

Gabriel Pesantez

Tesis Chiluiza - Martinez

 Quick Submit

 Quick Submit

 Universidad Técnica De Cotopaxi

Detalles del documento

Identificador de la entrega

trn:oid:::1:2988117837

Fecha de entrega

22 ago 2024, 10:12 a.m. GMT-5

Fecha de descarga

22 ago 2024, 10:17 a.m. GMT-5

Nombre de archivo

PESANTEZ_CHUILUIZA_MARTINEZ_2024_08_22.pdf

Tamaño de archivo

2.3 MB

92 Páginas

26,957 Palabras

131,875 Caracteres




6% Similitud general

El total combinado de todas las coincidencias, incluidas las fuentes superpuestas, para ca...

Filtrado desde el informe

- ▶ Bibliografía
- ▶ Texto citado
- ▶ Texto mencionado
- ▶ Coincidencias menores (menos de 15 palabras)

Fuentes principales

- 4%  Fuentes de Internet
- 0%  Publicaciones
- 3%  Trabajos entregados (trabajos del estudiante)

Marcas de integridad

N.º de alertas de integridad para revisión

No se han detectado manipulaciones de texto sospechosas.

Los algoritmos de nuestro sistema analizan un documento en profundidad para buscar inconsistencias que permitirían distinguirlo de una entrega normal. Si advertimos algo extraño, lo marcamos como una alerta para que pueda revisarlo.

Una marca de alerta no es necesariamente un indicador de problemas. Sin embargo, recomendamos que preste atención y la revise.

Fuentes principales

- 4% Fuentes de Internet
- 0% Publicaciones
- 3% Trabajos entregados (trabajos del estudiante)

Fuentes principales

Las fuentes con el mayor número de coincidencias dentro de la entrega. Las fuentes superpuestas no se mostrarán.

1	Internet		
		repositorio.utc.edu.ec	2%
2	Internet		
		idoc.pub	0%
3	Trabajos del estudiante		
		Universidad Tecnica De Ambato- Direccion de Investigacion y Desarrollo , DIDE	0%
4	Trabajos del estudiante		
		Universidad Técnica Nacional de Costa Rica	0%
5	Trabajos del estudiante		
		Pusan National University Library	0%
6	Internet		
		www.repositorio.usac.edu.gt	0%
7	Internet		
		www.slideshare.net	0%
8	Internet		
		qspace.library.queensu.ca	0%
9	Trabajos del estudiante		
		UNIBA	0%
10	Publicación		
		Danner Anderson Figueroa Guerra, Javier Fernando Culqui Tipan, Marlon Daniel ...	0%
11	Internet		
		ribuni.uni.edu.ni	0%

12	Trabajos del estudiante	Universidad de Sevilla	0%
13	Trabajos del estudiante	Universidad Catolica De Cuenca	0%
14	Internet	es.mongabay.com	0%
15	Internet	galeon.com	0%
16	Trabajos del estudiante	Aliat Universidades	0%
17	Internet	www.celec.gob.ec	0%
18	Internet	iie.fing.edu.uy	0%
19	Trabajos del estudiante	Universidad del Bio-Bio	0%
20	Trabajos del estudiante	ITESM: Instituto Tecnologico y de Estudios Superiores de Monterrey	0%
21	Trabajos del estudiante	Instituto Superior de Artes, Ciencias y Comunicación IACC	0%
22	Internet	twenergy.com	0%
23	Internet	repositorio.puce.edu.ec	0%
24	Internet	patents.google.com	0%
25	Internet	pt.slideshare.net	0%

26	Internet	archivo.greenpeace.org	0%
27	Internet	coggle.it	0%
28	Internet	repositorio.uleam.edu.ec	0%
29	Internet	tr-ex.me	0%

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS

TITULO: “EVALUACIÓN DEL IMPACTO DE LA INSERCIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN PARA EL CONJUNTO CAROB”.

Autor/es: Chiluzza Quicaliquin Jonathan Wladimir

Martinez Guzñai Nixon Marcelo

RESUMEN

En este proyecto de investigación, se analiza la integración de sistemas fotovoltaicos en el sistema eléctrico de distribución mediante simulaciones realizadas con el software PVsyst y ETAP 19.0.1, aplicando normativas como la Regulación Nro. ARCERNR 006/20, IEEE Std 519, IEC Standard 61000-3-2, NEC 11/14, entre otras. Para el desarrollo del proyecto, se llevó a cabo una investigación bibliográfica sobre la integración de sistemas fotovoltaicos en redes de distribución eléctrica y se recopiló información detallada sobre el plano georreferenciado del área de estudio, específicamente del conjunto habitacional Carob, ubicado en Tumbaco, Quito. Se realizaron levantamientos de datos necesarios, incluyendo la identificación de las cargas eléctricas de cada domicilio y los componentes eléctricos del sistema, además, se midieron los parámetros de calidad de energía utilizando un analizador de red, conforme a la norma IEC 61000-4-30, durante un período de siete días. Posteriormente, se planteó un escenario de estudio: el diseño del sistema de módulos fotovoltaicos en el software PVsyst, también se realizó un análisis de perturbaciones en el software ETAP 19.0.1, proponiendo soluciones para mitigar las perturbaciones generadas por los inversores del sistema fotovoltaico, si las hubiere. Finalmente, los resultados obtenidos indican que el adecuado dimensionamiento de los módulos fotovoltaicos cumple con la normativa de autoconsumo establecida.

Palabras Clave: Sistema fotovoltaico, perturbaciones, regulación, sistema de media tensión.

TECHNICAL UNIVERSITY OF COTOPAXI
FACULTY OF ENGINEERING AND APPLIED SCIENCES

THEME: “EVALUATION OF THE IMPACT OF THE INSERTION OF PHOTOVOLTAIC SYSTEMS IN THE ELECTRICAL DISTRIBUTION SYSTEM FOR THE CAROB HOUSING COMPLEX”.

Authors:

Chiluiza Quicaliquin Jonathan Wladimir

Martínez Guzñai Nixon Marcelo

ABSTRACT

This research project analyzes the integration of photovoltaic systems into the electrical distribution system through simulations conducted using the PVsyst and ETAP 19.0.1 software, and the application of regulations such as Regulation No. ARCERNNR 006/20, IEEE Std 519, IEC 61000-3-2, and NEC 11/14, among others. For the development of the project, a bibliographic investigation on the integration of photovoltaic systems into electrical distribution networks was carried out, and detailed information was collected from the georeferenced map of the study area, specifically the Carob housing complex, located in Tumbaco, Quito. Necessary data collection was conducted, including the identification of the electrical loads of each household and the electrical components of the system. Additionally, energy quality parameters were measured using a network analyzer, in accordance with IEC 61000-4-30 standards, over a period of seven days. Subsequently, a study scenario was proposed that included the design of the photovoltaic module system in the PVsyst software, as well as an analysis of disturbances in the ETAP 19.0.1 software, proposing solutions to mitigate the disturbances generated by the photovoltaic system's inverters, should they occur. Finally, the results obtained indicate that the proper sizing of the photovoltaic modules complies with the established self-consumption regulations.

Keywords: Photovoltaic system, Disturbances, regulation, medium voltage system.

1. INTRODUCCIÓN

En la actualidad, el incremento del consumo de energía eléctrica y la creciente preocupación acerca de los impactos del cambio climático han generado una demanda cada vez mayor de fuentes de energía renovable y sostenible, en esta situación la energía solar ha surgido como una de las soluciones más prometedoras para abordar estos desafíos. Los sistemas de paneles fotovoltaicos los cuales transforman la radiación solar en energía eléctrica se han considerado como una opción viable para la generación de energía limpia, amigable con el medio ambiente y eficiente [1].

La energía fotovoltaica ha demostrado una serie de beneficios en diversos sectores, involucrando el residencial, comercial e industrial, la integración de paneles fotovoltaicos en el sistema eléctrico de los sectores antes mencionados ha adquirido una importancia cada vez mayor, estos sistemas permiten aprovechar la energía solar para satisfacer parcial o totalmente el consumo de energía eléctrica, lo que reduce la dependencia de fuentes de energía no renovable, contribuye a la disminución de la emisión de gases de efecto invernadero y la reducción de los costos de electricidad.

En el ámbito residencial, la energía fotovoltaica ha ganado popularidad como una alternativa para la generación de electricidad, los paneles solares se pueden instalar en los techos de las viviendas, lo que permite aprovechar la luz solar y convertirla en energía utilizable en el hogar. Esto ofrece a los propietarios una fuente de energía renovable y libre de emisiones, lo que reduce su dependencia de la red eléctrica tradicional y ayuda a disminuir los costos de electricidad a largo plazo [2].

Además, los sistemas fotovoltaicos residenciales pueden generar un excedente de energía durante los períodos en los que la demanda es baja. Este excedente puede ser devuelto a la red eléctrica a través de la práctica conocida como "net metering" o medición neta, lo que permite a los propietarios recibir créditos por la energía que aportan al sistema. Así, no solo disminuyen los costos de electricidad, sino que también se apoya la generación de energía renovable en la comunidad [2].

Esta investigación llevará a cabo un análisis detallado del comportamiento de los parámetros eléctricos en el sistema de distribución del conjunto CAROB, con el objetivo de mejorar la calidad del servicio eléctrico, reducir las pérdidas en la red, optimizar los perfiles de voltaje, disminuir los costos de la factura eléctrica y contribuir al cuidado del medio ambiente, todo ello orientado a incrementar la confiabilidad del sistema.

1.1. EL PROBLEMA

1.1.1. Situación problemática

En la actualidad, la creciente demanda de energía eléctrica y la urgencia de disminuir las emisiones de gases que contribuyen al efecto invernadero ha motivado la integración de fuentes de energía renovable, como los paneles fotovoltaicos en las redes eléctricas. Aunque esta transición hacia energías más limpias es esencial, plantea desafíos técnicos y operativos en la gestión de las redes de distribución [3]. Para abordar estos desafíos, se propone realizar un análisis completo utilizando índices y márgenes de estabilidad para evaluar la estabilidad del voltaje en el sistema de distribución eléctrica, este análisis es crucial para establecer criterios que mejoren la confiabilidad y seguridad del sistema.

Uno de los desafíos clave es el análisis y control de los flujos de potencia en estas redes que ahora incluyen una mayor cantidad de generación distribuida y variable, como los paneles fotovoltaicos. La intermitencia y variabilidad de la generación solar pueden provocar problemas en la estabilidad y calidad de la energía en la red de distribución, lo que puede resultar en interrupciones del suministro eléctrico y pérdidas económicas.

La ubicación estratégica de los paneles fotovoltaicos en el conjunto CAROB (por ejemplo, en edificios, estacionamientos, o terrenos abiertos) se convierte en un factor crítico, ya que puede afectar significativamente la eficiencia y capacidad de la red de distribución, así como la rentabilidad de la inversión.

Por lo tanto, la situación problemática radica en la necesidad de desarrollar métodos y herramientas efectivas para el análisis integrado de flujos de potencia en redes de distribución que incorporan sistemas fotovoltaicos en ubicaciones diversas del conjunto CAROB. Esto implica abordar cuestiones como la predicción de la generación solar, la gestión de la carga, la selección óptima de ubicaciones para los paneles, y la implementación de controles avanzados para mantener la estabilidad de la red y la calidad del suministro eléctrico.

1.1.2. Formulación del problema

El desafío de incorporar eficazmente la energía fotovoltaica en sistemas urbanos y rurales radica en optimizar la generación y minimizar las pérdidas en la red de distribución, mientras se mantiene un perfil de tensión adecuado.

1.2. OBJETO Y CAMPO DE ACCIÓN

- **Objeto:** Determinar estrategias efectivas para la integración de sistemas fotovoltaicos en redes de distribución con un enfoque específico en el Conjunto CAROB, mejorando la eficiencia, la confiabilidad y la sostenibilidad de la generación de energía eléctrica.
- **Campo de Acción:** 3322 Tecnología Energética // 3322.01 Distribución de la Energía.

1.3. BENEFICIARIOS

1.3.1. Beneficiarios directos:

Conjunto CAROB.

1.3.2. Beneficiarios indirectos:

Usuarios del Sistema Eléctrico.

1.4. JUSTIFICACIÓN

El presente proyecto de investigación se realiza previo a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico de la Universidad Técnica de Cotopaxi el cual, se alinea con los objetivos de los proyectos macro formativos de la carrera de Electricidad “Energías alternativas y renovables, eficiencia energética y protección ambiental, asociado a la sublínea Explotación y Diseño de Sistemas Eléctricos de Potencia.

De acuerdo a los datos proporcionados por el Ministerio de Energía y Minas [4], apenas el 1% de la energía que se genera proviene de fuentes alternativas (solar, eólica, y biomasa, entre otras). Esta producción de energía, caracterizada por ser amigable con el medio ambiente, cubre la demanda interna de electricidad y permite la exportación de energía a naciones vecinas como (Colombia y Perú) en bajo impacto, por lo cual se busca enfatizar la producción de energía limpia, por tal motivo se ve conveniente la implementación de equipos eléctricos para la obtención de energía solar que satisface la demanda de zonas urbanas y rurales asociado con el consumo de los residentes.

En base a lo presentado se puede determinar la importancia de la implementación de equipos que permitan inyectar energía fotovoltaica, a nivel nacional no existe aprovechamiento de la energía solar, esta implementación se convertirá en un recurso valioso para el suministro de energía en futuras instalaciones de distribución eléctrica. En este contexto, se lleva a cabo un estudio exhaustivo para asegurar que dicho sistema sea eficiente y confiable en su funcionamiento, al mismo tiempo que su impacto en los flujos de potencia sea óptimo y no cause daños a la red a la que está conectado.

Con este proyecto se pretende analizar la incorporación de sistemas fotovoltaicos en un conjunto residencial, para simular escenarios de operación, consumo y determinar su comportamiento frente a cada una de ellas, esta evaluación proporcionará información crucial para tomar decisiones relacionadas con la expansión de la red eléctrica o la posible repotenciación de la infraestructura existente.

1.5. HIPÓTESIS

¿Existe una variación en el comportamiento del sistema eléctrico producto de la inyección de sistemas Fotovoltaicos en redes de Baja Tensión?

1.6. OBJETIVOS

1.6.1. Objetivo General

Analizar el impacto de la introducción de Sistemas Fotovoltaicos en la red de distribución eléctrica de Baja Tensión en el conjunto CAROB mediante la aplicación de simulaciones, con el propósito de evaluar su comportamiento eléctrico.

1.6.2. Objetivos Específicos

- Revisar el estado del arte relacionado con la implementación de sistemas fotovoltaicos en redes eléctricas de Baja Tensión.
- Identificar un modelo de simulación de flujos de potencia que incorpore los sistemas fotovoltaicos, teniendo en cuenta la variabilidad diaria y estacional.
- Analizar el comportamiento del modelo de simulación mediante diversos aplicados al conjunto CAROB.

1.7. SISTEMA DE TAREAS

Tabla 2. 1.- Sistema en relación con los objetivos planteados.

Objetivos específicos	Actividades (tareas)	Resultados esperados	Técnicas, Medios e Instrumentos
Revisar el estado del arte relacionado con la implementación de paneles fotovoltaicos en sistemas eléctricos.	<ul style="list-style-type: none"> Revisión de fuentes bibliográficas especializadas en los temas. Recopilación de información de trabajos relacionados con implementación de paneles fotovoltaicos en proyectos existentes. 	<ul style="list-style-type: none"> Construcción del marco teórico. Información sobre la implementación de proyectos fotovoltaicos. 	<ul style="list-style-type: none"> Artículos Fuentes bibliográficas
Identificar un modelo de simulación de flujos de potencia que incorpore los sistemas fotovoltaicos, teniendo en cuenta la variabilidad diaria y estacional	<ul style="list-style-type: none"> Selección de Herramientas de Modelado Simulación de Escenarios de operación del sistema fotovoltaico 	<ul style="list-style-type: none"> Simulación de flujos de potencia para el proyecto. Gráficas y resultados del comportamiento del Sistema eléctrico en los diferentes casos de estudio planteados. 	<ul style="list-style-type: none"> Software Especializado Datos proporcionados por el mapa solar del Ecuador.
Analizar el comportamiento del modelo de simulación mediante diversos aplicados al conjunto CAROB.	<ul style="list-style-type: none"> Modelado de los escenarios que representen diversas condiciones de radiación y generación fotovoltaica. Desarrollo de casos de estudio de ingreso de energía fotovoltaica. Identificación de posibles puntos de congestión en la red eléctrica. 	<ul style="list-style-type: none"> Base de datos sobre las condiciones de radiación solar en la zona de estudio Simulación en el software especificado. 	<ul style="list-style-type: none"> Software Especializado

2. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA

Al tratar el tema de la integración de la energía fotovoltaica en los sistemas de distribución, es esencial llevar a cabo una revisión detallada del estado del arte, abarcando los conceptos fundamentales y los diversos estudios que facilitarán el abordaje de este problema de optimización.

La inserción de sistemas fotovoltaicos en el sistema eléctrico de distribución plantea desafíos técnicos y operativos, ya que implica la incorporación de generadores dispersos en la red de distribución. Esto puede influir de manera considerable en la calidad de la energía eléctrica, por lo que resulta crucial realizar una evaluación completa para determinar cómo la integración de estos sistemas de generación distribuida afecta al sistema de distribución y si es necesario implementar modificaciones o mejoras en la infraestructura actual.

2.1. ANTECEDENTES

La energía eléctrica se ha consolidado como un pilar fundamental en la vida moderna y en la economía global. Su evolución a lo largo de la historia han sido temas de investigación en el campo de la ingeniería eléctrica marcada por innovaciones tecnológicas, cambios en la matriz energética y un enfoque creciente en la sostenibilidad, uno de los desarrollos más significativos en las últimas décadas ha sido la implementación de sistemas de generación de energía fotovoltaica, que aprovechan la radiación solar para producir electricidad de manera limpia y sostenible [5].

22 Hoy en día, el aumento de la demanda de electricidad, junto con la necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y combatir el cambio climático, ha impulsado la expansión global de la generación de energía a partir de fuentes renovables [6]. Entre las diversas fuentes de energía renovable, la energía solar fotovoltaica ha emergido como una opción atractiva y de rápido crecimiento para integrar energía limpia en las redes de distribución eléctrica [7]. Este cambio hacia una matriz energética más sostenible y respetuosa con el medio ambiente se ha convertido en un aspecto clave en la ingeniería eléctrica, requiriendo un análisis exhaustivo de su efecto en la red de distribución.

En las últimas décadas, la energía solar ha crecido rápidamente debido a sus numerosas ventajas frente a otras fuentes de energía renovable. Entre sus beneficios se incluyen su amplia disponibilidad global, la falta de ruido, su naturaleza prácticamente inagotable, la facilidad de instalación, la ausencia de emisiones contaminantes, y su bajo requerimiento de mantenimiento, entre otros [8].

Argumentando las amplias ventajas asociadas a la implementación de sistemas de generación de energía fotovoltaica en el sistema de distribución eléctrica, es igualmente importante considerar las posibles desventajas que pueden surgir en relación a la tensión y la potencia, particularmente cuando la capacidad de generación fotovoltaica es sustancial o cuando la conexión entre el sistema de transmisión y el de distribución presenta limitaciones significativas. En lo que respecta a la potencia generada, este escenario podría dar lugar a la ocurrencia de sobretensiones, distorsiones armónicas y otros efectos no deseados en la red eléctrica. Estos aspectos técnicos demandan un análisis exhaustivo y medidas apropiadas para garantizar una integración exitosa de la generación fotovoltaica en el sistema de distribución eléctrica [9], [10], [11].

De acuerdo con M. W. Davis et. al [12] la herramienta de predicción del rendimiento es crucial para el éxito de cualquier tecnología contar con un modelo de rendimiento efectivo que pueda predecir con precisión la producción anual de energía, teniendo en cuenta la orientación del sistema fotovoltaico propuesto, las condiciones meteorológicas típicas de la región, el rendimiento nominal de las tecnologías especificadas y el área de cobertura propuesta para la aplicación BIPV (implementación fotovoltaica). La producción de energía prevista se utilizará posteriormente para calcular el ahorro energético y de costes de las distintas tecnologías de células fotovoltaicas y orientaciones del sistema.

En Ecuador, la adopción de sistemas de generación eléctrica mediante paneles solares fotovoltaicos está aún en una etapa temprana, particularmente en el sector industrial y comercial. Esta situación se debe en gran parte a la falta de conocimiento generalizado sobre cómo funciona esta tecnología y los beneficios que proporciona. [13].

14 En diciembre de 2021, se instalaron 12 sistemas de energía solar en la comunidad Wao de Teweno, situada en el suroeste de la provincia de Pastaza, en la región amazónica de Ecuador. Este proyecto, que suministra energía a más de 350 familias, se destaca como un ejemplo importante para otros proyectos similares en desarrollo [14].

2.2. SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

Un sistema de distribución es fundamental para los sistemas de potencia, ya que toda la energía generada debe ser distribuida entre los usuarios, quienes se encuentran dispersos en distintos territorios. Por lo tanto, la generación de energía se lleva a cabo en grandes bloques centralizados en plantas de alta capacidad, mientras que la distribución abarca amplios territorios con diversas cargas. Debido a esto, el sistema de distribución es más complejo que el sistema de generación de potencia. [15].

Desde una perspectiva de ingeniería, la definición tradicional de distribución abarca lo siguiente:

- **Subestación principal de potencia:** Esta subestación se encarga de recibir la energía del sistema de transmisión y convertirla a un voltaje adecuado para la subtransmisión. Los niveles de voltaje en la transmisión suelen ser de 230 kV, 500 kV o mayores, y la capacidad de potencia de una subestación principal generalmente se mide en cientos de megavatios.
- **Sistema de subtransmisión:** Las líneas que parten de la subestación principal llevan energía a las subestaciones de distribución. Las tensiones en el sistema de subtransmisión son generalmente de 115 kV o inferiores, aunque en ciertos casos pueden incluirse líneas de 230 kV, ya que este sistema usualmente maneja potencias que alcanzan cientos de megavatios.
- **Subestación de distribución:** Esta subestación toma la energía de los circuitos de subtransmisión y la transforma al voltaje requerido para los alimentadores primarios. Normalmente, opera con tensiones que varían entre 66 kV y 230 kV, y es capaz de manejar potencias de varias decenas de megavatios, utilizando transformadores con capacidades de 60 o 75 MVA.
- **Alimentador principal:** Estos circuitos se ramifican desde los sistemas de distribución eléctrica y transportan la energía hacia los transformadores de distribución. Operan con tensiones en el rango de 2.4 a 34.7 kV.
- **Transformadores de distribución:** Estos dispositivos reducen el voltaje de los alimentadores primarios al nivel requerido por los usuarios. Los voltajes de salida más comunes incluyen 440 V, 220 V y 110 V entre fases [15].

2.2.1. Clasificación de redes de distribución eléctrica según su tensión nominal

Es esencial para comprender y gestionar eficientemente la infraestructura eléctrica, estas redes se dividen en dos categorías principales:

Redes de distribución secundarias o de baja voltaje

Es el conjunto de equipos o componentes utilizados para transportar la energía eléctrica a tensiones nominales de 1000 V o menos. Este tipo de red se emplea para llevar la electricidad desde los transformadores de distribución instalados en postes hasta las conexiones de los usuarios finales [16].

Redes de distribución primarias o de media voltaje

Es un grupo de equipos o componentes utilizados para transportar electricidad desde estaciones de distribución hasta las subestaciones de media tensión, que pueden ser subestaciones haciendo referencia a la red que opera en niveles de media tensión (MT), incluyendo la distribución de menor capacidad MT/MT o subestaciones tipo poste MT/BT comprendidos entre más de 1000 V y menos de 57,5 kV [16].

- Redes de distribución urbana. -Las redes de distribución ubicadas en áreas urbanas, ya sean en ciudades grandes o en municipios más pequeños, son de vital importancia para el funcionamiento cotidiano de la sociedad. Estas infraestructuras no solo son esenciales para asegurar el suministro eficiente de servicios y productos a los residentes, sino que también juegan un papel crucial en el desarrollo económico y en la calidad de vida de las comunidades:
 - Usuarios densamente concentrados.
 - Cargas tanto monofásicas como trifásicas.
 - Se emplean postes de hormigón.
 - El trazado de la red debe coordinarse con la red telefónica, red de abastecimiento de agua, red de alcantarillado, etc., teniendo en cuenta los parámetros del edificio.
 - Mayor concentración de clientes industriales y comerciales en comparación con las áreas rurales.
 - La distancia entre los postes de media y baja tensión no debe exceder los 50 metros.

- Cuando se realizan trabajos de mantenimiento preventivo, se busca llevarlos a cabo sin interrumpir el servicio eléctrico, evitando así cortes en el suministro.
- Redes de distribución rural. - Estas redes se encargan de brindar servicios eléctricos a áreas dispersas en diferentes ciudades. Las áreas rurales no cuentan con calles y no están organizados por manzanas [16]. Suelen encontrarse en zonas agrícolas y ganaderas. Las redes de distribución rural se distinguen por las siguientes características principales:
 - Usuarios dispersos a lo largo de la red, con baja densidad de concentración.
 - Mayoría de usuarios residenciales.
 - Baja demanda energética.
 - Separación promedio entre apoyos que supera los 50 metros.
 - Dificultad para acceder a ciertos tramos de las redes.
 - Presencia de fallas en los circuitos por el contacto de las redes con las ramas de los árboles.
- Topología de la red. - En distribución eléctrica, la topología se describe como la disposición de que las líneas de transmisión, los transformadores y los puntos de conexión que transportan la electricidad desde las plantas generadoras hasta los consumidores finales, por lo cual se tiene dos topologías importantes utilizadas en redes de distribución:
 - Red con topología radial. - Esta es la topología más simple y común, especialmente en áreas rurales y suburbanas. En una red radial, la electricidad fluye desde una fuente única hacia varios ramales, similar a la estructura de un árbol con ramas. Aunque es fácil de implementar y de bajo costo, esta configuración tiene el inconveniente de que, en caso de una falla en un punto de la red, todo el segmento que depende de ese punto se queda sin servicio.
 - Red con topología en anillo. - A diferencia de la topología radial, la configuración en anillo forma un bucle cerrado, permitiendo que la electricidad pueda llegar a un punto desde múltiples direcciones. Esto proporciona una mayor confiabilidad, ya que, en caso de una falla, el suministro puede

mantenerse desde otra dirección dentro del bucle. Sin embargo, esta topología es más compleja y costosa de implementar.

2.2.2. Clasificación de los sistemas de distribución

Tabla 3. 1.- Comparación entre redes aéreas y subterráneas [17].

