



**FACULTAD DE INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**TRABAJO DE TITULACIÓN
MODALIDAD PROYECTO DE INVESTIGACIÓN**

**TEMA:
GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EL SECTOR INDUSTRIAL DE MANTA:
VALORACIÓN DE FACTIBILIDAD TÉCNICO, ECONÓMICO Y
AMBIENTAL.**

**AUTOR:
CÁRDENAS ALAVA ANDY ALBERTO**

**ASESOR ACADÉMICO:
ING. FERNANDO VLADIMIR JARAMILLO GARCIA, MSc**

MANTA – ECUADOR

2021

APROBACIÓN DEL TUTOR

En calidad de docente tutor de la Facultad de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Laica “Eloy Alfaro” de Manabí, certifico:

Haber dirigido y revisado el presente trabajo de titulación, bajo la modalidad de proyecto Investigativo, cuyo tema es “GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EL SECTOR INDUSTRIAL DE MANTA: VALORACIÓN DE FACTIBILIDAD TÉCNICO, ECONÓMICO Y AMBIENTAL”, el mismo que ha sido desarrollado de acuerdo con los lineamientos internos de la modalidad en mención y en apego al cumplimiento de los requisitos exigidos por el Reglamento de Régimen Académico, por tal motivo CERTIFICO, que el mencionado proyecto reúne los méritos académicos, científicos y formales, suficientes para ser sometido a la evaluación del tribunal de titulación que designe la autoridad competente.

Manta, junio del 2021

Lo certifico,

ING. FERNANDO VLADIMIR JARAMILLO GARCIA, MS
Docente, Tutor
Facultad de Ingeniería Eléctrica

AUTORÍA DEL PROYECTO

ANDY ALBERTO CÁRDENAS ALAVA, declaro ser el autor del presente trabajo de titulación cuyo tema de investigación es “GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EL SECTOR INDUSTRIAL DE MANTA: VALORACIÓN DE FACTIBILIDAD TÉCNICO, ECONÓMICO Y AMBIENTAL”, siendo el Ing. FERNANDO VLADIMIR JARAMILLO GARCIA, Ms, el tutor asignado quien basado a su experiencia permitió guiar el presente trabajo. Además, certifico que las ideas, opiniones, y conceptos vertidos en este Trabajo de Titulación son fruto del trabajo, perseverancia y originalidad de su autor.

ANDY ALBERTO CÁRDENAS ALAVA
AUTOR
Facultad de Ingeniería Eléctrica

APROBACIÓN DEL TRIBUNAL EXAMINADOR



UNIVERSIDAD LAICA “ELOY ALFARO DE MANABÍ”

FACULTAD DE INGENIERÍA

CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Los miembros del Tribunal Examinador aprueban el informe técnico sobre el tema: “GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EL SECTOR INDUSTRIAL DE MANTA: VALORACIÓN DE FACTIBILIDAD TÉCNICO, ECONÓMICO Y AMBIENTAL”, Elaborado por el egresado: ANDY ALBERTO CÁRDENAS ALAVA, de la Facultad de Ingeniería.

Manta, junio del 2021

Ing. Carlos Delgado Castro Mg.
DECANO

Ing. Iván Patricio Pazmiño Ordoñez
MIEMBRO DE TRIBUNAL

Ing. Marcos Ponce Jara
MIEMBRO DE TRIBUNAL

SECRETARIA DE CARRERA

DEDICATORIA

Dedico este trabajo de titulación a todos quienes en efecto y cariño depositaron la confianza y apoyo, las cuales fueron detonantes para seguir adelante día tras día hasta finalmente encontrarme culminando esta etapa. En especial a mis padres; el Señor Luis Alberto Cárdenas Mieles, quien en su labor de comerciante ambulante en la Ciudad de Manta se ha esforzado en brindar a cada uno de sus cuatro hijos educación, como también buenos principios, a pesar del poco recurso económico ha logrado sacarnos adelante, y la Señora Angela del Rosario Alava Chonillo en calidad de madre, ama de casa, y apoyo mío y de mi padre y uno de los principales pilares, quienes siempre estuvieron apoyándome incondicionalmente en la parte emocional, económica, y moral. A mis hermanos, Amigos, a quienes considero importante en mi vida, y demás personas que me aconsejaron y ayudaron a levantarme cuando me encontraba desanimado.

AGRADECIMIENTOS

Me gustaría agradecer en estas breves líneas; primeramente, a Dios ya que sin la bendición de él no estaría hoy finalizando esta etapa.

Me faltarían paginas para agradecer a cada persona que se involucró al aconsejarme, y al ayudarme en el camino de mi formación académica. Comparto un reconocimiento especial mis Padres por nunca rendirse, a mis Hermanos por el apoyo, a mis amigos más cercanos que me alentaron a nunca rendirme, a mis allegados por apoyarme, y aconsejarme.

Agradezco a los Docente de la Facultad de Ingeniería Eléctrica; en especial al Ing. Fernando Vladimir Jaramillo García, Ms, quien basado a su experiencia investigativa y de campo encamino mi trabajo de titulación por el camino correcto ofreciéndome sus conocimientos y consejos para lograr esta meta.

CONTENIDO

TEMA	XIV
RESUMEN.....	XV
ABSTRACT.....	XVI
INTRODUCCION	XVII
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	XIX
PREGUNTA DE INVESTIGACIÓN.....	XXI
PROBLEMA DE LA INVESTIGACIÓN	XXI
ÁRBOL DEL PROBLEMA	XXI
JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN	XXIII
OBJETO DE LA INVESTIGACIÓN	XXIII
CAMPO DE ACCIÓN	XXIV
HIPÓTESIS	XXIV
OBJETIVO GENERAL.....	XXIV
OBJETIVO ESPECIFICOS	XXIV
VARIABLES	XXV
DISEÑO METODOLOGICO	XXV
CAPÍTULO I:.....	26
1. DIAGNÓSTICOS DE NECESIDADES Y REQUERIMIENTOS.....	26
1.1. Ámbito de Aplicación Descripción del Contexto y Hechos de Interés.....	27
1.1.1. Actividad del Terminal Portuario de Manta.....	30
1.1.2. Análisis de la Red Eléctrica de Media Tensión.....	30
1.1.3. Análisis del Sistema Eléctrico Interno del Terminal Portuario de Manta.....	31
1.2. Justificación del Requerimiento a Satisfacer.....	38
1.2.1. Consumo de energía eléctrica del Terminal Portuario de Manta.....	39
1.2.2. Proyección de gastos de los últimos diez años.....	40
1.2.3. Análisis del Suministro Eléctrico del Terminal Portuario de Manta.....	41
1.2.4. Sistema de Emergencias del Terminal Portuario de Manta.....	43
1.2.5. Estudio de Carga y Demanda	45
CAPITULO II:	47
2. DESARROLLO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA FOTOVOLTAICA.....	47
2.1. Definición de la Generación Distribuida Fotovoltaica	48
2.2. Fundamentos teóricos de Generación Distribuida Fotovoltaica	49

2.3.	Objetivos de la Generación Distribuida Fotovoltaica.....	50
2.4.	Esquemas Internacionales de la Generación Distribuida	51
2.5.	Metodología Para el Diseño del Sistema de Generación Distribuida	54
2.6.	Diagrama de Flujo	55
CAPÍTULO III.....		56
3.	ANÁLISIS DE LOCALIZACIÓN DEL PROYECTO	56
3.1.	Generalidades	60
3.2.	Análisis del Recurso Solar	60
3.3.	Análisis Energía Solar: Insolación en la Ciudad de Manta	63
3.4.	Áreas Disponibles en el Terminal Portuario de Manta.....	65
3.5.	Localización del Sistema de Generación Distribuida Fotovoltaico.....	66
3.6.	Recurso Solar: Irradiación Solar en el área del proyecto	67
CAPÍTULO IV		68
4.	DISEÑO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA FOTOVOLTAICA MEDIANTE SOFTWARE ELÉCTRICO ESPECIALIZADO.....	68
4.1.	Software Eléctrico Especializado: Selección de Módulos Fotovoltaicos	68
4.1.1.	Orientación e Inclinación de los Módulos Fotovoltaicos	69
4.1.2.	Esquema de Interconexión de los Módulos Fotovoltaicos.....	70
4.2.	Software Eléctrico Especializado: Arreglo de Módulos Fotovoltaicos	¡Error! Marcador no definido.
4.3.	Software Eléctrico Especializado: Selección de inversores	72
4.4.	Coefficiente de Sombreado	74
4.5.	Reflectancia o albedo.....	75
4.6.	Estimación de los Criterios del diseño	75
4.7.	Hoja Técnica de Instalación: Sistema Fotovoltaico.....	76
4.8.	Producción de Energía: Energía horaria producida	77
4.9.	Producción de Energía: Energía mensual producida	78
4.10.	Análisis de Cableado: Sistema Fotovoltaico	81
4.11.	Protecciones del Sistema Fotovoltaico	86
4.12.	Coordinación de Protecciones del Sistema Fotovoltaico.....	88
4.13.	Interconexión del Sistema Fotovoltaico con la red de Distribución	90
CAPÍTULO V		92
5.	EVALUACIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA FOTOVOLTAICA.....	92
5.1.	Análisis Técnico	92

5.2. Análisis Económico.....	99
5.2.1. Costos de Inversión e Instalación del Campo Fotovoltaico	99
5.2.2. Comparativa de Consumo Actual vs Consumo del Sistema Fotovoltaico ...	101
5.2.3. Comercialización del Excedente.....	104
5.2.4. Análisis Financiero	105
5.2.5. Tabla de Presupuesto Anual del Proyecto	112
5.3. Análisis Ambiental.....	113
CONCLUSIONES	116
BIBLIOGRAFÍA.....	119

CONTENIDO DE FIGURAS

Figura 1, Árbol de Problemas: Baja Calidad y Poca Confiabilidad Servicio Eléctrico.....	XXII
Figura 2, Ubicación georreferenciada del Terminal Portuario de Manta.....	28
Figura 3, Plano Arquitectónico del Puerto de Manta.....	29
Figura 4, Actividades ejercidas por el Terminal Portuario de Manta.....	30
Figura 5, Recorrido del Alimentador 1 - DESDE SUB.MIRAFLORES (MANTA 1) A - TPM.....	31
Figura 6, Terminal Portuario de Manta – Recorrido de ubicación de cámaras.....	32
Figura 7, Ubicación de la Cámara de Generación y Transformación 1.....	33
Figura 8, Ubicación de cámara 6, en la vía principal.....	34
Figura 9, Ubicación de la cámara No. 11.....	35
Figura 10, Resultado de encuesta referente a las interrupciones en los últimos diez años.....	42
Figura 11, Periodos cortos de suspensión del suministro eléctrico.....	42
Figura 12, Balance Nacional de Energía Eléctrica.....	56
Figura 13 Emisiones de CO ₂ en los últimos años.....	59
Figura 14, Factor de emisiones desde el año 2015 al 2019.....	60
Figura 15, Mapa de irradiación solar por motivo de generación fotovoltaica.....	61
Figura 17, Irradiación solar en kwh/m ²	62
Figura 16, Irradiación Difusa, Directa, Reflejada o de Albedo.....	62
Figura 18, Irradiación Solar en el plano horizontal del Terminal Portuario De Manta.....	63
Figura 19. Localización del proyecto.....	66
Figura 20, Terreno para el diseño de Módulos Fotovoltaicos.....	68
Figura 21, Inclinación de Módulos Fotovoltaicos.....	70
Figura 23, Arreglos de Inversores.....	72
Figura 24, Diseño 3D de los campos fotovoltaicos.....	73
Figura 25, Diagrama Solar, Coeficiente de sombreado.....	74
Figura 26, Energía mensual producida por instalación fotovoltaica.....	78
Figura 27, Diseño 2D Fotovoltaico.....	79
Figura 28, Plano Ejecutivo Diseño Fotovoltaico.....	80
Figura 29, Recorrido del Alimentador 1 - Desde Sub.Miraflores (Manta 1) A - TPM.....	81
Figura 30, Recorrido desde la cámara de transformación hasta el patio 600.....	82
Figura 31, Esquema AutoCAD Simplificado.....	85
Figura 32, Esquema unifilar.....	86
Figura 33 Esquema Unifilar.....	87
Figura 34, Esquema Unifilar.....	88
Figura 35, Curvas de disparo, coordinación de protecciones.....	89
Figura 36, Esquema de interconexión de la red de distribución con el sistema fotovoltaico.....	90
Figura 37. Localización del proyecto.....	92
Figura 38, Diseño 3D de los campos fotovoltaicos.....	93
Figura 39, Interconexión Entre Red distribuidora y Sistema Fotovoltaico.....	95
Figura 40, Interconexión, sistema fotovoltaico en operación inyección de excedente.....	97
Figura 41, esquema de interconexión, energía suministrada por la red distribuidora.....	98
Figura 42, Producción de energía vs el consumo total cubierto en el horario de autoconsumo.....	102
Figura 43, Horarios de autoconsumo y consumo de la red.....	103
Figura 44, índices de autoconsumo y consumo de la red.....	103

Figura 45, Flujo de caja acumulado	108
Figura 46, Valor Actual Neto	109
Figura 47, Tasa Interna de Retorno del Proyecto	110

CONTENIDO DE TABLAS

Tabla 1, Ubicación en UTM de Cámaras y Precámaras.....	35
Tabla 2, Descripción de las cámaras 1,6, y 11, Generación y Transformación.....	36
Tabla 3, Descripción de las precámaras	37
Tabla 4, Consumo de Energía total del año 2019.	39
Tabla 5, Consumo de Energía total del año 2020.	40
Tabla 6, Gastos por consumo de energía del año 2019.....	40
Tabla 7, Proyección de gastos por consumo de energía en los últimos diez años.....	41
Tabla 8, Resultado de Encuesta Realizada a TPM.....	43
Tabla 9, Cámara No. 1, sistema de Emergencias Generador de 630 KVA en el P-300	44
Tabla 10, Cámara No. 6, Generador de 675 KVA con transferencia automática en P-600.....	44
Tabla 11, Cámara No. 11, Generador de 330 KVA con transferencia automática.....	44
Tabla 12, Estudio de Carga y Demanda	46
Tabla 13, Factor de Emisión de CO2 de los combustibles utilizados por el sector eléctrico	59
Tabla 14 Irradiación solar daría por mes en el plano horizontal.....	65
Tabla 15, Se detalla el total de las áreas del Terminal Portuario de Manta	65
Tabla 16, Coordenadas de la localidad del campo fotovoltaico	66
Tabla 17, Irradiación Horaria Media Mensual.....	67
Tabla 18. Características de Módulos Fotovoltaicos	69
Tabla 19, Datos Generales del campo fotovoltaico 1	71
Tabla 20, Datos Generales del campo fotovoltaico 2.....	71
Tabla 21, Datos Generales del campo fotovoltaico 3.....	71
Tabla 22, Características de los Inversores.....	73
Tabla 23, Coeficiente de albedo normativa UNI8777	75
Tabla 24, Hoja Técnica	77
Tabla 25, Energía horaria producida por la instalación fotovoltaica	78
Tabla 26, Arreglos de los dispositivos de interfaz externo a los convertidores de CD/CA.....	84
Tabla 27, Parámetros eléctricos de MPPT	94
Tabla 28, Comprobaciones eléctricas de MPPT.....	94
Tabla 29, Resumen de Potencia	94
Tabla 30, Cuadro de flujo de potencia, inyección de excedente suministrada por sistema fotovoltaico a la red.....	97
Tabla 31, flujo de carga en barra hasta la carga respectivamente, suministrado por la red distribuidora.....	98
Tabla 32, Acondicionamiento del área	99
Tabla 33, Costo por Instalación Fotovoltaico.....	100
Tabla 34, Acondicionamiento de Cámara de interconexión con la red	100
Tabla 35, Inversión total del proyecto.....	100
Tabla 36, Demanda horaria.....	101
Tabla 37, Pago mensual por consumo de energía año 2020	101
Tabla 38, energía producida anual en los 15 años de vida del proyecto.....	102
Tabla 39, Proyección de ahorro mensual.....	104
Tabla 40, Energía Exportada.	104
Tabla 41, Valoración de energía con fines de comercialización.....	105

Tabla 42, energía producida anual en los 15 años de vida del proyecto.....	106
Tabla 43, Parámetros de Rentabilidad	107
Tabla 44, Flujo de Caja Acumulado del proyecto	107
Tabla 45, Valor Actual Neto del proyecto.....	108
Tabla 46, Tasa Interna de Retorno Del Proyecto.....	109
Tabla 47, ANALISIS FINANCIERO	111
Tabla 48, Tabla Presupuesto Anual del Proyecto.....	113
Tabla 49, Emisiones, CO2, CH4, N2O, Efecto de Gases Invernadero	114
Tabla 50, Emisiones, CO2, CH4, N2O, Efecto de Gases Invernadero	115

TEMA

**GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EL SECTOR INDUSTRIAL DE MANTA: VALORACIÓN DE
FACTIBILIDAD TÉCNICO, ECONÓMICO Y AMBIENTAL.**

RESUMEN

El consumo de energía eléctrica es un recurso energético esencial para el desarrollo sostenible del país, por lo que este servicio público debe ser suministrado en condiciones de calidad, siendo los agentes del sector eléctrico los encargados de garantizar el abastecimiento en condiciones de confiabilidad. Algunos centros de consumo están localizados en extremos del Sistema Nacional de Transmisión y por tanto al estar alejados de los centros de generación la calidad del producto técnico no es adecuada. Es así como se emplearon soluciones para mejorar el suministro de energía eléctrica a quienes disponen de ella en forma ineficiente mediante un análisis basado en los resultados técnicos, económicos, ambientales y, al implementar una central fotovoltaica instalada cerca del lugar de consumo, dándose un flujo bidireccional de energía entre la central fotovoltaica y la red de distribución (*Generación Descentralizada*). Por lo que el objetivo de la presente investigación es: Valorar los resultados analíticos obtenidos del rendimiento energético como resultado de un estudio de viabilidad técnica, económica, y ambiental tras el uso de la Generación Distribuida. El autoconsumo permitirá ofrecer un cambio en el comportamiento del sector industrial. y aprovechar la normativa vigente como Regulación Nro. ARCONEL-003/18, denominada «Micro generación fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica» y su reforma.

Palabras claves: Energía, Centralización, Consumo, Renovable, Sostenible.

ABSTRACT

The consumption of electrical energy is an essential energy resource for the sustainable development of the country, so this public service must be supplied in quality conditions, with the agents of the electricity sector in charge of guaranteeing the supply in conditions of reliability. Some consumption centers are located at the ends of the National Transmission System and therefore, being far from the generation centers, the quality of the technical product is not adequate. This is how solutions were used to improve the supply of electricity to those who have it inefficiently through an analysis based on technical, economic and environmental results and, by implementing a photovoltaic plant installed near the place of consumption, giving a flow Bidirectional energy between the photovoltaic plant and the distribution network (Decentralized Generation). Therefore, the objective of this research is: To assess the analytical results obtained from energy performance as a result of a technical, economic, and environmental feasibility study after the use of Distributed Generation. Self-consumption will offer a change in the behavior of the industrial sector. and take advantage of current regulations such as Regulation No. ARCONEL-003/18, called "Micro photovoltaic generation for self-sufficiency of final consumers of electrical energy" and its reform.

Keywords: Energy, Centralization, Consumption, Renewable, Sustainable.

INTRODUCCION

La energía eléctrica desde su descubrimiento, evolución y hasta la actualidad desempeña un papel fundamental para el desarrollo industrial, comercial y residencial del país (Barragán, 2020). El suministro de energía eléctrica facilita las tareas diarias brindando confort a la comunidad y por tanto calidad de vida, también es un recurso indispensable para el ser humano y sus procesos productivos, pero al mismo tiempo, estos avances han tenido un precio muy alto. Las fuentes de energía que usan combustibles fósiles son la principal causa de contaminación del suelo y aire, destruyendo irreversiblemente muchos aspectos del ambiente (Ambientum, 2021).

Frente al aumento del consumo dado al crecimiento industrial se observa el incremento de la demanda eléctrica. “En Ecuador, el consumo de energía eléctrica se incrementó en un 4,5% en el 2019”, “El mes de mayor consumo de energía eléctrica que alcanzó el Ecuador fue mayo llegando a los 2203 GWh.” (Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables, 2019).

Además, de que uno de los grandes problemas que ocasiona la Generación Centralizada es que dan lugar a altos costos de producción, una gran emisión de gases de efecto invernadero, e inconformidad de la comunidad. (Regulacion Electrica, 2020). Por lo que para abastecer el crecimiento de la demanda eléctrica actual y futura, y a los factores que responden a los problemas de la generación Centralizada emerge la tecnología de la Generación Distribuida, lo que en otros países de Latinoamérica se ha convertido en una fuente de energía complementaria para la Generación Centralizada, y que en Ecuador va ganando espacio al permitir reducir costos de infraestructura, y otros factores

que también han permitido impulsar el uso de la Generación Distribuida con recursos renovables (eólico, solar e hídrico).

Es indispensable realizar ajustes en el que se incentiven la instalación de estas fuentes conectadas a las redes de distribución de baja y media tensión para los consumidores industriales, y los excedentes inyectarlos a la red de distribución. Lo que conlleva a reducir un gran porcentaje el uso de combustibles fósiles y recursos que van a la par con la parte de Generación Centralizada por tal motivo el interés visto en la Generación Distribuida y no sólo por razones medioambientales, sino también económicas, además de que mejora en la calidad de servicio y confiabilidad de este.

El objetivo de este trabajo de investigación es valorar los resultados analíticos obtenidos del rendimiento energético como resultado de los estudios de fiabilidad técnica, económica, y ambiental tras el uso de la Generación Distribuida.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Los esquemas actuales de los Sistemas Eléctricos de Potencia del país han caído en el continuismo por el temor que existe en abordar el uso de alternativas de generación, aprovechando los recursos naturales inagotables como la energía proveniente del sol. Siendo los principales obstáculos regionales la falta de una regulación clara, redes poco flexibles y difícil acceso al financiamiento, esta situación evita desprendernos de la Generación Centralizada lo que desde su construcción ha generado un gran impacto ambiental negativo.

En Ecuador ***“la generación centralizada no permite el suministro de electricidad en condiciones de confiabilidad y calidad del servicio, provocando además impactos ambientales negativos por la implantación y ejecución de proyectos de generación eléctrica de tal envergadura que da lugar a: la deforestación, alteración de paisajes, emisiones de gases de efecto invernadero, reducción de caudales de ríos, gestión inadecuada de residuos, así como conflictos sociales generados por cambios de uso de suelo y/o expropiaciones”***.

Por lo que es relevante emplear alternativas de generación que permitan con responsabilidad ambiental y comenzar a incentivar el desarrollo de nuevas tecnologías de generación asociadas a la producción de energías limpias.

El Instituto Nacional de Estadísticas y Censo, en su proyección poblacional en el periodo del 2019 asciende a 17.510,643 así mismo que las cifras provistas afirman que, ***“tras el incremento exponencial de la población y la búsqueda de la sostenibilidad económica e inevitable crecimiento del sector industrial, abastecer la demanda energética es proporcional al aumento del sector Industrial. En Manabí el sector industrial más***

demandante es el sector industrial manufacturero, y el de la producción Agrícola, Ganadera, Silvicultura y Pesca". (INEC, 2019).

En la actualidad el nuevo modelo energético exige que los planes de expansión consideren aprovechar el uso de fuentes renovables por lo que la Generación Distribuida se ha convertido en un elemento prioritario como parte del dominio que constituyen las redes inteligentes. (Dr. C. Pascual Felipe Correa Álvarez, Esp. Dargel González González¹, MSc. Justina Grey Pacheco Alemán², 2017).

Siendo el sector industrial el más demandante, por mantener una producción activa la mayoría del tiempo, emplear la Generación Distribuida las cuales los autores que han determinado las ventajas y desventajas de este medio de autoconsumo bidireccional y que responden a numerosas ventajas que se han agrupado en tres importantes aspectos: técnicas, económicas y medioambientales (Mateu, 2012).

La generación distribuida como primer paso hacia las SMART GRID (redes inteligentes) apoya la reducción del consumo, limitan el uso de fuentes contaminantes, integran fuentes de energía renovable y dispositivos inteligentes. La nueva configuración de la Red Inteligente impacta a toda la cadena de valor del sector, que se los organiza en diferentes dominios. La red Inteligente se caracterizará por un flujo bidireccional de electricidad e información para crear una red de entrega de energía automatizada, extensamente distribuida. Incorporando en la red las comunicaciones para entregar la información en tiempo real. (Dr. C. Pascual Felipe Correa Álvarez, Esp. Dargel González González¹, MSc. Justina Grey Pacheco Alemán², 2017).

PREGUNTA DE INVESTIGACIÓN

¿Puede la generación distribuida renovable dar confiabilidad, calidad de servicio y externalidades ambientales positivas en vías de reducir los costos sociales en un mercado eléctrico con equilibrio de consumo y costos sociales logrando llegar al Pareto económico y social?

PROBLEMA DE LA INVESTIGACIÓN

En Ecuador ***“la generación centralizada no permite el suministro de electricidad en condiciones de confiabilidad y calidad del servicio, hasta los centros de carga ubicados geográficamente en extremos del Sistema Nacional De Transmisión (SNT). La construcción de algunos proyectos de generación eléctrica de gran envergadura ha provocado impactos ambientales negativos en su implantación y ejecución como: la deforestación, alteración de paisajes, emisiones de gases de efecto invernadero, reducción de caudales de ríos, gestión inadecuada de residuos, así como conflictos sociales generados por cambios de uso de suelo y/o expropiaciones”.***

ÁRBOL DEL PROBLEMA

Para determinar los factores negativos que representan la Baja Calidad del Servicio y Poca Confiabilidad del Suministro de Energía Eléctrica, se empezó con identificar las principales causas y efectos las cuales se encuentran distribuidas en el siguiente árbol del problema.

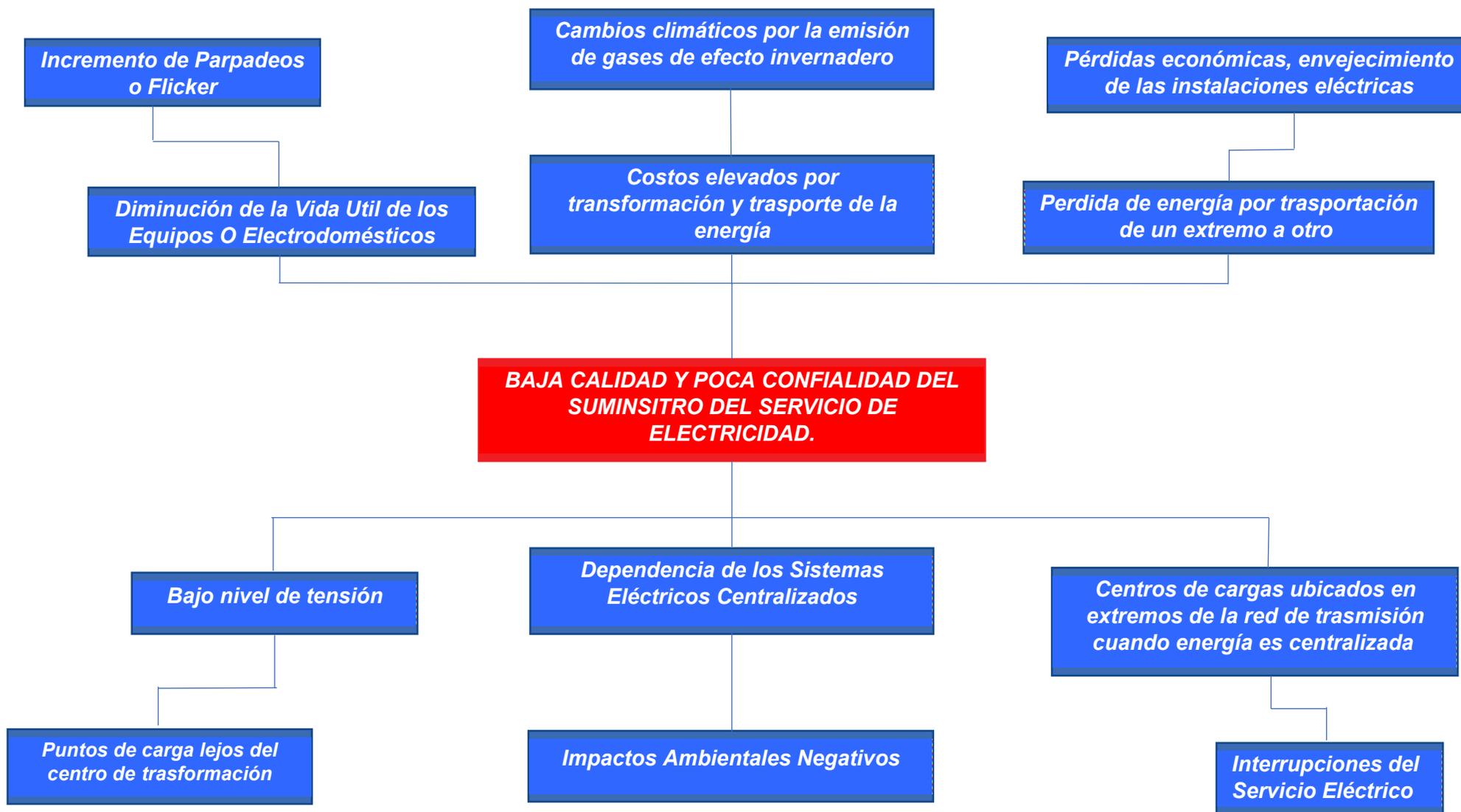


Figura 1, Árbol de Problemas: Baja Calidad y Poca Confiabilidad Servicio Eléctrico
FUENTE: EL AUTOR

JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

Debido al importante rol que cumple la Generación Distribuida para el desarrollo de los Sistemas Eléctricos de Potencia, es imprescindible realizar un análisis de valoración para determinar la factibilidad técnica, económica, y ambiental y su incidencia en el suministro de energía eléctrica en el sector industrial de Manta. Siendo la Generación Distribuida una de las alternativas a seguir para el fortalecimiento de los sistemas eléctricos de potencia actuales.

Se plantea determinar los objetivos de este trabajo de investigación mediante el análisis obtenido del rendimiento energético como resultado de los estudios de viabilidad técnica, económica, y ambiental en el sector industrial para lograr un mejor desempeño energético, que también responde a los problemas ambientales generados por el uso de combustible fósiles en centrales térmicas, y otros problemas ambientales como: cambio de uso de suelo que se generan aguas abajo en las comunidades cercanas e impactos ambientales debido a grandes proyectos hidroeléctricos.

OBJETO DE LA INVESTIGACIÓN

La generación centralizada actual del país, cuyos problemas principales son los conflictos sociales, económicos y ambientales, además de las condiciones del suministro del servicio de electricidad en lugares alejados del centro óptimo de carga, tiene como objeto de investigación los resultados analíticos obtenidos del rendimiento energético de la generación eléctrica a través de la energía renovable fotovoltaica como resultado de los estudios de viabilidad técnica, económica, y ambiental tras el uso de la Generación Distribuida.

CAMPO DE ACCIÓN

Los sistemas fotovoltaicos interconectados a la red tienen un campo de acción muy importante en el sector industrial, puesto que este sector tarifario presenta altos consumos al mantener una productividad que demanda energía en forma ininterrumpida. El campo de acción está por tanto asociado al auto consumo mediante la energía eléctrica generada por módulos fotovoltaicos, y la posibilidad de inyectar a la red energía en caso de que existir algún excedente.

HIPÓTESIS

Los análisis de factibilidad técnica, económica y ambiental determinan que la tecnología de Generación Distribuida contribuye no solo con la reducción del costo de la factura, si también en el fortalecimiento de los sistemas de distribución y consumo eléctricos actuales.

OBJETIVO GENERAL

Valorar los resultados analíticos obtenidos del rendimiento energético como resultado de un estudio de viabilidad técnica, económica, y ambiental tras el uso de la Generación Distribuida.

OBJETIVO ESPECIFICOS

- Identificar las ventajas y desventajas de la instalación de la Generación Distribuida en el sector industrial.
- Evaluar técnica y económicamente la inclusión de la Generación Distribuida en el Sistema Eléctrico.
- Determinar los beneficios ambientales derivados de la Generación Eléctrica Distribuida en comparación de la generación centralizada.

VARIABLES

VARIABLE INDEPENDIENTE: GENERACION DISTRIBUIDA.

VARIABLE DEPENDIENTE: VALORACIÓN DE FACTIBILIDAD TÉCNICO, ECONÓMICO Y AMBIENTAL.

DISEÑO METODOLOGICO

El presente trabajo de investigación analiza y especifica un esquema de investigación basándose de la recopilación mediante la obtención de diferentes fuentes secundarias de información, tales como: artículos científicos, páginas web, tesis de maestrías, libros, revistas, entre otros. La información recolectada permitirá validar e interpretar los resultados obtenidos y determinar la viabilidad y factibilidad del estudio.

La investigación es proyectiva (proyecto factible) elaborando una propuesta o modelo para dar solución al problema para tener información a partir de datos actuales. Así mismo, es analítica y descriptiva ya que se describirá en base de los resultados de los informes técnicos y económicos obtenidos desde el software eléctrico especializado. La viabilidad del proyecto de investigación.

CAPÍTULO I:

1. DIAGNÓSTICOS DE NECESIDADES Y REQUERIMIENTOS

La demanda de energía eléctrica está en aumento, y actualmente debido a este crecimiento se busca la forma de utilizar nuevas fuentes de generación de energía eléctrica para satisfacer esas necesidades. Mientras la demanda está en crecimiento, los recursos energéticos más comunes (como el petróleo, carbón, gas natural, entre otros), se hacen cada vez más escasos. Dentro de este contexto en el país los agentes encargados de garantizar la calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad, sostenibilidad del suministro eléctrico tienen como reto abastecer la creciente demanda desarrollando técnicas para obtener y utilizar energías renovables que permitan suplir estas necesidades, de manera que su transporte y precio sean asequibles para los consumidores. En el Ecuador se dio un importante paso en lo que tiene que ver con el cambio de la matriz en generación eléctrica, ya que en la actualidad el mayor porcentaje de generación utiliza como fuente de energía el agua de los ríos, sin embargo, las construcciones de grandes centrales hidroeléctricas también provocan impactos ambientales negativos significativos. Estas grandes centrales utilizan el Sistema Nacional de Transmisión (SNT) para evacuar la energía que producen, aunque existen otras formas que consiste en generación ubicada en los centros de consumo y que es llamada generación distribuida como base de las llamadas redes inteligentes. (Keyhani Ali, 2019).

La Red Inteligente, es considerada la siguiente generación de la red eléctrica tradicional, que tiene entre sus objetivos la integración de fuentes de energía renovables. (Berrío, 2014).

1.1. Ámbito de Aplicación Descripción del Contexto y Hechos de Interés

Dirigir la atención en la generación mediante el uso de energías renovables se debe a los crecientes desafíos antes mencionados tales como el agotamiento de los recursos naturales no renovables, el calentamiento global, y deterioro ecológico. Dentro de este problema se vio la necesidad de un cambio en la matriz energética, la misma que se viene dando desde ya hace una década atrás; es por tanto de vital importancia promover e incentivar a los sectores comerciales y productivos en el uso de las fuentes renovables de energía como una de las alternativas para mejorar el desarrollo económico y social del país. Las claves están en el uso de tecnologías que utilizan los recursos naturales renovables ya que juegan un papel importante en el desarrollo sostenible. (Bo Zhao, 2017).

