

DISEÑO DE UN SISTEMA DE SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA SOLAR  
FOTOVOLTAICA PARA UNA LÍNEA DE ELECTROLINERAS QUE CONECTE  
DOS REGIONES DEL PAÍS

ANA SOFÍA TREJOS VANEGAS  
ALEJANDRO ALFONSO BEJARANO DÍAZ

UNIVERSIDAD SANTO TOMÁS  
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA  
DIVISIÓN DE INGENIERÍAS  
BOGOTÁ D.C  
2022

DISEÑO DE UN SISTEMA DE SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA SOLAR  
FOTOVOLTAICA PARA UNA LÍNEA DE ELECTROLINERAS QUE  
CONECTE DOS REGIONES DEL PAÍS

ANA SOFÍA TREJOS VANEGAS  
ALEJANDRO ALFONSO BEJARANO DÍAZ

Proyecto de Trabajo de Grado en la modalidad de solución de un  
problema de ingeniería para optar al título de Ingeniero Mecánico

Director, Msc. Ing. Héctor Fabio Montaña Morales

UNIVERSIDAD SANTO TOMÁS  
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA  
DIVISIÓN DE INGENIERÍAS  
BOGOTÁ D.C  
2022

## **TABLA DE CONTENIDO**

|                                                                            |           |
|----------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>LISTA DE TABLAS</b>                                                     | <b>6</b>  |
| <b>LISTA DE FIGURAS</b>                                                    | <b>8</b>  |
| <b>LISTA DE GRÁFICAS</b>                                                   | <b>9</b>  |
| <b>LISTA DE ANEXOS</b>                                                     | <b>10</b> |
| <b>LISTA DE SIMBOLOS</b>                                                   | <b>11</b> |
| <b>PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.</b>                                         | <b>14</b> |
| <b>JUSTIFICACIÓN.</b>                                                      | <b>16</b> |
| <b>OBJETIVOS.</b>                                                          | <b>17</b> |
| <b>OBJETIVO GENERAL.</b>                                                   | <b>17</b> |
| <b>OBJETIVOS ESPECÍFICOS.</b>                                              | <b>17</b> |
| <b>1. MARCO REFERENCIAL.</b>                                               | <b>18</b> |
| <b>1.1 Marco conceptual.</b>                                               | <b>18</b> |
| <b>1.2 MARCO TEÓRICO</b>                                                   | <b>19</b> |
| 1.2.1 Radiación Solar.                                                     | 19        |
| 1.2.2 Energía solar fotovoltaica.                                          | 20        |
| 1.2.3 Potencial eléctrico fotovoltaico en Colombia.                        | 23        |
| 1.2.4 Vehículo eléctrico.                                                  | 24        |
| 1.2.5 Método PUGH y AHP.                                                   | 30        |
| <b>1.3 ESTADO DEL ARTE</b>                                                 | <b>32</b> |
| <b>2. DETERMINACIÓN DE LA RUTA.</b>                                        | <b>35</b> |
| <b>2.1 Parámetros importantes para el proceso de selección de la ruta.</b> | <b>35</b> |
| <b>2.2 Selección de la ruta.</b>                                           | <b>37</b> |

|                                                                   |           |
|-------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>3. DISEÑO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO.</b>                        | <b>39</b> |
| <b>3.1 Requerimientos del cliente.</b>                            | <b>39</b> |
| <b>3.2 Especificaciones de ingeniería.</b>                        | <b>40</b> |
| <b>3.3 Selección del panel fotovoltaico.</b>                      | <b>42</b> |
| <b>3.4 Cálculos generales para el sistema con y sin baterías.</b> | <b>45</b> |
| 3.4.1 Estimación de la potencia fotovoltaica requerida.           | 45        |
| 3.4.2 Estimación número de módulos.                               | 46        |
| 3.4.3 Cálculo de las tensiones e intensidades de los módulos.     | 46        |
| 3.4.4 Gestor energético (CDP).                                    | 47        |
| 3.4.5 Pérdidas energéticas.                                       | 48        |
| <b>3.5 Sistema conectado a la red sin baterías.</b>               | <b>49</b> |
| 3.5.1 Selección del inversor.                                     | 50        |
| 3.5.2 Comprobación de los límites de tensión.                     | 53        |
| 3.5.3 Ajuste y comprobación de las cadenas en el inversor.        | 54        |
| 3.5.4 Cableado eléctrico.                                         | 55        |
| 3.5.5 Pérdidas energéticas.                                       | 56        |
| 3.5.5 Protecciones eléctricas.                                    | 57        |
| 3.5.6 Puesta a tierra.                                            | 59        |
| 3.5.7 Diagrama unifilar.                                          | 60        |
| <b>3.6 SISTEMA CONECTADO A LA RED CON BATERÍAS.</b>               | <b>61</b> |
| <b>4. EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO.</b>          | <b>62</b> |
| <b>4.1 Presupuesto del proyecto.</b>                              | <b>62</b> |
| 4.1.1 Costos de los equipos seleccionados.                        | 62        |
| 4.1.2 Costos de transporte.                                       | 63        |
| 4.1.3 Costo del diseño del sistema fotovoltaico.                  | 63        |
| 4.1.4 Costo de la instalación del sistema fotovoltaico.           | 63        |
| 4.1.5 Costo de la instalación del cargador.                       | 64        |
| 4.1.6 Costos por mantenimiento y operación.                       | 64        |
| 4.1.7 Costo total del sistema fotovoltaico.                       | 64        |
| <b>4.2 Beneficios tributarios.</b>                                | <b>64</b> |
| <b>4.3 Proyección producción energética anual.</b>                | <b>65</b> |
| <b>4.4 Flujo de caja.</b>                                         | <b>65</b> |

|                                             |           |
|---------------------------------------------|-----------|
| 4.4.1 Proyección anual egresos.             | 66        |
| 4.4.2 Proyección anual ingresos.            | 67        |
| 4.4.3 Flujo de caja neto.                   | 69        |
| <b>4.5 Indicadores de rentabilidad.</b>     | <b>71</b> |
| 4.5.1 Opinión de <i>La Compañía</i> .       | 72        |
| <b>5. MODELO MATEMÁTICO.</b>                | <b>73</b> |
| <b>5.1 Variables de entrada.</b>            | <b>73</b> |
| <b>5.2 Cálculos del diseño del sistema.</b> | <b>74</b> |
| <b>5.3 Análisis financiero.</b>             | <b>76</b> |
| <b>6. CONCLUSIONES.</b>                     | <b>77</b> |
| <b>7. RECOMENDACIONES.</b>                  | <b>78</b> |
| <b>REFERENCIAS</b>                          | <b>79</b> |
| <b>ANEXOS</b>                               | <b>88</b> |

## LISTA DE TABLAS

|                                                                                            |    |
|--------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Tabla 1 Vehículos eléctricos e híbridos enchufables más usados en Colombia y su autonomía. | 30 |
| Tabla 2 Estructura matriz de PUGH.                                                         | 30 |
| Tabla 3 Escala principio de descomposición.                                                | 31 |
| Tabla 4 Matriz de comparación.                                                             | 31 |
| Tabla 5 Matriz normalizada.                                                                | 32 |
| Tabla 6 Características rutas preseleccionadas                                             | 36 |
| Tabla 7 Puntaje de evaluación.                                                             | 37 |
| Tabla 8 Matriz PUGH de las rutas seleccionadas.                                            | 37 |
| Tabla 9 Características zona ejemplo.                                                      | 40 |
| Tabla 10 Vehículos eléctricos más usados en el País y su consumo.                          | 41 |
| Tabla 11 Demanda energética.                                                               | 41 |
| Tabla 12 Paneles preseleccionados.                                                         | 43 |
| Tabla 13 Criterios de evaluación.                                                          | 44 |
| Tabla 14 Matriz Pugh del Panel.                                                            | 44 |
| Tabla 15 Características técnicas módulo fotovoltaico.                                     | 45 |
| Tabla 16 Comportamiento panel seleccionado.                                                | 47 |
| Tabla 17 Características del CDP.                                                          | 48 |
| Tabla 18 Características inversores seleccionados.                                         | 51 |
| Tabla 19 Criterios de evaluación.                                                          | 51 |
| Tabla 20 Matriz Pugh Inversor                                                              | 52 |
| Tabla 21 Características técnicas inversor.                                                | 53 |
| Tabla 22 Distribución Módulos por inversor.                                                | 54 |
| Tabla 23 Resultados de las pérdidas energéticas.                                           | 56 |
| Tabla 24 Nueva distribución de módulos.                                                    | 57 |
| Tabla 25 Presupuesto equipos.                                                              | 62 |
| Tabla 26 Costos de transporte.                                                             | 63 |
| Tabla 27 Costos de la instalación del sistema.                                             | 64 |
| Tabla 28 Proyección del IPC.                                                               | 66 |
| Tabla 29 Condiciones índices de rentabilidad.                                              | 72 |
| Tabla 30 Resultados índices de rentabilidad.                                               | 72 |
| Tabla 31 Variables de entrada del cliente.                                                 | 73 |
| Tabla 32 Variables de entrada módulo.                                                      | 74 |
| Tabla 33 Variables de entrada inversor.                                                    | 74 |
| Tabla 34 Variables de entrada cable.                                                       | 74 |
| Tabla 35 Resultados del diseño del sistema.                                                | 75 |
| Tabla 36 Resultados del rediseño del sistema.                                              | 75 |
| Tabla 37 Recomendaciones de protecciones.                                                  | 76 |
| Tabla 38 Análisis económico y financiero.                                                  | 76 |

|                                                        |    |
|--------------------------------------------------------|----|
| Tabla 39 Matriz de comparación selección de la ruta.   | 88 |
| Tabla 40 Matriz normalizada selección de la ruta.      | 89 |
| Tabla 41 Matriz PUGH selección de la ruta.             | 89 |
| Tabla 42 Matriz de comparación selección del módulo.   | 90 |
| Tabla 43 Matriz normalizada selección del módulo.      | 90 |
| Tabla 44 Matriz PUGH selección del módulo.             | 91 |
| Tabla 45 Matriz de comparación selección del inversor. | 91 |
| Tabla 46 Matriz normalizada selección del inversor.    | 91 |
| Tabla 47 Matriz PUGH selección del inversor.           | 92 |

## LISTA DE FIGURAS

|                                                                             |    |
|-----------------------------------------------------------------------------|----|
| Figura 1 Efecto fotoeléctrico en paneles solares.                           | 21 |
| Figura 2 Componentes sistema fotovoltaico.                                  | 22 |
| Figura 3 Potencial eléctrico fotovoltaico.                                  | 24 |
| Figura 4 Estación de Carga Tesla alimentada con energía solar fotovoltaica. | 33 |
| Figura 5 Mapa de irradiación global y red vial de Colombia.                 | 36 |
| Figura 6 Cargador de <i>La Compañía</i> .                                   | 42 |
| Figura 7 Representación sistema conectado a la red sin baterías.            | 49 |
| Figura 8 Diagrama Unifilar.                                                 | 60 |

## LISTA DE GRÁFICAS

|                                                                           |    |
|---------------------------------------------------------------------------|----|
| Gráfica 1 Evolución de las matrículas de vehículos eléctricos e híbridos. | 28 |
| Gráfica 2 Proyección de vehículos eléctricos en Colombia.                 | 29 |
| Gráfica 3 Proyección producción energética anual.                         | 65 |
| Gráfica 4 Proyección costo de mantenimiento y operación.                  | 67 |
| Gráfica 5 Proyección tarifa de energía.                                   | 67 |
| Gráfica 6 Proyección ahorro anual.                                        | 68 |
| Gráfica 7 Proyección ganancia anual electrolinera.                        | 69 |
| Gráfica 8 Flujo de caja neto.                                             | 69 |
| Gráfica 9 Valor actual flujo de caja neta.                                | 70 |

## **LISTA DE ANEXOS**

Anexo A Matrices Pugh y desarrollo metodología AHP de la selección de la ruta, el módulo fotovoltaico y el inversor.

Anexo B Diagrama unifilar del sistema fotovoltaico.

Anexo C Hoja de Excel cálculo del sistema fotovoltaico.

Anexo D Video tutorial de uso hoja de Excel.

## LISTA DE SIMBOLOS

$\#V$  número de vehículos eléctricos que cargan sus baterías.

$HSP$  horas solar pico ( $h$ ).

$T_c$  tiempo de carga ( $min$ ).

$Potencia\ FV$  potencia fotovoltaica instalada ( $kW$ )

$\# Mod\acute{u}los$  número de módulos fotovoltaicos requeridos.

$Potencia\ Mod\acute{u}lo$  potencia nominal del módulo fotovoltaico.

$T_c$  temperatura de la célula ( $^{\circ}C$ ).

$T_a$  temperatura ambiental ( $^{\circ}C$ ).

$T_{c_n}$  temperatura de la célula en condiciones nominales ( $^{\circ}C$ ).

$E$  radiación solar ( $\frac{W}{m^2}$ ).

$I_{cco}$  corriente de corto circuito de operación ( $A$ ).

$I_{cc.p}$  corriente de corto circuito del panel solar ( $A$ ).

$K_{cc}$  coeficiente de temperatura de la corriente de corto circuito ( $\frac{\%}{^{\circ}C}$ ).

$V_{cao}$  tensión de circuito abierto de operación ( $V$ ).

$V_{ca.p}$  tensión de circuito abierto del módulo ( $V$ ).

$K_{ca}$  coeficiente de temperatura de la tensión de circuito abierto del panel solar ( $\frac{\%}{^{\circ}C}$ ).

$I_{mo}$  corriente de operación en el punto de máxima potencia ( $A$ ).

$I_{mp}$  corriente en el punto de máxima potencia del panel solar ( $A$ ).

$V_{mo}$  voltaje de operación en el punto de máxima potencia ( $V$ ).

$V_{mp}$  voltaje en el punto de máxima potencia del módulo ( $V$ ).

$P_c$  pérdidas en el cableado ( $W$ ).

$I$  corriente de operación ( $A$ ).

$R$  resistencia en el conductor ( $\Omega$ ).

$P_{cu}$  resistividad del cobre ( $\Omega m$ ).

$L$  longitud del cableado ( $m$ ).

$R_T$  rendimiento debido a la temperatura (%).

$K_p$  coeficiente de temperatura de la potencia del panel solar  $\left(\frac{\%}{^\circ C}\right)$ .

$\#M_{s_{max}}$  número máximo de módulos conectados en serie.

$\#M_{s_{min}}$  número mínimo de módulos conectados en serie.

$V_{mpp\_sup}$  límite superior del rango MPP del inversor ( $V$ ).

$V_{mpp\_inf}$  límite inferior del rango MPP del inversor ( $V$ ).

$V_{pmp}$  voltaje en el punto de máxima potencia del panel solar ( $V$ ).

$\#M_s$  número de módulos conectados en serie más adecuado.

$V_{maxca}$  voltaje de entrada en circuito abierto del inversor ( $V$ ).

$V_{oc}(a\ Temp\ inferior)$  voltaje de entrada en circuito abierto del módulo con base a la temperatura ambiente inferior ( $V$ ).

$S_{cc}$  es la sección del cable para corriente continua ( $mm^2$ ).

$\Delta V$  caída de tensión ( $V$ ).

$\gamma$  es la conductividad del cobre  $\left(\frac{m}{\Omega \cdot mm^2}\right)$ .

$S_{ca}$  sección del cable en ( $mm^2$ ).

$P$  potencia de la línea ( $kW$ ).

$U$  tensión de la línea trifásica ( $V$ ).

$\Delta V_{cc}$  caída de tensión en el tramo de corriente continua ( $V$ ).

$\rho$  resistividad del cobre ( $\Omega m$ ).

$\rho_{RT}$  resistividad a la temperatura ambiente ( $\Omega m$ ).

$\alpha_R$  coeficiente de resistividad por temperatura del cobre  $\left(\frac{\Omega}{\Omega ^\circ C}\right)$ .

$\Delta T$  diferencia de temperatura ( $^\circ C$ ).

$\Delta V_{ca}$  la caída de tensión en el tramo de corriente alterna ( $V$ ).

$I_{dp}$  corriente asignada del dispositivo de protección ( $A$ ).

$I_a$  corriente máxima admisible por el conductor ( $A$ ).

$I_{si}$  corriente de salida del inversor ( $A$ ).

$ROI$  retorno sobre la inversión ( $Años$ ).

$I_{Total}$  inversión total ( $COP$ ).

$A$  ahorro anual sobre la factura energética  $\left(\frac{COP}{Año}\right)$ .

$C_e$  costo por kWh  $\left(\frac{COP}{kWh}\right)$ .

$DE$  demanda energética anual de la electrolinera  $\left(\frac{kWh}{Año}\right)$ .

## **PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.**

Entre 1990 y 2014, Colombia emitió 237 millones de toneladas de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) a la atmósfera cada año [1], de las cuales para el 2040, se espera que 37% de emisiones de CO<sub>2</sub> serían producidas por el sector de transporte terrestre privado [2]. Para el 2016, en el país habían registrados 5,3 millones de automóviles, de ahí los automotores a gasolina significaron un 93% de su totalidad [3]. Debido al gran número de vehículos a combustión interna existentes en el país, que producen esta elevada cantidad de gases de efecto invernadero (GEI), el gobierno nacional promueve el uso de vehículos eléctricos, con el fin de reducir emisiones y mejorar la calidad del aire en las ciudades colombianas. Adquirir un vehículo eléctrico en el país brinda una gran ventaja para los consumidores, debido a la Ley 1964 lo cual dicta la exoneración del pico y placa y un descuento del 10% del SOAT y en las revisiones tecno mecánicas [4], [5].

Sin embargo, en Colombia solo se encuentran 47 puntos de recarga que se encuentran en ciudades de Antioquia, Eje cafetero, Valle del Cauca, la costa Atlántica y Bogotá D.C. Esto se puede confrontar con países como Brasil que cuenta con 177 puntos de recarga incluyendo algunos ubicados en las carreteras [6]. Debido a la falta de estaciones de carga (electrolineras) en vías interdepartamentales, se presenta un problema para los consumidores de automóviles eléctricos, ya que vehículos eléctricos promedio cuentan con una distancia de conducción por recarga de 204 km, suponiendo que se conduce en un terreno llano [7] y debido a la topografía nacional además de la extensa distancia entre ciudades, por ejemplo: Medellín-Cartagena (631 km), un conductor podría quedarse sin batería a mitad del trayecto, lo cual implicaría más de una recarga a lo largo de un recorrido. En consecuencia, es necesario implementar varios puntos de recarga en rutas que conecten 2 regiones del país.

Las empresas que ofrecen el servicio de carga eléctrica para automóviles en la actualidad hacen uso de la red nacional para abastecerse de energía eléctrica, la cual es generada a partir de centrales hidroeléctricas y fuentes fósiles principalmente [8]. Es importante mencionar que el país está promoviendo el uso de energías renovables para reducir el consumo de combustibles fósiles al generar energía [9], motivo por el cual sería importante incrementar su empleo y particularmente en el sector de los vehículos eléctricos.

Actualmente existen diferentes maneras de obtener energía eléctrica, entre ellas se encuentra la energía solar fotovoltaica la que se presenta como una alternativa viable y sostenible, ya que en algunas zonas del territorio nacional se cuenta con un

potencial eléctrico fotovoltaico apropiado para su aprovechamiento en la recarga de vehículos eléctricos [10]. Esta alternativa podría ser utilizada en las estaciones de carga para reducir el consumo de la red nacional y autoalimentarse por sí mismas, generando un ahorro para la estación ya que produciría su propia energía eléctrica.

Este proyecto busca solucionar la siguiente pregunta: ¿Cómo garantizar la movilización de un vehículo eléctrico a lo largo de una vía que conecte 2 regiones del país utilizando energías alternativas?

## **JUSTIFICACIÓN.**

El calentamiento global es un problema que concierne a toda la población del planeta, de hecho, en su informe anual sobre la brecha de emisiones, la ONU concluye que las emisiones globales deben reducirse un 7,6 por ciento cada año entre 2020 y 2030 para cumplir el objetivo de no superar una subida de 1,5 grados este siglo [11].

Teniendo en cuenta lo anterior, es vital promover el uso de vehículos eléctricos, reduciendo así la huella de carbono emitida por persona al año. En el caso de Colombia, una persona emite al año 3,4 Toneladas de CO<sub>2</sub> a la atmósfera [12], por lo tanto, usar un automóvil eléctrico supone una disminución en la huella de carbono de una persona. Sin embargo, esto puede no ser del todo cierto si la energía que consume el vehículo no es tan limpia, en consecuencia, una forma de garantizar que tanto el vehículo como la energía de la cual se abastece este son totalmente limpias, es asegurar que la energía eléctrica suministrada por las electrolineras es completamente verde, haciendo uso de energías alternativas como lo es la solar fotovoltaica.

Este proyecto beneficiará económicamente a las empresas que poseen estaciones de carga, ya que, por medio del uso de energías alternativas, los gastos en energía eléctrica podrían disminuir ya que se consume menos electricidad de la red eléctrica nacional. Los consumidores de vehículos eléctricos también se verán beneficiados con la exoneración de pico y placa, descuentos en la revisión técnico-mecánica entre otras, según la ley 1964 artículo 4 y 6 [10]. Además de lo mencionado anteriormente, este proyecto permitirá la movilización de vehículos eléctricos entre ciudades, aumentando así la demanda de estos.

## **OBJETIVOS.**

### **OBJETIVO GENERAL.**

Diseñar un sistema de suministro de energía eléctrica solar fotovoltaica, para una línea de electrolineras que conecte dos regiones del país.

### **OBJETIVOS ESPECÍFICOS.**

- Determinar una ruta intermunicipal en el país, donde pueda ser implementada una línea de electrolineras alimentadas por energía solar fotovoltaica.
- Realizar el diseño en detalle del sistema solar fotovoltaico para las estaciones pertenecientes a la línea de electrolineras.
- Presentar un estudio del presupuesto del montaje del proyecto para su implementación.

## **1. MARCO REFERENCIAL.**

### **1.1 MARCO CONCEPTUAL.**

#### Energía Renovable:

Energía renovable (ER) es cualquier forma de energía dependiente de fuentes solares, geofísicas o biológicas, la cual se reabastece por medio de procesos naturales a un rango el cual iguala o excede su tasa de uso [13].

#### Energía solar fotovoltaica:

La energía solar fotovoltaica consiste en la conversión directa de los fotones que componen el espectro visible de la luz solar en electricidad, por medio de células fotovoltaicas [14].

#### Radiación Solar:

La radiación solar es la energía que emite el sol en forma de ondas electromagnéticas y que se propaga a través de todo el espacio en todas las direcciones [15].

#### Potencial eléctrico fotovoltaico:

Radiación solar que podría ser aprovechada para generar energía eléctrica, el potencial teórico de la energía solar es bastante amplio [13].

Condiciones estándar de testeo de paneles: Irradiación de  $1000 \text{ W/m}^2$ ; Temperatura  $25^\circ\text{C}$ ; AM: 1.5.

#### Paneles solares:

Los paneles solares son dispositivos cuya función es captar la radiación solar y transformarla en electricidad. [16]

#### Vehículo eléctrico:

Los automóviles eléctricos son aquellos que tienen la capacidad de convertir la energía eléctrica de una batería en energía mecánica, para de esta manera otorgarle movimiento al vehículo [17].

#### Electrolineras:

Las electrolineras son estaciones de carga donde se dispensa energía eléctrica para la recarga de las baterías de los automóviles eléctricos, normalmente ocupan poco

espacio por lo que pueden ser instaladas en espacios reducidos cómo centros comerciales, oficinas etc. Entre los tipos de electrolíneas se encuentran las semi rápidas y rápidas (carga de 25 a 90 minutos) o las lentas (carga de 3 a 4 horas) [17].

#### Fotolíneas:

Se definen como las electrolíneas que son alimentadas por energía solar fotovoltaica.

## **1.2 MARCO TEÓRICO**

### **1.2.1 Radiación Solar.**

La radiación solar es emitida por el sol en forma de ondas electromagnéticas y se propaga a través de todo el espacio en todas las direcciones. Esta, es generada en el núcleo del sol, a partir de las reacciones de hidrógeno por fusión nuclear. Dicha variable puede ser medida en, para ello se emplean las condiciones de evaluación estándar las cuales son: 1000 y 25 °C [15]. Existen distintos tipos de radiación solar, que dependen de la forma en la que se propaga en la atmósfera de la tierra, estos son:

#### Radiación difusa:

Es el componente de la radiación solar que, al encontrar pequeñas partículas en suspensión en la atmósfera, es difundida en todas las direcciones [18].

#### Radiación directa:

Es la radiación solar que llega a la superficie de la Tierra en forma de rayos provenientes del Sol sin haber sufrido difusión, ni reflexión alguna, es decir, llega a la superficie de la Tierra, sin cambios de dirección [18].

#### Radiación global horizontal:

La radiación global es toda la radiación solar que llega a la tierra y que se mide sobre una superficie horizontal, resultado de la componente vertical de la radiación directa más la radiación difusa, El aporte de cada componente a la radiación global, varía con la altura del Sol, la transparencia de la atmósfera y la nubosidad [18].