Redes aéreas		Redes subterráneas	
Ventajas	Desventajas	Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> - Dado que son las redes de distribución más comunes, suelen emplear materiales de construcción sencillos y de fácil instalación. - Bajo costo inicial de construcción. - Mantenimiento sencillo. - Localización rápida de fallas. - Reparaciones en menos tiempo. 	<ul style="list-style-type: none"> - Al estar expuestas a la vista, las redes de distribución urbana afectan negativamente la estética de las ciudades. - Presentan menor confiabilidad en comparación a otras redes, debido a las diversas situaciones a las que se ven expuestas en el entorno urbano. - Ofrecen menor seguridad, ya que representan un mayor peligro para los transeúntes. - Necesitan planes de mantenimiento preventivo más estrictos para prevenir fallos e interrupciones. 	<ul style="list-style-type: none"> - La mayoría de los daños que afectan a las redes aéreas no impactan de la misma manera a las redes de distribución subterráneas. - No afectan negativamente el aspecto visual de las ciudades, ya que no están expuestas a la vista. - No están expuestas a vandalismo. 	<ul style="list-style-type: none"> - Requiere una inversión inicial mucho más alta. - Es más difícil localizar daños o identificar las causas de fallas. - El mantenimiento es más complejo y las reparaciones tardan más tiempo. - Están expuestas a la humedad y a los daños causados por roedores.

2.3. SISTEMA FOTOVOLTAICO

2.3.1. Principio básico de la energía solar

Teniendo en cuenta que las horas de insolación en al año alrededor del mundo, oscila entre 1500 y 3600 horas, según la zona geográfica, una de las fuentes de energía que se debería alcanzar un mayor aprovechamiento del sol. En tal sentido hay países los cuales han optado por la creciente de escasez de combustibles convencionales ya se ha legislado sobre la obligación de la utilización de energías alternativas, para así tener una notable disminución de la utilización de consumo de los combustibles [18].

Si bien se sabe que la transición de energías renovables puede que en un futuro inmediato pueda remplazar a los combustibles convencionales, podría si un cambio, reducir en gran medida su consumo y por consiguiente un ahorro [18].

La energía solar, según su forma de captar y su aplicación se puede clasificar:

- Energía solar directa.
- Energía solar indirecta.

2.3.2. Efecto fotovoltaico

La exposición de un semiconductor a la luz provoca que un fotón energético haga que un electrón abandone el átomo, generando un hueco en el mismo. Usualmente, el electrón se recombina rápidamente con otro hueco, disipando la energía del fotón en forma de calor [19].

El funcionamiento de una célula fotovoltaica se basa en inducir el movimiento de electrones y huecos hacia lados opuestos del material, en lugar de permitir que se recombinen internamente. Esto genera una diferencia de potencial y, en consecuencia, un voltaje entre las dos secciones del material, similar al funcionamiento de una batería [19].

Al fomentar el movimiento de electrones, se establece un campo eléctrico constante alrededor de la unión p-n. Esta unión se forma al dopar el material con distintos elementos para crear dos capas con propiedades diferentes.

- Capa n: contiene demasiados electrones libres.
- Capa p: contiene exceso de huecos, es decir, menos electrones que en los compuestos puros.

Las células fotovoltaicas son dispositivos que aprovechan la interacción de las superficies metálicas con la radiación electromagnética para generar electricidad. Funcionan mediante el efecto fotoeléctrico, que convierte la energía de la luz en energía eléctrica. La célula absorbe fotones, liberando electrones que fluyen a través del material semiconductor debido a la unión p-n. Este flujo de electrones se utiliza para producir electricidad [19].

2.3.3. Tipos de paneles

El propósito de un panel fotovoltaico es captar la energía luminosa del sol y convertirla en energía eléctrica. Un panel solar está conformado por un número variable de celdas solares, generalmente entre 31 y 36, interconectadas eléctricamente en serie. La cantidad de celdas

determina el voltaje de salida del panel; el fabricante define el número mínimo necesario para asegurar la carga efectiva del banco de baterías. [20].

Las superficies de los paneles fotovoltaicos oscilan entre 0.5 y 1.3 m², donde las celdas solares se ensamblan entre dos capas, una superior de vidrio de silicio y una inferior de material plástico. Estos dos componentes se colocan en un horno a alta temperatura, lo que produce un bloque laminado único. Posteriormente, se agregan marcos, que suelen ser de aluminio. [20].

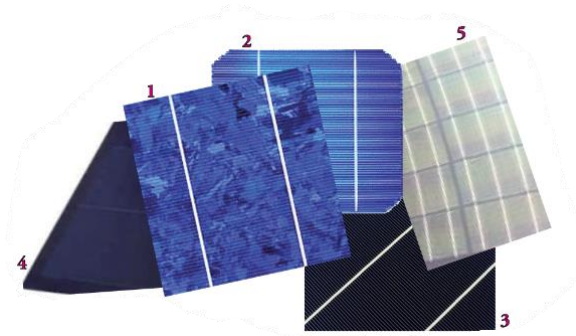


Figura 3. 1.- Tipos de células fotovoltaicas [20].

- Policristalino: Estos paneles tienen una eficiencia que varía entre el 12% y el 14% y pueden tener espesores de solo unas pocas micras. A diferencia de los paneles monocristalinos, los paneles policristalinos suelen tener una forma cuadrada, lo que permite un mejor aprovechamiento del espacio entre las células del panel solar. Además, el costo por panel es generalmente menor debido a un menor uso de silicio y a procesos de producción menos complejos [20].
- Monocristalino: Estos paneles tienen el rendimiento más alto, con eficiencias alrededor del 20% en producción masiva y hasta el 24% en modelos de laboratorio. Están hechos de silicio puro, aleado y dopado con boro. Aunque su precio es relativamente alto, su alta eficiencia energética hace que sean los más empleados [20].
- Paneles solares de silicio: Estos paneles tienen eficiencias menores al 10% y son valorados por su flexibilidad. Se utilizan en techos (tejas solares) y en superficies de edificios de oficinas debido a su adaptabilidad, permitiendo su instalación en grandes formatos. Su rentabilidad y viabilidad económica los hacen una opción prometedora para el futuro [20].



Figura 3. 2.- Tejado con panel solar amorfo [20].

- Paneles solares de sulfuro de cadmio y sulfuro de cobre: Estos paneles se fabrican de manera relativamente simple debido a la pequeña cantidad de material activo requerido. El rendimiento máximo alcanzado en laboratorio es inferior al 10%, y se reduce a la mitad en condiciones de funcionamiento industrial [20].
- Paneles solares de arsénico de galio. - Son los más adecuados para la producción de paneles, ya que en la versión monocristalina su eficiencia teórica alcanza un límite cercano al 27-28%. Sin embargo, tienen un inconveniente: la falta de materias primas encarece mucho las materias primas. Una característica satisfactoria es el alto coeficiente de absorción, lo que significa lograr una alta eficiencia con un bajo consumo de material [20].

2.3.4. Células solares

El proceso de fabricación de las células solares de silicio se puede dividir en tres etapas principales:

- Obtención de silicio de alta pureza: Se extrae del óxido de silicio (SiO_2), que se encuentra principalmente en el cuarzo, un mineral abundante en la naturaleza. Aunque el suministro de este material es asegurado, es crucial que el silicio tenga una pureza elevada, similar a la requerida en la industria electrónica [20].
- Obtención de obleas: A partir de polvo de silicio de alta pureza, el monocristal se transforma en un cilindro con diámetros que oscilan entre 2 y 20 cm y una longitud de aproximadamente 1 m. Este cilindro se corta con una sierra especializada para obtener obleas de aproximadamente 300 micras de espesor. En este proceso, se pierde cerca del 60% del material en forma de aserrín. Actualmente, se están desarrollando métodos más eficientes para minimizar estas pérdidas [20].

2.3.5. Conexión de circuitos y equipos en instalaciones solares fotovoltaicas

a) Sistema de Acumulación

Los sistemas de acumulación o baterías son únicamente se encuentran en instalaciones aisladas de la red eléctrica [21].

Cabe señalar que la capacidad de la batería no es fija, y en las instalaciones fotovoltaicas se utilizan con mayor frecuencia baterías estacionarias, es decir, de plomo-ácido o níquel-cadmio, aunque las más utilizadas son las primeras.[21].

- Los sistemas de almacenamiento deben instalarse en zonas protegidas de la intemperie, como almacenes u otro tipo de recintos.

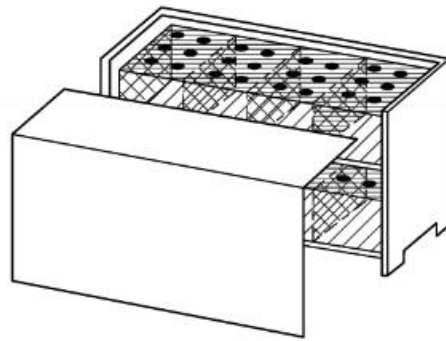


Figura 3. 3.- Almacenamiento de baterías [21].

- El portapilas debe estar horizontal y totalmente fijado al suelo o pared de la habitación en el caso de una estantería, la horizontalidad es realmente importante para mantener la concentración del líquido electrolítico.

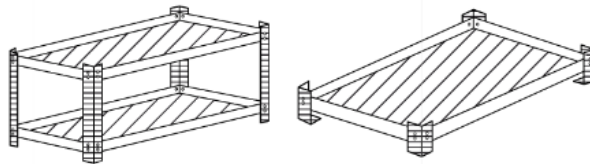
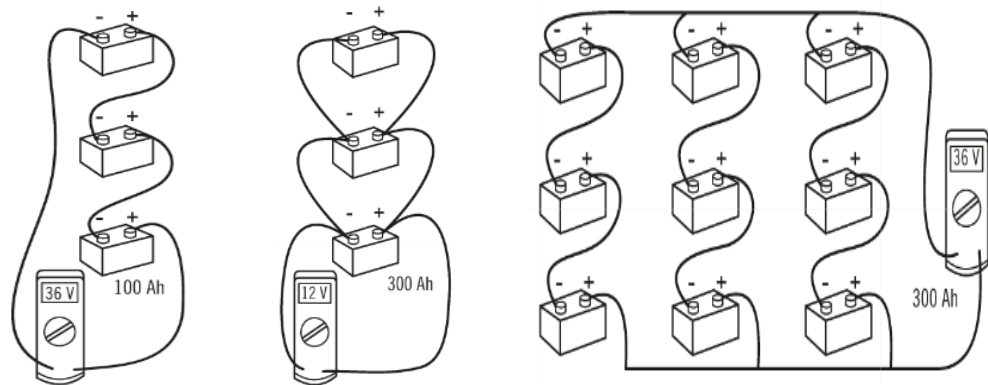


Figura 3. 4.- Estructura soporte para baterías [21].

A continuación, se va a mostrar las diferentes conexiones de las baterías:



a) Conexión serie. b) Conexión paralelo. c) Conexión serie - paralelo

Figura 3. 5.- Tipos de conexiones de las baterías [21].

b) Sistema de apoyo

En las instalaciones se utiliza otros sistemas de apoyo para conseguir los resultados deseados.

- Eólicos. – Existen instalaciones fotovoltaicas con sistemas de apoyo eólicos.



Figura 3. 6.- Instalación solar fotovoltaica con sistema de apoyo eólico [21].

- Grupos electrógenos. – Un sistema fotovoltaico puede contar con un generador auxiliar para compensar la falta de producción eléctrica durante períodos de baja o nula radiación solar, garantizando así que la demanda de electricidad se satisfaga en todo momento [21].

c) Acometida de red

La forma en que se conecte la integración del sistema fotovoltaico en la red puede variar dependiendo del tipo de red y de las características del sistema, instalación, ya sea un sistema autónomo, un sistema conectado a la red, o una combinación de ambos [21].

- Sistema aislado o autónomo. – La instalación fotovoltaica no ira conectada a la red eléctrica, dentro de los sistemas aislados se pueden destituir dos tipos fundamentales:
 - Instalaciones centralizadas. - En este tipo de configuración, conocida como instalación fotovoltaica centralizada, un solo generador fotovoltaico se encarga de suministrar energía a un conjunto de viviendas o edificios. Este enfoque permite aprovechar de manera eficiente la generación de energía solar y distribuirla de manera equitativa entre los usuarios conectados al sistema.

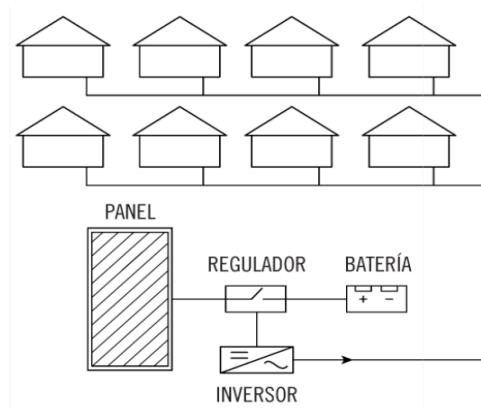


Figura 3. 7.-Esquema de instalación centralizada [21].

- Instalación descentralizada. - Se trata de lugares donde cada casa se alimenta de su propio generador fotovoltaico. Estos lugares suelen estar equipados con baterías para proporcionar electricidad durante la noche y durante las épocas de baja radiación solar [21].

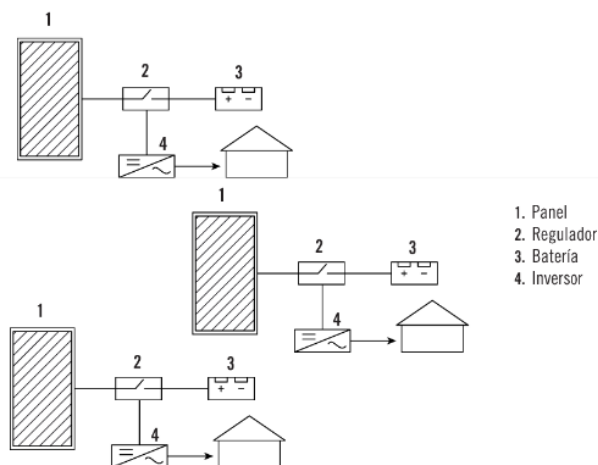


Figura 3. 8.- Esquema de instalación descentralizada [21].

- Sistema conectado a la red: Estas instalaciones están diseñadas para generar electricidad que se inyecta directamente en una red de distribución general, buscando

beneficios económicos. Se caracterizan por ser modulares e independientes del consumo eléctrico específico, eliminando el riesgo de quedarse sin energía debido al agotamiento o fallos en las baterías.

Estas instalaciones incluyen un generador fotovoltaico y un inversor, similares a los sistemas aislados, pero no contienen baterías ni controladores. El inversor se sitúa entre el generador fotovoltaico y el punto de conexión a la red. Su función es ajustar las características de la energía producida por los módulos, transformando la corriente continua en corriente alterna de la red 230 V y 50 Hz. público. Algunos inversores modernos utilizan microprocesadores para su funcionamiento y proporcionan una variedad de datos como voltaje, corriente, frecuencia, temperatura interna y ambiental y radiación solar [21].

Además de generadores e inversores, estas instalaciones deben incluir dispositivos de seguridad y contadores de energía, se necesita al menos un medidor para medir la energía generada y utilizarla como base para una facturación posterior, también se deben incluir características de seguridad básicas para proteger tanto el sistema fotovoltaico como la red.

Estas medidas de protección funcionan para interrumpir o restablecer la energía cuando el estado de la instalación o red fotovoltaica amenaza la continuidad del suministro energético a la empresa distribuidora [21].

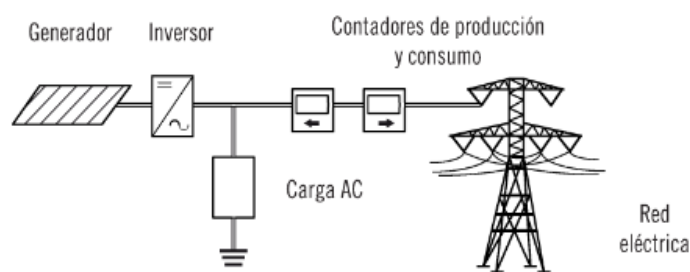


Figura 3. 9.- Conexión de sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica [21].

- Sistema híbrido. - En los sistemas híbridos, el sistema fotovoltaico trabaja junto con otro método de generación de energía, que puede ser tanto una fuente de energía renovable como una fuente tradicional.

La Figura 3.10 muestra el esquema de un sistema híbrido en el cual dos fuentes generadoras, un generador eólico y un generador fotovoltaico, están conectadas en

paralelo. Es importante mencionar que en este ejemplo se supone que no hay cargas de corriente alterna y que ambos generadores tienen el mismo voltaje nominal.

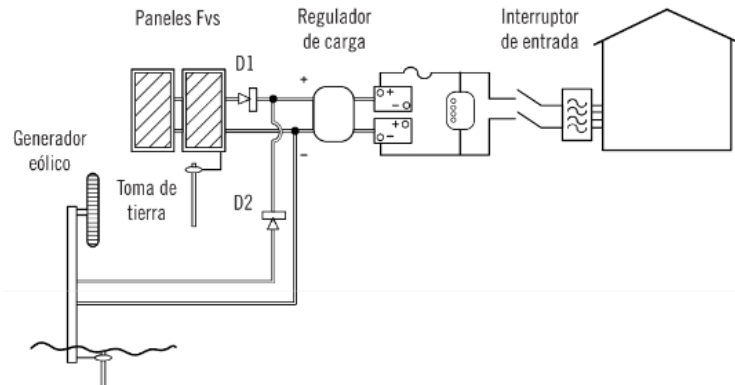


Figura 3. 10.- Sistema híbrido de conexión de dos tipos de generación [21].

d) Sistema de agrupamiento y conexión

- Conexión en serie. - Al conectar los paneles solares en serie, el voltaje total se suma a partir de los voltajes individuales de cada panel, mientras que la corriente se mantiene igual a la de un solo panel. Sin embargo, esta disposición puede ser problemática, ya que si uno de los paneles falla, el funcionamiento de todo el sistema puede verse afectado.

Para prevenir esto, se utilizan diodos de bloqueo que permiten que la corriente fluya alrededor del panel defectuoso. Los diodos de derivación se colocan en la caja de conexiones y protegen cada panel de posibles daños causados por sombreado parcial, evitando que las celdas sombreadas actúen como consumidores de energía, estos diodos se conectan en paralelo con los paneles conectados en serie el diodo está polarizado en inversa para que no conduzca corriente cuando los paneles funcionan correctamente sin embargo, si una parte de la cadena de paneles se sombrea y se invierte su polaridad, el diodo se activa y permite que la corriente generada por los paneles restantes fluya con mayor facilidad [21].

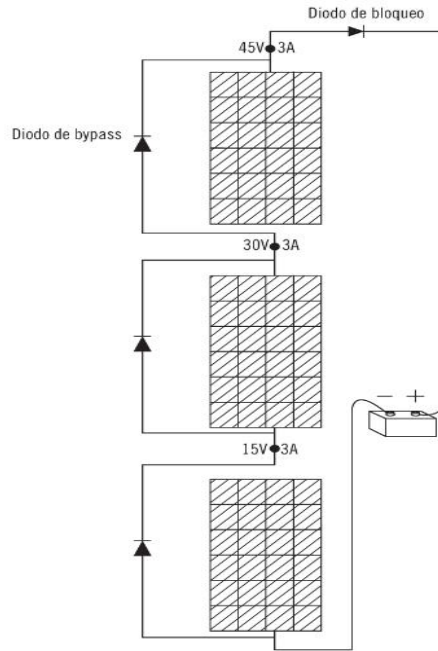


Figura 3. 11.- Conexión de paneles fotovoltaicos en serie [21].

- Conexión en paralelo. - Cuando los módulos fotovoltaicos se conectan en paralelo, el voltaje total será igual al voltaje de un módulo y la corriente total será la suma de las corrientes de todos los módulos. La siguiente Figura 3.12 muestra un esquema de instalación con tres paneles fotovoltaicos (cada uno con una tensión de 15 V y una corriente de 3 A) conectados en paralelo. Observe los valores de tensión y corriente obtenidos [21].

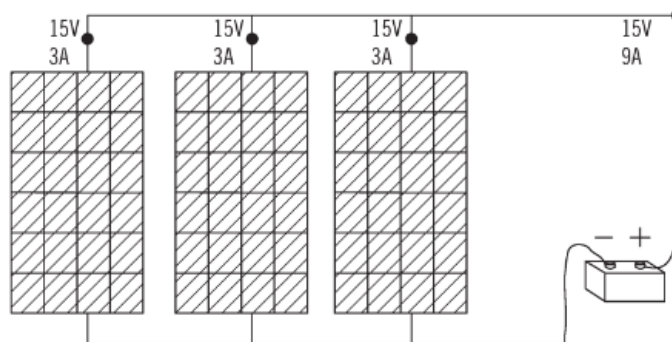


Figura 3. 12.- Conexión de paneles fotovoltaicos en paralelo [21].

2.4. ARMONICOS

Al diseñar un sistema fotovoltaico, es esencial considerar cómo su integración podría impactar la operación y planificación de las redes de distribución. Esta inclusión puede plantear desafíos relacionados con la estabilidad y capacidad de la red, especialmente debido a la variabilidad de la generación solar. Para asegurar un suministro de energía constante y de alta

calidad en una red descentralizada, es crucial mantener la compatibilidad y estabilidad entre la red y los equipos conectados [22].

Esto implica implementar estrategias de gestión inteligente de la red, como la coordinación de la generación distribuida con la demanda, el uso de sistemas de almacenamiento de energía y la optimización de la infraestructura de red existente, además, es crucial establecer estándares y regulaciones adecuados para asegurar la interoperabilidad y la seguridad del sistema en un entorno cada vez más diversificado de recursos energéticos distribuidos de esta manera, se puede garantizar una transición fluida hacia un sistema energético más sostenible y resiliente, aprovechando al máximo el potencial de la energía solar sin comprometer la fiabilidad del suministro eléctrico [23].

3.4.1 Tensión armónica

Una tensión armónica se refiere a una tensión senoidal cuya frecuencia es un múltiplo entero de la frecuencia base de la tensión de alimentación. De acuerdo con la teoría de Fourier, cualquier señal periódica, por compleja que sea, puede descomponerse en una serie de señales senoidales con frecuencias que son múltiplos de la frecuencia fundamental [24].

$$s(t) = \sum_{1}^{n \rightarrow \infty} (A_0 + A_1 \cdot \text{sen}(2\pi \cdot f_1) + A_2 \cdot \text{sen}(2\pi \cdot 2f_1) + \dots + A_n \cdot \text{sen}(2\pi \cdot nf_1)) \quad (1)$$

Esta ecuación matemática permite descomponer cualquier señal en una serie de ondas senoidales, donde f_1 indica la frecuencia básica y A_0 , A_1 , A_2 , y otros, son las amplitudes asociadas a las distintas ondas. Las fórmulas para determinar estas amplitudes están definidas en las series de Fourier [24].

Los armónicos suelen generar cargas no lineales, es decir, su resistencia varía con el voltaje. Aunque estas cargas no lineales pueden suministrar un voltaje sinusoidal, absorben corrientes que no son sinusoidales, lo que altera el ángulo de fase de la corriente respecto al voltaje en los cálculos. Las cargas no lineales contribuyen de manera considerable a la generación de armónicos en una red eléctrica. Entre los dispositivos que comúnmente provocan estos armónicos se encuentran los variadores de velocidad, los balastos electrónicos, los equipos de computación y, en general, cualquier aparato que utilice componentes activos como diodos, transistores o tiristores.

Los armónicos se definen por su amplitud individual y su orden.

- a) Orden de armónico. - El orden de un armónico se refiere a un número entero que indica cuántas veces la frecuencia del armónico supera la frecuencia de la componente fundamental. Por ejemplo, el tercer armónico tiene una frecuencia que es tres veces la de la frecuencia fundamental. Si la frecuencia fundamental es de 60 Hz, el tercer armónico tendrá una frecuencia de 180 Hz, mientras que el armónico fundamental se clasifica como de orden 1. Los armónicos se dividen en dos categorías: impares y pares. Los armónicos impares son comunes en instalaciones eléctricas, industriales y comerciales, mientras que los armónicos pares solo se presentan cuando hay asimetría en la señal debido a componentes continuas [25], [26].

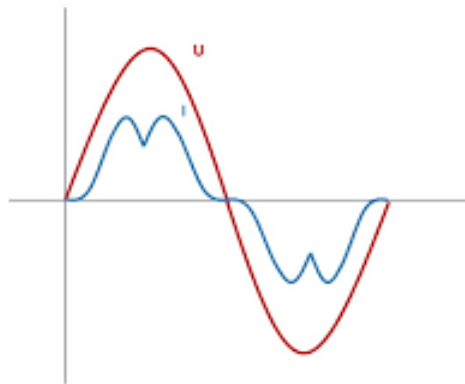


Figura 3. 13.- Cargas lineales y cargas con armónicos [26].

- b) Distorsión armónica. - La Ecuación (2) muestra cómo cada señal periódica no sinusoidal $i(t)$ se descompone en la suma de sus componentes fundamentales $i_1(t)$ (frecuencias de la red, como 50 Hz en España) y de los componentes armónicos $i_h(t)$ (frecuencias que son múltiplos enteros de la frecuencia fundamental).

$$i(t) = i_1(t) + \sum_{h \neq 1} i_h(t) \quad (2)$$

La distorsión armónica de una forma de onda indica la cantidad de componentes armónicas presentes en esa señal. El grado de distorsión de una forma de onda de voltaje o corriente se mide con un índice conocido como distorsión armónica total (THD).

$$THD_v = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} V_h^2}}{V_1} \quad (3)$$

La distorsión armónica total (THD) de la corriente producida por un inversor evalúa la calidad de la energía que produce el dispositivo, y existen normativas internacionales para su medición [27], [28].

3.4.2 Generación de armónicos en la red

El mecanismo de conversión más comúnmente empleado en los sistemas de red es el inversor, el cual facilita la alimentación de la red desde múltiples fuentes de corriente continua (CC), estas fuentes pueden variar en voltaje y potencia, abarcando desde baterías y supercondensadores hasta conjuntos fotovoltaicos (PV) [29].

Entre las diversas fuentes de corriente continua, los paneles fotovoltaicos junto con los inversores tienen una importancia destacada en este estudio. Sin embargo, es crucial reconocer que la naturaleza de los inversores puede introducir armónicos en el voltaje y la corriente que se inyecta a la red, lo cual es un aspecto que puede afectar negativamente la calidad de la energía y la estabilidad del sistema eléctrico.

3.4.3 Tipo de armónicos en un sistema fotovoltaico

En un sistema fotovoltaico, los armónicos más probables que pueden aparecer son generalmente los múltiplos enteros de la frecuencia fundamental de la red eléctrica, los sistemas fotovoltaicos suelen generar armónicos de bajo orden, como el tercer armónico (3 veces la frecuencia fundamental), el quinto armónico (5 veces la frecuencia fundamental) y así sucesivamente. Estos armónicos pueden surgir debido a las características no lineales los inversores en sistemas fotovoltaicos transforman la corriente continua (CC) producida por los paneles solares en corriente alterna (CA), que luego se inyecta en la red eléctrica [30].

