

Escuela Superior Politécnica el Litoral

Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

MODELAMIENTO DE IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE UN SECTOR DE
GUAYAQUIL.

INGE-2451

Proyecto Integrador

Previo la obtención del Título de:

INGENIERÍA ELÉCTRICA

Presentado por:

Villón Merchán Sebastián Patricio

Zhinin Huayamave John Marlon

Guayaquil - Ecuador

Año: 2024

Dedicatoria

Dedico esta tesis, con todo mi cariño y gratitud a mi padre, mi madre, mi hermana, y mi tía. De igual manera a todos mis familiares, cuyo amor incondicional y apoyo constante han sido pilares fundamentales en este camino de aprendizaje y crecimiento. A mis amigos y compañeros que han estado a mi lado en cada paso, les dedico este logro, agradeciendo su amistad, aliento y sonrisas que me ayudaron a sobrellevar los momentos más difíciles en la universidad. A todos ustedes, mi familia y amigos, les expreso mi sincera gratitud por ser mi fuente de inspiración y fortaleza. Sin su apoyo y cariño, este logro no sería posible.

Att.

Sebas V.

Agradecimientos

Quiero expresar mi más sincero agradecimiento a todos aquellos que han sido parte fundamental a lo largo de este reto que empezó hace 5 años. A mi familia, por su amor incondicional y su apoyo constante; a mis amigos, por estar siempre a mi lado; a mis compañeros de carrera, por su amistad y compañerismo; y a mis profesores, por su valiosa guía y enseñanzas. Agradezco especialmente a mi tutor de tesis, M. Sc. Douglas Aguirre, por ser mi guía a lo largo de este proyecto y brindarme su conocimiento inestimable. También quiero agradecer a mi compañero de tesis por su colaboración y esfuerzo compartido. A todos ustedes, muchas gracias por acompañarme en este largo viaje, lleno de desafíos, desvelos y momentos de aprendizaje. Simplemente, a todos ustedes, gracias de corazón, sin ustedes, no lo hubiera logrado.

Att.
Sebas V.

Declaración Expresa

Nosotros Villón Merchán Sebastián Patricio y Zhinin Huayamave John Marlon acordamos y reconocemos que:

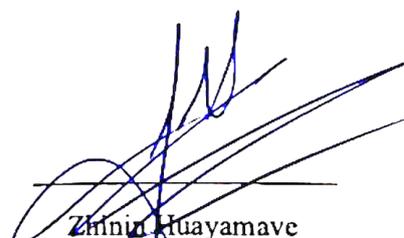
La titularidad de los derechos patrimoniales de autor (derechos de autor) del proyecto de graduación corresponderá al autor o autores, sin perjuicio de lo cual la ESPOL recibe en este acto una licencia gratuita de plazo indefinido para el uso no comercial y comercial de la obra con facultad de sublicenciar, incluyendo la autorización para su divulgación, así como para la creación y uso de obras derivadas. En el caso de usos comerciales se respetará el porcentaje de participación en beneficios que corresponda a favor del autor o autores.

La titularidad total y exclusiva sobre los derechos patrimoniales de patente de invención, modelo de utilidad, diseño industrial, secreto industrial, software o información no divulgada que corresponda o pueda corresponder respecto de cualquier investigación, desarrollo tecnológico o invención realizada por nosotros durante el desarrollo del proyecto de graduación, pertenecerán de forma total, exclusiva e indivisible a la ESPOL, sin perjuicio del porcentaje que nos corresponda de los beneficios económicos que la ESPOL reciba por la explotación de nuestra innovación, de ser el caso.

En los casos donde la Oficina de Transferencia de Resultados de Investigación (OTRI) de la ESPOL comunique los autores que existe una innovación potencialmente patentable sobre los resultados del proyecto de graduación, no se realizará publicación o divulgación alguna, sin la autorización expresa y previa de la ESPOL.

Guayaquil, 04 de junio del 2024.


Villón Merchán
Sebastián Patricio


Zhinin Huayamave
John Marlon

Evaluadores

Pasmay Bohórquez

Patricia Isabel

Profesor de Materia

Aguirre Hernández

Douglas Mauricio

Tutor de proyecto

RESUMEN

La creciente demanda de energía y la necesidad de diversificar las fuentes de generación eléctrica han impulsado la exploración y adopción de energías renovables en todo el mundo. En este contexto, los sistemas fotovoltaicos se presentan como una alternativa viable y sostenible para complementar la matriz energética tradicional. Este estudio se enfoca en el modelamiento y análisis de la implementación de sistemas fotovoltaicos en la red de distribución de un sector específico de Guayaquil, Ecuador.

El objetivo principal de esta tesis es evaluar el impacto técnico y económico de integrar energía solar fotovoltaica en la red de distribución eléctrica, considerando las particularidades del clima y la infraestructura de la ciudad. Se aborda la capacidad de generación solar, la configuración óptima de los sistemas fotovoltaicos y su interacción con la red existente.

Además, se analizan los posibles desafíos técnicos, incluyendo la estabilidad de la red y la gestión de la intermitencia de la generación solar. La metodología empleada incluye el análisis, y tabulación de base de datos de usuarios del sector, al igual que el modelamiento computacional de los sistemas fotovoltaicos y la simulación de su integración en la red de distribución del sector Ceibos Norte.

Los resultados de este estudio proporcionan una visión integral de los efectos de la implementación de energía solar fotovoltaica en la infraestructura eléctrica de Guayaquil. Se espera que los hallazgos contribuyan a la formulación de políticas energéticas más sostenibles y promuevan la adopción de tecnologías limpias en el sector energético local.

Palabras Clave: Generación solar, sistemas fotovoltaicos, simulación.

ABSTRACT

The growing demand for energy and the need to diversify power generation sources have driven the exploration and adoption of renewable energies worldwide. In this context, photovoltaic systems present themselves as a viable and sustainable alternative to complement the traditional energy matrix. This study focuses on the modeling and analysis of the implementation of photovoltaic systems in the distribution network of a specific sector of Guayaquil, Ecuador.

The main objective of this thesis is to evaluate the technical and economic impact of integrating solar photovoltaic energy into the electrical distribution network, considering the particularities of the city's climate and infrastructure. It addresses the solar generation capacity, the optimal configuration of photovoltaic systems, and their interaction with the existing network.

Furthermore, the analysis of the potential technical challenges, including network stability and the management of solar generation intermittency, are analyzed. The methodology employed includes the analysis and tabulation of a database of users in the sector, as well as the computational modeling of photovoltaic systems, and the simulation of their integration into the distribution network of Ceibos Norte sector.

The results of this study provide a comprehensive view of the effects of implementing solar photovoltaic energy in Guayaquil's electrical infrastructure. It is expected that the findings will contribute to the formulation of more sustainable energy policies and promote the adoption of clean technologies in the local energy sector.

Keywords: Solar generation, photovoltaic systems, simulation.

INDICE GENERAL

Resumen.....	I
<i>Abstract</i>	II
Abreviaturas.....	VI
Simbología.....	VI
Índice de figuras.....	VII
Índice de tablas.....	VIII
Índice de GRÁFICAS.....	X
CAPÍTULO 1.....	11
1. Introducción.....	12
1.1 Descripción del problema.....	13
1.2 Justificación del problema.....	13
1.3 Objetivos.....	14
1.3.1 Objetivo general.....	14
1.3.2 Objetivos específicos.....	14
1.4 Marco teórico.....	15
1.4.1 Radiación solar.....	15
1.4.2 Generación fotovoltaica.....	16
1.4.3 Carga típica residencial.....	18
1.4.4 Bases legales.....	18
1.5 Situación del sector eléctrico 2023.....	18
1.5.1 Potencia instalada en 2023.....	19
1.5.2 Energía producida en 2023.....	21
1.5.3 Consumo eléctrico en 2023.....	22
1.5.4 Generación fotovoltaica en Ecuador.....	24

1.5.5	Histórico de energía solar en Ecuador	26
1.5.6	Certificaciones de módulos fotovoltaicos	26
CAPÍTULO 2.....		28
2.	Metodología.....	29
2.1	Criterios de selección de área de estudio.....	29
2.1.1	Selección del sector.....	29
2.2	Procesamiento de datos	31
2.3	Dimensionamiento del SFV para uno de los usuarios del sector.....	32
2.3.1	Selección del conductor	36
2.4	Criterio teórico de instalación	37
2.4.1	Definición de sistema.....	39
2.5	Diagramas esquemáticos	40
2.5.1	Diagrama esquemático sin integración de SFV	41
2.5.2	Diagrama esquemático con integración de SFV	42
2.6	Criterio de simulación	43
2.7	Obtención de producción de SFV mediante PVsyst	43
2.7.1	Datos Geográficos.....	43
2.7.2	Orientación de paneles	45
2.7.3	Configuración de componentes.....	45
2.8	Procedimiento para evaluación financiera de sistemas fotovoltaicos en la red de distribución.....	47
2.8.1	Obtención y procesamiento de datos iniciales.....	47
2.8.2	Cálculo de ahorros y evaluación de viabilidad financiera desde el punto de vista del usuario.....	49

2.8.3	Evaluación de viabilidad financiera desde el punto de vista de CNEL UN GUAYAQUIL.....	49
	CAPÍTULO 3.....	53
3.	Resultados y análisis	54
3.1	Resultados técnicos	54
3.1.1	Resultados teóricos del dimensionamiento del sistema fotovoltaico de cada usuario. 54	
3.1.2	Propuesta de ubicación de paneles.....	55
3.1.3	Flujo de carga estático	56
3.1.4	Flujo de carga en el dominio del tiempo.....	59
3.2	Resultados Financieros.....	71
	CAPÍTULO 4.....	74
4.	Conclusiones y recomendaciones	75
4.1	Conclusiones	75
4.2	Recomendaciones.....	77
	REFERENCIAS.....	78
	APÉNDICE.....	82

ABREVIATURAS

BT:	Baja Tensión
CNEL EP:	Corporación Nacional De Electricidad. Empresa Pública.
CNEL UN	Corporación Nacional De Electricidad Unidad de Negocio
MCI:	Máquina De Combustión Interna
MT:	Media Tensión
SAPG:	Servicio de Alumbrado Público General
SNI:	Sistema Nacional Interconectado
SPEE:	Servicio Público de Energía Eléctrica
SFV:	Sistema Fotovoltaico

SIMBOLOGÍA

A	Amperios
KV	Kilo Volts
KW	Kilo Watts
KWH	Kilo Watts Hora
p.u.	Por Unidad
V	Volts
W	Watts

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Irradiación directa en Ecuador	25
Figura 1.2 Irradiación global horizontal en Ecuador	25
Figura 1.3 Potencial eléctrico fotovoltaico en Ecuador	25
Figura 2.1. Visualización de sector en Geoportal CNEL EP.....	30
Figura 2.2 Conductor de cobre THHN	36
Figura 2.3 Sistema fotovoltaico On Grid.....	37
Figura 2.4 Paneles Solares	37
Figura 2.5 Inversor DC-AC 7KW.....	38
Figura 2.6 Medidor bidireccional desarrollo en software PVSYST.....	38
Figura 2.7 Diagrama unifilar para cada usuario con SFV	40
Figura 2.8 Diagrama unifilar base para conjuntos de SFV conectados a la red	40
Figura 2.9 Sistema sin integración de SFV.....	41
Figura 2.10 Sistema con integración de SFV	42
Figura 2.11 Datos geográficos en PVsyst.....	44
Figura 2.12 Datos meteorológicos obtenidos por PVsyst.....	44
Figura 2.13 Ajustes de orientación de paneles en PVsyst	45
Figura 2.14 Componentes de SFV 5KW en PVsyst.....	45
Figura 3.1 Ubicación de SFV en el sector – PVsyst.....	55
Figura 3.2. Resultados de flujo de potencia estático sin integración de SFV.....	57
Figura 3.3 Resultados de flujo de potencia estático con integración de SFV.....	58
Figura 4.1 Diagrama esquemático del circuito modelado en ETAP19.....	87
Figura 4.2 Flujo de potencia estático en ETAP19	88

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Consumos eléctricos promedio residenciales del país.....	18
Tabla 1.2 Potencia instalada por tipos de centrales en Ecuador (2023).....	19
Tabla 1.3 Potencia instalada por central en Guayaquil (2023)	20
Tabla 1.4 Energía bruta producida en Ecuador - Sistema Nacional Interconectado (2023)...	21
Tabla 1.5 Energía bruta producida en Ecuador - Sistemas No Incorporados (2023).....	21
Tabla 1.6 Energía bruta producida en Ecuador - Total (2023)	22
Tabla 1.7 Consumo eléctrico en Ecuador por tipo de usuario (2023).....	22
Tabla 1.8 Consumo eléctrico en Guayaquil por tipo de usuario (2023)	23
Tabla 1.9 Potencias segmentadas por tipo de energía a nivel nacional	24
Tabla 2.1 Datos referenciales del sector escogido-.....	30
Tabla 2.2 Fragmento de la base de datos de CNEL EP UNIDAD DE NEGOCIO GUAYAQUIL.....	31
Tabla 2.3. Consumo mensual promedio de los primeros 4 meses del año 2017 por usuario .	32
Tabla 2.4. Datos de módulo fotovoltaico seleccionado	39
Tabla 2.5. Datos de inversor seleccionado.....	39
Tabla 2.6 Costo de consumo de energía para el usuario #1 antes de instalar el SFV	48
Tabla 2.7 Costo de consumo de energía del usuario #1 luego de implementar el SFV.....	48
Tabla 2.8 Consumo y entrega de energía durante los 4 meses.	51
Tabla 2.9 Costo y ahorro mensual de la energía entregada al sector.	51
Tabla 3.1 Resultados teóricos de dimensionamiento fotovoltaico para cada usuario.....	54
Tabla 3.2 Resultados de consumo y generación del sector durante 4 meses	70
Tabla 3.3 Resultado de VAN y TIR por cada usuario.	73
Tabla 3.4 Resultado de VAN y TIR por parte de CNEL	73
Tabla 4.1 Tabla de conductores de cobre THHN (fuente: ELECTROCABLES)	82

Tabla 4.2 Pliego tarifario residencial 2024 (fuente: ARCERNNR).....	82
Tabla 4.3 Cálculos financieros para el punto de vista desde los usuarios	83
Tabla 4.4 Cálculos financieros para el punto de vista desde CNEL	84
Tabla 4.5 Matriz correlación entre perfiles de carga de usuarios en día de menor consumo .	85
Tabla 4.6 Matriz correlación entre perfiles de carga de usuarios en día de mayor consumo .	85
Tabla 4.7 Matriz correlación entre perfiles de carga de usuarios durante 4 meses.....	86

ÍNDICE DE GRÁFICAS

Gráfica 1.1. Potencia entregada por los sistemas fotovoltaicos existentes en Ecuador en base a la regulación ARCONEL Nro. 003/18.....	26
Gráfica 2.1 Consumos diarios del sector en KWh.....	43
Gráfica 2.2 Energía producida por SFV 5KW.....	46
Gráfica 2.3 Energía inyectada a la red de un SFV durante un año.....	46
Gráfica 2.4 Comparación de consumos mensuales de energía del sector.....	50
Gráfica 2.5 Comparación de energía total entregada hacia el sector.....	50
Gráfica 3.1 Perfil de carga en el sector sin SFV integrados.....	59
Gráfica 3.2. Perfiles de voltaje de usuarios sin SFV.....	60
Gráfica 3.3 Perfil de carga en el sector con el SFV integrado.....	62
Gráfica 3.4 Perfiles de voltaje de usuarios con SFV.....	63
Gráfica 3.5 Limitación de SFV en el sector.....	64
Gráfica 3.6 Demanda de energía en la red sin el SFV integrado.....	65
Gráfica 3.7 Perfiles de voltaje de usuarios sin SFV.....	66
Gráfica 3.8 Demanda de energía en la red con el SFV integrado.....	67
Gráfica 3.9 Perfiles de voltaje de usuarios con SFV.....	68
Gráfica 3.10 Limitación de SFV en el sector.....	69
Gráfica 3.11 Consumo vs Generación SFV del sector.....	70

CAPÍTULO 1

1. INTRODUCCIÓN

La creciente demanda de energía y las preocupaciones medioambientales han impulsado el desarrollo de fuentes de energías renovables. Los sistemas fotovoltaicos ofrecen una solución sostenible para la generación de electricidad, utilizando paneles fotovoltaicos que aprovechen el efecto fotovoltaico, considerada como energía limpia y eficiente.

Guayaquil, con un alto índice de radiación solar constante debido a su posición en la línea ecuatorial, presenta condiciones óptimas el uso de sistemas fotovoltaicos en la red de distribución. Esto mejora la sostenibilidad y reduce la dependencia de fuentes de energía no renovables.

Guayaquil depende de fuentes de energías no renovables y la variabilidad de los precios de combustibles fósiles impactan la economía local y la estabilidad energética. El sector eléctrico enfrenta desafíos como modernizar su infraestructura y disminuir la emisión de gases de efecto invernadero. Los sistemas fotovoltaicos abordan estos desafíos, proporcionando energía limpia y reduciendo costos operativos a largo plazo.

Esta tesis se centra en el modelamiento de sistemas fotovoltaicos en la red de distribución de un sector específico de Guayaquil. El objetivo es evaluar el impacto económico y técnico de su integración. Para ello, se utilizó el software Power Factory, alineado con el plan maestro de electricidad 2018-2027, específicamente en la modernización de los sistemas de distribución.

Se presenta resultados y recomendaciones para la implementación en sistemas fotovoltaicos en Guayaquil, contribuyendo al conocimiento sobre energías renovables en redes urbanas y promoviendo el uso de energías sostenibles en el sector eléctrico.

1.1 Descripción del problema

En 2024, Ecuador declaró emergencia en el sector eléctrico por una crisis en la generación de energía. La disminución de producción en centrales hidroeléctricas, que representan el 95% de la capacidad energética redujo la generación al 60% por falta de lluvias. La termoeléctrica, destinada a cubrir el déficit, solo alcanzó el 55% de su capacidad, llevando a la importación de combustible con un gasto de 6.576 millones de dólares. Esto afectó gravemente a Guayaquil, cuya demanda energética fluctúa entre 503 MW y 2000 MW. Las pérdidas técnicas en distribución son de 462.2 GWh. Estos problemas indican la necesidad de encontrar soluciones eficaces para mejorar la estabilidad y la eficiencia del sistema energético.

1.2 Justificación del problema

El proyecto busca ser un modelo replicable en el sector eléctrico, generando múltiples beneficios. Pretende proteger la economía nacional al reducir pérdidas eléctricas y la dependencia de combustibles fósiles, especialmente en Guayaquil. Al generar energía desde la carga, disminuye el uso de centrales eléctricas alejadas, mitigando el impacto ambiental. En 2022, las centrales termoeléctricas emitieron 2648 toneladas de CO₂. Este proyecto reducirá dichas emisiones, mejorando la calidad del aire, la salud pública y cumpliendo compromisos internacionales de reducción de gases de efecto invernadero.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo general

Modelar la implementación de sistemas fotovoltaicos en la red de distribución de un sector de Guayaquil evaluando su viabilidad técnica, viabilidad económica, su impacto en la estabilidad y su eficiencia en la red.

1.3.2 Objetivos específicos

1. Analizar la radiación solar disponible en el sector seleccionado de Guayaquil y determinar la generación fotovoltaica potencial.
2. Estudiar la infraestructura de la red de distribución existente para determinar las modificaciones necesarias para integrar los sistemas fotovoltaicos.
3. Crear un modelo de simulación para predecir el rendimiento de los sistemas fotovoltaicos, así como los posibles ahorros y beneficios económicos a largo plazo.
4. Analizar costos de instalación, operación y mantenimiento de los sistemas fotovoltaicos, de igual manera los posibles ahorros y beneficios económicos a largo plazo.

1.4 Marco teórico

1.4.1 Radiación solar

Es la energía emitida por el sol en forma de ondas electromagnéticas, la radiación solar se distribuye en tres formas, radiación ultravioleta, radiación, radiación visible y radiación infrarroja. [1]

- Irradiancia

Es la magnitud que mide la radiación solar que llega a la tierra se define como la densidad de flujo radiante solar y su unidad es el (W/m²). [1]

- Altura solar (α)

Es el ángulo entre el sol y el horizonte, varía según la hora, fecha y ubicación. Es máxima al medio día, especialmente cerca del Ecuador. Este ángulo es crucial para diseñar sistemas fotovoltaicos, ya que afecta la radiación solar recibida. [2]

- Azimut solar (ψ)

Es el ángulo del sol en el plano horizontal, medido desde el norte (0°) en sentido horario: 90° este, 180° sur, 270° oeste. Varía a lo largo del día y es crucial para orientar paneles solares eficientemente. [2]

1.4.2 Generación fotovoltaica

La generación fotovoltaica convierte la radiación solar en electricidad mediante paneles solares de silicio. La luz solar excita electrones en las células fotovoltaicas, produciendo electricidad que es recolectada por el cableado conectado. Esta fuente de energía renovable e inagotable se basa en el efecto fotovoltaico. [1][2][3]

1.4.2.1 Principales tipos de energía solar

- **Energía solar pasiva:** Corresponde al aprovechamiento directo de la energía solar a través de la calefacción, iluminación y refrigeración sin necesidad de dispositivos mecánicos. Se basa en diseños arquitectónicos especializados en captar, almacenar y distribuir la energía solar de forma óptima. Los puntos clave de este tipo de construcciones son: [2]
 - **Orientación del edificio:** Maximiza la exposición solar durante el invierno y minimiza la exposición solar durante el verano.
 - **Aislamiento térmico:** Reduce las pérdidas de calor en invierno y las ganancias de calor en verano
 - **Materiales de construcción:** Materiales con alta masa térmica capaces de absorber, almacenar y liberar el calor de forma eficiente.
 - **Ventilación natural:** Aprovechamiento de corrientes de aire para la ventilación y enfriamiento natural.
- **Energía solar activa:** Comprende la implementación de dispositivos mecánicos y eléctricos para capturar, almacenar y distribuir la energía solar, estos sistemas activos suelen incluir colectores solares térmicos y paneles fotovoltaicos. [2]
 - **Colectores solares térmicos:** Captan la energía solar para convertirla en calor el cual es utilizado para calentar agua o aire

- **Paneles fotovoltaicos:** Compuesto por celdas solares de silicio, recibe los rayos solares y a través del efecto fotovoltaico convierte la energía del sol en energía eléctrica continua. Generalmente el panel entrega 12VDC, considerando las dimensiones y el estado del clima.

