



**Elaboración de estudios y diseños para proyectos de electrificación en zonas no interconectadas de Colombia**

Eyner Sair Sáenz García

Informe de práctica para optar al título de Ingeniero Electricista

Asesores

Nelson De Jesús Londoño Ospina, Doctor (PhD)

Jonathan Andrés Hincapié Ceballos, Ingeniero Electricista

Universidad de Antioquia

Facultad de Ingeniería

Ingeniería Eléctrica

Medellín, Antioquia, Colombia

2021

Cita	Sáenz García [1]
<b>Referencia</b>	[1] E. S. Sáenz García, “Elaboración de estudios y diseños para proyectos de electrificación en zonas no interconectadas de Colombia”, Trabajo de grado profesional, Ingeniería Eléctrica, Universidad de Antioquia, Medellín, Antioquia, Colombia, 2021.



Centro de Documentación Ingeniería (CENDOI)

**Repositorio Institucional:** <http://bibliotecadigital.udea.edu.co>

Universidad de Antioquia - [www.udea.edu.co](http://www.udea.edu.co)

**Rector:** John Jairo Arboleda Céspedes.

**Decano/Director:** Jesús Francisco Vargas Bonilla.

**Jefe departamento:** Noe Alejandro Mesa Quintero.

El contenido de esta obra corresponde al derecho de expresión de los autores y no compromete el pensamiento institucional de la Universidad de Antioquia ni desata su responsabilidad frente a terceros. Los autores asumen la responsabilidad por los derechos de autor y conexos.

## **Dedicatoria**

Le dedico este trabajo a mi madre y hermanos que siempre estuvieron motivándome en los momentos difíciles, a mi padre quien le hubiese gustado verme en este punto, demás familiares y amigos que confiaron en mis capacidades.

## **Agradecimientos**

Agradezco a la Empresa PRODYM E.S.P S.A.S. por darme la oportunidad de realizar mis prácticas empresariales y así poder colocar en práctica todo lo aprendido durante mi estadía en la universidad.

Así mismo, a mis profesores por todo el apoyo y formación académica brindada y compañeros por su incondicionalidad en esta travesía.

## TABLA DE CONTENIDO

RESUMEN.....	10
ABSTRACT .....	11
I. INTRODUCCIÓN .....	12
II. OBJETIVOS .....	13
A.    Objetivo general .....	13
B.    Objetivos específicos.....	13
III. MARCO TEÓRICO.....	14
A.    Sistema Fotovoltaico Autónomo .....	14
1). Módulos solares .....	14
2). Batería.....	14
3). Regulador.....	14
4). Inversor .....	15
5). Protecciones.....	15
6). Radiación solar .....	15
7). Horas solar pico (HSP).....	15
B.    Red de media tensión .....	15
1). Operador de red (OR).....	15
2). Coordinación de aislamiento .....	16
3). Postes .....	16
4). Crucetas .....	16
4). Aisladores .....	16
5). Puesta a tierra.....	17
6). DGSyS .....	17
7). Transformadores .....	17
8). Conductores .....	17
9). Red de baja tensión.....	18
10). Regulación de voltaje .....	18
11). Pérdidas de potencia .....	18
12). Distancias de seguridad .....	18
IV. METODOLOGÍA .....	19
A.    Para el dimensionamiento de sistemas autónomos.....	19

1). Determinación de la configuración del sistema fotovoltaico .....	19
2). Visita al lugar de implementación .....	19
3). Determinación del consumo energético del usuario por día.....	19
4). Obtención de la irradiación solar .....	20
5). Dimensionamientos de equipos .....	21
B. Para redes de distribución .....	22
1). Visita de equipo topográfico.....	22
2). Diseño de las estructuras de la red de distribución.....	23
3). Seleccionar los conductores a usar en la red de media y baja tensión.....	24
4). Asignación de transformadores .....	25
5). Cálculos eléctricos .....	25
a). Regulación de tensión .....	25
b). Pérdidas de potencia .....	27
c). Coordinación de aislamiento.....	28
d). Selección de DPS .....	30
e). Selección de aisladores .....	33
6). Cálculos mecánicos .....	34
7). Sistema de puesta a tierra .....	35
a). Modelo de suelo de dos capas .....	36
V. RESULTADOS Y ANÁLISIS.....	40
A. Dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos autónomos .....	40
1). Dimensionamiento de los paneles .....	40
2). Dimensionamiento del regulador.....	42
3). Dimensionamiento de baterías.....	43
4). Dimensionamiento del inversor.....	44
5). Cálculo de los conductores .....	45
6). Cálculo de las protecciones .....	45
7). Selección de protección entre panel y regulador .....	46
8). Selección de protección entre regulador y batería.....	46
9). Selección de protección entre batería e inversor .....	46
10). Selección de protección entre inversor y tablero.....	47
11). Esquema.....	47

B. Red de distribución .....	48
1). Selección del conductor .....	48
2). Capacidad de carga del conductor .....	48
3). Regulación de voltaje .....	51
4). Pérdidas de potencia .....	52
5). Selección del transformador .....	53
6). Selección del bajante .....	53
7). Selección del fusible .....	53
8). Coordinación de protecciones .....	54
9). Sistema de Puesta a Tierra (SPT) .....	56
10). Coordinación de aislamiento .....	62
a). Selección de DPS .....	62
b). Selección de aisladores .....	64
11). Cálculo mecánico .....	64
VI. CANTIDADES DE OBRA.....	66
CONCLUSIONES .....	67
REFERENCIAS .....	68

## LISTA DE TABLAS

TABLA I CUADRO DE CARGAS.....	20
TABLA II PROMEDIO DE RADIACIÓN SOLAR.....	20
TABLA III ELECCIÓN DE LA TENSIÓN DEL SISTEMA.....	21
TABLA IV PARÁMETROS PARA HALLAR EL RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN.....	22
TABLA V NORMAS TÉCNICAS USADAS EN EL PROYECTO [10], [11].....	24
TABLA VI FACTOR DE CORRECCIÓN [12].....	26
TABLA VII CONSTANTES DE REGULACIÓN CON FP=0,95.....	27
TABLA VIII CONSTANTES DE PÉRDIDA CON F.P=0,95.....	28
TABLA IX TABLA NIVELES DE AISLAMIENTO NORMALIZADOS PARA LA GAMA I IEC 60071-1 [15].....	29
TABLA X SOBRETENSIONES FASE-TIERRA DEBIDO A UNA FALLA MONOFÁSICA DE ACUERDO CON EL RÉGIMEN DE CONEXIÓN DEL NEUTRO [14].....	30
TABLA XI CORRELACIÓN ENTRE TENSIONES NO DISRUPTIVAS NORMALIZADAS AL IMPULSO DE RAYO Y DISTANCIAS EN EL AIRE MÍNIMAS [16].....	34
TABLA XII VALORES MÁXIMOS DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA [2].....	35
TABLA XIII CURVA MODIFICADA DE SUNDE [19].....	38
TABLA XIV PARÁMETROS DEL PANEL SOLAR SELECCIONADO.....	41
TABLA XV PARÁMETROS DEL REGULADOR SELECCIONADO.....	42
TABLA XVI PARÁMETROS NECESARIOS PARA ELEGIR LA BATERÍA.....	43
TABLA XVII PARÁMETROS NECESARIOS PARA ELEGIR EL INVERSOR.....	44
TABLA XVIII PARÁMETROS DEL INVERSOR SELECCIONADO.....	44
TABLA XIX CALIBRES DE LOS CONDUCTORES.....	45
TABLA XX PARÁMETROS DEL DPS SELECCIONADO.....	45
TABLA XXI PARÁMETROS DEL INTERRUPTOR ENTRE PANEL Y REGULADOR.....	46
TABLA XXII PARÁMETROS DEL INTERRUPTOR ENTRE REGULADOR Y BATERÍA.....	46
TABLA XXIII PARÁMETROS DEL INTERRUPTOR ENTRE BATERÍA E INVERSOR.....	46
TABLA XXIV PARÁMETROS DEL INTERRUPTOR ENTRE INVERSOR Y TABLERO.....	47
TABLA XXV DEMANDA DIVERSIFICADA ELECTRIFICACIÓN RURAL.....	50
TABLA XXVI RESULTADOS CÁLCULO DE REGULACIÓN RAMAL P179-5.....	51
TABLA XXVII RESULTADOS CÁLCULO DE REGULACIÓN RAMAL P179-15.....	51
TABLA XXVIII RESULTADOS DE PÉRDIDAS DE POTENCIA EN EL CIRCUITO.....	52
TABLA XXIX TIPOS DE FUSIBLE [8].....	54
TABLA XXX RESISTIVIDADES MEDIDAS DEL SUELO.....	57
TABLA XXXI TENSIONES DE SOPORTABILIDAD SELECCIONADOS.....	63
TABLA XXXII RESULTADO SELECCIÓN DE AISLADOR.....	64
TABLA XXXIII CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS DEL CONDUCTOR AAAC 1/0 AWG.....	64
TABLA XXXIV CANTIDADES DE OBRA.....	66

## LISTA DE FIGURAS

Fig. 1. Convenciones .....	22
Fig. 2. Levantamiento topográfico .....	23
Fig. 3. Objeto protegido [16].....	31
Fig. 4. Modelo de suelo de las 2 capas.....	36
Fig. 5. Curva de Sunde [18] .....	37
Fig. 6. Configuración de los módulos solares .....	41
Fig. 7. Esquema sistema solar autónomo .....	47
Fig. 8. Número de viviendas .....	49
Fig. 9. Diseño red de distribución .....	55
Fig. 10. Diseño red de distribución .....	56
Fig. 11. Curva de resistividad del suelo .....	57
Fig. 12. Resistividad aparente .....	58
Fig. 13. Datos del terreno .....	58
Fig. 14. Vistas de la configuración del SPT .....	59
Fig. 15. Resistencia del SPT.....	60
Fig. 16. Tensiones de paso .....	60
Fig. 17. Tensiones de contacto.....	61
Fig. 18. Tensiones de potencial .....	61
Fig. 19. Distancias de equipo a proteger [14] .....	62
Fig. 20. Distancias de seguridad.....	65
Fig. 21. Esfuerzos en el apoyo .....	65

## SIGLAS, ACRÓNIMOS Y ABREVIATURAS

<b>RETIE</b>	Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas
<b>NTC</b>	Norma Técnica Colombiana
<b>OR</b>	Operador de Red
<b>IPSE</b>	Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para Zonas No Interconectadas
<b>ZNI</b>	Zonas No Interconectadas
<b>SPT</b>	Sistema de Puesta a Tierra
<b>AAAC</b>	Conductor de Aleación de Aluminio
<b>HSP</b>	Horas Solar Pico
<b>STR</b>	Sistema de Transmisión Regional
<b>SDL</b>	Sistema de Distribución Local
<b>PhD</b>	Philosophiae Doctor

---

## RESUMEN

En Colombia hay muchas zonas no interconectadas, donde el servicio de energía no es constante, lo que provoca un retraso social en estas poblaciones, con este trabajo se buscó que parte de la población de Acandí cuente con un servicio eléctrico, continuo, seguro y confiable, que permita mejorar la calidad de vida de esta población, para esto se implementó lo siguiente: dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos aislados de la red o comúnmente conocidos como sistemas autónomos, para viviendas individuales en el municipio de Acandí-Chocó; este sistema involucraba los siguientes elementos: Paneles solares, Inversores, Reguladores de carga, Baterías, Cables solares, y las respectivas protecciones. Por otro lado, se trabajó en el diseño de redes de distribución aérea; tanto en baja y media tensión en Acandí-Chocó, cumpliendo con los cálculos eléctricos y mecánicos exigidas por el Reglamento Técnico de Instalaciones eléctricas (RETIE), la Norma Técnica Colombiana (ntc 2050) y el operador de red (OR), todo esto se realizó bajo la asesoría de la empresa PRODYM ESP SAS.

***Palabras clave*** — **Electrificación rural, red de distribución, sistemas solares.**

---

## ABSTRACT

In Colombia, there are many non-interconnected areas, where the energy service is not constant, which causes a social delay in these populations, with this work it was aimed that part of the population of Acandí has a continuous, safe, and reliable electrical service, which allows improving the quality of life of this population, for this was implemented: dimensioning of photovoltaic systems isolated from the network or commonly known as autonomous systems, for individual homes in the municipality of Acandí-Chocó; This system involved the following elements: Solar panels, Inverters, Charge regulators, Batteries, Solar wires, and the respective protections. On the other hand, the task was done on the design of air distribution networks; both in low and medium voltage in Acandí-Chocó, complying with the electrical and mechanical calculations required by the Technical Regulation of Electrical Installations (RETIE), the Colombian Technical Standard (ntc 2050) and the network operator (OR), all this is carried out under the guidance of the company PRODYM ESP SAS.

***Keywords — Rural electrification, distribution networks, solar systems.***

## I. INTRODUCCIÓN

Actualmente el sistema interconectado nacional (SIN) abastece de energía eléctrica a la mayor parte de la población colombiana, garantizando a estas personas una mayor calidad de vida. Sin embargo, aún hay zonas donde no llega el fluido eléctrico o sea que, no están conectadas al SIN; estos lugares son comúnmente llamados zonas no interconectadas (ZNI), no hacen parte del SIN por varios factores como: La lejanía al SIN debido al difícil acceso a estos lugares, baja densidad de población, limitado aprovechamiento de recursos energéticos y viabilidad económica. En estas zonas se han implementado diferentes alternativas para garantizar que estos usuarios tengan acceso a la energía eléctrica y así mejoren su nivel de vida y genere un impacto social dentro la comunidad, estas alternativas son: implementación de sistemas fotovoltaicos autónomos y redes de distribución cuya fuente de generación son plantas Diesel.

Para el dimensionamiento de sistemas solares fotovoltaico, debe estar sujeto a la normativa RETIE y la NTC 2050, además se debe entender que tipo de configuración se diseñara, debido a que los sistemas fotovoltaicos tienen las siguientes configuraciones: Sistemas interconectados a la red, y sistemas autónomos o aislado de la red.

Para el diseño y cálculo de redes de distribución se tiene que garantizar el cumplimiento de las normativas del operador de red (OR) de la zona del proyecto, en este caso EMSELCA S.A E.S.P, Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para Zonas No Interconectadas (IPSE) [1] y RETIE [2], con el fin de llevar energía eléctrica a esos usuarios que no gozan de dicho servicio.

Este trabajo se va a enfocar en el diseño de sistemas fotovoltaicos aislados de la red, para viviendas individuales en zonas rurales del departamento del CHOCÓ, pertenecientes a las ZNI y el diseño de redes de distribución para zonas rurales y urbanas en ACANDÍ-CHOCÓ, teniendo en cuenta: los consumos de los usuarios, nivel socioeconómico y las normativas aplicables a estos casos, bajo la asesoría de la empresa PRODYM E.S.P. S.A.S.

## II. OBJETIVOS

### A. *Objetivo general*

Realizar el dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos autónomos y apoyar en el diseño de redes de distribución en ZNI, siguiendo los criterios establecidos por la empresa PRODYM ESP S.A.S y normativas del OR, RETIE, NTC2050 e IPSE.

### B. *Objetivos específicos*

- Elaborar planos y diseños de redes eléctricas en la zona rural de ACANDÍ-CHOCÓ.
- Elaborar memorias de cálculo para sistemas fotovoltaicos autónomos en el departamento del Chocó, y redes de distribución en Acandí-Choco bajo las normativas aplicables.
- Elaborar memorias de cantidades de obra y presupuestos de obras con especificaciones de la empresa PRODYM E.S.P S.A.S.

