



**ESTUDIO NORMATIVO, ELÉCTRICO, ESTRUCTURAL,
ECONÓMICO Y AMBIENTAL PARA SOLPHOWER SAS DE
LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO
“GRID TIE” CON UNA CAPACIDAD MAYOR A 6 KW PARA
USUARIO RESIDENCIAL DEL MUNICIPIO DE CAJICÁ,
CUNDINAMARCA**

**JHON ALEXANDER CARVAJAL CAMACHO
ANDRES FELIPE MARTÍNEZ MARTÍNEZ**

Universidad Antonio Nariño
Facultad de Ingeniería Mecánica, Electrónica y Biomédica
Bogotá D.C, Colombia

2020

**ESTUDIO NORMATIVO, ELÉCTRICO, ESTRUCTURAL,
ECONÓMICO Y AMBIENTAL PARA SOLPHOWER SAS DE
LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO
“GRID TIE” CON UNA CAPACIDAD MAYOR A 6 KW PARA
USUARIO RESIDENCIAL DEL MUNICIPIO DE CAJICÁ,
CUNDINAMARCA**

**JHON ALEXANDER CARVAJAL CAMACHO
ANDRES FELIPE MARTÍNEZ MARTÍNEZ**

Proyecto de grado presentado como requisito parcial para optar al título de:
Ingeniero Electromecánico

Director (a):
Mtro. **JUAN CARLOS MONROY CASTRO**

Universidad Antonio Nariño
Facultad de Ingeniería Mecánica, Electrónica y Biomédica
Bogotá D.C, Colombia

2020

(Dedicatoria o lema)

Para nosotros es muy grato llegar a este momento en nuestra vida, estamos a un paso de que todos nuestros esfuerzos tengan su anhelada recompensa, este proyecto es dedicado principalmente a nuestras familias que nos apoyaron a lo largo de estos años y que sin su paciencia y amor infinito no hubiese sido posible, también queremos dedicar de manera muy especial a toda la comunidad estudiantil y como recompensa queremos dejar huella y que toda la información aquí consignada sea de gran ayuda para las nuevas generaciones y para toda la gente interesada en el fascinante mundo de la energía fotovoltaica.

Agradecimientos

Inicialmente agradecemos a Dios por permitirnos culminar nuestros estudios de pregrado a pesar tantas adversidades presentadas a lo largo de estos años.

A nuestras familias, quienes son y serán la columna vertebral y principal motivo para alcanzar nuestras metas y cumplir nuestros logros.

Al cuerpo docente y directivo de la Universidad Antonio Nariño, los cuales nos brindaron las bases para realizar este proyecto.

Especialmente queremos extender nuestros agradecimientos al Ingeniero Juan Carlos Monroy quien ha sido representante innato de nobleza, sencillez, conocimiento y gracias a su dedicación en los procesos de formación, ha compartido parte fundamental de su amplio conocimiento y nos ha orientado de manera irreprochable en nuestro proyecto de grado.

Resumen

La energía solar se ha convertido en una de las principales alternativas de generación de energía eléctrica, y como mecanismo para suplir el suministro energético en zonas no interconectadas. Este proyecto enmarcó la generación fotovoltaica, como instrumento para producir la energía que es consumida para un predio residencial, ubicado en el municipio de Cajicá, cuyo objetivo principal, fue garantizar una reducción en el valor del consumo de energía eléctrica de la facturación mensual, teniendo en cuenta que la implementación de proyectos con fuentes no convencionales de energía trae consigo múltiples beneficios tributarios y que en muchas oportunidades son desconocidos por los sectores residenciales.

El uso de software de modelación SolidWorks y las aplicaciones gratuitas para el análisis de riesgos de rayos en la fase de diseño estructural y eléctrica, permitió analizar la geometría propuesta en la estructura para el soporte de paneles solares, así como la necesidad para el apantallamiento de la estructura, lo que conllevó una reducción bastante significativa en la inversión inicial.

Para el retorno económico, se proyectaron los costos de mantenimiento que se producen una planta fotovoltaica, así como el ahorro económico que se produce mes a mes teniendo la disminución en la potencia de salida en los módulos solares durante su vida útil.

Otro aspecto primordial abordado, fue el componente ambiental, especialmente la reducción de gases de efecto invernadero que produce el uso de energías limpias y que se ha venido garantizando desde el marco legal y normativo como principio fundamental de responsabilidad y preservación del medio ambiente para nuestras futuras generaciones.

Palabras clave

Anti-isla, aranceles, conductor eléctrico, consumo, corriente alterna, corriente directa, desplazamiento, energías no convencionales, energía solar, esfuerzo, facturación, fotovoltaico, fuerza, generación, GRID TIE, inversor, panel solar, perfil, potencia, protección eléctrica, rayos, radiación solar, string.

Abstract

Solar energy has become one of the main alternatives for generating electrical energy, and as a mechanism to supply the energy supply in non-interconnected areas. This project framed photovoltaic generation, as an instrument to produce the energy that is consumed for a residential property, located in the municipality of Cajicá, whose main objective was to guarantee a reduction in the value of electrical energy consumption in monthly billing, taking into account that the implementation of projects with unconventional energy sources brings with it multiple tax benefits and that on many occasions they are unknown by the residential sectors.

The use of SolidWorks modeling software and free applications for the analysis of lightning risks in the structural and electrical design phase, allowed us to analyze the geometry proposed in the structure for the support of solar panels, as well as the need for shielding of the structure, which led to a quite significant reduction in the initial investment.

For the economic return, the maintenance costs produced by a photovoltaic plant were projected, as well as the economic savings that occur month by month, having the decrease in the output power of the solar modules during their useful life.

Another primary aspect addressed was the environmental component, especially the reduction of greenhouse gases produced by the use of clean energy and which has been guaranteed from the legal and regulatory framework as a fundamental principle of responsibility and preservation of the environment for our future generations.

Keywords

Anti-island, tariffs, electric conductor, consumption, alternating current, direct current, displacement, unconventional energy, solar energy, effort, billing, photovoltaic, force, generation, GRID TIE, inverter, solar panel, profile, power, electrical protection, ray, solar radiation, string.

Tabla de contenido

Lista de figuras	10
Lista de tablas.....	12
Lista de siglas.....	13
1. INTRODUCCIÓN.....	15
1.1. Descripción del problema.....	15
2. JUSTIFICACIÓN.....	16
3. OBJETIVOS.....	17
3.1. Objetivo general.....	17
3.2. Objetivos específicos	17
4. ENERGÍA SOLAR.....	18
4.1. Espectro Electromagnético	18
4.2. Radiación Solar	18
4.3. Células fotovoltaicas	19
4.4. Plantas fotovoltaicas	19
4.4.1. Tipo Grid Tie	19
4.4.2. Tipo Off Grid	20
4.4.3. Planta Fotovoltaica Híbrida	20
4.5. Paneles fotovoltaicos	21
4.5.1. Panel Monocristalino.....	21
4.5.2. Panel Policristalino.....	22
4.5.3. Panel de capa fina	23
4.6. Inversores	23
4.7. Cable fotovoltaico	24
4.8. Protecciones de corriente alterna y directa	25
5. CONCEPTOS BÁSICOS DE ELECTRICIDAD	26
5.1. Tensión eléctrica.....	26
5.2. Corriente eléctrica.....	27
5.3. Tipos de corriente	27
5.3.1. Corriente alterna	27
5.3.2. Corriente directa	28
5.4. Definición de Potencia y tipos de potencia	28
5.4.1. Potencia activa	29
5.4.2. Potencia reactiva	29
5.4.3. Potencia aparente.....	29
5.5. Factor de potencia	30
5.6. Conductores eléctricos.....	31
5.7. Selección de conductores	31
5.7.1. Temperatura	32
5.7.2. Tipos de aislamiento	32
5.7.3. Caída de tensión.....	34
5.8. Consumo de Energía	35
6. Propiedades Mecánicas de los Materiales	36

6.1.	Análisis de flexión	39
7.	LEGISLACIÓN COLOMBIANA PARA FNCE	41
7.1.	Estructura del estado colombiano	41
7.2.	Entidades públicas.....	42
7.3.	Normatividad vigente FNCE.....	49
7.4.	Ley 1715 de 2014	51
7.5.	RESOLUCIÓN 030 de 2018 - CREG	55
7.6.	Procedimiento para solicitar incentivos	58
7.7.	Procedimiento para el aval de un proyecto de Autogeneración.....	59
7.8.	Procedimiento de conexión al Operador de Red	61
7.9.	Norma Técnica Colombiana NTC 2050 de 2020	64
7.10.	Resolución 9-0708 de 2013 – RETIE 2013	66
7.11.	CONCLUSIÓN ANÁLISIS LEGISLACIÓN PARA LAS FNCE.....	67
8.	ESTUDIO TÉCNICO DEL PROYECTO	68
8.1.	Descripción del proyecto.....	68
8.2.	Cálculo de la planta fotovoltaica.....	70
8.3.	Paneles solares requeridos.....	71
8.4.	Configuración respecto al inversor	72
8.5.	Cálculos de los conductores	73
8.5.1.	Cálculo de conductor de puesta a tierra.....	73
8.5.2.	Corriente Total del Circuito	74
8.5.3.	Calculo de conductores en DC (cable fotovoltaico).....	76
8.5.3.1.	STRING 1	76
8.5.3.1.1.	Cálculo de conductores para el String 1.....	77
8.5.3.2.	STRING 2	77
8.5.3.2.1.	Cálculo de conductores para el String 2.....	78
8.5.4.	Cálculo de conductores en AC.....	78
8.5.5.	Cálculos de protecciones eléctricas en AC y DC.....	80
8.5.5.1.	Protecciones en AC	81
8.5.5.2.	Protecciones en DC	82
8.6.	Sistema de puesta a tierra	82
8.6.1.	Medición de resistencia de puesta a tierra	84
9.	Evaluación del nivel de riesgos frente a rayos	85
9.1.	Determinación del nivel de riesgo	85
9.2.	Evaluación del riesgo.....	85
9.3.	Datos generales del proyecto.....	86
9.4.	Características de la estructura.....	87
9.5.	Influencias medioambientales	88
9.6.	Evaluación de perdidas.....	91
9.6.1.	Fuentes de daño	91
9.6.2.	Tipos de daños	91
9.6.3.	Tipos de perdidas	92
9.7.	Resultados obtenidos	93
9.8.	Diagrama unifilar.....	94

10.	Diseño Estructural para el soporte de paneles	95
10.1.	Ubicación Geográfica del predio	95
10.2.	Ficha Técnica del Panel Solar.....	96
10.3.	Distribución de los Paneles Solares	97
10.4.	Diseño de la estructura	97
10.5.	Procedimiento para el diseño estructural	98
10.6.	Análisis Estático.....	102
10.7.	Resultados Análisis Estático	104
10.8.	Ensamble Final	110
10.9.	Listado de Componentes	111
11.	Estudio económico.....	112
11.1.	Vida útil de la planta solar	112
11.2.	Costos preliminares del proyecto	112
11.3.	Proyección Anual Valor de la Energía	114
11.4.	Proyección de Generación Solar.....	116
11.5.	Proyección Costos de Mantenimiento	119
11.6.	Ahorro proyectado en el valor consumo.....	121
11.7.	Valor anual del consumo (VAN) y Tasa interna de retorno (TIR).....	123
12.	Impacto ambiental.....	127
12.1.	Acuerdo de París	127
12.2.	Calculo reducción de Dióxido de Carbono CO2	129
13.	Conclusiones	131
14.	Bibliografía.....	134
15.	Anexos.....	139

Lista de figuras

Figura 1. Diagrama planta solar Grid Tie	19
Figura 2. Diagrama planta solar Off Grid.....	20
Figura 3. Diagrama planta solar híbrida conectada a la red con respaldo	21
Figura 4. Panel monocristalino.....	22
Figura 5. Panel policristalino	22
Figura 6. Panel de capa fina	23
Figura 7. Inversor Fronius Primo.....	24
Figura 8. Cable fotovoltaico	24
Figura 9. Triángulo de la ley de Ohm	26
Figura 10. Representación de la corriente en un conductor	27
Figura 11. Representación de la corriente alterna.....	28
Figura 12. Representación de la corriente directa.....	28
Figura 13. Potencia aparente con cargas inductivas	30
Figura 14. Potencia aparente con cargas resistivas	30
Figura 15. Triángulo de las potencias	31
Figura 16. Sección transversal de un conductor	32
Figura 17. Tipos de aislamiento en conductores eléctricos	33
Figura 18. Abreviatura en los aislamientos de los conductores eléctricos	34
Figura 19. Deformación en una probeta.....	37
Figura 20. Límite Elástico.....	37
Figura 21. Región Plástica	38
Figura 22. Ductilidad	38
Figura 23. Viga con una carga aplicada	39
Figura 24. Flexión producida en la viga.....	39
Figura 25. Sección "C" de una viga.....	40
Figura 26. Momento flector	40
Figura 27. Pirámide de Kelsen.....	41
Figura 28. Organigrama subsector eléctrico colombiano.....	42
Figura 29. Estructura organizacional MINENERGÍA	43
Figura 30. Estructura organizacional UPME.....	45
Figura 31. Estructura organizacional IPSE.....	49
Figura 32. Explotación y producción de recursos energéticos en el año 2017	52
Figura 33. Potencia Solar Instalada a Nivel Mundial 2018	53
Figura 34. Proyectos de generación registrados año 2016 - 2018	54
Figura 35. Participación por Tecnología.....	54
Figura 36. Capacidad de proyectos inscritos por departamento MW 2016 - 2018 S1	54
Figura 37. Disponibilidad para conexión por potencia	56
Figura 38. Disponibilidad para conexión por energía	56
Figura 39. Flujograma para la aplicación a los incentivos	58
Figura 40. Proceso de registro de proyectos de generación ante la UPME.....	59
Figura 41. Procedimiento para la solicitud ante la UPME del aval del proyecto	60
Figura 42. Flujograma de conexión al OR para AGPE y GD hasta 100 kW.....	63
Figura 43. Toma aérea del predio	68
Figura 44. Instalación de los electrodos en el predio.....	82
Figura 45. Esquema de conexión para medir la resistencia	83

Figura 46. Esquema de medición de resistencia de puesta a tierra	83
Figura 47. Registro de las mediciones realizadas	84
Figura 48. Estructura a proteger con altura determinada, dimensiones en mm	86
Figura 49. Área del predio a proteger.....	87
Figura 50. Características de la Estructura datos ingresados al Software	88
Figura 51. Vegetación que rodea el predio	89
Figura 52. Mapa de ISO - Niveles cerámicos para Colombia	90
Figura 53. Densidad de impactos de Rayo para Cajicá.....	90
Figura 54. Influencias ambientales determinadas	91
Figura 55. Ingreso tipos de perdidas.....	93
Figura 56. Nivel de riesgo obtenido R	94
Figura 57. Localización Geográfica del predio (Cajicá - Cundinamarca)	95
Figura 58. Vista superior Distribución de los paneles solares	97
Figura 59. Poste estructural	99
Figura 60. Perfil Tipo C	99
Figura 61. Perfil Rectangular	100
Figura 62. Ensamble.....	100
Figura 63. Base inferior.....	101
Figura 64. Alurack Soporte Para Panel Solar.....	101
Figura 65. Análisis Estático.....	103
Figura 66. Malla Mixta.....	103
Figura 67. Resultado Análisis Estático	104
Figura 68. Desplazamiento	106
Figura 69. Deformación unitaria.....	106
Figura 70. Factor de seguridad	107
Figura 71. Velocidad del viento para el municipio de Cajicá.....	108
Figura 72. Dirección del viento para el municipio de Cajicá	108
Figura 73. Presión atmosférica sobre la estructura	109
Figura 74. Velocidad del área en dirección X.....	109
Figura 75. Vista Frontal Estructura para Paneles Solares	110
Figura 76. Base Piramidal.....	110
Figura 77. Vista Dimétrica.....	111
Figura 78. Variación de Tarifas de Energía Eléctrica año 2018 y 2019	115
Figura 79. Potencia de Salida del Panel Solar	117
Figura 80. Consumo promedio anual vs Generación solar promedio anual	118
Figura 81. Variaciones Porcentuales en el IPC (2009 – 2019).....	120
Figura 82. Variaciones del Costo de Mantenimiento	121
Figura 83. Simulación de emisiones de GEI sin ninguna medida de mitigación.	128
Figura 84. Simulación de emisiones de GEI con medidas de mitigación.....	128

Lista de tablas

Tabla 1. Cable Centelsa fotovoltaico tipo pv xlpe 600v 90°c	25
Tabla 2. Cuadro de cargas del predio	68
Tabla 3. Consumo histórico del año 2019	69
Tabla 4. Radiación solar promedio.....	70
Tabla 5. Especificaciones eléctricas	73
Tabla 6. Calibre mínimo conductores de puesta a tierra	75
Tabla 7. Valores de referencia para resistencia de puesta a tierra.....	75
Tabla 8. Valores de Resistencia obtenidos	84
Tabla 9. Dimensiones de la estructura a proteger.....	87
Tabla 10. Factor de reducción rf riesgo de fuego o explosión en la estructura	88
Tabla 11. Factor de localización de la estructura CD	88
Tabla 12. Factor del medio ambiente CE	89
Tabla 13. Fuentes de daños, tipo de daños y tipo de pérdidas.....	92
Tabla 14. Valores típicos del riesgo tolerable RT	94
Tabla 15. Comparativo riesgo obtenido vs riesgo tolerable	94
Tabla 16. Especificación Mecánica	96
Tabla 17. Propiedades mecánicas ASTM A500 Grado C.....	98
Tabla 18. Datos del perfil circular.....	98
Tabla 19. Características Alurack	102
Tabla 20. Dimensiones Base Piramidal.....	110
Tabla 21. Listado de Componentes	111
Tabla 22. Elementos importados.....	113
Tabla 23. Listado de Compras Locales	113
Tabla 24. Valor total del proyecto.....	113
Tabla 25. Tarifas de Energía Eléctrica año 2018	114
Tabla 26. Tarifas de Energía Eléctrica año 2019	114
Tabla 27. Proyección del Valor Anual por Consumo de Energía	116
Tabla 28. Consumo promedio anual vs Generación solar promedio anual.....	117
Tabla 29. Variaciones Porcentuales en el IPC (2009 – 2019)	119
Tabla 30. Coste Anual de Mantenimiento	120
Tabla 31. Proyección del Valor final anual del consumo	122
Tabla 32. Ingresos y egresos del proyecto.....	123
Tabla 33. Cash flow bruto y neto.....	124
Tabla 34. Reducción de emisiones de CO_2	129

Lista de siglas

AC: Corriente Alterna
AGPE: Autogenerado a Pequeña Escala
ALE PVPS: Agencia Internacional de la energía
ANLA: Autoridad de Licencias Ambientales
ASIC: Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales
AWG: American Wire Gauge
CAR: Corporación Autónoma Nacional
CREG: Comisión Reguladora de Energía y Gas
DC: Corriente Directa o Continua
DIAN: Dirección de Impuestos y Aduanas Nacional
FAZNI: Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas
FENOGE: Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía
FNCE: Fuentes No Convencionales de Energía
FN CER: Fuentes No Convencionales de Energías Renovables
GD: Generador Distribuido
GEI: Gases de Efecto Invernadero
ICEL: Instituto Colombiano de Energía Eléctrica
INCONTEC: Instituto Colombiano de Normas Técnicas Y Certificación
IPC: Índice de Precios al Consumidor
IPSE: Institución de Planeación Minero-Energética
IRENA: Agencia Internacional de Energías Renovables
IVA: Impuesto al Valor Agregado
KW: Kilovatios
KWH: Kilovatio Hora
MDL: Mecanismo De Desarrollo Limpio
MINMINAS: Ministerio de Minas y Energías
MME: Ministerio de Minas y Energías
NFPA: National Fire Protection Association
NTC: Norma Técnica Colombiana
ONAC: Organismo Nacional de Acreditación en Colombia
OR: Operador de Red
PRI: Periodo de Recuperación de la Inversión
RETIE: Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas
SDL: Sistema de Distribución Local
SIELCO: Sistema de Información Eléctrico Colombiano
SIMCO: Sistema de Información Minero Colombiano
SIMEC: Sistema de Información Minero – Energético de Colombia
SIN: Sistema Interconectado Nacional
SIPGO: Sistema de Información de Gas y Petróleo
SSPD: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios
TIR: Tasa Interna de Retorno

UPME: Unidad de Planeación Minero-Energética

VA: Voltiamperios

VAN: Valor Anual del Consumo

VAR: Voltamperios Reactivos

VUCE: Ventana Única de Compra Exterior

ZNI: Zonas No Interconectadas

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Descripción del problema

En el municipio de Cajicá (Cundinamarca), la red eléctrica operada por la empresa ENEL presenta fluctuaciones de tensión en ciertos periodos de día. Las fluctuaciones de tensión se presentan con mayor intensidad entre las 2:00 pm y las 6:00 pm posiblemente debido a la demanda de energía eléctrica que se presenta en el sector. Por otra parte, el consumo de energía eléctrica en el predio es bastante alto, debido a la gran cantidad de potencia requerida para el funcionamiento de electrodomésticos, aparatos de alto consumo (sauna, jacuzzi, sistemas de riesgo) y el sistema de iluminación.

Las fluctuaciones de tensión generan daños reiterados en los electrodomésticos y en el sistema de iluminación, ya que actualmente la vivienda no cuenta con mecanismos de regulación de tensión. El promedio mensual de consumos de energía eléctrica en el periodo, comprendidos entre enero y diciembre del año 2019, fue de 1134 kW*h con un valor unitario de COP\$ 573.92 (por kW*h) de acuerdo a la estratificación del predio, lo que se deriva en un costo mensual de COP\$ 650,825 por consumo de energía eléctrica, únicamente. Lo que indica que este usuario además de requerir un estudio de eficiencia energética, le beneficiaría bastante la implementación de un sistema de energía no convencional, como el que se propone en el actual proyecto; ya que ayudaría a compensar el consumo de energía y a regular la fluctuación de la tensión.

Por otra parte, un aspecto fundamental que se tiene en cuenta, es la estructura para el sistema de paneles solares, ya que el predio, no cuenta con mecanismos adecuados en la cubierta para soportar los componentes, por lo que se debe hacer énfasis en el desarrollo de la solución para la instalación de los mismos garantizando los aspectos técnicos y de seguridad para la prevención de fallas y accidentes eléctricos, en donde se utilizan los conceptos apropiados de asignaturas como estática, resistencia de materiales, y diseño mecánico.

La empresa actualmente, no cuenta con un manual de instrucción que permita tener el paso a paso para la implementación de sistemas fotovoltaicos, teniendo en cuenta los aspectos técnicos como selección de paneles, inversor, tipo y cantidad de cableado fotovoltaico, las protecciones eléctricas en corriente alterna y corriente directa al igual que el procedimiento para solicitud de conexión al operador de red de AGPE (autogeneradores a pequeña escala) de acuerdo a lo definido en el artículo 11 de la CREG (Comisión Reguladora de Energía y Gas) 030 de 2018, por lo que se hace necesario contar con esta herramienta para guiar al lector en la implementación de fuentes de energía no convencionales.

2. JUSTIFICACIÓN

La integración de fuentes de energía no convencionales a nuestro trabajo se limita exclusivamente a la producción de energía eléctrica para el predio que presenta la problemática anteriormente mencionada.

Como mecanismo de solución para el problema presentado, se propone implementar un sistema aprovechamiento de energía solar fotovoltaica con el fin de garantizar la reducción de los costos de energía eléctrica y con el mismo regular la entrada de voltaje al predio. La producción de energía eléctrica se destina exclusivamente al consumo interno del predio donde la empresa **SOLPHOWER SAS** realizará la instalación una vez los diseños estén verificados. El proyecto contempla las normas regulatorias establecidas y se dimensiona para que la producción de energía eléctrica sea casi igual a los consumos, con el fin de que las inyecciones de energía eléctrica sean mínimas. Para esta parte se abordarán conceptos aprendidos en las asignaturas de circuitos en corriente alterna y directa, instalaciones eléctricas y electivas como sistemas de puesta a tierra y protección contra descargas atmosféricas.

El predio cuenta con amplias zonas verdes cuyas condiciones de horas de sol y de radiación recibida, permite asegurar unos altos rendimientos de producción energética en relación con la inversión realizada y con la vida prevista de la central de generación de energía solar, así mismo, la colocación de paneles en la estructura no generara ningún impacto medioambiental, ni va a necesitar gastos de integración en el entorno, por el contrario, la producción de energía mediante fuentes no convencionales ayuda a la protección del medio ambiente.

El sistema requerido por el usuario no requiere de sistemas de almacenamiento de energía como los bancos de baterías, por lo que se debe recurrir a un sistema GRID TIE. Los sistemas GRID TIE están pensados para operar en conjunto con la red eléctrica, estos sistemas típicamente consisten en un arreglo de paneles y un inversor que es capaz de “inyectar” la energía generada por los paneles a la red (PARTNER, 2018). La producción de energía producida por el sistema GRID TIE, se utiliza inicialmente para el consumo de las cargas que se encuentren en funcionamiento dentro del predio, en caso de generarse excedentes de energía se inyectaran a la red provocando que el medidor gire en sentido contrario por lo que se requiere un medidor bidireccional para poder determinar la energía que el usuario inyecta a la red.

3. OBJETIVOS

3.1. Objetivo general

Elaborar un documento del estudio Normativo, Eléctrico, Estructural, Económico y Ambiental para **SOLPHOWER S.A.S**, de la implementación de un sistema fotovoltaico “GRID TIE” con una potencia nominal mayor a 6 kW para un usuario residencial en el municipio de Cajicá, Cundinamarca.

3.2. Objetivos específicos

- Definir la demanda eléctrica en el tiempo para determinar la potencia máxima requerida en el predio y realizar estudio eléctrico para la implementación del sistema fotovoltaico.
- Elaborar el cálculo y el análisis de tensiones mediante el software SOLIDWORKS de la estructura de soporte de los paneles solares.
- Realizar el estudio económico de la implementación del sistema fotovoltaicos para determinar el retorno de la inversión simple y la TIR (Tasa Interna de Retorno).
- Desarrollar el estudio ambiental que permita determinar la reducción de CO₂ con el sistema propuesto, en comparación con el CO₂ emitido en la generación de la energía eléctrica mediante energías convencionales.
- Construir cartilla con el respectivo estudio de implementación de sistema fotovoltaico e instructivo para la instalación de plantas fotovoltaicas.

4. ENERGÍA SOLAR

La energía solar es aquella que se obtiene directamente de la radiación producida por el sol, la cual es una fuente de energía interminable, esta energía llega directamente a un panel solar y por medio de diferentes mecanismos produce energía eléctrica. Este proceso se presenta cuando la luz solar se induce o se capta en los paneles solares, los cuales están compuestos por células fotoeléctricas, que producen un potencial eléctrico haciendo que los electrones produzcan un movimiento generando una corriente eléctrica.

4.1. Espectro Electromagnético

El espectro electromagnético, son las longitudes de onda de todas las radiaciones electromagnéticas, los objetos tienen su espectro el cual es la distribución de la radiación electromagnética. El espectro electromagnético tiene todo tipo de frecuencias desde las más bajas hasta las más altas, como las de la radio moderna hasta los rayos gamma, estas pueden cubrir longitudes de onda del tamaño de un átomo así como las de miles de kilómetros, hasta el momento no se ha podido definir el límite de este tipo de ondas pero según los estudios se puede estimar que el límite de la onda larga es del tamaño del universo y que la longitud de onda corta podría estar muy cercana a la longitud de Planck, pero hasta el momento esto no se ha podido definir con exactitud, lo que han demostrado los estudios es que el espectro es infinito y continuo (Pérez, 2000).

Por otra parte, la energía del fotón es aquella que se transporta por los fotones con una determinada frecuencia electromagnética y longitud de onda, esto quiere decir que, si la frecuencia es mayor, tiene más energía y si la longitud de onda tiende a ser mayor la energía es menor, esta solo es en función de la longitud de onda ya que otros factores asociados no afectan la energía del fotón.

4.2. Radiación Solar

La radiación solar es aquella que llega a la tierra directamente desde el sol, esta llega a la tierra a través de ondas electromagnéticas y se propaga en todas las direcciones, esto se debe a que el sol logra emitirla en forma de radiación de onda corta, una vez estas ondas penetran la atmósfera se debilitan por la difusión y reflexión en las nubes. Por otra parte, esta onda la absorben las partículas en suspensión y las moléculas de gas, la radiación que logra llegar a la tierra es devuelta en dirección a la atmósfera en forma de radiación de onda larga, con esto el calor se transmite a la atmósfera.

La radiación solar en esta época es muy importante para muchas aplicaciones y se utiliza en diversas áreas, como la meteorología, la ingeniería, la agricultura, la ganadería, la salud humana, la arquitectura y las energías renovables, en la que se emplea como una fuente de generación de energía limpia y perdurable en el tiempo.

4.3. Células fotovoltaicas

Las células fotovoltaicas son aquellos elementos que convierten la energía de la radiación solar en energía eléctrica, está construido por una unión de p-n, esto funciona al incidir luz sobre la célula fotovoltaica la cual genera voltaje y corriente y con esto produce una respectiva potencia, la cual se puede utilizar en la alimentación eléctrica de cualquier dispositivo electrónico o eléctrico (Libro de Ciencia y Tecnología N°2, 2009) .

4.4. Plantas fotovoltaicas

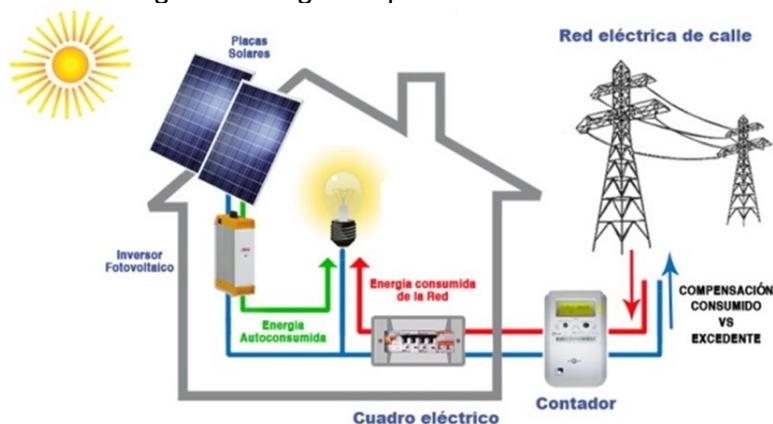
Las plantas fotovoltaicas es el conjunto de varios componentes (Paneles solares, Inversores, Cables Fotovoltaicos, Baterías entre otros), que como función principal captar y transformar la radiación solar en energía eléctrica para el consumo del destinatario final. Existen 3 tipos de plantas fotovoltaicas, las cuales se describen a continuación:

- GRID TIE
- OFF GRID
- Planta Fotovoltaica Hibrida

4.4.1. Tipo Grid Tie

Las plantas Grid Tie son aquellas que están ligadas a la red de distribución eléctrica, este tipo de planta son más efectivas cuando nos encontramos con una red estable ya que en este tipo de planta dependemos totalmente de la misma. Estas plantas se pueden diseñar para suplir el 100% de la carga o lo que se requiera parcialmente, las ventajas de este tipo de montajes solares son más económicos ya que no se requieren del uso de almacenamiento como baterías, sin embargo, posee una desventaja ya que se tiene que contar con una red de energía estable para garantizar su adecuado funcionamiento.

Figura 1. Diagrama planta solar Grid Tie

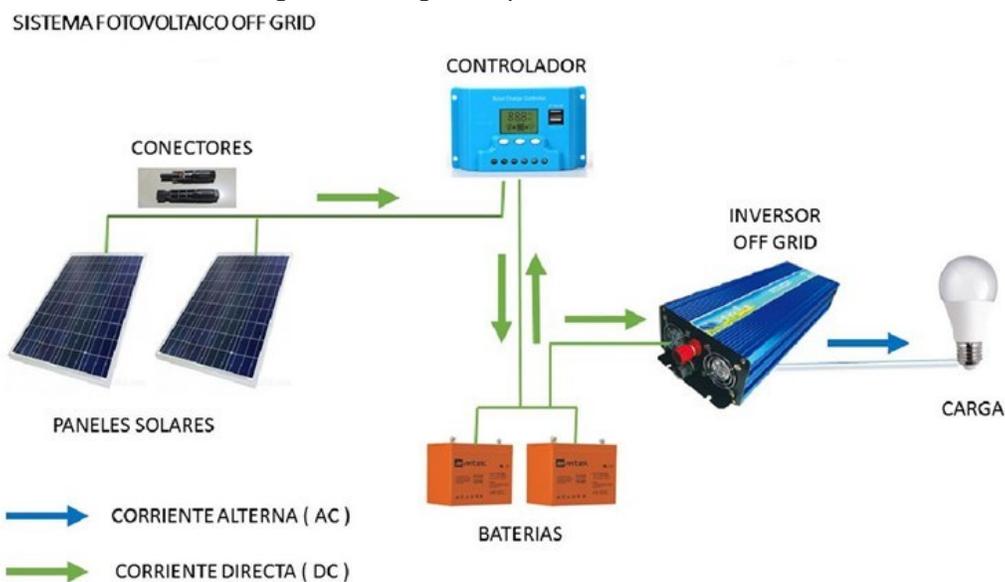


Fuente: Tutiendaenergetica.es

4.4.2. Tipo Off Grid

Las plantas Off Grid, son aquellas que tienen total independencia de la red, estos sistemas se caracterizan por tener una generación 100% sustentable, estas aplicaciones se utilizan cuando existe ausencia de una red eléctrica y se requiere total autonomía de la misma, estos sistemas son totalmente confiables ya que con un adecuado diseño se puede garantizar una suplencia total de la demanda de energía, la principal desventaja de este tipo de montajes es el costo de las baterías, sin embargo en la actualidad se ha ido incrementando el número de empresas que fabrican este tipo de baterías, lo que ha generado una disminución importante en el costo, por lo que se ha generado mayor accesibilidad a este tipo de sistemas.

Figura 2. Diagrama planta solar Off Grid

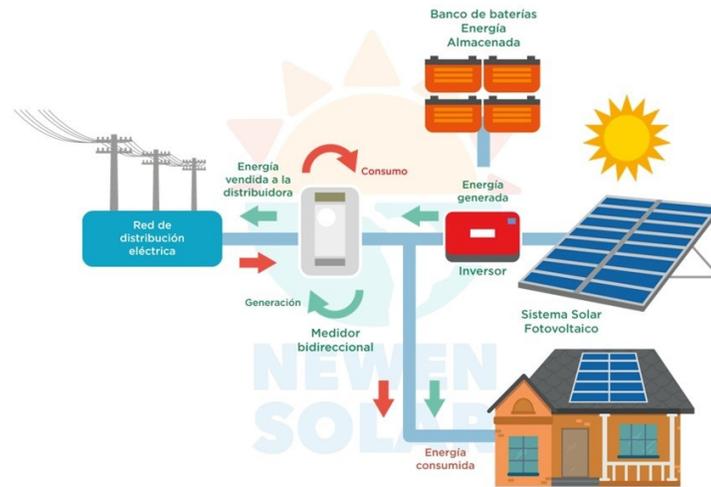


Fuente: Comunidad EEE 2016

4.4.3. Planta Fotovoltaica Híbrida

Las plantas híbridas son aquellas que cuentan con varias alternativas de generación de energía, lo convencional es utilizar la energía de los paneles conectados a la red y con un respaldo de energía en baterías, también se utilizan en conjunto con generadores diésel, eólicos entre otros, estas plantas se suelen utilizar cuando la red no es estable y se cuentan con electrodomésticos o equipos sensibles los cuales necesitan la alimentación eléctrica en todo momento, las ventajas de este tipo de instalaciones fotovoltaicas, es que todo el tiempo tienen un respaldo en caso de fallas, la principal desventaja es que su implementación representa un alto costo ya que en este tipo de instalaciones se incluyen baterías y otro tipo de generación.

Figura 3. Diagrama planta solar híbrida conectada a la red con respaldo



Fuente: NEWEN SOLAR

4.5. Paneles fotovoltaicos

Los paneles fotovoltaicos son elementos que intervienen en las instalaciones solares, básicamente su función es utilizar la energía solar y convertirla en energía eléctrica, todo esto pasa gracias al efecto fotovoltaico, también suelen ser llamados módulos solares, la construcción por lo general de los paneles fotovoltaicos está compuesta por silicio, con el fin de utilizar la energía de los fotones que se encuentran en la luz, para que los electrones de silicio salten y producir una corriente eléctrica, los paneles solares generan la electricidad en corriente continua, y después de utilizar diversos equipos sea convertida en corriente alterna. (Energía Solar, 2020).

En la actualidad existen tres tipos de paneles fotovoltaicos los cuales son:

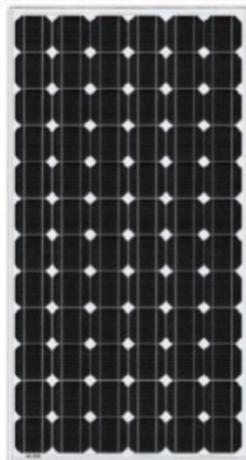
- Panel monocristalino
- Panel policristalino
- Panel de capa fina

4.5.1. Panel Monocristalino

El panel monocristalino es aquel que se fabrica de silicio puro, en el cual se cortan bloques de silicio y se realizan unas láminas con los bordes redondeados. Estos paneles son los paneles de mayor eficiencia en condiciones normales, el rendimiento de estos puede llegar a ser del 24% de laboratorio, estos paneles se utilizan regularmente en las instalaciones donde no se dispone de área considerable para la instalación ya que su rendimiento es mayor y se puede generar un poco más de potencia, por lo general los fabricantes aseguran una mayor vida útil a este tipo de paneles por su mayor detalle en la fabricación, adicional a esto, los paneles monocristalinos tienden a tener un mejor comportamiento ante la

radiación difusa, una característica de referencia de estos paneles, es que su color tiende a ser azul muy oscuro, dado todo lo anterior esto los lleva a tener un costo comercial un poco más elevado. (Tritec Intervento, 2019).

Figura 4. Panel monocristalino

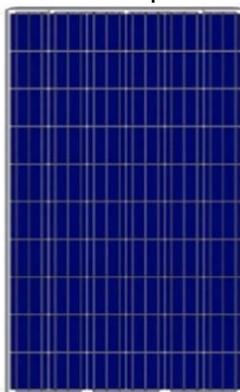


Fuente: TRICTEN INTERVENTO

4.5.2. Panel Policristalino

El proceso de fabricación del panel policristalino es menos detallado que el monocristalino, el silicio bruto se funde, el cual por lo general contiene impurezas y este se vierte en un molde y se obtiene su forma cuadrada, este lleva el nombre de policristalino ya que al tener impurezas el silicio tiende a formar poli cristales lo cual hace que disminuya su rendimiento, el rendimiento de estos pueden llegar a ser del 19 % de laboratorio, a pesar de tener un rendimiento menos que los monocristalino suelen tener un mejor comportamiento a altas temperaturas, una característica de identificación de este tipo de paneles debido a su elaboración tienden a ser de un color azul claro, dadas estas características estos paneles suelen ser más económicos comercialmente. (Tritec Intervento, 2019).

Figura 5. Panel policristalino



Fuente: TRICTEN INTERVENTO

4.5.3. Panel de capa fina

Son los que se utilizan regularmente como ventanas y su fabricación puede ser en vidrio o plástico, la fabricación se realiza depositando el silicio sobre un sustrato como vidrio o plástico, el rendimiento de estos puede llegar a ser cercano al 13 % por laboratorio, la elaboración de este tipo de panel ayuda a reducir los costos de producción, estos paneles en la actualidad han vuelto muy atractivos ya que se pueden encontrar transparentes y semi transparentes, además que la producción de estos paneles es muy atractiva ya que se comportan adecuadamente a altas temperaturas, su aspecto estético los ayudado a tener cabida en nuevas obras arquitectónicas y su valor comercial que llega a ser muy parecido al del panel monocristalino. (Tritec Intervento, 2019).

