



UNIVERSIDAD INDOAMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍA, INDUSTRIA Y PRODUCCIÓN
CARRERA DE INGENIERÍA INDUSTRIAL

TEMA:

**DISEÑO DE UN SISTEMA DE RESPALDO ALIMENTADO POR
FUENTES RENOVABLES DE ENERGÍA PARA LA OPERACIÓN DE UNA
INDUSTRIA TEXTIL EN LA CIUDAD DE QUITO**

Trabajo de Integración Curricular previo a la obtención del título de Ingeniero Industrial

Autor

Chapi Granda David Alexander

Tutor

Ing. Juan Joel Segura D'Rouville
M.Sc.

QUITO– ECUADOR
2024

**AUTORIZACIÓN POR PARTE DEL AUTOR PARA LA CONSULTA,
REPRODUCCIÓN PARCIAL O TOTAL, Y PUBLICACIÓN ELECTRÓNICA
DEL TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR**

Yo, David Alexander Chapi Granda, declaro ser autor del Trabajo de Integración Curricular con el nombre “DISEÑO DE UN SISTEMA DE RESPALDO ALIMENTADO POR FUENTES RENOVABLES DE ENERGÍA PARA LA OPERACIÓN DE UNA INDUSTRIA TEXTIL EN LA CIUDAD DE QUITO”, como requisito para optar al grado de Ingeniero y autorizo al Sistema de Bibliotecas de la Universidad Tecnológica Indoamérica, para que con fines netamente académicos divulgue esta obra a través del Repositorio Digital Institucional (RDI-UTI).

Los usuarios del RDI-UTI podrán consultar el contenido de este trabajo en las redes de información del país y del exterior, con las cuales la Universidad tenga convenios. La Universidad Tecnológica Indoamérica no se hace responsable por el plagio o copia del contenido parcial o total de este trabajo.

Del mismo modo, acepto que los Derechos de Autor, Morales y Patrimoniales, sobre esta obra, serán compartidos entre mi persona y la Universidad Tecnológica Indoamérica, y que no tramitaré la publicación de esta obra en ningún otro medio, sin autorización expresa de la misma. En caso de que exista el potencial de generación de beneficios económicos o patentes, producto de este trabajo, acepto que se deberán firmar convenios específicos adicionales, donde se acuerden los términos de adjudicación de dichos beneficios.

Para constancia de esta autorización, en la ciudad de Quito, a los 24 días del mes de Abril de 2024, firmo conforme:

Autor: David Alexander Chapi Granda

Firma:

Número de Cédula: 1725970048

Dirección: Pichincha, Quito, Cotacollao, Consejo Provincial Norte.

Correo Electrónico: dchapi@indoamerica.edu.ec

Teléfono: 0995721572

APROBACIÓN DEL TUTOR

En mi calidad de Tutor del Trabajo de Integración Curricular “DISEÑO DE UN SISTEMA DE RESPALDO ALIMENTADO POR FUENTES RENOVABLES DE ENERGÍA PARA LA OPERACIÓN DE UNA INDUSTRIA TEXTIL EN LA CIUDAD DE QUITO” presentado por David Alexander Chapi Granda, para optar por el Título Ingeniero Industrial,

CERTIFICO

Que dicho Trabajo de Integración Curricular ha sido revisado en todas sus partes y considero que reúne los requisitos y méritos suficientes para ser sometido a la presentación pública y evaluación por parte los Lectores que se designe.

Quito, 24 de Abril del 2024

.....

Ing. Juan Joel Segura D'Rouville M.Sc.

DECLARACIÓN DE AUTENTICIDAD

Quien suscribe, declaro que los contenidos y los resultados obtenidos en el presente Trabajo de Integración Curricular, como requerimiento previo para la obtención del Título de Ingeniero Industrial, son absolutamente originales, auténticos y personales y de exclusiva responsabilidad legal y académica del autor

Quito, 24 de Abril 2024

A handwritten signature in blue ink, reading "David Chapi", is written over a horizontal dotted line. The signature is stylized with a large loop and a long horizontal stroke.

Chapi Granda David Alexander
CI: 1725970048

APROBACIÓN DE LECTORES

El Trabajo de Integración Curricular ha sido revisado, aprobado y autorizada su impresión y empastado, sobre el Tema: DISEÑO DE UN SISTEMA DE RESPALDO ALIMENTADO POR FUENTES RENOVABLES DE ENERGÍA PARA LA OPERACIÓN DE UNA INDUSTRIA TEXTIL EN LA CIUDAD DE QUITO, previo a la obtención del Título de Ingeniero Industrial, reúne los requisitos de fondo y forma para que el estudiante pueda presentarse a la sustentación del Trabajo de Integración Curricular.

Quito, 24 de Abril de 2024

.....

MSc. Topón Visarrea Blanca Liliana
LECTOR

.....

MSc. Alexis Suárez del Villar Labastida, Ing.
LECTOR

DEDICATORIA

Quiero dedicar este trabajo a mis padres, Fausto y Olga quienes han sido el pilar fundamental de todo este trayecto académico, ya que gracias a su sacrificio, amor, consejos, enseñanza y paciencia he logrado cumplir cada una de mis metas.

A mis hermanos, Carlos y Michael que estuvieron pendientes de mí en cada paso y supieron escucharme en cada dificultad, me ensañaron a nunca rendirme y afrontar cada problema que se presentaba.

A mi abuelita Angelina que siempre estuvo pendiente de mí a pesar de la distancia, fue la persona que en cada llamada preguntaba por cómo me encontraba de salud y como estaba en la universidad, aunque ya no te encuentras con nosotros este trabajo lo realicé con el propósito de que te sintieras orgullosa de mí.

AGRADECIMIENTO

Quiero primeramente agradecer a Dios, por ser mi guía en este camino, por brindarme la salud, las oportunidades de mejorar cada día y sobre todo por darme una familia que no abandona.

A la empresa Texprint por abrirme las puertas, y brindarme todo el apoyo necesario para la culminación de este proyecto.

A mis primos, Juan, Bryan y Jhoel, quienes me han brindado un apoyo incondicional durante todo este proceso y siempre estuvieron ahí para alentarme, a pesar de las adversidades.

A mis amigos, quienes me han brindado de su apoyo emocional en toda esta etapa universitaria, con su compañía y su alegría hicieron cada momento especial.

Por último a mi tutor de tesis, ya que con su guía profesional, su experiencia y dedicación, el desarrollo de este trabajo pudo culminar de manera exitosa.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

RESUMEN EJECUTIVO	xvi
ABSTRACT	xvii
CAPÍTULO I	18
Introducción	18
Antecedentes	20
Justificación	21
Objetivos	22
CAPÍTULO II.....	24
Ingeniería del proyecto	24
Diagnóstico de la situación actual de la empresa	24
Inexistencia de planos eléctricos.....	24
Carencia de indicadores de eficiencia energética.....	24
Transformador sub cargado.....	24
Interrupciones al suministro energético	25
Área de estudio	27
Modelo operativo	28
CAPÍTULO III	30
Propuesta y resultados esperados.....	30
Desarrollo de la propuesta.....	30
Reconocimiento de la red actual	30
Levantamiento de la carga instalada en el servicio	32
Selección de una fuente alternativa renovable de energía.....	39
Diseño de un sistema de respaldo alimentado por energías renovables.....	53
Resultados esperados	85
Captación de energía entregada por el sistema fotovoltaico	85
Mejora en las interrupciones por desconexión de la red principal.....	91
Cronograma de actividades.....	94
Análisis de costos para el proyecto.....	97
CAPÍTULO IV	101
Conclusiones y Recomendaciones.....	101
Conclusiones.....	101
Recomendaciones	102

Bibliografia.....	102
ANEXOS.....	105

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: <i>Datos del estado actual del transformador</i>	25
Tabla 2: <i>Datos de consumo energético en las diferentes categorías</i>	26
Tabla 3: <i>Área de estudio</i>	27
Tabla 4: <i>Identificación de los elementos y su estado</i>	31
Tabla 5: <i>Parámetros eléctricos de carga</i>	32
Tabla 6: <i>Levantamiento de carga</i>	34
Tabla 7: <i>Consumo diario</i>	37
Tabla 8: <i>Caracterización de la energía hidroeléctrica</i>	40
Tabla 9: <i>Caracterización de la energía geotérmica</i>	41
Tabla 10: <i>Caracterización de la energía eólica</i>	42
Tabla 11: <i>Caracterización de la energía fotovoltaica</i>	43
Tabla 12: <i>Caracterización de la energía por biomasa</i>	44
Tabla 13: <i>Ponderación inicial de los criterios</i>	47
Tabla 14: <i>Evaluación en base al criterio de ciencia y tecnología</i>	48
Tabla 15: <i>Evaluación en base al criterio de situación geográfica</i>	49
Tabla 16: <i>Evaluación en base al criterio de costo de implementación</i>	49
Tabla 17: <i>Evaluación en base al criterio de aspectos propios del sector</i>	51
Tabla 18: <i>Resultados con relación de alternativos con criterio</i>	52
Tabla 19: <i>Resultados de ponderación con aplicación de la matriz de Holmes</i>	53
Tabla 20: <i>Datos de irradiación global</i>	56
Tabla 21: <i>Perdidas específicas por localización</i>	56
Tabla 22: <i>Coeficientes de temperatura del panel solar</i>	73
Tabla 23: <i>Características del panel solar</i>	78
Tabla 24: <i>Especificaciones del inversor trifásico</i>	80
Tabla 25: <i>Especificaciones de la batería</i>	80
Tabla 26: <i>Especificaciones del contador bidireccional</i>	81
Tabla 27: <i>Características del inversor bidireccional</i>	82
Tabla 28: <i>Producción energética acumulada mensual del sistema solar</i>	84
Tabla 29: <i>Aprovechamiento de energía producida en el 83,33% del establecimiento</i> .	87
Tabla 30: <i>Aprovechamiento de energía producida en el 16,66% del establecimiento</i> .	87
Tabla 31: <i>Energía neta en el aprovechamiento del 83,33% del establecimiento</i>	89
Tabla 32: <i>Energía neta en el aprovechamiento del 16,66% del establecimiento</i>	90

Tabla 33: <i>Indicador Estructura de consumo en cada mes</i>	93
Tabla 34: <i>Costos de mano de obra por cargo establecido</i>	98
Tabla 35: <i>Costos por fase de implementación del sistema fotovoltaico</i>	99

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: <i>Datos anuales de la demanda de electricidad</i>	18
Figura 2: <i>Producción por tipo de recurso energético en el Ecuador</i>	19
Figura 3: <i>Consumo energético de la empresa textil</i>	20
Figura 4 <i>Modelo operativo</i>	28
Figura 5: <i>Panorama satelital de la empresa textil</i>	54
Figura 6: <i>Ubicación del lugar en el mapa de GHI</i>	55
Figura 7: <i>Coefficientes de pérdida</i>	57
Figura 8: <i>Configuración de arreglos de los paneles solares</i>	62
Figura 9: <i>Banco de baterías para el sistema de generación fotovoltaico</i>	66
Figura 10: <i>Diseño del sistema fotovoltaico</i>	83
Figura 11: <i>Cronograma de actividades para la implementación</i>	96
Figura 12: <i>Diagrama de Gantt para la implementación del proyecto</i>	96
Figura 13: <i>Costos de materiales y equipamiento</i>	97

ÍNDICE DE ECUACIONES

(1)	25
(2)	26
(3)	33
(4)	33
(5)	33
(6)	33
(7)	33
(8)	36
(9)	36
(10)	48
(11)	57
(12)	58
(13)	59
(14)	60
(15)	61
(16)	62
(17)	63
(18)	63
(19)	64
(20)	64
(21)	65
(22)	66
(23)	66
(24)	67
(25)	67
(26)	68
(27)	70
(28)	72
(29)	72
(30)	72
(31)	74
(32)	74

(33)	75
(34)	75
(35)	79
(36)	81
(37)	84
(38)	86
(39)	89

ÍNDICE DE ANEXO

Anexo 1: Informe del transformador en base al equipo analizador de redes	106
Anexo 2: Reporte de irradiación solar de Global Solar Atlas	107
Anexo 3: Informe mensual de irradiación solar de PVGIS.....	108
Anexo 4: Informe de irradiación solar del Software PVsyst	109
Anexo 5: Ficha Técnica de la batería tipo gel FuliBattery 12V-250A-h	110
Anexo 6: Ficha Técnica de paneles solares RESUN	111
Anexo 7: Ficha técnica del contador bidireccional Eastron.....	112
Anexo 8: Ficha técnica del inversor trifásico 55kVA Delta	113
Anexo 9: Ficha técnica del inversor bidireccional 50kW Deye.....	114
Anexo 10: Costos de mano de obra detallado	115
Anexo 11: Selección de conductor en base a la corriente permisible	115
Anexo 12: Selección de tuberías en base al N° de conductores y Factor de Relleno ..	116
Anexo 13: Factor de corrección de temperatura	116
Anexo 14: Factor de corrección en base al número de conductores en la tubería	116
Anexo 15: Valores nominales de Disyuntores	117
Anexo 16: Plano de conexiones del sistema fotovoltaico	118
Anexo 17: Aprobación de abstract departamento de idiomas.....	119

UNIVERSIDAD INDOAMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍA, INDUSTRIA Y PRODUCCIÓN
CARRERA DE INGENIERÍA INDUSTRIAL

TEMA: DISEÑO DE UN SISTEMA DE RESPALDO ALIMENTADO POR FUENTES RENOVABLES DE ENERGÍA PARA LA OPERACIÓN DE UNA INDUSTRIA TEXTIL EN LA CIUDAD DE QUITO

AUTOR: David Alexander Chapi Granda

TUTOR: Ing. Juan Joel Segura D'Rouville M.Sc.

RESUMEN EJECUTIVO

La presente investigación se realiza en una empresa textil ecuatoriana, en la misma se detecta un régimen de trabajo continuo de 24 horas, por lo cual desea reducir los consumos energéticos en el horario pico nocturno y las afectaciones eléctricas al servicio. Por lo antes expuesto se plantea el diseño de un sistema de respaldo energético mediante una fuente renovable de energía que garantice la continuidad del servicio eléctrico. En esta investigación se aplica varias metodologías de ingeniería encaminadas a dar solución a la problemática planteada, tales como: realizar un diagnóstico en el banco del transformador, levantamiento de cargas, implementación de indicadores de eficiencia energética y la selección adecuada de la fuente renovable de energía utilizando la Matriz de Criterios Ponderados de Holmes. Se obtuvo como resultado de la aplicación del analizador de redes que el nivel de cargabilidad del transformador corresponde a un 48,2% de su capacidad. Sin embargo, no es factible proponer un cambio de capacidad pues la potencia aparente total instalada corresponde a un valor de 124,63 kVA y la capacidad nominal del transformador es de 125 kVA. Se seleccionó como fuente renovable de energía más adecuada la correspondiente a paneles solares fotovoltaicos, conjuntamente se propusieron los diferentes indicadores de Eficiencia Energética a la organización. Las principales conclusiones de este trabajo muestran que la capacidad total de la fuente de respaldo energético corresponde a 78,24 kW, la misma es superior a la demanda energética correspondiente al bloque de consumo referente al horario pico nocturno. El exceso de energía generada se comercializa con la red eléctrica nacional ocasionando un ingreso adicional a la empresa, incidiendo en la reducción de los costos totales de producción de forma favorable; así como una reducción en los valores correspondientes a los indicadores propuestos anteriormente.

DESCRIPTORES: fuente de respaldo, horario pico nocturno, transformador

UNIVERSIDAD INDOAMÉRICA

Faculty of Engineering, Industry and Production

Industrial Engineering

AUTHOR: David Alexander Chapi Granda

TUTOR: Ing. Juan Joel Segura D'Rouville M.Sc.

ABSTRACT

DESIGN OF A BACKUP SYSTEM POWERED BY RENEWABLE ENERGY SOURCES FOR THE OPERATION OF A TEXTILE INDUSTRY IN THE CITY OF QUITO.

This research is carried out in an Ecuadorian textile company, in which a continuous work regime of 24 hours is detected, this is why it is important to reduce energy consumption during peak nighttime and minimize the electrical effects on service. Therefore, the design of an energy backup system using renewable energy sources is proposed to ensure continuity of electrical service. To solve the problems presented, several engineering methodologies are employed in this research such as: Performing a diagnostic on the transformer bench, lifting loads, and implementing energy efficiency indicators, selecting renewable energy sources with the Holmes Weighted Criteria Matrix in a proper manner. It was determined that the transformer's chargeability level corresponds to 48.2% of its capacity using the network analyzer. However, it is not feasible to propose a capacity change as the total apparent installed power corresponds to a value of 124.63 kVA, and the nominal transformer capacity is 125 kVA. The most suitable renewable energy source for photovoltaic solar panels was selected. Together, different Energy Efficiency indicators were proposed to the organization. The main conclusions of this work show that the total capacity of the energy backup source corresponds to 78.24 kW, it is higher than the energy demand corresponding to the consumption block referring to the night peak. The company receives additional income and reduces total production costs by marketing the excess energy generated to the national electricity grid, as well as a decrease in the values associated with the indicators proposed above.

KEYWORDS: Backup source, night peak time, transformer.

Anexo 17: Aprobación de abstract departamento de idiomas

CAPÍTULO I

Introducción

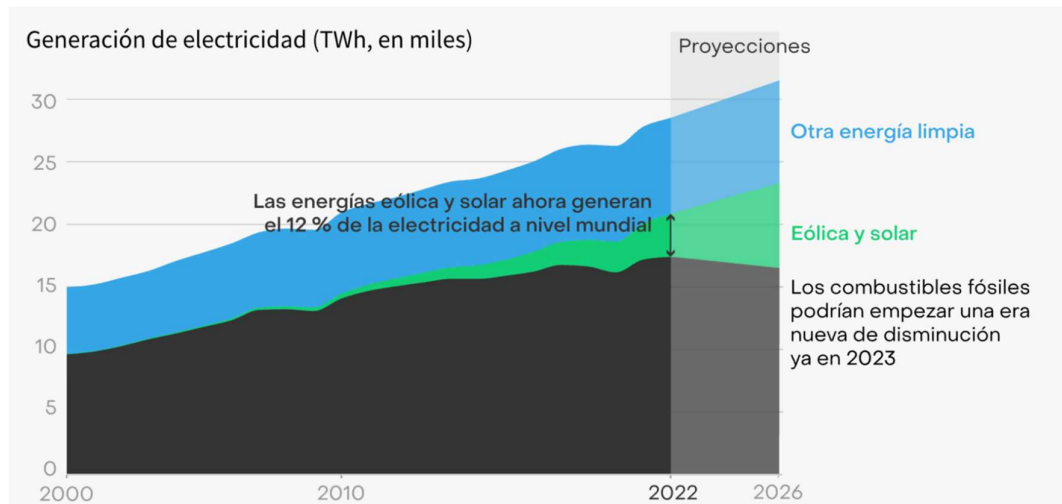
La energía eléctrica constituye un elemento primordial en la propulsión de las operaciones industriales a nivel mundial. Sin embargo, la generación por quema de combustibles fósiles no es un beneficio para el planeta, según (Ember, 2023), la demanda de electricidad a nivel mundial alcanzó un nuevo récord máximo de 28510 TWh en 2022.

Partiendo de esta demanda mundial se puede observar la necesidad de aprovechar los recursos renovables que se disponen para la generación de energía limpia, la cual representa un porcentaje de la demanda de electricidad mundial, siendo así las energías eólicas y solar las nuevas superpotencias energéticas (Ember, 2023).

No obstante, alrededor del 61% de la demanda mundial es cubierta por los combustibles fósiles, como se muestra en la **Figura 1** energías renovables tienden a alcanzar los niveles de producción suficientes para disminuir este porcentaje y alcanzar una nueva era en la generación de electricidad.

Figura 1:

Datos anuales de la demanda de electricidad

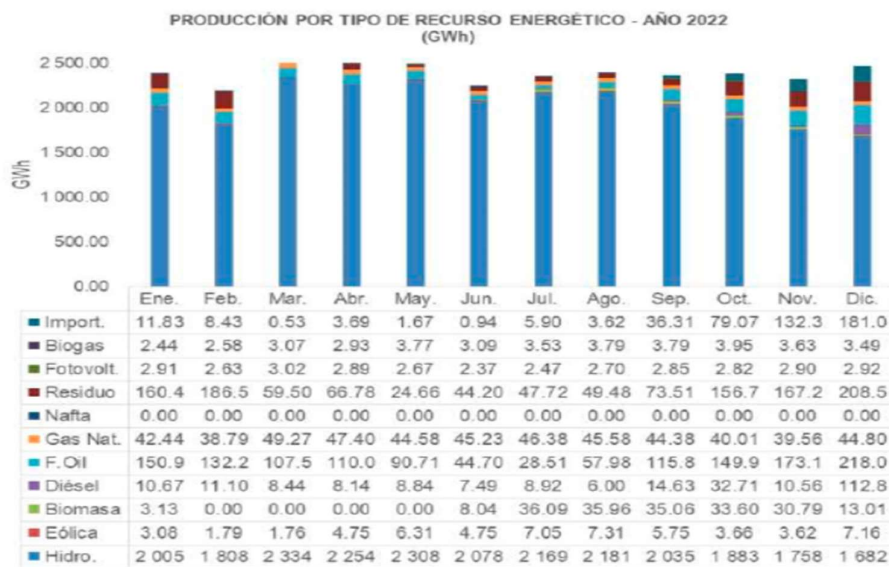


Nota: Adaptado de Global Electricity Review (pág. 11), por EMBER, 2023.

Actualmente en el Ecuador se ha logrado un cambio generacional en la producción de energía eléctrica a través de fuentes renovables, según la (CENACE, 2022, p. 3), el 88.17% de energía generada en el 2022 pertenece a estas fuentes y tan solo el 11.83% a la generación por combustibles fósiles. Siendo el sector hidroeléctrico el pilar fundamental para alcanza este cambio tan importante para el país. Sin embargo, las industrias en el Ecuador carecen de eficiencia energética y sufren pérdidas por diferentes aspectos, uno de ellos es la interrupción en el servicio eléctrico.

Figura 2:

Producción por tipo de recurso energético en el Ecuador

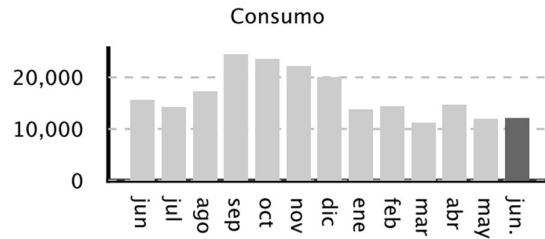


Nota: Adaptado del Boletín y Estadística Mensual de las Transacciones Comerciales

(pág. 3), por la CENACE, 2022.

Actualmente, la empresa cuenta con un horario de régimen trabajo caracterizado por un horario continuo de 24 horas, por lo tanto, el consumo energético está distribuido en tres grupos horarios, tales como horario día (Régimen A), horario pico (Régimen B), horario madrugada (Régimen C), en la **Figura 3** se puede observar una relación directamente proporcional entre el consumo eléctrico y la producción para el trimestre septiembre-noviembre del año 2023 objeto de estudio, la empresa llega superar el promedio de consumo en los meses que el mercado exige una mayor demanda de producto.

Figura 3:
Consumo energético de la empresa textil



Nota: Adaptado de la planilla de consumo energético de la empresa, por la EEQ, 2023.

La organización plantea la necesidad de contar con una fuente de respaldo energético para evitar paros en la producción. Sin embargo, es requerimiento que la misma provenga de una fuente renovable de energía, dada la importancia de que las industrias opten por un servicio eléctrico sostenible, según (Llanos y Llanes, 2020), en este contexto, tomar medidas de ahorro energético en fábricas o plantas de producción se ha convertido en un factor muy importante para la competitividad de las empresas.

Antecedentes

La empresa nacional textil donde se realiza la investigación, lleva alrededor de 34 años en el mercado textil ecuatoriano, presentando una innovación en sus procesos y comprometiéndose con el medio ambiente a la vez, con un extenso mercado y una jornada laboral de veinticuatro horas, surge la necesidad de implementar un servicio eléctrico ininterrumpido a base de una fuente de energía renovable para garantizar la funcionalidad de sus operaciones diarias.

Es importante que todas las industrias requieran de contar con un grupo de respaldo energético, para garantizar su producción ante cualquier imprevisto que pueda ocurrir en la red eléctrica externa, proveniente del sistema electro energético nacional. Por lo planteado anteriormente, la empresa tiene un alto nivel de producción en régimen continuo durante 24 horas. Por lo cual se busca el beneficio de una fuente de respaldo a base de energías renovables, con lo cual se cumplirán dos condiciones: satisfacer cualquier imprevisto de averías en la red eléctrica externa y cumplir con los requerimientos medioambientales. A raíz de lo expuesto previamente, resulta esencial emprender una evaluación de selección con el propósito de establecer la fuente de energía renovable más pertinente para el entorno en cuestión.

Debido a las razones expuestas previamente, este documento investigativo se enfocará en el desarrollo de un sistema de respaldo energético, alimentado por fuentes renovables, que asegure la operatividad sostenible de la compañía.

Como antecedentes se tiene todos aquellos trabajos que aporten al desarrollo de la investigación, tales como:

El trabajo elaborado por (Zambrano, 2023), en el cual se diseña un sistema de respaldo alimentado por energías renovables para una central hidroeléctrica en caso de desconexión de la red eléctrica nacional, por lo cual se realiza un levantamiento de cargas en el lugar y un estudio para escoger el tipo de energía renovable adecuada a la central.

Conjuntamente con el trabajo anterior se consulta la investigación realizada por (Macías, 2018), en donde se pone bajo análisis las diferentes alternativas energéticas para atender la demanda del Centro Histórico de la ciudad de Quito, por lo tanto, se evalúa cada alternativa bajo criterios técnicos y económicos. Sumado a ello, se caracteriza las condiciones por las cuales cada alternativa sería viable.

De igual manera, en la investigación desarrollada por (Vásquez, 2022), se puede apreciar un ejemplo práctico acerca del levantamiento de carga eléctrica monofásica y trifásica, donde se especifica la carga total instalada y cual debería ser la capacidad necesaria para el dimensionamiento y selección de un grupo electrógeno. Conjuntamente, se determinan todos los elementos adicionales necesarios para su implementación.

Finalmente, se hace referencia al estudio de (Saborío, 2019), como precedente, este trabajo investigativo se dedica al diseño de una fuente de respaldo basada en el aprovechamiento de energía solar, enfocado en minimizar la huella de carbono originada por la Central Hidroeléctrica Platanar situada en Costa Rica. En el contexto de este estudio, se presenta una evaluación teórica junto con la ejecución real de un sistema auxiliar, operado a través de paneles solares fotovoltaicos, destinado a cumplir con los requerimientos energéticos del establecimiento de forma ecoeficiente.

