

Dimensionamiento y especificación de instalaciones eléctricas para un piloto de sistema fotovoltaico de suministro de energía eléctrica en un cultivo de piscicultura intensiva localizado en el Departamento de Norte de Santander

Oscar Mauricio Ayala Bautista y Nelson Andrés Entralgo Maldonado

Trabajo de Grado para Optar el Título de Ingeniero Electricista

Director

César Antonio Duarte Gualdrón

PhD. in Electrical and Computer Engineering

Codirector

Manuel José Ortiz Rangel

Magíster en Ingeniería Eléctrica

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físico – Mecánicas

Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones

Bucaramanga

2023

Dedicatoria

A Dios padre por hacer posible lo imposible.

A mi madre, y mi amada esposa.

Nelson Andrés Entralgo Maldonado.

A Dios por brindarme fortaleza, sabiduría y paciencia para poder culminar satisfactoriamente esta etapa y meta en mi vida

A mis padres Ricardo Ayala y Flor Bautista por su paciencia y comprensión en los momentos más difíciles, sus oraciones, su confianza en mí recorrido universitario, su amor incondicional y sus palabras de aliento y tranquilidad en los momentos justos.

A mis hermanos, abuelas y familiares por siempre apoyarme emocionalmente en los momentos difíciles y por siempre estar pendientes de mis necesidades.

A mi amigo incondicional Julio Sánchez, por acompañarme en este recorrido desde el inicio y ser mi apoyo emocional y académico, por sus consejos y lecciones de vida que siempre llevaré presentes en cada meta que me proponga, igual a María F. Guevara, Luisa Guevara, Karen Peña, Nicolay Rodríguez, y Carlos Escobar.

Mi compañero de trabajo de grado Nelson Entralgo, por su apoyo, conocimientos brindados y paciencia durante este proceso.

A mis amigos Andrea Avendaño, Daniel Caicedo, Kevin Lozano, Paula González, Samir Ospino, Sebastián Rodríguez, Wendy Macana y Yoleima Chavarro, por su compañía y apoyo, agradecido con la vida por haber tenido la dicha de poderlos conocer y compartir momentos que estarán siempre en mi memoria.

Oscar Mauricio Ayala Bautista

Agradecimientos

A Dios por brindarnos la oportunidad de crecer profesionalmente guiándonos y ayudándonos a sobre pasar todos los retos que tuvimos en este recorrido universitario, por brindarnos salud y entendimiento para poder culminar esta etapa en nuestras vidas de una forma satisfactoria.

A nuestras familias por apoyarnos a través de las dificultades, por compartir nuestras victorias y derrotas, por siempre creer en nosotros y ser la voz de aliento que nos levantaba en los momentos más difíciles.

Al PhD. César Antonio Duarte Gualdrón, director del proyecto, y al MSc. Manuel José Ortiz Rangel, codirector del proyecto, por brindarnos la experiencia, la dedicación, la paciencia y por orientarnos en el desarrollo del trabajo de grado.

A nuestros amigos, por impregnarnos con sus palabras la fuerza que en algún momento necesitamos y por ser parte de los momentos memorables.

A nuestros profesores a lo largo de la carrera, por ser parte de este proceso y la formación tanto personal al igual que la profesional, por sus conocimientos y experiencias compartidas.

Nelson Entralgo y Oscar Ayala

Contenido

	Pág.
Introducción	17
1. Desarrollo sostenible en piscicultura	19
1.1 Piscicultura en Colombia	20
1.2 Tipos de piscicultura	20
1.2.1. Según el manejo del hombre y tecnología aplicada.....	20
1.2.2 Según el número de especies cultivadas	21
1.3 Agua.....	22
1.4 Sistemas IPRS	22
1.5 Aplicaciones energéticas sostenibles	23
1.6 Matriz energética en Colombia y presentación de la incidencia de fenómenos hidrológicos	23
1.7 Nuevas reglas para incentivar energías renovables	25
1.7.1 Impuesto sobre la renta	26
1.7.2 Depreciación acelerada	26
1.7.3 IVA o Impuestos sobre las ventas.....	27
1.8. Herramienta de dimensionamiento HOMER.....	27
2. Estimación de la demanda y potencial de generación	28
2.1 Metodología para el dimensionamiento fotovoltaico “caso estudio”	29
2.2 Demanda de energía y necesidad energética	30
2.2.1 Equipo de referencia	38

2.2.2 Curva de Demanda de energía diaria	39
2.3 Estimación y evaluación del recurso disponible en sitio	41
2.3.1 Ubicación del proyecto “caso estudio”	41
2.3.2 Potencial solar	43
2.3.3 Potencial solar en sitio del diseño	44
2.4 Rendimiento y afectaciones del clima a los sistemas fotovoltaicos	47
2.4.1 Caracterización del sitio “caso de estudio”	47
2.4.2 Datos climatológicos.....	48
2.4.2.1 Radiación.	48
2.4.2.2 Nubosidad.	49
2.4.2.3 Temperatura.	50
3. Dimensionamiento del sistema fotovoltaico.....	54
3.1 Descripción de los paneles solares.....	55
3.2 Descripción de los inversores solares DC/AC	61
3.3 Dimensionamiento en Inicial	63
3.4 Dimensionamiento en Homer Pro.....	65
3.4.1 Perfil de carga en Homer	66
4. Normativa para diseño de sistemas fotovoltaico	77
4.1 Normas de relevantes de referencia colombiana	78
4.1.1 Reglamento técnico de instalaciones eléctricas RETIE versión agosto de 2013.....	78
4.1.2 Normas técnicas colombianas, NTC 2050 y otras	82
4.1.2.1 Sección 690 de la NTC 2050: Sistemas solares fotovoltaicos.....	83
4.1.2.2 NTC 690-5 Detección e interrupción de fallas a tierra.	83

4.1.2.3 NTC 690-8 Dimensionamiento y corriente de circuitos	83
4.1.2.4 NTC 690-9 Protección contra sobrecorriente	84
4.1.2.5 Normas para cálculo y diseño de sistemas de distribución “Norma CENS”, “Norma ESSA” o “Norma EPM”	86
4.1.2.6 Resolución No 001348 del 2009.....	87
4.1.3 Normas relevantes de referencia internacional	87
4.1.3.1 NFPA 70, National Electrical Code (NEC), edición 2020.	87
4.1.3.2 NFPA 1, Código de Incendios, edición 2018.	88
4.1.3.3 NFPA 5000, Código de construcción y seguridad de edificios, edición 2018.	88
4.1.3.4 NFPA 70B, Práctica recomendada para el mantenimiento de equipos eléctricos, edición 2019.....	88
4.1.3.5 IEEE80, “Guide for Safety in AC Substation Grounding”	89
4.1.3.6 IEEE1547, IEEE 1547 and 2030 “Standards for Distributed Energy Resources Interconnection and Interoperability with the Electricity Grid”	89
5. Topología, requerimientos y especificaciones de diseño para la instalación eléctrica	90
5.1 Diseño del proyecto	90
5.2 Análisis y cuadros de cargas iniciales y futuras, incluyendo análisis de factor de potencia y armónicos	102
5.2.1 Análisis y cuadros de cargas	103
5.2.2 Tipos de Corrección del Factor de Potencia	106
5.2.3 Nivel de armónicos	113
5.3 Estudio de coordinación de aislamiento eléctrico.....	114
5.4 Protecciones contra sobretensiones.....	117

5.4.1 Demarcado de las protecciones.....	119
5.5. Análisis de nivel de riesgo por rayos y medidas de protección contra rayos	122
5.6 Análisis de riesgos de origen eléctrico y medidas para mitigarlos	132
5.6.1 Conclusiones del análisis de riesgo.....	133
5.7 Análisis del nivel tensión requerido.....	135
5.8 Cálculo de transformadores incluyendo los efectos de los armónicos y factor de potencia en la carga	136
5.9 Procedimiento para el cálculo de un sistema de puesta tierra.....	137
5.10 Cálculos de canalizaciones (tubo, ductos, canaletas y electroductos) y volumen de encerramientos (cajas, tableros, conduletas, etc.)	141
5.11 Cálculos de pérdidas de energía, si se tiene en cuenta los efectos que producen los armónicos y factor de potencia	142
5.12 Cálculo teórico de la energía anual que es generada por el AGPE.....	143
5.13 Cálculos de regulación.....	146
5.14 Área donde se propone el diseño fotovoltaico.....	147
5.15 Elaboración de diagrama unifilar.....	148
6. Análisis económico del dimensionamiento fotovoltaico	149
7. Conclusiones.....	153
Referencias Bibliográficas	157

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. Matriz de capacidad de generación eléctrica a diciembre de 2018	24
Figura 2. Estructura de la ley 1715 de 2014,	25
Figura 3. Diagrama de flujo del dimensionamiento fotovoltaico	29
Figura 4. Figura porcentaje de tierra ocupado	30
Figura 5. Posibles escenarios para la estimación de la demanda de energía en el sitio “caso de estudio”	31
Figura 6. Potencia de los equipos actuales.....	32
Figura 7. Detalle de consumo de energía y costos asociados para las cargas actuales del sitio ...	33
Figura 8. Potencia de los equipos a considerar en el escenario No.2	33
Figura 9. Detalle de consumo de energía y costos asociados para las cargas en el escenario No.2 del sitio.....	34
Figura 10. Potencia de los equipos a considerar en el escenario No.5	34
Figura 11. Detalle de consumo de energía y costos asociados para las cargas en el escenario No.5 del sitio.....	35
Figura 12. Curva demanda diaria, cargas actuales.....	36
Figura 13. Curva demanda diaria, cargas consideradas en el escenario No 2.	36
Figura 14. Curva demanda diaria, cargas consideradas en el escenario No. 5	37
Figura 15. “Blower” usado para piscicultura intensiva 3.4[hp].....	38
Figura 16. Placa de características del oxigenador tipo “Blower”.....	39

Figura 17. Curva de demanda de energía diaria(suavizada)	40
Figura 18. Vista aérea(parcial) del proyecto “caso de estudio”	42
Figura 19. Mapa de irradiación solar de Colombia.....	43
Figura 20. Datos de radiación promedio en la estación más cercana al sitio “Caso de Estudio”. 45	
Figura 21. Radiación global en sitio NASA POWER (azul) vs IDEAM (naranja)	46
Figura 22. Radiación global en sitio NASA POWER	48
Figura 23. Simbología octas para la estimación de la nubosidad en el sitio.....	49
Figura 24. Afectación de la temperatura sobre la potencia entregada por los paneles solares fotovoltaicos.....	51
Figura 25. Temperatura promedio mensual y anual en el sitio “Caso estudio”	52
Figura 26. Proyección de la energía solar con onda corta permanente promedio para mes de agosto de 2021 para el sitio “caso estudio”.	53
Figura 27. Vista arreglo de paneles solares fotovoltaicos.....	55
Figura 28. Escenarios para la selección multi criterio y sus pesos correspondientes	58
Figura 29. Datos usados para algoritmo de selección multi criterio	59
Figura 30. Selección de paneles acorde a los escenarios multi criterio	60
Figura 31. Inversores solares	62
Figura 32. Datos de demanda promedio diaria, demanda pico.....	66
Figura 33. Perfil diario de carga en Homer Pro para el sitio “caso estudio”.	67
Figura 34. Datos promedios a escala [kW].....	67
Figura 35. Perfil anual en Homer Pro	68
Figura 36. Esquemático Homer Pro, dimensionamiento incluyendo red eléctrica “CENS”, Inversor Huawei, paneles solares Trina Solar 505[W], Carga en AC, y dos grupos electrógenos	68

Figura 37. Datos de entrada del panel seleccionado, incluye los valores de eficiencia, costo, factor de corrección por temperatura y degradación.....	69
Figura 38. Datos de entrada del inversor seleccionado, incluye los valores de eficiencia, costos.	70
Figura 39. Datos de entrada de la red “CENS” del Sistema Interconectado Nacional, incluye los costos asociados para compra y venta de energía, los datos aleatorios de salidas de la red.	71
Figura 40. Datos de entrada del grupo electrógeno, incluye los costos asociados a compra, combustible y operación y mantenimiento.	72
Figura 41. Arquitectura del sistema elegido, sistema de menor costo y caso base.....	72
Figura 42. Arquitectura del sistema elegido, sistema de menor costo y caso base.....	73
Figura 43. Perfil de demanda horaria estimado	75
Figura 44. Consumo de energía horario con planta fotovoltaica	75
Figura 45. Comparación entre perfil de demanda, energía producida por la planta fotovoltaica, energía consumida de la red con planta fotovoltaica	76
Figura 46. Gráfica de excedentes producidos respecto al perfil de demanda.....	76
Figura 47. Compendio de normas relevantes para diseño de sistemas fotovoltaicos	79
Figura 48. RETIE, literal 6, tabla 6.3 Código de colores para conductores de c.c., aplica para sistemas fotovoltaicos	80
Figura 49. Normativa asociada a cada parte del sistema fotovoltaico	90
Figura 50. Croquis de las áreas del sitio “caso estudio”	91
Figura 51. Proyección de sitio para la ubicación del sistema fotovoltaico y el cuarto técnico ...	92
Figura 52. Estructura planteada para alojar el sistema fotovoltaico en el sitio “caso estudio”	93

Figura 53. Vista frontal de montaje de paneles solares fotovoltaicos en estructura “Solar Carpot” tipo “Marquesina en V” planteada para el sitio “caso estudio”	94
Figura 54. Vista superior de montaje de paneles solares fotovoltaicos en estructura “Solar Carpot” tipo “Marquesina en V” planteada para el sitio “caso estudio”	94
Figura 55. Detalle de montaje de paneles solares fotovoltaicos en estructura “Solar Carpot” tipo “Marquesina en V” planteada para el sitio “caso estudio”	95
Figura 56. Curva de eficiencia del inversor seleccionado “Huawei SUN2000-36KTL M3”	97
Figura 57. Información general del sistema.....	97
Figura 58. Diagrama unifilar simplificado desde la planta fotovoltaica hasta el inversor	100
Figura 59. Especificaciones técnicas	101
Figura 60. Diagrama del circuito interno del inversor SUN2000-36KTL.....	102
Figura 61. Cuadro de cargas actuales TGBT 220[V], indicando número de fases, protección y corrientes.....	103
Figura 62. Cuadro de cargas actuales T CCM 1 220[V], indicando número de fases, protección y corrientes.....	104
Figura 63. Cuadro de cargas actuales T CCM 2 127[V], indicando número de fases, protección y corrientes.....	104
Figura 64. Modelo de consumo de energía reactiva por el cliente.	105
Figura 65. Diagrama de los tipos de conexión para compensación de potencia reactiva.....	106
Figura 66. Diagrama de los tipos de conexión para compensación de potencia.....	108
Figura 67. Factor de corrección para compensación de factor de potencia inductivo.....	112
Figura 68. Condensadores trifásicos comerciales UCWT HD “WEG”	113
Figura 69. Nivel de aislamiento para cada componente en el lado DC	115

Figura 70. Datos eléctricos para el panel seleccionado Trina Solar 505[W].....	116
Figura 71. Nivel de aislamiento para cada componente en el lado AC	116
Figura 72. Ítems técnicos del pararrayos en el sistema DC	118
Figura 73. Ubicación del tablero de protecciones en DC	120
Figura 74. Ubicación del tablero de protecciones en AC	122
Figura 75. Densidad de descargas a tierra en zona Norte de Santander	123
Figura 76. Simulación de protección mediante el método de las esferas rodantes con $R=60$ [m] de las estructuras adyacentes a la cubierta fotovoltaica.....	124
Figura 77. Evaluación de nivel de riesgo en software IEC RISK (versión de prueba para estudiante) para el sitio “caso estudio” utilizando nivel de protección III	125
Figura 78. Resultados de impactos de rayo utilizando protección nivel III para el sitio “caso estudio”	125
Figura 79. Propuesta de instalación de puntas captadoras de 1.5[m] para el sitio “caso estudio” (Vista frontal).....	127
Figura 80. Propuesta de instalación de puntas captadoras de 1.5[m] para el sitio “caso estudio” (Vista superior)	128
Figura 81. Detalle de barraje de equipotencialización.....	128
Figura 82. Verificación de la disposición de las puntas captadoras por el método de la esfera rodante $R=50$ [m].....	129
Figura 83. Detalle de bajante de apantallamiento	130
Figura 84. Detalle de conexión en barraje equipotencial.....	131
Figura 85. Factores para la evaluación de la matriz de riesgo, y niveles de riesgo contemplados.	132

Figura 86. Instalación de DPS para mitigación de riesgo, considerando que ya se presentó un sistema de apantallamiento con dos bajantes contemplados.....	133
Figura 87. Flujograma para la elección de los DPS propuestos en el presente trabajo de grado.	134
Figura 88. Tabla niveles de tensión de servicio.....	135
Figura 89. Conductor del electrodo de puesta a tierra	138
Figura 90. Detalle de equipotencialización sistema puesta a tierra de los diferentes elementos	139
Figura 91. Detalle de equipotencialización sistema puesta a tierra de los diferentes elementos DC	140
Figura 92. Detalle de equipotencialización sistema puesta a tierra de los diferentes elementos DC	140
Figura 93. Cálculo de canalizaciones y porcentaje de ocupación por ducto	141
Figura 94. Radiación generada mes a mes.....	145
Figura 95. Matriz de regulación.....	146
Figura 96. Especificación del sitio del diseño	147
Figura 97. Diagrama Unifilar.....	148
Figura 98. Plantilla costos y retorno del sistema fotovoltaico, pestaña costeo.....	149
Figura 99. Plantilla costos y retorno del sistema fotovoltaico, pestaña detalle materiales.....	150
Figura 100. Plantilla costos y retorno del sistema fotovoltaico, pestaña inversores.....	150
Figura 101. Plantilla costos y retorno del sistema fotovoltaico, pestaña proyección económica	151

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. Parámetros “Caso Estudio”.....	42
Tabla 2. Datos de radiación promedio en la estación más cercana al sitio vs datos proporcionados por la base de datos de NASA POWER “Caso Estudio”	46
Tabla 3. Datos de Nubosidad en el cielo proporcionados por la base de datos de NASA POWER para el sitio “Caso Estudio”	50
Tabla 4. Características de los paneles solares	56
Tabla 5. Análisis de los datos usados para el algoritmo de selección multi criterio.....	60
Tabla 6. Literales del RETIE 10.1 que aplica para sistemas fotovoltaicos.....	80
Tabla 7. Literales del RETIE 10.1 que aplica para el presente diseño	81
Tabla 8. Calculo y verificación de los parámetros para el arreglo matricial del sistema planteado	98
Tabla 9. Interruptores tablero DC	119
Tabla 10. Interruptores tablero AC	120
Tabla 11. Radiación solar mes a mes.....	143
Tabla 12. Energía anual producida, considerando pérdidas	143
Tabla 13. Energía mensual producida, considerando pérdidas.....	144
Tabla 14. Energía generada, inyectada a la red, para consumo interno.....	145

Resumen

Título: Dimensionamiento y especificación de instalaciones eléctricas para un piloto de sistema fotovoltaico de suministro de energía eléctrica en un cultivo de piscicultura intensiva localizado en el Departamento de Norte de Santander*

Autores: Oscar Mauricio Ayala Bautista y Nelson Andrés Entralgo Maldonado**

Palabras clave: Panel fotovoltaico, energías renovables, piscicultura, desarrollo social, instalación eléctrica, sistema fotovoltaico, inversor.

Descripción:

En este trabajo de grado se considera una empresa piscícola dedicada a la cría y comercialización de alevinos, ubicada en el departamento de Norte de Santander, con una demanda promedio mensual en el orden de 8220[kWh] y que presenta una problemática frente a los altos costos y las horas de desatención del servicio de energía eléctrica que es en promedio 51,3 horas anuales en Colombia según las estadísticas de los estudios SAIDI Y SAIFI para 2017, además se encuentra ubicada en una zona rural donde los tiempos de reparación y mantenimiento de fallas son prolongados. Ante esta situación, en empresas de este tipo se ve afectada la vida de miles de alevinos que dependen principalmente de procesos de oxigenación y por ende el capital económico de los piscicultores, quienes se han visto obligados a abastecerse mediante el uso de generadores Diésel, los cuales tienden a fallar ante la alta demanda, y representan un alto costo en la producción. Es por esto que se plantea diseñar múltiples sistemas que incluyan generadores fotovoltaicos acorde a las necesidades energéticas del sitio, eligiendo la mejor propuesta que promueve el uso de energía limpia y eficiente ayudando a suplir la demanda durante las horas sol y almacenando el restante en un banco de baterías para satisfacer las necesidades energéticas en las horas de la noche.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica Electrónica y de Telecomunicaciones. Director: César Antonio Duarte Gualdrón. Codirector: Manuel José Ortiz Rangel

Abstract

Title: Measuring and specification of electric installation for a photovoltaic system pilot on a intensive fish farming Located in Norte de Santander*

Authors: Oscar Mauricio Ayala Bautista y Nelson Andrés Entralgo Maldonado**

Keywords: Photovoltaic panel, renewable energy, fish farming, social development, electrical installation, photovoltaic system, inverter.

Description:

This project will take into account a fish farming company that works on the breeding and commercialization of fry (young fish) in Norte de Santander with a monthly average consumption in the order of 8220 [kWh] that presents problems in terms of high costs and hours of inattention of the electrical energy service which is 51,3 hours (average) annually in Colombian according to SAIDI and SAIFI statistical studies in 2007, besides, it is located in a rural area where maintaining and reparations times are extended. In face of this situation, thousands of young fish that depend heavily on oxygenation are being affected and for that reason the economical capacity of fish farmers, who has seen the necessity to get supplied by the use of Diesel generators that tend to fail in the presence of high demand and constitute a high cost in production. This is the reason why it is suggested to design multiple systems that includes photovoltaic generators in accordance with energetic needs of the place, choosing the best proposal that promotes the use of clean and efficient energy that helps to meet the demand during sunny times and collecting the remaining in batteries to meet the energy needs during night hours.

* Project of grade

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica Electrónica y de Telecomunicaciones. Director: César Antonio Duarte Gualdrón. Codirector: Manuel José Ortiz Rangel

Introducción

La generación de energía eléctrica por métodos no convencionales como paneles fotovoltaicos ha contribuido en una gran medida al desarrollo de aplicaciones en el campo de la agricultura y sus diferentes ramas como lo es la piscicultura.

Los dimensionamientos de paneles fotovoltaicos pueden ser aplicados a actividades piscícolas como la oxigenación del agua mediante la alimentación de los dispositivos (“Blower” en sistemas IPRS, aireadores mecánicos de paletas o aireadores sumergidos), iluminación de los espacios abiertos aledaños a los pozos y actuar al tiempo como apoyo económico y energético usándolos de la manera adecuada.

Se han creado aplicaciones digitales (Homer Pro, FusionSolar, etc...) que cumplen un papel importante en el dimensionamiento de estos sistemas, reduciendo el tiempo para realizar análisis económicos, temporales o energéticos ya sea en tiempo real o futuro, haciendo de esta manera más sencillo y eficaz un dimensionamiento fotovoltaico.

La tele gestión es una herramienta que por su acción de poder controlar a la distancia instalaciones, y monitorear su estado tomando lecturas del consumo energético y la realización de operaciones de forma remota, es un fuerte aliado para el dimensionamiento fotovoltaico, ya que este tipo de diseños pueden realizarse en áreas de difícil acceso o en lugares lejanos, de esta manera se puede de una manera instantánea tener información del funcionamiento del sistema instalado y poder corregir fallas en el menor tiempo posible o realizar mantenimientos del tipo preventivo o correctivo según corresponda.

En este documento se registra el procedimiento para dimensionar un sistema fotovoltaico de piscicultura intensiva por medio de herramientas digitales para comparar diferentes tipos de configuraciones híbridas (Panel, baterías, red - panel, diésel, red – panel, red, etc..) con un sistema de tele gestión, teniendo en cuenta parámetros energéticos como la carga total del sistema, el área y el lugar en donde se desea diseñar el sistema, factores climáticos como la radiación solar y económicos tales como el precio de los elementos que se usarán en la instalación de los paneles.

Este documento está organizado de la siguiente manera: En el primer capítulo se presenta información general sobre la piscicultura en Colombia y sus componentes más importantes, la clasificación de los paneles solares, las nuevas reglas para incentivar las energías renovables con sus componentes económicos y una breve explicación de la aplicación Homer Pro. En el segundo capítulo, se muestra la metodología del dimensionamiento fotovoltaico y los componentes principales y necesarios para el uso de la aplicación de Homer Pro, la descripción de los equipos a usar (paneles, inversores, equipos de tele gestión y monitoreo, etc...). En el tercer capítulo se trata toda la especificación y requisitos de la instalación eléctrica que se requiere en el dimensionamiento fotovoltaico, los tipos de protecciones, niveles de tensión, cálculos de las canalizaciones y los tipos de encerramientos, diagrama unifilar del sistema fotovoltaico diseñado, la especificación por medio de un gráfico del lugar donde se planea diseñar e instalar el sistema fotovoltaico y los tipos de estructuras y soportes a usar para el diseño. En el cuarto capítulo se nombran las normas que se tienen en cuenta para un dimensionamiento fotovoltaico. En el quinto capítulo se analizan los resultados obtenidos para poder determinar cuál es la mejor opción de diseño fotovoltaico para la granja piscícola, junto con la interfaz de tele gestión y monitoreo con sus aplicaciones y usos, regulación del sistema, diagramas unificares sistemas puesta a tierra, etc. En el sexto capítulo se realiza un análisis económico del sistema fotovoltaico para este trabajo.

1. Desarrollo sostenible en piscicultura

Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD), determina 17 objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), en este trabajo de grado se involucran algunos de estos como lo son:

Energía asequible y que no sea contaminante

Trabajo decente y crecimiento económico

Industria, innovación e infraestructura

Producción y consumo responsables

Acción por el clima.

Este proyecto va de la mano con estos objetivos, ya que la generación de energía basado en módulos fotovoltaicos aplicado en piscicultura intensiva, no sólo va orientado a disminuir las toneladas de CO₂ que resultan de la generación de energía tradicional que demanda una granja piscícola, sino también aprovechar la tecnología aplicada en los sistemas IPRS (In Pond Raceway System o Canales de flujo rápido dentro de Lagunas) para disminuir la contaminación de vertientes y afluentes de Colombia, y por ende el aumento en la producción, haciendo que esta rama de la agricultura recupere fuerza en Colombia y genere un mayor número de empleos directos e indirectos (ENEVERA, s.f.).

1.1 Piscicultura en Colombia

La piscicultura forma parte de la acuicultura, los que se podría decir que es la cría y el engorde de peces. Para que esta actividad tenga éxito depende del factor buen manejo del agua y claramente de los peces, una buena alimentación, buena genética, higiene en los espacios que se mantienen los peces, métodos apropiados para la transportación del producto y su producto final.

1.2 Tipos de piscicultura

Su clasificación depende de aspectos como la tecnología que se aplica, la intervención humana y el número y tipo de especies que se cultivan.

1.2.1. Según el manejo del hombre y tecnología aplicada

Extensiva: Esta modalidad consiste en el cultivo de alevinos que se encuentra a una baja densidad, comúnmente donde escasea el agua, con alimentación de forma natural y una mínima inversión de capital.

Semi-intensiva: Este tipo de cultivo se genera con 2 a 4 peces aproximadamente por m², haciendo uso de estanques que van desde 200 a 2500 m² y pueden ser mayores, se suele aplicar abono para fabricar alimento y se otorga alimento concentrado y productos agrícolas secundarios. Este tipo de cultivo requiere de un bajo recambio del agua de y manejo de la tasa de alimentación de acuerdo a la edad de los peses. La manufacturación asciende de 10 a 25 toneladas por

hectárea/año. Acorde con la AUNAP este es el tipo de piscicultura más que se emplea en Colombia.

Intensiva: En este tipo de cultivo se le da un manejo con altas densidades; se necesita de un diseño y construcción de instalaciones conforme con la tasa de recambio el cual se puede utilizar un sistema de oxigenación, especialmente en las etapas culminantes del engorde. Los peces se alimentan solamente de concentrado, proveer manual o mecánicamente; es necesario vigilar constantemente la calidad del agua y el estado de sanidad de los peces. Esta modalidad exige de una alta inversión del capital.

Superintensiva: Se utilizan mayormente redes flotantes, en lagos ya que se requiere un alto nivel de recambio de agua, la alimentación es exclusivamente concentrado; se manejan densidades de hasta 60 peces por m³ para cultivos de trucha y en los cultivos de tilapias de aproximadamente 120 -160 peces/ m³. La inversión es considerablemente alta, llegando a tener una producción entre 800 y 1000 toneladas por hectárea por año (Autoridad Nacional de Acuicultura y Pesca, 2016).

1.2.2 Según el número de especies cultivadas

Monocultivo: Esta técnica en piscicultura refiere al cultivo de una única especie en un cuerpo de agua.

Policultivo: Se produce la siembra de diferentes tipos especies en un mismo estanque, así se optimiza el aprovechamiento de espacio y del alimento, lo eso produce que se aumente la producción y se bajen los costos. Las combinaciones de especies más usadas en la piscicultura son las siguientes:

- a) Tilapia (nilótica o roja) + Cachama

- b) Tilapia (nilótica o roja) + Cachama + Carpa
 - c) Tilapia (nilótica o roja) + Cachama + Bocachico
 - d) Tilapia (nilótica o roja) + Carpa
 - e) Cachama + Bocachico
 - f) Cachama + Yamú + Carpa
- (piscicola, s.f.)

1.3 Agua

El agua junto con su oxigenación es uno de los elementos más importantes para una piscicultura de alta calidad, el agua tiene que cumplir con un mínimo de propiedades biológicas, químicas y físicas que sean adecuadas para las especies a cultivar.

Una manera rápida de darse cuenta si el agua es apta para el cultivo es observando que no tenga mal olor, sabor ni color y que en ella ya vivan especies biológicas como otros peces, cangrejos, ranas, etcétera, es de forma prioritaria que estas fuentes hídricas no reciban ningún tipo de contaminación como agentes de fumigación, aguas de alcantarillas o desechos industriales. De igual manera la forma más segura de conocer el estado del agua es por medio de exámenes fisicoquímicos en laboratorios.

1.4 Sistemas IPRS

Los sistemas IPRS tienen su origen gracias al proyecto presentado en Pingwang, provincia de Jiangsu, China por U.S. Soybean Export Council (USSEC) en 2013. Este sistema está

comenzando a tener un gran auge en Colombia al ser implementado por grandes productores por sus aplicaciones.

Estos sistemas se crean al simularse las condiciones naturales donde se crían los alevinos usando jaulones o estanques y la creación de corrientes de agua inyectando burbujas de aire, que son las responsables de generar las corrientes de agua y hacen que peces naden con mayor velocidad, también sirven como oxigenadores. Para tal fin se utilizan “Blower” [Moto ventiladores] de 3.4 [hp] que representan en este caso de estudio las cargas más significativas.

1.5 Aplicaciones energéticas sostenibles

Las aplicaciones de energías sostenibles son todas aquellas herramientas o sistemas que pueden satisfacer necesidades de diferentes formas, estas aprovechan los recursos naturales disponibles en cada lugar optimizando los sistemas para obtener alta eficiencia o generando energía a partir de fuentes renovables.

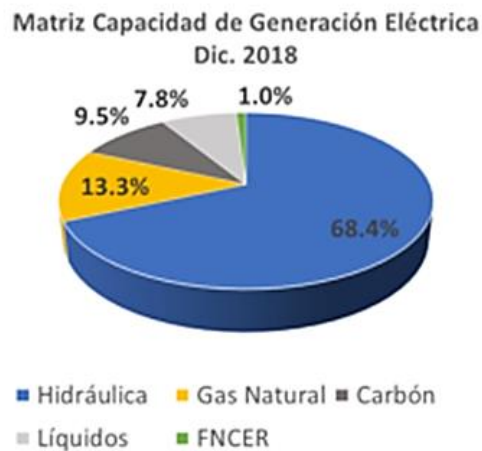
1.6 Matriz energética en Colombia y presentación de la incidencia de fenómenos hidrológicos

De acuerdo con la matriz de “Capacidad de generación de energía eléctrica a diciembre de 2018”, Colombia cuenta con una de las matrices de generación eléctrica más limpias del mundo. La capacidad instalada de generación en el Sistema Interconectado Nacional fue de 17.312 Mega-Watts (MW). Esta capacidad instalada se reparte de la siguiente manera; el 68,4% perteneció a la generación hidráulica y el 30% a la generación térmica (13,3% de uso de Gas Natural, de uso 7,8% con combustibles líquidos y de uso 9,5% con carbón) y

el 1% de Fuentes No Convencionales (FNCER) (eólica, solar, y biomasa) (Maria & Cárdenas, 2019).

Figura 1.

Matriz de capacidad de generación eléctrica a diciembre de 2018



Tomado de: IABD (s.f.) *Energías para el futuro*. <https://blogs.iadb.org/energia/es/la-matriz-energetica-de-colombia-se-renueva/>

Colombia tiene una alta área del recurso hídrico y esto hace al sistema eléctrico vulnerable ante un escenario de hidrología crítica, algunos ejemplos pueden ser el fenómeno del Niño, largos ciclos de sequías y oscilación meridional. En los períodos que se mantiene una estándar hidrológico. A lo contrario, en los ciclos en los que se mantenía una gran sequía, la generación térmica abastecieron un aproximado del 50% de la demanda, cometiendo altos costos de generación y altas emisiones de gases consecuencia del impacto invernadero. Se puede disminuir el riesgo ante escenas de sequía puede por medio de la clasificación de la matriz de generación, con un incremento de la participación de las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable. Este tipo de energías tienen costos variables cercanos a cero.

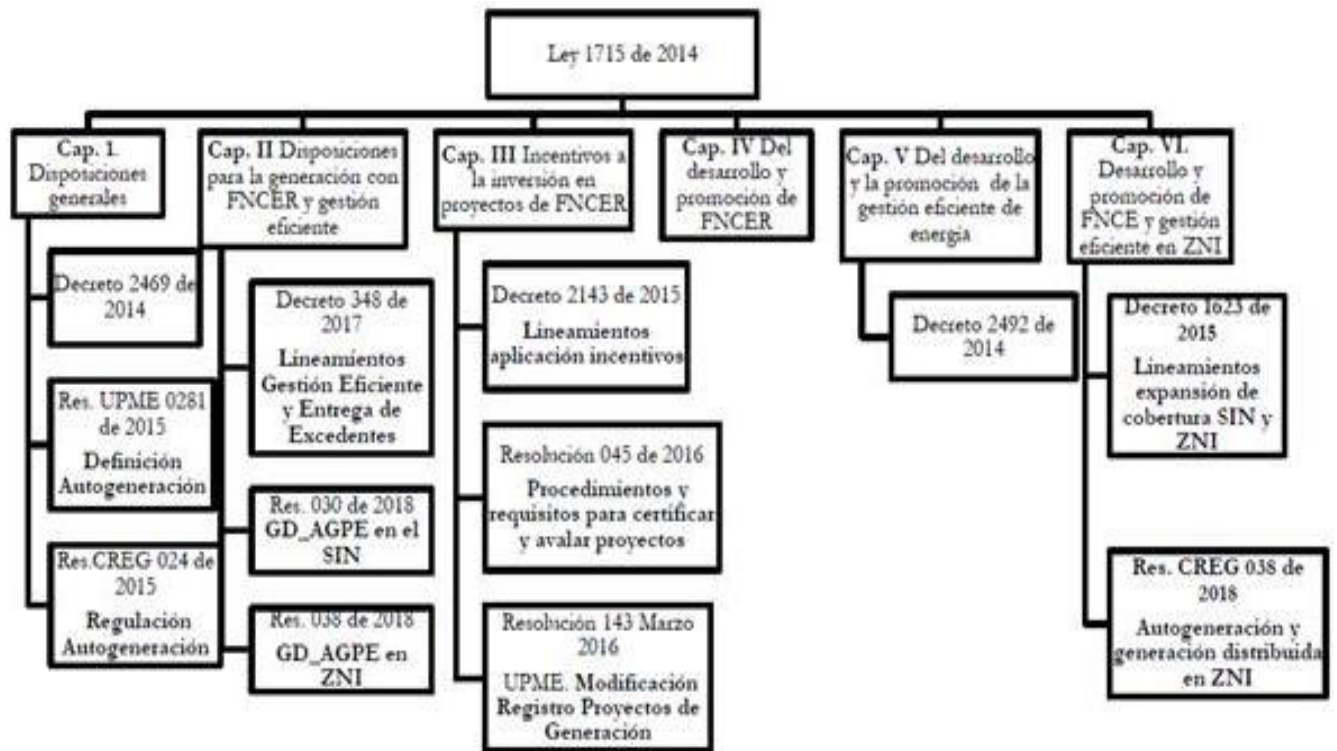
1.7 Nuevas reglas para incentivar energías renovables

“El Gobierno en Colombia se basó principalmente en establecer y reglamentar y desarrollar apoyos tributarios para proyectos con FNCER enfocados por la Ley 1715 de 2014” (Maria & Cárdenas, 2019).

La Ley 1715 2014 establece como objeto el desarrollo y el manejo de las Fuentes No Convencionales de Energía eléctrica, integrando estas fuentes al mercado de energía eléctrica, en su uso en Zonas que no se pueden Interconectar y en varios usos de energía como enfoque para el desarrollo económico viable, la baja concentración de emisiones de gases de desarrollo invernadero y la seguridad de la producción energética (UPME).

Figura 2.

Estructura de la ley 1715 de 2014,



Adaptado de: Castaño & García, 2021

En la Figura 2 se aprecia la estructura que resume la ley 1715 de 2014.

De acuerdo con el proyecto fotovoltaico presentado se podría generar un documento, el cual es emitido por la Unidad de Planeación minero energético UPME en donde se tienen que adjudicar los siguientes beneficios tributarios:

1.7.1 Impuesto sobre la renta

Deducción Especial: Artículo 11 de la Ley 1715 del 2014, como impulsador a la investigación, desarrollo e inversión en el ámbito de la producción y utilización de energía a partir de FNCE, donde los que declaran Impuestos de Renta puedan deducir anualmente el 50% del total de la inversión realizada en los 5 años siguientes al año en que se ejecutó la inversión (UPME).

1.7.2 Depreciación acelerada

Depreciación acelerada: Artículo 14 Ley 1715 del 2014; indica que se podrá realizar depreciación acelerada a las maquinarias, equipos y obras civiles para la pre-inversión, inversión y operación de las FNCE. Para este fin, la tasa anual de depreciación no podrá ser mayor a veinte por ciento (20%)'' (UPME).

Los generadores de energía pueden acceder a este beneficio, a partir de FNCE.

Adicionalmente, se debe cumplir con el mismo requisito que tiene la deducción especial, lo que indica que deben obtener con anterioridad la certificación del artículo 158-2 del E.T. (hoy artículo 255 del E.T.) (UPME, Incentivos tributarios para generación de energía a travez de fuentes no convencionales en Colombia).

1.7.3 IVA o Impuestos sobre las ventas

El artículo 12 de la Ley 1715 de 2014 indica que los equipos, elementos, maquinaria y servicios nacionales o importados para la pre-inversión, inversión, producción y utilización de FNCE estarán excluidos de IVA. Es importante saber que los paneles solares e inversores ya están excluidos de este impuesto.