1.4.2.2 Componentes de un sistema fotovoltaico

Los componentes que están presentes en un sistema fotovoltaico típico son: [4]

- Paneles solares
- Conexiones eléctricas entre paneles solares
- Líneas de salida de energía
- Inversor de potencia (convierte la electricidad de CC en electricidad de CA)
- Equipo de montaje mecánico
- Regulador de carga
- Baterías para el almacenamiento de energía
- Contador eléctrico (para sistemas conectados a la red)
- Dispositivos de protección contra sobreintensidades y sobretensiones
- Equipo de procesamiento de energía
- Equipo de puesta a tierra

1.4.2.3 Costo de potencia fotovoltaica

El costo de la energía producida por un sistema fotovoltaico en el Ecuador es de 0,1342 USD/kWh con la tasa de descuento del 7 %, el CF (factor de capacidad) = 15 %, mientras que con la tasa de descuento del 10 %, CF = 20 % el costo de la energía alcanza a 0,1229 USD/kWh, valores que no contemplan el banco de baterías ni de los terrenos, estos valores son cada vez más competitivos en relación con las fuentes renovables no convencionales.

1.4.3 Carga típica residencial

El consumo eléctrico promedio de familias ecuatorianas varía según el número de electrodomésticos e integrantes.

Tabla 1.1

Consumos eléctricos promedio residenciales del país.

Consumo diario:	0.125-0.416 kW/h	3-10 kWh/día
Consumo mensual:	3-10 kWh/día * 30 días	90-300 kWh/mes
Consumo anual:	90-300 kWh/mes * 12 meses	1080-3600 kWh/año

Una casa pequeña con una persona consume 3 KWh diarios, mientras una casa grande con varias familias consume hasta 10 KWh diarios. Esto equivale a una demanda anual de 1.8 MWh a 3.6 MWh por casa.

1.4.4 Bases legales

En constancia con la regulación Nro. ARCERNNR-001/2021 de la Agencia de Regulación y Control de Energías misma que fue acogida y reformada a partir de la regulación Nro. ARCONEL -003/18, establece disposiciones para el proceso de habilitación, conexión, instalación y operación de sistemas de generación distribuida basadas en fuentes de energía renovables para el autoabastecimiento de consumidores regulados. [5][6]

1.5 Situación del sector eléctrico 2023

A continuación, se detallarán datos estadísticos del sector eléctrico registrados hasta el pasado año 2023, mismos que dará un contexto sobre los parámetros a nivel de consumo, potencia y energía producida, segmentados según el tipo de empresa, tipo de sistema o tipo de consumidor.

1.5.1 Potencia instalada en 2023

1.5.1.1 Potencia instalada en Ecuador

Tabla 1.2

Potencia instalada por tipos de centrales en Ecuador (2023)

TIPO DE CENTRAL	MW	PORCENTAJE DE POTENCIA
Hidráulica	5192,30	58,34%
Eólica	71,13	0,80%
Fotovoltaica	29,06	0,33%
Biomasa	144,30	1,62%
Biogás	8,32	0,09%
MCI	2048,00	23,01%
Turbogas	944,85	10,62%
Turvovapor	461,63	5,19%
TOTAL	8899,59	100,00%

Nota. Datos tomados de Estadística Anual y Multianual Del Sector Eléctrico Ecuatoriano (2023)

Para la cantidad de potencia instalada en el país, se tiene un valor cercano a los 9000MW, del cual está conformada por Centrales que producen energía renovable y no renovable, siendo la Centrales Hidráulicas las de mayor capacidad para el abastecimiento energético de todo el país, ya que Ecuador un al ser un país que goza de una topografía montañosa gracias a la cordillera de los Andes al igual que su condición climática de altas precipitaciones, Ecuador dispone de varias centrales hidroeléctricas. Los datos de la **Tabla 1.2** fueron tabulados y calculados según los registros del ARCERNNR en 2023 de la TABLA Nro. 4. (3/3). [6]

1.5.1.2 Potencia instalada en Guayaquil

Tabla 1.3

Potencia instalada por central en Guayaquil (2023)

TIPO DE SISTEMA	CENTRAL	EMPRESA	MW	PORCENTAJE
Turbovapor	Gonzalo Zevallos (Vapor)	CELEC-Electroguayas	146,00	15,29%
	Trinitaria	CELEC-Electroguayas	133,00	13,93%
	Aníbal Santos (Vapor)	CNEL-Guayaquil	34,5	3,61%
Turbogás	Enrique García	CELEC-Electroguayas	102,00	10,68%
	Gonzalo Zevallos (Gas)	CELEC-Electroguayas	26,27	2,75%
	Aníbal Santos (Gas)	CNEL-Guayaquil	113,27	11,86%
	Álvaro Tinajero	CNEL-Guayaquil	94,80	9,93%
	Victoria II	Intervisa Trade	115,00	12,04%
MCI	Termoguayas	Termoguayas Generation S.A.	150,00	15,71%
	Generoca	Generoca	38,12	3,99%
Fotovoltaico	Altegenotec	Altegenotec	0,99	0,10%
	Genretonec	Genretonec	0,99	0,10%
TOTAL			954,94	100,00%

Nota. Datos tomados de Estadística Anual y Multianual Del Sector Eléctrico Ecuatoriano (2018-2023)

Para la premisa de potencia instalada en Guayaquil, se tiene la participación de varias empresas, siendo las más destacadas CNEL-Electroguayas y CNEL-Guayaquil. Cabe dejar en claro que estas centrales al ser térmicas normalmente no siempre están operando dado a que el costo de producción de energía es muy alto comparado al de las centrales hidráulicas, por lo

que su operación normalmente se requiere en las demandas pico de consumo de energía eléctrica en la ciudad. Como se puede visualizar en la **Tabla 1.3**. Se tiene un pequeño porcentaje de capacidad fotovoltaica instalada en la ciudad. Estos datos fueron obtenidos del Anexo Nro. 4.1 del Plan Maestro De Electricidad. [7]

1.5.2 Energía producida en 2023

1.5.2.1 Energía producida en Ecuador

Tabla 1.4

Energía bruta producida en Ecuador - Sistema Nacional Interconectado (2023)

TIPO DE EMPRESA	TIPO DE SISTEMA	GWh	PORCENTAJE DE POTENCIA
Generadora	Sistema	28234,67	79,84%
Distribuidora	Nacional	836,11	2,36%
Autogeneradora	Interconectado	2137,82	6,05%
TOTAL		31208,60	88,25%

Nota. Datos tomados de Estadística Anual y Multianual Del Sector Eléctrico Ecuatoriano (2023)

Tabla 1.5

Energía bruta producida en Ecuador - Sistemas No Incorporados (2023)

TIPO DE EMPRESA	TIPO DE SISTEMA	GWh	PORCENTAJE DE POTENCIA
Generadora	Sistemas No Incorporados	92,56	0,26%
Distribuidora		15,80	0,04%
Autogeneradora		4045,07	11,45%
TOTAL		4153,43	11,75%

Nota. Datos tomados de Estadística Anual y Multianual Del Sector Eléctrico Ecuatoriano (2023)

Tabla 1.6
Energía bruta producida en Ecuador - Total (2023)

TIPO DE SISTEMA	GWh	PORCENTAJE DE POTENCIA
Sistema Nacional Interconectado	31208,60	88,25%
Sistemas No Incorporados	4153,43	11,75%
TOTAL	35362,03	100,00%

Nota. Datos tomados de Estadística Anual y Multianual Del Sector Eléctrico Ecuatoriano (2023)

Para la energía bruta total producida en el país se obtuvo un valor de 35362,03 GWh para el año 2023, conformada por la energía producida para el SIN, Sistema Nacional Interconectado, y los sistemas no incorporados. Ante los registros del ARCERNNR en 2023 de la TABLA Nro. 52 [6], se puede evidenciar una vez más que las centrales hidráulicas son las que más abastecen la demanda eléctrica del país, tal como se refleja en la **Tabla 1.4** indicando que las Centrales Hidroeléctricas producen casi el 80% de la energía eléctrica en el Sistema Interconectado.

1.5.3 Consumo eléctrico en 2023

1.5.3.1 Consumo eléctrico por tipo de usuario en Ecuador

Tabla 1.7
Consumo eléctrico en Ecuador por tipo de usuario (2023)

TIPO DE DEMANDA	GWh	PORCENTAJE DE CONSUMO	
Demanda Regulada	Residencial	8646,13	34,01%
	Industrial	6173,67	24,28%
	Comercial	4425,48	17,41%
	Otros	2833,66	11,15%
	Alumbrado Público	1560,61	6,14%
Demanda No Regulada	1783,03	7,01%	
TOTAL	25422,58	100,00%	

Nota. Datos tomados de Estadística Anual y Multianual Del Sector Eléctrico Ecuatoriano (2023)

En Ecuador el consumo eléctrico se clasifica por demanda regulada y no regulada, la regulada es la energía eléctrica proporcionada a los usuarios finales ya sea este residencial, comercial o industrial. La no regulada proviene del consumo tanto de grandes consumidores como del propio de autogeneradores. La **Tabla 1.7** muestra los datos registrados por la ARCERNNR del 2023 obtenidas de la TABLA Nro. 4.(1/3). [6]

1.5.3.2 Consumo eléctrico por tipo de usuario en Guayaquil

Tabla 1.8

Consumo eléctrico en Guayaquil por tipo de usuario (2023)

TIPO DE CONSUMIDOR	CANTIDAD DE CONSUMIDORES	MWh	PORCENTAJE DE CONSUMO
Residencial	612343	3,01	0,40%
Comercial	73299	16,43	2,17%
Industrial	2110	628,02	83,12%
Otros	5230	108,10	14,31%
TOTAL	692982	755,56	100,00%

Nota. Datos tomados de Estadística Anual y Multianual Del Sector Eléctrico Ecuatoriano (2023)

En 2023, el consumo eléctrico en Guayaquil se concentró en sectores industrial, comercial y residencial. Los consumidores categorizados como “Otros” (parroquias, centros de salud, unidades educativas, etc.) representaron el 14,31% del total. Estos datos provienen de los registros de la ARCERNNR en 2023 (TABLA Nro 7, TABLA Nro 11, TABLA Nro, 93). [6]

1.5.4 Generación fotovoltaica en Ecuador

Tabla 1.9

Potencias segmentadas por tipo de energía a nivel nacional

TIPO DE FUENTE	TIPO DE CENTRAL	TIPO DE UNIDAD	POTENCIA NOMINAL (MW)	POTENCIA EFECTIVA (MW)
No Renovable	Térmica	MCI	2,048.00	1,636.39
		Turbogas	944.85	791.35
		Turbovapor	461.63	431.50
TOTAL NO RENOVABLE			3,454.48	2,859.24
Renovable	Biomasa	Turbovapor	144.30	136.40
	Eólica	Eólica	71.13	71.13
	Hidráulica	Embalse	1,733.20	1,749.60
		Pasada	3,459.10	3,402.71
	Fotovoltaica	Fotovoltaica	29.06	28.17
	Biogás	MCI	8.32	7.20
TOTAL RENOVABLE			5,445.11	5,395.21
TOTAL EN GENERAL			8,899.59	8,254.45

Nota. Datos tomados de Estadística Anual y Multianual Del Sector Eléctrico Ecuatoriano (2023)

Ecuador ha dependido históricamente de recursos hídricos y combustibles fósiles para generar energía eléctrica, con el petróleo como recurso principal, en 2023, la potencia efectiva del país fue de 8.254,45 MW, con hidroeléctricas aportando 5.192,30 MW (62,42%) y térmicas no renovables 1.636,39 MW. La generación fotovoltaica representa solo 28,17 MW (0,34% del total), pero opera con una alta eficiencia del 97%. Ecuador posee un alto potencial de radiación solar, especialmente en la región costanera y andina, sugiriendo que la energía fotovoltaica podría crecer significativamente con inversiones y políticas adecuadas, diversificando y haciendo más sostenible la matriz energética del país. [8][9]

Figura 1.1
Irradiación directa en Ecuador

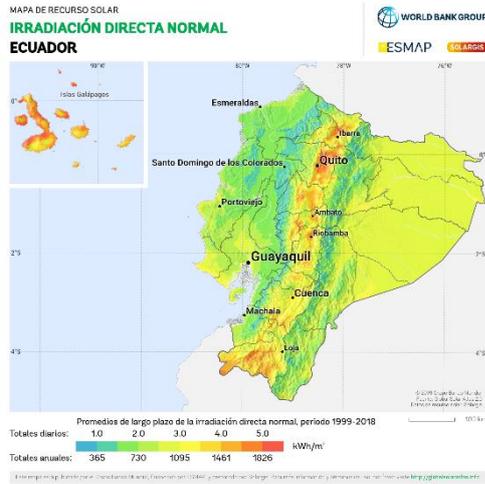
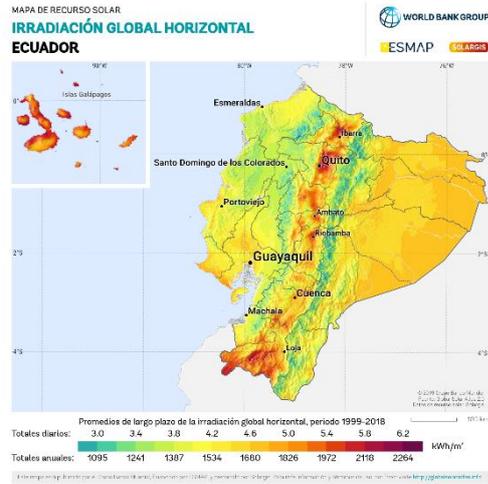
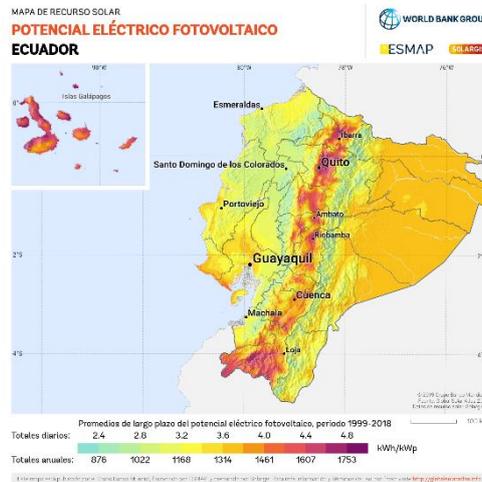


Figura 1.2
Irradiación global horizontal en Ecuador



Nota. Gráficas obtenidas del atlas solar del Ecuador publicado por el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC)

Figura 1.3
Potencial eléctrico fotovoltaico en Ecuador

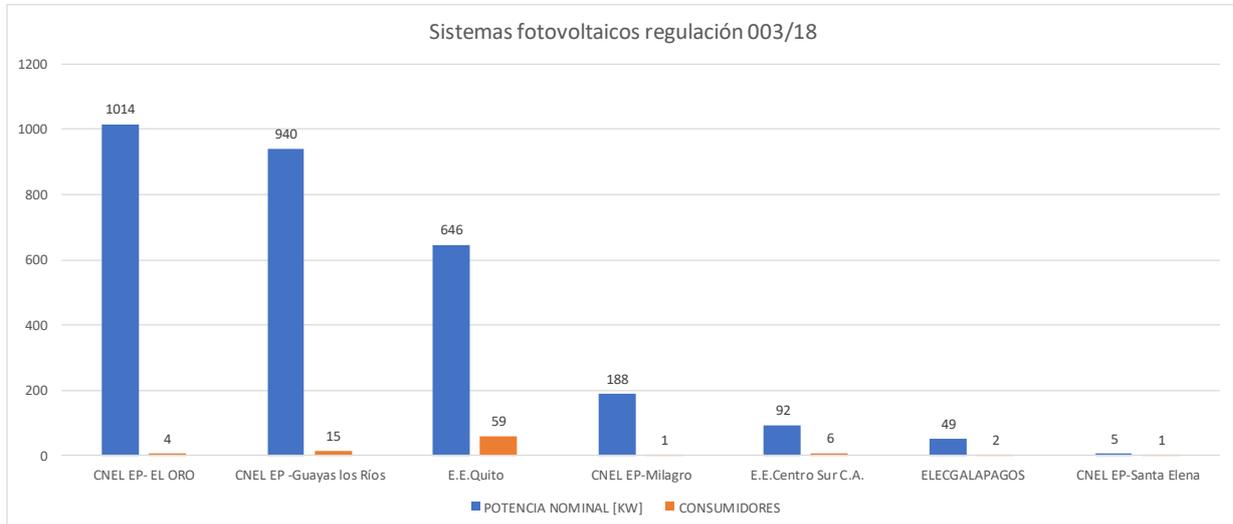


Nota. Gráficas obtenidas del atlas solar del Ecuador publicado por el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC)

1.5.5 Histórico de energía solar en Ecuador

Gráfica 1.1.

Potencia entregada por los sistemas fotovoltaicos existentes en Ecuador en base a la regulación ARCONEL Nro. 003/18



En Ecuador, las instalaciones fotovoltaicas más relevantes se realizaron bajo la regulación Nro. 003/18 de la ARCONEL, derogada por las regulaciones Nro. 001/21 y Nro. 002/21 de ARCERNNR. Estas regulaciones se refieren al autoabastecimiento y la generación distribuida de energía. Los proyectos conectados a la red incluyen instalaciones en las Islas Galápagos, como Isla Baltra (200 KWp) y Puerto Ayora (1.5 MWp), bajo el programa cero combustibles fósiles en las Islas Galápagos. También destaca el proyecto híbrido Isabela con una planta térmica a biodiesel de 1.2 MWp y una planta solar de 1.5 MWp. En Morona Santiago, se encuentra la instalación fotovoltaica de Huamboya (0.37MW). [10]

1.5.6 Certificaciones de módulos fotovoltaicos

Para asegurar la calidad y seguridad de los sistemas fotovoltaicos implementados, se estima los estándares básicos tales como:

- **IEC 61215:**

Esta norma garantiza el cumplimiento de ciertos requisitos a través de pruebas rigurosas aplicadas a los módulos fotovoltaicos de silicio cristalino para asegurar su rendimiento

y durabilidad bajo condiciones ambientales típicas de operación. Incluye pruebas de ciclos térmicos, humedad congelante, carga mecánica y resistencia a la degradación.

[11][12]

- **IEC 61730-1:**

Esta norma internacional establece los requisitos de construcción de módulos fotovoltaicos con respecto a la seguridad y tienen la finalidad de disminuir la aplicación y el uso indebido de los módulos fotovoltaicos o la falla de sus componentes que son capaces de causar incendios, descargas eléctricas y lesiones personales. [12][13]

- **IEC 61730-2:**

Esta norma proporciona la secuencia de pruebas destinadas a verificar la seguridad de los módulos fotovoltaicos en base a su construcción la cual se encuentra avalada por la norma IEC 61730-1. La secuencia de pruebas y criterios de aprobación sirven para detectar posibles averías en componentes internos y externos de los módulos fotovoltaicos para evitar incendios, descargas eléctricas y lesiones personales, es por ello que el estándar establece requisitos básicos de prueba de seguridad y las pruebas adicionales que son una función de las aplicaciones de uso final de los módulos fotovoltaicos. Las categorías de prueba incluyen inspección general, riesgo de descarga eléctrica, riesgo de incendio, estrés mecánico y estrés ambiental. [14]

- **UL 1703:**

Esta certificación verifica que el panel solar cumple con las normas de seguridad requeridos por el código eléctrico de Estados Unidos (NEC). Además, como alcance de la certificación se realizan pruebas de fuego a los paneles solares para determinar la resistencia y su clase de protección, definiendo así las bases para la seguridad eléctrica en edificios residenciales, comerciales, industriales y otros. [15]

CAPÍTULO 2

2. METODOLOGÍA.

2.1 Criterios de selección de área de estudio.

La implementación de sistemas fotovoltaicos en la red de distribución de un sector específico de Guayaquil consta de una minuciosa selección de un vecindario el cual se consideró como área de estudio. Para este propósito, consideramos un sector residencial representativo que refleje las características típicas de consumo energético y disposición geográfica de la ciudad, basándonos en los siguientes puntos para su selección y análisis.

- **Número de viviendas:** Identificar un sector con un número representativo de casas, lo cual permitirá obtener resultados relevantes y escalables para el análisis.
- **Consumo energético promedio:** Tomar en cuenta el consumo promedio de energía por vivienda en Guayaquil, que se estima en aproximadamente 20 kWh por día.
- **Capacidad de los paneles fotovoltaicos:** Determinar la capacidad instalada necesaria por vivienda. Consideraremos paneles fotovoltaicos de alta eficiencia disponibles en el mercado.
- **Capacidad de inversores:** Seleccionar inversores que se adapten a la capacidad de los sistemas fotovoltaicos diseñados, asegurando la conversión eficiente de la energía generada.
- **Radiación solar:** Utilizar datos de radiación solar específicos de Guayaquil, que proporcionen información sobre la cantidad de energía solar disponible para la conversión fotovoltaica.

2.1.1 Selección del sector

Para la selección del área de estudio, se eligió un sector de la urbanización Ceibos Norte, como se muestra en la **Figura 2.1**. En esta figura se puede observar tanto el transformador como los usuarios conectados a él.

2.2 Procesamiento de datos

A continuación, se presenta en la **Tabla 2.2**, un pequeño fragmento de la extensa base de datos proporcionada por CNEL EP UNIDAD DE NEGOCIO GUAYAQUIL para nuestro estudio. Esta base de datos registró el consumo de energía cada 15 minutos durante los meses de enero, febrero, marzo y abril del año 2017.

Tabla 2.2

Fragmento de la base de datos de CNEL EP UNIDAD DE NEGOCIO GUAYAQUIL

número medidor	fecha lect	p_activa	p_reactiva	interv	Parroq	tarifa	cod zona	cod subzona	tipo usuario	codigo cuenta ctrl
1149740	1/1/2017 0:00	0.63	0.16	15	Tarqui	residencial	68	25	residencial	915557
1149740	1/1/2017 0:15	0.60	0.14	15	Tarqui	residencial	68	25	residencial	915557
1149740	1/1/2017 0:30	0.60	0.09	15	Tarqui	residencial	68	25	residencial	915557
1149740	1/1/2017 0:45	0.65	0.15	15	Tarqui	residencial	68	25	residencial	915557
1149740	1/1/2017 1:00	0.61	0.16	15	Tarqui	residencial	68	25	residencial	915557

Para calcular el consumo mensual de energía similar al que aparece en las planillas de electricidad de una vivienda, se organizó la información correspondiente a 11 usuarios. Se sumaron los consumos registrados cada 15 minutos a lo largo de cada mes, obteniendo así el consumo mensual en unidad de KWh para enero, febrero, y así sucesivamente. Posteriormente, se promediaron estos valores para determinar el consumo mensual promedio de cada usuario. Estos datos, presentados en la **Tabla 2.2**, son cruciales para realizar el estudio de dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos y analizar los flujos de potencia. Además, estos datos fueron empleados en una simulación de la red de distribución del sector para comprender mejor su dinámica, tanto sin los sistemas fotovoltaicos conectados como con ellos conectados a la red.

