



**FACULTAD DE POSTGRADO**

**TESIS DE POSTGRADO**

**ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD PARA IMPLEMENTAR UN  
SISTEMA FOTOVOLTAICO EN LA ESTACIÓN DE RIEGO NARANJO**

**B**

**SUSTENTADO POR:**

**HEBER DAVID ZELAYA ESCOBAR**

**MIGUEL ANGEL PUERTO CABALLERO**

**PREVIA INVESTIDURA AL TÍTULO DE  
MÁSTER EN ADMINISTRACIÓN DE PROYECTO**

**SAN PEDRO SULA, CORTÉS, HONDURAS, C.A.**

**FEBRERO 2020**

**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA CENTROAMERICANA  
UNITEC**

**FACULTAD DE POSTGRADO**

**AUTORIDADES UNIVERSITARIAS**

**RECTOR**

**MARLON ANTONIO BREVÉ REYES**

**SECRETARIO GENERAL**

**ROGÉR MARTÍNEZ MIRALDA**

**VICERRECTORA ACADÉMICA**

**DESIREE TEJADA CALVO**

**VICEPRESIDENTE UNITEC, CAMPUS S.P. S**

**CARLA MARÍA PANTOJA**

**DECANA DE LA FACULTAD DE POSTGRADO**

**CLAUDIA MARÍA CASTRO VALLE**

**ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD PARA IMPLEMENTAR UN  
SISTEMA FOTOVOLTAICO EN LA ESTACIÓN DE RIEGO NARANJO  
B**

**TRABAJO PRESENTADO EN CUMPLIMIENTO DE LOS  
REQUISITOS EXIGIDOS PARA OPTAR AL TÍTULO DE MÁSTER EN  
ADMINISTRACIÓN DE PROYECTOS**

**ASESOR METODOLÓGICO**

**CARLOS ANTONIO TRIMINIO RODRIGUEZ**

**ASESOR TEMATICO**

**HECTOR FERNANDO VILLATORO FLORES**

**MIEMBROS DE LA COMISION EVALUADORA**

**ABEL SALAZAR**

**NELLY ALCANTARA**

# **DERECHOS DE AUTOR**

© Copyright 2020

**HEBER DAVID ZELAYA ESCOBAR**

**MIGUEL ANGEL PUERTO CABALLERO**

Todos los derechos son reservados.

# **AUTORIZACIÓN DEL AUTOR(ES) PARA LA CONSULTA, REPRODUCCIÓN PARCIAL O TOTAL Y PUBLICACIÓN ELECTRÓNICA DEL TEXTO COMPLETO DE TESIS DE POSTGRADO**

Señores

**CENTRO DE RECURSOS PARA EL APRENDIZAJE Y LA INVESTIGACIÓN  
(CRAI)**

**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA CENTROAMERICANA (UNITEC)**

**San Pedro Sula**

Estimados Señores:

Nosotros, Heber David Zelaya Escobar, Miguel Angel Puerto Caballero de San Pedro Sula, autores del trabajo de postgrado titulado: estudio de factibilidad para la implementación de un sistema de riego a base de energía solar en la Standard Fruit de Honduras, presentado y aprobado en Julio 2019, como requisito previo para optar al título de Máster en Administración de proyecto y reconociendo que la presentación del presente documento forma parte de los requerimientos establecidos del programa de maestrías de la Universidad Tecnológica Centroamericana (UNITEC), por este medio autorizo/autorizamos a las Bibliotecas de los Centros de Recursos para el Aprendizaje y la Investigación (CRAI) de la UNITEC, para que con fines académicos, puedan libremente registrar, copiar o utilizar la información contenida en él, con fines educativos, investigativos o sociales de la siguiente manera:

- 1) Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo en las salas de estudio de la biblioteca y/o la página Web de la Universidad.
- 2) Permita la consulta, la reproducción, a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato CD o digital desde Internet, Intranet, etc., y en general en cualquier otro formato conocido o por conocer.

De conformidad con lo establecido en los artículos 9.2, 18, 19, 35 y 62 de la Ley de Derechos de Autor y de los Derechos Conexos; los derechos morales pertenecen al autor y son personalísimos, irrenunciables, imprescriptibles e inalienables, asimismo, por tratarse de una obra colectiva, los autores ceden de forma ilimitada y exclusiva a la UNITEC la titularidad de los derechos patrimoniales. Es entendido que cualquier copia o reproducción del presente documento con fines de lucro no está permitida sin previa autorización por escrito de parte de UNITEC.

