



Universidad
Nacional
de Loja

Universidad Nacional de Loja

Facultad de la Energía, las Industrias y los Recursos Naturales
No Renovables

Carrera de Electromecánica

Dimensionamiento de un sistema solar fotovoltaico para una
electrolinera

Trabajo de Titulación
previo a la obtención del Título de
Ingeniero Electromecánico

AUTOR:

Jorge Miguel Prado Cueva

DIRECTOR:

Ing. Fernando Vicente Ramirez Cabrera, MSc.

Loja-Ecuador

2023

Certificación

Loja, 8 de agosto de 2023

Ing. Fernando Vicente Ramirez Cabrera, MSc.

DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CERTIFICO:

Que he revisado y orientado todo el proceso de elaboración del Trabajo de Titulación denominado: **Dimensionamiento de un sistema solar fotovoltaico para una electrolinera**, de la autoría del postulante **Jorge Miguel Prado Cueva**, con **cédula de identidad Nro. 1105485575**, previo a la obtención del título de **Ingeniero Electromecánico**. Una vez que el trabajo cumple con todos los requisitos exigidos por la Universidad Nacional de Loja para el efecto, autorizo la presentación del mismo para su respectiva sustentación y defensa.

Ing. Fernando Vicente Ramirez Cabrera, MSc.

DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Autoría

Yo, **Jorge Miguel Prado Cueva**, declaro ser el autor del presente Trabajo de Titulación y eximo expresamente a la Universidad Nacional de Loja y a sus representantes jurídicos de posibles reclamos y acciones legales, por el contenido de la misma. Adicionalmente, acepto y autorizo a la Universidad Nacional de Loja, la publicación de mi Trabajo de Titulación en el Repositorio Institucional - Biblioteca Virtual.

Firma:

Autor: Jorge Miguel Prado Cueva.

Número de cédula: 1105485575.

Fecha: 8 de agosto de 2023.

Carta de autorización por parte del autor para la consulta, reproducción parcial o total, y/o publicación electrónica del texto completo del Trabajo de Titulación.

Yo, **Jorge Miguel Prado Cueva**, declaro ser autor del Trabajo de Titulación denominado: **Dimensionamiento de un sistema solar fotovoltaico para una electrolinera**, como requisito para optar el título de **Ingeniero Electromecánico**. Autorizo al sistema bibliotecario de la Universidad Nacional de Loja para que, con fines académicos, muestre la producción intelectual de la Universidad, a través de la visibilidad de su contenido en el Repositorio Digital Institucional.

Los usuarios pueden consultar los contenidos de este trabajo en el Repositorio Digital Institucional, en las redes de información del país y del exterior, con las cuales tenga convenio la Universidad.

La Universidad Nacional de Loja, no se responsabiliza del plagio o copia del Trabajo de Titulación que realice un tercero.

Para constancia de esta autorización, en la ciudad de Loja, a los ocho días del dos mil veintitrés.

Firma:

Autor: Jorge Miguel Prado Cueva.

Cédula: 1105485575.

Dirección: Loja, Pradera.

Correo electrónico: jmpradoc@unl.edu.ec

Teléfono: 0979843805.

DATOS COMPLEMENTARIOS

Director del Trabajo de Titulación: Ing. Fernando Vicente Ramirez Cabrera, MSc.

Dedicatoria

Primeramente, a Dios, por haberme otorgado una familia extraordinaria, quienes han creído siempre en mí, dándome ejemplo de superación, humildad y sacrificio.

A mis padres por ser siempre ese pilar de respaldo y haberme inculcado los mejores valores para poder lograr alcanzar este objetivo en mi vida. También por ser parte de mi sustento económico en el proceso de toda mi carrera universitaria.

A mi mujer Emelin Córdova y mi hija por estar siempre a mi lado y haber sido la motivación para seguir adelante con este proyecto para culminar mis estudios. A todos mis hermanos por su apoyo incondicional, en especial a Katherine por estar siempre apoyándome emocionalmente, económicamente y más importante por siempre haber confiado en mí.

A toda mi familia por sus palabras de aliento que de una u otra forma siempre estuvieron apoyándome.

Es gracias a ustedes que pude alcanzar esta meta y a quienes dedico este proyecto de titulación.

Jorge Miguel Prado Cueva

Agradecimientos

Agradezco primeramente a Dios por darme la fortaleza para seguir adelante, a mi familia por estar siempre conmigo apoyándome en los momentos más difíciles y en especial a mis padres e hija por ser la motivación que tengo para superarme cada día.

Un profundo y sincero agradecimiento a la Universidad Nacional de Loja, a la facultad de la “Energía, las Industrias y los Recursos Naturales no Renovables”, a los docentes de la carrera de ingeniería electromecánica quienes inculcaron sus conocimientos para lograr culminar con éxito esta meta.

Finalmente quiero expresar mi más grande y sincero agradecimiento al Ing. Fernando Ramírez, director del presente Trabajo de Titulación, quien con su dirección, conocimiento, enseñanza y colaboración me permitió culminar con el desarrollo de este trabajo.

Jorge Miguel Prado Cueva

Índice de contenido

Portada	i
Certificación	ii
Autoría	iii
Cartar de autorización	iv
Dedicatoria	v
Agradecimiento	vi
Índice de contenido	vii
Índice de tablas	xi
Índice de figuras	xiii
Índice de anexos	xvi
1. Título	1
2. Resumen	2
3. Introducción	4
4. Marco Teórico	6
4.1. Energía solar fotovoltaica	6
4.1.1. Recurso solar en el Ecuador	6
4.1.2. Radiación solar	7
4.1.3. Tipos de radiación	7
4.1.4. Irradiancia e Irradiación	8
4.1.5. Sistemas Fotovoltaico.	8

4.1.6.	Componentes fotovoltaicos en un sistema Autónomo.	10
4.1.7.	Factores que afectan la eficiencia de un sistema fotovoltaico	11
4.1.8.	Criterios para la inclinación.	14
4.2.	Vehículos eléctricos	15
4.2.1.	Tipos de vehículos eléctricos	15
4.2.2.	Vehículos híbridos eléctricos	15
4.2.3.	Vehículos eléctricos 100 %	15
4.2.4.	Motor de un vehículo eléctrico.	16
4.2.5.	Elementos de un motor eléctrico.	16
4.2.6.	Tipos de recarga de vehículos eléctrico.	17
4.2.7.	Modos de carga	17
4.2.8.	Factores que afectan la eficiencia del vehículo eléctrico . . .	18
4.2.9.	Conectores para la recarga de VE	20
4.2.10.	Estación de recarga	22
4.2.11.	Características de estación de recarga	27
4.3.	Criterios para la ubicación	28
4.3.1.	Flujo vehicular en la ciudad de Loja	28
4.3.2.	Modos de transporte en la ciudad de Loja	28
4.3.3.	Origen y destino de pasajeros	28
4.3.4.	Tránsito vehicular	29
4.3.5.	Semaforización en la ciudad de Loja	32
4.3.6.	Accesos públicos y privados en la ciudad de Loja	32
4.3.7.	Modelo digital de elevación	33
4.3.8.	Fuentes de modelos digitales de elevación (DEM)	34
4.3.9.	Sistemas de información geográfica	36
4.3.10.	Año meteorológico típico (TMY)	37
4.3.11.	Aplicaciones para el año meteorológico típico	38
5.	Metodología	39
5.1.	Materiales	39
5.2.	Métodos	40
5.3.	Encuesta	41
5.4.	Cálculo de sombras empleando software	41

5.4.1.	Obtener un DEM de la fuente ALOS PALSAR	41
5.4.2.	Emplear el Software QGIS	43
5.4.3.	Cálculo de las pérdidas por sombras	49
5.5.	Método manual para cálculo de sombras	51
5.6.	Elección de la estación de recarga	54
5.7.	Vehículos compatibles con el cargador	55
5.8.	Demanda de la potencia requerida	57
5.9.	Selección del módulo fotovoltaico	59
5.10.	Inclinación de los módulos fotovoltaicos	60
5.11.	Métodos de dimensionamiento de un sistema off grid	64
5.11.1.	HSP	65
5.11.2.	IDAE	66
5.12.	Diagrama unilifar del sistema fotovoltaico	73
6.	Resultados	74
6.1.	Resultados de la encuesta	74
6.2.	Ubicación final	75
6.3.	Cálculo del número de paneles empleando el método de HSP	76
6.4.	Cálculo de número de paneles empleando en método del IDAE	77
6.5.	Elección de la tensión	82
6.6.	Cálculo del número de paneles	82
6.7.	Potencia mínima del generador	85
6.8.	Potencia del generador fotovoltaico	86
6.9.	Cálculo y selección de las baterías	86
6.10.	Selección del regulador	88
6.11.	Arreglo fotovoltaico	88
6.12.	Selección del inversor	91
6.13.	Cableado (panel-regulador)	91
6.14.	Cableado (reguladores – baterías)	92
6.15.	Cableado (reguladores – inversor)	92
6.16.	Conexión entre paneles	92
6.17.	Fusibles para paneles	93
6.18.	Esquema básico de instalación	94

6.19.	Proyección de costos del sistema	94
6.20.	Diagrama unifilar del sistema fotovoltaico	94
7.	Discusión	96
8.	Conclusiones	98
9.	Recomendaciones	99
10.	Bibliografía	100
11.	Anexos	102

Índice de tablas:

1.	Especificaciones generales INGETEAM Ingerev Rapid 50	23
2.	Especificaciones de salida INGETEAM Ingerev Rapid 50	24
3.	Especificaciones generales de Schneider EVLink	25
4.	Especificaciones de salida Schneider EVLink	25
5.	Especificaciones generales EVBOX Ultroniq	26
6.	Especificaciones de salida EVBOX Ultroniq	26
7.	Especificaciones generales de TERRA 53 CJG	27
8.	Especificaciones de salida de ABB TERRA 53 CJG	27
9.	Porcentaje de los modos de transporte en la ciudad de Loja	28
10.	Sentido de las vías arteriales de la ciudad de Loja	31
11.	Sitios propuestos para la ubicación de la electrolinera	47
12.	Datos arrojados por QGIS	48
13.	Factores de sombra para una inclinación de 35°	51
14.	Factores de sombra para inclinación 0°	53
15.	Jerarquía simple puntos de recarga	55
16.	Suposición de tiempos de recarga	58
17.	Consumos diario promedio	59
18.	Características de la placa solar (fabricante:AutoSolar)	60
19.	Meses que conforman el año meteorológico típico (TMY)	61
20.	Datos TMY en hora local	62
21.	Factores de corrección por inclinación según la latitud.	63
22.	Matriz de la irradiación solar en la ciudad de Loja	65
23.	Tensiones recomendadas según la potencia	67
24.	Irradiación global promedio de la estación meteorológica de la UNL del año 2021	77

25.	Irradiación obtenida del producto de los factores de inclinación para ángulos de 0° , 5° , 10° y 15°	78
26.	Matriz de oferta solar anual para ángulos de 0° , 5° , 10° y 15°	79
27.	Matriz de oferta solar mensual para ángulos de 0° , 5° , 10° y 15°	79
28.	Matriz de oferta solar promedio mensual para ángulos de 0° , 5° , 10° y 15°	80
29.	Matriz de superficies para ángulos de 0° , 5° , 10° y 15°	80
30.	Matriz del valor máximo de la matriz de superficies para ángulos de 0° , 5° , 10° y 15°	81
31.	Matriz de superficies y mes crítico para ángulos de 0° , 5° , 10° y 15°	81
32.	Ángulo y mes desfavorable	81
33.	Matriz de oferta solar promedio de la estación meteorológica de la Universidad Nacional de Loja del año 2021	83
34.	Factores de sombra para inclinación 0°	85
35.	Datos necesarios para el arreglo fotovoltaico	89
36.	Proyección de costos	95

Índice de figuras:

1.	Irradiación global horizontal anual	7
2.	Tipos de radiación	8
3.	Forma de conexión en SF on-grid	9
4.	Forma de conexión en SF off-grid	10
5.	Distanciamiento para superficies planas	12
6.	Ángulo acimut del módulo	13
7.	Ángulo de inclinación del módulo	13
8.	Superficie situada con orientación hacia el sur	14
9.	Inclinación según el año	14
10.	Batería de un coche eléctrico	16
11.	Inversor de un VE	16
12.	Maquinaria eléctrica	17
13.	Modos de conexión.	18
14.	Flujo de regeneración de corriente del motor eléctrico durante el accionamiento del freno del vehículo KIA SOAL EV	19
15.	Conector SAE J1772	20
16.	Conector GB/T	20
17.	Conector CHAdeMO	21
18.	Conector CCS	21
19.	Conector Mennekes	22
20.	Conector TESLA	22
21.	Estación INGETEAM Ingerev Rapid 50	23
22.	Estación Schneider Electric EVlink	24
23.	Estación EVBOX Ultroniq	25
24.	Estación ABB TERRA 53 CJG	26
25.	Origen y destino de pasajeros en la ciudad de Loja	29

26.	Mapa de calor de tránsito en la ciudad de Loja.	30
27.	Vías principales de la ciudad de Loja	31
28.	Semaforización dentro de la ciudad de Loja	32
29.	Modelo digital de superficie	33
30.	Modelo digital de terreno	34
31.	Capa raster para Loja	35
32.	SRTM de Loja	36
33.	Diagrama de flujo para el diseño del SSFV	40
34.	Selección del área de interés	42
35.	Selección del tipo de datos	42
36.	Selección del tipo de archivo	43
37.	Selección del DEM y área de interés	43
38.	Capa raster	44
39.	Capa raster y el comando WEB	44
40.	Capa raster con su imagen satelital	45
41.	Imagen satelital de la ciudad de Loja	45
42.	Posibles ubicaciones de la electrolinera	46
43.	Datos geográficos de la ubicación	46
44.	Capa raster y el comando de herramientas de procesos	47
45.	Datos del comando r.horizon.height	48
46.	Perfil de alturas con la corrección de los datos obtenidos de QGIS	49
47.	Diagrama de la trayectoria del sol. (perteneciente a las latitudes de Loja)	49
48.	Trayectoria solar para la ciudad de Madrid	50
49.	Determinación de las sombras en base a la orientación de los paneles	52
50.	Perfil de alturas del parque Jipiro	52
51.	Curva de trayectoria solar con el perfil de alturas de Jipiro	53
52.	Triángulo para cálculo de potencia	57
53.	Dimensiones de la placa solar	59
54.	Resultados de encuesta. (a) Tipo o marca del vehículo; (b) Recorrido aproximado que alcanza; (c) Lugar donde realiza la recarga; (d) Lugar donde recomendaría una electrolinera; (e) Tipo de recarga que realiza; (f) Tiempo que demora al recargar el vehículo	75

55.	Lugar ideal para el dimensionamiento de la electrolinera con los obstáculos que se consideró	76
56.	Datos de irradiación del TMY	82
57.	Trayectoria solar con el perfil de alturas de supermaxi	84
58.	Perfil de alturas de supermaxi	84
59.	Batería seleccionada	87
60.	Regulador de tensión	88
61.	Inversor seleccionado	91
62.	Conexión en serie	93
63.	Conexión en paralelo	93
64.	Esquema básico de la instalación fotovoltaica	94
65.	Diagrama unifilar del arreglo fotovoltaico	95

Índice de Anexos:

1.	Ficha técnica del inversor	102
2.	Características del panel	103
3.	Ficha técnica del panel	104
4.	Ficha técnica del regulador	105
5.	Características de la batería	106
6.	Perfil de sombras del Colegio de Ingenieros	106
7.	Perfil de sombras del parque jipiro	107
8.	Perfil de sombras del Parque Lineal	107
9.	Perfil de sombras del Mercado Gran Colombia	107
10.	Perfil de sombras del mercado AKI	108
11.	Perfil de sombras del Supermaxi	108
12.	Perfil de sombras del Terminal Terrestre Reina del Cisne	108
13.	Perfil de sombras del Parque Daniel Alvarez	109
14.	Perfil de sombras de la Argelia	109
15.	Perfil de sombras del Zoológico	109
16.	Medición del ángulo de inclinación de los obstáculos	110
17.	Porcentaje de perdidas solares en cada emplazamiento considerado para el diseño	110
18.	Características de cable para módulos fotovoltaicos	111
19.	Fusibles para aplicaciones fotovoltaicas	111
20.	Certificación de la traducción del resumen	112

Simbología:

E_{panel} = Potencia máxima del panel

F_i = Factor de irradiancia

F_s = Factor de sombra

G_{cem} = Constante irradiancia [kW/m^2]

G_{dm} = Irradiancia obtenida del TMY

E_d = Consumo [kWh/da]

P_{mp} = Potencia pico del generador [kWp]

PR = Rendimiento energético de la instalación

LD = Consumo medio diario

$Pd_{máx}$ = Profundidad de descarga máxima

n = Rendimiento

T_c = Temperatura de célula corregida

$V_{mpp}(T_c)$ = Voltaje de máxima potencia con corrección de temperatura

$V_{oc}(T_c)$ = Voltaje de circuito abierto con corrección de temperatura

β = Coeficiente de temperatura V_c

α = Coeficiente de temperatura I_{sc}

S = Sección de cable

L = Longitud

$\Delta.V$ = Caída de tensión permitida por tramo

K = Conductividad eléctrica del cable

1. Título

Dimensionamiento de un sistema solar fotovoltaico para una electrolinera

2. Resumen

El presente proyecto tiene como propósito el dimensionamiento para una electrolinera mediante un sistema fotovoltaico para sustentar la demanda energética de vehículos eléctricos, debido a que este tipo de generación eléctrica es considerada como una alternativa sostenible y limpia a los sistemas tradicionales de energía. En el documento se utiliza una metodología enfocada en identificar el mejor lugar dentro de la ciudad de Loja para la instalación fotovoltaica con el propósito de aprovechar al máximo la radiación que se obtiene del sol, esto se logró mediante el sistema de información geográfica QGIS y a la vez recolectando información real de los diferentes sitios en estudio que se consideró dentro de la ciudad de Loja para la ubicación de la electrolinera, esta información simula un modelo digital de superficies y se obtiene considerando el ángulo de inclinación de los obstáculos. Al comparar los resultados de los datos reales con los datos obtenidos de QGIS se determinó el mejor sitio. Se determinó que para la instalación de la electrolinera se estima una carga de 260 kW/día, que llegaría a cubrir una demanda de 5 vehículos aproximadamente en una recarga del 100 %, también se muestra el cálculo de la inclinación y el mes más crítico considerando datos de un año meteorológico típico (TMY). Para el dimensionamiento se trabajó con dos métodos, el método de hora solar pico (HSP) y el método del instituto para la diversificación y ahorro de la energía (IDAE), con el fin de comparar la diferencia entre estos dos puntos, dando un resultado de 218 paneles en el método de HSP y 320 paneles en el método del IDAE, con una capacidad de 450 W cada panel. Finalmente, se realizó el análisis del arreglo fotovoltaico teniendo presente las curvas del panel, además, se consideró la temperatura del panel y la mínima histórica del lugar para proteger la instalación fotovoltaica.

Palabras clave: electrolinera, estaciones, fotovoltaica, radiación.

Summary

The purpose of this project is the sizing for a charging station through a photovoltaic system to support the energy demand of electric vehicles, because this type of electricity generation is considered a sustainable and clean alternative to traditional energy systems. The document uses a methodology focused on identifying the best place within Loja city for the photovoltaic installation with the purpose of making the most of the radiation obtained from the sun, this was achieved through the QGIS geographic information system and the Once collecting real information from the different sites under study that was considered within Loja city for the location of the charging station, this information simulates a digital model of surfaces and is obtained considering the angle of inclination of the obstacles. By comparing the results of the real data with the data obtained from QGIS, the best site was determined. It was determined that for the installation of the charging station a load of 260 kW/day is estimated, which would cover a demand of approximately 5 vehicles in a 100 % recharge, the calculation of the inclination and the most critical month are also shown. considering data from a typical meteorological year (TMY). For the dimensioning, two methods were used, the peak solar hour method (HSP) and the method of the Institute for Energy Diversification and Saving (IDAE), in order to compare the difference between these two points, giving a result of 218 panels in the HSP method and 320 panels in the IDAE method, with a capacity of 450 W each panel. Finally, the analysis of the photovoltaic arrangement was carried out taking into account the curves of the panel, in addition, the temperature of the panel and the historical minimum of the place were considered to protect the photovoltaic installation.

Keywords: charging station, stations, photovoltaic, radiation.

3. Introducción

Los sistemas fotovoltaicos son una tecnología cada vez más popular para generar electricidad a partir de la energía solar. Su diseño es adecuado para una variedad de aplicaciones como el suministro de electricidad a zonas remotas o aisladas, la generación de electricidad en grandes instalaciones, el suministro de electricidad para vehículos eléctricos en una estación de servicio, entre otras.

Este proyecto tiene como objetivo dimensionar la instalación de una electrolinera para vehículos eléctricos en un área estratégica en donde el usuario pueda realizar su recarga de una manera cómoda y aproveche el tiempo de recarga en actividades de rutina como, por ejemplo, realizar compras, actividades culinarias, deportes, entre otras. Además, se analiza diferentes estaciones de recarga que permiten determinar el tiempo estimado de la recarga y establecer la cantidad de energía necesaria que representa una electrolinera en un tiempo estimado.

Por otro lado, se emplea una metodología que ayuda a identificar la cantidad de radiación que se obtiene en un sector o lugar específico, considerando que esta metodología es aplicable para cualquier parte del mundo, teniendo presente las condiciones como es la latitud y longitud para cada lugar. Esta metodología es esencial porque ayuda a calcular la cantidad de energía que se puede obtener en cada sitio en estudio.

Los resultados obtenidos en este proyecto se consideran confiables debido a que tienen relación con el proyecto de Iza Quishpe (2020) quien presenta diferentes demandas energéticas y gran número de paneles solares para cada una, por ejemplo, para una demanda de 31.19 kWp presenta un total de 99 paneles con una potencia de 315 W.

La idea de dimensionar este sistema solar para recargar vehículos eléctricos en la ciudad de Loja es utilizar una energía limpia que a la vez ayudaría a reducir el impacto o incremento de la demanda energética en la red eléctrica que según Jaramillo Ojeda y Uchuari Marizaca (2021) la demanda energética con proyección al 2026 llegaría a colapsar en el caso de que se implementara estaciones de recarga conectadas a la red.

Así mismo, este tema es interesante debido a que los vehículos eléctricos se consideran más eficientes que los vehículos de combustión interna según Jaramillo (2016), es decir, que usan menor energía para recorrer la misma distancia.

Objetivo General

- Diseñar un sistema solar fotovoltaico para una electrolinera.

Objetivos Específicos

- Proponer la ubicación de la electrolinera mediante sistemas de información geográfica GIS.
- Establecer el método para la determinación de cantidad de carga que representa una electrolinera en un periodo de tiempo.
- Dimensionar el sistema solar fotovoltaico *off grid* (autónomo o desconectada de la red eléctrica) mediante diversos métodos presentes en la literatura científica y comparar los resultados obtenidos.

4. Marco Teórico

4.1. Energía solar fotovoltaica

Según GrupoNAP (2007) la energía solar fotovoltaica es una tecnología que genera corriente continua (potencia medida en vatios o kilovatios) cuando pasa a través de un semiconductor donde son iluminados por un haz de fotones. Cuando la luz cae sobre las células solares, que es el nombre que se da a los elementos fotovoltaicos individuales, produce electricidad. Cuando la luz solar se apaga, ya no se genera electricidad.

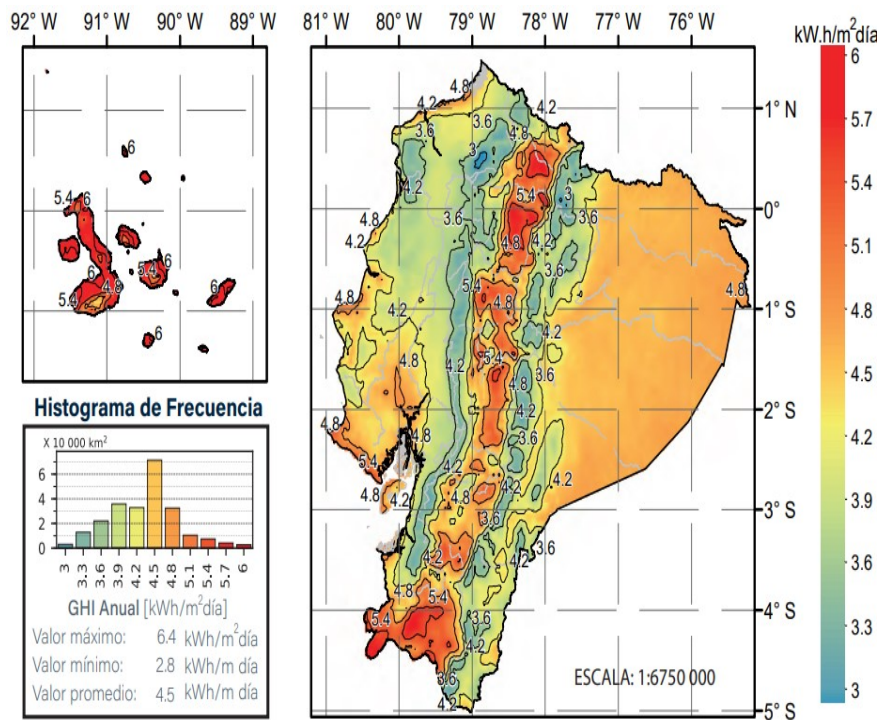
Generar este tipo de energía tiene ciertas ventajas como desventajas tanto técnicas como no técnicas, considerando que son apuestas a las de las centrales convencionales. Por ejemplo, las plantas de combustibles fósiles provocan emisiones peligrosas para el medio ambiente, usan una fuente limitada, por lo que su precio tiende a crecer, sin embargo, la energía fotovoltaica tiene la desventaja de su difícil almacenamiento y la inversión inicial es elevada.

4.1.1. Recurso solar en el Ecuador

Según Reveló y Ordoñez (2019) debido a la situación geográfica del Ecuador (sobre la línea ecuatorial), el recurso solar es casi constante a lo largo del año, por lo que la radiación que recibe es casi vertical, inalterable a lo largo del año, y el ángulo de incidencia es constante. Estas características otorgan a la energía fotovoltaica un enorme potencial de aprovechamiento.

La irradiación global horizontal anual sobre el Ecuador varía desde 2.9 kWh/m² a 6.3 kWh/m² como lo muestra la figura 1. En general, las zonas ubicadas en elevada altitud tienen niveles de radiación mayores, mientras que las regiones de transición hacia la costa o el oriente las menores. En el primer caso, el menor espesor de la atmósfera y; la menor presencia de nubes permite tener una mayor radiación. En el segundo caso, la presión atmosférica causa la formación de nubes, lo que hace de estas regiones altamente húmedas y nubosas.

Figura 1: Irradiación global horizontal anual



Fuente: Obtenido de Reveló y Ordoñez (2019)

4.1.2. Radiación solar

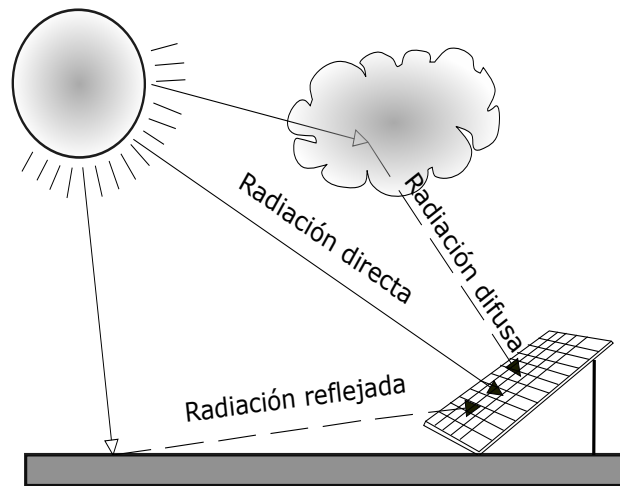
La radiación solar que incide sobre la superficie de la tierra varía con la latitud geográfica, la época del año y la hora del día. Al atravesar la atmosfera terrestre, esta radiación puede ser absorbida o redireccionada. De forma general, el ozono es responsable de la absorción de la radiación ultravioleta y el vapor de agua y el dióxido de carbono de una parte de la radiación visible e infrarroja. Por otra parte, los aerosoles y material particulado de la atmosfera son los principales responsables del direccionamiento de la radiación solar (Reveló & Ordoñez, 2019).

4.1.3. Tipos de radiación

La radiación solar tiene variaciones temporales sobre la superficie terrestre que al llegar a un receptor se clasifica en tres componentes como: directa, difusa y reflejada o albedo como lo muestra la figura 2.

Radiación directa.— incide directamente sobre la superficie de la tierra atravesando la atmosfera.

Figura 2: Tipos de radiación



Fuente: Adoptado de Adler et al. (2013)

Radiación difusa.— incide sobre la superficie terrestre y en su paso a la superficie se topa con nubes y esta se refleja y cambia de dirección.

Radiación reflejada o albedo.— es reflejada por la superficie terrestre al receptor y depende del entorno.

4.1.4. Irradiancia e Irradiación

Para determinar la cantidad de radiación solar se tiene en cuenta dos magnitudes que corresponden a la energía de radiación y la potencia que llegan a una unidad de superficie, se denominan irradiancia e irradiación y sus definiciones y unidades son las siguientes:

Irradiancia: potencia o radiación incidente por unidad de superficie. Indica la intensidad de la radiación solar y su medida es en vatios por metro cuadrado (W/m^2).

Irradiación: integración o suma de las irradiancias en un periodo de tiempo determinado. Es la cantidad de energía solar recibida durante un periodo de tiempo.

4.1.5. Sistemas Fotovoltaico.

Los sistemas fotovoltaicos aprovechan la radiación solar que se considera una fuente de energía inagotable, silenciosa y no contaminable al medio ambiente para la producción

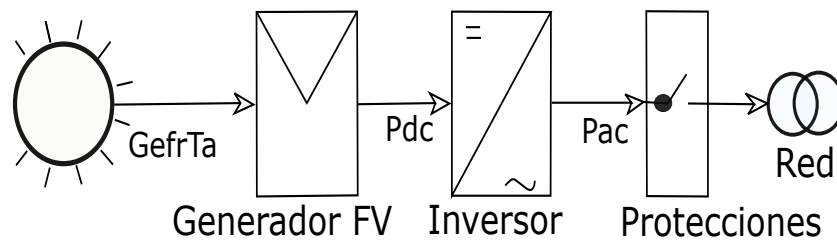
de electricidad. Estos sistemas pueden ser aplicables de dos maneras que son: Autónomos y conectados a red.

Sistemas conectados a la red

Un Sistema Fotovoltaico Conectado a la Red según Lamigueiro (2013) es un sistema cuya función es producir energía eléctrica en condiciones adecuadas para poder ser inyectada en la red convencional. Como se muestra en la Figura 3 este sistema se compone de un generador FV, un inversor y conjunto de protecciones eléctricas.

La energía producida por este sistema es consumida por las cercanías del lugar y la energía sobrante es inyectada directamente a la red para su distribución a otros puntos de consumo. Son principalmente aplicados en edificaciones (tejados), plantas de generación, cubiertas de piscina, etc.