Figura 6. Panel de capa fina



Fuente: TRICTEN INTERVENTO

4.6. Inversores

Los inversores son uno de los elementos más importantes de la instalación fotovoltaica, ya que ellos tienen la característica de convertir el voltaje de entrada de corriente continua a un voltaje de salida en corriente alterna, y pueden utilizarse a la frecuencia deseada por el usuario y dependiendo su ubicación geográfica, los inversores también reciben el nombre de convertidores de corriente y onduladores de corriente.

Los inversores funcionan por medio de un oscilador que controla un transistor, con el fin de interrumpir la corriente continua y generar una onda rectangular, seguido a esto la onda ingresa a un transformador que suaviza su forma con el fin de hacerla lo más parecida a una onda sinusoidal.

Según la regulación normativa los inversores deben cumplir con un sistema anti- isla, el cual garantiza que una situación de desenergización de la red de distribución, el inversor permanezca desenergizado. Dichas características deben ser demostrar por el fabricante por medio de un certificado de conformidad en el cual debe de cumplir todas o una de las siguientes normas UL1741, IEEEC 1547 o IEC63116. (Energía solar, 2016).

Podemos encontrar dos tipos de inversores, uno es el inversor convencional que es el que utilizamos para aplicaciones en las que no se va a realizar almacenamiento de energía, estos proyectos son de autoconsumo los cuales conocemos como GRID TIE, en el cual el inversor solo realizara la función básica de convertir la corriente continua en corriente alterna. El otro tipo de inversor que encontramos es el inversor hibrido, el cual además de convertir la corriente continua a corriente alterna, hace las veces de controlador de carga, el cual permite cargar las baterías y también permite conectarse a otros tipos de generación.

Figura 7. Inversor Fronius Primo



Fuente: Fronius España

4.7. Conductores eléctricos sistema fotovoltaico

El conductor eléctrico fotovoltaico es aquel que regularmente se utiliza para las instalaciones de generación solar, el cable está formado por un conductor en cobre suave y cuenta con un material aislado termoestable, también cuenta con resistencia a la intemperie ya que cuentan con protección UV y pueden operar a altas temperaturas, estos cables están diseñados para la fácil instalación en los circuitos fotovoltaicos, tienen la facilidad de utilizarse en ambientes secos húmedos o mojados, también pueden utilizarse en bandejas porta cables tuberías Conduit o directamente enterrados. (Centelsa, 2015).

Figura 8. Cable fotovoltaico



Fuente: CENTELSA

En los cables fotovoltaicos que se comercializan actualmente encontramos calibres desde 14 AWG (American Wire Gauge) a 1000 kcmil, con una temperatura máxima de operación de 90° y con voltajes de operación hasta 2000 voltios (V), y pueden estar fabricados por conductores eléctricos de cobre de conductividad hasta de un 100% IACS (Asociación Internacional de Sociedades de Clasificación).

Para la elección del cable fotovoltaico, se deben tener en cuenta las condiciones y el tipo de ambiente donde se utilizará y así determinar si se requiere tener en cuenta características como: resistencia al fuego, condiciones de humedad, temperatura, abrasión, exposición a sustancias químicas y materiales combustibles. Es importante tener en cuenta que la mayoría de cables fotovoltaicos que se fabrican y se comercializan en el país deben cumplir con los requisitos mínimos establecidos en las normas internacionales UL Subject 4703, UL 44 y la Norma Técnica Colombiana NTC 3277.

En la tabla 1, se puede observar las características de manufactura de acuerdo al calibre requerido del fabricante Centelsa el cual será recomendado para el proyecto.

Tabla 1. Cable Centelsa fotovoltaico tipo pv xlpe 600v 90°c

Calibre	Área nominal de la sección transversal	Número de hilos	Espesor nominal del aislamiento	Diámetro total aproximado	Peso total aproximado
AWG/kcmil	mm ²		mm	mm	Kg/Km
14	2,08	7	1,52	5,2	28
12	3,31	7	1,52	5,6	41
10	5,26	7	1,52	6,2	61
8	8,37	7	1,91	7,8	99
6	13,30	7	1,91	8,7	148
4	21,15	7	1,91	9,9	225
2	33,62	7	1,91	11,4	347
1	42,41	19	2,41	13,7	490
1/0	53,48	19	2,41	14,7	542
2/0	67,43	19	2,41	15,8	675
3/0	85,01	19	2,41	17,1	920
4/0	107,2	19	2,41	18,5	1052
250	126,7	37	2,79	20,5	1252
300	152,0	37	2,79	21,9	1491
350	177,3	37	2,79	23,1	1730
400	202,7	37	2,79	24,3	2090
500	253,4	37	2,79	26,4	2443
600	304,0	61	3,18	29,2	2939
750	380,0	61	3,18	31,8	3649
1000	506,7	61	3,18	35,6	4830

Fuente: CENTELSA

4.8. Protecciones de corriente alterna y directa

Las protecciones son una parte fundamental en cualquier tipo de instalación eléctrica ya que gracias a estas podemos proteger nuestros circuitos de todo tipo de falla asociada a la parte eléctrica. Los breakers son dispositivos de protección diseñados para abrir o interrumpir un circuito cuando la intensidad de la corriente eléctrica excede el valor de protección para la cual fue diseñado, también se activa en casos de cortocircuitos, esto se realiza con la finalidad de proteger y prevenir todos los daños en los equipos electricos, estos dispositivos dependiendo de la gravedad del daño pueden reemplazarse sus piezas y continuar en servicio. (EcuRed, 2019)

Otro dispositivo que normalmente se utiliza son los fusibles, los cuales son utilizados para proteger el circuito por exceso de corriente eléctrica en el circuito, estos suelen utilizarse cuando se tienen equipos eléctricos o electrónicos sensibles, también a gran escala se utilizan para proteger redes eléctricas. El fusible está compuesto básicamente por un conductor fino, el cual a una determinada temperatura la cual es definida en el proceso de fabricación se rompe y abre el circuito, lo cual no permite el paso de la corriente, de esta manera se garantiza que protege el circuito para una determinada corriente. (EcuRed, 2019).

La protección principal de un circuito se calcula por medio de la siguiente ecuación:

$$I = \frac{P}{V} \quad (1)$$

I = Corriente Total del circuito

P = Potencia en Voltamperios (VA)

V = Voltaje del circuito

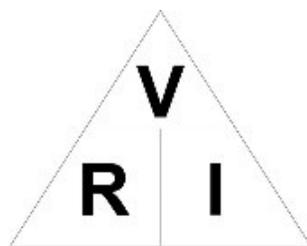
5. CONCEPTOS BÁSICOS DE ELECTRICIDAD

5.1. Tensión eléctrica

El voltaje es aquella que empuja o incita los electrones en un conductor eléctrico, también se puede definir como la diferencia de potencial eléctrico entre dos puntos. La tensión eléctrica es medida en voltios y se representa con la letra (V) de acuerdo al Sistema Internacional de Unidades Básicas.

La tensión eléctrica también puede ser expresada en función de la resistencia (R) y de la corriente eléctrica (I) mediante la ley de ohm.

Figura 9. Triángulo de la ley de Ohm



Fuente: Elaboración propia

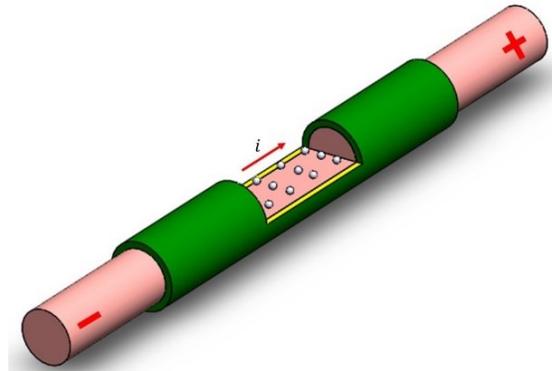
De acuerdo con la figura 9, la expresión para el cálculo del voltaje se describe como:

$$V = R * I \quad (2)$$

5.2. Corriente eléctrica

La corriente o intensidad como también es llamada, es el flujo de electrones a través de un material conductor, la unidad de medida que representa la corriente eléctrica según el Sistema Internacional de Unidades Básicas es el amperio y es representada por la letra mayúscula (A).

Figura 10. Representación de la corriente en un conductor



Fuente: Elaboración propia

La corriente eléctrica al igual que la tensión eléctrica puede ser expresada en función del voltaje sobre la resistencia, de acuerdo a la ley de Ohm

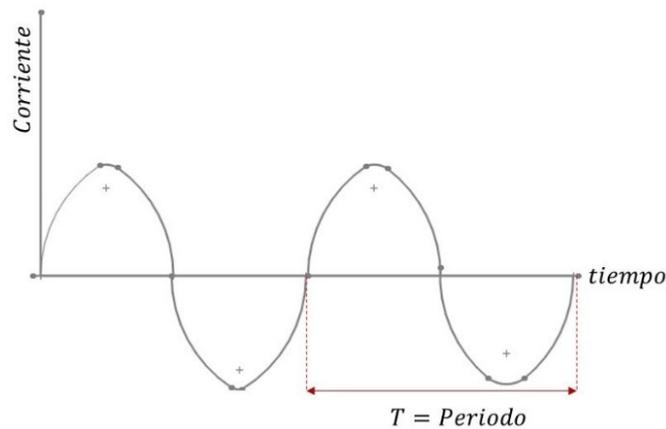
$$I = \frac{V}{R} \quad (3)$$

5.3. Tipos de corriente

5.3.1. Corriente alterna

Se define como corriente alterna (AC) al movimiento de cargas varían el sentido y la magnitud de recurrentemente, es decir que el voltaje y la corriente presentan variación a través del tiempo. La corriente alterna posee una característica y es que la señal de corriente suele repetirse en un instante de tiempo, a ese lapso en el que la señal vuelve a repetirse se denomina periodo. Otro parámetro importante es la frecuencia, la cual se define como la rapidez o cantidad de ciclos en que la señal de corriente alterna vuelve a repetirse. La frecuencia de la energía eléctrica en Colombia está definida en 60 Hz.

Figura 11. Representación de la corriente alterna

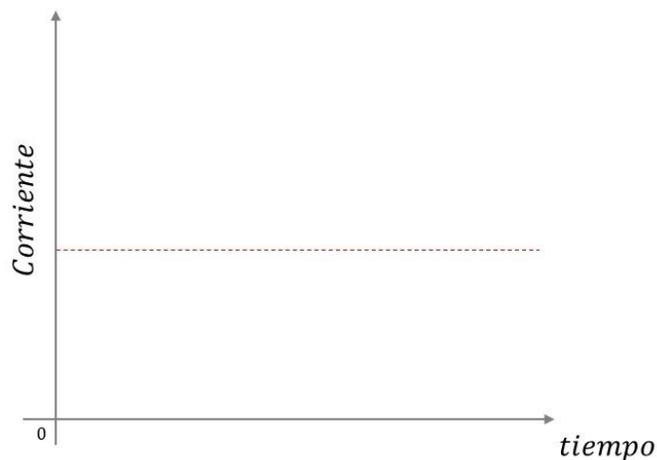


Fuente: Elaboración propia. Datos: La tecnología

5.3.2. Corriente directa

La corriente directa (DC), corresponde al flujo de carga que es conducido en un material conductor, y que son transportador en una misma dirección entre dos puntos que poseen un diferente potencial eléctrico.

Figura 12. Representación de la corriente directa



Fuente: Elaboración propia

5.4. Definición de Potencia y tipos de potencia

La potencia eléctrica representada por la letra mayúscula (P) es la cantidad de energía que puede ser suministrada o consumida por un determinado mecanismo en un tiempo definido. Por otra parte, en un circuito de corriente alterna existe una interacción de tres tipos de potencias, la potencia activa expresada en vatios (W), la potencia aparente expresada en voltiamperios (VA) y la potencia reactiva expresada en voltiamperios reactivos (VAR).

5.4.1. Potencia activa

En el funcionamiento de todo equipo de alimentación eléctrica, se requiere de una potencia útil, es decir aquella que realmente es consumida por el sistema, por lo que se puede definir de una manera simple que la potencia activa (P), es la que utiliza un determinado sistema para desarrollar un trabajo, por lo que dichos equipos consumen potencia activa para poder convertirla en diferentes fuentes de energía. La potencia activa para un circuito monofásico viene relacionada con la siguiente ecuación:

$$P = (I * V) * \cos\varphi \quad (4)$$

Donde,

I = Intensidad de la corriente (A)

V = Tensión del circuito (V)

Para un circuito eléctrico trifásico se utiliza la siguiente ecuación:

$$P = \sqrt{3} (I * V) * \cos\varphi \quad (5)$$

5.4.2. Potencia reactiva

Para generar los campos magnéticos, los equipos eléctricos que poseen alguna parte inductiva como los motores utilizan la potencia reactiva, este tipo de potencia es tomada por el receptor y devuelta a la red una vez disminuye el corriente y el campo magnético por lo que este tipo de potencia no realiza ningún trabajo útil, es decir que no se en ningún otro tipo de energía.

La potencia reactiva (Q) se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$Q = (I * V) * \sen\varphi \quad (6)$$

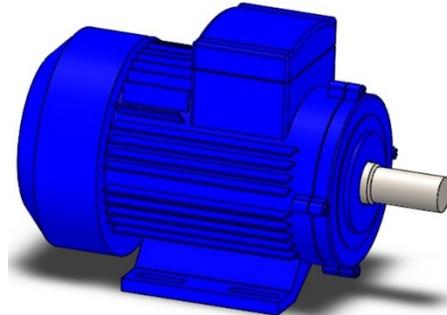
Para el caso de nuestro proyecto no se tendrá en cuenta la potencia reactiva, ya que dentro del predio no se cuentan con carga inductivas.

5.4.3. Potencia aparente

La potencia aparente representada con la letra (S), se puede definir como la cantidad de potencia total que se suministra a un equipo eléctrico, es decir que si tomamos como ejemplo un motor eléctrico se puede decir la potencia absoluta que se suministra a dicho equipo mediante una fuente de tensión en corriente alterna es la potencia aparente.

Es importante tener presente que la potencia aparente y la potencia activa pueden ser iguales cuando el factor de potencia es igual a 1.

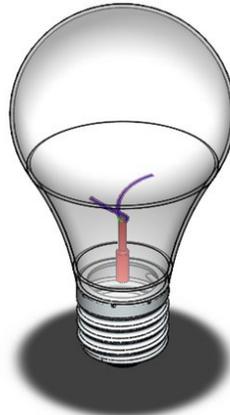
Figura 13. Potencia aparente con cargas inductivas



Carga inductiva $S = Q + P$

Fuente: Elaboración propia. Datos: GRABCAD 2017

Figura 14. Potencia aparente con cargas resistivas



Carga resistiva $S = P$

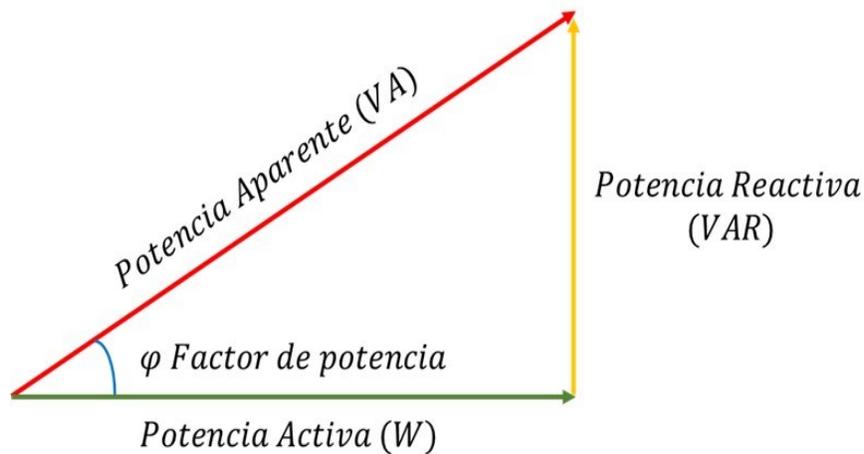
Fuente: Elaboración propia. Datos: GRABCAD 2017

5.5. Factor de potencia

El factor de potencia es la relación entre la potencia activa y la potencia aparente, por lo que se puede afirmar que un bajo factor de potencia en un sistema eléctrico, puede provocar pérdidas de energía en los conductores y caídas de tensión debido a una deficiencia en el rendimiento eléctrico. En Colombia tener un factor de potencia bajo es decir por debajo a 0.9 es causal de penalidad de acuerdo a lo establecido en Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) Resolución 001 de 2018, por lo que en un sistema eléctrico es indispensable tener factores de potencia cercanos a 1.

$$\text{Factor de Potencia} = \frac{\text{Potencia Activa}}{\text{Potencia Aparente}} = \frac{P}{S} = \cos(\phi) \quad (7)$$

Figura 15. Triángulo de las potencias



Fuente: Elaboración propia

5.6. Conductores eléctricos

Un material conductor es aquel que produce poca resistencia al paso de corriente eléctrica, dentro de los materiales que ofrecen una conducción apropiada de energía eléctrica tenemos el cobre cuya constante de resistividad es de $0.0509 \Omega \text{mm}^2 / \text{m}$. Para el cálculo de los conductores se utiliza la siguiente ecuación para calcular el área transversal:

$$\text{Área} = \frac{I * \rho * L}{\Delta V} \quad (8)$$

I = Corriente circulante en amperios (A)

L = Longitud del cableado en metros (m)

ρ = constante resistividad del cobre $\frac{\Omega * \text{mm}^2}{\text{m}}$

ΔV = Caída de tensión en voltios (V)

5.7. Selección de conductores

En la selección de conductores existen varias características que se deben tener en cuenta, en el diseño de instalaciones eléctricas, como principales aspectos se debe tener en cuenta en la selección de cable fotovoltaico, está la temperatura en la que operara el conductor, la tensión y el aislamiento.

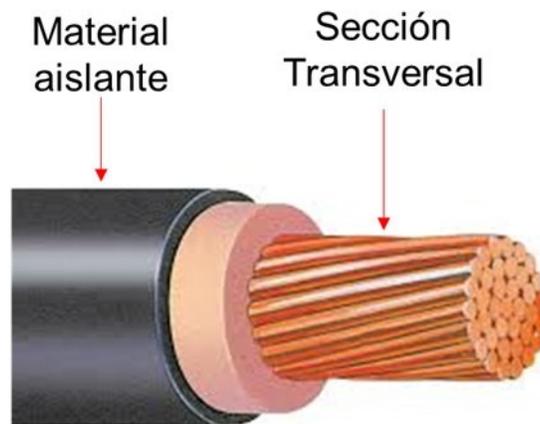
5.7.1. Temperatura

La selección del conductor por temperatura, es un aspecto fundamental teniendo en cuenta el ambiente en que operara, partiendo que se pueden contar con ambientes, húmedos, secos o zonas con abundante presencia de agua, por lo que la temperatura máxima del conductor debe ser determinante, para evitar pérdidas de corriente y riesgos de cortocircuito, que pueden derivar incendios.

El aumento de temperatura en un conductor eléctrico depende de la corriente que circula, por lo que la resistencia del conductor es proporcional a la sección transversal del mismo, es decir que una forma de reducir la pérdida de potencia en un conductor puede consistir en aumentar la sección transversal.

Por otra parte, el aumento considerable de temperatura en conductor eléctrico, tiende a deteriorar el aislamiento termoplástico, por lo que exceder la temperatura de operación puede ocasionar que el material aislante pierda su función, lo que puede generar una condición insegura para la instalación y para el entorno.

Figura 16. Sección transversal de un conductor

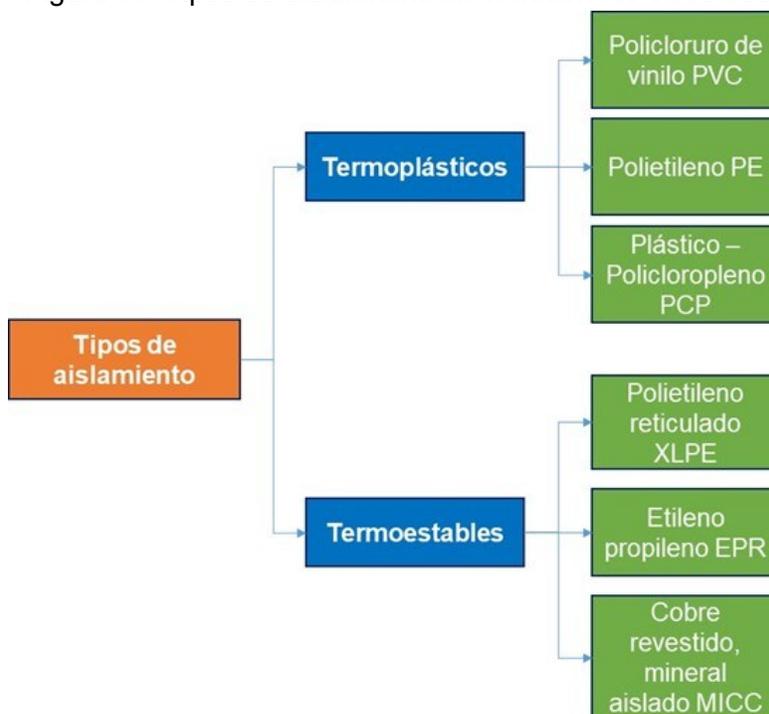


Fuente: VIAKON

5.7.2. Tipos de aislamiento

En los aislamientos o recubrimientos de los conductores eléctricos, se pueden encontrar dos categorías de aislantes: la gama de los aislamientos termoplásticos y los aislamientos termoestables cuya diferencia radica en el soporte de temperatura, es decir que los aislamientos termoplásticos se deforman cuando las temperaturas a las que se someten resultan ser bastante elevadas. Por el contrario, los aislamientos termoestables se comportan bastante bien a elevadas temperaturas.

Figura 17. Tipos de aislamiento en conductores eléctricos



Fuente: Elaboración propia

Por otra parte, el aislamiento del conductor eléctrico cuenta con unas abreviaturas que se deben tener en cuenta para el tipo de ambiente en el que funcionará, relacionadas a continuación:

T: La letra representa la palabra termoplástico, referente al recubrimiento en policloruro de vinilo PVC del conductor eléctrico, el cual es un material auto extingible y ofrece poca propagabilidad en caso de incendio.

H: viene de la palabra Heat que traduce calor y que representa que el material aislante del conductor eléctrico ofrece una resistencia ante una temperatura máxima de 75°C.

HH: viene de la palabra High Heat que traduce alto calor y que representa que el material aislante del conductor eléctrico ofrece una resistencia ante una temperatura máxima de 90°C en un ambiente seco.

W: la letra representa la palabra Water cuya traducción representa que el aislante del conductor eléctrico ofrece una resistencia al agua.

LS: representa Low Smoke, es decir que en caso de un aumento de temperatura del material y que pueda producir un incendio se producirá una reducida emisión de humos y de gases ácidos.

Figura 18. Abreviatura en los aislamientos de los conductores eléctricos



Fuente: Mas voltaje

5.7.3. Caída de tensión

En los conductores eléctricos, la caída de tensión es directamente proporcional al paso de corriente y a la resistencia del conductor, teniendo en cuenta que la caída de tensión se produce por la distancia entre el punto de alimentación y la carga, por lo que para optimizar este fenómeno de debe realizar el cálculo de la caída de tensión.

Para efectuar el cálculo de la caída de tensión en los conductores eléctricos, se deben considerar varios factores fundamentales:

1. La corriente que requiere la carga.
2. El voltaje de alimentación del circuito.
3. El factor de potencia.
4. Impedancia.
5. La distancia entre el punto de alimentación y la carga, es decir la longitud del cable.

De acuerdo a la NTC 2050, el voltaje en un circuito de corriente alterna trifásico se determina realizando el producto de la corriente eléctrica (I) por la impedancia eficaz (Z_e).

$$Z_e = R \cos(\phi) + X_L \sin(\phi) \quad (9)$$

Donde,

$R \cos(\phi)$ es la parte resistiva del conductor.

$X_L \sin(\phi)$ es la parte reactancia inductiva del conductor.

Por lo que la caída de tensión en conductores eléctricos en un sistema trifásico, está determinada por la ecuación 10.

$$\Delta V_{3\phi} = (\sqrt{3}) * (Z_e) * (L) * (I) \quad (10)$$

Donde,

$Z_e = Impedancia\ eficaz$

$L = Longitud\ del\ cable$

$I = Corriente\ de\ la\ carga$

Para calcular el porcentaje en la caída admisible de tensión se utiliza la siguiente ecuación:

$$\text{Caída admisible de voltaje (\%)} = \text{Voltaje} * \frac{1}{100} \quad (11)$$

5.8. Consumo de Energía

El uso de equipos y máquinas existentes en un predio industrial y/o residencial, dependientes del uso de energía eléctrica, genera un consumo de energía, por lo que se puede definir que el consumo, es la demanda de energía requerida por un sistema para su funcionamiento durante un tiempo determinado,

El consumo de energía eléctrica es contabilizado con un medidor o contador de energía eléctrica por los operadores de red y su unidad medida es en kilovatios hora (*kWh*), por lo que el valor de la facturación mensual de un predio, se determina multiplicando el valor unitario del kilovatio – hora y multiplicarlo por el total de kilovatios - hora consumidos. En Colombia la metodología para determinar el valor de la energía eléctrica está determinada por la Comisión Reguladora de Energía y Gas (CREG) 119 de 2007, donde se involucran todos los actores que interactúan en la infraestructura eléctrica desde los procesos de generación, transmisión, distribución, comercialización y las pérdidas de energía que se producen en el sistema eléctrico, estas variables determinan el precio final del valor de kilovatio – hora.

6. Propiedades Mecánicas de los Materiales

Las propiedades de los materiales permiten conocer el comportamiento de los materiales cuando son sometidos a diferentes esfuerzos. Los materiales se dividen en dúctiles y frágiles donde su gran diferencia es la ductilidad, que no es otra cosa que la capacidad de deformarse cuando es sometido a un esfuerzo (Universidad de Cataluña, 2011). Dentro de las principales propiedades mecánicas se encuentran las siguientes:

- Tensión y deformación
- Elasticidad
- Plasticidad
- Ductilidad
- Tenacidad y resiliencia
- Dureza
- Fluencia
- Fatiga

Podemos definir la tensión como la carga que se le aplica sobre un área del material y la deformación como el cambio de longitud (ΔL), o el alargamiento que se produce en el material cuando se somete una carga.

El esfuerzo σ está definido por la siguiente ecuación:

$$\sigma = \frac{F}{A_0} \quad (12)$$

Donde,

$F =$ Fuerza aplicada medida en N (Newton) o kgf (Kilogramo – fuerza).

$A_0 =$ Área inicial del material m^2

La deformación está definida como:

$$\varepsilon = \frac{\Delta L}{L_0} \quad (13)$$

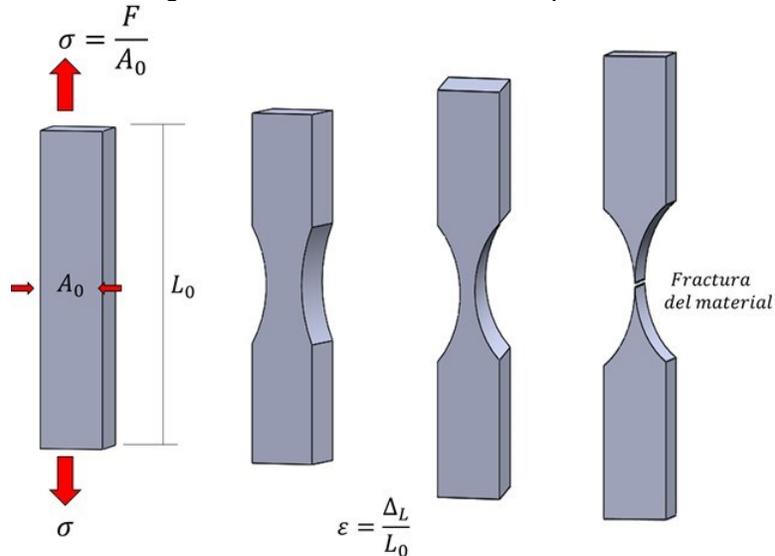
Donde,

$\Delta L =$ Cambio de longitud en mm

$L_0 =$ Longitud inicial en mm

El esfuerzo es directamente proporcional a la deformación, es decir que entre más carga se le aplique al material mayor va ser la deformación en el mismo.

Figura 19. Deformación en una probeta

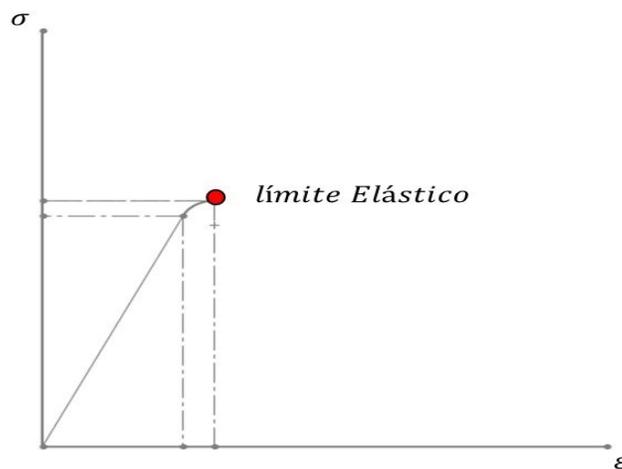


Fuente: Elaboración Propia. Datos: Universidad de Cataluña

La elasticidad o módulo de elasticidad, es otra de las propiedades de los materiales, la cual se puede definir como la deformación que experimenta un material por la aplicación de una carga, pero que le permite regresar a su estado inicial una vez se deja de aplicar la carga. El módulo de elasticidad o módulo de Young esta dado la relación entre el esfuerzo y la deformación:

$$E = \frac{\sigma}{\epsilon} = \frac{F * L_0}{A * \Delta L} \quad (14)$$

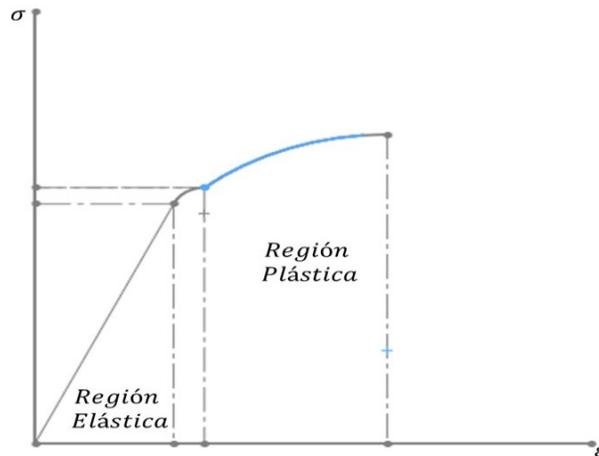
Figura 20. Límite Elástico



Fuente: Elaboración propia. Datos: Wikipedia

La plasticidad se puede definir como la deformación que experimenta un material por la aplicación de una carga, pero que no regresa a su estado inicial una vez se deja de aplicar la carga, es decir la deformación es permanente.

Figura 21. Región Plástica

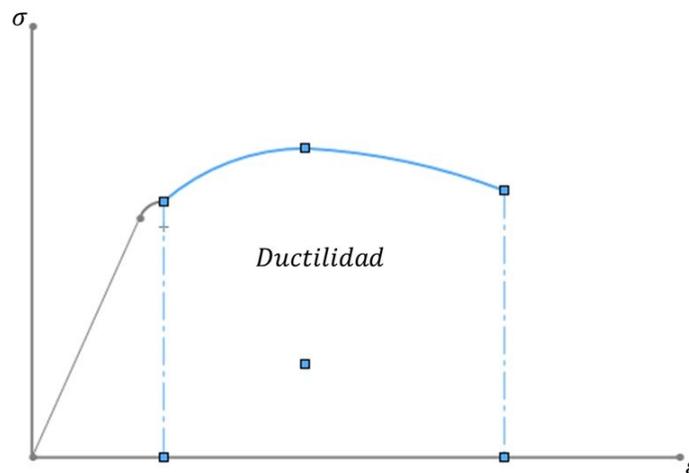


Fuente: Elaboración propia. Datos: Universidad de Cataluña

La ductilidad de un material se puede definir como la capacidad de resistir una deformación hasta su fractura.

“La ductilidad puede expresarse cuantitativamente como alargamiento relativo porcentual, o bien mediante el porcentaje de reducción de área (Tecnología, 2019).”

Figura 22. Ductilidad

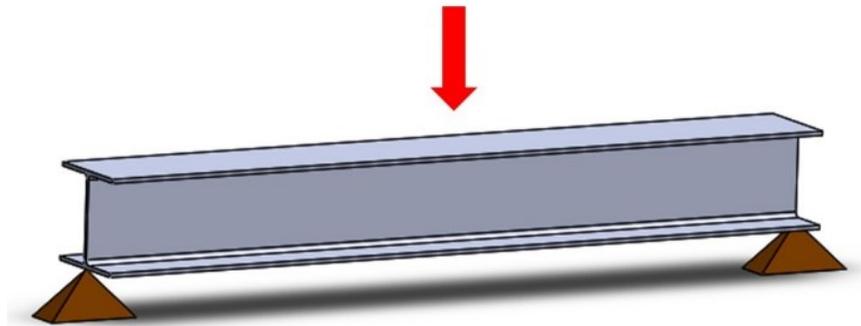


Fuente: Elaboración Propia. Datos: Universidad de Cataluña

6.1. Análisis de flexión

El esfuerzo de flexión se puede definir como las cargas que se aplican a un elemento y que tienden a deformarlo en dirección perpendicular a su eje de simetría o eje longitudinal, por lo que se producirá un momento flector.

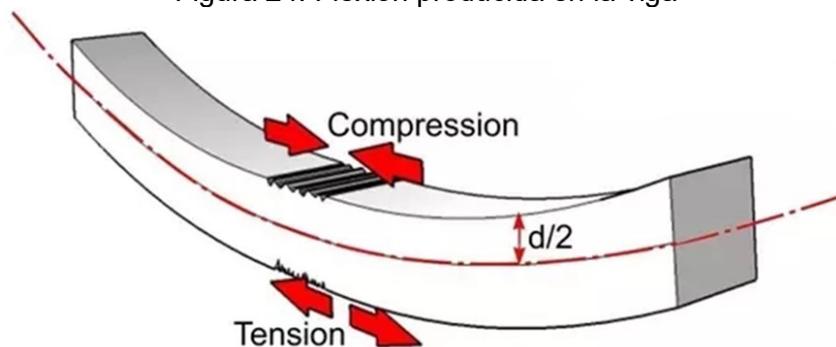
Figura 23. Viga con una carga aplicada



Fuente: elaboración propia

Las aplicaciones de una carga en un elemento producen deformaciones en la parte superior e inferior del elemento por lo que se producen esfuerzos de tensión y compresión.

Figura 24. Flexión producida en la viga



Fuente: Quora

En la figura 25, podemos evidenciar claramente que la parte superior de la viga se reduce, fenómeno que se conoce como compresión, adicionalmente se evidencia que en la parte inferior se presenta un alargamiento que se conoce como tensión. El esfuerzo normal máximo debido a la flexión está definido por la siguiente ecuación.

$$\sigma = \frac{Mc}{I} \quad (15)$$

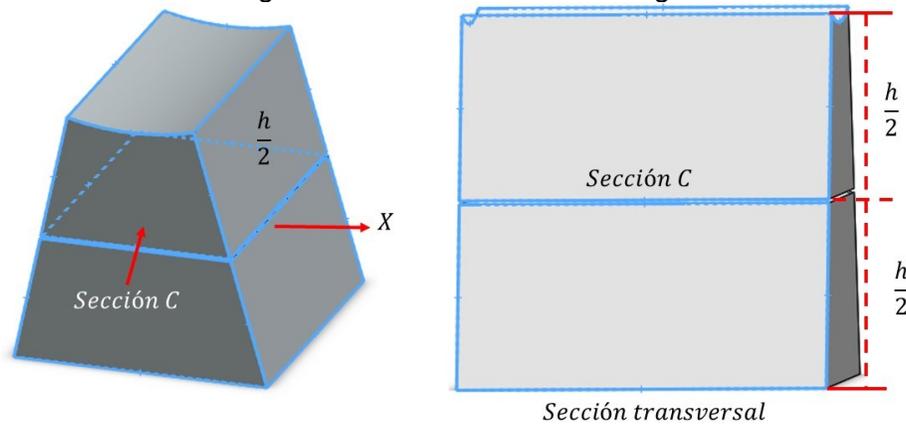
Donde,

C es la distancia el eje neutro de la sección al punto más alejado.
M es el momento flector máximo.

I momento de inercia.

La sección (C) o también conocido como eje neutro es aquel que después de aplicar las cargas no presenta ningún tipo de deformación.

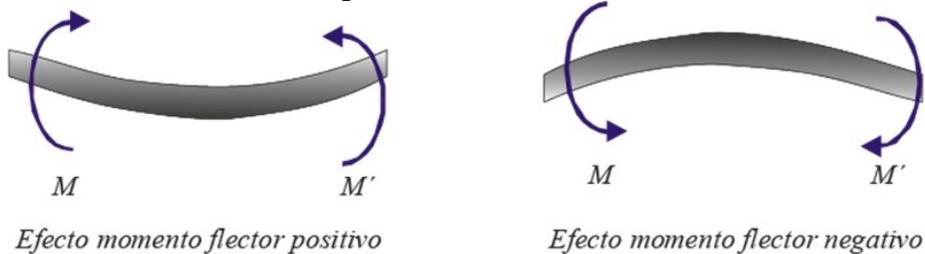
Figura 25. Sección "C" de una viga



Fuente: Elaboración propia

El momento flector (M), es la fuerza equivalente al producto de la fuerza aplicada sobre el elemento (viga) por la longitud de la misma, cuyo sentido de giro puede ser horario (+) o anti horario (-) dependiendo del punto de aplicación de la fuerza y del punto de sujeción de la misma.

Figura 26. Momento flector



Fuente: Universidad Militar Nueva Granada

El momento de inercia (I), es la relación que existe entre las fuerzas externas resultantes o también conocidos como momentos y la rotación del cuerpo o elemento sobre un eje.

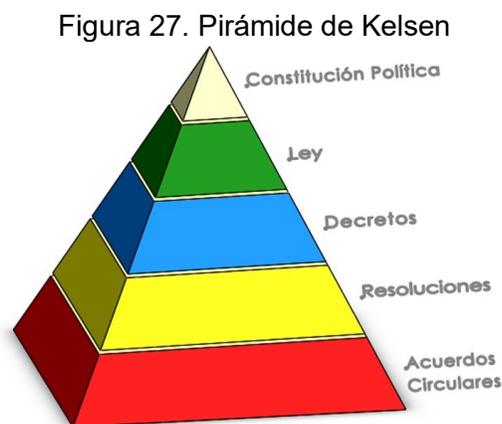
7. LEGISLACIÓN COLOMBIANA PARA FNCE

Para iniciar con el contexto del marco normativo existente en el país respecto a las Fuentes no convencionales de energía (FNCE), es importante citar la constitución política de 1991, la cual en su Título 1, de los principios fundamentales y específicamente en el artículo 1 se establece que Colombia es un Estado social de derecho, organizado en forma de República unitaria, descentralizada, con autonomía de sus entidades territoriales, democrática, participativa y pluralista, fundada en el respeto, de la dignidad humana, en el trabajo y la solidaridad de las personas que la integran y en la prevalencia del interés general.

7.1. Estructura del estado colombiano

La constitución política de 1991 en el título V de la organización del estado, Capítulo 1 de la estructura del estado, Artículo 113 establece tres ramas del poder Público: la legislativa, la ejecutiva y la judicial. La rama legislativa, en la cual haremos énfasis, tiene una función fundamental dentro de la estructura del estado colombiano, ya que se encarga de legislar, que no es otra cosa que establecer las leyes que rigen en el país.

Como parte de la rama legislativa y basado en la pirámide Kelsiana, creada por el jurista, político y profesor de filosofía **Hans Kelsen** en la cual se establece la jerarquía de las leyes tienen como nivel fundamental y carta magna, la constitución política.



Fuente: Elaboración Propia. Datos Hans Kelsen

Basado en lo descrito anteriormente y como introducción al marco normativo, es importante establecer como punto de partida la Constitución Política de 1991 tomando como referencia el capítulo III: De los derechos colectivos y del ambiente y puntualmente el artículo 80: “El Estado planificará el manejo y aprovechamiento de los recursos naturales, para garantizar su desarrollo sostenible, su conservación, restauración o sustitución. Además, deberá prevenir y controlar los factores de deterioro ambiental, imponer las sanciones legales y exigir la reparación de los daños causados. Así mismo, cooperará con otras naciones en la protección de los ecosistemas situados en las zonas fronterizas”.