Justificación

El presente trabajo de investigación se considera **importante** para la empresa textil ya que le permitirá garantizar el funcionamiento ininterrumpido de su planta de

producción y al mismo tiempo reducir costos por consumo energético en el horario pico residencial en la ciudad.

El desarrollo de la propuesta metodológica se considera de un **impacto** positivo a la organización, pues le permitirá garantizar una mayor fiabilidad de servicio eléctrico, mediante una fuente de energía sostenible, la cual cubrirá la demanda de la planta de producción para el horario pico nocturno.

Esta investigación se valora por su gran **utilidad** en el contexto de la empresa, debido a que al contar con un sistema de respaldo de generación por una fuente renovable de energía, permitirá una reducción en el consumo y el costo de electricidad a pagar a la empresa eléctrica, redundando en los costos totales de producción.

La presente investigación cuenta con un grupo de **beneficiados**, tales como: el medio ambiente, al no utilizar un grupo electrógeno de generación distribuida, evitándose incrementar la contaminación medioambiental por la emisión de gases de efecto invernadero, el cliente, al tratarse de un stakeholder primordial para el buen desenvolvimiento de las actividades productivas en la organización, la empresa es beneficiada a reducirse los costos totales de producción incidido por el consumo eléctrico. Conjuntamente, se mejora la imagen empresarial al estar comprometida con el medio ambiente y conseguir nuevas oportunidades de mercado.

Este proyecto se evalúa como **factible**, dada la disposición favorable de la alta gerencia de la entidad., otorgando todas las herramientas y datos necesarios para la investigación, y los recursos necesarios que aseguran una exitosa finalización.

Objetivos

Objetivo General

Diseñar una fuente de respaldo de energía eléctrica en una organización empresarial textil, mediante una selección adecuada de fuente renovable de energía, para garantizar un servicio eléctrico ininterrumpido a la organización.

Objetivos Específicos

- Realizar un levantamiento de la carga eléctrica instalada en la organización, mediante la identificación de los parámetros nominales de cada equipo, con la finalidad de conocer la capacidad requerida por la fuente renovable de energía destinada a brindar un servicio ininterrumpido.
- Determinar la fuente renovable de energía más adecuada acorde a las características del servicio, mediante la aplicación de herramientas de ingeniería, con la finalidad de brindar una solución técnica y económica.
- Plantear el diseño de un sistema de respaldo energético, basado en la fuente renovable seleccionada anteriormente, con la finalidad de garantizar la continuidad del servicio eléctrico.

CAPÍTULO II

Ingeniería del proyecto

Diagnóstico de la situación actual de la empresa

Dadas las circunstancias se llevó a cabo un estudio de campo para realizar un diagnóstico inicial, con el debido apoyo del personal y la alta dirección de la empresa, en el cual se pudo identificar ciertos problemas ligados directamente con la necesidad de la empresa, entre los mismos se destacan los siguientes:

- Inexistencia de planos eléctricos
- Carencia de indicadores de eficiencia energética
- Transformador sub cargado
- Interrupciones al suministro eléctrico

Inexistencia de planos eléctricos

En la inspección llevada a cabo se pudo evidenciar que no se cuenta con planos eléctricos de las instalaciones, lo cual puede llevar a dificultades para el mantenimiento de las mismas, realizar algún tipo de expansión o modificación a cualquier área del establecimiento y la detección de manera ágil y rápida de cualquier falla o avería que pueda ocurrir en la red.

Carencia de indicadores de eficiencia energética

La empresa no lleva un control diario respecto al consumo eléctrico. Además, desconoce la existencia de indicadores de eficiencia energética, tales como: índice de consumo, estructura de consumo, intensidad energética. Los mismos serían un reflejo de la gestión energética dentro de la organización.

Transformador sub cargado

Según el informe emitido por la Empresa Eléctrica Quito, el transformador que alimenta a la organización se encuentra sub cargado como se puede apreciar en la **Tabla 1**. Tal situación resulta perjudicial para la economía de la organización, al estar pagando un valor por concepto de pérdidas de transformación superior a la que requiere su equipamiento.

Tabla 1:
Datos del estado actual del transformador

Análisis de Demandas	Valor	Unidad	Energías	Valor	Unidad
Factor de uso de demanda mínima	0.96	%	Potencia disponible	64.56	kVA
Factor de uso de demanda promedio	18.18	%	Factor de carga	38.13	%
Factor de uso de demanda máxima	48.4	%	Energía en el punto de medición	3661.84	kWh

Nota. Adaptado del informe emitido por la EEQ, 2023.

Interrupciones al suministro energético

Debido a las desconexiones del servicio energético en el país que comenzaron el 27 de octubre del 2023 por factores climáticos que afectaron las principales fuentes de generación del país, han existido paros en la producción de la empresa por lo cual se registran retrasos en la producción y no se tiene una fecha exacta de cuando vayan a parar las interrupciones al servicio.

$$\%H. \text{Trabajadas} = \frac{H. \text{Trabajadas en el periodo de recortes}}{H. \text{Totales trabajadas}} * 100 \quad (1)$$

Se toma en cuenta un periodo de 26 días laborables, en dónde se obtiene 546 horas trabajadas con los recortes al servicio eléctrico y se tiene un total de 624 que se debieron haber trabajado, con los siguientes datos y usando la ecuación (1) podemos calcular el porcentaje de horas trabajadas en la empresa.

$$\%H. \text{Trabajadas} = \frac{546}{624} * 100 = 87.5\%$$

De las causas que se han identificado para justificar la necesidad de implementar una fuente de respaldo nos encontramos con las interrupciones al servicio correspondientes a CNEL y contribuir a la reducción de costos de consumo energético mediante la puesta en funcionamiento de la fuente en los horarios de mayor demanda y así también contribuir con los objetivos medioambientales que tiene la empresa.

Por tal razón, es importante identificar cómo se encuentra actualmente el indicador de la Estructura de Consumo, dado que el mismo permite identificar qué porcentaje de toda la energía consumida en un periodo de tiempo (1 mes) corresponde al horario pico nocturno como se puede observar en la **Tabla 2**:

Tabla 2:

Datos de consumo energético en las diferentes categorías

Descripción	Consumo Total	Unidades de medida
Energía act. hor. A (08h00-18h00)	6253.33	kWh
Energía act. hor. B (18h00-22h00)	1764.93	kWh
Energía act. hor. C (22h00-08h00)	4087.83	kWh
Total	12106.09	kWh

Nota. Se muestran los consumos en cada régimen horario, Elaboración propia.

$$\text{Indicador Estructura de Consumo} = \frac{\text{Consumo total horario pico}}{\text{Consumo total del mes}} * 100 \quad (2)$$

$$\text{Indicador estructura de consumo B} = \frac{1764.93}{12106.09} * 100 = 14.57\%$$

El Indicador de estructura consumo nos indica el porcentaje de utilización de energía eléctrica en el horario pico nocturno, que tiene como un lapso de duración 4 horas, las cuales nos indican un valor porcentual del 16.66% en referencia a las 24 horas del día, por tal motivo el indicador al acercarse al máximo correspondiente a este horario nos indica un alto consumo en el mismo, esto es perjudicial para la organización, ya que, en este lapso de tiempo es donde más cuesta el kWh consumido.

Como se puede observar el resultado obtenido. el Indicador de estructura consumo corresponde a un valor de 14.57%, el cual es inferior al límite máximo establecido correspondiente al 16.6%. Este indicador se puede mejorar, ya que mientras más se acerca a 1 resulta más beneficioso para la empresa por lo que se tendría un menor consumo en este horario que es donde la energía tiene un costo mayor. La fuente de respaldo puede aportar una disminución de este valor y aportar beneficios económicos a la organización conjuntamente con el cumplimiento de los estándares ambientales del país, además se plantea que esta fuente sea alimentada por energías renovables, las mismas que aportan a cumplir los estándares ambientales del país.

Área de estudio

Tabla 3:
Área de estudio

Dominio	Tecnología, Sociedad y Hábitat Sostenible
Línea de investigación	Sistemas Industriales
Sub-Línea de investigación	Optimización energética de procesos con la integración de sistemas de generación renovable, eficiencia energética y estrategias de ahorro de energía.
Campo	Ingeniería Industrial
Área	Automatización
Aspecto	Sistemas de respaldo energético
Objeto a estudio	Diseño de un sistema de respaldo alimentado por fuentes renovables de energía para la operación de una industria textil en la ciudad de Quito.
Periodo de análisis	Septiembre 2023 – Enero 2024

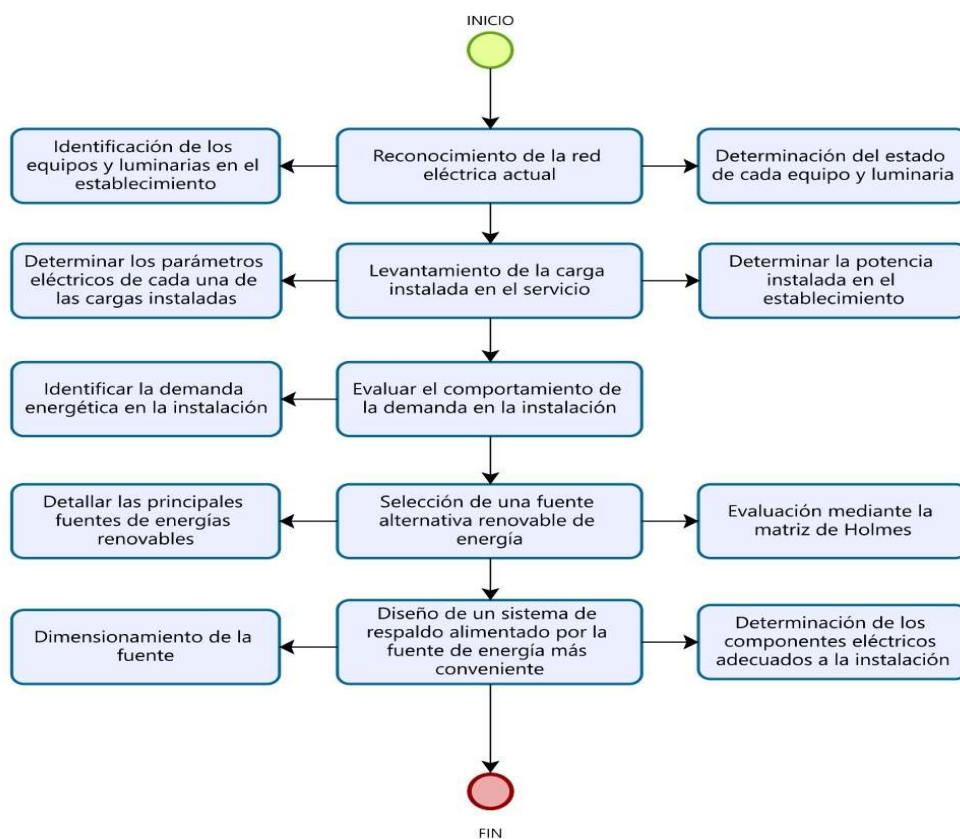
Nota. Adaptado de Líneas de investigación, por Universidad Tecnológica Indoamérica, 2023.

Modelo operativo

Con la finalidad de dar cumplimiento a los objetivos específicos establecidos y abordar los problemas identificados, se propone el siguiente modelo operativo de la **Figura 4**. Siguiendo una secuencia lógica de solución al problema identificado El mismo que fue adaptado de investigaciones similares, así mismo el modelo ya fue aprobado y se desarrolla siguiendo una secuencia coherente a partir de un problema previamente identificado.

Figura 4

Modelo operativo



Nota. Adaptado de Modelo Operativo (pag.30), por Zambrano, (2023).

El modelo operativo en la imagen representa un flujo de trabajo secuencial para la evaluación e implementación de un sistema de energía para una organización empresarial textil, se da inicio con el reconocimiento de la red eléctrica actual del establecimiento, por lo tanto, se identifica el equipamiento y luminaria con su respectivo funcionamiento.

A continuación se procede a realizar un levantamiento de carga del equipamiento y luminaria instalado en el establecimiento, recolectando valores nominales de cada uno de ellos y por lo tanto se determina los valores de potencia activa, reactiva y aparente que se encuentran instaladas en el lugar.

Tras haber completado meticulosamente la actividad mencionada, se emprende una evaluación exhaustiva de las necesidades energéticas en el interior del establecimiento. Este análisis implica una descripción de los intervalos de utilización de cada uno de los dispositivos y sistemas de iluminación que se identificaron en las etapas previas, así como un cálculo detallado de la potencia energética que requieren durante esos períodos de tiempo especificados. Se presta especial atención a los patrones de consumo energético, buscando identificar tendencias y picos de demanda.

Ahora, lo que se realiza es una exploración de las distintas alternativas en fuentes de energía renovable disponibles. En este proceso, se desglosan exhaustivamente las características de cada opción energética. Esto sienta las bases para una valoración rigurosa mediante la implementación de la técnica analítica conocida como la matriz de Holmes. Tal evaluación crítica facilitará la elección de la fuente de energía renovable más idónea que se alinee con los requisitos y objetivos específicos de la empresa textil.

Una vez que se conoce el tipo de fuente que se va a utilizar, se procede a realizar el diseño de un sistema de respaldo alimentado por la fuente seleccionada, se dimensionará de acuerdo a las necesidades de la organización y consecuentemente la selección de los componentes eléctricos que se utilizarán en las conexiones.

CAPÍTULO III

Propuesta y resultados esperados

Desarrollo de la propuesta

Reconocimiento de la red actual

Conforme al análisis eléctrico realizado en las instalaciones, fue posible identificar las distintas zonas y las cargas eléctricas asociadas a cada una, abarcando un total de seis áreas:

1. **Administración:** es dónde se ubican las oficinas de gerencias y los vendedores, además de los jefes de producción y de seguridad.
2. **Tejido:** se encuentran ubicados los telares y otros equipos claves para realizar el proceso productivo
3. **Estampado:** en esta área encontramos los equipos de estampado y corte laser para las etiquetas.
4. **Revisión y corte:** se reúnen los procesos de tejido y estampado para concluir con el proceso productivo.
5. **Diseño:** se lleva a cabo el diseño de las etiquetas para ser enviados a los diferentes procesos.
6. **Bodega:** es el lugar donde se almacena la materia prima y los repuestos para las maquinarias.

Identificación de equipos y lámparas

En las áreas mencionadas anteriormente se encuentran diferentes equipos con parámetros eléctricos a tomar en cuenta para el levantamiento de cargas. Se desea determinar el consumo energético que tiene la parte correspondiente a la empresa. Por lo cual se identificó cada elemento conectado a la red de eléctrica de las diferentes áreas, teniendo en cuenta el estado en el que se encuentran:

Tabla 4:
Identificación de los elementos y su estado

Área	Descripción	Cantidad	Estado	
			F	NF
Tejido	Iluminación 110	35	35	-
	Telares Muller	6	6	-
	Telar MEI	1	1	-
	Anudadora	1	1	-
Estampado	Iluminación 110	17	17	-
	Computadoras	3	1	2
	Corte Láser	1	1	-
	Láser China	1	1	-
	Estampadora Focus	1	1	-
	Estampadora China	1	1	-
	Estampadora CDS	1	1	-
	Extractores	3	3	-
Revisión y Corte	Iluminación 110	15	15	-
	Cortadora Kang Y	2	2	-
	Cortadora China	1	1	-
	Cortadora Willy	1	1	-
	Cortadora UTECS1	1	1	-
	Selladora	1	1	-
	Remachadora	1	1	-
	Balanza digital	1	1	-
	Dispensador de agua	1	1	-
	Televisión	1	1	-
	Impresoras	2	2	-
	Computadoras	3	3	-
	Enrolladoras	2	2	-
	Diseño	Computadoras	5	5
Impresoras		1	1	-
Impresoras de etiquetas		1	1	-
Scanner		1	1	-
Bodega	Iluminación 110	7	7	-
	Iluminación 110	5	12	-
Administración	Computadoras	12	12	-
	Impresoras	2	2	-
	Teléfonos	12	11	1
	Iluminación 110	17	17	-
Total		162	161	3

Nota. Las abreviaturas significan: (F)= Funciona y (NF)= No funciona, Elaboración propia.

En esta tabla podemos visualizar la cantidad de elementos por área y su funcionamiento en cada una, teniendo como resultados un 98.17% de equipamiento funcional y el 1.83% no funcionales.

Levantamiento de la carga instalada en el servicio

Determinación de los parámetros eléctricos nominales de la carga instalada

Para realizar la determinación de los parámetros eléctricos nominales de cada equipo ubicado en la organización, es necesario revisar la placa o chapa ubicada en cada uno de ellos, en las cuales el fabricante establece una relación de los mismos y sus valores correspondientes.

Tabla 5:
Parámetros eléctricos de carga

Parámetro	Abreviatura	Valor expresado
Corriente	I	Amperios (A)
Voltaje	V	Voltios (V)
Corriente de línea	IL	Amperios (A)
Corriente de fase	If	Amperios (A)
Voltaje de línea	VI	Voltios (V)
Voltaje de Fase	Vf	Voltios (V)
Factor de potencia	ϕ	Decimales

Nota. Adaptado del libro Electricidad y Electrónica Básicas: Conceptos y Aplicaciones de Buban, (1983).

Por otro lado, para determinar la carga de cada una de las máquinas, equipos y lámparas en cada área es necesario referirse al concepto de potencia y su vinculación con el levantamiento de cargas:

Potencia: En el ámbito eléctrico, la potencia se define como la cantidad de energía transferida o absorbida por unidad de tiempo en un sistema (Boylestad, 2013). Expresamos la potencia (P) como el producto del voltaje (V) y la corriente (I) en el circuito, utilizando la fórmula fundamental $P = VI$.

- **Potencia Activa:** La potencia activa representa la porción de la potencia total que efectúa trabajo útil en el sistema. Medida en vatios (W), se denota comúnmente como (P) en la ecuación general de potencia y se utiliza las siguientes fórmulas dependiendo del tipo de carga monofásica y trifásica:

Potencia Activa en cargas monofásicas:

$$P = V_f * I_f * \text{Cos } \phi \quad (3)$$

Potencia Activa en cargas trifásica:

$$P = \sqrt{3} * V_l * I_l * \text{Cos } \phi \quad (4)$$

- **Potencia Reactiva:** La potencia reactiva es la fracción de la potencia que no contribuye directamente al trabajo útil, sino que fluye entre el sistema y los elementos reactivos. Se expresa en voltamperios reactivos (VAR) y se representa por el término (Q) en la fórmula general de potencia y de igual manera tiene distintas fórmulas para cada tipo de carga:

Potencia Reactiva en carga monofásica:

$$Q = V_f * I_f * \text{Sen } \phi \quad (5)$$

Potencia Reactiva en carga trifásica:

$$Q = \sqrt{3} * V_l * I_l * \text{Sen } \phi \quad (6)$$

- **Potencia Aparente:** Dentro del dominio de las máquinas eléctricas y sistemas de corriente alterna, la potencia aparente es la magnitud total de la potencia en juego. Se mide en voltamperios (VA) y se denota como (S), siendo la raíz cuadrada de la suma al cuadrado de las potencias activa y reactiva:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (7)$$

Tabla 6:
Levantamiento de carga

Área	Descripción	Cantidad	Voltaje (V)	Corriente (A)	Factor de Potencia	Carga	Potencia	
							P (kW)	Q(kVAR)
Tejido	Iluminación 110	35	110	0,16	0,8	Monofásica	0,493	0,370
	Telares Muller	6	220	28	0,8	Trifásica	51,213	38,410
	Telar MEI	1	220	28	0,8	Trifásica	8,536	6,402
	Anudadora	1	110	2,5	0,8	Monofásica	0,220	0,165
Estampado	Iluminación 110	17	110	0,16	0,8	Monofásica	0,239	0,180
	Computadoras	3	110	0,7	0,8	Monofásica	0,185	0,139
	Corte Láser	1	220	3	0,8	Monofásica	0,528	0,396
	Láser China	1	220	6,2	0,8	Monofásica	1,091	0,818
	Estampadora Focus	1	220	24,5	0,8	Trifásica	7,469	5,601
	Estampadora China	1	220	30,6	0,8	Trifásica	9,328	6,996
	Estampadora CDS	1	220	31,82	0,8	Trifásica	9,700	7,275
	Extractores	3	110	1,7	0,8	Monofásica	0,449	0,337
Revisión y Corte	Iluminación 110	15	110	0,16	0,8	Monofásica	0,211	0,158
	Cortadora Kang Y	2	220	5	0,8	Monofásica	1,760	1,320
	Cortadora China	1	220	2,27	0,8	Monofásica	0,400	0,300
	Cortadora Willy	1	220	6,81	0,8	Monofásica	1,199	0,899
	Cortadora UTECS1	1	220	10	0,8	Monofásica	1,760	1,320
	Selladora	1	110	11,36	0,8	Monofásica	1,000	0,750
	Remachadora	1	220	3	0,8	Monofásica	0,528	0,396
	Balanza digital	1	110	0,03	0,8	Monofásica	0,003	0,002
	Dispensador de agua	1	110	1	0,8	Monofásica	0,088	0,066
	Televisión	1	110	1,3	0,8	Monofásica	0,114	0,086

Área	Descripción	Cantidad	Voltaje (V)	Corriente (A)	Factor de Potencia	Carga	Potencia	
							P (kW)	Q(kVAR)
Revisión y Corte	Impresoras	2	110	0,5	0,8	Monofásica	0,088	0,066
	Computadoras	3	110	0,7	0,8	Monofásica	0,185	0,139
	Enrolladoras	2	220	3,5	0,8	Monofásica	1,232	0,924
Diseño	Computadoras	3	110	0,7	0,8	Monofásica	0,185	0,139
	Impresoras	1	110	0,5	0,8	Monofásica	0,044	0,033
	Impresoras de etiquetas	1	110	0,45	0,8	Monofásica	0,040	0,030
	Scanner	1	100	1	0,8	Monofásica	0,080	0,060
	Iluminación 110	7	110	0,16	0,8	Monofásica	0,099	0,074
Bodega	Iluminación 110	5	110	0,16	0,8	Monofásica	0,070	0,053
Administración	Computadoras	12	110	0,7	0,8	Monofásica	0,739	0,554
	Impresoras	2	110	0,5	0,8	Monofásica	0,088	0,066
	Teléfonos	12	110	0,1	0,8	Monofásica	0,106	0,079
	Iluminación 110	17	110	0,16	0,8	Monofásica	0,239	0,180
TOTAL							99,707	74,780

Nota. En esta tabla se representa los parámetros eléctricos de todo el equipamiento tomado en cuenta en el levantamiento de cargas, de igual manera se realiza el cálculo de la potencia activa (P) y potencia reactiva (Q), Elaboración propia.

Potencia instalada en el establecimiento

Una vez realizado el levantamiento de carga se procede a determinar la potencia activa y reactiva total, por lo cual se tienen los siguientes resultados:

Potencia Activa:

$$P_T = \sum_{i=1}^n P_i \quad (8)$$

$$P_T = 99,707 \text{ kW}$$

Potencia Reactiva:

$$Q_T = \sum_{i=1}^n Q_i \quad (9)$$

$$Q_T = 74,780 \text{ kVAR}$$

Cuando tenemos establecidos ambos valores se procede a utilizar la ecuación (5) para calcular la potencia aparente total:

Potencia Aparente:

$$S_t = \sqrt{P_t^2 + Q_t^2}$$

$$S_t = \sqrt{(99.707)^2 + (74.780)^2}$$

$$S_t = 124,633 \text{ kVA}$$

Comportamiento de la demanda energética

Tabla 7:
Consumo diario

Área	Descripción	Cantidad	Potencia (kW)	Horas semanales	Energía semanal (kW-h)	Energía diaria (kW-h)	Consumo diario (4 horas)
Tejido	Iluminación 110	35	0,493	126	62,09	8,87	1,48
	Telares Muller	6	51,213	84	4301,91	614,56	102,43
	Telar MEI	1	8,536	42	358,49	51,21	8,54
	Anudadora	1	0,220	1	0,22	0,03	0,01
Estampado	Iluminación 110	17	0,239	84	20,11	2,87	0,48
	Computadoras	3	0,185	84	15,52	2,22	0,37
	Corte Láser	1	0,528	1	0,53	0,08	0,01
	Láser China	1	1,091	1	1,09	0,16	0,03
	Estampadora Focus	1	7,469	42	313,68	44,81	7,47
	Estampadora China	1	9,328	42	391,78	55,97	9,33
	Estampadora CDS	1	9,700	42	407,40	58,20	9,70
	Extractores	3	0,449	42	18,85	2,69	0,45
Revisión y Corte	Iluminación 110	15	0,211	84	17,74	2,53	0,42
	Cortadora Kang Y	2	1,760	84	147,84	21,12	3,52
	Cortadora China	1	0,400	84	33,56	4,79	0,80
	Cortadora Willy	1	1,199	84	100,68	14,38	2,40
	Cortadora UTECS1	1	1,760	84	147,84	21,12	3,52
	Selladora	1	1,000	28	27,99	4,00	0,67
	Remachadora	1	0,528	1	0,53	0,08	0,01
	Balanza digital	1	0,003	84	0,22	0,03	0,01
	Dispensador de agua	1	0,088	84	7,39	1,06	0,18
	Televisión	1	0,114	84	9,61	1,37	0,23
	Impresoras	2	0,088	84	7,39	1,06	0,18

Área	Descripción	Cantidad	Potencia (kW)	Horas semanales	Energía semanal (kW-h)	Energía diaria (kW-h)	Consumo diurno (4 horas)
Revisión y Corte	Computadoras	3	0,185	84	15,52	2,22	0,37
	Enrolladoras	2	1,232	42	51,74	7,39	1,23
Diseño	Computadoras	3	0,185	70	12,94	1,85	0,31
	Impresoras	1	0,044	70	3,08	0,44	0,07
	Impresoras de etiquetas	1	0,040	70	2,77	0,40	0,07
	Scanner	1	0,080	70	5,60	0,80	0,13
	Iluminación 110	7	0,099	70	6,90	0,99	0,16
Bodega	Iluminación 110	5	0,070	35	2,46	0,35	0,06
Administración	Computadoras	12	0,739	70	51,74	7,39	1,23
	Impresoras	2	0,088	70	6,16	0,88	0,15
	Teléfonos	12	0,106	168	17,74	2,53	0,42
	Iluminación 110	17	0,239	70	16,76	2,39	0,40
Total							156,807

Nota. En esta tabla se muestra el consumo diurno (4 h) de la empresa textil, Elaboración propia.