El presente trabajo de titulación es un proyecto investigativo que busca permitir al consumidor final del sector industrial utilizar fuentes de energías renovable para el autoconsumo. Dentro de este contexto algunos de los beneficios para el usuario industrial son: el Incremento en la confiabilidad del suministro, el aumento en la calidad de la energía, reducción del número de interrupciones, reducción del costo de facturación a la distribuidora y comercializadoras de electricidad, así como también benéficos a la misma empresa distribuidora y comercializadora de electricidad en aspectos relacionados a calidad de producto.

Según el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INEC I. N., 2018), La ciudad de Manta es considerada el eje comercial, portuario e industrial de la provincia debido a la ubicación geográfica que ostenta lo que ha favorecido al crecimiento de la ciudad y al desarrollo económico (comercial e industrial). Manta está constituida por un gran parque

industrial, debido a las numerosas estructuras industriales que se encuentran en la cabecera cantonal, y otras en la zona céntrica de la ciudad, cuyas actividades están vinculadas con la pesca, y la manufactura. (Ministerio de Acuacultura y Pesca, 2019).

Uno de los centros industriales de gran importancia en la ciudad es el puerto de Manta, que a raíz del terremoto que azotó la ciudad el 16 de abril del 2016 y para que no se viera afectada la economía de la provincia en diciembre del mismo año se tuvo la necesidad constituir la empresa pública-privada Terminal Portuario de Manta delegando las actividades operacionales, control de los servicios portuarios de cargas, comerciales, pasajeros, almacenamiento y medios de transporte de Autoridad Portuario de Manta. (Terminal Portuario de Manta, 2016).

La georreferenciación del Terminal Portuario de Manta fue obtenida mediante GPS (Sistema de Posicionamiento Global) y cargado en el software geográfico especializado. En la Figura 2 se detalla la ubicación georreferenciada: **X = 530492,93** e **Y = 9896024,74** en WGS 84 UTM 17S.

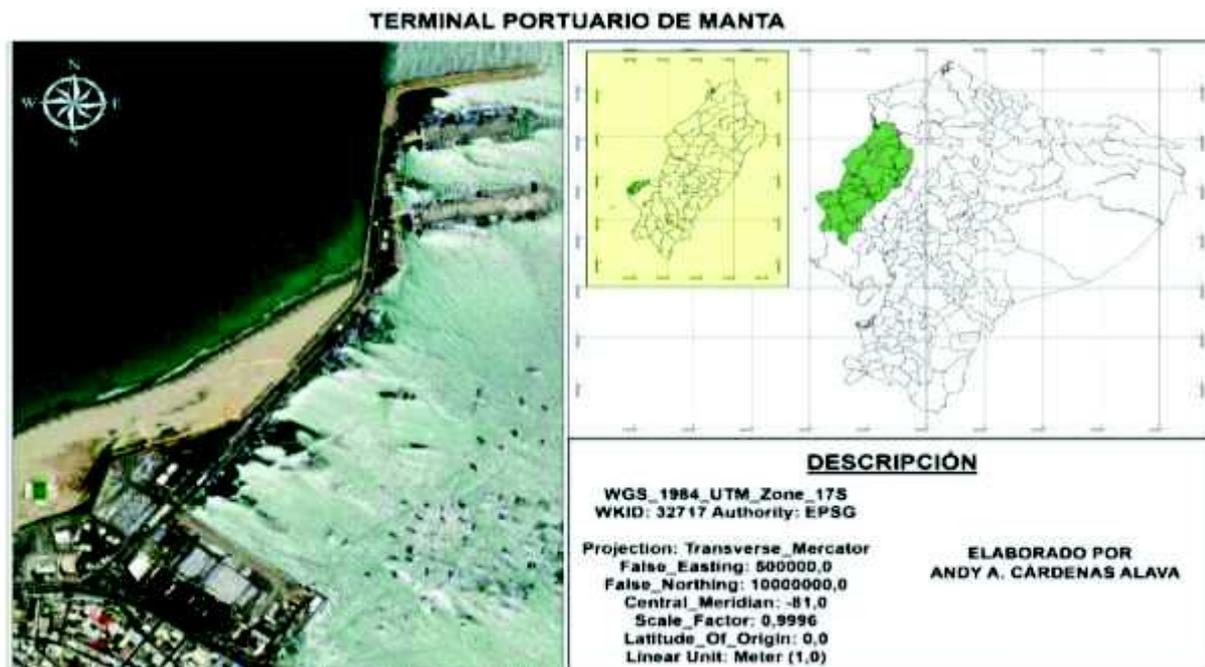


Figura 2, Ubicación georreferenciada del Terminal Portuario de Manta
Fuente: EL AUTOR

En la figura 3, se observa el plano arquitectónico proporcionado por la empresa pública-privada Terminal Portuario de Manta del Departamento de operaciones.

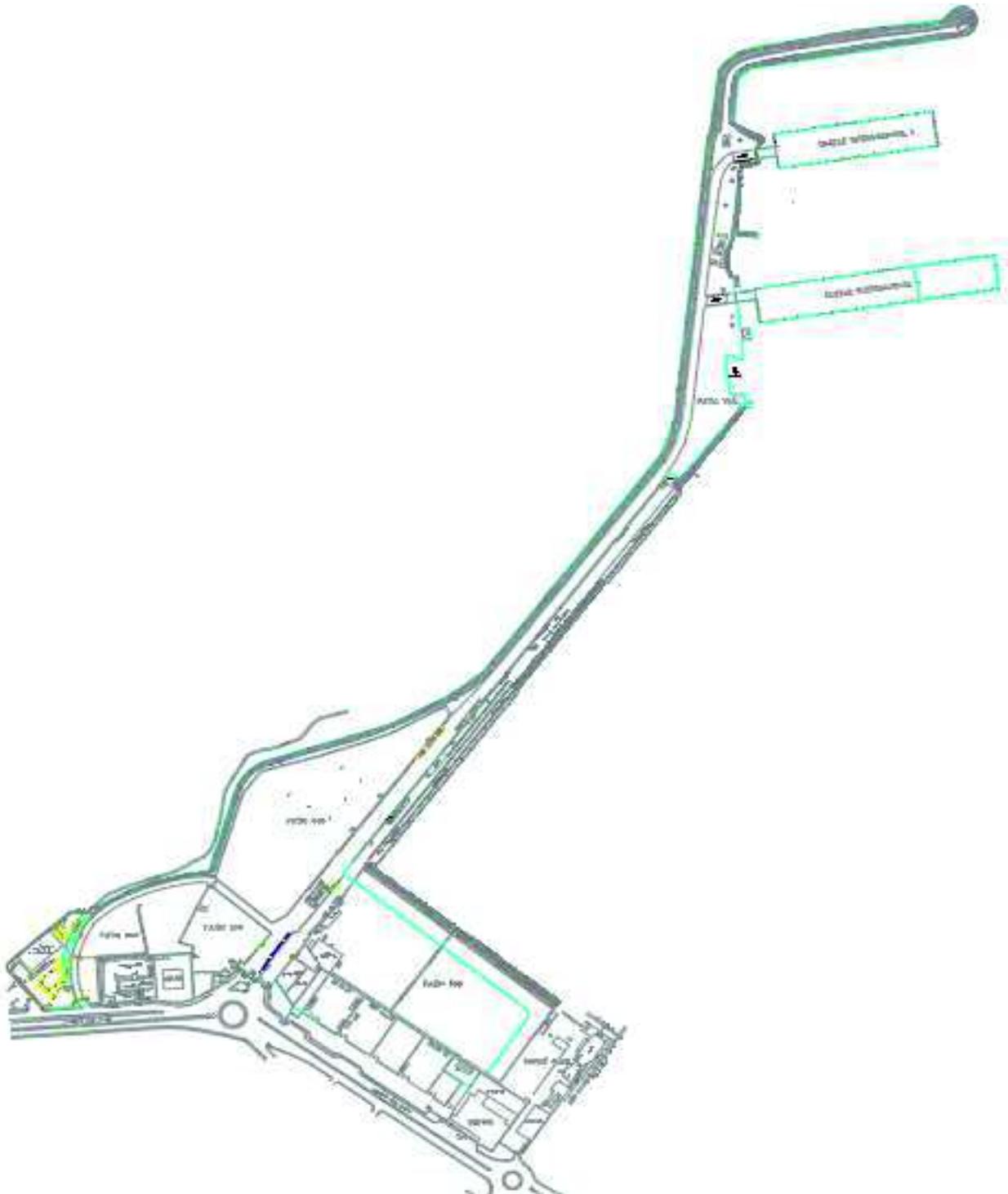


Figura 3, Plano Arquitectónico del Puerto de Manta
FUENTE: TPM

1.1.1. Actividad del Terminal Portuario de Manta

Actualmente, la carga de granel sólido seco, la exportación de productos del mar, los repuestos en general, los transformadores y generadores son las actividades que predominan en el Terminal Portuario de Manta.

En esta categoría se contabilizan las exportaciones e importaciones de atún congelado, trigo y otros granos, vehículos y sus partes, maquinarias y equipos, partes de ensamblaje, etc. (Dirección de Planificación y Gestión Integral, 2019).

En la Figura 4, contiene estadísticas de las principales actividades que realiza el Terminal Portuario de Manta:

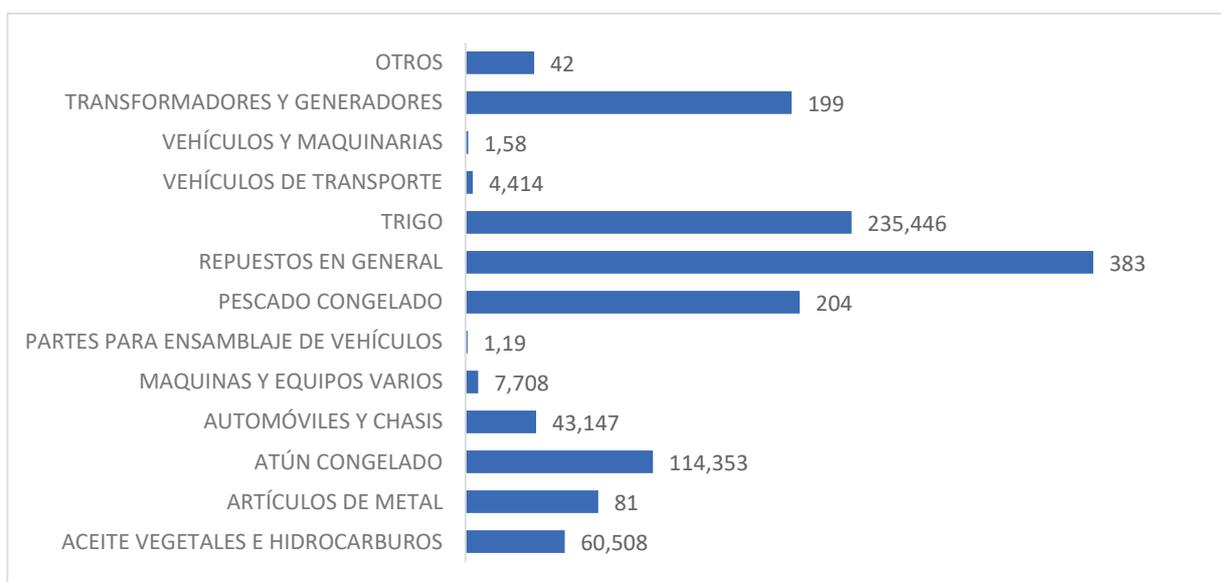


Figura 4, Actividades ejercidas por el Terminal Portuario de Manta
FUENTE: DIRECCIÓN DE PLANIFICACIÓN Y GESTIÓN INTEGRAL

1.1.2. Análisis de la Red Eléctrica de Media Tensión.

La subestación eléctrica Miraflores conocida también como Manta 1, se encuentra ubicada en el barrio del mismo nombre con coordenadas: X = 530922.36, Y = 9894043.01 WGS 84 UTM 17S; la misma que se encarga de proveer el servicio de energía eléctrica al Terminal Portuario de Manta y satisfacer las necesidades que fueron delegadas por

Autoridad Portuaria de Manta. Desde la Subestación Miraflores Manta 1, el tramo aéreo No. 11_12_04 La Dolorosa recorre una distancia de 2,46 km, cuyo nivel de voltaje en Media Tensión es de 13.8 KV en la calle 15 Avenida 3, donde finalmente hace su último recorrido hasta al transformador de 15 KVA de capacidad montado en el poste de hormigón de 12 metros y 500 kg, ubicado en las coordenadas X: 530464,98 e Y 9895869,32 WGS 84 UTM 17S en la Avenida Malecón frente al edificio de la Capitanía del Puerto.



*Figura 5, Recorrido del Alimentador 1 - DESDE SUB.MIRAFLORES (MANTA 1) A - TPM
FUENTE: SOFTWARE GEOGRÁFICO ESPECIALIZADO*

1.1.3. Análisis del Sistema Eléctrico Interno del Terminal Portuario de Manta

Terminal Portuario de Manta es una empresa pública-privada cuya demanda energética son cubiertas a través de la subestación Miraflores, tal y como se expresó en el apartado anterior. En el interior de este, se encuentra once cámaras las cuales están conformadas por tableros de control, transformadores, y generadores de energía, banco

de capacitores, barras, entre otras. A continuación, se establece la ubicación de cada uno de ellos y el detalle de los componentes que integran cada cámara del Terminal Portuario de Manta proporcionado por el departamento de operaciones.

Tal y como se puede observar en la Figura 6 el recorrido en donde se encuentran las cámaras de generación y transformación del Terminal Portuario de Manta.



*Figura 6, Terminal Portuario de Manta – Recorrido de ubicación de cámaras
FUENTE: SOFTWARE GEOGRÁFICO ESPECIALIZADO*

En la Figura 7, 8, y 9, se observa las principales cámaras identificadas como: CAMARAS DE GENERACION Y TRANSFORMACION.

Cámara No. 1: Esta cámara se encuentra ubicada en las coordenadas **X = 530589,74 e Y = 9895871,55** y el Terminal Portuario de Manera reconoce como patio 500 del primer bloque, y es la encargada de alimentar con energía eléctrica al patio 500 y parte del patio 300, en el que hay instalados 34 reflectores led de 600W, y 4 reflectores

de 500 W de potencia, conformada por área de almacenamiento vehicular, mantenimiento de embarcaciones, frigoríficos de almacenamiento para conserva de productos del mar, y demás necesidades de la empresa privada.

Esta cámara tiene una capacidad trifásica instalada de 112,5KVA, además de contar con un banco de transformadores de 3x37,5 KVA de potencia, y que se dirige a la cámara No. 2.

La ubicación es: **X = 530589,74 e Y = 9895871,55 WGS 84 UTM 17S.**



*Figura 7, Ubicación de la Cámara de Generación y Transformación 1
FUENTE: SOFTWARE ESPECIALIZADO DE LOCALIZACIÓN*

Cámara No. 6. Esta cámara se encuentra ubicada en las coordenadas **X = 530510,55 e Y = 9896228,20 WGS 84 UTM 17S**, y es la encargada de alimentar el segundo bloque con energía eléctrica a lo que es denominado el patio 600 en la que se encuentra instaladas 33 reflectores led de 600W, y 8 de 500w de potencia en las torres y en las vías de acceso al puerto.

En el interior se encuentra instalado un generador eléctrico de capacidad 675 KVA con transferencia automática, además de contar con una capacidad de transformación total trifásica instalada de 862,5 KVA; y una capacidad total bifásica instalada de 15 KVA banco de transformadores 3x37,5 KVA. Voltaje primario de 13,8 KV y en el secundario de 440V - 254V y un voltaje en el primario de 13,8v y 208V-110V en el secundario.

La ubicación es: **X = 530510,55 e Y = 9896228,20** en UTM 17S.

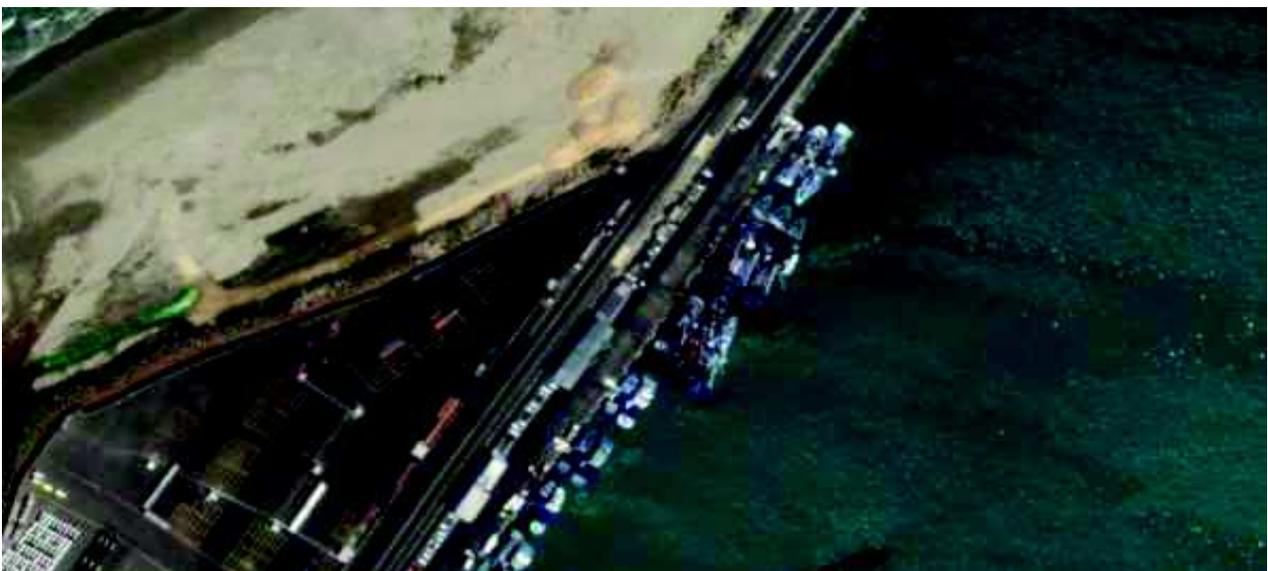


Figura 8, Ubicación de cámara 6, en la vía principal
FUENTE: SOFTWARE ESPECIALIZADO DE LOCALIZACIÓN

Cámara No. 11. La Cámara 11 es la encargada de alimentar el centro de operaciones del Terminal Portuario de Manta. Cuenta con una capacidad total de transformación de 200 KVA trifásicos; ingresa un voltaje en devanado primario de 13,8KV y sale por el devanado secundario 220V-127V, al mismo tiempo cuenta con un generador eléctrico de capacidad 330 KVA con transferencia automática.

En el interior se encuentra instalado un generador eléctrico de capacidad 330KVA con transferencia automática, además de contar con una capacidad de transformación total trifásica instalada de 200 KVA.

La ubicación es: **X = 530902,09 e Y = 9896896,35** en UTM 17S.



Figura 9, Ubicación de la cámara No. 11
 FUENTE: SOFTWARE ESPECIALIZADO DE LOCALIZACIÓN

En la tabla 1. Se detalla las coordenadas de las cámaras y precámaras existentes en el interior del Terminal Portuario de Manta.

CÁMARAS	
Cámara No. 1:	X = 530589,74 e Y = 9895871,55 en WGS 84 UTM 17S
Cámara No. 6:	X = 530510,55 e Y = 9896228,20 en WGS 84 UTM 17S
Cámara No. 11:	X = 530902,09 e Y = 9896896,35 en WGS 84 UTM 17S
PRECÁMARAS	
Cámara No. 2:	X = 530580,19 e Y = 9895892,25 en WGS 84 UTM 17S
Cámara No. 3:	X = 530423,44 e Y = 9895999,47 en WGS 84 UTM 17S
Cámara No. 4:	X = 530288,35 e Y = 9896090,87 en WGS 84 UTM 17S
Cámara No. 5:	X = 530430,64 e Y = 9896202,49 en WGS 84 UTM 17S
Cámara No. 7:	X = 530570,40 e Y = 9896303,57 en WGS 84 UTM 17S
Cámara No. 8:	X = 530902,09 e Y = 9896896,35 en WGS 84 UTM 17S
Cámara No. 9:	X = 530903,16 e Y = 9896937,31 en WGS 84 UTM 17S
Cámara No. 10:	X = 530902,09 e Y = 9896896,35 en WGS 84 UTM 17S

Tabla 1, Ubicación en UTM de Cámaras y Precámaras
 Fuente: EL AUTOR

En la tabla 2, se detalla la descripción de las cámaras proporcionadas por el Terminal Portuario de Manta.

CAMARA PRINCIPAL TRANSF. Y GENER. # 1 (P-300)
Alimentador Trifásico Principal. 13,8 KV. A Cámara # 2 TPM
Alimentador Trifásico 13,8 Kv. A Conservas Isabel
Transformadores (4 Transformadores TPM; 2 Transformadores Privados)
3x37,5 KVA 13,8/7960 KV. Cierre del Neutro Común – 8 Polos
(1x25) (1x10) (13.8/7960) Delta Abierto Conservas Isabel (Privado)
500 KVA Trifásico 13,8/7960 (127-220V) Padmounted
75 KVA Trifásico 13,8/7960 (120-240V) Conservas Isabel (Privado)
CAMARA SUB. ESTACIÓN ELÉCTRICA # 6
Transformadores
3X37,5 KVA 14400/24940 Y KV. (120-208V) TRIFÁSICO - 8 Polos
750 KVA Trifásico 13,8/7960 (440v) Padmounted
15 KVA Monofásico 13,8/7960 (120-240v) P600 Tom. Cámara
ALIMENTADOR TRIFÁSICA PRINCIPAL 13.8 KV. TPM
CAMARA SUB. ESTACIÓN ELÉCTRICA # 11 (OPERACIONES)
200 KVA 13,8/7960 KV. (127-220V) Trifásico PADMOUNTED - 8 polos
Generador (EQUIPO ELECTROGENO)
Generador 330KVA (220-127V.)

Tabla 2, Descripción de las cámaras 1,6, y 11, Generación y Transformación
FUENTE: TPM

Así como también se detalle en la tabla 3, la descripción de las precámaras las mismas que fueron proporcionadas por TPM.

CÁMARA SUB. ESTACIÓN ELÉCTRICA # 2 (P-300)
Alimentador Trifásico Principal 13,8 Kv. A Cámara # 4 TPM
Alimentador Trifásico Para Conservas Isabel
CASETA SUB. ESTACIÓN ELÉCTRICA # 3 (P-300)
Alimentador Trifásica Principal 13,8 Kv. TPM
Transformadores
3X50 KVA 14400/24940 Y KV. (120-220V) Banco Trifásico – 8 Polos
25 KVA Monofásico 13,8/7960 (120-240v) Logipesca
CÁMARA SUB. ESTACIÓN ELÉCTRICA # 4 (P-500)
Alimentador Trifásica Principal 13,8 KV. TPM
Alimentador Trifásica 13,8 KV. A Cámara # 3, y 5 TPM
Alimentador Trifásica 13,8 KV. A P200 TPM
Transformadores
50 KVA Monofásico 13,8/7960 (120-240v) Luces (P-200) Acceso.
75 KVA Monofásico 7620/13200Y(120-240V) EDIF. BASCU(P-500)

CÁMARA SUB. ESTACIÓN ELÉCTRICA # 5 (VÍA- PRINCIPAL)
Alimentador Trifásica Principal 13,8 KV. TPM
Alimentador Trifásica 13,8 KV. A Cámara # 6, y 7 TPM
Transformadores
25 KVA Monofásico 13,8/7960 (120-240v) Edificio ATUNEC
(1x10) (1x10) (13,8/7960) Delta Abierto (Servipez)
(1x10) (1x10) (13,8/7960) Delta Abierto (Asociación Pesc)
CÁMARA SUB. ESTACIÓN ELÉCTRICA # 7 (VÍA PRINCIPAL)
Alimentador Trifásica 13,8 KV. A Cámara # 8 TPM
Alimentador Monofásica 13,8 KV. A Edificio INEPACA
Transformadores
50 KVA Monofásico 13,8/7960 (120-240v) Luces (Torres Vía)
75 KVA Monofásico 13,8/7960 (120-240v) Edificio INEPACA
CÁMARA SUB. ESTACIÓN ELÉCTRICA # 8 (VÍA PRINCIPAL)
Alimentador Trifásica Principal 13,8 KV. TPM
Alimentador Trifásica 13,8 KV. A CAMARA # 9 TPM
Transformadores
3X37,5 KVA 13,2/7620 KV. (120-208V) TRIF. LUCES (P.700) - 8 polos
CÁMARA SUB. ESTACIÓN ELÉCTRICA # 9 (CONTENEDORES)
Alimentador Trifásica Principal 13,8 KV. TPM
Transformadores
225 KVA 13,8/7960 KV. Trifásico (120-220V) PADMOUNTED – 8 POLOS
100 KVA Trifásico Seco Elevador (220-440V GRÚAS)
CÁMARA SUB. ESTACIÓN ELÉCTRICA # 10 (PATIO200)
Alimentador Trifásica Principal 13,8 KV. TPM
Transformadores
400 KVA 13,8/7960 KV. (440-250V) Trifásico PADMOUNTED
112.5 KVA 13,8/7960 KV. (127-220V) Trifásico PADMOUNTED – 8 POLOS

Tabla 3. Descripción de las precámaras
FUENTE: TPM

1.2. Justificación del Requerimiento a Satisfacer

El Crecimiento Industrial continua en ascenso, tanto que nos encontramos en las puertas de una nueva revolución industrial. Al igual que en las fuentes renovables, nos encontramos en nuevos cambios tecnológicos y de transformación de los esquemas de distribución y transporte de la energía. Podemos decir que tecnológicamente es posible desarrollar una nueva economía basada en energías limpias la misma que tiende a implementarse en los países latinoamericanos incluido. El Ecuador, lo que aún no se puede predecir es a qué velocidad se va a dar este cambio. (Keyhani, 2019). Gracias al gran potencial de los recursos naturales que posee el Ecuador, analizado en conjunto con el presidente de La Asociación Ecuatoriana de Energías Renovables y Eficiencia Energética (AEEREE) y La Unión Española Fotovoltaica (UNEF) para facilitar conexiones para el uso de generación Distribuida (Eduardo, 2019).

Acorde a lo que indicado en la regulación “ARCONEL-No 003/18” de octubre de 2008 que permite las nuevas instalaciones de micro generadores de energía fotovoltaica para autoconsumo en sectores residencial, comercial e industrial, determinando los requisitos y procedimientos para la medición de energía.

Con el fin de evaluar esta opción la regulación emitida para los usuarios industriales y comerciales se determinó en un límite de 1000 kW por instalación de potencia para la Generación de Energía fotovoltaicos. (OLADE, 2019). El uso del recurso solar como fuente energética para la transformación de irradiación solar en energía eléctrica, es sin lugar a duda una práctica que se ha venido desarrollando como principal tendencia en otros países, y que en la actualidad debido a los grandes beneficios técnicos, económicos, ambientales a los que se puede acceder con este tipo de

tecnologías. Por lo tanto, mediante este trabajo se pretende presentar una evaluación de la viabilidad de los aspectos técnico, económico y ambiental de la implementación de la Generación Distribuida mediante el uso de sistemas fotovoltaicos para el Terminal Portuario de Manta. Es importante en cuanto a la reducción de costos por el consumo de energía eléctrica y también de la reducción de gases de efecto invernadero como el dióxido de carbono CO₂ emitido por la quema de combustibles fósiles.

1.2.1. Consumo de energía eléctrica del Terminal Portuario de Manta

En Ecuador, el consumo y la disponibilidad de energía eléctrica son factores preponderantes para determinar costos de producción, por tanto, mediante el sistema de facturación de CNEL-EP fue posible obtener la información del consumo de energía eléctrica del Terminal Portuario de Manta, en enero del 2020 se facturo \$ 11.368,02 por el pago del consumo de energía 97.428 KWH, lo que representa \$ 118.828,59 en el año 2020. A continuación, se detalla el consumo del año 2019, información de la página web de unidad de negocios CNEP-EP.

CONSUMO DEL AÑO 2019					
MEDIDOR	COD. ÚNICO	CONSUMO		FECHA	PAGO DE ENERGÍA
16567470	1100360479	9742,68	kwh	Ene-19	\$ 10.362,11
16567470	1100360479	9055,87	kwh	Feb-19	\$ 9.579,86
16567470	1100360479	8552,28	kwh	Mar-19	\$ 8.930,45
16567470	1100360479	8444,88	kwh	Abr-19	\$ 10.718,73
16567470	1100360479	8582,78	kwh	May-19	\$ 9.444,02
16567470	1100360479	8450,64	kwh	Jun-19	\$ 10.540,71
16567470	1100360479	8248,73	kwh	Jul-19	\$ 10.400,03
16567470	1100360479	7952,62	kwh	Ago-19	\$ 10.930,84
16567470	1100360479	7510,32	kwh	Sep-19	\$ 6.668,17
16567470	1100360479	7509,94	kwh	Oct-19	\$ 10.721,90
16567470	1100360479	7614,72	kwh	Nov-19	\$ 8.625,62
16567470	1100360479	8937,67	kwh	Dic-19	\$ 8.557,43
	total, año 2019	100 603,13	kwh		\$ 139.841,04

Tabla 4. Consumo de Energía total del año 2019.
FUENTE: SISTEMA DE FACTURACION CNEL

En la Tabla 5, se detalla el consumo del año 2020, al igual que en el año 2019 esta información se tomó por la página web de unidad de negocios CNEP-EP.

CONSUMO DEL AÑO 2020					
MEDIDOR	COD. ÚNICO	CONSUMO		FECHA	PAGO DE ENERGÍA
16567470	1100360479	78020	Kwh	Dic-20	\$ 10.288,72
16567470	1100360479	90557	Kwh	Nov-20	\$ 9.062,15
16567470	1100360479	75097	Kwh	Oct-20	\$ 8.896,83
16567470	1100360479	75102	Kwh	Sep-20	\$ 8.930,44
16567470	1100360479	79525	kwh	Ago-20	\$ 9.534,50
16567470	1100360479	82489	kwh	Jul-20	\$ 9.656,66
16567470	1100360479	84509	kwh	Jun-20	\$ 10.033,58
16567470	1100360479	85825	kwh	May-20	\$ 10.114,12
16567470	1100360479	84446	kwh	Abr-20	\$ 9.875,26
16567470	1100360479	85521	kwh	Mar-20	\$ 9.936,45
16567470	1100360479	90557	kwh	Feb-20	\$ 10.585,86
16567470	1100360479	97428	kwh	Ene-20	\$ 11.368,02
	total, año 2020	931056	kwh		\$ 118.282,59

Tabla 5. Consumo de Energía total del año 2020.

Fuente: SISTEMA DE FACTURACION CNEL

1.2.2. Proyección de gastos de los últimos diez años.

En la Tabla 6, se detalla la proyección de gastos por pago mensual en consumo de energía del año 2019. Donde se evidencia la significativa cifra de \$ 139.801,04 en pagos por consumo de energía eléctrica a la distribuidora en el año 2019

GASTOS POR CONSUMO DE ENERGÍA DEL AÑO 2019	
enero-2019	\$ 12.330,91
febrero-2019	\$ 11.400,03
marzo-2019	\$ 10.627,24
abril-2019	\$ 12.755,29
mayo-2019	\$ 11.238,38
junio-2019	\$ 12.543,44
julio-2019	\$ 11.186,04
agosto-2019	\$ 13.007,70
septiembre-2019	\$ 11.505,12
octubre-2019	\$ 12.759,06
noviembre-2019	\$ 10.264,49
diciembre-2019	\$ 10.183,34
total, año 2019	\$ 139.801,04

Tabla 6. Gastos por consumo de energía del año 2019

FUENTE: SISTEMA DE FACTURACION CNEL

Así mismo en la tabla 7, se muestra una proyección de gastos por pago de energía consumida de los últimos diez años para el Terminal Portuario de Manta, lo que representó un total de \$ 1 121.939,87 en la última década aproximadamente.

PROYECCION DE GASTOS ULTIMOS 10 AÑOS				
1	total, año 2019	\$ 139.841,04		0,05
2	total, año 2018	\$ 132.810,99		
3	total, año 2017	\$ 126.170,44		
4	total, año 2016	\$ 119.861,92		
5	total, año 2015	\$ 113.868,82	total, últimos diez años	
6	total, año 2014	\$ 108.175,38	\$ 1.121.939,87	
7	total, año 2013	\$ 102.766,61		
8	total, año 2012	\$ 97.628,28		
9	total, año 2011	\$ 92.746,87		
10	total, año 2010	\$ 88.109,52		

Tabla 7, Proyección de gastos por consumo de energía en los últimos diez años
FUENTE: SISTEMA DE FACTURACION CNEL

1.2.3. Análisis del Suministro Eléctrico del Terminal Portuario de Manta.

La magnitud del impacto de una interrupción en el suministro de electricidad en términos económicos depende de la magnitud del área afectada y de la duración de este.

CNEL-EP, es quien provee el suministro eléctrico al Terminal Portuario de Manta y para esta entidad ha sido un gran reto a nivel nacional garantizar la calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad, sustentabilidad del suministro eléctrico. Sin embargo, uno de los principales problemas derivados de este sistema en general se debe a la suspensión del suministro de energía eléctrica que pueden ser transitorias (por mantenimiento) o prolongadas por un mayor periodo de tiempo.

Para determinar aproximadamente el número de interrupciones que han surgido al largo de los últimos diez años se envió una encuesta a los funcionarios, trabajadores, y operarios encargados del mantenimiento en el área eléctrica del Terminal Portuario de Manta y como resultado predominó que existen un alto número de interrupciones “MAS DE 80 VECES” a lo largo de los últimos diez años.

4.- ¿Dentro de los últimos 10 años, cuantas veces se ha interrumpido el suministro de Energía Eléctrica?

6 respuestas

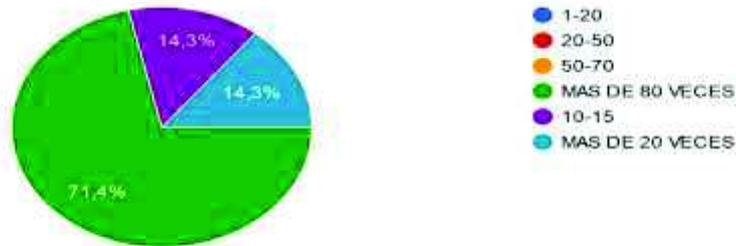


Figura 11, Resultado de encuesta referente a las interrupciones en los últimos diez años
FUENTE: EL AUTOR

Los periodos más cortos de interrupciones no programadas; según el resultado de la encuesta realizada tienen una duración menor a dos horas. Sin embargo, la primera acción por parte del Terminal Portuario de Manta es de comunicarse con el proveedor del suministro de energía eléctrica para confirmar si el lapso se prolongara por un periodo de tiempo largo. En el caso de ser así, uno de los técnicos se dirige a encender de manera manual el generador para que suministre energía mientras dure la contingencia, y que en caso de ser prolongado traería consecuencias graves para mantener el suministro de electricidad.

5.- ¿Cuanto es el periodo en Horas que ha durado una suspensión normal del suministro de energía eléctrica?