1.8. Herramienta de dimensionamiento HOMER

Homer Pro, es un software desarrollado por Homer Energy con el cual es posible diseñar proyectos de energías renovables, orientados a sistemas híbridos. Este software simplifica la tarea de evaluar diseños de sistemas con energías renovables aislados y conectados a la red. Este software determina un tamaño óptimo como la estrategia operacional para un sistema híbrido. También permite hacer un análisis económico y energético de las cantidades de energía generada, consumida y gastada por cada uno de los componentes del sistema.

Para comenzar a hacer el estudio se registraron en el software los siguientes datos:

Costo del panel seleccionado en COP incluyendo instalación

Costo del inversor seleccionado en COP incluyendo instalación

Costo de operación y mantenimiento de cada uno de los componentes en COP

Costo del combustible (Diésel) para el grupo electrógeno en COP

Costo de las baterías seleccionadas en COP

Ubicación geográfica del sitio caso estudio

Descarga de datos meteorológicos y radiación solar de NASA POWER

Tasa de interés bancaria para proyectos de energía renovable

Selección del panel e inversor acorde a los criterios de selección establecidos en donde se tiene en cuenta eficiencia, voltaje de operación, potencia y factor de potencia.

Estrategia de despacho acorde con las estrategias de control ofrecidas por Homer Pro

El software utiliza diferentes estrategias de control, las cuales se describen a continuación (PRO, s.f.):

Cycle Charging (CC)

(Godoy, Schierloh, & Vega) Refiere que la estrategia de ciclo de carga es una estrategia de despacho, donde el generador funciona siempre a una máxima potencia de salida si la carga principal requiere ser alimentada, el exceso de energía fluye hacia las cargas de una prioridad menor en orden descendente.

Load Following (LF)

Es una estrategia en la que el generador produce la energía necesaria solo para el alimentador de la carga principal, así los almacenadores de energía se le deja a la energía renovable.

Combined Dispatch (CD)

“El controlador del dispositivo es el encargado de evaluar la aplicación de la estrategia LF o CC a cada instante conforme sea la más rentable” (Godoy, Schierloh, & Vega).

2. Estimación de la demanda y potencial de generación

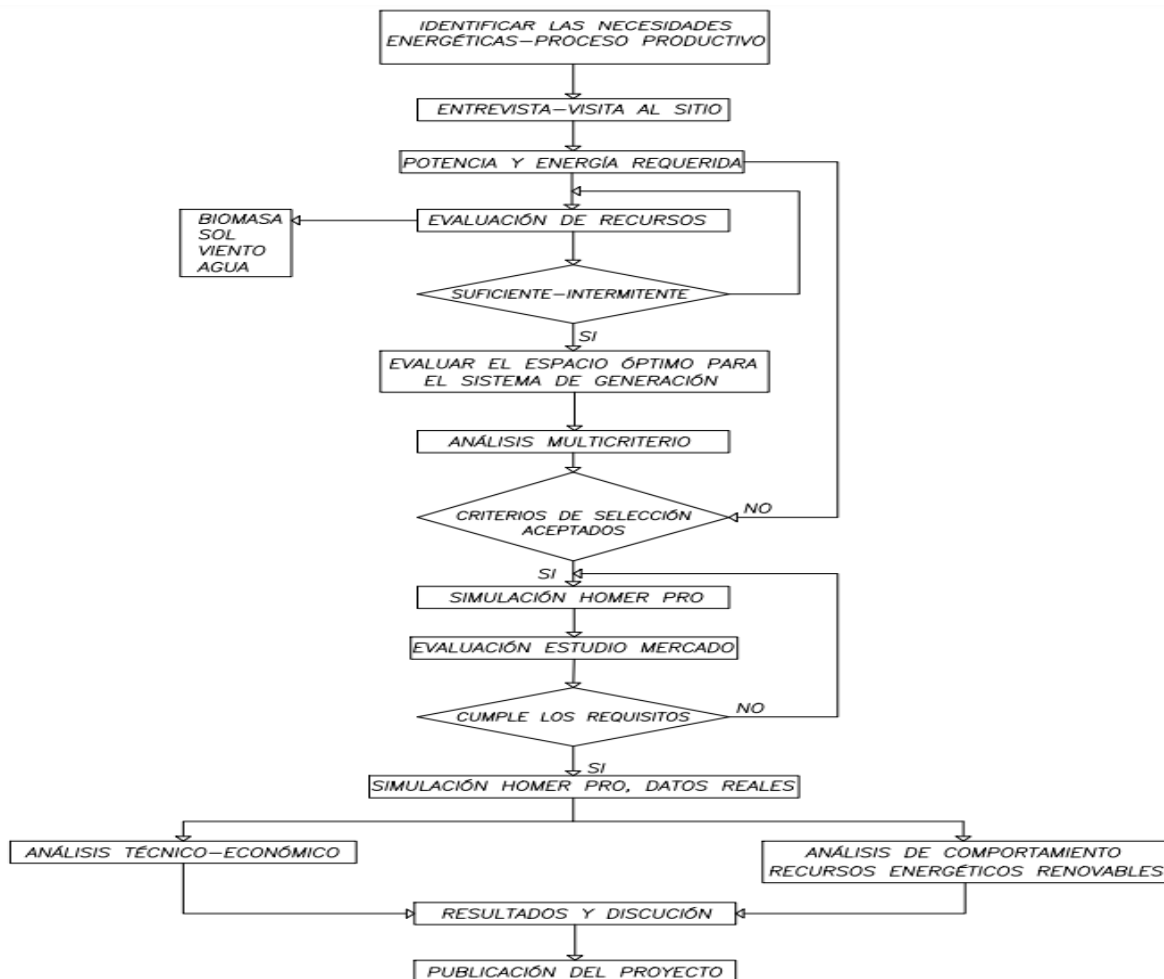
Una de las grandes ventajas de la energía solar es que los insumos para generar, transformar y transportar dicha energía vienen disminuyendo su valor, haciendo que cada vez sea más viable

y atractivo tanto económica como técnicamente el hecho de instalar módulos fotovoltaicos de alta eficiencia. Es por esto que, para dimensionar un sistema fotovoltaico es necesario obtener información precisa del sitio donde se va a realizar la conexión, como, por ejemplo: la demanda estimada, el perfil de carga, así como de cada uno de los datos técnicos de los equipos, las certificaciones con las que cuentan los productos y el tiempo de vida de cada uno de ellos, por lo cual se establece una metodología y se implementa el método multi criterio para la selección de paneles e inversores solares.

2.1 Metodología para el dimensionamiento fotovoltaico “caso estudio”

Figura 3.

Diagrama de flujo del dimensionamiento fotovoltaico



Adaptado de Balachander K.; Suresh Kumar G.; Mathankumar, M.; Manjunathan A.; Chinnapparaj S. “Optimization in design of hybrid electric power network using HOMER”.
<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2214785320361903>

2.2 Demanda de energía y necesidad energética

Figura 4.

Figura porcentaje de tierra ocupado

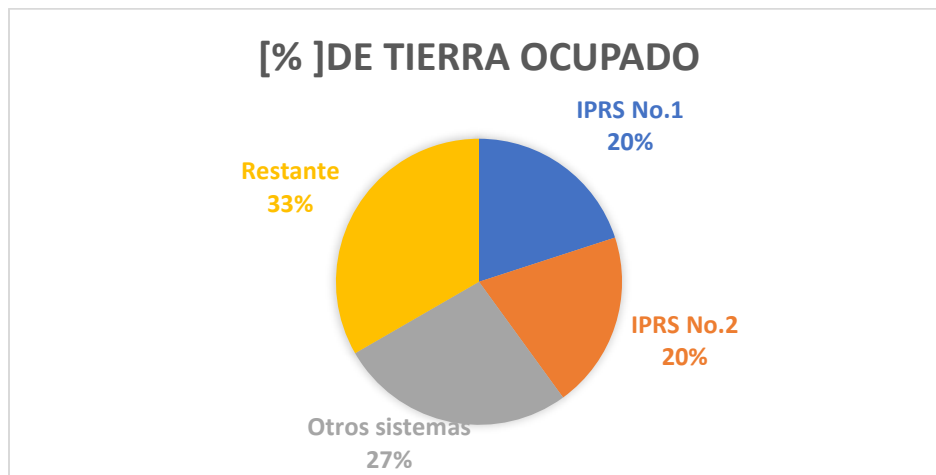


Figura 4 Descripción del porcentaje de tierra ocupado por cada uno de los sistemas y actividades de la piscícola “caso de estudio”

La piscícola “caso de estudio”, donde se adelanta el desarrollo del sistema IPRS, tiene una extensión de 15 hectáreas de tierra, las cuales se encuentran divididas de la siguiente manera: 3 hectáreas (20% del total) para el sistema piloto “IPRS No. 1”, 3 hectáreas(20% del total) para el futuro sistema “IPRS No. 2” que se pondrá en funcionamiento 4 años después de que el sistema piloto muestre resultados positivos(por lo que el presente diseño se especializará en el sistema piloto “IPRS No.1” y dejará recomendaciones para una segunda etapa de inversión y diseño), 4

hectáreas(26,67% del total) de tierra distribuidas en otros sistemas de piscicultura intensivas con cargas menores y distribuidas a lo largo del terreno, y finalmente 5 hectáreas(33,33% del total) distribuidas entre zonas verdes, sociales, administrativas, de vivienda, de bodega o almacenamiento, punto de venta y despacho, entre otros.

La estimación de la demanda de energía no resulta fácil, dado que existen muchos factores que afectan el consumo final de energía eléctrica, sin embargo, los datos del consumo y la curva de demanda pueden obtenerse a partir de diferentes métodos, valores medidos en años anteriores, el uso de analizadores de red, facturas del servicio de energía entre otros. Sin embargo, ante la pandemia mundial acontecida en el desarrollo de este trabajo de grado, se dificultó la movilidad de las personas, el acceso a universidades entre otras, lo cual impidió un acceso a equipos u otros medios, por lo que la demanda se calcula a partir de la demanda máxima calculada a partir de los perfiles de uso en los diferentes procesos que impliquen directamente la piscicultura intensiva, se presentan ocho posibles escenarios.

Figura 5.

Posibles escenarios para la estimación de la demanda de energía en el sitio “caso de estudio”

ESCENARIOS "CASO ESTUDIO"									
ESCENARIO	ILUMINACIÓN PERIMETRAL	IPRS No.1	IPRS No.2	ESTANQUE TRADICIONAL	OTRAS CARGAS	PRODUCCIÓN ANUAL EN [t]	CONSUMO ANUAL DE ENERGÍA [MWh]	COSTO ANUAL ENERGÍA [COP]	UTILIDAD [%]
1	1	0	0	1	1	123	68	\$ 48.276.437	2,2
2	0	1	0	0	1	300	96	\$ 68.492.608	30,7
3	1	1	0	0	1	300	101	\$ 71.559.537	30,5
4	1	1	0	1	1	423	150	\$ 106.701.426	24,8
5	0	1	1	0	1	600	179	\$ 126.917.597	31,0
6	1	1	1	0	1	600	183	\$ 129.984.526	30,9
7	0	1	1	1	1	723	228	\$ 162.059.487	27,6
8	1	1	1	1	1	723	233	\$ 165.126.415	27,7

Como se puede observar en la Figura 5, existen 8 posibles escenarios para la estimación de la demanda energética, el escenario No.1 caracteriza el inicio de la actividad de la piscícola con

estanques tradicionales, el cual alcanza una utilidad del 2,2 [%], sin embargo, para efectos económicos y resultados más concluyentes acerca de la actividad piscícola se analizaron los dos escenarios con mayor porcentaje de utilidad, siendo estos los escenarios No. 5 y 2 con un 31,0 y 30,7[%] de utilidad respectivamente, dichos valores han sido calculados con base en los datos proporcionados por la piscícola “caso estudio” teniendo en cuenta los costos fijos, costos variables y porcentaje de supervivencia de los alevinos, el escenario No. 6 no se tuvo en cuenta puesto que la propuesta de los autores es simplificar el diseño realizando un sistema de iluminación perimetral autónomo (luminaria todo en uno que incluye panel, batería y controlador) disminuyendo pérdidas de energía en los conductores (considerando que las pérdidas y la regulación dependen directamente de la distancia).

Los cuadros de carga que permiten calcular este consumo se encuentran en las Figuras 61, Figura 62 y Figura 63 y la utilidad se calcula con el precio de venta de los alevinos menos los costos asociados de su producción.

Figura 6.

Potencia de los equipos actuales

Uso final de la Energía en:	Nº Pts o Usuarios	P. unit Inst W	P. Total Inst W
Iluminación perimetral	12	100	1200
Sistema IPRS No.1			
Blower 1	1	2540	2540
Blower 2	1	2540	2540
Blower 3	1	2540	2540
Blower 4	1	2540	2540
Blower 5	1	2540	2540
Casa, Bodega, Otros			
Iluminación casa	7	30	210
Televisor	2	145	290
Aire acondicionado	2	1000	2000
Router	2	25	50
Nevera	2	250	500
Lavadora	2	250	500
Pequeños artefactos	1	1100	1100
Sistemas Tradicionales			
Aireador tipo splash	4	1500	6000
Aireador de paleta	4	750	3000
Aireador tipo splash	4	750	3000
Total Usuarios:	47	31.300	30550

Figura 7.

Detalle de consumo de energía y costos asociados para las cargas actuales del sitio

Demanda de energía	
Diaria en kWh/día:	500,99
Anual en MWh/año:	\$ 182,86
Costo Diario en COP	\$ 292.332,67
Costo Mensual en COP	\$ 8.769.980,25
Costo Anual	\$ 106.701.426,34
Potencia Media KW:	18,56
Potencia Máxima KW:	30,05
FACTOR DE CARGA	62%

Figura 8.

Potencia de los equipos a considerar en el escenario No.2

Uso final de la Energía en:	Nº Pts o Usuarios	P. Unit Inst W	P. Total Inst W
Iluminación perimetral	0	100	0
Sistema IPRS No.1			
Blower 1	1	2540	2540
Blower 2	1	2540	2540
Blower 3	1	2540	2540
Blower 4	1	2540	2540
Blower 5	1	2540	2540
Casa, Bodega, Otros			
Iluminación casa	7	30	210
Televisor	2	145	290
Aire acondicionado	2	1000	2000
Router	2	25	50
Nevera	2	250	500
Lavadora	2	250	500
Pequeños artefactos	1	1100	1100
Total Usuarios:	23	31300	17350

Figura 9.

Detalle de consumo de energía y costos asociados para las cargas en el escenario No.2 del sitio

Demanda de energía	
Diaria en kWh/día:	321,59
Anual en MWh/año:	\$ 117.380,35
Costo Diario en COP	\$ 187.650,98
Costo Mensual en COP	\$ 5.629.529,43
Costo Anual	\$ 68.492.608,03
Potencia Media kW:	13,46
Potencia Máxima kW:	17,35
FACTOR DE CARGA	80%

Figura 10.

Potencia de los equipos a considerar en el escenario No.5

Uso final de la Energía en:	Nº Pts o Usuarios	P. unit Inst W	P. Total Inst W
Iluminación perimetral	0	100	0
Sistema IPRS No.1			
Blower 1	1	2540	2540
Blower 2	1	2540	2540
Blower 3	1	2540	2540
Blower 4	1	2540	2540
Blower 5	1	2540	2540
Sistema IPRS No.2			
Blower 6	1	2540	2540
Blower 7	1	2540	2540
Blower 8	1	2540	2540
Blower 9	1	2540	2540
Blower 10	1	2540	2540
Casa, Bodega, Otros			
Iluminación casa	7	30	210
Televisor	2	145	290
Aire acondicionado	2	1000	2000
Router	2	25	50
Nevera	2	250	500
Lavadora	2	250	500
Pequeños artefactos	1	1100	1100
Total Usuarios :	28	31300	30050

Figura 11.

Detalle de consumo de energía y costos asociados para las cargas en el escenario No.5 del sitio

Demanda de energía	
Diaria en kWh/día:	595,91
Anual en MWh/año:	\$ 217.507,15
Costo Diario en COP	\$ 347.719,45
Costo Mensual en COP	\$ 10.431.583,32
Costo Anual	\$ 126.917.597,10
Potencia Media kW:	25,21
Potencia Máxima kW:	30,05
FACTOR DE CARGA	85%

Para evaluar la demanda energética del proyecto se analizan las cargas actuales y las cargas futuras, se tiene en cuenta la mayor carga del sitio, la cual corresponde al sistema IPRS No.1 y representa el mayor porcentaje de consumo, la cual además es la más representativa en piscicultura intensiva o súper intensiva, puesto que a pesar de que el área del proyecto representa 1/5 parte de la extensión del terreno, resulta ser el área donde actualmente se acumula el mayor número de cargas, las cargas de mayor potencia, y de mayor uso o uso continuo, tal como se aprecia en las Figuras 6,8 y 10. Vale la pena mencionar que además de las cargas que se presentan a continuación existen otro tipo de cargas como de iluminación y toma corrientes no asociadas a la producción, por lo que no son representativas y de las cuales no se tienen mayores datos.

Las cargas presentadas se toman con un tiempo base de operación por hora, es decir los equipos funcionan hora a hora siguiendo el perfil de demanda hora a hora, los 7 días de la semana, sin importar domingos o festivos.

Figura 12.

Curva demanda diaria, cargas actuales

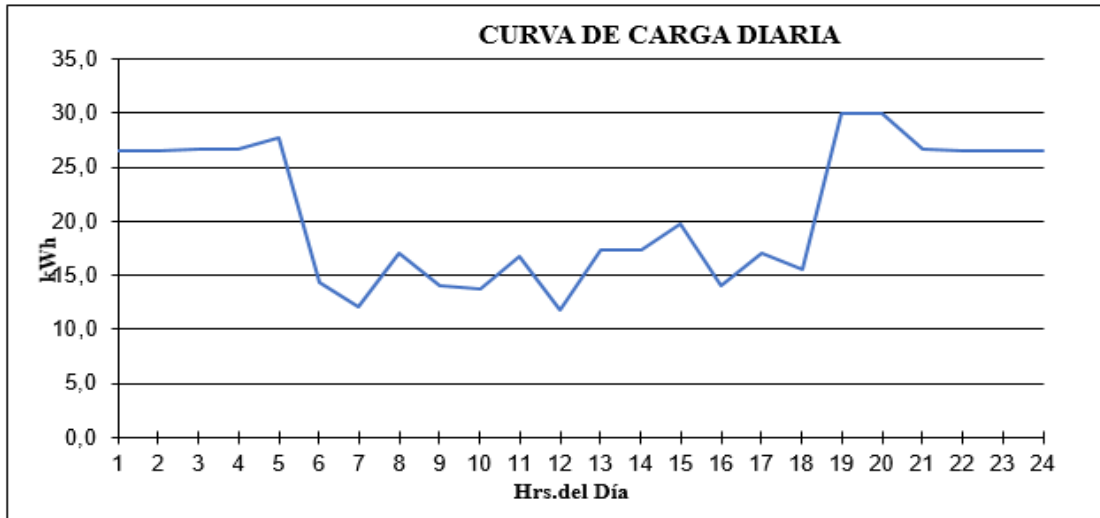


Figura 12. Representación gráfica de la “Curva de Demanda Diaria “con las cargas actuales del sitio “caso estudio”

Figura 13.

Curva demanda diaria, cargas consideradas en el escenario No 2.

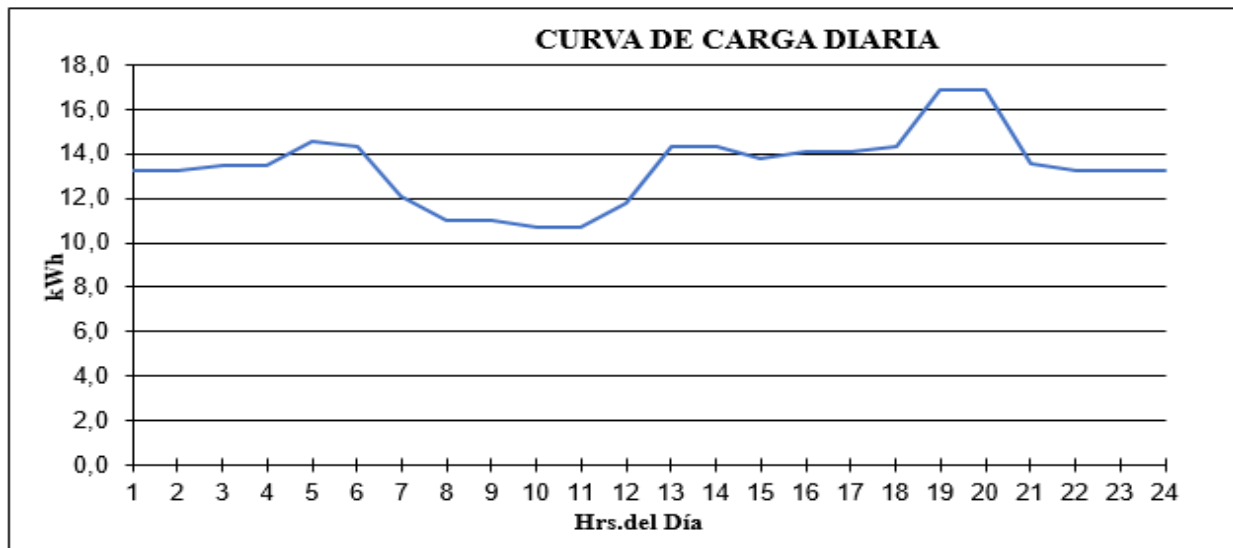


Figura 13. Representación gráfica de la “Curva de Demanda Diaria “con las cargas consideradas en el escenario No.2 del sitio “caso estudio”

Figura 14.

Curva demanda diaria, cargas consideradas en el escenario No. 5

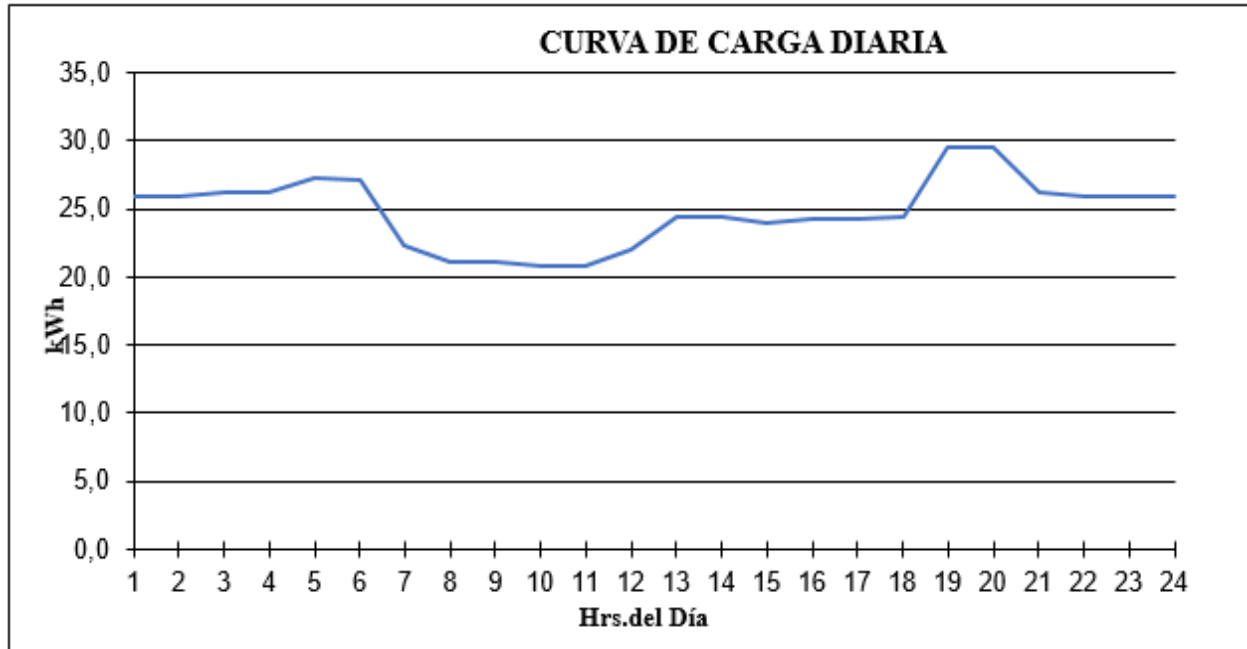


Figura 14. Representación gráfica de la “Curva de Demanda Diaria “con las cargas consideradas en el escenario No.5 del sitio “caso estudio”

De acuerdo con las representaciones gráficas de la carga diaria, se puede establecer que las gráficas de los escenarios de mayor utilidad para la piscícola “caso estudio” (escenarios 2 y 5) son coincidentes y presentan la misma forma, lo cual indica un perfil de carga continuo, el equipo principal de oxigenación tiene una potencia de 3,4 [hp] y debe estar diseñados para trabajo continuo, el número de equipos a usarse depende directamente de la medición del oxígeno en los estanques que se realiza en los pozos cada 12 horas iniciando a las 5:50 a.m. antes de iniciar las

labores diarias de alimentación y pesca y al finalizar la jornada antes de que caiga la noche, y el efecto de dicha medición se ve reflejado en las horas correspondientes. A continuación, se describe el equipo a utilizar:

2.2.1 Equipo de referencia

Figura 15.

“Blower” usado para piscicultura intensiva 3.4[hp]



“Blower” Son equipos que manejan un alto flujo de aire, están diseñados con una carcasa en aluminio y un motor embobinado en cobre, de uso industrial.

Referencia: 2RB 710 7AW16

Potencia: 3,4 [hp]

Factor de potencia: 0,67 [atraso]

Voltaje: 220 [V] / 440 [V]

Consumo: 10 [A] / 5,8 [A]

Presión: 19 [kPa] / 2,7 [psi]

Caudal máximo: 376 [m³/h]

Salida y entrada: 2"

Figura 16.

Placa de características del oxigenador tipo "Blower"



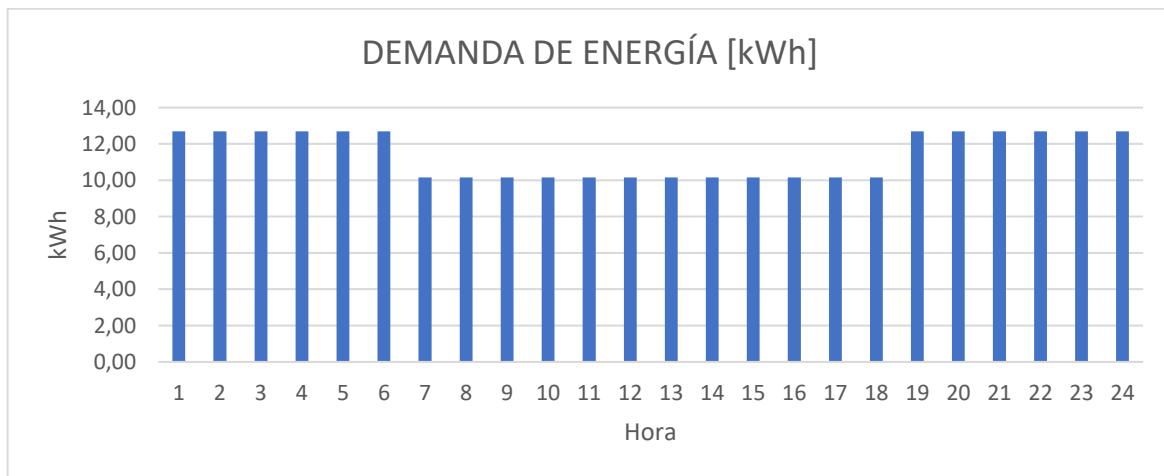
2.2.2 Curva de Demanda de energía diaria

A partir de los datos obtenidos en sitio (véase Figuras 6,8, 10) y la placa de datos de los equipos referenciados puede concluirse que la curva de demanda de energía diaria implicada en piscicultura intensiva puede adaptarse de la Figura 6, y suavizarse y es la que se considera a

continuación. Como se mencionó anteriormente, el principal objetivo del presente diseño es hacer un piloto de sistema fotovoltaico de suministro de energía eléctrica en un cultivo de piscicultura intensiva, dicho sistema piloto debe considerar un diseño apropiado para reducir las pérdidas de energía por transmisión y distribución en el sitio, dado que las cargas se encuentran significativamente apartadas las unas de las otras, también debe considerarse el hecho de que existe una conexión actual a la red de energía eléctrica del SIN, la cual se debe mantener para aumentar la confiabilidad del sistema y garantizar el suministro de potencia reactiva con el factor de potencia que requieren los oxigenadores o aireadores del tipo “Blower” presentados, por tanto debe considerarse la disponibilidad del punto de conexión y su capacidad transformadora, así como el área efectiva para el desarrollo del proyecto.

Figura 17.

Curva de demanda de energía diaria(suavizada)



Al tener la curva de demanda de energía diaria, y la potencia de cada uno de los equipos se obtiene un total de 274,30 [kWh] demandados por la instalación del sistema IPRS No.1, a partir de este dato se plantea desarrollar el diseño y la ubicación de los paneles, dependiendo del espacio

que se disponga para tal fin, sin afectar las actividades ya establecidas en la granja, se calculó esta curva de demanda de energía puesto que se observó por método gráfico que el perfil de carga del escenario No. 5 es combinación lineal del perfil correspondiente al escenario No. 2 considerando condiciones de diseño ideales y simetría tanto en carga como en generación .

2.3 Estimación y evaluación del recurso disponible en sitio

2.3.1 Ubicación del proyecto “caso estudio”

La ubicación determinada para el proyecto “caso de estudio “corresponde al municipio de “El Zulia” al nororiente colombiano en el departamento de Norte de Santander, con una latitud 8.03 N y una longitud de 72.35 E. La Figura 11 muestra una toma área del lugar.

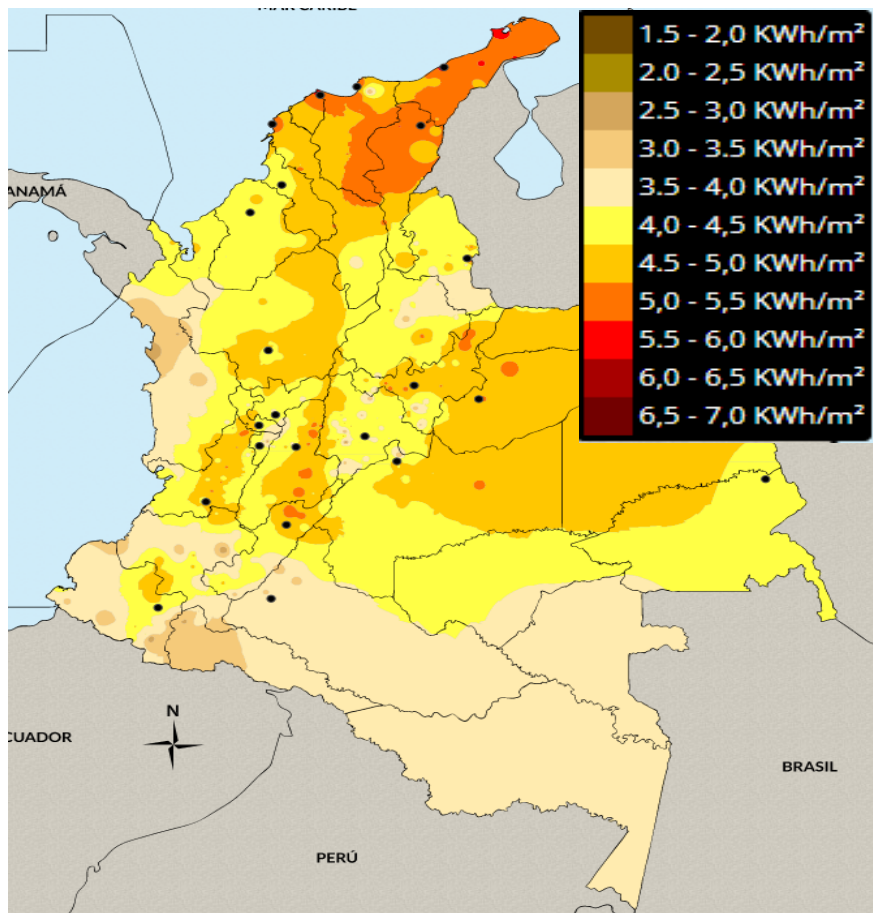
Figura 18.*Vista aérea (parcial) del proyecto “caso de estudio”*Tomado de *Google Earth Pro***Tabla 1.***Parámetros “Caso Estudio”*

Parámetro	Valor
Latitud	08° 03' 05" N
Longitud	72° 35' 40" E
Altura sobre el nivel del mar	137 m
Área de la zona de estudio	15 ha

2.3.2 Potencial solar

Figura 19.

Mapa de irradiación solar de Colombia



Tomado: IDEAM, (s.f.) Atlas radiación <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasRadiacion.html>

Teniendo en cuenta los análisis desarrollados por IDEAM es posible establecer las espaciales reparticiones energéticas solares mediante el uso con mapas, por el cual están desarrollándose en Colombia en los últimos años debido al gran interés que se ha generado con los proyectos de energías renovables. Con esta información podemos obtener el porcentaje diario de irradiación solar, brillo y irradiación ultravioleta que entra sobre la superficie plana por m².

2.3.3 Potencial solar en sitio del diseño

Por ejemplo, la radiación solar en un municipio en el departamento de Norte de Santander es en promedio 5,36 [kWh/m²] de acuerdo con los estudios presentados por el IDEAM, sin embargo, la herramienta HOMER tiene la opción de tomar datos más puntuales desde la base de datos de NASA POWER, al comparar ambos datos los valores de NASA POWER resultan ser menores que los propuestos por el IDEAM, por tanto para un dimensionamiento conservador y cálculo de la energía generada se asumen los datos de NASA POWER, de este modo se dimensiona el sistema, puesto que si se consideran los datos de NASA POWER los cálculos de energía generada serán inferiores a los obtenidos con la referente del IDEAM.

Figura 20.

Datos de radiación promedio en la estación más cercana al sitio “Caso de Estudio”

ESTACIÓN: UNIVERSIDAD FRANCISCO DE PAULA SANTANDER(CÚCUTA)														
PROMEDIO HORARIO DE LA RADIACIÓN(Wh/m ²)														
HORA	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiem	Octubre	Noviem	Diciemb		
0 - 1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
1 - 2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
2 - 3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
3 - 4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
4 - 5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
5 - 6	0,1	0,0	0,2	2,3	5,5	5	3	2,5	3,4	3,9	2,7	0,3		
6 - 7	31,5	29,7	39,2	67,2	89,6	89,7	79,9	75	91,6	91,4	84,0	46,9		
7 - 8	163,5	151,2	148	221,1	263,9	271,2	261,4	283,6	320,1	286,8	268,6	186,0		
8 - 9	364,1	345,7	323,3	414	467,5	455,2	438,8	499	555,8	520,2	493,7	388,5		
9 - 10	574,6	559,3	494,8	635,4	646,2	636	631,8	700,6	758,5	719,7	691,6	574,4		
10 - 11	711,4	715,1	608,2	633,0	691,5	645,6	655,9	703,8	785,6	733,8	771,6	693,3		
11 - 12	750,9	709,3	622,2	639,4	707,0	697,1	673,5	689,9	789,8	782,4	785,9	738,9		
12 - 13	754,2	726,9	669,4	664,2	708,3	668,9	695,4	741,6	796,8	775,5	728,6	707,0		
13 - 14	696,1	723,4	652,6	629,7	690,6	663,5	682	719,9	773,2	730,3	644,0	655,2		
14 - 15	533,0	603,4	538,2	551,3	579,7	603,8	620,5	651,2	652,1	539,8	477,2	490,4		
15 - 16	302,9	386,6	363,8	353,5	380,0	421,6	445,4	449,4	418,8	273,5	211,8	232,9		
16 - 17	125,9	164	170,4	166,6	180,2	209,3	230,4	230,8	173,9	109,9	81,9	96,2		
17 - 18	22,7	34,2	30,5	32,3	33,9	49,8	58,3	49,7	24,3	9,3	5,5	9,6		
18 - 19	0,1	0,1	0,1	0,0	0,1	0,2	0,5	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0		
19 - 20	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
20 - 21	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
21 - 22	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
22 - 23	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
23 - 24	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	PROMEDIO	
Acumulada diaria	5031,0	5148,9	4660,9	5010,0	5444,0	5416,9	5476,8	5797,2	6144,0	5576,5	5247,1	4819,6	5359,4	
Acumulada diaria(kWh/m ²)	5,03	5,15	4,66	5,01	5,44	5,42	5,48	5,80	6,14	5,58	5,25	4,82	5,36	
	Entre 0 y 200 (Wh/m ²)			Entre 400 y 600 (Wh/m ²)			Mayor a 800 (Wh/m ²)			LEYENDA				
	Entre 200 y 400 (Wh/m ²)			Entre 600 y 800 (Wh/m ²)										

Como puede observarse en la Figura 20 la radiación global promedio para el sitio es cercana a 5,36 [kWh/m²] acorde a los datos proporcionados por el IDEAM mediante la estación meteorológica de la Universidad Francisco de Paula Santander, la cual resulta ser la más cercana al sitio.

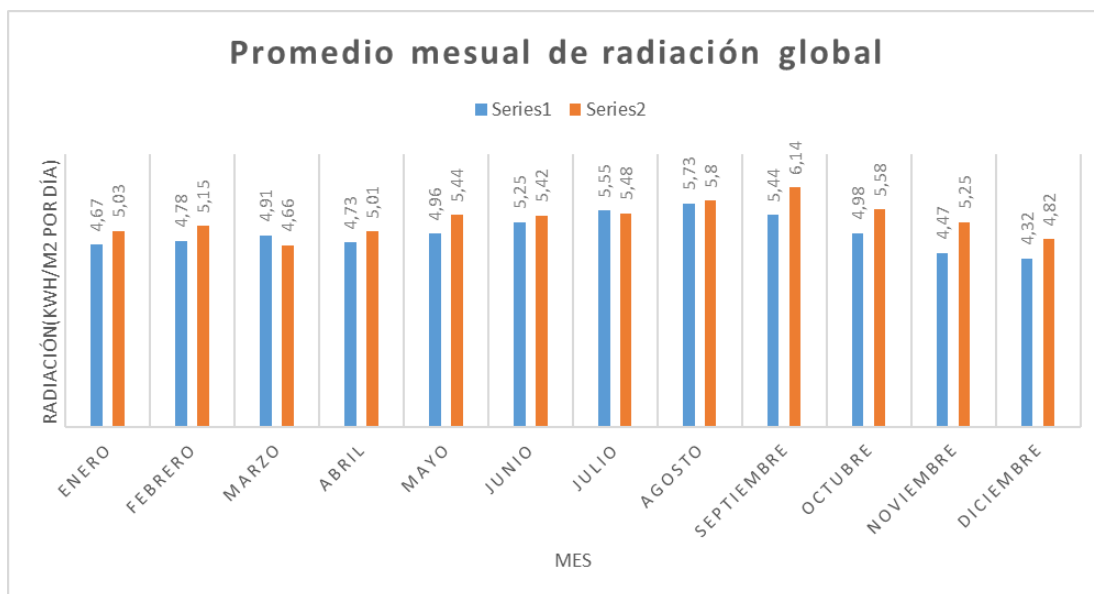
Tabla 2.