## **1.2.2 Energía solar fotovoltaica.**

### **1.2.2.1 Reseña histórica de la energía solar fotovoltaica.**

En 1839, el francés Edmund Becquerel descubrió por primera vez el efecto fotovoltaico, experimentando con dos electrodos metálicos en una solución conductora. Seguido de este gran descubrimiento, en 1873, Willoughby Smith revela el efecto fotovoltaico en el Selenio y en 1877 W.H Adams y R.E Day, inventan la primera célula fotovoltaica de Selenio. Posteriormente, Einstein revela un artículo sobre el efecto fotovoltaico en 1904, por lo cual, junto con la teoría de la relatividad, gana el premio Nobel [19].

A finales de los años cincuenta, la tecnología solar fotovoltaica tuvo un avance significativo que llegó a evolucionar en mayor parte en las aplicaciones espaciales, con el objetivo de desarrollar una fuente de energía económica e inagotable. Estas invenciones fueron entre otras: Satélites alimentados por energía solar fotovoltaica en 1958, El Navío espacial Nimbus implementado con paneles solares de 1964 e incluso el observatorio astronómico espacial con paneles solares inventado en 1966. Por consecuencia a estos inventos, los sistemas solares fotovoltaicos han extendido su aplicación a otros campos de uso, gracias a su bajo coste y su mejora de rendimiento [19].

### **1.2.2.2 Sistema fotovoltaico.**

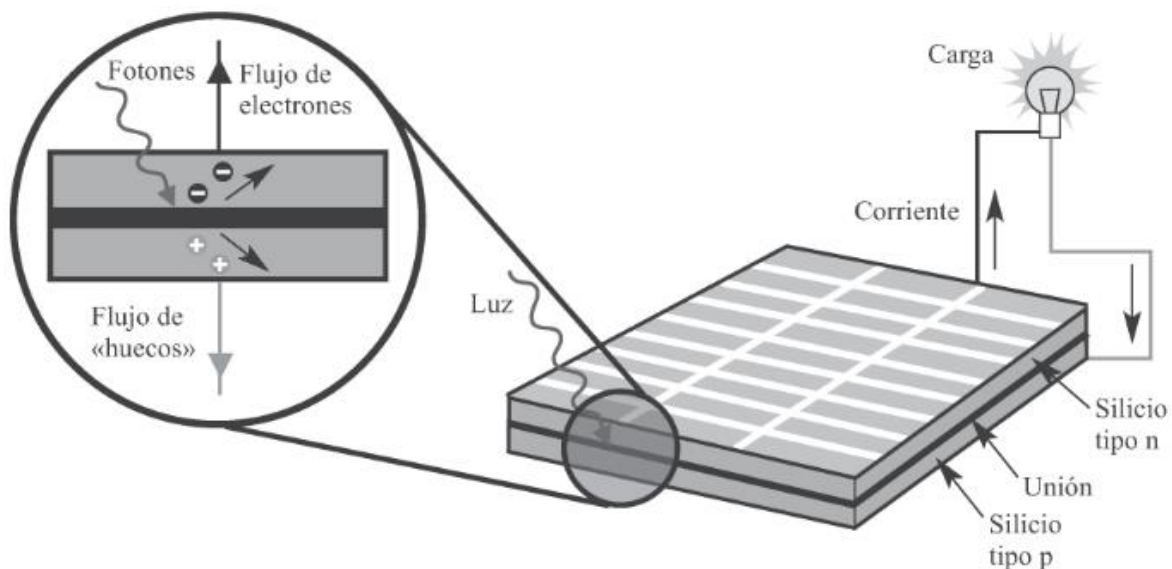
La energía solar fotovoltaica consiste en la conversión directa de los fotones que componen el espectro visible de la luz solar en electricidad, por medio de células fotovoltaicas gracias al efecto fotoeléctrico (Figura 1)[14]. Entre las ventajas que presenta la energía solar fotovoltaica se encuentran principalmente:

- Los sistemas de energía solar se pueden ser dispuestos de varias maneras, dependiendo de la aplicación que se requiera, por lo tanto, estos sistemas pueden ser instalados en espacios y tiempos reducidos debido a su facilidad de implementación [20].
- La energía solar fotovoltaica es una alternativa limpia, ya que genera un impacto reducido sobre el medio ambiente. Al no producirse combustión no se genera ningún tipo de contaminante atmosférico [19].
- Al ser una energía establecida en un ámbito local, su impacto visual es reducido ya que evita postes y no requiere de un amplio tendido eléctrico [19].
- Esta energía se produce con una total ausencia de ruidos, además no necesita de ningún otro suministro exterior aparte del sol [19].

### 1.2.2.3 Proceso de aprovechamiento de la energía fotovoltaica.

Las células solares fotovoltaicas funcionan gracias al efecto fotoeléctrico, en el caso de los paneles solares esté se aprovecha mediante la utilización de un material semiconductor denominado célula solar. Artificialmente sobre este material se crean dos regiones, una positiva (huecos) y una negativa (exceso de electrones), estas regiones (P, N), al ser expuestas a los rayos ultravioleta emitidos por el sol dan paso a la circulación de electrones y a su vez, al ser conectadas a una carga se establece una corriente continua cómo se observa en la Figura 1 [16].

Figura 1 Efecto fotoeléctrico en paneles solares.



Fuente: A. Antonio. Bayod Rujula, *Sistemas fotovoltaicos*. [21]

### 1.2.2.4 Partes y funcionamiento de un sistema solar fotovoltaico.

En los sistemas fotovoltaicos se pueden encontrar distintos dispositivos en el sistema, los cuales pueden variar de acuerdo con el tipo de planta en cuestión, así pues, existen dos tipos principales de sistemas fotovoltaicos, por un lado, se tiene las plantas conectadas a la red, las cuales se sirven de esta para suplirse de energía cuando el generador fotovoltaico no es capaz de producir energía eléctrica.

Por otro lado, se tienen los sistemas aislados, los cuales no están conectados a la red, por lo que requieren un conjunto de acumuladores para suplir la demanda energética cuando el sistema no está generando energía. Sin embargo, cabe aclarar que pueden existir variaciones en dichos sistemas, por ejemplo, se puede tener una planta conectada a la red que cuente con acumuladores. Este tipo de sistemas funcionan con un inversor (híbrido) que es capaz de cargar y descargar las baterías,

además de proporcionar energía proveniente tanto del sistema cómo de la red eléctrica.

Los sistemas solares fotovoltaicos cuentan con una base de componentes que habitualmente pueden ser encontrados en la mayoría de los tipos de plantas (Figura 2), Cómo principal componente se encuentra el generador fotovoltaico, dispositivos cuya función es captar la radiación solar y transformarla en electricidad. Están compuestos por un número determinado de células solares, conectadas entre sí eléctricamente en serie, así mismo el voltaje de salida del panel depende del número de células que esté posea [16].

Figura 2 Componentes sistema fotovoltaico.



Fuente: Autores [16].

Existen diferentes tipos de paneles solares las cuales se seleccionan dependiendo de la aplicación, entre los más comunes se encuentran:

- Paneles solares monocristalinos: Estos paneles proporcionan el mayor rendimiento entre todos los tipos de paneles, alrededor de un 20%, estos se obtienen a partir de silicio puro fundido y dopado con boro. Pese a ser los paneles más costosos son lo más utilizados debido a su rentabilidad [16].
- Paneles solares Policristalinos: Estos paneles cuentan con un rendimiento de entre 12 y 14%, a diferencia de los monocristalinos, estos tienen un

espesor menor además de tener forma cuadrada lo que optimiza el aprovechamiento de espacio entre células [16].

- Paneles solares amorfos: proporcionan un rendimiento menor al 10%, sin embargo, debido a su maleabilidad tienen un gran uso en lugares como techos de edificios, tejados, oficinas, etc. Estos paneles son muy delgados y son económicamente rentables [16].
- Paneles solares de sulfuro de cadmio y sulfuro de cobre: Su proceso de fabricación es sencillo, pero su rendimiento no supera el 5% en ámbitos fuera de laboratorios, además se degradan fácilmente con el paso del tiempo, pese a esto este tipo de paneles se siguen estudiando por su bajo coste [16].

A su vez, la energía eléctrica generada por los módulos se dirige a un regulador el cual se encarga de garantizar que las baterías del sistema se carguen correctamente basándose en el voltaje de estas, de esta manera el regulador es capaz de conocer los puntos de voltajes en los cuales las baterías se sobrecargan o por el contrario se descargan. El regulador puede poseer algunos otros elementos que permiten obtener información valiosa además de consolidar la seguridad de los equipos, como lo pueden ser amperímetros, voltímetros, alarmas, temporizadores, etc. [16].

Cómo se observa en la figura 2 no todo el consumo se realiza en corriente continua, el generador fotovoltaico produce este tipo de corriente, por lo que se requiere un inversor el cual permite el flujo de una red de corriente continua a una alterna, existen dos casos posibles para un inversor en una planta fotovoltaica. El primer escenario estriba en un sistema aislado, donde el inversor se encarga de la red y alimenta un conjunto de baterías, el segundo contempla un sistema que se encuentra conectado a una red de electrificación pública, en este caso, el inversor enviará la potencia generada a la red eléctrica [16].

Por último, un elemento de vital importancia en sistemas fotovoltaicos aislados o mixtos es la batería o acumulador, esta se encarga de almacenar la energía producida por los paneles solares, la cual no es consumida de inmediato para su aprovechamiento en las horas de baja o nula radiación solar. El almacenamiento de dicha energía es en forma de energía química y el tipo de batería más común para una planta fotovoltaica son las llamadas baterías de ácido-plomo regulada por válvula, por sus siglas en inglés VRLA, esta es una batería de plomo-ácido recargable, la cual requiere poco mantenimiento y no necesita que exista ventilación en el lugar donde se encuentra ubicada [16], [22].

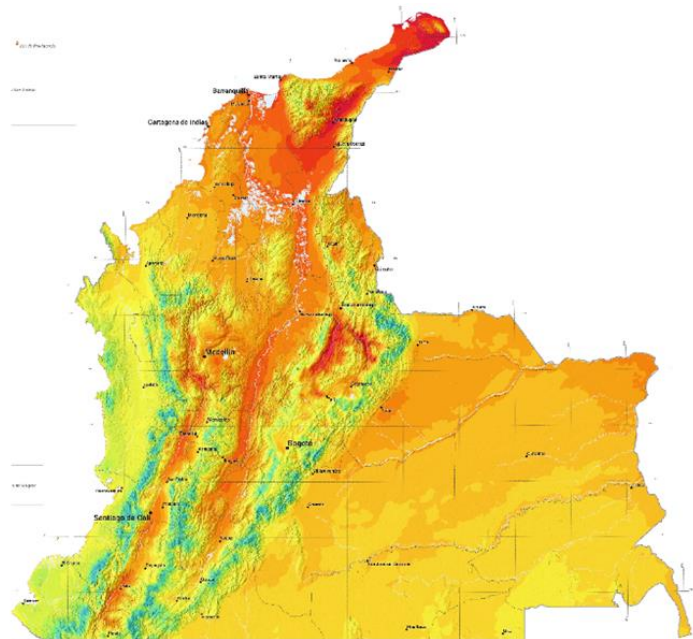
### **1.2.3 Potencial eléctrico fotovoltaico en Colombia.**

El potencial eléctrico fotovoltaico representa la energía eléctrica que podría generar una planta fotovoltaica de 1kW-pico (kWp) conectada a la red, es decir, la potencia máxima que podría producir dicha planta equivale a 1 kW. Según la Figura 3,

Colombia, al ser un país con una ubicación geográfica sobre la línea del ecuador, cuenta con potencial eléctrico considerable, este le permite tener una alta capacidad de

instalación de sistemas solares fotovoltaicos, los cuales pueden ser analizados de acuerdo con el potencial eléctrico presente en la zona en la que se desee realizar la instalación, dicha variable es medida en, la cual relaciona la potencia generada por la planta con la máxima que puede generar [9].

Figura 3 Potencial eléctrico fotovoltaico.



Fuente: Solargis [9].

#### **1.2.4 Vehículo eléctrico.**

Los automóviles eléctricos se remontan a mitad del siglo XIX cuando el científico húngaro Anyos Jedlik diseñó su motor eléctrico en 1824, con el fin de transformar a los vehículos de tracción animal, de tal forma que se movieran por sí solos. Durante los siguientes años, finalmente en 1839 Robert Anderson construyó el primer prototipo funcional eléctrico, modelo el cual ya podía desplazar a varias personas. Hacia mediados del siglo XIX se empezó la comercialización de vehículos eléctricos, gracias a las primeras baterías recargables, que ideó el científico francés Gastón Planté y su posterior mejoramiento por parte de su compatriota Camille Fauve [23].

Para finales del siglo XIX, la movilidad eléctrica empezaba a ser una realidad, ya comenzaban a rodar taxis eléctricos en Nueva York, además, la industria se impulsó con la creación de una batería recargable de gran capacidad por parte del

reconocido inventor Thomas Edison. Así, a principios del siglo XX había más de 20 fabricantes de automóviles eléctricos en todo mundo y la industria seguía su marcha a pesar de que estos vehículos sólo estaban al alcance de clientes adinerados. Sin embargo, con la llegada del modelo de producción de vehículos de combustión interna de Ford, los automóviles eléctricos cayeron al olvido hasta hoy en día, donde disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero se convirtió en un tema de suma importancia [23].

Los vehículos eléctricos son aquellos que tienen la capacidad de convertir la energía eléctrica de una batería en energía mecánica, para de esta manera otorgarle movimiento al vehículo por medio de un motor eléctrico [17]. Existen diferentes tipos de vehículos eléctricos, los más comunes se explican a continuación:

- **Vehículo híbrido (HEV):** Estos vehículos cuentan con dos motores, uno a combustión interna y el otro eléctrico, este último tiene la función de apoyar al primer motor y puede recargarse gracias a la “frenada regenerativa”, convirtiendo la energía cinética en eléctrica [17].
- **Vehículo eléctrico puro (BEV):** estos automóviles cuentan con un solo motor eléctrico y sus baterías se recargan conectándose a la red eléctrica, en promedio estos automóviles tienen una autonomía de 200 km [17].
- **Vehículo eléctrico Híbrido enchufable (PHEV):** Este automóvil dispone de dos motores uno eléctrico y otro de gasolina o Diésel al igual que el HEV, estos dos motores pueden funcionar independiente o conjuntamente. A diferencia del HEV, estos vehículos cuentan con unas baterías de una capacidad de almacenamiento mayor, las cuales hacen que el motor eléctrico tenga un mayor tiempo de conducción. Sin embargo, dichas baterías son difíciles de adquirir por su alto precio en el mercado. Todo esto les permite circular cortas y largas distancias con una disminución de emisiones de CO<sub>2</sub> [24].
- **Vehículo eléctrico de autonomía extendida (E-REV):** se conoce como un tipo de combinación entre híbrido y el 100% eléctrico, el cual cuenta con un motor eléctrico y uno a combustión interna. Este vehículo cuenta con baterías que alimentan el motor eléctrico, las cuales se recargan de la red eléctrica o cuando se están descargando el motor a combustión interna, con ayuda de un generador, las recargan para obtener una autonomía extra. La capacidad de las baterías de esta especie de automóvil es mayor a la del PHEV. En adición a lo anterior, el motor de combustión no actúa directamente sobre las ruedas, sino que lo hace sobre el generador para así, recargar las baterías cuando la energía obtenida de la red eléctrica se encuentra en niveles mínimos [24].

#### 1.2.4.1 Tipos de Carga.

A continuación, se darán a conocer los diferentes tipos de carga de acuerdo con la potencia, corrientes de circulación y tiempos de cargas.

- **Carga lenta:** Se conoce cómo la carga cuyo índice de demanda de potencia eléctrica es alrededor de 3.6 kW y tiene un tiempo aproximado de carga entre 5 y 8 horas. Esta, se ejecuta con corriente alterna monofásica a 230 V y 16 A, es recomendable recargar el vehículo durante la noche ya que es cuando menor demanda hay; en consecuencia, el precio será menor kW/h [24].
- **Carga Semi-rápida:** Es un tipo de carga poco común en los vehículos eléctricos, con una potencia demandada de 8–14 kW y junto con una corriente monofásica de 230 V y 32 A, tiene un tiempo estimado de recarga entre 1,5-3 horas. Se sabe que cuanto más rápida sea la carga, mayor será la potencia e intensidad necesarias [24].
- **Rápida:** Se entiende cómo carga rápida aquella en la que la potencia demandada es alrededor de 240 kW. Este tipo de recarga requiere de una corriente continua de hasta 600 V y 400, este tipo de recarga permite cargar el 80% de una batería en un intervalo de 5-30 minutos [24].

#### 1.2.4.2 Modos de carga.

Los tipos de carga se pueden clasificar también en función del modo de comunicación entre el vehículo eléctrico y la infraestructura de recarga, es decir, existen distintas formas en las que se puede cargar un vehículo eléctrico, lo que determinará en consecuencia el tipo de carga (Lenta, semi-rápida, rápida).

- **MODO 1:** Se conoce cómo un método de carga lento, el cual presenta una ausencia de comunicación entre la red y el vehículo. El proceso de recarga se realiza con una toma de corriente convencional alterna, de hasta 16 A, normalmente utilizados en garajes privados [24].
- **MODO 2:** Se conoce cómo un tipo de carga similar al modo 1, a diferencia de que este cuenta con un cable de sistema piloto que incluye un diferencial de seguridad, el cual verifica la correcta conexión entre el vehículo y la red [24].
- **MODO 3:** Este tipo de carga puede ser semi-rápido o rápido, dependiendo de la potencia, así mismo, puede ser monofásico o trifásico. El sistema de

control se presenta en la misma estación de carga junto con su sistema de protección. Dicho esto, cabe aclarar que la conexión directa del vehículo eléctrico a la red de corriente alterna se realiza utilizando un SAVE (Sistema de Alimentación del Vehículo Eléctrico) [24].

- **MODO 4:** Este tipo de carga es rápida, En este modo hay un convertidor el cual transforma la energía eléctrica alterna a continua, cuenta además con un hilo piloto para el control de carga [24].

#### **1.2.4.3 Tipos de cargadores.**

Actualmente, se pueden encontrar distintos tipos de cargadores dependiendo de la marca del vehículo eléctrico, dentro de los más comunes a nivel mundial se encuentran los siguientes.

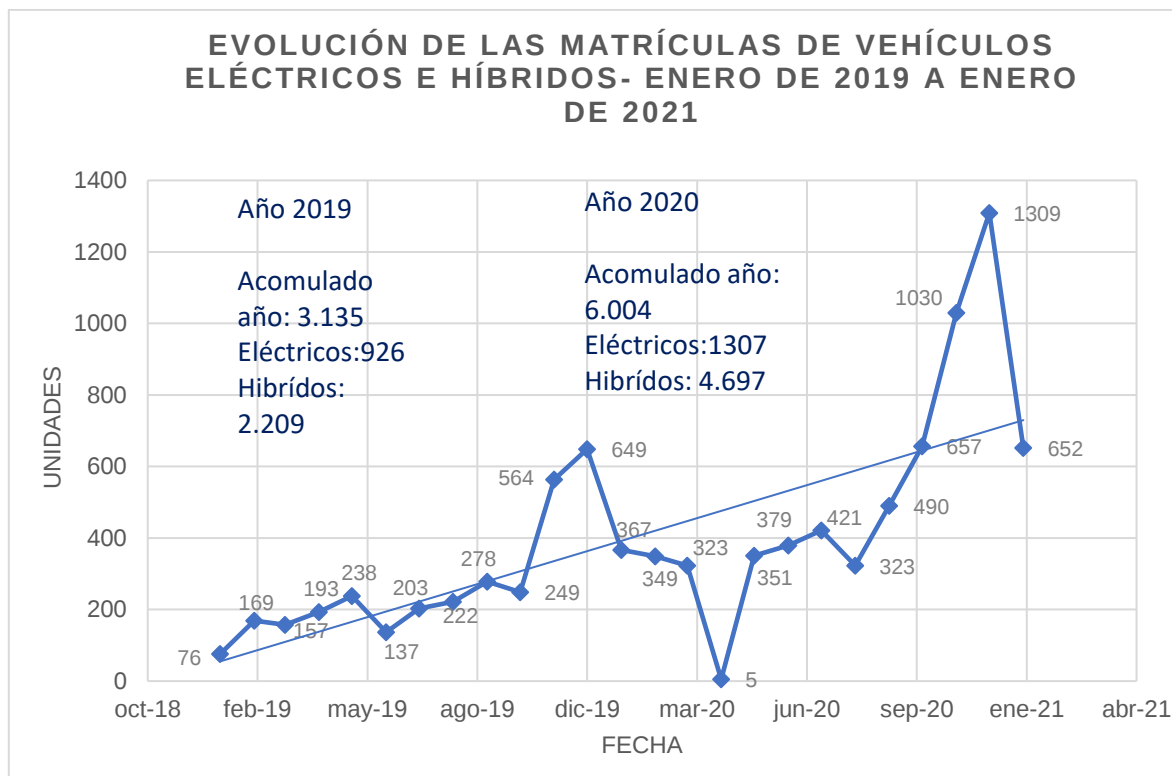
- Cargador tipo 2 (AC): Este cargador se normalizó como el estándar europeo, puede ser utilizado con sistemas monofásicos, bifásicos o trifásicos, además, es posible transferir hasta 120kW de potencia y funciona con corriente alterna.[25]
- Cargador tipo CCS1 y CHAdeMO (DC): Estos cargadores son ampliamente usados y pueden transferir de 50 kW hasta 350kW usando corriente continua, sin embargo, si el vehículo cuenta con una capacidad de carga menor a esta, el cargador brindará automáticamente la carga más rápida que el vehículo pueda soportar.[26]

#### **1.2.4.4 Mercado de vehículo eléctricos en Colombia.**

Actualmente, los vehículos eléctricos se han convertido en una alternativa para combatir el cambio climático presente en el planeta, en consecuencia, Colombia ha evidenciado un crecimiento en dicho mercado en el país.

En la Gráfica 1 se presenta una gráfica perteneciente al Registro Único Nacional de Tránsito (RUNT), en la que se muestra cómo las ventas han aumentado desde el 2019 hasta el 2021. Analizando esta gráfica, es coherente establecer que el mercado de vehículos eléctricos en el país se encuentra en pleno crecimiento, lo cual representa un beneficio para este proyecto. Particularmente de acuerdo con la información de matrículas suministrada por el RUNT, en enero de 2021 se matricularon 652 vehículos eléctricos e híbridos nuevos en el país, con un crecimiento de 77,7%, respecto al mismo mes del 2020 cuando se matricularon 367 unidades [27].

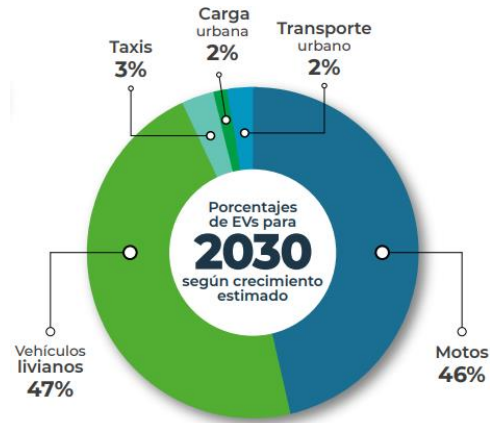
Gráfica 1 Evolución de las matrículas de vehículos eléctricos e híbrdos.



Fuente: Cálculos Fenalco–Andi con base en cifras del RUNT [27].

En la Gráfica 2 se presenta la gráfica que representa la proyección de vehículos eléctricos en Colombia para 2030, según la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME). Dicha entidad, espera que para ese año en el país haya 1,5 millones de vehículos eléctricos, incluyendo vehículos livianos (660.434 unidades), motos (658.434 unidades), taxis (44.468 unidades) y vehículos de carga (20.265 unidades) o transporte urbano (34.175 unidades), los cuales representan un 6,7% del total del parque automotor nacional. De acuerdo con lo anterior, se evidencia que el mercado de automóviles eléctricos tendrá un crecimiento considerable, lo que beneficia directamente al mercado de recarga de vehículos eléctricos, ya que aumentará la demanda de estaciones de recarga [28].

Gráfica 2 Proyección de vehículos eléctricos en Colombia.



Fuente: Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) [28].

#### 1.2.4.5 Autonomía de automóviles eléctricos.

Uno de los factores más importantes de los vehículos eléctricos es su autonomía, dicho valor representa cuánta distancia puede recorrer el vehículo con una sola carga.

En la actualidad, los automotores eléctricos son capaces de cubrir sobradamente nuestros desplazamientos diarios más habituales sin necesidad de tener que parar para recargar la batería. Sin embargo, cuando se trata de distancias muy largas como lo puede ser la ruta entre dos ciudades distantes, la autonomía podría no ser suficiente, teniendo en cuenta además que los fabricantes aconsejan cargar la batería cuando se encuentra en un 30% [29]. Motivo por el cual se indagó acerca de los vehículos eléctricos más vendidos en Colombia, así como su autonomía. De esta manera se tiene una noción sobre la autonomía promedio de los automóviles eléctricos en el país, por consiguiente, se podrá establecer más adelante la distancia de separación entre cada estación de carga eléctrica.

Con base en las cifras de la Asociación Nacional de Movilidad Sostenible (ANDEMOS), se estableció una lista de siete de los vehículos eléctricos e híbridos enchufables más vendidos en el país, así como su autonomía (Tabla 1). Finalmente, se obtuvo como resultado un promedio de autonomía medida en km.