### III. MARCO TEÓRICO

Con este trabajo de práctica empresarial, se buscó suplir de energía eléctrica a zonas rurales y urbanas de Acandí, que hacen parte de las ZNI, bajo dos alternativas diferentes; como lo son los sistemas fotovoltaicos autónomos a baja tensión en viviendas individuales y el diseño de redes de distribución aérea, que incluye red de media tensión, las que tienen tensiones por debajo de 57,5 kV y red de baja tensión menores a 1000V [2], garantizando un servicio continuo, seguro y confiable.

#### A. *Sistema Fotovoltaico Autónomo*

Es un sistema que capta la radiación proveniente del sol y la transforma en energía eléctrica mediante los siguientes equipos: Módulos o paneles solares, regulador, inversor, batería [3]–[5]. Este sistema no requiere de una conexión a la red para ofrecer servicio eléctrico, además se adaptan en lugares remotos de difícil acceso.

##### 1). *Módulos solares*

Dispositivo que transforma la energía proveniente del sol, en energía eléctrica, mediante una serie de procesos [5].

##### 2). *Batería*

Es el elemento donde se almacenará la energía cuando los paneles estén entregando más energía de lo que están consumiendo las cargas, y para abastecer de fluido eléctrico en los momentos que no se encuentre generando los paneles [5].

##### 3). *Regulador*

Dispositivo que controla la carga y descarga de la batería, regula el voltaje del sistema, y la energía producida por el sistema fotovoltaico [5].

#### 4). *Inversor*

Dispositivo que convierte corriente continua (DC) de los módulos solares a corriente alterna (AC) a una frecuencia determinada para el consumo de los usuarios [4].

#### 5). *Protecciones*

Son los elementos que garantizaran la seguridad en la instalación ante un fallo en el sistema, estos pueden ser en DC y AC.

#### 6). *Radiación solar*

Es la energía electromagnética emitida por el sol, la cual varía dependiendo de la ubicación geográfica. Las unidades de medida de la radiación solar son los W/m<sup>2</sup> [3].

#### 7). *Horas solar pico (HSP)*

Es una unidad de medida de energía, suponiendo una irradiancia constante de 1000 W/m<sup>2</sup> [3].

### B. *Red de media tensión*

En este trabajo de práctica empresarial se abordarán las redes de media tensión aéreas desnudas, que está conformada por un conjunto de conductores, sus elementos de instalación y accesorios, proyectado para operar a tensiones normalizadas de distribución primaria, que parte de un sistema de generación o de un sistema de transmisión [6].

#### 1). *Operador de red (OR)*

Empresa de servicios públicos encargada de la operación y mantenimiento de todo o parte de un sistema de transmisión regional (STR) o un sistema de distribución local (SDL) [2].

## *2). Coordinación de aislamiento*

La coordinación de aislamiento consiste en la selección de un conjunto de tensiones soportadas normalizadas para caracterizar el aislamiento de equipos, en función de las sobretensiones que podrían aparecer en el sistema, teniendo en cuenta las condiciones ambientales y características de los dispositivos de protección [2].

## *3). Postes*

Elementos que dan soportes a los conductores, aisladores, entre otros accesorios, estos pueden ser de madera, concreto, fibra de vidrio o metálicos y sus características de peso, longitud y resistencia a la rotura son determinadas por el tipo de construcción de los circuitos.

## *4). Crucetas*

Son empleadas para sostener mediante accesorios adecuados, las líneas primarias generalmente de 7.620, 13.200, 34.500 y 44.000 voltios. Las crucetas están diseñadas en varias dimensiones y construidas en hierro galvanizado o en madera. Además, también pueden soportar elementos de protección y de maniobra tales como cajas primarias, pararrayos, cuchillas, entre otros.

## *4). Aisladores*

Sirven para aislar los conductores bajo tensión de los apoyos que soportan la línea. Los aisladores son fabricados en vidrio, porcelana y materiales epóxicos. La principal función del aislador es evitar el paso de la corriente al apoyo [6].

### 5). *Puesta a tierra*

Grupo de elementos conductores equipotenciales, en contacto eléctrico con el suelo o una masa metálica de referencia común [2]. Las redes de media tensión se protegerán mediante la instalación de puestas a tierra (SPT) bajo los siguientes criterios:

- Todos los Centros de Transformación dispondrán de una SPT que garantice su protección antes descargas atmosféricas ( $< 10 \text{ Ohm}$ ).
- Se instalará Un SPT en postes terminales ( $< 25 \text{ Ohm}$ ).
- También se debe garantizar que las tensiones de paso y contacto no superen los valores permitidos por el RETIE.

### 6). *DGSyS*

Software para realizar diseños de puesta a tierra y verificar cumplimiento de las tensiones de paso y contacto en las subestaciones tipo postes.

### 7). *Transformadores*

Los transformadores de distribución reciben la potencia transportada por los circuitos primarios desde la planta Diesel en este proyecto, a valores adecuados para los consumidores que estén conectados a los circuitos secundarios del sistema.

### 8). *Conductores*

Es el modo para transportar la energía desde la planta Diesel hasta los usuarios, los que se serán utilizados en este trabajo son de aleación de Aluminio (AAAC).

### *9). Red de baja tensión*

Las redes de baja tensión son la parte del sistema de distribución que finalmente suministra el servicio de energía eléctrica a los usuarios [7] y están conformadas por diferentes equipos eléctricos que operan a una tensión menor de 1000 V.

### *10). Regulación de voltaje*

Valor máximo que la tensión puede variar, los criterios de diseño de la red de distribución rural toman como límite máximo de regulación el 5% [8].

### *11). Pérdidas de potencia*

Potencia máxima que se puede disipar en la red secundaria, tiene como límite máximo 3% [8].

### *12). Distancias de seguridad*

Las distancias de seguridad son los valores mínimos de separación que deben tener los conductores y partes energizadas de una estructura, con respecto a construcciones civiles y otros conductores, para cumplir con las siguientes funciones [6]:

- Dificultar el contacto entre personas y circuitos o equipos energizados.
- Impedir que las redes de un distribuidor entre en contacto con ellas mismas o con redes de otro y con la propiedad pública o privada.

Todas las distancias de seguridad se deben medir desde las superficies de los conductores o elementos energizados y se deberán cumplir estas distancias tanto vertical como horizontalmente [2]. Las distancias de seguridad se encuentran establecidas en el RETIE y en la NTC 2050.

## IV. METODOLOGÍA

A continuación, se describe la metodología que se usó en el proyecto de “Elaboración de estudios y diseños para proyectos de electrificación en zonas no interconectadas de Colombia”.

### *A. Para el dimensionamiento de sistemas autónomos*

#### *1). Determinación de la configuración del sistema fotovoltaico*

Para iniciar con un dimensionamiento de sistemas solares, es necesario conocer qué tipo de configuración de sistemas fotovoltaicos se requiere implementar. Los sistemas interconectados a la red o no conectados a la red, comúnmente conocidos como sistemas autónomos, para este trabajo de práctica empresarial se trabajó con el de sistemas autónomos.

#### *2). Visita al lugar de implementación*

Ya establecida la configuración a usar, se determinó las coordenadas del lugar donde se planeó la implementación del proyecto solar para viviendas individuales. En este caso el proyecto se encuentra en el municipio de Acandí-Chocó, cuyas coordenadas geográficas son las siguientes: Latitud:8,510719; Longitud: -77,277643.

#### *3). Determinación del consumo energético del usuario por día*

Se determina el consumo de acuerdo a los aparatos eléctricos que hay en la vivienda y el tiempo de uso diario, en la TABLA I se muestra en detalle el consumo energético de la vivienda.

TABLA I  
CUADRO DE CARGAS

ITEM	Descripción	Cantidad	Potencia (W)	Potencia Total (W)	Horas / día	Energía (Wh/día)
1	Aire acondicionado	1	1310	1310	5	6550
2	Ventilador	2	80	160	5	800
3	Nevera (refrigeración)	1	100	100	6	600
4	Licuadora	1	300	300	0,08	24
5	Luminaria	1	10	10	6	60
6	Plancha	1	1000	1000	0,08	80
8	TV	2	150	300	5	1500
Potencia instalada (W)				3180		
Energía requerida por día (Wh/día)						9614

#### 4). Obtención de la irradiación solar

Una vez establecida las coordenadas geográficas de la zona, se busca en [9] la radiación solar del lugar, y con esto poder establecer las Horas solar pico (HSP). Los datos obtenidos corresponden a la radiación solar promedio por mes durante los años 2005-2015, con una inclinación para los paneles de 15° y un ángulo de azimut de 0°, ver TABLA II.

TABLA II  
PROMEDIO DE RADIACIÓN SOLAR

Meses	Días	Radiación solar (kWh/m <sup>2</sup> )
Enero	31	164,03
Febrero	28	146,92
Marzo	31	145,65
Abril	30	136,26
Mayo	31	134,57
Junio	30	139,26
Julio	31	146,29
Agosto	31	152,66
Septiembre	30	147,19
Octubre	31	156,24
Noviembre	30	149,26
Diciembre	31	156,65

Con la TABLA II se busca el mes más crítico, es decir, el que tenga menos radiación solar para poder determinar el dimensionamiento de los equipos solares como; Paneles solares, Regulador, Batería, Inversor, y también determinar las HSP.

De la TABLA II se observa que el mes crítico es mayo, y tiene una radiación solar de 134,57 kWh/m<sup>2</sup>, ahora con la ecuación 1 se calculan las HSP.

$$HSP = \frac{\text{Radiación solar mes crítico}}{\# \text{ de días del mes crítico}} \quad (1)$$

$$HSP = \frac{134,57}{31} = 4.34 \text{ h}$$

#### 5). Dimensionamientos de equipos

Después de conocer lo anterior, se procedió con el dimensionamiento del sistema fotovoltaico, por lo cual es necesario determinar la tensión del sistema, el cual se basó de la TABLA III.

TABLA III  
ELECCIÓN DE LA TENSIÓN DEL SISTEMA

Potencia (W)	Tensión del sistema (V)
0-800	12
601-1600	24
1601-3200	48
>3200	120

Ahora se detalla el rendimiento que va tener todo el sistema, para este caso hay que tener en cuenta el porcentaje de pérdidas de los equipos a usar, y los días de autonomía que tendrá el sistema. En la TABLA IV se detallan el porcentaje de perdidas asociadas a los equipos.

TABLA IV  
PARÁMETROS PARA HALLAR EL RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN

Acumulados nuevos, sin descargas intensas	Kb	0,050
Baterías de baja auto descarga, sin mantenimiento	Ka	0,002
Rendimiento inversor 95%	Ki	0,050
Controlador muy eficiente	Kr	0,000
Si se ha realizado un estudio detallado de pérdidas en equipos	Kv	0,050
Batería descargada hasta el 80%	Pd	0,800
Vivienda individual	N	1,000

Para hallar el rendimiento general del sistema solar fotovoltaico se aplica la ecuación 2:

$$R = (1 - k_b - k_i - k_r - k_v) * \left(1 - k_a * \frac{N}{P_d}\right) \quad (2)$$

### B. Para redes de distribución

#### 1). Visita de equipo topográfico

Para realizar el levantamiento de la red de distribución, hay que tener presente las convenciones del proyecto, la cual se presenta en la Fig. 1.

CONVENCIONES	
	Poste de fibra de 8m x 510 proyectado
	Poste de fibra de 8m x 750 proyectado
	Poste de fibra de 12m x 510 proyectado
	Poste de fibra de 12m x 750 proyectado
	Poste de fibra de 12m x 1.050 proyectado
	Poste de fibra de 14m x 510 proyectado
	Poste de fibra de 14m x 750 proyectado
	Poste de concreto de 12m x 510 existente
	Poste de fibra de 12m x 750 existente
	Templete primario convencional proyectado
	Templete primario tipo bandera proyectado
	Templete primario con poste auxiliar proyectado
	Templete primario poste a poste proyectado
	Templete primario tipo farol proyectado
	Templete primario doble proyectado
	Templete secundario convencional proyectado
	Templete secundario tipo farol proyectado
	Templete secundario con poste auxiliar proyectado
	Templete secundario poste a poste proyectado
	Puesta a tierra primaria proyectada
	Puesta a tierra secundaria proyectada
	Línea primaria desnuda existente
	Línea primaria desnuda proyectada (AAAC ó ACSR)
	Línea secundaria trenzada proyectada (Triplex ó cuádruplex)
	Línea primaria semiasilada (ecológica) proyectada
	Número de conductores en la línea
	Número de usuarios por poste
	Transformador trifásico proyectado
	Transformador monofásico proyectado
	Cimentación de media tensión / Cimentación de baja tensión

Fig. 1. Convenciones



TABLA V  
NORMAS TÉCNICAS USADAS EN EL PROYECTO [10], [11]

Normas	Descripción	Uso
NC321	Estructuras básicas circuitos de nivel I en conductor trenzado.	Red de baja tensión, tanto monofásico como trifásico.
NC322	Final de circuito nivel I en conductor trenzado.	Red de baja tensión, tanto monofásico como trifásico.
NC323	Circuito nivel I sencillo con derivación en conductor trenzado.	Red de baja tensión, tanto monofásico como trifásico.
NC326	Circuito nivel I sencillo en conductor trenzado construcción angular de 90°.	Red de baja tensión, tanto monofásico como trifásico.
RA3-007	Aisladero monofásico.	Red de media tensión monofásica.
RA3-011	Suspensión con neutro superior.	Red de media tensión monofásica.
RA3-012	Ángulo con neutro superior de 5 a 60 grados.	Red de media tensión monofásica.
RA3-013	Terminal con neutro superior.	Red de media tensión monofásica.
RA3-014	Referencia con neutro superior.	Red de media tensión monofásica.
RA3-018	Derivación monofásica de un circuito de 13.2 kV.	Red de media tensión monofásica.
RA3-026	Montaje de transformador tipo convencional.	Red de media tensión monofásica.
RA2-007	Aisladero trifásico en cruceta metálica.	Red de media tensión trifásica.
RA2-011	Suspensión en V-13.2 kV -neutro superior- cruceta 1500 mm, al centro.	Red de media tensión monofásica trifilar.
RA2-012	Ángulo en V-13.2 kV -neutro superior- cruceta 1500 mm, al centro.	Red de media tensión monofásica trifilar.
RA2-013	Terminal en V-13.2 kV -neutro superior- cruceta 1500 mm, al centro.	Red de media tensión monofásica trifilar.
RA2-014	Referencia en V-13.2 kV -neutro superior- cruceta 1500 mm, al centro.	Red de media tensión monofásica trifilar.

### 3). *Seleccionar los conductores a usar en la red de media y baja tensión*

Para seleccionar el conductor de media tensión se basa en criterio de la empresa PRODYM ESP SAS, para seleccionar los conductores en baja tensión se deben tener en cuenta varios factores

como lo son: Capacidad de carga del conductor, regulación de voltaje (máxima caída de tensión), pérdidas de potencia.

#### 4). *Asignación de transformadores*

Ya conociendo la ubicación de los usuarios y la proyección de la red, se procedió con la asignación de transformadores.

#### 5). *Cálculos eléctricos*

Ya haber seleccionado los transformadores y definido las normas, se comenzó con la realización de los cálculos eléctricos.

##### a). *Regulación de tensión*

La regulación de voltaje es la diferencia de voltaje entre el emisor (VE) y el receptor (VR) con respecto al voltaje del receptor, como se muestra en la ecuación 3.

$$\%R = \frac{|V_E| - |V_R|}{|V_R|} \times 100 \quad (3)$$

La regulación representa el porcentaje de caída de tensión existente en un tramo de red por el cual se suministra carga a un grupo de usuarios.