En fe de lo cual, se suscribe el presente documento en la ciudad de San Pedro Sula a los **03 días del mes de febrero de 2020.**

Heber David Zelaya Escobar  
21813181

Miguel Angel Puerto Caballero  
21813183



## **FACULTAD DE POSTGRADO**

# **ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD PARA IMPLEMENTAR UN SISTEMA FOTOVOLTAICO EN LA ESTACIÓN DE RIEGO NARANJO**

## **B**

### **AUTORES**

Heber David Zelaya Escobar y Miguel Angel Puerto Caballero

### **RESUMEN**

La presente investigación determina la factibilidad de la implementación de un sistema de generación de energía solar fotovoltaica, el cual alimentará 4 bombas de 125 hp las cuales se encargan del riego para plantaciones de banano. Se enfoca en el problema de los elevados costos de la energía eléctrica que han incrementado en el último año, la Standard Fruit de Honduras depende de los sistemas de riego para su producción agrícola, lo cual demanda un alto consumo de energía eléctrica, específicamente se realiza el estudio en la estación de riego Naranja B, este es importante para encontrar alternativas sostenibles ante el alza de los costos de la energía en los procesos de producción, se realizaron entrevistas con el personal técnico de la Standard Fruit de Honduras, se utilizaron datos históricos de las tarifas de energía eléctrica, para determinar la factibilidad del proyecto se calcularon las dimensiones técnicas, ubicación del sistema y sus componentes al igual que los indicadores financiero, determinando que resulta factible llevarlo a cabo ya que la tasa de retorno de la inversión es mayor al costo de capital promedio ponderado.

Palabras claves: Prefactibilidad, sistema fotovoltaico, estación de riego.



**POSTGRADUATE FACULTY**

**PREFACTIBILITY STUDY TO IMPLEMENT A PHOTOVOLTAIC  
SYSTEM IN THE IRRIGATION STATION NARANJO B**

**PRESENTED BY**

Heber David Zelaya Escobar and Miguel Angel Puerto Caballero

**ABSTRACT**

The present investigation determines the feasibility of implementing a photovoltaic solar energy generation system, which will feed 4 pumps of 125 hp which are in charge of irrigation for banana plantations. It focuses on the problem of the high costs of electric energy that have increased in the last year, the Standard Fruit of Honduras depends on the irrigation systems for its agricultural production, which demands a high consumption of electric energy, specifically it is done the study at the Naranjo B irrigation station, this is important to find sustainable alternatives in the face of rising energy costs in production processes, interviews were conducted with the technical staff of the Standard Fruit of Honduras, historical data were used of the electric energy rates, to determine the feasibility of the project, the technical dimensions, location of the system and its components were calculated as well as the financial indicators, determining that it is feasible to carry it out since the rate of return on investment is higher at the weighted average capital cost.

**Keywords:** Prefactibility, photovoltaic system, irrigation station



## DEDICATORIA

Dedico este trabajo a mis padres Bernardo Zelaya Claros (QDDG) y Gretta Carolina Escobar Murillo, quienes se han esforzado por enseñarme y educarme para ser una persona honesta. A mi abuela Gretta Enriqueta Murillo Cruz por su insistencia desde pequeño por los estudios, a mis hermanos Bernardo José Zelaya Escobar y Allan Eduardo Zelaya Escobar por su apoyo y consejos en todas etapas de mi vida, mi tía Haydee Escobar que me impulsa cada día a ser mejor persona y profesional. A mi novia Ilyn Marissa Blanco Acosta, por apoyarme e incentivarme a seguir adelante en esta meta. A mis tías (os), abuelos paternos, primos, amigos que están pendiente de mi vida personal y profesional, les dedico este logro.

Heber David Zelaya Escobar

Dedico este trabajo a mi tía Rosa Nilda Díaz de Nasser (QDDG) y a mis padres adoptivos Walther Nasser Díaz y Sidia Navija Carrasco Bonilla, quienes con mucho esfuerzo y dedicación me dieron las herramientas para convertirme en un buen profesional, ciudadano y persona. A mis hermanos adoptivos Sidia Nasser Carrasco, René Jassir Nasser Carrasco y Walter Nasser Carrasco por acogerme como uno más de la familia y darme siempre el cariño y el apoyo cuando lo he necesitado, a mis amigos, compañeros y demás familiares que han sido de mucha importancia para seguir adelante con mis metas y anhelos, les dedico este logro en mi vida.

Miguel Angel Puerto Caballero

## **AGRADECIMIENTO**

Agradezco primeramente a Dios por darnos sabiduría y salud, este logro a su honra.