Selección de una fuente alternativa renovable de energía

Caracterización de las principales fuentes de energía

Para poder seleccionar una fuente de energía es necesario analizar todo tipo de parámetros, ventajas y desventajas, por ende, a continuación, se detallan las principales fuentes de energía teniendo en cuenta las predominantes en el Ecuador, como son; la hidroeléctrica, la eólica y la solar, siendo estas últimas desarrolladas en zonas específicas del país, para lo cual se tendrá en cuenta los siguientes aspectos:

Forma de generación: La metodología para aprovechar los recursos naturales renovables y generar energía eléctrica es detallada conforme a la investigación de (González y Pérez, 2009).

Rendimiento: Se proporciona un análisis exhaustivo sobre las características clave relacionadas con el rendimiento de los sistemas. Esto implica la evaluación de factores como; la vida útil, eficiencia y modalidad de generación de energía, según el estudio de Macías (2018).

Tipos: Se establecen los medios primordiales para generar energía, a través de la alternativa examinada, considerando las diversas modalidades de generación. Este enfoque se basa en la investigación de Macías (2018).

Costo de generación: La estimación del Costo Nivelado de la Energía (LCOE, por sus siglas en inglés) se efectúa como un parámetro económico que mide el costo unitario de generar energía utilizando una tecnología determinada. Se aplica una tasa de descuento que comúnmente oscila entre el 7% y el 10%, tal como lo señalan las investigaciones de (Angos, 2021) y (CONELEC, 2011), tomando en cuenta variables específicas para cada opción energética en el año 2020, con un porcentaje de descuento fijado en 9.5%.

Componentes: Se proporciona una descripción concisa de los componentes clave y los sistemas esenciales requeridos para la operación de una opción de generación de energía específica.

Condiciones de la planta de generación: Se especifica el costo de implementación y el área necesaria para establecer una central de generación de energía

de capacidad definida, basándose en la experiencia de proyectos concretos ejecutados a nivel nacional, según los datos proporcionados por (Macías, 2018).

Ventajas y Desventajas: Se presenta un análisis de las principales fortalezas y debilidades asociadas con la implementación de una alternativa renovable específica, en comparación con las fuentes tradicionales de generación y otras opciones consideradas.

Energía Hidroeléctrica

Tabla 8:
Caracterización de la energía hidroeléctrica

Sistema Hidroeléctrico	
Forma de generación	La configuración para la producción de energía hidroeléctrica implica la explotación ingeniosa de los recursos naturales disponibles en entornos hídricos. Este proceso se fundamenta en la astuta canalización del flujo de agua, aprovechando la energía cinética inherente. La implementación de este método implica la construcción de infraestructuras hidráulicas especializadas.
Rendimiento	Vida útil: 50 años Eficiencia del sistema: 90% al 96%. Forma de corriente generada: Corriente alterna (AC)
Tipos	Sistemas de energía hidroeléctrica fluyente: Este método no requiere embalses, ya que aprovecha las corrientes naturales de un río para generar electricidad. Sistemas de energía hidroeléctrica con embalse: Implica la construcción de una represa o embalse para almacenar agua y dirigirla hacia las turbinas para generar electricidad. Sistemas hidroeléctricos reversibles: Este tipo de sistema utiliza el bombeo de agua para trasladarla desde un embalse de menor altitud a uno de mayor altitud, con el fin de generar electricidad durante los períodos de alta demanda.
Costo de generación	LCOE al 9,5% de tasa de descuento: 7,93 ¢/kW-h
Condiciones de la planta de generación	Potencia instalada: 487 MW Costo total (\$): \$755'000.000 Relación \$/MW instalado: 1'550.308 \$/MW instalado Espacio utilizado: 1'000.000 m ² Relación m ² /MW instalado: 2.053,39 m ² /MW instalado
Ventajas	- Tecnología madura y desarrollada. - Costo de producción bajo y eficiencia elevada. - Sostenibilidad ambiental
Desventajas	- Alto impacto ambiental en la zona. - Vulnerabilidad climática. - Costos y plazos de construcción.

Nota. La tabla expuesta detalla las características fundamentales de los sistemas hidroeléctricos, Elaboración propia.

Energía Geotérmica

Tabla 9:
Caracterización de la energía geotérmica

Sistema geotérmico	
Forma de generación	Un sistema geotérmico aprovecha el calor almacenado debajo de la superficie terrestre para generar electricidad o proporcionar calefacción y refrigeración. Existen dos tipos principales de sistemas geotérmicos: Geotermia de alta temperatura (vapor dominante) y Geotermia de baja y media temperatura (agua dominante). La generación de un sistema geotérmico implica aprovechar el calor natural del subsuelo para producir electricidad o proporcionar calefacción y refrigeración, dependiendo de la temperatura y la disponibilidad del recurso geotérmico en la región.
Rendimiento	Vida útil: Un rango de 20 a 30 años. Eficiencia del sistema: 30% al 40%. Forma de corriente generada: Corriente alterna (AC)
Tipos	Sistema geotérmico de pozo: Este sistema implica la perforación de pozos hasta alcanzar una profundidad donde el agua o el vapor se encuentran a temperaturas elevadas, lo que se utiliza para accionar una turbina. Sistema de calefacción directa: Estos sistemas aprovechan el calor terrestre para calentar agua y producir vapor, que luego se emplea para impulsar una turbina. Clasificación de sistemas por entalpía: Los sistemas se adaptan según la entalpía (contenido de energía térmica) de las aguas geotérmicas utilizadas, ya sean de baja o alta entalpía, para facilitar el movimiento de una turbina.
Costo de generación	LCOE al 9,5% de tasa de descuento: 37,12 ¢/kW-h
Condiciones de la planta de generación	Potencia instalada: 25 MW Costo total (\$): \$47'500.000 Relación \$/MW instalado: 1'900.000 \$/MW instalado Espacio utilizado: 40.000 m ² Relación m ² /MW instalado: 1.600 m ² /MW instalado
Ventajas	- Eficiencia energética. - Larga vida útil. - Bajo impacto ambiental.
Desventajas	- Alta inversión inicial. - Ubicación geográfica limitada. - Riesgo de agotamiento de recursos.

Nota. La tabla expuesta detalla las características fundamentales de los sistemas geotérmicos, Elaboración propia.

Energía Eólica

Tabla 10:
Caracterización de la energía eólica

Sistema eólico	
Forma de generación	<p>La generación de energía eólica se basa en la conversión de la energía cinética del viento en energía eléctrica utilizando turbinas eólicas. El proceso generalmente sigue estos pasos:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Captura de Viento 2. Conversión de Energía Mecánica 3. Generación de Electricidad 4. Transmisión de Energía 5. Control y Ajuste <p>Las turbinas eólicas pueden estar situadas en tierra (energía eólica terrestre) o en el mar (energía eólica marina), donde el viento tiende a ser más fuerte y constante, aumentando potencialmente la eficiencia y la producción de energía.</p>
Rendimiento	<p>Vida útil: En un rango de 20 a 25 años Eficiencia del sistema: Del 30% al 50%. Forma de corriente generada: Corriente alterna (AC)</p>
Tipos	<p>Sistemas con torre estática: Ideales para condiciones de viento estables y de intensidad media, debido a que la orientación de las aspas unidas al rotor es fija y la estructura de la torre no varía.</p> <p>Sistemas con torre rotativa: Utilizados en situaciones donde el viento varía frecuentemente en dirección, permitiendo que la torre rote para alinearse con la dirección del viento predominante.</p>
Costo de generación	<p>LCOE al 9,5% de tasa de descuento: 71,31 ¢/kW-h</p>
Condiciones de la planta de generación	<p>Potencia instalada: 23,3 MW Costo total (\$): \$28'000.000 Relación \$/MW instalado: 1'201.717 \$/MW instalado Espacio utilizado: 166.000 m² Relación m²/MW instalado: 7.124,46 m² /MW instalado</p>
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> - Bajo impacto ambiental. - Costos operativos bajos. - Desarrollo sostenible.
Desventajas	<ul style="list-style-type: none"> - Inversión inicial alta - Intermitencia del clima - Impacto en la vida silvestre

Nota. La tabla expuesta detalla las características fundamentales de los sistemas eólicos, Elaboración propia.

Energía Fotovoltaica

Tabla 11:

Caracterización de la energía fotovoltaica

Sistema fotovoltaico	
Forma de generación	La generación de energía en sistemas fotovoltaicos se realiza mediante la conversión de la luz solar en electricidad a través del efecto fotovoltaico. Las células solares, compuestas principalmente de materiales semiconductores como el silicio, absorben los fotones de luz solar, lo que libera electrones y crea un flujo de corriente eléctrica. La electricidad producida es en forma de corriente directa (DC), que un inversor convierte en corriente alterna (AC) para su uso en hogares o para ser inyectada en la red eléctrica. Los sistemas fotovoltaicos, que pueden variar en tamaño desde pequeñas instalaciones residenciales hasta grandes parques solares, ofrecen una fuente sostenible de energía limpia adaptándose a diversas necesidades energéticas.
Rendimiento	Vida útil: En un rango de 20 a 25 años Eficiencia del sistema: Del 10% al 24% Forma de corriente generada: Corriente directa (CD)
Tipos	Sistemas en red: La electricidad producida puede destinarse tanto al abastecimiento del usuario vinculado a la red eléctrica como a su inyección en la misma. Sistemas independientes: Se recurre a ellos cuando el punto de consumo se encuentra distante de la infraestructura de distribución eléctrica.
Costo de generación	LCOE al 9,5% de tasa de descuento: 33,35 ¢/kW-h
Condiciones de la planta de generación	Potencia instalada: 50 MW Costo total (\$): \$49'000.000 Relación \$/MW instalado: 980.000 \$/MW instalado Espacio utilizado: 56.000 m ² Relación m ² /MW instalado: 1.120 m ² /MW instalado
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> - Bajo costo de mantenimiento. - Independencia energética - Versatilidad y escalabilidad - Sostenibilidad a largo plazo
Desventajas	<ul style="list-style-type: none"> - Alta inversión inicial - Dependencia climática - Almacenamiento de energía - Espacio necesario

Nota. La tabla expuesta detalla las características fundamentales de los sistemas fotovoltaicos, Elaboración propia.

Energía por Biomasa

Tabla 12:
Caracterización de la energía por biomasa

Sistema de biomasa	
Forma de generación	La generación de energía a partir de biomasa implica convertir materiales orgánicos, como residuos agrícolas y forestales, en electricidad o calor. Este proceso comienza con la recolección y preparación de la biomasa, seguido de su combustión en una caldera para producir vapor. Este vapor impulsa una turbina conectada a un generador, donde la energía mecánica se convierte en electricidad. Este enfoque no solo proporciona una fuente de energía renovable, sino que también contribuye a la gestión de residuos y a la reducción de la dependencia de los combustibles fósiles.
Rendimiento	Vida útil: En un rango de 20 a 25 años Eficiencia del sistema: Del 25% al 40%. Forma de corriente generada: Corriente alterna (AC)
Tipos	Sistema de combustión directa: La biomasa se incinera en una caldera para producir vapor de manera directa. Sistema de producción combinada de calor y electricidad: Este sistema permite la generación simultánea de energía eléctrica y térmica. Sistema de generación a partir de biogás: Mediante la digestión anaeróbica de desechos orgánicos, se produce biogás que acciona una turbina para la creación de electricidad.
Costo de generación	LCOE al 9,5% de tasa de descuento: 15 ¢/kW-h
Condiciones de la planta de generación	Potencia instalada: 20 MW Costo total (\$): \$48'000.000 Relación \$/MW instalado: 2'400.000 \$/MW instalado Espacio utilizado: 10.000 m ² Relación m ² /MW instalado: 500 m ² /MW instalado
Ventajas	- Reducción de residuos. - Diversificación energética.
Desventajas	- Alto consumo de agua. - Baja eficiencia energética. - Accesibilidad a recursos y distribución.

Nota. La tabla expuesta detalla las características fundamentales de los sistemas por biomasa, Elaboración propia.

Evaluación mediante la matriz de Holmes

Para poder determinar qué tipo de energía alternativa es la mejor opción para satisfacer la demanda de energía de la empresa, considerando las características mencionadas en las tablas anteriores, Este proceso se efectuará mediante la utilización del método de criterios ponderados de Holmes., el cual según (Macías, 2018), cuenta con diferentes etapas para su elaboración:

1. Definir el objetivo de la matriz

La planificación se enfoca en desarrollar una matriz con el objetivo de identificar la fuente de energía renovable alternativa más adecuada que cumpla de manera óptima con los requisitos necesarios para la generación eléctrica en la empresa textil. Este proceso se realiza con la finalidad de garantizar la continuidad del suministro eléctrico. Las alternativas y los criterios de evaluación se seleccionarán estratégicamente en línea con este objetivo principal.

2. Determinar las alternativas a evaluar

Las alternativas sujetas a análisis para la implementación del sistema de respaldo energético, tomando en cuenta la capacidad productiva y las particularidades del entorno, comprenden:

- Hidroeléctrica
- Geotérmica
- Eólica
- Fotovoltaica
- Biomasa

Estas opciones son viables para su puesta en marcha sin menoscabar la calidad del servicio prestado, garantizando su fiabilidad en base a los recursos existentes en la localización geográfica de su instalación.

3. Establecer criterios de evaluación

Junto con las opciones alternativas, resulta crucial considerar los criterios de evaluación que establecerán la factibilidad de cada opción y valorarán su conformidad con los requerimientos de generación. En este contexto, se han identificado los siguientes criterios según (Macías, 2018):

- **Ciencia y tecnología:** hace referencia a la tecnología requerida para ejecutar el proyecto de implementación, incluyendo ensayos, maquinaria y análisis pertinentes.
- **Situación geográfica:** se refiere a la superficie que se destinará al sistema de generación, teniendo en cuenta el área requerida y la disponibilidad de recursos en el sitio.

- **Costo de implementación:** engloba todos los gastos asociados con la utilización de la fuente alternativa de energía, incluyendo los costos de ensayos, materiales, componentes, instalación, y otros aspectos relevantes.
- **Aspectos propios del sector:** toma en cuenta múltiples factores vinculados al sector o la región donde se desarrolla el análisis, tratando temas como regulaciones legales, efectos en el medio ambiente, consecuencias en la planificación urbana, entre otros aspectos.

4. Determinar una escala de calificación

El procedimiento subsiguiente implica la definición de una escala de puntuación que refleje la relevancia e influencia a tener en cuenta para cada criterio evaluativo. La determinación de la escala y los valores asignados para la evaluación se realizará de manera estratégica, garantizando la inclusión de distintas ponderaciones para calificar una opción como superior, inferior o equivalente a otra. Para este propósito, se adoptará un enfoque de valoración binaria, esto es, una escala entre 0 y 1, incorporando además un valor intermedio de 0,5 para casos de importancia equiparable. Las categorías establecidas para la evaluación son las siguientes:

- **Más importante (1):** denota que una alternativa es preferible o de mayor relevancia en comparación con otra.
- **Igual de importante (0,5):** se aplica en situaciones donde dos opciones presentan una equivalencia en términos de relevancia.
- **Menos importante (0):** Indica que una alternativa es inferior o menos importante que otra.

Esta escala proporcionará una base clara para comparar y clasificar las alternativas según su importancia relativa en función de los criterios establecidos.

5. Establecer la ponderación de cada criterio a evaluar

Después de haber identificado las alternativas, los criterios y la escala de calificación, el paso subsiguiente consiste en establecer las ponderaciones iniciales de los criterios. Este proceso se lleva a cabo con la finalidad de identificar cuáles factores tienen mayor impacto en el proceso de evaluación y selección de la alternativa óptima de generación.

La ponderación inicial implica asignar valores numéricos a cada criterio según su importancia relativa en el contexto del proyecto. Estos valores deben sumar 1 o 100%, indicando la proporción de influencia de cada criterio en la toma de decisiones. Esta asignación de ponderaciones proporciona una base cuantitativa para realizar comparaciones más significativas entre las alternativas, considerando las prioridades establecidas.

Tabla 13:
Ponderación inicial de los criterios

Criterio	Ciencia y tecnología	Situación geográfica	Costo de implementación	Aspectos propios del sector	Resultados	
					Evaluación	Ponderación
Ciencia y tecnología	/	0	0,5	0,5	1	0,17
Situación geográfica	1	/	0	1	2	0,33
Costo de implementación	0,5	1	/	1	2,5	0,42
Aspectos propios del sector	0,5	0	0	/	0,5	0,08
Total					6	1

Nota. Adaptado de Matriz de ponderación inicial (pág. 57), por Zambrano, 2023.

Lo que se realiza en la **Tabla 13**, es comparar los aspectos establecidos anteriormente y asignar un valor a cada uno para obtener la influencia de cada criterio, como podemos observar en la tabla se compara el Costo de implementación con la Ciencia y tecnología, donde se determina que ambos tienen un nivel de importancia similar a la toma de decisiones, por lo tanto se asigna un valor de 0,5 a cada criterio, sin embargo también se determina que la Situación geográfica es mucho más influyente que la ciencia y tecnología por ende se le asigna un valor de 1. Esta evaluación se realizó con la opinión de la gerencia y de sus colaboradores.

Una vez que se evalúa cada criterio, se procede a sumar la calificación dada para cada criterio, una vez realizado esto se procede a sumar estos resultados para obtener el total de la evaluación, teniendo así un resultado de 6. Con este valor podremos calcular la ponderación para cada aspecto con la siguiente ecuación:

$$Ponderación = \frac{Evaluación\ Individual}{Evaluación\ Total} \quad (10)$$

Aplicando esta ecuación se pueden obtener los valores de ponderación mostrados en la **Tabla 13**, si el proceso se realizó de manera adecuada al sumar los valores ponderados nos debe dar como resultado la unidad (1).

Con dicho procedimiento se pudo determinar que el criterio con mayor influencia es el costo de implementación con un valor ponderado de 0,42, luego de este le sigue la situación geográfica con un valor de 0,33, la ciencia y tecnología con 0,17 y por último los aspectos propios del sector con 0,08.

6. *Evaluar cada alternativa según los criterios establecidos*

Lo que se realiza a continuación es aplicar la misma metodología de la **Tabla 13**, esto se aplica para cada alternativa energética y cada criterio:

- **Ciencia y tecnología**

Tabla 14:
Evaluación en base al criterio de ciencia y tecnología

Criterio: Ciencia y tecnología	Solar	Eólica	Geotérmica	Hidroeléctrica	Biomasa	Resultados	
						Evaluación	Ponderación
Solar	/	0,5	1	0,5	1	3	0,30
Eólica	0,5	/	1	0	1	2,5	0,25
Geotérmica	0	0	/	0	0,5	0,5	0,05
Hidroeléctrica	0,5	1	1	/	1	3,5	0,35
Biomasa	0	0	0,5	0	/	0,5	0,05
Total						10	1

Nota. Adaptado de Evaluación de alternativas por ciencia y tecnología (pág. 59), por Zambrano, 2023.

En la **Tabla 14**, se pudo determinar que la alternativa de energía Hidroeléctrica es la de mayor ponderación bajo el criterio analizado, seguida por la energía Solar, estas evaluaciones se llevan a cabo tomando en cuenta las condiciones del país para la generación de cada tipo alternativa.

- **Situación Geográfica**

Tabla 15:

Evaluación en base al criterio de situación geográfica

Criterio: Situación geográfica	Solar	Eólica	Geotérmica	Hidroeléctrica	Biomasa	Resultados	
						Evaluación	Ponderación
Solar	/	1	1	1	1	4	0,40
Eólica	0	/	0,5	0,5	1	2	0,20
Geotérmica	0	0,5	/	0	0,5	1	0,10
Hidroeléctrica	0	0,5	1	/	1	2,5	0,25
Biomasa	0	0	0,5	0	/	0,5	0,05
Total						10	1

Nota. Adaptado de Evaluación de alternativas por Situación geográfica (pág. 60), por Zambrano, 2023.

En la **Tabla 15**, se muestra que la alternativa con mayor ponderación según la situación geográfica donde se encuentra ubicada la empresa es la solar con un valor de ponderación de 0,4, a esta le sigue la hidráulica con un valor 0,25, la eólica con una valoración de 0,2, la geotérmica con un valor de 0,1 y por último la alternativa de biomasa con un valor de 0,05.

La alternativa de la energía solar es viable en la ubicación determinada, según la plataforma Global Solar Atlas, Quito tiene una gran exposición de luz solar durante el año, con esto se presenta una alternativa rentable y sobre todo viable en la zona en donde se visualiza llevar a cabo el proyecto.

- **Costo de implementación**

Tabla 16:

Evaluación en base al criterio de costo de implementación

	Solar	Eólica	Geotérmica	Hidroeléctrica	Biomasa	Resultados
--	-------	--------	------------	----------------	---------	------------

Criterio: Costo de implementación menor						Evaluación	Ponderación
	Solar	/	1	1	1	1	4
Eólica	0	/	1	0,5	1	2,5	0,25
Geotérmica	0	0	/	0	1	1	0,10
Hidroeléctrica	0	0,5	1	/	0,5	2	0,20
Biomasa	0	0	0	0,5	/	0	0,05
Total						10	1

Nota. Adaptado de Evaluación de alternativas por costo de implementación (pág. 61), por Zambrano, 2023.

En la **Tabla 16**, se puede observar que la alternativa que tiene un costo menor a comparación de las demás es la solar, con una ponderación de 0,4. Siendo así que los materiales y recursos necesarios para su implementación se encuentran con facilidad en el mercado y con un costo favorable a la empresa.

Para la evaluación que se llevó a cabo se consideró varios aspectos económicos de las diferentes alternativas planteadas, como el costo de los componentes, el transporte, la adecuación de la zona, según estos criterios se determina que la alternativa energética de un sistema fotovoltaico es el más económico del grupo analizado. Por tal razón su calificación frente a cada alternativa es de 1.

- Aspectos propios del sector

Tabla 17:
Evaluación en base al criterio de aspectos propios del sector

Criterio: Aspectos propios del sector	Solar	Eólica	Geotérmica	Hidroeléctrica	Biomasa	Resultados	
						Evaluación	Ponderación
Solar	/	1	1	1	1	4	0,40
Eólica	0	/	0,5	1	1	2,5	0,25
Geotérmica	0	0,5	/	1	0	1,5	0,15
Hidroeléctrica	0	0	0	/	0	0	0,00
Biomasa	0	0	1	1	/	2	0,20
Total						10	1

Nota. Adaptado de Evaluación de alternativas por aspectos del sector (pág. 62), por Zambrano, 2023

Como podemos observar en la **Tabla 17**, la energía solar es la de mayor ponderación bajo el criterio analizado con un valor de 0,40, esto se debe a que es la que mejor se acomoda bajo las condiciones ambientales y a las necesidades que tiene el sector. Seguido de la energía eólica con un valor ponderado de 0,25, luego la energía por biomasa con 0,20, después la energía geotérmica con un valor de 0,15 y por último la energía hidroeléctrica con un valor de 0.

La evaluación planteada en esta matriz se realiza comparando las alternativas entre sí, por ejemplo: la energía solar con la hidráulica se puede determinar que se tiene completamente un beneficio con la implementación de un sistema fotovoltaico, esto debido a que no se necesita alterar la zona en donde se planea instalar el equipo y se adapta al entorno, por tal razón lleva una valoración de 1, mientras que la energía hidráulica se hace imposible llegar a aprovecharla debido a las condiciones en donde se encuentra ubicada la empresa, no existen ríos ni relaciones, por ende, se le asigna una valoración de 0.

7. Elaborar la matriz de resultados

Ya finalizado el proceso de evaluación de alternativas se procede a realizar una matriz en la cual se pueda resumir las ponderaciones por alternativa y la ponderación por cada criterio:

Tabla 18:
Resultados con relación de alternativas con criterio

Criterios Alternativas	Ciencia y tecnología	Situación geográfica	Costo de implementación	Aspectos propios del sector
Ponderación inicial de criterios	0,17	0,33	0,42	0,08
Solar	0,30	0,40	0,40	0,40
Eólica	0,25	0,20	0,25	0,25
Geotérmica	0,05	0,10	0,10	0,15
Hidroeléctrica	0,35	0,25	0,20	0,00
Biomasa	0,05	0,05	0,05	0,20

Nota. La tabla recolecta la información obtenida de las Tablas (15, 16 y 17), Adaptado de Resultados de alternativas por criterio (pág. 63), por Zambrano, 2023

Una vez recolectados los datos en la **Tabla 18**, se realiza el cálculo de la importancia de cada criterio, para esto se multiplica la ponderación de las alternativas con la ponderación inicial de los criterios. Como ejemplo, podríamos tomar en cuenta lo siguiente:

Ponderación de la alternativa de energía solar: 0,3

Criterio de ciencia y tecnología: 0,17

$$0.3 * 0.17 = 0,051$$

Este proceso se aplica en la siguiente tabla para determinar la importancia de cada una de las alternativas frente a los criterios:

Tabla 19:*Resultados de ponderación con aplicación de la matriz de Holmes*

Alternativas	Criterios				Ponderación final
	Ciencia y tecnología	Situación geográfica	Costo de implementación	Aspectos propios del sector	
Solar	0,05	0,13	0,17	0,03	0,38
Eólica	0,04	0,07	0,11	0,02	0,23
Geotérmica	0,01	0,03	0,04	0,01	0,10
Hidroeléctrica	0,06	0,08	0,08	0,00	0,23
Biomasa	0,01	0,02	0,02	0,02	0,06
Total	0,17	0,33	0,42	0,08	1,00

Nota. Adaptado de Ponderación final de alternativas (pág. 64), por Zambrano, 2023.

Para obtener la ponderación final de cada alternativa se realiza una sumatoria de cada fila o de todos los criterios por alternativa, si el proceso se realizó de manera eficiente la sumatoria de cada columna debe ser igual a la ponderación inicial de los criterios y la suma de estos debe dar como resultado la unidad (1).