Teniendo en cuenta que el objetivo fundamental es controlar los factores que influyen en el deterioro del medio ambiente, se torna vital para el estado colombiano permitir la regulación y utilización de fuentes de energía no convencionales, como para nuestro caso, los sistemas fotovoltaicos.

7.2. Entidades públicas

Actualmente existen varias entidades del estado que influyen en el marco regulatorio para el sistema eléctrico, una de las más importantes en temas de información energética es el SIMEC que es el Sistema de Información Minero-Energético de Colombia, la cual es la encargada de toda la información del sistema eléctrico, así como las estadísticas oficiales del sector. Es importante enfatizar que SIMEC integra tres componentes como son el Sistema de Información Minero Colombiano "SIMCO"; el Sistema de Información Eléctrico "SIELCO" y el Sistema de Información de Gas y Petróleo "SIPGCO".

El Sistema de Información Eléctrico (SIELCO) establece la estructura para lograr comprender como es el funcionamiento del sector eléctrico y cuales entidades influyen en la regulación energética. A continuación, se relaciona en el siguiente organigrama:

Figura 28. Organigrama subsector eléctrico colombiano



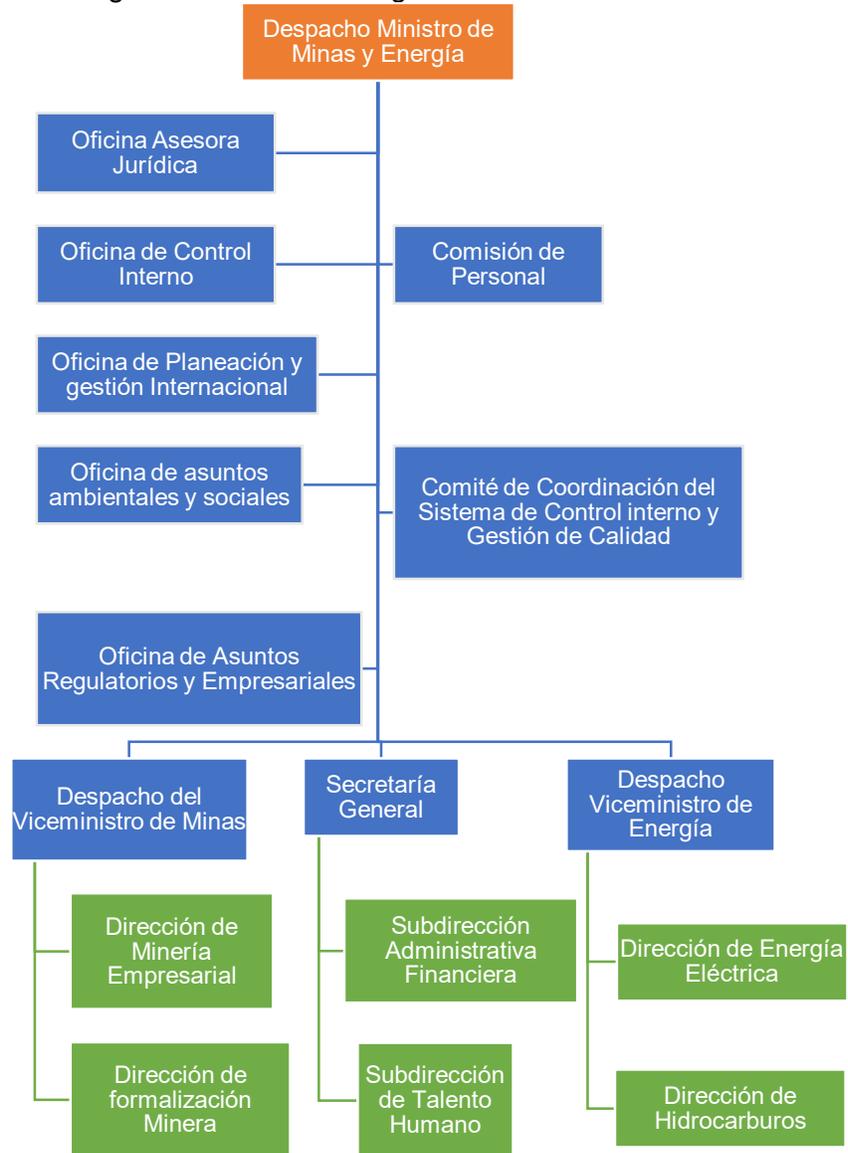
Fuente: Elaboración Propia. Datos SIEL.

El Ministerio de Minas y Energía (MINMINAS) se crea a raíz de la Segunda Guerra Mundial (1939-1945) como mecanismo para la protección de las industrias buscando el aprovechamiento de los recursos naturales y el desarrollo de otras fuentes de producción (MINENERGÍA, s.f.) El ministerio de Minas y Petróleos como se conocía anteriormente, fue creado mediante el Decreto 968 del 18 de mayo de 1940 para establecer una misión específica: "Formular y adoptar políticas dirigidas al aprovechamiento sostenible de los

recursos mineros y energéticos para contribuir al desarrollo económico y social del país” (MINENERGÍA, s.f.).

Mediante el decreto 381 del 16 de febrero de 2012 artículo 4, El Presidente de la Republica modifica la estructura organizacional del Ministerio de Minas y Energía y estableciendo las funciones para cada una de las oficinas pertenecientes a la misma entidad.

Figura 29. Estructura organizacional MINENERGÍA



Fuente: Elaboración Propia. Datos Ministerio de Minas y Energía.

El Decreto 381 de 2012, no solo estableció la estructura organización del Ministerio de Minas y Energía, también mediante el Artículo 14 numeral 19, asignó funciones al despacho del Viceministro de Energía como lo es promover el uso de energías no convencionales

dentro del programa de uso Racional y Eficiente de la Energía y demás formas de Energía no Convencionales (PUBLICA, s.f.)

Otro aspecto fundamental de dicho decreto, fue la integración del sector administrativo de Minas y Energía con el Ministerio de Minas y Energías y por las entidades adscritas y las entidades vinculadas (Ver anexo L).

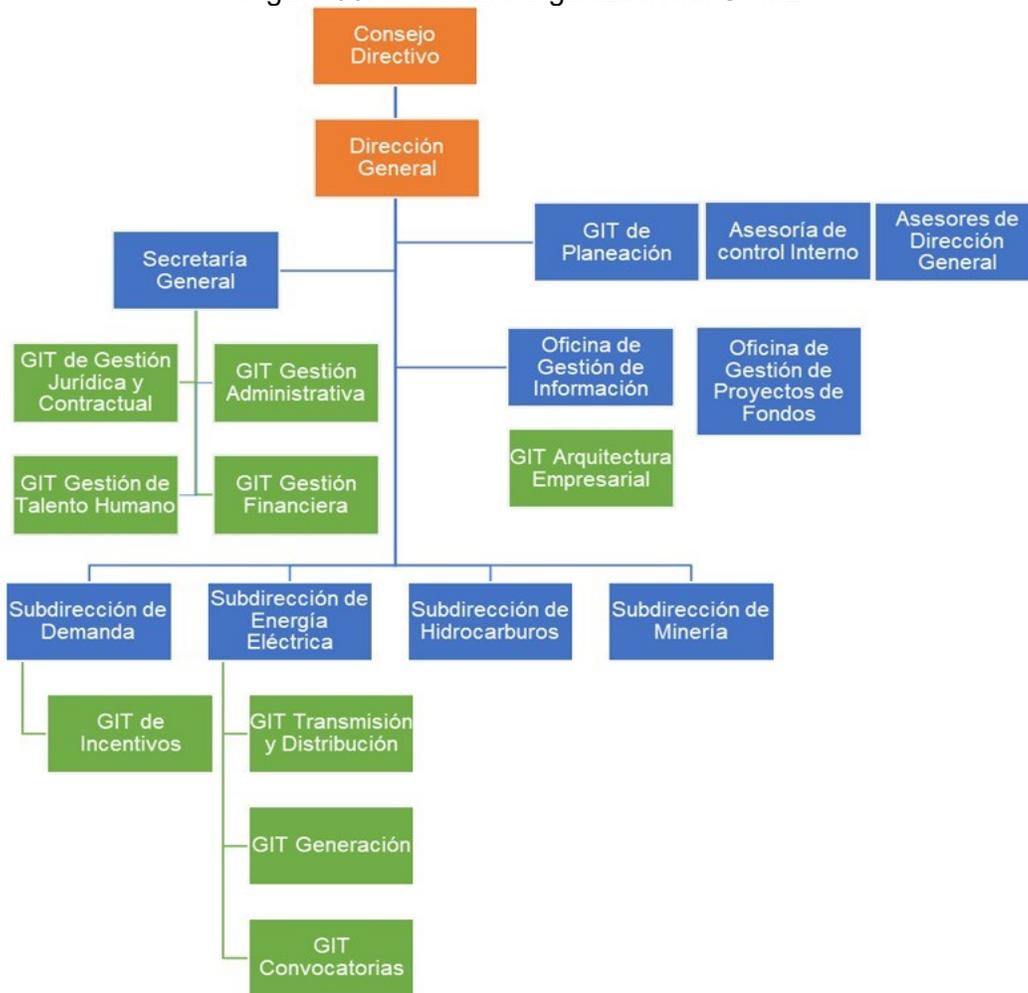
La Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) es otra entidad administrativa especial adscrita al Ministerio de Minas y Energía, creada el mediante el Decreto 2119 de 1992 mediante el artículo 12, el cual convierte la comisión Nacional de Energía en la unidad de planeación en el artículo 12 y complementada con la Ley 143 de 1994 y por el Decreto 1258 de junio 17 de 2013.

La UPME es la entidad encargada de asesorar técnicamente al Ministerio de Minas y Energía en el establecimiento de políticas que promuevan el desarrollo sustentable de los sectores de minas y energía, y brinda información que facilita la toma de decisiones teniendo en cuenta aspectos económicos, sociales, ambientales y tecnológicos. De igual forma, formula planes para promover el adecuado aprovechamiento de los recursos mineros y garantizar el óptimo y oportuno abastecimiento de los recursos energéticos, su distribución, su utilización y sus efectos (UPME, 2017).

El decreto 1258 de 2013 estableció la estructura organizacional de la UPME, asignando las funciones específicas para cada una de las oficinas y subdirecciones, en las cuales se hace énfasis en los mecanismos para la implementación de sistemas de energía no convencional. Las funciones más representativas para integración de fuentes de energía no convencionales al sistema interconectado nacional, se relacionan en el artículo 4 del presente decreto, en la que se le solicita a la UPME evaluar las conveniencias, económicas, sociales y ambientales para el desarrollo de fuentes no convencionales de energía y sus usos energéticos y emitir dichos conceptos para la viabilidad de aplicar incentivos para eficiencia energética.

A continuación, se relaciona la estructura organizacional y de planta establecida por los Decretos 1258 y 1259 de 2013 para la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME).

Figura 30. Estructura organizacional UPME



Fuente: Elaboración Propia. Datos UPME.

En las entidades administrativas especiales adscritas al Ministerio de Minas y Energía, es primordial hablar de la Comisión Reguladora de Energía y Gas (CREG), y poder enfocarnos en el surgimiento de esta entidad tan importante para el desarrollo energético en el país, pero para poder abordar este importante suceso, debemos trasladarnos al año de 1992, donde bajo el mandato del presidente Cesar Gaviria, el país sufría uno de los mayores estragos naturales de la historia a causa del fenómeno del niño.

En aquella época, el calor intenso provocaba una sequía despiadada, generando la disminución de las fuentes hídricas y por ende dificultaba la generación de energía eléctrica; pero no solamente el fenómeno del niño era el causante de los problemas energéticos, para ese entonces la infraestructura eléctrica no era la mejor, lo que provoco que se presentaran, los racionamientos eléctricos más grandes del país.

Estos racionamientos fueron conocidos como la crisis energética de marzo de 1992 y se extendieron hasta el mes de febrero del año siguiente. Este fenómeno provoco el cierre de algunas empresas, disminución de jornadas de trabajo, debido a que no se contaba con la

generación suficiente para suplir la demanda energética. Adicionalmente, los atrasos en la construcción de la Hidroeléctrica del Guavio provocaba serios cuestionamientos al gobierno nacional, ya que para esa época se pensaba que éste sería el salvavidas a la crisis energética (SEMANA, 2015).

Debido a estos fenómenos y amparados en la Constitución Política de 1991 y en la ley 143 de 1994, por medio de la cual, se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia energética (Congreso, 1994). Esta ley otorgó funciones fundamentales a la Comisión Reguladora de Energía y Gas (CREG) uno de los más importantes, es la regulación de la comercialización de energía eléctrica, establecida en el parágrafo del Artículo 7 de la Ley 143 de 1994, la cual afirma:

“La actividad de comercialización sólo puede ser desarrollada por aquellos agentes económicos que realicen algunas de las actividades de generación o distribución y por los agentes independientes que cumplan las disposiciones que expida la comisión de regulación de energía y gas”.

El Estado Colombiano consciente de la importancia de la protección del medio ambiente, decide apostar el ingreso de fuentes de energía no convencionales como un mecanismo para la disminución de los efectos negativos, generados al medio ambiente por uso de combustibles fósiles para la producción energética y también para garantizar el suministro de energía a las zonas no interconectadas (ZNI).

“Posteriormente en el 2018, la CREG aprobó la Resolución 030 sobre autogeneración a pequeña escala (aplica a sistemas de autogeneración, a partir de fuentes convencionales y no convencionales de energía renovable, con potencia instalada hasta 1 MW) y generación distribuida (a partir de fuentes convencionales y no convencionales de energía renovable, con potencia instalada menor de 0.1 MW)” (CREG, 2019).

La CREG al igual de las otras unidades administrativas especiales, cuenta con una estructura organizacional establecida por el Decreto 1260 del 17 de junio de 2013, artículo 3 de la siguiente manera:

“Integración de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) estará integrada así:

- 1. El Ministro de Minas y Energía, quien la presidirá.*
- 2. El Ministro de Hacienda y Crédito Público.*
- 3. El Director del Departamento Nacional de Planeación.*
- 4. Ocho (8) expertos Comisionados de dedicación exclusiva, designados por el Presidente de la República para períodos de cuatro (4) años, no sujetos a las*

disposiciones que regulan la carrera administrativa. Los expertos podrán ser reelegidos.

El Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios participará con voz, pero sin voto, para los temas que correspondan a servicios públicos domiciliarios.

El Superintendente de Industria y Comercio podrá ser invitado para los temas que correspondan a combustibles líquidos.

Los Ministros solo podrán delegar su participación en los Viceministros, el Director del Departamento Nacional de Planeación sólo podrá delegar su participación en un Subdirector y el Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios sólo podrá delegar su participación en un Superintendente Delegado” (PRESIDENCIA DE LA REPÚBLICA, 2013).

En el capítulo II del Decreto 1260 del 17 de junio de 2013 artículo 5, se establecen la estructura y funciones de cada una de las dependencias.

“Para el cumplimiento de sus funciones, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) tendrá la siguiente estructura:

- 1. Comité de Expertos Comisionados.*
- 2. Dirección Ejecutiva.*
 - 2.1. Subdirección Administrativa y Financiera.*
- 3. Órganos de Asesoría y Coordinación.*
 - 3.1. Comisión de Personal.*
 - 3.2. Comité de Coordinación del Sistema de Control Interno” (PRESIDENCIA DE LA REPÚBLICA, 2013).*

En los establecimientos públicos aparece el Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para Zonas No Interconectadas (IPSE) el cual se encarga de brindar soluciones a los habitantes que no cuentan con servicio de energía eléctrica, mediante el uso de fuentes de energía no convencionales, limpias y funcionales para reducir el efecto invernadero producido por gases y para suministrar energía a las zonas no interconectadas (ZNI).

El Decreto 1140 del 29 de junio de 1999 realiza la transformación del Instituto Colombiano de Energía Eléctrica (ICEL), en el Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas (IPSE) cuyo objeto fundamental se establece en el artículo 2 en el que menciona:

“Objeto. Su objeto social será la identificación, planificación y promoción de soluciones energéticas integrales, viables financieramente y sostenibles en el largo plazo, para las zonas no interconectadas del país.

Parágrafo. Para efectos del presente decreto la Zona no Interconectada corresponde al área geográfica en donde no se presta el servicio público de energía a través del Sistema Interconectado Nacional – SIN; excluyendo el Departamento de San Andrés, Providencia y Santa Catalina” (PRESIDENCIA DE LA REPÚBLICA, 1999).

Adicionalmente, se estableció en el Decreto 1140 de 1991, la dirección y administración del instituto, así como su estructura organizacional y concejo directivo en los artículos 6, 7 y 8 los cuales se relacionan a continuación:

“Artículo 6º. Dirección y administración. *La dirección y administración del Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas, IPSE está a cargo del Consejo Directivo y el Director General. La Representación Legal está a cargo del Director General, quien es agente del Presidente de la República, de su libre nombramiento y remoción.*

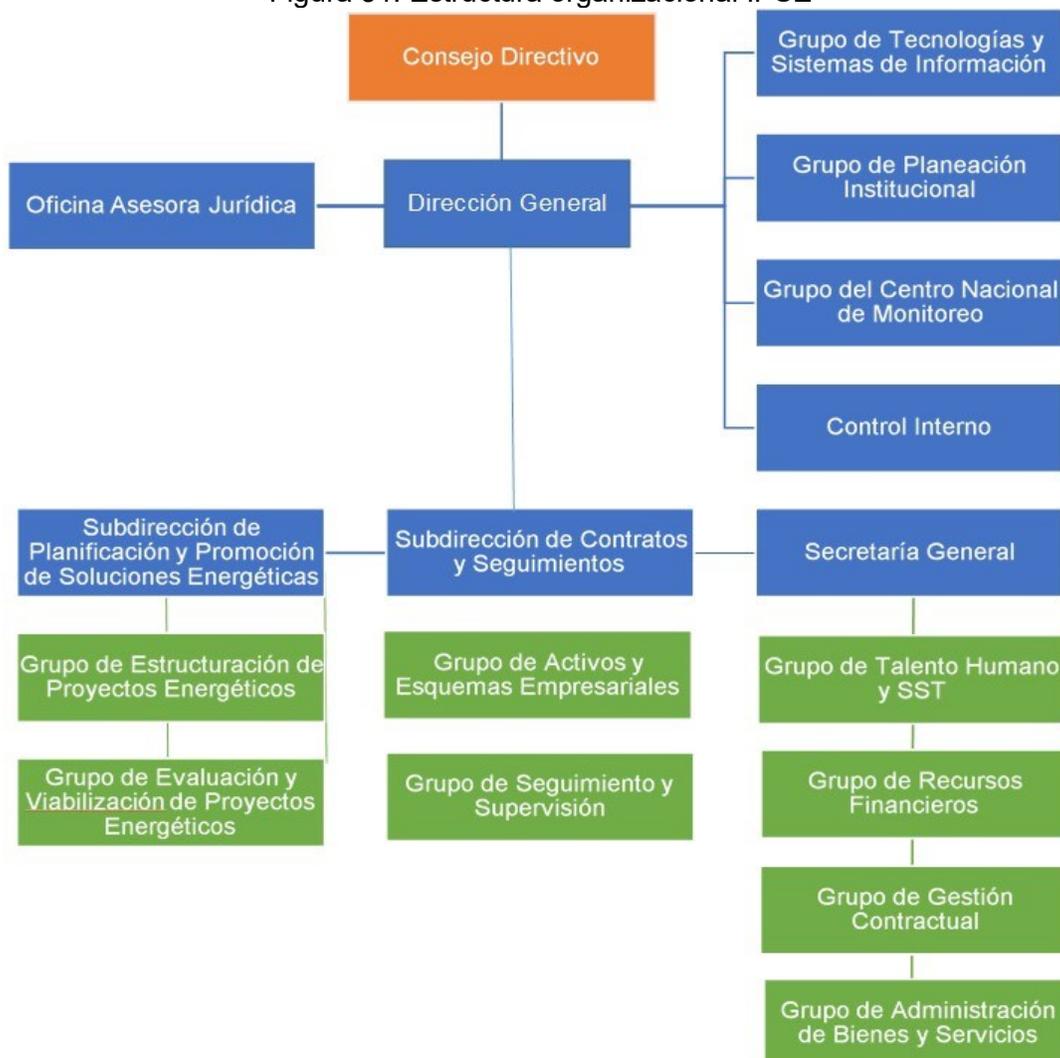
Artículo 7º. Organización Interna. *La organización interna del Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas, IPSE será la siguiente:*

1. Consejo Directivo
2. Despacho del Director.
 - 2.1. Oficina de Planeación
 - 2.2. Oficina Jurídica
3. Secretaría General
4. Subdirección de Concesiones y Administración de Contratos.

Artículo 8º. Consejo Directivo. Integración. *El Consejo Directivo del Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas, IPSE estará integrada por 5 miembros, así:*

- (i) *El Ministro de Minas y Energía o su delegado, quien lo presidirá*
- (ii) *El Ministro de Hacienda y Crédito Público o su delegado*
- (iii) *El Jefe del Departamento Nacional de Planeación o su delegado*
- (iv) *El Director de la Unidad de Planeación Minero - Energética UPME o su delegado.*
- (v) *El Decano de la Facultad de Ingeniería de alguna de las universidades del país, elegido por el Presidente de la República” (PRESIDENCIA DE LA REPÚBLICA, 1999).*

Figura 31. Estructura organizacional IPSE



Fuente: Elaboración Propia. Datos IPSE.

7.3. Normatividad vigente FNCE

Sin lugar a duda el marco normativo expedido por el Ministerio de Minas y Energía en Colombia, es bastante amplio y es fundamental referenciar el trabajo de grado desarrollado por estudiantes de la facultad de ingeniería (FIMEB), denominado: “ESTUDIO NORMATIVO PARA EL DESARROLLO DEL PROYECTO CASA VERDE UNIVERSIDAD ANTONIO NARIÑO DE BOGOTÁ (SEDE SUR)”, en donde se realiza una recopilación de todo el marco legal colombiano para el sistema eléctrico y en el cual se menciona lo siguiente:

“La Normatividad en esta entidad tiene la mayor jerarquía sus disposiciones son de carácter general y están orientadas a crear y desarrollar las instituciones planes y programas que permitan el funcionamiento y desarrollo del sector minero energético, la normatividad en materia de energía eléctrica a marzo de 2016 está

compuesta por 16 leyes, 104 Decretos, 489 Resoluciones y 37 Acuerdos” (Zabala & Correa, 2016).

A partir de lo mencionado, el marco normativo y regulatorio en estos últimos 4 años ha sido bastante dinámico por lo que para el año 2016 se estableció el primer cambio al Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía 1073 de 2015, mediante el Decreto 388 de 2016, el cual realiza una modificación al artículo 2.2.3.2.1.4 del capítulo 2 “Actividades principales del sector eléctrico”, en el cual, faculta a la Comisión Reguladora de Energía y Gas (CREG), para realizar ajustes a la tarifas de energía eléctrica y así promover el ahorro, en el consumo de energía por parte de los usuarios (MINENERGÍA, 2016).

Decreto Número 1073 de 26 mayo de 2015 "Por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía". Este decreto tuvo un objetivo fundamental, el cual fue compilar y regular todo el marco normativo del sector eléctrico. Por otra parte, también está el Decreto 1513 de 2016 “Por el cual se modifica el Decreto 1073 de 2015 en lo relacionado con lineamientos de política pública en materia de expansión de la cobertura del servicio de energía eléctrica” en donde establecido mediante el artículo 2.2.3.3.2.2,3.7 en la cual se menciona:

“La aprobación de proyectos para la ampliación o modernización de la cobertura en las ZNI, a ser financiados con recursos del Fondo de apoyo financiero para la energización de las zonas no interconectadas (FAZNI), sin que por ello deban limitarse exclusivamente a esta fuente de financiación, podrá realizarse por el MME, previa viabilidad técnica y financiera efectuada por el IPSE, cuando el MME así lo requiera” (MINENERGÍA, 2016).

Un marco normativo referente para los sistemas fotovoltaicos, fue el Decreto 348 de 2017 Por el cual se adiciona el Decreto 1073 de 2015, en lo que respecta al establecimiento de los lineamientos de política pública en materia de gestión eficiente de la energía y entrega de excedentes de autogeneración a pequeña escala, en donde se establecieron los requisitos mínimos para ser considerado un Autogenerador a pequeña escala, las condiciones para la conexión y entrega de excedentes de autogeneradores a pequeña escala.

Adicionalmente se definió que para los Autogeneradores a Pequeña Escala (AGPE) con capacidad instalada menor a 100 kW, no es requerido suscribir un contrato de respaldo, el cual se definió mediante la Resolución CREG 071 de 2006 Artículo 3.

“Se celebra entre agentes generadores a través del Mercado Secundario, con el fin de asegurar el cumplimiento de las Obligaciones de Energía Firme de un generador. Su objeto, precio, cantidad, garantía, duración y recaudo se determina de común acuerdo entre las partes siguiendo los lineamientos del Mercado Secundario” (CREG, 2006).

También definió los mecanismos para que los Autogeneradores a Pequeña Escala (AGPE) de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) para que los excedentes

que se entreguen al operador de red, sean reconocidos mediante un sistema de crédito de energía mediante un medidor bidireccional, es decir que a la energía generada se le restara la energía consumida y la diferencia será la relacionada en la facturación de energía.

El Decreto 1543 de 2017 *“Por el cual se reglamenta el Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía, FENOGE, adicionando la Sección 5 al Capítulo 3, del Título III de la Parte 2, del Libro 2 del Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía 1073 de 2015”*

Este decreto permitió que la destinación de los recursos de Fondo de Energías del FENOGE, entidad creada mediante la Ley 1715 de 2014 artículo 10, realizara la financiación de *“programas y proyectos dirigidos al sector residencial de estratos 1, 2 y 3, tanto para la implementación de soluciones de autogeneración a pequeña escala, como para la mejora de eficiencia energética mediante la promoción de buenas prácticas, equipos de uso final de energía, adecuación de instalaciones internas y remodelaciones arquitectónicas”* (MINENERGÍA, 2017).

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), mediante el Decreto 030 de 2018 *“Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional. Esta resolución permitió establecer los mecanismos de conexión de los autogeneradores a pequeña escala y de generación distribuida al operador de red (OR)”* (CREG, 2018).

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) *“038 de 2018 Por la cual se regula la actividad de autogeneración en las zonas no interconectadas y se dictan algunas disposiciones sobre la generación distribuida en las zonas no interconectadas (ZNI)”* (CREG, 2018).

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) 015 de 2018 *“Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional (SIN)”* (CREG, 2018).

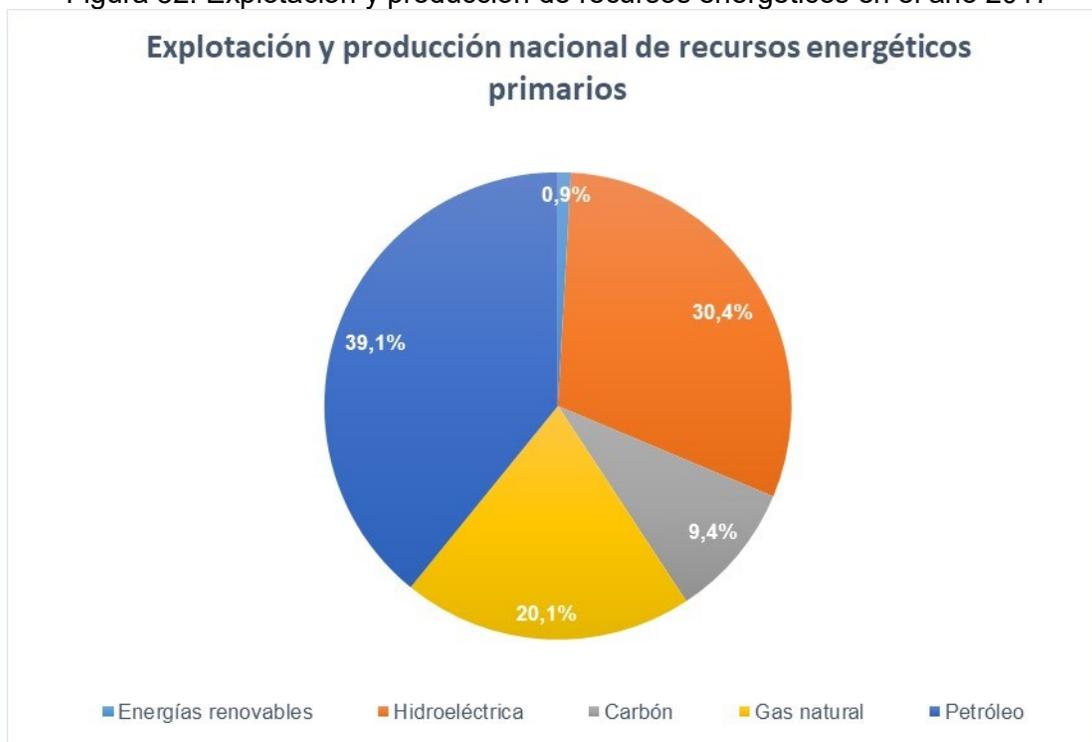
7.4. Ley 1715 de 2014

Mediante la ley 1715 de 2014 se regula la entrada y utilización de fuentes de energía no convencionales al sistema energético nacional (Congreso de Colombia, 2014), como mecanismo de sostenibilidad para el desarrollo económico garantizando el abastecimiento energético y la integración de zonas no interconectadas al sistema eléctrico.

Por lo tanto, la ley 1715 de 2014 provee el marco regulatorio clave para la implementación de fuentes de energía no convencionales en Colombia, pero para poder abordar dicha ley, es importante analizar el contexto nacional en cuanto a energía solar, basado en las estadísticas presentadas por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). *“Colombia es un país que goza de una matriz energética relativamente rica tanto en combustibles fósiles como en recursos renovables. Actualmente, las centrales hidroeléctricas tienen la mayor participación, con 69.18% de la capacidad instalada total.*

En segundo lugar, se ubican las centrales térmicas (gas, carbón y ACPM), las cuales alcanzan de manera agregada el 26.36%. Por el contrario, el recurso con menor participación es el Biogás con 0.02%. (UPME, 2018).

Figura 32. Explotación y producción de recursos energéticos en el año 2017



Fuente: Elaboración propia. Datos: Peak Oíl Colombia.

La grafica anterior nos muestra claramente que la producción energética nacional depende principalmente de los combustibles fósiles, y que esa producción depende de las reservas de carbón, petróleo y gas mineral, que para el caso de Colombia y de acuerdo a las estadísticas realizadas en el 2018 por parte del Ministerio de Minas y Energía (MME), a través de la Unidad de Planeación Minero Energética *“las reservas probadas de petróleo aumentaron de 5,7 a 6,2 años, al pasar de 1.782 millones de barriles en 2017 a 1.958 millones de barriles en 2018.*

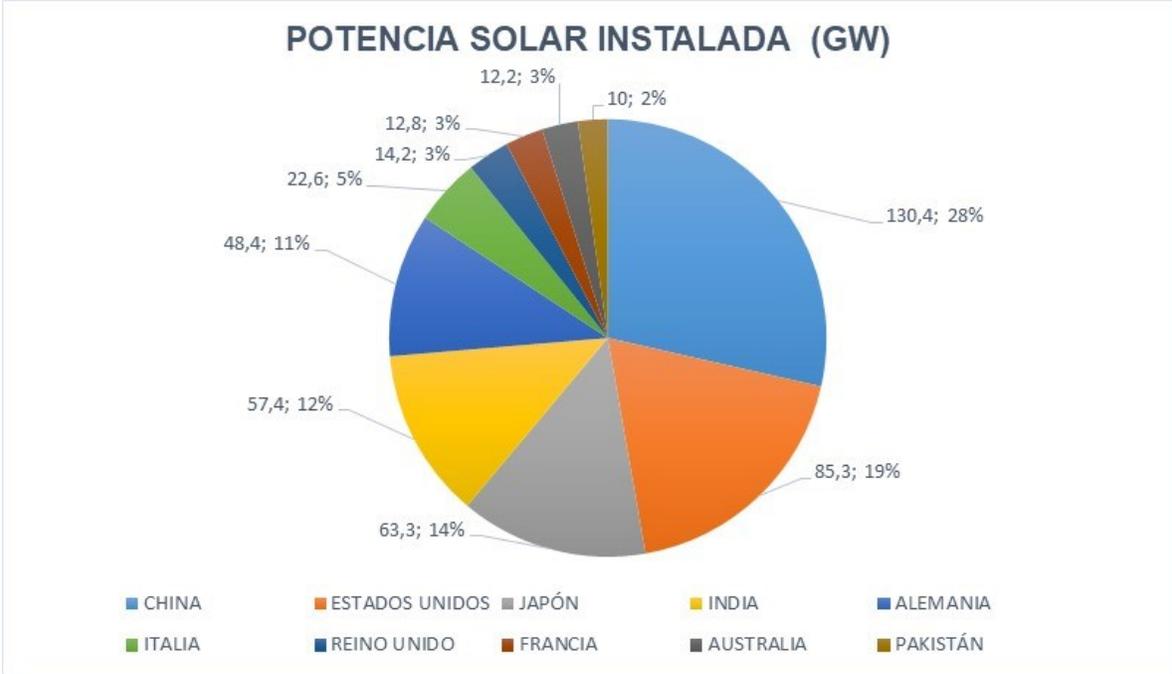
- *En el caso del gas, las reservas probadas redujeron su vida media útil de 11,7 a 9,8 años, al pasar de 3.896 a 3.782 giga pies cúbicos en 2018.*

- *De no encontrar nuevas fuentes, en 2021-2023 Colombia podría necesitar gas importado para suplir la demanda de gas domiciliario en algunas zonas del país, a un precio de más del doble del costo interno”. (MINENERGÍA, 2019).*

La disminución de las reservas de combustibles fósiles, ha obligado a los gobiernos de gran cantidad de países, a tomar medidas radicales para garantizar la protección del medio ambiente y reducir la producción de los gases generadores del efecto invernadero y garantizar el abastecimiento energético, es por eso que la exploración de Fuentes de Energía Renovables ha presentado un crecimiento importante en los últimos diez años.

Según el Programa de Sistemas de Energía Fotovoltaica de la Agencia Internacional de la Energía (AIE PVPS), la energía solar fotovoltaica instalada a finales de 2018 en el mundo correspondía aproximadamente a 500 GW (gigavatios) (ENERGÍAS RENOVABLES, 2020), y está concentrada como lo muestra la siguiente figura:

Figura 33. Potencia Solar Instalada a Nivel Mundial 2018



Fuente: Elaboración Propia. Datos EcolInventos.

Colombia, mediante las leyes mencionadas anteriormente, ha incentivado el uso de la energía solar, mediante nuevas leyes y beneficios tributarios que son atractivos para los diferentes sectores económicos y para el sector residencial, sin embargo, la evolución del marco normativo debe continuar para garantizar que la energía solar continúe siendo la principal alternativa para la producción energética del país.

La UPME y el Ministerio de Minas y Energía estiman que para antes de 2030 cerca de 10% del consumo energético en Colombia va a provenir de proyectos fotovoltaicos (EL ESPECTADOR, 2017), y efectivamente las estadísticas de 2016 – 2018 demuestra ya que los proyectos de generación registrados ante La UPME, el 27% corresponden a energía solar, por lo que se puede evidenciar el interés por implementar proyectos de generación energética a través de Fuentes de Energía No Convencionales (UPME, 2018).

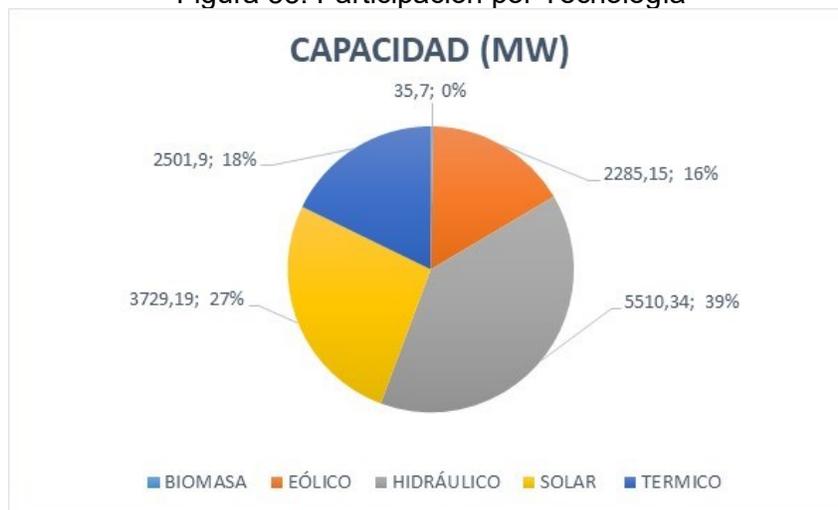
Los proyectos de generación registrados en Colombia para el año 2018 fueron de 470 de los cuales 325 correspondían a energía solar con una capacidad de 3729,19 MW, lo que demuestra el interés nacional por este tipo de proyectos.

Figura 34. Proyectos de generación registrados año 2016 - 2018

TECNOLOGÍA	CAPACIDAD MW	NÚMERO DE PROYECTOS
BIOMASA	35,70	11
EÓLICO	2.285,15	17
HIDRÁULICO	5.510,34	107
SOLAR	3.729,19	325
TÉRMICO	2.501,90	10
TOTAL	14.062,28	470

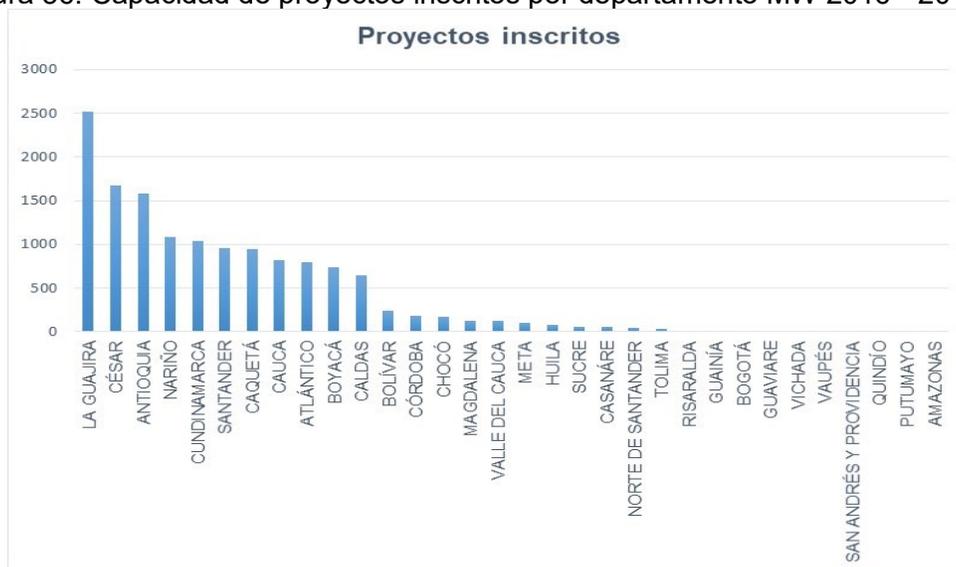
Fuente: UPME 2018

Figura 35. Participación por Tecnología



Fuente: Elaboración Propia. Datos UPME 2018.

Figura 36. Capacidad de proyectos inscritos por departamento MW 2016 - 2018 S1



Fuente: UPME 2018

Las estadísticas anteriores demuestran que el marco normativo existente en el país, aunque escaso, es el componente fundamental para promover la implementación de sistemas fotovoltaicos. La Ley 1715 de 2014 influyó significativamente en este campo, por lo que es vital para este trabajo de grado analizar cada uno de los artículos aplicable a la implementación de energía solar relacionados en el Anexo L marco normativo de referencia.