Tabla 2.3.*Consumo mensual promedio de los primeros 4 meses del año 2017 por usuario*

Nro.	Usuario	Consumo Mensual Promedio [KWh]
1	400506973	655.632
2	400529247	862.118
3	40559992	425.320
4	410121081	408.608
5	401338538	587.985
6	40915557	512.032
7	40632269	1356.422
8	40530137	391.897
9	400988400	630.580
10	41056644	451.965
11	410089134	643.719

La **Tabla 2.3**, muestra el consumo mensual promedio que poseen los once residentes del sector seleccionado como área de estudio. A partir de estos datos se ejecutó el cálculo de dimensionamiento teórico del sistema fotovoltaico para cada usuario, basado en su consumo mensual registrado.

2.3 Dimensionamiento del SFV para uno de los usuarios del sector.

El siguiente cálculo detalla el dimensionamiento del sistema fotovoltaico para uno de los usuarios, específicamente el del usuario Nro.1, a partir de los registros de la base de datos. Este mismo proceso de cálculos y dimensionamiento es el que se mantiene para el resto de los usuarios del sector.

$$Demanda\ mensual = 655,63\ KWh$$

$$Consumo\ diario = \frac{Demanda\ mensual\ ajustada}{30\ días} \quad (2.1)$$

$$Consumo\ diario = \frac{655,63\ KWh}{30\ días}$$

$$Consumo\ diario = 21,85 \left[\frac{KWh}{día} \right]$$

La ecuación (2.1) determina el consumo de energía promedio que presenta a diario el usuario.

$$HPS = 5 [h]$$

$$P_{sistema} = \frac{Consumo\ diario}{HPS} \quad (2.2)$$

$$P_{sistema} = \frac{21,85 \frac{KWh}{día}}{5}$$

$$P_{sistema} = 4,37[KW]$$

De acuerdo con la ecuación (2.2) obtenemos la potencia que requiere el sistema fotovoltaico considerando las 5 horas solar pico presentes en la ciudad de Guayaquil.

Una vez que obtuvimos la potencia del sistema haciendo uso de la ecuación (2.3) nos permitió obtener la potencia que necesitábamos del inversor

$$P_{inversor} = P_{sistema} * 1.15 \quad (2.3)$$

$$P_{inversor} = 4,37 * 1.15$$

$$P_{inversor} = 5,03\ KW \approx 5 [KW]$$

Generalmente en el mercado los paneles solares cuentan con una potencia de 300 W y 450 W, para el caso se escogieron paneles de 450 W, entonces con ayuda de la ecuación (2.4) obtuvimos en número aproximado de paneles solares que requiera la vivienda para lograr cubrir la demanda:

$$\# \text{ Módulos} = \frac{P_{\max_inversor}}{P_{\text{panel}}} \quad (2.4)$$

$$\# \text{ Módulos} = \frac{5 \text{ [KW]}}{0.45 \text{ KW}} = 11,11$$

$$\# \text{ Módulos} \approx 11$$

Luego haciendo uso de las ecuaciones (2.5) y (2.6) podemos realizar el cálculo de los arreglos que deben tener los paneles solares en serie y en paralelo respectivamente.

$$\# \text{ Paneles}_{\text{serie}} = \frac{V_{\max_inversor}}{V_{\text{OC_max_panel}}} \quad (2.5)$$

$$\# \text{ Paneles}_{\text{serie}} = \frac{500 \text{ V}}{49,3 \text{ V}} = 10,14$$

$$\# \text{ Paneles}_{\text{serie}} \approx 10$$

$$\# \text{ Paneles}_{\text{paralelo}} = \frac{\# \text{ Módulos}}{\# \text{ Paneles}_{\text{serie}}} \quad (2.6)$$

$$\# \text{ Paneles}_{\text{paralelo}} = \frac{11}{10} = 1,1$$

$$\# \text{ Paneles}_{\text{paralelo}} \approx 1$$

Una vez obtenido el arreglo logramos obtener el total de paneles de manera más precisa haciendo uso de la ecuación (2.7).

$$TOTAL_{PANELES} = \# \text{ Paneles}_{serie} * \# \text{ Paneles}_{paralelo} \quad (2.7)$$

$$TOTAL_{PANELES} = 10 * 1$$

$$TOTAL_{PANELES} = 10$$

Considerando el total de paneles y la potencia de cada panel obtendremos la potencia de instalación exacta del sistema tal como se aprecia en la ecuación (2.8).

$$POTENCIA_{INSTALADA} = Total_{PANELES} * P_{panel} \quad (2.8)$$

$$POTENCIA_{INSTALADA} = 10 * 450 \text{ W} = 4,5 \text{ KW}$$

$$POTENCIA_{INSTALADA} \approx 5 \text{ [KW]}$$

Las dimensiones del panel escogido son: 2,094m x 1,038m, considerando esto se usó la ecuación (2.9) para conocer el área que requiere el sistema para su instalación.

$$\text{Área total requerida} = (\# \text{ Módulos})(\text{Área de cada panel}) \quad (2.9)$$

$$\text{Área total requerida} = (10)(2,094 \text{ m})(1,038 \text{ m})$$

$$\text{Área total requerida} = 21.73 \text{ [m}^2\text{]}$$

Posterior a eso se necesita conocer la corriente del sistema por lo tanto usamos la ecuación (2.10).

$$I_{sist} = \frac{P_{inversor}}{V_{inversor}} \quad (2.10)$$

$$I_{sist} = \frac{5 \text{ KW}}{240 \text{ V}}$$

$$I_{sist} = 18,75 \text{ [A]}$$

2.3.1 Selección del conductor

El conductor que se requiere para la instalación del sistema fotovoltaico para el usuario del sector es un conductor de cobre de 12 AWG escogido de la tabla de especificaciones técnicas del conductor de cobre que se encuentra en los anexos.

Figura 2.2

Conductor de cobre THHN



Nota. Conductor escogido del catálogo de conductores de ELECTROCABLES

Conductor de cobre para 600 V aislado con policloruro de vinilo [PVC] 90° C, y chaqueta de poliamida [nylon], resistente a la humedad, calor elevado, aceite y gasolina. [16]

Por último, para conocer cuanta energía produce a diario el sistema fotovoltaico con el resultado que obtuvimos en la ecuación (2.8) y las horas solares pico, reemplazamos en la ecuación (2.11) la cual nos permite conocer cuanta energía diaria producen los paneles solares.

$$\text{Producción diaria} = (\text{Capacidad instalada})(HPS) \quad (2.11)$$

$$\text{Producción diaria} = (P_{\text{sistema}})(HPS)$$

$$\text{Producción diaria} = (5 \text{ KW})(5)$$

$$\text{Producción diaria} = 25 \left[\frac{\text{KWh}}{\text{día}} \right]$$

Finalmente, la producción diaria de energía por parte de los paneles obtenida en el paso anterior se la multiplica por la eficiencia del sistema que resulta del producto entre la eficiencia del inversor, la eficiencia de los paneles y el factor de potencia lo que nos da como resultado del 90,6% de eficiencia.

$$\text{Producción neta diaria} = (\text{Producción diaria})(\text{Eficiencia}) \quad (2.12)$$

$$\text{Factor de eficiencia} = 90,6\%$$

$$\text{Producción neta diaria} = \left(25 \frac{\text{KWh}}{\text{día}}\right) (0.906)$$

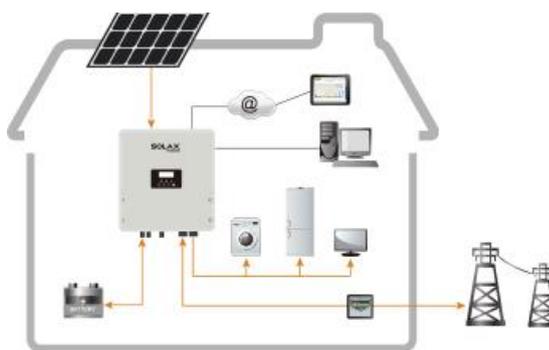
$$\text{Producción neta diaria} = 20,40 \left[\frac{\text{KWh}}{\text{día}}\right]$$

2.4 Criterio teórico de instalación

Para dimensionar la instalación fotovoltaica de cada vivienda del sector, se diseñó un sistema de inyección a la red tal como se muestra en el esquema de la **Figura 2.3**.

Figura 2.3

Sistema fotovoltaico On Grid.



Este sistema solar fotovoltaico, conocido como sistema on-grid, no cuenta con un banco de baterías ni con un regulador de baterías, y solo genera electricidad durante horas solares.

Los componentes principales del sistema se muestran en la **Figura 2.4**, **Figura 2.5** y **Figura 2.6**

- Paneles solares: Captura la energía solar y la convierte directamente en DC

Figura 2.4

Paneles Solares



- Inversor: Convierte la corriente DC generada por los paneles a corriente AC

Figura 2.5

Inversor DC-AC 7KW



- Medidor bidireccional: Mide la cantidad de electricidad que consume la red y la cantidad de electricidad que se inyecta a la red, permitiendo a los usuarios recibir créditos por la energía excedente que generan.

Figura 2.6

Medidor bidireccional desarrollo en software PVSYST



Cabe recalcar que el software obtendrá automáticamente de su base de datos, información tanto geográfica como meteorológica, tales como irradiación horizontal, irradiación difusa, temperatura entre otros.

2.4.1 Definición de sistema

En base a los cálculos gestionados para cada usuario se estimó que los paneles solares implementados fueron de 450 Wp tal como se especifica en la **Tabla 2.4**:

Tabla 2.4.

Datos de módulo fotovoltaico seleccionado

PARÁMETROS	VALORES
Fabricante	Resun Solar Energy
Potencia	450 Wp
Voltaje	24 VDC
Tipo	Monocristalino
Costo/panel	220 USD
Modelo	RS7I-450M
Año	2020
Módulos necesarios	4 aprox.

Nota. Datos obtenidos del catálogo de paneles Resun Solar Energy

Así mismo, de acuerdo con la potencia requerida se consideró el tipo de inversor con potencia de 5 KW tal como se evidencia en la **Tabla 2.5**, este inversor de 5 KW se implementó para todos los usuarios del conjunto residencial:

Tabla 2.5.

Datos de inversor seleccionado

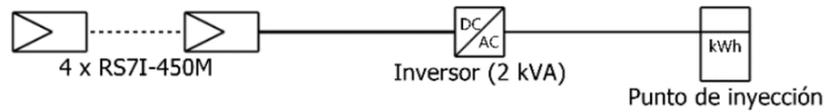
PARÁMETROS	VALORES
Fabricante	Growatt New Energy
Potencia	5.0 kW
Voltaje funcionamiento	50 - 500 V
Voltaje salida	220 - 230 VAC
Eficiencia	97.40%
Costo	1000 USD
Modelo	MIC 5000TL-X
Año	2020

Nota. Datos obtenidos del catálogo de inversores Growatt New Energy

Siendo estos los componentes disponibles y seleccionados dentro del software para la respectiva simulación de resultados.

Figura 2.7

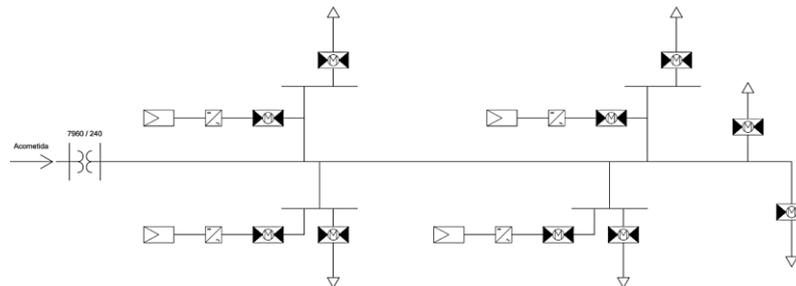
Diagrama unifilar para cada usuario con SFV



A continuación, en la **Figura 2.8** se visualiza la integración de los sistemas fotovoltaicos de cada usuario del sector, mismos que se conectan al mismo punto del transformador que les da servicio a todos los usuarios del sector.

Figura 2.8

Diagrama unifilar base para conjuntos de SFV conectados a la red

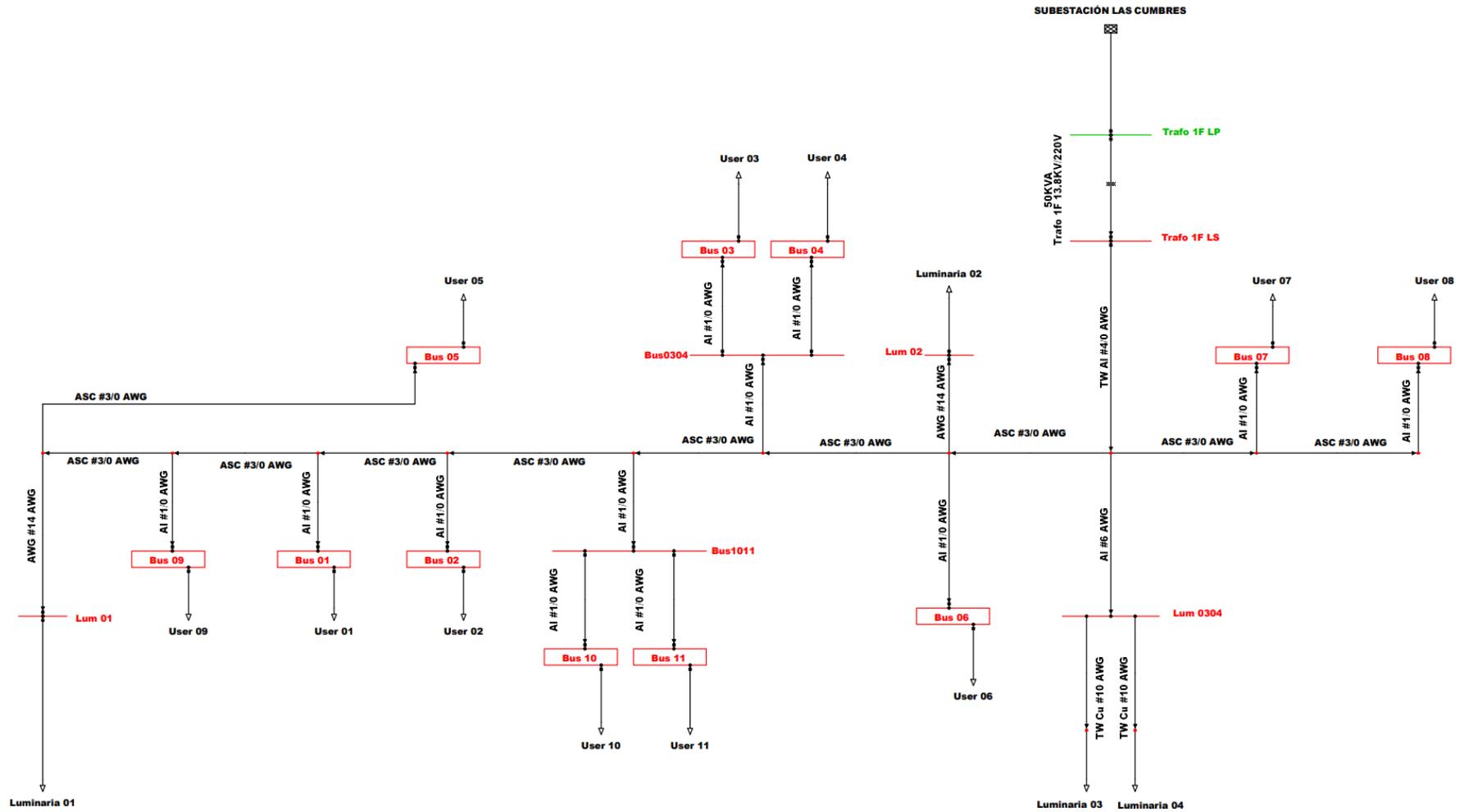


2.5 Diagramas esquemáticos

En el desarrollo de este estudio, se elaboraron diagramas esquemáticos detallados para ilustrar el estado del sistema eléctrico tanto sin la integración de sistemas fotovoltaicos (SFV) **Figura 2.9** como con dicha integración, **Figura 2.10**. Estos diagramas que proporcionan una representación visual de las configuraciones de los sistemas analizados son fundamentales para comprender las modificaciones propuestas y su impacto en la red de distribución.

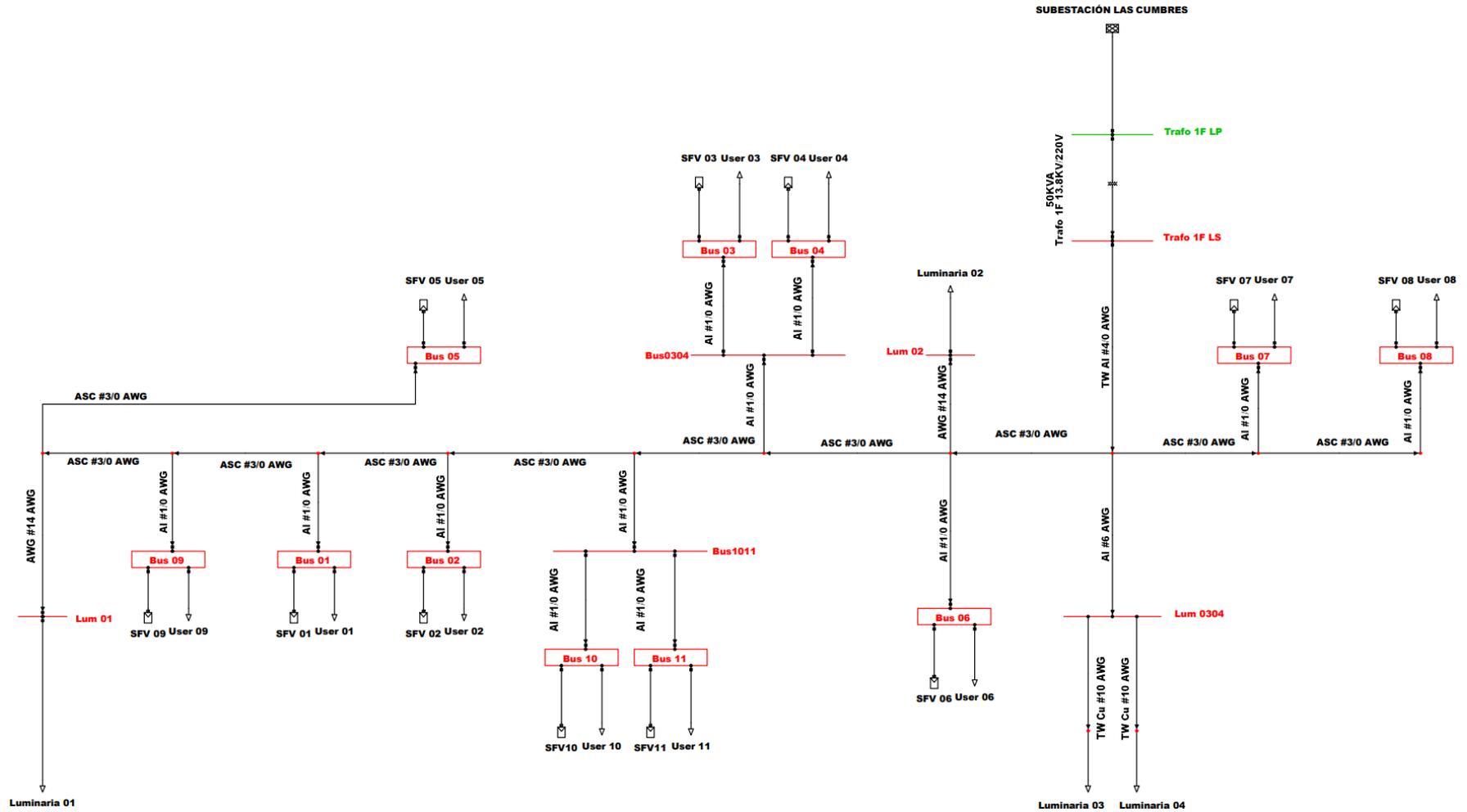
2.5.1 Diagrama esquemático sin integración de SFV

Figura 2.9
Sistema sin integración de SFV



2.5.2 Diagrama esquemático con integración de SFV

Figura 2.10
Sistema con integración de SFV



2.6 Criterio de simulación

Para diseñar y simular la red de distribución propia del sector Ceibos Norte que fue objeto de estudio se estimó que los análisis de flujo de potencia en el diseño de simulación de la red corresponderían al día de menos consumo el cual se dio el 23 de febrero del 2017, el día de mayor consumo siendo el 29 de abril del 2017 y los cuatros meses totales de registro de datos.

Gráfica 2.1

Consumos diarios del sector en KWh



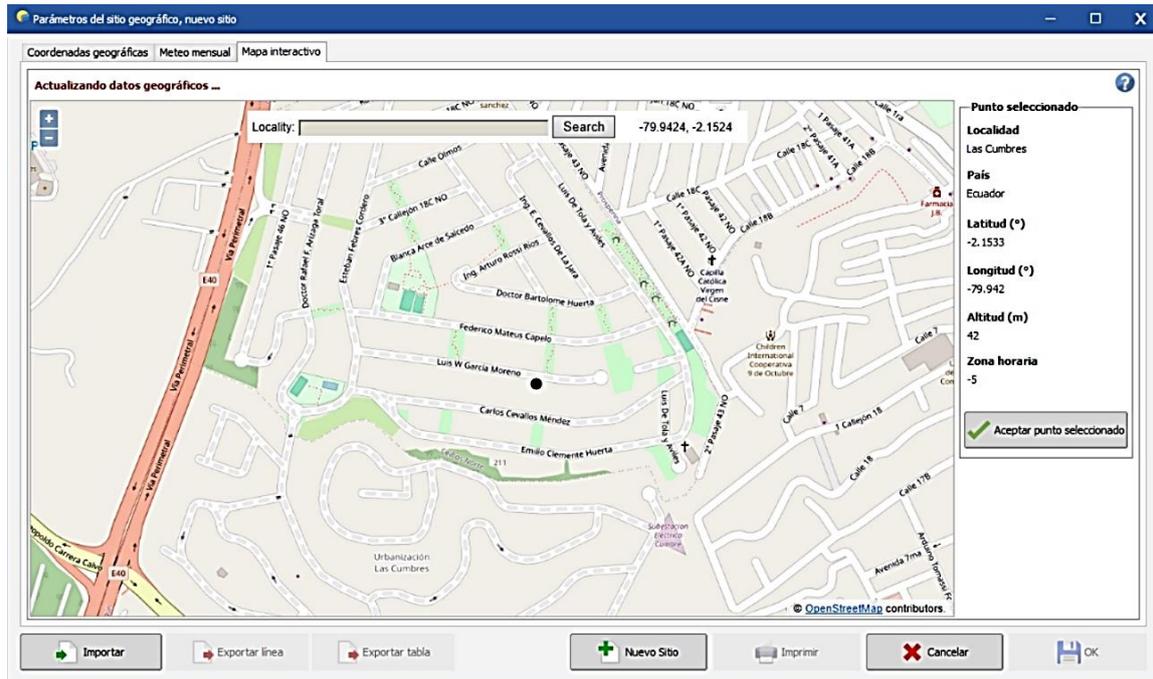
2.7 Obtención de producción de SFV mediante PVsyst

Tomando en cuenta los componentes definidos para nuestro SFV, se requiere la energía producida disponible a la salida del conjunto fotovoltaico en función de los datos meteorológicos y los días a ser objeto de estudio para las simulaciones. Por lo consiguiente se hizo uso del software PVsyst, en el cual se realizó una serie de pasos en el cual se parametrizó datos geográficos, meteorológicos y físicos del sector objeto de estudio.