10 respuestas

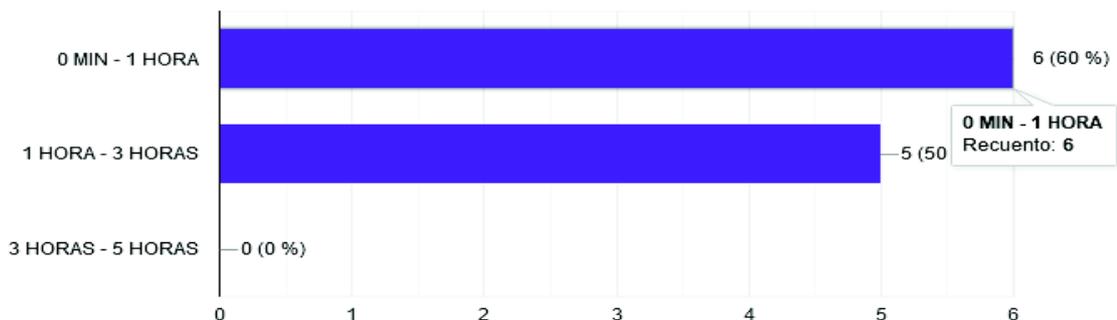


Figura 10, Periodos cortos de suspensión del suministro eléctrico
FUENTE: EL AUTOR

El periodo más largo según la encuesta virtual en los últimos diez años fue el acontecimiento que marco la provincia de Manabí especialmente la ciudad de Manta en el que se suspendió la energía por más de cinco días debido las consecuencias del Terremoto del 16 de abril.

6.- ¿Cuál es el periodo más largo que durado la suspensión del Suministro Eléctrico?
5 días durante el terremoto del 16 de abril
Aproximadamente durante varios días en el terremoto que afectó a Manabí y esmeraldas
Alrededor de unos 8 días en el terremoto fue el periodo más largo sin energía
En el terremoto
8 días que usamos el sistema de emergencias por los siniestros causados por terremoto
Una semana

Tabla 8, Resultado de Encuesta Realizada a TPM
FUENTE: EL AUTOR

1.2.4. Sistema de Emergencias del Terminal Portuario de Manta

El sistema de emergencia se encuentra instalado en las cámaras de transformación y generación 1, 6, y 11.

En el Bloque 1, se encuentra ubicado en las coordenadas **$X = 530589,74$ e $Y = 9895871,55$ en WGS 84 UTM 17S** el generador principal se encuentra en el patio 300 etiquetado como cámara 1, cuenta con una capacidad instalada de 630 KVA el cual es considerado el generador principal, para que los otros generadores que se detallan a continuación, tengan la oportunidad de alimentar y abastecer el Terminal Portuario de Manta frente a alguna contingencia energética este debe primero estar encendido, esta acción no es automática, es decir se lo realiza de manera manual, para lo cual un operador, o encargado del área eléctrica tiene que trasladarse hacia donde se encuentra ubicada esta cámara. Mientras que los generadores ubicados en la cámara 6 tiene una capacidad instalada de 675 KVA y el generador ubicado en la cámara 11 de capacidad de 330 KVA realizan una transferencia automática. Si no se encuentra cerrado el circuito

del generador 1 manualmente, los generadores con transferencia automática se apagan al instante.

En las tablas 9, 10, y 11 se detallan las capacidades de las cámaras 1, 6, 11.

CÁMARA NRO 1 DE TRANSFORMACIÓN Y GENERACIÓN
Voltaje Primario 13,8KV Trifásico
Voltaje Secundario 220 – 127V Trifásico
Capacidad Total 500KVA Trifásico
Generador Trifásico 630 KVA
Capacidad Total Cierre del Neutro Flotante 112.5 KVA Trifásico
Tablero Principal 220 – 127V Trifásico
Celda Nivel de Voltaje 13,8KV Trifásico

Tabla 9, Cámara No. 1, sistema de Emergencias Generador de 630 KVA en el P-300
FUENTE: TPM

CÁMARA NRO 6: TRANSFORMACIÓN Y GENERACIÓN
Voltaje Primario 13,8KV Trifásico
Voltaje Secundario 208 – 110V Trifásico
Voltaje Primario 440 – 254v Trifásico
Voltaje Secundario Bifásico 220 – 120V Trifásico
Capacidad Total 862,5 KVA Trifásico
Capacidad Total Bifásica 15 KVA
Generador Trifásico 675 KVA
Tablero de Transferencia Automática 440 – 254V Trifásico
Tablero Principal 440 – 254V Trifásico y de 208 – 110V Trifásico
Cajas Portafusibles: Media Tensión 13,8KV

Tabla 10, Cámara No. 6, Generador de 675 KVA con transferencia automática en P-600
FUENTE: TPM

CÁMARA NRO 11: TRANSFORMACIÓN Y GENERACIÓN
voltaje primario 13,8KV trifásico
celda nivel de voltaje 13,8KV trifásico
voltaje secundario 220 – 127V trifásico
capacidad total 200 KVA trifásico
generador trifásico 330 KVA
tablero de transferencia automática 220 – 127V trifásico
tablero principal 220 – 120V trifásico
tablero de capacitores trifásicos

Tabla 11, Cámara No. 11, Generador de 330 KVA con transferencia automática
FUENTE: TPM

1.2.5. Estudio de Carga y Demanda

La demanda de energía está constituida por el sistema de iluminación, motores accionamiento de las grúas, sistema de acondicionador de aire, entre otros.

ESTUDIO DE CARGA Y DEMANDA						FECHA: NOV-2020		
NOMBRE DE PROYECTO		TERMINAL PORTUARIO DE MANTA						
ACTIVIDAD		COMERCIAL						
LOCALIZACION		MANTA. AVE MALECON Y CALLE 16						
No.	ALUMBRADO				Ffun (%)	CIR (w)	Fsn (%)	DMU (w)
	DESCRIPCION	CANT.	PN(w)	P(w)				
1	REFLECTORES V. PRINCIPAL (EN LA VIA PRINCIPAL AL PUERTO)	27	150	4050	0,8	3240	0,7	2268
2	REFLECTORES VIA U-CAN (EN LA VIA PRINCIPAL AL PUERTO)	3	150	450	0,8	360	0,7	252
3	REFLECTORES V. PRINCIPAL	2	1500	3000	0,8	2400	0,9	2160
4	REFLECTORES VIA ACCESO	8	500	4000	0,8	3200	0,9	2880
5	REFLECTORES EN EL AREA P600 BASC. (EN LA TORRES VIA AL PUERTO)	10	600	6000	0,5	3000	0,3	900
6	REFLECTORES EN EL AREA P600 PUERTA (EN LA TORRES VIA AL PUERTO)	5	600	3000	0,5	1500	0,3	450
7	REFLECTORES EN EL AREA P600 (EN LAS TORRES VIAS AL PUERTO)	10	600	6000	0,6	3600	0,3	1080
8	REFLECTORES EN EL AREA P600 BASC. (EN LAS TORRES VIAS AL PUERTO)	4	600	2400	0,6	1440	0,3	432
9	REFLECTORES EN EL AREA P600 PUERTA (EN LA TORRES VIA AL PUERTO)	4	600	2400	0,6	1440	0,3	432
10	REFLECTORES EN PLATAFORMA (MUELLES INTERNACIONALES #1 Y # 2)	20	600	12000	0,6	7200	0,3	2160
11	REFLECTORES EN EL AREA P200 LAP. (EN EL PATIO 200)	2	150	300	0,6	180	0,3	54
12	REFLECTORES EN EL AREA P200 (EN EL PATIO 200)	18	600	10800	0,6	6480	0,3	1944
13	REFLECTORES P. EDIF. T1 16 MTS (PARQUEADERO EDIF. OPERACIONES)	3	600	1800	0,5	900	0,5	450
14	REFLECTORES EN EL ACCESO (TERRAZA DE EDIF. CONTROL ADUANERO)	2	150	300	0,5	150	0,5	75
15	REFLECTORES EN EL ACCESO (EN TERRAZA DE EDIF. CONTROL AL PUERTO)	5	150	750	0,6	450	0,8	360
16	REFLECTORES EN OPERACIONES (EN CONTENEDOR DE OPERACIONES)	2	400	800	0,7	560	0,3	168
17	REFLECTORES EN OPERACIONES (EN CONTENEDOR DE OPERACIONES)	1	150	150	0,9	135	0,3	40,5
18	REFLECTORES EN EL AREA P500 (EN EL PATIO 500)	34	600	20400	0,6	12240	0,3	3672
19	REFLECTORES EN EL AREA P500 (EN EL PATIO 500)	4	150	600	0,6	360	0,3	108
20	REFLECTORES EN EL AREA P600 (EN EL PATIO 600)	12	600	7200	0,6	4320	0,3	1296
21	REFLECTORES EN EL AREA P800 (EN EL PATIO 800)	6	600	3600	0,6	2160	0,3	648
22	LAMPARAS EN EL AREA P800 (EN EL PATIO 800)	4	150	600	0,6	360	0,3	108
23	REFLECTORES EN EL PARQ.T.C. (EN EL PATIO DEL TERMINAL DE CRUCEROS)	2	600	1200	0,6	720	0,3	216
24	REFLECTORES EN EL AREA P700 (EN EL PATIO 700)	15	600	9000	0,6	5400	0,3	1620

25	LAMPARA EN EL ESPIGON	3	150	450	0,6	270	0,3	81
26	LAMPARA EN EL ESPIGON	2	1500	3000	0,6	1800	0,3	540
27	REFLECTORES EN EL AREA P700 (EN EL PATIO 700)	2	150	300	0,6	180	0,3	54
28	LAMPARAS EN EL AREA P700	2	150	300	0,6	180	0,3	54
29	LAMPARAS EN EL AREA P700 (EN EL PATIO 500)	2	150	300	0,9	270	0,9	243
30	TECHO EDIFICIO ADMINISTRATIVO	1	400	400	0,5	200	0,4	80
31	ILUMINACION LAMP 2X32	26	96	2496	0,5	1248	0,4	499,2
32	PUNTOS DE ALUMBRADO INTERNO EN EDIFICACIONES	62	23	1426	0,5	713	0,4	285,2
No.	EQUIPOS Y APARATOS				Ffun (%)	CIR (w)	Fsn (%)	DMU (w)
		DESCRIPCION	CANT.	PN(w)				
25	EQUIPOS INFORMATICOS	42	320	13440	0,8	10752	0,7	7526,4
26	IMPRESORAS EPSON	6	120	720	0,8	576	0,7	403,2
27	CAFETERA (CAFETERIA EN EL AREA DE OPERACIONES)	1	1200	1200	0,4	480	0,4	192
28	MICROONDAS (CAFETERIA EN EL AREA DE OPERACIONES)	1	1000	1000	0,4	400	0,4	160
29	TOSTADORA (CAFETERIA EN EL AREA DE OPERACIONES)	1	800	800	0,4	320	0,4	128
30	ACONDICIONADOR DE AIRE	4	1200	4800	0,8	3840	0,8	3072
31	ACONDICIONADOR DE AIRE 200000 BTU	4	5860	23440	0,8	18752	0,7	13126,40
32	GRUAS	6	20500	123000	0,6	73800	0,6	44280
33	FRIGORIFICOS	8	7460	59680	0,7	41776	0,5	20888
					337552	217352		115385,9 w
Respaldo de Consumo Extra del 10% = 126924,49 w								

Tabla 12, Estudio de Carga y Demanda
FUENTE: EL AUTOR

CAPITULO II:

2. DESARROLLO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA FOTOVOLTAICA

Ecuador mantiene su generación eléctrica a base de fuentes tradicionales de energía primarias (hidroeléctricas y térmicas). Delimitando el tipo de generación en la ciudad de Manta, la fuente del suministro de energía eléctrica proviene de la generación eléctrica mediante sistemas de conversión térmica (Bunker y Diesel). Hasta que el 2011 aproximadamente en Ecuador el mercado solar se comenzó a desarrollar en los últimos años sobre todo en instalaciones aisladas de la red para electrificación rural. (Solar Fotovoltaica Ecuador, 2017).

La primera planta fotovoltaica en conectarse a la red está ubicada en la noroesteña provincia de Imbabura, con una potencia de 998 kW, para impulsar la generación fotovoltaica. Posterior a ese evento en 2012, mediante la regulación 04/11 y fijó una tarifa preferencial de \$ 0,040 por kW/h de generación. La cruda realidad es que a finales de 2013 operaban en Ecuador 4 MW fotovoltaicos. (Conelec, 2012).

Durante el año 2014 la nueva potencia fotovoltaica instalada fue de 22 MW, logrando tener para principios del año 2015 una capacidad instalada de 26 MW. La potencia acumulada se estancó por debajo de los 30 MW ya que durante 2015 no se añadió prácticamente ningún MW fotovoltaico en el país. Teniendo en cuenta que en enero del año 2013 se cerraron acuerdos para proyectos fotovoltaicos por más de 300 MW. (revistalideres, 2018).

Ante esta evolución de la generación de energía fotovoltaica en el país resulta evidente que el avance es mucho más lento que lo inicialmente previsto. Sin embargo, actualmente existen proyectos que se han enfocado en el uso de la energía solar como

una alternativa a dos problemáticas: la contaminación ambiental y la escasez de petróleo a largo plazo. (Ecuatran, 2018).

Uno de ellos ha dado sus primeros pasos con la nueva planta fotovoltaica de las Galápagos en la Isla San Cristóbal gracias a la firma del Memorándum de Entendimiento con el Instituto Coreano de Desarrollo y Tecnología KIAT. mediante el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable del Ecuador, y esta obra es parte del plan Cero Combustibles Fósiles en las Galápagos al 2025. En el año 2020 entró en operación cumpliendo con el objetivo de “Cero Combustibles Fósiles en las Isla Galápagos”. (Solar Fotovoltaica Ecuador, 2017).

Si bien se dispone de parques fotovoltaicos, y pequeñas unidades de generación aisladas en la zona rural. El siguiente paso son las redes inteligentes. Es decir, un nuevo campo de intervención que potencia las inversiones y los proyectos aprovechando las nuevas tecnologías, acercado la producción de electricidad al consumidor. (Ecuatran, 2018).

2.1. Definición de la Generación Distribuida Fotovoltaica

La Generación Distribuida, es el término que hace referencia a la interconexión entre micro generadores de energía eléctrica instalados cerca del consumo mediante el uso de fuentes de energías renovables y que permite el autoconsumo ya sea en nuestros hogares, edificios e industrias; y que el Reglamento General de la Ley Orgánica de LOSPEE la define como “Pequeñas centrales de generación instaladas cerca del consumo y conectadas a la red de la distribuidora. La generación distribuida permite que se reduzcan los gastos emitidos en la factura así también como los efectos

contaminantes al ambiente, y aligerar las cargas en la red Eléctrica. (ARCONEL A. d., 2020).

La diferencia de la generación centralizada con algunos de los atributos de la Generación Distribuida es:

- Es una Generación descentralizada al conectarse a la red de distribución no siempre requiere la necesidad de un sistema de transmisión, debido a que se instala directamente en el lugar de consumo; evitando o difiriendo esos costos de inversión.
- Es considerada una energía limpia al ser proveniente del sol. Evitando costos de impuesto.
- El principal beneficio del autoconsumo es que permite un ahorro económico.
- Al ser una generación de carácter local (instalado cerca del consumo). Se evita el recorrido de grandes distancias evitando pérdidas dando una mayor eficiencia en la producción.
- Permite el desarrollo local, tanto económico como social y esto se debe que mediante el medidor bidireccional es posible vender el excedente.

2.2. Fundamentos teóricos de Generación Distribuida Fotovoltaica

Las tendencias mundiales que potencian las energías alternativas y la eficiencia energética se están empezando a transformar la manera de producir, distribuir y consumir la energía, administrándose de manera eficiente para proteger los recursos naturales del país, el ambiente, y el ahorro energético. (Tapia, 2014).

La implementación de redes inteligentes tiene como principio la instalación de Módulos Fotovoltaicos. Las cuales captan la luz solar y es convertida en energía eléctrica

con la única diferencia de que un parque solar sigue siendo centralizado; y una red inteligente permite la interactividad. La utilización de este nuevo modelo permitirá que el agente que nos provee el suministro eléctrico intercambie de manera bidireccional y en tiempo real. Haciendo que la distribución de energía en todos los niveles sea más eficiente, sostenible, rentable y segura; además que proporciona al usuario un servicio innovador que le permite monitorear y controlar el estado del sistema y del consumo. Beneficiando de esta manera al ambiente, al sistema eléctrico, y al consumidor final. (Elisa, 2007).

La Red Inteligente al ser bidireccional proporcionaría a los usuarios la posibilidad de tener sus propias micro centrales de energías renovables para autoconsumo, y devolver a la red la energía sobrante, para no desaprovechar la energía generada. Esto permitiría que la energía eléctrica generada en baja tensión en las micro centrales pueda ser aprovechada por todos los demás usuarios de la red, pasando de un sistema centralizado a un sistema distribuido. (Endesa, 2019).

2.3. Objetivos de la Generación Distribuida Fotovoltaica

La Generación Distribuida tiene como objeto principal la relación entre la red de distribución y la generación con fuentes renovables, dejando de lado el esquema centralizado de generación. El implementar este tipo de tecnología, conlleva un gran reto ya se debe trabajar desde la parte social, capacitando a la población ecuatoriana.

Uno de los objetivos ambicioso, es el de mejorar el desempeño en las redes de los sistemas eléctricos de transmisión y distribución. Esto a beneficio del proveedor del suministro eléctrico. (Plan Maestro de Electricidad, 2013-2022).

A nivel industrial contar con una red inteligente es la entrega del suministro eléctrico que cubra la demanda sin interrupciones, permitiendo mejorar la eficiencia resolviendo las amenazas respecto a la calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad, sustentabilidad del suministro eléctrico, y como beneficio al consumidor final reducir los gastos emitidos en la factura así también como los efectos contaminantes al ambiente.

a) Beneficios para el usuario:

- Incremento en la confiabilidad
- Aumento en la calidad de la energía
- Reducción del número de interrupciones
- Uso eficiente de la energía
- Reducción del costo de facturación de la red eléctrica
- Facilidad de adaptación a las condiciones del sitio
- Disminución de emisiones contaminantes.

b) Otros Beneficios

- Reducción de pérdidas en transmisión y distribución
- Libera capacidad del sistema de la red eléctrica
- Menor saturación
- Reducción del índice de falla

2.4. Esquemas Internacionales de la Generación Distribuida

a. Generación Distribuida en Chile

En Chile, el 43% de la energía eléctrica es producida por centrales hidroeléctricas. Sin embargo, alrededor del 54% de la electricidad es producida mediante fuentes de energía no renovables, tales como el carbón, petróleo y gases naturales.

Chile y México son los países latinoamericanos que cuentan con el porcentaje más alto en cuanto a Generación Distribuida se trata (para el 2020 se planificó llegar a los 18 Mw instalados). Según lo publicado en la Revista Estratégica por (Gubinelli, 2020). Esto se debe a que Chile ha mantenido una relación abierta con el mercado energético privado lo que ha llevado a facilitar el desarrollo de la Generación Distribuida, lo que llevó al gobierno chileno implementar acciones para promover la Generación Distribuida por medio de energías renovables a través de diferentes incentivos (Christiaan Gischler y Nils Jason, 2016). (Capevlac, 2020). Lo que en el marco regulatorio concierne la “*Ley de Impulso a Las Energías Renovables No Convencionales*” establece que para el 2025 el 20% de la matriz energética será compuesta por energía renovable no convencional. Además de que la entidad distribuidora efectúa una compra por encima de los 200MW el cual acredita por sus excedentes cada año el 20% por la energía inyectada a la red. (Ley de Impulso a las Energías Renovables No Convencionales, 2020-2025).

b. Generación Distribuida en México

Los combustibles fósiles en este país siguen siendo el recurso principal para la producción de energía eléctrica. Sin embargo, desde el 2008 se establecieron nuevos objetivos respecto a las energías renovables el cual exige, entre otras cosas, que se considere los beneficios netos de las energías renovables en la planificación de la cantidad de plantas de energías renovables a desarrollar y en cuanto pagar por ellas. (Conexión MIREC, 2020).

En este país, según (Conexión MIREC, 2020), cuenta con 43 millones 420 mil entre usuarios Residenciales, Comerciales e Industriales que pueden ser interconectados. En junio de 2020 la Comisión Reguladora de Energía (CRE) publicó las

últimas estadísticas en materia de generación distribuida en el país. “Este tipo de generación se caracteriza de Centrales Eléctricas con capacidad menos a 0.5 MW y es principalmente a base de tecnologías renovables. En términos de tipos de tecnologías, la que domina primordialmente el mercado es la Solar fotovoltaica, con el 99.28% de los contratos, el resto incluyen eólica, biomasa, biogás e hidroeléctricas”. Actualmente México cuenta con una capacidad instalada de 975.14 MW y esta capacidad se divide entre 129,893 contratos de interconexión. Generando una pequeña comparativa para dimensionar los proyectos en México, el estado de California en Estados Unidos actualmente tiene 9.4 GW de capacidad instalada bajo generación distribuida. Sin embargo, cabe recalcar que Estados Unidos y California en concreto son de los mercados más avanzados en este ámbito. (Energy, 2020)

c. Generación Distribuida en Alemania

Alemania ha incrementado notoriamente el uso de energías renovables en los últimos años estas acciones responden a los objetivos planteados por la Unión Europea que considero alcanzar para el pasado 2020 un 20% de la energía consumida sea producida mediante energía renovables. (Robles, 2018)

Este relevante el interés en fomentar el desarrollo de las energías renovables para el gobierno alemán que ha desarrollado un marco legal muy amplio para impulsar la energía distribuida. El mismo que obligado al operador de la red a garantizar la prioridad de las fuentes renovable sobre las demás formas convencionales de obtención de la energía.

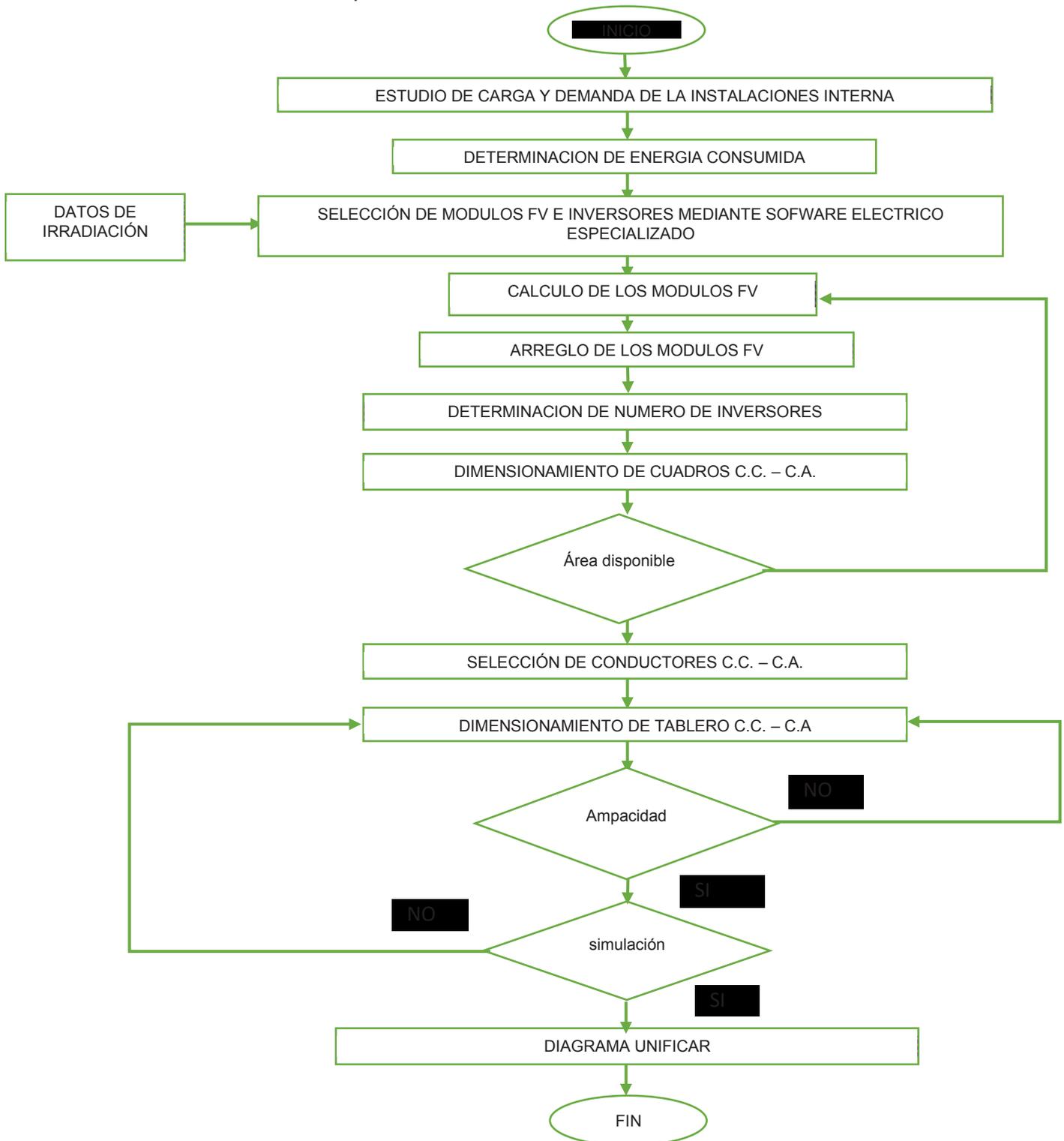
2.5. Metodología Para el Diseño del Sistema de Generación Distribuida

El diseño del sistema fotovoltaico conectado a la red está basado en la fundamentación teórica del desarrollado en esta investigación, se propone la simulación en el software eléctrico especializado. Los cuales nos proporcionaran todos los parámetros necesarios y formas de funcionamientos de los equipos, la misma que posee las siguientes características:

- Dimensionamiento instalación fotovoltaica con procedimiento guiado.
- Irradiación solar para todas las localidades a partir de datos climáticos Meteonorm o PVGIS.
- Cálculo del sombreado fotovoltaico a partir de fotos o imágenes.
- Esquema de la instalación fotovoltaica (Módulos Fotovoltaicos, inversores, baterías) con modelado automático o libre y soporte de diagnóstico.
- Esquema eléctrico de la instalación fotovoltaica (cuadros, cableado, protecciones).
- Análisis económico (Business Plan Fotovoltaico) profesional.
- Memorias técnica y económica.
- Librerías de soporte en todas las fases de diseño (módulos, inversores etc.).

2.6. Diagrama de Flujo

A continuación, se observa diagrama de flujo el cual representa la esquematización gráfica del proceso de diseño el sistema de Generación Fotovoltaica en el Software Eléctrico Especializado.



CAPÍTULO III

3. ANALISIS DE LOCALIZACIÓN DEL PROYECTO

Dentro del presente estudio para la localización del proyecto se considera las diferentes condiciones para su ubicación, en las cuales se aseguran las necesidades energéticas, disponibilidad de espacio, y de la maximización de los beneficios técnicos económicos, y ambientales del proyecto.

Técnicos: Pese al lento desarrollo de la Energía Fotovoltaica en el País, según el informe de Balance Nacional de Energía Eléctrica a abril del 2020 la Energía Fotovoltaica pondera el 0.32% generando 23.63MW de Energía Eléctrica Fotovoltaica posicionándola en el tercer lugar en tabla de energía utilizadas con fines de generación. (Balance Nacional de Energía Eléctrica, 2020). El desarrollo lento radica en el temor que existe en confiar en la considerable inversión para su implementación, y mantenimiento, además en algunos de los casos de los conflictos burocráticos. (Proyectos Fotovoltaicos, 2017).



Balance Nacional de Energía Eléctrica a abril 2020

1. Potencia Nominal en Generación de Energía Eléctrica		MW	%
Energía Renovable 	Hidráulica	5.076,40	58,45%
	Eólica	21,15	0,24%
	Fotovoltaica	27,63	0,32%
	Biomasa	144,30	1,66%
	Biogas	7,26	0,08%
Total Energía Renovable		5.276,74	60,75%
No Renovable 	Térmica MCI	2.037,95	23,46%
	Térmica Turbogas	882,55	10,16%
	Térmica Turbovapor	488,53	5,62%
Total Energía No Renovable		3.409,02	39,25%
Total Potencia Nominal		8.685,76	100,00%

Figura 12, Balance Nacional de Energía Eléctrica
FUENTE: ARCONEL - AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE ELECTRICIDAD

Según (Darío Rodríguez & Daniel Arroyo., 2016) Ecuador se encuentra en una ubicación privilegiada en cuanto a irradiación solar se trata. La ubicación geográfica es uno de los factores importante para aprovechar este recurso solar con fines de generación Eléctrica Fotovoltaica, además de la irradiación anual cuyo valor es de 1918.94 kwh / m².

El rendimiento de los Módulos Fotovoltaicos oscila entre el 25% y 55%, según el modelo empleado, el rendimiento de los sistemas de máxima potencia oscila entre el 92% y el 99%, y el de los inversores pueden alcanzar rendimientos entre el 92% y el 96%. (Rendimiento de una Instalacion Fotovoltaica, 2018). Las mismas que son determinantes para la optimizar la producción de Energía Fotovoltaico.

La vida útil que se considera para este proyecto es de 15 años, aunque su expectativa es que se encuentre se aproveche su operabilidad por más 25 años, con posibles cambios de inversores y sus respectivos mantenimientos preventivos y correctivos.

Económico: Mediante resolución No. 010A/12 una vez dada por terminada la sesión del 21 de mayo del 2013, El directorio del CONELEC aprobó la regulación No. CONELEC 002/13 para la proceder con la *“calificación y registro de proyectos de Generación de Energía Renovable No Convencionales menores a 1 MW”* el mismo que establece las exigencias y procedimientos que se deben cumplir para obtener su registro, así como también sus aspectos comerciales, técnicos y de control con el objetivo de establecer la tarifación para la Generación Distribuida, en las empresas Distribuidoras. (ELECTRICIDAD, 2013).

A partir del Estudio de Carga y Demanda, se determinó que se mantiene un consumo de **115.385,9 w**, en función al estudio de carga realizado el cual se encuentra en la página 45 y 46, y de la información proporcionada por el Sistema de Facturación de la unidad de negocio Manabí de CNEL-EP, y que cuyo consumo es de 75.097 KWh mensual, lo cual representa un pago aproximado a la distribuidora de \$ 139.801,04 anuales, y con el propósito de disminuir, y posteriormente eliminar el costo de la factura de consumo energético se tiene en cuenta realizar un estudio de factibilidad para la instalación de un sistema de Generación Distribuida Fotovoltaico para el autoconsumo durante el día. Tal y como se menciona más adelante en la tabla 24 del capítulo V, se calcula el ahorro económico monto con el que es posible financiar y promover el uso de energías renovables, reduciendo el uso de la energía centralizada, además del ahorro intangible mejorar la calidad del servicio y contaminación visual, acústica y ambiental.

Referentes a Precios es importante mencionar que *“el valor vigente en Ecuador para Energías fotovoltaica es de \$ 0,4006 por KWh en la regulación Nro. CONELEC – 004/11, se ha investigado los precios reconocidos en otros mercados, Centro y Sur de Europa \$ 0,1948 por KWh, Alemania \$ 0,2504 por KWh, Argentina \$ 0,18 por KWh, Perú 0,223 por KWh, España 0,1699 por KWh y Brasil \$ 0,877 por KWh a \$ 0,1097 por KWh”* (REVISTA RIEMAT, 2018).

Ambiental: En el sector eléctrico producir, trasportar, y distribuir energía eléctrica hasta el punto de consumo es sinónimo de contaminación tanto visual, acústica, y ambiental. (Ambiental, 2010), y esto se debe a que se sigue utilizando comúnmente el Bunker y el Diesel en centrales eléctricas. En la tabla 13, se enlista los combustibles

utilizados con fines de generación seguido del Factor de Emisión de CO₂ de cada uno de ellos.

Combustibles	Factor de Emisión FE (Kg CO ₂ / TJ)	Poder Calorífico Neto
Fuel oil	75,500	39,2
Diesel	72,600	40,8
Gas Natural	54,300	46,5
Nafta	69,300	41,8
Residuo	73,300	39,7
Bunker	73,300	39,7

Tabla 13, Factor de Emisión de CO₂ de los combustibles utilizados por el sector eléctrico
 FUENTE: FACTOR DE EMISIÓN DE CO₂ DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DE ECUADOR

Los principales gases atmosféricos que se emiten al momento de producir, y transportar la energía eléctrica hasta el punto de consumo son; el dióxido de carbono (CO₂), el óxido nitroso (N₂O), y el metano (CH₄).

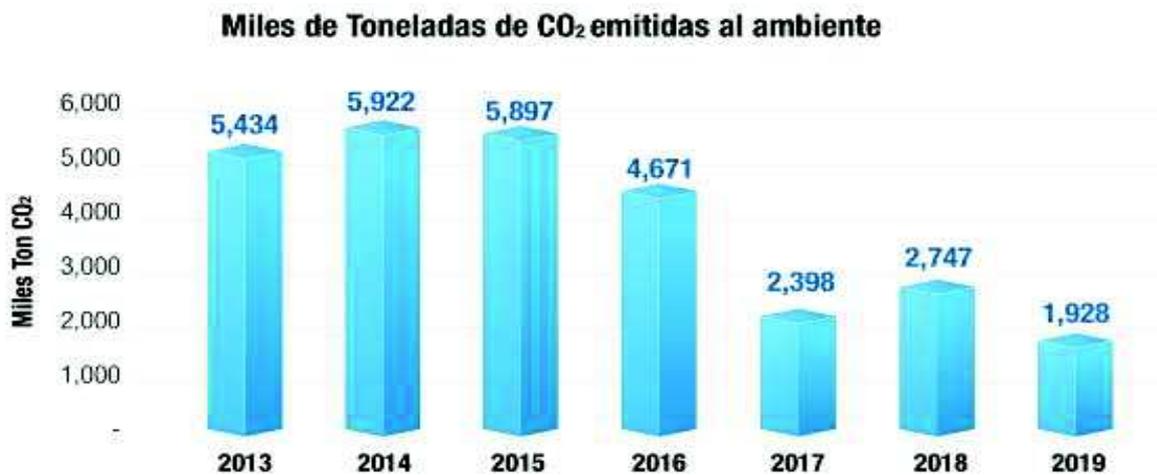


Figura 13 Emisiones de CO₂ en los últimos años
 FUENTE: FACTOR DE EMISIÓN DE CO₂ DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DE ECUADOR

En los años (2017, 2018, y 2019), se asociaron proyectos de eficiencia energética e inclusión de nuevas alternativas de generación que fueron utilizadas con fines de reducir las emisiones por CO₂. (CTFE, 2019) evaluando así el impacto ambiental en la red eléctrica del país, se evidencia en la figura 14 los márgenes de operación (OM),

construcción (BM), y de Combinado (CM) emitidas al ambiente tras la utilización de combustibles fósiles en la generación de electricidad en los últimos años.



Figura 14, Factor de emisiones desde el año 2015 al 2019

FUENTE: FACTOR DE EMISIÓN DE CO₂ DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DE ECUADOR

3.1. Generalidades

Con el fin de promover el uso de las energías limpias, sostenibilidad energética, calidad, y continuidad del suministro eléctrico, se planteó realizar un estudio de factibilidad para la instalación de un Sistema de Generación Distribuida Fotovoltaico, cuya capacidad es menor a 1MW, y se encuentra en los lineamientos de la Regulación (CONELEC Regulación No. 004/13, 2013), los cuales cumplen con la demanda establecida en el estudio de carga y demanda de tabla No.12.

3.2. Análisis del Recurso Solar

En este apartado se evalúa el recurso solar disponible en la ciudad de Manta con el fin de sustentar los índices de irradiación.

Los datos de irradiación solar fueron obtenidos mediante la herramienta integrada del Software Eléctrico Especializado, y comparados con la fuente Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS), el cual nos permitió obtener la irradiación

solar en el plano horizontal para después determinar mediante el atlas solar los niveles de irradiación, directa, difusa y global del proyecto.