Figura 3: Forma de conexión en SF on-grid



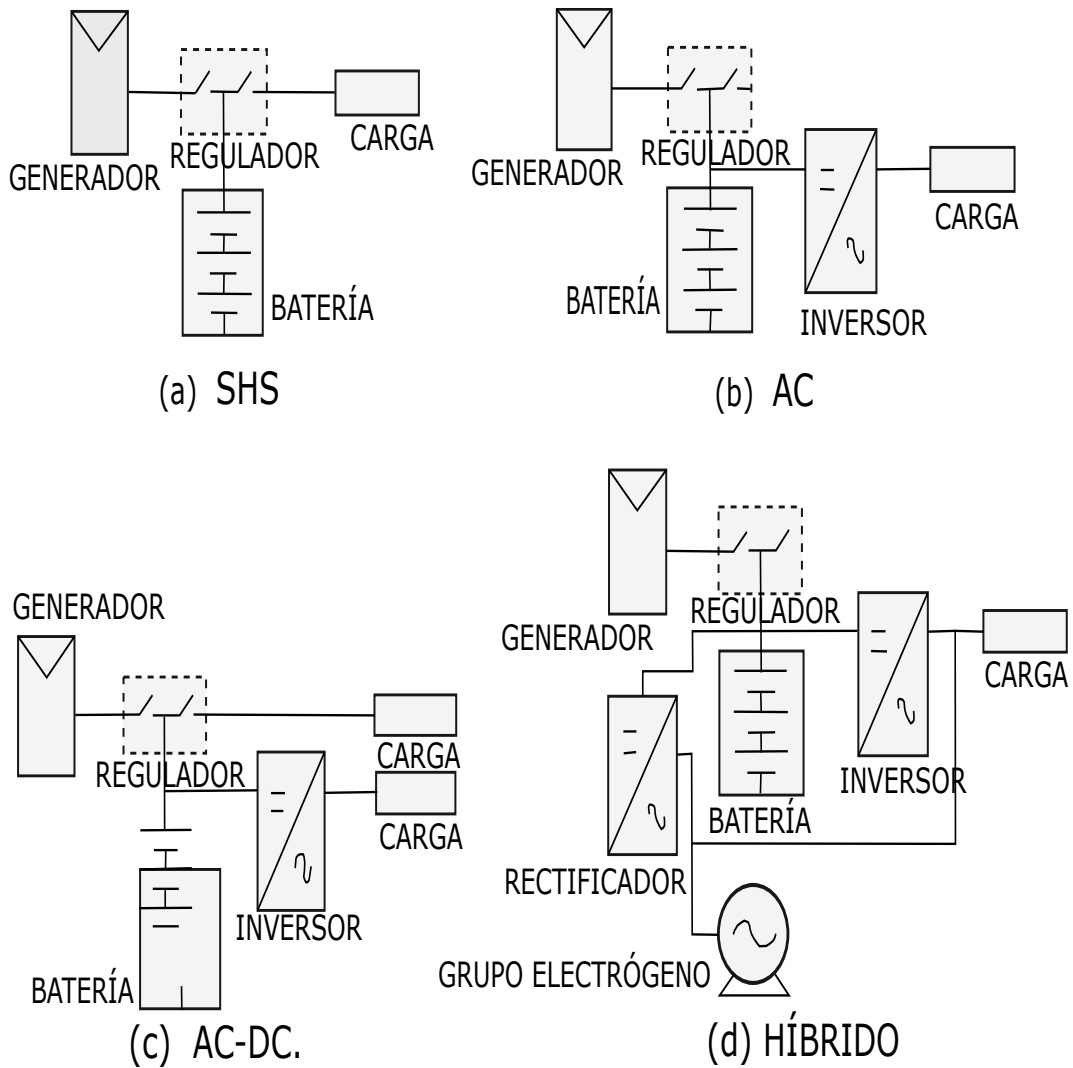
Fuente: Adaptado de Lamigueiro (2013)

Sistemas autónomos

Un sistema fotovoltaico autónomo según Lamigueiro (2013) tiene la función de producir energía eléctrica para satisfacer el consumo de cargas eléctricas no conectadas a la red, empleando un sistema de acumulación energético para hacer frente a los períodos en los que la generación es inferior al consumo.

En la Figura 4 se muestran las cuatro configuraciones más comunes en los SFA. Los sistemas domésticos (SHS) suelen incorporar únicamente cargas en continua. Cuando el consumo incluye cargas de corriente alterna es necesario que el SFA incluya un inversor. El funcionamiento del inversor puede ocasionar la circulación de transitorios de corriente que el regulador no es capaz de gestionar correctamente. Por este motivo, es recomendable que el inversor esté conectado directamente a la batería, y no a la salida del regulador. Como caso especial destacan los sistemas híbridos (Lamigueiro, 2013).

Figura 4: Forma de conexión en SF off-grid



Fuente: Adaptado de Lamigueiro (2013)

4.1.6. Componentes fotovoltaicos en un sistema Autónomo.

En un sistema fotovoltaicos autónomo los componentes más comunes son:

- Generador fotovoltaico
- Regulador de carga
- Inversor
- Sistemas de batería de acumulación

Generador fotovoltaico

Es el responsable de modificar la energía del sol en energía eléctrica. Está formado por varios módulos fotovoltaicos conectados en serie y/o paralelo, y a su vez cada módulo

fotovoltaico está formado por unidades básicas llamadas células fotovoltaicas según Abella (2005). Un módulo fotovoltaico puede generar potencia dependiendo del número de células que posee.

Regulador de carga

El regulador de carga según Abella (2005) en un sistema fotovoltaico es el encargado de realizar un proceso óptimo de carga de la batería, permitiendo la carga completa, pero evitando la sobrecarga y la sobre descarga. También permite aprovechar al máximo la energía suministrada por el generador FV, a la vez que garantiza la protección adecuada y buen servicio de las baterías. Las características eléctricas que definen un regulador son la tensión nominal y la intensidad máxima de trabajo.

Inversor

El generador fotovoltaico genera corriente continua y para poder utilizar las cargas en corriente alterna se necesita el dispositivo electrónico denominado inversor, que convierta la corriente continua en alterna.

Baterías

Las baterías o acumuladores se utilizan principalmente como un sistema para el almacenamiento energético, se usan generalmente para sistemas fotovoltaicos autónomos, más no para sistemas conectados a la red. Las baterías también llegan a ser una medida de prevención para los días con condiciones climáticas desfavorables.

Según Abella (2005) la gran mayoría de las baterías del mercado son de Plomo-ácido (Pb-a), las cuales se adaptan bien a la operación en sistemas FV siempre y cuando se pueda realizar un mantenimiento adecuado. Se pueden encontrar baterías de Plomo-Calcio (Pb-Ca) y Plomo-Antimonio (Pb-Sb). Las primeras necesitan menor mantenimiento y tienen menor autodescarga, mientras que las segundas se deterioran menos en el ciclado diario y presentan mejores prestaciones para niveles bajos de carga.

4.1.7. Factores que afectan la eficiencia de un sistema fotovoltaico

Existen algunos factores que llegan a disminuir la eficiencia de los módulos fotovoltaicos, estos son: sombras, orientación y inclinación, etc.

La sombra es el factor más importante a considerar debido a que si el módulo registra presencia de sombra, este llega a consumir energía en vez de generarla y el rendimiento energético del panel disminuye.

Sombras

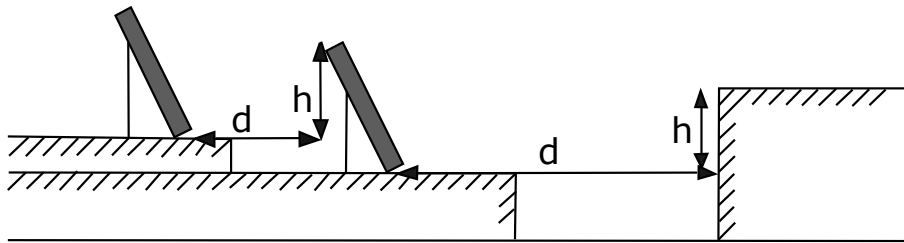
La sombra en los módulos fotovoltaicos es perjudicial para la eficiencia. La sombra puede generarse ya sea por presencia de obstáculos en el medio ambiente o ya sea por los propios módulos, es por esto que se considera ciertos criterios para evitar las sombras, como lo puede ver en la figura 5 en donde:

Distancia (d).- Es la distancia que se debe tener en cuenta al ubicar el módulo fotovoltaico.

Altura (h).- Es la altura del obstáculo.

Latitud. – Es la latitud del lugar, esta sirve para encontrar una constante (K) que ayuda para el cálculo de la distancia.

Figura 5: Distanciamiento para superficies planas



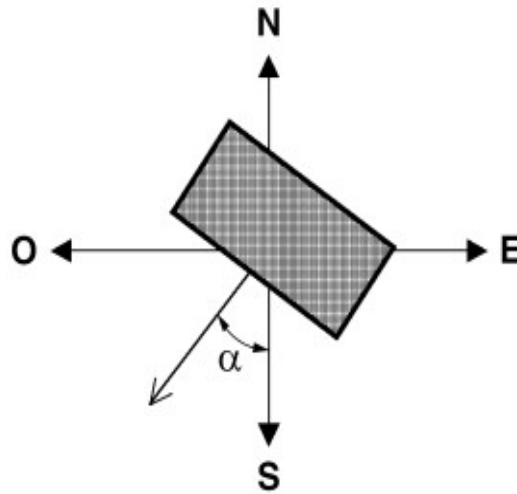
Fuente: Obtenido de IDAE (2009)

Orientación e inclinación.

Para definir la orientación de un generador fotovoltaico es necesario tener en cuenta las coordenadas angulares para identificar la posición del sol.

- **Ángulo de acimut (α):** según Adler et al. (2013) es el ángulo que forma la proyección sobre el plano horizontal de la perpendicular a la superficie del generador y la dirección sur, ver figura 6. Vale 0° si coincide con la orientación sur, es positivo hacia el oeste y negativo hacia el este. Si coincide con el este su valor es -90° y si coincide con el oeste su valor es $+90^\circ$.

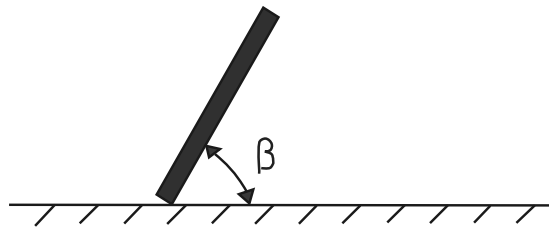
Figura 6: Ángulo acimut del módulo



Fuente: Obtenido de IDAE (2009)

- **Ángulo de inclinación (β):** ángulo que forma la superficie del generador con el plano horizontal, figura 7. Su valor es 0° si el módulo se coloca horizontal y 90° si se coloca vertical.

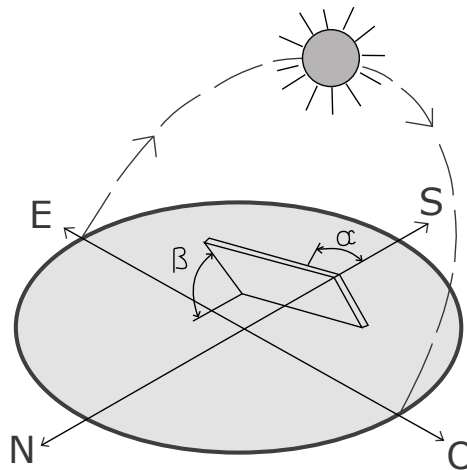
Figura 7: Ángulo de inclinación del módulo



Fuente: Adaptado de IDAE (2009)

La orientación óptima será un valor constante, con una inclinación (β) que va a depender de la latitud del lugar y un acimut (α) que depende del hemisferio en el que está situado el generador. La Figura 8 muestra una superficie situada en el hemisferio sur, donde el sol sigue una trayectoria este-sur-oeste.

Figura 8: Superficie situada con orientación hacia el sur



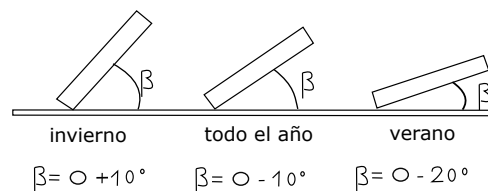
Fuente: Adaptado de Adler et al. (2013)

4.1.8. Criterios para la inclinación.

Para determinar la inclinación óptima de los paneles existen algunos criterios según algunos autores. Estos son:

- Según Lamigueiro (2013) la inclinación óptima para maximizar la producción anual de un sistema fotovoltaico conectado a la red, es considerando la latitud y se expresa en la siguiente fórmula donde ϕ es la latitud del lugar, $\beta = 3.7 + 0.69(\phi)$.
- Según IDAE (2009) el ángulo de inclinación puede estar dado a base de los tiempos de invierno, verano o para todo el año. Como se observa en la figura 9.

Figura 9: Inclinación según el año



Fuente: Adaptado de IDAE (2009)

- Otro de los criterios está basado en obtener el mes más crítico considerando datos de irradiación de un año meteorológico típico y se llegaría a elegir el mes más crítico de irradiación y así asegurar poder entregar la potencia requerida en el resto de meses.

4.2. Vehículos eléctricos

Los vehículos eléctricos son vehículos propulsados, ya sea por uno o más motores eléctricos que utilizan baterías recargables que a la vez proporcionan energía eléctrica y transformada en energía mecánica necesaria para lograr el desplazamiento del mismo según Trashorras Montecelos (2019).

El motor de un vehículo eléctrico puede llegar a ser de corriente continua y alterna, dependiendo del grado de electrificación. Existen varios tipos de vehículos eléctricos.

4.2.1. Tipos de vehículos eléctricos

En el mercado existen dos tipos de vehículos eléctricos, estos son los Híbridos y los completamente eléctricos.

4.2.2. Vehículos híbridos eléctricos

Este tipo de vehículos tiene dos modelos que son:

Híbrido eléctrico no enchufable. – Según Trashorras Montecelos (2019) consta de un motor de combustión y uno o varios motores eléctricos. El motor de combustión y el eléctrico llegan a trabajar juntos para lograr el desplazamiento y dependiendo del fabricante puede llegar a funcionar en modo 100 % eléctrico, mientras que en otros el motor eléctrico es únicamente de apoyo.

Híbrido eléctrico enchufable. – Combina un motor de combustión con una batería y un motor eléctrico y a diferencia de los no enchufables, dispone de baterías con mayor capacidad de almacenamiento, ya que estas se llegan a cargar conectándolas a la red eléctrica.

4.2.3. Vehículos eléctricos 100 %

El vehículo eléctrico según Trashorras Montecelos (2019) es impulsado por uno o varios motores eléctricos que utilizan la energía almacenada en baterías recargables y la transforman en energía mecánica. No cuenta con motor de combustión.

4.2.4. Motor de un vehículo eléctrico.

El motor eléctrico es capaz de transformar la energía eléctrica en energía mecánica por medio de los campos magnéticos. Transformar un 90 % de la energía que consume en movimiento y esta es limpia y amigable con el medio ambiente.

4.2.5. Elementos de un motor eléctrico.

El motor eléctrico cuenta con los siguientes elementos: batería, inversor y maquinaria.

Batería. - Están encargadas de almacenar la energía eléctrica y son capaces de transformarla en energía mecánica (Serna José, 2021).

Figura 10: Batería de un coche eléctrico



Fuente: Obtenido de Serna José (2021)

Inversor. - Según Serna José (2021) este elemento se encarga de transferir energía proporcionada por las baterías en CC al motor, que suele recurrir corriente alterna, por lo que modifica el voltaje y la señal.

Figura 11: Inversor de un VE



Fuente: Obtenido de Serna José (2021)

Maquinaria eléctrica. - Según Serna José (2021) esta encargada de pasar energía eléctrica a energía mecánica.

Figura 12: Maquinaria eléctrica



Fuente: Obtenido de Serna José (2021)

4.2.6. Tipos de recarga de vehículos eléctrico.

Según la norma UNE-EN 61851-1:2001, la tensión de carga de corriente alterna de un vehículo tiene un valor de hasta 690 V, y la frecuencia con la que deben funcionar es en un rango de 50 % a 60 % con una diferencia de ± 1 según Erazo (2016).

Existen diferentes potencias que brindan las estaciones de recarga, de esto depende el tiempo de recarga de las baterías.

Carga lenta. - La potencia necesaria entre 3,5 y 22 kW, teniendo en cuenta que esta recarga está pensada para el domicilio, ya que el tiempo estimado está entre 6 y 8 horas.

Carga semi-rápida. - Este tipo de recarga fluctúa entre 2 y 3 horas y está pensado más para centros recreacionales, cines, entre otros.

Carga rápida. - Este tipo de recarga está destinada principalmente para las estaciones de servicio, ya que se requiere de una potencia elevada aproximada a 50 kW y el tiempo de recarga fluctúa entre 30 y 40 minutos.

Carga ultra-rápida. - La carga ultra rápida requiere una potencia por arriba de 100 kW y el tiempo en cargar esta entre 10 y 30 minutos.

4.2.7. Modos de carga

Según la normativa española UNE-EN 61851-1:2001, se puede visualizar 4 modos de carga, como puede ver en la figura 13, (Salmerón Ozores, 2012).

Modo 1. - La red de corriente alterna está conectado directamente al vehículo y brinda 16 A, en el lado de alimentación monofásico y trifásico, este tipo de carga depende de a qué lado posee la alimentación, además que necesita de un dispositivo de corriente

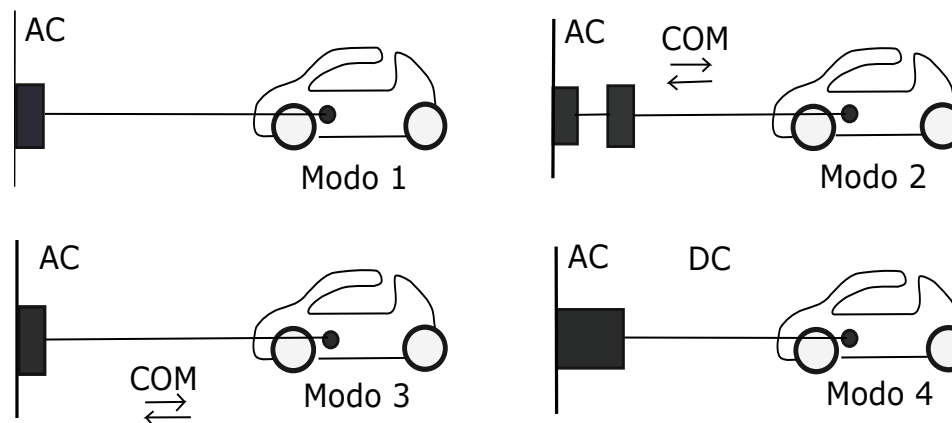
residual (DCR).

Modo 2. - En este modo se debe contar con una protección para la conexión de corriente alterna junto con un conductor piloto de control entre el vehículo eléctrico y la caja de control es decir la que brinda energía.

Modo 3. - Según Erazo (2016) esta conexión directa del vehículo eléctrico conectado a la red eléctrica por medio de un conector específico conectándolo directo a una toma de corriente alterna.

Modo 4. - Este tipo de carga se la realiza mediante un cargador externo que se alimenta conectándolo a la pared a un tomacorriente 220 V.

Figura 13: Modos de conexión.



Fuente: Adoptada de Erazo (2016)

4.2.8. Factores que afectan la eficiencia del vehículo eléctrico

Para analizar estos factores según Carrión de la Cruz y Mora Granda (2021) los componentes o características del propio vehículo es necesario no tenerlos en cuenta, es decir, tener en cuenta factores externos como: ocupantes, factores climáticos, inclinación del terreno y modos de conducción.

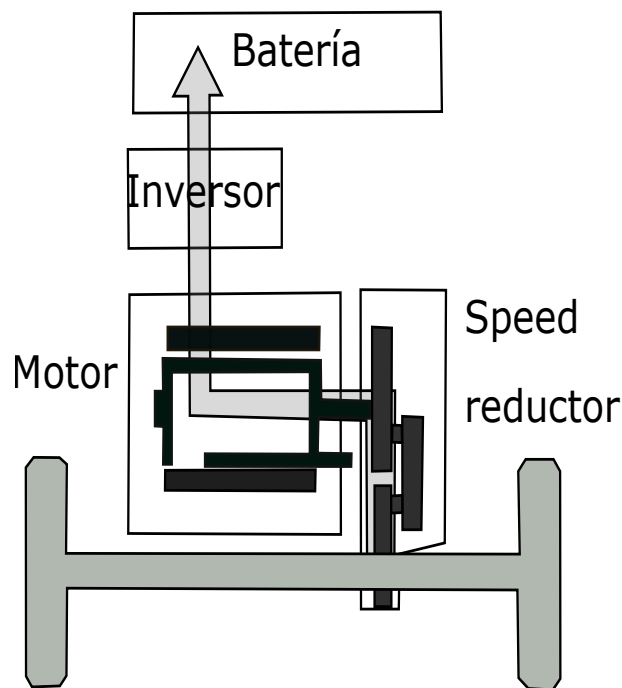
Ocupantes. Este factor es determinante para la eficiencia del vehículo eléctrico debido a que en mayor peso se requiere mayor potencia de energía.

Factores climáticos. En este apartado la temperatura ambiente no afectaría directamente el desempeño del funcionamiento, sin embargo, el uso del aire acondicionado si perjudica el consumo de energía.

Inclinación del terreno

Este factor según Carrión de la Cruz y Mora Granda (2021) se puede analizar debido a la inclinación positiva tanto como negativa en donde la inclinación positiva hace referencia a la dirección cuesta arriba, en donde el vehículo eléctrico requiere de mayor potencia, mientras que, en la pendiente negativa el vehículo genera un ahorro de energía debido al poco esfuerzo que realiza, además de contar con el restablecimiento de la batería gracias al freno regenerativo que este posee. Según Maurad Yubi y Armijos Illescas (2018) durante este frenado, el motor de accionamiento sirve como un generador, convirtiendo la energía cinética producida por la desaceleración en energía eléctrica para cargar la batería, figura 14.

Figura 14: Flujo de regeneración de corriente del motor eléctrico durante el accionamiento del freno del vehículo KIA SOAL EV



Fuente: Obtenido de Maurad Yubi y Armijos Illescas (2018)

Modo de conducción

Este factor depende únicamente de la manera de conducir el chofer, ya que si acelera bruscamente llegará a tener más consumo de energía, mientras que si la aceleración es moderada el consumo se reduciría.

4.2.9. Conectores para la recarga de VE

El principal objetivo de los conectores es suministrar energía a las baterías del vehículo, hoy en día existe una gran variedad de conectores de los cuales se dará a conocer sus características con el fin de elegir el más óptimo para este proyecto.

SAE J1772

Normalmente este tipo de conector es utilizado en Norteamérica llegando a utilizar un voltaje de 120 – 140 V y una corriente de 16 – 80 A. Los vehículos que utilizan este conector son: Nissan Leaf, Chevrolet Bolt Eléctrico, Chevrolet Volt Híbrido, etc.

Figura 15: Conector SAE J1772



Fuente: Obtenido de Serna José (2021)

GB/T

Este tipo de conector funciona con corriente alterna y trabaja a 63 A. se utiliza en modelos como el BYD e5.

Figura 16: Conector GB/T



Fuente: Obtenido de Serna José (2021)

CHAdeMO

Este tipo de conector utilizado en Japón funciona con un voltaje de 500 V y una corriente de 200 A, lo cual permite una velocidad de recarga muy rápida. Con este conector se busca cargar vehículos eléctricos de corto alcance (120 km) en menos de media hora. Se utiliza en modelos de las marcas Nissan, Toyota o Peugeot, entre otros.

Figura 17: Conector CHAdeMO



Fuente: Obtenido de Serna José (2021)

CCS

El CCS o conector único combinado es un tipo de conector empleado en Europa por compañías como Audi, BMW o Porsche en el que se trabaja con voltajes de entre 200-850 V y corriente de 65-200 A. Este tipo de enchufe es una combinación de un conector AC con un conector DC.

Figura 18: Conector CCS



Fuente: Obtenido de Serna José (2021)

Mennekes

Este tipo de conector, también llamado cable Tipo 2, se usa en Europa y en China. Funciona con un voltaje de unos 250-400 V y una corriente de 63 A en conexión trifásica. A pesar de llevar menos tiempo en el mercado, le está ganando mucho terreno a otros tipos de conectores y cada vez son más los fabricantes de coche eléctrico que utilizan esta opción. Los modelos de coche que lo utilizan van desde el Nissan Leaf, Tesla Model X, Tesla Model 3, Hyundai Kona, Mercedes Clase S, etc.

Figura 19: Conector Mennekes



Fuente: Obtenido de Serna José (2021)

Tesla

Este tipo de conector funciona con un voltaje de entre 110 y 250 V en alterna y 480 V en continuo. La corriente con la que trabaja va de 12 A a 100 A dependiendo de si el tipo de conexión es monofásica o trifásica. Los modelos de vehículos que utilizan este tipo de conector son los de la propia marca Tesla, como la serie X15 o la serie S16.

Figura 20: Conector TESLA



Fuente: Obtenido de Serna José (2021)

4.2.10. Estación de recarga

La estación de recarga o electrolinera según Serna José (2021) es el lugar en donde los vehículos eléctricos obtienen la energía necesaria para poder funcionar. También se puede decir que es el conjunto de elementos destinados a suministrar energía tanto en A.C. como en D.C. a vehículos eléctricos. Estas contienen la toma de corriente, que son la parte encargada de alimentar los vehículos eléctricos previamente estacionados.

El funcionamiento de estas estaciones es muy básico. Se extrae el cable del coche eléctrico se conecta al enchufe del punto de recarga. Se procede mediante diferentes métodos dependiendo del tipo de estación al tiempo de carga y el pago y se realiza la carga.

INGETEAM Ingerev Rapid 50

El modelo INGEREV RAPID 50 es compatible con el modo 4 con los estándares CHAdeMO y CCS en corriente continua y con el modo 3 con AC Tipo 2 en corriente alterna. Esta estación de recarga tiene tres modelos diferentes, y su modelo trío ofrece carga simultánea de alterna y continua. El precio de este equipo está alrededor de 28500 dólares.

Figura 21: Estación INGETEAM Ingerev Rapid 50



Fuente: (Serna José, 2021)

En la tabla 1 y tabla 2 se indican las especificaciones generales y especificaciones de salida que tiene la estación de recarga INGETEAM Ingerev Rapid 50.

Tabla 1: Especificaciones generales INGETEAM Ingerev Rapid 50

Especificaciones generales	
Potencia de entrada	3 fases + neutro + tierra
Rango de voltaje de entrada	1 400 Vac \pm 15 %
Pot. máxima	43.5 - 53 KVA
I. máxima	63 - 77 A
Factor de potencia	0.98
Rendimiento	94 %

Fuente: Obtenido de Serna José (2021)

Tabla 2: Especificaciones de salida INGETEAM Ingerev Rapid 50

Tipos de salida	CCS	CHAdEMO	Cable tipo 2
Pot. Máxima	50 kw	50 kw	43.5 kw
Rango de voltaje	50 - 500 V DC	50 - 500 V DC	400 V - \pm 15 %
I. máxima	125 A DC	125 A DC	63 A
Tipo de conector	Combo 2	CHAdEMO	IEC62196 Modo-3 Tipo-2

Fuente: Obtenido de Serna José (2021)

Schneider Electric EVlink

Las estaciones de carga EVLink están diseñadas para cargar aproximadamente el 80 % del vehículo en un tiempo menor a dos horas. Están diseñadas necesariamente para cubrir necesidades en lugares como: centros comerciales, restaurantes, parques, etc. La potencia máxima de esta estación de carga es de 24 kW y dispone de conectores compatibles como: CHAdEMO y CCS.

Figura 22: Estación Schneider Electric EVlink



Fuente: (Serna José, 2021)

En la tabla 3 y tabla 4 se indican las especificaciones generales y especificaciones de salida que tiene la estación de recarga Schneider Electric EVlink.

Tabla 3: Especificaciones generales de Schneider EVLink

Especificaciones generales	
Potencia de entrada	3 fases + neutro + tierra
Rango de voltaje de entrada	380 - 480
Pot. Máxima	-
I. máxima	70 - 78 A
Factor de potencia	-
Rendimiento	-

Fuente: Obtenido de Serna José (2021)

Tabla 4: Especificaciones de salida Schneider EVLink

Tipos de salida	CHAdEMO
Pot. Máxima	24 kw
Rango de voltaje	150 - 500 V %
I. máxima	65 A
Tipo de conector	CHAdEMO

Fuente: Obtenido de Serna José (2021)

EVBOX Ultroniq

Ofrece elevada potencia en corriente continua y unos tiempos de carga aproximados de 15 minutos y cuenta con hasta dos conectores como: CHAdEMO y CCS. Su precio ronda los 26000 dólares.

Figura 23: Estación EVBOX Ultroniq



Fuente: (Serna José, 2021)

En la tabla 5 y tabla 6 se indican las especificaciones generales y especificaciones de salida que tiene la estación de recarga Schneider Electric EVlink.

Tabla 5: Especificaciones generales EVBOX Ultroniq

Especificaciones generales	
Potencia de entrada	3 fases + neutro + tierra
Rango de voltaje de entrada	400 V ac \pm 10 %
Pot. Máxima	(a) 184 KVA (b) 2(184 KVA)
I. máxima	(a) 263 A (b) 2(263 A)
Factor de potencia	0.98
Rendimiento	95 %

Fuente: Obtenido de Serna José (2021)

Tabla 6: Especificaciones de salida EVBOX Ultroniq

Tipos de salida	CCS	CHAdEMO
Pot. Máxima	350 kw	50 kw
Rango de voltaje	100 - 920 V DC	100 - 500 V DC
I. máxima	950 A DC	200 A DC
Tipo de conector	Combo 2	CHAdEMO

Fuente: Obtenido de Serna José (2021)

ABB TERRA 53 CJG

Este modelo de estación de recarga está diseñado para funcionar con conectores tipo CHAdEMO y CCS y su tiempo de recarga está entre los 20 y 30 minutos por lo que es considerado un cargador de carga rápida.

Figura 24: Estación ABB TERRA 53 CJG



Fuente: (Serna José, 2021)

En la tabla 7 y tabla 8 se indican las especificaciones generales y especificaciones de salida que tiene la estación de recarga Estación ABB TERRA 53 CJG.

Tabla 7: Especificaciones generales de TERRA 53 CJG

Especificaciones generales	
Potencia de entrada	3 fases + neutro + tierra
Rango de voltaje de entrada	480 Vac \pm 10 %
Pot. Máxima	55 KVA - 98 KVA
I. máxima	80 A - 143 A
Factor de potencia	0.96
Rendimiento	94 %

Fuente: Obtenido de Serna José (2021)

Tabla 8: Especificaciones de salida de ABB TERRA 53 CJG

Tipos de salida	CCS	CHAdEMO	Cable tipo 2
Pot. Máxima	50 kw	50 kw	43 kw
Rango de voltaje	50 - 500 V DC	50 - 500 V DC	400 V \pm 10 %
I. máxima	125 A DC	125 A DC	63 A
Tipo de conector	EN61851-23	CHAdEMO 1.0	EN61851-1

Fuente: Obtenido de Serna José (2021)

4.2.11. Características de estación de recarga

Según Serna José (2021) Siguiendo la normativa UNE-EN 61851-1:20029, el valor nominal de la tensión de alimentación en corriente alterna del vehículo no debe superar los 690 V. Los diferentes equipos dentro la estación deben trabajar en su voltaje nominal con un \pm 10 % y sus frecuencias pueden ser de 50 Hz o 60 Hz.

La estación de recarga se denomina al conjunto de quipos que brindan energía y se pueden presentar en dos tipos de estaciones de recarga.

Estación de corriente alterna

Este tipo de estación está diseñado para un tiempo de recarga que fluctúa de 2 a 3 horas con un porcentaje de recarga del 80 %. Es por esto que es ideal cuando el propietario realiza otras actividades como salir a centros recreativos, supermercados, cines, entre otras.

Estaciones de corriente continua

Este tipo de estaciones permite realizar la recarga del vehículo en un menor tiempo que la corriente alterna, esta permite obtener un 80 % de recarga en un tiempo aproximado de 30 minutos, lo que permite retornar para la conducción del vehículo.

4.3. Criterios para la ubicación

Para este apartado se ha considerado la ciudad de Loja debido a la falta de estaciones de recarga para vehículos privados, además, se tiene en consideración factores como el flujo vehicular y disponibilidad de un área adecuada para la disposición de los paneles fotovoltaicos, teniendo presente que para esta selección hay que considerar la radiación solar, debido a que la generación de energía es proporcional a la radiación que llega a los paneles.

4.3.1. Flujo vehicular en la ciudad de Loja

Para la ubicación de una electrolinera se considera el flujo vehicular con motivos de evitar un congestionamiento en la misma, para ello se determina los puntos más críticos de congestionamiento vehicular en la ciudad.