2.7.1 Datos Geográficos

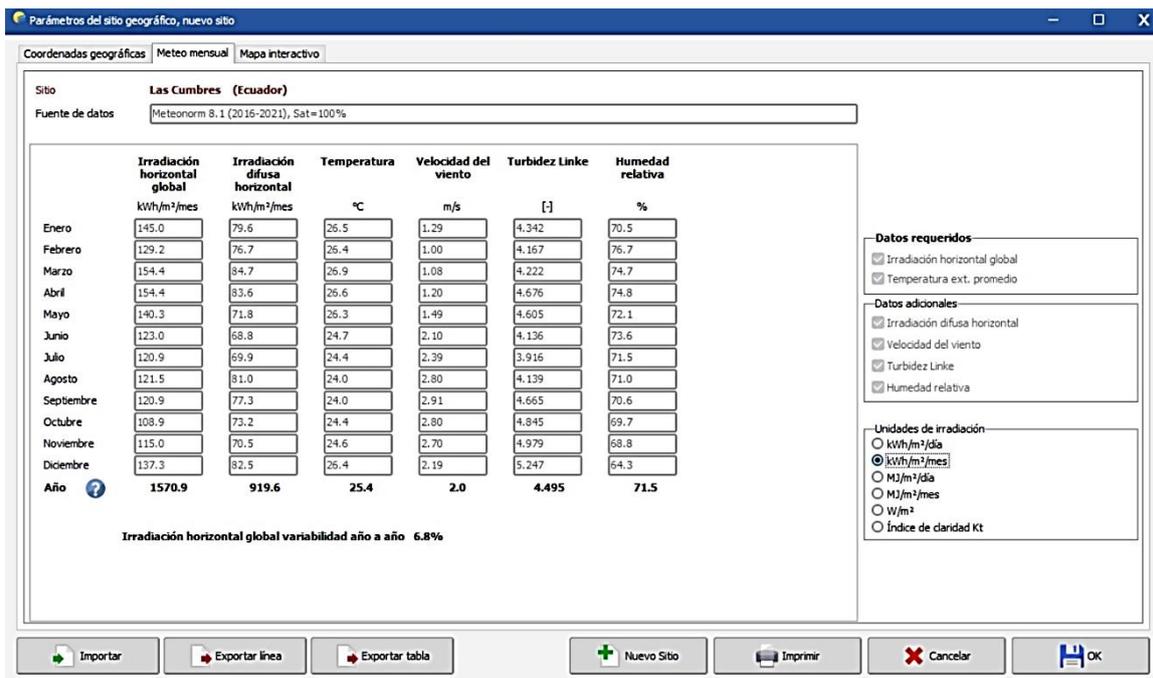
Se estableció el sector anteriormente mencionado, en el software tanto en el mapa como con sus coordenadas.

Figura 2.11
 Datos geográficos en PVsyst



Cabe recalcar que el software obtendrá automáticamente de su base de datos, información tanto geográfica como meteorológica, tales como irradiación horizontal, irradiación difusa, temperatura entre otros.

Figura 2.12
 Datos meteorológicos obtenidos por PVsyst

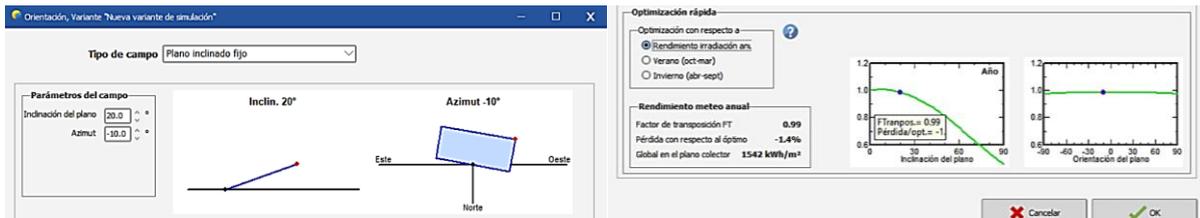


2.7.2 Orientación de paneles

Para la configuración de parámetros de campo se escogió un ángulo de inclinación de 20° y un Azimut de -10°, siendo estas variantes las que simulan la orientación de los paneles sobre el techado de las casas del sector con respecto al sol.

Figura 2.13

Ajustes de orientación de paneles en PVsyst

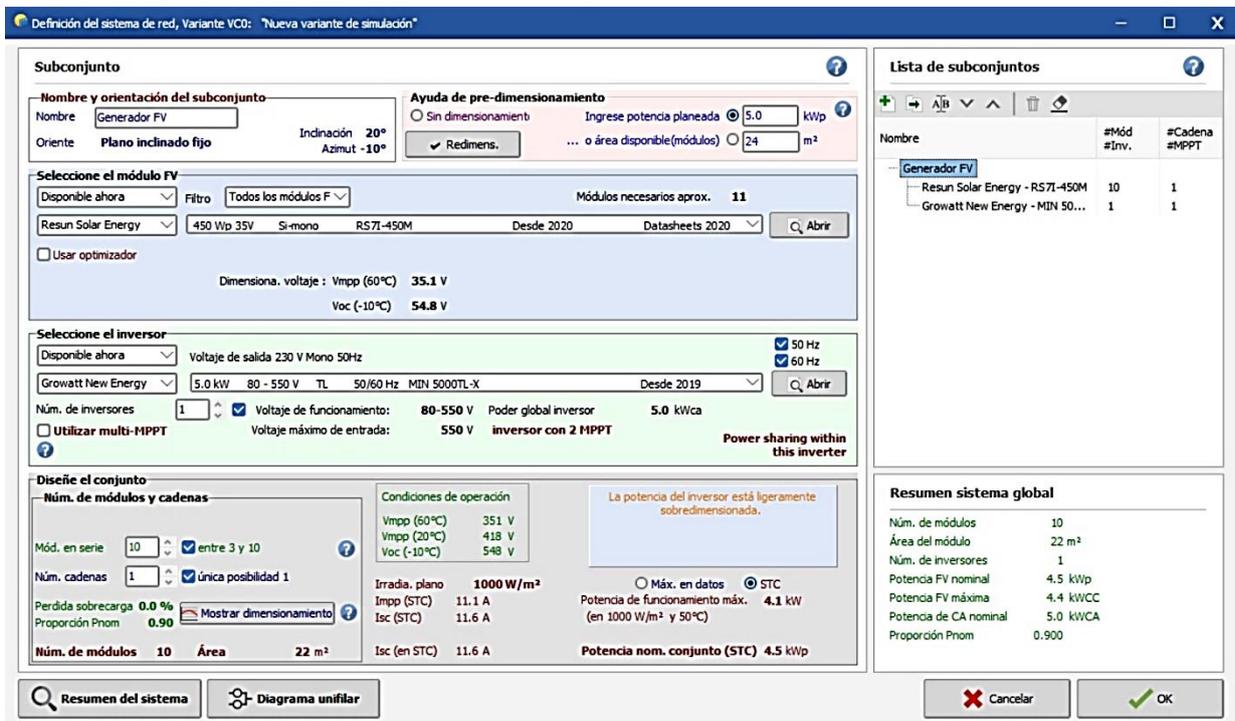


2.7.3 Configuración de componentes

Teniendo en cuenta el SFV definido en la sección 2.4.1, se seleccionaron los componentes dentro del software para la respectiva obtención de energía en función de los parámetros.

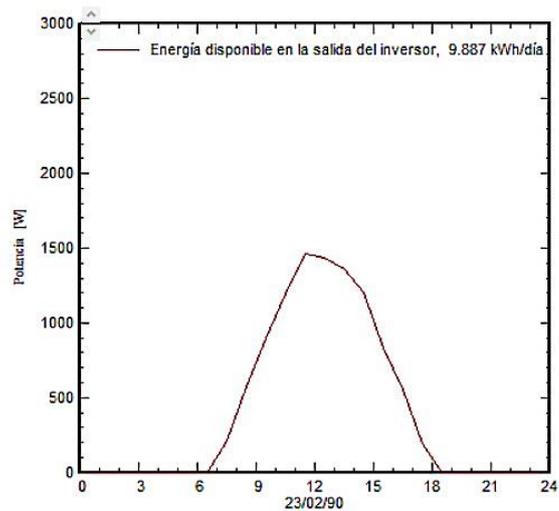
Figura 2.14

Componentes de SFV 5KW en PVsyst



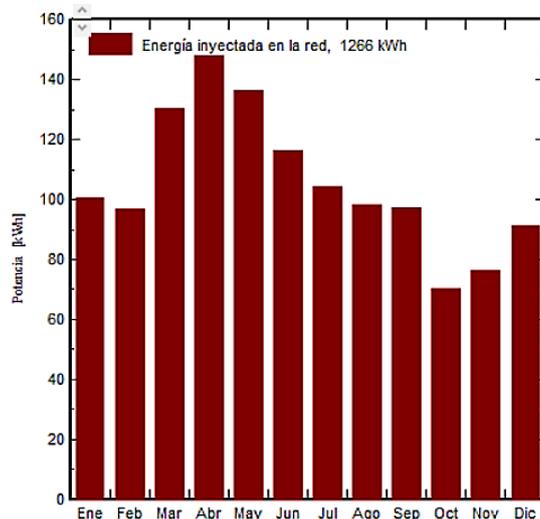
Una vez definido los componentes principales del sistema fotovoltaico, se pueden obtener la producción de energía de cada SFV, en cualquier día del año en pasos de horas o días. A continuación, se adjunta un ejemplo de la producción de energía de los SFV para un día de Abril.

Gráfica 2.2
Energía producida por SFV 5KW



De igual manera, se puede observar la cantidad de energía inyectada a la red durante el año con un valor aproximado de 1266 kWh, del cual se identifican que los meses en la época de invierno se obtiene las mayores cantidades de energía, siendo abril el mes que tiene la mayor irradiancia en el año.

Gráfica 2.3
Energía inyectada a la red de un SFV durante un año



2.8 Procedimiento para evaluación financiera de sistemas fotovoltaicos en la red de distribución.

2.8.1 Obtención y procesamiento de datos iniciales.

El primer paso consistió en recopilar y tabular los datos de consumos eléctrico en KWh proporcionados por CNEL EP Unidad Guayaquil para 11 usuarios residenciales. Estos datos correspondían a los meses de enero, febrero, marzo y abril, sumando un total de 44 registros de consumo.

Posteriormente, con base en el pliego tarifario emitido por ARCERNNR, correspondiente a la **Tabla 4.2** del Apéndice A, se calculó el costo mensual de consumo energético para cada usuario. Este cálculo incluyó la tarifa básica, el subsidio cruzado y el alumbrado público, siendo estos componentes los habituales en la planilla eléctrica residencial en Ecuador. El objetivo de este cálculo fue establecer un valor de referencia para determinar cuánto pagaba cada usuario antes de la instalación del sistema fotovoltaico.

Luego haciendo uso de la herramienta de simulación de sistemas eléctricos Power Factory se lograron obtener los nuevos valores de consumo para los mismo 4 meses, con ello se ejecutó el cálculo de los nuevos costos de consumo mensual con ayuda del pliego tarifario. La diferencia entre los costos originales y los costos de simulación representó el ahorro mensual en la planilla eléctrica tras la instalación del sistema fotovoltaico.

2.8.1.1 Cálculo de planilla eléctrica: Escenario Base vs. Escenario con sistema fotovoltaico.

Se realizó el cálculo de planilla eléctrica del primer usuario en ambos escenarios, cabe recalcar que el mismo procedimiento se repite para el resto de los usuarios:

- Consumo de 764 KWh en el primer escenario.

Tabla 2.6

Costo de consumo de energía para el usuario #1 antes de instalar el SFV

RANGO CONSUMO USUARIO 1	KILOVATIOS POR EL COSTO DE CADA RANGO	VALOR EN DOLARES
0-50	50*0.078	\$ 3.90
51-100	50*0.081	\$ 4.05
101-150	50*0.083	\$ 4.15
151-200	50*0.097	\$ 4.85
201-250	50*0.099	\$ 4.95
251-300	50*0.101	\$ 5.05
301-350	50*0.103	\$ 5.15
351-500	150*0.105	\$ 15.75
501-700	200*0.0129	\$ 25.70
701-1000	64*0.145	\$ 9.28
	TOTAL =	\$ 82.83

- Consumo de 541 KWh en el segundo escenario

Tabla 2.7

Costo de consumo de energía del usuario #1 luego de implementar el SFV.

RANGO CONSUMO USUARIO 1	KILOVATIOS POR EL COSTO DE CADA RANGO	VALOR EN DOLARES
0-50	50*0.078	\$ 3.90
51-100	50*0.081	\$ 4.05
101-150	50*0.083	\$ 4.15
151-200	50*0.097	\$ 4.85
201-250	50*0.099	\$ 4.95
251-300	50*0.101	\$ 5.05
301-350	50*0.103	\$ 5.15
351-500	150*0.105	\$ 15.75
501-700	41*0.0129	\$ 5.27
	TOTAL	\$ 53.12

$$\text{Ahorro_Enero} = \$82,83 - \$53,12 \quad (2.13)$$

$$\text{Ahorro_Enero} = \$29,71$$

2.8.2 Cálculo de ahorros y evaluación de viabilidad financiera desde el punto de vista del usuario.

El ahorro mensual promedio de cada usuario se proyectó a lo largo de un año, asumiendo que el ahorro sería constante durante los 12 meses. Estos ahorros anuales junto con la inversión inicial requerida para instalar el sistema fotovoltaico se utilizaron para calcular el valor neto actual (VAN) y la tasa interna de retorno (TIR) desde la perspectiva del usuario.

Para el cálculo del VAN se consideraron los ahorros anuales como flujos de caja y se utilizó una tasa de descuento del 16,27% (tasa obtenida del Banco Central del Ecuador [17]). Este análisis permitió evaluar si la inversión era financieramente viable para los usuarios.

2.8.3 Evaluación de viabilidad financiera desde el punto de vista de CNEL UN GUAYAQUIL.

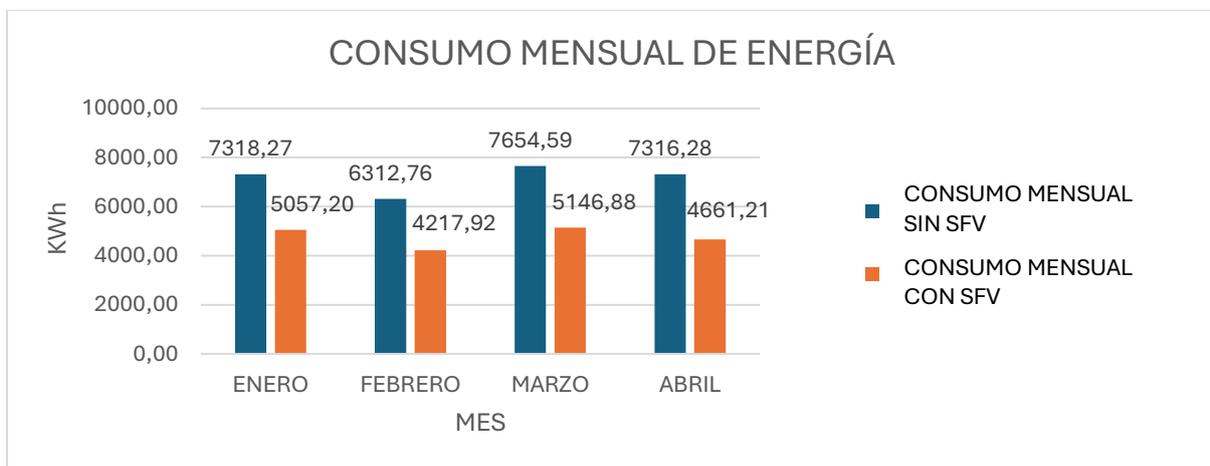
Para analizar la viabilidad financiera desde la perspectiva de CNEL, se asumió que la empresa sería la encargada de instalar los sistemas fotovoltaicos en las 11 viviendas. Se utilizó nuevamente la simulación en Power Factory para calcular la producción mensual de energía en KWh del conjunto residencial con los sistemas fotovoltaicos ON GRID, para lo cual se consideró el consumo horario de la red de distribución antes y después de integrar el conjunto de sistemas fotovoltaicos, véase el anexo donde se evidencian el consumo de energía por cada hora a lo largo de cada mes. Con estos datos se obtuvieron el consumo mensual de energía y la producción de energía que CNEL debe proveer para cubrir la demanda en ambos escenarios tal como se observa en las figuras respectivamente.

Para la **Gráfica 2.5** cabe recalcar que la Energía total entregada hacia el sector corresponde a la energía necesaria para cubrir la demanda del sector incluyendo las pérdidas

en las líneas, para lo cual se ajustó considerando el porcentaje de pérdidas en los sistemas de distribución y transmisión siendo 17.85 % y 3.28% respectivamente, según los datos del informe de balance energético del 2023 publicado por la ARCERNNR [25]. Con la energía generada, se calculó el costo de compra de energía, tanto para el escenario sin sistemas fotovoltaicos como con ellos integrados, considerando que el precio al que compra CNEL UN GUAYAQUIL la energía es de 0.0495 USD/KWh este cálculo se evidencia en las tablas respectivamente.

Gráfica 2.4

Comparación de consumos mensuales de energía del sector



Gráfica 2.5

Comparación de energía total entregada hacia el sector

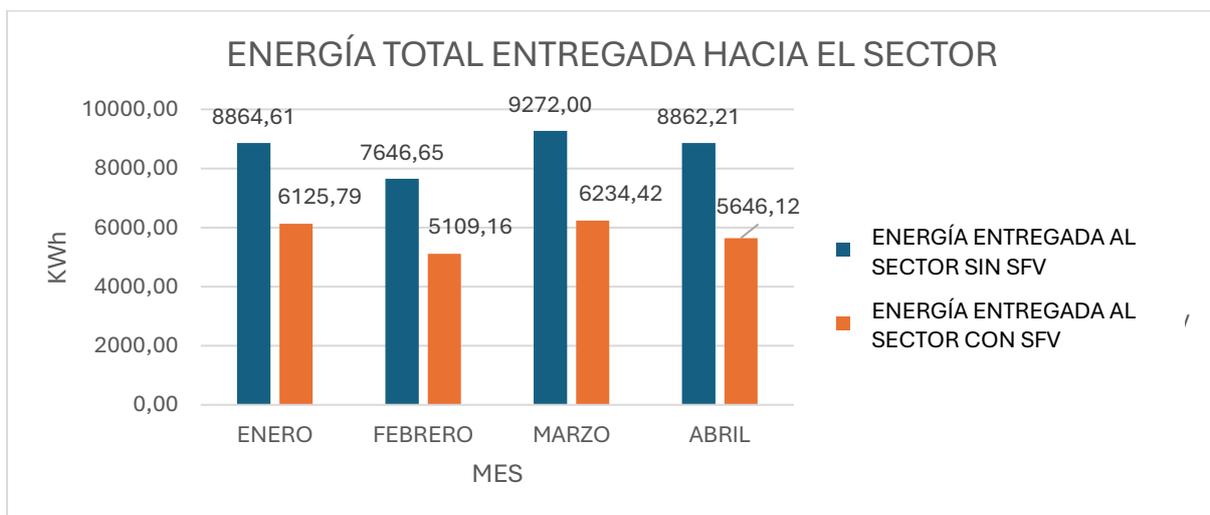


Tabla 2.8*Consumo y entrega de energía durante los 4 meses.*

MES	CONSUMO	ENERGÍA ENTREGADA	CONSUMO	ENERGÍA ENTREGADA
	MENSUAL	AL SECTOR	MENSUAL	AL SECTOR
	DEL SECTOR	SIN SFV	DEL SECTOR	CON SFV
	SIN SFV		CON SFV	
	[KWh]	[KWh]	[KWh]	[KWh]
Enero	7318,27	7318,27*(1+0,0328+0,1785) =8864,61	5057,22	5057,22*(1+0,0328+0,1785) =6125,81
Febrero	6312,76	6312,76*(1+0,0328+0,1785) =7646,65	4217,92	4217,92*(1+0,0328+0,1785) =5109,16
Marzo	7654,59	7654,59*(1+0,0328+0,1785) =9272	5146,88	5146,90*(1+0,0328+0,1785) =6234,44
Abril	7305,53	7305,53*(1+0,0328+0,1785) =8862,21	4661,21	4671,42*(1+0,0328+0,1785) =5658,49

Tabla 2.9*Costo y ahorro mensual de la energía entregada al sector.*

MES	COSTO DE ENERGÍA	COSTO DE ENERGÍA	AHORRO MENSUAL [\$]
	ENTREGADA AL SECTOR SIN SFV [\$]	ENTREGADA AL SECTOR CON SFV [\$]	
Enero	\$ 438,80	\$ 303,23	\$ 135,57
Febrero	\$ 378,51	\$ 252,90	\$ 125,61
Marzo	\$ 458,96	\$ 308,60	\$ 150,36
Abril	\$ 438,03	\$ 280,10	\$ 157,94

Finalmente, se determinó el ahorro mensual promedio por CNEL y usando de ahorro como flujo de caja, junto con el valor de la inversión inicial, utilizó una tasa de descuento del 8 % (tasa obtenida del Banco Central del Ecuador [17]). Este proceso permitió determinar la viabilidad financiera del proyecto desde el punto de vista de CNEL.

Este análisis se realizó estableciendo dos situaciones contempladas en el caso de que incremente la integración de sistemas fotovoltaicos, considerando que el costo de energía producida por un sistema fotovoltaico es de 0.09 USD/KWh aproximadamente entonces se efectuó la evaluación de viabilidad económica sin la restricción de que CNEL GUAYAQUIL suministre la energía excedente generada por los SFV en las horas solares hacia media tensión y por otro lado cuando CNEL GUAYAQUIL no puede suministrar el excedente a media tensión, en este último caso se formuló un precio de energía utilizando la ecuación través del cual el proyecto sea considerado financieramente viable en caso de no serlo con el precio actual.

$$-3600 * c + \sum_{t=1}^{n=20} \frac{262,04 * c * p * 12}{(1 + 0,08)^t} \quad (2.14)$$

Donde:

c: Cantidad de usuarios

p: Precio del KWh

n: Número de años

En la ecuación (2.14) se estimó el promedio de consumo de energía mensual en este caso 262,04 correspondiente al promedio de los 11 usuarios que fueron parte de este estudio asumiendo que ese consumo es constante durante los 12 meses del año junto con la inversión inicial de cada sistema contemplado en \$3600.