Datos de radiación promedio en la estación más cercana al sitio vs datos proporcionados por la base de datos de NASA POWER “Caso Estudio”

Mes	Índices de Claridad	Nasa power Radiación diaria [kWh/m2/día]	IDEAM Radiación diaria [kWh/m2/día]
Enero	0,511	4,67	5,03
Febrero	0,49	4,78	5,15
Marzo	0,476	4,91	4,66
Abril	0,451	4,73	5,01
Mayo	0,482	4,96	5,44
Junio	0,52	5,25	5,42
Julio	0,547	5,55	5,48
Agosto	0,554	5,73	5,8
Septiembre	0,528	5,44	6,14
Octubre	0,505	4,98	5,58
Noviembre	0,484	4,47	5,25
Diciembre	0,485	4,32	4,82

Figura 21.

Radiación global en sitio NASA POWER (azul) vs IDEAM (naranja)



2.4 Rendimiento y afectaciones del clima a los sistemas fotovoltaicos

El rendimiento nominal de un sistema fotovoltaico depende directamente del rendimiento del panel solar fotovoltaico y este se toma bajo condiciones de prueba estándar (STC) y son: irradiancia de 1000 [W/m²], temperatura de 25 [°C] y espectro solar AM de 1.5. Usualmente los paneles solares fotovoltaicos no funcionan bajo las condiciones estándar, por tanto, las características de salida de cada una de las tecnologías de paneles solares fotovoltaicos dependen de las diferentes características ambientales y locativas (Mohring y Stellbogen, 2008), las características propias de cada lugar son:

Irradiancia.

Temperatura.

Humedad.

Espectro solar.

Velocidad del viento.

Acumulación de polvo.

2.4.1 Caracterización del sitio “caso de estudio”

Es imprescindible detallar y analizar la caracterización del clima en la piscícola “caso estudio” puesto que la caracterización del clima representa un papel fundamental para analizar el desempeño o comportamiento de los sistemas fotovoltaicos ante las diferentes condiciones que se puedan presentar. El clima de un lugar está determinado por su ubicación geográfica de altitud, longitud y relieve, utiliza parámetros como temperatura, velocidad del viento, humedad del aire,

pluviosidad, nubosidad y radiación solar como las características más relevantes para determinar la climatología de determinado lugar.

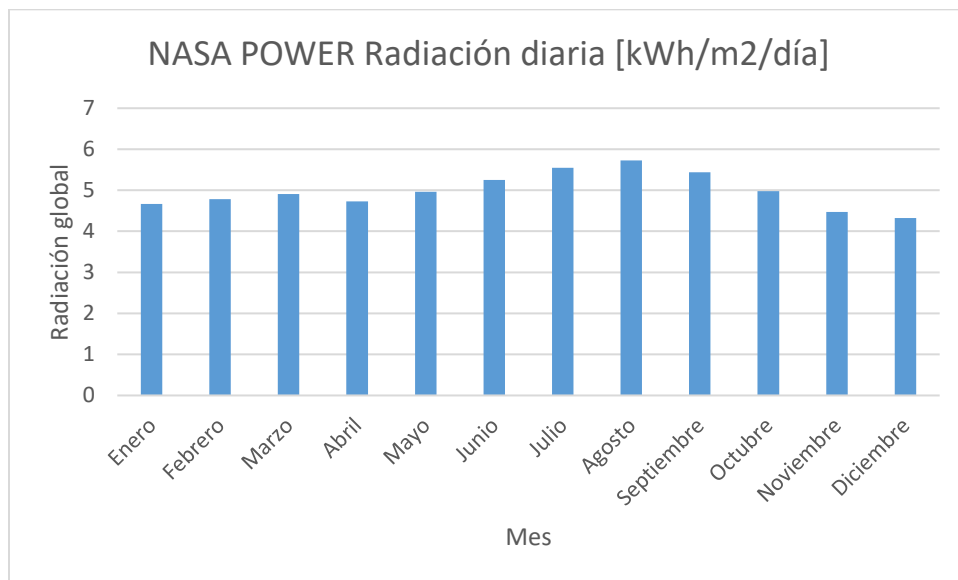
2.4.2 Datos climatológicos

Los datos climatológicos usados para la caracterización y el análisis se toman de la base de datos de la NASA (NASA POWER), los datos fueron recopilados por 29 años, periodo de 1984 a 2013. Y están disponibles en: <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>

2.4.2.1 Radiación. Las Figuras 22 y 23 junto con la Figura 20 muestran el comportamiento de la radiación mensual anual en el Municipio de “El Zulia”.

Figura 22.

Radiación global en sitio NASA POWER











De la Figura 22, se puede apreciar que durante una gran parte de los meses del año se presentan niveles de radiación solar casi constantes con un promedio de 5,0 [kWh/m²/día], los meses que se encuentran en fin de año como lo son noviembre y diciembre, son los meses que presentan menor radiación solar, y los meses de julio, agosto y septiembre los de mayor promedio. A nivel general, este Municipio dispone de buenos niveles de este recurso natural para implementar sistemas de generación a partir de paneles fotovoltaicos y este potencial es superior a la media de 4,5[kWh/m²/día] establecida para Colombia.

2.4.2.2 Nubosidad. La cantidad de nubes en el cielo se mide en octas u octavas, esta medida climatológicamente se emplea para estimar la nubosidad o partes del cielo cubierto en un lugar determinado. La escala viene determinada como se muestra en la Figura 13.

Figura 23.

Simbología octas para la estimación de la nubosidad en el sitio

Símbolo	Extensión cielo cubierto	
	0/8	Despejado
	1/8	Poco nuboso
	2/8	Poco nuboso
	3/8	Poco nuboso
	4/8	Nuboso
	5/8	Nuboso
	6/8	Muy nuboso
	7/8	Muy nuboso
	8/8	Cubierto

Tomado de: Canal tiempo 21, (2020) *Las Nubes y su Clasificación.*

<https://www.canaltiempo21.com/las-nubes-y-su-clasificacion/>

La Tabla 3 indica las condiciones de nubosidad promedio, mensual y anual en porcentaje de cielo cubierto y en octas para el lugar determinado.

Tabla 3.

Datos de Nubosidad en el cielo proporcionados por la base de datos de NASA POWER para el sitio “Caso Estudio”

Mes	% porcentaje de cielo cubierto	octas de cielo cubierto
Enero	51.10%	4.09
Febrero	49.0%	3.92
Marzo	47.60%	3.43
abril	45.10%	3.62
Mayo	48.20%	3.86
Junio	52.0%	4.16
Julio	54.70%	4.38
Agosto	55.40%	4.43
Septiembre	52.80%	4.22
Octubre	50.50%	4.05
Noviembre	48.40%	3.87
Diciembre	48.50%	3.88
Anual	50.28%	4.02

Nota. Tomado de *Base de Datos de la NASA*

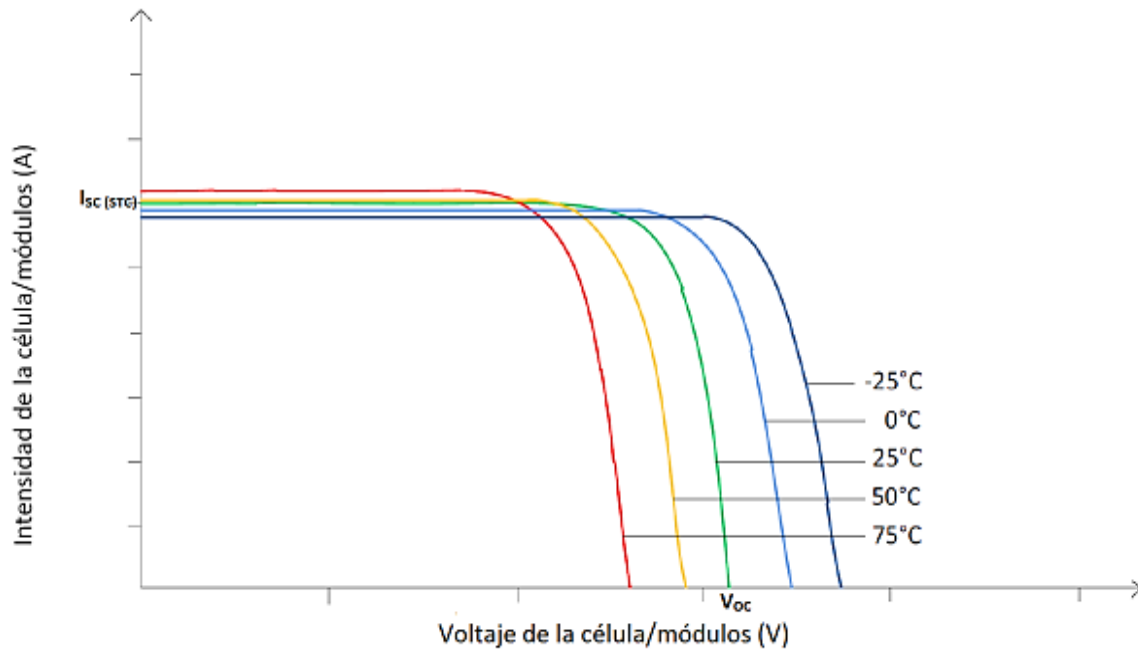
De la Tabla 3 se puede deducir, que de acuerdo con el porcentaje de cielo cubierto la mayor parte del año el sitio “caso de estudio” se encuentra en condiciones de cielo nuboso con un promedio de 50.28% de cielo cubierto o 4.02 [octas].

2.4.2.3 Temperatura. Resulta ser uno de los factores más importantes que inciden en el funcionamiento y diseño de los sistemas fotovoltaicos. Esto ocurre porque la temperatura afecta de manera considerable a la tensión tal como se muestra en la Figura 25. La Figura 14 muestra el

comportamiento promedio mensual y anual de la temperatura en la piscícola “caso de estudio”, siendo esta cuasi constante con una temperatura promedio anual de aproximadamente de 23 [°C].

Figura 24.

Afectación de la temperatura sobre la potencia entregada por los paneles solares fotovoltaicos.



Tomado de Ingelibre, (2020) *Influencia de la irradiación y temperatura sobre una placa fotovoltaica de*

Como se aprecia en la figura anterior, la tensión de circuito abierto comienza a disminuir cuando aumenta la temperatura. Ahora bien, si observamos la intensidad de cortocircuito por el contrario aumenta cuando la temperatura también lo hace, pero la variación en intensidad de corriente no es significativa, esto conlleva a que cuando aumenta la temperatura, la potencia entregada por el panel solar fotovoltaico disminuirá.

Figura 25.

Temperatura promedio mensual y anual en el sitio “Caso estudio”

Mes	T máx. [°C]	T Min [°C]
Enero	31,0	22,0
Febrero	31,0	23,0
Marzo	32,0	23,0
Abril	32,0	24,0
Mayo	33,0	24,0
Junio	34,0	25,0
Julio	34,0	25,0
Agosto	34,0	25,0
Septiembre	33,0	25,0
Octubre	33,0	24,0
Noviembre	32,0	24,0
Diciembre	31,0	24,0
Anual	32,5	24,0

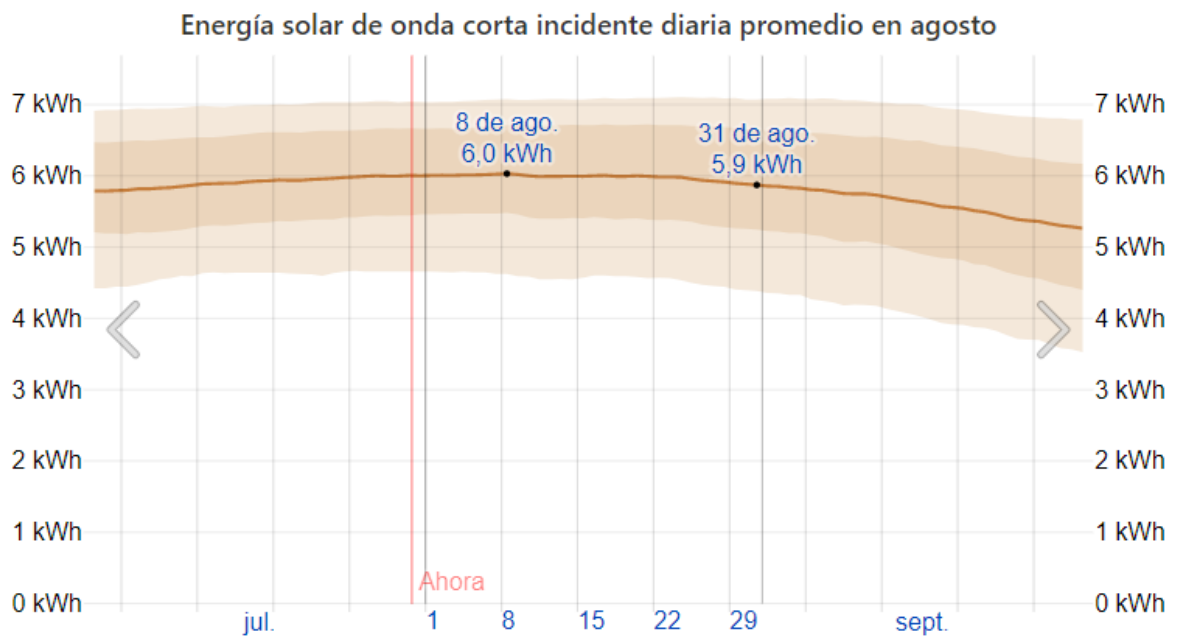
De acuerdo con la Figura 25, los meses que presentan un menor promedio de temperatura son diciembre a febrero, la mayor temperatura se presenta en los meses de junio a septiembre, lo cual tiene concordancia con los datos obtenidos para el promedio de radiación global en sitio.

Puede concluirse entonces, que el sitio “caso de estudio” cuenta con un clima tropical bimodal dividido en dos temporadas secas y dos temporadas de lluvias al año, una radiación promedio anual es de 5,0[kWh/m²/día] con aproximadamente 5 horas de brillo solar por día, condiciones de cielo nublados a lo largo del año, una temperatura promedio anual de 28,25 [°C] con aproximadamente un 83 % de humedad relativa, además cuenta con aproximadamente 748 [mm] de lluvia acumulada durante todo el año, por lo que se define que el sitio “caso de estudio” posee recurso solar suficiente en la instalación de un procedimiento de generación en base en paneles solares, el cual en periodo resplandeciente

en el año a lo largo de 2,2 meses y corresponde a lo evidenciado en la Figura 12, es muy periódico en agosto y en un lapso aproximada de 0,1 kW por h de 6,0 kW por h, y la fuerza solar de onda incidente por día máxima se presenta el 8 de agosto y es de 6,0 kW por h, se toma en cuenta las desviaciones estacionales de un periodo por día, el aumento del sol en el horizonte y la asimilación de las nubes y elementos atmosféricos (meteorológico, s.f.).

Figura 26.

Proyección de la energía solar con onda corta permanente promedio para mes de agosto de 2021 para el sitio “caso estudio”.



Nota. Los datos del clima, que incluyen la nubosidad, prontitud, rapidez y la dirección del viento tomados de MERRA-2 Modern-Era Retrospective Analysis de NASA.

3. Dimensionamiento del sistema fotovoltaico

El sistema de generación basado en paneles solares fotovoltaicos debe ser de inyección directa a la red para mantener el contrato de conexión con el operador de red, se debe proyectar un cuarto donde se instalarán los tableros e inversores y se conectará el sistema al tablero general de baja tensión, en todo caso debe garantizarse un sistema de protección anti-isla según lo contemplado por el acuerdo CNO 1322 para AGPE menores a 100[kW]. En este tipo de instalaciones de energía solar, la energía eléctrica producida a partir de los paneles solares fotovoltaicos se inyecta directamente en la red para consumirla en tiempo real en la producción piscícola, los excedentes son inyectados a la red por lo cual deberá contemplarse la instalación de un medidor bidireccional certificado por la ONAC y parametrizado en cuatro cuadrantes con la plantilla CENS, y serán considerados en la modalidad crédito de energía acorde a lo planteado en la CREG 002 de 2021. Para estimar dichos excedentes se simula la curva de producción de energía y se compara con el perfil de demanda de energía diaria, adicional a los datos generados automáticamente por el software Homer Pro^{*1} basándose en los datos de irradiación y perfil de demanda estimado en el capítulo 2.

El sistema de generación debe contar con tecnología de paneles solares fotovoltaicos debido al potencial estimado para el sitio caso estudio, considerando su potencia nominal, eficiencia, criterio de bancabilidad, y costo nominal. Debe estimarse el total de paneles necesarios para obtener la potencia total solicitada, el peso y el área ocupada por los paneles, estará condicionado al diseño y selección que garantizan la distribución de los paneles de acuerdo con el espacio y las condiciones disponibles. Además, el sistema deberá contar con inversores trifásicos y estos a su vez deberán funcionar de acuerdo con las características eléctricas (frecuencia y

voltaje) de la normativa colombiana. No se plantea el uso de micro inversores a fin de remplazar los inversores trifásicos puesto que puede ocasionarse un mayor costo teniendo en cuenta el cableado necesario y la prolongación del mismo hacia la carga, y que la ubicación y el tamaño de los micro inversores presentan un alto riesgo de hurto, por lo que los equipos deberán estar correctamente fijados y anclados, y los inversores ubicados dentro del cuarto técnico proyectado cerrado garantizando la seguridad, con llave de corte de energía desde la parte exterior del mismo (parada ordenada).

3.1 Descripción de los paneles solares

Figura 27.

Vista arreglo de paneles solares fotovoltaicos



Tomado de: N. Entralgo, “Sistema On Grid Bucarretes, 50 [kWp]”

La solución propuesta para el presente proyecto cuenta con un sistema de generación a pequeña escala (AGPE) basado en paneles solares Trina Solar de 505 [W], para este fin se deben

contemplar paneles solares únicamente cuyo fabricante este certificado en los aspectos de calidad, medio ambiente y salud en su proceso de fabricación según normas ISO 9001, ISO 14001 y OHSAS 18001 y presentar los certificados en vigor. Los paneles deberán incluir el certificado de proceso de fabricación, estos certificados deberán indicar país de origen e incluir el certificado de conformidad de producto RETIE.

Tabla 4.

Características de los paneles solares

Tipo de panel	Característica
Monocrystalino	Estos módulos proporcionan un rendimiento más elevado, aproximadamente 20[%] en la fabricación y en modelos de laboratorio un 24[%].
Policristalino	El rendimiento de este tipo de módulos esta entre un 12 y 14[%], tienen un espesor reducido de varias micras. Las células presentan una forma particularmente cuadrada.
Amorfo	Estos brindan un rendimiento inferior al 10[%], su ventaja es la maleabilidad. Instalados directamente en tejados, superficie de edificios y oficinas.
Sulfuro de Cd	Proceso de fabricación fácil con poco material activo. Con rendimientos máximos dados en el laboratorio están alrededor del 10[%], estos se reducen a la mitad cuando llegan a la actividad industrial.
Arsénico de Ga	Su rendimiento teórico alcanza límites aproximados al 27 –28[%], en forma monocristalina, son costosos.

Adaptado de Tabares W. (2016) Estudio de caso sobre la utilización de sistemas de generación fotovoltaicos en cultivos de piscicultura intensiva en el departamento de Santander,

Existen al menos cinco criterios básicos para la selección de un panel solar fotovoltaico según un análisis de “Solar Nub and Global Solar Trading” (2021). Este análisis indica que en primer lugar la potencia y el tamaño son factores decisivos a la hora de elegir un panel solar dado que maximiza el ahorro en costos de instalación, recomendando los paneles de 2100*1050 mm

aproximadamente, en segundo lugar se debe escoger la tecnología del panel fotovoltaico, este análisis concluye que los paneles poli cristalinos tienden a desaparecer puesto que los Mono cristalinos y Mono Perc han logrado igualar en precio a los poli cristalinos y su eficiencia es entre 8 y 10[%] mayor, en tercer lugar debe considerarse la eficiencia del panel solar se recomienda el uso de paneles que fluctúen entre 17 y 22[%], las garantías y bancabilidad ^{*2}solar es el cuarto criterio decisivo ya que los ^{*3}fondos de inversión precisan del factor de deterioro de los paneles por lo que sugiere paneles que oferten una vida útil entre 25 y 30 años respaldados por la lista Tier 1 elaborada por Bloomberg NEF, el quinto criterio decisivo es el costo por Wattio del panel seleccionado.

“De acuerdo a lo planteado en la tabla 4 y a las recomendaciones de “Solar Nub and Global Solar Tranding”, los paneles comerciales con mejor eficiencia son los del tipo Mono Cristalinos, adicional a esto se toma como criterio de selección el hecho de que el fabricante se encuentre entre al menos una de las dos listas de referencias PVEL y/o TIER 1, del último periodo de referencia en cada caso y según aplique, dando una vida útil al proyecto fotovoltaico entre 25 y 30 años, el criterio de la vida útil deberá ser usado en todos los elementos de fijación y anclaje de los paneles, esto con el fin de garantizar la vida útil y flujo de caja del proyecto(se consideran en los costos referentes a rondas de mantenimiento preventivo) , en caso de que no sea posible cotizar ninguna marca dentro de las listas TIER 1 o PVEL, se optará por cotizar una marca de fácil acceso, pero que conserve los criterios de selección por lo que el criterio final será la disponibilidad del panel solar fotovoltaico en Colombia(lo cual se verificará mediante cotizaciones de empresas voluntarias).

Según C.Z El-Bayeh, K. Alzaareer y B. Brahmit en su artículo “An original multi-criteria decisión-making algorithm for solar panles selection in buildings” se puede hacer uso del método

M1 planteado por los autores para seleccionar debidamente un panel solar fotovoltaico, para cualquier sistema indistintamente del sitio donde se vaya a elegir, estimando al menos los tres escenarios planteados en la siguiente tabla.

Figura 28.

Escenarios para la selección multi criterio y sus pesos correspondientes

ESCENARIOS	DESCRIPCIÓN	Peso correspondiente a cada factor						
		1	2	3	4	5	6	7
J								
ESCENARIO 1	Todos los criterios tienen la misma importancia para el cliente	10	10	10	10	10	10	10
ESCENARIO 2	El cliente busca la solución más óptima para el sistema de generación	1	1	10	2	2	5	10
ESCENARIO 3	El cliente busca el costo mínimo de instalación	1	10	1	10	5	1	2

Adaptado de: “An original multi-criteria decision-making algorithm for solar panels selection in buildings” 2021

Acorde a lo anterior se utiliza el método M1 para la selección multicriterio buscando un equilibrio entre un diseño óptimo y un diseño económico. Para lo cual se estiman al menos siete criterios de selección con base en lo citado en el artículo “Solar Nub and Global Solar Trading” (2021).

Figura 29.*Datos usados para algoritmo de selección multi criterio*

REFERENCIA	ENTRADAS DEL ALGORITMO			RESULTADOS DE SALIDA DEL ALGORITMO				
		MPPT [W]	Costo total al instalar por modulo [\$/W]	Capacidad instalada del sistema [W]	Costo total del sistema [\$/W]	CPR del sistema [\$/W]	Eficiencia del sistema	Relación Generación/ Demanda de
	i/j	1	2	3	4	5	6	7
Canadian Solar Inc 410	1	410	\$ 530.000	36080	\$ 46.640.000	\$ 1.293	18,6	1,002
Seraphim 385	2	385	\$ 597.000	36190	\$ 56.118.000	\$ 1.551	19,44	1,005
JA Solar 380	3	380	\$ 607.500	36100	\$ 57.712.500	\$ 1.599	19,6	1,003
Zn Shine Solar 440	4	440	\$ 660.000	36080	\$ 54.120.000	\$ 1.500	20,12	1,002
JA Solar 450	5	450	\$ 676.000	36000	\$ 54.080.000	\$ 1.502	20,2	1,000
Qcells 455	6	455	\$ 650.000	36400	\$ 52.000.000	\$ 1.429	20,4	1,011
Yingli Solar	7	410	\$ 609.000	36080	\$ 53.592.000	\$ 1.485	20,4	1,002
Longi 455	8	540	\$ 651.000	36180	\$ 43.617.000	\$ 1.206	20,9	1,005
Qcells 465	9	465	\$ 607.000	36270	\$ 47.346.000	\$ 1.305	20,9	1,008
JA Solar	10	545	\$ 804.000	36515	\$ 53.868.000	\$ 1.475	21	1,014
Longi 540	11	540	\$ 792.000	36180	\$ 53.064.000	\$ 1.467	21	1,005
Risen 455	12	455	\$ 493.000	36400	\$ 39.440.000	\$ 1.084	21	1,011
GCL 390	13	390	\$ 622.000	36270	\$ 57.846.000	\$ 1.595	21,1	1,008
Jinko Solar 475	14	475	\$ 782.500	36100	\$ 59.470.000	\$ 1.647	21,16	1,003
Trina Solar 505	15	505	\$ 598.600	36360	\$ 43.099.200	\$ 1.185	21,2	1,010
Zn Shine Solar 600	16	600	\$ 747.650	36000	\$ 44.859.000	\$ 1.246	21,2	1,000
Suntech 550	17	550	\$ 609.000	36300	\$ 40.194.000	\$ 1.107	21,3	1,008
Atlas Pro	18	540	\$ 942.200	36180	\$ 63.127.400	\$ 1.745	21,4	1,005
Risen 605	19	605	\$ 834.000	36300	\$ 50.040.000	\$ 1.379	21,4	1,008

Para el análisis multicriterio se tomaron diecinueve paneles solares (véase anexo: “fichas técnicas”) de potencias entre 350 y 650 [W], con eficiencias entre el 18,5 y 21,5[%] obtenidas mediante cotizaciones de empresas voluntarias (ver anexo), entre las que participaron SOLARTEX, AUTOSOLAR, ECOENERGY LATIN AMÉRICA, ECOM S.A.S, SUN COLOMBIA, entre otras.

Tabla 5.*Análisis de los datos usados para el algoritmo de selección multi criterio*

Minimo	380	\$ 493.000	36000	\$ 39.440.000	\$ 1.084	18,6	1	60
Promedio	481	\$ 674.339	36210	\$ 51.064.900	\$ 1.410	21	1	77
Máximo	605	\$ 942.200	36515	\$ 63.127.400	\$ 1.745	21,4	1,01431	95

Figura 30.*Selección de paneles acorde a los escenarios multi criterio*

PUESTO	MARCA	PUNTAJE
1	Trina Solar 505	508
2	Suntech 550	526
3	Yingli Solar 410	543
4	Canadian Solar Inc 410	546
5	Risen 455	602
6	JA Solar 450	665
7	Atlas Pro 540	666
8	Longi 540	674
9	Zn Shine Solar 440	695
10	Longi 455	702
11	JA Solar 545	703
12	Risen 605	713
13	Qcells 465	724
14	Jinko Solar 475	732
15	GCL 390	745
16	Qcells 455	752
17	Zn Shine Solar 600	774
18	JA Solar 380	820
19	Seraphim 385	830




Como puede observarse se obtuvo una lista preferencial donde el panel Trina Solar de 505 [W] es el más acorde para el diseño, como se evidencia en su ficha técnica, tiene una eficiencia del 21,2[%], un 2[%] superior a la media de los paneles de referencia, con un costo por vatio de 1185[COP] a septiembre de 2021 lo cual se traduce en un 16 [%] por debajo del promedio de los

paneles de referencia, por lo que se concluye que el método utilizado es fiable, además Trina Solar posee certificado de producto del panel solicitado, y se encuentra en las listas de TIER 1 y PVEL que garantizan tanto su bancabilidad como su calidad y respaldo.

3.2 Descripción de los inversores solares DC/AC

El sistema de generación requiere de al menos una unidad de conversión de energía solar que es producida en corriente directa y consumida en corriente alterna, dicho inversor deberá ser trifásico para facilitar la conexión a la red eléctrica y/o sistema interconectado, contando adicionalmente con una pantalla e indicadores luminosos que indiquen el estado actual del equipo, así como la posibilidad de conectarse a red de internet y facilitar la tele gestión mediante aplicativos móviles y páginas web de fácil acceso y comprensión para usuarios familiarizados o no con los parámetros eléctricos de un sistema de generación fotovoltaico, además la posibilidad de generar informes económicos y técnicos del sistema.

Figura 31.*Inversores solares*

Marca	En general	Cualidad	Eficiencia	Fiabilidad	Relación calidad-precio
1  Huawei	5.0	5.0	5.0	5.0	4.8
2  Fronius	4.7	4.8	4.7	4.8	4.5
3  SMA Solar	4.6	4.7	4.8	4.8	3.9
4 SolarEdge	4.5	4.7	4.8	4.6	3.7
5 SolaX Power	4.4	4.3	4.7	4.7	4.0
6 Kostal	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0

Tomado de: Ruiz E. (2021) “El inversor solar es el corazón de tu instalación de placas solares”.

<https://solarplus.es/inversores>

Para la selección del inversor se tuvo en cuenta el criterio penetración de marca en los mercados mundiales obtenido del análisis para 2021 de GTM que indica que la marca HUAWEI es la número 1 en ventas a nivel mundial, además la eficiencia de los inversores HUAWEI alcanzan un valor del 98,65[%] siendo superior en un 0,5[%] a los inversores de la marca FRONIUS, además los inversores HUAWEI permiten el monitoreo y tele gestión mediante el uso de diversos aplicativos como los son Fusión Solar y SUN2000, que la segunda y tercera marca más vendida a nivel mundial son difícil acceso en Colombia (Fronius y SMA respectivamente), además de la practicidad de las conexiones MPPT exteriores (sin necesidad de desarmar el inversor).

3.3 Dimensionamiento en Inicial

A partir de los resultados obtenidos en el capítulo dos, se estima una demanda de energía diaria de 274,3 [kWh] (Figura 17), y se desea estimar la capacidad a instalar del generador fotovoltaico, así como el pre-dimensionamiento del número de paneles y el área implicada.

$$L_{md} = 274,3 \left[\frac{\text{kWh}}{\text{día}} \right]$$

$$P_{GFV} = \frac{L_{md}}{HPS_{Crit} * PR} \quad (1)$$

$$P_{GFV} = \frac{274,3}{4,5 * 0,9}$$

$$P_{GFV} = 67,7284 [\text{kWp}]$$

Donde,

$$L_{md} = \text{Consumo medio energetico diario}$$

$$P_{GFV} = \text{Potencia requerida para el generador fotovoltaico}$$

$$HPS_{Crit} = \text{Horas solares pico criticas}$$

$$PR = \text{Factor global de funcionamiento}$$

$$C.I.P._{GFV} = P_{GFV} * AH_{mensual} \quad (2)$$

$$C.I.P._{GFV} = 67,7284 * 0,5$$

$$C.I.P._{GFV} = 33,8642 [\text{kWp}]$$

Donde,

$C.I.P._{GFV}$: Capacidad instalada pico en kWp

$AH_{mensual}$: Ahorro mensual, se estima un ahorro mensual del 50%

El número de paneles necesario se calcula con la formula (3)

$$N_{paneles} = \frac{C.I.P_{GFV}}{P_{MPP}} \quad (3)$$

$$N_{paneles} = \frac{33864,2}{505}$$

$$N_{paneles} = 67,0578$$

$$N_{paneles} \approx 68$$

$N_{paneles}$: Número de paneles solares fotovoltaicos

P_{MPP} : Potencia máxima por panel

Para dimensionar la potencia necesaria en el Inversor con módulo cristalino, se sigue el procedimiento indicado por el fabricante seleccionado (HUAWEI)

Basado en cifras de:

- 0,95 para el fabricante,
- 0,95 para suciedad y
- 0,85 para temperatura (basado en una temperatura ambiente de 30 ° C)

La reducción de la capacidad nominal de la matriz es: $0,95 \times 0,95 \times 0,85 = 0,77$

Como resultado de este tipo de reducción que se experimenta en el campo, el inversor puede clasificarse fácilmente al 77% de la potencia máxima de la matriz e incluso menos.

$$C.I.P_{inversor} = C.I.P_{GFV} * F_{reducción} \quad (3)$$

$$C.I.P_{inversor} = 33,8642 * 0,77$$

$$C.I.P_{inversor} = 26,0754 \text{ [kW]}$$

Por lo que el inversor seleccionado está en un margen de 26 a 45 [kW] y el sistema de generación basado en paneles solares entre 33,86 y 45[kW], dado que el fabricante de los inversores estima que la reducción de la capacidad es cercana al 23[%], y el OR restringe la capacidad instalada al 15[%] del valor del transformador en el punto de conexión, que es de 300

[kVA] para el presente proyecto. Los arreglos matriciales de los paneles fotovoltaicos serán dimensionados en el software SmartDesign(versión de prueba) de HUAWEI, buscando la curva de máxima eficiencia del inversor.

3.4 Dimensionamiento en Homer Pro

En el proceso de simulación mediante la herramienta de prueba de Homer Pro (véase capítulo 1 sección 1.12) se determinan diferentes configuraciones del sistema, número de componentes necesarios, tamaño, y estrategia de despacho. El software elegido Homer Pro tiene la capacidad de simular múltiples combinaciones en corto tiempo (dependiendo del equipo de cómputo) considerando diferentes arreglos y combinación de módulos fotovoltaicos, tipo de almacenamiento y conexión a la red, entre otras opciones. Una de las ventajas del uso de Homer es la posibilidad de realizar seguimiento al ciclo de carga, indicando en que momentos la instalación está consumiendo energía de los paneles solares y en qué momento de la red o baterías según cada caso.

El proceso de optimización de Homer Pro decide cuál es la configuración más ideal o recomendada para el sistema, además presenta el mejor tipo de sistema óptimo y una configuración que satisface las necesidades energéticas de la carga, así como la presentación de análisis económicos a partir de los costos iniciales, y la misma sensibilidad con que se configuró la simulación.

Se plantea realizar un dimensionamiento general, usando los catálogos generales o genéricos de Homer Pro (edición 3.14), con el fin de dimensionar el tamaño y número de cada uno de los elementos, posteriormente bajo los criterios de selección anteriormente mencionados,

realizar nuevamente simulación con precios exactos de cada elemento, incluyendo transportes, instalación, entre otros, y comparando dichos resultados con los de algunas empresas del sector(voluntarias).

3.4.1 Perfil de carga en Homer

De acuerdo con los datos obtenidos en el sitio, y plasmados en la Figura 5 (posibles escenarios), tabla No.2 (potencia de los equipos actuales) y la figura No.17 (Curva de energía diaria-“suavizada”)se trasladaron dichos datos a la herramienta Homer Pro y se realizó el perfil de carga, considerando la carga tipo industrial, se consideró una variabilidad diaria del 1[%] y una variabilidad en los pasos del 2[%] lo cual considera una carga cuasi constante, la carga tiene una potencia promedio diario de 274,32 [kWh/día], potencia promedio de 11,43 [kW], potencia pico de 13,75 [kW], un factor de potencia de 0,65(en atraso) para los equipos tipo “blower” de 3,4[hp]y un factor de carga de 0.83.

Figura 32.

Datos de demanda promedio diaria, demanda pico.

Metric	Baseline	Scaled
Average (kWh/day)	274.32	274.32
Average(kW)	11.43	11.43
Peak (kW)	13.75	13.75
Load factor	.83	.83

Load Type: AC DC

Figura 33.

Perfil diario de carga en Homer Pro para el sitio “caso estudio”.

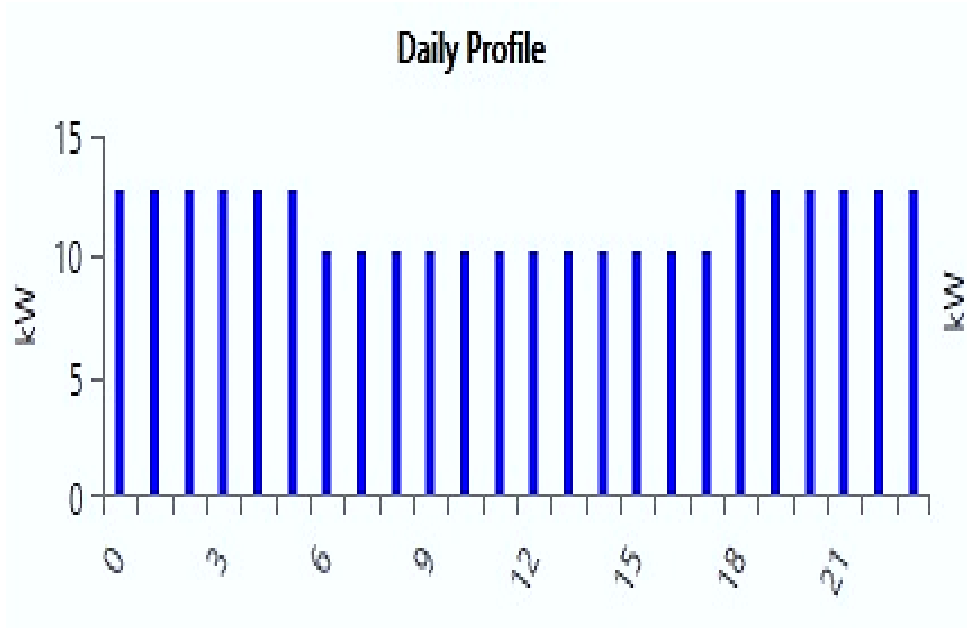


Figura 34.

Datos promedios a escala [kW]

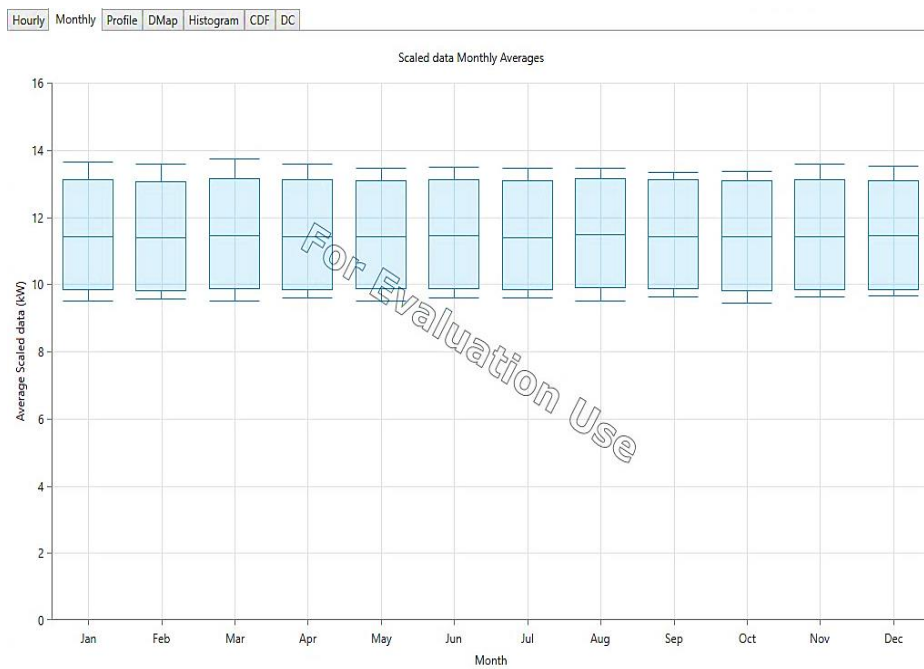
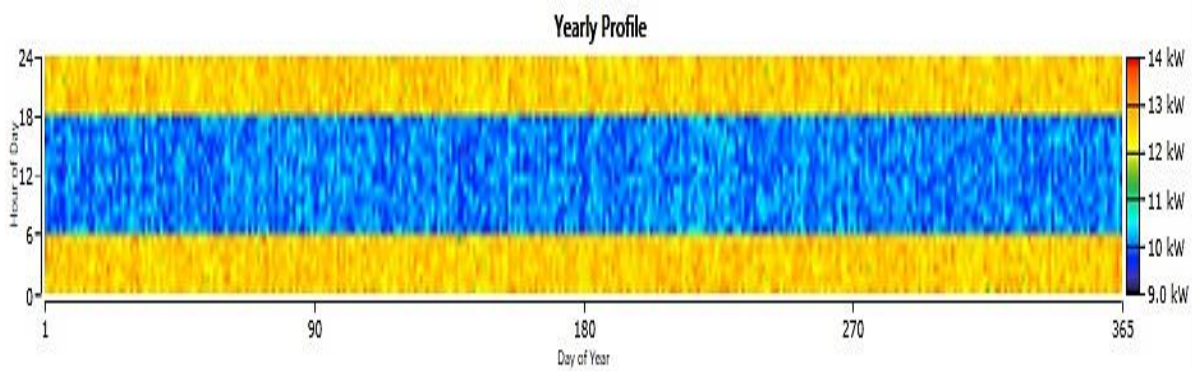


Figura 35.

