



**UNIVERSIDAD  
DE ANTIOQUIA**

**DISEÑO DE SISTEMAS SOLARES PARA MICRO-  
REDES**

**Steven Díaz Múnera**

**Universidad de Antioquia  
Facultad de Ingeniería, Ingeniería Eléctrica.  
Medellín, Colombia  
2020**



Diseño de sistemas solares para micro-redes

Steven Díaz Múnera

Informe de práctica empresarial como requisito para optar al título de:

Ingeniero Electricista

Santiago Horacio Hoyos Velásquez  
Ingeniero Electricista y de Sistemas

Jaime Alejandro Valencia Velásquez  
Ingeniero Electricista

Universidad de Antioquia  
Facultad de Ingeniería, Ingeniería Eléctrica.  
Medellín, Colombia

2020

## Agradecimientos

Lleno de regocijo, de amor y esperanza, dedico este proyecto, a cada uno de mis seres queridos, quienes han sido mis pilares para seguir adelante. Es para mí una gran satisfacción poder dedicarles a ellos, por incentivarlos a superarme cada día con mis sueños y esperanzas.

Debo de agradecer el apoyo incondicional de mis asesores Santiago Hoyos y Jaime Valencia, con la elaboración de la estructura y desarrollo de este proyecto, la información prestada, su disposición de tiempo para direccionamiento y objetividad del alcance del mismo.

También quiero dar mi más sentido de gratitud, a la Universidad de Antioquia, por haberme aceptado ser parte de ella y abierto las puertas a un mundo de saber dentro del ramo de la Ingeniería, así como también a los diferentes docentes que brindaron sus conocimientos y su apoyo para seguir adelante día a día.

Mi agradecimiento también va dirigido a la empresa Soft Energy, por haber aceptado que se realice mi Tesis en su prestigiosa empresa.

Para finalizar, también agradezco a todos los que fueron mis compañeros de clase durante todos los niveles de Universidad, ya que gracias al compañerismo, amistad y apoyo moral han aportado en un alto porcentaje a mis ganas de seguir adelante en mi carrera profesional.

## **DISEÑO DE SISTEMAS SOLARES PARA MICRO-REDES.**

### **Resumen**

En el siguiente informe se realizó un diseño de un sistema solar para microredes en Zonas No Interconectadas (ZNI) del país (Colombia), donde se plantea el proceso de desarrollo que sigue una instalación solar fotovoltaica en su ingeniería de detalle.

Inicialmente se realizó un análisis socio económico del municipio Litoral de San Juan, ubicado en el departamento del Choco, ya que, es el municipio en donde se encuentra ubicada la comunidad Charambirá, objeto de estudio. Este análisis se realizó para conocer aspectos como la geografía, ecología, economía y vías de comunicación del municipio y la comunidad a tratar. Adicionalmente, se analizó de manera general la demanda de energía a nivel nacional, continuando con el análisis energético de la región pacífica y del municipio, y finalmente se realizó la caracterización de la oferta y demanda de energía de la comunidad Charambirá.

Después de haber realizado la caracterización socio económica y el análisis energético, se realizó un estudio del marco regulatorio y normativa colombiana vigente para la implementación de la microred en ZNI.

Una vez definida la ubicación donde se va a implementar la microred y teniendo en cuenta la oferta y demanda de energía de Charambirá, normativa vigente para sistemas solares en ZNI, finalmente se realizó la ingeniería de detalle de la microred. Este diseño consiste en la selección de componentes, determinación de las conexiones entre paneles, determinación del ángulo óptimo y distancia entre paneles, configuración física de la microred, cálculo de cableado tanto DC como AC, el correcto dimensionamiento de los conductores, una coordinación correcta de protecciones, coordinación de aislamiento, planos, presupuestos, entre otros aspectos, basándose en normativas técnicas nacionales e internacionales y de fórmulas validadas mediante conceptos de fundamentos de energía solar. El desarrollo de la ingeniería de detalle, permitió estimar la energía que producirá la microred en un año, utilizando el software de simulación PVsyst y que el sistema funcione de manera óptima.

## Contenido

1	INTRODUCCIÓN .....	9
2	OBJETIVOS .....	13
3	MARCO TEÓRICO.....	14
3.1	Aspectos energéticos. ....	14
3.1.1	Energía solar Fotovoltaica. ....	14
3.1.2	Radiación solar. ....	15
3.1.3	Brillo Solar.....	16
3.1.4	Precipitaciones.....	16
3.1.5	Temperatura ambiente.....	16
3.1.6	Orientación de los paneles. ....	17
3.2	Aspectos ambientales y sociales. ....	18
3.2.1	Zonas protegidas.....	18
3.2.2	Resguardos indígenas.....	18
3.3	Aspectos eléctricos. ....	18
3.3.1	Sistemas solares para microredes ....	18
3.3.2	Componentes de una Microred ....	20
3.3.3	Sistema interconectado Nacional (SIN).....	21
4	METODOLOGÍA.....	22
4.1	CARACTERIZACIÓN SOCIO ECONÓMICA.....	23
4.1.1	Caracterización socio económica del municipio Litoral de San Juan....	23
4.1.2	Caracterización socio económica de la comunidad Charambirá .....	24
4.2	CARACTERIZACIÓN DE LA DEMANDA .....	26
4.2.1	Demanda de energía a nivel nacional.....	26
4.2.2	Análisis Energético de la zona de interés .....	26
4.2.3	Caracterización energética del municipio Litoral del San Juan.....	31
4.2.4	Caracterización energética corregimiento de Charambirá .....	31
4.2.5	Proyección de demanda .....	42
4.3	ANÁLISIS DEL MARCO REGULATORIO Y NORMATIVO .....	43
4.3.1	Análisis de la Normativa y regulación vigente para la implementación de sistemas solares fotovoltaicos.....	43
4.3.2	Análisis del marco regulatorio y normativa colombiana vigente para la aplicación de la microred en ZNI .....	45
4.4	INGENIERÍA DE DETALLE.....	54
4.4.1	Memoria de cálculo eléctrico Charambirá .....	54
4.4.2	Presupuesto General .....	84
5	CONCLUSIONES.....	84
6	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	85

## Figuras

Figura 1. Generación de electricidad por fuente de energía en el mundo [1].	9
Figura 2. Evolución anual de la potencia instalada fotovoltaica en el mundo [2].	10
Figura 3. Distribución de la potencia instalada en Colombia (adaptada de [4]).	11
Figura 4. Números de proyectos en construcción por fuente de energía a finales del 2019 en Colombia [8].	12
Figura 5. Energía solar fotovoltaica [10].	14
Figura 6. Tipos de radiación [11].	15
Figura 7. Ángulo de inclinación y orientación del panel [16].	18
Figura 8. Elementos básicos de las micro redes [18].	19
Figura 9. Generador Diésel [17].	20
Figura 10. Paneles fotovoltaicos [17].	21
Figura 11. Ubicación de Litoral del San Juan [21].	23
Figura 12. Ubicación de la comunidad de Charambirá [57].	24
Figura 13. Asociación de Pescadores de Charambirá – Asopesan [27].	26
Figura 14. Radiación global horizontal media diaria anual mundial [34].	27
Figura 15. Radiación global horizontal media diaria anual en Colombia [55].	28
Figura 16. Distribución del brillo solar medio diario anual en Colombia [55].	29
Figura 17. Precipitación media total anual en Colombia [56].	30
Figura 18. Acceso a los servicios públicos [24].	31
Figura 19. Placa de datos técnicos del grupo electrógeno.	32
Figura 20. Sistema de Refrigeración	34
Figura 21. Escape del motor y ventilación.	34
Figura 22. Sobrecarga de conductores.	35
Figura 23. Interruptor conmutador giratorio.	36
Figura 24. Esquema normativo aplicable para Subsidios – ZNI [46].	52
Figura 25. Terreno elegido para la implementación de la microrred [57].	55
Figura 26. Uso horario de las cargas proyectadas.	56
Figura 27. Esquema de conexión según NEC.	57
Figura 28. Conexión del sistema híbrido en Modo AC-Coupling.	57
Figura 29. Izquierda producción normalizada, derecha índice de rendimiento.	59
Figura 30. Formas de propagación de las sobretensiones	60
Figura 31. Coordinación de protecciones	71
Figura 32. Coordinación de protecciones	71
Figura 33. Coordinación de protecciones	72
Figura 34. Instalación de los DPS.	79
Figura 35. Símbolo de riesgo eléctrico.	80
Figura 36. Grado de protección IP [38].	80

## Tablas

Tabla 1. Consumo de energía tipo por electrodomésticos .....	42
Tabla 2. Consumo de energía tipo por iluminación .....	42
Tabla 3. Proyección de Demanda .....	43
Tabla 4. Marco jurídico aplicable a las ZNI (adaptada de [44], [45] y [46]). .....	46
Tabla 5. Consumo proyectado por todos los usuarios y de un usuario .....	56
Tabla 6. Base de datos radiación, NASA-SSE .....	57
Tabla 7. Resumen de equipos sistema solar.....	58
Tabla 8. Producción del sistema solar.....	58
Tabla 9. Tensión al impulso que deben soportar los equipos.....	60
Tabla 10. Etiqueta de arco eléctrico para equipos BT .....	62
Tabla 11. Niveles de tensión [38]. .....	62
Tabla 12. Límites de exposición a campos electromagnéticos [38].....	63
Tabla 13. Temperatura máxima de conductores .....	64
Tabla 14. Factores de ajuste para ductos con varios conductores portadores de corriente [38].....	65
Tabla 15. Conductor Técnico.....	65
Tabla 16. Protección termomagnética y tiempo de disparo.....	66
Tabla 17. Verificación de conductores.....	67
Tabla 18. Soportes de los tubos rígidos no metálicos .....	69
Tabla 19. Distancia máxima entre soportes de los conductores para canalizaciones verticales [38]. .....	70
Tabla 20. Porcentaje de la sección transversal en tubos Conduit.....	73
Tabla 21. Capacidad de tuberías.....	73
Tabla 22. Cálculo de Bandeja.....	74
Tabla 23. Resumen de cálculo de regulación.....	78
Tabla 24. Código de colores de conductores [38]. .....	79
Tabla 25. Mínimo radio de curvatura. ....	81
Tabla 26. Espacio de trabajo requerido. NTC 2050 Tabla 110-16 a) .....	83
Tabla 27. Profundidad mínima del espacio de trabajo. NTC 2050 Tabla 110-34 a) .	83
Tabla 28. Presupuesto general del proyecto .....	84

## **Anexos**

Anexo 1 Caracterización socio económica del municipio Litoral de San Juan

Anexo 2 Demanda de energía a nivel nacional

Anexo 3 Caracterización energética del municipio Litoral del San Juan

Anexo 4 Resolución del Ministerio de Minas y Energía (MME) sobre remuneración de SSFVI en ZNI

Anexo 5 Resultados de la simulación PvSyst

Anexo 6 Fichas técnicas de los equipos seleccionados

Anexo 7 Formato de cuadro de cargas

Anexo 8 Análisis de riesgos por rayos y medidas de protección contra rayos

Anexo 9 Análisis de riesgos de origen eléctrico y medidas para mitigarlos

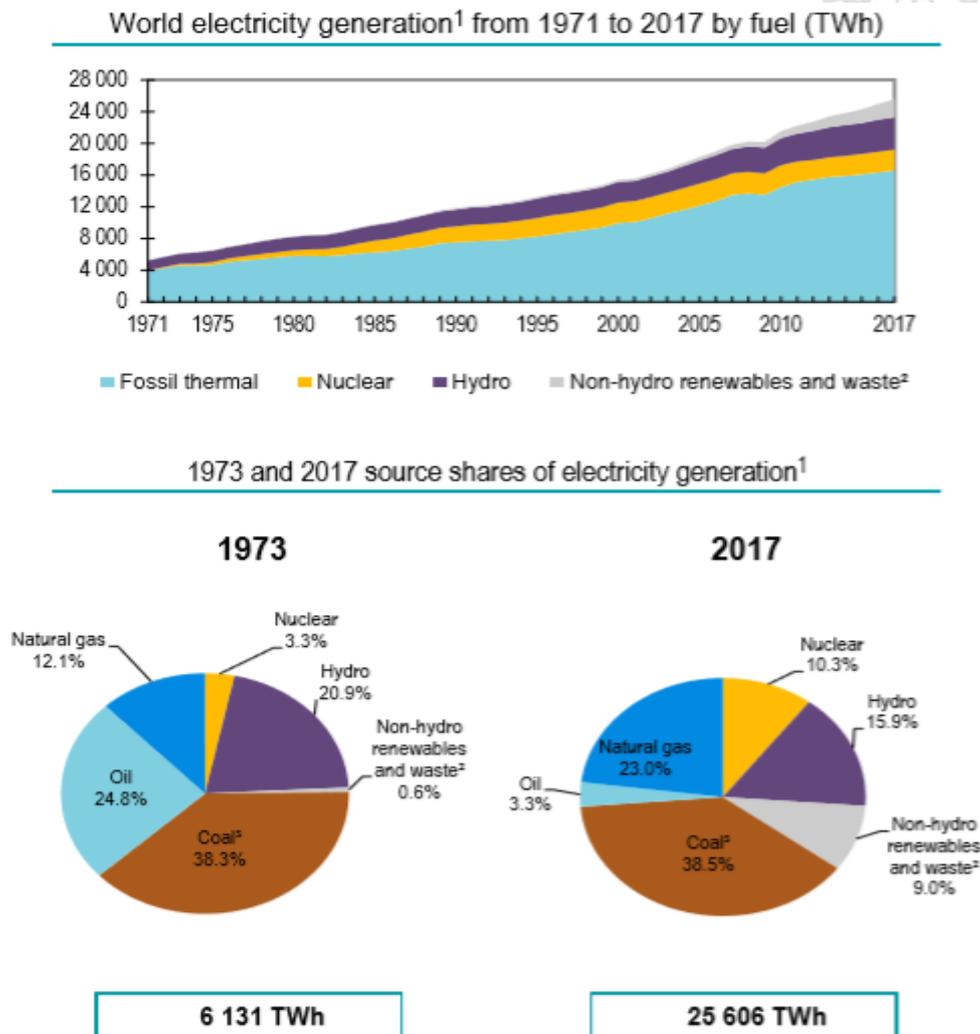
Anexo 10 Cálculo del sistema de puesta a tierra

Anexo 11 Planimetría

Anexo 12 Presupuesto del proyecto

# 1 INTRODUCCIÓN

La producción de energía eléctrica en el mundo ha incrementado de una manera exagerada en los últimos 44 años; en el periodo entre 1971 a 2017, se ha cuadruplicado la generación de energía. Las fuentes de energía como la hidráulica y el petróleo han disminuido su producción de energía eléctrica, mientras que las fuentes renovables y el gas natural han aumentado porcentaje de participación [1].

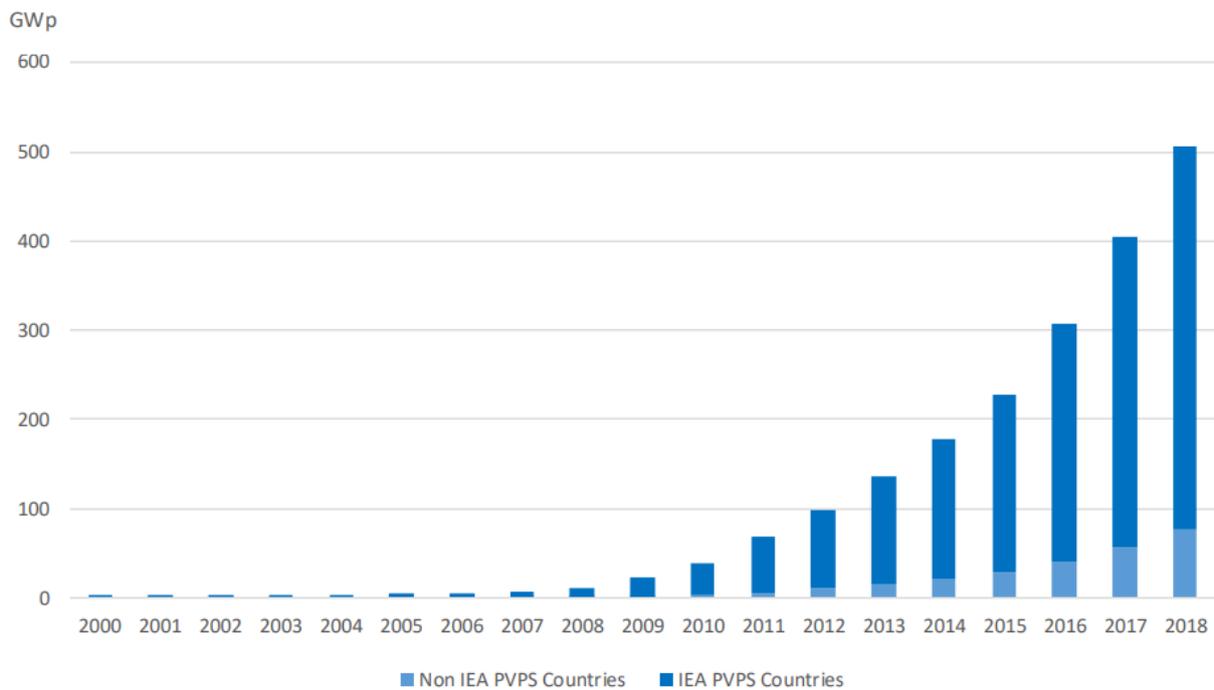


**Figura 1.** Generación de electricidad por fuente de energía en el mundo [1].

Los Países de China, Estados Unidos, India, Rusia y Japón son los mayores productores de energía eléctrica, entre ellos producen más del 60% de la energía total en el mundo para el año 2017. Como se observa en la Figura 1 las fuentes de energía por fuentes renovables han ganado un terreno significativo a través de los años, siendo la energía solar una de las fuentes de energía de mayor crecimiento [2].

A nivel mundial, la potencia acumulada en instalaciones fotovoltaicas ha tenido un constante aumento en los últimos años, alcanzando una potencia instalada de 429,6 GW para finales del año 2018 [2]. China ahora lidera las capacidades acumulativas con 176,1 GW, seguida por los EE. UU. (62,2 GW), Japón (56 GW), Alemania (45,4

GW), India (32,9 GW) ocupa el quinto lugar, Italia (20,1 GW) sexto, Reino Unido séptimo (13 GW). Australia (11,3 GW) octavo. Todos los demás países están por debajo de la marca de 10 GW [2].



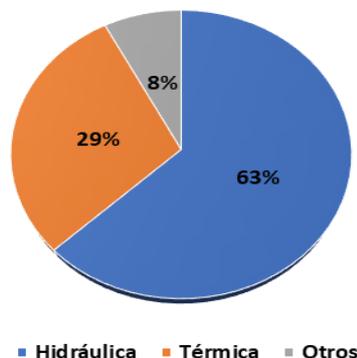
**Figura 2.** Evolución anual de la potencia instalada fotovoltaica en el mundo [2].

Según un informe publicado por la Agencia Internacional de las Energías Renovables (IRENA), la potencia fotovoltaica actualmente instalada en América Latina ha superado los 10 GW. La mayoría de esta potencia – aproximadamente 5.469 MW – está ubicada en América del Sur, donde Brasil y Chile son los mayores mercados con respectivamente 2,2 GW y 2,1 GW de capacidad conectada a la red. El tercer mercado es Perú con 345 MW, seguido por Uruguay (245 MW), Argentina (191 MW), Colombia (87 MW), Bolivia (71 MW), Guayana Francesa (47 MW) y Ecuador (26 MW) [3].

En la región de América Central y el Caribe la potencia FV acumulada llegó a unos 1.737 MW a finales de diciembre. El mayor mercado solar de la región sigue siendo Honduras con un total de 516 MW, seguido por El Salvador (184 MW), República Dominicana (166 MW), Puerto Rico (165 MW), Panamá (147 MW), Guatemala (114 MW), Cuba (96 MW), Guadalupe (70 MW), y Martinique (67 MW). En cuanto a México, que pertenece a América del Norte, su potencia solar acumulada había alcanzado unos 3.113 MW a finales del año 2018, según las estadísticas de IRENA [3].

En Colombia el mayor porcentaje de la potencia instalada es debida a fuentes de energía hidráulicas, correspondiente al 63% de la potencia total instalada en el país, un 29% corresponde a la energía térmica y el 8% restante corresponde otras fuentes de energía, las cuales incluyen la energía eólica, pequeñas centrales hidroeléctricas, solar, biomasa, entre otros [4].

### CAPACIDAD EFECTIVA POR TIPO DE GENERACIÓN

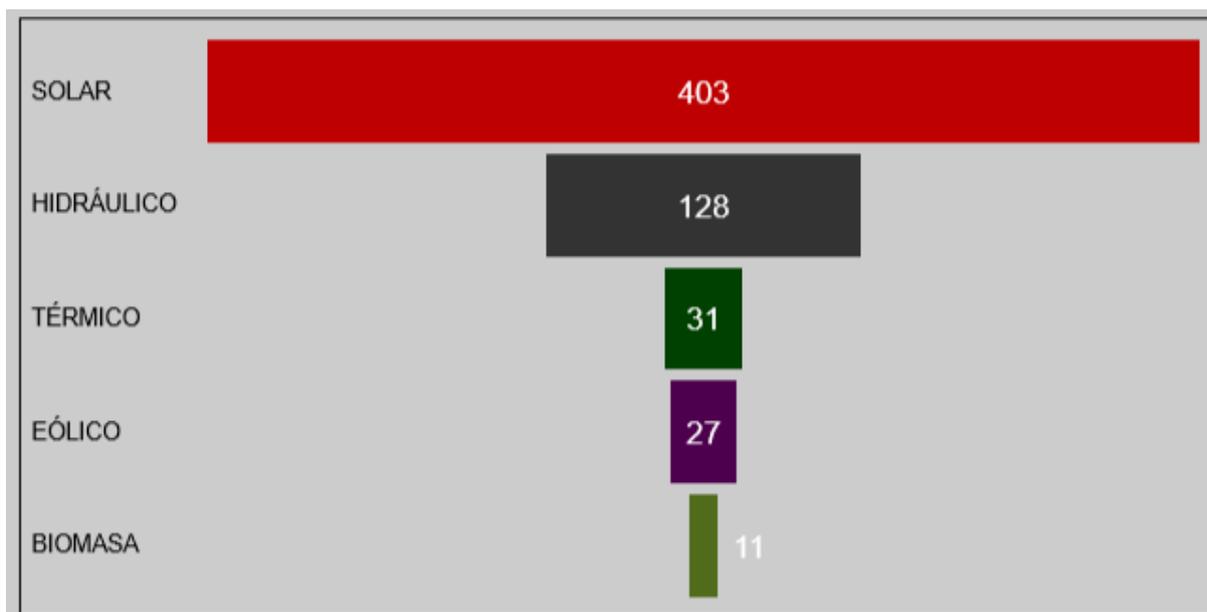


**Figura 3.** Distribución de la potencia instalada en Colombia (adaptada de [4]).

La demanda de energía eléctrica en Colombia es cubierta principalmente por las centrales hidroeléctricas, esto hace que el país tenga una gran dependencia en el recurso hidráulico. Cuando se presenten fenómenos climatológicos como “El Niño” donde el recurso del agua disminuye, hace necesario aumentar el uso de centrales térmicas para poder cubrir la demanda energética del país [5]. La disminución de generación hidráulica implica aumento de los costos del MWh, como ocurrió en el último fenómeno del “El Niño” ocurrido en 2016, donde un MWh antes del fenómeno costaba aproximadamente USD 90, y con el fenómeno pasó cerca de USD 140 [5]. Además, el alto costo de los combustibles líquidos y la escasez de gas, han llevado a que algunas generadoras dejen de entregar energía al sistema [5]. Para no ser tan susceptible a fenómenos climatológicos de sequía y disminuir las emisiones de gases contaminantes al ambiente, es importante diversificar la generación de energía eléctrica con Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE).

La energía solar puede ser una alternativa complementaria para atender la demanda del país en periodos de sequías, debido a que Colombia gracias a su ubicación geográfica, tiene un gran potencial energético en el recurso solar [6]. Además, con la existencia de mecanismos que incentivan la integración de las FNCE como lo es la Ley 1715 de 2014, donde por medio de incentivos fiscales como son: exclusión de arancel, deducción del IVA, reducción del impuesto de renta y permitir la depreciación acelerada, ayuda a que los grandes proyectos de generación solar, tengan mayores posibilidades de viabilidad financiera [7]. Lo anterior hace una oportunidad de negocio para diferentes actores que quieran invertir en sistemas Solares fotovoltaicos.

Es por eso que el número de proyectos vigentes en construcción de generación solar han aumentado en los últimos años en Colombia, siendo este tipo de generación el que cuenta con el mayor número de proyectos de generación en construcción para finales del 2018, con un total de 403 proyectos vigentes de generación solar y se proyecta que esa cifra siga aumentando en los próximos años [8].



**Figura 4.** Números de proyectos en construcción por fuente de energía a finales del 2019 en Colombia [8].

La energía solar fotovoltaica se ha venido aplicando también en zonas no interconectadas (ZNI) del país, donde es más viable económicamente energizar a estas comunidades con energía solar fotovoltaica que con la extensión de la red. La oferta en ZNI normalmente es brindada a través de plantas diésel que son altamente contaminantes para el medio ambiente. La demanda es de muy baja cantidad de potencia porque son viviendas con unas características de bajas necesidades satisfechas. Y como un complemento más a la energización de ZNI, se han utilizado las microrredes.

Las micro redes mejoran el rendimiento medioambiental y la fiabilidad de la energía. Puede considerarse como una red de suministro eléctrico a pequeña escala, diseñada para abastecer de electricidad a una pequeña comunidad [13].

Las microrredes eléctricas se han identificado como una alternativa para suministrar energía a más de 1.09 billones de personas en el mundo que aún no cuentan con este servicio y viven en zonas alejadas de los sistemas eléctricos interconectados. En Colombia, la capacidad instalada en las Zonas No Interconectadas (ZNI) está compuesta por generación diésel en un 92% y el 8% restante corresponde a fuentes no convencionales de energía (FNCE). Esta proporción hace que en las zonas no interconectadas (ZNI) se produzcan emisiones de 0.7326 tCO<sub>2</sub>/MWh, las cuales son mayores que las producidas por el Sistema Interconectado Nacional, 0.1506 tCO<sub>2</sub>/MWh. Teniendo en cuenta que Colombia produjo 224 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> en el 2010 y se ha comprometido con una reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub> del 20% con respecto a las emisiones proyectadas para el año 2030, se requieren acciones que lleven al país a la meta propuesta. Teniendo en cuenta los recursos energéticos renovables en Colombia, existe la oportunidad de emplear el concepto de microrredes eléctricas utilizando FNCE para la prestación del servicio de energía eléctrica en las ZNI y asimismo ayudar en la reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub>

[14]. La energización en estas regiones contribuye a la diversificación de las fuentes de generación dentro de un marco sostenible, impulsando la implementación de la generación distribuida y el desarrollo de las microrredes. El Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas (IPSE) para las ZNI, ha desarrollado proyectos piloto a través de los denominados centros de innovación, evaluando la implementación de las FNCE y adquiriendo el conocimiento y la experiencia necesarias para la adopción de estas tecnologías, con el fin de cumplir en el 2020 la meta del 30% en la participación de la generación de energía eléctrica correspondiente a las ZNI. Para seguir avanzado en la implementación de microrredes en ZNI es preciso contar con un procedimiento sistemático para su diseño [14].

Básicamente los sistemas solares fotovoltaicos para microrredes son proyectos de ingeniería que deben seguir una serie de procedimientos para implementarse. Desarrollar proyectos de ingeniería se dividen en tres grandes etapas, las cuales son: ingeniería conceptual, ingeniería básica e ingeniería de detalle. La ingeniería conceptual es la primera fase en la cual se realiza la selección de la alternativa más favorable para los escenarios establecidos, identificando la viabilidad técnica y económica de las alternativas. La ingeniería básica tiene por objetivo completar el alcance de la alternativa seleccionada durante la fase de ingeniería conceptual y desarrollar un plan de ejecución del proyecto. Y por último la ingeniería de detalle se completa el desarrollo de toda la ingeniería del proyecto al nivel de detalle constructivo [9].

En este informe se aplicará el estudio de ingeniería de detalle para la ejecución de un sistema Solar fotovoltaico para micro red en la comunidad de Charambirá en ZNI del departamento del Chocó. Se analizarán los tipos de tecnologías que se deben aplicar, caracterización socio económica de la comunidad de Charambirá, oferta y demanda de la comunidad, se definirán el marco de normas técnicas que regularán los diseños, los requerimientos de espacio. Por último, se desarrollará la ingeniería de detalle (Planos, simulaciones, memorias de cálculo, presupuesto, entre otros).

## **2 OBJETIVOS**

### **2.1. Objetivo general**

Diseñar un sistema solar fotovoltaico en la comunidad de Charambirá en zonas no interconectadas (ZNI) del departamento del Chocó.

### **2.2. Objetivos específicos**

- Caracterizar socio, económica y ambientalmente la comunidad de Charambirá.
- Caracterizar la oferta y demanda de energía en la comunidad de Charambirá.
- Identificar y analizar la normativa y regulación vigente para la aplicación de la microrred en ZNI.
- Desarrollar la ingeniería detallada (Planos, simulaciones, memorias de cálculo).

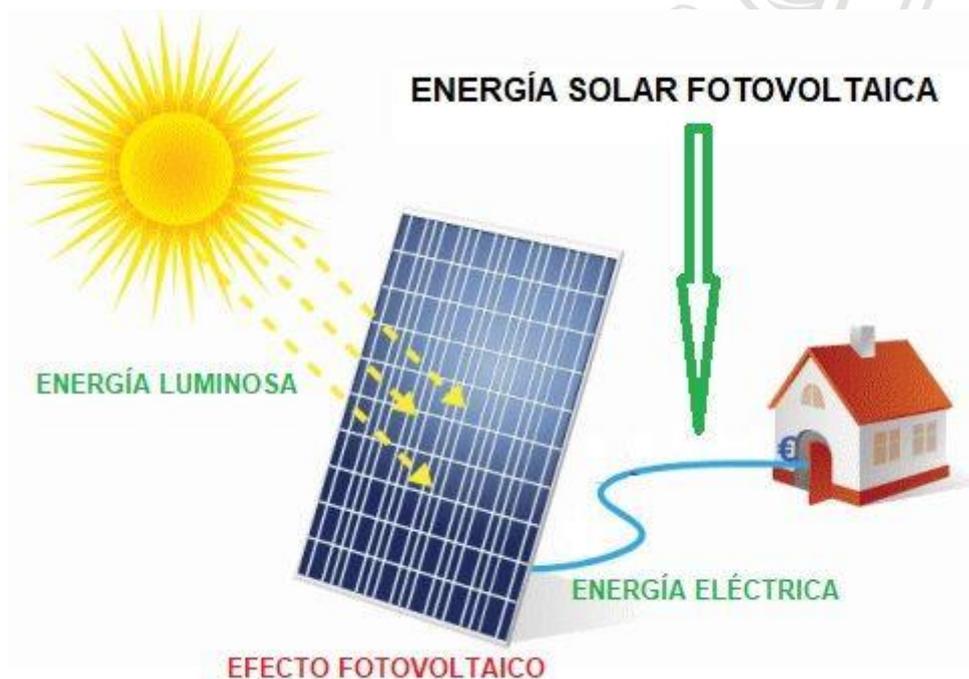
### 3 MARCO TEÓRICO

#### 3.1 Aspectos energéticos.

##### 3.1.1 Energía solar Fotovoltaica.

La energía solar es una fuente inagotable, renovable, no contaminante y disponible en todo el planeta, el cual contribuye al desarrollo sostenible y se puede utilizar en muchas de las actividades humanas. Esta energía puede ser aprovechada en diferentes formas, tanto para la generación de electricidad como la producción de calor, pero la más usada es la generación de electricidad, a esto se le denomina energía solar fotovoltaica.

La energía solar fotovoltaica es la conversión de la energía de los rayos del Sol en electricidad, mediante un efecto fotoeléctrico o fotovoltaico. Para esto se utiliza celdas fotovoltaicas que están hechas de materiales semiconductores sensibles a la luz del Sol, cuando entran en contacto se produce un movimiento de electrones y gracias a la ayuda de un cable conductor se origina una corriente eléctrica [5].



**Figura 5.** Energía solar fotovoltaica [10].

La corriente eléctrica producida es directa (DC), que es un tipo de corriente que no varía en el tiempo, pero la mayoría de las cargas necesitan de la corriente alterna (AC) que varía con respecto al tiempo, por lo cual es necesario de un elemento de conversión llamado inversor.

### 3.1.2 Radiación solar.

Es la energía emitida por el Sol, propagándose en todas las direcciones a través del espacio mediante ondas electromagnéticas. La radiación solar que llega a la tierra depende del movimiento de este alrededor del Sol y este movimiento corresponde a leyes físicas. También dependen las propiedades de la atmósfera de la tierra [5].

Existen dos términos que se usan para medir la radiación solar: irradiación e irradiancia. La irradiación es la cantidad de energía recibida en un periodo de tiempo y se mide en Wh/m<sup>2</sup>. La irradiancia es la potencia recibida en un instante y se mide en W/m<sup>2</sup>. A estas medidas se le asocian periodos de tiempo como lo es día, mes, año, entre otros [5].

Gran cantidad de la energía que produce el Sol se pierde en el camino hacia el exterior de la atmosfera terrestre. Cuando los rayos del Sol atraviesan la atmósfera, también parte de la energía se pierde por fenómenos de reflexión, difusión y absorción, hasta que al final una fracción de la radiación total llega a la superficie terrestre. Esta radiación que llega a la superficie se divide en tres tipos: directa, difusa y albedo (o reflejada) [12].

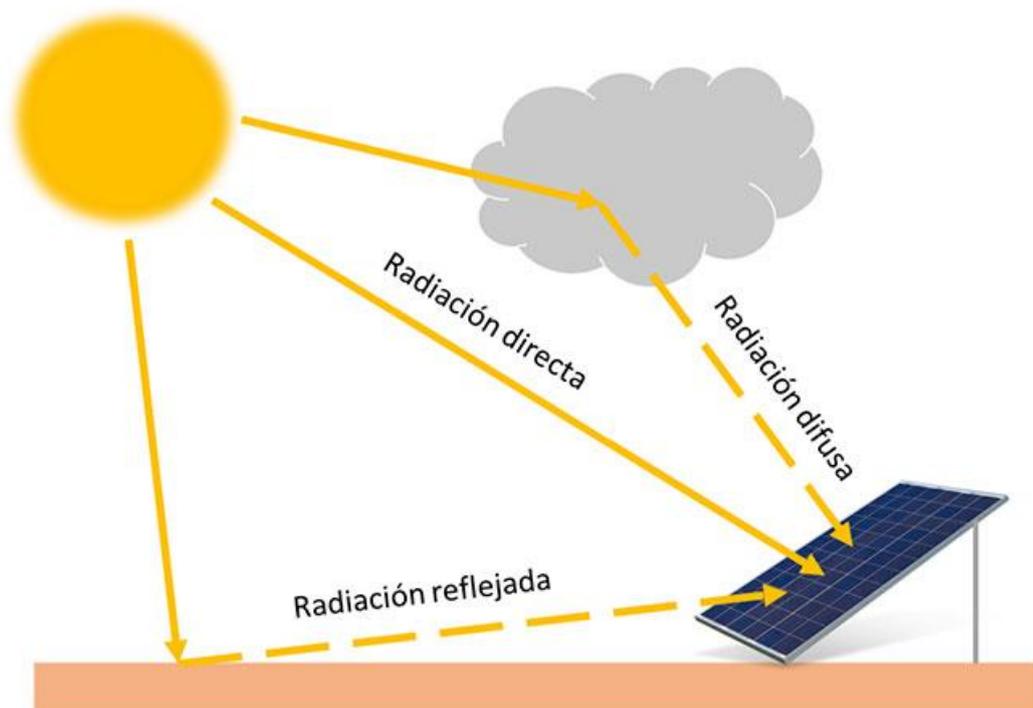


Figura 6. Tipos de radiación [11].

#### 3.1.2.1 Radiación directa.

Es la radiación que llega a la superficie receptora sin sufrir cambios de dirección debido a que no sufre interferencias al atravesar la atmósfera. Este tipo de radiación es mayor en cantidad cuando el cielo está despejado o con poca nubosidad [12].

### **3.1.2.2 Radiación difusa.**

Es aquella radiación proveniente de la atmosfera por dispersión, por lo cual sufre cambios de dirección debido a la presencia de obstáculos como lo son las nubes. En días soleados esta radiación es mínima, pero cuando se presenta bastante nubosidad el porcentaje de radiación difusa aumenta considerablemente [12].

### **3.1.2.3 Albedo o radiación reflejada.**

Es la radiación que se refleja en la superficie terrestre e incide en la superficie receptora. Esta radiación depende del coeficiente de reflexión de la superficie, ya que este refleja un porcentaje de la radiación que le incide y este porcentaje varía dependiendo del tipo de superficie. Por ejemplo, la nieve refleja aproximadamente un 86 % de la luz que le incide, en cambio, los mares apenas alcanzan entre el 5 y 10% [12].

### **3.1.3 Brillo Solar.**

El brillo solar es otra forma de conocer la radiación del Sol a través de la medición de las horas de Sol efectivo en el día y está asociada al tiempo durante el cual la superficie del suelo es irradiada por la radiación solar directa entre el alba y el atardecer representado en horas [15].

### **3.1.4 Precipitaciones.**

Son cualquier tipo de forma en que el agua cae desde las nubes hacia la tierra. La unidad más común para la medida de las precipitaciones es en milímetros (mm) y se asocia con periodos como el día, mes, año, entre otros [15].

### **3.1.5 Temperatura ambiente.**

Es la cantidad de calor presente en una masa de aire sobre un lugar determinado. Es afectada directamente por; la continentalidad, la latitud y la altitud. Por la continentalidad es debido al alto contenido de vapor en la atmosfera por la cercanía a las grandes masas de agua. Por la latitud que se relaciona con la posición de la zona de interés con la posición del eje terrestre donde la temperatura varía notablemente dependiendo de la línea equinoccial. Y por la altitud sobre el nivel de mar, entre más alto se encuentre sobre el nivel del mar una zona, por lo general, su temperatura es menor [15].

### 3.1.6 Orientación de los paneles.

El valor de irradiación que incide sobre un módulo fotovoltaico depende de la inclinación que adopte el panel y por lo tanto del ángulo de incidencia  $\theta$  entre la normal a la superficie del módulo y el haz de radiación solar.

Si la radiación solar es perpendicular a la superficie del módulo fotovoltaico, la captación de energía será máxima. Para recolectar la mayor cantidad posible de energía se puede recurrir a sistemas de seguimiento del sol para hacer que la superficie de los paneles siempre esté perpendicular a la radiación solar, pero es un sistema costoso que requiere de mantenimiento continuo. Así la orientación del panel puede ser norte o sur, en los países del hemisferio sur se orienta hacia el norte, y su inclinación óptima va a depender de la latitud en la que se encuentre el proyecto [16].

La posición de los paneles solares se puede especificar mediante dos coordenadas angulares [16]:

- **Orientación o ángulo acimutal ( $\alpha$ ):** Es el ángulo formado por la proyección sobre el plano horizontal de la perpendicular a la superficie del módulo y el meridiano del lugar. La orientación sur del módulo fotovoltaico se corresponde con el origen y toma el valor  $0^\circ$ , la orientación oeste vale  $90^\circ$ , la orientación norte vale  $180^\circ$  y la orientación este vale  $270^\circ$ .
- **Inclinación o ángulo de elevación ( $\beta$ ):** Es el ángulo formado por la superficie del módulo fotovoltaico y el plano horizontal. Su valor es  $0^\circ$  para módulos en posición horizontal, y  $90^\circ$  para módulos en posición vertical. En instalaciones fijas este ángulo se fija en función de la latitud del lugar.

La mayor cantidad de energía que pueden absorber los paneles solares se dan cuando estos se encuentran ubicados de forma perpendicular a los rayos del sol, en algunas aplicaciones los paneles solares no se encuentran fijos.

Para el caso de aplicaciones donde se tengan paneles ubicados en posiciones fijas o estáticas como es el caso de la metodología a usar, es necesario encontrar cual es la posición óptima de los paneles.

Para el hemisferio norte, se recomienda instalar los paneles fotovoltaicos orientados hacia el sur considerando un ángulo de acimut óptimo de  $0^\circ$ , mientras que, para el hemisferio sur, se recomienda instalarlos orientados hacia el norte con un ángulo de acimut óptimo de  $180^\circ$ .

Para determinar la inclinación óptima se utilizará la siguiente ecuación resultado del análisis de cálculos de irradiación global horizontal para diferentes inclinaciones del panel.

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0,69 |\phi|$$

Donde:

- $\beta_{opt}$  = Inclinación óptima para maximizar la captación de energía anual en grados sexagesimales.
- $\varphi$  = Latitud del lugar en grados sexagesimales. A continuación, en la Figura 7 se representa gráficamente las dos posiciones angulares de los paneles solares.

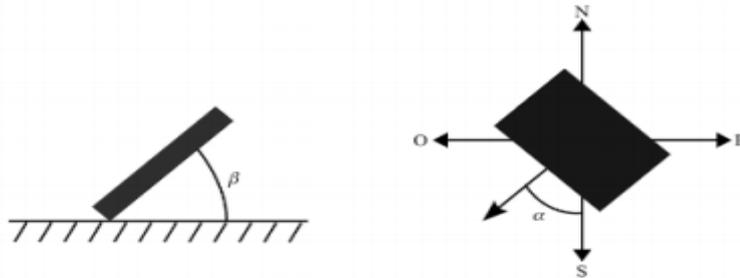


Figura 7. Ángulo de inclinación y orientación del panel [16].

### 3.2 Aspectos ambientales y sociales.

#### 3.2.1 Zonas protegidas.

Son áreas donde su ambiente ha sido poco alterado por actividades humanas o requieren de cierta conservación en su fauna y flora de los distintos ecosistemas, con el fin de conseguir un equilibrio y continuidad de los procesos naturales. Las zonas protegidas son controladas por instrumentos políticos, regulando sus actividades bajo el marco normativo, estando sujetas a leyes especiales para la protección, conservación, restauración y desarrollo [7].

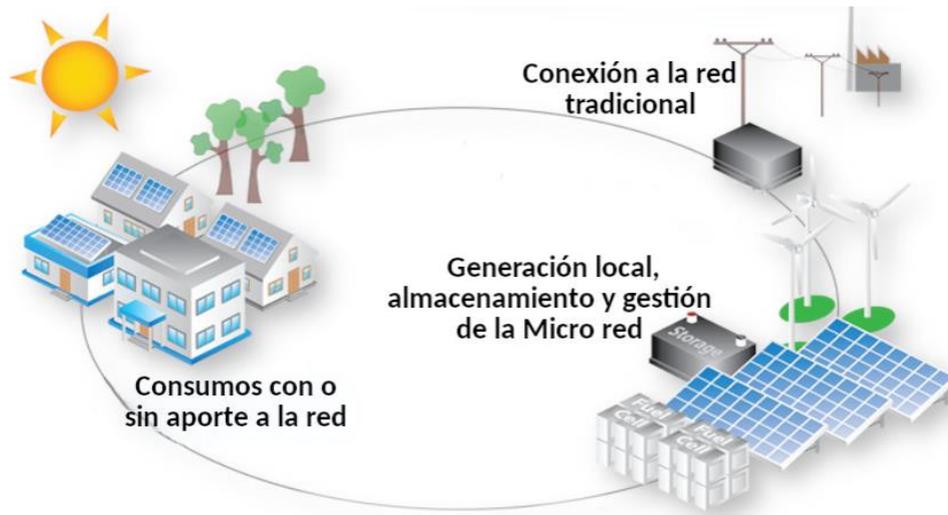
#### 3.2.2 Resguardos indígenas.

Es una sociedad política y legal con derechos especiales constituida por las comunidades indígenas, los cuales poseen un territorio que cumple con las garantías de una propiedad privada, gobernando el manejo de éste y de su convivencia interna mediante su sistema normativo propio [15].

### 3.3 Aspectos eléctricos.

#### 3.3.1 Sistemas solares para microredes

Una microred es un sistema que combina varias fuentes de energía diferentes, un ejemplo común es un sistema híbrido diésel fotovoltaico, combinando la energía fotovoltaica (PV) con generadores de diésel.



**Figura 8.** Elementos básicos de las micro redes [18].

Las microrredes que no tienen conexión a la red tradicional se llaman microrredes aisladas que generalmente se presentan en el caso de sitios remotos (por ejemplo, comunidades remotas) donde la interconexión con la red principal no es factible debido a limitaciones técnicas o económicas [18].

Las principales ventajas de una microrred combinando la generación diésel y fotovoltaica son [17]:

- Reducción del consumo de combustible: la incorporación de energía fotovoltaica al sistema reduce el uso del grupo electrógeno y no solo favorece económicamente al consumidor, sino que reduce emisiones de gases contaminantes y evita posibles penalizaciones o multas.
- Extensión de la vida útil del grupo electrógeno: gracias al uso reducido del grupo electrógeno, éste no va a sufrir altas exigencias de funcionamiento y que el grupo electrógeno funcione en su nivel óptimo, consiguiendo alargar su vida útil.
- Mejora del rendimiento del grupo electrógeno: el hecho de que se consiga hacer trabajar al grupo electrógeno en su nivel óptimo tiene como consecuencia un aumento del rendimiento.
- Mejor calidad de servicio ante largos periodos de consumo: cuando tenemos un consumo de energía que se prolonga demasiado, se puede regular la potencia que generamos con cada tipo de tecnología para evitar sobrecalentamientos o posibles averías de los equipos.
- Salto de investigación para una nueva era de micro redes: el avance de la tecnología en estos sistemas híbridos supone todo un descubrimiento porque se consigue tener independencia de suministro de energía al estar aislado de la red y a la vez, tener una alta calidad del servicio.

### 3.3.2 Componentes de una Microred

#### 3.3.2.1 Generador diésel

El generador diésel transforma la energía mecánica en energía eléctrica, es la base del sistema, estará siempre disponible y proporcionará la energía que la instalación fotovoltaica no pueda producir como consecuencia de poca irradiación. Debido a esto, hay que tener especial cuidado con el generador diésel y conseguir en la medida de lo posible que trabaje en un estado óptimo. Todos los generadores diésel tienen un nivel mínimo de carga, por encima de este nivel el generador está en un estado óptimo de trabajo, pero por debajo de este nivel, que suele rondar el 30% de la potencia nominal, el fabricante no recomienda que funcione durante un periodo de tiempo prolongado ya que se pueden producir averías y provocando que la vida útil del generador se reduzca. La vida útil de los generadores diésel suele ser de 5 años [17].



**Figura 9.** Generador Diésel [17].

#### 3.3.2.2 Paneles fotovoltaicos

Los paneles fotovoltaicos generan electricidad a partir de las radiaciones solares. Al ser el Sol un elemento variable, no siempre tenemos el mismo nivel de radiación durante el día y por la noche esta radiación es nula, el sistema no puede depender de la energía que le proporcionan los paneles fotovoltaicos. Como consecuencia de esto, los paneles fotovoltaicos son un complemento al generador diésel y se utilizan para reducir las horas de funcionamiento de éste y así ahorrar combustible y conseguir que el generador trabaje a un nivel óptimo. La vida útil de los paneles fotovoltaicos esta alrededor de los 25 años, a medida que pasan los años su rendimiento se ve reducido, pero si se tiene en cuenta la evolución de esta tecnología en los últimos años, el futuro va a ser prometedor y se conseguirá aumentar la vida útil y el rendimiento de los paneles fotovoltaicos haciendo más rentable realizar una inversión en esta tecnología [17].



**Figura 10.** Paneles fotovoltaicos [17].

### **3.3.2.3 Inversores**

Los inversores están formados por una serie de materiales semiconductores que tienen como objetivo generar una onda de corriente alterna a partir de otra de corriente continua.

### **3.3.2.4 Baterías**

Elementos de acumulación de energía eléctrica, clasificados usualmente en primarias y recargables. Permiten acumular los excedentes de generación, para utilizarlos posteriormente.

### **3.3.3 Sistema interconectado Nacional (SIN).**

Es un conjunto de líneas de transmisión y subestaciones eléctricas conectadas entre sí, con el fin de transportar la energía eléctrica desde los centros de generación hasta los centros de cargas. Los centros de generación en Colombia incluyen mayormente centrales hidroeléctricas, centrales térmicas, plantas solares y eólicas. El SIN se divide en dos grandes subsistemas: el Sistema de Trasmisión nacional (STN) y el Sistema de Trasmisión Regional (STR) [19].

#### **3.3.3.1 Sistema de trasmisión nacional (STN).**

El Sistema de Trasmisión Nacional (STN), es el sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas, con sus correspondientes módulos de conexión, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV [19].

#### **3.3.3.2 Sistema de trasmisión regional (STR).**

El Sistema de Trasmisión Regional (STR) es el sistema interconectado de energía compuesto por redes regionales o interregionales de transmisión y está conformado por el conjunto de líneas y subestaciones con sus equipos asociados que operan a tensiones menores de 220 kV y que no pertenezcan a un sistema de distribución local [19].

## 4 METODOLOGÍA

Se dispone de información específica de la ZNI, la cual fue adquirida a través de: visitas a la zona para registrar el comportamiento de las diferentes variables en un período de tiempo, consulta de fuentes confiables tales como el Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE), Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), IPSE, Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM), National Aeronautics and Space Administration (NASA), National Renewable Energy Laboratory (NREL), etc. o estimaciones que produzcan un grado de incertidumbre razonable en los casos en que no se disponga de información precisa [14].

La información preliminar que fue recolectada para el diseño de la microrred es la siguiente:

- Condiciones de la carga: número de usuarios, ubicación y distancia entre usuarios, área promedio de vivienda, área disponible para instalación de generadores y almacenadores y aplicación del servicio de energía.
- Condiciones de la zona: temperatura ambiente mínima, máxima y promedio, altura sobre el nivel del mar, densidad de descargas atmosféricas, resistividad aparente del terreno, identificación de ambientes salinos, identificación de ambientes húmedos y usos del suelo.
- Condiciones económicas: disponibilidad de apoyos gubernamentales (Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas no Interconectadas, FAZNI, IPSE), índice de necesidades básicas insatisfechas y condiciones de acceso.
- Recursos renovables: irradiación solar promedio mensual y condiciones de registro, velocidad de viento promedio mensual y condiciones de registro, potencial hídrico, producción de biomasa, potencial oceánico y potencial geotérmico.
- Recursos no renovables: diésel, gasolina y carbón.

De acuerdo a la información descrita anteriormente, los pasos realizados para lograr los objetivos propuestos fueron:

- 4.1. Análisis socio económico de la comunidad de Charambirá del departamento del Chocó.
- 4.2. Análisis de la oferta y demanda de energía en la comunidad de Charambirá.

Se realizará un análisis energético, observando variables tales como radiación, brillo, número de usuarios, ubicación, consumo de energía y potencia eléctrica en el municipio de donde se encuentra ubicada la comunidad del objeto de estudio.

- 4.3. Revisar normativa existente tanto nacional como internacional, para la implementación de sistemas solares fotovoltaicos tales como, las regulaciones emitidas por la CREG, leyes emitidas por el congreso de Colombia y normas técnicas como el RETIE y la IEC.

- 4.4. Documentación del estudio y diseño de la ingeniería de detalle (Planos, simulaciones, presupuesto, memorias de cálculo, entre otros).
- 4.5. Documento del trabajo de grado en donde este toda la información descrita en la metodología, cumpliendo los objetivos establecidos.

A continuación, se procede al desarrollo de la información para cumplir con los objetivos presentados en el ítem 2.

#### 4.1 CARACTERIZACIÓN SOCIO ECONÓMICA

Antes de realizar el análisis socio económico de la comunidad de Charambirá, se realizó la caracterización socio económica del municipio Litoral de San Juan, ya que, es el municipio en donde se encuentra ubicada dicha comunidad.

##### 4.1.1 Caracterización socio económica del municipio Litoral de San Juan

Litoral de San Juan es un municipio colombiano ubicado en el extremo Sur del departamento de Chocó. Fue erigido en 1993, segregado del municipio de Istmina. Su cabecera municipal es la población de Santa Genoveva de Docordó. Su Extensión es de 3755 kilómetros cuadrados y cuenta con una temperatura promedio de 28°C. Se encuentra a 25 metros sobre el nivel del mar. Cuenta con una población de 850 habitantes en el sector urbano y el sector rural 5.891 habitantes. Sus tierras se distribuyen en los pisos térmicos cálido, templado y frío [20].

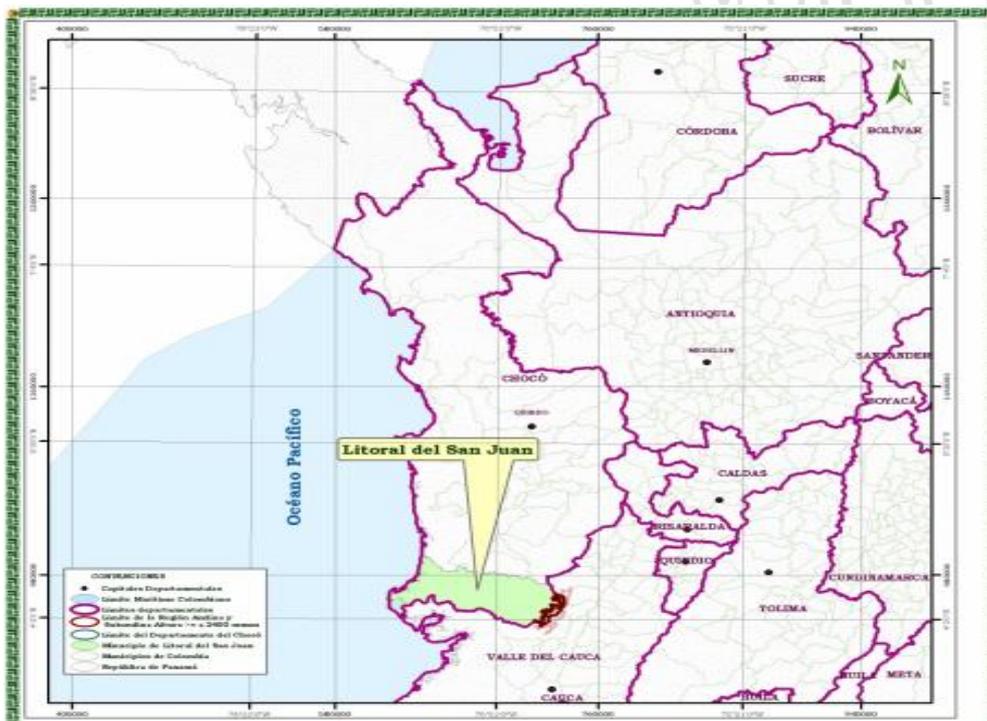


Figura 11. Ubicación de Litoral del San Juan [21].

Sus principales actividades son la agricultura con la siembra de plátano, la caña y maíz, la pesca, la minería (que casi no se explota), la explotación de la madera. Bocas de Togoromá.

Sus Veredas son 19: Puerto Limón (Cucurrupi), Corriente Palo, Guachal, Puerto Murillo, Tordo, Las Peñitas (Copoma), Vella Victoria, Barrios Unidos, Pangalita, Las Delicias (Munguido), Los Perea (Taparal), El Quicharo, El Coco (Palestina), García Gómez, Choncho, Punta Choncho (Isla del Mono) los esteros (Charambirá), Venado (Playita), El Carra (Docordo) [20].

Sus Resguardos Indígenas son 17: Durg Agdur, Chagpien Medio, Chagpien Tordo (Copoma), Union Waimia, Pangala, Estrella Pangala (Munguido), Taparalito (Taparal), Papayo, Burujon, San Bernardo, Warataco, Buena Vista, Tio Cirilio (Isla del Mono), Quebrada de Togoroma (Togoroma), Quebrada de Pichima (Pichimá), Unión Balsalito (Docordó) [20].

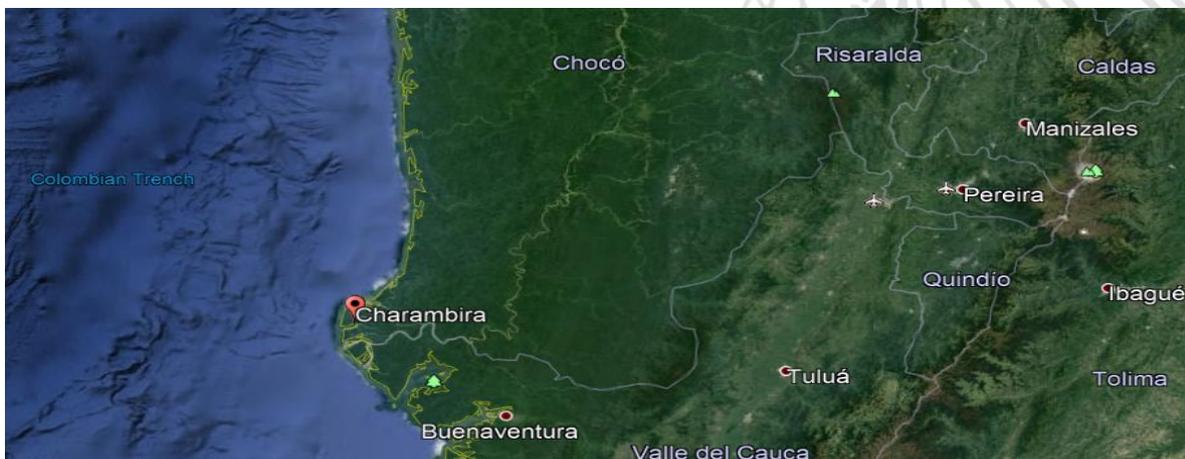
Si desea ampliar la información sobre la caracterización socio económica del municipio Litoral de San Juan, ver **Anexo 1**. Allí se encuentra la geografía, ecología, economía y sus vías de comunicación.

#### 4.1.2 Caracterización socio económica de la comunidad Charambirá

##### 4.1.2.1 Geografía

La comunidad de Charambirá Fundada en 1960 por las familias Pretel, Waitoto, González, Hernández y López, su nombre en honor a un árbol que se llama Charambirá, el cual era punto de referencia en esa época para la navegación marítima; limita:

- Por el Sur: con la comunidad de Cacahual.
- Por el Norte: con el Océano Pacífico y la comunidad de los Esteros.
- Por el Occidente: con la Playa y el Faro.
- Por el Oriente: La comunidad de Docordó.



**Figura 12.** Ubicación de la comunidad de Charambirá [57].

Sus relaciones sociales la realizan con Docordó, Cabecera y Togoromá; económicas con Docordó, y el municipio de Buenaventura; políticas con Togoromá, Docordó, Pichimá, religiosas; con todas las comunidades vecinas y culturales con Docordó, Palestina, Cabecera y Pichimá.

Relatan cómo momentos más importantes, cuando progresa la comunidad, la realización de sus actividades cotidianas sin temor, la llegada de personas y/o entidades con proyectos importantes (luz eléctrica, plan de vivienda) nacimiento de un niño, celebración de la navidad. Como momentos de tristeza refieren la desaparición y muerte de algún miembro de la comunidad o comunidades vecinas a mano de grupos armados ilegales, el desplazamiento forzado por culpa del conflicto armado [25].

Sus principales tradiciones culturales son las fiestas patronales, San Antonio, Virgen del Carmen, bailes culturales, platos típicos.

Consideran que el progreso llega a la comunidad con la llegada de los maestros al territorio para educar a sus hijos y adultos, igualmente los aserrios impulsan la economía y el mejoramiento de las viviendas. La llegada de los programas de pesca artesanal y la construcción de centro de acopio para poder conservar el pescado que se cogían en las faenas de pesca.

#### **4.1.2.2 Economía**

En la comunidad de Charambirá, se encuentra la Asociación de Pescadores de Charambirá (Asopesan) conformada por 35 pescadores, que decidieron retornar al lugar donde hace pocos años fueron desplazados [26]. Asopesan realiza pesca con anzuelo circulares, dos sondas para pesca y GPS y cumple los estándares de talla y peso para garantizar la reproducción de las especies.

Con la implementación del proyecto Programa de Pequeñas Donaciones (PPD) del GEF, Asopesan logró capacitar a sus asociados en pesca responsable y buenas prácticas pesqueras, con el fin de mejorar las faenas pesqueras y fortaleciendo la manipulación adecuada del producto pesquero y adquiriendo experiencia en el proceso de comercialización, con acuerdos comerciales establecidos con el Grupo Takami [27]. Takami, junto con otros aliados, les ha brindado acompañamiento para alcanzar la calidad requerida y le ofrece un precio estable y superior al mercado local. La relación comercial les ha permitido tener un mejor ingreso y fortalecer la asociación [26].



**Figura 13.** Asociación de Pescadores de Charambirá – Asopesan [27].

## **4.2 CARACTERIZACIÓN DE LA DEMANDA**

En primer lugar, se analiza de manera general la demanda de energía a nivel nacional, continuando con el análisis energético de la región pacífica (región donde se encuentra ubicada la comunidad Charambirá), además se analiza la demanda energética del municipio Litoral de San Juan y finalmente realiza la caracterización de la demanda de la comunidad Charambirá.

### **4.2.1 Demanda de energía a nivel nacional**

El Sistema Interconectado Nacional es responsable de la operación y las tareas necesarias para suministrar la energía eléctrica a los usuarios de la región a la que atienden.

El **anexo 2**, se muestran las proyecciones de demanda de energía eléctrica y potencia máxima a nivel de Unidades de Control de Pronóstico (UCP), ya que son de vital importancia en el despacho de los generadores eléctricos. Por otra parte, se brinda una visión a largo plazo de las proyecciones con un horizonte de pronóstico hasta el año 2033.

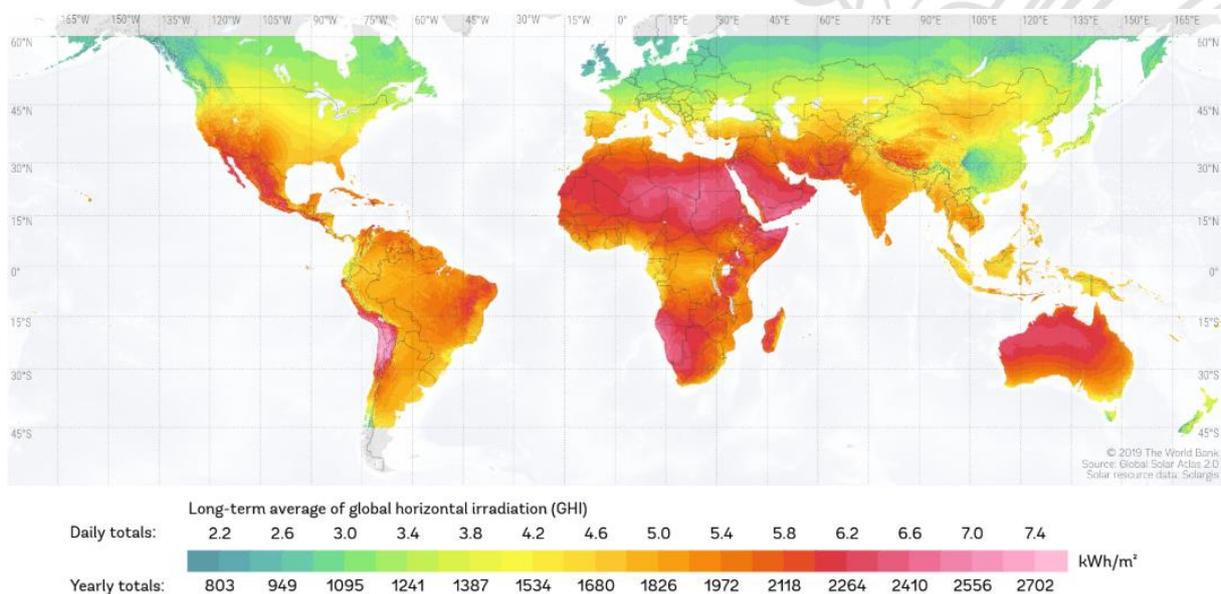
### **4.2.2 Análisis Energético de la zona de interés**

Para la implementación de una microrred, el primer paso es realizar un análisis energético, determinar los índices de radiación incidente y brillo solar, todo con el fin de aprovechar al máximo el recurso del Sol en el departamento del Chocó, municipio Litoral de San Juan, especialmente en la comunidad de Charambirá. Además, es importante observar factores tales como la precipitación y la nubosidad que también afectan en el rendimiento de la microrred.

#### 4.2.2.1 Radiación Solar

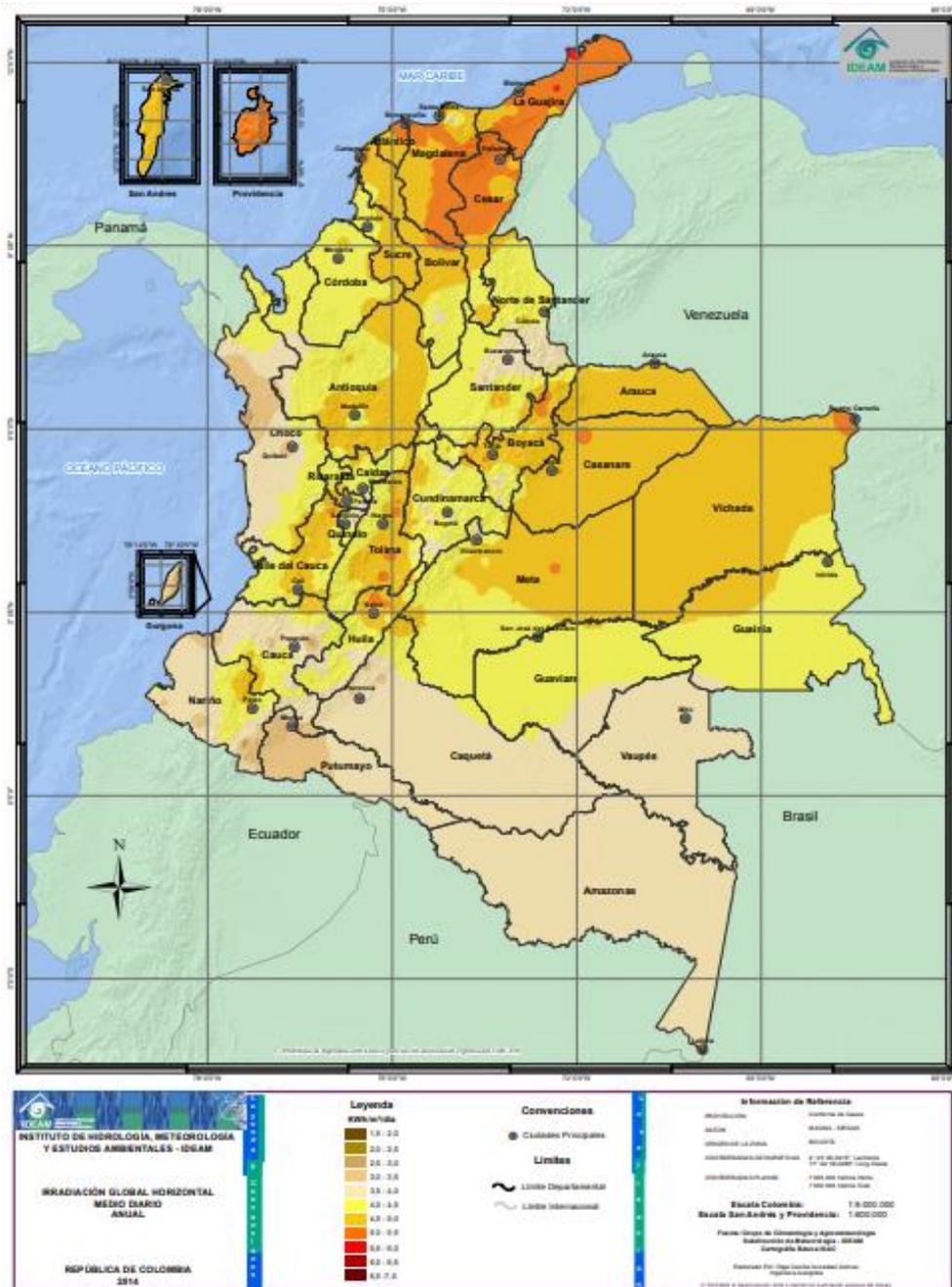
La Radiación es el factor más importante para el análisis energético en la implementación de una microrred, ya que este nos permite conocer la energía que se puede generar. Entre más radiación se tenga en cierto punto, mayor es la energía producida por parte de los paneles solares fotovoltaicos, entonces, al momento de elegir la ubicación de la microrred, es fundamental que los índices de radiación sean altos para aprovechar al máximo el recurso solar.