4.3.2. Modos de transporte en la ciudad de Loja

En la ciudad, los modos de transporte comúnmente más usados son: bus, vehículo liviano, taxi, transporte escolar, camioneta de alquiler, vehículo pesado, bicicleta y a pie. Tal y como se especifica en la tabla 9.

Tabla 9: Porcentaje de los modos de transporte en la ciudad de Loja

Modo de transporte	porcentaje(%)
Bus	30.29
Vehículo liviano	34.38
Taxi	26.9
Transporte escolar	2.47
Camioneta de alquiler	0.93
Vehículo Pesado	1
Bicicleta	0.5
Pie	3.52

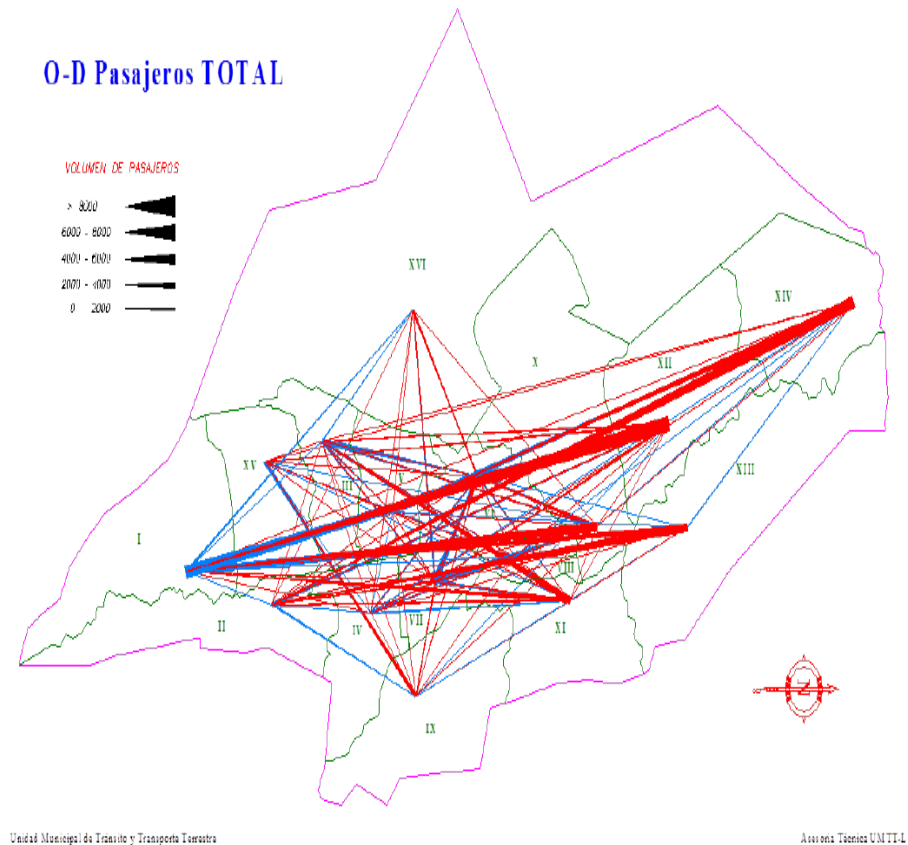
Fuente: Obtenido de Jaramillo (2016)

4.3.3. Origen y destino de pasajeros

Las líneas de origen y destino que se crean con base a datos generados por la movilidad existente en la ciudad de Loja se observan en la Figura 25. Esta figura representa de cierto modo que la mayor parte de gente se transporta de las afueras hacia la zona

céntrica de la ciudad y está determinado por el grosor de las líneas que a mayor grosor hay mayor movilidad según Jaramillo (2016).

Figura 25: Origen y destino de pasajeros en la ciudad de Loja



Fuente: Obtenido de Jaramillo (2016)

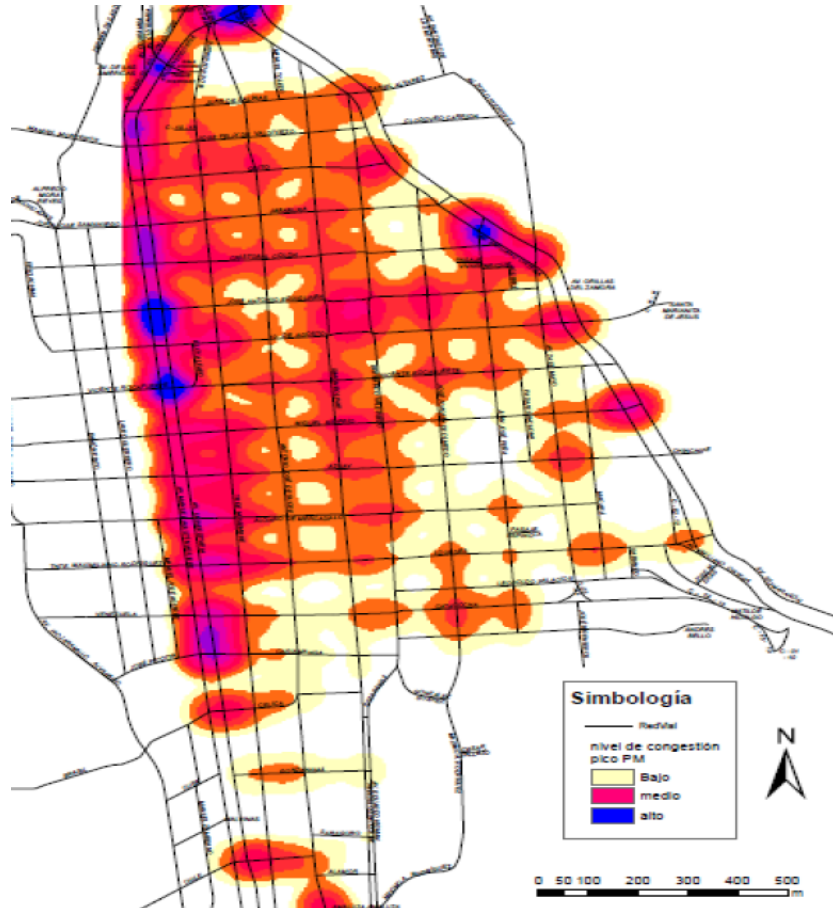
4.3.4. Tránsito vehicular

En cualquier parte del mundo existe una demanda de movilizarse de un punto X a un punto Y, para esto es necesario un medio de transporte ya sea este particular o público. En una ciudad al movilizarse se genera un flujo vehicular el cual es considerado como tráfico y es aquí donde se llega a generar un congestionamiento. En el caso de la ciudad de Loja se da más en la zona céntrica debido a que existe una mayor concentración de actividades comerciales y de servicio según Jaramillo (2016).

En la Figura 26 se puede observar el centro de la ciudad de Loja y se puede evidenciar que existe una mayor aglomeración de tráfico. Donde el mapa de calor indica que, el flujo de color azul expresa un alto grado de congestionamiento, el color naranja

interpreta un congestionamiento medio y por último el color crema da a conocer que hay un bajo grado de congestionamiento vehicular.

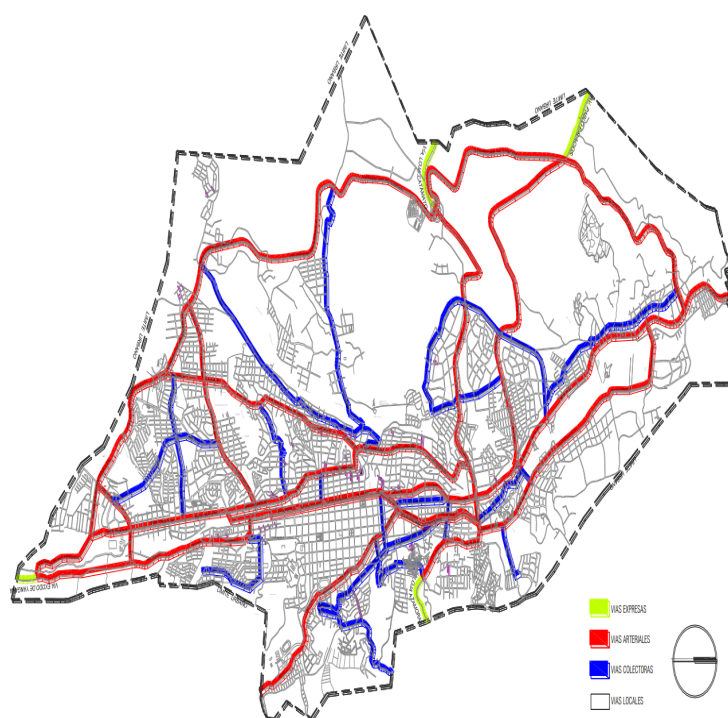
Figura 26: Mapa de calor de tránsito en la ciudad de Loja.



Fuente: Obtenido de Jaramillo (2016)

La red vial define la estructura de la ciudad y tiene como objetivo principal conectar cantones y provincias. La Figura 27 da a conocer que la vía arterial de paso está situada de una forma que ayuda a evitar el centro de la ciudad y ayuda a circular de norte a sur y viceversa, mientras que las vías arteriales de salida están conectadas con las vías urbanas y estas ayudan a transportarse de este a oeste considerando que estas vías ayudan a salir a provincias cercanas de Loja.

Figura 27: Vías principales de la ciudad de Loja



Fuente: Obtenido de Zúñiga Jaramillo (2013)

En la tabla 10 se observa el nombre de las vías arteriales, especificando cuáles son las vías que tienen salida a cantones, parroquias y provincias.

Tabla 10: Sentido de las vías arteriales de la ciudad de Loja

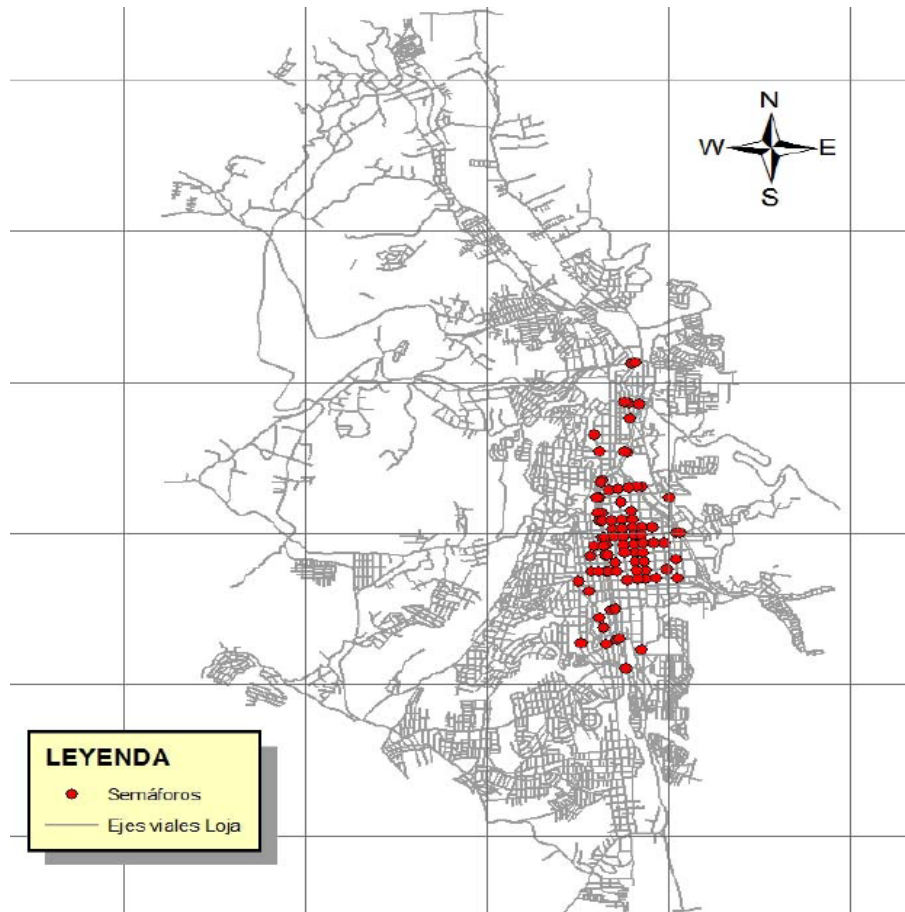
Tipo de vía	Nombre	Sentido
De paso	Av. Manuel Carrión Pinzano	Norte-Sur y Sur-Norte
	Av. Oriental de paso	Norte-Sur y Sur-Norte
	Vía integración barrial	Norte-Sur y Sur-Norte
De salida	Av. Eduardo Kigman	Norte-Sur y Sur-Norte
	Av. Hisidro Ayora	Este-Oste y Oeste-Este
	Av. Pablo Palacios	Este-Oste y Oeste-Este
	Av. Vía Zamora	Este-Oste y Oeste-Este
Urbanas	Av. Manuel Agustin Aguirre	Norte-Sur
	Av. Universitaria	Norte-Sur y Sur-Norte
	Av. 8 de diciembre	Norte-Sur y Sur-Norte
	Av. Pio Jaramillo Alvarado	Norte-Sur y Sur-Norte
	Av. Salvador Bustamante Celi	Norte-Sur y Sur-Norte
	Av. Orillas del Zamora	Sur-Norte
	Av. Nueva Loja	Norte-Sur
	Av. Emiliano Ortega	Norte-Sur

Fuente: Obtenido de Jaramillo (2016)

4.3.5. Semaforización en la ciudad de Loja

Como se puede observar en la Figura 28, la ciudad de Loja cuenta prácticamente con un mayor porcentaje de semaforización en la zona céntrica, en donde el congestionamiento vehicular es considerable.

Figura 28: Semaforización dentro de la ciudad de Loja



Fuente: Obtenido de Jaramillo (2016)

4.3.6. Accesos públicos y privados en la ciudad de Loja

La ciudad de Loja cuenta con varios centros turísticos que son: culturales y naturales. Pero considerando el espacio y el flujo vehicular los centros turísticos culturales no están considerados como una buena propuesta para la ubicación de la electrolinera, ya que en su mayoría se encuentran en la parte céntrica de la ciudad, mientras que los centros turísticos naturales se encuentran en puntos estratégicos y además cuentan con áreas grandes que facilitarían el dimensionamiento de la electrolinera. Además, de los centros

turísticos se puede considerar los parqueaderos como una opción viable para la instalación de una electrolinera, teniendo como referencia el parqueadero del supermercado de SUPERMAXI, ya que este cuenta con una gran área y no tiene edificaciones cercanas que reflejen sombras considerables.

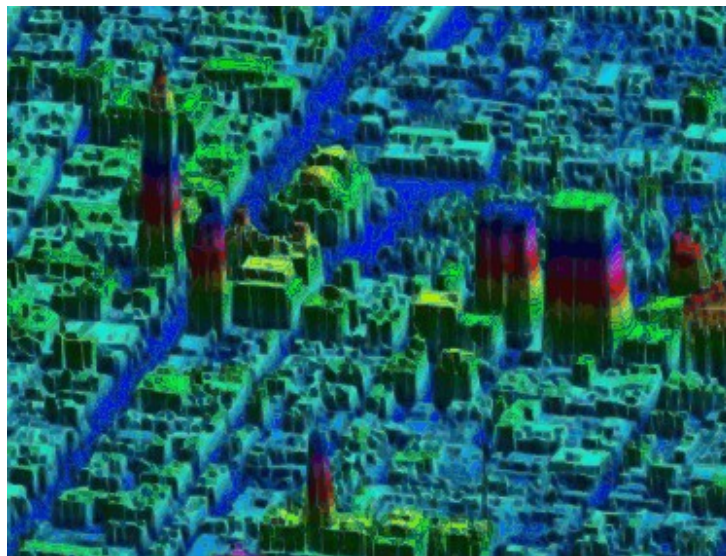
4.3.7. Modelo digital de elevación

Un modelo digital de elevación es una representación visual y matemática de los valores de altura con respecto al nivel medio del mar, que permite caracterizar las formas del relieve y los elementos u objetos presentes en el mismo según INEGI (2019). Los Modelos Digitales de Elevación que produce el INEGI son de dos tipos:

Modelo digital de superficie (MDS)

El modelo digital de superficies representa los elementos existentes o presentes en la superficie de la tierra tales como: vegetación, edificaciones, infraestructura y el terreno propiamente, ver figura 29.

Figura 29: Modelo digital de superficie

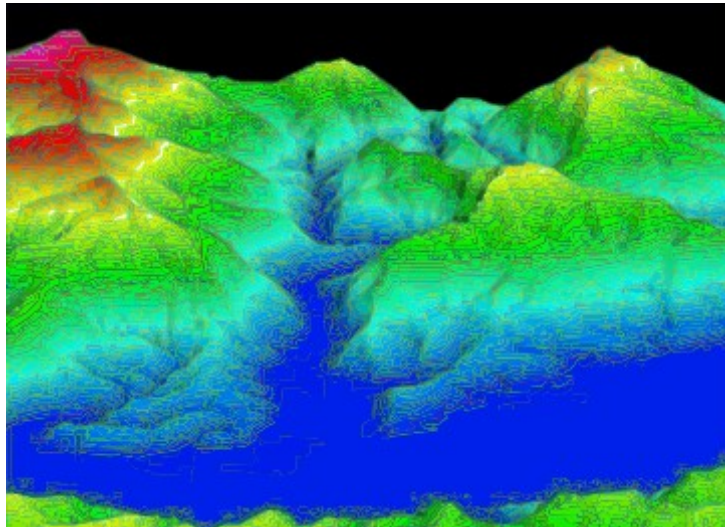


Fuente: Obtenido de INEGI (2019)

El modelo digital del terreno (MDT)

El modelo digital de terreno recrea la forma del terreno una vez que fueron removidos todos los elementos ajenos al mismo como son la vegetación, edificaciones y demás elementos que no forman parte del terreno, figura 30.

Figura 30: Modelo digital de terreno



Fuente: Obtenido de INEGI (2019)

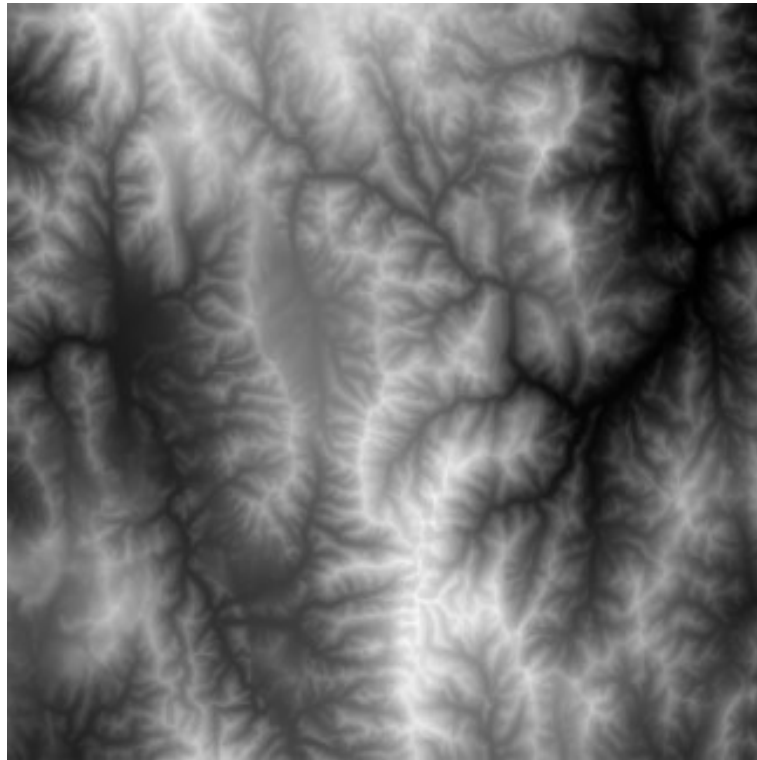
4.3.8. Fuentes de modelos digitales de elevación (DEM)

Los DEM han sido generados por organismos como la NASA, y con el tiempo pasan a ser de acceso público mediante la web, considerando que algunas fuentes brindan datos limitados para ciertos los lugares. A continuación, se indican los modelos digitales más utilizados: ALOS PALSAR, STRM, LIDAR, entre otros.

ALOS PALSAR (satélite avanzado de observación terrestre)

ALOS según Ortiz (2017) el satélite conocido como DAICHI que permite obtener Modelos Digitales de la Superficie en todo el globo terráqueo y PALSAR es uno de los tres instrumentos del satélite, en su web se encuentra toda la información, además, detalles sobre el proyecto. Descargar ALOS PALSAR es uno de los recursos DEM con una alta resolución nativa de 30 y 12.5 metros remuestreados a nivel mundial y de manera multitemporal, con un periodo de mapeo comprendido entre 2006 y 2011.

Figura 31: Capa raster para Loja



Fuente: Autor

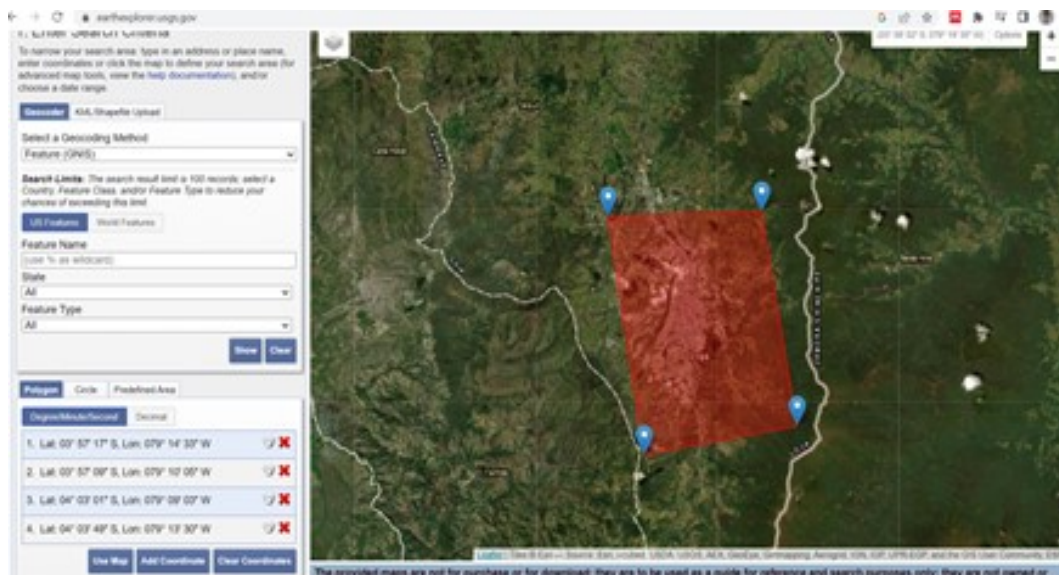
Hay varios métodos para obtener los datos de ALOS PALSAR, una es ir al sitio web y registrarse como nuevo usuario, una vez estando registrado se puede buscar el área de interés y descargar los datos. Otra de las formas de obtener datos DEM es visitar Vertex o dirigirse a la página Alaska Satellite Facility y registrarse con el correo electrónico.

El procedimiento de descarga del ALOS PALSAR DEM se basa en la selección de una zona territorial desde el visor principal y la selección de criterios de filtros basados en fecha y misión satélite. Una vez aplicado el filtro de búsqueda dispondremos del preview de archivos ALOS en la sección lateral derecha desde donde iniciar la descarga de archivos DEM.

STRM

Es un DEM gratuito y se puede obtener fácilmente, según Ortiz (2017) tiene una cobertura global con 30 metros de resolución horizontal. Para obtener un SRTM se lo hace a través de Earth Explorer, se selecciona el área de interés mediante punto, posteriormente se navega por los formatos de data sets y luego se elige SRTM de la categoría digital elevación como se observa en la figura 32.

Figura 32: SRTM de Loja



Fuente: Autor

Una vez obtenidos los datos que se necesita, se los carga en QGIS para trabajar con ellos.

LIDAR

Es un dispositivo que permite determinar la distancia desde un emisor laser a un objeto o superficie según Ortiz (2017). Los datos LIDAR son difíciles de obtener y algunos no son gratuitos, algunas fuentes proporcionan datos de manera gratuita para un número limitado de lugares. En la web Open Topography se puede encontrar datos de manera gratuita pero solo para lugares limitados.

4.3.9. Sistemas de información geográfica

Según Baroja et al. (2020) un sistema de información geográfica es una herramienta necesaria para el tratamiento de datos espaciales que permita analizarlos y representarlos de diferentes maneras. Permite trabajar con información georreferenciada la cual viene acompañada de una posición geosistemas de información geográfica gráfica.

En la actualidad existe una gran variedad de software GIS o SIG que ofrecen una amplia variedad de herramientas que ayudan a tratar la información geográfica. A continuación, se da a conocer las más conocidas y utilizadas.

ARCGIS Es un sistema de información geográfica integrado que consta de tres partes claves.

- El software ArcGIS Desktop como un conjunto integrado de aplicaciones SIG avanzadas.
- El ArcSDETM Gateway es una interfaz para administrar las geodatabase (base de datos geográfica) en un sistema de administración de bases de datos (DBMS).
- El software ArcIMS es un SIG orientado a Internet para distribuir datos y servicios.

QGIS

Según Baroja et al. (2020) QGIS es un sistema de información geográfica de código abierto. El proyecto nació en mayo de 2002 y se estableció como un proyecto en SourceForge en junio del mismo año. QGIS actualmente funciona en la mayoría de las plataformas Unix, Windows y OSX.

GVGIS

Es un Sistema de Información Geográfica en software libre. Es una aplicación informática orientada a representar, editar, analizar y gestionar información desde el punto de vista de las relaciones espaciales.

Según Baroja et al. (2020) la primera versión de gvSIG apareció en octubre de 2004 y su origen se encuentra en la migración a software libre de la Generalitat Valenciana, una administración regional de España. GVGIS se utiliza para realizar todo tipo de tareas relacionadas con la gestión territorial y las tareas más comunes que se puede llegar a desarrollar son: representar datos espacialmente, diseñar mapas, edición, análisis y personalizar.

4.3.10. Año meteorológico típico (TMY)

Un TMY es el conjunto de valores de la radiación horaria correspondiente a un año hipotético que se construye eligiendo, para cada mes, un año real cuyo valor medio mensual de la irradiación global diaria horizontal coincida con el correspondiente a todos los años obtenidos de la base de datos según Jijón y Moya (2013)

La creación de un año meteorológico típico en la actualidad es de gran ayuda para determinar cálculos a aplicaciones de energías renovables.

4.3.11. Aplicaciones para el año meteorológico típico

Existen algunas aplicaciones en donde se puede utilizar los datos de un año meteorológico típico. La principal aplicación es identificar lugares ideales para aprovechar de mejor manera la radiación, como segunda aplicación se tiene que ayudar a encontrar localidades para obtener energía solar como fuentes de energía renovable.

Cabe destacar que el año meteorológico típico según Jijón y Moya (2013) no solo ayuda a analizar la radiación, sino que también ayuda al estudio del viento, temperatura entre otras fuentes que ayudan a generar energías renovables.

5. Metodología

En esta sección se especifica los materiales y métodos que se requieren para el dimensionamiento de un sistema solar fotovoltaico para una electrolinera, donde primeramente mediante información obtenida de fuentes confiables y mediante encuestas se estima la demanda energética requerida que necesita cubrir la electrolinera, seguido de esto mediante sistemas de información GIS se propone una ubicación estratégica para que el uso sea ideal para los ciudadanos, luego analizar el diseño mediante diversos métodos existentes en la literatura científica.

5.1. Materiales

Los materiales utilizados se detallan a continuación.

Material bibliográfico.

- Libros sobre diseño de sistemas solares fotovoltaicos.
- Artículos relacionados a plantas fotovoltaicas.
- Tesis relacionadas a energías renovables.

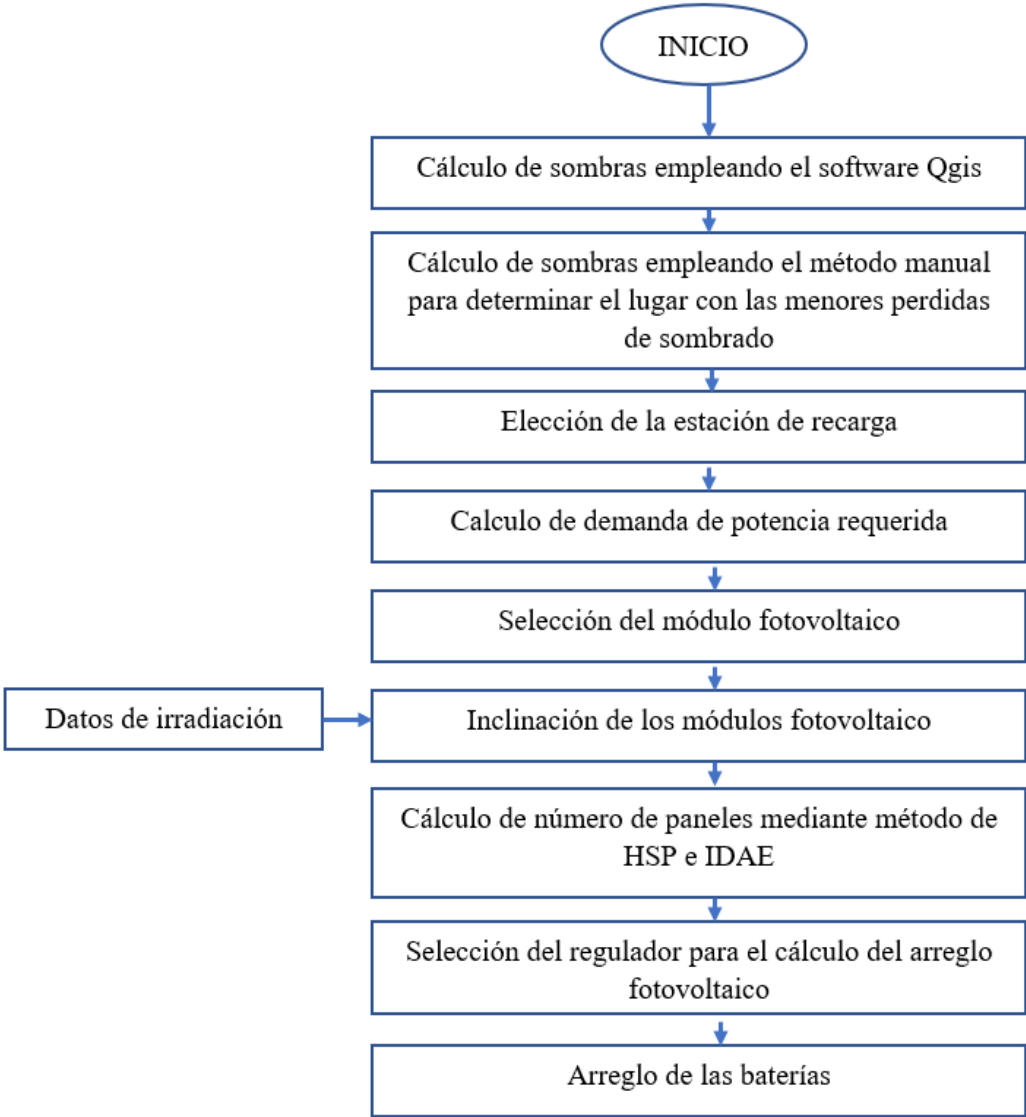
Recursos tecnológicos

- Computador.
- Aplicaciones de teléfono: brújula, inclinómetro.
- Softwares como: QGIS, AUTODESK. PVgis, Google Earth Pro, DEM ALOS PAL-SAR.

Recursos humanos

- Tutor del trabajo de titulación.
- Autor del trabajo de titulación.

Figura 33: Diagrama de flujo para el diseño del SSFV



Fuente: Autor

5.2. Métodos

Para lograr alcanzar los objetivos de este proyecto se consideró los siguientes parámetros.

En el primer objetivo se considera dos criterios que ayudan a cumplir el mismo de la mejor manera, estos son: movilidad y energético. En el criterio de movilidad se tiene en cuenta puntos como: salidas a provincias, congestionamiento vehicular y accesos públicos. En el energético se considera trabajar con el software QGIS el cual permite obtener información geográfica de los sectores y perfiles de horizonte y de esta manera considerar las pérdidas aproximadas que se darán por sombras.