A los catedráticos que nos impartieron las clases de esta maestría, al PhD. Héctor Villatoro y Msc. Carlos Triminio por guiarnos para el desarrollo exitoso de esta investigación.

Al Ing. Efrén Bellorín por darnos la oportunidad y colaboración necesaria para elaborar nuestra tesis. Al personal de Standar Fruit de Honduras por compartir datos de suma importancia.

A mi mejor amigo y compañero de tesis Miguel Angel Puerto que me sirvió de apoyo y ayuda para lograr esta investigación de la mejor manera posible.

A la Universidad Tecnológica de Centroamérica (UNITEC), por haber compartido los recursos tanto humanos como material para que esta investigación cumpla con los máximos requisitos exigidos.

A mis compañeros de trabajo (ICCE), por ser de gran apoyo y asesoría en el desarrollo de esta investigación.

Heber David Zelaya Escobar

Agradezco primeramente a Dios por darnos sabiduría y salud, este logro a su honra.

A los catedráticos que nos impartieron las clases de esta maestría al PhD. Héctor Villatoro y al Msc. Carlos Triminio por darnos los lineamientos y apoyarnos en nuestro proceso de investigación.

Al Ing. Carlos Posas por apoyar nuestra investigación proporcionándonos datos de vital importancia para nuestra investigación, obtenidos de la Estación Meteorológica de la UNAH-TEC AGUAN.

A mi mejor amigo y compañero de tesis Heber Zelaya con el cual nos hemos apoyado a lo largo de nuestra vida profesional y académica, y en este trabajo sumamos esfuerzos para desarrollar esta investigación.

A la Universidad Tecnológica de Centroamérica (UNITEC), por haber compartido los recursos tanto humanos como material para que esta investigación cumpla con los máximos requisitos exigidos.

Miguel Angel Puerto Caballero

## ÍNDICE DE CONTENIDO

CAPÍTULO I. PLANTEAMIENTO DE LA INVESTIGACIÓN.....	1
1.1 INTRODUCCIÓN.....	1
1.2 ANTECEDENTES .....	2
1.3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA .....	6
1.3.1 ENUNCADO DEL PROBLEMA .....	6
1.3.2 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.....	7
1.3.3 PREGUNTAS DE INVESTIGACIÓN .....	8
1.4 OBJETIVOS .....	8
1.4.1 OBJETIVO GENERAL.....	8
1.4.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS .....	9
1.5 JUSTIFICACION.....	9
CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO .....	10
2.1 ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL.....	10
2.1.1 ANÁLISIS MACROENTORNO .....	10
2.1.2 ANÁLISIS MICROENTORNO .....	12
2.1.3 ANÁLISIS INTERNO.....	16
2.2 TEORIAS DEL SUSTENTO .....	18
2.2.1 COMPONENTES TÉCNICOS DEL SISTEMA .....	18
2.2.2 ESTUDIO FINANCIERO .....	23
2.3 CONCEPTUALIZACIÓN.....	27
2.4 MARCO LEGAL.....	28

CAPÍTULO III. METODOLOGÍA .....	33
3.1    CONGRUENCIA METODOLÓGICA.....	33
3.1.1    OPERACIONALIZACIÓN DE LAS VARIABLES.....	34
3.1.2    HIPÓTESIS.....	36
3.2    ENFOQUE Y MÉTODOS .....	36
3.3    MATERIALES .....	37
3.4    DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN.....	38
3.4.1    POBLACIÓN.....	38
3.4.2    MUESTRA .....	38
3.4.3    UNIDAD DE ANÁLISIS .....	38
3.4.4    UNIDAD DE RESPUESTA .....	39
3.5    TÉCNICAS E INSTRUMENTOS APLICADOS.....	39
3.5.1    INSTRUMENTO.....	39
3.5.2    TÉCNICAS.....	39
3.6    FUENTES DE INFORMACIÓN .....	40
3.6.1    FUENTES PRIMARIAS .....	40
3.6.2    FUENTES SECUNDARIAS .....	40
3.7    LIMITANTES DE ESTUDIO.....	41
CAPÍTULO IV. RESULTADOS Y ANALISIS .....	42
4.1.    DIAGNÓSTICO DE LA SITUACIÓN.....	42
4.2.    TEMA A DESARROLLAR.....	44
4.2.1.    ASPECTOS TÉCNICOS .....	44
4.2.2.    LOCALIZACIÓN.....	44
4.2.3.    TAMAÑO .....	47
4.2.4.    PROGRAMACIÓN DE LA EJECUCIÓN .....	92