Tabla 1 Vehículos eléctricos e híbridos enchufables más usados en Colombia y su autonomía.

| Modelo                   | Autonomía (km) |
|--------------------------|----------------|
| Mercedes GLC300E4 matic* | 43             |
| Changan E-start          | 300            |
| Kia soul EV              | 250            |
| BMW i3                   | 260            |
| Renault ZOE              | 395            |
| BYD E1                   | 300            |
| Nissan LEAF              | 325            |
| <b>Promedio (km)</b>     | <b>267,57</b>  |

\*Vehículo híbrido enchufable. Fuente: Autores con base en cifras de ANDEMOS y fabricantes [30]–[37].

### 1.2.5 Método PUGH y AHP.

El método de PUGH hace uso de una matriz de decisión para evaluar la mejor opción entre un conjunto de posibilidades, de acuerdo con parámetros preestablecidos por los diseñadores. En dicha matriz, se evalúan las alternativas presentadas teniendo en cuenta los criterios planteados por los diseñadores, cabe resaltar que cada criterio puede presentar un valor distinto (de cero a cien, considerando que la suma del valor de importancia de todos los criterios debe ser igual a 100), este modelo se puede evidenciar en la Tabla 2 [38].

Tabla 2 Estructura matriz de PUGH.

| Cuestión a evaluar |                                       | Alternativas |
|--------------------|---------------------------------------|--------------|
| Criterio           | Importancia                           | Evaluación   |
|                    |                                       | Resultados   |
| Evaluación         | Especificación                        |              |
| -1                 | No cumple el criterio                 |              |
| 0                  | Cumple levemente el criterio          |              |
| 1                  | Cumple satisfactoriamente el criterio |              |

Fuente: The mechanical design process [38].

Posteriormente, se le asigna un valor a cada alternativa de acuerdo con su concordancia con un determinado criterio (menos uno, cero o uno), de esta manera se puede obtener un resultado final multiplicando este número asignado con el valor

de importancia para cada criterio, así pues, se obtiene un valor general para cada alternativa, el cual representa su nivel de correspondencia con los criterios establecidos [38].

Cabe resaltar que la determinación del valor de la ponderación para cada criterio se realizó utilizando el modelo de análisis jerárquico (AHP), el cual aplica un método matemático con el fin de evaluar los diferentes criterios. Se comienza aplicando el principio de descomposición, donde se evalúa cada criterio respecto a los demás basándose en la escala presentada en la Tabla 3 [39], donde presenta la explicación correspondiente para cada valor de la escala, los cuales serán utilizados para realizar la matriz de comparación presentada en la Tabla 4.

Tabla 3 Escala principio de descomposición.

| Escala | Definición                | Explicación                                                                                           |
|--------|---------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1      | Igualmente preferida      | Los dos criterios contribuyen igual al objetivo                                                       |
| 3      | Moderadamente preferida   | La experiencia y el juicio favorecen un poco a un criterio frente al otro                             |
| 5      | Fuertemente preferida     | La experiencia y el juicio favorecen fuertemente a un criterio frente al otro                         |
| 7      | Muy fuertemente preferida | Un criterio es favorecido muy fuertemente sobre el otro. En la práctica se puede demostrar su dominio |
| 9      | Extremadamente preferida  | La evidencia favorece en la más alta medida a un factor frente al otro                                |

Fuente: El proceso de análisis jerárquico (AHP) y la toma de decisiones multicriterio. [39]

Tabla 4 Matriz de comparación.

| Matriz de comparación |         |         |         |
|-----------------------|---------|---------|---------|
| Criterios             | A       | B       | C       |
| A                     | 1       | 1/x     | 1/y     |
| B                     | x       | 1       | 1/z     |
| C                     | y       | z       | 1       |
| Total                 | Total 1 | Total 2 | Total 3 |

Fuente: El proceso de análisis jerárquico (AHP) y la toma de decisiones multicriterio. [39]

Como se evidencia en la Tabla 4, cada criterio se evalúa respecto a los demás mediante una matriz de comparación, de esta manera, Cuando un criterio A recibe una valoración “x” sobre un criterio B, la casilla que compara A y B corresponderá a dicha calificación “x”, mientras que la casilla que compara B y A corresponderá al inverso de la calificación, es decir “1/x”.

Posteriormente se realiza una matriz normalizada (*Tabla 5*), que tiene como fin obtener el valor de importancia para cada criterio, este valor se calcula dividiendo el valor de cada casilla de la matriz de comparación con el total de la columna correspondiente, por ejemplo, la primera casilla de la matriz normalizada correspondería a la comparación de los criterios A y A sobre el total de la columna 1. Por último se calcula un promedio para cada una de las filas, obteniendo como resultado el valor de importancia de cada criterio.

Tabla 5 Matriz normalizada.

| Matriz normalizada |             |             |             | Ponderación |
|--------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| <b>A</b>           | AA/ total 1 | AB/ total 2 | AC/ total 3 | Promedio A  |
| <b>B</b>           | BA/ total 1 | BB/ total 2 | BC/ total 3 | Promedio B  |
| <b>C</b>           | CA/ total 1 | CB/ total 2 | CC/ total 3 | Promedio C  |

Fuente: El proceso de análisis jerárquico (AHP) y la toma de decisiones multicriterio. [39]

### 1.3 ESTADO DEL ARTE

#### Malasia.

Los países desarrollados asumen el reto de implementar energías limpias para la incorporación de estas en la cotidianidad. Un ejemplo de esto es Malasia, que piensa reducir al mínimo la utilización de reservas fósiles, convirtiéndose así en un país no consumidor de petróleo. Reconociendo la importancia de las tecnologías de la energía verde para incrementar el crecimiento económico del país, el gobierno de Malasia adoptó la política nacional de energía renovable. Además, los mayores logros que ha tenido este país en cuanto a las energías limpias han sido con energía solar fotovoltaica con un incremento drástico de 2016 a 2050. Finalmente, una gran contribución a la implementación de energías renovables ha sido la puesta en marcha de estaciones de carga asistidas por energía solar fotovoltaica [40].

#### Chile.

El sector de transporte representa una buena parte de las emisiones de GEI emitidas a la atmósfera, en países como Chile las emisiones emitidas por el sector del transporte público se han doblado entre el año 2000 y 2013, motivo por el cual en Chile se ha estudiado la posibilidad de convertir los taxis y buses en vehículos eléctricos, además de esto, son conscientes de la necesidad de utilizar energías limpias, por lo que, en ese país se ha empezado a analizar la posibilidad de alimentar estos vehículos de transporte público eléctricos por medio de energía solar fotovoltaica o solar térmica [41].

### Estados Unidos.

El desarrollo de las energías renovables no solo se lleva a cabo en los países nombrados anteriormente, sino también en naciones como Estados Unidos que no se queda atrás en cuanto a los avances tecnológicos de energías renovables. Estas energías limpias son utilizadas tanto en la industria como en las residencias americanas, lo cual genera un desarrollo sostenible en el país. Una de las aplicaciones más frecuentes es la de las estaciones de carga eléctrica abastecidas con energía solar fotovoltaica. Implementando este tipo de energías verdes, los planes federales de la nación americana son reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> en el sector la energía eléctrica a un 30 % de 2005 a 2030 [42].

Uno de los principales exponentes del servicio de electrolineras a nivel mundial es la empresa norteamericana Tesla, compañía la cual además de proveer este servicio, fabrica vehículos eléctricos de cero emisiones. Esta compañía presenta 1971 estaciones de carga rápida distribuidas a lo largo de Estados Unidos, Europa, Asia, entre otros, tanto en zonas urbanas cómo en carreteras. Algunas de estas estaciones de carga se abastecen por medio de energía solar fotovoltaica, en la Figura 4 se presenta una estación de carga Tesla alimenta con celdas fotovoltaicas [43].

Figura 4 Estación de Carga Tesla alimentada con energía solar fotovoltaica



Fuente: Tesla.com [43].

### Colombia:

A nivel nacional existen varias instalaciones en zonas interurbanas, como lo son centros comerciales, supermercados, Universidades y colegios. Una empresa pionera en la implementación de estos sistemas de energía renovable es EPM (Empresas de servicios públicos de Medellín), ya que presenta una solución solar

integral para los hogares colombianos, promoviendo el uso de paneles solares en el sector residencial y empresarial [44].

Entre algunos de los ejemplos de dichas instalaciones, se encuentran las pertenecientes al supermercado Alkosto Avenida 68 y la Universidad EAN, ambos ubicados en la ciudad de Bogotá. En adición a esto, se tienen también en cuenta instalaciones en el norte de Colombia, particularmente en el departamento del Atlántico, en el supermercado Éxito panorama, además de la Universidad Autónoma en Cali, entre muchos otros [45].

Actualmente en Colombia el proyecto más notable en cuanto a estaciones de carga para vehículos eléctricos es “VOLTEX”, promovido por la empresa distribuidora de productos derivados del petróleo y gas, Terpel, posicionándose en el país como un referente en cuanto a la nueva movilidad y la transición hacia los vehículos eléctricos [46].

Dicha marca busca interconectar a través de su amplia red de estaciones de servicios, las diferentes regiones del país, con el fin de posibilitar a los colombianos usuarios de automóviles eléctricos viajar por el territorio nacional sin preocuparse por la carga de su vehículo. Además, Voltex cuenta actualmente con los cargadores más rápidos del país, los cuales tienen capacidad para cargar dos vehículos al mismo tiempo con una autonomía de 400 km. De esta manera Terpel pretende masificar el uso de automóviles eléctricos en el país, siendo líderes en la transición hacia la nueva movilidad [46].

Cabe resaltar que Voltex inició su incursión en el campo de las electrolineras con la instalación de su primer punto de recarga eléctrica en la estación de servicio “báscula”, dicha estación les permite a los usuarios de vehículos eléctrico o híbridos viajar entre Bogotá y Medellín con la tranquilidad de encontrar carga a lo largo del camino. Sin embargo, buscan seguir expandiéndose a lo largo del territorio nacional [46].

## **2. DETERMINACIÓN DE LA RUTA.**

El primer paso del desarrollo del proyecto fue la determinación de una ruta nacional, en la que el proyecto fuese aplicable. En este capítulo se presenta el proceso de selección de la ruta.

### **2.1 PARÁMETROS IMPORTANTES PARA EL PROCESO DE SELECCIÓN DE LA RUTA.**

Inicialmente fueron seleccionadas 5 rutas a nivel nacional (tabla 2), teniendo en cuenta una serie de criterios, que se presentan a continuación:

#### **1. Número de vehículos eléctricos matriculados:**

Se determinó el número de vehículos eléctricos matriculados en cada departamento del país de acuerdo con la información suministrada por el Registro Único Nacional De Transito (RUNT), puesto que, dicho valor permite conocer cómo ha evolucionado el mercado de los automóviles eléctricos a nivel departamental en Colombia.

#### **2. Irradiación:**

Se calculó el promedio de irradiación a lo largo de cada una de las rutas preseleccionadas, sobre las coordenadas de estaciones de servicio. Este valor se estableció a partir del menor índice de irradiación presentado en el año en dichos puntos geográficos, utilizando la herramienta de la NASA “Power data access viewer” [47]. Dicho proceso se realizó debido a que este índice es de vital importancia a la hora de realizar el cálculo del sistema fotovoltaico, en la Figura 5 se evidencia el comportamiento de la irradiación solar en el país.

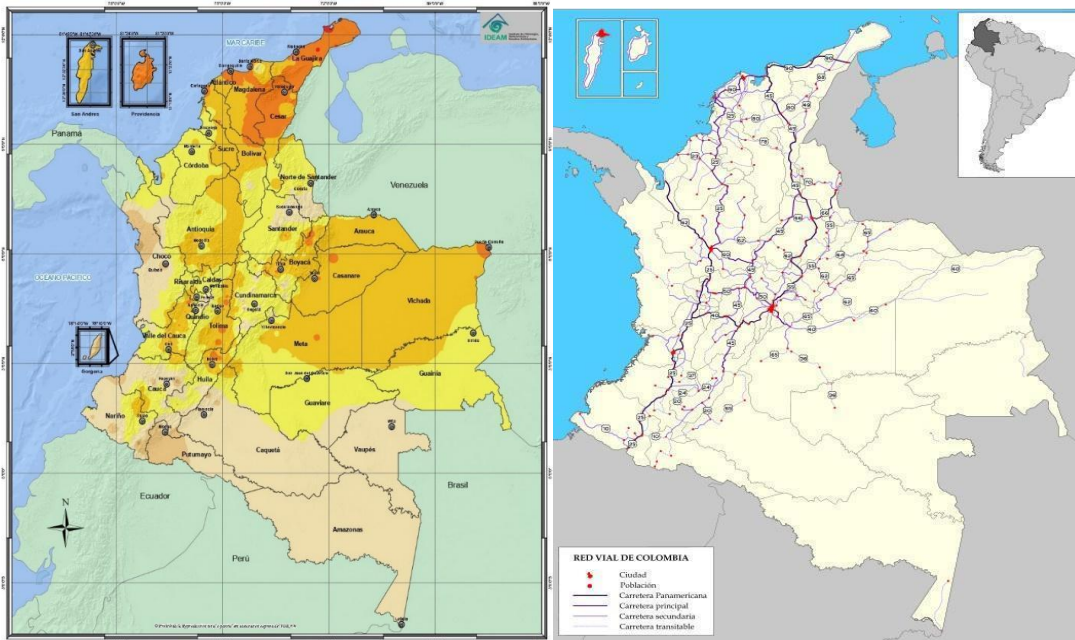
#### **3. Distancia entre ciudades:**

Se estableció la distancia de separación entre las ciudades que conectan las rutas, dicho factor tiene una correlación directa con la autonomía de los vehículos eléctricos, debido a que podría no ser necesaria la implementación de un punto de carga en la ruta. En la Figura 5 se presenta el mapa de la red vial de Colombia, el cual se utilizó junto con la herramienta Google Maps para determinar las distancias.

#### **4. Tráfico vial:**

De acuerdo con las cifras de la Agencia Nacional de Infraestructura (ANI), se calculó un promedio anual de los vehículos de categoría I (automóviles, camperos, camionetas y microbuses con ejes de llanta sencilla) que transitan las rutas preseleccionadas, con el fin de estimar el flujo vehicular de cada ruta, debido a que la futura demanda de puntos de recarga depende de esta variable.

Figura 5 Mapa de irradiación global y red vial de Colombia.



(a)

(b)

Fuente: Invias (Instituto Nacional de Vías) y Ideam (Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales) [48], [49].

A continuación, se presentan los valores de las cinco rutas preseleccionadas (

Tabla 6), las cuales fueron Armenia-Pereira-Manizales (Ruta A), Bogotá-Ibagué (Ruta B), Pereira-Medellín (Ruta C), Montería-Cartagena-Barranquilla (Ruta D) y Medellín-Montería-Cartagena (Ruta E).

Tabla 6 Características rutas preseleccionadas

| Criterios/Rutas                                               | A     | B     | C     | D     | E     |
|---------------------------------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| # Vehículos eléctricos matriculados                           | 49    | 582   | 710   | 140   | 557   |
| Irradiación( $kWh/(m^2/día)$ )                                | 4,25  | 4,5   | 4,14  | 4,76  | 4,39  |
| Promedio de Tráfico anual (Millones de vehículos categoría I) | 1,136 | 4,173 | 1,039 | 2,447 | 2,188 |
| Distancia entre ciudades (km)                                 | 97,10 | 202   | 239   | 368   | 652   |

Ruta A: Armenia-Pereira-Manizales, Ruta B: Bogotá-Ibagué (melgar, Girardot), Ruta C: Pereira-Medellín, Ruta D: Montería-Cartagena-Barranquilla, Ruta E: Medellín-Montería-Cartagena. Fuente: RUNT, Solargis, ANI, Google maps [9], [27], [50], [51]

## 2.2 SELECCIÓN DE LA RUTA.

Cada uno de los criterios presentados en la sección 2.1 fueron evaluados de acuerdo con un puntaje de evaluación mostrado en la Tabla 7.

Tabla 7 Puntaje de evaluación.

| Criterio de evaluación |                    |    |
|------------------------|--------------------|----|
| 1                      | de 0 a 100         | -1 |
|                        | de 101 a 500       | 0  |
|                        | Mayor a 501        | 1  |
| 2                      | de 4,0 a 4,35      | -1 |
|                        | de 4,36 a 4,5      | 0  |
|                        | Mayor a 4,51       | 1  |
| 3                      | de 0 a 200         | -1 |
|                        | de 201 a 300       | 0  |
|                        | Mayor a 300        | 1  |
| 4                      | de 1 a 2 millones  | -1 |
|                        | de 2 a 4 millones  | 0  |
|                        | Mayor a 4 millones | 1  |

Criterio 1: Número de vehículos eléctricos, Criterio 2: Irradiación(  $kwh/m^2/año$ ), Criterio 3: Tráfico de vehículos categoría I, Criterio 4: Distancia entre ciudades (km). Fuente: Autores.

El valor de importancia de Los criterios mencionados en el índice anterior, fueron calculados por medio de la metodología AHP (Anexo A), con base en este, se realizó el análisis de las 5 rutas preseleccionados, de acuerdo con la Matriz Pugh, con el fin de determinar la mejor opción para desarrollar el presente proyecto, tal como se observa en la Tabla 8.

Tabla 8 Matriz PUGH de las rutas seleccionadas.

| Rutas                      |    | A    |     | B  |    | C   |     | D  |    | E  |    |
|----------------------------|----|------|-----|----|----|-----|-----|----|----|----|----|
| Criterio                   | %  | P    | S   | P  | S  | P   | S   | P  | S  | P  | S  |
| # de vehículos eléctricos  | 8  | -1   | -8  | 1  | 8  | 1   | 8   | 0  | 0  | 1  | 8  |
| Irradiación promedio menor | 63 | -1   | -63 | 0  | 0  | -1  | -63 | 1  | 63 | 0  | 0  |
| Tráfico                    | 16 | -1   | -16 | 1  | 16 | -1  | -16 | 0  | 0  | 0  | 0  |
| Distancia entre ciudades   | 13 | -1   | -13 | 0  | 0  | 0   | 0   | 1  | 13 | 1  | 13 |
| Puntaje Total              |    | -100 |     | 24 |    | -71 |     | 76 |    | 21 |    |

P: Puntaje, S: Subtotal. Ruta A: Armenia-Pereira-Manizales, Ruta B: Bogotá-Ibagué (melgar, Girardot), Ruta C: Pereira-Medellín, Ruta D: Montería-Cartagena-Barranquilla, Ruta E: Medellín-Montería-Cartagena. Fuentes: Autores.

Luego de aplicar el método PUGH, se obtuvo como resultado que la opción menos favorable es la ruta Armenia-Pereira-Manizales (ruta A), debido a que de acuerdo al puntaje de evaluación, dicha ruta no cumple de manera satisfactoria con los parámetros evaluativos, de hecho, como se observa en la tabla 3, esta ruta presenta un “-1” en todos los factores evaluados. A su vez, la ruta Pereira-Medellín (ruta C), tuvo un bajo desempeño en la evaluación de parámetros como la irradiación y el tráfico en la vía.

Por otro lado, las rutas Bogotá-Ibagué (ruta B) y Medellín-Montería-Cartagena (Ruta E) presentaron un buen nivel en el análisis, al obtener una calificación de “1” en el número de vehículos eléctricos y una irradiación aceptable, calificada con un “0”, además de la distancia entre ciudades, sin embargo, no llegan a ser la mejor opción, al no contar con una irradiación lo suficientemente alta. Finalmente se puede concluir que la opción propicia para el diseño de la línea de electrolineras alimentadas por energía solar fotovoltaica es: Montería-Cartagena-Barranquilla (ruta D), puesto que, además de no obtener ninguna calificación de “-1”, es la única opción evaluada con un “1” en la irradiación, la cual es el criterio de mayor importancia.

### **3. DISEÑO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO.**

El proyecto se desarrolla para una compañía distribuidora de productos derivados del petróleo y gas interesada en el mercado de las electrolineras, cuyo nombre no será mencionado en este documento por la existencia de un acuerdo de confidencialidad, por tal motivo de aquí en adelante, cuando se mencione *La Compañía* se hará alusión a la empresa antes mencionada.

#### **3.1 REQUERIMIENTOS DEL CLIENTE.**

Se realizó una reunión con un equipo encargado por parte de *La Compañía*, el cual manifestó los requerimientos del cliente, recursos y condiciones para la realización del proyecto. Estas se presentan a continuación:

- 1) No existe una limitación fija de presupuesto del proyecto, sin embargo, se realizará el diseño de tal forma que sea viable económicamente.
- 2) No se cuenta con limitaciones de área para el diseño del sistema fotovoltaico.
- 3) La demanda energética requerida, se basa en las proyecciones de vehículos eléctricos que proporcionan los estudios realizados por el gobierno nacional (Véase sección 1.2.4.3).
- 4) Está restringido la instalación de paneles solares en el techo de las estaciones de servicio.
- 5) El sistema solar fotovoltaico debe suministrar el mayor porcentaje posible de la demanda energética.
- 6) El sistema fotovoltaico alimentará únicamente a las electrolineras y en caso de obtener excedentes, se alimentará la tienda de conveniencia.
- 7) Para las estaciones donde no se logre satisfacer la demanda energética, se usará la red eléctrica nacional.
- 8) Se instalará una estación de carga con dos cargadores, uno de 50 kW (DC) y otro de 43 kW (AC), que realizan cargas rápidas en un tiempo promedio de 38 minutos.
- 9) Pueden cargar vehículos de cualquier marca con conector tipo 2 (AC), CCS1 (DC) o CHAdeMO (DC), que soporten como mínimo una carga de 3kW (véase sección 1.2.4.3).

### 3.2 ESPECIFICACIONES DE INGENIERÍA.

A raíz de los requerimientos de cliente planteados, se seleccionaron las especificaciones de ingeniería para comenzar el proceso de diseño del sistema. Es importante aclarar que el cliente quiere poder extender este análisis a cualquiera de sus estaciones de servicio, por lo tanto, para satisfacer las necesidades de *La Compañía*, se decidió realizar un único modelo matemático en Excel para los cálculos de cada estación de servicio. Sin embargo, en este documento se presenta la aplicación de dicho modelo para una estación de servicio específica perteneciente a la ruta seleccionada, no obstante, pudo haber sido seleccionada cualquier estación a lo largo de la ruta, teniendo en cuenta que el sistema fue diseñado para poder cargar un número máximo de vehículos eléctricos. Dicha estación se nombrará de aquí en adelante como *La Estación*.

#### Características de la Ubicación de la EDS:

Como primera variable de entrada se determinaron las características de la ubicación de *La Estación*, las cuales se presentan en la Tabla 9, donde se puede evidenciar la ubicación geográfica en coordenadas, la irradiación solar en el mes donde presenta su valor más bajo, las horas solar pico y la temperatura ambiental promedio. Dichas variables fueron obtenidas por medio de la herramienta “Power Data Access” de la NASA.[52]

Tabla 9 Características zona ejemplo.

| Característica                                           | Valor     |
|----------------------------------------------------------|-----------|
| Latitud (°)                                              | 11,01066  |
| Longitud (°)                                             | -74,91078 |
| Irradiación mes menor ( $\frac{kWh}{m^2} / \text{Día}$ ) | 4,9       |
| Hora solar pico (HSP)                                    | 5,37      |
| Temperatura ambiente máxima (°C)                         | 35        |
| Temperatura ambiente mínima (°C)                         | 23        |

Fuente: Autores.

#### Demanda energética:

Se determinó la demanda energética para la estación asumiendo que, a lo largo de las horas pico, los vehículos cargan uno tras otro de manera continua, lo cual correspondería a la máxima demanda diaria de la estación. Como referencia se tomaron los modelos más vendidos en el país y la capacidad de sus baterías (Tabla 10).

Tabla 10 Vehículos eléctricos más usados en el País y su consumo.

| Modelo          | Capacidad (kWh) |
|-----------------|-----------------|
| Changan E-start | 32,2            |
| Kia soul EV     | 27              |
| BMW i3          | 37              |
| Renault ZOE     | 52              |
| BYD E1          | 32,2            |
| Nissan LEAF     | 40              |
| <b>promedio</b> | <b>36,73</b>    |

Fuente: Autores con base en cifras de ANDEMOS y fabricantes [30]–[37].

Posteriormente se realizó el cálculo de cuantos vehículos podrían cargar en un día en los dos puestos de carga teniendo en cuenta el tiempo de carga de 38 minutos por medio de la ecuación ( 1).

$$\#V = \frac{HSP * 60 \text{ min}}{T_c} * 2 = \frac{322,2 \text{ min}}{38 \text{ min}} * 2 \cong 16 \text{ Vehículos} \quad (1)$$

Donde #V es el número de vehículos que cargan sus baterías, HSP son las horas pico solar en minutos y  $T_c$  es el tiempo de carga.

Luego, se calculó la energía total consumida por los automóviles, de acuerdo con el valor promedio (Tabla 11) y a este valor se le sumó la demanda energética de la tienda de conveniencia correspondiente a la estación de servicio seleccionada, la cual fue proporcionada por el cliente. Dicha demanda energética se presenta en la Tabla 11, tanto diaria como mensual.