En el mundo países como Chile, México, Australia y varios de África presentan los mejores índices de radiación, tal y como se observa en la figura 14, alcanzando promedios superiores a los 6 kWh/m<sup>2</sup> día. Aunque Colombia en promedio no alcanza tal magnitud, tiene buenos índices de radiación con un promedio de 4,5 kWh/m<sup>2</sup> día a comparación de la media mundial con 3,9 kWh/m<sup>2</sup> [15].



**Figura 14.** Radiación global horizontal media diaria anual mundial [34].

El Instituto de Hidrología, Metrologías y Estudios Ambientales (IDEAM) suministra el mapa de radiación global incidente sobre plano horizontal, este mapa presenta la intensidad solar y la indica mediante convenciones de colores, desde marrón claro hasta rojo oscuro, permitiendo conocer el potencial energético solar en Colombia.



**Figura 15.** Radiación global horizontal media diaria anual en Colombia [55].

La radiación solar es muy variable a lo largo del país, por eso se analiza solamente la región del pacífico, ya que en ella se encuentra el departamento del chocó, el municipio Litoral de San Juan y la comunidad de Charambirá. En esta región se encuentra los menores índices de radiación del país, con promedios que oscilan entre los 3 y 4 kW/m<sup>2</sup> día. En general todo el departamento tiene una media de 3,5 kW/m<sup>2</sup> día.

#### 4.2.2.2 Brillo Solar

El número de horas de brillo es una medida muy usada por las estaciones climáticas, por ser un factor muy importante para determinar la radiación global incidente sobre plano horizontal. Entre más horas de brillo se tenga en un lugar

determinado más energía se va producir por partes de los paneles fotovoltaicos. Igualmente, el IDEAM proporciona mapas de brillo solar anual.

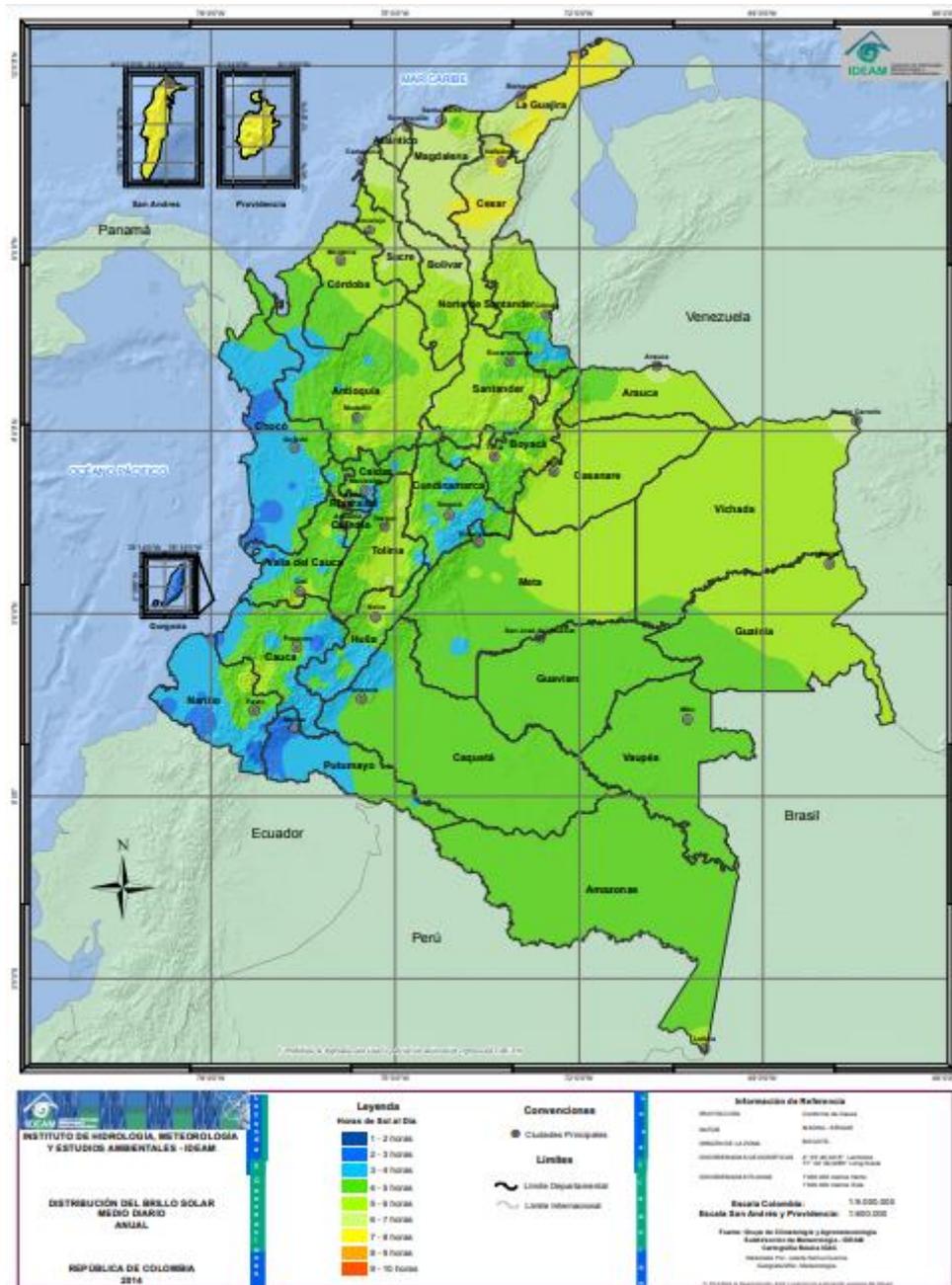


Figura 16. Distribución del brillo solar medio diario anual en Colombia [55].

Al igual que la radiación, se analizará el brillo solar para la región del pacifico. En esta región del país se presenta los menores valores de horas solar día, con promedios que oscilan entre los 3 y 4 hSd (horas Solar día) en gran parte de su extensión. Presenta pequeños sectores en sus diferentes departamentos con valores bastante bajos que varían entre 2 y 3 hSd.

### 4.2.2.3 Precipitaciones

Las precipitaciones influyen en el desempeño de los paneles fotovoltaicos convencionales, disminuyendo su productividad en generación de energía eléctrica, es decir, entre mayores precipitaciones haya en una zona, menor energía se va a producir por parte de los paneles solares y es debido principalmente a que las precipitaciones están directamente relacionadas con las nubes.

Al igual que la radiación y el brillo solar, el IDEAM presenta mapas de precipitación tanto mensuales como anuales, en este caso se analizará los promedios anuales de precipitaciones que se presenta en el país, analizando solamente la región del pacífico.

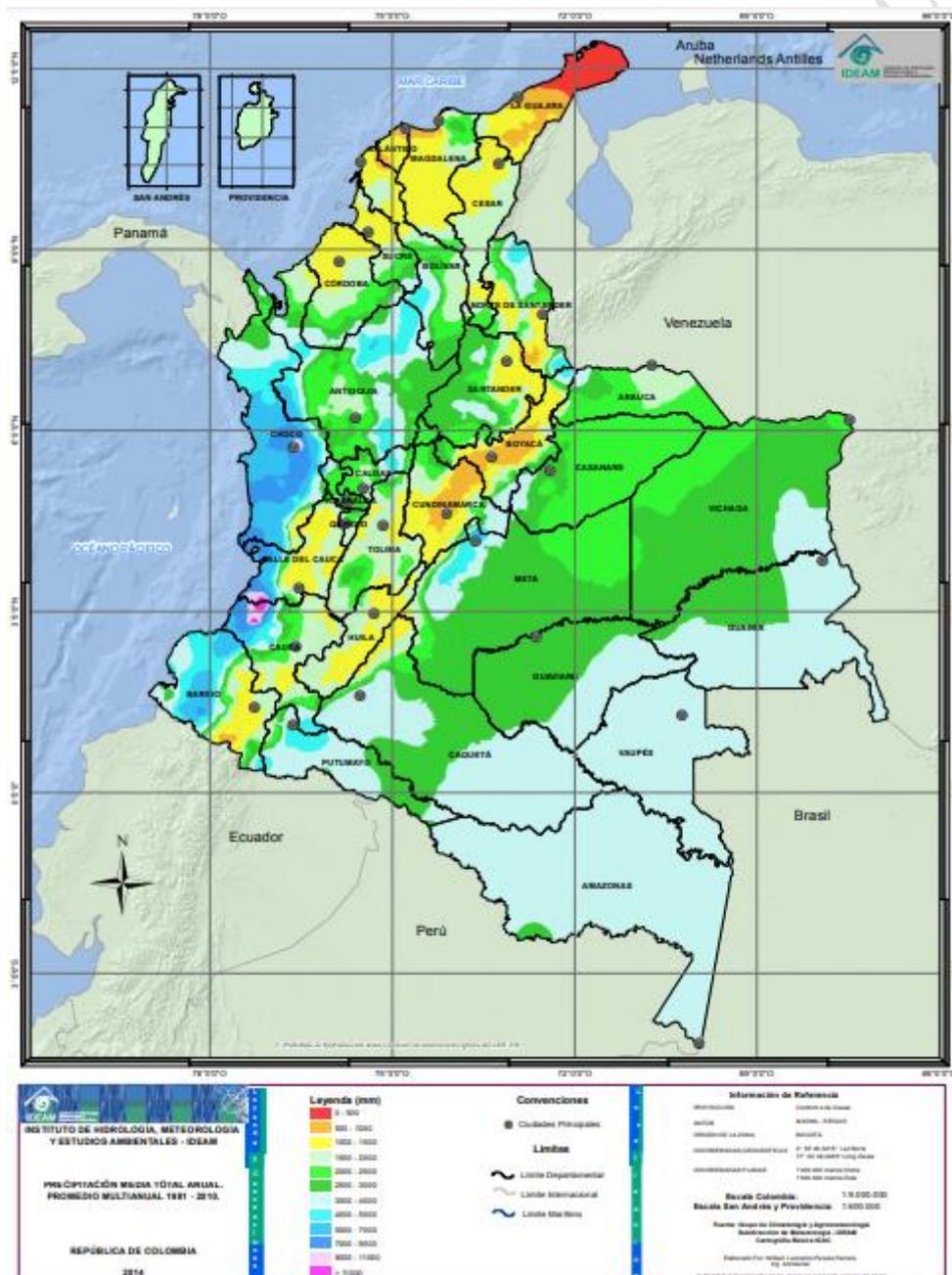


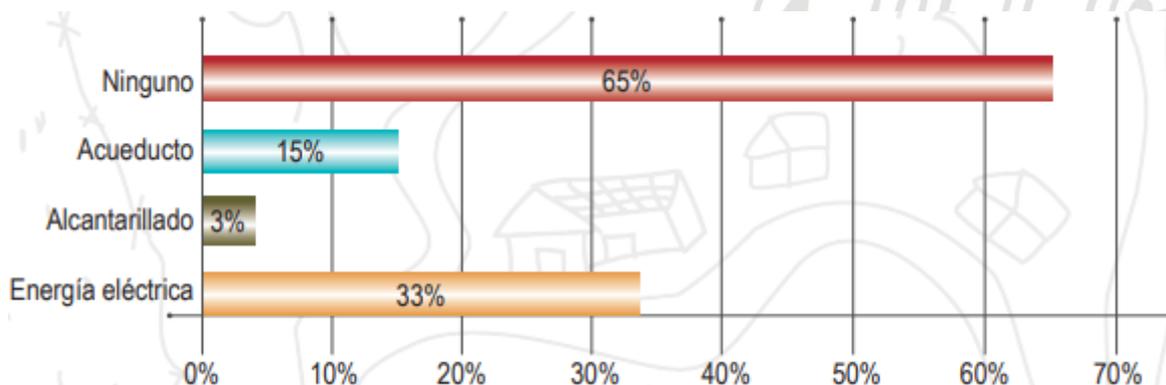
Figura 17. Precipitación media total anual en Colombia [56].

La región pacífica es la más lluviosa del país, con promedios entre 5000 y 7000 mm año de precipitaciones en gran parte de la región, tiene algunas zonas con promedios entre 7000 y 9000 mm año y unos cuantos sectores llegan a tener promedios mayores a 11000 mm año en los departamentos del Chocó y Cauca.

#### 4.2.3 Caracterización energética del municipio Litoral del San Juan

Del censo agropecuario DANE 2014, se puede establecer en lo que respecta a servicios públicos, que el 65% no cuenta con servicios públicos, sólo el 15% de la población cuenta con servicio de acueducto, el 3% alcantarillado y el 33% de energía. De acuerdo a la información recolectada en la jornada de trabajo de campo, las comunidades negras asentadas en el municipio de Litoral del San Juan no cuentan con la totalidad de los servicios públicos necesarios.

La energía eléctrica es suministrada por planta eléctrica que funciona 4 horas en la noche, de 6:00 pm a 10 pm, además el servicio no es excelente en su totalidad. Las comunidades de Cucurrupi, Peñita, Isla De Mono, Copoma, Puerto Murillo, Pangalita, Taparal, El Coco, Palestina, Quicharo, Togoroma Playa son subsidiadas por el IPSE y en Charambirá hay un centro de acopio que le da energía al pueblo.



Fuente: Elaboración propia basado en el Censo Agropecuario del DANE 2014

Figura 18. Acceso a los servicios públicos [24].

Si desea ampliar la información sobre la caracterización energética del municipio Litoral de San Juan, ver **anexo 3**. Allí se encuentra la caracterización de la oferta y demanda de energía, demanda de la potencia máxima, horas de prestación del servicio de energía y curvas de cargas.

#### 4.2.4 Caracterización energética corregimiento de Charambirá

El Corregimiento Municipal de Charambirá se encuentra ubicado en el municipio de Litoral de San Juan, departamento de Chocó. Esta Localidad cuenta con un total de **36 viviendas** residenciales.

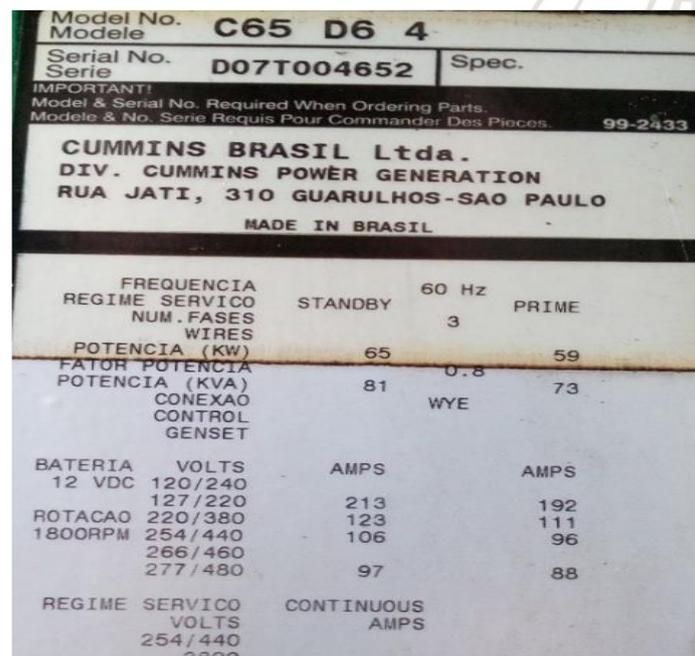
#### 4.2.4.1 Caracterización de la oferta

La localidad cuenta con un grupo electrógeno de 60 kW que tiene las siguientes características:

- Combustible: Diesel
- Fabricante: Cummins
- Modelo: C65 D6 4
- Capacidad stand By: 65 kW
- Capacidad Prime: 59 kW
- Voltaje de operación: 120/240 V
- La topología del sistema: tiene una configuración de un sistema trifásico de 4 hilos 120/240 V

Esta planta de energía se encuentra operando en mal estado y alimenta diferentes cargas como cuartos fríos, congeladores, hieleras, viviendas.

En la figura 19. se presenta la placa de identificación de equipo del grupo electrógeno.



Model No. Modele	C65 D6 4		
Serial No. Serie	D07T004652	Spec.	
IMPORTANT! Model & Serial No. Required When Ordering Parts. Modele & No. Serie Requis Pour Commander Des Pieces. 99-2433			
CUMMINS BRASIL Ltda. DIV. CUMMINS POWER GENERATION RUA JATI, 310 GUARULHOS-SAO PAULO MADE IN BRASIL			
FREQUENCIA REGIME SERVICIO	STANDBY	60 Hz	PRIME
NUM. FASES WIRES		3	
POTENCIA (KW)	65		59
FATOR POTENCIA POTENCIA (KVA)	81	0.8	73
CONEXAO CONTROL GENSET		WYE	
BATERIA	VOLTS	AMPS	AMPS
12 VDC	120/240		
	127/220	213	192
ROTACAO	220/380	123	111
1800RPM	254/440	106	96
	266/460		
	277/480	97	88
REGIME SERVICIO	VOLTS	CONTINUOUS	AMPS
	254/440		
	3800		

**Figura 19.** Placa de datos técnicos del grupo electrógeno.

**Fuente:** Elaboración propia basado en el diagnóstico de la planta de energía.

Como la planta de generación se encuentra en malas condiciones, se realizó un análisis de redes y visualmente se detectaron fallas en la instalación, por lo que se recomienda realizar unas oportunidades de mejora, con el fin de que la planta mejore su rendimiento y así mejore su eficiencia. A continuación, se describe de una manera más específica lo dicho anteriormente:

#### **4.2.4.1.1 Fallas detectadas en la instalación – inspección visual**

##### **4.2.4.1.1.1 Perdida de potencia del generador**

La comunidad manifiesta que el generador no tiene la capacidad de suplir la carga demandada por los equipos de la pesquera y las viviendas. Se evidencia que el generador está acelerado, es decir trabaja por encima de las 1800 rpm (valor nominal). Esta aceleración la hacen con el fin de satisfacer la capacidad demandada.

La pérdida de potencia que se detectó inicialmente puede ser resultado de aspectos como:

- Problemas en el alternador.
- Carga elevada, (descartado).
- Medidor de tensión dañado.
- Regulador de tensión fallando.
- Motor inestable.
- Aire en sistema de combustible.
- Impurezas/agua en combustible.
- Bombas de inyección defectuosas.
- Insuficiencia aire de admisión: filtro aire obturado, fugas circuito admisión aire, compresor sucio, mala ventilación, incorrecta disposición del grupo en sala.
- Elevada temperatura refrigerante.

##### **4.2.4.1.1.2 Falla en sistema de refrigeración**

Se evidencia perforación del radiador y falta de tapa del tanque del refrigerante.

La deficiencia de este sistema produce efectos como elevadas temperaturas del refrigerante, bajo nivel del líquido de refrigeración, presencia de aire en el sistema de refrigeración, daños en bomba de circulación, daños en termostato que a su vez traen consecuencias como:

- Elevado consumo de combustible
- Funcionamiento irregular del motor
- Elevadas temperaturas de trabajo del motor
- Daño del motor



**Figura 20.** Sistema de Refrigeración

**Fuente:** Elaboración propia basado en el diagnóstico de la planta de energía.

#### **4.2.4.1.1.3 Falla en Sistema de Escape del Motor y Adecuada Ventilación.**

Se evidencia rotura de sistema de escape y desprendimiento del silenciador y el tubo de escape, imposibilitando la evacuación adecuada de gases y humos. Estos gases han afectado el normal funcionamiento del generador. También se evidencia deficiencia en la recirculación de aire dentro del cuarto que aloja el generador. El aire caliente que sale del generador no es extraído del cuarto y tampoco los gases y humos.



**Figura 21.** Escape del motor y ventilación.

**Fuente:** Elaboración propia basado en el diagnóstico de la planta de energía.

La inadecuada disposición de la chimenea del sistema permite que los gases que salen del generador retornen o permanezcan en el cuarto que aloja al generador, lo que propicia que cenizas, carbonillas y ácidos resultantes de la combustión se introduzcan en los filtros, provocando el deterioro inmediato de los mismos y la saturación de los poros, lo que disminuye el flujo de entrada de aire al generador que, como consecuencia, aumenta la temperatura de operación.

La presencia de aire caliente que se produce en el interior del generador, sumado a las altas temperaturas del medio ambiente, provocan altas temperaturas en el interior de la máquina, que conducen a un alto porcentaje de fallas. Estas fallas pueden presentarse en la parte mecánica del generador, por refrigeración inadecuada y también en la parte eléctrica por recalentamiento de devanados.

#### 4.2.4.1.1.4 Fugas de Aceite por Sellos del Motor.

Se evidencia escape de aceite por los empaques del motor del generador

#### 4.2.4.1.1.5 Ausencia de Sistema de Puesta a Tierra.

El generador y en general la instalación eléctrica carece de sistema de puesta a tierra. La ausencia de este sistema permite que se presenten fallas eléctricas y limita la protección del sistema por fallas o descargas externas que puedan dañar el sistema eléctrico.

#### 4.2.4.1.1.6 Sobrecarga en Conductores Eléctricos y Deficiencia General en Conexiones Eléctricas.

La instalación eléctrica presenta fallas de montaje, dimensionamiento y mantenimiento severas, que generan pérdidas, daños y riesgos eléctricos.

- a. Sobrecarga de conductores: Los conductores que alimentan las cargas desde el generador tienen un calibre menor al requerido. Se evidencia recalentamiento de estos conductores.



**Figura 22.** Sobrecarga de conductores.

**Fuente:** Elaboración propia basado en el diagnóstico de la planta de energía.

- b. Inadecuada disposición y coordinación de protecciones eléctricas: Las protecciones eléctricas no se han coordinado adecuadamente y están alojadas y conectados de forma inadecuada y riesgosa. Se evidencia la ausencia de conectores adecuados, tableros y cofres en toda la instalación.

- c. Bajo grado de protección contra factores ambientales: Se sugiere la instalación de cajas y cofres con un mayor grado de protección IP. Los grados IP indican el nivel de protección proporcionados por una envolvente (caja de equipos eléctricos o electrónicos) frente a la entrada de agentes externos: polvo o agua.
- d. Desbalance de cargas: Se sugiere la adecuación de cargas en tableros de circuitos para lograr un mejor balance de cargas en el sistema.
- e. Ausencia de transferencia entre los dos generadores que alimentan las cargas: existen dos generadores conectados al tablero principal de circuitos del sistema sin que antes medie la presencia de una transferencia que impida el flujo indebido de energía de un generador a otro o el encendido simultaneo de los dos. Este elemento es vital en el sistema para evitar un daño severo de los equipos y el inminente riesgo de un corto circuito severo.



**Figura 23.** Interruptor conmutador giratorio.

**Fuente:** Elaboración propia basado en el diagnóstico de la planta de energía.

Se sugiere al menos la instalación de un interruptor o conmutador de Leva giratoria trifásico de mínimo 65 kW. En lo posible una transferencia automática o manual.

#### **4.2.4.1.1.7 El motor no se detiene**

Se evidencia que el generador no apaga con los mandos de encendido/apagado o llave. Generalmente cuando el motor no arranca adecuadamente y no se detiene, se debe a problemas eléctricos del generador en una conexión interna deficiente o a daños en el arranque del motor, (problemas en solenoide o piezas del arranque desgastadas). Se trata de un problema de mantenimiento.

#### **4.2.4.1.2 Oportunidades de Mejora**

##### **4.2.4.1.2.1 Mantenimiento plantas de generación**

Se recomienda contar con planes de mantenimiento programados para que la planta opere en las mejores condiciones posibles, y esté disponible cuando la actividad productiva y la población lo requieran.

#### **4.2.4.1.2.2 Eficiencia de las instalaciones eléctricas, equipos y seguridad.**

##### **4.2.4.1.2.2.1 Adecuación conexiones eléctricas**

Las conexiones eléctricas tanto en la actividad productiva como en las viviendas requieren adecuaciones para garantizar la eficiencia en el consumo de la energía y la seguridad de las personas.

En cuanto a la actividad productiva, es importante modificar el cableado de las instalaciones, ya que se encontraron conexiones no conformes con el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas y los productos usados en las mismas. Una buena conexión eléctrica garantiza eficiencia y confiabilidad en los procesos y mejores condiciones de operación de los equipos y el generador.

En relación con las viviendas, se conoció que las instalaciones eléctricas en muchos casos las realiza cada propietario con un escaso conocimiento sobre el tema. No se evidenciaron, cajas de circuitos, protecciones, sistemas de protección a tierra ni protección contra rayos, etc.

En ausencia de interruptores para los bombillos, la práctica consiste en desajustar el bombillo de la roseta, lo que no garantiza un uso adecuado y eficiente de esta energía. Muchos de los bombillos en las viviendas son de tipo incandescente de 53 W o fluorescentes de 25 W, potencia que hoy puede ser sustituida por bombillos LED de menor potencia (menor consumo 10 W aprox.) y características de iluminación, costos y vida útil comparables o superiores.

Se considera prioritario generar este tipo de cambios ya que, según lo descrito por la comunidad, en algunos casos se hace necesario apagar un equipo del centro pesquero para entregar energía al pueblo. Es decir, que a pesar de haber encontrado que la planta es capaz de abastecer las cargas, la falta de eficiencia eléctrica en las conexiones tiene un gran impacto en el consumo y en la confiabilidad del suministro.

##### **4.2.4.1.2.2.2 Banco de condensadores**

En el centro pesquero operan motores (cargas inductivas) que generan desfases entre la tensión y la corriente, lo que implica un consumo de potencia reactiva. Esta potencia perjudica los equipos generadores, haciendo que trabajen en un régimen mayor del necesario. Teniendo en cuenta el bajo factor de potencia encontrado, se recomienda la instalación de un banco de condensadores, que ayudaría a que los equipos se mantengan seguros y completamente funcionales durante más tiempo, y a la reducción del consumo de energía eléctrica y por ende el consumo de combustible.

#### **4.2.4.1.2.2.3 Confiabilidad en el suministro de energía para la población**

A través de encuestas realizadas a algunos habitantes de Charambirá, fue posible conocer que la disponibilidad de energía eléctrica para las viviendas está condicionada a la actividad productiva y la operación de la planta eléctrica. Es decir que, si el centro pesquero entra en operación a las 10 am, las viviendas disponen de energía desde ese momento hasta que salga de operación la planta diésel (siempre y cuando esté disponible). Siempre que se entrega energía al pueblo, se utiliza la energía para actividades básicas como iluminación, entretenimiento (TV+ cable) y en algunos casos para operar equipos como licuadoras, lavadoras y refrigeradores (pocos casos). En cuanto se habilita la entrega de energía al pueblo, los habitantes maximizan el uso de estos equipos, especialmente de entretenimiento, por el tiempo que la energía esté disponible.

#### **4.2.4.1.2.2.4 Alumbrado público solar**

De acuerdo con la comunidad, los cambios de nivel del agua traen algunos animales que pueden comprometer la seguridad de la población, especialmente para el operador de la planta diésel. Para mejorar la percepción de seguridad de la comunidad, se proponen la implementación de lámparas solares para alumbrado público, autónomas, libres de mantenimiento y de larga vida útil.

#### **4.2.4.1.2.2.5 Piloto de energía solar residencial**

Teniendo en cuenta que la energía disponible para la población varía de acuerdo con la actividad productiva, se propone un piloto de energía solar capaz de soportar los consumos principales de la comunidad identificados, iluminación o iluminación residencial + entretenimiento (TV + cable). Se propone este piloto, ya que a partir de las encuestas se pudo conocer que, ante la falta de energía para el pueblo, los sustitutos de la energía son velas, linternas, lámparas de petróleo (pocas) y hasta plantas de generación a gasolina con un alto costo de combustible.

#### **4.2.4.1.2.2.6 Centro de entrenamiento con energía solar**

Teniendo en cuenta los altos costos de mantenimiento, especialmente asociados a la logística de transporte, se propone contar con programas de capacitación virtuales en mantenimiento de plantas diésel. Para ello se plantea la puesta en marcha de un centro de entrenamiento (similar al Vive Digital), con paneles solares como fuente de energía, que permita generar las herramientas de conocimiento básicos para realizar labores de mantenimiento por parte de los habitantes de la comunidad.

Este centro, podría además viabilizar otros programas de capacitación relacionados con la actividad productiva, educación básica, uso eficiente de la energía, etc., con menores costos de desplazamiento y mayor intensidad.

#### 4.2.4.2 Análisis de oferta y demanda de energía en Charambirá

Como no se encuentra información suficiente sobre la cadena de frío, se supone de acuerdo con la información que tenemos de la planta de generación de energía.

Esta información es la siguiente:

- Planta eléctrica que tiene una generación de 60 kW.
- La demanda de energía es aproximadamente 50% de la capacidad del generador según el estudio realizado.
- La carga está compuesta por: cadena de frío (cuartos fríos + congeladores + hieleras) y de las viviendas.
- La demanda de energía por vivienda es de 300W aproximadamente y hay 36 viviendas en esta comunidad. Entonces la demanda de energía total de las viviendas es de  $300W \cdot 36 = 10,8 \text{ Kw}$

De acuerdo con esta información, se calcula la potencia de la cadena de frío.

El procedimiento que se hizo fue el siguiente:

Entonces la planta de generación tiene una potencia de  $60kW \cdot 0,5 = 30 \text{ kW}$

Tengo la siguiente ecuación  $\rightarrow$  Carga = 'Cadena de frío' + Viviendas (1)  
 $30kW = \text{'Cadena de frío'} + 10,8 \text{ kW}$

De la ecuación (1), despejo la 'Cadena de frío' y reemplazo los datos que nos dan en el enunciado

$$\text{'Cadena de frío'} = 30 \text{ kW} - 10,8 \text{ kW}$$

$$\text{'Cadena de frío'} = 19,2 \text{ kW}$$

Por tanto, la cadena de frío tiene una potencia de 19,2 kW

Nota: Como no se sabe cuántas horas está trabajando la planta de generación, se suponen 4 casos en los cuales se va a variar el factor de utilización de las horas al día para el cálculo de la energía. Este factor va a ser de 4 horas, 12 horas, 16 horas y 24 horas.

### **Cálculo #1**

Con la información anterior y teniendo en cuenta un factor de utilización de 4h al día en promedio, se realizan el siguiente cálculo respectivo de la energía.

Como la planta de energía trabaja 4h al día entonces sería  $30\text{kW} \cdot 4\text{h} = 120 \text{ kWh}$

Tengo que la energía de las viviendas es de  $10,8\text{kW} \cdot 4\text{h} = 43,2 \text{ kWh}$

Utilizando la ecuación (1), reemplazo los datos anteriores correspondientes a los calculados de la energía y despejo la 'Cadena de frío'

$$120\text{kWh} = \text{'Cadena de frío'} + 43,2 \text{ kWh}$$

$$\text{'Cadena de frío'} = 120\text{kWh} - 43,2\text{kWh}$$

$$\text{'Cadena de frío'} = 76,8\text{kWh día}$$

Por tanto, la cadena de frío tiene una demanda de energía de 76,8 kWh día. Este valor 76,8kWh día lo multiplico por 30 días que tiene un mes en promedio y obtengo el valor de la energía en kWh mes.

$$76,8\text{kWh día} \cdot 30 \text{ días} = 2304 \text{ kWh mes} = 2,30 \text{ MWh mes}$$

### **Cálculo #2**

Teniendo en cuenta un factor de utilización de 12h al día en promedio.

Como la planta de energía trabaja 12h al día entonces sería  $30\text{kW} \cdot 12\text{h} = 360 \text{ kWh}$

Tengo que la energía de las viviendas es de  $10,8\text{kW} \cdot 12\text{h} = 129,6 \text{ kWh}$

Utilizando la ecuación (1), reemplazo los datos anteriores correspondientes a los calculados de la energía y despejo la 'Cadena de frío'

$$360\text{kWh} = \text{'Cadena de frío'} + 129,6\text{kWh}$$

$$\text{'Cadena de frío'} = 360\text{kWh} - 129,6\text{kWh}$$

$$\text{'Cadena de frío'} = 230,4 \text{ kWh día}$$

Por tanto, la cadena de frío tiene una demanda de energía de 230,4kWh día. Este valor 230,4kWh día lo multiplico por 30 días que tiene un mes en promedio y obtengo el valor de la energía en kWh mes.

$$230,4\text{kWh día} \cdot 30 \text{ días} = 6912 \text{ kWh mes} = 6,91 \text{ MWh mes}$$

### Cálculo #3

Teniendo en cuenta un factor de utilización de 16h al día en promedio. Suponiendo que la energía se alimenta desde las cinco de la mañana (5:00 am) hasta nueve de la noche (9:00 pm).

Como la planta de energía trabaja 16h al día entonces sería  $30\text{kW} \cdot 16\text{h} = 480 \text{ kWh}$

Tengo que la energía de las viviendas es de  $10,8\text{kW} \cdot 16\text{h} = 172,8 \text{ kWh}$

Utilizando la ecuación (1), reemplazo los datos anteriores correspondientes a los calculados de la energía y despejo la 'Cadena de frío'

$$480\text{kWh} = \text{'Cadena de frío'} + 172,8\text{kWh}$$

$$\text{'Cadena de frío'} = 480\text{kWh} - 172,8\text{kWh}$$

$$\text{'Cadena de frío'} = 307,2 \text{ kWh día}$$

Por tanto, la cadena de frío tiene una demanda de energía de 307,2 kWh día. Este valor 307,2 kWh día lo multiplico por 30 días que tiene un mes en promedio y obtengo el valor de la energía en kWh mes.

$$307,2 \text{ kWh día} \cdot 30 \text{ días} = 9216 \text{ kWh mes} = 9,22 \text{ MWh mes}$$

### Cálculo #4

Teniendo en cuenta un factor de utilización de 24h al día en promedio.

Como la planta de energía trabaja 24h al día entonces sería  $30\text{kW} \cdot 24\text{h} = 720 \text{ kWh}$

Tengo que la energía de las viviendas es de  $10,8\text{kW} \cdot 24\text{h} = 259,2 \text{ kWh}$

Utilizando la ecuación (1), reemplazo los datos anteriores correspondientes a los calculados de la energía y despejo la 'Cadena de frío'

$$720\text{kWh} = \text{'Cadena de frío'} + 259,2 \text{ kWh}$$

$$\text{'Cadena de frío'} = 720\text{kWh} - 259,2 \text{ kWh}$$

$$\text{'Cadena de frío'} = 460,8 \text{ kWh día}$$

Por tanto, la cadena de frío tiene una demanda de energía de 460,8 kWh día. Este valor 460,8 kWh día lo multiplico por 30 días que tiene un mes en promedio y obtengo el valor de la energía en kWh mes.

$$460,8 \text{ kWh día} \cdot 30 \text{ días} = 13824 \text{ kWh mes} = 13,82 \text{ MWh mes}$$

#### 4.2.5 Proyección de demanda

Una vez analizada la información sobre oferta y demanda de energía eléctrica en el Chocó de manera general, es decir, con base en las estimaciones a regionales realizadas por la Unidad de Planeación Minero Energética se encontró un porcentaje de crecimiento de la demanda esperado para el departamento del Chocó de 5,6% anual.

De otro lado, un análisis de la oferta y demandad de energía a nivel local, específicamente sobre municipios de Chocó donde se encuentran las comunidades encuestadas objeto de estudio se llega un porcentaje de crecimiento de la demanda de energía activa de 5,79% en el municipio del Alto Baudó y de 3,69% en el municipio del Litoral del San Juan.

Un promedio aritmético sobre los tres datos de crecimiento anual de la demandad de energía encontrada determina un valor de 5,03%.

Se presenta a continuación la definición del consumo de energía por vivienda tipo y su respectiva proyección de crecimiento.

##### 4.2.5.1 Cálculo de consumo de energía proyectada:

Se calcula el consumo de energía a partir del uso de los electrodomésticos y la iluminación por día. A continuación, se muestra el cálculo de consumos promedio para los usuarios:

**Tabla 1. Consumo de energía tipo por electrodomésticos**

<b>Consumos electrodomésticos (día)</b>			
<b>Aparato</b>	<b>Horas</b>	<b>Potencia [W]</b>	<b>Energía [Wh]</b>
Televisor	4	70	280
Nevera	8	80	640
Tomas	1	50	50
Tomas	1	50	50
<b>Total</b>			<b>1020 Wh/día</b>

**Fuente:** Elaboración propia de acuerdo con el consumo de electrodomésticos por día.

De forma específica la carga por iluminación se describe en la siguiente tabla:

**Tabla 2. Consumo de energía tipo por iluminación**

<b>Consumo por iluminación (día)</b>				
<b>Tipo</b>	<b>N°</b>	<b>Horas</b>	<b>Energía [W]</b>	<b>Total [Wh]</b>
Lampara LED	4	5	11	220
<b>Total</b>				<b>220 Wh/día</b>

**Fuente:** Elaboración propia de acuerdo con el consumo de energía tipo iluminación.

De la Tabla anterior, se obtiene que el Total de energía teórica diaria es de 1240 Wh/día, para un total de 37,2 kWh/mes lo que equivale a 40 kWh/mes considerando un crecimiento de la demanda del 10% y corresponde con el nivel de servicio mínimo definido en el contrato de prestación de servicios 041 de 2019 entre el IPSE y la UT Futuro Solar.

Proyección de demanda para la vivienda tipo obedece a una tasa de crecimiento fija del 5% anual.

**Tabla 3. Proyección de Demanda**

<b>Año</b>	<b>Consumo (kWh/mes)</b>
0	40,00
1	42,00
2	44,10
3	46,31
4	48,62
5	51,05
6	53,60
7	56,28
8	59,10
9	62,05
10	65,16
11	68,41
12	71,83
13	75,43
14	79,20
15	83,16
16	87,31
17	91,68
18	96,26
19	101,08
20	106,13

### **4.3 ANÁLISIS DEL MARCO REGULATORIO Y NORMATIVO**

Antes de realizar el estudio del marco regulatorio y normativa colombiana vigente para la aplicación de la microred en ZNI, se realizó el análisis de la normativa y regulación vigente para la implementación de sistemas solares fotovoltaicos.

#### **4.3.1 Análisis de la Normativa y regulación vigente para la implementación de sistemas solares fotovoltaicos**

En la revisión del entorno regulatorio y normativo se encontró que es poco el desarrollo referente a generación fotovoltaica, debido principalmente a la falta de políticas públicas, sin embargo, en el 2014 surge una coyuntura, pues con la expedición de la ley 1715 [36] se integran formalmente las fuentes no convencionales al sistema energético nacional, las cuales no eran contempladas antes de esta fecha.

#### **4.3.1.1 Ley 1715 de 2014**

El objetivo principal de la ley 1715 es establecer el marco legal y los instrumentos necesarios para la promoción del aprovechamiento de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable. Para lograrlo ha delegado diversas funciones a diferentes entidades gubernamentales, entre las que se encuentran: El Ministerio de Minas y Energía, la CREG, la UPME, y el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. Así mismo se definió una política energética, donde se incluirán a los usuarios en el mercado de energía y se implementarán incentivos buscando que las FNCE sean atractivas económicamente [37].

#### **4.3.1.2 La Ley 1715 y la generación fotovoltaica**

En lo que concierne a la generación fotovoltaica, en la Ley 1715 se encontró que se debe establecer una reglamentación específica acorde a la fuente y al tipo de instalación ya sea residencial, comercial o industrial. También se plantea un escenario donde los usuarios puedan instalar paneles solares en sus casas, exportar los excedentes de generación a la red y bajo la figura de facturación neta, usando medición bidireccional, obtener un crédito para el consumo de energía en otro momento. Por otro lado, se pretende evaluar la viabilidad de un proyecto donde se reemplazará el subsidio que reciben los estratos 1, 2 y 3 en su factura de electricidad, por la implementación de generación fotovoltaica [37].

#### **4.3.1.3 El RETIE y las instalaciones solares fotovoltaica**

El Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas [38] establece que los paneles solares fotovoltaicos deben cumplir con un Certificado de Conformidad de Producto, y que la instalación eléctrica y el montaje deben hacerse conforme a la Sección 690 de la NTC 2050 por un profesional competente. Por su parte, la norma NTC-2050, establece en su sección 690 los requisitos técnicos exigibles para la instalación de sistemas fotovoltaicos.

#### **4.3.1.4 NTC-2050 vs NFPA-70 del 2014**

La comparación de la norma NFPA-70 con la NTC-2050 en sus secciones correspondientes a sistemas fotovoltaicos, permitió apreciar la desactualización de la norma colombiana. Destacándose una deficiencia a la hora de implementar un sistema fotovoltaico usando topologías y tecnología actual siguiendo los lineamientos de la norma colombiana, ya que se encontrará un vacío de carácter técnico, debido a que esta basó sus lineamientos en la tecnología disponible en 1998 y se sabe que la tecnología en esta área ha avanzado considerablemente en los últimos años [37].

Por otro lado, se encontraron diferencias más ligadas al sistema eléctrico como tal, ya que en la NFPA-70 se considera el uso de niveles de tensión más elevados en ciertos casos, evidenciándose así, que, si bien Colombia ha tenido un crecimiento energético considerable, es imprescindible actualizar esta norma, conforme a su desarrollo y proyección en el uso de este tipo de sistemas.

#### **4.3.2 Análisis del marco regulatorio y normativa colombiana vigente para la aplicación de la microred en ZNI**

La prestación del servicio de energía eléctrica y su expansión se realizan mediante la conexión física de los usuarios al Sistema Interconectado Nacional (SIN) o a un sistema local aislado del mismo. Según la ley 855 de 2003. Artículo 1°, un sistema local aislado son las Zonas No Interconectadas (ZNI) del país, en las cuales la prestación del servicio público de energía eléctrica no se encuentra acopladas eléctricamente al SIN [39], pero según el Decreto 1073 de 2015. Artículo 2.2.3.3.2.2.3.1, cuentan con soluciones locales de generación como lo son los grupos electrógenos o microrredes [40], que, en su gran mayoría, funcionan a partir de combustibles líquidos.

Desde los primeros diagnósticos realizados sobre estas zonas se han identificado dificultades para su atención:

En general, la densidad poblacional de las ZNI es extremadamente baja (3 hab/km<sup>2</sup>), por la dispersión tanto de los municipios como de las viviendas, factor que hace difícil la logística de atención del servicio, con altos costos unitarios de inversión y operación. Esto se debe a la deficiente, y en algunos lugares inexistente, infraestructura de movilización y transporte, agravada por las condiciones políticas y socioeconómicas de las regiones [41].

Por esta razón, las ZNI han sido objeto de constantes proyectos para promover su desarrollo y mejorar la calidad de vida de los habitantes ubicados en ellas. Concretamente, en lo relacionado con el servicio de energía eléctrica, el Estado ha promovido la adopción de medidas tendientes a consolidar proyectos de energización de estas zonas; entre ellas se destacan el Programa de Energización para Zonas no Interconectadas” (Documento CONPES 3108 de 2001), los Esquemas de Gestión para la Prestación del Servicio de Energía en las Zonas no Interconectadas” (Documento CONPES 3453 de 2006), la metodología tarifaria vigente (Resolución CREG 091 de 2007) y las disposiciones aplicables a las áreas de servicio exclusivo (resoluciones CREG 091 de 2007, 161 de 2008, 059 de 2009 y 074 de 2009).

La siguiente tabla ilustra el marco jurídico aplicable a las ZNI:

**Tabla 4.** Marco jurídico aplicable a las ZNI (adaptada de [44], [45] y [46]).

<b>POLÍTICA</b>	<b>LEGISLACIÓN/ REGLAMENTACIÓN</b>	<b>REGULACIÓN</b>
CONPES 3055 de 1999	Ley 142 de 1994	Resolución CREG 091 de 2007
CONPES 3108 de 2001	Ley 143 de 1994	Resolución CREG 160 de 2008
CONPES 3453 de 2006	Ley 633 de 2000	Resolución CREG 161 de 2008
CONPES 3587 de 2009	Decreto 2884 de 2001	Resolución CREG 057 de 2009
CONPES 3560 de 2008	Ley 855 de 2003	Resolución CREG 059 de 2009
CONPES 3587 de 2009	Decreto 1591 de 2004	Resolución CREG 073 de 2009
CONPES 3588 de 2009	Ley 1099 de 2006	Resolución CREG 074 de 2009
CONPES 3600 de 2009	Ley 1117 de 2006	Resolución CREG 004 de 2014
	Decreto 1124 de 2008	
	Decreto 4813 de 2008	
	Resolución MME 180660 de 2009	
	Resolución MME 180196 de 2011	
	Ley 1450 de 2011	
	Resolución MME 181275 de 2011	
	Resolución MME 180115 de 2012	
	Resolución 180641 de 2012	
	Resolución MME 181479 de 2012	
	Resolución MME 181480 de 2012	
	Resolución MME 91874 de 2012	
	Resolución MME 0018 de 2013	
	Ley 1715 de 2014	
	Decreto 1073 de 2015	
CONPES 3805 de 2014	Decreto 1623 de 2015	Resolución CREG 027 de 2014
	Ley 1819 de 2016	Resolución CREG 038 de 2014
	Resolución MME 40374 de 2016	
	Resolución MME 40719 de 2016	
	Decreto 348 de 2017	Resolución CREG 076 de 2016
	Resolución MME 182138 de 2007	Resolución CREG 076 de 2016
	Decreto 884 de 2017	
	Decreto 893 de 2017	Resolución CREG 154 de 2017
	Decreto 1915 de 2017	Resolución CREG 038 de 2018
	Decreto Ley 413 de 2018	Resolución CREG 087 de 2018
CONPES 3918 DE 2018	Circulares UPME 051-2018 y 004- 2019	Resolución CREG 072- 2013
Ley 1955 de 2019 que incluye las Bases del Plan Nacional de Desarrollo 2018- 2022	Resolución SSPD 20191000006825	Resolución CREG 152- 2018

En línea con este desarrollo normativo, el servicio de energía eléctrica en las ZNI continúa siendo una prioridad gubernamental. En las Bases del Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018, para el Gobierno fue prioritario “consolidar la cobertura mediante la prestación del servicio las 24 horas del día en las cabeceras municipales y localidades de mayor tamaño” e impulsar “esquemas de generación de energía con fuentes no convencionales de energía y sistemas híbridos, así como la aplicación de estrategias de eficiencia energética”. Lo anterior se ha venido logrando mediante esquemas empresariales con inversiones públicas y privadas [42]. Este enfoque se plasmó en la Ley 1753 de 2015 (mediante la cual se adoptó el Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018), el Decreto 1623 de 2015 (que modificó el Decreto 1073 de 2015 en materia de expansión de la cobertura en el SIN y las ZNI) y los Planes de Energización Rural Sostenible de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) 2018-2031.

En las Bases del Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022, la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), con el apoyo del Ministerio de Energía y Minas (MME) y del Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las ZNI (IPSE) lideraron un proceso de consultoría con el objetivo de estructurar esquemas empresariales que permitieran ampliar la cobertura mediante la prestación sostenible del servicio, por medio del apoyo de fondos existentes como lo son el Fondo de apoyo financiero para la energización de las zonas no interconectadas (FAZNI), el Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales (FAER), entre otros [43]. Mediante el Decreto Ley 413 de 2018 se reglamentó otra fuente de financiación de los proyectos en mención, en la cual se establecen las reglas de priorización de las entidades territoriales beneficiarias de la Asignación para la Paz del Sistema General de Regalías (SGR), así como otras disposiciones relacionadas con la aprobación de proyectos de inversión en los Órganos Colegiados de Administración y Decisión (OCAD) [45].

Así mismo, las bases del Plan Nacional de Desarrollo (PND) 2018-2022 y la Ley 1955 del 2019 del PND – Pacto por Colombia, pacto por la equidad - establecen entre otras: “(...) prorrogar el fondo FAZNI hasta el 31 de diciembre de 2030 de acuerdo al artículo 22 del PND 2018-2022; en relación con las Áreas de Servicio Exclusivo (ASE), se podrán realizar obras complementarias con recursos públicos siempre y cuando no se afecten las inversiones obligatorias del Concesionario de acuerdo al artículo 286 del PND 2018-2022; considerar como prestación del servicio de energía en ZNI la incorporación de las soluciones aisladas fotovoltaicas a un domicilio de acuerdo al artículo 287 del PND 2018-2022, se podrán utilizar los recursos del FAZNI para la reposición de activos necesarios para la prestación del servicio público de energía, los recursos del FENOGE se podrán utilizar para financiar sistemas individuales de autogeneración con FNCE en ZNI incluyendo el mantenimiento y reposición de equipos y la transferencia del dominio de los activos a los beneficiarios de los respectivos proyectos de acuerdo al artículo 288 del PND 2018-2022. Con lo anterior, no se hace necesario subsidiar este tipo de prestación del servicio” [46].

Así mismo, en el PND 2018-2022, el IPSE promoverá el uso de energías limpias para generación eléctrica, proyectos de sustitución de diésel por Gas Licuado de Petróleo (GLP), y demás medidas encaminadas al uso eficiente de los recursos energéticos disponibles en los territorios. Adicionalmente, Ministerio de Energía, a través del FENOGE, promoverá proyectos de sustitución de carbón por energéticos más limpios para usuarios industriales y comerciales [43]. Esto lo hacen con el fin de sustituir el combustible diésel.

De otro lado, la CREG expidió la regulación 038 de 2018 sobre “la actividad de autogeneración y algunas disposiciones sobre la generación distribuida en ZNI” [47]; puso en consulta la resolución 087 de 2018 [48] para la modificación de la Resolución CREG 076 de 2016 sobre las Áreas de Servicio Exclusivo (ASE) y continúa trabajando sobre el ajuste a la propuesta de la “actualización de la fórmula tarifaria y las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas” [49].

#### **4.3.2.1 Normatividad aplicable a las ZNI en materia financiera, de subsidios y de calidad del servicio.**

##### **4.3.2.1.1 Normatividad aplicable a las ZNI en materia financiera**

La Resolución 25985 de 2006 de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) y las normas que la han modificado establecen la obligación de las empresas de reportar su información financiera al SUI. Según la Resolución 3545 de 2012 de la SSPD, el plazo para cumplir esta obligación es el siguiente:

Artículo 1°. Modificar el artículo 3° de la Resolución 20061300025985 del 25 de julio de 2006 el cual quedará así:

‘Artículo 3°. Los prestadores de servicios públicos domiciliarios a los que se refieren los artículos anteriores (incluidos los prestadores del servicio de energía eléctrica) deberán reportar al SUI la información del Plan de Contabilidad y del Sistema de Costos y Gastos por Actividades a través del sitio [www.sui.gov.co](http://www.sui.gov.co), dispuesto para ello por la SSPD, de la siguiente manera: la información del primer semestre, a más tardar el 31 de julio de cada año y la información anual a 31 de diciembre, a más tardar el 5 de abril del año siguiente’ [50].

Esta obligación se modificó posteriormente a partir de la promulgación del nuevo marco técnico normativo de información financiera (Decretos 2706 y 2786 de 2004, compilados en el Decreto 2420 de 2015). En razón de este cambio, esta Superintendencia expidió la Resolución 16085 de 2015, que modificó el citado artículo 3° de la Resolución 259825 de 2006 en los siguientes términos:

Artículo 1°. Modificar el artículo 3° de la Resolución 20061300025985 del 25 de julio de 2006 el cual quedará así:

(...) 'Sin embargo, los prestadores de servicios públicos clasificados en los Grupos 1 o 3, cuyos Estados Financieros sean elaborados a partir del 1o de enero de 2015, bajo los nuevos marcos técnicos normativos definidos en los Decretos 2706 o 2784 de 2012 y sus modificatorios, o la Resolución 743 de 2013 expedida por la CGN, a partir de la expedición del presente acto administrativo, se encuentran excluidos del reporte de la información del primer semestre.

Parágrafo 1°. Los prestadores de servicios públicos que realicen cierres semestrales, deberán enviar la información del Plan de Contabilidad del primer semestre, a más tardar el 31 de julio de cada año y la del Plan de Contabilidad del Segundo Semestre y el plan de Contabilidad consolidado del primer y segundo semestre en las cuentas de resultados, a más tardar el 5 de abril del año siguiente.

Sin embargo, los prestadores de servicios públicos clasificados en los Grupos 1 o 3, cuyos Estados Financieros sean elaborados a partir del 1o de enero de 2015, bajo los nuevos marcos técnicos normativos definidos en los Decretos 2706 o 2784 de 2012 y sus modificatorios, o la Resolución 743 de 2013 expedida por la CGN, a partir de la expedición del presente acto administrativo, se encuentran excluidos del envío de la información del Plan de Contabilidad del primer semestre' [51].

A partir de lo anterior, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) expidió una serie de resoluciones que reglamentan la aplicación del nuevo marco técnico normativo y del cual se destaca lo siguiente [44]:

a. Periodo de preparación obligatoria.

Se requirió la clasificación de los vigilados y la información correspondiente a las actividades de capacitación, tecnología y presupuesto, entre otras, relacionadas con la preparación obligatoria para la implementación del nuevo marco técnico normativo.

b. Periodo de transición.

Se expidieron actos administrativos relacionados con el periodo de transición, dos de ellos requiriendo el estado de situación financiera de apertura, la conciliación patrimonial, las revelaciones y las políticas; y los dos restantes requiriendo el cierre de la transición, que contiene un juego completo de estados financieros de propósito general, individual y consolidado.

c. Primer periodo de aplicación.

Mediante la Resolución 13475 de 2016, que consolida el requerimiento de información financiera para todos nuestros vigilados bajo los criterios establecidos en los nuevos marcos normativos, se estableció el uso de las cuatro taxonomías en XBRL, estructuradas en 3 bloques: estados

financieros (contiene un juego completo de estados financieros por grupo), revelaciones (notas, algunas de ellas optativas para este año) y formatos complementarios.

Referente a los plazos ampliamente vencidos para el reporte de la información correspondiente al año 2015.

Además de la normativa ya consignada en el documento de “Diagnóstico de la prestación del servicio de energía eléctrica en las ZNI 2018”, la SSPD expidió una serie de resoluciones que reglamentan la aplicación del nuevo marco técnico normativo las cuales podrán ser consultadas en el siguiente enlace de la página web de la SSPD:

<http://www.sui.gov.co/web/normatividad/general/resolucion-n-sspd-20171300042935-del-30-demarzo-de-2017>

En cuanto a la nueva normativa, esta SSPD expidió la Resolución 20191000006825 del 18/03/2019, por la cual se establecen los plazos para el cargue de información financiera a 31 de diciembre de 2018, para los prestadores del servicio público domiciliario, que se encuentran bajo marcos normativos para grupo 1, 2, 3, así como la Resolución 414 de 2014, 533 de 2015 y 037 de 2017, expedidas por la Contaduría General de la Nación.

#### **4.3.2.1.2 Normatividad aplicable a las ZNI en esquemas de subsidios**

El Gobierno Nacional mediante las Leyes 142 de 1994 y 286 de 1996, creó el Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución del Ingreso (FSSRI) como un fondo cuenta para administrar y distribuir los recursos asignados del Presupuesto Nacional y del mismo fondo, destinados a cubrir los subsidios del servicio público domiciliario de energía eléctrica a los usuarios de menores ingresos.

El FSSRI se rige por los Decretos 847 de 2001 y 201 de 2004, que reglamentan las leyes señaladas, donde se establecen los procedimientos de liquidación, cobro, recaudo y manejo de los subsidios y de las contribuciones de solidaridad en materia del servicio de energía eléctrica.

El artículo 2º de la Ley 1117 de 2006 modificó el artículo 99 de la Ley 142 de 1994 en materia de subsidios en el sector eléctrico para las ZNI, dándole al Ministerio de Minas y Energía la facultad de otorgar subsidios a los usuarios en las condiciones y porcentajes que aquel defina y considerando la capacidad de pago de los usuarios en estas zonas.

En ejercicio de esta función, el Ministerio expidió la Resolución 182138 de 2007, la cual determina los procedimientos aplicables para otorgar subsidios en las ZNI. En primer lugar, en su artículo 2º, la Resolución establece la manera como se determinan las condiciones para el cálculo de los subsidios:

El monto de los subsidios totales del sector eléctrico para las Zonas No Interconectadas será determinado, tomando como referencia la estratificación de los usuarios de las localidades en estas zonas y la diferencia existente entre el costo de prestación del servicio aprobado por la CREG para dichas localidades actualizado para diciembre del año inmediatamente anterior a la respectiva vigencia, y la tarifa a diciembre del año inmediatamente anterior aplicada a los usuarios residenciales correspondientes al mismo estrato del mercado de comercialización incumbente del Sistema Interconectado Nacional, SIN, en el departamento donde se encuentran ubicadas las localidades. En caso de que la localidad se encuentre en un departamento que no pertenezca al Sistema Interconectado Nacional, se tomará como referencia la tarifa aplicable en la capital del departamento del SIN con punto de conexión a 115 kv más cercano a la capital del departamento al cual pertenece la localidad [44].

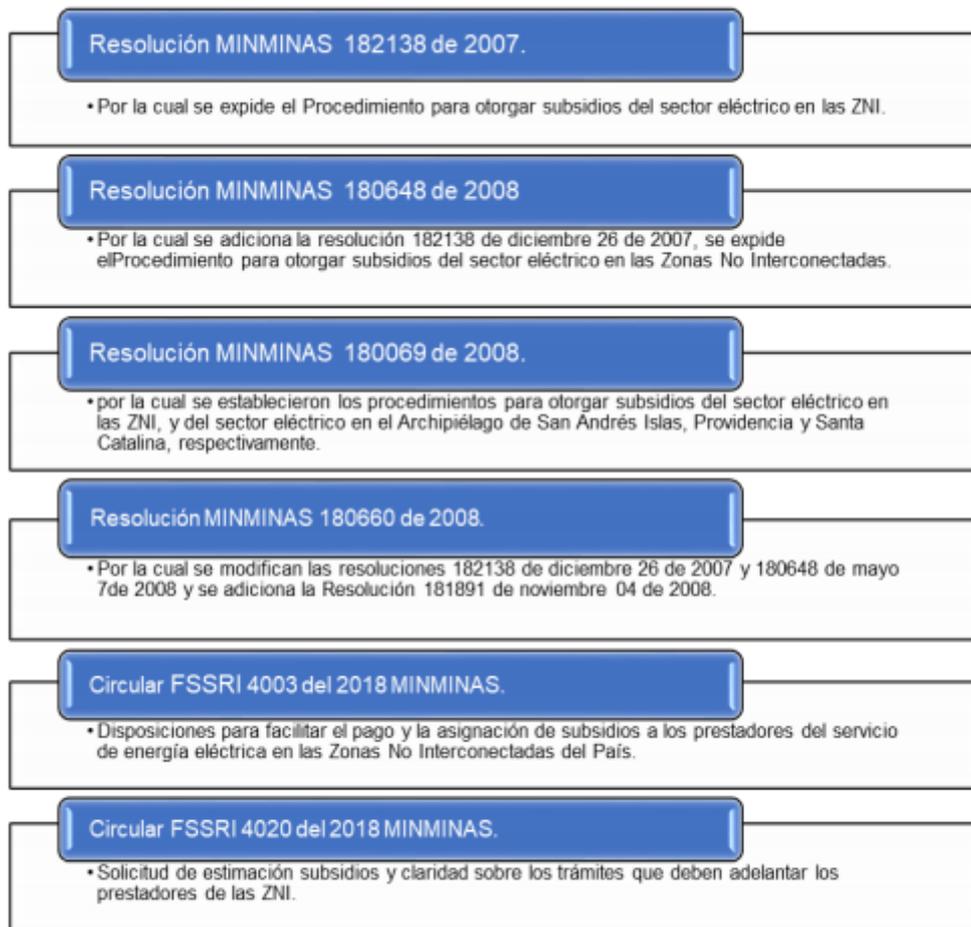
A su turno, el artículo 3° de la misma norma establece que los subsidios pueden cubrir los costos administrativos, operativos y de mantenimiento de las empresas.

La Resolución bajo análisis establece unos límites al consumo subsidiable. En primer lugar, en cabeceras municipales y comunidades con 300 usuarios o más de estratos 1, 2 y 3 el tope máximo es, por regla general, el consumo facturado promedio de energía del año inmediatamente anterior de los usuarios del estrato 1 del mercado de comercialización incumbente del SIN en el departamento donde dichas localidades se encuentren. Si la localidad se encuentra en un departamento sin conexión al SIN, se tomará como referencia la tarifa aplicable en la capital del departamento del SIN con punto de conexión a 115 kV más cercano a la capital del departamento al que pertenece la localidad en cuestión (Artículo 5 de [52]).

Los subsidios para el SIN son calculados con base en un consumo de subsistencia determinado a partir de la ubicación con respecto al nivel del mar. Actualmente, según la Resolución UPME 355 de 2004, el consumo básico de subsistencia es de 173 kWh/mes para alturas inferiores a 1.000 sobre el nivel del mar y de 130kWh para alturas superiores.

En cuanto al procedimiento, se resalta que, para la asignación y el giro de los subsidios, los prestadores deben declarar oportunamente la información al SUI y al sistema de información del Ministerio de Minas y Energía cuando aplique, así como cumplir los estándares de calidad del servicio establecidos por la Comisión de Regulación de Energía y Gas para las ZNI (artículo 2.2.3.2.6.1.8 de [40] y artículo 10 de [52]). Por lo tanto, las declaraciones que realizan las empresas juegan un papel esencial en la asignación de subsidios por parte del Estado.

En ejercicio de esta función, el MME expidió la Resolución 182138 de 2007, y demás normativa relacionada con las políticas en la asignación de subsidios, la cual la muestra en la figura 24.



Fuente: Ministerio de Minas y Energía  
Construcción DTG

**Figura 24.** Esquema normativo aplicable para Subsidios – ZNI [46].

Si desea ampliar la información sobre el procedimiento para otorgar subsidios a usuarios del sector eléctrico en las ZNI para el caso de la prestación del servicio de energía eléctrica mediante Soluciones Solares Fotovoltaicos Individuales (SSFVI), ver **anexo 4** [33].

#### 4.3.2.1.3 Normatividad aplicable a las ZNI en calidad del servicio de energía eléctrica

Las principales disposiciones sobre la calidad del servicio de energía eléctrica en las ZNI se encuentran en la Resolución CREG 091 de 2007. Sus artículos 33 y 34 establecen lo siguiente:

Artículo 33. Calidad del servicio en las ZNI. Con el propósito de garantizar condiciones mínimas de calidad de la potencia y del servicio a los usuarios, el prestador del servicio deberá cumplir con las siguientes disposiciones:

a) Calidad de la Potencia

- Contar con equipos adecuados para el monitoreo de los valores de frecuencia y magnitud del voltaje.
- Mantener la frecuencia dentro de un rango de + o - el 1% del valor nominal de la frecuencia, en los bornes de generación.
- Mantener la tensión del voltaje dentro de un rango de + o - el 10% del valor nominal del voltaje.
- Contar con los medios necesarios para obtener registros que permitan observar de manera horaria los valores de frecuencia y magnitud del voltaje, con una antigüedad de por lo menos tres (3) meses, de manera que sea posible su vigilancia por parte de la Superintendencia de Servicios Públicos.

b) Calidad del Servicio Técnico

- Hasta que no se regule lo contrario, para aquellas localidades con servicio las 24 horas, el índice de desconexiones del servicio (DES) no podrá superar los índices vigentes para el grupo 4 de calidad del SIN.

c) Calidad del servicio comercial

- Contar con oficinas o puestos móviles de atención de Peticiones, Quejas y Recursos, los cuales estarán sujetos a las condiciones y términos definidos en la Ley 142 de 1994. Artículo 34. Compensaciones por deficiencias en la calidad del servicio. Las compensaciones por deficiencias en la calidad del servicio técnico serán compensadas con la metodología vigente para usuarios del Sistema Interconectado Nacional. Hasta tanto no se determine lo contrario dichas compensaciones se efectuarán considerando el valor del primer escalón del Costo de Racionamiento. Para las localidades con servicio menor a 12 horas diarias, las compensaciones deberán realizarse con horas de servicio equivalentes al tiempo de interrupción”.

Estas normas orientan la manera como los prestadores deben prestar el servicio de energía eléctrica en las ZNI y orientan la forma como la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) realiza sus labores de inspección, vigilancia y control, pues uno de los objetivos del Estado en la intervención en los servicios públicos de acuerdo a la ley 142 de 1994. Artículo 2 es “garantizar la calidad del bien objeto del servicio público y su disposición final para asegurar el mejoramiento de la calidad de vida de los usuarios” [53].

Actualmente, la vigilancia de lo dispuesto en los citados artículos 33 y 34 de la Resolución CREG 091 de 2007 se realiza a través de la revisión periódica de los parámetros de calidad a partir de los datos de las telemediciones realizadas por el Centro Nacional de Monitoreo (CNM), los cuales se comparan con los datos certificados y cargados en el Sistema Único de Información de la Superintendencia (SUI).

La energía objeto de telemedición por parte del CNM, corresponde al 86,71% de la energía total generada en las ZNI [44]; pero si bien la cobertura en términos de energía es representativa, en cuanto a localidades con telemedición sólo se alcanza el 5% de cobertura de acuerdo al informe mensual de prestación del servicio en las localidades sin telemetría de las ZNI. Es por esto que es importante mejorar la confiabilidad de la medición de los kWh suministrados en cada localidad de la ZNI.

Para este propósito, es indispensable contar con equipos de monitoreo y transmisión de datos de parámetros técnicos como energía activa y reactiva, corrientes y voltajes, entre otros; función que es realizada por CNM. Como se indicó en el documento “Diagnóstico de la prestación del servicio de energía eléctrica en las ZNI 2017”, la regulación de calidad está establecida en el artículo 33 de la Resolución CREG-091 de 2007 [54].

En el boletín emitido por el CNM para el mes de diciembre de 2018 se reportó información de 81 localidades con telemetría, en las cuales se incluyeron todas las cabeceras municipales y algunas localidades menores de las ZNI. De forma similar se menciona que, a partir del 18 de mayo de 2018, la línea de interconexión Cauca-Nariño entró en operación comercial, motivo por el cual las nueve cabeceras municipales de la zona Pacífico Sur dejaron de pertenecer a las ZNI [46].