Para alcanzar el segundo objetivo se realizó una encuesta que ayuda de cierta manera a obtener información del consumo estimado, también se considera un estudio de estaciones de recarga o electrolineras vigentes en el mercado.

Por último, para el tercer objetivo se considera dos métodos el cual consiste en las HSP y el pliego de condiciones técnicas IDEA.

5.3. Encuesta

El objetivo de una encuesta es obtener información que ayude a cumplir los objetivos propuestos, esto se logra hacer mediante preguntas que se relacionen al tema que se investiga.

La presenta encuesta se considera que es descriptiva debido a que ayudara a reunir información que se pueda usar para elaborar un análisis de datos. Además, esta encuesta se enfocó a los taxis eléctricos debido a que es la flota más grande de vehículos y tiene los modelos más comercializados en la ciudad de Loja.

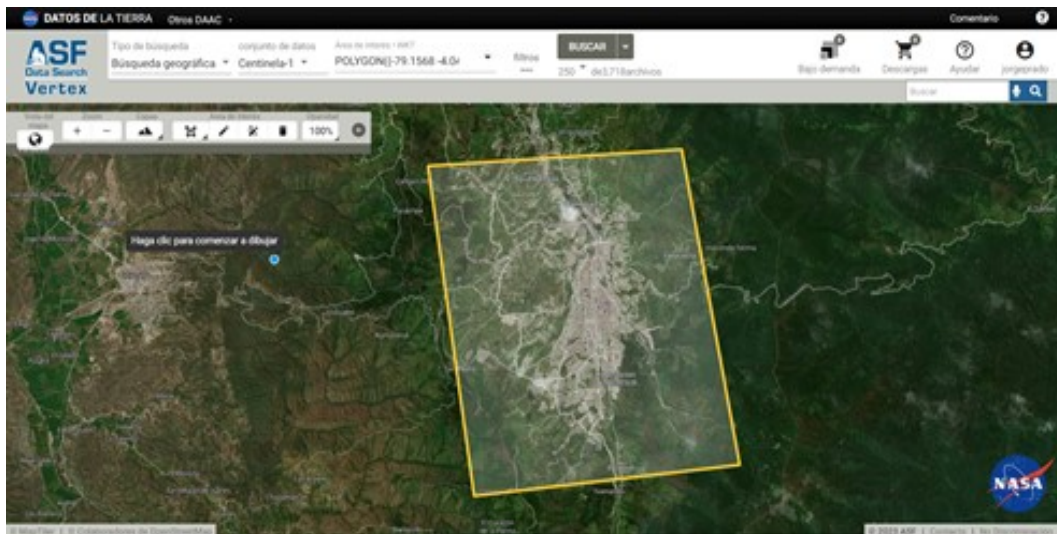
5.4. Cálculo de sombras empleando software

Para encontrar el porcentaje de pérdidas que se pueden dar en una instalación fotovoltaica se trabaja con diferentes software como: Qgis, modelos digitales de elevación, entre otros. Esto con el fin de obtener perfiles de altura para cada lugar considerado para la ubicación.

5.4.1. Obtener un DEM de la fuente ALOS PALSAR

Para un DEM es necesario registrarse en <https://search.asf.alaska.edu//>. El siguiente paso consiste en dibujar un polígono en el área de estudio o interés como lo indica la Figura 34.

Figura 34: Selección del área de interés



Fuente: Autor

Posteriormente en el comando conjunto de datos seleccionar ALOS PALSAR 2006 – 2011, figura 35.

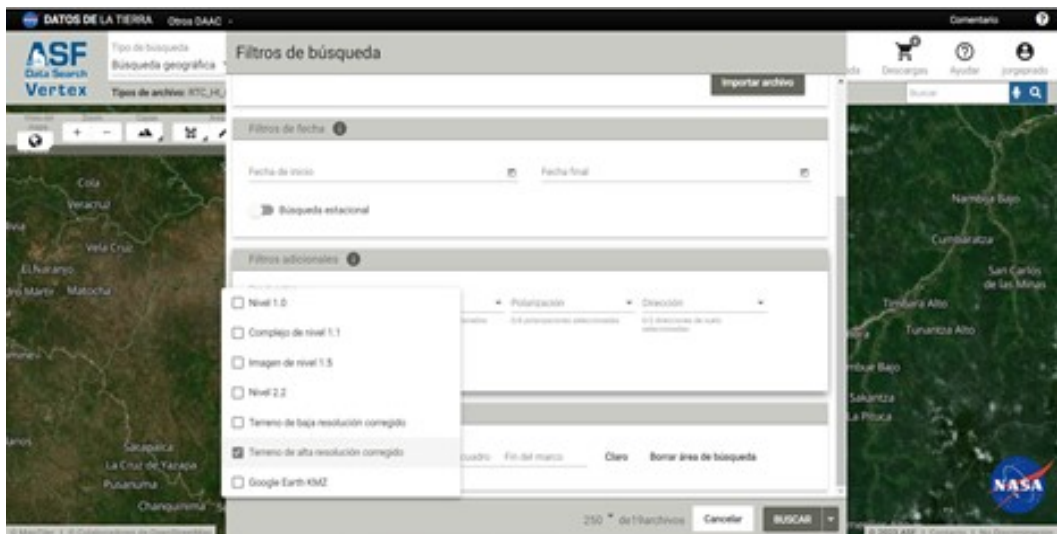
Figura 35: Selección del tipo de datos



Fuente: Autor

Luego se dirige al menú de filtros (tres puntos), en la sección de filtros adicionales seleccionar el tipo de archivo, para luego seleccionar (terreno de alta resolución corregido) y para finalizar este paso presionar BUSCAR, figura 36

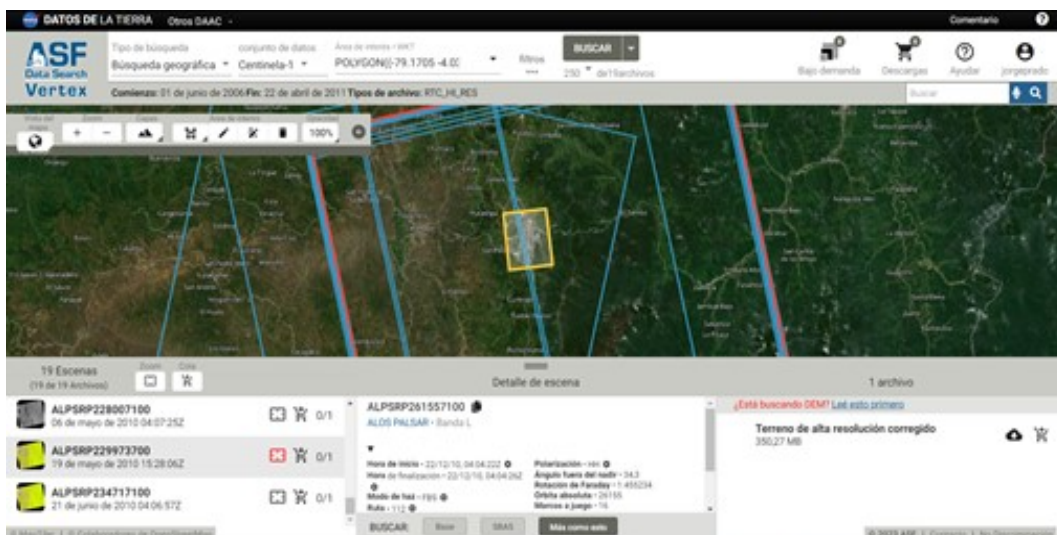
Figura 36: Selección del tipo de archivo



Fuente: Autor

Finalmente se selecciona el DEM que corresponda al área de interés dentro del panel de resultados. En la parte inferior se mostrará los resultados del DEM, y se puede observar también el tamaño del archivo y el botón para descargar, figura 37.

Figura 37: Selección del DEM y área de interés



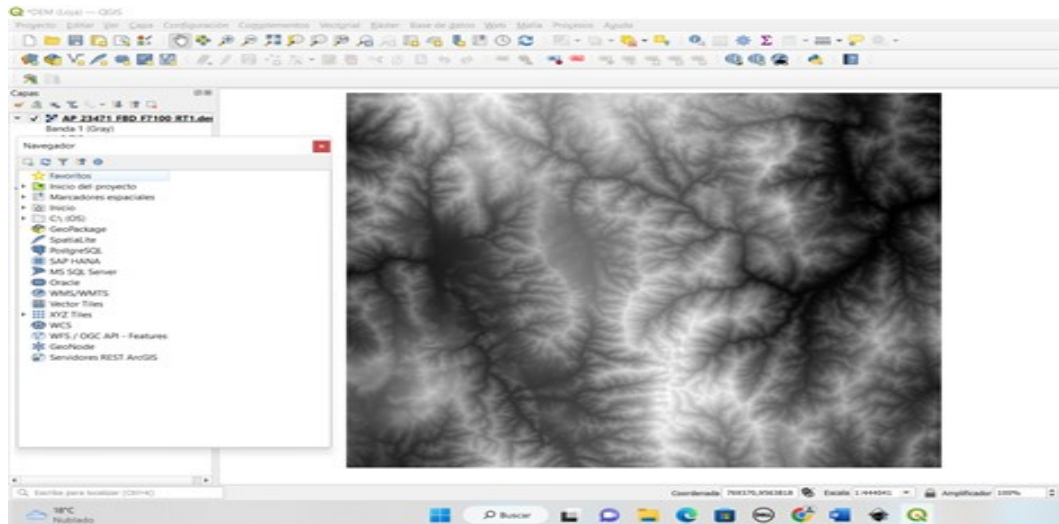
Fuente: Autor

5.4.2. Emplear el Software QGIS

Al obtener el DEM de la página ASF DATA SEARCH, como siguiente paso se debe abrir en el software QGIS. Para abrir la capa raster que se obtuvo del DEM se debe

entrar en el panel de navegador para dirigirse a la carpeta en donde se guardó la capa raster, para finalmente abrir el archivo que diga DEM, figura 38.

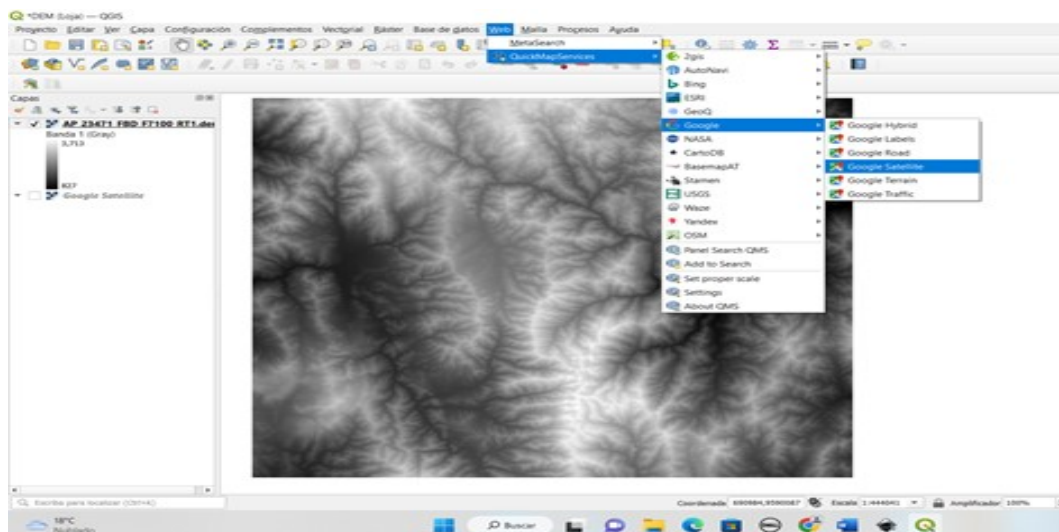
Figura 38: Capa raster



Fuente: Autor

Posteriormente una vez que se obtiene la capa raster, se dirige al comando WEB y se ingresa en QuickMapServices para luego dirigirse a Google y desde ahí seleccionar la opción de Google Satellite, como lo puede ver en la Figura 39.

Figura 39: Capa raster y el comando WEB

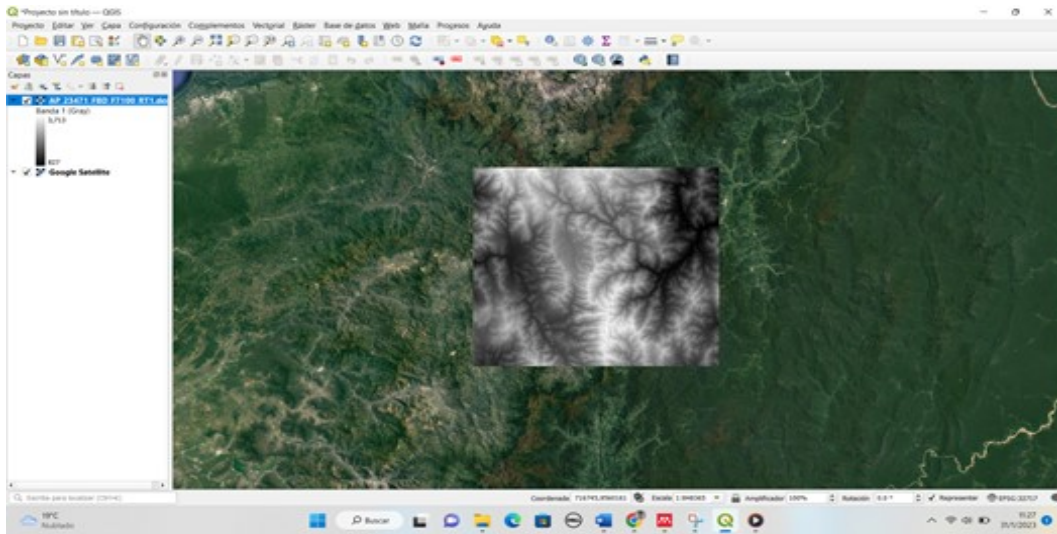


Fuente: Autor

Al realizar el proceso antes mencionado, el software QGIS brinda una imagen satelital que ayuda a comprobar que la capa raster esta sobre el área de interés como lo

es la ciudad de Loja.

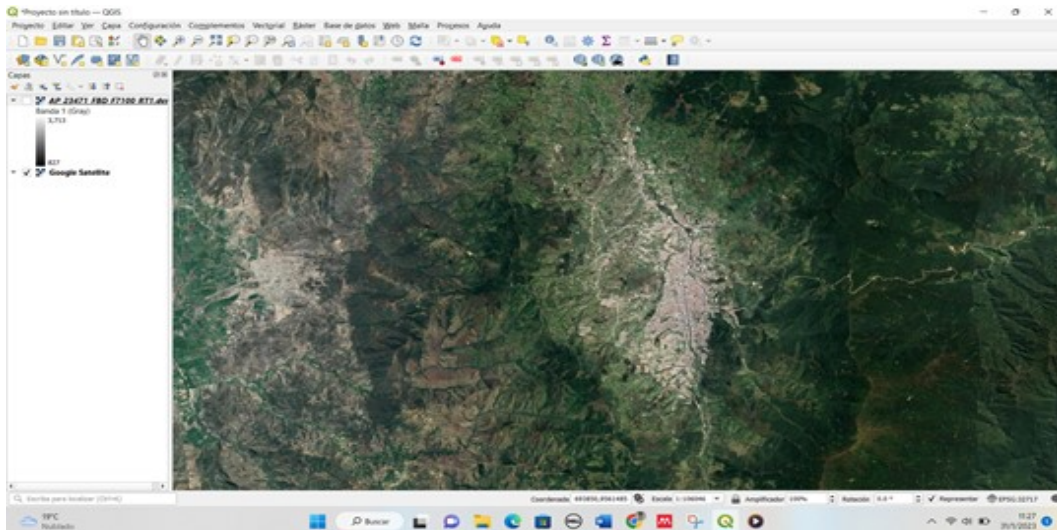
Figura 40: Capa raster con su imagen satelital



Fuente: Autor

Para verificar que la capa raster se encuentra sobre el área de interés, se desactiva la capa y se identifica que el área de estudio este debajo de la capa raster como lo indica la Figura 41.

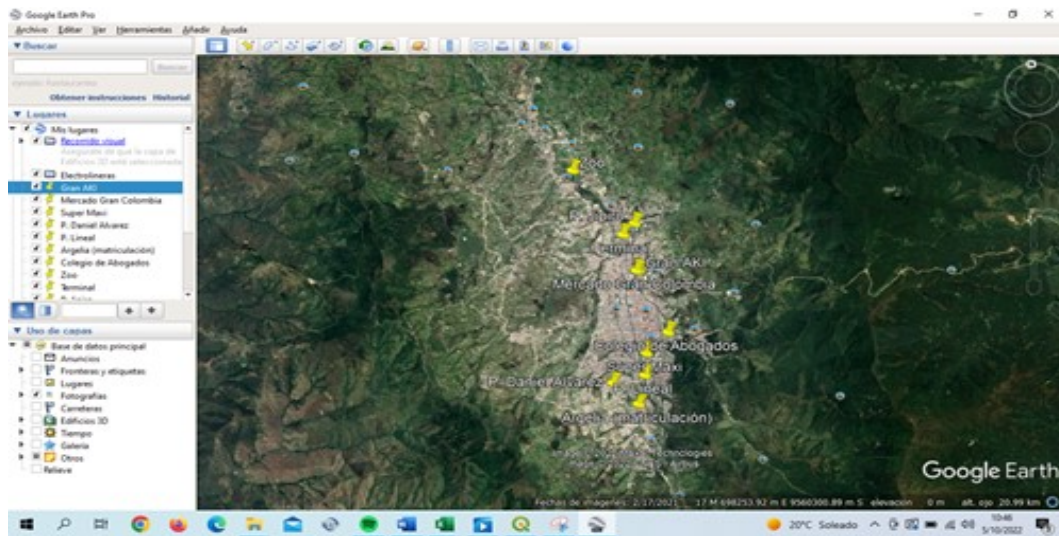
Figura 41: Imagen satelital de la ciudad de Loja



Fuente: Autor

Una vez que se obtiene la imagen satelital y la capa raster, se procede a trabajar con el software Google Earth Pro para seleccionar lugares a considerar para la ubicación de la electrolinera, como puede ver en la Figura 42.

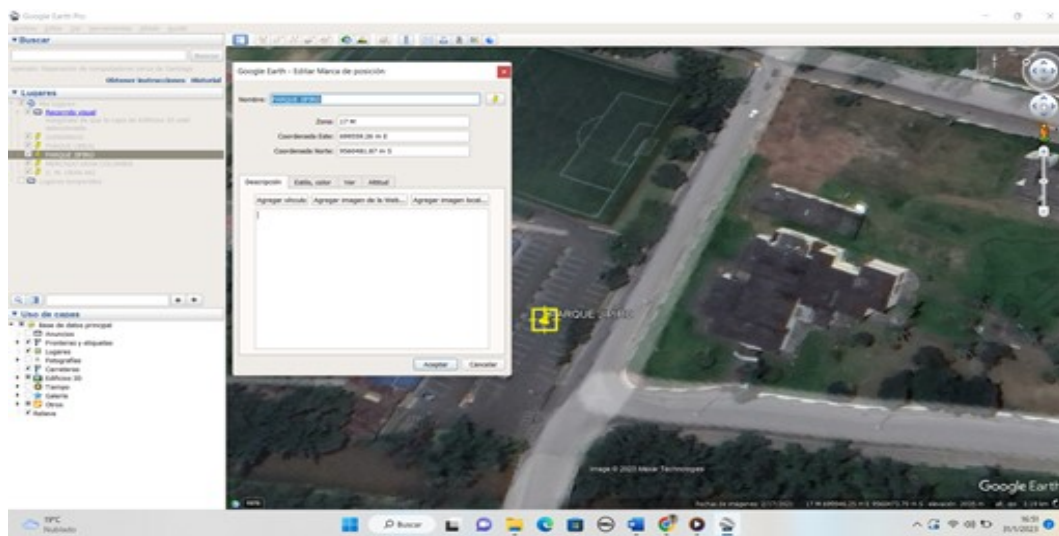
Figura 42: Posibles ubicaciones de la electrolinera



Fuente: Autor

Una vez seleccionados los lugares en Google Earth Pro, se extrae información como lo puede observar en la Figura 43, dando a conocer coordenadas en X e Y.

Figura 43: Datos geográficos de la ubicación



Fuente: Autor

Este proceso se lo realiza para los 10 lugares considerados con el fin de obtener datos como lo indica la tabla 11.

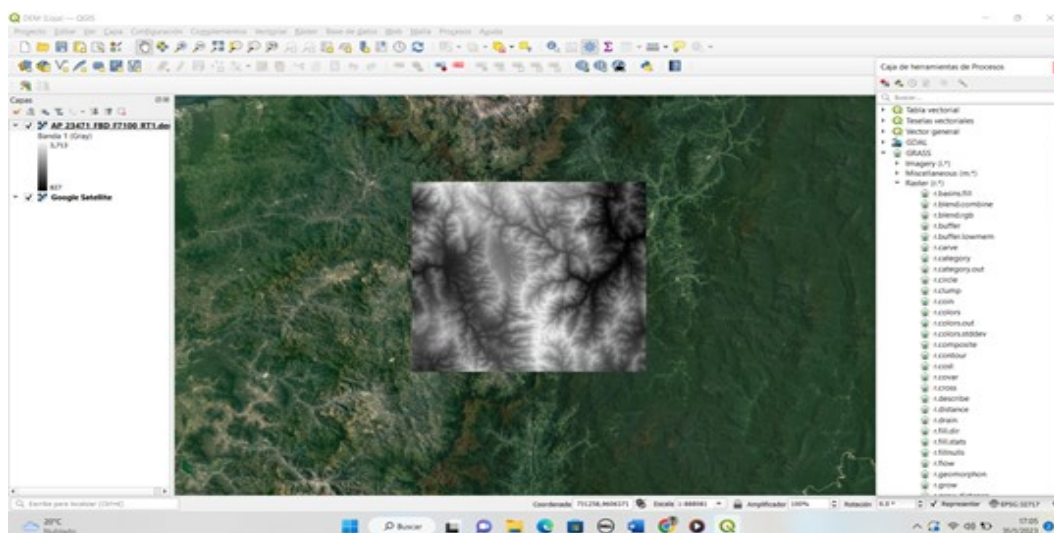
Tabla 11: Sitios propuestos para la ubicación de la electrolinera

Ubicación	X(m)E	Y(m)S	Latitud(S)	Longitud(O)	Elevación(m)
P Jipiro	699563.84	9560485.86	4° 58'27,82	79° 12'9,25	2036
P. D. Alvarez	698525.29	9555605.33	4° 1'6,77	9° 12'42,57	2188
P. Lineal	699431.71	9555773.83	4° 1'1,22	9° 12'13,20	2103
Argelia	699184.52	9554891.19	4° 1'29,97	79° 12'21,15	2127
C.Abogados	700193.09	9557041.49	4° 0'19,90	79° 11'48,61	2121
Supermaxi	699537.15	9556445.44	4° 0'39,35	79° 12'9,83	2088
Zoológico	697992.46	9562270.11	3° 57'29,85	79° 13'0,31	2018
Terminal	699207.77	9560167.21	3° 58'38,22	79° 12'20,77	2048
M. G. Colombia	699482.94	9559021.69	3° 59'15,49	79° 12'11,77	2052
S. Gran AKI	699552.35	9559023.69	3° 59'15,42	79° 12'9,52	2051

Fuente: Autor

Al obtener los valores de la tabla se vuelve a trabajar en el software QGIS. Se dirige al comando procesos, luego se selecciona herramienta de procesos y se dirige al comando Grass, como siguiente se selecciona raster para finalmente trabajar con la opción de r.horizon.height figura 44.

Figura 44: Capa raster y el comando de herramientas de procesos

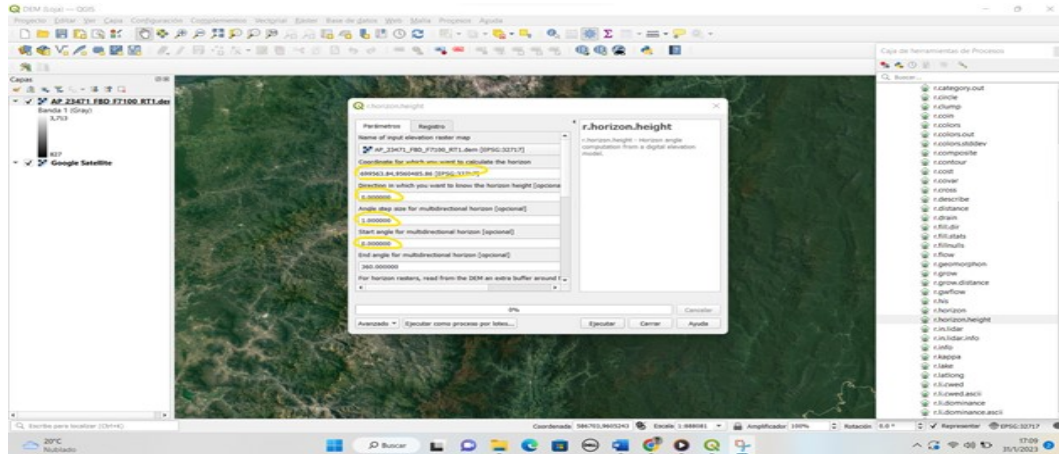


Fuente: Autor

La función r.horizon.height permite ingresar los valores de las coordenadas que se encontró mediante Google Earth Pro. Además, se considera el valor de cero para la

dirección, uno para el ángulo de paso y cero para el ángulo estelar y se considera el resto de valores estándares que da el programa, figura 45.

Figura 45: Datos del comando r.horizon.height



Fuente: Autor

Al ingresar las coordenadas y modificar los valores mencionados se ejecuta el programa para obtener datos a 360° como lo muestra la tabla 12.

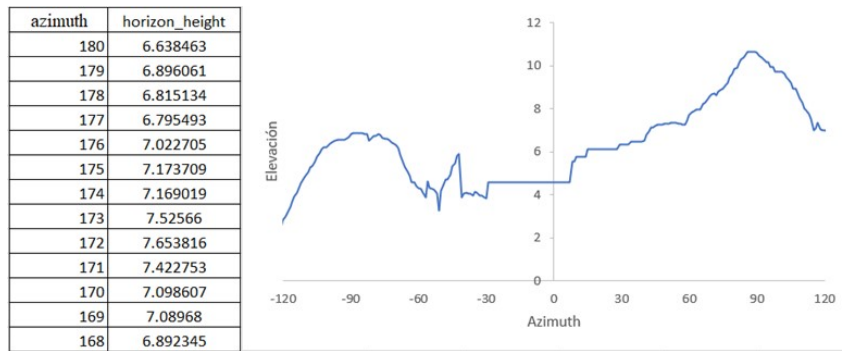
Tabla 12: Datos arrojados por QGIS

Azimut	Horizont height
0	10.613801
1	10.479479
2	10.393480
3	10.270736
4	10.140503
5	10.140503
6	9.958817
7	9.958817
8	9.734026
9	9.700999
10	9.700999
11	9.615707
12	9.454243
13	9.363342

Fuente: Autor

Finalmente, al haber obtenido estos valores, se hace una corrección debido a que cuando el azimut es cero está dirigido hacia el este, y para este caso, los paneles estarán dirigidos hacia el norte, para ello hay que corregir el azimut, para de esa manera obtener un perfil de alturas como lo indica la figura 46.

Figura 46: Perfil de alturas con la corrección de los datos obtenidos de QGIS



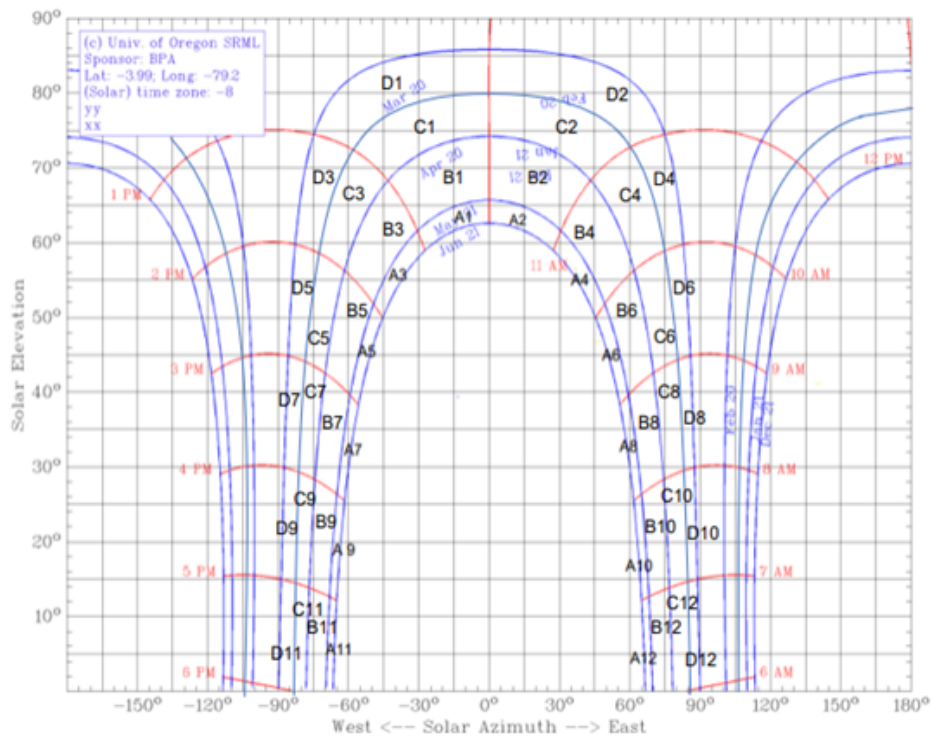
Fuente: Autor

Este proceso se lo considera para todos los puntos estratégicos para la ubicación de la electrolinera, el resto de perfiles altura los encontrará en anexos.

5.4.3. Cálculo de las pérdidas por sombras

Para el cálculo de pérdidas de sombra se trabaja con el diagrama de trayectoria solar como lo indica la Figura 47.

Figura 47: Diagrama de la trayectoria del sol. (pertenece a las latitudes de Loja)



Fuente: Obtenido de la página (SunEarthtools.com)

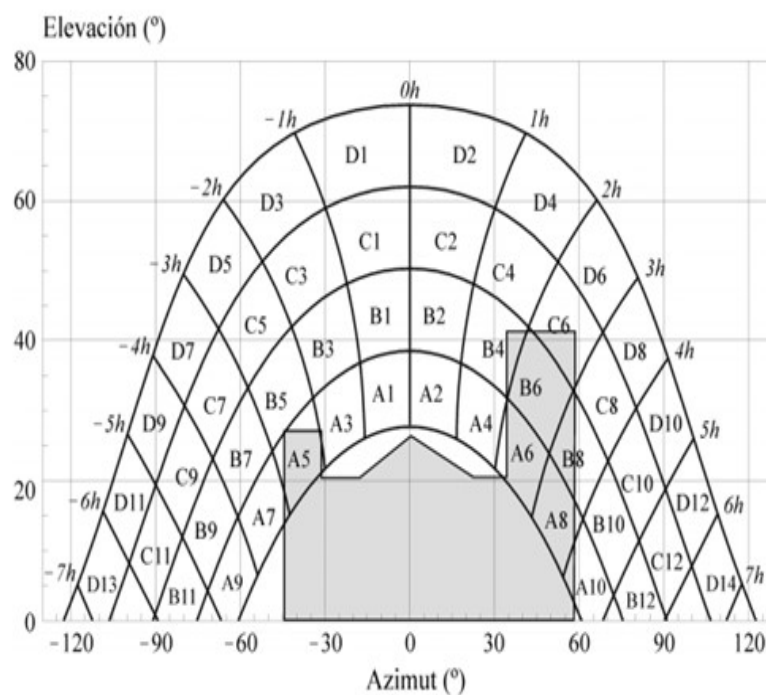
Este diagrama representa el recorrido del sol en un año y es válido para las latitudes de Loja. Una vez que se obtiene el diagrama de trayectoria solar se selecciona una tabla de referencias, considerando la inclinación en estudio como lo indica la tabla 13. Estas tablas se encuentran en el pliego de condiciones técnicas IDAE.

