

Diseño de un sistema de generación a pequeña escala hidráulico – fotovoltaico para una granja en el municipio de Suratá, Santander

Laura Lorena García Suárez, Angie Judith Sánchez Barajas

Trabajo de Grado para Optar al Título de Ingenieras Electricistas

Director

Rolando Andrés Rincón Saravia

Especialista En Gerencia De Proyectos

Codirector

Oscar Arnulfo Quiroga Quiroga

Doctorado En Ingeniería Eléctrica

Tutor

Jeyson Arley Castillo Bohórquez

Magister En Ingeniería Electrónica

Universidad Industrial De Santander

Facultad De Ingenierías Fisicomecánicas

Escuela De Ingeniería Eléctrica, Electrónica Y De Telecomunicaciones

Ingeniería Eléctrica

Bucaramanga 2023

Agradecimientos

A Dios primeramente por darme la vida y la licencia de poder realizar este proyecto, desde el primer día, hasta el día de la sustentación.

A mis padres que ni por un segundo dudaron de mis capacidades para lograr lo que parecía inalcanzable.

A mi abuela que es y ha sido el apoyo más incondicional que he tenido, mi polo a tierra en momentos caóticos.

A Jeyson Castillo, mi tutor de proyecto, mi compañero de vida, mi maestro, mi amigo y futuro colega, que es la mejor persona que conozco y que desde que lo conocí ha sido un apoyo incondicional.

A Angie que siempre dio lo mejor de sí misma para lograr sacar adelante este proyecto, a pesar de las dificultades.

Al profesor Rolando Rincon y Oscar Quiroga por su apoyo en el desarrollo del proyecto.

Laura Lorena García Suárez

Agradecimientos

Agradezco a Dios por permitirme culminar satisfactoriamente esta etapa anhelada en mi vida,

también quiero agradecer a Lucia Barajas, quien es mi madre, amiga y un ejemplo a seguir. Le debo este logro a ella, ya que, sin su apoyo incondicional y consejos, no habría sido posible,

quiero agradecer a mi compañera de tesis, quien, ajena a mis dificultades fue paciente y comprendió que ambas deseábamos alcanzar el mismo logro, y aun así trabajando a ritmos distintos encontramos la manera de unificar fuerzas,

Además, no puedo dejar de mencionar al Ingeniero Jeyson Castillo, quien, con su paciencia, entrega y orientación, nos ayudó a avanzar firmemente, logrando obtener un trabajo de alta calidad.

Finalmente, quiero expresar mi agradecimiento al director y codirector de tesis, cuya dirección fue fundamental para la materialización de este proyecto. Gracias a ellos, se cumplió con todos los requisitos necesarios para obtener el título de Ingeniera Electricista

Angie Judith Sánchez Barajas

Índice

Introducción	21
1. Objetivos.....	25
2. Generalidades de un sistema a pequeña escala hidráulico fotovoltaico en Surata, Santander 27	
2.1. Características generales del municipio de estudio: Surata Santander	27
2.1.1. <i>Datos técnicos del municipio</i>	27
2.1.2. <i>Temperatura</i>	28
2.1.3. <i>Radiación solar en la zona</i>	30
2.1.4. <i>Distribución hídrica de Suratá, Santander</i>	32
2.2. Criterios y alternativas para el cultivo.....	37
2.2.1. <i>Cultivo de tomate Cherry</i>	39
2.2.2. <i>Resumen de condiciones edafo climatológicas</i>	40
2.2.3. <i>Suelo en el cultivo de tomate</i>	40
2.2.4. <i>Temperatura para el cultivo</i>	41
2.2.5. <i>Humedad y requerimientos de agua</i>	41
2.3. Estructuras para la toma de agua principal.....	42
2.3.1. <i>Toma de agua principal para riego y generación</i>	42

2.3.2.	<i>Tipos de estructuras</i>	42
2.3.3.	<i>Rejillas</i>	44
3.	Diseño y desarrollo del proyecto	45
3.1.	Ubicación del proyecto.....	45
3.2.	Selección de las características del cultivo	46
3.3.	Sistema de riego	47
3.3.1.	<i>Tipo de sistema de riego seleccionado</i>	47
3.3.2.	<i>Requerimientos de agua para el proyecto</i>	48
3.3.3.	<i>Selección del mecanismo de acumulación de agua</i>	49
3.3.4.	<i>Selección de la bomba de agua</i>	49
3.4.	Características eléctricas del proyecto	55
3.4.1.	<i>Levantamiento del proyecto</i>	55
3.4.2.	<i>Estimación de la carga de la vivienda</i>	56
3.4.3.	<i>Plano multifilar y unifilar de la vivienda</i>	58
3.4.4.	<i>Plano descriptivo arquitectónico de los circuitos de la vivienda</i>	59
3.4.5.	<i>Cuadro de cargas del invernadero</i>	60
4.	Sistema de generación	62
4.1.	Análisis previo al desarrollo de la topología del sistema	62
4.1.1.	<i>Resumen de resultados para la viabilidad económica de los casos propuestos</i>	63

4.1.2.	<i>Caso 1: alimentación de las bombas de agua desde la vivienda.....</i>	65
4.1.3.	<i>Caso 2: alimentación de las bombas de agua desde la vivienda mediante una red MT</i>	68
4.1.4.	<i>Caso 3: alimentación de las bombas de agua desde la turbina mediante una red de BT.</i>	71
4.1.5.	<i>Caso 4: pre-dimensionamiento del transporte de la energía hidráulica desde la turbina hasta la vivienda.</i>	82
4.1.6.	<i>Caso 5: bombas alimentadas por energía solar</i>	85
4.2.	<i>Sistema de generación fotovoltaico.....</i>	87
4.2.1.	<i>Dimensionamiento fotovoltaico</i>	87
4.2.2.	<i>Selección de los paneles.....</i>	90
4.2.3.	<i>Selección de la topología de la generación fotovoltaica</i>	92
4.2.4.	<i>Selección de los inversores, regulador y demás elementos de la instalación</i>	93
4.2.5.	<i>Selección del medidor</i>	100
4.2.6.	<i>Elementos de conexión solar internos y externos</i>	100
4.2.7.	<i>Dimensionamiento del cuarto técnico</i>	103
4.2.8.	<i>Gabinete solar.....</i>	106
4.2.9.	<i>Selección de protecciones</i>	109
4.2.10.	<i>Coordinación de la puesta a tierra</i>	119
4.2.11.	<i>Diagrama unifilar del sistema de generación FV.....</i>	133

5.	Análisis técnico financiero del servicio.....	134
5.1.	Nivel de accesibilidad y costos de adquisición e instalación de la energía eléctrica ...	134
5.1.1.	<i>Nivel de cobertura</i>	134
5.1.2.	<i>Tarifas del comercializador</i>	138
5.2.	Hoja de ruta ESSA	139
5.3.	Índice de oportunidad en la aplicación de la generación a pequeña escala.....	143
5.4.	Evaluación de los aspectos económicos y oportunidades del proyecto	146
5.4.1.	<i>Pasos para certificar un proyecto ante la UPME</i>	148
5.4.2.	<i>Cálculo del excedente de energía y ahorro asociado</i>	149
5.4.3.	<i>Ahorro anual</i>	150
5.4.1.	<i>Inventario de los costos del proyecto</i>	150
6.	Evaluación del proyecto	154
6.1.	Costos asociados al proyecto	154
6.1.1.	<i>Costos energéticos por compra de energía</i>	154
6.1.2.	<i>Costos asociados a la producción del tomate</i>	157
6.1.3.	<i>Inversión de la instalación requerida para el proyecto</i>	158
6.1.4.	<i>Inversión asociada a la producción del tomate y construcción de invernaderos ..</i>	159
6.2.	Ingresos asociados al proyecto.....	159
6.2.1.	<i>Ingresos energéticos por la venta de energía</i>	159

6.2.2.	<i>Ingresos asociados a la producción del tomate</i>	162
6.3.	Resumen de información financiera relacionada con la producción de tomate	162
6.4.	Flujo de caja	163
6.4.1.	<i>Escenario 1</i>	164
6.4.2.	<i>Escenario 2</i>	165
6.4.3.	<i>Flujo de fondos conjunto</i>	166
6.5.	Tasa de rendimiento mínima aceptable (TREMA)	167
6.6.	Tasa interna de retorno TIR	167
6.6.1.	<i>Escenario 1</i>	167
6.6.2.	<i>Escenario 2</i>	168
6.7.	Análisis de sensibilidad y punto de equilibrio	169
6.7.1.	<i>Análisis de sensibilidad</i>	169
6.7.2.	<i>Análisis de punto de equilibrio</i>	171
7.	Conclusiones.....	174
8.	Trabajos futuros.....	176
	Referencias.....	177
	Apéndices.....	186

Índice De Figuras

Figura 1 <i>Ubicación Geográfica del Municipio de Suratá.</i>	28
Figura 2 <i>Mapa de temperatura del último año, del municipio de Suratá.</i>	29
Figura 3 <i>Mapa de horas de luz disponibles en Suratá.</i>	29
Figura 4 <i>Mapa de radiación solar en Suratá.</i>	30
Figura 5 <i>Gráficas de comportamiento de la energía fotovoltaica [W/h].</i>	31
Figura 6 <i>Horas de irradiancia.</i>	32
Figura 7 <i>Distribución de Microcuencas en la Subcuenca del río Suratá.</i>	33
Figura 8 <i>Portal de consulta y descarga de datos hidrometeorológicos.</i>	35
Figura 9 <i>Gráfica caudal medio anual del 2010 al 2021.</i>	37
Figura 10 <i>Estructuras para la toma de agua.</i>	43
Figura 11 <i>Vista aérea del terreno del propietario interesado en el proyecto.</i>	45
Figura 12 <i>Vista aérea del terreno donde se construirán los invernaderos.</i>	46
Figura 13 <i>Distancias entre plantas y goteros en el Sistema de goteo.</i>	48
Figura 14 <i>Mapa de elevación de la zona en Suratá Santander.</i>	50
Figura 15 <i>Cálculo de la Distancia desde la boca toma de agua desde el rio hasta el tanque de abastecimiento del sistema de riego.</i>	50
Figura 16 <i>Ficha técnica de las características eléctrica e hidráulicas de la Bomba seleccionada.</i>	53
Figura 17 <i>Distancias para el cálculo de la cabeza de agua de la bomba.</i>	53
Figura 18 <i>Plano unifilar de la vivienda.</i>	58
Figura 19 <i>Diagrama de circuitos multifilar de la vivienda.</i>	59

Figura 20 <i>Diagramas multifilar y de tubería estructural de la vivienda.</i>	60
Figura 21 <i>Separación de extractores de aire.</i>	61
Figura 22 <i>Diagrama de distancias de los elementos del caso 1.</i>	66
Figura 23 <i>Diagrama de distancias de distancias de los elementos del caso 2</i>	69
Figura 24 <i>Diagrama de distancias de los elementos del caso 3.</i>	71
Figura 25 <i>Perfil de elevación del terreno ubicado entre el tanque de captación y la turbina. ...</i>	73
Figura 26 <i>Turbina Pelton seleccionada marca RELAK</i>	78
Figura 27 <i>Estructuras regulables seleccionada con la rejilla.</i>	80
Figura 28 <i>Diagrama de distancias de los elementos del caso 4.</i>	83
Figura 29 <i>Diagrama de distancias para el caso 5.</i>	86
Figura 30 <i>Resultado de la energía anual obtenida en el software</i>	89
Figura 31 <i>Ficha técnica de los paneles solares seleccionados.</i>	97
Figura 32 <i>Ficha técnica del inversor solar seleccionado.</i>	98
Figura 33 <i>Datos de orientación recomendados por el software ATLAS solar.</i>	99
Figura 34 <i>Energía generada anualmente por el sistema obtenido mediante el software ATLAS SOLAR.</i>	99
Figura 35 <i>Medidor bidireccional Microstar C2000.</i>	100
Figura 36 <i>Ubicación de los paneles con respecto a la vivienda.</i>	101
Figura 37 <i>Informe de materiales para la estructura de los paneles solares</i>	102
Figura 38 <i>Vista de Planta del Cuarto Técnico.</i>	103
Figura 39 <i>Esquema de instalación de los inversores y protecciones dentro del gabinete</i>	107
Figura 40 <i>Retie figura 15.5 Esquema de medición de resistencia de puesta a tierra y Distancias de ubicación y dimensiones del electrodo auxiliar de corriente.</i>	125

Figura 41 <i>Diagrama unifilar del sistema fotovoltaico.</i>	133
Figura 42 <i>Mapa de cobertura ESSA. En amarillo acercamiento a la región de Suratá.</i>	135
Figura 43 <i>Mapa de cobertura ESSA. Zonas de distribución de Energía, Regiones y Localidades.</i>	136
Figura 44 <i>Factura de energía de la vivienda en estudio.</i>	140
Figura 45 <i>Promedio de Energía generada en cada mes.</i>	147
Figura 46 <i>Costos de energía en el operador de red de la zona a lo largo del tiempo.</i>	155
Figura 47 <i>Costos de energía en el operador de red de la zona a lo largo del tiempo.</i>	160

Índice De Tablas

Tabla 1 <i>Oferta Hídrica de la subcuenca Suratá.</i>	34
Tabla 2 <i>Caudal medio anual por mes de la estación Puente Panega, Suratá, S/der.</i>	36
Tabla 3 <i>Selección de bombas para el riego. .</i>	51
Tabla 4 <i>Cuadro de cargas Actualizado de la vivienda.</i>	57
Tabla 5 <i>Cargas eléctricas asociadas al invernadero</i>	61
Tabla 6 <i>Comparación económica de los casos de estudio para determinar el esquema de alimentación de las bombas de agua.</i>	64
Tabla 7 <i>Cálculo de calibre y regulación para las diferentes opciones del caso 1.</i>	66
Tabla 8 <i>Precios asociados a la compra del conductor para cada una de las opciones.</i>	68
Tabla 9 <i>Cálculos del calibre y la regulación del caso 2.</i>	69
Tabla 10 <i>Precios asociados a la compra del conductor para el caso 2.</i>	70
Tabla 11 <i>Precios asociados al desarrollo del caso 2.</i>	70
Tabla 12 <i>Cálculos del calibre y la regulación del caso 3.</i>	72
Tabla 13 <i>Precios asociados a la compra del conductor para el caso 3.</i>	72
Tabla 14 <i>Selección de la turbina hidroeléctrica.</i>	77
Tabla 15 <i>Turbina Pelton seleccionada marca RELAK</i>	78
Tabla 16 <i>Listado de materiales requeridos para la elaboración del sistema hidroeléctrico.</i>	81
Tabla 17 <i>Cálculos del calibre y la regulación del caso 4.</i>	84
Tabla 18 <i>Precios asociados a la compra del conductor para el caso 4.</i>	84
Tabla 19 <i>Precios asociados al desarrollo del caso 4.</i>	85
Tabla 20 <i>Precios asociados al desarrollo del caso 5.</i>	87

Tabla 21 <i>Cuadro de demanda energética.</i>	88
Tabla 22 <i>Selección de los paneles solares por su relación costo beneficio.</i>	91
Tabla 23 <i>Selección de los paneles solares por su relación costo beneficio.</i>	94
Tabla 24 <i>Comparación de características del inversor seleccionado</i>	97
Tabla 25 <i>Precios para la construcción de la estructura para soportar los paneles.</i>	102
Tabla 26 <i>Selección y cotización del gabinete solar.</i>	108
Tabla 27 <i>Ampacidad de cables AWG en Cobre.</i>	110
Tabla 28 <i>Cálculo del calibre y regulación para los circuitos de la vivienda.</i>	111
Tabla 29 <i>Selección y cotización de las protecciones de BT.</i>	112
Tabla 30 <i>Selección y cotización de los conductores de BT.</i>	113
Tabla 31 <i>Datos para el cálculo de la regulación y calibre de conductor para la entrada del inversor (DC)</i>	115
Tabla 32 <i>Selección y cotización de las protecciones de la red fotovoltaica.</i>	115
Tabla 33 <i>Selección y cotización de los conductores de la red fotovoltaica.</i>	116
Tabla 34 <i>Cálculo del calibre y regulación de la acometida desde el inversor al tablero de distribución.</i>	118
Tabla 35 <i>Selección y cotización de las protecciones de la acometida desde el inversor.</i>	118
Tabla 36 <i>Selección y cotización de los conductores de la acometida desde el inversor.</i>	119
Tabla 37 <i>NTC2050 Tabla 250- Calibre mínimo de los conductores de puesta a tierra de equipos para puesta a tierra de canalizaciones de equipos.</i>	121
Tabla 38 <i>Retie tabla 15.2 Requisitos para electrodos de puesta a tierra.</i>	123
Tabla 39 <i>Retie tabla 15.4 Valores máximos De Resistencia De Puesta A Tierra.</i>	126
Tabla 40 <i>Resistividad aparente medida.</i>	128

Tabla 41 Resistividad calculada para cada ruta.	129
Tabla 42 Dimensiones de la varilla del SPT comercial seleccionada. Fuente: Fabricante.....	131
Tabla 43 Resistencia estacionaria y de conjunto.	131
Tabla 44 Zona de distribución de energía, regiones y localidades 2019.	137
Tabla 45 Costo por conexión de la ESSA.	139
Tabla 46 Instrumento de evaluación en la aplicación de un sistema de generación a pequeña escala.	144
Tabla 47 Configuración del sistema fotovoltaico.	146
Tabla 48 Inventario total del proyecto de energía solar.	151
Tabla 49 Costo del kWh a futuro y tiempo presente.	156
Tabla 50 Indicadores de productividad del tomate Cherry en Santander.....	158
Tabla 51 Costo del kWh a futuro y tiempo presente.	161
Tabla 52 Resumen de características financieras relacionadas con la producción del tomate.	163
Tabla 53 Flujo de caja del escenario 1.	164
Tabla 54 Flujo de caja del escenario 2.	165
Tabla 55 Flujo de datos conjuntos.....	166
Tabla 56 Análisis de la tasa interna de retorno caso 1.	168
Tabla 57 Análisis de la tasa interna de retorno Escenario 2.....	169
Tabla 58 Flujo de fondos para el análisis de sensibilidad del proyecto.....	170
Tabla 59 Análisis de TIR para el caso de sensibilidad. Perdidas en producción por 38.171%.	171
Tabla 60 Flujo de fondos para el punto de equilibrio.	172
Tabla 61 Análisis del punto de Equilibrio de la operación del proyecto.	173

Índice De Apéndices

Apéndice A Ficha técnica Bombas solares TPON 4TPSC4.8-203-200-1500-HV

Apéndice B Diagrama unifilar de la vivienda

Apéndice C Plano arquitectónico y Eléctrico de la vivienda

Apéndice D Esquema para ubicación de extractores de aire

Apéndice E Topología del sistema

Apéndice F. Ficha-tecnica-turbina-pelton-5kw-marca-relak

Apéndice G Ficha- técnica -cheetah jkm390-410m-72h-(v)-a4-en-f30

Apéndice H Ficha -técnica -growatt-min-2.5-6k-tl-x

Apéndice I Ficha-Tecnica-Medidor-Monofasico-bidireccional-Microstar-C2000

Apéndice J Reporte K2SYSTEM BASE

Apéndice K Esquema del cuarto técnico

Apéndice L Esquema del gabinete solar

Apéndice M Certificado de conformidad de producto- mini-breaker-15-amperios-1polo

Apéndice N Ficha tecnica-Nexans_ALAMBRES-THHN-THWN-2-600V-CT

Apéndice O Ficha técnica del disyuntor Chint_Serie NB1DC (1)

Apéndice P Ficha tecnica-CABLE-UNIFILAR-10mm2-SOLAR-PV ZZ-F ROJO

Apéndice Q Certificado -de-conformidad-de-producto-BREAKER-ENCHUFABLE-DSE-1050-

50A

Apéndice R Certificado -de-conformidad-de-producto-CABLE NEXANS AWG 8

Apéndice S Diagrama unifilar de sistema de generación fotovoltaica

Apéndice T Hoja de ruta ESSA y otros documentos

Apéndice U Formatos UPME diligenciados

Resumen

Título: Diseño de un sistema de generación a pequeña escala hidráulico – fotovoltaico para una granja en el municipio de Suratá, Santander*

Autor: Laura García, Angie Sánchez**

Palabras Clave: Autogenerador, Cultivo De Tomate Cherry, Potencial Fotovoltáico, Potencial Hidroeléctrico, Tasa Interna De Retorno.

Descripción:

Este proyecto trata de responder a la necesidad de un campesino productor de este municipio que requiere alimentar una granja y una carga para su invernadero compuesto por bombas de agua y extractores de aire. Se propone un sistema de cogeneración híbrido ubicado una granja, en el municipio de Surata, Santander. Se logra diseñar un sistema de generación a pequeña escala de tipo fotovoltaico, para el abastecimiento de una granja en el municipio de Suratá, Santander, con capacidad del orden de los 10 [kVA].

El diseño esta dimensionado para atender tanto las cargas de la vivienda como las cargas requeridas para la producción de tomate Cherry en un área aproximada de 1,21 Ha. La potencia total del sistema de generación es de 11,48 kW y tiene el potencial para producir un total de 15,238 MWh por año. La evaluación de los aspectos técnicos demostró que existe un índice de favorabilidad del 87% en el desarrollo de proyectos de energía solar fotovoltaica y proyectos de generación hídrica en el municipio de Suratá. Por otra parte, la evaluación de la Tasa Interna de retorno muestra que la viabilidad es mayor para el proyecto de generación desarrollado que si se comprara toda la energía requerida para la actividad económica directamente de la red. La tasa de retorno del proyecto de generación propuesto es de 57,83%, con un 23,14% en la tasa de rendimiento mínima aceptable. Esto demuestra que el proyecto es viable financieramente y que es una mejor opción que sus contrapartes.

* Proyecto de grado

** Facultad De Ingenierías Fisicomecánicas Escuela De Ingeniería Eléctrica, Electrónica Y De Telecomunicaciones Director Rolando Andrés Rincón Saravia Especialista En Gerencia De Proyectos Codirector Oscar Arnulfo Quiroga Quiroga Doctorado En Ingeniería Eléctrica Tutor Jeyson Arley Castillo Bohórquez Magister En Ingeniería Electrónica

Abstract

Title: Design of a small-scale hydro-photovoltaic generation system for a farm in the municipality of Suratá, Santander*

Author: Laura García, Angie Sanchez**

Keywords: Auto generator, Cherry Tomato Cultivation, Hydroelectric Potential, Internal Rate of Return, Photovoltaic Potential.

Description:

This project tries to respond to the need of a farmer producer of this municipality that needs to feed a farm and a load for his greenhouse composed of water pumps and air extractors. A hybrid cogeneration system is proposed for a farm located in the municipality of Surata, Santander. A small-scale photovoltaic generation system is designed to supply a farm in the municipality of Surata, Santander, with a capacity of 10 [kVA].

The design is dimensioned to meet both the loads of the house and the loads required to produce cherry tomato in an area of approximately 1.21 Ha. The total power of the generation system is 11.48 kW and has the potential to produce a total of 15,238 MWh per year. The evaluation of the technical aspects showed that there is an 87% favorability index for the development of solar photovoltaic energy projects and hydroelectric generation projects in the municipality of Suratá. On the other hand, the evaluation of the Internal Rate of Return shows that the viability is higher for the developed generation project than if all the energy required for the economic activity was purchased directly from the grid. The rate of return for the proposed generation project is 57.83%, with 23.14% at the minimum acceptable rate of return. This demonstrates that the project is financially viable and is a better option than its counterparts.

* Project of grade

** Facultad De Ingenierías Fisicomecánicas Escuela De Ingeniería Eléctrica, Electrónica Y De Telecomunicaciones Director Rolando Andrés Rincón Saravia Especialista En Gerencia De Proyectos Codirector Oscar Arnulfo Quiroga Quiroga Doctorado En Ingeniería Eléctrica Tutor Jeyson Arley Castillo Bohórquez Magister En Ingeniería Electrónica

Introducción

Tal vez no demande preocupación alguna vivir regidos por la caída del sol, en medio de la frescura del campo, sin los agites de la vida urbana; pero eso no implica que el campo no tenga cabida en un mundo ampliamente tecnificado. Cada día son más y más las tecnologías que se introducen al campo para lograr ahorro de tiempo y dinero en la cosecha, mejora en la productividad y optimización de los recursos. Entre estas tecnologías se encuentran sistemas de riego inteligente, sensores, IoT y controles de humedad y temperatura; todas opciones con un requerimiento común: electricidad continua y confiable. Pero en pleno siglo XXI aún existen regiones del mundo que tienen una tasa de electrificación muy baja. Tal es el caso de Corea del Norte, África y algunos países de Sudamérica que no cuentan con una amplia cobertura en el campo (García Callejas, 2016).

Aunque Colombia no hace parte de este grupo, según datos del Sistema de Información Minero Energético Colombiano (Maldonado Martinez, 2018), se presentan algunas dificultades en zonas rurales que requieren aumentar la productividad de su principal actividad económica “el agro”. Una de las problemáticas aparece cuando se realiza el dimensionamiento eléctrico en las zonas rurales, ya que no se tiene en cuenta la expansión de la actividad agrícola, lo cual podría implicar una sobrecarga al sistema. Por otra parte, las actividades agrícolas requieren un consumo alto de energía eléctrica, lo que podría aumentar considerablemente las facturas. Por esto surge la inquietud de ofrecer una respuesta a la paradoja de vivir en dichas regiones rurales que cuentan con gran diversidad y riqueza natural, pero sin el fluido eléctrico necesario para tecnificar el campo.

En Suratá, Santander responder a esta inquietud puede ser el impulso que necesitan para dar un mejor aprovechamiento a la tierra; y una posible respuesta a esto se halla en las energías renovables. Según investigaciones previas en la zona de estudio, la red hidrográfica de Suratá está conformada por numerosos ríos, quebradas y corrientes menores, lo que permite pensar en esquemas de generación hidroeléctrica. Además, el documento hecho por el IDEAM, Atlas climatológico, de radiación y viento (IDEAM, 2022), refiere que la otra fuente más idónea es la fuente solar, debido a que en esa zona se presenta una tasa de radiación alta y superior al promedio mundial. Se piensa en más de una fuente renovable, puesto que la variabilidad climática como el fenómeno del niño o de la niña en algunos meses del año podrían afectar la producción energética.

Este proyecto trata de responder a la necesidad de un campesino productor de este municipio que requiere alimentar una granja y una carga para su invernadero compuesto por bombas de agua y extractores de aire. Se propone entonces un sistema de cogeneración híbrido que estará ubicado una granja, en el municipio de Surata, Santander, que contará con el funcionamiento de una turbina Pelton haciendo el aprovechamiento del río que pasa por la región y un sistema de paneles solares, del cual más adelante se definirá el tipo de conexión a la red según las necesidades.

Este modelo de solución propuesto es más común de lo que parece. A nivel mundial en países de Europa y América Latina las energías renovables son tomadas como herramientas potenciales para abastecer el sector agrícola y brindar ciertos beneficios como mejorar la calidad de vida, agregar valor a los productos generados, fomentar sustentabilidad de los sistemas productivos y convivir en armonía con el medio ambiente, ya Colombia ha venido replicando el

ejemplo, de hecho se han ejecutado proyectos con características muy similares a la solución que se propone, tal es el caso de Villarreal y Teatino (Villareal & Teatino, 2017) ,en donde se realizó un Sistema alternativo de energía para alimentar un invernadero prototipo para el cultivo de tomates Cherry en Piedecuesta, Santander, o el proyecto de (Maldonado Martinez, 2018), en donde se diseñó una instalación eléctrica fotovoltaica en una zona rural del municipio de Socorro, Santander, o bien el proyecto de Ordoñez y Castro (Ordenez & Arenas, 2020), en el cual se diseñó el modelo de un sistema de riego aplicado en agricultura. Estos y otros proyectos encontrados en el estudio del estado del arte apuntan a que hay viabilidad para la realización del proyecto que planteamos.

En el capítulo inicial de esta investigación se realiza una investigación exhaustiva de las generalidades del municipio determinando los datos edafo-climatológicos e identificando los criterios y alternativas del cultivo. Esto con el fin de buscar condiciones adecuadas para obtener mayor provecho de la fuente hídrica y solar. La apertura al segundo capítulo es el reconocimiento de la ubicación de la zona del proyecto y sistema de riego del cultivo para de esta manera atender los requerimientos hídricos y el sistema de bombeo sin dejar a un lado obstáculos como mayores distancias e infraestructuras que dificultaran el acceso hídrico a la vivienda incluyendo el invernadero. Adicionalmente se hallaron las características eléctricas como estimación de carga instalada, demanda máxima y diseño de planos arquitectónicos y unifilares.

Para el tercer capítulo, se analizaron los sistemas de generación hidráulico y fotovoltaico exponiendo cinco casos de los diversos escenarios que se pudieran presentar condicionando la selección de uno solo a dos criterios básicos: los costos asociados a cada caso y la posibilidad de

atender la demanda inicialmente planteada. Ahora para el cuarto capítulo se profundiza en el análisis técnico financiero del servicio de energía eléctrica teniendo como referencia al mayor proveedor de la operación de la red, la ESSA, como cobertura, tarifas de comercialización y oportunidad de cogeneración. A si mismo se valoraron los aspectos económicos y de oportunidad del proyecto.

En el quinto capitulo se realiza un análisis de la viabilidad del proyecto basados en el concepto de la Tasa Interna de retorno. Así mismo se analiza la sensibilidad del proyecto a los niveles de producción y a las pérdidas de la cosecha y por último se estudia el punto de equilibrio de producción del proyecto.

1. Objetivos

Objetivo General

Diseñar un sistema de generación a pequeña escala hidráulico-fotovoltaico para el abastecimiento de una granja en el municipio de Suratá, Santander con capacidad del orden de los 10[kVA]

Objetivos Específicos

- Diseñar un modelo eléctrico de generación hidráulica y fotovoltaica, que logre atender la demanda requerida por un usuario final, siendo este la figura de una vivienda de cuatro habitantes que requieren electricidad en actividades domésticas y agronómicas.
- Dimensionar el funcionamiento de una central generadora eléctrica híbrida, constituida por una fuente hidráulica en la cual se consideran variables como la diferencia de altura y caudal del río utilizando una turbina Pelton, y por una fuente solar fotovoltaica teniendo en cuenta parámetros de radiación solar, altura sobre el nivel del mar y ubicación geográfica, empleando un sistema de paneles solares; a fin de abastecer la demanda energética requerida por un usuario final ubicado en el sector rural en el municipio de Suratá Santander.
- Evaluar la accesibilidad al servicio y calidad de la energía eléctrica bajo las condiciones geográficas, climatológicas e hidrográficas en la zona de aplicación del proyecto, empleando como metodología la investigación de estudios previos

- Determinar la viabilidad técnico-financiera de la realización física del modelo de generación eléctrica híbrido bajo una línea de tiempo específica; comparando inventarios, presupuestos, recursos eléctricos y tecnológicos frente a la energía convencional disponible en la zona rural de Surata, Santander

2. Generalidades de un sistema a pequeña escala hidráulico fotovoltaico en Surata, Santander

La apertura a todo diseño eléctrico en especial de generación con fuentes renovables debe considerar parámetros del entorno y su desarrollo productivo-económico. Es así como se considera para este proyecto parámetros geográficos, climatológicos e hidrológicos para corroborar y obtener el mayor provecho de las fuentes naturales que provee la localidad vereda Bachiga, finca Miraflores, en Surata, Santander.

2.1. Características generales del municipio de estudio: Surata Santander

2.1.1. Datos técnicos del municipio

Surata es un municipio ubicado en el departamento de Santander, Colombia, a 1.740 metros de altura sobre el nivel del mar en su centro urbano. Se encuentra ubicado a 45 kilómetros de la capital del departamento, Bucaramanga, y sus coordenadas son 7°22'01" N 72°59'14" O. Posee una extensión total de 34.183 Km² y una extensión área urbana de 58 Km². Según datos obtenidos de la página gubernamental su temperatura media es de 18. 5° C (Federación Colombiana de Municipios, 2014).

Figura 1

Ubicación Geográfica del Municipio de Suratá.



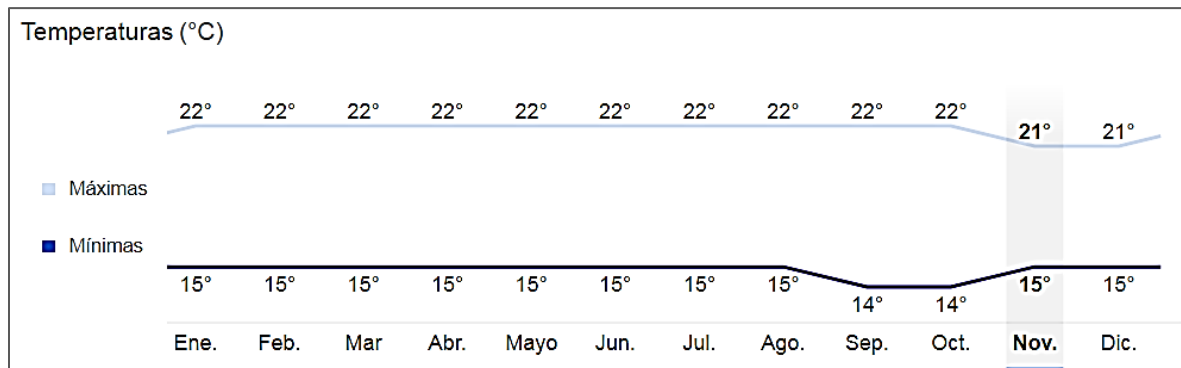
Nota: En rojo la ubicación geográfica del municipio de Suratá en el mapa de Santander. Tomado de Mapa del Municipio de Suratá, Santander (Colombia), por Milenio Oscuro, 2021, WikiMedia Commons

2.1.2. Temperatura

Para confirmar los datos sobre la temperatura del municipio se obtuvo el registro de la NOAA (Eischeid, Baker, Karl, & Diaz, 1995) y se comparó con lo dictado por la página de la Alcaldía. En la Figura se muestra récord de temperaturas del municipio en el último año (2021).