Tabla 11 Demanda energética.

| Concepto               | Consumo diario (kWh) | Consumo mensual (kWh) |
|------------------------|----------------------|-----------------------|
| Electrolinera          | 587,73               | 17.632                |
| Tienda de conveniencia | 587,06               | 17.611,95             |
| <b>TOTAL</b>           | <b>1.174,79</b>      | <b>35.243,95</b>      |

Fuente: Autores

### Tipo sistema:

Adicionalmente, cabe resaltar que dentro del diseño se evaluarán dos tipos de sistemas fotovoltaicos, uno mixto, es decir, con banco de baterías y a su vez conectado a la red y uno conectado a la red únicamente. Esto con el fin de determinar la mejor alternativa para el cliente.

### Tipo de cargador. (características de la electrolinera):

La compañía proporcionó al equipo de diseño, la información de los tipos de cargadores que son utilizados, estos se presentan a continuación:

Figura 6. Cargador de *La Compañía*.

#### Possible configurations

Terra 54 is available in the following configurations, all with CCS cable from left, and CHAdeMO cable (optional) from right side:

- Terra 54 CJG: CCS, CHAdeMO and (22 or) 43 kW AC connector
- Terra 54 CJT: CCS, CHAdeMO and 22 kW AC socket
- Terra 54 CJ: CCS and CHAdeMO
- Terra 54 CT: CCS and 22 kW AC socket



Possible configurations (from left to right): Terra 54 CT, Terra 54 CJ, Terra 54 CJT, Terra 54 CJG with optional payment terminal (not shown, amongst other, Terra 54 CG, Terra 54 CJ UL, and Terra 63 GB for Chinese market).

| General specifications                     |                                                                            |
|--------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------|
| Charging sessions                          | 1 DC session<br>1 DC & 1 AC session (G & T models)                         |
| Efficiency                                 | 94 % at nominal output power                                               |
| EMC emission                               | IEC 61000-6-3 Class B - Residential                                        |
| EMC immunity                               | IEC 61000-6-2 Industrial                                                   |
| Environment of use                         | Indoor / outdoor                                                           |
| Protection rating                          | IP54, IK10 (cabinet), IK8 (screen)                                         |
| Operating temperature                      | -35 °C to +55 °C (de-rating characteristics apply)                         |
| Dimensions (D x W x H)                     | 780 mm x 565 mm x 1900 mm                                                  |
| Mass                                       | 350 kg                                                                     |
| Grid Interface                             |                                                                            |
| Input AC power connection                  | 3 Phases + Neutral + PE                                                    |
| Input voltage range                        | 400 VAC +/- 10 % (50 Hz or 60 Hz)                                          |
| Max. rated input current & power (@ 50 Hz) | C, CJ : 80 A, 55 kVA<br>CT, CJT : 112 A, 77 kVA<br>CJG, CG : 143 A, 98 kVA |
| Power factor (full load)                   | > 0.96                                                                     |
| THD in all operating points                | < 4.5 %                                                                    |
| Operating Noise level                      | < 60 dBA                                                                   |
| User & Network Interfaces                  |                                                                            |
| Screen                                     | 7" touchscreen                                                             |
| RFID system                                | ISO/IEC 14443A/B, ISO/IEC 15393                                            |
| Network connection                         | Cellular modem: GSM / 3G / 4G<br>LAN: 10/100 Base-T Ethernet               |
| Communication protocol                     | Open Charger Point Protocol (OCPP) 1.6 (and previous versions)             |

Fuente: *La Compañía*.

### 3.3 SELECCIÓN DEL PANEL FOTOVOLTAICO.

Este inciso comienza con el sistema de recolección de energía, como se explicó en la sección 1.2.2.4, existen diferentes tipos de celdas fotovoltaicas que son seleccionadas dependiendo de la aplicación, por este motivo se realizó una matriz de selección la cual determinó cual es el tipo de panel solar más adecuado para el proyecto.

Inicialmente fueron preseleccionados 4 paneles, teniendo en cuenta que hacen parte del mercado local del país y estos se evaluaron de acuerdo una serie de criterios, que se presentan a continuación:

1. Costo: Este criterio consiste en comparar los precios ofertados en el mercado colombiano para los paneles solares preseleccionados, buscando el menor valor.
2. Potencia neta por unidad de área: La potencia neta se define como la velocidad por segundo con que la energía se convierte de una forma en otra o se transfiere, multiplicada por la eficiencia del panel, es decir, el porcentaje de energía convertida en energía eléctrica utilizable. Dicho esto, este criterio evalúa la cantidad de potencia neta que puede producir un módulo por unidad de área, en condiciones de evaluación estándar (1000 W/m<sup>2</sup> y 25°C) [53].y se busca el de mayor potencia neta por unidad de área.
3. Coeficiente de Temperatura de Potencia: Esta propiedad afecta físicamente al material base de los paneles, los cuales generan una potencia óptima cuando se encuentra alrededor de los 25°C. Por cada grado Celsius que aumente esta temperatura estándar, disminuirá porcentualmente el rendimiento del panel [54], se busca el que tenga el menor valor absoluto.

Las anteriores características fueron determinadas para cada panel y son presentadas en la Tabla 12.

Tabla 12 Paneles preseleccionados.

| <b>Tipo de paneles solares</b>                       | <b>A</b> | <b>B</b> | <b>C</b> | <b>D</b> |
|------------------------------------------------------|----------|----------|----------|----------|
| Potencia/Área (W/ m <sup>2</sup> )                   | 208,9    | 207,0    | 175,2    | 175,8    |
| Costo (COP)                                          | 942.200  | 684.000  | 464.000  | 586.000  |
| Coeficiente Temperatura de la potencia Máxima (%/°C) | -0,36    | -0,35    | -0,38    | -0,40    |

Panel A: 540W, Monocristalino ATLAS, Panel B: LR4-72 HPH 450W, Monocristalino, Panel C: 340W, Policristalino ERA, Panel D: ZXP6-LD72 345W Series, Policristalino. Fuente: \*.[55]–[58]

Cada uno de los criterios presentados fueron evaluados de acuerdo con un puntaje de evaluación mostrado en la Tabla 13, además su valor de importancia fue calculado por medio de la metodología AHP (Anexo A).

Tabla 13 Criterios de evaluación.

| Criterios de evaluación            |                         |    |
|------------------------------------|-------------------------|----|
| Potencia/Área (W/ m <sup>2</sup> ) | Mayor a 200             | 1  |
|                                    | Entre 150 y 200         | 0  |
|                                    | Menor a 150             | -1 |
| Costo (COP)                        | Menor a 500.000         | 1  |
|                                    | Entre 500.000 y 700.000 | 0  |
|                                    | Mayor a 700.000         | -1 |
| Coeficiente de Temperatura (%/°C)  | Mayor a -0,3            | 1  |
|                                    | Entre -0,4 y -0,3       | 0  |
|                                    | Menor o igual a -0,4    | -1 |

Fuente: Autores.

Conforme a los criterios mencionados anteriormente, se realizó el análisis de los 4 paneles preseleccionados, de acuerdo con la Matriz Pugh, con el objetivo de determinar la mejor opción para el sistema de recolección de energía tal como se observa en la Tabla 14.

Tabla 14 Matriz Pugh del Panel.

| Paneles                            |    | A  |     | B  |    | C  |    | D   |     |
|------------------------------------|----|----|-----|----|----|----|----|-----|-----|
| Criterio                           | %  | P  | S   | P  | S  | P  | S  | P   | S   |
| Potencia/Área (W/ m <sup>2</sup> ) | 60 | 1  | 60  | 1  | 60 | 0  | 0  | 0   | 0   |
| Costo (COP)                        | 10 | -1 | -10 | 0  | 0  | 1  | 10 | 0   | 0   |
| Coeficiente de Temperatura (%/°C)  | 30 | 0  | 0   | 0  | 0  | 0  | 0  | -1  | -30 |
| PT                                 |    | 50 |     | 60 |    | 10 |    | -30 |     |

Panel A: 540W, Monocristalino ATLAS, Panel B: LR4-72 HPH 450W, Monocristalino, Panel C: 340W, Policristalino ERA, Panel D: ZXP6-LD72 345W Series, Policristalino. **PT**: puntaje total.  
Fuente: Autores.

Luego de aplicar la metodología PUGH, se obtuvo como resultado que la opción menos favorable es el Panel D, policristalino, puesto que cuenta con coeficiente de temperatura muy bajo, adicionalmente, no se destacó en los demás criterios, obteniendo un cero en cada uno de los restantes. Por otro lado, el panel C policristalino, no obtuvo ninguna calificación de -1, sin embargo, solo se destacó en su costo.

A su vez los paneles monocristalinos de A y B obtuvieron las mejores calificaciones, por un lado, el módulo de A se destacó en la potencia que genera por unidad de área, sin embargo, cuenta con un precio en el mercado muy elevado, en comparación con el de B, el cual no obtuvo ninguna calificación de -1 y se destacó

en la potencia por unidad de área que es capaz de producir. Aunque el panel A produce más potencia que el panel B, existe un diferenciador importante que es el precio por unidad de Vatio, lo cual permite evidenciar que, aunque el panel B posea una potencia nominal menor, cuenta con un costo por unidad de Vatio inferior que el panel A, lo que le da una ventaja sobre el otro modelo.

Como resultado final, se eligió el panel de B monocristalino de la marca LONGI y sus características se presentan a continuación (Tabla 15).

Tabla 15 Características técnicas módulo fotovoltaico.

| REFERENCIA.                                                         | LR4-72 HPH 450W, Monocristalino |
|---------------------------------------------------------------------|---------------------------------|
| Potencia de pico (W)                                                | 450                             |
| Tensión a circuito abierto (V)                                      | 46,2                            |
| Tensión en el punto de máxima potencia (V)                          | 38,6                            |
| Corriente en el punto de máxima potencia (A)                        | 8,7                             |
| Corriente de corto circuito (A)                                     | 9,38                            |
| Coeficiente de temperatura de la corriente de corto circuito (%/°C) | 0,048                           |
| Coeficiente de temperatura de la tensión de corto circuito (%/°C)   | -0,27                           |
| Coeficiente de temperatura de la potencia (%/°C)                    | -0,35                           |
| Temperatura de la célula en condiciones nominales* (±2°C)           | 45                              |
| Ancho (mm)                                                          | 1.038                           |
| Espesor (mm)                                                        | 35                              |
| Largo (mm)                                                          | 2.094                           |

\* $\frac{800W}{m^2}$ ; Aire: 20 °C; Velocidad del viento 1m/s. Fuente: Fabricante[55].

### 3.4 CÁLCULOS GENERALES PARA EL SISTEMA CON Y SIN BATERÍAS.

#### 3.4.1 Estimación de la potencia fotovoltaica requerida.

La potencia fotovoltaica requerida, se determinó con base al consumo diario que tendrían las electrolineras y las horas solares pico (HSP). Esta variable permite el cálculo de la cantidad de módulos que deben ser instalados, además de la selección del inversor y se puede evidenciar en la ecuación ( 2).

$$Potencia\ FV = \frac{Consumo\ Diario}{HSP} = \frac{587,73\ kWh}{5,37\ h} = 109,44\ kW \quad (2)$$

### 3.4.2 Estimación número de módulos.

Para determinar el número de módulos requeridos se tuvo en cuenta la potencia fotovoltaica y la potencia nominal del panel seleccionado, este fue determinado a partir de la ecuación (3).

$$\# \text{ Modulos} = \frac{\text{Potencia FV}}{\text{Potencia Modulo}} = \frac{109,44 \text{ kW}}{0,45 \text{ kW}} \cong 243 \text{ Modulos} \quad (3)$$

### 3.4.3 Cálculo de las tensiones e intensidades de los módulos.

Las condiciones ambientales afectan de manera directa el desempeño de los módulos fotovoltaicos, en el caso de la ubicación del sistema, se cuenta con una radiación de  $1000 \text{ W/m}^2$ , una temperatura ambiental máxima de 35 y mínima de 23 grados Celsius. [52]

Una vez determinadas las condiciones ambientales, se calcularon la temperatura de la célula, la corriente de corto circuito, el voltaje de circuito abierto tanto en la temperatura ambiental máxima como la mínima, la corriente y voltaje en el “maximum power point” (MPP). Estos cálculos se realizaron por medio de las ecuaciones (4) a (8):

$$T_c = T_a + (T_{c_n} - 20^\circ\text{C}) * \frac{E}{800 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}} \quad (4)$$

Donde  $T_c$  es la temperatura de la célula,  $T_a$  es la temperatura ambiental,  $T_{c_n}$  es la temperatura de la célula en condiciones nominales suministrada por el proveedor y  $E$  es la radiación solar.[59]

$$I_{cco} = I_{cc.p} * \left( 1 + \left( \frac{K_{cc}}{100} \right) * (T_c - 25^\circ\text{C}) \right) * \frac{E}{1.000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}} \quad (5)$$

Donde  $I_{cco}$  es la corriente de corto circuito de operación,  $I_{cc.p}$  es la corriente de corto circuito del panel suministrada por el proveedor y  $K_{cc}$  es el coeficiente de temperatura de la corriente de corto circuito.

$$V_{cao} = V_{ca.p} * \left( 1 + \left( \frac{K_{ca}}{100} * (T_c - 25^\circ\text{C}) \right) \right) \quad (6)$$

Donde  $V_{cao}$  es la tensión de circuito abierto de operación,  $V_{ca,p}$  es el voltaje de circuito abierto del panel y  $K_{ca}$  es el coeficiente de temperatura de la tensión de corto circuito, estos dos son suministrados por el proveedor.

$$I_{mo} = I_{mp} * \left( 1 + \left( \frac{K_{cc}}{100} * (T_c - 25^\circ\text{C}) \right) * \frac{E}{1.000 \frac{W}{m^2}} \right) \quad (7)$$

Donde  $I_{mo}$  es la corriente de operación en el MPP y  $I_{mp}$  es la corriente en el MPP del panel suministrada por el proveedor.

$$V_{mo} = V_{mp} * \left( 1 + \left( \frac{K_{ca}}{100} * (T_c - 25^\circ\text{C}) \right) \right) \quad (8)$$

Donde  $V_{mo}$  es el voltaje de operación en el punto de máxima potencia y  $V_{mp}$  es el voltaje en el MPP del panel suministrado por el proveedor.

En la Tabla 16 se presenta el comportamiento del panel seleccionado a temperatura ambiental máxima y mínima de la ubicación. Con base a los datos presentados en esta, se determinó cuántos paneles podrán ser conectados tanto en serie como en paralelo al inversor. Dicho cálculo se presenta en la sección 3.5.2 y 3.5.3.

Tabla 16 Comportamiento panel seleccionado.

| Condiciones ambientales |                 | Panel |      |      |      |
|-------------------------|-----------------|-------|------|------|------|
| Condición               | T ambiente (°C) | Icco  | Vcao | Ipm  | Vpm  |
| STC                     | -6,25           | 9,4   | 46,2 | 8,70 | 38,6 |
| Tmáx                    | 35              | 9,6   | 41,1 | 8,87 | 34,3 |
| Tmin                    | 23              | 9,5   | 42,6 | 8,82 | 35,6 |

Fuente: Autores.

### 3.4.4 Gestor energético (CDP).

El gestor energético o control dinámico de potencia (CDP), es un dispositivo ideal para instalaciones fotovoltaicas en régimen de autoconsumo sin inyección a la red. Su función es regular la energía máxima proveniente de los inversores en función de la energía consumida para asegurar que los excedentes no sean enviados a la red eléctrica[60].

Para efectuar su función, el CDP lee la corriente que intenta fluir hacia la red por medio de un pequeño transformador de corriente (CT) y en función de la potencia

que detecta envía una orden a los inversores para que aumenten su frecuencia y por consiguiente se disminuya la potencia hasta que no se presenten excedentes [60].

Por otro lado, estos dispositivos cuentan con especificaciones técnicas muy similares o iguales entre los ofertados en el mercado, por lo que el modelo que se seleccione no aportará mayores ventajas o desventajas al sistema con respecto a los demás modelos. Adicionalmente, en el mercado colombiano no se encuentra mayor diversidad de oferta de este dispositivo, siendo el modelo de la marca SOLIS el más sencillo y común de encontrar. Es por esta accesibilidad, además de su calidad, que se seleccionó el gestor energético Solis-EPM3-5G, cuyas especificaciones técnicas se presentan en la Tabla 17 [61].

Tabla 17 Características del CDP.

|                                  |               |
|----------------------------------|---------------|
| Voltaje nominal                  | 400 V, 3/N/PE |
| Rango de frecuencia de entrada   | 45-65 Hz      |
| Rango de voltaje de entrada      | 100~277V      |
| Corriente de entrada             | 5 A           |
| Máximo de inversores comunicados | 10            |
| Máxima distancia de comunicación | 1.000 m       |
| Pantalla                         | LSD           |

Fuente: Solis [61].

### 3.4.5 Pérdidas energéticas.

En los sistemas fotovoltaicos existen diferentes tipos de pérdidas energéticas que afectan al rendimiento del sistema, debido al polvo, suciedad, orientación e inclinación, que afectan en su mayoría a sistemas fotovoltaicos ubicados en latitudes más altas del planeta. Adicionalmente, los inversores trabajan con una eficiencia a tenerse en cuenta debido a las pérdidas en su rendimiento, se presentan también pérdidas en el cableado debido a la Ley de Joule y otras por temperatura del panel. Estas últimas fueron calculadas por medio de las ecuaciones ( 9) y ( 11) [62] [63].

$$P_c = I^2 * R \quad (9)$$

Donde  $P_c$  son las pérdidas por cableado,  $I$  es la corriente de operación y  $R$  es la resistencia en el cable que se calcula con la ecuación ( 10).

$$R = P_{cu} * \frac{L}{S} \quad (10)$$

Donde  $P_{cu}$  es la resistividad del cobre  $\Omega m$  ,  $L$  es la longitud del cableado y  $L$  es la sección de cable.

$$R_T = 1 - K_p(T_c - 25^\circ C) \quad (11)$$

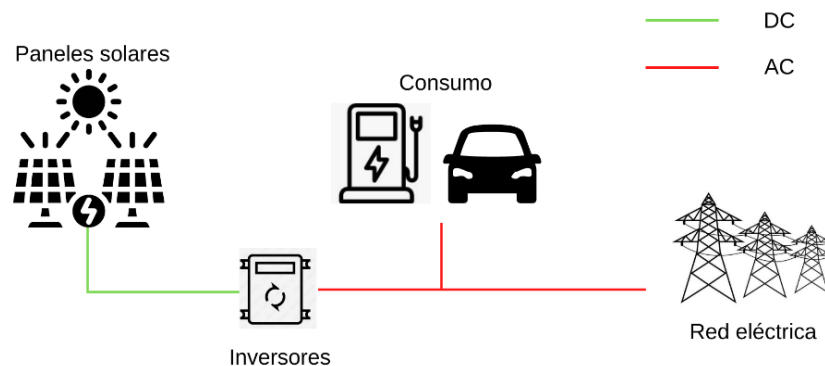
Donde  $R_T$  es el rendimiento debido a la temperatura y  $K_p$  es el coeficiente de temperatura para la potencia suministrada por el proveedor del panel.

De esta manera se obtuvo un porcentaje de pérdidas energéticas con el que se determinó un sobredimensionamiento del sistema fotovoltaico y cuyo cálculo se presenta para los dos sistemas calculados en las secciones 3.5.4.

### 3.5 SISTEMA CONECTADO A LA RED SIN BATERÍAS.

En esta sección se presentan los cálculos realizados para el sistema conectado a la red sin baterías, cuyo funcionamiento se presentó en la sección 1.2.2.4, y su representación básica se muestra en la Figura 7.

Figura 7 Representación sistema conectado a la red sin baterías.



Fuente: Autores.

### 3.5.1 Selección del inversor.

Los inversores cuentan con número determinado de entradas “Maximal power point tracker” (MPPT), a las que se conectan los arreglos de paneles solares. Dependiendo de las características de estos puertos se podrá conectar un número máximo y mínimo de paneles en serie y paralelo(arreglo).

Las MPPT son controladas por un algoritmo implantado en el inversor, el cual se encarga de buscar el MPP en tiempo real, modificando el voltaje del panel, puesto que las condiciones ambientales varían a lo largo del día, afectando la potencia de entrada.[64]

La potencia del inversor debe corresponder a la del sistema, estando 5% o 10% por debajo de la potencia fotovoltaica del sistema (109,44 kW), puesto que los módulos rara vez alcanzan la medida en STC. Por lo tanto, la potencia del inversor para el sistema debe estar entre 98,5 y 103,96 kW. Por último, es importante aclarar que se requiere un inversor trifásico dado que los cargadores utilizados por *La Compañía* así lo requieren [65].

Una vez conocidas todas las características con las que debe contar el inversor, se procedió a buscar los modelos existentes en el mercado colombiano que cumplieran con dichas especificaciones. Como resultado se obtuvo que en el país no se presenta mayor variedad de inversores de este orden de magnitud, motivo por el cual se evaluó por medio de la matriz PUGH, si era más conveniente usar un solo inversor central o varios inversores conectados en paralelo.

Con base a la información suministrada anteriormente se preseleccionaron 4 modelos de inversor ofertados en el mercado nacional, estos fueron evaluados para determinar la mejor opción, con base a los siguientes criterios:

1. Costo por kW: Se busca el menor costo por kW a la salida del inversor.
2. Mantenibilidad: Se refiere a la facilidad con la que se puede realizar mantenimiento al sistema, sin que se vea afectada la producción de energía.
3. Número de entradas MPPT: Es el número de puertos MPPT con el que cuenta el inversor, es importante, puesto que permite una mayor flexibilidad al momento de diseñar los arreglos de paneles, además de una posible ampliación del sistema.

Las anteriores características fueron determinadas para cada inversor, cabe resaltar que fueron seleccionados inversores de 100, 50, 36 y 25 kW por lo que en algunos casos se necesitaría instalar más de un inversor como se evidencia en la Tabla 18.

Tabla 18 Características inversores seleccionados.

| <b>Inversor</b>   | <b>A</b>                      | <b>B</b>                     | <b>C</b>                       | <b>D</b>                     |
|-------------------|-------------------------------|------------------------------|--------------------------------|------------------------------|
| Costo (COP) / kW  | 321.800,00                    | 465.400,00                   | 471.944,44                     | 467.800,00                   |
| Mantenibilidad    | Detiene 100% de la producción | Detiene 50% de la producción | Detiene 33,3% de la producción | Detiene 25% de la producción |
| Total # MPPT      | 10                            | 6                            | 12                             | 8                            |
| Número Inversores | 1                             | 2                            | 3                              | 4                            |

\***A:** SUN2000-100KTL-M1 (1 Unidad, 100kW), **B:** CPS SCA50KTL-DO/US-480 (2 unidades, 50 kW), **C:** SUN2000-36KTL (3 unidades, 36 kW), **D:** SERIE TF2TM 3K-25K (4 Unidades, 25kW). Fuente: Fichas técnicas.[66]–[69]

Cada uno de los criterios presentados fueron evaluados de acuerdo con un puntaje de evaluación mostrado en la Tabla 19.

Tabla 19 Criterios de evaluación.

| <b>Criterios de evaluación</b> |                                         |    |
|--------------------------------|-----------------------------------------|----|
| Costo (COP) / kW               | Menor a 394.000                         | 1  |
|                                | Entre 394.400 y 470.000                 | 0  |
|                                | Mayor a 470.000                         | -1 |
| Mantenibilidad                 | Detiene menos del 50 % de la producción | 1  |
|                                | Detiene el 50%                          | 0  |
|                                | Detiene el 100% de la producción        | -1 |
| # MPPT                         | Mayor o igual a 10                      | 1  |
|                                | Entre 7 y 9                             | 0  |
|                                | Menor a 7                               | -1 |

Fuente: Autores.

El valor de importancia de los criterios mencionados anteriormente fue calculado por medio de la metodología AHP (Anexo A), posteriormente, se realizó el análisis de los 4 inversores preseleccionados, de acuerdo con la Matriz Pugh, con el objetivo de determinar la mejor opción para el sistema como se observa en la Tabla 20.

Tabla 20 Matriz Pugh Inversor.

| Modelo inversor |    | A  |     | B   |     | C  |     | D  |    |
|-----------------|----|----|-----|-----|-----|----|-----|----|----|
| Criterio        | %  | P  | S   | P   | S   | P  | S   | P  | S  |
| Costo (COP)/kW  | 10 | 1  | 10  | 0   | 0   | -1 | -10 | 0  | 0  |
| Mantenibilidad  | 30 | -1 | -30 | 0   | 0   | 1  | 30  | 1  | 30 |
| # MPPT          | 60 | 1  | 60  | -1  | -60 | 1  | 60  | 0  | 0  |
|                 | PT | 40 |     | -60 |     | 80 |     | 30 |    |

\***A:** SUN2000-100KTL-M1 (1 Unidad, 100kW), **B:** CPS SCA50KTL-DO/US-480 (2 unidades, 50 kW), **C:** SUN2000-36KTL (3 unidades, 36 kW), **D:** SERIE TF2TM 3K-25K (4 Unidades, 25kW). Fuente: Autores.

En la Tabla 20, se presenta como resultado que la opción menos favorable es el inversor B, puesto que calificación total fue negativa. Por otro lado, los inversores A y D obtuvieron calificaciones totales positivas, aun así, existe un factor diferenciador que fue la mantenibilidad, ya que para el inversor A solo se necesitaría instalar una unidad, lo que afecta la generación de energía en caso de mantenimiento.