La presencia de estos armónicos puede afectar la calidad de la energía eléctrica en la red, causando distorsiones en el voltaje y la corriente, y potencialmente provocando problemas como el calentamiento excesivo de equipos, la interferencia en sistemas de comunicación y el mal funcionamiento de dispositivos electrónicos sensibles, por lo tanto, es importante implementar medidas de mitigación de armónicos y cumplir con normativas y estándares técnicos para garantizar un funcionamiento óptimo y seguro de los sistemas fotovoltaicos [30].

3.4.4 Estrategias de mitigación de armónicos

La mitigación de armónicos es un aspecto crucial en la gestión de sistemas eléctricos para garantizar la calidad de la energía y el trabajo eficiente de equipos y dispositivos. Los armónicos, que son múltiplos de la frecuencia esencial en un sistema eléctrico, pueden ser generados por cargas no lineales como inversores, variadores de velocidad y equipos electrónicos. Estos armónicos pueden causar problemas como distorsión de la forma de onda, calentamiento excesivo de equipos y deterioro del rendimiento de la red eléctrica. Por lo tanto, las estrategias de mitigación de armónicos son fundamentales para minimizar estos efectos adversos. En esta introducción, exploraremos diversas técnicas y tecnologías utilizadas para mitigar los armónicos en sistemas eléctricos, desde filtros pasivos y activos hasta técnicas de control avanzadas en dispositivos electrónicos. Estas estrategias son esenciales para fomentar una operación más eficiente y segura de los sistemas eléctricos, lo que contribuye a optimizar la calidad de la energía y minimizar los riesgos vinculados con los armónicos en la red.

Es crucial mantener los límites de calidad de energía por debajo del nivel estándar según IEEE 519, IEEE 1547 e IEC 61000-3-2A continuación, se presentan algunos estudios de investigación que abordan las medidas de mitigación para enfrentar los desafíos de la calidad de la energía, en particular los relacionados con los armónicos:

- Se ha informado de un compensador LC accionado por tiristores de compensación dinámica de potencia reactiva que reduce significativamente la inyección de corrientes armónicas en comparación con los compensadores estáticos típicos. Aunque se ha eliminado un filtro activo adicional (compensador de var estático aquí) para la compensación de armónicos, se necesitan el tiristor y los circuitos L y C para compensar los armónicos [31].
- Hossein y Cols, en [32] presentaron un enfoque innovador para mejorar la calidad de la energía en redes de distribución. BT utilizando un acondicionador unificado de calidad de energía consta de un convertidor de potencia en el extremo de la subestación MT/BT y otro convertidor de potencia en el lado del cliente, lo que aumenta el número de interruptores y requiere un circuito de control extra.
- Alireza al presente en la investigación, [33] sobre la combinación de un filtro activo de serie híbrida sin transformador y un sistema de acumulación de energía para proporcionar una mejor calidad de energía. Los investigadores también descubrieron que el requisito de un sistema de almacenamiento de energía para proporcionar un

suministro constante es un coste adicional para compensar las dificultades de calidad de la energía

- Se ha planteado una regulación del flujo de potencia reactiva utilizando un bucle de bloqueo de fase (PLL) para controlar el sistema fotovoltaico en la red de distribución de baja tensión. Este enfoque incorpora la compensación de armónicos en el control del inversor, lo que optimiza la calidad de la energía en el punto de conexión (POC) [34].

Según la literatura presentada anteriormente, las perturbaciones en la calidad de la energía en POC están siendo abordadas por compensadores que utilizan diferentes circuitos inversores y técnicas de control. También se identifica que el propio sistema de control del inversor incluye la función de compensación de armónicos, por lo tanto, se sugiere desarrollar dichas técnicas de control para que el inversor existente controle y mejore los inconvenientes de calidad de la energía.

2.5.GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN REDES DE BAJA TENSIÓN

La incorporación de generación distribuida en redes de baja tensión implica la integración de fuentes de energía renovable y sistemas de generación eléctrica en el nivel de distribución. En lugar de depender únicamente de grandes plantas centralizadas, este enfoque permite conectar a la red de baja tensión diversas fuentes de energía, como paneles solares, turbinas eólicas y sistemas de cogeneración.

Los avances tecnológicos han hecho posible la implementación de la generación distribuida (GD), que emplea tanto recursos energéticos convencionales como no convencionales para satisfacer la creciente demanda de electricidad. En este contexto, es fundamental entender los impactos que este tipo de generación tiene en las redes de distribución, ya que desafía el modelo tradicional de operación de los sistemas eléctricos. Este conocimiento es crucial para mantener los estándares de calidad del servicio establecidos por las regulaciones técnicas y garantizar la seguridad de los usuarios y operadores de la red [35].

2.5.1. Impacto de la generación distribuida en redes de baja tensión

En La integración de la generación distribuida en las redes de baja tensión requiere analizar tanto sus beneficios como los desafíos que conlleva. Aunque proporciona ventajas como la diversificación de fuentes energéticas, la disminución de emisiones y la mejora en la confiabilidad del suministro, también presenta retos importantes. Por ello, es esencial llevar a

cabo una investigación detallada para comprender plenamente su impacto en las redes de baja tensión [35].

La investigación en este ámbito abarca tanto aspectos conceptuales como de implementación. En primer lugar, se debe realizar un análisis conceptual para comprender los principios teóricos y los modelos de operación que sustentan la integración de la generación distribuida en redes de baja tensión requiere analizar las normativas y estándares técnicos vigentes, además de investigar las mejores prácticas tanto a nivel nacional como internacional.

Es fundamental realizar un análisis de implementación para evaluar la integración efectiva de la generación distribuida en las redes de baja tensión. Esto incluye considerar factores como la planificación y diseño de la red, la selección óptima y ubicación de los recursos de generación distribuida, así como la incorporación de tecnologías adecuadas para el control y gestión de la energía [35].

2.5.2. Beneficios de la generación distribuida en la red de distribución

- La integración de la generación distribuida tiene como objetivo mejorar la confiabilidad del suministro energético al situarse más cerca de los puntos de consumo.
- Integrar la generación distribuida en un sistema eléctrico puede mejorar el perfil de voltaje, aumentar la calidad de la energía y reforzar la estabilidad del voltaje.
- Entre los beneficios destacables se encuentran la reducción de emisiones contaminantes y un alto nivel de eficiencia.

2.5.3. Inconvenientes asociados a la generación distribuida

La incorporación de tecnologías de generación distribuida al sistema eléctrico plantea diversos desafíos y consideraciones que deben abordarse para garantizar un funcionamiento óptimo [35].

Algunos de los inconvenientes más destacados incluyen:

- Inyección de Armónicos por Equipos Electrónicos: Al integrarse al sistema eléctrico, ciertas tecnologías de generación distribuidas utilizan dispositivos electrónicos que pueden generar armónicos, lo que puede impactar negativamente en la calidad de la energía.

- Riesgos asociados con sobrevoltajes, fluctuaciones y desbalances de voltaje: La conexión de generación distribuida puede ocasionar problemas como sobre voltaje, fluctuaciones y desbalance de voltaje si no se coordina adecuadamente con el sistema existente.
- Incremento de Pérdidas de Potencia con Múltiples Unidades de Generación: La integración de múltiples unidades de generación en la red puede llevar a un incremento en las pérdidas de potencia, lo que puede disminuir la eficiencia global del sistema.
- Variabilidad del Nivel de Cortocircuito: El nivel de cortocircuito en la red puede variar, lo que plantea desafíos en la coordinación de protecciones para garantizar una operación segura y eficiente.

2.5.4. Características de los generadores utilizados en generación distribuida

La generación distribuida emplea una variedad de tecnologías de generadores, cada una con sus propias características distintivas. Estas tecnologías se clasifican en grupos según el tipo de máquinas giratorias acopladas a generadores de corriente alterna (AC) o fuentes de energía de corriente continua (DC) acopladas a sistemas convertidores electrónicos. Algunos ejemplos son:

- Máquinas Giratorias conectadas a generadores síncronos de corriente alterna (AC):
 - Turbinas y microturbinas.
 - Motores de combustión interna.
 - Turbinas hidráulicas.
- Máquinas Giratorias Conectadas a Generadores de Inducción:
 - Pequeñas turbinas hidráulicas.
 - Turbinas eólicas de velocidad fija.
- Fuentes de Energía de DC Conectadas al Sistemas Convertidores Electrónicos:
 - Paneles fotovoltaicos (PV).
 - Convertidores acoplados a turbinas eólicas.

El estudio, se enfoca en las fuentes de energía de corriente continua acopladas a sistemas convertidores eléctricos. Estas fuentes, como paneles solares fotovoltaicos y sistemas de

almacenamiento de baterías, generan electricidad en forma de corriente directa, lo que requiere convertidores eléctricos para su integración eficiente en sistemas diseñados para corriente alterna [35].

2.5.5. Funcionamiento de los convertidores eléctricos en generación distribuida

En la generación distribuida con fuentes de energía de corriente continua, es crucial transformar la corriente directa en corriente alterna. Los convertidores eléctricos desempeñan un papel fundamental al adaptar la energía generada por estas fuentes para su integración segura en el sistema eléctrico. Ejemplos de convertidores incluyen los de potencia de frecuencia variable (VSC), los de puente completo y los de topología multinivel. La selección adecuada depende de factores como la capacidad de generación, las características de carga y los requisitos de eficiencia [35].

2.6. NORMAS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN ECUADOR

En el contexto de un país en desarrollo como Ecuador, la creciente demanda de energía para impulsar el desarrollo económico y mejorar la calidad de vida requiere soluciones innovadoras. La generación distribuida emerge como una opción crucial para satisfacer estas necesidades, contribuyendo además a la preservación del medio ambiente. La incentivación de la instalación de sistemas de generación distribuida, en conformidad con las disposiciones legales, busca no solo cubrir la demanda creciente sino también avanzar hacia un modelo sostenible y eco amigable [36].

Este nuevo modelo ofrece múltiples ventajas, tales como la reducción de pérdidas técnicas en las redes de distribución eléctrica, una mejora en la calidad del suministro eléctrico, la disminución de los costos tarifarios, y la expansión de la red de distribución eléctrica, lo cual favorece el desarrollo de energías limpias y renovables, la reducción de las emisiones contaminantes en el medio ambiente, etc [36].

En Ecuador, se ha implementado una regulación específica para la generación distribuida, estableciendo parámetros y requisitos necesarios para su efectiva implementación. La última regulación emitida al respecto es la RESOLUCIÓN Nro. ARCERNNR-031/2023, que proporciona pautas y directrices para la generación distribuida en el país. Conocida también como REGULACIÓN Nro. ARCERNNR-008/23, contempla diversas consideraciones y parámetros para la inclusión del consumo energético de autoconsumo.

2.6.1. Sistema de generación distribuida para autoabastecimiento de consumidores regulados

17 La REGULACIÓN Nro. ARCERNNR-008/23 su propósito es garantizar que el suministro de energía eléctrica cumpla con principios constitucionales como obligatoriedad, generalidad, uniformidad, responsabilidad, universalidad, accesibilidad, regularidad, continuidad, calidad, sostenibilidad ambiental, precaución, prevención y eficiencia. Además, esta regulación fomenta la adopción de tecnologías limpias y fuentes de energía alternativas. [37].

Los consumidores regulados tienen las siguientes características:

- Se integra a una red de distribución de manera sincronizada.
- Se encuentra en la misma zona de servicio que los consumidores a los que abastece.
- Permite aprovechar recursos energéticos renovables no convencionales disponibles en el área de servicio de la distribuidora.
- Atiende la demanda de uno o más consumidores regulados según la normativa vigente.
- Puede incorporar equipos de almacenamiento de energía, que deben cargarse exclusivamente con la energía generada por el sistema de generación distribuida.
- Es un activo propiedad de uno o varios consumidores regulados, destinado únicamente a satisfacer sus propias necesidades energéticas.
- Contribuye positivamente a la red de distribución a la que está conectado, ayudando a reducir pérdidas de energía, mejorar la distribución del voltaje, y disminuir la capacidad de carga en equipos y componentes, entre otros beneficios.[37].

3 El sistema de generación distribuida (SGDA) se conectará a la red de distribución a través de un campo de conexión autónomo. Muchos SGDA prestan servicios a clientes regulados dentro de la misma entidad legal. Para conectar un SGDA mediante un campo de autoabastecimiento propiedad de una sola entidad jurídica, se debe presentar una solicitud y realizar un estudio de viabilidad para obtener la certificación de elegibilidad correspondiente [37].

1) Límite de la potencia nominal

La capacidad nominal de un sistema de generación distribuida (SGDA) está sujeta a las siguientes restricciones:

- Si el sistema de generación distribuida (SGDA) Si el sistema no suministra energía a la red de distribución, la potencia nominal estará limitada por la demanda máxima del consumidor regulado (conectado al SGDA) y por la capacidad de conexión aprobada por la empresa distribuidora. En este caso, el consumidor regulado debe adoptar las medidas de protección y control necesarias para prevenir el flujo de electricidad hacia la red de distribución [37].
- Cuando se inyecta energía eléctrica en una red de distribución, la capacidad nominal del sistema de generación distribuida (SGDA) se limitará a 2 MW [37].

2) Voltajes de conexión y categorías

Los voltajes de conexión y las categorías de los sistemas de generación distribuida (SGDA) se especifican en la Tabla 3.2, donde se presentan las diferentes categorías de SGDA de acuerdo con la normativa vigente.

Tabla 3. 2.- Voltajes de conexión y categorías de SGDA [37].

Voltaje de conexión	Potencia Nominal P_n	Categoría
Bajo Voltaje	$P_n \leq 5$ kW, monofásica	Categoría 1
	$P_n \leq 10$ kW, bifásica	
	$P_n \leq 50$ kW, trifásica	
Medio Voltaje	$P_n \leq 2$ MW cuando se introduce energía eléctrica en una red de distribución.	Categoría 2
	P_n menor a la capacidad de conexión autorizada por la distribuidora en ausencia de inyección de energía eléctrica a la red de distribución.	

En el caso de conexiones en baja tensión, las distribuidoras podrán autorizar SGDA con potencias superiores a las especificadas en la Tabla 3.2, siempre que los estudios técnicos demuestren que no se producirán afectaciones a la red de distribución.

3) Dimensionamiento

La determinación del tamaño de la SGDA es responsabilidad exclusiva del consumidor regulado correspondiente. La capacidad nominal de SGDA se determinará sobre la base de investigaciones técnicas para satisfacer las necesidades eléctricas anuales de uno o más Clientes Regulados. La generación anual de energía de un SGDA no debe exceder las necesidades energéticas anuales del Cliente Administrado [37].

El diseño de un SGDA debe tener en cuenta lo siguiente:

- Para los clientes regulados actuales, se pueden emplear los datos de consumo energético de los últimos 24 meses, el pronóstico de demanda de energía del sistema de generación distribuida (SGDA) a lo largo de su vida útil, y, cuando sea relevante, los requisitos para el almacenamiento de energía. [37].
- Para los nuevos clientes regulados que no disponen de datos históricos de consumo energético, se pueden utilizar el pronóstico de demanda de energía a lo largo de la vida útil del sistema de generación distribuida (SGDA) y los requisitos de almacenamiento de energía, cuando estén disponibles. [37].

4) Modalidades de autoabastecimiento

La Figura 3.14 muestra opciones de generación distribuida de energía para la autosuficiencia discutidos en esta Resolución. Las condiciones se describen a continuación:

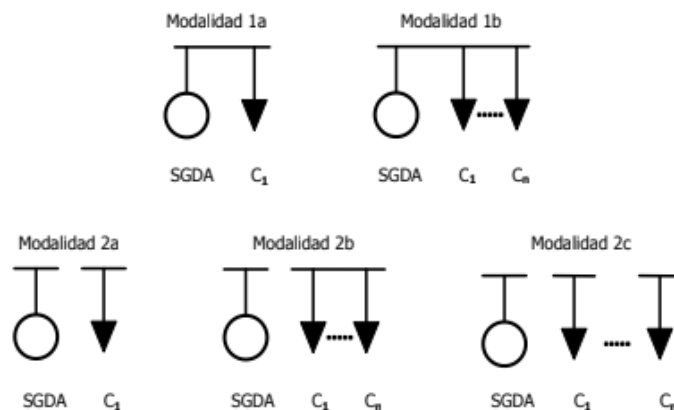


Figura 3. 14.- Modalidades de autoabastecimiento en la modalidad 1a, el SGDA puede o no inyectar excedentes de energía a la red de distribución [37].

- 3
- **Modalidad 1a: Autoabastecimiento individual local:** El SGDA y el consumidor regulado están situados en la misma propiedad. En este caso, el SGDA puede, o no, enviar el excedente de energía eléctrica a la red de distribución [37].
 - **Modalidad 1b: Autoabastecimiento múltiple local:** El SGDA y los clientes regulados se encuentran en la misma propiedad, que puede ser un condominio o estar bajo un régimen de propiedad horizontal [37].
 - **Modalidad 2a: Autoabastecimiento individual remoto.** - El sistema de generación distribuida (SGDA) y el consumidor regulado están ubicados en propiedades separadas. La propiedad del cliente regulado no debe ser un piso ni estar bajo un régimen de propiedad horizontal [37].
 - **Modalidad 2b: Autoabastecimiento remoto múltiple con consumidores concentrados.** Los consumidores regulados y el sistema de generación distribuida (SGDA) están situados en propiedades distintas. Sin embargo, los consumidores regulados están agrupados en una misma propiedad, ya sea en un condominio o bajo el régimen de propiedad horizontal [37].
 - **Modalidad 2c: Los consumidores regulados asociados con el sistema de generación distribuida (SGDA) se encuentran en propiedades distintas, es decir, están descentralizados.** Sin embargo, todos los consumidores regulados deben pertenecer a la misma entidad jurídica [37].

2.6.2. Condicionantes al desarrollo de la generación distribuida en baja tensión

En el marco de este trabajo, resulta imperativo analizar las etapas y elementos de riesgo asociados al desarrollo de proyectos de Generación Distribuida en Baja Tensión (GDBT). La Figura 3.15 presenta un esquema general que aborda los lineamientos que una instalación de generación distribuida debe afrontar [38].



Figura 3. 15.- Condicionantes de un proyecto de generación distribuida [38].

El primer criterio crucial para un proyecto de Generación Distribuida Basada en Tecnologías Renovables (GDBT), especialmente cuando implica Energías Renovables No Convencionales (ERNC), es la identificación del recurso. Un conocimiento detallado de la ubicación geográfica

permite evaluar el potencial de generación y seleccionar la tecnología más adecuada este proceso se constituye como el segundo punto relevante en el desarrollo del proyecto [38].

Estos aspectos se ilustran mediante un ejemplo específico: en el caso de una central eólica, es esencial realizar un estudio previo del viento en la zona de emplazamiento. Con base en estos datos, se puede determinar con precisión cuáles son las turbinas apropiadas para la central [38].

El tercer componente aborda el aspecto financiero del proyecto a partir de los pasos anteriores, es posible establecer un presupuesto inicial que deberá ser analizado en términos de cómo será cubierto.

El cuarto punto del esquema se enfoca en la integración de la central GDBT al sistema eléctrico, considerando aspectos técnicos, de costo y legales relacionados con la instalación, la fase operativa que completa el ciclo de factores condicionantes, está vinculada a los precios establecidos para la inyección de excedentes de energía y potencia, así como a su régimen de tarifación la central también requiere establecer contacto con el centro de despacho de carga correspondiente [38].

4. MATERIALES Y MÉTODOS

En este capítulo se examinan las técnicas de investigación disponibles para evaluar el efecto de la integración de sistemas fotovoltaicos en el sistema eléctrico del conjunto CAROB. Primero, la Figura 4.1 ilustra los métodos de investigación empleados en el proyecto, especificando los enfoques cualitativos y cuantitativos que se utilizarán para una evaluación completa. Luego, la Figura 4.1 detalla el procedimiento lógico que se adoptará para llevar a cabo el proyecto de investigación.

Este procedimiento incluye varios pasos clave: el estudio de la integración de paneles fotovoltaicos en el sistema eléctrico actual, el diseño del sistema de implementación de los paneles mediante el software PVsyst, la simulación de los cambios que se producen en la red utilizando ETAP 19.0.1, y la inclusión completa del sistema fotovoltaico.

Además, se abordarán aspectos cruciales como la eficiencia energética, la reducción de emisiones de carbono, la viabilidad técnica, y el impacto a largo plazo en la estabilidad y resiliencia de la red eléctrica del conjunto CAROB. Este enfoque integral asegurará una comprensión profunda y precisa de los beneficios y desafíos asociados con la adopción de tecnología fotovoltaica en el entorno residencial.

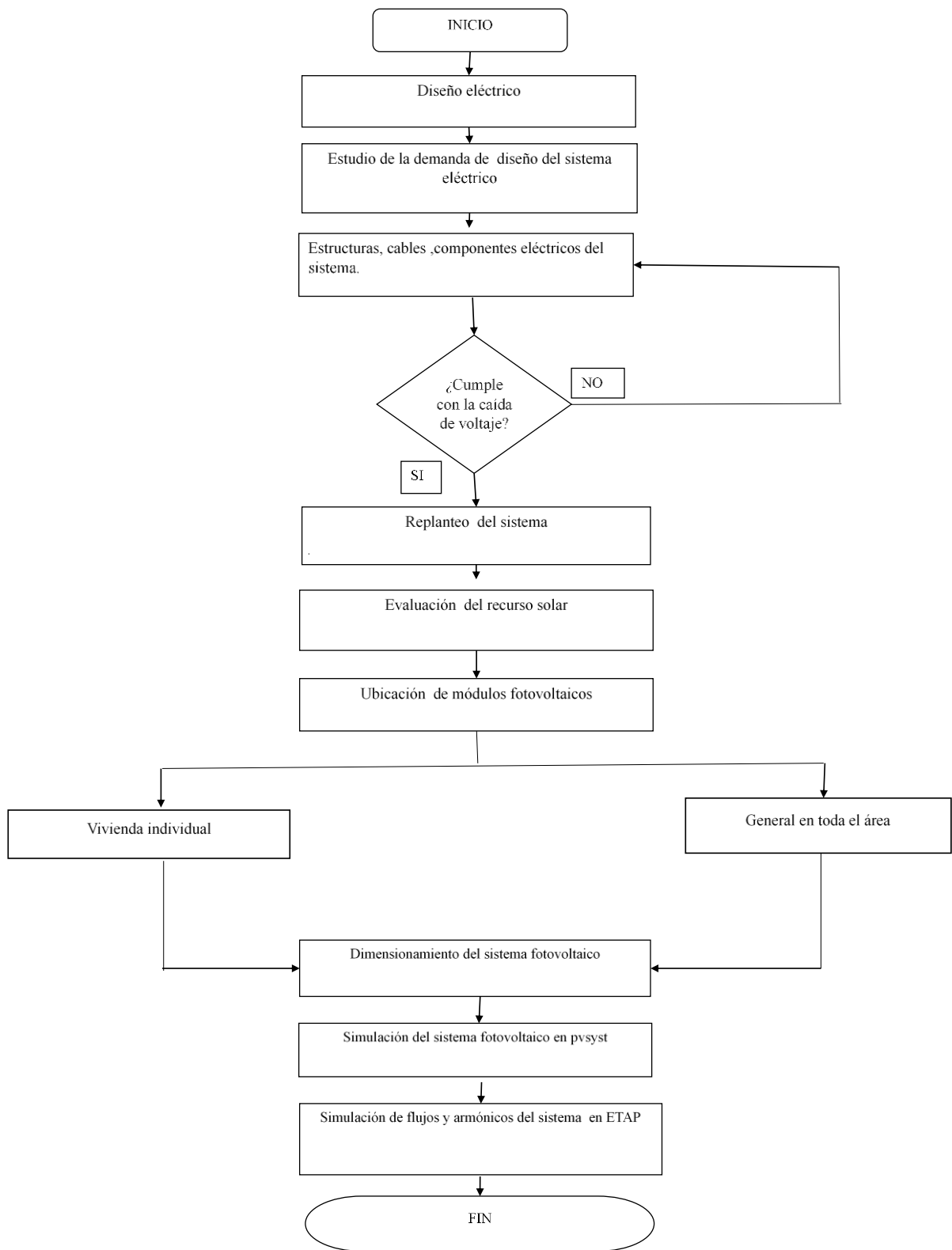


Figura 4. 1.- Flujograma del proyecto de investigación.

4.1 METODOLOGÍA DE INVESTIGACIÓN

Se utilizaron varios métodos de investigación para abordar el tema de la integración fotovoltaica en sistemas de iluminación y su impacto en la calidad de energía. Primero, el método descriptivo se empleó mediante una revisión bibliográfica para identificar fuentes de información relevantes, como libros, tesis, artículos y normativas vigentes. Luego, el método experimental se aplicó para controlar la inclusión de paneles fotovoltaicos en la red eléctrica, recolectando datos para evaluar su efecto en los parámetros eléctricos del sistema.

Además, el enfoque inductivo-deductivo permitió obtener un informe completo sobre la integración energética y la capacidad de generación fotovoltaica, verificando el comportamiento de la red y su cumplimiento con las normativas establecidas.

Por último, se utilizó el método científico, basado en observación, experimentación y medición, respaldado por estudios previos y simulaciones por software. Además, se hicieron referencia a las normativas técnicas aplicadas a la calidad de energía y las energías renovables, que contribuyeron a la validación de los datos y la información utilizada en el proyecto.

a) Regulación Nro. ARCERNNR 013/2021

La Regulación Nro. ARCERNNR 013/2021: Define un conjunto de regulaciones y disposiciones para la generación distribuida de energía eléctrica a partir de fuentes renovables para el autoabastecimiento de consumidores regulados. Establece los requisitos y procedimientos para la conexión, instalación, operación y mantenimiento de sistemas de generación distribuida conectados a la red de distribución [39].

Además, detalla las modalidades de generación distribuida, los requisitos técnicos, legales y comerciales, así como las sanciones por incumplimiento también se abordan aspectos como la factibilidad de conexión, la potencia nominal de los sistemas, los requisitos operativos, y las especificaciones de los equipos de medición [39].

b) Regulación Nro. ARCONEL - 003/18:

La Regulación Nro. ARCONEL - 003/18 establece las condiciones para la generación de energía fotovoltaica destinada al autoabastecimiento de consumidores finales de electricidad. Esta normativa facilita el desarrollo e implementación de sistemas de micro generación fotovoltaica con una capacidad nominal de hasta aproximadamente 100 kW, instalados en techos, superficies de viviendas o edificaciones residenciales. Está dirigida a usuarios regulados

y su funcionamiento se sincroniza con la red eléctrica, permitiendo que la energía producida sea consumida en las propias instalaciones del usuario [40].

c) IEEE Standard 519-2014:

IEEE-519 es una guía del sistema que establece los límites para las perturbaciones de voltaje y corriente. Este documento aborda las modificaciones en IEEE-519 en relación con la supresión de armónicos. Aunque se han ajustado los límites de distorsión de voltaje, los límites para la distorsión de corriente permanecen sin cambios. Los filtros armónicos se diseñan para disminuir la distorsión de la corriente, por lo que la relajación en los límites de distorsión de voltaje no afecta la importancia de los filtros armónicos para garantizar que los sistemas cumplan con las normativas [41].