Figura 2

Mapa de temperatura del último año, del municipio de Suratá.

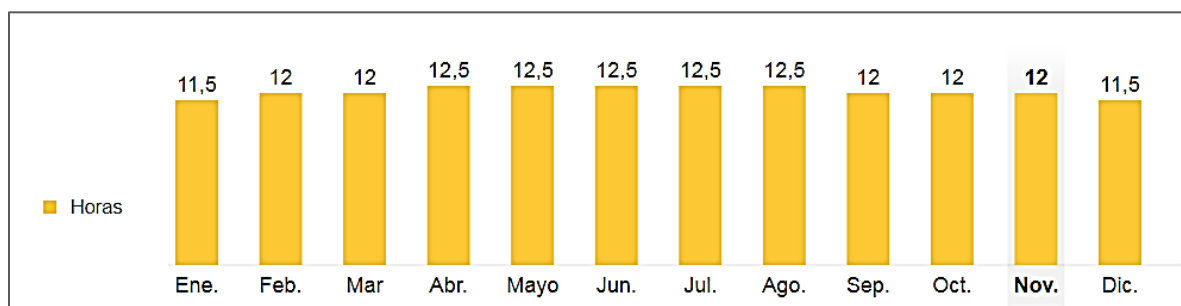


Adaptado de la Pagina Oficial de NOAA fundamentada en The Quality Control of Long-Term Climatological Data Using Objective Data Analysis, 34, 2787-2795. Por Eischeid, J. K, 2015, Journal of Applied Meteorology

Junto con este mapa se encuentra también el mapa de horas de luz disponibles en la zona que contiene información pertinente para el proyecto. En la figura se muestra el patrón de horas de luz al día, del último año (2021).

Figura 3

Mapa de horas de luz disponibles en Suratá.



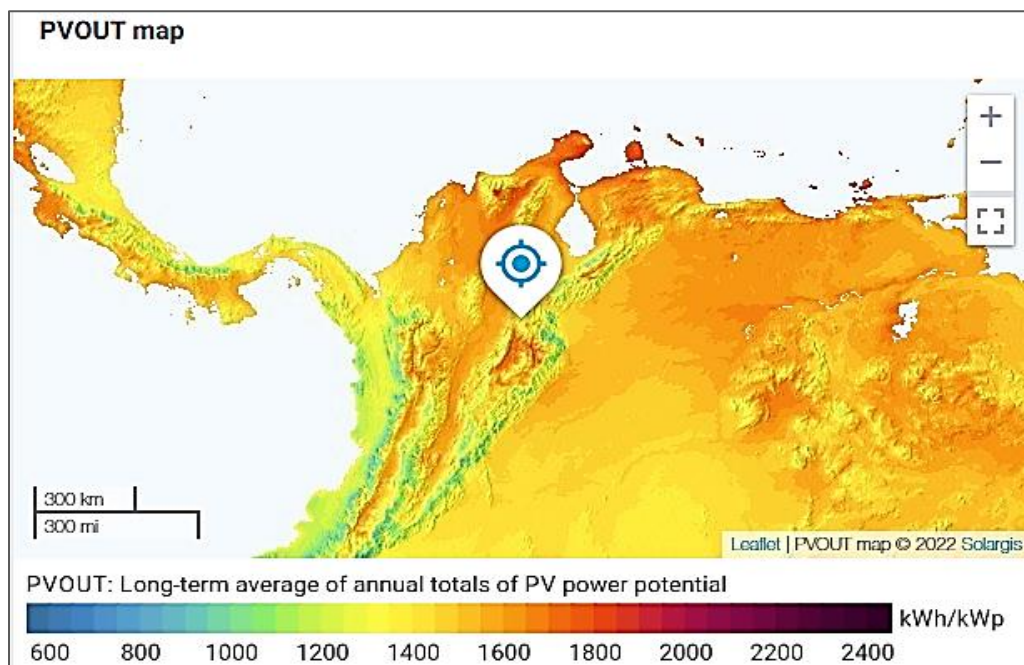
Adaptado de la Página Oficial de NOAA fundamentada en The Quality Control of Long-Term Climatological Data Using Objective Data Analysis, 34, 2787-2795. Por Eischeid, J. K, 2015, *Journal of Applied Meteorology*

2.1.3. Radiación solar en la zona

En la Figura se muestra el mapa de radiación solar del municipio en el año (2022), estos datos se obtuvieron del software SOLAR GLOBAL ATLAS. (Group, ESMAP, & SolarGis, 2022)

Figura 4

Mapa de radiación solar en Suratá.

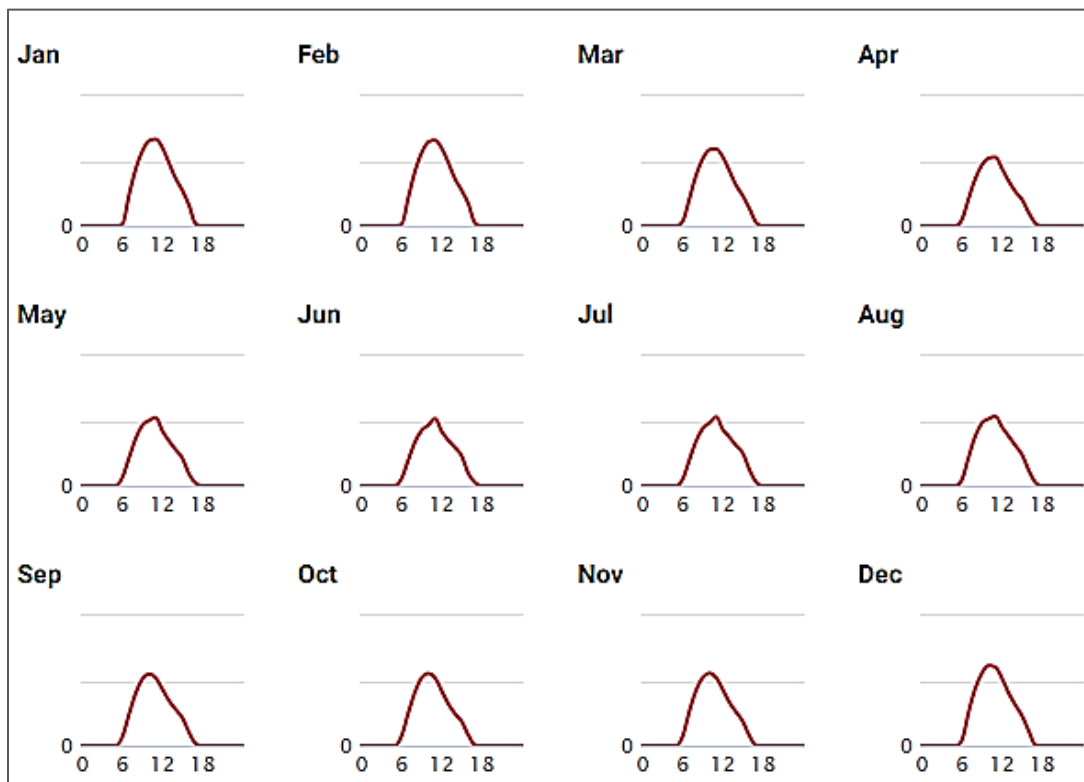


Tomado de Welcome to the Global Solar Atlas: <https://globalsolaratlas.info/map>, Por Group, W. B., ESMAP, & SolarGis, 2022

Junto con este mapa se encuentran también las gráficas del comportamiento de la energía fotovoltaica [W/h] por cada mes del año (2022), proporcionadas por el software.

Figura 5

Gráficas de comportamiento de la energía fotovoltaica [W/h].



Tomado de Welcome to the Global Solar Atlas: <https://globalsolaratlas.info/map>, Por Group, W. B., ESMAP, & SolarGis, 2022

Adicionalmente se encuentra también un cuadro que representa las horas de más radiación solar al día durante el año (2022).

Figura 6*Horas de irradiancia.*

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
0 - 1												
1 - 2												
2 - 3												
3 - 4												
4 - 5												
5 - 6					1	0						
6 - 7	13	14	36	50	63	56	51	47	67	75	73	44
7 - 8	236	217	208	211	214	198	199	220	241	252	265	260
8 - 9	437	419	389	363	364	336	344	383	404	413	426	442
9 - 10	577	563	516	470	466	426	441	483	513	523	524	560
10 - 11	656	646	587	522	503	467	484	516	552	557	559	617
11 - 12	668	660	593	529	525	518	530	535	522	521	525	605
12 - 13	602	599	532	441	423	420	435	452	435	424	433	519
13 - 14	484	488	424	345	345	351	375	382	346	321	333	405
14 - 15	364	362	313	264	278	295	310	310	279	247	259	313
15 - 16	273	273	232	203	212	230	251	239	214	186	187	230
16 - 17	158	170	134	102	91	95	124	120	102	82	75	113
17 - 18	15	23	25	21	21	25	29	25	15	6	3	7
18 - 19												
19 - 20												
20 - 21												
21 - 22												
22 - 23												
23 - 24												
Sum	4,483	4,434	3,990	3,521	3,506	3,418	3,572	3,714	3,691	3,607	3,664	4,115

Tomado de Welcome to the Global Solar Atlas: <https://globalsolaratlas.info/map>, Por Group, W. B., ESMAP, & SolarGis, 2022

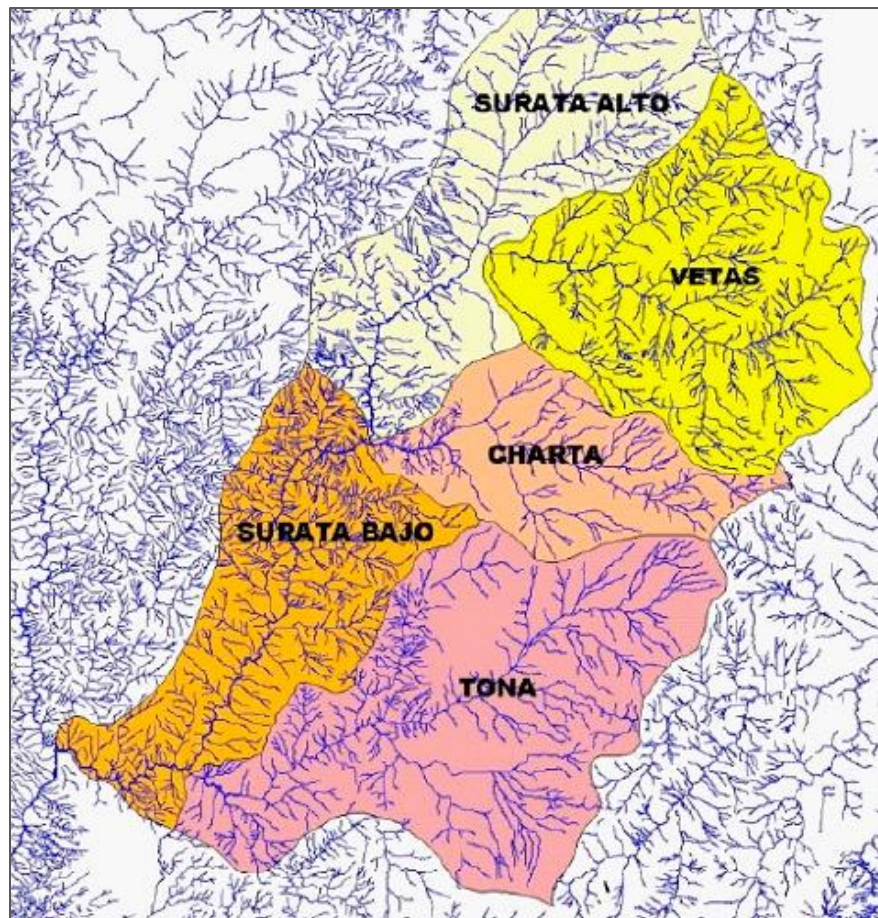
Toda esta información es útil para determinar más adelante el potencial de energía solar, y el índice de oportunidad en cuanto al desarrollo de sistemas de generación fotovoltaico.

2.1.4. Distribución hídrica de Suratá, Santander

El río Suratá nace en la microcuenca del río Suratá alto sobre la cota de los 3800 m.s.n.m. en el páramo de Monsalve y desemboca en el río Lebrija en la vereda Santa Rita, sobre la cota de los 1000 m.s.n.m. El siguiente mapa representa la subcuenca del río Suratá, dividido por microcuencas:

Figura 7

Distribución de Microcuencas en la Subcuenca del río Suratá.



Tomado de Plan De Ordenamiento Y Manejo De La Subcuenca Del Rio Suratá., Duarte, M., Abimelec, N., Oliveros, S., & Rueda, S, Por CDMB Bucaramanga: Grupo Asesor de Ordenamiento Ambiental Territorial CDMB, 2006.

Junto con este mapa se encuentran también los cálculos de la oferta de la subcuenca Suratá.

Tabla 1*Oferta Hídrica de la subcuenca Suratá.*

microcuenca	Área has	Rendimiento hidrico us	Oferta total m3	%	Oferta neta 1 (50% calidad y caudal)	Oferta neta 2 (tona y charta 35% calidad y caudal)
vetas	15,559.90	2,243.20	70,742,185.90	23,2	35,371,092.90	35,371,092.90
surata alto	13,762.60	2,098.70	66,184,603.20	21,7	33,092,301.60	33,092,301.60
charta	7,09	1,619.8.	50,835,401.00	16,7	25,417,700.50	33,043,010.60
surata bajo	12,559.00	810.00	25,544,160.00	8,4	12,772,080.00	12,772,080.00
tona	19,357.50	2,889.00	91,107,504.00	30	45,553,752.00	59,219,877.60
total	61,246.09	9,660.70	304,413,854,10	100	152,206,927,00	173,498,362.70

Nota Adaptado de Plan De Ordenamiento Y Manejo De La Subcuenca Del Rio Suratá., Duarte, M., Abimelec, N., Oliveros, S., & Rueda, S, Por CDMB Bucaramanga: Grupo Asesor de Ordenamiento Ambiental Territorial CDMB, 2006.

2.1.4.1. Caudal del rio Suratá

El caudal es la relación entre un volumen que fluye en un determinado tiempo y se expresa mediante la siguiente ecuación:

$$Q = \frac{V[l]}{t[s]}$$

Donde:

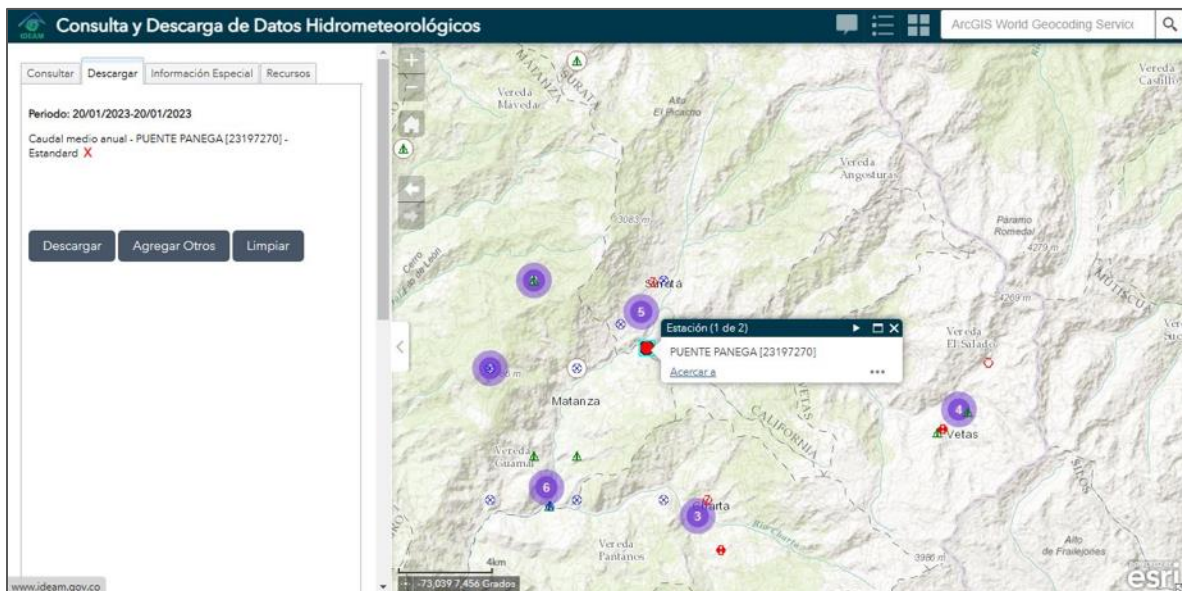
Q : Caudal

t = Tiempo

Conocer el caudal del río Suratá, permite verificar que la afluente hídrica tenga el caudal requerido para el diseño de generación a pequeña escala hidráulico. Para la obtención de los datos se tomó como fuente el instituto de hidrología, meteorología y estudios ambientales (IDEAM, 2022), mediante la búsqueda en línea al portal: consulta y descarga de datos hidrometeorológicos. Allí se seleccionó el caudal medio anual desde el año 2010 hasta el año 2021, detallado mes a mes para obtener una estadística de los últimos doce (12) años. Es de aclarar que la estación que registra mediciones más cercanas al municipio de Suratá, Santander es la estación Puente Panega, por ende, se toma como fuente para obtener caudal medio mensual.

Figura 8

Portal de consulta y descarga de datos hidrometeorológicos.



Nota : Obtenido de la Pagina de Consulta y Descarga de Datos Hidrometeorológicos, IDEAM 2022. (<http://dhime.ideam.gov.co/atencionciudadano/>)

Tabla 2

Caudal medio anual por mes de la estación Puente Panega, Suratá, S/der.

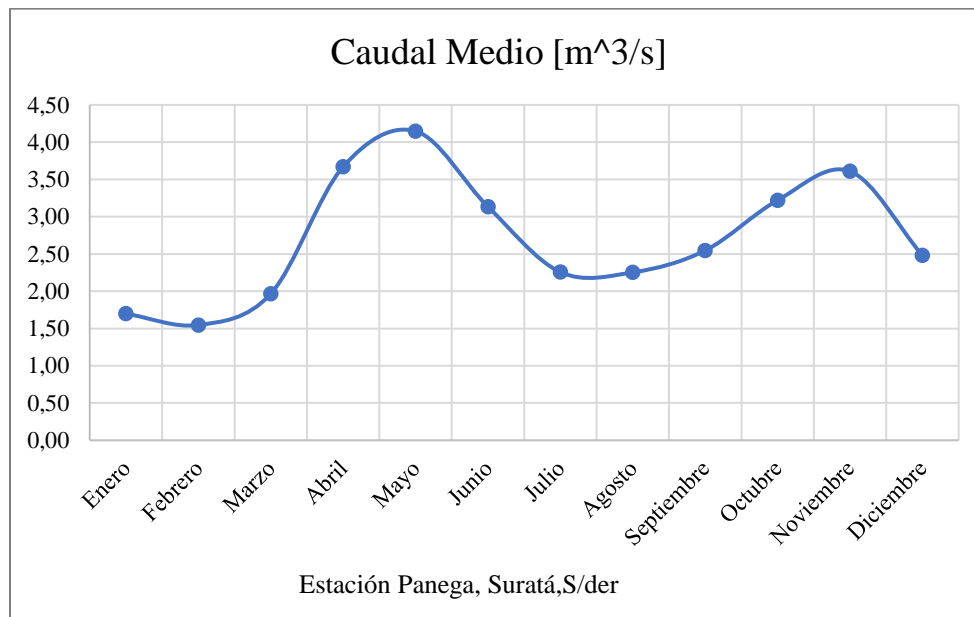
Mes Año	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
2010	0.91	0.77	0.80	2.54	3.17	4.35		2.63	5.72	5.99	5.74	4.54
2011	3.15	3.12	4.72			4.58	2.79	3.61	3.38	4.07	4.98	6.11
2012	2.99	2.30	3.33	7.27	4.36	3.34	2.59	3.34	2.71	4.65	2.95	2.41
2013	2.12	2.21	1.87	2.33	2.37	1.53	1.60	2.12	1.70	1.28	1.88	1.52
2014	1.02	1.20	1.35	1.84	2.41	1.86	1.98	1.25	1.40	3.58	2.46	1.76
2015	1.18	1.38	1.52	2.37	1.42	2.48	2.21	1.36	1.38	1.34	1.79	1.32
2016	1.04	0.84	0.71	1.57	3.35	2.23	1.68	1.53	1.50	2.16	4.01	2.93
2017	1.61	1.27	3.25	5.07	5.58	4.55	2.79	2.48	2.73	2.89	5.21	2.64
2018	2.25	2.05	1.78	4.21	4.26	3.59	2.63	2.49	2.63	5.66	3.66	1.72
2019	1.48	1.29	1.85	2.78	3.13	4.18	2.48	1.62	2.13	2.26	1.52	1.46
2020	1.19	0.97	0.70	0.93	0.86	1.09	1.32	2.16	2.69	2.40	6.10	1.66
2021	1.43	1.16	1.74	2.67	4.73	3.82	2.75	2.44	2.61	2.38	3.00	1.70
CAUDAL MEDIO [m ³ /s]	1.70	1.55	1.97	3.67	4.15	3.13	2.26	2.25	2.55	3.22	3.61	2.48

Nota: Los datos de abril y mayo para el año 2011 y Julio de 2010 no posee datos del caudal. La grafica permite visualizar el cálculo del valor de caudal medio a través de los doce años. Datos

de la tabla obtenidos de la Pagina de Consulta y Descarga de Datos Hidrometeorológicos, IDEAM 2022. (<http://dhime.ideam.gov.co/atencionciudadano/>)

Figura 9

Gráfica caudal medio anual del 2010 al 2021.



Nota : Gráfica realizada con datos obtenidos de la Pagina de Consulta y Descarga de Datos Hidrometeorológicos, IDEAM 2022. (<http://dhime.ideam.gov.co/atencionciudadano/>)

2.2. Criterios y alternativas para el cultivo

El tomate es plantado en al menos 21 departamentos del país, alcanzando un área de siembra de aproximadamente 9 mil hectáreas y una producción de 512 mil toneladas por año, con un promedio de producción de 62,3 toneladas por hectárea (BAYER S.A., 2021). El 90% de la producción de tomate está concentrada en 10 departamentos de la región Andina incluidos dentro de estos a Santander y la región de Soto Norte. Soto Norte está conformada por los

municipios de California, Vetás, Matanza, Suratá, Charta y Tona, y cuenta con aproximadamente 24.146 habitantes. Además, posee una de las mayores biodiversidades de la región debido a su ubicación privilegiada dentro de las montañas. La altitud es de aproximadamente 1.000 metros (masa) sobre el nivel del mar a 4.290 milisegundos. número. m; en su territorio existen árboles frutales propios del clima cálido y palmeras, encinos, eucaliptos y árboles caducifolios propios de los bosques del altiplano andino, así como frailejones, pajonales y arbustos típicos del ecosistema del Páramo. (El Tiempo, Editorial; Sociedad Minera de Santander, Minesa, 2020).

La zona de Soto Norte ha sido altamente estigmatizada por su historial minero y la presencia en años anteriores de grupos guerrilleros y al margen de la Ley, pero actualmente hay varias iniciativas que promueven la producción de los medios agrícolas en la región y que buscan la recuperación económica y productiva de la provincia. “Tenemos un potencial enorme, estamos trabajando en la construcción de líneas estratégicas de desarrollo”, asegura Fabio Maldonado, ingeniero agrónomo y director del Gran Pacto Social, un programa que ha integrado a varios sectores de la comunidad para consolidar 12 proyectos de articulación regional alrededor del fortalecimiento institucional, el desarrollo económico y la preservación del medioambiente (El Tiempo, Editorial; Sociedad Minera de Santander, Minesa, 2020).

En años recientes, para ser más exactos en el 2020 se creó una iniciativa llamada granjas demostrativas donde se apoyó económicamente a 40 familias para determinar la viabilidad de ciertas variedades de cultivos y también para promover el desarrollo de cultivos tecnificados autosostenibles.

Entre esos cultivos están la granadilla, el lulo, la mora y el tomate Cherry. El reto de las granjas demostrativas según Adriana Senior, presidenta de la CCI “es el inicio de reconversión

de una zona improductiva a una productiva y exportadora, pues son zonas aptas para frutales como pasifloras, tomates y aguacate Hass” (Urrego, 2021). Este proyecto piloto estima que cada cultivo tendría un retorno que va entre el 10% y el 17% dependiendo del producto. Por ejemplo, la utilidad en la gulupa es de 17% y la suma de los cinco productos (lulo, granadilla, gulupa, tomate, Cherry, y la cría de cerdos), le podrían generar a cada familia un ingreso de COP\$2,1 millones al mes, lo que significa un sustento para cada hogar. (Noticias CCI, 2021). Actualmente en la zona se desarrollan más proyectos productivos y al visitar el municipio se evidencia la presencia de invernaderos a lo largo de los campos.

2.2.1. *Cultivo de tomate Cherry*

Se denomina tomate al fruto comestible de la planta *Solanum lycopersicum*, comúnmente conocida como tomate. Es una baya carnosa de varias formas: redonda, ovalada e incluso acostillada. Nativo de los Estados Unidos, ahora se cultiva en todo el mundo para el consumo crudo, en salsas y jugos.

El tomate es una hierba perenne. Los hábitos de crecimiento son muy variables, con todas las plantas erguidas cuando son jóvenes y semiderruidas o recostadas cuando están completamente desarrolladas. Esto significa que el tallo no es lo suficientemente rígido para soportar el peso de las hojas, ramas secundarias y frutos, por lo que necesita otra planta o estructura para sostenerse. Por esta razón, es común ver diversas estructuras (montones o enrejados) que los agricultores colocan sobre las plantas de tomate para sostener la planta. Es un alimento bajo en calorías. La mayor parte de su peso es agua, el segundo componente más importante son los carbohidratos (Gaspar & Francés, 2014).

2.2.2. *Resumen de condiciones edafo climatológicas*

Edafo: Composición y propiedades del suelo en relación con las plantas y el entorno circundante. (UBA Agrinomia, 2023).

- ❖ Altura sobre el nivel del mar: 0 y 1,500 m.s.n.m
- ❖ Temperatura: Entre 15 y 25°C.
- ❖ Humedad relativa: 60 y 85%,
- ❖ Requerimiento Hídrico: Precipitaciones entre 1.500 y 2.500 mm/año, bien distribuidas.
- ❖ Tipo de suelo: Suelos profundos de textura franca.
- ❖ Rango de pH: Se adapta bien a pH ácido entre 6 y 7.
- ❖ Observaciones: Alta susceptibilidad a las heladas, al exceso de agua y a la falta de luz.
(Cámara de Comercio de Bogotá, 2015).

2.2.3. *Suelo en el cultivo de tomate*

La producción de tomate se realiza en invernadero o al aire libre. Las condiciones del invernadero no son exigentes con el suelo, pero requieren un buen drenaje, por lo que es importante construir canales que eviten que el agua se acumule en el suelo. Se requiere un alto contenido de materia orgánica y mucha agua. (Cámara de Comercio de Bogotá, 2015).

El pH debe estar entre 6 y 7. La conductividad eléctrica óptima está entre 1,5 y 20 dS/m. La productividad y sostenibilidad del suelo dependen del manejo adecuado de las propiedades

físicas (textura, densidad, porosidad, etc.) que determinan la disponibilidad de nutrientes para las plantas. (Cámara de Comercio de Bogotá, 2015).

2.2.4. *Temperatura para el cultivo*

Los tomates son hortalizas de clima cálido sensibles a las heladas y las bajas temperaturas. Crece a temperaturas de 20-25 °C durante el día y 15-20 °C durante la noche, lo que favorece el normal desarrollo de los procesos bioquímicos, el crecimiento vegetativo, la floración y el cuajado. La temperatura mínima para la producción de tomate en invernadero es de 8-12°C. Las temperaturas decrecientes y sostenidas debilitan las plantas, provocando una disminución progresiva o la muerte. La temperatura máxima no debe superar los 32°C. A altas temperaturas se estimulan los procesos bioquímicos y la absorción de nutrientes, lo que resulta excesivo y agotador para la planta. Además, las altas temperaturas pueden causar alteraciones fisiológicas, detener la floración y matar las plantas. (Cámara de Comercio de Bogotá, 2015).

2.2.5. *Humedad y requerimientos de agua*

La humedad relativa ideal para el desarrollo, crecimiento y fertilidad del tomate se encuentra entre el 60% y el 85%. Necesita de 6 a 8 horas de luz al día. El riego debe ser frecuente y uniforme, ya que muy poca agua afectará negativamente el crecimiento y la producción. (Escobar y Lee, 2001) (Cámara de Comercio de Bogotá, 2015).

La cantidad de agua requerida para el cultivo bajo invernadero está determinada por etapas, se estableció que en la primera etapa se debe aplicar el 41 % de la evapotranspiración de referencia, que equivale a 0.25 litros por planta al día durante los primeros 40 días del cultivo. En la segunda etapa se debe aplicar un 74 % de la evapotranspiración de referencia, que equivale a

0.7 litros por planta al día. En la última fase se debe aplicar un 106 % de la evapotranspiración de referencia, es decir, un litro de agua por planta al día (Lecaros, 2011).

2.3. Estructuras para la toma de agua principal

2.3.1. Toma de agua principal para riego y generación

Inicialmente para el sistema hidráulico se debe seleccionar una estructura hidráulica para remover material sólido como arena, arcilla o piedras, que la captación de una fuente superficial permite pasar, a fin de evitar que ingresen al canal de aducción, obstaculice, desgaste o estropee la turbina. Además de que a la salida de esta estructura se entregue el caudal requerido para el funcionamiento de la turbina.

Investigando se podría decir que existen dos tipos básicos de estructura hidráulica, una los tanques desarenadores, los cuales son obras hidráulicas de diseño y estructura compleja para la potencia de consumo, por otro lado, estructuras más simples que no requieren de mucho diseño y adicional a ello la implementación de una rejilla que removería el material sólido del agua.

2.3.2. Tipos de estructuras

Las estructuras de toma de agua dependen del tipo de estanque utilizado. Se pueden distinguir varios tipos de estanque, atendiendo a sus estructuras de toma (FAO, 2023):

- ✓ Estanque sumergido: no se necesita toma
- ✓ Estanque de presa: sin canal de desviación, no se necesita toma

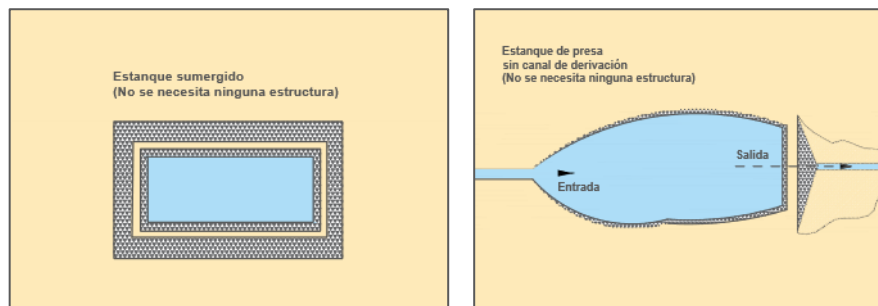
- ✓ Estanque de barrera con canal de desviación: toma de entrada principal con estructura de desviación en el canal de desviación
- ✓ Estanque de desviación: toma de agua principal con o sin estructura independiente de desviación aguas abajo para elevar el nivel del agua en la corriente.

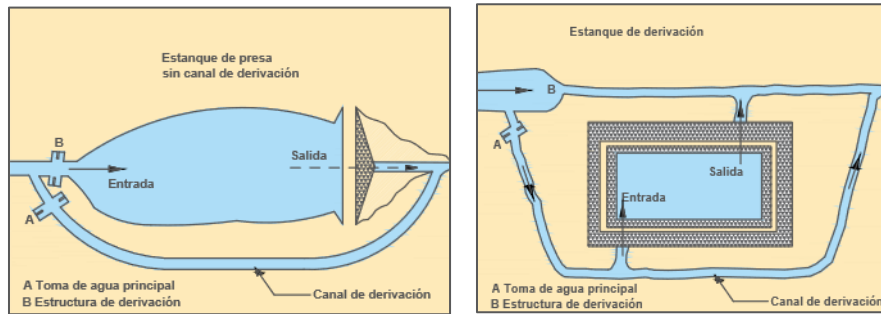
A continuación, se mencionan los principales elementos que conforman estas estructuras:

- ✓ Estructura de desviación, para regular el nivel del agua de la corriente y garantizar que sea suficiente para abastecer la entrada, evitando al mismo tiempo las inundaciones
- ✓ Regulación del nivel (y caudal) de entrada en la propia estructura de toma, para regular el abastecimiento de agua a los estanques. Normalmente, está en relación con la estructura de conducción de agua.
- ✓ Protección de la entrada, por ejemplo, con barras resistentes o pilotes, o una serie de rejillas para evitar la acumulación de detritos y los efectos de la erosión.

Figura 10

Estructuras para la toma de agua.





Nota : Adaptado de Estructuras Para La Toma De Agua Principal por FAO, 2023

2.3.3. *Rejillas*

Las rejillas pueden disponerse de varias formas. El sistema más común consiste en colocar una sencilla rejilla lateral. Pueden situarse también horizontalmente, inclinadas o incluso en la base de la corriente de abastecimiento.

En muchos casos, se utiliza una sola rejilla, normalmente de barras de acero de 6 a 8 mm de diámetro con una separación de 20 a 35 mm. Esta rejilla basta para evitar los objetos de mayor tamaño. Si hay que eliminar partículas menores, se puede colocar una segunda rejilla de barras más finas (por ejemplo, de 4 a 6 mm de diámetro) y llenos distanciados (de 5 a 10 mm), o de malla de acero. La segunda rejilla se puede colocar dentro de la principal o incorporarse a la misma estructura de toma (FAO, 2023).