Para calcular la regulación en las redes secundarias se utilizará la siguiente metodología [12].

$$\%R = F_C \frac{K_G}{V_L^2} M \quad (4)$$

Donde:

M = Momento eléctrico. Se calcula como el producto de la potencia aparente en [kVA] y longitud del tramo en metros [m].

$F_c$  = Factor de corrección. Se establece de acuerdo al tipo de conexión y al tipo de sistema del circuito.

$V_L$  = Voltaje de línea [V].

$K_G$  = Constante de regulación generalizada del conductor.

$R$  = Resistencia por unidad de longitud [ $\Omega$ /km].

$$K_G = KG * 100 \quad (5)$$

$$KG = (RCOS\Phi + XLSEN\Phi) \quad (6)$$

$XL$ : Es la reactancia inductiva por unidad de longitud [ $\Omega$ /km].

$\Phi$ : Ángulo de factor de potencia.

Los valores que den en  $K_G$  serán multiplicados por un factor de corrección como se detalla en la TABLA VI si el sistema no es trifásico tetrafilar balanceados en baja tensión.

TABLA VI  
FACTOR DE CORRECCIÓN [12]

Tipo de subestación	Tipo de red		
	Monofásica (FN)	Bifilar (FF)	Trifilar (FFN)
Monofásica	8	2	2
Trifásica	6	1,732	2,25

De manera resumida la regulación para el momento eléctrico se calcula como:

$$\% R = K_1 * M \quad (7)$$

Donde:

$$K_1 = F_c \frac{K_G}{V_L^2} \quad (8)$$

Donde:

$K_1$  : Es la constante de regulación del conductor y es diferente para cada calibre, depende de la tensión, la configuración de conductores y el factor de potencia.

En este trabajo por tratarse de red de distribución en área rural se toma un factor de potencia FP de 0,95.

Con los resultados, en la TABLA VII se presentan las constantes de regulación del conductor 2 AWG, tomando los criterios anteriores.

TABLA VII  
CONSTANTES DE REGULACIÓN CON FP=0,95

Conductor		Cte Reg. monofásica a 240 V	Cte Reg. trifásica a 208 V
2 AWG	TRIPLEX 2	0,0035	
1/0 AWG	TRIPLEX 1/0	0,0023	
2/0 AWG	TRIPLEX 2/0	0,0018	
1/0	CUADRUPLEX 1/0		0,0015
2/0	CUADRUPLEX 2/0		0,0012

En la ecuación 9 se muestra como se calcula el momento eléctrico que se usó en la elaboración de este proyecto de práctica empresarial.

$$M = Longitud * \left( N^{\circ} Usuarios * \frac{kVA}{Usuarios} + N^{\circ} Luminarias * \frac{kVA}{Luminarias} \right) \quad (9)$$

#### b). Pérdidas de potencia

Las pérdidas en las redes de distribución se producen en los conductores de los circuitos primarios y secundarios, en los devanados y núcleos de los transformadores de distribución [13]. Debido a esto se necesita una correcta selección de conductores y de niveles de pérdidas.

Al igual que en el cálculo de regulación, para el cálculo de pérdidas de potencia también hay que determinar las constantes de pérdidas, el cual va depender del nivel de tensión, sistema, factor de potencia y conductor. Estas constantes se ven reflejadas en la TABLA VIII.

TABLA VIII  
CONSTANTES DE PÉRDIDA CON F.P=0,95

Conductor		Cte pérdida monofásica a 240 V	Cte pérdida trifásica a 208 V
2 AWG	TRIPLEX 2	0,0038	
1/0 AWG	TRIPLEX 1/0	0,0024	
2/0 AWG	TRIPLEX 2/0	0,0019	
1/0	CUADRUPLEX 1/0		0,0016
2/0	CUADRUPLEX 2/0		0,0012

Para calcular las pérdidas en sistemas trifásicos se hace de la siguiente manera:

$$\%P = \frac{R * M}{V_L^2 * \cos\Phi} 100 \quad (10)$$

Donde:

M = Momento eléctrico en kVA\*m.

R= Resistencia por unidad de longitud [ $\Omega$ /km].

$\Phi$ : Ángulo de factor de potencia.

$V_L$  = Voltaje de línea [v].

Nota: Para sistemas diferentes al trifásico tetrafililar la ecuación anterior se debe multiplicar por el factor de corrección de la TABLA VI.

Para hallar las pérdidas totales del circuito hay que aplicar las ecuaciones 11 y 12.

$$\frac{kVA}{\text{totales tramos}} = N^\circ \text{ Usurios} * \frac{kVA}{\text{Usuarios}} + N^\circ \text{ Luminarias} * \frac{kVA}{\text{Luminarias}} \quad (11)$$

$$\frac{kVA}{\text{tramo}} = \%P * \frac{\left(\frac{kVA}{\text{totales tramos}}\right)}{100} \quad (12)$$

### c). Coordinación de aislamiento

La coordinación de aislamiento consiste en la selección de un conjunto de tensiones soportadas normalizadas para caracterizar el aislamiento de equipos, en función de las sobretensiones que podrían aparecer en el sistema, teniendo en cuenta las condiciones ambientales y características de los equipos [14].

Los niveles de aislamientos a tener en cuenta son los de la IEC, como se observa en la TABLA IX.

TABLA IX  
TABLA NIVELES DE AISLAMIENTO NORMALIZADOS PARA LA GAMA I IEC 60071-1 [15]

Tensión más elevada para equipos $V_m$ [kV] (valor rms)	Tensión de soportabilidad	
	normalizada para impulsos de corta duración a frecuencia industrial [kV] (valor rms)	normalizada para impulsos tipo rayo [kV] (valor pico)
3,6	10	20
		40
7,2	20	40
		60
12	28	60
		75
17,5	38	95
		75
24	50	95
		125
36	70	145
		170
52	95	250
		325
72,5	140	325
		450
123	(185) 230	550
		(450)
145	230 275	550
		650
170	(230) 275 325	(550)
		650
245	275 325	750
		(650)
	(275) (325)	(650)
		(750)
	360 395	850
		950
	460	1050

**Nota:** Si los valores entre paréntesis son insuficientes para probar que las tensiones soportadas especificadas entre fases se cumplen, se requieren ensayos complementarios de tensiones soportadas entre fases.

d). *Selección de DPS*

Para la selección del DPS hay que tener en cuenta.

- Determinación de las tensiones de coordinación ( $V_{cw}$ ).
- Para el cálculo de estas tensiones de coordinación, se deben calcular las temporales de corta duración y de frente rápido.
- Tensiones de coordinación temporales de corta duración.
- Las fallas de fase a tierra son las que originan mayores sobretensiones temporales y dependen del régimen de conexión del neutro. En la TABLA IX se observan algunas magnitudes de sobretensión.

TABLA X  
SOBRETENSIONES FASE-TIERRA DEBIDO A UNA FALLA MONOFÁSICA DE ACUERDO CON EL RÉGIMEN DE CONEXIÓN DEL NEUTRO [14]

Sistema	Magnitud de la sobretensión sobre la tensión Fase-Tierra del sistema, Elg.
Sistema con alta resistencia a tierra o sistemas en delta.	1,73
Sistema con baja resistencia a tierra y múltiple conexión a tierra.	1,25
Sistema con alta resistencia a tierra y múltiple conexión a tierra.	1,35
Sistema con baja resistencia a tierra y puesto a tierra sólo en los extremos.	1,4

$$V_{cw}(\text{temporales}) = V_{LN} * E_{lg} \quad (13)$$

Donde:

$V_{cw}$ : Tensión no disruptiva de coordinación de impulso temporal de corta duración.

$V_{LN}$ : Tensión de fase-tierra del sistema.

$E_{lg}$ : Factor para el cálculo de la sobretensión.

Tensiones de coordinación de frente rápido:

Estas son debidas al impulso tipo rayo, y se obtienen de las siguientes ecuaciones, tanto para aislamiento interno y externo.

$$V_{cw}(\text{frente rápido aislamiento interno}) = LPL + \frac{A}{N} * \frac{L(\text{aislamiento interno})}{L_{sp} + L_a} \quad (14)$$

$$V_{cw}(\text{frente rápido aislamiento externo}) = LPL + \frac{A}{N} * \frac{L(\text{aislamiento externo})}{L_{sp} + L_a} \quad (15)$$

$V_{cw}$ : Tensión no disruptiva de coordinación de impulso tipo rayo.

$LPL$ : Tensión residual al impulso tipo rayo del DPS [kV], dato del fabricante (38,5 kV).

$A$ : Factor que se calcula de acuerdo al sistema.

En este caso es 900 V, ya que las crucetas que con las que cuenta el proyecto están puestas a tierra y es un sistema de distribución.

$N$ : Número mínimo de redes de distribución conectadas a la subestación que permanecen en servicio durante una tormenta eléctrica.

$L$ : Distancia equivalente de separación entre el DPS y el elemento a proteger [m],

$L=a1+a2+a3+a4$ , ver Fig. 3.

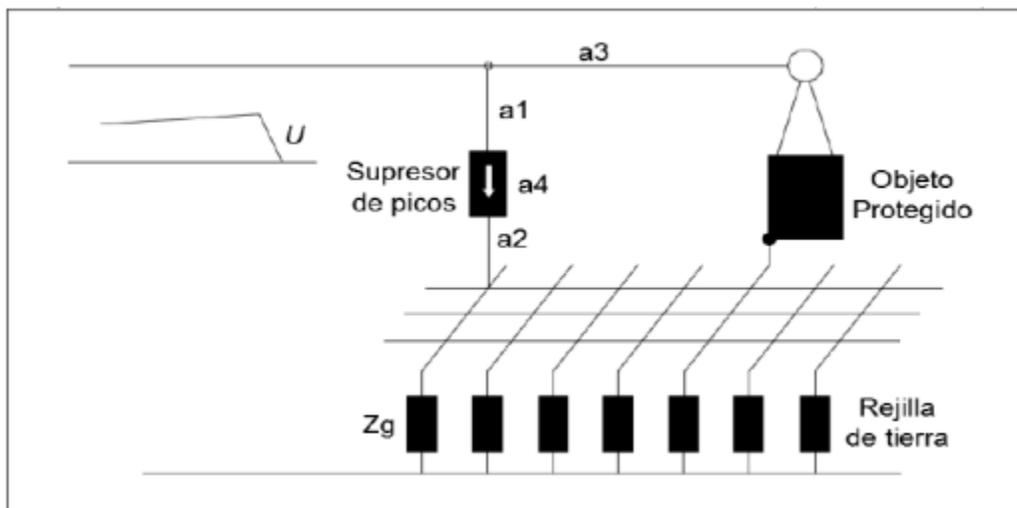


Fig. 3. Objeto protegido [16]

$a1$ : Longitud entre el punto de conexión del DPS y la línea [m].

$a2$ : Longitud de la conexión a tierra del descargador de sobretensiones [m].

a3: Longitud del conductor de fase entre el descargador de sobretensiones y el aislamiento del equipo a proteger [m], normalmente hay un valor para aislamiento interno y externo).

a4: Longitud del descargador se sobretensiones.

$L_{sp}$ : Longitud media del vano [m].

$L_a$ : Sección de la línea con una tasa de salidas igual a la tasa de falla aceptable.

$$L_a = \frac{R_a}{R_{km}} \quad (16)$$

$R_a$ : Tasa de fallas máximas tolerables [fallas/año].

Para el nivel de tensión II, se asume 15 fallas-año.

$R_{km}$ : Tasa de salidas por año observadas por el primer km de la línea [falla/m-año].

Se asume para el sistema del trabajo como una tasa de 5 fallas/100 km – año.

Ya con los datos conocido se procede a calcular.

$$V_{cw}(\text{frente rápido aislamiento interno}) = LPL + \frac{A}{N} * \frac{L(\text{aislamiento externo})}{L_{sp} + L_a}$$

Determinación de las tensiones de soportabilidad requerida ( $V_{rw}$ ).

Para determinar estas tensiones es aplicar un factor de seguridad a las tensiones  $V_{cw}$ , como se muestran en las ecuaciones.

Para aislamiento interno

$$V_{rw} = V_{cw} * 1.15 \quad (17)$$

Para aislamiento externo

$$V_{rw} = V_{cw} * 1.05 * \delta \quad (18)$$

Donde:

$$\delta = e^{m \cdot \left(\frac{h}{8150}\right)} \quad (19)$$

$\delta$ : Factor de corrección por altura sobre el nivel del mar.

m: coeficiente exponencial de corrección se asume =1.

h: altura sobre el nivel del mar.

*e). Selección de aisladores*

Para la selección de aisladores hay que tener en cuenta la distancia de fuga, arco y la separación que tendrán las fases.

La tensión de operación continua, las sobretensiones temporales y el grado de contaminación del ambiente determinan la longitud de la cadena de aisladores y la forma de los elementos que la componen. En sistemas con neutro puesto a tierra, se diseñan los aisladores para que soporten la mayor tensión del sistema de fase a tierra. Para factores de falla a tierra superiores, es necesario tener en cuenta las sobretensiones temporales [14]

$$\text{Distancia de fuga} = V_{\text{aislador}} * \delta * D_{\text{fuga}} \quad (20)$$

Donde:

*Dfuga*: Distancia de fuga específica nominal mínima para el nivel de contaminación [mm/kV].

$$D_{\text{fuga}} = 16 \left[ \frac{\text{mm}}{\text{kV}} \right], \text{ para un grado de contaminación ligero.}$$

Para determinar la distancia de arco mínima y fases, se usa la TABLA XI.

TABLA XI  
CORRELACIÓN ENTRE TENSIONES NO DISRUPTIVAS NORMALIZADAS AL IMPULSO DE RAYO Y  
DISTANCIAS EN EL AIRE MÍNIMAS [16]

Tensión no disruptiva normalizada al impulso tipo rayo kV	Distancia mínima en el aire mm	
	Estructura punta	Estructura conductora
20	60	
40	60	
60	90	
75	120	
95	160	
125	220	
145	270	
170	320	
200	380	
250	480	
325	630	
380	750	
450	900	
550	1100	
650	1300	
750	1500	
850	1700	1600
1050	1900	1700
1175	2350	2200
1300	2600	2400
1425	2850	2600
1550	3100	2900
1675	3350	3100
1800	3600	3300
1950	3900	3600
2100	4200	3900
2250	4500	4150
2400	4800	4450
2550	5100	4700
2700	5400	5000

### 6). Cálculos mecánicos

Con el cálculo mecánico de los conductores se puede determinar las tensiones y la flecha del conductor para una determinada longitud de vano, de forma tal, que la tensión máxima de rotura no sea superada y que la flecha no viole las distancias mínimas de seguridad en los diferentes lugares definidos por el RETIE [17], y además garantizar que los postes seleccionados soporten todos los esfuerzos a lo que serán sometidos.

### 7). Sistema de puesta a tierra

Para hacer el diseño de puesta a tierra, se usó el software DGSyS. Lo primero que se realizó para la medición del sistema de puesta a tierra, fue determinar las resistividades del terreno.

Para el diseño de puesta a tierra se busca garantizar que la resistencia de puesta a tierra sea inferior a la exigida y que las tensiones de paso y contacto estén por debajo de las tensiones máximas tolerables cuando se presente una falla.

En la TABLA XII se muestra los valores máximos de resistencia de puesta a tierra permitido por el RETIE, de acuerdo a su aplicación.