Tabla 4.1.- Límites de distorsión del voltaje [41].

Bus voltaje V at PCC	Individual harmonic (%)	Total, harmonic distortion THD (%)
$V \leq 1.0 \text{ kV}$	5.0	8.0
$1 \text{ kV} < V \leq 69 \text{ kV}$	3.0	5.0
$69 \text{ kV} < V \leq 161 \text{ kV}$	1.5	2.5
$161 \text{ kV} < V$	1.0	1.5

d) Normativa NEC 11/14:

La normativa NEC 11/14 está diseñada para regular el autoconsumo de energías renovables en el país, promoviendo la generación distribuida a partir de fuentes como la solar, eólica y otras energías limpias. Esta normativa establece los procedimientos técnicos y administrativos necesarios para que los usuarios puedan generar su propia energía, conectarse a la red eléctrica nacional y compensar el exceso de energía producida. Al facilitar estos procesos, la NEC 11/14 busca incentivar la adopción de tecnologías renovables, reducir la dependencia de fuentes de energía no renovables y contribuir a la sostenibilidad ambiental [42].

Además, la normativa NEC 11/14 define los requisitos de instalación y operación para sistemas de generación distribuida, asegurando que se cumplan con los estándares de seguridad y eficiencia. Los usuarios que deseen instalar sistemas de autoconsumo deben cumplir con criterios específicos relacionados con la calidad de los equipos, la correcta interconexión a la red y la medición de la energía generada y consumida. Esta regulación también contempla

mecanismos de incentivos y beneficios económicos para los usuarios que participen en la generación distribuida, fomentando así un mayor involucramiento en la transición energética del país [42].

A continuación, se destacan los aspectos más representativos e importantes relacionado con el estudio presente.

Consideraciones Técnicas:

- Voltaje y corriente del sistema fotovoltaico: El voltaje se gestionará preferiblemente en valores que sean múltiplos de 12 V CC (como 12, 24, 36, 48). La corriente máxima estará limitada por la capacidad del regulador de carga que controla el módulo o el conjunto de módulos. Si se requiere una mayor capacidad de corriente, se pueden instalar varios reguladores en paralelo [42].

Sistema fotovoltaico sin baterías:

- Esta normativa se aplica a las instalaciones con una potencia nominal de hasta 100 kW, entendiendo como potencia nominal la capacidad indicada en la placa del inversor de conexión a la red [42].
- Para garantizar la seguridad, la suma total de la potencia de los sistemas fotovoltaicos conectados a una misma línea de distribución no debe exceder el 70 % de la capacidad de transporte de corriente de dicha línea ni del transformador [42].
- Cuando la potencia nominal de la instalación excede los 5 kW, la conexión debe ser obligatoriamente trifásica. Si la potencia es menor, se puede optar por una conexión monofásica (120 V o 240 V) [42].

4.1.6 Reconocimiento del lugar

A continuación, se detallan algunos puntos clave a considerar al realizar estudios e investigaciones del sitio, estos aspectos son esenciales para garantizar la eficiencia y precisión del proceso de la investigación y para garantizar una comprensión completa del entorno.

a) Reconocimiento del lugar

El conjunto se encuentra ubicado en la calle Aureliano Dávila Cajas y Pasaje N9A, en la parroquia de Tumbaco, con coordenadas UTM: 791009, 9978743, está a una altitud promedio aproximada de 2.375 m.s.n.m. Se encuentra en construcción el conjunto residencial CAROB,

que consta de 20 casas y un área comunal, tal como se muestra en la Figura 4.2, tiene un área de 6797,800 m².



Figura 4.2.- Conjunto residencial Carob, lugar de estudio.

La ubicación representada en la Figura 4.3, obtenida de Google Maps, muestra el mapa georreferenciado del conjunto Carob, y se puede verificar que aún se encuentra en construcción por lo cual se está realizando el estudio para ver si es factible la implementación de paneles fotovoltaicos en el conjunto.



Figura 4.3.- Ubicación de estudio.

4.2 METODOLOGÍA

En este apartado se detalla una explicación sobre el proyecto que se va a realizar. Se abordan aspectos esenciales como una explicación simplificada del estudio, las herramientas empleadas y la recopilación de datos históricos fundamentales para la ejecución del mismo, con un énfasis particular en el conocimiento de la radiación solar en la ubicación donde se llevará a cabo el

análisis. El objetivo central de esta iniciativa es realizar un estudio enfocado en la integración de energía fotovoltaica en una red eléctrica convencional que abastece a un conjunto habitacional, para lo cual se debe realizar un análisis exhaustivo del comportamiento eléctrico, el mismo que se facilitará mediante el adecuado dimensionamiento de los paneles fotovoltaicos necesarios para el sistema. Este análisis se llevará a cabo utilizando el software Pvsyst, el cual proporciona una perspectiva realista a través de simulaciones detalladas de energía fotovoltaica.

Una vez diseñado el sistema fotovoltaico, se procederá a realizar una simulación adicional de la red eléctrica utilizando el software ETAP. Este enfoque permitirá obtener una visión más clara del comportamiento del sistema antes y después de la incorporación de los paneles fotovoltaicos. Esta fase del estudio proporcionará una evaluación integral del sistema, permitiendo a los residentes en el conjunto habitacional tomar decisiones informadas sobre la implementación del sistema fotovoltaico en función de los resultados conseguidos.

Este estudio no solo busca reducir costos en el servicio eléctrico de la red habitual, sino que también aspira a contribuir positivamente al medio ambiente al integrar fuentes de energía limpia. Además, sirve como un análisis preliminar esencial para futuras implementaciones de este tipo, ofreciendo una base para la toma de decisiones y la consideración de opciones de energía sostenible en el conjunto habitacional y en proyectos similares en el futuro.

4.2.1. Metodología empleados para cumplimiento de los objetivos planteados

Para el cumplimiento de los objetivos planteados se realizó un análisis de todos los parámetros que conforman un sistema fotovoltaico desde, su recurso de irradiación hasta el cumplimiento de las normativas aplicables para el diseño y planteamiento del sistema fotovoltaico.

4.2.2. Dimensionamiento del recurso fotovoltaico

En el marco de la investigación mencionada previamente, se llevó a cabo la obtención de datos de radiación solar expresados en unidades de mediante el empleo del software Pvsyst. Este programa se caracteriza por contar con herramientas especializadas que facilitan la adquisición precisa de estos datos. Es crucial destacar que los datos presentados se presentarán en un formato mensual, siendo esencial considerar que la radiación solar varía significativamente según la ubicación del estudio donde se implementará.

En el caso particular de Ecuador, se distingue por poseer una excelente radiación solar, lo que lo convierte en una opción idónea para la implementación de energía fotovoltaica en la región de estudio. La obtención de estos datos implicó tener en cuenta diversos escenarios,

como la presencia de nubosidad, cambios climáticos, como lluvias excesivas, entre otros factores. Por lo tanto, estos datos pueden considerarse certeros y cercanos a la realidad, lo que resultará fundamental en la fase de simulación del proyecto.

Cabe mencionar que a medida que la radiación solar en el lugar de estudio aumenta, la capacidad de instalación de paneles fotovoltaicos también experimenta un incremento considerable. Esto se debe a que la generación de energía se potencia proporcionalmente. A continuación, se muestran los datos detallados de radiación solar obtenidos, los cuales servirán como pilares fundamentales en la fase subsiguiente de análisis y simulación del sistema.

PVsyst es un software de simulación utilizado para el análisis de sistemas fotovoltaicos. Calcula el número de paneles fotovoltaicos necesarios utilizando una serie de parámetros que incluyen la potencia requerida del sistema, la eficiencia de los paneles solares, la radiación solar disponible, entre otros factores, no hay una fórmula única para calcular el número de paneles en PVsyst, ya que el software utiliza algoritmos complejos y modelos matemáticos para realizar estas estimaciones.

Sin embargo, los cálculos generalmente se basan en la potencia nominal de los paneles solares y la energía requerida por el sistema para generar suficiente electricidad. PVsyst tiene en cuenta también la inclinación y orientación de los paneles, las pérdidas por sombreado, las características del inversor, y otros aspectos relevantes para realizar una estimación precisa del número de paneles necesarios [2].

$$\text{Numero de paneles} = \frac{\text{Potencia requerida del sistema}}{\text{Potencia nominal del panel}} \quad (4)$$

Donde:

La potencia requerida del sistema se expresa en vatios (W).

La potencia nominal de un panel solar también se expresa en vatios (W).

a) Lugar Geográfico para medición de radiación:

El sistema propuesto se encuentra en la provincia de Pichincha, específicamente en la ciudad de Quito, Tumbaco. A través del software Pvsyst, es posible ubicar geográficamente el lugar, obteniendo datos precisos de latitud (-0,211) y longitud (-78,40), como se visualiza en la Figura 4.4 adjunta. Esta herramienta proporciona información detallada sobre datos solares y meteorológicos, lo cual resulta fundamental para la implementación de fuentes de energía renovable, en particular, la energía fotovoltaica.

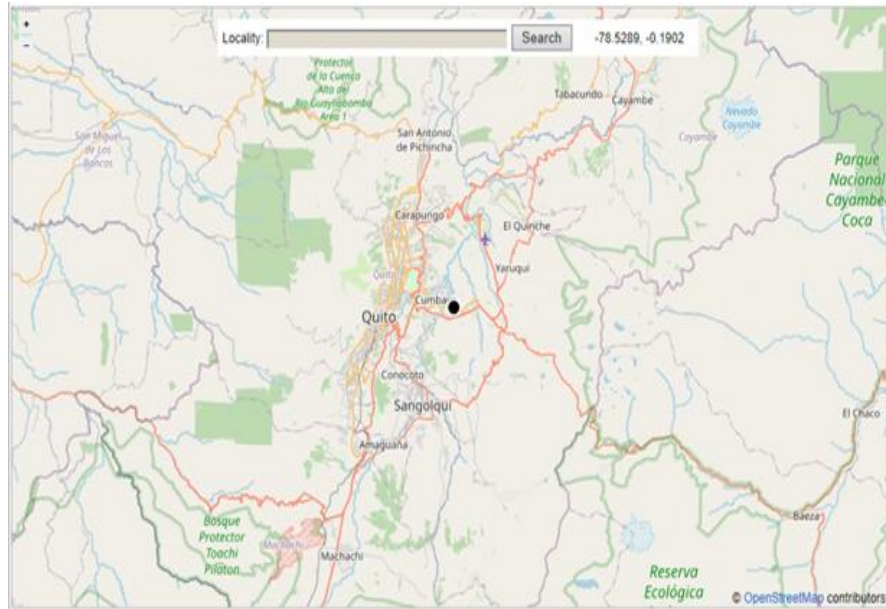


Figura 4.4.- Información climática del conjunto Carob descargado de PVsyst.

Detallando los datos mensuales tanto de irradiación horizontal como de irradiación horizontal diaria, a partir de estos datos, se calculan las horas solares pico correspondientes al emplazamiento geográfico específico elegido. Esta evaluación resulta esencial para alcanzar la variabilidad estacional de la radiación solar en el área de estudio, permitiendo así una planificación más precisa de la implementación de sistemas fotovoltaicos. Además, dicha información contribuirá significativamente al análisis detallado del rendimiento del proyecto y su adaptación a las condiciones climáticas específicas del lugar.

A continuación, en la Tabla 4.2 se detallan los parámetros de radiación solar correspondientes al conjunto habitacional Carob. Este análisis abarca un período de 12 meses, permitiendo obtener un valor estimado de generación fotovoltaica basado en datos específicos del sitio de estudio, como la temperatura ambiente. Los valores incluidos en la Tabla 4.2 proporcionan una visión integral de las variaciones mensuales de radiación solar, fundamentales para evaluar el potencial de generación energética del sistema fotovoltaico en diferentes condiciones climáticas y estacionales. Además, se consideran factores adicionales como la inclinación de los paneles y la orientación, que influyen directamente en la eficiencia y el rendimiento del sistema.

Tabla 4.2.- Datos de irradiación en la zona del conjunto.

Mes	Radiación Global	Radiación Difusa	Temperatura Ambiente °C
Enero	174,5	63,96	14,60
Febrero	136,3	6887	14,51
Marzo	162,4	78,38	14,51
Abril	158,8	66,98	14,22
Mayo	170,1	60,09	14,49
Junio	167,8	59,38	14, 12
Julio	179,2	61,77	14,26
Agosto	188,1	61,19	14,51
Septiembre	166,2	71,46	14,39
Octubre	154,1	71,38	14,63
Noviembre	145,5	62,49	14,29
Diciembre	161,9	73,26	14,53
Año	1964,8	800,21	14,42

b) Orientación e inclinación:

Para determinar la inclinación óptima de los paneles fotovoltaicos, es esencial asignar al sistema la ubicación específica del estudio, esto permite calcular la inclinación que maximice la captación solar sin incurrir en pérdidas significativas. En este estudio particular, se ha obtenido una inclinación de 14 grados para los módulos fotovoltaicos, acompañada de un azimut de 0, estos valores fueron seleccionados para aprovechar al máximo la radiación solar del lugar, minimizando las pérdidas. La Figura 4.5 que se presenta a continuación ilustra visualmente la inclinación de los paneles del sistema, evidenciando cómo estos parámetros fueron elegidos estratégicamente para mejorar la eficacia y rendimiento del sistema fotovoltaico.

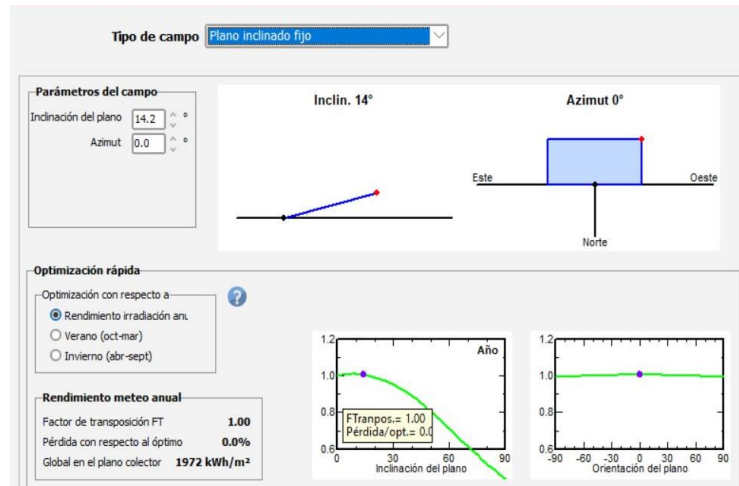


Figura 4. 5.- Angulo óptimo para el aprovechamiento de la radiación solar.

c) Importación de base de datos de recurso solar:

Previamente identificado el lugar de estudio, se procede a obtener e importar los datos al caso de estudio para posteriormente poder simular el dimensionamiento del sistema ya que sin estos datos no podemos realizar dicha simulación, a continuación, se muestran los datos de radiación solar obtenidos.

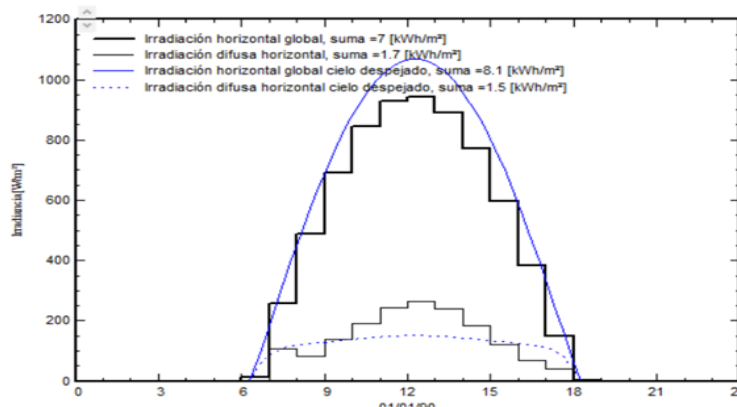


Figura 4. 6.- Datos generados sintéticamente a partir de valores mensuales.

d) Dimensionamiento y composición del sistema fotovoltaico:

Se establece que un sistema fotovoltaico conectado a la red se compone esencialmente de módulos fotovoltaicos, inversores y medidores, prescindiendo de la necesidad de almacenadores de energía o baterías, dado que la energía generada se integra directamente a la red eléctrica. Este enfoque, respaldado por el estudio realizado, posibilita una clara y precisa dimensionamiento tanto del recurso fotovoltaico como del sistema en sí. En este caso específico, el diseño se realiza para una de las veinte residencias que conforman el conjunto habitacional.

Dado que el modelo de las viviendas es homogéneo, el dimensionamiento obtenido puede aplicarse de manera uniforme a todo el conjunto habitacional esta estrategia simplifica el proceso y garantiza la eficiencia del sistema en su totalidad. Una vez que el sistema ha sido simulado y sus parámetros han sido optimizados, se podrá tener una base para su implementación exitosa en el conjunto habitacional, asegurando un rendimiento eléctrico eficiente y sostenible para todas las residencias.

4.2.3. Selección del módulo fotovoltaico e inversor

a) Selección del Panel fotovoltaico:

Los parámetros para elegir los módulos fotovoltaicos son los siguientes:

- Potencia de generación del sistema fotovoltaico.
- Tipo de célula fotovoltaica (silicio monocristalino, silicio policristalino o amorfo)..
- Eficacia de los paneles solares.
- Costo.

En base a los criterios citados y habiendo tenido en cuenta la demanda proyectada del sistema de distribución se prefirió el módulo fotovoltaico del ejecutor suntech con características de 420 W a 38 V el mismo que nos ayudará en el sistema de manera adecuada, ya que su capacidad es la adecuada y aprovecha el recurso solar en su totalidad en la Tabla 4.3 se observa los datos generales de los paneles simulados en PVsyst.

Tabla 4. 3.- Resultados de la simulación fotovoltaica en PVsyst.

Estudio	Producción de energía del sistema anual (KWh)	Perdidas del sistema (KWh/Day)	Potencia nominal unitaria wp	Cantidad de paneles
Paneles fotovoltaicos	1663 kwh/year	0,65	420	8 unidades

b) Selección del Inversor del sistema:

Los criterios de selección del inversor de un sistema conectado a la red son los siguientes:

- Tensión máxima, mínima y nominal de la red.
- Frecuencia.
- Eficiencia y rendimiento.
- Número de fases.

- **Factor de potencia.**

Para el estudio se utilizó un inversor del fabricante Huawei de 3 kW como se contempla en la Tabla 4.4 se detallan exhaustivamente las características técnicas y operativas del inversor seleccionado, proporcionando información detallada sobre su capacidad, eficiencia y otras especificaciones relevantes para su correcto desempeño dentro del sistema fotovoltaico.

Tabla 4. 4.- Inversor dimensionado en PVsyst para los paneles fotovoltaicos en cada residencia.

Estudio	Potencia del inversor kWac	Modelo	Voltaje de operación V	Numero de inversores
Inversor	3,0	SUN200-3KTL-L1	80-600V	1

Al contar con estos elementos principales podemos decir que el sistema está diseñado, de manera adecuada ya que las pérdidas obtenidas en el software son relativamente pequeñas, las mismas que no se considera por su valor mínimo, en otra instancia hay que tener en cuenta que el recurso solar y el espacio en donde se va a colocar los paneles están limitados y calculados al máximo uso ya que no contamos con más radiación y espacio para la implementación del sistema por lo tanto este estudio está dimensionado de manera correcta.

4.2.4. Inyección de energía fotovoltaica en la red habitual

La integración de energía fotovoltaica en la red eléctrica convencional es un proceso clave en el campo de la energía solar fotovoltaica. Consiste en la adición sistemática y la entrega de la electricidad generada por un sistema fotovoltaico a la red eléctrica tradicional. En este proceso, los paneles solares convierten la luz solar en energía eléctrica en forma de corriente continua (CC). Luego, un inversor convierte esta corriente continua en corriente alterna (CA), que es el tipo de electricidad utilizado en las redes eléctricas convencionales.

La inyección de energía fotovoltaica implica la conexión estratégica del sistema fotovoltaico a la red eléctrica existente, lo que posibilita que la electricidad generada fluya hacia dicha red. Este flujo de energía se encuentra disponible para su utilización por parte de los consumidores conectados a esa red, contribuyendo de manera significativa al suministro energético general. Esta práctica se encuentra en el corazón de las instalaciones solares conectadas a la red, ya que permite una distribución eficiente de la energía solar generada a lo largo de la infraestructura eléctrica preexistente [42].

La inyección de energía fotovoltaica no solo representa una fuente sostenible y renovable de electricidad, sino que también establece un enlace beneficioso entre los propietarios de los

sistemas fotovoltaicos y la comunidad en general. A medida que se incorporan más sistemas solares a la red habitual, se fomenta la transformación hacia una matriz energética más limpia y sostenible, brindando beneficios medioambientales y económicos a largo plazo.

En la Figura 4.7 a continuación se representa la inclusión de energía fotovoltaica a la red del conjunto habitacional el mismo que cuenta con los elementos anteriormente mencionados, módulo fotovoltaico, inversor y medidor.

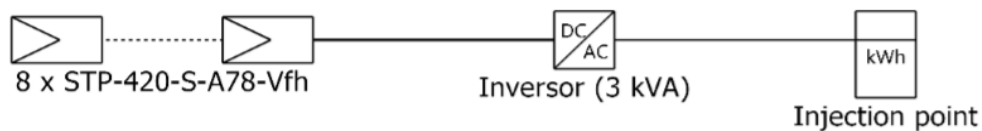


Figura 4.7.- Sistema de paneles fotovoltaicos conectados a la carga.

La incorporación de energía fotovoltaica en el sistema eléctrico convencional puede generar pequeñas perturbaciones denominadas armónicos. Estos armónicos son variaciones no deseadas en la forma de onda de la corriente eléctrica que pueden resultar de la naturaleza variable de la generación solar. Para abordar este problema, se realiza un análisis detallado utilizando software especializado, como ETAP 19.0.1.

Este análisis consiste en simular el proceder del sistema frente a la inyección de energía fotovoltaica, identificar los armónicos generados y aplicar estrategias para contrarrestarlos. El objetivo fundamental es asegurar que el sistema opere de manera óptima y eficiente, minimizando cualquier impacto negativo causado por estos armónicos. Esta fase de simulación y contramedidas garantiza un funcionamiento estable y armonioso del sistema eléctrico, permitiendo una integración exitosa de la energía fotovoltaica sin comprometer la calidad y estabilidad del suministro eléctrico.

4.2.5. Análisis de la irradiación solar

Se compiló y analizó la información sobre la irradiación solar en la zona específica del conjunto habitacional Carob. Los datos utilizados para este análisis fueron tabulados y se generó la curva de irradiación diaria, la cual se consigue apreciar en la Figura 4.8.

Aquel estudio de radiación fue un proyecto que se efectuó por parte de la Universidad Técnica de Cotopaxi para conocer la irradiación de una zona en específico, para lo cual se ha tomado como referencia esta irradiación para el proyecto planteado ya que las características de irradiación durante el día no varían mucho entre las dos áreas de estudio, los datos fueron tomados con el pirómetro el mismo que se colocó en un área donde puede captar la irradiación

durante todo el día. Para nuestro estudio se ha tomado en cuenta la curva de irradiación diaria como se muestra a continuación en la Figura 4.8, se puede ver la curva diaria de irradiación solar en la zona a estudiar. Se establece que la mayoría de radiación del día se da de las 10:00 a.m. hasta 13:00 p.m. horas con un pico alrededor de las 10:00 de la mañana.

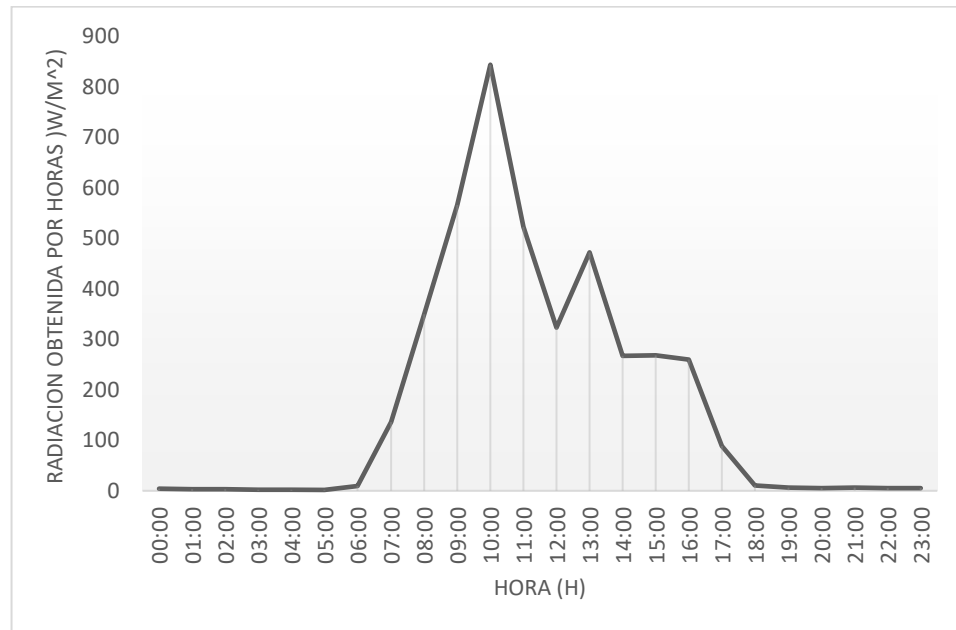


Figura 4.8.- Curva de irradiación solar diaria.

Aquellos datos de irradiación solar encontrados anteriormente en la Figura 4.8, se puede apreciar en el Anexo I, los datos completos durante un mes en donde se puede apreciar el comportamiento de irradiación solar.

4.2.6. Parámetros para el diseño de sistema de distribución.

a) Factor de frecuencia de uso (FFUn).

El Factor de Frecuencia de Uso (FFUn) es una medida utilizada para determinar la frecuencia con la que se utiliza un equipo o una carga en particular dentro de un sistema eléctrico. Este factor se expresa como la proporción de tiempo durante el cual un dispositivo está en operación activa en comparación con el tiempo total disponible. El FFUn es crucial para la planificación y diseño de sistemas eléctricos, ya que ayuda a prever la demanda energética real y optimizar la eficiencia del sistema [44].

b) Carga instalada por consumidor CIR.

La Carga Instalada por Consumidor (CIR) se refiere a la capacidad total de energía eléctrica que un consumidor tiene instalada en sus instalaciones. Esta carga incluye todos los equipos y dispositivos eléctricos que el consumidor puede utilizar simultáneamente. La CIR es una

medida importante en la gestión de la infraestructura eléctrica, ya que determina la demanda máxima potencial que un consumidor puede imponer al sistema de suministro eléctrico. La CIR se calcula sumando la potencia nominal de todos los dispositivos eléctricos instalados en las instalaciones del consumidor. Esta medida es esencial para garantizar que el sistema eléctrico pueda soportar la demanda máxima posible y que los componentes del sistema, como transformadores y líneas de transmisión, estén adecuadamente dimensionados para manejar esta carga [44].

c) Factor de Simultaneidad.