4.2.5.	OPERACIÓN, ADMINISTRACIÓN, MANTENIMIENTO Y VIDA ÚTIL	93
4.2.6.	ASPECTOS FINANCIEROS	93
4.2.6.1.	PLAN DE INVERSIONES	94
4.2.6.2.	COSTOS DE OPERACIÓN	96
4.2.6.3.	CUADRO DE DEPRECIACIONES	97
4.2.6.4.	INGRESOS	98
4.2.6.5.	VALOR ACTUAL NETO Y TASA INTERNA DE RETORNO	99
4.2.6.6.	PERIODO DE RECUPERACIÓN	101
4.2.6.7.	ANÁLISIS DE PUNTO DE EQUILIBRIO FINANCIERO	103
4.2.6.8.	CÁLCULO DEL LCOE	103
4.2.7.	COMPROBACIÓN DE HIPÓTESIS	105
CAPÍTULO V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		106
5.1	CONCLUSIONES	106
5.2	RECOMENDACIONES	107
CAPÍTULO VI. APLICABILIDAD		108
6.1	GESTIÓN DE LA INTEGRACIÓN	108
6.1.1.	PROJECT CHARTER	108
6.2	GESTIÓN DEL ALCANCE DEL PROYECTO	112
6.3	GESTIÓN DEL TIEMPO DEL PROYECTO	121
6.4	GESTIÓN DE LOS COSTOS DEL PROYECTO	122
6.5	GESTIÓN DE LA CALIDAD DEL PROYECTO	124
6.6	GESTIÓN DE LOS RECURSOS HUMANOS DEL PROYECTO	125
6.7	GESTIÓN DE LOS RECURSOS DE COMUNICACION DEL PROYECTO	126
6.8	GESTIÓN DE LOS RIESGOS DEL PROYECTO	128
6.9	GESTIÓN DE LAS ADQUISICIONES DEL PROYECTO	128

6.10	GESTIÓN DE LOS INTERESADOS DEL PROYECTO .....	129
	BIBLIOGRAFÍA .....	131
	ANEXOS .....	136

## INDICE DE TABLAS

<b>Tabla 1</b>	<b>Congruencia Metodológica</b>	<b>33</b>
<b>Tabla 2</b>	<b>Operacionalización de Variables</b>	<b>35</b>
<b>Tabla 3</b>	<b>Medición de radiación en el municipio de Olanchito año 2018.</b>	<b>43</b>
<b>Tabla 4</b>	<b>Registros del consumo de energía en la Estación de Riego Naranja B.</b>	<b>44</b>
<b>Tabla 5</b>	<b>Parámetros de diseño de la planta de generación fotovoltaica.</b>	<b>47</b>
<b>Tabla 6</b>	<b>Resumen de distribución de paneles en la granja solar Naranja B.</b>	<b>50</b>
<b>Tabla 7</b>	<b>Corriente máxima de entrada a inversor.</b>	<b>59</b>
<b>Tabla 8</b>	<b>Dimensionamiento de conductores y canalización DC.</b>	<b>64</b>
<b>Tabla 9</b>	<b>Dimensionamiento de conductores y canalización DC.</b>	<b>66</b>
<b>Tabla 10</b>	<b>Cálculos de corriente de salida de variadores.</b>	<b>71</b>
<b>Tabla 11</b>	<b>Cronograma de actividades.</b>	<b>92</b>
<b>Tabla 12</b>	<b>Desglose de inversión inicial.</b>	<b>94</b>
<b>Tabla 13</b>	<b>Rendimiento esperado.</b>	<b>95</b>
<b>Tabla 14</b>	<b>Costo de capital promedio ponderado.</b>	<b>95</b>
<b>Tabla 15</b>	<b>Costos de operación en el primer año.</b>	<b>96</b>
<b>Tabla 16</b>	<b>Depreciaciones de los activos.</b>	<b>97</b>
<b>Tabla 17</b>	<b>Ingresos netos anuales.</b>	<b>98</b>
<b>Tabla 18</b>	<b>Flujos del proyecto.</b>	<b>99</b>
<b>Tabla 19</b>	<b>Flujos acumulados.</b>	<b>102</b>
<b>Tabla 20</b>	<b>Resumen del cálculo del LCOE</b>	<b>103</b>
<b>Tabla 21</b>	<b>Project charter</b>	<b>108</b>
<b>Tabla 22</b>	<b>Alcance del proyecto</b>	<b>112</b>
<b>Tabla 23</b>	<b>Programa de hitos</b>	<b>122</b>
<b>Tabla 24</b>	<b>Planificación de costos</b>	<b>123</b>
<b>Tabla 25</b>	<b>Calidad de entregables</b>	<b>124</b>
<b>Tabla 26</b>	<b>Matriz de roles y funciones</b>	<b>125</b>
<b>Tabla 27</b>	<b>Matriz de comunicaciones</b>	<b>126</b>
<b>Tabla 28</b>	<b>Matriz de adquisiciones</b>	<b>129</b>