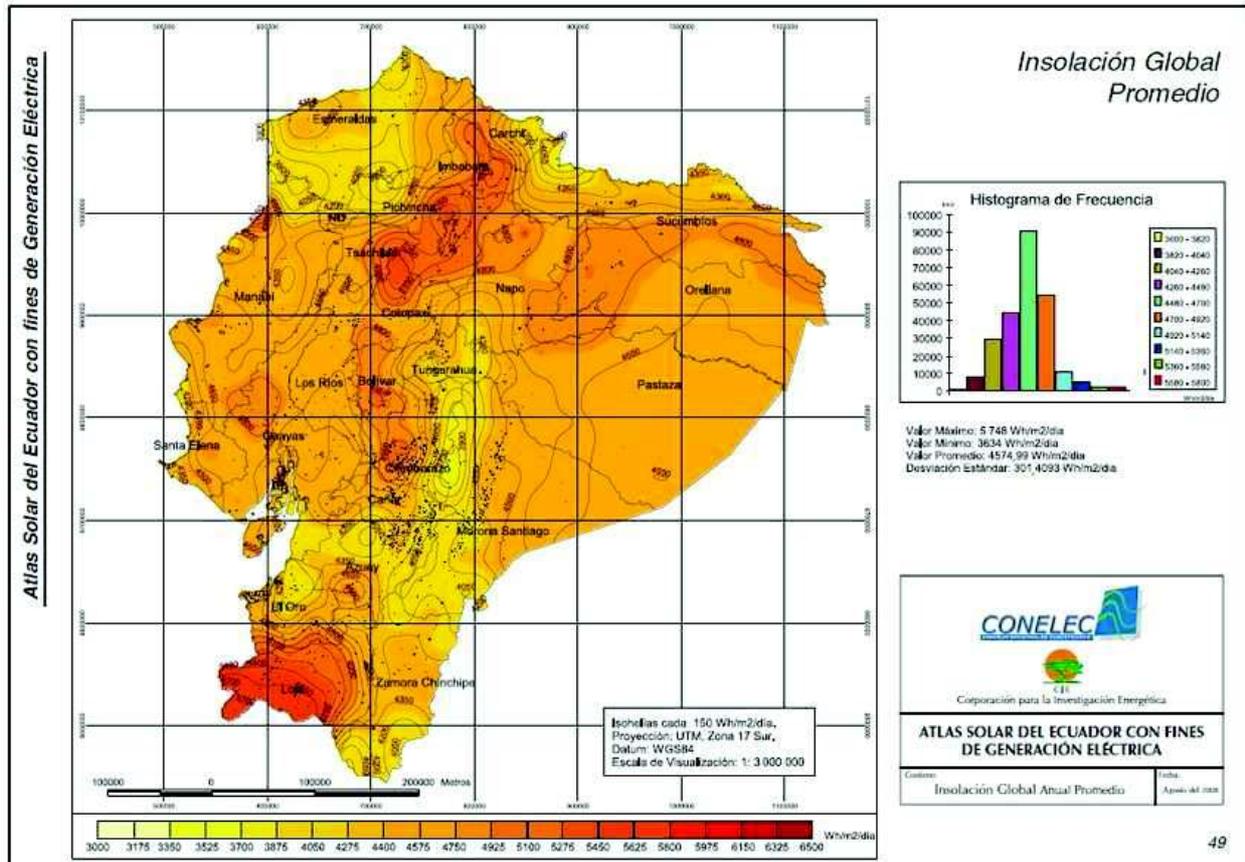


Figura 15, Mapa de irradiación solar por motivo de generación fotovoltaica
 FUENTE: CONELC

La irradiación directa sumada con la irradiación difusa, y de albedo es aquella que se conoce como irradiación global. La irradiación difusa es la irradiación solar que ha sufrido importantes cambios de dirección debido a la dispersión atmosférica. Esto hace que el papel solar reciba energía desde todas las direcciones de forma que, aunque exista sombra o días nublados tiene iluminación suficiente para hacerlo visible. La irradiación reflejada por esta superficie terrestre es el albedo. Así pues, que el albedo es la cantidad de irradiación solar que es devuelta a la atmósfera tras chocar con la superficie terrestre.



Figura 17, Irradiación Difusa, Directa, Reflejada o de Albedo
FUENTE: SFE-SOLAR.COM

En la Figura 17, se muestra la información de irradiación global mensual que dio como resultado del análisis meteorológico el valor de 170 kwh por m² siendo el mes de abril con mayor irradiación global, y la irradiación promedio difusa de 78,75 kwh por m², siendo 90 kwh por m² en el mes de marzo con más irradiación difusa, y en abril con 75 kwh por m² el nivel más bajo, y que sin embargo la irradiación difusa demostró no tener gran variante durante todo el año.

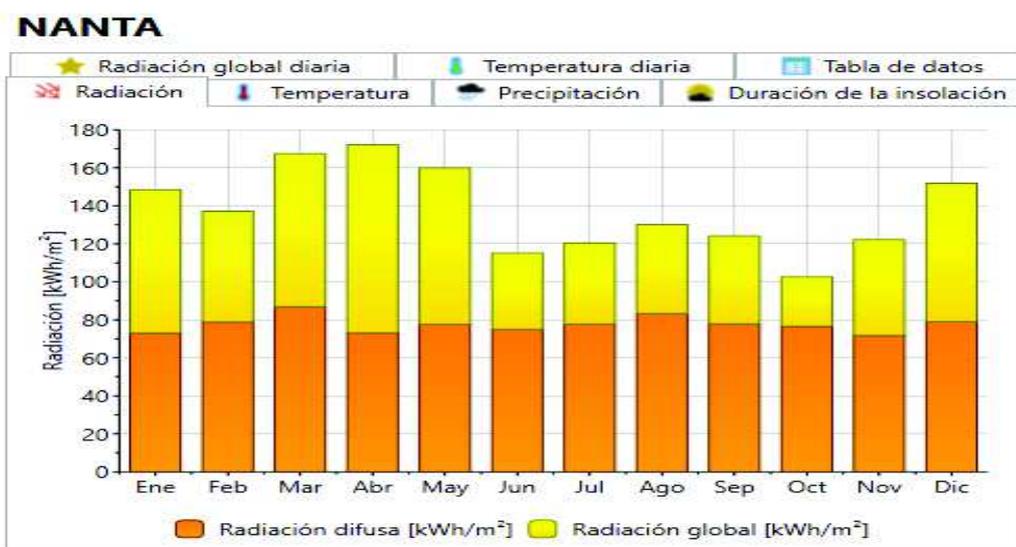


Figura 16, Irradiación solar en kwh/m²
FUENTE: SOFTWARE DE IRRADIACIÓN SOLAR ESPECIALIZADO

3.3. Análisis Energía Solar: Insolación en la Ciudad de Manta

Para comprender el funcionamiento y rendimiento de los módulos fotovoltaicos es relevante considerar los siguientes conceptos tales como son: la irradiación e insolación.

La irradiación, es la intensidad de luz solar que reposa en el plano horizontal, por tanto, se recibe más irradiación cuando no existe algún obstáculo como las nubes y está directamente orientada al sol. Su unidad es el watt por metro cuadrado (w/m^2).

La insolación, es la cantidad de energía solar recibida durante un intervalo de tiempo, este parámetro es importante para dimensionar el sistema fotovoltaico, ya que se necesita la insolación diaria promedio. Sus unidades son los kilowatts hora sobre metros cuadrados ($Kw.h/m^2$) (LOACHAMIN, 2014).

En la figura 18, se observa la irradiación solar en el plano horizontal del Meteornorm, seguido de un informe meteorológico de la fuente: Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS).

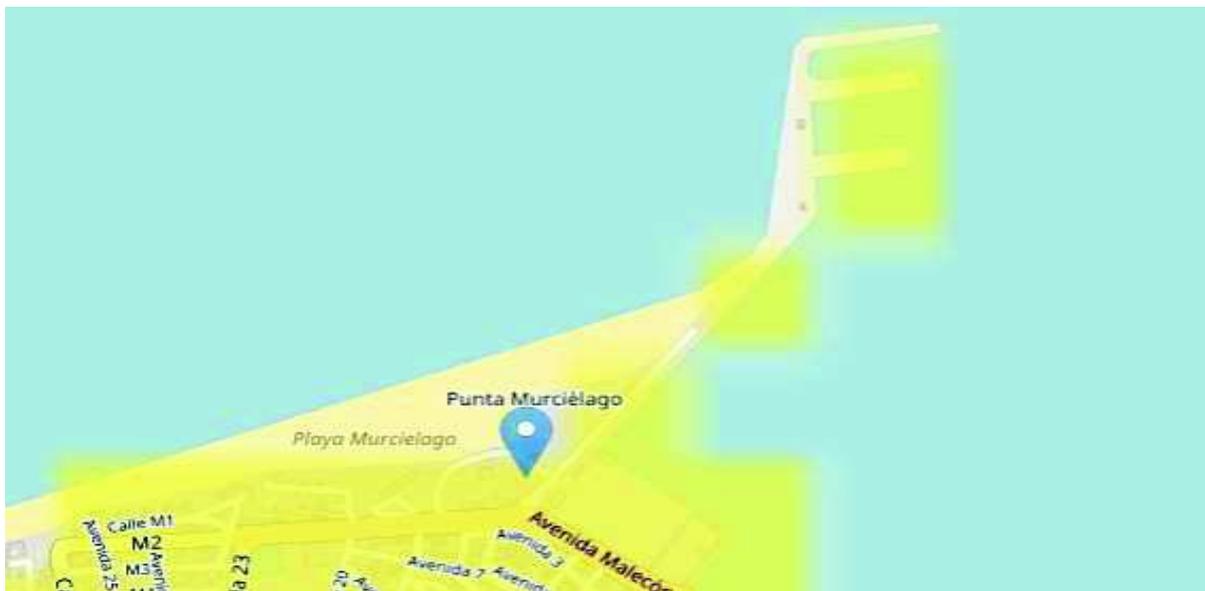


Figura 18, Irradiación Solar en el plano horizontal del Terminal Portuario De Manta
FUENTE: Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)



PVGIS-5 base de datos de irradiación geoespacial

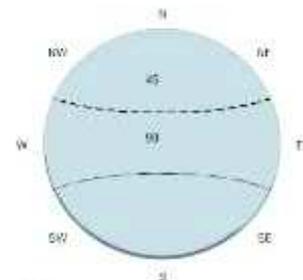
Datos proporcionados

Latitud/Longitud: -0.940, -80.728
 Horizonte: Calculado
 Base de datos: PVGIS-NSRDB
 Año inicial: 2019
 Año final: 2019

Variables incluidas en este informe:

Irradiación global horizontal: Si
 Irradiación directa normal: Si
 Irradiación global con el ángulo óptimo: Si
 Irradiación global con el ángulo °: No
 Ratio difusa/global: No
 Temperatura media: No

Perfil del horizonte:



Irradiación solar mensual



Irradiación global horizontal

Mes	2019
Enero	162.26
Febrero	157.77
Marzo	184.81
Abril	183.77
Mayo	164.36
Junio	163.89
Julio	154.33
Agosto	167.11
Septiembre	174.6
Octubre	163.67
Noviembre	149.52
Diciembre	173.4

Direct Normal Irradiation

Mes	2019
Enero	126.8
Febrero	125.53
Marzo	155.53
Abril	163.64
Mayo	135.23
Junio	156.54
Julio	128.27
Agosto	134.39
Septiembre	142.19
Octubre	116.39
Noviembre	105.51
Diciembre	158.21

Global irradiation optimum angle

Mes	2019
Enero	159.89
Febrero	156.26
Marzo	184.54
Abril	185.28
Mayo	166.68
Junio	167.09
Julio	156.79
Agosto	168.8
Septiembre	174.97
Octubre	162.69
Noviembre	148.09
Diciembre	170.12

La Comisión Europea mantiene esta web para facilitar el acceso público a la información sobre sus iniciativas y las políticas de la Unión Europea en general.
 Nuestro propósito es mantener la información precisa y al día.
 Tratamos de corregir los errores que se nos señalan.
 No obstante, la Comisión declina toda responsabilidad en relación con la información incluida en esta web.
 Datos estadísticos:
 1) es de carácter general y no aborda circunstancias específicas de personas u organismos concretos.
 2) no es necesariamente exhaustivo, completo, exacto o actualizado.
 3) contiene en algunas ocasiones enlaces a páginas externas sobre las que los servicios de la Comisión no tienen control.

PVGIS ©Unión Europea, 2001-2021
 Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged, save where otherwise stated.

Datos mensuales de irradiación 2021/02/20



La disponibilidad de energía promedio de irradiación solar mensual obtenida mediante el Meteonorm 7.1 es de 5,26 kwh/ m², siendo el mes de marzo con 6,21 kwh / m². en el mes con el nivel más alto irradiación solar, y en julio 4,42 kwh / m² el nivel de irradiación solar más bajo en el plano horizontal TERMINAL PORTUARIO DE MANTA.

ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
5,15	5,84	6,21	6,09	5,41	4,74	4,42	4,86	5,30	5,00	4,75	5,37

Tabla 14 Irradiación solar diaria por mes en el plano horizontal
FUENTE: SOFTWARE ELÉCTRICO ESPECIALIZADO

3.4. Áreas Disponibles en el Terminal Portuario de Manta

El Terminal Portuario de Manta, cuenta con alrededor de 223.450,89 metros cuadrados, de los cuales 1.417 metros cuadrados pertenecen a las edificaciones, 109.665 metros cuadrados corresponden a los patios destinados para el almacenamiento de carga en general, y estacionamientos vehiculares, 41.731,05 metros cuadrado corresponden a las plataformas de los muelles nacionales e internacionales, y el restante en áreas verdes. A continuación, en la tabla 15 se detalla las aéreas cuadradas con las cuales cuentan el Terminal Portuario de Manta:

AREAS CUADRADAS DE LOS PATIOS			
	PATIO	AREA CUADRADA	ALMACENAMIENTO DE VEHÍCULOS Y CARGA GENERAL
1	P-200	7.893 m ²	ALMACENAMIENTO DE VEHÍCULOS Y CARGA GENERAL
2	P-300	21.983 m ²	ALMACENAMIENTO DE VEHÍCULOS Y CARGA GENERAL
3	P-400	4.410 m ²	ALMACENAMIENTO DE VEHÍCULOS Y CARGA GENERAL
4	P-500	38.434 m ²	ALMACENAMIENTO DE VEHÍCULOS Y CARGA GENERAL
5	P-600	32.315 m ²	ALMACENAMIENTO DE VEHÍCULOS Y CARGA GENERAL
6	P-700	7.415 m ²	ALMACENAMIENTO DE VEHÍCULOS Y CARGA GENERAL
7	P-800	5.379 m ²	ALMACENAMIENTO DE VEHÍCULOS Y CARGA GENERAL
Área total		109.665 m²	

Tabla 15, Se detalla el total de las áreas del Terminal Portuario de Manta
FUENTE: TPM

3.5. Localización del Sistema de Generación Distribuida Fotovoltaico

Para la localización de nuestro proyecto cuya naturaleza es **“Generación Distribuida en el Sector Industrial de Manta: Valoración de Factibilidad Técnico, Económico y Ambiental”** se determinó el tamaño óptimo con la finalidad de asegurar su más alta rentabilidad de este proyecto dando así el alcance de los objetivos. En la tabla 14 se detalla el total de áreas que dispone el Terminal Portuario de Manta las mismas que en conversación con Ing. Tonny Macias encargado del área eléctrica dio a conocer verbalmente que esta propuesta de instalación fotovoltaico en el caso hipotético se podría dar en el Patio 600, en tabla 16 se detallan los cuatros puntos que hicieron posible formar la superficie de 2 474.50 m², seguido de su localización en la Figura 19.

Coordenadas en WGS 84 UTM 17S	
X	Y
530360,99	9896192,58
530416,61	9896150,82
530345,95	9896075,93
530299,53	9896114,93

Tabla 16, Coordenadas de la localidad del campo fotovoltaico



Figura 19. Localización del proyecto
Fuente: EL AUTOR

3.6. Recurso Solar: Irradiación Solar en el área del proyecto

En apartados anteriores se definió a la irradiación directa, difusa y global, para entender como la irradiación solar es captada de manera directa o indirecta en los módulos fotovoltaicos. En la tabla 17, se detalla estos índices de irradiación delimitadas en las coordenadas **X = 530360,99, Y = 9896192,58; X = 530416,61, Y = 9896150,82; X = 530345,95, Y = 9896075,93; X = 530299,53, Y = 9896114,93** en WGS 84 UTM 17S.

IRRADIACIÓN HORARIA MEDIA MENSUAL (DIRECTA) [KWH/M ²]												
Mes	h 06	h 07	h 08	h 09	h 10	h 11	h 12	h 13	h 14	h 15	h 16	h 17
Ene	0.028	0.106	0.206	0.310	0.395	0.442	0.442	0.395	0.310	0.206	0.106	0.028
Feb	0.035	0.133	0.256	0.380	0.481	0.538	0.538	0.481	0.380	0.256	0.133	0.035
Mar	0.040	0.149	0.285	0.422	0.533	0.596	0.596	0.533	0.422	0.285	0.149	0.040
Abr	0.039	0.148	0.283	0.419	0.530	0.591	0.591	0.530	0.419	0.283	0.148	0.039
May	0.031	0.123	0.239	0.356	0.452	0.505	0.505	0.452	0.356	0.239	0.123	0.031
Jun	0.024	0.097	0.192	0.290	0.370	0.415	0.415	0.370	0.290	0.192	0.097	0.024
Jul	0.019	0.082	0.165	0.252	0.323	0.364	0.364	0.323	0.252	0.165	0.082	0.019
Ago	0.023	0.095	0.189	0.286	0.366	0.412	0.412	0.366	0.286	0.189	0.095	0.023
Sep	0.028	0.109	0.214	0.322	0.411	0.461	0.461	0.411	0.322	0.214	0.109	0.028
Oct	0.024	0.096	0.190	0.288	0.368	0.413	0.413	0.368	0.288	0.190	0.096	0.024
Nov	0.022	0.088	0.175	0.266	0.341	0.384	0.384	0.341	0.266	0.175	0.088	0.022
Dic	0.031	0.118	0.227	0.338	0.429	0.480	0.480	0.429	0.338	0.227	0.118	0.031
IRRADIACIÓN HORARIA MEDIA MENSUAL (DIFUSA) [KWH/M ²]												
Mes	h 06	h 07	h 08	h 09	h 10	h 11	h 12	h 13	h 14	h 15	h 16	h 17
Ene	0.039	0.109	0.173	0.225	0.262	0.281	0.281	0.262	0.225	0.173	0.109	0.039
Feb	0.038	0.110	0.174	0.227	0.264	0.283	0.283	0.264	0.227	0.174	0.110	0.038
Mar	0.037	0.108	0.172	0.224	0.260	0.279	0.279	0.260	0.224	0.172	0.108	0.037
Abr	0.035	0.103	0.164	0.214	0.250	0.268	0.268	0.250	0.214	0.164	0.103	0.035
May	0.033	0.099	0.159	0.207	0.242	0.259	0.259	0.242	0.207	0.159	0.099	0.033
Jun	0.032	0.098	0.156	0.204	0.238	0.256	0.256	0.238	0.204	0.156	0.098	0.032
Jul	0.033	0.100	0.160	0.209	0.243	0.261	0.261	0.243	0.209	0.160	0.100	0.033
Ago	0.035	0.105	0.168	0.220	0.256	0.275	0.275	0.256	0.220	0.168	0.105	0.035
Sep	0.038	0.110	0.176	0.229	0.266	0.286	0.286	0.266	0.229	0.176	0.110	0.038
Oct	0.039	0.113	0.178	0.232	0.270	0.290	0.290	0.270	0.232	0.178	0.113	0.039
Nov	0.039	0.110	0.175	0.227	0.264	0.284	0.284	0.264	0.227	0.175	0.110	0.039
Dic	0.038	0.107	0.169	0.219	0.255	0.274	0.274	0.255	0.219	0.169	0.107	0.038
IRRADIACIÓN HORARIA MEDIA MENSUAL (GLOBAL) [KWH/M ²]												
Mes	h 06	h 07	h 08	h 09	h 10	h 11	h 12	h 13	h 14	h 15	h 16	h 17
Ene	0.066	0.215	0.379	0.535	0.656	0.723	0.723	0.656	0.535	0.379	0.215	0.066
Feb	0.074	0.243	0.430	0.607	0.745	0.821	0.821	0.745	0.607	0.430	0.243	0.074
Mar	0.077	0.257	0.457	0.646	0.794	0.875	0.875	0.794	0.646	0.457	0.257	0.077
Abr	0.074	0.251	0.448	0.634	0.779	0.859	0.859	0.779	0.634	0.448	0.251	0.074
May	0.064	0.222	0.397	0.563	0.693	0.765	0.765	0.693	0.563	0.397	0.222	0.064
Jun	0.056	0.194	0.348	0.494	0.608	0.671	0.671	0.608	0.494	0.348	0.194	0.056
Jul	0.052	0.181	0.324	0.460	0.567	0.625	0.625	0.567	0.460	0.324	0.181	0.052
Ago	0.058	0.200	0.357	0.506	0.622	0.686	0.686	0.622	0.506	0.357	0.200	0.058
Sep	0.065	0.219	0.390	0.551	0.678	0.747	0.747	0.678	0.551	0.390	0.219	0.065
Oct	0.063	0.208	0.368	0.520	0.638	0.703	0.703	0.638	0.520	0.368	0.208	0.063
Nov	0.061	0.198	0.350	0.494	0.606	0.667	0.667	0.606	0.494	0.350	0.198	0.061
Dic	0.069	0.224	0.396	0.558	0.684	0.754	0.754	0.684	0.558	0.396	0.224	0.069

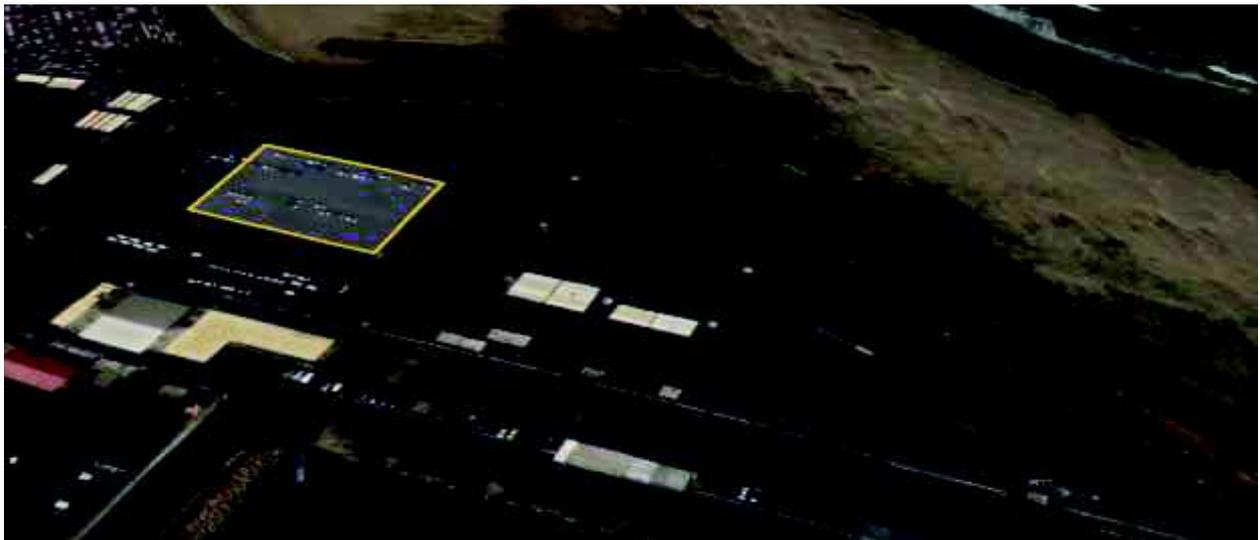
Tabla 17, Irradiación Horaria Media Mensual
Fuente: SOFTWARE ELÉCTRICO ESPECIALIZADO

CAPÍTULO IV

4. DISEÑO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA FOTOVOLTAICA MEDIANTE SOFTWARE ELÉCTRICO ESPECIALIZADO.

En el Capítulo anterior se determinaron las coordenadas en WGS 84 UTM 17S detalladas en la tabla 16, seguido de la Figura 19 donde se muestra la superficie de 2474,50 m², por lo que en este apartado analizamos el diseño del proyecto.

Es importante mencionar que posterior a la selección del área efectiva, no hubo necesidad de nivelar el terreno donde se colocarán los módulos fotovoltaicos, y esto se debe a que afortunadamente contamos con un terreno llano, el mismo que se muestra vista aérea en la Figura 20.



*Figura 20, Terreno para el diseño de Módulos Fotovoltaicos.
Fuente: Google Earth*

4.1. Software Eléctrico Especializado: Selección de Módulos Fotovoltaicos

Para la selección del Módulo Fotovoltaico se utilizó el Software Eléctrico Especializado con el objetivo de realizar el diseño y arreglo de los módulos fotovoltaicos eligiéndose así el módulo fotovoltaico adecuado, cuyas características elegidas como

marca, modelo, dimensiones, tecnología, y potencia nominal utilizada se muestran en la tabla 18.

El módulo seleccionado es de silicio monocristalino con una potencia nominal (Wp) de 310 W. El número total de los módulos es de 1536 para una superficie de 2474,50 m², la misma que alcanza una potencia total de hasta 619.008 kW.

Megasol Energie AG - M403-60-t BF GG - 403		
	Modelo	403
	Dimensión	1646 x 999 x 8 mm
	Número De Celdas (Matriz)	60 (6x 10)
	Rango de Temperatura	- 40 ... + 85 °C
	Max. voltaje del Sistema	1000V disponible hasta 1500V
	V Nom.	32,8 V
	I Nom.	9,47 A
	P Nom.	310 Wp

Tabla 18. Características de Módulos Fotovoltaicos
FUENTE: MEGASOL.CH

4.1.1. Orientación e Inclinación de los Módulos Fotovoltaicos

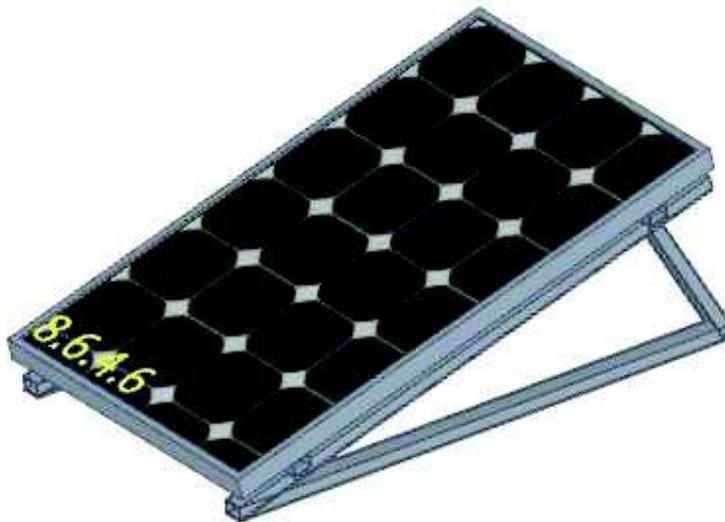
Para mayor efectividad de los Módulos estos deberán estar orientados con dirección hacia sol. Un Módulo Fotovoltaico debe estar inclinado por lo menos a 15 grados para evitar la acumulación de polvo y agua. *“se tiende a aplicar una regla simple, utilizando el ángulo de inclinación igual a la latitud del lugar donde se encuentra la instalación. Esta regla permite obtener un promedio simple del ángulo de inclinación de los Módulos, que podrían beneficiarse de un rendimiento promedio aceptable durante todo el período del año”* (Gustavo Gonzalez, Juan Zambrano, Edison Estrada, 2015).

El modelo AG - M403-60-t BF GG - 403, de la marca Megasol Energie, fue seleccionado al ser ideal para montaje en suelo el mismo que se encontrará instalado en

una estructura inclinada a 15 grados respecto al plano horizontal como se muestra en la Figura 21.

4.1.2. Esquema de Interconexión de los Módulos Fotovoltaicos

El esquema de interconexión de los Módulos Solares seleccionada es de tipo “S”, en referencia a la fuente publicada por el Departamento de Física y Ciencias de la Tierra Universidad de A Coruña (O. Cabeza-Gras and V. Jaramillo-García, 2020). Es decir, una conexión serie-paralelo, tal y como se muestra en la Figura 22, es la más habitual en instalaciones de media-alta potencia con utilización de reguladores solares Seguidores de Punto de Máxima Potencia con su acrónimo en inglés Maximum Power Point Tracker- MPPT permitiendo aumentar tanto la corriente y como el voltaje. (Blog Monsolar, 2005).



*Figura 21, Inclinación de Módulos Fotovoltaicos
FUENTE: SOFTWARE ELÉCTRICO ESPECIALIZADO*

4.2. Software Eléctrico Especializado: Arreglo de Módulos Fotovoltaicos

El diseño fotovoltaico consiste en un total de 1536 módulos de la marca MEGASOL ENERGIE AG modelo 403, cuya separación entre módulos es de 1 metro, esto facilita el acceso al módulo que se requiera mantenimiento o reemplazo, así como

la periódica limpieza y. se determinó crear tres arreglos los mismos que se detallan en la tabla 19, 20, y 21 a continuación:

Datos Generales	
Posicionamiento del módulo	No coplanario a las superficies
Estructura de soporte	Fija
Inclinación del módulo (Tilt)	15°
Orientación del módulo (Azimut)	71°
Irradiación solar anual en el plano del módulo	1 885,06 kWh/m ²
Potencia total	212,381 kW
Energía anual total	343 053,69 kWh
Productor – Modelo	Megasol Energie - 403
Número total de módulos	527
Superficie total módulos	849,00 m ²

Tabla 19, Datos Generales del campo fotovoltaico 1
FUENTE: SOFTWARE ELÉCTRICO ESPECIALIZADO

Datos Generales	
Posicionamiento del módulo	No coplanario a las superficies
Estructura de soporte	Fija
Inclinación del módulo (Tilt)	15°
Orientación del módulo (Azimut)	71°
Irradiación solar anual en el plano del módulo	1 885,06 kWh/m ²
Potencia total	218,829 kW
Energía anual total	353 468,28 kWh
Productor – Modelo	Megasol Energie - 403
Número total de módulos	543
Superficie total módulos	874,77 m ²

Tabla 20, Datos Generales del campo fotovoltaico 2
FUENTE: SOFTWARE ELÉCTRICO ESPECIALIZADO

Datos Generales	
Posicionamiento del módulo	No coplanario a las superficies
Estructura de soporte	Fija
Inclinación del módulo (Tilt)	15°
Orientación del módulo (Azimut)	71°
Irradiación solar anual en el plano del módulo	1 885,06 kWh/m ²
Potencia total	187,798 kW
Energía anual total	303 346,33 kWh
Productor – Modelo	Megasol Energie - 403
Número total de módulos	466
Superficie total módulos	750,73 m ²

Tabla 21, Datos Generales del campo fotovoltaico 3
FUENTE: SOFTWARE ELÉCTRICO ESPECIALIZADO

4.3. Software Eléctrico Especializado: Selección de inversores

La función del inversor es cambiar el voltaje continuo de entrada desde los Módulos solares a un voltaje simétrico de corriente alterna. Con la ayuda del software Eléctrico Especializado se determinó que para esta instalación serían 8 el número de inversores. Los inversores con Seguidores de Punto de Máxima Potencia con su acrónimo en inglés Maximum Power Point Tracker-MPPT buscan el balance entre voltaje y corriente para que los Módulos Fotovoltaicos operen a su máxima potencia. (Todo Fotovoltaica, 2019), Los inversores poseen un total de 48 Seguidores de MPPT que se encuentran distribuidos 6 por cada inversor.

En la figura 23 se detalla que en el arreglo de los inversores tiene 6 MPPT, y esto indica que admite 6 entradas por inversor provenientes de la zona de los Módulos Fotovoltaicos por lo que se obtiene 6 subcampos fotovoltaicos y para cada uno de estos subcampos el inversor buscaría maximizar su potencia generada.

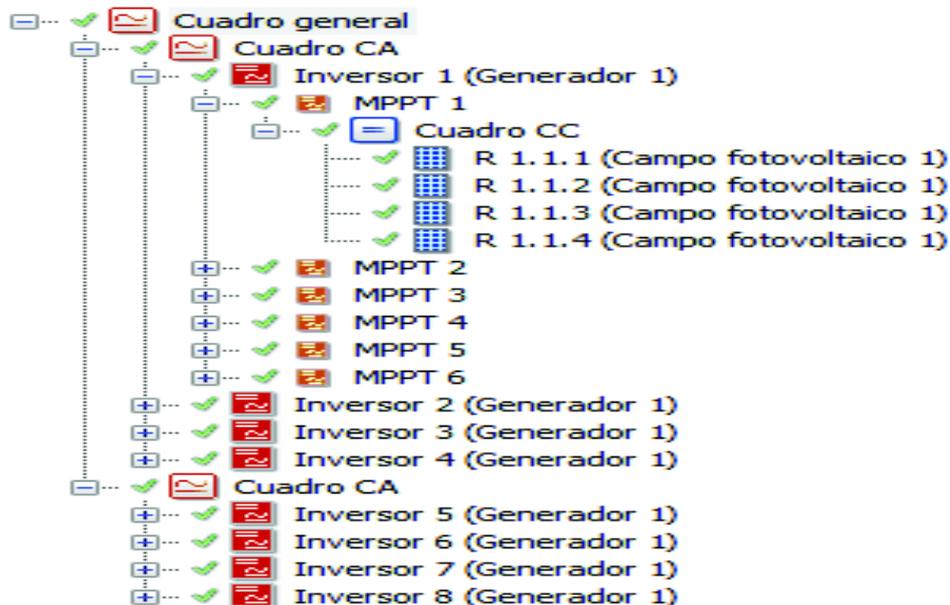


Figura 22, Arreglos de Inversores
FUENTE: SOFTWARE ELÉCTRICO ESPECIALIZADO

El inversor seleccionado es de la marca Ningbo Ginlong Technologies, modelo Solis-(100-110) K-HV-5G, cada entrada MPPT tiene un Voltaje Mínimo de Punto de Potencia Térmico - PPT de 180 V, Voltaje Máx. PPT de 1000V, corriente máxima 26 A.

Ningbo Ginlong Technologies Co., Ltd - Solis-(100-110)K-HV-5G	
Dimensión	1050x567x314.5mm
Peso	82kg
Voltaje	480v
Max. potencia de entrada	140kw
Potencia de salida nominal	100kw
Max. eficiencia	98.7%
Max. corriente de entrada	10x26A
Max. corriente de salida	167.1 A

Tabla 22, Características de los Inversores
FUENTE: GINLONG.COM

Finalmente, en la Figura 24 se muestra el diseño terminado en el modelado 3D de un total de 1536 módulos, en la superficie de 2474,50 m2.