El factor de simultaneidad es una medida utilizada en el diseño y análisis de sistemas eléctricos para determinar la máxima carga que puede ocurrir simultáneamente en una red eléctrica. Se define como la relación entre la carga máxima simultánea que se produce en un sistema y la suma de las cargas máximas individuales de todos los usuarios o componentes conectados al sistema. Generalmente, la operación simultánea de todas las cargas en un sistema no se produce, ya que siempre hay un grado de diversidad presente [44].

$$FS = \frac{\text{(carga maxima simultanea)}}{\sum(\text{cargas maximas individuales})} \quad (5)$$

Este factor es crucial en la planificación de redes eléctricas, ya que permite estimar la capacidad necesaria del sistema para soportar picos de demanda. Un factor de simultaneidad menor que 1 indica que no todas las cargas alcanzan su máxima demanda al mismo tiempo, lo que suele ser el caso en la mayoría de los sistemas eléctricos debido a la diversidad en el uso de energía.

d) Sistemas de utilización:

1) Para los tableros de distribución que abastecen varios circuitos, se indican los siguientes factores de simultaneidad cuando no se tiene información sobre cómo se reparte la carga total entre los circuitos [44].

Tabla 4.5.- Adecuación del factor de simultaneidad dependiendo del número de circuitos.

Numero de circuitos	Factor de simultaneidad
2-3	0,9
4-5	0,8
6-9	0,7
10 o más	0,6

Cuando las cargas son predominantemente de iluminación, se recomienda usar un factor de simultaneidad igual a 1.

2) Para grupos de cargas del mismo tipo, se detallan los siguientes factores:

Tabla 4.6.- Factor de simultaneidad aplicada a cada grupo de carga.

Función del circuito	Factor de simultaneidad
Iluminación	1
Aire acondicionado y calefacción	1
Toma corriente	0,1 a 0,2
Elevación y carga	
Motor mayor	1
2do motor	0,75
Motores en general	0,60

e) Sistema de distribución.

La potencia total estimada para el grupo de viviendas se calcula sumando las potencias proyectadas de cada vivienda y aplicando el factor de simultaneidad correspondiente al total de viviendas.

Esta información se presenta en la Tabla 4.7 como referencia:

Tabla 4.7.- Factor de simultaneidad aplicada a número de viviendas.

Número de clientes	Factor de simultaneidad
2-4	1
5-9	0,78
10-14	0,63
15-19	0,53
20-24	0,60
25-19	0,46
30-34	0,44
35-39	0,42
40-49	0,41
50 o mas	0,40

Los valores de esta tabla asumen que no se emplea calefacción por acumulación. En el caso de utilizar este tipo de calefacción, el consumo generalmente ocurre en un horario específico y durante ese periodo no suele haber otros consumos en la vivienda. Por lo tanto, es necesario analizar por separado la demanda asociada a la calefacción, aplicando un factor de simultaneidad de 0.8 para este consumo, y comparar la Demanda Máxima para calefacción con la Demanda Máxima diurna correspondiente a otros usos de la energía [44].

f) Factor de diversidad.

El factor de diversidad es otra medida empleada en sistemas eléctricos que describe la variación en el uso de la carga entre diferentes usuarios o componentes en un periodo de tiempo. Se define como la relación entre la suma de las cargas máximas individuales y la carga máxima simultánea en el sistema.

$$\text{Factor de diversidad} = \frac{\sum(\text{cargas maximas individuales})}{(\text{carga maxima simultanea})} \quad (6)$$

Un factor de diversidad mayor que 1 indica que las cargas máximas individuales no ocurren al mismo tiempo, lo que refleja la variación temporal en el consumo de energía entre diferentes usuarios o componentes. Este factor es útil para entender y gestionar mejor la demanda

energética, ya que permite diseñar sistemas eléctricos que puedan manejar eficientemente los patrones de consumo diversos y no simultáneos [44].

4.2.7. Análisis estadístico de la carga medida en conjunto Carob.

Una vez identificada la irradiación solar del área de estudio donde se encuentra el conjunto habitacional Carob, se procedió a determinar la curva de carga del conjunto. Este proceso incluyó visitas a las instalaciones para estudiar las diferentes cargas existentes. En el tablero principal, que cuenta con una instalación monofásica de 220 V, se colocó un analizador de redes FLUKE 435 serie II, como se muestra en el Anexo II.

Durante el estudio, se midieron las corrientes, voltajes y potencias de cada fase en intervalos de 10 segundos durante 7 días consecutivos. Estas mediciones permitieron obtener un registro detallado del consumo total de potencia por las cargas. Con esta información, se realizó un análisis estadístico para determinar las potencias y elaborar la curva de demanda del conjunto habitacional.

La instalación del analizador de redes y la recopilación de datos en intervalos cortos proporcionaron una visión precisa del comportamiento de las cargas a lo largo del tiempo. Esto no solo facilitó la identificación de patrones de consumo, sino que también permitió ajustar el diseño del sistema fotovoltaico para satisfacer de manera óptima las necesidades energéticas del conjunto habitacional Carob.

En el Anexo II, se detalla el proceso de instalación del analizador de redes. La instalación y configuración de este equipo se realizaron cuidadosamente para asegurar la precisión en la medición de las variables eléctricas del conjunto habitacional Carob.

En la Tabla 4.8, se muestra el consumo de potencia durante todo el día, en intervalos de una hora. Estos datos se utilizaron para ingresar las cargas en el software ETAP 19.0.1, que permitió realizar simulaciones detalladas del comportamiento del sistema. La Figura 4.9 representa la curva diaria del conjunto habitacional, indicando el comportamiento de las diferentes cargas a lo largo del día. Para obtener una visión más precisa y representativa del consumo de energía, se seleccionaron dos días de la semana para el análisis: un lunes y un sábado. Esta elección se basa en el reconocimiento de que el comportamiento de la carga varía significativamente durante el fin de semana debido a factores como el aumento del uso de electrodomésticos y otros dispositivos, ya que las familias tienden a permanecer en casa más tiempo comparado con los días laborables.

A continuación, en la Tabla 4.8, se muestra el comportamiento de la carga diaria correspondiente a un día lunes. Estos datos son cruciales para entender las variaciones en el consumo de energía y mejorar el diseño y operación del sistema fotovoltaico, asegurando que pueda satisfacer de manera efectiva las necesidades energéticas del conjunto habitacional Carob tanto en días laborables como en fines de semana.

Tabla 4. 8.- Carga diaria del lunes.

HORA	kW	HORA	kW
0:00 am	0,47	12:00 pm	1,25
1:00 am	0,46	13:00 pm	1,79
2:00 am	0,74	14:00 pm	5,37
3:00 am	4,87	15:00 pm	6,32
4:00 am	5,30	16:00 pm	6,28
5:00 am	5,46	17:00 pm	4,23
6:00 am	4,69	18:00 pm	2,50
7:00 am	4,94	19:00 pm	0,38
8:00 am	2,83	20:00 pm	0,48
9:00 am	2,50	21:00 pm	0,66
10:00 am	2,27	22:00 pm	0,52
11:00 am	1,09	23:00 pm	0,59

Mediante los cálculos realizados, se determinó que hay un consumo individual de 65.83 kW durante el día lunes, considerando un factor de incidencia del 60% debido a que se trata de un conjunto residencial. Adicionalmente, se observó un consumo mínimo de 0.38 kW, un consumo promedio de 2.74 kW y una potencia pico de 6.32 kW. Estos datos se detallan en el Tabla 4.10 y se representan gráficamente en la Figura 4.9.

El análisis se llevó a cabo utilizando las mediciones obtenidas por el analizador de redes y permitió identificar los distintos niveles de consumo a lo largo del día. La consideración del factor de incidencia del 60% es esencial para reflejar con precisión las variaciones en el uso de energía en un entorno residencial, donde los patrones de consumo pueden fluctuar considerablemente. La Figura 4.9 proporciona una visualización clara de la curva de demanda diaria, destacando las horas de mayor y menor consumo. Esta gráfica es crucial para el diseño del sistema fotovoltaico, ya que permite ajustar la capacidad de generación y almacenamiento de energía para satisfacer las necesidades del conjunto habitacional Carob, optimizando la eficiencia y reduciendo la dependencia de la red eléctrica convencional.

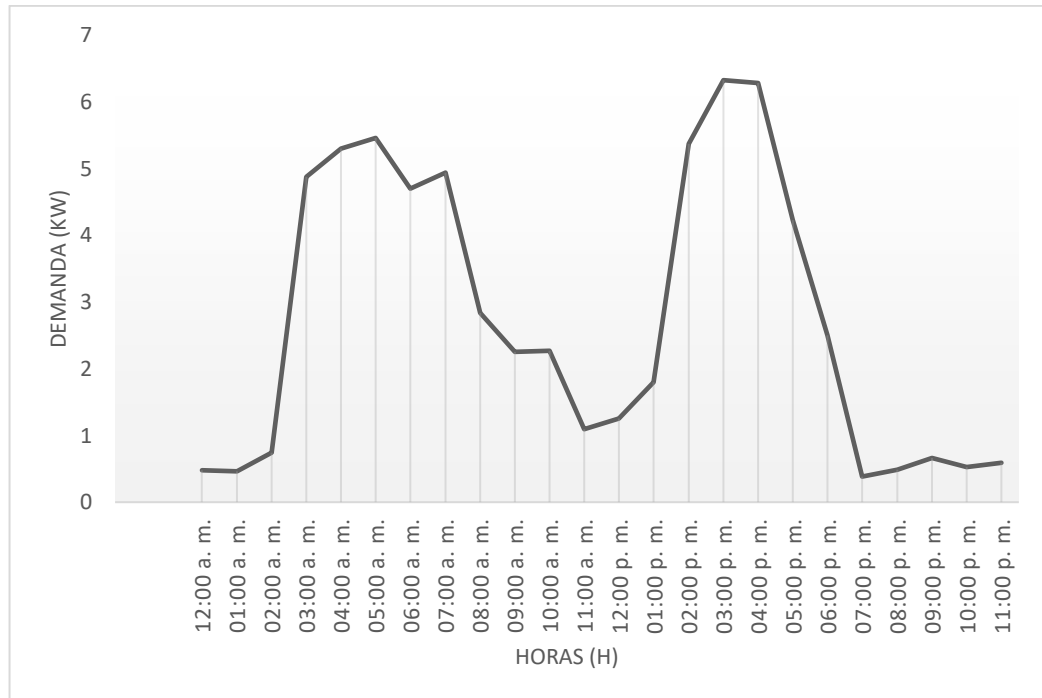


Figura 4.9.- Comportamiento de la demanda del conjunto Carob día lunes (kW).

Para una evaluación más precisa del modelado, se ha considerado el estudio de carga de dos días diferentes. Anteriormente se presentaron los datos y la gráfica del comportamiento de la carga de un día laborable. Ahora, se presentarán los datos del comportamiento de la carga de un día perteneciente al fin de semana. Esto permite observar las variaciones y cambios que pueden ocurrir a lo largo de la semana.

a) Evaluación de la Carga en Días de Fin de Semana.

El análisis de la carga durante los fines de semana es crucial, ya que el comportamiento energético puede variar significativamente en comparación con los días laborables. Factores como la permanencia de las familias en casa y el uso intensivo de electrodomésticos y dispositivos electrónicos pueden influir en el consumo de energía.

b) Datos de Demanda Diaria para un Día Sábado.

En la Tabla 4.9, se detallan los datos de la demanda diaria para un día sábado. Estos datos han sido recopilados y tabulados de manera similar a los datos de los días laborables, utilizando el analizador de redes FLUKE 435 serie II. La información incluye mediciones de potencias en intervalos de una hora, proporcionando una visión completa del comportamiento de la carga durante el fin de semana.

5

Tabla 4. 9.- Carga diaria del sábado.

HORA	kW	HORA	kW
0:00 am	0,35	12:00 pm	0,61
1:00 am	0,31	13:00 pm	0,84
2:00 am	0,39	14:00 pm	4,22
3:00 am	4,53	15:00 pm	5,93
4:00 am	5,32	16:00 pm	58,2
5:00 am	5,34	17:00 pm	5,34
6:00 am	4,84	18:00 pm	1,56
7:00 am	5,04	19:00 pm	0,36
8:00 am	2,07	20:00 pm	0,41
9:00 am	1,49	21:00 pm	0,41
10:00 am	0,91	22:00 pm	0,62
11:00 am	0,61	23:00 pm	0,47

Mediante los cálculos se estableció que hay un consumo individual de 57,89 kW durante el día sábado considerando un factor de incidencia del 60% al tratarse de un conjunto residencial, un mínimo de 0,31 kW, promedio de 2,60 kW, y una potencia pico de 5,93 kW datos que se logra observar en el Tabla 4.11, y descriptivamente en la Figura 4.10.

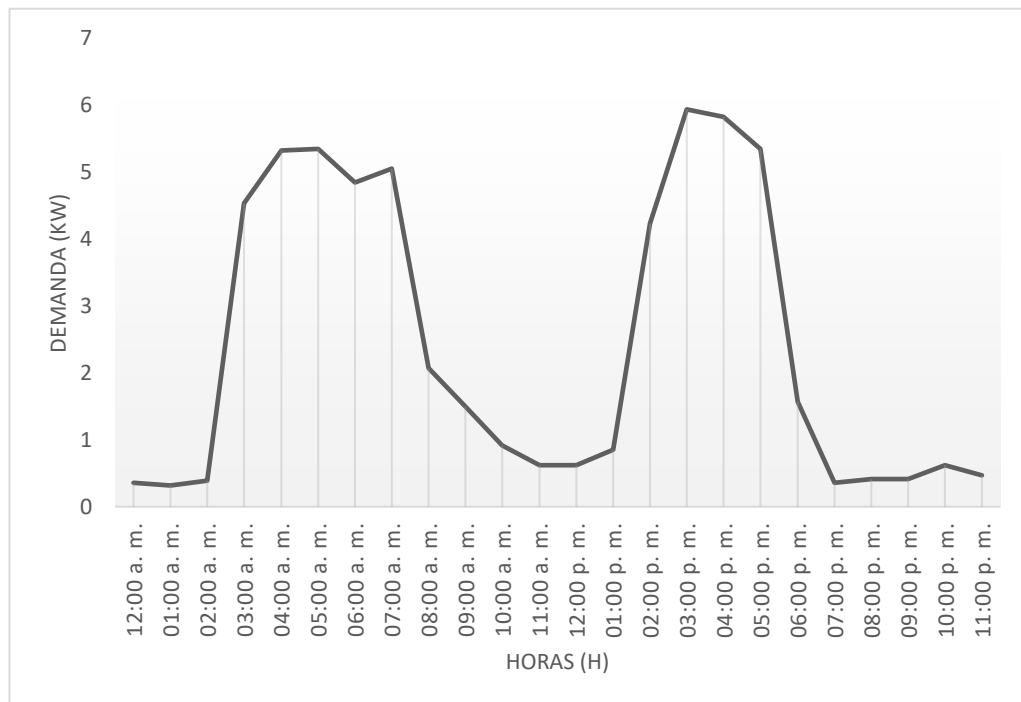


Figura 4.10.- Comportamiento de la demanda del conjunto Carob día sábado (kW).

Como se puede observar el conducta de la demanda varia durante todo el día teniendo horas pico y valle de demanda esto se debe al cambio de la carga, en la Figura 4.11, se puede observar

El voltaje y la corriente de cada fase, así como de la línea de neutro, proporcionan información sobre la potencia consumida por las cargas en el conjunto Carob. En el Anexo III, se muestra la curva de consumo energético de las cargas, de acuerdo con los datos del analizador de redes instalado en el conjunto.

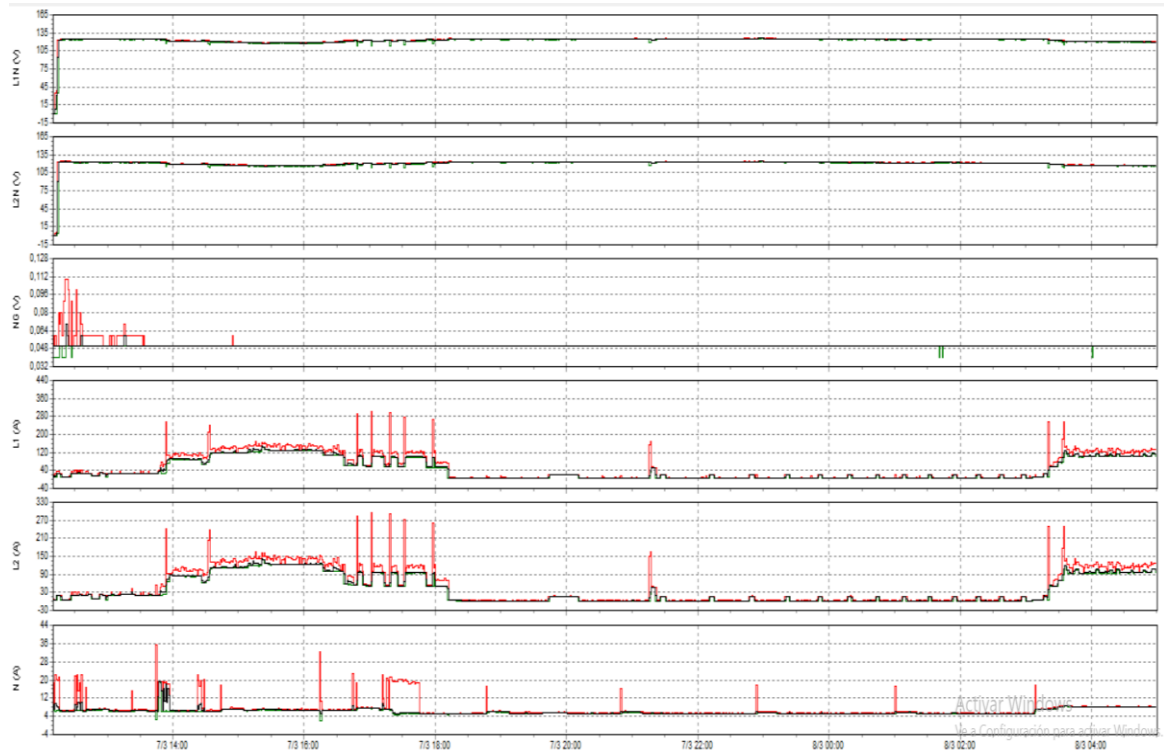


Figura 4.11.- Carga medida con el Fluke 435 del conjunto Carob.

4.3 SIMULACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DEL CONJUNTO EN ETAP

En este apartado se detalla la manera para la simulación del sistema de distribución de conjunto Carob en el software ETAP 19.0.1 y el posterior análisis de la inserción de los paneles fotovoltaicos en el conjunto asociadas en el proyecto de investigación.

4.3.1 Inclusión del Transformador en ETAP

1 El elemento del transformador de potencia que se ha seleccionado para el procedimiento en esta ocasión se eligió un transformador tipo pedestal trifásico según las detalles técnicos, va estar conectado en el primario a un voltaje de 22,8 kV, y el voltaje secundario es de 220/127 V, mismo que estará alimentado desde el primario de la red Tumbaco 36E. Debido a que en el estudio del Anexo I se desprende que la demanda eléctrica del conjunto Carob es de 87,16 kVA, por lo que se requiere una instalación de un transformador de 100 kVA.

Para la simulación de flujos de potencia se decide incorporara un transformador de 150 kVA debido al factor de incidencia que no se toma en cuenta en la simulación, ya que se toma como

si en el conjunto estuviera funcionando toda la carga de los hogares al mismo tiempo, con la finalidad de poder ver como se incorporan los paneles en cada hogar.

Para la simulación de flujos de potencia, se ha tomado la decisión de incorporar un transformador de 100 kVA, el factor de incidencia se tiene en cuenta, ya que la simulación considera que la potencia de la carga de los hogares en las diferentes horas de consumo. Esta elección se ha hecho con el propósito de observar cómo se integran los paneles solares en cada hogar y evaluar su impacto en el sistema eléctrico a cada hora del día, por lo cual se determinó en la Figura 4.12, los siguientes datos en ETAP.

The screenshot shows the '2-Winding Transformer Editor - CT_1' dialog box. It has several tabs: Info, Reliability, Rating, Impedance, Tap, Remarks, Grounding, Sizing, Protection, Comment, and Harmonic. The 'Info' tab is active, showing the following data:

Parameter	Value		
100 kVA IEC Liquid-Fill ONAN 65 C	22.8 0.22 kV		
Voltage Rating (kV)	FLA	Nominal Bus kV	Z Base
Prim. 22.8	2.532	22.8	kVA
Sec. 0.22	262.4	0.22	100
ONAN 65			
Power Rating (kVA)	Alert - Max (kVA)		
Rated 100	76.9		
Derated 76.9	<input checked="" type="radio"/> Derated kVA		
% Derating 23.1	<input type="radio"/> User-Defined		
MFR	Installation		
	Altitude 2300 m		
	Ambient Temp. 30 °C		
Type / Class			
Type: Liquid-Fill	Sub Type: Mineral Oil	Class: ONAN	Temp. Rise: 65

Figura 4.12.-Pestaña de edición del transformador en ETAP.

4.3.2 Inclusión de los conductores en ETAP

Los elementos en tener en cuenta son los conductores eléctricos del conjunto ya que están presentes en el sistema y desempeñan un papel fundamental en el sistema eléctrico, los conductores son determinados en el Anexo IV, para el diseño e implementación del conjunto con todas las normas, pero para la simulación se consideró los siguientes conductores eléctricos debido a que la carga es más elevada por el hecho anterior mencionado que no se considera el factor de incidencias:

a) Conductores simulados en caso 1 de estudio del conjunto CAROB.

Los conductores se determinaron debido a los ramales que se obtiene en el conjunto ya que se reparte en dos ramales cómo se observa de la Figura 4.13, se determinó nuevos conductores tomando en cuenta la carga del circuito 1 es de 75,46 kVA, y la carga del circuito 2 es de 61,74

kVA, para lo cual se determinó la cantidad de corriente que circula por cada uno de los circuitos utilizando la Ecuación 7:

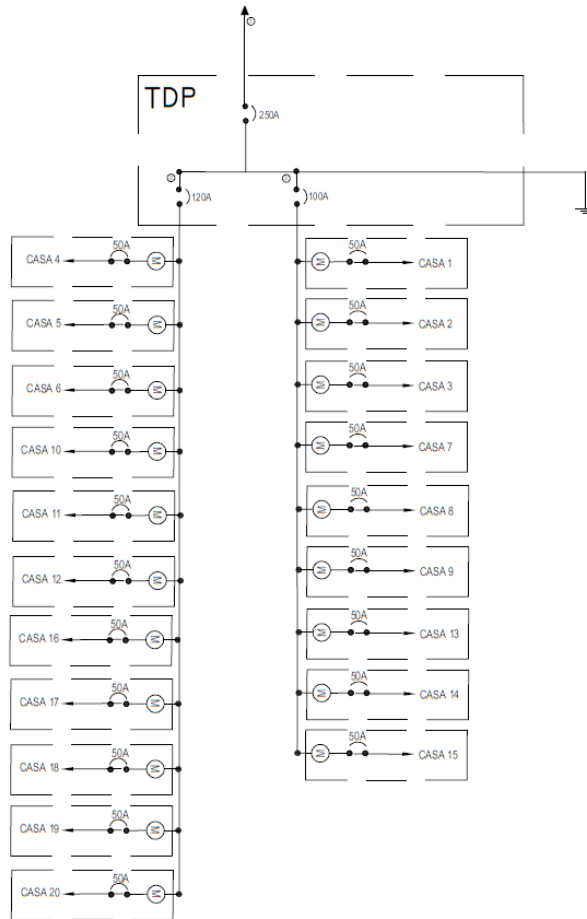


Figura 4. 13.- Distribución de los circuitos en el conjunto CAROB.

$$I = \frac{S}{(\sqrt{3}) * V} \tag{7}$$

- Para la transición del alimentador primario al transformador se determinó una corriente de 3,798A, para lo cual se determinó un conductor de cobre (XLPE (3x1/0) AWG + (1x1/0) AWG Cu desnudo), como se puede ver en la Figura 4.14, el cual fue implementado en el programa de ETAP.

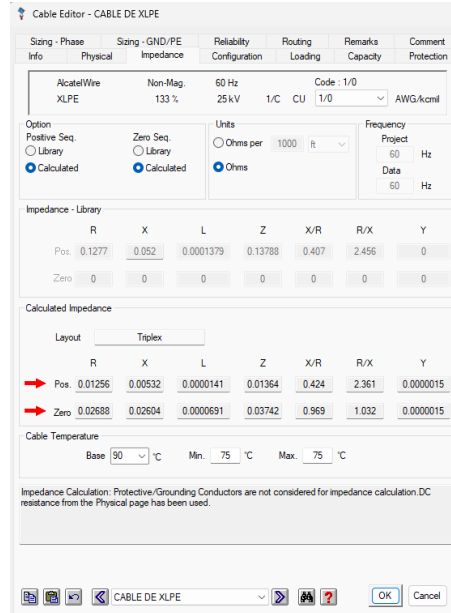


Figura 4.14.- Datos en ETAP del conductor de transición del alimentador de MV al CT1.

- Para la acometida de bajo voltaje se designó obtuvo la corriente de 262,69A para lo cual se designó el conductor de (3x4/0 AWG) TTU + (1x4/0 AWG) THHN + (1X2 AWG) Cu. Desn, por el sistema de bajo voltaje como se puede observar en la Figura 4.15, para el cual se implementó en la simulación del ETAP.

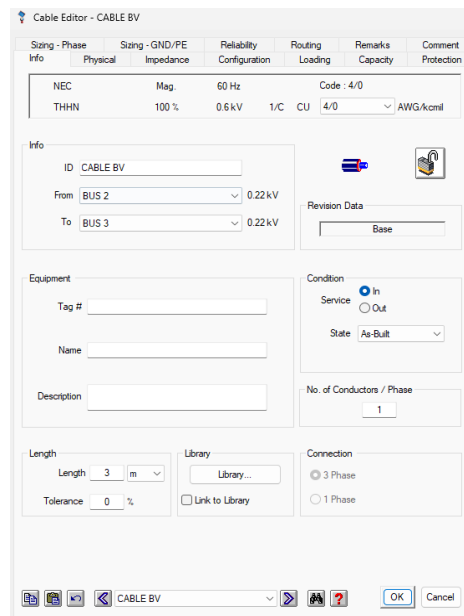


Figura 4.15.- Datos en ETAP del conductor de acometida de bajo voltaje.

- Para el circuito 1 se implementó un conductor (TTU Cu (3x3/0) + THHN (1x1/0)), por fase designando un conductor por cada fase como se puede verificar en la Figura 4.16,

se designó 1 conductores para cada una de las fases para efectos de la simulación en el programa ETAP y como también se obtiene en la caída de voltaje calculado.