Para hacer el cálculo de pérdidas se trabaja con los perfiles de sombra, los cuales van sobre el diagrama de la trayectoria del sol y muestran un sombreado en el diagrama. Considerando la ocultación parcial se considera los valores de 0.25, 0.5, 0.75 y 1 para determinar las pérdidas finales. Para mayor comprensión véalo en el siguiente ejemplo.

Ejemplo de pérdidas en una superficie de Madrid

El siguiente ejemplo muestra una superficie de Madrid con una inclinación de 30° y orientada 10° al sudeste y también indica un perfil de obstáculos, ver figura 48.

Figura 48: Trayectoria solar para la ciudad de Madrid



Fuente: (IDAE, 2009)

La tabla que se selecciona es la más cercana a los valores de inclinación y orientación.

Tabla 13: Factores de sombra para una inclinación de 35°

$\beta = 35$	A	B	C	D
$\alpha = 0$				
13	0	0	0	0.08
11	0	0.01	0.12	0.44
9	0.13	0.41	0.62	1.49
7	1	0.95	1.27	2.76
5	1.84	1.5	1.83	3.87
3	2.7	1.88	2.21	4.67
1	3.15	2.12	2.43	5.04
2	3.17	2.12	2.33	4.99
4	2.7	1.89	2.01	4.46
6	1.79	1.51	1.65	3.63
8	0.98	0.99	1.08	2.55
10	0.11	0.42	0.52	1.33
12	0	0.02	0.1	0.4
14	0	0	0	0.02

Fuente: (IDAE, 2009)

Una vez que se selecciona la tabla de referencias se procede a desarrollar el cálculo de pérdidas por sombreado.

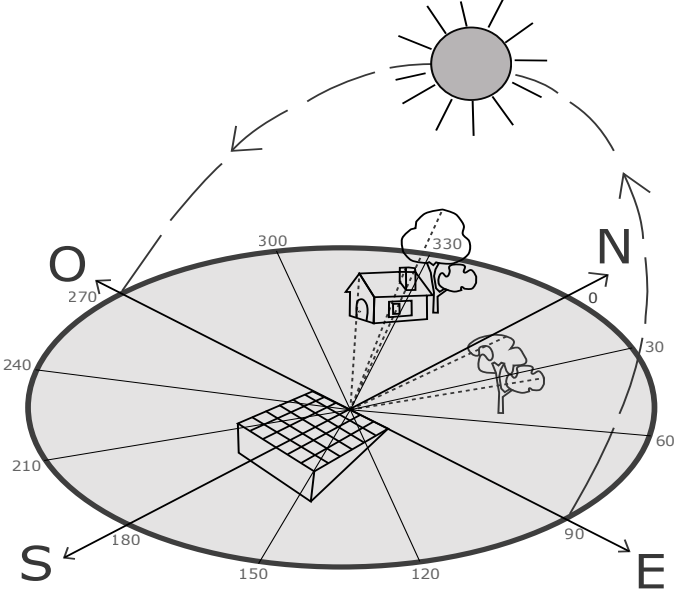
$$\begin{aligned}
 & \text{Pérdidas por sombreado (\% de irradiación global incidente anual) =} \\
 & = 0,25(B4) + 0,5(A5) + 0,75(A6+B6) + 0,25(C6) + A8 + 0,5(B8) + 0,25(A10) \\
 & = 0,25(1,89) + 0,5(1,84) + 0,75(1,79 + 1,51) + 0,25(1,65 + 0,98) + 0,5(0,99) + 0,25(0,11) \\
 & = 6,16 \% = 6 \%
 \end{aligned}$$

5.5. Método manual para cálculo de sombras

Se recurrió a este método para considerar las pérdidas físicas dadas por árboles, edificios, entre otras. Para llevar a cabo el cálculo de las pérdidas de sombras primeramente se ubicó el centro del lugar, luego se consideró una circunferencia con divisiones de 10 grados y una brújula en dirección al norte como lo indica la figura 49 para tomar medidas de ángulos. La medida de los ángulos se obtuvo con la ayuda de una aplicación llamada

inclinómetro y un láser el cual ayudo a obtener el ángulo de inclinación con respecto al obstáculo presente en la dirección.

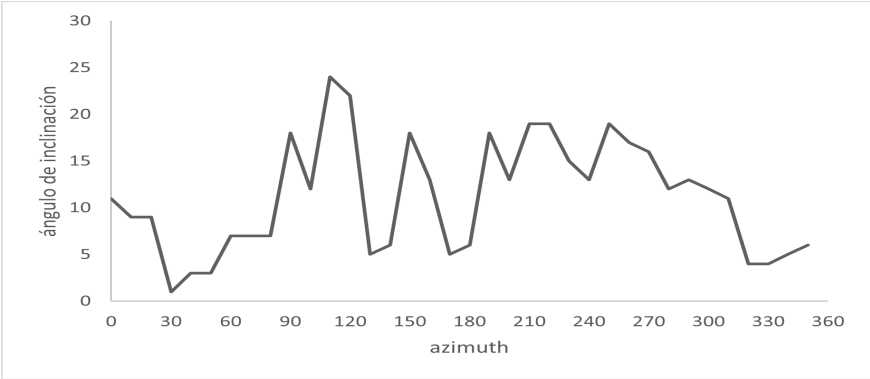
Figura 49: Determinación de las sombras en base a la orientación de los paneles



Fuente: Autor

Una vez que se obtiene los datos de inclinación recolectados de cada lugar, se realiza el mismo proceso para obtener los perfiles de altura como lo indica la figura 50.

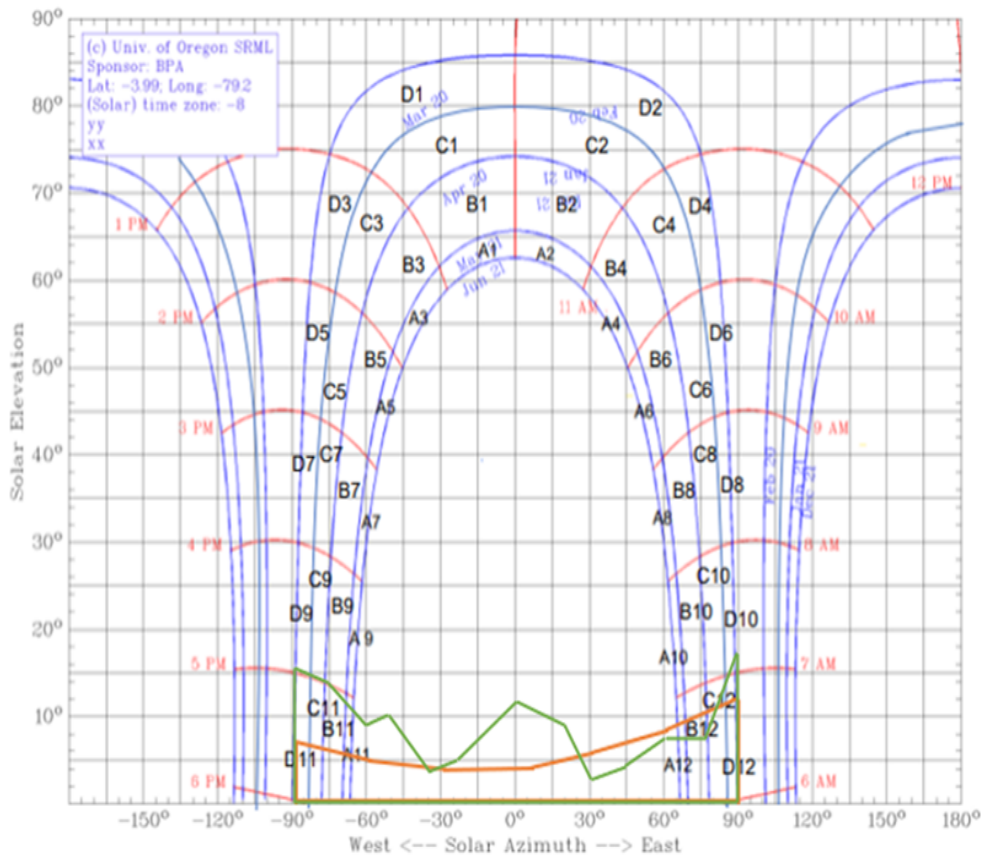
Figura 50: Perfil de alturas del parque Jipiro



Fuente: Autor

En la Figura 51 se muestra la curva de trayectoria solar para la ciudad de Loja con el perfil de altura obtenida del Qgis y el perfil de sombras manuales y se puede evidenciar que al emplear el método manual los perfiles de alturas ocupan más espacio en la curva de trayectoria solar, por lo que las pérdidas llegarán a ser mayores.

Figura 51: Curva de trayectoria solar con el perfil de alturas de Jipiro



Fuente: Adaptado del software SunEarthTools.com

Para proceder a hacer el cálculo de sombras se emplea la tabla 14 y se considera los valores marcados con negrita para el cálculo.

Tabla 14: Factores de sombra para inclinación 0°

$\beta = 0$	A	B	C	D
$\alpha = 0$				
11	0	0	0	1.05
9	0.05	0.32	0.70	2.23
7	0.52	0.77	1.32	3.56
5	1.11	1.26	1.85	4.66
3	1.75	1.60	2.20	5.44
1	2.10	1.81	2.40	5.78
2	2.11	1.80	2.30	5.73
4	1.75	1.61	2.00	5.19
6	1.09	1.26	1.65	4.37
8	0.51	0.82	1.11	3.28
10	0.05	0.33	0.57	1.98
12	0	0.02	0.15	0.96

Fuente: Obtenido de IDAE (2009)

$$\begin{aligned}
& \text{Pérdidas por sombreado (\% de irradiación global incidente anual)} = \\
& = 0.25(D10) + 0.5(A12+B12) + 0.75(C12+A11) + 1(B11+C11+D11+D12) \\
& = 0.25(1.98) + 0.5(0.0+0.02) + 0.75(0.15+0.0) + 1(0.01+0.18+1.05+0.96) = 2.8175 \%
\end{aligned}$$

5.6. Elección de la estación de recarga

La estación de recarga es considerada como el punto más importante del proyecto. Por lo que se hará una comparación de las diferentes estaciones de carga vistas anteriormente y se considerará el criterio de potencia, precio, tiempo de recarga y compatibilidad con los vehículos del mercado.

Estaciones de recarga

- INGETEAM Ingerev Rapid 50.
- Schneider Electric EVlink.
- ABB TERRA 53 CJG.
- EVBOX Ultroniq.

Lista de criterios para los cargadores:

- Potencia.
- Precio.
- Tiempo de recarga.
- Compatibilidad.

En la tabla 15 se seleccionará el cargador con mejores prestaciones y se los comparará en una escala del 1 al 10, y con una escala de 1 al 5 se determinará la importancia de cada criterio.

Se puede visualizar que la alternativa con menor puntaje es la estación Schneider. Esto debido a la potencia que ofrece y que conlleva a un tiempo de carga mayor que las demás opciones. En cuanto a la estación EVBOX se puede evidenciar que cuenta con muy buena potencia, pero está limitado en dos conectores.

Tabla 15: Jerarquía simple puntos de recarga

Criterios	Ingeteam	Schneider	ABB Terra	EVbox	importancia
Potencia	7	4	7	9	5
Precio	7	8	7	4	4
Tiempo de recarga	7	5	7	8	3
Compatibilidad	8	4	8	7	5

Fuente: Adaptado de (Serna José, 2021)

Finalmente se tiene dos opciones de interés como son la ABB TERRA 53 e INGETEAM Ingerev Rapid 50, cuyas características son buenas y similares por lo que cualquier de las dos estaciones es ideal para este proyecto.

Considerando las dos opciones se eligió el modelo INGETEAM, ya que la potencia que entrega está en el rango de diseño que se propuso en este proyecto.

5.7. Vehículos compatibles con el cargador

Se puede observar en el cuadro 2 que la estación de recarga seleccionada tiene compatibilidad con tres tipos de conexión, tales como: CHAdeMO, CCS tipo 2 y IEC62196 Modo-3 Tipo-2 más conocido como Mennekes.

Listado de vehículos compatibles con el tipo de conectividad CHAdeMO.

- CITROEN C-ZERO.
- CITROEN BERLINGO.
- FIAT 500e.
- KIA SOUL EV.
- HYUNDAI IONIQ.
- NISSAN LEAF.
- PEUGEOT ION.
- MAZDA DEMIO.
- TOYOTA EQ.

- HONDA FIT EV, entre otros.

Lista de vehículos compatibles con la conectividad CCS.

- HYUNDAI KONA.
- PEUGEOT E-2008.
- MERCEDES EQC.
- BMW 13.
- MERCEDES EQC.
- HYUNDAI IONIQ.
- SEAT MII.
- E-GOLF.

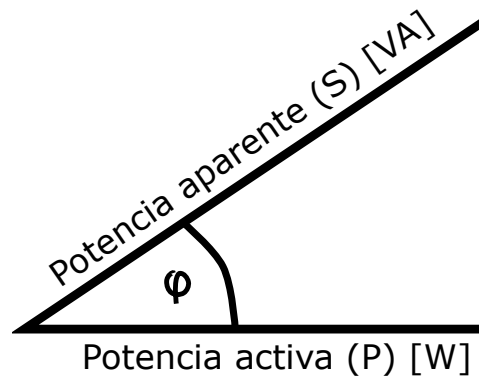
El Conector tipo 2 IEC62196 es el estándar europeo propuesto por el fabricante alemán MennekeS, y los vehículos compatibles con su conectividad son:

- BYD E6.
- BYD E5 400.
- BYD S2.
- RENAULT KANGOO ZE.
- RENAULT ZOE.
- MERCEDES S500.
- MERCEDES E350.
- BMW 13, entre otros.

5.8. Demanda de la potencia requerida

Para calcular la potencia requerida se consideró la potencia nominal máxima que entrega la estación de recarga INGETEAM y el factor de potencia que se expresa en $\cos \theta$, estos datos se especifican en la tabla 1. Y para su cálculo se emplea la figura 52.

Figura 52: Triángulo para cálculo de potencia



Fuente: Autor

siendo:

$$\cos \theta = \frac{(\text{potencia_activa})}{(\text{potencia_aparente})} \quad (1)$$

$$\text{Potencia_activa} = \text{Potencia_aparente} * \cos \theta$$

$$\text{Potencia_activa} = 53 \text{ kVA} * 0,98$$

$$\text{Potencia_activa} = 51,94 \text{ kW}$$

$$\text{Potencia_activa} = 52 \text{ kW}$$

La demanda de energía requerida se obtiene mediante una suposición de los tiempos estimados para realizar la recarga en el día, como lo indica la tabla 16 y el consumo diario promedio que se necesita se expresa en la tabla 17.

Tabla 16: Suposición de tiempos de recarga

mes	día	Hora	Wh
01	01	0	0
01	01	1	0
01	01	2	0
01	01	3	0
01	01	4	0
01	01	5	0
01	01	6	0
01	01	7	0
01	01	8	52000
01	01	9	0
01	01	10	52000
01	01	11	0
01	01	12	52000
01	01	13	0
01	01	14	52000
01	01	15	0
01	01	16	52000
01	01	17	0
01	01	18	0
01	01	19	0
01	01	20	0
01	01	21	0
01	01	22	0
01	01	23	0
01	02	0	0
01	02	1	0
01	02	2	0
01	02	3	0
01	02	4	0
01	02	5	0
01	02	6	0
01	02	7	0
01	02	8	52000
01	02	9	0
01	02	10	52000
01	02	11	0
01	02	12	52000
01	02	13	0
01	02	14	52000

Fuente: Autor

Tabla 17: Consumos diario promedio

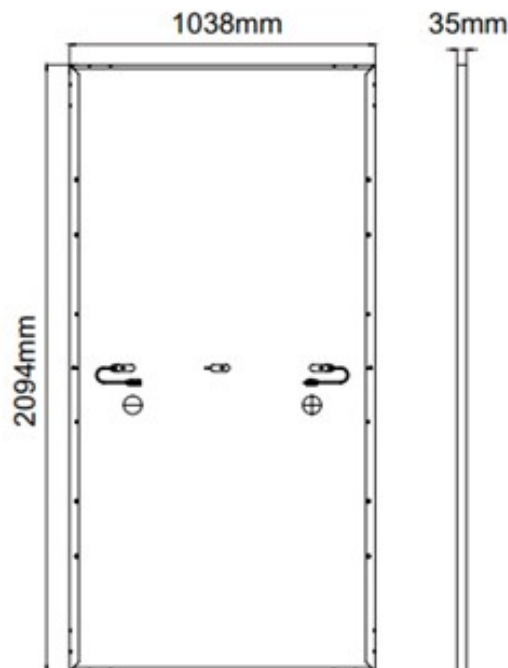
Mes	Consumo total (Wh/día)
Enero	260000
Febrero	260000
Marzo	260000
Abril	260000
Mayo	260000
Junio	260000
Julio	260000
Agosto	260000
Septiembre	260000
Octubre	260000
Noviembre	260000
Diciembre	260000

Fuente: Autor

5.9. Selección del módulo fotovoltaico

El módulo fotovoltaico elegido es monocristalino debido a que tiene mejor eficiencia en climas no tan calurosos y son más duraderos, las dimensiones del panel elegido son de "2094x1038x35"mm, ver figura 53 y tiene un peso de 24 kg.

Figura 53: Dimensiones de la placa solar



Fuente: Obtenido de paneles AutoSolar

El marco que envuelve el panel está fabricado en aluminio anodizado, material que ayuda a la fijación en cualquier tipo de estructura. En la parte trasera se encuentra la caja de conexiones con protección IP68 y de donde salen los cables en los extremos para facilitar la conexión de las placas.

En cuanto a la ficha técnica de la placa solar presenta las siguientes características, observadas en la tabla 18:

Tabla 18: Características de la placa solar (fabricante:AutoSolar)

Características	Datos
Potencia (W)	450 W
Voltaje máx. (Vmpp)	41.50 V
Corriente máx. (ImPP)	10.85 A
Voltaje circuito abierto (Voc)	49.30 V
Corriente de cortocircuito (Isc)	11.60 A
Eficiencia del módulo	20.70 %
Coefficiente de temperatura Isc	+ 0.049 % / °C
Coefficiente de temperatura Vc	- 0.271 % / °C
T. normal de operación de la célula	- 40°C – +85°C

Fuente: Obtenido de paneles AutoSolar

5.10. Inclinación de los módulos fotovoltaicos

Para seleccionar la inclinación de los módulos se consideró el tercer criterio antes mencionado en la página 14, el cual es seleccionar el mes más crítico.

Este método o criterio se considera más fiable debido a que se trabaja con la peor irradiación en el mes más desfavorable. Para obtener los datos de la irradiación es necesario ubicar la latitud y longitud del lugar en estudio, para luego trabajar con los datos del software gratuito PVgis, el cual ayuda a obtener datos de irradiación en un plano horizontal de un año meteorológico típico (TMY). La tabla 19 indica los años que conforman el año meteorológico típico para las latitudes de Loja.

Los datos del TMY se obtienen en horas UTC por lo que es necesario modificar estos datos para obtenerlos en la hora local para trabajar los valores con mayor facilidad, tal y como lo indica la tabla 20. Cabe mencionar que para esto se debe restar 5 horas a la hora que arroja el programa y los valores que se mostrarán son una pequeña parte, debido a que son 8760 datos que arroja el programa.

Una vez obtenidos los datos TMY en la hora local, se tiene en cuenta los valores de

Tabla 19: Meses que conforman el año meteorológico típico (TMY)

Mes	Año
Enero	2005
Febrero	2006
Marzo	2005
Abril	2005
Mayo	2015
Junio	2010
Julio	2015
Agosto	2013
Septiembre	2010
Octubre	2008
Noviembre	2014
Diciembre	2014

Fuente: Obtenido de software PVGIS

factor de corrección de inclinación que se muestra en la tabla 21 obtenido de (Silva, 2011), estos valores ayudaran a determinar el mes más crítico y la inclinación óptima para los módulos fotovoltaicos. Para elegir esta tabla se considera la latitud de la ciudad de Loja y es por esto que se eligió la tabla de factores de corrección de inclinación pertenecientes a una latitud de 4 grados.

Considerando los factores de corrección de inclinación y los datos del TMY, se multiplica los valores, tal y como lo visualiza la matriz (C). Cabe mencionar que las matrices que se mostraran son una referencia para llevar a cabo el producto de estas. La matriz (A) representa los valores de irradiación y la matriz (B) los valores de corrección de inclinación.

$$A = \begin{bmatrix} \text{hora} & \text{irradiación}_{W/m^2} \\ 1 & 0 \\ 2 & 0 \\ 3 & 0 \\ 4 & 0 \\ 5 & 0 \\ 6 & 0 \\ 7 & 124 \\ 8 & 216 \\ 9 & 209 \end{bmatrix}; B = \begin{bmatrix} \text{Inc} & \text{Ene} & \text{Feb} & \text{Mar} \\ 0^\circ & 1 & 1 & 1 \\ 5^\circ & 1,02 & 1,01 & 1 \\ 10^\circ & 1,04 & 1,02 & 1 \\ 15^\circ & 1,05 & 1,02 & 0,98 \\ 20^\circ & 1,06 & 1,02 & 0,97 \end{bmatrix}$$

Tabla 20: Datos TMY en hora local

año/mes/día	Hora	irradiancia
2005/01/01	0	0
2005/01/01	1	0
2005/01/01	2	0
2005/01/01	3	0
2005/01/01	4	0
2005/01/01	5	0
2005/01/01	6	0
2005/01/01	7	124
2005/01/01	8	216
2005/01/01	9	209
2005/01/01	10	810
2005/01/01	11	950
2005/01/01	12	1017
2005/01/01	13	1005
2005/01/01	14	916
2005/01/01	15	454
2005/01/01	16	225
2005/01/01	17	60
2005/01/01	18	16
2005/01/01	19	0
2005/01/01	20	0
2005/01/01	21	0
2005/01/01	22	0
2005/01/01	23	0
2005/01/02	0	0
2005/01/02	1	0
2005/01/02	2	0
2005/01/02	3	0
2005/01/02	4	0
2005/01/02	5	0
2005/01/02	6	0
2005/01/02	7	121
2005/01/02	8	364
2005/01/02	9	602
2005/01/02	10	801
2005/01/02	11	940
2005/01/02	12	1007
2005/01/02	13	995

Fuente: Obtenido de software PVGIS

Tabla 21: Factores de corrección por inclinación según la latitud.

Latitud = 4°												
Inc	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1.02	1.01	1	0.99	0.97	0.97	0.97	0.98	1	1.02	1.03	1.03
10	1.04	1.02	1	0.96	0.94	0.93	0.94	0.96	1	1.03	1.05	1.05
15	1.05	1.02	0.98	0.94	0.9	0.88	0.9	0.93	0.98	1.03	1.06	1.07
20	1.06	1.02	0.97	0.9	0.85	0.83	0.85	0.9	0.96	1.03	1.07	1.08
25	1.05	1.01	0.94	0.86	0.8	0.77	0.8	0.86	0.94	1.02	1.07	1.08
30	1.05	0.99	0.91	0.82	0.74	0.71	0.74	0.81	0.91	1	1.06	1.07
35	1.03	0.97	0.87	0.77	0.68	0.64	0.67	0.76	0.87	0.98	1.05	1.06
40	1.01	0.94	0.83	0.71	0.61	0.57	0.6	0.7	0.82	0.95	1.03	1.04
45	0.98	0.9	0.78	0.65	0.54	0.5	0.53	0.64	0.77	0.91	1	1.02
50	0.95	0.86	0.73	0.59	0.47	0.42	0.46	0.57	0.72	0.87	0.97	0.99
55	0.91	0.81	0.67	0.52	0.39	0.34	0.38	0.5	0.66	0.82	0.93	0.95
60	0.86	0.76	0.61	0.45	0.31	0.25	0.3	0.43	0.6	0.76	0.88	0.91
65	0.81	0.71	0.55	0.37	0.23	0.17	0.22	0.35	0.53	0.7	0.83	0.86
70	0.76	0.65	0.48	0.3	0.15	0.12	0.13	0.27	0.46	0.64	0.77	0.81
75	0.7	0.58	0.41	0.22	0.12	0.11	0.1	0.19	0.38	0.57	0.71	0.75
80	0.64	0.52	0.34	0.14	0.11	0.1	0.1	0.11	0.31	0.5	0.64	0.69
85	0.57	0.45	0.26	0.12	0.1	0.09	0.09	0.09	0.23	0.43	0.57	0.62
90	0.5	0.37	0.19	0.11	0.1	0.09	0.08	0.08	0.15	0.35	0.5	0.55

Fuente: Obtenido de Silva (2011)

$$C = \begin{bmatrix} \text{Inc} & 0^\circ & 5^\circ & 10^\circ & 15^\circ & 20^\circ \\ \text{enero} & (1 * 124) & (1,02 * 124) & (1,04 * 124) & (1,05 * 124) & (1,06 * 124) \\ \text{enero} & (1 * 216) & (1,02 * 216) & (1,04 * 216) & (1,05 * 216) & (1,06 * 216) \\ \text{enero} & (1 * 209) & (1,02 * 209) & (1,04 * 209) & (1,05 * 216) & (1,06 * 209) \end{bmatrix}$$

La matriz C representa el producto de la matriz A con la matriz B y se expresa en unidades de $Wh/día * m^2$, teniendo en cuenta que los valores de la irradiación corresponden a la hora de 7, 8 y 9 de la mañana y son valores del 1 de enero.

Luego de obtener la matriz de resultados (C), se procede a realizar la suma de todos los resultados correspondientes a las horas de cada día, es decir, la suma de los valores correspondientes a un día para obtener una matriz de oferta solar anual.

A continuación, se suma el resultado correspondiente a cada mes para obtener una matriz de oferta solar mensual, después de obtener la matriz mensual se divide para el número de días que tiene cada mes con el fin de obtener una matriz de oferta solar mensual promedio.

Luego, se debe encontrar una matriz de relaciones entre la oferta solar y la demanda, esta matriz se llama matriz de superficies, porque el producto de estas variables da como resultado un valor de superficie. La matriz D representará la demanda en unidades de Wh/día, la matriz E la oferta solar mensual promedio en (Wh/día*m²) y la matriz S representa la matriz de superficie en m².

$$D = \begin{bmatrix} \text{Mes} & \text{C. Wh} \\ \text{Enero} & 260000 \\ \text{Febrero} & 260000 \\ \text{Marzo} & 260000 \\ \text{Abril} & 260000 \end{bmatrix} ; E = \begin{bmatrix} \text{Mes} & 0^\circ & 5^\circ & 10^\circ \\ \text{Enero} & 4832,452 & 4929,101 & 5025,750 \\ \text{Febrero} & 4388,821 & 4432,710 & 4476,598 \\ \text{Marzo} & 4784,032 & 4807,290 & 4807,290 \\ \text{Abril} & 4987,900 & 4938,021 & 4788,384 \end{bmatrix}$$

$$S = \begin{bmatrix} \text{Mes} & 0^\circ & 5^\circ & 10^\circ \\ \text{Enero} & (260000/4832,452) & (260000/4929,101) & (260000/5025,750) \\ \text{Febrero} & (260000/4388,821) & (260000/4432,710) & (260000/4476,598) \\ \text{Marzo} & (260000/4784,032) & (260000/4807,290) & (260000/4807,290) \\ \text{Abril} & (260000/4987,900) & (260000/4938,021) & (260000/4788,384) \end{bmatrix}$$

Esta relación es importante, ya que ayudara a determinar el mes más crítico y el ángulo de inclinación. Además, se interpreta que, si la superficie es alta, la oferta solar es baja con relación a la carga, mientras que si la superficie es mínima, la oferta solar es alta.

Posteriormente, se debe seleccionar el valor máximo, luego se elige el valor mínimo de los valores máximos tal y como se puede observar en la tabla 29 y la tabla 30, para finalmente hacer una relación que consiste en, si el valor mínimo coincide con el valor de cada mes y para cada ángulo se definirá el mes crítico tal y como lo indica la tabla 31 que tiene tres coincidencias del valor mínimo y a la vez ya se da a conocer que la inclinación es de 10 grados.

5.11. Métodos de dimensionamiento de un sistema off grid

Existen varios métodos para el dimensionamiento de un sistema fotovoltaico, pero en este proyecto se consideró el método de HSP y el PCT (IDAE).

Estos dos métodos fueron considerados debido a que el método de HSP es el más usado en nuestro entorno y se refiere a un momento específico del día en el que se requiere mayor cantidad de energía eléctrica, mientras que el PCT (IDEA) establece las normas técnicas para proyectos de generación de energía renovables como la solar.

5.11.1. HSP

La hora solar pico según de Guevara (2018) es una unidad que mide la irradiación solar y se define como la energía por unidad de superficie que se recibiría con una hipotética irradiación solar constante 1000 w/m^2 .

La hora solar pico (HSP) es la energía que se recibe en horas por m^2 y esta energía varía dependiendo de la localización y por la época del año. La (HSP) cuanto más cerca este al Ecuador, mayor será la generación de energía.

Datos de irradiación (TMY)

La irradiación es considerada como hora solar pico (HSP) y se obtiene de los datos que arroja la estación meteorológica de la Universidad Nacional de Loja que se encuentra en el área de energía, estos datos son trabajados como se explicó en el método para obtener el mes más desfavorable y la inclinación óptima, al desarrollar este método se obtiene una matriz de oferta solar mensual tal y como se observa en la tabla 22.

Tabla 22: Matriz de la irradiación solar en la ciudad de Loja

Mes	Irradiación Wh/día*m ²
Enero	3.7871
Febrero	3.7389
Marzo	3.8711
Abril	3.7387
Mayo	3.7142
Junio	3.6717
Julio	3.3843
Agosto	3.3237
Septiembre	3.4981
Octubre	4.0688
Noviembre	4.2017
Diciembre	4.0977

Fuente: Obtenido de estación meteorológica UNL

Potencia requerida

La potencia que se requiere para el dimensionamiento de este proyecto se especifica en la tabla 17 la cual está expresada en el consumo promedio diario.

Cálculo del número de paneles

Para determinar el número de paneles se emplea la ecuación 2.

$$\#paneles = \frac{(potencia_requerida) * 1,20}{(E_panel * HSP)} \quad (2)$$

Donde:

E_panel = potencia máxima del panel.

5.11.2. IDAE

El pliego de condiciones técnicas (IDAE) tiene como finalidad obtener un dimensionamiento que esté con base en normativas de seguridad y construcción. Para su aplicación se considera los siguientes criterios: orientación e inclinación de los paneles, consumo de los receptores, elección de la tensión, calcular el número de paneles, potencia del generador fotovoltaico, cálculo de las baterías, cálculo del regulador, cálculo del inversor y cálculo de la sección de conductores.

Inclinación óptima de los paneles

La inclinación óptima de los paneles se calcula considerando los datos de irradiación de un año meteorológico típico y se considera trabajar con la irradiación más baja, es decir, el mes de diseño.

Consumo de los receptores

En este punto se tiene en cuenta que la potencia que se requiere instalar es de 52 kW y para determinar la energía o consumo se multiplica por las horas que se va a considerar la recarga. De esta manera se obtiene una matriz de consumos como se muestra en la tabla 16.

Elección de la tensión

Normalmente, las tensiones van de acuerdo a la potencia del sistema y están dadas bajo las siguientes recomendaciones (Arias, 2022), ver tabla 23.