7.5. RESOLUCIÓN 030 de 2018 - CREG

La Comisión Reguladora de Energía y Gas (CREG) mediante Resolución 030 expedida el 26 de febrero de 2018 *“Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional”*. La CREG 030 como es llamada comúnmente, se divide en 4 capítulos establecidos de la siguiente manera:

Capítulo 1. Condiciones para la integración: Este es el punto de partida para los Autogeneradores a Pequeña Escala (AGPE), Generador Distribuido (GD) Y Autogeneradores a Gran Escala. Para describir brevemente lo que define este capítulo inicial, primero definirán los siguientes términos:

- *“Autogeneradores a Pequeña Escala (AGPE): Usuarios residenciales, pequeñas industrias y comercios, capacidad menor o igual a 1.000 kW (1MW).*
- *Generador Distribuido (GD): Persona jurídica Corresponde a una empresa de generación con una planta pequeña, se encuentra conectado al Sistema de Distribución Local (SDL) y tiene una potencia instalada menor o igual a 0.1 MW.*
- *Autogenerador a Gran Escala: Persona natural o jurídica que produce energía principalmente para atender sus propias necesidades, cuya potencia instalada es mayor a 1.000 kW” (EEBP, 2018).*

El OR (Operador de Red) debe tener información en sus páginas Web con sistemas de georreferenciación disponible para los AGPE y los GD que permita conocer el estado actual de la red y las características técnicas del punto de conexión. Los aspectos técnicos son definidos en el artículo 5 en donde se mencionan los siguientes parámetros:

“Estándares técnicos de disponibilidad del sistema en el nivel de tensión 1 (Sistemas con tensión menor a 1 KV)” (ENEL-CODENSA, s.f.).

“a) La sumatoria de la potencia instalada de los GD o AGPE que entregan energía a la red debe ser igual o menor al 15% de la capacidad nominal del circuito, transformador o subestación donde se solicita el punto de conexión. La capacidad nominal de una red está determinada por la capacidad del transformador.

b) La cantidad de energía en una hora que pueden entregar los GD o AGPE que entregan energía a la red, cuyo sistema de producción de energía sea distinto al compuesto por fotovoltaico sin capacidad de almacenamiento, conectados al mismo circuito o transformador del nivel de tensión 1, no debe superar el 50% de promedio anual de las horas de mínima demanda diaria de energía registradas para el año anterior al de solicitud de conexión.

c) La cantidad de energía en una hora que pueden entregar los GD o AGPE que entregan energía a la red, cuyo sistema de producción de energía sea el compuesto por fotovoltaico sin capacidad de almacenamiento, conectados al mismo circuito o transformador del nivel de tensión 1, no debe superar el 50% de promedio anual de las horas de mínima demanda diaria de energía registradas para el año anterior al de solicitud de conexión en la franja horaria comprendida entre 6 am y 6 pm.

En caso de que en el punto de conexión deseado no se cumpla alguno de los parámetros, se deberá seguir el proceso de conexión descrito en el artículo 12.

Parágrafo. Los AGPE que no entregan energía a la red no serán sujetos de la aplicación de los límites de que trata este artículo” (CREG, 2018).

El OR (Operador de Red) deberá suministrar la información de disponibilidad por conexión de potencia y disponibilidad de conexión por energía de acuerdo al código de colores establecidos en el artículo 6 numerales d y e para verificar la disponibilidad.

Figura 37. Disponibilidad para conexión por potencia

Disponibilidad para conexión por potencia	
	Igual o inferior al 9%
	Entre 9% y 12% incluido
	Entre 12% y 15% incluido
	Superior al 15%

Fuente: Elaboración Propia. Datos EEPB.

Figura 38. Disponibilidad para conexión por energía

Disponibilidad para conexión por energía	
	Igual o inferior al 30%
	Entre 30% y 40% incluido
	Entre 40% y 50% incluido
	Superior al 50%

Fuente: Elaboración Propia. Datos EEPB.

En el capítulo 2. Condiciones para la conexión, se establecen los requisitos para solicitar la conexión del AGPE y GD al operador de red y se definen los formatos de solicitud de conexión simplificada y estudios de conexión simplificados estándar para lo cual se dispondrá de un sistema de información para trámite en línea.

Para el caso de nuestro trabajo se realizará énfasis en el Artículo 10. Procedimiento simplificado de conexión al STR o SDL del AGPE con potencia instalada menor o igual a 0,1 MW y GD.

Capítulo 3. Condiciones para la medición.

“Artículo 13. Sistema de medición para AGPE y GD.

Los AGPE y GD que entreguen excedentes a la red, deben instalar un medidor bidireccional con registro de horario, que permita contabilizar el consumo de la red al predio y del predio a la red.

“Artículo 17. Reconocimiento de excedentes de AGPE que utiliza FNCER. Al cierre de cada periodo de facturación, los excedentes se reconocerán como créditos de energía al AGPE que utiliza FNCER de acuerdo con las siguientes reglas:

1. Para AGPE con capacidad instalada menor o igual a 0,1 MW:

a) Los excedentes que sean menores o iguales a su importación serán permutados por su importación de energía eléctrica de la red en el periodo de facturación.

Por estos excedentes, el comercializador cobrará al AGPE por cada kWh el costo de comercialización que corresponde al componente $C_{v,m,i,j}$ de la Resolución 119 de 2007 ó aquella que la modifique o sustituya.

b) Los excedentes que sobrepasen su importación de energía eléctrica de la red en el periodo de facturación, se liquidarán al precio horario de bolsa de energía correspondiente.

$G_{m,i,j}$: Costo de compra de energía (\$/kWh) para el mes m , del Comercializador Minorista i , en el Mercado de Comercialización j , determinados conforme se establece en el Capítulo III de la Resolución CREG 119 de 2007” (CREG, 2018).

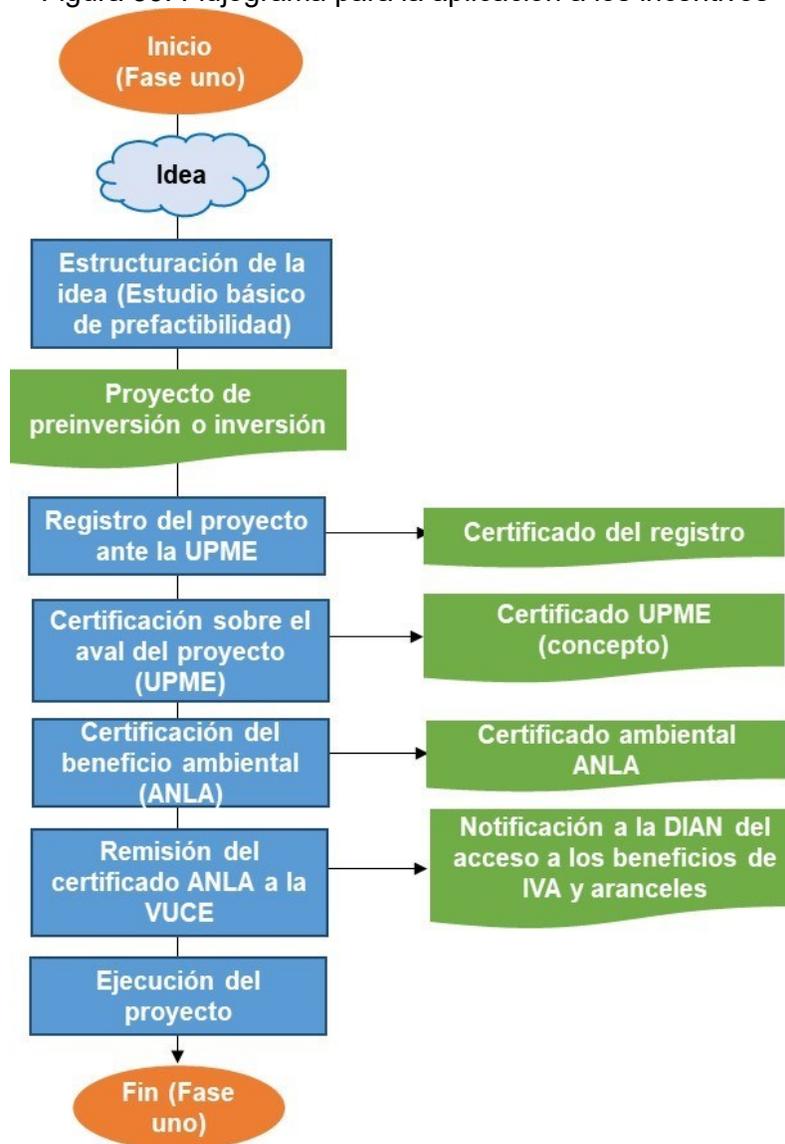
Capítulo 4 Disposiciones finales. Se establecen las obligaciones para los AGPE, cuya principal responsabilidad como Autogenerador, es reportar la capacidad total de la potencia instalada de su planta como una sola, es decir que una planta se debe considerar de manera independiente o fraccionada.

7.6. Procedimiento para solicitar incentivos

Para la aplicación de incentivos definidos por la Ley 1715 de 2014, se deben tener en cuenta los parámetros, para validar que el proyecto es aplicable para dichos incentivos, por lo que un primer aspecto que se debe verificar es que haga parte del campo de las Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE), otro aspecto que se debe tener en cuenta en la realización de dichos proyectos, es que los contratos por arrendamiento y/o leasing no son considerados como mecanismo de inversión por lo que no podrán ser tenidos en cuenta para la generación de dichos beneficios (UPME, 2019).

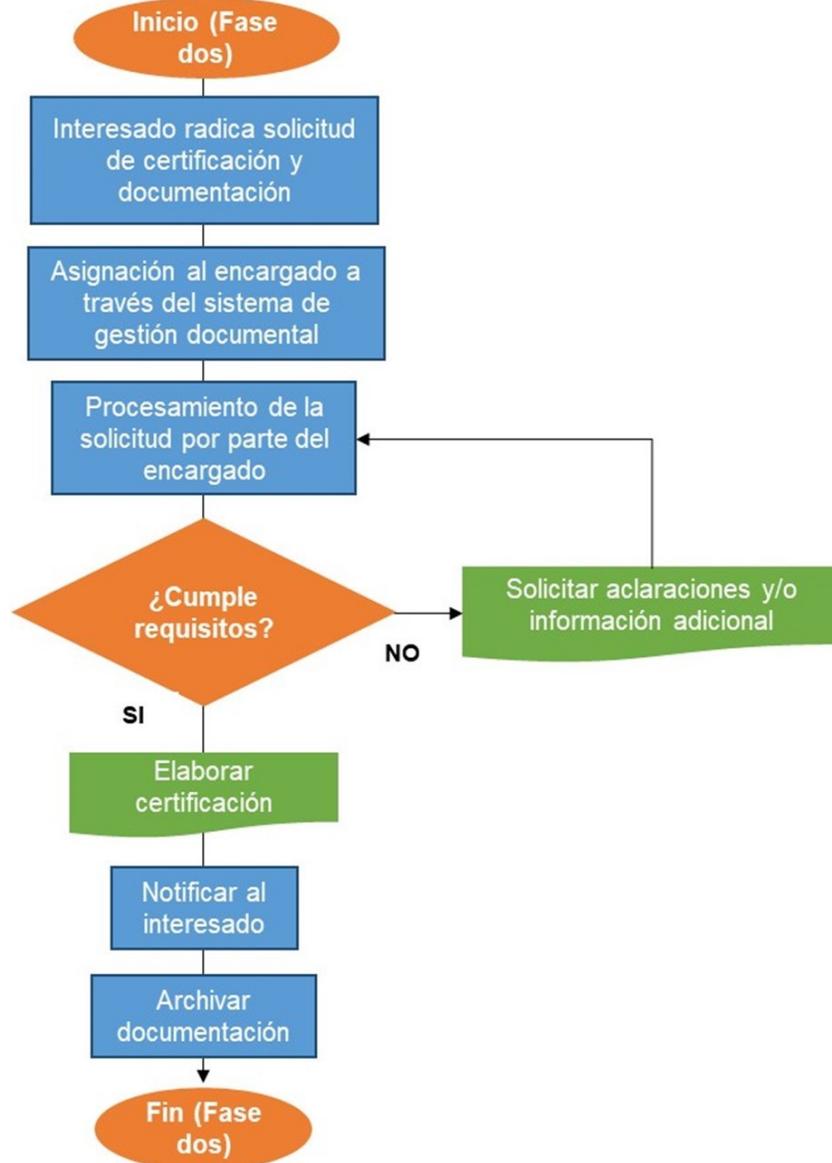
Una vez se tenga la claridad y viabilidad del proyecto se debe radicar ante la UPME, para obtener el certificado del beneficio ambiental.

Figura 39. Flujograma para la aplicación a los incentivos



Fuente: Elaboración propia. Datos UPME, 2018.

Figura 40. Proceso de registro de proyectos de generación ante la UPME



Fuente: Elaboración propia. Datos UPME, 2018.

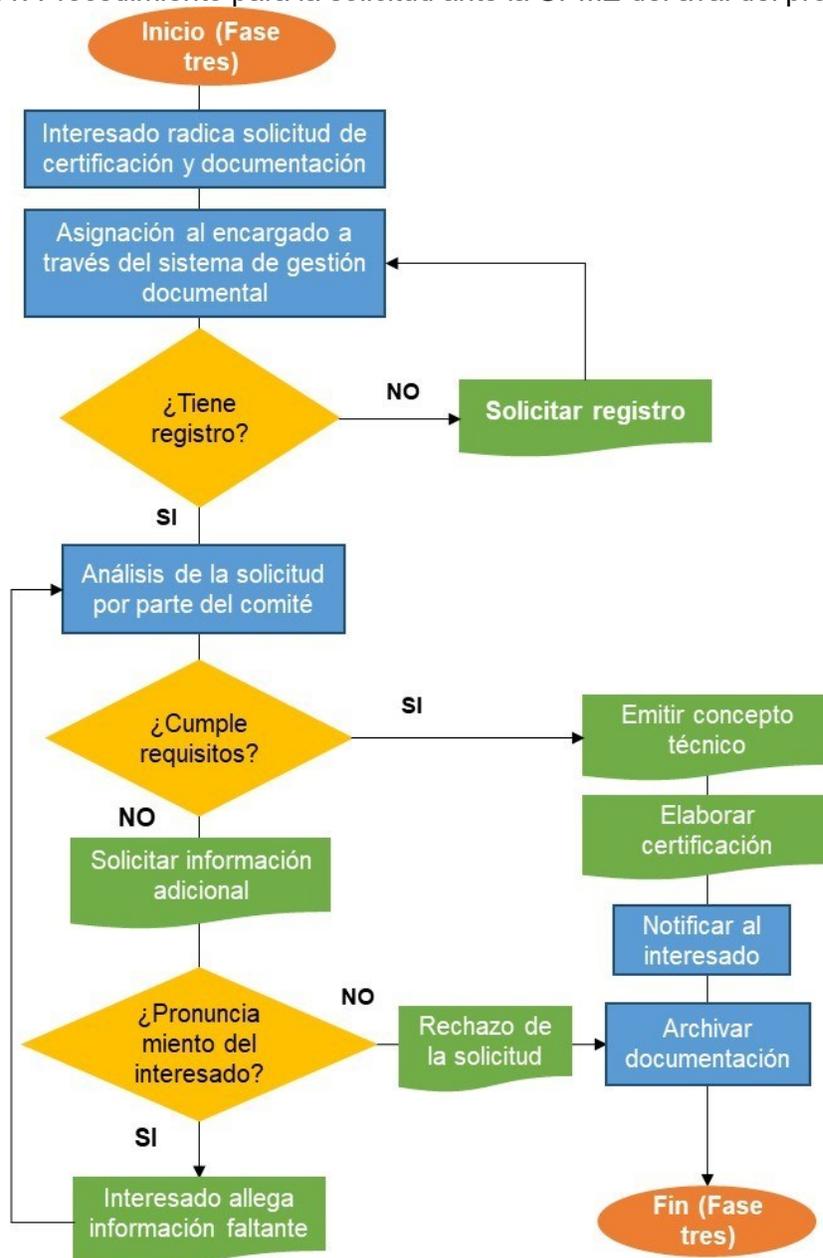
7.7. Procedimiento para el aval de un proyecto de Autogeneración

- Para obtener la certificación para el incentivo ambiental se debe seguir el siguiente proceso establecido por la UPME.
- El interesado radica la solicitud y la documentación en las ventanillas de las oficinas de la UPME ubicadas en Bogotá Calle 26 #69D-91, Torre 1 Piso 9.
- Para el análisis de la información enviada por el interesado, el organismo podrá requerir 15 días calendario.

- Si el interesado cumple con todos los requisitos se expedirá el certificado para el incentivo ambiental.
- Si el interesado no cumple con los requisitos, tendrá 15 días calendario corregir y/o anexar la información solicitada una vez sea notificado.
- Si el interesado no realiza ningún pronunciamiento, la documentación será archivada y la solicitud de dará por rechazada.

La información anterior tiene como referencia la Guía Práctica Para la Aplicación de los Incentivos Tributarios de la Ley 1715 de 2014.

Figura 41. Procedimiento para la solicitud ante la UPME del aval del proyecto



Fuente: Elaboración propia. Datos UPME, 2018.

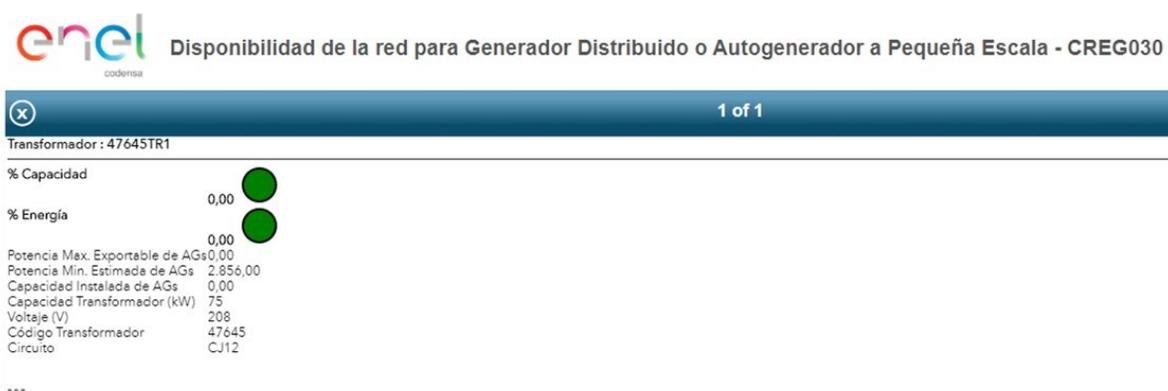
7.8. Procedimiento de conexión al Operador de Red

Para describir paso a paso el procedimiento para la conexión de la planta solar al OR, se realiza el siguiente flujograma establecido por ENEL – CODENSA.

Dicho procedimiento será adoptado para la Conexión de Autogeneración y Generación Distribuida, con el fin de guiar a la empresa **SOLPHOWER SAS** que es el responsable de realizar la conexión de planta fotovoltaica al operador de red una vez implementado en su totalidad el proyecto.

1. Lo primero que se deberá realizar es verificar la disponibilidad de la red mediante el aplicativo http://multiprocesos.com/enel_codensa_creg030/. En el mecanismo de búsqueda se debe realizar por el número de cuenta o código del transformador, que para el caso se tomara como ejemplo el siguiente el siguiente código 47645TR1.

Una vez consultada la información el OR el operador suministra la información conforme a lo establecido en la CREG 030 de 2018 Capitulo 1.



Como se puede evidenciar que hay disponibilidad de carga para proceder a conectar la carga.

Si el AGPE es menor a 100 kW y no se entregan excedentes a la red ya que la planta es para calculada para suplir el consumo, es necesario verificar la disponibilidad de carga (ENEL, 2018).

2. El usuario se debe registrar en línea a través del siguiente link <https://www.enel.com.co/es/personas/vender-energia-electrica.html> anexando el plano del proyecto.

Para realizar el registro como usuario, debe enviar un correo electrónico a pedidosproductores@enel.com con los siguientes datos:

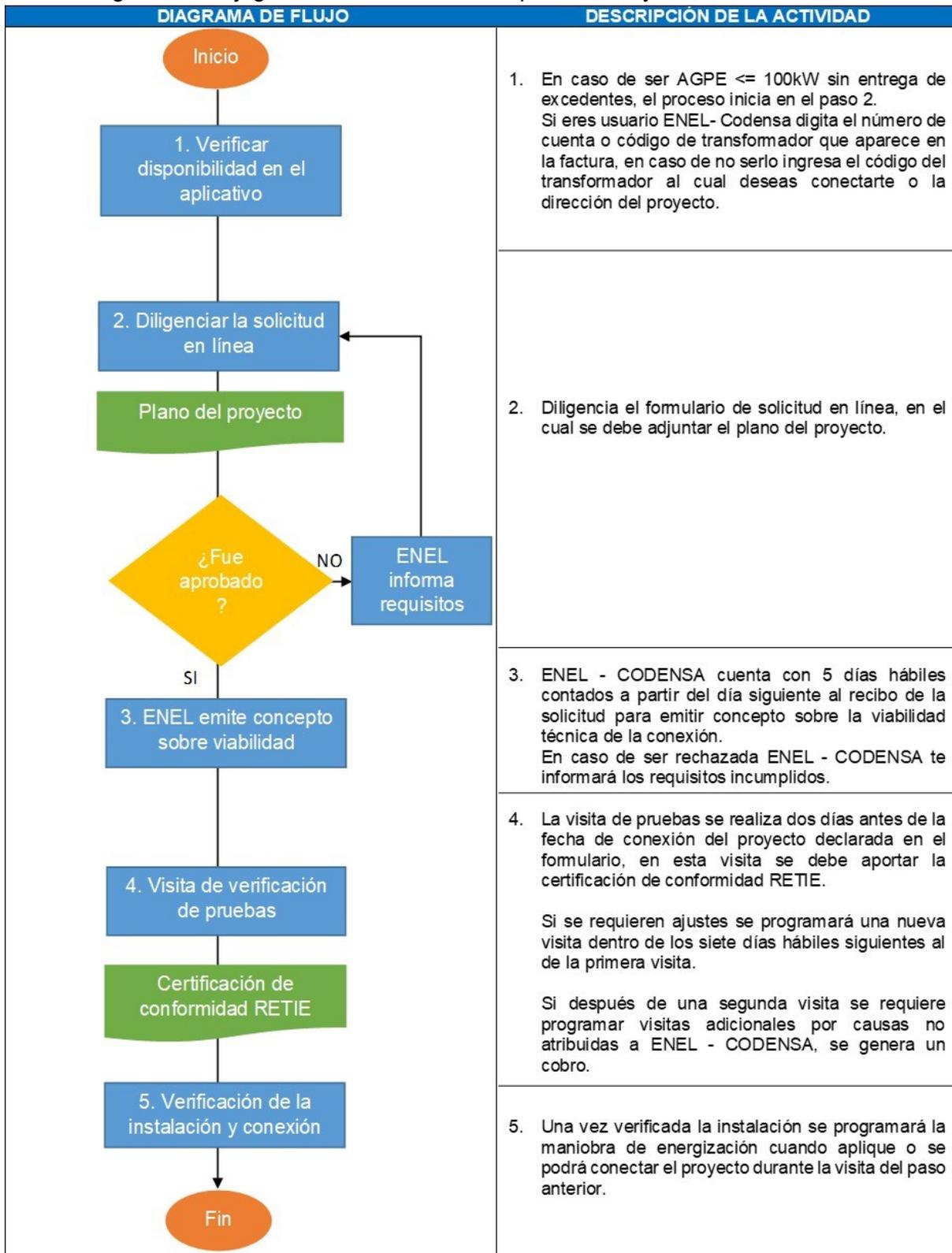
- Tipo de Documento.
- Número de Documento.

- Nombre completo o razón social.
 - Persona de contacto.
 - Correo electrónico.
 - Dirección.
 - Número de celular.
 - Número de teléfono.
3. La viabilidad del proyecto será emitida 5 días hábiles después de recibida la solicitud por ENEL – CODENSA. Si la solicitud es rechazada el OR relacionará los requisitos incumplidos.
 4. La visita de verificación y pruebas realiza dos (2) días antes de la fecha estimada de conexión del proyecto.

Se debe presentar la certificación de conformidad con el RETIE, si se presenta alguna desviación, el operador de red programará una nueva visita en los siete (7) días hábiles siguientes, tiempo en el que se deberán corregir las desviaciones por parte del solicitante. Las visitas adicionales, que se deban realizar después de la segunda visita del OR (operador de red) generarán costo para el solicitante.

5. Se programa la maniobra de energización de la planta por parte del OR (operador de red).

Figura 42. Flujograma de conexión al OR para AGPE y GD hasta 100 kW



Fuente: Elaboración propia. Datos, ENEL – CODENSA.

7.9. Norma Técnica Colombiana NTC 2050 de 2020

Después de realizado el marco normativo establecido por el Ministerio de Minas y Energía y las entidades adscritas, es imprescindible realizar el análisis de marco técnico de referencia Código Eléctrico Colombiano NTC 2050, elaborado por el organismo de nacional de normalización Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación (ICONTEC) y empresas privadas y entidades públicas y teniendo como referencia la Norma de Seguridad Eléctrica en Lugares de Trabajo National Fire Protection Association (NFPA 70E), que sin duda desde la primera versión expedida el 25 de noviembre de 1998 ha sido una guía y referente primordial e indispensable para las personas que interfiere en instalaciones eléctricas.

La NTC 2050 en la sección 690 de la primera versión, sin lugar a dudas ha sido una guía primordial para la implementación de Sistemas Solares Fotovoltaicos, sin embargo, el desarrollo y la exploración en fuentes de energía solar, ha sido bastante amplio en los últimos años, por lo que era indispensable una actualización del Código Eléctrico Colombiano, en especial de la sección 690.

Es importante referenciar algunos aspectos de la sección 690 en este documento, teniendo en cuenta que el marco técnico es bastante amplio, lo que significaría un trabajo de investigación específico, para tener una perspectiva más amplia del marco técnico de referencia.

“690.1 Alcance. Este artículo se aplica a los sistemas solares fotovoltaicos FV, diferentes a los comprendidos en el Artículo 691, incluidos arreglos de circuitos, inversores y controladores de dichos sistemas [Véanse las Figuras 690.1(A) y (B)]. Los sistemas a los que se refiere este artículo pueden ser interactivos con otras fuentes de generación de energía eléctrica o ser autónomos, o ambos, y pueden estar conectados o no a sistemas de almacenamiento de energía eléctrica tales como baterías. La salida de utilización de estos sistemas FV puede ser de corriente continua o de corriente alterna” (ICONTEC, 2020).

El alcance tuvo un cambio bastante importante, en la primera actualización se mencionaba las unidades de regulación y controladores de carga (controlador de flujo de energía) y no se hacía referencia al termino de inversor, el cual es un dispositivo bastante mencionado en la actualidad que incorpora todas las funciones mencionadas en la primera actualización.

Adicionalmente, el marco de referencia segunda actualización establece dos notas informativas las cuales se relacionan a continuación:

“NOTA INFORMATIVA Nro. 1 El Artículo 691 trata de la instalación de estaciones de suministro eléctrico FV a gran escala”. Este artículo no se abordará en este documento ya que no es del alcance del proyecto propuesto, sin embargo, se referenciará como documento de consulta.

“NOTA INFORMATIVA Nro. 2 Debido a la alta actividad eléctrica atmosférica y magnitudes de rayos mayores en la zona tropical en la que se encuentra Colombia, se recomienda para sistemas y equipos que operan al aire libre como los sistemas solares fotovoltaicos FV, ver serie NTC 4552 protección contra descargas eléctricas atmosféricas (rayos)”.

La nota informativa, se relaciona con el artículo 10.1 del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE 2013 en la que se menciona lo siguiente:

*“Toda instalación eléctrica a la que le aplique el **RETIE**, debe contar con un diseño realizado por un profesional o profesionales legalmente competentes para desarrollar esa actividad. El diseño podrá ser detallado o simplificado según el tipo de instalación.*

El diseño detallado según el tipo de instalación y complejidad deberá cumplir los aspectos que le apliquen de la siguiente lista:

d. Análisis de nivel de riesgo por rayos y medidas de protección contra rayos”.

La NTC 2050 en la sección 690.4 establece los siguientes requisitos generales aplicables a este trabajo:

- a. Se permite un Sistema Fotovoltaico como mecanismo de suministro de electricidad en edificios u otra estructura.
- b. Todos los equipos utilizados en un sistema fotovoltaicos debes estar rotulados para aplicaciones fotovoltaicas.
- c. Está prohibido la instalación de sistemas fotovoltaicos en lugares como baños.
- d. La instalación de sistemas Fotovoltaicos solo podrá ser instalados por personas calificadas.

“Artículo 100 NTC 2050 Segunda actualización: Persona calificada (qualified person). Persona con habilidades y conocimientos relacionados con la construcción y el funcionamiento de instalaciones y equipos eléctricos, y que ha recibido un entrenamiento en seguridad para reconocer y evitar los riesgos involucrados” (ICONTEC, 2020).

Para el entrenamiento en seguridad eléctrica que debe recibir el personal y que lo avale con persona calificada, la NTC 2050 referencia en la nota informativa la NFPA 70E, 2012, sin embargo, es importante aclarar que la última versión vigente de la NFPA 70E es 2018, por lo que se tomará como referencia los requisitos de entrenamiento mencionados en el apartado 110.2 de la última versión.

La NFPA 2018 establece los siguientes requisitos de entrenamiento:

- Construcción y operación de equipos o métodos de trabajo específicos.
- Técnicas de prevención especiales.

- Procedimientos y políticas eléctricas aplicables.
- Uso de elementos de protección personal dieléctricos.
- Uso de herramientas aislantes y equipos de prueba.
- Técnicas necesarias para distinguir conductores y partes de circuitos energizados.
- Técnicas necesarias para determinar tensión nominal de conductores y partes de circuitos eléctricos energizados expuestos.
- Distancias de aproximación.
- Procesos de toma de decisiones.
- Uso de equipos de pruebas, interpretación de la información suministradas por las fichas técnicas, limitaciones de los equipos.

La NFPA 70E 2018, hace bastante énfasis en que el personal, puede ser considerado calificado para intervenir equipos específicos, lo que significa, que no necesariamente es considerado persona calificada para intervenir otros equipos y métodos de trabajo existentes (NFPA , 2018).

Por otra parte, se relacionan algunos artículos aplicables al proyecto a modo de referencia, los cuales se pueden consultar en el Anexo L marco normativo de referencia.

7.10.Resolución 9-0708 de 2013 – RETIE 2013

La Resolución 9-0708 del 30 de agosto de 2013 establece el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas 2013, cuya función principal es la seguridad y la protección de la vida de las personas, la vida animal y la protección del medio ambiente. En la implementación de proyectos de energía solar, es indispensable el cumplimiento del presente reglamento, no solo como mecanismo para la aprobación y puesta en marcha de los sistemas eléctricos, sino para garantizar el cumplimiento fundamental del reglamento.

El Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE 2013, consta de 13 capítulos con 39 artículos en el que se abordan los siguientes campos de aplicación

- Requisitos técnicos esenciales.
- Requisitos de producto.
- Proceso de generación.
- Proceso de transmisión.
- Proceso de transformación.
- Proceso de distribución.
- Instalaciones de uso final.
- Prohibiciones.
- Demostración de conformidad.
- Vigilancia, Control y Régimen Sancionatorio.

Como se puede evidenciar, el reglamento técnico es bastante amplio y surgen varios interrogantes cuando se implementan proyectos de energía eléctrica ¿Cómo se cumple RETIE? ¿El operador de red solicita el certificado de conformidad respecto a qué? ¿Cuáles son los artículos aplicables?, sin lugar a duda se requiere de una experiencia y experticia para poder definir la aplicabilidad del reglamento técnico en cualquier tipo de proyecto, es por esto que a continuación, se referenciarán los artículos en cuanto a requisitos de producto aplicables al proyecto de estudio en el anexo L normativo de referencia.

7.11.CONCLUSIÓN ANÁLISIS LEGISLACIÓN PARA LAS FNCE

Con el estudio normativo realizado, es evidente que el marco legal establecido en el país para la integración de Fuentes No Convencionales de Energía, como mecanismo para la generación de energía eléctrica es bastante amplio y muy atractivo en cuanto a los beneficios y alivios tributarios, lo cual incentiva a los usuarios residenciales e industriales en la implementación de nuevas fuentes de energía, no solamente como un beneficio económico sino también como una contribución a la protección del medio ambiente, sin embargo el poder legislativo debe establecer los mecanismos para regular la implementación de Fuentes No Convencionales de Energía en propiedades horizontales, ya que es un sector con bastante potencial para la implementación de proyectos de energía solar, entendiendo la expansión de las áreas urbanas mencionadas en el plan de ordenamiento territorial.

Por otra parte, el trabajo mancomunado de las instituciones del estado y la articulación con un solo organismo como el Ministerio de Minas y Energía, garantizan que los trámites para la adjudicación de beneficios económicos sean ágiles y fácil realización.

En cuanto a los requisitos técnicos de producto, el marco normativo también reglamenta la entrada y la comercialización de todos los componentes utilizados en un proyecto de energía fotovoltaica garantizando la calidad y conformidad de los productos como mecanismo primordial para la protección de la vida humana y animal.

8. ESTUDIO TÉCNICO DEL PROYECTO

8.1. Descripción del proyecto

La empresa Solphower S.A.S planea implementar en el condominio Balcones de Buenavista Predio 19, ubicado en Cajicá Cundinamarca, un sistema de generación solar fotovoltaico, el cual tendrá una capacidad de 6.72 kW. El sistema de autogeneración estará ubicado en una estructura especial diseñada para el terreno y para la optimización del proyecto.

Figura 43. Toma aérea del predio



Fuente: SOLPHOWER SAS

La capacidad instalada se define por petición del cliente, ya que solicita que el sistema de autogeneración produzca como mínimo el 70 % de energía eléctrica que se consume, para esto se elabora el siguiente cuadro (Tabla 2) de cargas, en donde se establecen los equipos instalados y el consumo diario, de acuerdo a la visita técnica realizada:

Tabla 2. Cuadro de cargas del predio

Equipo	Cantidad	Potencia (W)	Tiempo (horas)	Consumo (KWh)
Bombas de Piscina	4	2000	0,5	4
Hidroflow	1	3000	0,5	1,5
Calentador	1	1500	1	1,5
TV LED	4	130	3	1,56
Codificador de cable	3	30	3	0,27
CCTV	1	550	24	13,2
Equipo de sonido	1	60	2	0,12

Laptop	2	45	2	0,18
Lavadora	1	1150	1	1,15
Cargador de celular	4	50	2	0,4
Nevera	2	150	24	7,2
Cafetera	1	600	0,5	0,3
Microondas	1	1000	0,3	0,3
Varios esenciales	5	700	0,2	0,7
Puerta eléctrica	1	725	0,3	0,217
Reflector LED	3	50	11	1,65
Iluminarias LED Segundo nivel	25	7	4	0,7
Iluminarias LED Primer nivel	60	9	4	2,16
Iluminarias LED Zonas comunes	15	10	11	1,65
Carga Total (kWh) x día				38,75

Fuente: propia

A continuación, se muestran los consumos del año anterior, de acuerdo a las facturas pagadas y suministradas por el usuario:

Tabla 3. Consumo histórico del año 2019

Mes	Consumo (kWh)
ENERO	882
FEBRERO	1172
MARZO	1156
ABRIL	1156
MAYO	1156
JUNIO	1156
JULIO	1161
AGOSTO	1160
SEPTIEMBRE	1208
OCTUBRE	1389
NOVIEMBRE	926
DICIEMBRE	1094
Promedio	1134.7

Fuente: Facturación Codensa

El consumo promedio del usuario para el año 2019 (de la tabla 5) es de 1134.7 kWh. El consumo obtenido por medio del cuadro de cargas es de 38.75 kWh en un día, para poder

tener el cálculo de la planta se debe llevar a consumo mensual, para ello es necesario realizar la siguiente operación:

$$\text{Consumo Mensual} = \text{consumo diario} \times 30 \text{ dias} \quad (16)$$

$$\text{Consumo Mensual} = 38.75 \times 30 \text{ dias}$$

$$\text{Consumo Mensual} = 1,163 \text{ kWh}$$

Como se puede evidenciar el promedio mensual de consumo en el año 2019, corresponde a 1134.7 kWh de acuerdo a la facturación y a los hábitos de consumo los cuales pueden presentar variación de acuerdo a la demanda de energía requerida y el consumo por cuadro de cargas correspondiente a 1,163 kWh, el cual se utilizará para realizar el diseño de la planta fotovoltaica.

8.2. Cálculo de la planta fotovoltaica

Para realizar el cálculo de cuanto capacidad se requiere instalar, se debe tener como base la radiación solar que se produce en el municipio de Cajicá, en el predio 19 del condominio Balcones de Buenavista ya que es el lugar específico donde se tiene contemplado realizar la respectiva instalación. Para obtener la radiación solar, se puede ingresar al portal web mediante el enlace: <http://www.lawebdelasenergiasrenovables.com/radiacion-solar/> y a través de la opción: radiación solar, se ingresa el nombre del país, región, ciudad y de esta manera se obtendrá la radiación solar promedio para el lugar de estudio.

Tabla 4. Radiación solar promedio

Lugar	$\frac{kWh}{\frac{m^2}{\text{día}}}$						Promedio $\frac{kWh}{\frac{m^2}{\text{día}}}$	Producción $\frac{kWh}{kW * \text{año}}$
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN		
Cajicá Cundinamarca	4,68	4,31	4,32	3,71	3,50	3,66	4,01	1465
	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC		
	3,92	4,17	3,95	3,95	4,02	4,24		

Fuente: La web de las energías renovables

Con los datos obtenidos de la radiación solar y el consumo diario se obtiene la potencia necesaria que se debe instalar en los paneles solares.

Para obtener la potencia a instalar se utiliza el cuadro de cargas del predio en el cual se obtuvo un consumo de 38,75 kWh/día.

A continuación, se realiza el cálculo para establecer la capacidad a instalar basado en el promedio de consumo del cuadro de cargas.

Cálculos obtenidos con los datos del cuadro de cargas:

$$Potencia\ pico\ a\ Instalar = \frac{Consumo\ anual}{Produccion\ promedio\ anual} \quad (17)$$

$$Consumo\ Anual = Consumo\ dia * 365\ dias\ del\ año \quad (18)$$

$$Consumo\ Anual = 38,7 \frac{kWh}{dia} * 365\ dia/año$$

$$Consumo\ Anual = 14125.5 \frac{kWh}{año}$$

Acudiendo al valor de producción promedio anual de energía, obtenido de la radiación solar promedio y relacionado en la Tabla 4, se determina la potencia a instalar:

$$Produccion\ promedio\ anual = 1465 \frac{KWh}{kW * año} \quad (19)$$

$$Potencia\ pico\ a\ Instalar = \frac{14125.5 \frac{kWh}{año}}{1465 \frac{KWh}{kW * año}}$$

$$Potencia\ pico\ a\ Instalar = 9.6kW$$

La potencia pico a instalar es de 9.6 kW en paneles solares, sin embargo, se debe tener en cuenta que el cliente solicita que se produzca el 70% de la de la carga total, de acuerdo al presupuesto asignado para el desarrollo del proyecto, considerando que es su primera inversión en este tipo de proyectos, sin embargo, es importante dejar claro que si los resultados esperados obtenidos son los esperados por el cliente, con la planta de generación solar, se podría plantear un aumento en la capacidad de generación, por lo que el inversor estará en capacidad de soportar el aumento para producir el 100% del consumo energético.

$$70\% \text{ de la capacidad total} = 9.6\ kW * \frac{70}{100} \quad (20)$$

$$70\% \text{ de la capacidad total} = 6.72\ kW$$

8.3. Paneles solares requeridos

Una vez obtenida la capacidad requerida, se puede obtener el número de paneles solares necesarios, para lo cual, la compañía Solphower, establece el panel solar que se debe

utilizar en el proyecto. Para ello suministra la ficha técnica del panel solar marca EINNOVA SOLARLINE ESP 280 con una potencia máxima de 280 Wp.

Para establecer el número de paneles solares necesarios se utilizar la siguiente ecuación:

$$\text{Numero de paneles a instalar} = \frac{\text{Potencia a instalar}}{\text{potencia del panel}} \quad (21)$$

$$\text{Numero de paneles a instalar} = \frac{6,72 \text{ kW}}{0,28 \text{ kW}}$$

$$\text{Numero de paneles a instalar} = 24 \text{ paneles}$$

Al realizar estos dos cálculos se define que para la capacidad requerida de generación de energía se requiere instalar 24 paneles de 280 Wp.