3. Diseño y desarrollo del proyecto

3.1. Ubicación del proyecto

La zona en cual se propone la implementación del proyecto está ubicada en Surata, Santander a 1.740 metros de altura sobre el nivel del mar en su centro urbano.

Figura 11

Vista aérea del terreno del propietario interesado en el proyecto.



Nota: En la fotografía aérea la línea blanca limita los terrenos del propietario y la línea de color representa el espacio aproximado de la vivienda. Tomado y Adaptado de Google Maps, 2023.

Figura 12

Vista aérea del terreno donde se construirán los invernaderos.



Nota: En la figura se puede apreciar el espacio disponible para el desarrollo del invernadero en un poco más de una hectárea, la cual podemos observar delimitado a través de la línea blanca.

Tomado y Adaptado de Google Maps, 2023.

3.2. Selección de las características del cultivo

Para un área de una Hectárea con una separación entre plantas de 30 centímetros y una distancia entre surcos de 1.8 m (según lo recomiendan y lo usan en lo contemplado en el estado del arte se obtienen aproximadamente hileras de 333 plantas y uno 54 surcos que representan aproximadamente 18000 plantas para el terreno (DANE, 2014).

3.3. Sistema de riego

3.3.1. *Tipo de sistema de riego seleccionado*

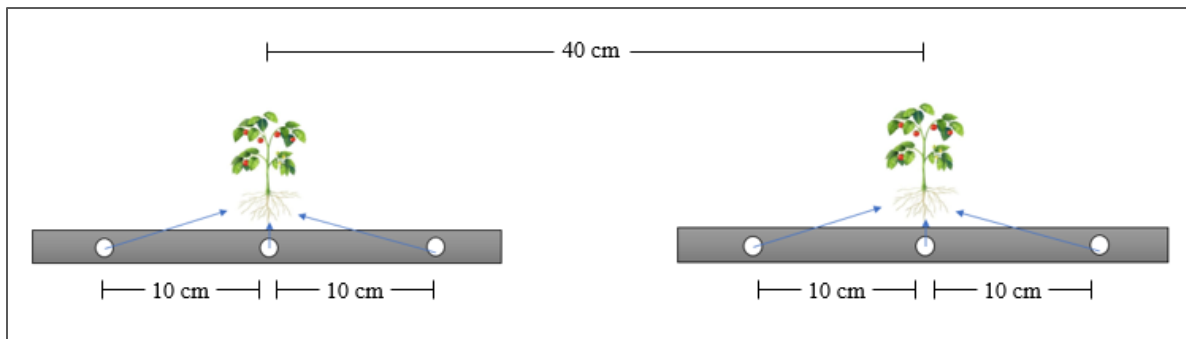
El sistema de riego seleccionado para este tipo de cultivo es el sistema de riego por goteo, porque es uno de los sistemas más eficientes en la actualidad logrando eficiencia del 90-95 % en el empleo del agua y de los fertilizantes, mientras que con un sistema por gravedad la eficiencia es del orden de 55-60 %, además evita regar en áreas no objetivo, previniendo la emergencia y crecimiento de malezas. Por otra parte, evita la proliferación de enfermedades al reducir el contacto directo del agua (humedad) con el follaje, tallos o frutos (Intagri, S.C., 2015).

Los sistemas de riego por goteo consisten en un suministro continuo y uniforme de agua, gota a gota, manteniendo así el agua en la zona radicular en condiciones menos estresantes. El agua aplicada por un gotero forma una bola de humedad en el suelo comúnmente llamada "bulbo húmedo". Este bulbo suele alcanzar su diámetro máximo a una profundidad de unos 30 cm y su forma está fuertemente determinada por las propiedades del suelo, especialmente por su textura. (Intagri, S.C., 2015).

Los tomates se plantan con un espacio de 30 a 40 cm entre las plantas, dejando surcos de 0,75 cm (también llamados hileras que se usan como espacio para mantener el cultivo) para movilizar y controlar el cultivo (Wikifarmer, 2017), adicionalmente sabemos que por cada planta hay 3 goteros suministrando agua separado por una distancia de 10cm cada uno (Arriaga, 2022), de la siguiente manera:

Figura 13

Distancias entre plantas y goteros en el Sistema de goteo.



3.3.2. *Requerimientos de agua para el proyecto*

La cantidad de agua requerida para este proyecto se definió de la siguiente manera; Según los productores a nivel nacional, y los cálculos realizados en la sección 2.2 (pág. 42) en una hectárea de tierra caben 18.000 plantas de tomate (DANE, 2014), y como ya se mencionó anteriormente, la cantidad de agua requerida para el cultivo de tomate Cherry bajo invernadero, está determinada por las siguientes etapas:

3.3.2.1. *Etapas iniciales*

Para esta primera etapa cada planta requiere de 0.25 litros de agua, es decir, que, si multiplicamos 0.25 litros de agua por 18.000 plantas, tenemos un total de 4500 litros de agua por día, para abastecer la totalidad del invernadero.

3.3.2.2. *Etapa intermedia*

Para esta segunda etapa cada planta requiere de 0.7 litros de agua, es decir, que, si multiplicamos 0.7 litros de agua por 18.000 plantas, tenemos un total de 12.600 litros de agua por día, para abastecer la totalidad del invernadero.

3.3.2.3. *Etapa final*

Para esta tercera etapa cada planta requiere de 1 litro de agua, es decir, que, si multiplicamos 1 litro de agua por 18.000 plantas, tenemos un total de 18.000 litros de agua por día, para abastecer la totalidad del invernadero.

3.3.3. *Selección del mecanismo de acumulación de agua*

El mecanismo de acumulación de agua es un tanque que se construirá en concreto, con capacidad de almacenar los 18.000 litros de agua por día requeridos en la etapa final del cultivo de tomate, y sus dimensiones son de 8mx8mx2m, para un área total de 128m³. La ubicación del tanque será aguas arriba de la vivienda.

3.3.4. *Selección de la bomba de agua*

Desde el punto de toma de agua designado a la ribera del río Suratá hasta el tanque de acumulación de agua del sistema de riego existe una distancia de aproximadamente 1 km teniendo en cuenta el trayecto posible que es al lindero de las propiedades existentes en el sector, tal y como se muestra en la figura 4-4. Adicionalmente cuenta con una elevación de 180 metros desde la toma del río hasta el tanque de agua. La altura fue determinada a través de las curvas de nivel tal como se muestra en la figura 4-5

Figura 14

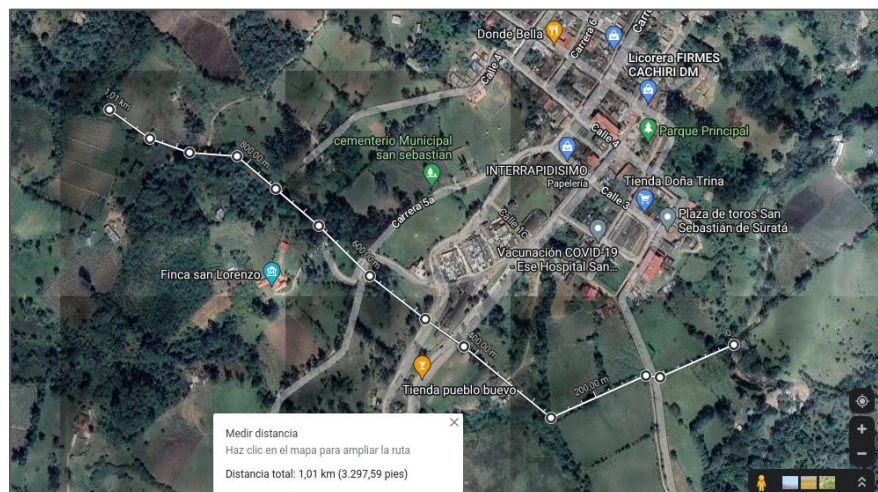
Mapa de elevación de la zona en Suratá Santander.



Nota: Tomado y Adaptado de Google Maps, 2023.

Figura 15

Cálculo de la Distancia desde la boca toma de agua desde el rio hasta el tanque de abastecimiento del sistema de riego.



Nota: Tomado y Adaptado de Google Maps, 2023.

Para poder cubrir los 18 m³ por día es necesario que la bomba pueda trabajar por lo menos a un ritmo que pueda llenar el tanque en un tiempo de al menos 6 a 8 horas (debido a que muchas bombas tienen motores tipo S2) Para un tiempo de 8 horas se requiere una bomba que sea capaz de bombear por lo menos 37.5 litros/min o 2.25 m³/h. En este orden de ideas, también se busca una bomba que pueda elevar el agua que bombea. Para esto se busca un catálogo de bombas con alto índice de elevación. En la tabla a continuación se muestran características deseadas al momento de seleccionar las bombas.

Tabla 3

Selección de bombas para el riego. .

Marca/ Referencia	Potencia [hp]	Caudal [lpm]	Altura/pres ion	¿Agua sucia?	Ciudad	Costo [cop]
Evans Centrífuga	3 HP	400	17 m	NO ESP	Bogotá	1.840.000
Alto Caudal 3 HP						
SIEMENS/WEG 10	10 HP	756	50 m	NO	Bucaramanga.	4.722.218
HP MT2AME1000						
Barnes Alta Presión	6 HP	420	61 m	NO ESP	Bogotá, Medellín	3.206.455
6Hp Q111						
Barnes Autocebante	15 HP	2650	36 m	NO ESP	Bogotá, Medellín	9.093.385
15Hp						
Barnes Alta Presión	5 HP	314	61 m	NO ESP	Bogotá, Medellín	7.161.420
5Hp CE						
Bomba Yazuki	2.4 HP	2400	12 m	SI	Colombia (Mercado libre)	1.649.000
V1800 Sumergible						

Marca/ Referencia	Potencia [hp]	Caudal [lpm]	Altura/pres ion	¿Agua sucia?	Ciudad	Costo [cop]
Bomba Yazuki V1500 Sumergible	2 HP	260	19 m	SI	Colombia (Mercado libre)	1.500.000
Aquastrong Sumergible 2.4hp ESP26.4-10/1.8ID	2.4 HP	400	12 m	SI	Colombia (Mercado libre)	1.649.000
Aquastrong Sumergible 1.75hp ESP18-12/1.3ID	1.75 HP	333	9 m	SI	Colombia (Mercado libre)	1.249.000
Pedrollo Centrifuga 30 HP	30 HP	5500	40 m	NO ESP	Bogotá	10.499.900
TPON 4TTPC6-135- 96- 4TPSC4.8-203- 200-1500-HV	2 HP	100	203 m	SI	Bucaramanga	3.450.000

Entre las diferentes opciones de bomba la que más destaca es la 4TPSC4.8-203-200-1500-HV. Esta bomba tiene un perfil de elevación bastante favorable lo que disminuiría el número de bombas en serie requeridas para la elevación del agua. También se puede alimentar con dos tipos de energía distinta, AC y DC; esto último abre la posibilidad de usar paneles solares para alimentación *in situ* sin necesidad de sistemas adicionales.

Cabe resaltar que al ser un tramo tan extenso de tierra (1km) se requeriría también un sistema de distribución por cables similar en distancia lo que podría incrementar los costos asociados a las bombas. A continuación, en la figura se muestra la ficha técnica del fabricante

con todas las características eléctricas y mecánicas del modelo en cuestión seleccionado (línea y aparte 128 de la tabla)

Figura 16

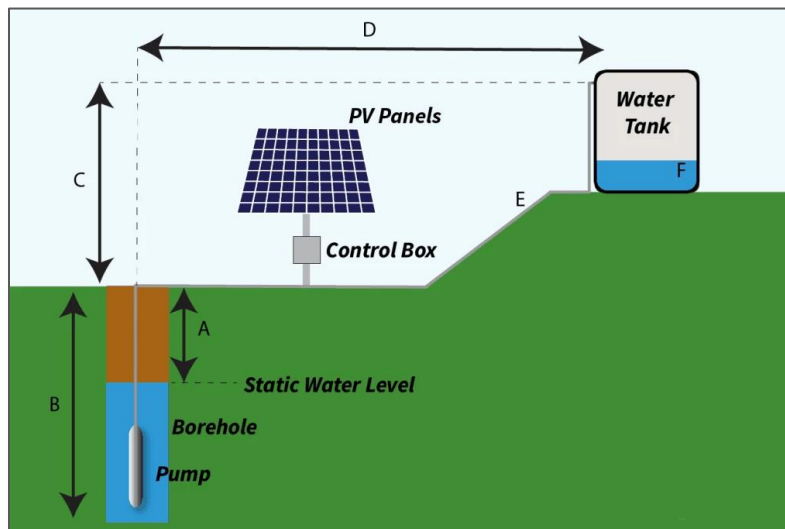
Ficha técnica de las características eléctrica e hidráulicas de la Bomba seleccionada.



Nota: La ficha técnica de la bomba seleccionada se encuentra en el Apéndice A.

Figura 17

Distancias para el cálculo de la cabeza de agua de la bomba.



Nota : La figura anterior a continuación representa de forma pictórica como son las distancias que se tienen que considerar para poder calcular la cabeza de agua en el dimensionamiento de un sistema de bombeo. Tomado de 4/6 Inch ACDC Stainless Steel Solar Water Pump, por TPON 2022: (<https://www.tponpump.com/pid18383895/4-6-Inch-ACDC-Stainless-Steel-Solar-Water-Pump-Manufacturers-in-China-OEM-ODM.htm>)

La ecuación para calcular la cabeza de agua está dada por:

$$h_{head} = B + C + \frac{D}{10}$$

Estableciendo la profundidad de los pozos de captación en 2 m, luego $C = 2$. Al garantizar $2.25 \text{ m}^3/\text{h}$ y utilizando todo el potencial de la bomba se obtiene que la cabeza máxima de agua que puede asumir cada bomba es de 150 m. Al despejar la ecuación para obtener los valores de B que se pueden asumir en cada tramo tenemos que para el tramo de la bomba 1 (al lado del río) a la bomba 2 (600 m)

$$h_{head} = B + C + \frac{D}{10}$$

$$B_1 = h_{head} - C - \frac{D}{10}$$

$$B_1 = 150 - 2 - \frac{600}{10} = 88 \text{ m}$$

Para el segundo tramo entre la segunda bomba y el tanque del invernadero se despeja el valor de D para comprobar que es mayor a 410 m, y así conservar el caudal deseado. Adicionalmente la altura que resta por cubrir es de 180 m menos la altura ganada en el primer tramo que es 88 m. La ecuación queda así:

$$D_2 = 10(150 - (180 - 88) - 2) = 600m$$

$$D_2 = 10(150 - 92 - 2) = 560 m > 410m$$

Como el valor de la distancia máxima es mayor a los 410 m que faltan por cubrir podemos asegurar que esta configuración de distancias es válida.

3.4. Características eléctricas del proyecto

3.4.1. Levantamiento del proyecto

Para el levantamiento del proyecto se realizó una visita técnica a la vivienda con el fin de determinar las cargas instaladas, la ubicación de los elementos eléctricos de la vivienda como la caja de distribución y el medidor de energía, así como el punto de conexión y la red eléctrica que alimenta la vivienda. Durante la inspección a la vivienda se evidenciaron los siguientes aspectos:

- Protección principal: Si
- Tablero de distribución con 3 breakers circuitos principales.
- Protección por polo a tierra: No
- Cargas encontradas en la vivienda
 - 1 circuito de cocina
 - 1 circuito de pequeños aparatos
 - 1 televisores
 - 1 portátil
 - 1 equipo de sonido
 - 1 circuito de iluminación general

3.4.2. *Estimación de la carga de la vivienda*

Para el desarrollo de la actividad agrícola en particular, el interesado realizó algunas peticiones de modificación en futuras cargas que tendrán. Ahora se incluirán algunas cargas como lo son:

- 1 máquina de moler eléctrica, ya que la antigua es manual.
- 1 lavadora, pues solo disponían de lavadero sin electricidad.
- 1 cocina eléctrica, ya que cocinan con leña.

Se adicionará un circuito de lavado y planchado y se adicionará un circuito de iluminación, para obtener dos circuitos separados. El propietario desea ampliar la iluminación de la vivienda en los nuevos cuartos que se construirán sin requerir la total desconexión de esta

3.4.2.1. *Cuadro de cargas de la vivienda*

La vivienda corresponde a una residencia familiar de estrato 2. Para tal fin se debe usar la formula proporcionada por la guía del operador de red ESSA (ESSA, 2005) para el cálculo de la demanda la cual es:

- Estratos 1 y 2 →
 - Carga aparato mayor potencia 100%
 - Resto carga 50%
 - Carga por iluminación es $32 \frac{VA}{m} * AREA * 0.5$

En zonas rurales, para usuarios en estratos 1 y 2, la demanda máxima, puede ser estimada como se indica a continuación (ESSA, 2005):

$$D_{\max rural} = \frac{(S_M + 32 \frac{VA}{m} * AREA * 0.5) * N}{F_{div res}}$$

Donde S_M es la potencia en VA del aparato de mayor potencia, N es el número de usuarios y $F_{DIV RES}$ Es el valor del factor de diversidad para el estrato correspondiente.

A continuación, en la siguiente tabla se puede observar el cuadro de cargas de la vivienda actualizado.

Tabla 4

Cuadro de cargas Actualizado de la vivienda.

Vivienda Surata, Santander - Finca proyecto						Área (173)
DESCRIPCIÓN	P	FP	S	CANTIDAD	TOTAL	
	[W]		[VA]		[VA]	
Circuito de cocina	1500	1	1500	1	1500	Estrato
Circuito de lavado y planchado	1500	1	1500	1	1500	1
Circuito de aparatos pequeños	1500	1	1500	1	1500	Fac- dem
Circuito de iluminación 33 VA/m ²	2854,5	1	2854,5	1	2854,5	50%
Televisor LED 32 pul	200	0,98	204	1	204	Num usu
Máquina de moler eléctrica	736	0,98	751	1	751	1
Equipo de sonido	500	0,98	510	1	510	Factor div
Cocina Eléctrica 2 puestos	1000	1	1000	1	1000	
Portátil	500	0,98	510	1	510	1
Carga instalada total [VA]					10330	
<u>Demanda máxima [VA]</u>					<u>5665</u>	

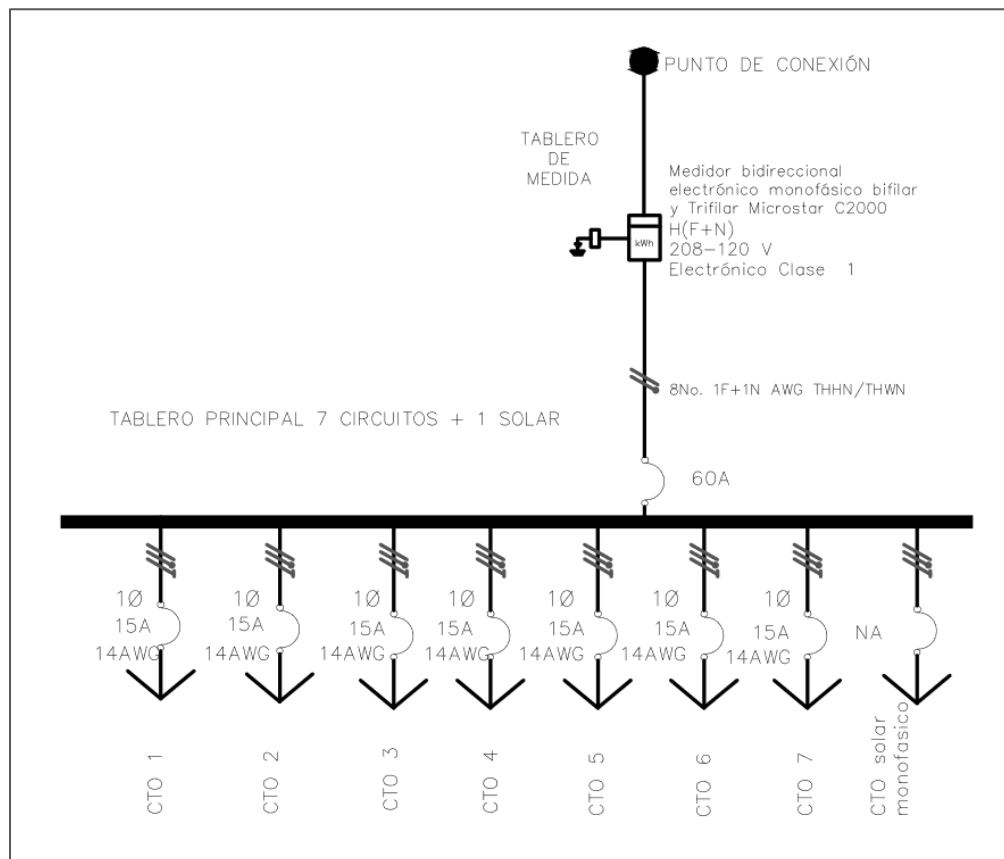
Una vez realizados todos los cálculos se obtiene que la demanda máxima de la vivienda es de 5665 VA a un factor de potencia estimado de 0.95.

3.4.3. Plano multifilar y unifilar de la vivienda

En la siguiente figura se muestra el plano unifilar de la vivienda, pero considerando los nuevos elementos como el medidor bidireccional y las nuevas cargas. Nótese que sumado a los circuitos principales se encuentra el circuito que viene desde el inversor, el cual se denominó circuito solar monofásico.

Figura 18

Plano unifilar de la vivienda.



Nota: El plano en formato PDF se encuentra en el Apéndice B.

3.4.4. *Plano descriptivo arquitectónico de los circuitos de la vivienda*

A continuación, en las figuras a continuación, se puede apreciar los diferentes circuitos propuestos para la vivienda, así como la señalización de los ductos.

Figura 19

Diagrama de circuitos multifilar de la vivienda. .

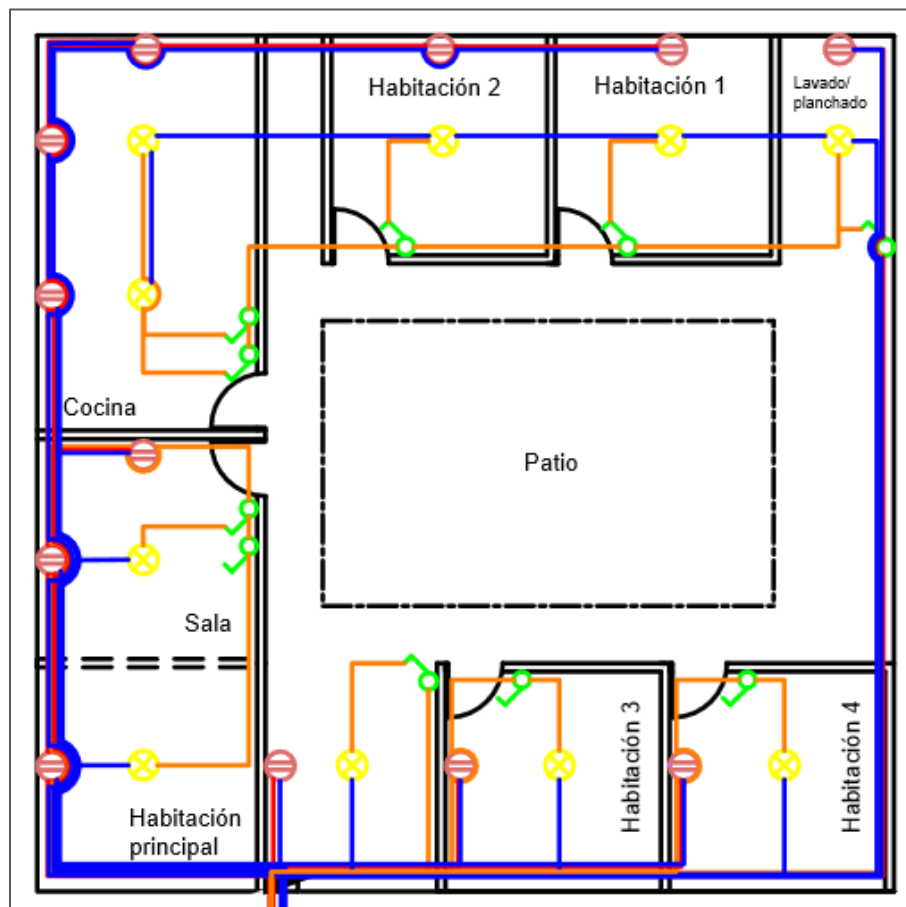
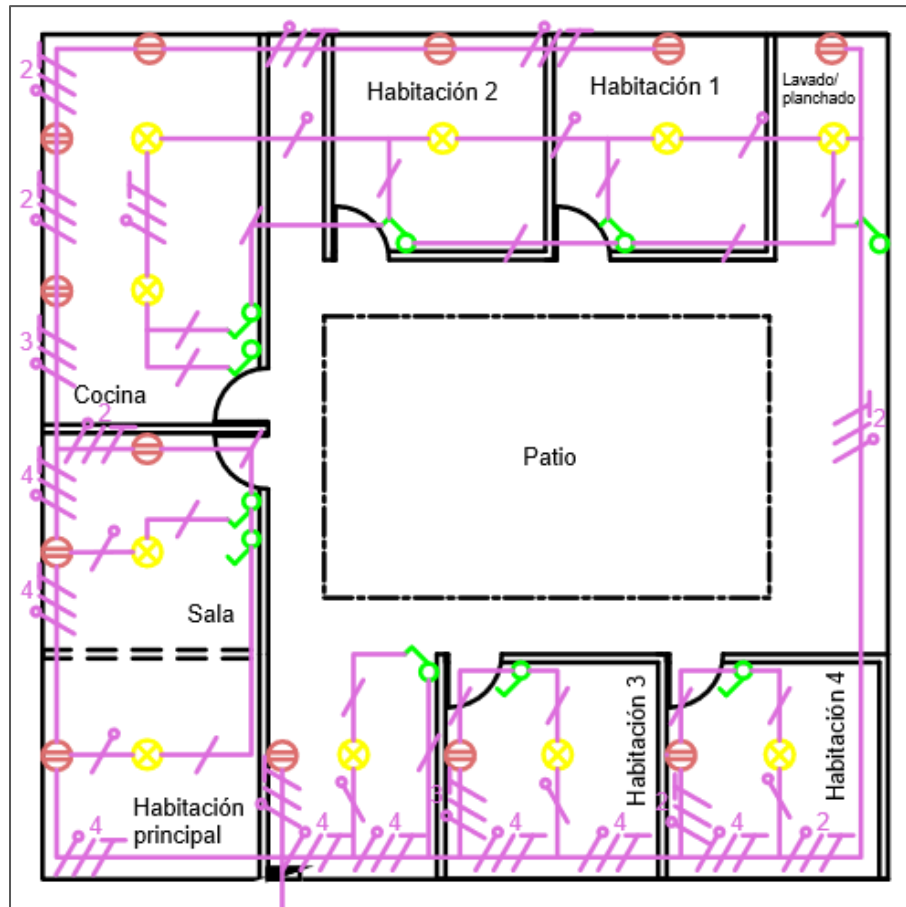


Figura 20

Diagramas multifilar y de tubería estructural de la vivienda.



Nota: Los dos planos arquitectónicos de la vivienda en PDF se encuentra en el Apéndice C.

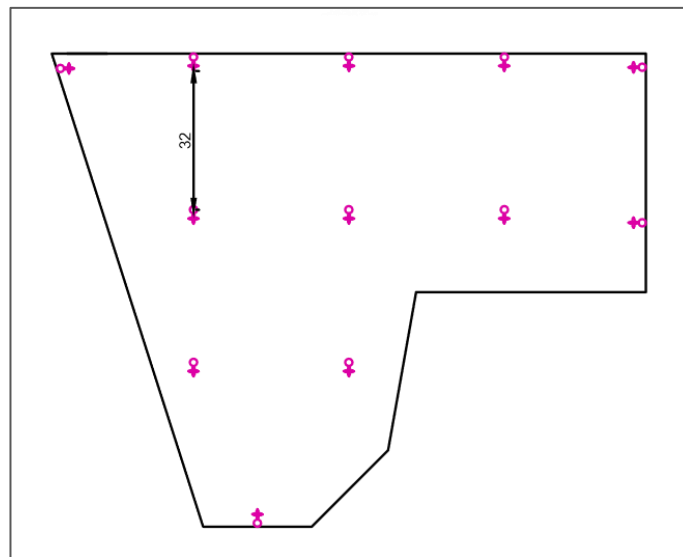
3.4.5. Cuadro de cargas del invernadero

Así mismo como la vivienda se presenta el cuadro de cargas del invernadero. En la siguiente tabla se muestra el cálculo de la carga para los ventiladores dispuestos en el invernadero.

Tabla 5*Cargas eléctricas asociadas al invernadero***Invernadero Surata, Santander - Finca proyecto**

Descripción	P	FP	S	Cantidad	Total
	[W]		[VA]		[VA]
Extractor De Aire Industrial Ø 24 Pulgadas 110v	180	0.85	211.76	12	1905.84

Nota: Los extractores de aire en invernaderos deben estar separados a una distancia de 32m, por lo tanto, se utilizan 9 unidades, como se muestra en la figura.

Figura 21*Separación de extractores de aire.*

Nota: El plano PDF del invernadero se encuentra en el Apéndice D.

4. Sistema de generación

Para el sistema de generación inicialmente se propone un esquema de alimentación híbrido de 10 kVA, donde la turbina hidroeléctrica y los paneles solares alimenten en conjunto un sistema de almacenamiento por baterías; posteriormente conectar un inversor que pueda administrar la energía a la red. La distribución propuesta será la siguiente: 5kW proporcionados por la instalación fotovoltaica y 5kW proporcionados por la turbina Pelton. Pero realizando algunos cálculos se observó que el valor de los costos asociados se incrementa considerablemente al transportar la energía desde la rivera del río hasta la vivienda.

Para esto se presentan una serie de casos que evalúan a priori los costos asociados al proyecto en términos de materiales, con el fin de tener un indicio de las opciones que representan una mayor economía y una mejor tasa de retorno de la inversión. Los primeros 2 casos consideran los escenarios para la alimentación de las bombas de agua y el cuarto caso presenta la posibilidad de enviar la energía desde la turbina a la vivienda para integrarla a el sistema de generación fotovoltaico, mostrando los costos asociados al mismo.

4.1. Análisis previo al desarrollo de la topología del sistema

Dependiendo del caso se muestra un diagrama ilustrativo que representa la escala de las distancias que existen entre la vivienda, el tanque de agua, el invernadero, la captación de agua y la posible ubicación de la turbina y el tanque de captación para la generación hidroeléctrica. Como se observa en la sección 2.3.4, la distancia entre el río más cercano a la finca y el lugar donde va a estar ubicado el tanque de agua, es de 1 kilómetro de distancia aproximadamente desde la toma de agua. Transportar la energía a través de esta distancia puede resultar en costos

adicionales para el proyecto y no serían compensados por las ganancias de la generación. Así mismo la regulación es un factor desfavorable.

Para ilustrar este punto se realizaron algunos cálculos para mostrar los costos y dificultades asociados a la integración de la generación hidráulica al sistema. La distancia existente entre la bomba 1 y la toma de agua se estima en 600 m lo que deja los 410 metros restantes para la distancia entre la bomba 2 y la bomba 1. Por otro lado, la distancia entre el punto de distribución en la vivienda y la zona del invernadero es de 452 metros.

4.1.1. *Resumen de resultados para la viabilidad económica de los casos propuestos*

Uno de los aspectos más importantes en el momento de evaluar la viabilidad del proyecto, fue todo lo relacionado con las distancias y el transporte de energía. Estos 2 factores están directamente correlacionados con la regulación y los costos del conductor. Para establecer la viabilidad del proyecto en el aspecto económico se establecieron varios casos y así determinar los costos asociados resultantes. Los casos propuestos son los siguientes:

- Caso 1: Alimentación De Las Bombas De Agua Desde La Vivienda.
- Caso 2: Alimentación De Las Bombas De Agua Desde La Vivienda Mediante Una Red MT
- Caso 3: Alimentación De Las Bombas De Agua Desde La Turbina.
- Caso 4: Pre-Dimensionamiento Del Transporte De La Energía Hidráulica Desde La Turbina Hasta La Vivienda.
- Caso 5: Bombas Alimentadas Por Energía Solar

El caso 1 y 2 son los casos que estudiarán la viabilidad de alimentar las bombas de agua para el cultivo desde la vivienda. El primer caso evalúa que ocurre cuando se envía energía directamente por una red de baja tensión y el segundo por una red de media tensión. El caso 3 y 4 son dos casos que contemplan el dimensionamiento del sistema hidroeléctrico y es donde se evaluará como tal la viabilidad de la parte hidráulica del sistema. El caso 3 busca que la generación hidroeléctrica alimente únicamente las bombas de agua y el caso 4 busca aprovechar la energía excedente de la turbina en las horas muertas de trabajo de las bombas, para aprovecharla como un sistema híbrido. Cabe resaltar que estos costos se calcularon de forma aproximada, Y que para la viabilidad del proyecto se compararon principalmente los esquemas de costos relacionados con la compra de conductores. . La siguiente tabla se muestra un resumen de los costos asociados a cada uno de los casos estudiados posteriormente:

Tabla 6

Comparación económica de los casos de estudio para determinar el esquema de alimentación de las bombas de agua.

Caso	Costo
Aproximado	
1	\$ 45,615,400
2	\$ 44,534,800
3	\$ 28,953,062
4	\$ 85,377,062
5	\$ 16,325,600

Al observar los casos, sobresale el número 5 como el de menor costo asociado a su construcción. Como se puede observar, esta opción representa un costo mucho menor a las demás opciones consideradas. Algunas de las ventajas para tener en cuenta para esta opción son:

- Amplio margen de ahorro.
- Reducción de la cantidad de elementos necesarios y requerimientos de instalación.
- Reducción de la cantidad de permisos a solicitar para el transporte de la energía.
- Reducción en los costos de instalación y transporte de elementos.