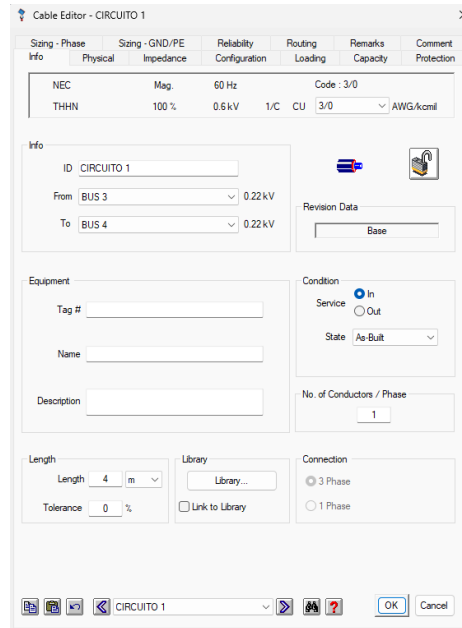


Figura 4. 16.- Datos en ETAP de los conductores del circuito 1.

- Mientras que en el circuito 2 al obtener una corriente de 145,38A se determinó un conductor 2/0, y se designó 1 conductor por cada fase como se puede ver en la Figura 4.17, la cual se implementó en el programa de ETAP.

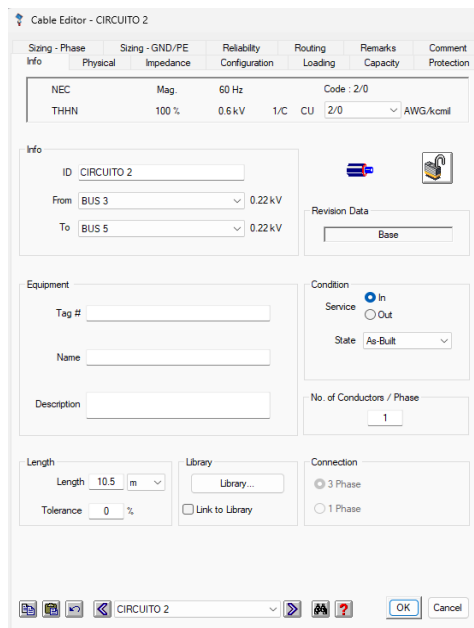


Figura 4. 17.- Datos en ETAP de los conductores del circuito 2.

b) Acometida de cada vivienda del conjunto CAROB

Para la acometida de cada vivienda para la simulación en ETAP se consideró el mismo conductor (Cu TTU (2x4) AWG + Cu THHN (1x6) AWG + (1x8) AWG Cu desnudo) de al momento de para la simulación tanto del caso 1 como en el caso 2, para lo cual se describe en la Figura 4.18, donde se detalla la implementación del conductor en el software ETAP, este criterio de uniformidad en la acometida facilito una comparación coherente entre los diferentes casos, permitiendo un análisis más preciso y consistente de las variaciones en el sistema eléctrico bajo diversas condiciones simuladas.

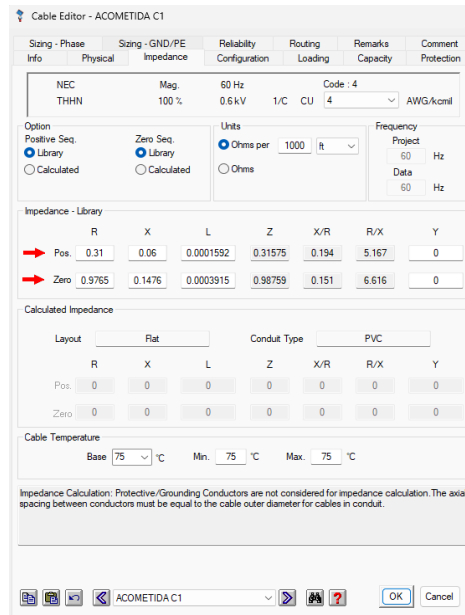


Figura 4. 18.- Datos del conductor de la acometida de las viviendas.

4.3.3 Inclusión de las barras de conexión y cargas en ETAP

Dos elementos en tener en cuenta son las barras de conexión y las cargas de cada vivienda, se consideró los tres tipos de barras:

a) Implementación de las diferentes barras de conexión del conjunto

- Barra de conexión de red del alimentador de Tumbaco 36E, la cual se consideró un external grid para poder simular la red de medio voltaje para lo cual se implementó en el programa en ETAP como se puede ver en la Figura 4.19, por lo cual se consideró una potencia de 500 kVA con un voltaje de 22,8 kV, para lo cual en la barra 1 se consideró con ese voltaje.

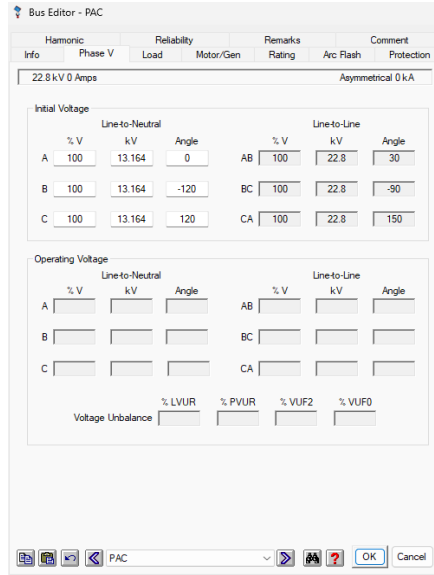


Figura 4. 19.- Dato de la barra PAC.

- Barra de conexión de bajo voltaje se consideró en la simulación de ETAP con un voltaje de 220V, ya que es la barra donde se conecta tanto las cargas de las diferentes viviendas, la conexión secundaria del transformador y también la conexión de los paneles fotovoltaicos se conectan en la barra de bajo voltaje por lo cual se consideró los siguientes datos en la Figura 4.20 para su simulación en ETAP.



Figura 4. 20.- Datos de la barra de conexión de bajo voltaje.

b) Implementación de las cargas del conjunto

Para la implementación de las cargas en el conjunto CAROB se tomó en cuenta el Anexo V, donde se determina el tipo de usuario residencial de la Empresa Eléctrica Quito, se contempló que son usuario tipo A1.

Para la simulación de las cargas en el software ETAP 19.0.1 se utiliza la demanda diaria de dos días de análisis, tanto del lunes como del sábado. En el Anexo II, se presentan los datos medidos por el analizador de red FLUKE 435 serie II. Una vez obtenidos los datos, se realizaron los siguientes cálculos para determinar la carga de las 20 casas. En la Tabla 4.10, se utiliza la Ecuación 8 y 9 para determinar la demanda individual de las 7 casas medidas y así obtener la carga de las 20 casas que pertenecen al conjunto Carob.

$$DI \text{ 7 casas (kW)} = \frac{\text{Demanda Medida (kW)}}{7 \text{ casas}} \tag{8}$$

$$DI \text{ 20 casas (kW)} = \frac{\text{Demanda individual 7 casas (kW)} * 20 \text{ casas}}{7 \text{ casas}} \tag{9}$$

Tabla 4. 10.- Potencia calculada de los datos medidos del día lunes.

HORA	DEMANDA MEDIDA 7 CASAS (kW)	DEMANDA INDIVIDUAL (kW)	DEMANDA INDIVIDUAL DE 20 CASAS (kW)
12:00 a. m.	1.95	0.27	0.79
01:00 a. m.	1.88	0.26	0.76
02:00 a. m.	3.04	0.43	1.24
03:00 a. m.	19.90	2.84	8.12
04:00 a. m.	21.65	3.09	8.83
05:00 a. m.	22.30	3.18	9.10
06:00 a. m.	19.19	2.74	7.83
07:00 a. m.	20.18	2.88	8.23
08:00 a. m.	11.57	1.65	4.72
09:00 a. m.	9.19	1.31	3.75
10:00 a. m.	9.27	1.32	3.78
11:00 a. m.	4.45	0.63	1.81
12:00 p. m.	5.12	0.73	2.09
01:00 p. m.	7.33	1.04	2.99
02:00 p. m.	21.94	3.13	8.95
03:00 p. m.	25.82	3.69	10.54
04:00 p. m.	25.65	3.66	10.47
05:00 p. m.	17.27	2.46	7.05
06:00 p. m.	10.21	1.45	4.16
07:00 p. m.	1.56	0.22	0.63
08:00 p. m.	1.99	0.28	0.81
09:00 p. m.	2.71	0.38	1.10
10:00 p. m.	2.14	0.30	0.87
11:00 p. m.	2.42	0.34	0.98

Tabla 4. 11.- Potencia calculada de los datos medidos del día sábado.

HORA	DEMANDA MEDIDA 7 CASA (kW)	DEMANDA INDIVIDUAL (kW)	DEMANDA INDIVIDUAL DE 20 CASAS (kW)
12:00 a. m.	1.46	0.20	0.59
01:00 a. m.	1.29	0.18	0.52
02:00 a. m.	1.59	0.22	0.65
03:00 a. m.	18.50	2.64	7.55
04:00 a. m.	21.74	3.10	8.87
05:00 a. m.	21.82	3.11	8.90
06:00 a. m.	19.77	2.82	8.07
07:00 a. m.	20.60	2.94	8.41
08:00 a. m.	8.46	1.20	3.45
09:00 a. m.	6.10	0.87	2.49
10:00 a. m.	3.75	0.53	1.53
11:00 a. m.	2.51	0.36	1.02
12:00 p. m.	2.51	0.36	1.02
01:00 p. m.	3.46	0.49	1.41
02:00 p. m.	17.26	2.46	7.04
03:00 p. m.	24.23	3.46	9.89
04:00 p. m.	23.77	3.39	9.70
05:00 p. m.	21.83	3.11	8.91
06:00 p. m.	6.38	0.91	2.60
07:00 p. m.	1.47	0.21	0.60
08:00 p. m.	1.67	0.24	0.68
09:00 p. m.	1.68	0.24	0.68
10:00 p. m.	2.54	0.36	1.03
11:00 p. m.	1.92	0.27	0.78

Una vez obtenida la demanda individual de las 20 casas, se aplica el Factor de Frecuencia de Uso (FFUn), que en este caso es del 100%. Esto se debe a que cada vivienda utilizará toda la carga que tiene a su disposición, por lo que se le asigna ese porcentaje, también se considera la Carga Instalada Representativa (CIR) y se utiliza la Ecuación 10 para determinar el CIR, una vez aplicando el CIR consecuentemente se aplica el Factor de Simultaneidad (FSn), el cual se estima en un 60%, como se mencionó anteriormente. Este factor de simultaneidad tiene en cuenta la probabilidad de que todas las cargas no estarán funcionando al mismo tiempo, reflejando un uso más realista de la energía en las viviendas.

$$CIR = CI \times [FFUn \times 0.01] \tag{10}$$

Tabla 4. 12.- Demanda total de las 20 casas aplicando los factores de distribución para el día lunes.

FFUn (%)	CIR (KW)	FSn (%)	DMU (KW)	DEMANDA TOTAL DE LAS 20 CASAS (kW)
100%	0.79	60%	0.47	9.57
100%	0.76	60%	0.46	9.21
100%	1.24	60%	0.74	14.90
100%	8.12	60%	4.87	97.51
100%	8.83	60%	5.30	106.04
100%	9.10	60%	5.46	109.23
100%	7.83	60%	4.69	93.99
100%	8.23	60%	4.94	98.84
100%	4.72	60%	2.83	56.67
100%	3.75	60%	2.25	45.01
100%	3.78	60%	2.27	45.44
100%	1.81	60%	1.09	21.83
100%	2.09	60%	1.25	25.11
100%	2.99	60%	1.79	35.90
100%	8.95	60%	5.37	107.46
100%	10.54	60%	6.32	126.50
100%	10.47	60%	6.28	125.65
100%	7.05	60%	4.23	84.60
100%	4.16	60%	2.50	50.00
100%	0.63	60%	0.38	7.67
100%	0.81	60%	0.48	9.79
100%	1.10	60%	0.66	13.29
100%	0.87	60%	0.52	10.51
100%	0.98	60%	0.59	11.87

Tabla 4. 13.- Demanda total de las 20 casas aplicando los factores de distribución para el día sábado.

FFUn (%)	CIR (KW)	FSn (%)	DMU (KW)	DEMANDA TOTAL DE LAS 20 CASAS (kW)
100%	0.59	60%	0.35	7.16
100%	0.52	60%	0.31	6.33
100%	0.65	60%	0.39	7.82
100%	7.55	60%	4.53	90.63
100%	8.87	60%	5.32	106.48
100%	8.90	60%	5.34	106.91
100%	8.07	60%	4.84	96.84
100%	8.41	60%	5.04	100.93
100%	3.45	60%	2.07	41.44

100%	2.49	60%	1.49	29.89
100%	1.53	60%	0.91	18.36
100%	1.02	60%	0.61	12.32
100%	1.02	60%	0.61	12.33
100%	1.41	60%	0.84	16.97
100%	7.04	60%	4.22	84.55
100%	9.89	60%	5.93	118.69
100%	9.70	60%	5.82	116.44
100%	8.91	60%	5.34	106.92
100%	2.60	60%	1.56	31.29
100%	0.60	60%	0.36	7.20
100%	0.68	60%	0.41	8.21
100%	0.68	60%	0.41	8.25
100%	1.03	60%	0.62	12.44
100%	0.78	60%	0.47	9.43

Una vez obtenidas las cargas, se implementó la potencia activa (kW) para la simulación en diferentes horas del día, con el objetivo de tener un escenario más lógico y realista del comportamiento de la demanda. Este enfoque permite observar cómo varía el consumo energético a lo largo del día, reflejando picos de demanda durante las horas de mayor actividad y menores consumos durante los períodos de inactividad. Además, se consideran factores como la estacionalidad y el uso de aparatos eléctricos específicos en determinados horarios, lo cual proporciona una visión más completa y detallada del perfil de consumo de energía en las viviendas.

4.3.4 Inclusión de paneles en ETAP 19.0.1

a) Implementación de los paneles fotovoltaicos en la vivienda de forma individual

Al realizar el estudio se contemplan integrar los 8 paneles fotovoltaicos conectados en serie de manera eficiente para cada una de las 20 viviendas, considerando que la potencia que tienen los 8 paneles son de 3600W, se implementó en el programa de ETAP como se puede verificar en la Figura 4.22, de la siguiente manera ya que se consideró que todos los paneles son de las mismas especificaciones por lo cual no se realizaron ninguna modificación al momento de implementar en las diferentes viviendas del conjunto.

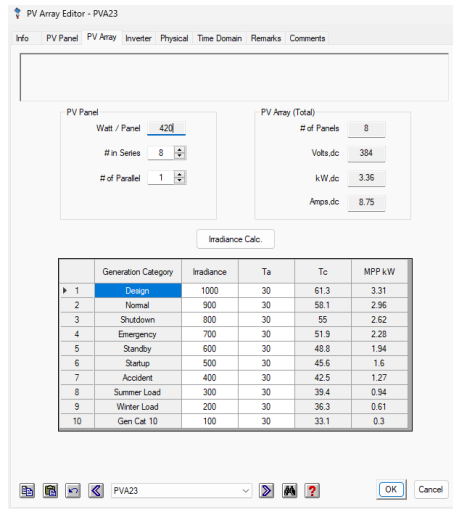


Figura 4. 21.-Pestaña de simulación del sistema fotovoltaico de 8 paneles en ETAP 19.0.1.

4.3.5 Armónico medido con el analizador de red FLUKE 435 serie II

En la Tabla 4.14, se presenta detalladamente el orden de los armónicos y los valores correspondientes a cada uno. Los resultados evidenciaron que el armónico de tercer orden (3º) tiene el valor más elevado, lo que puede tener implicaciones significativas en la operación del sistema eléctrico. Estas mediciones fueron realizadas con un sistema ya implementado, proporcionando una versatilidad y precisión significativas a los datos obtenidos.

Tabla 4. 14.- Armónicos presente en la red fotovoltaica medida con el Fluke 435 serie II.

ARMONICO DE TENSION	FRECUENCIA (Hz)	ARMONICO DE TENSION	FRECUENCIA (Hz)
0	0	16	0.09
1	1.26	17	0.13
2	0.45	18	0.05
3	6.43	19	0.08
4	0.17	20	0.02
5	0.66	21	0.09
6	0.17	22	0.01
7	0.36	23	0.04
8	0.12	24	0
9	0.38	25	0.09
10	0.13	26	0
11	0.26	27	0.05
12	0.09	28	0
13	0.13	29	0.06
14	0.09	30	0
15	0.10	31	0.05

a) Inclusión de los armónicos medidos en ETAP 19.0.1

Una vez realizado el análisis con el analizador de red Fluke 435 Serie II, como se muestra en la Figura 4.22, se puede observar la distribución de los armónicos de tensión desde el armónico 0 hasta el armónico 31. En esta representación, se destaca particularmente el armónico de tensión 3, que exhibe una frecuencia fundamental del sistema máxima de 6.430 Hz. Este análisis detallado permite identificar la presencia y magnitud de cada armónico, lo cual es crucial para evaluar el impacto de los armónicos en la calidad de la energía eléctrica del conjunto Carob y en el funcionamiento eficiente y seguro de los equipos eléctricos conectados al sistema.

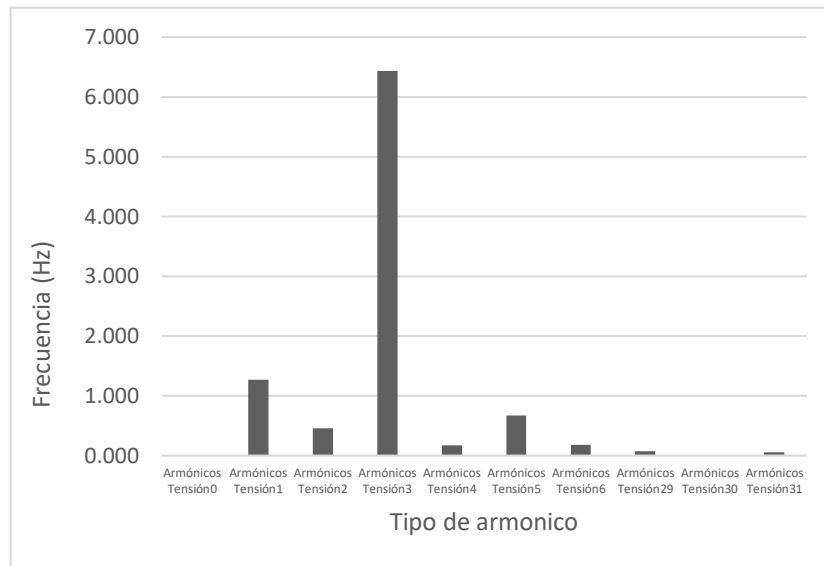


Figura 4. 22.- Armónicos máximos medidos de tensión.

Para efectos de implementar los armónicos en el sistema, una vez definidos todos los armónicos presentes en la red, se procedió a utilizar el software ETAP 19.0.1. En esta plataforma, se definieron los parámetros correspondientes en cada casa donde se implementaron los inversores, permitiendo simular el efecto de la inserción de armónicos en la red tanto de baja tensión como de media tensión. Este enfoque detallado y meticuloso permitió evaluar cómo los armónicos afectarían la calidad de la energía y el rendimiento del sistema eléctrico en diferentes escenarios, en la Figura 4.23 se definió el armónico en la librería del inversor que se implementara en las diferentes casas.

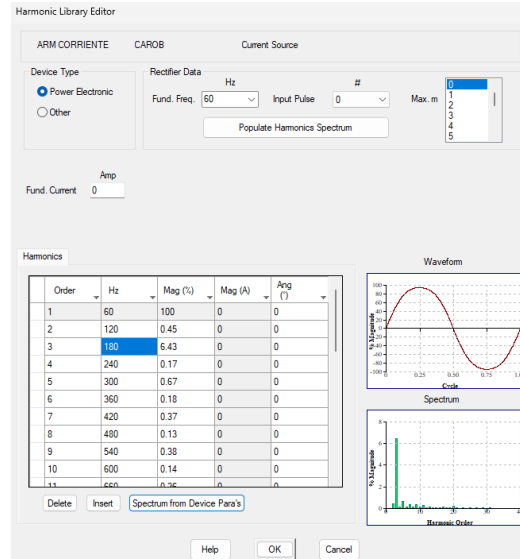


Figura 4. 23.- Armónico implementado en la simulación de ETAP 19.0.1.

5. ANALISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

A continuación, se presentan los principales resultados obtenidos en el marco del presente proyecto de investigación, se realizaron simulaciones exhaustivas del sistema eléctrico en su conjunto, así como la implementación de paneles fotovoltaicos en dos casos de estudio específicos, además, se llevó a cabo un análisis detallado de los resultados obtenidos mediante el uso de los programas PVSyst y ETAP 19.0.1.

Además, se llevó a cabo el dimensionamiento de un sistema fotovoltaico conectado a la red de 220 V, diseñado para cubrir la demanda de energía de los diversos usuarios del conjunto residencial. Este proceso de dimensionamiento se realizó de manera minuciosa, considerando las características y requisitos energéticos específicos del conjunto residencial.

5.1 RESULTADOS DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO EN PVSYST

En esta sección se exponen los resultados fundamentales derivados del diseño fotovoltaico ejecutado a través del software PVSyst, se ha llevado a cabo una evaluación para determinar la cantidad óptima de paneles fotovoltaicos requeridos con el fin de cubrir eficazmente las necesidades energéticas de los usuarios integrantes del conjunto habitacional Carob. Es importante resaltar que dicho diseño se ha desarrollado rigurosamente de acuerdo con los estándares establecidos en la resolución Número ARCERNNR-013/2021, la cual regula el autoabastecimiento eléctrico, así como también se han cumplido todas las normativas asociadas a este tipo de sistemas, esta planificación garantiza no solo la eficiencia energética, sino también

el cumplimiento de los requisitos legales y técnicos pertinentes, asegurando así un funcionamiento óptimo y sostenible del sistema fotovoltaico implementado.

5.1.1 Resultados del sistema fotovoltaico en cada residencia implementado en PVsyst

Una vez finalizado el proceso de diseño del sistema fotovoltaico, se procede a realizar un análisis de cada uno de los casos contemplados en el proyecto en esta instancia, se realizó un dimensionamiento individualizado para cada domicilio, considerando la disposición de los paneles fotovoltaicos en la parte superior de las viviendas del conjunto habitacional.

Este enfoque detallado garantiza una adaptación precisa a las características de cada ubicación, maximizando así el rendimiento y la eficiencia del sistema en su conjunto, para este estudio, se consideraron parámetros cruciales inherentes a la geografía local, como las condiciones atmosféricas, la radiación solar necesaria para el funcionamiento óptimo del sistema y los ángulos de inclinación adecuados, entre otros aspectos relevantes. Este análisis asegura que el diseño final del sistema fotovoltaico se ajuste de manera óptima a las condiciones específicas del entorno, optimizando su desempeño y su capacidad de generar energía de manera sostenible y eficiente.

a) Ubicación de los paneles fotovoltaicos en cada residencia

Como se ha detallado anteriormente, se ha realizado un análisis del dimensionamiento y las características técnicas de cada elemento que conformará el sistema fotovoltaico, no obstante, hasta este momento no hemos abordado específicamente el lugar de colocación de estos módulos. Por lo tanto, se ha tomado en consideración la opción de que se podría instalar los paneles solares en la parte superior de los domicilios, los cuales han sido seleccionados por su fácil colocación, en cuanto a dimensionamiento y otras consideraciones técnicas pertinentes. Esta elección estratégica se fundamenta en la búsqueda de una exposición óptima a la radiación solar, aprovechando al máximo la superficie disponible en los techos de las viviendas. Además, esta ubicación permite minimizar potenciales obstrucciones y maximizar la eficiencia del sistema, contribuyendo así a una mayor generación de energía renovable de manera sostenible y eficaz.

A continuación, en la Figura 5.1 se ofrece una representación visual del emplazamiento donde se instalarán los 8 módulos de paneles solares, así como también se muestra la ubicación del inversor correspondiente al sistema esto proporciona una perspectiva clara y precisa sobre la disposición espacial de los componentes clave del sistema fotovoltaico. Al observar esta

gráfica, se puede apreciar fácilmente cómo se distribuirán estratégicamente los paneles solares en la parte superior de los domicilios, optimizando su exposición a la radiación solar y maximizando así su capacidad de generación de energía.



Figura 5. 1.- Residencias del conjunto Carob.

b) Estudio de sombras

En este caso específico, no considera la posible presencia de sombras, lo que implica que no habrá interrupción alguna en la recepción de luz solar en ningún momento, se ha llegado a la conclusión de que la ubicación seleccionada para la instalación de los paneles solares es la más óptima. Esta decisión se fundamenta en la certeza de que los paneles podrán captar la radiación solar desde las primeras horas del día y generar energía de manera continua la elección de este espacio se considera la mejor opción de implementación debido a su capacidad para maximizar la eficiencia energética del sistema, la ausencia de sombras garantiza un aprovechamiento máximo de la luz solar disponible a lo largo del día, lo que contribuirá significativamente a la producción sostenible de energía.

La Figura 5.2 muestra la incidencia óptima de la luz solar en los techos de cada domicilio, lo que es esencial para ubicar estratégicamente los paneles solares y garantizar un rendimiento máximo del sistema fotovoltaico sin obstrucciones que interfieran con la captación de energía.



Figura 5. 2.- Techos de la residencia Carob.

5.1.2 Comparación de Irradiación Solar y Normativa NEC/11 para Sistemas Fotovoltaicos.

Después de aplicar la metodología descrita en el capítulo IV para la evaluación, modelado y validación del sistema fotovoltaico conectado a la red, se presentan los resultados del análisis.

Según los datos obtenidos en el estudio, es posible comparar la irradiación solar medida por diferente software, además de considerar la normativa NEC/11 para la construcción de sistemas fotovoltaicos. De esta manera, se determina que los valores de irradiancia solar presentados en la Tabla 5.1 muestran la mayor radiación en el mes de enero 5,81 (KWh/m2/día) y el menor en diciembre 3,98 (KWh/m2/día).

Tabla 5. 1.- Comparación de irradiación solar.

MES	RECURSO SOLAR TUMBACO (QUITO)			PROMEDIO
	HOMER PRO	METEREON 8.1	NORMATIVA NEC 11/14	
	UNIDAD	UNIDAD	UNIDAD	
	(KWh/m2/día)	(KWh/m2/día)	(KWh/m2/día)	
ENERO	4,14	5,81	4,94	4,96
FEBRERO	4,35	4,54	4,64	4,51
MARZO	4,55	5,41	4,78	4,91
ABRIL	4,33	5,29	4,53	4,71
MAYO	4,12	5,67	4,83	4,87
JUNIO	4,02	5,59	4,69	4,76
JULIO	4,27	5,97	5,53	5,25
AGOSTO	4,46	5,27	4,83	4,85
SEPTIEMBRE	4,27	5,54	4,89	4,90
OCTUBRE	4,24	5,13	5,25	4,87
NOVIEMBRE	4,30	4,85	5,14	4,76
DICIEMBRE	3,98	4,38	5,14	4,50

De acuerdo con los datos de radiación presentados en la Tabla 5.1, se realiza una comparación con bases de datos como HOMER PRO y METEONORM 8.1, además de aplicar la normativa NEC/11. De esta manera, se determina la eficiencia de la radiación en la zona de estudio. Los datos se visualizan de forma gráfica en la Figura 5.3.