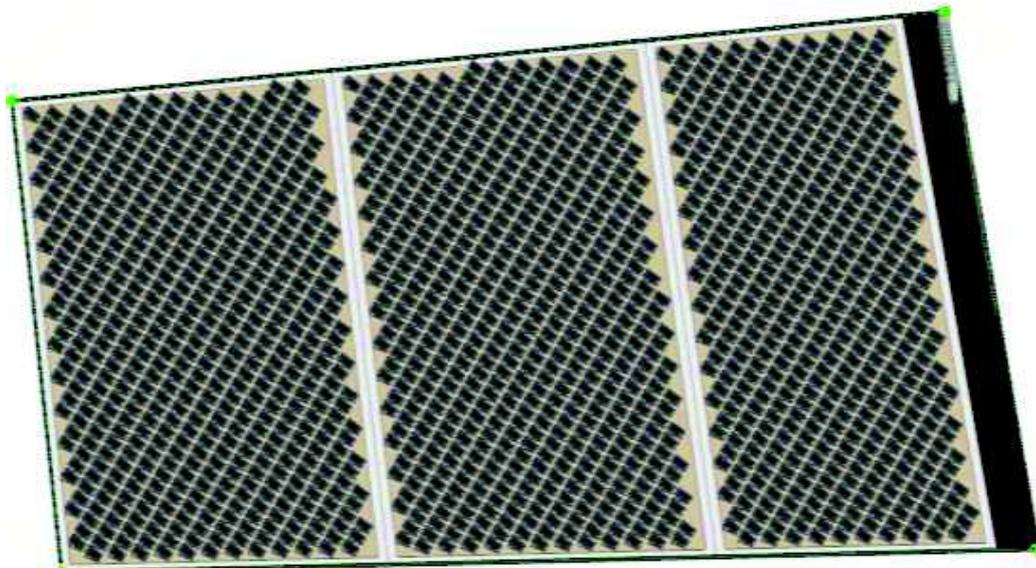


Figura 23, Diseño 3D de los campos fotovoltaicos
FUENTE: SOFTWARE ELÉCTRICO ESPECIALIZADO

4.4. Coeficiente de Sombreado

La ganancia de calor a través del vidrio de la irradiación solar es aquella que se conoce como coeficiente de sombreado. Entre más bajo el coeficiente indica una menor ganancia de calor solar. Los efectos del sombreado se definen como a la reducción de las ganancias solares y el tiempo de retorno correspondiente, por lo que es importante obtener el coeficiente de sombreado debido a elementos naturales tales como montañas, árboles o edificios, determinan las ganancias solares. (guardianglass, 2018).

Un coeficiente de sombreado más bajo indica una menor ganancia de calor solar. Para referencia este tiene un valor de 1.00. El objetivo de este coeficiente es atenuar las sobras directas de las estructuras, montañas, arbustos y entre otros componentes. (guardianglass, 2018).

El Diagrama de energía solar para TERMINAL PORTUARIO DE MANTA, se detalla en la Figura 25:

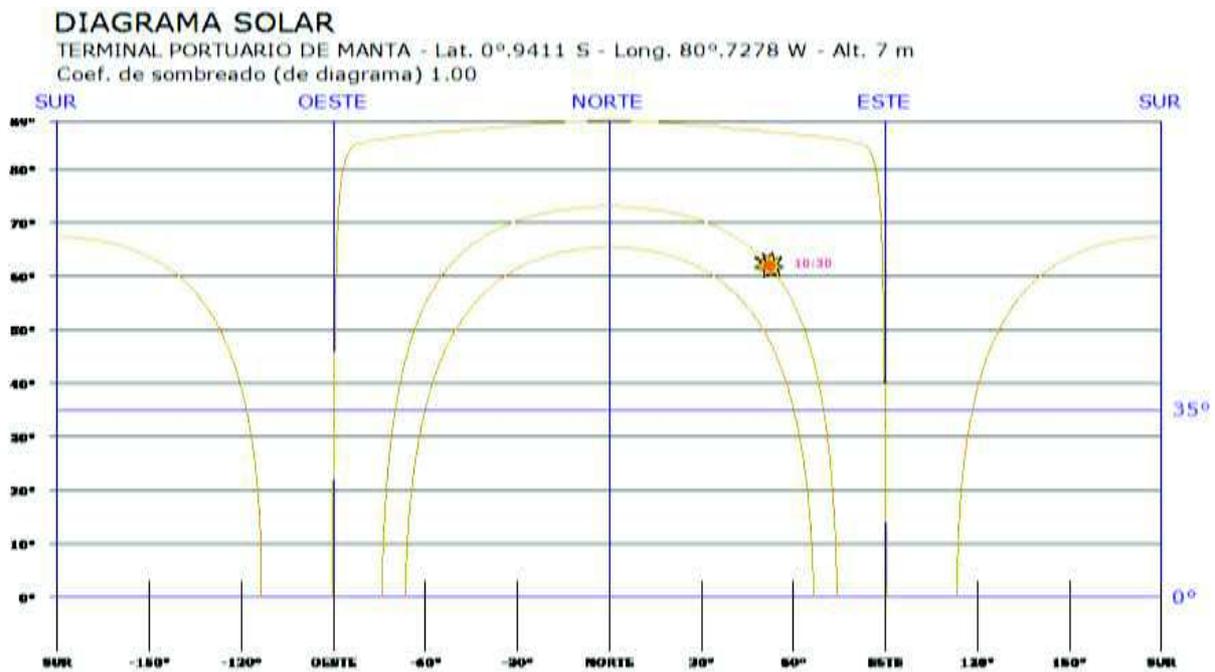


Figura 24, Diagrama Solar, Coeficiente de sombreado
FUENTE: SOFTWARE ELÉCTRICO ESPECIALIZADO

4.5. Reflectancia o albedo

El valor de reflectancia media mensual o albedo se mantiene en 0,20 durante todo el año, para determinar este coeficiente se observa las características del suelo donde se va a instalar el proyecto y se selecciona el coeficiente según la normativa UNI-8777 (Métodos de exposición a la irradiación solar), tal cual se detalla en la tabla 23.

ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20

Tabla 23, Coeficiente de albedo normativa UNI8777
FUENTE: SOFTWARE ELÉCTRICO ESPECIALIZADO

4.6. Estimación de los Criterios del diseño

Una vez diseñado los campos fotovoltaicos, orientación e inclinación, se analiza la producción de energía fotovoltaica, la misma que depende de:

- Lugar de instalación (latitud, irradiación solar, temperatura y reflectancia superficial del frente de los módulos).
- Exposición de los módulos: ángulo de inclinación (tilt) y ángulo de orientación (azimut).
- Sombreado debido a elementos naturales o artificiales.
- Características de los módulos: potencia nominal, coeficiente de temperatura, pérdidas de desacoplamiento o desajuste.
- Pérdidas totales, de este proyecto equivalen al 13.59% = $[1 - (1 - a - b) \times (1 - c - d) \times (1 - e) \times (1 - f)] + g$ cuyos factores considerados son los siguientes:
 - a - Pérdidas de reflexión
 - b - Pérdidas de sombreado

- c - Pérdidas no coincidentes
- d - Pérdidas debidas a los efectos de las variaciones de temperatura
- e - Pérdidas dentro de los circuitos de corriente continua
- f - Pérdidas del inversor
- g - Pérdidas dentro de los circuitos de CA

4.7. Hoja Técnica de Instalación: Sistema Fotovoltaico

INFORMACIONES GENERALES	
Entidad Responsable	ING. SAMUEL A. FRANCO CAICEDO
Dirección	MANTA AV. MALECON JAIME CHAVEZ, CALLE 20
Latitud	0°.9411 S
Longitud	80°.7278 W
Altitud	7 m
Irradiación solar anual	1 918.94 kWh/m ²
Coefficiente de sombreado	1.00
DATOS TÉCNICOS	
Superficie total módulos	2 474.50 m ²
Número total de módulos	1536
Fase L1, L2, L3 - Potencia	206.336 kW
Sistema de almacenamiento	Ausente
BOS	86.48 %
GENERADOR FOTOVOLTAICO	
Número de Generadores	1
Energía por kW	1615.28 kWh
Potencia total	619.008 kW
Energía anual total	999 868.30 kWh
CAMPO FOTOVOLTAICO	
Marca	Megasol Energie AG
Modelo	M403-60-t BF GG
Tipo de Material	Si Monocristalino
CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS	
Potencia máxima	403.0 W
I max	12.25 A
Corriente de cortocircuito (I _{cc})	12.69 A
Eficiencia	24.80 %
V max	32.90 V
Tensión de Circuito Abierto (V _{oc})	39.30 V

CONFIGURACIÓN DE INVERSORES		
MPPT	Número de módulos	Rama por módulos
1	32	4 x 8
2	32	4 x 8
3	32	4 x 8
4	32	4 x 8
5	32	4 x 8
6	32	4 x 8
INVERSOR		
Marca	Huawei Technologies Co., Ltd.	
Modelo	SUN2000-75KTL-C1 - SUN2000-75KTL-C1	
Tipo de fase	Trifásico	
Potencia nominal	82 500 W	
Número inversores	8	
CUADROS		
Numero de cuadros generales	1	
Numero de cuadros C.C.	48	
Numero de cuadros C.A.	2	

Tabla 24, Hoja Técnica
FUENTE: SOFTWARE ELÉCTRICO ESPECIALIZADO

4.8. Producción de Energía: Energía horaria producida

Finalmente, el resultado del diseño está en sincronía con la red de la distribuidora con una conexión de tipo "trifásico en media tensión", de potencia nominal 619.008 kW con una producción de energía total por los tres campos fotovoltaicos de 999.839,75 kWh anual (igual a 1615,28 kWh/kW), como resultado de los 1536 módulos, y consiste en 1 generador de conexión trifásica; en una superficie total de 2474,50 m².

En la tabla 25, se detalla que desde las 6:00 AM hasta las 17:00 PM, es decir 11 horas el sistema fotovoltaico va a producir energía, y cuyos valores máximos se encuentran durante las 10:00 am hasta 13:00 pm, y los niveles mínimos al amanecer y finalizar el día.

ENERGÍA HORARIA PRODUCIDA POR LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA											
h 06	h 07	h 08	h 09	h 10	h 11	h 12	h 13	h 14	h 15	h 16	h 17
56,78	139,58	225,56	301,43	353,98	374,67	359,81	312,06	240,41	156,56	74,30	20,17
69,52	163,98	261,64	347,62	406,52	429,35	410,76	355,03	271,73	175,66	81,19	20,17
78,02	179,37	283,93	375,74	438,36	462,25	441,54	381,05	291,35	187,87	85,97	19,64
79,60	179,91	283,93	374,15	436,24	459,59	439,43	379,45	290,29	187,35	86,50	18,04
68,99	159,21	252,61	334,35	391,13	412,36	395,37	342,30	263,23	171,42	81,19	16,98
57,32	136,92	219,18	292,42	342,84	363,01	348,67	302,50	234,04	153,90	74,82	16,98
49,89	124,19	201,14	269,60	317,36	336,99	324,26	282,34	219,18	144,89	72,18	17,51
55,73	136,40	220,78	295,07	346,55	367,25	353,45	307,28	237,75	156,56	76,43	18,58
61,56	148,59	239,34	318,96	374,15	395,91	379,98	330,11	254,73	166,64	80,13	19,64
54,13	135,86	220,78	295,60	347,62	368,84	354,51	308,34	238,29	156,56	76,43	20,17
49,89	126,84	206,97	277,56	326,91	346,55	333,81	290,29	224,49	148,06	72,18	20,17
61,04	147,01	236,17	314,18	368,84	389,54	373,09	322,67	247,31	160,27	74,30	19,64

Tabla 25, Energía horaria producida por la instalación fotovoltaica
FUENTE: SOFTWARE ELÉCTRICO ESPECIALIZADO

4.9. Producción de Energía: Energía mensual producida

En la figura 26 se muestra la producción de energía siendo el mes de marzo cuando se da la máxima generación con 99.990,19 kWh y en el mes de noviembre cuando se da la mínima generación con 72.700,8 kWh, siendo la diferencia de tan solo 27.289,37 kWh. Esto determina que la producción debido al recurso solar es muy alta.



Figura 25, Energía mensual producida por instalación fotovoltaica
Fuente: Software Eléctrico Especializado

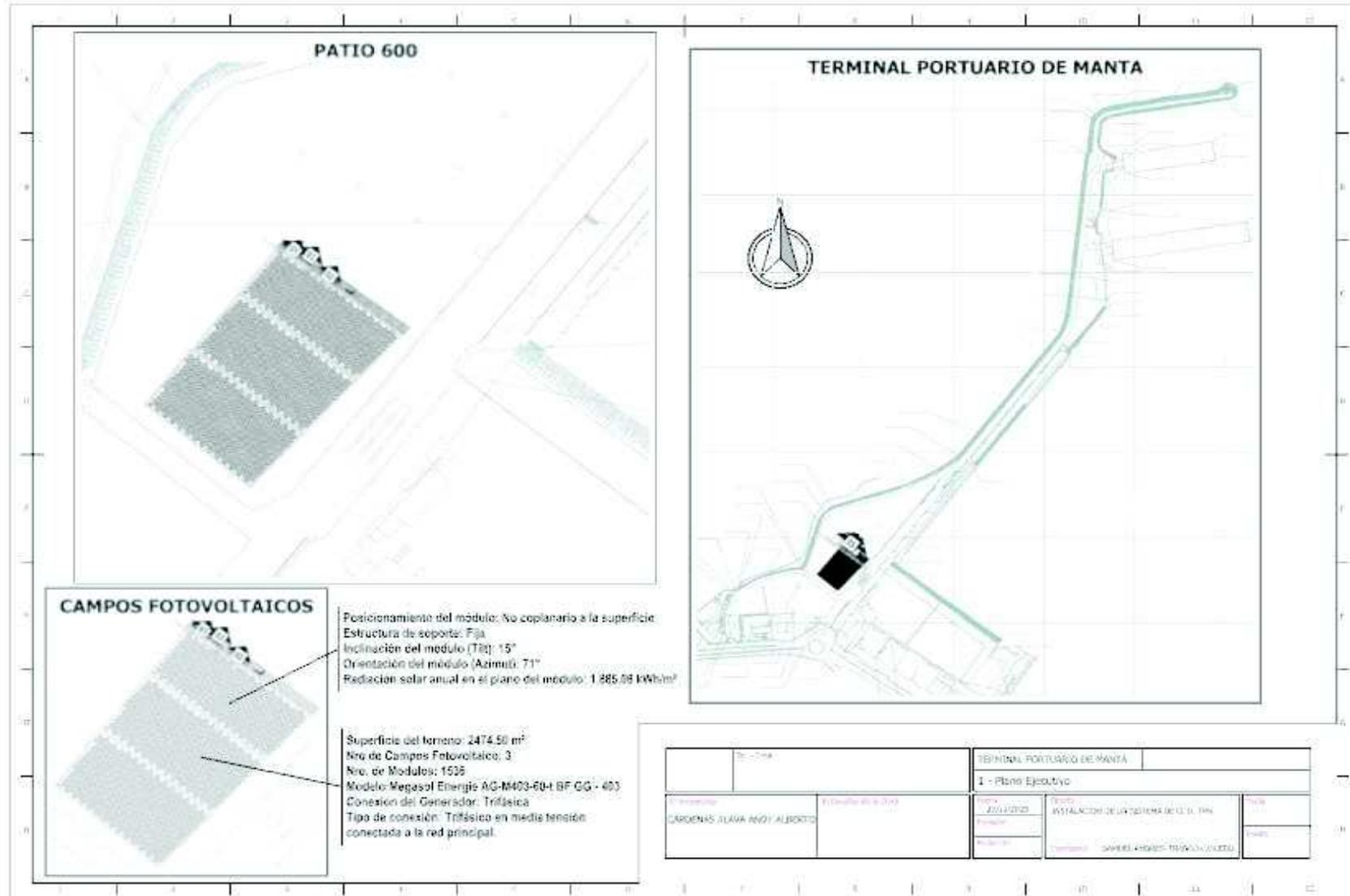


Figura 26, Diseño 2D Fotovoltaico
 Fuente: Software Eléctrico Especializado

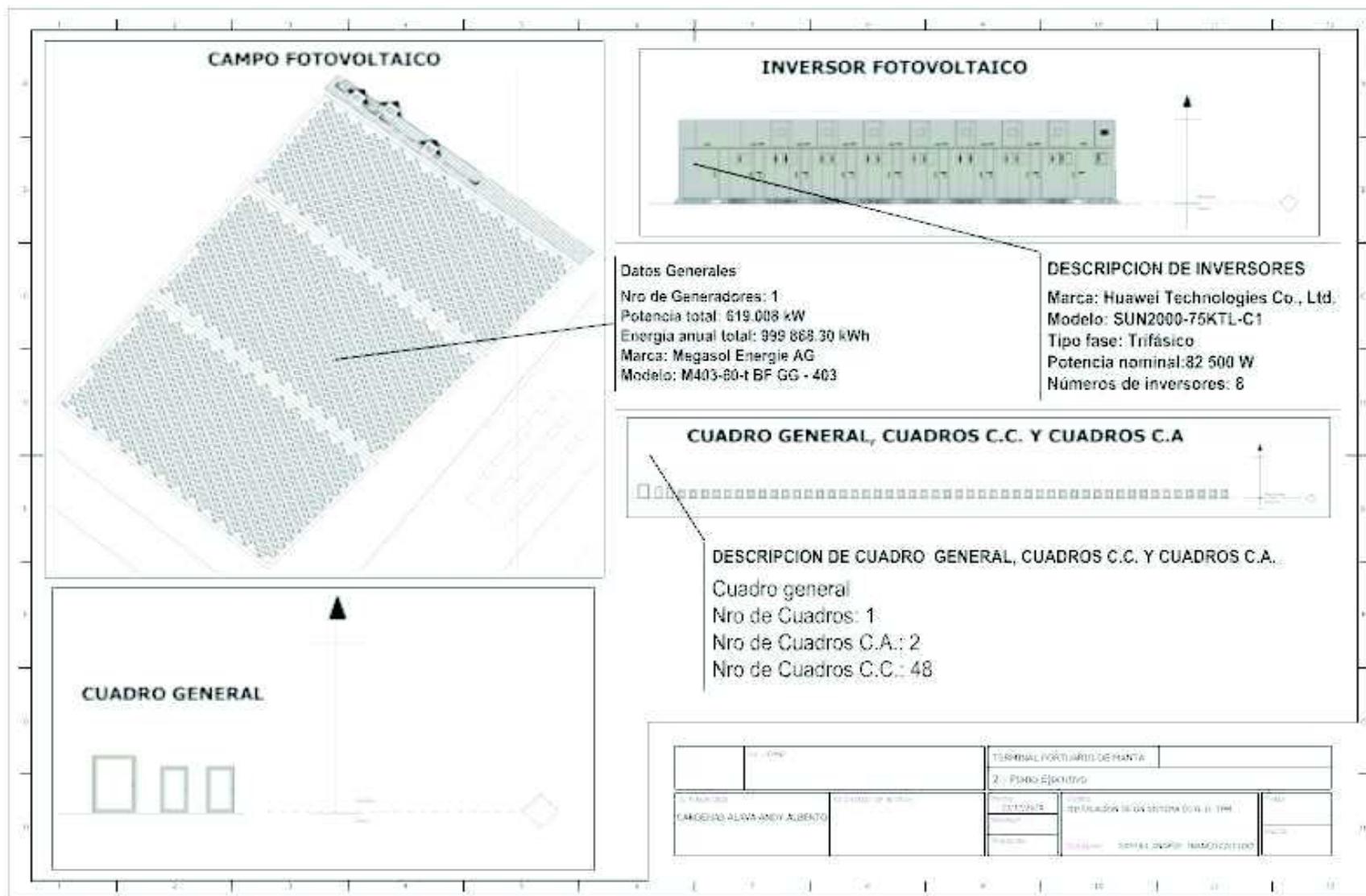


Figura 27, Plano Ejecutivo Diseño Fotovoltaico
 Fuente: Software Eléctrico Especializado

4.10. Análisis de Cableado: Sistema Fotovoltaico

En el capítulo I página 29, se detalla el recorrido del tendido eléctrico desde la Subestación Miraflores – Manta 1 hasta el poste de hormigón ubicado frente al edificio de la Capitanía del Puerto en la Avenida Malecón; con las coordenadas X: 530464,98 e Y 9895869,32, WGS 84, en WGS 84 UTM 17S, el mismo que tiene una distancia de recorrido aproximadamente 2,46 km; su conductor es ACSR. 4/0 y el nivel de voltaje 13,8 KV en Media Tensión.

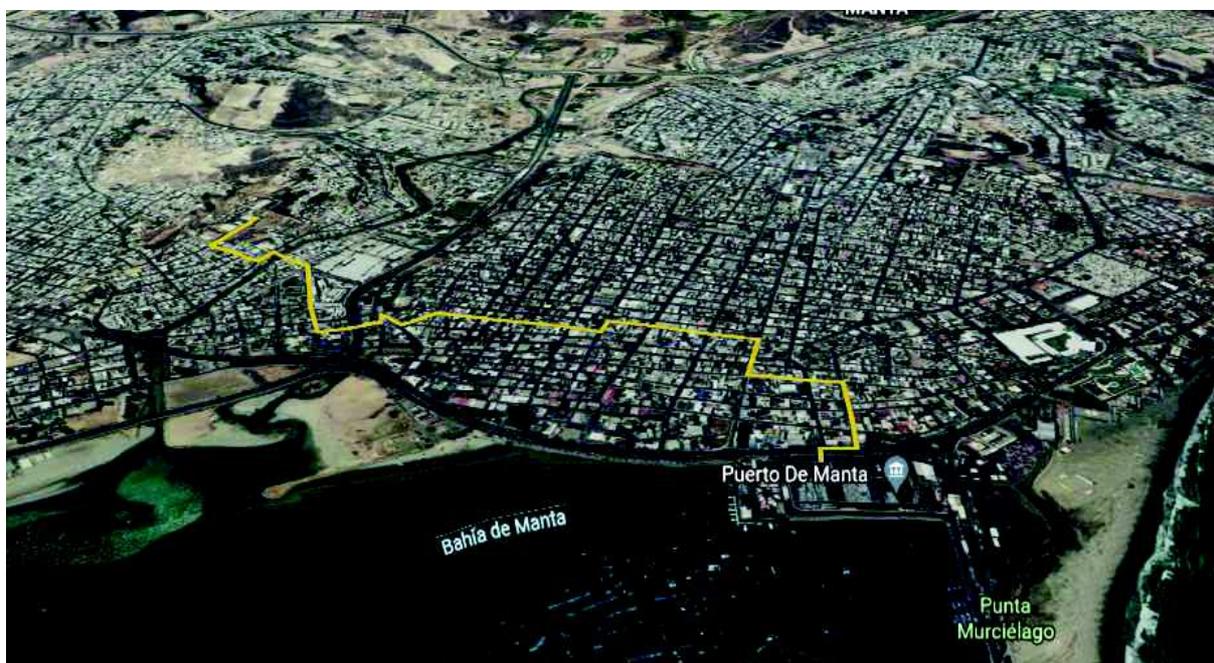
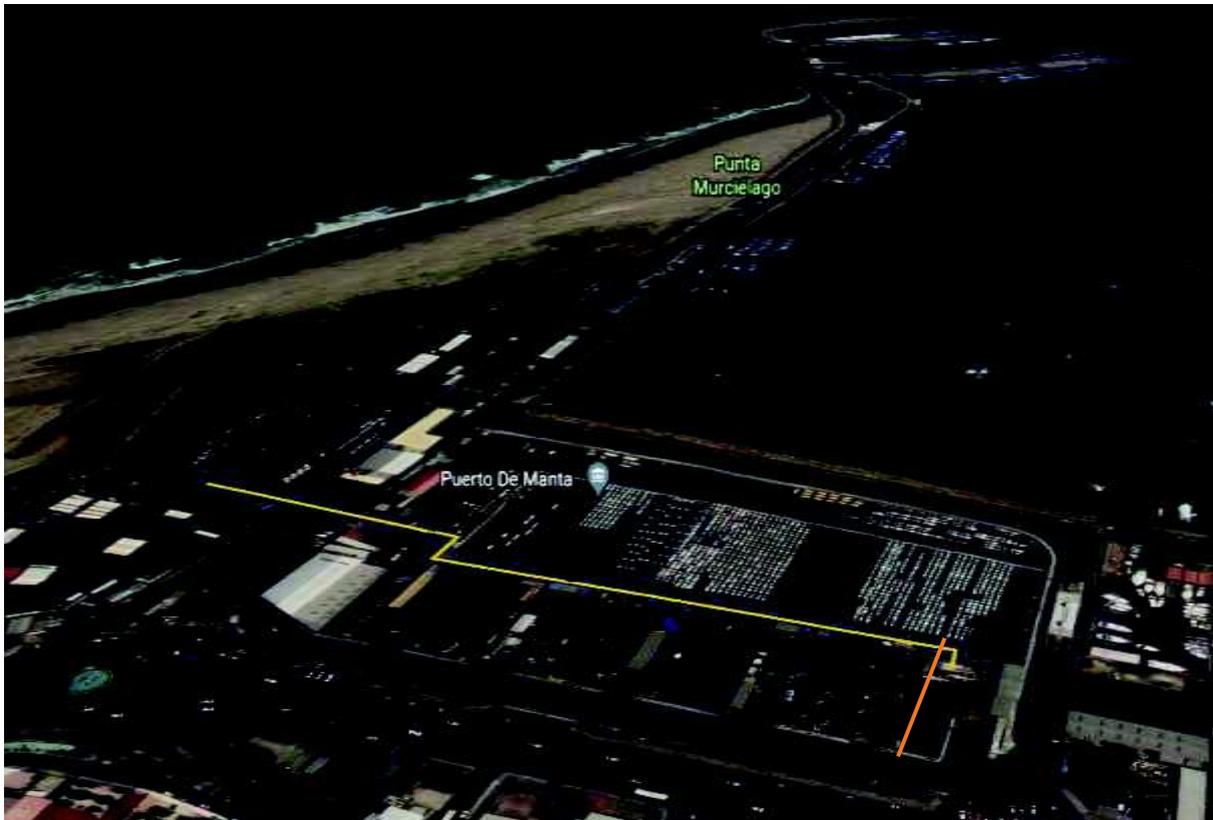


Figura 28, Recorrido del Alimentador 1 - Desde Sub.Miraflores (Manta 1) A - TPM
Fuente: Software Geográfico Especializado.

La distancia desde el poste de hormigón cuyo código de estructura es COO0035 hasta la cámara de transformación principal ubicado en el bloque 1 es de 76,3 metros. Su conductor es de Cobre 2/0. Como se muestra en la figura 32 en el trazo de color naranja. Desde la cámara de transformación hasta el patio 600 del bloque 2 existe una distancia de 376 m, por lo que su cableado será soterrado y deberá estar a una profundidad de 0,8 metros; de tipo asilado PVC – MULTICORE y

sección de 70 mm² hasta donde se encuentra ubicado el tablero general del proyecto Fotovoltaico.



*Figura 29, Recorrido desde la cámara de transformación hasta el patio 600
Fuente: Google Earth*

Cableado (Tablero General – Tablero de Corriente Alterna) El tablero general consiste en un solo armario cuya distancia desde el tablero general hacia los tableros de corriente alterna es de 1 metro en función a la normativa IEC-60364 se establece lo siguiente:

El soterramiento del cableado debe estar a una profundidad de 0,8 metros; el cable debe ser del tipo asilado PVC – MULTICORE. El número total de conductores en paralelo es de 10, y cada conductor debe tener una sección de 70 mm², entonces como resultado del dimensionamiento en el tablero general se tiene una ampacidad es de 895,98 A, una caída de tensión del 0,01%, que representa 0,05V, una tensión de operación máxima de 400V, y una potencia máxima de 619,01KW.

Cableado (Tableros de Corriente Alterna (C.A.) - Inversor, Consiste en 2 tableros de Corriente Alterna en los que almacena la conexión interna de 4 inversores por cada tablero, es decir el total de los 8 inversores. La distancia entre tablero es de 1 metro en función a la normativa IEC-60364 se establece lo siguiente:

El soterramiento del cableado debe estar a una profundidad de 0,8 metros; el cable es de tipo asilado PVC – MULTICORE. El número total de conductores en paralelos es 8, y cada conductor debe tener una sección de 35 mm², entonces como resultado del dimensionamiento de los tableros de corriente alterna tiene una ampacidad de 521,92 A, una caída de tensión del 0,02%, que representa 0,06V, una tensión de operación máxima de 400V, y una potencia máxima de 309,50KW.

Cableado (Tableros de Corriente Continua (C.C.) - Módulos Fotovoltaicos)

Cada inversor contiene 6 Seguidores de Punto de Máxima Potencia con su acrónimo en inglés Maximum Power Point Tracker - MPPT, es decir un total 48 entradas/salidas, cada tablero de corriente continua contiene 4 subcampos el cual se encuentran conectados 8 módulos Fotovoltaicos.

El soterramiento del cableado debe estar a una profundidad de 0.8 metros; el cable debe ser del tipo asilado PVC – MULTICORE. El número total de conductores en paralelo es 2, y cada conductor debe tener una sección de 4 mm², entonces como resultado del dimensionamiento de los tableros de corriente continua tiene una ampacidad de 59,52 A, una caída de tensión del 0,11%, que presenta 0,29V, una tensión de operación máxima de 263V, y una potencia máxima de 12,90KW.

En la tabla 26, se detalla uno de 8 arreglos de los dispositivos de interfaz externo a los convertidores de CD/CA exportados del Software Eléctrico Especializado en referencia al dimensionamiento del cable norma IEC 60364.

Red - Cuadro general	Designación	Sección (mm ²)	Longitud (m)	Corriente (A)	Ampacidad (A)
Cuadro General - Cuadro CA	ARG7(O)CR-0,6/1 kV	70.0	1.00	893.49	895.98
Cuadro CA - Inversor 1	ARG7(O)CR-0,6/1 kV	35.0	1.00	446.74	521.92
Inversor 1 - MPPT 1	ARG7(O)CR-0,6/1 kV	4.0	1.00	111.69	123.35
Inversor 1 - Cuadro CC	ARG7(O)CR-0,6/1 kV	6.0	1.00	49.00	39.10
Cuadro CC - R	ARG7(O)CR-0,6/1 kV	4.0	1.00	49.00	59.52
Cuadro CC - R	ARG7(O)CR-0,6/1 kV	1.5	1.00	12.25	19.38
Cuadro CC - R	ARG7(O)CR-0,6/1 kV	1.5	1.00	12.25	19.38
Cuadro CC - R	ARG7(O)CR-0,6/1 kV	1.5	1.00	12.25	19.38
Inversor 1 - MPPT 2	ARG7(O)CR-0,6/1 kV	1.5	1.00	12.25	19.38
Inversor 1 - Cuadro CC	ARG7(O)CR-0,6/1 kV	6.0	1.00	49.00	39.10
Cuadro CC - R	ARG7(O)CR-0,6/1 kV	4.0	1.00	49.00	59.52
Cuadro CC - R	ARG7(O)CR-0,6/1 kV	1.5	1.00	12.25	19.38
Cuadro CC - R	ARG7(O)CR-0,6/1 kV	1.5	1.00	12.25	19.38
Cuadro CC - R	ARG7(O)CR-0,6/1 kV	1.5	1.00	12.25	19.38
Inversor 1 - MPPT 3	ARG7(O)CR-0,6/1 kV	1.5	1.00	12.25	19.38
Inversor 1 - Cuadro CC	ARG7(O)CR-0,6/1 kV	6.0	1.00	49.00	39.10
Cuadro CC - R	ARG7(O)CR-0,6/1 kV	4.0	1.00	49.00	59.52
Cuadro CC - R	ARG7(O)CR-0,6/1 kV	1.5	1.00	12.25	19.38
Cuadro CC - R	ARG7(O)CR-0,6/1 kV	1.5	1.00	12.25	19.38
Cuadro CC - R	ARG7(O)CR-0,6/1 kV	1.5	1.00	12.25	19.38
Inversor 1 - MPPT 4	ARG7(O)CR-0,6/1 kV	1.5	1.00	12.25	19.38
Inversor 1 - Cuadro CC	ARG7(O)CR-0,6/1 kV	6.0	1.00	49.00	39.10
Cuadro CC - R	ARG7(O)CR-0,6/1 kV	4.0	1.00	49.00	59.52
Cuadro CC - R	ARG7(O)CR-0,6/1 kV	1.5	1.00	12.25	19.38
Cuadro CC - R	ARG7(O)CR-0,6/1 kV	1.5	1.00	12.25	19.38
Cuadro CC - R	ARG7(O)CR-0,6/1 kV	1.5	1.00	12.25	19.38
Inversor 1 - MPPT 5	ARG7(O)CR-0,6/1 kV	1.5	1.00	12.25	19.38
Inversor 1 - Cuadro CC	ARG7(O)CR-0,6/1 kV	6.0	1.00	49.00	39.10
Cuadro CC - R	ARG7(O)CR-0,6/1 kV	4.0	1.00	49.00	59.52
Cuadro CC - R	ARG7(O)CR-0,6/1 kV	1.5	1.00	12.25	19.38
Cuadro CC - R	ARG7(O)CR-0,6/1 kV	1.5	1.00	12.25	19.38
Cuadro CC - R	ARG7(O)CR-0,6/1 kV	1.5	1.00	12.25	19.38
Inversor 1 - MPPT 6	ARG7(O)CR-0,6/1 kV	1.5	1.00	12.25	19.38
Inversor 1 - Cuadro CC	ARG7(O)CR-0,6/1 kV	6.0	1.00	49.00	39.10
Cuadro CC - R	ARG7(O)CR-0,6/1 kV	4.0	1.00	49.00	59.52
Cuadro CC - R	ARG7(O)CR-0,6/1 kV	1.5	1.00	12.25	19.38
Cuadro CC - R	ARG7(O)CR-0,6/1 kV	1.5	1.00	12.25	19.38
Cuadro CC - R	ARG7(O)CR-0,6/1 kV	1.5	1.00	12.25	19.38

Tabla 26, Arreglos de los dispositivos de interfaz externo a los convertidores de CD/CA
Fuente: Software Eléctrico Especializado

A continuación, en la figura 31 se muestra un esquema simplificado del circuito, el mismo que consiste en 1 cuadro general, 2 cuadros CA, 8 inversores, 6 cuadros CC, 4 arreglos de subcampos fotovoltaicos (cada arreglo contiene 8 Módulos Fotovoltaicos), cuya cantidad de Módulos Fotovoltaicos son 1536.