CAPÍTULO 3

3. RESULTADOS Y ANÁLISIS

3.1 Resultados técnicos

3.1.1 Resultados teóricos del dimensionamiento del sistema fotovoltaico de cada usuario.

A continuación, la **Tabla 3.1**, muestra el dimensionamiento del sistema fotovoltaico correspondiente a cada vivienda considerando su consumo mensual promedio y con ello la producción neta diaria que el módulo fotovoltaico inyectaría a la red.

Tabla 3.1
Resultados teóricos de dimensionamiento fotovoltaico para cada usuario

Nro. Usuario	Consumo Mensual [KWh]	Energía Diaria [KWh/Dia]	Psist [KW]	Pinversor [KW]	# Paneles	Paneles Series	Paneles Paralelo	Total Paneles	Potencia	Isist [A]	Producción
									Total Instalada [KW]		Neta Diaria [KW]
1	655.63	21.85	4.37	5	11	10	1	10	4.5	18.21	20,40
2	862.12	28.74	5.75	6.6	15	10	2	20	9	23.95	40,81
3	425.32	14.18	2.84	3.3	7	10	1	10	4.5	11.81	20,40
4	408.61	13.62	2.72	3.1	7	10	1	10	4.5	11.35	20,40
5	587.99	19.60	3.92	4.5	10	10	1	10	4.5	16.33	20,40
6	512.03	17.07	3.41	3.9	9	10	1	10	4.5	14.22	20,40
7	1,356.42	45.21	9.04	10.4	23	10	2	20	9	37.68	40,81
8	391.90	13.06	2.61	3	7	10	1	10	4.5	10.89	20,40
9	630.58	21.02	4.20	4.8	11	10	1	10	4.5	17.52	20,40
10	451.97	15.07	3.01	3.5	8	10	1	10	4.5	12.55	20,40
11	643.72	21.46	4.29	4.9	11	10	1	10	4.5	17.88	20,40

El consumo mensual de energía en las viviendas de ceibos varía entre 391,90 KWh y 1356,62 KWh, con un consumo diario de 13,06 KWh a 45,21 KWh. Esto influye en el dimensionamiento de los sistemas fotovoltaicos, con potencias de 4,5 KW a excepción de dos usuarios quienes requieren de potencias instaladas de 9 KW.

La configuración estándar de los paneles solares consiste en 10 paneles conectados en serie, con 1 arreglo de 10 en paralelo. Se han implementado inversores de 5 KW para todos los

usuarios, lo que implica que la potencia instalada también es de 5 KW. Esta decisión se tomó para simplificar la simulación de los flujos de potencia y evitar limitaciones del software, asegurando uniformidad en el análisis de resultados. Estos sistemas ON-GRID están diseñados para aportar un promedio de 24,11 KW a la red considerando las 5 horas solar pico existentes en la ciudad. Aunque la simulación limita la cantidad de energía que se puede devolver a la red, en la práctica, este aporte mejora la estabilidad y eficiencia eléctrica en Guayaquil, promoviendo un sistema energético más robusto y confiable.

3.1.2 Propuesta de ubicación de paneles

Figura 3.1

Ubicación de SFV en el sector – PVsyst



Nota. Imagen obtenida de Google Earth y procesada por PVsyst

En conjunto del uso adecuado de Geoportal CNEL EP, Google Earth y PVsyst, se logró ubicar de manera teórica la ubicación del conjunto de paneles fotovoltaicos en cada techo o terraza de la casa de los usuarios del Sector que es objeto de estudio.

La **Figura 3.1** muestra una imagen satelital del sector y sobre ella el dimensionamiento a escala del arreglo fotovoltaico para cada usuario.

3.1.3 Flujo de carga estático

Al realizar el flujo de carga estático en el simulador de sistemas eléctricos de potencia Power Factory, podemos visualizar en la **Figura 3.2** que la simulación es la correcta y la esperada para el sector, presentando un correcto voltaje desde la subestación principal Las Cumbres, hasta el transformador monofásico del sector con voltajes de 7967.4 V del lado primario y 240.1 V del lado secundario. Posteriormente a ello se distribuye la energía a todos los puntos de carga residenciales de cada usuario, llegando a identificar el flujo de potencia respectivo para cada usuario seguido de los voltajes manteniendo los valores nominales de 240 v, exceptuando la primera luminaria “Lum 01”, el cual presenta caída de tensión de 0.25%.

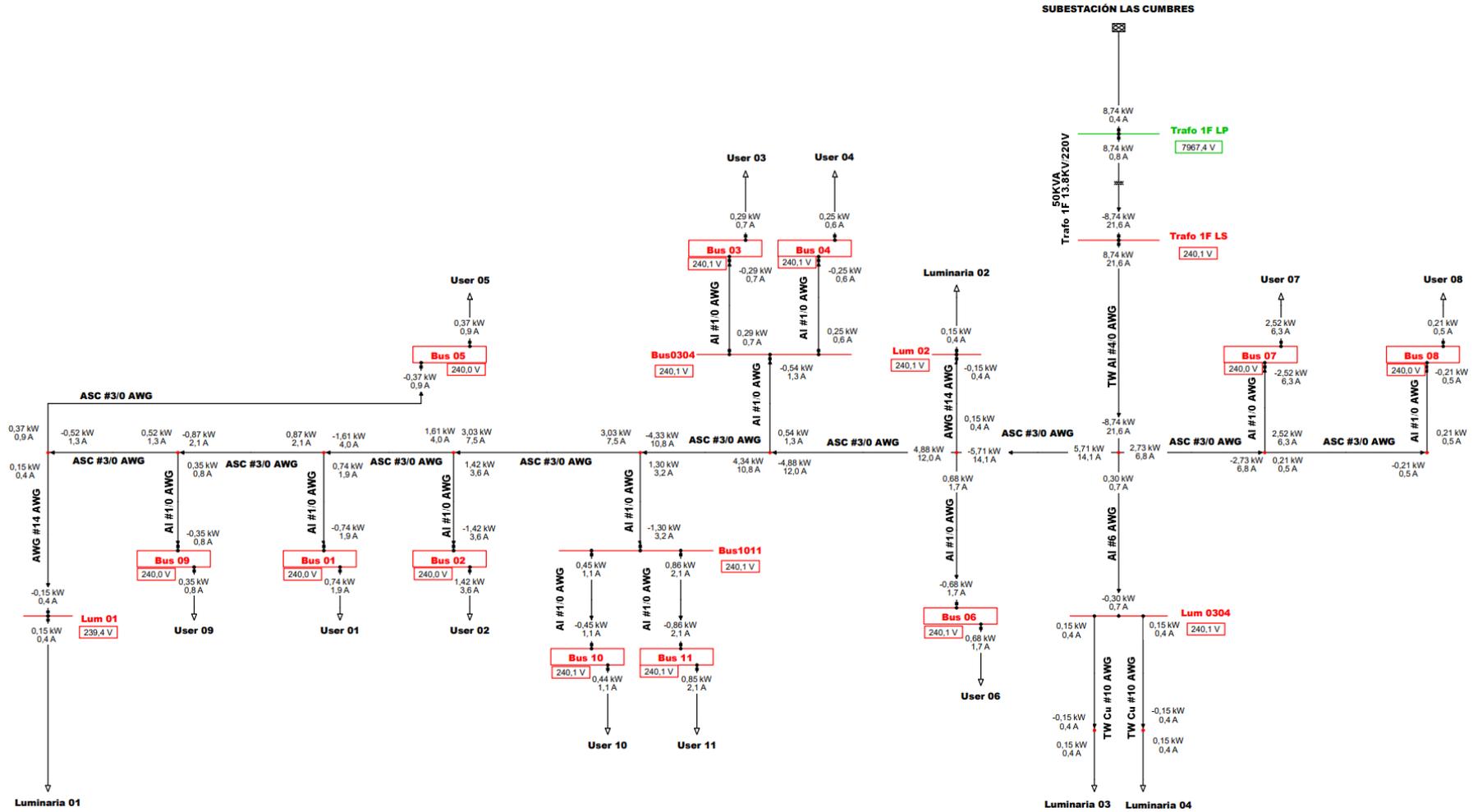
Para el flujo de carga estático con la integración de los sistemas fotovoltaicos, según la **Figura 3.3**, se puede llegar a identificar como que los voltajes en cada punto de carga han percibido pequeñas caídas de voltaje, pero con respecto a la potencia demandada desde la red por cada usuario residencial, éste ha llegado a ser menor, incluso la energía se regresa a media tensión, ya que al entrar en operación los sistemas fotovoltaicos, éstos no solo llegan a abastecer parte de la carga de los usuarios, sino que tiene excedente para regresarse a media tensión y lograr abastecer otros sectores.

Pero estas simulaciones al ser de flujo estático, solo reflejan un flujo de carga con valores nominales, es decir de potencia instantánea y hasta de potencia máxima en horas solares por parte de los sistemas fotovoltaicos, siendo estos resultados simplemente de guía, mas no indicarían un valor real de flujo de carga a lo largo de un día cotidiano en el sector, es por ello que más adelante se presentarán los resultados de flujos de carga en el dominio del tiempo, con análisis más profundos y más precisos para ciertos tipos de día de consumo, de igual manera con su respectivo análisis económico.

3.1.3.1 Sin integración de SFV

Figura 3.2.

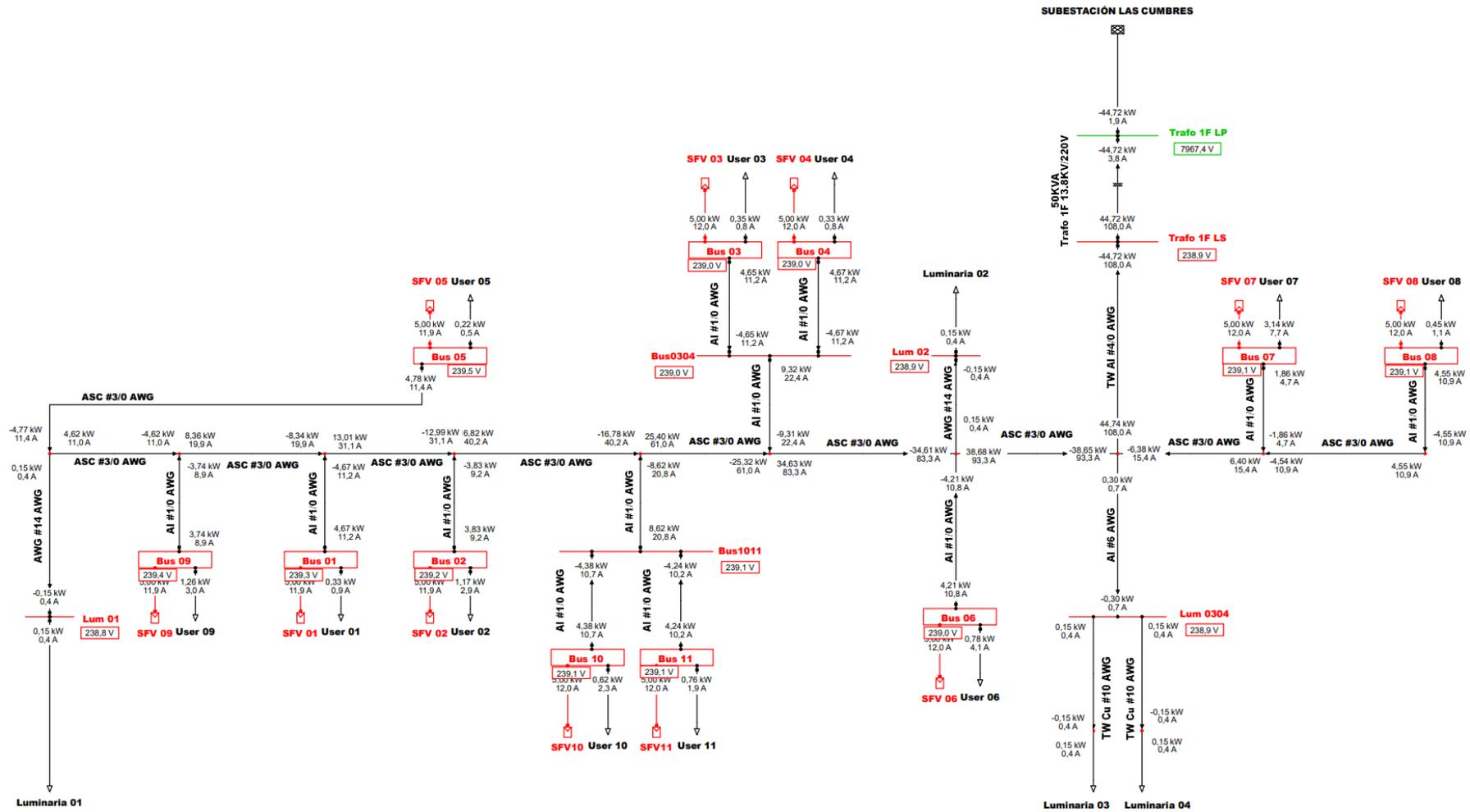
Resultados de flujo de potencia estático sin integración de SFV



3.1.3.2 Con integración de SFV

Figura 3.3

Resultados de flujo de potencia estático con integración de SFV



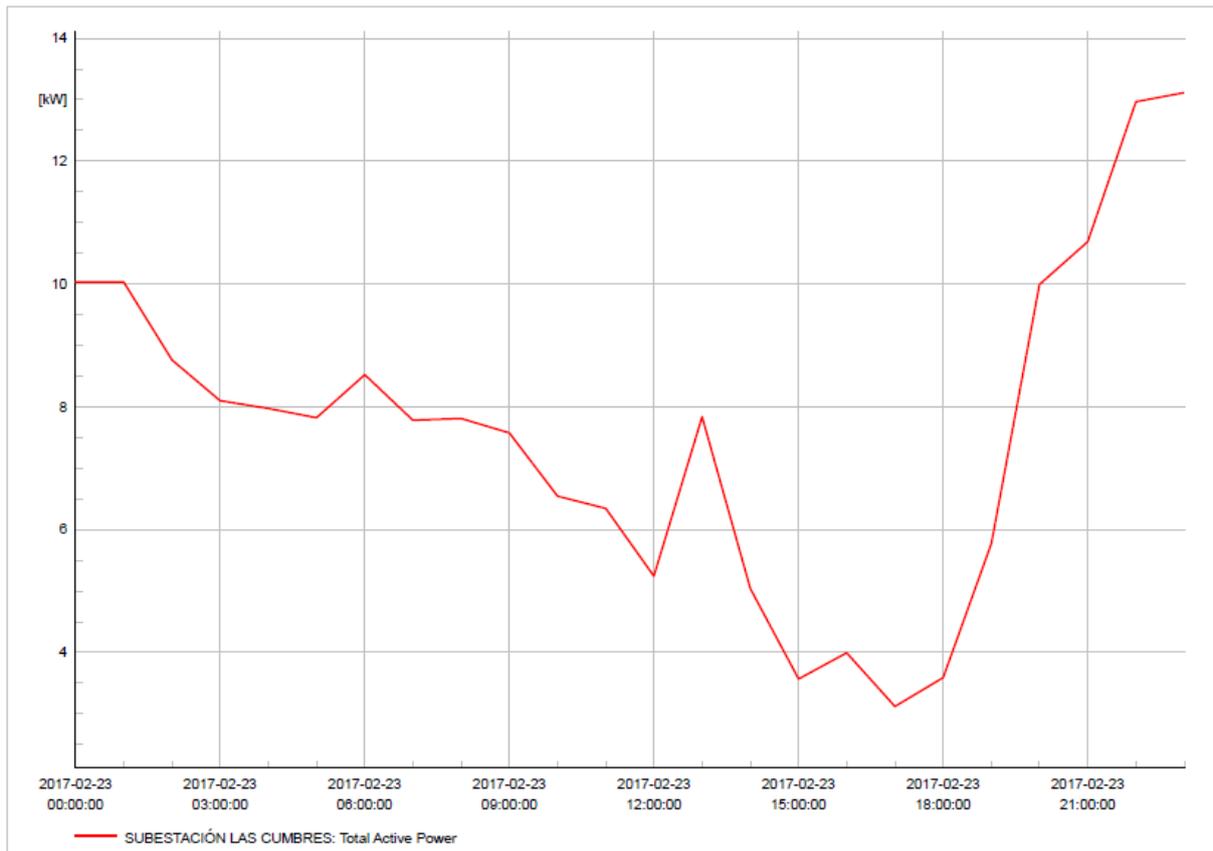
3.1.4 Flujo de carga en el dominio del tiempo

3.1.4.1 Día de menor consumo eléctrico.

3.1.4.1.1 Sin integración de SFV

Gráfica 3.1

Perfil de carga en el sector sin SFV integrados.



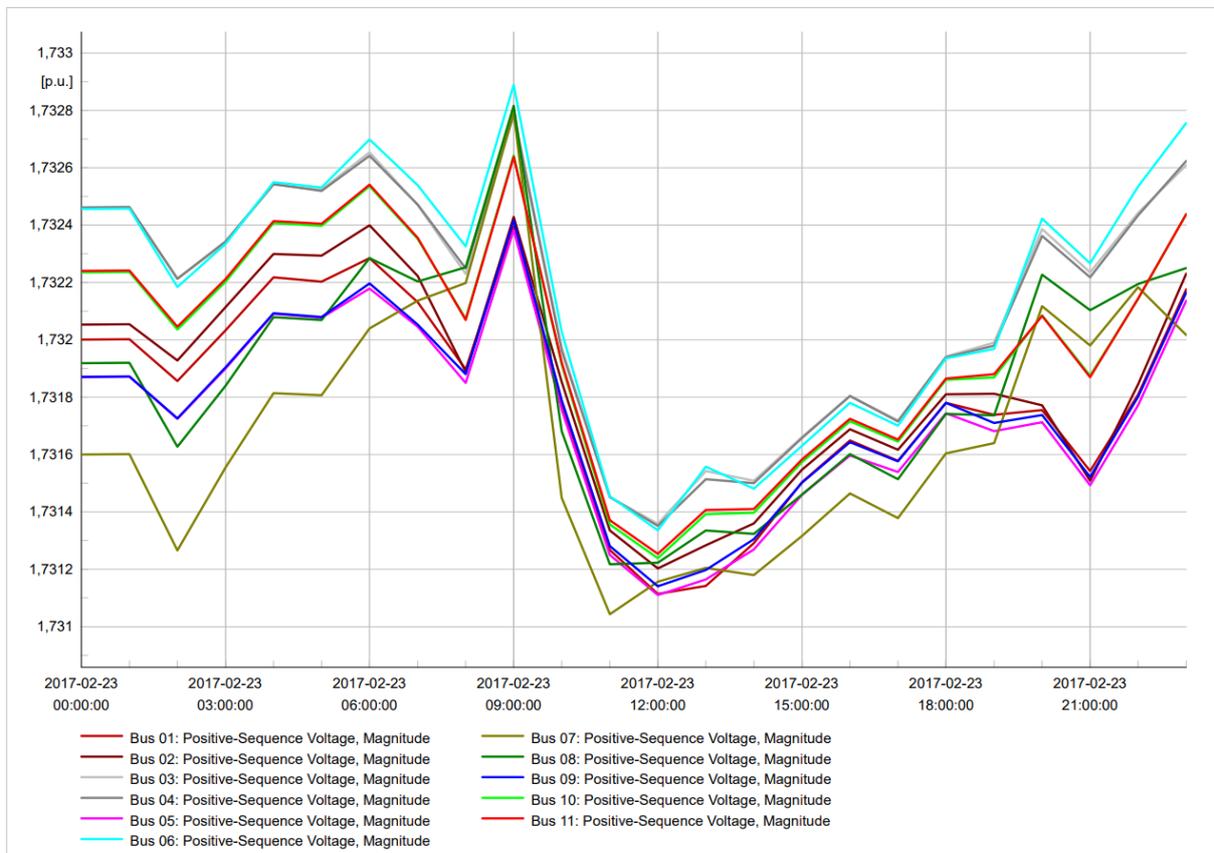
Análisis de carga horaria sin los SFV integrados.

La **Gráfica 3.1** muestra la variación de consumo de energía a lo largo del día. Se observa una disminución progresiva de la carga desde la media noche hasta aproximadamente las 08h00, lo que indica una menor demanda eléctrica en ese período; luego de eso la carga se mantiene en valores más bajos con algunas fluctuaciones hasta las 15h00. Lo que sugiere que en el sector existe una menor demanda eléctrica durante las horas de la mañana y primeras horas de la tarde.

A partir de las 15h00, se observa un aumento significativo en la carga alzando su punto máximo cerca de las 21h00 contrastando un incremento típico del horario pico de consumo residencial, es decir cuando los usuarios llegan a su vivienda y hacen uso de más aparatos eléctricos.

Para una mejor comprensión entre la relación de consumo durante el día de menor consumo de los usuarios del sector, se puede visualizar la matriz de correlación de esta en la **Tabla 4.5** del Apéndice C, en el cual pocos son los usuarios que mantienen una relación similar de consumo a lo largo del día, tales son los pares de usuarios 3-4, 7-9, 6-10, 2-11, 8-10, con un porcentaje mayor al 85%, los usuarios 4-8, 6-8 y 4-10 con porcentajes alrededor de 70% y el resto de usuarios presentan un porcentaje menor al 65%.

Gráfica 3.2.
Perfiles de voltaje de usuarios sin SFV



Análisis de variación de voltajes sin los SFV integrados.