TABLA XII  
VALORES MÁXIMOS DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA [2]

Aplicación	Valores máximos de resistencia de puesta a tierra.
Estructuras y torrecillas metálicas de líneas o redes con cable de guarda.	20 $\Omega$ .
Subestaciones de alta y extra alta tensión.	1 $\Omega$ .
Subestaciones de media tensión.	10 $\Omega$ .
Punto neutro de acometida en baja tensión.	25 $\Omega$ .
Redes para equipos electrónicos o sensibles	10 $\Omega$ .

Con el sistema de puesta a tierra se busca:

- Proporcionar una vía rápida de descarga de baja impedancia con el fin de mejorar y asegurar el funcionamiento de protecciones.
  - Proporcionar seguridad al personal.
  - Tensiones de Paso y Contacto Permisibles.
- **Tensión de Paso:** Es la diferencia de potencial entre dos puntos de un terreno que pueden ser tocados simultáneamente por una persona; su valor permisible esta dado por:

$$E_p = \frac{165 + \rho_s}{\sqrt{t}} \quad (21)$$

Donde:

$E_p$  = Tensión de paso permisible [V].

$\rho_s$  = Resistividad de la superficie del terreno [ $\Omega$ -m].

$t$  = Duración máxima de falla [s].

- **Tensión de Contacto:** Es la diferencia de potencial entre un punto en la superficie del terreno y cualquier otro punto que se pueda ser tocado simultáneamente por una persona; su valor permisible está dado por:

$$E_t = \frac{165 + 0,25 * \rho_s}{\sqrt{t}} \quad (22)$$

$E_t$  = Tensión de contacto permisible [V].

Para obtener las tensiones de paso y contacto mencionadas anteriormente se emplea la metodología del modelo de suelo de dos capas.

a). *Modelo de suelo de dos capas.*

Un modelo de suelo de dos capas puede representarse por una capa superior de profundidad finita H, por encima de una capa inferior de profundidad infinita, para suelos no homogéneo [18]. Como se muestra en la Fig. 4.

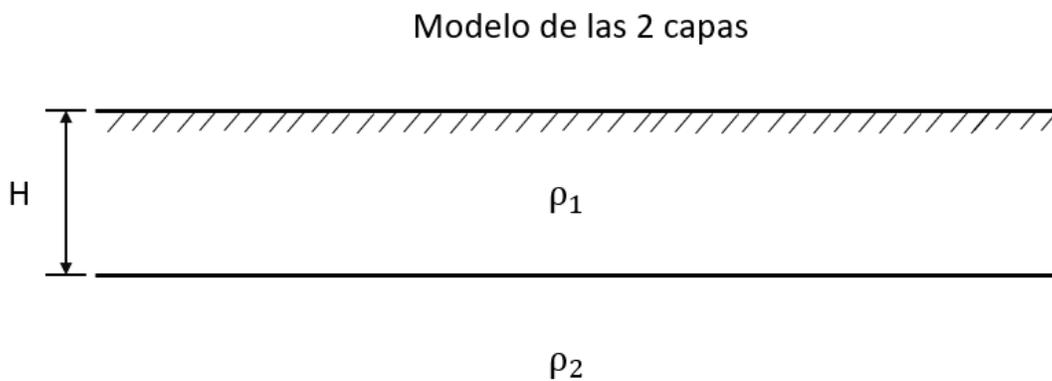


Fig. 4. Modelo de suelo de las 2 capas

Donde:

$\rho_1$  Resistividad de la capa superior [ $\Omega$ -m].

$\rho_2$  Resistividad de la capa inferior [ $\Omega$  - m].

$H$  Profundidad de la capa superior [m].

Para caracterizar el suelo con el modelo de dos capas, se emplea el método gráfico de Sunde, que aparece en la IEEE Std 80-2000. Ahora en la Fig. 5 se observa la curva de Sunde.

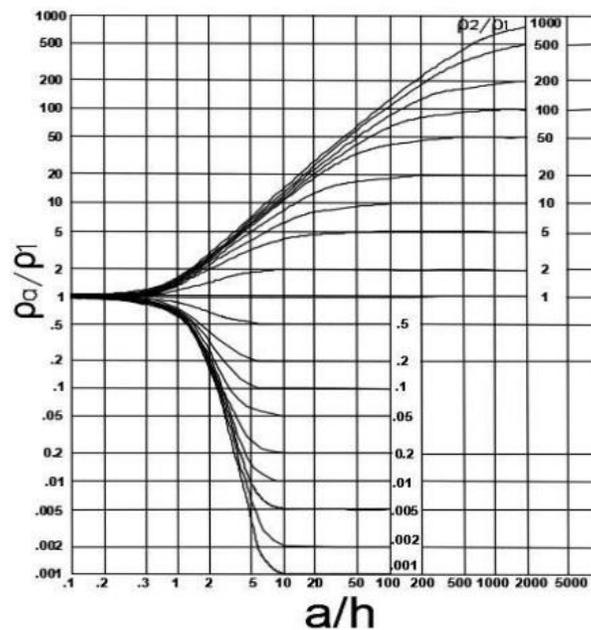


Fig. 5. Curva de Sunde [18]

Para determinar los datos necesarios según la curva de Sunde, se obtienen a simple vista lo que ocasiona que los datos se han impreciso. Por tanto, en [19] proponen una revisión del método de Sunde, en donde la curva puede ser remplazada por una tabla, en la TABLA XIII se muestra una parte de los datos. La resistividad aparente está dada por la ecuación 23.

$$\left(\frac{\rho_a}{\rho_1}\right) = \left(\frac{\rho_2}{\rho_1}\right)^m \quad (23)$$

$m$ : varia de 0,1 a 0,9 se usa para la determinación de la capa superior.

$\rho_a$  Resistividad aparente.

TABLA XIII  
CURVA MODIFICADA DE SUNDE [19]

<b>m+&gt;</b>	<b>0,1</b>	<b>0,2</b>	<b>0,3</b>	<b>0,4</b>	<b>0,5</b>	<b>0,6</b>	<b>0,7</b>	<b>0,8</b>	<b>0,9</b>
<b>p2/p1=</b>	<b>Espaciamiento de a/h</b>								
0,001	1,29	1,92	2,46	2,98	3,49	4	4,53	5,12	5,89
0,002	1,22	1,8	2,3	2,78	3,25	3,72	4,22	4,79	5,53
0,003	1,18	1,73	2,21	2,66	3,11	3,57	4,05	4,59	5,34
0,005	1,14	1,65	2,1	2,53	2,95	3,37	3,83	4,36	5,1
0,007	1,11	1,6	2,04	2,44	2,83	3,25	3,69	4,21	4,94
0,01	1,08	1,55	1,96	2,33	2,72	3,12	3,55	4,05	4,79
0,02	1,02	1,43	1,79	2,15	2,51	2,88	3,29	3,78	4,5
0,03	0,99	1,36	1,71	2,06	2,39	2,74	3,14	3,63	4,37
0,05	0,94	1,27	1,62	1,93	2,25	2,59	2,97	3,46	4,24
0,07	0,91	1,22	1,56	1,85	2,17	2,5	2,88	3,37	4,17
0,1	0,87	1,18	1,51	1,78	2,09	2,41	2,8	3,3	4,12
0,2	0,82	1,1	1,39	1,67	1,96	2,29	2,68	3,22	4,18
0,3	0,79	1,07	1,33	1,62	1,91	2,25	2,66	3,24	4,32
0,4	0,77	1,06	1,31	1,6	1,89	2,24	2,67	3,29	4,48
0,5	0,76	1,04	1,3	1,59	1,88	2,24	2,69	3,36	4,68
0,6	0,75	1,04	1,29	1,58	1,88	2,25	2,73	3,43	4,87
0,7	0,75	1,03	1,29	1,58	1,89	2,27	2,77	3,51	5,06
0,8	0,74	1,03	1,28	1,58	1,9	2,29	2,81	3,6	5,26
0,9	0,74	1,03	1,29	1,59	1,91	2,32	2,85	3,69	5,44
1	0,74	1,03	1,29	1,59	1,93	2,34	2,9	3,78	5,63
1,1	0,74	1,03	1,29	1,6	1,94	2,37	2,94	3,86	5,83
1,2	0,74	1,03	1,3	1,61	1,96	2,39	2,99	3,95	6
1,3	0,74	1,03	1,3	1,62	1,97	2,42	3,04	4,03	6,2
1,4	0,74	1,03	1,3	1,63	1,99	2,45	3,09	4,13	6,38
1,5	0,74	1,03	1,31	1,64	2	2,47	3,14	4,22	6,56
1,6	0,74	1,04	1,31	1,64	2,02	2,5	3,19	4,3	6,75
1,7	0,74	1,04	1,32	1,65	2,04	2,53	3,24	4,39	6,93
1,8	0,74	1,04	1,33	1,66	2,06	2,56	3,29	4,47	7,11
1,9	0,74	1,04	1,33	1,67	2,07	2,59	3,33	4,55	7,28
2	0,74	1,05	1,34	1,68	2,09	2,62	3,38	4,64	7,45
3	0,76	1,07	1,4	1,78	2,25	2,89	3,84	5,44	9,09
5	0,78	1,12	1,51	1,96	2,55	3,38	4,66	6,91	12,1
7	0,81	1,17	1,59	2,11	2,81	3,81	5,4	8,23	14,9
10	0,84	1,23	1,7	2,31	3,14	4,39	6,39	10	18,7
15	0,87	1,31	1,86	2,58	3,63	5,23	7,86	12,7	23,4
20	0,9	1,38	1,98	2,81	4,04	5,96	9,17	15,2	30,2
30	0,94	1,48	2,18	3,2	4,75	7,23	11,5	19,7	40,4
40	0,98	1,56	2,34	3,52	5,35	8,34	13,6	23,8	50,2
50	1	1,62	2,48	3,79	5,88	9,34	15,5	27,6	59,3

Los pasos para hacer uso del método modificado de Sunde se presentan a continuación, con el fin de obtener H:

1. Trazar la grafica  $\rho_a$  Vs  $a$  con los datos de la medición.
2. Estimar de la gráfica del punto anterior los valores de  $\rho_1$  y  $\rho_2$ .
3. Determinar  $\frac{\rho_2}{\rho_1}$  de la tabla de la curva de Sunde modificada y tomar el valor correspondiente para  $\frac{a}{h}$ , si la relación no está en la tabla se debe interpolar. El valor más importante de  $m= 0,5$  el cual representa el punto de inflexión de la curva de Sunde, siendo muy sensible para H.
4. Obtener  $\rho_a$  mediante  $\rho_a = \sqrt{\rho_1 * \rho_2}$ , con  $\rho_a$  de la grafica del punto 1 se toma el valor de a.
5. Se calcula H, de la siguiente manera  $H = \frac{a}{a/h}$ .

## V. RESULTADOS Y ANÁLISIS

### A. Dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos autónomos

Aquí se presentarán los resultados obtenidos en el dimensionamiento de sistemas solares autónomos, el cual incluye los módulos solares, regulador de carga, inversor, batería, entre otros equipos necesarios.

#### 1). Dimensionamiento de los paneles

Conociendo la energía que requiere la carga por día de acuerdo a la TABLA I y el rendimiento global de la instalación, como en la ecuación 2 y TABLA IV, se calcula la energía que deben generar los paneles para abastecer la carga sin ningún inconveniente.

$$R = (1 - 0,05 - 0,05 - 0 - 0,05) * \left(1 - 0,002 * \frac{1}{0,8}\right) = 0,8478$$

$$\text{Demanda energetica} = \frac{\text{Energía requerida por día}}{R} \quad (24)$$

$$\text{Demanda energetica} = \frac{9614}{0,8478} = 11.339,94 \text{ Wh} - \text{ día}$$

A partir de los datos obtenidos de demanda energética, se calculan la cantidad de paneles a usar.

Los HSP se obtiene de acuerdo a la ecuación 1. HSP:4,34, ya obtenido las HSP, se calcula la potencia del sistema con la ecuación 25.

$$\text{Potencia Paneles} = \frac{\text{Demanda energetica}}{\text{HSP}} \quad (25)$$

$$\text{Potencia Paneles} = \frac{11.339,94}{4,34} = 2.612,89 \text{ W}$$

$$\# \text{ paneles} = \frac{\text{Potencia paneles}}{\text{Potencia del panel}} \quad (26)$$

$$\# \text{ paneles} = \frac{2612,89}{440} = 5,93 \rightarrow \approx 6 \text{ paneles}$$

En este caso se trabajarán con paneles de 440 Wp, el cuál tienen las siguientes características:

TABLA XIV  
PARÁMETROS DEL PANEL SOLAR SELECCIONADO

Paneles	Panel solar monocristalino de 440w		
Tensión de circuito abierto	49,1 V	Corriente de corto circuito (icc)	11,28 A
Tensión a potencia máxima	41,1 V	Corriente a potencia máxima	10,71 A
		Potencia máxima	440 W

Los paneles van a tener la configuración que muestra en la Fig. 6, 3 paneles en series en 2 cadenas de paralelo, para un total de 6 paneles.

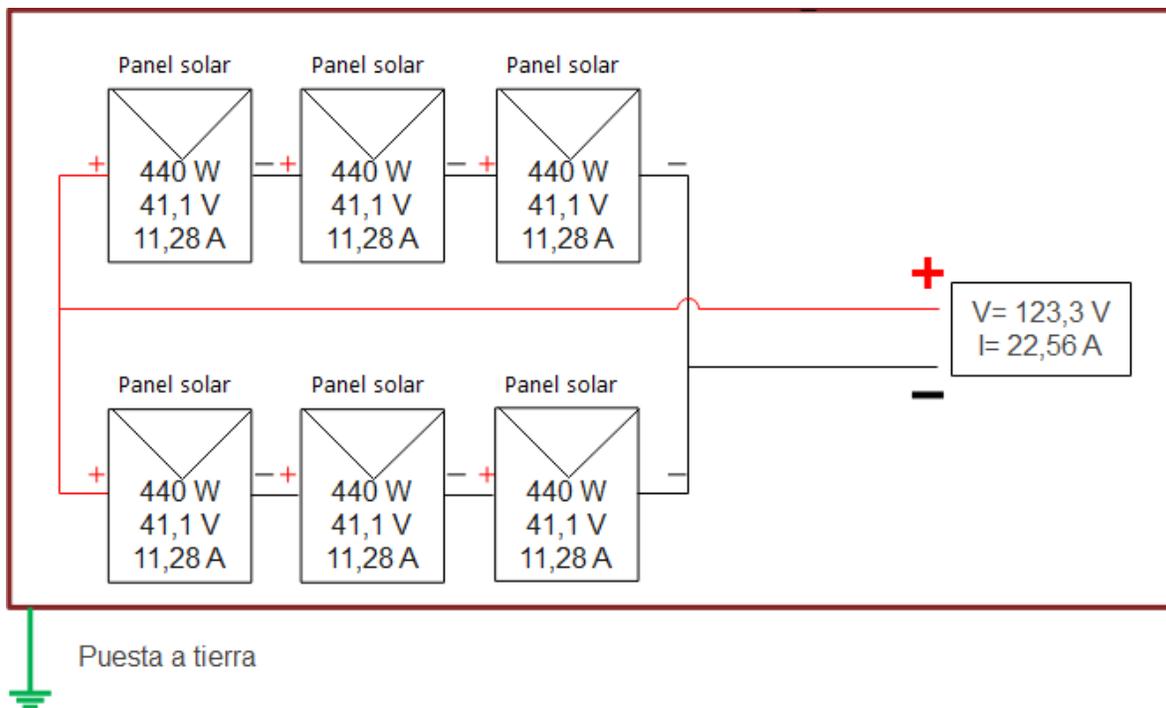


Fig. 6. Configuración de los módulos solares

## 2). Dimensionamiento del regulador

Una vez seleccionado los paneles, se procede a dimensionar el regulador, la cual debe cumplir con las siguientes características

Corriente máxima del G-FV:  $2 \cdot I_{cc} = 22,56 \text{ A}$

La corriente máxima es multiplicar la corriente de corto circuito del panel, por el número de cadenas en paralelo.