Perfil anual en Homer Pro



Acorde con las figuras 32,33 ,34 y 35, puede concluirse que el perfil horario en la herramienta de simulación Homer Pro (versión de prueba) coincide con los datos estimados en la herramienta de cálculo de Excel presentado en la Figura 33.

Figura 36.

Esquemático Homer Pro, dimensionamiento incluyendo red eléctrica “CENS”, Inversor Huawei, paneles solares Trina Solar 505[W], Carga en AC, y dos grupos electrógenos

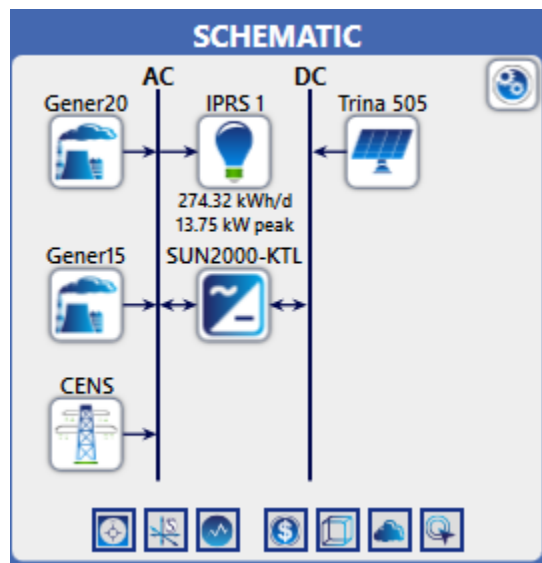


Figura 37.

Datos de entrada del panel seleccionado, incluye los valores de eficiencia, costo, factor de corrección por temperatura y degradación

PV

Name: Trina Vertex DE18M

Abbreviation: Trina 5C

Properties

Name: **Trina Vertex DE18M**

Abbreviation: **Trina 505**

Panel Type: **Flat plate**

Rated Capacity (kW): **150**

Temperature Coefficient: **-0.36**

Operating Temperature (°C): **41**

Efficiency (%): **21.2**

Manufacturer: **Trina Solar**

[Data Sheet for Tallmax M Plus](#)

Notes:

Relevant for utility-scale or commercial-scale installations.

150 cell, monocrystalline module

500-510 power output range

21.2% maximum efficiency

Cost

Capacity (kW)	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/year)
1	3,649,713.00	3,649,713.00	66.00

Lifetime

time (years): ⊖ ⊕ More...

Sizing

HOMER Optimizer™

Search Space

Advanced

Upper:

Lower:

Site Specific Input

Derating Factor (%): ⊖ ⊕

Electrical Bus

AC DC

Para el dimensionamiento se toman los costos asociados (véase capítulo 6) al suministro e instalación de paneles solares en cubierta (incluye accesorios de anclaje y fijación, conductores de

puesta a tierra y apantallamiento, estructura de soporte, panel, conectores tipo MC4, protecciones en AC y DC, transformador tipo seco), el valor se estima tomando como base el análisis realizado por “CEMAER” Centro de Estudios en Medio Ambiente y Energías renovables, que asegura que el costo de una instalación “off grid” incluyendo baterías es de aproximadamente 19 millones por kW incluida la instalación, y para un sistema “on grid” es de aproximadamente 4 millones por kW incluyendo instalación, certificación y puesta en marcha.

Figura 38.

Datos de entrada del inversor seleccionado, incluye los valores de eficiencia, costos.

Costs

Capacity (kW)	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/year)
1	\$442,778.00	\$442,778.00	\$50,000.00

[Click here to add new item](#)

Multiplier: [] [] []

Inverter Input

Lifetime (years): []

Efficiency (%): []

Parallel with AC generator?

Rectifier Input

Relative Capacity (%): []

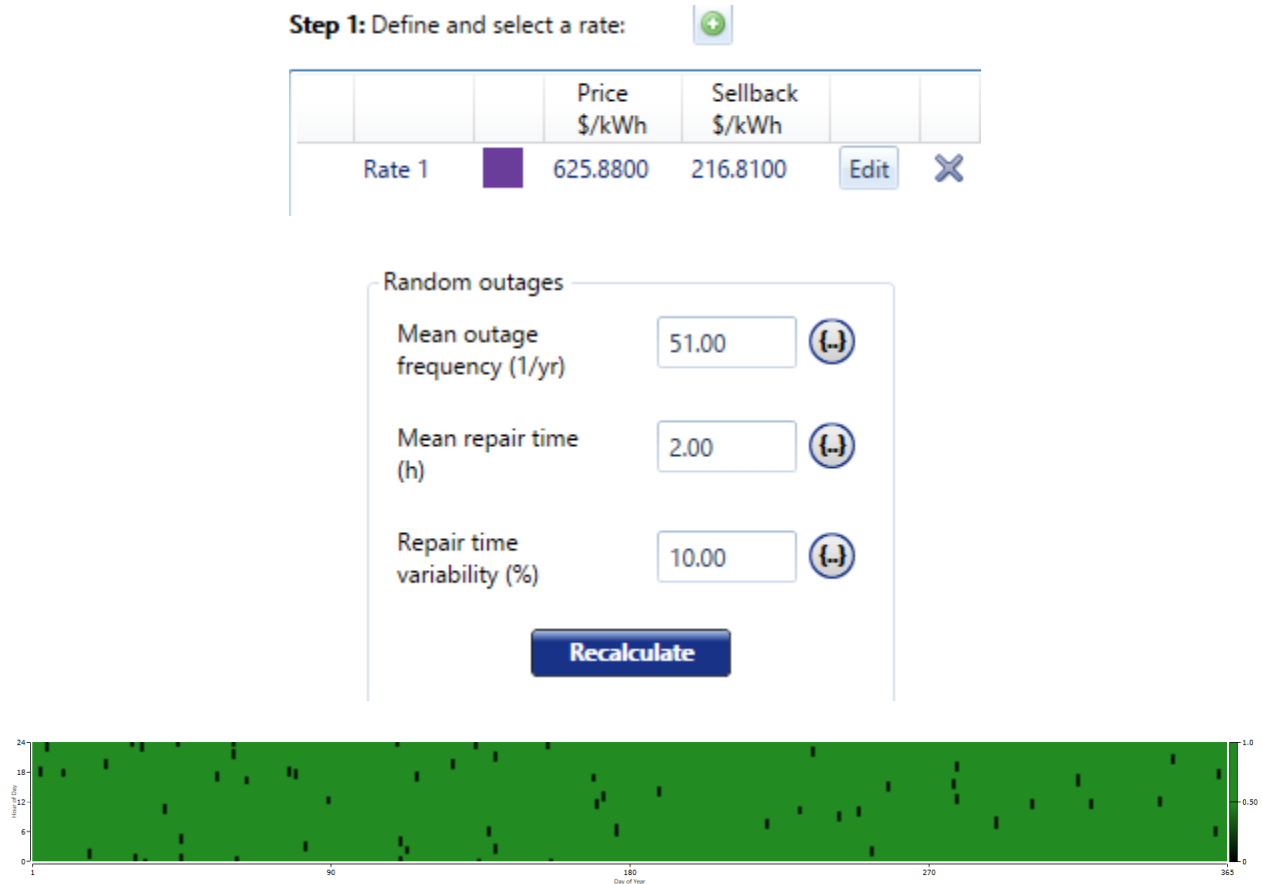
Efficiency (%): []

Capacity Optimization

- HOMER Optimizer™
- Search Space
- Advanced

Figura 39.


Datos de entrada de la red “CENS” del Sistema Interconectado Nacional, incluye los costos asociados para compra y venta de energía, los datos aleatorios de salidas de la red.



Según “SAIFI” se estima que, para las zonas rurales de Norte de Santander, incluida la zona “caso estudio” que el número de salidas de la red eléctrica es de 51 veces al año, el tiempo de reparación promedio es de 2 horas, y dicho tiempo tiene una variabilidad del 10[%], con lo cual se simula la no disponibilidad de la red.

Figura 40.

Datos de entrada del grupo electrógeno, incluye los costos asociados a compra, combustible y operación y mantenimiento.

GENERATOR  Name: Abbreviation:

Properties

Name: **Generac 15kW Protector**

Capacity: **15 kW**

Fuel: **Diesel**

Fuel curve intercept: 0.635 L/hr
Fuel curve slope: 0.327 L/hr/kW

Emissions

CO (g/L fuel): 17.742
Unburned HC (g/L fuel): 0.72
Particulates (g/L fuel): 1.0753
Fuel Sulfur to PM (%): 2.2
NOx (g/L fuel): 20.161

Generator Cost

Initial Capital (\$):

Replacement (\$):


O&M (\$/op. hour):

Fuel Price (\$/L):

El generador diésel tiene una curva especificada de funcionamiento detallando el intercepto de la curva, la pendiente y se calcula que el precio por litro de diésel es de 2150 para el mes de septiembre de 2021.

Figura 41.

Arquitectura del sistema elegido, sistema de menor costo y caso base

 **Calculation Report**

2,034 solutions were simulated:

- 1,607 were feasible.
- 138 were infeasible due to the capacity shortage constraint.
- 341 were infeasible due to the minimum renewable fraction.

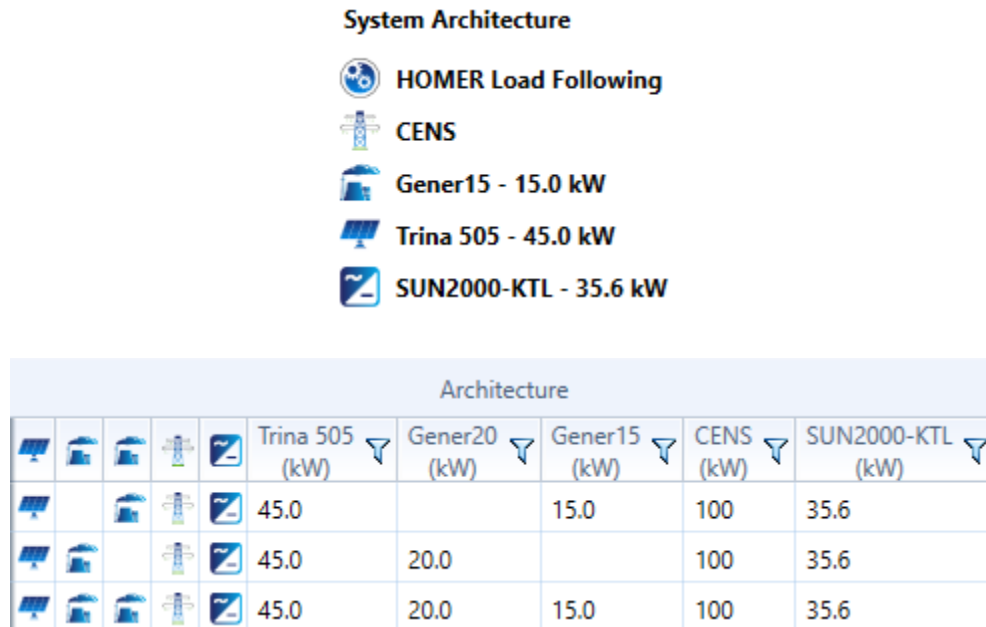
330 were omitted:

- 0 due to infeasibility.
- 108 for lacking a converter.
- 180 for having an unnecessary converter.
- 14 for no sources of power generation.

Se realiza el dimensionamiento del sistema a partir de la carga principal del sistema IPRS, se agrega un generador basado en paneles fotovoltaicos (Trina Solar 505), un inversor (Huawei SUN2000), red eléctrica con salidas programadas acorde a los datos presentados por los indicadores “SAIDI” y “SAIFI” para Norte de Santander (Ver Figura 42), y dos grupos electrógenos de diferente potencia. Como salida de la simulación se arroja el reporte de cálculo donde se evidencia que en total se simularon 2034 soluciones, de las cuales: 1607 fueron factibles, 341 eran inviables debido a la mínima fracción renovable, 330 fueron omitidas, 0 debido a la inviabilidad, 108 por falta de convertidor, 180 por tener un convertidor innecesario, 14 sin fuentes de generación de energía.

Figura 42.

Arquitectura del sistema elegido, sistema de menor costo y caso base



Cost			
NPC (\$)	COE (\$)	Operating cost (\$/yr)	Initial capital (\$)
\$723M	\$302.51	\$28.3M	\$208M
\$730M	\$305.77	\$28.1M	\$220M
\$741M	\$310.41	\$27.3M	\$246M

Acorde al dimensionamiento inicial obtenido mediante la herramienta de cómputo Homer Pro(versión de prueba) realiza un análisis entre las tres arquitecturas optimas, concluyendo que la mejor arquitectura es la que presenta menor costo de energía(LCOE), para su ejecución requiere de una inversión inicial de 208 millones[COP], y contempla la instalación de 44,4 [kWp] en paneles solares (88 unidades), un generador Diésel de 15 [kVA] que contiene un factor de potencia de 0.8 en atraso (por lo que se debe contemplar equipos para rectificar o corregir el factor de potencia de 0.67 proveniente de los equipos a valores ajustables entre 0.9 y 1), a una frecuencia de 60 [Hz], un inversor trifásico de 36 [kW] el cual deberá configurarse para entregar potencia reactiva en caso de ser necesario, el diseño óptimo de Homer Pro(versión de prueba) contempla 45 [kWp] de paneles solares, lo cual implica generar excedentes de energía, por lo cual la instalación puede vender excedentes a la red en modo crédito de energía , y posteriormente facturarlos al OR como excedentes tipo I o tipo II según sea el caso, se realiza análisis de excedentes en función del perfil de carga estimado (Ver Figura.43,44).

Figura 43.

Perfil de demanda horaria estimado



Figura 44.

Consumo de energía horario con planta fotovoltaica



Figura 45.

Comparación entre perfil de demanda, energía producida por la planta fotovoltaica, energía consumida de la red con planta fotovoltaica

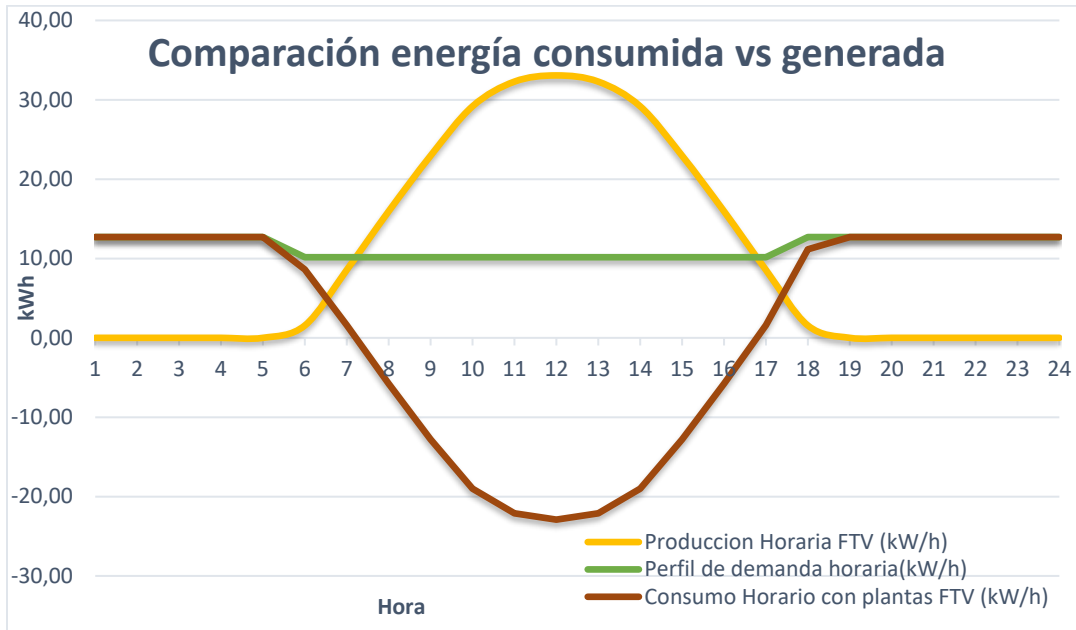
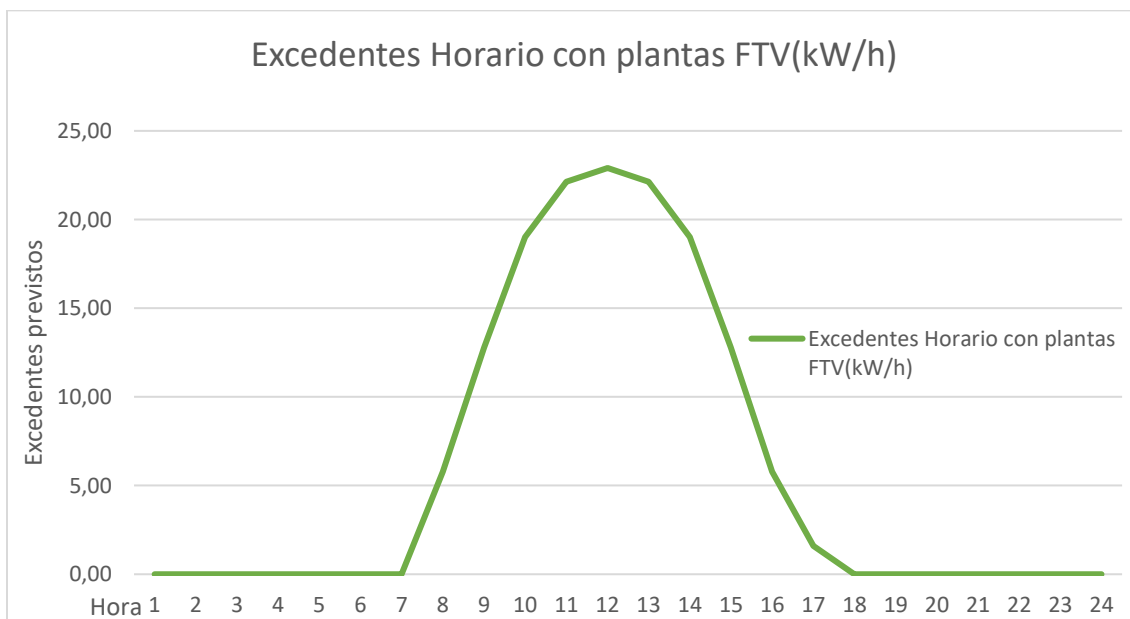


Figura 46.

Gráfica de excedentes producidos respecto al perfil de demanda



Se puede observar a partir de las gráficas que la planta fotovoltaica estimada de 44,4[kWp] inicia generación de energía a partir de las 06:30 y deja de generar a las 17:30 la estimación se hace a partir de los datos obtenidos de “NASA POWER”, el consumo diario es de 274,3 [kW/h], la producción diaria prevista es de 254,03 [kW/h], la energía auto consumida por las cargas IPRS es 111,67[kW/h], con lo que la energía no consumida o excedentes asciende a 142,36[kW/h], planteando un ahorro del 40,7[%].

4. Normativa para diseño de sistemas fotovoltaico

El presente trabajo de grado pretende dimensionar y especificar los requerimientos de las instalaciones eléctricas para un piloto de sistema fotovoltaico de suministro de energía eléctrica en un cultivo de piscicultura intensivo, con una capacidad entre 0,1 y 100[kW], por lo que es clasificado como un Auto Generador a Pequeña Escala (AGPE) acorde a lo establecido en la CREG 030 de 2018.

La instalación a considerar deberá cumplir con una serie de objetivos específicos que se muestran a continuación:

1. Reducir el consumo de energía eléctrica del sitio, y exportar todos los excedentes para su comercialización acorde a lo establecido en la Ley 1715 de 2015 y la resolución CREG 030 de 2018.
2. Tener un retorno de inversión atractivo.
3. Afianzar la política de responsabilidad social y uso de fuentes renovables a generaciones futuras.
4. Generar un impacto ambiental positivo.

5. Aumentar la confiabilidad de los usuarios al usar una fuente de energía eléctrica adicional.

Los objetivos se desarrollarán de acuerdo a la siguiente normatividad eléctrica vigente, entendiendo que los sistemas de generación fotovoltaicos cumplen con tres etapas:

- a) etapa de paneles.
- b) etapa de regulación.
- c) etapa de acumulación.

En el ámbito nacional según J. Meléndez, O. Cruz, J. Bastidas, O. Quiroga , en su artículo “Aspectos técnicos y regulatorios para la implantación de generación eléctrica fotovoltaica a nivel residencial en Colombia (Jose I. Melendez, 2017)”.

Revisa la regulación y normativa colombiana referente al tema de implementación de las instalaciones fotovoltaicas y las compara con las de otros países concluyendo que es poco el desarrollo referente a generación fotovoltaica, y destacan una deficiencia al realizar el diseño basándose en normas técnicas colombianas, por lo que un diseñador debe consultar normas internacionales para lograr un buen diseño (Melendez, 2017).

4.1 Normas de relevantes de referencia colombiana

4.1.1 Reglamento técnico de instalaciones eléctricas RETIE versión agosto de 2013

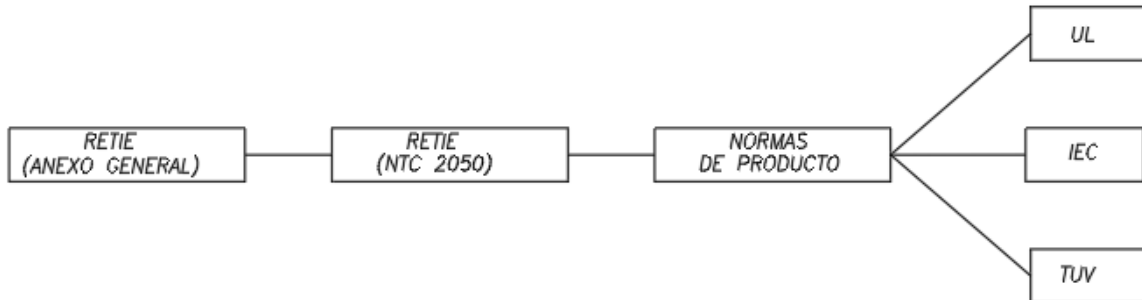
El reglamento técnico de instalaciones eléctricas “RETIE” establece en sus artículos:

“Artículo 20.22: Paneles solares fotovoltaicos

Artículo 28.3.10: Sistemas integrados y sistemas solares fotovoltaicos” (SOLAR)

Figura 47.

Compendio de normas relevantes para diseño de sistemas fotovoltaicos



Adaptado de “Revista expo solar 2021” Cables para energías renovables, generalidades y conductores eléctricos.

La instalación eléctrica y el montaje de los paneles, los reguladores de tensión, cargadores e inversores deben hacerse conforme a la Sección 690 de la NTC 2050, por una persona plenamente calificada, quien debe declarar que cumple con el RETIE.

Para que los paneles solares fotovoltaicos provean de energía eléctrica a instalaciones domiciliarias y establecimientos de carácter públicos deben cumplir los requisitos de una norma técnica internacional o de reconocimiento internacional mediante el Certificado de Conformidad de Producto.

No se puede permitir la conexión de sistemas solares a más de 220 V en unidades que son de vivienda. Cuando la carga de acumulación en las baterías sea más alta a los 1000 A/h, en estos casos se pide instalar en un cuarto aireado que sea independiente al lugar donde se alojen los demás equipos del sistema solar (RETIE).

Los conductores de los sistemas fotovoltaicos tienen que estar claramente identificados y agrupados. Esto se realiza por medio de Los medios de código de colores, cinta marcadora, etiquetado o cualquier otro medio que se encuentre aprobado.

Figura 48.

RETIE, literal 6, tabla 6.3 Código de colores para conductores de c.c., aplica para sistemas fotovoltaicos

Sistema c.c.	Con conductor medio		Sin conductor medio	
	TN-S	TN-C y T-T	TN-S	TN-C y T-T
Conductor positivo	Rojo	Rojo	Rojo	Rojo
Conductor negativo	Azul	Azul	Blanco	Blanco
Conductor medio	Blanco	Blanco	No aplica	No aplica
Tierra de protección	Verde o Verde/Amarillo	No aplica	Verde o Verde/Amarillo	No aplica

Tomado de: Reglamento técnico de instalaciones eléctricas, agosto 2013.

Tabla 6.

Literales del RETIE 10.1 que aplica para sistemas fotovoltaicos

a. Análisis y cuadros de cargas iniciales y futuras, que incluyan los análisis de factor de potencia y armónicos

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

e. Análisis de riesgos de origen eléctrico y las medidas para poder mitigarlos.

f. Análisis del nivel de tensión que es requerido

i. Cálculo del sistema de puesta a tierra

l. Cálculo mecánico de estructuras y elementos de sujeción de equipos

m. Cálculo y coordinación de protecciones contra corrientes.

n. Cálculos de canalizaciones (tubo, ductos canaletas y electrodos) y volumen de encerramientos (cajas, tableros, conduletas, etc)

p. Cálculos de regulación

- r. Elaboración de diagramas unifilares
- s. Elaboración de planos y esquemas eléctricos para construcción
- t. Especificaciones de construcción complementarias a los planos, donde se incluyan las de tipo técnico de equipos y materiales junto con sus condiciones particulares
- u. Establecer las distancias de seguridad requeridas
- w. Los demás estudios que el tipo de instalación requiera para su correcta y segura operación, condiciones sísmicas, acústicas, mecánicas o térmicas

Adaptado de: “Revista expo solar 2021” Cables para energías renovables, generalidades y conductores eléctricos.

Tabla 7.

Literales del RETIE 10.1 que aplica para el presente diseño

RETIE 10.1 diseño de las instalaciones eléctricas “caso de estudio”		
Descripción	Aplica	
	Si	No
a. Análisis y cuadros de cargas iniciales y futuras, incluyendo análisis de factor de potencia y armónicos.	X	
b. Análisis de coordinación de aislamiento eléctrico.		X
c. Análisis de cortocircuito y falla a tierra.		X
d. Análisis de nivel de riesgo por rayos y medidas de protección contra rayos.	X	
e. Análisis de riesgos de origen eléctrico y medidas para mitigarlos.	X	
f. Análisis del nivel tensión requerido	X	
g. Cálculo de campos electromagnéticos para asegurar que, en espacios destinados a actividades rutinarias de las personas, no se superen los límites de exposición definidos en la Tabla 14.1		X
h. Cálculo de transformadores donde se incluyan los efectos de los armónicos y factor de potencia en la carga.		X
i. Cálculo del sistema de puesta a tierra	X	
j. Cálculo económico de conductores		X
k. Velicación de los conductores		X
l. Cálculo mecánico de estructuras y de elementos de sujeción de equipos	X	
m. Cálculo y coordinación de protecciones contra sobre corrientes.	X	
n. Cálculos de canalizaciones (tubo, ductos, canaletas y electroductos) y volumen de encerramientos (cajas, tableros, conduletas, etc.).	X	

RETIE 10.1 diseño de las instalaciones eléctricas “caso de estudio”

Descripción	Aplica	
	Si	No
o. Cálculos de pérdidas de energía, teniendo en cuenta los efectos de armónicos y factor de potencia	X	
p. Cálculos de regulación	X	
q. Clasificación de áreas		X
r. Elaboración de diagramas unifilares.	X	
s. Elaboración de planos y esquemas eléctricos para construcción.	X	
t. Especificaciones de construcción complementarias a los planos, incluyendo las de tipo técnico de equipos y materiales y sus condiciones particulares.	X	
u. Establecer las distancias de seguridad requeridas	X	
v. Justificación técnica de desviación de la NTC 2050 cuando sea permitido, siempre y cuando no comprometa la seguridad de las personas o de la instalación		X
w. Los demás estudios que el tipo de instalación requiera para su correcta y segura operación.	X	

Adaptado de RETIE capítulo 10.1, Diseño de las instalaciones eléctricas

Los sistemas que son integrados o solares fotovoltaicos son considerados como sistemas especiales y esto se puede encontrar en el literal 28.3.10 del RETIE, deben cumplir las condiciones dadas en el anexo general y NTC 2050 sección 690 que habla del criterio de un diseñador.

4.1.2 Normas técnicas colombianas, NTC 2050 y otras

Estas normas las brinda Ministerio de Minas y Energía y las instituciones competentes adscritas al gobierno nacional, están dedicadas a garantizar la definición de normas y estándares mínimos de calidad, definen los componentes principales de un sistema solar fotovoltaico (Panel, Regulador de Carga, Inversor y Batería).

4.1.2.1 Sección 690 de la NTC 2050: Sistemas solares fotovoltaicos.

A continuación, se presentan los aspectos que deben considerarse con respecto a la instalación de sistemas fotovoltaicos.

- A. Generalidades
 - B. Requisitos de los circuitos
 - C. Medios de desconexión
 - D. Métodos de alambrado
 - E. Puesta a tierra
 - F. Rotulado
 - G. Conexión a otras fuentes de energía
 - H. Baterías y acumuladores
- Otras: Secciones 705 y 685 (RETIE)

4.1.2.2 NTC 690-5 Detección e interrupción de fallas a tierra.

Los conjuntos fotovoltaicos montados en el tejado de las viviendas deben tener protección contra fallas a tierra para reducir el riesgo de incendio. El circuito de protección contra fallas a tierra debe ser capaz de detectar una falla a tierra, abrir el circuito y desactivar el conjunto (RETIE)

4.1.2.3 NTC 690-8 Dimensionamiento y corriente de circuitos

- a. Capacidad de corriente y dispositivos de protección contra sobrecorriente. La capacidad de corriente de los conductores y la corriente nominal o ajuste de disparo de los dispositivos

de protección contra sobrecorriente en un circuito de un sistema solar fotovoltaico no debe ser más bajo al 125% de la corriente calculada según el siguiente apartado.

- b. La corriente nominal de los dispositivos de protección contra sobre corriente cumplan lo establecido en el artículo 240-3. b) y c). Este artículo nos dice lo siguiente: “Los dispositivos de 800 A nominales o menos. Se puede usar el dispositivo de protección contra sobrecorriente del valor nominal superior a la capacidad de corriente de los conductores que proteja, siempre y cuando se cumplan las siguientes condiciones”:
- c. Que los conductores protegidos no formen parte de un circuito ramal con varias salidas que alimenten tomacorrientes para cargas portátiles conectadas con cordón y clavija.
- d. Que la capacidad de corriente de los conductores no corresponda con la corriente nominal de un fusible o interruptor automático de circuitos sin ajuste para disparo por sobrecarga encima de su valor nominal (pero está permitido que tenga otros ajustes de disparo o valores nominales). Y que Dispositivos de más de 800 A. Cuando el dispositivo de protección contra sobrecorriente sea de más de 800 A nominales, la capacidad de corriente de los conductores que protege debe ser igual o mayor que la corriente nominal del dispositivo, tal como se define en el Artículo 240-6 (RETIE).

4.1.2.4 NTC 690-9 Protección contra sobrecorriente

- a. Circuitos y equipos. Los circuitos de fuentes fotovoltaicas, de salida fotovoltaica, de unidades de acondicionamiento de energía y de conductores de baterías y equipos deben estar protegidos contra sobrecorriente según establece la sección 240. Los circuitos

conectados a más de una fuente eléctrica deben tener dispositivos de protección contra sobrecorriente instalados de modo que brinden esa protección desde todas las fuentes.

- b. Transformadores de potencia. Un transformador con una fuente o fuentes conectadas a cada lado se debe proteger contra sobrecorriente de acuerdo con lo establecido en el artículo 450-3.
- c. Circuitos de fuente fotovoltaica. Se permite que los dispositivos de protección contra sobrecorriente de los circuitos ramales o suplementarios protejan a los circuitos de la fuente de energía fotovoltaica contra sobrecorriente.
- d. Valores nominales de C.C. Los dispositivos de protección contra sobrecorriente, fusibles o interruptores automáticos, que se utilicen en cualquier parte c.c. de un sistema de energía fotovoltaica, deben estar certificados para usarlos en circuitos de corriente continua y tener los valores adecuados de tensión, corriente y capacidad nominal de interrupción (RETIE).

Establece las especificaciones que tienen los componentes asociados a diferentes normas técnicas, se muestran a continuación:

Paneles o módulos Fotovoltaicos: Tienen que cumplir especificaciones sobre seguridad en módulos fotovoltaicos. Está dividida en dos partes, la primera es la que especifica los requisitos para la construcción, la NTC 5899-1 de 2011 [6] y la segunda es la que establece los requisitos para las pruebas y la NTC 5899-2 de 2011[7].

La norma dependiendo al tipo de panel que se va a instalar es la siguiente:

1.) Paneles de Silicio Cristalino: NTC 2883 de 2006 [8]. Establece los requisitos para la calificación del diseño y la aprobación del tipo de módulos fotovoltaicos, estos pueden ser de Silicio Mono cristalino, poli-cristalino o amorfo, para usar en una aplicación terrestre y para una utilización de larga duración en climas moderados al aire libre.

2.) Paneles fotovoltaicos de película delgada (Thin Film): NTC 5464 de 2010 [9], establece los requisitos de la International Electrotechnical Commission (IEC) para la calificación del diseño y para la homologación de módulos fotovoltaicos de lámina delgada para poder usar en forma terrestre y para una operación de larga duración en ambientes exteriores.

3.) Paneles en condiciones especiales: NTC 5512 de 2013 [10], para módulos fotovoltaicos expuestos a atmósferas y ambientes que pueden llegar a ser altamente corrosivos.

Además, deben cumplirse las siguientes normas técnicas:

NTC 4552,1,2 y3, Protección contra descargas atmosféricas

NTC 2775:1989, Energía fotovoltaica. Terminología y definiciones

NTC 2883:1991, Energía fotovoltaica. Módulos fotovoltaicos

NTC 2959:1991, Energía fotovoltaica. Guía para caracterizar las baterías de almacenamiento para sistemas fotovoltaicos

4.1.2.5 Normas para cálculo y diseño de sistemas de distribución “Norma CENS”, “Norma ESSA” o “Norma EPM”. Las normas para cálculo y diseño de sistemas de distribución se están actualizando acorde a la actualización de las demás normas internacionales, NTC 2050 y RETIE, con lo cual deben cumplirse las siguientes referencias:

Grupo 5- Normas especiales

NTE-01 Conexión de auto generadores y generadores distribuidos a los sistemas de distribución de energía eléctrica

NTE-02 Instalación de sistemas de carga de vehículos eléctricos

NTE-03 Calidad de potencia

NTE-05 Plantas de emergencia

Normas Complementarias

RA6-010 Sistemas de puesta a tierra

NT-06 Norma técnica distancias de seguridad en redes de distribución

4.1.2.6 Resolución No 001348 del 2009. La resolución número 001348 de 2009 es el Reglamento de salud ocupacional en los procesos de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica en las empresas del sector eléctrico, es la responsable de establecer los requisitos mínimos para un trabajo seguro al instalar los sistemas de generación.

4.1.3 Normas relevantes de referencia internacional

4.1.3.1 NFPA 70, National Electrical Code (NEC), edición 2020. La edición 2020 establece los requisitos para el uso seguro de la electricidad y los equipos eléctricos cuando se puede hacer una reducción o eliminación de peligros. Los siguientes artículos abordan los sistemas fotovoltaicos como se indica y aplican o modifican los requisitos que se pueden encontrar en los primeros cuatro capítulos de este Código:

El artículo 690 trata sobre los sistemas fotovoltaicos que no sean la planta de generación fotovoltaica contemplados en el artículo 691.

El artículo 691 trata sobre los sistemas que son de una gran escala con una capacidad de generación de inversores de 5000 kW o valores mayores a este.

El artículo 705 trata sobre la instalación de una o más fuentes de producción de energía eléctrica que operan en paralelo con una (s) fuente (s) primaria (s) de electricidad (Arguello, 2022).

4.1.3.2 NFPA 1, Código de Incendios, edición 2018. Formula los requisitos mínimos pero que son necesarios para establecer un nivel razonable de seguridad y protección contra incendios, explosiones y condiciones peligrosas.

Secciones que están asociadas a esta norma:

La Sección 11.12.2 aborda los sistemas montados en el techo y establece los requisitos para el marcado y el acceso al techo.

La Sección 11.12.3 aborda los sistemas montados en el suelo y establece los requisitos de espacio libre, manejo de vegetación y seguridad (NFPA).

4.1.3.3 NFPA 5000, Código de construcción y seguridad de edificios, edición 2018.

Esta normal ofrece regulaciones mínimas para la seguridad de edificios y estructuras.

La Sección 38.12 aborda los sistemas montados en el techo y establece los requisitos de montaje y soporte, diseño eólico y diseño sísmico (NFPA).

4.1.3.4 NFPA 70B, Práctica recomendada para el mantenimiento de equipos eléctricos, edición 2019. Describe los programas de inspección y mantenimiento para sistemas y equipos eléctricos de tipo industrial. Esto permite reducir los peligros debidos a fallas o mal funcionamiento de los equipos fotovoltaicos.

El capítulo 33 aborda el mantenimiento de los sistemas fotovoltaicos.

Lo relacionado a la norma de referencia internacional NFPA ha sido adaptado de:
[https://www.nfpajla.org/blog/1444-mapeo-de-los-codigos-para-sistemas-fotovoltaicos-solares-pv_\(NFPA\)](https://www.nfpajla.org/blog/1444-mapeo-de-los-codigos-para-sistemas-fotovoltaicos-solares-pv_(NFPA)).

