		<input type="checkbox"/>	7/12/2023 13:26:01	Administrador PC
▶	Barra 3 (Medidores)	Grid		<input type="checkbox"/>	7/12/2023 13:26:11	Administrador PC
▶	Casa 1	Grid		<input type="checkbox"/>	28/8/2023 21:15:44	Administrador PC
▶	Casa 2	Grid		<input type="checkbox"/>	28/8/2023 21:15:40	Administrador PC
▶	Casa 3	Grid		<input type="checkbox"/>	28/8/2023 21:15:35	Administrador PC
▶	Casa 4	Grid		<input type="checkbox"/>	28/8/2023 21:15:25	Administrador PC
▶	Casa 5	Grid		<input type="checkbox"/>	28/8/2023 21:15:19	Administrador PC
▶	Transformador Distribucion	Grid	28422	<input type="checkbox"/>	14/9/2023 13:05:43	Administrador PC

Figura 11: Elementos incluidos y características del Feeder (Urbanización 1).

3.2. Usuarios residenciales de la urbanización

En esta sección del estudio se detalla la obtención de la curva de demanda para cada usuario de la urbanización, así como el procedimiento de carga en el software PowerFactory.

3.2.1 Introducción

Para determinar el consumo de las viviendas de la urbanización, es esencial conocer con la energía consumida mensual, diaria y el factor de potencia. La empresa de distribución CENTROSUR, dispone del consumo de todos los usuarios por mes y recomienda un factor de potencia ideal de 0.9 [40]. Sin embargo, para usuarios residenciales, no hay mediciones diarias por hora.

En este proyecto, se requiere la curva diaria de consumo por hora, ya que este valor no es constante a lo largo del día. Para lograrlo, se utiliza el equipo de medición de energía, “Emporia Gen 2” de Emporia Energy, para determinar la variación de potencia en función del tiempo.

La curva de demanda real de los usuarios varía durante el día y depende de las necesidades individuales, como electrodomésticos, iluminación y cargas especiales de la vivienda. Aunque cada usuario tiene su propio comportamiento de consumo, se puede establecer un hábito general al observar curvas de demanda históricas para grupos de usuarios, lo que proporciona estadísticas del comportamiento colectivo, como franjas horarias de mayor consumo. Con el equipo instalado para la medición de energía durante un mes en una vivienda de la urbanización, se logra observar el comportamiento del usuario y generar una curva de demanda p.u.

3.2.2 Curva diaria de demanda para los usuarios de la urbanización

La curva diaria de demanda describe el comportamiento de la potencia consumida en función del tiempo. A continuación, se describe el procedimiento utilizado para obtener las curvas de demanda de cada usuario de la urbanización 1.

3.2.2.1. Base de datos de planillas de consumo

Para obtener las planillas de consumo de los usuarios de la urbanización, se requiere el número medidor, obtenido en el Geovisor Técnico de CENTROSUR. Posteriormente, se descarga las planillas de consumo mensual de energía de cada usuario para todo el año 2022 desde la página web de CENTROSUR. Luego se organiza toda la información en una base de datos de Excel. En la Figura 12, se muestra una gráfica con el consumo mensual de todos los usuarios de la urbanización 1.

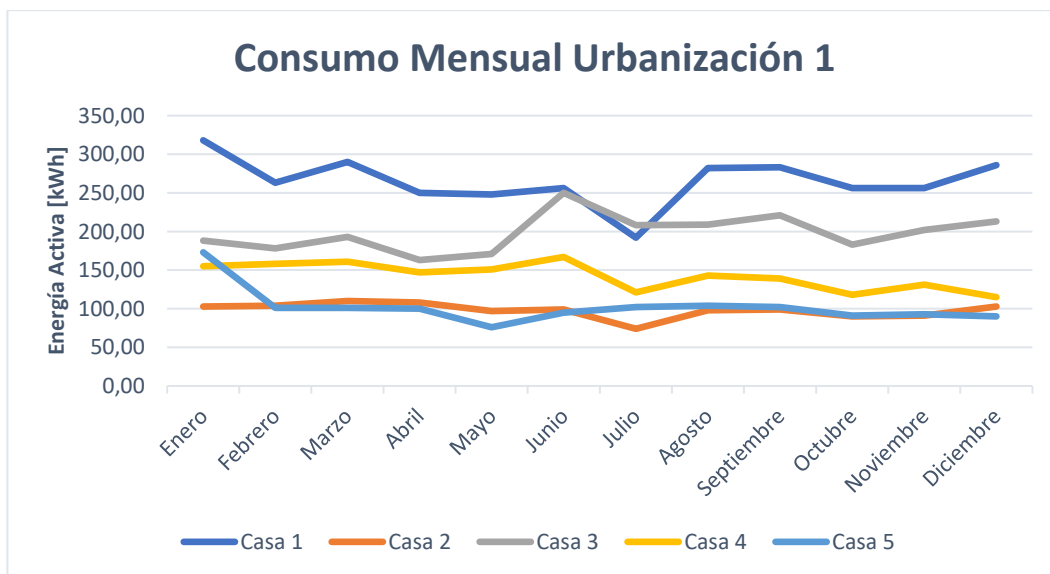


Figura 12: Consumo mensual de energía de los usuarios de la urbanización 1.

3.2.2.2. Instalación equipo de medición de energía “Emporia Gen 2”

Emporia ofrece un monitor de energía para el hogar en tiempo real equipado con 16 sensores de monitoreo de cargas individuales. A continuación, se presenta una descripción de las características principales del equipo de medición. La Figura 13, extraída del manual de instalación del “Emporia Gen 2”, proporciona una imagen del equipo utilizado.

- Hasta 240 V línea-neutro, fase dividida 120/240 V.
- Monitoreo 24 horas al día, 7 días a la semana.
- Requiere Wifi de 2.4 GHz.
- 16 sensores (cargas individuales) de 50 A.
- 2 sensores (red de servicio) de 200 A.

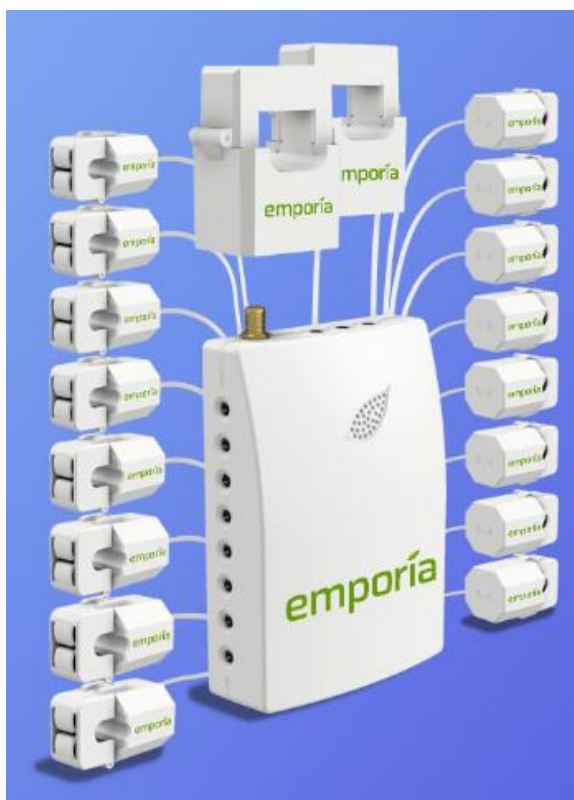


Figura 13: "Gen 2 Vue Energy Monitor", tomado del manual de instalación.

El equipo mide el comportamiento de cada carga en función del tiempo. Para su conexión, se colocan los ganchos grandes en la línea de distribución que llega desde el medidor, mientras que los ganchos pequeños se conectan a las cargas distribuidas en el tablero. El equipo se alimenta con la misma energía de la red y requiere de una red wifi para su funcionamiento. La instalación del medidor de energía se llevó a cabo durante un periodo de 15 días.

Adicionalmente, el equipo cuenta con una página web que permite visualizar los datos medidos con mayor precisión. Asimismo, facilita la descarga de la información en un documento Excel que contiene todos los datos recopilados.

3.2.2.3. Obtención de la curva de demanda p.u

Una vez descargada la información en un documento Excel, se procede a gestionar los datos. Se busca obtener el comportamiento diario por hora, para lo cual se seleccionan los datos por días y horas de medición. Posteriormente, se calcula el promedio para los 15 días de medición, obteniendo así el comportamiento diario promedio de la demanda de la vivienda.

A continuación, se convierten los datos en por unidad (p.u) para poder obtener las curvas de demanda del resto de usuarios. Este proceso se realiza dividiendo cada dato del promedio diario para la suma total del promedio. La Figura 14 presenta la curva de demanda en por unidad (p.u) de la urbanización 1.

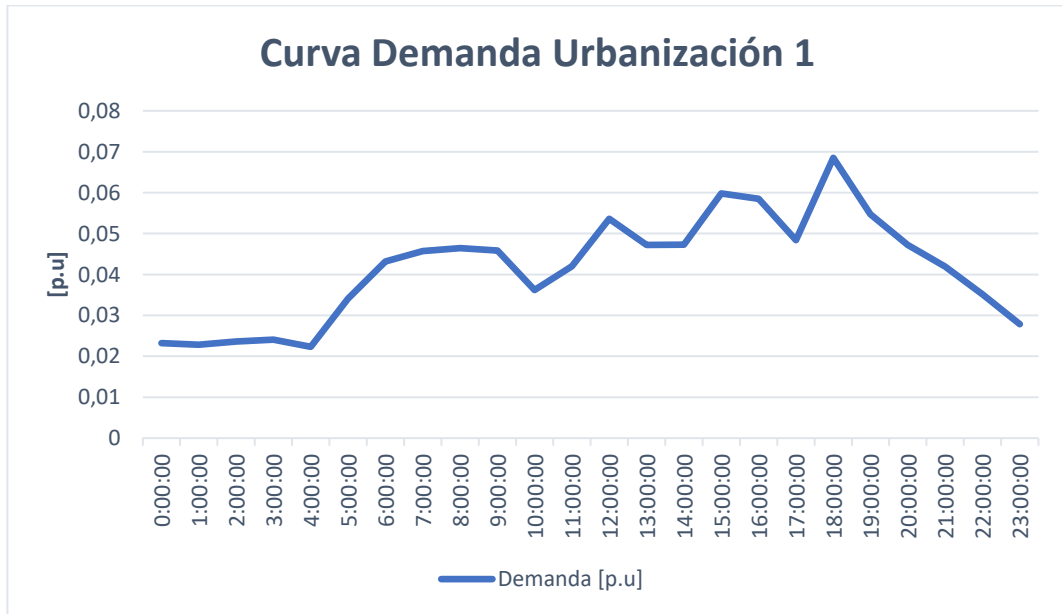


Figura 14: Curva de demanda p.u de la urbanización 1.

3.2.2.4. Obtención de la curva de demanda para cada usuario de la urbanización

Con la curva de demanda p.u, se procede a obtener la curva de demanda diaria en [kW] para cada una de las 5 casas de la urbanización. Primeramente, es necesario transformar la energía consumida mensual de cada usuario en potencia consumida instalada. Para lograr esto, se emplea la siguiente expresión:

$$\text{Energía [kWh]} = \text{Potencia [kW]} * \text{Tiempo [h]}$$

$$\text{Potencia [kW]} = \frac{\text{Energía [kWh]}}{\text{Tiempo [h]}}$$

$$\text{Potencia diaria [kW]} = \frac{\text{Energía mensual planillas [kWh]}}{24 \text{ horas [h]}}$$

Teniendo en cuenta el consumo diario de cada uno de los 5 usuarios de la urbanización para cada mes de año 2022, se realiza la multiplicación de dicho consumo en [kW] por la curva de demanda p.u obtenida previamente. De este modo, se logra obtener la curva diaria de consumo en [kW] por hora para cada mes de todos los usuarios de la urbanización.

A continuación, en las Figuras 15,16,17,18 y19, se presentan las gráficas del consumo diario de todas las casas de la urbanización 1. Estas graficas se derivan de los consumos registrados en las planillas proporcionadas por CENTROSUR.

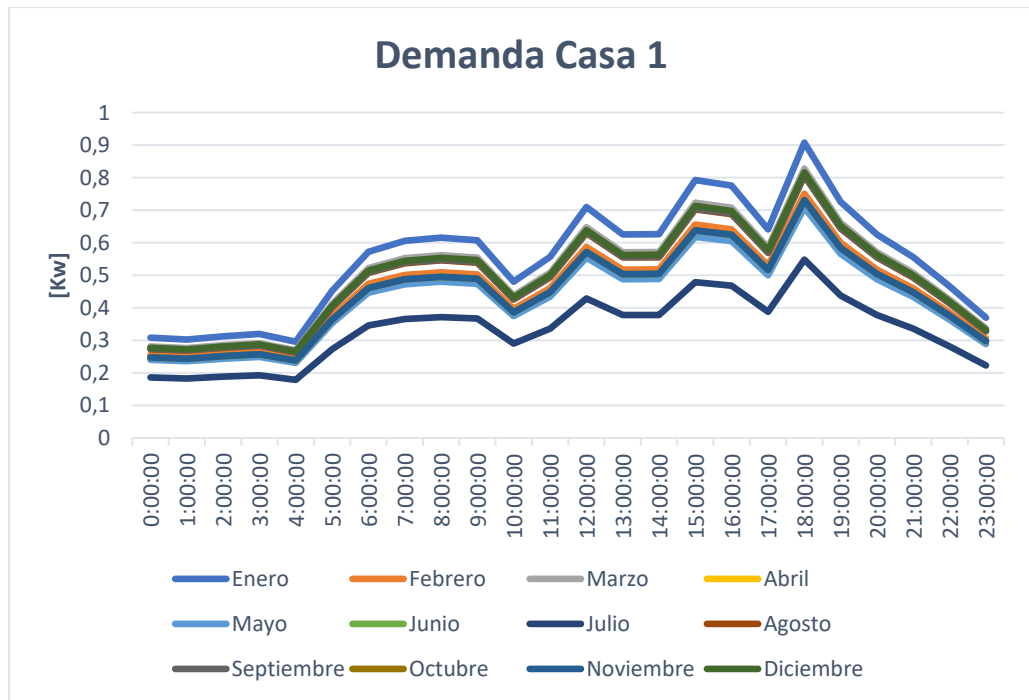


Figura 15: Demanda de la casa 1.

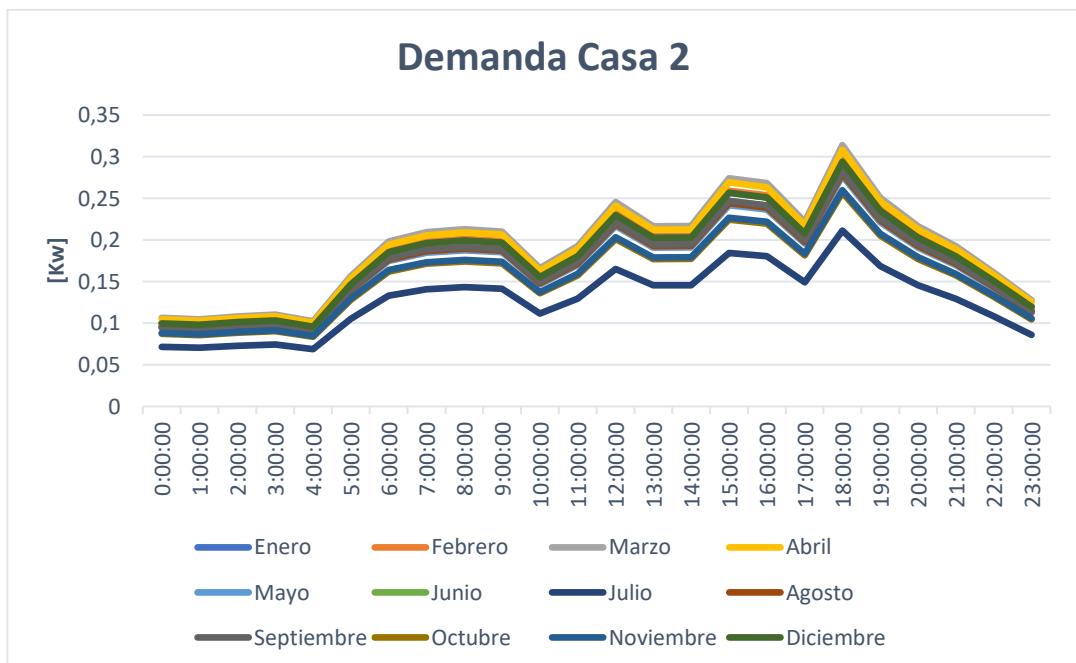


Figura 16: Demanda de la casa 2.

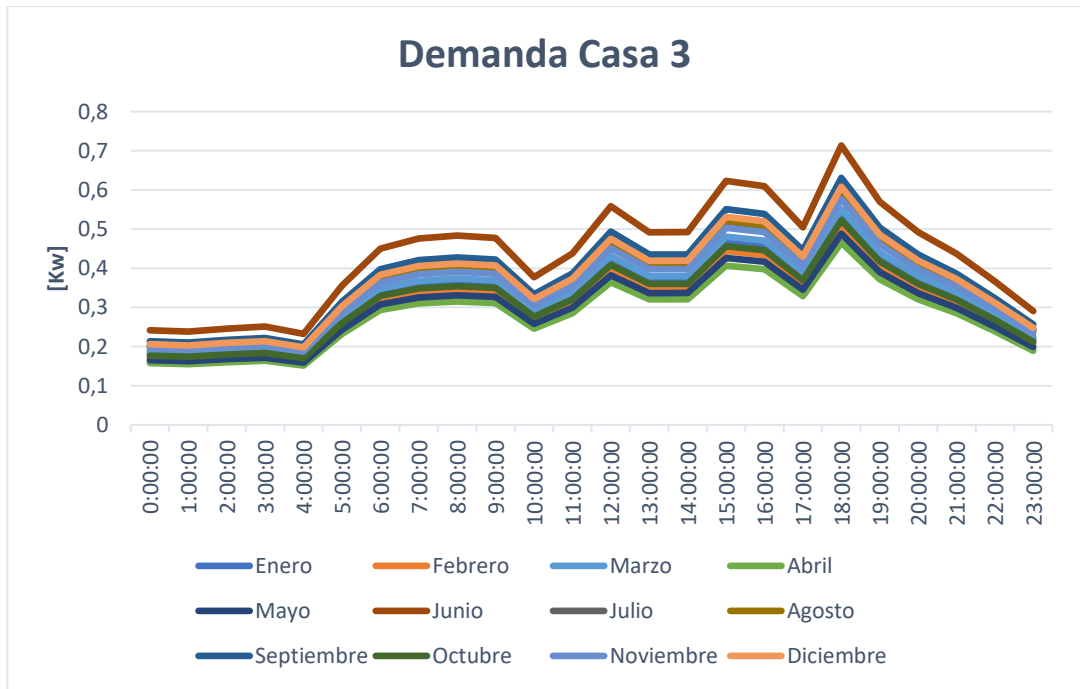


Figura 17: Demanda de la casa 3.

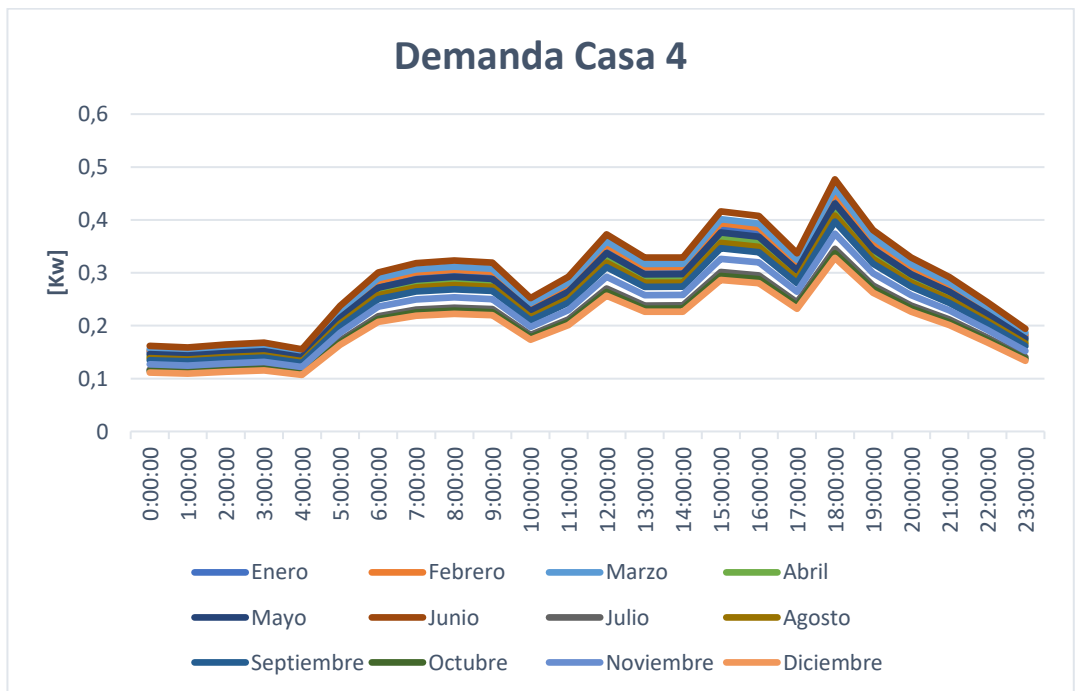


Figura 18: Demanda de la casa 4.

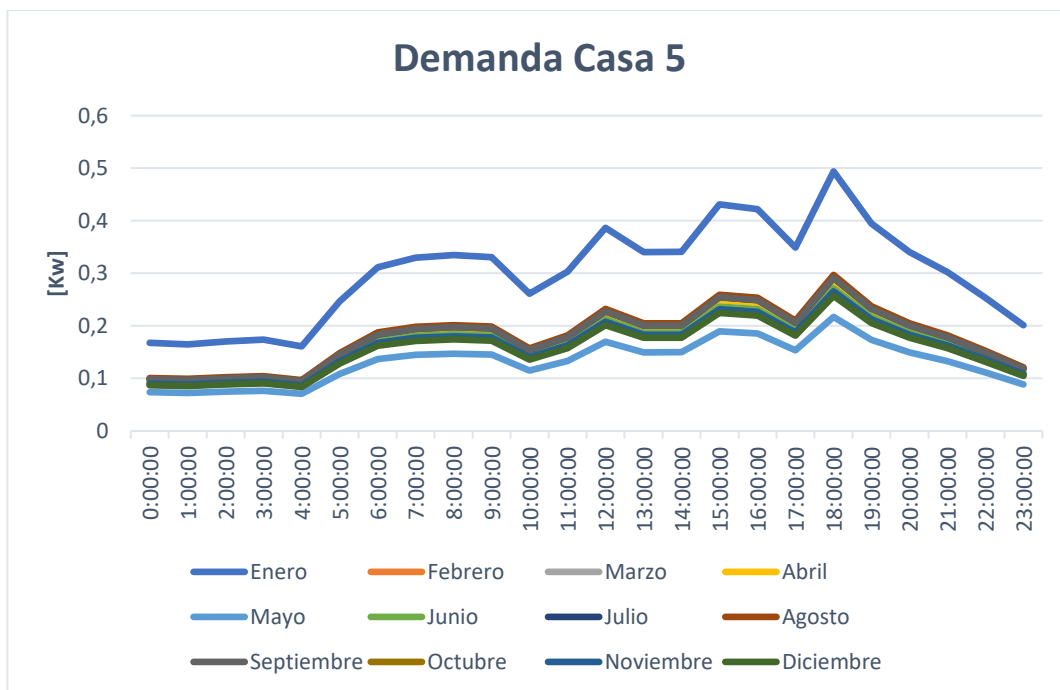


Figura 19: Demanda de la casa 5.

3.2.2.5. Carga de la curva de demanda en el PowerFactory (Low-Voltage Load)

Cada usuario de la urbanización presenta un patrón de consumo único a lo largo del año. Siguiendo este criterio, se procede a cargar la curva de demanda para cada vivienda en el entorno del PowerFactory, dentro de una carga de bajo voltaje (Low-Voltage Load). En esta carga (Low-Voltage Load), se configura el nivel de voltaje en 0.22 kV y el factor de potencia en 0.9 . Además, en la casilla de potencia se añade una curva característica en $[kW]$ en función del tiempo.

Para la importación de la información, se genera una base de datos desde Excel con el consumo de cada hora a lo largo del año para cada usuario de la urbanización. En la Figura 20, se detalla la configuración de carga de la demanda dentro del PowerFactory, y en la Figura 21 se muestra cómo queda cargada la información dentro del software. Es importante señalar que este procedimiento es el mismo para el resto de usuarios, solo con datos diferentes.

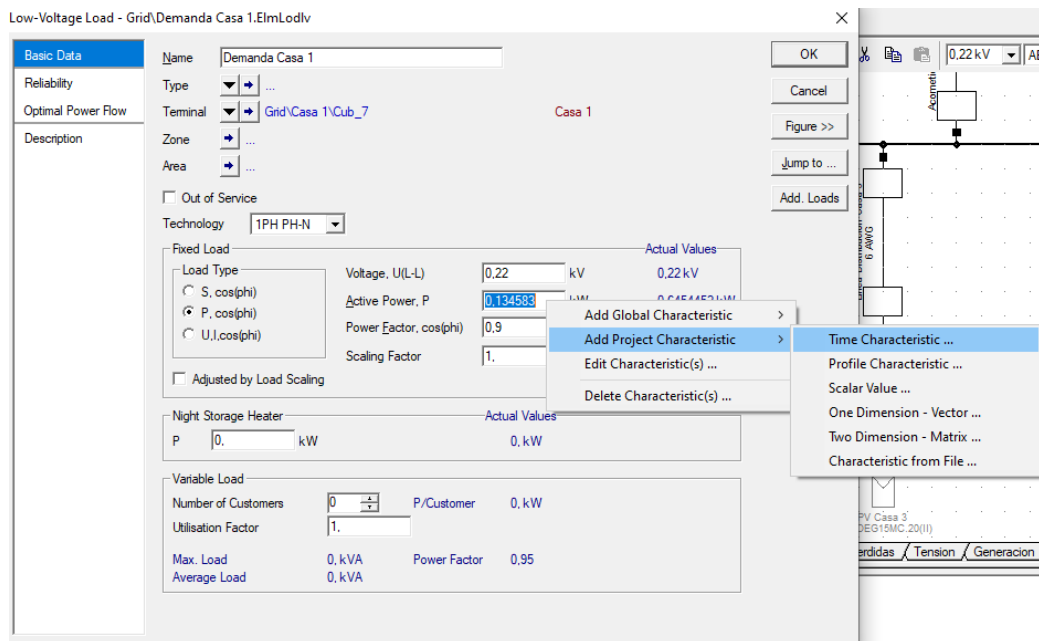


Figura 20: Ventana de configuración carga casa 1 (Low-Voltage Load).