También se puede observar que la puesta en marcha la parte hidroeléctrica se hace inviable por que la distancia tan amplia que existe entre el punto de generación y el punto de alimentación incrementa notablemente los costos en comparación con el caso 5. Los resultados de la tabla a pesar de ser aproximados muestran que no es viable enviar la energía producida por la turbina a la vivienda. Probablemente sea viable para un nivel mayor de energía a transportar, pero dado que el proyecto está limitado a 10 kVA, está fuera del alcance de este proyecto.

4.1.2. Caso 1: alimentación de las bombas de agua desde la vivienda.

Si se alimentan las bombas desde la vivienda la distancia necesaria para poder transportar los cables sería aproximadamente tal como se muestra en la figura a continuación. Otro factor importante que se consideró fue el de mantener una regulación del 5%. Considerando estos aspectos tenemos los siguientes resultados de opciones para atender la demanda de las bombas.

Figura 22

Diagrama de distancias de los elementos del caso 1.

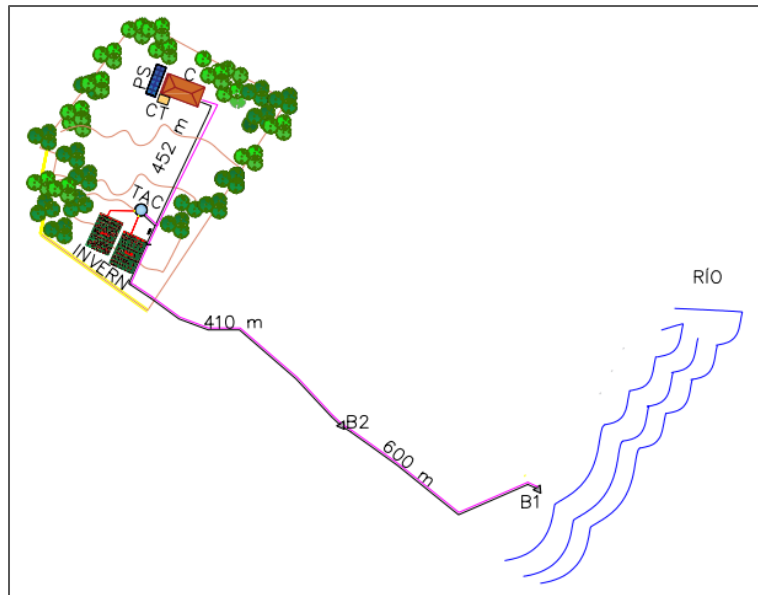


Tabla 7

Cálculo de calibre y regulación para las diferentes opciones del caso 1.

OPCIÓN 1						
Circuito	I	I _{MAX ADMISIBLE}	Calibre	Distancia	Regulación	Protección
	[A]	[A]	AWG	[m]		
TRAMO 1	23.62	29.53	3/0	862	4.61%	30 A
TRAMO 2	11.81	14.76	3/0	600	6.21%	20 A

OPCIÓN 2						
Circuito	I	I_{MAX ADMISIBLE}	Calibre	Distancia	Regulación	Protección
	[A]	[A]	AWG	[m]		
TRAMO 1	23.62	29.53	4/0	862	3.35%	30 A
TRAMO 2	11.81	14.76	3/0	600	4.95%	15 A
OPCIÓN 3						
Circuito	I	I_{MAX ADMISIBLE}	Calibre	Distancia	Regulación	Protección
	[A]	[A]	AWG	[m]		
TRAMO 1	11.81	14.76	1/0	862	3.71%	2X15 A
TRAMO 2	5.91	7.38	1/0	600	5.00%	2X10 A
OPCIÓN 4						
Circuito	I	I_{MAX ADMISIBLE}	Calibre	Distancia	Regulación	Protección
	[A]	[A]	AWG	[m]		
TRAMO 1	5.91	7.38	3	862	3.56%	4X10 A
TRAMO 2	2.95	3.69	3	600	4.80%	4X5 A

Con respecto a lo que se observa un incremento considerable como lo muestra la Tabla a continuación. Podemos ver que el mejor de los casos en términos de costo por cable, es la opción 2. (la opción 1 no cumple por regulación). A estos costos hay que sumar los costos de la instalación ya sea tubos o postes y tanto los aisladores como protecciones.

Tabla 8

Precios asociados a la compra del conductor para cada una de las opciones.

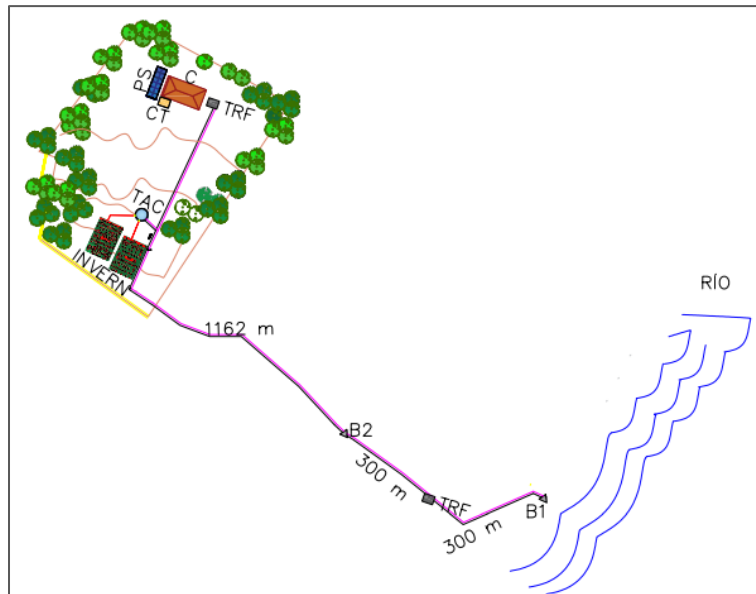
Opciones	Material	TRAMO 1 TRAMO 2		Total
		Cop/m	Cop/m	
1	Al	11650	11650	\$ 34,064,600
2	Al	18350	11650	\$ 45,615,400
3	Al	8200	8200	\$ 47,953,600
4	Al	4050	4050	\$ 47,368,800

4.1.3. Caso 2: alimentación de las bombas de agua desde la vivienda mediante una red MT

Para esta opción se considera la posibilidad de colocar un transformador desde la vivienda hasta una distancia de aproximadamente la mitad de la separación de la distancia. El tramo 1 será la distancia del Transformador elevador hasta el siguiente transformador reductor. El tramo 3 y 4 son dos tramos iguales en longitud que alimentan desde la salida del transformador reductor a las bombas. La figura a continuación muestra el esquema de distancias de los elementos, necesarias para el cálculo de la regulación.

Figura 23

Diagrama de distancias de los elementos del caso 2



Al repetir el procedimiento del paso anterior y considerando el calibre mínimo aceptado para distribución de hasta 15 kV es calibre 2 AWG, se obtiene la siguiente tabla que muestra los cálculos de la regulación para el dimensionamiento del cable y tabla posterior que expresa los costos del cable para cada uno de los tramos

Tabla 9

Cálculos del calibre y la regulación del caso 2.

Circuito	I [A]	I _{MAX ADMISIBLE} [A]	Calibre AWG	Distancia [m]	Regulación	Protección
TRAMO 1	0.23	0.28	2	1162	0.15%	5 A*
TRAMO 2 y 3	11.81	14.76	4	300	3.32%	20 A

Nota : *Protección de cañuela de 5 A

Tabla 10

Precios asociados a la compra del conductor para el caso 2.

Material	Tramo	COP/m	Total
Al	1	5200	\$ 12,084,800
Al	2	3650	\$ 2,190,000
Al	3	3650	\$ 2,190,000
			\$ 16,464,800

Pero a pesar de que el costo del cable sea menor se debe considerar que la instalación a 13.2 kV requiere dos transformadores y también la instalación de postes para el transporte. En la tabla a continuación, se muestra un aproximado de los costos por materiales requeridos.

Tabla 11

Precios asociados al desarrollo del caso 2.

Referencia	Cantidad	Precio unitario	Precio total
Transformador	2	\$ 3,350,000.00	\$ 6,700,000.00
POSTES 12m (APROX)	20*	\$ 900,000.00	\$ 18,000,000.00
Cable	1**	1**	\$ 16,464,800.00
Transporte	1	\$ 360,000.00	\$ 360,000.00
Mano de obra	7	\$ 80,000.00	\$ 560,000.00
Maquinaria	7	\$ 350,000.00	\$ 2,450,000.00
			\$ 44,534,800.00

Nota: *Con un vano regulador estimado de 60 metros ; **estos valores fueron calculados previamente en la tabla anterior

4.1.4. Caso 3: alimentación de las bombas de agua desde la turbina mediante una red de BT.

El tercer escenario es donde la turbina está dimensionada para atender la demanda de las bombas de agua, esto debido a que al estar cerca del río la distancia a la primera bomba es muy corta con respecto a la fuente de alimentación. Esto también reduce la distancia general de cable requerido, así como de instalación y permite no usar transformadores para la transmisión a las bombas. El esquema de distancias se muestra a continuación en la Figura 24

Diagrama de distancias de los elementos del caso 3.

Figura 24

Diagrama de distancias de los elementos del caso 3.



Realizando los cálculos correspondientes a la regulación y el calibre adecuado de cables se puede ver que el costo asociado al cable con mucho menor en comparación con los otros. En la tabla 5-7 se muestran los cálculos realizados para la selección y en la table 5-8, se muestra el costo asociado al conductor.

Tabla 12

Cálculos del calibre y la regulación del caso 3.

Circuito	I	I_{MAX ADMISIBLE}	Calibre	Distancia	Regulación	Protección
	[A]	[A]	AWG	[m]		
TRAMO 1	11.81	14.76	14	10	1.02%	20 A
TRAMO 2	11.81	14.76	2	600	5.00%	20 A

Tabla 13

Precios asociados a la compra del conductor para el caso 3.

MATERIAL	TRAMO	COP/m	TOTAL
Al	1	800	\$ 16,000
Al	2	5200	\$ 6,240,000
			\$ 6,256,000

Considerando el menor costo obtenido con la alimentación directa se puede observar que existe un valor de aproximadamente \$35,000,000 de diferencia para la compra de la turbina, tanque, ductos y protecciones.

4.1.4.1. Dimensionamiento de la turbina hidráulica Pelton

La turbina hidráulica extraerá energía del agua transportada y la convertirá en energía mecánica que activará el generador para crear energía eléctrica. Las eficiencias del sistema varían entre 65 % y 80% dependiendo del estilo y diseño de la turbina (BT Ibrahim, 2012). A continuación, se calculan los datos requeridos.

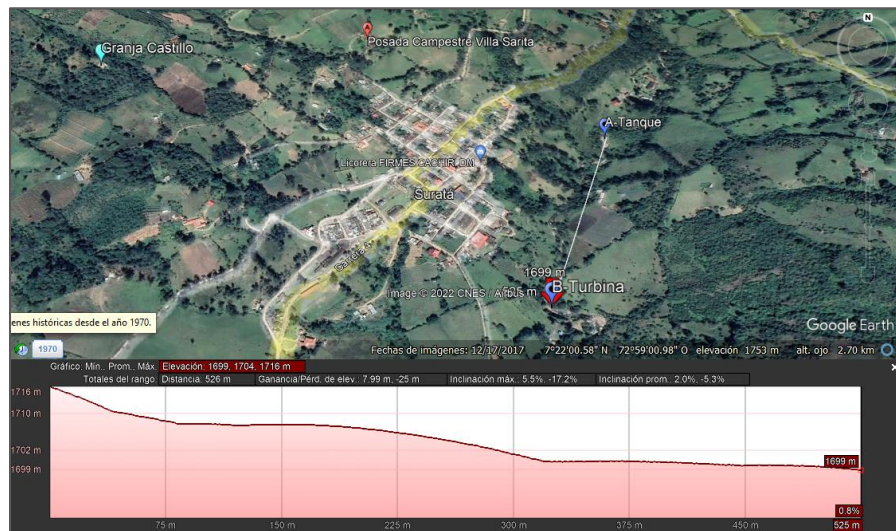
4.1.4.1.1. Altura útil o neta

Por medio de la herramienta de Google earth pro, se ubica el paso del río surata, Santander, señalando dos puntos, A-referente al tanque y B-referente a la turbina Pelton además de la zona geográfica donde se realizará, el proyecto, granja “El Castillo” para tener una visión ampliada de la localidad del proyecto.

Figura 25

Perfil de elevación del terreno ubicado entre el tanque de captación y la turbina.





Con la ayuda de la herramienta nombrada se obtuvo las alturas, para hallar la altura bruta (H_b), así:

Altura en A=1716 [m]

Altura en B=1699 [m]

Con la diferencia de las alturas A y B se obtiene la altura bruta (H_b), así:

$$H_b = 1716 - 1699 = 17 [m]$$

y las pérdidas en la conducción (h) se asumirá como el cinco por ciento de la altura bruta, así:

$$h = 5\% * H_b = 0.85$$

y finalmente para obtener la altura neta, es la diferencia entre la altura bruta (H_b) y las pérdidas de conducción, así:

$$H_n = H_b - h = 17 - 0.85 = 16.15 [m]$$

4.1.4.1.2. Caudal de diseño

Para calcular el caudal de diseño se parte de la siguiente ecuación:

$$P = \rho * Q_d * H_n * n * \frac{9.81}{1000} [KW] \quad 1$$

Donde:

$P =$ potencia disponible para entregar a la red kW

$\rho =$ peso específico del agua $\frac{kgf}{m^3}$

$Q_d =$ Caudal de equipamiento o caudal de diseño en $\frac{m^3}{s}$

$H_n =$ Altura neta m

$n =$ Rendimiento turbogenerador $n_t * n_g$

$n_t =$ Rendimiento turbina

$n_g =$ Rendimiento generador

De la ecuación 1 se despejará con el objetivo de hallar el caudal de diseño, generando la ecuación 2, así:

$$Q_d = \frac{P}{\rho * H_n * n * 0.00981} \left[\frac{m^3}{s} \right] \quad 2$$

- Se tiene en cuenta el consumo total de la casa, la es $P=3$ [kW]
- El peso específico del agua es un valor constante, entonces, $\rho = 1000$

- La altura neta, calculada anteriormente, $H_n = 16.15 [m]$
- Para la eficiencia se asumirá la $n_t = 0.9$ y $n_g = 0.96$

Al sustituir los parámetros calculados, se obtiene el siguiente caudal de diseño:

$$Q_d = \frac{3000}{1000 * 16.15 * 0.9 * 0.96 * 9.81} = 0.0219 \left[\frac{m^3}{s} \right]$$

4.1.4.1.3. *Potencia nominal de la turbina*

La potencia nominal de la turbina se determina con la siguiente ecuación:

$$P_n = \rho * Q_d * H_n * 9.81 \quad 3$$

$$P_n = 1000 * 0.0219 * 16.15 * 9.81 = 3.4696 [kW]$$

4.1.4.1.4. *Potencia mínima de la turbina*

$$P_{min} = \frac{P_n}{n_g} [kW]$$

Donde:

$P_n =$ potencia nominal de la turbina en $[kW]$

$n_g =$ Rendimiento generador

$$P_{min} = \frac{3.4696}{0.96} = 3.6142 [kW]$$

Como el tipo de turbina hidraulica es Pelton, se corrobora que el valor de potencia mínima calculada de este tipo turbina, $P_{min} = 3.6142 [kW]$ se encuentra comercialmente en el

mercado, las de valor 5 [kW] adicional a ello se busca que comprenda los demás parámetros como lo son caudal de diseño, $0.0219 \left[\frac{m^3}{s}\right]$ y Cabeza de agua de 16.15 [m]

Tabla 14

Selección de la turbina hidroeléctrica.

Turbina Pelton 5 kW			
Tienda virtual	Referencia / marca	Costo usd	Costo cop
eBay	Unbranded	2 567.03	\$ 11 990 043
Alibaba	Foster	1 996.00	\$ 9 322 885
Alibaba	Relak	1 200.00	\$ 5 604 941
Alibaba	Foster	1 380.00	\$6 445 682
Alibaba	CJ5-10/ Adelante FOB	700.00	\$3 269 549
Alibaba	CJA237/FORSTER	1 280.00	\$5 978 604
Mercado libre	010/TAVI TECHNOLOGY	3 982.20	\$18 600 000

Nota: El valor de la turbina puede estar fluctuando debido al aumento o disminución del dólar.

Valor tomado: 14/01/2023 La ficha técnica de la turbina seleccionada se encuentra en el Apéndice F.

Se selecciona de la tienda virtual MERCADO LIBRE a la turbina pelton RELAK con costo de \$ 5.604.941 con parametros tecnicos especificos:

Figura 26*Turbina Pelton seleccionada marca RELAK***Tabla 15***Turbina Pelton seleccionada marca RELAK*

Parámetros técnicos-turbina Pelton	
Potencia	5[KW]
Modelo	RLK-5
Marca	RELAK
Salida del generador	5 [kW]
Cabeza de agua	10-50 [m]
Tensión del generador	230/400V
Número de fase	monofásico/trifásico

Frecuencia	50/60 Hz
Velocidad nominal de giro	500/1500 rpm
Peso	145 kg
Caudal de diseño	0.008-0.025m ³ /s

4.1.4.2. Tubería de presión

La tubería de presión permite transportar el agua bajo presión desde la toma de agua principal hasta la turbina Pelton. El diámetro de la tubería de presión se obtiene de la ecuación de

Bondschú:

$$D = 1.27 \frac{Q^{0.4268}}{(H_B + h_s)^{0.1423}}$$

Dónde:

$$Q = \text{Caudal de diseño (m}^3\text{/s)}$$

$$H_B = \text{Altura Bruta (m)}$$

$h_s = \text{Altura sobrepresión por golpe de ariete (m). Se recomienda un valor igual a}$

$$0,3H_B$$

$$D = 1.27 \frac{0.0219^{0.4268}}{(17 + (0.3 * 17))^{0.1423}} = 0.1600[m] = 6.299213 \text{ [inches]}$$

Debido a que el diámetro calculado no es comercial, se recomienda seleccionar un diámetro de tubería de **8 pulgadas** que es un diámetro que se puede adquirir en el mercado.

4.1.4.3. Estructura seleccionada para la bomba de agua

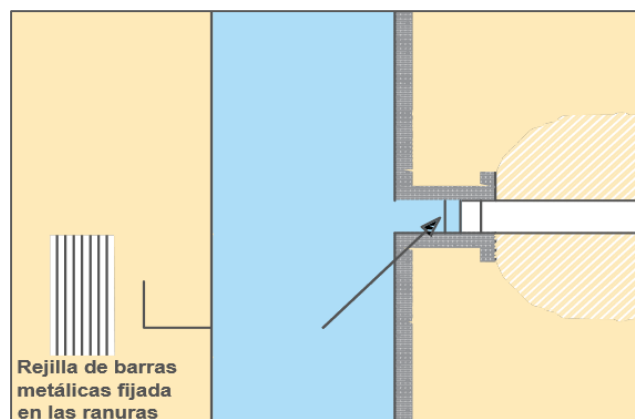
En (FAO, 2023) se describe que para arroyos mayores a 10 litros/s no sería necesario estructuras de derivación, pero si una estructura regulable para la entrada del agua.

Si se revisa el valor del caudal aprovechable del río surata, donde se realiza el proyecto, este cuenta con un valor de caudal promedio anual de 4.15 [m³/s] es decir 4150 litros/s (se toma el caudal de mayor valor perteneciente al mes de mayo de la tabla *Caudal medio anual por mes de la estación Puente Panega, Suratá, S/der,*), esto indica que es un tipo de arroyo grande, que registra crecidas significativas entonces no necesita estructura de derivación, pero si una estructura regulable para la entrada del agua.

Por esta razón se selecciona el estanque de presa sin canal de derivación con estructura regulable de toma de superficie con conducción forzada de doble rejilla, la primera rejilla con barras de acero de 6 a 8 mm de diámetro con una separación de 20 a 35 mm, la segunda rejilla de malla de acero incorporada dentro de la principal.

Figura 27

Estructuras regulables seleccionada con la rejilla.



Nota: Tomado de Obtenido de Estructuras Para La Toma De Agua Principal por FAO 2023: (https://www.fao.org/fishery/docs/CDrom/FAO_Training/FAO_Training/General/x6708s/x6708s07.htm)

4.1.4.4. *Listado de materiales requeridos*

Una vez tenidas todas las consideraciones constructivas necesarias para la utilización de la turbina se obtiene la tabla a continuación, la cual describe un pequeño inventario y listado de precios, así como el total de los costos asociados a la construcción del sistema de generación hidráulico.

Tabla 16

Listado de materiales requeridos para la elaboración del sistema hidroeléctrico.

Descripción	Unidad	Cantidad	Ref	Valor COP	Valor total COP
Turbina Pelton 5kW Relak	un	1	X unidad	\$ 5.604.941	\$ 5.604.941
Calibre de cobre # 4 AWG	m	10	X100 m	\$ 500	\$ 50.000
Calibre de cobre # 2 AWG	m	600	X64m	\$ 21.200	\$ 198.750
Protección Mini breakers 20	un	2	X unidad	\$ 11.900	\$ 23.800
AMP 1 polo-enchufable					
Rejilla con barras de acero de 6 a 8 mm de diámetro con separación de 20 a 35 mm.	mm	1	X unidad	\$ 70.061	\$ 70.061
Rejilla de malla de acero incorporada a la principal.	cm	1	X unidad	\$ 269.900	\$ 269.900
30.48 X 30.48 cm					

Descripción	Unidad	Cantidad	Ref	Valor COP	Valor total COP
Tubo PVC Alcantarillado 8 in - 200mm	in	89	X 6 m	\$ 243.900	\$ 21.707.100
Mano de obra por ayudante	día	5	X jornal	\$ 50.000	\$ 250.000
Herramientas "alquiler por días"	semana	1	X semana	\$ 150.000	\$ 150.000
Accesorios	un	1	X unidades	\$ 200.000	\$ 200.000
Transporte	día	5	X días	\$ 10.000	\$ 50.000
Total					\$ 28.326.051

Este valor total mostrado por la tabla nos indica que efectivamente es mucho más económico alimentar las bombas desde la turbina que desde la vivienda, por un valor aproximado de 7 millones menos, que la opción del caso 2.

4.1.5. Caso 4: pre-dimensionamiento del transporte de la energía hidráulica desde la turbina hasta la vivienda.

Teniendo en cuenta los resultados anteriores, se supondrá un sistema donde la generación de la turbina es enviada por distribución de MT hasta la casa y así mismo atenderán a la carga de las bombas usando los resultados del caso 3. Esto deja un potencial de energía sobrante cuando las bombas no estén en uso (en el numeral, 2.3.4), y será energía que se podrá vender a la red.

Llevar la energía de la turbina, conlleva un problema: no se puede garantizar los parámetros de la calidad de la energía tal como continuidad, frecuencia y regulación, factores que impedirían su sincronización. Por lo tanto, se requiere un cambio de la topología presentada en el esquema de generación fotovoltaico de un sistema on-grid a un sistema híbrido que posea

baterías y a su vez un conversor AC-DC para transformar la energía de la turbina a una forma apta y regulada para el cargador-regulador.

Para este caso se supondrá el transporte de corriente que se obtendría en el momento que las bombas no operen. Al repetir el procedimiento del caso 2 anterior y considerando el calibre mínimo aceptado para distribución de hasta 15 kV es calibre 2 AWG, se obtiene la siguiente tabla como se muestra a continuación que muestra los cálculos de la regulación para el dimensionamiento del cable y la tabla que expresa los costos del cable para cada uno de los tramos.

Figura 28

Diagrama de distancias de los elementos del caso 4.

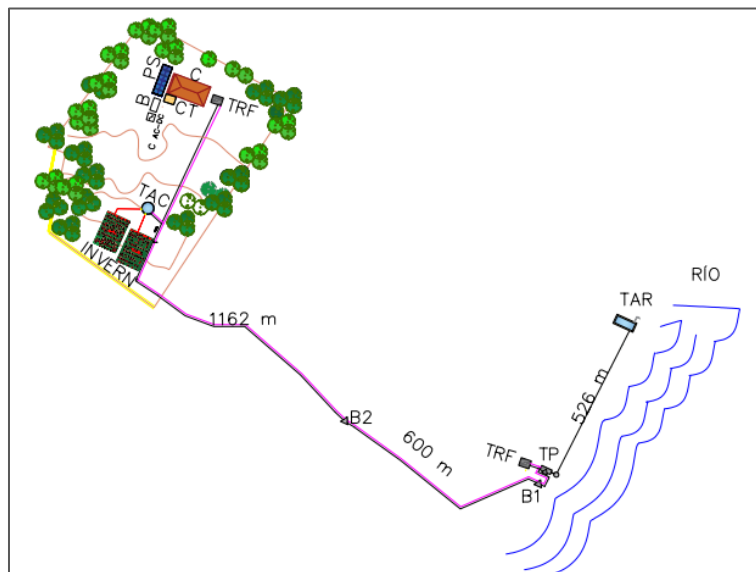


Tabla 17

Cálculos del calibre y la regulación del caso 4.

Circuito	I	I_{MAX ADMISIBLE}	Calibre	Distancia	Regulación	Protección
	[A]	[A]	AWG	[m]		
TRAMO 1	0.38	0.47	2	1462	0.31%	30 A

Tabla 18

Precios asociados a la compra del conductor para el caso 4.

Material	Tramo	Cop/m	Total
Al	1	5200	\$ 15,204,800

De la misma manera que el caso 2 se deben tener en cuenta las consideraciones como la transformación de la energía, su conversión y almacenamiento, así como los costos del caso 3 (por que se requiere atender la demanda de las bombas con el esquema más económico de los 3 casos anteriores.). Toda la información y datos se encuentran consignados en la Tabla a continuación.

Tabla 19

Precios asociados al desarrollo del caso 4.

Referencia	Cantidad	Precio unitario	Precio total
Transformador	2	\$ 3,350,000	\$ 6,700,000
POSTES 12m (APROX)	24	\$ 900,000	\$ 21,600,000
Banco de baterías	1	\$ 11,539,200	\$ 11,539,200
Convertidor AC/DC	2	\$ 690,000	\$ 1,380,000
Costos caso 3	1	\$ 28,953,062	\$ 28,953,062
Cable	1*	1*	\$ 15,204,800
			\$ 85,377,062

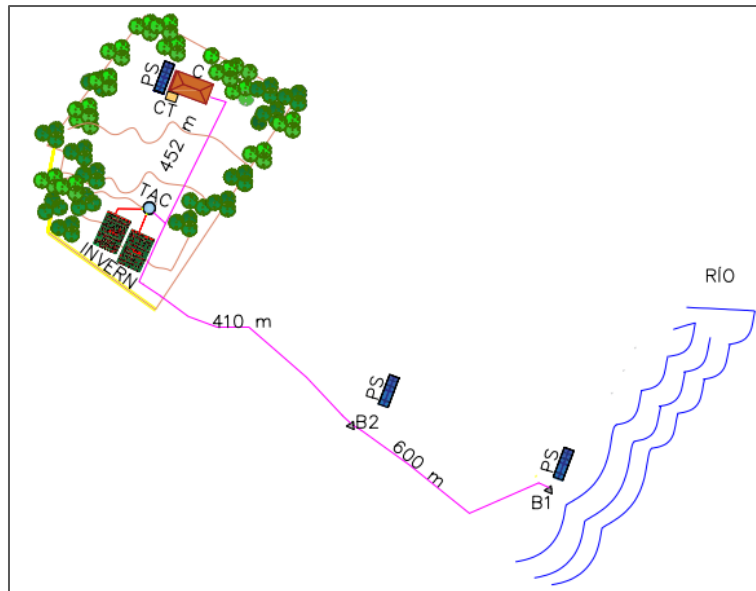
Nota: *Valores aproximados para las cantidades nominales presentadas, obtenidos de vendedores y cotizaciones realizadas en línea. **estos valores fueron calculados previamente en la tabla anterior

4.1.6. Caso 5: bombas alimentadas por energía solar

La opción de usar paneles brinda autonomía propia y ahorro en los costos de alimentación por energía AC. Adicionalmente la empresa ofrece el kit completo con el controlador solar y MPPT así como elementos de conexión eléctricos e hidráulicos Aunque no incluye paneles.

Figura 29

Diagrama de distancias para el caso 5.



Como se observa en la figura anterior usar estas bombas costaría alrededor de \$7,900,000 pesos colombianos. Estimando la compra de paneles solares basados en las recomendaciones del fabricante para esta bomba, se requiere al menos 2000W de capacidad con una tensión entre 80 y 400 V. Para cubrir esta demanda se supone la compra de 4 paneles por bomba, con potencia de 500 W cada uno y con valor aproximado de \$1,000,000. La tabla a continuación muestra los costos asociados a este caso:

Tabla 20

Precios asociados al desarrollo del caso 5.

Referencia	Cantidad	Precio unitario	Precio total
Bombas de agua	2	\$ 3,450,000	\$ 7,900,000
Paneles de 500w	8	\$ 1,000,000*	\$ 8,000,000*
Cable solar rojo	16	\$ 13,300	\$ 212,800
Cable solar negro	16	\$ 13,300	\$ 212,800
			\$ 16,325,600

Nota : *Valores aproximados para las cantidades nominales presentadas, obtenidos de vendedores y cotizaciones realizadas en línea.

4.2. Sistema de generación fotovoltaico

Los sistemas fotovoltaicos utilizan células fotovoltaicas para convertir la radiación proveniente del sol en electricidad mediante el efecto fotoeléctrico. La radiación puede ser directa, proveniente directamente del punto focal del sol, y difusa, emitida desde las bóvedas del cielo diurno por reflexión y refracción del sol en la atmósfera, las nubes y otros elementos atmosféricos; esto hace que no se requiera el impacto directo del sol para generar. Se puede usar incluso en días nublados, pero cuanto más fuerte sea la luz, más energía generará. (Banco de Desarrollo de América Latina, 2015).

4.2.1. Dimensionamiento fotovoltaico

Para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico, lo primero que se determina es la energía promedio mensual consumida, teniendo en cuenta las cargas ya existentes e incluyendo

las nuevas que se establecieron. Para lograr estos resultados, utilizamos la siguiente fórmula

(Aparicio, 2020):

$$\text{CONSUMO MENSUAL} = \text{Potencia (W)} * \text{horas de uso por día} * \text{días uso al mes}$$

Esta operación nos permite encontrar el consumo mensual como se muestra en la tabla a continuación.

Tabla 21

Cuadro de demanda energética.

Descripción	Diario (horas)	Potencia [W]	consumo [Wh/mes]
Demanda Mensual promedio	X	X	147000,0
Televisor led 32 pul	2	204,08	12244,9
máquina de moler eléctrica	0,5	751,02	11265,3
Cocina eléctrica de 2 puestos	3	1000,00	90000,0
Portátil	2	510,20	30612,2
Equipo de sonido	2	150	9000,0
Extractores del invernadero	12	211,76	76233,6
TOTAL CONSUMO [Wh/mes]			376356,0
TOTAL CONSUMO [KWh/mes]			376,4 kW

Una vez calculada la energía mensual promedio, con ayuda del software en línea SOLAR GLOBAL ATLAS, podemos encontrar el índice de la cantidad de energía por cada KW instalado

(PVOUT). Con esta información ya disponible se determina la potencia pico de los paneles (PPP) de la siguiente manera:

$$PPP = \text{CONSUMO MENSUAL} / \text{PVOUT}$$

Figura 30

Resultado de la energía anual obtenida en el software

PVOUT specific	1445.4	kWh/kWp
-------------------	--------	---------

Nota : Este valor fue proporcionado por el software en Línea GLOBAL SOLAR ATLAS para la ubicación georreferenciada de la finca en particular. Obtenido de Welcome to the Global Solar Atlas. Por World Bank Group, 2022 (<https://globalsolaratlas.info/map>)

Como SOLAR GLOBAL ATLAS arroja el índice en años, entonces convertimos la energía mensual consumida a energía anual consumida.

$$376,4[\text{KWh/mes}] * 12 = 4516,27 [\text{KWh/año}]$$

Entonces;

$$PPP = 4516,27 / 1445,4 = 3,124 [\text{KW}]$$

Una vez se determina la potencia pico de los paneles, se determina el número de módulos que se necesitan para el sistema fotovoltaico, a través de la división de la potencia pico por la potencia de panel a seleccionar como se muestra a continuación:

$$\text{NÚMERO DE PANELES} = \text{PPP} / \text{POTENCIA DEL PANEL}$$

Entonces;

$$\text{NÚMERO DE PANELES} = 3,124 \text{ [KW]} / 0,410 \text{ [KW]} \simeq 8 \text{ Paneles}$$

Esto quiere decir que aproximadamente con 8 paneles se atiende la demanda de la casa. Pero cabe resaltar también que se busca una instalación de 10 kW por lo tanto se usará este valor para el resto del proceso de dimensionamiento y el excedente hará parte del retorno de la inversión.

4.2.2. Selección de los paneles

Para una adecuada selección de los paneles es necesario realizar comparaciones entre las distintas referencias comerciales, ya que para una potencia dada existen un gran número de configuraciones disponibles; tantas como diferentes marcas y referencias de paneles existan. Por lo tanto, realizamos un inventario con las referencias disponibles en Colombia y también las ubicaciones de la adquisición, para hacer una estimación en cuanto a los costos asociados y de esta manera seleccionar la mejor opción. Adicionalmente realizamos una carpeta para garantizar el acceso al público que permita la consulta de las fichas técnicas relacionadas con los paneles a utilizar. La tabla a continuación muestra una selección de paneles disponibles en Colombia:

Probando con las diferentes referencias de paneles inventariadas disponibles en el mercado colombiano, se obtiene los resultados mostrados en la tabla a continuación.

Tabla 22

Selección de los paneles solares por su relación costo beneficio.