## **4.4 INGENIERÍA DE DETALLE**

### **4.4.1 Memoria de cálculo eléctrico Charambirá**

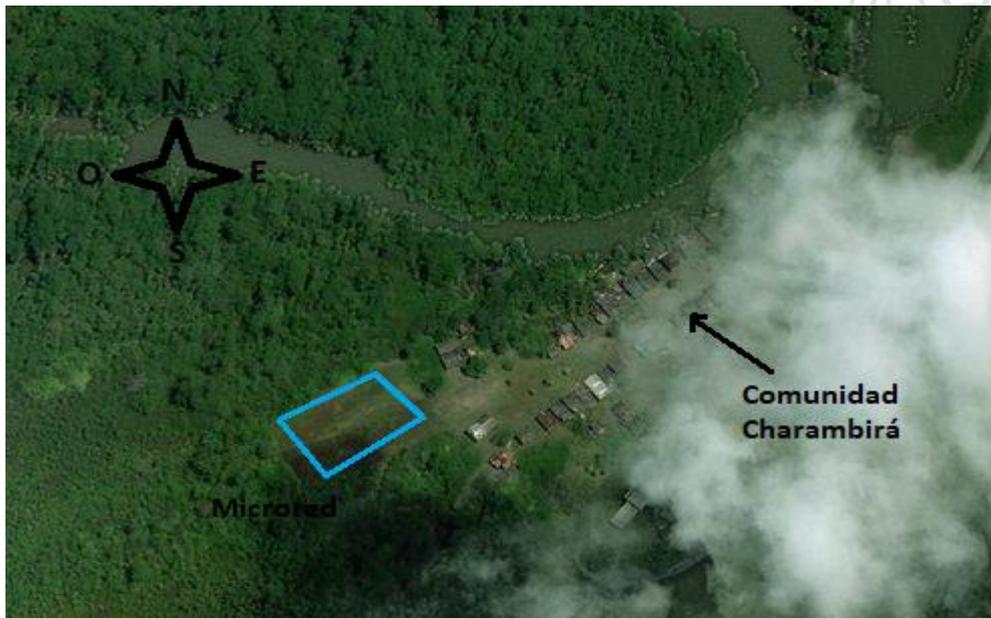
Una vez definida la ubicación donde se implementará la microred y teniendo en cuenta la oferta y demanda de energía de Charambirá, y los elementos principales que componen la microred en ZNI (planta diésel, paneles solares fotovoltaicos con sus estructuras, inversores, banco de baterías, cableado DC como AC y cajas de combinación), se determina la cantidad de los elementos principales de la instalación y la distribución física de estos.

#### **4.4.1.1 Cálculo instalación solar fotovoltaica aislada de la red**

A partir de los datos de entrada introducidos, considerando los consumos estimados según las necesidades, el uso de los mismos y la radiación solar en función a la ubicación, orientación e inclinación de la instalación, se procede a resolver este inciso.

#### 4.4.1.1.1 Datos de ubicación y orientación

De acuerdo al análisis energético, a la caracterización de la oferta y demanda de energía en la comunidad de Charambirá, y teniendo en cuenta las posibles mejoras de energía dentro de la comunidad, la solución más adecuada para los usuarios potenciales es una microred, la cual consiste en un sistema híbrido solar fotovoltaico - Baterías - Planta Diésel. En la figura que se presenta a continuación, se observa que la instalación estará situada a un costado de la comunidad de Charambirá.



**Figura 25.** Terreno elegido para la implementación de la microred [57].

El sistema fotovoltaico estará dispuesto con las siguientes características:

- Coordenadas: 4.28, -77.49
- Inclinación: 10°
- Desorientación respecto al Sur: 0°

Usará un sistema de corriente alterna con un voltaje de 208/120 V. El sistema dispone de generador auxiliar de 60kW, el cual se consideró como soporte en caso de falla del sistema solar.

#### 4.4.1.1.2 Cálculo de consumo de energía

Se calcula el consumo a partir del uso de los electrodomésticos y la iluminación por día. A continuación, se muestra el cálculo de consumos promedio para el total de los usuarios:

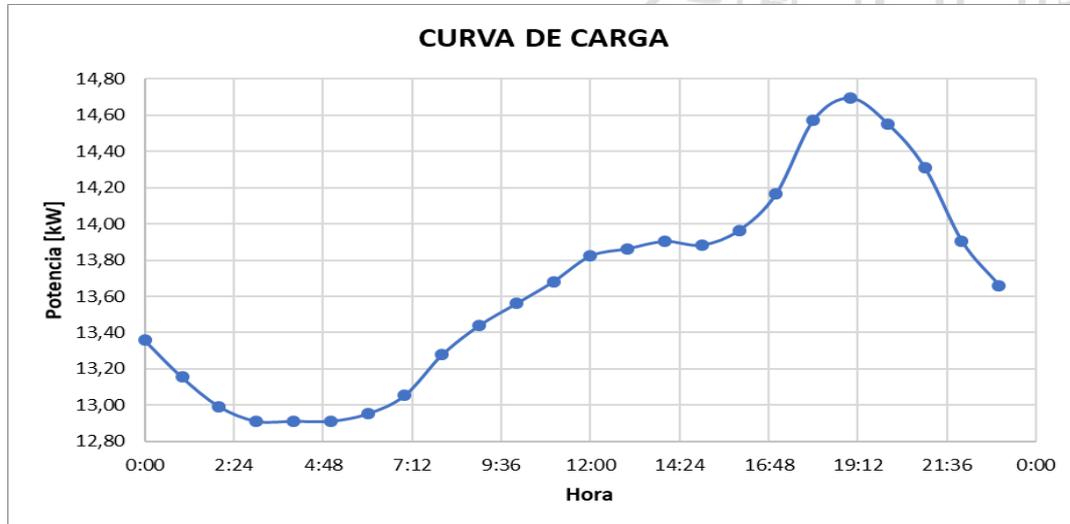
**Tabla 5.** Consumo proyectado por todos los usuarios y de un usuario

Tipo	Consumo electrodomésticos e iluminación	Potencia Individual [W]	Cantidad	Cant. Viviendas	Horas	Consumo total de todos los usuarios	Consumo total por usuario
Residencial	Iluminación	11	4	36	5	7920	220
	Tv	70	1	36	4	10080	280
	Tomas	50	1	36	4	7200	200
	Tomas	50	1	36	4	7200	200
	Nevera	26.7	1	36	24	23068.8	640.8
Industrial	Congelador	5667.4	2	1	24	272035.2	272035.2
<b>TOTAL RESIDENCIAL</b>						<b>55468.8</b>	<b>1540.8</b>
<b>TOTAL INDUSTRIAL</b>						<b>272035.2</b>	<b>272035.2</b>

De la tabla 5, se obtiene que el Total de energía teórica diaria para una vivienda residencial es de 1540,8 Wh/día y para una vivienda industrial es de 272035.2 Wh/día.

Dando como resultado final una demanda total de la comunidad de 327504 Wh/día.

Con base a lo anterior, teniendo en cuenta los congeladores y los 36 usuarios, se tiene el siguiente consumo proyectado



**Figura 26.** Uso horario de las cargas proyectadas.

#### 4.4.1.1.3 Insolación promedio mensual

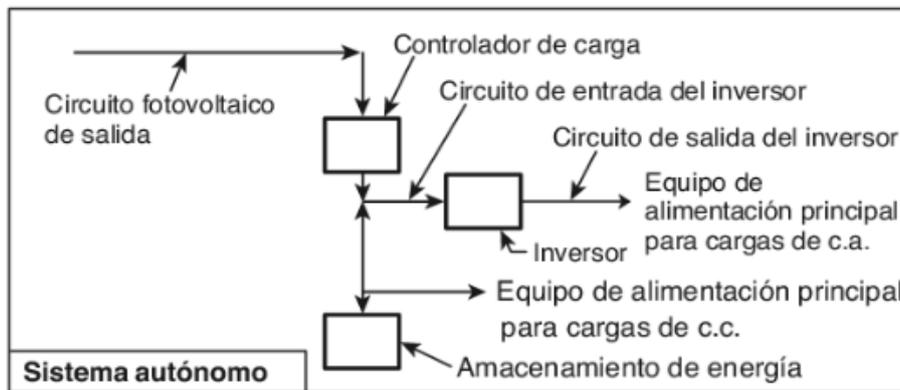
Para el cálculo de la producción se ha utilizado la base de datos NASA-SSE 1983-2005.

**Tabla 6.** Base de datos radiación, NASA-SSE

	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Año	
Hor. global	3.67	4.40	4.91	4.24	4.14	3.54	4.02	3.98	3.50	3.58	3.49	3.42	3.91	kWh/m <sup>2</sup> .da
Hor. diffuse	1.98	2.16	2.26	2.28	2.16	2.01	2.08	2.20	2.20	2.12	2.00	1.93	2.11	kWh/m <sup>2</sup> .da
Extraterrestrial	9.61	10.12	10.44	10.38	10.02	9.75	9.82	10.14	10.36	10.19	9.72	9.40	9.99	kWh/m <sup>2</sup> .da
Clearness Index	0.382	0.435	0.470	0.409	0.413	0.363	0.409	0.392	0.338	0.352	0.359	0.364	0.391	
Amb. temper.	24.5	25.0	25.0	25.0	25.1	25.2	25.3	25.1	24.4	24.0	23.8	24.2	24.7	°C

#### 4.4.1.1.4 Cálculo y selección de equipos

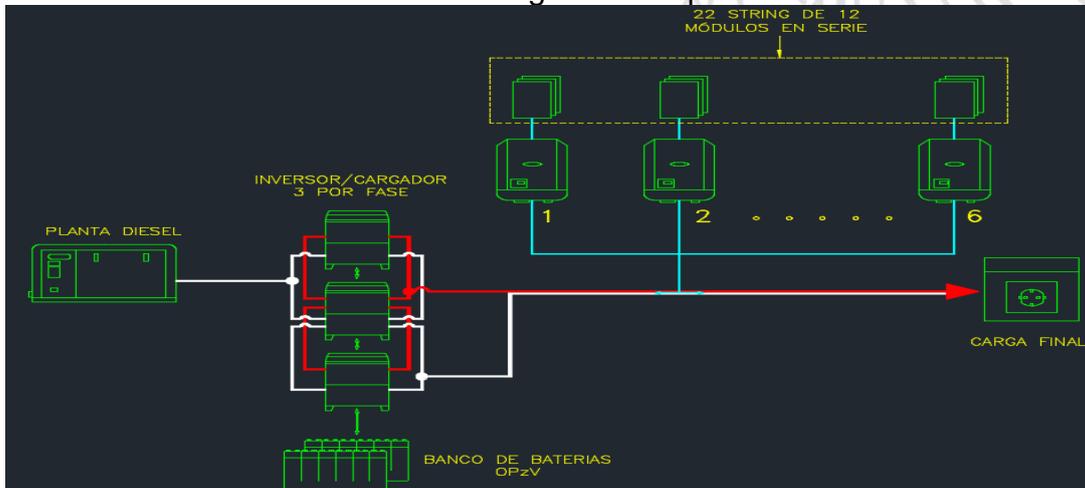
Para la selección de los equipos se toma como base el siguiente esquema tomado de la norma NFPA 70 para sistemas autónomos para el cual se describen los equipos seleccionados en los ítems a continuación.



**Figura 27.** Esquema de conexión según NEC.

Existen dos maneras de realizar la conexión de la microred: AC y DC-Coupling. Para este proyecto se selecciona el AC-Coupling por economía, ya que la distribución en DC sale muy costosa porque se necesitarían muchos controladores, pues cada controlador maneja potencias muy pequeñas, alrededor de 5 kW máximo, lo cual permite alrededor de 4 a 5 módulos y esto es un número bastante pequeño, mientras que en AC-Coupling se dan potencias más altas, que permiten la conexión de más cadenas de módulos, y el número de cadenas depende de las especificaciones técnicas de los inversores.

Para el sistema híbrido se consideró el siguiente esquema de funcionamiento:



**Figura 28.** Conexión del sistema híbrido en Modo AC-Coupling.

El resumen de los equipos seleccionados se muestra a continuación:

**Tabla 7.** Resumen de equipos sistema solar

Inversor Fronius Symo 15.0 3 200/120V	Un	6
Inversor cargador Victron Quattro 10kVA 120V	Un	9
Módulo solar m-Si 400Wp 72 Celdas JJKM 400M-72H-V Jinko Solar	Un	264
Estructura FT ECA [AG]_ΣSTATICA (V-06-2018), 12 módulos	Un	22
Batería OPzV Gel 2V, C10 2500Ah Victron BAT702252260	Un	72

Para mayor detalle acerca de los equipos, en el **anexo 5** se comparte los resultados de la simulación en donde se amplía los pasos para la selección de equipos listados en la Tabla 1 interior. De igual forma, en el **anexo 6** se encuentran las fichas técnicas de los equipos seleccionados.

#### 4.4.1.2 Producción y consumo de energía por año.

De acuerdo al cálculo de energía consumida promedio y los equipos requeridos por la instalación calculados y seleccionados, obtenemos la siguiente comparativa de consumos y producción estimados a lo largo del año.

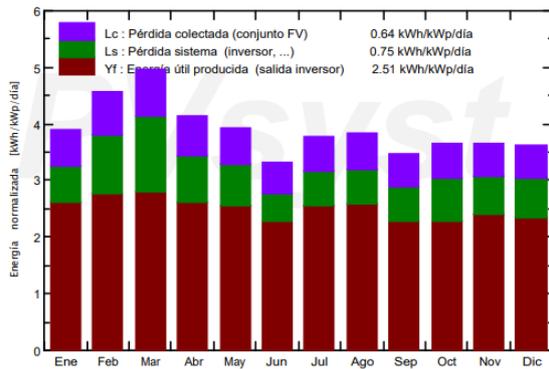
**Tabla 8.** Producción del sistema solar

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_User	E_Solar	EUnused	EFrGrid
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
<b>Enero</b>	113.8	61.40	24.53	120.8	114.4	10.71	10.15	8.560	1.037	1.592
<b>Febrero</b>	123.2	60.50	24.96	128.0	121.5	11.27	9.17	8.194	2.137	0.976
<b>Marzo</b>	152.2	70.10	25.02	153.7	146.0	13.52	10.15	9.190	3.073	0.962
<b>Abril</b>	127.2	68.40	24.97	123.8	117.0	10.92	9.83	8.307	1.475	1.518
<b>Mayo</b>	128.3	67.00	25.13	121.8	114.8	10.73	10.15	8.404	1.233	1.749
<b>Junio</b>	106.2	60.30	25.19	99.5	93.5	8.79	9.83	7.252	0.459	2.573
<b>Julio</b>	124.6	64.50	25.32	117.1	110.4	10.34	10.15	8.391	0.815	1.762
<b>Agosto</b>	123.4	68.20	25.11	118.7	112.0	10.48	10.15	8.510	0.995	1.642
<b>Septiembre</b>	105.0	66.00	24.38	104.1	98.4	9.16	9.83	7.236	0.978	2.589
<b>Octubre</b>	111.0	65.70	23.99	112.9	106.8	9.97	10.15	7.492	1.322	2.661
<b>Noviembre</b>	104.7	60.00	23.82	109.7	103.8	9.73	9.83	7.616	1.230	2.209
<b>Diciembre</b>	106.0	59.80	24.19	112.6	106.7	10.00	10.15	7.721	1.095	2.432
<b>Año</b>	1425.6	771.90	24.72	1422.6	1345.2	125.61	119.54	96.874	15.849	22.665

Leyendas:	GlobHor	Irradiación global horizontal	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
	DiffHor	Irradiación difusa horizontal	EArray	Energía efectiva en la salida del conjunto
	T_Amb	T amb.	E_User	Energía suministrada al usuario
	GlobInc	Global incidente plano receptor	E_Solar	Energía del sol
			EUnused	Energía sin utilizar (batería llena, Sin inyección de red)
			EFrGrid	Energía de la red

Con base a la información anterior, en la figura 29 se muestra la producción normalizada y el índice de rendimiento. En el **anexo 5** se comparte los resultados de simulación y en el **anexo 6** las fichas técnicas de los equipos. Para efectos prácticos el aporte que hace la planta Diésel, se ve reflejado como el aporte de la red en los resultados de simulación del PVSystem.

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 106 kWp



Índice de rendimiento (PR)

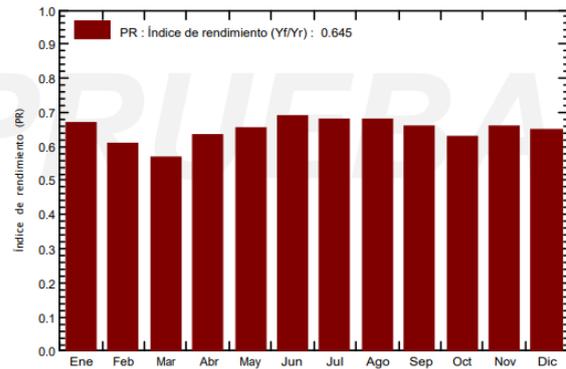


Figura 29. Izquierda producción normalizada, derecha índice de rendimiento.

#### 4.4.1.3 Diseño detallado (memorias de la A a la W artículo 10 del RETIE)

A continuación, se describen los lineamientos considerados para el desarrollo del diseño de las redes eléctricas, con base lo establecido en el artículo 10 del RETIE.

##### 4.4.1.3.1 Análisis y cuadros de cargas iniciales y futuras.

En una instalación eléctrica generalmente se conoce el voltaje de alimentación, y la información técnica de los equipos suministra el valor de corriente eléctrica o la potencia. De esta manera se puede calcular la magnitud desconocida mediante las ecuaciones (1) y (2):

$$P_{1\phi} = I * V * \text{Cos}\phi \quad (1)$$

$$P_{3\phi} = \sqrt{3} * I * V * \text{Cos}\phi \quad (2)$$

Debido a que el consumo de la carga eléctrica no es ideal, pues se pierde parte de la energía en calentamiento y elementos inductivos como motores, se incluye en el cálculo de la potencia activa relacionada en las ecuaciones (1) y (2) un factor de potencia, identificado en las ecuaciones como  $\text{cos}\phi$ . El factor de potencia indica una medida de la eficiencia o energía que realmente puede aprovechar determinada carga. La instalación debe dimensionarse a una mayor capacidad a fin de tener en cuenta las pérdidas en el proceso. Dicha potencia se conoce como potencia aparente y se calcula a partir de las ecuaciones (3) y (4) sin tener en cuenta el factor de potencia.

$$S_{1\phi} = I * V \quad (3)$$

$$S_{3\phi} = \sqrt{3} * I * V \quad (4)$$

El formato para consignar las cargas eléctricas representa la distribución de las mismas en el tablero por fase (R, S, T), de esta manera se puede proyectar de la manera más balanceada la distribución de cargas en el tablero. En el **anexo 7** se detalla la información consignada en el cuadro de cargas.

#### 4.4.1.3.2 Análisis de coordinación de aislamiento eléctrico

##### 4.4.1.3.2.1 Selección de DPS en baja tensión

Una descarga atmosférica por un rayo sobre un conductor ocasiona sobretensiones transitorias de corta duración, pero de valor pico muy elevado que puede deteriorar y/o destruir algunos equipos eléctricos incluso cuando la descarga se haya originado a varios kilómetros de distancia.

No solo las descargas atmosféricas pueden causar estas sobretensiones, también las maniobras ejecutadas por los operadores de red, originan sobretensiones temporales de características similares a las atmosféricas.

Se identifican tres formas en que las sobretensiones se propagan y llegan hasta las instalaciones finales:

**Sobretensión conducida:** El rayo cae directamente en las líneas aéreas, propagándose la sobretensión a varios kilómetros y derivándose a tierra a través de los equipos, causando su vería o destrucción.

**Sobretensión inducida:** Se origina cuando la energía del rayo que impacta un objeto cercano a las líneas de distribución se propaga mediante inducción hacia estas últimas, transmitiéndolas de igual manera hacia los equipos en las instalaciones finales.

**Sobretensión a tierra:** Ocurre cuando la descarga atmosférica cae directamente a tierra y se propaga a través del suelo hasta los equipos mediante el conductor de puesta a tierra.



**Figura 30.** Formas de propagación de las sobretensiones

**Tabla 9.** Tensión al impulso que deben soportar los equipos

Nivel de tensión de operación de los equipos V	BIL requerido en (kV)			
	Contadores	Tableros, interruptores, cables, etc.	Electrodomésticos, herramientas portátiles	Equipo electrónico
	Categoría IV	Categoría III	Categoría II	Categoría I
120 – 240 ; 120 / 208	4	2,5	1,5	0,8
254 / 440 ; 277 / 480	6	4	2,5	1,5

**Fuente:** Tabla E3 - NTC 4552-1.

No se usa protección en las unidades de vivienda ya que se consideran cargas predominantemente resistivas y sin equipos sensibles.

Los equipos para los cuales se especifica métodos de mitigación deben tener definido una categoría de sobretensión de acuerdo a lo establecido en la tabla E3 de la NTC 4552-1

#### **4.4.1.3.3 Análisis de cortocircuito y falla a tierra**

Cualquier instalación eléctrica debe estar protegida contra los cortocircuitos y esto, salvo excepción, en cada punto que se presenta una discontinuidad eléctrica, lo que corresponde casi siempre con un cambio de sección de los conductores. La intensidad de la corriente de cortocircuito debe calcularse por cada uno de los diversos niveles de la instalación para poder determinar las características de los componentes que deberían soportar o cortar la corriente de defecto.

El análisis de cortocircuito y de falla a tierra se encuentra dentro de las exigencias establecidas por RETIE 2013 en el artículo 10.1 literal c.

#### **Simulación para cálculo de los niveles de cortocircuito**

Debido a que se trata de un sistema aislado a la red eléctrica de un operador de red, el nivel de cortocircuito es muy bajo, por tanto, se asignará un nivel de cortocircuito como mínimo de 25 kA.

#### **4.4.1.3.4 Análisis de riesgos por rayos y medidas de protección contra rayos**

Ver **Anexo 8**.

#### **4.4.1.3.5 Análisis de riesgos de origen eléctrico y medidas para mitigarlo**

Ver **Anexo 9**.

#### **Cálculo de arco eléctrico y distancias mínimas de aproximación a equipos energizados**

La metodología utilizada para el cálculo de arco eléctrico, energía incidente y límite por arco eléctrico se realizó mediante la IEEE 1584, las etiquetas que se ilustran a continuación se deberán fijar cerca al tablero con el fin de tener en cuenta EPP y las distancias mínimas de aproximación a los equipos.

Los límites de aproximación deberán ser demarcadas en el cuarto, tanto para los equipos de media como para los de baja tensión para los equipos de baja tensión.

**Tabla 10.** Etiqueta de arco eléctrico para equipos BT .

 <b>ATENCIÓN</b> <b>RIESGO DE ARCO Y ELECTROCUCIÓN</b>		
<b>PRECAUCIONES REQUERIDAS:</b>		
NIVEL DE TENSIÓN:	208/120	V
MÁXIMA CORRIENTE DE FALLA TRIFÁSICA:	26	kA
CORRIENTE DE ARCO ELÉCTRICO:	8,51	kA
ENERGÍA INCIDENTE:	0,84	Cal/cm <sup>2</sup>
LÍMITE DE APROXIMACIÓN SEGURO (Personas no calificadas únicamente si están acompañadas por personal calificado):	3	mts
LÍMITE POR ARCO ELÉCTRICO:	0,37	mts
LÍMITE DE APROXIMACIÓN RESTRINGIDA (Solo personal calificado):	Evitar contacto	
LÍMITE DE APROXIMACIÓN TÉCNICA (Solo personal calificado, EPP para contacto directo con partes energizadas, Autorización requerida):	Evitar contacto	
<b>EQUIPO DE PROTECCIÓN PERSONAL:</b>		
Categoría del equipo de protección personal según NFPA 70E:	0	
Guantes dieléctricos con material resistente a cortocircuito y arco eléctrico:	CLASE 00	
Casco de seguridad, Gafas de seguridad, protección auditiva, calzado dieléctrico.		

#### 4.4.1.3.6 Análisis de nivel de tensión requerido

Para el proyecto de interés, el inversor selecciono un nivel inversor a nivel de tensión 120V, según los niveles de tensión estipulada en la NTC 1340 y a las especificaciones de los equipos a instalar; adicionalmente no se encuentran cargas que requieran un nivel de tensión diferente al mencionado.

**Tabla 11.** Niveles de tensión [38].

Clasificación (Nivel) <sup>1</sup>	Nivel de tensión	Tensión nominal (V)		Tensión máxima (% de la nominal)	Tensión mínima (% de la nominal)
		Sistema trifásico de 3 o 4 conductores	Sistema monofásico de 2 o 3 conductores		
Baja tensión (Nivel 1)	Hasta 1 000 V	-	120		
		120/208	-		
		-	120/240		
		127/220	-		
		220	-		
		277/480	-		
		480	-		

#### 4.4.1.3.7 Cálculo de campos electromagnéticos (No Aplica)

##### Valores Límite de exposición a campos electromagnéticos.

De acuerdo al reglamento técnico de instalaciones eléctricas RETIE, Resolución 90708 de 2013, en su artículo 14.3 se establecen los límites de exposición de una persona o público en general a campos electromagnéticos, que no deben ser inferiores a los indicados en la Tabla 14.1.

**Tabla 12.** Límites de exposición a campos electromagnéticos [38].

Tipo de exposición	Intensidad de campo eléctrico(kV/m)	Densidad de flujo magnético ( $\mu$ T)
Exposición ocupacional en un día de trabajo de ocho horas.	8,3	1000
Exposición del público en general	4,16	200

Fuente: Tabla 14.1 del RETIE.

Las condiciones de la tabla 12, aplican para una exposición de las personas en ámbito laboral o público en general de hasta 8 horas de exposición continuas para tensiones superiores a 4.16 kV/m.

El proyecto objeto del presente diseño no cuenta con ninguna subestación interior, debido el presente diseño tiene por fuente una solución fotovoltaica con un nivel de tensión de salida de 208V trifásico.

#### **4.4.1.3.8 Cálculo de transformadores incluyendo efectos de armónicos y factor de potencia en la carga (No Aplica)**

La actual estructura carece de un transformador propio debido a que se trata de una instalación conectada a un sistema de generación solar fotovoltaica aislado de la red eléctrica de un operador de red, por lo tanto, se exige al actual diseño de este punto.

#### **4.4.1.3.9 Cálculo del sistema de puesta a tierra**

Ver **Anexo 10**.

#### **4.4.1.3.10 Cálculo económico de los conductores**

##### **Cálculo técnico de los conductores**

La selección del calibre de conductor eléctrico, debe cumplir simultáneamente y sin excepción con cinco (5) condiciones técnicas a saber:

Ampacidad, Corriente de Sobrecarga, Caída de tensión, Corrección por Temperatura y Agrupamiento y Capacidad de Corto Circuito.

**Ampacidad:** La Ampacidad, se define como la corriente en Amperios, que un conductor puede transportar de manera continua bajo condiciones de uso, características ambientales y de operación, sin exceder su temperatura nominal. Se conoce también como Capacidad Portadora de Corriente del Conductor.

**Corriente de sobrecarga:** La norma técnica colombiana NTC 2050, sección 210-22 literal c establece que la capacidad de corriente de los circuitos ramales no debe ser menor a la carga continua más el 125% de la carga continua. Para el caso del almacén, la iluminación, motores de condensadores y salidas de tomacorrientes en zonas de atención al cliente se consideran cargas continuas, de esta manera, la capacidad de corriente de los circuitos ramales y alimentadores se dimensionará al 125% de la corriente nominal registrada en el cuadro de cargas.

**Caída de tensión (porcentaje de regulación):** La circulación de corriente a través de los cables, ocasiona una pérdida de potencia y una diferencia entre las tensiones en el origen del alimentador y en el extremo o ubicación del equipo, a esta diferencia se le conoce como Caída de Tensión, y se establece una relación porcentual de las tensiones que se denomina Porcentaje de Regulación.

**Factores de corrección por temperatura y agrupamiento:** Para el funcionamiento del sistema eléctrico en el departamento del Choco, se considera una temperatura promedio de 26.6°C, acorde a los datos estadísticos del IDEAM.

La temperatura ambiente es un factor que incide en la capacidad de corriente de los conductores, en consecuencia, los fabricantes han proporcionado los factores de corrección por temperatura para ciertos rangos de temperatura ambiente. La información proporcionada por los fabricantes se ha estandarizado en las normas internacionales y se ha condensado en la siguiente tabla:

**Tabla 13.** Temperatura máxima de conductores

Temperatura ambiente °C	Temperatura máxima de operación del conductor		
	60°C	75°C	90°C
30	1,0	1,0	1,0
31-35	0,91	0,94	0,96
36-40	0,82	0,88	0,91
41-45	0,71	0,82	0,87
46-50	0,58	0,75	0,82
51-55	0,41	0,67	0,76

Los circuitos ramales son conducidos hasta las respectivas salidas eléctricas por medio de bandejas portacables y finalmente por tuberías hasta la salida final. Las tuberías que alimentan las cargas alojan entre 1 y 3 conductores portadores de corriente, que bajo estas condiciones no se aplica ningún factor de ajuste conservando la capacidad nominal de corriente.

Para los casos donde se prevean más de 3 conductores portadores de corriente se debe aplicar un factor de ajuste en función del número de conductores activos dentro de la canalización. Dichos factores se relacionan en la siguiente tabla tomada de la sección 310-15 de la NTC 2050 literal 8:

**Tabla 14.** Factores de ajuste para ductos con varios conductores portadores de corriente [38].

Número de conductores portadores de corriente	Porcentaje del valor de las Tablas, ajustado para la temperatura ambiente si fuera necesario
De 4 a 6	80
De 7 a 9	70
De 10 a 20	50
De 21 a 30	45
De 31 a 40	40
41 y más	35

**Capacidad de cortocircuito:** Una vez determinado el tamaño del conductor por los criterios de capacidad de corriente y de regulación de tensión, es necesario verificar dicho tamaño o designación con base en las condiciones de corto circuito del sistema (magnitud y tiempo). Existen normas como las ICEA que definen como calcular esta capacidad de corriente para los diferentes aislamientos utilizados en los aislamientos de los cables. El

### Grupos alimentadores

Teniendo presentes todos los criterios anteriores, se consolida la siguiente Tabla 3 con el conductor seleccionado según cada criterio, para luego seleccionar el conductor que cumpla simultáneamente todos los requisitos. La premisa para la capacidad del conductor es que las acometidas y alimentadores principales serán en cobre.

**Tabla 15.** Conductor Técnico

Criterio Alimentador	Ampacidad	Sobrecarga	Regulación	Agrupamiento	Cortocircuito	Conductor Técnico
T-ILTO	12 AWG	12 AWG	12 AWG	12 AWG	12 AWG	12 AWG
ML-FV	2x1/0 AWG	2x2/0 AWG	2x1/0AWG	2x2/0AWG	8AWG	2x2/0 AWG
ML-SALIDAS AC	2x1/0 AWG	2x2/0 AWG	2x1/0AWG	2x2/0AWG	8AWG	2x2/0 AWG
ML-DIESEL	2x1/x0 AWG	2x1/0AWG	2x1/0AWG	2x1/0AWG	8AWG	2x1/0AWG
Circuitos Ramales	12 AWG	12 AWG	12 AWG	12 AWG	12 AWG	12 AWG

### Selección económica

Debido a que para los alimentadores solo se tiene una opción para alimentar cada Tablero. Considerar un calibre en el conductor de fase de mayor calibre incrementaría el costo de la instalación y menos conductores por fase no cumplirían con el criterio de Regulación.

#### 4.4.1.3.11 Verificación de conductores

La función de un cable de potencia es conducir la energía eléctrica de forma energéticamente más eficiente posible desde la fuente hasta el punto de utilización. Sin embargo, los conductores poseen unos límites de operación sobre los cuales se compromete la vida útil del conductor y pueden llevar a la destrucción del mismo y comprometer la seguridad de la instalación.

Debido a que todo circuito ramal está provisto de una protección contra sobrecorriente, se debe dimensionar el conductor de tal manera que, ante una condición por encima de las condiciones normales de operación del conductor, la protección actúe despejando la falla.

El objetivo de esta memoria es dimensionar los conductores teniendo en cuenta las características de operación de las protecciones según la curva de operación tiempo Vs Corriente. Se tomará como referencia la metodología de cálculo de corrientes de cortocircuito y protección de los conductores descrita en la norma IEC 60909 y IEEE Std 242 capítulo 9, según requisito del artículo 10.1 literal k del RETIE.

### Cálculo técnico de conductores

En la memoria de cálculo económico de los conductores, del apartado anterior se dedicó un capítulo al cálculo técnico según los criterios de Ampacidad, sobrecarga, caída de tensión, corrección por temperatura y agrupamiento y capacidad de cortocircuito. Los resultados de estos criterios son consignados en la Tabla 16. Se incluye una columna adicional con la protección contra sobrecorriente seleccionada para posteriormente verificar la correcta selección del conductor de acuerdo a la protección.

El tipo de conductor empleado será, según exigencias del RETIE para instalaciones con residenciales el conductor será THHN-2 600V de cobre a 75°C.

**Tabla 16.** Protección termomagnética y tiempo de disparo

Criterio Alimentador	Ampacidad	Sobrecarga	Regulación	Agrupamiento	Cortocircuito	Conductor Técnico	Protección
T-ILTO	12 AWG	12 AWG	12 AWG	12 AWG	12 AWG	12 AWG	1x20A 30ms
ML-FV	2x1/0 AWG	2x2/0 AWG	2x1/0AWG	2x2/0AWG	8AWG	2x2/0 AWG	1x320A 30ms
ML-SALIDAS AC	2x1/0 AWG	2x2/0 AWG	2x1/0AWG	2x2/0AWG	8AWG	2x2/0 AWG	1x320A 30ms
ML-DIESEL	2x1/x0 AWG	2x1/0AWG	2x1/0AWG	2x1/0AWG	8AWG	2x1/0AWG	1x225A 30ms

### Comportamiento termomagnético de las protecciones

En el apartado m se presenta el comportamiento termomagnético de las protecciones más representativas y su coordinación con las demás protecciones aguas arriba y aguas abajo.

Se emplean 2 tipos de protecciones en la instalación de acuerdo a los elementos a proteger:

- Interruptor termomagnético tipo enchufable para las cargas de la instalación en el cuarto técnico.
- Interruptor termomagnético miniatura tipo riel (MCB): Usado como protección de circuitos del sistema de generación fotovoltaico y carga.

## Verificación de los conductores

La metodología descrita en la norma IEEE Std 242 capítulo 9 para protección de conductores comprende la protección contra cortocircuito y protección contra sobrecargas. Mediante la verificación que se realiza, se debe asegurar que la capacidad de corriente de los conductores sea superior a la corriente de disparo del correspondiente interruptor.

## Protección contra sobrecargas

Para proteger los conductores contra sobrecargas, se debe verificar que la corriente nominal del conductor seleccionado por el criterio técnico consignado en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** Sea superior a la del dispositivo de protección seleccionado. Para ello se verifica la capacidad de corriente del conductor con base en la tabla 310-16 de la NTC 2050.

**Tabla 17.** Verificación de conductores.

Criterio Alimentador	Conductor Técnico	Capacidad nominal	Protección
T-ILTO	12 AWG	20A	1x20A
ML-FV	2x2/0 AWG	350A	3X320A
ML-SALIDAS AC	2x2/0 AWG	350A	3X320A
ML-DIESEL	2x1/0AWG	300A	3X225A

En la Tabla 17 quedan consignados los valores de capacidad de corriente para el conductor técnico seleccionado. Como se puede apreciar, ningún conductor es inferior en capacidad de corriente a la capacidad nominal del dispositivo de protección.

## Capacidad de cortocircuito

Una vez determinado el calibre del conductor por el criterio de capacidad de corriente, se debe verificar que dicha sección cumpla con las condiciones de cortocircuito del sistema en magnitud de corriente y tiempo en que será despejada la falla por el dispositivo de protección.

De acuerdo con la norma IEEE Std 242, sección 9.4, las curvas que representan la relación de temperatura-corriente-tiempo y que permiten el dimensionamiento de la sección del conductor están definidas por la fórmula de incremento de temperatura según los límites de temperatura desde operación continua a condición de cortocircuito. Dicha fórmula, según lo dispuesto en la sección 9.4.2.2 de la IEEE Std 242, tomada de la norma ICEA P-45-482-1999 permite determinar la capacidad de corriente de cortocircuito para diferentes aislamientos y está dada por la ecuación (5):

$$I = A * K * \sqrt{\frac{\log \left( \frac{T_2 + \lambda}{T_1 + \lambda} \right)}{t}} \quad (5)$$

Dónde:

**A** = Área del conductor en mm<sup>2</sup>

**I** = Corriente de cortocircuito (A).

**t** = Duración del corto circuito, en segundos.

**T<sub>1</sub>** = Máxima temperatura de operación, THW: 60°C o 75°C.

**T<sub>2</sub>** = Máxima temperatura permisible de cortocircuito.

**λ** = 234 para cobre y 228 para aluminio.

**K** = 341 para cobre y 224 para aluminio.

\*Para cables PE o PVC (aplica también el sintox) Cobre o Aluminio:

**T<sub>2</sub>**=150°C

**T<sub>1</sub>**=60°C o 75°C

\*Para cables XLPE Cobre o Aluminio:

**T<sub>2</sub>**=250°C

La corriente de cortocircuito es un dato conocido que se analizó en el apartado C de la presente memoria. Siendo la máxima corriente de cortocircuito de 25 kA.

Conociendo los niveles de cortocircuito y los tiempos de despeje de falla de las protecciones (30 ms para interruptores tipo enchufable usados como protecciones parciales de tableros secundarios) se procede a aplicar la ecuación (5) para determinar la sección transversal del conductor A en mm<sup>2</sup>. Con este criterio de dimensionamiento se garantiza que el conductor seleccionado no sufra ningún deterioro en el tiempo en que tarde en operar la protección.

Una vez satisfechos los requisitos dispuestos en el capítulo 9 de la IEEE Std 242 se puede verificar que el conductor seleccionado en la tabla 17, cumple los criterios de sobrecarga y cortocircuito necesarios para una adecuada selección.

#### 4.4.1.3.12 Cálculo mecánico de estructuras y de elementos de sujeción

##### Soporte de tuberías

Para las tuberías eléctricas plegables no metálicas se seguirán los siguientes lineamientos como lo establece el artículo 341-11 de la NTC 2050. Las tuberías eléctricas no metálicas se deben instalar como un sistema completo, como establece la Sección 300, y se deben sujetar bien a menos de 0,9 m de cada caja de salida, de dispositivos, de conexiones, de cada armario o accesorio. Las tuberías eléctricas no metálicas se deben sujetar como mínimo cada 0,9 m.

Para las tuberías eléctricas rígidas no metálicas se seguirán los siguientes lineamientos como lo establece el artículo 347-8 de la NTC 2050. Los tubos conduit rígidos no metálicos se deben instalar como sistema completo, como establece el Artículo 300-18 y se deben apoyar como exige la Tabla 347-8. Además, los tubos deben ir bien sujetos a menos de 0,9 m de cada caja de salida, caja de corte, caja de dispositivos, conduleta u otra terminación del tubo. Los tubos conduit rígidos no metálicos se deben sujetar de modo que se deje holgura para los movimientos de dilatación o contracción térmica. Los tubos 69 conduit rígidos no metálicos certificados para poderlos sujetar a distancias distintas de 0,9 m y a distancias distintas de las especificadas en la Tabla 347-8, se pueden utilizar de acuerdo con su certificado.

Para las tuberías eléctricas metálicas tipo IMC se seguirán los siguientes lineamientos como lo establece el artículo 342-12 de la NTC 2050. Los tubos metálicos intermedios se deben instalar como un sistema completo, como establece la Sección 300, y deben ir bien sujetos. Los tubos se deben apoyar como mínimo cada 3,0 m. Además, Para las tuberías eléctricas metálicas tipo IMC se seguirán los siguientes lineamientos como lo establece el artículo 342-12 de la NTC 2050. Los tubos metálicos intermedios se deben instalar como un sistema completo, como establece la Sección 300, y deben ir bien sujetos. Los tubos se deben apoyar como mínimo cada 3,0 m. Además, el tubo se debe sujetar bien a menos de 0,9 m de cada caja de salida, caja de corte, caja de dispositivos, armario, conduleta u otra terminación cualquiera. Cuando los miembros de la estructura no permitan sujetar fácilmente los tubos cada 0,9 m, se permite aumentar la distancia hasta 1,50 m.

**Tabla 18.** Soportes de los tubos rígidos no metálicos

Tamaño comercial del tubo		Separación máxima entre soportes
mm	pulgadas	m
21-33	$\frac{1}{2}$ -1	0,9
42-60	1 $\frac{1}{4}$ - 2	1,5
73-88	2 $\frac{1}{2}$ -3	1,8
101 -141	3 $\frac{1}{2}$ -5	2,1
168	6	2,4

## Soporte de los conductores en tuberías verticales

Artículo 300-19 de la NTC 2050. Los conductores en canalizaciones verticales se deben sujetar si el ducto vertical supera los valores de la Tabla 300-19<sup>a</sup>). Debe haber un soporte para cables en la parte superior de la canalización vertical o lo más cerca posible de ella. Los soportes sucesivos deben ser los necesarios para que la longitud de los tramos del conductor no supere los valores establecidos en la Tabla 300-19.a).

**Tabla 19.** Distancia máxima entre soportes de los conductores para canalizaciones verticales [38].

Sección transversal		Conductores	
mm <sup>2</sup>	AWG - kcmils	Aluminio o aluminio recubierto de cobre (m)	Cobre (m)
0,82 hasta 8,36	18 hasta 8	30	30
13,29 hasta 53,50	6 hasta 1/0	60	30
67,44 hasta 107,21	2/0 hasta 4/0	55	24
126,67 hasta 177,34	250 hasta 350 400	41	18
202,68 hasta 253,35	hasta 500	36	15
278,68 hasta 380,02	550 hasta 750	29	12
405,36 y superiores	800 y superiores	26	11

### 4.4.1.3.13 Cálculo y coordinación de protecciones contra sobrecorrientes

El Estudio de Coordinación de Protecciones consiste en realizar el esquema de protecciones contra sobrecorrientes del Sistema Eléctrico. En éste se representa gráficamente el comportamiento de la corriente de operación de las protecciones en función del tiempo. Cada dispositivo tiene una gráfica de tiempo corriente que en algunos casos puede ser fija y en otras ajustable, con esto se busca lograr la máxima protección sin que se traslapen las curvas de operación de las protecciones, en otras.

El cálculo y coordinación de protecciones se encuentra dentro de las exigencias establecidas por RETIE 2013 en el artículo 10.1 literal m.

### Comportamiento termomagnético de los interruptores propuestos

Los Interruptores que se muestran a continuación cumplen los niveles de I<sub>cu</sub> e I<sub>cs</sub> calculados mediante la herramienta online ELECTRICAL CALCULATION TOOLS, y se han escogido como referencia para la coordinación de protecciones exigida por el RETIE 2013 en el artículo 10.1 literal m. A continuación, se muestran los ramales más representativos del proyecto; superponiendo las curvas termomagnéticas de todos los Interruptores presentes en dichos ramales.

## Coordinación ML-FV VS INVERSORES

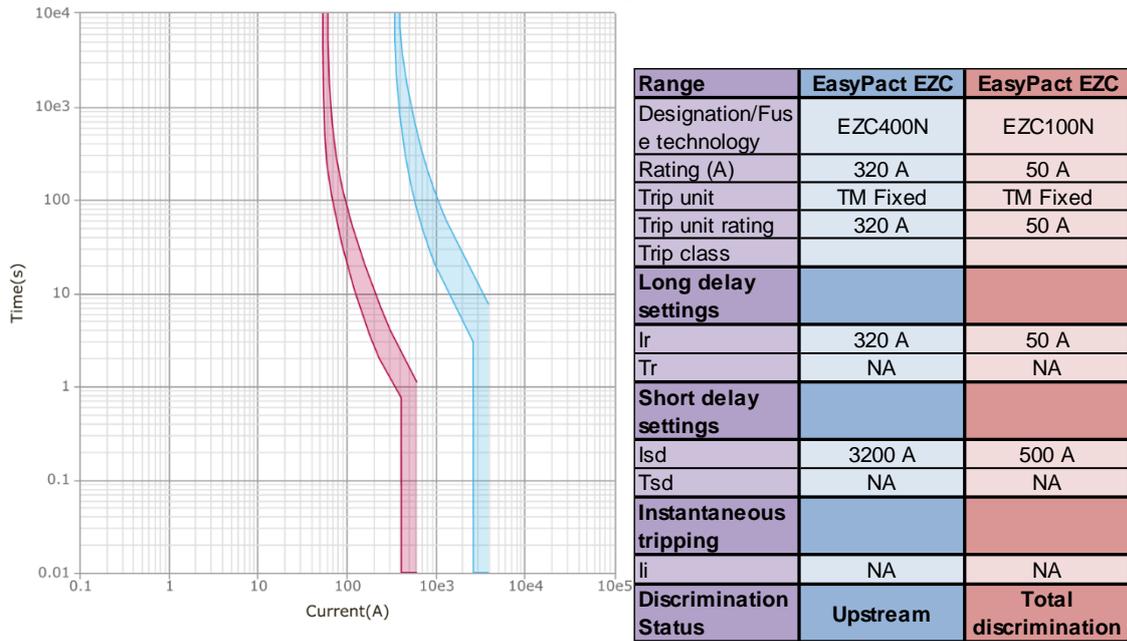


Figura 31. Coordinación de protecciones

## Coordinación ML-SALIDAS AC VS INVERSORES CARGADORES

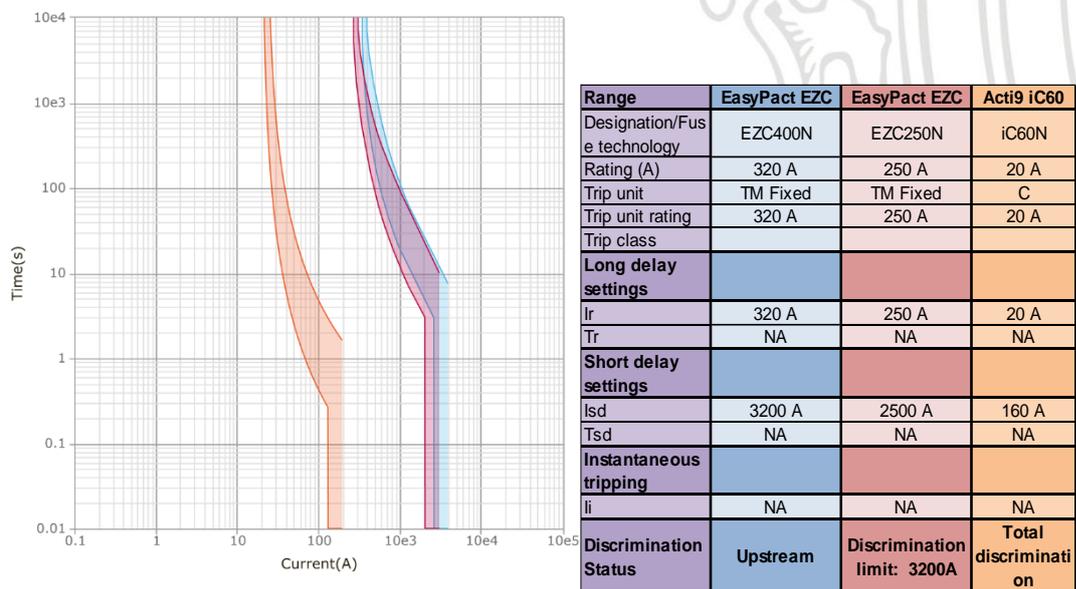


Figura 32. Coordinación de protecciones

## Coordinación ML-DIESEL VS INVERSORES CARGADORES

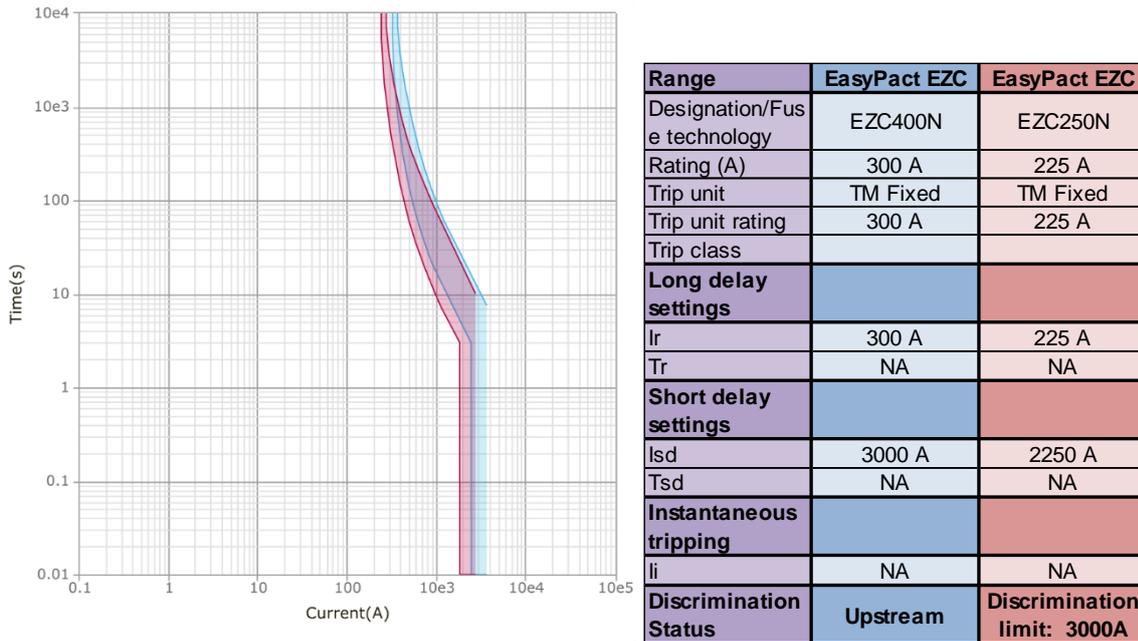


Figura 33. Coordinación de protecciones

### Selección de la marca de interruptores y especificaciones técnicas

Como se evidenció en los numerales anteriores; la marca que se seleccionó como referencia desde el diseño para la coordinación de protecciones es, C60N de Schneider Electric; sin embargo, en caso de que se utilice otra marca diferente; esta debe presentar características técnicas iguales o superiores y tener un precio en el mercado igual o inferior a dicha marca seleccionada para estos cálculos.

Además, debe contar con software de coordinación de protecciones para la adecuada selección de referencias y sus respectivas curvas termomagnéticas; con el fin evidenciar de forma gráfica la asertiva selectividad entre las protecciones de los diferentes ramales del sistema; ya que las curvas y especificaciones técnicas varían entre los diferentes fabricantes.

Aclaración importante: Para efectos de garantizar Alta Confiabilidad y Robustez Técnica de los interruptores seleccionados en el proyecto, deben garantizar cumplir con las condiciones técnicas que indiquen:

**I<sub>cs</sub>** = 100I<sub>cu</sub>, **U<sub>e</sub>** ≥ 120Voltios e **U<sub>imp</sub>** ≥ 8KV; donde bajo Norma IEC60947-2 indican lo siguiente:

**I<sub>cs</sub>** (Corriente de corte en servicio)  
**U<sub>e</sub>** (Tensión de Aislamiento)

- **I<sub>cu</sub>** (Capacidad de Ruptura última)  
 - **U<sub>imp</sub>** (Tensión de Impulso)

#### 4.4.1.3.14 Cálculo de canalizaciones

##### Ocupación de tuberías

Para un dimensionamiento correcto de la ocupación de conductores por tubería, el punto de partida es la tabla 1 del capítulo 9 de la NTC 2050.

**Tabla 20.** Porcentaje de la sección transversal en tubos Conduit.

**Tabla 1. Porcentaje de la sección transversal en tubos conduit y tuberías, para el llenado de conductores.**

Número de conductores	1	2	Más de 2
Todos los tipos de conductores	53%	31%	40%

El porcentaje de ocupación que se tomará como límite será del 40%, ya que por lo general por cada circuito existen al menos 3 conductores en un mismo tubo. Con base en esta premisa, tomando las dimensiones comerciales de ductos en Colombia y los calibres de conductores más usados, se crea la Tabla 311 del anexo C de la NTC 2050 donde se define el número de conductores que se pueden usar por cada tubería respetando el porcentaje de ocupación definido en la tabla 1 de la NTC 2050.

**Tabla 21.** Capacidad de tuberías

		Basado en la tabla 1 de la NTC 2050 Número de conductores en tuberías de tamaños comerciales Según tabla No 1 del capítulo 9												
CALIBRE	MCM	AMPERIOS	DIAMETRO mm	SECCIÓN mm	1/2"	3/4"	1"	1 1/4"	1 1/2"	2"	2 1/2"	3"	3 1/2"	4"
18														
16														
14	4110	20+	4,11	13,27	6	10	16	29	40	66	93	143	192	
12	6530	25+	4,55	16,26	4	8	13	24	32	53	76	117	157	
10	10380	35+	5,05	20,03	4	6	11	19	26	43	61	95	127	163
8	16510	50+	7,01	38,59	1	3	5	10	13	22	32	49	66	85
6	26240	65	8,2	52,81	1	2	4	7	10	16	23	36	48	62
4	41740	80	9,45	70,14	1	1	3	5	7	12	17	27	36	47
2	56360	115	11	95,03	1	1	2	4	5	9	13	20	27	34
0	105600	150	13,94	152,62		1	1	2	3	6	8	12	16	21
00	133100	175	15,11	179,32		1	1	1	3	6	7	10	14	18
0000	211600	230	17,9	251,65			1	1	1	3	5	7	10	13
	250	255	20	314,16			1	1	1	2	4	6	8	10
	300	295	21,4	359,68			1	1	1	2	3	5	7	9
	350	310	22,7	404,71				1	1	1	3	4	6	8
	400	335	23,9	448,63				1	1	1	3	5	6	8
	500	380	26,1	535,02				1	1	1	2	4	5	7

\* el regimen nominal de corriente y la protección contra sobrecorriente para estos conductores no debe exceder a 15 A para el calibre No 14, 20 A para el No 12 y 30 A para el No 10 (cobre).  
COLUMNA AMPERIOS basada en la tabla 310-16 de la NTC 2050 "Capacidades de corriente (A) permisibles para conductores aislados para tensiones de 0-2000V, 60 a 90°C No mas de tres conductores en canalización o cable directamente enterrados, tomando como base una temperatura ambiente de 30°C.

En los cuadros de carga (**anexo 7**), se pueden identificar los tamaños de tuberías utilizadas para circuitos ramales y alimentadores a tableros. Con base en el número de conductores que contienen se puede verificar el cumplimiento de la Tabla 311.

Para la bandeja que comunica de los inversores cargadores al ML DIESEL y ML-SALIDA AC, se realizó el siguiente cálculo, con base a lo estipulado en la NTC 2050.

**Tabla 22.** Cálculo de Bandeja

CUARTO TÉCNICO CHARAMBIRA								
BANDEJA PORTACABLES-POTENCIA SECCION HASTA A 2 AWG								
ENERGÍA NORMAL								
CUARTO TÉCNICO CHARAMBIRA								
CALLE BISTRO								
Conductor	AWG o KCM	12	10	8	6	4	2	
Diámetro	mm	3.40	4.30	5.70	6.70	8.50	10.10	
Sección Conductor	mm <sup>2</sup>	9.08	14.52	25.52	35.26	56.75	80.12	
# Conductores	un	0	0	9	0	0	18	
Diámetro Total	mm	0.00	0.00	51.30	0.00	0.00	181.80	
Sección Total	mm <sup>2</sup>	0.00	0.00	229.66	0.00	0.00	1442.13	
Área Ocupada [cm <sup>2</sup> ]		16.72						
Bandeja Portacable [cm]	20x8cm							
Área Bandeja [cm <sup>2</sup> ]		160						
%Ocupación		10.4%						

#### 4.4.1.3.15 Cálculo de pérdidas de energía

##### Calculo corriente en baja tensión

El proyecto CHARAMBIRÁ se tiene una potencia instalada de 90kVA, por tanto, mediante la siguiente ecuación se obtiene la corriente

$$I = \frac{S}{V} \quad (6)$$

Donde, S: Potencia (VA); V: Tensión (V); I: Corriente

Teniendo en cuenta que el nivel de tensión del proyecto es: 208V, pero su alimentación es por tres grupos de inversores, cada uno a 120V, se calculará las pérdidas a partir de esto.

A partir de la ecuación (6), la corriente que se obtiene es:

$$I = 249.82A$$

## Acometida baja tensión

Para la selección de la acometida en baja tensión se calcula la corriente al 25%, por tanto, se obtiene.

$$I + 25\% = 312.27A \quad (7)$$

## Acometida baja tensión por cada inversor

6No 2/0(T) + 2 No 2/0(N) + 1No2(T)

El cálculo de la caída de tensión se obtiene de la siguiente manera:

$$\% \Delta V = \frac{\sqrt{3} * I_c * Z_c * L}{V} \quad (8)$$

Donde,

$Z_c$ : Impedancia Eficaz [ $\Omega * km$ ]

$V_f$  208V

$L = 22m$

El porcentaje de caída de tensión será:

$$\% \Delta V = 0.85\%$$

El cálculo de Potencia estimada se obtiene de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} P1 &= I * 208 * \cos(\phi) \\ P1 &= 249.82 * 208 * (0.9) \\ P1 &= 46766.30W \end{aligned} \quad (9)$$

El cálculo de la potencia considerando caída de voltaje en el conductor se obtiene de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} P2 &= I * (1 - \% \Delta V) * 208 * \cos(\phi) \\ P2 &= 249.82 * (1 - 0.0085) * 208 * (0.9) \\ P2 &= 46368.79W \end{aligned} \quad (10)$$

La pérdida en el sistema se obtiene restando a la potencia estimada la potencia real.

$$\begin{aligned} P &= P1 - P2 \\ P &= 46766.30W - 46368.79W \\ P &= 397.51W \end{aligned} \quad (11)$$

#### 4.4.1.3.16 Cálculo de regulación

Uno de los aspectos primordiales al dimensionar los conductores que forman parte de una instalación eléctrica, luego del cumplimiento de la capacidad de conducción de corriente, es el Porcentaje de Caída de Tensión, denominado también en el ámbito técnico, Porcentaje de Regulación.

La caída de tensión en el conductor se origina debido a la resistencia eléctrica al paso de la corriente. Esta resistencia depende de la longitud del circuito, el material, el calibre y la temperatura de operación del conductor. El calibre seleccionado debe verificarse por la caída de tensión en la línea.

##### Criterios a considerar

Al suministrar corriente a una carga por medio de un conductor, se experimenta una caída en la tensión y una disipación de energía en forma de calor.

##### ❖ Caída de tensión en circuitos de corriente continua

En circuitos de corriente continua (DC) la caída de tensión se determina por medio de la siguiente fórmula, conocida como la Ley de Ohm:

$$V = I \cdot R \quad (12)$$

Dónde:

V es la caída de tensión.

I es la corriente de carga que fluye por el conductor.

R es la resistencia a c.c. del conductor por unidad de longitud.

##### ❖ Caídas de tensión en circuitos de corriente alterna

Para circuitos de corriente alterna (AC) la caída de tensión depende de la corriente de carga, del factor de potencia y de la impedancia de los conductores (en estos circuitos es común la combinación de resistencias, capacitancias e inductancias).

Por lo anterior, la caída de tensión se expresa:

$$V = I \cdot Z \quad (13)$$

Siendo Z la impedancia.

##### ❖ Impedancia

Es la resistencia que opone un conductor al paso de la corriente eléctrica, su valor se da en Ohmios ( $\Omega$ ). La impedancia está compuesta por: resistencia eléctrica, reactancia inductiva XL y reactancia capacitiva Xc.

En el cálculo de la impedancia de los conductores de un circuito, no se tiene en cuenta la reactancia capacitiva porque su valor es muy pequeño comparado con la resistencia y reactancia inductiva.

La Norma NTC 2050 en la nota 2 de la tabla 9 del capítulo 9, establece que “multiplicando la corriente por la impedancia eficaz se obtiene un valor bastante aproximado de la caída de tensión entre fase y neutro”. Adicionalmente define la impedancia efectiva así:

$$Z_{EF} = R \cos \theta + X \operatorname{Sen} \theta \quad (14)$$

Dónde:

- $\theta$  Es el ángulo del factor de potencia del circuito.
- R es la resistencia a corriente alterna de conductor.
- X es la reactancia del conductor.

En la tabla 9 del capítulo 9 del NEC se muestra la impedancia efectiva ZEF, para calcular la caída de tensión de circuitos, de tres conductores en conductos. Los valores de resistencia y reactancia son válidos para cables 600 V, 75 °C, 60 Hz.

### Máxima caída de tensión permisible

La circulación de corriente a través de los cables, ocasiona una pérdida de potencia y una diferencia entre las tensiones en el origen del alimentador y en el extremo o ubicación del equipo, a esta diferencia se le conoce como Caída de Tensión, y se establece una relación porcentual de las tensiones que se denomina Porcentaje de Regulación.

Para un sistema monofásico o trifásico, se considera el cálculo de la regulación como sigue en las ecuaciones (15) y (16):

$$\%Regulación_{3\phi} = \frac{\sqrt{3} * Z_{EF} * \text{amperios} * \text{longitud (m)} * 100}{\text{Voltios fase a fase} * 1000 (m)} \quad (15)$$

$$\%Regulación_{1\phi,2\phi} = \frac{2 * Z_{EF} * \text{amperios} * \text{longitud (m)} * 100}{\text{Voltios}_{1\phi,2\phi} * 1000 (m)} \quad (16)$$

El resultado obtenido en el cálculo del Porcentaje de Regulación debe compararse con los valores establecidos por la norma NTC 2050, donde al respecto se indica lo siguiente:

En los cuadros de carga presentados como **Anexo 7** se incluye cálculo de regulación. A continuación, se resumen en la tabla 23 la regulación en cada tablero y la regulación acumulada que corresponde al caso más crítico de las salidas de uso final por cada tablero.

**Tabla 23.** Resumen de cálculo de regulación.

<b>TABLERO</b>	<b>% Regulación Barraje</b>	<b>% Regulación Acumulada</b>
T-ILTO	0.22%	1.24%
ML-FV	0.85%	2.30%
ML-SALIDAS AC	0.85%	1.86%
ML-DIESEL	0.94%	1.92%

#### **4.4.1.3.17 Clasificación de áreas (No Aplica)**

No aplica.

#### **4.4.1.3.18 Elaboración de diagramas unifilares**

En el **anexo 11**. se puede evidenciar el diagrama unifilar del proyecto.

#### **4.4.1.3.19 Elaboración de planos y esquemas eléctricos para construcción**

La planimetría de carácter eléctrico comprende los siguientes planos:

- Planos de distribución de salidas eléctricas para tomacorrientes e iluminación.
- Plano de Sistema solar fotovoltaico.

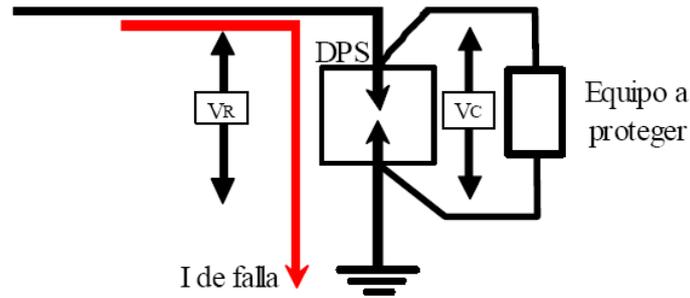
En el **anexo 11**. se puede evidenciar la elaboración de planos y los esquemas eléctricos.

#### **4.4.1.3.20 Especificaciones de construcción complementarias a los planos**

##### **Dispositivos de protección contra sobretensiones (DPS)**

Los DPS deberán cumplir los requisitos de producto dispuestos por el artículo 20.14.1 del RETIE y demostrarlo mediante certificado de producto. En cuanto a su instalación se deben respetar los requisitos dispuestos en el artículo 20.14.2 del RETIE:

- La coordinación contra sobretensiones debe estar acorde al régimen de conexión a tierra (TN-C-S, TN-S, IT)
- Los DPS que actúen como protección básica deben instalarse en modo común.
- En la instalación se debe tener como objetivo que la tensión residual del DPS sea casi igual a la aplicada al equipo, para lo cual, la distancia no debe ser mayor a 50 cm del DPS al equipo a proteger.



**Figura 34.** Instalación de los DPS.

### Tableros eléctricos de baja tensión

Todo tablero de baja tensión debe cumplir con los requisitos de producto señalados en el artículo 20.23.1.1 y 20.23.1.2 del RETIE y demostrarlo mediante certificado de conformidad.

❖ Terminales de alambrado.

- Cada conductor que se instale en el tablero, debe conectarse mediante terminal que puede ser a presión o de sujeción por tornillo.
- El tablero debe proveerse con barrajes aislados para los conductores de neutro y puesta a tierra aislada, tanto del circuito alimentador como de los circuitos derivados y solo en el tablero principal, se debe instalar el puente equipotencial principal.
- El tablero debe tener un barraje para conexión a tierra del alimentador, con suficientes terminales de salida para los circuitos derivados.
- Se debe respetar el código de colores para identificación del alambrado

**Tabla 24.** Código de colores de conductores [38].

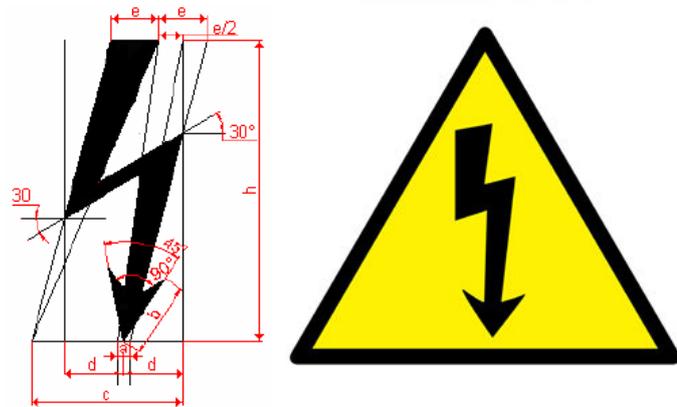
SISTEMA	1Φ	1Φ	3ΦY	3ΦΔ	3ΦΔ-	3ΦY	3ΦY	3ΦΔ	3ΦΔ
<b>TENSIONES NOMINALES (Voltios)</b>	120	240/120	208/120	240	240/208/120	380/220	480/440	480 /440	<b>Mas de 1000 V</b>
<b>CONDUCTORES ACTIVOS</b>	1 fase 2 hilos	2 fases 3 hilos	3 fases 4 hilos	3 fases 3 hilos	3 fases 4 hilos	3 fases 4 hilos	3 fases 4 hilos	3 fases 3 hilos	3 fases
<b>FASES</b>	Negro trifásico	Negro Rojo/	Amarillo Azul Rojo	Negro Azul Rojo	Negro Naranja Azul	Café Negro Amarillo	Café Naranja Amarillo	Café Naranja Amarillo	Violeta Café Rojo
<b>NEUTRO</b>	Blanco	Blanco	Blanco	No aplica	Blanco	Blanco	Gris	No aplica	No aplica
<b>TIERRA DE PROTECCIÓN</b>	Desnudo o verde	Desnudo o verde	Desnudo o verde	Desnudo o verde	Desnudo o verde	Desnudo o verde	Desnudo o verde	Desnudo o verde	Desnudo o verde
<b>TIERRA AISLADA</b>	Verde o Verde/ amarillo	Verde o Verde/ amarillo	Verde o Verde/ amarillo	No aplica	Verde o Verde/ amarillo	Verde o Verde/ amarillo	No aplica	No aplica	No aplica

❖ Rotulado e instructivos

Un tablero debe tener adherida de manera clara, permanente y visible, mínimo la siguiente información:

- Tensión(es) nominal(es) de operación.
- Corriente nominal de alimentación.
- Número de fases.
- Número de hilos (incluyendo tierras y neutros).
- Razón social o marca registrada del productor, comercializador o importador.
- El símbolo de riesgo eléctrico.
- Cuadro para identificar los circuitos.
- Indicar, de forma visible, la posición que deben tener las palancas de accionamiento de los interruptores, al cerrar o abrir el circuito.
- Todo tablero debe tener su respectivo diagrama unifilar actualizado.

h	a	b	c	d	e
5	0,6	3,7	7,6	3	2,4
30	1,2	7,5	15,3	6	4,8
40	1,6	10	20	8	6,4
50	2	12	26	10	8
64	2,5	16	33	13	10
80	3	20	41	16	12,8
100	4	25	51	20	16
125	5	32	64	25	20
160	6	40	82	32	26
200	8	50	102	40	32



**Figura 35.** Símbolo de riesgo eléctrico.

Los tableros deben ser resistentes al impacto contra choques mecánicos mínimo grado IK 05 y tener un grado de protección contra sólidos no mayores de 12,5 mm, líquidos de acuerdo al lugar de operación y contacto directo, mínimo IP 65 o su equivalente NEMA.