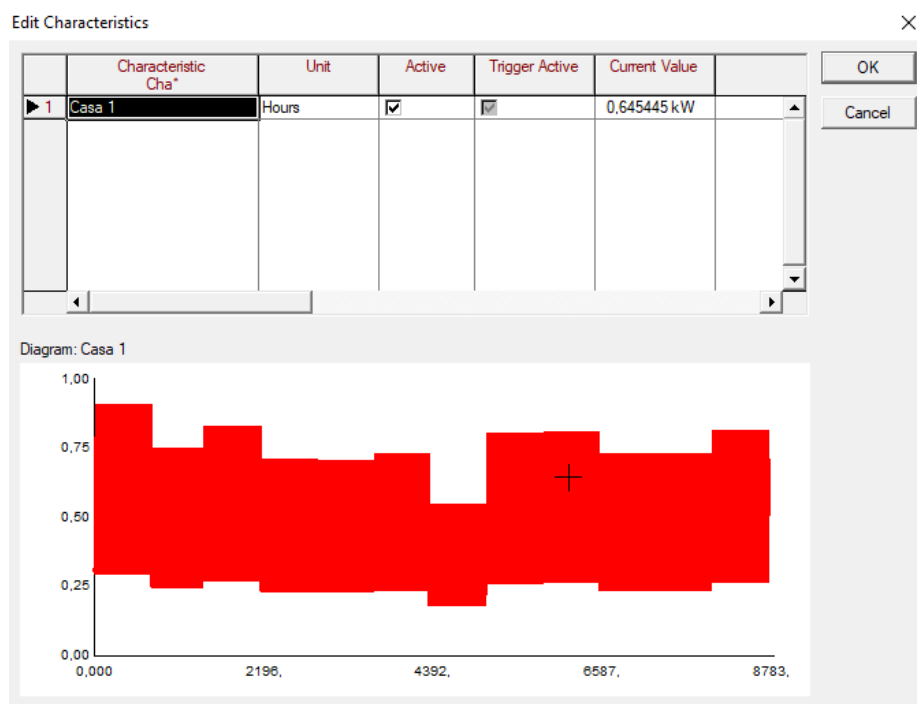


Figura 21: Diagrama de la curva de demanda dentro del PowerFactory para la casa 1.

3.2.3 Curva de generación FV para los usuarios de la urbanización

A continuación, se presenta el procedimiento para obtener la curva de generación fotovoltaica (FV) para los usuarios de las urbanizaciones. En este contexto, se describen las características técnicas del sistema fotovoltaico (SFV) utilizado. Se aborda la radiación solar en el sector y se detalla el proceso paso a paso para obtener la curva de

generación FV específica para cada vivienda. Además, se incluye la carga de esta curva en el entorno del PowerFactory.

3.2.3.1. Irradiación solar global horizontal

Para determinar la cantidad de energía eléctrica generada por un Sistema Fotovoltaico (SFV), es crucial encontrar la radiación incidente en la ubicación de las urbanizaciones por unidad de superficie. La radiación promedio en el país es de $3.8 \text{ kWh/m}^2 - \text{día}$, y desde el punto de vista energético los proyectos fotovoltaicos serían viables. Así mismo, en el Ecuador el 75% del territorio supera este umbral, mínimo para desarrollar proyectos [41], sin embargo, se requiere identificar con mayor precisión el potencial en cada sitio. Los meses de noviembre y diciembre presentan la mayor incidencia solar, mientras que los meses de junio, julio y agosto experimentan la menor.

3.2.3.2. Obtención datos de irradiación global por hora-mensual (SOLARGIS)

La página web SOLARGIS proporciona el reporte anual de irradiación global en el plano horizontal por horas para un día promedio de cada mes del año, a través de la ubicación de las urbanizaciones en coordenadas. La Figura 22 exhibe la irradiación global en el plano horizontal específicamente para la urbanización 1, según la información proporcionada por el sitio web SOLARGIS [42].

Average hourly profiles
Direct normal irradiation [Wh/m²]

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
0 - 1												
1 - 2												
2 - 3												
3 - 4												
4 - 5												
5 - 6												
6 - 7				41	80	47	48	46	53	108	120	50
7 - 8	262	204	202	221	249	270	287	272	277	283	331	273
8 - 9	359	289	274	283	297	315	325	322	350	366	433	375
9 - 10	422	354	339	327	327	333	336	356	376	422	513	449
10 - 11	469	395	384	354	367	337	336	353	368	434	550	479
11 - 12	450	412	366	332	358	317	334	323	310	428	549	480
12 - 13	451	394	346	309	348	320	329	304	295	438	521	478
13 - 14	451	386	307	287	339	332	324	303	290	355	440	439
14 - 15	385	288	265	277	324	350	330	297	285	300	352	373
15 - 16	331	269	252	293	338	380	356	311	284	273	309	333
16 - 17	294	258	239	287	338	384	360	305	279	253	263	287
17 - 18	241	226	211	232	208	230	288	252	206	151	171	210
18 - 19	35	38	27									
19 - 20												
20 - 21												
21 - 22												
22 - 23												
23 - 24												
Sum	4149	3513	3210	3242	3574	3616	3652	3444	3374	3810	4553	4226

Figura 22: irradiación global en el plano horizontal de la urbanización 1.

La información se traslada al Excel para llevar a cabo los cálculos. El primer paso consiste en convertir los valores en por unidad (p.u), dividiendo cada valor para la base, que representa el total de irradiación diaria del mes correspondiente. En las Figuras 23 y 24, se presentan los valores en (p.u) y las curvas respectivas.

Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
0:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6:00:00	0	0	0	0,012643	0,02239	0,013001	0,01314	0,013357	0,015713	0,028339	0,026362	0,011832
7:00:00	0,063133	0,05807	0,062889	0,068147	0,069689	0,074689	0,078566	0,078978	0,082123	0,074259	0,072715	0,0646
8:00:00	0,086506	0,082266	0,085305	0,087265	0,083123	0,087137	0,088368	0,093496	0,103785	0,096038	0,095123	0,088736
9:00:00	0,101687	0,100769	0,105542	0,100833	0,09152	0,092116	0,091979	0,103368	0,111473	0,110732	0,112698	0,106247
10:00:00	0,113012	0,11244	0,119552	0,109158	0,102715	0,093223	0,091979	0,102497	0,109102	0,113881	0,120826	0,113346
11:00:00	0,108434	0,112729	0,113948	0,102374	0,100196	0,08769	0,091432	0,093786	0,091906	0,112306	0,120606	0,113583
12:00:00	0,108675	0,112155	0,107721	0,095282	0,097397	0,08852	0,090063	0,088269	0,087459	0,11493	0,114455	0,113109
13:00:00	0,108675	0,109878	0,095579	0,088498	0,094878	0,09184	0,088694	0,087979	0,085977	0,093151	0,096661	0,103881
14:00:00	0,092771	0,081981	0,082503	0,085415	0,09068	0,096819	0,090337	0,086237	0,084495	0,078719	0,077329	0,088263
15:00:00	0,079759	0,076573	0,078456	0,090348	0,094598	0,105118	0,097454	0,090302	0,084198	0,071635	0,067882	0,078798
16:00:00	0,070843	0,073442	0,074408	0,088498	0,094598	0,106224	0,098549	0,08856	0,082716	0,066387	0,057777	0,067913
17:00:00	0,058072	0,064332	0,065691	0,071539	0,058214	0,063624	0,078839	0,073171	0,061073	0,039622	0,037566	0,049692
18:00:00	0,008434	0,010817	0,008406	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Figura 23: Irradiación global en el plano horizontal de la urbanización 1 en p.u.

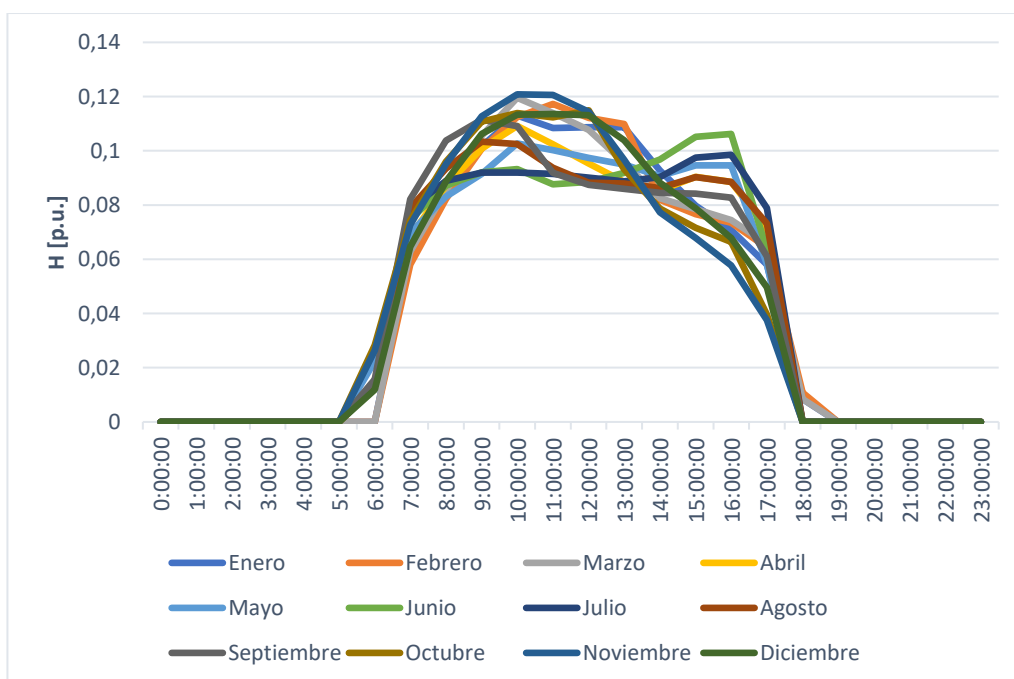


Figura 24: Curvas de Irradiación global en el plano horizontal de la urbanización 1 en p.u.

Finalmente, es importante señalar que estas curvas son idénticas para todos los usuarios de la urbanización, dado que representan la energía solar producida en el sector. Sin embargo, el aprovechamiento de esta energía dependerá de otros factores específicos de cada usuario.

3.2.3.3. Factor de corrección orientación e inclinación

El factor de corrección por orientación e inclinación es crucial para maximizar la producción de energía eléctrica. Si los paneles solares están constantemente orientados hacia el sol, de manera que la superficie del panel forma un ángulo perpendicular con la línea que conecta el panel al sol, se lograra una mayor generación de energía. La orientación del panel solar se define como el ángulo entre la proyección solar sobre el plano horizontal y la superficie del panel solar, tomado desde el punto central del lugar del emplazamiento de los paneles. Por otro lado, la inclinación del panel solar corresponde al ángulo formado entre la dirección este y el plano horizontal [16].

Según un estudio llevado a cabo por la Universidad de Cuenca, el cual se basa en los criterios de diseño establecidos por la CENTROSUR [40], se recomienda un ángulo de inclinación entre 10 y 15 grados para aprovechar la energía solar en la ciudad de Cuenca. Además, estos ángulos contribuyen a que los paneles se laven naturalmente con la lluvia. Para este proyecto, al observar que la mayoría de las viviendas de las urbanizaciones tienen techos a dos aguas, se ha optado por una inclinación de 10 grados.

En cuanto a la orientación de los paneles solares fotovoltaicos (PV), se consideran los ángulos formados en la placa solar respecto al norte. Se han contemplado dos ángulos de orientación para las viviendas de la urbanización, trazando una cuadrícula urbana con respecto al norte. En la Figuras 25 y 26, se presenta la orientación respecto al norte sobre los techos de las urbanizaciones.

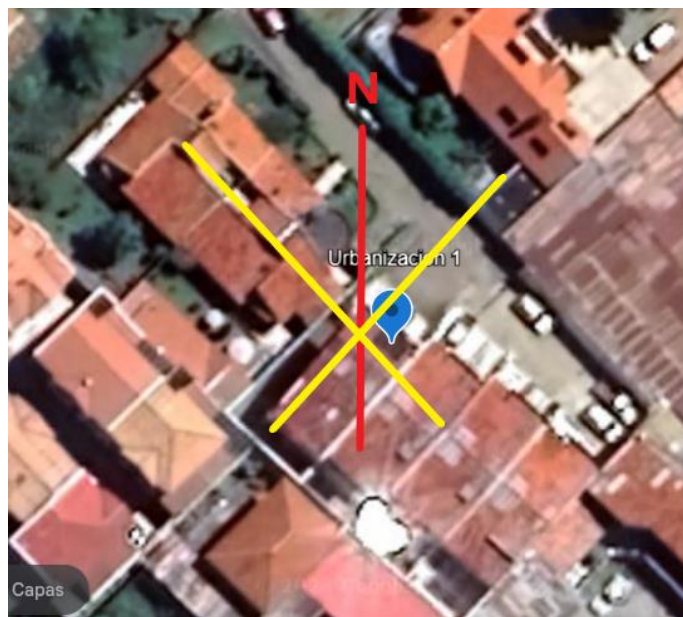


Figura 25: Orientación respecto al norte sobre los techos de las viviendas de la urbanización 1.

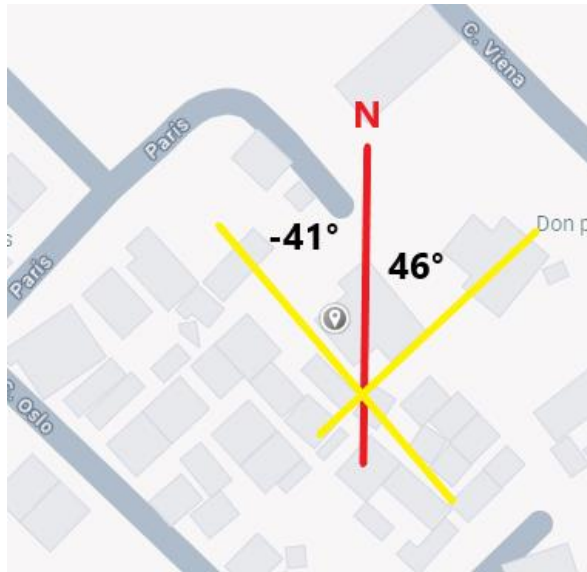


Figura 26: Ángulos de orientación formados respecto al norte sobre los techos de las viviendas de la urbanización 1.

Como se puede apreciar en la Figura 26, los ángulos de orientación para los paneles fotovoltaicos (PV), medidos respecto al norte, son de 46 y -41 grados. El estudio [40] proporciona tablas con el factor de corrección específico para la ciudad de Cuenca, que se encuentra a una latitud de 2 grados. Estas tablas consideran un ángulo de inclinación de 10 grados y una orientación de 46 y -41 grados.

A continuación, en la Tabla 19, se detalle el factor de corrección (K) específico para la ciudad de Cuenca a lo largo del año. Es de notar que para el caso del Ecuador la inclinación y orientación no son determinantes para la colocación de paneles, pues al estar en latitudes cercanas a 0, se ha comprobado que la inclinación y orientación pueden variar sin perjudicar la producción energética [43].

Tabla 19: Factores de corrección de la irradiación en el plano horizontal para la ciudad de Cuenca-Ecuador.

Mes	Factor Corrección
Enero	1,04
Febrero	1,02
Marzo	0,99
Abril	0,96
Mayo	0,93
Junio	0,92
Julio	0,93
Agosto	0,96
Septiembre	0,99
Octubre	1,02
Noviembre	1,04
Diciembre	1,05

3.2.3.4. Cantidad de paneles solares por vivienda (SFV)

Para calcular la cantidad de paneles solares por vivienda, es esencial conocer el consumo anual de energía de los usuarios. Además, se determina el tipo de panel solar a utilizar en el Sistema Fotovoltaico (SFV) de las viviendas. Para este proyecto, se ha seleccionado un único tipo de panel, el BIFACIAL DUOMAX 405W modelo TSM-DEG15MC.20(II) monocristalino. Las características técnicas detalladas de este panel solar se encuentran en la Tabla 20 de su catálogo.

Tabla 20: Características técnicas de las placas solares utilizadas en las viviendas.

Modelo	TSM-DEG15MC.(II)
Numero de células	144 celdas (6x24)
Tipo de células	Monocristalinas
Tensión máxima del sistema	1500 V DC (IEC)/1000 V DC (UL)
Potencia nominal	405 Wp + Backside Power Gain = 506WP
Rango de potencia	0 - +5
Tensión nominal Vmpp	41.1V
Tensión de circuito abierto Voc	49.4V
Corriente nominal Imp	11.34 A
Corriente de cortocircuito Isc	11.93 A
Coef. Temp. Tensión	-0.25% / °C
Coef. Temp. Corriente	-0.04% / °C
Coef. Temp. Potencia	-0.35% / °C
Temperatura de Trabajo	-40 - +85°C
Dimensiones	1658 x 992 x 6 mm / 1664 x 998x 7.6 mm (con protector de esquina)
Peso	23.0 Kg
Conexión	IP 68
Conector	MC4 EV02 / TS4
Diodos by-pass	SI
Garantía	Del producto: 12 años contra efectos de fabricación. De producción: 90% durante 10 años, 80% durante 30 años

El criterio para determinar la cantidad de Paneles Solares (PV) instalados por vivienda implica el uso del factor de planta, donde para instalaciones de PV residenciales se considera un valor de 0.17. A partir del consumo anual de cada vivienda, se calcula la potencia consumida anualmente, lo que permite seleccionar el número de PV a utilizar. La siguiente ecuación describe la potencia consumida por vivienda, utilizando el factor de planta [Fp].

$$Fp = \frac{\text{Energía anual consumida [kWh] [Planillas]}}{P * 8760}$$

$$P = \frac{\text{Energía anual consumida [kWh] [Planillas]}}{Fp * 8760}$$

Con la potencia consumida calculada para cada vivienda, es posible determinar la cantidad de paneles solares que deben ser instalados por vivienda. Cabe destacar que el panel utilizado en este estudio se describe en la Tabla 20 y tiene una potencia de 405 W. En la Tabla 21 se presenta el desglose de la potencia consumida anual por cada vivienda, considerando el factor de planta [Fp] de 0.17.

Tabla 21: Cantidad de paneles solares a instalar por vivienda en la urbanización 1, con el criterio del factor de planta.

Vivienda	Energía Anual Consumida [kWh]	Dimensionamiento SFV con Factor de Planta [kW]	Potencia Nominal PV [kW]	Cantidad Paneles a instalar	Potencia SFV [kW]
Casa 1	3180	2.135	0.405	5	2.025
Casa 2	1176	0.789	0.405	2	0.81
Casa 3	2379	1.597	0.405	4	1.62
Casa 4	1706	1.145	0.405	3	1.215
Casa 5	1228	0.824	0.405	2	0.81

Como se puede observar en la Tabla 21, la última columna, que contiene el resultado de multiplicar la cantidad de paneles a instalar por la potencia nominal del PV, se acerca al valor obtenido del dimensionamiento del Sistema Fotovoltaico (SFV) con el Factor de Planta.

3.2.3.5. Potencia del SFV de cada vivienda

Con los datos necesarios para definir la potencia de los SFV, incluyendo el factor de corrección K, la cantidad de PV por vivienda, el factor de rendimiento y la potencia nominal del panel solar, es posible estimar la potencia de los SFV para cada hora del día y mes del año. A continuación, se presenta la ecuación con los ítems multiplicados para obtener la potencia de los SFV de cada vivienda.

$$\text{Potencia por vivienda} = FS * \#PV * PPV * \text{Factor } K$$

- FS = Factor de rendimiento de la instalación, 0.98.
- #PV = Cantidad de paneles solares por vivienda, Tabla 21.
- PPV = Potencia nominal placa solar (0.405 kW).
- Factor K = Factor de corrección por orientación e inclinación, Tabla 19.

Con los resultados de la multiplicación de todos estos ítems, se obtiene la potencia [kW] de los Sistemas Fotovoltaicos (SFV) para todos los meses del año. La Tabla 22 presenta los valores obtenidos para la potencia FV de cada vivienda mensualmente.

Tabla 222: Potencia [kW] de los SFV para todos los meses del año.

Mes	Vivienda				
	Casa 1	Casa 2	Casa 3	Casa 4	Casa 5
Enero	2,06	0,82	1,65	1,23	0,82
Febrero	2,02	0,80	1,61	1,21	0,80
Marzo	1,96	0,78	1,57	1,17	0,78
Abril	1,90	0,76	1,52	1,14	0,76
Mayo	1,84	0,73	1,47	1,10	0,73
Junio	1,82	0,73	1,46	1,09	0,73
Julio	1,84	0,73	1,47	1,10	0,73
Agosto	1,90	0,76	1,52	1,14	0,76
Septiembre	1,96	0,78	1,57	1,17	0,78
Octubre	2,02	0,80	1,61	1,21	0,80
Noviembre	2,06	0,82	1,65	1,23	0,82
Diciembre	2,08	0,83	1,66	1,25	0,83

3.2.3.6. Obtención de las curvas de potencia de los SFV para cada usuario de la urbanización

Para obtener las curvas de potencia de los sistemas fotovoltaicos (SFV) para cada vivienda de la urbanización, se multiplica el valor de la curva de irradiación en el plano horizontal en por unidad (p.u) (ver Figura 23) por la potencia de los SFV para cada mes del año (ver Tabla 22), obteniendo así la potencia de los SFV para cada usuario en cada hora del año. La Figura 27 muestra parte de la base de datos de la casa 1, con la potencia de los paneles solares (PV) en [kW] por hora a lo largo de todo el año 2022. El proceso para las demás casas es similar.

Es importante mencionar que el software PowerFactory requiere valores de potencia [kW], por lo tanto, se utiliza este método de cálculo teniendo en cuenta la

irradiación en el plano horizontal, junto con la potencia del SFV para cada vivienda, obtenida mediante valores de rendimiento y factores de corrección por inclinación y orientación. A continuación, en las Figuras 28, 29, 30, 31 y 32, se presenta las gráficas de la potencia diaria/mensual de los SFV para todas las casas de la urbanización 1.

Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
0:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6:00:00	0	0	0	0,0240857	0,04132292	0,023737	0,024251	0,025446	0,030871	0,057364	0,054408	0,024654
7:00:00	0,130298	0,117545	0,1235555	0,12982779	0,12861759	0,136362	0,144999	0,150462	0,161343	0,150314	0,150076	0,134609
8:00:00	0,1785381	0,166522	0,1675951	0,16625006	0,15341135	0,159089	0,164198	0,178121	0,203863	0,194399	0,196323	0,184902
9:00:00	0,2098632	0,203975	0,2073531	0,19209813	0,16890744	0,16818	0,169755	0,196929	0,219007	0,224143	0,232595	0,22139
10:00:00	0,2332433	0,227599	0,2348778	0,20795944	0,1895689	0,1702	0,169755	0,195269	0,214347	0,230517	0,24937	0,236182
11:00:00	0,2237942	0,237394	0,2238679	0,19503541	0,18492008	0,160099	0,168745	0,178674	0,180564	0,22733	0,248917	0,236675
12:00:00	0,2242915	0,227023	0,2116347	0,18152392	0,17975471	0,161615	0,166219	0,168164	0,171827	0,232641	0,236222	0,235689
13:00:00	0,2242915	0,222413	0,1877799	0,16859989	0,17510588	0,167675	0,163693	0,167611	0,168915	0,188566	0,199496	0,216459
14:00:00	0,1914684	0,165946	0,1620902	0,16272533	0,16735783	0,176786	0,166724	0,164292	0,166003	0,159343	0,159597	0,183916
15:00:00	0,1646131	0,154998	0,1541386	0,17212463	0,17458935	0,191917	0,17986	0,172036	0,16542	0,145002	0,140101	0,164193
16:00:00	0,1462122	0,14866	0,146187	0,16859989	0,17458935	0,193938	0,181881	0,168717	0,162508	0,134379	0,119244	0,141512
17:00:00	0,1198542	0,130221	0,1290605	0,13628981	0,1074396	0,11616	0,145505	0,139399	0,119988	0,080203	0,077532	0,103545
18:00:00	0,0174062	0,021896	0,0165148	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	2,06388	2,02419	1,96466	1,90512	1,845585	1,82574	1,84559	1,90512	1,96466	2,02419	2,06388	2,08373

Figura 27: Potencia SFV de la vivienda 1 de la urbanización 1.