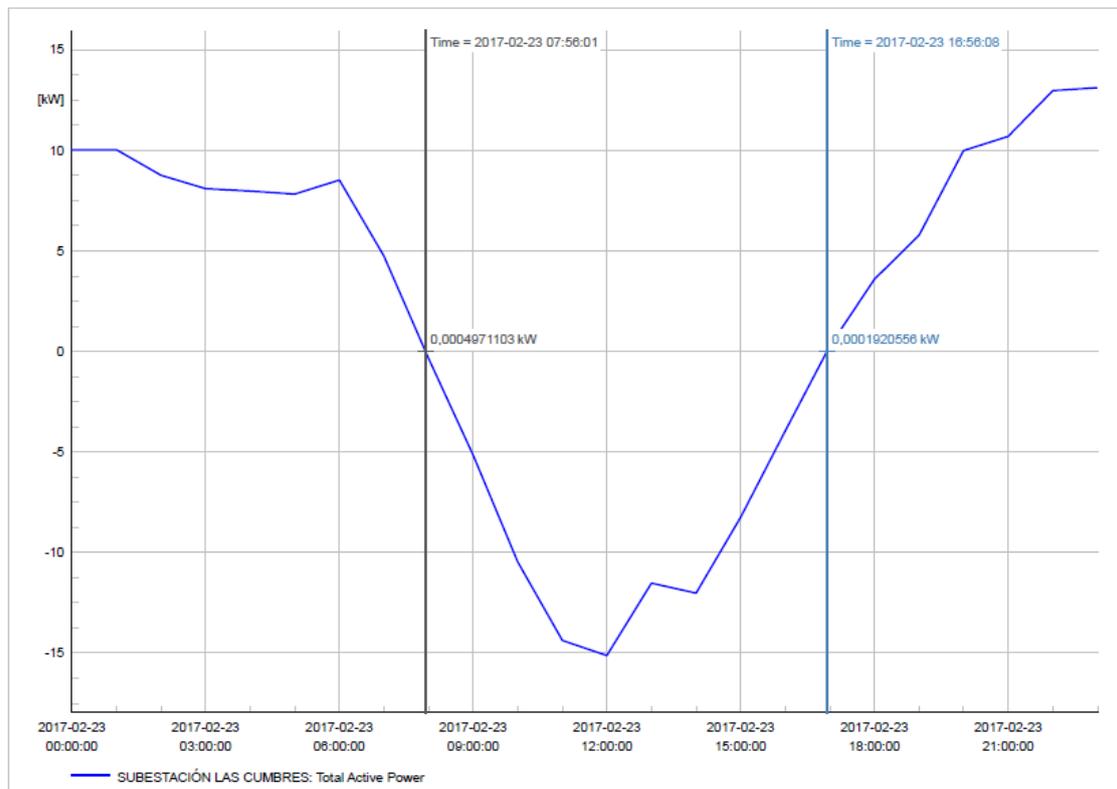
Cabe recalcar que todos los valores de las gráficas de voltajes varían alrededor de 1.7320 p.u. dado a que el software Power Factory ha tomado como valor real 415.69 V y como valor base los 240 V, siendo este un conflicto entre conceptos del software ya que ha tomado el valor real de manera trifásica y el valor base de manera monofásica, debiéndose esto a conflictos del software ya que este se especializa en sistemas trifásicos mas no monofásicos. Pero, aun así, por conceptos de linealidad, se tomarán las gráficas como válidas para su respectivo análisis.

Para los perfiles de voltaje de cada usuario del sector sin la integración de SFV durante el flujo de carga del día de menor consumo, se puede visualizar como este mantiene relación entre voltajes de cada usuario a lo largo de las horas, pero logran variar según la hora del día y la carga, siendo horas de la madrugada y noche donde el voltaje se mantiene a un mismo nivel exceptuando las horas alrededor del mediodía cuando se presentan pequeñas caídas de voltaje, llegando a variar desde 1.7329 p.u. hasta 1.7310 p.u. reflejando una variación de voltaje de 0.11%, el cual es tolerable ya que se encuentra dentro del rango aceptable de voltaje a nivel de distribución de $\pm 8\%$.

3.1.4.1.2 Con integración de SFV

Gráfica 3.3

Perfil de carga en el sector con el SFV integrado.

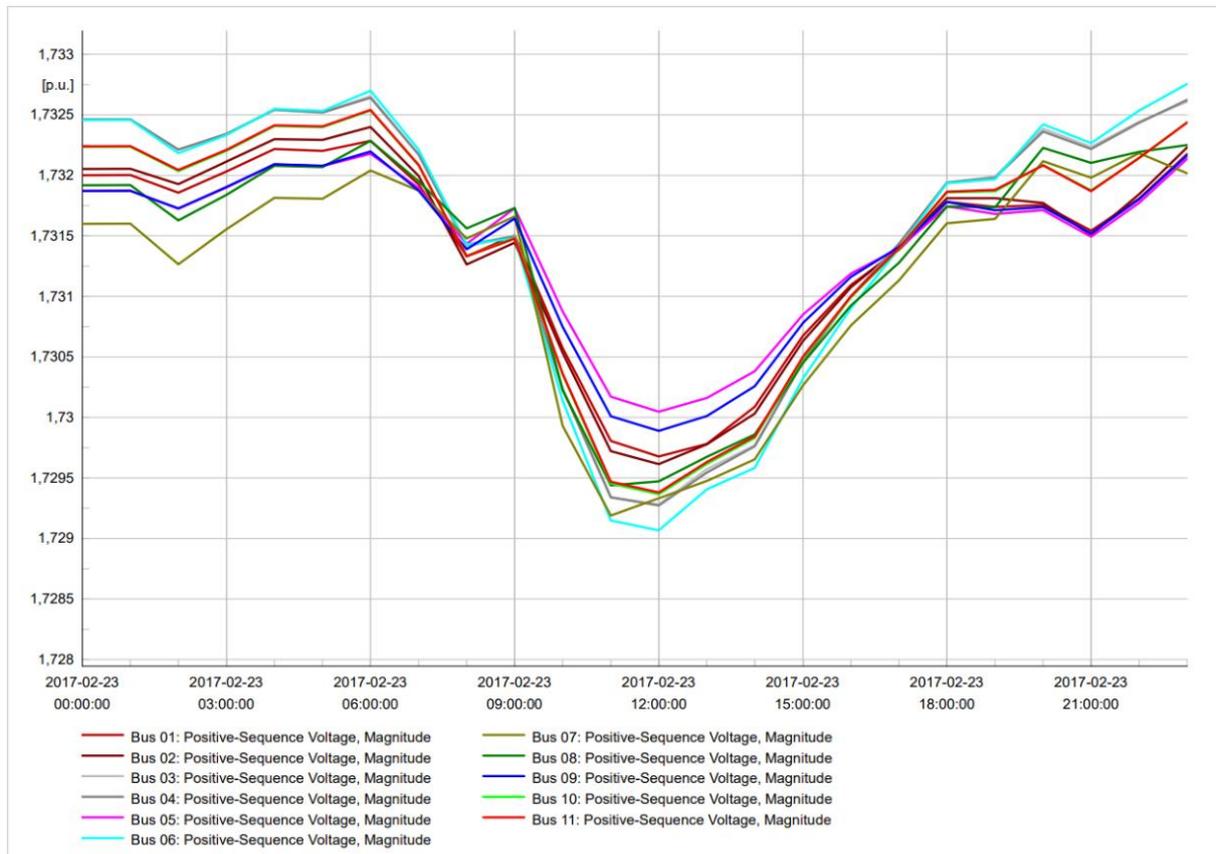


Análisis de carga horaria con los SFV integrados.

La **Gráfica 3.3** presenta una tendencia similar a las primeras horas del día con respecto a la **Gráfica 3.1**, pero con una notable diferencia de que los valores de carga llegan a valores negativos, lo que indica que durante algunas horas del día la generación fotovoltaica supera el consumo de energía, inyectando energía de vuelta a la red.

En la curva se evidencian dos puntos críticos uno alrededor de las 08h00 y otro alrededor de las 17h00, aquí la carga se aproxima a cero, presentando un balance entre la generación y los consumos en esos instantes, con respecto al aumento de la carga al final del día comparado con la **Gráfica 3.1** se observa que la parte final de la curva es menos pronunciada, lo que sugiere que los sistemas fotovoltaicos están ayudando a reducir la carga máxima durante las horas pico.

Gráfica 3.4
Perfiles de voltaje de usuarios con SFV



Análisis de variación de voltajes con los SFV integrados.

Con la integración de SFV en el sector, los perfiles de voltaje de cada usuario durante el flujo de carga en el día de menor consumo presentan una menor dispersión entre voltajes, pero a la vez tienen una pequeña caída mayor de voltaje al medio día cuando se encuentran los sistemas fotovoltaicos operando con las mayores horas solares, pasando de 1.7329 p.u. hasta 1.7290 p.u., denotando ahora una variación de tensión de 0.22%.

Gráfica 3.5

Limitación de SFV en el sector.



Análisis de limitación de generación fotovoltaica.

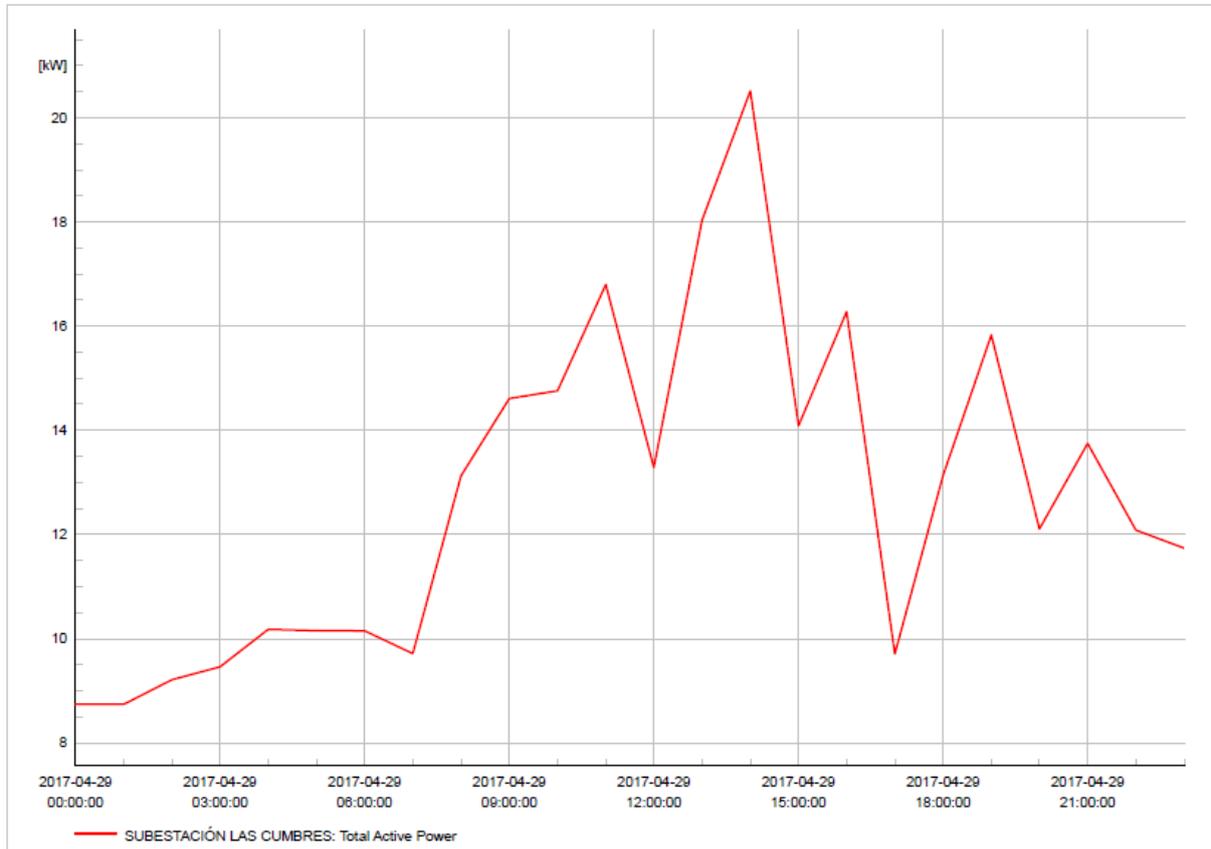
Al ser el 23 de febrero, el día de menor consumo por parte de los usuarios en el sector, se determinó que a partir de 4 SFV, la inyección de energía a la red ya incluso no solo se queda en baja tensión, sino que también se regresa a media tensión mediante el transformador de 50 KVA que abastece este sector. Siendo una cantidad de 3 SFV la adecuada para días en que el sector va a tener el menor consumo posible, es decir que como máximo solo 3 usuarios residenciales hagan uso de sus SFV, en caso de que la empresa distribuidora de servicio eléctrico no quisiera que se regrese la energía a media tensión.

3.1.4.2 Día de mayor consumo eléctrico.

3.1.4.2.1 Sin integración de SFV

Gráfica 3.6

Demanda de energía en la red sin el SFV integrado



Análisis de carga horaria sin los SFV integrados.

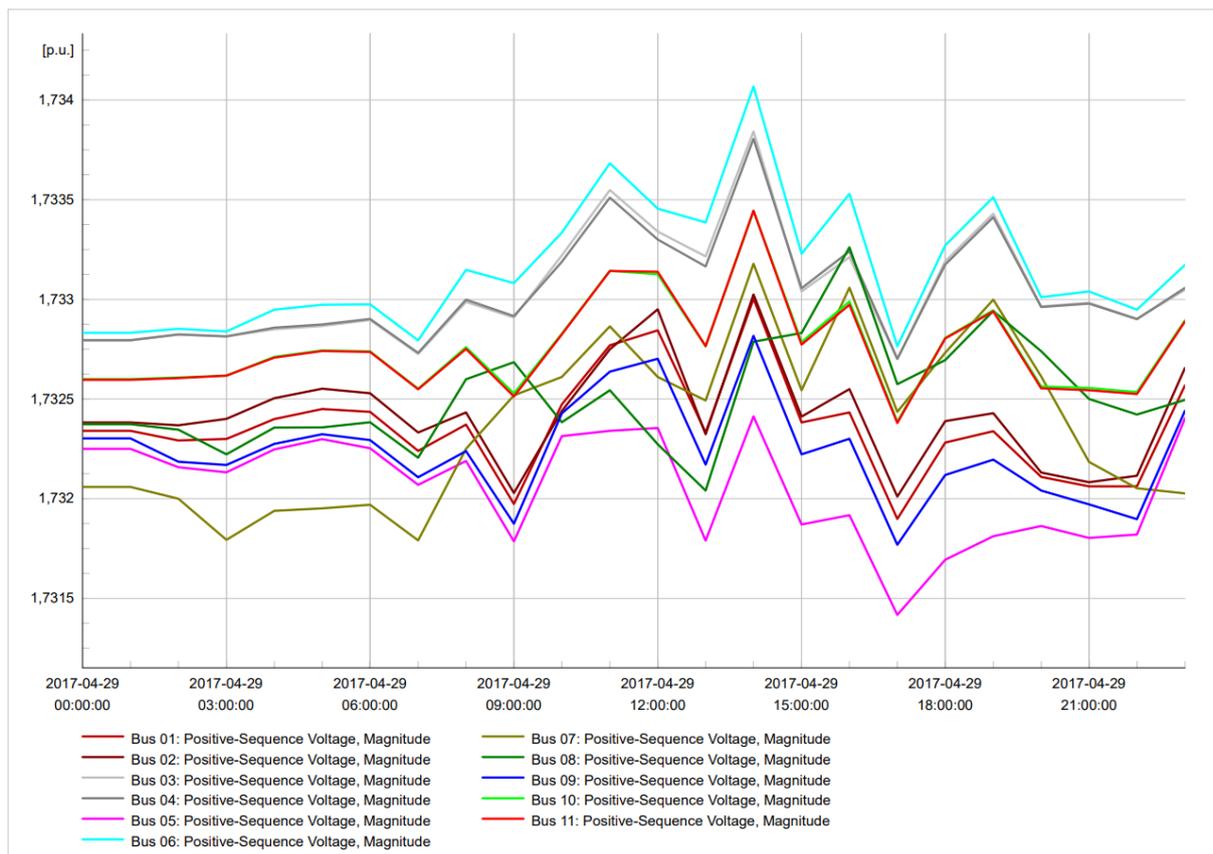
En la **Gráfica 3.6** se presenta la curva de demanda donde se refleja un aumento constante desde las 00h00 hasta las 14h00 donde alcanza su pico máximo y al mismo tiempo varios picos de carga que oscilan alrededor de las 14h00 y las 17h00, que corresponden a horas típicas de alta demanda probablemente en el uso de electrodomésticos y sistemas de climatización.

Luego en horas de la tarde se observan varias fluctuaciones significativas lo que sugiere que la demanda es alta e inestable durante la tarde y a pesar de que en horas de la noche la

demanda desciende, se estima que es bastante alta en comparación con las horas de la madrugada.

De misma forma, para un mejor entendimiento entre la relación de consumo durante el día de mayor consumo de los usuarios del sector, se realizó la respectiva matriz de correlación, en la **Tabla 4.6** Apéndice C, denotando una gran correlación entre los usuarios 2-11, 4-10, 4-8 con un porcentaje alrededor del 90%, usuarios 2-6 y 7-9 con un porcentaje entre 70% y 80%, el resto de los usuarios presenta una baja correlación con porcentajes menores al 51%.

Gráfica 3.7
Perfiles de voltaje de usuarios sin SFV



Análisis de variación de voltajes sin los SFV integrados.

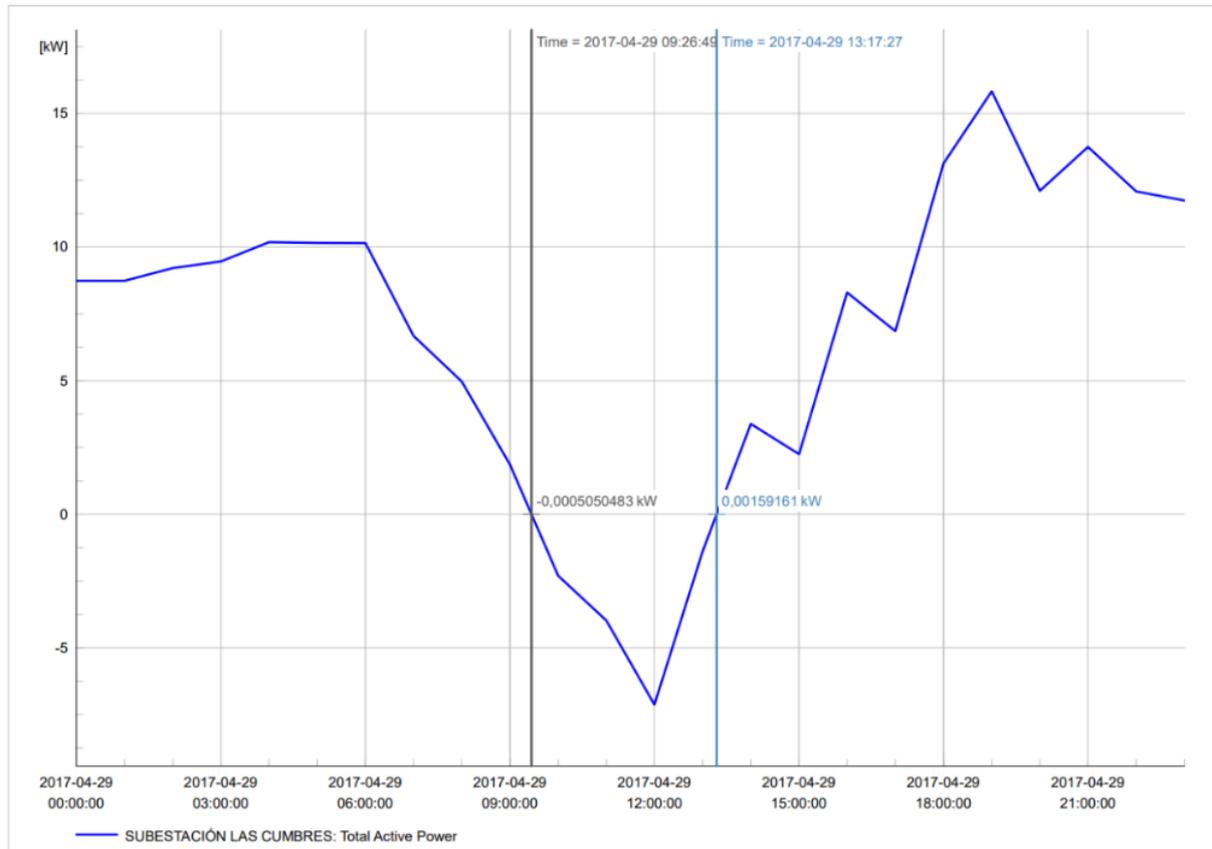
Para los niveles de voltaje de los usuarios del sector sin la integración de SFV, en el día de mayor consumo se puede apreciar que existe mayor variación de voltaje durante el día en

comparación del día de menor consumo, en este caso el voltaje llega a variar desde 1.7313 p.u. a 1.7341 p.u. llegando a tener una variación de aproximadamente 0.16%, mismo porcentaje que sigue siendo tolerable al estar dentro del $\pm 8\%$ a nivel de distribución.

3.1.4.2.2 Con integración de SFV

Gráfica 3.8

Demanda de energía en la red con el SFV integrado

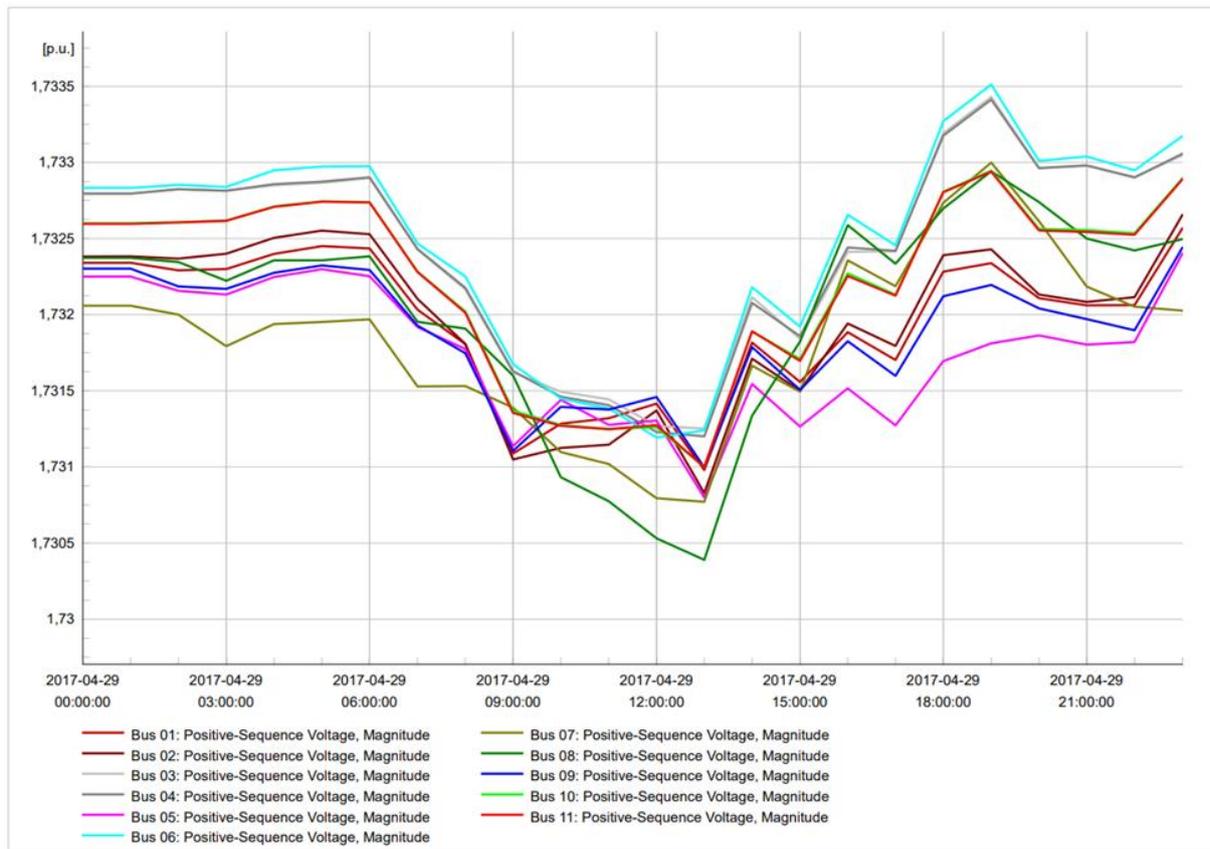


Análisis de carga horaria con los SFV integrados.