4.1.3.5 IEEE80, “Guide for Safety in AC Substation Grounding”.

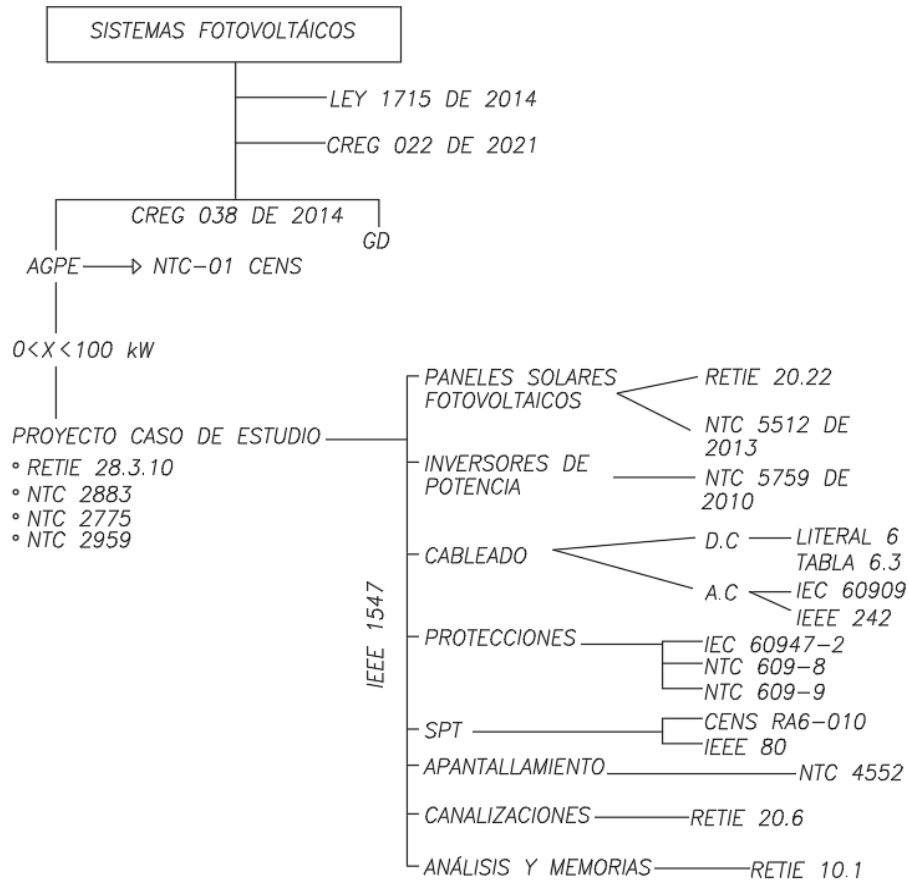
Establece la metodología adecuada para el diseño seguro de mallas de puesta a tierra, determinando como valores principales, la corriente de corto circuito, tensión de paso y tensión de contacto, también establece los estándares de medición de puesta a tierra (Grounding, s.f.).

4.1.3.6 IEEE1547, IEEE 1547 and 2030 “Standards for Distributed Energy Resources Interconnection and Interoperability with the Electricity Grid”

Establece las pruebas de interconexión de sistemas de generación distribuida a la red eléctrica, el estándar se adapta para realizar las pruebas y los requisitos mínimos para la interconexión de inversores a la red eléctrica pública. De este modo se caracterizan los requerimientos para el desempeño, operación, puesta en marcha y consideraciones de seguridad, además de establecer las respuestas estándar bajo condiciones anormales, calidad de potencia, y aislamiento de los sistemas de generación distribuida (Standards, s.f.).

Figura 49.

Normativa asociada a cada parte del sistema fotovoltaico



5. Topología, requerimientos y especificaciones de diseño para la instalación eléctrica

5.1 Diseño del proyecto

A partir de los datos obtenidos en el sitio “caso estudio”, las bases de datos “NASA POWER” e “IDEAM” se inicia el desarrollo del diseño del proyecto “caso estudio”, incluyendo

la ingeniería a detalle; con respecto a esta última, se realiza una simulación del proyecto de energía solar fotovoltaica, por medio del software de simulación “Homer Pro versión 3.14” (versión de prueba), obteniendo el dimensionamiento preliminar en potencia de paneles, inversores y grupo electrógeno; por su parte, la selección de la arquitectura óptima, se realizó mediante la estrategia de “Homer optimizer” que se encarga de analizar el menor costo de energía, garantizando de esta manera un ahorro referente al sistema implementado actualmente por la piscícola “caso estudio”; finalmente, para el análisis de sombras se plantea el uso del software “PVSOL” (versión de prueba), sin embargo para este caso estudio no se utiliza por que no presenta sombras.

En relación con el diseño, se parte de un croquis generado mediante la herramienta “Google Earth” (versión libre), con el fin de modelar la ubicación de los pozos dedicados a la piscicultura en el sitio “caso estudio”, así como las áreas disponibles para la construcción del cuarto técnico que alojará los equipos necesarios.

Figura 50.

Croquis de las áreas del sitio “caso estudio”

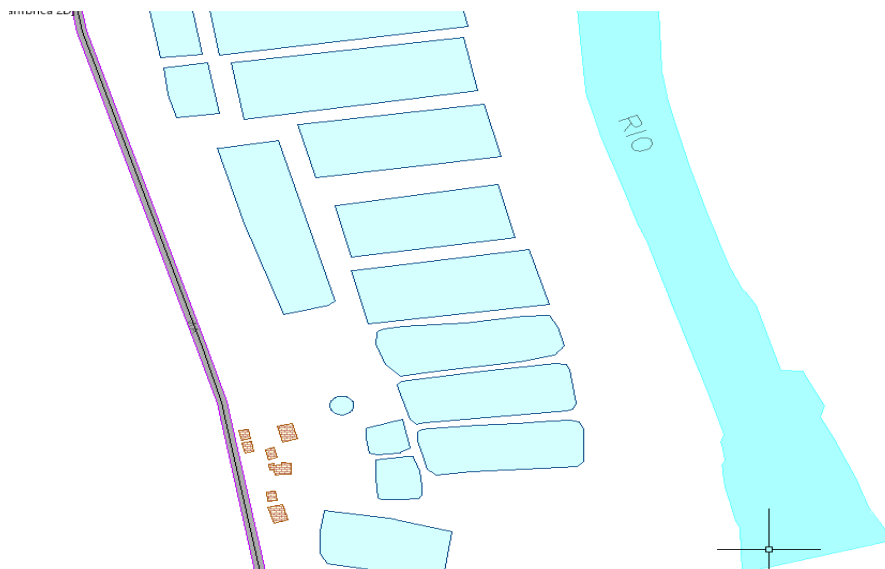
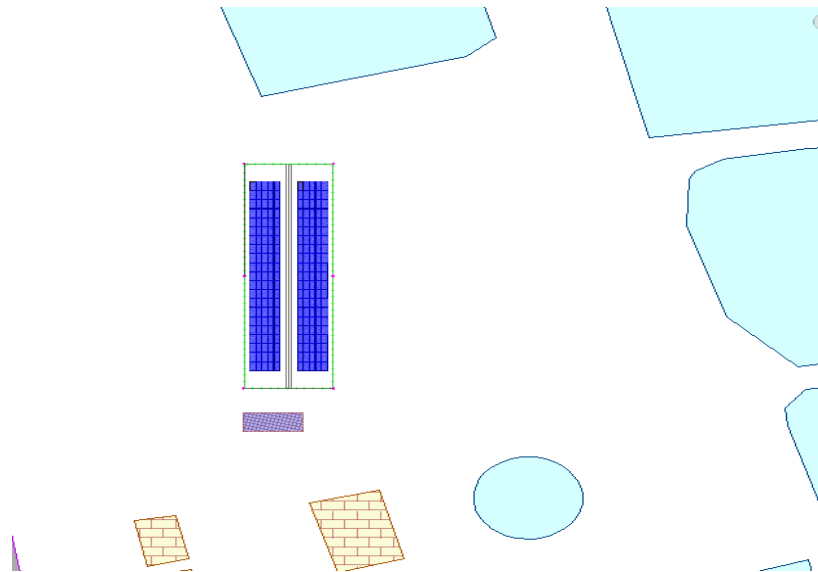


Figura 51.

Proyección de sitio para la ubicación del sistema fotovoltaico y el cuarto técnico



Con el objetivo de diseñar un sistema eficiente que maximice la producción de energía y disminuya las pérdidas por transporte de energía, se proyecta la construcción del sistema fotovoltaico en inmediaciones de las construcciones actuales y los pozos de piscicultura, que es donde se encuentran alojadas la mayoría de las cargas, y el punto de conexión.

Figura 52.

Estructura planteada para alojar el sistema fotovoltaico en el sitio “caso estudio”



Nota. Tomado de: “Power Shade” PS-SolarPort-e1575461166427-1024x760.jpeg (1024×760)
(powershade-emen.com)

La estructura propuesta para el sitio es conocida “Solar Carpot” del tipo “marquesina en V” por su semejanza a dicha letra,

Figura 53.

Vista frontal de montaje de paneles solares fotovoltaicos en estructura “Solar Carpot” tipo “Marquesina en V” planteada para el sitio “caso estudio”



Nota. Tomado de: “Power Shade” disponible en PS-SolarPort-e1575461166540-1024x760.jpeg (1024×760) (powershade-emen.com)

Figura 54.

Vista superior de montaje de paneles solares fotovoltaicos en estructura “Solar Carpot” tipo “Marquesina en V” planteada para el sitio “caso estudio”

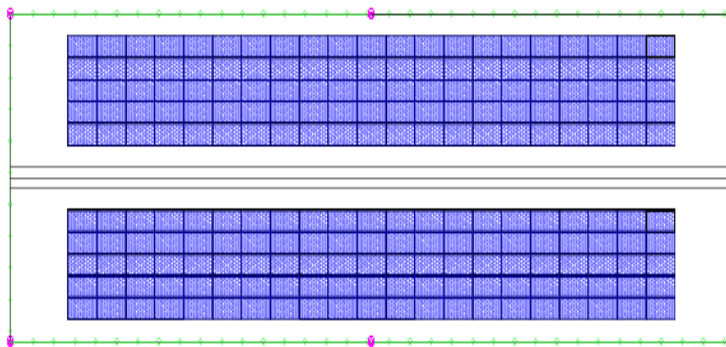
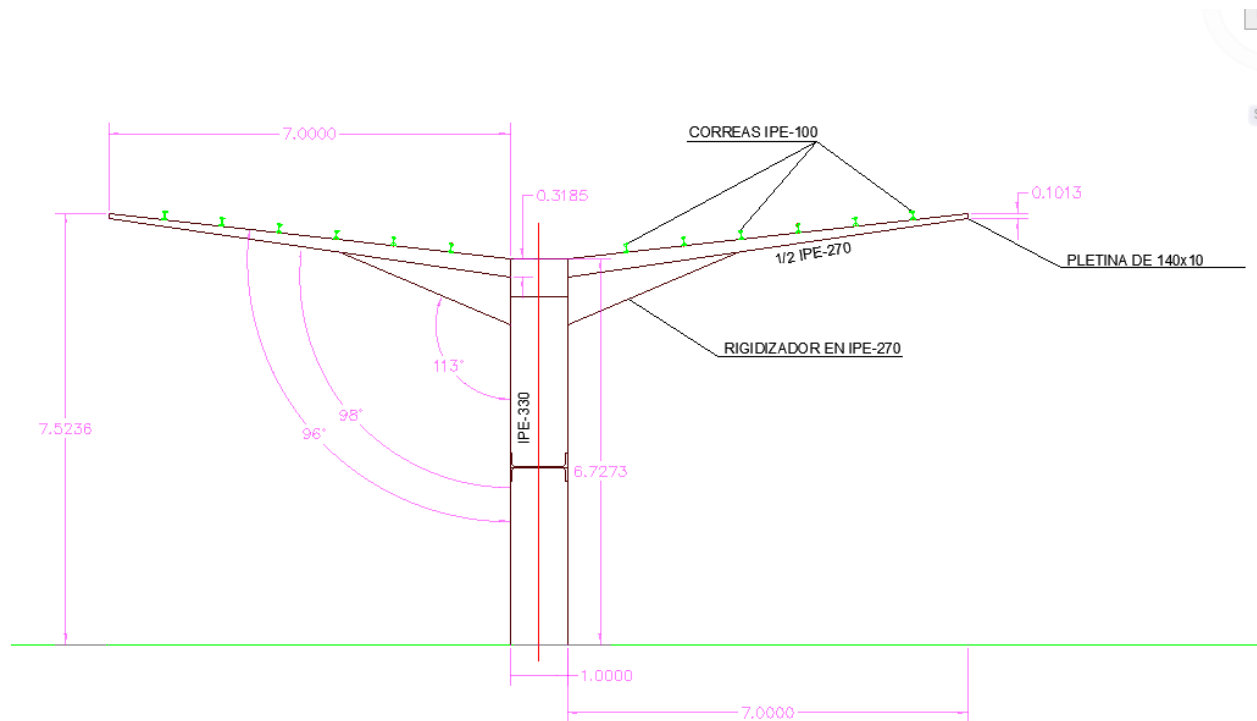


Figura 55.

Detalle de montaje de paneles solares fotovoltaicos en estructura “Solar Carpot” tipo

“Marquesina en V” planteada para el sitio “caso estudio”



Cabe resaltar que la estructura planteada permite alojar hasta 200 paneles fotovoltaicos de 2 metros de área, con una inclinación aproximada de 15 grados para facilitar su auto limpieza. Y es diseñada con el fin de brindar servicio de parqueo bajo esta zona.

El análisis precedente en este capítulo, considera los resultados obtenidos en el capítulo anterior y se realizará las especificaciones y el diseño de los arreglos matriciales de los paneles fotovoltaicos buscando mantener y obtener la mayor eficiencia tanto de los módulos fotovoltaicos como del inversor seleccionado, para lo cual se hará uso de la herramienta de diseño PV*SOL Premium 2021(versión de prueba) el cual también permitirá comparar los resultados y cálculos obtenidos con Homer Pro.

Vale la pena mencionar que toda instalación eléctrica en el territorio nacional debe estar diseñada y construida bajo los lineamientos del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE) y este establece los requisitos que deben cumplir los materiales, equipos e instalaciones, así como la obligatoriedad de evaluar los riesgos de origen eléctrico y tomar las medidas necesarias para evitar que estos se materialicen en incidentes o accidentes; del mismo modo, conocer y acatar tales requisitos permite aprovechar las ventajas de la electricidad, sin que se puedan causar daños.

En relación con lo anterior, para el proyecto actual deberán evaluarse los requisitos contenidos en el literal 10.1 del RETIE versión 2013, además deberá tenerse en cuenta los parámetros establecidos en el artículo 690 de la Norma Técnica Colombiana 2050 (NTC 2050) segunda actualización, la cual hace énfasis en sistemas solares fotovoltaicos (SFV), y la demás normativa presentada en el capítulo 4.

En cuanto al diseño, para que este sea eficaz se debe considerar la curva de eficiencia del inversor y los valores de referencia de las matrices de paneles solares fotovoltaicos (V_{oc} , V_{mpp} , I_{sc} , I_{mpp}), de este modo se garantiza una mayor eficiencia del sistema de generación.

Figura 56.

Curva de eficiencia del inversor seleccionado “Huawei SUN2000-36KTL M3”

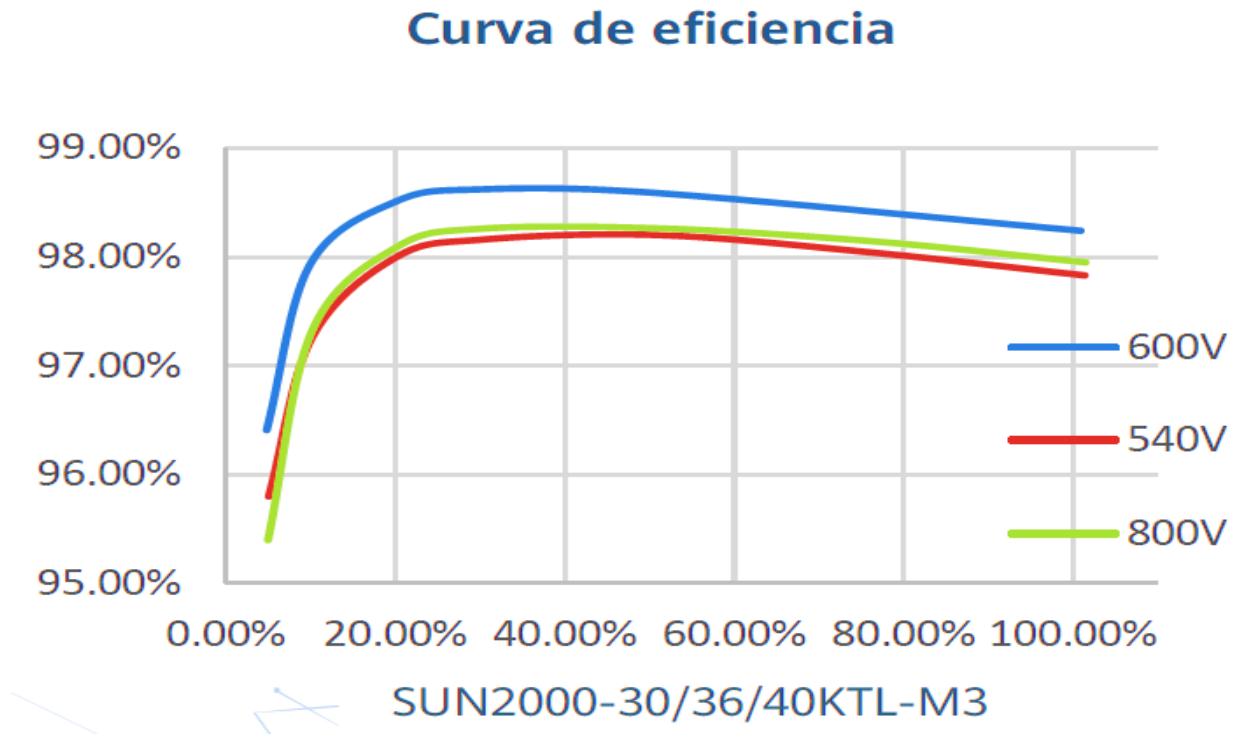


Figura 57.

Información general del sistema

PRUEBA	VALORES	POTENCIA
✓	CONEXIÓN: Superficie fotovoltaica 1	
	INVERSOR 1: <input type="checkbox"/> Interconexión de varias cadenas	
✓	1 x Huawei Technologies SUN2000-36KTL-M3(3...	44,44 kWp
	<input type="checkbox"/> Optimizador de potencia	
✓	MPP 1: 2 Líneas x 15 Módulos en serie	
✓	MPP 2: 2 Líneas x 15 Módulos en serie	
✓	MPP 3: 2 Líneas x 14 Módulos en serie	
✓	MPP 4: 2 Líneas x 0 Módulos en serie	

De este modo se tiene:

$$I_{SC(panel)} = 12.35[A]$$

$$Cadenas \times MPPT_{(serie)} = 2[Cadenas]$$

Arreglos matriciales:

MPPT 1

$$Módulos \times MPPT_{(serie)} = 15$$

$$Voc \times MPPT_{(serie)} = 15 * 51,9$$

$$Voc \times MPPT_{(serie)} = 778,5[V]$$

$$V_{mppt} \times MPPT_{(serie)} = 15 * 43$$

$$V_{mppt} \times MPPT_{(serie)} = 645[V]$$

$$Isc \times MPPT_{(serie)} = 2 * 12,35$$

$$Isc \times MPPT_{(serie)} = 24,7[A]$$

$$Imppt \times MPPT_{(serie)} = 2 * 11,75$$

$$Imppt \times MPPT_{(serie)} = 23,75[A]$$

Tabla 8.

Calculo y verificación de los parámetros para el arreglo matricial del sistema planteado

	# Paneles	Potencia [W]	Voc [V]	Vmppt [V]	Isc [A]	Imppt [A]
PANEL	1	505	51,9	43	12,35	11,75
MPPT 1 A	15	7575	778,5	645	24,7	23,5
MPPT 1B	15	7575	778,5	645		
MPPT 2A	15	7575	778,5	645	24,7	23,5
MPPT 2B	15	7575	778,5	645		
MPPT 3A	14	7070	726,6	602	24,7	23,5
MPPT 3B	14	7070	726,6	602		
TOTAL	88	44440				

Como puede observarse en la Figura 56. La eficiencia máxima del sistema se garantiza con tensiones de máxima potencia entre 600 y 800 V (línea azul y verde respectivamente), por lo que se escogen valores de V_{mppt} cercanos a 600 [V]. En la Tabla 8. se muestran los resultados de V_{mppt} , para 3A y 3B de 602[V] y para los demás 645[V], los valores de V_{oc} se seleccionan menores a 800[V] de este modo V_{oc} para 3A y 3B de 726,6[V] y para los demás 778,5[V]. Además, cada MPPT soporta una intensidad de entrada máxima de 26 [A] lo cual se cumple al obtener un máximo de 24,7 [A]; y al verificar el factor de seguridad del 1,25 I_{sc} se cumple con la intensidad de corto circuito máxima soportada por el inversor para cada seguidor de máxima potencia, podemos observar esto a continuación:

$$I_{sc} \times MPPT_{(serie)} = 24,7[A]$$

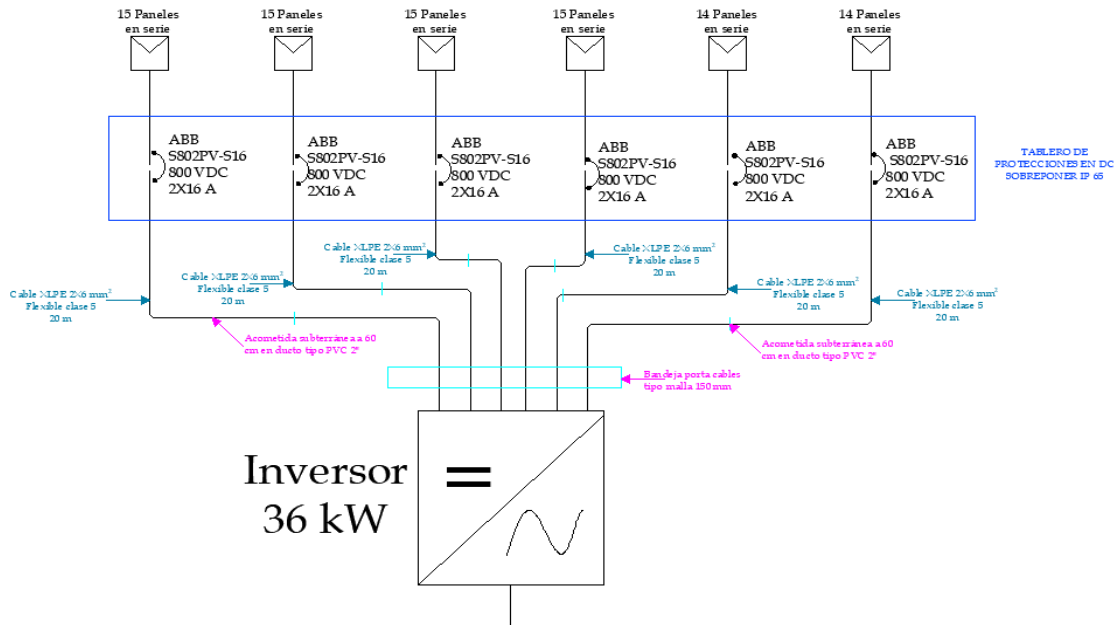
$$1.25 * I_{sc (serie)} = 1.25 * 24,7[A]$$

$$1.25 * I_{sc (serie)} = 29,375[A]$$

De igual manera se cumple con los rangos de tensión de operación del inversor entre 200 y 1000[V], para comprobar los valores aquí descritos se anexan las fichas de producto de inversores y paneles solares.

Figura 58.

Diagrama unifilar simplificado desde la planta fotovoltaica hasta el inversor



En ese orden de ideas, dados los resultados, se propone una configuración de 88 paneles solares de 505[W] de potencia nominal, teniendo en cuenta un azimut de 180 grados (orientados al sur) y una inclinación de 8 grados, acorde a la latitud del lugar, esta inclinación provee una ruta rápida de evacuación de fluidos para auto limpieza. El detalle de cableado será presentado más adelante, garantizando que todos los conductores estén plenamente canalizados desde la serie de los paneles utilizando tubería tipo Nylofix Interflex tipo intemperie (en cubierta), llegando a una caja de paso donde se cambia a tubería IMC de 2” bajando por la estructura, pasando a una caja de halado de 30x30 (con emboquillado, pulida, completamente terminada y con demarcación de circuitos) y luego enterrándose a 60 centímetros en tubería PVC de 2”, como medida de seguridad, en primer lugar esta debe demarcarse con cinta peligro a 15 y a 30 cm del nivel natural del terreno, en segundo lugar, que exista un conductor de tierra por cada ducto, tercero que se garantice un

máximo de ocupación del 40[%] y cuarto que haya una reserva proyectada de igual tamaño para ampliaciones futuras.

Figura 59.

Especificaciones técnicas

Superficie fotovoltaica 1	
Potencia generador FV	44,44 kWp
Superficie generador FV	212,09 m ²
Irradiación global sobre módulo	1579,98 kWh/m ²
Global Radiation at the Module without reflection	1581,37 kWh/m ²
Coefficiente de rendimiento de la instalación (PR)	89,01 %
Energía de generador FV (Red CA)	62583,61 kWh/Año
Rendimiento anual espec.	1408,27 kWh/kWp

En cuanto al software de dimensionamiento Homer Pro, este contempla la instalación de 44,4[kWp] teniendo en cuenta el panel seleccionado a partir de los criterios propuestos, indica un total de 88 paneles; esto se verifica con la salida del software PV*SOL Premium 2021 (versión de prueba) con un índice de rendimiento cercano al 89,01 [%] y una conversión de DC/AC en un factor de 1,23. Cabe mencionar que este inversor cuenta con las siguientes protecciones (ver ficha técnica en anexo):

Dispositivo de desconexión del lado de entrada

Protección anti-isla

Protección contra sobre intensidad de CA

Protección contra polaridad inversa CC

Monitorización a nivel de string

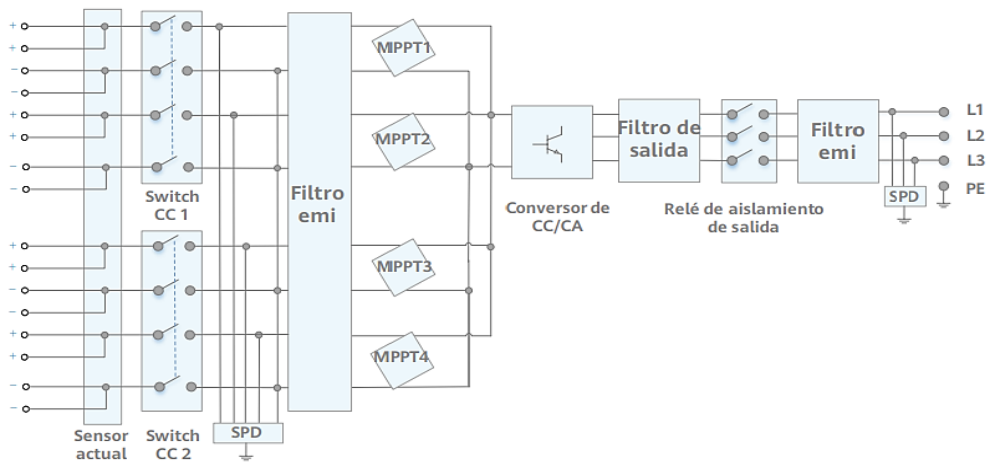
Descargador de sobretensiones de CC

- Descargador de sobretensiones de CA
- Detección de resistencia de aislamiento CC
- Monitorización de corriente residual
- (PRO, s.f.)

Figura 60.

Diagrama del circuito interno del inversor SUN2000-36KTL

Diagrama de circuito



Nota. Tomado de Huawei. (s.f.) Smart PV Controller <https://solar.huawei.com/en-GB/download?p=%2F-%2Fmedia%2FSolar%2Fattachment%2Fpdf%2Feu%2Fdatasheet%2FSUN2000-36KTL.pdf>

5.2 Análisis y cuadros de cargas iniciales y futuras, incluyendo análisis de factor de potencia y armónicos

Teniendo en cuenta que el RETIE establece que toda instalación eléctrica que se le sea aplicado este reglamento debe contar con un diseño realizado personal calificado. El diseño podrá

ser detallado o simplificado según el tipo de instalación. La NTC 2050 versión 2020, las plantas solares obedecen a instalaciones eléctricas especiales y por ende requieren un diseño detallado, según el tipo de instalación y complejidad de este, deberá cumplir con los aspectos que le apliquen de la lista presentada en la tabla 7 del capítulo 4 del presente trabajo de grado.

5.2.1 Análisis y cuadros de cargas

Figura 61.

Cuadro de cargas actuales TGBT 220[V], indicando número de fases, protección y corrientes.

REGULACION TGBT (TABLERO GENERAL BAJA TENSION) 220 V										
ACOMEDITA AC										
IDENT.	DESCRIPCION	LONG (M)	D. MAX (kVA)	F.P.	FASES	In (A)	Verificación corriente <1	Protecc		
(Ruta 1) Acometida Tablero CCM1	Acometida-Tablero CCM 1	10	17,0	0,90	3	44,6	0,70	3	x	50
(Ruta 1) Acometida Tablero CCM2	Acometida-Tablero CCM 2	10	4,5	0,90	3	11,8	0,34	3	x	15
(Ruta 2) Acometida Casa	Acometida Casa	20	8,0	0,90	3	21,0	0,61	3	x	30
(Ruta 2) Acometida Casa Trabajadores	Casa Trabajadores	40	5,0	0,90	3	13,1	0,38	3	x	30
(Ruta 2) Acom-Iluminación Caseta Equipos	Iluminacion Caseta Equipos	30	1,00	0,90	1	4,5	0,19	1	x	15
(Ruta 2) Acom Iluminación Perimetral	Ilumiacion Perimetral	200	1,000	0,90	1	4,5	0,19	1	x	15
(Ruta 3) Acometida Cuarto Tecnico	Cuarto Tecnico	25	40,0	0,90	3	105,0	0,71	3	x	125
(Ruta 3) Acometida Planta	Planta	20	15,0	0,80	3	39,4	0,62	3	x	40
(Ruta 2) Acometida Banco	Banco de Condensadores	10	20,0	0,90	3	52,5	0,82	3	x	60
(Ruta 2) Acometida Bodega	Bodega	40	5,0	0,90	3	13,1	0,38	3	x	15
(Ruta 2) Acometida Punto de Venta	Punto de Venta	40	5,0	0,90	3	13,1	0,38	3	x	15

Figura 62.

Cuadro de cargas actuales T CCM 1 220[V], indicando número de fases, protección y corrientes.

REGULACION CCM 1(Centro de Control de Motores 1) -220 V										
TABLERO CCM										
IDENT.	DESCRIPCION	LONG (M)	D. MAX (kVA)	F.P.	FASES	In (A)	Verificación corriente <1	Protecc		
T CCM 1 A B1	BLOWER 1	30	2,82	0,90	3	7,4	0,30	3	x	15
T CCM 1 A B2	BLOWER 2	32	2,82	0,90	3	7,4	0,30	3	x	15
T CCM 1 A B3	BLOWER 3	34	2,82	0,90	3	7,4	0,30	3	x	15
T CCM 1 A B4	BLOWER 4	36	2,82	0,90	3	7,4	0,30	3	x	15
T CCM 1 A B5	BLOWER 5	38	2,82	0,90	3	7,4	0,30	3	x	15
T CCM 1 A B6	BLOWER 6	40	2,82	0,90	3	7,4	0,30	3	x	15

Figura 63.

Cuadro de cargas actuales T CCM 2 127[V], indicando número de fases, protección y corrientes.

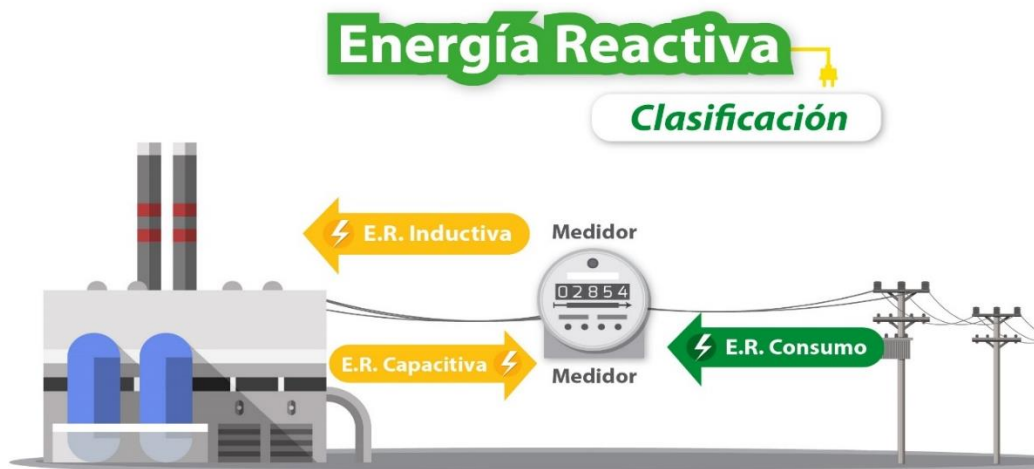
REGULACION TABLERO CCM 2 (Centro de Control de Motores 2)-127 V										
TABLERO GENERAL BAJA TENSIÓN										
IDENT.	DESCRIPCION	LONG (M)	D. MAX (kVA)	F.P.	FASES	In (A)	Verificación corriente <1	Protecc		
T CCM2 A S1	S1	50	1,5	0,90	1	11,8	0,19	1	x	15
T CCM2 A S2	S2	70	,746	0,90	1	5,9	0,09	1	x	15
T CCM2 A S3	S3	50	1,5	0,90	1	11,8	0,24	1	x	15
T CCM2 A S4	S4	70	,746	0,90	1	5,9	0,12	1	x	15

Es preciso aclarar que durante el diseño del presente trabajo de grado se ha contemplado un factor de potencia de 0,67 [inductivo], para los aireadores tipo “blower” de 3.4 [hp], sin embargo, las condiciones de diseño se han establecido para un factor de 0.9 [atraso] con el fin de presentar el diseño de compensación mediante banco de condensadores u otros artefactos de corrección de factor de potencia, evitando la penalización establecida en las resoluciones CREG 015 de 2018, CREG 199 de 2019 y resolución CREG 195 del 2020 emitidas por la Comisión de

Regulación de Energía y Gas (CREG), donde establece la fórmula para penalización de energía reactiva, y se divide a la los clientes que generan energía reactiva en dos grupos: uno es el de los clientes que generan reactiva en 10 días o menos durante el mes y dos, aquellos que generan energía reactiva en más de 10 días.

Figura 64.

Modelo de consumo de energía reactiva por el cliente.

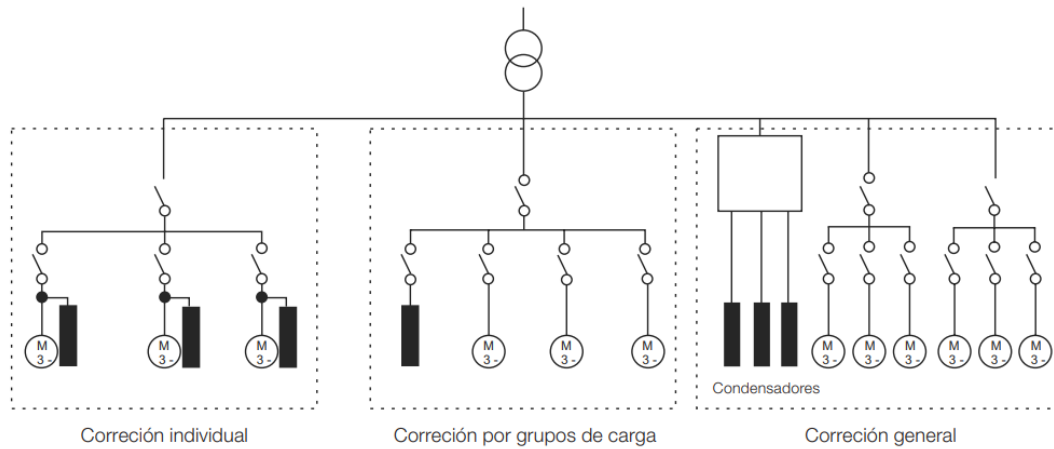


Tomado de: Cens (s.f.) *Penalización por energía reactiva* <https://www.cens.com.co/clientes-y-usuarios/empresas/penalizacion-por-energia-reactiva>

Con respecto al sitio "caso estudio", este es considerado como un consumidor de energía reactiva del tipo inductiva durante más de 10 días durante el mes, por lo cual estaría entregando energía reactiva capacitiva a la red, con el fin de evitar penalizaciones se analizan los diversos tipos de compensación de potencia reactiva y se selecciona la más adecuada.

Figura 65.

Diagrama de los tipos de conexión para compensación de potencia reactiva



Nota. Tomado de: Bello J. (2019) *Apuntes Material asignatura mediciones eléctricas avanzadas.*

UIS

5.2.2 Tipos de Corrección del Factor de Potencia

Esta corrección se puede realizar si se instala los condensadores de cuatro maneras diferentes, que el objetivo sea la conservación de energía y la relación costo/beneficio.

a) Corrección en la entrada de la energía de baja tensión: de este modo se genera una corrección bastante grande, cuando se usan bancos automáticos de condensadores. Se utiliza este tipo de corrección en instalaciones eléctricas con unas cargas elevadas, con potencias distintas y regímenes de utilización poco homogéneos.

b) Modificación por sectores de cargas: Un capacitor se instala para corregir un sector de máquinas pequeñas (<10 cv). Tiene la desventaja de no acortar la cantidad de amperios en los circuitos que se alimentan cada uno de los equipos.

c) Modificación localizada: Se obtiene agregando capacitores junto con el equipamiento el cual se deja corregir el FP. La clase de corrección del FP es la mejor solución, de esto se puede obtener lo siguiente:

Disminuye las pérdidas de energía en la instalación

Reduce una carga en los circuitos que alimentan los equipos.

Se obtiene un sistema original de accionamiento para carga y el capacitor.

Puede generar una potencia reactiva donde es necesario

d) Modificación mixta: este método, obtenido en el punto de la “Conservación de fuerza”, y considera aspectos técnicos, prácticos y financieros, se torna en la mejor solución.

Los criterios para realizar una corrección mixta son los siguientes:

1. Se instala un capacitor fijo directamente en el lado secundario del transformador.
2. Los motores de aproximado 10 cv, se corrige local.
3. Motores con menos de 10 cv se corrige por grupos.
4. Redes propias para iluminación con lámparas de descarga, usándose reactores de bajo factor de potencia, se corrige en la entrada de la red.
5. En la entrada, se instala un banco automático de pequeña potencia para ecualización final (WEG).

Figura 66.

Diagrama de los tipos de conexión para compensación de potencia



A partir de la visita realizada en el sitio “caso estudio”, se logró observar que existe una instalación eléctrica que consta de un punto de conexión, mediante un transformador de distribución de 225 [kVA], en nivel de tensión 1, la granja implicada en el diseño también cuenta con 2 medidores de energía (activa y reactiva) parametrizados por el operador de red y calibrados por un organismo certificador de la ONAC, igualmente se logró observar el uso de un banco de condensadores con el fin de conservar el factor de potencia en 0.9 como mínimo, tal como lo requiere la resolución CREG 015 de 2018, y por esto mismo se concluyó mediante la revisión de la factura que actualmente no se registra cobro por energía reactiva, sin embargo se realizan los cálculos pertinentes y se recomienda la compensación individual (véase figura 66 diagrama de los tipos de compensación de potencia reactiva).

Cabe recordar que; se aplica el recargo por bajo factor de potencia únicamente al componente de facturación que corresponde al consumo de energía en kWh.

Por medio de la siguiente fórmula se calcula el factor de potencia promedio mensual, este valor depende de los valores de kVARh y kWh del periodo facturado:

$$F.P = \cos[\tan^{-1}(kVARh/kWh)] \tag{1}$$

Donde:

F.P = Factor de potencia mensual

kWh =Energía activa del periodo

kVARh = Energía reactiva del periodo

El cargo por bajo factor de potencia se lleva a cabo en instalaciones cuyo factor de potencia promedio mensual sea inferior a 0.90 en atraso, así recargándose un 2% por cada 0.01 en que dicho factor de potencia baje de 0.90 en atraso.