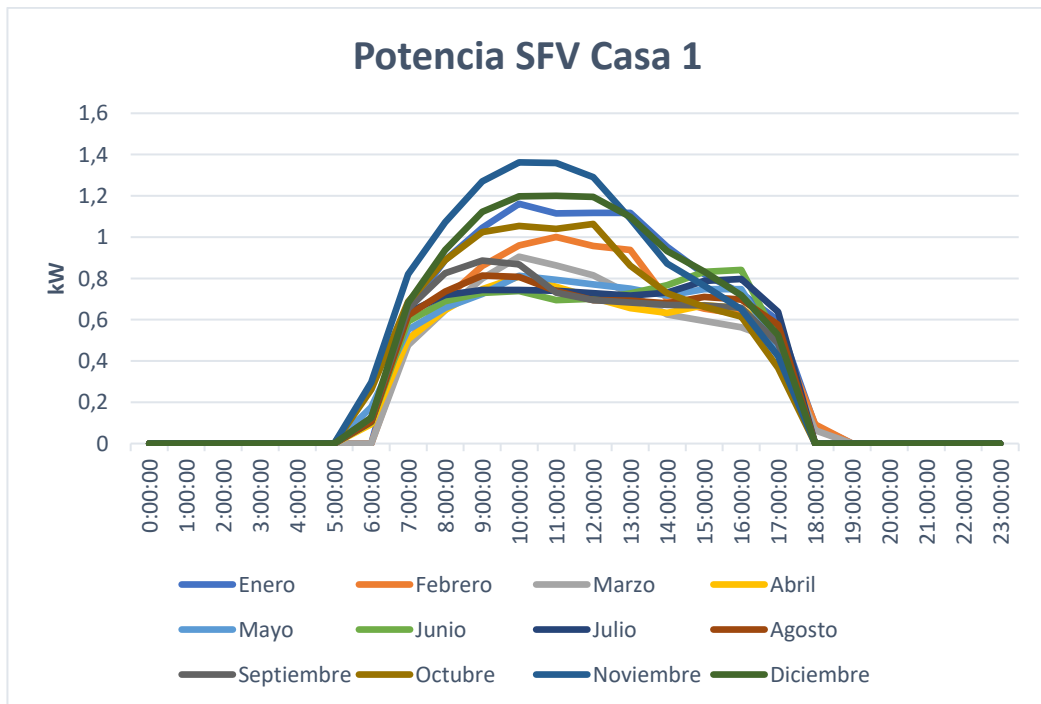


Figura 28: Potencia SFV casa 1.

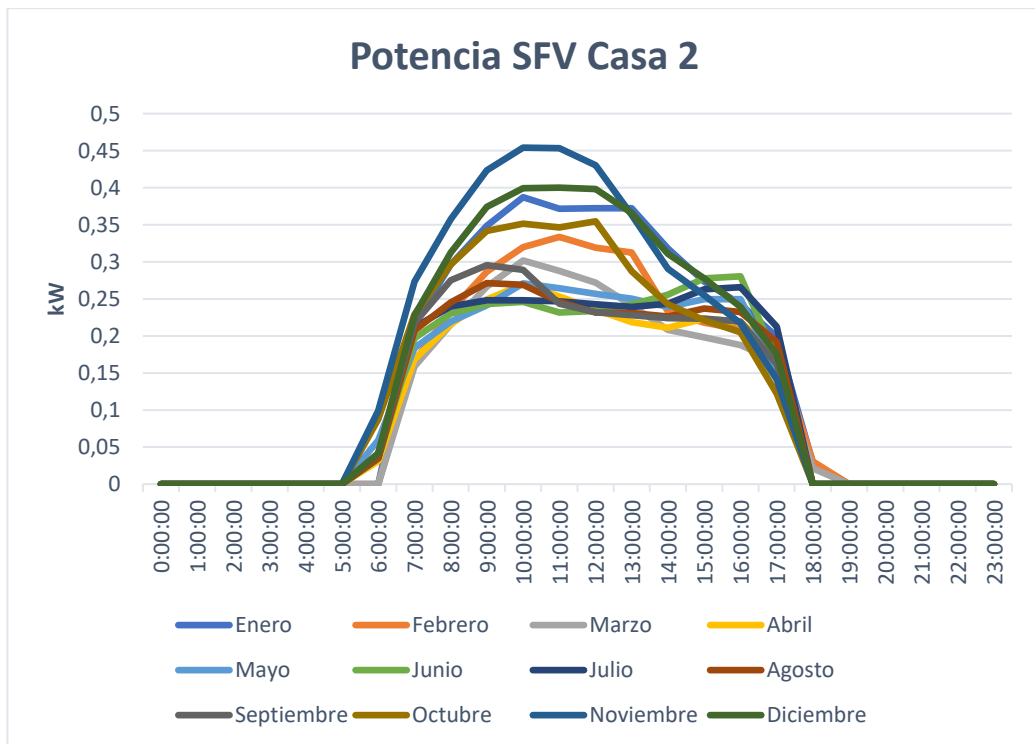


Figura 29: Potencia SFV casa 2.

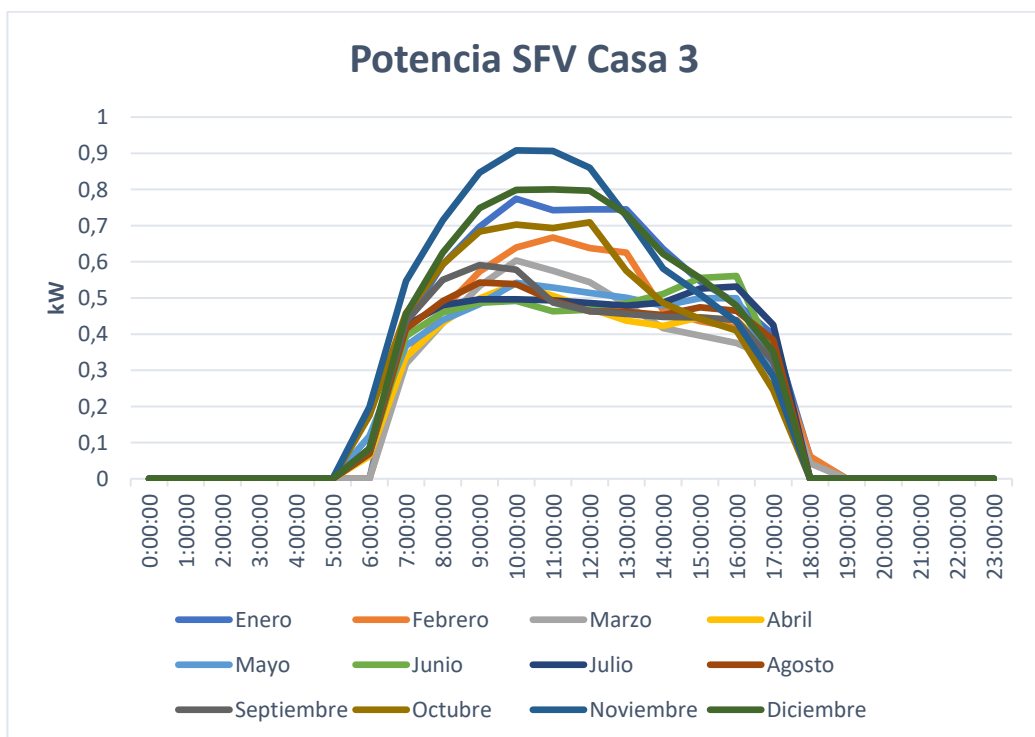


Figura 30: Potencia SFV casa 3.

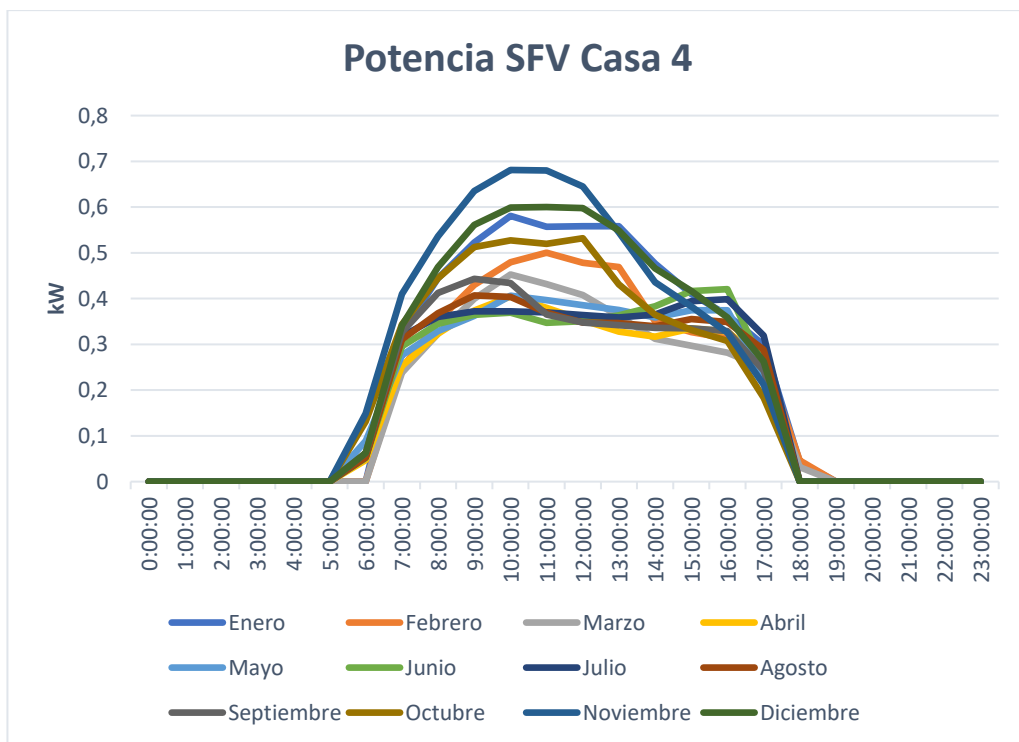


Figura 31: Potencia SFV casa 4.

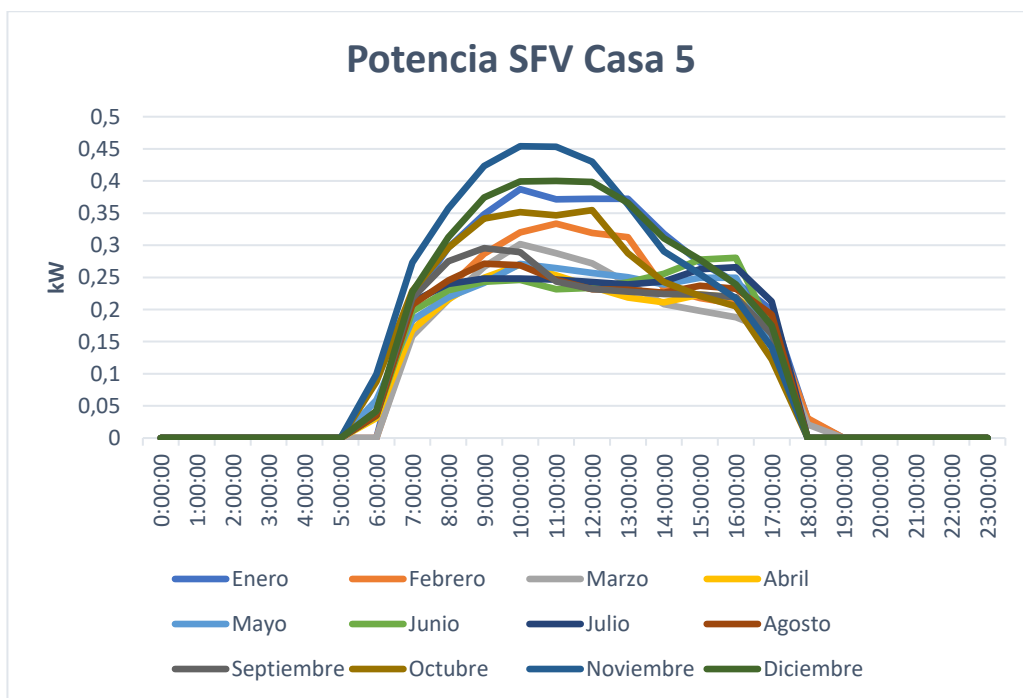


Figura 32: Potencia SFV casa 5.

3.2.3.7. Carga de las curvas de potencia de los SFV en el PowerFactory (PV System)

Se incorpora las curvas de potencia de los SFV para cada vivienda en el entorno del PowerFactory utilizando la herramienta de carga de origen fotovoltaico (PV System). Se configura el tipo de modelo y tecnología, eligiendo un modelo de Active Power Input con tecnología monofásica con neutro. Para la importación de los datos desde Excel, se genera una base de datos con la potencia de los SFV de cada hora a lo largo del año para cada casa de la urbanización.

La Figura 33 presenta la configuración detallada de la carga (PV System) en PowerFactory, y en la Figura 34 se muestra cómo queda cargada la información dentro del software. Cabe destacar que este proceso es el mismo para el resto de las viviendas, aunque con datos diferentes.

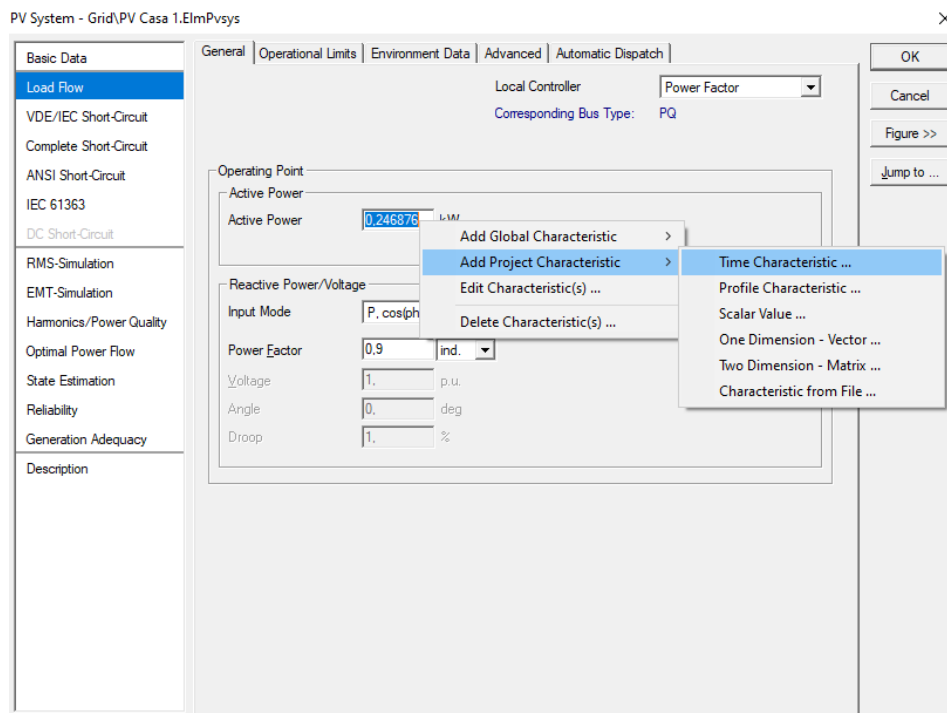


Figura 33: Ventana de configuración SFV casa 1 (PV System).

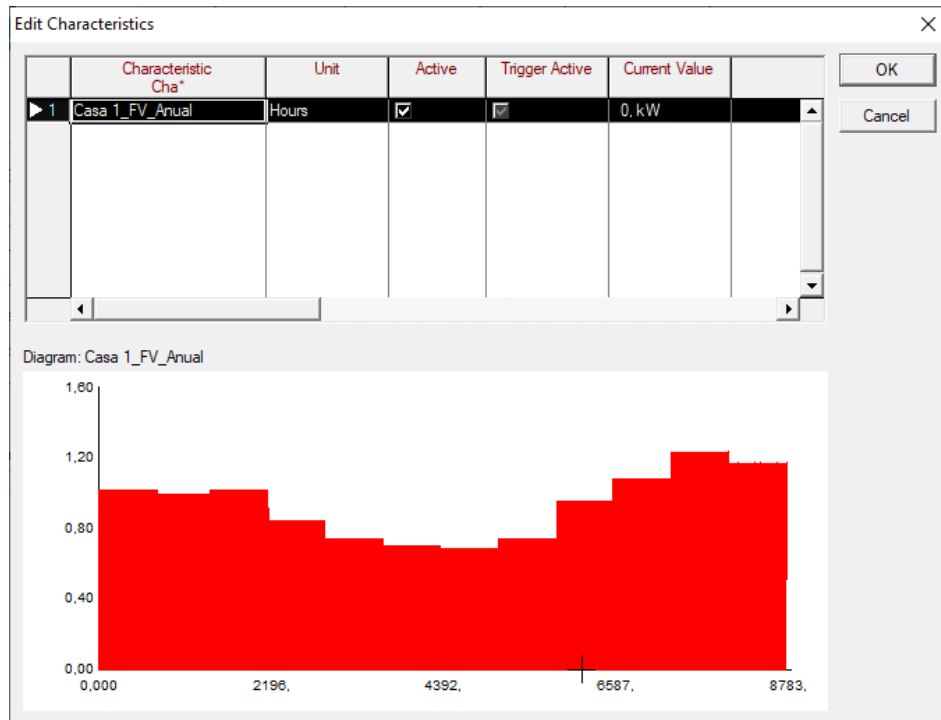


Figura 34: Diagrama de la curva de generación dentro del PowerFactory para la casa 1.

3.3. Resultado modelado de la red dentro del entorno Power Factory

En la Figura 35 se presenta el modelo final de la simulación dentro del PowerFactory.

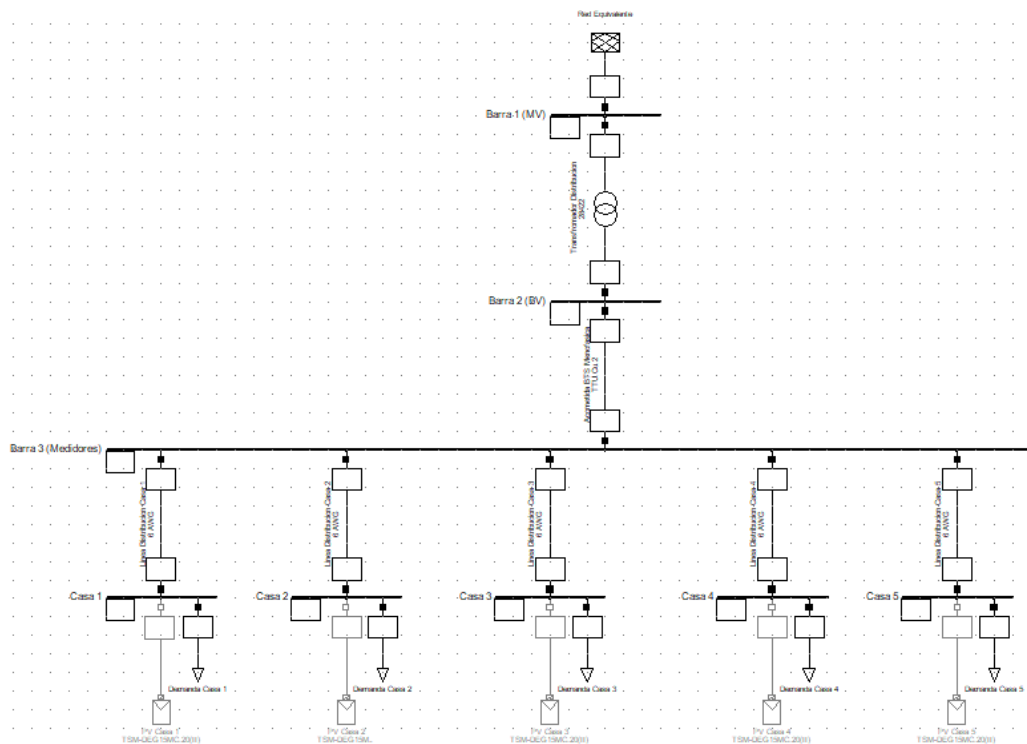


Figura 35: Modelo final de la simulación en el entorno PowerFactory.

3.4. Escenarios de simulación con la inyección FV

El software permite la creación de diversos escenarios con la misma topología de red, lo que posibilita modificar y desactivar elementos según sea necesario para cada escenario. En este caso, el proyecto incluye un escenario base en el que no existen SFV, conectados, así como otros escenarios en los que se van incorporando nuevos sistemas en cada vivienda. La Figura 36 presenta los diferentes escenarios estudiados dentro del PowerFactory.

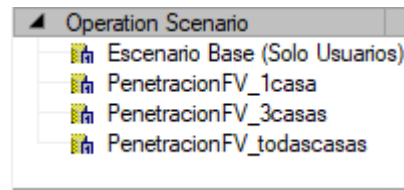


Figura 36: Escenarios estudiados dentro del PowerFactory.

3.5. Tipo de simulación y archivo entregable con los resultados

Para concluir, se detalla el tipo de simulación llevada a cabo en este proyecto. El análisis examina el comportamiento de la red a lo largo de un año completo, lo que implica la necesidad de realizar una sucesión de flujos de carga a lo largo del año establecido. El PowerFactory realiza este tipo de análisis mediante la simulación cuasi dinámica (Quasi-dynamic Simulation), que permite estudiar las variables analizadas en función del tiempo.

Para los diferentes escenarios, se define el tiempo de estudio para todo el año 2022, desde las 0:00 h del 1 de enero de 2022 hasta las 23:00 h del 31 de diciembre de 2022, con intervalos de una hora. Es decir, el programa ejecutará flujos de carga durante todo el año, realizando un total de 8760 flujos por cada escenario. Para analizar los resultados de cada escenario, se lleva a cabo una representación gráfica dentro del software. Además, para un análisis más detallado, se genera un archivo de Excel que incluye los resultados obtenidos, permitiendo estudiar valores promedios, sumas totales, máximos y mínimos, junto con las fechas en las que ocurren dichos eventos.

CAPÍTULO IV

RESULTADOS

En este apartado, se presenta un análisis detallado del comportamiento de las diferentes variables examinadas en las urbanizaciones, considerando los diferentes escenarios de inyección de potencia fotovoltaica. Para revisar detalladamente todos los resultados obtenidos de la simulación en PowerFactory, se presenta la sección de (Anexos) con las tablas de datos obtenidos.

4.1. Análisis de la influencia en la red con la implementación masiva de SFV en las urbanizaciones

Se aborda el análisis de los resultados obtenidos en ambas urbanizaciones, evaluando su conformidad con los estándares establecidos en la normativa ecuatoriana. Para ello, se ha generado graficas en Excel en base a las tablas (ver Anexos), que destacan los resultados más relevantes de los diferentes escenarios de conexión de Sistemas Fotovoltaicos (SFV).

4.1.1. Corriente

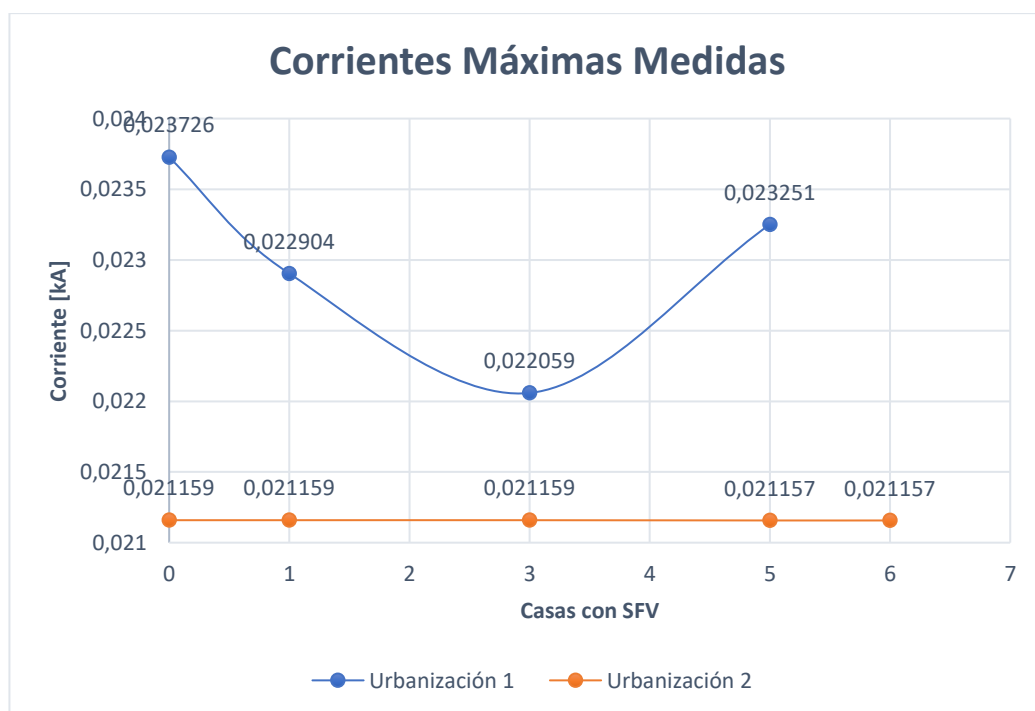


Figura 37: Voltajes mínimos medidos en las urbanizaciones, en función del número de casas con SFV.

La Figura 37 presenta los niveles máximos de corriente registrados en la acometida de los distintos escenarios de conexión de SFV en las viviendas. Para verificar

la conformidad con las normativas, se recurre a la Tabla 16, que establece los niveles permitidos de corriente según la normativa ecuatoriana.

De acuerdo con la normativa ecuatoriana [34], se establece un límite del 125% del valor de la corriente de protección. Basándose en los catálogos de fábrica de los conductores utilizados en las dos urbanizaciones, específicamente el conductor TTU.Cu.2 con una corriente admitida de 0.115 kA para la acometida principal, se constata que los niveles de corriente observados se encuentran dentro de los rangos permitidos.

Esto es evidente en la urbanización 1 tanto en el escenario 1 sin SFV como en el escenario 4, que contempla la instalación de SFV en todas las casas de la urbanización 1. La máxima corriente medida es de 0.0237 kA, lo que confirma el cumplimiento de las normativas establecidas por la legislación ecuatoriana. En el caso específico de la urbanización 2, los niveles de corriente se encuentran dentro del rango admitido por la normativa ecuatoriana, tanto en el escenario base sin SFV como el escenario máximo que considera todas las casas con SFV, siendo la corriente máxima registrada de 0.021 KA en todos los escenarios.