8.4. Configuración respecto al inversor

Una vez definida la capacidad requerida en paneles solares se debe definir el inversor requerido. En Colombia por temas de regulación de las compañías comercializadoras de energía eléctrica, se tienen estandarizado que, en los sistemas de generación de energía solar, se deben instalar inversores trifásicos con el fin de no desbalancear ninguna fase en el transformador principal.

La compañía **SOLPHOWER SAS**, suministra la ficha técnica de inversor de la marca Fronius, la cual es reconocida en varias partes del mundo por su rendimiento y economía, se tomará como referencia el inversor FRONIUS SYMO10.0 ya que cumple con los estándares definidos por el operador de red, como el sistema anti isla entre otros.

El inversor consta de dos string, que corresponde a la cantidad específica de paneles o módulos solares que estarán conectados en serie y que permitirán que toda la energía sea enviada a un mismo inversor (MONSOL, 2019).

La configuración de los paneles es primordial en los proyectos de generación de energía solar ya que garantiza una adecuada alimentación del inversor. Todos los inversores cuentan con su respectiva ficha técnica, en las cuales se indica cómo se realiza la conexión, los cuales cuentan con máximo dos string, para el óptimo funcionamiento del inversor debemos garantizar que cumpla con una alimentación de voltaje en cada MPPT de 300 a 500 VDC (voltaje en corriente directa).

Una vez analizadas estas variables, la distribución se realiza de la siguiente manera:

El sistema estará compuesto por 24 paneles solares que se conectarán a 1 inversor, la distribución se presenta a continuación:

- STRING 1: 12 paneles conectados en serie
- STRING 2: 12 paneles conectados en serie

Según la ficha técnica del panel solar:

Tabla 5. Especificaciones eléctricas

Tipo de modelo	Unidad	ESP 280
Potencia máxima (Pmax)	W	280
Eficiencia del modulo	%	17.2
Voltaje de circuito abierto (Voc)	V	38.2
Corriente de corto circuito (Isc)	A	9.45
Tensión de potencia máxima (Vmp)	V	31.4
Corriente de potencia máxima (Imp)	A	8.92

Fuente: Elaboración propia. Datos: Ficha técnica Einnova Solar

Voltaje: 38,2 V

Corriente: 9,45 A

Según la ley de los voltajes de Kirchhoff, al conectar los elementos de un circuito en serie se suman los voltajes y la corriente permanece constante en todo el circuito.

Por lo tanto, para el STRING 1 y el STRING 2, se utilizarán el mismo número de paneles solares por lo que el voltaje total en cada uno de los STRING es:

$$\text{Voltaje total} = \text{voltaje de panel} * \text{numero de paneles} \quad (22)$$

$$\text{Voltaje total} = 38.43 \text{ V} * 12$$

$$\text{Voltaje total} = 461.16 \text{ V}$$

Con los cálculos realizados se determina que el voltaje total obtenido cumple la alimentación de voltaje requerida del inversor.

8.5. Cálculos de los conductores

En esta sección se definen los calibres de los conductores que se deben utilizar en la instalación de la planta de generación de energía fotovoltaica.

8.5.1. Cálculo de conductor de puesta a tierra

Para realizar al cálculo del conductor de puesta a tierra se utiliza la siguiente ecuación:

Fórmula para pasar la potencia en Watts a Volt-amperios:

$$P(VA) = \frac{P(W)}{\text{Factor de Potencia}} \quad (23)$$

Antes de continuar con el cálculo, debemos tener en cuenta que el circuito en corriente alterna es trifásico, por lo cual tenemos que tener en cuenta los siguientes datos:

$$V_{L-N} = \frac{V_{L-L}}{\sqrt{3}} \quad (24)$$

$$V_{L-N} = \frac{208 V}{\sqrt{3}}$$

$$V_{L-N} = 120 V$$

Como la potencia es trifásica entonces:

$$Potencia\ Monofasica = \frac{Potencia\ Trifasica}{numero\ de\ Fases} \quad (25)$$

$$Potencia\ Monofasica = \frac{6720 W}{3}$$

$$Potencia\ Monofasica = 2240 W$$

El factor de potencia (FP) a utilizar para el resultado de la potencia en VA (volt-amperios) es de 1, ya que el predio no cuenta con cargas inductivas considerables, por lo que utilizando la ecuación número 20:

$$P(VA) = \frac{2240 W}{1}$$

$$P(VA) = 2240 VA$$

8.5.2. Corriente Total del Circuito

Para realizar al cálculo de la corriente total se utiliza la ecuación número 1, donde:

$$I = \frac{2240 VA}{120 V}$$

$$I = 18.67 A$$

La corriente total del circuito es **18.67 A**, la cual se multiplica por el factor de protección para encontrar la protección eléctrica que se debe instalar.

$$I_c = I * Factor\ de\ proteccion \quad (26)$$

$$I_c = 18,67 A * 1,25$$

$$I_c = 23,33 A$$

Con la corriente de cortocircuito obtenida, se toma como referencia la tabla 250-95 de la norma NTC 2050 en la cual se establece el calibre mínimo de los conductores de puesta a tierra.

Tabla 6. Calibre mínimo conductores de puesta a tierra

Tabla 250-95. Calibre mínimo de los conductores de puesta a tierra de equipos para puesta a tierra de canalizaciones y equipos

Corriente nominal o ajuste máximo del dispositivo automático de protección contra sobrecorriente en el circuito antes de los equipos, tubos conduit, etc. (A)	Sección Transversal			
	Alambre de cobre		Alambre de aluminio o de aluminio revestido de cobre *	
	mm ²	AWG o kcmil	mm ²	AWG o kcmil
15	2,08	14	3,30	12
20	3,30	12	5,25	10
30	5,25	10	8,36	8
40	5,25	10	8,36	8
60	5,25	10	8,36	8
100	8,36	8	13,29	6
200	13,29	6	21,14	4
300	21,14	4	33,62	2
400	26,66	3	42,20	1
500	33,62	2	53,50	1/0
600	42,20	1	67,44	2/0
800	53,50	1/0	85,02	3/0
1.000	67,44	2/0	107,21	4/0
1.200	85,02	3/0	126,67	250 kcmil
1.600	107,21	4/0	177,34	350 kcmil
2.000	126,67	250 kcmil	202,68	400 kcmil
2.500	177,34	350 kcmil	304,02	600 kcmil
3.000	202,68	400 kcmil	304,02	600 kcmil
4.000	253,25	500 kcmil	405,36	800 kcmil
5.000	354,69	700 kcmil	608,04	1.200 kcmil
6.000	405,36	800 kcmil	608,04	1.200 kcmil

Fuente: Código Eléctrico Colombiano NTC 2050

De acuerdo a la tabla anterior, el conductor de puesta a tierra que se debe utilizar debe ser de calibre AWG (American Wire Gauge) número 10 en alambre de cobre y número 8 en alambre de aluminio o alambre revestido de cobre. Adicionalmente y según lo establecido en la Resolución 90708 de agosto 30 de 2013 Anexo General Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas **RETIE** tabla 15.4 Valores de referencia para resistencia de puesta a tierra, la planta fotovoltaica debe ser conectada a un sistema de puesta a tierra que cumpla una resistencia de 10 Ω.

Tabla 7. Valores de referencia para resistencia de puesta a tierra

APLICACIÓN	VALORES MÁXIMOS DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA
Estructuras y torrecillas metálicas de líneas o redes con cable de guarda	20 Ω
Subestaciones de alta y extra alta tensión.	1 Ω
Subestaciones de media tensión.	10 Ω
Protección contra rayos.	10 Ω
Punto neutro de acometida en baja tensión.	25 Ω
Redes para equipos electrónicos o sensibles	10 Ω

Fuente: RETIE 2013

8.5.3. Cálculo de conductores en DC (cable fotovoltaico)

En la visita técnica realizada y según la ubicación proyectada que tendrá la estructura de soporte de los paneles solares, se realiza el trazado de medidas desde la caja eléctrica que combinará la conexión en serie de los paneles hasta el inversor.

Entonces, se realiza el análisis para los dos String, los cuales serán conformados por doce (12) paneles solares cada uno conectados en serie.

8.5.3.1.STRING 1

Para el STRING 1 la longitud máxima es de 20 metros y la longitud máxima entre la conexión de los paneles es de 12 metros, para un total de longitud de 32 metros.

$$\text{Voltaje máximo en serie} = \text{numero de paneles} * \text{voltaje del panel} \quad (27)$$

$$\text{Voltaje máximo en serie} = 12 * 31.43 \text{ V}$$

$$\text{Voltaje máximo en serie} = 377.16 \text{ V}$$

$$\text{Potencia} = \text{Potencia en el panel} * \text{Numero de Paneles} \quad (28)$$

$$\text{Potencia} = 280 \text{ W} * 12$$

$$\text{Potencia} = 3360 \text{ W}$$

$$\text{Corriente del circuito} = \frac{\text{Potencia}}{\text{Voltaje}} \quad (29)$$

$$\text{Corriente de cada fase} = \frac{3360 \text{ W}}{377.16 \text{ V}}$$

$$\text{Corriente de cada fase} = 8.908 \text{ A}$$

$$\text{Longitud Máxima del cable} = 32 \text{ metros}$$

Los conductores de circuitos ramales deben contar con una sección que evite una caída de tensión superior al 3 % en las salidas más lejanas de fuerza, calefacción, alumbrado o cualquier combinación de ellas y en los que la caída máxima de tensión de los circuitos alimentador y ramal hasta la salida más lejana no supere al 5%, ofrecen una eficacia razonable de funcionamiento de acuerdo a lo definido en la sección 210-19 inciso a nota 4, (ICONTEC, 1998).

Para mejorar el rendimiento de la planta solar se utilizará una caída admisible del 1%, por lo que utilizando la ecuación 11 se obtiene:

$$\text{Caída admisible de voltaje (1\%)} = 377.16 \text{ V} * \frac{1}{100}$$

$$\text{Caída admisible de voltaje (1\%)} = 3.7716 \text{ V}$$

8.5.3.1.1. Cálculo de conductores para el String 1

De acuerdo a la ecuación 8 se determina el área transversal del conductor:

$$\text{Área} = \frac{(8.908 \text{ A}) * \left(0.0509 \Omega \frac{\text{mm}^2}{\text{m}}\right) * 32 \text{ m}}{3.7716 \text{ V}}$$
$$\text{Área} = 3.84 \text{ mm}^2$$

El Área transversal del conductor para este circuito es de **3.84 mm²**.

8.5.3.2.STRING 2

Para el STRING 2, se utilizará una longitud máxima de 20 metros y una longitud máxima entre la conexión de los paneles solares de 12 metros, para un total de longitud de 32 metros.

Utilizando la ecuación número 24, se obtiene

$$\text{Voltaje maximo en serie} = 12 * 31,43 \text{ V}$$

$$\text{Voltaje maximo en serie} = 377.16 \text{ V}$$

Luego, utilizando la ecuación 25 se determina la potencia:

$$\text{Potencia} = 280 \text{ W} * 12$$

$$\text{Potencia} = 3360 \text{ W}$$

Para calcular la corriente de cada fase se utiliza la ecuación número 26.

$$\text{Corriente de cada fase} = \frac{3360 \text{ W}}{377.16 \text{ V}}$$

$$\text{Corriente de cada fase} = 8.908 \text{ A}$$

$$\text{Longitud Maxima del cable} = 32 \text{ metros}$$

La caída admisible de voltaje obtenida para el String 2 corresponde a la misma caída obtenida para el String 1.

8.5.3.2.1. Cálculo de conductores para el String 2

De acuerdo a la ecuación 8 se determina el área transversal del conductor:

$$\text{Área} = \frac{(8,908 \text{ Amp}) * \left(0.0509 \Omega \frac{\text{mm}^2}{\text{m}}\right) * 32 \text{ m}}{3.7716 \text{ V}}$$

$$\text{Área} = 3.84 \text{ mm}^2$$

El Área transversal para este circuito es de **3.84 mm²**

Al realizar los cálculos de las áreas transversales en el STRING 1 y el STRING 2, se determina que el área transversal requerida en los conductores es de **3.84 mm²**, comercialmente se utilizará cable de **4 mm²**, que es el equivalente a un conductor de calibre 12 AWG, en el caso del cable fotovoltaico se maneja las medidas en milímetros.

8.5.4. Cálculo de conductores en AC

En esta sección se realizan los cálculos para el cableado desde el inversor hasta el tablero eléctrico principal de la casa, ya que es el punto de alimentación principal del sistema. La longitud medida en la visita técnica corresponde a 50 metros.

$$\text{Voltaje de salida entre Fases} = 208 \text{ V}$$

$$\text{Potencia total} = \text{Potencia en el panel} * \text{Numero de Paneles} \quad (30)$$

$$\text{Potencia total} = 280 \text{ W} * 24$$

$$\text{Potencia total} = 6720 \text{ W}$$

$$\text{Potencia por cada fase} = \frac{\text{Potencia}}{3} \quad (31)$$

$$\text{Potencia por cada fase} = \frac{6720 \text{ W}}{3}$$

$$\text{Potencia por cada fase} = 2240 \text{ W}$$

$$\text{Corriente de cada fase} = \frac{\text{Potencia por cada fase}}{\text{Voltaje de salida entre fases}} \quad (32)$$

$$\text{Corriente de cada fase} = \frac{2240 \text{ W}}{120 \text{ V}}$$

$$\text{Corriente de cada fase} = \mathbf{18,6 \text{ Amp}}$$

$$\text{Longitud Maxima de cada cable} = 50 \text{ metros}$$

Se utilizará una caída admisible de voltaje del 3% de acuerdo a la sección 210-19 del Código Eléctrico Colombiano NTC 2050, por lo que se utiliza la ecuación 11 y se obtiene:

$$\text{Caída admisible de voltaje (3\%)} = 208 \text{ V} * \frac{3}{100}$$

$$\text{Caída admisible de voltaje (3\%)} = \mathbf{6,24 \text{ V}}$$

Ahora, de acuerdo a la ecuación 8, se determina el área transversal del conductor:

$$\text{Área} = \frac{(18,6 \text{ Amp}) * \left(0.0509 \Omega \frac{\text{mm}^2}{\text{m}}\right) * 50 \text{ m}}{6.24 \text{ V}}$$

$$\text{Área} = \mathbf{7.58 \text{ mm}^2}$$

El área transversal para este circuito es de $\mathbf{7.58 \text{ mm}^2}$

Con el área transversal resultante se valida con la tabla 310-16 de la norma NTC 2050 el calibre AWG que se debe utilizar.

Tabla 1. Capacidad de corriente permisible en conductores aislados para 0 a 2 000 V nominales y 60 °C a 90 °C.

Sección transv.	Temperatura nominal del conductor						Calibre
	60 °C TIPOS TW*, UF*	75 °C TIPOS FEPW*, RH*, RHW*, THHW*, THW*, THWN*, XHHW*, USE*, ZW*	90 °C TIPOS TBS,SA,SS,FEP*, FEPB*,MI,RHH*, RHW-2, THHN*, THHW*,THW-2*, THWN-2*, USE-2, XHH, XHHW*, XHHW-2, ZW-2	60 °C TIPOS TW*, UF*	75 °C TIPOS RH*, RHW*, THHW*, THW*, THWN*, XHHW*, USE*	90 °C TIPOS TBS,SA,SS, THHN*, THHW*, THW-2, THWN-2, RHH*, RHW-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2	
mm²	COBRE			ALUMINIO 0 ALUMINIO RECUBIERTO DE COBRE			AWG o kcmils
0,82	--	--	14	--	--	--	18
1,31	--	--	18	--	--	--	16
2,08	20*	20*	25	--	--	--	14
3,30	25*	25*	30*	20*	20*	25*	12
5,25	30	35*	40*	25	30*	35*	10
8,36	40	50	55	30	40	45	8
13,29	55	65	75	40	50	60	6
21,14	70	85	95	55	65	75	4
26,66	85	100	110	65	75	85	3
33,62	95	115	130	75	90	100	2
42,20	110	130	150	85	100	115	1
53,50	125	150	170	100	120	135	1/0
67,44	145	175	195	115	135	150	2/0
85,02	165	200	225	130	155	175	3/0
107,21	195	230	260	150	180	205	4/0
126,67	215	255	290	170	205	230	250
152,01	240	285	320	190	230	255	300
177,34	260	310	350	210	250	280	350
202,68	280	335	380	225	270	305	400
253,35	320	380	430	260	310	350	500
304,02	355	420	475	285	340	385	600
354,69	385	460	520	310	375	420	700
380,02	400	475	535	320	385	435	750
405,36	410	490	555	330	395	450	800
456,03	435	520	585	355	425	480	900
506,70	455	545	615	375	445	500	1.000
633,38	495	590	665	405	485	545	1.250
760,05	520	625	705	435	520	585	1.500
886,73	545	650	735	455	545	615	1.750
1.013,40	560	665	750	470	560	630	2.000

Fuente: NTC 2050

El área transversal se aproxima al dato más cercano de la tabla anterior, para lo cual, se evidencia que la sección transversal que se debe utilizar es de $8,36\text{mm}^2$, en AWG corresponde a calibre 8 para las tres fases y el neutro.

8.5.5. Cálculos de protecciones eléctricas en AC y DC

En los sistemas de generación solar y en todo circuito eléctrico, es fundamental utilizar protecciones eléctricas, las cuales garantizan que no se presentaran daños en planta fotovoltaica por sobre corrientes que se puedan presentar en el circuito eléctrico, ya que permiten interrumpir el flujo de carga en los sistemas alimentados. Para el caso de nuestro proyecto, se utilizarán las protecciones relacionadas a continuación:

- Breaker DC FPV Series Solar DC Mini Circuit Breaker.
- Breaker en AC Termo magnético.

- Fusibles DC FDS series Solar DC Fuse.
- DPS FSP-D40 Solar DC Surge Protective Device.

8.5.5.1. Protecciones en AC

Inicialmente debemos tener en cuenta que el circuito es trifásico por lo cual utiliza la ecuación número 21:

$$V L - N = \frac{208 V}{\sqrt{3}}$$

$$V L - N = 120 V$$

Como la potencia es trifásica utilizando la ecuación número 22 se obtiene:

$$Potencia Monofasica = \frac{6720 W}{3}$$

$$Potencia Monofasica = 2240 W$$

$$P(VA) = 2240 VA$$

De acuerdo a la ecuación número 1:

$$I = \frac{2240 VA}{120 V}$$

$$I = 18.67 A$$

La corriente total del circuito es **18.67 A**, ahora se multiplica por el factor de protección para encontrar la protección eléctrica a instalar, utilizando la ecuación número 23.

$$I_c = 18.67 A * 1.25$$

$$I_c = 23.33 A$$

La corriente de cortocircuito es de **23.33 A**, con este resultado se define que la protección que se debe utilizar es de **30 A**, ya que comercialmente no se encuentra una protección exacta para la corriente obtenida y este margen, permite tener garantía de que ante una fluctuación en el suministro la protección no se activará.

8.5.5.2. Protecciones en DC

Según la ficha técnica del panel la corriente de cortocircuito del panel es de 9,45 A, por lo que se multiplica por el factor de protección para definir la protección a instalar, utilizando la ecuación número 23.

$$I_c = 9,45 \text{ Amp} * 1,25$$

$$I_c = 11,81 \text{ Amp}$$

De acuerdo a la corriente obtenida, se utilizarán protecciones eléctricas de 16 A en DC (corriente directa), ya que son las que se obtienen comercialmente.

8.6. Sistema de puesta a tierra

Para el aterramiento de la planta fotovoltaica, se realiza la medición de la resistencia del sistema de puesta a tierra actual utilizando el telurómetro marca Metrel de propiedad de la empresa **SOLPHOWER SAS** utilizando el método de caída de potencial.

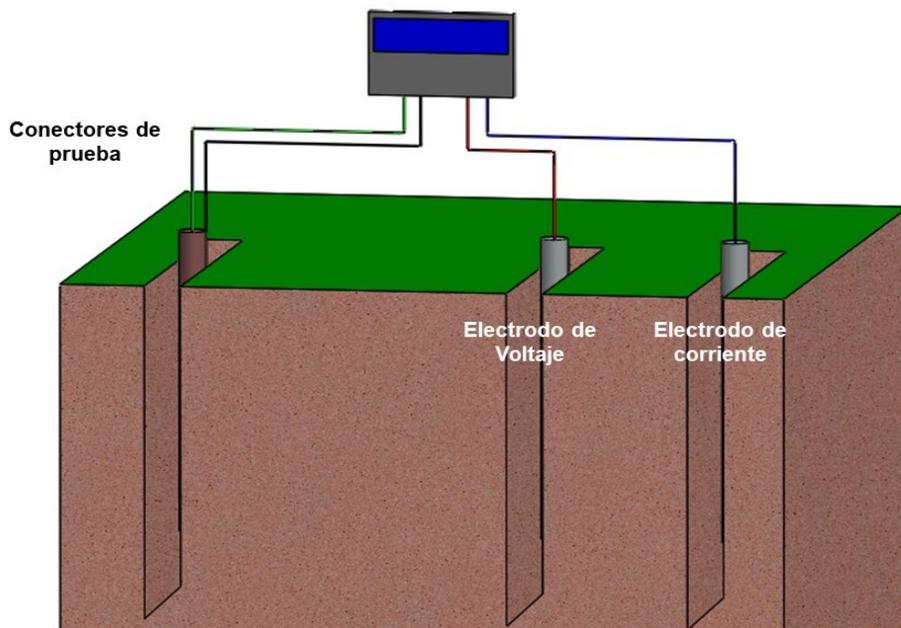
Figura 44. Instalación de los electrodos en el predio



Fuente: Elaboración propia

El método de caída de potencial consiste en inducir una corriente entre el electrodo de puesta a tierra y un electrodo de corriente, para después medir la tensión entre el electrodo de puesta a tierra y un electrodo de potencial auxiliar.

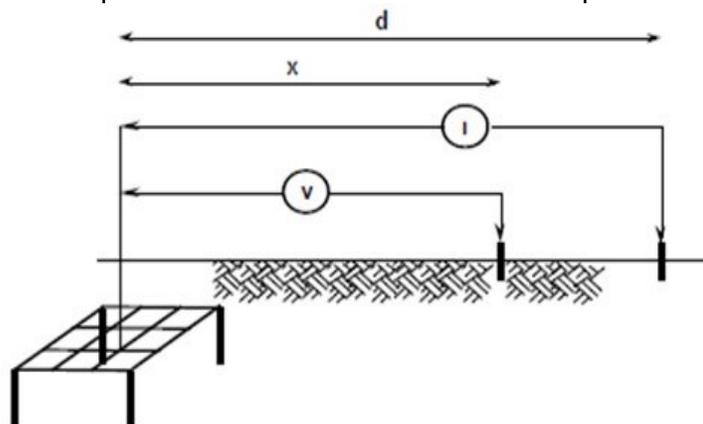
Figura 45. Esquema de conexión para medir la resistencia



Elaboración: Fuente propia

Para la medición de resistencia del sistema de puesta a tierra mediante el método de caída de potencial, el electrodo de corriente según la norma IEEE 81 (Institute of Electrical and Electronics Engineers) debe estar ubicado 6.5 veces la longitud del electrodo de puesta a tierra (Portaeléctricos, 2017).

Figura 46. Esquema de medición de resistencia de puesta a tierra



Fuente: RETIE 2013

“*d* es la distancia de ubicación del electrodo auxiliar de corriente, la cual debe ser 6,5 veces la mayor dimensión de la puesta a tierra a medir, para lograr una precisión del 95% (según **IEEE 81**).

x es la distancia del electrodo auxiliar de tensión. La resistencia de puesta a tierra en ohmios, se calcula con V/I ” (RETIE, 2013).

8.6.1. Medición de resistencia de puesta a tierra

De acuerdo a las mediciones de resistencia realizadas del sistema de puesta a tierra actual se obtuvieron los siguientes datos:

Figura 47. Registro de las mediciones realizadas



Fuente: Elaboración propia

Tabla 8. Valores de Resistencia obtenidos

Medición	Longitud electrodo de puesta tierra	Distancia electrodo de corriente D1	Distancia electrodo de tensión (52%, 62%, 72%) D2	Resistencia medida Ω	Promedio	Desviación promedio
1	2,44 metros	15,86 metros	8,24	9,24	9,37	0,06%
2	2,44 metros	15,86 metros	9,83	9,32		0,02%
3	2,44 metros	15,86 metros	11,41	9,54		0,09%

Fuente: Elaboración propia

De acuerdo a la norma técnica LAR400 Puestas a tierra:

“Si los valores no difieren en $\pm 5\%$ del valor promedio (Obtenido de la suma de las tres mediciones y dividiendo por 3) debe considerarse que este valor promedio es el valor verdadero.

Si el error es mayor, existe superposición de los gradientes de tensión y debe aumentarse *D1* y *D2* manteniendo su relación $D2 = 0,62D1$ y repitiendo el procedimiento hasta cumplir la condición que el error sea $<5\%$ ” (ENEL-CODENSA, 2017)”.

El resultado promedio de la resistencia de puesta a tierra obtenido de $9,37 \Omega$, está dentro de los valores de referencia mencionados en Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE 2013 Artículo 15.4, en donde se establece que el valor máximo de resistencia de puesta a tierra no debe ser superior a 10Ω , sin embargo se recurrirá a realizar la instalación de un electrodo de 2,4 metros de longitud y un diámetro de 5/8", para la planta fotovoltaica, como punto de verificación e inspección y se realizará la conexión equipotencial con el sistema de puesta a tierra del predio.

9. Evaluación del nivel de riesgos frente a rayos

Para el análisis de riesgos por descargas atmosféricas se utiliza el software CD-Risk de la empresa Aplicaciones Tecnológicas S.A., el cual nos ayudará a verificar si la planta solar requiere la instalación de un sistema de captación, es importante aclarar que el predio cuenta con un sistema de apantallamiento, por lo que el análisis de riesgos será realizado exclusivamente para la planta fotovoltaica. El método utilizado para el análisis de rayos es basado en la metodología establecida por la normatividad internacional IEC (International Electrotechnical Commission) IEC 62305-2. Normativa internacional de protección contra el rayo.

9.1. Determinación del nivel de riesgo

La evaluación y análisis de riesgo contra descargas atmosféricas, se han realizado conforme a la normativa IEC 62305-2, y de acuerdo a lo establecido en el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE 2013 Artículo 16.1 Evaluación del nivel de riesgo frente a rayos

“La evaluación del nivel de riesgo por rayos, debe considerar la posibilidad de pérdidas de vidas humanas, pérdida del suministro de energía y otros servicios esenciales, pérdida o graves daños de bienes, pérdida cultural, así como los parámetros del rayo para la zona tropical, donde está ubicada Colombia y las medidas de protección que mitiguen el riesgo; por tanto, debe basarse en procedimientos establecidos en normas técnicas internacionales como la IEC 62305-2, de reconocimiento internacional o la NTC 4552-2”.

A continuación, se muestran la metodología aplicada y los cálculos obtenidos de acuerdo a lo establecido en el IEC 62305-2.

9.2. Evaluación del riesgo

Los riesgos a evaluar en la planta fotovoltaica serán los siguientes de acuerdo a lo de definido en la IEC 62305-2:

R1: riesgo de pérdida de vida humana (incluyendo las heridas permanentes).

R2: riesgo de pérdida de servicio público.

R3: riesgo de pérdida de patrimonio cultural.

R4: riesgo de pérdida de valor económico.

Los datos serán ingresados al software de acceso gratuito CD-Risk Cálculo del índice del riesgo de la empresa Aplicaciones Tecnológicas S.A., el cual procesará los datos que se ingresen y nos dará como resultado si la estructura en la que se tendrá injerencia requiere la instalación de un sistema de apantallamiento para la protección contra las descargas atmosféricas. El software puede ser adquirido en el siguiente link <http://www.at3w.com/site/upload/ficheros/instalariesgov1.zip>

Como punto inicial se ingresan las medidas de la estructura que soportara los 24 paneles solares.

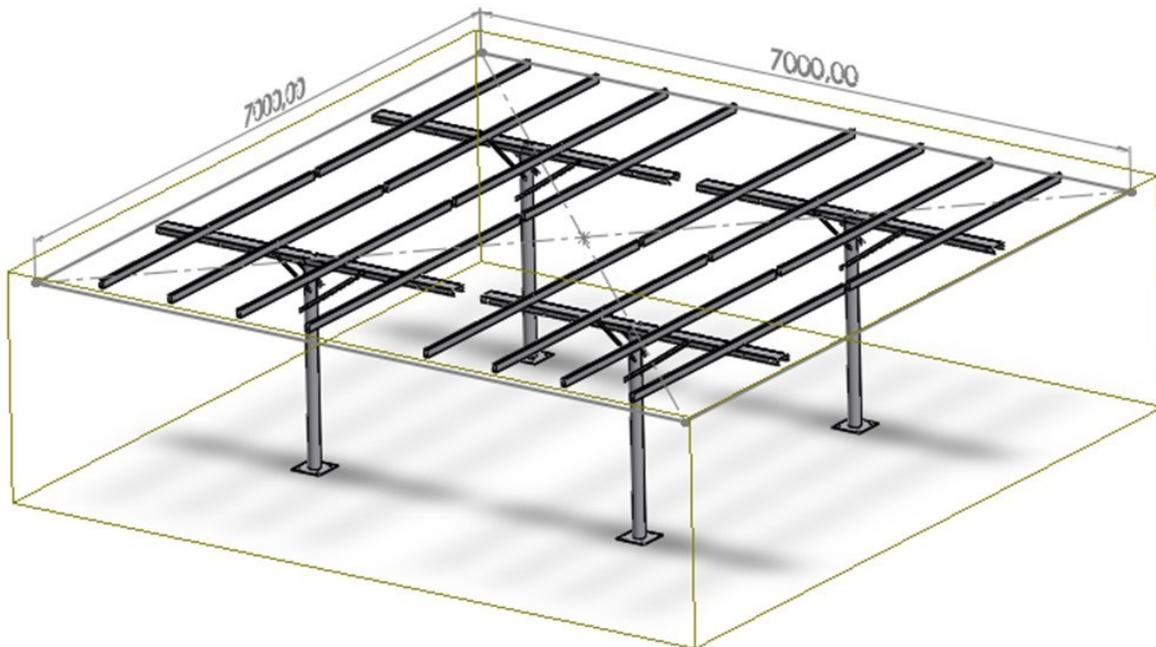
9.3. Datos generales del proyecto

Nombre: Balcones de Buenavista Predio 19

Normativa de referencia: IEC 62305-2.

Para el análisis de riesgo por rayos, se tendrá en cuenta exclusivamente la estructura que soportará los paneles solares, ya que el predio habitable, cuenta con un sistema de apantallamiento del que no se tiene información, por lo que no se tendrá en cuenta para los datos ingresados al software.

Figura 48. Estructura a proteger con altura determinada, dimensiones en mm



Fuente: Elaboración propia

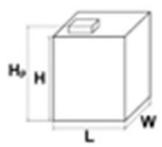
Figura 49. Área del predio a proteger



Fuente: SOLPHOWER SAS

Tabla 9. Dimensiones de la estructura a proteger

DIMENSIONES	
Longitud (L)	7,00 m.
Anchura (W)	7,00 m.
Altura tejado (H)	2,00 m.
Altura prominencia (Hp)	0,00 m.
Superficie exposición (Ad)	98,00 m ² <input checked="" type="checkbox"/> Fijada manualmente



Fuente: Software CD-Risk

9.4. Características de la estructura

Dentro de las características de la estructura inicialmente, se debe tener en cuenta el Factor correspondiente a la efectividad del apantallamiento de la estructura K_{s1} para el caso de la estructura que soportará los paneles estará fabricada en acero galvanizado por lo que el $K_{s1} = 0,01$.

Para el riesgo de incendio r_f se tendrá en cuenta la siguiente tabla tomada del anexo C de la IEC 62305-2.

Tabla 10. Factor de reducción r_f riesgo de fuego o explosión en la estructura

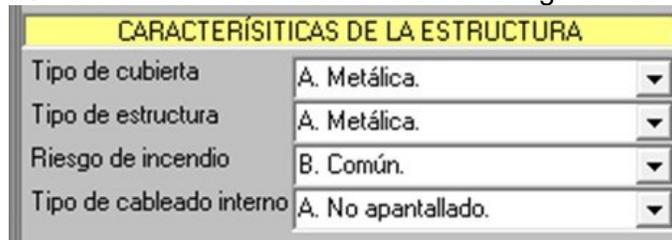
Riesgo	Magnitud del riesgo	r_f
Explosión	Zonas 0, 20 y explosivo sólido	1
	Zonas 1, 21	10^{-1}
	Zonas 2, 22	10^{-3}
Fuego	Alto	10^{-1}
	Normal	10^{-2}
	Bajo	10^{-3}
Explosión o fuego	Ninguna	0

Fuente: Anexo C Tabla C.5 IEC 62305-2

Para el caso de nuestra estructura se tomará una magnitud de riesgo normal o común como se relaciona en el software CD-Risk la cual corresponde a $r_f = 0,01$.

En cuanto al cableado interno con el que cuenta actualmente el predio se utiliza sin pantalla, por lo que el $k_{s3} = 1$

Figura 50. Características de la Estructura datos ingresados al Software



Fuente: Software CD-Risk

9.5. Influencias medioambientales

En los factores del medio ambiente, se debe tener en cuenta cuatro factores fundamentales, el primero es el factor de localización C_D teniendo presente la zona donde se instalará la planta fotovoltaica y basado en los valores suministrados en la siguiente tabla:

Tabla 11. Factor de localización de la estructura C_D

Situación relativa	C_D
Estructura rodeada por objetos más altos	0,25
Estructura rodeada por objetos de la misma altura o más pequeños	0,5
Estructura aislada: sin otros objetos en las proximidades	1
Estructura aislada en la parte superior de una colina o de un montículo	2

Fuente: Tabla A.1 IEC 62305-2

Para nuestro caso el predio está rodeado por pinos por lo que la estructura donde funcionará la planta solar estará rodeada por objetos más altos por lo que el $C_D = 0,25$.

Figura 51. Vegetación que rodea el predio



Fuente: SOLPHOWER SAS

El factor del medio ambiente corresponde a $C_E = 1$, ya que el predio se encuentra en medio de extensiones de tierra.

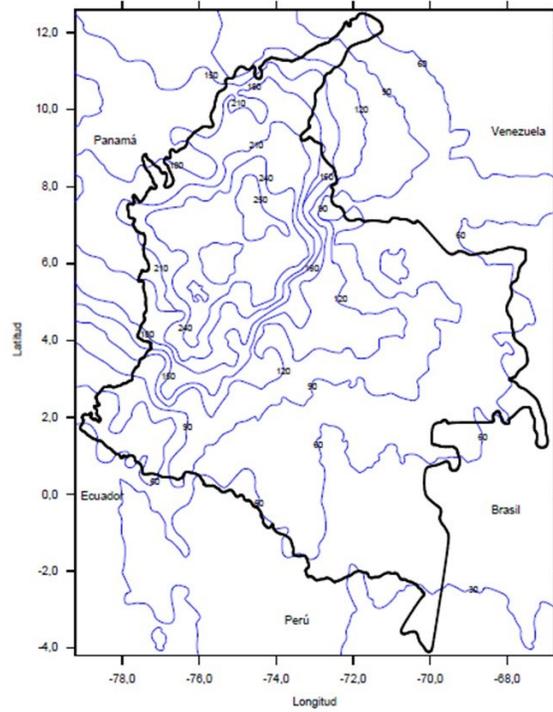
Tabla 12. Factor del medio ambiente C_E

Medio ambiente	C_E
Rural	1
Suburbana	0,5
Urbana	0,1
Urbana con edificios altos ^a	0,01
a Edificios más altos de 20 m .	

Fuente: Tabla A4 IEC 62305-2

Para la densidad de descargas atmosféricas a tierra $\frac{Descargas}{km^2 * Año}$, se tomará como guía la tabla A6, de la norma técnica colombiana NTC 4552-1, en donde se establece la densidad de descargas a tierra para algunas ciudades de Colombia teniendo como guía el mapa del nivel ceráunico (ICONTEC, 2008).

Figura 52. Mapa de ISO - Niveles cerámicos para Colombia



Fuente: NTC 4552-1

De acuerdo a la cercanía del predio a la ciudad de Bogotá, se utiliza la densidad promedio $N_G = 12 \frac{\text{Descargas}}{\text{km}^2 \cdot \text{Año}}$, la cual es arrojada de forma automática por el software CD-Risk.

La resistividad del terreno ρ es de $220 \Omega \cdot \text{m}$ dato suministrado por **SOLPHOWER SAS** en las mediciones realizadas con el telurómetro.

Figura 53. Densidad de impactos de Rayo para Cajicá



Fuente: Software CD-Risk

Los datos anteriormente quedan ingresados al software de la siguiente manera:

Figura 54. Influencias ambientales determinadas

INFLUENCIAS AMBIENTALES	
Situación	A. Altura menor que los demás. ▼
Factor ambiental	D. Rural. ▼
Días de tormenta	120 Días / año
Densidad anual impactos	12,00 Impactos / km ²
Tipo de terreno	A. Limo, arcilla, arena semidensa. ▼
Tipo de terreno. Resistividad estimada. - Limo, arcilla, arena semidensa. Resistividad baja. (50-500 ohm/m). - Roca blanda. Resistividad normal. (500-3000 ohm/m). - Arena suelta, arena densa, grava, roca dura. Resistividad alta. (>3000 ohm/m).	

Fuente: Software CD-Risk

9.6. Evaluación de pérdidas

En un análisis de riesgos por rayos, se deben tener en cuenta las posibles pérdidas que se pueden generar a causa de la corriente del rayo, es por eso que esta sección comprende tres aspectos fundamentales, fuentes de daño que son esos puntos posibles donde se pueden presentar un impacto por rayo, los tipos de daño que son considerados por la NTC 4552-1 y las pérdidas que podrían causar dichas descargas atmosféricas.

9.6.1. Fuentes de daño

- S1: descargas en una estructura.
- S2: descargas cerca de una estructura.
- S3: descargas en una línea.
- S4: descargas cerca de una línea.

9.6.2. Tipos de daños

- D1: daños (heridas) a seres vivos por choque eléctrico.
- D2: daños físicos.
- D3: fallas de sistemas eléctricos y electrónicos.

Respecto a la planta se tendrán en cuenta las tres variables definidas, ya que, aunque es un área que no estará ocupada por personas permanentemente ni por animales, el predio está rodeado por abundante vegetación, existe un número bastante amplio de aves que podrán ubicarse sobre la planta fotovoltaica.

9.6.3. Tipos de pérdidas

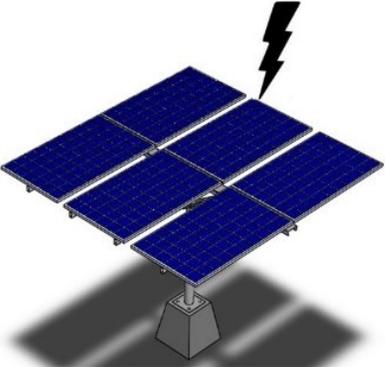
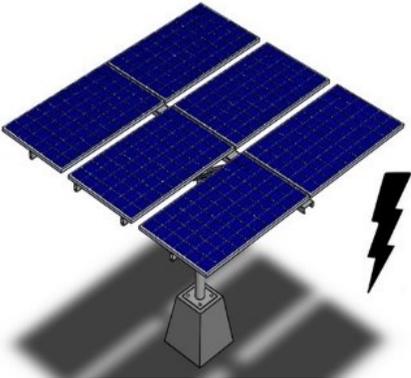
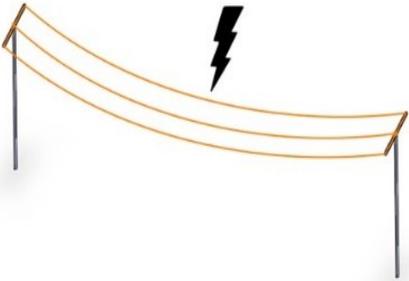
L1: pérdida de vida humana (incluyendo daños permanentes).