Código IP	Ejemplo
Primer Numeral: <b>2</b>	
Letra adicional: <b>C</b>	

**Figura 36.** Grado de protección IP [38].

## Alambres y cables

El cableado de las instalaciones eléctricas debe cumplir los requisitos de producto dispuestos en el artículo 20.2.1 del RETIE y demostrarlo mediante certificado de producto. Para uso hospitalario se deben usar conductores con aislamiento o recubrimiento de muy bajo contenido de halógenos, no propagadores de llama y baja emisión de humos opacos. Para el alcance del proyecto se especificó conductor rotulado en su chaqueta aislante como Conductor Cu THHN, THWN que cumple con las especificaciones solicitadas.

Este tipo de conductores debe ser del tipo cableado, no se aceptan conductores sólidos.

Deben instalarse respetando el radio de curvatura que recomienda el fabricante.

**Tabla 25.** Mínimo radio de curvatura.

Espesor del aislamiento del conductor		Diámetro total del cable					
		mm	Pulgadas	mm	Pulgadas	mm	Pulgadas
		25,4 y menores	1,000 y menores	25,4 – 50,8	1,001 – 2,000	50,8 y mayores	2,001 y mayores
mm	Pulgadas	Radio de curvatura mínimo como múltiplo del diámetro del cable					
4,31 y menores	0,169 y menores	4		5		6	
4,32 y mayores	0,170 y mayores	5		6		7	

## Tubos o tuberías

Deben cumplir los requisitos de producto definidos por el artículo 20.6.1.1 del RETIE y las condiciones de instalación del artículo 20.6.1.2. Se deben tener presente los siguientes requisitos para la instalación según el material y las condiciones de instalación:

- En ambientes corrosivos, con humedad permanente o bajo tierra, no se aceptan elementos metálicos para alojamiento de conductores, que no estén apropiadamente protegidos contra la corrosión y que no cumplan con la resistencia al impacto y al aplastamiento requeridas.
- Los espacios entre elementos que soporten tuberías no metálicas, no podrán ser mayores a 1,2 m para tubería hasta de 19 mm de diámetro; 1,5 m para tuberías entre 25 y 51 mm; 1,8 m para tuberías entre 63 y 76 mm y 2,1 m para tuberías entre 89 y 102 mm.

- c) No se podrán usar tuberías no metálicas, en espacios donde por efectos de la carga eléctrica en los conductores, se tengan temperaturas por encima de las tolerables por la tubería.
- d) No deben instalarse tuberías no metálicas en lugares expuestos a daños físicos o a la luz solar directa, si no están certificadas para ser utilizadas en tales condiciones.

### **Clavijas y tomacorrientes**

Los tomacorrientes instalados en lugares húmedos deben tener un grado de encerramiento IP (o su equivalente NEMA), adecuado para la aplicación y condiciones ambientales que se esperan y deben identificar este uso.

Cuando los tomacorrientes se instalen de forma horizontal, el contacto superior debe corresponder al neutro. Cuando exista un arreglo de varios tomacorrientes en un mismo producto, el contacto superior debe ser el neutro.

En lugares sometidos a inundaciones frecuentes, la altura del tomacorriente debe ser tal que supere el nivel histórico de inundación.

#### **4.4.1.3.21 Distancia de seguridad requerida**

Para el alcance de la instalación se aplicaron las distancias de seguridad requeridas alrededor de equipos eléctricos que dictan el artículo 10.4 del RETIE, las secciones 110-16 y 110-34 de la NTC2050. A excepción de la subestación (que no se encuentra en el alcance del diseño, el resto de la instalación corresponde a baja tensión, por lo tanto se deben respetar los espacios de trabajo y acceso según la tabla 110-16 a) de la NTC 2050.

Alrededor de todos los equipos eléctricos debe existir y se debe mantener un espacio de acceso y de trabajo suficiente que permita el funcionamiento y el mantenimiento fácil y seguro de dichos equipos.

**Tabla 26.** Espacio de trabajo requerido. NTC 2050 Tabla 110-16 a)

Tensión nominal a tierra	Distancia mínima en (m) según la condición		
	Condición 1	Condición 2	Condición 3
0-150	0,9	0,9	0,9
151-600	0,9	1,1	1,2

Las "Condiciones" son las siguientes:

- 1 Partes energizadas expuestas en un lado y ninguna parte energizada o puesta a tierra en el otro lado del espacio de trabajo, o partes energizadas expuestas a ambos lados protegidas eficazmente por madera u otros materiales aislantes adecuados. No se consideraran partes energizadas los cables o barras aislados que funcionen a menos de 300 V.
- 2 Partes energizadas expuestas a un lado y puestas a tierra en el otro. Las paredes de hormigón, ladrillo o baldosa se deben considerar como puestas a tierra.
- 3 Partes energizadas expuestas en ambos lados del espacio de trabajo (no protegidas como está previsto en la Condición 1), con el operador entre ambas.

**Tabla 27.** Profundidad mínima del espacio de trabajo. NTC 2050 Tabla 110-34 a)

Tensión nominal a tierra (V)	Distancia mínima en (m) según la condición		
	1	2	3
601-2500	0,90	1,20	1,50
2501-9000	1,20	1,50	1,80
9001-25 000	1,50	1,80	2,70
25 001-75 000	1,80	2,40	3,00
Más de 75 000	2,40	3,00	3,70

Las "Condiciones" son las siguientes:

1. Partes energizadas expuestas en un lado y partes sin energizar o puestas a tierra en el otro lado del espacio de trabajo, o partes energizadas expuestas a ambos lados protegidas eficazmente por madera u otros materiales aislantes adecuados. No se consideran partes energizadas los cables o barras aislados que funcionen a menos de 300 V.
2. Partes energizadas expuestas aun lado y puestas a tierra al otro lado.
- 3 Partes energizadas expuestas en ambos lados del espacio de trabajo (no protegidas como está previsto en la Condición 1., con el operador entre ambas.

#### 4.4.1.3.22 Justificación técnica de desviación de la NTC 2050

Para el alcance de diseño ejecutado en el proyecto no se incurrió en ninguna desviación técnica a la norma. Cada apartado de diseño sigue las indicaciones aplicables tanto del Reglamento Técnico De Instalaciones Eléctricas - RETIE como de la NTC 2050.

#### 4.4.1.3.23 Estudios adicionales

Para el alcance del proyecto, no se desarrollarán estudios adicionales a los contemplados en los apartados anteriores. Sin embargo, para que el proyecto eléctrico pueda implementarse deben realizarse otros estudios de carácter civil y estructural para las diferentes obras civiles, como el estudio de suelos, y con base en este, el diseño estructural

#### 4.4.2 Presupuesto General

En la tabla 28. Se encuentra el presupuesto general del proyecto, en él se describe detalladamente cada uno de los materiales, herramientas, tiempo y transporte requerido para la correcta instalación de un sistema solar fotovoltaico, para garantizar un correcto funcionamiento.

**Tabla 28.** Presupuesto general del proyecto

PRESUPUESTO GENERAL DE OBRA									
SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO AISLADO INDIVIDUAL									
ÍTEM	ACTIVIDAD	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO UNITARIO				VALOR UNITARIO	VALOR TOTAL
				MATERIAL	M. OBRA	E & H	TRANSPORTE		
1	Sistema Solar Fotovoltaico Individual Choco		1	\$ 1,017,331,080	\$ 160,563,613	\$ 19,667,358	\$ 119,912,122		\$ 1,317,474,173
1.1	Replanteo de obra	Dia	1	0	\$ 1,421,693.82	\$ 34,807.50	\$ 2,160,000.00	\$ 3,616,501.32	\$ 3,616,501.32
1.2	Suministro Transporte e Instalación de planta solar Fotovoltaica de 105,6 kWp	Un	1	\$ 364,116,630.01	\$ 90,018,654.55	\$ 13,421,830.26	\$ 112,158,498.77	\$ 579,715,613.59	\$ 579,715,613.59
1.3	Suministro, transporte e instalación de juego de Sistema de Almacenamiento en Baterías e Interconexion Eléctrica en A.C	Un	1	\$ 631,760,365.21	\$ 60,321,456.03	\$ 3,900,000.00	\$ 2,119,936.34	\$ 698,101,757.58	\$ 698,101,757.58
1.4	Suministro, transporte e instalación de Redes eléctricas internas CUARTO DE BATERÍAS	Un	1	\$ 4,106,785.89	\$ 4,719,851.64	\$ 1,950,000.00	\$ 2,119,936.34	\$ 12,896,573.86	\$ 12,896,573.86
1.5	Suministro, transporte e instalación de medidor monofásico prepago	Un	36	\$ 481,869.41	\$ 113,387.71	\$ 10,020.00	\$ 37,604.19	\$ 642,881.30	\$ 23,143,726.98
2	<b>Obra Civil Cuarto Técnico</b>			\$ 109,212,845	\$ 82,158,065	\$ 5,735,923	\$ 252,371,135		\$ 449,477,968
2.1	Suministro, transporte e instalación de MATERIAL OBRA CIVIL	Un	1	\$ 109,212,845.00	\$ 82,158,065.45	\$ 5,735,922.63	\$ 252,371,135.09	\$ 449,477,968.18	\$ 449,477,968.18
3	<b>Mantenimiento correctivo y repotenciación para la red eléctrica existente</b>			\$ 143,674,646	\$ 2,915,758	\$ 2,740,125	\$ 67,721,484		\$ 217,052,012
3.1	Suministro, transporte e instalación de elementos para mantenimiento correctivo de red aérea existente	Un	1	\$ 61,700,143.10	\$ 382,310.07	\$ 1,000,000.00	\$ 58,476,610.65	\$ 121,559,063.82	\$ 121,559,063.82
3.2	Suministro, transporte e instalación Planta eléctrica de 60 kVa	Un	1	\$ 63,464,562.70	\$ 491,314.47	\$ 1,000,000.00	\$ 4,451,396.26	\$ 69,407,273.42	\$ 69,407,273.42
3.3	Suministro, transporte e instalación de puesta a tierra para la red de distribución aérea	Un	25	\$ 740,397.59	\$ 81,685.34	\$ 29,605.00	\$ 191,739.08	\$ 1,043,427.00	\$ 26,085,675.07
4	<b>Puesta a tierra para casa rural</b>			\$ 724,908	\$ 4,110,170	\$ 360,720	\$ 1,692,189		\$ 6,887,987
4.1	Suministro, transporte e instalación de Sistema de Puesta a Tierra CASA RURAL	Un	36	\$ 20,136.35	\$ 114,171.39	\$ 10,020.00	\$ 47,005.24	\$ 191,332.98	\$ 6,887,987.19
	<b>Subtotal SSFVA</b>			\$ 1,270,943,479	\$ 249,747,607	\$ 28,504,125	\$ 441,696,930		\$ 1,990,892,141
	<b>Costos Directos</b>			\$ 1,270,943,479	\$ 249,747,607	\$ 28,504,125	\$ 441,696,930		\$ 1,990,892,141
							Administrador	22%	\$ 436,005,379
							Imprevistos	2%	\$ 39,817,843
							Utilidad	5%	\$ 99,544,607
							IVA sobre la utilidad	0%	\$ -
							<b>Subtotal 1 (costos directos + indirectos)</b>		\$ 2,566,259,970
							Interventoría Integral	7%	\$ 139,362,450
							<b>Subtotal 2 (subtotal 1+Interventoría Integral)</b>		\$ 2,705,622,420
							Capacitación	0.2%	\$ 3,981,784
							<b>Subtotal 3 (subtotal 2+capacitación)</b>		\$ 2,709,604,204
							<b>Costo total del proyecto</b>		\$ 2,709,604,204
							Aporte cofinanciación		\$ -
							<b>Valor Total solicitado al FAZNI</b>		\$ 2,709,604,204
							Valor Total por Usuario Comercial		\$ 1,354,802,102
							Valor Total por Usuario Residencial		\$ 37,633,392
							Usuarios Nuevos Residenciales	36	

En el **anexo 12**, se encuentra las especificaciones de cada ítem mencionado en el presupuesto general.

## 5 CONCLUSIONES

Colombia es un país privilegiado con respecto a la radiación solar incidente, debido a que presenta un promedio de radiación de 4,5 kW/m<sup>2</sup>, más alto que el promedio mundial que es de 3,9 kW/m<sup>2</sup>. En algunos lugares del territorio nacional, la radiación alcanza promedios de entre 6 y 5,5 kW/m<sup>2</sup>, convirtiéndolo en un lugar atractivo desde punto de vista energético para instalaciones fotovoltaicas.

Desde un punto de vista eléctrico, gran parte del territorio del país no está conectado al Sistema Interconectado Nacional (SIN), por esta razón para las zonas no interconectadas del país es recomendable la implementación de sistemas solares fotovoltaicos en especial como son las microredes.

A pesar de que no se encuentra información suficiente sobre la comunidad de Charambirá, se puede concluir que la comunidad tiene serios problemas de economía, de salud, de educación y de servicios públicos presentando altos niveles de necesidades básicas insatisfechas y bajos niveles de bienestar.

En general, en el municipio de Litoral de San Juan, hay muchos sectores que no cuentan con servicios públicos como es el caso de la energía eléctrica, por lo que es recomendable realizar planes de electrificación en veredas y corregimientos y realizar una ampliación de cobertura y mejoramiento de la calidad de los servicios públicos.

Una vez analizados las diferentes fuentes oficiales de información para la proyección de demanda de energía y potencia máxima en Colombia, a nivel regional y local en el entorno a la comunidad objeto de estudio, se encontró un nivel de servicio requerido mínimo de 40 kWh/mes y un nivel de crecimiento esperado en ZNI para el Chocó de 5% anual.

Luego de establecer el terreno en dónde se implementará la microred, y teniendo en cuenta la proyección de la demanda, fue posible realizar su diseño conforme a la normativa aplicable nacional y en su defecto normativas internacionales, donde las principales características de dicha planta son: 264 paneles fotovoltaicos de 400 Wp para una potencia instalada de 105,6 Wp, y una generación de 22,665 MWh/año. 6 inversores de 15 KW, 9 inversores/cargadores de 10 KVA y 72 baterías de gel 2V de 2500Ah.

## 6 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] Internacional Energy Agency (IEA), “Key world Energy statistics”, 2019.

[2] Internacional Energy Agency (IEA), “Snapshot of global photovoltaic markets”, 2019.

[3] E. Bellini “Latinoamérica alcanza una potencia fotovoltaica de 10 GW”, abril 2019. [En Línea]. Disponible: <https://www.pv-magazine-latam.com/2019/04/02/latinoamerica-alcanza-potencia-fv-instalada-de-10-gw/>. [Accedido 12-01-2020].

[4] XM, “Capacidad efectiva por tipo de generación”, 2019. [En Línea]. Disponible: <http://paratec.xm.com.co/paratec/SitePages/generacion.aspx?q=capacidad>. [Accedido 12-01-2020].

[5] W. Ñustes, S. Rivera, “Colombia: Territorio de inversión en Fuentes No Convencionales de Energía Renovable para la generación eléctrica”, Revista Ingeniería, Investigación y Desarrollo, Vol.17, no. 1, pp 37-48, Junio 2017.

[6] IDEAM. (2017). Atlas climatológico de Colombia [Internet]. Disponible: <http://documentacion.ideam.gov.co/openbiblio/bvirtual/023777/CLIMA.pdf>. [Accedido 13-01-2020].

[7] S. Hoyos, C. Franco, I. Dyner, “Integración de fuentes no convencionales de energía renovable al mercado eléctrico y su impacto sobre el precio”, *ing. cienc*, Vol. 13, no. 26, pp 115-146, julio – diciembre 2017.

[8] SIEL, “Registro de Proyectos de Generación”, [En línea]. Disponible: [http://www.siel.gov.co/Generacion\\_sz/Inscripcion/2019/Registro\\_diciembre\\_2019.pdf](http://www.siel.gov.co/Generacion_sz/Inscripcion/2019/Registro_diciembre_2019.pdf). [Accedido 13-01-2020]

[9] F. Corona, “Ingeniería conceptual, básica y de detalle”, 2016. [En Línea]. Disponible: <http://www.ingenieriaquimica.net/noticias/155-ingenieriaconceptual-basica-y-de-detalle>. [Accedido 13-01-2020].

[10] “Área tecnología – Energía Solar Fotovoltaica”, 2011. [En Línea]. Disponible en: <http://www.areatecnologia.com/energia-solar-fotovoltaica.htm>. [Accedido 13-01-2020].

[11] CPS “La radiación Solar: La energía del sol”, 2009-2020. [En Línea]. Disponible en: <https://chintpowerlatinoamerica.com/blog/energia-solar/la-radiacion-solar-la-energia-del-sol/>. [Accedido 13-01-2020].

[12] A. Castejón, G. Santamaría, “Instalaciones solares fotovoltaicas”, 1er. ed. España: Editex, 2010. [Accedido 13-01-2020].

[13] Energyst “Micro redes”, 2019. [En Línea]. Disponible en: <https://www.energyst.com/es-int/soluciones/micro-redes/>. [Accedido 13-01-2020].

[14] J. Garzón, A. Saavedra “Una metodología de diseño de micro redes para zonas no interconectadas de Colombia”, *Tecnológicas*, Vol. 20, No. 39 Mayo - agosto de 2017. [En Línea]. Disponible en: <http://www.scielo.org.co/pdf/teclo/v20n39/v20n39a03.pdf>. [Accedido 13-01-2020].

[15] D. Gastelbondo “Evaluación técnica y económica de parques solares fotovoltaicos en Colombia”. Trabajo de grado de pregrado, Universidad de Antioquia, 2019.

[16] J. Beltrán Soto, “Metodología de diseño para instalaciones solares residenciales en la ciudad de Medellín”, Universidad Nacional de Colombia, Colombia, 2017. Disponible en: <http://bdigital.unal.edu.co/58668/1/1037605169.2017.pdf>. [Accedido 13-01-2020].

[17] J. Descalzo “Sistema Híbrido Diésel-Fotovoltaico: Gestor Energético”, septiembre 2014. [En Línea]. Disponible en: [https://e-archivo.uc3m.es/bitstream/handle/10016/26418/TFG\\_Jorge\\_Descalzo\\_Sanchez\\_2014.pdf?sequence=1&isAllowed=y](https://e-archivo.uc3m.es/bitstream/handle/10016/26418/TFG_Jorge_Descalzo_Sanchez_2014.pdf?sequence=1&isAllowed=y). [Accedido 13-01-2020].

[18] P. San Juan, "Microredes y Energía Solar: ¿Qué son y dónde utilizarlas?", agosto 2018. [En Línea]. Disponible en: <https://www.suriaenergy.com/microredes-y-energia-solar-que-son-y-donde-utilizarlas>. [Accedido 13-01-2020].

[19] XM, "Redes de Sistema Interconectado Nacional", 2018. [En Línea]. Disponible en: <https://www.xm.com.co/Paginas/Transmision/redes-sistemainterconectado-nacional.aspx>. [Accedido 16-01-2020].

[20] Colombia turismo web, "Litoral del San Juan". [En Línea]. Disponible en: <http://www.colombiaturismoweb.com/DEPARTAMENTOS/CHOCO/MUNICIPIOS/BAJO%20SAN%20JUAN/BAJO%20SAN%20JUAN.htm>. [Accedido 14-01-2020].

[21] Caracterización de una zona de alta montaña (Litoral del San Juan) como herramienta de proyección para el establecimiento de una figura de conservación en el Chocó biogeográfico. Enero 2010. [En línea]. Disponible en: <https://siatpc.iiap.org.co/docs/avances/cepduende.pdf>. [Accedido 17-01-2020].

[22] Alcaldía Municipal de El Litoral Del San Juan en Chocó, "Nuestro municipio". [En línea]. Disponible en: <http://www.litoraldel-san-juan-choco.gov.co/municipio/nuestro-municipio>. [Accedido 18-01-2020].

[23] Identificación de necesidades municipio del Litoral del San Juan - departamento del Chocó. [En línea]. Disponible en: [https://www.paho.org/col/index.php?option=com\\_docman&view=download&category\\_slug=temporada-invernal&alias=796-informe-inundaciones-choco&Itemid=688](https://www.paho.org/col/index.php?option=com_docman&view=download&category_slug=temporada-invernal&alias=796-informe-inundaciones-choco&Itemid=688). [Accedido 19-01-2020].

[24] Plan de Caracterización del Consejo Comunitario del San Juan "ACADESAN" Municipio del Litoral del San Juan. [En línea]. Disponible en: [https://gapv.mininterior.gov.co/sites/default/files/plan\\_de\\_caracterizacion\\_consejo\\_comunitario\\_san\\_juan\\_-acadesan-.pdf](https://gapv.mininterior.gov.co/sites/default/files/plan_de_caracterizacion_consejo_comunitario_san_juan_-acadesan-.pdf). [Accedido 19-01-2020].

[25] Gobierno de Colombia, 2017. Plan de Caracterización del Consejo Comunitario del San Juan. Recuperado de: [https://gapv.mininterior.gov.co/sites/default/files/plan\\_de\\_caracterizacion\\_consejo\\_comunitario\\_san\\_juan\\_-acadesan-.pdf](https://gapv.mininterior.gov.co/sites/default/files/plan_de_caracterizacion_consejo_comunitario_san_juan_-acadesan-.pdf). [Accedido 19-01-2020].

[26] Emprender paz, TAKAMI. 2016. [En línea]. Disponible en: <http://www.emprenderpaz.org/node/293>. [Accedido 20-01-2020].

[27] Asociación de pescadores de Charambirá ASOPESAN, "Programa de Pequeñas Donaciones del GEF. Paisaje Pacífico Centro" [En línea]. Disponible en: <http://ppdcolombia.org/wp-content/uploads/2018/07/ASOPESAN.pdf> [Accedido 22-01-2020].

[28] UPME, 2019. Proyección de Demanda de Energía y Potencia a nivel nacional y regional.

[29] UPME, 2019. Proyección Regional de La Demanda de Energía Eléctrica y Potencia Máxima en Colombia. [En línea]. Disponible en:

[http://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/Proyeccion\\_Demanda\\_Regional\\_Energia\\_Abr\\_2019.pdf](http://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/Proyeccion_Demanda_Regional_Energia_Abr_2019.pdf). [Accedido 24-01-2020].

[30] Plan de Expansión Generación y Transmisión de Energía Eléctrica en Colombia 2017-2031 – UPME, 2019. [En línea]. Disponible en: [https://www1.upme.gov.co/Energia\\_electrica/Plan\\_GT\\_2017\\_2031\\_PREL.pdf](https://www1.upme.gov.co/Energia_electrica/Plan_GT_2017_2031_PREL.pdf). [Accedido 24-01-2020].

[31] Oficina de Gestión de Proyectos de Fondos. “Planeación de la expansión de Cobertura de energía eléctrica y Fondos de Inversión”. Octubre 2017. [En línea]. Disponible en: [https://www.superservicios.gov.co/system/files\\_force/SSPD%20Publicaciones/Memoria%20de%20eventos%20institucionales/2018/Nov/quibdooctubre\\_2017cs.pdf?download=1](https://www.superservicios.gov.co/system/files_force/SSPD%20Publicaciones/Memoria%20de%20eventos%20institucionales/2018/Nov/quibdooctubre_2017cs.pdf?download=1). [Accedido 24-01-2020].

[32] J. Vivas, “Los lugares que aún viven sin energía eléctrica en Colombia”. EL TIEMPO [En línea]. Disponible en: <https://www.eltiempo.com/colombia/otras-ciudades/los-lugares-que-aun-viven-sin-energia-electrica-en-colombia-325892>. [Accedido 24-01-2020].

[33] Ministerio de Minas y Energía “Resolución subsidios ZNI - Soluciones fotovoltaicas individuales”. Octubre 2019. [En línea]. Disponible en: [https://www.minenergia.gov.co/documents/10192/24142198/Resoluci%C3%B3n+subsidios+ZNI+++Soluciones+fotovoltaicas+individuales\\_20191031.pdf/d5616132-99c8-486d-baad-23e52c2ec973](https://www.minenergia.gov.co/documents/10192/24142198/Resoluci%C3%B3n+subsidios+ZNI+++Soluciones+fotovoltaicas+individuales_20191031.pdf/d5616132-99c8-486d-baad-23e52c2ec973) [Accedido 28-01-2020].

[34] Global Solar Atlas. [En Línea]. Disponible en: <https://globalsolaratlas.info/downloads/world>. [Accedido 29-01-2020].

[35] CNM, 2019. Centro Nacional de Monitoreo del IPSE, Boletines de Telemetría 2018 a 2019.

[36] Ley 1715 - 13, Por medio del cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional. (Ley 1715 - 13, mayo 2014).

[37] J. Melendez, O. Cruz, J. Bastidas, O. Quiroga, “Aspectos técnicos y regulatorios para la implementación de generación eléctrica fotovoltaica a nivel residencial en Colombia”, noviembre 2017. [En línea]. Disponible en: <https://revistas.unal.edu.co/index.php/SICEL/article/viewFile/63315/66095>. [Accedido 24-02-2020].

[38] RETIE, Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas, Ministerio de Minas y Energía. (RETIE 2013).

[39] Ley 855 DE 2003. Prestación del servicio público de energía eléctrica en ZNI. Diciembre 2019 [En línea]. Disponible en: [http://www.secretariassenado.gov.co/senado/basedoc/ley\\_0855\\_2003.html](http://www.secretariassenado.gov.co/senado/basedoc/ley_0855_2003.html). [Accedido 24-02-2020].

[40] Decreto 1073 de 2015. Sector Administrativo de Minas y Energía. Febrero 2020. [En línea]. Disponible en: <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=77887>. [Accedido 28-02-2020].

[41] Documento Conpes 3055 del 10 de noviembre de 1999. Página 3. [En línea]. Disponible en: <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Conpes/Econ%C3%B3micos/3055.pdf>. [Accedido 25-02-2020].

[42] Bases del Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018. Página 185. [En línea]. Disponible en: <https://www.minagricultura.gov.co/planeacion-control-gestion/Gestin/Plan%20de%20Acci%C3%B3n/PLAN%20NACIONAL%20DE%20DESARROLLO%202014%20-%202018%20TODOS%20POR%20UN%20NUEVO%20PAIS.pdf>. [Accedido 25-02-2020].

[43] Bases del Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022. [En línea]. Disponible en: <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Prensa/BasesPND2018-2022n.pdf>. [Accedido 25-02-2020].

[44] Superservicios. Diagnóstico de la prestación del servicio de energía eléctrica 2017 en ZNI. [En línea]. Disponible en: <https://www.superservicios.gov.co/sites/default/archivos/SSPD%20Publicaciones/Publicaciones/2018/Sep/diagnosticozni-superservicios-oct-2017.pdf>. [Accedido 26-02-2020].

[45] Superservicios. Diagnóstico de la prestación del servicio de energía eléctrica 2018 en ZNI. [En línea]. Disponible en: [https://www.superservicios.gov.co/sites/default/archivos/Publicaciones/Publicaciones/2018/Dic/diag\\_zni\\_2018\\_vfinal\\_04122018.pdf](https://www.superservicios.gov.co/sites/default/archivos/Publicaciones/Publicaciones/2018/Dic/diag_zni_2018_vfinal_04122018.pdf). [Accedido 26-02-2020].

[46] Superservicios. Diagnóstico de la prestación del servicio de energía eléctrica 2019 en ZNI. [En línea]. Disponible en: [https://www.superservicios.gov.co/sites/default/archivos/Publicaciones/Publicaciones/2019/Nov/diagnostico\\_de\\_la\\_prestacion\\_del\\_servicio\\_zni\\_-\\_07-11-2019-lo\\_1.pdf](https://www.superservicios.gov.co/sites/default/archivos/Publicaciones/Publicaciones/2019/Nov/diagnostico_de_la_prestacion_del_servicio_zni_-_07-11-2019-lo_1.pdf). [Accedido 26-02-2020].

[47] Resolución CREG 038 de fecha 9 de abril de 2018. [En línea]. Disponible en: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/71e64d5b21da40e8052582830078b66e?OpenDocument>. [Accedido 27-02-2020].

[48] Ministerio de Minas y Energía, Comisión de Regulación de Energía y Gas, Resolución No. 087 de 2018. [En línea]. Disponible en: <http://apolo.creg.gov.co/publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/11e7dba00bc8107052582dd007e10e1?OpenDocument>. [Accedido 27-02-2020].

[49] Ministerio de Minas y Energía, Comisión de Regulación de Energía y Gas, Resolución Creg\_004\_de\_2014 [En línea]. Disponible en: <http://www.ipse.gov.co/component/phocadownload/category/211-general?download=1102:resolucion-004-de-2014-de-la-creg-formula-tarifaria-y-metodologias-generales-del-servicio-de-energia-electrica-en-las-zni>. [Accedido 28-02-2020].

[50] Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, Resolución 3545 de 2012. [En línea]. Disponible en: [https://www.redjurista.com/Documents/resolucion\\_3545\\_de\\_2012\\_superintendencia\\_de\\_servicios\\_publicos\\_domiciliarios.aspx#/.](https://www.redjurista.com/Documents/resolucion_3545_de_2012_superintendencia_de_servicios_publicos_domiciliarios.aspx#/)[Accedido 28-02-2020].

[51] Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. Resolución SSPD-20151300016085 de 2015. [En línea]. Disponible en: [https://normativa.colpensiones.gov.co/colpens/docs/resolucion\\_superservicios\\_16085\\_2015.htm](https://normativa.colpensiones.gov.co/colpens/docs/resolucion_superservicios_16085_2015.htm). [Accedido 28-02-2020].

[52] Ministerio de Minas y Energía, Resolución 182138 de 2007 [En línea]. Disponible en: [https://www.redjurista.com/Documents/resolucion\\_182138\\_de\\_2007\\_ministerio\\_de\\_minas\\_y\\_energia.aspx#/.](https://www.redjurista.com/Documents/resolucion_182138_de_2007_ministerio_de_minas_y_energia.aspx#/) [Accedido 28-02-2020].

[53] Ley 142 de 1994, Por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones. [En línea]. Disponible en: <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=2752>. [Accedido 28-02-2020].

[54] La Comisión de Regulación de Energía y Gas, Resolución 2007 CREG 091 2007. [En línea]. Disponible en: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resolucion-2007-Creg091-2007>. [Accedido 28-02-2020].

[55] IDEAM, “Atlas de Radiación Global Horizontal Media Diaria,” 2014. [En Línea]. Disponible en: <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasRadiacion.html>. [Accedido 03-03-2020].

[56] IDEAM, “Atlas climatológico de Colombia”, 2010. [En Línea]. Disponible en: <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasClimatologico.html>. [Accedido 03-03-2020].

[57] Bing Maps, “Sitio Web Mapamundi”. [En Línea]. Disponible en: <https://www.bing.com/maps> [Accedido 03-03-2020].

## **Anexo 1**

### **Caracterización socio económica del municipio Litoral de San Juan**

#### **Geografía**

Descripción Física: Las tres subregiones que conforman el Municipio Litoral del San Juan: Subregión Costera Estuarina, Subregión Litoral y Subregión Ribereña; estas a su vez, están formadas por corregimientos, veredas, resguardos indígenas y comunidades [22].

Subregión Costera Estuarina: Está formada por cuatro (4) corregimientos, cinco (5) veredas y siete (7) resguardos Indígenas así:

- Corregimientos: Pichimá, Togoromá, Charambirá y García Gomez
- Veredas: Playita, Venado, Cacahual, Isla Mono y El Choncho.
- Resguardos: Pichimá, Quebrada, Togoromá quebrada, Tiocirilio, San Bernardo, Buenavista, Burujón y Papayo.

Subregión Litoral: Formada por un (1) corregimiento (la Cabecera Municipal Docordó), una vereda y un resguardo Indígena.

- Corregimiento: Docordó (cabecera municipal)
- Veredas: El Carrá
- Resguardos: Unión Balsalito

Subregión Ribereña: Formada por cinco (5) corregimientos, nueve (9) veredas, cuatro (4) Resguardos Indígenas y tres (3) comunidades.

- Corregimientos: Palestina, Taparal, Munguidó, Copomá y Cucurupí
- Veredas: El Coco, El Quicharo, Los Perea, Las Delicias, Pangalita, Corriente Palo, Guachal, Puerto Murillo, Las Peñitas
- Resguardos: Nuevo Pitalito, Taparalito, Chagpién, Pángala.
- Comunidades: San José y Durap- dur, Barrios Unidos

Límites del municipio: El Municipio Litoral del San Juan se encuentra ubicado al sur del departamento del Chocó, en el litoral del Pacífico, a los 4°15'30" de Latitud Norte, 77°22'03" de Longitud Oeste; limita por el norte con los municipios de Istmina y Bajo Baudó, por el oriente, con el municipio de Sipí y el departamento del Valle, por el Occidente con el Océano Pacífico, por el sur con el departamento del Valle [22].

#### **Ecología**

La conservación y protección del medio ambiente natural, y sus relaciones con la producción agropecuaria, son preocupaciones de legítimo interés, especialmente cuando se trata de regiones de características tan particulares al respecto, como es la del pacífico colombiano [22].

En este municipio es particularmente preocupante la conservación de los bosques de manglar que conforman el llamado ecosistema estuarino inmediato a la franja costera que constituye todo un laboratorio viviente conformado además de los manglares, por arbustos típicos grandemente adaptados a las variaciones de salinidad y al embate de los vientos y el oleaje. Esta formación biológica tiene una importancia suprema en el equilibrio ambiental, hidrobiológico y por tanto socioeconómico del Municipio [22].

Si estas zonas del ecosistema estuarino se ven afectadas, se afectarán consecuentemente los recursos de pesca asociados. Este ecosistema depende en gran medida del aporte de agua dulce proveniente de las montañas y de la regulación del transporte de sedimentos [22].



**Figura 1-1.** Ecología del municipio Litoral del San Juan [21].

Afortunadamente la actividad minera en el Municipio es despreciable. No obstante, la falta de actividades productivas generadoras de ingresos y de mejoramiento de las condiciones de vida de la población, se constituyen en alicientes nocivos para ejercer una presión cada vez mayor (en la medida en que la población crece) sobre el medio ambiente nativo, plétórico de riquezas codiciadas por los mercados nacionales y extranjeros. Caso patético en el pasado reciente el de la explotación del mangle para aprovechar su madera y su corteza con utilidad industrial; o la sobreexplotación del chanul y el nato que formaban parte de los sistemas de bosques anegadizos propios del ecosistema nativo y que a la fecha han casi desaparecido como especies con opción de aprovechamiento comercial [22].

Se estima que en la cuenca medio-bajo de los ríos Baudó y San Juan, en pleno ecuador climático, se encuentra una de las áreas de biodiversidad más ricas del

planeta. La proliferación de flora y fauna, sumada a la riqueza hídrica y las especiales condiciones climáticas, favorecen la presencia de riquezas biológicas, muchas de ellas aún desconocidas, y de incalculable valor, en la mayor parte del territorio municipal. No menos atractivos y paradisíacos resultan para el visitante los paisajes de la selva húmeda tropical, la presencia de reductos étnicos, la pureza del ambiente y la primitiva sencillez de la vida rural de nuestras comunidades [22].

## **Economía**

La economía del Municipio Litoral del San Juan puede caracterizarse como de subsistencia.

La principal actividad productiva de la población es la agricultura, seguida de la pesca, la madera y las artesanías. Cuenta con servicios de energía eléctrica en un 44.5 % (cabe anotar que, con una duración diaria de 4 horas, condicionado a los subsidios del IPSE), sistemas de distribución de agua 17.4%, los medios de comunicación son muy limitadas solo el 11.1% de la población cuenta con este servicio y están ubicados principalmente en la cabecera municipal [23].

Los sistemas identificados a partir de los componentes: número de productores, área explotada, valor de la producción, rentabilidad, importancia del mercado, contribución a la canasta familiar y contribución a la generación de empleo, así como la contribución al comercio local y regional, señalan que la base productiva y principal fuente de ingresos de la población en el Municipio Litoral del San Juan, son en su orden: el aprovechamiento Forestal, la Pesca, las actividades Agrícolas y Pecuarias. También hay que advertir que un importante sector de la población deriva sus ingresos del empleo público (docentes, empleados y contratistas de la alcaldía y otras entidades); Estos son los recursos que con mayor regularidad y continuidad dinamizan la economía local [22].

Las actividades agropecuarias en el Municipio se caracterizan en buena medida por su carácter tradicionalmente extractivo y de autoconsumo, sujetas a los ciclos naturales de auge y declive, y con las consecuencias conocidas de pauperización de las comunidades y empobrecimiento de la base natural de las áreas de extracción. Recursos como la madera, el palmito, la piangua, la pesca, entre otros, se extraen sin que se agregue mayor valor al producto. En este sentido, la economía local exporta valor, deteriora su patrimonio natural y no revierte de manera productiva.

Los productos agrícolas, no generan excedentes para ser comercializados y se destinan al consumo local, son: Papachina, Palmito, Plátano, arroz, yuca y la caña panelera.

Se considera que el 80% de los habitantes, se dedica al corte, transformación y comercialización de la madera, justificándose así, la presencia de 30 aserríos en el área territorial. La Pesca Artesanal, cuya práctica es más acentuada en la Subregión Costera Estuarina, donde la totalidad de los habitantes de ocho (8) comunidades allí asentadas, se dedican a la captura y adecuación para comercialización de los productos del mar, combinados con la explotación forestal y las actividades agrícolas en menor escala [22].

En la figura que se presenta a continuación, podemos observar la cobertura y uso en los territorios colectivos de comunidades negras.



**Figura 1-2.** Cobertura y uso en los territorios colectivos de comunidades negras [24].

**Tabla 1-1.** Destino de la producción en comunidades negras en Litoral del San Juan [24].

	DETALLE	UNIDADES			%		
	TOTAL UPA 1137	SI	NO	NS / NR	SI	NO	NS / NR
UPA con al menos un lote de producción con destino final para:	Autoconsumo	1.025	45	67	90%	4%	6%
	Intercambio o trueque	488			43%		
	Venta del producto en lote	74			7%		
	Venta a Cooperativa	8			1%		
	Venta a Central de Abastos	77			7%		
	Venta directa en plaza de mercado	239			21%		
	Venta a comercializador(a) supermercado o grandes superficies	202			18%		
		12			1%		
	Venta a mercado internacional	2			0%		
	Para la industria	23			2%		
	Otros destinos	283			25%		

Fuente: Elaboración propia basado en el Censo Agropecuario del DANE 2014

Según el Censo Agropecuario realizado del DANE en el año 2014, el 90% de las familias el destino de la producción es para la subsistencia o Autoconsumo, el 43% realiza intercambio o trueque y el 21% realiza venta directa en plaza de mercado, generalmente la base productiva y principal fuente de ingresos de la población en el municipio Litoral del San Juan, son el aprovechamiento forestal, la pesca, las actividades agrícolas y pecuarias.

**Tabla 1-2.** Dinámica de las prácticas productivas antes y después del desplazamiento [24].

PRÁCTICAS PRODUCTIVAS				
ACTIVIDADES	ANTES DEL DESPLAZAMIENTO		DESPUÉS DEL DESPLAZAMIENTO	
	MÉTODO	HERRAMIENTAS	ACTIVIDADES	MÉTODO Y HERRAMIENTAS
<b>AGRÍCOLAS</b> Siembra de: Banano, plátano, chontaduro, papachina, caña, arroz, maíz, yuca. Cacao, ñame	Socavando el terreno y luego sembrar. Individual, en asociación, colectiva, minga, mano cambiada.	Machetes, hacha, sierra, palas, palin, barretón, botas	Se sigue realizando las mismas, pero con menos facilidad por la restricción a la movilidad y la entrada de cultivos ilícitos.	Machetes, hacha, sierra, palas, palin, barretón, botas, canoa, químicos para abonar las matas. Se trabaja por jornal.
<b>FRUTALES</b> Borojo, limón, lulo, caimito, naranja, aguacate, piña, coco, marañón, madroño, guanaba, guayaba, vacado, zapote, zapallo, papaya, pepa de pan, caña, guama, churima.	Se siembra en familia e individual.	Canasto, recoger, costales, hacha machete, botas.	Se sigue realizando las mismas, pero con menos facilidad por la restricción a la movilidad y el desplazamiento de algunas comunidades y la fumigación que trajo la plaga.	Canasto, recoger, costales, hacha machete, botas.
<b>PECUARIAS</b> <b>CRÍA DE ESPECIES MENORES</b> Cría de gallina, Cerdo, pato, pavo.	Cada familia tenía su gallinero su criadero.			
<b>PESCA</b> Corvina, pargo, merluza, piangua, quicharo, mero.	Se hacían faenas de noche, se trabajaba tiempo completo.	Maya, anzuelo redes de atajar.	Ya no se realizan las faenas de noche y por el deterioro del manglar. La minería realizada en la zona media ha afectado la zona costera con el mercurio y la sedimentación.	Maya, anzuelo redes de atajar.
<b>CACERÍA</b> Guagua, armadillo, tatabro, guatín, zaino, venado, ratón, baletón, pava.	Cacería nocturnas.	Escopeta, perros, trampas lámparas de cacería.	Aun se realiza la cacería por cuestiones de alimentos, aunque existen restricciones.	
<b>FORESTALES</b> Madera, mangle, sande otobo, machare sajo, cedro, guayacan wina, chachao, chachajillo.	Trabajo Comunitario.	Hacha y serrucho de mano.		Ahora utilizan la motosierra.

La Tabla 1 interior nos demuestra que las actividades agropecuarias se caracterizan por su carácter tradicionalmente extractivo y de autoconsumo; recursos como la madera, el palmito, la piangua, la pesca, entre otros, se extraen sin que se agregue mayor valor al producto, así mismo con los principales productos agrícolas generados en las comunidades, los cuales no generan excedentes para ser comercializados y se destinan al consumo local, como la papachina, palmito, plátano, arroz, yuca y la caña panelera.

### Vías de Comunicación

Las vías de comunicación en el municipio Litoral del San Juan son en su totalidad fluviales y marítimas. No cuenta con vías aéreas y terrestres.

Los principales corredores de comunicación hacia otros municipios vecinos son el río San Juan y el Océano Pacífico.

Desde Docordó, cabecera municipal, se puede tomar una lancha con motores fuera de borda o una motonave de cabotaje (barcos de menor calado) que en el término promedio de entre 1,5 a 3 horas en el primer caso, y de unas 8 horas en el segundo, lo llevan al Puerto de Buenaventura, principal centro poblado de la costa Pacífica colombiana. Un 50% de este recorrido aprox. se hace por vía fluvial desde Docordó, cabecera del municipio ubicada en la margen de uno de los brazos del río San Juan, hasta la desembocadura del mismo río por una de sus 6 bocanas (la más sureña y próxima al departamento del Valle, conocida como "Bocas de San Juan") frente al caserío de Puerto España. A partir de allí el viaje se hace por mar, sin perder de vista la playa, pasando por Juanchacho y Ladrilleros para entrar finalmente a la bahía de Buenaventura [22].

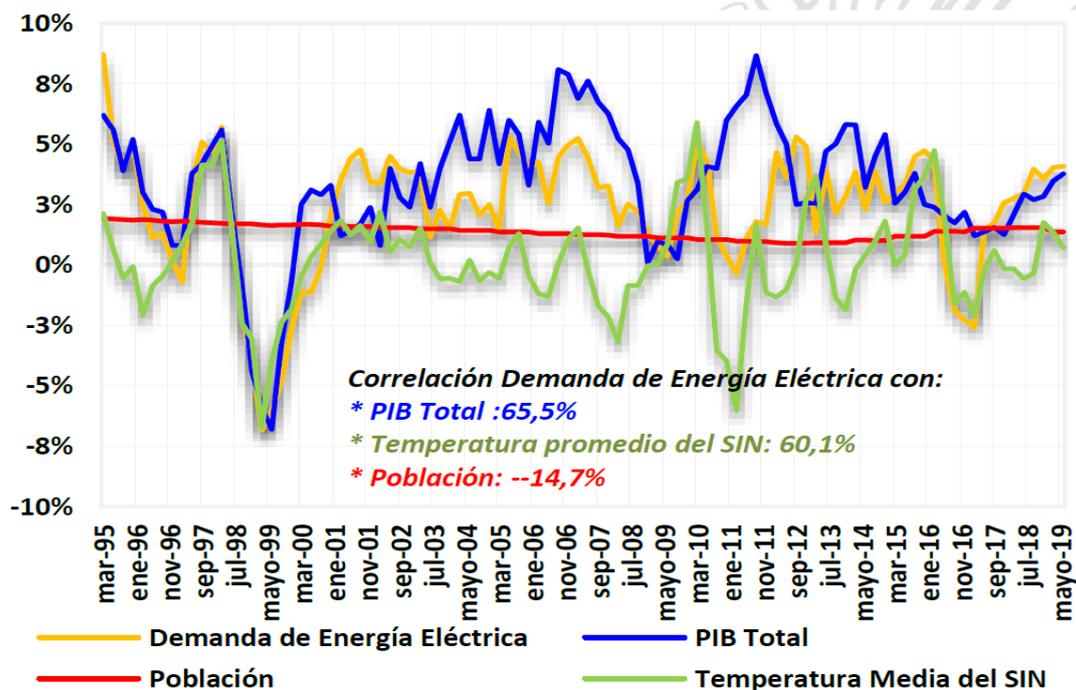
Por el río San Juan aguas arriba se puede llegar hasta la ciudad de Itzmina en un recorrido aproximadamente de unas 7 horas en lanchas rápidas con motores fuera de borda que prestan diariamente este servicio cubriendo la ruta Itzmina - Palestina (corregimiento de Litoral del San Juan) - Bajo Calima (corregimiento de Buenaventura). Desde Itzmina se puede acceder en unas 2 horas, por una carretera pavimentada en buen estado, hasta la ciudad de Quibdó, capital del Departamento. Este recorrido es totalmente por vía fluvial. Esta es la principal ruta utilizada por personas del Litoral del San Juan para llegar al interior del departamento. Igualmente es muy utilizada por numerosos chochoanos del interior que viven en el Valle de Cauca, principalmente en Buenaventura, Cali y otros municipios aledaños [22].

Finalmente, para llegar a Buenaventura se puede hacer en el mismo servicio de lanchas que además de la ruta hacia Itzmina, prestan el servicio en el recorrido Bajo Calima - Docordó. En este caso las lanchas viajan desde Docordó aguas arriba por el río San Juan hasta encontrar la desembocadura en este del río Calima que sirve de límite natural entre los departamentos del Valle y Chocó. En este punto se abandona el río San Juan y se asciende por las aguas correntosas del río Calima para arribar a la localidad citada (Bajo Calima), corregimiento de Buenaventura. Esta ruta opera todos los días en ambos sentidos y el recorrido dura aprox. unas 2 horas. Esta ruta es completamente fluvial y dado que no implica la necesidad al mar, es la más utilizada por los habitantes para desplazarse hasta el principal puerto sobre el Pacífico [22].

En cuanto al transporte intramunicipal no existe un sistema regular organizado, más allá de las localidades ubicadas sobre el río San Juan que son cubiertas por las rutas ya señaladas hacia Itzmina y Bajo Calima. Para acceder a otras localidades ubicadas sobre la red de ríos del municipio y sobre la zona costera marítima, es necesario abordar lanchas con motores fuera de borda de diferentes capacidades según la zona a la que se desea acceder [22].

## Anexo 2 Demanda de energía a nivel nacional

La proyección de la demanda de energía eléctrica en Colombia a cargo de la UPME para el Sistema Interconectado Nacional (SIN) es un insumo de la mayor importancia para el planeamiento de la generación de energía eléctrica en el país, pronosticando de manera anticipada, eficaz, eficiente y efectiva los proyectos para la generación futura de energía eléctrica podrían evitar desequilibrios en el Mercado de Energía Mayorista (MEM). En donde utiliza para la proyección de la demanda análisis del comportamiento de variables económicas y climáticas entre otras.



**Fuente:** UPME, Base de Datos XM (17 de Junio), ONU (Junio 2019), DANE e IDEAM, 2019.

**Figura 2-1. Variables utilizadas por la UPME en la proyección de la demanda de energía [28].**

En la Figura 2-1, se evidencia una correlación positiva y significativa a lo largo del tiempo entre la demanda de energía eléctrica, el PIB Total y la Temperatura Media Áreas Geográficas del SIN.

Variables utilizadas por la UPME en la proyección de la demanda son de tipo energético, económico y climático. Históricamente en promedio ha sido cercano al 3% de crecimiento anual en la demanda de energía a nivel nacional. Se presenta a continuación de forma tabular la proyección de la demanda de energía, esperando

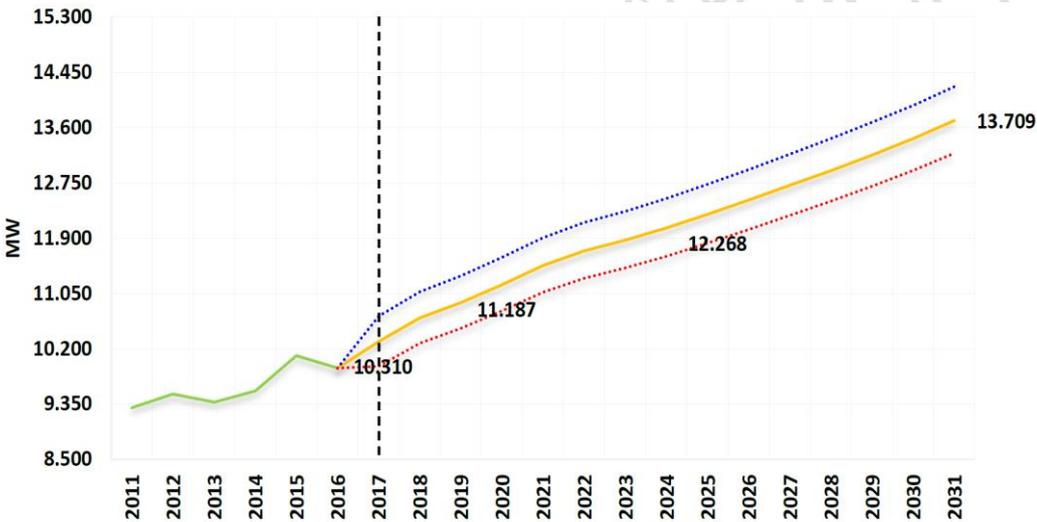
para el próximo año una demanda en el escenario medio de 75.338 GWh/año para el 2020.

Los resultados al integrar las demandas de los grandes consumidores a la proyección de la demanda nacional de energía eléctrica se muestran en la tabla que se presenta a continuación:

**Tabla 2-1. Proyección de demanda de energía (GWh/año) con Grandes Clientes [30].**

PROYECCIÓN GWH			
Año	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2017	68.601	67.757	66.920
2018	72.409	70.701	69.009
2019	74.723	72.972	71.236
2020	77.134	75.338	73.558
2021	79.607	77.764	75.937
2022	81.734	79.842	77.967
2023	83.632	81.691	79.767
2024	85.699	83.707	81.732
2025	87.956	85.910	83.881
2026	90.275	88.173	86.089
2027	92.674	90.514	88.371
2028	95.161	92.940	90.737
2029	97.787	95.504	93.239
2030	100.529	98.180	95.851
2031	103.462	101.043	98.644

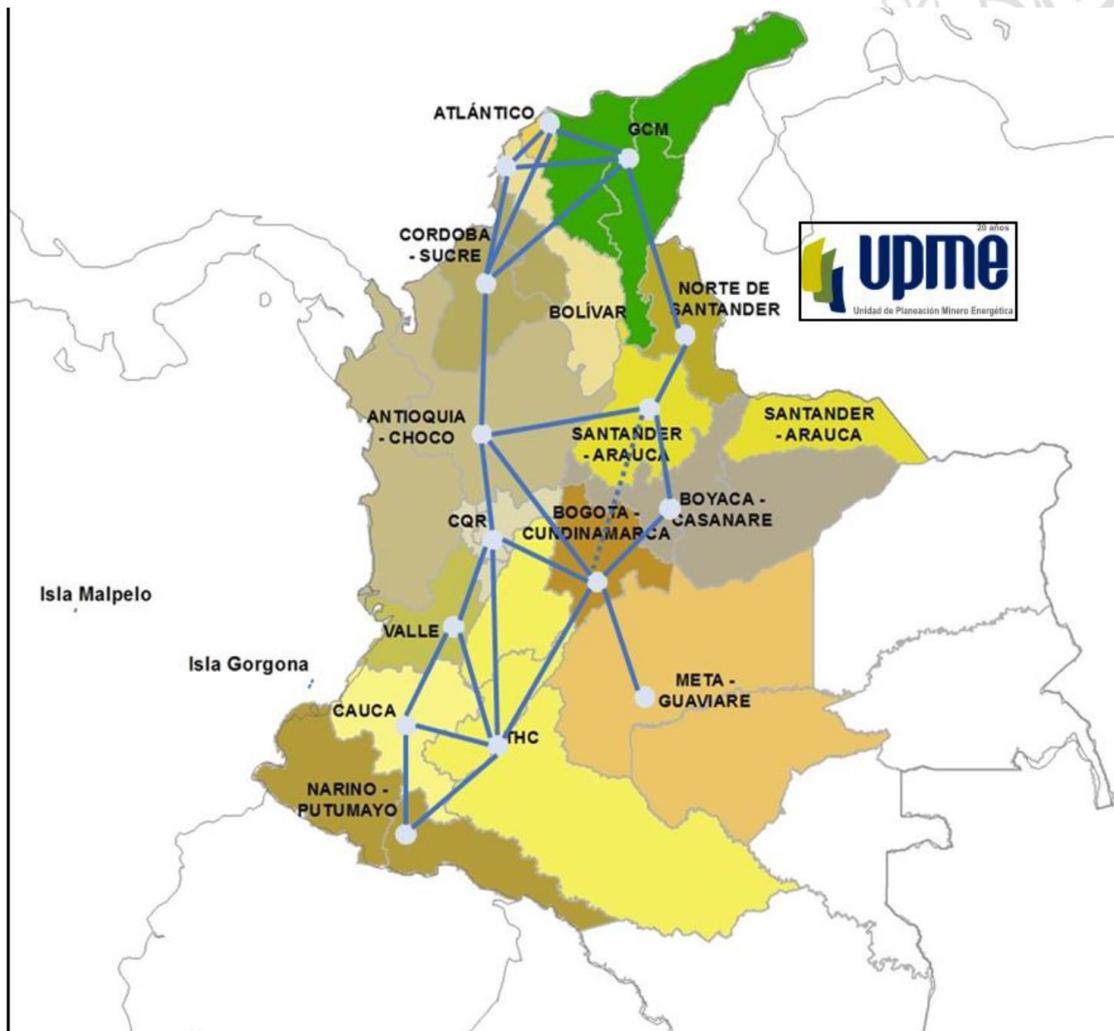
Por su parte, la demanda de potencia máxima en Colombia en el SIN según la UPME en 2019 es de 11.187 MW en el escenario medio de demanda, tal como se observa en la siguiente figura para el año 2020.



**Figura 2-2. Proyección de la demanda de potencia máxima en el SIN Colombia – UPME, 2019 [30].**

El crecimiento promedio anual en el escenario medio de la proyección nacional más los GCE sería 2,19% entre 2017 a 2031.

De forma gráfica se presenta en la siguiente figura las diferentes regiones operativas a nivel eléctrico de Colombia, donde el Departamento de Chocó pertenece al área operativa Antioquia – Chocó, tal como se observa en la siguiente figura.



**Figura 2-3.** Regiones Operativas de Colombia a nivel eléctrico – UPME, 2019 [30].

En la Figura 2-3, Se formulan los escenarios de largo plazo diferenciados por área y unificados nacionalmente, en el cual encontramos quince áreas eléctricas en la planificación de la generación, donde se evalúa el mínimo costos de inversión y operación del plan de expansión en generación.

Según el último reporte de proyección de demanda de energía eléctrica de la UPME en 2019 se encuentra por regiones el siguiente comportamiento. El área Noroeste corresponde Antioquia – Chocó.

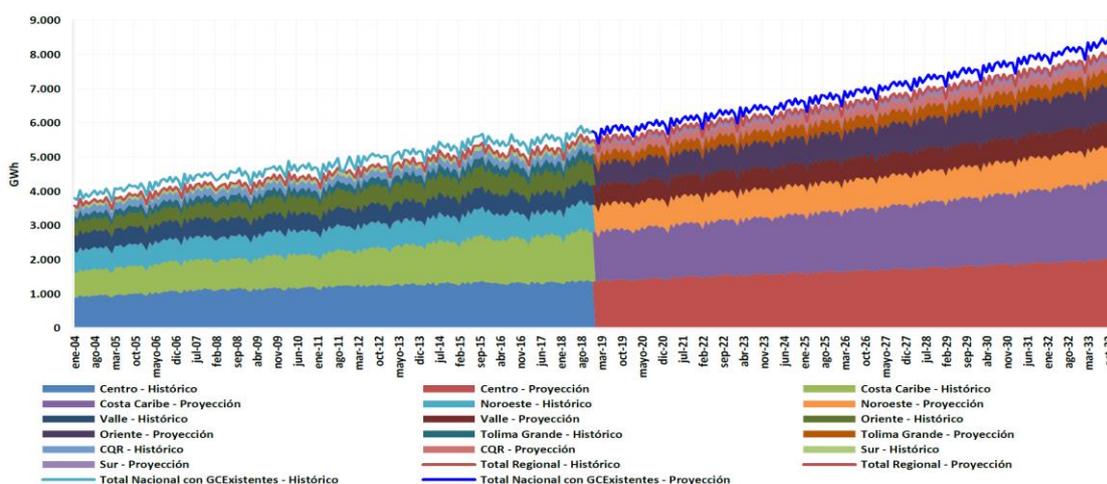
**Tabla 2-2. Proyección de demanda de energía eléctrica – escenario medio (GWh/año) [29].**

	CENTRO	COSTA - CARIBE	NOROESTE	VALLE	ORIENTE	TOLIMA GRANDE	CQR	SUR	REGIONAL	NACIONAL
2019	16.862	17.468	9.300	7.076	7.624	3.445	2.692	1.925	66.392	69.402
2020	17.235	17.911	9.408	7.134	7.894	3.500	2.698	1.943	67.723	70.842
2021	17.794	18.542	9.622	7.267	8.246	3.667	2.736	1.989	69.864	72.701
2022	18.301	19.136	9.809	7.383	8.567	3.761	2.769	2.029	71.755	74.583
2023	18.724	19.649	9.942	7.454	8.848	3.871	2.788	2.061	73.337	76.349
2024	19.167	20.219	10.092	7.537	9.150	3.959	2.812	2.095	75.033	78.245
2025	19.624	20.822	10.248	7.633	9.471	4.066	2.838	2.132	76.834	80.333
2026	20.088	21.458	10.405	7.728	9.797	4.161	2.865	2.169	78.672	82.421
2027	20.596	22.159	10.580	7.839	10.155	4.271	2.896	2.211	80.707	84.669
2028	21.116	22.901	10.763	7.954	10.528	4.376	2.929	2.255	82.822	86.963
2029	21.634	23.649	10.936	8.062	10.902	4.483	2.959	2.297	84.923	89.216
2030	22.164	24.440	11.117	8.176	11.296	4.591	2.991	2.340	87.114	91.548
2031	22.745	25.320	11.320	8.311	11.726	4.709	3.029	2.389	89.549	94.130
2032	23.331	26.222	11.523	8.441	12.162	4.826	3.066	2.439	92.010	96.695
2033	23.923	27.155	11.720	8.565	12.613	4.942	3.102	2.487	94.509	99.288

Fuente: UPME, 2019.

Según la Tabla 2-2, Se estima que la demanda de energía eléctrica regional tenga un crecimiento promedio para el período 2019 a 2033 en el escenario medio del 2,36%; el cual es conformado por los crecimientos de cada una las regiones: Centro (2,57%), Costa – Caribe (3,14%), Noroeste (1,45%), Oriente (3,89%), Valle (1,39%), CQR (1,02%), Tolima Grande (2,90%) y Sur (1,72%).

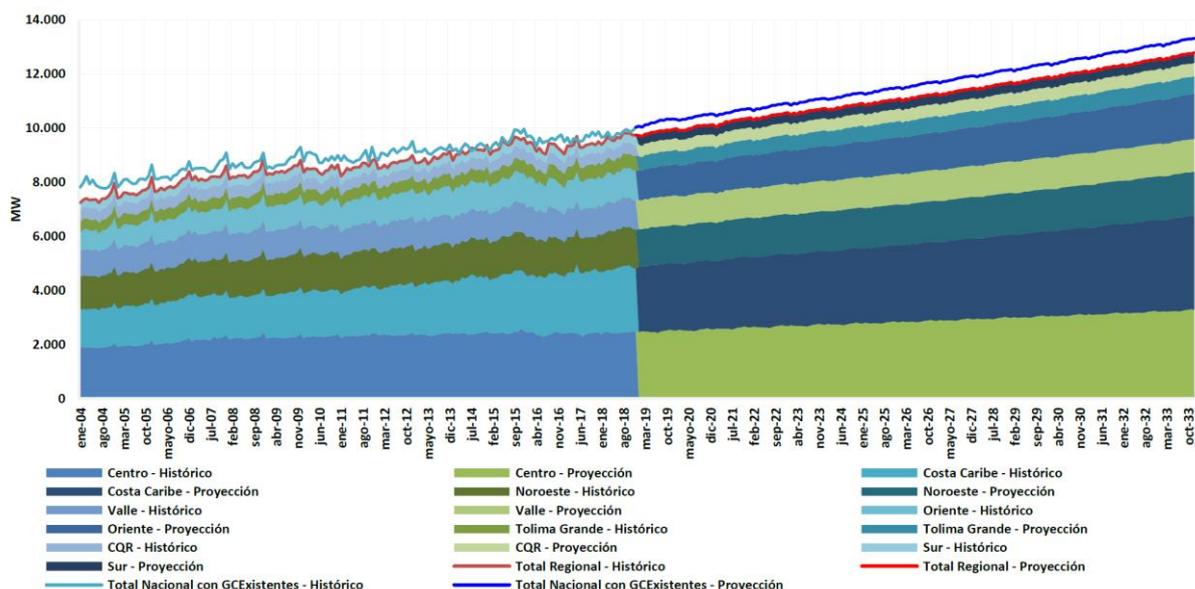
La cual de forma gráfica se observa en la siguiente figura:



Fuente: UPME, 2019.

**Figura 2-4. Proyección de la demanda de energía forma gráfica UPME, 2019 [29].**

En términos de potencia máxima la proyección realizada por la UPME se observa a continuación:



Fuente: UPME, 2019.

**Figura 2-5.** Proyección de la demanda de potencia máxima UPME, 2019 [29].

De forma tabular para mejor interpretación de los datos y comportamiento de las variables se observa en la siguiente tabla para cada una de las regiones y para el escenario medio.

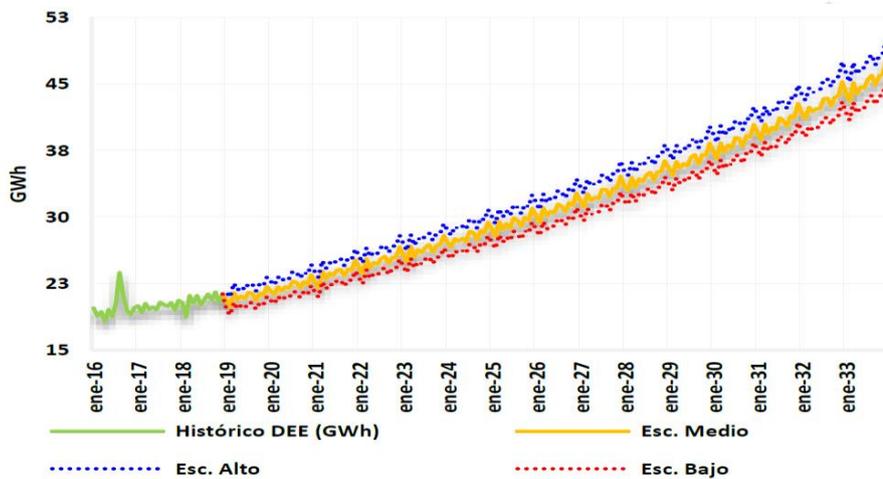
**Tabla 2-3. Proyección de la demanda de potencia máxima por regiones [29].**

	CENTRO	COSTA - CARIBE	NOROESTE	VALLE	ORIENTE	TOLIMA GRANDE	CQR	SUR	REGIONAL	NACIONAL
2019	2.556	2.542	1.443	1.098	1.154	532	434	351	10.110	10.333
2020	2.610	2.566	1.448	1.103	1.182	540	440	351	10.240	10.513
2021	2.675	2.627	1.474	1.114	1.224	552	446	354	10.466	10.711
2022	2.726	2.680	1.488	1.122	1.257	562	450	356	10.642	10.905
2023	2.776	2.731	1.496	1.129	1.288	569	454	358	10.801	11.082
2024	2.819	2.791	1.508	1.133	1.321	577	456	359	10.965	11.284
2025	2.870	2.852	1.520	1.142	1.356	585	463	361	11.150	11.486
2026	2.922	2.918	1.534	1.151	1.391	594	468	363	11.339	11.698
2027	2.974	2.988	1.550	1.157	1.428	603	471	365	11.536	11.925
2028	3.031	3.063	1.563	1.168	1.465	611	476	367	11.744	12.141
2029	3.083	3.139	1.578	1.179	1.505	620	483	369	11.956	12.358
2030	3.140	3.219	1.592	1.188	1.547	628	493	371	12.178	12.584
2031	3.201	3.308	1.610	1.200	1.591	637	503	374	12.423	12.826
2032	3.254	3.393	1.627	1.208	1.633	646	504	376	12.642	13.071
2033	3.318	3.486	1.644	1.220	1.679	655	506	379	12.887	13.315

Teniendo en cuenta la Figura 2-5 y la Tabla 2-3 sobre la proyección de la demanda de potencia máxima por regiones, se estima que el crecimiento promedio para el período 2019 a 2033 en el escenario medio del 1,61%; el cual es conformado por los crecimientos de cada una las regiones: Centro (1,91%), Costa – Caribe (2,19%), Noroeste (0,77%), Oriente (2,75%), Valle (0,60%), CQR (1,16%), Tolima Grande (1,23%) y Sur (0,27%).

En cuanto al consumo de energía eléctrica de cada Región, éste es función directa del crecimiento económico; el cual está ligado al nivel de industrialización y de desarrollo de la economía, así como también en cuanto al avance en I+D+i de las tecnologías, como de su progreso productivo y laboral.

Por otro lado, nos enfocaremos a continuación a la Proyección de la Demanda de Energía del Departamento del Chocó, la cual corresponde al escenario medio al comportamiento mostrado en la siguiente figura, con un valor medio esperado de porcentaje de crecimiento igual al 5,36% anual.



Fuente: UPME. 2019.

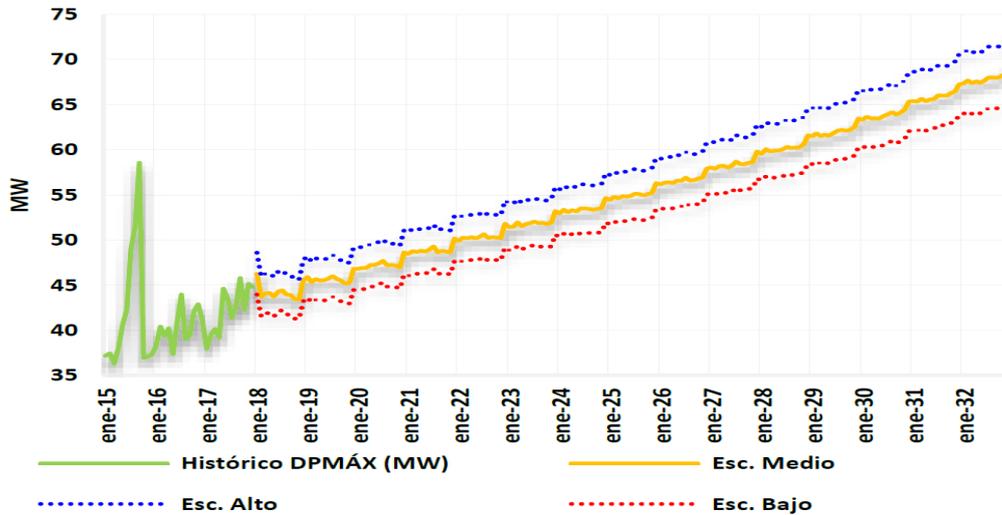
Figura 2-6. Proyección de la Demanda de Energía en Chocó- UPME, 2019 [29].