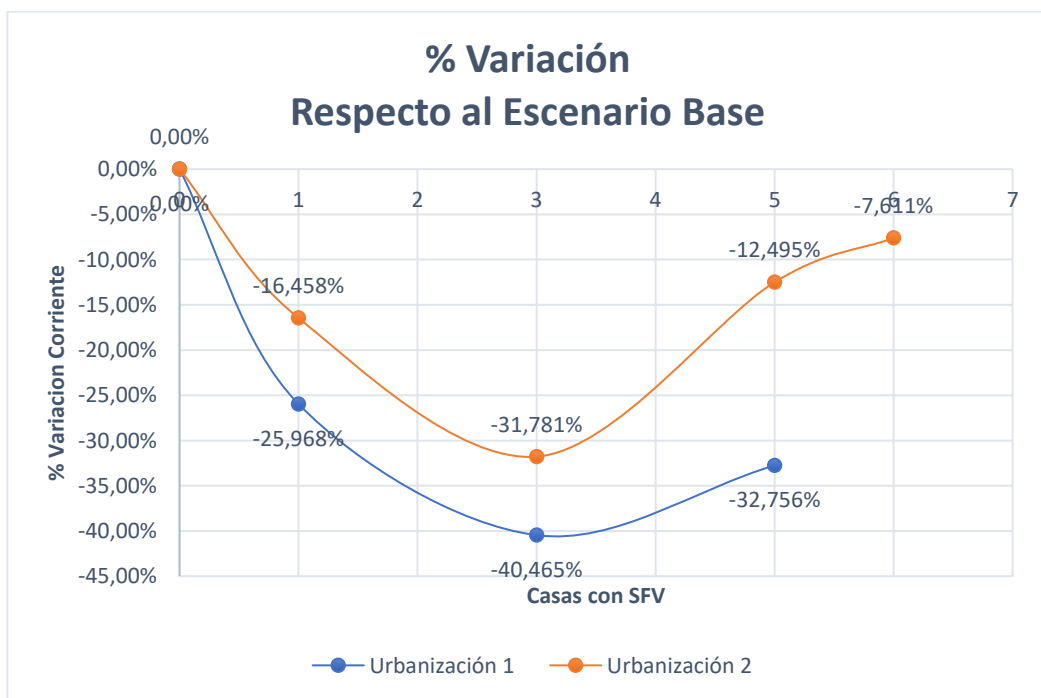


Figura 38: Porcentaje de variación de la corriente en las urbanizaciones, en función del número de casas con SFV.

En la Figura 38 se presenta una comparación que revela la variación porcentual en el nivel de corriente consumida anualmente, en relación con el escenario sin conexión de SFV. Se destaca que la tendencia en la corriente consumida es consistente en ambas

urbanizaciones, indicando un comportamiento similar en respuesta a la implementación de SFV. La observación detallada revela que el escenario óptimo de instalación de SFV en ambas urbanizaciones es cuando se conectan 3 casas con este sistema, logrando una disminución en la corriente.

No obstante, se evidencia un escenario no deseado en ambas urbanizaciones a medida que se incrementa la inyección de SFV, resultando en un aumento nuevamente en el consumo de corriente. Este fenómeno se atribuye a las corrientes generadas por la implementación masiva de SFV en todas las casas, circulando a través de la red. Esta observación destaca la importancia de identificar un equilibrio adecuado en la implementación de SFV para evitar situaciones no deseadas de aumento en el consumo eléctrico.

4.1.2. Voltaje

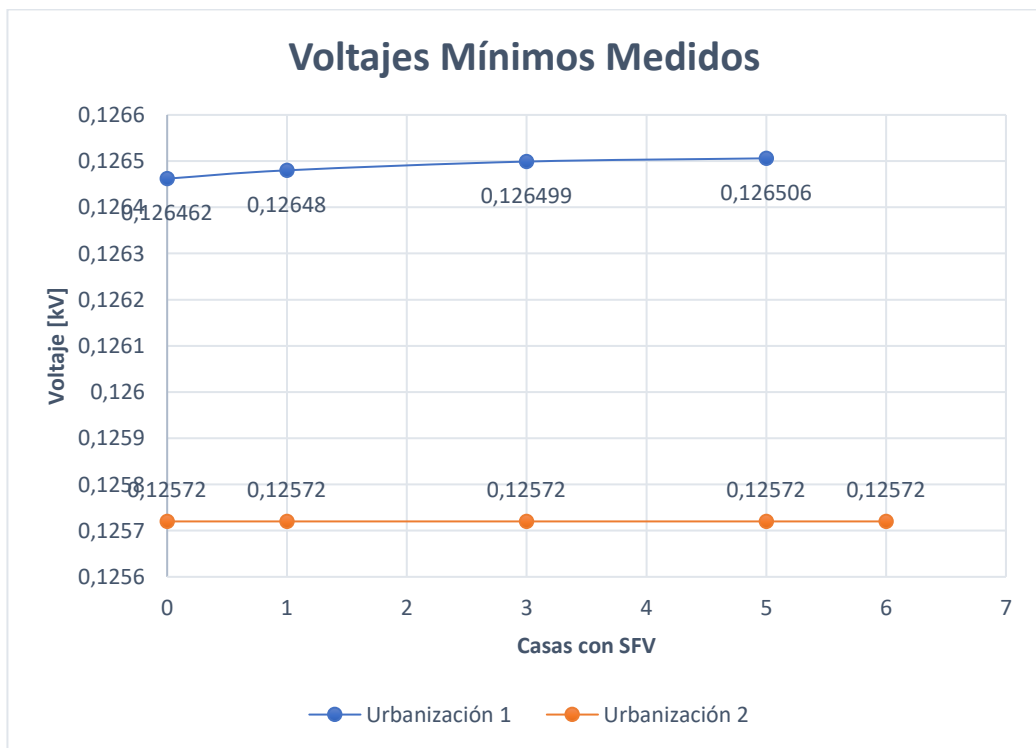


Figura 39: Voltajes mínimos medidos en las urbanizaciones, en función del número de casas con SFV.

En la Figura 39, se evidencian las tensiones mínimas, mostrando que la urbanización 1 tiende a experimentar mejoras en las caídas de tensión, mientras que en la urbanización 2 se mantienen los voltajes mínimos medidos. Este comportamiento sugiere que la implementación de SFV en la urbanización 1 contribuye a una leve mejora en las

condiciones de tensión mínima. En contraste, la urbanización 2 no experimenta cambios significativos en los voltajes mínimos medidos.

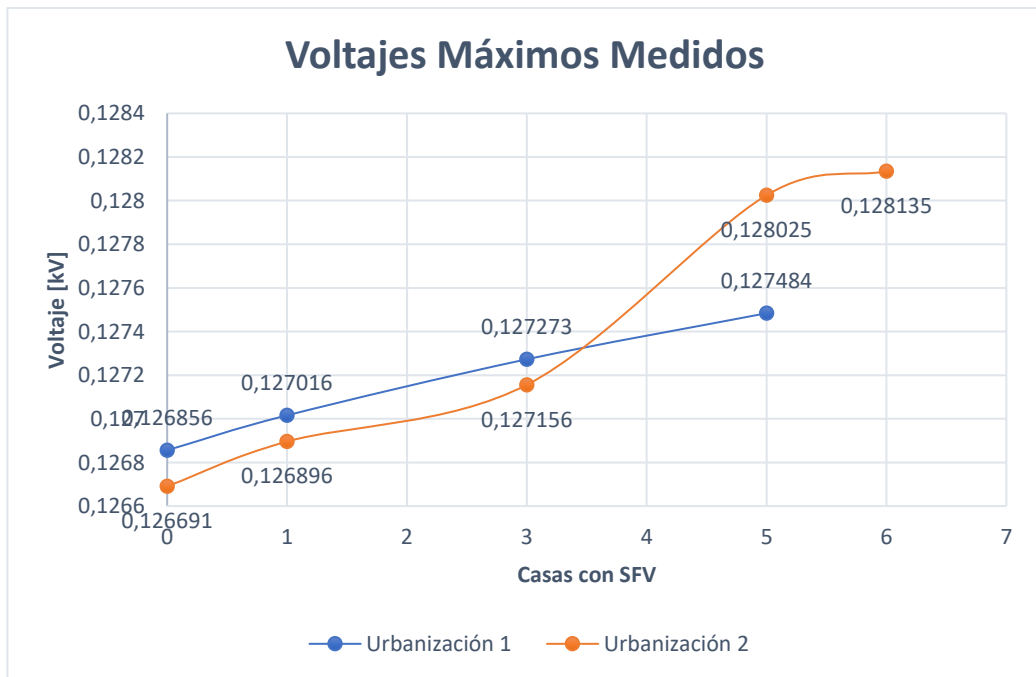


Figura 40: Voltajes máximos medidos en las urbanizaciones, en función del número de casas con SFV.

En la Figura 40 se presentan los voltajes máximos medidos en ambas urbanizaciones. Se observa que a medida que las casas conectan los SFV, hay un aumento en las tensiones máximas. Este incremento es esperado, ya que la reducción del consumo de corriente asociada a la generación de SFV, puede influir en el aumento de las tensiones máximas. Este fenómeno resalta la interacción compleja entre la implementación de SFV, el consumo de corriente y las condiciones de voltaje en las urbanizaciones.

Los rangos permitidos se detallan en la Tabla 16, mientras que la normativa [33] establece que el nivel de voltaje admitido para el voltaje es de $\pm 8\%$ con respecto a los 127 V. Es crucial justificar que el nivel de voltaje se mantiene dentro del rango permitido, demostrando un aumento gradual con la conexión progresiva de los SFV. Estos incrementos son mínimos y no superan los límites regulados.

En la urbanización 1 se registra un valor máximo de 127.4 V en el escenario 4, que incluye la conexión de SFV en todas las casas, mientras que el mínimo es de 126.4 en el escenario 1, donde no se han conectado SFV. Mientras que en la urbanización 2 se observa un incremento gradual en la tensión a medida que se implementan los SFV, alcanzando un máximo de 128.1 V en el escenario 5, que contempla la conexión de SFV en todas las casas., La tensión mínima medida es de 125.7 V para todos los escenarios.

4.1.3. Factor de potencia

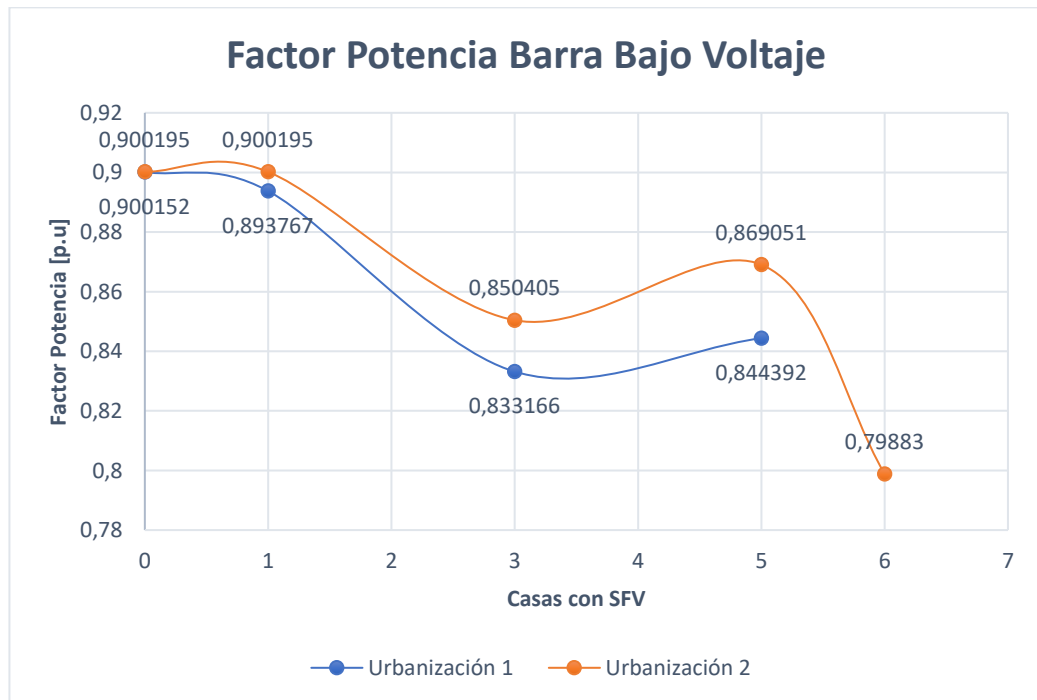


Figura 41: Factor de potencia en las urbanizaciones, en función del número de casas con SFV.

En la Figura 41, se examinan los niveles mínimos del factor de potencia en relación con el número de casas con SFV en ambas urbanizaciones. A medida que se conectan los SFV en las casas, se observa una disminución del factor de potencia. Este fenómeno sugiere que la implementación de SFV tiene un impacto negativo en el factor de potencia.

La tendencia general en ambas urbanizaciones muestra que el factor de potencia tiende a disminuir a medida que aumenta la penetración de SFV. Este comportamiento puede asociarse a cambios bruscos en el tipo de generación eléctrica utilizada en las viviendas, lo que influye en la calidad del factor de potencia. La presencia de valores bajos resalta la importancia de analizar detalladamente la variación del factor de potencia durante la implementación masiva de SFV en las redes residenciales.

Al examinar el rango permitido según la normativa ecuatoriana [35], que establece que el factor de potencia debe ser superior a 0.6, además, en instalaciones de SFV se implementa inversores que garantizan factores de potencia sobre los 0.9. Es importante recordar que, el software no permite la simulación por separado de inversores, lo que puede ocasionar valores atípicos. En tanto, ambas urbanizaciones se encuentran dentro de

los niveles aceptados, destacando que incluso la urbanización 2 que cuenta con una casa adicional en el escenario 5, que presenta el nivel más bajo de factor de potencia con 0.79, la urbanización cumple con los estándares normativos.

4.1.4. Cargabilidad

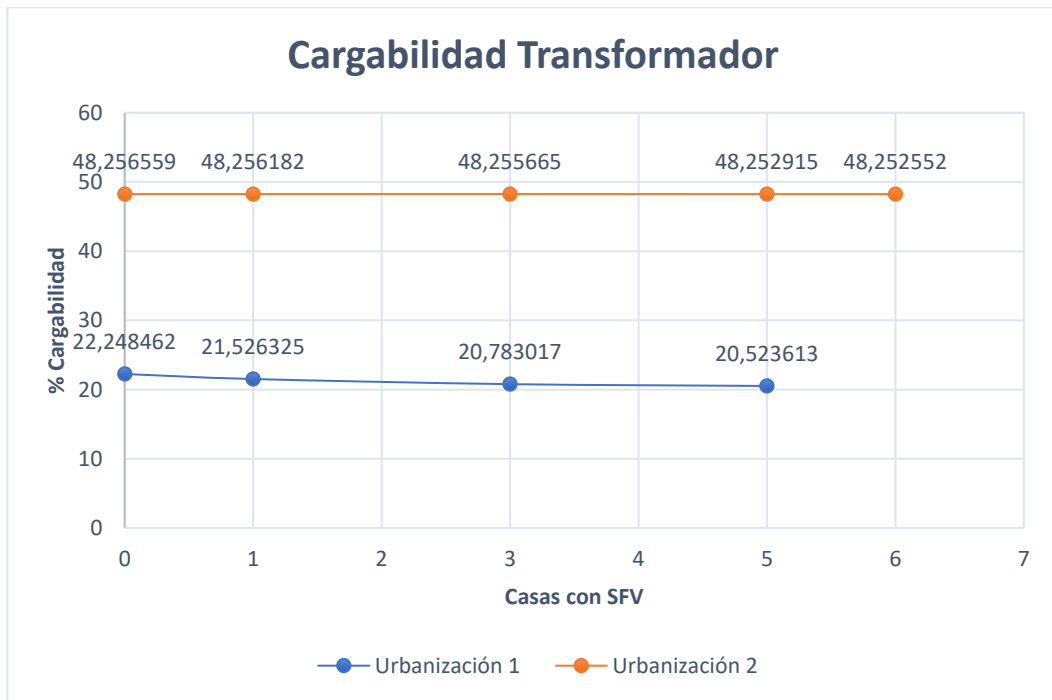


Figura 42: Cargabilidad en los transformadores en las urbanizaciones, en función del número de casas con SFV.

En la Figura 42, se analiza la cargabilidad máxima de los transformadores de distribución en ambas urbanizaciones para los escenarios de inyección de SFV. Se observa una disminución progresiva a medida que las casas conectan los SFV. Es importante destacar que la diferencia en la cargabilidad de los transformadores se debe a la potencia nominal de cada uno. La urbanización 1 cuenta con un transformador de 25 kVA, mientras que la urbanización 2 dispone de un transformador de 10 kVA. El transformador de menor capacidad experimenta una mayor carga, además presenta la inclusión de una casa adicional en la urbanización 2. Este análisis subraya la importancia de considerar la capacidad del transformador al implementar SFV para garantizar un rendimiento óptimo de la red eléctrica.

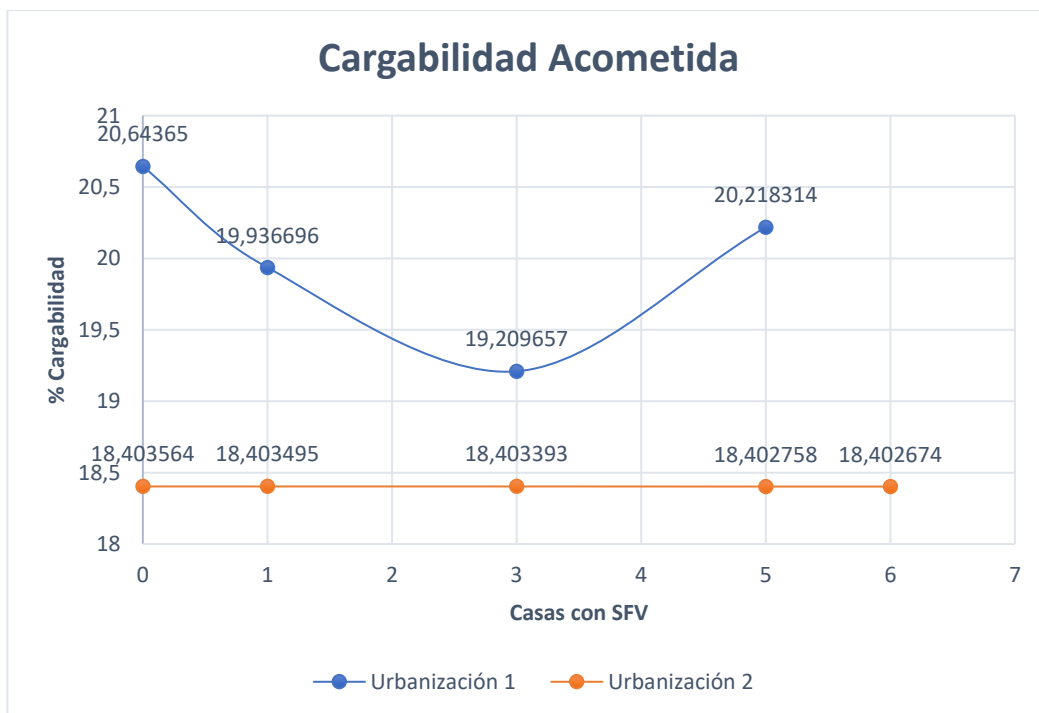


Figura 43: Cargabilidad en las acometidas en las urbanizaciones, en función del número de casas con SFV.

En la Figura 43, se examina la cargabilidad máxima de las acometidas principales en ambas urbanizaciones para distintos escenarios de inyección de SFV. Se observa una disminución de la carga en las líneas a medida que se integran los SFV en las viviendas. La tendencia de reducción de la cargabilidad en las acometidas es coherente con los resultados obtenidos para los transformadores, donde la capacidad del transformador y el número de casas con SFV influyen en el nivel de carga. La disminución de la carga en las acometidas evidencia el impacto positivo de la implementación de SFV en la red eléctrica de ambas urbanizaciones.

Es esencial destacar que, según la normativa ecuatoriana [37], que establece un límite de carga del 20% a partir de la capacidad máxima, se confirma que los transformadores están significativamente por debajo de dicho rango. En la urbanización 1 se alcanza una cargabilidad máxima de 22% en el escenario 1, donde no hay conexión de SFV. En tanto, la urbanización 2 alcanza una cargabilidad máxima de 48%, lo que indica que está operando dentro de los niveles seguros y lejos de su capacidad máxima.

Al analizar los rangos permitidos en conductores según la normativa ecuatoriana indicada en la Tabla 16 y la normativa [37], que establece un límite de carga del 10% a partir de la capacidad máxima del conductor. Se concluye que la acometida de la urbanización 1 se encuentra por debajo del rango permitido, en el escenario 1, donde no

existen SFV conectados a las casas, se alcanza una cargabilidad máxima del 20.6%, y la máxima cargabilidad registrada en la urbanización 2 es de 18 % para todos los escenarios de inyección FV.

4.1.5. Pérdidas eléctricas

Respecto a las pérdidas eléctricas, la Figura 44, muestra una reducción a medida que se incorporan los SFV en ambas urbanizaciones. Esta tendencia de reducción de pérdidas eléctricas es un resultado positivo que respalda proyectos similares con la implementación de SFV en modo de autoconsumo en urbanizaciones. Se observa que las pérdidas se reducen hasta cierto nivel de penetración de SFV, específicamente cuando se conectan 3 casas con SFV. Sin embargo, a medida que aumenta el número de SFV por hogares, las pérdidas tienden nuevamente a elevarse. Este fenómeno se atribuye al excedente de potencia y corriente circulando por la red debido a la conexión de los SFV. Este análisis destaca la importancia de encontrar un equilibrio óptimo en la implementación de SFV para maximizar los beneficios y minimizar las posibles complicaciones en la red eléctrica.

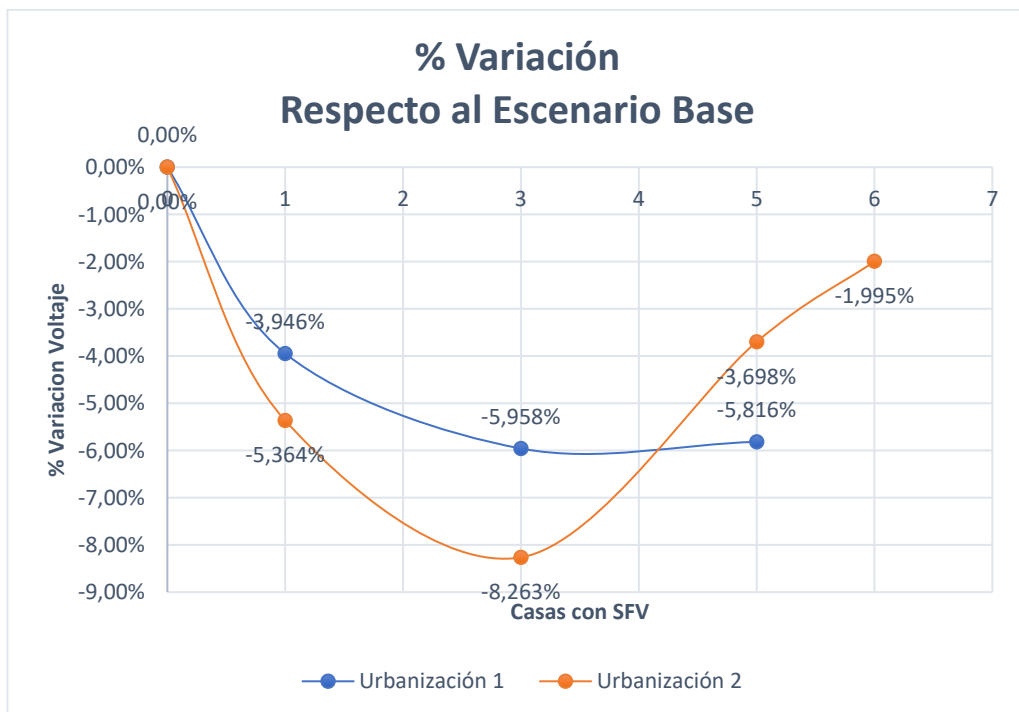


Figura 44: Porcentaje de variación de las pérdidas eléctricas en las urbanizaciones, en función del número de casas con SFV.

El tercer escenario de la urbanización 1 destaca al mostrar la mayor reducción de pérdidas eléctricas, alcanzando un 5.95%. No obstante, se observa un efecto no deseado en implementación masiva de SFV en todas las casas, donde la reducción de pérdidas pasa de 5.95% a 5.81 %. Mientras que, en la urbanización 2 se destaca que el tercer escenario logra la mayor reducción de pérdidas eléctricas, alcanzando un 8%. Sin embargo, se observa un efecto no deseado en los escenarios 4 y 5, donde la reducción de pérdidas disminuye, pasando de un 8% a un 3 % y de un 3% a un 1%, respectivamente. Estos efectos no deseados, se atribuye a la potencia extra generada por los SFV en esos escenarios.

Al comparar los niveles de pérdidas con los estándares establecidos en la normativa ecuatoriana [37], que describe un máximo del 6% de pérdidas eléctricas, se destaca que en este estudio las pérdidas se reducen y no aumentan. Este hecho evidencia que, lógicamente, las pérdidas se mantienen dentro de los límites establecidos por la normativa.

Por otro lado, es relevante señalar que el programa ofrece resultados con datos de pérdidas totales en la red, sin discriminar entre las causadas por la red externa y las originadas por los SFV instalados en las viviendas. En las Figuras 45 y 46, se detalla la discriminación de datos para cada urbanización respectivamente, conforme al análisis cuando la demanda supera a la generación, las pérdidas se atribuyen a la red eterna; de lo contrario, si la generación es mayor que la demanda, las pérdidas son causadas por los SFV.

Se observa una disminución progresiva de las pérdidas producidas por la red externa a medida que ingresándose integran los SFV. Sin embargo, no se puede establecer un nivel óptimo de conexión de SFV para reducir las pérdidas en la red, ya que estas aumentan después del tercer escenario con 3 casas con SFV. Este aumento se debe a la circulación de corriente inyectada a la red por los SFV conectados en todas las casas.