Diseño de un sistema de respaldo alimentado por energías renovables

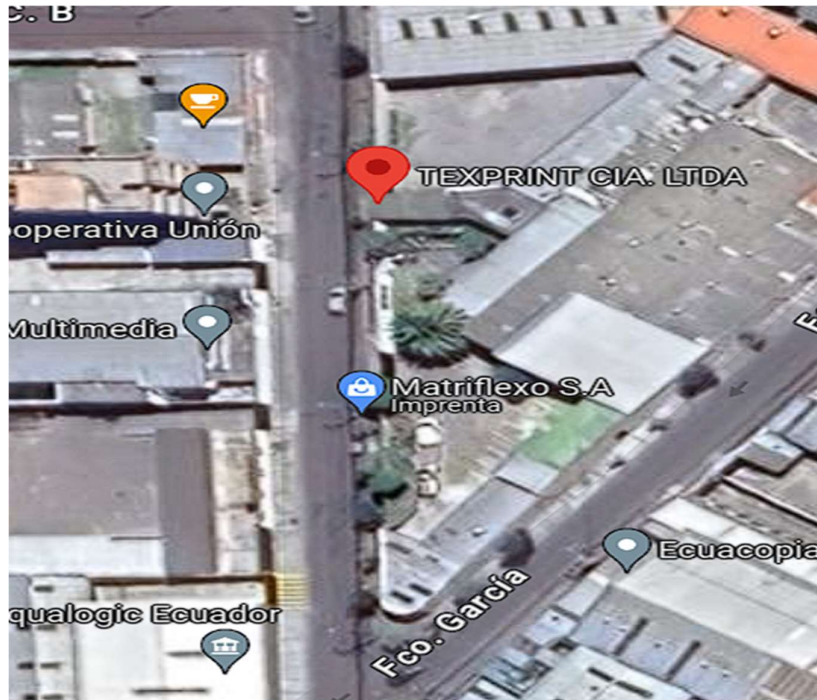
Dimensionamiento de la fuente

Según la matriz realizada en la **Tabla 19**, el tipo de energía seleccionada es la fotovoltaica, por tal motivo se debe tener en cuenta lo siguiente:

Inicialmente, el sistema fotovoltaico debe centrarse en la utilización de colectores solares específicos, conocidos como paneles solares. Los mismos deben ser ubicados estratégicamente en espacios designados con el objetivo de optimizar la captación de radiación solar durante las horas de incidencia. Para lograr esto, se considerarán datos históricos de radiación solar según (INAMHI, 2015), que hayan sido estimados para la ubicación específica del sector donde se planea llevar a cabo la instalación del sistema fotovoltaico.

La determinación del sitio idóneo para instalar los paneles solares es fundamental, ya que garantiza una precisión óptima en los cálculos de diseño. Estos cálculos son cruciales para dimensionar correctamente el sistema fotovoltaico y asegurar que cumpla con los requisitos de generación de energía de la instalación. A continuación, se detalla exhaustivamente el procedimiento para dimensionar el sistema de soporte energético basado en energía solar fotovoltaica, considerando las particularidades y requerimientos específicos del caso en cuestión.

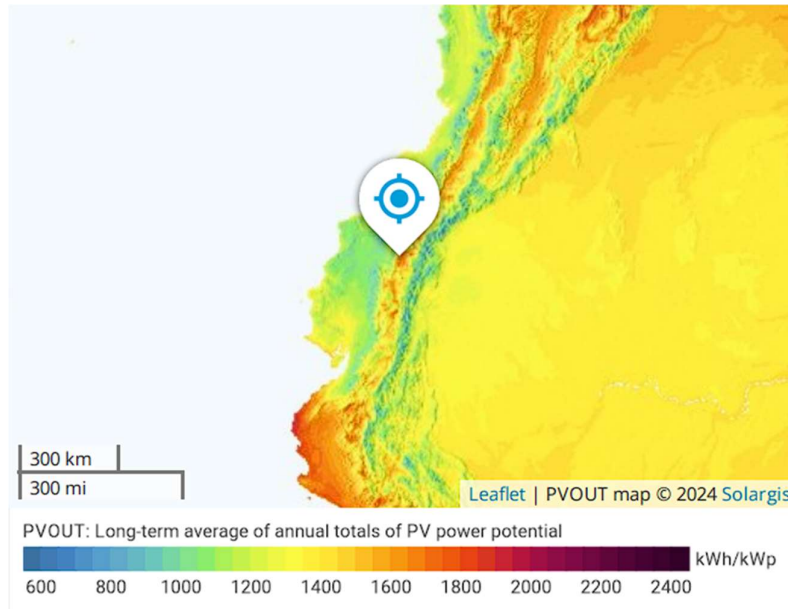
Figura 5:
Panorama satelital de la empresa textil



Nota. Se muestra la ubicación satelital de la empresa, Obtenido de Google Earth, 2023.

Mediante la localización precisa de la instalación en la plataforma Global Solar Atlas, es posible acceder a información detallada sobre la eficiencia fotovoltaica en la región de interés. En la **Figura 5**, se ilustra un mapa de irradiación solar de la zona elegida, el cual es esencial para estimar la capacidad de generación fotovoltaica. Este mapa revela una irradiación media de 5.514 GHI (Global Horizontal Irradiance), representando la energía solar disponible por día en kilovatios por metro cuadrado. Este parámetro es crucial para determinar la factibilidad y rendimiento del sistema fotovoltaico en el área específica.

Figura 6:
Ubicación del lugar en el mapa de GHI



Nota. Se muestra el GHI de la zona en donde está ubicada la empresa, Obtenido de Global Solar Atlas, 2024.

Empleando la misma plataforma, se efectuó un análisis preliminar de la capacidad fotovoltaica, tomando en cuenta las condiciones específicas de la localidad. Este análisis proporcionó datos más precisos sobre la irradiación mensual y diaria expresada en kilovatios por metro cuadrado (kW/m^2), la irradiación específica en kilovatios-hora por kilovatio pico ($\text{kW}\cdot\text{h}/\text{kWp}$). Estos resultados son fundamentales para tener una comprensión detallada de cómo el sistema fotovoltaico responderá a las condiciones específicas de radiación solar en la ubicación seleccionada a lo largo del tiempo, los datos se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 20:
Datos de irradiación global

Mes	Irradiación global disponible kWh/m ²	Irradiación global disponible kWh/m ²	Irradiación Específica kWh/kWp
	Mensual	Diaria	Diaria
Enero	175,2	5,65	134,60
Febrero	137,9	4,93	116,60
Marzo	162,8	5,25	131,00
Abril	159,1	5,30	124,70
Mayo	169,4	5,46	131,70
Junio	167,2	5,57	130,60
Julio	179	5,77	141,80
Agosto	188,6	6,08	150,60
Septiembre	165,2	5,51	144,10
Octubre	153,5	4,95	140,40
Noviembre	145	4,83	132,70
Diciembre	162,6	5,25	131,70
Promedio Anual	163,79	5,38	134,21

Nota. Adaptado del informe de Global Solar Atlas, 2024.

También debemos tener en cuenta las pérdidas específicas de la localización

Tabla 21:
Pérdidas específicas por localización

Tipo de pérdida	Valor (%)
Pérdidas por ángulo de incidencia	3,99%
Pérdidas por efectos espectrales	12,58
Pérdidas por temperatura y baja irradiancia	4,96%
Pérdidas totales	21,53%

Nota. Adaptado del informe de PVGIS, 2024.

Rendimiento global de la instalación

Es fundamental considerar, al iniciar el diseño de un sistema fotovoltaico, que su producción energética se verá influenciada por la eficacia de todos los componentes integrados. Durante la fase de planificación, es crítico incluir un margen para las ineficiencias anticipadas. Diseñar el sistema con una capacidad que coincida exactamente con el consumo energético previsto, sin tener en cuenta estas ineficiencias, resultará en un déficit energético, ya que la energía real utilizable será inferior a la proyectada, provocando una insuficiencia en el suministro a los usuarios finales.

Para calcular el rendimiento global se utiliza la siguiente ecuación:

$$R = (1 - k_b - k_i - k_r - k_v) * (1 - k_a * N/P_d) \quad (11)$$

Donde:

R= Rendimiento global de la instalación

kr= Pérdida por elementos reguladores

ki= Pérdida por componentes inversores

kb= Pérdida por elementos de almacenamiento

kv= Pérdidas varias

ka= Pérdidas debido a autodescarga de las baterías

N= Número de días de la autonomía

Pd= Profundidad máxima de descarga de las baterías

Para seleccionar cada uno de los factores (k), nos apoyaremos de la siguiente imagen y seleccionaremos el valor que se adapte al sistema elegido.

Figura 7:
Coefficientes de pérdida

Kb	Pérdidas en el proceso de acumulación	Kv	Otras pérdidas no consideradas
0,05	Acumuladores nuevos, sin descargas intensas	0,1	Si no se han tenido en cuenta pérdidas en cableado y equipos
0,1	Acumuladores viejos, descargas intensas	0,05	Si ya se ha realizado un estudio detallado de pérdidas
Kr	Pérdidas en el controlador de carga	Pd	Profundidad de descarga máxima admisible
0,1	Controlador de carga eficiente	0,9	Batería descargada hasta el 90%
0,15	Controlador de carga antiguo, poco eficiente	0,8	Batería descargada hasta el 80%
Ka	Autodescarga de la batería	0,7	Batería descargada hasta el 70%
0,002	Baterías de baja autodescarga, sin mantenimiento	0,6	Batería descargada hasta el 60%
0,005	Baterías estacionarias de energía solar	0,5	Batería descargada hasta el 50%
0,012	Baterías de alta autodescarga	0,4	Batería descargada hasta el 40%
Ki	Pérdidas por el rendimiento del inversor	0,3	Batería descargada hasta el 30%
0	No hay inversor en la instalación	N	Número de días de autonomía
0,05	Rendimiento inversor 95%	3	Vivienda fines de semana
0,1	Rendimiento inversor 90%	5	Vivienda habitual
0,15	Rendimiento inversor 85%	15	Instalaciones especiales con servicio prioritario
0,2	Rendimiento inversor < 85%	20	Instalaciones especiales alta fiabilidad

Nota. Adaptado de los valores típicos de coeficientes de pérdidas, por Alvarado Jorge, 2018.

$$k_r = 0,1$$

$$k_i = 0,05$$

$$k_b = 0,05$$

$$k_v = 0,05$$

$$k_a = 0,002$$

$$N = 0,7$$

$P_d = 0,5$ (No existen valores cercanos a la autonomía requerida de 4 horas)

$$R = (1 - k_b - k_i - k_r - k_v) * (1 - k_a * N/P_d)$$

$$R = (1 - 0,05 - 0,05 - 0,1 - 0,05) * (1 - 0,02 * 0,5/0,7)$$

$$R = 0,749 \approx 0,75$$

Una vez calculado el rendimiento debemos determinar la energía necesaria que se debe producir, la cual estará dada por la siguiente ecuación:

$$E_{FVNecesaria} = \frac{E_{diaria}}{R} \quad (12)$$

Donde:

$E_{FVNecesaria}$ = Energía que se debería producir.

E_{diaria} = Energía diaria que se requiriere para cumplir con la demanda.

R = Rendimiento global de la instalación.

Se establece como E_{diaria} la demanda de consumo para 4 horas equivalente a 156,807 kW-h/día, según la **Tabla 7** y el rendimiento global calculado anteriormente de 0,75:

$$E_{FVNecesaria} = \frac{E_{diaria}}{R}$$

$$E_{FVNecesaria} = \frac{156,807 \text{ kW} - \text{h/día}}{0,75}$$

$$E_{FVNecesaria} = 209,07 \text{ kW} - \text{h/día}$$

La energía que el sistema debe generar es de 209,07 kW-h/día, por lo tanto, este es el valor que debe cumplir la fuente de respaldo. Este cálculo también se puede directamente con el factor de seguridad establecido de un 20%, ya que esta es la manera habitual que se usa para determinar la $E_{FVNecesaria}$.

$$E_{FVNecesaria} = 156,807 \text{ kW} - \text{h/día} * 1.2$$

$$E_{FVNecesaria} = 188,16 \text{ kW} - \text{h/día}$$

Ambas maneras de cálculo son correctas, sin embargo, en la práctica se suele usar directamente el factor de seguridad ya que se aumenta la energía estimada que se requiere y se dimensiona el sistema para cumplir con la demanda instalada del lugar.

Se procede a realizar el cálculo de la energía diaria que debería generar cada panel solar, lo cual se determina usando la siguiente ecuación:

$$E_{PDiaria} = P_{máxp} * HSP \quad (13)$$

Donde:

$E_{PDiaria}$ = Energía producida diaria por cada panel solar.

$P_{máxp}$ = Potencia máxima de cada panel solar.

HSP = Hora solar pico.

El panel solar a usarse será un monocristalino, cuyas especificaciones técnicas se las detallará más adelante. Sin embargo, la potencia de este equipo es de 450 W, de igual manera se conoce el HSP medio anual que es equivalente a 5,38 (ver **Tabla 20**):

$$E_{PDiaria} = P_{máxp} * HSP$$

$$E_{PDiaria} = 0,45 \text{ kW} * 5,38 \text{ h/día}$$

$$E_{PDiaria} = 2,42 \text{ kW} - \text{h/día}$$

Cada panel solar generará 2,42 kW-h/día aproximadamente, por tal razón se necesitará un número específico de paneles solares según la energía calculada anteriormente.

Número de paneles solares requeridos

La estimación de la cantidad requerida de paneles solares se calculará estableciendo una relación entre la energía que el sistema debe generar a diario y la producción energética potencial de cada panel solar.

$$N_{TP} = \frac{E_{FVNecesaria}}{E_{PDiaría}} \quad (14)$$

Los datos para esta ecuación los hemos calculado anteriormente, por ende sabemos que energía que debería producir el sistema fotovoltaico de manera diaria es equivalente a 188,16 kW-h/día y que cada panel solar nos generará 2,42 kW-h/día, con estos datos se procede a realizar el cálculo:

$$N_{TP} = \frac{E_{FVNecesaria}}{E_{PDiaría}}$$
$$N_{TP} = \frac{188,16 \text{ kW} - \text{h/día}}{2,42 \text{ kW} - \text{h/día}}$$
$$N_{TP} = 77,75 \approx 78$$

Con esto se puede determinar que se necesita 78 paneles solares para cumplir con la demanda energética de manera diaria.

Asociación de paneles solares en serie

A la forma de conexión en serie de los paneles solares se le llama string y se logra conseguir con este método mantener la intensidad del grupo ($I_{máxp}$) para aumentar la tensión del string. Al conectar en serie el equipamiento se logra sumar las tensiones, para determinar la tensión del string (V_{string}) se sumará la tensión de cada panel solar ($V_{máxp}$). Esta forma de conexión se determina según el máximo voltaje permitido por el inversor eléctrico seleccionado, el mismo que transformará la corriente continua (DC) que generarán los paneles en corriente alterna (AC).

$$(Nmín_{ps}; Nmáxp_s) = \left(\frac{Vmín_{iv}}{V_P}; \frac{Vmáx_{iv}}{V_P} \right) \quad (15)$$

$Nmínps$ = Número mínimo de paneles solares conectados en serie

$Nmáxps$ = Número máximo de paneles solares conectados en serie

$Vmíniv$ = Voltaje mínimo del inversor (V)

$Vmáxiv$ = Voltaje máximo de (V)

VP = Voltaje nominal del panel solar (V)

La cantidad total de paneles solares que se pueden conectar en serie está condicionada por el intervalo de voltaje aceptable en la entrada del inversor escogido, el cual oscila entre 400 V y 800 V ($Vmíniv$; $Vmáxiv$), según se indica en la **Tabla 24**. Tomando en cuenta el voltaje individual de cada panel (VP), que es de 41,5 V, se procede a realizar el cálculo correspondiente:

$$(Nmín_{ps}; Nmáxp_s) = \left(\frac{Vmín_{iv}}{V_P}; \frac{Vmáx_{iv}}{V_P} \right)$$

$$(Nmín_{ps}; Nmáxp_s) = \left(\frac{200 \text{ V}}{41,5 \text{ V}}; \frac{1000 \text{ V}}{41,5 \text{ V}} \right)$$

$$(Nmín_{ps}; Nmáxp_s) = (4,81; 24,09) \approx (5; 25)$$

Se establece que se pueda conectar un mínimo de 5 paneles y un máximo de 25 a cada inversor, de esta manera nos encontramos dentro del rango de operación de cada inversor seleccionado.

Asociación de paneles solares en paralelo

Con la forma de conexión en paralelo de los strings lo que se consigue es aumentar la intensidad del grupo conectado manteniendo la tensión ($Vmáxp$). Para determinar la intensidad total del sistema ($I_{máxp}$) se sumará la intensidad de cada panel solar (I_{string}). De igual manera que en el caso anterior, el inversor es el encargado de admitir una cierta cantidad de paneles solares conectados de esta forma:

Para determinar la cantidad máxima de paneles solares a conectarse en paralelo se puede realizar algunas interacciones con el rango de paneles a conectarse en serie, A partir de esta información, se determina una opción factible que consiste en un máximo de 13 paneles solares conectados en serie. Con este dato, y considerando que se requiere un total máximo de 78 paneles, se puede aplicar la siguiente ecuación:

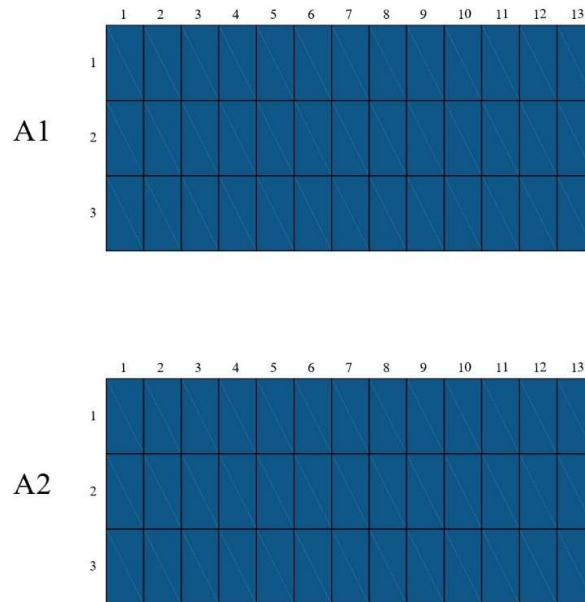
$$N_{pp} = \frac{N_{pT}}{N_{ps}} \quad (16)$$

$$N_{pp} = \frac{78}{13}$$

$$N_{pp} = 6$$

Con este valor se puede determinar que es necesario conectar un máximo de 6 paneles de forma paralela, por lo tanto, se realizará una distribución de 2 arreglos, cada uno con 3 paneles conectados en paralelo y 13 en serie, tal y como se puede apreciar en la siguiente figura:

Figura 8:
Configuración de arreglos de los paneles solares



Nota. En la figura se puede apreciar la configuración de los 2 arreglos establecidos para los paneles solares, Elaboración propia.

Según (Saborío,2019). Una vez terminado este proceso se deberá verificar la potencia entregada por cada uno de los arreglos, pueda cumplir la demanda que exige el sistema y sobre todo se encuentre en el rango de valores permisibles por los inversores. De igual manera debemos tener en cuenta que ambos arreglos cuentan con los mismos valores nominales.

A continuación se procede a calcular el voltaje y corriente de arreglo con las siguientes ecuaciones:

Voltaje de Arreglo:

$$V_A = N_{Psa} * V_{NP} \quad (17)$$

Corriente de Arreglo:

$$I_A = N_{Ppa} * I_{NP} \quad (18)$$

Donde:

N_{Psa} = Número de paneles solares conectados en serie del arreglo.

V_{NP} = Voltaje nominal del panel solar.

N_{Ppa} = Número de paneles solares conectados en paralelo del arreglo.

I_{NP} = Corriente nominal del panel solar.

$$V_{A1y2} = N_{Psa} * V_{NP} = 13 * 41,5 V$$

$$V_{A1y2} = 539,5 V$$

$$I_{A1y2} = N_{Ppa} * I_{NP} = 3 * 10,85 A$$

$$I_{A1y2} = 32,55 A$$

Con los datos de Voltaje y Corriente se calcula la potencia de los arreglos con la siguiente ecuación:

$$P_{A1y2} = V_{A1y2} * A_{A1y2} \quad (19)$$

$$P_{A1y2} = 539,5 V * 32,55 A$$

$$P_{A1y2} = 17560.72 W * 2$$

$$P_{A1y2} = 35121,44 A \approx 35,12 kW$$

Con este cálculo determinamos la potencia que entregarán ambos arreglos, teniendo en cuenta que se encuentra dentro del rango de operación de los inversores a ser utilizados.

Capacidad del banco de baterías

La capacidad que deberá tener el banco de baterías para brindar un servicio ininterrumpido a la empresa en situaciones de desconexión de la red y se puede calcular con la siguiente ecuación (Alvarado, 2018):

$$\text{Capacidad de la batería} = \frac{\text{Consumo diario} * \text{días de autonomía}}{P_d * V_B} \quad (20)$$

Donde:

P_d = Profundidad máxima de descarga de las baterías

V_B = Voltaje nominal de las baterías

El consumo diario es la demanda máxima que se tiene en la instalación el cual tiene un valor equivalente a 99,7 kW, sin embargo, en el área de tejido no se tomara en cuenta el equipamiento de telares debido a una alta demanda de energía por parte de los mismos y no se considera viable económicamente. Por lo tanto, la demanda máxima que deberá cumplir el banco de baterías será de 39,9 kW con una autonomía de 4 horas al día. Con los datos del fabricante se estima una descarga máxima permisible del 70% y un voltaje por batería de 12 V.

$$\text{Capacidad de la batería} = \frac{39900W * 4 \text{ horas}}{0,7 * 12 V}$$

$$\text{Capacidad de la batería} = 19000 A - h$$

Una vez que tenemos la capacidad de la batería procedemos a calcular el número de baterías totales. Según (Macías, 2018) podemos determinar la cantidad con la siguiente ecuación:

$$N_{Tb} = \frac{V_{nom} * C_T}{V_B * C_B} \quad (21)$$

Donde:

N_{Tb} = Número total de baterías para el banco a instalarse

V_{nom} = Voltaje nominal del banco de baterías

C_B = Capacidad de cada batería

Teniendo a disposición la información requerida por la ecuación y considerando que el Voltaje nominal del banco de baterías es de 24 V, junto con las especificaciones de valores nominales proporcionadas por el fabricante para las baterías, se procede a efectuar el cálculo correspondiente:

$$N_{Tb} = \frac{24 V * 19000 A - h}{12 V * 250 A - h}$$

$$N_{Tb} = 152$$

Se necesitarán 152 baterías para cumplir con la demanda que exige el sistema por 4 horas al día.

Cantidad de baterías conectas en serie y paralelo

Teniendo el dato del total de baterías requeridas por el banco en función del voltaje de operación del mismo y de cada una de ellas lo que se debe realizar es determinar la cantidad de baterías que se conectaran en serie y paralelo:

$$N_{bs} = \frac{V_{nom}}{V_B} \quad (22)$$

$$N_{bs} = \frac{24 V}{12 V}$$

$$N_{bs} = 2$$

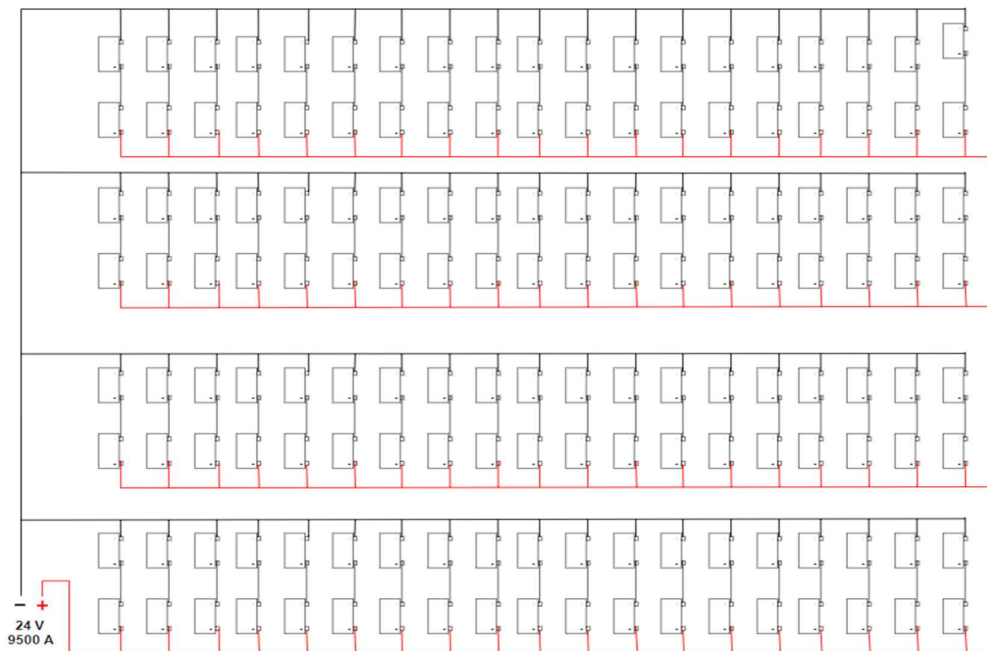
El total de baterías conectadas en serie será de 2, las cuales proporcionaran un voltaje de 24 V.

$$N_{bp} = \frac{N_{Tb}}{N_{bs}} \quad (23)$$

$$N_{bp} = \frac{152}{2}$$

$$N_{bp} = 76$$

Figura 9:
Banco de baterías para el sistema de generación fotovoltaico



Nota. La configuración del banco de baterías se establece para ofrecer una salida de 24 V y 9500 A, Elaboración propia

Corriente de carga y descarga para el banco de baterías

Considerando un diseño preliminar del banco de baterías se procede a realizar es determinar la corriente de carga y descarga del mismo, la cual según (Macías, 2018), estará en función de las baterías que se conecten en paralelo, el tiempo de carga y la capacidad de las baterías seleccionadas.