Panel	Potencia [W]	Numero De paneles	Cantidad	Precio unitario	Precio total	Relación precio Watt
EcoGreen / ATLAS Monocristalino PERC	530	18.9	19	\$ 993,941	\$ 18,884,879	\$ 1,875.36
EcoGreen / ATLAS Monocristalino PERC	535	18.7	19	\$ 993,941	\$ 18,884,879	\$ 1,857.83
EcoGreen / ATLAS Monocristalino PERC	540	18.5	19	\$ 993,941	\$ 18,884,879	\$ 1,840.63
EcoGreen / ATLAS Monocristalino PERC	550	18.2	19	\$ 993,941	\$ 18,884,879	\$ 1,807.17
ERA / Perc Monocristalino	400	25.0	25	\$ 795,745	\$ 19,893,625	\$ 1,989.36
JA SOLAR / JAM72S20 Monocristalino Perc	455	22.0	22	\$ 1,153,557	\$ 25,378,254	\$ 2,535.29
JA SOLAR / JAM72S20 Monocristalino Perc	455	22.0	22	\$ 826,000	\$ 18,172,000	\$ 1,815.38
JA SOLAR / JAM72S20 Monocristalino Perc	400	25.0	25	\$ 765,000	\$ 19,125,000	\$ 1,912.50
JA SOLAR / JAM72S30 Monocristalino Perc	550	18.2	19	\$ 998,000	\$ 18,962,000	\$ 1,814.55
JINKO / Monocristalino PERC	395	25.3	26	\$ 739,000	\$ 19,214,000	\$ 1,870.89
JINKO / CHEETAH HC 72M-V 390-410 W Monocristalino PERC	410	24.4	25	\$ 574,000	\$ 14,350,000	\$ 1,400.00
JINKO / CHEETAH HC 72M-V 390-410 W Monocristalino PERC	390	25.6	26	\$ 574,000	\$ 14,924,000	\$ 1,400.00

Panel	Potencia [W]	Numero De paneles	Cantidad	Precio unitario	Precio total	Relación precio Watt
JINKO / Monocristalino PERC	390	25.6	26	\$ 739,000	\$ 19,214,000	\$ 1,894.87
Longi / LR5 72HPH Monocristalino PERC	540	18.5	19	\$ 994,000	\$ 18,886,000	\$ 1,840.74
Risen Solar/ RSM40-8-390M-410M	400	25.0	25	\$ 759,000	\$ 18,975,000	\$ 1,897.50
Risen Solar/ RSM40-8-390M-410M	405	24.7	25	\$ 759,000	\$ 18,975,000	\$ 1,874.07
Risen Solar/ RSM40-8-390M-410M	390	25.6	26	\$ 759,000	\$ 19,734,000	\$ 1,946.15
Risen Solar/ RSM40-8-390M-410M	395	25.3	26	\$ 759,000	\$ 19,734,000	\$ 1,921.52
Risen Solar/ RSM40-8-390M-410M	410	25.0	25	\$ 759,000	\$ 18,975,000	\$ 1,897.50
TRINA / DE19 Policristalino PERC	535	18.7	19	\$ 1,046,000	\$ 19,874,000	\$ 1,955.14
TRINA / DE19 Policristalino PERC	530	18.9	19	\$ 1,046,000	\$ 19,874,000	\$ 1,973.58
TRINA SOLAR / DE19 Monocristalino	550	18.2	19	\$ 1,046,000	\$ 19,874,000	\$ 1,901.82
TRINA SOLAR / Vertex S Monocristalino	400	25.0	25	\$ 775,000	\$ 19,375,000	\$ 1,937.50

Nota: La ficha técnica del panel seleccionado se encuentra en el Apéndice G.

Con los resultados de la tabla se seleccionan los paneles de la marca JINKO SOLAR la referencia CHEETAH HC 72M-V 390-410 W Monocristalino PERC de 410W, debido a que tienen la mejor relación precio por kW instalado y también se cuenta con un amplio espacio para la instalación de los paneles.

4.2.3. Selección de la topología de la generación fotovoltaica

La topología de los paneles es on-grid, para llegar a esta conclusión tuvimos en cuenta criterios, lo cuales son:

- Debido a que el sistema fotovoltaico cubre la totalidad de la demanda consumida por la granja, podemos vender energía a la red la energía excedente. por lo tanto, debemos estar interconectados a esta.
- El sistema hubiese requerido una conexión híbrida en caso de tener la turbina Pelton incluida en el sistema, pero debido a lo presentado en los casos anteriores con respecto a esta configuración la turbina Pelton no será incluida, luego no se requieren baterías.
- En términos económicos llevar a cabo el sistema fotovoltaico con topología on-grid, es más económico, pues no se requiere de un banco de baterías para almacenar la energía, (independientemente de si está o no la Pelton)
- Si optamos por la topología on-grid, podemos participar de los beneficios tributarios que nos ofrece la ley 1715 de 2014, que “...*tiene por objeto promover el desarrollo y la utilización de las Fuentes No Convencionales de Energía, principalmente aquellas de carácter renovable, en el sistema energético nacional, mediante su integración al mercado eléctrico, su participación en las Zonas No Interconectadas y en otros usos ...*” (UPME, 2019).

4.2.4. Selección de los inversores, regulador y demás elementos de la instalación

Para la selección del inversor tuvimos en cuenta aspectos como su tensión máxima y su tensión nominal, corriente de entrada por el MPPT y numero de puertos de entrada. En caso de que la tensión no cumpla, es posible dividir la cantidad de paneles aprovechando las múltiples entradas que puedan tener los inversores, para de esta manera estar en el rango de tensiones estipulado en la ficha técnica.

Adicionalmente verificamos que la corriente máxima de entrada del inversor cumpla y por último al darnos cuenta de cuales inversores obedecen con todas estas condiciones y que se encuentre disponible en Colombia, seleccionamos el que tiene el menor costo. En la siguiente se muestra el grupo de inversores evaluados en el proceso.

Tabla 23

Selección de los paneles solares por su relación costo beneficio.

Inversor	P_{max} entrada [W]	Cantidad de	Fases	Precio unitario	Precio total	Proveedor
Inversor On Grid Growatt MIN 4200TL-X	5880	3	1	2.882.258	8.646.774	Autosolar
Inversor Growatt 5000W MIN 5000TL-X	7000	2	1	3.405.000	6.810.000	Emergente energía sostenible
Inversor Growatt MIN 6000TL-X Doble MPPT	8100	2	1	3.559.188	7.118.376	Autosolar
FRONIUS SYMO 12.0-3 208/240	18750	1	3	15.059.925	15.059.925	Autosolar
FRONIUS SYMO 10.0-3 480	15000	1	3	14.559.415	14.559.415	Autosolar
Inversor Victron Quattro 10000VA 48V 140+100A	20000	1	3	26.220.000	26.220.000	Autosolar
Solar inverter UNO-DM-5.0	5150	2	1	5.160.000	10.320.000	Solartex

Inversor	P_{max} entrada [W]	Cantidad de inversores	de Fases	Precio unitario	Precio total	Proveedor
TL-PLUS-Q						
Inversor On-grid	12000	1	1	10.200.000	10.200.000	IMPROINDEE NERGYSAS
Trifase Lv 120v						
L-n Solis Grdtie						
10000w						
Inversor On-grid	11500	1	3	8.149.000	8.149.000	IMPROINDEE NERGYSAS
Monofase 220v						
Solis Gridtie						
Mppt 10kw						
Inversor On-grid	5800	2	3	5.480.000	10.960.000	IMPROINDEE NERGYSAS
Monofase 220v						
Solis Grid Tie						
5000w						
Solis-1P5K-4G	5800	2	1	3.930.000	7.860.000	IMPROINDEE NERGYSAS
Monofasico						

Nota: La ficha técnica del inversor seleccionado se encuentra en el Apéndice H.

Para seleccionar el inversor se tienen en cuenta algunos criterios importantes como son:

- Garantizar que la corriente máxima sea mayor a la corriente de máxima potencia del panel.

- Garantizar que la corriente máxima de cortocircuito sea mayor que la corriente máxima de cortocircuito del panel.
- Que la potencia máxima de entrada sea mayor que la capacidad instalada después de ajustar la cantidad de paneles a un múltiplo del número de entradas.
- Que la tensión nominal de los paneles en serie no supere la tensión máxima de operación el inversor.
- Garantizar el menor precio posible de todos.

Después de tener en cuenta esta parte del procedimiento, se seleccionó el inversor Inversor Growatt 5000W MIN 5000TL-X. Como se deben usar 2 inversores y cada uno tiene 2 MPPT, se ajustará el número de paneles a un múltiplo superior de 4. Según los cálculos se requieren 25 paneles, utilizaremos 28 módulos para obtener un número adecuado, de esta manera podemos dividir la tensión de los paneles en ramas de 7 unidades en serie. Una vez determinado el número y la clase de paneles para utilizar, podemos tener certeza de la capacidad instalada, por lo tanto, la hallamos de la siguiente manera:

$$\text{CAPACIDAD INSTALADA} = \frac{\text{POTENCIA DEL PANEL} * \text{CANTIDAD DE PANELES}}{1000}$$

Entonces

$$\text{CAPACIDAD INSTALADA} = \frac{410 * 28}{1000} = 11,48 \text{ [KW]}$$

Teniendo en cuenta los parámetros contenidos en la ficha técnica del panel y la ficha técnica del inversor, se crea la siguiente tabla donde se muestra el cumplimiento de los criterios anteriormente establecidos.

Tabla 24*Comparación de características del inversor seleccionado*

CARACTERÍSTICA	POR	POR	INVERSOR _x
	PANEL	RAMA	MPPT
CORRIENTE MÁXIMA NOMINAL [A]	9.69	9.69	12.5
CORRIENTE MÁXIMA EN CC [A]	10.6	10.6	16
VOLTAJE MÁXIMO NOMINAL [V]	42.3	296.1	360
VOLTAJE MÁXIMO DE CA [V]	50.4	352.8	550
POTENCIA POR ENTRADA [W]	410	2870	3500

Figura 31*Ficha técnica de los paneles solares seleccionados.*

No. de Modelo	JKM390M-72H-V	JKM395M-72H-V	JKM400M-72H-V	JKM405M-72H-V	JKM410M-72H-V
Garantía					
Garantía de Producto	12 Años				
Garantía de energía	12 años de 90% potencia de salida, 25 años de 83,1% potencia de salida				
Características Eléctricas en STC					
Potencia Máxima (P _{max})	390 Wp	395 Wp	400 Wp	405 Wp	410 Wp
Tensión en el Punto de Máxima Potencia (V _{max})	41,1 V	41,4 V	41,7 V	42 V	42,3 V
Corriente en el punto de máxima potencia (I _{max})	9,49 A	9,55 A	9,6 A	9,65 A	9,69 A
Tensión en Circuito Abierto (V _{oc})	49,3 V	49,5 V	49,8 V	50,1 V	50,4 V
Corriente de cortocircuito (I _{sc})	10,12 A	10,23 A	10,36 A	10,48 A	10,6 A
Eficiencia	19,38 %	19,63 %	19,88 %	20,13 %	20,38 %
Tolerancia de Potencia (+)	+ 3 %	+ 3 %	+ 3 %	+ 3 %	+ 3 %

Nota: Obtenido de Ficha tecnica Cheetah HC 72M 390-410:

([https://www.jinkosolar.com/uploads/CheetahPerc%20JKM390-410M-72H-\(V\)-A3-EN.pdf](https://www.jinkosolar.com/uploads/CheetahPerc%20JKM390-410M-72H-(V)-A3-EN.pdf))

Figura 32

Ficha técnica del inversor solar seleccionado.

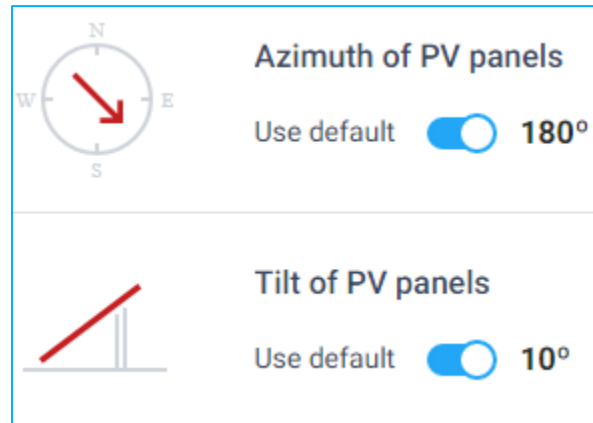
Ficha de datos	MIN 2500TL-X	MIN 3000TL-X	MIN 3600TL-X	MIN 4200TL-X	MIN 4600TL-X	MIN 5000TL-X	MIN 6000TL-X
Datos de entrada							
Máxima potencia fotovoltaica recomendada (Para módulos STC)	3500W	4200W	5040W	5880W	6440W	7000W	8100W
Máximo voltaje DC	500V	500V	550V	550V	550V	550V	550V
Tensión de arranque	100V	100V	100V	100V	100V	100V	100V
Rango de voltaje del MPPT	80V-500V /360V	80V-500V /360V	80V-550V /360V	80V-550V /360V	80V-550V /360V	80V-550V /360V	80V-550V /360V
Máxima corriente de entrada por MPPT	12.5A/12.5A	12.5A/12.5A	12.5A/12.5A	12.5A/12.5A	12.5A/12.5A	12.5A/12.5A	12.5A/12.5A
Máxima corriente de corto circuito por mppt	16A/16A	16A/16A	16A/16A	16A/16A	16A/16A	16A/16A	16A/16A
Número de MPPT independientes / Strings por MPPT	2/1	2/1	2/1	2/1	2/1	2/1	2/1
Salida (AC)							
Potencia nominal AC	2500W	3000W	3600W	4200W	4600W	5000W	6000W
Potencia aparente máxima AC	2500VA	3000VA	3600VA	4200VA	4600VA	5000VA	6000VA
Corriente máxima de salida	11.3A	13.6A	16A	19A	20.9A	22.7A	27.2A
Voltaje nominal AC / Rango	Default: 240V split phase, opcional: 208V & 240V monofásico, 183-228@208V 211-264@240V						
Frecuencia de la red de CA	50Hz/60Hz ± 5Hz	50Hz/60Hz ± 5Hz	50Hz/60Hz ± 5Hz	50Hz/60Hz ± 5Hz	50Hz/60Hz ± 5Hz	50Hz/60Hz ± 5Hz	50Hz/60Hz ± 5Hz
Factor de potencia ajustable	0.8 en adelante - 0.8 en atraso	0.8 en adelante - 0.8 en atraso	0.8 en adelante - 0.8 en atraso	0.8 en adelante - 0.8 en atraso	0.8 en adelante - 0.8 en atraso	0.8 en adelante - 0.8 en atraso	0.8 en adelante - 0.8 en atraso
THDI	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%
Conexión AC	Monofásico	Monofásico	Monofásico	Monofásico	Monofásico	Monofásico	Monofásico
Eficiencia							
Máxima eficiencia	98.2%	98.2%	98.2%	98.4%	98.4%	98.4%	98.4%
Eficiencia Europea ponderada	97.1%	97.1%	97.2%	97.5%	97.5%	97.5%	97.5%
Eficiencia del MPPT	99.9%	99.9%	99.9%	99.9%	99.9%	99.9%	99.9%

Nota: Obtenido de MIN 2500-6000TL-X: (<https://www.growatt.mx/show-40-578.html>)

Para la inclinación y Azimut de los paneles, GLOBAL SOLAR ATLAS nos arroja estos datos según las coordenadas de lugar, entonces para este caso tendríamos que la inclinación debería ser de 10° y el Azimut de 180° como se muestra a continuación:

Figura 33

Datos de orientación recomendados por el software ATLAS solar.



Nota: Obtenido de GLOBAL ATLAS SOLAR 2022 (<https://globalsolaratlas.info/map>)

Finalmente, la energía anual producida por los 28 paneles es de 15.239 [MWh/año]. Esto podemos saberlo, debido a que SOLAR GLOBAL ATLAS nos permite dimensionar la energía anual del sistema fotovoltaico, con los datos hallados anteriormente como se muestra a continuación:

Figura 34

Energía generada anualmente por el sistema obtenido mediante el software ATLAS SOLAR.



Nota: Obtenido de GLOBAL ATLAS SOLAR 2022 (<https://globalsolaratlas.info/map>)

4.2.5. Selección del medidor

El medidor seleccionado es el medidor bidireccional electrónico monofásico bifilar y Trifilar Microstar C2000, el cual consta de un valor de \$405.000 y se encuentra disponible en Colombia por la empresa INELDEC ubicada en Cúcuta – Norte de Santander, a continuación, se muestra el tipo de medidor y su ficha técnica se encuentra en los Apéndices.

Figura 35

Medidor bidireccional Microstar C2000.



Nota: La ficha técnica del medidor seleccionado se encuentra en el Apéndice I.

4.2.6. Elementos de conexión solar internos y externos

Para la estructura, montaje y elementos adicionales necesarios para la instalación del sistema fotovoltaico, hicimos uso del software en línea K2SYSTEM BASE el cual es un

proveedor de estructuras para sistemas fotovoltaicos. En el software proporcionado por la empresa lo que se debe realizar es la descripción de los datos del proyecto como: Georreferenciación, la carga de viento y nieve que va a asumir, el tipo de tejado y su inclinación, obstáculos que producen sombras, tipo de modulo solar y marca, potencia del sistema, y ubicación y orientación en general de los paneles.

A través de una conexión con Google Maps permite dar ubicación al área de diseño, para que el software tenga en cuenta el espacio disponible y pueda determinar con mayor certeza la cantidad de elementos que se necesitan.

Figura 36

Ubicación de los paneles con respecto a la vivienda.



Una vez realizado este procedimiento el software arroja la cantidad de elementos a utilizar en la estructura y el inventario de cada uno de ellos, como se muestra a continuación.

Figura 37

Informe de materiales para la estructura de los paneles solares

1	4000019	CrossRail 44-X 166", Mill	16	47,8 kg
2	4000051	Rail Connector CR 44-X, Set, Mill	8	1,5 kg
3	4000141	Flat Tile Hook X, Kit	66	34,6 kg
4	4000601-H	CR MC Silver, 30-49mm, Shared RL 30-40mm	48	3,9 kg
5	4000050-H	Yeti Hidden EC for CR, Mill	16	1,1 kg
6	4000176	End Cap 44-X , K2	16	0,1 kg
7	4000006-H	Everest Ground Lug, 13mm Hex Set	4	0,3 kg

Nota: Los resultados arrojados por K2SYSTEM BASE se encuentran en el Apéndice J.

Cotizando los precios de los elementos se obtiene la siguiente tabla:

Tabla 25

Precios para la construcción de la estructura para soportar los paneles.

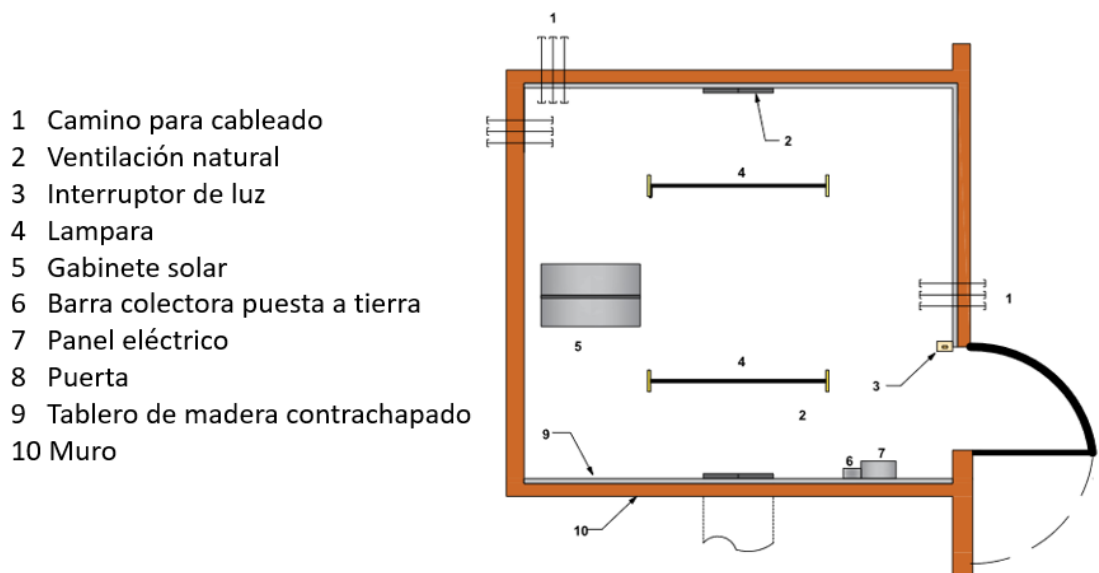
DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	VALOR UNITARIO	TOTAL
CrossRail 4,57 m Al	16	180,000	2,880,000
RailConn CR 44-X,48-XL Struct Set, Mill	8	12,000	96,000
Flat tile hook x, kit	66	13,177	869,682
CR MC Silver, 30-49mm, Shared RL 30-40mm	48	14,500	696,000
Yeti hidden EC for CR, Mill	16	33,600	537,600
End cap 44-X K2	16	84,500	1,352,000
Everest Ground Lug, 13mm Hex Set	4	23,500	94,000
TOTAL ESTRUCTURA			6,525,282

4.2.7. Dimensionamiento del cuarto técnico

Puesto que el proyecto está ubicado en una zona rural, lo cual comprende mayor exposición a condiciones climáticas y de entorno que pueden afectar los dispositivos eléctricos y cableado. Se diseña un cuarto técnico para el sistema fotovoltaico. Las características del cuarto técnico solar contemplan la norma ANSI /TIA-569-B (TIA, 2019). A continuación, se presenta el esquema de un cuarto eléctrico para el diseño del sistema solar.

Figura 38

Vista de Planta del Cuarto Técnico.



Nota: El plano en PDF del cuarto técnico se encuentra en el Apéndice K.

4.2.7.1. Ubicación

Se recomienda que el cuarto se ubique a un nivel más alto que el nivel de la vivienda, para evitar inundaciones por aguas lluvias, cabe señalar que se requiere posicionarlo cerca de los demás componentes del sistema fotovoltaico, para reducir las distancias de cableado.

4.2.7.2. Tamaño

Se debe tener en cuenta el tamaño del cuarto técnico solar, para los caminos del cableado horizontal. Se proponen tres tamaños mínimos del cuarto técnico solar, se selecciona la dimensión menor a las tres, (2 x 2.2)

4.2.7.3. Inserciones al cuarto

Las Inserciones al cuarto técnico solar son necesarias para acceder tanto a las canalizaciones como al cableado, por otra parte, las mangas o ranuras a través del piso del cuarto deben ser adyacentes a la puerta.

4.2.7.4. Recubrimiento de muros

Al revisar la norma ANSI /TIA-569-B (TIA, 2019) se encuentra que al menos dos muros deben cubrirse con madera laminada grado a-c de 20 [mm] (tamaño comercial $\frac{3}{4}$), rígidamente montada, preferiblemente libre de huecos, de 2.4m (8 ft) de alto, capaz de soportar el equipo previsto. En algunos casos, es posible que sea necesario cubrir la madera contrachapada con un revestimiento especial para cumplir con las normas y los estándares de inflamabilidad aplicables. Puede requerir el uso de laminado retardante de llama o pintura retardante de llama para cumplir con los códigos aplicables

4.2.7.5. Iluminación

Según la norma ANSI /TIA-569-B (TIA, 2019) La iluminación del cuarto, debe ser medida en los puntos donde se realicen terminaciones de cables, debe ser al menos 500 lx (50ft-c). Los interruptores de luz deben ser fácilmente accesibles a la entrada del cuarto

4.2.7.6. Recomendaciones para el techo

Con el fin de facilitar el enrutamiento de los cables horizontales, el cuarto no debe tener techos falsos.

4.2.7.7. Recomendaciones para la puerta

Al revisar la norma ANSI /TIA-569-B (TIA, 2019) la puerta debe tener un mínimo de 0.9 m (36 in) de ancho y 2.4 m (80 in) de alto, sin umbral, con bisagras que permitan abrirla hacia afuera (o hacia ambos lados) y estar provista de una cerradura.

El vano de la puerta al cuarto debe ser de tamaño adecuado para permitir el ingreso del equipo requerido. Se debe considerar su ubicación con respecto a las mangas y ranuras para facilitar la instalación del cable.

4.2.7.8. Acabados de protección

Según la norma ANSI /TIA-569-B (TIA, 2019) los pisos, paredes y techos deben sellarse para eliminar el polvo, de igual forma, los acabados deben ser de colores claros para mejorar la iluminación del cuarto.

4.2.7.9. *Energía eléctrica*

Se debe prever, como mínimo, dos tomas eléctricas dúplex o simples dedicadas al equipo de telecomunicaciones, cada una en un circuito derivado separado. Otro elemento por considerar, son las tomas auxiliares cada 1.8 [m] (6 ft) alrededor del perímetro del cuarto, a una altura apropiada al sitio de instalación.

4.2.7.10. *Condiciones ambientales*

Al revisar la norma ANSI /TIA-569-B (TIA, 2019) Se debe garantizar una ventilación adecuada en la sala del cuarto solar; incluyendo aire acondicionado o rejillas alternativas de retorno de aire, considerando también los valores de calor y humedad, para mantener la misma temperatura. Otros factores ambientales para considerar durante la instalación incluyen energía de reserva, vibraciones mecánicas que pueden aflojar las conexiones con el tiempo y contaminantes del aire que afectan el funcionamiento y la integridad física de los equipos instalados.

4.2.7.11. *Requisitos de puesta a tierra*

Las instalaciones de puesta a tierra deben cumplir con los reglamentos y normas aplicables.

4.2.8. *Gabinete solar*

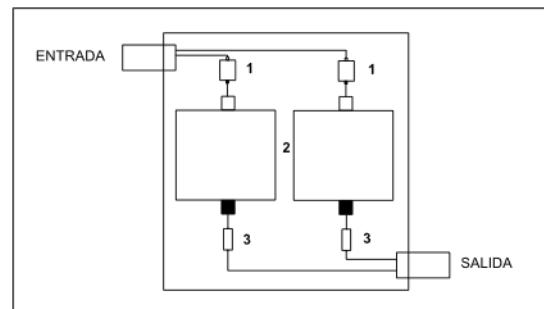
Al revisar la norma ANSI /TIA-569-B (TIA, 2019) para el diseño del gabinete solar se dispondrá de dispositivos eléctricos y cableado tales como el inversor, caja de conexiones, de protección, cuadro de distribución, circuito de corriente máxima y cable DC, de los cuales se contemplaron cinco criterios esenciales:

- a) Esquema del diagrama unifilar del sistema fotovoltaico: este plano eléctrico permite identificar la ubicación, conexión y referencia de los aparatos y equipos eléctricos
- b) Dimensiones de los aparatos eléctricos consignados en capítulos anteriores tomando como referencia el de mayor dimensión, el cual es el inversor Growatt 5000W MIN 5000-TLX con dimensiones 350x375x 160 (mm) (alto x ancho x profundidad).
- c) Ubicación: la ubicación estratégica del gabinete solar será cerca de las celdas fotovoltaicas y tablero de distribución, esto permite detectar que su uso es de tipo exterior.
- d) Existencia comercial: realizar búsqueda exhaustiva en la web de distintas empresas que comercializan o fabrican este producto.
- e) Costo: Es uno de los factores preponderantes para llevar a cabo la implementación del proyecto.

Figura 39

Esquema de instalación de los inversores y protecciones dentro del gabinete

ELEMENTO	DESCRIPCIÓN	DIMENSIONES
		[mm]
1	Disyuntor Growatt 5000W MN 5000TL-XL	350X375X160
2	Inversor Tomzn Tobiz 2polos	80X25X76
3	Protección Luminex DSE-1050	80X66X36



Nota: El plano en PDF del gabinete se encuentra en el Apéndice L.

Tabla 26

Selección y cotización del gabinete solar.

TIENDA	MARCA	DIMENSIONES	COSTO
Industrias Cts S.A.S.	Fabricación Propia / OF- 14129-V1	800x600x400	\$ 856.285
Atielec Industrial	SCHNEIDER No Especifica	850x600x500	\$ 1.439.000
El Árbol De La Luz	Fabricación Propia / CR CAL 18	850x600x500	\$ 1.547.000
Todoal Costo	CHISOL / No Especifica	1450x350x600	\$ 499.990
DAGA	QUEST International/ GW-2066	775x525x590	\$ 698.000
Conexión Con El Futuro	QUEST International/ GW-2067	773x525x510	\$ 590.000

Para seleccionar el gabinete adecuado se tiene en cuenta los criterios “b” y “c”, de igual forma se buscan modelos en catálogos que presenten características de diseño con dimensiones mayores a las requeridas, de acuerdo con el uso se emplea gabinete ya sea tipo interior o exterior. La existencia comercial permite crear una tabla enumerando las tiendas nacionales e internacionales que comercializan el producto de interés. Esta tabla se encuentra expuesta con anterioridad a este párrafo.

Para depurar el listado el criterio “a” permite visualizar que lo más apropiado es que permite fabricarse para adaptar las especificaciones técnicas propias del diseño del sistema fotovoltaico, entonces se descarta las tiendas 2,4 y 5 pues son gabinetes estándar, quedando las tiendas 1 y 3, seleccionando la opción 1, porque cumple con ser de menor costo además de cumplir con el resto de los criterios.

La tienda seleccionada corresponde a: Industrias CTS S.A.S. con gabinete de dimensiones 800x600x400 (mm) (alto x ancho x profundidad).

4.2.9. Selección de protecciones

4.2.9.1. Protecciones de los circuitos

La selección de las protecciones para cada uno de los circuitos de la vivienda y la granja se realiza teniendo en cuenta los siguientes cálculos:

- La corriente de cada circuito se obtiene de la siguiente formula:

$$I = \frac{\text{POTENCIA DE CADA CIRCUITO}}{127}$$

- Para determinar la corriente máxima admisible se multiplica la corriente obtenida en el paso anterior y se multiplica por un factor de seguridad de 1,25.
- Para determinar el calibre se utiliza la siguiente tabla, de la cual se tiene en cuenta solo calibre THW en cobre, por lo tanto, se elige un valor de ampacidad que este por encima de 14,76 [A] y que a su vez no sea inferior a calibre 14 [AWG], tal como lo establece la norma (NEPA, 1998) (ESSA, 2005).

Tabla 27

Ampacidad de cables AWG en Cobre.

CALIBRE AWG o kcmil	TEMPERATURA MÁXIMA DEL CONDUCTOR		
	60°C TW - UF	75°C RHW - THHW - THW XHHW	90°C RHH - THHN - THH XHHW
18	14
16	18
14	15	20	25
12	20	25	30
10	30	35	40

Nota: Adaptada de de Normas Vigentes NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN, por ESSA, 2005:

(<https://www.essa.com.co/site/Portals/14/Docs/Norma%20tecnica/Norma%20T%C3%A9cnica%20ESSA.pdf>)

- Para el cálculo de la distancia, se determina el recorrido del cable por toda la instalación de la casa y la distancia hasta los extractores del invernadero.
- El cálculo de la regulación se determina con la siguiente fórmula:

$$\%REGULACIÓN = \frac{DISTANCIA DEL CABLE}{1000} * RESISTENCIA DEL CABLE * CORRIENTE}{127} * 100$$

- Como se puede observar en la el amperaje que se encuentra por arriba de los 14 AWG y que es capaz de soportar los 14,76 [A] de cada circuito, es la protección de 15 [A], por lo tanto, esa es la seleccionada.

Tabla 28

Cálculo del calibre y regulación para los circuitos de la vivienda.

Circuito	I	I _{max} admisible	Calibre	Distancia	Regulación	Protección	Resistencia
1	11,81	14,76	14	19,08	1,949669849	15 A	8,79
2	11,81	14,76	14	26,31	2,688459839	15 A	8,79
3	11,81	14,76	14	45,29	4,627911293	15 A	8,79
4	11,24	14,05	14	51,71	5,027661565	15 A	8,79
5	11,24	14,05	14	46,33	4,504574749	15 A	8,79
6	13,79	17,23	14	15,15	1,807154514	15 A	8,79
7	9,64	12,05	14	15,15	1,263744415	15 A	8,79
8	1,67	2,08	14	452	6,520393552	15 A	8,79

Para la selección de las protecciones de los circuitos, buscamos distintas referencias y seleccionamos Mini Breaker - 15 Amperios - 1 Polo - Tipo Enchufable, por su fácil adquisición y por tener el menor costo como se muestra a continuación:

Tabla 29*Selección y cotización de las protecciones de BT.*

Proteccion 15 [A]	Cantidad	Lugar venta	Precio unitario	Precio total
Schneider Electric - 15 Amperios – Monopolar - Tipo Enchufable	7	Bucaramanga	10.900	76.300
Luminex - 15 Amp (dse-1015)	7	Bogotá	18.400	128.800
Schneider Electric Homeline Monopolar 15A - Hom115gfi	7	Tunja	131.900	923.300
Electric RT693 Enchufable Monopolar De 15, 20 , 30 A	7	Bogotá	20.900	146.300
Breaker Exe Plug 1p 15a 120/240v Bxph7115	7	Zipaquirá	16.800	117.600
Breaker Duke Energy 15a (ht60035)	7	Bogotá	12.535	87.745
Schneider Electric - Monopolar 15 A 10 Ka - Tipo Enchufable	7	Tunja	20.900	146.300
Schneider Electric - Monopolar 20 A 10 Ka - Tipo Enchufable	7	Bogotá	15.000	105.000
Schneider Electric 1 X 15 Amp Schneider Hom115	7	Bogotá	19.750	138.250

Nota: La ficha técnica de la protección seleccionada se encuentra en el Apéndice M.

Para la selección de la empresa a la cual se le compraran los conductores se postulan dos, las cuales son Centelsa y Nexans que también comercializa el cable, sin embargo, optamos por Nexans por ofrecer un costo más bajo como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 30

Selección y cotización de los conductores de BT.

Cable 14 [AWG]	Cantidad [m]	Colores	Lugar venta	Precio 100 m	Precio por color	Precio total cable r-v-n
Centelsa – AWG 14 x 100 m	671,02	R-V-N	Bogotá	189.000	1.323.000	3.969.000
Nexans – AWG 14 x 100 m	671,02	R-V-N	Nexans	156.900	1.098.300	3.294.900

Nota: La ficha técnica del cable seleccionado se encuentra en el Apéndice N.