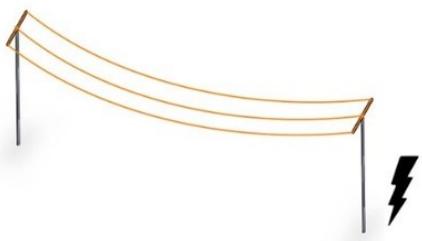
L2: pérdida de servicio público.

L3: pérdida de patrimonio cultural.

L4: pérdida de valor económico (estructura y su contenido, servicio y pérdida de actividad).

Tabla 13. Fuentes de daños, tipo de daños y tipo de pérdidas

Descarga del rayo		Estructura	
Punto de impacto	Fuente de daño	Tipo de daño	Tipo de pérdida
	S1	D1 D2 D3	L1, L4 ^a L1, L2, L3, L4 L1 ^b , L2, L4
	S2	D3	L1 ^b , L2, L4
	S3	D1 D2 D3	L1, L4 ^a L1, L2, L3, L4 L1 ^b , L2, L4

	S4	D3	L1 ^b , L2, L4
---	----	----	--------------------------

^a Solamente en propiedades donde puede haber pérdida de animales.
^b Solamente para estructuras con riesgo de explosión y para hospitales o estructuras similares en las que la falla de los sistemas internos pone en peligro la vida humana inmediatamente.

Fuente: Elaboración propia. Datos IEC 62305-2 Pág. 19

Se ingresan los datos al aplicativo para todos los tipos de pérdidas, teniendo como referente las líneas de servicios y las medidas de protección existentes.

Figura 55. Ingreso tipos de pérdidas

PÉRDIDAS	LÍNEAS DE SERVICIOS
Tipo 1. Pérdidas de vidas humanas Por incendios: A. No ocupadas. <input type="text"/> Por riesgo de pánico: A. Sin riesgo. <input type="text"/> Consecuencia de los daños: A. Sin consecuencias. <input type="text"/> Por sobretensiones: A. No aplica. <input type="text"/>	Suministro eléctrico Situación del cable: B. Enterrado. <input type="text"/> Tipo de cable: B. No apantallado. <input type="text"/> Transformador MT/BT: B. Sin transformador. <input type="text"/>
Tipo 2. Pérdidas de servicios esenciales Pérdida de servicios: A. No aplica. <input type="text"/>	Otros servicios aéreos Número de servicios: <input type="text" value="0"/> Tipo de cable: B. No apantallado. <input type="text"/>
Tipo 3. Pérdidas de patrimonio cultural Pérdida de patrimonio: A. No aplica. <input type="text"/>	Otros servicios enterrados Número de servicios: <input type="text" value="0"/> Tipo de cable: B. No apantallado. <input type="text"/>
Tipo 4. Pérdidas económicas Riesgos especiales: A. Sin consecuencias. <input type="text"/> Por incendios: A. Valor común. <input type="text"/> Por sobretensiones: A. No aplica. <input type="text"/> Por tensión paso/contacto: A. Sin riesgo de shock. <input type="text"/> Riesgo tolerable de pérdidas: C. 1 en 1.000 años. <input type="text"/>	MEDIDAS DE PROTECCIÓN EXISTENTES Clase SPCR: E. Sin protección. <input type="text"/> Protección sobretensiones: A. Sin protección. <input type="text"/>

Fuente: Software CD-Risk

9.7. Resultados obtenidos

De acuerdo al nivel de riesgo obtenido, se realizó la comparación con el análisis de riesgo tolerable, definido en la siguiente tabla. Para la evaluación de las pérdidas económicas se tomó el valor representativo recomendado, el cual corresponde a $R_T = 10^{-4}$.

Tabla 14. Valores típicos del riesgo tolerable R_T

Tipos de pérdidas	R_T
Pérdida de vida humana y daños permanentes	10^{-5}
Pérdida de servicio publico	10^{-3}
Pérdida de patrimonio cultural	10^{-4}
Pérdidas económicas	10^{-3}

Fuente: IEC 62305-2 Tabla 4.

Figura 56. Nivel de riesgo obtenido R

DETERMINACIÓN DE LA NECESIDAD DE PROTECCIÓN SEGÚN LA NORMA UNE-EN 62305-2										
Ed.	Nombre	Superficie de captura	Riesgo de pérdida vidas humanas	Riesgo de pérdida de servicios públicos	Riesgo de pérdida de patrimonio	Riesgo de pérdidas económicas	Necesidad instalación SEPCR*	Nivel de protección	Necesidad instalación SPCR**	Tipo SPCR
1	BALCONES DE BUENAVISTA	98,00	6,76E-06	0,00E+00	0,00E+00	6,70E-05	No necesaria		No necesaria	

Fuente: Software CD-Risk

De acuerdo al nivel de riesgo obtenido R lo comparamos con el nivel de riesgo Tolerable R_T , y se determina, si es requerido un sistema de protección contra rayos.

Tabla 15. Comparativo riesgo obtenido vs riesgo tolerable

Tipo de Riesgo	Pérdida de vida humana	Pérdida de servicio público	Pérdida de patrimonio cultural	Pérdida de valor económico
Riesgo obtenido R	$6,76 \times 10^{-6}$	0	0	$6,70 \times 10^{-5}$
Riesgo Tolerable R_T	10^{-5}	10^{-3}	10^{-4}	10^{-3}

Fuente: Elaboración propia

Como $R < R_T$ la instalación de un sistema externo e interno no es necesaria según la IEC 62305-2 .

9.8. Diagrama unifilar

Ver anexo diagrama unifilar de la planta fotovoltaica.

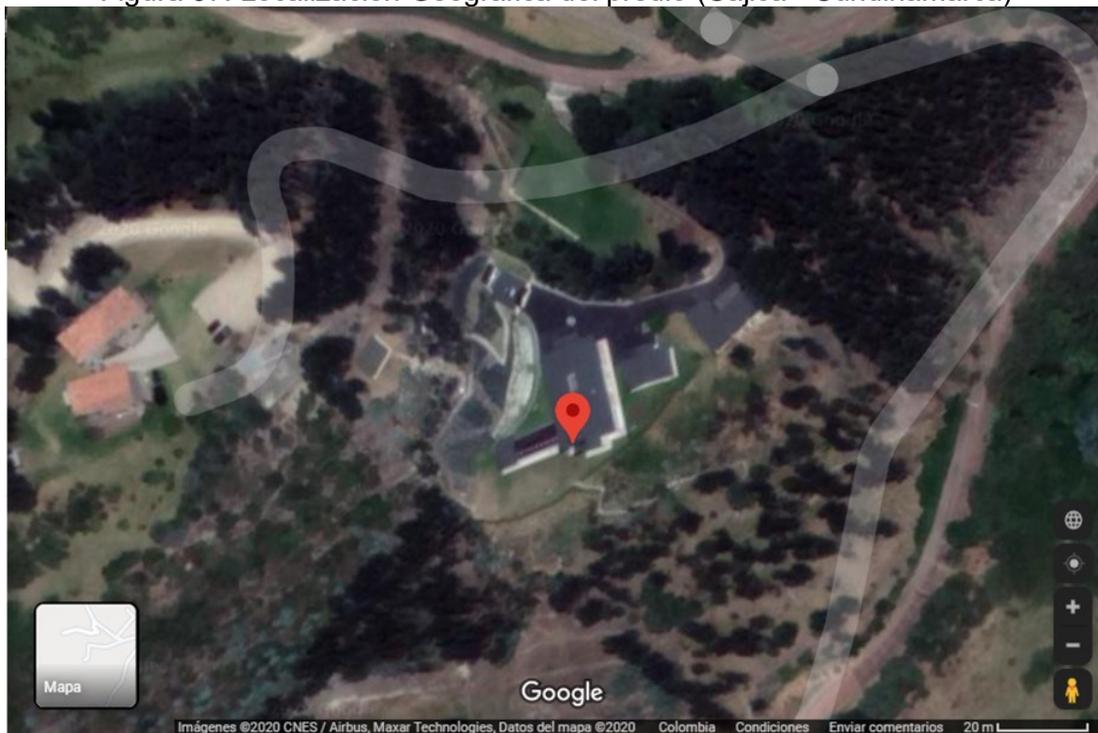
10. Diseño Estructural para el soporte de paneles

De acuerdo al cálculo realizado del número de paneles requeridos, se determinó la utilización de 24 paneles de 280 Wp. La ficha técnica del módulo o panel solar, suministra los datos principales, para el diseño de la estructura de soporte de los paneles solares. A continuación, se realizan los datos de entrada que se utilizarán para iniciar la elaboración de la estructura en el software SolidWorks versión 2018.

10.1. Ubicación Geográfica del predio

En la Figura 23. Se muestra la localización geográfica del predio con ayuda de Google Maps, cuyas coordenadas son 4° 57' 05" N, 74° 01' 43" W. Esta toma aérea permite evidenciar el área asignada donde se instalará la planta fotovoltaica de acuerdo al área total requerida.

Figura 57. Localización Geográfica del predio (Cajicá - Cundinamarca)



Fuente: Google Maps

Las dimensiones de los paneles solares, permiten establecer el área requerida teniendo en cuenta la cantidad de paneles solares necesarios para el proyecto, sin embargo, para el caso de estudio, el cliente ha realizado la asignación de un área total de 70 m² en una superficie bastante irregular, por lo que es responsabilidad del cliente contratar la instalación de bases piramidales en concreto para nivelar los puntos donde se realizará el anclaje de la estructura. Para poder llevar a cabo la instalación de las bases piramidales, la empresa encargada de dicha instalación requiere tener el área total de la estructura y la

cantidad de postes necesarios, por lo que es indispensable definir la configuración de los paneles y definir los postes requeridos, para ello se utilizará el software SolidWorks 2018, el cual permite dimensionar la ubicación de los paneles y por ende definir la mejor configuración de acuerdo al área total asignada por el cliente.

10.2. Ficha Técnica del Panel Solar

Datos suministrados por la ficha técnica del panel solar:

Tabla 16. Especificación Mecánica

Variable	Especificación
Dimensiones del módulo (mm)	1640 x 992 x 35
Dimensión célula (mm)	156 x 156
Número de células	60
Espesor del vidrio (mm)	3.2
Peso (Kg)	18
Carga máxima (Pascal)	5400
Caja de conexiones y conector de cable	Grado de protección IP65 o IP67

Fuente: Elaboración Propia. Datos: Innova Solarline

Con los datos de la tabla anterior, podemos evidenciar que el área total por panel solar es:

$$\text{Área total} = \text{Área del panel solar} * \# \text{ Paneles} \quad (33)$$

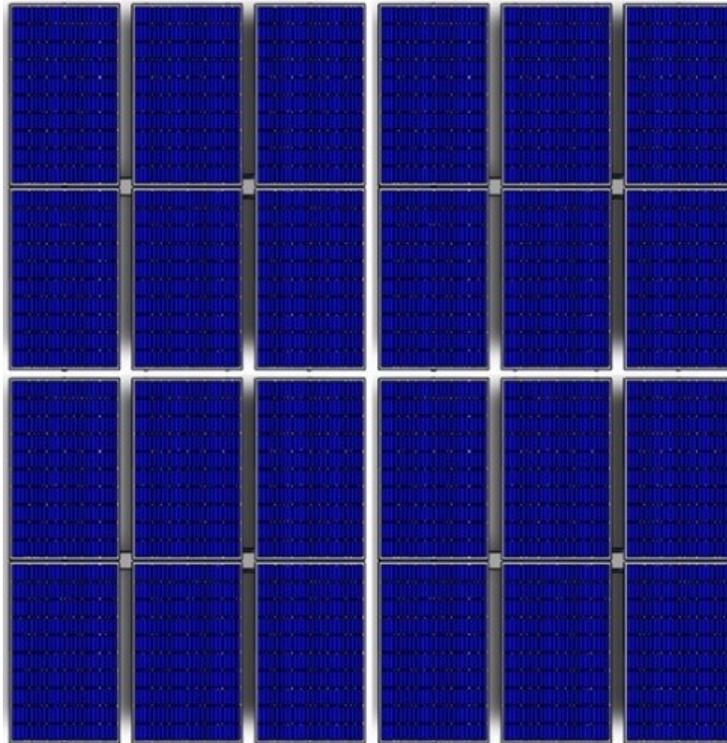
$$\text{Área total} = 1,62688\text{m}^2 * 24$$

$$\text{Área total} = 39.04\text{m}^2$$

El área total asignada por el cliente es suficiente para la instalación de la estructura de soporte de los paneles solares.

10.3. Distribución de los Paneles Solares

Figura 58. Vista superior Distribución de los paneles solares



Fuente: Elaboración Propia

Como se puede evidenciar en la anterior figura, realizada con el software SolidWorks 2018, la distribución se realizará en cuatro (4) filas y seis (6) columnas. La estructura que se tiene proyectada utilizar, solo permite la ubicación de 6 paneles solares por cada una de las secciones.

10.4. Diseño de la estructura

Para iniciar con el diseño estructural debemos suministrar el número de bases piramidales requeridas, para ello es indispensable iniciar con la recreación en 3D de la estructura que soportara los paneles y utilizar el complemento Solidworks 2018 Simulation para realizar el análisis estático y validar el comportamiento de estructural.

Para iniciar la recreación del sólido, lo primero es validar seleccionar el tipo de perfil y material que se utilizará, para ello se recurre a las fichas técnicas comerciales del fabricante de acero. Es importante recalcar que para este tipo de estructuras suele utilizarse perfiles rectangulares o tipo "C" en acero galvanizado o aluminio, por lo que se validará mediante la ayuda del software cuál de los dos tiene un mejor comportamiento para realizar la selección.

De acuerdo a la ficha técnica del Consorcio Metalúrgico Nacional SAS Tubos Colmena, para la construcción de los postes, se utiliza un perfil circular en Acero Laminado en Caliente con bajo contenido de carbono que permite alta soldabilidad y ductilidad. A continuación, se relacionan las propiedades mecánicas del material que se utilizara en los postes de soporte de la estructura.

Tabla 17. Propiedades mecánicas ASTM A500 Grado C

Esfuerzos	Redondos o circulares	
Fluencia Fy	3241 kg/cm^2	46000 psi
Último Fu	4348 kg/cm^2	61843 psi

Fuente: Elaboración Propia. Datos: Tubos Colmena.

Los postes deben tener la capacidad de soportar el peso de 6 paneles, los perfiles de soporte en aluminio, y la estructura de losa piso plana marca Alurack que aseguran cada uno de los paneles solares.

10.5. Procedimiento para el diseño estructural

Los primeros datos que se requieren para iniciar la construcción, son las medidas del perfil circular las cuales se encuentran en la ficha técnica. Estas medidas serán ingresadas con ayuda de SolidWorks 2018.

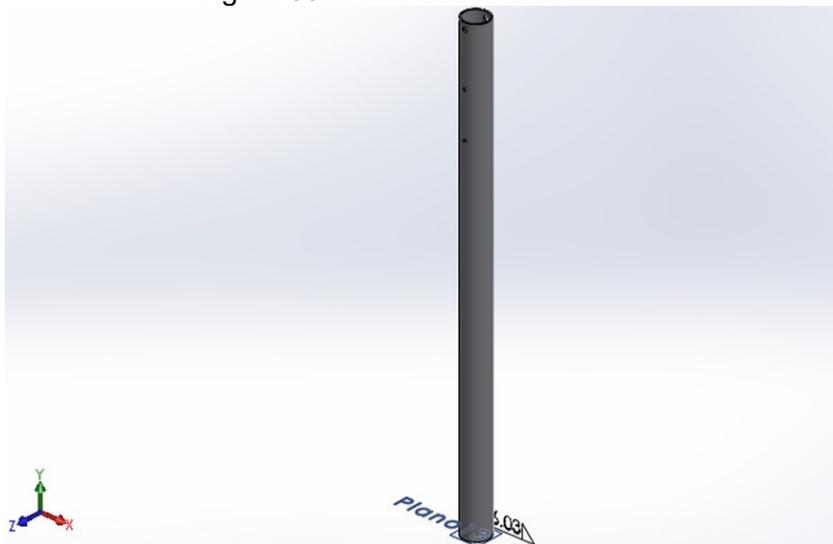
Tabla 18. Datos del perfil circular

PERFIL CIRCULAR														
DIÁMETRO		ESPESOR		PESO P		ÁREA cm ²	FLEXIÓN			MÓDULO PLÁSTICO Z cm ³	TORSIÓN		UNIDAD DE EMPAQUE	
NOMINAL PULG.	EXT. d (pulg)	EXT. d (cm)	INTERIOR d INT (cm)	PARED E (mm)	NEGRO (kg/m)		GALV. (kg/m)	MOMENTO INERCIA - I cm ⁴	MÓDULO SECCIÓN - S cm ³		RADIO DE GIRO - r cm	MOMENTO INERCIA - J cm ⁴		MÓDULO ELÁSTICO - B cm ³
4	4,50	11,43	11,03	2,00	5,54	5,91	7,06	111,27	19,47	3,97	25,23	222,53	38,94	7
	4,50	11,43	10,93	2,50	6,89	7,14	8,78	137,26	24,02	3,95	31,25	274,52	48,03	
	4,50	11,43	10,83	3,00	8,23	8,35	10,49	162,55	28,44	3,94	37,17	325,10	56,88	
	4,50	11,43	10,63	4,00	10,88	11,08	13,86	211,07	36,93	3,90	48,69	422,13	73,86	
	4,50	11,43	10,23	6,00	16,02		20,41	300,21	52,53	3,83	70,45	600,42	105,06	

Fuente: Consorcio Metalúrgico Nacional S.A.S

1. De acuerdo al perfil seleccionado, se creará un croquis de planta para iniciar la recreación del poste que será el que soportará toda la carga de la estructura superior y de los paneles solares, como son diferentes materiales los que componen la estructura, debe realizarse la construcción independiente de cada componente para luego realizar el ensamble.

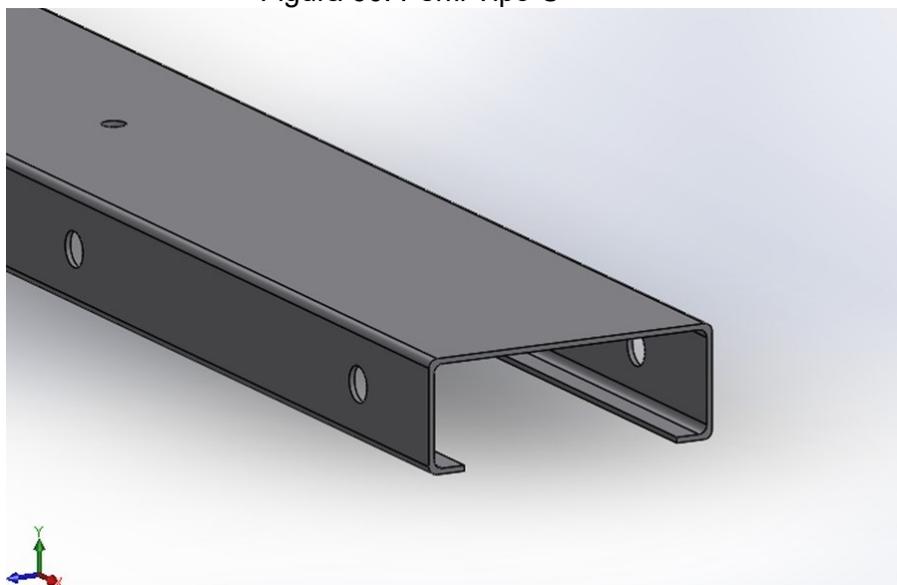
Figura 59. Poste estructural



Fuente: Elaboración Propia

2. Se recrea el perfil tipo C que se instalará de forma perpendicular al poste y será el que soporte los perfiles en el aluminio, el material de fabricación será en acero galvanizado del fabricante Acesco.

Figura 60. Perfil Tipo C



Fuente: Elaboración Propia

3. Luego de tener el perfil tipo C perpendicular al poste, se ubican 4 perfiles en aluminio, que funcionaran como el soporte de los (losa piso) Alurack. Las longitudes de los perfiles serán proporcionales a la medida de los paneles solares.

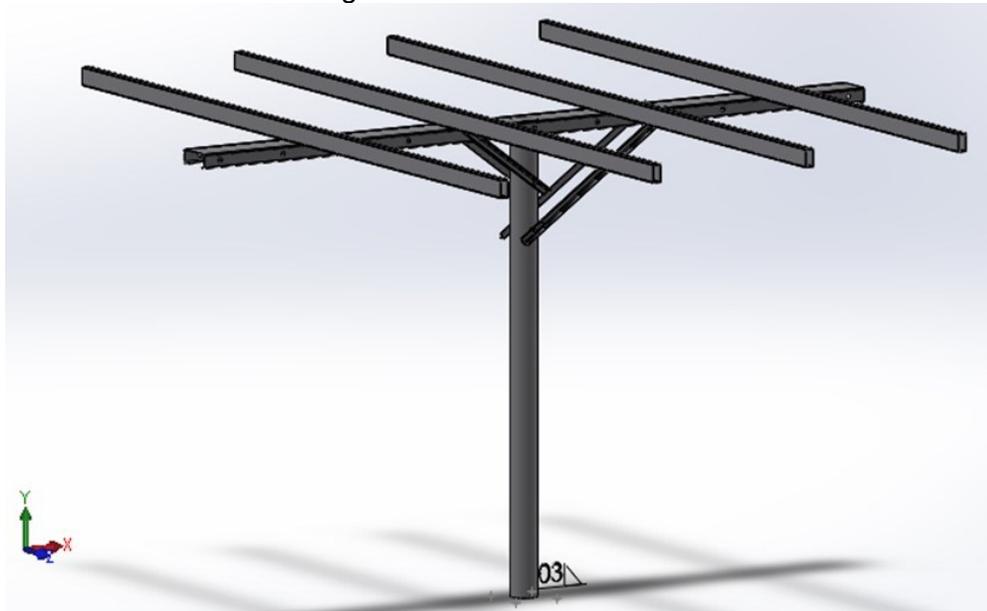
Figura 61. Perfil Rectangular



Fuente: Elaboración Propia

4. Se realiza el ensamble de los perfiles y se elaboran por perfiles angulares que serán fijados al poste y al perfil tipo C. Estos perfiles angulares serán utilizados sujeción y soporte, pero que además permitirá inclinar los paneles solares entre 5° y 10° .

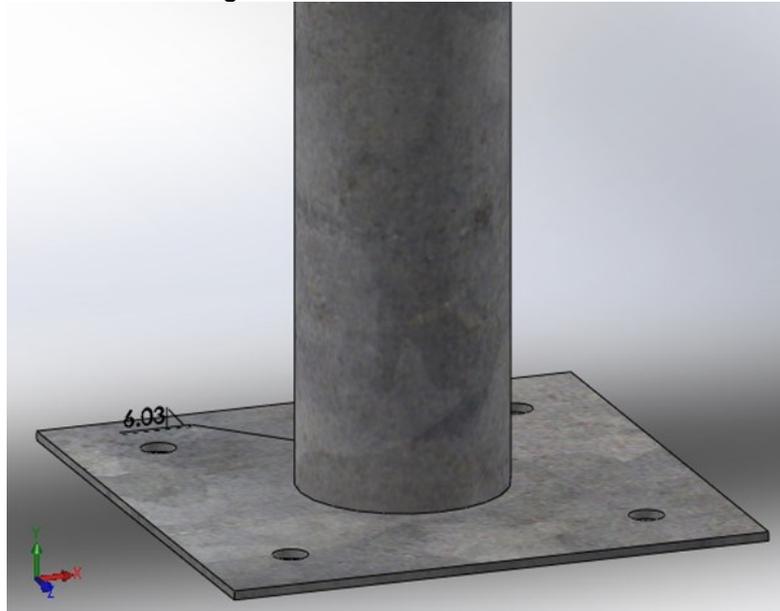
Figura 62. Ensamble



Fuente: Elaboración Propia

5. Por último, se crea la base inferior del poste que asegura la estructura a la base piramidal en concreto y estará soldada con un cordón de soldadura proyectado por el software de 6.03 mm.

Figura 63. Base inferior

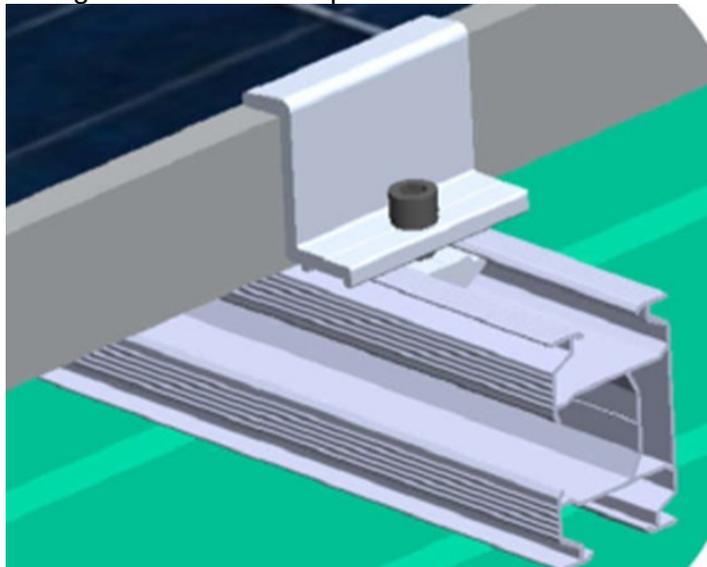


Fuente: Elaboración Propia

6. La estructura Alurack no será modelada ya que esta estandarizada en dimensión y geometría para el soporte y aseguramiento de los paneles solares la cual está construida en aluminio 6005 T6 según ficha técnica.

“El Mrail de Alurack está diseñado estructuralmente para soportar cargas en cualquiera de sus direcciones, está construido con aleación de aluminio 6005 T6 y cuenta con canales para el manejo de cableado (ALURACK, s.f.).

Figura 64. Alurack Soporte Para Panel Solar



Fuente: Ficha Técnica Alurack

Tabla 19. Características Alurack

Ítem	Alto (mm)	Ancho (mm)	Largo (mm)	Material
Mrail6200	60	40	6200	6005 T6

Fuente: Elaboración propia. Datos: Ficha Técnica Alurack

7. Una vez terminado en ensamble de la estructura se realiza el análisis estático con ayuda del complemento SolidWorks Simulation. El software solicitará aplicar una fuerza, para lo cual se tomará el peso de los paneles solares y de los soportes Alurack.

$$F = m * a \quad (34)$$

$F = \text{Fuerza}$

$m = \text{masa}$

$a = \text{aceleración de la gravedad } 9,81 \frac{m}{s^2}$

$$F1 = (18kg * 6 \text{ paneles}) * (9,81 \frac{m}{s^2})$$

$$F1 = 1059,5 N$$

Cada Alurack, tiene un peso de $2.6kg$ para la estructura se requiere de 2 perfiles referencia Mrail6200.

$$F2 = (2.6kg * 2) * (9,81 \frac{m}{s^2})$$

$$F2 = 51 N$$

La fuerza que se ingresará para el análisis estático es de $1110.5 N$.

10.6. Análisis Estático

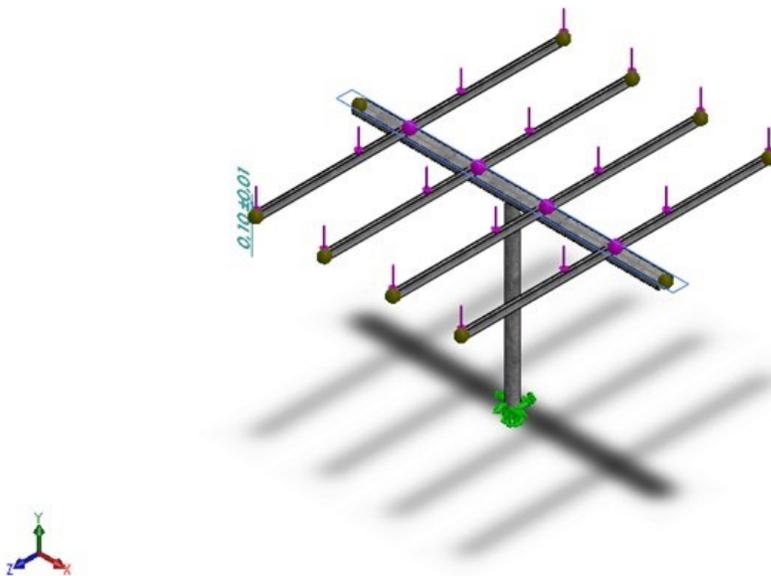
Para evidenciar al comportamiento de la estructura mediante el análisis estático es importante tener en cuenta cuatro aspectos que permitirán tener datos mucho más precisos.

1. Para la aplicación de la carga, se debe tener en cuenta la dirección y la selección de los componentes que soportaran la fuerza.
2. Para las sujeciones se debe fijar adecuadamente el poste caro para evitar errores en el análisis. Las sujeciones mal realizadas, pueden generar que el software no corra el estudio de análisis estático o producir resultados datos erróneos.
3. La selección de una malla mixta debido a las diferentes geometrías del sólido.

- Utilización de criterio de fallo Teoría de la máxima energía de distorsión (criterio de Von Mises).

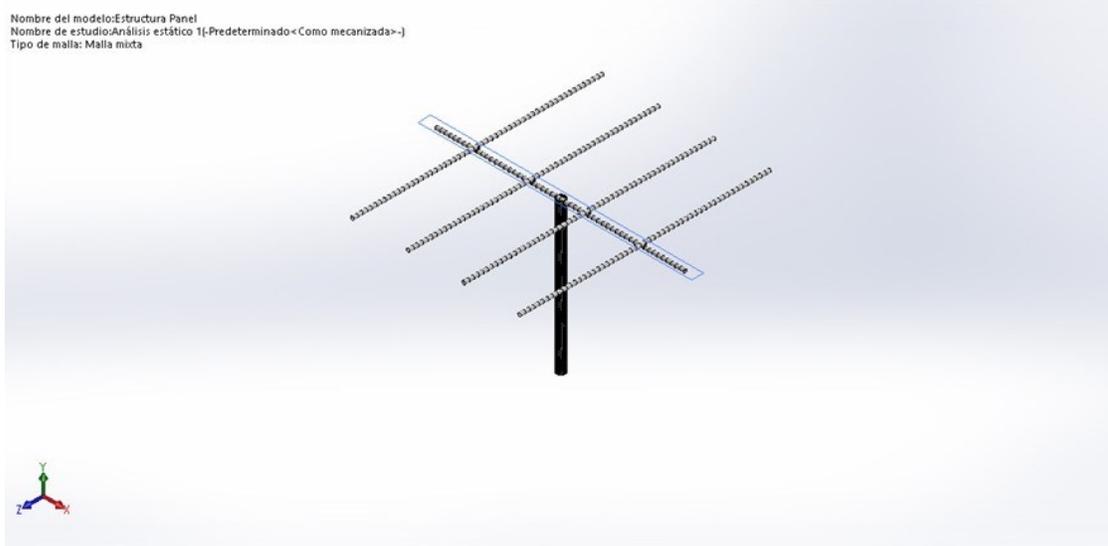
Una vez realizado lo anterior se inicia el análisis estático, como se evidencia en la siguiente imagen:

Figura 65. Análisis Estático



Fuente: Elaboración Propia.

Figura 66. Malla Mixta



Fuente: Elaboración Propia.

10.7. Resultados Análisis Estático

El primer resultado que se debe analizar es el criterio de fallo tensión de Von Mises, el cual se calcula por medio de la siguiente ecuación:

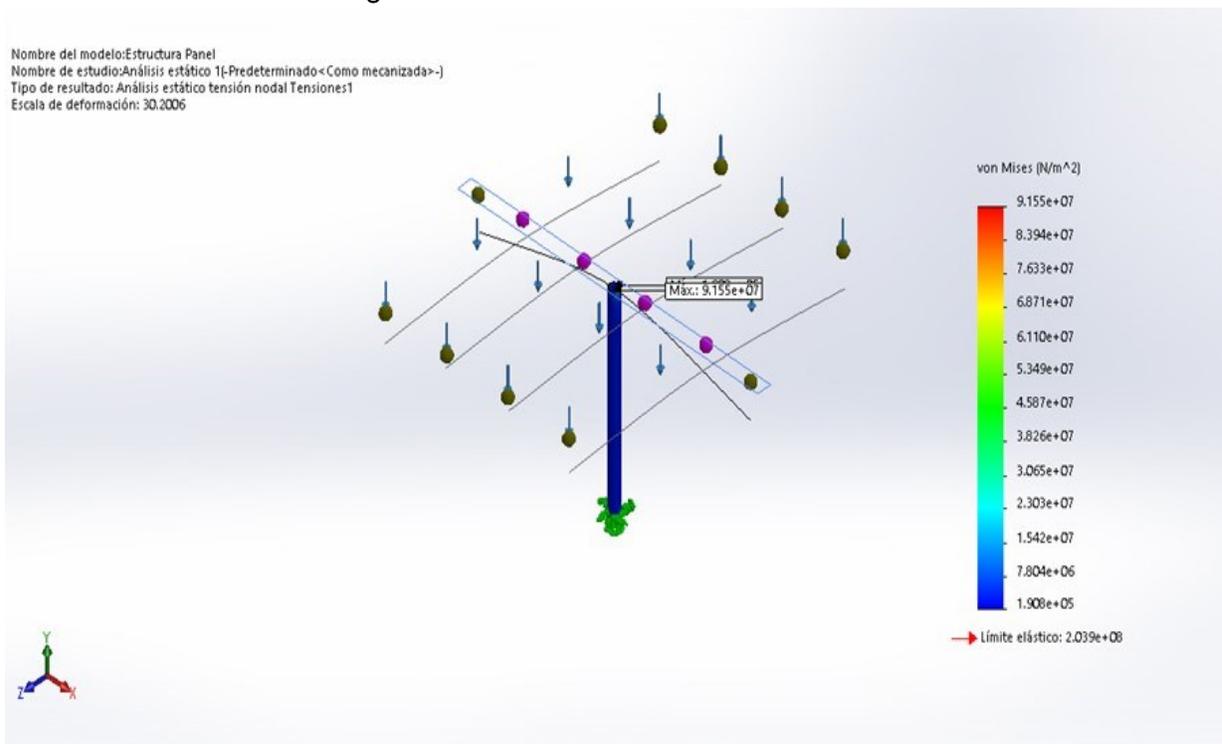
$$\sigma_{eq} = \sqrt{\frac{(\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2 + (\sigma_1 - \sigma_3)^2}{2}} \quad (35)$$

En la mayoría de los programas de modelación que utilizan elementos finitos se utilizan un espectro de colores que viene dado por defecto el cual indicara si se excede el limite elástico lo que conllevaría a que el sólido se deforme plásticamente, es decir que el esfuerzo equivalente debe ser menor o igual que el esfuerzo de fluencia.

$$\sigma_{eq} \leq \sigma_y$$

Efectuada el análisis estático se obtienen los siguientes resultados de la tensión de Von Mises.

Figura 67. Resultado Análisis Estático



Fuente: Elaboración Propia.

El limite elástico está definido en $2.039 \times 10^8 \frac{N}{m^2}$ por el espectro de colores, se concluye que el análisis por elementos finitos fue satisfactorio y que la estructura soportara la carga equivalente a los 6 paneles solares y a los Alurack.

Por otra parte, se puede presentar un desplazamiento de 11 milímetros de las zonas de color rojo.

Para justificar si el desplazamiento es crítico o permisible se recurre a realizar el cálculo del desplazamiento teórico para realizar el comparativo con el cálculo del desplazamiento simulado mediante la siguiente ecuación:

$$\text{Desplazamiento Teórico} = \frac{4FL^3}{Ewh^3} \quad (36)$$

Donde,

F = Carga aplicada en el perfil

L = Longitud del perfil

E = Módulo elástico

w = Ancho del perfil

h = Altura del perfil

$$\text{Desplazamiento Teórico} = \frac{4(275 \text{ N})(3320 \text{ mm})^3}{\left(210000 \frac{\text{N}}{\text{mm}^2}\right)(38,10 \text{ mm})(76,20 \text{ mm})^3}$$

$$\text{Desplazamiento Teórico} = 11,37 \text{ mm}$$

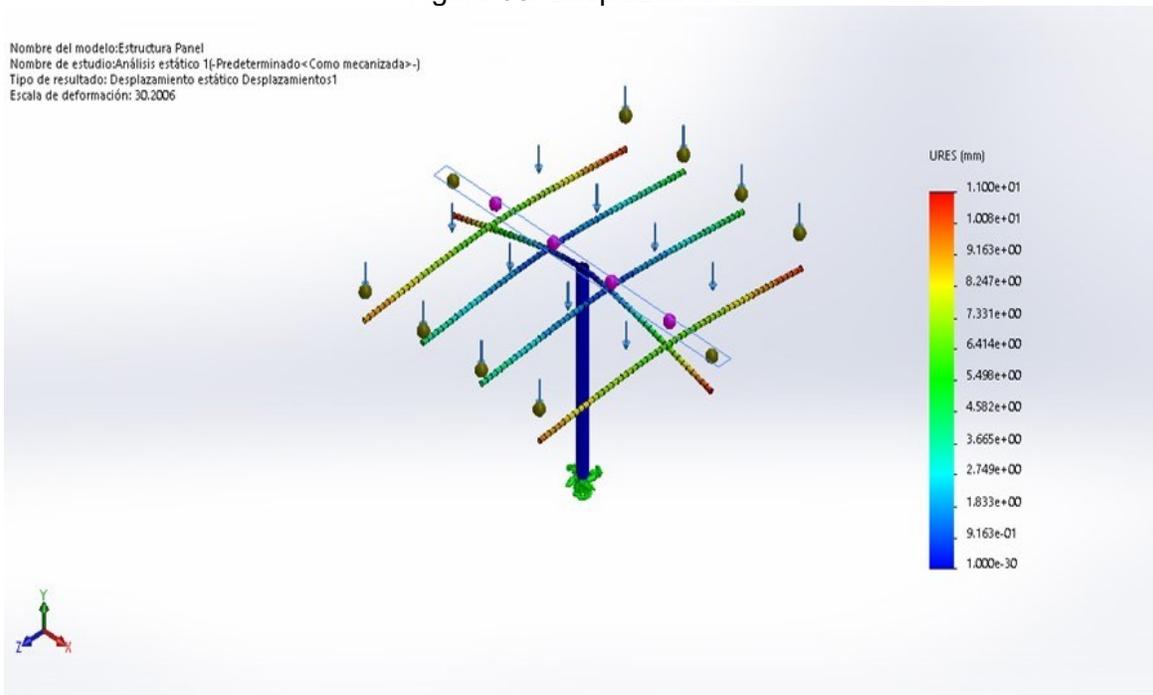
$$\%error = \left(\frac{\text{Desplazamiento Teórico} - \text{Desplazamiento Simulado}}{\text{Desplazamiento Teórico}} \right) * 100 \quad (37)$$

$$\%error = \left(\frac{11,37 - 11}{11,37} \right) * 100$$

$$\%error = 3,26$$

El porcentaje de error del desplazamiento es de 3,26%. En la mayoría de las aplicaciones de análisis de diseño, es aceptable un error de aproximadamente el 5% (SOLIDWORKS , 2011).