Como resultado final, se determinó que la opción más conveniente es el inversor C, puesto que evita la suspensión total de la generación de energía a la hora de realizar mantenimiento. Además, posee un buen número de entradas MPPT, a pesar de su elevado costo por kW. Para el sistema fotovoltaico se necesitaría instalar 3 inversores de este modelo, lo que permite tener un rango de ampliación del sistema de aproximadamente el 8% que puede contrarrestar las pérdidas. Las características técnicas del inversor seleccionado pueden ser evidenciadas en la Tabla 21.

Tabla 21 Características técnicas inversor.

| REFERENCIA.                                    | Huawei SUN2000-36KTL |
|------------------------------------------------|----------------------|
| Potencia nominal de salida (Vatios)            | 36.000               |
| Máxima Intensidad salida (Amperios)            | 60,8                 |
| Potencia máxima campo fotovoltaico FV (Vatios) | 40.000               |
| Mínima tensión entrada (Voltios)               | 200                  |
| Mínima tensión de arranque (Voltios)           | 250                  |
| Tensión de entrada nominal. (Voltios)          | 620                  |
| Máxima tensión de entrada. (Voltios)           | 1.100                |
| Rango tensión MPP min. (Voltios)               | 200                  |
| Rango tensión MPP max. (Voltios)               | 1.000                |
| Rend_eur.                                      | 0,984                |
| Rend_max.                                      | 0,986                |
| Factor de potencia.                            | 0,8                  |
| Idc* max MPP (Amperios)                        | 22                   |
| Isc* max MPP (Amperios)                        | 30                   |

\*Idc: Máxima corriente por entrada MPPT, Isc: Máxima corriente de corto circuito por entrada MPPT.  
Fuente: Fabricante.[70]

### 3.5.2 Comprobación de los límites de tensión.

Existen un número limitado de módulos que pueden ser conectados en serie para respetar el rango de tensión MPP del inversor. Para realizar este cálculo se utilizaron las variables de tensión presentadas en la Tabla 21. Dicho cálculo se presenta en las ecuaciones ( 12) y ( 13):

$$\#M_{S_{max}} = \frac{V_{mpp\_sup}}{V_{mp}(a Temp mínima)} = \frac{1.000 V}{35,6 V} \cong 28 \text{ módulos} \quad (12)$$

$$\#M_{S_{min}} = \frac{V_{mpp\_inf}}{V_{mp}(a Temp máxima)} = \frac{200 V}{34,3 V} \cong 6 \text{ módulos} \quad (13)$$

Donde  $\#M_{S_{max}}$  es el número máximo de módulos conectados en serie,  $\#M_{S_{min}}$  es el número mínimo de módulos conectados en serie,  $V_{mpp}$  es el límite de tensión inferior y superior en el rango MPP del inversor,  $V_{mp}$  es el voltaje del módulo en el punto de máxima potencia, calculado con base a la irradiación y el rango de temperatura ambiente máxima y mínima del punto geográfico. Dicho esto, para respetar el MPP del inversor deben ser conectados máximo 28 y mínimo 6 módulos en serie.

Por otra parte, en la ecuación ( 14) se calcula el número máximo de módulos en serie de acorde al voltaje de entrada en circuito abierto máxima del inversor y el voltaje de entrada del módulo en circuito abierto.

$$\#Ms = \frac{V_{maxca}}{V_{oc}(a Temp inferior)} = \frac{1.100}{42,6} \cong 26 \text{ módulos} \quad (14)$$

Donde  $\#Ms$  es el número en serie de módulos en serie más adecuado,  $V_{maxca}$  es el voltaje de entrada en circuito abierto del inversor y  $V_{oc}(a Temp inferior)$  es el voltaje de entrada en circuito abierto del módulo con base a la temperatura ambiente inferior. En conclusión, para no superar la tensión máxima de entrada del inversor, el número de módulos máximo en serie debe reducirse de 28 a 26. [71]

### 3.5.3 Ajuste y comprobación de las cadenas en el inversor.

Debido a los límites de corriente del inversor, no se pueden conectar todos los paneles en serie, motivo por el cual se deben distribuir en cadenas conectadas en paralelo, para ello se verificó con cuantas ramas no se supera la corriente máxima de entrada del inversor, de tal forma si se toman 2 cadenas se tiene:

$$I_{mp} * 2 = 8,87 A * 2 = 17,74 A \quad (15)$$

Cómo se observa en la ecuación ( 15), si se emplean 2 ramas no se supera la máxima corriente de entrada del puerto MPPT del inversor, la cuál es 22 amperios.

Teniendo en cuenta los límites encontrados, los paneles fueron distribuidos de igual manera para los 3 inversores, dejando un MPPT libre para posibles ampliaciones en el futuro, tal como se evidencia en la Tabla 22.

Tabla 22 Distribución Módulos por inversor.

| Entrada              | Serie | Paralelo | Total rama |
|----------------------|-------|----------|------------|
| MPP1                 | 14    | 2        | 28         |
| MPP2                 | 14    | 2        | 28         |
| MPP3                 | 13    | 2        | 26         |
| MPP4                 | 0     | 0        | 0          |
| Módulos por inversor |       |          | 82         |
| Total Módulos        |       |          | 246        |

Fuente: Autores.

### 3.5.4 Cableado eléctrico.

#### 3.5.4.1 Cálculo de la sección del conductor para corriente continua.

La sección del cableado es de suma importancia ya que contribuye a la seguridad y al rendimiento del sistema, si el cable no está correctamente dimensionado hay riesgo de que existan grandes pérdidas en el sistema e incluso incendio [72]. Esta se calcula con la ecuación ( 16), teniendo en cuenta que el material es cobre.

$$S_{cc} = \frac{2 * L * I_{cco}}{\gamma * \Delta V} \quad (16)$$

Dónde  $S_{cc}$  es la sección del cable en  $mm^2$  para corriente continua,  $L$  la longitud del tramo (m),  $I_{cco}$  el 125% de la corriente de corto circuito de operación (A) según código eléctrico colombiano (norma NTC 2050) y  $\Delta V$  la caída de tensión (V) que no debe exceder el 1,5% del voltaje de operación de acuerdo con la misma norma y  $\gamma$  es la conductividad del cobre a 70 °C ( $\frac{m}{\Omega * mm^2}$ )[73][74].

Después de haber realizado el cálculo de la sección del cable para el tramo a corriente continua, se obtuvo como resultado que la sección del cable debe ser de  $132 mm^2$ , sin embargo, se debe elegir la sección comercial más próxima por arriba del valor calculado, por lo que se seleccionará un cable de  $150 mm^2$  o aproximadamente 14 mm de diámetro (Calibre kcmil 250).

#### 3.5.4.2 Cálculo de la sección del conductor para corriente alterna.

El cálculo de la sección del cableado para corriente continua varia respecto a corriente continua, esta se calcula con la ecuación ( 17) teniendo en cuenta que el material es cobre.

$$S_{ca} = \frac{P * L * 100}{\gamma * \Delta V * U^2} \quad (17)$$

Dónde  $S_{ca}$  es la sección del cable en  $mm^2$  para el tramo de corriente alterna,  $P$  es la potencia de la línea y  $U$  la tensión de la línea trifásica (400V)[75].

Como resultado se obtuvo que la sección de cable para el tramo a corriente alterna debe ser de  $123 mm^2$  o aproximadamente 14 mm de diámetro, valor el cual se encuentra dentro de las secciones comerciales (Calibre kcmil 250).

#### 3.5.4.3 Comprobación de la caída de tensión.

Cuando por un cable conductor de determinada longitud y sección pasa una corriente eléctrica, se produce en sus extremos una caída de tensión, esta es calculada de acuerdo con la ecuación ( 18) y ( 20). Tal como se mencionó en el inciso anterior, las caídas de tensión no deben superar el 1,5% (0,62 V)[21].

$$\Delta V_{cc} = \frac{2 * \rho * L * I_{m\acute{a}x}}{S} = 0,52 \quad (18)$$

$\Delta V_{cc}$  es la caída de tensión en el tramo de corriente continua,  $\rho$  la resistividad del cobre calculada de acuerdo con la ecuación (19) ( $\Omega m$ ), como se observa la caída de tensión en el tramo a corriente continua no supera el 1,5 %, lo que indica que el calibre de cable seleccionado es correcto.

$$\rho = \rho_{RT} * (1 + \alpha_R * \Delta T) = 1,99E-08 \quad (19)$$

Donde  $\rho_{RT}$  la resistividad a la temperatura ambiente (25°C),  $\alpha_R$  es el coeficiente de resistividad por temperatura del cobre ( $\frac{\Omega}{\Omega^{\circ}C}$ ) y  $\Delta T$  la diferencia entre la temperatura de interés (70°C) y la temperatura ambiente[76].

$$\Delta V_{ca} = \frac{P * L * 100}{S * \gamma * U^2} = 0,51 V \quad (20)$$

$\Delta V_{ca}$  es la caída de tensión en el tramo de corriente alterna. Como se evidencia en la ecuación inmediatamente anterior, la caída de tensión no supera el 1,5%, por lo que el calibre de cable seleccionado es válido.

### 3.5.5 Pérdidas energéticas.

Las pérdidas energéticas fueron calculadas tal como se mencionó en la sección 3.4.4, y se obtuvieron los resultados mostrados en la Tabla 23.

Tabla 23 Resultados de las pérdidas energéticas.

| Pérdida energética      | %     |
|-------------------------|-------|
| Pérdida por temperatura | 15,44 |
| Pérdida en el cableado  | 0,01  |
| Pérdida en el inversor  | 1,6   |
| Total pérdidas          | 17,04 |

Fuente: Autores.

Teniendo en cuenta que el total de las pérdidas es de 17,04%, se tomó la decisión de sobredimensionar el sistema con el fin de cumplir la demanda energética. Dicho proceso se realizó calculando el número de paneles necesarios para contrarrestar el 17,04% de pérdidas (18.867 W), obteniendo como resultado 42 paneles adicionales al diseño inicial.

De esta manera se tendría un total de 288 paneles, los cuales satisfacen la demanda energética (109,44 kW), puesto que el sobredimensionamiento no

aumenta considerablemente las pérdidas, ya que estas dependen en su mayoría de los factores presentados en la sección 3.4.4.

Una vez calculado el número de módulos necesarios para satisfacer la demanda, se modificaron los arreglos de modo que se respetarán los límites calculados en las secciones 3.5.2 y 3.5.3 para no sobrepasar las tensiones y corrientes máximas permitidas en las entradas MPPT del inversor. En la Tabla 24 se presenta cómo fueron distribuidos los módulos de la misma manera para cada inversor.

Tabla 24 Nueva distribución de módulos.

| Entrada              | Serie | Paralelo | Total arreglo |
|----------------------|-------|----------|---------------|
| MPP1                 | 16    | 2        | 32            |
| MPP2                 | 16    | 2        | 32            |
| MPP3                 | 16    | 2        | 32            |
| MPP4                 | 0     | 0        | 0             |
| Módulos por inversor |       |          | 96            |
| Total Módulos        |       |          | 288           |

Fuente: Autores.

### 3.5.5 Protecciones eléctricas.

Como todo sistema eléctrico, los sistemas fotovoltaicos deben contar con elementos que lo protejan contra fenómenos como sobrecargas de tensión o cortos circuitos. Dichos elementos deben corresponder a los valores de corriente del sistema, de acuerdo con las ecuaciones ( 21) y ( 22) para corriente continua y alterna respectivamente [21], [77].

$$I_{cco} \leq I_{dp} \leq I_a \quad (21)$$

$$I_{si} \leq I_{dp} \leq I_a \quad (22)$$

Donde  $I_{dp}$  es la corriente asignada del dispositivo de protección,  $I_a$  es la corriente máxima admisible por el conductor según la NTC2050[74] y  $I_{si}$  es la corriente de salida del inversor dada por el fabricante.

Para este proyecto se seleccionaron una serie de elementos de protección que se presentan en la sección 3.5.5.1 y 3.5.5.2.

#### 3.5.5.1 Protecciones para el tramo de corriente continua.

Breaker y fusibles: son elementos que protegen al sistema contra corto circuitos y sobrecargas que se puedan presentar en el sistema, en este caso no es necesario instalar fusibles puesto que el inversor seleccionado cuenta con protecciones contra sobre corriente, sin embargo, se instalarán breakers como elementos de maniobra,

que cumplan la ecuación ( 21). Por otra parte, de acuerdo con el rango presentado en la ecuación ( 23), se seleccionó el breaker FPV 63 A de la marca FEEO Electric [78].

$$19,2 A \leq I_{dp} \leq 215 A \quad (23)$$

Descargador de sobretensiones (DPS): Este elemento protege contra sobretensiones de origen atmosférico o generadas en el propio sistema. Cabe resaltar que el DPS debe cumplir con la ecuación (24). Por otro lado, según el rango mostrado en la ecuación (25), se seleccionó el DPS 600 V 40 kA 3P de la marca Clamper Solar [79].

$$V_{pmfs} \leq I_{dp} \leq V_{cas} \quad (24)$$

$$549 V \leq I_{dp} \leq 657 V \quad (25)$$

Donde  $V_{pmfs}$  es el voltaje en el punto de máxima potencia del arreglo (V) y  $V_{cas}$  es el voltaje de circuito abierto de operación del arreglo.

### **3.5.5.2 Protecciones para el tramo en corriente alterna.**

Interruptor magnetotérmico: Es un dispositivo de seguridad y maniobra que protege contra sobrecargas y cortos circuitos, además permite separar la instalación fotovoltaica de la red, cumpliendo con la ecuación ( 22). En adición a esto, de acuerdo con la ecuación (26), se seleccionó el interruptor magnetotérmico LV510305 63 A de la marca Schneider Electric [80].

$$60,8 A \leq I_{dp} \leq 215 A \quad (26)$$

Interruptor automático diferencial: se trata de un relé diferencial que tiene como fin proteger a las personas contra algún fallo en la puesta a tierra, es decir, detecta corrientes de fugas residuales. De igual forma debe cumplir con la ecuación ( 22). Teniendo en cuenta el rango presentado en la ecuación (27), se seleccionó el interruptor SDR46330 63 A de la marca Steck [81].

$$60,8 A \leq I_{dp} \leq 215 A \quad (27)$$

### **3.5.6 Puesta a tierra.**

La puesta a tierra es una conexión directa, sin protección alguna, de una parte del circuito eléctrico o de una parte conductora no perteneciente al mismo, por medio de una toma de tierra con uno o más electrodos enterrados en la tierra. Mediante la instalación de puesta a tierra, se busca que en el conjunto de equipos y superficies cercanas al sistema no aparezcan diferencias de potencial peligrosas y que además se permita el paso a tierra de las sobrecargas de corriente. [82]

Adicionalmente, según la norma NTC 2050, la conexión a tierra en el tramo a corriente continua se debe realizar en cualquier punto de salida fotovoltaica, ubicando el punto de conexión lo más cerca posible a la fuente fotovoltaica. Por otro lado, se deben poner a tierra todas las partes expuestas metálicas no portadoras de corriente de los bastidores de los módulos y equipos independientemente de su tensión.[74]

#### **3.5.6.1 Calibre del conductor de puesta a tierra.**

En cuanto al calibre del conductor de puesta a tierra, la norma establece que si la corriente de corto circuito de la instalación (19,2 A) es menor al doble de la corriente nominal del dispositivo de protección contra sobrecorrientes (63 A), el conductor de puesta a tierra debe contar con una sección no menor a la de los conductores de los circuitos ( $150 \text{ mm}^2$ , calibre Kc mil 250), motivo por el cual se seleccionó el mismo calibre.[74]

Por otro lado, de acuerdo a la NTC 2050, los electrodos deben tener una distancia de separación de al menos 1,8 m entre sí. Adicionalmente, deben ser instalados de tal forma que tengan un contacto con el suelo de como mínimo 2,4 m de su longitud. Cabe resaltar que el extremo superior del electrodo debe situarse a nivel del suelo o por debajo de este, además el diámetro del electrodo no debe ser menor a  $\frac{1}{2}$  pulgada.[74]

#### **3.5.6.2 Calibre del conductor del electrodo de puesta a tierra.**

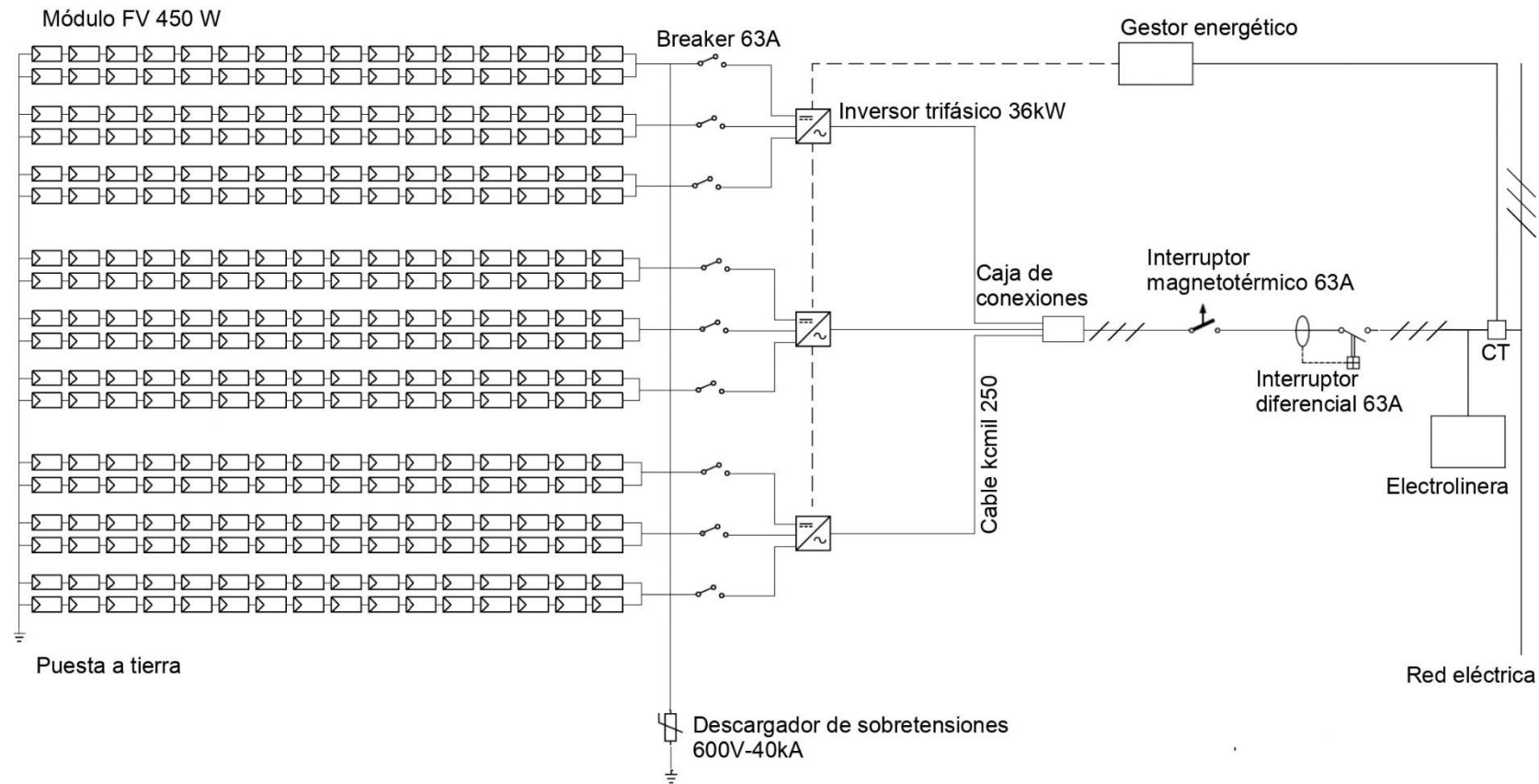
El conductor del electrodo de puesta a tierra es usado para conectar varios electrodos entre sí. Además, para corriente continua, la norma NTC 2050 establece que la sección del conductor del electrodo no debe ser menor al calibre del neutro ni al calibre del conductor más grande, es decir, la sección del conductor debe ser igual o mayor a  $150 \text{ mm}^2$ ; Kc mil 250, motivo por el cual se seleccionó un conductor que cuenta con esta sección [74].

Por otra parte, para corriente alterna, la norma determina el calibre que debe tener el conductor del electrodo, el cual depende de la mayor sección del conductor en el tramo de corriente alterna ( $150 \text{ mm}^2$ ; Kc mil 250). Este, se encuentra entre los calibres AWG 3/0 y Kc mil 350, de modo que se selecciona un calibre AWG 2 [74].

### 3.5.7 Diagrama unifilar.

Una vez seleccionados todos los elementos que componen el sistema fotovoltaico se realizó el plano eléctrico del sistema donde se evidencia como será conectado y se presenta en la Figura 8 y en el Anexo B.

Figura 8 Diagrama Unifilar.



Fuente: Autores.

### 3.6 SISTEMA CONECTADO A LA RED CON BATERÍAS.

Como se mencionó en la sección 3.2, este proyecto realizaría el diseño del sistema con y sin baterías, sin embargo, al momento de realizar las investigaciones pertinentes para dar inicio al cálculo del sistema con baterías, el equipo de diseño se encontró con que en el mercado colombiano no se ofertan inversores híbridos que cuenten con potencias nominales lo suficientemente altas para satisfacer la demanda del proyecto sin utilizar menos de 9 unidades, lo que afectaría la viabilidad económica y técnica de este, por lo que se contempló la posibilidad de importar el equipo. Se encontraron como opciones el inversor híbrido RHI-3P10K-HVES-5G de 10 Kw de la empresa Solis [83], el modelo SPF 12000T DVM de 12 kW de Growatt [84] y el modelo Symo hibrid 5.0-3-S de 8kW de la marca Fronius[85], lo cual implicaría, una vez más el uso de más de 9 inversores.

Otra variable influyente es el costo de los inversores híbridos, puesto que este tipo de inversores tienen la capacidad de cargar y descargar las baterías, lo que genera que sean más costosos que los inversores conectados a red sin baterías, de hecho, se encontró que un inversor híbrido puede costar un 50 % más que su versión conectada a la red de la misma potencia nominal [86].

Por estos motivos, se consultó con una empresa manufacturera de módulos e inversores solares llamada *Canadian Solar*, con sede en China (Suzhou), la cual confirmó que en el mercado existe una mayor oferta de inversores híbridos de potencias nominales bajas (Principalmente dirigidas a su uso en el segmento residencial). Sin embargo, es cierto que el interés para aplicaciones de tamaño medio (Segmento comercial e industrial) es creciente y poco a poco van apareciendo más productos en ese rango de potencias en el mercado.

Adicionalmente, otro inconveniente presentado los inversores, es el proceso de utilización e importación, debido a que se requiere contar una serie de certificaciones de acorde a la normativa del país en cuestión. En este caso, para Colombia se requiere un certificado que valide que se cumple con todos los estándares del reglamento técnico de instalaciones eléctricas (RETIE), por medio de la entidad INTERTEK[87]. Por consiguiente no todos los productos o fabricantes disponen de estos certificados ya que dependen de la estrategia de ventas en cada región.

Teniendo en cuenta todo lo presentado anteriormente, se decidió que el sistema conectado a la red con baterías no es una opción de diseño técnicamente viable debido al desarrollo actual de la tecnología.

#### 4. EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO.

##### 4.1 PRESUPUESTO DEL PROYECTO.

El presupuesto del proyecto es de suma importancia para conocer la rentabilidad de este, por este motivo se realizaron las cotizaciones pertinentes para calcular el coste total de la instalación del sistema fotovoltaico.

##### 4.1.1 Costos de los equipos seleccionados.

En la Tabla 25 se presenta el coste presupuestado asociado a los equipos eléctricos pertenecientes al sistema fotovoltaico, de acuerdo con los elementos seleccionados en el capítulo 3, con el IVA incluido.

Tabla 25 Presupuesto equipos.

| Proveedor               | Componente                               | Cantidad | Coste unitario (COP) | Coste total (COP) |
|-------------------------|------------------------------------------|----------|----------------------|-------------------|
| Solartex Colombia S.A.S | Módulo fotovoltaico monocristalino 450 W | 288      | \$ 820.000           | \$ 236.160.000    |
| Solartex Colombia S.A.S | Inversor trifásico 36 Kw                 | 3        | \$ 16.990.000        | \$ 50.970.000     |
| Solartex Colombia S.A.S | Gestor energético / CT                   | 1        | \$ 1.760.000         | \$ 1.760.000      |
| ABB                     | Cargador Terra 54 CJG                    | 1        | \$ 105.000.000       | \$ 105.000.000    |
| Solartex Colombia S.A.S | Breaker 63 A                             | 9        | \$ 199.000           | \$ 1.791.000      |
| Solartex Colombia S.A.S | DPS 600 V 40 kA                          | 1        | \$ 128.000           | \$ 128.000        |
| Solartex Colombia S.A.S | Estructura metálica soporte paneles      | 288      | \$ 180.000           | \$ 51.840.000     |
| Formas eléctricas S.A.S | Cable de cobre aislado kcmil 250         | 550      | \$ 15.951            | \$ 8.773.050      |
| Sodimac Colombia S.A    | Interruptor termomagnético 63 A          | 1        | \$ 299.000           | \$ 299.000        |
| Sodimac Colombia S.A    | Interruptor diferencial 63 A             | 1        | \$ 534.900           | \$ 534.900        |
| Sodimac Colombia S.A    | Electrodos puesta a tierra               | 3        | \$ 259.900           | \$ 779.700        |
|                         |                                          |          | TOTAL                | \$ 458.035.650    |

Fuente: Autores

Como se puede evidenciar en la tabla 25, el costo total de la adquisición de los equipos eléctricos es de 458.035.650 COP.