4.2.9.2. Protecciones para la entrada del inversor

Pasos para la selección de la protección en DC

- Determinar el valor de la corriente que pasa por la línea. Se estimará siempre el valor de la corriente máxima, en el caso de los paneles es la corriente de cortocircuito del grupo de paneles.
- Obtener el valor de la corriente máxima admisible al multiplicar el valor de la corriente por el factor de seguridad de 1.25

$$I_{Admisible}^{max} = I_{nom\ cc} * 1.25$$

- Determinar en las tablas de cable Solar el valor del calibre o referencia que tenga la ampacidad necesaria.
- Se calcula la regulación de tensión y las pérdidas de potencia teniendo en cuenta la distancia desde la salida de potencia, hasta la conexión del inversor en kilómetros, y la resistencia por kilómetro del cable.

$$Rv\% = \frac{I_{\text{max}} * r * d}{V_{n-DC}}$$

- Donde r es la resistencia por kilómetro
- d es la distancia en kilómetro
- V_{n-DC} Es la tensión nominal de los paneles

$$Pp\% = \frac{I_{\text{max}}^2 * r * d}{P_{n-DC}}$$

- P_{n-DC} Es la potencia nominal de los paneles
- Si el cable cumple con los valores máximos de regulación pérdidas de potencia, se selecciona, de lo contrario se prueba con el valor de calibre siguiente más ancho disponible.

Tabla 31

Datos para el cálculo de la regulación y calibre de conductor para la entrada del inversor (DC)

Entrada del inversor							
ICC	I_{MAX ADMISIBLE}	Calibre mm²	Ohms /km	Distancia	Regulación	Pp	Protección
10,6	13,25	1,5	13,298	18	2,5%	0,78%	16 A
10,6	13,25	2,5	7,9693	18	1,5%	0,47%	16 A

Para la selección del disyuntor, buscamos distintas referencias y seleccionamos el Interruptor Automático Corriente Continua Breaker DC Bipolar, por tener el menor costo entre las demás referencias como se muestra a continuación:

Tabla 32

Selección y cotización de las protecciones de la red fotovoltaica.

Disyuntor	Cantidad	Lugar de venta	Precio
Breaker Dc Bipolar 16a 2x16a Solar 500v	1	Bogotá	105.000
Breaker Dc Projoy 2p (500v) 16a (2 Polos)	1	Bogotá	85.000
Interruptor Automático Corriente Continua Breaker Dc Bipolar	1	Bogotá	64.900
Breaker Dc 2 Polos 2x 10 16 20 25 32 40 50 63 A 500v Retie	1	Bogotá	105.000

Disyuntor	Cantidad	Lugar de venta	Precio
Breaker 2 Polos 16a Siemens	1	Bogotá	69.900

Nota: La ficha técnica del disyuntor seleccionado se encuentra en el Apéndice O.

Para el conductor en DC elegimos la empresa Auto solar como proveedor:

Tabla 33

Selección y cotización de los conductores de la red fotovoltaica.

Cable dc	Cantidad [m]	Lugar de venta	Precio por metro	Precio total
Cable Unifilar 10 mm2	18	Autosolar	13.300	239.400
SOLAR PV ZZ-F Rojo				
Cable Unifilar 10 mm2	18	Autosolar	13.300	239.400
SOLAR PV ZZ-F Negro				

Nota: La ficha técnica del cable seleccionado se encuentra en el Apéndice P.

4.2.9.3. Protecciones para la salida del inversor

Pasos para la selección de la protección en AC

- Determinar el valor de la corriente que pasa por la línea. Se estimará siempre el valor de la corriente máxima, en el caso de los paneles es la corriente de cortocircuito del grupo de paneles.
- Obtener el valor de la corriente máxima admisible al multiplicar el valor de la corriente por el factor de seguridad de 1.25

$$I_{Admisible}^{max} = I_{nom\ cc} * 1.25$$

- Determinar en las tablas de cable AWG THW el valor del calibre o referencia que tenga la ampacidad necesaria y que sea mayor a calibre 8 AWG (mínimo para acometida según Norma ESSA).
- Se calcula la regulación de tensión y las pérdidas de potencia teniendo en cuenta la distancia desde la salida el inversor, hasta la conexión del tablero, en kilómetros, y la resistencia por kilómetro del cable.

$$Rv\% = \frac{I_{Admisible}^{max} * r * d}{127}$$

- Donde r es la resistencia por kilómetro
- d es la distancia en kilómetro

$$Pp\% = \frac{I_{Admisible}^{max\ 2} * r * d}{P_{n-AC}}$$

- P_{n-DC} Es la potencia nominal de salida del inversor
- Si el cable cumple con los valores máximos de regulación pérdidas de potencia, se selecciona, de lo contrario se prueba con el valor de calibre siguiente más ancho disponible.

Tabla 34

Cálculo del calibre y regulación de la acometida desde el inversor al tablero de distribución.

Salida del inversor							
ICC	I_{MAX} ADMISIBLE	Calibre mm²	Ohms /km	Distancia	Regulación	Pp	Protección
19	23,75	8	2,36	2	0,1%	0,00%	30 A
19	23,75	8	2,36	2	0,1%	0,00%	30 A

Para la selección de las protecciones a la salida del inversor, buscamos varias referencias y seleccionamos Breaker Enchufable Dse-1050 De 50 Amperios, por ser enchufable y además su precio no vario mucho respecto a las otras.

Tabla 35

Selección y cotización de las protecciones de la acometida desde el inversor.

Proteccion 50 [A]	Cantidad	Lugar de venta	Precio
Luminex 50 Amp (dse-1050)	1	Bogotá	19.690
Chint 50 Amp Chint FR	1	Bogotá	19.000
Luminex 60 Amp (dse-1060)	1	Bogotá	20.900
Easy9, 1 Polo, 50 A,	1	Bucaramanga	18.900

Nota: La ficha técnica de la protección seleccionada se encuentra en el Apéndice Q.

Para la selección de la empresa a la cual se le compraran los conductores se postulan dos, las cuales son Centelsa y Nexans que también comercializa el cable, sin embargo, a pesar de que los dos tienen costos totalmente iguales optamos por Nexans, ya que de ahí mismo se realizara el pedido del conductor cable 14 [AWG].

Tabla 36

Selección y cotización de los conductores de la acometida desde el inversor.

Cable 8 [AWG]	Cantidad [m]	COLORES	Donde se puede adquirir	Precio 100 m	Precio color	Precio total cable R-N
Centelsa	2	R-N	Bogotá	499.900	9.998	19.996
Nexans	2	R-N	Nexans	499.900	9.998	19.996

Nota: La ficha técnica del cable seleccionado se encuentra en el Apéndice R.

4.2.10. Coordinación de la puesta a tierra

Dentro de la vivienda encontramos que no se cuenta con un adecuado sistema de puesta a tierra, por lo tanto, se realiza desde cero esta instalación teniendo en cuenta lo dictaminado por NTC 2050 (NEPA, 1998) y RETIE (Ministerio de Minas y Energía, 2008)

4.2.10.1. Procedimiento

Según el artículo 15° sistema de puesta a tierra del RETIE (Ministerio de Minas y Energía, 2008), se establece que se debe de cumplir con los mínimos aspectos solicitados en las pruebas y registros que realizará el inspector RETIE, por ello se plantea el siguiente procedimiento.

Se debe de alambrear con mínimo un conductor de tierra de color verde o verde con líneas amarillas cada una de las cajas y aparatos que formen parte del sistema eléctrico de la vivienda (lo más continuo posible) y que cumplan con la norma de fabricación RETIE, como lo son:

- Cajas hexagonales (Caja metálica para la instalación de luminarias)
- Cajas 5800 (Cajas metálicas para la instalación de interruptores, tomacorrientes, timbres, etc.)
- Cajas 10x10 (Cajas metálicas para la instalación de interruptores, tomacorriente, generalmente usadas donde hay una alta concentración de conductores y empalmes que en las cajas 5800 imposibilitarían la instalación de estos aparatos)
- Tablero de contador
- Tablero de distribución
- Aquellos equipos que cuenten con la opción de aterrizar sus carcazas (Motores, entre otros.)

Para realizar este procedimiento es necesario revisar la tabla 250-95 de la NTC 2050 (NEPA, 1998) que se presenta a continuación.

Tabla 37

NTC2050 Tabla 250- Calibre mínimo de los conductores de puesta a tierra de equipos para puesta a tierra de canalizaciones de equipos.

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

Corriente nominal o ajuste máximo del dispositivo automático de protección contra sobre corriente en el circuito antes de los equipos, tubos Conduit, etc. (A)	Sección transversal				
	Alambre de cobre		Alambre de aluminio o de aluminio revestido de cobre		
	mm ²	AWG o kcmil	o mm ²	AWG o kcmil	
15	2,08	14	3,3	12	
20	3,3	12	5,25	10	
30	5,25	10	8,36	8	
40	5,25	10	8,36	8	
60	5,25	10	8,36	8	
100	8,36	8	13,29	6	
200	13,29	6	21,14	4	
300	21,14	4	33,62	2	
400	26,66	3	42,2	1	
500	33,62	2	53,5	1/0	
600	42,2	1	67,44	2/0	
800	53,5	1/0	85,02	3/0	

1000	67,44	2/0	107,21	4/0
1200	85,02	3/0	126,67	250 kcmil
1600	107,21	4/0	177,34	350 kcmil
2000	126,67	250 kcmil	202,68	400 kcmil
2500	177,34	350kcmil	304,02	500 kcmil
3000	202,68	400kcmil	304,02	700 kcmil
4000	253,25	500kcmil	405,36	800 kcmil
5000	354,59	700kcmil	608,04	1200 kcmil
6000	405,36	800kcmil	608,04	1200 kcmil

Nota: Tomado del Código Eléctrico Nacional NTC2050 Primera actualización, por el Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación, 1998.

Usualmente en una vivienda suele usarse el calibre mínimo en cobre 14 AWG para aquellos equipos o instalaciones que no superen una corriente nominal de 15 amperios, esto no quiere decir que no se puedan usar conductores de tierra del mismo calibre que los conductores vivos, en el caso en el que el circuito vaya a manejar más corriente, debe ceñirse a la tabla 250-95.

Se debe seleccionar un electrodo de la tabla 15.2 que se extrajo del RETIE y que habla de las dimensiones mínimas de dicho electrodo. Suelen usarse para estas viviendas un electrodo tipo Varilla de cobre, aleaciones de cobre, acero inoxidable o acero con recubrimiento electrodepositado de cobre, que tienen diferentes costos en el mercado, por ende la elección será según la inversión del dueño del proyecto, en cualquier caso dicha varilla debe cumplir la norma de fabricación según RETIE y que cumpla con esas dimensiones mínimas de la tabla según el tipo de varilla, además, esta varilla debe tener una longitud de mínimo 2.4 metros.

Tabla 38

Retie tabla 15.2 Requisitos para electrodos de puesta a tierra.

Tipo de electrodo	Materiales	Dimensiones minimas			
		Diametro	Area	Espesor	Recubrimiento
		mm	mm ²	mm	µm
Varilla	Cobre	12,7			
	Aleaciones de cobre	12,7			
	Acero inoxidable	15			
	Acero galvanizado en caliente	26			70
	Acero con recubrimiento electrodepositado en cobre	14			250
Tubo	Cobre	20		2	
	Acero inoxidable	25		2	
	Acero galvanizado en caliente	25		2	55
Flete o cinta solida	Cobre		50	2	
	Acero inoxidable		100	3	
	Cobre cincado		50	2	40
Cable trenzado	Cobre o cobre estañado	1,8 para cada hilo	50		
	Acero galvanizado en caliente	1,8 para cada hilo	70		

Tipo de electrodo	Materiales	Dimensiones minimas			
		Diametro	Area	Espesor	Recubrimiento
		mm	mm ²	mm	µm
Alambre redondo	Cobre	8	50		
	Acero galvanizado	10	78,5		70
	Acero inoxidable	10			
	Acero recubrimiento cobre	10			250
Placa solida	Cobre		250000	1,5	
	Acero inoxidable		360000	6	

Para el electrodo de puesta a tierra se recomienda que se disponga de un terreno donde haya un flujo continuo de personas por la zona, en el caso que esto no sea posible, el RETIE recomienda que la zona sea cubierta con materiales que eviten estar en contacto con los seres vivos (Ministerio de Minas y Energia, 2008).

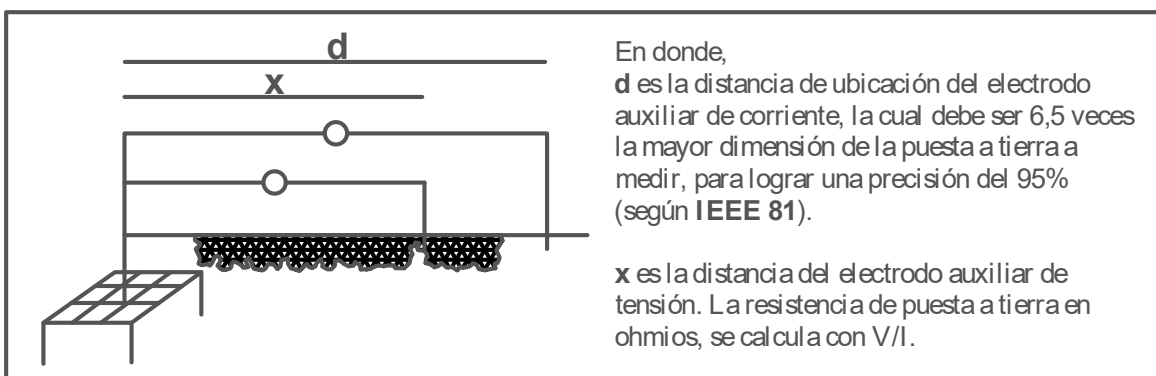
Esta varilla debe ser enterrada verticalmente hasta quedar por lo menos 15 centímetros por debajo del nivel del suelo y sobresalir máximo 15 centímetros de la parte inferior de la caja de inspección la cual debe contar con mínimo las siguientes dimensiones 30X30X30 cm, ésta permitirá realizar las mediciones, mantenimientos e inspecciones de la varilla y la unión del conductor con el electrodo.

El conductor que se va a unir el electrodo de puesta a tierra y hasta el tablero de distribución se debe seleccionar en base a la tabla 250-94 de la NTC 2050 (NEPA, 1998) o según la formula adjuntada en este mismo proyecto, el cual se seleccionará según el calibre del mayor

conductor de acometida como se muestra es esta tabla. La unión entre el conductor del electrodo y éste debe ser por soldadura exotérmica o por un conector de sujeción con certificado de fabricación RETIE, se recomienda la soldadura exotérmica, tiene mayores ventajas con respecto al conector. Luego de la instalación se recomienda realizar la medición de la resistencia según como se muestra en la figura 15.5 extraída del RETIE (Ministerio de Minas y Energía, 2008).

Figura 40

Retie figura 15.5 Esquema de medición de resistencia de puesta a tierra y Distancias de ubicación y dimensiones del electrodo auxiliar de corriente.



Nota : Esta se debe encontrar por debajo de 25 Ohms según se indica en la tabla 15.4 de la RETIE. Adaptado de Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE Por Ministerio de Minas y Energía, 2015

Tabla 39

Retie tabla 15.4 Valores máximos De Resistencia De Puesta A Tierra.

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

Las mediciones de resistividad del terreno como se muestran en la figura 15.4 se usan para realizar el diseño previo del SPT, allí se define el número de varillas sus dimensiones y disposiciones según sea el caso.

El diseño del sistema de puesta a tierra básico para una residencia se puede hacer con el siguiente procedimiento propuesto en el libro Fundamentos e ingeniería de las puestas a tierra de la editorial Universidad de Antioquia, en el cual se inicia hablando con respecto a la medición y modelamiento del suelo, para esto se necesita realizar la medición de la resistividad aparente del terreno por alguno de los métodos que ya propone el RETIE como lo es el método de Wenner que se muestra en la figura 15.4 medidas que servirán más adelante en el diseño así como la fórmula que se muestra en esta misma figura.

Se hace necesaria la identificación del terreno en cuanto a la calidad del terreno en minerales como en salinidad y humedad, así como también las capas que lo conforman, donde se pueden encontrar suelos homogéneos (ideales), suelo a dos capas horizontales, entre otros modelos de suelos. Por esta razón y por facilidad en el análisis se considera que el modelamiento del suelo como homogéneo es adecuado cuando los valores medidos no se apartan en más de un 30% del valor máximo de los mismos (IEEE std, 2012) (IEEE std, 2000). Se asume entonces, tal valor medio para la resistividad de un medio homogéneo semi-infinito, cuyo límite superior es la superficie del suelo, y con ese modelo de suelo se procede a realizar todos los cálculos necesarios en el diseño del SPT. Alternativamente puede aplicarse el método de Box-Cox, que busca un valor de probabilidad del 70% de ser el real. Para este modelo se adapta razonablemente la metodología de cálculo y diseño propuesta por la norma IEEE STD 80 (IEEE std, 2000), aunque con varias restricciones que la propia norma expone.

Se emplea un método probabilístico (transformación de Box-Cox) en el cual, a partir de los datos obtenidos en campo y asumiendo suelo homogéneo, se calcula un valor de resistividad con una probabilidad del 70 % de no ser sobrepasado. Partiendo de n datos de resistividad de las lecturas de campo, se aplica el método de Box-Cox en el cálculo de la resistividad de un suelo homogéneo con el siguiente procedimiento:

PASOS:

Nota: Los datos de resistividad fueron tomados como ejemplo, sin embargo, al llevar a cabo físicamente el proyecto se realiza el mismo procedimiento.

1. Se tabulan los datos de resistividad aparente medida ρ_i

Tabla 40*Resistividad aparente medida.*

Separación [m]	Lecturas de resistividad aparente del Telurómetro			
	Ruta 1 [Ω m]	Ruta 2 [Ω m]	Ruta 3 [Ω m]	Ruta 4 [Ω m]
1	32.54	36.13	34.33	33.67
2	64.84	57.68	61.26	59.23
3	75.71	69.42	72.56	73.24
4	93.24	81.36	87.3	85.72

- En una columna se colocan los logaritmos naturales de cada una de las medidas

$$X_i = \ln(\rho_i)$$

- Se halla el promedio de los logaritmos de las resistividades x

$$x = \sum_{i=1}^{i=n} \frac{X_i}{n}$$

- En otra columna se coloca el resultado de

$$(X_i - x)^2$$

- Se calcula la desviación estándar, S :

$$S = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{i=n} (X_i - x)^2}{n}}$$

6. De la distribución normal (probabilístico) se toma Z para 70%: 0.524411
7. Se halla la resistividad (con probabilidad del 70% de no ser superada) por la siguiente fórmula

$$\rho = e^{(SZ+x)}$$

Tabla 41

Resistividad calculada para cada ruta.

Ruta	ρ_i	$X_i = \ln(\rho_i)$	$(X_i - \bar{x})^2$
Ruta 1	32.54	3.48	0.38
	64.84	4.17	0.01
	75.71	4.33	0.05
	93.24	4.54	0.19
Ruta 2	36.13	3.59	0.26
	57.68	4.05	0.00
	69.42	4.24	0.02
	81.36	4.40	0.09
Ruta 3	34.33	3.54	0.31
	61.26	4.12	0.00
	72.56	4.28	0.04
	87.30	4.47	0.14
Ruta 4	33.67	3.52	0.34
	59.23	4.08	0.00
	73.24	4.29	0.04

Ruta	ρ_i	$X_i = \ln(\rho_i)$	$(X_i - \bar{x})^2$
	85.72	4.45	0.13
Suma	1018.23	65.55	1.99
Promedio	63.64	4.10	0.12
	Desviación estándar S		0.35
Resistividad con el 70%			72.36

8. Con este valor de resistividad nos dirigimos a la tabla 15.4 y realizar el cálculo del número de varillas de puesta a tierra necesarios para tener el valor de resistencia por debajo de los 25 ohm como lo exige el RETIE en la tabla 15.4

9. Se selecciona una varilla de electrodo de puesta a tierra vertical comercial que cumpla con los parámetros que se muestran en la tabla 15.2 del RETIE (Ministerio de Minas y Energía, 2008).

En la siguiente tabla se muestran las dimensiones de la varilla del SPT comercial seleccionada y adicionalmente se saca el valor de la resistencia a tierra (Estacionaria) del electrodo de SPT con la siguiente formula R_s :

$$R_s = \frac{\rho}{2\pi L} \left[\ln\left(\frac{4L}{r}\right) - 1 \right]$$

Tabla 42

Dimensiones de la varilla del SPT comercial seleccionada. Fuente: Fabricante

Electrodo vertical (Varilla de 5/8" con una longitud de 2.4 m)	Diámetro [pulgadas]	0.625
	Radio del electrodo [m]	0.0079375
	Longitud del electrodo[m]	2.4
	Resistencia a tierra (estacionaria) [Ω]	29.26

El valor de la Resistencia a tierra (Estacionaria) encontrada supera el valor especificado bajo el RETIE tabla 15.4, por lo tanto, es necesario aplicar un factor de multiplicación para conectarle varillas en paralelo, como se muestra en la siguiente tabla:

$$R_m = K * R_s$$

Tabla 43

Resistencia estacionaria y de conjunto.

Factor de multiplicación para varillas verticales paralelas	Rm: Resistencia del conjunto	# de Varillas	Factor K
	Nota: Varillas en línea recta distanciadas en por lo menos 1.5 veces la longitud de las varillas	2	0.6
		3	0.4
		5	0.25
	Rm [Ω] 17.56	Número de varillas correcto 10	0.13

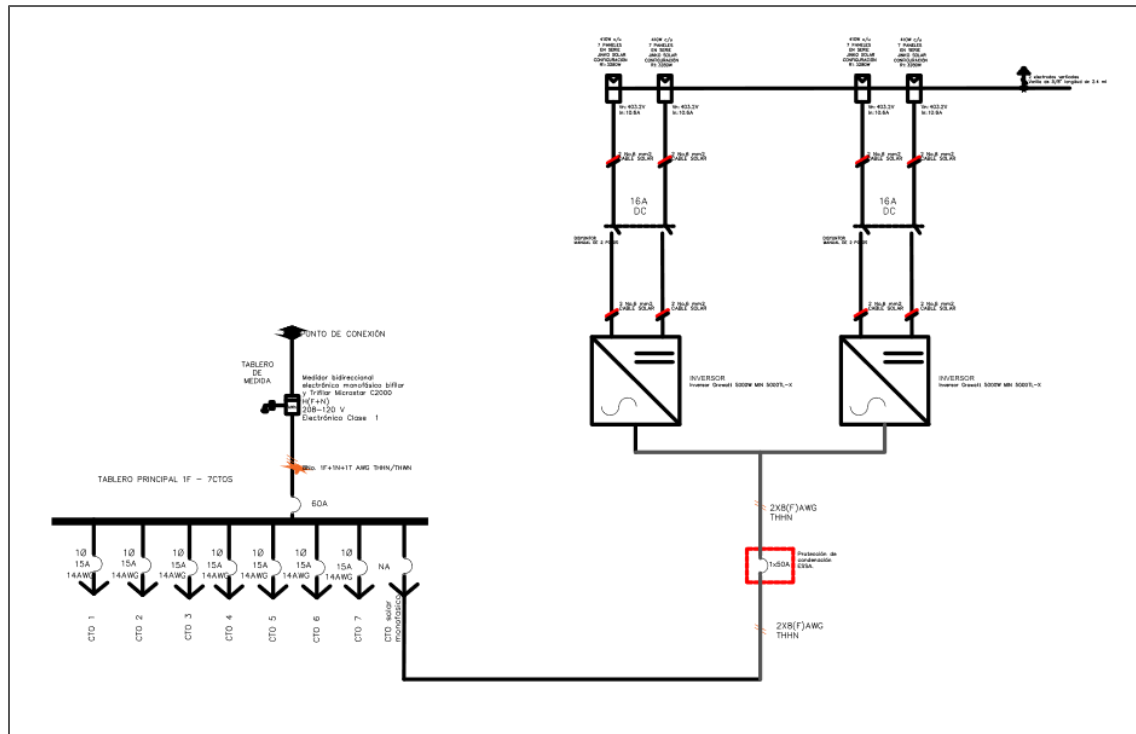
Luego de aplicar un factor de multiplicación para 2 varillas, se logra estar bajo el valor especificado por el RETIE en la tabla 15.4.

Luego de haber realizado la instalación de cada uno de los elementos que componen el sistema de puesta a tierra, este quedará listo para la verificación del cumplimiento de su instalación bajo el reglamento, verificación realizada por el inspector RETIE, el cual va a chequear que todas las partes del SPT cumplan en términos de la calidad de los materiales utilizados (certificados de fabricación RETIE), la concordancia con las recomendaciones y valores de referencia del RETIE, que como mínimo debe de cumplir con las pruebas y registros que se muestran en el mismo reglamento y que también se nombraron en la información adjuntada. Por lo anterior también se recomienda realizar un chequeo previo a toda la instalación incluyendo las mediciones de resistencia del SPT como se muestra en el método de caída de potencial y el resto de los requisitos a cumplir para ser certificado.

4.2.11. Diagrama unifilar del sistema de generación FV

Figura 41

Diagrama unifilar del sistema fotovoltaico.



Nota: El unifilar del sistema de generación fotovoltaica en PDF se encuentra en los Apéndices S.

5. Análisis técnico financiero del servicio

5.1. Nivel de accesibilidad y costos de adquisición e instalación de la energía eléctrica

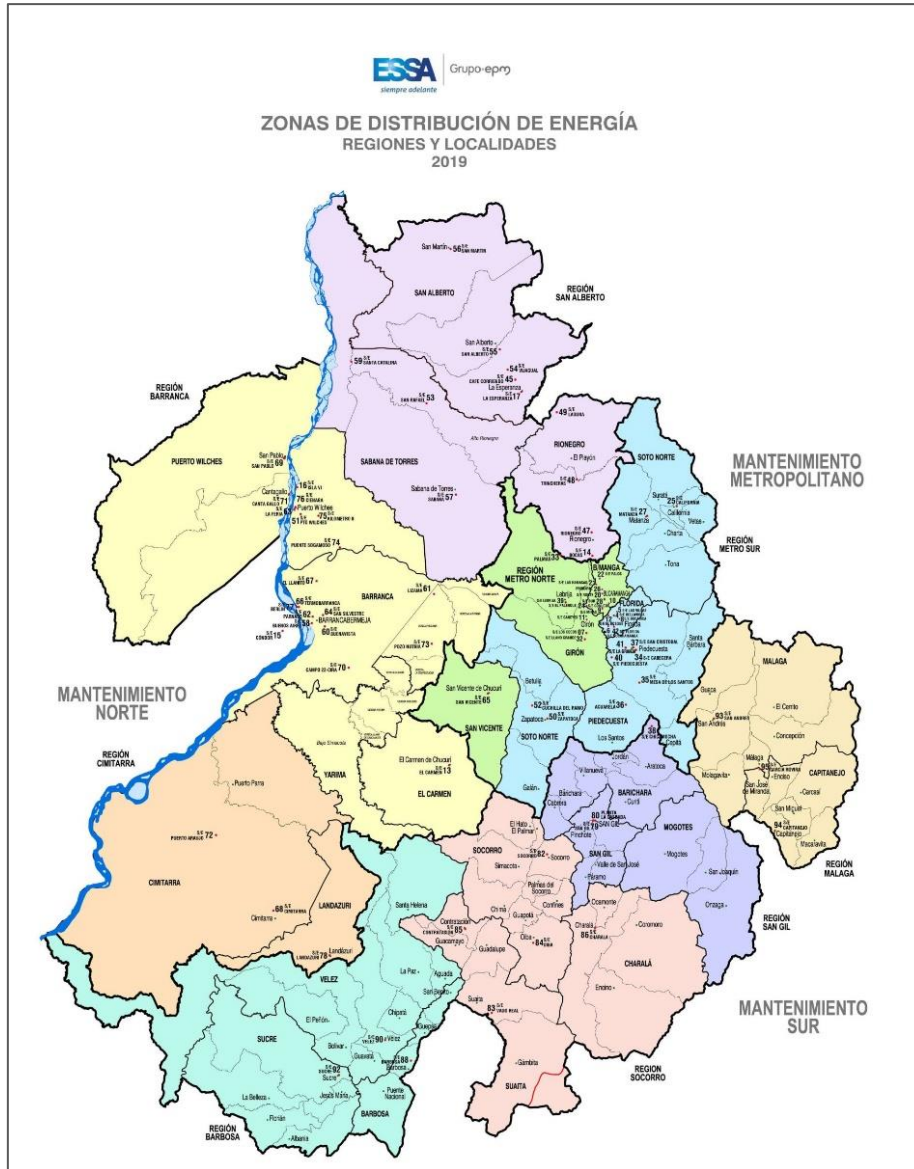
5.1.1. Nivel de cobertura

El acceso a la electricidad es un desafío en Colombia, como en muchos países en desarrollo. La Ley N° 142 de 1994 permitió pasar de un monopolio a un mercado liberalizado donde diferentes empresas pueden competir entre sí. El estado todavía existe. Muchas empresas cotizan en bolsa, pero los empresarios no se detienen ahí. Por eso, en varias ciudades de Colombia compiten dos o más empresas de energía, según constató en la página tarifasdeluz.com. (Tarifas de Luz, 2023).

El interés de la investigación es el territorio santandereano, específicamente el municipio de Suratá y pese a que no se encuentran cifras estadísticas ni históricos del índice de accesibilidad si se encuentra información del progreso de electrificación en la zona rural, es así como lo indica vanguardia liberal (Galvis Ramirez & Cia S.A, 2019) *“En los últimos diez años, la Empresa Electrificadora de Santander ha iluminado 36.911 viviendas de familias campesinas en los 94 municipios de su área de influencia en Santander, Norte de Santander, Sur de Bolívar y Cesar, lo que representa una cobertura del 95.74%”*. Además de anunciar que la electrificadora Santandereana tiene el ambicioso objetivo de llegar al 100% de cobertura en el 2025, queriendo adelantarse así al propósito del gobierno nacional (Galvis Ramirez & Cia S.A, 2019).

Figura 43

Mapa de cobertura ESSA. Zonas de distribución de Energía, Regiones y Localidades.



Nota: Obtenido de Nuestra Cobertura por ESSA, 2019: (<https://www.essa.com.co/site/informacion-corporativa/que-hacemos/nuestra-cobertura>)

Tabla 44*Zona de distribución de energía, regiones y localidades 2019.*

Mantenimiento	Región	Localidad
Mantenimiento metropolitano	Metro Norte	Bucaramanga
		San Vicente
		Girón
	Metro Sur	Florida
		Piedecuesta
		Soto Norte
Mantenimiento	Región	Localidad
Mantenimiento norte	Barranca	Barranca
		Puerto wilches
		El carmen
		Yamira
	San Alberto	San Alberto
		Sabana De Torres
		Rionegro
	Cimitarra	Cimitarra
		Landázuri
Mantenimiento	Región	Localidad
Mantenimiento sur	San gil	San gil

	Barichara
	Mogotes
Socorro	Socorro
	Suaita
	Charalá
Barbosa	Barbosa
	Vélez
	Sucre
Málaga	Málaga
	Capitanejo

5.1.2. *Tarifas del comercializador*

Es importante mencionar que las tarifas de servicio de energía pueden variar dependiendo de las regulaciones y políticas del gobierno, y pueden ser sujetas a cambios en cualquier momento. Para la investigación del proyecto se enfocará en la tarifa de energía y demanda, por ende, a continuación, se describe una tabla que muestra el costo por conexión al servicio de energía eléctrica proporcionado por la ESSA (ESSA, 2023b) Adicionalmente para el costo de adquisición del servicio de energía eléctrica se puede evidenciar el historio desde el 2013 a la fecha (2023) de cómo ha variado su valor a lo establecido en las resoluciones de la CREG, donde el OR cobra por estratificación social del 1 al 6 para residenciales, comerciales, industriales o institucionales.

Tabla 45*Costo por conexión de la ESSA.*

COSTO POR CONEXIÓN		RURAL
Revisión de la conexión /revisión conjunta.		Media, alta o extra alta tensión. \$ 138,710
Revisión técnica de medida/visita de servicio de la conexión.	Residencial- No residencial (Medida pre y post pago).	\$ 124,937
	Visita fallida por rechazo técnico.	\$ 96,947
	Visita fallida por rechazo no técnico.	\$ 63,539
	Suspensión (conexión no autorizada por el OR).	\$ 157,333
	Tercera visita revisión de instalaciones asociadas a un punto de conexión (AGPE-GD).	\$ 208,066
Estudios de conexión particularmente complejos.	Revisión de proyectos eléctricos.	\$ 200,000

5.2. Hoja de ruta ESSA

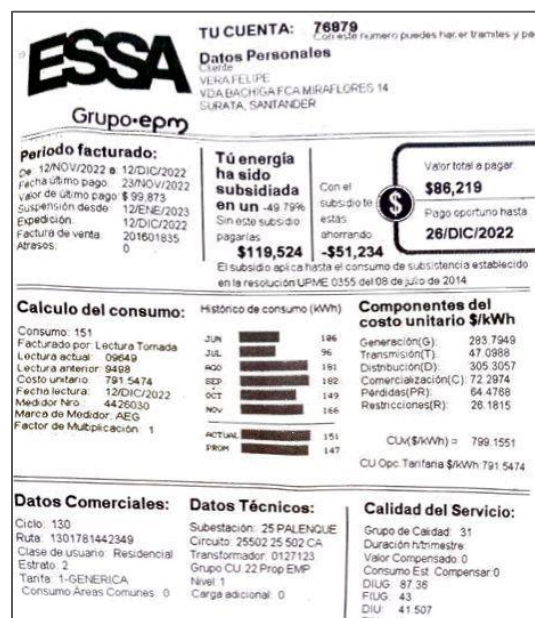
Se diseñará un sistema fotovoltaico on-grid, entonces se decide elaborar una hoja de ruta con la empresa encargada de abastecer la energía eléctrica en el municipio de Surata, Santander, la empresa electrificadora de Santander, ESSA. Es así cómo se recopila información de la página oficial de esta empresa, se compacta y organiza mediante secuencia lógica para visualizar y

conocer el trámite de conexión a usuarios de auto generadores (AGPE) y generadores distribuidos (GD). Siguiendo el instructivo: Hoja de ruta ESSA “Trámite de conexión usuarios Auto generadores (AGPE) Y Generadores distribuidos (GD)”. se efectúan los siguientes pasos para el proyecto.