Máxima corriente de carga:

$$C10 = N_{bp} * \frac{C_B}{10 h} \quad (24)$$

C10 = Corriente de carga en 10 horas

$$C10 = 76 * \frac{250 A - h}{10 h}$$

$$C10 = 1900 A$$

Máxima corriente de descarga:

$$C4 = N_{bp} * \frac{C_B}{4 h} \quad (25)$$

C4 = Corriente de descarga en 4 horas

$$C4 = 76 * \frac{250 Ah}{4 h}$$

$$C4 = 4750$$

La corriente de carga máxima que se tendrá en un periodo de 10 horas en el banco de baterías es de 1900 A, mientras, que la corriente de descarga máxima será de 4750 A en un lapso de 4 horas

Dimensionamiento de conductores, canalizaciones y protecciones

Para realizar el dimensionamiento de estos elementos se debe tener en cuenta que las conexiones a realizarse están divididas por 4 secciones con un valor de corriente diferente cada una, por eso se debe aplicar los cálculos a cada una de ellas, las cuales son las siguientes:

- Sección de conexión de paneles solares
- Sección de conexión del inversor trifásico
- Sección de conexión de la acometida
- Sección de conexión del banco de baterías

1. Conductores

Es de suma importancia dimensionar de manera correcta los conductores que se utilizarán en las conexiones de la instalación, al igual que las canalizaciones y protecciones, todo esto para evitar problemas futuros en el equipamiento. Según (Amador, 1985), para determinar cuanta corriente circulará por el conductor se utilizará la siguiente ecuación:

Conductores para la conexión de paneles solares:

$$I_c = \frac{I_{nom} * 1,25}{FT * FC} \quad (26)$$

Donde:

I_c = Corriente del conductor

I_{nom} = Corriente nominal del circuito

FT = Factor de corrección determinado por la temperatura (ver **Anexo 13**)

FC = Factor de corrección determinado por la cantidad de conductores (ver **Anexo 14**)

Para realizar los cálculos se toma en cuenta la corriente nominal del circuito, la cual será la corriente de salida de los paneles solares que se calculó anteriormente, la misma que tiene un valor de 32,55 A. Se sugiere implementar una conexión monofásica empleando un único conductor por fase. De acuerdo con el Anexo 14, el factor de corrección debido al número de conductores es de 1, y el factor de corrección por temperatura empleado también es de 1, lo que indica que el rango de operación se encuentra entre 0 y 30°C.

$$I_c = \frac{Inom * 1,25}{FT * FC}$$

$$I_c = \frac{32,55 A * 1,25}{1 * 1}$$

$$I_c = 40,68 A$$

Para las conexiones a realizarse se utilizará un conductor de cobre con un calibre N°8 AWG para 40 A, el mismo cuenta con un tipo de aislamiento TWH que nos ayuda a soportar temperaturas de hasta 75°C, además que se lo puede utilizar en interiores o exteriores, es resistente al agua y son diseñados para ambientes secos y húmedos, además cuenta con una sección transversal de 8,4 mm², estos datos los obtuvimos del **Anexo 11**

Conductores para la conexión del inversor trifásico:

En este caso se utiliza la corriente máxima de salida del inversor trifásico la cual tiene un valor equivalente a 48 A, tratándose de una conexión trifásica el *FC* será 1 (ver **Anexo 14**) y estimando un rango de temperatura de 0 a 30°C él *FT* lo seleccionaremos igual a 1 (ver **Anexo 13**).

$$I_c = \frac{Inom * 1,25}{FT * FC}$$

$$I_c = \frac{80 A * 1,25}{1 * 1}$$

$$I_c = 100 A$$

En estas conexiones emplearemos un conductor de cobre con un calibre N°1 AWG que soporta hasta un máximo de 110 A, el tipo de aislamiento será TWH y tendrá una sección transversal de $42,41 \text{ mm}^2$, estos datos los obtuvimos del **Anexo 11**.

Conductores para la conexión de la acometida:

En este caso se utilizará el mismo tipo de conductor calculado anteriormente AWG N°1, debido a que se comparte las mismas características y por ende el cable será el mismo en esta conexión.

Conductores para la conexión de las baterías:

Para esta sección se utilizarán los conductores eléctricos de cada equipamiento que se alimenten desde el centro de cargas del sistema.

2. Canalizaciones

Una vez que conocemos el tipo de conductor a utilizar en la instalación y todos sus datos correspondientes, procedemos a dimensionar las tuberías ya que es esencial determinar el diámetro adecuado para garantizar una correcta instalación en el sistema, además que la correcta selección de las mismas podría reducir costos en la inversión total del proyecto. Según (Amador, 1985), para realizar el cálculo de diámetro de canalizaciones se emplea la siguiente ecuación:

$$Ad = \frac{A_{TC}}{\text{Factor de relleno}} \quad (27)$$

Donde:

Ad = Sección de la tubería en mm^2 .

A_{TC} = Área total de los conductores en mm^2 .

Factor de relleno = Depende directamente del número de conductores a utilizarse (ver **Anexo 12**).

Tubería para los conductores de paneles solares:

Para esta sección se considera un área individual por conductor de $13,3 \text{ mm}^2$ y teniendo 2 conductores pertenecientes a la fase y neutro se considera un Factor de relleno del 31% (ver **Anexo 12**), por lo tanto:

$$Ad = \frac{A_{Tc}}{\text{Factor de relleno}}$$

$$Ad = \frac{2 * 8,4 \text{ mm}^2}{0,31}$$

$$Ad = 54,19 \text{ mm}^2$$

En esta sección se escoge una tubería de 1/2 de pulgada para 2 conductores con un diámetro $58,07 \text{ mm}^2$, (ver **Anexo 12**).

Tubería para los conductores del inversor trifásico:

En esta parte del sistema contamos con un área individual por conductor de $42,41 \text{ mm}^2$ y con un máximo de 4 conductores correspondientes a 3 fases y un neutro se considera un Factor de relleno del 40% (ver **Anexo 12**), con estos datos se procede a realizar los cálculos:

$$Ad = \frac{A_{Tc}}{\text{Factor de relleno}}$$

$$Ad = \frac{4 * 42,41 \text{ mm}^2}{0,4}$$

$$Ad = 424,1 \text{ mm}^2$$

En esta sección se escoge una tubería de 1 1/2 pulgada para 4 conductores con un diámetro $529,06 \text{ mm}^2$, (ver **Anexo 12**).

Tubería para los conductores del inversor trifásico:

En esta sección se comparte los mismos datos que en la anterior y se determina que la tubería a utilizarse es de las mismas características.

3. Protecciones

En todas las conexiones se toma en cuenta las protecciones para asegurar al equipamiento del sistema, el tipo de protecciones a considerarse para este sistema serán las protecciones térmicas y Disyuntores, según (Amador, 1985) las ecuaciones para determinar la capacidad de cada protección son las siguientes:

- **Disyuntor o breaker:**

$$I_d = 1,25 * I_{CCA} \quad (28)$$

Donde:

I_d = Corriente nominal del disyuntor

I_{CCA} = Corriente de cortocircuito del arreglo

$$I_{CCA} = N_{pp} * I_{CCP} \quad (29)$$

Donde:

I_{CCA} = Corriente en cortocircuito del arreglo

I_{CCP} = Corriente en cortocircuito del panel solar

Protecciones para los paneles solares

Para determinar la protección térmica en esta sección es necesario realizar un análisis de las variaciones de temperatura para determinar si es necesario instalar una protección de este tipo, para esto se aplica la siguiente ecuación:

$$T_m = T_a + I_r \left(\frac{T_{ONC} - 20^\circ}{800} \right) \quad (30)$$

Donde:

T_m = Máxima temperatura del módulo en funcionamiento

T_a = Temperatura ambiente media

T_{ONC} = Temperatura de operación por celda

I_r = Irradiación máxima de la zona

Según la fuente de Global Solar Atlas, la temperatura ambiente que se tiene en la zona donde está ubicada la empresa es de 12.9 °C y la irradiación máxima es equivalente a 956 w/m², la temperatura de la celda estará dada en la ficha técnica del fabricante y nos muestra un valor de 45°, por lo tanto:

$$T_m = T_a + I_r \left(\frac{T_{ONC} - 20^\circ}{800} \right)$$
$$T_m = 12,9 \text{ }^\circ\text{C} + 956 \text{ w/m}^2 \left(\frac{45 \text{ }^\circ\text{C} - 20 \text{ }^\circ\text{C}}{800} \right)$$
$$T_m = 42,77 \text{ }^\circ\text{C}$$

El fabricante también se encarga de otorgarnos los valores estándar o STC de temperatura del panel solar, el cual es equivalente a 25 °C, al igual que los coeficientes de temperatura, los cuales se pueden observar en la siguiente tabla:

Tabla 22:

Coefficientes de temperatura del panel solar

Coefficiente	Valor
Coefficiente de temperatura para voltaje (Voc)	-0,32% / °C
Coefficiente de temperatura para corriente (Isc)	-0,05% / °C
Coefficiente de temperatura para potencia (Pmáx)	-0,39% / °C

Nota. Adaptado de la ficha técnica del fabricante **Anexo 6**, Elaboración propia.

Variación de temperatura:

$$\Delta T = T_m - T_s \quad (31)$$

Donde:

ΔT = Variación de temperatura

T_m = Temperatura máxima de operación

T_s = Temperatura estándar de operación

Teniendo el dato de la temperatura máxima de operación la cual equivale a 42,77 °C según lo calculado anteriormente y la temperatura estándar que el fabricante nos proporciona que tiene un valor de 25 °C, procedemos a realizar los cálculos respectivos para determinar la variación de temperatura:

$$\Delta T = T_m - T_s$$

$$\Delta T = 42,77 \text{ } ^\circ\text{C} - 25 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$\Delta T = 17,77 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Con este dato podemos decir que se tendrá una variación de temperatura máxima de 17,77 °C bajo el valor estándar de operación

Variación de voltaje en circuito abierto:

$$\Delta V_{oc} = \text{Coeficiente de temperatura para voltaje} * \Delta T \quad (32)$$

Donde:

ΔV_{oc} = Variación máxima de voltaje en circuito abierto

Tomando en cuenta los datos expresados en la **Tabla 22**, el coeficiente a utilizarse tendrá un valor de -0,32% / °C, por lo tanto:

$$\Delta V_{oc} = \text{Coeficiente de temperatura para voltaje} * \Delta T$$

$$\Delta V_{oc} = \frac{-0,32\%}{^\circ\text{C}} * 17,77 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$\Delta V_{oc} = -5,68\%$$

En un circuito abierto se tendrá una variación máxima de voltaje de hasta -5,68% del panel solar.

Variación de corriente en circuito abierto:

$$\Delta I_{sc} = \text{Coeficiente de temperatura para corriente} * \Delta T \quad (33)$$

Donde:

ΔI_{sc} = Variación máxima de corriente en cortocircuito

Tomando en cuenta los datos expresados en la **Tabla 22**, el coeficiente a utilizarse tendrá un valor de -0,05% / °C, por lo tanto:

$$\Delta I_{sc} = \text{Coeficiente de temperatura para corriente} * \Delta T$$

$$\Delta I_{sc} = \frac{-0,05\%}{^{\circ}C} * 17,77 ^{\circ}C$$

$$\Delta I_{sc} = -0,88\%$$

La variación máxima de corriente de cortocircuito será de -0,88% del panel solar.

Variación de corriente en circuito abierto:

$$\Delta P_{m\acute{a}x} = \text{Coeficiente de temperatura para potencia} * \Delta T \quad (34)$$

Donde:

$\Delta P_{m\acute{a}x}$ = Variación máxima de potencia máxima en el circuito

Tomando en cuenta los datos expresados en la **Tabla 22**, el coeficiente a utilizarse tendrá un valor de -0,39% / °C, por lo tanto:

$$\Delta P_{m\acute{a}x} = \text{Coeficiente de temperatura para potencia} * \Delta T$$

$$\Delta P_{m\acute{a}x} = \frac{-0,39\%}{^{\circ}C} * 17,77 ^{\circ}C$$

$$\Delta P_{m\acute{a}x} = -6.93\%$$

Se puede determinar que se tendrá un porcentaje máximo de variación de potencia máxima de -6,93% del panel solar, con este análisis que acabamos de desarrollar se puede decir que los porcentajes de variación V_{oc} (ΔV_{oc}), I_{cs} (ΔI_{sc}) y $P_{m\acute{a}x}$ ($\Delta P_{m\acute{a}x}$) son consideradamente bajos, no se requiere implementar protecciones térmicas.

Disyuntor DC para paneles solares

El fabricante nos entrega una corriente de cortocircuito por panel solar de 11,67 A, al igual que conocemos que cada arreglo cuenta con 3 paneles solares conectados de forma paralela, con lo cual podemos determinar lo siguiente:

$$I_{ccA} = N_{pp} * I_{ccp}$$

$$I_{ccA} = 3 * 11,67 A$$

$$I_{ccA} = 35,01 A$$

Con el cálculo realizado se determina que la corriente de cortocircuito del arreglo es de 35,01 A, con este dato podremos dimensionar al disyuntor con el siguiente procedimiento:

$$I_d = 1,25 * I_{ccA}$$

$$I_d = 1,25 * 35,01 A$$

$$I_d = 43,76 A$$

Ya calculado la corriente que deberá tener el disyuntor, se procede a seleccionar la protección más adecuada y que se acomode a los valores nominales de los fabricantes, por lo cual se selecciona un disyuntor de 50 A (ver **Anexo 15**).

Disyuntor AC para el inversor trifásico:

En este caso no se realiza dimensionamiento para las protecciones, debido a que el fabricante en las características del inversor expone que el equipo cuenta con protecciones internas.

Disyuntor AC para la conexión de la acometida:

Sabemos que la corriente máxima de esta parte del circuito es de 96 A, por lo cual podemos dimensionar la protección de la siguiente manera:

$$I_d = 1,25 * I_{CCA}$$

$$I_d = 1,25 * 96A$$

$$I_d = 120 A$$

Según el dato calculado el disyuntor que se deberá seleccionar para la protección de este equipamiento tiene un valor nominal de 125 A (ver **Anexo 15**).

Disyuntor AC para la conexión de las baterías:

Al igual que en el caso del inversor trifásico aquí no se dimensiona una protección ya que el equipamiento cuenta con protecciones internas.

Selección de equipamiento

Dentro del procedimiento que se ha realizado para el diseño del sistema fotovoltaico se han realizado cálculos para diferentes elementos que conformaran el esquema, los cuales son los siguientes:

- Paneles solares: encargados de producir la energía que captan del sol.
- Inversor trifásico: responsable de la conversión de la corriente continua (DC), suministrada por los paneles solares, a corriente alterna (AC).
- Inversor bidireccional: permite cargar y utilizar el banco de baterías que fue diseñado para satisfacer 4 horas de autonomía.

Características del panel solar

En este proyecto se tiene la intención de emplear paneles monocristalinos RESUN, se ha escogido este fabricante ya que su producto cumple con las necesidades requeridas por la empresa. Además que cuentan con una alta eficiencia y sus componentes en las celdas de barras colectoras reducen las pérdidas de energía interna del módulo, con esto su eficiencia de conversión es aún mayor, por último este modelo también cuenta con un módulo resistente a las crisis de puntos calientes que se causan por el efecto de sombra.

Los cálculos que se realizaron anteriormente referentes a la cantidad de paneles a emplear en el diseño y los arreglos, fueron hechos con los datos mostrados en la siguiente tabla:

Tabla 23:
Características del panel solar

Característica	Valor	Unidad
Marca	RESUN	
Modelo	RS7I-M-450HC	
Tipo	u	
Vida útil	30 años	
Voltaje Voc	49,3	V
Voltaje Vmpp	41,5	V
Corriente Isc	11,6	A
Corriente Impp	10,85	A
Eficiencia del panel	20,35	%
Dimensiones	2094x1038x35	mm
Peso	25	kg
Voltaje	24	V
Potencia	450	Wp (STC)

Nota. Basado en las especificaciones técnicas proporcionadas por el fabricante **Anexo 6**, Elaboración propia.

Características del inversor trifásico

Según explica (Macías, 2018), la capacidad del inversor se debe determinar por la potencia de entrada que tendrá el equipo y un factor de seguridad que dependerá de las variaciones de voltaje en el diseño.

$$P_{iv} = \frac{FS * P_A}{Fp} \quad (35)$$

Donde:

P_{iv} = Potencia del inversor

FS = Factor de seguridad

P_A = Potencia del arreglo

Fp = Factor de potencia

Según los cálculos realizados anteriormente se tiene una potencia máxima entregada por los paneles de 35,12 kW, según las variaciones de voltaje determinadas anteriormente el factor de seguridad será equivalente a 1 por lo que las mismas son muy bajas y por último se considera un factor de potencia de 0,8, por lo tanto:

$$P_{iv} = \frac{FS * P_A}{Fp}$$
$$P_{iv} = \frac{1 * 35,12 \text{ kW}}{0,8}$$
$$P_{iv} = 43,9 \text{ kW}$$

Con los cálculos realizados se determina el requerimiento de un inversor de 43,9 kW, en el mercado existe un inversor de 50 kW de marca Delta, los cuales proporcionan un equipo garantizado a lo largo de los años y que cumple con la demanda, las características se exponen en la siguiente tabla:

Tabla 24:
Especificaciones del inversor trifásico

Característica	Valor	Unidad
Marca	DELTA	
Modelo	M50A-FLEX	
Vida útil	10 años	
Capacidad de inversión	55	kW
Eficiencia máxima	98,7	%
Rango de voltaje de entrada	200 - 1000	V
Máximo voltaje de entrada	1000	V
Voltaje de salida	230 - 400	V
Corriente máxima de entrada	132	A
Corriente máxima de salida	80	A
Dimensiones	699x629x264	mm
Peso	64	kg

Nota. Basado en las especificaciones técnicas proporcionadas por el fabricante **Anexo 8**, Elaboración propia.

Características de la batería

Las baterías a utilizarse en el diseño son de tipo gel, ya que esta tecnología brinda una mayor duración, una tasa de autodescarga reducida y una alta resistencia a vibraciones y golpes, el tipo de diseño que trae este tipo de baterías reduce en gran cantidad el riesgo de fugas de ácido y permite operar en un alto rango de temperaturas. A continuación se detallan las características a tomar en cuenta en la siguiente tabla:

Tabla 25:
Especificaciones de la batería

Característica	Valor	Unidad
Marca	FuliBatetery	
Modelo	REF. FLG 122500	
Tipo	Gel	
Vida útil	15 años	
Capacidad nominal	250	Ah
Voltaje de salida	12	V
Máxima corriente de descarga	3000	A
Dimensiones	520x268x220	mm
Peso	71	kg

Nota. Basado en las especificaciones técnicas proporcionadas por el fabricante **Anexo 5**, Elaboración propia.

Características del contador bidireccional

Este es un dispositivo de medición energética que permite cuantificar el intercambio de flujo de energía en dos direcciones distintas, se emplea en entornos donde el usuario tiene un sistema de generación de energía que complementa el suministro de la red de energía principal, de igual manera nos permite el monitoreo tanto la energía consumida desde la red principal como la energía generada, de esta manera nos facilita la gestión y compensación de la energía, sus principales características se exponen en la siguiente tabla:

Tabla 26:
Especificaciones del contador bidireccional

Características	Valor	Unidad
Marca	EASTRON	
Modelo	SMD630-Pulse V2	
Tipo	Gel	
Vida útil	15 años	
Corriente nominal	10	A
Corriente nominal máxima	100	A
Voltaje nominal	230/400	V
Dimensiones	100x76x66	mm

Nota. Basado en las especificaciones técnicas proporcionadas por el fabricante **Anexo 7**, Elaboración propia.

Características del inversor bidireccional

Se debe dimensionar la capacidad del inversor considerando la potencia máxima requerida por el dispositivo, según (Amador, 1985) se puede calcular con la siguiente ecuación:

$$P_{iv} = FS * P_T \quad (36)$$

Donde:

FS = Factor de sobredimensionamiento por cambio brusco de voltaje

Como se expresa anteriormente la potencia máxima que deberá suministrar el inversor es equivalente a 39,9 kW y se deberá considerar un sobredimensionamiento del 25%, por lo tanto el FS será de 1,25. Con estos datos se procede a realizar los cálculos debidos:

$$P_{iv} = FS * P_T$$

$$P_{iv} = 1,25 * 39,9 \text{ kW}$$

$$P_{iv} = 49,87 \text{ kW}$$

Por lo tanto se puede decir que se requiere un inversor bidireccional con una capacidad de 49,87 kW, por lo tanto, se selecciona un inversor de 50 kW, las características del dispositivo se describen en la siguiente tabla:

Tabla 27:
Características del inversor bidireccional

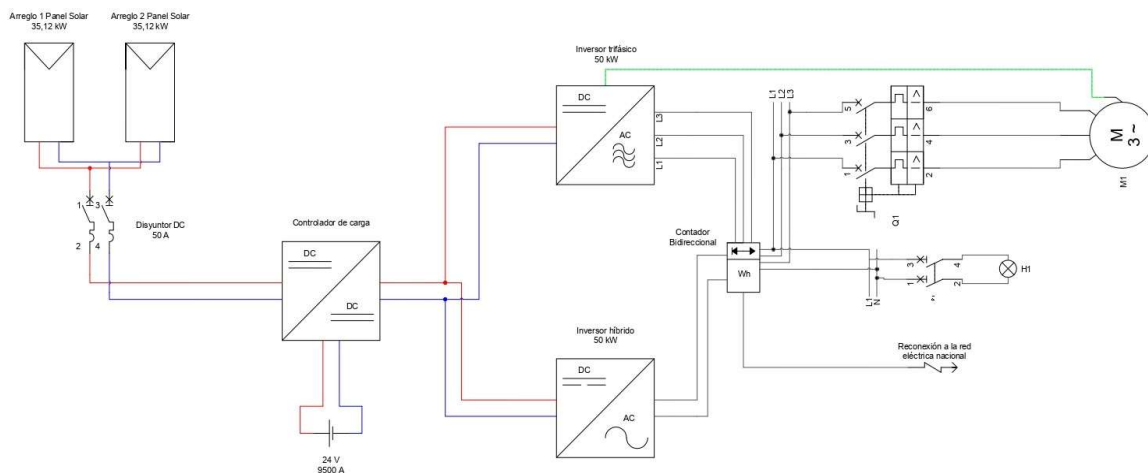
Característica	Valor	Unidad
Marca	DEYE	
Modelo	SUN-50K-SG01HP3 -EU-BM4	
Vida útil	10 años	
Capacidad de inversión	50	kW
Eficiencia máxima	97,6	%
Rango de voltaje de entrada	150 - 850	V
Máximo voltaje de entrada	1000	V
Voltaje de salida	230 - 400	V
Corriente máxima de entrada	36	A
Corriente máxima de salida	83,3	A
Dimensiones	527x894x294	mm
Peso	80	kg

Nota. Adaptado de la ficha técnica del fabricante **Anexo 9**, Elaboración propia.

Esquema de configuración de respaldo

Para tener una mejor visión de cómo se realizará la conexión del sistema fotovoltaico se plantea un esquema típico ejemplar para conocer cada una de las secciones y los componentes que conformaran el diseño:

Figura 10:
Diseño del sistema fotovoltaico



Nota. Se puede apreciar las conexiones y los elementos que conforman el sistema de respaldo, Elaboración propia.

La **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** muestra los componentes que conformaran el sistema diseñado, todos cumpliendo una labor importante para que el sistema funcione y cumpla con las expectativas de la empresa, el diseño cuenta con (2) arreglos de paneles solares y cada uno de ellos cuenta con (3) paneles conectados en paralelo y (13) en serie, también lo conforma (1) controlador de carga, (1) inversor trifásico y (1) inversor bidireccional, contamos con (1) banco de baterías, el centro de cargas donde se instalan las protecciones y se distribuye la energía, se cuenta con (1) contador bidireccional y por último una figura que representa las instalaciones a beneficiarse del sistema de respaldo.

Especificaciones del diseño propuesto

Los arreglos que conforman el diseño cuentan con un total de 78 paneles, los cuales proporcionarán al sistema 38,12 kW cada uno, teniendo una potencia total

entregada de 78.24 kW. Según los datos recolectados de irradiación global de la zona se tiene un valor de hora solar pico (HSP) equivalente a 5,38.

Con estos datos se puede determinar la cantidad de energía que el sistema podrá generar con la siguiente ecuación:

$$E_{Fvdiaria} = HSP * P_A \quad (37)$$

Donde;

HSP = Hora solar pico

P_A = Potencia generada por los arreglos

$$E_{Fvdiaria} = HSP * P_A$$

$$E_{Fvdiaria} = 5,38 h * 78,24 kW$$

$$E_{Fvdiaria} = 420,96 kW - h$$

Con este dato se procede a calcular la energía mensual esperada, teniendo en cuenta un rendimiento global equivalente al 75% y la cantidad de días por mes:

Tabla 28:
Producción energética acumulada mensual del sistema solar

Mes	Energía diaria producida (kW-h)	Rendimiento global %	Energía diaria estimada (kW-h)	Cantidad de días	Energía mensual estimada (kW-h)
Enero	420,96	75%	315,72	31	9787,32
Febrero	420,96	75%	315,72	29	9155,88
Marzo	420,96	75%	315,72	31	9787,32
Abril	420,96	75%	315,72	30	9471,60
Mayo	420,96	75%	315,72	31	9787,32
Junio	420,96	75%	315,72	30	9471,60
Julio	420,96	75%	315,72	31	9787,32
Agosto	420,96	75%	315,72	31	9787,32
Septiembre	420,96	75%	315,72	30	9471,60
Octubre	420,96	75%	315,72	31	9787,32
Noviembre	420,96	75%	315,72	30	9471,60
Diciembre	420,96	75%	315,72	31	9787,32
Total					115553,52

Nota. Adaptado de Energía generada de manera mensual por el sistema fotovoltaico (pág.102), por Zambrano, 2023.

En la **Tabla 28**, se realizan los cálculos de la energía mensual estimada, se determina multiplicando la energía diaria estimada por la cantidad de días que tiene cada mes del año, la sumatoria de los productos calculados dará un valor anual equivalente de 115553,52 kW-h.

Lo realizado a lo largo de este procedimiento es diseñar un sistema de respaldo alimentado por una fuente de energía fotovoltaica, su funcionamiento consiste en la captación de energía solar para convertirla en electricidad. Sin embargo, la corriente que se obtiene de los paneles solares es continua (DC), por lo tanto se utiliza un inversor trifásico para que esa corriente se convierta en alterna (AC), esta energía ya convertida ayudará a dar servicio eléctrico a las áreas seleccionadas en la empresa. Conjuntamente, se podrá almacenarla en el banco de baterías. Este proceso es de suma importancia debido a que en el transcurso del tiempo se pueden presentar días nublados, horarios nocturnos o incluso desconexiones continuas de la red principal como se ha experimentado meses atrás en el país, por esta razón es crucial dimensionar la capacidad de las baterías para garantizar que las mismas cumplan con la demanda cuando se presenten estos escenarios.

Resultados esperados

Con esta fuente de respaldo se espera brindar un servicio eléctrico ininterrumpido y de esta manera permitir a la instalación autoabastecerse y dar funcionamiento a cada una de las áreas seleccionadas. De esta manera se lograría otorgar una autonomía en el horario pico nocturno y tener almacenamiento de energía para abastecer a la planta por un lapso de 4 horas por cualquier caso ajeno a la fuente, de igual manera de esta forma la empresa reduce el impacto ambiental por optar por una fuente de energía renovable y no por una de generación a base de un grupo electrógeno.