- Factor de seguridad: 1,2
- Corriente Regulador: 27,072 A
- Este valor indica que el regulador como mínimo debe soportar 27.072 A
- En este proyecto se trabajó con una tensión del sistema de 48 V, ya que la potencia de la vivienda está en el rango de 1601-3200 W, de acuerdo a la tabla 3.
- Tensión del regulador 48, esta vendría ser la tensión del sistema autónomo.
- Tensión de entrada 123,3, es la tensión que tendrá que soportar el regulador a la entrada.

La potencia mínima que debe soportar el regulador es:

$$P_{reg} = \# \text{ paneles} * \text{Potencia del panel} \quad (27)$$

$$P_{reg} = 440 * 6 = 2640 \text{ W}$$

El regulador seleccionado tiene los siguientes parámetros:

TABLA XV  
PARÁMETROS DEL REGULADOR SELECCIONADO

Regulador	Regulador MPPT de 60 A		
Tensión máxima de entrada	130 V	Consumo Propio [w]	2
Potencia nominal	2880 Wp	Rendimiento pico	0,98
Capacidad de carga	60 A	Nº Reguladores	1
Tensión mínima de entrada	64 V		

### 3). Dimensionamiento de baterías

Para el dimensionamiento de las baterías, hay que tener en cuenta los días de autonomía, ciclo de descarga profunda, y la demanda energética del sistema fotovoltaico, ver TABLA XVI.

TABLA XVI  
PARÁMETROS NECESARIOS PARA ELEGIR LA BATERÍA

Demanda energética	11.339,94	Wh/día
Tensión del sistema	48	V
Días de autonomía	1	días
Profundidad de Descarga (DOD)	80%	

Con estos datos se calcula la capacidad de las baterías de acuerdo a la ecuación 28.

$$\text{Capacidad de batería } (C_{ah}) = \frac{\text{Demanda energética(wh/día)} * \text{días de autonomia}}{\text{DOD} * \text{tensión de la batería (V)}} \quad (28)$$

Se usarán baterías de 48 V y 150 Ah

$$(C_{ah}) = \frac{11.339,94 * 1}{80\% * 48} = 295.31 \text{ Ah}$$

Es la capacidad que deben tener las baterías

Para determinar el número de baterías en paralelo se usa la ecuación 29.

$$\text{Baterías en paralelo} = \frac{\text{Capacidad de las batería}}{\text{Capacidad de la batería}} \quad (29)$$

$$\text{Baterías en paralelo} = \frac{295.31\text{Ah}}{150\text{Ah}} = 1.97 \rightarrow \approx 2 \text{ baterías en paralelo}$$

Para las baterías en serie se aplica la ecuación 30.

$$\text{Baterías en serie} = \frac{\text{tensión del sistema}}{\text{tensión de la batería}} \quad (30)$$

$$\text{Baterías en serie} = \frac{48 \text{ V}}{48 \text{ V}} = 1 \text{ batería}$$

En total se usarán 2 baterías, cuya tensión es de 48 V, y una capacidad de 150 Ah cada una.

#### 4). Dimensionamiento del inversor

Para el inversor hay que tener en cuenta lo siguiente: La potencia total de la carga y factor de simultaneidad de la carga.

TABLA XVII  
PARÁMETROS NECESARIOS PARA ELEGIR EL INVERSOR

Potencia total de consumo	3180 W
Factor de seguridad	1,2
Tensión del sistema	48 V
Facto de simultaneidad	0.7
Potencia del Inversor	2671,2 W

Para el cálculo del inversor, la potencia mínima que este debe tener es de 2671,2 W, una tensión de salida de 120 Vac, con una tensión de entrada a 48 Vdc.

TABLA XVIII  
PARÁMETROS DEL INVERSOR SELECCIONADO

<b>Inversor</b>	<b>Inversor de 3000W (ONDA PURA)</b>
Tensión sistema DC	48 V
Tensión salida AC	120 V
Potencia Nominal	3000 W
Pico de potencia máxima	6000 W
Eficiencia	95%
Factor de simultaneidad	0,7

### 5). Cálculo de los conductores

Para calcular los calibres de los conductores, se debe tener en cuenta el porcentaje máximo de caída de tensión permisible y la corriente que debe soportar este.

En la TABLA XIX, se muestran los conductores seleccionados para el sistema solar.

TABLA XIX  
CALIBRES DE LOS CONDUCTORES

Componente 1	Componente 2	Longitud (m)	Máxima caída de tensión admisible	I (A)	V	AWG	Capacidad del conductor
Generador	Regulador	8	3%	22,56	48	10	30
Regulador	Baterías	2	1%	22,56	48	10	30
Batería	Inversor	1	1%	55,65	48	4	70
Inversor	Tablero TD	6	3%	25,00	120	8	40

### 6). Cálculo de las protecciones

Para el cálculo del DPS en dc, hay que tener en cuenta la tensión de los paneles bajo operación normal, el tipo de carga que hay en la vivienda y el nivel de corriente de máxima descarga.

TABLA XX  
PARÁMETROS DEL DPS SELECCIONADO

Datos del DPS seleccionado		
Tensión $U_c$ para DPS:	500	V
Tensión $U_p$ para DPS:	1,5 a 1,8	KV
$I_{imp}$ :	20	KA

La  $U_c$ : está asociada la tensión de operación normal

$U_p$ : asociado al tipo de carga

### 7). Selección de protección entre panel y regulador

Para la selección de la protección entre módulos y regulador hay que tener en cuenta la corriente de corto de los paneles, cadenas de paneles en paralelo y tensión máxima de los paneles:

TABLA XXI  
PARÁMETROS DEL INTERRUPTOR ENTRE PANEL Y REGULADOR

Tipo de protección	Interruptor termomagnético	
Tensión del dispositivo de protección:	125	Vdc
Corriente del dispositivo de protección:	25	A

### 8). Selección de protección entre regulador y batería

Para la selección entre regulador y batería hay que tener en cuenta la corriente que pasa por el regulador seleccionado anteriormente:

TABLA XXII  
PARÁMETROS DEL INTERRUPTOR ENTRE REGULADOR Y BATERÍA

Tipo de protección	Interruptor termomagnético	
Tensión del dispositivo de protección:	125	Vdc
Corriente del dispositivo de protección:	25	A

### 9). Selección de protección entre batería e inversor

Para la selección de protección entre batería e inversor hay que tener en cuenta potencia del inversor y la tensión del inversor:

TABLA XXIII  
PARÁMETROS DEL INTERRUPTOR ENTRE BATERÍA E INVERSOR

Tipo de protección	Interruptor termomagnético	
Tensión del dispositivo de protección:	125	Vdc
Corriente del dispositivo de protección:	63	A

### 10). Selección de protección entre inversor y tablero

Para la selección de protección entre inversor y tablero de distribución hay que tener en cuenta potencia del inversor y la tensión de salida del inversor:

TABLA XXIV  
PARÁMETROS DEL INTERRUPTOR ENTRE INVERSOR Y TABLERO

Tipo de protección:	Interruptor termomagnético	
Tensión del dispositivo de protección:	125	Vac
Corriente del dispositivo de protección:	32	A

### 11). Esquema

El esquema eléctrico del proyecto de sistema solar autónomo, será el que se muestra en la Fig. 7, donde se observan los equipos a usar, dispositivos de protección, cables, medidor.

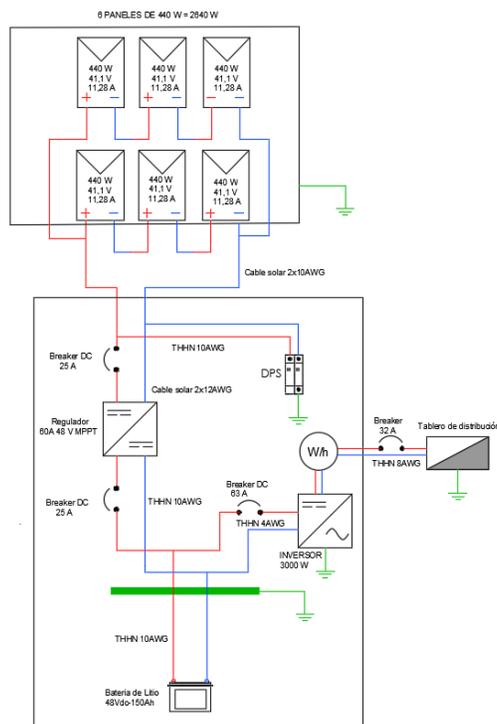


Fig. 7. Esquema sistema solar autónomo

## *B. Red de distribución*

Para el diseño de las redes de distribución en el municipio de Acandí-Chocó, se trabajó de la siguiente manera: en la red de media se usó red aérea desnuda a una tensión de 13200/7620 V y para baja red trenzada aislada a una tensión de 240/120 V monofásicos o 208/120 V trifásicos; todo esto con el fin de garantizar continuidad, seguridad y flexibilidad en el servicio.

Como en el proyecto se desarrollaron muchos circuitos, aquí se presentará un ejemplo en el que se replica para el resto, se detallarán elección del conductor, transformador, bajantes, selección de fusible, regulación de tensión, pérdidas de potencia, coordinación de protecciones, sistema de puesta a tierra, distancias mínimas de seguridad. El circuito a trabajar es el de la vereda La Aguja ubicado en el municipio de Acandí.

### *1). Selección del conductor*

Como criterio de la empresa PRODYM ESP SAS, el conductor usado para media tensión es 1/0 AWG AAAC para red trifásica o monofásica y super GX1/4, para el cable de guarda. El uso de AAAC (Aleación de aluminio) se da por la alta corrosión del ambiente, ya que el proyecto se encuentra en zona costera.

Para seleccionar los conductores en baja tensión se tuvo cuenta: Capacidad de carga del conductor, regulación de voltaje (máxima caída de tensión), pérdidas de potencia.

### *2). Capacidad de carga del conductor*

Para calcular cuanta corriente debe soportar el conductor, primero se determina la tensión con la que se va trabajar, que en este ejemplo será un sistema monofásico trifilar (FFN), dos fases y neutro, con una tensión entre fases de 240 V, y 120 V entre fase y neutro.

Ahora sigue determinar la carga que hay en el circuito, para esto es necesario saber cuántas viviendas se alimentaran ver Fig. 8, y de esta manera conocer la potencia total del circuito, para

determinar la carga se emplea el concepto de los kVA/usuario (potencia por unidad de usuario) y los kVA/Luminaria (potencia por luminaria). Por criterio de la empresa PRODYM ESP SAS, el kVA/Luminaria es de 0,08 kVA/Lum y los kVA/usuarios para electrificación rural y urbana se pueden observar de la TABLA XXV.

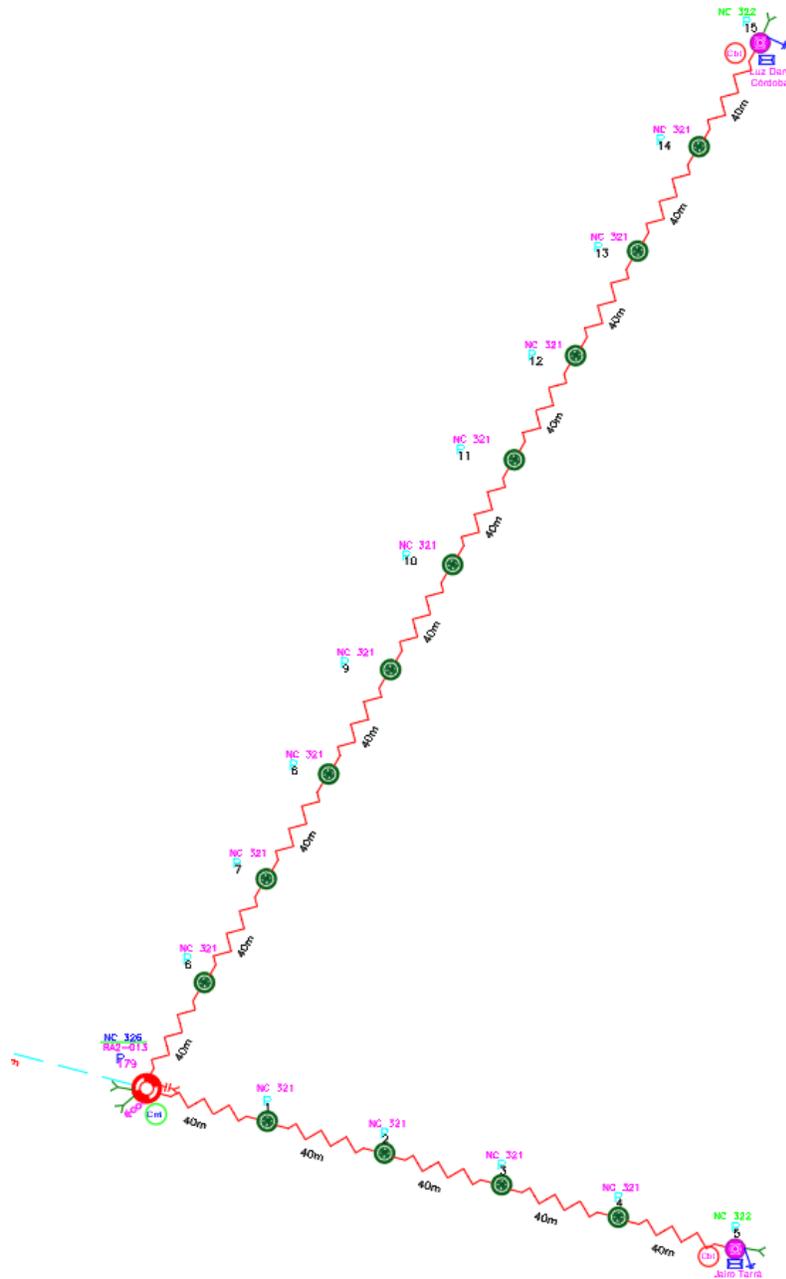


Fig. 8. Número de viviendas

TABLA XXV  
DEMANDA DIVERSIFICADA ELECTRIFICACIÓN RURAL

Usuarios	kVA/usuario	kVA total
1	1,57	0,8
2	1,05	1,4
3	0,95	1,8
4	0,90	2,4
5	0,84	3
6	0,81	3,3
7	0,78	3,85
8	0,74	4,4
9	0,71	4,5
10	0,69	5
11	0,68	5,5
12	0,65	6
13	0,65	6,5
14	0,64	7
15	0,63	7,5
16	0,62	8
17	0,61	8,5
18	0,60	9
19	0,59	9,5
20	0,59	10

De la Fig. 8, se tiene que hay 2 usuarios y 16 postes. En cada poste irá una luminaria. Entonces se tiene lo siguiente: kVA/usuario = 1,05 ; kVA/Lum = 0,08

$$Carga\ total = N^{\circ}\ Usuario * \frac{kVA}{Usuario} + N^{\circ}\ Luminaria * \frac{kVA}{Luminaria} \quad (31)$$

Reemplazando los valores obtenidos anteriormente se reemplaza en la ecuación 31 para conocer la carga total.

$$Carga\ total = 2 * 1,05 + 16 * 0,08 = 3,38\ kVA$$

Ya una vez determinada la carga se puede establecer la capacidad de corriente que debe soportar el conductor.

$$I = \frac{Carga\ total}{Voltaje} * 1,25 \quad (32)$$

$$I = \frac{3,38\ kVA}{240\ V} * 1,25 = 17,6\ A$$

El conductor a seleccionar debe soportar 17,6 A, por criterio del operador de red determina que el calibre mínimo para redes secundarias es 2 AWG, por lo cual se toma este conductor. Como el circuito es monofásico trifilar, se eligió Tríplex 2 AWG.