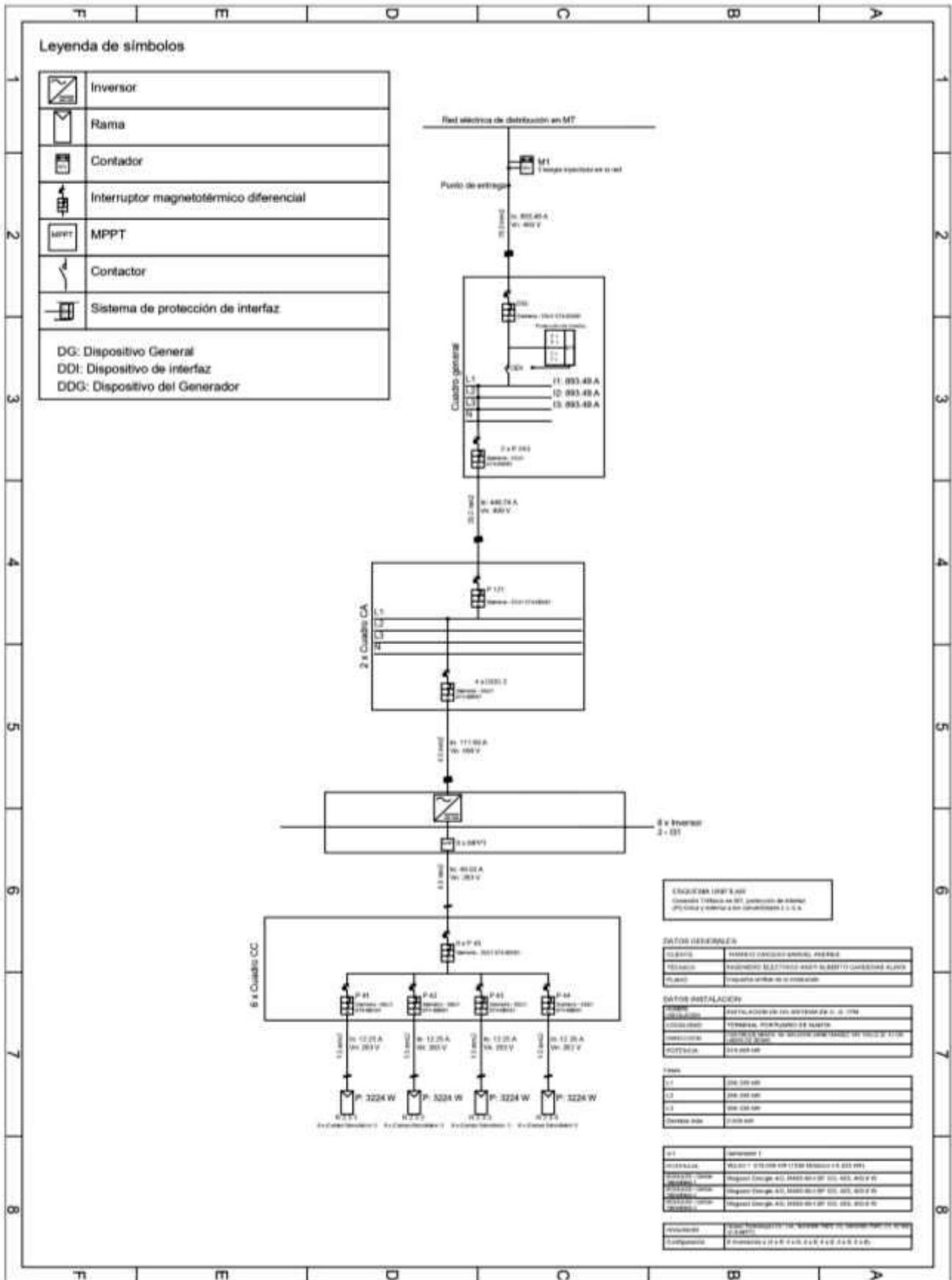


Figura 30, Esquema AutoCAD Simplificado
 FUENTE: SOFTWARE ELÉCTRICO ESPECIALIZADO

4.11. Protecciones del Sistema Fotovoltaico

Dado la complejidad del esquema del circuito anterior, se muestra el esquema simplificado en función a la figura 32, 33, y 34, para el análisis de las protecciones realizado en el diagrama de la figura 31 mirando desde la parte inferior (Campos Fotovoltaicos) hacia arriba (Tablero General).

Los Interruptores magnetotérmico-diferenciales de la marca SIEMENS – 5SU1 674-8BK81 se encuentran conectados en cada uno de los 48 tableros de corriente continua, y cumplen con el objetivo de proteger a cada uno de los 4 subcampos fotovoltaicos (cada subcampo posee 8 módulos fotovoltaicos) en cada uno de los 6 MPPT, en cada uno de los de 8 inversores, es decir un total de 192 interruptores de 16 A marcados de color azul como se observa en la Figura 32.

En la misma Figura 32, en el círculo naranja, dentro del mismo tablero de corriente continua (CC), se encuentran instalados un total de 6x8 interruptores, es decir 48 interruptores de la misma marca SIEMENS – 5SU1 674-8BK81 de 80 A.

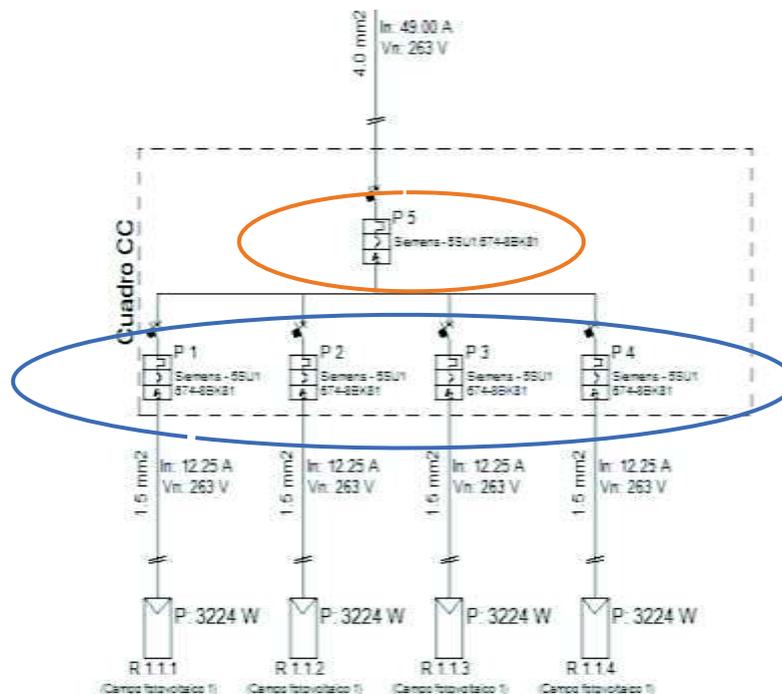


Figura 31, Esquema unifilar
Fuente: Software Eléctrico Especializado

En los 2 tableros de Corriente Alterna (CA), se encuentran instalados un total de 8 interruptores de la marca SIEMENS – 5SU1 674-8BK81, cuya finalidad es proteger a cada uno de los 8 inversores es decir un total de 64 interruptores de 200 A, marcados de color azul como se indica en la Figura 33. Seguido de 2 interruptores de 630 A marcados en la misma figura en color naranja.

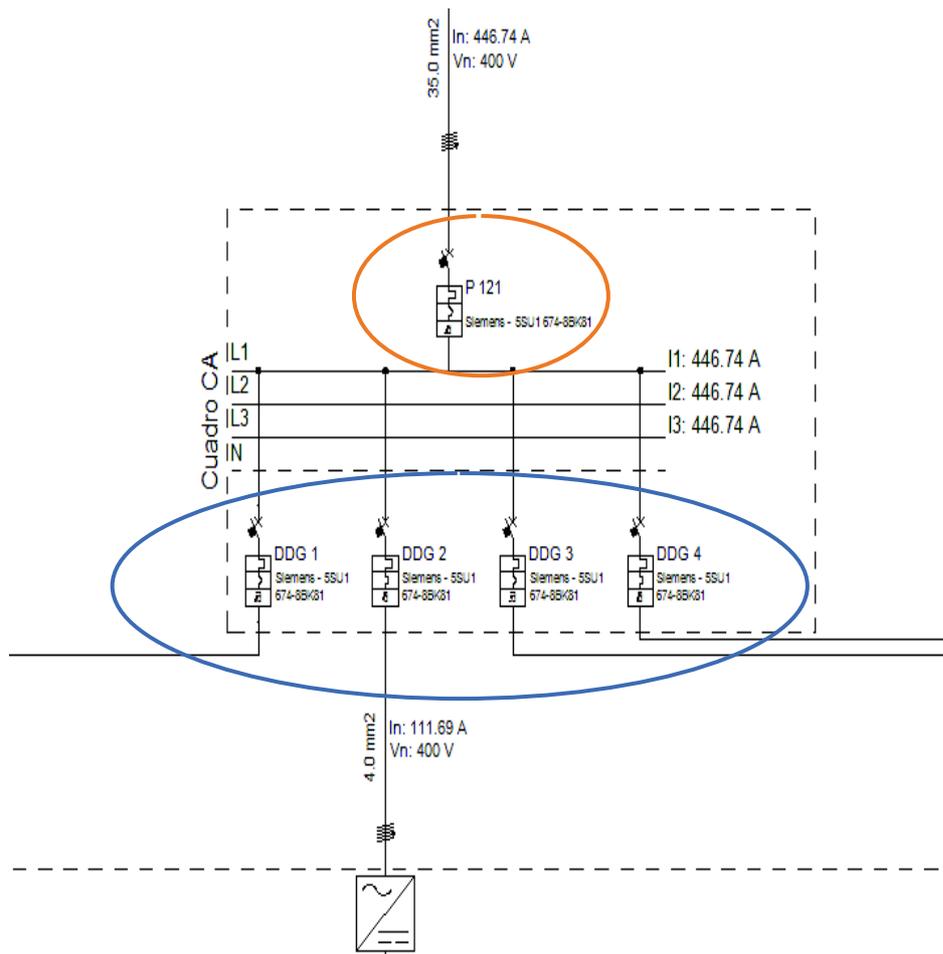
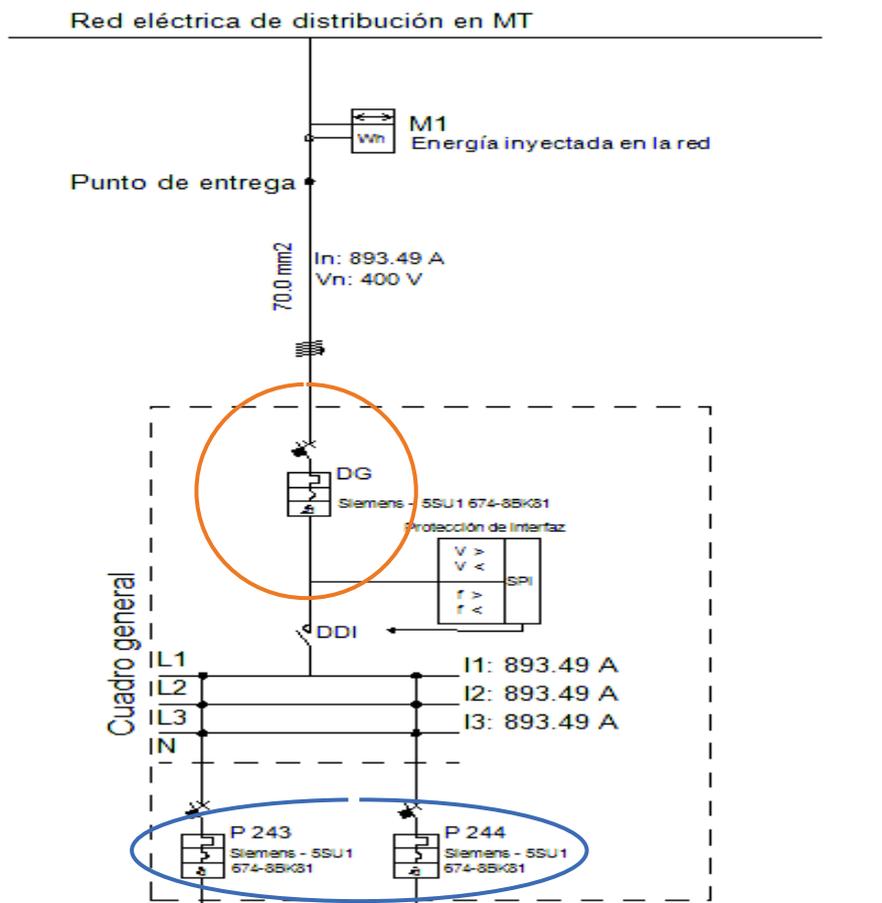


Figura 32 Esquema Unifilar
Fuente: Software Eléctrico Especializado

Finalmente, aguas arriba de los tableros de Corriente Alterna (CA), anteriormente descrito es decir en el tablero general se encuentran 2 interruptores de la marca SIEMENS – 5SU1 674-8BK81 de 1600 A, marcado de color azul en figura 34, seguido del interruptor principal de 3200 A, marcado de color naranja.



4.12. Coordinación de Protecciones del Sistema Fotovoltaico

El presente apartado permite el despeje oportuno y selectivo de las fallas mediante los ajustes de los equipos de protecciones del sistema como resultado del estudio de coordinación de protecciones, las curvas de los interruptores representativos del sistema se muestran en la Figura 35.

El estudio da como resultado principal los ajustes de las curvas representativas del proyecto la cual cumple con las exigencias que fueron calculadas mediante el software libre de coordinación de protecciones LSPS.

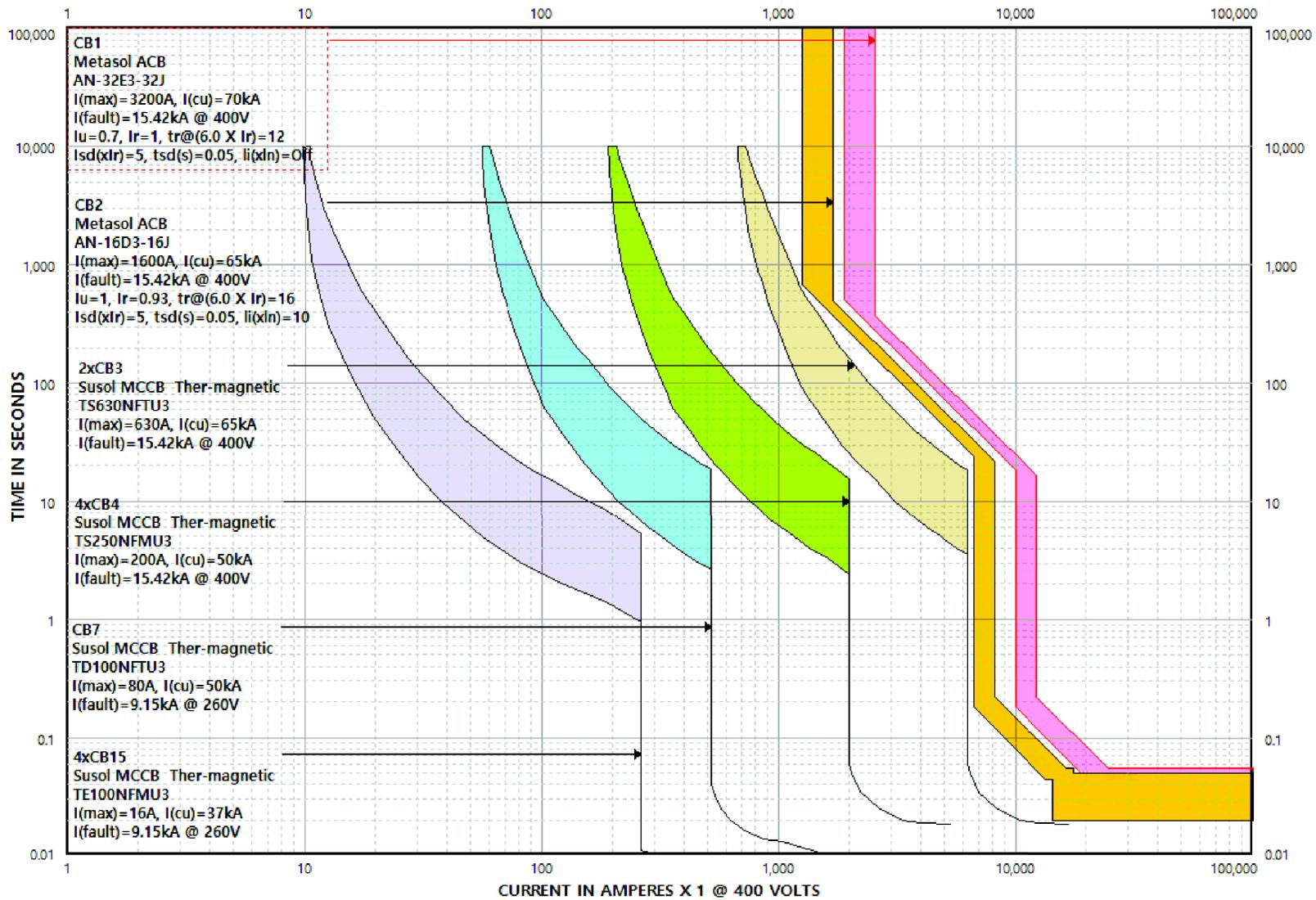


Figura 34, Curvas de disparo, coordinación de protecciones
Fuente: Software LSIS_PS

4.13. Interconexión del Sistema Fotovoltaico con la red de Distribución

La interconexión de un Sistema Fotovoltaico con la red distribuidora, consisten entre la conexión de un sistema fotovoltaico para el autoconsumo durante el día y la red de distribución durante las horas en que no se produce irradiación solar. (KeeUI Solar, 2020).

La ventaja de estos sistemas es que no depende de sistemas de almacenamiento para operar, y representan un 99% de la capacidad instalada lo que se ha convertido en una alternativa mucho más rentable a diferencia que los sistemas totalmente aislados que cuentan con sistemas de almacenamiento que requieren constantes cambios de baterías. (Iván Martín Bermeo Tenesaca, Lucas Eduardo Matute Vázquez, 2020). Los sistemas interconectados a la red tienen la particularidad de inyectar el excedente a la red mediante un sistema de transformación e interconexión en donde un medidor bidireccional juega un rol importante para la medición del consumo e inyección de la energía. (Luis Guillermo Fernández García, Agustín Cervantes Torres, 2017).

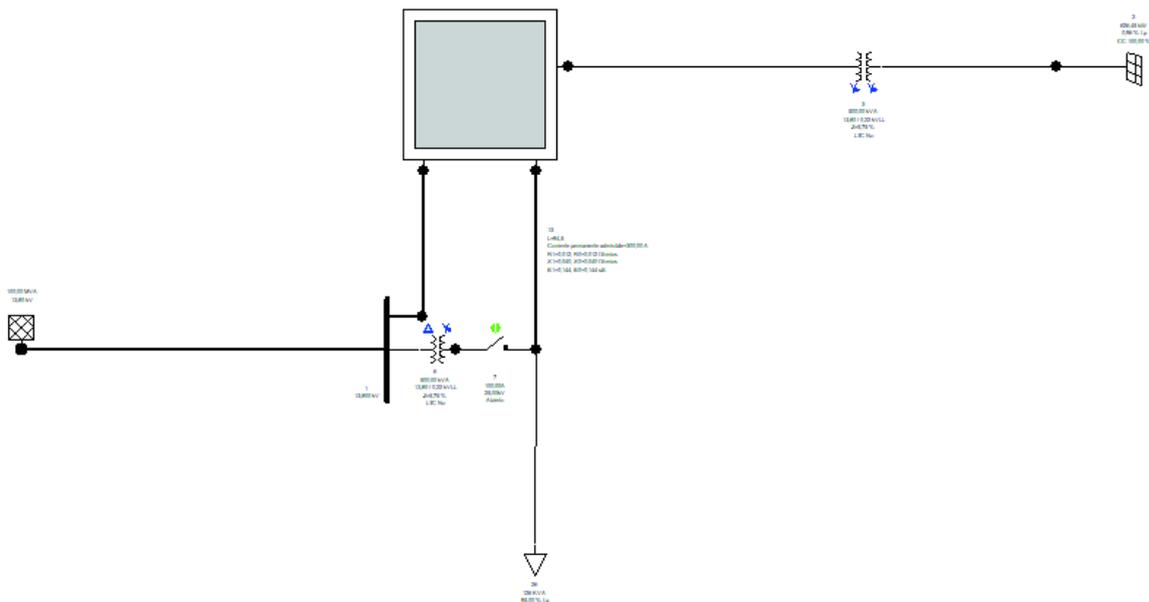


Figura 35, Esquema de interconexión de la red de distribución con el sistema fotovoltaico
Fuente: Cymdist

Un medidor bidireccional son dispositivos de medición que tienen la particularidad de medir la energía que se inyecta a la red, así como también los valores de autoconsumo que se tiene de la instalación fotovoltaica, así como también de la energía que es consumida por la red de distribución. (KeeUI Solar, 2020).

La ubicación de los equipos de medición bidireccionales se encuentra en la (Regulación No. – 001/16, 2016), según lo establecido en el apartado 5 literal c continuación: Otro tipo de Centrales: en el caso de centrales que usen energías renovables no convencionales o de ciclo combinado, el CENACE determinará, para cada caso, la ubicación del equipo de medición.

La instalación de campo fotovoltaico estará conectada a la red a través de un transformador de 750 KVA con el fin de elevar la tensión a los valores nominales de la red de distribución 13.8KV para poder así conectarse al sistema e inyectar el excedente.

El centro de transformación elegido es un transformador tipo subestación que se fabrican hasta 5000 KVA, su fabricante es Ecuatran, tiene una dimensión de 1632x1142x1500mm y un peso de 2650kg.

CAPÍTULO V

5. EVALUACIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA FOTOVOLTAICA

En la ciudad de Manta hay muchos sistemas aislados y auto productores de Energía Eléctrica que en su mayoría utilizan como insumo primario los combustibles fósiles como el diésel. Las soluciones a este problema cómo se ha venido mencionando anteriormente es a través de los proyectos de energías renovables que se han convertido en una de las propuestas actuales para la disminución de los gases de efecto invernadero y sus impactos ambientales sean estas emisiones o ruido. (Plan Maestro de Electricidad, 2013-2022).

La forma idónea de valorar la incidencia de un proyecto como el planteado es a través de la dimensión técnica, económica y ambiental.

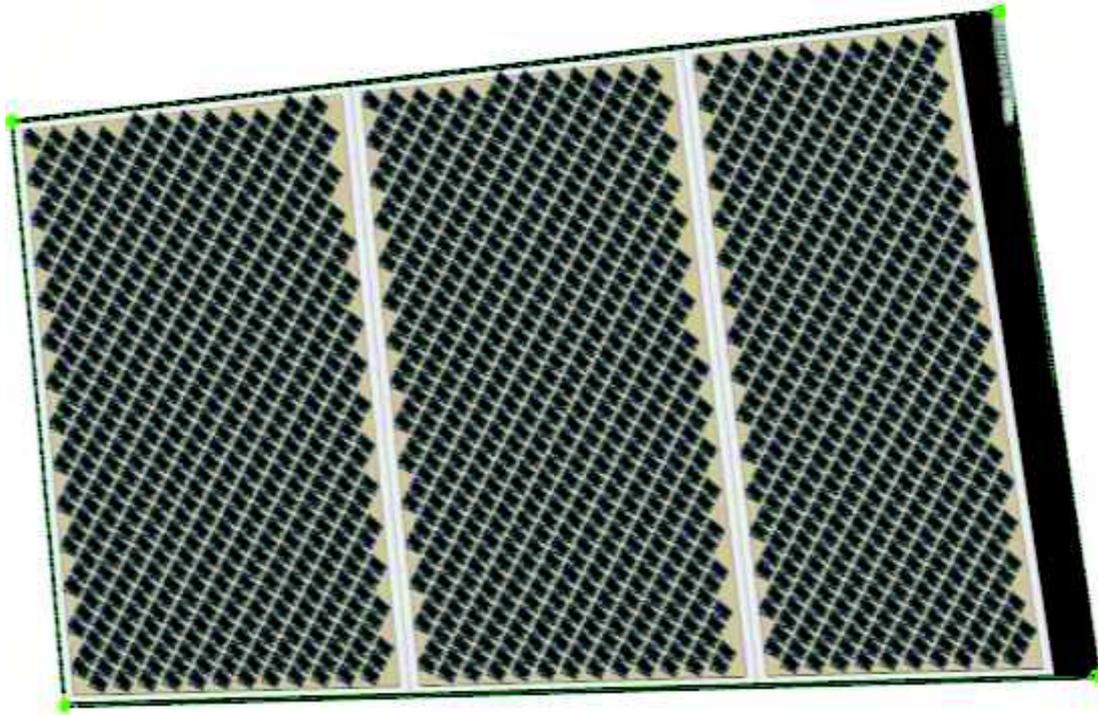
5.1. Análisis Técnico

El propósito de esta instalación fotovoltaica es valorar la Factibilidad Técnica de la Generación Distribuida en el Sector Industrial de Manta. La localización de proyecto fue el resultado del análisis de las áreas disponibles para llevar a cabo una instalación de tal magnitud y naturaleza.



Figura 36. Localización del proyecto
Fuente: EL AUTOR

El diseño del campo fotovoltaico es el resultado de 3 subcampos fotovoltaicos, es decir un total de 1536 módulos, en una superficie total de 2474,50 m². La marca, modelo, números de series, así como también el tipo y la potencia total de la instalación del campo fotovoltaico fueron el resultado del diseño fotovoltaico. (ensolar, 2020).



*Figura 37, Diseño 3D de los campos fotovoltaicos
FUENTE: Software Eléctrico Especializado*

Los Criterios de verificación eléctrica considerados como temperatura mínima y máxima, niveles de voltajes para el funcionamiento de los módulos, e inversores cumplen con las exigencias de la Regulación ARCONEL - 003/18, cuyos parámetros deben estar en el siguiente rango: voltaje al punto de potencia máximo, V_m a $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ y debe ser menor que la máxima tensión de los Seguidores de Punto de Máxima Potencia, y el Voltaje al punto máximo de potencia, V_m a $70\text{ }^{\circ}\text{C}$ mayor que la tensión mínima MPPT. Valores que fueron comprobados por el Software Eléctrico Especializado, tabla 27.

COMPROBACIONES ELÉCTRICAS MPPT			
CARACTERÍSTICAS MÓDULO			
Vm = 32,90 V	Voc = 39,30 V	Vmax = 1 000,00 V	Coef. Voc = -0,2600 %/°C
CARACTERÍSTICAS ENTRADA MPPT			
VMppt mín = 200,00 V	VMppt máx = 1 000,00 V	Vmax = 1 100,00 V	I _{max} = 150,00 A
DATOS GENERADOR			
Vm a -10 °C = 291,81 V	Vm a 25 °C = 263,20 V	Vm a 70 °C = 226,42 V	
Voc a -10 °C = 343,01 V	Voc a 25 °C = 314,40 V	Voc a 70 °C = 277,62 V	
I _m a 25 °C = 49,00 A	I _{sc} a 25 °C = 50,76 A		

Tabla 27, Parámetros eléctricos de MPPT
FUENTE: Software Eléctrico Especializado

Considerando los valores de temperatura mínimos (-10°C) y máximos (70°C) de los módulos, se han comprobado las siguientes condiciones:

TENSIONES MPPT	
Vm a 70 °C (226,42 V) mayor que Vmppt min. (200,00 V)	comprobado
Vm a -10 °C (291,81 V) menor que Vmppt máx. (1 000,00 V)	comprobado
tensiones máximas	
Voc a -10 °C (343,01V) menor que MPPT máx. input voltaje (1100,00 V)	comprobado
voltage máximo del módulo	
Voc a -10 °C (343,01V) menor que voltaje máx. de los módulos (1000,00 V)	comprobado
corriente máxima	
Corriente máx. generada (50.76 A) menor a corriente Max. MPPT (150.00A)	comprobado

Tabla 28, Comprobaciones eléctricas de MPPT
FUENTE: Software Eléctrico Especializado

RESUMEN POTENCIAS POR FASES			
Generador / instalación Multi MPPT	L1	L2	L3
Generador 1	206,336 kW	206,336 kW	206,336 kW
Total	206,336 kW	206,336 kW	206,336 kW

Tabla 29, Resumen de Potencia
FUENTE: Software Eléctrico Especializado

En la Figura 39 se observa el esquema de interconexión simulado por el software Cymdist, seguido del reporte sumario de flujo de carga con la finalidad de brindar una diferente percepción del comportamiento entre la conexión del sistema Fotovoltaico y la red distribuidora.

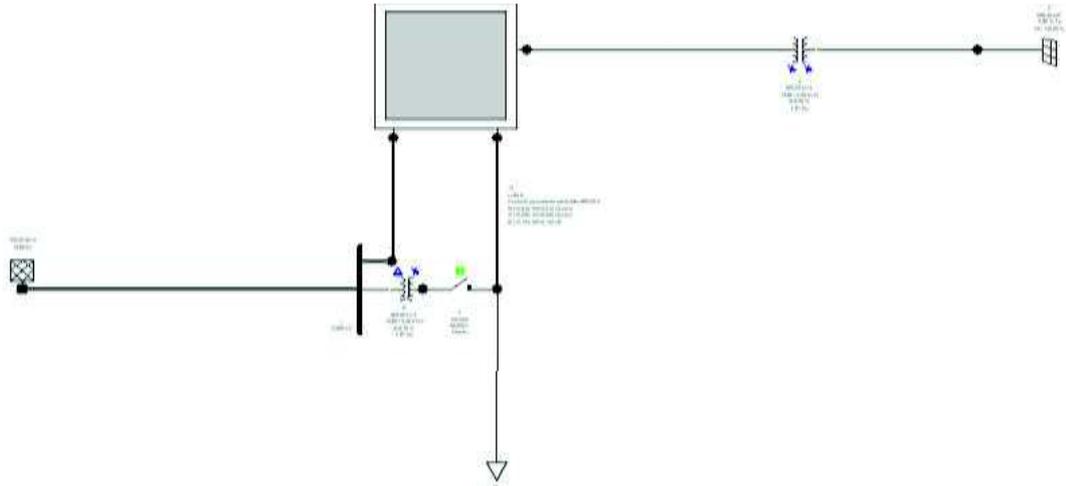


Figura 38, Interconexión Entre Red distribuidora y Sistema Fotovoltaico.
Fuente: Cymdist

CYME Summary Report

Project Name: FLUJO DE CARGA - REPORTE SUMARIO: INTERCONEXION ENTRE LA RED DISTRIBUCIÓN (S/E MIRAFLORES) – SISTEMA DE GENERACION DISTRIBUIDA FOTOVOLTAICO.

Author: ANDY ALBERTO CÁRDENAS ALAVA

Company: TERMINAL PORTUARIO DE MANTA

Date: Tue Mar 30, 2021

CYME Version: CYME 7.1 r02

Flujo de carga - Reporte sumario

Parámetros del estudio

Nombre del Estudio: **INTERCONEXION ENTRE LA RED DISTRIBUCIÓN (S/E MIRAFLORES) Y SISTEMA DE GENERACION DISTRIBUIDA FOTOVOLTAICO.**

Fecha/Hora: Mar 30, 2021 21H22M26S
Método de cálculo: Caída de tensión Desequilibrada
Precisión: 0,1 %
Factores de carga: Global (P=107,00%, Q=107,00%)
Factores de motor: Como definido
Factores de generador: Como definido
Condensadores shunt: On
Modelo de carga de sensibilidad: De La Biblioteca

Resumen total	kW	kvar	kVA	FP (%)
Fuentes (Potencia de equilibrio)	15865,68	-45457,59	48146,77	-32,95
Generadores	632,03	64513,80	64516,89	0,98
Producción total	16497,71	19056,21	112663,66	65,45
Carga leída (no regulada)	119,46	39,26	125,75	95,00
Carga utilizada (regulada)	127,90	42,00	134,62	95,01
Condensadores shunt (regulados)	0,00	0,00	0,00	0,00
Reactancias shunt(reguladas)	0,00	0,00	0,00	0,00
Motores	0,00	0,00	0,00	0,00
Cargas totales	127,90	42,00	134,62	95,01
Capacitancia del cable	0,00	0,00	0,00	0,00

Capacitancia de la línea	0,00	-2,04	2,04	0,00
Capacitancia shunt total	0,00	-2,04	2,04	0,00
Pérdidas en las líneas	8585,64	18950,85	20805,00	41,27
Pérdidas en los cables	0,00	0,00	0,00	0,00
Pérdidas de carga del transformador	8,95	65,41	66,02	13,56
Pérdidas en vacío del transformador	7775,21	0,00	7775,21	100,00
Pérdidas totales	16369,80	19016,26	25091,60	65,24
Condiciones anormales	Fase	Conteo	Peor caso	Valor
		6	3	12942,15 %
Sobrecarga	ABC	6	3	12902,08 %
		6	3	12865,91 %
		0	ALIMENTADOR/MIRAFLORES	100,00 %
Subtensión	ABC	0	ALIMENTADOR/MIRAFLORES	100,00 %
		0	ALIMENTADOR/MIRAFLORES	100,00 %
		23	3	135,15 %
Sobretensión	ABC	23	3	134,73 %
		23	6	134,44 %
Costo anual de las pérdidas del sistema	kW	MW-h/año	k\$/año	
Pérdidas en las líneas	8585,64	75210,23	2256,31	
Pérdidas en los cables	0,00	0,00	0,00	
Pérdidas de carga del transformador	8,95	78,41	2,35	
Pérdidas en vacío del transformador	7775,21	68110,82	2043,32	
Pérdidas totales	16369,80	143399,46	4301,98	

En condiciones actuales, tenemos que la capacidad instalada de la subestación Miraflores es de 49,8MVA, recorre un tramo de 2,54Km cuyo nivel de voltaje es de 13,8KV, y una carga concentrada de 127,90 kW, y tiene unas pérdidas en las líneas de 8.585,64 kW que equivalen al 41,27 %. Finalmente se obtiene una perdida totales de 16.369,80 KV/Año, o en dolares equivale a 4.301,98 K\$/año.

De acuerdo con el resultado del reporte sumario se tiene una producción total de 112.663,66 KVA, es decir 112,6 MVA cuando el sistema fotovoltaico se encuentra en operación inyectando a la red y suministrando energía a las cargas.

En la tabla 30, se detalla los parametros del flujo de potencia de 18,6 KV lo cual equivalen a un 4,6 KV en la barra es decir un porcentaje de regulacion del 0,35%, seguido del flujo de potencia en la carga concentrada de 127,90 kW.

CUADRO DE FLUJO DE POTENCIA (BARRA)						
Vbase	KVLL	KVLN	i(A)	Kva	Kw	Kvar
161,8	18,6	10,7	2014,5	21646,4	2462,7	-21505,8
161,3	18,5	10,7	2014,4	21577,4	2437,3	-21439,3
160,9	18,6	10,7	2014,1	21515,3	2415,7	-21379,2
			Total:	64739	7316	-64324

CUADRO DE FLUJO DE POTENCIA (CARGA CONCETRADA)						
Vbase	KVLL	KVLN	i(A)	Kva	Kw	Kvar
154,7	0,3	0,2	274,1	44,9	42,6	14,0
154,2	0,3	0,2	275,0	44,9	42,6	14,0
154,4	0,3	0,2	274,6	44,9	42,6	14,0
			Total:	135	128	42

Tabla 30, Cuadro de flujo de potencia, inyección de excedente suministrada por sistema fotovoltaico a la red
FUENTE: CYMDIST

En la figura 40, se observa la particularidad de este proyecto, de manera que mientras se encuentra en operación el sistema fotovoltaico es decir durante el día, se aprecia que se encuentra suministrando energía a la carga, así como también la inyección del excedente a la red distribuidora.