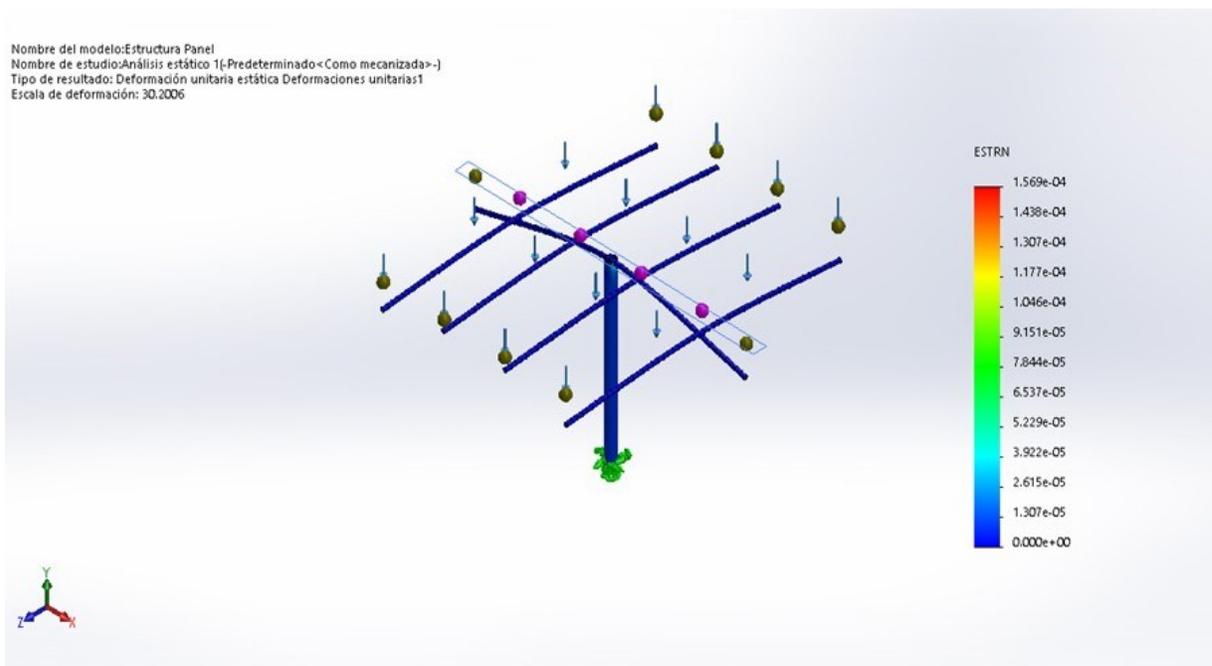
Figura 68. Desplazamiento



Fuente: Elaboración Propia.

La deformación unitaria equivalente (ESTRN) resultante es de 0.000156 mm.

Figura 69. Deformación unitaria



Fuente: Elaboración Propia.

El factor de seguridad es calculado mediante la siguiente ecuación:

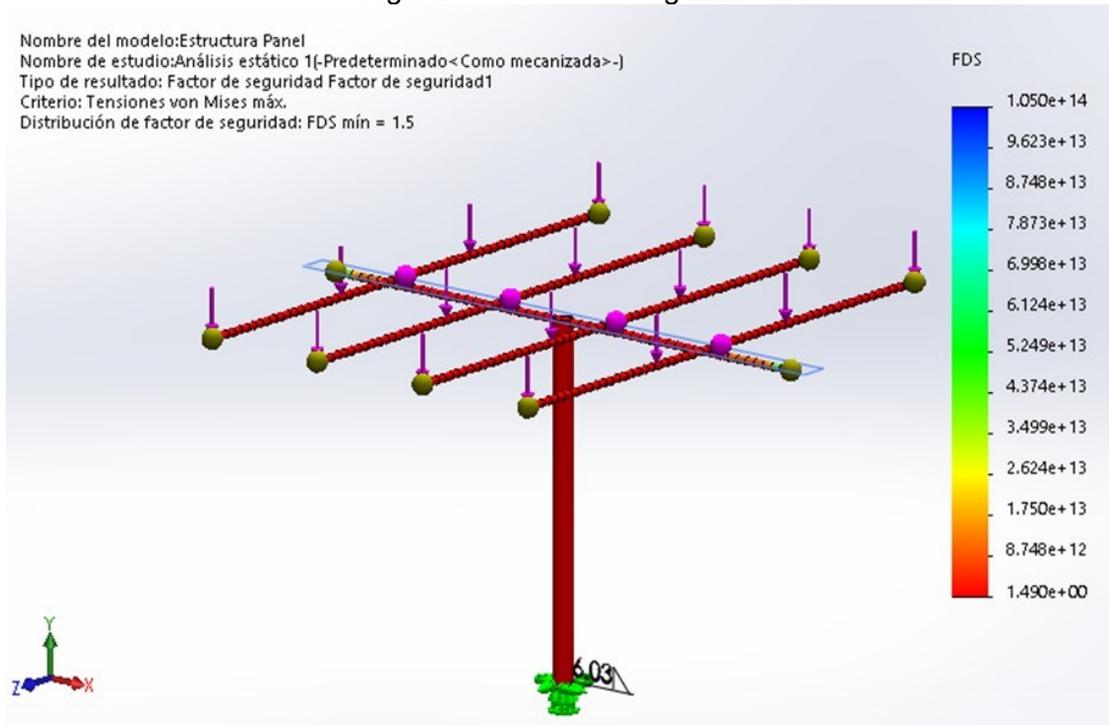
$$FDS = \frac{\sigma_{Limite}}{\sigma_{VonMises}} \quad (38)$$

“La teoría expone que un material dúctil comienza a ceder en una ubicación cuando la tensión de von Mises es igual al límite de tensión. En la mayoría de los casos, el límite elástico se utiliza como el límite de tensión. Sin embargo, el software le permite utilizar el límite de tensión de tracción/ruptura o establecer su propio límite de tensión” (Suresnes, Francia Patente nº EE. UU. 7.184.044 y 7.502.027, 2018).

$$\sigma_{VonMises} \geq \sigma_{Limite}$$

Utilizando el criterio de Von Mises el factor de seguridad (FDS) es de 1.5 mínimo.

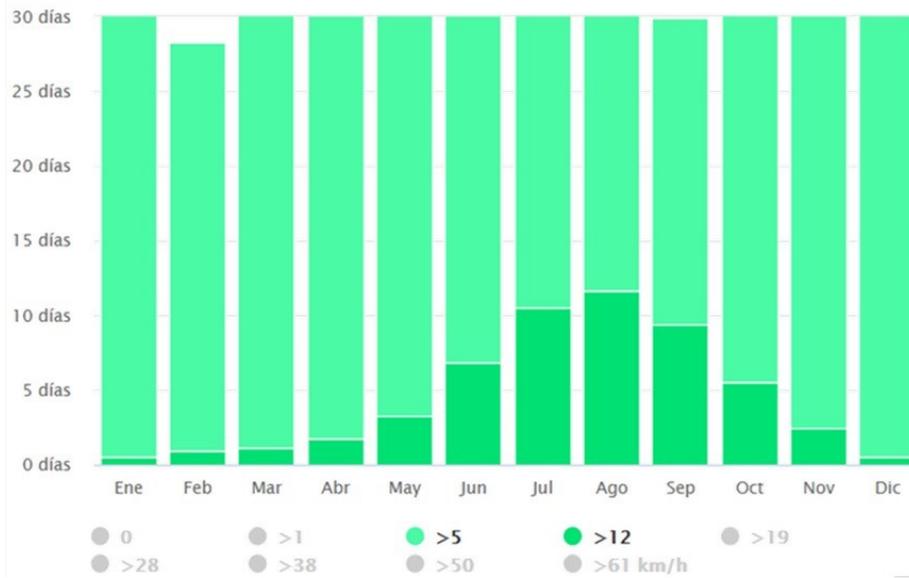
Figura 70. Factor de seguridad



Fuente: Elaboración Propia.

Para el análisis del flujo de aire que influye en la estructura, se tiene en cuenta la mayor velocidad del viento que se presenta en el mes agosto para el municipio de Cajicá, la cual corresponde a 3,33 m/s velocidad a una altura de 2.558 metros sobre el nivel del mar, la cual es tomada de la página web Meteoblue como lo muestra la siguiente figura.

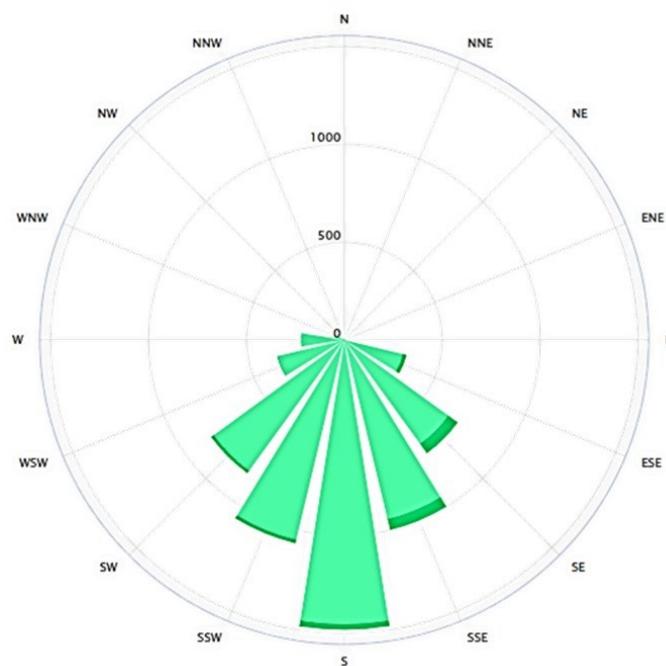
Figura 71. Velocidad del viento para el municipio de Cajicá



Fuente: Meteoblue

En cuanto a la dirección del viento, se toma la dirección sur – norte, donde se presenta la mayor velocidad del aire, durante 30 horas por año aproximadamente.

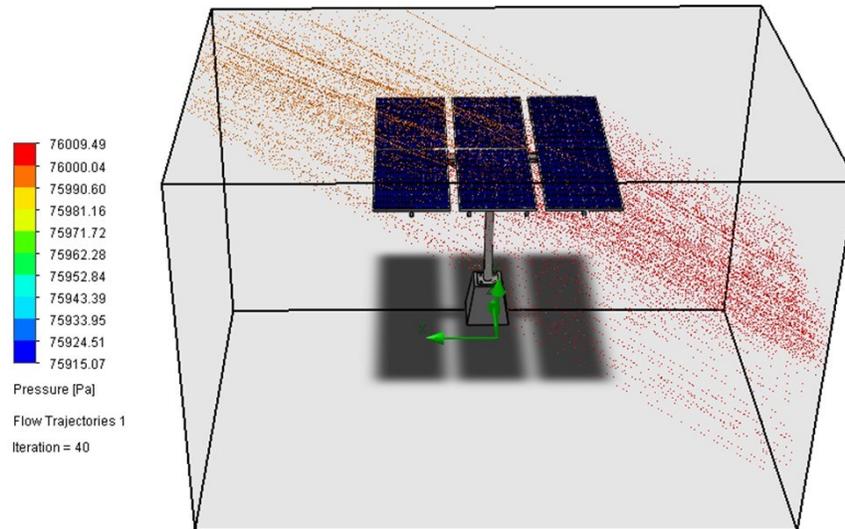
Figura 72. Dirección del viento para el municipio de Cajicá



Fuente: Meteoblue

Por último, se toma la presión atmosférica a una altitud de 2558 metros sobre el nivel del mar equivalente a 76,000 pascales equivalente a 0.75 atm.

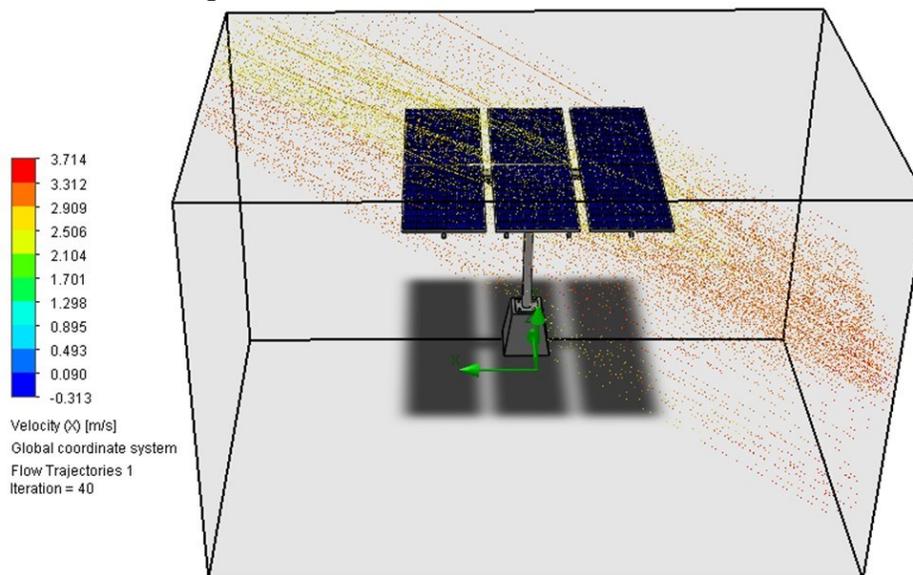
Figura 73. Presión atmosférica sobre la estructura



Fuente: Elaboración propia

La fuerza del aire se presenta en todas las direcciones de la estructura que soportan y aseguran los paneles solares, la fuerza del viento es mayor en la dirección X, correspondiente a 16 Newton, teniendo en cuenta que la densidad del aire a 20°C es de 1.204 kg/m^3 . Esta fuerza que incide directamente en la sección transversal de la estructura, no produce ningún tipo de afectación, debido a la geometría y la rigidez de la misma.

Figura 74. Velocidad del área en dirección X

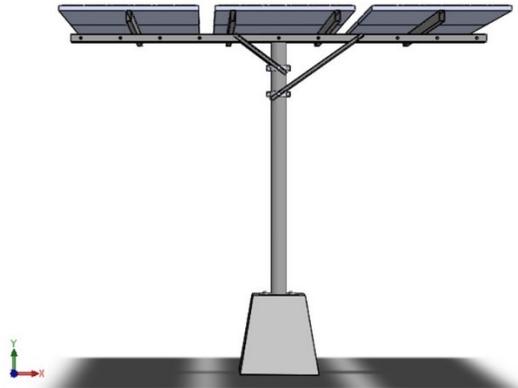


Fuente: Elaboración propia

10.8. Ensamble Final

Con el ensamble final de todos los componentes de la estructura y la ubicación de los 24 paneles solares se establece que se requieren 4 estructuras cada una con 6 paneles solares por lo tanto se requiere instalar 4 bases piramidales. Las cuales estarán pernadas a la base del poste de la estructura.

Figura 75. Vista Frontal Estructura para Paneles Solares



Fuente: Elaboración Propia

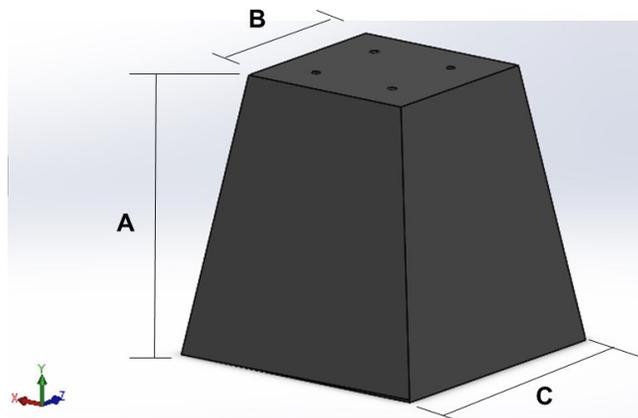
Para la base piramidal se recomienda utilizar las siguientes medidas de acuerdo a la base de cada poste:

Tabla 20. Dimensiones Base Piramidal

Dimensiones		
A	B	C
600mm	400mm	600mm

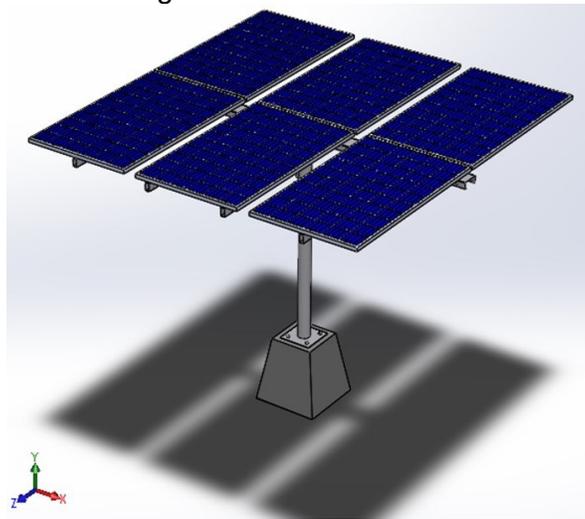
Fuente: Elaboración Propia

Figura 76. Base Piramidal



Fuente: Elaboración Propia

Figura 77. Vista Dimétrica



Fuente: Elaboración Propia

10.9. Listado de Componentes

A continuación, se relaciona el listado de componentes requeridos para el ensamble de la estructura:

Tabla 21. Listado de Componentes

N°	Componente	Cantidad
1	Perfil circular en Acero Galvanizado 4" de 2mts	4
2	Perfil tipo C 160x60x20x3 de 3.3mts	4
3	Perfil Rectangular 3.00 x 1.50 RECT X.104 WALL	16
4	Alurack (riel de soporte)	16
5	Perfil angular L 30x30x3 6 mts	2
6	Conector de riel de aluminio para módulo solar	96
7	Conector para riel de aluminio y perfil rectangular	64
8	Platinas para base piramidal 30x30	4
9	Pernos con tuerca de 1/2"	16
10	Pernos con tuerca de 1/4"	16
11	Pernos para anclaje del poste 3/4"	16
12	Pernos de 15 cm con tuerca de 3/4"	8
13	Abrazadera para poste liso de 4 - 5 pulgadas.	8

Fuente: Elaboración Propia

11. Estudio económico

En todo proyecto ingenieril enfocado a energía solar como fuente de energía no convencional, es importante mostrar los beneficios que se logran, no solamente desde la protección del medio ambiente y como forma alterna para la generación de energía en zonas no interconectada ZNI, sino como una fuente de riqueza para las empresas dada por el ahorro que se genera a partir de la autosuficiencia eléctrica. Para lograr una inversión en este tipo de proyectos, se requiere de una importante suma de capital, sin embargo, esta es compensada a mediano plazo por una rápida amortización de la inversión; este resultado se presentará calculando el retorno de la inversión tomando como punto de partida el ahorro que se genera con la producción de energía solar.

11.1. Vida útil de la planta solar

La vida útil de los elementos de una planta eléctrica depende de varios factores, uno de ellos es el proceso de manufactura de cada uno de los componentes, que aunque se tienen parámetros de estandarización para sus procesos de fabricación; los materiales, el ensamble y los procesos de calidad pueden presentar variabilidad en cada uno de los fabricantes a nivel mundial, por lo que se debe considerar este aspecto para la estimación de la vida útil que ofrece cada uno de los fabricantes, por supuesto, dependiente de cumplir a cabalidad de seguir las instrucciones sugeridas por el mismo. Por otra parte, el medio ambiente donde funciona la planta también es otro aspecto relevante ya que las sustancias químicas contenidas en el aire como cloruros y el anhídrido carbónico y la humedad que se produce en el entorno pueden deteriorar los componentes de la planta solar.

Para este proyecto, el fabricante del módulo solar, ofrece una garantía 12 años con un 92% de potencia de salida y de 30 años con un 83% de potencia de salida, lo cual son porcentajes bastante atractivos entendiendo que comercialmente se estima que un módulo solar puede tener una vida útil de 25 a 30 años.

Otro componente primordial en la planta eléctrica que representa un costo importante, es el inversor híbrido marca Fronius Simo, el fabricante ofrece una garantía de fábrica de 2 años y ofrece una garantía Fronius plus hasta por 30 años, sin embargo, se estima que un inversor híbrido puede tener comercialmente una vida útil de 15 años.

La vida útil de los componentes es un aspecto fundamental para un estudio económico ya que no solamente se debe tener en cuenta la tasa interna de retorno, sino también tener en cuenta las posibles sustituciones y reparación de componentes de la planta solar.

11.2. Costos preliminares del proyecto

A continuación, se relaciona el valor comercial de cada uno de los elementos necesarios para la implementación de la planta fotovoltaica los cuales son suministrados por la empresa **SOLPHOWER SAS**.

Tabla 22. Elementos importados

Elemento importados	Cantidad	Costo unidad	Costo total
Módulos solares Policristalinos de 280 Watts de 60 celdas	24	\$ 305.534	\$ 7.332.805
Inversor Fronius SYMO 10.0	1	\$ 9.200.000	\$ 9.200.000
Cable FV 4 mm2 negro y rojo	100 m	\$ 1.450	\$ 145.000
Cable FV 6 mm2 negro y rojo	100 m	\$ 2.100	\$ 210.000
MC4	2	\$ 2.000	\$ 4.000
Valor total elementos importados			\$ 16.891.805

Fuente: Solpower SAS

Tabla 23. Listado de Compras Locales

Compras locales	Cantidad	Costo unidad	Costo total
Estructura solar según diseño	4	\$ 1.900.000	\$ 7.600.000
Base piramidal con mano de obra y materiales	4	\$ 600.000	\$ 2.400.000
Protecciones DC + Fusibles + DPS	2	\$ 43.250	\$ 86.500
Protecciones AC	2	\$ 40.000	\$ 80.000
Cajas circuitos DC y AC	1	\$ 200.000	\$ 200.000
Tuberías + Cable 8 awg	1	\$ 1.000.000	\$ 1.000.000
Materiales obra civil	1	\$ 500.000	\$ 500.000
Pólizas	1	\$ 260.000	\$ 260.000
Certificaciones	1	\$ 1.100.000	\$ 1.100.000
Transporte material	1	\$ 450.000	\$ 450.000
Transporte personal y viáticos	1	\$ 400.000	\$ 400.000
Mano de obra del Personal	1	\$ 600.000	\$ 600.000
Contador bidireccional	1	\$ 600.000	\$ 600.000
EPC	6%		\$ 912.157
Imprevistos	5%		\$ 844.590
Valor total compras locales			\$ 17.033.248

Fuente: Solpower SAS

Tabla 24. Valor total del proyecto

Costo antes de utilidad	\$ 33.925.053
IVA 19%	\$ 6.445.760
Costo total con IVA	\$ 40.370.813
% Tasa de descuento (13%)	\$ 4.410.257
Costos total del proyecto	\$ 44.781.070

Fuente: Solpower SAS

Para el proyecto en mención, el pago será realizado de contado por el cliente del predio, es importante recalcar que el proyecto fotovoltaico no inyectará excedentes de energía a la red, ya que la planta está calculada para suplir el 70% del consumo promedio actual, por lo que la planta fotovoltaica está calculada exclusivamente para el autoconsumo.

11.3. Proyección Anual Valor de la Energía

El valor de la energía está regulado por la CREG (Comisión Reguladora de Energía y Gas) 119 del 21 de diciembre de 2007 “Por la cual se aprueba la fórmula tarifaria general que permite a los Comercializadores Minoristas de electricidad establecer los costos de prestación del servicio a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional” (CREG, 2007).

Dicho marco legal, obliga a las empresas comercializadoras de energía establecer las tarifas para los usuarios de la red eléctrica, sin embargo, la variación depende de muchos parámetros, por lo que, para este proyecto, se consultarán los precios publicados por el OR (Operador de red) ENEL-CODENSA de los dos últimos años, con el fin de establecer un promedio en la variación en el costo del kilovatio-hora (kWh) mes a mes para el estrato 6, que trazará el retorno de la inversión del proyecto.

Tabla 25. Tarifas de Energía Eléctrica año 2018

MES	VALOR DEL kWh EN COP
ENERO	493,74
FEBRERO	528,62
MARZO	555,04
ABRIL	549,77
MAYO	532,25
JUNIO	549,6
JULIO	560,57
AGOSTO	566,42
SEPTIEMBRE	572,19
OCTUBRE	568,43
NOVIEMBRE	576,96
DICIEMBRE	580,25
PROMEDIO	552,82

Fuente: ENEL – CODENSA

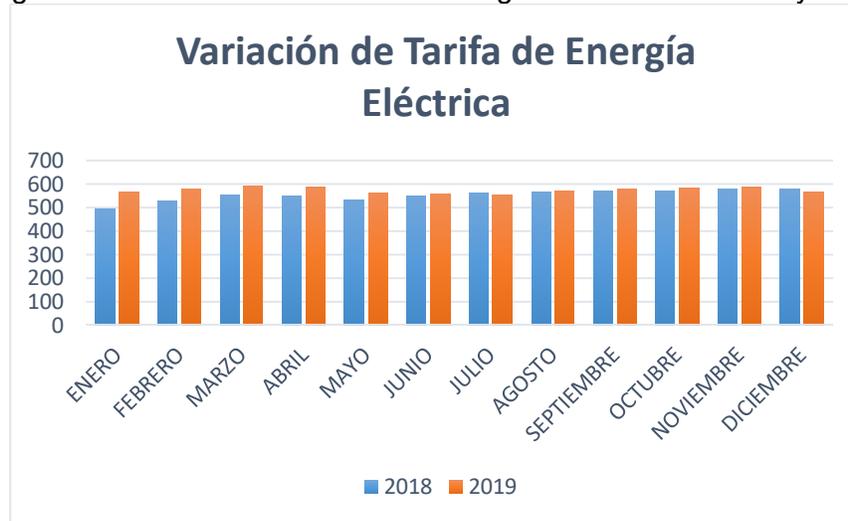
Tabla 26. Tarifas de Energía Eléctrica año 2019

MES	VALOR DEL kWh EN COP
ENERO	567,13
FEBRERO	578,44
MARZO	593,66
ABRIL	589,23
MAYO	562,6
JUNIO	557,14

JULIO	552,98
AGOSTO	572,89
SEPTIEMBRE	577,81
OCTUBRE	582,75
NOVIEMBRE	587,24
DICIEMBRE	565,13
PROMEDIO	573,92

Fuente: ENEL – CODENSA

Figura 78. Variación de Tarifas de Energía Eléctrica año 2018 y 2019



Fuente: Elaboración Propia

La variabilidad de las tarifas mes a mes, no permite establecer un valor real, sin embargo, con el promedio del valor del kWh de los dos últimos años, se puede proyectar un aumento anual del 3,8%.

$$\frac{\text{Valor final} - \text{Valor inicial}}{\text{Valor inicial}} * 100 \quad (39)$$

$$\frac{573.92 - 552.82}{552.82} * 100$$

$$= 3,8\%$$

Teniendo en cuenta la proyección anual en el aumento del valor del kilovatio (kW), se estima el consumo de energía anual promedio y se calcula el valor anual que tendría que pagar el cliente por el consumo de energía eléctrica en los próximos 25 años, esta tabla permitirá evidenciar el ahorro con la generación solar que se pretende través de la instalación de la planta fotovoltaica.

Tabla 27. Proyección del Valor Anual por Consumo de Energía

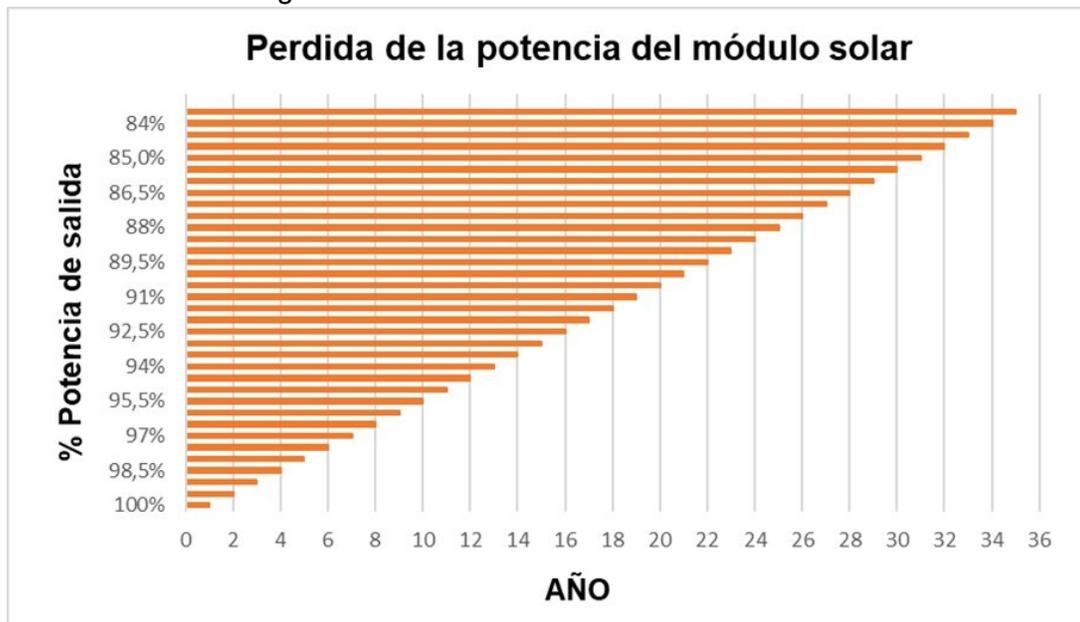
Año	Consumo anual promedio kWh	Valor Unitario del kWh	Valor anual por consumo de Energía
1	13620	\$ 613,17	\$ 8.351.375,40
2	13620	\$ 636,47	\$ 8.668.727,67
3	13620	\$ 660,66	\$ 8.998.139,32
4	13620	\$ 685,76	\$ 9.340.068,61
5	13620	\$ 711,82	\$ 9.694.991,22
6	13620	\$ 738,87	\$ 10.063.400,88
7	13620	\$ 766,95	\$ 10.445.810,12
8	13620	\$ 796,09	\$ 10.842.750,90
9	13620	\$ 826,34	\$ 11.254.775,44
10	13620	\$ 857,74	\$ 11.682.456,90
11	13620	\$ 890,34	\$ 12.126.390,27
12	13620	\$ 924,17	\$ 12.587.193,10
13	13620	\$ 959,29	\$ 13.065.506,43
14	13620	\$ 995,74	\$ 13.561.995,68
15	13620	\$ 1.033,58	\$ 14.077.351,51
16	13620	\$ 1.072,86	\$ 14.612.290,87
17	13620	\$ 1.113,62	\$ 15.167.557,92
18	13620	\$ 1.155,94	\$ 15.743.925,12
19	13620	\$ 1.199,87	\$ 16.342.194,28
20	13620	\$ 1.245,46	\$ 16.963.197,66
21	13620	\$ 1.292,79	\$ 17.607.799,17
22	13620	\$ 1.341,92	\$ 18.276.895,54
23	13620	\$ 1.392,91	\$ 18.971.417,57
24	13620	\$ 1.445,84	\$ 19.692.331,44
25	13620	\$ 1.500,78	\$ 20.440.640,03
26	13620	\$ 1.557,81	\$ 21.217.384,36
27	13620	\$ 1.617,01	\$ 22.023.644,96
28	13620	\$ 1.678,45	\$ 22.860.543,47
29	13620	\$ 1.742,24	\$ 23.729.244,12
30	13620	\$ 1.808,44	\$ 24.630.955,40

Fuente: Elaboración Propia.

11.4. Proyección de Generación Solar

En los datos del fabricante de los módulos solares que se van a utilizar para el proyecto, se estima que, desde el segundo año hasta el año trigésimo, la disminución de la generación de energía anual promedio no será más del 0.5%.

Figura 79. Potencia de Salida del Panel Solar



Fuente: Elaboración Propia. Datos: Einnova Solarline

La grafica anterior permite evidenciar la reducción en la generación solar durante la vida útil promedio de los módulos solares, es decir que para el año trigésimo se estima una potencia de salida del 83%, por lo que la generación solar se estima de acuerdo a la siguiente tabla.

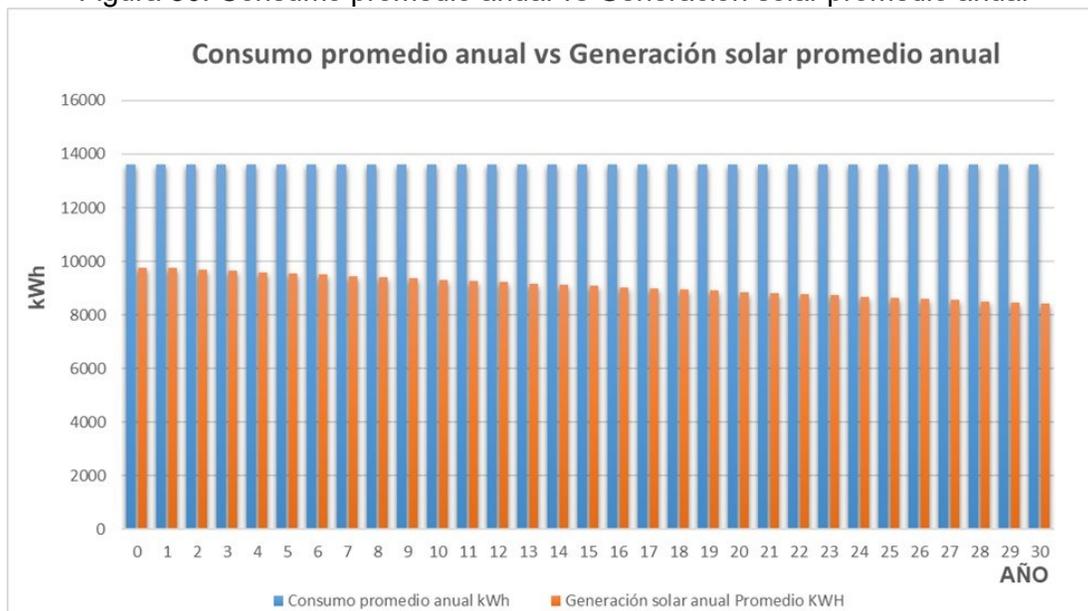
Tabla 28. Consumo promedio anual vs Generación solar promedio anual

Año	Consumo promedio anual kWh	Generación solar Promedio anual kWh	Proyección de Consumo anual kWh
0	13620	9740	3880
1	13620	9740	3880
2	13620	9691,3	3928,7
3	13620	9642,8	3977,2
4	13620	9594,6	4025,4
5	13620	9546,7	4073,3
6	13620	9498,9	4121,1
7	13620	9451,4	4168,6
8	13620	9404,2	4215,8
9	13620	9357,2	4262,8
10	13620	9310,4	4309,6
11	13620	9263,8	4356,2
12	13620	9217,5	4402,5
13	13620	9171,4	4448,6
14	13620	9125,5	4494,5
15	13620	9079,9	4540,1

16	13620	9034,5	4585,5
17	13620	8989,3	4630,7
18	13620	8944,4	4675,6
19	13620	8899,7	4720,3
20	13620	8855,2	4764,8
21	13620	8810,9	4809,1
22	13620	8766,9	4853,1
23	13620	8723,0	4897,0
24	13620	8679,4	4940,6
25	13620	8636,0	4984,0
26	13620	8592,8	5027,2
27	13620	8549,9	5070,1
28	13620	8507,1	5112,9
29	13620	8464,6	5155,4
30	13620	8422,3	5197,7

Fuente: Elaboración Propia

Figura 80. Consumo promedio anual vs Generación solar promedio anual



Fuente: Elaboración Propia

La figura anterior, nos muestra la generación solar promedio en los próximos 30 años de acuerdo a la vida útil estimada para los módulos solares. Es importante precisar que la generación de la planta depende de la radiación solar, los días soleados del año en la región y de la eficiencia en la potencia de salida de los módulos solares.

11.5. Proyección Costos de Mantenimiento

Los costos de mantenimiento, es probablemente una de las variables que mayor dificultad presenta, ya que depende de otras variables que son difíciles de predecir, sin embargo, como punto de partida se entenderá que el mantenimiento de la planta estará basado en confiabilidad, es decir que los esfuerzos desde la administración y la planeación del mantenimiento estará destinado a garantizar que la planta fotovoltaica no fallará durante su operación. La implementación de un plan de mantenimiento basado en confiabilidad, sin lugar a duda genera un costo un poco más elevado, ya que las rutinas de mantenimiento, requieren un nivel de detalle mucho más amplio para predecir posibles fallas que se puedan producir en la planta fotovoltaica.

Para proyectar el coste del mantenimiento anual durante la vida útil de la planta se utiliza el valor promedio del Índice de Precios al Consumidor (IPC), teniendo como referencia las estadísticas de los últimos diez (10) años suministradas por el Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE) y presupuestando un porcentaje de ahorro para posibles cambios de componentes que se puedan presentar en la planta fotovoltaica.

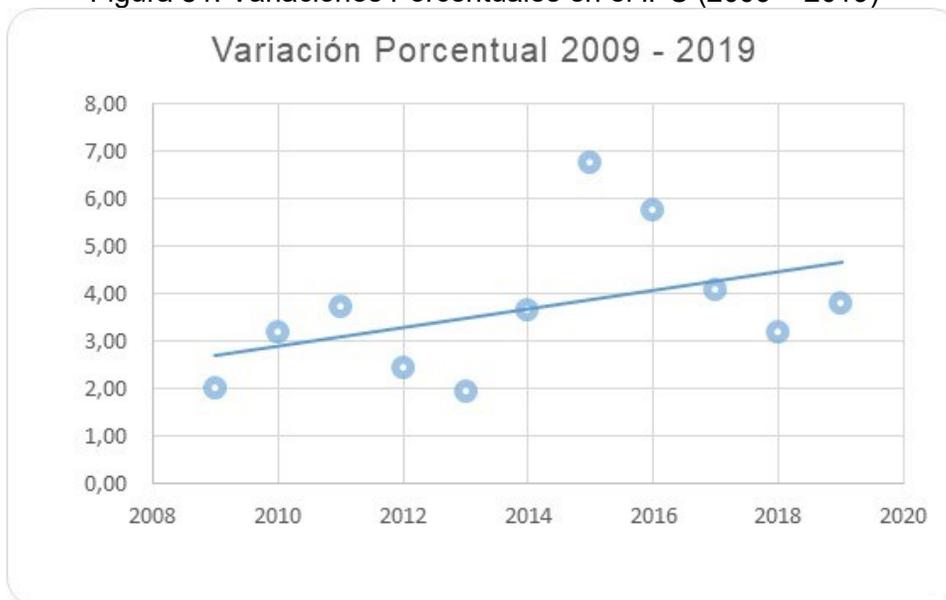
Tabla 29. Variaciones Porcentuales en el IPC (2009 – 2019)

Año	Valor Porcentual
2009	2,00
2010	3,17
2011	3,73
2012	2,44
2013	1,94
2014	3,66
2015	6,77
2016	5,75
2017	4,09
2018	3,18
2019	3,80

Fuente: Elaboración Propia. Datos: DANE

La variación del IPC de los últimos diez años, se sitúa en un 3.7%, aunque es importante precisar que dichos cambios dependen de una amplia información, por lo que para proyectar los costos de mantenimiento se utilizará la variación obtenida y un porcentaje adicional para garantizar un mantenimiento eficiente basado en confiabilidad.

Figura 81. Variaciones Porcentuales en el IPC (2009 – 2019)



Fuente: Elaboración Propia. Datos: DANE

La estimación de la vida útil de la planta está proyectada a 30 años por lo que el coste de mantenimiento está proyectado con un aumento anual del promedio 3,7% del IPC y un 1.3% adicional, para un total de 5%.