Datos conocidos

Potencia Real	2,54	KW
Factor de potencia actual	0,6700	%
Factor de potencia deseado	0,9200	%

Paso #1 Calcular el ángulo actual

$$\begin{aligned} \cos \theta_1 &= f.p. \text{ actual} \\ \cos \theta_1 &= 0,6700 \\ \theta_1 &= \cos^{-1} (0,6700) \\ \theta_1 &= 47,933^\circ \end{aligned}$$

Paso #2 Calcular la Potencia Reactiva actual

$$\begin{aligned}
 \text{Potencia Reactiva actual} &= \text{Potencia Real} \times \tan \theta_1 \\
 \text{Potencia Reactiva actual} &= 2,536 \text{ KW} \times \tan (47,933) \\
 \text{Potencia Reactiva actual} &= 2,536 \text{ KW} \times (1,1080) \\
 \textbf{Potencia Reactiva actual} &= \textbf{2,810 KVAR}
 \end{aligned}$$

Paso #3 Calcular el ángulo deseado

$$\begin{aligned}
 \cos \theta_2 &= \text{f.p. deseado} \\
 \cos \theta_2 &= 0,9200 \\
 \theta_2 &= \cos^{-1} (0,9200) \\
 \textbf{\theta_2} &= \textbf{23,074}
 \end{aligned}$$

Paso #4 Calcular la Potencia Reactiva deseada

$$\begin{aligned}
 \text{Potencia Reactiva deseada} &= \text{Potencia Real} \times \tan \theta_2 \\
 \text{Potencia Reactiva deseada} &= 2,536 \text{ KW} \times \tan (23,074) \\
 \text{Potencia Reactiva deseada} &= 2,536 \text{ KW} \times (0,4260) \\
 \textbf{Potencia Reactiva deseada} &= \textbf{1,081 KVAR}
 \end{aligned}$$

Paso #5 Calcular la diferencia entre las Potencia Reactivas

$$\begin{aligned}
 \Delta \text{Potencia Reactiva} &= \text{Potencia Reactiva actual} - \text{Potencia Reactiva deseada} \\
 \Delta \text{Potencia Reactiva} &= 2,810 \text{ KVAR} - 1,081 \text{ KVAR} \\
 \textbf{\Delta Potencia Reactiva} &= \textbf{1,730 KVAR}
 \end{aligned}$$

Con el fin de verificar, se anexa la hoja de cálculos utilizada y se verifica adicionalmente por el método sugerido por el fabricante de bancos de condensadores “WEG”

$$\eta = \frac{P_{\text{mecánica}}}{P_{\text{eléctrica}}} * 100$$

$$\eta = \frac{(3,4 * 746)}{(\sqrt{3} * 220 * 10,3 * 0,67)} * 100$$

$$\eta = 96,45[\%]$$

$$Q_{Compensación} = \frac{(\%carga) * (P) * (f_c)}{\eta}$$

$$Q_{Compensación} = \frac{(0,75) * (2,5364) * (0,712)}{0,9645}$$

$$Q_{Compensación} = 1,404[kVAr]$$

Donde,

%carga = Factor relativo a la potencia de trabajo del motor:

%carga = 0,75 significa motor operando a 75% de carga

P = Potencia Activa en kW;

F = Factor de multiplicación, conforme tabla a seguir;

η = Rendimiento del motor en función del porcentaje de carga que está operando;

Qcompensación = Potencia reactiva del condensador necesario en el motor en kVAr.

Figura 67.

Factor de corrección para compensación de factor de potencia inductivo

Factor de potencia actual	Factor de potencia deseado (F)														
	0,85	0,86	0,87	0,88	0,89	0,90	0,91	0,92	0,93	0,94	0,95	0,96	0,97	0,98	0,99
0,50	1,112	1,139	1,165	1,192	1,220	1,248	1,276	1,306	1,337	1,369	1,403	1,440	1,481	1,529	1,589
0,52	1,023	1,050	1,076	1,103	1,131	1,159	1,187	1,217	1,248	1,280	1,314	1,351	1,392	1,440	1,500
0,54	0,939	0,966	0,992	1,019	1,047	1,075	1,103	1,133	1,164	1,196	1,230	1,267	1,308	1,356	1,416
0,56	0,860	0,887	0,913	0,940	0,968	0,996	1,024	1,054	1,085	1,117	1,151	1,188	1,229	1,277	1,337
0,58	0,785	0,812	0,838	0,865	0,893	0,921	0,949	0,979	1,010	1,042	1,076	1,113	1,154	1,202	1,262
0,60	0,713	0,740	0,766	0,793	0,821	0,849	0,877	0,907	0,938	0,970	1,004	1,041	1,082	1,130	1,190
0,62	0,646	0,673	0,699	0,726	0,754	0,782	0,810	0,840	0,871	0,903	0,937	0,974	1,015	1,063	1,123
0,64	0,581	0,608	0,634	0,661	0,689	0,717	0,745	0,775	0,806	0,838	0,872	0,909	0,950	0,998	1,068
0,66	0,518	0,545	0,571	0,598	0,626	0,654	0,682	0,712	0,743	0,775	0,809	0,846	0,887	0,935	0,995
0,68	0,458	0,485	0,511	0,538	0,566	0,594	0,622	0,652	0,683	0,715	0,749	0,786	0,827	0,875	0,935
0,70	0,400	0,427	0,453	0,480	0,508	0,536	0,564	0,594	0,625	0,657	0,691	0,728	0,769	0,817	0,877
0,72	0,344	0,371	0,397	0,424	0,452	0,480	0,508	0,538	0,569	0,601	0,635	0,672	0,713	0,761	0,821
0,74	0,289	0,316	0,342	0,369	0,397	0,425	0,453	0,483	0,514	0,546	0,580	0,617	0,658	0,706	0,766
0,76	0,235	0,262	0,288	0,315	0,343	0,371	0,399	0,429	0,460	0,492	0,526	0,563	0,604	0,652	0,712
0,78	0,182	0,209	0,235	0,262	0,290	0,318	0,346	0,376	0,407	0,439	0,473	0,510	0,551	0,599	0,659
0,80	0,130	0,157	0,183	0,210	0,238	0,266	0,294	0,324	0,355	0,387	0,421	0,458	0,499	0,547	0,609

Adaptado de: “Weg” Productos para el factor de corrección de potencia

Con respecto al condensador se selecciona uno trifásico del tipo “Heavy Duty” del valor comercial siguiente, de este modo el diseño se realiza a partir de una compensación directamente en cada carga tipo “blower” por lo que se prevé la instalación de 6 capacitores de 1,5 [kVAr], 220 [V], 60 [Hz] de referencia: UCWT1,5V25 L10 HF, con resistor interno.

Figura 68.

Condensadores trifásicos comerciales UCWT HD “WEG”

220	0,4	1,1	0,5	1,3	9,1 x 3	HD	UCWT0,5V25 L10 HD	60 x 156	A	Resistor interno	30	10045998	0,51
	0,6	1,6	0,8	2,0	13,7 x 3	HD	UCWT0,75V25 L10 HD	60 x 156	A	Resistor interno	30	10045999	0,52
	0,8	2,2	1,0	2,6	18,3 x 3	HD	UCWT1V25 L10 HD	60 x 156	A	Resistor interno	30	10046000	0,54
	1,3	3,3	1,5	3,9	27,4 x 3	HD	UCWT1,5V25 L10 HD	60 x 156	A	Resistor interno	30	10046001	0,57
	1,7	4,4	2,0	5,2	36,5 x 3	HD	UCWT2V25 L10 HD	60 x 156	A	Resistor interno	30	10046002	0,59
	2,1	5,5	2,5	6,6	45,7 x 3	HD	UCWT2,5V25 L16 HD	60 x 204	A	Resistor interno	30	10046003	0,73
	2,5	6,6	3,0	7,9	54,8 x 3	HD	UCWT3V25 L16 HD	60 x 204	A	Resistor interno	30	10046004	0,76
	4,2	10,9	5,0	13,1	91,3 x 3	HD	UCWT5V25 N20 HD	75 x 225	A	3 x 82 kΩ / Delta	30	11313760	1,51
	6,3	16,4	7,5	19,7	137 x 3	HD	UCWT7,5V25 N22 HD	75 x 285	A	3 x 82 kΩ / Delta	30	11313783	1,81
	8,3	21,9	10,0	26,2	182,7 x 3	HD	UCWT10V25 N22 HD	75 x 285	A	3 x 82 kΩ / Delta	30	11313782	1,81
	8,3	21,9	10,0	26,2	182,7 x 3	HD	UCWT10V25 Q26 HD	100 x 230	B	3 x 82 kΩ / Delta	30	11914849	2,17
	10,4	27,3	12,5	32,8	228,4 x 3	HD	UCWT12,5V25 Q26 HD	100 x 230	B	3 x 82 kΩ / Delta	30	11914851	2,17
	12,5	32,8	15,0	39,4	274 x 3	HD	UCWT15V25 S26 HD	116 x 230	B	3 x 82 kΩ / Delta	30	11914853	2,69
	14,6	38,3	17,5	45,9	319,7 x 3	HD	UCWT17,5V25 S28 HD	116 x 290	B	3 x 82 kΩ / Delta	30	12271622	3,50
	16,7	43,7	20,0	52,5	365,4 x 3	HD	UCWT20V25 S28 HD	116 x 290	B	3 x 82 kΩ / Delta	90	12271626	3,50
	20,8	54,7	25,0	65,6	456,7 x 3	HD	UCWT25V25 U28 HD	136 x 290	B	3 x 82 kΩ / Delta	90	13365111	4,43
25,0	65,6	30,0	78,7	548,1 x 3	HD	UCWT30V25 U28 HD	136 x 290	B	3 x 82 kΩ / Delta	90	13365631	4,43	

Condensador trifasico - UCWT HD (Heavy Duty)													
Tensión (V)	50 Hz		60 Hz		Capacitancia (uF)	Serie	Referencia	Dimensiones Ø x H (mm)	Design ¹⁾	Resistencia de descarga		Código	Peso (kg)
	Potencia reactiva (kvar)	Corriente nominal In (A)	Potencia reactiva (kvar)	Corriente nominal In (A)						Resistor de descarga	Tiempo de descarga		

5.2.3 Nivel de armónicos

Durante el desarrollo del presente trabajo de grado no fue factible el préstamo de un analizador de redes, por lo que no se precisan datos de calidad de energía del sitio “caso estudio”, sin variación en las cargas del sitio, y sólo implementando el sistema piloto de generación basada en paneles solares para el sistema de producción “IPRS No.1” el total de armónicos inyectados a la red son producto de la etapa de conversión de energía en corriente continua a corriente alterna, por lo que los armónicos serán producto únicamente por el inversor seleccionado “Huawei SUN2000 36 KTL-M3”, por lo que para el diseño actual se contemplan equipos de un bajo

contenido de armónicos, garantizando una THDI inferior al 3 [%] (Ver anexo, ficha técnica inversor).

Así mismo, la desviación armónica en la onda de corriente que genera un inversor, THDI, genera una medición donde muestra una calidad de la energía en la que se tiene una reglamentación internacional. El cual menciona que la THDI tiene que ser inferior en un 5% ya que la distorsión armónica total en la onda de tensión, a la que está conectado tenga un valor menor al 2%.

5.3 Estudio de coordinación de aislamiento eléctrico

La coordinación de aislamiento se realiza teniendo en cuenta la tensión calculada del string de los paneles solares, conectores, cables y demás elementos, estos deben contar con su rotulación y certificación para uso dentro de los niveles de tensión requeridos.

La red eléctrica en corriente continua del sistema se conforma por 4 instrumentos, con 15 PFV y con 2 instrumentos de 14 paneles solares. La tensión puede llegar a estos PFV cambia según la temperatura y su clase de conexión, se calcula un periodo de tensión para así poder establecer el aislamiento que se requiere según las ecuaciones que se mostraran a continuación.

$$V_{oc} (\text{max}) = N_s * V_{oc} * (1 + (T_{min}^{\circ} - 25^{\circ}) * K_{V_{oc}})$$

$$V_{oc} (\text{max}) = 15 * 51.9 * (1 + (2 - 25^{\circ}) * 0.26\%)$$

$$V_{oc} (\text{max}) = 731.95[\text{V}]$$

$$V_{mp} (\text{min}) = N_s * V_{mp} * (1 + (T_{max}^{\circ} - 25^{\circ}) * K_{V_{mp}})$$

$$V_{mp} (\text{min}) = 15 * 40.6 * (1 + (33 - 25^{\circ}) * 0.26\%) = 621.67\text{V}]$$

$$V_{mp} (\text{stc}) = 15 * 43 = 645[\text{V}]$$

Donde:

Ns: Número de paneles en serie

Voc: Voltaje de circuito abierto en condiciones STC

Tmin: Es la temperatura mínima del ambiente posible

KVoc: Coeficiente de la temperatura de Voc

Vmp: Voltaje a una máxima potencia

Tmax: Temperatura máxima ambiente que es posible en KVmp:

Coeficiente de temperatura de Vmp

Se puede observar que la tensión en DC del sistema variará entre 621 V y 732 V, por lo tanto, los componentes de este lado del sistema deberán tener por lo menos un aislamiento para 1000V. En la Figura 69 se puede observar este nivel de aislamiento por cada componente.

Figura 69.

Nivel de aislamiento para cada componente en el lado DC

Componente	Nivel de aislamiento
Paneles Solares	1000V
Cable Fotovoltaico	2000V
Conectores MC4	1000V
Inversor	1000V

Figura 70.

Datos eléctricos para el panel seleccionado Trina Solar 505[W]

DATOS ELÉCTRICOS (STC)

Potencia Nominal-Pmax (Wp)*	480	485	490	495	500	505
Tolerancia de Potencia Nominal-Pmax (W)	0 ~ +5					
Tensión en Máxima Potencia-Vmpp (V)	42.0	42.2	42.4	42.6	42.8	43.0
Corriente en Máxima Potencia-Impp (A)	11.42	11.49	11.56	11.63	11.69	11.75
Tensión de Circuito Abierto-Voc (V)	50.8	51.1	51.3	51.5	51.7	51.9
Corriente de Corto Circuito-Isc (A)	11.99	12.07	12.14	12.21	12.28	12.35
Eficiencia η (%)	20.1	20.3	20.5	20.7	20.9	21.1

STC: Irradiación 1000W/m², Temperatura de Célula 25°C, Massa de Aire AM1.5

*Tolerancia de Medición: $\pm 3\%$.

Tomado de: Ficha técnica del panel solar (*véase ficha técnica*)

El sistema en AC debe contar con una tensión de 220/120V, por tanto, los componentes de este lado del sistema deberán tener por lo menos un aislamiento para 600V. En la Figura 71 se puede observar el nivel de aislamiento.

Figura 71.

Nivel de aislamiento para cada componente en el lado AC

Componente	Nivel de aislamiento
Cable de salida del inversor	600V
Interruptor totalizador del inversor	600V

5.4 Protecciones contra sobretensiones

Para establecer la coordinación de protección contra sobretensiones de este proyecto, se siguen la orientación de la reglamentación técnica IEC que se especifican en el reglamento técnico colombiano en el artículo 20.14 y de la normativa del operador de red “CENS”. El lugar cuenta con tableros de distribución existente que alimenta las cargas de pozos de piscicultura del sitio “caso estudio”, estableciendo que lo anterior, el gráfico de protecciones contra sobretensiones del actual proyecto establecido desde el punto de conexión es el que se evidencia a continuación:

1. La instalación debe contar con pararrayos de tipo uno establecido en la normativa IEC 61643-1 en los tableros de distribución y para el pararrayos el cual es de tipo dos en tableros en el interior del cuarto técnico donde deberá construirse para alojar los equipos.
2. Para el inversor que se va a instalar se cuenta con un pararrayos en sistema de corriente continua tipo dos de 1000 Voltios según normatividad IEC61643-1 los requerimientos técnicos del pararrayos en el sistema corriente continua se muestran en la Figura 72 que se muestra (FENOGE):

Figura 72.*Ítems técnicos del pararrayos en el sistema DC*

Tensión nominal sistema fotovoltaico Uoc (+,-) según IEC 60364-7-712	≤ 1000 VDC
Máxima tensión (DC) permanente (+/-)	1200 VDC
Máxima tensión (DC) permanente (+/PE) / (-/PE)	1100 VDC
Tipo según IEC 61643-1	Tipo 2
Corriente descarga nominal, por polo In (8/20 μ s)	20kA
Corriente descarga máxima, por polo Imax (8/20 μ s)	40kA
Corriente descarga máxima, total Itotal (8/20 μ s)	40kA
Tiempo de respuesta	≤ 25 ns
Intensidad máx. del equipo a proteger	125 A gl
Nivel de protección con In Up (+,-) típico	4000 V
Indicación óptica de funcionamiento	verde = ok, rojo = descargador defectuoso, cambiar
Contacto de aviso (en versiones con aviso remoto)	250 V 1A 1CO
Diseño	3 TE ; Módulos insertables a TS 35
Color	base negro, descargador rojo / azul
Temperatura de servicio	-40°C ... 70°C
Temperatura almacenamiento	-40°C ... 70°C
Homologaciones	CE, ÖVE, cURus disponible en breve

Tomado de: FENOGE *Fondo de energía no convencionales y gestión eficiente de la energía*

[https://fenoge.com/wp-content/uploads/2019/08/Anexo-6-Memorias-de-Calculo-Sede-](https://fenoge.com/wp-content/uploads/2019/08/Anexo-6-Memorias-de-Calculo-Sede-Archivo.pdf)

Archivo.pdf

3. El tablero de protecciones en el inversor que se instaló deberá contar con un pararrayos en sistema AC, según RETIE este aparato debe aguantar una tensión continuo \geq al 110 por ciento del nominal del sistema, por tanto, este pararrayo debe tener un sistema en corriente alterna tipo dos según la normativa IEC61643-1; con un voltaje máxima \Rightarrow a 528/305 Voltios y por ultimo con un amperaje de descarga de máximo 40kA.
4. El conductor que se usa en BT, teniendo un aislamiento de 1000 voltios (FENOGE).

5.4.1 Demarcado de las protecciones

Sin duda, un sistema de generación fotovoltaico debe regirse por los estándares de seguridad y confiabilidad, siempre manteniendo el objetivo de salvar la vida y proteger la seguridad de la instalación, es por esto que desde los componentes más pequeños deben estar dimensionados para que cada uno de ellos cumpla con las especificaciones técnicas que corresponden a un diseño factible y aseguren el funcionamiento, confiabilidad, fiabilidad y seguridad del sistema en su totalidad.

En conclusión, debe considerarse que la corriente continua presenta un valor constante en la forma de extinguir el arco eléctrico ante la apertura de una protección DC, lo cual se hará siempre bajo una condición de alta energía, es por esto que dichas protecciones no deberán manipularse bajo carga, y además cumpliendo los requisitos de la sección 690 de la NTC 2050 segunda actualización, y de la norma CENS, deberá instalarse un aviso de peligro de arco eléctrico y riesgo eléctrico. A continuación, se detallan las protecciones a utilizar.

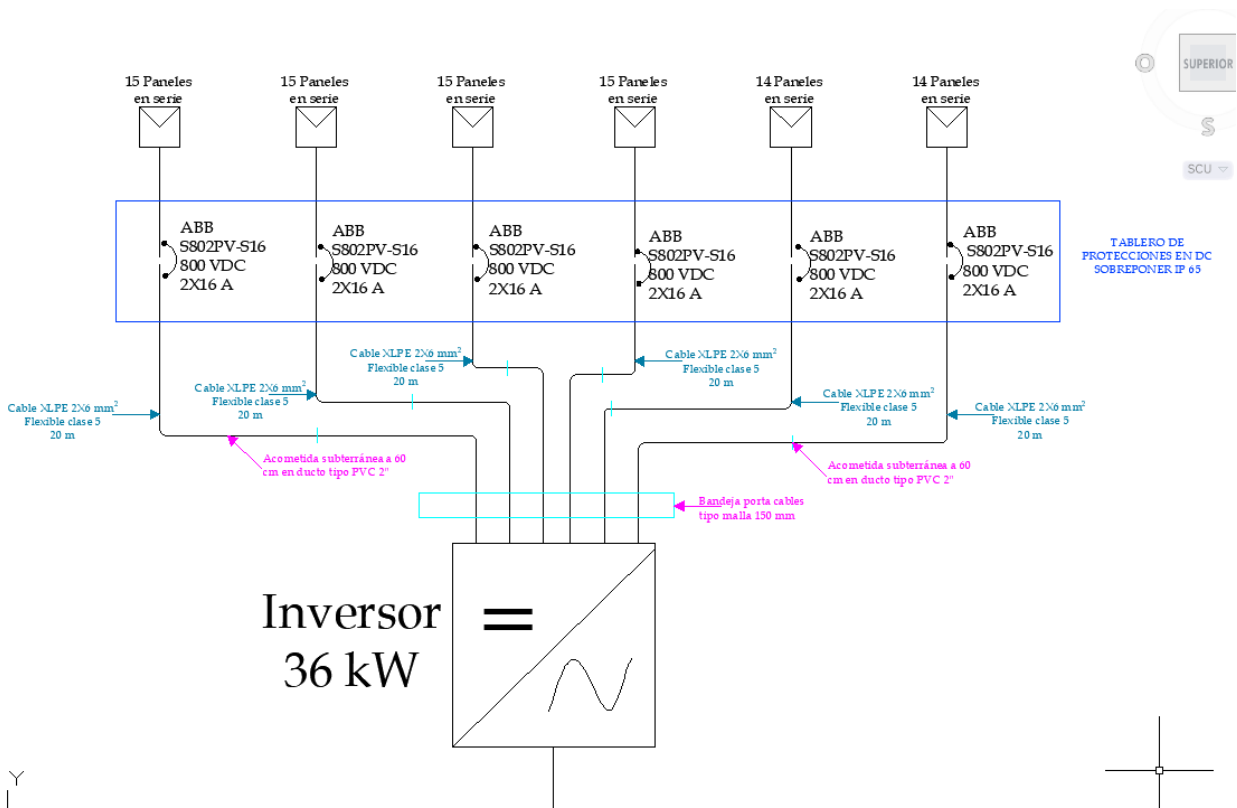
Tabla 9.

Interruptores tablero DC

Tablero DC			
	Breaker 1	Breaker 2	Breaker 3
Marca	ABB	ABB	ABB
Capacidad	16 A- 2 POLOS	16 A- 2 POLOS	16 A- 2 POLOS
Conductor	SOLAR 6mm	SOLAR 6mm	SOLAR 6mm
Tablero DC			
	Breaker 4	Breaker 5	Breaker 6
Marca	ABB	ABB	ABB
Capacidad	16 A- 2 POLOS	16 A- 2 POLOS	16 A- 2 POLOS
Conductor	SOLAR 6mm	SOLAR 6mm	SOLAR 6mm

Figura 73.

Ubicación del tablero de protecciones en DC



Teniendo en cuenta que la instalación fotovoltaica contempla la instalación de 88 paneles solares de la marca Trina Solar y de referencia TSM-DE18M(II) 505[W], organizados en 6 series, 4 “strings” de 15 paneles y 2 “strings” de 14 paneles, modelo que en su ficha técnica especifica una corriente de corto circuito de 12,35 [A], se diseñan, entonces protecciones ABB de 16 A, usando 6 breakers de 2 polos, protegiendo de este modo cada arreglo por separado.

Tabla 10.

Interruptores tablero AC

Tablero AC			
	Breaker 1	Breaker 2	Breaker 3
Marca	ABB	ABB	ABB

Capacidad	63 A	125 A	125 A
Conductor	THHN N°	THHN N°	THHN
	3x6F+1X6F+1X8T	3x2F+1X2F+1X4T	N°3x2F+1X2F+1X4T

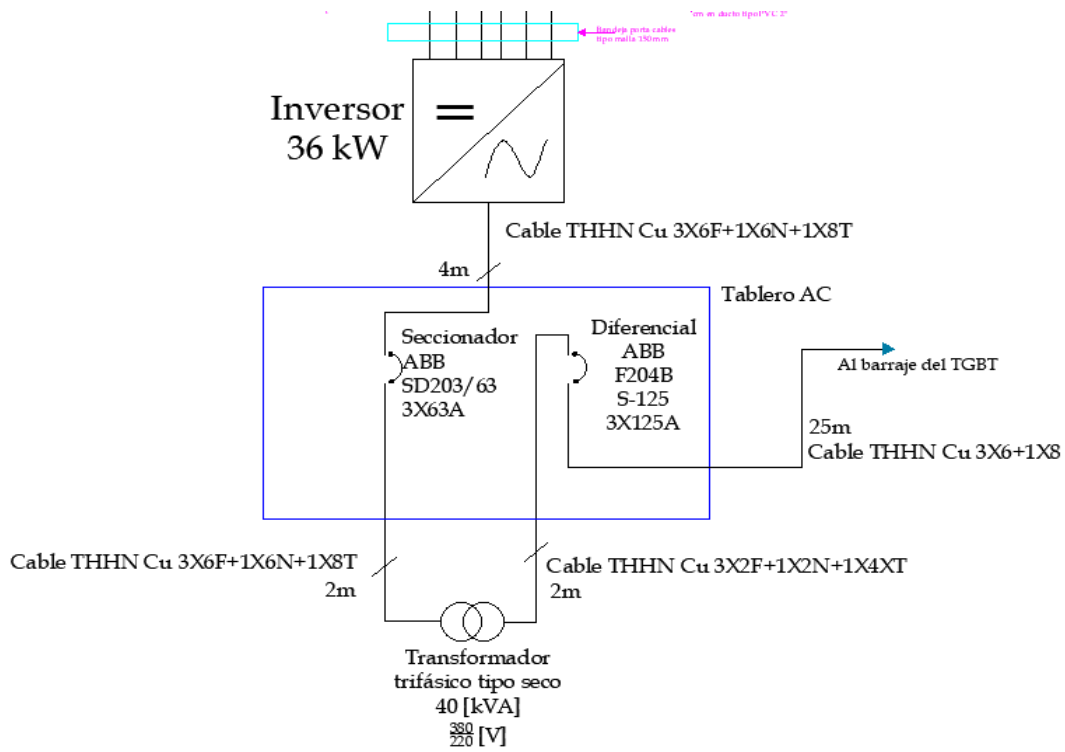
En el caso del tablero AC, se contempla la capacidad de corriente soportada por el conductor y se evalúa que este quede protegido en su totalidad de ese modo se plantean las protecciones indicadas en la Tabla 10.

El “breaker 1” se dimensiona para proteger el inversor, el cual tiene una intensidad máxima de salida de 58[A], por lo que se selecciona una protección seccionadora tipo riel DIN de 63[A].

Se utiliza un transformador de aislamiento galvánico tipo seco de 40[kVA] para tener una adecuada tensión generada por el inversor en el sistema fotovoltaico para sincronizarse a la red de suministro de energía eléctrica, proporcionando un aislamiento galvánico entre la red eléctrica y el sistema fotovoltaico. Los transformadores son diseñados para soportar armónicos producidos por los inversores, y el sistema de aislamiento permite soportar las altas tensiones a tierra producidas por circuitos electrónicos, de modo que para proteger este transformador se utilizará “breaker 2” el cual es un interruptor diferencial ABB de 3X125[A]; finalmente para acoplarse a la red eléctrica en el Tablero General de Baja Tensión (TGBT) se propone utilizar “breaker 3” un interruptor automático ABB TMF 125[A].

Figura 74.

Ubicación del tablero de protecciones en AC



5.5. Análisis de nivel de riesgo por rayos y medidas de protección contra rayos

Las descargas atmosféricas causan daños irreversibles o el envejecimiento prematuro de los elementos semiconductores en los módulos fotovoltaicos, canales de comunicación, elementos eléctricos y electrónicos del sistema y la información suministrada en el estudio “Caracterización de los parámetros meteorológicos en las zonas de influencia del Grupo Epm” el municipio de “El Zulia” donde se encuentra ubicado el proyecto “caso estudio” tiene una densidad de descargas a tierra(DDT) de 6.6 [Rayos/km² *año]. Teniendo en cuenta que este efecto causa un aumento sustancial en los valores de mantenimiento y, en la mayoría de los casos inviabiliza la inversión,

debe realizarse un análisis de nivel de riesgo dado que los sistemas fotovoltaicos pueden interactuar principalmente de dos formas con las descargas atmosféricas, la primera de ellas es mediante descargas directas en el sistema o las líneas de alimentación, o por descarga indirecta a través de acoplamientos capacitivos o inductivos.

Ahora bien, considerando el Artículo 9 "Evaluación del Nivel de Riesgo" del RETIE, dice que se deben tener en cuenta los criterios brindados en las normas que tratan la soportabilidad de la energía eléctrica para seres humanos, esto está tomado de la gráfica de la norma NTC 4120, con referente a la IEC 60479-1:2019, que muestra con detalle las zonas de los efectos de la corriente alterna de 15 a 100 Hz.

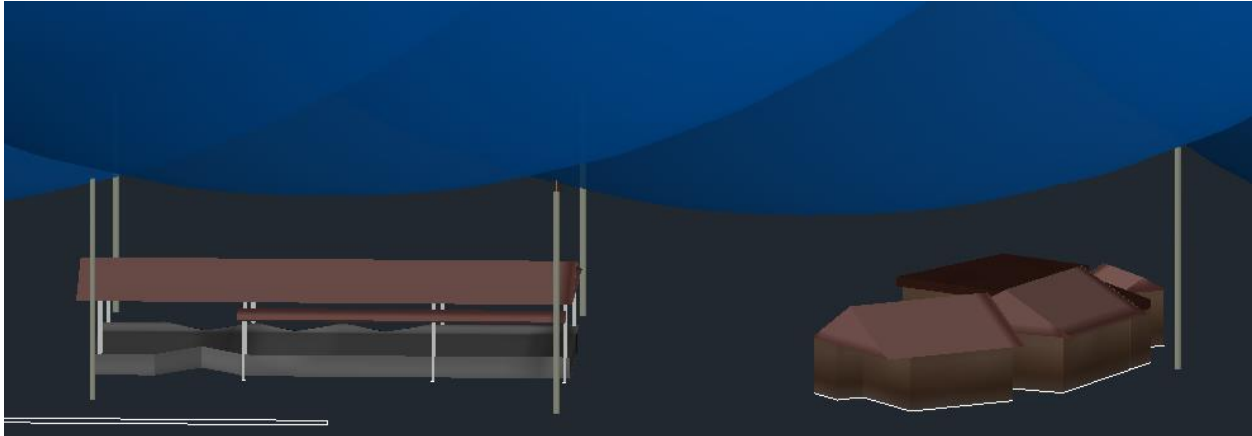
Figura 75.

Densidad de descargas a tierra en zona Norte de Santander

ZONA NORTE DE SANTANDER	
Municipio	DDT [Rayos/km ² x Year]
Chinácota	5,1
Herrán	4
Ragonvalia	4,3
Durania	5,9
Bochalema	5,3
Pamplonita	4,5
Cácota	3,8
Mutiscua	4
Labateca	3,5
Chitagá	3,4
La Zulia	6,6
San Cayetano	6,4
Santiago	7,2
Sardinata	9,5
Bucarasica	9,7
Cucutilla	5,6
Salazar de las Palmas	7,4
Lourdes	8,7
Arboledas	6,4
Villa Caro	8,2
Puerto Santander	8,3

Figura 76.

Simulación de protección mediante el método de las esferas rodantes con $R=60$ [m] de las estructuras adyacentes a la cubierta fotovoltaica



En cuanto al desarrollo de esta sección, se realizó en primer lugar la simulación por medio de AutoCAD 2019 (Versión estudiante), en donde se ve la instalación de mástiles alrededor para un sistema integral de protección; en segundo lugar, se completó la matriz de análisis de riesgos especificada en el artículo 9.2.1 de RETIE para cada uno de los 11 factores de riesgo eléctricos más comunes, según artículo 9.3 RETIE, y por último se incluyeron conclusiones y recomendaciones. El propósito de la evaluación del nivel de riesgo es establecer la necesidad de utilizar un sistema de protección contra rayos en una estructura dada, y determinar si este sistema debe ser integral. La evaluación del nivel de riesgo es un factor importante para diseñar un sistema de protección contra rayos. Con relación a lo mencionado previamente y el “caso estudio”, se han considerado los factores de la ubicación geográfica y las características del proyecto; frente a esto, es preciso resaltar que se requiere de un sistema de protección integral contra rayos.

Figura 77.

Evaluación de nivel de riesgo en software IEC RISK (versión de prueba para estudiante) para el sitio “caso estudio” utilizando nivel de protección III

The screenshot shows the IEC RISK software interface with the following sections:

- Dimensiones de la estructura:** Longitud de la estructura (m): 50, Anchura de la estructura (m): 15, Altura del plano del tejado (m)*: 7, Altura del mayor saliente del tejado (m)*: 8, Área de colección (m2): 4.865 m2.
- Características de la estructura:** Riesgo de incendio y daños físicos: Normal, Eficacia del apantallamiento: Media, Tipo de cableado interno: No apantallado.
- Influencias ambientales:** Situación respecto a los alrededores: Estructura aislada, Factor ambiental: Rural, Nº de días de tormenta: 66 days/year, Densidad anual equivalente de rayos: 6,6 flashes/km2.
- Líneas de conducción eléctrica:** Línea eléctrica: Cable enterrado, Tipo de cable externo: No apantallado, Existencia de transformador MT/BT: Transformador.
- Medidas de protección:** Clase de SPCR: Nivel III, Protección contra incendios: Sin medidas, Protección contra sobretensiones: Coord. según IEC62305-4.
- Tipos de las pérdidas:** Tipo 1 - Pérdidas de vidas humanas: Riesgos especiales para la vida: Riesgo de pánico bajo, Por incendios: Otras estructuras, Por sobretensiones: No aplica. Tipo 2 - Pérdidas de servicios esenciales: Por incendios: Suministro eléctrico, Por sobretensiones: No hay servicios esenciales. Tipo 3 - Pérdidas de patrimonio cultural: Por incendios: Sin valor histórico. Tipo 4 - Pérdidas económicas: Riesgos económicos especiales: Sin riesgos especiales, Por incendios: Propiedad comercial, Por sobretensiones: Otras estructuras, Por tensión de paso/contacto: Ganado en el exterior, Riesgo tolerable de pérd. económ.: 1 en 1000 años.
- Riesgos calculados:**

	Riesgo		Riesgo imp.		Riesgo imp.		Riesgo
	(m2/año)	=>	(m2/año)	+	(m2/año)	=	(m2/año)
Pérdidas de vidas humanas:	1,00E-05	=>	6,74E-07	+	1,05E-06	=	1,72E-06
Pérdidas de serv. públicos:	1,00E-03	=>	3,21E-07	+	5,20E-07	=	8,41E-07
Pérdidas de patrimonio:	1,00E-03	=>	0,00E+00	+	0,00E+00	=	0,00E+00
Pérdidas económicas:	1,00E-03	=>	9,73E-06	+	2,87E-05	=	3,84E-05

Figura 78.

Resultados de impactos de rayo utilizando protección nivel III para el sitio “caso estudio”

The screenshot shows the 'Impactos de rayo a las áreas de colección' window with the following results:

Resultados del área de colección:

Ad - Área de colección de impactos directos a la estructura	4.865 m2
Nd - número medio de impactos directos a la estructura por año	0,032 flashes/year
Am - Área de colección de la estructura afectada por sobretensiones inducidas por impactos indirectos.	229.600 m2
Nm - núm. de impactos directos a tierra o a objetos cercanos a la estructura conectados a tierra que inducen sobretensiones	1.483 flashes/year
Ac1 - área de colección de las líneas aéreas a impactos directos.	35.244 m2
NL1 - número medio de impactos directos por año a las líneas aéreas que sean potencialmente peligrosos	0,233 flashes/year
AI1 - área de colección de la línea aérea a los impactos indirectos	1.000.000 m2
NI1 - número medio impactos directos anuales a la tierra cercana a la línea aérea que pueda causar daños por sobretensiones	6,600 flashes/year
Ac2 - área de colección de la línea enterrada a impactos directos	21.891 m2
NL2- número esperado de impactos directos anuales a la línea enterrada que sean potencialmente peligrosos	0,144 flashes/year
AI2 - área de colección de la línea enterrada a impactos indirectos.	559.017 m2
NI2 - número de impactos indirectos anuales a la tierra cercana a la línea enterrada que induzcan sobretensiones peligrosas	3,690 flashes/year

Calculador del índice de riesgo de IEC. Resultados calculados...