### 3). Regulación de voltaje

Aplicando las ecuaciones 6,7 y 8 y las TABLA VI y TABLA VII, se procede a mostrar en la regulación para los ramales que hay en el circuito de la vereda La Aguja.

TABLA XXVI  
RESULTADOS CÁLCULO DE REGULACIÓN RAMAL P179-5

Tramo	Longitud (m)	Nº usuarios	kVA/Usuario	Nº Lum	kVA/L	kVA/m	%R Tríplex Nº2
P179-1	40	1	1,57	5	0,4	78,8	0,2758
1-2	40	1	1,57	4	0,32	75,6	0,2646
2-3	40	1	1,57	3	0,24	72,4	0,2534
3-4	40	1	1,57	2	0,16	69,2	0,2422
4-5	40	1	1,57	1	0,08	66	0,231

La regulación total del ramal P179-5 es de 1,267%, está por debajo del límite permitido que para zonas rurales que es 5%, por lo tanto, cumple, ahora en la TABLA XXVII se calcula el otro ramal del circuito.

TABLA XXVII  
RESULTADOS CÁLCULO DE REGULACIÓN RAMAL P179-15

Tramo	Longitud (m)	Nº usuarios	kVA/Usuario	Nº Lum	kVA/L	kVA/m	%R Tríplex Nº2
P179-6	40	1	1,57	10	0,8	94,8	0,3318
6-7	40	1	1,57	9	0,72	91,6	0,3206
7-8	40	1	1,57	8	0,64	88,4	0,3094
8-9	40	1	1,57	7	0,56	85,2	0,2982
9-10	40	1	1,57	6	0,48	82	0,287
10-11	40	1	1,57	5	0,4	78,8	0,2758
11-12	40	1	1,57	4	0,32	75,6	0,2646
12-13	40	1	1,57	3	0,24	72,4	0,2534
13-14	40	1	1,57	2	0,16	69,2	0,2422
14-15	40	1	1,57	1	0,08	66	0,231

La regulación total del ramal P179-15 es de 2,814%, está por debajo del límite permitido, por lo tanto, cumple este tramo. Como ambos ramales cumple con la regulación permitida para zonas rurales, se sigue con el cálculo de pérdidas de potencia.

#### 4). Pérdidas de potencia

Para el cálculo de la potencia máxima se tuvo en cuenta las pérdidas en cada tramo del circuito, tal como se expresa en la TABLA XXVIII.

TABLA XXVIII  
RESULTADOS DE PÉRDIDAS DE POTENCIA EN EL CIRCUITO

Tramo	Longitud (m)	N° usuarios	kVA/totales tramo	kVA/m	%P Tríplex N°2	KVA/Tramo
Bajante	5	2	3,38	16,9	0,0642	0,0022
P179-1	40	1	1,97	78,8	0,2994	0,0059
1-2	40	1	1,89	75,6	0,2873	0,0054
2-3	40	1	1,81	72,4	0,2751	0,005
3-4	40	1	1,73	69,2	0,2627	0,0045
4-5	40	1	1,65	66	0,2508	0,0041
P179-6	40	1	2,37	94,8	0,3602	0,0086
6-7	40	1	2,29	91,6	0,3481	0,008
7-8	40	1	2,21	88,4	0,3360	0,0074
8-9	40	1	2,13	85,2	0,3238	0,0069
9-10	40	1	2,05	82	0,3116	0,0064
10-11	40	1	1,97	78,8	0,2994	0,0059
11-12	40	1	1,89	75,6	0,2873	0,0054
12-13	40	1	1,81	72,4	0,2751	0,005
13-14	40	1	1,73	69,2	0,2627	0,0045
14-15	40	1	1,65	66	0,2508	0,0041

Las pérdidas totales es sumar los kVA/tramo, para luego dividirlo por Carga del circuito\*FP\*100.

$$\%Pérdidas = \frac{\sum_{tramo=1}^n \frac{kVA}{tramo}}{(Carga\ total) * FP} \quad (33)$$

Lo que da como resultado una pérdida.

$$\%Pérdidas = \frac{0,0893}{(3,38 * 0,95)} * 100 = 2,7811$$

De la ecuación anterior se tiene que la pérdida del circuito es de 2,7811%, por debajo del 3%, lo cual quiere decir que el conductor Tríplex 2 AWG, es apto para el circuito.

#### *5). Selección del transformador*

Para elegir el transformador a usar se tiene en cuenta la carga total hallada anteriormente de 3,38 kVA. Se elige un transformador que tenga una potencia mayor a 3,38 kVA y sea comercial, el transformador que cumple esto es de 5 kVA.

#### *6). Selección del bajante*

Para la selección del bajante se usó la norma RA8-001 de EPM, y según la capacidad del transformador de 5 kVA monofásico da como resultado lo siguiente:

Bajante: 1 X N°6 AWG F + 1 X N°8 AWG N, el material de los conductores es cobre y van en ductos.

#### *7). Selección del fusible*

Para la selección del fusible que protegerá el circuito antes del transformador se basó en la TABLA XXIX.

TABLA XXIX  
TIPOS DE FUSIBLE [8]

Tipo de fusible	Reacción	Relación de velocidad	Aplicación
H	Extra rápido	Varía entre 4 para 6 A y 6 para 100 A.	Protección por el lado primario de transformadores pequeños y/o en lugares en los que se utilizan equipos electrónicos sensibles o que exijan una protección rápida como hospitales o centros de cómputo.
K	Rápido	Varía entre 6 para 6 A y 8 para 200 A.	Protección de líneas de distribución.
T	Lento	Varía entre 10 para 6 A y 13 para 200 A.	Coordinación de reconectores.
VS	Muy lento	Varía entre 15 para 5 A y 13,7 para 100 A.	Protección de transformadores
Dual	Extra lento	Varía entre 13 para 0,4 A y 20 para 2,1 A.	Protección de transformadores cuando ocurre una falla que no sea peligrosa para el transformador el fusible no se funde, pero si la falla persiste o alcanza un nivel de riesgo, el fusible se fundirá.

De acuerdo a la TABLA XXIX, como el fusible protegerá antes del primario del transformador entonces se usa un tipo H, y una capacidad de 1 A.

#### 8). Coordinación de protecciones

Las líneas de 13,2 KV y circuitos primarios deben ser protegidas contra sobretensiones y sobre corrientes. Para este ejemplo se instala en el punto de conexión o arranque del ramal (es el poste P176 de la Fig. 9), el seccionamiento es con fusible y se calcula como se muestra en la ecuación 34, tomando como potencia la carga instalada.

$$I_{fus} = \frac{S_{1\phi}}{V_{ll}} \text{ para monofásicos}; I_{fus} = \frac{S_{3\phi}}{\sqrt{3} * V_{ll}} \text{ para trifásicos.} \quad (34)$$

Como el ramal es monofásico, la corriente del fusible se calcula así:

$$I_{fus} = \frac{S_{1\phi}}{V_{ll}} = \frac{5kVA}{13,2kV} = 0,3787 A$$

Según la norma de EPM RA8-005, se recomienda multiplicar el valor anterior por un factor entre 1,25 y 1,4.

$$I_{fus} = 0,3787 * 1,4 = 0,5303 A$$

Pero como este fusible no debe soportar una corriente inferior al fusible utilizado en el transformador se usa un fusible tipo K, según la TABLA XXIX de 1 A. El tiempo de aclaración del fusible principal debe ser menor al 75% del fusible de respaldo, todo esto con el fin de garantizar selectividad, es decir, que solo quede sin energía la zona con falla.

Ya hecho los cálculos de regulación, perdidas y definido el conductor a usar y el transformador, en la Fig. 9 se muestra cómo queda el diseño de la red de distribución y la Fig. 10 es zoom.

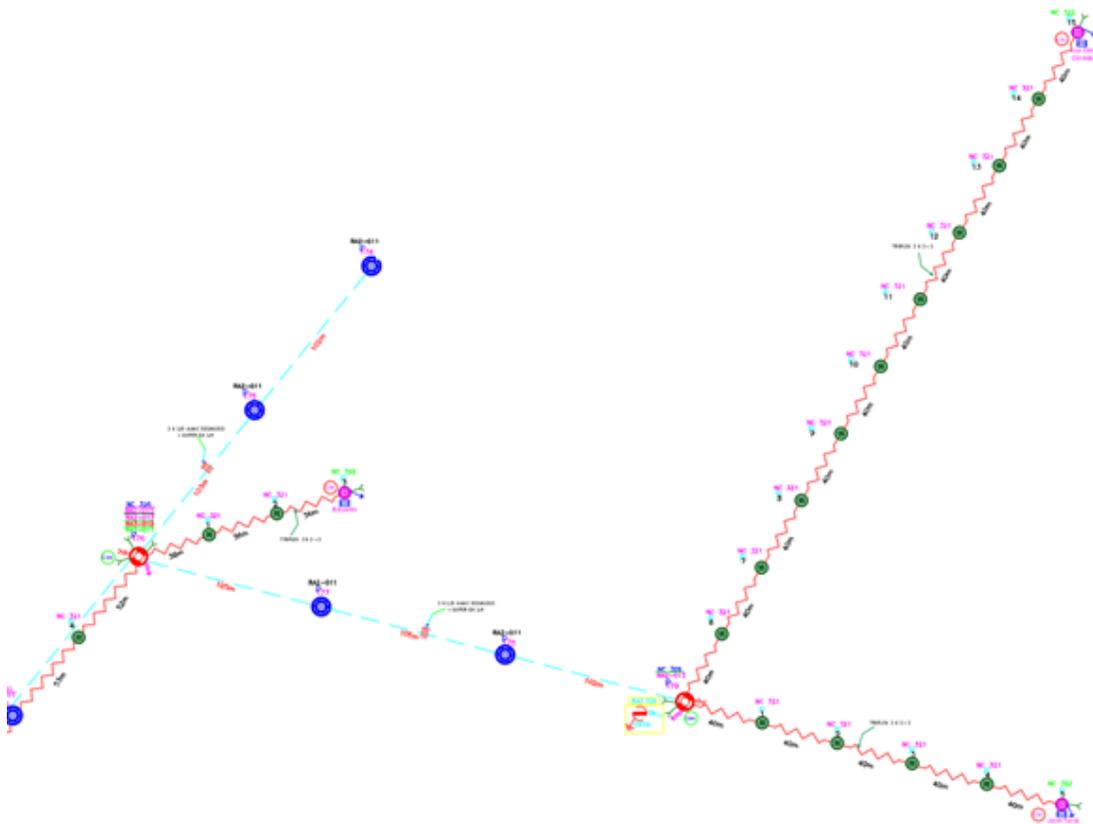


Fig. 9. Diseño red de distribución

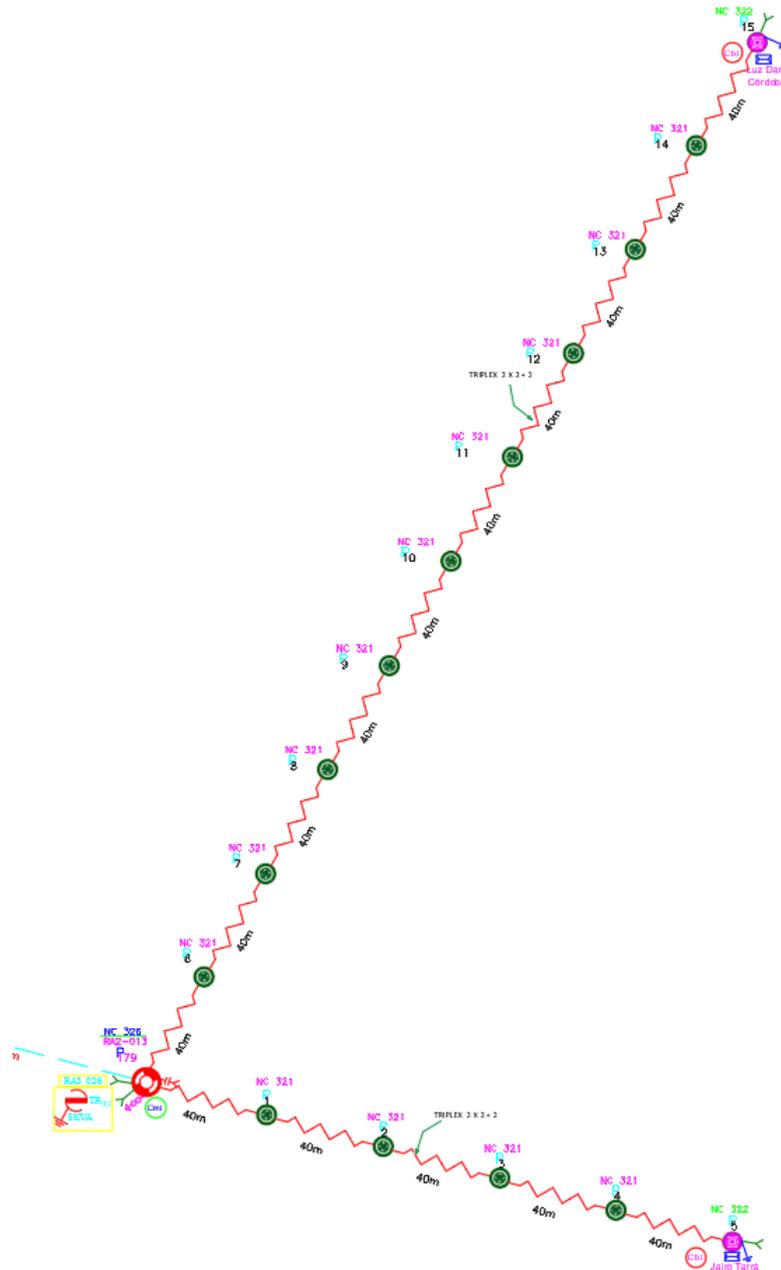


Fig. 10. Diseño red de distribución

### 9). Sistema de Puesta a Tierra (SPT)

Lo primero que se requiere para el diseño de SPT, es hacer las mediciones de resistividades del suelo, en la TABLA XXX, se presentan estas mediciones en P179 de la Fig. 10. En la Fig. 11 se puede ver mejor el comportamiento de la resistividad de acuerdo a la distancia de separación.

TABLA XXX  
RESISTIVIDADES MEDIDAS DEL SUELO.