Captación de energía entregada por el sistema fotovoltaico

Mediante un análisis de los valores de energía abastecida se puede determinar el porcentaje de aprovechamiento que se tendrá de la fuente de respaldo a través de una relación entre la energía adicional y la energía total producida, tal como se muestra en la ecuación a continuación:

$$\text{Aprovechamiento} = \left(1 - \frac{\text{Energía extra}}{\text{Energía generada}}\right) * 100 \quad (38)$$

Donde:

Aprovechamiento = El porcentaje de captación de energía generada

Energía extra = Es la diferencia ente la energía generada y la consumida

Energía generada = Energía dada por el sistema fotovoltaico

Se estima que en el mes de Enero se tuvo un consumo de 14325,29 kW-h, sin embargo como se mencionó anteriormente el diseño de este sistema fue hecho con el fin de alimentar áreas en específico debido a que el área te tejido representa el 51,36% de la energía instalada, por ende al valor consumido en el mes se le restará este porcentaje para tener un cálculo más preciso.

$$\text{Aprovechamiento} = \left(1 - \frac{\text{Energía extra}_{\text{Enero}}}{\text{Energía generada}}\right) * 100$$

$$\text{Aprovechamiento} = \left(1 - \frac{(9787,32 \text{ kw} - h) - (6967,82 \text{ kw} - h)}{9787,32 \text{ kw} - h}\right) * 100$$

$$\text{Aprovechamiento} = 71,19\%$$

Este procedimiento se lleva a cabo para cada mes del año, considerando que se tiene un 100% de abastecimiento por parte de la fuente de respaldo, con los cálculos realizados en la **Tabla 29**, se puede determinar que se tiene un valor de aprovechamiento del 60,45% si el sistema de respaldo se dispone alimentar el 83,33% de las áreas del establecimiento, sin embargo como se puede observar en la **Tabla 30**, si se decide alimentar el 16,66% del establecimiento correspondiente únicamente al área de telares se tendría un aprovechamiento del 63,83%.

Tabla 29:*Aprovechamiento de energía producida en el 83,33% del establecimiento*

Mes	Energía generada (kW-h)	Energía consumida (kW-h)	Energía consumida considerada (kW-h)	Energía extra (kW-h)	Aprovechamiento
Enero	9787,32	14325,29	6967,82	2819,50	71,19%
Febrero	9155,88	11147,21	5422,00	3733,88	59,22%
Marzo	9787,32	14632,84	7117,41	2669,91	72,72%
Abril	9471,60	11992,59	5833,20	3638,40	61,59%
Mayo	9787,32	12106,09	5888,40	3898,92	60,16%
Junio	9471,60	12364,19	6013,94	3457,66	63,49%
Julio	9787,32	14380,46	6994,66	2792,66	71,47%
Agosto	9787,32	13498,59	6565,71	3221,61	67,08%
Septiembre	9471,60	11824,00	5751,19	3720,41	60,72%
Octubre	9787,32	10779,27	5243,04	4544,28	53,57%
Noviembre	9471,60	9327,29	4536,79	4934,81	47,90%
Diciembre	9787,32	7306,06	3553,67	6233,65	36,31%
Total	115553,52	143683,88	69887,84	45665,68	60,45%

Nota. Estos valores representan al aprovechamiento de energía de todas las áreas de la empresa excluyendo la de tejido, Elaboración propia.

Tabla 30:*Aprovechamiento de energía producida en el 16,66% del establecimiento*

Mes	Energía generada (kW-h)	Energía consumida (kW-h)	Energía consumida considerada (kW-h)	Energía extra (kW-h)	Aprovechamiento
Enero	9787,32	14325,29	7357,47	2429,85	75,17%
Febrero	9155,88	11147,21	5725,21	3430,67	62,53%
Marzo	9787,32	14632,84	7515,43	2271,89	76,79%
Abril	9471,60	11992,59	6159,39	3312,21	65,03%
Mayo	9787,32	12106,09	6217,69	3569,63	63,53%
Junio	9471,60	12364,19	6350,25	3121,35	67,05%
Julio	9787,32	14380,46	7385,80	2401,52	75,46%
Agosto	9787,32	13498,59	6932,88	2854,44	70,84%
Septiembre	9471,60	11824,00	6072,81	3398,79	64,12%
Octubre	9787,32	10779,27	5536,23	4251,09	56,57%
Noviembre	9471,60	9327,29	4790,50	4681,10	50,58%
Diciembre	9787,32	7306,06	3752,39	6034,93	38,34%
Total	115553,52	143683,88	73796,04	41757,48	63,83%

Nota. Se puede observar el aprovechamiento en el área de tejido, Elaboración propia.

Cómo se puede apreciar en ambos casos se tiene un aprovechamiento de energía superior al 50% de lo que el sistema fotovoltaico genera, esto quiere decir que se tiene un aprovechamiento considerable pero; no eficiente, gracias al análisis realizado anteriormente se puede llegar a realizar una evaluación de opciones para determinar de qué manera se puede aprovechar el porcentaje de energía restante donde se presentan varios casos, siendo el más viable el que se encuentra en la Normativa de Sistemas de Generación Distribuida de Autoabastecimiento emitida por el ARCERNNR.

La normativa indica las disposiciones para la instalación y otros parámetros del SGDA, entre ellas la clasificación de cinco modalidades para el autoabastecimiento remoto o local:

- **Modalidad 1a / Autoabastecimiento individual local:** En esta categoría el sistema y el consumidor están ubicados en un mismo lugar.
- **Modalidad 1b / Autoabastecimiento múltiple local:** En esta categoría el sistema y los consumidores están ubicados en un mismo lugar.
- **Modalidad 2a / Autoabastecimiento individual remoto:** En esta categoría el sistema y el consumidor están ubicados en diferentes ubicaciones.
- **Modalidad 2b / Autoabastecimiento múltiple remoto con consumidores concentrados:** En esta categoría el sistema y los consumidores están ubicados en diferentes ubicaciones, sin embargo los consumidores estarán en un mismo lugar.
- **Modalidad 2c / Autoabastecimiento múltiple remoto con consumidores dispersos:** En esta categoría el sistema y los consumidores están ubicados en diferentes ubicaciones, sin embargo los consumidores estarán dispersos.

Con las modalidades mencionadas anteriormente se puede determinar que la ubicación del caso objeto de estudio se corresponde con la modalidad 1a, la cual indica

que el SGDA y el consumidor deberán estar ubicados en el mismo inmueble. Según (ARCERNNR, 2023, p. 12), todos los consumidores que se acojan a la modalidad 1a podrán o no inyectar excedentes de energía eléctrica a la red general de distribución.

De igual manera la normativa brinda una forma de calcular la energía total neta para consumidores que vayan a inyectar energía a la red principal, como lo podemos ver en la siguiente ecuación:

$$E_{neta} = E_{red} - E_{inyectada} \quad (39)$$

Donde:

E_{red} = Energía tomada de la red principal de distribución

$E_{inyectada}$ = Energía inyecta por parte del SGDA.

Para los cálculos a realizarse es necesario emplear los mismos datos de consumo mes a mes y el aprovechamiento que se tendría de la energía generada por parte del sistema fotovoltaico, dichos cálculos se realizarán para las dos situaciones expuestas anteriormente.

Tabla 31:
Energía neta en el aprovechamiento del 83,33% del establecimiento

Mes	Energía generada (kW-h)	Energía consumida (kW-h)	Energía consumida considerada (kW-h)	Energía extra (kW-h)	Energía Total Neta (kW-h)
Enero	9787,32	14325,29	6967,82	2819,50	4148,32
Febrero	9155,88	11147,21	5422,00	3733,88	1688,13
Marzo	9787,32	14632,84	7117,41	2669,91	4447,51

Abril	9471,60	11992,59	5833,20	3638,40	2194,79
Mayo	9787,32	12106,09	5888,40	3898,92	1989,48
Junio	9471,60	12364,19	6013,94	3457,66	2556,28
Julio	9787,32	14380,46	6994,66	2792,66	4201,99
Agosto	9787,32	13498,59	6565,71	3221,61	3344,11
Septiembre	9471,60	11824,00	5751,19	3720,41	2030,79
Octubre	9787,32	10779,27	5243,04	4544,28	698,75
Noviembre	9471,60	9327,29	4536,79	4934,81	-398,01
Diciembre	9787,32	7306,06	3553,67	6233,65	-2679,98
Total	115553,52	143683,88	69887,84	45665,68	24222,16

Nota. Estos valores representan a la energía neta total de todas las áreas de la empresa excluyendo la de tejido, Elaboración propia.

Tabla 32:

Energía neta en el aprovechamiento del 16,66% del establecimiento

Mes	Energía generada (kW-h)	Energía consumida (kW-h)	Energía consumida considerada (kW-h)	Energía extra (kW-h)	Energía Total Neta (kW-h)
Enero	9787,32	14325,29	7357,47	2429,85	4927,62
Febrero	9155,88	11147,21	5725,21	3430,67	2294,53
Marzo	9787,32	14632,84	7515,43	2271,89	5243,53
Abril	9471,60	11992,59	6159,39	3312,21	2847,19
Mayo	9787,32	12106,09	6217,69	3569,63	2648,06
Junio	9471,60	12364,19	6350,25	3121,35	3228,90
Julio	9787,32	14380,46	7385,80	2401,52	4984,29
Agosto	9787,32	13498,59	6932,88	2854,44	4078,43
Septiembre	9471,60	11824,00	6072,81	3398,79	2674,01
Octubre	9787,32	10779,27	5536,23	4251,09	1285,15
Noviembre	9471,60	9327,29	4790,50	4681,10	109,39
Diciembre	9787,32	7306,06	3752,39	6034,93	-2282,54
Total	115553,52	143683,88	73796,04	41757,48	41757,48

Nota. Estos valores representan a la energía total neta del área de tejido, Elaboración propia.

En la **Tabla 31** y **Tabla 32**, se puede apreciar que en el mes de noviembre y diciembre se tienen valores por debajo del cero. Según la (ARCERNNR, 2023, p. 28), si la Energía neta total de un mes en específico es menor o igual que 0, la distribuidora perteneciente a la red principal facturará dichos meses con un valor de 0. Además, que se generará un crédito de energía equivalente a favor del cliente.

Con este reglamento expuesto por parte del ente regulador se brinda una solución al porcentaje restante de la energía aprovechada por parte del sistema de generación fotovoltaico, generando así un beneficio extra a la empresa ya que si se sujeta a la normativa expedida obtendrá los beneficios tanto económicos como representativos a la imagen ambiental que la empresa desea brindar a sus clientes.

Mejora en las interrupciones por desconexión de la red principal

La fuente de respaldo de energía busca brindar una autonomía de trabajo en las horas que la red principal tenga fallos de operación y la producción en la empresa se vea afectada por estos casos, de tal forma el sistema tiene la capacidad de brindar un servicio ininterrumpido de trabajo durante 4 horas al día. El Ecuador, ha sufrido fallos en la generación de energía por parte de las hidroeléctricas las cuales son la principal fuente en el país, debido a la ineficiencia de generación la producción de las empresas disminuye considerablemente ya que se tiene un rango de desconexión de 2 a 4 horas al día, anteriormente se calculó el indicador de la cantidad de horas trabajadas en el periodo de desconexión se tuvo un porcentaje del 87,5% de productividad, aunque el indicador es alto existe una pérdida del 12,5% que se ve reflejado económicamente para la empresa.

Teniendo en cuenta que el sistema de generación fotovoltaico brindará la energía que la red principal no podrá en ese periodo, se tiene lo siguiente:

$$\%H. \text{Trabajadas} = \frac{H. \text{Trabajadas en el periodo de recortes}}{H. \text{Totales trabajadas}} * 100$$

Donde:

H. Trabajadas en el periodo de recortes = Se tomará en cuenta que se llevará 1 hora en total del día para que la fuente entre en funcionamiento.

Teniendo un total de 26 días como periodo y que la empresa trabaja 24 horas se tiene un total de 624 horas en total que se debería trabajar en este lapso de tiempo, por lo tanto:

$$\%H. \text{Trabajadas} = \frac{598 \text{ horas}}{624 \text{ horas}} * 100$$

$$\%H. \text{Trabajadas} = 95,83\%$$

Como se puede observar el indicador mejoró considerablemente y se estima tener menores pérdidas y retrasos en la producción de la empresa.

Como se sabe la Empresa Eléctrica Quito, al consumidor que trabaja las 24 horas del día, se le instala un medidor triple registro con la finalidad de diferenciar los consumos por cada horario registro y poderle aplicar un costo kW-h diferenciado para cada uno de ellos. Por tal razón, para mejorar la eficiencia de consumo energético dentro de la empresa se pone a su disposición una fuente de respaldo encargada de suplir el 40,08% de la demanda instalada que se utilizaría en el horario pico nocturno. Dada la siguiente ecuación se puede determinar el indicador de estructura de consumo en este horario:

$$\text{Indicador Estructura de Consumo} = \frac{\text{Consumo total horario pico}}{\text{Consumo total del mes}} * 100$$

Donde:

Consumo en la categoría = Consumo del mes en la categoría B

Total de consumo = La sumatoria del consumo de las 3 categorías

Se tomará en cuenta el valor del mes de enero para determinar el indicador, teniendo en cuenta que el límite máximo del mismo deberá ser 16,6%.

$$\text{Indicador Estructura de Consumo} = \frac{2195,45 \text{ kWh}}{14325,29 \text{ kWh}} * 100$$

$$\text{Indicador Estructura de Consumo} = 15,33\%$$

Tabla 33:
Indicador Estructura de consumo en cada mes

Mes	Categorías	Consumo (kW-h)	Total de consumo de las categorías	Indicador estructura de consumo
Enero	Categoría A	7028,86	14325,29	15,33%
	Categoría B	2195,45		
	Categoría C	5100,98		
Febrero	Categoría A	5183,8	11147,21	15,90%
	Categoría B	1772,03		
	Categoría C	4191,38		
Marzo	Categoría A	7398,1	14632,84	14,04%
	Categoría B	2054,85		
	Categoría C	5179,89		
Abril	Categoría A	5851,54	11992,59	15,17%
	Categoría B	1819,84		
	Categoría C	4321,21		
Mayo	Categoría A	6253,33	12106,09	14,58%
	Categoría B	1764,93		
	Categoría C	4087,83		
Junio	Categoría A	6310,21	12364,19	14,38%
	Categoría B	1778,55		
	Categoría C	4275,43		
Julio	Categoría A	6741,55	14380,46	15,46%
	Categoría B	2222,87		
	Categoría C	5416,04		
Agosto	Categoría A	6115,51	13498,59	15,90%
	Categoría B	2146,73		
	Categoría C	5236,35		
Septiembre	Categoría A	5616,36	11824,00	15,01%
	Categoría B	1774,96		
	Categoría C	4432,68		
Octubre	Categoría A	5452,43	10779,27	14,89%
	Categoría B	1605,15		
	Categoría C	3721,69		
Noviembre	Categoría A	4287,02	9327,29	13,36%
	Categoría B	1246,2		
	Categoría C	3794,07		
Diciembre	Categoría A	3292,4	7306,06	16,17%
	Categoría B	1181,24		
	Categoría C	2832,42		

Nota. Se puede apreciar que el indicador Estructura de Consumo de cada mes tiene valores inferiores al valor máximo aceptado, Elaboración propia.

Debido a que la utilización del equipamiento dentro de la organización no se realiza de forma simultánea de todos los equipos, indicándose lo mismo en el diagnóstico en el banco de transformador, con uno 48,4% de utilización. Lo anteriormente planteado se debe a que la utilización del equipamiento se realiza en grupos y de forma escalonada durante las 24 horas del día. Esta metodología de utilización conlleva a proponer una capacidad del grupo de respaldo energético de un valor de 9138,27 kW-h; el mismo es superior a los valores de consumo promedio en cada grupo horario. Por tal razón al entrar en el horario pico trae como consecuencia que se tendría una Estructura de Consumo de 0 y se pudiera entregar energía a la red eléctrica nacional.

Cronograma de actividades

La implementación de la propuesta se encuentra dividida en 3 fases, de tal manera que se distribuyan las actividades correspondientes en el orden debido y consecuente, con el tiempo proporcionado a cada actividad, a continuación se detalla cada una de las fases con sus actividades:

Fase 1: Inducción a la empresa y adquisición de componentes

Para dar inicio al proyecto se ejecuta una convocatoria a un equipo multidisciplinario que realice un análisis preliminar del proyecto, en tal espacio se explica cada parte importante del mismo como los son los objetivos, el alcance, la viabilidad del mismo y los beneficios, este equipo será el encargado de aprobar el proyecto y se estima un lapso de 8 días entre preparación, inducción y análisis.

Ya aprobado el proyecto se inicia el proceso de adquisición de los componentes seleccionados, asegurando que cumplan con las especificaciones técnicas definidas. Paralelamente, se organiza la logística para el transporte y almacenamiento seguro de los materiales en el sitio de instalación, se espera que este proceso dure alrededor de 14 días entre la compra y a logística del transporte.

Fase 2: Instalación y puesta en marcha

Durante este período, equipos especializados estarán encargados de realizar la instalación física de los paneles solares, inversores y demás componentes del sistema. Este proceso incluye la adecuación estructural, el montaje de paneles, la instalación eléctrica y la integración con la red existente, se estima que este proceso se tarde alrededor de 29 días.

Tras finalizar la instalación, se debe realizar pruebas exhaustivas para validar el funcionamiento óptimo del sistema. Esto abarca desde ensayos de rendimiento hasta la verificación y ajuste del sistema para obtener el mejor rendimiento, este proceso se llevará a cabo en un lapso de 14 días.

Fase 3: Formación y entrega

Es esencial capacitar al personal de la empresa textil en el manejo, operación y mantenimiento básico del sistema fotovoltaico. Esta etapa asegura que el equipo local esté preparado para gestionar el sistema de manera eficiente, entre la preparación de las capacitaciones y la realización de las mismas se espera llevar a cabo esta actividad en un periodo de 19 días, debido a que la capacitación comprende de la parte teórica y práctica.

Finalmente, se realiza la entrega formal del proyecto con la documentación correspondiente, incluyendo manuales de operación, esquemas eléctricos de los equipos con sus certificados de garantía correspondientes, esta última actividad durará 1 día exactamente.

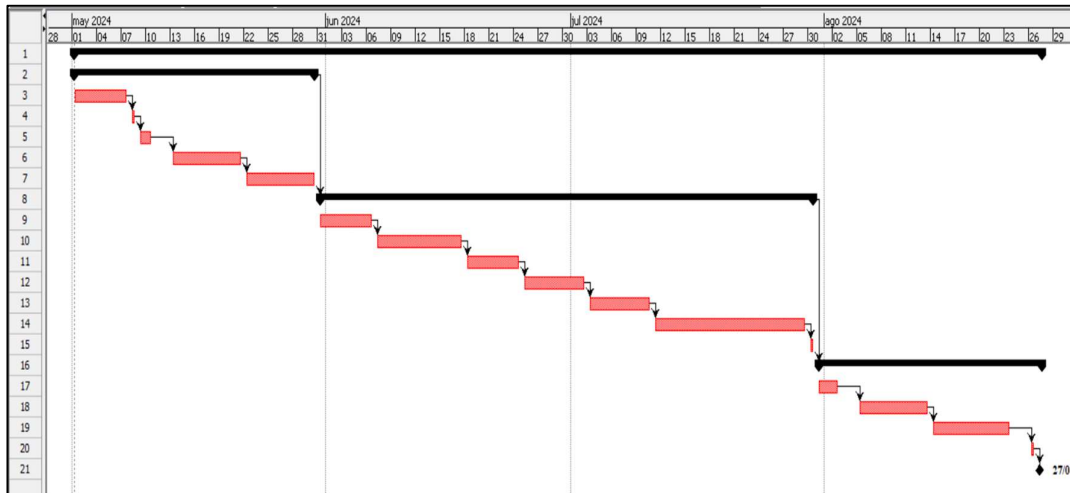
A continuación se podrá observar en la **Figura 11** de forma detallada los periodos comprendidos entre cada fase de implementación y las tareas específicas a llevarse a cabo en cada una de las etapas, como su secuencia y el tiempo que se tiene previsto para realizar cada una de las tareas:

Figura 11:
Cronograma de actividades para la implementación

Nombre	Duración	Inicio	Terminado	Predecesores
Implementación de la propuesta	85 days	1/05/24 8:30	27/08/24 17:30	
Fase 1: Inducción a la empresa y adquisición de componentes	22 days	1/05/24 8:30	30/05/24 17:30	
Preparación de la inducción	5 days	1/05/24 8:30	7/05/24 17:30	
Presentación de la inducción	1 day	8/05/24 8:30	8/05/24 17:30	3
Análisis del protecto	2 days	9/05/24 8:30	10/05/24 17:30	4
Comprar los componentes seleccionados	7 days	13/05/24 8:30	21/05/24 17:30	5
logística para el transporte y almacenamiento	7 days	22/05/24 8:30	30/05/24 17:30	6
Fase 2: Instalación y puesta en marcha	43 days	31/05/24 8:30	30/07/24 17:30	2
Evaluar orientación e inclinación en el lugar	5 days	31/05/24 8:30	6/06/24 17:30	
Adecuación estructural	7 days	7/06/24 8:30	17/06/24 17:30	9
Montaje de paneles	5 days	18/06/24 8:30	24/06/24 17:30	10
Instalación eléctrica	6 days	25/06/24 8:30	2/07/24 17:30	11
Integración con la red existente	6 days	3/07/24 8:30	10/07/24 17:30	12
Pruebas al funcionamiento del sistema	13 days	11/07/24 8:30	29/07/24 17:30	13
Ajustes finales de rendimiento	1 day	30/07/24 8:30	30/07/24 17:30	14
Fase 3: Formación y entrega	20 days	31/07/24 8:30	27/08/24 17:30	8
Preparación de la presentación para la capacitación	3 days	31/07/24 8:30	2/08/24 17:30	
Capacitación teórica al personal	7 days	5/08/24 8:30	13/08/24 17:30	17
Capacitación práctica al personal	8 days	14/08/24 8:30	23/08/24 17:30	18
Revisión de aprendizaje del personal	1 day	26/08/24 8:30	26/08/24 17:30	19
Entrega formal del proyecto	1 day	27/08/24 8:30	27/08/24 17:30	20

Nota. Se utilizó el software Project Libre para el desarrollo del cronograma, Elaboración propia.

Figura 12:
Diagrama de Gantt para la implementación del proyecto



Nota. Se utilizó el software Project Libre para el desarrollo del cronograma, Elaboración propia.

Se sugiere que el proyecto inicie el 1/05/2024, sin embargo solo es una fecha tentativa, por lo cual será decisión de la alta dirección establecer una fecha de inicio, con esta aclaración, se estima que la implementación del proyecto dure alrededor de 85 días laborables o un aproximado de 4 meses para que el proyecto pueda ser implementado de manera correcta, para dar cierre al proyecto si se inicia en la fecha establecida anteriormente el mismo finalizará el 27/08/2024.


Análisis de costos para el proyecto

Para llevar a cabo la implementación del sistema de generación fotovoltaico se debe realizar un análisis económico detallado de los costos que conllevará el proyecto, deberemos tener en cuenta para ello los materiales, equipamiento, costos de transporte, costos de mano de obra, costos de instalación, entre otros más.

Costos de materiales y equipamiento

Para poder determinar de manera exacta los costos de los materiales y equipamiento necesario para el funcionamiento del sistema a implementarse se deberá realizar una cotización con un establecimiento que nos brinde el valor real del mercado actualmente para que de esta manera se puede establecer un valor real del proyecto.

Figura 13:
Costos de materiales y equipamiento

		COTIZACIÓN																																																									
<p>¿QUIÉNES SOMOS ?</p> <p>Somos una empresa especializada en el uso eficiente de la energía y apoyamos la utilización racional de la misma mediante energías renovables para producir agua</p>	<p>CLIENTE</p> <p>TELÉFONO</p> <p>EMAIL</p> <p>FECHA 29/2/2024</p>																																																										
<p>NUESTRA PROMESA</p> <p>Lo hacemos posible, asequible, sencillo, con experiencia y profesionalismo.</p>	<table border="1"> <thead> <tr> <th>CANTIDAD</th> <th>DETALLE</th> <th>PRECIO UNITARIO</th> <th>PRECIO TOTAL</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>78</td> <td>Panel Solar Jinko 465 W</td> <td>\$ 184.24</td> <td>\$ 14,370.72</td> </tr> <tr> <td>78</td> <td>Estructuras para paneles</td> <td>\$ 64.80</td> <td>\$ 5,054.40</td> </tr> <tr> <td>152</td> <td>Baterías Shoto 200Ah 12V</td> <td>\$ 438.00</td> <td>\$ 66,576.00</td> </tr> <tr> <td>1</td> <td>Inversor Huawei 50kW trifasico 220V</td> <td>\$ 4,390.80</td> <td>\$ 4,390.80</td> </tr> <tr> <td>140</td> <td>Cable de Cu TTU 6 AWG</td> <td>\$ 2.75</td> <td>\$ 385.00</td> </tr> <tr> <td>110</td> <td>Cable de Cu TTU 1/0 AWG</td> <td>\$ 9.56</td> <td>\$ 1,051.49</td> </tr> <tr> <td>150</td> <td>Manguera corrugada 3/4"</td> <td>\$ 2.42</td> <td>\$ 363.00</td> </tr> <tr> <td>115</td> <td>Manguera corrugada 1 1/2"</td> <td>\$ 5.46</td> <td>\$ 627.44</td> </tr> <tr> <td>2</td> <td>Disyuntor de corriente DC 50</td> <td>\$ 13.59</td> <td>\$ 27.17</td> </tr> <tr> <td>1</td> <td>Disyuntor de corriente AC 125</td> <td>\$ 132.00</td> <td>\$ 132.00</td> </tr> <tr> <td colspan="2"></td> <td>SUB TOTAL</td> <td>\$ 92,978.02</td> </tr> <tr> <td colspan="2"></td> <td>IVA</td> <td>\$ 9,432.88</td> </tr> <tr> <td colspan="2"></td> <td>PVP TOTAL</td> <td>\$ 102,410.90</td> </tr> </tbody> </table>	CANTIDAD	DETALLE	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL	78	Panel Solar Jinko 465 W	\$ 184.24	\$ 14,370.72	78	Estructuras para paneles	\$ 64.80	\$ 5,054.40	152	Baterías Shoto 200Ah 12V	\$ 438.00	\$ 66,576.00	1	Inversor Huawei 50kW trifasico 220V	\$ 4,390.80	\$ 4,390.80	140	Cable de Cu TTU 6 AWG	\$ 2.75	\$ 385.00	110	Cable de Cu TTU 1/0 AWG	\$ 9.56	\$ 1,051.49	150	Manguera corrugada 3/4"	\$ 2.42	\$ 363.00	115	Manguera corrugada 1 1/2"	\$ 5.46	\$ 627.44	2	Disyuntor de corriente DC 50	\$ 13.59	\$ 27.17	1	Disyuntor de corriente AC 125	\$ 132.00	\$ 132.00			SUB TOTAL	\$ 92,978.02			IVA	\$ 9,432.88			PVP TOTAL	\$ 102,410.90		
CANTIDAD	DETALLE	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL																																																								
78	Panel Solar Jinko 465 W	\$ 184.24	\$ 14,370.72																																																								
78	Estructuras para paneles	\$ 64.80	\$ 5,054.40																																																								
152	Baterías Shoto 200Ah 12V	\$ 438.00	\$ 66,576.00																																																								
1	Inversor Huawei 50kW trifasico 220V	\$ 4,390.80	\$ 4,390.80																																																								
140	Cable de Cu TTU 6 AWG	\$ 2.75	\$ 385.00																																																								
110	Cable de Cu TTU 1/0 AWG	\$ 9.56	\$ 1,051.49																																																								
150	Manguera corrugada 3/4"	\$ 2.42	\$ 363.00																																																								
115	Manguera corrugada 1 1/2"	\$ 5.46	\$ 627.44																																																								
2	Disyuntor de corriente DC 50	\$ 13.59	\$ 27.17																																																								
1	Disyuntor de corriente AC 125	\$ 132.00	\$ 132.00																																																								
		SUB TOTAL	\$ 92,978.02																																																								
		IVA	\$ 9,432.88																																																								
		PVP TOTAL	\$ 102,410.90																																																								

Nota. La cotización fue realizada por la distribuidora Ener City, 2024.