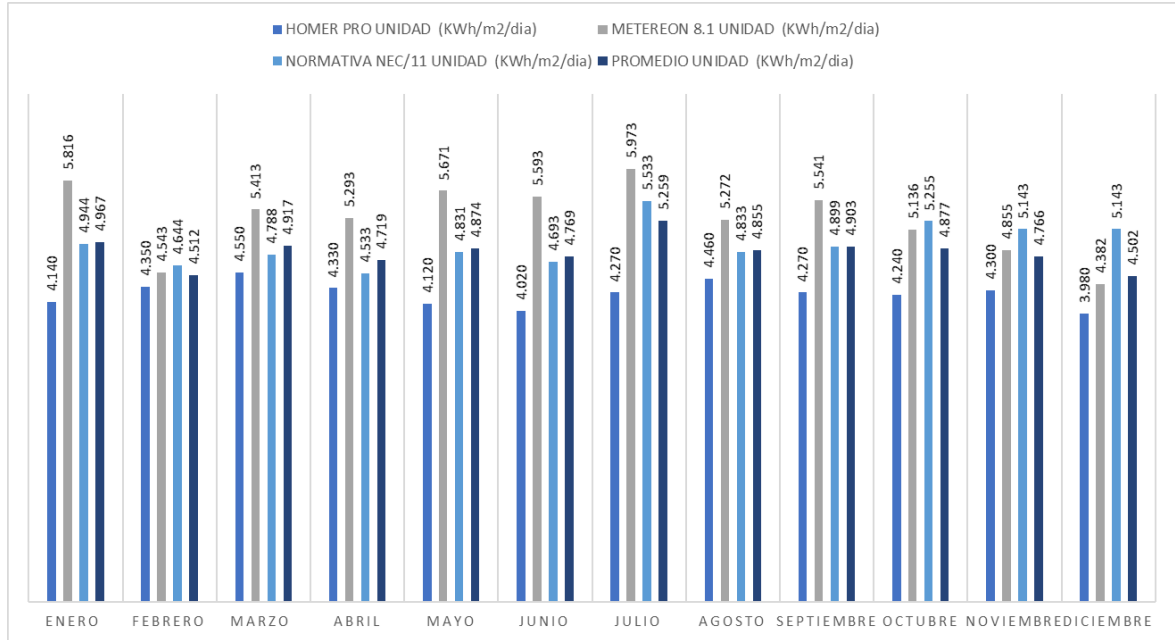


Figura 5. 3.- Comparación de la radiación solar de la zona de estudio.

Después se llevó a cabo un análisis de los datos obtenidos del analizador de redes, instalado en la entrada del tablero principal, para determinar las cargas de consumo con un intervalo de 10 minutos. Aunque el analizador de redes recogió datos cada 10 segundos, se redujo el intervalo a 10 minutos para mejorar la visualización del comportamiento de la demanda diaria.

Con base en el detallado modelamiento de los parámetros previamente mencionados, se puede observar que la opción más eficiente para la optimización del sistema es aquella que dispone de una capacidad de generación fotovoltaica de 4,20 kW combinada con un inversor de 3 kW. Este diseño considera que la potencia efectiva suministrada a la red es de 3 kW. La elección de estos valores ha sido determinada a través de un análisis exhaustivo realizado con el software especializado PVsyst, el cual ha permitido evaluar y comparar diversas configuraciones para encontrar la que ofrece el mejor rendimiento y eficiencia. Este enfoque asegura una integración óptima con la red eléctrica, maximizando el aprovechamiento de la energía solar generada y garantizando una operación estable y efectiva del sistema.

a) Justificación matemática.

A continuación, se justifica de forma matemática el resultado de la potencia que puede entregar el panel solar determinado por el software PVsyst, para obtener este resultado se ha considerado la radiación solar de un día, el área del panel solar y la eficiencia del mismo, el panel que se utiliza en el proyecto es el siguiente Suntech 420 Wp, modelo SI-MONO ATP-

420-S-A78-Vfin, generalmente estaría en el rango de los paneles de silicio monocristalino, entre el 18% y el 21% de eficiencia, dado que se trata de un modelo moderno y de alta potencia. Para verificar el valor revisar su ficha técnica en el Anexo VI, que proporciona información esencial sobre sus características operativas y de eficiencia, garantizando así la confiabilidad de los resultados obtenidos mediante el software. Este tipo de panel es particularmente adecuado para proyectos donde se busca optimizar la producción energética y minimizar las pérdidas.

$$P = A * n * G \quad (11)$$

Donde:

- P es la potencia en vatios (kW).
- A es el área del panel en m².
- n es la eficiencia del panel (expresada como un decimal, por ejemplo, 0.20 para una eficiencia del 20%).
- G es la irradiancia solar en kW/m².

Para determinar la potencia generada por el panel solar, se ha realizado un cálculo ejemplificativo que abarca un día completo de operación. En este análisis, se han tomado en cuenta todos los parámetros previamente mencionados, como la radiación solar, el ángulo de incidencia y la eficiencia del panel, entre otros. A continuación, se presentan los resultados obtenidos, los cuales han sido calculados para diferentes momentos del día, reflejando las variaciones en la potencia generada debido a factores como la posición del sol y las condiciones meteorológicas, estos datos detallados se muestran en la Tabla 5.2, donde se pueden observar las fluctuaciones de potencia a lo largo del día y cómo se maximiza la generación en las horas de mayor irradiancia solar.

$$P_{\max} = 17.5 * 0.1924 * 0.8430 = 2.83 \quad (12)$$

$$P_{\min} = 17,5 * 0,1924 * 0,001718 = 0,005785 \text{ KW} \quad (13)$$

Tabla 5. 2.- Potencia obtenida por parte del panel fotovoltaico durante el día.

HORA	RADIACION OBTENIDA POR HORAS (W/m2)	POTENCIA OBTENIDA (kWh)
0:00:00	4.59	0.015
1:00:00	2.66	0.008
2:00:00	2.67	0.009
3:00:00	2.38	0.008
4:00:00	1.97	0.006
5:00:00	1.71	0.005
6:00:00	9.41	0.03
7:00:00	136.18	0.45
8:00:00	349.21	1.17
9:00:00	565.80	1.90
10:00:00	843.04	2.83
11:00:00	522.11	1.75
12:00:00	322.60	1.08
13:00:00	472.19	1.58
14:00:00	267.47	0.90
15:00:00	267.69	0.90
16:00:00	259.75	0.87
17:00:00	88.73	0.29
18:00:00	10.32	0.03
19:00:00	6.82	0.02
20:00:00	5.725	0.01
21:00:00	5.98	0.02
22:00:00	4.81	0.01
23:00:00	4.78	0.01

En la Tabla 5.2 se muestra la potencia generada por el panel fotovoltaico a lo largo del día. Para validar la precisión y relevancia de estos resultados, se realiza una comparación entre los valores calculados y los obtenidos mediante la simulación en PVsyst. Esta comparación nos permite verificar la potencia total del sistema a lo largo del año.

Mediante la simulación realizada en el software PVsyst se obtuvo la producción de potencia total durante el año, estos resultados se obtienen con la inserción de diferentes datos como , la radiación solar, el área en donde se instalaran los paneles, el tipo de sistema fotovoltaico y el inversor, para una mejor visualización de cada uno de los datos mencionados anteriormente se

puede dirigir al Anexo VII, a continuación en la Figura 5.5 se puede observar la potencia total que se puede obtener.

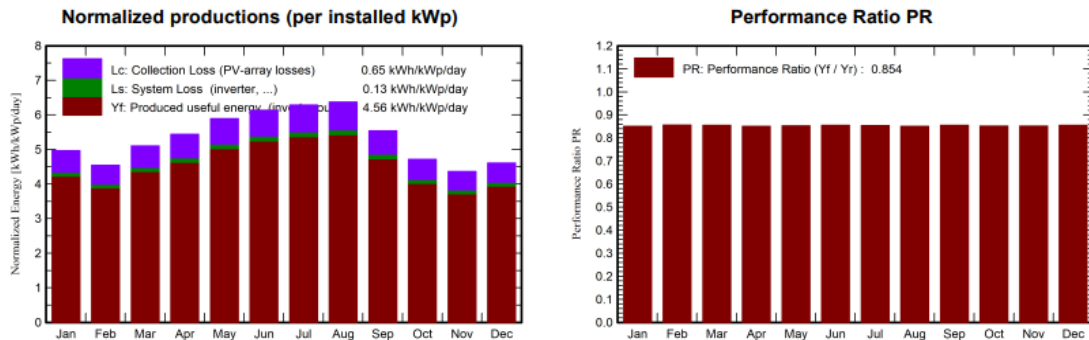


Figura 5. 4.- Curva de carga del sistema.

En la Figura 5.5 podemos observar el resultado de los paneles fotovoltaicos cuanto potencia puede suministrar durante el año, para la comparación se ha tomado en cuenta la siguiente formulación:

$$P_{diaria} = \frac{P_t}{\text{días año}} \tag{14}$$

$$P_{diaria} = \frac{5589.05 \frac{\text{KWh}}{\text{año}}}{365 \frac{\text{día}}{\text{año}}} \tag{15}$$

$$P_{diaria} = 15,31 \text{ KW/día} \tag{16}$$

Mientras que en el resultado de cálculo de cuanto potencia podemos generar con los paneles fotovoltaicos considerando la radiación solar y factores externos que pueden afectar a la producción se obtiene el siguiente resultado considerando los valores de la Tabla 5.2 presentada anteriormente:

$$Pot\ obtenida = \sum_{i=1}^{24} P_i \tag{17}$$

Donde:

- P_i es la potencia obtenida en el día i en kWh.
- La sumatoria se realiza desde $i=1$ (0:00 horas) hasta $i=24$ (23:00 horas).

Por lo tanto, nuestro calculo aplicando la formula anterior nos daría el siguiente resultado:

$$\text{Pot obtenida} = 15,12 \text{ KW} \quad (18)$$

El resultado de 15,31 KW con relación a 15,12 KW son valores de generación que obtenemos con los 8 paneles fotovoltaicos ocupando un área de 17,5 metros y la radiación tomada del software acorde a la necesidad de simulación por lo cual podemos deducir que entre lo simulado y lo calculado existe un error de:

21 El error absoluto se calcula como la diferencia entre el valor real y el valor estimado (o aproximado):

$$\text{Error Absoluto} = V_{\text{real}} - V_{\text{estimado}} \quad (19)$$

En este caso, si consideramos:

- $V_{\text{real}} = 15,31 \text{ kW}$
- $V_{\text{estimado}} = 15,12 \text{ kW}$

El cálculo sería:

$$\text{Error Absoluto} = |15,31 - 15,12| = 0,19 \quad (20)$$

10 Una vez terminado de realizar el cálculo matemático y la simulación en el software PVsyst, se puede observar la validación del modelo del sistema fotovoltaico conectado a la red utilizando los datos presentados en la Tabla 5.3, en donde podemos deducir que el sistema tiene validación tanto matemáticamente como también mediante simulación.

Tabla 5. 3.- Validación del sistema fotovoltaico.

Configuración optima	PV (kW)
Resultados de PVsyst	15,31
Resultados del cálculo matemático	15,12

5.2 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO EN ETAP

5.2.1 Resultados obtenidos del conjunto Carob sin paneles fotovoltaicos del día lunes.

Una vez simulada la carga obtenida en la Tabla 4.10, se definieron los valores de demanda de cada casa que conforma el conjunto CAROB, como se presenta en la Tabla 4.12. Estos valores fueron utilizados para realizar una simulación en el software ETAP 19.0.1. Como resultado, se obtuvieron los valores de la demanda real del sistema sin la inserción de paneles

fotovoltaicos. Los resultados detallados de esta simulación se presentan en la Tabla 5.4. Este análisis es crucial para entender el comportamiento actual del sistema eléctrico y establecer una línea base antes de considerar la integración de fuentes de energía renovable.

Tabla 5. 4.- Potencia obtenida en la simulación de ETAP 19.0.1 día lunes.

POTENCIA OBTENIDA TRANSFORMADOR DIA LUNES							
HORA	(kVA)	(kW)	MV (A)	BV (A)	PF %	MV (kV)	BV(V)
12:00 a. m.	9.94	9.46	0.25	26.20	95.16%	22.8	219
01:00 a. m.	9.59	9.09	0.24	25.20	94.82%	22.8	219
02:00 a. m.	15.31	14.60	0.38	40.30	95.65%	22.8	219
03:00 a. m.	88.62	87.10	2.30	238.50	98.37%	22.8	214
04:00 a. m.	96.92	92.30	2.50	262.40	95.32%	22.8	213
05:00 a. m.	97.93	97.90	2.50	262.90	99.93%	22.8	215
06:00 a. m.	84.91	84.50	2.20	227.80	99.52%	22.8	215
07:00 a. m.	89.42	89.30	2.30	239.70	99.90%	22.8	215
08:00 a. m.	53.33	53.20	1.40	141.80	99.80%	22.8	217
09:00 a. m.	43.00	42.90	1.10	114.20	99.71%	22.8	218
10:00 a. m.	43.40	43.30	1.10	115.10	99.71%	22.8	218
11:00 a. m.	21.50	21.20	0.54	56.70	98.90%	22.8	219
12:00 p. m.	24.70	24.50	0.62	65.20	99.16%	22.8	219
01:00 p. m.	34.80	34.60	0.88	92.10	99.57%	22.8	218
02:00 p. m.	96.40	96.30	2.50	258.90	92.92%	22.8	215
03:00 p. m.	111.60	111.50	2.90	300.90	99.92%	22.8	214
04:00 p. m.	110.80	110.70	2.90	298.70	99.92%	22.8	214
05:00 p. m.	77.60	77.50	2.00	207.40	99.89%	22.8	216
06:00 p. m.	47.40	47.30	1.20	125.90	99.75%	22.8	217
07:00 p. m.	8.24	7.59	0.20	21.70	92.15%	22.8	219
08:00 p. m.	10.20	9.67	0.25	26.80	94.95%	22.8	219
09:00 p. m.	13.50	13.10	0.34	35.50	97.14%	22.8	219
10:00 p. m.	10.80	10.40	0.27	28.60	95.55%	22.8	219
11:00 p. m.	12.10	11.70	0.30	31.90	96.45%	22.8	219

En la Figura 5.6 se ilustra en detalle la curva diaria correspondiente al día lunes, mostrando el comportamiento específico del conjunto Carob a lo largo de esta jornada. La gráfica revela claramente los patrones de consumo y producción, destacando las horas pico, que se registran a las 5:00 a.m. y a las 3:00 p.m., momentos en los que se observa un incremento significativo en la actividad del sistema. Esta información es crucial para comprender las variaciones en la demanda y generación de energía durante el día, permitiendo una planificación más eficiente y un mejor ajuste de los recursos energéticos. La Figura 5.6 proporciona una visualización precisa de estos datos clave.

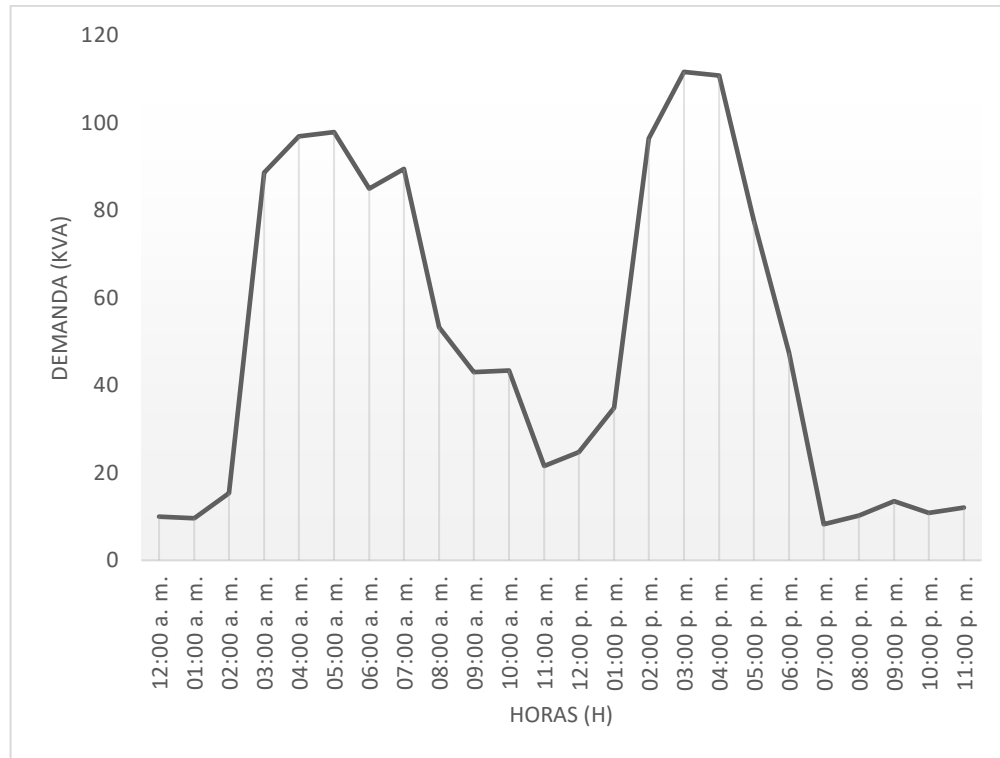


Figura 5. 5.- Comportamiento de la demanda simulada por horas día lunes.

El análisis detallado presentado en la Tabla 5.5, que compara la demanda simulada en el software ETAP 19.0.1 con la medida con el analizador de red Fluke 435 serie II, destaca la eficacia del modelo de simulación en capturar la realidad del sistema medido y estudiado. Con un porcentaje de error que no supera el 20%, el modelo demuestra una notable precisión entre el sistema medido y el simulado, reflejando con exactitud el comportamiento de la demanda en diferentes horas del día.

Este nivel de precisión es especialmente significativo al identificar las horas pico clave, como las 5:00 a.m. y las 3:00 p.m., lo que indica que el modelo simulado no solo es capaz de replicar patrones generales, sino también de captar variaciones críticas en el uso de energía. Este bajo margen de error fortalece la confianza en la simulación, haciendo que el modelo sea una herramienta valiosa para la planificación energética y la toma de decisiones estratégicas. Además, la capacidad del modelo para representar fielmente el sistema real subraya su utilidad en escenarios de proyección y análisis predictivo, donde es crucial contar con una representación precisa y confiable del comportamiento de la demanda energética.

Tabla 5. 5.- Comparación de la potencia medida y potencia simulada día lunes.

	POTENCIA SIMULADA	POTENCIA MEDIDA	
HORA	POTENCIA (kW)	POTENCIA (kW)	ERROR ABSOLUTO
12:00 a. m.	9.46	9.57	0.11%
01:00 a. m.	9.09	9.21	0.12%
02:00 a. m.	14.60	14.90	0.30%
03:00 a. m.	87.10	97.51	10.41%
04:00 a. m.	92.30	106.04	13.74%
05:00 a. m.	97.90	109.23	11.33%
06:00 a. m.	84.50	94.00	9.50%
07:00 a. m.	89.30	98.84	9.54%
08:00 a. m.	53.20	56.68	3.48%
09:00 a. m.	42.90	45.01	2.11%
10:00 a. m.	43.30	45.44	2.14%
11:00 a. m.	21.20	21.84	0.64%
12:00 p. m.	24.50	25.11	0.61%
01:00 p. m.	34.60	35.90	1.30%
02:00 p. m.	96.30	107.46	11.16%
03:00 p. m.	111.50	126.51	15.01%
04:00 p. m.	110.70	125.65	14.95%
05:00 p. m.	77.50	84.61	7.11%
06:00 p. m.	47.30	50.01	2.71%
07:00 p. m.	7.59	7.67	0.08%
08:00 p. m.	9.67	9.79	0.12%
09:00 p. m.	13.10	13.29	0.19%
10:00 p. m.	10.40	10.51	0.11%
11:00 p. m.	11.70	11.87	0.17%

5.2.2 Resultados obtenidos del conjunto Carob sin paneles fotovoltaicos del día sábado.

Se simuló la carga obtenida en la Tabla 4.11 y se definieron los valores de demanda de cada casa que conforma el conjunto CAROB, tal y como se presenta en la Tabla 4.14. Estos valores de demanda fueron posteriormente utilizados para llevar a cabo una simulación en el software ETAP 19.0.1.

Como resultado de esta simulación, se obtuvieron los valores de la demanda real del sistema eléctrico sin la inserción de paneles fotovoltaicos. Los resultados detallados de esta simulación se encuentran plasmados en la Tabla 5.6.

Este análisis exhaustivo es de crucial importancia para comprender a fondo el comportamiento actual del sistema eléctrico y establecer una línea base sólida antes de

considerar la integración de fuentes de energía renovable, como la generación fotovoltaica. Al contar con estos datos de demanda simulada para el día sábado, los tomadores de decisiones pueden evaluar el desempeño del sistema con mayor precisión y tomar decisiones fundamentadas sobre posibles mejoras e implementaciones futuras.

Tabla 5. 6.- Potencia obtenida en la simulación de ETAP 19.0.1 día sábado.

POTENCIA OBTENIDA TRANSFORMADOR DIA SABADO							
HORA	KVA	KW	MV (A)	BV (A)	PF %	MV (KV)	BV (V)
12:00 a. m.	7.72	7.09	0.19	20.3	91.86%	22.8	219
01:00 a. m.	6.98	6.27	0.17	18.3	89.94%	22.8	219
02:00 a. m.	8.31	7.78	0.21	21.9	93.54%	22.8	219
03:00 a. m.	82.70	82.70	2.10	221.3	99.91%	22.8	216
04:00 a. m.	95.70	95.60	2.50	256.9	99.98%	22.8	215
05:00 a. m.	96.10	96.10	2.50	258	99.99%	22.8	215
06:00 a. m.	87.80	87.80	2.30	235.4	99.98%	22.8	215
07:00 a. m.	91.30	91.20	2.40	244.8	99.98%	22.8	215
08:00 a. m.	40.00	39.90	1.00	105.9	99.76%	22.8	218
09:00 a. m.	29.00	28.90	0.74	76.7	99.50%	22.8	218
10:00 a. m.	18.20	18.00	0.46	48	98.64%	22.8	219
11:00 a. m.	12.50	12.10	0.31	32.9	97.03%	22.8	219
12:00 p. m.	12.50	12.10	0.31	33	97.04%	22.8	219
01:00 p. m.	16.90	16.60	0.43	44.6	98.41%	22.8	219
02:00 p. m.	77.60	77.60	2.00	207.5	99.96%	22.8	216
03:00 p. m.	105.40	105.40	2.70	283.8	99.99%	22.8	214
04:00 p. m.	103.70	103.60	2.70	278.9	99.99%	22.8	215
05:00 p. m.	96.10	96.10	2.50	258.2	99.98%	22.8	215
06:00 p. m.	30.30	30.20	0.77	80.2	99.45%	22.8	218
07:00 p. m.	7.87	7.13	0.20	20.7	90.55%	22.8	219
08:00 p. m.	8.77	8.12	0.22	23.1	92.50%	22.8	219
09:00 p. m.	8.81	8.16	0.22	23.2	92.58%	22.8	219
10:00 p. m.	12.7	12.2	0.32	33.4	96.53%	22.8	219
11:00 p. m.	9.89	9.31	0.25	26	94.18%	22.8	219

En la Figura 5.7 se presenta una representación detallada de la curva diaria correspondiente al día sábado, obtenida mediante el software ETAP 19.0.1, esta gráfica ofrece una visión clara de las horas pico y las horas valle, reflejando los momentos de mayor y menor demanda energética dentro del conjunto Carob durante esa jornada específica. El análisis de la curva revela que los usuarios del conjunto experimentan dos picos principales de consumo energético, ubicados a las 4:00 a.m. y a las 3:00 p.m. Estos picos sugieren patrones de uso que pueden estar relacionados con las actividades cotidianas de los residentes, como el inicio temprano de las actividades matutinas y el aumento de la demanda en horas de la tarde.

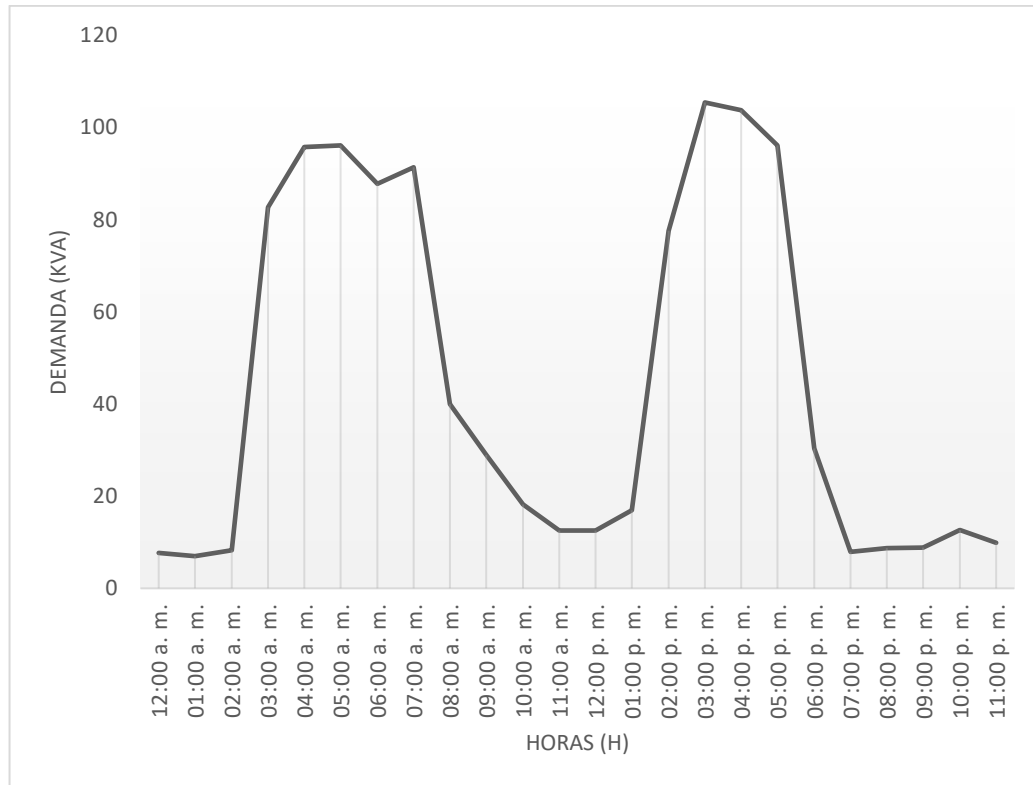


Figura 5. 6.- Comportamiento de la demanda simulada por horas día sábado.