Tabla 23: Tensiones recomendadas según la potencia

Potencia del sistema (W)	Tensión de trabajo (V)
menos de 1500 W	12 V
entre 1500 y 5000 W(ImPP)	24 - 48 V
más de 5000 W	120 - 300 V

Fuente: Obtenido de Arias (2022)

Calcular el número de paneles

Para conocer el número de paneles es necesario determinar ciertos factores que ayudan al cálculo, estos factores son:

Gdm.- Es el valor medio mensual de la irradiación diaria sobre el plano del generador y se expresa mediante la fórmula 3.

$$Gdm(\alpha, \beta) = Gdm(\beta_{opt}) * Fi * Fs \quad (3)$$

Donde:

Fi = Factor de irradiancia

Fs = Factor de sombra

Factor de irradiancia (Fi). – Es el porcentaje de irradiación incidente para un generador de orientación e inclinación $(\alpha; \beta_{opt})$ respecto a la correspondiente para una orientación e inclinación óptimas $(\alpha = 0; \beta_{opt})$ (IDAE, 2009) y se emplea la ecuación 4.

$$Fi = 1 - [1,2 * 10^{-4}(\beta - \beta(opt))^2 + 3,5 * 10^{-5} * \alpha^2] \quad (4)$$

Factor de sombreado (Fs).– El factor de sombras es considerado por las pérdidas que se dan en una instalación, y para este caso se encontraron utilizando el ábaco de trayectoria solar y el perfil de sombras para cada lugar.

Rendimiento energético de la instalación o PR.– Es la eficiencia de la instalación en condiciones reales para el periodo de diseño y se expresa en la ecuación 5.

$$PR = \frac{Ed * Gcem}{(Gdm(\alpha, \beta) * Pmp(mín))} \quad (5)$$

donde:

$G_{cem} = 1 \text{ kW/m}^2$.

P_{mp} :Potencia pico del generador (kWp).

E_d :Consumo expresado en kWh/día.

G_{dm} : Irradiancia obtenida del TMY.

Según (IDAE, 2009) los valores típicos del PR son, en sistemas con inversor, PR= 0,7 y, con inversor y batería, PR= 0,6.

Potencia mínima y sobredimensionamiento

Al tener en cuenta estos factores, se puede calcular la potencia mínima basándose en la ecuación 5 y reemplazando los valores de $G_{dm}(\alpha, \beta)$ que se encuentran en la ecuación 3, se obtiene la ecuación 6.

$$P_{mp}(min) = \frac{E_d * G_{cem}}{G_{dm}(opt) * F_i * F_s * PR} \quad (6)$$

Al obtener la potencia mínima calculada, se multiplica por un factor de seguridad de 1.20, tal y como lo especifica el IDAE, lo cual llega a ser un sobredimensionamiento.

$$P_{mp_sobredimensionamiento} = P_{mp}(mín) * 1,20 \quad (7)$$

Potencia de diseño

Finalmente se tiene en cuenta una regla que impone el IDAE. Esta regla indica que la potencia de diseño tiene que ser menor a la potencia de sobredimensionamiento, pero a la vez esta debe ser mayor a la potencia mínima, como lo indica la ecuación 8.

$$Pot_diseño \leq 1,2 * P_{mp}(mín) \quad (8)$$

Cálculo de paneles

Considerando estas reglas se puede calcular el número de paneles necesarios con la ecuación 9.

$$Número_paneles = \frac{P_{mp}(mín) * 1,20}{P_{mpp_panel}} \quad (9)$$

Potencia del generador fotovoltaico

La potencia del generador resulta del producto de la P_{mpp} y el número de paneles se calcula empleando la ecuación 10.

$$Pot_pico_generador = P_{mpp} * Número_paneles \quad (10)$$

Cálculo y selección de las baterías

Para el cálculo de las baterías se tiene en cuenta dos criterios importantes para el correcto seleccionamiento, estos criterios son los días de autonomía que tendrá el sistema y la profundidad de descarga máxima de la batería. Para seleccionar se tiene presente dos pasos.

El primer paso consiste en calcular el consumo medio diario (LD) y consiste en dividir el consumo real para la tensión de trabajo, como lo expresa la ecuación 11.

$$LD = \frac{(Consumo_real)}{Tensión_trabajo} \quad (11)$$

Para el segundo paso se considera los dos criterios antes mencionado para calcular la capacidad de la batería. Y se considera una descarga en 20 horas por recomendaciones del IDAE.

$$Capacidad(C20) = \frac{(LD * Días_autonomía)}{(Pd_máx * n_inv * n_b)} \quad (12)$$

Los días de autonomía según IDAE (2009) el mínimo es 3 días y el rendimiento del inversor como el del regulador son de un 90 %.

Selección de la batería

Para seleccionar la batería se tiene en cuenta las baterías estacionarias BAE Secura PVS Solar, debido a que son las baterías mas utilizadas para almacenar energía en instalaciones de energías renovables de tamaño medio y grande.

Una vez que se selecciona la batería se determina si hay necesidad de un arreglo de baterías en paralelo y en serie.

Baterías en paralelo

Para el cálculo de las baterías en paralelo se utiliza la ecuación 13.

$$baterías_paralelo = \frac{Capacidad_calculada}{Capacidad_batería} \quad (13)$$

Baterías en serie

Para determinar el número de baterías en serie se emplea la ecuación 14.

$$baterías_serie = \frac{Tensión_sistema}{Tensión_batería} \quad (14)$$

Finalmente, el número de baterías en total resulta del producto entre las baterías en serie y paralelo.

Selección del regulador

El regulador de carga está encargado de controlar la carga de la batería, está diseñado para suministrar un voltaje estable y proteger a los equipos conectados a una línea de tensión contra sobrevoltajes, caída de tensión y variaciones de voltaje. Por recomendación del IDAE, el regulador debe ser capaz de soportar un 25 % más de la intensidad de cortocircuito de los generadores fotovoltaicos. Para la correcta selección del regulador se tiene en cuenta la tensión del sistema.

Arreglo fotovoltaico

Para el arreglo fotovoltaico se tiene en cuenta la tensión de entrada que permite el regulador, también se debe considerar ciertos factores como:

- Temperatura mínima histórica de Loja ($T_{mín}$).
- Temperatura máxima histórica de Loja ($T_{máx}$).
- Coeficientes de temperatura de módulo.
- Tensión de circuito abierto del módulo.
- Tensión de máxima potencia del módulo.
- Temperatura de operación de la célula del módulo.

Teniendo presente estos factores o parámetros se puede determinar el número mínimo y máximo de paneles conectados en serie, también de la misma manera se puede encontrar el número mínimo y máximo de paneles conectados en paralelo.

Los datos de temperatura son importantes para proteger el panel fotovoltaico debido a que, a menor temperatura, la tensión aumenta, mientras que si la temperatura aumenta, la tensión disminuye, esto se puede visualizar en las curvas del panel que están en anexos. También para el arreglo fotovoltaico hay que tener en cuenta la máxima potencia que permite el regulador.

Número de paneles máximos conectados en serie

Para realizar el cálculo de paneles mínimos en serie, se trabaja con la temperatura máxima histórica. Esto debido a que la tensión en los paneles disminuye cuando hay mayor temperatura y aumenta cuando es menor la temperatura y se emplea la ecuación 15.

$$Tc = Tmáx + 1,25(Tcélula - 20) \quad (15)$$

donde:

Tc = Temperatura de la célula corregida.

$Tmáx$ = Temperatura máxima histórica de Loja.

Luego de obtener la corrección de la temperatura se procede a calcular la tensión de máxima potencia considerando el coeficiente de temperatura (α), ecuación 16.

$$Vmpp(Tc) = [1 + \frac{(Tc - 25) * \alpha}{100} * Vmpp] \quad (16)$$

donde:

$Vmpp(Tc)$ = Voltaje de máxima potencia con corrección de temperatura.

$Vmpp$ = Voltaje de máxima potencia del panel.

α = Coeficiente de temperatura Isc .

Una vez que se calcula la tensión de máxima potencia corregida, se procede a calcular el número de paneles mínimos en serie empleando la ecuación 17.

$$Ns_{(mín)} = \frac{Vdc_{min_regulador}}{Vmpp * (Tc)} \quad (17)$$

donde:

$Ns_{(mín)}$ = Número de paneles mínimos conectados en serie.

$Vdc_{min_regulador}$ = Voltaje recomendado del regulador.

Número de paneles mínimos conectados en serie

Para calcular el número de paneles máximos conectados en serie se emplea la ecuación 18.

$$Voc(Tc) = [1 + \frac{(Tmín - 25) + \beta}{100} * Voc] \quad (18)$$

donde:

$V_{oc}(T_c)$ = Voltaje en circuito abierto con corrección de temperatura.

$T_{mín}$ = Temperatura mínima histórica de Loja.

V_{oc} = Voltaje en circuito abierto del panel.

β = Coeficiente de temperatura V_c .

Esta fórmula considera la tensión de circuito abierto del módulo, la temperatura mínima histórica de Loja y el coeficiente de temperatura de la tensión del circuito abierto (β).

Luego de obtener el valor de la tensión corregida por la temperatura, se emplea la ecuación 19 para calcular los paneles máximos que se pueden conectar en serie.

$$N_{s_máx} = \frac{V_{dc_máx_regulador}}{V_{oc}(T_c)} \quad (19)$$

donde:

$N_{s_máx}$ = Número de paneles máximos conectados en serie.

$V_{dc_máx_regulador}$ = Voltaje recomendado del regulador.

Número de paneles conectados en paralelo

El número de paneles conectados en paralelo se calcula considerando la corriente de cortocircuito máxima del regulador entre la corriente de cortocircuito del módulo como lo indica la ecuación 20.

$$N_p = \frac{I_{sc_máx_inversor}}{I_{sc_panel}} \quad (20)$$

donde:

N_p = Número de paneles en paralelo.

$I_{sc_máx}$ = Corriente de cortocircuito del regulador.

I_{sc_panel} = Corriente de cortocircuito del panel.

Selección del inversor

Para hacer la correcta selección del inversor se debe tener como dato principal a tener en cuenta la potencia máxima de salida. Para este caso se considera una potencia de 52 kW, ya que la estación de recarga que se eligió tiene esa potencia máxima de salida.

Cableado

El cableado está diseñado considerando las condiciones de los tramos de la instalación, es decir la tensión y la intensidad, otro punto a considerar es la longitud del cable, porque de esto depende la caída de tensión según (de Guevara, 2018).

Algo importante a tener en cuenta es el aislamiento y resistencia del cable a severidades ambientales.

Para calcular la sección de los cables, en los distintos tramos de nuestra instalación, se utiliza la ecuación 21.

$$S = \frac{(2 * L * I)}{(K * (\Delta.V))} \quad (21)$$

Donde:

S = Sección del cable.

L = Longitud del cable.

I = Intensidad máxima de corriente.

$\Delta.V$ = Caída de tensión permitida por tramo.

K = Conductividad eléctrica del cable.

Según el IDAE la caída de tensión permitida es de un 1.5 % de la tensión nominal continua del sistema y se calcula con la ecuación 22.

$$\Delta.V = V * \frac{1,5}{100} \quad (22)$$

El material de los cables será de cobre, cuya conductividad termina es de $K=56(\text{m}/\Omega * \text{mm}^2)$.

5.12. Diagrama unilifar del sistema fotovoltaico

Un diagrama unifilar es un esquema en donde se representan gráficamente los equipos, dispositivos y elementos que conforman una instalación eléctrica o que forman parte de ella.

6. Resultados

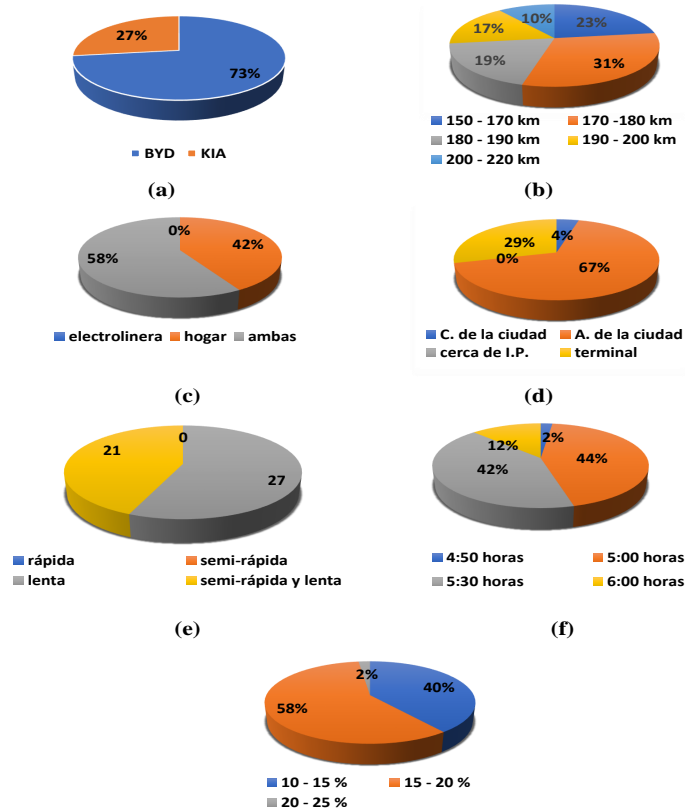
En este proyecto se analiza la información obtenida sobre la movilidad y congestión vehicular dentro de la ciudad de Loja, también sobre las pérdidas aproximadas que se darán por sombra, esto con la finalidad de cumplir con el primer objetivo. Siguiendo con la metodología para determinar el segundo objetivo, se analiza diferentes estaciones de recarga para determinar la potencia activa y finalmente para el dimensionamiento se trabaja con dos métodos como es HSP Y PCT (IDAE) para finalmente hacer el dimensionamiento del sistema solar fotovoltaico basándonos en el método del pliego de condiciones técnicas IDAE.

6.1. Resultados de la encuesta

Como se puede observar en la figura 54(a), que corresponde a la pregunta uno, se puede evidenciar que la marca de vehículos eléctricos más usada es la BYD E5. La figura 54(b) correspondiente a la pregunta dos, da a conocer la autonomía representada en el kilometraje aproximado que recorre un vehículo eléctrico en la ciudad de Loja. La figura 54(c) que pertenece a la pregunta tres, demuestra que la recarga de los vehículos eléctricos se la realiza en su mayoría en el hogar y en la electrolinera que se encuentra en el estadio Reina del Cisne. La figura 54(d) que compete a la pregunta cuatro, da a conocer que los lugares más recomendados para la ubicación de una electrolinera sería a las afueras de la ciudad. La figura 54(e) que corresponde a la pregunta cinco, ilustra que se ejecuta más la recarga semirrápida y la lenta. Siguiendo con la figura 54(f) que compete a la pregunta 6, se evidencia que el tiempo de recarga oscila entre 5 y 5.5 horas en un mayor porcentaje y por último en la figura 54(g) que corresponde a la pregunta 7, se puede evidenciar que a la hora de ejecutar la recarga al vehículo eléctrico este se encuentra entre un 15 y 20 % de la batería.

Figura 54

Resultados de encuesta. (a) Tipo o marca del vehículo; (b) Recorrido aproximado que alcanza; (c) Lugar donde realiza la recarga; (d) Lugar donde recomendaría una electrolinera; (e) Tipo de recarga que realiza; (f) Tiempo que demora al recargar el vehículo



Fuente: Autor

6.2. Ubicación final

Para seleccionar la ubicación idónea en este proyecto se trabajó con datos reales y con datos que se obtiene de los software de información geográfica GIS, esto con el objetivo de hacer una comparación de las pérdidas obtenidas de ambos métodos. Finalmente, la ubicación final se eligió considerando la pérdida de sombra más baja, es por esto que obteniendo los resultados de los diez emplazamientos que se visualizan en el anexo 17 se determinó que Supermaxi tiene menores pérdidas solares causadas por los obstáculos, además, el área que se indica en la figura 55 de color azul es obtenida de Google Earth Pro, esta es el área aproximada que tendrá el sistema fotovoltaico y esta alrededor de los 700 m².

También se consideró el criterio de viabilidad en donde se analiza el tráfico vehicular y vías conectoras del sitio y se puede apreciar que el establecimiento está en un sitio donde el tráfico vehicular es accesible y tiene vías conectoras a lugares como Malacatos y una salida a la vía de integración que brinda salidas a Catamayo y Zamora.

Cabe mencionar que para este dimensionamiento se considerará una estructura aérea para la ubicación de los paneles solares, esto con el fin de no obstruir los estacionamientos.

Figura 55: Lugar ideal para el dimensionamiento de la electrolinera con los obstáculos que se consideró



Fuente: Autor

6.3. Cálculo del número de paneles empleando el método de HSP

Para calcular el número de paneles necesarios para cubrir una demanda de energía, se considera un factor de seguridad del 20 %. Este porcentaje se aumenta a la demanda requerida y se dimensiona la instalación para satisfacer esta demanda aumentada. Además, se considera la potencia del panel y la irradiación del lugar.

Irradiación global

La irradiación global promedio que se utiliza para determinar el número total de paneles es la que brinda la estación meteorológica de la Universidad Nacional de Loja,

que se encuentra ubicada en el área de energía y los datos se pueden visualizar en la tabla 24.

Tabla 24: Irradiación global promedio de la estación meteorológica de la UNL del año 2021

Mes	kWh/(día*m²) irradiación
Enero	3.938
Febrero	3.814
Marzo	3.871
Abril	3.589
Mayo	3.491
Junio	3.415
Julio	3.181
Agosto	3.191
Septiembre	3.498
Octubre	4.191
Noviembre	4.412
Diciembre	4.303

Fuente: Obtenido de estación meteorológica UNL

Potencia requerida

La potencia requerida está expresada en la tabla 17. La tabla indica el valor de la potencia requerida en un día y este valor es de, 260000 Wh.

Cálculo de número de paneles fotovoltaicos

Para calcular el número de paneles solares fotovoltaicos considerando las horas solar pico se necesita saber el rendimiento energético de la instalación (PR), este rendimiento es igual a 0.7 si el sistema solo cuenta con inversor y 0.6 si cuenta con inversor y baterías, ver ecuación 2.

$$Número_paneles = \frac{(potencia_requerida) * 1,20}{(E_panel * HSP)}$$

$$Número_paneles = \frac{(260000 Wh) * 1,20}{(450 W * 3,181 h)}$$

$$Número_paneles = 217,96 = 218$$

6.4. Cálculo de número de paneles empleando en método del IDAE

En el método del IDAE se considera el rendimiento de la instalación de todos los elementos que componen el sistema y también se considera un factor de seguridad. Para

este cálculo se inicia considerando la orientación e inclinación de módulos fotovoltaicos que ayudaran a identificar el factor de irradiancia, para lo cual se determinará utilizando el método antes mencionado del mes más crítico.

Orientación e inclinación de los paneles

Para encontrar la inclinación optima de los paneles se emplea la metodología antes explicada en la página 60, la cual comienza con el producto entre la matriz de irradiación con la matriz de corrección y se obtiene los siguientes resultados mostrados en la tabla 25. Cabe mencionar que los datos mostrados en las siguientes tablas son una pequeña parte debido a la gran cantidad de datos que se obtiene.

Tabla 25: Irradiación obtenida del producto de los factores de inclinación para ángulos de 0° , 5° , 10° y 15° .

año/mes/día	Hora	Irradiación W/m ²	$\beta(0)$	$\beta(5)$	$\beta(10)$	$\beta(15)$
2015/01/01	0	0	0	0	0	0
2015/01/01	1	0	0	0	0	0
2015/01/01	2	0	0	0	0	0
2015/01/01	3	0	0	0	0	0
2015/01/01	4	0	0	0	0	0
2015/01/01	5	0	0	0	0	0
2015/01/01	6	0	0	0	0	0
2015/01/01	7	124	124	126.48	128.96	130.2
2015/01/01	8	216	216	220.32	224.64	226.8
2015/01/01	9	209	609	621.18	633.36	639.45
2015/01/01	10	810	810	826.2	842.4	850.5
2015/01/01	11	950	950	969	988	997.5
2015/01/01	12	1017	1017	1037.34	1057.68	1067.85
2015/01/01	13	1005	1005	1025.1	1045.2	1055.25
2015/01/01	14	916	916	934.32	952.64	961.8
2015/01/01	15	454	454	463.08	472.16	476.7
2015/01/01	16	225	225	229.5	234	236.25
2015/01/01	17	60	60	61.2	62.4	63
2015/01/01	18	16	16	16.32	16.64	16.8
2015/01/01	19	0	0	0	0	0
2015/01/01	20	0	0	0	0	0
2015/01/01	21	0	0	0	0	0

Fuente: Autor

Luego de obtener el producto entre la tabla 20 y la tabla 21, se procede a realizar la suma de valores de cada día correspondiente al mes, es decir, la suma del día 1, 2, 3, etc. como se indica en la tabla 26, con el fin de obtener una matriz de oferta solar anual.

Tabla 26: Matriz de oferta solar anual para ángulos de 0°, 5°, 10° y 15°.

Día	Mes	Wh/(dia*m ²)	Wh/(dia*m ²)	Wh/(dia*m ²)	Wh/(dia*m ²)
		$\beta(0)$	$\beta(5)$	$\beta(10)$	$\beta(15)$
1	Enero	6402	6530.04	6658.08	6722.1
2	Enero	6472	6601.44	6730.88	6795.6
3	Enero	6562	6693.24	6824.48	6890.1
4	Enero	6616	6748.32	6880.64	6946.8
5	Enero	2498	2547.96	2597.92	2622.9
6	Enero	5680	5793.6	5907.2	5964
7	Enero	4318	4404.36	4490.72	4533.9
8	Enero	3314	3380.28	3446.56	3479.7
9	Enero	3981	4060.62	4140.24	4180.05
10	Enero	2831	2887.62	2944.24	2972.55
11	Enero	1465	1494.3	1523.6	1538.25
12	Enero	3372	3439.44	3506.88	3540.6
13	Enero	4624	4716.48	4808.96	4855.2
14	Enero	6494	6623.88	6753.76	6818.7

Fuente: Autor

A continuación, se suma los valores correspondientes a cada mes, para de esta manera conseguir una matriz de oferta mensual como lo indica la tabla 27.

Tabla 27: Matriz de oferta solar mensual para ángulos de 0°, 5°, 10° y 15°.

Mes	Wh/(dia*m ²)	Wh/(dia*m ²)	Wh/(dia*m ²)	Wh/(dia*m ²)
	$\beta(0)$	$\beta(5)$	$\beta(10)$	$\beta(15)$
Enero	149806.000	152802.120	155798.240	157296.300
Febrero	122887.000	124115.870	125344.740	125344.740
Marzo	148305.000	149026.000	149026.000	146045.480
Abril	149637.000	148140.630	143651.520	140658.780
Mayo	150580.000	146062.600	141545.200	135522.000
Junio	166195.000	161209.150	154561.350	146251.600
Julio	184368.000	178488.730	172968.460	165608.100
Agosto	191924.000	188085.520	184247.040	178489.320
Septiembre	175768.000	175768.000	175768.000	172252.640
Octubre	187538.000	191288.760	193164.140	193164.140
Noviembre	201467.000	207511.010	211540.350	213555.020
Diciembre	178145.000	183489.350	187052.250	190615.150

Fuente: Autor

Posteriormente, se divide el valor de oferta mensual para los días correspondientes a cada mes para adquirir el promedio mensual de la matriz como lo indica la tabla 28.

Tabla 28: Matriz de oferta solar promedio mensual para ángulos de 0° , 5° , 10° y 15° .

	Wh/(dia*m ²)	Wh/(dia*m ²)	Wh/(dia*m ²)	Wh/(dia*m ²)
Mes	$\beta(0)$	$\beta(5)$	$\beta(10)$	$\beta(15)$
Enero	4832.452	4929.101	5025.750	5074.074
Febrero	4388.821	4432.710	4476.598	4476.598
Marzo	4784.032	4807.290	4807.290	4711.145
Abril	4987.900	4938.021	4788.384	4688.626
Mayo	4857.419	4711.697	4565.974	4371.677
Junio	5539.833	5373.638	5152.045	4875.053
Julio	5947.355	5757.701	5579.628	5342.197
Agosto	6191.097	6067.275	5943.453	5757.720
Septiembre	5858.933	5858.933	5858.933	5741.755
Octubre	6049.613	6170.605	6231.101	6231.101
Noviembre	6715.567	6917.034	7051.345	7118.501
Diciembre	5746.613	5919.011	6033.944	6148.876

Fuente: Autor

Como siguiente paso, se estima hallar una matriz de superficies tal y como se muestra en la tabla 29. Para esto se considera una matriz de demanda estimada, la cual consiste es suponer el consumo que tendrá la electrolinera hora a hora durante un día, como se observa en la tabla 16 y esta pasara a dividir la matriz de la tabla 28.

Tabla 29: Matriz de superficies para ángulos de 0° , 5° , 10° y 15° .

	(m ²)	(m ²)	(m ²)	(m ²)
Mes	$\beta(0)$	$\beta(5)$	$\beta(10)$	$\beta(15)$
Enero	53.8029184	52.7479593	51.7335754	51.2408747
Febrero	59.2414169	58.6548682	58.0798205	58.0798205
Marzo	54.3474596	54.0845222	54.0845222	55.1882879
Abril	52.1261453	52.652672	54.298068	55.453346
Mayo	53.5263647	55.1818193	56.9429412	59.4737386
Junio	46.9328199	48.3843504	50.4653977	53.3327499
Julio	43.716914	45.1569127	46.5980908	48.669117
Agosto	41.99579	42.8528469	43.7456146	45.1567634
Septiembre	44.3766783	44.3766783	44.3766783	45.2823248
Octubre	42.9779565	42.1352514	41.7261713	41.7261713
Noviembre	38.716018	37.588367	36.8723981	36.5245453
Diciembre	45.2440428	43.9262551	43.0895645	42.2841521

Fuente: Autor

Ya que se obtiene la matriz de superficies, se determina el valor máximo para cada mes como lo indica la tabla 30.

Tabla 30: Matriz del valor máximo de la matriz de superficies para ángulos de 0° , 5° , 10° y 15° .

	$\beta(0)$	$\beta(5)$	$\beta(10)$	$\beta(15)$
Máx	59.241417	58.654868	58.079821	59.473739

Fuente: Autor

Luego de establecer el valor máximo se selecciona la relación mínima entre la demanda y oferta solar, es decir, el valor mínimo de los valores máximos. El valor mínimo es considerado para identificar los valores similares de cada mes en relación con todos los ángulos y se determina que el mes más crítico es febrero, como lo indica la tabla 31, dado que el valor mínimo se encuentra 3 veces en el mes de febrero.

Tabla 31: Matriz de superficies y mes crítico para ángulos de 0° , 5° , 10° y 15° .

	(m ²)	(m ²)	(m ²)	(m ²)	
Mes	$\beta(0)$	$\beta(5)$	$\beta(10)$	$\beta(15)$	
Enero	53.8029184	52.7479593	51.7335754	51.2408747	0
Febrero	59.2414169	58.6548682	58.0798205	58.0798205	3
Marzo	54.3474596	54.0845222	54.0845222	55.1882879	0
Abril	52.1261453	52.652672	54.298068	55.453346	0
Mayo	53.5263647	55.1818193	56.9429412	59.4737386	0
Junio	46.9328199	48.3843504	50.4653977	53.3327499	0
Julio	43.716914	45.1569127	46.5980908	48.669117	0
Agosto	41.99579	42.8528469	43.7456146	45.1567634	0
Septiembre	44.3766783	44.3766783	44.3766783	45.2823248	0
Octubre	42.9779565	42.1352514	41.7261713	41.7261713	0
Noviembre	38.716018	37.588367	36.8723981	36.5245453	
Diciembre	45.2440428	43.9262551	43.0895645	42.2841521	0

Fuente: Autor

Una vez que se obtiene el mes más crítico, se considera una relación para determinar la inclinación óptima. La relación consiste en que, si el valor máximo de superficie es igual al valor mínimo de superficie, se considere el ángulo que verifique esa relación. De esta manera se obtiene que el ángulo de inclinación óptimo es de 10 grados, tabla 32.

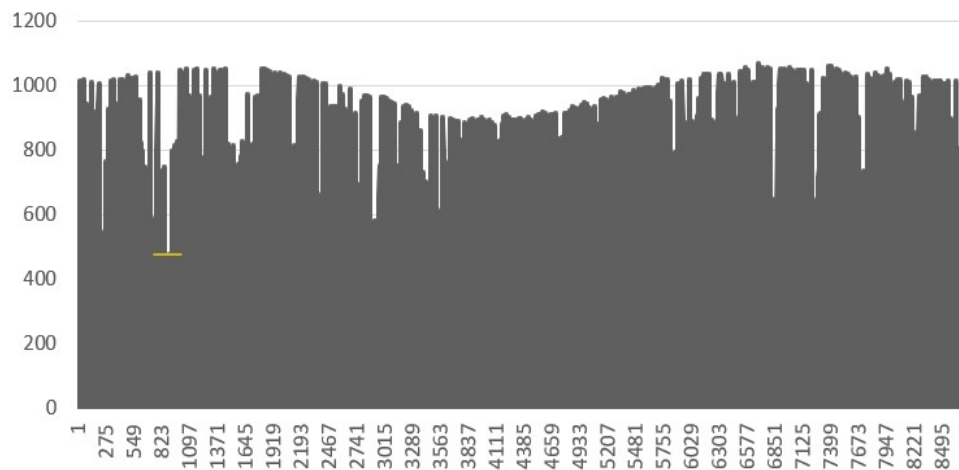
Tabla 32: Ángulo y mes desfavorable

Superficie mín	58.0798205
Ángulo	10
Mes	Febrero

Fuente: Autor

Otra manera de evidenciar que el mes elegido es el correcto, es obteniendo la gráfica de los datos de irradiación del año meteorológico típico (TMY) como lo indica la figura 56. En esta gráfica se puede visualizar que la irradiación más baja se encuentra en la línea amarilla y corresponde al mes de febrero, y se puede identificar que es este mes porque se encuentra entre las 750 y 1420 horas.

Figura 56: Datos de irradiación del TMY



Fuente: Obtenido de software PVGIS

Consumo de los receptores o potencia requerida

La potencia requerida está expresada en la tabla 17, la cual tiene un valor de, 260000 Wh, esta potencia es la misma que está considerada de igual manera para emplear el método de HSP.

6.5. Elección de la tensión

Para elegir la tensión de trabajo se considera la tabla 23, esta tabla da a conocer las tensiones de trabajo según la potencia, Es por esto que la tensión elegida del sistema es de 192 V, es decir 4 baterías de 48 V conectadas en serie.

6.6. Cálculo del número de paneles

Para calcular el número de paneles que tendrá el sistema fotovoltaico se trabajará con los datos de irradiación obtenidos de la estación meteorológica de la facultad de energía de la Universidad Nacional de Loja, estos datos los puede observar en la tabla 33, los datos de esta estación se los obtiene en tiempos de 5 minutos para todo el año por

lo que se realiza un análisis similar al desarrollado en los datos de un año meteorológico típico, finalmente, esta tabla estará multiplicando a los factores de inclinación para un ángulo de 10 grados que se determinó en la selección del ángulo con los datos de un año meteorológico típico y en la columna cuatro se observa los valores de irradiación con los valores que se trabajará.