#### 4.1.2 Costos de transporte.

Adicionalmente se realizó el cálculo aproximado del costo del transporte de los elementos presentados en la Tabla 25, dicho cálculo se realizó por medio de la herramienta web de cotización de la empresa *Envía S.A.S* [88], la cual estima el costo del flete de acuerdo con el tamaño y el peso de la carga, además del origen y destino de esta. Cabe resaltar que algunos elementos del proveedor *Solartex S.A.S* cuentan con envío gratuito y además, los componentes del proveedor *Sodimac S.A* serán recogidos en la sede más cercana de *Homecenter de Barranquilla* y serán transportados a la EDS por medio de una aplicación de servicios de transporte. En la Tabla 26 se presentan los costos aproximados por transporte.

Tabla 26 Costos de transporte.

| Empresa envíos | Componente                                  | Costo de envío aproximado (COP) |
|----------------|---------------------------------------------|---------------------------------|
| Envía S.A.S    | Módulos fotovoltaicos monocristalinos 450 W | \$ 8.709.500                    |
| Envía S.A.S    | Inversor trifásico 36 kW                    | \$ 617.600                      |
| Envía S.A.S    | DPS 600 V 40 kA                             | \$ 11.900                       |
| InDriver       | Componentes Sodimac Colombia S.A            | \$ 8.800                        |
| Envía S.A.S    | Cable de cobre aislado kcmil 250            | \$ 253.000                      |
|                | TOTAL                                       | \$ 9.600.800                    |

Fuente: Autores.

#### 4.1.3 Costo del diseño del sistema fotovoltaico.

El costo de los honorarios de los diseñadores del proyecto se estableció a partir del manual de referencia para la contratación de servicios profesionales en Colombia de la *Asociación Colombiana De Ingenieros (ACIEM)*. En dicho manual se estipula que los honorarios para los profesionales en ingeniería mecánica en entrenamiento y sin experiencia específica de ejercicio profesional debe ser de 4 Salarios mínimos vigentes (SMMLV) [89], teniendo en cuenta que se necesitaron dos diseñadores, el costo total del diseño del sistema fotovoltaico se estableció en 8.000.000 COP.

#### 4.1.4 Costo de la instalación del sistema fotovoltaico.

En cuanto al costo asociado a la mano de obra de la instalación del sistema, según la empresa instaladora de sistemas fotovoltaicos *CPM Solar S.A*, la mano de obra de la instalación suele representar un 10% del costo total de los elementos que componen el sistema [90], por lo que el coste total de la instalación del sistema fotovoltaico es de 35.303.565 COP.

#### 4.1.5 Costo de la instalación del cargador.

Para poner en marcha el cargador de la electrolinera es necesario llevar a cabo una obra civil y eléctrica correspondientes a la instalación del tablero, cableado, canalizaciones, repavimentación, etc. Según *La Compañía*, el costo asociado a la mano de obra de la puesta en marcha del cargador es de 245.000.000 COP.

#### 4.1.6 Costos por mantenimiento y operación.

Adicionalmente, se pueden agregar los costos por operación y mantenimiento del sistema durante la vida útil proyectada del sistema (25 años), según la comisión de regulación de energía y gas, comúnmente, los costos asociados a esta variable representan un 27% del costo total del sistema, este coste está conformado por la limpieza de los paneles, el ajuste de terminales del inversor y el reemplazo de equipos averiados [91]. Por lo que el coste anual del mantenimiento y operación es de 4.280.464 COP.

#### 4.1.7 Costo total del sistema fotovoltaico.

Teniendo en cuenta la información suministrada en los incisos anteriores, en la Tabla 27 se presenta el costo total de la instalación del sistema fotovoltaico.

Tabla 27 Costos de la instalación del sistema.

| Concepto                                | Valor (COP)           |
|-----------------------------------------|-----------------------|
| Adquisición equipos                     | \$ 458.035.650        |
| Transporte                              | \$ 9.600.800          |
| Diseño del sistema                      | \$ 8.000.000          |
| Mano de obra instalación del sistema FV | \$ 35.303.565         |
| Mano de obra instalación del cargador   | \$ 245.000.000        |
| <b>Total</b>                            | <b>\$ 755.940.015</b> |
| Mantenimiento y operación anual         | \$ 4.280.464          |

Fuente: Autores

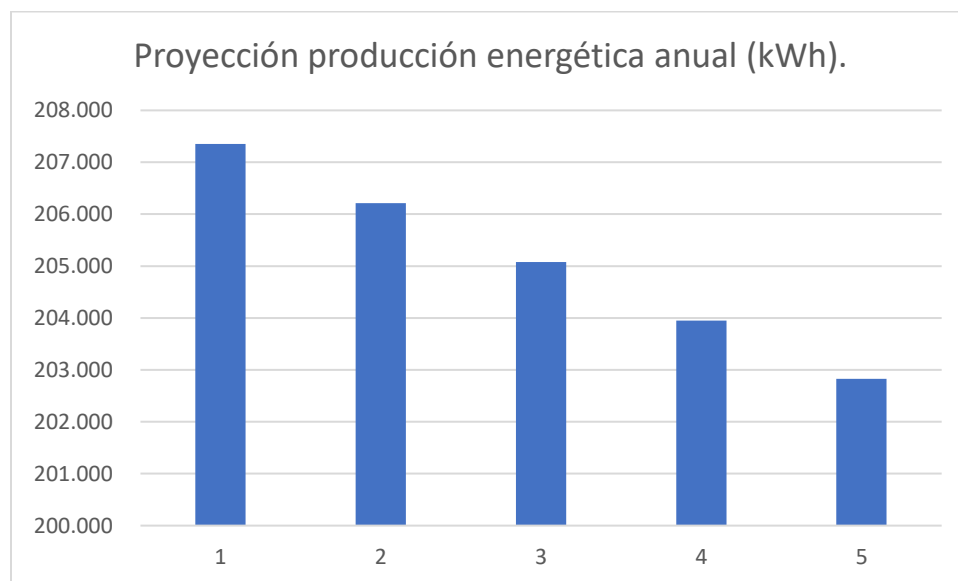
## 4.2 BENEFICIOS TRIBUTARIOS.

Cabe resaltar que *La Compañía* podría aplicar a un beneficio tributario contemplado en el artículo 11 de la ley 1715 de 2014, donde se decreta que “los contribuyentes declarantes del impuesto sobre la renta que realicen directamente nuevas erogaciones en investigación, desarrollo e inversión para la producción y utilización de energía a partir FNCE o gestión eficiente de la energía, tendrán derecho a deducir hasta el 50% del valor de las inversiones” [92]. Lo que implicaría una deducción del impuesto sobre la renta de 202.970.008 COP, correspondientes a la inversión en el sistema fotovoltaico.

### 4.3 PROYECCIÓN PRODUCCIÓN ENERGÉTICA ANUAL.

Conocer la energía producida por el generador fotovoltaico es importante para calcular el ahorro monetario en la factura energética. Sin embargo, los módulos fotovoltaicos poseen un factor de degradación anual, por lo que la energía que estos pueden producir tiende a disminuir. Según el fabricante, la degradación del panel seleccionado el primer año es del 2% y del segundo año al vigesimoquinto es de 0,55% [55]. La proyección de la producción energética del sistema diseñado se presenta en la Gráfica 3.

Gráfica 3 Proyección producción energética anual.



Fuente: Autores.

De este análisis se puede concluir que durante el tiempo proyectado, el sistema generará un total de 1,025 GWh, sin embargo, debido a la degradación de los módulos fotovoltaicos la energía producida decrece año a año.

### 4.4 FLUJO DE CAJA.

El flujo de caja estima los egresos e ingresos de un proyecto a futuro, todos los flujos de caja ocurren durante periodos de tiempo específicos [93].

Se realizó el flujo de caja para un horizonte de 5 años, por lo que es importante proyectar el costo de algunos servicios como la tarifa de electricidad o el mantenimiento. Dicha proyección se realiza con base al índice de precios al consumidor (IPC), que permite medir cómo la inflación afecta los cambios de precios de bienes y servicios. Con base en la información histórica del Departamento Administrativo Nacional De Estadística (DANE) sobre la variación del IPC de enero

a julio de 2022 se realizó una regresión lineal para proyectar el valor de este índice para final de año, obteniendo como resultado un 13,59% [94].

Adicionalmente, se realizó la proyección del IPC para cada año posterior al inicio del proyecto, basándose en los datos históricos del DANE sobre el IPC en los últimos 6 años y el valor calculado para 2022. En la Tabla 28, se presentan los valores del IPC proyectados.

Tabla 28 Proyección del IPC.

| Año  | IPC   |
|------|-------|
| 2016 | 5,75  |
| 2017 | 4,09  |
| 2018 | 3,18  |
| 2019 | 3,8   |
| 2020 | 1,61  |
| 2021 | 5,62  |
| 2022 | 13,59 |
| 2023 | 9,15  |
| 2024 | 10,04 |
| 2025 | 10,93 |
| 2026 | 11,83 |

Fuente: Autores con base en información del DANE [94].

Con base en lo anterior, el valor futuro proyectado según el IPC se calculó de acuerdo con la ecuación (28) [93].

$$D_f = D_a * (1 + IPC)^n \quad (28)$$

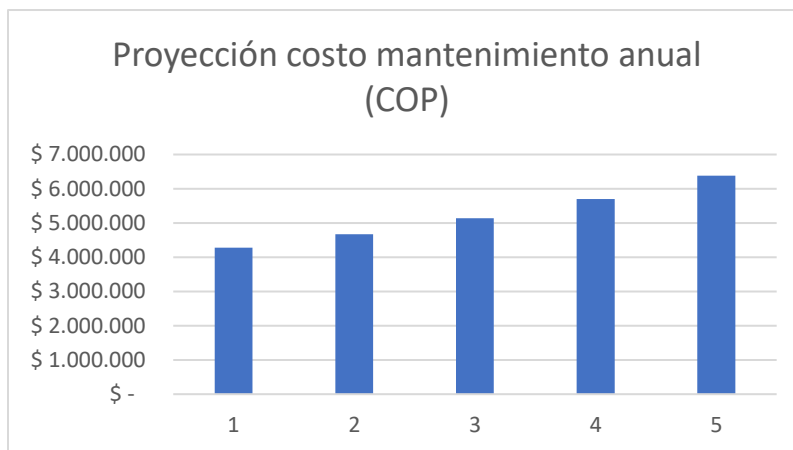
Donde  $D_f$  es el dinero futuro,  $D_a$  es el dinero actual,  $IPC$  es el índice de precios al consumidor para cada año y  $n$  es el número de periodos entre el dinero actual y el futuro. Con base en la ecuación (28), fueron proyectados los egresos e ingresos para cada periodo evaluado de acuerdo con su IPC correspondiente, tal como se presente en las secciones 4.4.1 y 4.4.2.

#### 4.4.1 Proyección anual egresos.

Los egresos en el flujo de caja están conformados por la inversión inicial y los costos por mantenimiento y operación a lo largo de la vida útil (25 años, véase sección 4.1.6). Sin embargo, cabe resaltar que la inversión inicial solo se presenta en el año 0 del proyecto mientras que el mantenimiento y operación se presentan desde el año 1 hasta el 5, por lo que su costo debe ser proyectado a futuro de acuerdo con la ecuación (28).

En la Gráfica 4 se presenta la proyección del costo de mantenimiento y operación para cada periodo según su IPC. Como se puede evidenciar, debido a la inflación, aumentan el costo por mantenimiento y operación cada año, lo que implica pagar un total de 16.626.351 COP, durante los 5 años evaluados.

Gráfica 4 Proyección costo de mantenimiento y operación.

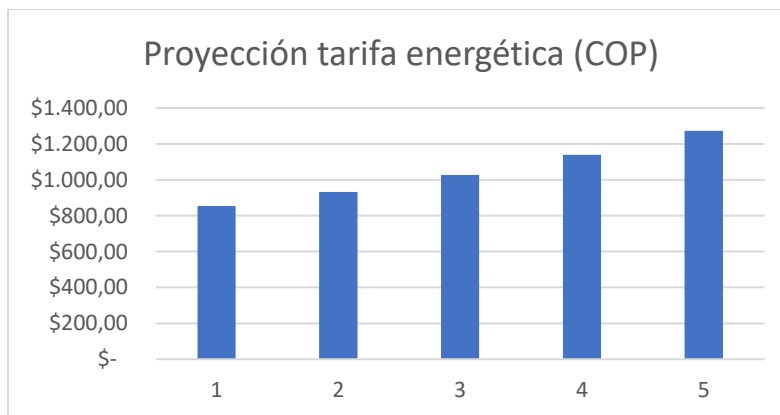


Fuente autores.

#### 4.4.2 Proyección anual ingresos.

Los ingresos en el flujo de caja están conformados por el dinero ahorrado de la factura energética y las ganancias de la electrolinera. Por un lado, para conocer el ahorro en la factura energética, se tiene que proyectar el costo de la tarifa que le cobraría el operador de red a *La Compañía* de acuerdo con la ecuación (28). En la Gráfica 5, se presenta la proyección de la tarifa energética para cada periodo según su IPC.

Gráfica 5 Proyección tarifa de energía.



Fuente: Autores.

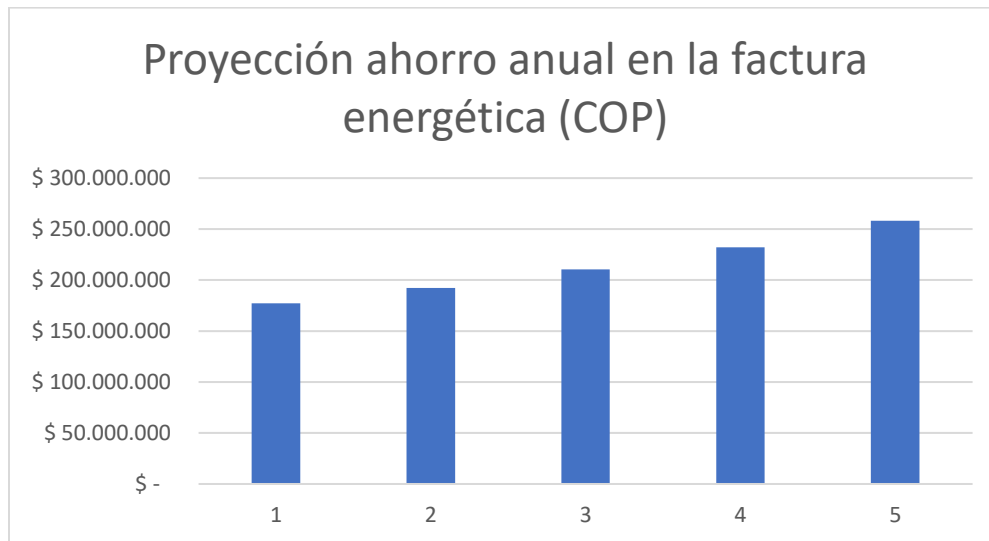
Luego de calcular la proyección de la tarifa se obtuvo que esta tendrá un valor estimado para el año 2026 de 1.273,12 COP.

Una vez proyectada la tarifa energética y la producción de energía a lo largo de los 5 años (Véase sección 4.3), se puede calcular el ahorro monetario en la factura para cada periodo de acuerdo con la ecuación (29) y es presentado en la Gráfica 6.

$$A = C_e * DE \quad (29)$$

Donde  $A$  es el ahorro anual sobre la factura energética,  $C_e$  es el costo por kWh que la empresa distribuidora de energía le cobra a *La Compañía*  $\left(\frac{COP}{kWh}\right)$  [95] y  $DE$  es la demanda energética anual de la electrolinera  $\left(\frac{kWh}{Año}\right)$ .

Gráfica 6 Proyección ahorro anual.

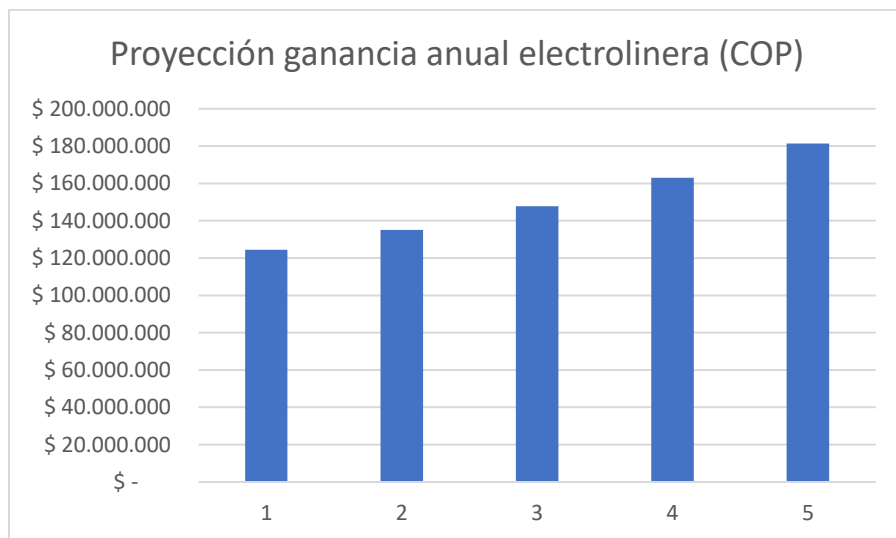


Fuente: Autores.

Como se evidencia en la Gráfica 6, el ahorro de la factura energética aumenta cada año, por lo que para el año 2026 se tendrá un ahorro total de 679.937.819 COP.

En cuanto a la proyección de las ganancias de la electrolinera, se tiene que actualmente *La Compañía* cuenta con 600 COP de ganancia por cada kWh vendido. Una vez conocida esta variable y la proyección de la producción energética (Véase sección 4.3), se proyectaron las ganancias anuales de la electrolinera para cada periodo de acuerdo con la ecuación (28) y se presentan en la Gráfica 7.

Gráfica 7 Proyección ganancia anual electrolinera.



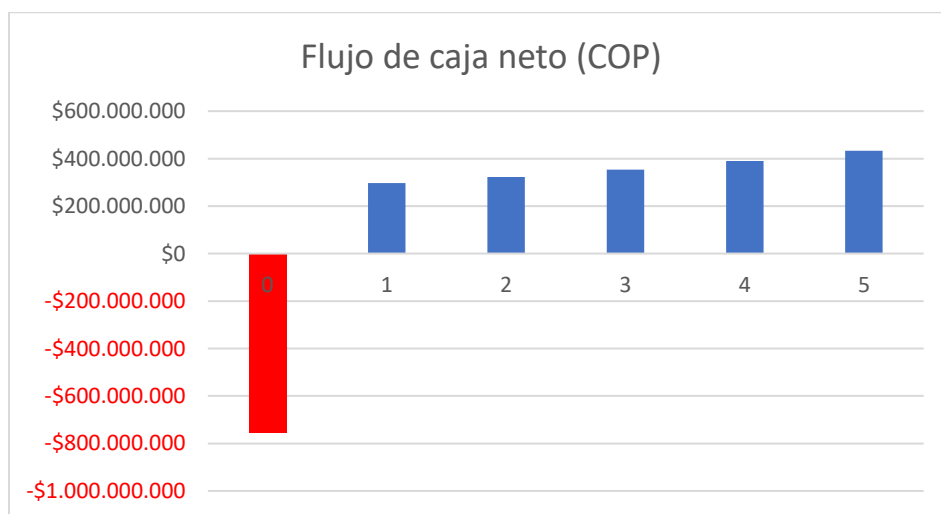
Fuente: Autores

Como resultado de este análisis se tiene que las ganancias anuales de la electrolinera aumentan año a año debido al alza en el precio de venta del kWh por la inflación, llegando a ser para 2026 un total de 477.428.544 COP.

#### 4.4.3 Flujo de caja neto.

Una vez proyectados los egresos e ingresos durante el horizonte del proyecto, se calculó el flujo de caja neto, el cual se obtiene restando los egresos a los ingresos [93], este se presenta en la Gráfica 8.

Gráfica 8 Flujo de caja neto.



Fuente: Autores.

Como se puede evidenciar en la Gráfica 8, en el año 0 se presenta la inversión inicial (755.940.015 COP), sin embargo, a partir del año 1 se empiezan a tener en cuenta los ingresos. Cabe resaltar que se debe calcular el valor actual de los valores presentados en la Gráfica 8, dicho cálculo se realizó con base a la ecuación (30) [93], y se presenta en la gráfica 9.

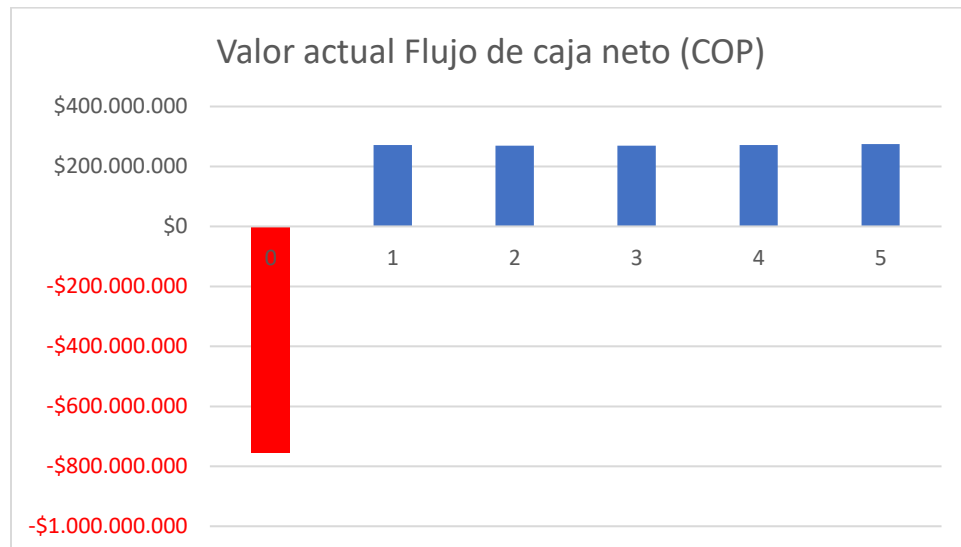
$$V_a = V_f * F_d \quad (30)$$

Donde  $V_a$  es el valor actual,  $V_f$  en el futuro y  $F_d$  es el factor de descuento calculado de acuerdo con la ecuación (31) [93].

$$F_d = \frac{1}{(1 + T_d)^n} \quad (31)$$

Donde  $T_d$  es un tipo de interés llamado tasa de descuento, el cual es del 9,5% para proyectos con un horizonte de evaluación de entre 0 a 5 años según el departamento nacional de planeación (DNP) [96] y  $n$  es el número del periodo en el que se encuentra el valor que se quiere traer a presente. En la Gráfica 9 se presenta el flujo de caja total con los valores actuales.

Gráfica 9 Valor actual flujo de caja neta



Fuente: Autores.

De acorde con la Gráfica 9, al final del último periodo se tendrán unas ganancias netas de 599.751.548 COP.

#### 4.5 INDICADORES DE RENTABILIDAD.

Los indicadores de rentabilidad permiten conocer a los inversionistas la capacidad de un proyecto para generar beneficios. En este caso, se calcularon los siguientes índices.

1. VAN: El valor actual neto (VAN), permite conocer el valor presente del total de las ganancias generadas por el sistema fotovoltaico y fue calculado aplicando la fórmula de Excel “VNA” al flujo de caja neto con la tasa de descuento  $T_d$  [93].
2. TIR: La tasa interna de retorno (TIR), permite determinar si el proyecto es económicamente aceptable y fue calculada aplicando la fórmula de Excel TIR al flujo de caja neto con la tasa de descuento  $T_d$  [93].
3. Relación B/C: La relación beneficio costo (B/C), compara el valor actualizado de los ingresos y los costos, esta es calculada de acuerdo con la ecuación (32) [93].

$$\frac{B}{C} = \frac{VNA(Ingresos)}{VNA(Egresos) + I_o} \quad (32)$$

Donde  $\frac{B}{C}$  es la relación beneficio costo,  $VNA(Ingresos)$  es el valor actual del flujo de caja de los ingresos,  $VNA(Egresos)$  y  $I_o$  es la inversión inicial.

4. Plazo de recuperación: Es el tiempo estimado en años, en el que los ingresos estimados, ahorros y otros beneficios recuperan la inversión inicial. Se calcula de acuerdo con la ecuación (33) [93].

$$n_p = \frac{I_o}{FNE} \quad (33)$$

Donde  $n_p$  es el plazo de recuperación de la inversión y  $FNE$  es el promedio del flujo neto de efectivo por cada año.

5. IR: EL índice de rentabilidad (IR), cuantifica lo máximo que se obtiene por cada peso invertido y se calcula de acuerdo con la ecuación (34) [93].

$$IR = \frac{VNA(Flujo de caja)}{I_o} \quad (34)$$

Donde  $IR$  es el índice de rentabilidad,  $VNA(Flujo\ de\ caja)$  es el valor actual del flujo de caja total.

Los índices de rentabilidad presentados anteriormente indican la viabilidad del proyecto de la siguiente manera (Tabla 29).

Tabla 29. Condiciones índices de rentabilidad.

|                              |             |
|------------------------------|-------------|
| Índice de rentabilidad $> 0$ | Aceptable   |
| Índice de rentabilidad $= 0$ | Indiferente |
| Índice de rentabilidad $< 0$ | Inaceptable |

Fuente: Ingeniería Económica. Blank, Tarquín [93].