Costos de mano de obra

Para poder determinar el valor del costo de mano de obra para todas las personas con cargos ocupacionales, nos basaremos en la tabla de salarios mínimos sectoriales y tarifas 2024, en donde podremos encontrar el salario mínimo a pagar por empleado en el actual año, tomando como referencia estos valores se podrá calcular el valor a cancelar de cada empleado en los 4 meses que conllevará la instalación, ya que se estima que los trabajadores estén laborando bajo los parámetros dictados por la ley.

De esta manera determinaremos los cargos involucrados en la ejecución de cada una de las fases del proyecto, esto permitirá calcular el salario final tomando en cuenta todas las partidas que deben abonarse para cada uno de los colaboradores, como se ilustra en la tabla siguiente:

Tabla 34:
Costos de mano de obra por cargo establecido

Cargo	Sueldo base	Sueldo total	Costo por Hora	Costo por día
Director de generación	\$ 2.000,00	\$ 2.681,93	\$ 16,76	\$ 134,10
Auxiliar de generación	\$ 502,31	\$ 702,29	\$ 4,39	\$ 35,11
Técnico Fotovoltaico	\$ 662,00	\$ 913,36	\$ 5,71	\$ 45,67
Soldador	\$ 466,03	\$ 654,33	\$ 4,09	\$ 32,72
Electricista	\$ 466,03	\$ 654,33	\$ 4,09	\$ 32,72
Operador de la fuente	\$ 700,00	\$ 963,59	\$ 6,02	\$ 48,18
Mano de obra no calificada	\$ 460,00	\$ 646,36	\$ 4,04	\$ 32,32
Total	\$ 5256,37	\$ 7216,20	\$ 5,10	\$ 360,81

Nota. Los valores del sueldo total se refieren a un sueldo tomando en consideración todos los beneficios dictados por la ley, información extraída en base al **Anexo 10**, Elaboración propia.

Costos de implementación

Los gastos totales asociados a la implementación estarán determinados conjuntamente con el cronograma de actividades presentado en la **Figura 11** y los recursos asignados con sus costos correspondientes. Para esto nos apoyaremos en la cotización mostrada en la **Figura 13** referente a los materiales a utilizarse en el sistema de respaldo y los costos pertinentes a la mano de obra calculados en la **Tabla 34**. Es pertinente seleccionar de manera adecuada a las empresas que brindarán los servicios, considerando la calidad del producto o servicio y el valor a pagar por el mismo.

Tabla 35:*Costos por fase de implementación del sistema fotovoltaico*

Actividad	Tiempo	Recursos	Tipo	Costo
Implementación de la propuesta				\$ 107.962,36
Fase 1: Inducción a la empresa y adquisición de componentes				\$ 103.527,58
Preparación de la inducción	5 días	Encargado de realizar la inducción	Humano	-
		Computadora	Material	-
Presentación de la inducción	4 horas	Director de generación	Humano	\$ 67,04
		Auxiliar de generación	Humano	\$ 17,56
		Encargado de presentar la inducción	Humano	-
		Computadora	Material	-
Análisis del proyecto	2 días	Proyector	Material	-
		Director de generación	Humano	\$ 67,04
		Auxiliar de generación	Humano	\$ 17,56
Comprar los componentes seleccionados	7 días	Materiales y equipamiento cotizado en la Figura 13	Material	\$ 102.410,90
Logística para el transporte y almacenamiento	7 días	Transporte adecuado para el traslado de los materiales	Material	\$ 495,00
		2 personas de mano de obra no calificada	Humano	\$ 452,48
Fase 2: Instalación y puesta en marcha				\$ 3.043,48
Evaluar orientación e inclinación en el lugar	5 días	Técnico Fotovoltaico	Humano	\$ 228,35
Adecuación estructural	7 días	2 personas de mano de obra no calificada	Humano	\$ 452,48
		Soldador	Humano	\$ 229,04
Montaje de paneles	5 días	Técnico Fotovoltaico	Humano	\$ 228,35
		Mano de obra no calificada	Humano	\$ 161,60
		Soldador	Humano	\$ 163,60
Instalación eléctrica	6 días	Técnico Fotovoltaico	Humano	\$ 274,02
		Electricista	Humano	\$ 196,32
Integración con la red existente	6 días	Técnico Fotovoltaico	Humano	\$ 274,02
		Electricista	Humano	\$ 196,32
Pruebas al funcionamiento del sistema	13 días	Técnico Fotovoltaico	Humano	\$ 593,71
Ajustes finales de rendimiento	1 día	Técnico Fotovoltaico	Humano	\$ 45,67

Actividad	Tiempo	Recursos	Tipo	Costo
Fase 3: Formación y entrega				\$ 1.391,30
Preparación de la presentación para la capacitación	3 días	Técnico Fotovoltaico	Humano	\$ 137,01
		Computador	Material	-
		Proyector	Material	-
Capacitación teórica al personal	7 días	Encargado de mantenimiento del lugar	Humano	\$ 229,04
		Técnico Fotovoltaico	Humano	\$ 319,69
Capacitación práctica al personal	8 días	Encargado de mantenimiento del lugar	Humano	\$ 261,81
		Técnico Fotovoltaico	Humano	\$ 365,36
Revisión de aprendizaje del personal	1 día	Encargado de mantenimiento del lugar	Humano	\$ 32,72
		Técnico Fotovoltaico	Humano	\$ 45,67
Entrega formal del proyecto	1 día	Encargado del proyecto	Humano	-

Nota. En la tabla se muestran los costos de cada recurso asignado a las actividades correspondientes a las fases de implementación del proyecto, Elaboración propia.

Con los datos mostrados en la **Tabla 35** se puede determinar que la Fase 1 tendrá un costo total de \$103.527,58, esto se debe a que los materiales y equipos requeridos para el sistema de respaldo fotovoltaico tienen un costo elevado en el mercado. En la Fase 2 se estima un costo de \$3.043,48, donde se realizará la instalación de todo el sistema y los ajustes correspondientes para obtener el mejor rendimiento de la fuente. Por último en la Fase 3 se determina un costo de \$1.391,30, que implica las capacitaciones a realizarse al personal seleccionado para la operación de la fuente. Con los valores correspondientes a los costos de cada fase podremos estimar un valor de inversión a la propuesta de \$107.962,32.

CAPÍTULO IV

Conclusiones y Recomendaciones

Conclusiones

- Se realiza el levantamiento de toda la carga eléctrica, tanto monofásica como trifásica. Además, se calcula el valor de la potencia activa total instalada, potencia reactiva total instalada y potencia aparente total instalada, obteniéndose los valores siguientes respectivamente: 99 kW, 75 kVAR, 125 kVA. La capacidad de la fuente renovable de energía es de 78,24 kW, pues la misma no debe suplir toda la carga instalada en el servicio, está destinada a cubrir la demanda correspondiente al horario pico nocturno.
- Se realiza una evaluación con respecto a la viabilidad de las diferentes fuentes renovables de energía, tales como: energía solar, energía eólica, energía hidroeléctrica, energía geotérmica y energía por biomasa. Para tal fin, se emplea la metodología basada en la Matriz de Holmes, en dicha matriz se establecen varios criterios a tomar en consideración: costo de implementación, situación geográfica, aspectos propios del sector y ciencia y tecnología. Posterior a una interpretación de la misma (consultar **Tabla 19**), se evidencia que la fuente renovable con una mayor viabilidad para su selección corresponde a la fotovoltaica, con un valor de 0,37, quedando justificada su implementación.
- El diseño del sistema de respaldo basado en la fuente renovable de energía fotovoltaica consta de los siguientes aspectos: dos arreglos de paneles solares, cada uno de ellos constituido con tres paneles conectados en paralelo y trece en serie. De cada uno de ellos se obtiene una potencia de 35,12 kW, para un total de 78,24 kW instalados. Dicho valor es inferior a la potencia activa total instalada de 99 kW. Sin embargo, el nivel de cargabilidad del transformador es del 48% con respecto a su capacidad nominal de 125 kVA, debido a que existe un régimen de trabajo en el cual la carga conectada es en bloques de magnitud diferenciada en cada grupo horario existente. Por lo antes expuesto la magnitud de la potencia total del grupo de respaldo es superior al consumo promedio en cada bloque horario, permitiendo la posibilidad de que ese exceso de energía generada no necesaria, se comercialice con la Empresa Eléctrica Quito, constituyendo un rubro de entrada a la organización.

Recomendaciones

- Es importante mantener un levantamiento de carga actualizado en el servicio mediante la utilización de una hoja de Excel, pues de esta manera se puede garantizar una correspondencia entre la potencia total instalada la cual debe ser alimentada por la fuente renovable de energía seleccionada. Con la finalidad de tomar medidas correctivas en caso de un incremento en la misma.
- Es de suma importancia para la organización implementar la propuesta en el menor tiempo posible pues redundaría en una disminución del consumo eléctrico, costos totales de producción, ingresos adicionales por comercialización de energía eléctrica y finalmente una mejora en los indicadores de eficiencia energética
- Se considera de suma importancia la implementación cuanto antes de la propuesta, pues con la misma permitirá reducir los consumos energéticos en el horario pico, mejorar indicadores de eficiencia energética y contribuir a mejorar las condiciones medioambientales.

Bibliografía

Alvarado, J. (2018). Diseño y cálculo de una instalación fotovoltaica asilada. Madrid, España: ETSII.

- Amador, E. (1985). *Problemas resueltos y propuestos de Electrotécnica Básica*. Habana, Cuba: Pueblo y Educación.
- Angos, R. (21 de Abril de 2021). Determinación del Costo Nivelado de Energía (LCOE) para distintos tipos de centrales de generación del Ecuador. Quito, Ecuador.
- ARCERNNR. (2023). *Regulación Nro. ARCERNNR 008/23* . Gobierno del Ecuador.
- Bellini, E. (13 de Noviembre de 2018). Ecuador introduce medición neta para energía solar de hasta 500 kW. *PV Magazine*. <https://www.pv-magazine.com/2018/11/13/ecuador-introduces-net-metering-for-solar-up-to-500-kw/>
- Boylestad, R. (2013). *Dispositivos electrónicos y teoría de circuitos*. Pearson .
- Buban, & Schmitt. (1983). *Electricidad y electrónica básicas conceptos y aplicaciones*. McGraw Hill.
- CENACE, O. N. (2022). *Boletín y Estadística Mensual de las Transacciones Comerciales*. Quito: Gobierno del Ecuador.
- Cenace, O. N. (2023). *Boletín y Estadística Mensual de las Transacciones Comerciales*. Gobierno del Ecuador.
- CONELEC. (2001). *Regulación No. CONELEC - 004/11*. Quito: Gobierno del Ecuador.
- Ember. (2023). *Global Electricity Review 2023*.
- González, J., & Pérez, C. (2009). *Centrales de energías renovables generación eléctrica con energías renovables*. Madrid, España: Perason Educación S.A.
- Llanos, R., & Llanes, E. (17 de 08 de 2020). La generación de energía eléctrica para el desarrollo industrial en el Ecuador a partir del uso de las energías renovables. Quito, Ecuador: Universidad Internacional SEK.
- Macías, R. (2018). *Análisis de alternativas energéticas para el eléctrico del Centro Histórico de la ciudad de Quito, y su incidencia en la eficiencia energética*. Quito, Ecuador: Universidad Indoamérica .
- Ministerio del Trabajo . (2024). *Anexo 1: Salarios mínimos sectoriales y tarifas 2024*. República del Ecuador.
- Potes, P. (Julio de 2019). *Diseño de un sistema fotovoltaico conectado a la red en el bloque B de la Universidad Técnica de Cotopaxi* . Latacunga, Ecuador : Universidad Técnica de Cotopaxi .
- Richard, D., & James, A. (2011). *Circuitos Eléctricos*. Alfaomega Grupo.

- Saborío, M. (2019). Diseño de un sistema de respaldo energético con celdas fotovoltaicas para la reducción de la huella de carbono en la Planta Hidroeléctrica Platanar, San Carlos - Costa Rica. San Carlos, Costa Rica: Instituto Tecnológico de Costa Rica.
- Vásquez, C. (2022). Dimensionamiento de un grupo electrógeno mediante la identificación de la carga eléctrica insatada en la planta de agua potable la Fortuna, en el cantón Shushufindi provincia de Sucumbios. Quito, Ecuador: Universidad Indoamérica .
- Zambrano, E. (2023). Diseño de un sistema de respaldo por energías renovables para la operación de una central hidroeléctrica, ubicada en el cantón Pujilí provincia de Cotopaxi. Quito, Ecuador: Universidad Indoamérica.

ANEXOS

Anexo 1: Informe del transformador en base al equipo analizador de redes

EMPRESA ELÉCTRICA QUITO S. A. DEPARTAMENTO DE CONTROL DE CALIDAD DE PRODUCTO Y PÉRDIDAS TÉCNICAS SECCION MEDICION						
CALIDAD DE PRODUCTO Código: DI-CP-P001-F003	ACP-2023-AGO- 1/2	REFERENCIA:	EEQ-DCPT-2023-0377-ME			
1.-	ÁREA QUE SOLICITA PERSONA QUE SOLICITA FECHA DE RECEPCION DEL PEDIDO FECHA DE DESPACHO DEL PEDIDO	DEPARTAMENTO DE CONTROL DE CALIDAD DE PRODUCTO Y PÉRDIDAS TÉCNICAS ING. SANTIAGO PENAFIEL 26 de julio de 2023 2 de agosto de 2023				
2.-	NOMBRE DEL CLIENTE: DIRECCION: SECTOR Y ZONA: PUNTO GIS:	ING. JUAN SEGURA - LIMPIATEC CIA. LTDA. CALLE FRANCISCO GARCIA Y CALLE JUAN BARREZUETA Urbano, NORTE , CARCELEN 780654.325 9988270.12 2822				
3.-	DETALLES Transformador N°.	168452	CUEN		22860 -- 220/127	
	Montaje	CENTRO DE TRANSF. AEREO	Voltaje de Placa T (V)		2012	
	Fases	3	Año del Transformador		FLUKE 1744	
	Potencia (kVA)	125	Equipo Instalado		20110	
	Propiedad	CLIENTE	Fecha de Instalación		26 de julio de 2023	
	Medio Voltaje (V) (Del Primario)	22860	Fecha de Retiro		2 de agosto de 2023	
	Bajo Voltaje (V) (Evaluado)	220/127	Días de Lectura		7	
	Subestación	18 (E.E. Quito / Cristiania)	Intervalo de registro		0:10 min	
	Primario	Primario C	Número de registros		1008	
	Sitio de la Instalación:	Bornes de Bajo Voltaje del Transformador 168452 de 125 kVA				
4.-	ANÁLISIS DE DEMANDAS	VALOR	UNIDAD	ENERGIAS	VALOR UNIDAD	
	FACTOR DE USO A DEMANDA MÍNIMA	0.96	%	POTENCIA DISPONIBLE	64.56 kVA	
	FACTOR DE USO A DEMANDA MEDIA	18.18	%	FACTOR DE CARGA	38.13 %	
	FACTOR DE USO A DEMANDA MÁXIMA	48.4	%	ENERGIA EN EL PUNTO DE MEDICIÓN	3661.84 kWh	
5.-	DESCRIPCIÓN PARÁMETRO ANALIZADO	PROM	MAX	MIN	CUMPLE REG ARCERNNR 002/20	OBSERVACIONES
	DEMANDA KW:	21.83	57.24	1.14		
	DEMANDA kVA	22.71	60.44	1.20		
	FACTOR DE POTENCIA TOTAL:	0.96	0.95	0.95		
	FACTOR DE POTENCIA FASE 1	0.96	1.00	-0.99		
	FACTOR DE POTENCIA FASE 2	0.97	1.00	-0.99		
	FACTOR DE POTENCIA FASE 3	0.94	1.00	-0.97		
	VOLTAJE FASE 1	131.47	134.50	127.86	SI	EL 0.00% DE REGISTROS ESTAN FUERA DE LOS LIMITES PERMITIDOS
	VOLTAJE FASE 2	130.43	133.13	126.87	SI	EL 0.00% DE REGISTROS ESTAN FUERA DE LOS LIMITES PERMITIDOS
	VOLTAJE FASE 3	130.18	132.81	126.92	SI	EL 0.00% DE REGISTROS ESTAN FUERA DE LOS LIMITES PERMITIDOS
	FLICKER CORTA DURACIÓN FASE 1	0.31	1.85	0.00	SI	EL 0.20% DE REGISTROS ESTAN FUERA DE LOS LIMITES PERMITIDOS
	FLICKER CORTA DURACIÓN FASE 2	0.30	1.55	0.00	SI	EL 0.20% DE REGISTROS ESTAN FUERA DE LOS LIMITES PERMITIDOS
	FLICKER CORTA DURACIÓN FASE 3	0.31	1.06	0.12	SI	EL 0.10% DE REGISTROS ESTAN FUERA DE LOS LIMITES PERMITIDOS
	DISTORSIÓN ARMÓNICOS VOLTAJE (THD) FASE 1 (%)	1.42	2.84	0.40	SI	EL 0.00% DE REGISTROS ESTAN FUERA DE LOS LIMITES PERMITIDOS
	DISTORSIÓN ARMÓNICOS VOLTAJE (THD) FASE 2 (%)	1.42	2.84	0.46	SI	EL 0.00% DE REGISTROS ESTAN FUERA DE LOS LIMITES PERMITIDOS
	DISTORSIÓN ARMÓNICOS VOLTAJE (THD) FASE 3 (%)	1.64	3.33	0.48	SI	EL 0.00% DE REGISTROS ESTAN FUERA DE LOS LIMITES PERMITIDOS
	CORRIENTE FASE 1	54.55	152.80	0.70		
	CORRIENTE FASE 2	63.10	152.00	9.30		
	CORRIENTE FASE 3	63.97	162.30	0.70		
	CORRIENTE NEUTRO	10.93	19.64	2.50		
	DESEQUILIBRIO DE VOLTAJE (%)	0.69	0.93	0.41	SI	EL 0.00% DE REGISTROS ESTAN FUERA DE LOS LIMITES PERMITIDOS
	DESBALANCE PORCENTUAL DE CORRIENTES (%)	33.43	6.62	201.68		
	DESBALANCE PORCENTUAL DE VOLTAJES (%)	0.94	0.87	1.12		
6.-						
7.-	CONCLUSIONES: CON LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN EL TRANSFORMADOR SE DETERMINO QUE:					
	<p>TRAFO 3F</p> <p>LOS VALORES DE VOLTAJE REGISTRADOS ESTÁN DENTRO DE LOS LÍMITES ESTABLECIDOS EN LA REGULACIÓN DEL ARCERNNR 002/20</p> <p>LOS VALORES DE FLICKER REGISTRADOS ESTÁN DENTRO DE LOS LÍMITES ESTABLECIDOS EN LA REGULACIÓN DEL ARCERNNR 002/20</p> <p>LOS VALORES DE THD V REGISTRADOS ESTÁN DENTRO DE LOS LÍMITES ESTABLECIDOS EN LA REGULACIÓN DEL ARCERNNR 002/20</p>					
	EJECUTADO POR:					
	TÉCNICOS	ANALIZADO POR:	REVISADO POR:	APROBADO POR:		
	<p>Tlgo. Germán Betancourt</p> <p>Ing. Santiago Cushicóndor</p>	<p>Ing. Santiago Cushicóndor</p>	<p>Ing. Hamilton Pauca</p>	<p>Ing. Nuvia Coyaço</p>		

Anexo 2: Reporte de irradiación solar de Global Solar Atlas

GLOBAL SOLAR ATLAS

BY WORLD BANK GROUP

Ponceano

-00.105592°, -078.479071°

Juan Pablo Barrezueta, Ponceano, Pichincha, Ecuador

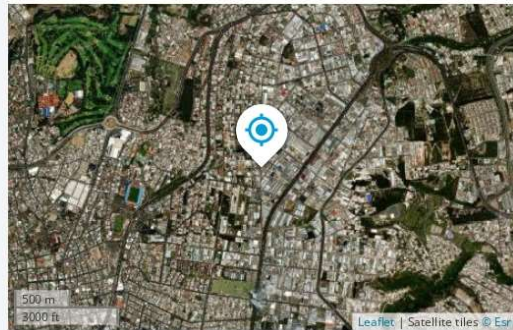
Time zone: UTC-05, America/Guayaquil [ECT]

🕒 Report generated: 4 Mar 2024

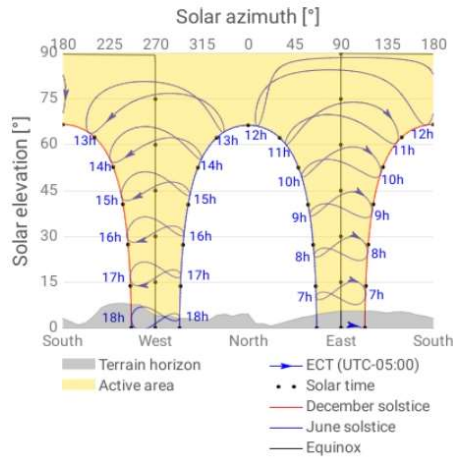
SITE INFO

Map data		Per year
Direct normal irradiation	DNI	1738.5 kWh/m ²
Global horizontal irradiation	GHI	2012.6 kWh/m ²
Diffuse horizontal irradiation	DIF	823.6 kWh/m ²
Global tilted irradiation at optimum angle	GTI opta	2015.5 kWh/m ²
Optimum tilt of PV modules	OPTA	3 / 0 °
Air temperature	TEMP	12.9 °C
Terrain elevation	ELE	2858 m

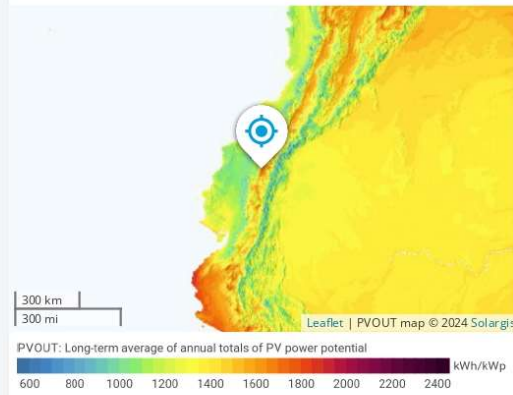
Map



Horizon and sunpath



PVOUT map



Anexo 3: Informe mensual de irradiación solar de PVGIS



PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

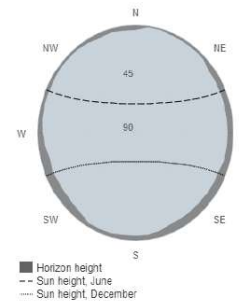
Provided inputs:

Latitude/Longitude: -0.106,-78.479
 Horizon: Calculated
 Database used: PVGIS-NSRDB
 PV technology: Crystalline silicon
 PV installed: 1 kWp
 System loss: 14 %

Simulation outputs

Slope angle: 35 °
 Azimuth angle: 0 °
 Yearly PV energy production: 1359.14 kWh
 Yearly in-plane irradiation: 1731.99 kWh/m²
 Year-to-year variability: 55.36 kWh
 Changes in output due to:
 Angle of incidence: -3.99 %
 Spectral effects: NaN %
 Temperature and low irradiance: -4.96 %
 Total loss: -21.53 %

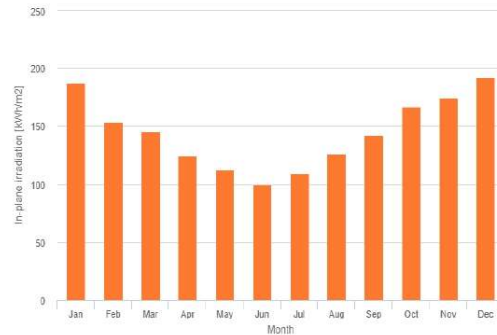
Outline of horizon at chosen location:



Monthly energy output from fix-angle PV system:



Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



Monthly PV energy and solar irradiation

Month	E _m	H(i) _m	SD _m
January	147.9	186.7	14.6
February	121.3	153.2	11.9
March	115.3	145.7	5.8
April	98.0	124.7	7.4
May	87.2	112.5	3.6
June	75.5	99.3	3.6
July	82.9	109.2	2.4
August	97.3	125.9	4.8
September	111.9	142.7	13.2
October	132.0	166.5	4.9
November	138.2	174.2	12.0
December	151.7	191.4	14.2

E_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].
 H(i)_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m²].
 SD_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

The European Commission warrants its website to enhance public access to information about its initiatives and European Union policies in general. Our goal is to keep this information timely and accurate. If errors are brought to our attention, we will try to correct them. However, the Commission accepts no responsibility or liability whatsoever with regard to the information on this site.

It is our goal to minimise disruption caused by technical errors. However, some data or information on this site may have been created or structured in this or future releases and we cannot guarantee that our website will not be interrupted or otherwise affected by such problems. The Commission accepts no responsibility with regard to such problems incurred as a result of using this site or any linked external sites.

For more information, please visit http://ec.europa.eu/info/legislation_en

PVGIS ©European Union, 2001-2024.

Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged, save where otherwise stated.