De forma anual se espera una demanda de energía eléctrica en el Chocó para el año 2020 de 267 GWh/año.

Tabla 2-4. Proyección de la Demanda de Energía en Chocó – UPME, 2019 [29].

	UCP CHOCHÓ		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	265	253	240
2020	280	267	254
2021	298	284	270
2022	315	300	285
2023	332	316	301
2024	350	334	317
2025	369	352	334
2026	389	371	352
2027	411	391	372
2028	434	413	393
2029	458	436	414
2030	483	460	437
2031	510	486	462
2032	539	513	488
2033	569	542	514

Para la UCP Chocó, se espera un crecimiento promedio anual en el período 2019 – 2033 en el escenario medio del 5,36%, en el escenario alto del 5,70% y en el escenario bajo del 5,02%. En términos de potencia máxima la demanda se comportaría como se observa en la siguiente figura:



Fuente: UPME, 2019.

Figura 2-7. Proyección de la demanda de potencia máxima de Chocó- UPME, 2019 [29].

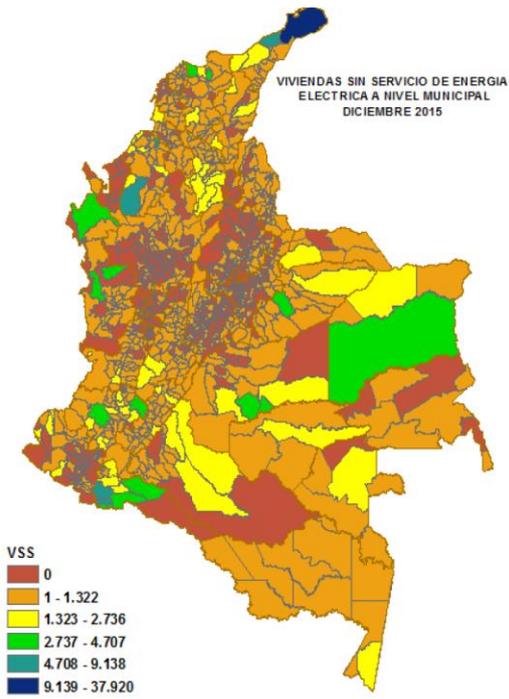
De forma tabular se tiene una proyección de una demanda de potencia máxima en Chocó que se observa en la siguiente tabla entre 2019 y 2033.

Tabla 2-5. Demanda de Potencia Máxima en Chocó- UPME, 2019 [29].

	UCP CHOCHÓ		
	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2019	49	46	44
2020	49	47	44
2021	51	49	46
2022	53	50	48
2023	54	52	49
2024	56	53	51
2025	57	55	52
2026	59	56	53
2027	61	58	55
2028	63	60	57
2029	65	62	58
2030	67	63	60
2031	69	65	62
2032	71	67	64
2033	73	69	66

Para la UCP Chocó, se espera un crecimiento promedio anual en el período 2019 – 2033 en el escenario medio del 2,81%, en el escenario alto del 3,15% y en el escenario bajo del - 2,48%. Esperando un valor de 47 MW para el año 2020 en un escenario medio de crecimiento.

Según el PIEC vigente, el número de viviendas sin servicio de energía eléctrica en Colombia es de 431.137, de los cuales en Chocó se encuentran 22.248 viviendas para un nivel de cobertura del servicio de 87% de un total de viviendas de 171.184. de forma específica en ZNI en Chocó se tiene 71.504 viviendas sin servicio.



Departamento	Usuarios total SIN	Usuarios total ZNI	TOTAL USUARIOS	TOTAL VIVIENDAS	ICEE Total	VSS total
Amazonas	-	10.811	10.811	17.246	62,69%	6.435
Antioquia	2.040.831	3.529	2.044.360	2.051.396	99,66%	7.036
Arauca	60.369	-	60.369	63.832	94,57%	3.463
Atlántico	541.575	-	541.574	544.771	99,41%	3.197
BOGOTÁ D.C.	2.228.773	-	2.228.773	2.228.773	100,00%	-
Bolívar	477.488	537	478.024	502.775	95,08%	24.751
Boyacá	448.094	-	448.094	459.237	97,57%	11.143
Caldas	292.193	-	292.193	292.456	99,91%	263
Cauquetá	86.014	7.619	93.633	106.427	87,98%	12.794
Casanare	110.986	1.267	112.253	125.475	89,46%	13.222
Cauca	331.899	21.775	353.674	394.977	89,54%	43.278
Cesar	288.492	-	288.491	298.883	96,52%	10.392
Chocó	77.432	71.504	148.936	171.184	87,00%	22.248
Córdoba	519.020	-	519.019	557.469	93,10%	40.425
Cundinamarca	908.458	64	908.522	918.436	98,92%	9.914
Guainía	-	14.080	14.080	15.822	88,99%	1.742
Guaviare	13.844	14.301	28.145	32.406	86,85%	4.261
Huila	320.153	-	320.153	332.408	96,31%	12.255
La Guajira	149.343	143	149.486	204.247	73,19%	56.736
Magdalena	337.379	-	337.378	365.744	92,24%	28.366
Meta	295.669	5.354	301.023	316.357	95,15%	15.334
Nariño	364.346	55.627	419.973	435.470	96,44%	15.497
Norte de Santander	378.257	-	378.257	385.759	98,06%	7.502
Putumayo	51.250	5.767	57.017	91.041	62,63%	34.024
Quindío	156.074	-	156.074	156.216	99,91%	142
Risaralda	273.817	-	273.817	273.825	100,00%	8
San Andrés y Providencia	-	18.715	18.715	18.715	100,00%	-
Santander	761.455	-	761.455	767.521	99,21%	6.066
Sucre	198.987	-	198.986	206.087	96,55%	7.101
Tolima	409.767	-	409.767	423.319	96,80%	13.552
Valle	1.196.021	5.710	1.201.731	1.212.734	99,09%	11.003
Vaupés	-	5.080	5.080	7.861	64,62%	2.781
Vichada	-	8.494	8.494	14.700	57,78%	6.206
<b>Total Nacional</b>	<b>13.317.985</b>	<b>250.377</b>	<b>13.568.357</b>	<b>13.999.494</b>	<b>96,9%</b>	<b>431.137</b>

**Figura 2-8.** Viviendas sin Servicio de Energía Eléctrica en Colombia – PIEC 2017 [31].

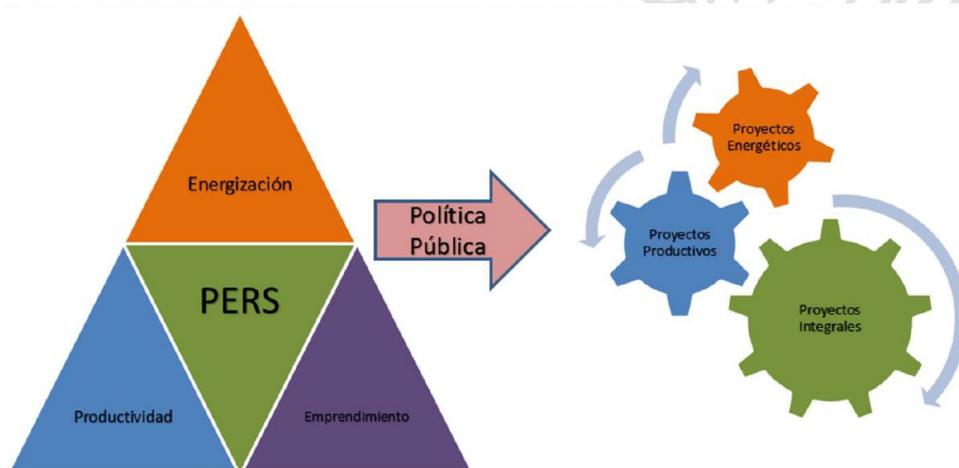
Los lugares de Colombia sin energía se presentan a continuación, los cuales se encuentran agrupados en 1710 localidades rurales pobladas, en donde se calculan 128.587 personas que acceden al servicio entre 4 y 12 horas al día.



**Figura 2-9.** Lugares sin energía en Colombia [32].

Los PERS – Planes de Energización Rural Sostenible. Son la estrategia de planeamiento de expansión de la cobertura eléctrica a nivel rural que parte del análisis de información regional que toma en cuenta los aspectos más relevantes en emprendimiento, productividad y energización, es decir, una visión de desarrollo de la región como insumo para la identificación, formulación y estructuración de proyectos integrales y sostenibles para un periodo de mínimo 15 años, que además de identificar soluciones energéticas, apoyan el desarrollo de las comunidades rurales, con el objetivo de establecer una política pública energética en sintonía con el entorno, como se observa a continuación:

En 2015 comenzaron las actividades de los PERS en el Departamento de Chocó. El PERS requiere de la ejecución de una encuesta de 760 campos o variables para determinar la caracterización socioeconómica y demanda energética de las zonas rurales en estudio. Específicamente en Chocó se realizaron 2027 encuestas.



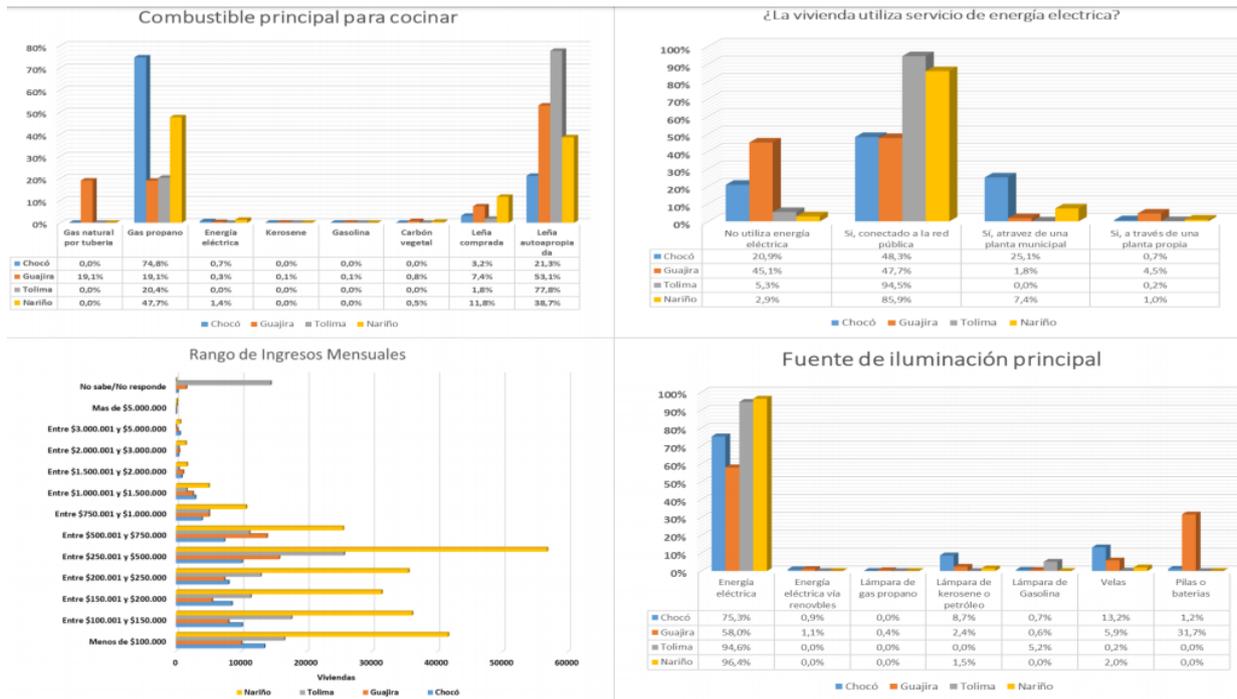
**Figura 2-10.** Representación esquemática de los PERS – UPME, 2017 [31].

En relación con los consumos energéticos en las ZNI objeto de estudio de los PERS se encontró que en el Chocó el combustible principal para la cocción es el gas propano seguido de la leña.

En relación con la energía eléctrica, el 48,3% en Chocó se encuentra con conexión a la red, el 25,1% a través de una planta eléctrica de carácter municipal y el 20,9% no cuenta con el suministro de energía.

La principal fuente de iluminación es la energía eléctrica (75,3%), seguida de velas (13,2%) y lámparas de kerosene o petróleo (8,7%) en el Departamento del Chocó.

De otro lado, el ingreso promedio en las comunidades cerca de 15000 viviendas presenta menos de 100.000 al mes en el Departamento del Chocó



**Figura 2-11.** Consumos energéticos en las poblaciones objeto de los PERS. UPME, 2017 [31].

En términos de potencialidad energética según el PERS en 2017, el Departamento del Chocó es apto para utilización de tecnología solar fotovoltaica.

### Anexo 3

#### Caracterización energética del municipio Litoral del San Juan

En Docordó cabecera municipal, según el censo DANE de 2005 y su proyección al 2016, de 15.619 habitantes de los cuales 1.376 están ubicados en la cabecera municipal y 14.243 en las áreas rurales del municipio. El número de usuarios reportados en el Centro Nacional de Monitoreo es de 506.

El funcionamiento de la energía en la cabecera municipal, es del medio día hasta las 2 de la tarde y luego de 6 a 10 pm. Las comunidades consideran que es importante el servicio de energía por seguridad y bienestar.

Existe captación de agua por acueducto, en Palestina, Taparal (está en malas condiciones no tiene mantenimiento), Copoma, Los Perea, Malaguita, Peñitas, Puerto Murillo, (hay la captación, pero no funciona), en la cabecera municipal el servicio de acueducto lo tiene el 60% pero es cada 2 días, entre 25 y 30 minutos. Las demás comunidades extraen el agua de lluvia o de los ríos o quebradas que quedan alrededor. Se refleja de igual forma, que solo el 3% de la población cuenta con servicio de alcantarillado información que manifiesta la comunidad es errónea pues no tienen este servicio, si cuentan con pozos sépticos en la cabecera municipal [24].

Lo anterior se refleja en la calidad de vida de la población, es decir, existe una relación directamente proporcional entre los servicios públicos domiciliarios y las necesidades básicas insatisfechas de la población. A mayor satisfacción de los servicios públicos mayor calidad de vida y a menor satisfacción de servicios públicos menor calidad de vida para la población.

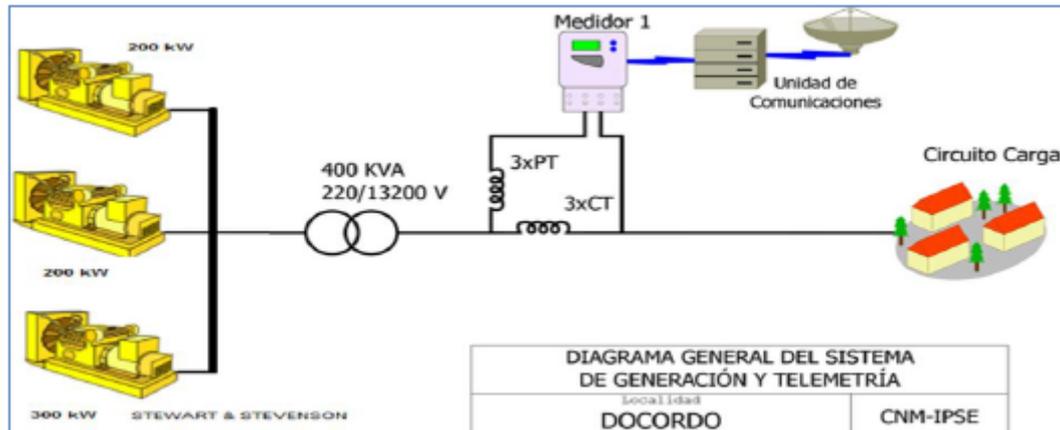
#### Caracterización de la oferta de energía

La localidad cuenta con una central de generación que está conformada por la siguiente infraestructura:

**Tabla 3-1.** Infraestructura de la localidad [35].

GRUPOS ELECTROGENOS			
ITEM	MARCA	CAPACIDAD (kW)	ESTADO
1	STEWART & STEVENSON	200	EN MANTENIMIENTO
2	STEWART & STEVENSON	200	EN MANTENIMIENTO
3	STEWART & STEVENSON	300	EN SERVICIO
TRANSFORMADORES			
ITEM	CAPACIDAD (kVA)	ESTADO	
1	400	EN OPERACIÓN	

El detalle esquemático del suministro de energía en la cabecera municipal del Litoral del San Juan se observa a continuación.



Fuente: <http://www.dane.gov.co/Estimaciones de Población 1985 - 2005 y Proyecciones De Población 2005 - 2020 - DANE -Fecha de>

**Figura 3-1.** Diagrama esquemático del suministro de energía [35].

### Caracterización de la demanda de energía

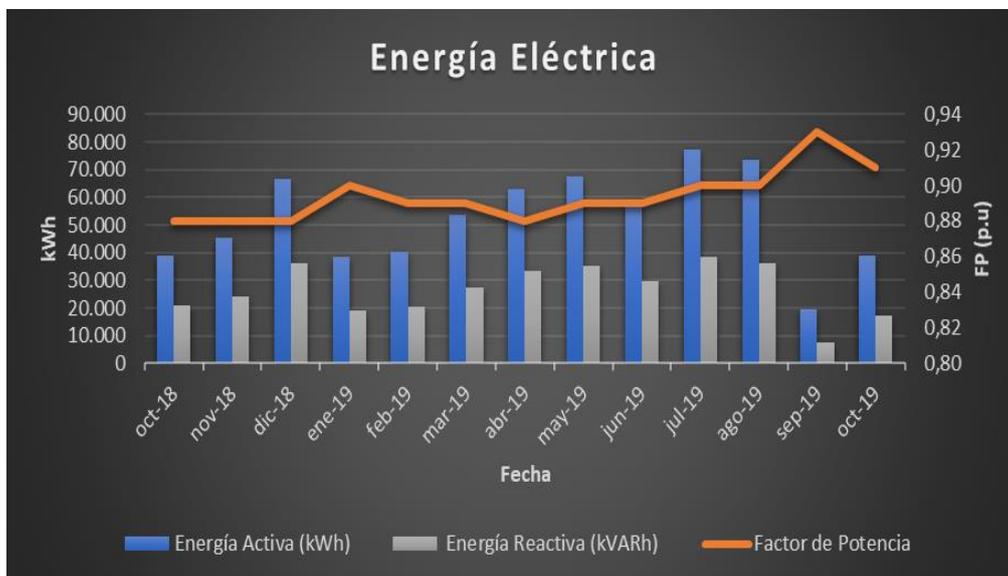
El consumo de energía eléctrica para esta localidad se presenta en la siguiente tabla, donde se encuentran los valores acumulados mensuales de la energía activa (kWh), reactiva (kVARh), aparente (kVAh) y del factor de potencia (p.u).

El consumo de energía activa en la localidad presentó durante el último año corrido un valor mínimo de 19.356 kWh/mes y un máximo de 77.154 kWh/mes, para un valor promedio de los 12 meses de 52.482 kWh/mes.

**Tabla 3-2.** Energía Activa, Reactiva, Aparente y Factor de Potencia [35].

SANTA GENOVEVA DE DOCORDO (EL LITORAL DEL SAN JUAN - CHOCO)				
Fecha	Energía Activa (kWh)	Energía Reactiva (kVARh)	Energía Aparente (kVAh)	Factor de Potencia (p.u)
oct-18	38.989	20.705	44.145,57	0,88
nov-18	45.55	24.082	51.524,46	0,88
dic-18	66.822	36.092	75.946,72	0,88
ene-19	38.664	19.047	43.100,76	0,90
feb-19	40.35	20.433	45.228,67	0,89
mar-19	53.633	27.254	60.160,70	0,89
abr-19	62.994	33.252	71.231,78	0,88
may-19	67.748	35.434	76.455,10	0,89
jun-19	58.679	29.711	65.771,74	0,89
jul-19	77.154	38.232	86.106,91	0,90
ago-19	73.331	35.988	81.685,98	0,90
sep-19	19.356	7.717	20.837,95	0,93
oct-19	38.992	17.281	42.650,40	0,91
<b>Mínimo</b>	<b>19.356</b>	<b>7.717</b>	<b>20.838</b>	<b>0,88</b>
<b>Medio</b>	<b>52.482</b>	<b>26.556</b>	<b>58.834</b>	<b>0,89</b>
<b>Máximo</b>	<b>77.154</b>	<b>38.232</b>	<b>86.107</b>	<b>0,93</b>

Para identificar el comportamiento de la demanda de energía se presenta a continuación la siguiente figura.



**Figura 3-2.** Demanda de la energía eléctrica en la cabecera municipal del Litoral de San Juan (adaptada de [35]).

Como se puede observar en la tabla y Figura anterior, durante el período de un año, la demanda de energía eléctrica en kWh presentó una alta variación del orden de 17029 kWh correspondiente al 32,45%; Este comportamiento es debido a la disminución en las horas de prestación del servicio de energía y del estado de la planta, ya que, no se presenta el suministro de energía por algún daño en la unidad de generación o por falta de algún recurso como la existencia de combustible.

El mes de octubre de 2019 (38.992kWh) con referencia a octubre de 2018 (39.019 kWh), se presentó una caída en la demanda de energía eléctrica del 0,07% debido a lo explicado anteriormente.

De forma específica se presenta a continuación el consumo de energía eléctrica día durante el mes de octubre de 2019.

**Tabla 3-3.** Consumo de energía en la cabecera municipal de El Litoral de San Juan [35].

SANTA GENOVEVA DE DOCORDO ( EL LITORAL DEL SAN JUAN - CHOCO)				
Fecha	Energía Activa (kWh)	Energía Reactiva (kVARh)	Energía Aparente (kVAh)	Factor de Potencia (p.u)
Octubre 1, Martes	1.093	427	1.173,57	0,93
Octubre 2, Miércoles	951	356	1.015,04	0,94
Octubre 3, Jueves	0	0	0,00	
Octubre 4, Viernes	696	253	740,91	0,94
Octubre 5, Sábado	903	337	963,70	0,94
Octubre 6, Domingo	711	288	767,01	0,93
Octubre 7, Lunes	1.115	429	1.194,17	0,93
Octubre 8, Martes	1.011	399	1.086,66	0,93
Octubre 9, Miércoles	970	380	1.041,85	0,93
Octubre 10, Jueves	570	204	605,14	0,94
Octubre 11, Viernes	0	0	0,00	
Octubre 12, Sábado	0	0	0,00	
Octubre 13, Domingo	0	0	0,00	
Octubre 14, Lunes	0	0	0,00	
Octubre 15, Martes	617	236	661,13	0,93
Octubre 16, Miércoles	1.154	440	1.235,17	0,93
Octubre 17, Jueves	1.691	726	1.840,28	0,92
Octubre 18, Viernes	1.791	817	1.968,85	0,91
Octubre 19, Sábado	1.812	810	1.984,98	0,91
Octubre 20, Domingo	1.786	839	1.973,73	0,91
Octubre 21, Lunes	1.735	806	1.913,05	0,91
Octubre 22, Martes	1.705	788	1.877,87	0,91
Octubre 23, Miércoles	1.825	848	2.012,35	0,91
Octubre 24, Jueves	2.092	992	2.315,53	0,90
Octubre 25, Viernes	2.503	1.227	2.787,23	0,90
Octubre 26, Sábado	1.147	447	1.231,04	0,93
Octubre 27, Domingo	2.908	1.463	3.255,31	0,89
Octubre 28, Lunes	2.601	1.227	2.875,99	0,90
Octubre 29, Martes	2.528	1.215	2.804,54	0,90
Octubre 30, Miércoles	1.680	753	1.841,00	0,91
Octubre 31, Jueves	1.398	574	1.511,14	0,93
<b>TOTAL</b>	<b>38.992</b>	<b>17.281</b>	<b>42.650,40</b>	<b>0,91</b>

### Caracterización de la demanda de potencia máxima

A continuación, se presentan varias figuras relacionadas a la potencia máxima diaria durante el periodo de un año:



**Figura 3-3.** Potencia máxima diaria del mes de octubre de 2018 [35].

De forma comparativa se presenta a continuación el comportamiento de la demanda de potencia máxima del mes de octubre de 2019.



Figura 3-4. Potencia máxima diaria del mes de octubre de 2019 [35].

Un análisis sobre la variación de la demanda de potencia máxima del mes de octubre de 2019 (192,98 kW) y en octubre de 2018 (186,12 kW) se encuentra un valor del 3,69%.

### 6.1.1.1 Horas de prestación del servicio

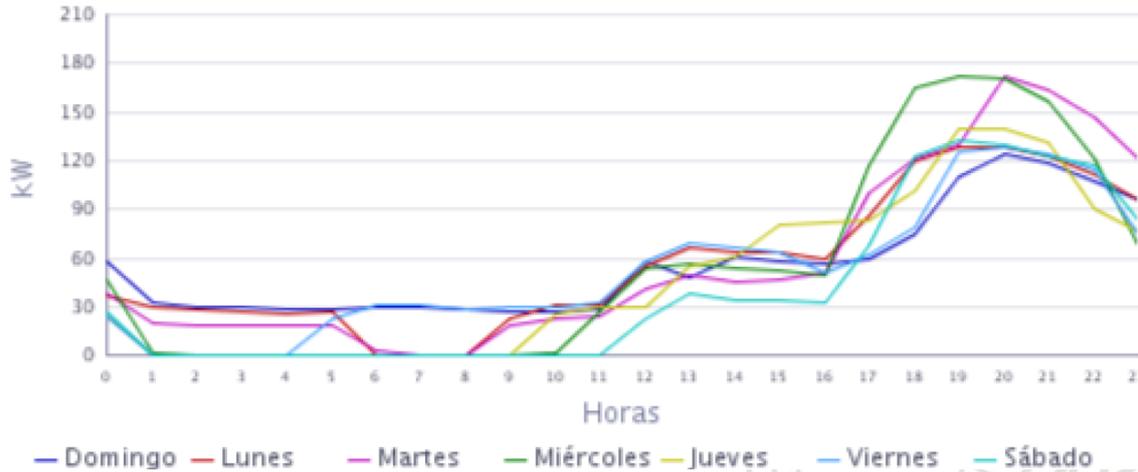
Durante el mes de octubre de 2019 se presentó un nivel de servicio de 9 horas para el suministro eléctrico en promedio día, tal como se muestra en la siguiente figura.



Figura 3-5. Horas de prestación del servicio [35].

### 6.1.1.2 Curvas de Carga

La curva de carga promedio por tipo de día para la cabecera municipal del Litoral del San Juan se observa en la siguiente figura, donde no existe diferencia significativa entre ellas, algunos desplazamientos y superposiciones es típico de los valores promedio, tal como se observa a continuación.



**Figura 3-6.** Curva Típica de Carga por tipo de día [35].

La curva de carga diaria promedio mensual para el mes de octubre de 2018 y 2019 se observa a continuación, donde se observa un desplazamiento de las curvas aproximadamente de 1 hora y un mayor valor para la demanda de potencia entre la hora 5 y la hora 14 para la curva del mes de octubre de 2018, lo cual se puede explicar por una acción de regulación en el consumo de combustible para el mes de octubre de 2019, curva que supera la demanda de potencia entre las horas 16 y 23 en comparación con la curva de octubre de 2018. El comportamiento de la demanda de potencia entre las horas 14 y 15 del mes de octubre para ambos años presentó valores muy similares. Como resultado del análisis para todo el mes la demanda de potencia cayó 0,07% en 2019 en comparación con octubre de 2018.



**Figura 3-7.** Curva de Carga diaria promedio mensual [35].

## Anexo 4

### Resolución del Ministerio de Minas y Energía (MME) sobre remuneración de SSFVI en ZNI

República de Colombia



MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

#### RESOLUCIÓN NÚMERO

( )

Por la cual se adopta el procedimiento para otorgar subsidios a usuarios del sector eléctrico en las Zonas No Interconectadas para el caso de la prestación del servicio de energía eléctrica mediante soluciones solares fotovoltaicos individuales y, se dictan otras disposiciones.

**LA MINISTRA DE MINAS Y ENERGÍA**

En uso de sus facultades legales, en especial las contenidas en el numeral 99.10 del artículo 99 de la Ley 142 de 1994, en el numeral 11 del artículo 5 del Decreto 381 de 2012 y en los artículos 2.2.3.2.6.1.2 (numeral segundo) y 2.2.3.2.6.1.8 del Decreto 1073 de 2015;

#### CONSIDERANDO:

Que el artículo 368 de la Constitución Política de Colombia establece que la Nación, entre otros, podrá conceder subsidios en sus respectivos presupuestos, para que las personas de menores ingresos puedan pagar las tarifas de los servicios públicos domiciliarios que cubran sus necesidades básicas.

Que el numeral 7 del artículo 3 de la Ley 142 de 1994, establece el otorgamiento de subsidios a las personas de menores ingresos como uno de los instrumentos de la intervención estatal en los servicios públicos.

Que en desarrollo del anteriores artículos, el Estado podrá otorgar subsidios directos o indirectos a usuarios de menores ingresos.

Que los subsidios directos son aquellos que pretenden aliviar el pago de las tarifas de servicio público que deben asumir los usuarios de menores ingresos mediante la deducción de una porción de costo de la tarifa con base en un consumo básico de subsistencia y los porcentajes que defina la normatividad vigente.

Que los subsidios indirectos, tal y como se desarrolla en el artículo 87.9 de la Ley 142 de 1994, son aquellos mediante los cuales la Nación, entre otros, permite que los usuarios de menores ingresos puedan pagar sus servicios a través de la asunción, con recursos públicos, de inversiones necesarias para la prestación del servicio que, de no haber sido asumidas de esta manera, tendrían que ser remunerada con cargo a los usuarios.

Que adicionalmente, el artículo 8.4 de la Ley 142 de 1994 indicó que la Nación tiene la competencia de *“Apoyar financiera, técnica y administrativamente a las empresas de servicios públicos o a los municipios que hayan asumido la prestación directa, así como a las empresas organizadas con participación de la Nación o de los Departamentos para desarrollar las funciones de su competencia en materia de servicios públicos y a las empresas cuyo capital pertenezca mayoritariamente a una o varias cooperativas o empresas asociativas de naturaleza cooperativa”*.

*Continuación de la Resolución "Por la cual se adopta el procedimiento para otorgar subsidios del sector eléctrico en las Zonas No Interconectadas para el caso de la prestación del servicio de energía eléctrica mediante soluciones solares fotovoltaicas individuales"*

Que el literal g del artículo 3 de la Ley 143 de 1994 indica que le corresponde al Estado "asegurar la disponibilidad de los recursos necesarios para cubrir los subsidios otorgados a los usuarios de los estratos I, II y III y los de menores ingresos del área rural, para atender sus necesidades básicas de electricidad".

Que sin perjuicio de que en la actualidad la estratificación sea un insumo utilizado para identificar a los usuarios de menores ingresos del área rural como beneficiarios de subsidios, el parágrafo del artículo 297 de la Ley 1955 de 2018 ordenó que para procurar: "[...] la eficiencia de los recursos presupuestales destinados para financiar subsidios de energía eléctrica y gas a usuarios de menores ingresos, se implementarán medidas que permitan el cruce entre la estratificación y la información socioeconómica de los usuarios como parámetro de focalización del subsidio".

Que el artículo 71 de la Ley 143 de 1994 indica que "en cumplimiento de los artículos 365 y 368 de la Constitución Nacional, el Gobierno Nacional (...), se encargará de ejecutar directamente o a través de terceros, las actividades relacionadas con la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica en zonas no interconectadas del país que no estén asignadas a otras entidades del sector eléctrico. Para el cumplimiento de esta función deberá promover las inversiones en forma eficiente, con recursos propios, del presupuesto nacional y aquellos adicionales asignados por la ley".

Que el artículo 2 de la Ley 1117 de 2006, adicionó el numeral 99.10 al artículo 99 de la Ley 142 de 1994, estableciendo que "(...) los subsidios del sector eléctrico para las Zonas No Interconectadas – ZNI, se otorgarán a los usuarios en las condiciones y porcentajes que defina el Ministerio de Minas y Energía, considerando la capacidad de pago de los usuarios en estas zonas", por lo cual le corresponde al Ministerio de Minas y Energía determinar las condiciones en que se otorgarán dichos subsidios con independencia de lo dispuesto en los numerales anteriores del artículo 99.

Que el numeral 21, artículo 2 del Decreto 381 de 2012, establece que el Ministerio de Minas y Energía debe "Identificar el monto de los subsidios que podrá dar la Nación para los servicios públicos de energía eléctrica y gas combustible, establecer los criterios de asignación de los mismos y solicitar la inclusión de partidas para el efecto en el Presupuesto General de la Nación.", así como el numeral 22 del mismo artículo, establece que el Ministerio debe "Administrar los Fondos de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos."

Que el artículo 9 de la Ley 697 de 2001, establece que el Ministerio de Minas y Energía formulará los lineamientos de las políticas, estrategias e instrumentos para el fomento y la promoción de las fuentes no convencionales de energía, con prelación en las ZNI.

Que como parte del componente de equidad del Plan Nacional de Desarrollo 2018-2020, concretamente en el marco del "Pacto por la calidad y eficiencia de servicios públicos: agua y energía para promover la competitividad y el bienestar de todos", el Gobierno Nacional consideró necesaria la reducción en la brecha de acceso al servicio de energía eléctrica, razón por la cual trazó como meta durante el cuatrienio la electrificación de, como mínimo, cien mil usuarios nuevos. Que aunado a eso, dentro del mismo "Pacto por la calidad y eficiencia de servicios públicos: agua y energía para promover la competitividad y el bienestar de todos", el Gobierno Nacional identificó la conveniencia de que el cierre de brecha en acceso al servicio de energía incorpore el uso de Fuentes No Convencionales Energía en los términos de la Ley 1715 de 2014, razón por la que indicó que el "(...) MinEnergía y sus entidades adscritas promoverán el desarrollo de nuevos mecanismos para la ampliación de cobertura y la promoción de las FNCE, buscando motivar e incorporar la participación privada en la prestación del servicio en las zonas hoy sin cobertura (...)". Que el artículo 287 de la Ley 1955 de 2019, por la cual se adopta el Plan Nacional de Desarrollo, indicó que "(...) el suministro de energía eléctrica a un domicilio mediante soluciones individuales de generación, se considera como servicio público domiciliario de energía eléctrica en ZNI".

Continuación de la Resolución "Por la cual se adopta el procedimiento para otorgar subsidios del sector eléctrico en las Zonas No Interconectadas para el caso de la prestación del servicio de energía eléctrica mediante soluciones solares fotovoltaicas individuales"

Que a octubre de 2019, con recursos del FAZNI y el IPSE se han instalado y puesto en operación cerca de dieciocho mil (18.000) soluciones solares fotovoltaicas individuales ("SSFVI") con almacenamiento, con el fin de cerrar la brecha en cobertura del servicio de energía eléctrica y propender por la universalización del servicio en el país.

Que en razón a lo dispuesto en el Plan Nacional de Desarrollo 2018 – 2022 en relación con los servicios públicos domiciliarios y la utilización de las SSFVI para tales efectos, junto con la existencia de la necesidad de procurar por la sostenibilidad de las soluciones indicadas en el anterior considerando, así como de aquellas que a futuro se instalen con recursos del FAZNI, resulta necesario establecer los términos, condiciones y procedimientos necesarios para el reconocimiento de subsidios a dichos usuarios.

Que con el fin de garantizar la sostenibilidad de proyectos de SSFVI con almacenamiento se requiere, durante su vida útil, i) contar con mecanismos que permitan, la Reposición de Baterías, Inversores, Controladores, Páneles, y; ii) establecer el componente subsidiable de la Administración, Operación y Mantenimiento de las SSFVI, de tal manera que el servicio atienda los principios de eficiencia, calidad, continuidad, adaptabilidad, neutralidad, solidaridad y equidad indicados en el artículo 6 de la Ley 143 de 1994.

Que para maximizar los principios de eficiencia, equidad y adaptabilidad previamente indicados, la Reposición de las Baterías necesarias para la calidad y continuidad en la prestación del servicio al usuario, es necesario reconocer que este tipo de soluciones son susceptibles a rápidos cambios tecnológicos que, de manera imprevisible, pueden reducir significativamente sus costos o mejorar sustancialmente sus condiciones de servicio.

Que en tal virtud, no incorporar el costo de dichas Reposiciones en la Administración, Operación y Mantenimiento maximiza los aludidos principios en tanto i) es eficiente ya que permite capturar con mayor precisión el adecuado costo de las Reposiciones sujetas al cambio tecnológico, ii) es equitativo ya que, al acotar el costo adecuado de tales Reposiciones, se puede optimizar el retorno social de dichos recursos públicos, y iii) es adaptable al cambio tecnológico en tanto que evita comprometerse anticipadamente a tecnologías que, a la postre, pueden no incorporar los avances de mercado existentes al momento.

Que mediante la Resolución CREG 091 de 2007, complementada por la resolución CREG 072 de 2013, la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG estableció las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica, y las fórmulas tarifarias generales para determinar el costo unitario de prestación del servicio público de energía eléctrica en Zonas No Interconectadas - ZNI.

Que en virtud del artículo 24.4 de la Resolución CREG 091 de 2007, complementada por la resolución CREG 072 de 2013, determinó el cargo máximo para la remuneración del componente de Administración, Operación y Mantenimiento de proyectos fotovoltaicos individuales con o sin almacenamiento, el cual se encuentra denominado en función de la capacidad instalada de cada solución y no en virtud del consumo efectivo mensual.

Que la Resolución CREG 072 de 2013 estableció un costo máximo diferencial del componente de Administración, Operación y Mantenimiento de la actividad de generación para SSFVI, indicando que "(...) para los sistemas solares fotovoltaicos individual DC, individual AC y centralizado aislado será de 188,06 \$/Wp-mes (\$ de diciembre de 2006). Para sistemas solares fotovoltaicos centralizados aislados a red sin acumulación será de 4,35 \$/Wp-mes (\$ de diciembre de 2006)".

Que la CREG en concepto S - 2019 – 002916 del 21 de mayo de 2019 sostuvo que:

*"En ese sentido, los gastos de Administración, Operación y Mantenimiento de sistemas solares fotovoltaicos individual DC, individual AC y centralizado aislado, determinados en*

Continuación de la Resolución "Por la cual se adopta el procedimiento para otorgar subsidios del sector eléctrico en las Zonas No Interconectadas para el caso de la prestación del servicio de energía eléctrica mediante soluciones solares fotovoltaicas individuales"

el numeral 24.4 del artículo 24 de la Resolución CREG 091 de 2007, consideran los gastos propios de mantenimiento y operación, y **los de reemplazo de baterías**. Finalmente, los componentes a los que se hace referencia en su consulta, específicamente **el controlador y el inversor de corriente, son tenidos en cuenta en el cálculo del componente de inversión**, tal como se evidencia en la sección 5.1 del documento de referencia para la determinación de los costos de inversión, Manuales sobre energía renovable: Solar Fotovoltaica".

Que de conformidad con el segundo inciso del artículo 287 de la Ley 1955 de 2019, Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022, "(...) Los recursos del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas (FAZNI), y del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas (FAER) se podrán utilizar para la Reposición de los activos necesarios para la prestación de este servicio".

Que el artículo 2.2.3.3.2.2.2.6. del Decreto 1073 de 2015 indica que "Los activos que se construyan con los recursos del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas, FAZNI, podrán ser aportados al Operador de Red o la Empresa que se responsabilizará de la operación comercial, que brindó concepto técnico y financiero favorable al plan, programa o proyecto de acuerdo con los lineamientos establecidos en los Decretos 387 y 388 de 2007 y aquella normatividad que la modifique, sustituya o complemente y en aplicación a lo dispuesto en el artículo 87.9 de la Ley 142 de 1994, modificado por el artículo 143 de la Ley 1151 de 2007, subrogado por el artículo 99 de la Ley 1450 de 2011 y aquella norma que la modifique o sustituya".

Que el artículo 2.2.3.3.2.2.3.7 del Decreto Único Reglamentario del Sector Minas y Energía 1073 de 2015, creado por el artículo 7° del Decreto 1623 de 2015, a su vez modificado por el artículo 6° del Decreto 1513 de 2016, señala que el Ministerio de Minas y Energía podrá aprobar la ampliación o modernización de cobertura en las ZNI con recursos FAZNI, para lo cual podrá solicitar al IPSE la viabilidad técnica y financiera de los proyectos.

Que en desarrollo de lo facultado en el Plan Nacional de Desarrollo, el FAZNI y otros fondos, podrán asumir los costos de la Reposición de Paneles, Baterías, Controladores e Inversores de SSFVI, razón por la cual, en el marco del citado artículo 87.9 de la ley 142 de 1994, la remuneración del costo de tales Reposiciones no se trasladará al usuario.

Que las Resoluciones 091 de 2007 y 072 de 2013 se produjeron bajo el supuesto de que todas las inversiones serían asumidas por el Prestador del Servicio con cargo a la tarifa, por lo que se incluyeron dentro del cargo máximo de los componentes tarifarios de inversión y Administración, Operación y Mantenimiento de la actividad de generación de SSFVI, los costos de inversión y Reposición.

Que en consecuencia, tanto en el escenario en que la inversión inicial como las Reposiciones, indistintamente, sean asumidas con recursos públicos, los cargos máximos establecidos para tales actividades no pueden ser aplicables.

Que conforme a lo establecido en el artículo 71 de la Ley 143 de 1994, y en consideración a que las Resoluciones 091 de 2007 y 072 de 2013 no desarrollan la regla contenida en el artículo 87.9 de la Ley 142 de 1994, según la cual "las Comisiones de Regulación establecerán los mecanismos necesarios para garantizar la reposición y mantenimiento de estos bienes" refiriéndose a bienes aportados con recursos públicos cuando se presente dicha situación, aunado a lo indicado en el literal d) del artículo 22 y el artículo 24.5 de la Resolución 091 de 2007, el cargo máximo autorizado deberá solicitarse caso a caso a la CREG por los respectivos Prestador del Servicios.

Que mediante concepto E – 003091 del 19 de marzo de 2019, la CREG confirmó que:

Continuación de la Resolución "Por la cual se adopta el procedimiento para otorgar subsidios del sector eléctrico en las Zonas No Interconectadas para el caso de la prestación del servicio de energía eléctrica mediante soluciones solares fotovoltaicas individuales"

*(...) de considerar que la solución energética implementada no se encuentra prevista en lo descrito en la regulación, de conformidad con lo previsto en el literal d) del artículo 22 y el numeral 24.5 del artículo 24 de la Resolución CREG 091 de 2007, podrá solicitársele a la Comisión **la definición de los costos de inversión y la remuneración de los gastos de Administración, Operación y Mantenimiento de sistemas híbridos y otras tecnologías de generación que no se encuentren definidos en dicha resolución:***

*(...)*

*En ese contexto, para determinar los costos de inversión y la remuneración de los gastos de Administración, Operación y Mantenimiento, **la empresa interesada puede presentar ante la Comisión una solicitud conforme a lo previsto en los artículos 15 y 16 del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo, con el fin de dar inicio a una actuación administrativa de carácter particular.***

Que de esta manera, el costo de inversión y Administración, Operación y Mantenimiento de SSFVI cuando con el FAZNI y otros fondos se asume la Reposición, se reducirá, teniendo en cuenta que el mismo no guarda relación alguna con el tamaño de los paneles ni con la potencia (Wp) de los mismos, en tanto los criterios que determinan estos costos tienden a ser la dispersión de los usuarios, costos de transporte, nómina, entre otros.

Este entendimiento fue confirmado por la CREG en el previamente citado concepto S - 2019 - 002916 del 21 de mayo de 2019, en el que indicó que:

*"Ahora bien, con respecto a los costos de operación y mantenimiento de este tipo de sistemas con acumulación, en la sección 5.1 del mismo documento en referencia, se menciona:*

*"(...) Los costos de mantenimiento y operación son aquellos en los que se debe incurrir durante toda la vida útil de los equipos para conservar en buenas condiciones el sistema fotovoltaico. Normalmente, el mantenimiento de los sistemas fotovoltaicos no es más que la limpieza adecuada de los equipos, especialmente los paneles fotovoltaicos, y el reemplazo oportuno del agua de las baterías: por lo tanto, los costos de mantenimiento **son muy bajos y representan un 3-5% del costo total del sistema a lo largo de toda su vida útil.***

*Los costos de reemplazo son aquellos en los que se debe incurrir cuando las baterías llegan al fin de su vida útil. Generalmente, esto sucede después de 3 - 5 años de uso, pero depende en buena medida del mantenimiento y de los ciclos de carga/descarga a los que fue sometida la batería. Estos costos representan un 20-27% de los costos totales del sistema a lo largo de toda su vida útil (...)"*

Que la Resolución 091 de 2007 definió pero no desarrolló el concepto de Distribución de Energía Eléctrica sin red Física en ZNI, indicando que el mismo corresponde a "el suministro del servicio de disponibilidad de energía eléctrica o de potencia, a través de redes humanas de servicio, para ser generada o estar disponible en el domicilio del usuario".

Que a través de la implementación de la presente resolución, se reduce el costo de prestación del servicio con SSFVI, lo cual viabiliza el cumplimiento de los objetivos de equidad y acceso a la energía establecidos en el Plan Nacional de Desarrollo.

Que considerando el rápido progreso tecnológico de SSFVI en el marco del principio de adaptabilidad, la presente resolución establece un régimen para la cobertura de Reposiciones a usuarios beneficiados con SSFVI de propiedad de la Nación por cinco (5) años, tiempo que permite reevaluar el esquema en un mediano plazo, de tal manera que se adopten las eficiencias que el cambio tecnológico pueda ofrecer a este tipo de soluciones.

Continuación de la Resolución "Por la cual se adopta el procedimiento para otorgar subsidios del sector eléctrico en las Zonas No Interconectadas para el caso de la prestación del servicio de energía eléctrica mediante soluciones solares fotovoltaicas individuales"

Que las SSFVI instaladas con recursos públicos deben contar con garantías provistas por el fabricante, con las cuales se deberán cubrir Reposiciones antes de acudir a los mecanismos previstos en esta resolución.

Que el artículo 29 de la Ley 1955 de 2019 establece que el Ministerio "en su calidad de administrador de los recursos destinados al pago de subsidios, a la ampliación de cobertura y a la mejora de calidad, entre otros, para la asignación de dichos recursos, además de la información reportada por los prestadores al Sistema Único de Información (SUI) podrá solicitar directamente a los prestadores del servicio público de energía la información que requiera, efectuar visitas, adelantar auditorías y realizar todas las gestiones necesarias para verificar la destinación de los recursos asignados".

Que como la Resolución 091 de 2007 cuenta con más de 12 años desde que fue expedida, su contenido relacionado con SSFVI no se ha adaptado al rápido cambio tecnológico que este tipo de soluciones ha sufrido, razón por la cual, en el marco del principio de adaptabilidad indicado en la Ley 143 de 1994, ésta será utilizada como un instrumento de referencia.

Que la interventoría de los proyectos de SSFVI contratados por el Ministerio de Minas y Energía es un componente de su sostenibilidad, en tanto ofrece herramientas técnicas para hacer el seguimiento y control de su adecuada instalación.

Que si bien la interventoría de estos proyectos ha sido contratada por el ejecutor con cargo a recursos del FAZNI, se considera que para procurar por la independencia del interventor, es una mejor práctica que el interventor sea contratado por el Ministerio con recursos del FAZNI.

#### RESUELVE:

#### CAPÍTULO I. DEFINICIONES

**Artículo 1. Definiciones.** Para la interpretación y aplicación de esta Resolución, se tendrán en cuenta las siguientes definiciones:

**Administración, Operación y Mantenimiento:** Labores en las que se debe incurrir durante la vida útil de una SSFVI, para conservarla en buenas condiciones. Para efectos de esta Resolución, se entiende que la Administración, Operación y Mantenimiento no incluye las Reposiciones.

**Asegurador:** Persona contratada para asumir la cobertura de uno o varios de los riesgos indicados en el artículo 2.2.1.2.3.1.1. y siguientes del Decreto 1082 de 2015.

**Inversor:** Sistema que transforma la corriente eléctrica directa en corriente alterna.

**Baterías:** Dispositivo que consiste en una o más celdas electroquímicas que pueden convertir la energía química almacenada en electricidad.

**Cargo Máximo SSFVI:** Cargo Máximo que incluye los componentes que serán remunerados a un prestador de SSFVI en ZNI en los términos del artículo 4 de la presente Resolución.

**Comercialización.** Actividad que captura los costos de comercializar energía a usuarios en ZNI con SSFVI, cuyo cargo máximo le corresponde determinar a la CREG..

**Controlador:** Dispositivo de optimización y control de carga de la Batería.

**Garantía:** Aquella prevista en el literal 5 del artículo 5 de la Ley 1480 de 2011, o la norma que lo modifique, adicione o sustituya, respecto de uno o varios de los equipos que componen una SSFVI.

**Garante:** Persona deudora de la Garantía.

**Panel:** Conjunto de celdas solares interconectadas que generan energía.

**Póliza:** Contrato de seguro que cubre uno o varios de los riesgos indicados en el artículo 2.2.1.2.3.1.1. y siguientes del Decreto 1082 de 2015.

Continuación de la Resolución "Por la cual se adopta el procedimiento para otorgar subsidios del sector eléctrico en las Zonas No Interconectadas para el caso de la prestación del servicio de energía eléctrica mediante soluciones solares fotovoltaicas individuales"

**Prestador o Prestador del Servicio:** Empresa de servicios públicos domiciliarios o entidad territorial que presta el servicio público de energía eléctrica a usuarios atendidos con SSFVI en ZNI.

**Reposición (es):** Compraventa y reemplazo por fallas o desgaste, según su vida útil, de los siguientes equipos: Baterías, Inversores, Controladores, Paneles.

**Recursos Públicos:** Presupuesto de cualquier entidad estatal (nacional o territorial), distinto de recursos destinados al pago de subsidios para servicio público de energía eléctrica.

**Solución Solar Fotovoltaica Individual (SSFVI):** Sistema de generación fotovoltaico no interconectado a la red, que atiende a un usuario de manera individual.

**SUI:** Sistema Único de Información administrado por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios según el artículo 79.36 de la Ley 142 de 1994.

**ZNI:** Zonas No Interconectadas según lo indicado en el artículo primero de la Ley 855 de 2003.

## CAPÍTULO II. OBJETO Y ALCANCE

**Artículo 2. Ámbito de aplicación.** El subsidio previsto en la presente resolución aplica para los usuarios residenciales de energía eléctrica de estratos 1, 2, y 3 pertenecientes a las ZNI, beneficiarios de la prestación del servicio público de energía mediante SSFVI.

**Parágrafo:** La presente Resolución no genera derecho ni expectativa de subsidio alguna a favor del usuario, en tanto es necesario que i) se hayan cumplido todos los requisitos que en la misma se indiquen para que proceda el pago de subsidios; y ii) se cuente con disponibilidad de recursos para ello.

**Artículo 3. Cobertura de subsidios directos.** Los subsidios directos de que trata la presente Resolución cubrirán los costos de i) Administración, Operación y Mantenimiento y; ii) costos de Comercialización asociados con la prestación del servicio público de energía con SSFVI.

## CAPÍTULO III. COSTO DEL SERVICIO Y SUBSIDIO

**Artículo 4. Cargo Máximo SSFVI cuyas Reposiciones se realicen con recursos públicos.** Todo prestador que atienda usuarios beneficiarios del subsidio indicado en la presente Resolución, lo cual incluye a usuarios beneficiados con proyectos SSFVI que no fueron instalados con Recursos Públicos, deberá solicitar a la CREG el Cargo Máximo SSFVI que aplica para los usuarios que atiende. La decisión de la CREG deberá ser comunicada mediante oficio a la Dirección de Energía Eléctrica del Ministerio de Minas y Energía por parte del prestador, como requisito para que proceda el giro de subsidios.

Para el otorgamiento del subsidio, el Cargo Máximo SSFVI deberá denominarse en unidades que reflejen los costos de Administración, Operación y Mantenimiento y discriminar, de manera separada, los costos que tuvo en cuenta para este componente, considerando los elementos particulares del área donde se presta el servicio, dispersión de usuarios, características geográficas, distancias logísticas, costos de transporte y personal, entre otros.

**Artículo 5. Aplicación del Cargo Máximo SSFVI y el Subsidio.** Para el otorgamiento del subsidio, el Cargo Máximo SSFVI y el valor de subsidio que se podrá entregar a los usuarios residenciales de energía eléctrica pertenecientes a las ZNI, beneficiados con SSFVI, deberá incluir las siguientes reglas:

- a) El subsidio que reconocerá el Ministerio a usuarios beneficiarios de lo indicado en la presente resolución se calculará de la siguiente manera:

$$SUB = CM_{ssfvi} * 0.8$$

Continuación de la Resolución "Por la cual se adopta el procedimiento para otorgar subsidios del sector eléctrico en las Zonas No Interconectadas para el caso de la prestación del servicio de energía eléctrica mediante soluciones solares fotovoltaicas individuales"

SUB	Subsidio que reconocerá el Ministerio según lo indicado en la presente resolución.
CM <sub>ssfvi</sub>	Cargo Máximo SSFVI que apruebe la CREG, de conformidad con lo dispuesto por el artículo 4.

- b) Por cuanto el costo de Administración, Operación y Mantenimiento no depende de la potencia instalada en cada SSFVI, el valor del subsidio mensual por usuario que resulte de la fórmula indicada en el literal a) del presente artículo no será superior a cincuenta y ocho mil pesos (\$58.000).

En aquellos casos en los que el valor que arroje la fórmula indicada en el literal a) del presente artículo sea superior al valor indicado en el literal b), la empresa que preste el servicio a los usuarios beneficiados con el subsidio previsto en la presente resolución, podrá presentar una solicitud al Ministerio de Minas y Energía para que revise el monto de subsidios que otorgará a los correspondientes usuarios. Esta revisión evaluará, entre otros, la capacidad fiscal del FSSRI para otorgar este subsidio.

La aplicación de este literal no genera derecho o expectativa alguna a cargo del usuario y el prestador del servicio interesado.

- c) El valor del subsidio mensual se actualizará año a año según la siguiente ecuación:

$$VA = VI * \frac{IPCdic_i}{IPCvig}$$

Donde,

VA= Valor Actualizado

VI = Valor Inicial

IPC<sub>dic</sub> = Valor del Índice de Precios al Consumidor certificado por el DANE para el 31 de diciembre para el periodo *i*

IPC<sub>vig</sub> = Valor del Índice de Precios al Consumidor certificado por el DANE para la fecha de vigencia de la presente resolución.

*i* = Año calendario respecto de cual se aplica la fórmula.

**Parágrafo:** Una vez el Ministerio haya validado que el Prestador del Servicio cumple con requisitos indicados en la presente Resolución, así como en los demás dispuestos en las normas vigentes sobre reconocimiento de subsidios en ZNI, concretamente aquellos que procedan según la Circular MME 4020 de 2018, el giro de subsidios que le corresponda a los usuarios que atiende, se reconocerá trimestralmente, iniciando desde el siguiente periodo trimestral al que cumpla dichos requisitos.

#### CAPÍTULO IV. REPOSICIONES

**Artículo 6. Reposiciones.** Las Reposiciones podrán ser asumidas con cargo al FAZNI, Sistema General de Regalías y/o OCAD Paz, entre otras fuentes de Recursos Públicos, distintas a subsidios provenientes del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos (FSSRI). Para el caso de SSFVI instaladas con recursos de entidades territoriales, las reposiciones también podrán ser asumidas por éstas.

Los activos susceptibles de Reposición con Recursos Públicos son:

Continuación de la Resolución "Por la cual se adopta el procedimiento para otorgar subsidios del sector eléctrico en las Zonas No Interconectadas para el caso de la prestación del servicio de energía eléctrica mediante soluciones solares fotovoltaicas individuales"

- a) Baterías
- b) Inversores
- c) Controladores
- d) Paneles

Las Reposiciones de dichos activos con Recursos Públicos procederán únicamente cuando se cumplan los siguientes criterios:

- a) Que la SSFVI haya sido instalada con Recursos Públicos o cofinanciada con estos en más de un 50%.
- b) Haya transcurrido el plazo de vigencia de cobertura de las Garantías, Pólizas o mecanismos de cobertura de los equipos o éstas no hayan perdido eficacia por su indebida gestión.
- c) Que La SSFVI no cuente con una garantía contra todo riesgo.
- d) Que la garantía contra todo riesgo con la que cuente la SSFVI no cubra la causa que desata la necesidad de Reposición.
- e) La necesidad de Reposición no sea imputable al usuario.
- f) La necesidad de Reposición no sea imputable al Prestador del Servicio.

**Parágrafo:** El Ministerio de Minas y Energía - como administrador del FAZNI - y el IPSE, evaluarán mecanismos de abastecimiento estratégico y centralizado de los activos a reponer, con el fin de obtener beneficios de economía de escala a nivel de precio, logística, condiciones de cobertura y garantía, entre otros.

**Artículo 7. Viabilización de las Reposiciones.** El IPSE, en ejercicio de sus funciones indicadas en los numerales 4, 5, y 6 del artículo 5 del Decreto 257 de 2004, determinará las condiciones técnicas que deberán evaluarse para la viabilidad de las Reposiciones. Entre otros factores, el IPSE deberá determinar la capacidad instalada mínima que deberá tener una SSFVI para que pueda acceder a las Reposiciones con cargo a Recursos Públicos. La promulgación de dichas condiciones por parte del IPSE será un requisito previo para acceder a las Reposiciones previstas en esta Resolución. Todas las Reposiciones que se presenten a evaluación del FAZNI deberán surtir un proceso de viabilización ante el IPSE.

**Parágrafo Primero.** Será un requisito para la viabilización de este tipo de Reposiciones, que el Prestador del Servicio certifique que se cumplen los criterios indicados en el artículo 6. Es responsabilidad del Prestador del Servicio la debida gestión de las Garantías y Pólizas.

En aquellos casos en que haya Garantías, Pólizas o cualquier tipo de coberturas de los equipos que conforman los SSFVI, o el Prestador del Servicio haya solicitado reposición de algún activo frente al garante o asegurador y se haya negado la aplicación de la garantía, el FAZNI podrá asumir la Reposición subrogándose al derecho a recibir el pago de la garantía, póliza o cobertura, según el caso. Los recursos recibidos ingresarán al FAZNI conforme al artículo 2.2.3.3.2.1. del Decreto 1073 de 2015.

**Parágrafo Segundo:** En el evento que la pérdida de la cobertura o la exclusión de responsabilidad del Garante o Asegurador, sea imputable al Prestador del Servicio, o cualquier parte afiliada o dependiente del Prestador del Servicio, entre estos sus subcontratistas, el Prestador del Servicio deberá asumir los costos de las Reposiciones, sin que lo pueda trasladar al usuario.

**Artículo 8. Priorización de Reposiciones.** En el término de 6 meses a partir de entrada en vigencia de la presente resolución, se actualizará la fórmula de los *Criterios para la asignación de*

Continuación de la Resolución "Por la cual se adopta el procedimiento para otorgar subsidios del sector eléctrico en las Zonas No Interconectadas para el caso de la prestación del servicio de energía eléctrica mediante soluciones solares fotovoltaicas individuales"

recursos de los que trata el artículo 2 de la Resolución MME 41208 de 2016 "por la cual se establecen los parámetros para la asignación de recursos del FAZNI", en la que se consideren los criterios de priorización de las Reposiciones.

#### **CAPÍTULO V - IMPLEMENTACIÓN Y MECANISMOS DE VALIDACIÓN DEL SUBSIDIO**

**Artículo 9. Cumplimiento del Sistema Único de Información - SUI.** Para el giro de los subsidios aplicables a las SSFVI de los que trata esta Resolución, los Prestadores del Servicio deberán haber reportado oportunamente, según la normatividad aplicable, la información solicitada a través del SUI, el cual deberá ajustarse para permitir el cargue de este tipo de información.

El Prestador del Servicio y sus administradores en su calidad de administradores de recursos públicos serán responsable civil, fiscal, disciplinaria y penalmente, conforme a la normatividad vigente, de que la información cargada al SUI sea veraz y completa, para lo cual suscribirán una certificación indicando que la información reportada es fidedigna de la realidad de la prestación del servicio para el periodo reportado.

Sin perjuicio de lo anterior, el Ministerio de Minas y Energía, en desarrollo del artículo 29 de la Ley 1955 de 2018, con el apoyo de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, los entes de control y la Fiscalía General de la Nación, tomarán las medidas necesarias, en especial analítica de datos, para corroborar la veracidad y consistencia de la información reportada sobre la prestación del servicio.

**Parágrafo:** Como requisito para cargar la información al SUI, el Prestador del Servicio que atienda a usuarios beneficiados por SSFVI deberá certificar para cada respectivo trimestre que i) la infraestructura con la cual presta el servicio se encuentra en adecuado estado de operatividad y ii) el usuario recibió el servicio durante el respectivo periodo en cumplimiento de los estándares de calidad y continuidad establecidos por la normatividad vigente.

**Artículo 10. Aplicación de los subsidios.** La presente Resolución aplica para los subsidios causados con posterioridad a su entrada en vigencia, siempre y cuando el prestador ya haya obtenido de la resolución de la CREG que defina el Cargo Máximo SSFVI indicado en el artículo 4. El pago de subsidios será procedente una vez el Ministerio haya determinado el monto de los subsidios a girar de acuerdo con esta Resolución. Dichos pagos se reconocerán mediante resoluciones expedidas con la información trimestral reportada por los prestadores del servicio.

#### **CAPÍTULO VI. SOSTENIBILIDAD DE PROYECTOS**

**Artículo 11. Interventorías Proyectos FAZNI.** Adiciónese lo siguiente al artículo 4 de la Resolución del Ministerio de Minas y Energía 41208 de 2016:

"Artículo 4°. Interventorías.

(...)

Adicionalmente, el Ministerio de Minas y Energía con recursos del FAZNI, también podrá contratar la interventoría integral (técnica, financiera, ambiental y social) con una persona jurídica que debe contar con por lo menos cinco (5) años de experiencia en interventoría o en la construcción y montaje de proyectos del sector eléctrico, de los cuales como mínimo debe incluir un (1) año de experiencia específica en proyectos de generación o distribución de energía eléctrica.