Impactos de rayo a las áreas de colección **Categorías de las pérdidas**

Tipo 1 - Pérdidas de vidas humanas:

RA1 - riesgo de tensiones de paso y contacto peligrosas dentro y fuera de la estructura causadas por un impacto directo a la estructura.	3,21E-08
RB1 - riesgo de destrucción debida a incendio, explosión, daños físicos o daños químicos causados por un impacto directo a la estructura	6,42E-07
RC1 - riesgo de fallo de equipos eléctricos o electrónicos debido a sobretensiones causadas por un impacto directo a la estructura.	0,00E+00
RM1 - riesgo de fallo de equipos eléctricos o electrónicos debido a sobretensiones causadas por un impacto indirecto a la estructura.	0,00E+00
RU1 - riesgo de tensiones de paso y contacto peligrosas dentro y fuera de la estructura causadas por un impacto directo a las líneas.	5,20E-09
RV1 - riesgo de destrucción debida a incendio, explosión, daños físicos o daños químicos causados por un impacto directo a las líneas.	1,04E-06
RW1 - riesgo de fallo de equipos eléctricos o electrónicos debido a sobretensiones causadas por un impacto directo a las líneas.	0,00E+00
RZ1 - riesgo de fallo de equipos eléctricos o electrónicos debido a sobretensiones causadas por un impacto indirecto a las líneas.	0,00E+00

Tipo 2 - Pérdidas de servicios esenciales:

RB2 - riesgo de destrucción debida a incendio, explosión, daños físicos o daños químicos causados por un impacto directo a la estructura.	3,21E-07
RC2 - riesgo de fallo de equipos eléctricos o electrónicos debido a sobretensiones causadas por un impacto directo a la estructura	0,00E+00
RM2 - riesgo de fallo de equipos eléctricos o electrónicos debido a sobretensiones causadas por un impacto indirecto a la estructura	0,00E+00
RV2 - riesgo de destrucción debida a incendio, explosión, daños físicos o daños químicos causados por un impacto directo a las líneas.	5,20E-07
RW2 - riesgo de fallo de equipos eléctricos o electrónicos debido a sobretensiones causadas por un impacto directo a las líneas.	0,00E+00
RZ2 - riesgo de fallo de equipos eléctricos o electrónicos debido a sobretensiones causadas por un impacto indirecto a las líneas.	0,00E+00

Tipo 3 - Pérdidas de patrimonio cultural:

RB3 - riesgo de destrucción debida a incendio, explosión, daños físicos o daños químicos causados por un impacto directo a la estructura	0,00E+00
RV3 - riesgo de destrucción debida a incendio, explosión, daños físicos o daños químicos causados por un impacto directo a las líneas.	0,00E+00

Tipo 4 - Pérdidas económicas:

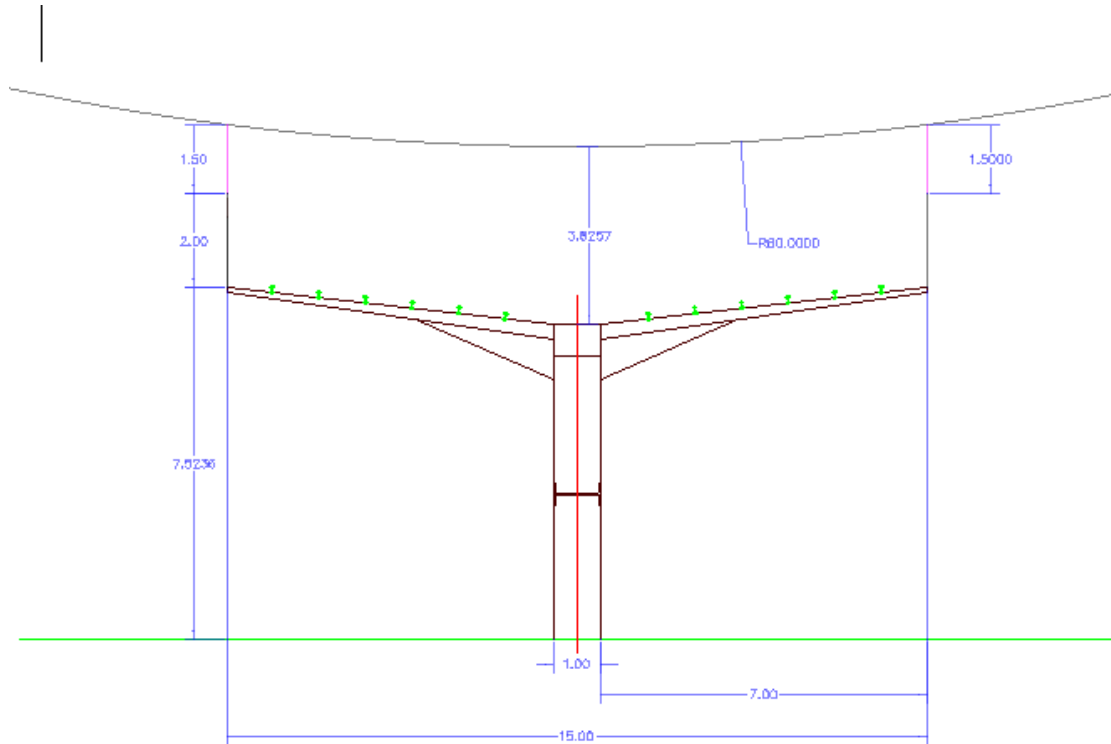
RA4 - riesgo de tensiones de paso y contacto peligrosas dentro y fuera de la estructura causadas por un impacto directo a la estructura	3,21E-06
RB4 - riesgo de destrucción debida a incendio, explosión, daños físicos o daños químicos causados por un impacto directo a la estructura	6,42E-06
RC4 - riesgo de fallo de equipos eléctricos o electrónicos debido a sobretensiones causadas por un impacto indirecto a la estructura	9,63E-08
RM4 - riesgo de fallo de equipos eléctricos o electrónicos debido a sobretensiones causadas por un impacto indirecto a la estructura	4,45E-06
RU4 - riesgo de tensiones de paso y contacto peligrosas dentro y fuera de la estructura causadas por un impacto directo a las líneas.	5,20E-07
RV4 - riesgo de destrucción debida a incendio, explosión, daños físicos o daños químicos causados por un impacto directo a las líneas.	1,04E-05
RW4 - riesgo de fallo de equipos eléctricos o electrónicos debido a sobretensiones causadas por un impacto directo a las líneas.	5,20E-07
RZ4 - riesgo de fallo de equipos eléctricos o electrónicos debido a sobretensiones causadas por un impacto indirecto a las líneas.	1,28E-05

Imprimir...

Por su parte, para el diseño de apantallamiento se utiliza el método de la esfera rodante que se aplicará en AutoCAD 2019 (Versión estudiante), con el fin de proteger la estructura que soporta los paneles y las que se encuentran adyacentes. Se contempla la instalación de 6 puntas captadoras de 1.5 [m] y la instalación de alambroñ No. 4 de aluminio, y 2 bajantes en conductor 1/0 de aluminio conectado mediante el uso de conector bimetálico a varilla de puesta a tierra y equipotencializado mediante una vía chispas tipo “spark gap”.

Figura 79.

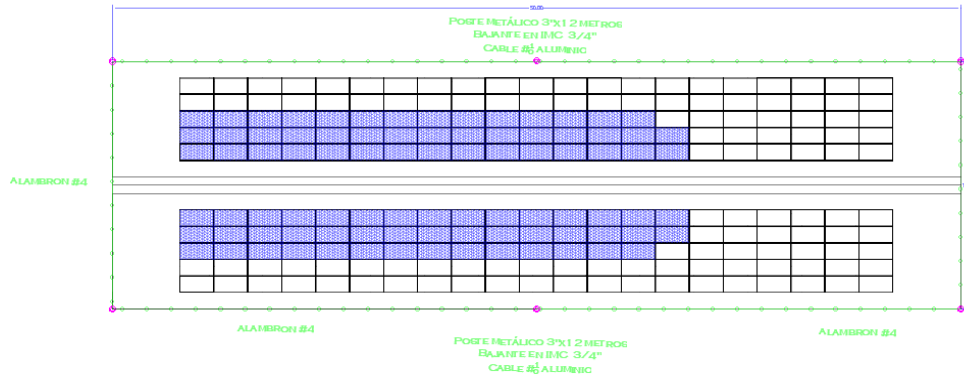
Propuesta de instalación de puntas captadoras de 1.5[m] para el sitio “caso estudio” (Vista frontal)



De este modo, el sistema de protección integral contra el rayo, consta de 6 puntas captadoras de 1.5 [m] ubicadas gráficamente en las vistas frontal (Ver Figura 79) y lateral del croquis de la estructura en AutoCAD 2019 (versión estudiante), se evidencia el nivel de protección garantizando una altura libre de 3.82[m] en la parte más baja de la estructura y 2.82[m] en la parte más alta, considerando una altura promedio de 1.7[m] para personal técnico en Colombia, y el uso de herramientas u otro material para mantenimiento, las distancias entre las puntas captadoras son críticas en la vista lateral, se establece el método y se dibujan, sin embargo, no es clara la imagen al importarla a Microsoft Word, por lo que sólo se evidencia el cálculo.

Figura 80.

Propuesta de instalación de puntas captadoras de 1.5[m] para el sitio “caso estudio” (Vista superior)



En la figura 80 se evidencia la disposición de los paneles fotovoltaicos sobre la estructura con teja tipo sándwich, los recuadros vacíos representan las unidades que se podrían instalar a futuro conservando un área de tránsito y libre para mantenimiento del 20[%], además se evidencia el alambrcn de aluminio #4 AWG para la malla de apantallamiento del sistema de captación.

Figura 81.

Detalle de barraje de equipotencialización

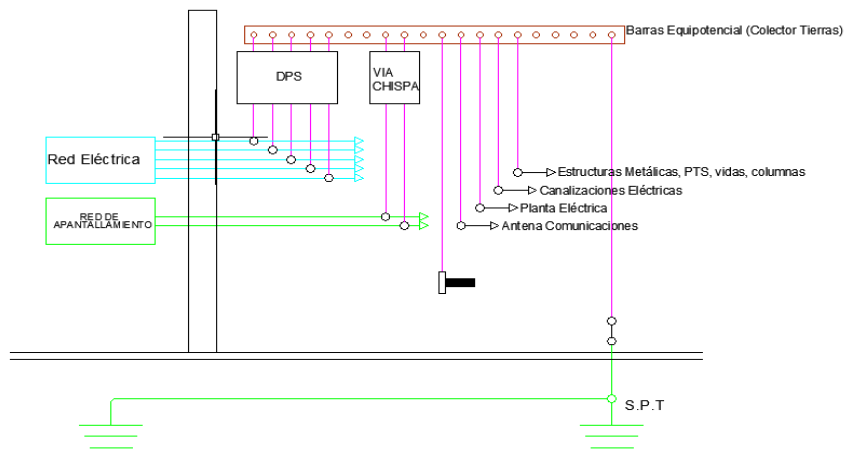


Figura 82.

Verificación de la disposición de las puntas captadoras por el método de la esfera rodante

$R=50[m]$

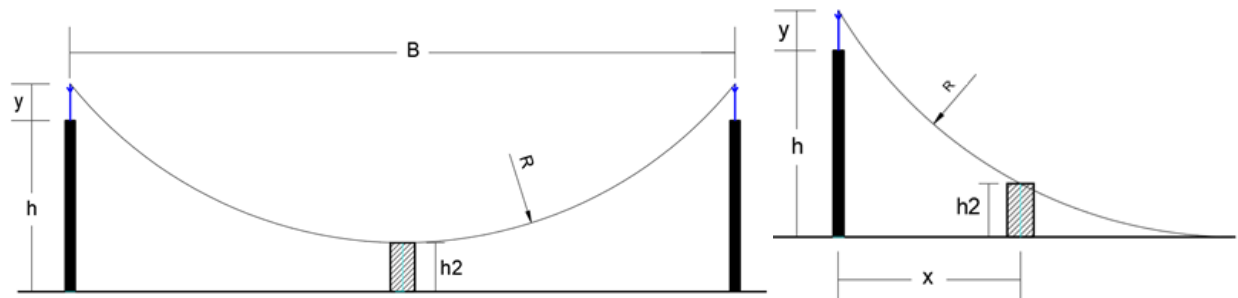
-DIMENSIONAMIENTO Y ESPECIFICACIÓN DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS PARA UN PILOTO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO DE SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN UN CULTIVO DE PISCICULTURA INTENSIVA LOCALIZADO EN EL DEPARTAMENTO DE NORTE DE SANTANDER -

PROYECTO

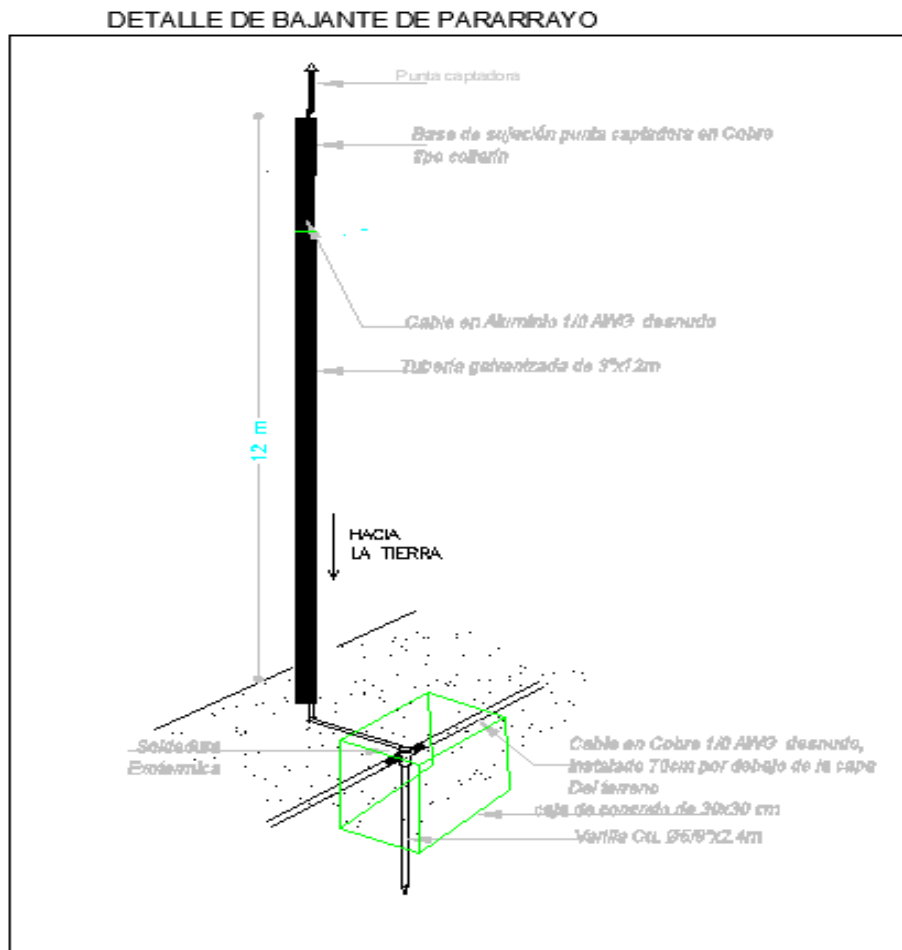
Sistema de Apantallamiento

Altura Montaje [h]	7,5
Altura Punta Captadora [y]	3,5
Altaura Efectiva [h+y]	11,0
Radio Espera Rodante [R]	60,0

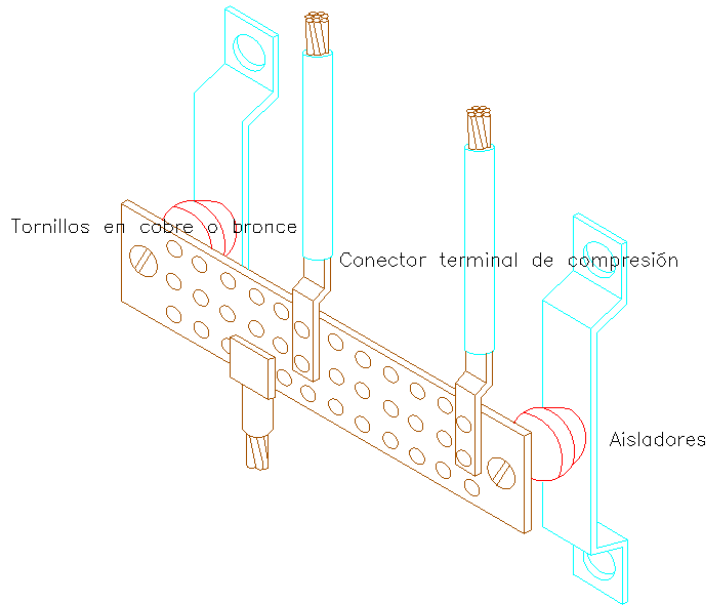
h2 [m]	Ri [m]	Re [m]	B [m]
9,3	2,54	32,12	28,36
9,4	2,38	32,28	27,53
9,5	2,22	32,44	26,66
9,6	2,07	32,59	25,77



Por su parte, el detalle del barraje equipotencial ilustra la interconexión mediante elementos de fijación como conectores de cobre estañado, soldadura exotérmica para garantizar una conexión sólida de puesta a tierra, equipotencialización de estructuras metálicas, ductos y canalizaciones eléctricas, así como la planta eléctrica y demás elementos necesarios; complementario a esto, en el lado de DC se plantea el uso de DPS “Clampers” para lograr un nivel de protección III.

Figura 83.*Detalle de bajante de apantallamiento*

Es importante resaltar que las puntas captadoras deberán instalarse sobre bajantes del tipo IMC con rosca NPT que permitan la fijación de la punta, además de la instalación de bases fijadoras tipo collarín, cable en aluminio 1/0 AWG desnudo, interconexión a cable 1/0 en cobre en tierra física mediante el uso de conector bimetálico, posteriormente acoplado al electrodo de puesta a tierra “varilla en Cu de 5/8” x 2.4 m” mediante soldadura exotérmica, y refuerzo con cemento conductivo “Celec”, este detalle aplica para todos los bajantes contemplados en el presente trabajo de grado..

Figura 84.*Detalle de conexión en barraje equipotencial*

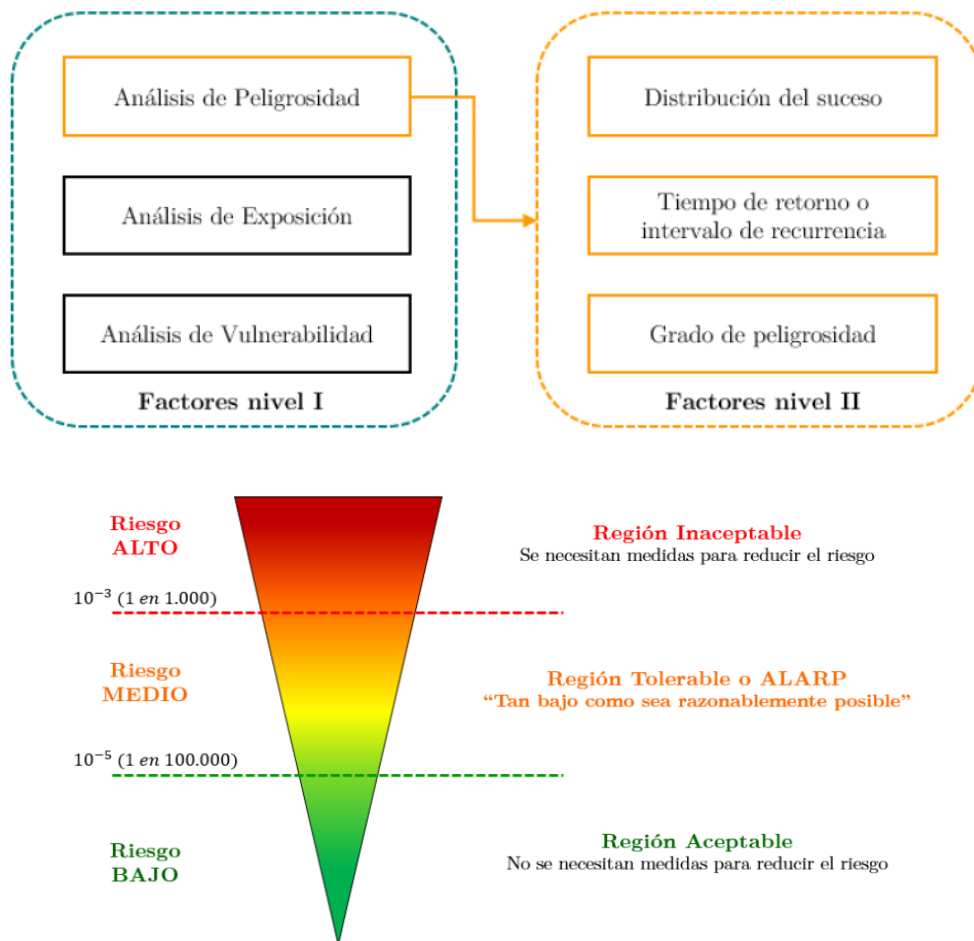
Finalmente los barrajes de equipotencialización (ver figura 84) deberán ser de Cu macizo de 1/4", con uso de aisladores en resina tipo manzana para su fijación mediante bases de anclaje, se contempla el uso de conectores de cobre estañado según corresponda a cada conductor, así como la demarcación de dichos conductores con funda termo encogible color verde y del calibre según corresponda, las perforaciones deberán quedar totalmente pulidas sin ningún tipo de viruta o irregularidad.

5.6 Análisis de riesgos de origen eléctrico y medidas para mitigarlos

Usando la metodología para la evaluación del nivel de riesgo por rayo a las diversas estructuras sin medidas de protección, se cuantificaron los factores de riesgo nivel I y II, y se clasificaron en inaceptable, tolerable y aceptable, por lo que se ha encontrado que los riesgos (**RCALCULADO**) son los que sobrepasan los niveles establecidos por las autoridades colombianas (**RT**) y se plantean las siguientes conclusiones:

Figura 85.

Factores para la evaluación de la matriz de riesgo, y niveles de riesgo contemplados.



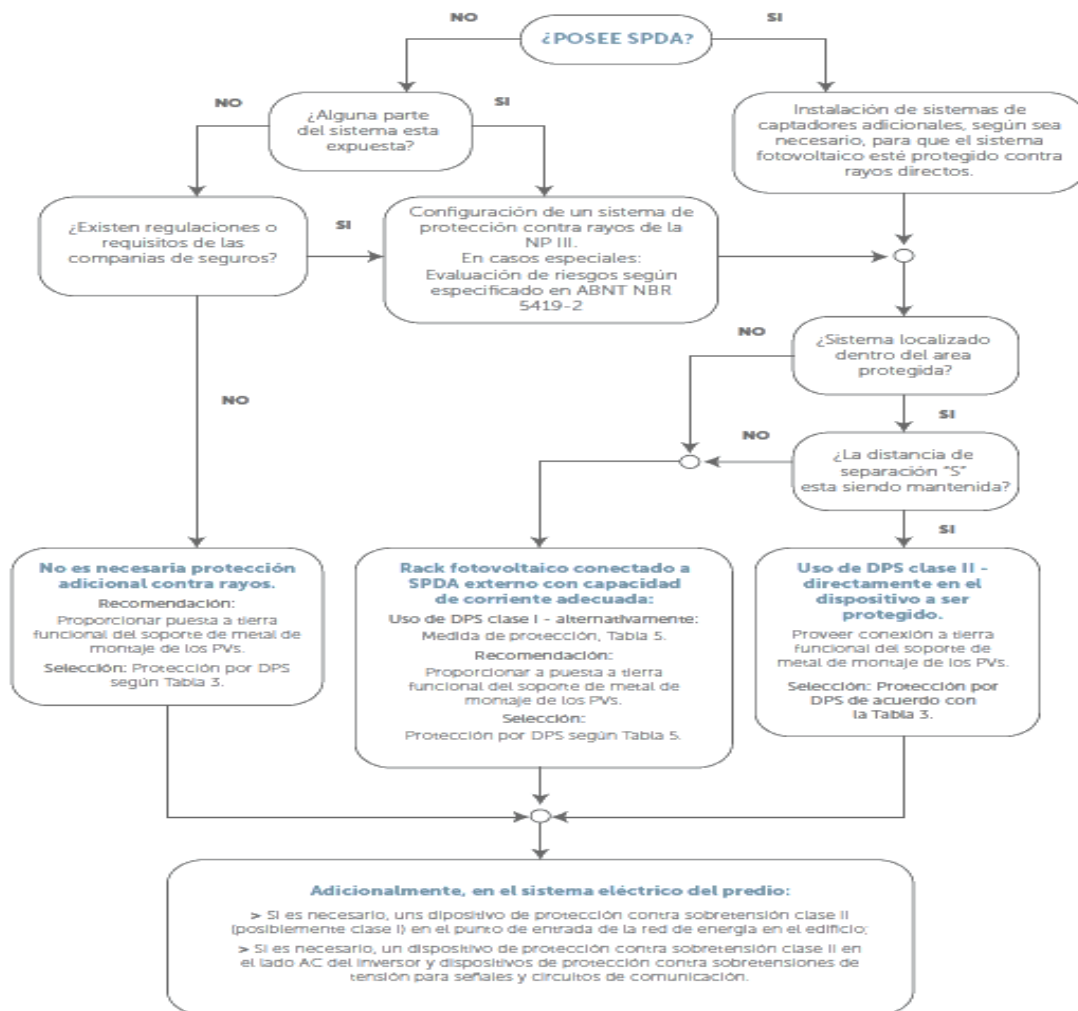
Matriz de análisis de riesgo. (Ver Anexo N° 1)

Se plantea el uso de DPS clase I y II, de referencia “CLAMPER Solar 1040Vcc, 5/60 kA” instalados antes de la protección en DC 2X16A para los ítems No. 1 y 4 de la figura 86. también deberá instalarse DPS clase I y II de referencia “CLAMPER VCL 275 V, 12,5/60 kA” para el ítem No. 3 de la misma figura,

Para la correcta elección de los elementos de protección contra sobretensiones se emplea la metodología planteada en la siguiente figura:

Figura 87.

Flujograma para la elección de los DPS propuestos en el presente trabajo de grado.



Tomado de: Guía Fotovoltaica Clamper EVEC

5.7 Análisis del nivel tensión requerido

Con el fin de atender la demanda del sistema con niveles de voltaje que garanticen el funcionamiento de los equipos eléctricos, debe definirse un rango de operación de tensión. Para poder caracterizar estos niveles de tensión y de acuerdo a lo establecido en la sección 2.1 de la Norma CENS, y que se debe cumplir lo expresado en el artículo 12 del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE) se adopta la siguiente figura (CENS) .

Figura 88.

Tabla niveles de tensión de servicio

NIVEL DE TENSIÓN DE SERVICIO	TENSIÓN NOMINAL ENTRE FASES
Extra alta tensión (EAT)	Tensiones superiores a 230 kV
Alta tensión (AT)	Tensiones mayores o iguales a 57.5 kV y menores o iguales a 230 kV
Media tensión (MT)	Tensiones mayores o iguales a 1000 V y menores a 57.5 kV
Baja tensión (BT)	Tensiones mayores o iguales a 25 V y menores a 1000 V
Muy baja tensión (MBT)	Tensiones menores de 25 V

Tabla 1. Niveles de tensión de servicio.

Adaptado del artículo 12 del RETIE y de la sección 2.1 de la norma CENS

De acuerdo con los parámetros establecidos en la Tabla 1 Niveles de tensión de servicio de la Norma CENS, considerando los datos técnicos del panel solar, y acorde a los resultados del software Smart Design se tienen configuraciones de 21 paneles conectados en serie, con una tensión máxima en DC de 986.4 [V], y una tensión máxima en la salida del inversor de 380 [V], con lo cual, la instalación está en el nivel de baja tensión (BT).

En Efecto, para el correcto funcionamiento del inversor y su conectividad al STN se requiere de un transformador de aislamiento que debe ser construido con los niveles de tensión necesarios, en particular, para este caso se requiere un transformador de aislamiento de 40 [kVA] con un factor de potencia de 0.9 en atraso, para un total de 36 [kW] que resultan apropiados para la capacidad instalada en la planta fotovoltaica (CENS).

5.8 Cálculo de transformadores incluyendo los efectos de los armónicos y factor de potencia en la carga

Acorde con mediciones efectuadas en sitio, se requiere un nivel de tensión de 220 [V], y dado a que en primer lugar el sistema IPRS es un sistema piloto, segundo se van a revisar los resultados económicos del sistema, y tercero se comprueba el rendimiento de la proyección del sistema de generación basado en paneles; puede asumirse que la carga no va a ser aumentada, por lo cual no se requiere cambio de transformador en el punto de conexión, sin embargo, debe contemplarse la instalación de un transformador de aislamiento galvánico, dado que el voltaje de salida del inversor es distinto al de la red eléctrica del sitio, por lo cual debe ajustarse mediante el uso del mencionado transformador.

Por otra parte debe garantizarse que todos los equipos y elementos constructivos para el presente sistema garanticen un factor de potencia igual o superior a 0.9, dado que según las actuales resoluciones CREG 015 de 2018, y CREG 195 de 2020, establecieron los plazos para ajustar el valor del factor de potencia, de tal modo, que en la potencia no activa no se exceda del valor de 50 [%] de la potencia no reactiva consumida, de esta forma debe aclararse que la instalación fotovoltaica es diseñada con equipos que permiten un factor de potencia cercano a uno o el más

bajo garantizado por el inversor seleccionado, que es de 0.99, mientras que el transformador cuenta con un factor de potencia de 0.9 en atraso. Cabe mencionar que actualmente y por el tipo de cargas conectadas a la granja, se tienen instalados un medidor de potencia activa y un medidor de potencia reactiva, y un banco de condensadores que según los cálculos y la facturación configuran un factor de potencia de 0.92 en atraso. Así mismo, vale la pena aclarar que dicho banco de condensadores está conectado de manera que equilibra la potencia reactiva en la carga atrapando los reactivos de esta, y que el THD para el tipo de inversores de la línea HUAWEI SUN2000-36KTL es inferior al 3% y con esto se cumple lo establecido en el código de medida o CREG 038 de 2014.

5.9 Procedimiento para el cálculo de un sistema de puesta tierra

Toda la instalación eléctrica debe estar debidamente conectada mediante un conductor Cu, de acuerdo con el diseño de la instalación, es importante mencionar que el sistema de energía eléctrica actual consta con la conexión de los electrodos a la malla de puesta a tierra existente. La dimensión del cable que se usa para el sistema de puesta tierra de los PFV, inversor y tablero de conexión se obtiene teniendo en cuenta el dimensionamiento de los conductores del uso final de acuerdo con la tabla 250.122 del RETIE “Calibre mínimo de conductores de puesta a tierra” y la tabla 250-94 de la NTC 2050 (Tierra, s.f.).

Figura 89.*Conductor del electrodo de puesta a tierra*

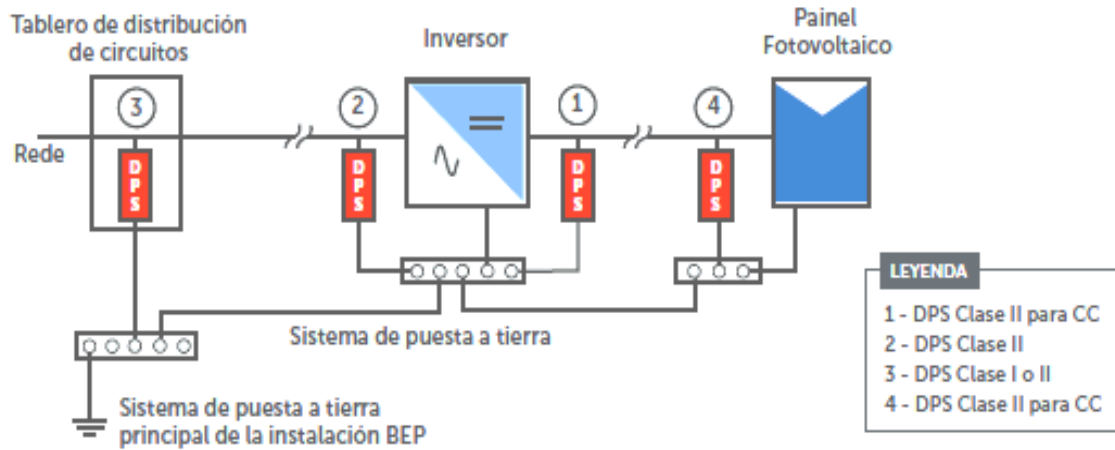
Conductor del electrodo de puesta a tierra (Norma NTC 2050, tabla 250-94)		
Sección transversal del mayor conductor de acometida o su equivalente para conductores en paralelo	Sección transversal (calibre) del conductor al electrodo de puesta a tierra	
Cobre	mm ²	Cobre
2 o menor	8.36	8
1 o 1/0	13.29	6
2/0 o 3/0	21.14	4
4/0 hasta 350 kcmil	33.62	2
400 hasta 600 kcmil	53.50	1/0
650 hasta 1100 kcmil	67.44	2/0
1200 kcmil	85.02	3/0

Adaptado de la Norma NTC 2050

En cuanto a la instalación eléctrica se proyectan dos electrodos de puesta a tierra (Varilla de Cu de 5/8"x 2.44m) conectadas entre sí mediante un conductor de Cu calibre 1/0 AWG y un barraje equipotencial, adicionalmente se equipotencializan los dos tableros de distribución (tablero principal y tablero fotovoltaico). utilizando cable Cu calibre N° 6 AWG.

Figura 90.

Detalle de equipotencialización sistema puesta a tierra de los diferentes elementos



Tomado de: Clamper; Protección contra descargas atmosféricas.

El presente diseño incluye la instalación de un conductor de tierra perimetral conectada mediante G Clamps formando una L alrededor del perímetro de la cubierta compuesta por la matriz de paneles, dicha conexión debe realizarse utilizando cable Cu desnudo calibre N° 8 y debe ser equipotencializado con el barraje de tierras al igual que las tapas de los tableros (distribución principal y solar), además, cada panel solar tiene al menos cuatro puntos de conexión de tierra, dichos puntos deben conectarse estableciendo una tierra sólida del sistema, de tal forma que se garantice la continuidad y una tierra sólida aun cuando se retiren uno o más paneles, es decir, esta conexión debe realizarse mediante conductor de tierra o siete hilos de Cu calibre N° 10, usando terminales de un solo ojo en ambos extremos y tornillería certificada para intemperie (de preferencia acero inoxidable) recordando que se proyecta un diseño para al menos 25 años, a continuación, en las Figuras 91 y 92 se muestran los detalles de equipotencialización del sistema de puesta a tierra de los diferentes elementos en DC.

De este modo y acorde con lo establecido en el literal 5 del artículo 690 sección 41, excepción B, de la Norma Técnica Colombiana NTC 2050 segunda actualización, el arreglo fotovoltaico esta aterrizado de forma sólida.

5.10 Cálculos de canalizaciones (tubo, ductos, canaletas y electroductos) y volumen de encerramientos (cajas, tableros, conduletas, etc.).

Figura 93.

Cálculo de canalizaciones y porcentaje de ocupación por ducto

% MAX 40	DESCRIPCIÓN	CONDUCTORES	SECCIÓN TOTAL (mm2)	DUCTO			% OCUPACIÓN X DUCTO	
AC	TGBT-CUARTO TÉCNICO	1 x (3 # 2 F .+ 1 # 2 N .+ 1 # 4 T)	422,706	1	x	2"	2309,261	18,305
	CT - TG AC	1 x (3 # 2 F .+ 1 # 2 N .+ 1 # 4 T)	422,706	1	x	2"	2309,261	18,305
	TG AC - TRAFO BAJA	1 x (3 # 2 F .+ 1 # 2 N .+ 1 # 4 T)	422,706	1	x	2"	2309,261	18,305
	TRAFO ALTA - TG AC	1 x (3 # 6 F .+ 1 # 6 N .+ 1 # 8 T)	223,311	1	x	1 1/2"	1385,442	16,118
	TG AC - INVERSOR	1 x (3 # 6 F .+ 1 # 6 N .+ 1 # 8 T)	223,311	1	x	1 1/2"	1385,442	16,118
DC	INVERSOR - TG DC	6 x (1 # 10 P .+ 1 # 10 N .+ 1 # 10 T)	291,390	3	x	1"	2085,66	13,971
	TG DC- CAJA DE PASO1	6 x (1 # 10 P .+ 1 # 10 N .+ 1 # 10 T)	291,390	3	x	1"	2085,66	13,971
	CAJA DE PASO1 - CAJA DE PASO2	6 x (1 # 10 P .+ 1 # 10 N .+ 1 # 10 T)	291,390	1	x	2"	2309,261	12,618
	CAJA DE PASO2- CUBIERTA	6 x (1 # 10 P .+ 1 # 6 N .+ 1 # 10 T)	485,389	1	x	1 1/2"	1385,442	35,035
	CUBIERTA- S1,S2,S3	3 x (1 # 10 P .+ 1 # 6 N .+ 1 # 10 T)	242,695	1	x	1 1/2"	1385,442	17,517
	CUBIERTA-S4,S5,S6	3 x (1 # 10 P .+ 1 # 6 N .+ 1 # 10 T)	242,695	1	x	1 1/2"	1385,442	17,517

Para el cálculo de las canalizaciones debe tenerse en cuenta la sección total de los conductores, el número de conductores, así como la sección del ducto y el tipo de ducto. De acuerdo a lo establecido en el capítulo 9 de la NTC 2050 segunda actualización, se restringe a un 40[%] la ocupación de cualquier tipo de ducto eléctrico; como se observa en las Figura 93, se calcula la ocupación por cada tipo de tubería según el tramo, PVC para el caso subterráneo, IMC a la vista y NYLOFIX INTERFLEX para intemperie.

Para el caso del tramo de acometida que va en tubería PVC subterránea, se deberá instalar cinta peligro indicando el recorrido de la canalización, además, aplicar gravilla tipo guayaba para proteger el tubo y enterrarse a una distancia de 0.6 metros, acorde al nivel de tensión y a la corriente establecida, para así evitar tensión de paso y de contacto, asimismo por cada ducto deberá ir un conductor de tierra. Dado que la distancia es de aproximadamente 30 metros, deberá instalarse 2 cajas de paso a 0 y a 35 [m] del cuarto eléctrico, estas deberán ser construidas de 0.5x0.5[m], con boquilla de acceso y una cola de cable de 1[m] en cada una.

Por lo que se refiere al cuarto eléctrico, se proyecta la instalación de dos bandejas porta cable de 20 mm cada una, debidamente equipotencializada y se evitará a toda costa cruces de las líneas en AC y en DC.

5.11 Cálculos de pérdidas de energía, si se tiene en cuenta los efectos que producen los armónicos y factor de potencia

Los sistemas fotovoltaicos presentan varios tipos de pérdidas estos valores fueron tenidos en cuenta para los diferentes cálculos

Perdida por temperatura: 2%

Perdidas resistivas: 4%

Perdidas por conversión DC/AC: 4%

Perdidas por sombreado: 0%

Otras perdidas: 2%

Total, pérdidas = 10%

5.12 Cálculo teórico de la energía anual que es generada por el AGPE.

La energía que es generada por el sistema se calculó teniendo en cuenta los datos tomados de la página NASA POWER sobre una base anual utilizando la ecuación (E_p, y)

Tabla 11.

Radiación solar mes a mes

Mes	Datos		Datos	
	Radiación kWh/m ² /día	Días del mes	Radiación kWh/m ²	
Enero	4,67	31	144,77	
Febrero	4,78	28	133,84	
Marzo	4,91	31	152,21	
Abril	4,73	30	141,9	
Mayo	4,96	31	153,76	
Junio	5,25	30	157,5	
Julio	5,55	31	172,05	
Agosto	5,73	31	177,63	
Septiembre	5,44	30	163,2	
Octubre	4,98	31	154,38	
Noviembre	4,47	30	134,1	
Diciembre	4,32	31	133,92	
Promedio	4,98	Total anual	1819,26	

Tabla 12.

Energía anual producida, considerando pérdidas

Anual	
P_{nom} = Potencia Nominal del sistema kW	35,70
I_{rr} = Radiación anual sobre la superficie de los módulos	1819,26
Perdidas = Pérdidas de potencia	10%
E_{p,y} = P_{nom} * I_{rr} * (1-Perdidas)	58452,82

$$(E_{p, y}) = P_{nom} * Irr * (1 - \text{Pérdidas}) = 58452.82 \text{ [kWh]} \tag{2}$$

Dónde:

P_{nom} = Potencia Nominal del sistema: 35.7 [kW]

Irr = Radiación anual sobre la superficie de los módulos: 1819.26 [kWh/m²]

Pérdidas = Pérdidas de potencia: 10 [%]

Con los datos obtenido en la página NASA POWER fue posible calcular la energía generada, y con estos la que se pretende inyectar a la red y de consumo mes a mes.

Tabla 13.