Distancia de separación	1 m	2 m	4 m
Resistividad	66 $\Omega m$	52 $\Omega m$	54,2 $\Omega m$

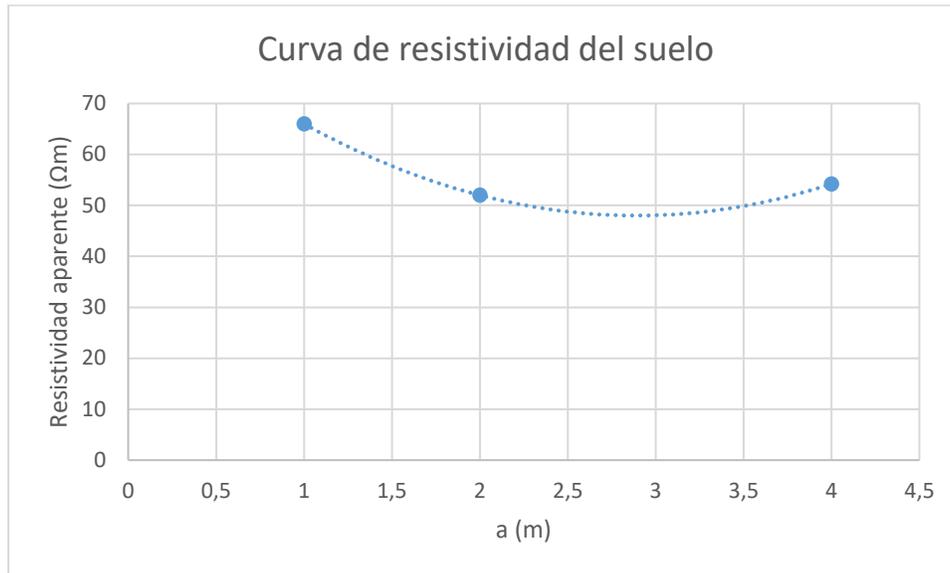


Fig. 11. Curva de resistividad del suelo

Como el valor de resistividad mayor y menor medido por el telurómetro no tiene una diferencia mayor del 30%, por lo cual el método a usar para el diseño es el de suelo homogéneo. La metodología empleada en este caso es el de BOX COX, lo que hace es calcular una resistividad promedio del terreno. Sin embargo, al momento de la medición de la resistividad el suelo estaba húmedo, debido a que en días anteriores había llovido, por lo tanto, se usa el modelo de suelo de las 2 capas para contrarrestar el error al que está sometida la medida.

Ahora se procede a encontrar H, usando los pasos mencionados en la metodología de modelo de suelo de las dos capas, bajo la alternativa de la curva modificada de Sunde.

1. La grafica obtenida de acuerdo a las mediciones obtenidas, están representadas en la Fig. 11.
2. De la Fig. 11, se tiene  $\rho_1 = 66 \Omega m$  y  $\rho_2 = 54 \Omega m$ .
3.  $\frac{\rho_2}{\rho_1} = \frac{54}{66} = 0,82$ , de la TABLA XIII, y para  $m= 0,5$  se tiene que  $\frac{a}{h} = 1,9$ .

4.  $\rho_a = \sqrt{\rho_1 * \rho_2} = \sqrt{66 * 54} = 59,7 \Omega - m$ . Con este dato en la Fig. 12, se obtiene  $a=1,36$  m.

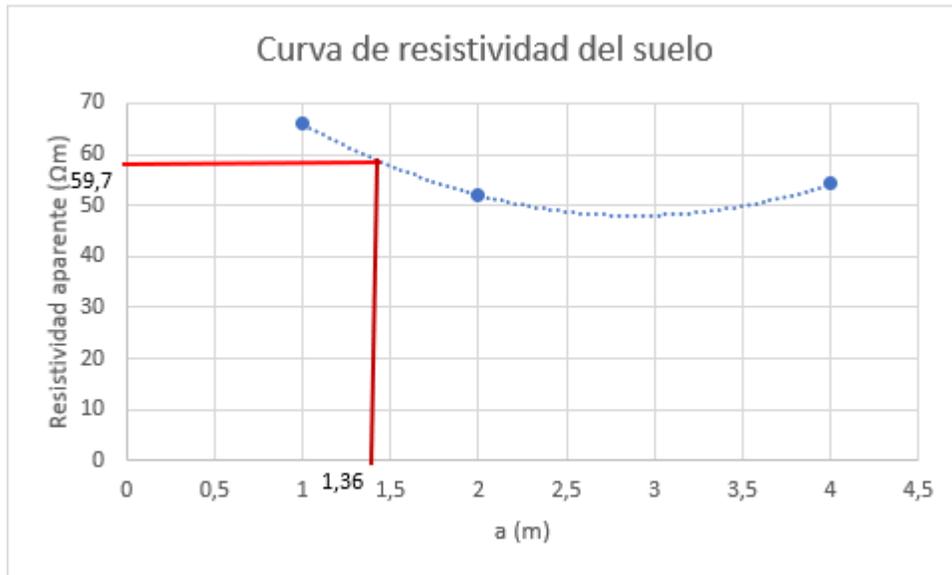


Fig. 12. Resistividad aparente

5.  $H = \frac{a}{a/h} = \frac{1,36}{1,9} = 0,72$  m

Ya conociendo  $H$ ,  $\rho_1$  y  $\rho_2$ , se procede diseñar el SPT en el software DGSyS.

En la Fig. 13 se observan el ingreso de los parámetros calculados en los pasos anteriores al software.

Configuración	Parámetro	Valor
<input checked="" type="radio"/> Dos capas	Resistividad de la capa superior (Ohmios · metro)	66
	Resistividad de la capa inferior (Ohmios · metro)	54,2
	Espesor de la capa superior (metros)	0,72
	Resistividad (Ohmios · metro)	

Fig. 13. Datos del terreno

Ahora en la Fig. 14 se muestra el diseño usado para la puesta a tierra.

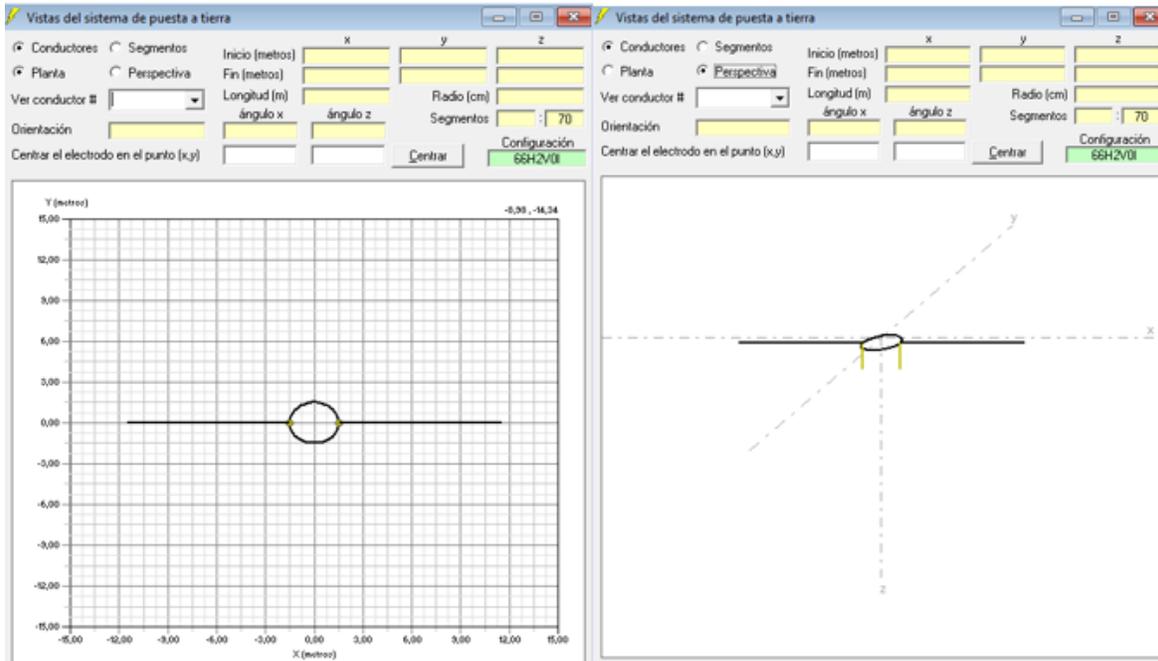


Fig. 14. Vistas de la configuración del SPT

Este sistema está conformado por conductor desnudo 2/0 AWG de cobre enterrado a una profundidad de 0,5 m y 2 Varillas de cobre 5/8" de 2,4 m.

Para el diseño de Puesta a tierra hay que tener en cuenta la corriente de falla, la cuál debe ser dada por el OR. Como en este caso el OR no la dio se asume de 1000 A. Con lo anterior definido se procede a calcular la resistencia de puesta a tierra y verificar que las tensiones de paso y contacto sean menores a las permitidas, ver Fig. 15, Fig. 16, Fig. 17 y Fig. 18.

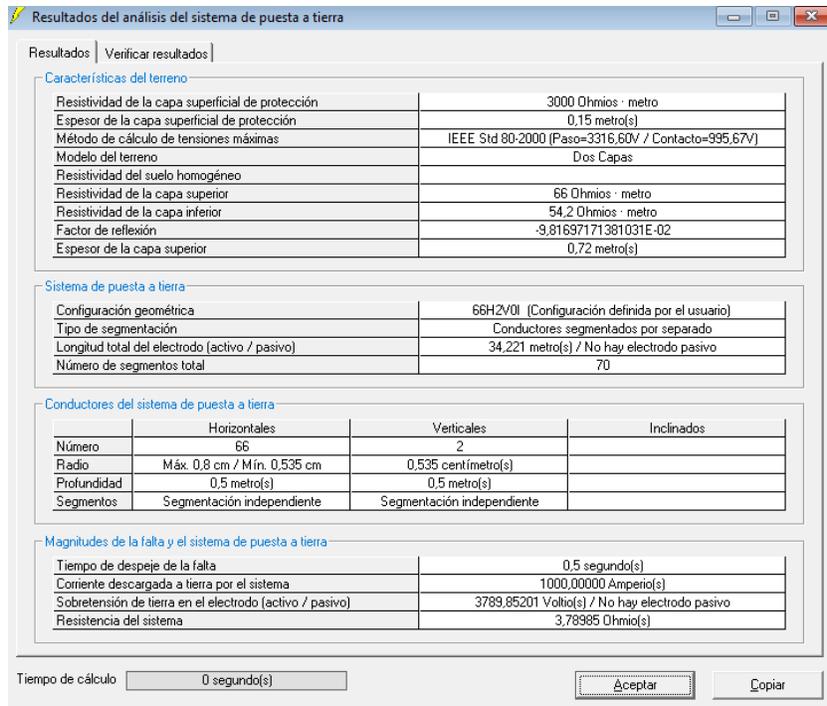


Fig. 15. Resistencia del SPT

En la Fig. 15 se observa que la resistencia de puesta a tierra es de 3,78  $\Omega$ , menor a los 10  $\Omega$  permitidos por la norma.

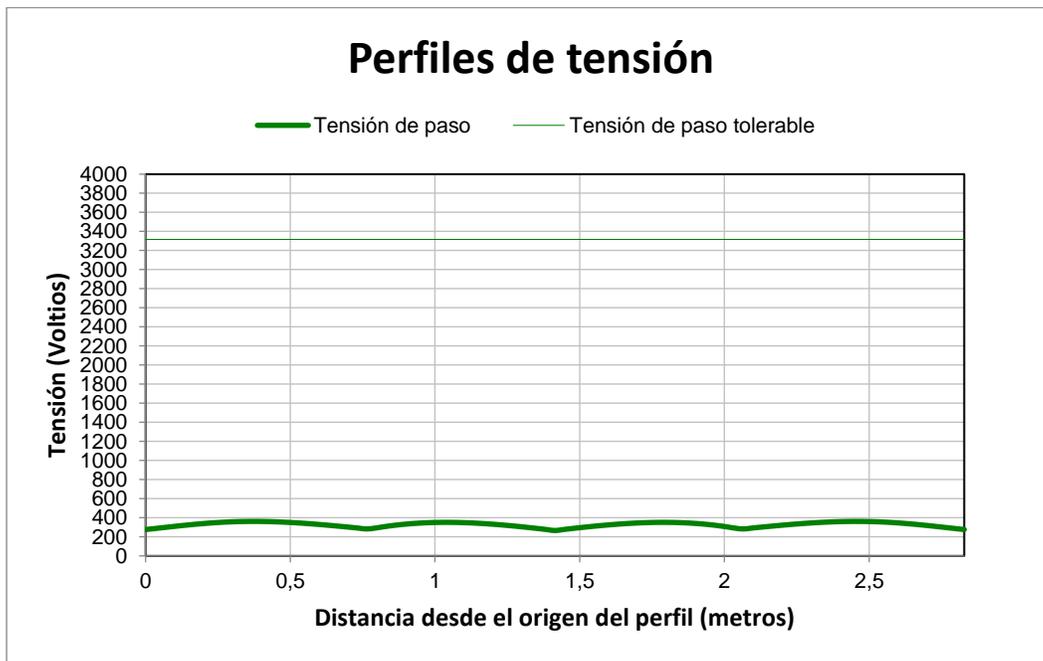


Fig. 16. Tensiones de paso

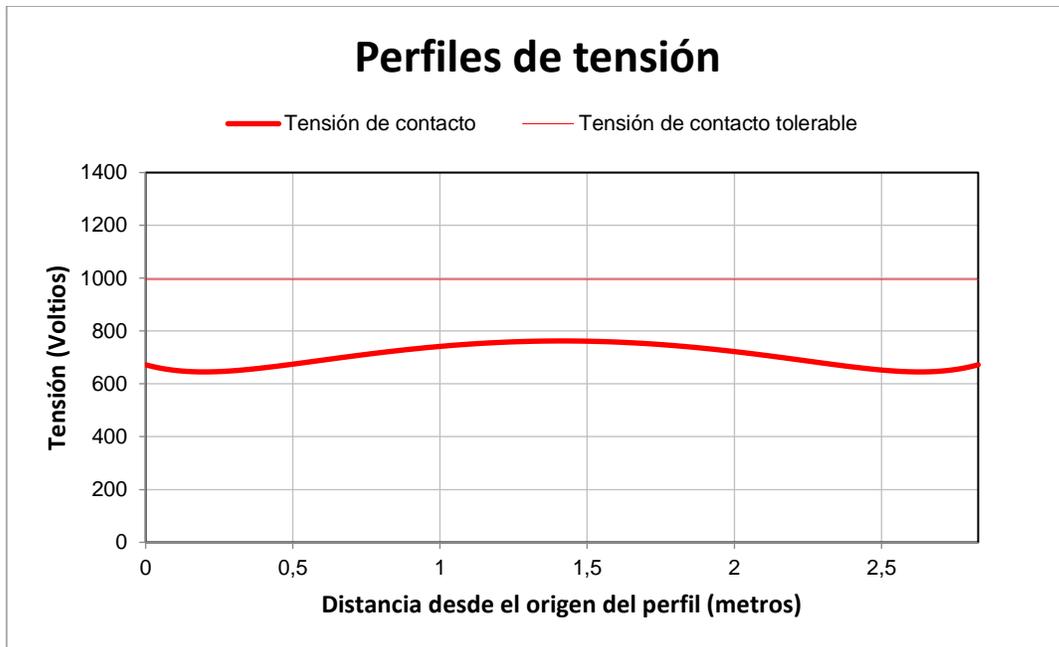


Fig. 17. Tensiones de contacto

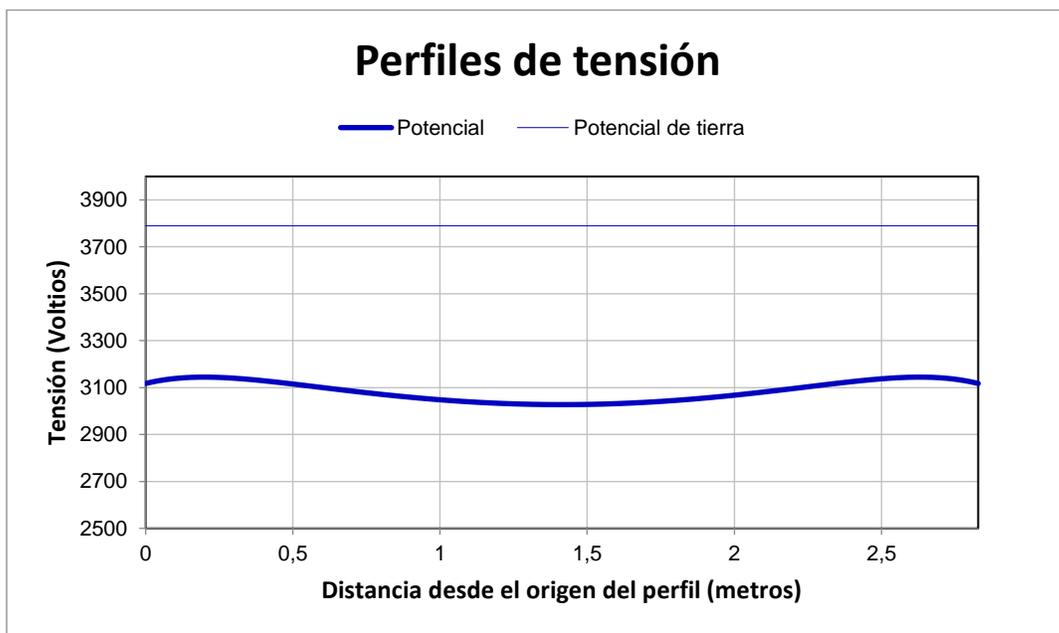


Fig. 18. Tensiones de potencial

Como se pudo observar en las figuras anteriores las tensiones de paso, contacto y tensión están por debajo las permitidas, y la resistencia es menor a  $10\Omega$ , por lo cual se da por finalizado el diseño de puesta a tierra, en la subestación tipo poste.