1) Consulta de disponibilidad de red, al consultar mediante el mapa interactivo, donde se debe introducir como patrón de búsqueda, el NIU (número de cuenta ESSA), o número de apoyo o transformador, previamente encontrados en el recibo de la energía eléctrica. A continuación, se muestra el mapa de disponibilidad de la red ESSA en el municipio de Suratá, Santander, asimismo la consulta AGPE de la zona donde se ejecutará el proyecto. Se anexa como documento adjunto el archivo Consulta_AGPE_0127123 (ESSA, 2023).

Figura 44

Factura de energía de la vivienda en estudio.



2) Identificación y diligenciarían: procedimiento de conexión. Por ser persona natural que produce energía principalmente para atender sus propias necesidades, cuya potencia instalada es menor 100[kW] se identifica como auto generador a pequeña escala (AGPE), el literal b) AGPE con entrega de excedentes y de capacidad nominal o instalada ≤ 100 [kW] y se realiza el diligenciamiento y trámite con el formato: solicitud de conexión simplificada para conexión de auto generadores y generadores distribuidos, y adjuntarlo en el portal web de ESSA con los siguientes soportes en una carpeta comprimida (archivo.zip) (ESSA, 2023):

- Diagrama unifilar de la conexión
- Memorias de cálculo y selección del sistema de medida
- Esquema de protecciones de voltaje y frecuencia del punto de conexión
- El tipo de conexión a tierra tanto para la tecnología de generación como para el punto de conexión (ESSA, 2023).

Es importante tener presente que para los clientes que entregan excedentes, es obligatorio el cambio de medidor actual a uno bidireccional con registro horario.

3) Visita de pruebas

Este procedimiento deberá tener en cuenta que de existir discrepancias en la documentación o en las pruebas realizadas a la instalación, se programará una nueva visita dentro de los siete (7) días hábiles siguientes y se cobrarán visitas adicionales en caso de ser necesario. cliente. Para 2018, el costo de una sola visita fue de \$159.812, incluido el IVA local.

Es importante que las instalaciones incluyan alguna forma de isla de protección para garantizar que no se suministre energía a la red durante los cortes de esta, la instalación debe incluir un limitador de potencia (ESSA, 2023).

4) Contratación de la conexión

Se llena formato: Contrato-conexión-AGPE los datos como lo son: ubicación del proyecto, capacidad de conexión máxima, instalación de potencia, por parte de él o los interesados como figura de AUTOGENERADOR Y por parte del OR (operador de red), como figura de representante comercial, se proporcionan datos como radicado de contrato, circuito y subestación eléctrica perteneciente a la zona geográfica (ESSA, 2023).

5) Conexión y pago de conexión

Los valores consignados en el archivo adjunto están sujetos a cambios debido a las variaciones de precios presentadas en el cambio del año. (ESSA, 2023).

6) Entrega de excedentes de energía

Como se va a entregar excedentes de energía a la red ESSA se revisa el formato: Guía-trámite-para-venta-de-excedentes y se llena el formato de creación AN8: Formato-de-escogencia-de-comercializador-excedentes-AGPE, juntando los documentos solicitados en los mismos y tener presente que la ESSA reconocerá el pago de excedentes de manera mensual.

Los formatos se pueden visualizar en la hoja de ruta ESSA y debidamente llenados como archivos adjuntos. Los trámites se hacen en línea como lo expone la hoja de ruta ESSA (ESSA, 2023). *Nota:* La hoja ruta ESSA se encuentra debidamente diligenciada en el Apéndice T.

5.3. Índice de oportunidad en la aplicación de la generación a pequeña escala

El índice de oportunidad es una herramienta valiosa para evaluar la viabilidad económica de proyectos de generación a pequeña escala, incluyendo los proyectos de generación fotovoltaica e hidroeléctrica. En el caso de los proyectos fotovoltaicos, el índice de oportunidad se calcula comparando los costos de generación de la energía solar con los costos de generación de la energía convencional. Si el índice de oportunidad es mayor a 1, significa que el proyecto es económicamente viable. Los proyectos fotovoltaicos tienen un gran potencial para proporcionar energía renovable y sostenible, y son particularmente adecuados para áreas con altos niveles de radiación solar.

En el caso de los proyectos hidroeléctricos, el índice de oportunidad se calcula comparando los costos de generación de la energía hidroeléctrica con los costos de generación de la energía convencional. Si el índice de oportunidad es mayor a 1, significa que el proyecto es económicamente viable. Los proyectos hidroeléctricos tienen un gran potencial para proporcionar energía renovable y sostenible, y son particularmente adecuados para áreas con fuentes de agua disponibles, como ríos y arroyos. Sin embargo, es importante tener en cuenta que el índice de oportunidad es solo una herramienta para evaluar la viabilidad económica de los proyectos. Es necesario considerar otros factores, como la disponibilidad de recursos naturales, la ubicación del proyecto y la regulación gubernamental antes de implementar proyectos de generación a pequeña escala. Además, es importante considerar el impacto ambiental y social de los proyectos hidroeléctricos ya que pueden tener impactos negativos en las comunidades cercanas y en el medio ambiente.

A continuación, se presenta mediante una tabla los indicadores de evaluación encontrados de la revisión del estado del arte y comparados con el desarrollo que abarcan los objetivos del proyecto para diseñar el sistema de generación a pequeña escala hidráulico-Fotovoltaico en la granja del municipio de Suratá, Santander, a cada indicador se le otorga una valoración cualitativa. Esta valoración comprende desde Excelente con puntuación de 5, Bueno, con equivalencia de 4 puntos; Regular, con equivalencia de 3 puntos; Malo, equivalencia de 2 puntos y pésimo de 1 punto donde finalmente se da un resultado cuantitativo en porcentaje para así medir el índice de oportunidad de este proyecto.

Tabla 46

Instrumento de evaluación en la aplicación de un sistema de generación a pequeña escala.

Indicadores de evaluación		Valoración				
		Excelente	Bueno	Regular	Malo	Pésimo
1	Fuente solar (Temperatura, radiación solar)		X			
2	Fuente hídrica (distribución hídrica, caudal, cabeza de agua)	X				
3	Accesibilidad por ubicación geográfica aprovechamiento de la fuente hídrica			X		
4	Accesibilidad legal para aprovechamiento de la fuente hídrica		X			
5	Dimensionamiento eléctrico de pequeña central			X		

Instrumento de evaluación en la aplicación de un sistema de generación a pequeña escala

Indicadores de evaluación				Valoración					
				Excelente	Bueno	Regular	Malo	Pésimo	
	hidroeléctrica								
6	Dimensionamiento eléctrico del sistema fotovoltaico off-grid					X			
7	Dimensionamiento eléctrico del sistema fotovoltaico on-grid		X						
8	Distancias de cargas		X						
9	Conexión al operador de red de la zona como generador a pequeña escala		X						
10	Posibilidad de generar y vender excedentes al operador de red		X						
11	Generación de seguridad energética		X						
12	Generación de confiabilidad energética		X						
13	Generación de fiabilidad energética		X						
14	Viabilidad financiera de generación fotovoltaica		X						
15	Viabilidad financiera de generación hidráulica			X					
				5	36	9	2	0	87 %

5.4. Evaluación de los aspectos económicos y oportunidades del proyecto

Para realizar el estudio técnico financiero se deben considerar y analizar las características del proyecto para proporcionar los datos necesarios y estimar el potencial del recurso solar. Adicionalmente se consideran los datos obtenidos por la plataforma **Solar Global Atlas**, los cuales por permiten saber el promedio de energía fotovoltaica producida al mes como se muestra a continuación.

Tabla 47

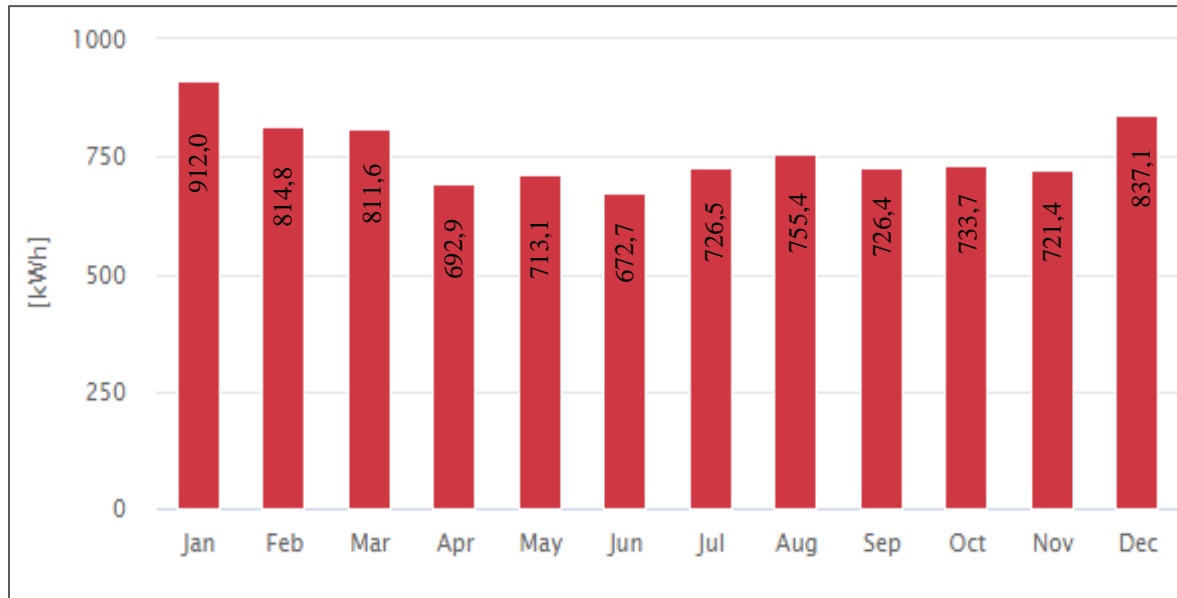
Configuración del sistema fotovoltaico.

Configuración del sistema fotovoltaico		
Capacidad	11.48	kW
Cantidad de paneles	28	Un
Inclinación de paneles	10	°
Azimut de paneles	180	°

El consumo promedio de la vivienda es de **376,4 kWh por mes**, por lo tanto, se abastecerá la totalidad del consumo, esto se debe a la irradiación solar, la capacidad y cantidad de paneles mencionada en la sección 3.2.4.

Figura 45

Promedio de Energía generada en cada mes.



Como se observa en la anterior gráfica el sistema diseñado:

- Produce cantidades diferentes de energía dependiendo del mes.
- El potencial de energía fotovoltaica promedio es de **1269,9 kWh por mes.**

Una vez conocidos estos datos, procedemos para tener en cuenta los beneficios tributarios que se aplican a todos proyectos de energías renovables no convencionales (FNCE): Biomasa, Eólica, Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH), Mareomotriz, Solar y Geotérmico, ya que pueden recibir los siguientes beneficios tributarios que concede la (Ministerio de Minas y Energía, 2019) por medio del certificado de la Unidad de Planeación Minero-energética. Los beneficios tributarios se dividen en cuatro:

- 1) Deducción del impuesto sobre la renta
- 2) Exclusión del IVA en productos y servicios
- 3) Exclusión del gravamen arancelario
- 4) Depreciación acelerada de activos

Para acceder a todos estos beneficios el proyecto debe certificarse ante la UPME. La duración aproximada del proceso de certificación es de 3 meses (Ministerio de Minas y Energía, 2019).

5.4.1. Pasos para certificar un proyecto ante la UPME

Según la UPME en su documento “Guía práctica para la aplicación de los incentivos tributarios de la Ley 1715 de 2014” (UPME, 2019), los pasos que se deben seguir son:

- Definir a quién se le va a facturar el sistema fotovoltaico, es decir, a nombre de quién se factura el proyecto, porque es a quién se le realizarán los beneficios tributarios.
- Realizar el contrato a nombre de la misma persona a la cual se le van a facturar los beneficios tributarios
- Se deben llenar 4 formatos estipulados por la UPME, que contienen los datos personales del cliente y todas las características del proyecto como: Equipos, servicios y definición del proyecto.
- Realizar el pago del certificado y estar pendiente en caso de que se llegue a presentar alguna no conformidad para subsanarlo inmediatamente, porque de no ser así, el proyecto podría ser archivado y no se llevara a cabo.

nota: Los formatos 2, 3 y 4 se encuentran en el Apéndice U debidamente diligenciados según los datos del proyecto, sin embargo, el formato 1 está en blanco por contener datos personales sensibles. Las personas naturales o las pequeñas, medianas o grandes empresas que implementen este tipo de fuentes tienen como incentivo la eliminación de impuestos como se menciona en los beneficios tributarios; además, podrán generar la energía necesaria para sus viviendas o empresas.

5.4.2. *Cálculo del excedente de energía y ahorro asociado*

El potencial de energía fotovoltaica promedio es **1269,9 kWh por mes** y a **15238,8 kWh por año**, sin embargo, en el pico de producción de energía de los paneles se genera un excedente de energía, el cual se muestra a continuación: aproximado de **237,38 %** equivalente a **29,78 kWh día**, determinado de la siguiente manera:

$$EXCEDENTE = \frac{CAPACIDAD\ INSTALADA - ENERGIA\ CONSUMIDA}{ENERGIA\ CONSUMIDA} * 100$$

Entonces;

$$EXCEDENTE = \frac{1269,9 \text{ [kWh mes]} - 376,4 \text{ [kWh mes]}}{376,4 \text{ [kWh mes]}} * 100$$

$$EXCEDENTE = 237,38 \% \text{ equivalente a } 29,78 \text{ kWh día}$$

Una vez se encuentra el excedente, se multiplica por un precio de \$ 275.04 COP/kWh, establecido desde abril para el 2022 (ESSA, 2023b) y así saber cuánto es posible vender al comercializador de energía.

$$ENERGIA\ EN\ PESOS\ PARA\ VENDER\ A\ LA\ RED = 29,78 * 275,04 = 8191,6$$

5.4.3. Ahorro anual

Para determinar el ahorro anual utilizamos la siguiente formula:

$$\begin{aligned} \text{AHORRO} = & (\text{VALOR DEL kWh} * \text{ENERGÍA CONSUMIDA prom}_{mes} \\ & + (\text{ENERGÍA DEL PANELES} - \text{ENERGÍA CONSUMIDA prom}_{mes}) \\ & * \text{VALOR kWh generación}) \end{aligned}$$

AHORRO AHORRO INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

$$= (400,49 * 376,4 + (1269,9 - 376,4) * 275,04)$$

$$\text{AHORRO} = 396492,67 * 12$$

$$\text{AHORRO} = 4'757.912$$

$$\text{AHORRO BOMBAS} = 1500[W] * 2 \text{ bombas} * 8 \text{ horas} * 30 \text{ días} = \frac{720.000}{1000} = 720 \left[\frac{kWh}{mes} \right]$$

$$\text{AHORRO} = 720 \left[\frac{kWh}{mes} \right] * 400,49 = 288352,8 \text{ COP} * 12$$

$$\text{AHORRO} = 3'460.233$$

Lo cual nos indica que el sistema producirá \$ 8'218.145 al año en ahorro, más los beneficios tributarios.

5.4.1. Inventario de los costos del proyecto

A continuación, se presenta el inventario total del proyecto:

Tabla 48*Inventario total del proyecto de energía solar.*

Inventario total del proyecto				
PRODUCTOS				
DESCRIPCIÓN	CANT	COSTO UNITARIO	COSTO TOTAL	
Bomba TPON 4TPPC6-135-96- 4TPSC4.8-203-200-1500-HV	2	\$ 3.450.000	\$	6.900.000
JINKO / CHEETAH HC 72M-V 390-410 W Monocristalino PERC	36	\$ 574.000	\$	20.664.000
Inversor Growatt 5000W MIN 5000TL-X	2	\$ 3.405.000	\$	6.810.000
Medidor bidireccional electrónico monofásico bifilar y Trifilar	1	\$ 405.000	\$	405.000
Microstar C2000				
Elementos de conexión solar internos y externos	CrossRail 4,57 m Al	16	\$ 180.000	\$ 2.880.000
	RailConn CR 44-X,48-XL Struct Set, Mill	8	\$ 12.000	\$ 96.000
	Flat tile hook x, kit	66	\$ 13.177	\$ 869.682
	CR MC Silver, 30-49mm, Shared RL 30-40mm	48	\$ 14.500	\$ 696.000
	Yeti hidden EC for CR, Mill	16	\$ 33.600	\$ 537.600
	End cap 44-X K2	16	\$ 84.500	\$ 1.352.000
	Everest Ground Lug, 13mm Hex Set	4	\$ 23.500	\$ 94.000
	Tubo emt 3/4, accesorios emt 3/4"	6	\$ 8.000	\$ 48.000
	Conector mc4 tyco pv solarlok pv4-s1500v/dc	72	\$ 8.000	\$ 576.000
	Caja de conexión	1	\$ 14.000	\$ 14.000
Cuarto técnico (Aproximado)		1	\$ 1.500.000	\$ 1.500.000
Gabinete solar		1	\$ 856.285	\$ 856.285
Mini Breaker - 15 Amperios - 1 Polo - Tipo Enchufable (Circuitos)		7	\$ 10.900	\$ 76.300
14 AWG x 100 m (Circuitos)		3	\$ 1.098.300	\$ 3.294.900
Disyuntor - Interruptor Automático Corriente Continua Breaker		2	\$ 32.450	\$ 64.900

Inventario total del proyecto				
PRODUCTOS				
DESCRIPCIÓN	CANT	COSTO UNITARIO	COSTO TOTAL	
Dc Bipolar				
Cable Unifilar 10 mm2 SOLAR PV ZZ-F Rojo (Vivienda y bombas)	34	\$ 13.300	\$ 452.200	
Cable Unifilar 10 mm2 SOLAR PV ZZ-F Negro (Vivienda y bombas)	34	\$ 13.300	\$ 452.200	
Breaker Enchufable Dse-1050 De 50 Amperios (Salida del inversor)	1	\$ 20.900	\$ 20.900	
8 AWG x 100 metros	2	\$ 9.998	\$ 19.996	
Barra redonda lisa 6m x 5/8pg - SPT	1	\$ 54.990	\$ 54.990	
Visita por parte de la ESSA	1	\$ 159.812	\$ 159.812	
Certificado UPME	1	\$ 284.160	\$ 284.160	
Total			\$ 49.178.925	
TRANSPORTE				
BOGOTA/SURATA	JINKO / CHEETAH HC 72M-V 390-410 W Monocristalino PERC Elementos de conexión solar internos y externos Disyuntor - Interruptor Automático Corriente Continua Breaker Dc Bipolar Breaker Enchufable Dse-1050 De 50 Amperios (Salida del inversor) 8 AWG x 100 metros Bomba TPN 4TPC6-135-96-4TPSC4.8-203-200-1500-HV	1	\$ 1.200.000	\$ 1.200.000
BMANGA/SURATA	Gabinete solar Mini Breaker - 15 Amperios - 1 Polo - Tipo Enchufable (Circuitos)	1	\$ 180.000	\$ 180.000

Inventario total del proyecto							
PRODUCTOS							
DESCRIPCIÓN	CANT	COSTO UNITARIO	COSTO TOTAL				
14 AWG x 100 m (Circuitos)							
Barra redonda lisa 6m x 5/8pg - SPT							
Medellin/ surata	Inversor Growatt 5000W MIN 5000TL- X	1	\$	50.000	\$	50.000	
Cundinamarca/surata	Cable Unifilar 10 mm2 SOLAR PV ZZ-F Rojo (Vivienda y bombas) Cable Unifilar 10 mm2 SOLAR PV ZZ-F Negro (Vivienda y bombas)	1	\$	50.000	\$	50.000	
Cúcuta/ surata	Medidor bidireccional electrónico monofásico bifilar y Trifilar Microstar C2000	1	\$	50.000	\$	50.000	
Total					\$	1.530.000	
MANO	DE						OBRA
Los profesionales contratados deben contar con sus propias herramientas de trabajo							
Cuarto técnico / día de trabajo		2	\$	80.000	\$	160.000	
Montaje del sistema fotovoltaico / día de trabajo		3	\$	80.000	\$	240.000	
Pruebas para el SPT / día de trabajo		2	\$	120.000	\$	240.000	
Cambio de la instalación de la vivienda / día de trabajo		7	\$	80.000	\$	560.000	
Instalación de bombas / día de trabajo		2	\$	80.000	\$	160.000	
Total					\$	1.360.000	
ALQUILER DE EQUIPOS							
Alquiler Telurómetro para el SPT / Por día		2	\$	500.000	\$	1.000.000	
Total					\$	1.000.000	
TOTAL PROYECTO						\$	53.068.925

6. Evaluación del proyecto

Para evaluar la viabilidad del proyecto de forma conjunta a la producción del tomate que se realizará en el área de intervención se plantean dos escenarios:

- Comprando la energía requerida para el proyecto directamente de la red y alimentando las bombas de agua desde la vivienda
- Realizando el proyecto de energía solar y la alimentación de las bombas a través de paneles.

Cada uno de estos escenarios tendrá tanto unos costos de inversión, así como costos fijos y variables que significarán los egresos del proyecto desde el inicio. Por otra parte, cada proyecto generará sus propios ingresos que serán consignados en el respectivo flujo de fondos para el análisis de la inversión.

6.1. Costos asociados al proyecto

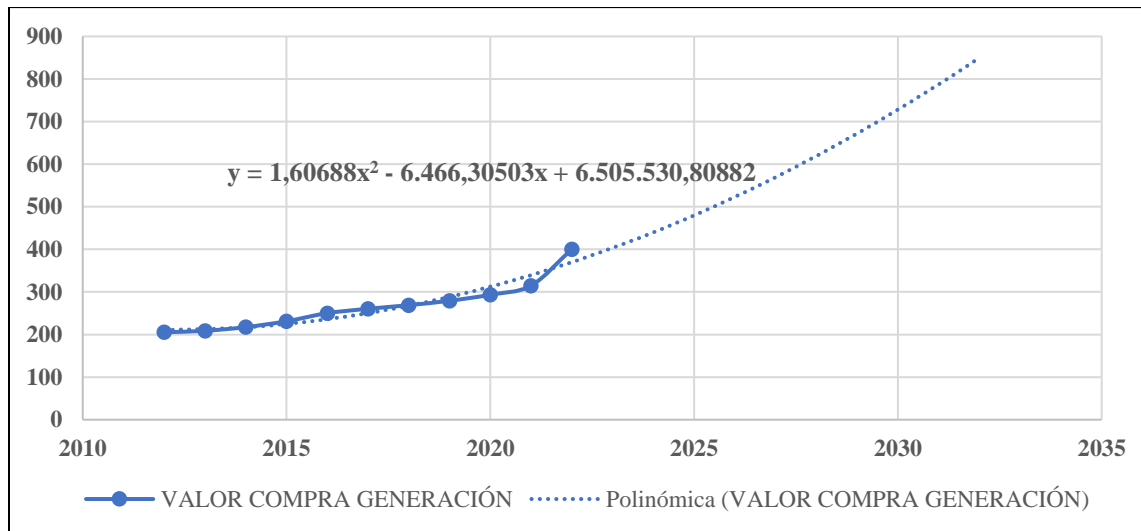
Para los costos asociados al proyecto se tendrán en cuenta los costos por la compra de energía y también los asociados a la producción del tomate. Debido a que tienen una periodicidad distinta es necesario calcularlos y estudiar su equivalente de periodicidad anual.

6.1.1. *Costos energéticos por compra de energía*

Para los costos de energía el primer paso es determinar el comportamiento del kWh a lo largo del tiempo. En la siguiente figura se puede apreciar el comportamiento del valor pagado por kWh para el estrato 2 (al que pertenece la vivienda) en la empresa que comercializa la energía en el sector a lo largo del tiempo (ESSA, 2023b).

Figura 46

Costos de energía en el operador de red de la zona a lo largo del tiempo.



Al hacer la proyección del costo a lo largo del tiempo usando la ecuación obtenida, se obtienen valores en el tiempo futuro, y se hace necesario traer esos valores a tiempo presente mediante la siguiente fórmula:

$$VA = \frac{VF}{(1 + i)^n}$$

En este caso VA es el valor actual, VF es el valor futuro, i es el valor del cambio porcentual por periodo (en este caso anual) y por último n es el número de periodos. Con esta fórmula se obtiene la siguiente tabla:

Tabla 49*Costo del kWh a futuro y tiempo presente.*

Año	Valor compra kWh proyectado	Valor presente	Costos valor presente
2023	\$ 398,73	\$ 398,73	\$ 5.246.045,73
2024	\$ 435,47	\$ 405,09	\$ 5.329.678,69
2025	\$ 475,42	\$ 411,40	\$ 5.412.695,51
2026	\$ 518,59	\$ 417,44	\$ 5.492.222,38
2027	\$ 564,97	\$ 423,05	\$ 5.565.967,59
2028	\$ 614,56	\$ 428,08	\$ 5.632.141,85
2029	\$ 667,37	\$ 432,43	\$ 5.689.387,79
2030	\$ 723,39	\$ 436,03	\$ 5.736.717,66
2031	\$ 782,62	\$ 438,82	\$ 5.773.458,35
2032	\$ 845,07	\$ 440,78	\$ 5.799.202,99
2033	\$ 910,74	\$ 441,88	\$ 5.813.768,43

Dentro de los costos se considera la compra de energía para la vivienda que corresponde a 376,4 kWh/mes para consumo de la vivienda sumado a 720 kWh/mes del consumo de energía de las bombas de agua.

6.1.1.1. Escenario 1

En el escenario 1 se aplica todo lo mencionado en la propia; debido a que se hará la compra de toda la energía a partir de la red. Los valores de la columna final se incluirán en los costos de proyecto.

6.1.1.2. Escenario 2

Para el escenario 2 la compra de energía no será una necesidad debido a que la instalación fotovoltaica es capaz de suplir la totalidad de la demanda. Por lo tanto, no se incluye dentro del flujo de fondos costos asociados a la compra de energía.

6.1.2. Costos asociados a la producción del tomate

Según Finagro, los costos fijos asociados al cultivo del tomate están directamente ligados a la variedad y la región. Para ciertos departamentos es mucho más costosa la producción debido a aspectos como el rendimiento por hectárea, temperatura, tipo de tomate, disponibilidad de insumos agrícolas (Finagro, 2021). Según los reportes de Finagro, el costo promedio del tomate para la zona de Santander es de aproximadamente 572 COP/kg. Otro de los costos fijos está relacionado con la actividad de tutorado. El tutorado es una práctica necesaria para mantener las plantas erguidas y evitar que las hojas y sobre todo los frutos entren en contacto con el suelo, mejorando así la ventilación general de las plantas y facilitando el uso de las radiaciones y la realización de las operaciones de cultivo (raleo, cosecha, etc.). Todo esto afectará el rendimiento final, la calidad de la fruta y el control de enfermedades. El sistema de enseñanza es fundamental en variedades de tomate con hábitos indeterminados. Según el boletín de Finagro el costo de esta

operación es de alrededor de 3.591.294 COP/ha. Como esta actividad debe realizarse en cada ciclo de producción, su valor real para el flujo de fondos es el doble por año.

Tabla 50

Indicadores de productividad del tomate Cherry en Santander

Indicador	Unidad	Valor
Costo de producción promedio	COP/kg ciclo	658,2
Costo de tutorado	COP/ha	3.591.294
Rendimiento	ton/ha	120
Margen de utilidad	%	16

Nota: Tomado de Agroguía - Marco de Referencia Agroeconómico, por Finagro, 2021: (<https://www.finagro.com.co/atencion-servicios-ciudadania/informacion-al-ciudadano/publicaciones-e-investigaciones/analisis-sectorial/agroguias>)

Así mismo es importante considerar el valor presente

6.1.3. Inversión de la instalación requerida para el proyecto

Así como hay unos costos fijos, hay una serie de costos del proyecto que solo se realizarán una vez al inicio. Entre estos están: la construcción de los invernaderos, la instalación del sistema fotovoltaico, la instalación de las bombas solares, instalaciones eléctricas, etc. Cada uno de estos factores depende del escenario contemplado. A continuación, se muestran los análisis realizados sobre los 2 escenarios.

6.1.3.1. Escenario 1

Para escenario 1 los gastos relacionados con instalaciones eléctricas son los contemplados en la Tabla 11

Precios asociados al desarrollo del caso 2. de la sección 3.1.3 (pág. 69).

6.1.3.2. Escenario 2

Para el escenario 2 los gastos con instalaciones eléctricas son los contemplados en la Tabla 48

Inventario total del proyecto de energía solar. de la sección 4.5.4.

6.1.4. Inversión asociada a la producción del tomate y construcción de invernaderos

Según Finagro, los costos de inversión asociados a la construcción del invernadero son de 9.495.000 COP/ha y se requieren al menos un 5% adicional por año en labores de mantenimiento y sostenimiento general de materiales (Finagro, 2021).

6.2. Ingresos asociados al proyecto

Para obtener una rentabilidad los proyectos deben tener ingresos relacionados con su actividad económica.

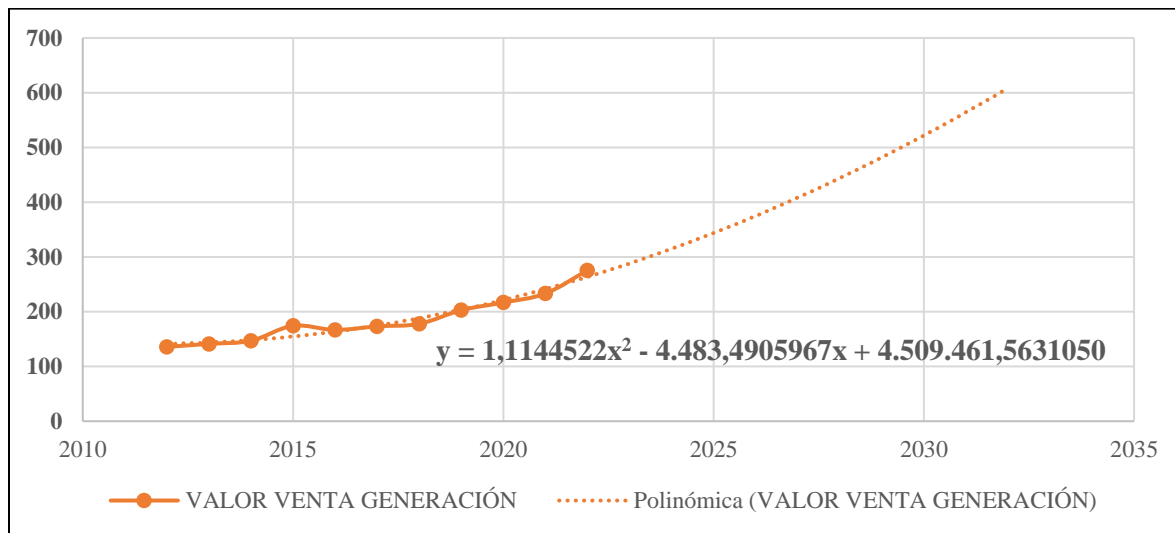
6.2.1. Ingresos energéticos por la venta de energía

Al igual que los costos asociados a la compra, los valores para la generación también se pueden ver como un histórico, y proyectarlos a futuro. En la siguiente figura se puede apreciar el

comportamiento del valor pagado por generación en kWh, de la empresa que comercializa la energía en el sector a lo largo del tiempo (ESSA, 2023b)

Figura 47

Costos de energía en el operador de red de la zona a lo largo del tiempo.



Al hacer la proyección en el tiempo futuro y traer de nuevo al valor presente, podemos ver en la

a continuación el comportamiento del costo de generación a valor presente. Dentro de la venta de energía se considera la producción total de energía de 1269,9 kWh/mes menos la que corresponde para la vivienda que corresponde a 376,4 kWh/mes para consumo de la vivienda. No se incluye los 720 kWh/mes del consumo de energía de las bombas de agua, por que serán atendidos por energía solar.

Tabla 51*Costo del kWh a futuro y tiempo presente.*

Año	Valor Proyectado	Venta	Generación	Valor Presente	Ingresos Presente	Excedente
2023	\$ 288,03			\$ 288,03	\$ 3.088.224,57	
2024	\$ 314,72			\$ 292,77	\$ 3.139.046,20	
2025	\$ 343,65			\$ 297,37	\$ 3.188.424,51	
2026	\$ 374,81			\$ 301,70	\$ 3.234.870,73	
2027	\$ 408,19			\$ 305,65	\$ 3.277.211,50	
2028	\$ 443,80			\$ 309,13	\$ 3.314.545,12	
2029	\$ 481,65			\$ 312,09	\$ 3.346.202,77	
2030	\$ 521,72			\$ 314,47	\$ 3.371.714,36	
2031	\$ 564,02			\$ 316,24	\$ 3.390.778,40	
2032	\$ 608,54			\$ 317,41	\$ 3.403.235,51	
2033	\$ 655,30			\$ 317,95	\$ 3.409.045,13	

6.2.1.1. Escenario 1

Para el escenario 1 no existen ingresos por activos energéticos.

6.2.1.2. Escenario 2

Para el escenario 2 los activos energéticos obedecen a la última columna de la

Tabla 51

Costo del kWh a futuro y tiempo presente. Estos corresponden a los excedentes por generación del sistema fotovoltaico.

6.2.2. Ingresos asociados a la producción del tomate

Según lo consignado en la Tabla 50

Indicadores de productividad del tomate Cherry en *Santander* la rentabilidad es aproximadamente 16% y este será la forma en la que se va a calcular el ingreso a valor real.