En cuanto a la **Gráfica 3.8** se observa que la carga disminuye drásticamente entre las 09h00 y las 12h00 lo cual indica que la generación fotovoltaica excede la demanda permitiendo la inyección de energía a la red, durante el transcurso del día la carga se recupera, pero sigue siendo menor en comparación con la **Gráfica 3.6**, adicional los picos de demanda son menos pronunciados indicando un alivio considerable de la red debido a la generación fotovoltaica.

Gráfica 3.9

Perfiles de voltaje de usuarios con SFV



Análisis de variación de voltajes con los SFV integrados.

Nuevamente para la integración de SFV, pero esta vez para el mayor día de consumo se vuelve a presenciar caídas de voltaje, variando desde 1.7295 p.u. a 1.7335 p.u., presentando de esta manera una variación del 0.23%. Siendo este valor nuevamente tolerable a nivel de distribución.

Pero se debe aclarar que estas caídas de voltaje son incorrectas ya que, al tener generación en cada barra de los usuarios, el voltaje debería ser más estable que el normalmente obtenido desde la red, por lo que podríamos definir esto como un problema de modelamiento matemático en el software Power Factory, ya que como se mencionó anteriormente el software se especializa a nivel trifásico y no monofásico.

Gráfica 3.10

Limitación de SFV en el sector.



Análisis de limitación de generación fotovoltaica.

Para el día de mayor consumo de en el sector, se percibe un cambio drástico en comparación al día de menor consumo y es que al tener una gran demanda de energía, en horas solares alcanza a abastecer los SFV de cada usuario en su totalidad, es decir que 9 usuarios con la integración de sus sistemas fotovoltaicos logran abastecer su propia carga y la del sector completo, pero si se llega a añadir uno más, sumando en total 10 SFV, la inyección de energía a la red ya se regresa a media tensión.

3.1.4.3 Cuatro meses de datos

Gráfica 3.11

Consumo vs Generación SFV del sector

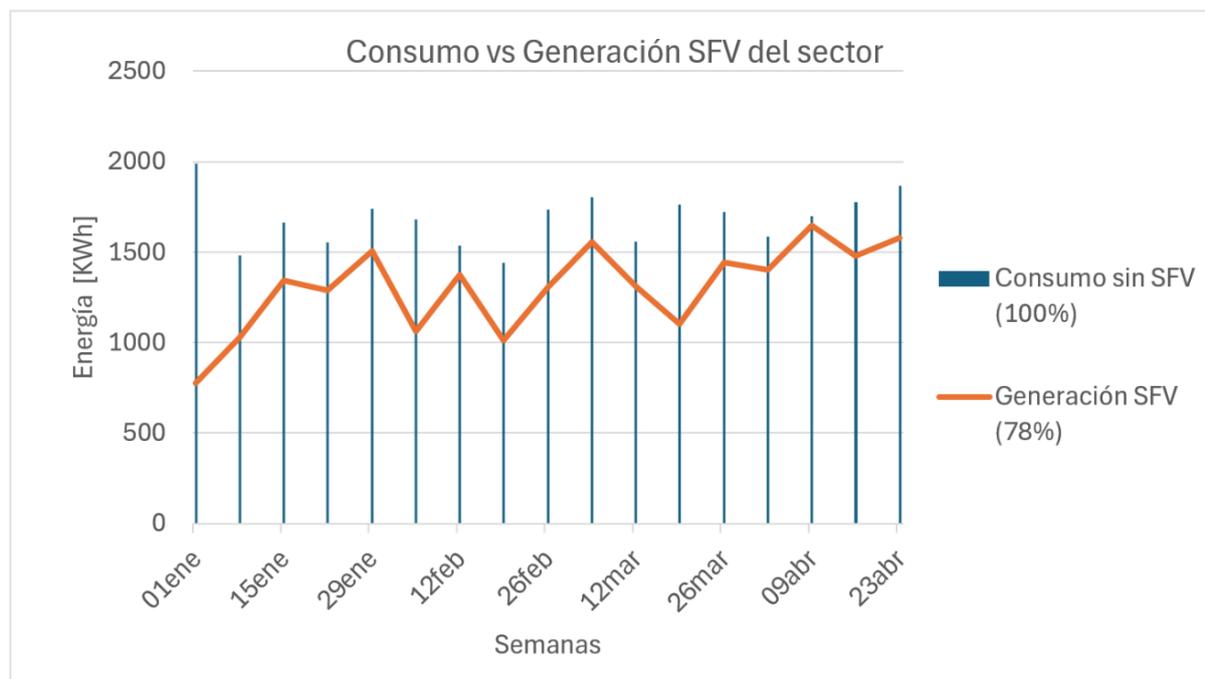


Tabla 3.2

Resultados de consumo y generación del sector durante 4 meses

ENERGÍA	[KWh]	[%]	ENERGÍA	[KWh]	[%]
Consumo sin SFV	28612.09	100	Generación SFV	22429.73	100
Consumo con SFV	19093.40	66.73	Consumo Ahorrado	9518.68	42.44
Consumo Ahorrado	9518.68	33.27	Inyectado a MT	12911.05	57.56

Análisis de carga horaria durante 4 meses.

Previo a la simulación final, se realizó un análisis en base a la relación entre los perfiles de consumo que presentan los usuarios del sector durante los 4 meses de datos, la matriz de correlación se puede visualizar en la **Tabla 4.7** del Apéndice C, en el cual pocos son los usuarios que mantienen una relación similar de consumo a lo largo de los meses, tales son los usuarios 10 y 8 con un porcentaje de correlación del 91%, los usuarios 2 y 11 con un 86% y los usuarios 3 y 4 con un 72%; el resto de los usuarios presentan una correlación menor al 70%.

Para el análisis final técnico, se simuló los 4 meses de datos registrados de todos los usuarios del sector, del cual se puede visualizar que del 100% del consumo total del sector sin la integración de sistemas fotovoltaicos, se generó un 78% de energía con respecto del consumo total, abasteciendo en gran parte la demanda total del sector durante los meses, pero solo durante las horas solares.

Con ello, podemos desglosar los porcentajes de consumo, teniendo un consumo del sector del 66.73% con la integración de SFV, logrando así un ahorro del 33.27%. Por otro lado, del total de energía generado por los SFV, se puede visualizar que un 42.44% se abasteció para el consumo del sector y el 57,56% restante se inyectó a la red de media tensión.

Partiendo del análisis de estos resultados técnicos, se procede a realizar el respectivo análisis de resultados financieros.

3.2 Resultados Financieros.

La **Tabla 3.3** y **Tabla 3.4** muestran los resultados del VAN y TIR desde la perspectiva del usuario y de CNEL, respectivamente. Aunque el VAN es negativo, lo que sugiere que el proyecto no recupera su inversión inicial a lo largo del tiempo con la tasa de descuento aplicada, los usuarios generalmente no consideran la implementación de sistemas fotovoltaicos con el fin de generar y vender energía. Su principal interés radica en el ahorro mensual en sus facturas de electricidad. De acuerdo con la regulación 008/23 emitida por la ARCERNNR, si un usuario

genera más energía de lo que consume, se otorgarán créditos que pueden ser utilizados en meses futuros con el consumo sea mayor que la generación del SFV, resultando en una factura con un valor de 0.00 USD.

Este ahorro mensual es un beneficio tangible que los usuarios perciben mes a mes. Este mismo ahorro puede ser visto como un retorno inmediato y constante, lo que, en práctica, reduce el gasto de energía y libera recursos para otros usos. Además, aunque el VAN sea negativo, se debe considerar el valor del dinero en el tiempo, ya que el ahorro mensual representa un flujo de efectivo positivo que tiene un valor presente. A medida que los precios de energía aumentan con el tiempo, el valor relativo de este ahorro también puede aumentar, proporcionando un beneficio a largo plazo para los usuarios.

Por otro lado, en los dos escenarios establecidos por CNEL para verificar si es financieramente viable se observó que para el primer caso no es viable ya que al no poder utilizar el excedente de energía para suministrarla a la red de media tensión y poder recuperar su rentabilidad en un tiempo estimado de 25 años, resulta que el valor actual neto (VAN) es negativo con una tasa interna de retorno (TIR) es muy bajo con respecto a la tasa de descuento establecida confirmando que no es accesible el proyecto.

Luego en el segundo escenario donde CNEL es capaz de vender la energía excedente producida por los paneles a 0.09 USD/KWh tanto el VAN y TIR resultan muy beneficiosos y a su vez el Pay-Back consta que en 10 años se recupera la tasa de inversión.

Por último, utilizando la ecuación establecida en la metodología se obtuvo que si CNEL no es capaz de suministrar el excedente a la red de media tensión el precio de energía debería ser de 0,11 USD/KWh para que el proyecto se vuelva rentable a partir de los 20 años.

Tabla 3.3*Resultado de VAN y TIR por cada usuario.*

USUARIO	INVERSION INICIAL	AHORRO MENSUAL	VAN	TIR
U1	\$3,600.00	\$325.14	-\$606.88	7.17%
U2	\$3,600.00	\$388.14	\$197.09	10.88%
U3	\$3,600.00	\$224.72	-\$1,797.43	0.67%
U4	\$3,600.00	\$215.16	-\$1,874.10	0.18%
U5	\$3,600.00	\$310.17	-\$769.61	6.37%
U6	\$3,600.00	\$248.58	-\$1,548.38	2.18%
U7	\$3,600.00	\$631.04	\$1,538.56	16.46%
U8	\$3,600.00	\$184.71	-\$2,118.32	-1.48%
U9	\$3,600.00	\$223.01	-\$1,518.09	2.36%
U10	\$3,600.00	\$221.81	-\$1,820.21	0.52%
U11	\$3,600.00	\$322.10	-\$639.05	7.02%

Tabla 3.4*Resultado de VAN y TIR por parte de CNEL*

Entrega De Energía Con Restricción Inyección Hacia Media Tensión		Entrega De Energía Sin Restricción a Red De Baja y Media Tensión		Entrega De Energía Con Restricción De Inyección A Media Tensión, Pero Con Precio De Venta De 0.11USD/kWh	
Inversión	\$39.600,00	Inversión	\$39,600.00	Inversión	\$39.600,00
Ahorro Anual	\$1.712,20	Ahorro Anual	\$6.056,03	Ahorro Anual	\$4.033,35
Tasa De Descuento	8%	Tasa De Descuento	8%	Tasa De Descuento	8%
VAN	-\$21.322,62	VAN	\$25.044,29	VAN	\$3.455,10
TIR	1%	TIR	15%	TIR	9%
		Pay-Back	10	Pay-Back	20

CAPÍTULO 4

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 Conclusiones

- Se logró el correcto modelamiento y dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos en la red de distribución del sector Ceibos Norte en la ciudad de Guayaquil mediante la correcta tabulación de datos, cálculos matemáticos y uso de softwares especializados para su respectivo análisis final de viabilidad técnica y viabilidad económica.
- Se determinó mediante las simulaciones en Power Factory que el abastecimiento del consumo eléctrico del sector se limitaría a 3 sistemas fotovoltaicos para el día de menor consumo y para el día de mayor consumo bastaría con 9 sistemas fotovoltaicos, en caso de que la empresa distribuidora eléctrica no deseara que la generación excedente por parte de los SFV se regrese desde baja tensión hacia media tensión.
- Se concluyó que del consumo total eléctrico del sector durante los 4 primeros meses del año, se puede generar el 78% con la integración del conjunto de sistemas fotovoltaicos dimensionado, del cual se puede llegar a ahorrar un 33% del total consumido e incluso llegar a inyectar un 57% del total generado hacia media tensión con el fin del abastecimiento de demás sectores.
- Se identificó que los perfiles de voltaje simulados en el software Power Factory con los sistemas fotovoltaicos integrados no son correctos, ya que se visualizan caídas de voltaje, la cual teóricamente es errónea debido a que al tener generación directa en el punto de carga, el nivel de voltaje debe ser más estable mejorando cualquier caída de tensión que exista hasta la carga.
- El análisis financiero indica que el proyecto, bajo las condiciones actuales de inversión inicial y ahorros anuales, no es financieramente viable. El VAN negativo de \$25337,19 y el TIR de 1% demuestran que los flujos de caja generados no son suficientes para recuperar la inversión inicial.

- La alta inversión de \$39600 representa un obstáculo significativo para la rentabilidad del proyecto. Los ahorros anuales de \$1708,43 no compensan adecuadamente este desembolso, lo que conlleva un extendido periodo de recuperación y una baja rentabilidad global.
- El valor actual neto (VAN) negativo para todos los usuarios indica que, desde el punto de vista estrictamente financiero, la inversión en el sistema fotovoltaico no es rentable bajo las condiciones y la tasa de descuento analizada. Esto sugiere que los usuarios podrían no recuperar completamente su inversión a lo largo de 20 años.
- Considerando que los usuarios instalan sistemas fotovoltaicos para reducir su factura eléctrica, y no como una inversión para generar ingresos, los resultados financieros negativos pueden ser aceptables para ellos si se logran los ahorros esperados en sus planillas eléctricas.
- Dado que la tasa de descuento utilizada para el análisis de usuarios es alta comparada con los TIR obtenidos, una tasa de descuento más baja permite mejorar el VAN, considerando que cada usuario es libre de escoger su propia tasa de descuento, por lo que las expectativas de retorno de los usuarios cambien.
- El proyecto se vuelve rentable estimando la posibilidad de que CNEL GUAYAQUIL no tenga restricción alguna de suministrar el excedente de energía generada en el sector por el conjunto de sistemas fotovoltaicos hacia la red de media tensión.

4.2 Recomendaciones

- Hacer uso de un software de simulación de sistemas eléctricos especializado netamente en sistemas monofásicos, ya que varios de los softwares más reconocidos, se especializan en sistemas trifásicos, dando con ello paso a errores como en Power Factory e incluso limitaciones en las simulaciones, como en Etap19.
- En caso de que la empresa distribuidora eléctrica no deseara que la energía generada por parte de los sistemas fotovoltaicos se regrese desde baja tensión a media tensión, debería hacer uso de sistemas de monitoreo de parámetros eléctricos en el punto del transformador monofásico y de componentes de interrupción como interruptores o reconectores automáticos, que permitan la desconexión cuando se detecte un exceso de generación.
- CNEL debería mejorar la gestión de los excedentes de energía inyectados por los usuarios con sistemas fotovoltaicos. Esto incluye la implementación de mecanismos para almacenar o redistribuir de manera eficiente la energía excedente, lo que permitiría optimizar el balance energético de la red y reducir costos operativos.
- CNEL podría realizar estudios detallados sobre el impacto de inyección de energía en la estabilidad de la red y ajustar tarifas de acuerdo con la variabilidad de demanda y oferta de energía renovable. Estos ajustes podrían ayudar a mantener a rentabilidad del sistema mientras se incentiva la instalación de más sistemas fotovoltaicos.
- Dado que la regulación Nro. 008/23ARCERNNR establece que el saldo de energía acumulado se reinicia cada 24 meses sin compensación económica, los usuarios deben planificar su consumo de energía de manera que maximicen el uso de este saldo antes de su reinicio, evitando pérdida de créditos acumulados y asegurando y un mayor retorno de inversión.

REFERENCIAS

- [1] Grijalva Campoverde Carlos Xavier & Vélez Mosquera Félix Daniel. (2020) ESTUDIO E IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO APLICADO A LUMINARIAS: CASO DE ESTUDIO UNIDAD EDUCATIVA DR. FRANCISCO FALQUEZ AMPUERO. Disponible en el repositorio de la UNIVERSIDAD POLITECNICA SALESIANA (UPS), Quito – Ecuador:
<https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/18646/4/UPS-GT002920.pdf>
- [2] Jonathan Andrés Gálvez Hidalgo & Wilson David Pivón Vallejos. (2022) DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA DE 1,2kW CONECTADO A LA RED DE LA EMPRESA AUTOMATIZACIONES SIMOTIC PARA DISMINUIR EL USO DE ENERGÍA CONVENCIONAL EN LA INSTALACIÓN. Tesis de grado. Disponible en el repositorio de la UNIVERSIDAD POLITECNICA SALESIANA (UPS), Quito – Ecuador:
<https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/23600/1/UPS%20-%20TTS1101.pdf>
- [3] Gilbert M. Masters, “The Solar Resource” in Renewable and Efficient Electric Power Systems, 1er Ed., New Jersey, Canada, USA: Wiley, 2004, pp. 385 - 439.
- [4] Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, MEER. “Plan estrategia institucional 2014-2017”. Gobierno Nacional.
- [5] Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables. “Regulación Nro. ARCERNNR-008/23” Gobierno Nacional:
<https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wpcontent/uploads/downloads/2023/11/Regulacion-Nro.-ARCERNNR-008-23-signed1.pdf>
- [6] Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables. “Regulación Nro. ARCERNNR-001/21 y Regulación Nro. ARCERNNR-002/21” Gobierno Nacional:
<https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wpcontent/uploads/downloads/2023/11/Regulacion-Nro.-ARCERNNR-008-23-signed1.pdf>

- [7] Plan maestro de electricidad, MINISTERIO DE ENERGÍA Y RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES, ACUERDO Nro. MERNNR-VEER-2021-0008-AM, 2018:
<https://www.celec.gob.ec/wp-content/uploads/2023/02/Plan-Maestro-de-Electricidad.pdf>
- [8] Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables. “Atlas del sector eléctrico ecuatoriano” Gobierno Nacional:
<https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wpcontent/uploads/downloads/2024/04/Atlas-2023-baja-3.pdf>
- [9] Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables. “Estadística Anual y Multianual” Gobierno Nacional:
<https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/estadisticas-del-sector-electrico-ecuatoriano-buscar/>
- [10] Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables. “Regulación Nro. ARCERNNR-001/21 y Regulación Nro. ARCERNNR-002/21” Gobierno Nacional:
<https://www.centrosur.gob.ec/wp-content/uploads/2021/08/6.-Regulaciones-ARCERNNR-001-y-002-2021.-O.Salazar-20210721.pdf>
- [11] International Standard IEC 61215. “Terrestrial photovoltaic (PV) modules – Design qualification and type approval – Part 1: Test requirements”:
https://webstore.iec.ch/preview/info_iec61215-1%7Bed2.0.RLV%7Den.pdf
- [12] International Standard IEC 61730-1. “Photovoltaic (PV) module safety qualification – Part 1: Requirements for construction”:
https://webstore.iec.ch/p-preview/info_iec61730-1%7Bed2.0%7Db.pdf
- [13] CENCOM. (2022. Octubre 25). “CERTIFICACIONES PARA PANELES SOLARES - IEC 61215, IEC 61730-1-2, UL 1703, IEC 62716, IEC 61701”, [Video]. YouTube:
https://www.youtube.com/watch?v=kQmKiRb0LJo&ab_channel=CENCOM

- [14] International Standard IEC 61730-2. “Photovoltaic (PV) module safety qualification – Part 2: Requirements for testing”:
https://webstore.iec.ch/p-preview/info_iec61730-2%7Bed2.0.RLV%7Den.pdf
- [15] Kaice17. “UL 1703: Flat-Plate Photovoltaic Modules and Panels”:
<http://kaice17.com/plus/view.php?aid=279>
- [16] “UNILAY THHN 12 AWG 100 M,” Electrocables, Aug. 31, 2024. [Online].
<http://www.electrocable.com/index.php/es/categorias/conductores-electricos/unilay-thhn-12-awg-100-m.html>
- [17] Banco Central del Ecuador. “Tasas de interés activas efectivas referenciales porcentajes”:
<https://contenido.bce.fin.ec/documentos/Estadisticas/SectorMonFin/TasasInteres/Indice.htm>
- [18] Javier Gonzáles Redrován, Juan Pablo Pesantez & Alberto Ríos Villacorta. (2021) INTEGRACIÓN DE SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS EN EL SECTOR CAMARONERO INTENSIVO Y EXTENSIVO DEL ECUADOR. Artículo de revista de la Escuela Politécnica Nacional. Disponible en el repositorio de la UNIVERSIDAD POLITECNICA NACIONAL (EPN), Quito – Ecuador:
https://revistapolitecnica.epn.edu.ec/ojs2/index.php/revista_politecnica2/article/view/1208
- [19] Javier Gonzáles Redrován, Juan Pablo Pesantez & Alberto Ríos Villacorta. (2021) EVOLUCIÓN DE LA ACTUALIDAD DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EN ECUADOR: AVANCES, DESAFÍOS Y PERSPECTIVAS. Artículo de revista Ciencia Latina revista multidisciplinar:
<https://ciencialatina.org/index.php/cienciala/article/view/6835>
- [20] Ashley Valeria García Pacheco & Frank Eduardo Macías Zambrano. (2023) Análisis de viabilidad técnica y económica de la integración de generación de energía distribuida en puntos críticos de la red de distribución de Unidad de Negocio El Oro. Tesis de grado. Disponible en repositorio de ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL (ESPOL):
<https://www.dspace.espol.edu.ec/handle/123456789/60507>

- [21] OLADE, “Atlas solar del Ecuador”:
<https://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/cg00041.pdf>
- [22] Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP. “CELEC EP identifica 7 proyectos de generación fotovoltaica, de más de 1 580 megavatios pico”. Gobierno Nacional:
<https://www.celec.gob.ec/noticias/celec-ep-identifica-7-proyectos-de-generacion-fotovoltaica-de-mas-de-1-580-megavatios-pico/>
<https://historico.energia.gob.ec/wp-content/uploads/2015/03/PLAN-ESTRATÉGICO-DICIEMBRE-2014.pdf>
- [23] William Armado Hidalgo Osorio, Paco Jovanni Vasquez Carrera, Guido Gabriel Carrillo Velarde & Franklin Germanico Vasquez Carrera, “The Solar Resource” en Energías Renovables, 1er Ed., Ambato, Ecuador: ISSN, 2021, pp. 18- 29.
- [24] International Standard IEC 61701. “Salt mist corrosion testing of photovoltaic (PV) modules”:
https://webstore.iec.ch/preview/info_iec61701%7Bed1.0%7Den_d.img.pdf
- [25] Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables. “Estadística Anual y Multianual del sector eléctrico ecuatoriano” Gobierno Nacional:
<https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wpcontent/uploads/downloads/2024/04/EstadisticaAnual2023-WEB-2.pdf>

APÉNDICE

Apéndice A.