Tabla 33: Matriz de oferta solar promedio de la estación meteorológica de la Universidad Nacional de Loja del año 2021

Mes	Wh/(dia*m ²)	$\beta(10)$	Wh/(dia*m ²)
Enero	3786.070	1.04	3937.513
Febrero	3738.851	1.02	3813.628
Marzo	3871.102	1.00	3871.102
Abril	3738.650	0.96	3589.104
Mayo	3714.245	0.94	3491.390
Junio	3671.672	0.93	3414.655
Julio	3384.258	0.94	3181.203
Agosto	3323.727	0.96	3190.778
Septiembre	3498.106	1.00	3498.106
Octubre	4068.782	1.03	4190.846
Noviembre	4201.653	1.05	4411.735
Diciembre	4097.675	1.05	4302.558

Fuente: Obtenido de estación meteorológica UNL

Factor de irradiancia

El factor de irradiancia se determina empleando la ecuación 4.

$$Fi = 1 - [1,2 * 10^{-4}(\beta - \beta(opt))^2 + 3,5 * 10^{-5} * \alpha^2]$$

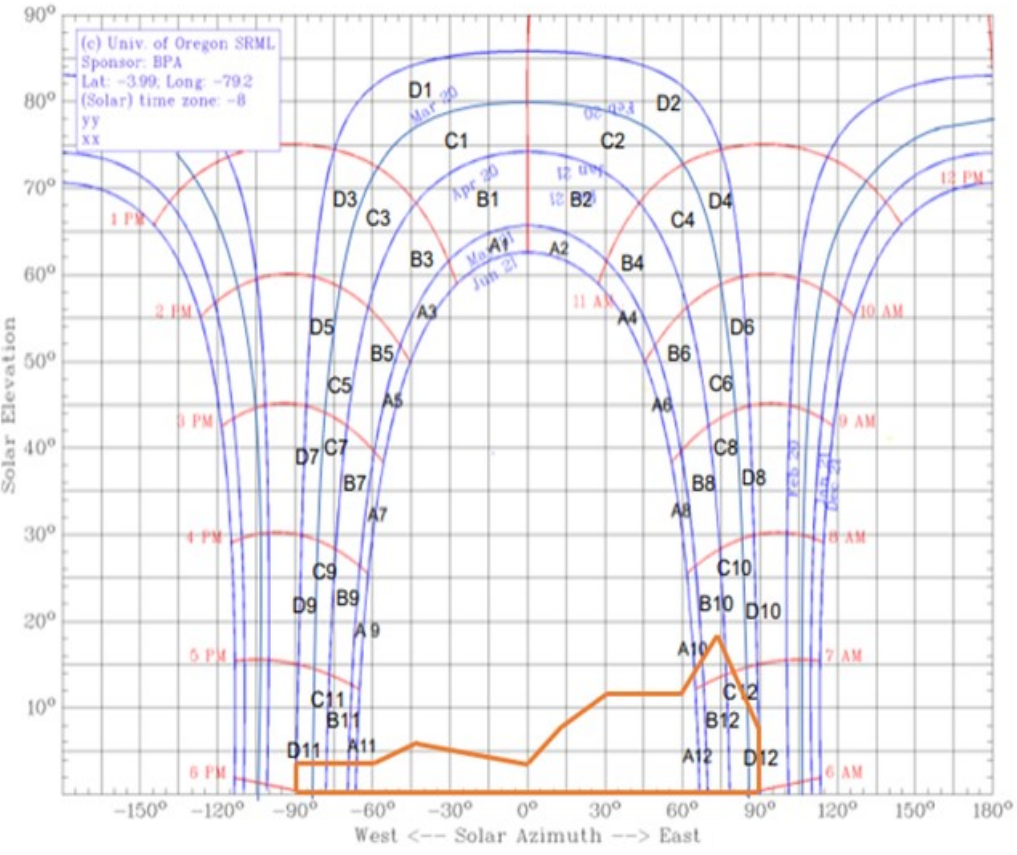
$$Fi = 1 - [1,2 * 10^{-4}(10 - 10)^2 + 3,5 * 10^{-5} * 0^2]$$

$$Fi = 1$$

Factor de sombra

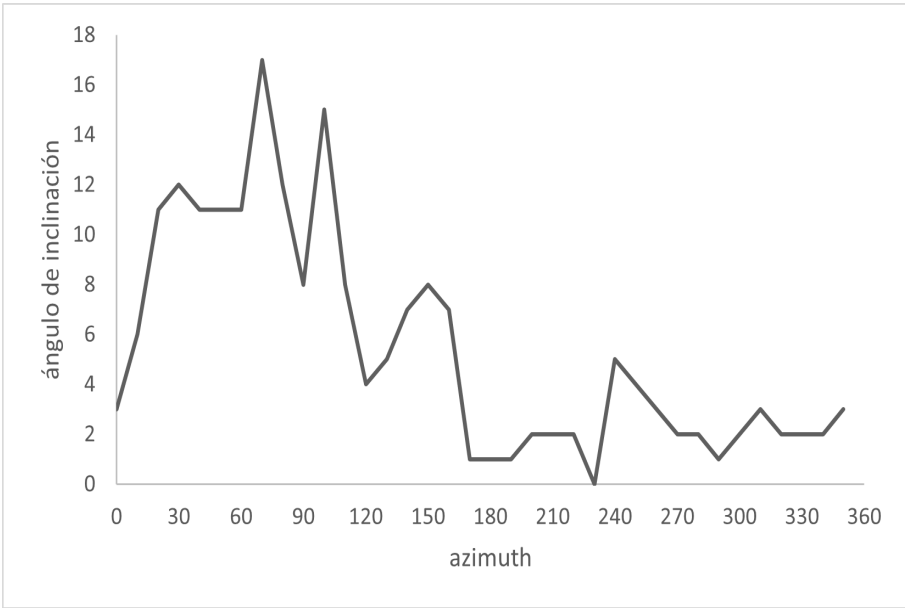
Para calcular el porcentaje de pérdidas causadas por las sombras se trabaja con las curvas de trayectoria solar para latitudes de Loja tal y como lo indica la figura 57, además, se considera el perfil de alturas de supermaxi y lo puede visualizar en la figura 58, finalmente, se trabaja con el cuadro con inclinación 0° como lo indica la tabla 34.

Figura 57: Trayectoria solar con el perfil de alturas de supermaxi



Fuente: Adaptado del software SunEarthTools.com

Figura 58: Perfil de alturas de supermaxi



Fuente: Autor

Tabla 34: Factores de sombra para inclinación 0°

$\beta = 0$ $\alpha = 0$	A	B	C	D
11	0	0	0	1.05
9	0.05	0.32	0.70	2.23
7	0.52	0.77	1.32	3.56
5	1.11	1.26	1.85	4.66
3	1.75	1.60	2.20	5.44
1	2.10	1.81	2.40	5.78
2	2.11	1.80	2.30	5.73
4	1.75	1.61	2.00	5.19
6	1.09	1.26	1.65	4.37
8	0.51	0.82	1.11	3.28
10	0.05	0.03	0.57	1.98
12	0	0.02	0.15	0.96

Fuente: Obtenido de IDAE2009

Pérdidas por sombreado (% de irradiación global incidente anual) =
 $0.25(D_{11}+C_{11}+B_{11}+A_{11}+A_{10}+C_{10}) + 0.5(D_{12}) + 0.75(B_{10}+C_{12}) + 1(A_{12}+B_{12})=$
 $0.25(1.05+0.18+0.01+0.0+0.05+0.57) + 0.5(0.33+0.96) + 0.75(0.15) + 1(0.0+0.02) =$
 1.2425 %

Una vez obtenidas las pérdidas de sombras se determina que el valor del factor de sombras es de 0.9875.

6.7. Potencia mínima del generador

Teniendo en cuenta el criterio del IDAE que el PR es igual a 0.6 cuando el sistema cuenta con inversor y baterías, se procede a calcular la potencia mínima del generador empleando la ecuación 6.

$$P_{mp_}(min) = \frac{Ed * Gcem}{(Gdm(\alpha, \beta) * PR * Fi * Fs)}$$

$$P_{mp_}(min) = \frac{(260000 \text{ Wh}) * (1000 \text{ W/m}^2)}{(3181,203 \text{ Wh/dia} * \text{m}^2) * 0,6 * 1 * 0,9875}$$

$$P_{mp_}(min) = 137941,076 \text{ W}$$

Luego se calcula la potencia de sobredimensionamiento con base en la ecuación 7.

$$P_{_sobredimensionamiento} = P_{mp}(mín) * 1,20$$

$$P_{\text{sobredimensionamiento}} = 137941,076 \text{ W} * 1,20$$

$$P_{\text{sobredimensionamiento}} = 165529,29 \text{ W}$$

Posteriormente, la potencia de diseño elegida es de, 144000 W. Esto para respetar la regla del IDAE vista en la ecuación 8.

Fianlmente, se puede calcular el número de paneles empleando la ecuación 9 teniendo la potencia de diseño.

$$\text{Número_paneles} = \frac{P_{\text{diseño}}}{P_{\text{mpp}}(\text{panel})}$$

$$\text{Número_paneles} = \frac{144000 \text{ W}}{(450 \text{ W})}$$

$$\text{Número_paneles} = 320$$

6.8. Potencia del generador fotovoltaico

La potencia picó del generador resulta del producto de la P_{mpp} y el número de paneles y se expresa en la ecuación 10.

$$P_{\text{pico_generador}} = P_{\text{mpp}} * \text{Número_paneles}$$

$$P_{\text{pico_generador}} = 450 \text{ W} * 320$$

$$P_{\text{pico_generador}} = 144000 \text{ W}$$

6.9. Cálculo y selección de las baterías

Para calcular la capacidad de la batería se emplea la ecuación 11.

$$LD = \frac{(\text{Consumo_Real})}{\text{Tensión_trabajo}}$$

$$LD = \frac{(260000 \text{ Wh})}{192 \text{ V}}$$

$$LD = 1354,16 \text{ Ah}$$

Una vez que se obtiene el valor del consumo medio diario se emplea la ecuación 12.

$$Capacidad_{(C20)} = \frac{(LD * Días_{autonomía})}{(Pd_{máx} * inv * rb)}$$

$$Capacidad_{(C20)} = \frac{(1354,16 \text{ Ah} * 3)}{(0,7 * 0,95 * 0,8)}$$

$$Capacidad_{(C20)} = 7636,24 \text{ Ah}$$

Selección de la batería

Las baterías que se consideran para la selección son las BAE PVS SOLAR. Estas baterías tienen gran resistencia al ciclado y son especialmente adecuadas para aplicaciones fotovoltaicas.

Dicho esto la batería seleccionada es la 16 PVS 3040, esta cuenta con una capacidad de 2380 Ah, figura 59.

Figura 59: Batería seleccionada



Fuente: Baterías BAE SECURA PVS SOLAR

Baterías en paralelo

Para calcular el número de baterías en paralelo se emplea la ecuación 13

$$baterías_{paralelo} = \frac{Capacidad_{calculada}}{Capacidad_{batería}}$$

$$baterías_{paralelo} = \frac{7636,24 \text{ Ah}}{2380 \text{ Ah}}$$

$$baterías_{paralelo} = 3,208$$

$$baterías_{paralelo} = 4$$

El número se redondea al inmediato superior, porque la capacidad debe ser superior a la que entra.

Baterías en serie

Para calcular el número de baterías en serie se emplea la ecuación 14

$$baterías_serie = \frac{Tensión_sistema}{Tensión_batería}$$

$$baterías_serie = \frac{192\text{ V}}{48\text{ V}}$$

$$baterías_serie = 4$$

6.10. Selección del regulador

Para la selección del regulador se considera la tensión del sistema, que en este caso se eligió de 192 V y se eligió el regulador que se muestra en la figura 60.

Figura 60: Regulador de tensión



Fuente: Reguladores Xindun Greenpower

Este regulador permite estar conectado en un sistema de 192 V y soporta una corriente de 50 A. La ficha técnica se detalla en el anexo 4.

6.11. Arreglo fotovoltaico

Para el arreglo fotovoltaico se tiene presente los siguientes datos que indica la tabla 35, estos datos indican las características del panel solar y la temperatura mínima y máxima histórica de Loja.

Número de paneles máximos conectados en serie

Se considera la temperatura máxima histórica de Loja y la temperatura de la célula para emplear la ecuación 15.

Tabla 35: Datos necesarios para el arreglo fotovoltaico

Características	Datos
W	450 W
Voc	49.30 V
Isc	11.60 A
Coeficiente de temperatura Isc	+0.049 % / °C
Coeficiente de temperatura Vc	-0.271 % / °C
Temperatura de la célula	40 °C
Temperatura mínima de Loja	9 °C
Temperatura máxima de Loja	22 °C

Fuente: Obtenido de paneles AutoSolar

$$T_c = T_m + 1,25(T_{\text{célula}} - 20)$$

$$T_c = 22^{\circ}\text{C} + 1,25(40^{\circ}\text{C} - 20)$$

$$T_c = 47^{\circ}\text{C}$$

Luego de obtener la corrección de la temperatura se procede a calcular la tensión de máxima potencia considerando el coeficiente de temperatura α y se emplea la ecuación 16.

$$Vmpp(T_c) = [1 + \frac{(T_c - 25^{\circ}\text{C}) * \alpha}{100} * Vmpp]$$

$$Vmpp(T_c) = [1 + \frac{(47^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C}) * 0,049}{100} * 41,50 \text{ V}]$$

$$Vmpp(T_c) = 42 \text{ V}$$

Una vez que se calcula la tensión de máxima potencia corregida, se procede a calcular el número de paneles mínimos en serie y se emplea la ecuación 17.

$$Ns_{\text{mín}} = \frac{Vdc_{\text{mín}}_{\text{regulador}}}{Vmpp * (T_c)}$$

$$Ns_{\text{mín}} = \frac{240 \text{ V}}{42 \text{ V}}$$

$$Ns_{\text{mín}} = 5,71$$

$$Ns_{\text{mín}} = 5$$

El número de paneles mínimo en serie se lo deja en 5, debido a que si se elige 6 paneles la tensión de entrada sería mayor a la que permite el regulador.

Número de paneles mínimos conectados en serie

Para realizar este cálculo se considera la temperatura mínima histórica de Loja y se trabaja con la tensión de circuito abierto como lo indica la ecuación 18.

$$V_{oc}(T_c) = \left[1 + \frac{(T_c - 25^\circ\text{C}) + \beta}{100} \right] * V_{oc}$$

$$V_{oc}(T_c) = \left[1 + \frac{(9^\circ\text{C} - 25^\circ\text{C}) + (-0,271)}{100} \right] * 49,30 \text{ V}$$

$$V_{oc}(T_c) = 51,437 \text{ V}$$

Luego de obtener el valor de la tensión corregida por la temperatura, se emplea la ecuación 19 para encontrar el número mínimo de paneles en serie.

$$N_{s_m\acute{a}x} = \frac{V_{dc_m\acute{a}x_regulador}}{V_{oc}(T_c)}$$

$$N_{s_m\acute{a}x} = \frac{240 \text{ V}}{51,437, \text{ V}}$$

$$N_{s_m\acute{a}x} = 4,46$$

$$N_{s_m\acute{a}x} = 4$$

Número de paneles conectados en paralelo

El número de paneles conectados en paralelo se calcula considerando la corriente de cortocircuito máxima del regulador entre la corriente de cortocircuito del módulo, tal y como lo indica la ecuación 20.

$$N_p = \frac{I_{sc_m\acute{a}x_regulador}}{I_{sc_panel}}$$

$$N_p = \frac{50 \text{ A}}{11,60 \text{ A}}$$

$$N_p = 4,31$$

$$N_p = 4$$

Se redondea al número menor debido a que si se elige el inmediato superior se pasaría de la corriente que soporta el regulador.

Finalmente, se tiene un arreglo fotovoltaico por grupos de 20 paneles, lo que nos da un total de 12 grupos de 20 paneles y 12 reguladores. Con esto, la potencia total instalada es de 108 kW, siendo superior a la potencia mínima requerida e igual a la potencia de diseño.

6.12. Selección del inversor

El inversor seleccionado para este proyecto es el INGECON SUN 50, debido a que se considera la potencia de recarga o potencia activa que es de 52000 W, y se puede ver en la figura 61.

Figura 61: Inversor seleccionado



Fuente: Inversores Ingecon Sun

6.13. Cableado (panel-regulador)

Longitud.- La longitud del cable se da según la distancia de los elementos, en este caso se estima 10 metros.

Intensidad.- La intensidad es la máxima del campo fotovoltaico, en este caso se tiene grupos de 20 y la intensidad es de 46.4 A.

Caída de tensión.- Para la caída de tensión se emplea la ecuación 22.

$$\Delta.V = V * \frac{1,5}{100}$$

$$\Delta.V = 192 \text{ V} * \frac{1,5}{100}$$

$$\Delta.V = 2,88 \text{ V}$$

Una vez que se obtiene la variación de tensión se emplea la ecuación 21 para calcular la sección.

$$S = \frac{(2 * L * I)}{(K * (\Delta.V))}$$
$$S = \frac{(2 * 10 \text{ m} * 46,4 \text{ V})}{(56 (\text{m}/\Omega * \text{mm}^2) * 2,88 \text{ V})}$$
$$S = 5,75 \text{ mm}^2$$

Este valor sería la sección mínima del cable que une los paneles al regulador de cada grupo. Sin embargo, se debe elegir la sección normalizada que sea inmediatamente superior al valor mínimo obtenido. En el anexo 18 se observan los valores normalizados y se puede identificar que el inmediato superior es 6 mm^2 .

6.14. Cableado (reguladores – baterías)

Para el cableado de los reguladores se utilizará una longitud de 2 metros y la sección por lo general viene indicada en el equipo.

6.15. Cableado (reguladores – inversor)

Para el cableado del inversor se empleará una longitud de 2 metros y la sección por lo general viene indicada en el equipo.

6.16. Conexión entre paneles

La conexión de los paneles se da con el propio cable que traen los paneles y se considera la asociación que tienen, es decir, en serie o paralelo.

Para la conexión en serie, se conecta un polo positivo de un panel con el negativo del siguiente panel, como lo indica la figura 62.

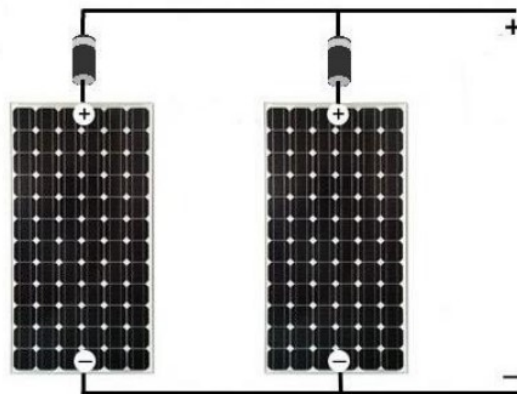
Figura 62: Conexión en serie



Fuente: Obtenido de Ladron.J2018

Para la conexión en paralelo se conectan entre sí todos los polos positivos en la parte superior y los polos negativos en la parte inferior, tal y como lo indica la figura 63.

Figura 63: Conexión en paralelo



Fuente: Obtenido de Ladron.J2018

6.17. Fusibles para paneles

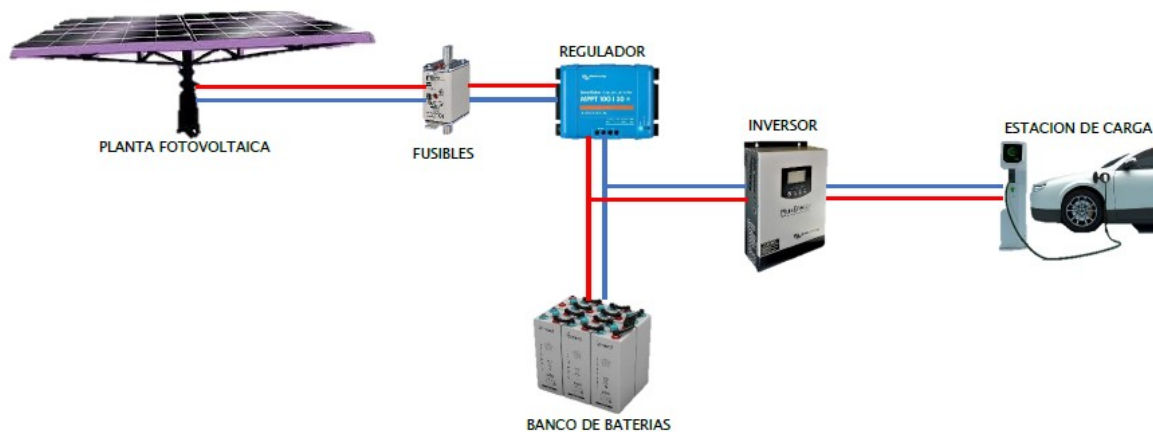
Se colocan para proteger los paneles y son necesarios cuando se tiene más de dos paneles, para nuestro caso se considera el fusible de gama NH1 gPV específica para

aplicaciones fotovoltaicas del catálogo de DF Electric, el modelo $I_n = 25 \text{ A}$ se utiliza a la salida de cada string y a la salida de cada grupo de paneles se considera un $I_n = 63 \text{ A}$. En el anexo 19 se muestra el catálogo de fusibles.

6.18. Esquema básico de instalación

La instalación fotovoltaica se compone de seis elementos principales tal y como se muestra en la figura 64, estos elementos son: módulos fotovoltaicos, fusibles, reguladores, baterías, inversor y estación de carga.

Figura 64: Esquema básico de la instalación fotovoltaica



Fuente: Autor

6.19. Proyección de costos del sistema

En este apartado se hará un análisis de costos únicamente de los elementos que conforman el sistema, es decir, se evitará el análisis de transporte, mano de obra, entre otras cosas.

Los precios se han obtenido visitando las páginas web de los distribuidores de cada elemento y se puede ver en la tabla 36.

6.20. Diagrama unifilar del sistema fotovoltaico

El diagrama unifilar que se muestra en la figura 65 representa el arreglo fotovoltaico de los 320 paneles solares, donde cada grupo de 20 paneles va conectado a un regulador,

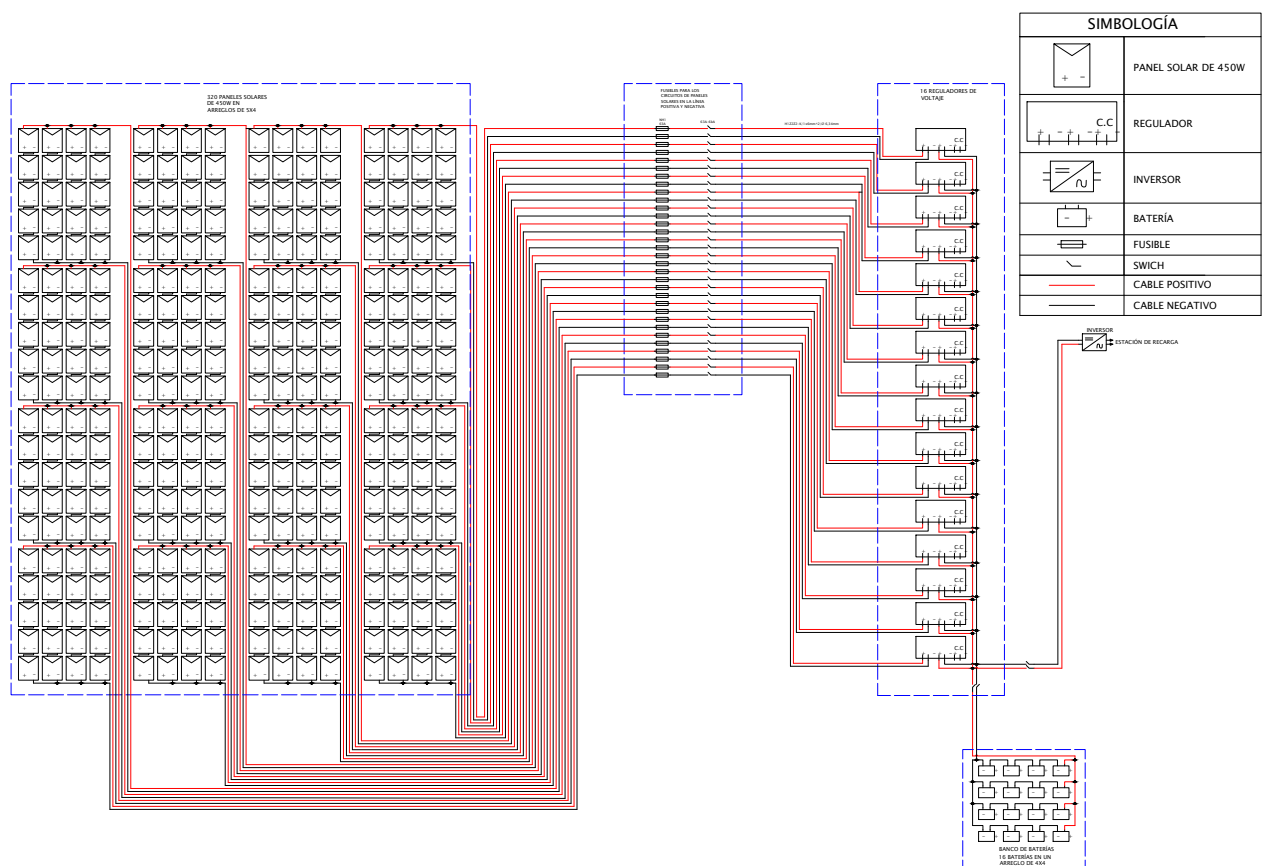
Tabla 36: Proyección de costos

Descripción	Cantidad	P. Unitario (\$)	P. Total (\$)
Módulo	320	252	80640
inversor	1	24000	24000
regulador	16	218	3488
batería	16	6000	96000
Estación de recarga	1	28500	28500
cable	1	400	400
Total			232628

Fuente: Autor

luego a los acumuladores de energía, posteriormente estarán conectados al inversor y finalmente, a la estación de recarga que entregará energía en corriente alterna.

Figura 65: Diagrama unifilar del arreglo fotovoltaico



Fuente: Autor

7. Discusión

El propósito de este proyecto fue dimensionar un sistema solar fotovoltaico para la producción de energía eléctrica en una ubicación estratégica con el fin de aprovechar la energía fotovoltaica para recargar vehículos eléctricos, el mismo arrojo que la mejor ubicación para generar energía es en el establecimiento de supermaxi, debido a que existe un área considerable, las pérdidas por sombra son menores y existe mejor accesibilidad del flujo vehicular.

El desarrollo de este proyecto fue considerado por la necesidad de incrementar las estaciones de recarga, dado que dentro de la ciudad de Loja se encuentra una sola estación de carácter privado, que solo es para necesidad de los taxistas con marca BYD.

Los resultados obtenidos en los métodos para seleccionar el emplazamiento de diseño ayudan a comprender que el mapa digital de terreno no es confiable para trabajar el cálculo de sombras, dado que estas llegarían a ser similares para cada emplazamiento y es por esto que para obtener datos más confiables se decidió trabajar con datos reales de cada emplazamiento considerado para la posible instalación y así complementar el mapa digital de terreno que ayude a calcular el factor de sombras más confiable para el diseño.

La metodología para el estudio de sombras está fundamentada en la teoría de cálculo por parte de pliego de condiciones técnicas IDAE y que fue desarrollada en el proyecto de grado de Iza Quishpe (2020) demostrando que este cálculo es viable para determinar la potencia que se instalara, además, en cuanto al cálculo de paneles solares de un sistema autónomo, se desarrolló en un proyecto de grado de de Guevara (2018) considerando las pérdidas de los elementos de instalación y se obtuvo un resultado de 80 paneles para una potencia de 81 kW y un módulo de 250 W. por lo que se puede considerar que este proyecto tiene resultados coherentes.

En cuanto a la metodología para encontrar la inclinación óptima de los paneles está fundamentada en elegir el mes más crítico para el diseño y se puede evidenciar que guardan relación con lo mencionado por Lamigueiro (2013) y Adler et al. (2013) quienes mediante sus ecuaciones dan a conocer que el ángulo no sobrepasa los 15 grados cuando están cerca de la línea divisora territorial y como hemos podido comprobar mediante el método utilizado estos dos investigadores tienen razón, dado que para nuestro caso se ha determinado que el ángulo de inclinación es de 10 grados.

Por otro lado, el estudio también apunta a dimensionar el sistema mediante dos

métodos existentes para el dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos. Al desarrollar estos dos métodos se notó que hay una diferencia crucial en cuanto al número de paneles que conformarían el sistema fotovoltaico y esto es debido a que el método (HSP), no considera las pérdidas que se dan en los elementos del emplazamiento, mientras que, el método recomendado por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) considera las pérdidas de los elementos de instalación y pérdidas producidas por las sombras. Al comparar estos dos métodos se ha considerado importante trabajar con el IDAE, dado que, para el diseño considera todas las pérdidas y asegura la cobertura que requiere la demanda.

8. Conclusiones

- El mejor sitio para implementar la electrolinera dentro de la ciudad de Loja hasta el momento resultó ser Supermaxi, dado que según el estudio realizado mediante los modelos digitales de elevación y la obtención de datos reales de los ángulos de inclinación de los obstáculos, resulta que en este emplazamiento hay menores pérdidas solares, además, el tránsito vehicular es accesible y cuenta con el espacio suficiente para cubrir con todo lo requerido, siendo una área aproximada de 696 m^2 la que ocuparía el sistema.
- Para determinar la cantidad de carga que representa la electrolinera se debe considerar puntos importantes tales como: la potencia de recarga, tipo de conector y carga que soporta el vehículo, además, basándonos en estos criterios analizar diferentes estaciones de recarga, para este proyecto la seleccionada ayudo a identificar una potencia activa de $52\ 000 \text{ W}$ y se estimó 5 recargas debido a que la potencia es elevada y si se incrementan las recargas se necesitaría mayor espacio para el dimensionamiento.
- El método utilizado para la determinación de la oferta solar diaria para la ciudad de Loja obtuvo resultados coherentes en cuanto al ángulo de inclinación de los paneles con lo que presentan otros autores alrededor de la línea ecuatorial y en cuanto a los métodos para dimensionar un sistema solar fotovoltaico, se concluye que el método de hora solar pico (HSP) difiere mucho en comparación del método del IDAE, con una diferencia de 102 paneles, esto debido a que no considera un rendimiento global de la instalación, es por esto que para el dimensionamiento consideré trabajar con el método del IDAE y finalmente se obtuvo un arreglo de dieciséis grupos de 20 paneles.

9. Recomendaciones

- Desarrollar un estudio de años meteorológicos típicos (TMY) considerando los datos de la estación meteorológica que se encuentra en el área de energía de la Universidad Nacional de Loja, con el fin de obtener una fuente de información actualizada y fiable en relación con las variables de, irradiación, viento, temperatura y humedad, para futuros estudios relacionados con la generación de energía renovable.
- Se desarrolle tecnología para crear mapas digitales de superficies en la ciudad de Loja para obtener información de manera precisa sobre obstáculos, considerando que esta información no solo sirve para el aprovechamiento energético renovable, sino también para otras áreas técnicas.
- Para determinar la inclinación óptima de los paneles solares fotovoltaicos, considerar los datos de la estación meteorológica de la universidad nacional de Loja, una vez que se genere un año meteorológico típico de esta y comparar el ángulo obtenido con criterios de otros autores.
- Analizar los diferentes métodos existentes para el dimensionamiento fotovoltaico para comparar los resultados de este proyecto, el cual arrojó valores de 320 paneles solares en el método del IDAE y 218 paneles en el método HSP.