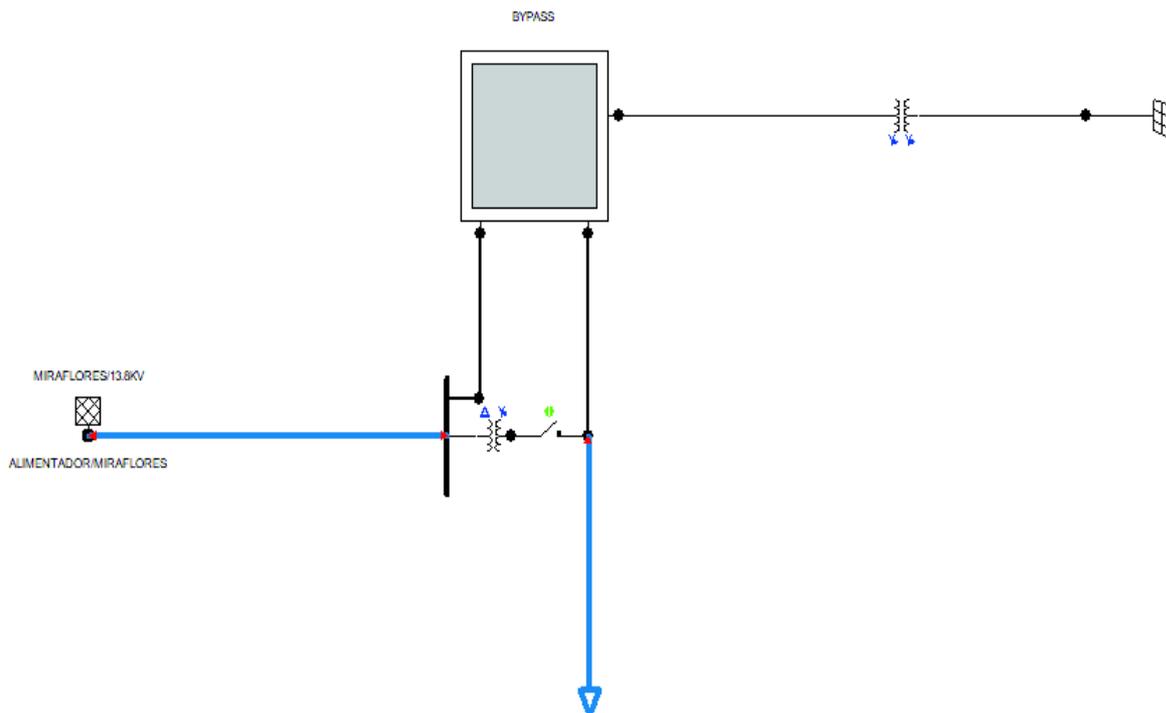


Figura 39, Interconexión, sistema fotovoltaico en operación inyección de excedente
FUENTE: CYMDIST

En tabla 31, se detalla los parametros del flujo de potencia de la carga concentrada, en funcion a la coneccion de la red de distribucion.

CUADRO DE FLUJO DE POTENCIA (BARRA)						
Vbase	KVLL	KVLN	i(A)	Kva	Kw	Kvar
120,0	13,8	8,0	5,7	45,8	43,5	14,2
120,0	13,8	8,0	5,7	45,8	43,5	14,2
120,0	13,8	8,0	5,7	45,8	43,5	14,2
Total:				137	131	43
CUADRO DE FLUJO DE POTENCIA (CARGA CONCENTRADA)						
Vbase	KVLL	KVLN	i(A)	Kva	Kw	Kvar
154,7	0,2	0,1	356,3	44,9	42,6	14,0
154,2	0,2	0,1	356,3	44,9	42,6	14,0
154,4	0,2	0,1	356,3	44,9	42,6	14,0
Total:				135	128	42

Tabla 31, flujo de carga en barra hasta la carga respectivamente, suministrado por la red distribuidora
FUENTE: CYMDIST

En la figura 41, se observa el en el esquema de interconexion que solo se encuentra operando la red, este proceso es durante la noche cuando no existe produccion de energia solar.

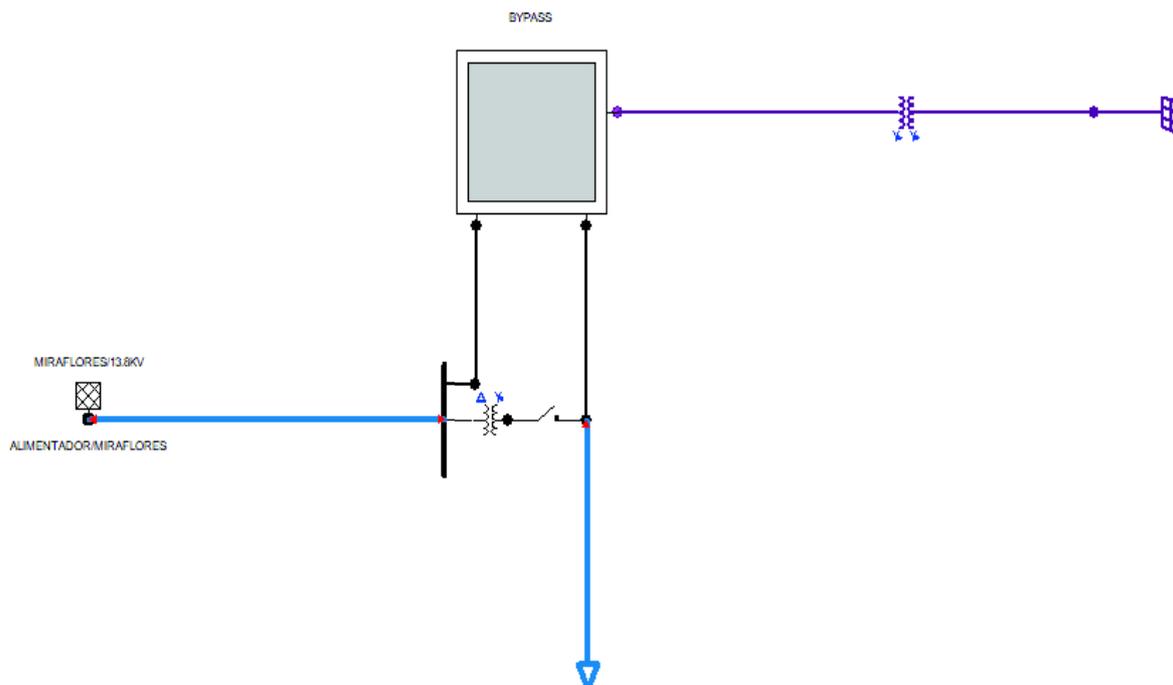


Figura 40, esquema de interconexión, energía suministrada por la red distribuidora
Fuente: Cymdist

5.2. Análisis Económico

Para determinar la factibilidad económica del proyecto de Generación Distribuida Fotovoltaico, es necesario valorar el costo de instalación del proyecto Fotovoltaico, precio de energía producida mediante los parámetros del pliego tarifario y de la regulación ARCONEL 003/18, Tasa de descuento del Banco Central del Ecuador. Además, del tiempo de retorno de la inversión, durabilidad del proyecto y los beneficios aplicables en el uso de las fuentes de energía renovables.

5.2.1. Costos de Inversión e Instalación del Campo Fotovoltaico

Una vez realizado el diseño, para determinar el costo de inversión, se consideró los gastos más relevantes que influyen en la instalación proyecto. Estos costos comprenden en los componentes mecánicos e instalación, obra civil, y sistema de interconexión con la red para su óptimo funcionamiento.

- a. **Obra Civil.** El análisis de costo por obra civil fue consultado con varios ingenieros civiles basado en su experiencia en construcción para emplearlos en la cotización de este proyecto las cuales comprenden en el servicio de alquiler de retroexcavadora, excavación y relleno, colocación de tuberías y cajas de mantenimiento.

OBRA CIVIL	P. TOTAL
Limpieza de área	\$ 53,50
Obra Civil - Materiales y mano de obra	\$ 3 300,00
Total:	\$ 3 353,50

Tabla 32, Acondicionamiento del área
FUENTE: EL AUTOR

- b. **Costo de instalación fotovoltaica.** El costo de instalación comprende en los módulos solares, inversores, tablero general, tablero de corriente continua, tableros de corriente alterna, cableado, y equipos de protección.

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA		P. Total
Instalación Fotovoltaica		\$ 1 209 565,6
Total:		\$ 1 209 565,6

Tabla 33, Costo por Instalación Fotovoltaica
FUENTE: *Software Eléctrico Especializado*

- c. **Sistema de Interconexión.** El costo para interconexión entre el sistema fotovoltaico con la red de distribución comprende en la obra civil para el acondicionamiento de la cámara, y el transformador de 750KVA de tipo subestación con niveles de voltaje 13.8/0.22KV.

ACONDICIONAMIENTO DE CÁMARA		P. Total
transformador trifásico; 1,6 MVA DYnDYn5; 13.8 kV/0.22kV		\$ 76 446,24
Total:		\$ 76 446,24

Tabla 34, Acondicionamiento de Cámara de interconexión con la red
FUENTE: EL AUTOR

En la tabla 35 se detalla la suma de costes, con la finalidad de determinar la inversión total del proyecto.

INVERSION TOTAL		P. Total
obra civil en área de instalación fotovoltaica		\$ 3 353,50
Instalación fotovoltaica		\$ 1 209 565,6
Acondicionamiento de cámara para interconexión		\$ 76 446,24
Total:		\$ 1 289 365,34

Tabla 35, Inversión total del proyecto
FUENTE: EL AUTOR

Como se detalló en la Tabla 35, el valor total presupuestado de la instalación es de \$ 1 289 365,34, con un precio estimado del (w) instalado de \$ 2,08, como se indica en la siguiente ecuación: (Iván Martín Bermeo Tenesaca, Lucas Eduardo Matute Vázquez, 2020):

$$\text{\$ Precio } w_1 = \frac{\text{Costo Total (\$)}}{\text{Potencia instalada (w)}} = \frac{1\,289\,365,34}{619\,008,00} = \$ 2,08$$

5.2.2. Comparativa de Consumo Actual vs Consumo del Sistema Fotovoltaico

a. **Facturación Mensual: Análisis de Consumo:** El Terminal Portuario de Manta, es un consumidor de tipo: Comercial, en Media Tensión y tiene una demanda horaria que está sujeta a diferente tarifa que se reflejan en la factura mensual, rubros que se detallan en la tabla 36.

Energía				Energía total	
Hora	07:00-18:00	\$ 0,095 por kWh	33724,0 KWh	86032 KWh	
Hora	18:00-22:00	\$ 0,077 por kWh	16900,0 KWh	Comercialización	
Hora	22:00-07:00	\$ 0,077 por kWh	35408,0 KWh	Sector eléctrico	\$ 9117,05
Total:			86032 KWh	Tasa Cuerpo de Bomberos	\$ 6,00
				Tasa Recolección de Basura	\$ 1 000,00
				Total:	\$ 10123.05

Tabla 36, Demanda horaria
FUENTE: Sistema de Facturación Cnel.

En la tabla 37, se detalla los rubros aproximados por pago de energía eléctrica consumida en el año 2020, en función en la tabla 5 de la página 38.



Tabla 37, Pago mensual por consumo de energía año 2020
FUENTE: Sistema de Facturación Cnel.

b. **Sistema Generación Distribuida Fotovoltaico:** La instalación está diseñada para producir aproximadamente 947 048,71 KWh por año. A continuación, se detallan los valores anuales en la tabla 38.

ENERGÍA PRODUCIDA				
Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
999 839,75 KWh	990 841,19 KWh	981 923,63 KWh	973 086,31 KWh	964 328,53 KWh
Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
955 649,55 KWh	947 048,71 KWh	938 525,29 KWh	930 078,56 KWh	921 707,86 KWh
Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15
913 412,48 KWh	905 191,75 KWh	897 045,04 KWh	888 971,64 KWh	880 970,90 KWh

Tabla 38, energía producida anual en los 15 años de vida del proyecto.
FUENTE: Sistema de Facturación Cnel.

En la Figura 42, se muestra la energía mensual producida por la instalación, y como se observa que existe una gran producción de energía. Se observa también que el consumo total mensual del Terminal Portuario de Manta, y el autoconsumo producido por la instalación fotovoltaico, y el consumo de la red, y la energía a exportar.

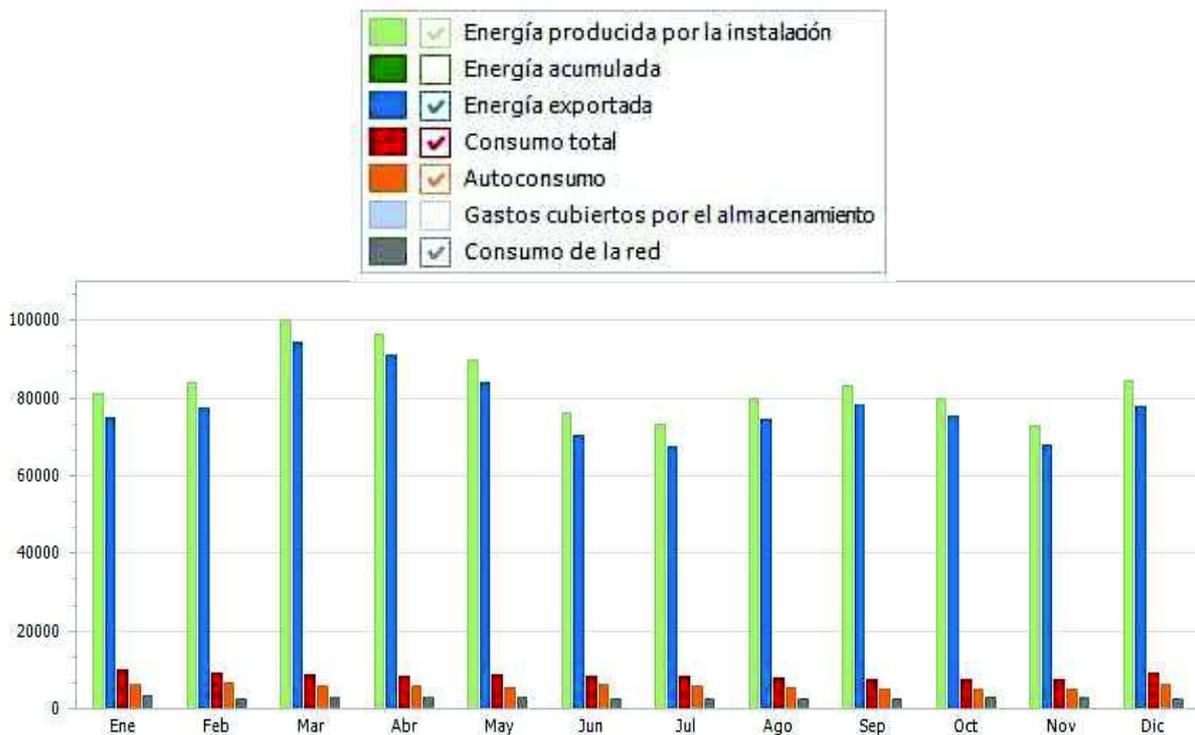


Figura 41, Producción de energía vs el consumo total cubierto en el horario de autoconsumo
Fuente: Software Eléctrico Especializado

En la Figura 43, se observa los horarios de autoconsumo, es decir de 06H00 am hasta las 17H00 pm, periodo en que el sistema fotovoltaico se encuentra produciendo energía por lo tanto se encuentra desconectado de la red de distribución.

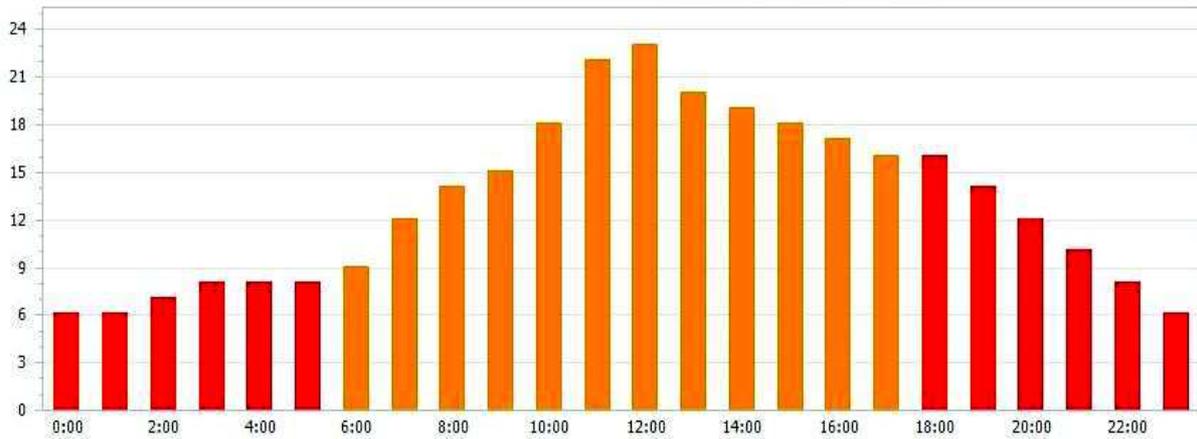


Figura 42, Horarios de autoconsumo y consumo de la red
Fuente: Software Eléctrico Especializado

En la Figura 44, en función de la Figura anterior se observa que, de la producción total, en el periodo de autoconsumo resultado aproximado del 72% de la demanda diaria, el consumo por parte de la red de distribución es el 28%, y que cuyos valores consumidos por la red serán cubiertos con la comercialización del excedente.

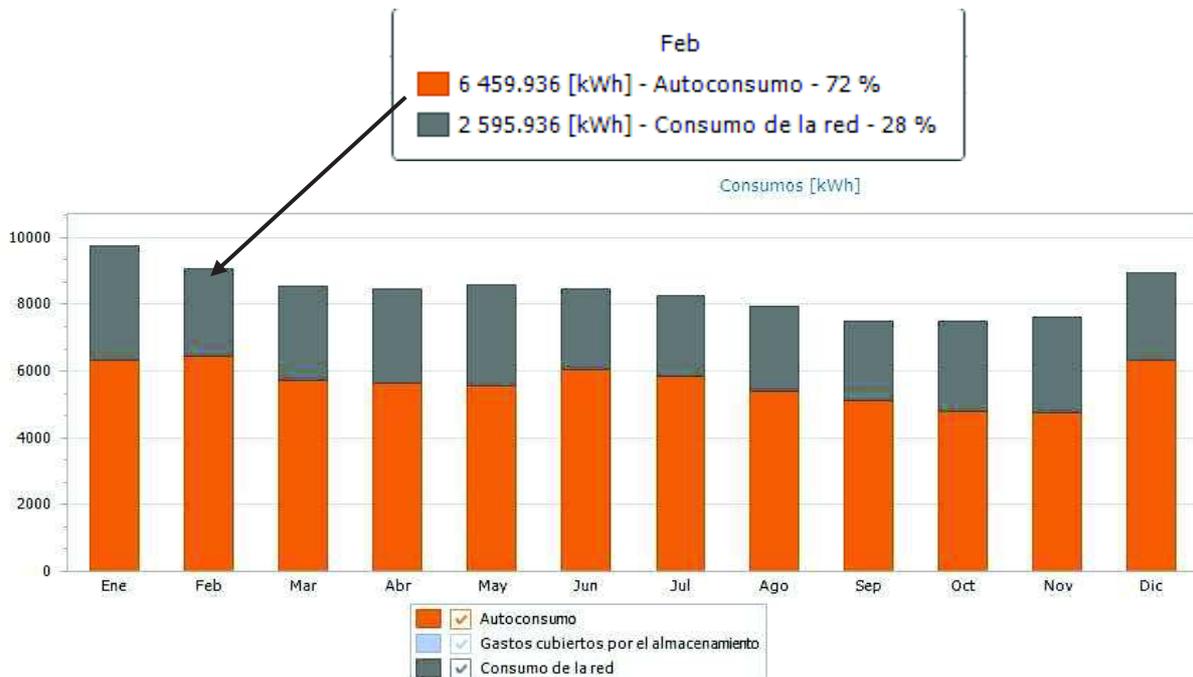


Figura 43, índices de autoconsumo y consumo de la red
Fuente: Software Eléctrico Especializado

En la tabla 39, se muestra una proyección de ahorro mensual en la factura del Terminal Portuario de Manta si la instalación del Sistema de Generación Distribuida se encontraría en operación.

Cabe mencionar que el resultado de la proyección no se está considerando, los valores de la energía exportada o comercialización del excedente.

CONSUMO DEL AÑO 2020, SIN LA COMERCIALIZACIÓN DEL EXCEDENTE					
meses	Total, Mensual	Autoconsumo	Valor Ahorrado	Consumo por Red	Valor Facturado
1	\$ 10.288,72	65%	\$ 6.687,67	35%	\$ 3.601,05
2	\$ 9.062,15	72%	\$ 6.524,75	28%	\$ 2.537,40
3	\$ 8.896,83	67%	\$ 5.960,88	33%	\$ 2.935,95
4	\$ 8.930,44	67%	\$ 5.983,39	33%	\$ 2.947,05
5	\$ 9.534,50	65%	\$ 6.197,43	35%	\$ 3.337,08
6	\$ 9.656,66	72%	\$ 6.952,80	28%	\$ 2.703,86
7	\$ 10.033,58	71%	\$ 7.123,84	29%	\$ 2.909,74
8	\$ 10.114,12	68%	\$ 6.877,60	32%	\$ 3.236,52
9	\$ 9.875,26	68%	\$ 6.715,18	32%	\$ 3.160,08
10	\$ 9.936,45	65%	\$ 6.458,69	35%	\$ 3.477,76
11	\$ 10.585,86	63%	\$ 6.669,09	37%	\$ 3.916,77
12	\$ 11.368,02	71%	\$ 8.071,29	29%	\$ 3.296,73
Total:	\$ 118.282,59	total:	\$ 80.222,61	Total:	\$ 38.059,98

Tabla 39, Proyección de ahorro mensual.

Fuente: Sistema de Facturación Cnel, *Software Eléctrico Especializado*

5.2.3. Comercialización del Excedente

El costo de la energía eléctrica para el presente análisis de comercialización es en relación en lo expresado en el PLIEGO TARIFARIO PARA LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN, Periodo: enero a diciembre 2019, en la Resolución Nro. ARCONEL-002/19, (31 de enero de 2019) y Resolución Nro. ARCONEL -050/18 (28 de diciembre de 2018); el mismo que es \$ 0,6812 por cada KWh.

Energía exportada				
Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
931 898,75 KWh	924 567,11 KWh	917 261,46 KWh	909 964,48 KWh	902 675,44 KWh
Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
895 393,55 KWh	888 118,02 KWh	880 848,11 KWh	873 582,99 KWh	866 325,78 KWh
Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15
859 083,28 KWh	851 868,22 KWh	844 665,59 KWh	837 485,23 KWh	830 305,73 KWh

Tabla 40, Energía Exportada.

Fuente: *Software Eléctrico Especializado*.

En función a la tabla 41: se detalla la Energía Exportada y el valor económico por cada KWh por venta del excedente anuales en los 15 años del proyecto fotovoltaico.

Año	Energía Producida	Autoconsumo	Consumo de Red	Energía exportada	Venta de excedente
1	999 839,75 KWh	67 941,00 KWh	32 662,13 KWh	931 898,75 KWh	\$ 634.809,43
2	990 841,19 KWh	69 268,63 KWh	33 346,52 KWh	924 567,11 KWh	\$ 629.815,12
3	981 923,63 KWh	70 606,33 KWh	34 061,16 KWh	917 261,46 KWh	\$ 624.838,51
4	973 086,31 KWh	71 971,22 KWh	34 789,64 KWh	909 964,48 KWh	\$ 619.867,80
5	964 328,53 KWh	73 363,79 KWh	35 532,28 KWh	902 675,44 KWh	\$ 614.902,51
6	955 649,55 KWh	74 784,66 KWh	36 289,35 KWh	895 393,55 KWh	\$ 609.942,09
7	947 048,71 KWh	76 234,33 KWh	37 061,13 KWh	888 118,02 KWh	\$ 604.986,00
8	938 525,29 KWh	77 713,44 KWh	37 847,91 KWh	880 848,11 KWh	\$ 600.033,73
9	930 078,56 KWh	79 219,58 KWh	38 653,00 KWh	873 582,99 KWh	\$ 595.084,73
10	921 707,86 KWh	80 741,71 KWh	39 488,33 KWh	866 325,78 KWh	\$ 590.141,12
11	913 412,48 KWh	82 267,00 KWh	40 367,63 KWh	859 083,28 KWh	\$ 585.207,53
12	905 191,75 KWh	83 806,70 KWh	41 280,67 KWh	851 868,22 KWh	\$ 580.292,63
13	897 045,04 KWh	85 362,32 KWh	42 226,77 KWh	844 665,59 KWh	\$ 575.386,20
14	888 971,64 KWh	86 950,15 KWh	43 190,71 KWh	837 485,23 KWh	\$ 570.494,94
15	880 970,90 KWh	88 570,81 KWh	44 172,87 KWh	830 305,73 KWh	\$ 565.604,26

Tabla 41, Valoración de energía con fines de comercialización
Fuente: Software Eléctrico Especializado.

5.2.4. Análisis Financiero

Debido a la naturaleza del proyecto se necesitará los recursos monetarios financieros de la banca privada. Los indicadores que se evalúan para establecer la viabilidad financiera del proyecto basados en los comportamientos producción de la energía, energía a exportar, y el costo de energía excedente, son los siguientes:

- Flujo de Caja Acumulado
- VAN (Valor Actual Neto)
- TIR (Tasa Interna de Retorno)

Para el análisis del VAN y del TIR, es relevante determinar la tasa de descuento, que es *“la tasa de interés efectiva de descuento que iguala exactamente los flujos de efectivo por cobrar estimados a lo largo de la vida esperada del instrumento financiero con el importe neto en libros del activo. Para calcular la tasa*

de interés efectiva, se estimará los flujos de efectivo teniendo en cuenta las condiciones contractuales del instrumento financiero, excluyendo cualquier estimación de pérdidas crediticias futuras”. (Banco Internacional, 2019).

La tasa activa efectiva máxima es del 9,33%. (Banco Central del Ecuador, Banco Central del Ecuador, 2020), debido a que se trata de un crédito financiero productivo “aquel que está dirigido al desarrollo de actividades productivas y para cubrir necesidades de financiamiento que le permite la compra de materia prima, insumos, pago de mano de obra y otros necesarios para ejecutar sus operaciones, así como maquinaria, equipos, infraestructura u otros bienes” (Banco Central del Ecuador, Prestaciones, 2020).

TASAS DE INTERESES ABRIL - 2021			
TASAS DE INTERÉS ACTIVAS EFECTIVAS VIGENTES PARA EL SECTOR FINANCIERO PRIVADO, PÚBLICO Y, POPULAR Y SOLIDARIO			
TASAS REFERENCIALES		TASAS MAXIMAS	
Tasa activa efectiva referencial para el segmento:	% anual	Tasa Activa Efectiva Máxima para el segmento:	% anual
Productivo Corporativo	8.35	Productivo Corporativo	9.33
Productivo Empresarial	9.93	Productivo Empresarial	10.21
Productivo PYMES	11.55	Productivo PYMES	11.83
Productivo Agrícola y Ganadero**	8.20	Productivo Agrícola y Ganadero**	8.53
Comercial Ordinario	10.06	Comercial Ordinario	11.83
Comercial Prioritario Corporativo	8.28	Comercial Prioritario Corporativo	9.33
Comercial Prioritario Empresarial	9.36	Comercial Prioritario Empresarial	10.21
Comercial Prioritario PYMES	10.83	Comercial Prioritario PYMES	11.83
Consumo Ordinario	16.50	Consumo Ordinario	17.30
Consumo Prioritario	16.67	Consumo Prioritario	17.30
Educativo	9.46	Educativo	9.50
Educativo Social	6.29	Educativo Social	7.50
Vivienda de Interés Público	4.97	Vivienda de Interés Público	4.99
Vivienda de Interés Social ³	4.99	Vivienda de Interés Social ³	4.99
Inmobiliario	10.17	Inmobiliario	11.33
Microcrédito Agrícola y Ganadero**	18.90	Microcrédito Agrícola y Ganadero**	20.97
Microcrédito Minorista ^{1*}	23.92	Microcrédito Minorista ^{1*}	28.50
Microcrédito de Acumulación Simple ^{1*}	21.87	Microcrédito de Acumulación Simple ^{1*}	25.50
Microcrédito de Acumulación Ampliada ^{1*}	20.21	Microcrédito de Acumulación Ampliada ^{1*}	23.50
Microcrédito Minorista ^{2*}	23.09	Microcrédito Minorista ^{2*}	30.50
Microcrédito de Acumulación Simple ^{2*}	21.73	Microcrédito de Acumulación Simple ^{2*}	27.50
Microcrédito de Acumulación Ampliada ^{2*}	20.54	Microcrédito de Acumulación Ampliada ^{2*}	25.50
Inversión Pública	8.54	Inversión Pública	9.33

Tabla 42, energía producida anual en los 15 años de vida del proyecto.

<https://contenido.bce.fin.ec/docs.php?path=/documentos/Estadisticas/SectorMonFin/TasasInteres/Indice.htm>

En la tabla 43, se detalla los parámetros de referencia considerados en el Análisis Financiero:

DESCRIPCIÓN	TOTAL
Tarifa de incentivo por 15 años	\$ 0,320
Tarifa de exportación de energía	\$ 0,068
Tasa de inflación anual de costes	5,00 %
Tasa de inflación anual de las tarifas energéticas	5,00 %
Tasa de actualización	9,33 %
Aumento anual de los consumos de energía	3,00 %
Pérdidas anuales de eficiencia de la instalación	0,50 %
Tiempo de vida	15 años
Tarifa de incentivo por 15 años	0,320

Tabla 43, Parámetros de Rentabilidad
FUENTE: Software Eléctrico Especializado; Banco Central del Ecuador

El Flujo de Caja Acumulado, según (Iván Martín Bermeo Tenesaca, Lucas Eduardo Matute Vázquez, 2020) se define como: La entradas y salidas netas de dinero que tiene este proyecto en un período determinado, expresado en la fórmula siguiente:

$$\text{Flujo de caja acumulado} = \text{Ingresos} - \text{Egresos}$$

Los valores de flujo acumulado de este proyecto, cuya vida útil es de 15 años, se muestran en la Tabla 44 y el gráfico se muestra en la Figura 45.

AÑOS	FLUJO DE CAJA ACUMULADO
0	INVERSIÓN: \$ 1 289 365,34
1	\$ -892 459,31
2	\$ -478 637,04
3	\$ -48 100,51
4	\$ 399 792,66
5	\$ 866 701,36
6	\$ 1 352 330,89
7	\$ 1 858 291,16
8	\$ 2 385 135,61
9	\$ 2 934 408,21
10	\$ 3 505 769,10
11	\$ 4 100 715,01
12	\$ 4 719 803,15
13	\$ 5 365 289,04
14	\$ 6 036 789,19
15	\$ 6 737 371,58

Tabla 44, Flujo de Caja Acumulado del proyecto
Fuente: Software Eléctrico Especializado



Figura 44, Flujo de caja acumulado
Fuente: Software Eléctrico Especializado

Valor Actual Neto (VAN), es considerado como indicador financiero y es utilizado para determinar la rentabilidad de un proyecto evaluando los flujos de fondos que se han realizado (Janeth Fernanda Romero Crespo, Jonnathan Ismael Flores Peralta, 2019), Según (Iván Martín Bermeo Tenesaca, Lucas Eduardo Matute Vázquez, 2020), se debe considerar los siguientes criterios:

- Si el VAN es positivo: Es viable ejecutar el proyecto.
- Si el VAN es igual a cero: Es indiferente ejecutar el proyecto.
- Si el VAN es negativo: No es viable ejecutar el proyecto.

AÑOS	VALOR ACTUAL NETO
0	INVERSIÓN: \$ 1 289 365,34
1	\$ -923 046.90
2	\$ -570 549.41
3	\$ -232 077.01
4	\$ 92 904,59
5	\$ 405 575,44
6	\$ 705 720,77
7	\$ 994 332,52
8	\$ 1 271 697,15
9	\$ 1 538 584,32
10	\$ 1 794 809,23
11	\$ 2 041 049,69
12	\$ 2 277 535,72
13	\$ 2 505 103,54
14	\$ 2 723 598,44
15	\$ 2 933 988,63

Tabla 45, Valor Actual Neto del proyecto
FUENTE: Software Eléctrico Especializado

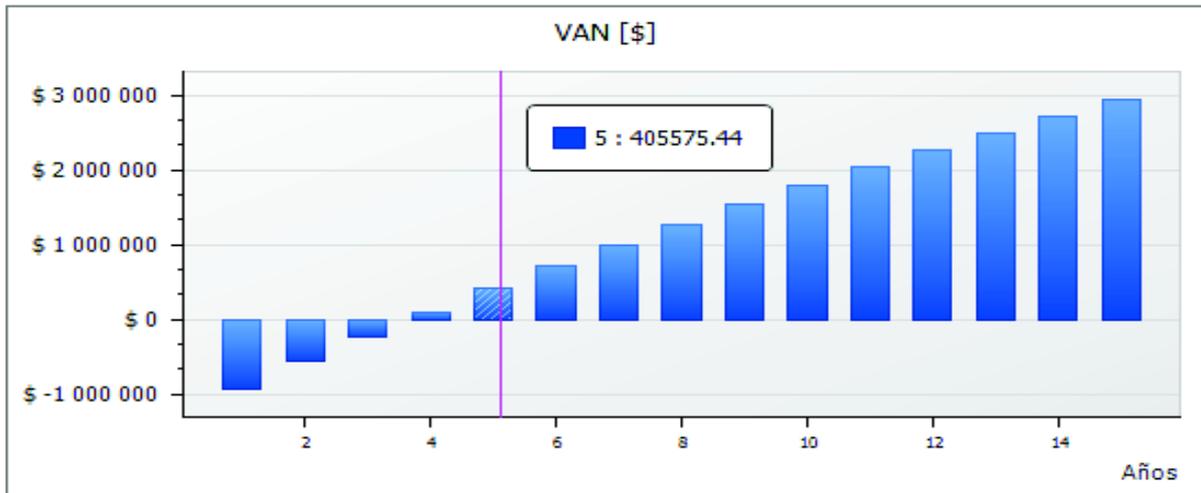


Figura 45, Valor Actual Neto
Fuente: Software Eléctrico Especializado

Tasa Interna de Retorno (TIR), que se define como: la tasa de descuento que igual a el valor presente de los ingresos del proyecto con el valor presente de los egresos. (Iván Martín Bermeo Tenesaca, Lucas Eduardo Matute Vázquez, 2020).

AÑOS	TASA INTERNA DE RETORNO
0	INVERSIÓN: \$ 1 289 365,34
1	\$ -923 046.90
2	\$ -570 549.41
3	\$ -232 077.0
4	\$ 92 904.59
5	\$ 405 575.44
6	\$ 705 720.77
7	\$ 994 332.52
8	\$ 1 271 697.15
9	\$ 1 538 584.32
10	\$ 1 794 809.23
11	\$ 2 041 049.69
12	\$ 2 277 535.70
13	\$ 2 505 103.54
14	\$ 2 723 598.44
15	\$ 2 933 988.63
	TIR
	-69.22%
	-25.82%
	-1.70%
	11.69%
	19.59%
	24.50%
	27.69%
	29.83%
	31.31%
	32.35%
	33.09%
	33.63%
	34.03%
	34.32%
	34.54%

Tabla 46, Tasa Interna de Retorno Del Proyecto
FUENTE: Software Eléctrico Especializado: Banco Central del Ecuador

En base a los criterios del proyecto de la Tabla 45 se muestra la curva de Tasa Interna de Retorno en la Figura 47.