## 10). Coordinación de aislamiento

### a). Selección de DPS

$$V_{cw}(\text{temporales}) = 7,62 * 1,25 = 9,53 \text{ kV}$$

Tensiones de coordinación de frente rápido:

En la Fig. 19, se muestran las distancias para hallar L.

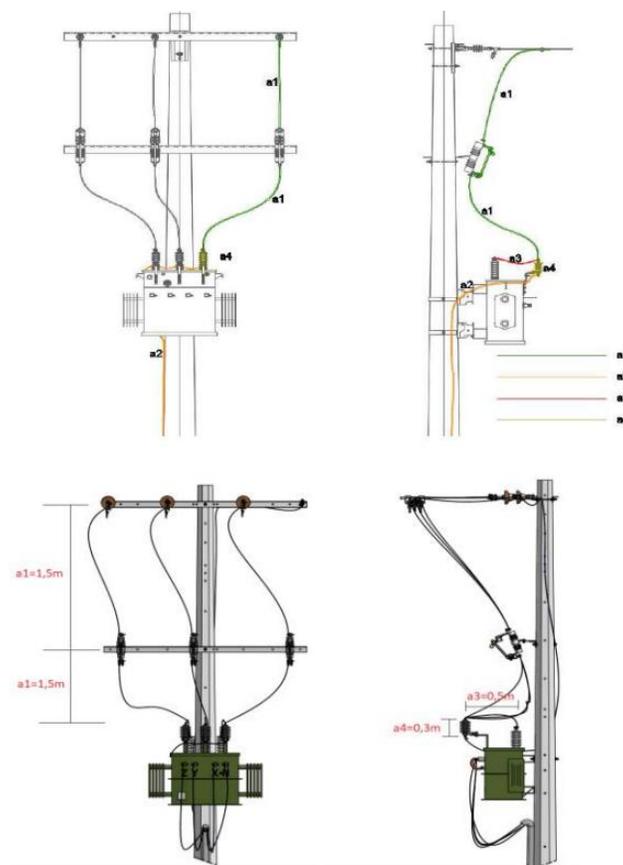


Fig. 19. Distancias de equipo a proteger [14]

a1=1.5 m.

a2= 9 m.

a3=0,5 m.

a4= 0,3 m.

$$L(\text{aislamiento interno}) = 12,8 \text{ m.}$$

$$L(\text{aislamiento externo}) = 11,3 \text{ m.}$$

$$L_{sp}: 105 \text{ m}$$

$$L_a = \frac{15}{5 * 10^{-5}} = 300000 \text{ m.}$$

Ya con los datos conocido se procede a calcular.

$$V_{cw}(\text{frente rápido aislamiento interno}) = 38,5 + \frac{900}{1} * \frac{12,8}{105 + 300000} = 38,54 \text{ kV}$$

$$V_{cw}(\text{frente rápido aislamiento externo}) = 38,5 + \frac{900}{1} * \frac{11,3}{105 + 300000} = 38,53 \text{ kV}$$

Determinación de las tensiones de soportabilidad requerida ( $V_{rw}$ ).

$h=5$  para el municipio de Acandí.

$$\delta = e^{1 * \left(\frac{5}{8150}\right)} = 1,0006$$

con lo anterior se calcula las sobretensiones de soportabilidad requeridas.

$$V_{rw}(\text{corta duración aislamiento interno}) = 10,96 \text{ kV.}$$

$$V_{rw}(\text{corta duración aislamiento externo}) = 10,01 \text{ kV.}$$

$$V_{rw}(\text{frente rápido aislamiento interno}) = 44,32 \text{ kV.}$$

$$V_{rw}(\text{frente rápido aislamiento externo}) = 40,49 \text{ kV.}$$

$$V_m = 1,1 * V_{LL} = 1,1 * 13,2 = 14,52 \text{ kV.}$$

TABLA XXXI  
TENSIONES DE SOPORTABILIDAD SELECCIONADOS

Tensión más elevada para equipos $V_m$ [kV]	17,5
Tensión de soportabilidad para impulsos de corta duración a frecuencia industrial [kv].	38
Tensión de soportabilidad para impulso tipo rayo [kV].	95

*b). Selección de aisladores*

$$V_{\text{aislador}}: V_{LN} * 1,1 = 7,62 * 1,1 = 8,36 \text{ kV.}$$

$$D_{\text{fuga}} = 16 \left[ \frac{\text{mm}}{\text{kV}} \right], \text{ para un grado de contaminación ligero.}$$

$$D_{\text{distancia de fuga}} = 8,36 * 1,0006 * 16 = 133,84 \text{ mm.}$$

Para determinar la distancia de arco mínima y fases, se usa la TABLA XI.

Ahora se presentan el resumen de resultados de la selección del aislador.

TABLA XXXII  
RESULTADO SELECCIÓN DE AISLADOR.

Distancia de fuga mínima [mm]	134
Distancia de arco mínima [mm]	160
Distancia entre fases mínima [mm]	160

Los aisladores usados son tipo pin, en los postes de suspensión y poliméricos en los terminales y referencia, el cual cumple con los parámetros de la tabla.

*11). Cálculo mecánico*

De acuerdo a que en el proyecto se usó el conductor AAAC 1/0 AWG, a continuación, se muestran las características mecánicas de este.

TABLA XXXIII  
CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS DEL CONDUCTOR AAAC 1/0 AWG

Diámetro [mm].	10,11
Área del conductor [mm <sup>2</sup> ].	62,44
Esfuerzo de rotura [kg].	1940
Peso [kg/km].	171,4
Módulo de elasticidad [kg/mm <sup>2</sup> ].	6300
Coefficiente de dilatación lineal [1/°C].	$23 * 10^{-6}$
Peso por unidad de longitud por unidad de área [kg/m/mm <sup>2</sup> ].	0,0027

En las Fig. 20 y Fig. 21, se muestran las distancias mínimas de seguridad y los esfuerzos totales a los que están sometidos los postes.

Finalmente, para el proyecto se tienen los siguientes resultados:

<b>Altura Posteria:</b>	12,0 m
<b>Material:</b>	Fibra
<b>Carga de rotura:</b>	750 KgF
<b>Profundidad enterramiento Posteria:</b>	1,8 m
<b>Altura Posteria desde nivel de piso:</b>	10,2 m
<b>Flecha máxima calculada:</b>	2,2 m
<b>Distancia de las lineas desde nivel de piso:</b>	8,0 m
<b>Mínima distancia de seguridad permitida desde nivel de piso:</b>	5,6 m

La distancia de las lineas desde nivel de piso es de 8,0 m, y la distancia de seguridad permitida es de 5,6 m. De esta forma se verifica que la posteria propuesta cumple conservando las distancias de seguridad.

Fig. 20. Distancias de seguridad

Resultados:				Verificación mecánica		
Fuerza peso	25,81 Kg/Vano		Baricentro	5,14	Fuerza Total en la cima	55 kg
Tiro sin viento	218 kg		Fuerza en la cima	14 kg	Momento en la base	655 kg m
Fuerza cable	40,74 Kg/Vano		Peso del poste	390 KgF	W	4209243 mm <sup>3</sup>
Fondo	350,0 mm				Sigma Flexión	0,16 kg/mm <sup>2</sup>
Superficie	2,0 m <sup>2</sup>		Fundación factor K	0,0094 kg/mm <sup>2</sup>	Peso Total	415,8 KgF
Viento poste	32 kg		Esfuerzo resistente del poste	4500 kg m	Sigma Compresión	0,0043 kg/mm <sup>2</sup>

Como se puede apreciar el valor del peso total calculado es de 415,8 kgf y el poste seleccionado tiene una capacidad de rotura de 750kgf. Comparado con la tabla 8 se tiene un factor de seguridad de 1,8

Fig. 21. Esfuerzos en el apoyo

## VI. CANTIDADES DE OBRA

Las cantidades de obra necesaria para el circuito en particular, ubicado en la Vereda La Aguja, se muestra en la TABLA XXXIV, no se muestra el precio de la descripción, ya que estos valores son variables en el tiempo.

TABLA XXXIV  
CANTIDADES DE OBRA

<b>Descripción</b>	<b>Unidad</b>	<b>Cantidad</b>
Cable tríplex 3X2 + 2	MI	600
Cable 3X1/0 AAAC desnudo + super GX ¼	MI	312
Transformador monofásico de 5 kVA con relación 7620/240/120 V	Und	1
RA3-026	Und	1
Poste de fibra de 8 metros/750kgF	Und	2
Poste de fibra de 8 metros/510kgF	Und	13
Cimentación de baja tensión	Und	2
Templete de baja tensión	Und	4
Puesta a tierra de baja tensión	Und	2
Norma técnica NC-321	Und	13
Norma técnica NC-322	Und	2
Norma técnica NC-326	Und	1
Poste de fibra de 12 metros/750kgF	Und	2
Poste de fibra de 12 metros/510kgF	Und	2
Cimentación de media tensión	Und	2
Templete de media tensión	Und	2
Puesta a tierra de media tensión	Und	1
RA3-018	Und	1
RA3-011	Und	2
R13-013	Und	2

---

## CONCLUSIONES

Para la elaboración de sistemas fotovoltaicos hay que tener en cuenta una serie de condiciones, como por ejemplo ubicación del sistema fotovoltaico, cargas alimentar, la configuración que se desea implementar, entre otros.

Basado en los criterios aprendidos en la universidad y los adoptados por la empresa PRODYM ESP SAS, se dimensiono un sistema fotovoltaico y el diseño de una red eléctrica en el municipio de Acandí, con el fin de brindarle una mayor calidad de vida a estas personas.

Para el dimensionamiento de sistemas autónomos solares y diseño de redes de distribución, se debe tener en cuenta que normativa se deben aplicar con el fin de garantizar un servicio eléctrico eficiente, confiable, seguro y flexible.

Con la elaboración de este trabajo se pudo identificar que materiales se usan en sistemas solares, y una red de distribución de energía; por ejemplo, en el sistema solar se tienen: Paneles solares, inversor, baterías, regulador, entre otros. En la red de distribución: conductores, crucetas, herrajes, protecciones, aisladores, DPS, etc.

Para la elaboración de diseños de SPT, se encontró una metodología diferente a la usada actualmente que minimiza el error en la obtención de resultados, esta metodología es la curva modificada de Sunde, el cual se basa en remplazar datos de una figura a una tabla.

## REFERENCIAS

- [1] «IPSE – Energía que nos Conecta». <https://ipse.gov.co/> (accedido oct. 01, 2021).
- [2] «Energía Eléctrica - Ministerio de Minas y Energía GM». <https://www.minenergia.gov.co/retie> (accedido may 26, 2021).
- [3] J. I. Becerra Peña, F. E. Hoyos Mesa, J. D. Correa Bermeo, y D. A. Jiménez Reina, «Modelo aplicado en poblaciones de ZNI de Colombia para el suministro de energía eléctrica mediante un sistema fotovoltaico», nov. 2020, Accedido: may 12, 2021. [En línea]. Disponible en: <http://repository.ean.edu.co/handle/10882/10147>
- [4] «Item 1004/825 | Repositorio CIMAV», sep. 19, 2017. <http://cimav.repositorioinstitucional.mx/jspui/handle/1004/825> (accedido may 19, 2021).
- [5] O. Style, *Energía Solar Autónoma: Planificación, dimensionado e instalación de un sistema fotovoltaico autónomo*. Oliver Style, 2012.
- [6] Y. E. N. Lopez y K. D. P. Linero, «DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DE MEDIA Y BAJA TENSION PARA LA NORMALIZACIÓN DEL BARRIO EL PIÑONCITO DE CAMPO DE LA CRUZ», p. 96, 2012.
- [7] Y. Joya Cañizarez, «Diseño de un sistema de prueba de distribución eléctrica rural de baja tensión», *Ing. Eléctrica*, ene. 2019, [En línea]. Disponible en: [https://ciencia.lasalle.edu.co/ing\\_electrica/283](https://ciencia.lasalle.edu.co/ing_electrica/283)
- [8] EBSA, «NORMAS DE DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA».
- [9] «JRC Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) - European Commission». [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/es/#MR](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/#MR) (accedido sep. 29, 2021).
- [10] «57240073 IPSE Normas de Diseño y Construcción de Líneas de Transmisión Eléctrica», *dokumen.tips*. <https://dokumen.tips/documents/57240073-ipse-normas-de-diseno-y-construccion-de-lineas-de-transmision-electrica.html> (accedido sep. 29, 2021).
- [11] «Normas técnicas del servicio de energía de EPM». <https://www.epm.com.co/site/proveedoresycontratistas/proveedores-y-contratistas/normas-tecnicas/normas-t%C3%A9cnicas/energ%C3%ADa> (accedido sep. 29, 2021).
- [12] CENS, «CNS-NT-03 CAPÍTULO 3 REDES DE MEDIA Y BAJA TENSION CENS-NORMA TÉCNICA - CNS-NT-03».
- [13] ESSA, «GM-02 GUIA METODOLOGICA CALCULO DE PERDIDAS DE ENERGIA».
- [14] EPM, «Guía Metodológica: coordinación de aislamiento para redes de distribución.»
- [15] International Electrotechnical Commission., «Insulation co-ordination. IEC 60071-1».
- [16] International Electrotechnical Commission., «Insulation co-ordination. IEC 60071-2».
- [17] EPM, «GM-12 GUIA METODOLOGICA CALCULO ELECTROMECHANICO Y ELEMENTOS DE SUJECION».
- [18] P. Guambaña y Á. Teodoro, «Diseño de sistemas de puesta a tierra partiendo de un modelo biestratificado de terreno, aplicando un software computacional en el sector industrial», p. 144.
- [19] P. Calixto, «Soil Resistivity Measurement: Two-Layer Model, Proposed Revisions to IEEE Standard 80-2000 and IEEE Standard 81-1983», *IEEE Power Eng. Rev.*, vol. 22, n.º 4, pp. 66-68, abr. 2002, doi: 10.1109/MPER.2002.4312115.