Energía mensual producida, considerando pérdidas

Mensual		
Pnom = Potencia Nominal del sistema kW		35,70
Perdidas = Pérdidas de potencia		10%
Mes	Datos Radiación kWh/m²	E_{p,y} = Pnom * Irr * (1- Perdidas)
Enero	144,77	4651,46
Febrero	133,84	4300,28
Marzo	152,21	4890,51
Abril	141,9	4559,25
Mayo	153,76	4940,31
Junio	157,5	5060,48
Julio	172,05	5527,97
Agosto	177,63	5707,25
Septiembre	163,2	5243,62
Octubre	154,38	4960,23
Noviembre	134,1	4308,63
Diciembre	133,92	4302,85
Total anual		58452,82
Promedio Mensual		4871,069

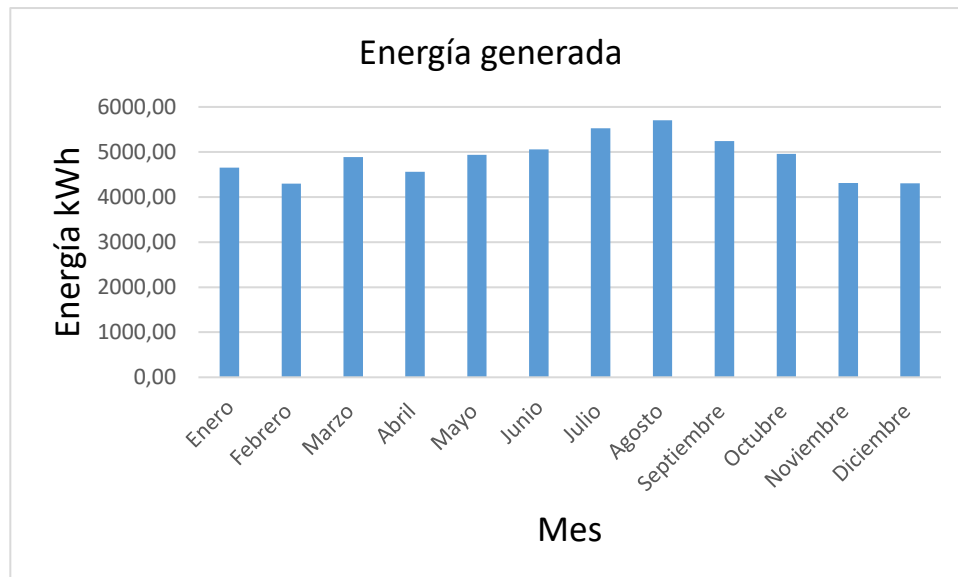
Tabla 14.

Energía generada, inyectada a la red, para consumo interno

Mes	Energía generada kWh	Energía inyectada a la red kWh	Energía para consumo kWh
Enero	4651,46	465,15	4186,31
Febrero	4300,28	430,03	3870,25
Marzo	4890,51	489,05	4401,46
Abril	4559,25	455,92	4103,32
Mayo	4940,31	494,03	4446,28
Junio	5060,48	506,05	4554,43
Julio	5527,97	552,80	4975,17
Agosto	5707,25	570,73	5136,53
Septiembre	5243,62	524,36	4719,25
Octubre	4960,23	496,02	4464,21
Noviembre	4308,63	430,86	3877,77
Diciembre	4302,85	430,28	3872,56

Figura 94.

Radiación generada mes a mes



Según lo establecido en la Tabla 2. la instalación eléctrica destinada para el sistema IPRS demanda una energía aproximada de 274,30[kWh/día] lo cual se traduce a 8229 [kWh] mensuales, y la energía genera mensualmente en promedio 4871,06 [kWh] con lo cual se produce un ahorro promedio del 40,80 [%] con el sistema de generación fotovoltaica, también debe tenerse en cuenta que según los datos obtenidos mediante simulación y presentados en la figura No.46 la energía generada no es consumida en su totalidad en el mismo instante en el que se produce, por lo cual se presentan excedentes de alrededor del 10 [%], con el fin de establecer dichos horarios pueden consultarse los resultados obtenidos mediante la herramienta Homer Pro (versión 3.14), la Figura 46.

5.13 Cálculos de regulación

A continuación, se muestra la matriz de regulación para el sistema fotovoltaico.

Figura 95.

Matriz de regulación

PROYECTO: EL ZULIA		TIPO SUBESTACIÓN							CONEXIÓN		D-Y	REVISÓ:	N/ENTRALGO		FECHA:		Lunes, 11 de enero de 2021		CR:	CEAS							
LONGITUDES			CARACTERÍSTICA DE LA CARGA						VALORES NOMINALES				MOMENTO ELÉCTRICO			REGULACIÓN [%]			CALIBRE, MEDIDOR Y PROTECCION								
TRAMO		LONG (m)		P	S	SB	(4)	(2)	(1)	(3)	CTE	CALCAP	MOMENTO	K		PERMITIDA		CALIBRE									
Inicio	Fin	V	H	Total	[W]	[KVA]	FASES	FP	TIPO (01)	MAT.	FS	V	[A]	INICIAL	[KVA*m]	KG	TRAMO	TOTAL	TRAMO	TOTAL	[A]	[KA]	FASE	TIERRA			
TGAC SOLAR	TRF SOLAR	2	2	32.400	36,00	FFFN	0,90	A&A - TRF a TGBTITD	Cobre	1,00	127220	54,70	220380	54,70	Cu 2 AWG	72,00	138,855	9,6160E-04	3,00	6,00	0,07	0,217	3x/60	20	Cu 6 AWG	Cu 8 AWG	
TRF SOLAR	TGAC SOLAR	2	2	32.400	36,00	FFFN	0,90	A&A - TRF a TGBTITD	Cobre	1,00	127220	94,48	127220	94,48	Cu 2 AWG	72,00	57,8007	1,1942E-03	2,00	8,00	0,09	0,303	3x/100	20	Cu 2 AWG	Cu 4 AWG	
TGAC SOLAR	B NORMAL	35	35	32.400	36,00	FFFN	0,90	CR	Cobre	1,00	127220	94,48	127220	94,48	Cu 2 AWG	1.260,00	57,8007	1,1942E-03	2,00	5,00	1,50	1,652	3x/100	20	Cu 2 AWG	Cu 4 AWG	
B NORMAL	MEDIDCR	2	2	270.000	300,00	FFFN	0,90	CR	Cobre	1,00	127220	787,30	#N/A	#N/A	600,00	25,5891	5,2870E-04	2,00	7,00	0,32	1,969	#N/A	20	Cu 30 AWG	Cu 20 AWG		
	TRANSF	4	4	40.500	45,00	FFFN	0,90	A&A - TRF a TGBTITD	Cobre	1,00	127220	118,09	127220	118,09	Cu 1 AWG	180,00	57,8007	1,1942E-03	3,00	8,00	0,21	1,867	3x/125	20	Cu 2 AWG	Cu 4 AWG	
	TND	4	4	18.000	20,00	FFFN	0,90	CR	Cobre	1,00	127220	52,49	127220	52,49	Cu 6 AWG	80,00	57,8007	1,1942E-03	2,00	7,00	0,10	1,748	3x/60	20	Cu 2 AWG	Cu 4 AWG	
	TAA	5	5	13.500	15,00	FFFN	0,90	CR	Cobre	1,00	127220	39,36	127220	39,36	Cu 8 AWG	75,00	89,2797	1,8446E-03	2,00	7,00	0,14	1,791	3x/50	20	Cu 4 AWG	Cu 4 AWG	
	TALD	2	5	7	9.000	10,00	FFFN	0,90	CR	Cobre	1,00	127220	26,24	127220	26,24	Cu 10 AWG	70,00	217,607	4,4960E-03	2,00	7,00	0,31	1,967	3x/30	20	Cu 8 AWG	Cu 4 AWG
	TAAUD	4	5	9	9.000	10,00	FFFN	0,90	CR	Cobre	1,00	127220	26,24	127220	26,24	Cu 10 AWG	90,00	217,607	4,4960E-03	2,00	7,00	0,40	2,057	3x/30	20	Cu 8 AWG	Cu 4 AWG
	TAAUD1	6	5	11	9.000	10,00	FFFN	0,90	CR	Cobre	1,00	127220	26,24	127220	26,24	Cu 10 AWG	110,00	217,607	4,4960E-03	2,00	7,00	0,49	2,147	3x/30	20	Cu 8 AWG	Cu 4 AWG
	TAAUD2	8	5	13	9.000	10,00	FFFN	0,90	CR	Cobre	1,00	127220	26,24	127220	26,24	Cu 10 AWG	130,00	217,607	4,4960E-03	2,00	7,00	0,58	2,237	3x/30	20	Cu 8 AWG	Cu 4 AWG
B EMERGENCIA	TE1	35	35	32.400	36,00	FFFN	0,90	CR	Cobre	1,00	127220	94,48	127220	94,48	Cu 2 AWG	1.260,00	57,8007	1,1942E-03	2,00	2,00	1,50	1,505	3x/100	20	Cu 2 AWG	Cu 4 AWG	
	BCOND	1	1	9.000	10,00	FFFN	0,90	CR	Cobre	1,00	127220	26,24	127220	26,24	Cu 10 AWG	10,00	337,154	6,9660E-03	2,00	2,00	0,07	0,070	3x/30	20	Cu 10 AWG	Cu 10 AWG	
	TE2	35	35	32.400	36,00	FFFN	0,90	CR	Cobre	1,00	127220	94,48	127220	94,48	Cu 2 AWG	1.260,00	57,8007	1,1942E-03	2,00	2,00	1,50	1,505	3x/100	20	Cu 2 AWG	Cu 4 AWG	
TE1	TE1A	5	5	2.700	3,00	FFFN	0,90	CR	Cobre	1,00	127220	7,87	127220	7,87	Cu 14 AWG	15,00	217,607	4,4960E-03	2,00	4,00	0,07	1,572	3x/15	20	Cu 8 AWG	Cu 10 AWG	
	TE1B	6	6	2.700	3,00	FFFN	0,90	CR	Cobre	1,00	127220	7,87	127220	7,87	Cu 14 AWG	18,00	217,607	4,4960E-03	2,00	4,00	0,08	1,586	3x/15	20	Cu 8 AWG	Cu 10 AWG	
	TE1C	7	7	2.700	3,00	FFFN	0,90	CR	Cobre	1,00	127220	7,87	127220	7,87	Cu 14 AWG	21,00	217,607	4,4960E-03	2,00	4,00	0,09	1,599	3x/15	20	Cu 8 AWG	Cu 10 AWG	
	TE1D	8	8	2.700	3,00	FFFN	0,90	CR	Cobre	1,00	120208	8,33	127220	8,33	Cu 14 AWG	24,00	217,607	5,0297E-03	2,00	4,00	0,12	1,625	3x/15	20	Cu 8 AWG	Cu 10 AWG	
	TE1E	9	9	2.700	3,00	FFFN	0,90	CR	Cobre	1,00	127220	7,87	127220	7,87	Cu 14 AWG	27,00	217,607	4,4960E-03	2,00	4,00	0,12	1,626	3x/15	20	Cu 8 AWG	Cu 10 AWG	
TE2	TE2A	5	5	2.700	3,00	FFFN	0,90	CR	Cobre	1,00	127220	7,87	127220	7,87	Cu 14 AWG	15,00	217,607	4,4960E-03	2,00	4,00	0,07	1,572	3x/15	20	Cu 8 AWG	Cu 10 AWG	
	TE2B	6	6	2.700	3,00	FFFN	0,90	CR	Cobre	1,00	127220	7,87	127220	7,87	Cu 14 AWG	18,00	217,607	4,4960E-03	2,00	4,00	0,08	1,586	3x/15	20	Cu 8 AWG	Cu 10 AWG	
	TE2C	7	7	2.700	3,00	FFFN	0,90	CR	Cobre	1,15	127220	9,05	127220	9,05	Cu 14 AWG	21,00	217,607	4,4960E-03	2,00	4,00	0,09	1,599	3x/15	20	Cu 8 AWG	Cu 10 AWG	

5.14 Área donde se propone el diseño fotovoltaico

Figura 96

Especificación del sitio del diseño



Nota. Tomado de Google Earth Pro

Por su parte, el lugar es elegido de acuerdo con el diseño que se desea realizar, en el área del sistema IPRS ya que cuenta con un área de $1115 m^2$ y necesita un mínimo de $210 m^2$ para su instalación por el tamaño de los paneles.

6. Análisis económico del dimensionamiento fotovoltaico

En el Capítulo 3 Figura 42 se selecciona la opción con más viabilidad a través del software Homer Pro, este análisis da como resultado que para su ejecución requiere de una inversión inicial de 208 millones [COP], se realiza una plantilla en el programa Excel, ingresando el precio y cantidad de materiales y elementos a usar, salario del personal y la cantidad, transporte, etc.

Figura 98

Plantilla costos y retorno del sistema fotovoltaico, pestaña costeo

Tamaño del sistema (KWp)	44,4	Monitoreo (USD) DDP	\$ 506,09	Valor SISO	\$ 226.500
Potencia del panel (wp)	505	Estructura (COP/Panel)	\$ 190.917	Tramites RETIE y OR	\$ 4.918.667
Precio panel (USD/Wp) DDP	\$ 0,50	Factor instal (KWp/día/tec)	1	Imprevistos	3%
TRM (COP/USD)	\$ 4.546	Técnicos auxil por cuadrilla	3	Margen /ganancia	0%
Potencia inversor (KW)	36	Días instalación	15		
Precio del inversor (USD) DDP	\$ 3.644	Valor día técnico instalador	\$ 151.000		

DESCRIPCIÓN		COSTO UNITARIO	COSTO TOTAL	PVP UNI	PVP TOTAL
Panel Solar	88	\$ 1.143.943	\$ 100.666.972	\$ 1.144.000	\$ 100.672.000
Inversor	1	\$ 16.565.442	\$ 16.565.442	\$ 16.565.500	\$ 16.565.500
Monitoreo	1	\$ 2.300.667	\$ 2.300.667	\$ 2.300.700	\$ 2.300.700
Estructura De Montaje En Aluminio	88	\$ 190.917	\$ 16.800.737	\$ 191.000	\$ 16.808.000
Instalación - Técnico Instalador	44	\$ 151.000	\$ 6.704.400	\$ 151.000	\$ 6.704.400
Instalación- Siso	15	\$ 226.500	\$ 3.352.200	\$ 226.500	\$ 3.352.200
Certificación Retie	1	\$ 4.918.667	\$ 4.918.667	\$ 4.918.700	\$ 4.918.700
Medidor	1	\$ 2.142.000	\$ 2.142.000	\$ 2.142.000	\$ 2.142.000
Materiales	1	\$ 43.264.749	\$ 43.264.749	\$ 43.264.800	\$ 43.264.800
Transporte	2	\$ 2.000.000	\$ 4.000.000	\$ 2.000.000	\$ 4.000.000
Imprevistos	1	\$ 5.901.475	\$ 5.901.475	\$ 5.901.500	\$ 5.901.500
Generador Diesel	1	\$ 37.457.266	\$ 37.457.266	\$ 37.457.300	\$ 37.457.300
SUBTOTAL ANTES DE IVA					\$ 244.087.100,00
IVA					\$ 11.608.278,00
TOTAL IVA INCLUIDO					\$ 255.695.378,00
				INVERSIÓN POR KWp (COP)	\$ 5.758.905
				INVERSIÓN POR Wp (USD)	\$ 1,3
				UTILIDAD	\$ -

Figura 99

Plantilla costos y retorno del sistema fotovoltaico, pestaña detalle materiales

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	VALOR UNITARIO	VALOR TOTAL	TIPO					
DPS 1000V DC PROTECCIÓN SOBRE VOLTAJE	UN	3	\$929.628	\$2.788.884	Materiales	18%	Materiales			\$ 43.264.749,33
FUSIBLE PV-15A10F 1000V	UN	20	\$109.004	\$2.180.080	Materiales	7%	Estructura			\$ 16.800.737,33
Cable solar en DC, 6 mm2	ML	380	\$9.139	\$3.472.693	Materiales	13%	Mano de obra			\$ 30.588.833,33
Cable solar en DC, 4 mm2	ML	480	\$7.901	\$3.792.640	Materiales	2%	Tramites			\$ 4.918.666,67
Terminal hembra simple MC4	UN	20	\$9.996	\$199.920	Materiales	1%	Monitoreo			\$ 2.300.666,67
Terminal macho simple MC4	UN	20	\$9.996	\$199.920	Materiales	1%	Medidor			\$ 2.142.000,00
Soporte en L Techo de metal - de aluminio anodizado (L=40 mm) Perno Allen M	UN	150	\$14.121	\$2.118.200	Estructura		Generador			\$ 37.457.266,00
Riel MONTAJE #3D (L=4200 mm) Material: aluminio anodizado 6005-T5	UN	45	\$248.631	\$11.188.380	Estructura					
Abrazadera central 40 mm / Abrazadera central de aluminio anodizado para pane	UN	170	\$9.361	\$1.591.427	Estructura					
Abrazadera final 40 mm / Abrazadera final de aluminio anodizado para panel sola	UN	20	\$9.361	\$187.227	Estructura					
Kit de puesta a tierra / clip de aluminio anodizado = 1 piezas, clip de puesta a tier	UN	12	\$15.549	\$186.592	Estructura					
Terminal de tierra para trabajar con abrazadera media	UN	170	\$6.664	\$1.132.880	Estructura					
Unión para riel Panel solar (IP)	UN	48	\$8.251	\$396.032	Estructura					
Tablero fotovoltaico, incluye un totalizador de 3x150A, tres totalizadores de 3x50	UN	1	\$8.529.285	\$8.529.285	Materiales					
Acometida en Baja tensión 4N° 8 + 1N°10 THHN, incluye terminales y demas acce	ML	18	\$49.932	\$898.776	Materiales					
Alimentador entre micro y tablero en Baja tensión 3N° 1/0 + 1N°1/0 + N°2 THHN,	ML	18	\$308.184	\$5.547.312	Materiales					
Cable desnudo #10	ML	50	\$9.921	\$496.067	Materiales					
Tubo IMC de 1 1/2"	ML	60	\$116.461	\$6.987.680	Materiales					
Tubo IMC de 3/4"	ML	20	\$62.832	\$1.256.640	Materiales					
Ducto cerrado de 15x8	ML	15	\$183.101	\$2.746.520	Materiales					
Coraza de 1" incluye conectores	ML	15	\$42.681	\$640.220	Materiales					
Cajas de paso 15x15 tipo hermetica	UN	4	\$116.461	\$465.845	Materiales					
Sistemas de puesta a tierra	UN	1	\$3.062.267	\$3.062.267	Materiales					
Adecuaciones civiles menores generales, incluyen pases, resanes menores. No i	UN	1	\$2.618.000	\$2.618.000	Mano de obra					
Adecuación Tablero principal y medida según norma CREG 038.	UN	1	\$2.142.000	\$2.142.000	Medidor					
Instalación de paneles	UN	90	\$100.533	\$9.048.000	Mano de obra					
Instalación y conexionado de inversor.	UN	1	\$1.197.933	\$1.197.933	Mano de obra					
Instalación de cableado solar	ML	860	\$2.160	\$1.857.600	Mano de obra					
Instalación de estructura por m2	M2	262	\$60.533	\$15.867.300	Mano de obra					
Certificación RETIE	UN	1	\$3.887.333	\$3.887.333	Tramites					

Figura 100

Plantilla costos y retorno del sistema fotovoltaico, pestaña inversores

Descripción	Total	cantidad	Potencia
Inverter, SUN2000-36KTL-US, Solar Inverter	\$ 3.644	1	36

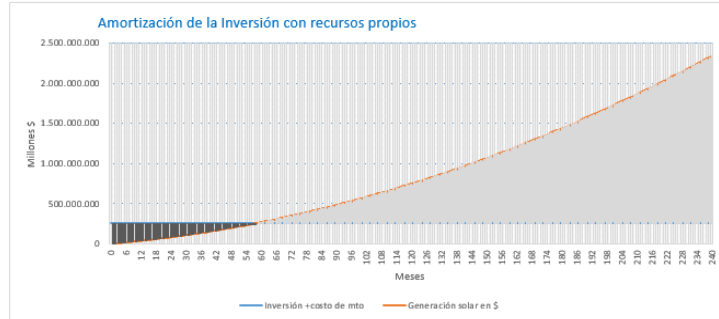
Total	Descripción	Potencia	Precio (USD/DDP)	Necesarios
\$ 17.803	Microinversor Apsystem 500 110V	0,5	247	72
\$ 10.969	Microinversor Apsystem 1000 208V	1	305	36
\$ 12.876	Symo 10.0-3 208-240 Lite Fronius	10	3.219	4
\$ 10.833	Symo 12.0-3 208-240 Lite Fronius	12	3.611	3
\$ 9.969	Symo 15.0-3 208 Lite Fronius	15	3.323	3
\$ 12.403	Symo 10.0-3 480 Lite Fronius	10	3.101	4
\$ 10.145	Symo 12.5-3 480 Lite Fronius	12	3.382	3
\$ 10.396	Symo 15.0-3 480 Lite Fronius	15	3.465	3
\$ 10.557	Symo 17.5-3 480 Lite Fronius	17	3.519	3
\$ 7.158	Symo 20.0-3 480 Lite Fronius	20	3.579	2
\$ 7.263	Symo 22.7-3 480 Lite Fronius	22	3.631	2
\$ 7.449	Symo 24.0-3 480 Lite Fronius	24	3.725	2
\$ 51.810	Galvo 1.5-1 208-240 lite Fronius	1	1.439	36
\$ 28.035	Galvo 2.0-1 208-240 lite Fronius	2	1.557	18
\$ 29.821	Galvo 2.5-1 208-240 lite Fronius	2	1.657	18
\$ 20.598	Galvo 3.1-1 208-240 lite Fronius	3	1.716	12
\$ 4.300	Inverter, SUN2000-45KTL-US-HV-D0, Solar Inverter	45	4.300	1
\$ 3.644	Inverter, SUN2000-36KTL-US, Solar Inverter	36	3.644	1

Figura 101

Plantilla costos y retorno del sistema fotovoltaico, pestaña proyección económica

Valor/kwh	551,33
ipo mes	1,03%

Mes	Costo de inversion	Generación mes a mes en kWh	Ahorro Generación en dinero	Amortización
0	255.695.378			255.695.378
1	255.695.378	4651	2.532.528	253.102.850
2	255.695.378	8952	5.043.283	250.652.095
3	255.695.378	13842	7.681.966	247.813.412
4	255.695.378	18402	10.588.387	245.106.391
5	255.695.378	23342	13.572.548	242.122.830
6	255.695.378	28402	16.686.267	239.009.111
7	255.695.378	33390	20.138.462	235.556.316
8	255.695.378	39638	23.764.788	231.930.530
9	255.695.378	44681	27.179.154	228.516.224
10	255.695.378	49841	30.483.412	225.211.966
11	255.695.378	54150	33.445.017	222.250.361
12	255.695.378	58453	36.454.961	219.240.417
13	255.695.378	63104	39.736.236	215.953.082
14	255.695.378	67405	42.850.456	212.844.922
15	255.695.378	72295	46.395.238	209.300.140
16	255.695.378	76854	49.784.397	205.310.381
17	255.695.378	81795	53.477.659	202.217.719
18	255.695.378	86855	57.303.772	198.305.606
19	255.695.378	92383	61.514.176	194.161.202
20	255.695.378	98090	65.305.679	189.789.699
21	255.695.378	103394	70.051.686	185.643.692
22	255.695.378	108294	74.067.086	181.628.232
23	255.695.378	112603	77.692.700	178.002.678
24	255.695.378	116906	81.366.235	174.329.143
25	255.695.378	121557	85.336.378	170.593.000
26	255.695.378	125857	89.113.943	166.581.435
27	255.695.378	130748	93.364.824	162.330.554
28	255.695.378	135307	97.436.120	158.258.258
29	255.695.378	140247	101.839.083	153.856.235
30	255.695.378	145308	106.389.530	149.305.788
31	255.695.378	150836	111.346.203	144.349.175



Generación del sistema mes a mes			
Mes	MWh	kWh	Ahorro mensual sobre la Factura
Enero	4,65	4651,46	\$ 2.564.489
Febrero	4,30	4300,28	\$ 2.370.873
Marzo	4,89	4890,51	\$ 2.636.285
Abril	4,56	4553,25	\$ 2.513.651
Mayo	4,94	4940,31	\$ 2.723.741
Junio	5,06	5060,48	\$ 2.789.994
Julio	5,33	5321,97	\$ 3.047.736
Agosto	5,71	5707,25	\$ 3.146.578
Septiembre	5,24	5243,62	\$ 2.890.965
Octubre	4,96	4960,23	\$ 2.734.724
Noviembre	4,31	4308,63	\$ 2.375.477
Diciembre	4,30	4302,85	\$ 2.372.290
Datos por año	58,5	58452,8	\$ 32.226.804
TIEMPO DE RETORNO (AÑOS)			4,83
UTILIDAD DEL PROYECTO			\$ 2.080.103.396
TIEMPO DE RETORNO (MESES)			58,00

En la plantilla de la Figura 98 los valores que podemos ingresar son los ubicados en las casillas de color gris, en el espacio del tamaño del sistema como se menciona en el capítulo 3 la potencia nominal en DC del sistema es de 44,4 kWp, los módulos solares son de 505 Wp, el precio del panel se trabaja en dólares por Wp, así que teniendo en nuestra base de datos actualizado el precio de cada panel dividido en su potencia obtenemos lo que cuesta cada Wp en dólares, se ingresa la tasa representativa del mercado actualizada, el inversor es de 36kW, asumiendo que generalmente el inversor se sobredimensiona hasta 1,25 veces, el precio de la estructura se calcula con la suma de los valores de los detalles de materiales de tipo estructura dividido en el número de paneles y este costo se presenta en pesos Colombianos, se elige a nuestro criterio la cantidad del factor a instalar por día con la cantidad de técnicos por cuadrilla, para obtener la cantidad de días de instalación, el valor de trámites RETIE y OR que se encuentra en la Figura 98 también

depende de la suma tipo estructura de la pestaña detalle materiales Figura 99, los imprevistos se trabajan a un 3% y el margen de ganancia está en 0% ya que se decide que no se ganara dinero con el proyecto, el valor del transporte se puede variar dependiendo de la cantidad de material que se transporta y las vías, la cantidad de módulos solares depende del tamaño del sistema y la potencia, la cantidad de inversores dependen del tamaño del sistema y la potencia del inversor, tenemos como resultado un valor subtotal antes del IVA, un valor de IVA y un valor total con IVA, los sistemas solares están excluidos del IVA gracias a la ley 1955 de 2019 del plan nacional de desarrollo, incluye equipos y dispositivos como paneles solares, controladores/reguladores solares de carga de baterías e inversores solares, así que este IVA depende de otros materiales como los que están incluidos en la pestaña detalle de materiales Figura 99. La inversión por kWp en pesos colombianos depende del total incluido con IVA por el tamaño del sistema, la inversión por Wp depende de la inversión por kWp y la tasa representativa del mercado y la utilidad de la ganancia por el subtotal sin IVA.

Para obtener los resultados de la proyección económica tenemos que comenzar teniendo el valor del kWh y el IPC (índice de precios al consumidor) al mes, se tienen 240 meses ya que un sistema fotovoltaico aproximadamente trabaja entre 20 y 25 años ya que su eficiencia comienza a desmejorar, el costo de inversión es el valor del total con el IVA incluido, la generación mes a mes depende de la generación mes a mes kWh, el ahorro de la generación del valor de la generación mes a mes y el IPC y la amortización de la diferencia entre el costo de inversión y el ahorro de la generación, esta última sucede cuando llega un punto de equilibrio del total de la inversión con respecto al ahorro, cuando la amortización en la tabla da un valor negativo significa que comenzamos a tener ganancias, en este caso sucede en el mes 58, en la gráfica se observa que en el mes 53 la curva es positiva en la Figura 101, esto significa que el punto de retorno es

aproximadamente en 4,83 años, de ahí en adelante es utilidad y esta utilidad es de más de dos mil millones.

7. Conclusiones

La piscicultura intensiva en Colombia es un tipo de industria agrícola que permite el manejo de alevinos en una porción hasta de 20 peces por m², utilizando sistemas de oxigenación que presentan una alta demanda de energía en el orden de los 8220kWh, por lo que este tipo de industria presenta una necesidad socioeconómica para aliviar los costos de producción de los alevinos y maximizar la ganancia de los acuicultores.

Se tuvieron en cuenta ocho posibles escenarios para realizar la estimación de la demanda de energía en el sitio ‘caso estudio’ determinando que el escenario número 5 (Operando la planta con dos sistemas del tipo IPRS 1) es el que resulta tener una mayor utilidad la cual fue estimada en el 31,0%, del mismo modo se evidencio que los escenarios 2 y 5 son combinación lineal del otro, es decir la demanda de energía del escenario 5 es dos veces la demanda de energía estimada en el escenario 2, y es la que se aplica puesto que, en la actualidad funciona solo el IPRS 1 pero se proyecta a que la piscícola caso estudio aumente su productividad mediante el uso de los sistemas IPRS 1 e IPRS 2.

En la figura 13 se logró evidenciar la curva de carga diaria para el escenario número 2 de la piscícola “caso estudio” la cual logra suavizarse de manera que pueda facilitarse la lectura de la curva de demanda de energía diaria, obteniendo valores pico de 13[kWh] en las noches debido a efectos naturales que implica que en la noche exista una mayor demanda de energía y se requiera al menos un sistema de respaldo de energía.

La piscícola “caso estudio” está ubicada en el departamento de Norte de Santander en un área de influencia del proyecto de aproximadamente unas 15 ha a una altura de 137 msnm, donde a partir de los datos y estudios previos realizados por el IDEAM y de la base de datos de NASA POWER se logró concluir que el sitio presenta un potencial solar con un promedio de 5,0 [kWh/m²/día], siendo los meses de julio, agosto y septiembre los de mayor promedio, superando la media establecida para Colombia que es de 4,5[kWh/m²/día], y la temperatura en sitio es cuasi constante con una temperatura promedio anual de aproximadamente 28,25 [°C], lo cual se traduce en una menor afectación de Voltaje de circuito abierto (Voc) y una humedad relativa del 83%, estos factores hacen que el sitio tenga un buen potencial para aplicar una solución de generación de energía basada en paneles solares fotovoltaicos.

Bajo los criterios de potencia nominal, eficiencia, bancabilidad y costo nominal se realizó la selección de equipos, la cual llevo a simular una solución eficiente basada en paneles solares Trina Solar de 505[W], inversor centralizado Huawei de 36[kW] y un generador diésel como complemento y sistema de respaldo de energía, a un sistema de inyección a la red eléctrica, esto aplicando el sistema de selección multicriterio presentado en la figura 28 del capítulo 3.

Para el dimensionamiento del sistema se empleó el software Homer Pro(Versión de prueba de estudiante), el cual permitió simular correctamente el perfil de carga, los indicadores SAIDI y SAIFI, y las posibles soluciones de generación encontrando 2034 soluciones de las cuales 1607 eran factibles, sin embargo la mejor opción implica una solución basada en paneles solares(45 kWp), un inversor(35,6 kW), un grupo electrógeno(15 kW) y la red eléctrica, implicando un costo aproximado de 208 millones de pesos.

Este sistema fotovoltaico cumple con la normatividad colombiana para este tipo de instalaciones, estos sistemas se rigen por la Ley 1715 de 2014 y la CREG 022 de 2021, para los

paneles solares fotovoltaicos se tiene en cuenta el RETIE 20.22 y la NTC 5512 de 2013, para el inversor la NTC 5759 de 2010, el cableado IEEE 242 y IEC 60909, las protecciones de la NTC 609-8, NTC 609-9 Y LA IEC 60947-2, el apantallamiento de la NTC 4552 y las canalizaciones del RETIE 10.1.

Se logró observar a partir de las fichas técnicas de los “blowers” y aireadores empleados en piscicultura que tienen un factor de potencia que oscila entre 0,65 y 0,67 del tipo inductivo, es decir que requieren de potencia reactiva para operar, dado que el sistema de generación basado en paneles solares fotovoltaicos solo aporta potencia activa, se requiere que el sistema permanezca conectado a la red eléctrica para obtener la potencia reactiva necesaria para su correcta operación, actualmente existe un banco de condensadores y no hay penalización por energías reactivas, sin embargo ante la implementación de un sistema de generación basado en paneles solares la relación entre las potencias variara de forma tal que se pueden generar multas por reactivos (capacitiva e inductiva) por lo que se estimó un ajuste al banco de condensadores y adicionalmente se propone la implementación de un compensador dinámico de reactivos del tipo (SVG) que compensa tanto reactiva inductiva como capacitiva y no sobre compensa ni subcompensa evitando multas.

Los resultados producto de las simulaciones efectuadas en el software Homer Pro (Versión de prueba para el estudiante) refleja un valor total de la instalación fotovoltaica por 208 millones [COP], este resultado es generado automáticamente y producto de los valores de entrada (costo de equipos, mantenimientos y recambios), al comparar estos valores con los teóricos y mostrados por medio de la plantilla de costos y retorno del sistema fotovoltaico (Presentada en el capítulo 6) el costo de la instalación fotovoltaica asciende a 255.7 millones [COP], en donde se ve una diferencia aproximada de 50 millones [COP] puesto que en el análisis detallado se tienen en cuenta gastos administrativos de un proyecto y está basado en el análisis de precios unitario e

incluye imprevistos, etc. Esto demuestra que el valor de la instalación contemplado en el software es cercano, y muestra que el software tiene la capacidad de realizar un análisis financiero de forma correcta y aproximada.

El sistema al tener una amortización al cabo de 58 meses, donde comienza a existir una ganancia para el usuario en este tiempo es suficiente para poder asegurar que el sistema se eligió es viable ya que al cabo de aproximadamente 5 años se logró este resultado, ya que un sistema se vuelve inviable si al cabo de 10 años o mas no se logra la amortización.

El sistema piloto analizado en la presente tesis resulta ser una posible solución a la disminución de costos para los acuicultores, resultando ser una opción viable y eficiente tanto técnicamente como financieramente, sin embargo, ante el constante avance de las tecnologías tanto en paneles, inversores, baterías como en oxigenadores, esta solución no es universal y podrían presentarse casos donde oxigenadores operando en corriente continua disminuyan las pérdidas de energía y presente una opción más rentable, del mismo modo, un sistema de control y automatización puede maximizar la eficiencia energética sin embargo no está dentro de los objetivos de la presente tesis y queda como planteamiento para futuros trabajos de grado.

La herramienta de diseño Homer Pro (Versión de prueba para el estudiante) es un software de diseño básico que facilita y agiliza los cálculos de ingeniería para el dimensionamiento fotovoltaico, y permite analizar múltiples escenarios con arquitecturas viables, generando análisis financieros, análisis energéticos y simulación de fallas en sistemas eléctricos, además de incluir ambientes de cogeneración, lo que la hace una herramienta versátil y eficiente.

Referencias Bibliográficas

- Agamez S. & Alfonso S. A. (2016). “*Dimensionamiento óptimo de un sistema híbrido de generación para el nuevo edificio de la E3T*”. Trabajo de Grado (Ingeniera Electricista). Colombia: Universidad Industrial de Santander.
- Arguello, F. (s.f.). NFPA 70 código eléctrico nacional edición 2022.
- Autoridad Nacional de Acuicultura y Pesca. (2016). *Guía práctica de piscicultura en Colombia*.
<https://www.aunap.gov.co/wp-content/uploads/2016/04/Guia-Practica-de-Piscicultura-en-Colombia.pdf>
- Basso, T. y Deblasio, R. (2011) IEEE Smart grid series of standards IEEE 2030 (interoperability) and IEEE 1547 (interconnection) status. <https://www.nrel.gov/docs/fy12osti/53028.pdf>
- Castellanos, H. E. (2009). “*Empleo del biodiesel como sustituto de los combustibles líquidos fósiles (diésel) y la disminución de las emisiones de gases de efecto invernadero debido a su uso*”. Monografía (Especialista en Ingeniería Ambiental). Colombia: Universidad Industrial de Santander,
- CENS (2020) Parámetros de diseño. CENS Norma Técnica – CNS -NT-02.
<https://www.cens.com.co/Portals/0/normas-y-especificaciones/norma/CAPITULO%202/CAPITULO-2-Parametros-de-Disenio-CNS-NT-02.pdf?ver=2020-11-12>
- Envera (2022, 16 de enero) Agenda 2030 : así contribuye envera a once objetivos de desarrollo sostenible. <https://onx.la/d87d4>

Exposolar (2017). Sistemas solares fotovoltaicos desde la normativa eléctrica vigente en Colombia. NTC2050. [https://feriaexposolar.com/wp-](https://feriaexposolar.com/wp-content/uploads/2019/09/MaikolMesa.pdf)

[content/uploads/2019/09/MaikolMesa.pdf](https://feriaexposolar.com/wp-content/uploads/2019/09/MaikolMesa.pdf)

FAO(s.f.) Piscicología . Consultado 25 de marzo de 2022.

https://www.fao.org/fishery/docs/CDrom/FAO_Training/FAO_Training/General/x6708s/x6708s01.htm

FENOGE. (s.f.). Fondo de energías no convencionales y gestión eficiente de la energía.

Godoy, J. L., Schierloh, R., & Vega, J. (2019). Energías Renovables, Evaluación económica de microrredes eléctricas con generación renovable. *Ingeniería Electrica* 345

González Herrera, O.I., Tautiva Mancera, C., Quiroga Camargo, J.F. (s.f.) Invierte y gane con energía. Guía práctica para la aplicación de los incentivos tributarios de la Ley 1715 de 2014. Consultado 20 de marzo de 2022.

https://www1.upme.gov.co/Documents/Cartilla_IGE_Incentivos_Tributarios_Ley1715.pdf

Hirose T., Matsuo H., (2012) "*Standalone hybrid wind-solar power generation system applying dump power control without dump load*", IEEE Trans. Ind. Electron., vol. 59, no. 2, pp. 988-997, Feb. 2012.

Homer Software (s.f.) The trusted global standard in hybrid power system modeling. <https://www.homerenergy.com/>

IDEAM (s.f.) Introducción al atlas interactivo. Consultado 25 de marzo de 2022. <http://atlas.ideam.gov.co/presentacion/>

IDEAM (2019) Glosario meteorológico.

<http://www.ideam.gov.co/documents/11769/72085840/Anexo+10.+Glosario+meteorol%C3%B3gico.pdf/6a90e554-6607-43cf-8845-9eb34eb0af8e>

Innova solar SAS (s.f). Sistemas fotovoltaicos en Santander. Consultado 20 de enero de 2022.

<https://innovasolar.co/>

Lardeaer, J. (s.f.) Normas NFPA 30 y NFPA 31. NFPA Jorunals en español.

<https://www.nfpajla.org/archivos/exclusivos-online/otros/937-normas-nfpa-730-y-nfpa-731#:~:text=Por%20definici%C3%B3n%2C%20una%20norma%20NFPA,para%20su%20adopci%C3%B3n%20como%20ley.>

Meléndez, O. M., Cruz, O.M., Bastidas, J.D. y Quiroga, O.A. (2017). *Aspectos técnicos y regulatorios para la implementación de generación eléctrica fotovoltaica a nivel residencial en Colombia*. Simposio Internacional sobre calidad de la energía eléctrica. Bucaramanga noviembre 1,2 y3

Pulkrabek W (s-f). “*Engineering Fundamentals of the Internal Combustion Engine*”. Second Edition. Pearson Prentice-Hall. ISBN 0-13-191855-9.

Rey Lenguas, O.L., Serrano, S., Zabaleta, O.A. y Sáenz, G. (2018) Zonas no interconectadas – ZNI *Diagnóstico de la prestación del servicio de energía eléctrica, superintendencia delegada para energía y gas dirección técnica de gestión de energía.*

https://www.superservicios.gov.co/sites/default/files/inline-files/diag_zni_2018_7122018%20%282%29.pdf

WEG (s.f.) Productos para corrección del factor de potencia. La solución perfecta para aumentar la eficiencia energética en los procesos productivos. Consultado 20 de marzo de 2022.

<https://static.weg.net/medias/downloadcenter/h6f/h9f/WEG-correcion-del-factor-de-potencia-50034873-catalogo-es.pdf>

Virtual Vehicle (s.f.) Croos domain co simulation. consultado 28 de marzo de 2022.

<https://www.v2c2.at/icos-hl/>