El resultado final de cada indicador se presenta en Tabla 30, la cual muestra un valor por encima de cero por cada índice, por lo que se concluye que realizar la inversión de este proyecto es económicamente viable y se recupera la inversión en 2,8 años.

Tabla 30. Resultados índices de rentabilidad.

| Variable              | Valor         |
|-----------------------|---------------|
| VAN (5 años)          | \$599.751.548 |
| TIR (5 años)          | 35%           |
| Plazo de recuperación | 2,8           |
| Beneficio/costo       | 1,77          |
| IR                    | 1,79          |

Fuente: Autores.

#### 4.5.1 Opinión de *La Compañía*.

Se le presentó a *La Compañía* los resultados del proyecto, de los cuales su opinión ante el análisis financiero fue positiva. Por un lado, les interesó la decisión de no exportar energía a la red eléctrica, puesto que en la actualidad las empresas distribuidoras de energía limitan cada vez más las exportaciones a la red. Por otro lado, no manifestaron inconvenientes referentes a la inversión inicial estimada y el tiempo de recuperación de la inversión, puesto que era de su conocimiento que los sistemas fotovoltaicos son habitualmente muy rentables.

## 5. MODELO MATEMÁTICO.

El diseño presentado a lo largo del capítulo fue realizado para el caso específico de una EDS ubicada en la ruta Barranquilla-Cartagena-Montería. Sin embargo, se realizó un modelo matemático por medio de la herramienta Excel con el fin de poder replicar fácilmente el diseño realizado a otras EDS a lo largo de esta ruta u otras a elección de *La Compañía*. En esta sección, se presentará un ejemplo del modelo matemático aplicado al sistema fotovoltaico de *La Estación*.

Cabe resaltar que se manejó un código de color en la hoja de cálculo. El amarillo representa los valores que debe digitar el cliente, el verde corresponde a los resultados de interés y el rojo significa que el valor de la celda no es recomendable.

Adicionalmente es importante mencionar que el modelo se basa en el tipo de cargador que utiliza *La Compañía* (Véase sección 3.2).

### 5.1 VARIABLES DE ENTRADA.

Dicho modelo parte de unas variables de entrada que puede modificar el cliente, las cuales se presentan en la *Tabla 31*.

Tabla 31. Variables de entrada del cliente.

| Cliente                                   | Valor       | Unidad           |
|-------------------------------------------|-------------|------------------|
| Consumo diario                            | 587,73      | kWh              |
| Hora solar pico                           | 5,37        | HSP              |
| Temperatura ambiental Máxima              | 35          | °C               |
| Temperatura ambiental Mínima              | 23          | °C               |
| Radiación solar                           | 1000        | W/m <sup>2</sup> |
| Longitud cableado corriente continua (cc) | 162,65      | m                |
| Longitud cableado corriente alterna (ca)  | 54          | m                |
| Costo total de los componentes            | 353.035.650 | COP              |
| Costo transporte                          | 9.600.800   | COP              |
| Costo cargador y su instalación           | 350.000.000 | COP              |
| Costo de instalación del sistema FV       | 35.303.565  | COP              |
| Costo de diseño                           | 8.000.000   | COP              |
| Ganancias electrolinera                   | 600         | COP/kWh          |
| Tarifa energía                            | 854,5       | COP/kWh          |
| Tasa de descuento                         | 9,5         | %                |

Fuente: autores.

Adicionalmente existen otras variables de entrada que corresponden a la información técnica de los módulos, el inversor y el cableado. El cliente las puede modificar en caso de que requiera cambiar la selección de estos componentes. Estas variables de entrada se presentan en la Tabla 32-Tabla 34.

Tabla 32. Variables de entrada módulo.

| <b>Módulo fotovoltaico (Ficha técnica)</b>     | <b>Valor</b> | <b>Unidad</b> |
|------------------------------------------------|--------------|---------------|
| Potencia nominal                               | 450          | W             |
| Voltaje circuito abierto                       | 46,2         | V             |
| Voltaje MPPT                                   | 38,6         | V             |
| Corriente corto circuito                       | 9,38         | A             |
| Corriente MPPT                                 | 8,7          | A             |
| Coefficiente de Temperatura Potencia           | -0,35        | %/C°          |
| Coefficiente de Temperatura corriente          | 0,048        | %/C°          |
| Coefficiente de Temperatura tensión            | -0,27        | %/C°          |
| Temperatura de la célula condiciones nominales | 45           | C°            |
| Degradación módulo 1er año                     | 2            | %             |
| Degradación módulo 2-25 años                   | 0,55         | %             |

Fuente: Autores.

Tabla 33. Variables de entrada inversor.

| <b>Inversor (Ficha técnica)</b>     | <b>Valor</b> | <b>Unidad</b> |
|-------------------------------------|--------------|---------------|
| Potencia nominal                    | 36000        | W             |
| Máx. intensidad salida              | 60,8         | A             |
| Potencia máxima campo fotovoltaico) | 40000        | W             |
| Min. tensión de entrada             | 200          | A             |
| Min. tensión de arranque            | 250          | A             |
| Tensión de entrada nominal          | 620          | V             |
| Máxima tensión de entrada           | 1100         | V             |
| Rango tensión MPP min.              | 200          | V             |
| Rango tensión MPP max               | 1000         | V             |
| Factor de potencia                  | 0,8          | -             |
| Máx. intensidad entrada MPPT        | 22           | A             |
| Máx. intensidad entrada MPPT        | 30           | A             |
| Eficiencia Máxima                   | 98,4         | %             |
| Cantidad de inversores a Utilizar   | 3            | Unidades      |

Fuente: Autores.

Tabla 34. Variables de entrada cable.

| <b>Cable (ficha técnica)</b>  | <b>Valor</b> | <b>Unidad</b> |
|-------------------------------|--------------|---------------|
| Corriente máxima conductor cc | 215          | A             |
| Corriente máxima conductor ca | 215          | A             |

Fuente: Autores.

## 5.2 CÁLCULOS DEL DISEÑO DEL SISTEMA.

Con base en las variables de entrada, el modelo calcula la potencia instalada en kW, la cantidad total de módulos requeridos para satisfacer la demanda, además de la cantidad máxima de paneles conectados en serie y en paralelo. Por otra parte, calcula la sección del cable requerida tanto en corriente alterna como en continua, las caídas de tensión y el total de pérdidas energéticas. Los resultados de estos cálculos se evidencian en la Tabla 35.

Tabla 35 Resultados del diseño del sistema.

| Diseño del sistema |        |        |
|--------------------|--------|--------|
| Demanda Requerida  |        |        |
| Variable           | Valor  | Unidad |
| Potencia FV        | 109,45 | (kW)   |
|                    |        |        |
| Sección cable      |        |        |
| Variable           | Valor  | Unidad |
| $S_{cc}$ Continua  | 132    | mm2    |
| $S_{ca}$ Alterna   | 152    | mm2    |
|                    |        |        |
| Caídas de tensión  |        |        |
| $\Delta V_{cc}$    | 0,59   | V      |
| $\Delta V_{ca}$    | 0,50   | V      |
|                    |        |        |
| Total pérdidas     | 17,04  | %      |

| Módulos en serie    |   |
|---------------------|---|
| #Ms                 | 2 |
| Módulos en Paralelo |   |
| #Ramas.máx          |   |

| Número de paneles |  |
|-------------------|--|
| 243               |  |

Fuente: Autores.

Una vez calculadas las variables mencionadas anteriormente, el modelo determina el sobredimensionamiento en el número de módulos, con el fin de contrarrestar las pérdidas energéticas. A su vez, el cliente debe distribuir los arreglos por cada entrada MPPT, de forma que se respete el número máximo de módulos conectados en serie y en paralelo, tal como se evidencia en la Tabla 36.

Tabla 36. Resultados del rediseño del sistema.

| Rediseño del sistema |               |                             |               |
|----------------------|---------------|-----------------------------|---------------|
| Demanda Requerida    |               |                             |               |
| Variable             | Valor         | Unidad                      |               |
| Potencia FV          | 109,45        | (kW)                        |               |
|                      |               |                             |               |
|                      | Potencia (kW) | Número requerido de paneles |               |
| Sistema ideal        | 109,45        | 243                         |               |
| Pérdidas             | 18,652        | 41                          |               |
| Sistema real         | -             | 285                         |               |
|                      |               |                             |               |
| Diseño de arreglos   |               |                             |               |
| Entrada              | Serie         | Paralelo                    | Total arreglo |
| MPP1                 | 16            | 2                           | 32            |
| MPP2                 | 16            | 2                           | 32            |
| MPP3                 | 16            | 2                           | 32            |
| MPP4                 | 0             | 0                           | 0             |
| Módulos por inversor |               |                             | 96            |
| Total Módulos        |               |                             | 288           |

Fuente: Autores.

Posteriormente, el modelo presenta un rango de corriente y voltaje nominal dentro del cual el cliente deberá seleccionar los elementos de protección tanto para corriente alterna como directa. Esto se puede evidenciar en la Tabla 37.

Tabla 37. Recomendaciones de protecciones.

| Recomendaciones de protecciones |                     |       |
|---------------------------------|---------------------|-------|
| Corriente Continua              |                     |       |
| 19                              | $\leq I_{dp} \leq$  | 215   |
| 549                             | $\leq V_{dps} \leq$ | 656,9 |
| Corriente alterna               |                     |       |
| 61                              | $\leq I_{dp} \leq$  | 215   |

Fuente: Autores.

### 5.3 ANÁLISIS FINANCIERO.

Por último, el modelo presenta el análisis financiero, donde el cliente puede evidenciar los índices de rentabilidad (Valor actual neto, Tasa interna de retorno, relación beneficio costo, retorno sobre la inversión e índice de rentabilidad), que le permiten determinar la viabilidad económica del proyecto, de acuerdo con lo planteado en la sección 4.5, tal cómo se muestra en la tabla 38.

Tabla 38. Análisis económico y financiero.

| Análisis financiero.         |                |      |
|------------------------------|----------------|------|
| Indicadores de rentabilidad. |                |      |
| Inversión Inicial            | \$ 755.940.015 | COP  |
| VAN (5 años)                 | \$ 599.751.548 | COP  |
| Recuperación                 | 2,8            | Años |
| TIR (5 años)                 | 35%            | -    |
| B/C                          | 1,77           | -    |
| IR                           | 1,79           | -    |

Fuente: Autores.

## 6. CONCLUSIONES.

- La ruta seleccionada para la implementación del proyecto fue la ruta que conecta Barranquilla, Cartagena y Montería. Esta sobresalió respecto a las demás opciones por presentar una irradiación de  $2.081 \text{ kWh}/(m^2/\text{año})$  y un promedio de tráfico anual de vehículos categoría 1 de 2.447.000.
- La potencia instalada requerida para alimentar 16 vehículos durante el día por medio del cargador de conectores de 50 kW (DC) y 43 kW (AC) marca ABB, es de 109,44 kW, lo que implica el uso de 288 paneles solares de 450 W (que ocupan un área de  $626 \text{ m}^2$ ), 3 inversores de 36 kW, 1 gestor energético y elementos de protección.
- El modelo de panel solar de tipo monocristalino con una potencia nominal de 450 W marca Longi fue seleccionado, debido a su potencia por unidad de área ( $207 \text{ W}/m^2$ ) y su coeficiente de temperatura para la potencia ( $-0,25 \text{ }^\circ\text{C}$ ). Por otro lado, se determinó que se requieren 3 inversores conectados a la red de 36 kW marca Huawei con un número total de entradas MPPT de 12.
- El sistema fotovoltaico diseñado será capaz de proveer el 100 % de la demanda energética de la electrolinera durante HSP, puesto que se realizó el sobredimensionamiento pertinente de acuerdo con las pérdidas energéticas. Además, la tecnología de las entradas MPPT de los inversores genera una flexibilidad en el diseño de los arreglos, por lo que *La Compañía* tiene la posibilidad de aumentar la potencia instalada siempre y cuando se respeten los límites de tensión y corriente.
- El modelo matemático realizado permite replicar con facilidad el diseño del sistema fotovoltaico a otras estaciones ubicadas en diferentes puntos del país, permitiendo a *La Compañía* evaluar la implementación de sistemas de energía solar fotovoltaicas en otras rutas de su interés.
- El proyecto cuenta con un plazo de recuperación de 2,8 años, una tasa de retorno sobre la inversión de 35%, una relación beneficio costo de 1,77, un índice de rentabilidad de 1,79 y unas ganancias netas al final del último periodo de 599.751.548 COP. Motivo por el cual se establece que el proyecto es económicamente viable.

## 7. RECOMENDACIONES.

- Con apoyo del modelo matemático se sugiere replicar el diseño del sistema en otras estaciones de la misma ruta seleccionada o de la ruta Bogotá-Ibagué, la cual ocupó el segundo lugar en la selección de la ruta.
- En caso de que el proyecto vaya a ser implementado, se debe realizar el diseño de las estructuras que soportan los módulos, ya que se deben ajustar al terreno para asegurar que sus condiciones sean las correctas (ventilación, inclinación y orientación) y así garantizar una operación óptima.
- Se aconseja alimentar la tienda de conveniencia con los excedentes de energía cuando la afluencia vehicular de la electrolinera sea baja, en los casos donde se cuente con este comercio.
- Se recomienda a *La Compañía* evaluar la posibilidad de implementar inversores híbridos que permitan la instalación de baterías y un aumento en las utilidades, una vez que el mercado de estos equipos llegue al país y la demanda haya aumentado.

## REFERENCIAS

- [1] Ministerio de ambiente nacional, “RENARE, la plataforma para registrar las reducciones de gases efecto invernadero en Colombia,” 2020.  
<https://www.minambiente.gov.co/index.php/noticias/4497-renare-plataforma-para-registrar-reducciones-gases-efecto-invernadero>
- [2] M. de la O. Armando Corredor Lina Henao Sebastián Joya Luz C. Montoya Catalina Peña Juan F. Pérez Andrea Prada Eliana Y. Ortiz Ana M. Rojas Laura V. Saavedra Marcela Zambrano, “PRODUCTOS ANALÍTICOS PARA APOYAR LA TOMA DE DECISIONES SOBRE ACCIONES DE MITIGACIÓN A NIVEL SECTORIAL: CURVAS DE ABATIMIENTO PARA COLOMBIA,” Universidad de Los Andes.
- [3] Asociación Colombiana de Vehículos Automotores, “Inventario de Emisiones Vehículos Colombia,” 2017. [Online]. Available: <https://andemos.org/wp-content/uploads/2017/03/Presentacion-ANDEMOS-Emisiones-01.25.2017-v8.pdf>
- [4] N. C. Riaño, “Vehículos eléctricos no tendrán restricciones a la circulación como el Pico y Placa,” 2019. <https://www.larepublica.co/economia/vehiculos-electricos-no-tendran-restricciones-a-la-circulacion-como-el-pico-y-placa-2901874>
- [5] SENADO COLOMBIA, “POR MEDIO DE LA CUAL SE PROMUEVE EL USO DE VEHICULOS ELECTRICOS EN COLOMBIA Y SE DICTAN OTRAS DISPOSICIONES.” 2019. [Online]. Available: <http://www.secretariasenado.gov.co/index.php/leyes-de-la-republica>
- [6] Electromaps- Borderless charging, “Puntos de recarga- Brasil,” 2020. <https://www.electromaps.com/puntos-de-recarga/brazil>
- [7] Unidad de planeación minero energética, “Establecer Recomendaciones en Materia de Infraestructura de Recarga para la Movilidad Eléctrica en Colombia para los Diferentes Segmentos,” 2019. [Online]. Available: [https://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/Consortio\\_Usaene\\_sumatoria\\_producto\\_3\\_estaciones\\_de\\_cargaVF.pdf](https://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/Consortio_Usaene_sumatoria_producto_3_estaciones_de_cargaVF.pdf)
- [8] [IEA] International Energy Agency, “Explore energy data by category, indicator, country or region,” 2020. [https://www.iea.org/data-and-statistics?country=COLOMBIA&fuel=Energy%20supply&indicator=Total%20primary%20energy%20supply%20\(TPES\)%20by%20source](https://www.iea.org/data-and-statistics?country=COLOMBIA&fuel=Energy%20supply&indicator=Total%20primary%20energy%20supply%20(TPES)%20by%20source)
- [9] Solargis, “Photovoltaic Electricity Potential,” no. Colombia. Jul. 2020.

- [10] CAMARA DE REPRESENTANTES, "POR MEDIO DE LA CUAL SE REGULA LA INTEGRACION DE LAS ENERGIAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES AL SISTEMA ENERGETICO NACIONAL." 2014. [Online]. Available: <http://www.secretariassenado.gov.co/index.php/leyes-de-la-republica>
- [11] [DW] Deutsche Welle, "ONU lanza nueva alarma sobre aumento de calentamiento global," 2019. <https://www.dw.com/es/onu-lanza-nueva-alarma-sobre-aumento-de-calentamiento-global/a-51415697>
- [12] [CW] Climate Watch, "Climate watch.Raw Data Sources & Metadata," 2020. <https://www.climatewatchdata.org/data-explorer/historical-emissions?historical-emissions-data-sources=cait&historical-emissions-gases=&historical-emissions-regions=COL&historical-emissions-sectors=total-including-lucf&page=1>
- [13] I. P. on Climate Change and W. G. I. I. I. of the IPCC, *RENEWABLE ENERGY SOURCES AND CLIMATE CHANGE MITIGATION*. 2012.
- [14] J. G. Velasco, *Energias renovables*. Editorial Reverte, 2015. [Online]. Available: <https://elibro.net/es/lc/usta/titulos/46748>
- [15] M. y E. A. IDEAM "Instituto de Hidrología, "RADIACIÓN SOLAR," 2020. <http://www.ideam.gov.co/web/tiempo-y-clima/radiacion-solar>
- [16] C. Tobajas Vazquez, *Energia solar fotovoltaica*. Cano Pina, 2018. [Online]. Available: <https://elibro.net/es/lc/usta/titulos/45047>
- [17] Enel Perú, "¿Qué es un auto eléctrico y qué tipos hay?," 2020.
- [18] M. y E. A. IDEAM "Instituto de Hidrología, "LA RADIACIÓN SOLAR Y SU PASO POR LA ATMÓSFERA," 2020. <http://www.ideam.gov.co/web/tiempo-y-clima/la-radiacion-solar-y-su-paso-por-la-atmosfera>
- [19] A. A. B. Rujula, *Energias renovables: sistemas fotovoltaicos*. Prensas de la Universidad de Zaragoza, 2009. [Online]. Available: <https://elibro.net/es/lc/usta/titulos/41940>
- [20] IEA and (Internacional Energy Agency), "Solar." [Online]. Available: <https://www.iea.org/fuels-and-technologies/solar>
- [21] A. Antonio. Bayod Rujula, *Sistemas fotovoltaicos*. Prensas Universitarias de Zaragoza, 2009.
- [22] D. A. J. Rand, P. T. Moseley, J. Garche, and C. D. Parker, "Valve-regulated Lead–Acid Batterie," *ELSEVIER*, vol. 1, 2004.

- [23] Zona Eco, "El primer coche eléctrico: El origen de los coches eléctricos | Zona ECO," Mar. 15, 2020. <https://www.hyundai.com/es/zonaeco/eco-drive/tendencias/primer-coche-electrico> (accessed Jul. 12, 2021).
- [24] P. Díez González, "PRINCIPIOS BÁSICOS DEL VEHÍCULO ELÉCTRICO," UNIVERSIDAD DE VALLADOLID, 2019.
- [25] "Mennekes Tipo 2 Coche Eléctrico | Conector IEC 62196." <https://www.lugenergy.com/mennekes-coche-electrico/> (accessed Feb. 27, 2022).
- [26] "Tipos de Conectores - Evergo." <https://evergonet.com/tipos-de-conectores/> (accessed Feb. 27, 2022).
- [27] FENALCO and ANDI, "INFORME DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS E HÍBRIDOS A ENERO 2021," Bogotá, 2021.
- [28] Unidad de Planeación Minero Energética "UPME," "ANÁLISIS DE INFRAESTRUCTURA DE ELECTROLINERAS EN CIUDADES." Accessed: Jul. 12, 2021. [Online]. Available: [https://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/Infografia2\\_Proyecciones\\_EVSE.pdf](https://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/Infografia2_Proyecciones_EVSE.pdf)
- [29] Zona Eco, "Guía práctica sobre la autonomía de un coche eléctrico," 2021. <https://www.hyundai.com/es/zonaeco/eco-life/recarga/guia-autonomia-coche-electrico>
- [30] ANDEMOS, "Informe Vehículos HEV, PHEV y BEV FEBRERO Colombia, 2021," 2021.
- [31] Mercedes Benz, "Nueva GLC 300 e 4MATIC Coupé." [Online]. Available: <https://dealers.rewebmkt.com/files/20200902022019rrljn-ficha-tecnica-glc-300-e-4matic-eq-coupe.pdf>
- [32] Changan auto, "LA NUEVA MOVILIDAD AHORA HACE PARTE DE CHANGAN CON EL E-STAR 100% ELÉCTRICO." <https://changan.com.co/vehiculos/e-star/>
- [33] "Kia\_SOUL\_EV.pdf."
- [34] BMW, "The BMW I3." <https://www.bmw.com.co/es/all-models/bmw-i/i3/2020/un-vistazo-a-bmw-i3.html>
- [35] RENAULT, "Nuevo Renault ZOE." <https://www.renault.com.co/electricos/zoe.html>

- [36] BYD, “E1 tu primer carro TOTALMENTE ELÉCTRICO.”  
<https://www.bydautocr.com/e1>
- [37] NISSAN, “NUEVO NISSAN LEAF AUTONOMÍA Y RECARGA .”  
<https://www.nissan.com.co/vehiculos/nuevos/nissan-leaf/autonomia-recarga.html>
- [38] D. Ullman, *The Mechanical Design Process*, 4th ed. 1991.
- [39] OSORIO GÓMEZ JUAN CARLOS and OREJUELA CABRERA JUAN PABLO, “El proceso de análisis jerárquico (AHP) y la toma de decisiones multicriterio. EJEMPLO DE APLICACIÓN.” .  
<https://revistas.utp.edu.co/index.php/revistaciencia/article/view/3217/1849>  
(accessed Jul. 07, 2022).
- [40] M. Alghoul, F. Hammadi, N. Amin, and N. Asim, “The role of existing infrastructure of fuel stations in deploying solar charging systems, electric vehicles and solar energy: A preliminary analysis,” *Technological Forecasting and Social Change*, vol. 137, 2018, doi: 10.1016/j.techfore.2018.06.040.
- [41] A. Girard, C. Roberts, F. Simon, and J. García, “Solar Electricity Production and Taxi Electrical Vehicle Conversion in Chile,” *Journal of Cleaner Production*, 2018, doi: 10.1016/j.jclepro.2018.11.092.
- [42] J. Robinson, G. Brase, W. Griswold, C. Jackson, and L. Erickson, “Business Models for Solar Powered Charging Stations to Develop Infrastructure for Electric Vehicles ,” *sustainability*, vol. 6, no. 10, pp. 7358–7387, 2014.
- [43] TESLA, “Charge on the road,” 2020.  
<https://www.tesla.com/supercharger?redirect=n>
- [44] EPM, “La energía solar llega a los hogares y pymes colombianos con la Solución Solar Integral de EPM.” <https://www.epm.com.co/site/la-energia-solar-llega-a-los-hogares-y-pymes-colombianos-con-la-solucion-solar-integral-de-epm>
- [45] Grupo éxito, “El Grupo Éxito comprometido con el medio ambiente con su programa de eficiencia energética,” 2015.  
<https://www.grupoexito.com.co/es/noticias-grupo-exito/el-grupo-exito-comprometido-con-el-medio-ambiente-con-su-programa-de-eficiencia-energetica>
- [46] Terpel, “Informe de sostenibilidad 2019 ,” Bogotá, 2019. [Online]. Available: [https://www.terpel.com/Global/Sostenibilidad/informe\\_sostenibilidad\\_2019.pdf](https://www.terpel.com/Global/Sostenibilidad/informe_sostenibilidad_2019.pdf)

- [47] NASA, "Power data Access." <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>
- [48] Invias(Instituto Nacional de vías), "Mapa de carreteras." <https://hermes.invias.gov.co/carreteras/>
- [49] M. y E. A. Ideam(Instituto de Hidrología, "Atlas de Radiación Solar, Ultravioleta y Ozono de Colombia." <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasRadiacion.html>
- [50] ANI (Agencia nacional de infraestructura), "Ficha de peajes en operación - Datos generales." <https://aniscopio.an.gov.co/carreteras-public/consulta/peajes>
- [51] Google maps, "Ubicación geográfica de Bogotá, Medellín, Manizales, Pereira, Armenia, Ibagué, Barranquilla, Cartagena, Montería.," Apr. 28, 2021.
- [52] NASA, "Power data Access." <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>
- [53] J. Gonzalez Velasco, *Energias renovables*. Editorial Reverte, 2015. [Online]. Available: <https://elibro.net/es/lc/usta/titulos/46748>
- [54] ECOGREEN ENERGY, "Coeficiente de temperatura del módulo fotovoltaico solar," Feb. 08, 2021. <https://www.eco-greenenergy.com/es/coeficiente-de-temperatura-del-modulo-fotovoltaico-solar/> (accessed Oct. 25, 2021).
- [55] LONGI, "LR4-72HPH 425-455M," *Ficha técnica*. Accessed: Oct. 19, 2021. [Online]. Available: <https://www.solartex.co/tienda/wp-content/uploads/2021/02/ficha-tecnica-panel-solar-450-watts-monoperc-longi-LR4-72HPH-425-455M.pdf>
- [56] ZNSHINE SOLAR, "ZXP6-LD72 SERIES," *Ficha técnica*. Accessed: Oct. 20, 2021. [Online]. Available: <https://www.solartex.co/tienda/wp-content/uploads/2021/10/ZNSHINE-SOLAR-345w-ZXP6-LD72.pdf>
- [57] ERA SOLAR, "POLYCRYSTALLINE, 72-CELL SERIES ," *Ficha técnica*. Accessed: Oct. 20, 2021. [Online]. Available: <https://autosolar.co/pdf/ERA-340w.pdf>
- [58] Eco Green Energy, "ATLAS 530-550 W / 144 Cells / 10 Bus Bars Monocrystalline Module," *Ficha Técnica* . doi: 10.40.