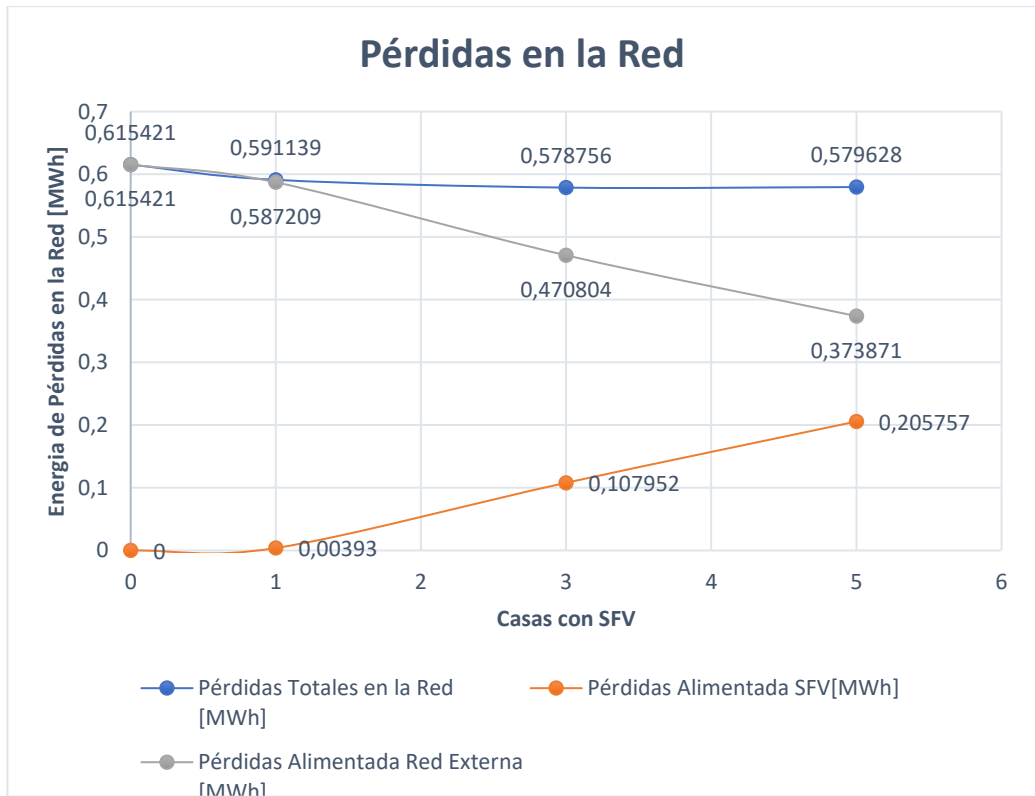


Figura 45: Separación de las pérdidas eléctricas anuales de la urbanización 1, en función del número de casas con SFV.

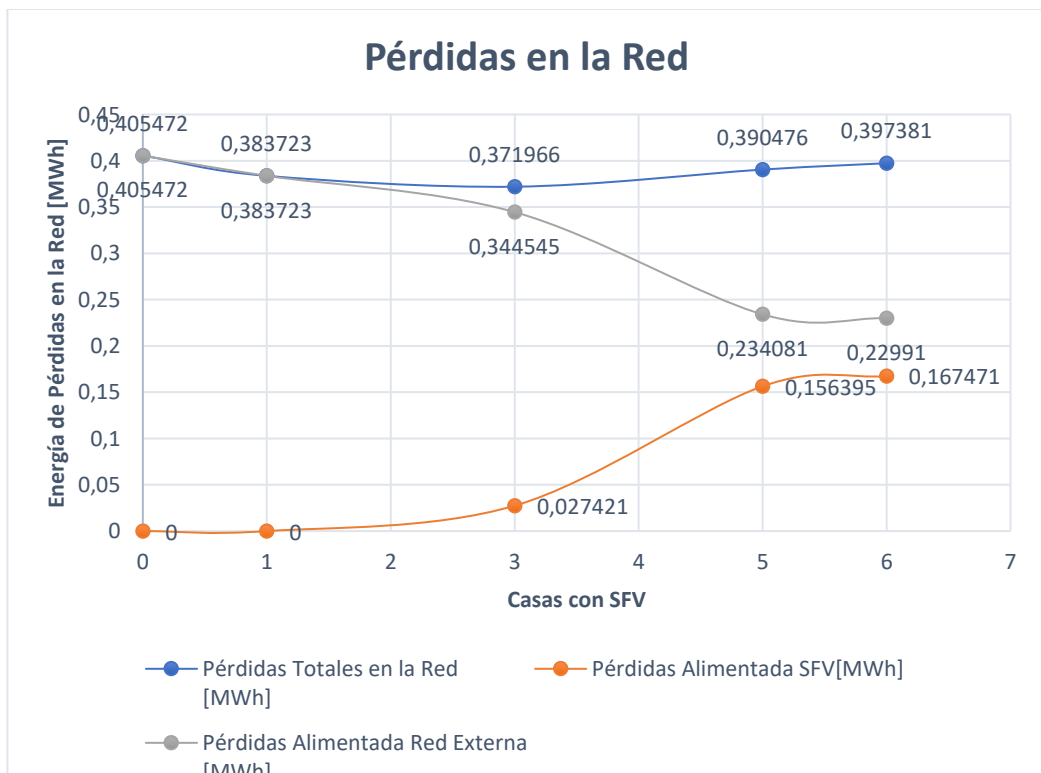


Figura 46: Separación de las pérdidas eléctricas anuales de la urbanización 2, en función del número de casas con SFV.

4.1.6. Ahorro de energía

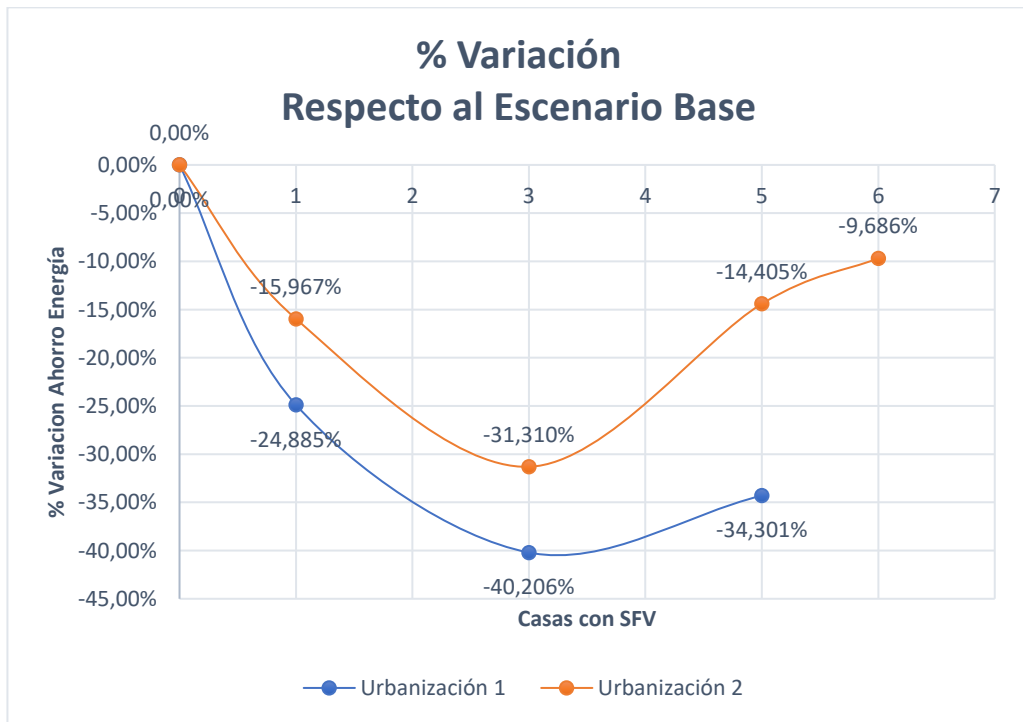


Figura 47: Porcentaje de variación del ahorro de energía en las urbanizaciones, en función del número de casas con SFV.

En la Figura 47, se analiza el comportamiento del ahorro de energía en función del número de casas con SFV en ambas urbanizaciones. Se destaca un punto de quiebre identificado en las 3 casas con SFV, donde el ahorro de energía experimenta una notable disminución. A medida que se añaden más casas con SFV, la energía consumida sigue reduciéndose, aunque no mantiene la tendencia observada hasta las 3 casas con SFV.

Es crucial señalar que, incluso en el escenario de todas las casas con SFV, la red eléctrica externa sigue suministrando energía durante las horas en las que no hay exposición solar. Al examinar las gráficas de demanda de las casas, se observa que el mayor consumo de energía ocurre durante las noches. Este hecho implica que la red eléctrica externa debe satisfacer una parte significativa de la demanda de la energía durante las horas sin luz solar.

Al examinar la Tabla 16 y considerar las proyecciones del gobierno ecuatoriano descritas en [29], que indican que la implementación de SFV para autoconsumo en Ecuador debería generar ahorros anuales entre el 30% y el 45%, la urbanización 1 logra

alcanzar un ahorro de energía del 40% en su escenario ideal. La urbanización 2 logra un ahorro de energía del 31% en su escenario ideal con la conexión de 3 casas con SFV.

4.1.7. Resumen variables analizadas

La Tabla 23 proporciona un resumen detallado de las variables analizadas en ambas urbanizaciones, evaluando su conformidad con los rangos establecidos por la normativa ecuatoriana. En términos de voltaje, se observa que, a pesar de un leve aumento a medida que se implementan los SFV, los niveles se mantienen dentro del rango aceptado de $\pm 8\%$, lo cual sugiere que la red eléctrica mantiene su estabilidad en términos de suministro de voltaje. Asimismo, la corriente medida en la acometida se encuentra por debajo del límite establecido, indicando una carga segura para el sistema eléctrico.

En relación con el factor de potencia, se constata que todos valores medidos superan el mínimo requerido de 0.6, señalando un buen rendimiento en términos de eficiencia energética, no obstante, la urbanización 2 en el escenario de todas las casas con SFV muestra un valor de 0.79, siendo el valor menor de la simulación, aun así, este situado dentro del rango aceptado (≥ 0.6). Además, la capacidad de carga del transformador y las líneas de distribución permanece dentro de los márgenes aceptados, garantizando una operación segura y eficiente. Las pérdidas eléctricas presentan una reducción notable del 5% y 8% respectivamente, indicando un efecto positivo en la eficiencia de la red.

Uno de los aspectos más destacados es el ahorro de energía logrado mediante la implementación de SFV. Con una tasa del 40% y 31% respectivamente, cumpliendo e incluso superando las expectativas del gobierno ecuatoriano, que sugiere ahorros anuales de entre el 30% y el 45%. En conjunto, estos resultados respaldan la viabilidad y eficacia de la integración de sistemas fotovoltaicos para autoconsumo en las urbanizaciones, destacando beneficios tanto en la eficiencia operativa como en la reducción del impacto ambiental.

Tabla 23: Resumen con los resultados de las variables analizadas en las urbanizaciones.

Variable	Cita	Rango admitido	Valor medido Urbanización 1	Detalle	Valor medido Urbanización 2	Detalle
Nivel de Voltaje	[33]	± 8 %	127.4 V 126.4 V	Aceptado	128.1 V 125.7 V	Aceptado
Nivel de Corriente	[34]	25% corriente de protección (0.115 KA - TTU.Cu.2)	0.023 KA	Aceptado	0.021 KA	Aceptado
Factor de Potencia	[35]	≥ 0.6	0.83	Aceptado	0.79	Aceptado
Cargabilidad	[37]	Trafo 120 % Líneas 110 %	Trafo 22.24 % Acometida 20.64 %	Aceptado	Trafo 48.25 % Acometida 18.4 %	Aceptado
Pérdidas Eléctricas	[37]	1% a 6%	-5.95 %	Aceptado	-8.26 %	Aceptado
Energía Ahorrada	[29]	30% a 45% anual	40 %	Aceptado	31.31 %	Aceptado

CAPÍTULO V

DISCUSIÓN

En la obtención de datos de generación FV, se destacó la idoneidad de los niveles de irradiancia solar en el cantón Cuenca para la implementación de SFV, superando los 4 kWh en la mayoría de los meses, alineándose con las observaciones del proyecto [5]. Los resultados reflejaron que la energía generada para la mayoría de las viviendas excede los 1724 kWh, como también se señala en [5], demostrando un prometedor potencial para el ahorro energético a lo largo del año. Las residencias analizadas tienen un consumo mensual promedio típico en Cuenca de 100 a 200 kWh [5], respaldando la viabilidad de instalar SFV sin requerir una inversión significativa.

La reducción de la corriente consumida, observada en este estudio hasta cierto nivel de inyección de SFV, concuerda con las conclusiones de [10], que indican una disminución de la corriente para todos los escenarios de conexión de SFV, especialmente hasta un máximo del 50% de inyección FV. Es relevante destacar que la disminución de la corriente ocurre gradualmente a medida que se incorporan los SFV, cumpliendo con los límites establecidos por la normativa [34] respecto a las corrientes máximas.

En comparación con [11], se confirma una reducción similar de corriente consumida para todos los escenarios de conexión de SFV en este trabajo, alcanzando una disminución del 40% para la urbanización 1 y del 30% para la urbanización 2 en el caso del 50% de casas con SFV. Se hace eco de la advertencia en [11] sobre escenarios adversos cuando la inyección de SFV supera el 50%, causando excedentes de potencia y corriente en la red debido a la implementación masiva de SFV.

La evaluación de las tensiones, de acuerdo con [33], revela que las tensiones mínimas se mantienen dentro de los límites establecidos, siendo 126 V para la urbanización 1 y 125 V para la urbanización 2 en todos los escenarios de inyección de SFV. Las tensiones máximas de la urbanización 1 varían conforme se conectan los SFV, partiendo de 126 V en el escenario base hasta alcanzar 127 V en el escenario máximo con un 100% de SFV, en tanto la urbanización 2 logra una tensión máxima medida de 128 V. Coincidiendo con [11], estas variaciones están asociadas a la distancia entre los SFV y el transformador, siguiendo patrones esperados de variación de tensión según la inyección de energía FV.

Las investigaciones recopiladas, como [14], [15], [16], señalan que las variaciones de tensión de 0.1 están vinculadas al excedente de potencia y corriente derivados de la inyección de energía SFV. Además, [19], [20] indican que la entrada de mayor potencia FV puede generar un aumento del 1% en la tensión, mientras que la caída de tensión está mayormente asociada a la distancia entre los SFV y el transformador, con una influencia limitada cuando esta distancia no es considerable.

En concordancia con los estudios [22], [24], se obtienen variaciones de voltaje entre 0.95 y 1.05 p.u debido a la inyección de potencia de los SFV en la red. Estos estudios describen que a medida que se introduce más potencia, las variaciones de tensión son más pronunciadas. Se destaca la importancia de estas observaciones, ya que variaciones considerables podrían activar sistemas de relés y protecciones, causando cortes de energía. Los resultados de este estudio coinciden con los hallazgos mencionados, donde no se observan caídas de tensión relevantes, debido a distancias relativamente cortas desde el transformador hasta las casas, y un aumento mínimo en la tensión causado por la potencia adicional inyectada por los SFV.

Respecto al factor de potencia, los resultados de este estudio se mantienen dentro del rango admitido según [33], con la urbanización 2 registrando un factor de potencia mínimo de 0.79, mientras que la urbanización 1 obtiene un factor de potencia de 0.83. El estudio, [18] observa una disminución del factor de potencia a 0.7 con la inyección de SFV, estabilizándose en 0.9 con mayor inyección FV. En [20], el factor de potencia desciende de aproximadamente 0.9 a 0.6 al ingresar la energía FV, mientras que [24] reporta un mínimo de 0.81 con la inyección de SFV y un máximo de 0.99 cuando la red se estabiliza únicamente con la energía FV. Por otro lado, [25] describe un factor de potencia de 0.5 con una inyección del 50% de energía FV, considerado inaceptable dentro de los rangos permitidos. Estas investigaciones coinciden en que la disminución del factor de potencia está vinculada a la intermitencia en el uso del tipo de energía generada, destacando que un escenario del 50% de inyección FV representa el peor caso.

El comportamiento del factor de potencia se atribuye a la intermitencia en el tipo de energía consumida en las residencias. Durante las horas de mayor generación FV, se experimentan caídas en el factor de potencia, ya que, en ciertos momentos del día, se utiliza energía de la red, y se produce un cambio abrupto a la energía generada por los SFV. Por esta razón, cuando la inyección FV alcanza el 50%, el consumo de la red varía

debido a los SFV, dando lugar a intermitencias en el consumo en cada instante. A medida que la inyección FV aumenta, la red se estabiliza únicamente con la energía generada por los SFV, mejorando significativamente el factor de potencia.

Los resultados obtenidos en este estudio concuerdan con los hallazgos de los artículos revisados, donde se observa que el factor de potencia disminuye al ingresar la energía FV, estabilizándose cuando la energía generada supera significativamente a la energía suministrada por la red. La presencia de intermitencias en el factor de potencia es notoria cuando el 50% de las casas están conectadas a los SFV, en línea con los estudios similares revisados.

En cuanto a la evaluación de la cargabilidad de transformadores y líneas eléctricas, [11] indica que la cargabilidad del transformador disminuye en un 60% cuando hay inyección de energía FV en todas las casas, y destaca que, con una inyección superior al 50%, los excedentes de potencia generados por los SFV aumentan la cargabilidad hasta un 100%. [15] muestra que la cargabilidad se mantiene en un 90% con la entrada de plantas de generación FV, y las líneas eléctricas se reducen en un 0.6%. En [22], coinciden con los resultados, manteniéndose en un 65% para todos los escenarios de conexión de SFV, indicando una ligera disminución en las líneas eléctricas.

Los resultados presentados en este estudio concuerdan con los obtenidos en [11], [15], [22]. En la urbanización 1, la cargabilidad del transformador disminuye del 22% al 20% en el escenario ideal del 50% de casas con SFV, mientras que en la urbanización 2 se mantiene en un 48%. La cargabilidad de las líneas eléctricas (acometida principal) en la urbanización 1 disminuye del 20% al 19% en el escenario ideal de 3 casas con SFV, mientras que en la urbanización 2 se mantiene en un 18%. Estos resultados reflejan una leve disminución en la cargabilidad, siendo más pronunciada en las líneas eléctricas, en línea con los estudios mencionados [11], [15], [22].

La variación observada en la cargabilidad entre la urbanización 1 y la 2, tanto en el transformador como en la acometida principal, se atribuye a la capacidad de los transformadores. La urbanización 1, compuesta por 5 casas, cuenta con un transformador de 25 MVA, mientras que la urbanización 2, con 6 casas, tiene un transformador de 10 MVA. Este estudio obtiene resultados similares a los mencionados anteriormente, ya que la variación en la cargabilidad de los transformadores y las líneas eléctricas (acometida principal) se debe a la disminución del consumo por parte de los usuarios de las

urbanizaciones. Con un escenario ideal de la mitad de las casas con SFV, se reduce significativamente el consumo de energía de la red.

Cuando todas las casas conectan los SFV, se observa un aumento en la cargabilidad debido al excedente de potencia generado por los SFV, que circula por la red, generando un escenario adverso para la red eléctrica. Este comportamiento se mantiene en la urbanización 2, coincidiendo con [22], debido a la capacidad del transformador de distribución.

El análisis de los resultados de pérdidas en [16] indica una reducción de hasta 12.33% para el escenario de 60% de penetración FV. Sin embargo, cuando hay una conexión del 100% de SFV, las pérdidas ya no disminuyen con la misma tendencia, pasando de un 12.33% a un 8.20%. Los resultados de este estudio concuerdan con estos hallazgos, mostrando una reducción de pérdidas del 5% en la urbanización 1 y del 8% en la urbanización 2 para el escenario ideal del 50% de casas con SFV. En el escenario de todas las casas con SFV, la reducción de pérdidas en la urbanización 1 pasa de 5% a 4%, mientras que en la urbanización 2 disminuye de 8% a 6%.

En [16], se describe este comportamiento en las pérdidas a partir del 50% de conexión de SFV. Con una mayor conexión de SFV, se inyecta más corriente, lo que provoca un aumento en las pérdidas técnicas debido a la mayor circulación de corriente en las líneas y transformadores. En [26] se describe los resultados de las pérdidas eléctricas con un escenario ideal del 50% de inyección FV, señalando una mejora considerable en la red eléctrica en comparación con el escenario base sin SFV conectados.

El estudio [26], en concordancia con [16] y los resultados de esta investigación, señala que para todos los escenarios de conexión de SFV, se observa una reducción en las pérdidas eléctricas. Sin embargo, cuando la conexión FV supera el 50%, no se observa una reducción proporcional, debido al excedente de corriente circulante en la red, generado por la producción de energía de origen FV.

El gobierno ecuatoriano, según [29], establece una proyección de ahorro de energía con la instalación de SFV para autoconsumo en las residencias, especificando un rango de ahorro anual del 30% al 45%. Este estudio presenta resultados cercanos a las proyecciones gubernamentales, logrando un ahorro del 40% en la urbanización 1 y un máximo del 31% en la urbanización 2 en su escenario ideal.

Es evidente que se logrará un ahorro en la energía consumida anualmente, ya que las casas cambian el tipo de energía eléctrica consumida de la red por la energía generada por los SFV. [16] describe el comportamiento adverso de la curva de ahorro de energía, la cargabilidad, las pérdidas eléctricas y la corriente excesiva que circula por la red debido a los SFV, lo cual provoca un declive en el ahorro de energía. Este fenómeno se debe a los cambios bruscos en el tipo de generación eléctrica consumida, afectando los equipos de la red. Cabe mencionar que, incluso en el escenario de todas las casas con SFV, la red eléctrica debe suministrar energía para las horas en las que no hay luz solar, considerando que el mayor consumo de energía eléctrica ocurre durante la noche.

CAPÍTULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El impacto de los sistemas fotovoltaicos (SFV) en la red eléctrica, particularmente en la variable de corriente, demuestra efectos positivos al reducir los niveles de corriente consumidos anualmente con una mayor inyección de SFV. Se observa una disminución significativa de hasta un 31% y 40% para cada urbanización respectivamente. Este efecto positivo se refleja en la influencia de los SFV en la corriente, evidenciando reducciones en todos los escenarios con conexión de SFV. Aunque la disminución de la corriente lleva consigo un aumento mínimo en los niveles de tensión, estos se mantienen dentro de límites aceptables, oscilando entre máximos de 128.1 V y mínimos de 125.7 V, sin infringir las regulaciones gubernamentales ecuatorianas.

Por otro lado, el factor de potencia juega un papel crucial en los parámetros analizados de la red eléctrica. A medida que se implementan los SFV, se observa una reducción en el factor de potencia, atribuible a la intermitencia en la generación eléctrica de origen FV. Este descenso culmina en un factor de potencia de 0.79 en la urbanización 2 con todas las casas con SFV, valor que está dentro de los límites aceptados según la normativa ecuatoriana en [35]. Este fenómeno provoca un impacto no deseado en la red, generando un aumento en la cargabilidad de equipos, caídas de tensión, incremento en la corriente y pérdidas eléctricas. A pesar de esta influencia negativa, es importante señalar que la influencia de los SFV en el factor de potencia disminuye a medida que se incrementa la conexión de estos sistemas, lo que se considera normal en el contexto de la introducción de cargas especiales o generación eléctrica para autoabastecimiento.

La reducción en la cargabilidad de los equipos de la red, una variable destacada en [31], [32], demuestra ser un aspecto positivo de la implementación de SFV. La disminución de la cargabilidad en transformadores y líneas eléctricas contribuye a aumentar la vida útil de los equipos, reducir la corriente consumida y promover la resistividad de los componentes de la red. Este resultado respalda la viabilidad y beneficios de la integración masiva de SFV en urbanizaciones, alineándose con las recomendaciones gubernamentales para la implementación de generación distribuida para autoabastecimiento.

Un aspecto positivo destacado por este estudio es la significativa reducción de las pérdidas eléctricas en la red al comparar diferentes escenarios de inyección de SFV. Se

observa una disminución constante de las pérdidas, alcanzando valores del 5.95% y 8.26% para cada urbanización en el escenario óptimo de 3 casas con SFV. Sin embargo, es importante señalar que esta tendencia de reducción se ve afectada a medida que se incrementa la conexión de SFV, pasando a valores del 5.81% y 3.69%. Este comportamiento se atribuye al exceso de corriente generado por la producción eléctrica de los SFV cuando están conectados a un mayor número de viviendas.

En este estudio, se llevó a cabo una discriminación de las pérdidas eléctricas, diferenciando entre las provenientes de la red y las originadas por la generación FV. Se evidenció una disminución constante de las pérdidas técnicas de la red, que pasaron de 0.615 [MWh] en el escenario base sin SFV a 0.373 [MWh] con todas las casas con SFV en la urbanización 1. En la urbanización 2, las pérdidas eléctricas de la red eléctrica partieron de 0.405 [MWh] en el escenario sin SFV, alcanzando 0.229 [MWh] con el 100% de SFV instalados. Además, las pérdidas de origen FV aumentaron desde 0 [MWh] hasta 0.205 [MWh] en la urbanización 1, y de 0 [MWh] a 0.167 [MWh] en la urbanización 2.

La discriminación de pérdidas eléctricas demuestra que la red eléctrica logra reducir constantemente sus pérdidas técnicas, evidenciando el impacto positivo alcanzado con la inyección masiva de SFV en las urbanizaciones. Este resultado constituye un logro significativo para el estudio, respaldando la eficacia de la integración de SFV en términos de eficiencia energética. Finalmente, se destaca el ahorro sustancial de energía ocasionado por la implementación masiva de SFV en las urbanizaciones, alcanzando un 40% en la urbanización 1 y un 31% en la urbanización 2 en su punto máximo de ahorro.

La implementación masiva de SFV en urbanizaciones genera un impacto positivo en la red eléctrica y el ahorro de energía. Esta influencia beneficia económicamente a los usuarios al reducir los costos mensuales y contribuye a la disminución de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). Aunque Cuenca cuenta con alta radiación solar, el conocimiento limitado sobre el potencial de los SFV destaca la importancia de este estudio en la promoción de estas tecnologías para el autoconsumo.

Los resultados muestran una reducción significativa en la corriente consumida, evitando caídas de tensión y disminuyendo la cargabilidad en transformadores y líneas eléctricas. Sin embargo, la intermitencia de la generación solar presenta un desafío, afectando variables como el factor de potencia. El escenario óptimo se establece en un

50% de casas con SFV, evidenciando efectos no deseados cuando la conexión supera este límite.