Report generated on 2024/02/18



Anexo 4: Informe de irradiación solar del Software PVsyst



PVsyst V7.4.5

Geographical Site
Hacienda Zaldumbide
 Ecuador

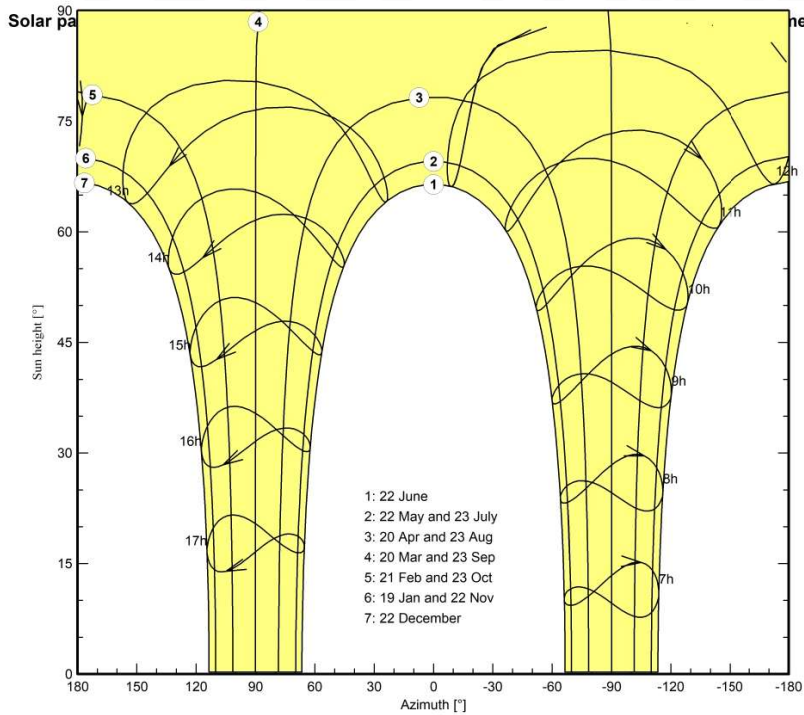
Situation
 Latitude -0.11 °S
 Longitude -78.48 °W
 Altitude 2856 m
 Time zone UTC-5

Monthly Meteo Values

MeteorSource1 (2016-2021), Sat=100% (Modified by user)

	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year	
Horizontal global	175.2	137.9	162.8	159.1	169.4	167.2	179.0	188.6	165.2	153.5	145.0	162.6	1965.5	kWh/m ²
Horizontal diffuse	70.2	72.1	78.1	71.1	76.2	60.9	57.8	58.9	71.7	71.8	68.4	68.6	825.8	kWh/m ²
Extraterrestrial	312.7	292.0	326.1	306.0	299.2	278.7	291.2	306.0	309.6	322.4	304.4	307.8	3656.0	kWh/m ²
Clearness Index	0.560	0.472	0.499	0.520	0.566	0.600	0.615	0.616	0.534	0.476	0.476	0.528	0.538	ratio
Ambient Temper.	14.2	14.1	14.1	13.8	14.1	13.9	14.2	14.5	14.3	14.2	13.8	14.0	14.1	°C
Wind Velocity	2.1	2.1	1.9	1.7	1.9	2.3	2.6	2.9	2.7	2.1	1.9	2.0	2.2	m/s

Sun paths



Anexo 5: Ficha Técnica de la batería tipo gel FuliBattery 12V-250A-h

BATERÍA DE GEL 12V-250AH REF. FLG 122500



Especificaciones



Voltaje Nominal	12V
Capacidad Nominal (20 Hr)	250Ah
Dimensiones	Longitud 520±2mm (20.47 ") Ancho 268±2mm (10.5 ") Altura 220±2mm (8.62 ") Altura Total 223±2mm (8.77 ")
Peso Aproximado	71.0kg (156.53lbs)
Terminal	M8
Material del Envase	ABS UL 94-HB (retardante de llama UL94V-0)
Capacidad estimada	20h/262Ah (13.1A a 10.5V) 10h/250Ah (25.0A a 10.5V) 5h/214Ah (42.86A a 10.5V)
Máxima Corriente de Descarga	3000A(5S)
Resistencia Interna	Carga completa a 25°C: 2.9 mΩ
Rango de Temperatura de Operación	Descarga: -40 ~60°C(-40 ~ 140°F) Carga: -20 ~50°C(-4 ~ 122°F) Almacenamiento: -20 ~50°C(-4 ~ 122°F)
Vida útil	15 años
Método de carga (25°C)	Corriente de carga: máx. 62.5A; recomendado 25.0A Carga en flotación: 13,5-13,8 V, recomendado 13,8 V (-18 mV/ °C) Carga de equalización: 13,8-14,1 V, recomendado 14,1 V (-24 mV/ °C) Ciclo de carga: 14,4-15,0V, recomendado 14,7V(-30mV/ °C)
Auto- descarga	3 % de capacidad reducida por mes a 25°C

Aplicaciones

- Energías renovables.
- Fuente de alimentación ininterrumpida (UPS).
- Sistema de potencia Eléctrica (EPS).
- Energía renovable (solar y eólica).
- Sistemas de poder.
- Sistema de telecomunicaciones.
- Iluminación de emergencia
- Sistema de control automático.
- Propósito general.

Corriente Constante de Descarga (Amperios) a 25 °C (77 °F)

V/Tiempo	5min	15min	30min	1h	2h	3h	5h	8h	10h	20h
1.60V/Celda	837.90	440.82	258.44	149.04	88.78	65.33	44.18	29.45	25.66	13.6
1.65V/Celda	811.30	426.87	252.98	147.20	88.32	64.67	43.8	29.26	25.47	13.4
1.70V/Celda	779.00	417.57	247.52	146.28	87.68	63.92	43.24	28.98	25.19	13.3
1.75V/Celda	716.30	404.55	242.97	144.44	86.39	63.45	42.86	28.79	25.00	13.1
1.80V/Celda	643.15	377.58	231.14	140.76	84.73	62.98	41.83	28.50	24.71	13
1.85V/Celda	572.85	336.56	218.40	136.16	80.59	59.50	39.57	27.36	24.14	12.3

Potencia Constante de Descarga (Wattios/celda) a 25 °C (77°F)

V/Tiempo	5min	15min	30min	1h	2h	3h	5h	8h	10h	20h
1.60V/Celda	1402.20	776.55	474.11	239.48	169.28	127.84	84.60	57.00	47.60	27.00
1.65V/Celda	1349.00	761.67	470.47	291.64	168.36	125.96	83.66	56.53	47.03	26.90
1.70V/Celda	1343.30	752.37	467.74	288.88	167.44	123.14	83.00	56.34	46.55	26.80
1.75V/Celda	1252.10	747.72	463.19	286.12	166.52	123.14	82.52	55.86	46.08	26.60
1.80V/Celda	1150.45	706.80	455.91	285.20	162.84	118.44	81.31	55.39	45.70	26.50
1.85V/Celda	1026.95	632.40	418.60	264.04	158.24	115.62	77.64	53.58	44.94	26.30

www.fulibattery.co

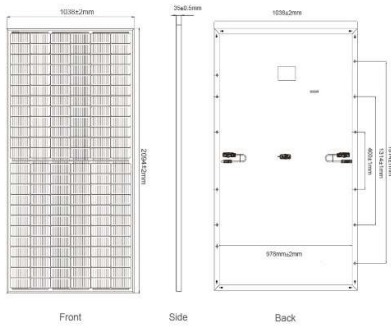
Anexo 6: Ficha Técnica de paneles solares RESUN



GLOBAL PROFESSIONAL PV PRODUCTS INTEGRATED SOLUTIONS SUPPLIER

WWW.RESTARSOLAR.COM

Dimension of PV Modules Unit: mm

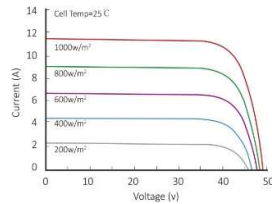


Front

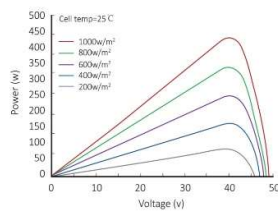
Side

Back

Current-Voltage Curve (RT71-440M)



Power-Voltage Curve (RT71-440M)



Partner information



ELECTRICAL DATA(STC)

Rated Power in Watts-Pmax(Wp)	435W	440W	445W	450W	455W	460W
Open Circuit Voltage-Voc(V)	48.7V	48.9V	49.1V	49.3V	49.5V	49.7V
Short Circuit Current-Isc(A)	11.38A	11.46A	11.53A	11.6A	11.67A	11.74A
Maximum Power Voltage-Vmp(V)	40.9V	41.1V	41.3V	41.5V	41.7V	41.9V
Maximum Power Current-Imp(A)	10.64A	10.71A	10.78A	10.85A	10.91A	10.98A
Module Efficiency (%)	19.69%	19.91%	20.14%	20.37%	20.60%	20.83%

STC: Irradiance 1000 W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5 according to EN 60904-3.

ELECTRICAL DATA(NOCT)

Maximum Power-Pmax (Wp)	324.9W	328.6W	332.3W	336.1W	339.8W	343.6W
Open Circuit Voltage-Voc (V)	45.7V	45.8V	46.0V	46.2V	46.4V	46.6V
Short Circuit Current-Isc (A)	9.21A	9.27A	9.33A	9.38A	9.43A	9.48A
Maximum Power Voltage-Vmp(V)	38.1V	38.3V	38.5V	38.6V	38.9V	39.1V
Maximum Power Current-Imp(A)	8.53A	8.59A	8.64A	8.7A	8.74A	8.79A

NOCT: Irradiance at 800 W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Solar cells	Mono Half-Cell 166x83mm, 9 Bus bars
Cell configuration	144 Cells (6x24)
Module dimensions	2094x1038*35mm
Weight	25KGS
Front Cover	3.2mm Tempered Glass
Frame Material	Anodized Aluminum Alloy
J-BOX	IP68, 3 Diodes
Cable	4mm2(IEC)/12AWG(UL), 300mm or customized
Connectors	MC4 or MC4 Comparable
Standard Packaging	31pcs/pallet

TEMPERATURE & MAXIMUM RATINGS

Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45°C±2°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.32%/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.05%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.39%/°C
Operational Temperature	-40~+85°C
Maximum System Voltage	1500V(IEC)
Max Series Fuse Rating	20A

PACKAGING CONFIGURATION

Modules per container	40HQ
Modules per container	726pcs
Package	31pcs/pallet, 2pcs/carton
Package Number	22pallets + 22cartons

Anexo 7: Ficha técnica del contador bidireccional Eastron



Brand : Eastron
Model : SDM630-Pulse V2
Accuracy : Class 1 / Class B
Standard : IEC62053-21
Rated Voltage (Un) : 3x230(400)V
Voltage range : 0.8~1.2 Un
Base Current (Ib) : 10A
Max. Current : 100A
Mini Current : 0.5A
Starting current : 0.4% of Ib
Power consumption : <2W/10VA
Frequency : 50/60Hz(±2%)
Pulse 1 Constant : 100/10/1/0.1/
0.01/0.0025imp
Pulse 2 Constant : 400imp/kWh



AC voltage test : 4KV for 1 minute
Impulse voltage test : 6kV @ 0.5J open circuit
Over current test : 30.Imax for 10ms
Mechanical Environment : M1
Electromagnetic environment : E2
Working temperature : 3K6 -25~+55°C
Electrostatic Discharges : 15kV air gap IEC 61000-4-2
Electromagnetic RF Fields : 80~2000MHz IEC61000-4-3
Electrical Fast Transients : 4kV IEC61000-4-4
Surge test : 4kV IEC61000-4-5
Conducted Disturbances : 10V IEC61000-4-6
Emissions : EN55022
Climatic influences : IEC60068-2
Penetration of Dust & Water : IP51 IEC60529
Resistance to Heat & Fire : IEC60695-2-11

Anexo 8: Ficha técnica del inversor trifásico 55kVA Delta

55 kVA solar inverters

Input (DC)	M50A Flex
Max. input voltage	1000 V _{DC} ¹⁾
Operating voltage range	200 to 1000 V _{DC}
MPP voltage range	200 to 1000 V _{DC}
MPP voltage range with max. power	390 to 900 V _{DC}
Nominal voltage	600 V _{DC}
Max. current (per MPP tracker/total)	26 A/ 132 A
Max. short-circuit current I _{sc}	50 A per MPP tracker
Max. number of MPP trackers	6
Max. number of module strings per MPP tracker	2
DC surge protection devices	Type 2 (EN 61463-11), replaceable, combined Type 1+2 retrofittable

Output (AC)	M50A Flex
Max. apparent power ²⁾	55 kVA
Max. active power ²⁾	55 kW ³⁾
Nominal apparent power ²⁾	50 kVA
Voltage range ⁴⁾	230/400 V -20%/+30%, 3 phases + PE (Δ), 3 phases + N + PE (Y)
Max. current	80 A
Frequency range ⁴⁾	50/60 Hz ± 5 Hz
Adjustment range of power factor	0.8 cap to 0.8 ind
Total harmonic distortion (THD)	< 3% at nominal apparent power
Consumption in night mode ⁵⁾	< 3 W
AC surge protection devices	Type 2 (EN 61463-11), replaceable

General Specifications	M50A Flex
Delta model name	M50A_260
Peak efficiency	98.7%
Efficiency EU	98.3%
Operating temperature range	-25 to +60°C
Temperature range without power derating	-25 to +50 °C
Storage temperature range	-25 to +60°C
Relative humidity	0 to 100%, non-condensing
Max. operating altitude	4000 m (above sea level)
Topology	Without transformer
Standard warranty	5 years (warranty extension available upon request)

Mechanical design	M50A Flex
Dimensions (H x W x D)	699 × 629 × 264 mm
Weight	64 kg
Cooling	Replaceable fan module
Mounting options	Wall mounting ⁶⁾ , floor mounting ⁷⁾
Disconnectors	2 mechanical DC disconnectors
Connection type AC side	Screw terminals
Connection type DC side	12 pairs of DC plugs Amphenol H4 ⁸⁾

Communication	M50A Flex
Communication interfaces	2 x RS485, 2 x dry contacts, 1 x external power-off, 6 x digital inputs, Wi-Fi (optional), Sub-1G (optional)
Data visualization	DeltaSolar app, MyDeltaSolar Cloud
Display of operating status	3 LEDs

Safety/Standards	M50A Flex
Protection class	IP66
Safety class	I
Configurable trip parameters	Yes
Insulation monitoring	Yes
Overload behavior	Current limitation, power limitation
Anti-islanding protection/grid regulation	VFR 2019 (Enedis-PRO-RES_10E, Enedis-PRO-RES_64E), VDE-AR-N 4105, EN 50549-1
EMC	EN 61000-6-2, EN 61000-6-3, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12
Safety	IEC 62109-1/-2; CE compliance

1) The max. voltage withstand is 1100 VDC. The inverter starts to work when the input voltage drops below 1000 VDC.

2) Cos Phi = 1 (VA = W)

3) At ambient temperatures ≤ 50°C.

4) AC voltage and frequency range are programmed based on the respective country regulations.

5) Night-time consumption with standby communication

6) Mounting plate included in scope of delivery

7) Mounting feet can be ordered separately

8) Included in scope of delivery



Email: solarsales.emea@deltaww.com

Telephone: +49 7641 455 547 (phone number in Germany)

Data sheet for solar inverter M50A Flex EU 2023-05-15
All information and specifications are subject to change without notice

solarsolutions.delta-emea.com



Anexo 9: Ficha técnica del inversor bidireccional 50kW Deye

Technical Data

www.deyeinverter.com

Model	SUN-29.9K-SG01HP3 -EU-BM3	SUN-30K-SG01HP3 -EU-BM3	SUN-35K-SG01HP3 -EU-BM3	SUN-40K-SG01HP3 -EU-BM4	SUN-50K-SG01HP3 -EU-BM4
Battery Input Data					
Battery Type	Lithium-ion				
Battery Voltage Range (V)	160-800				
Max. Charging Current (A)	50+50				
Max. Discharging Current (A)	50+50				
Charging Strategy for Li-ion Battery	Self-adaption to BMS				
Number of Battery Input	2				
PV String Input Data					
Max. DC Input Power (W)	38870	39000	45500	52000	65000
Max. DC Input Voltage (V)	1000				
Start-up Voltage (V)	180				
MPPT Voltage Range (V)	150-850				
Rated DC Input Voltage (V)	600				
Max. Operating PV Input Current (A)	36+36+36			36+36+36+36	
Max. Input Short-Circuit Current (A)	55+55+55			55+55+55+55	
No. of MPP Trackers/ No. of Strings per MPP Tracker	3/2+2+2			4/2+2+2+2	
AC Input/Output Data					
Rated AC Input/Output Active Power (W)	29900	30000	35000	40000	50000
Max. AC Input/Output Apparent Power (VA)	29900	33000	38500	44000	55000
Rated AC Input/Output Current (A)	45.4/43.4	45.5/43.5	53.1/50.8	60.7/58	75.8/72.5
Max. AC Input/Output Current (A)	45.4/43.4	50/47.9	58.4/55.8	66.7/63.8	83.4/79.8
Max. Three-phase Unbalanced Output Current (A)	60	60	60	70	83.3
Max. Continuous AC Passthrough (grid to load) (A)	200				
Peak Power (off-grid) (W)	1.5 times of rated power, 10s				
Power Factor Adjustment Range	0.8 leading to 0.8 lagging				
Rated Input/Output Voltage/Range (V)	220/380V, 230/400V 0.85Un-1.1Un				
Rated Input/Output Grid Frequency/Range (Hz)	50/45-55, 60/55-65				
Grid Connection Form	3L+N+PE				
Total Current Harmonic Distortion THDI	<3% (of nominal power)				
DC Injection Current	<0.5% In				
Efficiency					
Max. Efficiency	97.60%				
Euro Efficiency	97.0%				
MPPT Efficiency	>99%				
Equipment Protection					
Integrated	DC Polarity Reverse Connection Protection, AC Output Overcurrent Protection AC Output Overvoltage Protection, AC Output Short Circuit Protection, Thermal Protection DC Terminal Insulation Impedance Monitoring, DC Component Monitoring, Ground Fault Current Monitoring Power Network Monitoring, Island Protection Monitoring, Earth Fault Detection, DC Input Switch Overvoltage Load Drop Protection, Residual Current (RCD) Detection, Surge protection level				
Surge Protection Level	TYPE II(DC), TYPE II(AC)				
Interface					
Communication Interface	WIFI, RS485, CAN				
General Data					
Operating Temperature Range (°C)	-40 to +60°C, >45°C Derating				
Permissible Ambient Humidity	0-100%				
Permissible Altitude	2000m				
Noise (dB)	≤65				
Ingress Protection(IP) Rating	IP 65				
Inverter Topology	Non-Isolated				
Over Voltage Category	OVC III(DC), OVC III(AC)				
Cabinet Size (WxHxD mm)	527x894x294 (Excluding Connectors and Brackets)				
Weight (kg)	80				
Type of Cooling	Intelligent Air Cooling				
Warranty	5 Years/10 Years the Warranty Period Depends the Final Installation Site of Inverter, More Info Please Refer to Warranty Policy				
Grid Regulation	IEC 61727, IEC 62116, CEI 0-21, EN 50549, NRS 097, RD 140, UNE 217002, OVE-Richtlinie R25, G99, VDE-AR-N 4105				
Safety / EMC Standard	IEC/EN 61000-6-1/2/3/4, IEC/EN 62109-1, IEC/EN 62109-2				

Deye

Ningbo Deye Inverter Technology Co., Ltd.

Add: No. 26 South YongJiang Road, Daqi, Beilun, NingBo, Zhejiang, China. | Tel: 0086-0574-86120560 | E-mail: market@deye.com.cn

Anexo 10: Costos de mano de obra detallado

Rubros/Cargo	Director de generación	Auxiliar de generación	Técnico en sist. FV	Soldador	Electricista	Operador de la fuente	Mano de obra no calificada
Salario mínimo vital (2024)	\$ 460,00	\$ 460,00	\$ 460,00	\$ 460,00	\$ 460,00	\$ 460,00	\$ 460,00
Sueldo	\$ 2.000,00	\$ 502,31	\$ 662,00	\$ 466,03	\$ 466,03	\$ 700,00	\$ 460,00
IESS Patronal (11,35%)	\$ 227,00	\$ 57,01	\$ 75,14	\$ 52,89	\$ 52,89	\$ 79,45	\$ 52,21
Decimo tercer sueldo	\$ 166,67	\$ 41,86	\$ 55,17	\$ 38,84	\$ 38,84	\$ 58,33	\$ 38,33
Decimo cuarto sueldo	\$ 38,33	\$ 38,33	\$ 38,33	\$ 38,33	\$ 38,33	\$ 38,33	\$ 38,33
Fondos de Reserva	\$ 166,60	\$ 41,84	\$ 55,14	\$ 38,82	\$ 38,82	\$ 58,31	\$ 38,32
Vacaciones	\$ 83,33	\$ 20,93	\$ 27,58	\$ 19,42	\$ 19,42	\$ 29,17	\$ 19,17
Total al mes	\$ 2.681,93	\$ 702,29	\$ 913,36	\$ 654,33	\$ 654,33	\$ 963,59	\$ 646,36

Horas al mes	160	160	160	160	160	160	160
Costo a minuto	\$ 0,279	\$ 0,073	\$ 0,095	\$ 0,068	\$ 0,068	\$ 0,100	\$ 0,067
Costo por hora	\$ 16,76	\$ 4,39	\$ 5,71	\$ 4,09	\$ 4,09	\$ 6,02	\$ 4,04
Costo al día	\$ 134,10	\$ 35,11	\$ 45,67	\$ 32,72	\$ 32,72	\$ 48,18	\$ 32,32

Anexo 11: Selección de conductor en base a la corriente permisible

<i>Sección transversal de conductor</i>		<i>Tipos de aislamientos:</i>	
<i>mm²</i>	<i>no. en norma AWG*</i>	<i>Goma tipo R; tipo RW; tipo RU; tipo RUW; tipo RH-RW; termoplástico tipo T; tipo TW</i>	
			<i>ampere</i>
2.1	14		15
3.3	12		20
5.2	10		30
8.4	8		40
13.3	6		55
21.2	4		70
26.6	3		80
33.6	2		95
52.4	1		110
53.1	0		125
67.7	00		145
85.2	000		165
107.5	0000		195
126.7	250 000 mil circulares		215
152.0	300 000 mil circulares		240
177.3	350 000 mil circulares		260
202.7	400 000 mil circulares		280
253.4	500 000 mil circulares		320
304.0	600 000 mil circulares		355
354.7	700 000 mil circulares		385
380.0	750 000 mil circulares		400
405.4	800 000 mil circulares		410
456.0	900 000 mil circulares		435
506.7	1 000 000 mil circulares		455
633.4	1 250 000 mil circulares		495
760.1	1 500 000 mil circulares		520
886.7	1 750 000 mil circulares		545
1 013.4	2 000 000 mil circulares		560

Anexo 12: Selección de tuberías en base al N° de conductores y Factor de Relleno

Diámetro interior de la tubería	100% del área total		1 conductor (53%)		2 conductores (31%)		3 conductores (43%)		4 conductores y más (40%)		
	in	mm	mm ²	in ²	mm ²	in ²	mm ²	in ²	mm ²	in ²	
$\frac{1}{2}$	12.7	193.56	0.30	103.23	0.16	58.07	0.09	83.87	0.13	77.42	0.12
$\frac{3}{4}$	19.0	341.95	0.53	180.65	0.28	123.23	0.16	148.39	0.23	135.49	0.21
$1\frac{1}{4}$	25.4	554.87	0.86	296.79	0.46	174.20	0.27	238.72	0.37	219.37	0.34
$1\frac{1}{2}$	31.8	967.79	1.50	516.16	0.80	303.24	0.47	419.38	0.65	387.11	0.60
$1\frac{3}{4}$	38.0	1 316.20	2.04	696.81	1.08	406.47	0.63	567.77	0.88	529.06	0.82
2	50.8	2 167.85	3.36	1 148.45	1.78	671.00	1.04	929.08	1.44	864.56	1.34
$2\frac{1}{2}$	63.3	3 090.48	4.79	1 638.79	2.54	954.89	1.48	1 329.10	2.06	1 238.77	1.92
3	76.2	4 761.54	7.38	2 522.71	3.91	1 477.49	2.29	2 045.27	3.17	1 903.33	2.95
$3\frac{1}{2}$	88.8	6 387.43	9.9	3 371.14	5.25	1 980.75	3.07	2 748.53	4.26	2 554.97	3.96
4	102	8 206.88	12.72	4 348.61	6.74	2 542.07	3.94	3 529.22	5.47	3 284.04	5.09
5	127	12 903.90	20.00	6 839.07	10.60	4 000.20	6.20	5 548.58	8.60	5 161.56	8.00
6		18 639.69	28.89	9 877.94	15.31	5 780.95	8.96	8 013.32	12.42	7 458.45	11.56

Anexo 13: Factor de corrección de temperatura

Temperatura (°C)	Factor de corrección de temperatura (F. T.)
0-30	1,0
31-40	0,82
41-45	0,71
46-50	0,58
51-55	0,41

Anexo 14: Factor de corrección en base al número de conductores en la tubería

Número de conductores a través de una misma tubería	F. C.
1 a 3	1,0
4 a 6	0,8
7 a 24	0,7
25 a 42	0,6
43 y más	0,5

Anexo 15: Valores nominales de Disyuntores

<i>Fusibles</i>	<i>Disyuntores o breakers</i>
15	15
20	20
25	30
30	40
35	50
40	70
45	100
50	125
60	150
70	175
80	200
90	225
100	250
110	300
125	350
150	400
175	500
200	600
225	700
250	800
300	
350	
400	
450	
500	
600	
800	
1 000	
1 200	
1 600	

Anexo 17: Aprobación de abstract departamento de idiomas

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA INDOAMÉRICA

Faculty of Engineering, Industry and Production

Industrial Engineering

AUTHOR: CHAPI GRANDA DAVID ALEXANDER

TUTOR: MSc. SEGURA D ROUVILLE JUAN JOEL

ABSTRACT

DESIGNING A BACKUP SYSTEM THAT IS POWERED BY RENEWABLE ENERGY SOURCES TO RUN A TEXTILE INDUSTRY IN QUITO

This research is carried out in an Ecuadorian textile company, in which a continuous work regime of 24 hours is detected, this is why it is important to reduce energy consumption during peak nighttime and minimize the electrical effects on service. Therefore, the design of an energy backup system using renewable energy sources is proposed to ensure continuity of electrical service. To solve the problems presented, several engineering methodologies are employed in this research such as: Performing a diagnostic on the transformer bench, lifting loads, and implementing energy efficiency indicators, selecting renewable energy sources with the Holmes Weighted Criteria Matrix in a proper manner. It was determined that the transformer's chargeability level corresponds to 48.2% of its capacity using the network analyzer. However, it is not feasible to propose a capacity change as the total apparent installed power corresponds to a value of 124.83 kVA, and the nominal transformer capacity is 125 kVA. The most suitable renewable energy source for photovoltaic solar panels was selected. Together, different Energy Efficiency indicators were proposed to the organization. The main conclusions of this work show that the total capacity of the energy backup source corresponds to 78.24 kW, it is higher than the energy demand corresponding to the consumption block referring to the night peak. The company receives additional income and reduces total production costs by marketing the excess energy generated to the national electricity grid, as well as a decrease in the values associated with the indicators proposed above.

KEYWORDS: Backup source, night peak time, transformer.