En ninguno de los casos descritos en el presente artículo, podrá existir algún conflicto de interés entre el ejecutor del proyecto (ni ninguna de sus afiliadas, administradores,

*Continuación de la Resolución "Por la cual se adopta el procedimiento para otorgar subsidios del sector eléctrico en las Zonas No Interconectadas para el caso de la prestación del servicio de energía eléctrica mediante soluciones solares fotovoltaicas individuales"*

subordinados o Prestadoras de Servicios) y el interventor (ni ninguna de sus afiliadas, administradores, subordinados o Prestadoras de Servicios). Esta situación debe ser manifestada de manera expresa por el interventor antes de la respectiva contratación"

**Artículo 12. Vigencia.** La presente Resolución rige a partir de su fecha de publicación.



## Anexo 5

### Resultados de la simulación PvSyst

PVSYST V6.86	21/01/20	Página 1/5																												
<b>Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación</b>																														
<b>Proyecto :                    Micro_Red_CHARAMBIRA</b>																														
<b>Sitio geográfico</b>	<b>Charambirá</b>	<b>País Colombia</b>																												
<b>Ubicación</b>	Latitud 4.28° N	Longitud -77.49° W																												
Tiempo definido como	Hora Legal Huso horario UT-5	Altitud 9 m																												
	Albedo 0.20																													
<b>Datos meteorológicos:</b>	<b>Charambirá</b>	NASA-SSE satellite data 1983-2005 - Sintético																												
<b>Variante de simulación :   DOD60-20kW-110kWp-3BB</b>																														
	Fecha de simulación	21/01/20 08h29																												
<b>Parámetros de la simulación</b>	Tipo de sistema	<b>No hay escenario 3D, no hay sombreados</b>																												
<b>Orientación plano captador</b>	Inclinación	10°                    Acimut 0°																												
<b>Modelos empleados</b>	Transposición	Perez                    Difuso Perez, Meteororm																												
<b>Horizonte</b>	Sin horizonte																													
<b>Sombreados cercanos</b>	Sinsombreado																													
<b>Almacenamiento</b>	Tipo	Auto consumo, Sin reinyección de red																												
	Estrategia de carga	Cuando hay un exceso de potencia solar																												
	Estrategia de descarga	Desde que se necesita potencia																												
<b>Necesidades del usuario :</b>	Definición ext. por archivo	PARAMS_CHARAMBIRA_LOAD PROFILE_20KW.csv																												
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse; text-align: center;"> <thead> <tr> <th>Ene.</th> <th>Feb.</th> <th>Mar.</th> <th>Abr.</th> <th>May.</th> <th>Jun.</th> <th>Jul.</th> <th>Ago.</th> <th>Sep.</th> <th>Oct.</th> <th>Nov.</th> <th>Dic.</th> <th>Año</th> <th></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>10153</td> <td>9170</td> <td>10153</td> <td>9825</td> <td>10153</td> <td>9825</td> <td>10153</td> <td>10153</td> <td>9825</td> <td>10153</td> <td>9825</td> <td>10153</td> <td>119539</td> <td>kWh</td> </tr> </tbody> </table>			Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Año		10153	9170	10153	9825	10153	9825	10153	10153	9825	10153	9825	10153	119539	kWh
Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Año																		
10153	9170	10153	9825	10153	9825	10153	10153	9825	10153	9825	10153	119539	kWh																	
<b>Características del conjunto FV</b>																														
<b>Módulo FV</b>																														
Parámetros definidos por el usuario	Si-mono	Modelo <b>JKM 400M-72H-V</b>																												
Número de módulos FV	Fabricante	Jinkosolar																												
	En serie	12 módulos																												
		En paralelo 22 cadenas																												
Núm. total de módulos FV	Núm. módulos	264																												
Potencia global del conjunto	Nominal (STC)	<b>106 kWp</b>																												
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)	U mpp	441 V																												
Superficie total	Superficie módulos	<b>512 m<sup>2</sup></b>																												
		En cond. de funciona. 400 Wp																												
		Pnom unitaria 94.9 kWp (50°C)																												
		I mpp 215 A																												
		Superficie célula 451 m <sup>2</sup>																												
<b>Inversor</b>																														
Base de datos PVSyst original	Modelo	<b>Symo 15.0-3 / 208</b>																												
Características	Fabricante	Fronius USA																												
	Voltaje de funcionam.	325-850 V																												
		Pnom unitaria 15.0 kWac																												
Paquete de inversores	Núm. de inversores	6 unidades																												
		Potencia total 90 kWac																												
		Relación Pnom 1.17																												
<b>Batería</b>																														
Características del paquete de baterías	Modelo	<b>BAT702252260</b>																												
	Fabricante	Victron energy																												
	Núm. de unidades	24 en serie x 3 en paralelo																												
	Voltaje	48 V																												
	Descarga: mín. SOC	40.0 %																												
	Temperatura	Fijada (30°C)																												
		Capacidad nominal 7500 Ah (C10)																												
		Energía almacenada 222.6 kWh																												
<b>Cargador de batería</b>																														
	Modelo	Generic																												
	Potencia máx. de carga	90.0 kWdc																												
		Eficiencias máx. / EURO 97.0/95.0 %																												
<b>Inversor batería-red</b>																														
	Modelo	Generic																												
	Potencia máx. de descarga	25.0 kWac																												
		Eficiencias máx. / EURO 97.0/95.0 %																												
<b>Factores de pérdida del conjunto FV</b>																														

### Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación

Suciedad del conjunto  
 Factor de pérdidas térmicas U<sub>c</sub> (const) 29.0 W/m²K Fracción de pérdidas 2.0 %  
 Pérdida óhmica en el Cableado Res. global conjunto 35 mOhm U<sub>v</sub> (viento) 0.0 W/m²K / m/s  
 Diodos en Serie Caída de voltaje 0.7 V Fracción de pérdidas 1.5 % en STC Pérdida  
 "Light Induced Degradation" Fracción de pérdidas 0.1 % en STC LID -  
 Pérdida Calidad Módulo Fracción de pérdidas 2.0 %  
 Pérdidas de "desajuste" Módulos Fracción de pérdidas 0.0 %  
 Pérdidas de "desajuste" cadenas Fracción de pérdidas 1.0 % en MPP  
 Fracción de pérdidas 0.10%

Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE IAM = 1 - bo (1/cos i - 1) Parám. bo 0.05

### Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

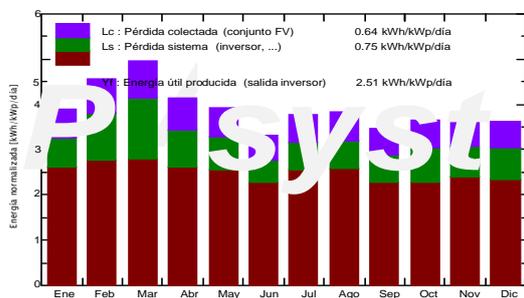
**Proyecto :** Micro\_Red\_CHARAMBIRA

**Variante de simulación :** DOD60-20kW-110kWp-3BB

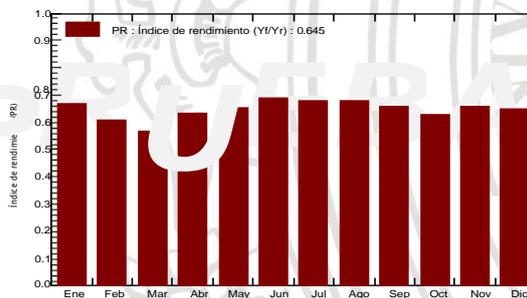
**Parámetros principales del sistema** Tipo de sistema **No hay escenario 3D, no hay sombreados**  
 Orientación Campos FV inclinación 10° acimut 0°  
 Módulos FV Modelo JKM 400M-72H-V Pnom 400 Wp  
 Conjunto FV Núm. de módulos 264 Pnom total **106 kWp**  
 Inversor Modelo Symo 15.0-3 / 208 Pnom 15.00 kW ac  
 Paquete de inversores Núm. de unidades 6.0 Pnom total **90.0 kW ac**  
 Necesidades del usuario Definición ext. por archivo PARAMS\_CHARAMBIRA\_LG.Dat Pnom total **120 MWh/año**

**Resultados principales de la simulación**  
 Producción del sistema **Energía producida 121.0 MWh/año** Producción específica 1146 kWh/kWp/año  
 Índice de rendimiento (PR) 64.48 % Fracción solar (SF) 81.04 %  
 Envejecimiento de la batería (Estado de desgasificación) 85.3% EDD estático 95.0%  
 Duración de vida de la batería 6.8 años

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 106 kWp



Índice de rendimiento (PR)



### DOD60-20kW-110kWp-3BB Balances y resultados principales

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_User	E_Solar	EUnused	EFrGrid
	kWh/m²	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
<b>Enero</b>	113.8	61.40	24.53	120.8	114.4	10.71	10.15	8.560	1.037	1.592
<b>Febrero</b>	123.2	60.50	24.96	128.0	121.5	11.27	9.17	8.194	2.137	0.976
<b>Marzo</b>	152.2	70.10	25.02	153.7	146.0	13.52	10.15	9.190	3.073	0.962
<b>Abril</b>	127.2	68.40	24.97	123.8	117.0	10.92	9.83	8.307	1.475	1.518
<b>Mayo</b>	128.3	67.00	25.13	121.8	114.8	10.73	10.15	8.404	1.233	1.749
<b>Junio</b>	106.2	60.30	25.19	99.5	93.5	8.79	9.83	7.252	0.459	2.573
<b>Julio</b>	124.6	64.50	25.32	117.1	110.4	10.34	10.15	8.391	0.815	1.762
<b>Agosto</b>	123.4	68.20	25.11	118.7	112.0	10.48	10.15	8.510	0.995	1.642
<b>Septiembre</b>	105.0	66.00	24.38	104.1	98.4	9.16	9.83	7.236	0.978	2.589
<b>Octubre</b>	111.0	65.70	23.99	112.9	106.8	9.97	10.15	7.492	1.322	2.661
<b>Noviembre</b>	104.7	60.00	23.82	109.7	103.8	9.73	9.83	7.616	1.230	2.209
<b>Diciembre</b>	106.0	59.80	24.19	112.6	106.7	10.00	10.15	7.721	1.095	2.432
<b>Año</b>	1425.6	771.90	24.72	1422.6	1345.2	125.61	119.54	96.874	15.849	22.665

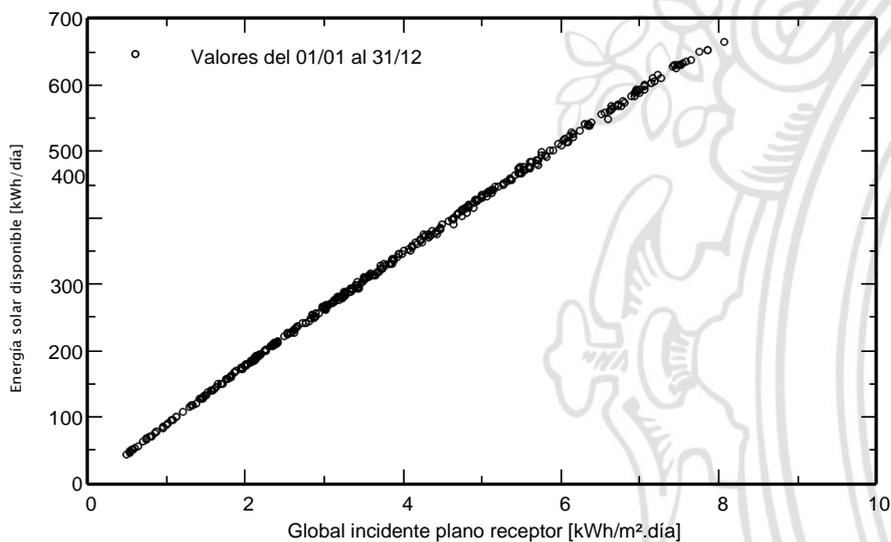
Leyendas: GlobHor Irradiación global horizontal GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados  
 DiffHor Irradiación difusa horizontal EArray Energía efectiva en la salida del conjunto  
 T\_Amb T. amb. E\_User Energía suministrada al usuario  
 GlobInc Global incidente plano receptor E\_Solar Energía del sol  
 EUnused Energía sin utilizar (batería llena, Sin inyección de red)  
 EFrGrid Energía de la red

### Sistema Conectado a la Red: Gráficos especiales

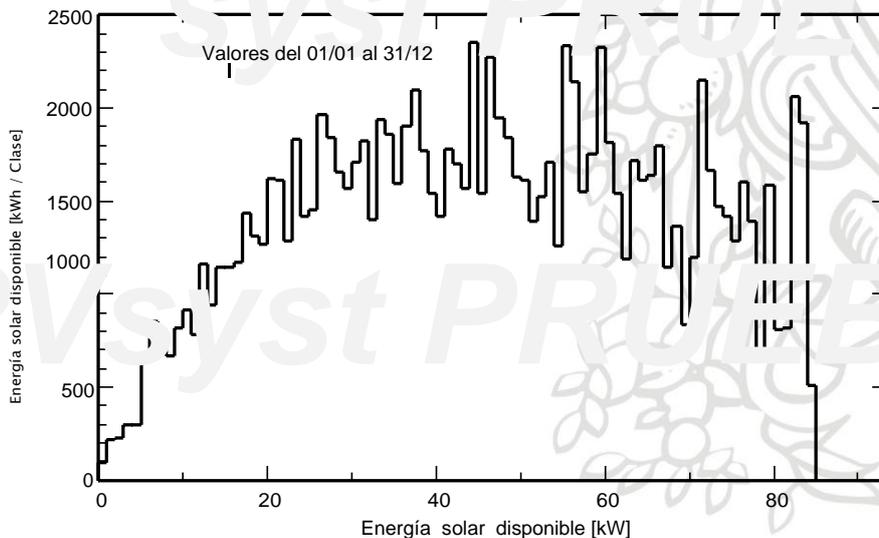
**Proyecto :** Micro\_Red\_CHARAMBIRA  
**Variante de simulación :** DOD60-20kW-110kWp-3BB

<b>Parámetros principales del sistema</b>	Tipo de sistema	<b>No hay escenario 3D, no hay sombreados</b>		
Orientación Campos FV	inclinación	10°	acimut	0°
Módulos FV	Modelo	JKM 400M-72H-V	Pnom	400 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	264	Pnom total	<b>106 kWp</b>
Inversor	Modelo	Symo 15.0-3 / 208	Pnom	15.00 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	6.0	Pnom total	<b>90.0 kW ac</b>
Necesidades del usuario	Definición ext. por archivo	PARAMS_CHARAMBIRA_L	Global	120 MWh/año

**Diagrama entrada/salida diaria**



**Distribución de la potencia de salida del sistema**

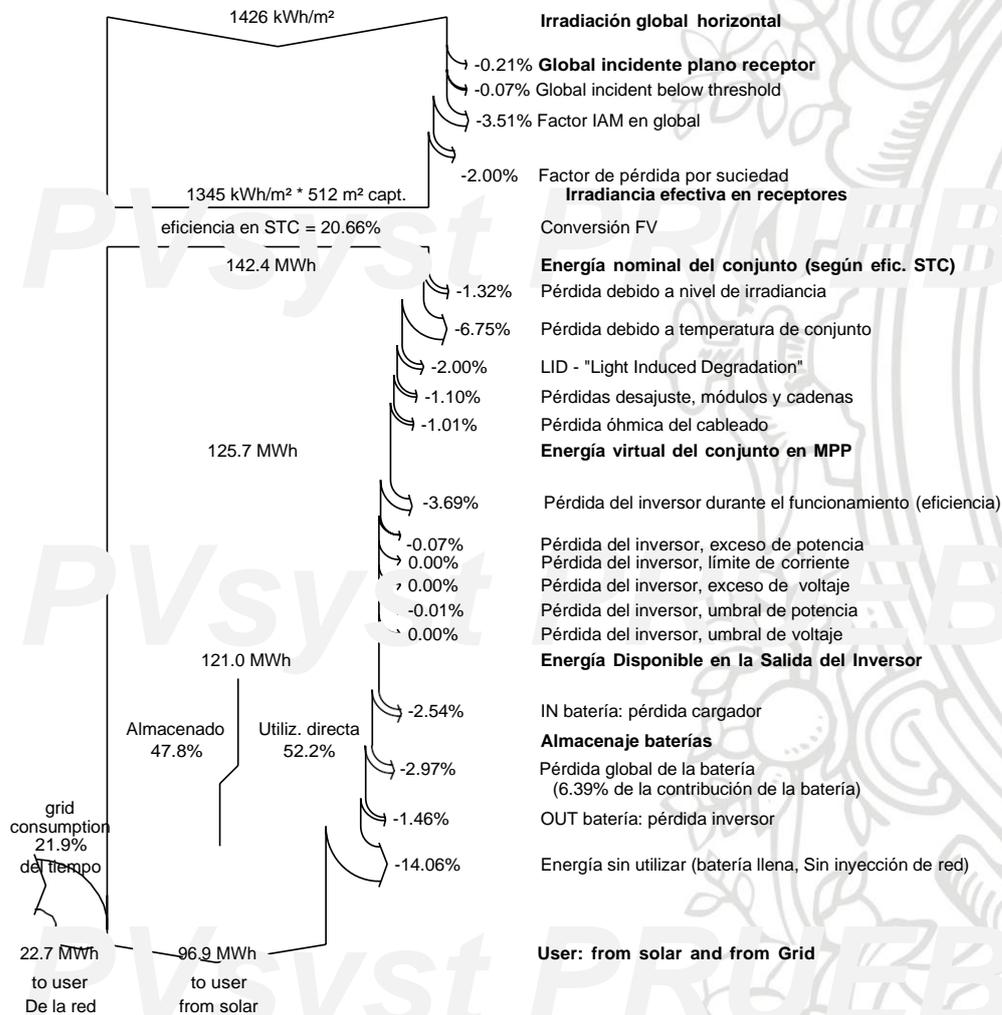


### Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

**Proyecto :** Micro\_Red\_CHARAMBIRA  
**Variante de simulación :** DOD60-20kW-110kWp-3BB

<b>Parámetros principales del sistema</b>	Tipo de sistema	<b>No hay escenario 3D, no hay sombreados</b>		
Orientación Campos FV	inclinación	10°	acimut	0°
Módulos FV	Modelo	JKM 400M-72H-V	Pnom	400 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	264	Pnom total	<b>106 kWp</b>
Inversor	Modelo	Symo 15.0-3 / 208	Pnom	15.00 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	6.0	Pnom total	<b>90.0 kW ac</b>
Necesidades del usuario	Definición ext. por archivo	PARAMS_CHARAMBIRA_LOS	Global	120 MWh/año

**Diagrama de pérdida durante todo el año**



## Anexo 6

### Fichas técnicas de los equipos seleccionados

- Modulo Solar fotovoltaico de 400 W

www.jinkosolar.com

**Jinko Solar**  
Building Your Trust in Solar

## Cheetah HC72M-V

### 380-400 vatios

MÓDULO MONO PERC

Tolerancia de alimentación positiva del 0~+3%

- Semicélula
- Mono PERC 72 células



### PERC



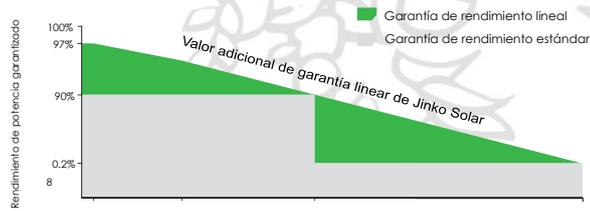


### CARACTERÍSTICAS CLAVE

- 
**Celda solar 5 Busbar**  
 La celda solar 5 busbar adopta tecnología nueva para mejorar la eficiencia de los módulos y posee un mejor aspecto estético, convirtiéndose en una opción perfecta para instalaciones en techos.
- 
**Alta eficiencia**  
 Mayor eficiencia de conversión de módulos (hasta un 19,88 %) como resultado de la estructura de semicélulas (característica de baja resistencia)
- 
**Voltaje del sistema**  
 Se aumenta el voltaje máximo a 1500 V y las cuerdas del módulo se extienden un 50%, lo que reduce el BOS total del sistema.
- 
**Resistencia a PID**  
 Excelente rendimiento anti PID, garantía de degradación de energía limitada para la producción masiva.
- 
**Rendimiento con poca luz:**  
 La textura avanzada de la superficie y del vidrio permite alcanzar un excelente rendimiento en ambientes con poca luz.
- 
**Resistencia a condiciones climáticas adversas**  
 Certificado para soportar cargas de viento (2400 pascales) y cargas de nieve (5400 pascales).
- 
**Durabilidad contra condiciones ambientales extremas**  
 Alta resistencia contra niebla salina y amoníaco con la certificación de TUV NORD.

### GARANTÍA DE RENDIMIENTO LINEAL

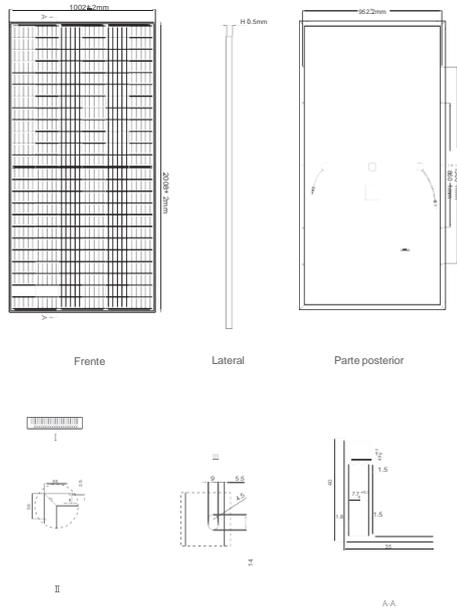
Garantía del producto de 10 años • Garantía de potencia lineal de 25 años



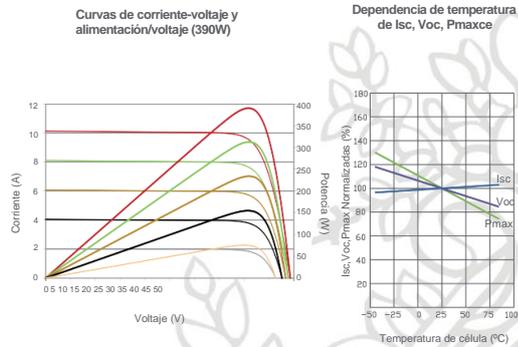
Certificación de fábrica ISO9001:2008, ISO14001:2004, OHSAS18001.

Producto con certificación IEC61730, IEC61215

## Planos de ingeniería



## Rendimiento eléctrico y dependencia de temperatura



## Características mecánicas

Tipo de celda	PERC Monocristalina 158.75x158.75mm
Cant. de celdas	144 (6x24)
Dimensions	2008x1002x40mm (79.06x39.45x1.57 inch)
Peso	22.5 kg (49.6 lbs)
Vidrio frontal	3,2 mm, capa antirreflectante, transmisión alta, bajo contenido en hierro, vidrio templado
Estructura	Aleación de aluminio anodizado
Caja de conexiones	Clasificación IP67
Cables de salida	TUV 1x4.0mm <sup>2</sup> , (+): 290 mm, (-): 145 mm o Longitud personalizada

## Configuración del embalaje

(Dos pallets = Una pila)  
26 piezas/pallet, 52 piezas/pila, 572 piezas/contenedor de HQ de 40

## ESPECIFICACIONES

Tipo de módulo	JKM380M-72H-V		JKM385M-72H-V		JKM390M-72H-V		JKM395M-72H-V		JKM400M-72H-V	
	STC	NOCT								
Alimentación máxima (Pmax)	380Wp	286Wp	385Wp	290Wp	390Wp	294Wp	395Wp	298Wp	400Wp	302Wp
Voltaje de alimentación máximo (Vmp)	40.5V	38.6V	40.8V	38.8V	41.1V	39.1V	41.4V	39.3V	41.7V	39.6V
Voltaje de alimentación máximo (Imp)	9.39A	7.42A	9.44A	7.48A	9.49A	7.54A	9.55A	7.60A	9.60A	7.66A
Voltaje con circuito abierto (Voc)	48.9V	47.5V	49.1V	47.7V	49.3V	48.0V	49.5V	48.2V	49.8V	48.5V
Corriente de cortocircuito (Isc)	9.75A	7.88A	9.92A	7.95A	10.12A	8.02A	10.23A	8.09A	10.36A	8.16A
STC de eficiencia del módulo (%)	18.89%		19.14%		19.38%		19.63%		19.88%	
Temperatura de funcionamiento (°C)					-40°C~+85°C					
Voltaje máximo del sistema					1500VDC (IEC)					
Clasificación de fusibles serie máxima					20A					
Tolerancia de alimentación					0~+3%					
Coefficientes de temperatura de Pmax					-0.36%/°C					
Coefficientes de temperatura de Voc					-0.28%/°C					
Coefficientes de temperatura de Isc					0.048%/°C					
Temperatura nominal de funcionamiento de la celda (NOCT)					45±2°C					

STC: ☀ Irradiancia 1000W/m<sup>2</sup>

Temperatura de la celda 25 °C

AM=1.5

NOCT: ☀ Irradiancia 800W/m<sup>2</sup>

Temperatura ambiente 20 °C

AM=1.5

Velocidad del viento 1 m/s

- Inversor / cargador Quattro 120 V



**Inversor/cargador Quattro 120V**

3kVA – 10kVA

Compatible con baterías de Lítio-Ion

www.victronenergy.com



Quattro  
24/5000/70-100/100

**Los circuitos de conmutación de transferencia integrados**

El Quattro puede conectarse a dos fuentes de alimentación CA independientes, por ejemplo a la red del pantalán o a un generador, o a dos generadores. Se conectará automáticamente a la fuente de alimentación activa.

**Dos salidas CA**

La salida principal dispone de la función “no-break” (sin interrupción). El Quattro se encarga del suministro a las cargas conectadas en caso de apagón o de desconexión de la red eléctrica/generador. Esto ocurre tan rápido (menos de 20 milisegundos) que los ordenadores y demás equipos electrónicos continúan funcionando sin interrupción.

La segunda salida sólo está activa cuando a una de las entradas del Quattro le llega alimentación CA. A esta salida se pueden conectar aparatos que no deberían descargar la batería, como un calentador de agua, por ejemplo.

**Potencia prácticamente ilimitada gracias al funcionamiento en paralelo**

Hasta 6 unidades Quattro pueden funcionar en paralelo. Seis unidades 48/10000/140, por ejemplo, darán una potencia de salida de 48kW / 60kVA y una capacidad de carga de 840 amperios.

**Capacidad de funcionamiento trifásico y de fase dividida**

Se pueden configurar dos unidades para salida de fase dividida y tres unidades para salida trifásica. Pero eso no es todo: hasta 6 grupos de tres unidades pueden conectarse en paralelo para lograr una potencia de inversión de 144kW / 180kVA y más de 2500 A de capacidad de carga. Para más información introduzca parallel (paralelo) en el campo de búsqueda de nuestro sitio web.

**PowerControl – En casos de potencia limitada del generador, del pantalán o de la red**

El Quattro es un cargador de baterías muy potente. Por lo tanto, usará mucha corriente del generador o de la red del pantalán (Hasta 16A por cada Quattro 5kVA a 230VAC). Se puede establecer un límite de corriente para cada una de las entradas CA. Entonces, el Quattro tendrá en cuenta las demás cargas CA y utilizará la corriente sobrante para la carga de baterías, evitando así sobrecargar el generador o la red del pantalán.

**PowerAssist – Refuerzo de la potencia del generador o de la red del pantalán**

Esta función lleva el principio de PowerControl a otra dimensión, permitiendo que el Quattro complemente la capacidad de la fuente alternativa. Cuando se requiera un pico de potencia durante un corto espacio de tiempo, como pasa a menudo, Quattro compensará inmediatamente la posible falta de potencia de la corriente del pantalán o del generador con potencia de la batería. Cuando se reduce la carga, la potencia sobrante se utiliza para recargar la batería.

**Energía solar: Potencia CA disponible incluso durante un apagón**

El Quattro puede utilizarse en sistemas FV, conectados a la red eléctrica o no, y en otros sistemas eléctricos alternativos.

**Configuración del sistema**

- En el caso de una aplicación autónoma, si ha de cambiarse la configuración, se puede hacer en cuestión de minutos mediante un procedimiento de configuración de los conmutadores DIP.
- Las aplicaciones en paralelo o trifásicas pueden configurarse con el software VE.Bus Quick Configure y VE.Bus System Configurator.
- Las aplicaciones no conectadas a la red, que interactúan con la red y de autoconsumo que impliquen inversores conectados a la red y/o cargadores solares MPPT pueden configurarse con Asistentes (software específico para aplicaciones concretas).

**Seguimiento y control in situ**

Hay varias opciones disponibles: Monitor de baterías, panel Multi Control, panel Ve. Net Blue Power, Color Control GX y otros dispositivos smartphone o tableta (Bluetooth Smart), portátil u ordenador (USB o RS232).

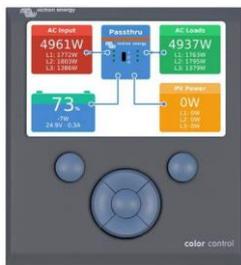
**Seguimiento y control a distancia**

Color Control GX y otros dispositivos.

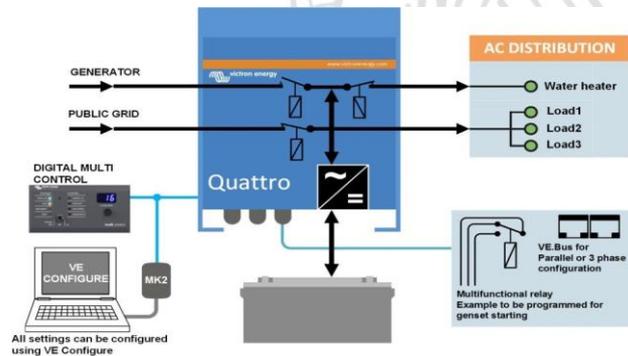
Los datos se pueden almacenar y mostrar gratuitamente en la web VRM (Victron Remote Management).

**Configuración a distancia**

Se puede acceder a los datos y cambiar los ajustes de los sistemas con un Color Control GX y otros dispositivos si está conectado a Ethernet.



Color Control GX con una aplicación FV



Quattro	48/3000/35-50/50 120V	12/5000/220-100/100 120V 24/5000/120-100/100 120V 48/5000/70-100/100 120V	48/10000/140-100/100 120V
PowerControl / PowerAssist			Si
Conmutador de transferencia integrado			Si
2 entradas CA	Rango de tensión de entrada : 90-140 VAC Frecuencia de entrada: 45 – 65 Hz Factor de potencia: 1		
Corriente máxima (A)	2x 50 A	2x 100 A	2x 100 A
<b>INVERSOR</b>			
Rango de tensión de entrada (V CC)	9,5 – 17 V 19 – 33V 38 – 66 V		
Salida (1)	Rango de tensión de entrada: 120 VAC ± 2% Frecuencia: 60 Hz ± 0,1%		
Potencia cont. de salida a 25°C / 77°F (VA) (3)	3000 VA	5000 VA	10000 VA
Potencia cont. de salida a 25°C / 77°F (W)	2400 W	4000 W	8000 W
Potencia cont. de salida a 40°C / 104°F (W)	2200 W	3700 W	6500 W
Potencia cont. de salida a 65°C / 150°F (W)	1700 W	3000 W	4500 W
Pico de potencia (W)	6000 W	10000 W	20000 W
Eficacia máxima (%)	94 %	94 / 94 / 95 %	96 %
Consumo en vacío (W)	25 W	30 / 30 / 35 W	60 W
Consumo en vacío en modo de ahorro (W)	20 W	20 / 25 / 30 W	40 W
Consumo en vacío en modo búsqueda (W)	12 W	10 / 10 / 15 W	15 W
<b>CARGADOR</b>			
Tensión de carga de 'absorción' (V CC)	57,6 V	14,4 / 28,8 / 57,6 V	57,6 V
Tensión de carga de "flotación" (V CC)	55,2 V	13,8 / 27,6 / 55,2 V	55,2 V
Modo de "almacenamiento" (V CC)	52,8 V	13,2 / 26,4 / 52,8 V	52,8 V
Corriente de carga batería casa (A) (4)	35 A	200 / 120 / 70 A	140 A
Corriente de carga batería de arranque (A)	4 A (solo modelos de 12V y 24V)		
Sensor de temperatura de la batería	Si		
<b>GENERAL</b>			
Salida auxiliar (A) (5)	32 A	50 A	50 A
Relé programable (6)	3x		
Protección (2)	a-g		
Puerto de comunicación VE.Bus	Para funcionamiento paralelo y trifásico, supervisión remota e integración del sistema		
Puerto com. de uso general (7)	Si, 2x		
On/Off remoto	Si		
Características comunes	Temperatura de funcionamiento: -40 a +65°C (-40 - 150°F)		Humedad (sin condensación): máx. 95%
<b>CARCASA</b>			
Características comunes	Material y color: aluminio (azul RAL 5012)		Categoría de protección: IP 21
Conexiones de la batería	Cuatro pernos M8 (2 conexiones positivas y 2 negativas)		
Conexión 230 V CA	Borne de tornillo de 13 mm <sup>2</sup> (6 AWG)	Pernos M6	Pernos M6
Peso (kg)	42 lb 19 kg	75 / 66 / 66 lb 34 / 30 / 30 kg	128 lb 58 kg
Dimensiones (al x an x p en mm.)	14.3 x 10.2 x 8.6	18.5 x 14.0 x 11.2	470 x 350 x 280
	362 x 258 x 218	17.5 x 13.0 x 9.6	444 x 328 x 240
		17.5 x 13.0 x 9.6	444 x 328 x 240
<b>NORMATIVAS</b>			
Seguridad	IEC 60335-1, IEC 60335-2-29, IEC 62109-1		
Emissiones / Inmunidad	EN 55014-1, EN 55014-2, EN-IEC 61000-3-2, EN-IEC 61000-3-3, IEC 61000-6-1, IEC 61000-6-2, IEC 61000-6-3		
Vehículos de carretera	Modelos 12V y 24V : ECE R10-5		
anti-isléño	Ver nuestra pagina web		

- 1) Puede ajustarse a 60 Hz; 120 V 60 Hz si se solicita  
 2) Claves de protección:  
 a) cortocircuito de salida  
 b) sobrecarga  
 c) tensión de la batería demasiado alta  
 d) tensión de la batería demasiado baja  
 e) temperatura demasiado alta  
 f) 230 V CA en la salida del inversor  
 g) ondulación de la tensión de entrada demasiado alta

- 3) Carga no lineal, factor de cresta 3:1  
 4) a 25 °C de temperatura ambiente  
 5) Se desconecta si no hay fuente CA externa disponible  
 6) Relé programable que puede configurarse como alarma general, subtensión CC o señal de arranque para el generador  
 Capacidad nominal CA: 230V/4A  
 Capacidad nominal CC: 4A hasta 35VDC, 1A hasta 60VDC  
 7) Entre otras funciones, para comunicarse con una batería BMS de Lítio-Ion

### Funcionamiento y supervisión controlados por ordenador

Hay varias interfaces disponibles:



**Panel Multi Control Digital**  
 Una solución práctica y de bajo coste de seguimiento remoto, con un selector rotatorio con el que se pueden configurar los niveles de Power Control y Power Assist.



**Mochila VE.Bus Smart**  
 Mide la tensión y la temperatura de la batería y permite monitorizar y controlar Multis y Quattros con un *smartphone* u otro dispositivo con Bluetooth.



#### Color Control GX y otros dispositivos

Proporciona monitorización y control, de forma local y remota, no [Portal VRM](#).



#### Interfaz MK3-USB VE.Bus a USB

Se conecta a un puerto USB (ver [Guía para el VEConfigure](#)).



#### Interfaz VE.Bus a NMEA 2000

Liga a dispositivo a una red electrónica marítima NMEA2000. Consulte o [guía de integración NMEA2000 e MFD](#)



**Monitor de baterías BMW-712 Smart**  
 Utilice un *smartphone* u otro dispositivo con Bluetooth para:

- personalizar los ajustes,
- consultar todos los datos importantes en una sola pantalla,
- ver los datos del historial y actualizar el *software* conforme se vayan añadiendo nuevas funciones.

- Inversor Fronius Symo

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging



SHIFTING THE LIMITS



## FRONIUS SYMO

EL FUTURO DE LA INDUSTRIA SOLAR ESTÁ AQUÍ



/ PC Board  
Proceso de reemplazo



/ SnapInverter  
Sistema de instalación



/ Integrated Data  
Comunicación



/ Superflex  
Diseño



/ Smart Grid & NEC  
Certificación 2014



/ Dynamic Peak  
Mánager



/ AFCI  
Integrado

Con rangos de potencia desde 10 kW a 24 kW, el inversor sin transformador Fronius Symo es el inversor sin transformador trifásico compacto ideal para todas las aplicaciones comerciales. El sistema de amplio rango de voltaje de entrada en CD asegura máxima flexibilidad en el diseño de cualquier sistema FV. Con su baja carga en techo, NEMA 4X y clasificación de 1000 VCD, el Fronius Symo puede ser instalado de muchas formas diferentes, incluso sobre un techo plano o estructuras metálicas. El moderno diseño está basado en el sistema de instalación SnapInverter, permitiendo instalaciones y reparaciones sencillas y seguras. Algunas funciones líderes en la industria están disponibles en el Fronius Symo, como interfaces Wi-Fi®\* y SunSpec Modbus para monitoreo y datalogging, interrupción de falla de arco en el circuito (AFCI) probada en campo, certificación NEC 2014 y la plataforma en línea para monitoreo móvil Solar.web. Fronius Symo: alimentando proyectos comerciales que duran.

### DATOS TÉCNICOS FRONIUS SYMO (TODOS LOS MODELOS)

DATOS GENERALES	ESTÁNDAR PARA TODOS LOS MODELOS SYMO	DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN ESTÁNDAR PARA TODOS LOS MODELOS SYMO
Dimensiones (ancho x alto x profundidad)	51 x 72.4 x 22.60 centímetros	AFCI y NEC 2014
Grado de protección	NEMA 4X	Desconexión de CD
Consumo durante la noche	≈ 1 W	Protección contra polaridad inversa de CD
Tipología de inversor	Sin transformador	Protección contra fallas de tierra con monitor interruptor de aislamiento
Enfriamiento	Velocidad de ventilador variable	
Instalación	Interior y exterior	
Rango de operación a temperatura ambiente	-40°F - +140°F (-40 - +60 °C)	
Humedad permitida	0 - 100 % (sin condensación)	
Terminales de conexión CD	6x CD+ y 6x CD- terminales de tornillo para cobre (sólido / trenzado / trenzado fino) o aluminio (sólido / trenzado)	
Terminales de conexión CA	Terminales de tornillo 14-6 AWG	
Certificaciones y cumplimiento de estándares (Excepto Symo 15.0 208)	UL 1741-2010, UL1998 (para funciones: AFCI y monitoreo de aislamiento), IEEE 1547-2003, IEEE 1547.1-2008, ANSI/IEEE C62.41, FCC Parte 15 A y B, NEC Artículo 690, C22. 2 No. 107.1-01 (septiembre 2001), UL1699B Issue 2-2013, CSA T11 M-07 Issue 1-2013	
Certificaciones y cumplimiento de estándares FRONIUS SYMO 15.0 208	UL 1741-2015, UL1998 (para funciones: AFCI, RCNU y monitoreo de aislamiento), IEEE 1547-2003, IEEE 1547.1-2003, ANSI/IEEE C62.41, FCC Parte 15 A y B, NEC Artículo 690, C22. 2 No. 107.1-01 (septiembre 2001), UL1699B Issue 2-2013, CSA T11 M-07 Issue 1-2013	
		<b>INTERFACES</b>
		USB (Socket) Actualización de software y datalogging via USB
		2x RS422 (RJ45 socket) Protocolo Fronius Solar Net
		<b>DISPONIBLE SÓLO CON LA TARJETA FRONIUS DATAMANAGER 2.0 (UNA TARJETA POR CADA 100 INVERSORES)</b>
		Wi-Fi*/Ethernet/Serial Estándar inalámbrico 802.11 b/g/n / Fronius Solar.web, SunSpec Modbus TCP, ISON / SunSpec Modbus RTU
		6 entradas y 4 E/S digitales Administración de carga, señales, E/S multipropósito
		*El término Wi-Fi es una marca registrada de la Alianza Wi-Fi
<b>MODELOS</b>	<b>10.0-3 208/240</b> <b>12.0-3 208/240</b> <b>10.0-3 480</b> <b>12.5-3 480</b> <b>15.0-3 208</b> <b>15.0-3 480</b> <b>17.5-3 480</b> <b>20.0-3 480</b> <b>22.7-3 480</b> <b>24.0-3 480</b>	
Peso (kg)	41.32 41.32 34.8 34.8 35.51 35.51 43.4 43.4 43.4 43.4	

### DATOS TÉCNICOS FRONIUS SYMO (10.0-3 208/240, 12.0-3 208/240, 10.0-3 480, 12.5-3 480, 15.0-3 208)

DATOS DE ENTRADA	SYMO 10.0-3 208/240	SYMO 12.0-3 208/240	SYMO 10.0-3 480	SYMO 12.5-3 480	SYMO 15.0-3 208
Potencia FV recomendada (kWp)	8.0 - 13.0	9.5 - 15.5	8.0 - 13.0	10.0 - 16.0	12.0 - 19.5
Corriente máxima de entrada utilizable (MPPT 1 / MPPT 2)		25.0 A / 16.5 A			50.0 A
Corriente máxima de entrada utilizable total (MPPT 1 + MPPT 2)		41.5 A			50.0 A
Areglo máximo de corriente de corto circuito (I.25 Inicia) (MPPT 1 / MPPT 2)		37.5 A / 24.8 A			75.0 A
Soportes para fusibles en red integrados		NA			6- y 6+
Rango de voltaje MPP	300 - 500 V		300 - 800 V	350 - 800 V	325 - 850 V
Rango de voltaje operacional	200 - 600 V		200 - 1000 V		325 - 1000 V
Voltaje de entrada máximo	600 V			1000 V	
Voltaje nominal de entrada	208 V	350 V		NA	325 V
	240 V	370 V		NA	NA
	480 V	NA	675 V	685 V	NA
Tamaño admisible de conductor de CD	AWG 14 - AWG 6 cobre directo, AWG 6 aluminio directo, AWG 4 - AWG 2 cobre o aluminio con combinador de entradas				
Número de MPPT	2				1

DATOS DE SALIDA		SYMO 10.0-3 208/240	SYMO 12.0-3 208/240	SYMO 10.0-3 480	SYMO 12.5-3 480	SYMO 15.0-3 208
Potencia máxima de salida	208 V	9995 VA	11995 VA		NA	15000 VA
	240 V	9995 VA	11995 VA		NA	
	480 V	NA		9995 VA	12495 VA	NA
Corriente continua de salida continua	208 V	27.7 A	33.3 A		NA	41.6 A
	240 V	24.0 A	28.9 A		NA	
	480 V	NA		12.0 A	15.0 A	NA
Capacidad de interruptor de CA	208 V	35 A	45 A		NA	60 A
	240 V	30 A	40 A		NA	
	480 V	NA		15 A	20 A	NA
Eficiencia máxima	208 V	97.0 %			98.1 %	97.3 %
	240 V	96.5 %			NA	96.5 %
	480 V	NA		96.5 %	97.0 %	NA
Tamaño admisible de conductor de CA		AWG 14 - AWG 6				AWG 6 directo, AWG 2 con combinador de entradas
Conexión a red ( $U_{gr}$ )		208 / 240 V		480 V Delta +N**		208 V
Frecuencia (f)		60 Hz				
Distorsión armónica total		+ 1.75 %				+ 3.5%
Factor de potencia ( $\cos \phi_{gr}$ ) predeterminado		1 (ajustable en menú oculto 0.85 - 1 ind./cap.)				

\*\*N para técnicas de detección - conductor que no lleva corriente

#### DATOS TÉCNICOS FRONIUS SYMO (15.0-3 480, 17.5-3 480, 20.0-3 480, 22.7-3 480, 24.0-3 480)

DATOS DE ENTRADA		SYMO 15.0-3 480	SYMO 17.5-3 480	SYMO 20.0-3 480	SYMO 22.7-3 480	SYMO 24.0-3 480
Potencia FV recomendada (kWp)		12.0 - 19.5	14.0 - 23.0	16.0 - 26.0	18.0 - 29.5	19.0 - 31.0
Corriente máxima de entrada utilizable (MPPT 1 / MPPT 2)		33.0 A / 25.0 A				
Corriente máxima de entrada utilizable total (MPPT 1 + MPPT 2)		51 A				
Areglo máximo de corriente de corto circuito (1.25 Imax) (MPPT 1 / MPPT 2)		49.5 A / 37.5 A				
Soportes para fusibles en red integrados		6- y 6+				
Rango de voltaje MPP		350 - 800 V	400 - 800 V	450 - 800 V	500 - 800 V	
Rango de voltaje operacional		200 - 1000 V				
Voltaje de entrada máximo		1000 V				
	Voltaje nominal de entrada	208 V		NA		
		240 V		NA		
	480 V	685 V	695 V	710 V	720 V	
Tamaño admisible de conductor de CD		AWG 14 - AWG 6 cobre directo, AWG 6 aluminio directo, AWG 4 - AWG 2 cobre o aluminio con combinador de entradas				
Número de MPPT		2				

DATOS DE SALIDA		SYMO 15.0-3 480	SYMO 17.5-3 480	SYMO 20.0-3 480	SYMO 22.7-3 480	SYMO 24.0-3 480
Potencia máxima de salida	208 V			NA		
	240 V			NA		
	480 V	14995 VA	17495 VA	19995 VA	22727 VA	23995 VA
Corriente continua de salida continua	208 V			NA		
	240 V			NA		
	480 V	18.0 A	21.0 A	24.0 A	27.3 A	28.9 A
Capacidad de interruptor de CA	208 V			NA		
	240 V			NA		
	480 V	25 A		30 A	35 A	40 A
Eficiencia máxima	208 V			98%		
	240 V			NA		
	480 V	97.0 %			97.5 %	
Tamaño admisible de conductor de CA		AWG 14 - AWG 6				
Conexión a red ( $U_{gr}$ )		480 V Delta +N**				
Frecuencia (f)		60 Hz				
Distorsión armónica total		+ 1.75 %				
Factor de potencia ( $\cos \phi_{gr}$ ) predeterminado		1 (ajustable en menú oculto 0.85 - 1 ind./cap.)				

\*\*N para técnicas de detección - conductor que no lleva corriente

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging

#### SOMOS TRES DIVISIONES CON UNA MISMA PASIÓN: SUPERAR LÍMITES.

/ No importa si se trata de tecnología de soldadura, energía fotovoltaica o tecnología de carga de baterías, nuestra exigencia está claramente definida: ser líder en innovación. Con nuestros más de 3,000 empleados en todo el mundo superamos los límites y nuestras más de 1,000 patentes concebidas son la mejor prueba. Otros se desarrollan paso a paso. Nosotros siempre damos saltos de gigante. Siempre ha sido así. El uso responsable de nuestros recursos constituye la base de nuestra actitud empresarial.

Para obtener información más detallada sobre todos los productos de Fronius y nuestros distribuidores y representantes en todo el mundo, visite [www.fronius.com](http://www.fronius.com)

- Controlador de carga

## Color Control GX

www.victronenergy.com



### Color Control GX

The Color Control (CCGX) provides intuitive control and monitoring for all Victron power systems. The list of Victron products that can be connected is endless: Inverters, Multis, Quattros, MPPT solar chargers, BMV battery monitors, Lynx Ion + Shunt and more.

### VRM Online Portal

Besides monitoring and controlling products locally on the CCGX itself, all readings are also forwarded to our free remote monitoring website: the VRM Online Portal. To get an impression, try the demo on <https://vr.victronenergy.com>. See also the screenshots below.

### Remote Console on VRM

Monitor, control and configure the CCGX remotely, over the internet. Just like standing in front of the device, everything can also be done remotely. The same functionality is also available on the local network, Remote Console on LAN.

### Automatic genset start/stop

A highly customizable start/stop system. Use state of charge, voltage, load and other parameters. Define a special set of rules for quiet times, and optionally a monthly test run.

### The heart of ESS – Energy Storage System

The CCGX is the Energy Manager in an ESS system. More information in the ESS manual: <https://www.victronenergy.com/live/ess:design-installation-manual>

### Data logging

When connected to the internet, all data is sent to the VRM Portal. When there is no internet connection available, the CCGX will store the data internally, up to 48 hours. By inserting a micro SD-card or USB stick, more data can be stored. These files can then be uploaded to the VRM Portal, or offline converted with the VictronConnect app, for analysis.

### Supported products

- Multis and Quattros, including split-phase and three-phase systems. Monitoring and control (on/off and current limiter). Changing configuration is possible (only remotely via the internet, not without an internet connection).
- BlueSolar MPPT Solar Chargers with a VE.Direct port.
- BlueSolar MPPT 150/70 and the MPPT 150/85 with VE.Can port.
- SmartSolar MPPT 150/70 and the MPPT 150/100 with VE.Can port. When multiple BlueSolar MPPTs or SmartSolar MPPTs with VE.Can are used in parallel, all the information is combined as one. See also our blog-post about [synchronizing multiple MPPT 150/70 solar chargers](#).
- BMV-700 family can be connected directly to the VE.Direct ports on the CCGX. Use the VE.Direct Cable for this.
- BMV-600 family can be connected to the VE.Direct ports on the CCGX. Requires an accessory cable.
- Lynx Ion + Shunt
- Lynx Shunt VE.Can
- Skylla-i battery chargers
- NMEA2000 tank sensors
- A USB GPS can be connected to the USB port. Location and speed will be visible on the display, and the data is sent to the VRM Portal for tracking purposes. The map on VRM will show the latest position.
- Fronius PV Inverters

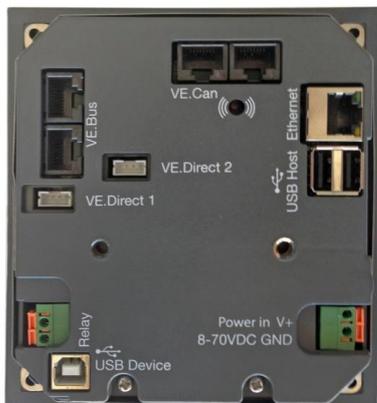
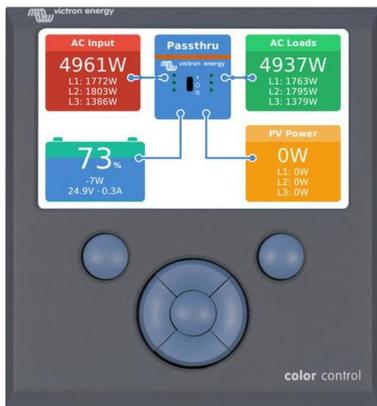
When more than two VE.Direct products must be connected, USB can be used.

### Internet connection

The CCGX can be connected to internet with an Ethernet cable and via wifi. To connect via wifi, a wifi USB accessory is required. The CCGX has no internal cellular modem: there is no slot for a sim-card. Use an off-the-shelf GPRS or 3G router instead. See the [blog post about 3G routers](#).

### Other highlights

- The CCGX can automatically update itself from the internet, when there is a new software version available.
- Multiple languages: English, Czech, German, Spanish, French, Italian, Dutch, Russian, Swedish, Turkish, Chinese, Arabic.
- Use the CCGX as a Modbus-TCP gateway to all connected Victron products. See our [Modbus-TCP FAQ](#) for more information.
- Powered by the Venus OS – embedded linux. <https://github.com/victronenergy/venus/wiki/sales-pitch>

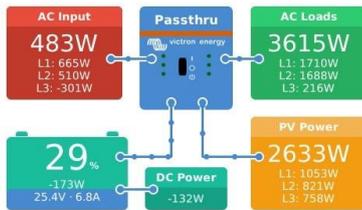


Victron Energy B.V. | De Paal 35 | 1351 JG Almere | The Netherlands  
General phone: +31 (0)36 535 97 00 | E-mail: [sales@victronenergy.com](mailto:sales@victronenergy.com)  
[www.victronenergy.com](http://www.victronenergy.com)

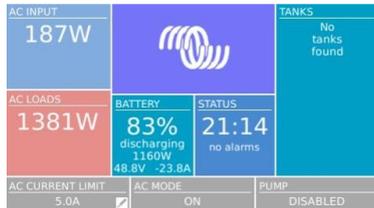


Color Control GX			
Power supply voltage range	8 – 70V DC		
Current draw	12V DC	24V DC	48V DC
Display off	140mA	80mA	40mA
Display at minimum intensity	160mA	90mA	45mA
Display at maximum intensity	245mA	125mA	65mA
Potential free contact	3A / 30V DC / 250V AC (Normally open)		
Communication ports			
VE.Direct	2 separate VE.Direct ports – isolated		
VE.Can	2 paralleled RJ45 sockets – isolated		
VE.Bus	2 paralleled RJ45 sockets – isolated		
USB	2 USB Host ports – not isolated		
Ethernet	10/100/1000MB RJ45 socket – isolated except shield		
3rd party interfacing			
Modbus-TCP	Use Modbus-TCP to monitor and control all products connected to the Color Control GX		
JSON	Use the VRM JSON API to retrieve data from the <a href="#">VRM Portal</a>		
Other			
Outer dimensions (h x w x d)	130 x 120 x 28mm		
Operating temperature range	-20 to +50°C		
Standards			
Safety	EN 60950-1:2005+A1:2009+A2:2013		
EMC	EN 61000-6-3, EN 55014-1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-1, EN 55014-2		
Automotive	E4-10R-053535		

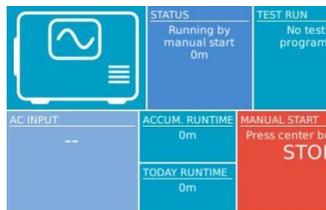
#### Overview - Multi with PV Inverter on output



#### Mobile & boat overview



#### Genset control page



#### Main menu

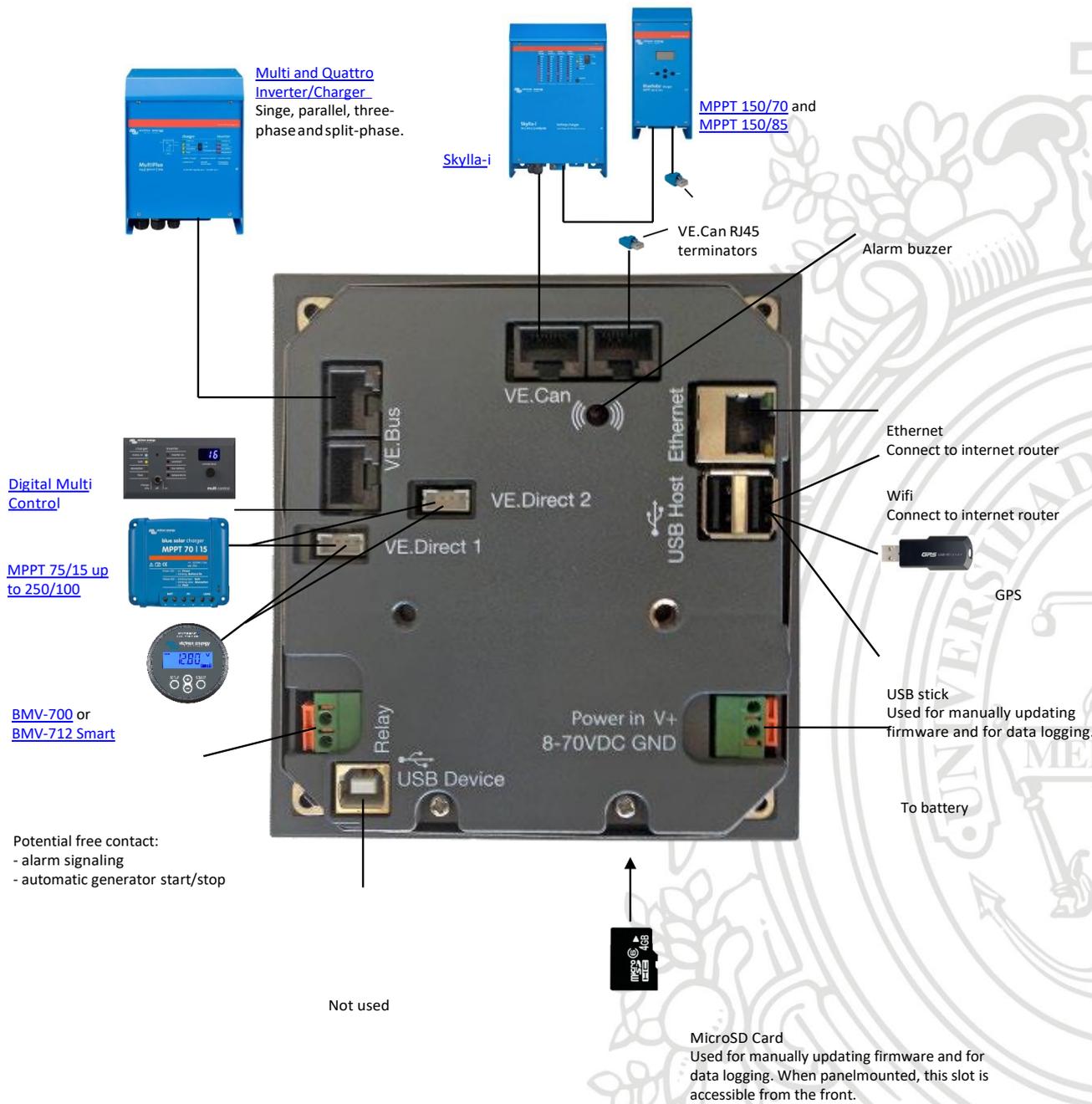


#### Alarm notifications



#### Tiles overview





- Baterías Gel y AGM

## Baterías Gel y AGM

Energía Sin Límites

www.victronenergy.com



AGM battery  
12V 90Ah



GEL OPzV 2V cells battery

### 1. La tecnología VRLA

VRLA son las siglas de Valve Regulated Lead Acid, lo que significa que la batería es hermética. Habrá escape de gas en las válvulas de seguridad únicamente en caso de sobrecarga o de algún fallo de los componentes. Las baterías VRLA no requieren ningún tipo de mantenimiento.

### 2. Las baterías AGM estancas (VRLA)

AGM son las siglas de Absorbent Glass Mat. En estas baterías, el electrolito se absorbe por capilaridad en una estera en fibra de vidrio situada entre las placas. Tal como se explica en nuestro libro "Energía Sin Límites", las baterías AGM resultan más adecuadas para suministrar corrientes elevadas durante periodos cortos que las baterías de Gel.

### 3. Las baterías de Gel estancas (VRLA)

En este tipo de baterías, el electrolito se inmoviliza en forma de gel. Las baterías de Gel tienen por lo general una mayor duración de vida y una mejor capacidad de ciclos que las baterías AGM.

### 4. Auto descarga escasa

Gracias a la utilización de rejillas de plomo-calcio y materiales de gran pureza, las baterías VRLA Victron se pueden almacenar durante largo tiempo sin necesidad de recarga. El índice de auto descarga es inferior a un 2% al mes, a 20°C. La auto descarga se duplica por cada 10°C de aumento de temperatura. Con un ambiente fresco, las baterías VRLA de Victron se pueden almacenar durante un año sin tener que recargar.

### 5. Extraordinaria recuperación tras descarga profunda

Las baterías Victron VRLA tienen una extraordinaria capacidad de recuperación incluso tras una descarga profunda o prolongada. Sin embargo, se debe recalcar que las descargas profundas o prolongadas frecuentes tienen una influencia muy negativa en la duración de vida de las baterías de plomo/ácido, y las baterías de Victron no son la excepción.

### 6. Características de descarga de las baterías

Las capacidades nominales de las baterías de Victron se indican para una descarga de 20 horas, es decir para una corriente de descarga de 0,05C (Gel 'long life': 10 horas).

La capacidad real disminuye en descargas más rápidas con intensidades elevadas (ver tabla 1).

La reducción de capacidad aún será más rápida con aparatos de potencia constante como por ejemplo los inversores.

Duración de descarga	Voltage Final V	AGM 'Deep Cycle' %	Gel 'Deep Cycle' %	Gel 'Long Life' %
20 horas	10,8	100	100	112
10 horas	10,8	92	87	100
5 horas	10,8	85	80	94
3 horas	10,8	78	73	79
1 hora	9,6	65	61	63
30 minutos	9,6	55	51	45
15 minutos	9,6	42	38	29
10 minutos	9,6	38	34	21
5 minutos	9,6	27	24	
5 segundos		8 C	7 C	

Tabla 1: Capacidad real en función de la capacidad de descarga.

(la última línea indica la corriente de descarga máxima autorizada durante 5 segundos).

Nuestras baterías AGM Deep Cycle (ciclo profundo) ofrecen excelentes resultados a alta intensidad y por ello se recomiendan para aplicaciones como el arranque de motores. Debido a su diseño, las baterías de gel tienen una capacidad real menor a alta intensidad. En cambio, las baterías de gel tienen mejor duración de vida en modo flotación y ciclos.

### 7. Efectos de la temperatura en la duración de vida

Las temperaturas elevadas tienen una influencia muy negativa en la duración de vida. La tabla 2 presenta la duración de vida previsible de las baterías de Victron en función de la temperatura.

Temperatura media de funcionamiento	AGM Deep Cycle años	Gel Deep Cycle años	Gel Long Life años
20°C / 68°F	7 - 10	12	20
30°C / 86°F	4	6	10
40°C / 104°F	2	3	5

Tabla 2: Duración de vida

1. Efectos de la temperatura en la capacidad

El siguiente gráfico muestra que la capacidad disminuye en gran medida a baja temperatura.

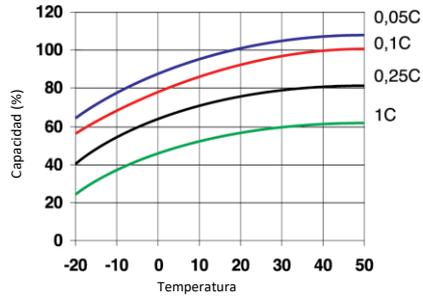


Fig. 1: Efectos de la temperatura en la capacidad

2. Duración de vida en ciclos de las baterías de Victron

Las baterías se gastan debido a las cargas y descargas. El número de ciclos depende de la profundidad de descarga, tal como muestra la figura 2.

■ AGM Deep Cycle ■ Gel Deep Cycle ■ Gel Long Life

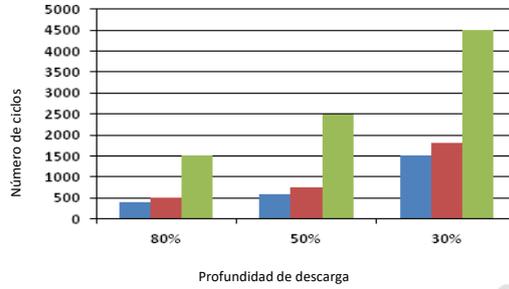


Fig. 2: Duración de vida en ciclos

3. Carga de la batería en modo de ciclos: La característica de carga en 3 etapas

El método de carga más corriente para las baterías VRLA utilizadas en ciclos es la característica en tres etapas, según la cual una fase de corriente constante (fase "Bulk") va seguida por dos fases con voltaje constante ("Absorción" y "Flotación"). Ver fig. 3.

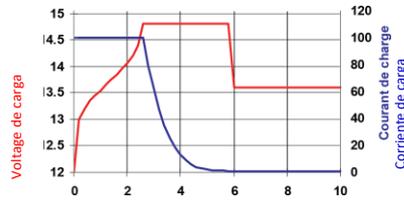


Fig. 3: Régimen de carga en tres etapas

Durante la fase de absorción, el voltaje de carga se mantiene a un nivel relativamente elevado para acabar de cargar la batería en un tiempo razonable. La tercera y última fase es la de mantenimiento (Flotación): el voltaje se reduce a un nivel justamente suficiente para compensar la autodescarga.

#### Inconvenientes de la carga tradicional en tres etapas:

- **Riesgo de gaseo**  
Durante la fase de carga inicial, la corriente se mantiene a un nivel constante y a menudo elevado, incluso por encima del voltaje de gaseo (14,34V para una batería de 12V). Ello puede provocar una presión de gas excesiva en la batería. Puede escaparse gas por las válvulas de seguridad, lo que reduce la duración de vida y presenta un peligro.
- **Duración de carga fija**  
El voltaje de absorción aplicado a continuación durante un tiempo fijo no tiene en cuenta el estado de carga inicial de la batería. Una fase de absorción demasiado larga tras una descarga poco profunda sobrecargará la batería, reduciendo una vez más su duración de vida, especialmente debido a la oxidación acelerada de las placas positivas.
- Nuestros estudios han revelado que la duración de vida de una batería se puede aumentar reduciendo más la tensión de flotación cuando no se utiliza la batería.

#### 2. Carga de la batería: mejor duración de vida mediante la carga adaptable en 4 etapas de Victron

Victron Energy ha creado la carga adaptable en 4 etapas. Esta tecnología innovadora es resultado de muchos años de investigación y ensayos.

##### El método de carga adaptable de Victron elimina los 3 principales inconvenientes de la carga tradicional en 3 etapas:

- **Función BatterySafe**  
Para evitar el gaseo excesivo, Victron ha inventado la función BatterySafe. La función BatterySafe reduce el aumento del voltaje de carga cuando se alcanza el voltaje de gaseo. Los estudios revelan que dicho procedimiento mantiene el gaseo interno a unos niveles sin peligro.
- **Duración de absorción variable**  
El cargador Victron calcula la duración óptima de la fase de absorción en función de la duración de la fase de carga inicial (Bulk). Si la fase Bulk fue corta significa que la batería estaba poco descargada y la duración de absorción se reducirá automáticamente. Una fase de carga inicial más larga dará una duración de absorción también más larga.
- **Función de almacenamiento**  
Una vez finalizada la fase de absorción, en principio, la batería está totalmente cargada y el voltaje se reduce hasta un nivel de mantenimiento (Flotación). A continuación, si no se utiliza la batería durante 24 horas, el voltaje se reduce aún más y el cargador de batería pasa al modo de "almacenamiento". Este voltaje de "almacenamiento" reduce al mínimo la oxidación de las placas positivas. Posteriormente, el voltaje aumentará en modo absorción una vez por semana para compensar la autodescarga (función Battery Refresh).

#### 3. Carga en modo flotación: carga de mantenimiento con voltaje constante

Si una batería se descarga profundamente con poca frecuencia, es posible una curva de carga en dos etapas.

Durante la primera fase, la batería se carga con una corriente constante pero limitada (fase "Bulk"). Una vez alcanzado un voltaje predeterminado, la batería se mantiene a este voltaje (fase de mantenimiento o "Flotación"). Este método de carga se utiliza en las baterías de arranque a bordo de vehículos y para los sistemas de alimentación sin cortes (onduladores).

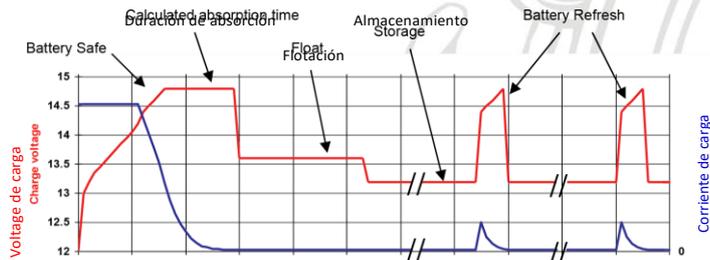


Fig. 4: Carga adaptable en 4 etapas de Victron

#### 4. Voltajes de carga óptimos de las baterías VRLA Victron

La siguiente tabla presenta los voltajes de carga recomendados para una batería de 12V:

#### 5. Efectos de la temperatura en el voltaje de carga

El voltaje de carga se debe reducir a medida que la temperatura aumenta. La compensación de temperatura es necesaria cuando la temperatura de la batería puede ser inferior a 10°C / 50°F o superior a 30°C / 85°F durante un período de tiempo prolongado. La compensación de temperatura recomendada para las baterías Victron VRLA es de  $-4 \text{ mV/elemento}$  ( $-24 \text{ mV/}^\circ\text{C}$  para una batería de 12V). El punto medio de compensación de temperatura es de 25°C / 70°F.

#### 6. Corriente de carga

Preferentemente, la corriente de carga no debe superar 0,2 C (20 A para una batería de 100 Ah). La temperatura de una batería aumentará más de 10°C si la corriente de carga es superior a 0,2 C. Así pues, la compensación de temperatura resulta indispensable para corrientes de carga superiores a 0,2 C.

	Utilización en Flotación (V)	Ciclos Normal (V)	Ciclos Recarga rápida (V)
<b>Victron AGM "Deep Cycle"</b>			
Absorción		14,2 - 14,6	14,6 - 14,9
Flotación	13,5 - 13,8	13,5 - 13,8	13,5 - 13,8
Almacenamiento	13,2 - 13,5	13,2 - 13,5	13,2 - 13,5
<b>Victron Gel "Deep Cycle"</b>			
Absorción		14,1 - 14,4	
Flotación	13,5 - 13,8	13,5 - 13,8	
Almacenamiento	13,2 - 13,5	13,2 - 13,5	
<b>Victron Gel "Long Life"</b>			
Absorción		14,0 - 14,2	
Flotación	13,5 - 13,8	13,5 - 13,8	
Almacenamiento	13,2 - 13,5	13,2 - 13,5	

Tabelle 3: Voltajes de carga recomendados

12 Volt Deep Cycle AGM							Especificaciones generales	
Referencia	Ah	V	Ixanxal mm	Peso kg	CCA @0°F	RES CAP @80°F	Tecnología: flat plate AGM Bornes: cobre, M8	
BAT406225084	240	6	320 x 176 x 247	31	700	270	Capacidad nominal: descarga en 20h a 25°C Dur. de vida en flotación: 7-10 años a 20 °C Dur. de vida en ciclos: 400 ciclos en descarga 80% 600 ciclos en descarga 50% 1500 ciclos en descarga 30%	
BAT212070084	8	12	151 x 65 x 101	2,5				
BAT212120084	14	12	151 x 98 x 101	4,1				
BAT212200084	22	12	181 x 77 x 167	5,8				
BAT412350084	38	12	197 x 165 x 170	12,5				
BAT412550084	60	12	229 x 138 x 227	20	280	80		
BAT412600084	66	12	258 x 166 x 235	24	300	90		
BAT412800084	90	12	350 x 167 x 183	27	400	130		
BAT412101084	110	12	330 x 171 x 220	32	500	170		
BAT412121084	130	12	410 x 176 x 227	38	550	200		
BAT412151084	165	12	485 x 172 x 240	47	600	220		
BAT412201084	220	12	522 x 238 x 240	65	650	250		
<b>BAT412124081</b>	240	12	522 x 240 x 224	67	650	250		

12 Volt Deep Cycle GEL							Especificaciones generales	
Referencia	Ah	V	Ixanxal mm	Peso kg	CCA @0°F	RES CAP @80°F	Tecnología: flat plate GEL Bornes: cobre, M8	
BAT412550104	60	12	229 x 138 x 227	20	250	70	Capacidad nominal: 20 hr discharge at 25 °C Dur. de vida en flotación: 12 years at 20 °C Dur. de vida en ciclos: 500 ciclos en descarga 80% 750 ciclos en descarga 50% 1800 ciclos en descarga 30%	
BAT412600100	66	12	258 x 166 x 235	24	270	80		
BAT412800104	90	12	350 x 167 x 183	26	360	120		
BAT412101104	110	12	330 x 171 x 220	33	450	150		
BAT412121104	130	12	410 x 176 x 227	38	500	180		
BAT412151104	165	12	485 x 172 x 240	48	550	200		
BAT412201104	220	12	522 x 238 x 240	66	600	220		
BAT412126101	265	12	520 x 268 x 223	75	650	250		

2 Volt Long Life GEL					Especificaciones generales	
Referencia	Ah	V	Ixanxal mm	Peso kg	Tecnología: tubular plate GEL Terminals: copper	
BAT702601260	600	2	145 x 206 x 688	49	Capacidad nominal: 10 hr discharge at 25 °C Dur. de vida en flotación: 20 years at 20 °C Dur. de vida en ciclos: 1500 ciclos en descarga 80% 2500 ciclos en descarga 50% 4500 ciclos en descarga 30%	
BAT702801260	800	2	210 x 191 x 688	65		
BAT702102260	1000	2	210 x 233 x 690	80		
BAT702122260	1200	2	210 x 275 x 690	93		
BAT702152260	1500	2	210 x 275 x 840	115		
BAT702202260	2000	2	215 x 400 x 815	155		
BAT702252260	2500	2	215 x 490 x 815	200		
BAT702302260	3000	2	215 x 580 x 815	235		

Otras capacidades y tipos de bornes: por engargo

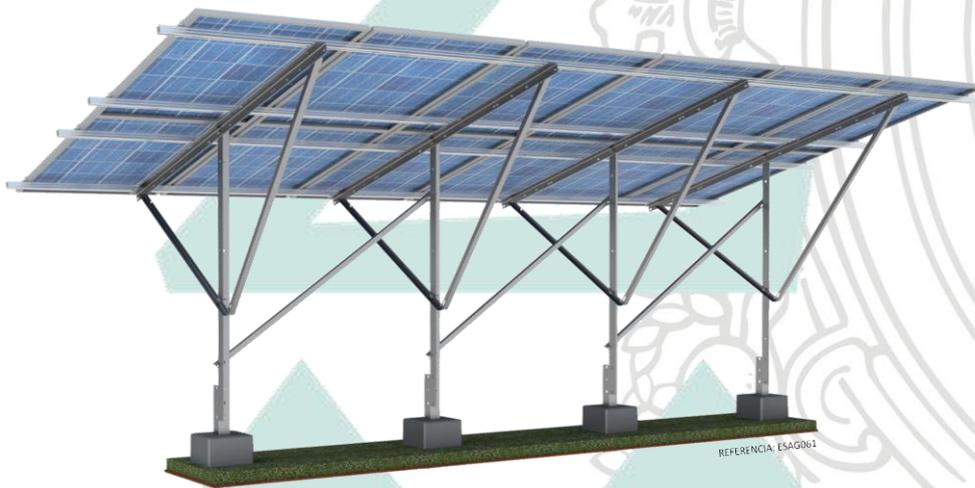
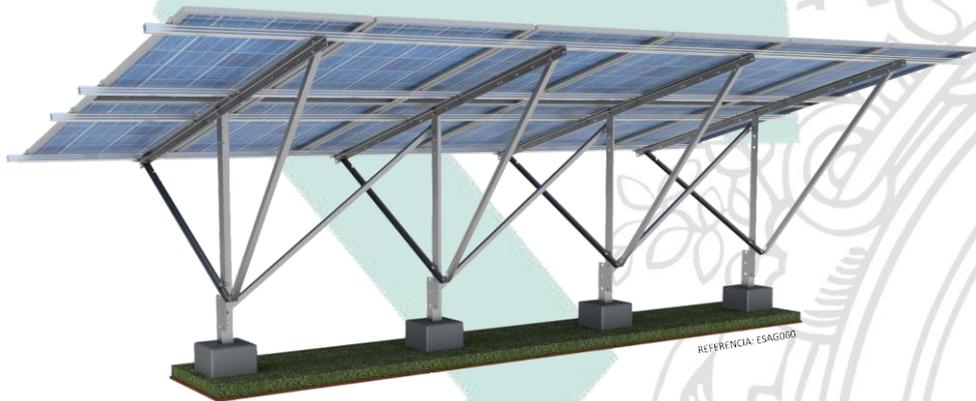
- Estructura para los paneles solares fotovoltaicos

## Ficha Técnica

**Σ STÁTICA**  
▲ Estructuras para paneles solares ▲

### ESTRUCTURAS PARA CAMPO ABIERTO O GRANJA SOLAR.

Sistema estructural de mediana altura, para uso en instalaciones de grandes áreas, con mínimo trabajo y requerimientos en obra civil, adaptables al entorno, de fácil transporte, ensamble práctico y poco consumo de mano de obra.