La mejora de la red eléctrica es crucial para soportar la implementación masiva de SFV, considerando los efectos no deseados observados. A pesar de que este proyecto no aborda el impacto económico directo, los datos técnicos proporcionados ofrecen un incentivo real para la instalación de SFV en hogares. Ante cambios climáticos extremos y la dependencia de la generación hidroeléctrica, la energía solar FV se destaca como una alternativa clave en Ecuador.

Concluyendo, la inserción de SFV en hogares no solo beneficia a la red eléctrica y a los usuarios residenciales, sino que también destaca la necesidad de mejorar la infraestructura eléctrica existente para adaptarse al aumento de la generación descentralizada. Aunque el estudio no aborda el impacto económico directo de los SFV, proporciona datos técnicos esenciales que respaldan la viabilidad y los beneficios medioambientales de esta tecnología en el contexto de las fluctuaciones climáticas y la dependencia de la generación hidroeléctrica en Ecuador.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Gobierno de la Republica del Ecuador, “La demanda eléctrica del Ecuador aumentó en un 8,13%,” Ministerio de Energía y Minas . Accessed: Nov. 07, 2023. [Online]. Available: [https://www.recursoyenergia.gob.ec/la-demanda-electrica-del-ecuador-aumento-en-un-813/#:~:text=De%20acuerdo%20con%20la%20informaci%C3%B3n,gigavatios%20%E2%80%93%20hora%20\(GWh\).](https://www.recursoyenergia.gob.ec/la-demanda-electrica-del-ecuador-aumento-en-un-813/#:~:text=De%20acuerdo%20con%20la%20informaci%C3%B3n,gigavatios%20%E2%80%93%20hora%20(GWh).)
- [2] ONU, “¿Qué es el cambio climático?,” Naciones Unidas. Accessed: Nov. 07, 2023. [Online]. Available: <https://www.un.org/es/climatechange/what-is-climate-change#:~:text=Las%20concentraciones%20de%20gases%20de,fue%20la%20m%C3%A1s%20c%C3%A1lida%20registrada.>
- [3] C. C. Ortegata Escobar, “Rol de la Energía Solar y Eólica en la Transición Energética en Colombia: Actualidad, Perspectivas y Retos,” Universidad Nacional Abierta y a Distancia, Bogotá, 2021.
- [4] A. D. Pilatasig Montaluisa, “Evaluación de la Calidad de Energía Eléctrica en Instalaciones Fotovoltaicas Conectadas a la Red de Bajo Voltaje,” Universidad Politécnica Salesiana, Quito, 2015.
- [5] A. A. Encalada Montero and J. C. Sancho Sánchez, “Análisis de Costos para la Operación de Sistemas Fotovoltaicos Domiciliarios para la Ciudad de Cuenca,” Universidad Politécnica Salesiana , Cuenca, 2022.
- [6] S. Bitar and F. Chamas, “Estudio de Factibilidad para la Implementación de Sistemas Fotovoltaicos como Fuente de Energía en el Sector Industrial de Colombia,” Colegio de Estudios Superiores de Administración , Bogotá, 2017.
- [7] L. D. Macas Pallo, “Políticas en Gestión Energética para Incentivar el Uso de Energías Renovables en Ecuador. ¿Cómo Incide la Crisis del Precio del Petróleo?,” Universidad de Chile, Santiago de Chile, 2015.
- [8] S. Torres Pacheco, F. Jurado Pérez, D. Granados Lieberman, and A. Lozano Luna, “Eficiencia en Paneles Solares,” *Revista del Diseño Innovativo* , vol. 2, no. 2, pp. 9–21, 2018, [Online]. Available: www.ecorfan.org/taiwan
- [9] C. A. Briceño Vélez, J. L. Hincapié García, and C. D. Tobon Marin, “Análisis Técnico para el Cálculo e Implementación de los Ductos de Emulador de Microrred Basado en la Simulación de la Operación de un Modelo Estandarizado,” Institución Universitaria Pascual Bravo, Medellín , 2022.
- [10] D. H. Domínguez Guamán and B. G. Salvatierra Cánepa, “Análisis de Calidad de Energía Eléctrica en Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la Red,” Universidad Politécnica Salesiana, Cuenca, 2016.
- [11] J. Caballero Peña, C. Cadena Zarate, and G. Osma Pinto, “Análisis de la Operación en Estado Estable de una Red Eléctrica de Baja Tensión con Inyección de Potencia de Sistemas Fotovoltaicos,” *Revista UIS Ingenierías*, vol. 19, no. 4, pp. 89–101, Jun. 2020, doi: 10.18273/revuin.v19n4-2020008.

- [12] C. D. O. Silveira and J. U. Junior, "Performance Estimation of Grid Connected Photovoltaic Systems in Different Regions in Paraná," *Brazilian Archives of Biology and Technology*, vol. 64, pp. 1–9, Apr. 2021, doi: 10.1590/1678-4324-75years-2021200099.
- [13] F. Ygos González, M. Vilaragut Llanes, A. Martínez García, Y. Salgado Duarte, and J. Szpytko, "Modelos de radiación solar a emplear en PowerFactory para la simulación de Sistemas Fotovoltaicos," *Ingeniería Energética*, vol. 43, no. 2, pp. 1–8, Jun. 2022, [Online]. Available: <https://rie.cujae.edu.cu/index.php/RIE/index>
- [14] S. V. Taipe Quilligana and D. V. Paredes Moran, "Análisis de estabilidad transitoria con fuentes de energía renovable aplicado a un sistema eléctrico de potencia de nueve barras, mediante el software digsilent power factory," *Ciencia Latina Revista Científica Multidisciplinar*, vol. 6, no. 4, pp. 1569–1590, Jul. 2022, doi: 10.37811/cl_rcm.v6i4.2680.
- [15] J. S. Ramírez, S. Martínez, S. Gil, S. D. Saldarriaga Zuluaga, and J. M. Lopez Lezama, "Design of a Micro Grid as a Practical Training Strategy in Electrical Engineering," *Espacios*, vol. 40, no. 44, p. 20, Dec. 2019.
- [16] M. N. Serna, "Generación Distribuida Fotovoltaica Residencial en Redes de Distribución Eléctrica de Mar del Plata: su Impacto en Parámetros Técnicos y Ambientales," Universidad Nacional de Mar del Plata, Mar del Plata, 2022.
- [17] M. Shafiullah, S. D. Ahmed, and F. A. Al-Sulaiman, "Grid Integration Challenges and Solution Strategies for Solar PV Systems: A Review," *IEEE Access*, vol. 10, pp. 52233–52257, May 2022, doi: 10.1109/ACCESS.2022.3174555.
- [18] A. A. Alhussainy and T. S. Alquthami, "Power quality analysis of a large grid-tied solar photovoltaic system," *Advances in Mechanical Engineering*, vol. 12, no. 7, pp. 1–14, Jul. 2020, doi: 10.1177/1687814020944670.
- [19] G. Osma Pinto, M. García Rodríguez, J. Moreno Vargas, and C. Duarte Gualdrón, "Impact evaluation of grid-connected PV systems on PQ parameters by comparative analysis based on inferential statistics," *Energies (Basel)*, vol. 13, no. 7, pp. 1–19, Apr. 2020, doi: 10.3390/en13071668.
- [20] A. Tavakoli, S. Saha, M. T. Arif, M. E. Haque, N. Mendis, and A. M. T. Oo, "Impacts of grid integration of solar PV and electric vehicle on grid stability, power quality and energy economics: A review," *IET Energy Systems Integration*, vol. 2, no. 3, pp. 215–225, Sep. 2020, doi: 10.1049/iet-esi.2019.0047.
- [21] P. Bencs, M. Al-Ktrane, and K. M. Mészáros, "Effects of solar panels on electrical networks," *Analecta Technica Szegedinsia*, vol. 14, no. 1, pp. 50–60, Jun. 2020, doi: 10.14232/analecta.2020.1.50-60.
- [22] K. L. Rosa, "Análisis Multicriterio del Ingreso de Generación Distribuida Fotovoltaica en las Redes de Distribución de la Empresa Eléctrica Quito," Universidad Internacional SEK, Quito, 2020.
- [23] E. A. Sharew, H. A. Kefale, and Y. G. Werkie, "Power Quality and Performance Analysis of Grid-Connected Solar PV System Based on Recent Grid Integration Requirements," *International Journal of Photoenergy*, vol. 2021, pp. 1–14, Aug. 2021, doi: 10.1155/2021/4281768.

- [24] M. Zadehbagheri and M. Javad Kiani, "A new method for online evaluation of the effects of PV panels and comparison with MVDI in electrical power distribution networks," *Renewable Energy Focus*, vol. 44, pp. 106–123, Mar. 2023, doi: 10.1016/j.ref.2022.11.005.
- [25] A. Braik, A. Makhalfih, A. S. A. Hamid, K. Sopian, and A. Ibrahim, "Impact of photovoltaic grid-tied systems on national grid power factor in Palestine," *AIMS Energy*, vol. 10, no. 2, pp. 236–253, Apr. 2022, doi: 10.3934/energy.2022013.
- [26] S. M. Ahsan, H. A. Khan, A. Hussain, S. Tariq, and N. A. Zaffar, "Harmonic analysis of grid-connected solar PV systems with nonlinear household loads in low-voltage distribution networks," *Sustainability (Switzerland)*, vol. 13, no. 7, pp. 1–23, Apr. 2021, doi: 10.3390/su13073709.
- [27] K. A. Alboaouh and S. Mohagheghi, "Impact of Rooftop Photovoltaics on the Distribution System," *Journal of Renewable Energy*, vol. 2020, pp. 1–23, Jan. 2020, doi: 10.1155/2020/4831434.
- [28] C. F. Melo Júnior, A. F. Cordeiro Waenga, and D. A. Ferreira Pinto, "Effects of the photovoltaic distributed generation on electricity distribution system voltage - Updated review," *Brazilian Archives of Biology and Technology*, vol. 61, no. Specialissue, pp. 1–5, Aug. 2018, doi: 10.1590/1678-4324-smart-2018000190.
- [29] Gobierno de la República del Ecuador, "Panorama Eléctrico Edición 15," Quito, 2023.
- [30] G. S. Inca Yajamín, D. F. Cabrera Carrión, D. F. Villalta Gualán, R. C. Bautista Zurita, and H. D. Cabrera Carrion, "Evaluación de la actualidad de los sistemas fotovoltaicos en Ecuador: avances, desafíos y perspectivas," *Ciencia Latina Revista Científica Multidisciplinar*, vol. 7, no. 3, pp. 9493–9509, Jul. 2023, doi: 10.37811/cl_rcm.v7i3.6835.
- [31] Gobierno de la República del Ecuador, "Regulación Nro. ARCERNNR-008/2023: Marco normativo de la Generación Distribuida para el autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica," Quito, 2023.
- [32] Gobierno de la República del Ecuador, "Regulación Nro. ARCERNNR 006/23: Marco Regulatorio de la Generación Distribuida para el Autoabastecimiento de Consumidores no Regulados de Energía Eléctrica," Quito, 2023. [Online]. Available: www.controlrecursosyenergia.gob.ec
- [33] Gobierno de la República del Ecuador, "Regulación Nro. ARCERNNR -002/20: Calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica," Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables (ARCERNNR), Quito, 2020.
- [34] Gobierno de la República del Ecuador, "NEC: Norma Ecuatoriana de la Construcción - Instalaciones Eléctricas," Quito, Feb. 2018.
- [35] Gobierno de la República del Ecuador, "Regulación Nro. ARCERNNR -001/2020: Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica," Quito, 2023.
- [36] Gobierno de la República del Ecuador, "Plan Maestro de Electricidad," Quito, 2020.
- [37] M. Sosa, "NORMAS PARA SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN-PARTE A GUÍA PARA DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN," Quito, 2019.

- [38] J. S. Cajas Arcos, "Optimización del Dimensionamiento de Transformadores de Distribución en Base a su Cargabilidad," Universidad Politécnica Salesiana, Quito, 2015.
- [39] Gobierno de la República del Ecuador, "TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN NUEVOS MONOFÁSICOS. VALORES DE CORRIENTE SIN CARGA, PÉRDIDAS Y VOLTAJE DE CORTOCIRCUITO," Quito, 2014.
- [40] D. I. Lojano Chaca and O. D. Ríos Gonzáles, "Análisis técnico-económico para la generación de energía solar fotovoltaica en el Ecuador y su conexión a la red pública," Universidad de Cuenca, Cuenca, 2019.
- [41] D. Vaca Revelo and F. Ordóñez, "Atlas Solar del Ecuador," Quito, 2019.
- [42] The World Bank, "SOLARGIS," Solargis. Accessed: Dec. 10, 2023. [Online]. Available: <https://solargis.com/es>
- [43] X. Serrano Guerrero, D. Alvarez Lozano, and S. F. Luna Romero, "Influence of local climate on the tilt and orientation angles in fixed flat surfaces to maximize the capture of solar irradiation," *IEEE Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing*, p. 6, 2019.

ANEXOS

Resultados de la simulación de los diferentes escenarios de la urbanización 1

Escenario 1 (sin SFV)

Tabla 24: Corriente en la acometida principal, escenario base sin SFV.

Corriente Total Acometida [kA]	Promedio Acometida [kA]	Max Corriente Acometida [kA]	Time Max Corriente	Min Corriente Acometida [kA]	Time Min Corriente
108,086932	0,012338691	0,023726	2022.01.01 18.00.00	0,005692	2022.07.01 04.00.00

Tabla 25: Factor de potencia en la Barra 2 (Bajo Voltaje), escenario base sin SFV.

Promedio Factor Potencia [Fp]	Max Factor Potencia [Fp]	Time Max [Fp]	Min Factor Potencia [Fp]	Time Min [Fp]
0,900327446	0,900692	2022.01.01 18.00.00	0,900152	2022.10.01 04.00.00

Tabla 26: Cargabilidad de la acometida principal, escenario base sin SFV.

Promedio Cargabilidad [%]	Max Cargabilidad [%]	Time Max Cargabilidad	Min Cargabilidad [%]	Time Min Cargabilidad
10,7307588	20,64365	2022.01.01 18.00.00	4,949786	2022.07.01 04.00.00

Tabla 27: Cargabilidad del transformador de distribución, escenario base sin SFV.

Promedio Cargabilidad [%]	Max Cargabilidad [%]	Time Max Cargabilidad	Min Cargabilidad [%]	Time Min Cargabilidad
12,29166412	22,248462	2022.01.01 18.00.00	6,539638	2022.07.01 04.00.00

Tabla 28: Cargabilidad de la línea de distribución casa 1, escenario base sin SFV.

Promedio Cargabilidad [%]	Max Cargabilidad [%]	Time Max Cargabilidad	Min Cargabilidad [%]	Time Min Cargabilidad
6,242103831	12,383627	2022.01.01 18.00.00	2,411255	2022.07.01 04.00.00

Tabla 29: Cargabilidad de la línea de distribución casa 2, escenario base sin SFV.

Promedio Cargabilidad [%]	Max Cargabilidad [%]	Time Max Cargabilidad	Min Cargabilidad [%]	Time Min Cargabilidad
2,305276966	4,275372	2022.03.01 18.00.00	0,929222	2022.07.01 04.00.00

Tabla 30: Cargabilidad de la línea de distribución casa 3, escenario base sin SFV.

Promedio Cargabilidad [%]	Max Cargabilidad [%]	Time Max Cargabilidad	Min Cargabilidad [%]	Time Min Cargabilidad
4,677320477	9,758301	2022.06.01 18.00.00	2,049027	2022.04.01 04.00.00

Tabla 31: Cargabilidad de la línea de distribución casa 4, escenario base sin SFV.

Promedio Cargabilidad [%]	Max Cargabilidad [%]	Time Max Cargabilidad	Min Cargabilidad [%]	Time Min Cargabilidad
3,34730702	6,509149	2022.06.01 18.00.00	1,445495	2022.12.01 04.00.00

Tabla 32: Cargabilidad de la línea de distribución casa 5, escenario base sin SFV.

Promedio Cargabilidad [%]	Max Cargabilidad [%]	Time Max Cargabilidad	Min Cargabilidad [%]	Time Min Cargabilidad
2,413169502	6,754214	2022.01.01 18.00.00	0,95486	2022.05.01 04.00.00

Tabla 33: Energía entregada por la red equivalente, escenario base sin SFV.

Energía Total Red Equivalente [MWh]	Promedio Red Equivalente [MW]	Max Potencia Red Equivalente [MW]	Time Max Red Equivalente	Min Potencia Red Equivalente [MW]	Time Min Red Equivalente
12,867506	0,001468893	0,002765	2022.01.01 18.00.00	0,000711	2022.07.01 04.00.00

Tabla 34: Pérdidas variables en carga, escenario base sin SFV.

Energía Total Losses (Load) [MWh]	Promedio Losses (Load) [MW]	Max Losses (Load) [MW]	Time Max Losses (Load)	Min Losses (Load) [MW]	Time Min Losses (Load)
0,330624	3,77425E-05	0,00006	2022.01.01 18.00.00	0,00003	2022.05.01 04.00.00

Tabla 35: Pérdidas fijas en vacío, escenario base sin SFV.

Energía Total Losses (no Load) [MWh]	Promedio Losses (no Load) [MW]	Max Losses (no Load) [MW]	Time Max Losses (no Load)	Min Losses (no Load) [MW]	Time Min Losses (no Load)
0,285133	0,000033	0,000033	2022.01.01 00.00.00	0,000032	2022.01.01 06.00.00

Tabla 36: Pérdidas en el transformador de distribución, escenario base sin SFV.

Energía Total Losses Trafo [MWh]	Promedio Losses Trafo [MW]	Max Losses Trafo [MW]	Time Max Losses Trafo	Min Losses Trafo [MW]	Time Min Losses Trafo
0,567489	0,000065	0,000074	2022.01.01 18.00.00	0,0000 62	2022.01.01 00.00.00

Tabla 37: Pérdidas en las líneas eléctricas, escenario base sin SFV.

Energía Total Losses Líneas [MWh]	Promedio Losses Líneas [MW]	Max Losses Líneas [MW]	Time Max Losses Líneas	Min Losses Líneas [MW]	Time Min Losses Líneas
0,047754	0,000005	0,000018	2022.01.01 18.00.00	0,000001	2022.02.01 00.00.00

Tabla 38: Pérdidas totales en la red, escenario base sin SFV.

Energía Total Losses [MWh]	Promedio Losses [MW]	Max Losses [MW]	Time Max Losses	Min Losses [MW]	Time Min Losses
0,615421	0,000070	0,000092	2022.01.01 18.00.00	0,000063	2022.02.01 01.00.00

Tabla 39: Máximo y mínimo voltaje, escenario base sin SFV.

Máximo Voltaje [pu]	Time Max Voltaje	Mínimo Voltaje [pu]	Time Min Voltaje
0,99873	2022.07.01 04.00.00	0,991803	2022.01.01 18.00.00

Tabla 40: Generación, escenario base sin SFV.

Energía Total Generación [MWh]	Promedio Generación [MW]	Max Generación [MW]	Time Max Generación	Min Generación [MW]	Time Min Generación
0	0,000000	0	2022.01.01 00.00.00	0	2022.01.01 00.00.00

Tabla 41: Consumo, escenario base sin SFV.

Energía Total Consumo [MWh]	Promedio Consumo [MW]	Max Consumo [MW]	Time Max Consumo	Min Consumo [MW]	Time Min Consumo
-----------------------------	-----------------------	------------------	------------------	------------------	------------------

12,253002	0,001399	0,002675	2022.01.01 18.00.00	0,000648	2022.07.01 04.00.00
-----------	----------	----------	------------------------	----------	------------------------

A continuación, se describe la separación de las pérdidas de energía de la red, la variable Losses de la Tabla 36, muestra las pérdidas totales de la red sin discriminar si estas son producidas por la energía que entrega la red, o la energía generada por los SFV.

Para determinar de donde provienen las pérdidas, si en un instante del día la demanda es mayor a la generación, las pérdidas son producidas por la red externa, y si en un instante del día la generación es mayor a la demanda, las pérdidas son producto de la generación FV.

Tabla 42: Discriminación producción de pérdidas, caso base sin SFV.

Pérdidas Totales en la Red [MWh]	Pérdidas Alimentada SFV[MWh]	Pérdidas Alimentada Red Externa [MWh]
0,615421	0	0,615421

Escenario 2 (1 casa con SFV)

Tabla 43: Corriente en la acometida principal escenario, 1 casa con SFV.

Corriente Total Acometida [kA]	Promedio Acometida [kA]	Max Corriente Acometida [kA]	Time Max Corriente	Min Corriente Acometida [kA]	Time Min Corriente
80,019155	0,009134607	0,022904	2022.01.01 18.00.00	0,000021	2022.11.01 11.00.00

Tabla 44: Factor de potencia en la Barra 2 (Bajo Voltaje) escenario, 1 casa con SFV.

Promedio Factor Potencia [Fp]	Max Factor Potencia [Fp]	Time Max [Fp]	Min Factor Potencia [Fp]	Time Min [Fp]
0,900504324	0,919827	2022.12.01 10.00.00	0,893767	2022.11.01 11.00.00

Tabla 45: Cargabilidad de la acometida principal escenario, 1 casa con SFV.

Promedio Cargabilidad [%]	Max Cargabilidad [%]	Time Max Cargabilidad	Min Cargabilidad [%]	Time Min Cargabilidad

7,944759933	19,936696	2022.01.01 18.00.00	0,018407	2022.11.01 11.00.00
-------------	-----------	------------------------	----------	------------------------

Tabla 46: Cargabilidad del transformador de distribución escenario, 1 casa con SFV.

Promedio Cargabilidad [%]	Max Cargabilidad [%]	Time Max Cargabilidad	Min Cargabilidad [%]	Time Min Cargabilidad
9,516391154	21,526325	2022.01.01 18.00.00	1,716297	2022.11.01 10.00.00

Tabla 47: Cargabilidad de la línea de distribución casa 1 escenario, 1 casa con SFV.

Promedio Cargabilidad [%]	Max Cargabilidad [%]	Time Max Cargabilidad	Min Cargabilidad [%]	Time Min Cargabilidad
4,475148957	13,095866	2022.11.01 10.00.00	0,026922	2022.02.01 15.00.00

Tabla 48: Cargabilidad de la línea de distribución casa 2 escenario, 1 casa con SFV.

Promedio Cargabilidad [%]	Max Cargabilidad [%]	Time Max Cargabilidad	Min Cargabilidad [%]	Time Min Cargabilidad
2,301369554	4,274126	2022.03.01 18.00.00	0,929222	2022.07.01 04.00.00

Tabla 49: Cargabilidad de la línea de distribución casa 3 escenario, 1 casa con SFV.

Promedio Cargabilidad [%]	Max Cargabilidad [%]	Time Max Cargabilidad	Min Cargabilidad [%]	Time Min Cargabilidad
4,669331184	9,757915	2022.06.01 18.00.00	2,049027	2022.04.01 04.00.00

Tabla 50: Cargabilidad de la línea de distribución casa 4 escenario, 1 casa con SFV.

Promedio Cargabilidad [%]	Max Cargabilidad [%]	Time Max Cargabilidad	Min Cargabilidad [%]	Time Min Cargabilidad
3,341644069	6,508907	2022.06.01 18.00.00	1,445495	2022.12.01 04.00.00

Tabla 51: Cargabilidad de la línea de distribución casa 5 escenario, 1 casa con SFV.

Promedio Cargabilidad [%]	Max Cargabilidad [%]	Time Max Cargabilidad	Min Cargabilidad [%]	Time Min Cargabilidad
2,409024401	6,751476	2022.01.01 18.00.00	0,95486	2022.05.01 04.00.00

Tabla 52: Energía entregada por la red equivalente escenario, 1 casa con SFV.

Energía Total Red Equivalente [MWh]	Promedio Red Equivalente [MW]	Max Potencia Red Equivalente [MW]	Time Max Red Equivalente	Min Potencia Red Equivalente [MW]	Time Min Red Equivalente
9,665454	0,001103362	0,002673	2022.01.01 18.00.00	0,00006	2022.11.01 11.00.00

Tabla 53: Pérdidas variables en carga escenario, 1 casa con SFV.

Energía Total Losses (Load) [MWh]	Promedio Losses (Load) [MW]	Max Losses (Load) [MW]	Time Max Losses (Load)	Min Losses (Load) [MW]	Time Min Losses (Load)
0,306317	3,49677E-05	0,000058	2022.01.01 18.00.00	0,00003	2022.05.01 04.00.00

Tabla 54: Pérdidas fijas en vacío escenario, 1 casa con SFV.

Energía Total Losses (no Load) [MWh]	Promedio Losses (no Load) [MW]	Max Losses (no Load) [MW]	Time Max Losses (no Load)	Min Losses (no Load) [MW]	Time Min Losses (no Load)
0,2878	0,000033	0,000033	2022.01.01 00.00.00	0,000032	2022.01.01 06.00.00

Tabla 55: Pérdidas en el transformador de distribución escenario, 1 casa con SFV.

Energía Total Losses Trafo [MWh]	Promedio Losses Trafo [MW]	Max Losses Trafo [MW]	Time Max Losses Trafo	Min Losses Trafo [MW]	Time Min Losses Trafo
0,553852	0,000063	0,000073	2022.01.01 18.00.00	0,000061	2022.01.01 10.00.00

Tabla 56: Pérdidas en las líneas eléctricas escenario, 1 casa con SFV.

Energía Total Losses Líneas [MWh]	Promedio Losses Líneas [MW]	Max Losses Líneas [MW]	Time Max Losses Líneas	Min Losses Líneas [MW]	Time Min Losses Líneas
0,037167	0,000004	0,000017	2022.01.01 18.00.00	0,000001	2022.02.01 00.00.00

Tabla 57: Pérdidas totales en la red escenario, 1 casa con SFV.