Realizando el análisis de la Tabla 5.7, se puede observar que el modelo de simulación empleado presenta, en general, un buen ajuste a los valores de potencia medidos. Esto se evidencia en que el error absoluto entre la potencia simulada y la potencia medida no supera el 10% en la mayoría de los casos.

Los mayores porcentajes de error se presentan en las horas de 04:00 a.m. y 05:00 a.m., donde el error llega a alcanzar valores de 10.89% y 10.82% respectivamente. Esto indica que el modelo podría necesitar un ajuste o refinamiento para lograr una mejor representación del comportamiento de la demanda en esas horas pico.

Además, durante el resto del día, el error absoluto se mantiene consistentemente por debajo del 7.9%, lo que demuestra que el modelo está capturando de manera efectiva la dinámica de la demanda en diferentes momentos. Este nivel de precisión es indicativo de la capacidad del modelo para reflejar fielmente las fluctuaciones en el consumo de energía, no solo en las horas pico, sino también en los períodos de menor actividad.

La baja tasa de error refuerza la confianza en la fiabilidad del modelo, haciéndolo una herramienta valiosa para la toma de decisiones estratégicas y el análisis detallado del sistema eléctrico.

Tabla 5. 7.- Comparación de la potencia medida y potencia simulada día sábado.

	POTENCIA SIMULADA	POTENCIA MEDIDA	
HORA	POTENCIA (kW)	POTENCIA (kW)	ERROR ABSOLUTO
12:00 a. m.	7.09	7.16	0.07%
01:00 a. m.	6.27	6.34	0.07%
02:00 a. m.	7.78	7.82	0.04%
03:00 a. m.	82.7	90.64	7.94%
04:00 a. m.	95.6	106.49	10.89%
05:00 a. m.	96.1	106.92	10.82%
06:00 a. m.	87.8	96.84	9.04%
07:00 a. m.	91.2	100.93	9.73%
08:00 a. m.	39.9	41.45	1.55%
09:00 a. m.	28.9	29.90	1.00%
10:00 a. m.	18	18.37	0.37%
11:00 a. m.	12.1	12.33	0.23%
12:00 p. m.	12.1	12.33	0.23%
01:00 p. m.	16.6	16.98	0.38%
02:00 p. m.	77.6	84.56	6.96%
03:00 p. m.	105.4	118.70	13.30%
04:00 p. m.	103.6	116.45	12.85%
05:00 p. m.	96.1	106.93	10.83%
06:00 p. m.	30.2	31.29	1.09%
07:00 p. m.	7.13	7.20	0.07%
08:00 p. m.	8.12	8.21	0.09%
09:00 p. m.	8.16	8.26	0.10%
10:00 p. m.	12.2	12.44	0.24%
11:00 p. m.	9.31	9.44	0.13%

5.2.3 Resultados obtenidos de la simulación en ETAP 19.0.1 teniendo en cuenta la inserción de paneles fotovoltaicos en el día lunes

A continuación, se presenta el comportamiento de la demanda durante el día lunes del sistema con la inclusión de paneles fotovoltaicos. Con esta adición, se observa claramente cómo la demanda consumida por las cargas disminuye, reduciendo la dependencia del transformador y permitiendo la incorporación de generación fotovoltaica. Esta integración de energía solar no solo alivia la carga del transformador, sino que también contribuye a una mayor sostenibilidad y eficiencia del sistema eléctrico como la estabilidad de voltaje.

En este análisis, se ha considerado el día lunes como referencia para el estudio. La siguiente Tabla 5.8, muestra los resultados obtenidos, detallando cómo la generación fotovoltaica afecta

la demanda a lo largo del día donde la hora 8:00 am se aprecia como la inserción de los paneles fotovoltaicos disminuyen la dependencia de generación de la red como se puede observar en la Figura 5.8. Se incluyen datos de la producción de energía solar en diferentes horas del día tomando en cuenta que los paneles entran en funcionamiento desde las 6:00 am hasta las 18:00 pm se puede ver el impacto en la reducción de la carga total que debe ser abastecida por el transformador. Este enfoque proporciona una visión integral de los beneficios y la efectividad de los paneles fotovoltaicos en la gestión de la demanda y en la optimización del sistema eléctrico.

Tabla 5. 8.- Datos obtenidos de la inserción de paneles fotovoltaicos en ETAP 19.0.1 del día lunes.

POTENCIA OBTENIDA TRANSFORMADOR - GENERACION DISTRIBUIDA DIA LUNES							
HORA	kVA	kW	MV (A)	BV (A)	PF %	MV (kV)	BV(V)
12:00 a. m.	9.94	9.46	0.25	26.2	95.16%	22.8	219
01:00 a. m.	9.59	9.09	0.24	25.2	94.82%	22.8	219
02:00 a. m.	15.30	14.60	0.38	40.3	95.65%	22.8	219
03:00 a. m.	88.60	87.10	2.30	238.5	98.37%	22.8	214
04:00 a. m.	96.90	92.30	2.50	262.4	95.32%	22.8	213
05:00 a. m.	97.90	97.90	2.50	262.9	99.93%	22.8	215
06:00 a. m.	30.60	29.50	0.78	81	96.54%	22.8	218
07:00 a. m.	34.70	34.60	0.88	92	99.57%	22.8	218
08:00 a. m.	5.49	4.47	0.13	14.4	81.45%	22.8	220
09:00 a. m.	15.90	15.60	0.40	41.8	97.96%	22.8	221
10:00 a. m.	15.60	15.20	0.39	40.8	97.86%	22.8	221
11:00 a. m.	39.20	39.10	0.98	102.2	99.69%	22.8	222
12:00 p. m.	35.70	35.60	0.89	93.1	99.54%	22.8	222
01:00 p. m.	24.80	24.60	0.62	64.8	99.18%	22.8	221
02:00 p. m.	42.30	42.20	1.10	112.2	99.71%	22.8	218
03:00 p. m.	58.80	58.70	1.50	156.4	99.83%	22.8	217
04:00 p. m.	57.90	57.90	1.50	154.2	99.83%	22.8	217
05:00 p. m.	22.00	21.80	0.56	58.2	98.93%	22.8	218
06:00 p. m.	11.40	10.90	0.28	29.8	95.87%	22.8	220
07:00 p. m.	8.24	7.59	0.20	21.7	92.15%	22.8	219
08:00 p. m.	10.20	9.67	0.25	26.8	94.95%	22.8	219
09:00 p. m.	13.50	13.1	0.34	35.5	97.14%	22.8	219
10:00 p. m.	10.80	10.4	0.27	28.6	95.55%	22.8	219
11:00 p. m.	12.10	11.7	0.30	31.9	96.45%	22.8	219

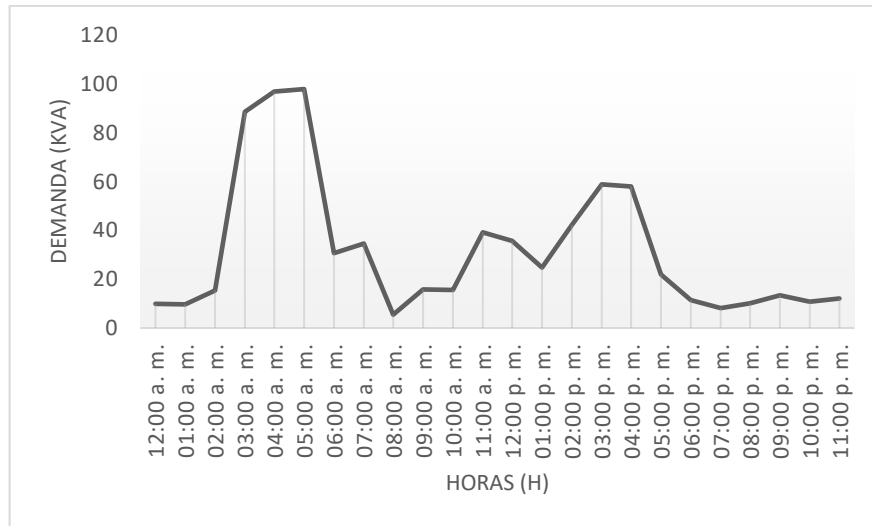


Figura 5. 7.- Comportamiento de la demanda con paneles fotovoltaicos del día lunes.

5.2.4 Resultados obtenidos de la simulación en ETAP 19.0.1 teniendo en cuenta la inserción de paneles fotovoltaicos en el día sábado

Durante la simulación, se tomaron en cuenta los valores de demanda diaria recopilados en la Tabla 4.11. Estos datos se utilizaron como base para evaluar el impacto de la integración de los paneles fotovoltaicos, los cuales fueron considerados en operación desde las 6:00 a.m. hasta las 6:00 p.m.

Los resultados evidencian que la hora de máxima generación de los paneles fotovoltaicos es a las 8:00 a.m., momento en el cual estos aportan la mayor cantidad de potencia para el consumo de las viviendas. Esto se puede apreciar claramente en la Figura 5.11, que muestra la evolución de la generación fotovoltaica y la potencia del transformador a lo largo del día.

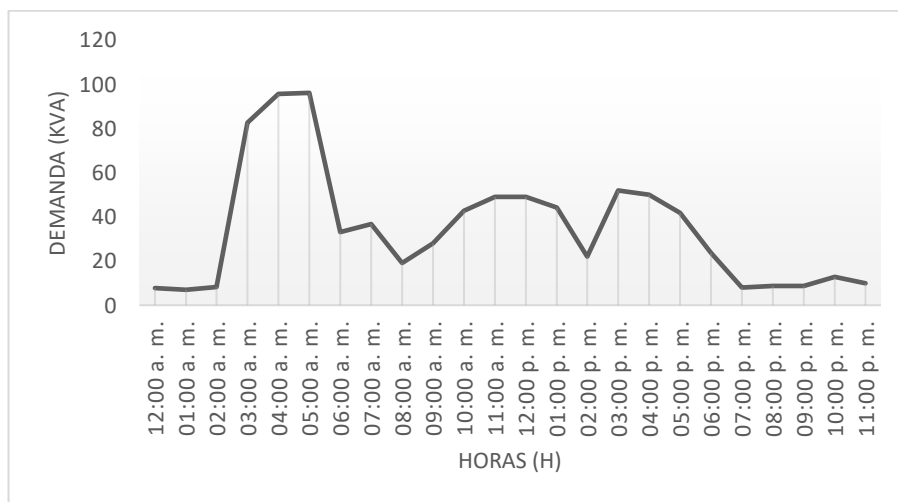


Figura 5. 8.- Comportamiento de la demanda con paneles fotovoltaicos del día sábado.

Además, se destaca que las horas con mayor demanda y aporte de los paneles fotovoltaicos son las comprendidas entre las 3:00 p.m. y las 4:00 p.m., lo cual indica que el sistema eléctrico es capaz de manejar de manera adecuada la integración de esta fuente de energía renovable.

Tabla 5. 9.- Datos obtenidos de la inserción de paneles fotovoltaicos en ETAP 19.0.1 del día sábado.

POTENCIA OBTENIDA - GENERACION DISTRIBUIDA DIA SABADO							
HORA	KVA	KW	MV (A)	BV (A)	PF %	MV (KV)	BV (V)
12:00 a. m.	7.72	7.09	0.19	20.3	91.86%	22.8	219
01:00 a. m.	6.98	6.27	0.17	18.3	89.94%	22.8	219
02:00 a. m.	8.31	7.78	0.21	21.9	93.54%	22.8	219
03:00 a. m.	82.70	82.70	2.10	221.3	99.91%	22.8	216
04:00 a. m.	95.70	95.60	2.50	256.9	99.98%	22.8	215
05:00 a. m.	96.10	96.10	2.50	258	99.99%	22.8	215
06:00 a. m.	33.00	32.80	0.84	87.2	99.63%	22.8	218
07:00 a. m.	36.70	36.60	0.93	97.2	99.71%	22.8	218
08:00 a. m.	19.20	18.90	0.48	50.3	98.72%	22.8	221
09:00 a. m.	28.10	27.90	0.70	73.3	99.41%	22.8	221
10:00 a. m.	42.80	42.60	1.10	42.8	99.76%	22.8	222
11:00 a. m.	49.10	49.00	1.20	127.5	99.82%	22.8	222
12:00 p. m.	49.00	48.90	1.20	127.4	99.82%	22.8	222
01:00 p. m.	44.20	44.10	1.10	115	99.78%	22.8	222
02:00 p. m.	22.00	21.80	0.56	58.1	99.04%	22.8	219
03:00 p. m.	52.00	51.90	1.30	138.1	99.85%	22.8	217
04:00 p. m.	50.10	50.00	1.30	133	99.83%	22.8	217
05:00 p. m.	41.90	41.90	1.10	111.2	99.73%	22.8	218
06:00 p. m.	23.80	23.60	0.60	62.2	99.00%	22.8	221
07:00 p. m.	7.87	7.13	0.20	20.7	90.55%	22.8	219
08:00 p. m.	8.77	8.12	0.22	23.1	92.50%	22.8	219
09:00 p. m.	8.81	8.16	0.22	23.2	92.58%	22.8	219
10:00 p. m.	12.7	12.20	0.32	33.4	96.53%	22.8	219
11:00 p. m.	9.89	9.31	0.25	26	94.18%	22.8	219

5.2.5 Resultados obtenidos de la simulación en ETAP 19.0.1 teniendo en cuenta la inserción de armónicos en el conjunto Carob

Al realizar estas simulaciones, se pudieron identificar posibles problemas y tomar las medidas necesarias para mitigarlos, asegurando así un suministro eléctrico más estable y eficiente. La utilización de ETAP 19.0.1 facilitó un análisis exhaustivo y preciso, permitiendo una mejor comprensión del impacto de los armónicos y la implementación de soluciones adecuadas para optimizar la calidad de la energía en la red

5.3 RESULTADOS DE LA SIMULACION DE LOS ARMONICOS SIMULADOS

En esta sección se presentan los resultados obtenidos con el software ETAP 19.0.1, que incluyen el análisis del flujo de potencia en el circuito, la evaluación del contenido armónico y las estrategias de mitigación de perturbaciones mediante la incorporación de filtros pasivos.

5.3.1 Análisis de la simulación de perturbación en ETAP

Con los valores de perturbaciones de corriente máxima, se llevó a cabo una simulación en el software ETAP 19.0.1, obteniendo un THD de voltaje de 0.223%. Este resultado se comparó con los límites establecidos por la norma IEEE 519-2014, como se detalla en la Tabla 4.1. Se concluye que el porcentaje de THD de voltaje cumple con los requisitos normativos, ya que se mantiene por debajo del 8% tanto para la componente fundamental como para los armónicos individuales, dado que el sistema de cada vivienda está conectado a una red de 220 V.

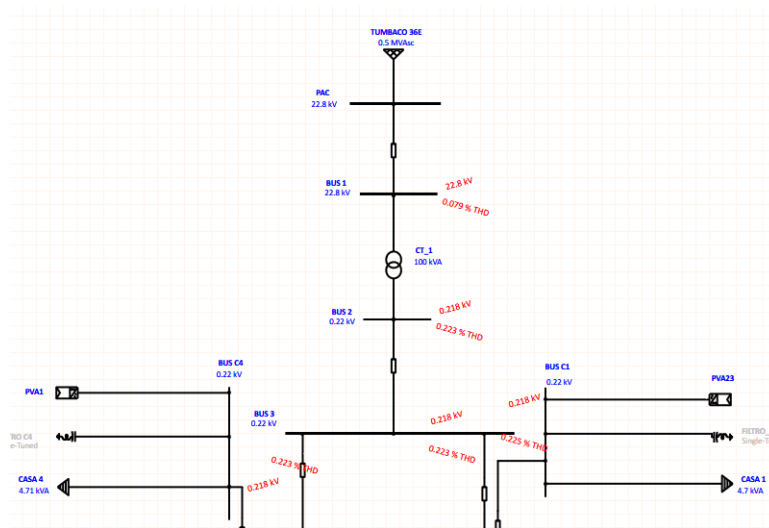


Figura 5. 9.- Resultados del %THD de perturbación de voltaje en ETAP.

No obstante, en la Figura 5.10 se puede observar la forma de onda resultante en la barra de 220 V, a la que están conectados los circuitos principales. Aunque se presentan porcentajes de perturbaciones y se evidencia un voltaje con un pico más alto, la forma de onda no muestra alteraciones significativas debido a los armónicos.

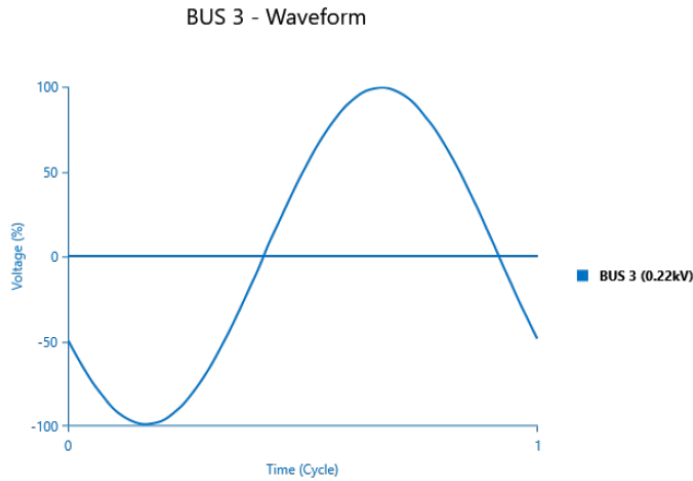


Figura 5. 10.- Forma de onda de perturbación de corriente del sistema de conjunto Carob.

5.3.2 Comparación de la forma de onda obtenida por mediciones y simulación en ETAP 19.0.1

La Figura 5.12 muestra la forma de onda de las perturbaciones, proporcionada por el analizador de redes, basada en los armónicos individuales medidos en un día y hora específicos, con cada orden armónico representado por una barra. Por su parte, la Figura 5.13, generada con el software ETAP 19.0.1, presenta la forma de onda fundamental resultante, que refleja la combinación de todos los órdenes de armónicos analizados.

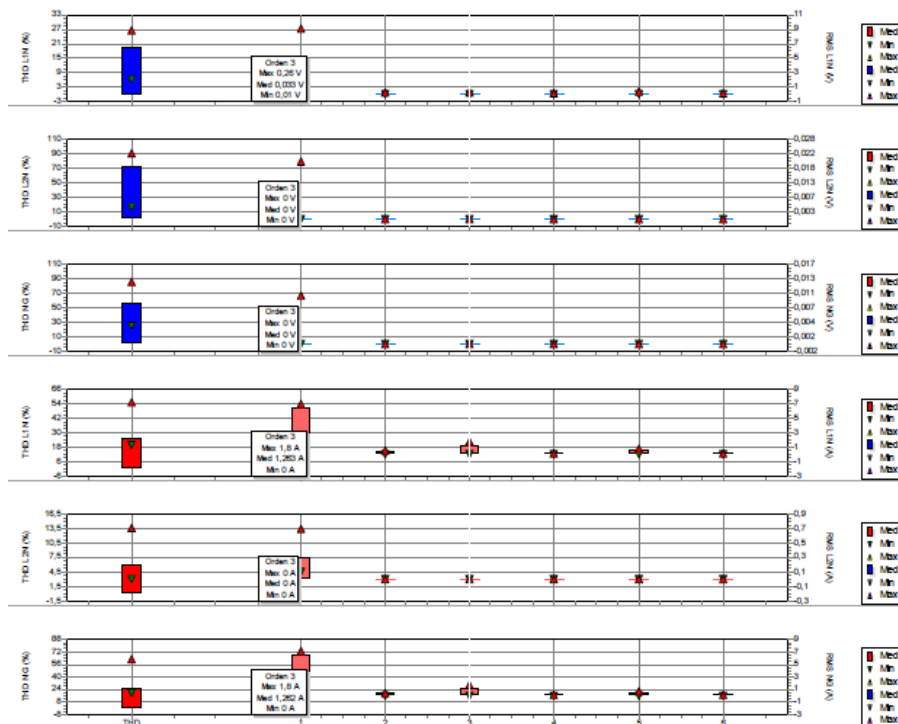


Figura 5. 11.- Forma de grafica de barras de las perturbaciones obtenidas por el analizador de red.

5.3.3 Resultado de mitigación de perturbaciones

La inclusión de paneles fotovoltaicos como generación distribuida puede introducir armónicos en la red, lo cual puede causar perturbaciones en la calidad de la energía suministrada. Mediante la medición con un analizador de red, se ha observado que el armónico de mayor valor es el de tercer orden (3°). En la Figura 5.13, se muestra que no es necesario la inclusión de un filtro de armónicos, ya que el Total Harmonic Distortion (THD) no supera el 8%, el límite permitido según la normativa IEEE 519-2014.

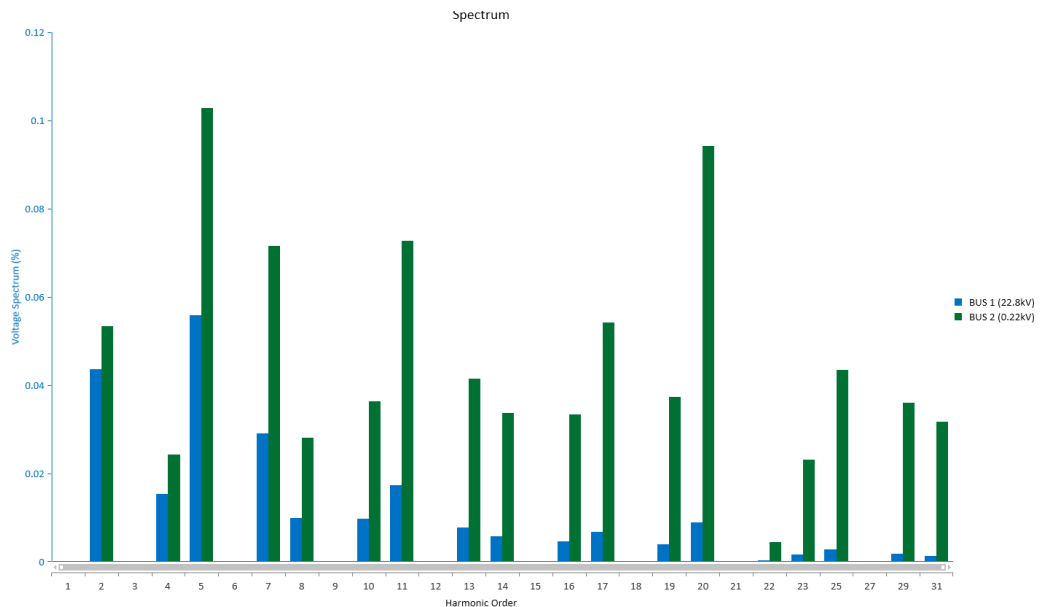


Figura 5. 12.- Espectro de la inclusión de armónicos en la barra de medio voltaje y bajo voltaje.

Sin embargo, la consideración del filtro se realiza para futuros estudios en los que los valores armónicos puedan aumentar, requiriendo así la implementación de un filtro pasivo para mitigar el impacto de los armónicos. Este procedimiento se llevó a cabo mediante cálculos matemáticos y la simulación en el software ETAP 19.0.1. En la simulación actual, el valor del armónico observado es inferior al 1%, lo que indica que no es necesario utilizar un filtro en las condiciones actuales.

5.3.4 Propuesta de diseño de filtro pasivo

Para estar preparados ante posibles incrementos en los niveles armónicos, se han dimensionado las características del filtro, estas características están detalladas a continuación y servirán como referencia en caso de que futuras mediciones indiquen una necesidad de mitigación de armónicos.

Primero, determina la frecuencia del 5° armónico basado en la frecuencia fundamental de tu sistema. Supongamos que tu sistema opera a una frecuencia fundamental de 60 Hz:

$$f = 5 * 60 \text{ Hz} = 300 \text{ Hz} \quad (21)$$

Para el diseño consideramos un capacitor de $C = 10 \text{ nF}$ ya que se puede encontrar libremente a la venta y podría ser un candidato óptimo para el filtrado de este armónico.

$$C = 10 \text{ nF} \quad (0,00000001 \text{ F}) \quad (22)$$

$$L = \frac{1}{(2\pi fr)^2 C} \quad (23)$$

Sustituyendo $F = 300 \text{ Hz}$:

$$L = \frac{1}{(2\pi * 300)^2 * 10 * 10^{-9}} = 8,44 \text{ mH} \quad (24)$$

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES

La investigación bibliográfica se realizó en diferentes fuentes de información, principalmente en artículos científicos, libros, tesis, el contenido es amplio debido a que se incorporó información relevante acerca de la integración de energía fotovoltaica en los sistemas de autoabastecimiento, en cada sección se incorpora la normativa actual, tanto nacional como internacional, para proporcionar el estado del arte necesario para el proyecto de investigación.

En el sistema de dimensionamiento fotovoltaico de PVsyst se realizó la implementación de 8 paneles fotovoltaicos en cada una de las viviendas con una potencia de 420 W, el diseño se realizó tomando en cuenta los parámetros de la Regulación Nro. ARCERNNR 013/2021 para el autoabastecimiento de energías renovables, el sistema cumple con la calidad de energía ya que el porcentaje de THD debe ser menor que el 8 % y el obtenido en la simulación del ETAP 19.0.1 es de 0.223 % y el que se entrega a la red de medio voltaje es de 0.079 % el cual su diseño es válido.

Para el análisis de las perturbaciones debido a la inserción de armónicos en la red de distribución, se cumplió con la Regulación Nro. ARCONEL 003/18. Se consideró un sistema conectado a la red de distribución de 220 V, compuesto por 8 módulos de paneles solares por

vivienda, conectados en serie y con una potencia de 3600 W diarios. Estos paneles contribuyen a la demanda de la vivienda, variando según la demanda horaria.

La integración de generación distribuida (GD) demuestra una disminución en la dependencia del transformador, como se evidencia en las Tablas 5.8 y 5.9, durante las horas diurnas, los paneles fotovoltaicos reducen la carga demandada al transformador al proporcionar potencia adicional, aliviando así la carga sobre el transformador de 100 kVA . Sin embargo, no es factible disminuir la capacidad del transformador, en momentos en que los paneles fotovoltaicos no puedan generar energía, el transformador debe ser capaz de suministrar la potencia necesaria a todo el sistema, asegurando un suministro continuo y fiable.

6.2 RECOMENDACIONES

Es importante tomar en cuenta que, al momento de dimensionar los paneles fotovoltaicos para cualquier proyecto, se debe tomar en cuenta el área de estudio, el espacio factible, la cantidad de sombra, la cantidad de potencia que se desea suministrar para autoabastecimiento, ya que son factores importantes para poder dimensionar la cantidad de paneles fotovoltaicos que son necesarios para las necesidades del usuario.

Es importante realizar una verificación y validación de los resultados obtenidos en PVsyst y ETAP. Esto implica comparar los parámetros y las configuraciones utilizadas en ambos programas con datos reales y mediciones in situ. De esta manera, se asegura la precisión y confiabilidad de los resultados y se verifica si los modelos utilizados en los programas son representativos de las condiciones reales.