- [59] HelioEsfera, “Qué significan las siglas STC y NOCT ? - HelioEsfera.” <https://www.helioesfera.com/que-significan-las-siglas-stc-y-noct/> (accessed Nov. 17, 2021).
- [60] D. Domínguez, “AUTOCONSUMO EN LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS,” Universidad Carlos III de Madrid, Leganés, 2014. Accessed: Jul. 13, 2022. [Online]. Available: [https://e-archivo.uc3m.es/bitstream/handle/10016/26678/TFG\\_Diana\\_Dominguez\\_Duran\\_2014.pdf?sequence=1&isAllowed=y](https://e-archivo.uc3m.es/bitstream/handle/10016/26678/TFG_Diana_Dominguez_Duran_2014.pdf?sequence=1&isAllowed=y)
- [61] Solis, “Accessories Solis Export Power Manager”.
- [62] R. Hernández, “Diseño de un sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica en régimen de autoconsumo para cubrir la demanda de una pequeña industria,” UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE CARTAGENA, Cartagena, 2020.
- [63] R. Ahshan and R. al Abri, *Solar PV system design for a sports stadium*. 2019.
- [64] A. M. Ismail Ali and H. A. Ramadan Mohamed, “Improved P&O MPPT algorithm with efficient open-circuit voltage estimation for two-stage grid-integrated PV system under realistic solar radiation,” *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 137, p. 107805, 2022, doi: 10.1016/j.ijepes.2021.107805.
- [65] C. D. K.-H. R. Falk Antony, “Fotovoltaica para profesionales, diseño, instalación y comercialización de plantas solares fotovoltaicas,” 2006, pp. 154–171.
- [66] Huawei, “Inversor de String Inteligente SUN200-36KTL,” *Ficha Técnica*. Accessed: Jun. 08, 2022. [Online]. Available: <https://www.solartex.co/tienda/wp-content/uploads/2021/06/36-KTL.pdf>
- [67] CPS, “50/60kW, 1000Vdc String Inverters for North America,” *Ficha Técnica*.
- [68] “SERIE TF2 TM 3K-25K,” *Ficha Técnica*. Accessed: Jun. 08, 2022. [Online]. Available: [www.nextcitylabs.com](http://www.nextcitylabs.com)
- [69] Huawei, “Technical Specifications,” *Ficha técnica* . Accessed: Nov. 09, 2021. [Online]. Available: <https://www.solartex.co/tienda/wp-content/uploads/2021/06/SUN2000-100KTL-M1-Datasheet-20190927.pdf>
- [70] Huawei, “Technical Specifications,” *Ficha técnica* . Accessed: Nov. 10, 2021. [Online]. Available: <https://www.solartex.co/tienda/wp-content/uploads/2021/06/SUN2000-100KTL-M1-Datasheet-20190927.pdf>

- [71] C. D. K.-H. R. Falk Antony, "Fotovoltaica para profesionales, diseño, instalación y comercialización de plantas solares fotovoltaicas," 2006, pp. 154–171.
- [72] R. Ahshan and R. al Abri, *Solar PV system design for a sports stadium*. 2019.
- [73] C. Tobajas Vazquez, *Energia solar fotovoltaica*. Cano Pina, 2018. [Online]. Available: <https://elibro.net/es/lc/usta/titulos/45047>
- [74] "NORMA NTC 2050 CÓDIGO ELÉCTRICO COLOMBIANO".
- [75] Carlos. Tobajas, "Instalaciones eléctricas en edificios de viviendas, locales comerciales y parking : incluye instalación de telecomunicaciones," p. 190.
- [76] Donald R. Askeland and Wendelin J. Wright, *Ciencia e ingeniería de materiales*, 7th ed. 2016.
- [77] R. Hernández, "Diseño de un sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica en régimen de autoconsumo para cubrir la demanda de una pequeña industria," UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE CARTAGENA, Cartagena, 2020.
- [78] FEEO Electric, "FPV-63," *Ficha técnica*. Accessed: Jul. 06, 2022. [Online]. Available: <https://www.solartex.co/tienda/wp-content/uploads/2021/02/data-sheet-feeo-breakers-dc.pdf>
- [79] CLAMPER, "DPS CLAMPER SOALR 600 V 40 kA 3P," *Ficha técnica*. Accessed: Jul. 06, 2022. [Online]. Available: [https://www.solartex.co/tienda/wp-content/uploads/2020/05/FT\\_Clamper-Solar\\_00\\_port.pdf](https://www.solartex.co/tienda/wp-content/uploads/2020/05/FT_Clamper-Solar_00_port.pdf)
- [80] Homecenter, "Breaker Industrial Termomagnética Regulable 40KA 44 - 63A - Homecenter.com.co." [https://www.homecenter.com.co/homecenter-co/product/380703/breaker-industrial-termomagnetica-regulable-40ka-44-63a/380703/?kid=bnnext1031760&shop=googleShopping&gclid=Cj0KCQjwof6WBhD4ARIsAOi65aj4IMC3tkQJgOXD8tgWchnNog0riAGI7SH9Go9ylemYAu2da13xPqUaAmGNEALw\\_wcB](https://www.homecenter.com.co/homecenter-co/product/380703/breaker-industrial-termomagnetica-regulable-40ka-44-63a/380703/?kid=bnnext1031760&shop=googleShopping&gclid=Cj0KCQjwof6WBhD4ARIsAOi65aj4IMC3tkQJgOXD8tgWchnNog0riAGI7SH9Go9ylemYAu2da13xPqUaAmGNEALw_wcB) (accessed Jul. 25, 2022).
- [81] Homecenter, "Interruptor Diferencial Riel 63A 4P 30MA 400V - Homecenter.com.co." [https://www.homecenter.com.co/homecenter-co/product/510933/interruptor-diferencial-riel-63a-4p-30ma-400v/510933/?kid=bnnext1031760&shop=googleShopping&gclid=Cj0KCQjwof6WBhD4ARIsAOi65ajle6eke0UOlqHLGdyYErP\\_jT0oeLccD1SQI-H1PZTtoTf9rBM0jnoaArjNEALw\\_wcB](https://www.homecenter.com.co/homecenter-co/product/510933/interruptor-diferencial-riel-63a-4p-30ma-400v/510933/?kid=bnnext1031760&shop=googleShopping&gclid=Cj0KCQjwof6WBhD4ARIsAOi65ajle6eke0UOlqHLGdyYErP_jT0oeLccD1SQI-H1PZTtoTf9rBM0jnoaArjNEALw_wcB) (accessed Jul. 25, 2022).

- [82] A. Antonio. Bayod Rujula, *Sistemas fotovoltaicos*. Prensas Universitarias de Zaragoza, 2009.
- [83] SOLIS, “RHI-3P(5-10)K-HVES-5G.” [https://www.ginlong.com/rhi\\_3pinverter1/34634.html](https://www.ginlong.com/rhi_3pinverter1/34634.html) (accessed Jul. 22, 2022).
- [84] Growatt, “Growatt SPF 4000-12000T DVM - Inversores para almacenamiento de energía sin inyección a red - Growatt.” <https://www.growatt.mx/show-44-622.html> (accessed Jul. 22, 2022).
- [85] Fronius, “Fronius Symo Hybrid 5.0-3-S.” <https://www.fronius.com/es-es/spain/energia-solar/instaladores-y-socios/datos-tecnicos/todos-los-productos/inversor/fronius-symo-hybrid/fronius-symo-hybrid-5-0-3-s> (accessed Jul. 22, 2022).
- [86] Solartex, “Grid Tie Trifasico archivos - Solartex Colombia.” <https://www.solartex.co/tienda/categoria-producto/grid-tie-trifasico/> (accessed Jul. 22, 2022).
- [87] Intertek, “Certificación de producto RETIE.” <https://www.intertek.com.co/electricos-electronicos/certificacion-retie/> (accessed Jul. 22, 2022).
- [88] Envía, “Cotiza.” <https://envia.co/> (accessed Jul. 25, 2022).
- [89] Asociación Colombiana De Ingenieros (ACIEM), “Referencia de Tarifas para la Contratación de Servicios Profesionales de Ingeniería en Colombia.” [aciem.org](http://aciem.org) (accessed Jul. 25, 2022).
- [90] CPM Solar, “¿Cuánto cuesta instalar paneles solares?” <https://cpmsolar.com/2019/11/11/cuanto-cuesta-instalar-paneles-solares-para-una-casa/> (accessed Jul. 26, 2022).
- [91] Comisión de regulación de energía y gas, “INVERSIONES Y GASTOS DE AOM PARA LA ACTIVIDAD DE GENERACIÓN EN ZONAS NO INTERCONECTADAS UTILIZANDO RECURSOS RENOVABLES.” 2012. Accessed: Jul. 26, 2022. [Online]. Available: [https://www.creg.gov.co/sites/default/files/corpoema\\_zni\\_aom.pdf](https://www.creg.gov.co/sites/default/files/corpoema_zni_aom.pdf)
- [92] Congreso de Colombia, *POR MEDIO DE LA CUAL SE REGULA LA INTEGRACIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES AL SISTEMA ENERGÉTICO NACIONAL. EL CONGRESO DE COLOMBIA*. Accessed: Jul. 27, 2022. [Online]. Available: [http://www.upme.gov.co/Normatividad/Nacional/2014/LEY\\_1715\\_2014.pdf](http://www.upme.gov.co/Normatividad/Nacional/2014/LEY_1715_2014.pdf)

- [93] Ieland Blank and A. Tarquin, *Ingeniería económica* , 7th ed. 2012.
- [94] DANE, "IPC\_Variacion.xlsx."  
[https://view.officeapps.live.com/op/view.aspx?src=https%3A%2F%2Fwww.dane.gov.co%2Ffiles%2Finvestigaciones%2Fipc%2Fjul22%2FIPC\\_Variacion.xlsx&wdOrigin=BROWSELINK](https://view.officeapps.live.com/op/view.aspx?src=https%3A%2F%2Fwww.dane.gov.co%2Ffiles%2Finvestigaciones%2Fipc%2Fjul22%2FIPC_Variacion.xlsx&wdOrigin=BROWSELINK) (accessed Aug. 05, 2022).
- [95] Air-e, "Tarifas Atlantico, Magdalena y La guajira Junio 2022." <https://www.air-e.com/Portals/aire/documentos/conoce-nuestras-tarifas/tarifas-2022/air-e-tarifas-junio-2022.pdf> (accessed Jul. 27, 2022).
- [96] Departamento nacional de planeación, "RESOLUCIÓN NÚMERO \*RAD\_R\* ( \*F\_RAD\_R\* )", Accessed: Aug. 01, 2022. [Online]. Available: <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Normatividad/Proyecto%20de%20resolucion%20-%20Tasa%20social%20de%20descuento.pdf>

## ANEXOS

### ANEXO A

El anexo A corresponde a la aplicación del método analítico jerárquico (AHP) y la metodología PUGH durante los procesos de selección de la ruta, el módulo fotovoltaico y el inversor [38], [39]. Cabe resaltar que estos métodos fueron realizados tal como se explica en la sección 1.2.5.

#### Selección de la ruta:

Durante el proceso de selección de la ruta se tuvieron como criterios el número de vehículos eléctricos matriculados, la irradiación solar, el promedio de tráfico vehicular de categoría I y la distancia entre ciudades. En la Tabla 39, se presenta la matriz de comparación donde fueron evaluados cada criterio respecto al otro.

Tabla 39. Matriz de comparación selección de la ruta.

|                                     | # Vehículos eléctricos matriculados | Irradiación | Promedio tráfico | Distancia entre ciudades |
|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------|------------------|--------------------------|
| # Vehículos eléctricos matriculados | 1                                   | 0,14        | 0,33             | 0,33                     |
| Irradiación                         | 7                                   | 1           | 5                | 5                        |
| Promedio tráfico                    | 3                                   | 0,2         | 1                | 3                        |
| Distancia entre ciudades            | 3                                   | 0,2         | 0,33             | 1                        |
| Total                               | 14                                  | 1,54        | 6,67             | 9,33                     |

Fuente: Autores.

Una vez obtenida la matriz de comparación, se realizó la matriz normalizada que permite determinar la ponderación que dio como resultado el valor de importancia de cada criterio (Tabla 40).

Tabla 40. Matriz normalizada selección de la ruta.

|                                     | Matriz normalizada |       |      |       | Ponderación |
|-------------------------------------|--------------------|-------|------|-------|-------------|
| # Vehículos eléctricos matriculados | 0,07               | 0,092 | 0,05 | 0,035 | 0,07        |
| Irradiación                         | 0,5                | 0,64  | 0,75 | 0,535 | 0,63        |
| Promedio tráfico                    | 0,21               | 0,12  | 0,15 | 0,3   | 0,16        |
| Distancia entre ciudades            | 0,21               | 0,12  | 0,05 | 0,107 | 0,13        |
|                                     |                    |       |      | TOTAL | 0,99        |

Fuente: Autores.

De acuerdo con los resultados de la metodología AHP se realizó la evaluación de la matriz PUGH, donde se obtuvo como resultado que la opción que presenta más beneficios es la ruta que conecta barranquilla, Cartagena y Montería (Tabla 41). Cabe resaltar que los valores de importancia fueron redondeados a números enteros.

Tabla 41 Matriz PUGH selección de la ruta.

| Rutas                      |    | A    |     | B  |    | C   |     | D  |    | E  |    |
|----------------------------|----|------|-----|----|----|-----|-----|----|----|----|----|
| Criterio                   | %  | P    | S   | P  | S  | P   | S   | P  | S  | P  | S  |
| # de vehículos eléctricos  | 8  | -1   | -8  | 1  | 8  | 1   | 8   | 0  | 0  | 1  | 8  |
| Irradiación promedio menor | 63 | -1   | -63 | 0  | 0  | -1  | -63 | 1  | 63 | 0  | 0  |
| Tráfico                    | 16 | -1   | -16 | 1  | 16 | -1  | -16 | 0  | 0  | 0  | 0  |
| Distancia entre ciudades   | 13 | -1   | -13 | 0  | 0  | 0   | 0   | 1  | 13 | 1  | 13 |
| Puntaje Total              |    | -100 |     | 24 |    | -71 |     | 76 |    | 21 |    |

P: Puntaje, S: Subtotal. Ruta A: Armenia-Pereira-Manizales, Ruta B: Bogotá-Ibagué (melgar, Girardot), Ruta C: Pereira-Medellín, Ruta D: Montería-Cartagena-Barranquilla, Ruta E: Medellín-Montería-Cartagena. Fuentes: Autores.

#### Selección del módulo fotovoltaico:

Para la selección del módulo se tuvieron como criterios la potencia por unidad de área, el costo y el coeficiente de temperatura para la potencia. En la Tabla 42, se presenta la matriz de comparación donde los criterios fueron evaluados entre sí.

Tabla 42. Matriz de comparación selección del módulo.

|                             | Potencia/Área | Costo | Coefficiente de temperatura |
|-----------------------------|---------------|-------|-----------------------------|
| Potencia/Área               | 1             | 7     | 3,00                        |
| Costo                       | 0             | 1     | 0,25                        |
| Coefficiente de temperatura | 0,3           | 4     | 1                           |
| Total                       | 1             | 12    | 4                           |

Fuente: Autores.

Una vez realizada la matriz de comparación, se realizó la matriz normalizada para obtener la ponderación que dio como resultado el valor de importancia de cada criterio (Tabla 43).

Tabla 43. Matriz normalizada selección del módulo.

|                             | Matriz normalizada |      |       | Ponderación |
|-----------------------------|--------------------|------|-------|-------------|
| Potencia/Área               | 0,68               | 0,58 | 0,71  | 0,66        |
| Costo                       | 0,10               | 0,08 | 0,06  | 0,08        |
| Coefficiente de temperatura | 0,23               | 0,33 | 0,24  | 0,26        |
|                             |                    |      | TOTAL | 1,00        |

Fuente: Autores.

Con base en los resultados de la metodología AHP se realizó la matriz PUGH (Tabla 44), obteniendo como resultado que la opción más favorable es el módulo monocristalino de 450W de la marca Longi. Cabe resaltar que los valores de importancia fueron redondeados a números enteros.

Tabla 44. Matriz PUGH selección del módulo.

| Paneles                            |           | A  |     | B  |    | C  |    | D   |     |
|------------------------------------|-----------|----|-----|----|----|----|----|-----|-----|
| Criterio                           | %         | P  | S   | P  | S  | P  | S  | P   | S   |
| Potencia/Área (W/ m <sup>2</sup> ) | 60        | 1  | 60  | 1  | 60 | 0  | 0  | 0   | 0   |
| Costo (COP)                        | 10        | -1 | -10 | 0  | 0  | 1  | 10 | 0   | 0   |
| Coeficiente de Temperatura (%/°C)  | 30        | 0  | 0   | 0  | 0  | 0  | 0  | -1  | -30 |
|                                    | <b>PT</b> | 50 |     | 60 |    | 10 |    | -30 |     |

Panel A: 540W, Monocristalino ATLAS, Panel B: LR4-72 HPH 450W, Monocristalino, Panel C: 340W, Policristalino ERA, Panel D: ZXP6-LD72 345W Series, Policristalino. **PT**: puntaje total.  
Fuente: Autores.

#### Selección del inversor:

Durante la selección del inversor se tuvieron como criterios el costo por kW, la mantenibilidad y el número total de entradas MPPT. En la Tabla 45, se muestra la comparación donde cada criterio se evaluó respecto al otro.

Tabla 45. Matriz de comparación selección del inversor.

|                | Costo (COP)/kW | Mantenibilidad | Total # MPPT |
|----------------|----------------|----------------|--------------|
| Costo (COP)/kW | 1              | 0,2            | 0,14         |
| Mantenibilidad | 5              | 1              | 0,33         |
| Total # MPPT   | 7              | 3              | 1            |
| Total          | 13             | 4,20           | 1,48         |

Fuente: Autores.

Una vez realizada la matriz de comparación, se realizó la matriz normalizada con el fin de obtener la ponderación que dio como resultado el valor de importancia de cada criterio (Tabla 46).

Tabla 46. Matriz normalizada selección del inversor.

| Matriz normalizada |        |        |        | Ponderación |
|--------------------|--------|--------|--------|-------------|
| Costo (COP)/kW     | 0,0769 | 0,0476 | 0,0968 | 0,0738      |
| Mantenibilidad     | 0,3846 | 0,2381 | 0,2258 | 0,2828      |
| Total # MPPT       | 0,5385 | 0,7143 | 0,6774 | 0,6434      |
|                    |        |        | Total  | 1,000       |

Fuente: Autores

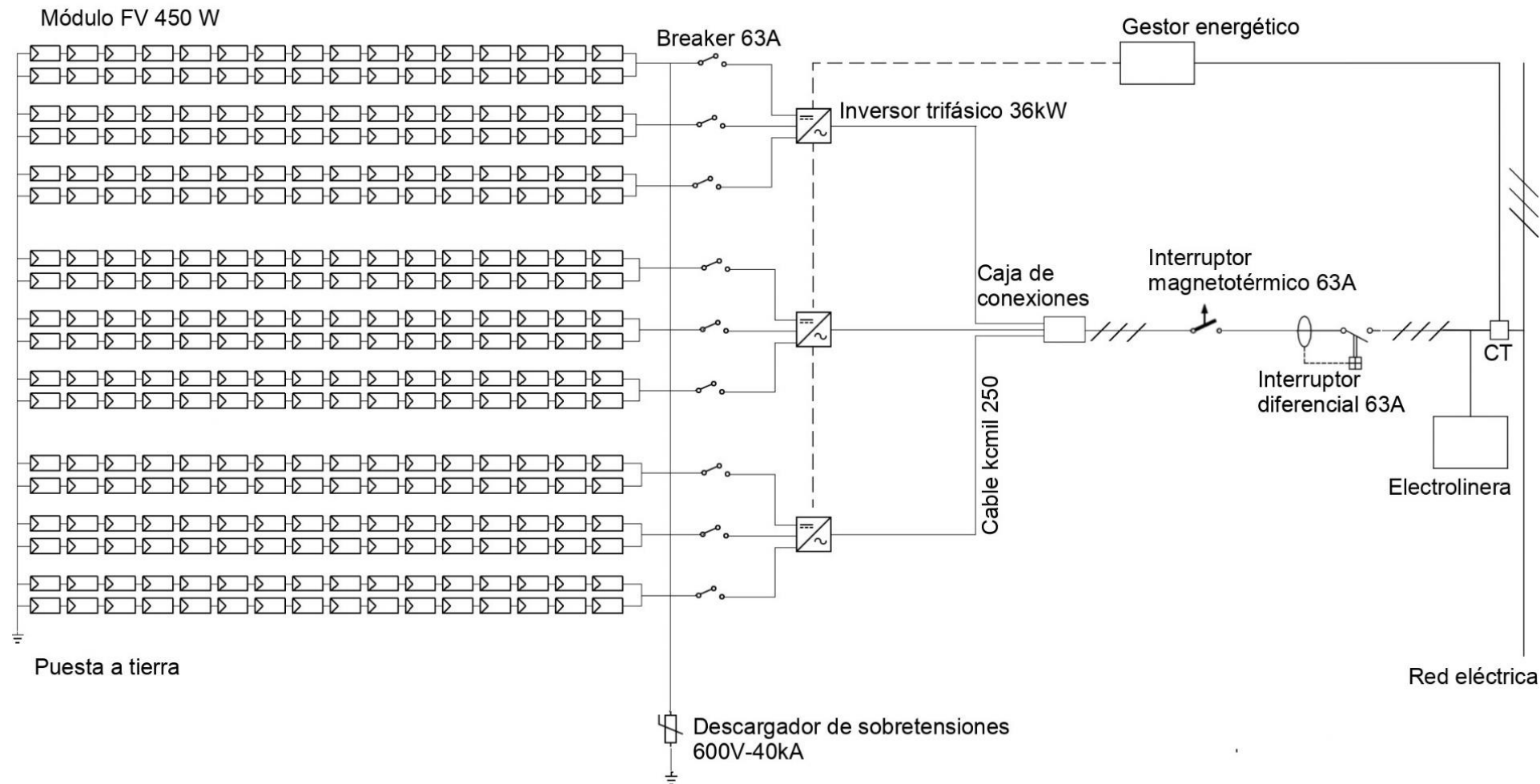
Posteriormente, teniendo en cuenta los resultados de la metodología AHP, se realizó la matriz PUGH (Tabla 47), obteniendo como resultado que la opción más favorable es el usar 3 unidades del inversor conectado a la red de 36 kW de la marca Huawei. Cabe resaltar que los valores de importancia fueron redondeados a números enteros.

Tabla 47. Matriz PUGH selección del inversor.

| Modelo inversor |    | A  |     | B   |     | C  |     | D  |    |
|-----------------|----|----|-----|-----|-----|----|-----|----|----|
| Criterio        | %  | P  | S   | P   | S   | P  | S   | P  | S  |
| Costo (COP)/kW  | 10 | 1  | 10  | 0   | 0   | -1 | -10 | 0  | 0  |
| Mantenibilidad  | 30 | -1 | -30 | 0   | 0   | 1  | 30  | 1  | 30 |
| # MPPT          | 60 | 1  | 60  | -1  | -60 | 1  | 60  | 0  | 0  |
| PT              |    | 40 |     | -60 |     | 80 |     | 30 |    |

\***A:** SUN2000-100KTL-M1 (1 Unidad, 100kW), **B:** CPS SCA50KTL-DO/US-480 (2 unidades, 50 kW), **C:** SUN2000-36KTL (3 unidades, 36 kW), **D:** SERIE TF2TM 3K-25K (4 Unidades, 25kW). Fuente: Autores.

## ANEXO B



## ANEXO C

Este anexo corresponde al modelo matemático del diseño del sistema fotovoltaico, realizado a partir de una hoja de cálculo. Este se encuentra anexado a este documento como un documento de Excel y puede ser encontrado en el siguiente vínculo.



ANEXO C.xlsx

## **ANEXO D**

El Anexo D corresponde a un video tutorial que explica cómo se utiliza el modelo matemático realizado (Anexo C). Este puede ser evidenciado en:

[https://drive.google.com/file/d/1QuJjS\\_sGe6YPJCv9GPw33DzqBzepMpRK/view?usp=sharing](https://drive.google.com/file/d/1QuJjS_sGe6YPJCv9GPw33DzqBzepMpRK/view?usp=sharing)