Energía Total Losses [MWh]	Promedio Losses [MW]	Max Losses [MW]	Time Max Losses	Min Losses [MW]	Time Min Losses
0,591139	0,000067	0,00009	2022.01.01 18.00.00	0,000063	2022.02.01 01.00.00

Tabla 58: Máximo y mínimo voltaje escenario, 1 casa con SFV.

Máximo Voltaje [pu]	Time Max Voltaje	Mínimo Voltaje [pu]	Time Min Voltaje
1,001377	2022.11.01 10.00.00	0,991923	2022.06.01 18.00.00

Tabla 59: Generación escenario, 1 casa con SFV.

Energía Total Generación [MWh]	Promedio Generación [MW]	Max Generación [MW]	Time Max Generación	Min Generación [MW]	Time Min Generación
3,185658	0,000364	0,001362	2022.11.01 10.00.00	0	2022.01.01 00.00.00

Tabla 60: Consumo escenario, 1 casa con SFV.

Energía Total Consumo [MWh]	Promedio Consumo [MW]	Max Consumo [MW]	Time Max Consumo	Min Consumo [MW]	Time Min Consumo
12,252971	0,001399	0,002674	2022.01.01 18.00.00	0,000648	2022.07.01 04.00.00

Tabla 61: Discriminación producción de pérdidas, 1 casa con SFV.

Pérdidas Totales en la Red [MWh]	Pérdidas Alimentada SFV[MWh]	Pérdidas Alimentada Red Externa [MWh]
0,591139	0,00393	0,587209

Escenario 3 (3 casas con SFV)

Tabla 62: Corriente en la acometida principal escenario, 3 casas con SFV.

Corriente Total Acometida [kA]	Promedio Acometida [kA]	Max Corriente Acometida [kA]	Time Max Corriente	Min Corriente Acometida [kA]	Time Min Corriente
64,349393	0,007345821	0,022059	2022.01.01 18.00.00	0,000031	2022.10.01 14.00.00

Tabla 63: Factor de potencia en la Barra 2 (Bajo Voltaje) escenario, 3 casas con SFV.

Promedio Factor Potencia [Fp]	Max Factor Potencia [Fp]	Time Max [Fp]	Min Factor Potencia [Fp]	Time Min [Fp]
0,90005297	0,923232	2022.10.01 07.00.00	0,833166	2022.10.01 14.00.00

Tabla 64: Cargabilidad de la acometida principal escenario, 3 casas con SFV.

Promedio Cargabilidad [%]	Max Cargabilidad [%]	Time Max Cargabilidad	Min Cargabilidad [%]	Time Min Cargabilidad
6,389390625	19,209657	2022.01.01 18.00.00	0,02704	2022.10.01 14.00.00

Tabla 65: Cargabilidad del transformador de distribución escenario, 3 casas con SFV.

Promedio Cargabilidad [%]	Max Cargabilidad [%]	Time Max Cargabilidad	Min Cargabilidad [%]	Time Min Cargabilidad
7,777955359	20,783017	2022.01.01 18.00.00	1,699102	2022.11.01 07.00.00

Tabla 66: Cargabilidad de la línea de distribución casa 1 escenario, 3 casas con SFV.

Promedio Cargabilidad [%]	Max Cargabilidad [%]	Time Max Cargabilidad	Min Cargabilidad [%]	Time Min Cargabilidad
4,469015059	13,026633	2022.11.01 10.00.00	0,026743	2022.02.01 15.00.00

Tabla 67: Cargabilidad de la línea de distribución casa 2 escenario, 3 casas con SFV.

Promedio Cargabilidad [%]	Max Cargabilidad [%]	Time Max Cargabilidad	Min Cargabilidad [%]	Time Min Cargabilidad
1,53185785	4,232527	2022.11.01 10.00.00	0,007479	2022.05.01 07.00.00

Tabla 68: Cargabilidad de la línea de distribución casa 3 escenario, 3 casas con SFV.

Promedio Cargabilidad [%]	Max Cargabilidad [%]	Time Max Cargabilidad	Min Cargabilidad [%]	Time Min Cargabilidad
3,054715064	9,705091	2022.06.01 18.00.00	0,044398	2022.08.01 12.00.00

Tabla 69: Cargabilidad de la línea de distribución casa 4 escenario, 3 casas con SFV.

Promedio Cargabilidad [%]	Max Cargabilidad [%]	Time Max Cargabilidad	Min Cargabilidad [%]	Time Min Cargabilidad
3,336055769	6,50854	2022.06.01 18.00.00	1,445495	2022.12.01 04.00.00

Tabla 70: Cargabilidad de la línea de distribución casa 5 escenario, 3 casas con SFV.

Promedio Cargabilidad [%]	Max Cargabilidad [%]	Time Max Cargabilidad	Min Cargabilidad [%]	Time Min Cargabilidad
2,404935702	6,748617	2022.01.01 18.00.00	0,95486	2022.05.01 04.00.00

Tabla 71: Energía entregada por la red equivalente escenario, 3 casas con SFV.

Energía Total Red Equivalente [MWh]	Promedio Red Equivalente [MW]	Max Potencia Red Equivalente [MW]	Time Max Red Equivalente	Min Potencia Red Equivalente [MW]	Time Min Red Equivalente
7,694013	0,000878312	0,002578	2022.01.01 18.00.00	0,000001	2022.07.01 13.00.00

Tabla 72: Pérdidas variables en carga escenario, 3 casas con SFV.

Energía Total Losses (Load) [MWh]	Promedio Losses (Load) [MW]	Max Losses (Load) [MW]	Time Max Losses (Load)	Min Losses (Load) [MW]	Time Min Losses (Load)
0,293631	3,35195E-05	0,000056	2022.01.01 18.00.00	0,000029	2022.10.01 07.00.00

Tabla 73: Pérdidas fijas en vacío escenario, 3 casas con SFV.

Energía Total Losses (no Load) [MWh]	Promedio Losses (no Load) [MW]	Max Losses (no Load) [MW]	Time Max Losses (no Load)	Min Losses (no Load) [MW]	Time Min Losses (no Load)
0,287924	0,000033	0,000033	2022.01.01 00.00.00	0,000032	2022.01.01 06.00.00

Tabla 74: Pérdidas en el transformador de distribución escenario, 3 casas con SFV.

Energía Total Losses Trafo [MWh]	Promedio Losses Trafo [MW]	Max Losses Trafo [MW]	Time Max Losses Trafo	Min Losses Trafo [MW]	Time Min Losses Trafo
0,549477	0,000063	0,000072	2022.01.01 18.00.00	0,000061	2022.01.01 07.00.00

Tabla 75: Pérdidas en las líneas eléctricas escenario, 3 casas con SFV.

Energía Total Losses Líneas [MWh]	Promedio Losses Líneas [MW]	Max Losses Líneas [MW]	Time Max Losses Líneas	Min Losses Líneas [MW]	Time Min Losses Líneas
0,029253	0,000003	0,000016	2022.01.01 18.00.00	0,000001	2022.02.01 00.00.00

Tabla 76: Pérdidas totales en la red escenario, 3 casas con SFV.

Energía Total Losses [MWh]	Promedio Losses [MW]	Max Losses [MW]	Time Max Losses	Min Losses [MW]	Time Min Losses
0,578756	0,000066	0,000088	2022.01.01 18.00.00	0,000062	2022.04.01 08.00.00

Tabla 77: Máximo y mínimo voltaje escenario, 3 casas con SFV.

Máximo Voltaje [pu]	Time Max Voltaje	Mínimo Voltaje [pu]	Time Min Voltaje
1,005075	2022.11.01 10.00.00	0,991958	2022.06.01 18.00.00

Tabla 78: Generación escenario, 3 casas con SFV.

Energía Total Generación [MWh]	Promedio Generación [MW]	Max Generación [MW]	Time Max Generación	Min Generación [MW]	Time Min Generación
6,372605	0,000727	0,002725	2022.11.01 10.00.00	0	2022.01.01 00.00.00

Tabla 79: Consumo escenario, 3 casas con SFV.

Energía Total Consumo [MWh]	Promedio Consumo [MW]	Max Consumo [MW]	Time Max Consumo	Min Consumo [MW]	Time Min Consumo
12,252971	0,001399	0,002674	2022.01.01 18.00.00	0,000648	2022.07.01 04.00.00

Tabla 80: Discriminación producción de pérdidas, 3 casas con SFV.

Pérdidas Totales en la Red [MWh]	Pérdidas Alimentada SFV[MWh]	Pérdidas Alimentada Red Externa [MWh]
0,578756	0,107952	0,470804

Escenario 4 (5 casas con SFV)

Tabla 81: Corriente en la acometida principal escenario, 5 casas con SFV.

Corriente Total Acometida [kA]	Promedio Acometida [kA]	Max Corriente Acometida [kA]	Time Max Corriente	Min Corriente Acometida [kA]	Time Min Corriente
72,682007	0,008297033	0,023251	2022.11.01 10.00.00	0,00009	2022.01.01 15.00.00

Tabla 82: Factor de potencia en la Barra 2 (Bajo Voltaje) escenario, 5 casas con SFV.

Promedio Factor Potencia [Fp]	Max Factor Potencia [Fp]	Time Max [Fp]	Min Factor Potencia [Fp]	Time Min [Fp]
0,899986578	0,946693	2022.01.01 15.00.00	0,844392	2022.06.01 07.00.00

Tabla 83: Cargabilidad de la acometida principal escenario, 5 casas con SFV.

Promedio Cargabilidad [%]	Max Cargabilidad [%]	Time Max Cargabilidad	Min Cargabilidad [%]	Time Min Cargabilidad
7,216663556	20,218314	2022.11.01 10.00.00	0,086329	2022.01.01 15.00.00

Tabla 84: Cargabilidad del transformador de distribución escenario, 5 casas con SFV.

Promedio Cargabilidad [%]	Max Cargabilidad [%]	Time Max Cargabilidad	Min Cargabilidad [%]	Time Min Cargabilidad
8,31168017	20,523613	2022.06.01 18.00.00	1,686122	2022.08.01 07.00.00

Tabla 85: Cargabilidad de la línea de distribución casa 1 escenario, 5 casas con SFV.

Promedio Cargabilidad [%]	Max Cargabilidad [%]	Time Max Cargabilidad	Min Cargabilidad [%]	Time Min Cargabilidad
4,463991195	12,97016	2022.11.01 10.00.00	0,026596	2022.02.01 15.00.00

Tabla 86: Cargabilidad de la línea de distribución casa 2 escenario, 5 casas con SFV.

Promedio Cargabilidad [%]	Max Cargabilidad [%]	Time Max Cargabilidad	Min Cargabilidad [%]	Time Min Cargabilidad

1,530317697	4,214148	2022.11.01 10.00.00	0,006299	2022.05.01 07.00.00
-------------	----------	------------------------	----------	------------------------

Tabla 87: Cargabilidad de la línea de distribución casa 3 escenario, 5 casas con SFV.

Promedio Cargabilidad [%]	Max Cargabilidad [%]	Time Max Cargabilidad	Min Cargabilidad [%]	Time Min Cargabilidad
3,051751922	9,696904	2022.06.01 18.00.00	0,044248	2022.08.01 12.00.00

Tabla 88: Cargabilidad de la línea de distribución casa 4 escenario, 5 casas con SFV.

Promedio Cargabilidad [%]	Max Cargabilidad [%]	Time Max Cargabilidad	Min Cargabilidad [%]	Time Min Cargabilidad
2,274442952	6,466442	2022.06.01 18.00.00	0,000646	2022.06.01 15.00.00

Tabla 89: Cargabilidad de la línea de distribución casa 5 escenario, 5 casas con SFV.

Promedio Cargabilidad [%]	Max Cargabilidad [%]	Time Max Cargabilidad	Min Cargabilidad [%]	Time Min Cargabilidad
1,568850589	6,321239	2022.01.01 18.00.00	0,007014	2022.05.01 17.00.00

Tabla 90: Energía entregada por la red equivalente escenario, 5 casas con SFV.

Energía Total Red Equivalente [MWh]	Promedio Red Equivalente [MW]	Max Potencia Red Equivalente [MW]	Time Max Red Equivalente	Min Potencia Red Equivalente [MW]	Time Min Red Equivalente
8,453815	0,000965047	0,002604	2022.11.01 10.00.00	0,000005	2022.12.01 16.00.00

Tabla 91: Pérdidas variables en carga escenario, 5 casas con SFV.

Energía Total Losses (Load) [MWh]	Promedio Losses (Load) [MW]	Max Losses (Load) [MW]	Time Max Losses (Load)	Min Losses (Load) [MW]	Time Min Losses (Load)
0,294318	3,35979E-05	0,000057	2022.11.01 10.00.00	0,000028	2022.02.01 07.00.00

Tabla 92: Pérdidas fijas en vacío escenario, 5 casas con SFV.

Energía Total Losses (no Load) [MWh]	Promedio Losses (no Load) [MW]	Max Losses (no Load) [MW]	Time Max Losses (no Load)	Min Losses (no Load) [MW]	Time Min Losses (no Load)
0,287924	0,000033	0,000033	2022.01.01 00.00.00	0,000032	2022.01.01 06.00.00

Tabla 93: Pérdidas en el transformador de distribución escenario, 5 casas con SFV.

Energía Total Losses Trafo [MWh]	Promedio Losses Trafo [MW]	Max Losses Trafo [MW]	Time Max Losses Trafo	Min Losses Trafo [MW]	Time Min Losses Trafo
0,552526	0,000063	0,000073	2022.11.01 10.00.00	0,000061	2022.01.01 07.00.00

Tabla 94: Pérdidas en las líneas eléctricas escenario, 5 casas con SFV.

Energía Total Losses Líneas [MWh]	Promedio Losses Líneas [MW]	Max Losses Líneas [MW]	Time Max Losses Líneas	Min Losses Líneas [MW]	Time Min Losses Líneas
0,026813	0,000003	0,000017	2022.11.01 10.00.00	0	2022.01.01 07.00.00

Tabla 95: Pérdidas totales en la red escenario, 5 casas con SFV.

Energía Total Losses [MWh]	Promedio Losses [MW]	Max Losses [MW]	Time Max Losses	Min Losses [MW]	Time Min Losses
0,579628	0,000066	0,00009	2022.11.01 10.00.00	0,000061	2022.01.01 07.00.00

Tabla 96: Máximo y mínimo voltaje escenario, 5 casas con SFV.

Máximo Voltaje [pu]	Time Max Voltaje	Mínimo Voltaje [pu]	Time Min Voltaje
1,007281	2022.11.01 10.00.00	0,99198	2022.06.01 18.00.00

Tabla 97: Generación escenario, 5 casas con SFV.

Energía Total Generación [MWh]	Promedio Generación [MW]	Max Generación [MW]	Time Max Generación	Min Generación [MW]	Time Min Generación
--------------------------------	--------------------------	---------------------	---------------------	---------------------	---------------------

9,029623	0,001031	0,00386	2022.11.01 10.00.00	0	2022.01.01 00.00.00
----------	----------	---------	------------------------	---	------------------------

Tabla 98: Consumo escenario, 5 casas con SFV.

Energía Total Consumo [MWh]	Promedio Consumo [MW]	Max Consumo [MW]	Time Max Consumo	Min Consumo [MW]	Time Min Consumo
12,252971	0,001399	0,002674	2022.01.01 18.00.00	0,000648	2022.07.01 04.00.00

Tabla 99: Discriminación producción de pérdidas, 3 casas con SFV.

Pérdidas Totales en la Red [MWh]	Pérdidas Alimentada SFV[MWh]	Pérdidas Alimentada Red Externa [MWh]
0,579628	0,205757	0,373871

Resultados de la simulación de los diferentes escenarios de la urbanización 2

Escenario 1 (sin SFV)

Tabla 100: Corriente en la acometida principal, escenario base sin SFV.

Corriente Total Acometida [kA]	Promedio Acometida [kA]	Max Corriente Acometida [kA]	Time Max Corriente	Min Corriente Acometida [kA]	Time Min Corriente
86,298585	0,009851437	0,021159	2022.05.01 19.00.00	0,004765	2022.01.01 04.00.00

Tabla 101: Factor de potencia en la Barra 2 (Bajo Voltaje), escenario base sin SFV.

Promedio Factor Potencia [Fp]	Max Factor Potencia [Fp]	Time Max [Fp]	Min Factor Potencia [Fp]	Time Min [Fp]
0,900437125	0,901078	2022.11.01 18.00.00	0,900195	2022.01.01 05.00.00

Tabla 102: Cargabilidad de la acometida principal, escenario base sin SFV.

Promedio Cargabilidad [%]	Max Cargabilidad [%]	Time Max Cargabilidad	Min Cargabilidad [%]	Time Min Cargabilidad

8,569643781	18,403564	2022.05.01 19.00.00	4,143681	2022.01.01 04.00.00
-------------	-----------	------------------------	----------	------------------------

Tabla 103: Cargabilidad del transformador de distribución, escenario base sin SFV.

Promedio Cargabilidad [%]	Max Cargabilidad [%]	Time Max Cargabilidad	Min Cargabilidad [%]	Time Min Cargabilidad
23,43535707	48,256559	2022.05.01 19.00.00	12,320195	2022.01.01 04.00.00

Tabla 104: Cargabilidad de la línea de distribución casa 1, escenario base sin SFV.

Promedio Cargabilidad [%]	Max Cargabilidad [%]	Time Max Cargabilidad	Min Cargabilidad [%]	Time Min Cargabilidad
2,697779812	6,083692	2022.12.01 19.00.00	1,340157	2022.08.01 04.00.00

Tabla 105: Cargabilidad de la línea de distribución casa 2, escenario base sin SFV.

Promedio Cargabilidad [%]	Max Cargabilidad [%]	Time Max Cargabilidad	Min Cargabilidad [%]	Time Min Cargabilidad
1,813858965	4,151161	2022.12.01 19.00.00	0,954851	2022.03.01 04.00.00

Tabla 106: Cargabilidad de la línea de distribución casa 3, escenario base sin SFV.

Promedio Cargabilidad [%]	Max Cargabilidad [%]	Time Max Cargabilidad	Min Cargabilidad [%]	Time Min Cargabilidad
1,22766849	3,032916	2022.04.01 19.00.00	0,405722	2022.01.01 04.00.00

Tabla 107: Cargabilidad de la línea de distribución casa 4, escenario base sin SFV.

Promedio Cargabilidad [%]	Max Cargabilidad [%]	Time Max Cargabilidad	Min Cargabilidad [%]	Time Min Cargabilidad
3,983191235	9,577116	2022.05.01 19.00.00	1,831665	2022.03.01 04.00.00

Tabla 108: Cargabilidad de la línea de distribución casa 5, escenario base sin SFV.

Promedio Cargabilidad [%]	Max Cargabilidad [%]	Time Max Cargabilidad	Min Cargabilidad [%]	Time Min Cargabilidad
4,19128466	10,636938	2022.11.01 19.00.00	1,805193	2022.01.01 04.00.00

Tabla 109: Cargabilidad de la línea de distribución casa 6, escenario base sin SFV.

Promedio Cargabilidad [%]	Max Cargabilidad [%]	Time Max Cargabilidad	Min Cargabilidad [%]	Time Min Cargabilidad
1,247895958	3,445066	2022.07.01 19.00.00	0,450923	2022.03.01 04.00.00

Tabla 110: Energía entregada por la red equivalente, escenario base sin SFV.

Energía Total Red Equivalente [MWh]	Promedio Red Equivalente [MW]	Max Potencia Red Equivalente [MW]	Time Max Red Equivalente	Min Potencia Red Equivalente [MW]	Time Min Red Equivalente
10,115301	0,001154715	0,002436	2022.05.01 19.00.00	0,000576	2022.01.01 04.00.00

Tabla 111: Pérdidas variables en carga, escenario base sin SFV.

Energía Total Losses (Load) [MWh]	Promedio Losses (Load) [MW]	Max Losses (Load) [MW]	Time Max Losses (Load)	Min Losses (Load) [MW]	Time Min Losses (Load)
0,255122	2,91235E-05	0,000072	2022.05.01 19.00.00	0,000018	2022.01.01 02.00.00

Tabla 112: Pérdidas fijas en vacío, escenario base sin SFV.

Energía Total Losses (no Load) [MWh]	Promedio Losses (no Load) [MW]	Max Losses (no Load) [MW]	Time Max Losses (no Load)	Min Losses (no Load) [MW]	Time Min Losses (no Load)
0,14892	0,000017	0,000017	2022.01.01 00.00.00	0,000017	2022.01.01 00.00.00

Tabla 113: Pérdidas en el transformador de distribución, escenario base sin SFV.

Energía Total Losses Trafo [MWh]	Promedio Losses Trafo [MW]	Max Losses Trafo [MW]	Time Max Losses Trafo	Min Losses Trafo [MW]	Time Min Losses Trafo

0,351005	0,000040	0,000063	2022.04.01 19.00.00	0,0000 34	2022.01.01 02.00.00
----------	----------	----------	------------------------	--------------	------------------------

Tabla 114: Pérdidas en las líneas eléctricas, escenario base sin SFV.

Energía Total Losses Líneas [MWh]	Promedio Losses Líneas [MW]	Max Losses Líneas [MW]	Time Max Losses Líneas	Min Losses Líneas [MW]	Time Min Losses Líneas
0,05438	0,000006	0,000026	2022.11.01 19.00.00	0,000001	2022.01.01 02.00.00

Tabla 115: Pérdidas totales en la red, escenario base sin SFV.

Energía Total Losses [MWh]	Promedio Losses [MW]	Max Losses [MW]	Time Max Losses	Min Losses [MW]	Time Min Losses
0,405472	0,000046	0,000089	2022.05.01 19.00.00	0,000035	2022.01.01 02.00.00

Tabla 116: Máximo y mínimo voltaje, escenario base sin SFV.

Máximo Voltaje [pu]	Time Max Voltaje	Mínimo Voltaje [pu]	Time Min Voltaje
0,997432	2022.01.01 04.00.00	0,983229	2022.11.01 19.00.00

Tabla 117: Generación, escenario base sin SFV.

Energía Total Generación [MWh]	Promedio Generación [MW]	Max Generación [MW]	Time Max Generación	Min Generación [MW]	Time Min Generación
0	0,000000	0	2022.01.01 00.00.00	0	2022.01.01 00.00.00

Tabla 118: Consumo, escenario base sin SFV.

Energía Total Consumo [MWh]	Promedio Consumo [MW]	Max Consumo [MW]	Time Max Consumo	Min Consumo [MW]	Time Min Consumo
9,712847	0,001109	0,002348	2022.05.01 19.00.00	0,000541	2022.01.01 04.00.00

Tabla 119: Discriminación producción de pérdidas, caso base sin SFV.

Pérdidas Totales en la Red [MWh]	Pérdidas Alimentada SFV[MWh]	Pérdidas Alimentada Red Externa [MWh]
0,405472	0	0,405472

Escenario 2 (1 casa con SFV)

Tabla 120: Corriente en la acometida principal escenario, 1 casa con SFV.

Corriente Total Acometida [kA]	Promedio Acometida [kA]	Max Corriente Acometida [kA]	Time Max Corriente	Min Corriente Acometida [kA]	Time Min Corriente
72,095901	0,008230126	0,021159	2022.05.01 19.00.00	0,001277	2022.01.01 14.00.00

Tabla 121: Factor de potencia en la Barra 2 (Bajo Voltaje) escenario, 1 casa con SFV.

Promedio Factor Potencia [Fp]	Max Factor Potencia [Fp]	Time Max [Fp]	Min Factor Potencia [Fp]	Time Min [Fp]
0,900531549	0,901518	2022.07.01 18.00.00	0,900195	2022.01.01 05.00.00

Tabla 122: Cargabilidad de la acometida principal escenario, 1 casa con SFV.

Promedio Cargabilidad [%]	Max Cargabilidad [%]	Time Max Cargabilidad	Min Cargabilidad [%]	Time Min Cargabilidad
7,160078826	18,403495	2022.05.01 19.00.00	1,110325	2022.01.01 14.00.00

Tabla 123: Cargabilidad del transformador de distribución escenario, 1 casa con SFV.

Promedio Cargabilidad [%]	Max Cargabilidad [%]	Time Max Cargabilidad	Min Cargabilidad [%]	Time Min Cargabilidad
19,89664505	48,256182	2022.05.01 19.00.00	4,939231	2022.01.01 14.00.00

Tabla 124: Cargabilidad de la línea de distribución casa 1 escenario, 1 casa con SFV.

Promedio Cargabilidad [%]	Max Cargabilidad [%]	Time Max Cargabilidad	Min Cargabilidad [%]	Time Min Cargabilidad
2,740711231	6,590455	2022.11.01 11.00.00	0,163291	2022.11.01 17.00.00

Tabla 125: Cargabilidad de la línea de distribución casa 2 escenario, 1 casa con SFV.

Promedio Cargabilidad [%]	Max Cargabilidad [%]	Time Max Cargabilidad	Min Cargabilidad [%]	Time Min Cargabilidad
1,810469468	4,151159	2022.12.01 19.00.00	0,954851	2022.03.01 04.00.00

Tabla 126: Cargabilidad de la línea de distribución casa 3 escenario, 1 casa con SFV.

Promedio Cargabilidad [%]	Max Cargabilidad [%]	Time Max Cargabilidad	Min Cargabilidad [%]	Time Min Cargabilidad
1,225406792	3,032915	2022.04.01 19.00.00	0,405722	2022.01.01 04.00.00

Tabla 127: Cargabilidad de la línea de distribución casa 4 escenario, 1 casa con SFV.

Promedio Cargabilidad [%]	Max Cargabilidad [%]	Time Max Cargabilidad	Min Cargabilidad [%]	Time Min Cargabilidad
3,975751888	9,577111	2022.05.01 19.00.00	1,831665	2022.03.01 04.00.00

Tabla 128: Cargabilidad de la línea de distribución casa 5 escenario, 1 casa con SFV.

Promedio Cargabilidad [%]	Max Cargabilidad [%]	Time Max Cargabilidad	Min Cargabilidad [%]	Time Min Cargabilidad
4,183386583	10,636933	2022.11.01 19.00.00	1,805193	2022.01.01 04.00.00

Tabla 129: Cargabilidad de la línea de distribución casa 6 escenario, 1 casa con SFV.