Tabla 4.1

Tabla de conductores de cobre THHN (fuente: ELECTROCABLES)

CONDUCTOR			Espesor de Aislamiento (mm)	Espesor de Chaqueta (mm)	Diámetro Externo Aprox. (mm)	Peso total Aprox. (kg / km)	*Capacidad de Corriente (A)
CALIBRE (AWG o kcmil)	Sección Transversal (mm²)	No. Hilos					
FORMACIÓN SÓLIDO Y CABLEADO CONCÉNTRICO							
14	2,08	1	0,38	0,10	2,59	22,56	25
12	3,31	1	0,38	0,10	3,01	34,32	30
10	5,261	1	0,51	0,10	3,81	54,74	40
8	8,367	1	0,76	0,13	5,04	89,55	55
8	8,367	7	0,76	0,13	5,48	94,93	55
6	13,3	7	0,76	0,13	6,44	144,57	75
4	21,15	7	1,02	0,15	8,22	231,68	95

Nota. Tabla obtenida del catálogo de productos de ELECTROCABLES (2018)

Tabla 4.2

Pliego tarifario residencial 2024 (fuente: ARCERNNR)

PERÍODO: ENERO - DICIEMBRE

CNEL UN GUAYAQUIL

CARGOS TARIFARIOS JUNIO - NOVIEMBRE				CARGOS TARIFARIOS DICIEMBRE - MAYO			
RANGO DE CONSUMO	DEMANDA (USD/kW-mes)	ENERGÍA (USD/kWh)	COMERCIALIZACIÓN (USD/Consumidor)	RANGO DE CONSUMO	DEMANDA (USD/kW-mes)	ENERGÍA (USD/kWh)	COMERCIALIZACIÓN (USD/Consumidor)
RESIDENCIAL				RESIDENCIAL			
BAJO Y MEDIO VOLTAJE				BAJO Y MEDIO VOLTAJE			
1-50		0,078	1,414	1-50		0,078	1,414
51-100		0,081		51-100		0,081	
101-150		0,083		101-150		0,083	
151-200		0,097		151-200		0,097	
201-250		0,099		201-250		0,099	
251-300		0,101		251-300		0,101	
301-350		0,103		301-350		0,103	
351-500		0,105		351-500		0,105	
501-700		0,1285		501-700		0,1285	
701-1000		0,1450		701-1000		0,1450	
1001-1500		0,1709		1001-1500		0,1709	
1501-2500		0,2752		1501-2500		0,2752	
2501-3500		0,4360		2501-3500		0,4360	
Superior		0,6812		Superior		0,6812	

Nota. Tabla obtenida del PLIEGO TARIFARIO DEL SERVICIO PUBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA emitida por ARCERNNR (2024), Resolución Nro. ARCERNNR-034/2023

Apéndice B. (Cálculos para análisis financiero)

Tabla 4.3

Cálculos financieros para el punto de vista desde los usuarios

CONSUMO MENSUAL KWh DE CADA USUARIO SIN SFV INTEGRADO																	
meses	KWh 1	KWh 2	KWh 3	KWh 4	KWh 5	KWh 6	KWh 7	KWh 8	KWh 9	KWh 10	KWh 11						
ene	764	726	390	431	712	528	1287	473	728	501	558						
feb	606	858	388	351	331	456	1145	314	647	385	623						
mar	623	1119	456	436	575	547	1471	416	508	481	788						
abr	630	746	468	416	735	517	1522	365	639	441	607						
COSTO DE CONSUMO DE ENERGIA MENSUAL POR CADA USUARIO SIN SFV																	
meses	U1	U2	U3	U4	U5	U6	U7	U8	U9	U10	U11						
ENERO	\$ 82.83	\$ 77.32	\$ 36.30	\$ 40.61	\$ 75.29	\$ 51.45	\$ 166.10	\$ 45.02	\$ 77.61	\$ 47.98	\$ 55.30						
FEBRERO	\$ 61.47	\$ 96.46	\$ 36.09	\$ 32.21	\$ 30.14	\$ 43.23	\$ 141.83	\$ 28.39	\$ 66.74	\$ 35.78	\$ 63.66						
MARZO	\$ 63.66	\$ 137.39	\$ 43.23	\$ 41.13	\$ 57.49	\$ 53.89	\$ 197.54	\$ 39.03	\$ 48.88	\$ 45.86	\$ 86.31						
ABRIL	\$ 64.56	\$ 80.22	\$ 44.49	\$ 39.03	\$ 78.63	\$ 50.03	\$ 208.55	\$ 33.68	\$ 65.71	\$ 41.66	\$ 61.60						
CONSUMO DE ENERGÍA + SUBSIDIO CRUZADO + ALUMBRADO PÚBLICO SIN SFV																	
meses	U1	U2	U3	U4	U5	U6	U7	U8	U9	U10	U11						
ENERO	\$ 92.43	\$ 86.30	\$ 40.60	\$ 45.40	\$ 84.03	\$ 57.48	\$ 185.20	\$ 50.31	\$ 86.62	\$ 53.61	\$ 61.76						
FEBRERO	\$ 68.64	\$ 107.62	\$ 40.37	\$ 36.04	\$ 33.74	\$ 48.32	\$ 158.16	\$ 31.79	\$ 74.51	\$ 40.02	\$ 71.08						
MARZO	\$ 71.08	\$ 153.21	\$ 48.32	\$ 45.98	\$ 64.20	\$ 60.19	\$ 220.22	\$ 43.64	\$ 54.61	\$ 51.25	\$ 96.31						
ABRIL	\$ 72.08	\$ 89.53	\$ 49.72	\$ 43.64	\$ 87.75	\$ 55.89	\$ 232.49	\$ 37.68	\$ 73.36	\$ 46.57	\$ 68.78						
CONSUMO MENSUAL KWh DE CADA USUARIO CON SFV INTEGRADO																	
meses	KW 1	KW 2	KW 3	KW 4	KW 5	KW 6	KW 7	KW 8	KW 9	KW 10	KW 11						
ene	541	513	249	284	478	359	1039	335	569	343	361						
feb	378	623	242	214	197	296	916	200	479	245	414						
mar	389	794	291	272	346	359	1184	266	395	310	517						
abr	392	512	270	239	445	324	1165	229	445	272	371						
COSTO DE CONSUMO DE ENERGIA MENSUAL POR CADA USUARIO CON SFV																	
meses	U1	U2	U3	U4	U5	U6	U7	U8	U9	U10	U11						
ENERO	\$ 53.12	\$ 49.52	\$ 21.80	\$ 25.33	\$ 45.54	\$ 33.05	\$ 123.72	\$ 30.56	\$ 56.72	\$ 31.38	\$ 33.26						
FEBRERO	\$ 35.04	\$ 63.66	\$ 21.11	\$ 18.34	\$ 16.66	\$ 26.55	\$ 104.87	\$ 16.95	\$ 45.65	\$ 21.41	\$ 38.82						
MARZO	\$ 36.20	\$ 87.18	\$ 26.04	\$ 24.12	\$ 31.69	\$ 33.05	\$ 148.50	\$ 23.52	\$ 36.83	\$ 27.98	\$ 50.03						
ABRIL	\$ 36.51	\$ 49.39	\$ 23.92	\$ 20.81	\$ 42.08	\$ 29.42	\$ 145.25	\$ 19.82	\$ 42.08	\$ 24.12	\$ 34.31						
CONSUMO DE ENERGÍA + SUBSIDIO CRUZADO + ALUMBRADO PÚBLICO CON SFV																	
meses	U1	U2	U3	U4	U5	U6	U7	U8	U9	U10	U11						
ENERO	\$ 59.34	\$ 55.33	\$ 24.45	\$ 28.38	\$ 50.89	\$ 36.98	\$ 137.98	\$ 34.20	\$ 63.35	\$ 35.12	\$ 37.21						
FEBRERO	\$ 35.04	\$ 71.08	\$ 23.68	\$ 20.59	\$ 18.72	\$ 29.74	\$ 116.99	\$ 19.04	\$ 51.01	\$ 24.01	\$ 43.41						
MARZO	\$ 40.49	\$ 97.28	\$ 29.17	\$ 27.03	\$ 35.46	\$ 36.98	\$ 165.59	\$ 26.36	\$ 41.19	\$ 31.33	\$ 55.89						
ABRIL	\$ 40.83	\$ 55.18	\$ 26.81	\$ 23.34	\$ 47.04	\$ 32.93	\$ 161.97	\$ 22.24	\$ 47.04	\$ 27.03	\$ 38.38						
AHORRO MENSUAL POR USUARIO																	
meses	U1	U2	U3	U4	U5	U6	U7	U8	U9	U10	U11						
ENERO	\$ 33.10	\$ 30.97	\$ 16.15	\$ 17.02	\$ 33.14	\$ 20.50	\$ 47.21	\$ 16.11	\$ 23.27	\$ 18.49	\$ 24.55						
FEBRERO	\$ 29.44	\$ 36.54	\$ 16.69	\$ 15.45	\$ 15.02	\$ 18.58	\$ 41.17	\$ 12.74	\$ 23.49	\$ 16.01	\$ 27.67						
MARZO	\$ 30.59	\$ 55.93	\$ 19.15	\$ 18.95	\$ 28.74	\$ 23.22	\$ 54.63	\$ 17.28	\$ 13.42	\$ 19.92	\$ 40.42						
ABRIL	\$ 31.25	\$ 34.34	\$ 22.91	\$ 20.30	\$ 40.72	\$ 22.96	\$ 70.52	\$ 15.44	\$ 26.32	\$ 19.54	\$ 30.40						
PROMEDIO MENSUAL																	
PROMEDIO MENSUAL	\$ 31.09	\$ 39.45	\$ 18.73	\$ 17.93	\$ 29.40	\$ 21.31	\$ 53.38	\$ 15.39	\$ 21.63	\$ 18.49	\$ 30.76						
PROMEDIO ANUAL																	
PROMEDIO ANUAL	\$ 373.13	\$ 473.36	\$ 224.72	\$ 215.16	\$ 352.85	\$ 255.76	\$ 640.59	\$ 184.71	\$ 259.54	\$ 221.88	\$ 369.12						
FLUJO DE CAJA DE CADA USUARIO PROYECTADO A 20 AÑOS																	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	16	17	18	19	20
\$ -3,600.00	\$ 373.13	\$ 373.13	\$ 373.13	\$ 373.13	\$ 373.13	\$ 373.13	\$ 373.13	\$ 373.13	\$ 373.13	\$ 373.13	\$ 373.13	\$ 373.13	\$ 373.13	\$ 373.13	\$ 373.13	\$ 373.13	\$ 373.13
\$ -3,600.00	\$ 473.36	\$ 473.36	\$ 473.36	\$ 473.36	\$ 473.36	\$ 473.36	\$ 473.36	\$ 473.36	\$ 473.36	\$ 473.36	\$ 473.36	\$ 473.36	\$ 473.36	\$ 473.36	\$ 473.36	\$ 473.36	\$ 473.36
\$ -3,600.00	\$ 224.72	\$ 224.72	\$ 224.72	\$ 224.72	\$ 224.72	\$ 224.72	\$ 224.72	\$ 224.72	\$ 224.72	\$ 224.72	\$ 224.72	\$ 224.72	\$ 224.72	\$ 224.72	\$ 224.72	\$ 224.72	\$ 224.72
\$ -3,600.00	\$ 215.16	\$ 215.16	\$ 215.16	\$ 215.16	\$ 215.16	\$ 215.16	\$ 215.16	\$ 215.16	\$ 215.16	\$ 215.16	\$ 215.16	\$ 215.16	\$ 215.16	\$ 215.16	\$ 215.16	\$ 215.16	\$ 215.16
\$ -3,600.00	\$ 352.85	\$ 352.85	\$ 352.85	\$ 352.85	\$ 352.85	\$ 352.85	\$ 352.85	\$ 352.85	\$ 352.85	\$ 352.85	\$ 352.85	\$ 352.85	\$ 352.85	\$ 352.85	\$ 352.85	\$ 352.85	\$ 352.85
\$ -3,600.00	\$ 255.76	\$ 255.76	\$ 255.76	\$ 255.76	\$ 255.76	\$ 255.76	\$ 255.76	\$ 255.76	\$ 255.76	\$ 255.76	\$ 255.76	\$ 255.76	\$ 255.76	\$ 255.76	\$ 255.76	\$ 255.76	\$ 255.76
\$ -3,600.00	\$ 640.59	\$ 640.59	\$ 640.59	\$ 640.59	\$ 640.59	\$ 640.59	\$ 640.59	\$ 640.59	\$ 640.59	\$ 640.59	\$ 640.59	\$ 640.59	\$ 640.59	\$ 640.59	\$ 640.59	\$ 640.59	\$ 640.59
\$ -3,600.00	\$ 184.71	\$ 184.71	\$ 184.71	\$ 184.71	\$ 184.71	\$ 184.71	\$ 184.71	\$ 184.71	\$ 184.71	\$ 184.71	\$ 184.71	\$ 184.71	\$ 184.71	\$ 184.71	\$ 184.71	\$ 184.71	\$ 184.71
\$ -3,600.00	\$ 259.54	\$ 259.54	\$ 259.54	\$ 259.54	\$ 259.54	\$ 259.54	\$ 259.54	\$ 259.54	\$ 259.54	\$ 259.54	\$ 259.54	\$ 259.54	\$ 259.54	\$ 259.54	\$ 259.54	\$ 259.54	\$ 259.54
\$ -3,600.00	\$ 221.88	\$ 221.88	\$ 221.88	\$ 221.88	\$ 221.88	\$ 221.88	\$ 221.88	\$ 221.88	\$ 221.88	\$ 221.88	\$ 221.88	\$ 221.88	\$ 221.88	\$ 221.88	\$ 221.88	\$ 221.88	\$ 221.88
\$ -3,600.00	\$ 369.12	\$ 369.12	\$ 369.12	\$ 369.12	\$ 369.12	\$ 369.12	\$ 369.12	\$ 369.12	\$ 369.12	\$ 369.12	\$ 369.12	\$ 369.12	\$ 369.12	\$ 369.12	\$ 369.12	\$ 369.12	\$ 369.12
VAN Y TIR DE CADA USUARIO																	
	USUARIO 1	USUARIO 2	USUARIO 3	USUARIO 4	USUARIO 5	USUARIO 6	USUARIO 7	USUARIO 8	USUARIO 9	USUARIO 10	USUARIO 11						
VAN	-\$606.88	\$197.09	-\$1,797.43	-\$1,874.10	-\$769.61	-\$1,548.38	\$1,538.56	-\$2,118.32	-\$1,518.09	-\$1,820.21	-\$639.05						
TIR	7.17%	10.88%	0.67%	0.18%	6.37%	2.18%	16.46%	-1.48%	2.36%	0.52%	7.02%						

Apéndice C. (Matrices de correlación de usuarios)

Tabla 4.5

Matriz correlación entre perfiles de carga de usuarios en día de menor consumo

	user 1	user 2	user 3	user 4	user 5	user 6	user 7	user 8	user 9	user 10	user 11
user 1	100%	14%	-24%	-21%	12%	-2%	-47%	-5%	-33%	-4%	2%
user 2	14%	100%	28%	34%	-22%	52%	-19%	32%	-8%	45%	93%
user 3	-24%	28%	100%	94%	-23%	40%	14%	42%	-11%	45%	62%
user 4	-21%	34%	94%	100%	-30%	58%	17%	70%	-1%	69%	64%
user 5	12%	-22%	-23%	-30%	100%	-32%	-13%	-31%	-9%	-34%	-27%
user 6	-2%	52%	40%	58%	-32%	100%	33%	71%	30%	91%	58%
user 7	-47%	-19%	14%	17%	-13%	33%	100%	16%	85%	26%	-10%
user 8	-5%	32%	42%	70%	-31%	71%	16%	100%	22%	93%	42%
user 9	-33%	-8%	-11%	-1%	-9%	30%	85%	22%	100%	27%	-11%
user 10	-4%	45%	45%	69%	-34%	91%	26%	93%	27%	100%	54%
user 11	2%	93%	62%	64%	-27%	58%	-10%	42%	-11%	54%	100%

Tabla 4.6

Matriz correlación entre perfiles de carga de usuarios en día de mayor consumo

	user 1	user 2	user 3	user 4	user 5	user 6	user 7	user 8	user 9	user 10	user 11
user 1	100%	23%	18%	-34%	12%	15%	-20%	-41%	-7%	-36%	29%
user 2	23%	100%	-2%	45%	50%	75%	-68%	44%	-57%	52%	88%
user 3	18%	-2%	100%	14%	11%	4%	18%	-30%	12%	-28%	45%
user 4	-34%	45%	14%	100%	66%	43%	-61%	90%	-53%	90%	46%
user 5	12%	50%	11%	66%	100%	68%	-78%	58%	-76%	64%	49%
user 6	15%	75%	4%	43%	68%	100%	-63%	40%	-59%	51%	69%
user 7	-20%	-68%	18%	-61%	-78%	-63%	100%	-66%	84%	-71%	-52%
user 8	-41%	44%	-30%	90%	58%	40%	-66%	100%	-57%	99%	25%
user 9	-7%	-57%	12%	-53%	-76%	-59%	84%	-57%	100%	-61%	-45%
user 10	-36%	52%	-28%	90%	64%	51%	-71%	99%	-61%	100%	33%
user 11	29%	88%	45%	46%	49%	69%	-52%	25%	-45%	33%	100%

Tabla 4.7*Matriz correlación entre perfiles de carga de usuarios durante 4 meses*

	user 1	user 2	user 3	user 4	user 5	user 6	user 7	user 8	user 9	user 10	user 11
user 1	100%	-2%	-7%	5%	24%	20%	-13%	15%	-4%	20%	-6%
user 2	-2%	100%	-2%	3%	-1%	18%	-1%	6%	1%	12%	86%
user 3	-7%	-2%	100%	72%	-4%	6%	11%	-1%	-2%	2%	50%
user 4	5%	3%	72%	100%	5%	20%	8%	69%	6%	65%	40%
user 5	24%	-1%	-4%	5%	100%	17%	-18%	11%	-1%	16%	-3%
user 6	20%	18%	6%	20%	17%	100%	28%	22%	26%	59%	19%
user 7	-13%	-1%	11%	8%	-18%	28%	100%	1%	24%	12%	5%
user 8	15%	6%	-1%	69%	11%	22%	1%	100%	11%	91%	5%
user 9	-4%	1%	-2%	6%	-1%	26%	24%	11%	100%	20%	0%
user 10	20%	12%	2%	65%	16%	59%	12%	91%	20%	100%	12%
user 11	-6%	86%	50%	40%	-3%	19%	5%	5%	0%	12%	100%

Apéndice D. (ETAP)

Figura 4.1
Diagrama esquemático del circuito modelado en ETAP19

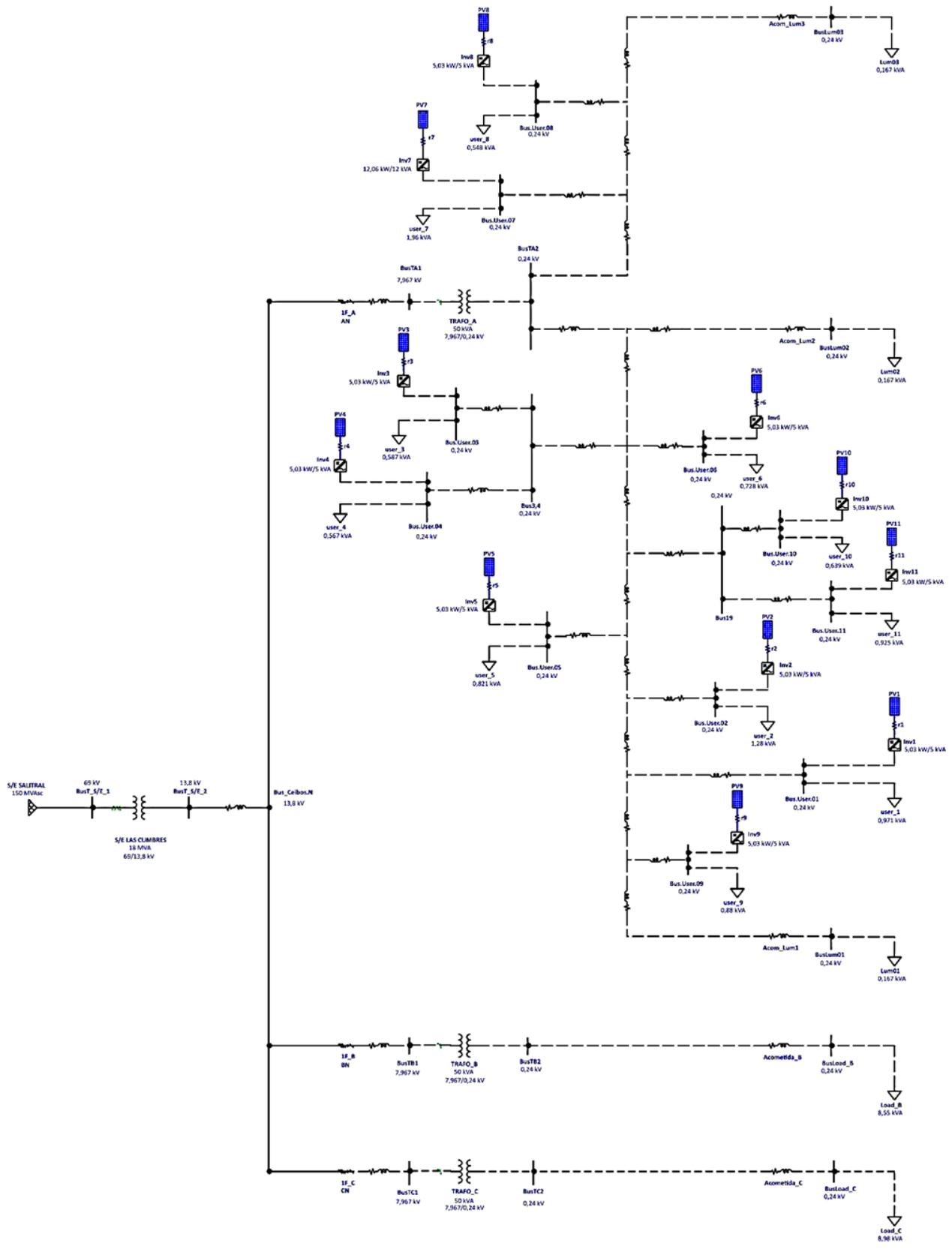


Figura 4.2
Flujo de potencia estático en ETAP19