6.3. Resumen de información financiera relacionada con la producción de tomate

A continuación, la Tabla 52

Resumen de características financieras relacionadas con la producción del tomate. muestra un resumen financiero de los aspectos relacionados al proyecto y a los costos de producción, mantenimiento y cultivo del tomate.

Tabla 52

Resumen de características financieras relacionadas con la producción del tomate.

HA De invernadero [ha]	1,212
Costo producción [COP/kg]	1316,4
Precio venta [COP/kg]	1527,024
Densidad típica por HA [plantas/ha]	20000
Rendimiento típico por HA [kg/ha]	120000
Densidad proyecto por HA [plantas/ha]	18000
Rendimiento proyecto por ha [kg/ha]	130896
Costos de tutorado	3591294
Costos de instalación	9495000
Costos de mantenimiento	474750

Nota: Tomado de Agroguiá - Marco de Referencia Agroeconómico, por Finagro, 2021: (<https://www.finagro.com.co/atencion-servicios-ciudadania/informacion-al-ciudadano/publicaciones-e-investigaciones/analisis-sectorial/agroguias>)

6.4. Flujo de caja

El flujo de caja se refiere a la información sobre los recursos (tanto entradas como salidas) que una empresa genera durante un período de tiempo. Se utiliza para mostrar la acumulación neta de liquidez durante un período determinado. El flujo de caja es uno de los indicadores más importantes ya que proporciona información sobre los ingresos y gastos y puede determinar la solvencia y liquidez de una empresa (ESERP, 2023).

6.4.1. Escenario 1**Tabla 53***Flujo de caja del escenario 1.*

Año	inversión	Costos	Ingreso	Flujo
0	\$ 54.029.800	\$ 185.214.878	\$ 199.881.334	-\$ 39.363.345
1	\$ -	\$ 185.298.511	\$ 199.881.334	\$ 14.582.822
2	\$ -	\$ 185.381.528	\$ 199.881.334	\$ 14.499.806
3	\$ -	\$ 185.461.055	\$ 199.881.334	\$ 14.420.279
4	\$ -	\$ 185.534.800	\$ 199.881.334	\$ 14.346.534
5	\$ -	\$ 185.600.974	\$ 199.881.334	\$ 14.280.359
6	\$ -	\$ 185.658.220	\$ 199.881.334	\$ 14.223.113
7	\$ -	\$ 185.705.550	\$ 199.881.334	\$ 14.175.783
8	\$ -	\$ 185.742.291	\$ 199.881.334	\$ 14.139.043
9	\$ -	\$ 185.768.035	\$ 199.881.334	\$ 14.113.298
10	\$ -	\$ 185.782.601	\$ 199.881.334	\$ 14.098.733

6.4.2. *Escenario 2***Tabla 54***Flujo de caja del escenario 2.*

Año	inversión	Costos	Ingreso	Flujo
0	\$ 62.563.925	\$ 179.968.832	\$ 202.969.558	-\$ 39.563.199
1	\$ -	\$ 179.968.832	\$ 203.020.380	\$ 23.051.547
2	\$ -	\$ 179.968.832	\$ 203.069.758	\$ 23.100.926
3	\$ -	\$ 179.968.832	\$ 203.116.204	\$ 23.147.372
4	\$ -	\$ 179.968.832	\$ 203.158.545	\$ 23.189.713
5	\$ -	\$ 179.968.832	\$ 203.195.879	\$ 23.227.046
6	\$ -	\$ 179.968.832	\$ 203.227.536	\$ 23.258.704
7	\$ -	\$ 179.968.832	\$ 203.253.048	\$ 23.284.215
8	\$ -	\$ 179.968.832	\$ 203.272.112	\$ 23.303.280
9	\$ -	\$ 179.968.832	\$ 203.284.569	\$ 23.315.737
10	\$ -	\$ 179.968.832	\$ 203.290.379	\$ 23.321.546

6.4.3. *Flujo de fondos conjunto*

El flujo de fondos conjunto nos permite ver las diferencias de retorno que hay entre los dos proyectos y es importante para el desarrollo de la TIR.

Tabla 55

Flujo de datos conjuntos.

Período	Flujo de fondos e1	Flujo de fondos e2
0	-\$ 39.363.345	-\$ 39.563.199
1	\$ 14.582.822	\$ 23.051.547
2	\$ 14.499.806	\$ 23.100.926
3	\$ 14.420.279	\$ 23.147.372
4	\$ 14.346.534	\$ 23.189.713
5	\$ 14.280.359	\$ 23.227.046
6	\$ 14.223.113	\$ 23.258.704
7	\$ 14.175.783	\$ 23.284.215
8	\$ 14.139.043	\$ 23.303.280
9	\$ 14.113.298	\$ 23.315.737
10	\$ 14.098.733	\$ 23.321.546

6.5. Tasa de rendimiento mínima aceptable (TREMA)

Dado que la fuente de financiación es desconocida para el proyecto, se considerará como costo del dinero la tasa de rendimiento aceptable del proyecto. Por lo general en estos casos se usa la tasa DTF para el mes actual que representa una rentabilidad típica para un dinero en una entidad bancaria más 5 puntos, ya que es el costo de dinero que comúnmente se usa para la evaluación de proyectos agrícolas. (Arrellano, 2008)

Según el banco de la república la DTF para enero de 2023 es de 18,24% E.A (Banco de la República de Colombia, 2023) ,lo que indica que la tasa de inversión para este proyecto debe ser de al menor 23,14%.

6.6. Tasa interna de retorno TIR

Este indicador da una idea, como su nombre lo indica, del retorno de capital que se puede obtener. Para esto es necesario tomar en cuenta el flujo de efectivo neto y el factor de actualización que se obtiene a través de la tasa TIR. Se realiza la suma actualizando la TIR hasta cuando la suma del Valor Actual Neto VAN es igual a cero (Arrellano, 2008).

6.6.1. Escenario 1

Al aplicar el modelo mencionado para la TIR se obtiene una tasa de retorno de 34,766065%% que es superior al valor de la TREMA por lo que conviene invertir en este proyecto.

Tabla 56*Análisis de la tasa interna de retorno caso 1.*

		TIR	34,766065%
Año	Flujo	Valor actualización	Valor actual
0	-\$ 39.363.345	1	-\$ 39.363.345
1	\$ 14.582.822	0,742026563	\$ 10.820.842
2	\$ 14.499.806	0,55060342	\$ 7.983.643
3	\$ 14.420.279	0,408562363	\$ 5.891.583
4	\$ 14.346.534	0,303164126	\$ 4.349.354
5	\$ 14.280.359	0,224955834	\$ 3.212.450
6	\$ 14.223.113	0,166923205	\$ 2.374.168
7	\$ 14.175.783	0,123861452	\$ 1.755.833
8	\$ 14.139.043	0,091908487	\$ 1.299.498
9	\$ 14.113.298	0,068198539	\$ 962.506
10	\$ 14.098.733	0,050605127	\$ 713.468
		VAN	\$ 0

6.6.2. Escenario 2

Al aplicar el modelo mencionado para la TIR se obtiene una tasa de retorno de 57,834738% que es superior al valor de la TREMA por lo que conviene invertir en este proyecto. Adicionalmente es superior también a la TIR del escenario, por lo tanto, conviene invertir en la energía solar.

Tabla 57*Análisis de la tasa interna de retorno Escenario 2.*

		TIR	57,834738%
Año	Flujo neto	Valor actualización	Valor actual
0	-\$ 39.563.199	1	-\$ 39.563.199
1	\$ 23.051.547	0,633574085	\$ 14.604.863
2	\$ 23.100.926	0,401416121	\$ 9.273.084
3	\$ 23.147.372	0,254326852	\$ 5.886.998
4	\$ 23.189.713	0,161134902	\$ 3.736.672
5	\$ 23.227.046	0,102090898	\$ 2.371.270
6	\$ 23.258.704	0,064682147	\$ 1.504.423
7	\$ 23.284.215	0,040980932	\$ 954.209
8	\$ 23.303.280	0,025964457	\$ 605.057
9	\$ 23.315.737	0,016450407	\$ 383.553
10	\$ 23.321.546	0,010422552	\$ 243.070
		VAN	\$ 0

6.7. Análisis de sensibilidad y punto de equilibrio

6.7.1. Análisis de sensibilidad

Para el análisis de sensibilidad se hace una suposición donde a pesar de aplicar los costos totales de producción, parte del producto se pierde y por lo tanto el margen de ingresos. Esto se interpreta como una reducción del X% en la productividad por pérdida del producto que será

restado a las toneladas totales producidas. Este escenario se analizará para saber que pasaría en caso de un imprevisto con el desarrollo de la actividad económica y que margen de error existe en la operación. Al aplicar el modelo mencionado para la TIR se obtiene con tasa de retorno de 23,14% se encuentra que el valor de las perdidas admisibles por producción del tomate es de aproximadamente el 5,02861%. A continuación, se muestra la que relaciona para una TIR de 23,14% productividad mínima de 94,97139% en la producción.

Tabla 58

Flujo de fondos para el análisis de sensibilidad del proyecto.

Año	inversión	Costos	Ingreso	Flujo
0	\$ 62.563.925	\$ 179.968.832	\$ 192.918.312	-\$ 49.614.446
1	\$ -	\$ 179.968.832	\$ 192.969.133	\$ 13.000.301
2	\$ -	\$ 179.968.832	\$ 193.018.512	\$ 13.049.679
3	\$ -	\$ 179.968.832	\$ 193.064.958	\$ 13.096.126
4	\$ -	\$ 179.968.832	\$ 193.107.299	\$ 13.138.466
5	\$ -	\$ 179.968.832	\$ 193.144.632	\$ 13.175.800
6	\$ -	\$ 179.968.832	\$ 193.176.290	\$ 13.207.458
7	\$ -	\$ 179.968.832	\$ 193.201.802	\$ 13.232.969
8	\$ -	\$ 179.968.832	\$ 193.220.866	\$ 13.252.033
9	\$ -	\$ 179.968.832	\$ 193.233.323	\$ 13.264.490
10	\$ -	\$ 179.968.832	\$ 193.239.132	\$ 13.270.300

Tabla 59

*Análisis de TIR para el caso de sensibilidad. Perdidas en producción por 38.171%. Fuente
Elaboración propia.*

		TIR 23,14%	
Año	Flujo neto	Valor actualización	Valor actual
0	-\$ 49.614.446	1	-\$ 49.614.446
1	\$ 13.000.301	0,812083807	\$ 10.557.334
2	\$ 13.049.679	0,65948011	\$ 8.606.004
3	\$ 13.096.126	0,535553118	\$ 7.013.671
4	\$ 13.138.466	0,434914015	\$ 5.714.103
5	\$ 13.175.800	0,353186629	\$ 4.653.516
6	\$ 13.207.458	0,286817142	\$ 3.788.125
7	\$ 13.232.969	0,232919557	\$ 3.082.217
8	\$ 13.252.033	0,1891502	\$ 2.506.625
9	\$ 13.264.490	0,153605815	\$ 2.037.503
10	\$ 13.270.300	0,124740795	\$ 1.655.348
		VAN	\$ 0

6.7.2. Análisis de punto de equilibrio

Para el punto de equilibrio es un proceso similar al anterior pero ya no se supone una reducción solo en la producción sino en el cultivo, es decir, que pasaría si el dueño decide no sembrar la totalidad del terreno. En este caso los costos asociados a la producción se verán reducidos de forma proporcional al porcentaje de reducción plantas sembradas; así mismo otros

valores como el tutorado y los ingresos verán un porcentaje similar de reducción. Al realizar la operación TIR se observa que el punto de equilibrio está en una reducción del 38,55783%, eso se traduce en que la productividad mínima debe ser de 61,44217% En la se compilan los resultados del análisis.

Tabla 60

Flujo de fondos para el punto de equilibrio.

Año	Inversión	Costos	Ingreso	Flujo
0	\$ 62.563.925	\$ 110.759.805	\$ 125.899.649	-\$ 47.424.081
1	\$ -	\$ 113.529.255	\$ 125.950.470	\$ 12.421.215
2	\$ -	\$ 113.529.255	\$ 125.999.849	\$ 12.470.593
3	\$ -	\$ 113.529.255	\$ 126.046.295	\$ 12.517.039
4	\$ -	\$ 113.529.255	\$ 126.088.636	\$ 12.559.380
5	\$ -	\$ 113.529.255	\$ 126.125.969	\$ 12.596.714
6	\$ -	\$ 113.529.255	\$ 126.157.627	\$ 12.628.372
7	\$ -	\$ 113.529.255	\$ 126.183.138	\$ 12.653.883
8	\$ -	\$ 113.529.255	\$ 126.202.202	\$ 12.672.947
9	\$ -	\$ 113.529.255	\$ 126.214.660	\$ 12.685.404
10	\$ -	\$ 113.529.255	\$ 126.220.469	\$ 12.691.214

Tabla 61*Análisis del punto de Equilibrio de la operación del proyecto.*

		TIR	23,14%
Año	Flujo neto	Valor actualización	Valor actual
0	-\$ 47.424.081	1	-\$ 47.424.081
1	\$ 12.421.215	0,812083807	\$ 10.087.068
2	\$ 12.470.593	0,65948011	\$ 8.224.108
3	\$ 12.517.039	0,535553118	\$ 6.703.540
4	\$ 12.559.380	0,434914015	\$ 5.462.250
5	\$ 12.596.714	0,353186629	\$ 4.448.991
6	\$ 12.628.372	0,286817142	\$ 3.622.033
7	\$ 12.653.883	0,232919557	\$ 2.947.337
8	\$ 12.672.947	0,1891502	\$ 2.397.090
9	\$ 12.685.404	0,153605815	\$ 1.948.552
10	\$ 12.691.214	0,124740795	\$ 1.583.112
		VAN	\$ 0

7. Conclusiones

Se logra diseñar un sistema de generación a pequeña escala de tipo fotovoltaico, para el abastecimiento de una granja en el municipio de Suratá, Santander, con capacidad del orden de los 10 [kVA]. El diseño está dimensionado para atender tanto las cargas de la vivienda como las cargas requeridas para la producción de tomate Cherry en un área aproximada de 1,21 Ha. La potencia total del sistema de generación es de 11,48 kW y tiene el potencial para producir un total de 15,238 MWh por año.

Al realizar una evaluación de la posibilidad de integrar un esquema de generación híbrido (como era el objetivo inicial), a través de una turbina Pelton, se evidenció que la viabilidad del proyecto se veía comprometida económicamente por los costos asociados a la inversión. La razón por la que esto ocurrió está directamente relacionada con la distancia existente entre la vivienda y el punto de generación, donde estaría ubicada la turbina, que tiene aproximadamente 1.01 km. Esto implica la instalación de un sistema de distribución que incrementa los costos. Así mismo, debido a que la potencia de generación requerida propuesta inicialmente era aproximadamente 5kW, los activos por generación no podían cubrir los gastos de la inversión necesaria, para poder transportar la energía tal como se muestra en la sección 3 del presente documento. Por este motivo se seleccionó un sistema de generación netamente fotovoltaico.

La evaluación de los aspectos técnicos demostró que existe un índice de favorabilidad del 87% en el desarrollo de proyectos de energía solar fotovoltaica y proyectos de generación hídrica en el municipio de Suratá. Por otra parte, la evaluación de la Tasa Interna de retorno muestra que la viabilidad es mayor para el proyecto de generación desarrollado que si se comprara toda la energía requerida para la actividad económica directamente de la red. La tasa de retorno del

proyecto de generación propuesto es de 57,83%, en comparación a un 34,76% en el escenario de compra directa de energía y un 23,14% en la tasa de rendimiento mínima aceptable. Esto demuestra que el proyecto es viable financieramente y que es una mejor opción que sus contrapartes.

8. Trabajos futuros

Para trabajos futuros se recomienda un estudio similar, pero para granjas y fincas que puedan tener cerca el esquema de generación hidroeléctrico. El estudio realizado por las autoras evidencia que si bien si se cuenta con un potencial hídrico excelente y las entidades ambientales dan los permisos para la realización de este tipo de proyectos, la distancia entre la turbina y la granja, así como la potencia de generación son factores importantes que limitan el proyecto en gran manera. Es muy probable que el índice de oportunidad para fincas bien ubicadas cerca al río mejore notablemente.

Dado que el interesado recibirá este proyecto como una guía para la realización del sistema, es necesario que posiblemente la construcción de este proyecto se convierta en la oportunidad para otros estudiantes de convertirse en una práctica profesional y que les sirva como opción futura para su proyecto de grado, o para adquirir experiencia profesional en el campo de las instalaciones fotovoltaicas.

Referencias

- Alcaldía de Suratá. (6 de JUN de 2015). *Alcaldía del municipio* . Obtenido de Información general de Suratá : https://archive.today/20150606204107/http://www.surata-santander.gov.co/informacion_general.shtml
- Aparicio, M. (2020). *Energía solar fotovoltaica - Calculo de una instalación aislada*. Zaragoza, España : Marcombo.
- Arrellano, P. (DIC de 2008). RENTABILIDAD DEL TOMATE CHERRY (*Lycopersicum pimpinellifolium*) PRODUCIDO EN INVERNADERO (Tesis de Grado). Saltillo, Coahuila, Mexico: Universidad Autónoma Agraria "Antonio Narro". Obtenido de <http://repositorio.uaaan.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/123456789/5199/T16907%20ARELLANO%20SALAZAR%2C%20%20PERLA%20ROC%C3%8DO%20%20TESIS.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Arriaga, E. (22 de 04 de 2022). *El Campo PLUS*. Obtenido de El campo Plus : https://www.youtube.com/watch?v=KaGpAFA1k_4
- Banco de Desarrollo de América Latina. (17 de AGO de 2015). *Banco de Desarrollo de América Latina*. Obtenido de Energía Solar: tipos de generación en América Latina: <https://www.caf.com/es/actualidad/noticias/2015/08/energia-solar-tipos-de-generacion-en-america-latina/#:~:text=%2DSistemas%20fotovoltaicos%3A%20utilizan%20c%C3%A9lulas%20fotovoltaicas,semiconductoras%2C%20generando%20un%20circuito%20el%C3%A9ctrico>

Banco de la República de Colombia. (15 de ENE de 2023). *BanRep.gov.co*. Obtenido de Tasas de captación semanales y mensuales: <https://www.banrep.gov.co/es/estadisticas/tasas-captacion-semanales-y-mensuales>

BAYER S.A. (2021). *Agro Bayer Colombia*. Obtenido de Cultivos: Tomate - Solución para tomate: <https://www.agro.bayer.co/es-co/cultivos/tomate.html>

Bojacá, C., Villagrán, E., Gil, R., & Franco, H. (2017). *El riego y la fertilización del cultivo del tomate*. Bogotá: Editorial UTadeo. Obtenido de https://www.utadeo.edu.co/sites/tadeo/files/node/wysiwyg/pub_60_-_el_riego_y_la_fertilizacion_0.pdf

Cámara de Comercio de Bogotá. (1 de OCT de 2015). *Biblioteca Digital Camara de Comercio de Bogotá*. (C. d. Bogotá, Ed.) Obtenido de Manual Tomate: <http://hdl.handle.net/11520/14307>

DANE. (1 de Dic de 2014). Boletín mensual Insumos y factores asociados a la producción agropecuaria. *El cultivo del tomate de mesa bajo invernadero, tecnología que ofrece mayor producción, calidad e inocuidad del producto*, 30, 72. (DANE, Ed.) Bogotá. Obtenido de https://www.dane.gov.co/files/investigaciones/agropecuario/sipsa/insumos_factores_de_produccion_dic_2014.pdf

Duarte, M., Abimelec, N., Oliveros, S., & Rueda, S. (2006). *PLAN DE ORDENAMIENTO Y MANEJO DE LA SUBCUENCA DEL RIO SURATÁ*. CDMB. Bucaramanga: Grupo Asesor de Ordenamiento Ambiental Territorial CDMB. Obtenido de

<https://economia.uniandes.edu.co/sites/default/files/webproyectos/santurban/POMCA-DOCUMENTO-UNIFICADO-SUBCUENCA-SURATA.pdf>

Eischeid, J. K., Baker, C. B., Karl, T. R., & Diaz, H. F. (1995). The Quality Control of Long-Term Climatological Data Using Objective Data Analysis. *Journal of Applied Meteorology*, 34, 2787-2795.

El Tiempo, Editorial; Sociedad Minera de Santander, Minesa. (12 de feb de 2020). *El Tiempo*.
Obtenido de Soto Norte, la región que ayudará al país y cambiará vidas:
<https://www.eltiempo.com/contenido-comercial/potencial-de-la-provincia-de-soto-norte-la-entrada-al-paramo-de-santurban-457644>

ESERP. (ENE de 2023). *ESERP Business and Law School*. Obtenido de ¿QUÉ ES EL FLUJO DE CAJA Y CÓMO CALCULARLO?: <https://es.eserp.com/articulos/que-es-el-flujo-de-caja/>

ESSA. (2005). *ESSA*. Obtenido de Normas Vigentes NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN:
<https://www.essa.com.co/site/Portals/14/Docs/Norma%20tecnica/Norma%20T%C3%A9cnica%20ESSA.pdf>

ESSA. (ENE de 2019). *ESSA grupo EPM*. Obtenido de Nuestra Cobertura:
<https://www.essa.com.co/site/informacion-corporativa/que-hacemos/nuestra-cobertura>

ESSA. (1 de ENE de 2023). *ESSA grupo EPM*. Obtenido de Vinculación Clientes Energía:
<https://www.essa.com.co/site/clientes/hogar/tramites-y-servicios-hogar/vinculacion-clientes-energia>

ESSA. (15 de ENE de 2023b). *ESSA EPM*. Obtenido de Consultar Tarifas historico:

<https://www.essa.com.co/site/mi-factura/formula-tarifaria-y-tarifas/consultar-tarifas>

FAO. (28 de MAR de 2023). *FAO training* . Obtenido de ESTRUCTURAS PARA LA TOMA

DE AGUA PRINCIPAL:

https://www.fao.org/fishery/docs/CDrom/FAO_Training/FAO_Training/General/x6708s/x6708s07.htm

Federación Colombiana de Municipios. (10 de SEP de 2014). *Federación Colombiana de*

Municipios. (A. d. Suratá, Editor) Obtenido de Alcaldía de Suratá:

https://archive.ph/20150606204107/http://www.surata-santander.gov.co/informacion_general.shtml

Finagro. (2 de 2 de 2021). *Finagro*. Obtenido de Agroguía - Marco de Referencia

Agroeconómico: <https://www.finagro.com.co/atencion-servicios-ciudadania/informacion-al-ciudadano/publicaciones-e-investigaciones/analisis-sectorial/agroguias>

Florez Garcia, J. A. (2021). *CONTROL BIOLÓGICO DE NEMÁTODOS FITOPARÁSITOS EN*

CULTIVOS DE TOMATE (Solanum lycopersicum) CON MICELIO DE HONGOS DEL GÉNERO Pleurotus Y HONGOS MICORRÍZICOS. Bogotá: Universidad del Bosque.

Galvis Ramirez & Cia S.A. (1 de MAY de 2019). *Vanguardia Liberal*. Obtenido de

Electrificación Rural mejorando la vida de los campesinos:

<https://m.vanguardia.com/especiales-vanguardia/contenido/centenario/servicios-publicos/essa-rural.html>

- García Callejas, D. (2016). *Universidad de Antioquia*. Obtenido de Acceso a electricidad y calidad de vida: https://www.udea.edu.co/wps/portal/udea/web/inicio/udea-noticias/udea-noticia!/ut/p/z0/fY69DsIwDIRfhaVj5FBCgLFiQEIMDAi1WZCVRBAIcX9CBW9PWgbEwmJ9dz6fDApKUAF7d8boKKBPulLytFyt82kh-I5LIXkh92K-yDezw5HDFtT_QGpw16ZRBShNIdpnhLKmNqJ_GIsZx-5XXehuPzzMSaDotMMu4-N1cIaG
- Gaspar, P., & Francés, E. (28 de NOV de 2014). Proyecto Fin de Carrera. *El Tomate*. Universidad de Zaragoza, EINA. Obtenido de <https://zaguan.unizar.es/record/10535>
- Group, W. B., ESMAP, & SolarGis. (1 de JUN de 2022). *GLOBAL SOLAR ATLAS*. Obtenido de Welcome to the Global Solar Atlas: <https://globalsolaratlas.info/map>
- Growatt. (2023). *Growatt*. Obtenido de MIN 2500-6000TL-X: <https://www.growatt.mx/show-40-578.html>
- IDEAM. (2022). *Dhime IDEAM*. Obtenido de Consulta y Descarga de Datos Hidrometeorológicos: <http://dhime.ideam.gov.co/atencionciudadano/>
- IEEE std. (30 de ENE de 2000). *IEEE*. Obtenido de IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7109078>
- IEEE std. (2012). *IEEE Std 81 IEEE Guide for Measuring Earth Resistivity, Ground Impedance, and Earth Surface Potentials of a Grounding System*. Revision of IEEE Std 81-1983: ANSI/IEEE.
- INELDEC. (2023). *INELDEC*. Obtenido de Medidor Bidireccional Monofásico Microstar C2000: <https://ineldec.com/producto/medidor-bidireccional-monofasico-c2000/>

Intagri, S.C. (21 de 08 de 2015). *Intagri*. Obtenido de Sistema de Riego por Goteo:

<https://www.intagri.com/articulos/agua-riego/sistema-de-riego-por-goteo>

Jinko Solar. (2023). *Jinko Solar*. Obtenido de Ficha tecnica Cheetah HC 72M 390-410:

[https://www.jinkosolar.com/uploads/CheetahPerc%20JKM390-410M-72H-\(V\)-A3-EN.pdf](https://www.jinkosolar.com/uploads/CheetahPerc%20JKM390-410M-72H-(V)-A3-EN.pdf)

K2 Systems Base Software. (2023). *K2 systems*. Obtenido de Base App: [https://base.k2-](https://base.k2-systems.com/#/dashboard)

[systems.com/#/dashboard](https://base.k2-systems.com/#/dashboard)

Latina, Banco de Desarrollo de América. (17 de AGO de 2015). *Banco de Desarrollo de América Latina*. Obtenido de Energía Solar: tipos de generación en América Latina:

[https://www.caf.com/es/actualidad/noticias/2015/08/energia-solar-tipos-de-generacion-](https://www.caf.com/es/actualidad/noticias/2015/08/energia-solar-tipos-de-generacion-en-america-)
[en-america-](https://www.caf.com/es/actualidad/noticias/2015/08/energia-solar-tipos-de-generacion-en-america-)

[latina/#:~:text=%2DSistemas%20fotovoltaicos%3A%20utilizan%20c%3%A9lulas%20fotovoltaicas,semiconductoras%2C%20generando%20un%20circuito%20el%3%A9ctrico](https://www.caf.com/es/actualidad/noticias/2015/08/energia-solar-tipos-de-generacion-en-america-)

Lecaros, J. (23,24 de JUN de 2011). SEMINARIO INTERNACIONAL DE RIEGO Y

FERTIRRIGACIÓN. *Riego por Goteo*, 127. Chiclayo: Universidad Católica USAT.

Obtenido de <https://docplayer.es/8443884-Seminario-internacional-de-riego-y-fertirrigacion-chiclayo-23-y-24-de-junio-de-2011.html>

Maldonado Martinez, I. (2018). *Diseño de una instalación eléctrica aislada con generación fotovoltaica en una zona rural del municipio de Socorro Santander*. . Bucaramanga:

Universidad Industrial de Santander. Obtenido de

primo.hosted.exlibrisgroup.com/primo-explore/fulldisplay?docid=uids_bucaramanga185430&context=L&vid=UIDS&lang=es_CO&search_scope=uids_completo&adaptor=Local%20Search%20Engine&tab=uids_tab&query=any,contains,%20Maldonado%20Mart%C3%ADnez%20%20I

MilenioOscuro. (23 de MAY de 2012). *WikiMedia Commons*. Obtenido de Mapa del Municipio de Surata, Santander (Colombia): https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Colombia_-_Santander_-_Surat%C3%A1.svg

Ministerio de Minas y Energia. (2008). *Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE*. Bogotá: Ministerio de Minas y Energía.

Ministerio de Minas y Energía. (2019). *Ley 1715 de 2014 - Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional*. <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=57353>: Equipo de revisión del MinMinas.

NEPA. (1998). *Código Eléctrico Nacional NTC2050 Primera actualización*. Bogotá : Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación.

Noticias CCI. (20 de MAY de 2021). *Corporación Colombiana Internacional CCI*. Obtenido de Surata (Santander) cuenta con un proyecto de agricultura sostenible: <https://www.cci.org.co/surata-santander-cuenta-con-un-proyecto-de-agricultura-sostenible/>

Ordonez, M., & Arenas, A. (2020). *DISEÑO Y MODELAMIENTO DE UN SISTEMA DE RIEGO MEDIANTE TECNICAS DE DISEÑO PARAMETRICO APLICADO EN AGRICULTURA*

- DE PRECISION*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Obtenido de https://uids-primo.hosted.exlibrisgroup.com/primo-explore/fulldisplay?docid=uids_bucaramanga189945&context=L&vid=UIDS&lang=es_CO&search_scope=uids_completo&adaptor=Local%20Search%20Engine&tab=uids_tab&query=any,contains,Ordo%C3%B1ez%20Rinc%C3%B3n%20M.%
- Tarifas de Luz. (1 de ENE de 2023). *Tarifas de Luz*. Obtenido de Elección del suministrador en Suratá, Santander: <https://tarifasdeluz.co/santander/surata>
- TIA. (2019). *Telecommunications Industry association*. Obtenido de Telecommunications Pathways and Spaces: <https://tiaonline.org/standard/tia-569/>
- TPON. (1 de ENE de 2022). *TPON*. Obtenido de 4/6 Inch ACDC Stainless Steel Solar Water Pump: <https://www.tponpump.com/pid18383895/4-6-Inch-ACDC-Stainless-Steel-Solar-Water-Pump-Manufacturers-in-China-OEM-ODM.htm>
- UBA Agrinomia. (2023). *UBA Facultad de Agronomía*. Obtenido de Cátedra de edafología - Definición de Edafología: [https://www.agro.uba.ar/catedras/edafologia#:~:text=La%20Edafolog%C3%ADa%20\(de%20griego%20edafos,el%20entorno%20que%20le%20rodea.](https://www.agro.uba.ar/catedras/edafologia#:~:text=La%20Edafolog%C3%ADa%20(de%20griego%20edafos,el%20entorno%20que%20le%20rodea.)
- UPME. (2019). *Guía práctica para la aplicación de los incentivos*. Bogotá Colombia: Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo.
- Urrego, A. (2 de JUN de 2021). *Semana Rural*. Obtenido de La granja que llenó de color los campos de Suratá: <https://semanarural.com/web/articulo/la-granja-que-lleno-de-color-los-campos-de-surata/1902>

Villareal, D., & Teatino, J. (2017). *SISTEMA ALTERNATIVO DE ENERGÍA PARA ALIMENTAR UN INVERNADERO PROTOTIPO PARA EL CULTIVO DE TOMATES CHERRY, EN EL DEPARTAMENTO DE SANTANDER*. Bucaramanga: UTS. Obtenido de <http://repositorio.uts.edu.co:8080/xmlui/handle/123456789/3498>

Vostermans ventilation . (9 de ABR de 2021). *Vostermans*. Obtenido de ¿Cómo determinar el número de ventiladores necesarios en un invernadero?: <https://www.vostermans.com/es/ventilation/blog/c%C3%B3mo-determino-el-n%C3%BAmero-de-ventiladores-necesarios-en-un-invernadero>

Wikifarmer. (2017). *WIKIFARMER*. Obtenido de Cultivo de tomate a campo abierto – cultivo del tomate al aire libre: <https://wikifarmer.com/es/cultivo-de-tomate-a-campo-abierto-cultivo-del-tomate-al-aire-libre/>

Apéndices

A continuación, se presenta el QR Y Enlace de los Apéndices, en los cuales se puede visualizar el siguiente listado organizado por carpetas

- Listado

[Apéndice A] Ficha técnica Bombas solares TPON 4TPSC4.8-203-200-1500-HV

[Apéndice B] Diagrama unifilar de la vivienda

[Apéndice C] Plano arquitectónico y Eléctrico de la vivienda

[Apéndice D] Esquema para ubicación de extractores de aire

[Apéndice E] Topología del sistema

[Apéndice F] Ficha-tecnica-turbina-pelton-5kw-marca-relak

[Apéndice G] Ficha- técnica -cheetah jkm390-410m-72h-(v)-a4-en-f30

[Apéndice H] Ficha -técnica -growatt-min-2.5-6k-tl-x

[Apéndice I] Ficha-Tecnica-Medidor-Monofasico-bidireccional-Microstar-C2000

[Apéndice J] Reporte K2SYSTEM BASE

[Apéndice K] Esquema del cuarto técnico

[Apéndice L]Esquema del gabinete solar

[Apéndice M] Certificado de conformidad de producto- mini-breaker-15-amperios-1polo

[Apéndice N] Ficha tecnica-Nexans_ALAMBRES-THHN-THWN-2-600V-CT

[Apéndice O] Ficha técnica del disyuntor Chint_Serie NB1DC (1)

[Apéndice P] Ficha tecnica-CABLE-UNIFILAR-10mm2-SOLAR-PV ZZ-F ROJO

[Apéndice Q] Certificado -de-conformidad-de-producto-BREAKER-ENCHUFABLE-DSE-1050-50A

[Apéndice R] Certificado -de-conformidad-de-producto-CABLE NEXANS AWG 8

[Apéndice S] Diagrama unifilar de sistema de generación fotovoltaica

[Apéndice T] Hoja de ruta ESSA y otros documentos

[Apéndice U] Formatos UPME diligenciados

- Enlace

<https://drive.google.com/drive/folders/1qP8g468lioBNjk6wWQGUL5xV41W1yWt6?usp=sharing>

g

- Código QR