Promedio Cargabilidad [%]	Max Cargabilidad [%]	Time Max Cargabilidad	Min Cargabilidad [%]	Time Min Cargabilidad

1,245593642	3,445063	2022.07.01 19.00.00	0,450923	2022.03.01 04.00.00
-------------	----------	------------------------	----------	------------------------

Tabla 130: Energía entregada por la red equivalente escenario, 1 casa con SFV.

Energía Total Red Equivalente [MWh]	Promedio Red Equivalente [MW]	Max Potencia Red Equivalente [MW]	Time Max Red Equivalente	Min Potencia Red Equivalente [MW]	Time Min Red Equivalente
8,500196	0,000970342	0,002436	2022.05.01 19.00.00	0,000178	2022.01.01 14.00.00

Tabla 131: Pérdidas variables en carga escenario, 1 casa con SFV.

Energía Total Losses (Load) [MWh]	Promedio Losses (Load) [MW]	Max Losses (Load) [MW]	Time Max Losses (Load)	Min Losses (Load) [MW]	Time Min Losses (Load)
0,233283	2,66305E-05	0,000072	2022.05.01 19.00.00	0,000016	2022.01.01 14.00.00

Tabla 132: Pérdidas fijas en vacío escenario, 1 casa con SFV.

Energía Total Losses (no Load) [MWh]	Promedio Losses (no Load) [MW]	Max Losses (no Load) [MW]	Time Max Losses (no Load)	Min Losses (no Load) [MW]	Time Min Losses (no Load)
0,14892	0,000017	0,000017	2022.01.01 00.00.00	0,000017	2022.01.01 00.00.00

Tabla 133: Pérdidas en el transformador de distribución escenario, 1 casa con SFV.

Energía Total Losses Trafo [MWh]	Promedio Losses Trafo [MW]	Max Losses Trafo [MW]	Time Max Losses Trafo	Min Losses Trafo [MW]	Time Min Losses Trafo
0,33613	0,000038	0,000063	2022.04.01 19.00.00	0,000032	2022.01.01 14.00.00

Tabla 134: Pérdidas en las líneas eléctricas escenario, 1 casa con SFV.

Energía Total Losses Líneas [MWh]	Promedio Losses Líneas [MW]	Max Losses Líneas [MW]	Time Max Losses Líneas	Min Losses Líneas [MW]	Time Min Losses Líneas
-----------------------------------	-----------------------------	------------------------	------------------------	------------------------	------------------------

0,04778	0,000005	0,000026	2022.11.01 19.00.00	0,000001	2022.01.01 02.00.00
---------	----------	----------	------------------------	----------	------------------------

Tabla 135: Pérdidas totales en la red escenario, 1 casa con SFV.

Energía Total Losses [MWh]	Promedio Losses [MW]	Max Losses [MW]	Time Max Losses	Min Losses [MW]	Time Min Losses
0,383723	0,000044	0,000089	2022.05.01 19.00.00	0,000033	2022.01.01 14.00.00

Tabla 136: Máximo y mínimo voltaje escenario, 1 casa con SFV.

Máximo Voltaje [pu]	Time Max Voltaje	Mínimo Voltaje [pu]	Time Min Voltaje
0,999335	2022.01.01 14.00.00	0,983229	2022.11.01 19.00.00

Tabla 137: Generación escenario, 1 casa con SFV.

Energía Total Generación [MWh]	Promedio Generación [MW]	Max Generación [MW]	Time Max Generación	Min Generación [MW]	Time Min Generación
1,592901	0,000182	0,000681	2022.11.01 10.00.00	0	2022.01.01 00.00.00

Tabla 138: Consumo escenario, 1 casa con SFV.

Energía Total Consumo [MWh]	Promedio Consumo [MW]	Max Consumo [MW]	Time Max Consumo	Min Consumo [MW]	Time Min Consumo
9,712878	0,001109	0,002348	2022.05.01 19.00.00	0,000541	2022.01.01 04.00.00

Tabla 139: Discriminación producción de pérdidas, 1 casa con SFV.

Pérdidas Totales en la Red [MWh]	Pérdidas Alimentada SFV[MWh]	Pérdidas Alimentada Red Externa [MWh]
0,383723	0	0,383723

Escenario 3 (3 casas con SFV)

Tabla 140: Corriente en la acometida principal escenario, 3 casas con SFV.

Corriente Total Acometida [kA]	Promedio Acometida [kA]	Max Corriente Acometida [kA]	Time Max Corriente	Min Corriente Acometida [kA]	Time Min Corriente
58,871605	0,006720503	0,021159	2022.05.01 19.00.00	0,000008	2022.07.02 14.00.00

Tabla 141: Factor de potencia en la Barra 2 (Bajo Voltaje) escenario, 3 casas con SFV.

Promedio Factor Potencia [Fp]	Max Factor Potencia [Fp]	Time Max [Fp]	Min Factor Potencia [Fp]	Time Min [Fp]
0,901109916	1	2022.07.02 14.00.00	0,850405	2022.12.02 12.00.00

Tabla 142: Cargabilidad de la acometida principal escenario, 3 casas con SFV.

Promedio Cargabilidad [%]	Max Cargabilidad [%]	Time Max Cargabilidad	Min Cargabilidad [%]	Time Min Cargabilidad
5,847573446	18,403393	2022.05.01 19.00.00	0,007061	2022.07.02 14.00.00

Tabla 143: Cargabilidad del transformador de distribución escenario, 3 casas con SFV.

Promedio Cargabilidad [%]	Max Cargabilidad [%]	Time Max Cargabilidad	Min Cargabilidad [%]	Time Min Cargabilidad
16,53622749	48,255665	2022.05.01 19.00.00	2,119328	2022.10.02 13.00.00

Tabla 144: Cargabilidad de la línea de distribución casa 1 escenario, 3 casas con SFV.

Promedio Cargabilidad [%]	Max Cargabilidad [%]	Time Max Cargabilidad	Min Cargabilidad [%]	Time Min Cargabilidad
2,734704454	6,544089	2022.11.01 11.00.00	0,161	2022.11.02 17.00.00

Tabla 145: Cargabilidad de la línea de distribución casa 2 escenario, 3 casas con SFV.

Promedio Cargabilidad [%]	Max Cargabilidad [%]	Time Max Cargabilidad	Min Cargabilidad [%]	Time Min Cargabilidad
1,976824501	5,026699	2022.11.02 11.00.00	0,055168	2022.11.01 17.00.00

Tabla 146: Cargabilidad de la línea de distribución casa 3 escenario, 3 casas con SFV.

Promedio Cargabilidad [%]	Max Cargabilidad [%]	Time Max Cargabilidad	Min Cargabilidad [%]	Time Min Cargabilidad
0,980845963	3,032857	2022.04.01 19.00.00	0,003398	2022.04.02 12.00.00

Tabla 147: Cargabilidad de la línea de distribución casa 4 escenario, 3 casas con SFV.

Promedio Cargabilidad [%]	Max Cargabilidad [%]	Time Max Cargabilidad	Min Cargabilidad [%]	Time Min Cargabilidad
3,967934612	9,577103	2022.05.01 19.00.00	1,831665	2022.03.01 04.00.00

Tabla 148: Cargabilidad de la línea de distribución casa 5 escenario, 3 casas con SFV.

Promedio Cargabilidad [%]	Max Cargabilidad [%]	Time Max Cargabilidad	Min Cargabilidad [%]	Time Min Cargabilidad
4,175106584	10,636924	2022.11.01 19.00.00	1,805193	2022.01.01 04.00.00

Tabla 149: Cargabilidad de la línea de distribución casa 6 escenario, 3 casas con SFV.

Promedio Cargabilidad [%]	Max Cargabilidad [%]	Time Max Cargabilidad	Min Cargabilidad [%]	Time Min Cargabilidad
1,243185801	3,445059	2022.07.01 19.00.00	0,450923	2022.03.01 04.00.00

Tabla 150: Energía entregada por la red equivalente escenario, 3 casas con SFV.

Energía Total Red Equivalente [MWh]	Promedio Red Equivalente [MW]	Max Potencia Red Equivalente [MW]	Time Max Red Equivalente	Min Potencia Red Equivalente [MW]	Time Min Red Equivalente
6,94823	0,000793177	0,002436	2022.05.01 19.00.00	0	2022.11.01 12.00.00

Tabla 151: Pérdidas variables en carga escenario, 3 casas con SFV.

Energía Total Losses (Load) [MWh]	Promedio Losses (Load) [MW]	Max Losses (Load) [MW]	Time Max Losses (Load)	Min Losses (Load) [MW]	Time Min Losses (Load)
0,221276	2,52598E-05	0,000072	2022.05.01 19.00.00	0,000016	2022.01.01 15.00.00

Tabla 152: Pérdidas fijas en vacío escenario, 3 casas con SFV.

Energía Total Losses (no Load) [MWh]	Promedio Losses (no Load) [MW]	Max Losses (no Load) [MW]	Time Max Losses (no Load)	Min Losses (no Load) [MW]	Time Min Losses (no Load)
0,14892	0,000017	0,000017	2022.01.01 00.00.00	0,000017	2022.01.01 00.00.00

Tabla 153: Pérdidas en el transformador de distribución escenario, 3 casas con SFV.

Energía Total Losses Trafo [MWh]	Promedio Losses Trafo [MW]	Max Losses Trafo [MW]	Time Max Losses Trafo	Min Losses Trafo [MW]	Time Min Losses Trafo
0,327743	0,000037	0,000063	2022.04.01 19.00.00	0,0000 32	2022.01.01 08.00.00

Tabla 154: Pérdidas en las líneas eléctricas escenario, 3 casas con SFV.

Energía Total Losses Líneas [MWh]	Promedio Losses Líneas [MW]	Max Losses Líneas [MW]	Time Max Losses Líneas	Min Losses Líneas [MW]	Time Min Losses Líneas
0,044162	0,000005	0,000026	2022.11.01 19.00.00	0,000001	2022.01.01 02.00.00

Tabla 155: Pérdidas totales en la red escenario, 3 casas con SFV.

Energía Total Losses [MWh]	Promedio Losses [MW]	Max Losses [MW]	Time Max Losses	Min Losses [MW]	Time Min Losses
0,371966	0,000042	0,000089	2022.05.01 19.00.00	0,000033	2022.02.01 14.00.00

Tabla 156: Máximo y mínimo voltaje escenario, 3 casas con SFV.

Máximo Voltaje [pu]	Time Max Voltaje	Mínimo Voltaje [pu]	Time Min Voltaje
1,002129	2022.01.01 13.00.00	0,983229	2022.11.01 19.00.00

Tabla 157: Generación escenario, 3 casas con SFV.

Energía Total Generación [MWh]	Promedio Generación [MW]	Max Generación [MW]	Time Max Generación	Min Generación [MW]	Time Min Generación
3,291499	0,000376	0,001402	2022.11.02 10.00.00	0	2022.01.01 00.00.00

Tabla 158: Consumo escenario, 3 casas con SFV.

Energía Total Consumo [MWh]	Promedio Consumo [MW]	Max Consumo [MW]	Time Max Consumo	Min Consumo [MW]	Time Min Consumo
9,712847	0,001109	0,002348	2022.05.01 19.00.00	0,000541	2022.01.01 04.00.00

Tabla 159: Discriminación producción de pérdidas, 3 casas con SFV.

Pérdidas Totales en la Red [MWh]	Pérdidas Alimentada SFV[MWh]	Pérdidas Alimentada Red Externa [MWh]
0,371966	0,027421	0,344545

Escenario 4 (5 casas con SFV)

Tabla 160: Corriente en la acometida principal escenario, 5 casas con SFV.

Corriente Total Acometida [kA]	Promedio Acometida [kA]	Max Corriente Acometida [kA]	Time Max Corriente	Min Corriente Acometida [kA]	Time Min Corriente
75,515819	0,008620527	0,021157	2022.05.01 19.00.00	0,000096	2022.04.02 17.00.00

Tabla 161: Factor de potencia en la Barra 2 (Bajo Voltaje) escenario, 5 casas con SFV.

Promedio Factor Potencia [Fp]	Max Factor Potencia [Fp]	Time Max [Fp]	Min Factor Potencia [Fp]	Time Min [Fp]
0,9001208	0,933624	2022.04.02 17.00.00	0,869051	2022.04.01 07.00.00

Tabla 162: Cargabilidad de la acometida principal escenario, 5 casas con SFV.

Promedio Cargabilidad [%]	Max Cargabilidad [%]	Time Max Cargabilidad	Min Cargabilidad [%]	Time Min Cargabilidad
7,500364081	18,402758	2022.05.01 19.00.00	0,086276	2022.04.02 17.00.00

Tabla 163: Cargabilidad del transformador de distribución escenario, 5 casas con SFV.

Promedio Cargabilidad [%]	Max Cargabilidad [%]	Time Max Cargabilidad	Min Cargabilidad [%]	Time Min Cargabilidad
19,97624736	48,252915	2022.05.01 19.00.00	2,017659	2022.04.01 07.00.00

Tabla 164: Cargabilidad de la línea de distribución casa 1 escenario, 5 casas con SFV.

Promedio Cargabilidad [%]	Max Cargabilidad [%]	Time Max Cargabilidad	Min Cargabilidad [%]	Time Min Cargabilidad
2,720196933	6,427076	2022.11.01 11.00.00	0,155517	2022.11.02 17.00.00

Tabla 165: Cargabilidad de la línea de distribución casa 2 escenario, 5 casas con SFV.

Promedio Cargabilidad [%]	Max Cargabilidad [%]	Time Max Cargabilidad	Min Cargabilidad [%]	Time Min Cargabilidad
1,965519006	4,937014	2022.11.02 11.00.00	0,058298	2022.11.01 17.00.00

Tabla 166: Cargabilidad de la línea de distribución casa 3 escenario, 5 casas con SFV.

Promedio Cargabilidad [%]	Max Cargabilidad [%]	Time Max Cargabilidad	Min Cargabilidad [%]	Time Min Cargabilidad
0,97696105	3,032811	2022.04.01 19.00.00	0,003294	2022.04.02 12.00.00

Tabla 167: Cargabilidad de la línea de distribución casa 4 escenario, 5 casas con SFV.

Promedio Cargabilidad [%]	Max Cargabilidad [%]	Time Max Cargabilidad	Min Cargabilidad [%]	Time Min Cargabilidad
3,696899652	9,576642	2022.05.01 19.00.00	0,326134	2022.06.02 17.00.00

Tabla 168: Cargabilidad de la línea de distribución casa 5 escenario, 5 casas con SFV.

Promedio Cargabilidad [%]	Max Cargabilidad [%]	Time Max Cargabilidad	Min Cargabilidad [%]	Time Min Cargabilidad
3,734774955	10,636474	2022.11.01 19.00.00	0,212675	2022.04.01 07.00.00

Tabla 169: Cargabilidad de la línea de distribución casa 6 escenario, 5 casas con SFV.

Promedio Cargabilidad [%]	Max Cargabilidad [%]	Time Max Cargabilidad	Min Cargabilidad [%]	Time Min Cargabilidad
1,237338482	3,44504	2022.07.01 19.00.00	0,450923	2022.03.01 04.00.00

Tabla 170: Energía entregada por la red equivalente escenario, 5 casas con SFV.

Energía Total Red Equivalente [MWh]	Promedio Red Equivalente [MW]	Max Potencia Red Equivalente [MW]	Time Max Red Equivalente	Min Potencia Red Equivalente [MW]	Time Min Red Equivalente
8,658148	0,000988373	0,002436	2022.05.01 19.00.00	0,000044	2022.04.02 17.00.00

Tabla 171: Pérdidas variables en carga escenario, 5 casas con SFV.

Energía Total Losses (Load) [MWh]	Promedio Losses (Load) [MW]	Max Losses (Load) [MW]	Time Max Losses (Load)	Min Losses (Load) [MW]	Time Min Losses (Load)
0,239219	2,73081E-05	0,000072	2022.05.01 19.00.00	0,000015	2022.02.01 17.00.00

Tabla 172: Pérdidas fijas en vacío escenario, 5 casas con SFV.

Energía Total Losses (no Load) [MWh]	Promedio Losses (no Load) [MW]	Max Losses (no Load) [MW]	Time Max Losses (no Load)	Min Losses (no Load) [MW]	Time Min Losses (no Load)
0,149529	0,000017	0,000018	2022.01.01 10.00.00	0,000017	2022.01.01 00.00.00

Tabla 173: Pérdidas en el transformador de distribución escenario, 5 casas con SFV.

Energía Total Losses Trafo [MWh]	Promedio Losses Trafo [MW]	Max Losses Trafo [MW]	Time Max Losses Trafo	Min Losses Trafo [MW]	Time Min Losses Trafo
0,341545	0,000039	0,000063	2022.04.01 19.00.00	0,000032	2022.02.01 17.00.00

Tabla 174: Pérdidas en las líneas eléctricas escenario, 5 casas con SFV.

Energía Total Losses Líneas [MWh]	Promedio Losses Líneas [MW]	Max Losses Líneas [MW]	Time Max Losses Líneas	Min Losses Líneas [MW]	Time Min Losses Líneas
0,048725	0,000006	0,000026	2022.11.01 19.00.00	0	2022.02.01 07.00.00

Tabla 175: Pérdidas totales en la red escenario, 5 casas con SFV.

Energía Total Losses [MWh]	Promedio Losses [MW]	Max Losses [MW]	Time Max Losses	Min Losses [MW]	Time Min Losses
0,390476	0,000045	0,000089	2022.05.01 19.00.00	0,000032	2022.12.01 17.00.00

Tabla 176: Máximo y mínimo voltaje escenario, 5 casas con SFV.

Máximo Voltaje [pu]	Time Max Voltaje	Mínimo Voltaje [pu]	Time Min Voltaje
1,012934	2022.11.02 11.00.00	0,98323	2022.11.01 19.00.00

Tabla 177: Generación escenario, 5 casas con SFV.

Energía Total Generación [MWh]	Promedio Generación [MW]	Max Generación [MW]	Time Max Generación	Min Generación [MW]	Time Min Generación
7,548428	0,000862	0,003219	2022.11.02 10.00.00	0	2022.01.01 00.00.00

Tabla 178: Consumo escenario, 5 casas con SFV.

Energía Total Consumo [MWh]	Promedio Consumo [MW]	Max Consumo [MW]	Time Max Consumo	Min Consumo [MW]	Time Min Consumo
9,712723	0,001109	0,002348	2022.05.01 19.00.00	0,000541	2022.01.01 04.00.00

Tabla 179: Discriminación producción de pérdidas, 5 casas con SFV.

Pérdidas Totales en la Red [MWh]	Pérdidas Alimentada SFV[MWh]	Pérdidas Alimentada Red Externa [MWh]
0,390476	0,156395	0,234081

Escenario 5 (6 casas con SFV)

Tabla 180: Corriente en la acometida principal escenario, 6 casas con SFV.

Corriente Total Acometida [kA]	Promedio Acometida [kA]	Max Corriente Acometida [kA]	Time Max Corriente	Min Corriente Acometida [kA]	Time Min Corriente
79,730484	0,009101653	0,021157	2022.05.01 19.00.00	0,000174	2022.09.01 17.00.00

Tabla 181: Factor de potencia en la Barra 2 (Bajo Voltaje) escenario, 6 casas con SFV.

Promedio Factor Potencia [Fp]	Max Factor Potencia [Fp]	Time Max [Fp]	Min Factor Potencia [Fp]	Time Min [Fp]
0,899426591	0,929337	2022.09.01 17.00.00	0,79883	2022.06.02 17.00.00

Tabla 182: Cargabilidad de la acometida principal escenario, 6 casas con SFV.

Promedio Cargabilidad [%]	Max Cargabilidad [%]	Time Max Cargabilidad	Min Cargabilidad [%]	Time Min Cargabilidad
7,918777855	18,402674	2022.05.01 19.00.00	0,154682	2022.09.01 17.00.00

Tabla 183: Cargabilidad del transformador de distribución escenario, 6 casas con SFV.

Promedio Cargabilidad [%]	Max Cargabilidad [%]	Time Max Cargabilidad	Min Cargabilidad [%]	Time Min Cargabilidad
21,01957396	48,252552	2022.05.01 19.00.00	2,113903	2022.04.02 17.00.00

Tabla 184: Cargabilidad de la línea de distribución casa 1 escenario, 6 casas con SFV.

Promedio Cargabilidad [%]	Max Cargabilidad [%]	Time Max Cargabilidad	Min Cargabilidad [%]	Time Min Cargabilidad
2,718433808	6,413046	2022.11.01 11.00.00	0,154858	2022.11.02 17.00.00

Tabla 185: Cargabilidad de la línea de distribución casa 2 escenario, 6 casas con SFV.

Promedio Cargabilidad [%]	Max Cargabilidad [%]	Time Max Cargabilidad	Min Cargabilidad [%]	Time Min Cargabilidad
1,96414495	4,926259	2022.11.02 11.00.00	0,058677	2022.11.01 17.00.00

Tabla 186: Cargabilidad de la línea de distribución casa 3 escenario, 6 casas con SFV.

Promedio Cargabilidad [%]	Max Cargabilidad [%]	Time Max Cargabilidad	Min Cargabilidad [%]	Time Min Cargabilidad
0,976488889	3,032805	2022.04.01 19.00.00	0,003281	2022.04.02 12.00.00

Tabla 187: Cargabilidad de la línea de distribución casa 4 escenario, 6 casas con SFV.

Promedio Cargabilidad [%]	Max Cargabilidad [%]	Time Max Cargabilidad	Min Cargabilidad [%]	Time Min Cargabilidad
3,694724566	9,576619	2022.05.01 19.00.00	0,32753	2022.06.02 17.00.00

Tabla 188: Cargabilidad de la línea de distribución casa 5 escenario, 6 casas con SFV.

Promedio Cargabilidad [%]	Max Cargabilidad [%]	Time Max Cargabilidad	Min Cargabilidad [%]	Time Min Cargabilidad
3,732708379	10,636454	2022.11.01 19.00.00	0,215523	2022.04.01 07.00.00

Tabla 189: Cargabilidad de la línea de distribución casa 6 escenario, 6 casas con SFV.

Promedio Cargabilidad [%]	Max Cargabilidad [%]	Time Max Cargabilidad	Min Cargabilidad [%]	Time Min Cargabilidad
0,987499997	3,444902	2022.07.01 19.00.00	0,0034	2022.04.01 12.00.00

Tabla 190: Energía entregada por la red equivalente escenario, 6 casas con SFV.

Energía Total Red Equivalente [MWh]	Promedio Red Equivalente [MW]	Max Potencia Red Equivalente [MW]	Time Max Red Equivalente	Min Potencia Red Equivalente [MW]	Time Min Red Equivalente
9,13549	0,001042864	0,002436	2022.05.01 19.00.00	0,000001	2022.04.01 17.00.00

Tabla 191: Pérdidas variables en carga escenario, 6 casas con SFV.

Energía Total Losses (Load) [MWh]	Promedio Losses (Load) [MW]	Max Losses (Load) [MW]	Time Max Losses (Load)	Min Losses (Load) [MW]	Time Min Losses (Load)
0,246118	2,80957E-05	0,000072	2022.05.01 19.00.00	0,000015	2022.03.01 17.00.00

Tabla 192: Pérdidas fijas en vacío escenario, 6 casas con SFV.

Energía Total Losses (no Load) [MWh]	Promedio Losses (no Load) [MW]	Max Losses (no Load) [MW]	Time Max Losses (no Load)	Min Losses (no Load) [MW]	Time Min Losses (no Load)
0,14974	0,000017	0,000018	2022.01.01 09.00.00	0,000017	2022.01.01 00.00.00

Tabla 193: Pérdidas en el transformador de distribución escenario, 6 casas con SFV.

Energía Total Losses Trafo [MWh]	Promedio Losses Trafo [MW]	Max Losses Trafo [MW]	Time Max Losses Trafo	Min Losses Trafo [MW]	Time Min Losses Trafo
0,346442	0,000040	0,000063	2022.04.01 19.00.00	0,0000 32	2022.04.01 07.00.00

Tabla 194: Pérdidas en las líneas eléctricas escenario, 6 casas con SFV.

Energía Total Losses Líneas [MWh]	Promedio Losses Líneas [MW]	Max Losses Líneas [MW]	Time Max Losses Líneas	Min Losses Líneas [MW]	Time Min Losses Líneas
0,050824	0,000006	0,000026	2022.11.01 19.00.00	0	2022.02.01 07.00.00

Tabla 195: Pérdidas totales en la red escenario, 6 casas con SFV.

Energía Total Losses [MWh]	Promedio Losses [MW]	Max Losses [MW]	Time Max Losses	Min Losses [MW]	Time Min Losses
0,397381	0,000045	0,000089	2022.05.01 19.00.00	0,000032	2022.04.01 17.00.00

Tabla 196: Máximo y mínimo voltaje escenario, 6 casas con SFV.

Máximo Voltaje [pu]	Time Max Voltaje	Mínimo Voltaje [pu]	Time Min Voltaje
1,014043	2022.11.02 11.00.00	0,98323	2022.11.01 19.00.00

Tabla 197: Generación escenario, 6 casas con SFV.

Energía Total Generación [MWh]	Promedio Generación [MW]	Max Generación [MW]	Time Max Generación	Min Generación [MW]	Time Min Generación
8,080884	0,000922	0,003446	2022.11.02 10.00.00	0	2022.01.01 00.00.00

Tabla 198: Consumo escenario, 6 casas con SFV.

Energía Total Consumo [MWh]	Promedio Consumo [MW]	Max Consumo [MW]	Time Max Consumo	Min Consumo [MW]	Time Min Consumo
9,712723	0,001109	0,002348	2022.05.01 19.00.00	0,000541	2022.01.01 04.00.00

Tabla 199: Discriminación producción de pérdidas, 6 casas con SFV.

Pérdidas Totales en la Red [MWh]	Pérdidas Alimentada SFV[MWh]	Pérdidas Alimentada Red Externa [MWh]
0,397381	0,167471	0,22991