SIMEDT S.A.S.  
NIT. 900 231 248-5  
Cra 42 No. 54 A 155 Itagüí - Colombia  
Tel. (57)(4) 444 05 50  
info@simedt.com  
energiasolar@simedt.com  
www.simedt.com



Pag. 1 de 3

**10 AÑOS**  
Transformando a Colombia  
FT\_ECA [AG]\_ΣSTÁTICA (V-06-2018)



DESCRIPCIÓN	ESAG060	ESAG061
ESTRUCTURA C/ABIERTO 12 PANELES DE 990mm hasta 1.0m (Altura 1.5m)	✓	
ESTRUCTURA C/ABIERTO 12 PANELES DE 990mm hasta 1.0m (Altura 2.0m)		✓

■ Cada estructura incluye 4 herrajes angulares de 1.0m para embeber en obra civil.

**INCLUSIÓN DE SISTEMA DE MORDAZAS EN ALUMINIO PARA PANELES:**

ELEMENTO	REFERENCIA	ESAG060	ESAG061
Riel R-AI4050 para soporte de panel	R-AI4050	✓	✓
Mordaza intermedia	iCLAMP	✓	✓
Mordaza Exterior	eCLAMP	✓	✓

■ Elementos únicamente disponibles en estructuras para paneles cuyo ancho sea entre 99cm y 100cm.

**INFORMACIÓN TÉCNICA DE PRODUCTO ENSAMBLADO:**

CARACTERÍSTICAS	UNIDAD	ESAG060	ESAG061
Inclinación	Grados	10° o 15°	10° o 15°
Medidas (LxAxH)	cm	300x630x150	300x630x200
Máxima resistencia a velocidad del viento	km/h	120	120

■ Las dimensiones de altura (H) están dadas a partir de una estructura cuyos paneles están a 0° respecto al plano horizontal, y puede variar según inclinación final in sitio (10° o 15°), generando 2 alturas **HM** y **Hm**.

Las alturas libres corresponden a la estructura únicamente, no se tiene en cuenta la obra civil (la cual puede variar según necesidad o criterio del instalador).

**INFORMACIÓN PARA LOGÍSTICA Y TRANSPORTE:**

CARACTERÍSTICAS	UNIDAD	ESAG060	ESAG061
Peso	kg	230,3	244,7
Volumen de empaque	m <sup>3</sup>	0,76	0,76
Unidad de empaque (LxAxH)	cm	630x30x40	630x30x40
Arreglo (FxX)	Paneles	2x6	2x6

■ Los detalles dados para logística y transporte; corresponden al valor volumétrico/dimensional total de la estructura y no al eventual paquetaje, el cual puede diferir, según sea la referencia de producto o su cantidad, así mismo de la distribución del peso en paquetes para una mejor manipulación y carga.

INFORMACIÓN GENERAL:	NORMAS / MATERIALES Y ACABADOS:
<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Montaje rápido y confiable.</li> <li>■ Requerimientos mínimos en consumo de obras civiles.</li> <li>■ Resistente a movimientos telúricos, estructuras diseñadas según los requisitos de la NSR-10.</li> <li>■ Alta resistencia estructural, flexibles, resistentes a cargas puntuales producidas por factores climatológicos, condiciones permanentes o transitorias.</li> <li>■ Material: Acero Inoxidable austenítico.</li> <li>■ Material: Acero al carbono.</li> <li>■ Resistente a la corrosión, con recubrimiento galvanizado por inmersión en caliente en elementos de acero al carbono.</li> <li>■ Material grado estructural en aluminio aleado, fabricados según estándar de la <i>Aluminium Association</i>. Desarrollados específica y exclusivamente para aplicaciones en estructuras con paneles solares, analizados para dicho uso mediante cálculos FEM</li> <li>■ Vida útil extendida, las aleaciones de aluminio y acero inoxidable poseen una vida útil media de 40 y 25 años bajo condiciones estables y ambientes ideales. Siendo necesario el mantenimiento periódico y de control. Para casos excepcionales se recomienda la aplicación de un recubrimiento adicional (opcional) como el anodizado o la pintura electrostática, que incrementan considerablemente las cualidades de resistencia a la degradación ambiental en el caso del aluminio y usar aleación SAE316 o SAE316L para el acero inoxidable cuando las condiciones ambientales, salinidad o corrosión sean mas agresivas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Estructuras en acero al carbono: ASTM A36, ASTM A570, ASTM A572.</li> <li>■ Galvanizado en Caliente estructura: ASTM A123.</li> <li>■ Elementos de ensamble estructura: ASTM F3125.</li> <li>■ Galvanizado en Caliente pernos: ASTM A153.</li> <li>■ Material elementos de fijación paneles SFV: Acero inoxidable.</li> <li>■ Elementos de fijación paneles SFV: SAE 304 (ISO 3506-4 A2) (EN 1.4301).</li> <li>■ Elementos estructurales en aluminio: AA6061 T6 Crudo.</li> <li>■ Procesos de aluminio: ANSII H35.2.</li> </ul>

**APLICACIONES Y USOS:**

<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Instalaciones residenciales.</li> <li>■ Instalaciones comerciales e Industriales.</li> <li>■ Telecomunicaciones.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Sistemas de Bombeo.</li> <li>■ Iluminación Pública.</li> <li>■ Señalización y control.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Agricultura.</li> <li>■ Ganadería.</li> <li>■ Electrificación rural.</li> </ul>
--	--	--

**GARANTÍA DE PRODUCTO:**

- El fabricante garantiza la integridad de los materiales usados en el desarrollo de la estructura, por un periodo de un (1) año y de manera limitada a partir de la compra.
- El fabricante garantiza que todas las estructuras y sus componentes, están libres de defectos en material y mano de obra durante un (1) año a partir de la compra.
- Se garantiza la disponibilidad de elementos específicos o grupos de ensamble según sea la necesidad o para atender eventualidades, aumentos de capacidad o adaptaciones.
- Vida útil media estimada: 20 años.

## Anexo 7 Formato de cuadro de cargas

### - Cuadro de cargas ML-SALIDAS AC

PLANTA SOLAR CHARAMBIRÁ																										
GABINETE DE PROTECCIÓN Y DISTRIBUCIÓN ENERGÍA NORMAL ML-SALIDAS AC																										
PLANTA SOLAR CHARAMBIRÁ																										
No Fases:															3		Ubica Cuarto Técnico									
No Hilos:															5		Tipo: TMB									
No Circuitos:															3		Rese#5									
Conductor Cu AWG		Conductores x fase		Capacidad Conductor [A]	Ducto	Ducto Mínimo PVC/EMT	Descripción del Circuito	Distancia Tablero [m]	# Polos	Tensión [V]	I nom [A]	Ix25%	Regulación [%]	Carga en Fase			Capacidad Protección	Protección # Polos	Cto	Conexión						
F	N	T		[A]				[m]		[V]	[A]		[%]	R	S	T	[A]		No	R S T						
2/0	2/0	2	2	350	Acero	Φ 1 1/4 "	Conjunto de 3 inversores para F1	13	1	120	250.0	312.5	1.01%	30000			250	1x250A	1	X						
2/0	2/0	2	2	350	Acero	Φ 1 1/4 "	Conjunto de 3 inversores para F2	10	1	120	250.0	312.5	0.78%		30000		250	1x250A	2		X					
2/0	2/0	2	2	350	Acero	Φ 1 1/4 "	Conjunto de 3 inversores para F2	7	1	120	250.0	312.5	0.54%			30000	250	1x250A	3			X				
12	12	12	1	25	Acero	Φ 3/4 "	RESERVA NO EQUIPADA	3	1	120	7.2	9.0	0.22%	862					20	1x20A	4					
							Reserva no equipada														5					
							Reserva no equipada															6				
							Reserva no equipada																7			
							Reserva no equipada																8			
							Totales:							30000	30000	30000										
Total Fase R [VA]:							30,000	Tensión ( V ) :			208															
Total Fase R [VA]:							30,000	I carga ( A ) :			248.82															
Total Fase R [VA]:							30,000	I carga+25% ( A ) :			312.27															
Carga Instalada [VA]:							90,000	Interruptor [A]:			3x320A															
Factor de Demanda :							1.00	Tipo:			MCCB															
Carga Demandada [VA]:							90,000	Ubicación:			en Tablero															
Punto de Conexión:							ML-FV																			
Longitud Alimentador [m]:							22																			
Regulación Barraje [%]:							0.85%																			
Regulación Acumulada [%]:							1.86%																			
Icc [kA]:							25kA																			

### - Cuadro de cargas ML-FV

PLANTA SOLAR CHARAMBIRÁ																										
GABINETE DE PROTECCIÓN Y DISTRIBUCIÓN ENERGÍA NORMAL ML-FV																										
PLANTA SOLAR CHARAMBIRÁ																										
No Fases:															3		Ubica Intemperie									
No Hilos:															5		Tipo: TMB									
No Circuito:PROYECTO CHARAMBIRÁ															25		Rese#5									
Conductor Cu AWG		Conductores x fase		Capacidad Conductor [A]	Ducto	Ducto Mínimo PVC/EMT	Descripción del Circuito	Distancia Tablero [m]	# Polos	Tensión [V]	I nom [A]	Ix25%	Regulación [%]	Carga en Fase			Capacidad Protección	Protección # Polos	Cto	Conexión						
F	N	T		[A]				[m]		[V]	[A]		[%]	R	S	T	[A]		No	R S T						
6	6	10	1	65	Acero	Φ 1 1/4 "	Inversor N°1	27	3	208	41.6	52.0	1.44%	5000			50	3x50A	1	X						
							Reserva no equipada								5000						2		X			
							Reserva no equipada									5000						3			X	
6	6	10	1	65	Acero	Φ 1 1/4 "	Inversor N°2	18	3	208	41.6	52.0	0.96%	5000			50	3x50A	4	X						
							Reserva no equipada								5000							5			X	
							Reserva no equipada									5000							6			X
6	6	10	1	65	Acero	Φ 1 1/4 "	Inversor N°3	10	3	208	41.6	52.0	0.53%	5000			50	3x50A	7	X						
							Reserva no equipada								5000								8			X
							Reserva no equipada									5000							9			X
6	6	10	1	65	Acero	Φ 1 1/4 "	Inversor N°4	10	3	208	41.6	52.0	0.53%	5000			50	3x50A	10	X						
							Reserva no equipada								5000								11			X
							Reserva no equipada									5000							12			X
6	6	10	1	65	Acero	Φ 1 1/4 "	Inversor N°5	18	3	208	41.6	52.0	0.96%	5000			50	3x50A	13	X						
							Reserva no equipada								5000								14			X
							Reserva no equipada									5000							15			X
6	6	10	1	65	Acero	Φ 1 1/4 "	Inversor N°6	27	3	208	41.6	52.0	1.44%	5000			50	3x50A	16	X						
							Reserva no equipada								5000								17			X
							Reserva no equipada									5000							18			X
10	10	10	1	35	Acero	Φ 1/2 "	DPS	2	3								60	3x60A	25	X						
							Reserva no equipada																26			X
							Reserva no equipada																27			X
							Reserva no equipada																28			X
							Totales:							30000	30000	30000										
Total Fase R [VA]:							30,000	Tensión ( V ) :			208															
Total Fase R [VA]:							30,000	I carga ( A ) :			248.82															
Total Fase R [VA]:							30,000	I carga+25% ( A ) :			312.27															
Carga Instalada [VA]:							90,000	Interruptor [A]:			3x320A															
Factor de Demanda :							1.00	Tipo:			MCCB															
Carga Demandada [VA]:							90,000	Ubicación:			en Tablero															
Punto de Conexión:							INVERSORES																			
Longitud Alimentador [m]:							22																			
Regulación Barraje [%]:							0.85%																			
Regulación Acumulada [%]:							2.30%																			
Icc [kA]:							25kA																			

- Cuadro de cargas ML-DIESEL

PLANTA SOLAR CHARAMBIRÁ																					
GABINETE DE PROTECCIÓN Y DISTRIBUCIÓN ENERGÍA NORMAL ML-DIESEL																					
PLANTA SOLAR CHARAMBIRÁ																					
No Fases: 3															Ubica: Cuarto eléctrico						
No Hilos: 5															Tipo: TMB						
No Circ: PROYECTO CHARAMBIRA															Reser: 5						
Conductor Cu AWG TH/N/THWN-2 CT SR 600V		Conductores x fase		Capacidad Conductor [A]	Ducto	Ducto Mínimo PVC/EMT	Descripción del Circuito	Distancia Tablero [m]	# Polos	Tensión [V]	I nom [A]	Ix25%	Regulación [%]	Carga en Fase			Capacidad Protección	Protección # Polos	Cto No	Conexión	
F	N	T												R	S	T				Barra de 275A	
1/0	1/0	4	2	300	Acero	Φ 1 1/4 "	Conjunto de 3 inversores cargadores para F1	13	1	120	250.0	312.5	1.17%	30000				250	1x250A	1	X
1/0	1/0	4	2	300	Acero	Φ 1 1/4 "	Conjunto de 3 inversores cargadores para F2	10	1	120	250.0	312.5	0.90%	30000				250	1x250A	2	X
1/0	1/0	4	2	300	Acero	Φ 1 1/4 "	Conjunto de 3 inversores cargadores para F3	7	1	120	250.0	312.5	0.63%	30000	30000			250	1x250A	3	X
							Reserva no equipada													4	X
							Reserva no equipada													5	X
							Reserva no equipada													6	X
							Reserva no equipada													7	X
							Reserva no equipada													8	X
							Reserva no equipada													9	X
<b>Totales:</b>														30000	30000	30000					
Total Fase R [VA]: 30,000							Tensión (V): 208							F N T							
Total Fase R [VA]: 30,000							I carga (A): 208.18							1/0 1/0 2							
Total Fase R [VA]: 30,000							I carga+25% (A): 260.22							Conductores en Paralelo							
Carga Instalada [VA]: 90,000							Interruptor [A]: 3x25A							2 2 4							
Factor de Demanda: 1.00							Tipo: MCCB							Alimentador (AWG o KCM)							
Carga Demandada [VA]: 90,000							Ubicación: en Tablero							<b>Grupo Alimentador (F-N-T):</b>							
Planta DIESEL 60kW/75kVA:														6No 1/0 (F) + 2No 1/0 (N) + 4No 2 (T)							
Punto de Conexión: INVERSORES																					
Longitud Alimentador [m]: 25																					
Regulación Barraje [%]: 0.94%																					
Regulación Acumulada [%]: 2.11%																					
Icc [kA]: 25kA																					

- Cuadro de cargas T-ILTO

CUARTO TÉCNICO CHARAMBIRÁ																					
TABLERO DE TOMACORRIENTES E ILUMINACIÓN ENERGÍA NORMAL T-ILTO																					
CUARTO TÉCNICO CHARAMBIRÁ																					
No Fases: 1															Ubica: Cuarto Eléctrico						
No Hilos: 3															Tipo: TMB						
No Circ: PROYECTO CHARAMBIRA															Reser: 5						
Conductor Cu AWG TH/N/THWN-2 CT SR 600V		Capacidad Conductor [A]		Ducto	Ducto Mínimo PVC/EMT	Descripción del Circuito	Distancia Tablero [m]	# Polos	Tensión [V]	I nom [A]	Ix25%	Regulación [%]	Carga en Fase			Capacidad Protección	Protección # Polos	Cto No	Conexión		
F	N	T											F1						Barra de 325A		
2	2	8	115	Acero	Φ 1 1/2 "	Inversor Cargador No 1	13	1	120	83.3	104.2	1.21%	10000	100	1x100A	1				F1	
2	2	8	115	Acero	Φ 1 1/2 "	Inversor Cargador No 2	10	1	120	83.3	104.2	0.93%	10000	100	1x100A	2				X	
2	2	8	115	Acero	Φ 1 1/2 "	Inversor Cargador No 3	7	1	120	83.3	104.2	0.65%	10000	100	1x100A	3				X	
						Reserva no equipada														4	X
						Reserva no equipada														5	X
<b>Totales:</b>														30000							
Total Fase R [VA]: 30,000							Tensión (V): 120							F N T							
							I carga (A): 250.00							2/0 2/0 2							
							I carga+25% (A): 312.50							Conductores en Paralelo							
Carga Instalada [VA]: 30,000							Interruptor [A]: 1x250A							2 2 1							
Factor de Demanda: 1.00							Tipo: MCCB							Alimentador (AWG o KCM)							
Carga Demandada [VA]: 30,000							Ubicación: en Tablero							<b>Grupo Alimentador (F-N-T):</b>							
Carga por fase Plant Diesel:														2No 2/0 (F) + 2No 2/0 (N) + 1No 2 (T)							
Punto de Conexión: Cargadores inversores																					
Longitud Alimentador [m]: 1																					
Regulación Barraje [%]: 0.08%																					
Regulación Acumulada [%]: 1.29%																					
Icc [kA]: 25kA																					
CUARTO TÉCNICO CHARAMBIRÁ																					
TABLERO DE TOMACORRIENTES E ILUMINACIÓN ENERGÍA NORMAL T-ILTO																					
CUARTO TÉCNICO CHARAMBIRÁ																					
No Fases: 1															Ubicación: Cuarto Eléctrico						
No Hilos: 3															Tipo: TMB						
No Circ: PROYECTO CHARAMBIRA															Reservas: 5						
Conductor Cu AWG TH/N/THWN-2 CT SR 600V		Capacidad Conductor [A]		Ducto	Ducto Mínimo PVC/EMT	Descripción del Circuito	Distancia Tablero [m]	# Polos	Tensión [V]	I nom [A]	Ix25%	Regulación [%]	Carga en Fase			Capacidad Protección	Protección # Polos	Cto No	Conexión		
F	N	T											F1						Barra de 325A		
2	2	8	115	Acero	Φ 1 1/2 "	Inversor Cargador No 1	13	1	120	83.3	104.2	1.21%	10000	100	1x100A	1				X	
2	2	8	115	Acero	Φ 1 1/2 "	Inversor Cargador No 2	10	1	120	83.3	104.2	0.93%	10000	100	1x100A	2				X	
2	2	8	115	Acero	Φ 1 1/2 "	Inversor Cargador No 3	7	1	120	83.3	104.2	0.65%	10000	100	1x100A	3				X	
						Reserva no equipada														4	X
						Reserva no equipada														5	X
<b>Totales:</b>														30000							
Total Fase R [VA]: 30,000							Tensión (V): 120							F N T							
							I carga (A): 250.00							2/0 2/0 2							
							I carga+25% (A): 312.50							Conductores en Paralelo							
Carga Instalada [VA]: 30,000							Interruptor [A]: 1x250A							2 2 1							
Factor de Demanda: 1.00							Tipo: MCCB							Alimentador (AWG o KCM)							
Carga Demandada [VA]: 30,000							Ubicación: en Tablero							<b>Grupo Alimentador (F-N-T):</b>							
Punto de Conexión: Cargadores inversores														2No 2/0 (F) + 2No 2/0 (N) + 1No 2 (T)							
Longitud Alimentador [m]: 1																					
Regulación Barraje [%]: 0.08%																					
Regulación Acumulada [%]: 1.29%																					
Icc [kA]: 25kA																					

CUARTO TÉCNICO CHARAMBIRÁ															
TABLERO DE TOMACORRIENTES E ILUMINACIÓN															
ENERGÍA NORMAL															
T-ILTO															
CUARTO TÉCNICO CHARAMBIRÁ															
No Fases: 1										Ubicación: Cuarto Eléctrico					
No Hilos: 3										Tipo: TMB					
No Circuitos: 5										Reservas: 5					
Conductor Cu AWG THHN/THWN-2 CT SR 600V			Capacidad Conductor [A]	Ducto	Ducto Mínimo PVC/ENT	Descripción del Circuito	Distancia Tablero [m]	Tensión [V]	I nom [A]	Regulación [%]	Carga en Fase F1	Capacidad Protección	Protección # Polos	Cto No	Conexión Barras de 60A
F	N	T													
12	12	14	25	Acero	Φ 1/2"	Iluminación	16	120	1.2	0.19%	142	15	1x15A	1	X
12	12	14	25	Acero	Φ 1/2"	Tomacorrientes	17	120	6.0	1.02%	720	15	1x15A	2	X
						Reserva no equipada								3	X
						Reserva no equipada								4	X
						Reserva no equipada								5	X
<b>Totales:</b>											862				
<b>Total Fase R [VA]:</b>					862	<b>Tensión (V):</b>			120				<b>F N T</b>		
						<b>I carga (A):</b>			7.19				12 12 12		
						<b>I carga+25% (A):</b>			8.98				Conductores en Paralelo		
<b>Carga Instalada [VA]:</b>					862	<b>Interruptor [A]:</b>			1x20A				1 1 1		
<b>Factor de Demanda:</b>					1.00	<b>Tipo:</b>			MCCB				Alimentador (AWG o KCM)		
<b>Carga Demandada [VA]:</b>					862	<b>Ubicación:</b>			en Tablero				<b>Grupo Alimentador (F-N-T):</b>		
													1No 12 (F) + 1No 12 (N) + 1No 12 (T)		
<b>Punto de Conexión:</b>					ML-SALIDAS AC										
<b>Longitud Alimentador [m]:</b>					3										
<b>Regulación Barraje [%]:</b>					0.22%										
<b>Regulación Acumulada [%]:</b>					1.24%										
<b>Icc [kA]:</b>					25kA										

## Anexo 8

### Análisis de riesgos por rayos y medidas de protección contra rayos

La evaluación de riesgos por rayos es el elemento más importante en el proceso para diseñar un sistema de protección contra rayos, especialmente al momento de seleccionar el nivel de protección, ya que este define el dimensionamiento de las diferentes componentes del sistema de protección contra rayos a implementar y por ende tiene una incidencia directa en la calidad de la protección brindada al sistema y a los seres vivos y el costo del sistema de protección.

Como termino técnico aplicado al fenómeno del rayo, **riesgo** es la probabilidad de sufrir un daño en instalaciones o pérdidas de vidas humanas, económicas, de servicios o de bienes culturales al año.

Actualmente existen diversas metodologías para la evaluación contra rayos, pero las cuatro más utilizadas por la comunidad internacional son:

1. Metodología basada en la teoría de lógica difusa.
2. Metodología basada en la norma NFPA 780.
3. Metodología basada en la norma NTC 4552.
4. Metodología basada en la norma IEC 62305.

La metodología empleada en la evaluación de riesgos por rayos que se expone en este documento, se basa en lo propuesto por la norma internacional IEC 62305-2 y homologado por la norma nacional NTC 4552-2 del año 2008, la cual consiste en evaluar el riesgo por rayos a partir de la fuente primaria de daño (impactos directos o indirectos de rayo sobre la estructura o las acometidas de servicio que entran a la estructura), por medio de diferentes componentes de riesgo que dependen del número de eventos anuales peligrosos, probabilidad de ocurrencia de daños y el tipo de posibles pérdidas que se obtenga por acción del Rayo en una estructura o acometida de servicio.

La norma nacional NTC 4552-2 del año 2008, en función de los tipos de pérdidas asociadas a la estructura y a las acometidas de servicio, considera cuatro tipos de riesgos a evaluar.

- R<sub>1</sub>** - Riesgo de pérdida de vida humana.
- R<sub>2</sub>** - Riesgo de pérdida del servicio a público.
- R<sub>3</sub>** - Riesgo de pérdida de patrimonio cultural.
- R<sub>4</sub>** - Riesgo de pérdida de valor económico.

Cada uno de estos riesgos está constituido por la suma de varias componentes, las cuales se agrupan de acuerdo al tipo de riesgo y tipo de daño.

**Tabla 8-1.** Componentes de riesgo para cada tipo de daño en la estructura. Tomado de la tabla 4 de la NTC 4552-2

Tipo de Daño		Lesiones a seres vivos	Daños físicos	Fallas de sistemas eléctricos y electrónicos
<b>Componente de riesgo</b>		<b>R<sub>S</sub></b>	<b>R<sub>F</sub></b>	<b>R<sub>O</sub></b>
Tipo de Riesgo	R <sub>1</sub>	R <sub>A</sub> +R <sub>U</sub>	R <sub>B</sub> +R <sub>V</sub>	R <sub>C</sub> +R <sub>M</sub> +R <sub>W</sub> +R <sub>Z</sub>
	R <sub>2</sub>	-	R <sub>B</sub> +R <sub>V</sub>	R <sub>C</sub> +R <sub>M</sub> +R <sub>W</sub> +R <sub>Z</sub>
	R <sub>3</sub>	-	R <sub>B</sub> +R <sub>V</sub>	-
	R <sub>4</sub>	R <sub>A</sub> +R <sub>U</sub>	R <sub>B</sub> +R <sub>V</sub>	R <sub>C</sub> +R <sub>M</sub> +R <sub>W</sub> +R <sub>Z</sub>

**Tabla 8-2.** Componentes de riesgo

<b>R<sub>A</sub></b>	Lesiones a seres vivos causados por tensiones de paso y contacto en la zona con un radio de cobertura de 3m fuera de la estructura.
<b>R<sub>B</sub></b>	Daños físicos causados por chispas peligrosas dentro de la estructura causando fuego o explosión.
<b>R<sub>C</sub></b>	Falla de sistemas internos causados por IER (Impulsos Electromagnéticos del Rayo), debido a impactos directos de rayo.
<b>R<sub>M</sub></b>	Falla de sistemas internos causados por IER (Impulsos Electromagnéticos del Rayo), debido a impactos cercanos de rayo.
<b>R<sub>U</sub></b>	Lesiones a seres vivos causados por tensiones de paso y contacto dentro de la estructura, debido a corrientes de rayo que fluyen por una línea entrante a la estructura.
<b>R<sub>V</sub></b>	Daños físicos (fuego o explosión por chispas entre las instalaciones externas y partes metálicas generalmente al punto de entrada de la línea a la estructura) debido a corrientes de rayo transmitida a través de la acometida de servicios.
<b>R<sub>W</sub></b>	Fallas de sistemas internos causados por sobretensiones inducidas sobre las líneas de acometida y transmitida a la estructura, debido a impactos directos de rayo.
<b>R<sub>Z</sub></b>	Fallas de sistemas internos causados por sobretensiones inducidas sobre las líneas de acometida y transmitida a la estructura, debido a impactos cercanos de rayo.

Considerando las características propias del PROYECTO CHARAMBIRÁ, su estructura, detalles arquitectónicos exteriores, su uso y destinación final, se determinó evaluar el riesgo de pérdida de la vida R1, para el cual, en este informe técnicos se describen todos los parámetros considerados para el cálculo de cada una sus componentes de cada una de las estructuras del proyecto.

#### **Datos relevantes y características del proyecto.**

A continuación, se indican los datos y características de la estructura y sus alrededores, líneas de servicio que entran a la estructura y los sistemas internos conectados.

**Tabla 8-3. Características de la estructura.**

Parámetro	Observación	Símbolo	Valor
Dimensiones [m]	-	L*W*H	12.85x7.39x3
Factor de localización	Objeto rodeado de objetos de igual altura o menor	C <sub>d</sub>	0.5
Nivel de protección contra Rayos	Ninguno	P <sub>B</sub>	1
Apantallamiento externo de la estructura	Ninguno	K <sub>S1</sub>	1
Apantallamiento interno de la estructura	Ninguno	K <sub>S2</sub>	1
Densidad de descargas a tierra	1/Km <sup>2</sup> /año	DDT	5.61
Personas en la estructura		n <sub>t</sub>	0

**Tabla 8-4. Características de los sistemas de potencia.**

Parámetro	Observación	Símbolo	Valor
Resistividad del suelo	Ωm	ρ	0
<b>Características de los sistemas de potencia y de las líneas de potencia conectadas</b>			
Longitud [m]		L <sub>c</sub>	6
Altura [m]	-	H <sub>c</sub>	6
Transformador	Ninguno	C <sub>t</sub>	1
Factor de localización de la línea	Objeto rodeado de objetos de igual altura o menor	C <sub>d</sub>	0.5
Factor ambiental de la línea	Urbano (Edificaciones entre 10m y 20m de altura)	C <sub>e</sub>	0.1
Apantallamiento de la línea		P <sub>LD</sub>	
Precaución en el cableado interno	Con precaución de evitar grandes lazos en la ruta	K <sub>S3</sub>	0.2
Tensión soportada del sistema interno	U <sub>w</sub> = XX	K <sub>S4</sub>	0.6
Protección Coordinada de los dispositivos de protección contra sobretensiones	Sin sistema coordinado de protección	P <sub>DPS</sub>	1
Extremo "a" de la línea, dimensiones de la estructura [m]		La*Wa*Ha	0x0x0
<b>Características de los sistemas de telecomunicación y de las líneas de telecomunicación conectadas</b>			
Longitud [m]		L <sub>c</sub>	0
Altura [m]	Acometida Subterránea	H <sub>c</sub>	0
Factor de localización de la línea	FALSO	C <sub>d</sub>	0
Factor ambiental de la línea	0	C <sub>e</sub>	0
Apantallamiento de la línea		P <sub>LD</sub>	
Precaución en el cableado interno	0	K <sub>S3</sub>	0.2
Tensión soportada del sistema interno	U <sub>w</sub> = XX	K <sub>S4</sub>	0.6
Protección Coordinada de los dispositivos de protección contra sobretensiones	Sin sistema coordinado de protección	P <sub>DPS</sub>	1
Extremo "a" de la línea, dimensiones de la estructura [m]		La*Wa*Ha	0x0x0

### Definición y características de las zonas en el proyecto.

Teniendo en cuenta que:

- ✓ El tipo de superficie del suelo es diferente en el exterior e interior.

Se pueden definir las siguientes zonas principales:

- ✓ Zona 1, entrada del edificio.
- ✓ Zona 2, interior del edificio.

Las características de las zonas están indicadas en la tabla 5 para la zona 1, en la tabla 6 para la zona 2.

Según la evaluación de la protección considerada para el área del LOCAL, se considerarán para el riesgo R1 los siguientes valores medios típicos de pérdidas anuales, los cuales se extraen de la tabla 26 de la NTC 4552-2 del año 2008.

- ✓  $L_t = 10^{-4}$  en el exterior de la estructura.
- ✓  $L_t = 10^{-4}$  en el interior de la estructura.
- ✓  $L_f = 5 \times 10^{-2}$ .

Estos valores de pérdidas se reducen en cada zona, teniendo en cuenta el número potencial de personas en peligro en la zona de la estructura en relación al número total de personas presentes en la estructura.

**Tabla 8-5.** Características de la zona 1 (exterior al edificio).

Parámetro	Observación	Símbolo	Valor
Tipo de superficie del suelo	Agricultura, concreto	$r_a$	0.01
Protección contra impactos	Sin medidas de Protección	$P_A$	1
Pérdidas por tensiones de paso y de contacto	Si	$L_t$	0.0001
Personas potencialmente en peligro en esta zona		$n_P$	0

**Tabla 8-6.** Características de la zona 2 (interior del edificio).

Parámetro	Observación	Símbolo	Valor
Tipo de superficie del suelo	Mármol, cerámica	$r_u$	0.001
Riesgo de incendio	Ordinario	$r_f$	0.01
Clase especial de riesgo	Nivel medio de pánico	$h_z$	5
Protección contra incendios	Sin medidas de Prevención	$r_P$	1
Protección espacial	Ninguna	$K_{S2}$	1
Sistema interno de potencia	Conectado a la línea de potencia		
Sistema interno de telecomunicaciones	Conectado a la línea de telecomunicaciones		
Pérdidas por tensiones de paso y de contacto	Si	$L_t$	0.0001
Perdida por daños físicos	Si	$L_f$	0.05
Perdida por fallos de los sistemas internos	Ninguna	$L_o$	
Personas potencialmente en peligro en esta zona		$n_P$	0

## Número de sucesos peligrosos posibles

Los cálculos de las superficies de captación y el número de sucesos peligrosos posibles anuales se evalúan de acuerdo con la sección 6.5 de la NTC 4552-2 del año 2008. Los resultados se encuentran en las tablas 8-7 y 8-8.

**Tabla 8-7.** Superficies de captación de las estructuras y de las acometidas de servicio.

<b>AREAS EFECTIVAS</b>	
Área efectiva para descargas directas en estructuras aisladas $A_d$	7.14E+02 m <sup>2</sup>
Área efectiva para descargas directas en estructuras adyacentes $A_{d/a}$	0.00E+00 m <sup>2</sup>
Área de influencia para descargas cercanas a la estructura $A_m$	2.07E+05 m <sup>2</sup>
Área efectiva para descargas en la acometida de servicio $A_i$ Potencia	2.16E+02 m <sup>2</sup>
Área efectiva para descargas en la acometida de servicio $A_i$ Teleco	0.00E+00 m <sup>2</sup>
Área efectiva para descargas proximas a la acometida de servicio $A_i$ Potencia	6.00E+03 m <sup>2</sup>
Área efectiva para descargas proximas a la acometida de servicio $A_i$ Teleco	0.00E+00 m <sup>2</sup>

**Tabla 8-8.** Número de sucesos peligrosos posibles anuales.

<b>NÚMERO ANUAL N DE EVENTOS PELIGROSOS</b>	
Número Promedio Anual de descargas sobre la estructura $N_D$	2.00E-03 /año
Evaluación del Promedio Anual de descargas sobre estructuras adyacentes $N_{da}$ (Potencia)	0 /año
Número Promedio Anual de descargas sobre estructuras adyacentes S $N_{da}$ (Telecomunicaciones)	0.00E+00 /año
Número Promedio Anual de descargas cercanas a la estructuras $N_M$	1.16E+00 /año
Número promedio anual de descargas sobre las acometidas de servicio $N_L$ (Potencia)	6.05E-04 /año
Número promedio anual de descargas sobre las acometidas de servicio $N_L$ (Telecomunicaciones)	0.00E+00 /año
Número promedio anual de descargas cercanas a las acometidas de servicio $N_i$ (Potencia)	3.36E-03 /año
Número promedio anual de descargas cercanas a las acometidas de servicio $N_i$ (Telecomunicaciones)	0.00E+00 /año

## Anexo 9

### Análisis de riesgos de origen eléctrico y medidas para mitigarlos

COLOR	NIVEL DE RIESGO	DESCISIONES A TOMAR Y CONTROL	PARA EJECUTAR LOS TRABAJOS
	Muy alto	<b>Inadmisibles para trabajar</b> . Hay que eliminar fuentes potenciales, hacer reingeniería o minimizarlo y volver a valorarlo en grupo, hasta reducirlo. Requiere permiso especial de trabajo.	Buscar procedimientos alternativos si se decide hacer el trabajo. La alta dirección participa y aprueba el Análisis de Trabajo Seguro (ATS) y autoriza su realización, mediante un Permiso Especial de Trabajo (PES).
	Alto	<b>Minimizarlo</b> . Buscar alternativas que presenten menor riesgo. Demostrar como se va a controlar el riesgo. Aislar con barreras o distancia, usar EPP. Requiere permiso especial de trabajo.	El jefe o supervisor del área involucrada, aprueba el Análisis de Trabajo Seguro (ATS) y el Permiso de Trabajo (PT) presentados por el líder a cargo del trabajo.
✘	Medio	<b>Aceptarlos</b> . Aplicar los sistemas de control (minimizar, aislar, suministrar EPP, procedimientos, protocolos, lista de verificación, usar EPP) Requiere permiso de trabajo.	El líder del grupo de trabajo diligencia el Análisis de Trabajo Seguro (ATS) y el jefe de área aprueba el Permiso de Trabajo (PT) según procedimiento establecido.
	Bajo	<b>Asumirlo</b> . Hacer control administrativo rutinario. Seguir los procedimientos establecidos. Utilizar EPP. No requiere permiso especial de trabajo.	El líder del trabajo debe verificar: ¿Qué puede salir mal y fallar? ¿Qué puede causar que algo salga mal? ¿Qué podemos hacer para evitar que algo salga mal o falle?
	Muy bajo	Vigilar posibles cambios	No afecta la secuencia de las actividades.

RIESGO A EVALUAR		Electrocución o quemadura		por	Arcos eléctricos		(al) o (en)		Red Secundaria 120V	
		Evento o efecto			Factor de riesgo (causa)		Fuente		Fuente	
POTENCIAL		x	REAL			FRECUENCIA				
CONSECUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		E	D	C	B	A
						No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la empresa	Sucede varias veces al año en la Empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
	Una o más muertes	Daño grave en infraestructura, Interrupción regional	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, Salida de Subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Incapacidad temporal (>1 día)	Daños severos, Interrupción temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños importantes, Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves. No interrupción	<del>Sin efectos</del>	<del>Interna</del>	1	<del>BAJO</del>	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO	

RIESGO A EVALUAR		Electrocución o quemadura		por	Contacto Directo		(al) o (en)		Red Secundaria 120V	
		Evento o efecto			Factor de riesgo (causa)		Fuente		Fuente	
POTENCIAL		x	REAL			FRECUENCIA				
CONSECUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		E	D	C	B	A
						No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la empresa	Sucede varias veces al año en la Empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
	Una o más muertes	Daño grave en infraestructura, Interrupción regional	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	<del>Incapacidad parcial permanente</del>	<del>Daños mayores, Salida de Subestación</del>	<del>Contaminación mayor</del>	<del>Nacional</del>	<del>4</del>	<del>MEDIO</del>	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Incapacidad temporal (>1 día)	Daños severos, Interrupción temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	<del>Daños importantes, Interrupción breve</del>	<del>Efecto menor</del>	<del>Local</del>	<del>2</del>	<del>BAJO</del>	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves. No interrupción	<del>Sin efectos</del>	<del>Interna</del>	1	<del>BAJO</del>	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO	

RIESGO A EVALUAR		Quemaduras		por	Contacto Indirecto		(al) o (en)	Red Secundarial 120V		
		Evento o efecto			Factor de riesgo (causa)			Fuente		
POTENCIAL		x	REAL			FRECUENCIA				
CONSECUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		E	D	C	B	A
						No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la empresa	Sucede varias veces al año en la Empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
	Una o más muertes	Daño grave en infraestructura, Interrupción regional	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	<del>Incapacidad parcial permanente</del>	<del>Daños mayores, Salida de Subestación</del>	<del>Contaminación mayor</del>	<del>Nacional</del>	<del>4</del>	<del>MEDIO</del>	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Incapacidad temporal (>1 día)	Daños severos, Interrupción temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	<del>Daños importantes, Interrupción breve</del>	<del>Efecto menor</del>	<del>Local</del>	<del>2</del>	<del>BAJO</del>	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves. No interrupción	<del>Sin efecto</del>	<del>Interna</del>	<del>1</del>	<del>BAJO</del>	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO	

RIESGO A EVALUAR		Quemaduras		por	Cortocircuito		(al) o (en)	Red Secundarial 120V		
		Evento o efecto			Factor de riesgo (causa)			Fuente		
POTENCIAL		x	REAL			FRECUENCIA				
CONSECUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		E	D	C	B	A
						No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la empresa	Sucede varias veces al año en la Empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
	Una o más muertes	Daño grave en infraestructura, Interrupción regional	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	<del>Incapacidad parcial permanente</del>	<del>Daños mayores, Salida de Subestación</del>	<del>Contaminación mayor</del>	<del>Nacional</del>	<del>4</del>	<del>MEDIO</del>	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Incapacidad temporal (>1 día)	Daños severos, Interrupción temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	<del>Daños importantes, Interrupción breve</del>	<del>Efecto menor</del>	<del>Local</del>	<del>2</del>	<del>BAJO</del>	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves. No interrupción	<del>Sin efecto</del>	<del>Interna</del>	<del>1</del>	<del>BAJO</del>	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO	

RIESGO A EVALUAR		Quemaduras, Electrocuación		por	Rayos		(al) o (en)	Sistema de puesta a tierra		
		Evento o efecto			Factor de riesgo (causa)			Fuente		
POTENCIAL		x	REAL			FRECUENCIA				
CONSECUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		E	D	C	B	A
						No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la empresa	Sucede varias veces al año en la Empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
	<del>Una o más muertes</del>	<del>Daño grave en infraestructura, Interrupción regional</del>	<del>Contaminación irreparable</del>	<del>Internacional</del>	<del>5</del>	<del>MEDIO</del>	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, Salida de Subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Incapacidad temporal (>1 día)	Daños severos, Interrupción temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	<del>Daños importantes, Interrupción breve</del>	<del>Efecto menor</del>	<del>Local</del>	<del>2</del>	<del>BAJO</del>	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves. No interrupción	<del>Sin efecto</del>	<del>Interna</del>	<del>1</del>	<del>BAJO</del>	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO	

RIESGO A EVALUAR		Incendio		por	Sobrecarga		(al) o (en)	equipos y/o red secundaria		
		Evento o efecto			Factor de riesgo (causa)			Fuente		
POTENCIAL		x	REAL			FRECUENCIA				
CONSECUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		E	D	C	B	A
						No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la empresa	Sucede varias veces al año en la Empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
	Una o más muertes	Daño grave en infraestructura, Interrupción regional	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, Salida de Subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Incapacidad temporal (>1 día)	Daños severos, Interrupción temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	<del>Daños importantes, Interrupción breve</del>	<del>Efecto menor</del>	<del>Local</del>	<del>2</del>	<del>BAJO</del>	<del>BAJO</del>	MEDIO	MEDIO	MEDIO
Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	<del>Daños leves. No interrupción</del>	<del>Sin efecto</del>	<del>Interna</del>	<del>1</del>	<del>BAJO</del>	<del>BAJO</del>	BAJO	BAJO	MEDIO	

RIESGO A EVALUAR		Electrocución		por	Tensión de contacto		(al) o (en)	Conductores y equipos		
		Evento o efecto			Factor de riesgo (causa)			Fuente		
POTENCIAL		x	REAL			FRECUENCIA				
CONSECUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		E	D	C	B	A
						No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la empresa	Sucede varias veces al año en la Empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
	Una o más muertes	Daño grave en infraestructura, Interrupción regional	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, Salida de Subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Incapacidad temporal (>1 día)	Daños severos, Interrupción temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	<del>Daños importantes, Interrupción breve</del>	<del>Efecto menor</del>	<del>Local</del>	<del>2</del>	<del>BAJO</del>	<del>BAJO</del>	MEDIO	MEDIO	MEDIO
Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	<del>Daños leves. No interrupción</del>	<del>Sin efecto</del>	<del>Interna</del>	<del>1</del>	<del>BAJO</del>	<del>BAJO</del>	BAJO	BAJO	MEDIO	

RIESGO A EVALUAR		Electrocución		por	Tensión de paso		(al) o (en)	Conductores y equipos		
		Evento o efecto			Factor de riesgo (causa)			Fuente		
POTENCIAL		x	REAL			FRECUENCIA				
CONSECUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		E	D	C	B	A
						No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la empresa	Sucede varias veces al año en la Empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
	Una o más muertes	Daño grave en infraestructura, Interrupción regional	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, Salida de Subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Incapacidad temporal (>1 día)	Daños severos, Interrupción temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	<del>Daños importantes, Interrupción breve</del>	<del>Efecto menor</del>	<del>Local</del>	<del>2</del>	<del>BAJO</del>	<del>BAJO</del>	MEDIO	MEDIO	MEDIO
Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	<del>Daños leves. No interrupción</del>	<del>Sin efecto</del>	<del>Interna</del>	<del>1</del>	<del>BAJO</del>	<del>BAJO</del>	BAJO	BAJO	MEDIO	

RIESGO A EVALUAR		Electrocución		por	Electricidad estática		(al) o (en)	Ambiente o manipulación de		
		Evento o efecto			Factor de riesgo (causa)			Fuente		
POTENCIAL		x	REAL			FRECUENCIA				
CONSECUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		E	D	C	B	A
						No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la empresa	Sucede varias veces al año en la Empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
	Una o más muertes	Daño grave en infraestructura, Interrupción regional	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, Salida de Subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Incapacidad temporal (>1 día)	Daños severos, Interrupción temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños Importantes, Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	<del>Daños leves, No Interrupción</del>	<del>Sin efecto</del>	<del>Interna</del>	1	<del>BAJO</del>	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO	

RIESGO A EVALUAR		Electrocución o quemadura		por	Equipo defectuoso		(al) o (en)	Ambiente o manipulación de		
		Evento o efecto			Factor de riesgo (causa)			Fuente		
POTENCIAL		x	REAL			FRECUENCIA				
CONSECUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		E	D	C	B	A
						No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la empresa	Sucede varias veces al año en la Empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
	Una o más muertes	Daño grave en infraestructura, Interrupción regional	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, Salida de Subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Incapacidad temporal (>1 día)	Daños severos, Interrupción temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños Importantes, Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	<del>Daños leves, No Interrupción</del>	<del>Sin efecto</del>	<del>Interna</del>	1	<del>BAJO</del>	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO	

RIESGO A EVALUAR		Electrocución o quemadura		por	Arcos Eléctricos		(al) o (en)	Red Principal DC		
		Evento o efecto			Factor de riesgo (causa)			Fuente		
POTENCIAL		x	REAL			FRECUENCIA				
CONSECUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		E	D	C	B	A
						No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la empresa	Sucede varias veces al año en la Empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
	Una o más muertes	Daño grave en infraestructura, Interrupción regional	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, Salida de Subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Incapacidad temporal (>1 día)	Daños severos, Interrupción temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños Importantes, Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	<del>Daños leves, No Interrupción</del>	<del>Sin efecto</del>	<del>Interna</del>	1	<del>BAJO</del>	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO	

## Anexo 10

### Cálculo del sistema de puesta a tierra

Los sistemas de puesta a tierra son fundamentales para la seguridad de las personas y el buen funcionamiento de los sistemas eléctricos, por ende, es necesario comprender la naturaleza de los factores que afectan o influyen en un diseño de malla de puesta a tierra para una determinada subestación. Teniendo en cuenta lo anterior, se presenta el diseño de la malla de puesta a tierra para arreglo para un cuarto de baterías eléctrica del proyecto Charambirá teniendo presente los parámetros establecidos por el RETIE y la Std. ANSI/IEEE 80-2000.

#### Resistividad del suelo

El suelo es un material bastante heterogéneo en cuanto a su composición físico-química, es por ello que su caracterización no es sencilla, por tal motivo se prefieren las mediciones en campo utilizando herramientas que ayuden a medir variables eléctricas del suelo como lo es la resistividad.

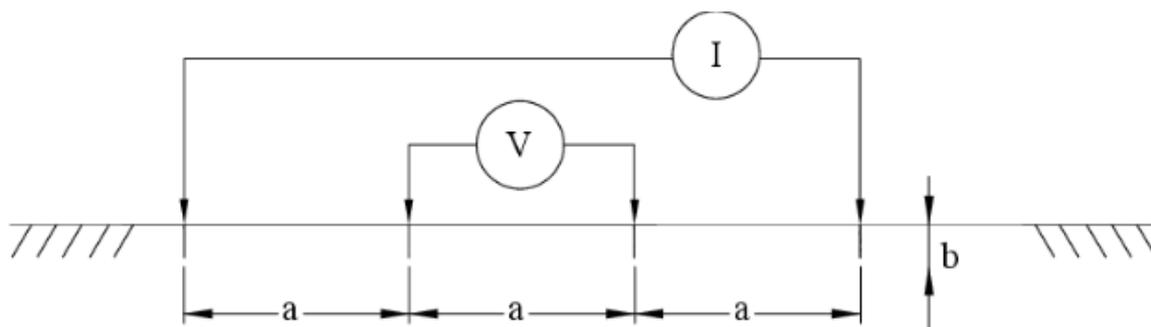
Se utilizo un promedio aritmético para determinar la resistividad aparente, dando como resultado lo siguiente:

**Tabla 10-1.** Resistividad aparente [ $\Omega\text{m}$ ].

Distancia	Resistividad [ $\Omega\text{m}$ ] Ruta 1	Resistividad [ $\Omega\text{m}$ ] Ruta 2	Promedio [ $\Omega\text{m}$ ]
1 m	42.7	47.7	41.33
3 m	40.3	42.4	
5 m	38.8	36.1	

**$\rho_1=41.33 \Omega\text{m}$**

Para la medición de la resistividad se aplicó método de Wenner o de cuatro puntos, ya que se caracteriza por ser uno de los más precisos, adicionalmente es el recomendado por el RETIE. Este método consiste en enterrar en el terreno, a la misma profundidad  $b$ , pequeños electrodos tipo varilla y deberán estar espaciados una distancia  $a$  en línea recta, como se puede observar en la Figura 1. En los electrodos de los extremos se inyecta una corriente de prueba y, por medio de un voltímetro se mide el voltaje entre los electrodos del centro. A partir de la relación entre el voltaje y la corriente permite obtener la resistencia (IEEE Power and Energy Society, 2012).



**Figura 10-1.** Distribución de electrodos en el método de Wenner.

A partir de esto, se calcula la resistividad aparente del suelo con base en las distancias y en la medición realizada de la siguiente forma:

$$\rho = \frac{4\pi aR}{1 + \frac{2a}{\sqrt{a^2 + 4b^2}} - \frac{a}{\sqrt{a^2 + b^2}}}$$

Dado que en la práctica la profundidad a la que se entierran los electrodos no supera una distancia de  $0.1a$  se puede asumir que la distancia  $b=0$ . Dando como resultado la siguiente ecuación:

$$\rho = 2\pi aR$$

El cambio de la resistividad del terreno se mide en el suelo se realiza una variación de distancia entre los electrodos, hasta alcanzar un espaciamiento igual o mayor que la dimensión esperada del sistema de puesta a tierra.

Con todo lo descrito hasta aquí, se llevó a cabo la medición de la resistividad del terreno y para lograr una caracterización más precisa y confiable, se realizó la medición en la misma ubicación, pero a  $90^\circ$  con respecto a la primera, de acuerdo a lo recomendado por la norma.

### Conductor de la malla de pat.

El área del cable de la malla de puesta a tierra es un factor importante tanto para las condiciones eléctricas del sistema como para las condiciones mecánicas debidas a los esfuerzos que se producen en condiciones de falla, por tal motivo, el calibre del conductor de puesta a tierra se determina con base en la ecuación del artículo 15.3.2 del reglamento técnico de instalaciones eléctricas RETIE resolución No. 9 de agosto 30 del 2013.

$$A_{mm^2} = \frac{IK_f \sqrt{t_c}}{1,9737}$$

Dónde:

- A**<sub>mm<sup>2</sup></sub> Sección mínima del conductor [mm<sup>2</sup>]
- I** Corriente de falla a tierra, suministrada por el operador de red. [KA<sub>rms</sub>]
- K<sub>f</sub>** Constante del material a utilizar [Tabla 15.3 del RETIE]

$t_c$  Tiempo de despeje de la falla a tierra [seg]

$$A = \frac{1.0 * 7.06 * \sqrt{0.5}}{1.9737}$$

$$A = 2.2593 \text{mm}^2$$

De acuerdo a lo anterior y aplicando la fórmula descrita se debe utilizar un cable de cobre desnudo con una sección mínima del conductor de 2.2593 mm<sup>2</sup> siendo el conductor permitido más cercano un No. 12 AWG para la malla de puesta a tierra de la subestación del proyecto Charambirá.

Según al RETIE, artículo 15.3 tabla 15.2 (Requisitos para electrodos de puesta a tierra), se describe que el área mínima para para el conductor de puesta a tierra es de 70 mm<sup>2</sup> siendo un cable un N° 2/0 AWG, siendo esta la opción a tener en cuenta para el diseño.

La configuración de la malla de puesta a tierra fue realizada bajo la premisa de controlar las tensiones de toque y de paso que se puedan presentar en la zona que involucra el área de la subestación. Estos criterios son basados en la norma ANSI/IEEE Std. 80-2000 y el RETIE. Es fundamental tener un sistema de puesta a tierra adecuado para el buen funcionamiento de los equipos eléctricos.

De acuerdo a la configuración de la malla de puesta a tierra para la subestación eléctrica del proyecto Charambirá, se calculó su resistencia eléctrica (tabla 10-2). El cálculo se realizó con el módulo "Ground Grid Systems" del software ETAP 12.5.

**Tabla 10-2.** Valor de resistencia de puesta a tierra.

RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA	
UBICACIÓN	Resistencia eléctrica calculada [Ω]
Cuarto de baterías	1.702 ohm

### Corriente de falla.

Debido a la ubicación del proyecto, y el estar aislados y sin presencia de un operador de red. No se disponen de niveles de cortocircuito, la fuente de energía del proyecto proviene de un sistema solar fotovoltaico y los niveles de cortocircuitos que aporta este sistema no son elevados, por lo que se decide simular con un valor conservativo de 1.0kA.

La corriente RMS de diseño se determina según la norma ANSI/IEEE Std. 80:2000 y es la corriente con la cual se calculan las tensiones de paso, de contacto y potencial en la superficie de la zona que involucra la malla de puesta a tierra, por lo cual se simuló la respectiva falla en la malla ubicada en el cuarto de baterías, obteniendo así la corriente de falla que circularía por alguna de las mallas de puesta a tierra en caso de presentarse. Los resultados de dicha simulación se exponen en la tabla 1-3.

**Tabla 10-3.** Corriente máxima de falla seleccionada como criterio de diseño para el arreglo solar fotovoltaico.

CORRIENTE DE FALLA	
Tipo de sistema	Corriente máxima de falla tierra [A rms]
Solar Fotovoltaico	1000

### Tiempo de duración de la falla.

La resolución CREG 025 de 1995 (código de redes) establece que el tiempo para el despeje de fallas por la protección principal del sistema eléctrico de los distribuidores, grandes consumidor y transportador, desde el inicio de la falla hasta la extinción del arco en el interruptor de potencia, no debe ser mayor que:

- ✓ 80ms en 500KV
- ✓ 100ms en 220KV
- ✓ 120ms < 220KV

Dependiendo del tiempo de operación y de la coordinación establecida para la operación de las protecciones en la red de distribución.

Con el propósito de verificar las tensiones de contacto y de paso en el área comprendida por las mallas de puesta a tierra del proyecto Charambirá, se asumió un tiempo de despeje de la falla de 500 ms, como lo recomienda la norma ANSI/IEEE Std. 80-2000.

### Tensiones de paso y contacto.

Para las zonas en las cuales se ubicarán la malla del arreglo fotovoltaico, se calcularon los perfiles de las tensiones de paso y de contacto. El software utilizado es el módulo "Ground Grid Systems" del software ETAP 12.5.

Los anexos de este documento muestran los valores de tensiones de paso y de contacto en la zona donde estarán ubicadas la mallas, con respecto a los límites establecidos por la norma IEEE-DALZIEL ("Let-go currents and voltages," AIEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. 75, part II, pp. 49–56, 1956.). Igualmente, dicho software determino los Máximos Potenciales de Tierra (GPR) al cual estarán sometido el sistema de puesta a tierra bajo la condición de Corriente Máxima tal como se observa en la tabla

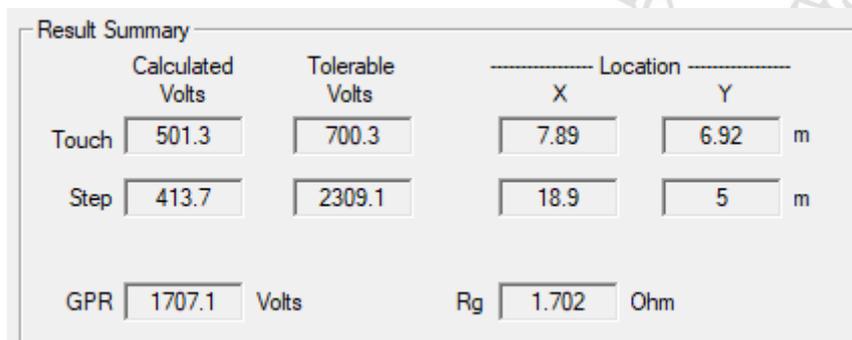
Para efectos de simulación se consideraron los siguientes datos:

- ✓ Corriente a tierra de diseño para las subestaciones del proyecto: 1000A
- ✓ Tiempo de duración de la falla = 0.5seg
- ✓ Resistividad de la capa de triturado o cemento = 2500  $\Omega$ m
- ✓ Espesor de la capa de triturado = 0.3m
- ✓ Peso del humano = 50Kg
- ✓ Profundidad de enterramiento de la malla = 0.3m

Los anexos muestran que las tensiones de paso y de contacto en la zona en la cual se encuentran las mallas de puesta a tierra están por debajo del límite máximo establecido, tal como se exponen en la tabla 10-4.

**Tabla 10-4.** GPR, Tensiones de toque y paso calculadas y permisibles del proyecto Charambirá

Malla en Cuarto de baterías	GPR (V)	Tensiones de Toque calculadas.	Tensiones de paso calculadas	Tensiones de Toque Tolerables según IEEE-80.	Tensiones de Paso Tolerables según IEEE-80.
PRINCIPAL	1707.1	501.3	413.7	700.3	2309.1



**Figura 10-2.** Resultados obtenidos por el software

Las tensiones de paso en la zona que involucra las zonas en la cuales se ubican las mallas del proyecto Charambirá, no representan un peligro para las personas.

### Notas de interés.

Los parámetros definidos en las siguientes notas están basados en el artículo 15 de la resolución RETIE 9 0708 y la norma IEEE Std. 80-2000

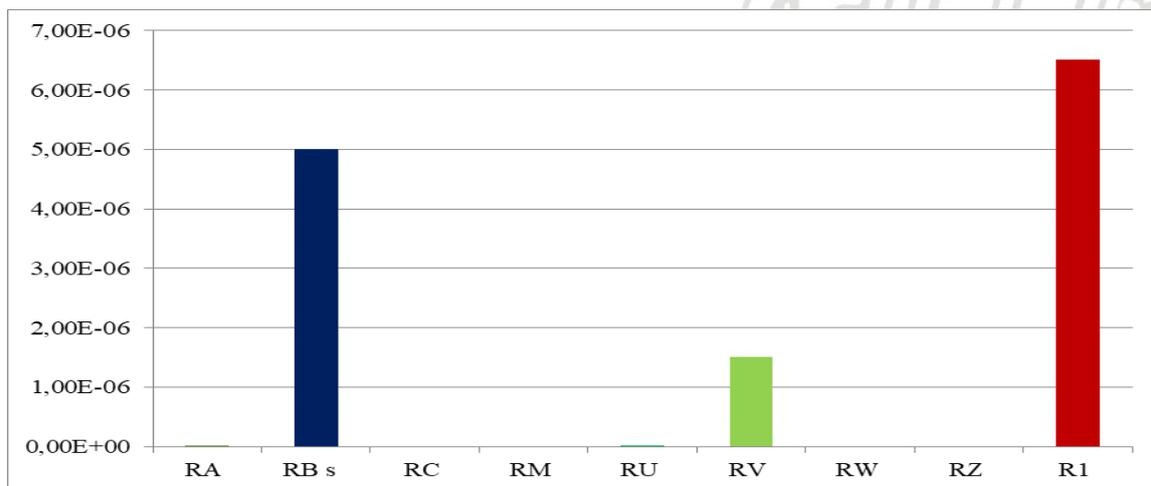
1. Las mallas de puesta a tierra del proyecto Charambirá deberá hacerse en cable de cobre desnudo No. 2/0 AWG.
2. La conexión entre el arreglo solar fotovoltaico con la malla de puesta a tierra deberá realizarse mediante dos cables de cobre desnudos No. 8 AWG.
3. La capa de triturado sobre el área comprendida por la malla de puesta a tierra se simuló como si fuese una capa de 30cm de espesor presentando una resistividad típica de 2500  $\Omega$ .m.
4. La malla de puesta a tierra debe estar enterrada a una profundidad de 30cm a partir de tierra física. El espesor de la capa de concreto o el triturado no se tiene en cuenta para el enterramiento de la malla de puesta a tierra.
5. Todos los elementos metálicos no portadores, deben estar conectados con la malla de puesta a tierra.
6. Las uniones de la malla de puesta a tierra deberán realizarse con soldadura exotérmica o conectores certificados.
7. Se debe construir mínimo una caja de inspección de 30x30cm<sup>2</sup>, cuya tapa debe ser removible, para efectos de medida e inspección de la malla de puesta a tierra, se sugiere la ubicación descrita en el plano.

**Cálculo del riesgo para la toma de decisión sobre la necesidad de protección.**

**Tabla 10-5. Componentes de riesgo.**

COMPONENTES DE RIESGO	
R <sub>A</sub>	2.00E-09
R <sub>B</sub>	5.00E-06
R <sub>C</sub>	0.00E+00
R <sub>M</sub>	0.00E+00
R <sub>U</sub> (Linea de Potencia)	6.05E-11
R <sub>U</sub> (Linea de telecomunicaciones)	0.00E+00
R <sub>V</sub> (Linea de Potencia)	1.51E-06
R <sub>V</sub> (Linea de telecomunicaciones)	0.00E+00
R <sub>W</sub> (Linea de Potencia)	0.00E+00
R <sub>W</sub> (Linea de telecomunicaciones)	0.00E+00
R <sub>Z</sub> (Linea de Potencia)	0.00E+00
R <sub>Z</sub> (Linea de telecomunicaciones)	0.00E+00

En la tabla 10-5 se indican los componentes del riesgo implicados en la evaluación del riesgo total.