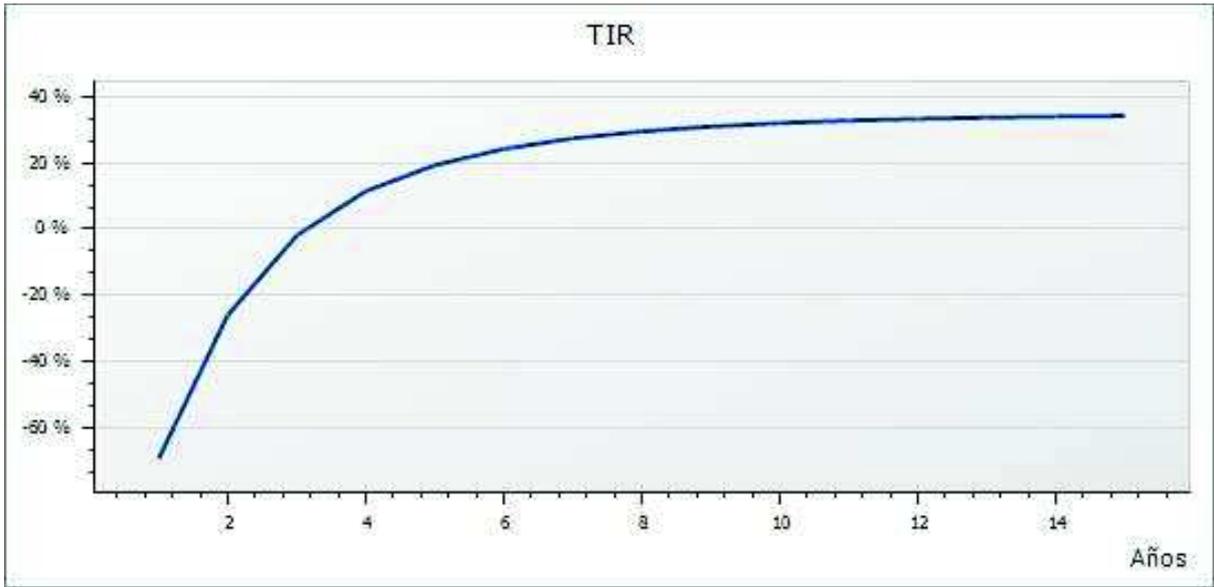


Figura 46, Tasa Interna de Retorno del Proyecto
FUENTE: *Software Eléctrico Especializado*

**CÁLCULO DE LOS INDICADORES FINANCIEROS - USO EFICIENTE RECURSOS ENERGÉTICOS JRA
VAN - TIR FINANCIERO**

Cálculo del Flujo de Fondos FERUM

Tasa de Descuento	9,33%	Inversión del programa	
Inversión Total (\$)	\$ 1.289.365,34	Inversión en instalaciones	
Consumo\$/ KW-h/mes Usuario Antiguo	\$ 10.288,84	Inversión total	\$ 1.289.365,34
Consumo\$/ KW-h/mes Usuario Nuevo	\$ 3.916,77		
\$/ KW-h/mes Comercialización de excedente	\$113.752,10		

AÑOS	VALORES CORRIENTES							Flujo Neto (\$)
	INGRESOS			EGRESOS				
	Inversión Inicial (\$)	KW-h Ahorrados (\$)	m3/mes H2O Ahorrado (\$)	Pérdidas Económicas por interrupciones (\$)	Costos de O&M (\$) Energía Eléctrica	Costos de O&M (\$) Agua	Costos de O&M (\$) Residuos	
1	\$ 1.289.365,34	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -1.289.365,34
2	\$ 892.459,31	\$ 6.372,07	\$ 113.752,10	\$ 1.231,36	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -771.103,78
3	\$ 478.637,04	\$ 6.372,07	\$ 113.752,10	\$ 1.231,36	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -357.281,51
4	\$ 48.100,51	\$ 6.372,07	\$ 113.752,10	\$ 1.231,36	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 73.255,02
5	\$ -399.792,66	\$ 6.372,07	\$ 113.752,10	\$ 1.231,36	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 482.467,23
6	\$ -866.701,36	\$ 6.372,07	\$ 113.752,10	\$ 1.231,36	\$ 38.680,96	\$ -	\$ -	\$ 988.056,89
7	\$ -1.352.330,89	\$ 6.372,07	\$ 113.752,10	\$ 1.231,36	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 1.473.686,42
8	\$ -1.858.291,16	\$ 6.372,07	\$ 113.752,10	\$ 1.231,36	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 1.979.646,69
9	\$ -2.934.408,21	\$ 6.372,07	\$ 113.752,10	\$ 1.231,36	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 3.055.763,74
10	\$ -2.505.769,10	\$ 6.372,07	\$ 113.752,10	\$ 1.231,36	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 2.588.443,67
11	\$ -4.100.715,01	\$ 6.372,07	\$ 113.752,10	\$ 1.231,36	\$ 38.680,96	\$ -	\$ -	\$ 4.222.070,54
12	\$ -4.719.803,15	\$ 6.372,07	\$ 113.752,10	\$ 1.231,36	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 4.841.158,68
13	\$ -5.365.289,04	\$ 6.372,07	\$ 113.752,10	\$ 1.231,36	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 5.486.644,57
14	\$ -6.036.789,19	\$ 6.372,07	\$ 113.752,10	\$ 1.231,36	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 6.158.144,72
15	\$ -6.737.371,58	\$ 6.372,07	\$ 113.752,10	\$ 1.231,36	\$ 38.680,96	\$ -	\$ -	\$ 6.820.046,15
Total	\$ -34.168.699,15	\$ 89.208,98	\$ 1.592.529,40	\$ 1.7239,04	\$ 116.042,88	\$ -	\$ -	\$ 35.751.633,69

VAN	\$ 19.284.900,04
TIR	34,54%
B/C	14,64
Retorno Eco	\$ 35.751.633,69

Tabla 47, ANALISIS FINANCIERO

5.2.5. Tabla de Presupuesto Anual del Proyecto

AÑO	1	2	3	4	5
Energía (*)					
Energía producida	999 839.75	990 841.19	981 923.63	973 086.31	964 328.53
Energía exportada	931 898.75	921 572.57	911 317.30	901 115.09	890 964.74
Energía consumida	67 941.00	69 268.63	70 606.33	71 971.22	73 363.79
Energía adquirida	32 662.13	33 346.52	34 061.16	34 789.64	35 532.28
Energía intercambiada	32 662.13	33 346.52	34 061.16	34 789.64	35 532.28
Consumos (*)					
Consumo total	100 603.13	102 615.15	104 667.49	106 760.86	108 896.06
Autoconsumo	67 941.00	69 268.63	70 606.33	71 971.22	73 363.79
Consumo de la red	32 662.13	33 346.52	34 061.16	34 789.64	35 532.28
Presupuesto anual (**)					
Caja inicial	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Ingresos totales	383 317.83	399 275.86	414 967.84	431 230.03	449 073.87
Ingresos por tarifa de incentivo	319 948.72	332 922.64	346 619.04	360 041.94	375 123.80
Ingresos por energía exportada	63 369.11	66 353.22	68 348.80	71 188.09	73 950.07
Ahorro de factura	13 588.20	14 546.41	15 568.69	16 663.14	17 834.83
Otros ingresos	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Costes de operación	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Costes extr.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Costes periódicos	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Ingreso útil	396 906.03	413 822.27	430 536.53	447 893.17	466 908.70
Flujo de caja	396 906.03	413 822.27	430 536.53	447 893.17	466 908.70
Flujo de caja acumulado	-892 459.31	-478 637.04	-48 100.51	399 792.66	866 701.36
VAN	-918 944.41	-558 507.29	-208 535.14	131 251.06	461 826.88
TIR	-69.22%	-25.90%	-1.85%	11.49%	19.37%
AÑO	6	7	8	9	10
Energía (*)					
Energía producida	955 649.55	947 048.71	938 525.29	930 078.56	921 707.86
Energía exportada	880 864.89	870 814.38	860 811.85	850 858.98	840 966.15
Energía consumida	74 784.66	76 234.33	77 713.44	79 219.58	80 741.71
Energía adquirida	36 289.35	37 061.13	37 847.91	38 653.00	39 488.33
Energía intercambiada	36 289.35	37 061.13	37 847.91	38 653.00	39 488.33
Consumos (*)					
Consumo total	111 074.00	113 295.46	115 561.35	117 872.58	120 230.03
Autoconsumo	74 784.66	76 234.33	77 713.44	79 219.58	80 741.71
Consumo de la red	36 289.35	37 061.13	37 847.91	38 653.00	39 488.33
Presupuesto anual (**)					
Caja inicial	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Ingresos totales	466 540.27	485 528.01	504 974.32	525 863.92	546 309.51
Ingresos por tarifa de incentivo	389 905.02	406 283.90	422 336.38	439 927.16	457 167.10
Ingresos por energía exportada	76 635.25	79 244.11	82 637.94	85 936.76	89 142.41
Ahorro de factura	19 089.26	20 432.26	21 870.13	23 408.68	25 051.38
Otros ingresos	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Costes de operación	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Costes extr.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Costes periódicos	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Ingreso útil	485 629.53	505 960.27	526 844.45	549 272.60	571 360.89
Flujo de caja	485 629.53	505 960.27	526 844.45	549 272.60	571 360.89
Flujo de caja acumulado	1 352 330.89	1 858 291.16	2 385 135.61	2 934 408.21	3 505 769.10
VAN	782 713.82	1 094 725.74	1 397 936.78	1 692 961.46	1 979 371.84
TIR	24.26%	27.43%	29.56%	31.03%	32.06%
AÑO	11	12	13	14	15
Energía (*)					
Energía producida	913 412.48	905 191.75	897 045.04	888 971.64	880 970.90
Energía inyectada	831 145.48	821 385.05	811 682.72	802 021.49	792 400.08

Energía gastada	82 267.00	83 806.70	85 362.32	86 950.15	88 570.81
Energía adquirida	40 367.63	41 280.67	42 226.77	43 190.71	44 172.87
Energía intercambiada	40 367.63	41 280.67	42 226.77	43 190.71	44 172.87
Consumos (*)					
Consumo total	122 634.63	125 087.37	127 589.09	130 140.86	132 743.68
Autoconsumo	82 267.00	83 806.70	85 362.32	86 950.15	88 570.81
Consumo de la red	40 367.63	41 280.67	42 226.77	43 190.71	44 172.87
Presupuesto anual (**)					
Caja inicial	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Ingresos totales	568 145.05	590 420.56	614 826.19	638 708.65	665 509.56
Ingresos por tarifa de incentivo	475 887.90	495 139.89	515 800.90	536 049.90	558 535.55
Ingresos por energía exportada	92 257.15	95 280.67	99 025.29	102 658.75	106 974.01
Ahorro de factura	26 800.86	28 667.58	30 659.70	32 791.50	35 072.83
Otros ingresos	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Costes de operación	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Costes extr.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Costes periódicos	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Ingreso útil	594 945.91	619 088.14	645 485.89	671 500.15	700 582.39
Flujo de caja	594 945.91	619 088.14	645 485.89	671 500.15	700 582.39
Flujo de caja acumulado	4 100 715.01	4 719 803.15	5 365 289.04	6 036 789.19	6 737 371.58
VAN	2 257 704.11	2 528 004.32	2 791 024.13	3 046 385.77	3 295 028.97
TIR	32.80%	33.34%	33.73%	34.02%	34.24%

Tabla 48, Tabla Presupuesto Anual del Proyecto
FUENTE: Software Eléctrico Especializado

5.3. Análisis Ambiental

“Ponerle precio a la contaminación, y establecer las estrategias de establecer una tarificación a las emisiones de carbono son la clave para alcanzar las metas mundiales de estabilización climática” (Parry, 2019) Producir energía eléctrica en el país, equivalen a emitir en la atmosfera; Dióxido de Carbono (CO₂), Gas Metano (CH₄), y Óxido Nitroso (N₂O) los principales gases que provocan el Efecto de Gases Invernadero en la atmosfera. Solo el sector de eléctrico en el Ecuador produce un (46.63%) de la contaminación atmosférica mediante su proceso de generación, seguido del sector de transporte (45%). El total de emisiones por CO₂ en el año 2019 han sido de 40.700 kilotoneladas según (Ecuador - Emisiones de CO₂, 2019).

El Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, en conjunto con el Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables y Ministerio del Ambiente. “*Dentro del acuerdo Interministerial suscrito el 16 de diciembre de 2010, se establece la creación de*

la *COMISIÓN TÉCNICA DE DETERMINACIÓN DE FACTORES DE EMISIÓN DE GASES DE EFECTO INVERNADERO -CTFE-*, para el Sector Eléctrico Ecuatoriano, la misma que será responsable de desarrollar el cálculo del Factor de emisión de CO₂.” (HERRERA, 2018).

La CEPAL define, el costo social del carbono como “el costo económico que ocasiona una tonelada adicional de CO₂ emitida a la atmosfera para las actividades económicas, el bienestar social y los ecosistemas”. (CEPAL.org, 2019).

Establecer un costo social del carbono, resulta un cambio controversial y útil para la construcción de políticas referentes al cambio climático y desarrollo del país.

La fijación del precio del carbón según (bancomundial.org, 2017) para el 2020 comprenden entre 40 a 80 dólares la tonelada.

Un indicador muy útil para medir la cantidad de combustible ahorrado cuando se usa una fuente de energía renovable es el factor de conversión de electricidad a energía primaria [TOE / MWh]. Este coeficiente identifica T.O.E. (Toneladas de Equivalente de Petróleo) necesarias para la producción de 1 MWh de energía, o los TOEs ahorradas con la adopción de tecnologías fotovoltaicas para la producción de electricidad.

AHORRO COMBUSTIBLE	TOE
Factor de Conversión de electricidad a energía primaria [TOE/MWH]	0,260
TOE ahorrado en 1 año	259,96
TOE ahorrado en 15 años	3663,04

Tabla 49, Emisiones, CO₂, CH₄, N₂O, Efecto de Gases Invernadero
 FUENTE: FACTOR DE EMISIÓN DEL S.N.I. DE ECUADOR - INFORME 2019

Además, la instalación fotovoltaica permite la reducción de sustancias contaminantes en la atmósfera que contribuyen al efecto invernadero.

Emisiones atmosféricas evitadas	CO2	CH4	N2O	Total, GHG
Emisiones atmosféricas específicas [kg CO2e/kWh]	0,50620	0,00065	0,00389	0,51074
Emisiones evitadas en un año [kg CO2e]	462479,08	439,94	3 889,38	510658,15
Emisiones evitadas en 15 año [kg CO2e]	7131660,08	9157,60	54804,74	7195622,42

Tabla 50, Emisiones, CO2, CH4, N2O, Efecto de Gases Invernadero
FUENTE: FACTOR DE EMISIÓN DEL S.N.I. DE ECUADOR - INFORME 2019

Un total de 46 247,90 toneladas de CO2 emitidas a \$ 60.0 cada tonelada, equivalen a: \$ 2 774 874,0

	Toneladas anual	Dólares, total toneladas de CO2e
anual	3 083,19 toneladas de CO2e	\$ 2 774,87
15 años	46 247,90 toneladas CO2e	\$ 41 623.110

CONCLUSIONES

La información de la irradiación solar en la localidad del proyecto se obtuvo como resultado de la herramienta Meteonorm que sirvió como pilar fundamental para determinar los niveles de irradiación global, y comparadas con otras fuentes este resultado es confiable y veraz, con un margen de error del 10%. El diseño se encuentra en sincronía con la red de la distribuidora de energía, es decir que se trata de un sistema trifásico interconectado con la red de media tensión y que permite no solo el autoconsumo, si no también inyectar la energía excedente al sistema:

- La ventaja de la Generación Distribuida renovable radica en que se descentraliza su producción, ubicándose geográficamente cerca de los consumidores, generando su propia energía renovable para autoconsumo y con la posibilidad de vender los excedentes de energía que son inyectados a la red. Dando rentabilidad al proyecto, además, una instalación que permite incrementar la confiabilidad, aumentando la calidad y eficiencia de la energía en el área de influencia. La principal desventaja de la instalación sería el resultado de la inversión total, que sin embargo los costos de inversión se recuperan a partir del cuarto año de operación del proyecto, los cuales se ven reflejados en la Tasa Interna de Retorno (TIR) 34.54%, y en el Valor Actual Neto (VAN) \$ 2 933 988.63, indicadores financieros que reflejan la viabilidad y rentabilidad del proyecto.
- La evaluación técnica y económica con la inclusión de la Generación Distribuida renovable en el Sistema Eléctrico; de manera técnica demostró no solo un cambio del esquema eléctrico al que estamos acostumbrando en el país, sino también reconoce las mejoras significativas del voltaje en media tensión en la red de la

distribuidora, cuyo voltaje en condiciones actuales es de 13.5Kv de 13.8Kv valor base en la barra. con unas perdidas totales de 16369,80 KV/Año, que equivalen a 4301,98 K\$/año. Al encontrarse en operación el Sistema de Generación Distribuida Renovable el voltaje se optimizaría lo que representa una reducción total en sus perdidas, mejorando la calidad del servicio electrico del sector, y del voltaje en barra a un 100% o 1 p.u. Para el Terminal Portuario de Manta económicamente representaría un ahorro en su factura que le permitirá explorar otros mercados como lo es la comercialización de la energía excedente cuyo precio se oscila por los \$ 0,6812 por cada KWh, según el *PLIEGO TARIFARIO PARA LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN*.

- Mediante los resultados del análisis ambiental se Determinó los beneficios ambientales derivados de la Generación Distribuida renovable, como es evitar las emisiones de gases de efecto invernadero [*dióxido de carbono (462479,08 kg CO₂e), + gas metano (439,94 CH₄), y + óxido nitroso (3889,38 N₂O)*], que equivalen anuales a 510658,15 [kg CO₂e], es decir 7195622,42 [kg CO₂e] de gases de efecto invernadero evitadas en los 15 años, en comparación a las condiciones actuales produce la Generación Centralizada No Renovable por uso sustancial de los combustible fósiles causante del alto deterioro de nuestro planeta (*el sector Energía produce el 46.63% de gases de efecto invernadero*), por el alto índice de contaminación atmosférica. Por otro lado, es importante establecer valor económico a la emisión de gases de efecto invernadero (*costo social del carbono*), aunque resulta un cambio controversial, es útil para la construcción de políticas referentes al cambio climático y desarrollo del país. El precio del carbón en el año

2020 estuvo comprendido entre 40 a 80 dólares la tonelada, lo que promedio equivalen a 46 247,90 toneladas de CO2 emitidas que representan \$ 2 774 874,0 ahorrados en los 15 años de vida del proyecto.

Finalmente, puedo decir que en Ecuador los sistemas fotovoltaicos se han desarrollado a pasos muy lentos a pesar del gran potencial atmosférico que tiene. Este proyecto promete principalmente dar confiabilidad en la Generación Distribuida Fotovoltaica interconectada a la red, una reducción de la contaminación en la atmósfera tras adoptar las tecnologías de la Generación Renovable, y la empresa en cuestión este ahorro en la factura, y la venta del excedente le permitirá explorar nuevos mercados.

BIBLIOGRAFÍA

ACESOLAR. (2015). Asociación Costarricense de Energía Solar.

Alfonso L. Suarez. (04 de 01 de 2021). *Los precios del carbón y crudo podrían dinamizar producción.*

Obtenido de Los precios del carbón y crudo podrían dinamizar producción:

<https://www.portafolio.co/economia/drummond-saca-la-cara-en-la-tarea-carbonifera-548290>

Ambiental, D. d. (2010). *ANÁLISIS AMBIENTAL Y SOCIAL (AAS)*. Salitre.

Ambientum. (2021). *Principales problemas del uso de combustibles fósiles*. Obtenido de Principales problemas del uso de combustibles fósiles:

<https://www.ambientum.com/ambientum/energia/principales-problemas-del-uso-de-combustibles-fosiles.asp>

ARCONEL. (2020). *Balance Nacional de Energía Eléctrica*. Obtenido de

<https://www.regulacionelectrica.gob.ec/balance-nacional/>

ARCONEL, A. d. (2020). *MARCO NORMATIVO PARA LA PARTICIPACIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA*. Quito.

Balance Nacional de Energía Eléctrica. (2020). *Agencia de Regulación y Control de Electricidad*. Obtenido de Agencia de Regulación y Control de Electricidad:

<https://www.regulacionelectrica.gob.ec/balance-nacional/>

Banco Central del Ecuador. (2020). *Banco Central del Ecuador*. Obtenido de Banco Central del Ecuador:

<https://www.bce.fin.ec/index.php/component/k2/item/148-tasas-de-inter%C3%A9s>

Banco Central del Ecuador. (2020). *Prestaciones*. Obtenido de

https://contenido.bce.fin.ec/documentos/PublicacionesNotas/Catalogo/IEMensual/m1967/nota_monetaria.pdf

Banco Internacional. (2019). *Informe de Gestión de La Economía Ecuatoriana en el Año 2019*.

<https://www.bancointernacional.com.ec/storage/2020/11/memoria2019.pdf>.

bancomundial.org. (2017). *Fijación del precio del carbono*. Obtenido de Fijación del precio del carbono:

<https://www.bancomundial.org/es/results/2017/12/01/carbon-pricing>

Barragán, R. (2020). *La Generación de Energía Eléctrica para el Desarrollo Industrial en el Ecuador a*

Partir del Uso de las Energías. Obtenido de *La Generación de Energía Eléctrica para el Desarrollo Industrial en el Ecuador a Partir del Uso de las Energías* :

<https://repositorio.uisek.edu.ec/bitstream/123456789/4023/1/Rommel%20Alexis%20Barrag%C3%A1n%20Llanos.pdf>

Berrío, L. H. (2014). *Smart Grid y la energía solar fotovoltaica para la generación distribuida: una revisión en el contexto energético mundial*. Colombia.

Blog Monsolar. (2005). *Conexión serie-paralelo de placas solares*. Obtenido de Conexión serie-paralelo

de placas solares: <https://www.monsolar.com/blog/conexion-serie-paralelo-de-placas-solares/>

- Bo Zhao. (2017). *Fotovoltaica autónoma e integrada a la red, Sistemas de Generacion Distribuida*. China, Estados Unidos.
- BOADA, A. (2013). *PROCEDIMIENTO TÉCNICO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE MICROCENTRALES ELÉCTRICAS UTILIZANDO PANELES FOTOVOLTAICOS*. Quito.
- Bustamante, K. (2013). *Estudio de los sistemas de Generación Distribuida*. Cuenca, Ecuador.
- Cabeza-Gras & V. Jaramillo-García. (2020). 18 th Congreso Internacional de Energías Renovables y Calidad Eléctrica (ICREPQ'20). *Revista de energía renovable y calidad eléctrica (RE y PQJ)*, 667-668.
- capevlac. (2020). *Generacion-distribuida-en-latinoamerica*. Obtenido de generacion-distribuida-en-latinoamerica: <https://capevlac.olade.org/blog/generacion-distribuida-en-latinoamerica/>
- CEPAL.org. (2019). *Analisis de costo social del carbono*. Obtenido de Analisis de costo social del carbono: <https://www.cepal.org/es/noticias/nuevo-documento-la-cepal-analiza-valores-costosocial-carbono-la-construccion-politicas#:~:text=El%20costo%20social%20del%20carbono,bienestar%20social%20y%20los%20ecosistemas.>
- Comercio, E. (2020). *Descarbonizacion, el nuevo reto regional*. Obtenido de <https://www.elcomercio.com/tendencias/descarbonizacion-nuevo-reto-regional-ambiente.html>
- CONELEC. (2011). *regulación 004/11* .
- CONELEC. (2011). *Regulación No. CONELEC – 004/11*.
- Conelec. (2012). Obtenido de https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/10/CONELEC_004_11_ERNC.pdf
- CONELEC. (2016). *Regulacion 001-13*.
- CONELEC Regulación No. 004/13. (2013). *CONELEC Regulación No. 004/13*.
- CONELEC-009-08. (2008). *Registro Menores y mayores a 1MW*.
- Conexión MIREC. (2020). *Generación Distribuida en México*. Obtenido de <https://www.mirecweek.com/digital/es/zona-de-contenido/generacion-distribuida-en-mexico.html>
- Christiaan Gischler y Nils Jason. (2016). *Perspectives for Distributed Generation with Renewable Energy in Latin America and the Caribbean Analysis of Case Studies for Jamaica*.
- CTFE, C. T. (2019). *FACTOR DE EMISIÓN DE CO2 INFORME 2019, EN EL SNI*.
- Darío Rodríguez & Daniel Arroyo. (2016). *Energía solar fotovoltaica en Ecuador*. Obtenido de Energía solar fotovoltaica en Ecuador: <https://www.eltelegrafo.com.ec/noticias/punto/1/energia-solar-fotovoltaica-en-ecuador>
- Dirección de Planificación y Gestión Integral. (2019). *Actividades del Puerto de Manta*. Obtenido de Actividades del Puerto de Manta: <http://www.puertodemanta.gob.ec/wp->

content/uploads/2019/09/Informe-Estad%C3%ADstico-Puerto-de-Manta-Primer-Semestre-2019-rev-10092019.pdf

- Dr. C. Pascual Felipe Correa Álvarez, Esp. Dargel González González¹, MSc. Justina Grey Pacheco Alemán². (2017). *ENERGÍAS RENOVABLES Y MEDIO AMBIENTE. SU REGULACIÓN JURÍDICA EN ECUADOR*. Obtenido de http://scielo.sld.cu/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S2218-36202016000300024
- Ecuador - Emisiones de CO₂. (2019). *Descienden las emisiones de CO₂ en Ecuador*. Obtenido de Descienden las emisiones de CO₂ en Ecuador: <https://datosmacro.expansion.com/energia-y-medio-ambiente/emisiones-co2/ecuador>
- Ecuatran. (2018). *Energía fotovoltaica en el Ecuador*. Obtenido de Energía fotovoltaica en el Ecuador: <https://www.ecuatran.com/blog/energia-fotovoltaica-en-el-ecuador/>
- Eduardo, R. R. (2019). Ecuador plantea facilitar conexiones de la generación distribuida. 2-4.
- ELECTRICIDAD, C. N. (2013). *CONELEC 002/13*. Obtenido de CONELEC 002/13.
- Elisa, S. (2007). *Guía Básica de la Generación Distribuida*. Obtenido de Guía Básica de la Generación Distribuida: <http://www.madrid.org/bvirtual/BVCM005776.pdf>
- Endesa, F. (2019). *red de distribución eléctrica inteligente*. Obtenido de red de distribución eléctrica inteligente: <https://www.fundacionendesa.org/es/recursos/a201908-smart-grid>
- Energía Renovables. (2014). *Regulaciones*. Obtenido de <http://www.regulacioneolica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2016/11/Regulaciones-Hist%C3%B3ricas-09-11-2016.html>
- Energías Renovables. (2008). Obtenido de www.regulacioneolica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2016/11/Regulaciones-Históricas-09-11-2016.html
- Energías Renovables. (2011). *Regulaciones*. Obtenido de <http://www.regulacioneolica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2016/11/Regulaciones-Hist%C3%B3ricas-09-11-2016.html>
- Energy, R. (julio de 2020). *Generación Distribuida en México, ¿Cómo Vamos?* Obtenido de Generación Distribuida en México, ¿Cómo Vamos?: <https://www.ric.mx/cultura/energia/generacion-distribuida-en-mexico/>
- enfsolar. (2020). *RLM6-144HP Series 430W--455W*. Obtenido de https://www.enfsolar.com/pv/panel-datasheet/crystalline/46548/157860?utm_source=ENF&utm_medium=panel_alternative&utm_campaign=enquiry_product_directory&utm_content=124504
- es.weatherspark. (2020). *Clima promedio en Manta Ecuador*. Obtenido de <https://es.weatherspark.com/y/18307/Clima-promedio-en-Manta-Ecuador-durante-todo-el-a%C3%B1o#Sections-Sun>
- Fabian Garcia, Pablo Garces, y Raquel Atiaja. (2016). *Panorama General del Sector Eléctrico en América Latina y el Caribe*. Quito, Ecuador.

- guardianglass. (2018). *Coefficiente de Sombreado*. Obtenido de Coeficiente de Sombreado: <https://www.guardianglass.com/la/es/tools-and-resources/recursos/glosario-de-vidrio/coeficiente-de-aislamiento>
- Gubinelli, G. (Agosto de 2020). *Chile espera un nuevo record en potencia instalada de Generación Distribuida para este 2020*. Obtenido de Chile espera un nuevo record en potencia instalada de Generación Distribuida para este 2020: <https://www.energiaestrategica.com/chile-espera-un-nuevo-record-en-potencia-instalada-de-generacion-distribuida-para-este-2020/>
- Gustavo Gonzalez, Juan Zambrano, Edison Estrada. (2015). Estudio, Diseño e Implementación de un Sistema de Energía Solar en la Comuna Puerto Roma de la Isla Modragón del Golfo de Guayaquil Provincia del Guayas. En J. Z. Gustavo Gonzalez, *Estudio, Diseño e Implementación de un Sistema de Energía Solar en la Comuna Puerto Roma de la Isla Modragón del Golfo de Guayaquil Provincia del Guayas* (pág. 91). Obtenido de Estudio, Diseño e Implementación de un Sistema de Energía Solar en la Comuna Puerto Roma de la Isla Modragón del Golfo de Guayaquil Provincia del Guaya.
- HERRERA, V. L. (2018). *Diseño del sistema de generación eléctrica conectado a la red utilizando paneles*. LATACUNGA – ECUADOR, LATACUNGA – ECUADOR.
- Indicador Clave de rentabilidad. (2017). *Alonso de Molina*. Obtenido de Clave de Rentabilidad: <https://www.esan.edu.pe/apuntes-empresariales/2017/01/un-indicador-clave-de-rentabilidad-la-tasa-interna-de-retorno-tir/>
- Industrial, R. E. (2017). *Desarrollo de La energía Solar en Ecuador*. Obtenido de <https://www.eluniverso.com/tendencias/2017/06/10/nota/6222868/energia-solar-se-abre-terreno-ecuador/>
- INEC. (2019). *CIFRAS DEL CRECIMIENTO POBLACIONAL Y CRECIMIENTO DEL SECTOR INDUSTRIAL*.
- INEC, I. N. (2018).
- Iván Martín Bermeo Tenesaca, Lucas Eduardo Matute Vázquez. (2020). ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED, ESTUDIO DE CASO GRANDES SUPERFICIES COMERCIALES. En L. E. Iván Martín Bermeo Tenesaca, *ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED, ESTUDIO DE CASO GRANDES SUPERFICIES COMERCIALES* (pág. 153). Cuenca.
- Janeth Fernanda Romero Crespo, Jonnathan Ismael Flores Peralta. (2019). *Estudio e implementación de un sistema de micro generación solar fotovoltaico para autoconsumo (caso de estudio considerando la regulación Nro. ARCONEL-003/18)*. Obtenido de <http://dspace.ucuenca.edu.ec/bitstream/123456789/33564/1/Trabajo%20de%20Titulaci%C3%B3n.pdf>
- KeeUI Solar. (2020). *Interconexión de Sistemas FV a la Red Eléctrica*. Obtenido de <https://keeui.com/2020/10/16/requisitos-por-la-cfe-para-interconexion-de-sistemas-fv-a-la-red-electrica/>

- Keyhani Ali. (2019). *Energéticos Diseño de Red Inteligente Fuentes Renovable y Sistemas*. Tercera Edicion.
- Keyhani, A. (2019). *DISEÑO DE PODER INTELIGENTE RED RENOVABLES SISTEMAS ENERGÉTICOS*. EE. UU: TERCERA EDICION.
- Ley de Impulso a las Energías Renovables No Convencionales. (2020-2025). Ley de Impulso a las Energías Renovables No Convencionales.
- LOACHAMIN, W. G. (2014). *ANÁLISIS Y MODELAMIENTO DEL IMPACTO DE LA RADIACIÓN DIFUSA EN LA GENERACIÓN ELÉCTRICA USANDO PANELES SOLARES FOTOVOLTAICOS POLICRISTALINOS*. QUITO.
- Luis Guillermo Fernández García, Agustín Cervantes Torres. (2017). Proyecto de diseño e implementación de un sistema fotovoltaico de interconexión a la red eléctrica en la Universidad Tecnológica de Altamira. En A. C. Luis Guillermo Fernández García, *Proyecto de diseño e implementación de un sistema fotovoltaico de interconexión a la red eléctrica en la Universidad Tecnológica de Altamira*. Altamira.
- Mateu. (2012). *Las Ventajas Técnicas, Económicas y Medioambientales de la Generación Distribuida*.
- Ministerio de Acuicultura y Pesca. (2019). *sectores acuícola y pesquero en Manabí*. Obtenido de sectores acuícola y pesquero en Manabí: <http://acuaculturaypesca.gob.ec/subpesca5427-ministro-pablo-campana-consolida-relaciones-con-los-sectores-acuicola-y-pesquero-en-manabi.html>
- Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables. (2019). *Balance Energético Nacional*.
- O. Cabeza-Gras and V. Jaramillo-García. (2020). 18 th Congreso Internacional de Energías Renovables y Calidad Eléctrica. *Revista de Energía Renovable y Calidad Eléctrica*.
- OLADE. (2019). REPORTE DE JUNTA ESTRATÉGICA SOBRE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN ECUADOR. https://www.iamericas.org/documents/energy/reports/Reporte_Ecuador_2019_Confidencial.pdf.
- Parry, I. (2019). Obtenido de <https://www.imf.org/external/pubs/ft/fandd/spa/2019/12/pdf/the-case-for-carbon-taxation-and-putting-a-price-on-pollution-parry.pdf>
- Plan Maestro de Electricidad. (2013-2022). *Plan Maestro de Electricidad*. Obtenido de ASPECTOS DE SUSTENTABILIDAD Y SOSTENIBILIDAD SOCIAL Y AMBIENTAL.
- Proyectos Fotovoltaicos. (2017). *Proyectos Fotovoltaicos*. Obtenido de Proyectos Fotovoltaicos: https://www.elcomercio.com/negocios/Ecuador-electricidad-Consejo_Nacional-Electricidad-proyectos-fotovoltaicos_ECMFIL20140209_0003.pdf
- Regulacion Electrica. (2020). *Informe de actividades y de gestion 2019*. Obtenido de Informe de actividades y de gestion 2019: <https://www.regulacionelectricita.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2020/04/Informe-de-actividades-y-de-gesti%C3%B3n-2019-VF.pdf>
- Regulación No. – 001/16. (2016). *Equipos de Medición*.

- Rendimiento de una Instalacion Fotovoltaica. (2018). *RENDIMIENTO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA*. Obtenido de RENDIMIENTO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA: <http://www.yubasolar.net/2015/03/rendimiento-de-una-instalacion.html>
- REVISTA RIEMAT. (2018). *Los Diferentes Costos que Tiene la Energía Eléctrica en el*.
revistalideres. (2018). *Luz Solar Enciende Ideas*. Obtenido de <https://www.revistalideres.ec/lideres/luz-solar-enciende-idea.html>
- Robles, C. (2018). *Un panorama de las energías renovables en el Mundo, Latinoamérica y Colombia*. Obtenido de Un panorama de las energías renovables en el Mundo, Latinoamérica y Colombia: <https://www.revistaespacios.com/a18v39n34/a18v39n34p10.pdf>
- Solar Fotovoltaica Ecuador. (2017). *Energía Solar Fotovoltaica Ecuador*. Obtenido de Energía Solar Fotovoltaica Ecuador: <https://www.energiasolar.lat/solar-fotovoltaica-ecuador/>
- Tapia, L. (2014). *GUÍA PRÁCTICA PARA EL AHORRO Y USO EFICIENTE DE ENERGÍA*. Obtenido de GUÍA PRÁCTICA PARA EL AHORRO Y USO EFICIENTE DE ENERGÍA: <https://www.ambiente.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2014/03/GUIA-PRACTICA-PARA-EL-AHORRO-Y-USO-EFICIENTE-DE-ENERGIA-22NovBAJAa.pdf>
- Telegrafo, E. (2020). <http://www.camae.org/economia/ecuador-recibio-mas-de-48-millones-por-exportaciones-de-energia-electrica/>. Obtenido de <http://www.camae.org/economia/ecuador-recibio-mas-de-48-millones-por-exportaciones-de-energia-electrica/>:
<http://www.camae.org/economia/ecuador-recibio-mas-de-48-millones-por-exportaciones-de-energia-electrica/>
- Terminal Portuario de Manta. (2016). *Terminal Portuario de Manta*. Obtenido de Terminal Portuario de Manta,: <http://tpm.ec/>
- Todo Fotovoltaica. (2019). Obtenido de INVERSORES DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA. ¿QUE ES EL MPPT?: <https://www.todofotovoltaica.com/inversores-de-energia-solar-fotovoltaica-que-es-el-mpp-o-mppt/>