10. Bibliografía

- Abella, M. A. (2005). *Sistemas fotovoltaicos*. SAPT Publicaciones Técnicas, SL.
- Adler, F., Berardi, M., Pedrosa, M. G., Monticelli, F., & Morquecho, M. (2013). *Energía solar fotovoltaica Instalaciones Industriales*.
- Arias, E. R. (2022). *INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS: Componentes, cálculo y diseño*. <https://www.areatecnologia.com/electricidad/calculo-fotovoltaica.html#Datos>
- Baroja, D., Mejia, D., Cevallos, Á., & Puetate, G. (2020). *Sistemas de información geográfica, aplicaciones y ejercicios con ArcGis*. Centro de publicaciones PUCE. <https://www.pucesi.edu.ec/webs2/wp-content/uploads/2021/02/Sistemas-de-Informaci%C3%B3n-Geogr%C3%A1fica-ARCGIS-2020-final.pdf>
- Carrión de la Cruz, C. S., & Mora Granda, A. G. (2021). *Análisis comparativo de la eficiencia del vehículo eléctrico Kia Soul en recorridos en la ciudad de Loja y en la ciudad de Machala utilizando Machine Learning para establecer factores de mayor afección en esta* (B.S. thesis).
- de Guevara, J. A. L. (2018). *DISEÑO Y CÁLCULO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA AISLADA*.
- Eraza, C. (2016). *Análisis y diseño de una electrolinera alimentada por energía solar para cargar autos eléctricos*. Quito: Universidad Tecnológica Equinoccial.
- GrupoNAP. (2007). *Energía solar fotovoltaica*. Colegio Oficial Ingenieros de Telecomunicación. https://www.coit.es/sites/default/files/informes/pdf/energia_solar_fotovoltaica.pdf
- IDAE. (2009). *IDAE Instituto para la Diversificación*. www.idae.es
- INEGI. (2019). *Modelos Digitales de Elevación (MDE)*. <https://www.inegi.org.mx/contenidos/temas/mapas/relieve/continental/metadatos/mde.pdf>

- Iza Quishpe, J. X. (2020). *Diseño de una central fotovoltaica para abastecimiento de energía eléctrica del Campus de la Escuela Politécnica Nacional* (B.S. thesis). Quito, 2020.
- Jaramillo, W. (2016). Movilidad urbana en la ciudad de Loja. *W. Jaramillo, Movilidad urbana en la ciudad de Loja (pág. 7/77). Loja: Imprenta Master offset.*
- Jaramillo Ojeda, J. I., & Uchuari Marizaca, A. A. (2021). *Análisis de la ubicación de electrolineras en la ciudad de Loja* (B.S. thesis).
- Jijón, A. A. G., & Moya, F. R. V. (2013). *Definición del año meteorológico típico en base a las variables temperatura, precipitación y velocidad del viento, de tres regiones naturales del Ecuador: Costa, Sierra y Oriente.*
- Lamigueiro, O. P. (2013). *Energía Solar Fotovoltaica*. <https://www.researchgate.net/publication/249012821>
- Maurad Yubi, J. C., & Armijos Illescas, E. M. (2018). *Caracterización de los sistemas del vehículo eléctrico Kia Soul EV*. (B.S. thesis).
- Ortiz, N. R. (2017). *Fuentes gratuitas para descargar DEM*. <https://www.cursosteledeteccion.com/fuentes-gratuitas-para-descargar-dem-modelo-de-elevacion-digital/>
- Reveló, D. V., & Ordoñez, F. (2019). SCINERGY. *RESEARCHIN ALTERNATIVE ENERGY*.
- Salmerón Ozores, J. M. (2012). *Diseño de la instalación eléctrica de una electrolinera* (B.S. thesis).
- Serna José, M. (2021). *Proyecto de instalación de una electrolinera fotovoltaica* (B.S. thesis). Universitat Politècnica de Catalunya.
- Silva, L. O. (2011). *Factor de corrección K para superficies inclinadas*. <https://es.scribd.com/document/397586214/Energia-Solar-Tablas-de-Factor>
- Trashorras Montecelos, J. (2019). *Vehículos eléctricos*. Ediciones Paraninfo, SA.
- Zúñiga Jaramillo, S. C. (2013). *Plan de movilidad para la ciudad de Loja* (Tesis de maestría).

11. Anexos

Anexo 1: Ficha técnica del inversor

50	
Valores de entrada (DC)	
Rango pot. camp FV recomendado	52 - 65 KWp
Rango de tensión	405 - 750 V
Tensión máxima	900 V
Corriente máxima	130 A
Nº engtradas	4
MPPT	1
Valores de salida (AC)	
Potencia nominal	55 KW
Corriente máxima	93 A
Tensión nominal	400 V
Frecuencia nominal	50 - 60 Hz
Coseno Phi	1
Coseno Phi ajustable	Si. Smáx=55 KVA
THD	3 %
Rendimiento	
Eficiencia máxima	96.3 %
Euroeficiencia	94.3 %
Datos generales	
Refrigeración por aire	2600 m ³ /h
Consumo en stand-by	30 W
Consumo nocturno	1 W
Temperatura de funcionamiento	-20 °C – +65°C
Humedad relativa (sin condensación)	0 - 95 %

Anexo 2: Características del panel



ESPHSC

Monocrystalline Half-Cut Solar Module

KEY FEATURES

-  **MBB Half-Cut Solar Cell:**
144 cells (6X24); 9 busbar solar cell.
-  **Higher Module Conversion Efficiency:**
Higher module output up to 455W with module efficiency up to 20.9%.
-  **Low-light Performance:**
Advanced glass and surface texturing allow for excellent performance in low-light environments.
-  **Light-weight design**
Light-weight design using transparent backsheet for easy installation and low BOS cost.
-  **Higher Power Output**
Module power increases 5-25% generally, bringing significantly lower LCOE and higher IRR.

+ WATTS POSITIVE TOLERANCE

12 YEARS PRODUCT WARRANTY

25 YEARS LINEAR POWER WARRANTY

Anexo 3: Ficha técnica del panel

166mm SERIES, 72-CELL HALF-CUT SERIES

ELECTRICAL PERFORMANCE

Module type: ESPHSC	450M
Maximum Power(Wp)	450W
Open circuit Voltage(Voc)	49.30V
Short circuit Current(Isc)	11.60A
Maximum Power Voltage(Vm)	41.50V
Maximum Power Current(Imp)	10.85A
Module efficiency	20.70%
Maximum Series Fuse	20A
Watts positive tolerance	0~+3%
Number of Diode	3
Standard Test Conditions	1000W/m ² ,25°C,AM1.5
Maximum System Voltage	1000/1500VDC
Temperature-Coefficient Isc	+0.049%/°C
Temperature-Coefficient Voc	-0.271%/°C
Temperature-Coefficient Pmpp	-0.352%/°C
Normal Operating Cell Temperature	-40°C...+85°C
Load Capacity for the cover of the module (glass)	5400Pa(IEC61215)(snow)
Load Capacity for the front & back of the module	2400Pa(IEC61215)(wind)

ELECTRICAL PERFORMANCE (NOCT)

Module type: ESPHSC	430M / 435M / 440M / 445M / 450M / 455M
Maximum Power(Wp)	325W 329W 332.5W 336.5W 340W 344W
Open circuit Voltage(Voc)	45.55V 44.75V 45.95V 46.15V 46.35V 46.55V
Short circuit Current(Isc)	8.99A 9.05A 9.11A 9.17A 9.22A 9.27A
Maximum Power Voltage(Vm)	38.40V 38.60V 38.80V 39.00V 39.20V 39.40V
Maximum Power Current(Imp)	8.46A 8.51A 8.57A 8.62A 8.68A 8.74A

MECHANICAL CHARACTERISTICS

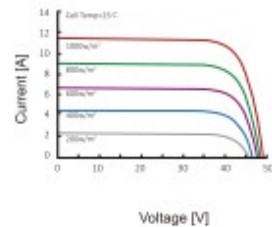
Front cover (material / thickness)	low-iron tempered glass / 3.2mm
Backsheet (color)	TPT in white
Cell (quantity / material / dimensions)	144(6x24) / monocrystalline silicon
Frame (material / color)	aluminum hollow-chamber frame on each side anodized aluminum alloy / silver
Junction box (protection degree)	> IP68
Cables & Plug connectors	4mm ² , 300mm in length,length can be customized
Module Dimensions (L / W / H)	2094x1038x35mm
Module Weight	24kg
Application class	Class A
Electrical protection class	Class II
Fire safety class	Class C

PACKING

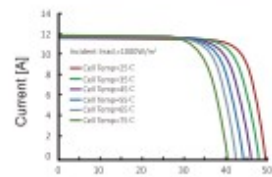
Container Size	Units/Pallet (PCS)	Weight/Pallet (KG)	Pallet Measurement (mm)	Units/Container (PCS)
20GP	58(31+27)	1422	2150x1130x2220	290
40HQ	31	735	2150x1130x1170	726
	35	855	2150x1130x1345	



CURRENT-VOLTAGE CURVES:

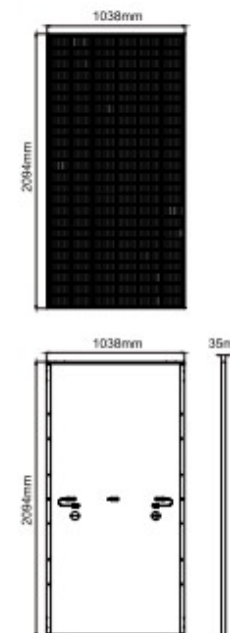


Module characteristics at constant module temperatures of 25°C and variable levels of irradiance



Module characteristics at variable module temperatures and constant module irradiance of 1.000 W/m²

MODULE DIAGRAM:



Anexo 4: Ficha técnica del regulador

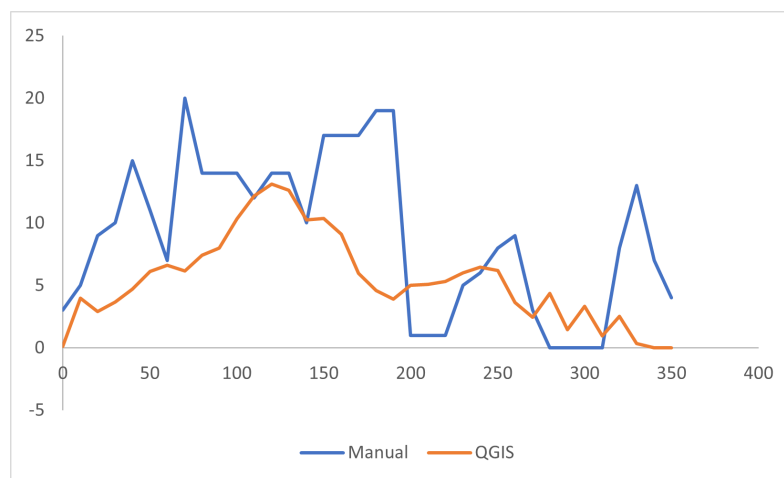
Model: Wonder1	96/50	96/100	192/50 , 216/50 , 240/50 , 384/50		192/100 , 216/100 , 240/100 , 384/100	
Rated Current	50A	100A	50A		100A	
Rated System Voltage	96V	96V	192V/216V/240V	384V	192V/216V/240V	384V
Max Pv Input Voltage(at 25°C)	300V(96V system) / 450V(192V/216V system) /500V(240V system) / 800V(384V system)					
PV array Max power	5.6KW	5.6KW*2	11.2KW/12.6KW/14KW/22.4KW		11.2KW*2/12.6KW*2/14KW*2/22.4KW*2	
MPPT Tracking Voltage Range	Battery voltage~240V(96V system) / Battery voltage~360V(192V/216V system) / Battery voltage~400V (240V system) /Battery voltage~640V(384V system)					
MPPT route number	1	2	1		2	
Recommended operating voltage range	20V-160V(96V system); 240V-320V(192V system); 270V-320V(216V system); 300V-350V(240V system); 480V-560V(384V system)					
Battery Type	Lead acid battery, deep cycle battery, gel battery etc(Battery type base on user charge specification)					
Floating Voltage	110.4V/220.8V/248.4V/276V/441.6V					
Charge Voltage	113.6V/227.2V/255.6V/284V/454.4V					
Charging Protection Voltage	120V/240V/270V/300V/480V					
Promote recovery voltage	105.6V/211.2V/237.6V/264V/422.4V					
Temperature Compensation	-3mV / °C / 2V (25°C is base line) (Optional)					
Charging Mode	MPPT maximum power point tracking					
Charging Method	Three stages: constant current(MPPT); constant voltage; floating charge					
Protection	Over-voltage/under-voltage/over-temperature/PV&Battery anti-reverse protection					
Conversion Efficiency	>98%					
MPPT Efficiency	>99%					
Machine Size(L*W*Hmm)	315*250*108		400*300*161.5		530*410*161.5	
Package Size(L*W*Hmm)	365*310*164		452*378*208		600*490*207	
N.W(kg)	4.5	5.6	10	11	14.5	17.5
G.W.(kg)	5.2	6.3	11	12	16	19
System Parameter						
Display	LCD					
Thermal Method	Cooling fan in intelligent control					
Type Of Mechanical Protection	IP20					
Operating Temperature	-15°C~ +50°C					
Storage Temperature	-20°C~ +60°C					
Elevation	<5000m(Dreating above 2000m)					
Humidity	5%~95%(No condensation)					
Communication	RS485(Optional)					

Anexo 5: Características de la batería

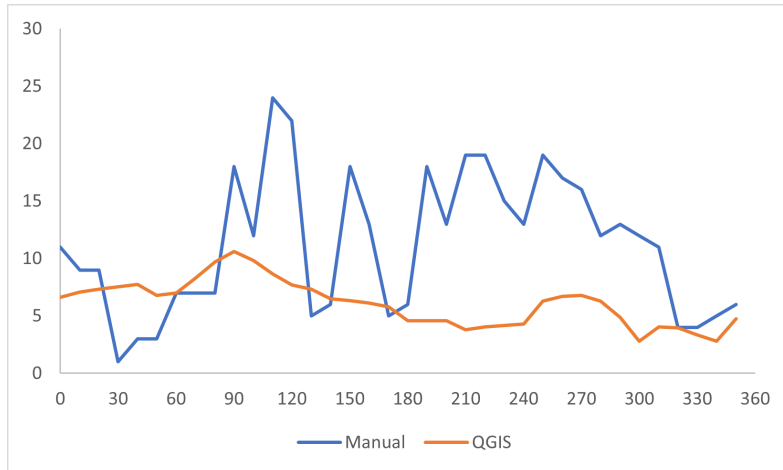
2. Technical data (Reference temperature 20 °C)

Type	C_{1h} Ah	C_{10h} Ah	C_{20h} Ah	C_{72h} Ah	C_{100h} Ah	C_{120h} Ah	C_{240h} Ah	R_i 1) mΩ	I_k 2) kA	Length (L) mm	Width (W) mm	Height (H) mm	Weight dry kg	Weight filled kg
U_e V/cell	1.67	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80							
2 PVS 140	63	111	127	141	143	144	148	1.52	1.37	105	208	420	9.1	14.5
3 PVS 210	95	167	191	211	215	217	222	1.06	1.96	105	208	420	11.2	16.4
4 PVS 280	127	223	254	282	287	289	295	0.84	2.46	105	208	420	12.8	18.0
5 PVS 350	159	279	318	352	359	361	369	0.70	2.98	126	208	420	15.3	21.7
6 PVS 420	191	334	382	424	431	434	444	0.60	3.47	147	208	420	18.1	25.7
5 PVS 550	223	389	432	486	496	500	513	0.57	3.61	126	208	535	20.0	28.8
6 PVS 660	267	467	518	583	595	601	616	0.49	4.18	147	208	535	23.5	34.0
7 PVS 770	310	544	604	681	694	700	720	0.44	4.69	168	208	535	26.8	39.1
6 PVS 900	352	665	748	856	877	888	916	0.47	4.41	147	208	710	33.0	47.4
7 PVS 1050	415	777	872	993	1,020	1,033	1,065	0.36	5.66	215	193	710	42.1	61.5
8 PVS 1200	473	886	996	1,137	1,160	1,178	1,216	0.32	6.36	215	193	710	46.6	65.4
9 PVS 1350	522	992	1,116	1,274	1,300	1,320	1,365	0.33	6.20	215	235	710	51.4	75.4
10 PVS 1500	585	1,100	1,240	1,418	1,450	1,464	1,516	0.28	7.25	215	235	710	56.0	79.4
11 PVS 1650	635	1,210	1,362	1,555	1,590	1,608	1,665	0.28	7.36	215	277	710	61.0	89.6
12 PVS 1800	698	1,320	1,486	1,699	1,740	1,752	1,816	0.24	8.41	215	277	710	65.4	93.4
11 PVS 2090	790	1,470	1,636	1,836	1,870	1,884	1,941	0.24	8.38	215	277	855	72.7	105.9
12 PVS 2280	869	1,600	1,784	2,001	2,040	2,052	2,116	0.22	9.48	215	277	855	77.4	110.4
13 PVS 2470	978	1,740	1,938	2,174	2,210	2,232	2,292	0.16	13.03	215	400	815	90.8	137.8
14 PVS 2660	1,051	1,880	2,080	2,332	2,380	2,400	2,448	0.15	13.82	215	400	815	95.3	142.4
15 PVS 2850	1,123	2,010	2,220	2,498	2,550	2,568	2,640	0.14	14.43	215	400	815	100.2	146.9
16 PVS 3040	1,195	2,140	2,380	2,664	2,710	2,736	2,808	0.13	15.20	215	400	815	105.4	151.6
17 PVS 3230	1,280	2,290	2,540	2,858	2,910	2,940	3,000	0.12	16.91	215	490	815	117.7	175.1
18 PVS 3420	1,352	2,420	2,680	3,024	3,080	3,108	3,192	0.11	17.55	215	490	815	121.9	179.1
19 PVS 3610	1,425	2,560	2,840	3,189	3,250	3,276	3,360	0.11	18.36	215	490	815	126.8	183.6
20 PVS 3800	1,496	2,690	2,980	3,355	3,420	3,444	3,528	0.11	18.92	215	490	815	132.0	188.3
22 PVS 4180	1,635	2,950	3,280	3,686	3,750	3,780	3,888	0.10	19.92	215	580	815	145.4	213.9
24 PVS 4560	1,777	3,220	3,560	4,010	4,090	4,128	4,224	0.09	21.26	215	580	815	155.2	223.0
26 PVS 4940	1,917	3,480	3,860	4,341	4,420	4,464	4,584	0.09	22.49	215	580	815	165.0	232.0

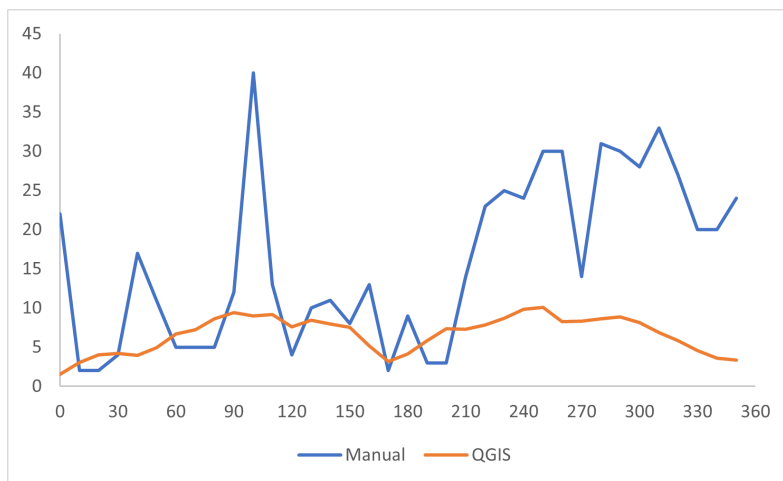
Anexo 6: Perfil de sombras del Colegio de Ingenieros



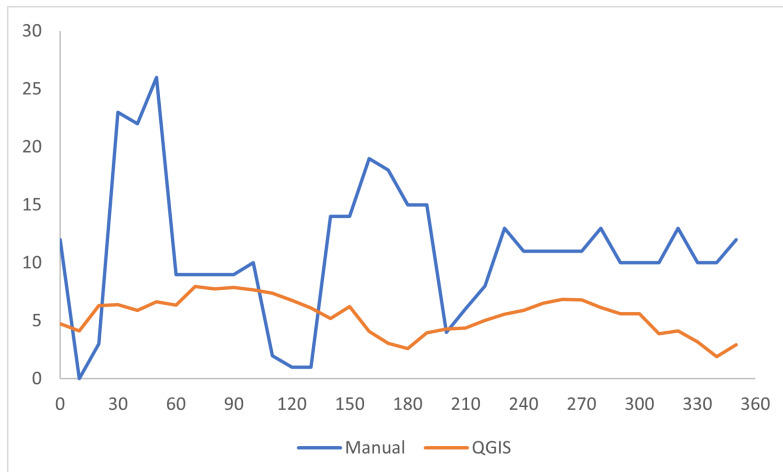
Anexo 7: Perfil de sombras del parque jipiro



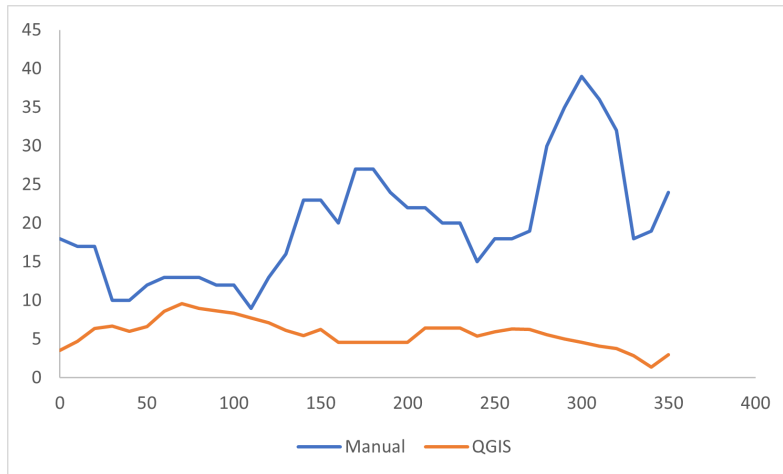
Anexo 8: Perfil de sombras del Parque Lineal



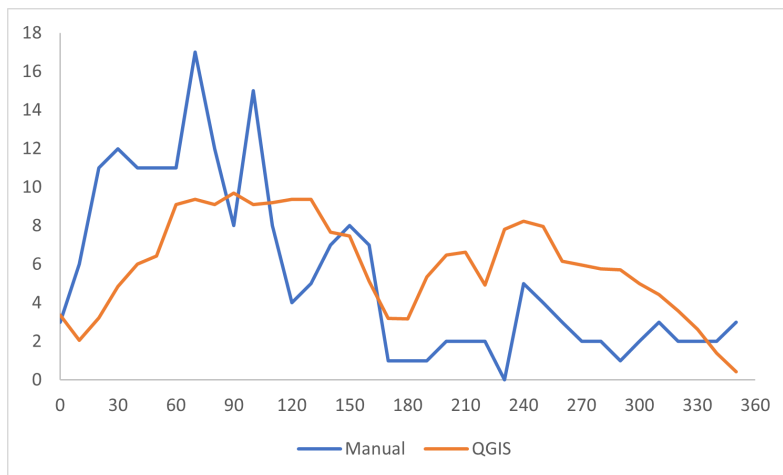
Anexo 9: Perfil de sombras del Mercado Gran Colombia



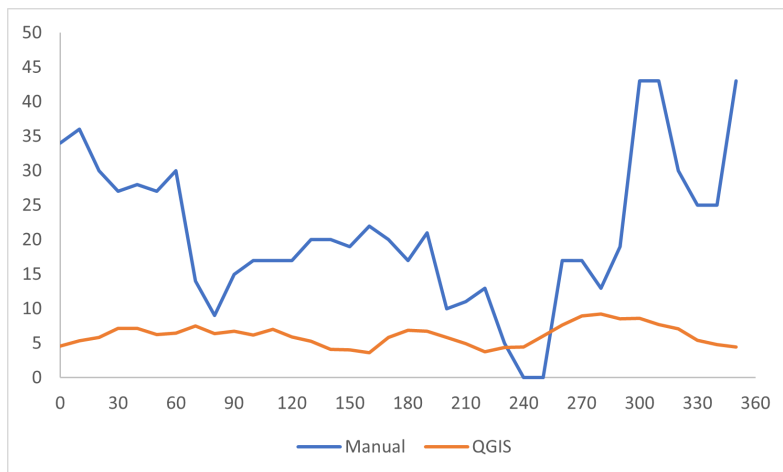
Anexo 10: Perfil de sombras del mercado AKI



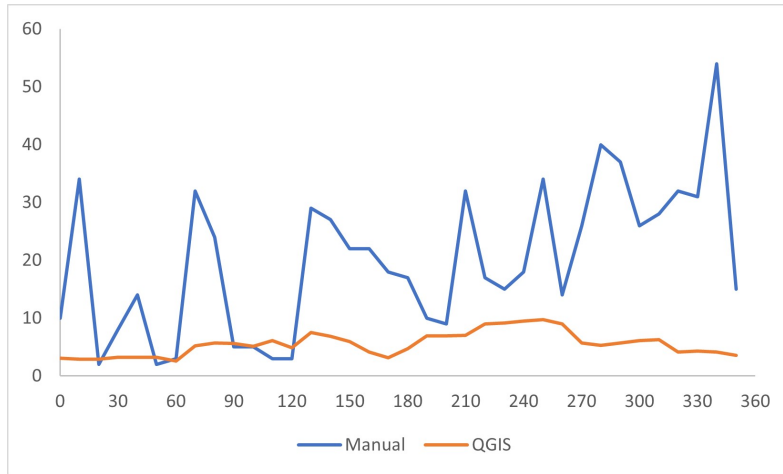
Anexo 11: Perfil de sombras del Supermaxi



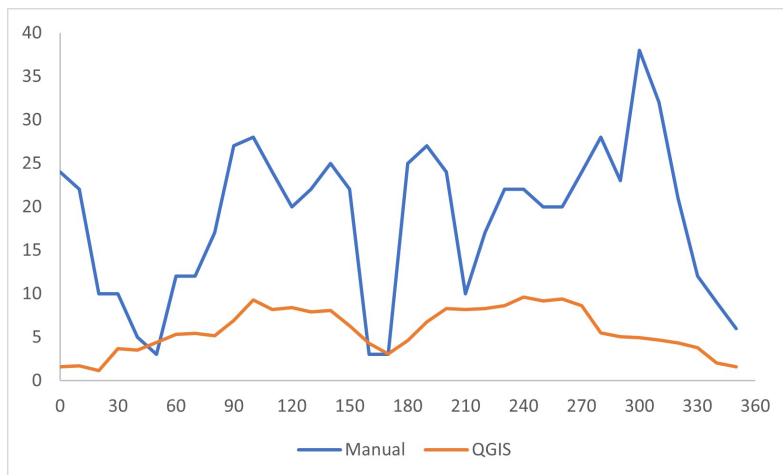
Anexo 12: Perfil de sombras del Terminal Terrestre Reina del Cisne



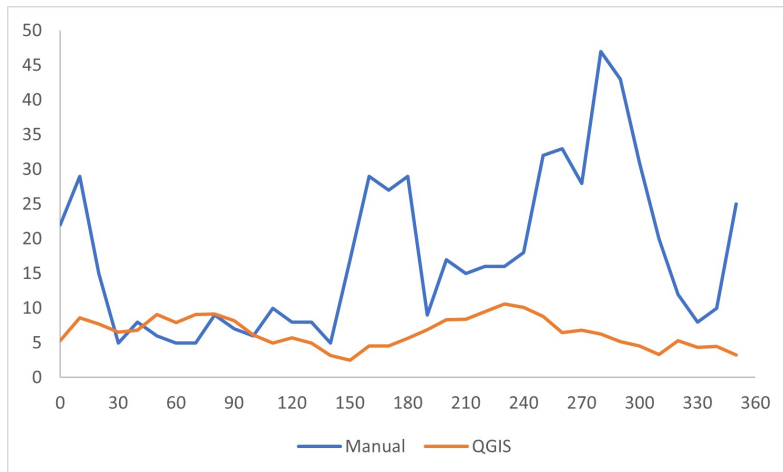
Anexo 13: Perfil de sombras del Parque Daniel Alvarez



Anexo 14: Perfil de sombras de la Argelia



Anexo 15: Perfil de sombras del Zoológico



Anexo 16: Medición del ángulo de inclinación de los obstáculos



Anexo 17: Porcentaje de pérdidas solares en cada emplazamiento considerado para el diseño

Perdidas por sombreado del software QGIS	
Posibles Lugares de diseño	Perdidas por sombreado (%)
Parque Jipiro	1.55
Terminal Terrestre Reina deL Cisne	1.70
Parque Lineal	1.5
Supermercado Supermaxi	1.5
Mercado Gran Colombia	1.5
Mercado Gran AKI	1.5
Colegio de Ingenieros	1.1575
Parque Daniel Alvarez	0.70
Argelia (matriculación vehicular)	1.275
Zoológico	1.5
Perdidas por sombreado manuales	
Posibles Lugares de diseño	Perdidas por sombreado (%)
Parque Jipiro	2.8175
Terminal Terrestre Reina deL Cisne	3.715
Parque Lineal	4.9175
Supermercado Supermaxi	1.2425
Mercado Gran Colombia	1.4725
Mercado Gran AKI	6.065
Colegio de Ingenieros	1.40
Parque Daniel Alvarez	4.5325
Argelia (matriculación vehicular)	7.195
Zoológico	7.54

Anexo 18: Características de cable para módulos fotovoltaicos

CABLE CENTELSA FOTOVOLTAICO H12ZZ2-K 1,0 kV AC (1,5 kV DC) 90°C HF FR

Conductor		Aislamiento		Cubierta		Peso Total Aproximado	Ampacidad ⁽¹⁾		
Calibre	Resistencia Eléctrica DC a 20°C	Espesor Nominal	Diametro Aproximado	Espesor Nominal	Diametro Aproximado		Un Cable al Aire	Un Cable Sobre una Superficie	Dos Cables en Contacto Sobre Superficie
mm ²	Ω/km	mm	mm	mm	mm	kg/km	A		
1,5	13,2980	0,70	3,06	0,80	4,74	31	30	29	24
2,5	7,9693	0,70	3,53	0,80	5,21	42	41	39	33
4	4,9408	0,70	4,08	0,80	5,76	58	55	52	44
6	3,2906	0,70	4,66	0,80	6,34	78	70	67	57
10	1,8928	0,70	5,65	0,80	7,33	120	98	93	79
16	1,2036	0,70	6,54	0,90	8,44	183	132	125	107
25	0,7717	0,90	8,21	1,00	10,31	280	176	167	142
35	0,5484	0,70	9,38	1,10	11,66	380	218	207	176
50	0,3815	1,00	11,08	1,20	13,58	537	276	262	221
70	0,2689	1,10	13,05	1,20	15,55	752	347	330	278
95	0,2038	1,10	15,24	1,30	17,94	980	416	395	333
120	0,1592	1,20	17,26	1,30	19,96	1254	488	464	390
150	0,1281	1,40	19,31	1,40	22,23	1549	566	538	453
185	0,1048	1,60	21,40	1,60	24,72	1893	644	612	515
240	0,0793	1,70	27,77	1,70	31,31	2593	775	736	620

Anexo 19: Fusibles para aplicaciones fotovoltaicas

FOTOVOLTAICOS FUSIBLES



gPV FUSIBLES NH PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS

Los cartuchos fusibles de cuchilla NH gPV 1000 V DC para instalaciones fotovoltaicas de DF Electric han sido desarrollados para ofrecer una solución de protección segura, compacta y económica en los cuadros de segundo nivel de las instalaciones fotovoltaicas. La gama comprende cartuchos fusibles de talla NH1 con corrientes asignadas comprendidas entre 25A y 160A y fusibles NH3 con corrientes asignadas comprendidas entre 200A y 315 A. La tensión asignada es de 1000 V DC (corriente continua). Proporcionan protección contra sobrecargas y cortocircuitos (clase gPV de acuerdo a la norma IEC 60269-6), con una corriente mínima de fusión de 1,35·In. Están contruidos con cuerpo de cerámica de alta resistencia a la presión interna y a los choques térmicos. Los contactos están realizados en latón platerado y los elementos de fusión son de plata, lo que evita el envejecimiento y mantiene inalterables las características. Para la instalación de estos fusibles se recomienda la utilización de las bases NH modelo ST de 1000 V DC.

	In (A)	REFERENCIA	PODER DE CORTE (kA)	EMBALAJE Und./CAJA
NH1	25	373210 (U)	30	1/30
	32	373216 (U)	30	1/30
	40	373225 (U)	30	1/30
	50	373230 (U)	30	1/30
	63	373235 (U)	30	1/30
	80	373240 (U)	30	1/30
	100	373245 (U)	30	1/30
	125	373250 (U)	30	1/30
	160	373255 (U)	30	1/30
		200	373260 (U)	30
NH2	200	373350 (U)	30	1/15
	250	373360 (U)	30	1/15
NH3	200	373425 (U)	30	1/15
	250	373435 (U)	30	1/15
	315	373445 (U)	30	1/15



Anexo 20: Certificación de la traducción del resumen

CERTIFICACIÓN DE TRADUCCIÓN

Susana Guadalupe Mendoza Prado, Licenciada en Ciencias de la Educación, idioma inglés.

CERTIFICA:

Que la traducción al idioma inglés del resumen de tesis denominado “**Dimensionamiento de un sistema solar fotovoltaico para una electrolinera**”, correspondiente al señor **Jorge Miguel Prado Cueva**, con cédula de identidad **1105485575**, a sido revisado y supervisado según se me ha solicitado, por lo cual cumple con la correcta traducción al idioma inglés.

Esto es lo que puedo mencionar y certificar en honor a la verdad para fines pertinentes.

Loja, 23 de mayo del 2023



Lic. Susana Guadalupe Mendoza Prado

C.I. 1750913079