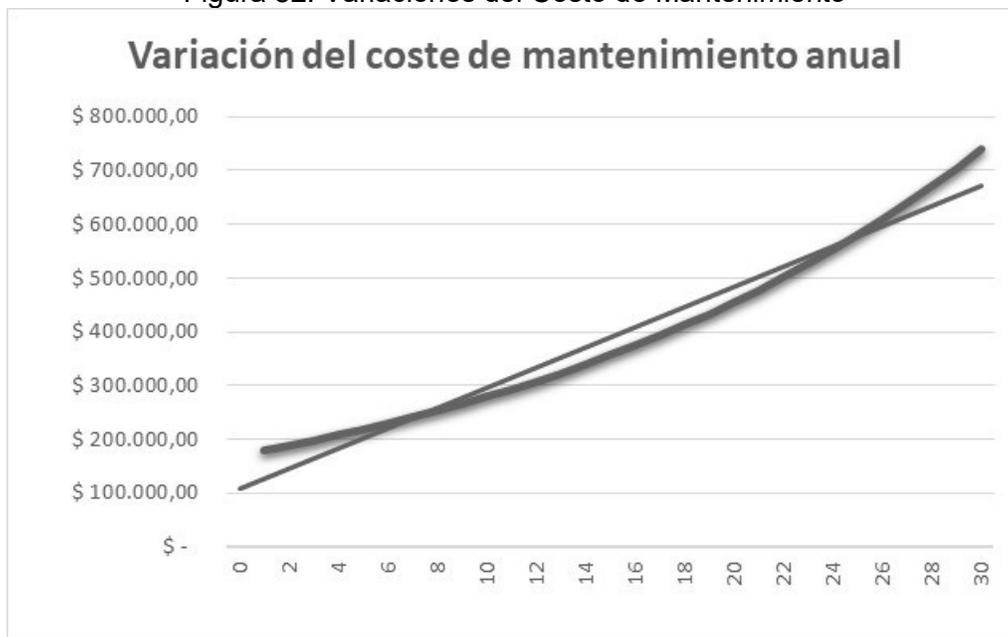
Tabla 30. Coste Anual de Mantenimiento

Año	Aumento Anual	Valor Total
0	-----	-----
1	-----	\$ 180.000,00
2	\$ 9.000,00	\$ 189.000,00
3	\$ 9.450,00	\$ 198.450,00
4	\$ 9.922,50	\$ 208.372,50
5	\$ 10.418,63	\$ 218.791,13
6	\$ 10.939,56	\$ 229.730,68
7	\$ 11.486,53	\$ 241.217,22
8	\$ 12.060,86	\$ 253.278,08
9	\$ 12.663,90	\$ 265.941,98
10	\$ 13.297,10	\$ 279.239,08
11	\$ 13.961,95	\$ 293.201,03
12	\$ 14.660,05	\$ 307.861,08
13	\$ 15.393,05	\$ 323.254,14
14	\$ 16.162,71	\$ 339.416,85
15	\$ 16.970,84	\$ 356.387,69
16	\$ 17.819,38	\$ 374.207,07
17	\$ 18.710,35	\$ 392.917,43

18	\$ 19.645,87	\$ 412.563,30
19	\$ 20.628,16	\$ 433.191,46
20	\$ 21.659,57	\$ 454.851,04
21	\$ 22.742,55	\$ 477.593,59
22	\$ 23.879,68	\$ 501.473,27
23	\$ 25.073,66	\$ 526.546,93
24	\$ 26.327,35	\$ 552.874,28
25	\$ 27.643,71	\$ 580.517,99
26	\$ 29.025,90	\$ 609.543,89
27	\$ 30.477,19	\$ 640.021,08
28	\$ 32.001,05	\$ 672.022,14
29	\$ 33.601,11	\$ 705.623,24
30	\$ 35.281,16	\$ 740.904,41
Valor Total		\$ 11.958.993

Fuente: Elaboración Propia.

Figura 82. Variaciones del Costo de Mantenimiento



Fuente: Elaboración Propia

11.6. Ahorro proyectado en el valor consumo

En la siguiente tabla se muestra el ahorro en el valor del consumo durante los próximos 30 años con la generación solar que se proyecta producir con la planta fotovoltaica.

Tabla 31. Proyección del Valor final anual del consumo

Año	Consumo promedio anual kWh	Valor promedio unitario anual de kWh	Valor anual de la Energía en COP (Sin P.F.V)	Generación Solar anual Promedio kWh	Proyección de Consumo kWh - año	Ahorro Anual en COP (Con P.F.V)	Valor final anual de la Energía en COP
0							
1	13620	\$ 613	\$ 8.351.375	9740,0	3.880	\$ 5.972.276	\$ 2.379.099,60
2	13620	\$ 636	\$ 8.668.728	9691,3	3.929	\$ 6.168.226	\$ 2.500.501,50
3	13620	\$ 661	\$ 8.998.139	9642,8	3.977	\$ 6.370.606	\$ 2.627.533,65
4	13620	\$ 686	\$ 9.340.069	9594,6	4.025	\$ 6.579.625	\$ 2.760.443,37
5	13620	\$ 712	\$ 9.694.991	9546,7	4.073	\$ 6.795.503	\$ 2.899.488,47
6	13620	\$ 739	\$ 10.063.401	9498,9	4.121	\$ 7.018.463	\$ 3.044.937,69
7	13620	\$ 767	\$ 10.445.810	9451,4	4.169	\$ 7.248.739	\$ 3.197.071,15
8	13620	\$ 796	\$ 10.842.751	9404,2	4.216	\$ 7.486.570	\$ 3.356.180,81
9	13620	\$ 826	\$ 11.254.775	9357,2	4.263	\$ 7.732.204	\$ 3.522.570,98
10	13620	\$ 858	\$ 11.682.457	9310,4	4.310	\$ 7.985.898	\$ 3.696.558,82
11	13620	\$ 890	\$ 12.126.390	9263,8	4.356	\$ 8.247.915	\$ 3.878.474,86
12	13620	\$ 924	\$ 12.587.193	9217,5	4.403	\$ 8.518.530	\$ 4.068.663,59
13	13620	\$ 959	\$ 13.065.506	9171,4	4.449	\$ 8.798.022	\$ 4.267.483,97
14	13620	\$ 996	\$ 13.561.996	9125,5	4.494	\$ 9.086.686	\$ 4.475.310,10
15	13620	\$ 1.034	\$ 14.077.352	9079,9	4.540	\$ 9.384.820	\$ 4.692.531,78
16	13620	\$ 1.073	\$ 14.612.291	9034,5	4.585	\$ 9.692.736	\$ 4.919.555,20
17	13620	\$ 1.114	\$ 15.167.558	8989,3	4.631	\$ 10.010.754	\$ 5.156.803,60
18	13620	\$ 1.156	\$ 15.743.925	8944,4	4.676	\$ 10.339.207	\$ 5.404.717,95
19	13620	\$ 1.200	\$ 16.342.194	8899,7	4.720	\$ 10.678.437	\$ 5.663.757,72
20	13620	\$ 1.245	\$ 16.963.198	8855,2	4.765	\$ 11.028.796	\$ 5.934.401,60
21	13620	\$ 1.293	\$ 17.607.799	8810,9	4.809	\$ 11.390.651	\$ 6.217.148,31
22	13620	\$ 1.342	\$ 18.276.896	8766,9	4.853	\$ 11.764.378	\$ 6.512.517,42
23	13620	\$ 1.393	\$ 18.971.418	8723,0	4.897	\$ 12.150.367	\$ 6.821.050,21
24	13620	\$ 1.446	\$ 19.692.331	8679,4	4.941	\$ 12.549.021	\$ 7.143.310,52
25	13620	\$ 1.501	\$ 20.440.640	8636,0	4.984	\$ 12.960.754	\$ 7.479.885,74
26	13620	\$ 1.558	\$ 21.217.384	8592,8	5.027	\$ 13.385.997	\$ 7.831.387,71
27	13620	\$ 1.617	\$ 22.023.645	8549,9	5.070	\$ 13.825.191	\$ 8.198.453,77
28	13620	\$ 1.678	\$ 22.860.543	8507,1	5.113	\$ 14.278.796	\$ 8.581.747,76
29	13620	\$ 1.742	\$ 23.729.244	8464,6	5.155	\$ 14.747.283	\$ 8.981.961,12
30	13620	\$ 1.808	\$ 24.630.955	8422,3	5.198	\$ 15.231.141	\$ 9.399.814,04

Fuente: Elaboración propia.

De acuerdo a los cálculos realizados en la tabla anterior con ayuda con el software Microsoft Excel, se estima que la planta fotovoltaica genera un promedio de ahorro del 67% durante los 30 años que se estima de vida útil, lo que representa un ahorro bastante significativo en el valor del consumo del predio.

11.7. Valor anual del consumo (VAN) y Tasa interna de retorno (TIR)

Para poder representar la viabilidad del proyecto, es primordial evaluar las variables que influyen en los cálculos de la VAN (valor actual neto) y la TIR (tasa interna de retorno), para ello es indispensable establecer el flujo de caja o cash flow neto como también es conocido, teniendo en cuenta los ingresos y egresos que se producirán por dicho proyecto.

Tabla 32. Ingresos y egresos del proyecto

Año	Ahorro Anual en consumo expresado en COP	Aumento Anual 5% Costo de mantenimiento	Valor Total costo de mantenimiento
0			
1	\$ 5.972.275,80	----	\$ 180.000,00
2	\$ 6.168.226,17	\$ 9.000,00	\$ 189.000,00
3	\$ 6.370.605,67	\$ 9.450,00	\$ 198.450,00
4	\$ 6.579.625,24	\$ 9.922,50	\$ 208.372,50
5	\$ 6.795.502,75	\$ 10.418,63	\$ 218.791,13
6	\$ 7.018.463,19	\$ 10.939,56	\$ 229.730,68
7	\$ 7.248.738,97	\$ 11.486,53	\$ 241.217,22
8	\$ 7.486.570,09	\$ 12.060,86	\$ 253.278,08
9	\$ 7.732.204,46	\$ 12.663,90	\$ 265.941,98
10	\$ 7.985.898,09	\$ 13.297,10	\$ 279.239,08
11	\$ 8.247.915,40	\$ 13.961,95	\$ 293.201,03
12	\$ 8.518.529,51	\$ 14.660,05	\$ 307.861,08
13	\$ 8.798.022,46	\$ 15.393,05	\$ 323.254,14
14	\$ 9.086.685,58	\$ 16.162,71	\$ 339.416,85
15	\$ 9.384.819,73	\$ 16.970,84	\$ 356.387,69
16	\$ 9.692.735,67	\$ 17.819,38	\$ 374.207,07
17	\$ 10.010.754,32	\$ 18.710,35	\$ 392.917,43
18	\$ 10.339.207,17	\$ 19.645,87	\$ 412.563,30
19	\$ 10.678.436,56	\$ 20.628,16	\$ 433.191,46
20	\$ 11.028.796,06	\$ 21.659,57	\$ 454.851,04
21	\$ 11.390.650,86	\$ 22.742,55	\$ 477.593,59
22	\$ 11.764.378,12	\$ 23.879,68	\$ 501.473,27
23	\$ 12.150.367,36	\$ 25.073,66	\$ 526.546,93
24	\$ 12.549.020,92	\$ 26.327,35	\$ 552.874,28
25	\$ 12.960.754,29	\$ 27.643,71	\$ 580.517,99
26	\$ 13.385.996,64	\$ 29.025,90	\$ 609.543,89
27	\$ 13.825.191,19	\$ 30.477,19	\$ 640.021,08
28	\$ 14.278.795,71	\$ 32.001,05	\$ 672.022,14
29	\$ 14.747.283,00	\$ 33.601,11	\$ 705.623,24

30	\$	15.231.141,36	\$	35.281,16	\$	740.904,41
----	----	---------------	----	-----------	----	------------

Fuente: Elaboración propia

Tabla 33. Cash flow bruto y neto

Año	Cash flow bruto	Cash flow neto acumulado
0	-\$ 44.781.070,00	-\$ 44.781.070,00
1	\$ 5.792.275,80	-\$ 38.988.794,20
2	\$ 5.970.226,17	-\$ 33.018.568,03
3	\$ 6.162.705,67	-\$ 26.657.237,79
4	\$ 6.361.330,24	-\$ 20.090.944,79
5	\$ 6.566.293,00	-\$ 13.313.151,84
6	\$ 6.777.792,95	-\$ 6.317.116,62
7	\$ 6.996.035,22	\$ 904.114,54
8	\$ 7.221.231,16	\$ 8.357.713,11
9	\$ 7.453.598,57	\$ 16.051.075,02
10	\$ 7.693.361,91	\$ 23.991.827,44
11	\$ 7.940.752,42	\$ 32.187.835,81
12	\$ 8.196.008,37	\$ 40.647.211,07
13	\$ 8.459.375,27	\$ 49.378.317,10
14	\$ 8.731.106,02	\$ 58.389.778,30
15	\$ 9.011.461,20	\$ 67.690.487,51
16	\$ 9.300.709,21	\$ 77.289.614,05
17	\$ 9.599.126,54	\$ 87.196.612,06
18	\$ 9.906.998,00	\$ 97.421.228,99
19	\$ 10.224.616,93	\$ 107.973.514,45
20	\$ 10.552.285,46	\$ 118.863.829,17
21	\$ 10.890.314,72	\$ 130.102.854,35
22	\$ 11.239.025,17	\$ 141.701.601,12
23	\$ 11.598.746,77	\$ 153.671.420,41
24	\$ 11.969.819,29	\$ 166.024.013,00
25	\$ 12.352.592,59	\$ 178.771.439,85
26	\$ 12.747.426,85	\$ 191.926.132,77
27	\$ 13.154.692,91	\$ 205.500.905,29
28	\$ 13.574.772,52	\$ 219.508.963,94
29	\$ 14.008.058,65	\$ 233.963.919,73
30	\$ 14.454.955,79	\$ 248.418.875,51

Fuente: Elaboración propia

Con la anterior información ya se cuenta con los datos necesarios para el cálculo de la VAN y de la TIR, para los cálculos respectivos se utilizará la siguiente fórmula en el software Microsoft Excel:

$$= VNA(i; f1, f2, f3: f30) - i0$$

Donde,

i es la tasa de descuento del proyecto, la cual está fijada por **SOLPHOWER SAS** en 13%.

i_0 es la inversión inicial es decir el valor del proyecto.

$f_1, f_2, f_3 \dots f_{30}$ son los flujos de caja netos año a año

$$\text{VAN} \quad \$ 48.224.466,14$$

Para el cálculo del PRI (Periodo de recuperación de la inversión), el cual mide en cuánto tiempo se recuperará el total de la inversión a valor presente, se utiliza la siguiente ecuación (ConexiónESAN, 2017):

$$PRI = a + \frac{(b - c)}{d} \quad (40)$$

Donde:

a = Año inmediato anterior en que se recupera la inversión.

b = Inversión Inicial del proyecto.

c = Cash flow acumulado del año anterior en el que se recupera la inversión inicial.

d = Cash flow del año en el que se recupera la inversión.

$$\text{PRI} \quad 7,90 \text{ Años}$$

El flujo neto de efectivo o cash flow durante los primeros siete (7) años indica que el cliente ha gastado más de lo que ha ingresado y eso es normal en un proyecto de inversión, sin embargo, como se indicó al inicio del estudio económico, a partir del octavo año los resultados son positivos lo que quiere decir que el cliente empezará a obtener ganancias de la inversión realizada.

Para el cálculo de la TIR (Tasa Interna de Retorno), se utilizará la siguiente fórmula en el software Microsoft Excel:

$$= TIR(f1, f2, f3: f30)$$

$$\text{TIR} \quad 15,1\%$$

La tasa interna de retorno obtenida correspondiente al 15.1% está por encima de tasa mínima de rentabilidad exigida por **SOLPHOWER** para la inversión la cual corresponde al 13%, lo que significa que el proyecto es viable.

12. Impacto ambiental

Todo proyecto de energía fotovoltaica, contribuye de manera significativa en la protección del medio ambiente, motivo por el cual es objeto de estudio en nuestro proyecto. La generación de energía eléctrica es fundamental para atender las necesidades del ser humano, los procesos de producción han generado grandes cambios climáticos partiendo de la utilización de recursos hídricos para la generación hidráulica y de la combustión de materiales fósiles como el petróleo y el carbón para la generación térmica, el uso de los recursos naturales produce la destrucción del ecosistema, daños en la vegetación, alteración de la biodiversidad y la contaminación del agua.

El protocolo de Kioto marco el punto de partida para comprometer a países industrializados y a la Unión Europea en la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, este compromiso incluye la promoción de legislación a los gobiernos de estas naciones y a las empresas para redoblar esfuerzos en el mayor desafío que tiene la humanidad en los últimos debido al uso constante de combustibles fósiles.

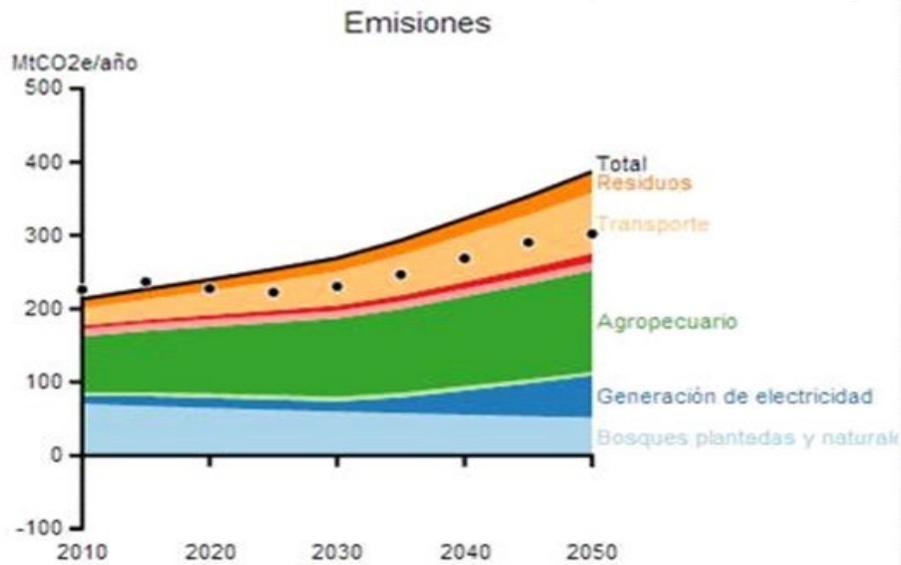
12.1. Acuerdo de París

En los últimos 20 años las naciones han redoblado esfuerzos para desacelerar el cambio climático, sin embargo, la ausencia de países como China y Estados Unidos, los mayores productores de gases de efecto invernadero en el planeta, dejaba en evidencia que las políticas, tratados, protocolos y acuerdos consensados por varios países no eran suficientes. El acuerdo de París firmado el 22 de abril del 2016, considerado desde nuestra perspectiva, uno de los acontecimientos históricos más importantes a nivel mundial, logró poner en consenso la mayoría de países a excepción de Estados Unidos en limitar el aumento de la temperatura en 2°C, adicionalmente reconoce el daño generado al medio ambiente y hace responsable al ser humano de dichas alteraciones (EL PAÍS, 2015).

El acuerdo de París para Colombia marco un compromiso bastante importante y ambicioso, de la mano del entonces Presidente Juan Manuel Santos, donde se propone una reducción del 20% de las emisiones de gases de efecto invernadero para el año 2050. El crecimiento económico, la deforestación, el uso continuo de combustibles fósiles podrían duplicar la producción de gases de efecto invernadero para el año 2050, entendiendo que la económica colombiana es una de las de mayor crecimiento en Suramérica (MINAMBIENTE, 2020).

A continuación, se muestra la proyección de la reducción de emisiones con la implementación de medidas de mitigación y sin la aplicación de las mismas.

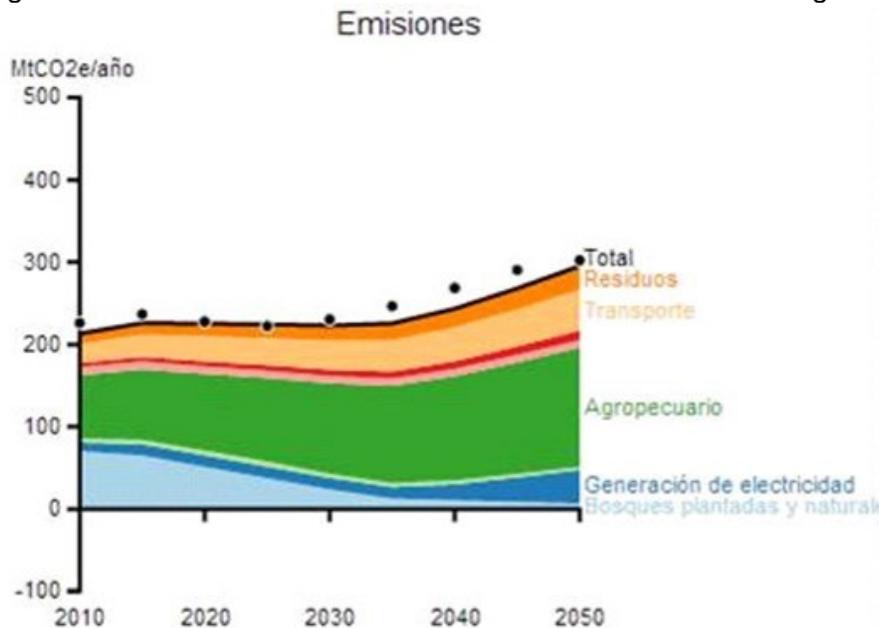
Figura 83. Simulación de emisiones de GEI sin ninguna medida de mitigación.



Fuente: MINAMBIENTE

La figura anterior nos muestra las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) producidas en la generación eléctrica proyectadas para el año 2050, equivalentes a 50 toneladas métricas de CO_2 por año lo que demuestra que las medidas de mitigación deben ser garantizadas por el estado colombiano.

Figura 84. Simulación de emisiones de GEI con medidas de mitigación



Fuente: MINAMBIENTE

Con las medidas de mitigación correspondientes a la generación de energía eléctrica, en las que se incluye la generación solar, se puede reducir en un 20% las emisiones de gases

de efecto invernadero (GEI) para el año 2050, lo que coincide con el objetivo establecido por el gobierno nacional y lo obliga a continuar incentivando la utilización de fuentes de energía no convencionales para frenar el cambio climático y por ende los efectos de los mismos (MINAMBIENTE, 2020).

12.2. Cálculo reducción de Dióxido de Carbono CO_2

Para el cálculo de la huella de carbono existen varios métodos, uno de los más utilizados y recomendados por la Secretaría Distrital de Ambiente, es el adoptado de la metodología establecida por la GreenHouse Gas Protocol (GHG) en las cuales se establecen los estándares para medir y gestionar las emisiones (GHG, s.f.) y en la norma internacional NTC ISO 14064-1 de 2012 “especificación con orientación, a nivel de las organizaciones, para la cuantificación y el informe de las emisiones y remociones de gases de efecto invernadero” (UNE, 2015).

Mediante la Resolución 000642 de 2019, emitida por la Unidad de Planeación Minero Energética UPME, en la cual se actualizó el factor marginal de emisión de gases de efecto invernadero del Sistema Interconectado Nacional (SIN), para proyectos aplicables al Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL). El factor marginal para el año 2018 es de 0,381 $tonCO_2/MWh$ (toneladas de dióxido de carbono por Megavatio-hora) el cual será tomado para realizar el cálculo de la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero que producirá la planta fotovoltaica.

Tabla 34. Reducción de emisiones de CO_2

Potencia de Panel (W)	280	Potencia planta fotovoltaica kW	6,72
Numero de paneles	24	Energía Producida anual MWh/año	9,8448
IPCC $tonCO_2/MWh$	0,381	CO_2 evitado $tonCO_2/año$	3,75
Factor de irradiación kWh/ (kW * año)	1465,00	CO_2 evitado Kg $CO_2/día$	10,276

Fuente: Elaboración propia

$$Energía\ Producida\ anual = Factor\ de\ irradiación * Potencia\ FV \quad (41)$$

$$Energía\ producida\ anual = 1465 \frac{kWh}{kW} \cdot año * 6,72\ KW * \frac{1\ MW}{1000\ kW}$$

$$Energía\ producida\ anual = 9,8448 \frac{MWh}{año}$$

$$CO_2\ evitado = Energía\ Diaria * IPCC \quad (42)$$

$$CO_2\ evitado = 9,8448 \frac{MWh}{año} * 0,381 \frac{ton\ CO_2}{MWh}$$

$$CO_2 \text{ evitado} = 3,75 \frac{\text{ton } CO_2}{\text{año}}$$

Para pasar este CO_2 evitado a Kg/dia se realiza la siguiente operación:

$$CO_2 \text{ evitado} = 3,75 \frac{\text{ton } CO_2}{\text{año}} * \frac{1 \text{ año}}{365 \text{ días}} * \frac{1000 \text{ Kg}}{1 \text{ ton}}$$

$$CO_2 \text{ evitado} = 10,276 \frac{\text{Kg } CO_2}{\text{día}}$$

13. Conclusiones

No hay duda que, Colombia, aunque ha presentado un avance significativo en el marco legal para la integración de fuentes de energía no convencionales al sistema eléctrico, debe continuar en la construcción de mecanismos de regulación que permitan una mayor participación de los entornos industriales, residenciales como por ejemplo la propiedad horizontal en la que no se tiene un marco legal definido y por supuesto de las ZNI (zonas no interconectadas) en proyectos de energía solar

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), en los últimos años logró regular mediante la normatividad emitida, los proyectos de Autogeneración a Pequeña Escala (AGPE), y reconocer los excedentes de energía que sean entregados al operador de red (OR), lo cual permite un retorno de la inversión con una mayor celeridad y se convierte en un mecanismo que incentiva la utilización de fuentes no convencionales de energía (FNCE).

Las entidades públicas del estado colombiano, han logrado una articulación que facilita la inversión e implementación de proyectos de energía solar fotovoltaica, y que permite que el sector industrial y residencial tenga una orientación bastante clara y de fácil acceso de los procesos de solicitud de incentivos y beneficios económicos.

La implementación del proyecto de energía fotovoltaica, permitirá que el cliente pueda acceder a certificaciones ambientales que permitan obtener incentivos tributarios, como deducciones en impuesto de renta sobre el valor total del proyecto equivalente a COP **44.781.070** e IVA sobre los componentes como el inversor y módulos solares.

La potencia de la planta fotovoltaica está calculada para el 70% autoconsumo del predio, por lo que no se producen excedentes de energía a la red eléctrica y no se recibirán ingresos económicos por este concepto inicialmente, teniendo en cuenta que el cliente tomará este proyecto como experiencia y de acuerdo a sus expectativas permita la ampliación de la planta solar.

En los predios residenciales la implementación de sistemas conectados a la red (GRID TIE), son bastante viables, debido a que no se requiere el uso de sistemas de almacenamiento de energía como son las baterías, por lo que la inversión inicial requerida es menor y los costos de mantenimiento presentan una reducción significativa hasta de un 50% del valor total del proyecto representados en el inversor cargador y en las baterías, sin embargo es importante aclarar que, si se presenta una suspensión del servicio de energía por parte del operador de red, la planta no suplirá el servicio de energía eléctrica.

El inversor híbrido que se sugiere en el proyecto, cuenta con el sistema anti-isla, el cual garantizará que la planta fotovoltaica no inyectará energía a la red en ausencia de carga en la misma, y garantizará la seguridad de los trabajadores que pudiesen encontrarse en labores de mantenimiento en la red eléctrica, en caso de la suspensión del servicio por parte del OR.

La obligatoriedad establecida a los Operadores de Red (OR), de realizar la publicación de los procedimientos paso a paso para conexiones de las plantas de generación fotovoltaica, garantiza que no sea necesaria la intermediación para conseguir dicha conexión, lo cual es un acierto de la CREG 030 de 2018.

La utilización del software de modelación en 3D como SolidWorks permite evidenciar, como será el comportamiento estructural de los soportes para paneles solares, que, aunque en el mercado se encuentran estandarizados comercialmente, permite evaluar otras posibles configuraciones bastante funcionales y que representan un costo inferior a los manejados comercialmente, por lo que se obtuvo una solución estructural que representa una reducción en el número de vigas de soporte y por ende en las bases piramidales requeridas, por lo que la inversión inicial requerida para el proyecto es menor.

La potencia del módulo solar es uno de los aspectos primordiales en la implementación de proyectos de energía fotovoltaica ya que entre mayor sea la potencia del panel menor será la cantidad de paneles requeridos para la generación solar, para el caso del proyecto se contará con 24 paneles de 280 con una eficiencia en el módulo de 17.2%.

La inversión inicial del proyecto corresponde a COP **44.781.070** y el tiempo de retorno de la inversión el cual es de 7.9 años es bastante viable, a pesar que el tiempo de recuperación del capital inicial para el cliente puede ser bastante amplio, es un proyecto rentable ya que la tasa interna de retorno correspondiente al 15.1% está por encima de la tasa de descuento correspondiente al 13%.

La implementación de la planta fotovoltaica genera una reducción bastante significativa de Gases de Efecto Invernadero (GEI), que contribuye con la protección del medio ambiente y aporta a la mitigación del cambio climático, que es uno de los mayores retos que tenemos los seres humanos para un futuro sostenible.

Los equipos de medición permitieron establecer con bastante precisión la resistencia del sistema de puesta a tierra existente en el predio, la resistencia obtenida está dentro de los valores máximos permitidos por el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas, por lo que no se requiere de ningún tratamiento o medida adicional al terreno y al sistema de puesta a tierra.

La utilización de aplicativos (software) para la evaluación de riesgo contra rayos, resulto ser un mecanismo primordial para analizar la necesidad de implementar un sistema de protección para rayos en el predio de estudio, esto permitió comprender fácilmente, los conceptos establecidos en la norma internacional IEC 62305 y determinar que no era requerido la implementación de medidas de protección adicionales contra descargas atmosféricas.

Con la cartilla elaborada, se orienta al lector en el proceso paso a paso y en los aspectos generales normativos y técnicos que se deben considerar para la implementación de una planta solar fotovoltaica tipo GRID TIE a pequeña escala.

14. Bibliografía

- ALURACK. (s.f.). Obtenido de www.alurack.co
- ANLA. (2018). *Descuento en el impuesto de Renta por Inversiones en Control del Medio Ambiente o en Conservación y Mejoramiento del Medio Ambiente*. Obtenido de <http://portal.anla.gov.co/deduccion-renta-inversiones-control-y-mejoramiento-del-medio-ambiente>
- Centelsa. (Julio de 2015). Obtenido de <https://www.centelsa.com.co/archivos/Plegable-Cables-Fotovoltaicos.pdf>
- ConexiónESAN. (24 de 01 de 2017). Obtenido de <https://www.esan.edu.pe/apuntes-empresariales/2017/01/el-pri-uno-de-los-indicadores-que-mas-llama-la-atencion-de-los-inversionistas/>
- Congreso. (12 de Julio de 1994). *Ley 143 de 1994*. Obtenido de http://www.secretariassenado.gov.co/senado/basedoc/ley_0143_1994.html
- Congreso de Colombia. (13 de MAYO de 2014). LEY 1715 DE 2014. Bogotá, Cundinamarca, Colombia.
- CORTE CONSTITUCIONAL. (2016). *Sentencia T-189/16*. Obtenido de <https://www.corteconstitucional.gov.co/relatoria/2016/T-189-16.htm>
- CREG. (3 de Octubre de 2006). *GECELCA*. Obtenido de <https://www.gecelca.com.co/index.php/glosario-de-terminos/word/176>
- CREG. (21 de Diciembre de 2007). Obtenido de Resolución 119: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1aed427ff782911965256751001e9e55/c63f06a9114e1a150525785a007a6fa2>
- CREG. (11 de 2017). Obtenido de <https://www.creg.gov.co/>
- CREG. (29 de Enero de 2018). *CREG 015*. Obtenido de <https://www.enel.com.co/es/empresas/enel-codensa/conexiones-electrica/resolucion-creg-015.html>
- CREG. (26 de Febrero de 2018). *CREG 030*. Obtenido de <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/83b41035c2c4474f05258243005a1191>
- CREG. (9 de Abril de 2018). *CREG 038*. Obtenido de <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/71e64d5b21da40e8052582830078b66e?OpenDocument>
- CREG. (26 de Febrero de 2018). *GREC 030 DE 2018*. Obtenido de <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/83b41035c2c4474f05258243005a1191>
- CREG. (2019). Obtenido de https://www.creg.gov.co/sites/default/files/creg_baja.pdf

e. (s.f.).

EcuRed. (2013). Obtenido de https://www.ecured.cu/Potencia_el%C3%A9ctrica

EcuRed. (11 de Agosto de 2019). Obtenido de <https://www.ecured.cu/index.php?title=Voltaje&action=history>

EcuRed. (5 de Agosto de 2019). Obtenido de <https://www.ecured.cu/Disyuntor>

EEBP. (2018). *Empresa de Energía del Bajo Putumayo*. Obtenido de https://eebpsa.com.co/wp-eebp/norm_tec/norma/cartilla_creg030-2018.pdf

EL ESPECTADOR. (28 de Noviembre de 2017). Obtenido de [1www.elespectador.com](http://www.elespectador.com) - <https://www.elespectador.com/economia/empresa-francesa-dice-que-granjas-solares-son-alternativa-energetica-para-colombia-articulo-725615>

EL PAÍS. (12 de Diciembre de 2015). Obtenido de https://elpais.com/internacional/2015/12/12/actualidad/1449910910_209267.html

Eléctrica Aplicada. (2020). Obtenido de <https://www.electricaplicada.com/que-es-la-potencia-aparente-kva/>

Energía Solar. (17 de Mayo de 2020). Obtenido de <https://solar-energia.net/que-es-energia-solar/panel-solar>

ENEL. (2018). *Procedimiento para la conexión de Autogeneración y Generación Distribuida*. Obtenido de <https://www.enel.com.co/content/dam/enel-co/esp/C3%B1ol/personas/1-11-9-resoluci%C3%B3n-creg-030/procedimiento-para-conectar-proyectos-autogeneracion-generacion-distribuida.pdf>

ENEL-CODENSA. (s.f.). Obtenido de https://ikinormas.micodensa.com/Norma/otros/niveles_tension_conexion_cargas_clientes

ENEL-CODENSA. (3 de Abril de 2017). Obtenido de https://ikinormas.micodensa.com/Norma/lineas_aereas_urbanas_distribucion/puesta_tierra/la400_puestas_tierra

Energía solar. (6 de Septiembre de 2016). Obtenido de <https://solar-energia.net/electricidad/corriente-electrica/intensidad-de-corriente/amperio>

Energía solar. (18 de Abril de 2020). Obtenido de <https://solar-energia.net/electricidad/corriente-electrica/corriente-alterna>

ENERGÍAS RENOVABLES. (6 de Abril de 2020). Obtenido de <https://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/en-el-mundo-ya-hay-medio-teravatio-20190417>

Euston96. (2019). Obtenido de <https://www.euston96.com/corriente-continua/>

GERENCIE. (8 de Abril de 2020). *GERENCIE.COM*. Obtenido de <https://www.gerencie.com/personas-naturales-que-deben-declarar-renta.html>

GHG. (s.f.). Obtenido de <https://ghgprotocol.org/>

ICONTEC. (11 de Noviembre de 1998). NTC 2050.

- ICONTEC. (26 de Noviembre de 2008). *NTC 4552*. Obtenido de https://www.academia.edu/9746069/NORMA_T%C3%89CNICA_NTC_COLOMBIANA_4552-2
- ICONTEC. (2020). *Código Eléctrico Colombiano NTC 2050 Segunda Actualización*. Bogotá.
- ideam. (s.f.). Obtenido de <http://www.ideam.gov.co/web/tiempo-y-clima/radiacion-solar-ultravioleta>
- IPSE. (26 de 05 de 2020). Obtenido de <http://www.ipse.gov.co/ipse/quienes-somos>
- Libro de Ciencia y Tecnología N°2. (2009). En A. Martínez, J. Pineda, & S. Caffarael. México.
- MELEXA. (Julio de 2019). Obtenido de <http://melexa.com/wp-content/uploads/2019/07/Multa-por-factor-de-potencia-Circutor-Melexa.pdf>
- MINAMBIENTE. (2020). Obtenido de <http://calculadora2050.minambiente.gov.co/>
- MINAMBIENTE. (2020). Obtenido de <https://www.minambiente.gov.co/index.php/noticias/126-noticias-cambio-climatico/2037-colombia-incluye-meta-de-reduccion-de-emisiones-de-gases-efecto-invernadero-en-su-calculadora-de-carbono>
- MINENERGÍA. (s.f.). Obtenido de <https://www.minenergia.gov.co/mision-y-vision>
- MINENERGÍA. (19 de Septiembre de 2016). *Decreto 1513*. Obtenido de <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=76938>
- MINENERGÍA. (7 de Marzo de 2016). *Decreto 388*. Obtenido de <https://dapre.presidencia.gov.co/normativa/normativa/DECRETO%20388%20DEL%2007%20DE%20MARZO%20DE%202016.pdf>
- MINENERGÍA. (16 de Septiembre de 2017). *Régimen Legal de Bogotá*. Obtenido de Decreto 1543: <https://www.alcaldiabogota.gov.co/sisjur/normas/Norma1.jsp?i=71413>
- MINENERGÍA. (13 de Mayo de 2019). Obtenido de <https://www.minenergia.gov.co/historico-de-noticias?idNoticia=24107159>
- MINMINAS. (s.f.). *MINMINAS*. Obtenido de <https://www.minenergia.gov.co/historia1>
- MONSOL. (13 de Septiembre de 2019). Obtenido de <https://monsol.net/que-son-los-inversores-solares/>
- NFPA . (21 de Agosto de 2018). Norma para la Seguridad Eléctrica en Lugares de Trabajo. Estados Unidos.
- PARTNER. (2018). *GREENDIPITY*. Obtenido de <https://www.greendipity.co/sistema-grid-tie/>
- Pérez, G. (2000). *Espectrometria*. Obtenido de https://www.espectrometria.com/espectro_electromagntico

Portaeléctricos. (5 de Mayo de 2017). *Portaeléctricos*. Obtenido de https://www.portalelectricos.com/retie/cap2art15_0.php

PRESIDENCIA DE LA REPÚBLICA. (29 de Junio de 1999). Obtenido de <http://www.suin-juriscol.gov.co/viewDocument.asp?id=1890846>

PRESIDENCIA DE LA REPÚBLICA. (17 de Junio de 2013). *Gestor Normativo*. Obtenido de <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=65468>

PUBLICA, F. (s.f.). Obtenido de <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=66321>

RETIE. (30 de Agosto de 2013). Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas.

SEMANA. (11 de Abril de 2015). Obtenido de <https://www.semana.com/nacion/articulo/asi-fue-el-rationamiento-de-energia-en-1992-en-el-gobierno-de-cesar-gaviria/448643-3>

SOLIDWORKS . (2011). Obtenido de https://www.solidworks.com/sw/docs/Simulation_Instructor_WB_2011_ESP.pdf

SOLIDWORKS. (2018). *Suresnes, Francia Patente nº EE. UU. 7.184.044 y 7.502.027*.

Tecnología. (2019). Obtenido de <https://www.areatecnologia.com/materiales/ensayo-de-traccion.html>

TRAFOMEX. (23 de Septiembre de 2019). Obtenido de <https://www.youtube.com/watch?v=TEzyuyS22mk>

Tritec Intervento. (2019). Obtenido de <https://tritec-intervento.cl/tipos-de-paneles-fotovoltaicos/>

UNE. (04 de Febrero de 2015). Obtenido de <https://www.une.org/encuentra-tu-norma/busca-tu-norma/norma/?Tipo=N&c=N0049142>

Universidad de Cataluña. (2011). Obtenido de https://portal.camins.upc.edu/materials_guia/250109/2011/Propiedades%20f%C3%ADsicas%20y%20mec%C3%A1nicas%20de%20los%20materiales%20-%20Parte%20II%20EC%202011-2012.pdf

UPME. (2017). Obtenido de https://www1.upme.gov.co/Entornoinstitucional/Documents/portafolio_de_servicios_upme.pdf

UPME. (Noviembre de 2018). *Boletín Estadístico*. Obtenido de https://www1.upme.gov.co/PromocionSector/SeccionesInteres/Documents/Boletines/Boletin_Estadistico_2018.pdf

UPME. (2018). *Integración de las Energías Renovables no Convencionales en Colombia*. Obtenido de http://www.siel.gov.co/portals/0/generacion/2018/Informe_de_variables_Ago_2018.pdf

UPME. (2019). *Guía práctica para la aplicación de los incentivos tributarios de la Ley 1715 de 2014*. Obtenido de https://www1.upme.gov.co/Documents/Cartilla_IGE_Incentivos_Tributarios_Ley1715.pdf

UPME. (26 de 05 de 2020). Obtenido de <https://www1.upme.gov.co/Entornoinstitucional/NuestraEntidad/Paginas/Quienes-Somos.aspx>

Zabala, A., & Correa, D. (2016). *Estudio Normativo para el Desarrollo del Proyecto Casa Verde Universidad Antonio Nariño*. Bogotá.

15. Anexos

Anexo A. Ficha técnica del panel solar.

Anexo B. Ficha técnica del inversor.

Anexo C. Diagrama unifilar de la planta fotovoltaica.

Anexo D. Estructura para soporte del Panel Vista Frontal.

Anexo E. Estructura para soporte del Panel Vista Superior.

Anexo F. Plano poste de soporte.

Anexo G. Análisis estático estructura de soporte para paneles solares.

Anexo H. Ficha técnica Alurack.

Anexo I. Ficha técnica perfil circular.

Anexo J. Ficha técnica perfil Tipo C.

Anexo K. Ficha técnica perfil rectangular.

Anexo L. Marco normativo de referencia.

Anexo M. Análisis flujo de aire flow simulation.

Anexo N. Cartilla para la implementación de un sistema fotovoltaico tipo GRID TIE a pequeña escala.