**Figura 10-3. Número de sucesos peligrosos posibles anuales.**

La aplicación de los parámetros descritos (Tablas 10-3 a 10-5), a la evaluación del nivel de riesgo R1, determinan que el valor de este es  $6.52 \times 10^{-6}$ . Este valor es menor al límite de riesgo tolerable de  $1 \times 10^{-5}$  según lo definido en la **Tabla 17 de la NTC 4552-2 del año 2008**, por consiguiente, no es necesario tomar medidas de protección para garantizar la seguridad de personas y la estructura, tales como:

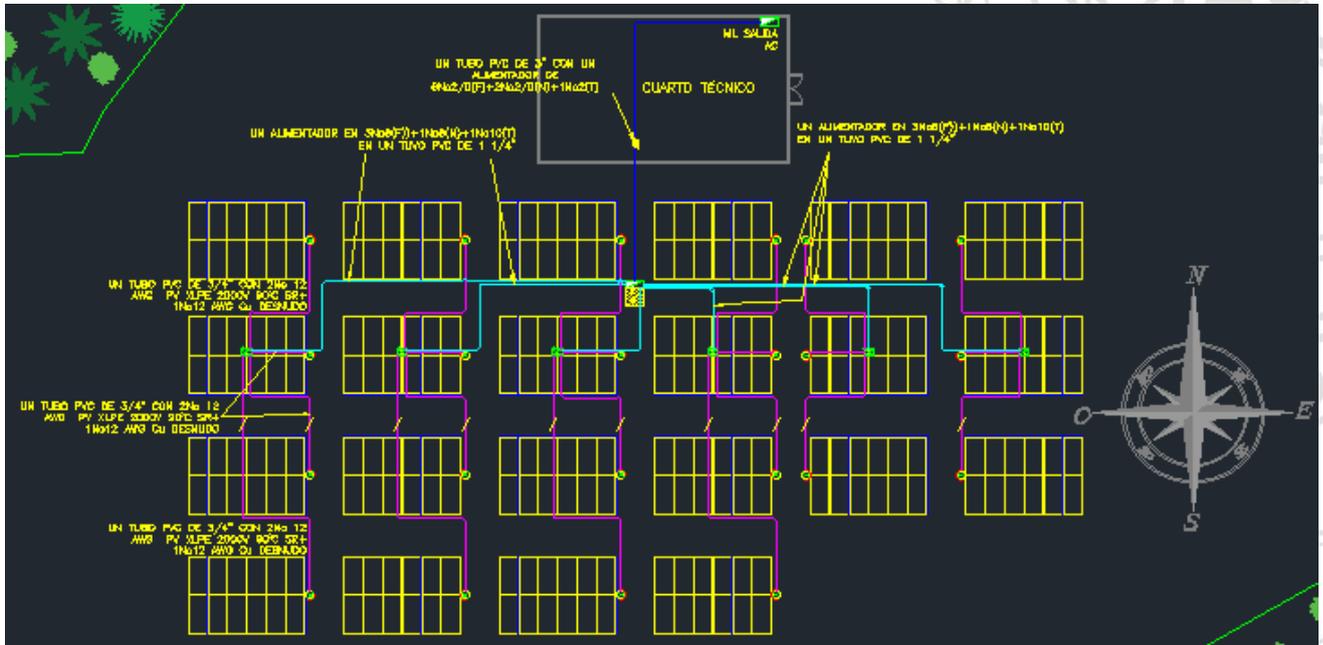
**Tabla 10-6. Valores típicos de riesgo tolerable**

TIPO DE PERDIDA	RT
Pérdida de vidas o lesiones permanentes	$10^{-5}$
Pérdida de servicio público	$10^{-3}$
Pérdida de patrimonio cultural	$10^{-3}$

## Anexo 11 Planimetría

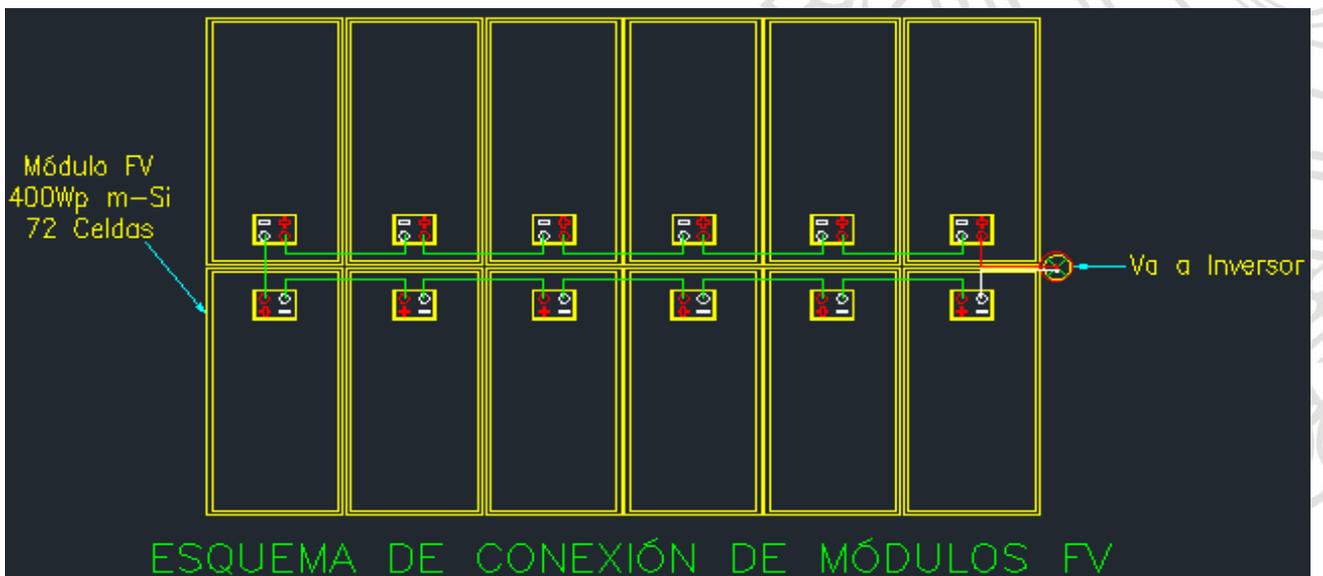
### PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA

- Distribución de módulos

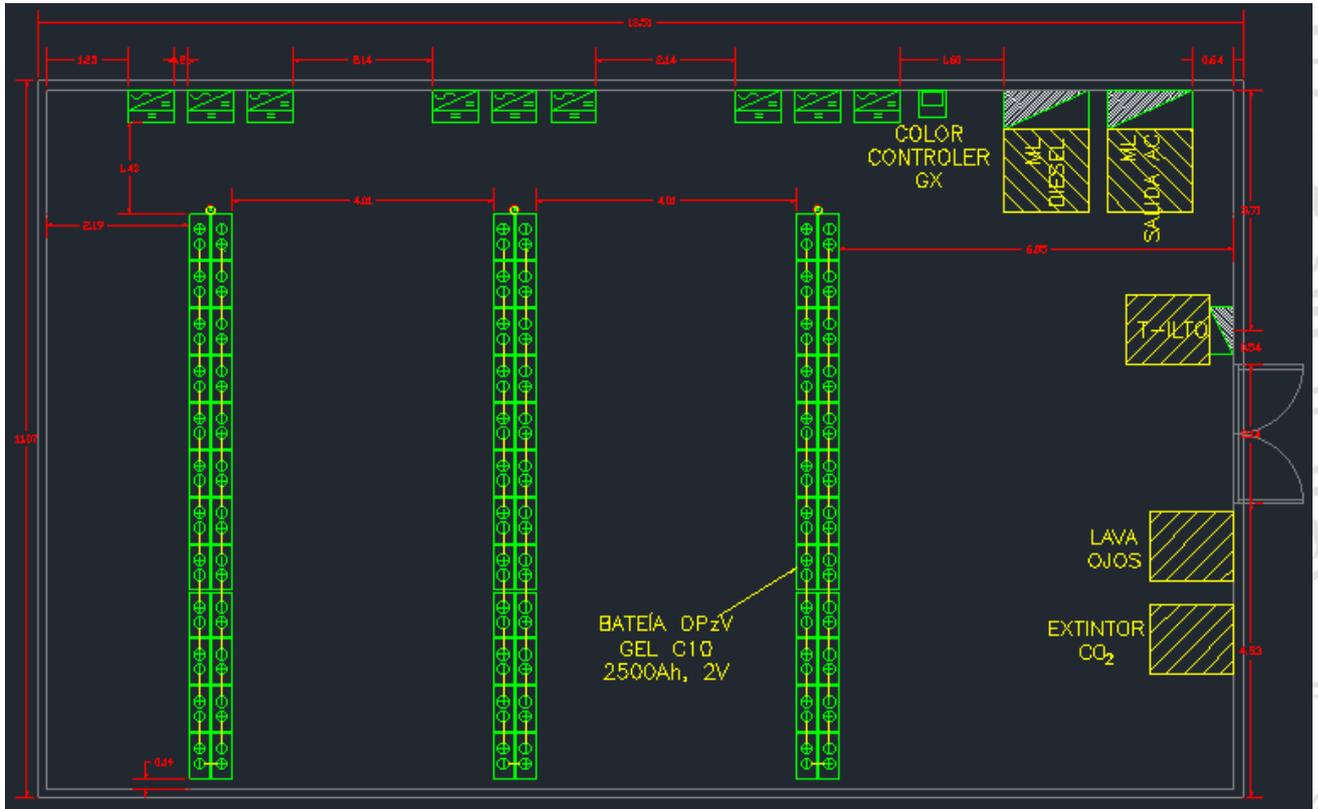


La distribución de módulos se realizó de esta manera, de acuerdo al tipo de estructura a utilizar, al direccionamiento de los módulos (mirando hacia el Sur), y la separación entre cada conjunto de módulos se diseñó de esta manera para evitar que un conjunto le haga sombra a otro. También porque fue la manera más óptima de tener mayor producción del sistema implementado.

- Esquema de conexión de los módulos FV



- Distribución de equipos en cuarto técnico



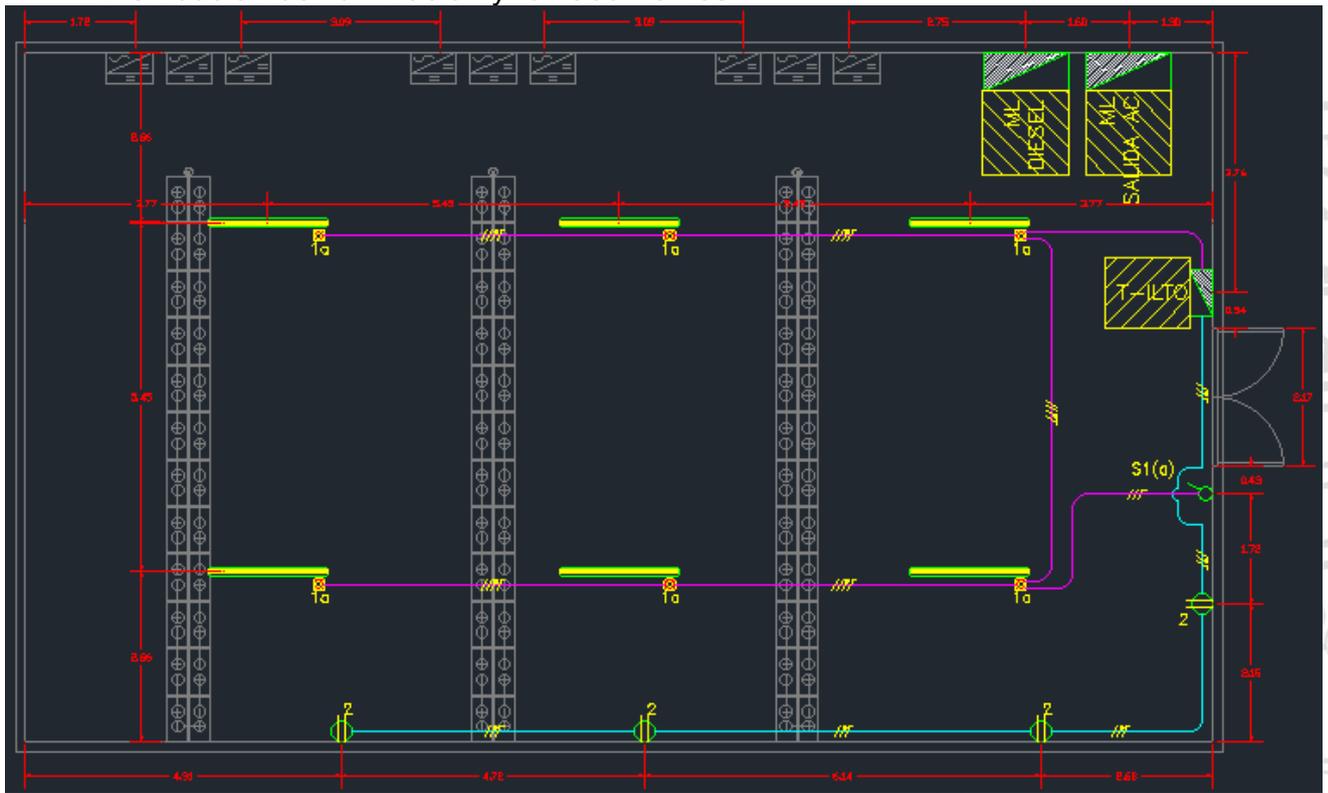
La distribución de las baterías se realizó de esta manera, porque las baterías son muy sensibles, entonces era necesario que la regulación en los tres conjuntos de batería fuera idéntica, por eso se separan de esta manera y por eso son arreglos idénticos. Además, cada conjunto de baterías corresponde a una fase.

## RED ELÉCTRICA

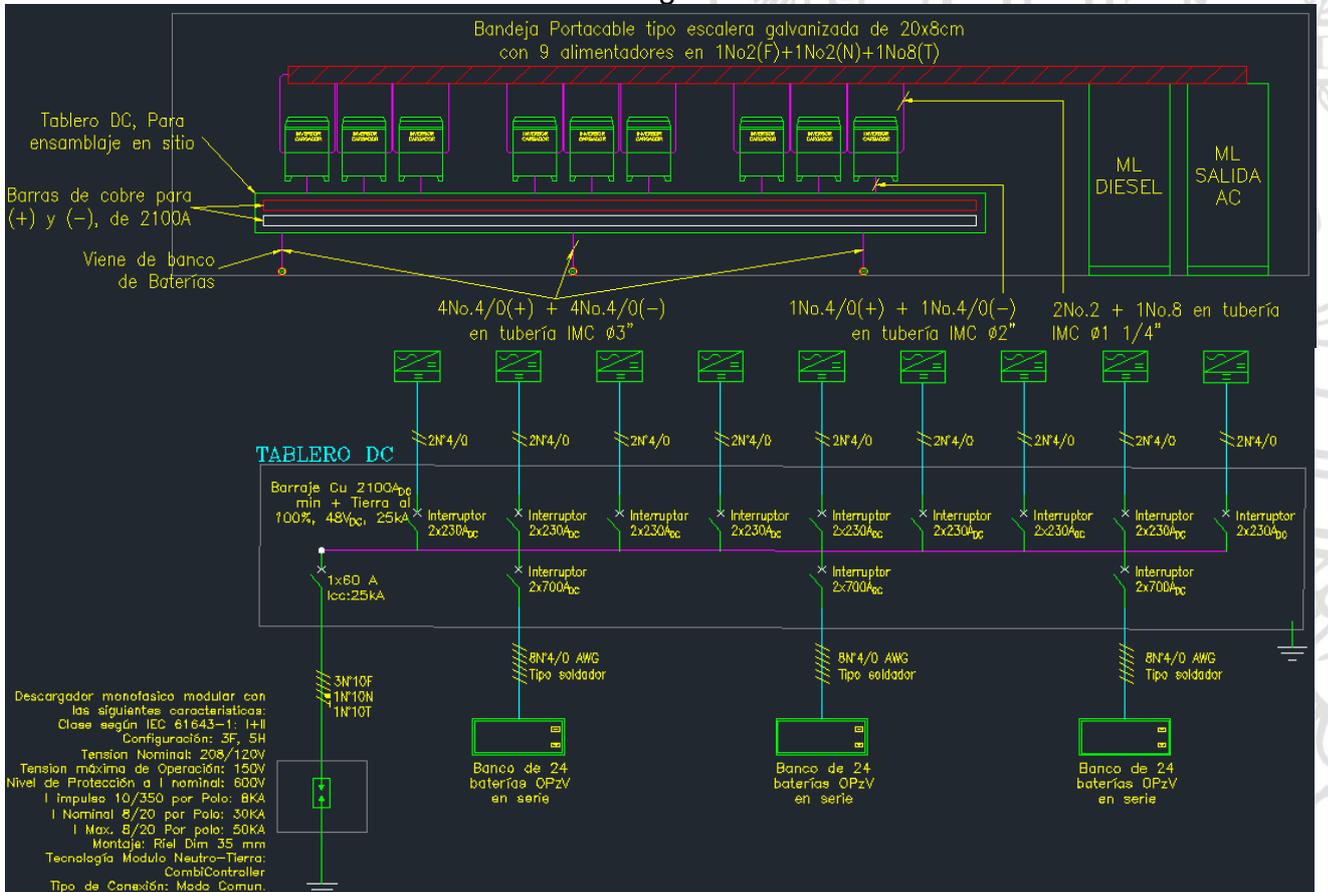
Para poder entender, los diagramas de la red eléctrica presentados a continuación se debe de tener en cuenta las siguientes convenciones:

CONVENCIONES	
	TOMACORRIENTE DOBLE SENCILLO
	TUBERIA ILUMINACIÓN
	TUBERIA TOMACORRIENTES
	TABLERO MULTIBREAKER
	LUMINARIA HERMETICA

- Distribución de iluminación y tomacorrientes



- Vista en sección de los inversores / cargadores

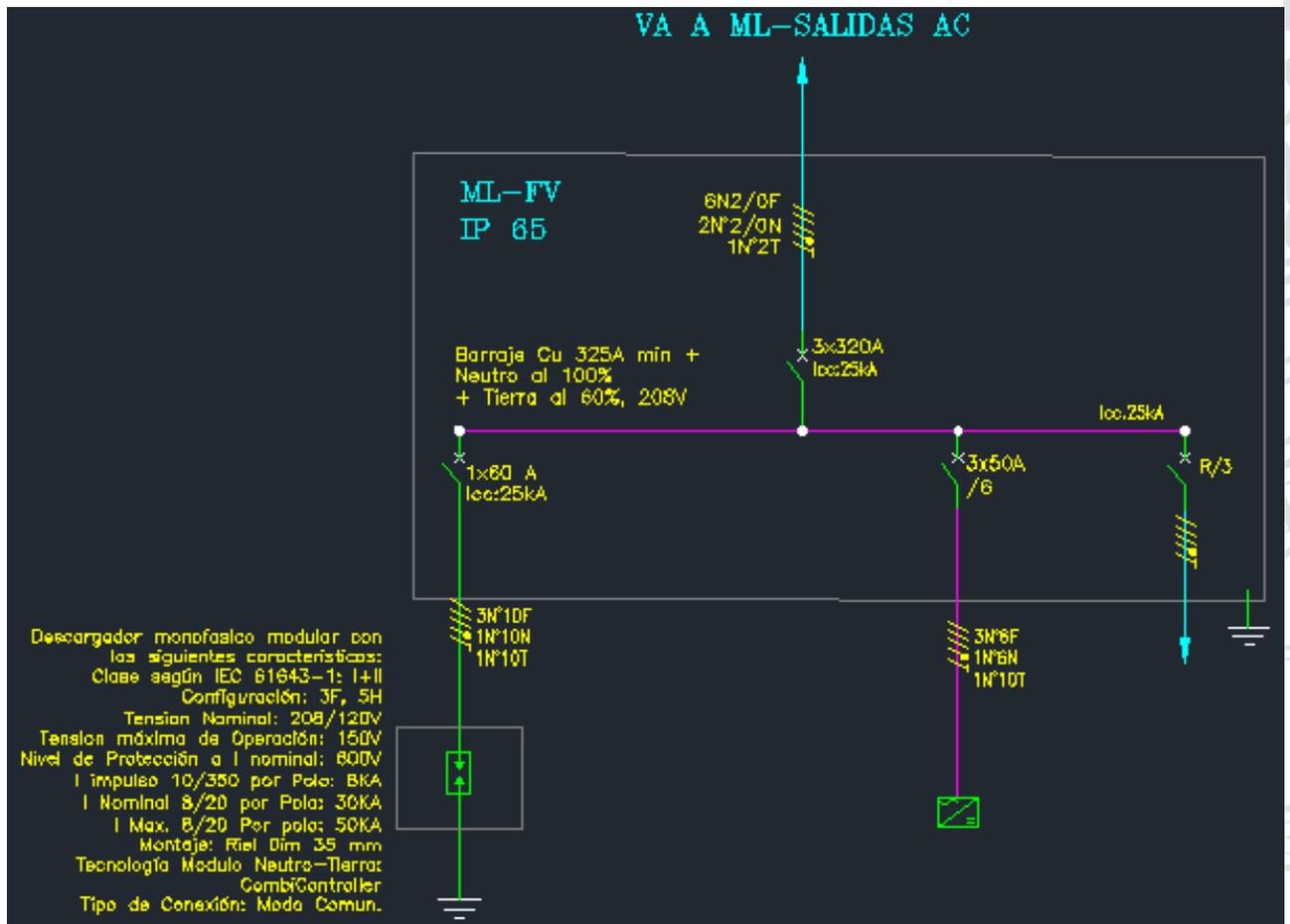


## Notas:

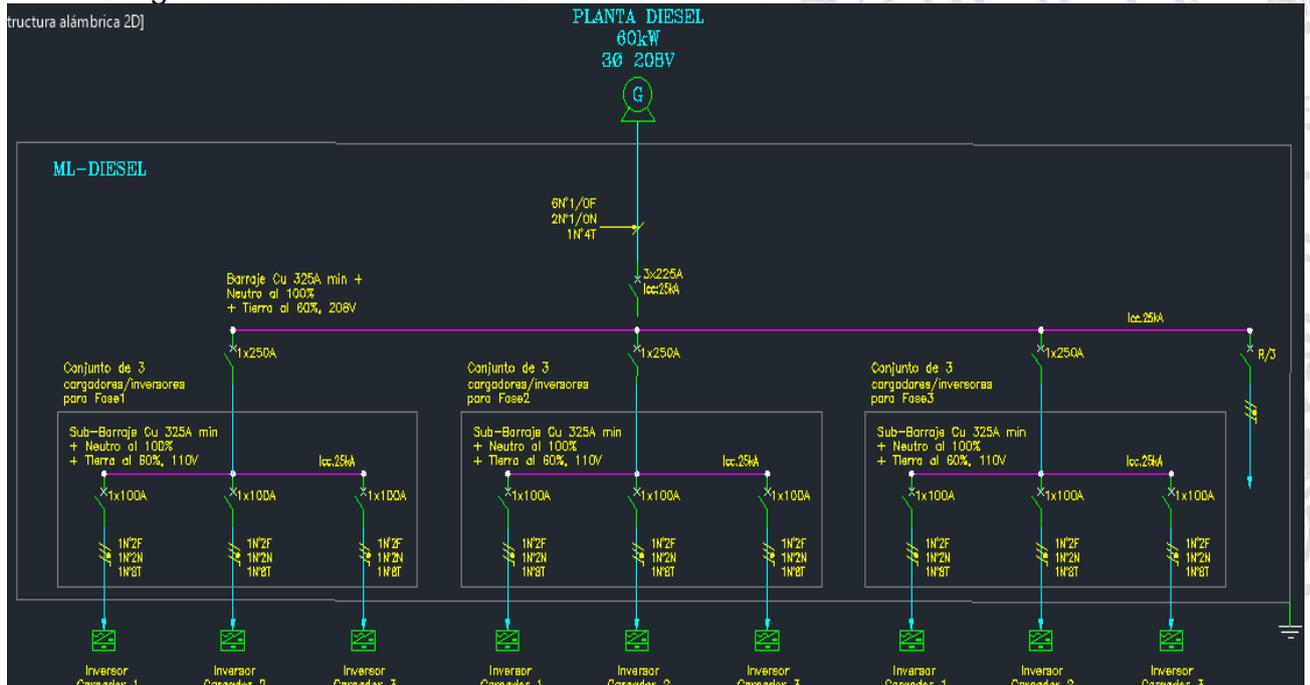
1. No se deben instalar tuberías no metálicas livianas (tipo A), expuestas ni en cielos falsos; solo se admiten si van embebidas en concreto o materiales resistentes al fuego mínimo 15 minutos.
2. Toda tubería expuesta u oculta dentro de cielo rasos, cielos falsos, pisos, muros o techos será del tipo IMC y deberá estar debidamente marcada y fijada cada 1,2m.
3. Calibre mínimo de conductor de puesta a tierra para alimentadores será N°12
4. Calibre mínimo de conductor de puesta a tierra para acometidas será N°8
5. Se utilizará código de colores según tabla 6.5 del Retie (Actualización 30 de agosto de 2013).
6. Todos los empalmes eléctricos deberán ser realizados con dispositivos especificados para tal fin.
7. El máximo número de tubos que entran y salen de una caja 4x4 o 12x12 serán 3.
8. En la instalación de elementos sobre el cielo falso deberá instalarse un cable de acero anclado a la losa o columna.
9. Las rutas de las redes deberán ser perpendiculares o paralelas a los ejes arquitectónicos.
10. Los recorridos de las tuberías son sólo indicativos, estos serán definidos en obra.
11. Toda tubería expuesta será tipo IMC y será del tipo metálica galvanizada cuando se use en zonas expuestas a la intemperie.
12. Todos los elementos eléctricos en zonas expuestas a intemperie o zonas húmedas deberán tener una protección tipo IP65 certificada para el uso en este tipo de zonas.
13. El espacio destinado para la ubicación del tablero deberá tener mínimo 0.75m de ancho y se debe tener una distancia de 0.9m libres contados desde la parte frontal del tablero con la puerta abierto.
14. El cuarto de Baterías debe cumplir con lo establecidos en el artículo 19 de la resolución 5018 de 2019.
15. El cuarto de Baterías debe contar con espacio para el almacenamiento de elementos absorbentes, en caso de vertimientos de ácido desde las baterías.
16. el cuarto de baterías debe contar con ventanas tipo persiana con el propósito de proveer la circulación de aire suficiente.
17. La profundidad de enterramiento de las tuberías PVC debe ser de 60cm según la tabla 25.1 del RETIE.
18. Se debe garantizar la conexión a tierra de todos los módulos FV, por medio de cables y conectores certificados para tal fin.

## DIAGRAMAS UNIFILARES

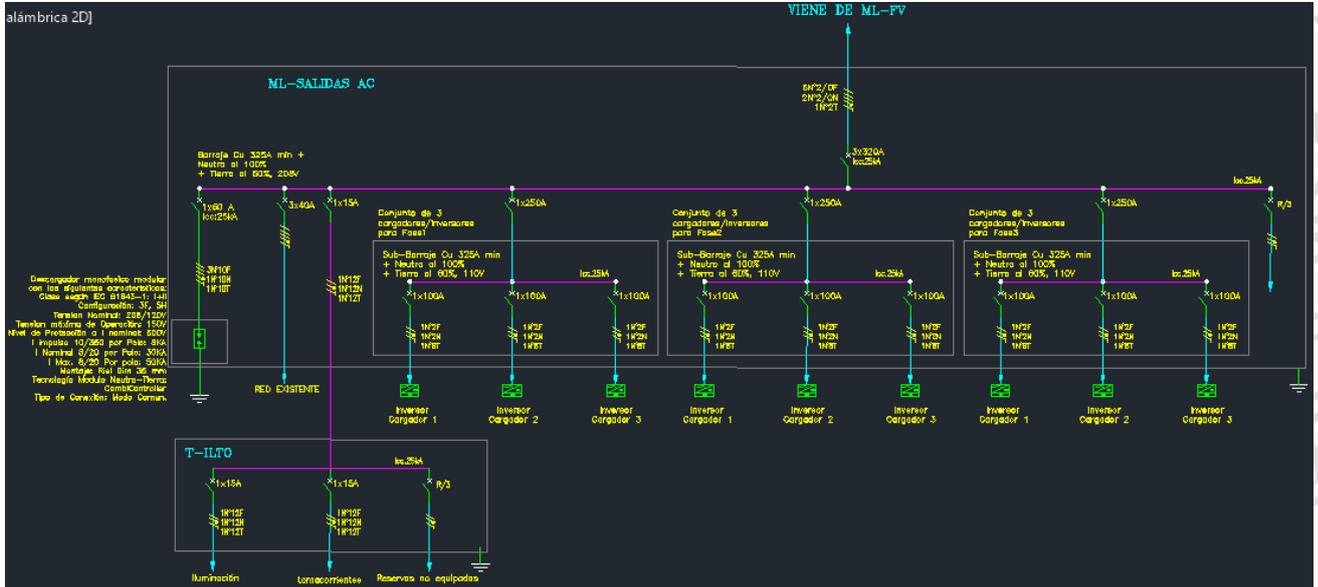
- Diagrama unifilar ML-FV



- Diagrama Unifilar ML-DIÉSEL



- Diagrama unifilar ML-SALIDAS AC

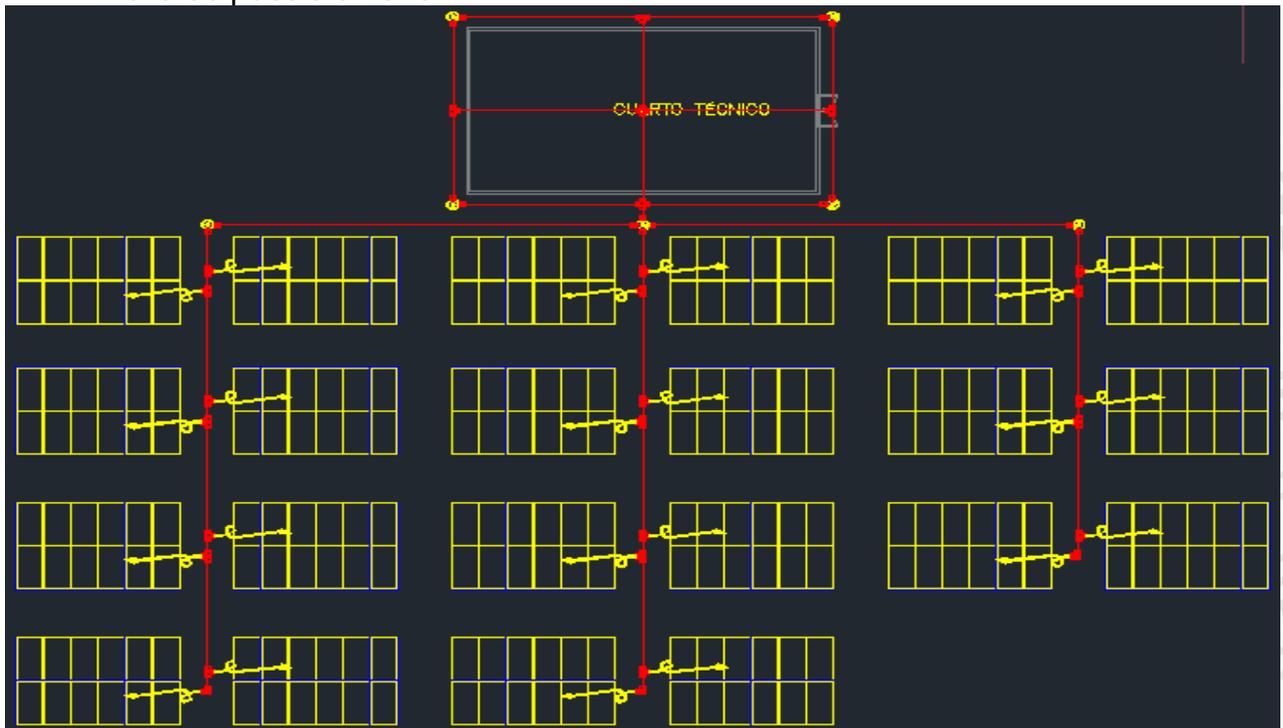


**SISTEMA DE PUESTA A TIERRA DE LA PLANTA FV**

Para el sistema de puesta a tierra de la planta solar fotovoltaica, se debe de tener en cuenta las siguientes convenciones

CONVENCIONES	
	CABLE DE COBRE DESNUDO No 2/0 AWG
	SOLDADURA EXOTERMICA CABLE A CABLE EN "T"
	SOLDADURA EXOTERMICA CONEXIÓN CABLE-CABLE EN "L" A VARILLA
	SOLDADURA EXOTERMICA CABLE A CABLE EN CRUZ
	SOLDADURA EXOTERMICA CABLE-CABLE MOLDE "T" PARA EQUIPOS
	SOLDADURA EXOTERMICA CONEXIÓN CABLE-CABLE EN "T" A VARILLA

- Malla de puesta a tierra



Notas:

1. La malla de puesta a tierra del proyecto deberá hacerse en cable de cobre desnudo No. 2/0 AWG.
2. Las salidas para conexión a equipos deberá hacerse en cable de cobre desnudo No. 2/0 AWG.
3. La capa de triturado sobre el área comprendida por la mallas de puesta a tierra se simuló como si fuese una capa de 30cm de espesor presentando una resistividad típica de 2500m.
4. La malla de puesta a tierra del proyecto, debe estar enterrada a una profundidad de 30cm a partir de tierra física. El espesor de la capa de concreto o el triturado no se tiene en cuenta para el enterramiento de las mallas de puesta a tierra.
5. Todos los elementos metálicos, deben estar conectados con la malla de puesta a tierra.
6. Las uniones de la malla de puesta a tierra deberán realizarse con soldadura exotérmica o conectores certificados.
7. Se debe construir mínimo una caja de inspección de 30x30cm<sup>2</sup> para cada una de las mallas, cuya tapa debe ser removible, para efectos de medida e inspección de la malla de puesta a tierra, se sugiere la ubicación descrita en el plano.
8. Las cantidades se deben validar en Sitio.
9. Las áreas contiguas a malla de puesta a tierra, en caso de falla eléctrica a tierra, estarán influenciadas por la tensión superficial emitida por la malla de tierra.
10. Se recomienda instalar en suelo material aislante con capacidad de soportar un GPR de 837.5V o mínimo utilizar botas dieléctricas para esta capacidad.
11. La ubicación real de la malla deberá hacerse lo más cerca posible a lo establecido en el diseño.
12. Conectar las estructuras de los módulos FV a la malla de tierra con conector mecánico certificado para tal fin. la conexión se debe realizar en los puntos autorizados por el fabricante de la estructura.



ITEM: 1.2

Suministro Transporte e Instalación de planta solar Fotovoltaica de 105,6 kWp

UNIDAD:

Un

PROYECTO:	IMPLEMENTACIÓN PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA HÍBRIDA (DIÉSEL) CON ACUMULACIÓN EN BATERÍAS EN EL CORREGIMIENTO CHARAMBIRÁ DEL MUNICIPIO EL LITORAL DEL SAN JUAN.			ITEM:	1.2
PROPONENTE:				UNIDAD:	Un
DESCRIPCIÓN:	Suministro Transporte e Instalación de planta solar Fotovoltaica de 105,6 kWp				
I-MATERIALES					
CODIGO	DESCRIPCIÓN	UND	PRE UNIT	CANTIDAD	VALOR
	Tablero de fabricación especial para uso exterior y ambientes salinos 30 ctos (ML-FV) 3F, 5H, 208V de sobreponer, con barras de neutro y tierra independientes, protección IP65, con puerta y chapa, con espacio para totalizador. 3 Reservas monofasicas. Según Diagrama Unifilar incluye: -Un (1) Interruptor tipo industrial de accionamiento rápido para totalizador de 3x325A, lcc:25kA -Seis (6) Interruptor tipo industrial de accionamiento rápido de 3x50A, lcc: 25kA -Un (1) Interruptores Termomagnético de 3 x 60 A, 208V, tipo enchufable de accionamiento rápido para DPS -Un (1) DPS tipo 1+2 modo común con 4 polos, tensión nominal de 208V, lmax=65kA, limp=12.5 kA, In=20 KA, Up≤1.0 kV -Barras internas de cobre min 325A, 208V, lcc: 25kA. + Neutro al 100% + Tierra según tabla 250-94 NTC 2050	Un	\$ 11,292,935.00	1	\$ 11,292,935.00
	Alimentador para tablero ML-FV hasta ML-SALIDAS AC en conductor Cu AWG THHN/THWN , en calibre 6 No 2/0 (F)+ 2No 2/0 (N) + 1No 2 (T)	ml	\$ 227,635.10	22	\$ 5,007,972.20
	ALIMENTADORES INVERSORES hasta ML-FV en conductor Cu AWG THHN/THWN , en calibre 3 No 6 (F)+ 1No 6 (N) + 1No 10 (T)	ml	\$ 23,239.33	110	\$ 2,556,326.47
	Circuitos ramales 2No 12 AWG PV XLPE 2000V 90°C SR +1No 12 Cu desnudo para Tierra , para inversores.	ml	\$ 10,408.30	280	\$ 2,914,322.69
	Tubería metálica tipo PVC de 1 1/4" para Inversores a ML-FV	ml	\$ 2,613.35	110	\$ 287,468.04
	Tubería tipo PVC de 3/4" para acometida	ml	\$ 1,241.66	280	\$ 347,664.58
	Tubería tipo PVC de 3" para acometida	ml	\$ 8,712.27	22	\$ 191,669.89
	Cable de cobre desnudo 2/0 AWG para malla de puesta a tierra de cuarto eléctrico	ml	\$ 24,843.95	70	\$ 1,739,076.31
	Cable de cobre desnudo 2/0 AWG para equipotencialización de equipos	ml	\$ 24,843.95	70	\$ 1,739,076.31
	Soldadura exotérmica cable - cable en T para cable de CU 2/0 AWG con carga fundente de 90g	Un	\$ 13,207.16	9	\$ 118,864.40
	Soldadura exotérmica varilla a cable de CU 2/0 AWG en L con carga fundente de 150 g	Un	\$ 26,414.31	4	\$ 105,657.24
	Borna terminal para equipotencialización de estructuras	Un	\$ 6,000.00	9	\$ 54,000.00
	Caja de inspección de 30 x 30 cm con tapa removible	Un	\$ 33,179.22	1	\$ 33,179.22
	Varilla Cu-Cu de 2,4m de longitud y 5/8" de diámetro para malla de puesta a tierra de cuarto eléctrico	Un	\$ 185,278.48	4	\$ 741,113.91
	Cable de cobre desnudo 2/0 AWG para malla de puesta a tierra de arreglo solar	ml	\$ 24,843.95	90	\$ 2,235,955.26
	Cable de cobre desnudo 2/0 AWG para equipotencialización de estructuras	ml	\$ 24,843.95	90	\$ 2,235,955.26
	Soldadura exotérmica cable - cable en T para cable de CU 2/0 AWG con carga fundente de 90g	Un	\$ 13,207.16	22	\$ 290,557.42
	Soldadura exotérmica cable - cable en cruz a varilla para cable de CU 2/0 AWG con carga fundente de 90g	Un	\$ 13,207.16	1	\$ 13,207.16
	Soldadura exotérmica varilla a cable de CU 2/0 AWG en t con carga fundente de 150 g	Un	\$ 26,414.31	2	\$ 52,828.62
	Varilla Cu-Cu de 2,4m de longitud y 5/8" de diámetro	Un	\$ 185,278.48	3	\$ 555,835.43
	Borna terminar para equipotencialización de estructuras	Un	\$ 6,000.00	22	\$ 132,000.00
	Cemento 50 Kg	Un	\$ 11,549	109	\$ 1,258,835.55
	estructura metalica tipo Estatica ESAGO61 SIMEDT para 12 modulos Autosoportada	Un	\$ 4,023,680	22	\$ 88,520,962.20
	Varilla 3/8" G60W9mmx6m corrugada	Un	\$ 11,612	213	\$ 2,473,360.26
	Gravilla x 3 galones	Un	\$ 19,231	75	\$ 1,442,297.85
	Arena de pega x 4 galones	Un	\$ 36,772	75	\$ 2,757,890.15
	Módulo solar policristalino de 400Wp	Un	\$ 545,110.50	264	\$ 143,909,172.00
	Conector MC4 macho	Un	\$ 5,144.35	100	\$ 514,435.46
	Conector MC4 hembra	Un	\$ 6,472.74	100	\$ 647,274.32
	Inversor FRONIUS SYMO 15 0,3 208/120 V	Un	\$ 11,178,362.80	6	\$ 67,070,176.80
	DPS Supresor DS50PV-500 500V 40kA energía, Citel	Un	\$ 366,520.00	6	\$ 2,199,120.00
	STREAM BOX 8 CTIS (4+/-), Con barra de Tierra y porta fusibles y fusibles 15 A, Para uso exterior y ambiente salino	Un	\$ 3,446,240.00	6	\$ 20,677,440.00
<b>Subtotal 1</b>				<b>Subtotal MATERIALES</b>	<b>\$ 364,116,630.01</b>
II-HERRAMIENTA DE MANO					
DESCRIPCIÓN	Días	TARIFA/DIA	RENDIM/DIA	VALOR	
APISONADOR (CANGURO)	60	\$ 27,427.23	1	\$ 1,645,633.50	
MEZCLADORA A GASOLINA	60	\$ 39,894.15	1	\$ 2,393,648.73	
VIBRADOR ELÉCTRICO	60	\$ 27,427.23	1	\$ 1,645,633.50	
HERRAMIENTA GENERAL MANO	60	\$ 96,448.83	1	\$ 5,786,929.53	
Herramienta electrica Gneral	60	\$ 64,999.00	0.25	\$ 974,985.00	
Herramienta civil Gneral	60	\$ 65,000.00	0.25	\$ 975,000.00	
<b>Subtotal 2</b>				<b>Subtotal HERRAMIENTA DE MANO</b>	<b>\$ 13,421,830.26</b>
III- MANO DE OBRA					
DEDICACIÓN	DESCRIPCIÓN	UND	JORNAL	RENDIM	VALOR
10%	Director	gib	\$ 500,400.00	60	\$ 3,002,400.00
100%	Ingeniero Residente	gib	\$ 356,145.45	60	\$ 21,368,727.27
100%	Oficial	gib	\$ 210,981.82	100	\$ 21,098,181.82
100%	Ayudante Electricista	gib	\$ 150,886.91	100	\$ 15,088,690.91
100%	Ayudante Gneral	gib	\$ 150,886.91	100	\$ 15,088,690.91
100%	HSQ	gib	\$ 143,719.64	100	\$ 14,371,963.64
<b>Subtotal 3</b>				<b>Subtotal MANO DE OBRA</b>	<b>\$ 90,018,654.55</b>
IV- TRANSPORTES					
DESCRIPCIÓN	UND	PESO	CANTIDA	VALOR /Kg	VALOR
Transporte Terrestre desde BOGOTA hastahasta punto de Instalación	Kg	23860.85	1	\$ 4,700.52	\$ 112,158,498.77
<b>Subtotal 4</b>				<b>Subtotal TRANSPORTES</b>	<b>\$ 112,158,498.77</b>
<b>TOTAL</b>				<b>Subtotal costo Directo</b>	<b>\$ 579,715,613.59</b>



ITEM: 1.4

UNIDAD:

Suministro, transporte e instalación de Redes electricas internas CUARTO DE BATERIAS

Un

PROYECTO:	IMPLEMENTACIÓN PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA HÍBRIDA (DIÉSEL) CON ACUMULACIÓN EN BATERÍAS EN EL CORREGIMIENTO CHARAMBIRÁ DEL MUNICIPIO EL LITORAL DEL SAN JUAN.			ITEM:	1.4
PROPONENTE				UNIDAD	Un
DESCRIPCIÓN	Suministro, transporte e instalación de Redes electricas internas CUARTO DE BATERIAS				
I-MATERIALES					
DESCRIPCIÓN	UND	PRE UNIT	CANTIDAD	VALOR	
Alimentador para tablero T-ILTO en conductor Cu AWG THHN/THWN , en calibre 1 No 12 (F)+ 1No 12 (N) + 1No 12 (T)	ml	\$ 7,034.57	5	\$ 35,172.83	
Tablero TMB 6 ctos (T-ILTO) 1F, 3H, 120V de sobreponer, con barras de neutro y tierra independientes, con puerta y chapa, con espacio para totalizador. 4 Reservas. Según Diagrama Unifilar incluye: Dos (2) Interruptores Termomagnético de 1 x 15 A, 120V, tipo enchufable de accionamiento rápido. Barras internas de cobre min 75A, 1100V, lcc: 25 kA. + Neutro al 100%+ Tierra según tabla 250-94 NTC 2050	Un	\$ 416,500.00	1	\$ 416,500.00	
Circuitos ramales en baja tensión, 120V en 1No12 (F) + 1No12(N) + 1No12 (T) cable de cobre AWG THHN/THWN	ml	\$ 7,034.57	55	\$ 386,901.13	
Tubería metálica tipo IMC de 1/2" para iluminación y tomacorrientes	Un	\$ 28,849.49	25	\$ 721,237.18	
Salida eléctrica para tomacorriente TIPO INTEMPERIE doble con polo a tierra monofásico 15A, 125V, NEMA 5-15R. Incluye toma marca Leviton o similar color blanco con placa de nylon, encintada, ducto PVC, cajas, conductores cobre #12 AWG THHN/THWN y demás accesorios necesarios para su correcta instalación.	Un	\$ 13,821.42	4	\$ 55,285.69	
Salidas eléctricas de iluminación sobrepuestas o suspendidas, 120V. Incluye: conectores, ducto IMC, cajas metálicas tipo RAWELT, conductores 12 AWG THHN/THWN , y demás accesorios necesarios para su correcta instalación.(Salida promedio de 2 mts).	Un	\$ 6,512.87	6	\$ 39,077.22	
Luminaria led Hermetica para descolgar o suspender, potencia 38W, con las siguientes características; temperatura de color 4000K. Flujo Luminoso 4000Lm, IP65, alimentacion 120-277V.	Un	\$ 172,550.00	6	\$ 1,035,300.00	
Salida electrica para interruptor sencillo 10A, 120/277V	Un	\$ 3,180.87	1	\$ 3,180.87	
Independientes, con puerta y chapa, protección IP65,	Un	\$ 70,805.00	1	\$ 70,805.00	
Tablero Cofre Electrico Para Intemperie Rebra 40x30x20	Un	\$ 132,075.72	1	\$ 132,075.72	
Interruptores Termomagnético de 1 x 15 A, 120V, tipo enchufable de accionamiento rápido.	Un	\$ 9,292.59	5	\$ 46,462.96	
Conductor Cu THHN/THWN , en calibre No 12 color NEGRO AWG	ml	\$ 2,344.86	64	\$ 150,070.74	
Conductor Cu THHN/THWN , en calibre No 12 color BLANCO AWG	ml	\$ 2,344.86	64	\$ 150,070.74	
Conductor Cu THHN/THWN, en calibre No 12 color VERDE AWG	ml	\$ 1,513.20	64	\$ 96,845.06	
Tubería metálica tipo EMT de 1/2" para iluminación y tomacorrientes x 3mts	Un	\$ 11,479.49	12	\$ 137,753.92	
Curva metálica tipo EMT de 1/2" para iluminación y tomacorrientes	Un	\$ 936.37	8	\$ 7,490.97	
Puestas a tierra tubería metálicas con puentes en cable de cobre AWG THHN/THWN calibre No 12 y terminales de ojo cerrado en ambos extremos	Un	\$ 3,570.00	6	\$ 21,420.00	
Toma corriente doble con polo a tierra monofásico 15A, 125V, NEMA 5-15R con tapa tipo interperie	Un	\$ 2,878.93	6	\$ 17,273.56	
Cajas metálicas tipo RAWELT 12 x 12 CON TAPA TROKEL	Un	\$ 6,206.62	9	\$ 55,859.61	
Conectores de Resorte para Cable AWG Calibre No 12	Un	\$ 6,637.50	16	\$ 106,200.04	
Prensa estopa de 1/2" para entrada a caja	Un	\$ 1,267.55	18	\$ 22,815.87	
Roseta (plafón) para sobreponer en techo. Rosca E-27	Un	\$ 1,884.96	5	\$ 9,424.80	
Salida electrica para interruptor sencillo 10A, 120/277V	Un	\$ 3,773.49	3	\$ 11,320.47	
Marcaciones de tuberías y bandejas portables redes de energía(con bandas plasticas o pintura), cableado (con anillos de marcacion tipo clip), tableros y aparatos de salida	Un	\$ 357,000.00	1	\$ 357,000.00	
Tornilleria para Fijacion + Chazos	Un	\$ 424.83	50	\$ 21,241.50	
<b>Subtotal 1</b>	<b>Subtotal MATERIALES</b>			<b>\$ 4,106,785.89</b>	
II-HERRAMIENTA DE MANO					
DESCRIPCIÓN	UND	TARIFA	RENDIM	VALOR	
Herramienta electrica Gneral	glb	\$ 65,000.00	30	\$ 1,950,000.00	
<b>Subtotal 2</b>	<b>Subtotal HERRAMIENTA DE MANO</b>			<b>\$ 1,950,000.00</b>	
III- MANO DE OBRA					
DEDICACIÓN	DESCRIPCIÓN	UND	JORNAL	RENDIM	VALOR
10%	Director	glb	\$ 500,400.00	8	\$ 400,320.00
50%	Ingeniero Residente	glb	\$ 356,145.45	8	\$ 1,424,581.82
100%	Oficial	glb	\$ 210,981.82	8	\$ 1,687,854.55
100%	Ayudante Electricista	glb	\$ 150,886.91	8	\$ 1,207,095.27
0%	Ayudante Gneral	glb	\$ 143,719.64	8	\$ -
<b>Subtotal 3</b>	<b>Subtotal MANO DE OBRA</b>			<b>\$ 4,719,851.64</b>	
IV- TRANSPORTES					
DESCRIPCIÓN	UND	Cantidad	VALOR/Kg	VALOR	
Transporte de materiales, Incluye los siguientes transportes : Desde Bogotá hasta lugar de destino : CHARAMBIRÁ	Kg	451	\$ 4,700.52	\$ 2,119,936.34	
<b>Subtotal 4</b>	<b>Subtotal TRANSPORTES</b>			<b>\$ 2,119,936.34</b>	
<b>TOTAL</b>	<b>Subtotal costo Directo</b>			<b>\$ 12,896,573.86</b>	

ITEM: 1,5

UNIDAD:

Suministro, transporte e instalación de medidor monofasico prepago

Un

PROYECTO:	IMPLEMENTACIÓN PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA HÍBRIDA (DIÉSEL) CON ACUMULACIÓN EN BATERÍAS EN EL CORREGIMIENTO CHARAMBIRÁ DEL MUNICIPIO EL LITORAL DEL SAN JUAN.			ITEM:	1.5
PROPONENTE				UNIDAD	Un
DESCRIPCIÓN	Suministro, transporte e instalación de medidor monofasico prepago				
<b>I-MATERIALES</b>					
CODIGO	DESCRIPCIÓN	UND	PRE UNIT	CANTIDAD	VALOR
	Medidor prepago, monofasico, energía activa, 15(60)A, 120V	Un	\$ 433,934	1	\$ 433,934
	Caja tipo intemperie para medidor monofasico, con espacio para totalizador de 1x40A	Un	\$ 47,936	1	\$ 47,936
<b>Subtotal 1</b>				<b>Subtotal MATERIALES</b>	<b>\$ 481,869</b>
<b>II-HERRAMIENTA DE MANO</b>					
	DESCRIPCIÓN	UND	TARIFA	RENDIM	VALOR
	Herramienta electrica Gneral	glb	\$ 60,000.00	0.167	\$ 10,020.00
<b>Subtotal 2</b>				<b>Subtotal HERRAMIENTA DE MANO</b>	<b>\$ 10,020.00</b>
<b>III- MANO DE OBRA</b>					
DEDICACIÓN	DESCRIPCIÓN	UND	JORNAL	RENDIM	VALOR
0%	Director	glb	\$ 500,400.00	0.21	\$ -
50%	Ingeniero Residente	glb	\$ 356,145.45	0.21	\$ 37,395.27
100%	Oficial	glb	\$ 210,981.82	0.21	\$ 44,306.18
100%	Ayudante Electricista	glb	\$ 150,886.91	0.21	\$ 31,686.25
0%	Ayudante Gneral	glb	\$ 143,719.56		
<b>Subtotal 3</b>				<b>Subtotal MANO DE OBRA</b>	<b>\$ 113,387.71</b>
<b>IV- TRANSPORTES</b>					
	DESCRIPCIÓN	UND	Cantidad	VALOR	VALOR
	Transporte de materiales, Incluye los siguientes transportes : Desde Bogotá hasta	Kg	8	\$ 4,700.52	\$ 37,604.19
<b>Subtotal 4</b>				<b>Subtotal TRANSPORTES</b>	<b>\$ 37,604.19</b>
<b>TOTAL</b>				<b>Subtotal costo Directo</b>	<b>\$ 642,881.30</b>

ITEM:

2.1

UNIDAD:

Suministro, transporte e instalación de MATERIAL OBRA CIVIL

Un

PROYECTO:	IMPLEMENTACIÓN PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA HÍBRIDA (DIÉSEL) CON ACUMULACIÓN EN BATERÍAS EN EL CORREGIMIENTO CHARAMBIRÁ DEL MUNICIPIO EL LITORAL DEL SAN JUAN.			ITEM:	2.1
PROPONENTE				UNIDAD	Un
DESCRIPCIÓN	Suministro, transporte e instalación de MATERIAL OBRA CIVIL				
<b>I-MATERIALES</b>					
DESCRIPCIÓN	UND	PRE UNIT	CANTIDAD	VALOR	
PIEDRA TRITURADA	Kg	\$ 844.90	5000	\$ 4,224,500.00	
CEMENTO	Kg	\$ 26,061.00	500	\$ 13,030,500.00	
ARENA LIMPIA	Kg	\$ 7,735.00	900	\$ 6,961,500.00	
MOLDES CONCRETO COLUMNAS , VIGAS	Un	\$ 178,500.00	50	\$ 8,925,000.00	
ACERO DE REFUERZO	Kg	\$ 172,550.00	100	\$ 17,255,000.00	
PERNOS ANCLAJE 1" L = 1,05 (JUEGO) + 1 PLATINA	Un	\$ 69,020.00	30	\$ 2,070,600.00	
ALAMBRE NEGRO No. 14	Kg	\$ 3,570.00	300	\$ 1,071,000.00	
TABLA BURRA 25 x 2,5 cm x 3 m	Un	\$ 2,975.00	150	\$ 446,250.00	
SOPORTES METALICOS 8 x 4 cm. X 3 m.	Un	\$ 238,000.00	16	\$ 3,808,000.00	
SOPORTES 4 x 4 cm	Kg	\$ 238,000.00	25	\$ 5,950,000.00	
HERRAJES	Kg	\$ 92,820.00	150	\$ 13,923,000.00	
CLAVOS	Kg	\$ 14,042.00	100	\$ 1,404,200.00	
LADRILLO DIVISORIO 40x10x23	Un	\$ 2,975.00	1700	\$ 5,057,500.00	
VARILLA CURRUDADA 1/2	Un	\$ 18,207.00	200	\$ 3,641,400.00	
VARILLA CURRUDADA 5/8	Un	\$ 23,443.00	500	\$ 11,721,500.00	
LARGUEROS DE 15/*15*6 MT INMUNIZADO	Un	\$ 41,650.00	10	\$ 416,500.00	
CABALLETE TEJAS FIBROCEMENTO	Un	\$ 29,750.00	15	\$ 446,250.00	
TEJAS FIBROCEMENTO	Un	\$ 53,550.00	35	\$ 1,874,250.00	
A. C. P. M.	Gl	\$ 11,548.95	100	\$ 1,154,895.00	
PUERTAS	Un	\$ 2,023,000.00	1	\$ 2,023,000.00	
VENTANA	Un	\$ 952,000.00	4	\$ 3,808,000.00	
<b>Subtotal 1</b>				<b>\$ 109,212,845.00</b>	
<b>II-HERRAMIENTA DE MANO</b>					
DESCRIPCIÓN	Días	TARIFA/DIA	RENDIM/DIA	VALOR	
APISONADOR (CANGURO)	60	\$ 27,427.23	0.5	\$ 822,816.75	
MEZCLADORA A GASOLINA	60	\$ 39,894.15	0.5	\$ 1,196,824.36	
VIBRADOR ELÉCTRICO	60	\$ 27,427.23	0.5	\$ 822,816.75	
HERRAMIENTA GENERAL MANO	60	\$ 96,448.83	0.5	\$ 2,893,464.76	
<b>Subtotal 2</b>				<b>Subtotal HERRAMIENTA DE MANO \$ 5,735,922.63</b>	
<b>III- MANO DE OBRA</b>					
DEDICACIÓN	DESCRIPCIÓN	Días	JORNAL	RENDIM	VALOR
100%	ING. ESPECIALISTA	60	\$ 500,400.00	1	\$ 30,024,000.00
100%	SUPERVISOR	60	\$ 356,145.45	1	\$ 21,368,727.27
100%	Oficial	60	\$ 210,981.82	1	\$ 12,658,909.09
100%	Ayudante	60	\$ 150,886.91	1	\$ 9,053,214.55
100%	Hse	60	\$ 150,886.91	1	\$ 9,053,214.55
<b>Subtotal 3</b>				<b>Subtotal MANO DE OBRA \$ 82,158,065.45</b>	
<b>IV- TRANSPORTES</b>					
DESCRIPCIÓN	UND	Cantidad	VALOR/Kg	VALOR	
Transporte de materiales, Incluye los siguientes transportes : Desde Medellin hasta lugar de destino : CHARAMBIRÁ	Kg	53690	\$ 4,700.52	\$ 252,371,135.09	
<b>Subtotal 4</b>				<b>Subtotal TRANSPORTES \$ 252,371,135.09</b>	
<b>TOTAL</b>				<b>Subtotal costo Directo \$ 449,477,968.18</b>	

3.1

UNIDAD:

Suministro, transporte e instalación de elementos para mantenimiento correctivo de red aérea existente

Un

PROYECTO:	IMPLEMENTACIÓN PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA HÍBRIDA (DIÉSEL) CON ACUMULACIÓN EN BATERÍAS EN EL CORREGIMIENTO CHARAMBIRÁ DEL MUNICIPIO EL LITORAL DEL SAN JUAN.			ITEM:	3.1
PROPONENTE:				UNIDAD:	Un
DESCRIPCIÓN	Suministro, transporte e instalación de elementos para mantenimiento correctivo de red aérea existente				
I-MATERIALES					
CODIGO	DESCRIPCIÓN	UND	PRE UNIT	CANTIDAD	VALOR
	Poste de fibra de 8m, 750kgf, Incluye pintura de franjas según la exigencia del operador	Un	\$ 875,721	10	\$ 8,757,210
	Cemento 25kg x bulto	Un	\$ 14,994	15.00	\$ 224,910
	Varilla 3/8" G60W9mmx6m corrugada	Un	\$ 9,758	15	\$ 146,370
	Gravilla x 3 galones	kg	\$ 235	65	\$ 15,277
	Arena de pega x 4 galones	kg	\$ 120	65	\$ 7,832
	Alambre dulce para amarre	kg	\$ 7,414	13	\$ 96,378
	Percha Acanalada	Un	\$ 10,083	6	\$ 60,499
	Aislador de porcelana tipo carrete de 81mm	Un	\$ 4,727	6	\$ 28,361
	Conector de compresión tipo derivación de aluminio	Un	\$ 28,148	39	\$ 1,097,782
	Tornillo de 15.9 (5/8") x 200 mm (8")	Un	\$ 4,664	5	\$ 23,320
	Bloque de anclaje para viento con concreto 210 kgf/cm <sup>2</sup> y refuerzos de 2800kgf/cm <sup>2</sup>	Un	\$ 16,573	10	\$ 165,726
	Varilla de anclaje para viento en zonas marítimas	Un	\$ 29,749	10	\$ 297,490
	Guardacabos para viento en zonas marítimas	Un	\$ 2,395	10	\$ 23,948
	Camisa protectora de polímero para viento con gancho de sujeción y grapas superior e inferior para uso en zonas marítimas con protección para rayos UV	Un	\$ 101,658	10	\$ 1,016,576
	Cable super GX de 9,53 mm (3/8") para viento para uso en zonas marítimas	ml	\$ 4,083	145	\$ 592,097
	lazo cabezal de viento en el poste	ml	\$ 4,083	13	\$ 53,085
	Acometida en Baja tensión en cable 1No.2(F)+1No2(N)+1No12(T) XLPE 600V, 100% aislamiento con neutro concéntrico	ml	\$ 29,623	1000	\$ 29,622,670
	Acometida en Baja tensión en cable 1No.4(F)+1No4(N)+1No12(T) XLPE 600V, 100% aislamiento con neutro concéntrico	ml	\$ 18,669	1000	\$ 18,668,720
	Acometida domiciliaria en Baja tensión en cable 1No.8(F)+1No8(N)+1No10(T) Cable de cobre aislado en polietileno XLP de 75°C o XLPE de 90°C	ml	\$ 8,019	100	\$ 801,893
<b>Subtotal 1</b>	<b>Subtotal MATERIALES</b>				<b>\$ 61,700,143</b>
II-HERRAMIENTA DE MANO					
DESCRIPCIÓN	UND	TARIFA	RENDIM	VALOR	
Herramienta eléctrica general	glb	\$ 2,000,000.00	0.5	\$ 1,000,000.00	
<b>Subtotal 2</b>	<b>Subtotal HERRAMIENTA DE MANO</b>				<b>\$ 1,000,000.00</b>
III- MANO DE OBRA					
DEDICACIÓN	DESCRIPCIÓN	UND	JORNAL	RENDIM	VALOR
6%	Director	glb	\$ 500,400.00	0.63	\$ 18,915.12
20%	Ingeniero Residente	glb	\$ 356,145.45	0.63	\$ 44,874.33
100%	Oficial	glb	\$ 210,981.82	0.63	\$ 132,918.55
100%	Ayudante Electricista	glb	\$ 150,886.91	0.63	\$ 95,058.75
100%	Ayudante General	glb	\$ 143,719.56	0.63	\$ 90,543.33
<b>Subtotal 3</b>	<b>Subtotal MANO DE OBRA</b>				<b>\$ 382,310.07</b>
IV- TRANSPORTES					
DESCRIPCIÓN	UND	Cantidad	VALOR	VALOR	
Transporte de materiales, Incluye los siguientes transportes : Desde Bogotá hasta lugar de destino : CHARAMBIRÁ	Kg	12440.445	\$ 4,700.52	\$ 58,476,610.65	
<b>Subtotal 4</b>	<b>Subtotal TRANSPORTES</b>				<b>\$ 58,476,610.65</b>
<b>TOTAL</b>	<b>Subtotal costo Directo</b>				<b>\$ 121,559,063.82</b>

3.2

UNIDAD:

Suministro, transporte e instalación Planta electrica de 60 kVa

Un

PROYECTO:	IMPLEMENTACIÓN PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA HÍBRIDA (DIÉSEL) CON ACUMULACIÓN EN BATERÍAS EN EL CORREGIMIENTO CHARAMBI RÁ DEL MUNICIPIO EL LITORAL DEL SAN JUAN.				ITEM:	3.2
PROPONENTE					UNIDAD	Un
DESCRIPCIÓN	Suministro, transporte e instalación Planta electrica de 60 kVa					
<b>I-MATERIALES</b>						
CODIGO	DESCRIPCIÓN	UND	PRE UNIT	CANTIDAD	VALOR	
	Planta generacion electrica a Diesel de 60 kVa Prime 208/ 3f. Incluye todos los accesorios para su correcta instalacion y funcionamiento	Un	\$ 63,464,563	1	\$ 63,464,563	
<b>Subtotal 1</b>				<b>Subtotal MATERIALES</b>		\$ 63,464,563
<b>II-HERRAMIENTA DE MANO</b>						
	DESCRIPCIÓN	UND	TARIFA	RENDIM	VALOR	
	Herramienta electrica Gneral	glb	\$ 2,000,000.00	0.5	\$ 1,000,000.00	
<b>Subtotal 2</b>				<b>Subtotal HERRAMIENTA DE MANO</b>		\$ 1,000,000.00
<b>III- MANO DE OBRA</b>						
DEDICACIÓN	DESCRIPCIÓN	UND	JORNAL	RENDIM	VALOR	
6%	Director	glb	\$ 500,400.00	0.63	\$ 18,915.12	
20%	Ingeniero Residente	glb	\$ 356,145.45	0.63	\$ 44,874.33	
100%	Oficial	glb	\$ 210,981.82	0.63	\$ 132,918.55	
100%	Ayudante Electricista	glb	\$ 150,886.91	1	\$ 150,886.91	
100%	Ayudante Gneral	glb	\$ 143,719.56	1	\$ 143,719.56	
<b>Subtotal 3</b>				<b>Subtotal MANO DE OBRA</b>		\$ 491,314.47
<b>IV- TRANSPORTES</b>						
	DESCRIPCIÓN	UND	Cantidad	VALOR	VALOR	
	Transporte de materiales, Incluye los siguientes transportes : Desde Bogotá hasta lugar de destino :	Kg	947	\$ 4,700.52	\$ 4,451,396.26	
<b>Subtotal 4</b>				<b>Subtotal TRANSPORTES</b>		\$ 4,451,396.26
<b>TOTAL</b>				<b>Subtotal costo Directo</b>		\$ 69,407,273.42

3.3

UNIDAD:

Suministro, transporte e instalación de puesta a tierra para la red de distribución aerea

Un

PROYECTO:	IMPLEMENTACIÓN PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA HÍBRIDA (DIÉSEL) CON ACUMULACIÓN EN BATERÍAS EN EL CORREGIMIENTO CHARAMBI RÁ DEL MUNICIPIO EL LITORAL DEL SAN JUAN.				ITEM:	3.3
PROPONENTE					UNIDAD	Un
DESCRIPCIÓN	Suministro, transporte e instalación de puesta a tierra para la red de distribución aerea					
<b>I-MATERIALES</b>						
CODIGO	DESCRIPCIÓN	UND	PRE UNIT	CANTIDAD	VALOR	
	Cable de cobre desnudo No1/0	ml	\$ 20,015	17	\$ 340,248	
	Soldadura exhotermica cable a cable en Cruz con carga fundente de 90gr	Un	\$ 13,207	1	\$ 13,207	
	Soldadura exhotermicacable a cable en "T" a varilla con carga fundente de 150gr	Un	\$ 16,385	1	\$ 16,385	
	Varilla Copperweld de 2,4m de longitud y 5/8" de diámetro	Un	\$ 185,278	2	\$ 370,557	
<b>Subtotal 1</b>				<b>Subtotal MATERIALES</b>		\$ 740,398
<b>II-HERRAMIENTA DE MANO</b>						
	DESCRIPCIÓN	UND	TARIFA	RENDIM	VALOR	
	Herramienta electrica Gneral	glb	\$ 65,000.00	0.167	\$ 10,855.00	
	Herramienta civil Gneral	glb	\$ 75,000.00	0.25	\$ 18,750.00	
<b>Subtotal 2</b>				<b>Subtotal HERRAMIENTA DE MANO</b>		\$ 29,605.00
<b>III- MANO DE OBRA</b>						
DEDICACIÓN	DESCRIPCIÓN	UND	JORNAL	RENDIM	VALOR	
10%	Director	glb	\$ 500,400.00	0	\$ -	
25%	Ingeniero Residente	glb	\$ 356,145.45	0.167	\$ 14,869.07	
50%	Oficial	glb	\$ 210,981.82	0.167	\$ 17,616.98	
100%	Ayudante Electricista	glb	\$ 150,886.91	0.167	\$ 25,198.11	
100%	Ayudante Gneral	glb	\$ 143,719.56	0.167	\$ 24,001.17	
<b>Subtotal 3</b>				<b>Subtotal MANO DE OBRA</b>		\$ 81,685.34
<b>IV- TRANSPORTES</b>						
	DESCRIPCIÓN	UND	Cantidad	VALOR	VALOR	
	Transporte de materiales, Incluye los siguientes transportes : Desde Bogotá hasta lugar de destino : CHARAMBI RÁ	Kg	40.791	\$ 4,700.52	\$ 191,739.08	
<b>Subtotal 4</b>				<b>Subtotal TRANSPORTES</b>		\$ 191,739.08
<b>TOTAL</b>				<b>Subtotal costo Directo</b>		\$ 1,043,427.00

ITEM: 4.1

UNIDAD:

Suministro, transporte e instalación de Sistema de Puesta a Tierra CASA RURAL

Un

PROYECTO:	IMPLEMENTACIÓN PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA HÍBRIDA (DIÉSEL) CON ACUMULACIÓN EN BATERÍAS EN EL CORREGIMIENTO CHARAMBIRÁ DEL MUNICIPIO EL LITORAL DEL SAN JUAN.			ITEM:	4.1
PROPONENTE				UNIDAD	Un
DESCRIPCIÓN	Suministro, transporte e instalación de Sistema de Puesta a Tierra CASA RURAL				
<b>I-MATERIALES</b>					
CODIGO	DESCRIPCIÓN	UND	PRE UNIT	CANTIDAD	VALOR
	Cable de cobre desnudo N° 8 AWG	ml	\$ 3,353.66	4	\$ 13,414.63
	Conector Mecanico para union varilla Cobre - Cobre a cable de cobre desnudo TGG	Un	\$ 6,721.72	1	\$ 6,721.72
	Varilla Cobre - Cobre de 2,4m de longitud y 5/8" de	Un	\$ 185,278.48	1	\$ 185,278.48
	Terminal de ojo para cable	Un	\$ 299.76	1	\$ 299.76
<b>Subtotal 1</b>			<b>Subtotal MATERIALES</b>		<b>\$ 20,136</b>
<b>II-HERRAMIENTA DE MANO</b>					
DESCRIPCIÓN	UND	TARIFA	RENDIM	VALOR	
Herramienta electrica Gneral	glb	\$ 60,000.00	0.167	\$ 10,020.00	
<b>Subtotal 2</b>			<b>Subtotal HERRAMIENTA DE MANO</b>		<b>\$ 10,020.00</b>
<b>III- MANO DE OBRA</b>					
DEDICACIÓN	DESCRIPCIÓN	UND	JORNAL	RENDIM	VALOR
10%	Director	glb	\$ 500,400.00	0	\$ -
50%	Ingeniero Residente	glb	\$ 356,145.45	0.167	\$ 29,738.15
100%	Oficial	glb	\$ 210,981.82	0.167	\$ 35,233.96
100%	Ayudante Electricista	glb	\$ 150,886.91	0.167	\$ 25,198.11
100%	Ayudante Gneral	glb	\$ 143,719.56	0.167	\$ 24,001.17
<b>Subtotal 3</b>			<b>Subtotal MANO DE OBRA</b>		<b>\$ 114,171.39</b>
<b>IV- TRANSPORTES</b>					
DESCRIPCIÓN	UND	Cantidad	VALOR	VALOR	
Transporte de materiales, Incluye los siguientes transportes : Desde Bogotá hasta	Kg	10	\$ 4,700.52	\$ 47,005.24	
<b>Subtotal 4</b>			<b>Subtotal TRANSPORTES</b>		<b>\$ 47,005.24</b>
<b>TOTAL</b>			<b>Subtotal costo Directo</b>		<b>\$ 191,332.98</b>