## INDICE DE FIGURAS

<b>Figura 1: Evolución de la Tarifa de Energía Promedio en Honduras .....</b>	<b>1</b>
<b>Figura 2: Área de Riego Estación Naranjo B .....</b>	<b>2</b>
<b>Figura 3: Histórico de Tarifas de Energía en Honduras.....</b>	<b>6</b>
<b>Figura 4: Histórico de Tarifas de Energía por demanda en Honduras .....</b>	<b>7</b>
<b>Figura 5: Histórico de la evolución del costo de los paneles solares.....</b>	<b>10</b>
<b>Figura 6: Módulo solar fotovoltaico.....</b>	<b>19</b>
<b>Figura 7: Caja combinatoria .....</b>	<b>21</b>
<b>Figura 8: Inversor .....</b>	<b>22</b>
<b>Figura 9: Tablero tipo I-line (Schneider, 2019) .....</b>	<b>23</b>
<b>Figura 10: Formula para el cálculo de la LCOE .....</b>	<b>25</b>
<b>Figura 11: LCOE de diversas tecnologías .....</b>	<b>26</b>
<b>Figura 12: Operación de Variables .....</b>	<b>34</b>
<b>Figura 13: Enfoque de la Investigación .....</b>	<b>37</b>
<b>Figura 14: Ubicación de la Estación Naranjo B.....</b>	<b>38</b>
<b>Figura 15: Distribución de parque solar.....</b>	<b>45</b>
<b>Figura 16: Diagrama de trayectoria solar .....</b>	<b>45</b>
<b>Figura 17: Diagrama geométrico para cálculo de separación entre paneles.....</b>	<b>46</b>
<b>Figura 18: Tabla 310.104(A) NEC.....</b>	<b>52</b>
<b>Figura 19: Tabla 310.15(B) NEC.....</b>	<b>53</b>
<b>Figura 20: Factor de ajuste para más de tres.....</b>	<b>54</b>
<b>Figura 21: Propiedades de los conductores .....</b>	<b>56</b>
<b>Figura 22: Números máximo de conductores permitidos en LFMC .....</b>	<b>62</b>
<b>Figura 23: Números máximo de conductores permitidos en RMC.....</b>	<b>62</b>
<b>Figura 24: Números máximo de conductores permitidos en PVC.....</b>	<b>63</b>
<b>Figura 25: Espacio mínimo para cables y ancho mínimo de las cajas de cableado .....</b>	<b>67</b>
<b>Figura 26: Calibre mínimo de conductores de puesta a tierra.....</b>	<b>69</b>
<b>Figura 27: Número máximo de conductores en tubería EMT.....</b>	<b>77</b>
<b>Figura 28: Número máximo de conductores en tubería LFMC.....</b>	<b>78</b>
<b>Figura 29: Método esfera rodante.....</b>	<b>83</b>

<b>Figura 30: Cobertura de pararrayo tipo cebado .....</b>	<b>84</b>
<b>Figura 31: Constantes de conductividad y temperatura de materiales .....</b>	<b>87</b>
<b>Figura 32: Duración de fallas .....</b>	<b>88</b>
<b>Figura 33: Resistividad por tipo de terreno .....</b>	<b>91</b>
<b>Figura 34:Fórmula para el cálculo de VAN .....</b>	<b>100</b>
<b>Figura 35: Fórmula para el cálculo de TIR.....</b>	<b>101</b>
<b>Figura 36: Project, etapa diseño .....</b>	<b>121</b>
<b>Figura 37: Project, Gestión de adquisiciones, inicio de ejecución, obra civil.....</b>	<b>121</b>
<b>Figura 38: Project, instalaciones eléctricas. ....</b>	<b>122</b>
<b>Figura 39: Matriz de riesgo.....</b>	<b>128</b>
<b>Figura 40: Matriz de interesados .....</b>	<b>130</b>
<b>Figura 41: Carta de compromiso para asesoría temática .....</b>	<b>138</b>
<b>Figura 42: Carta de aceptación de Proyecto de Tesis.....</b>	<b>139</b>
<b>Figura 43: Cotización de materiales elaborada por Distribuidora Industrial .....</b>	<b>140</b>
<b>Figura 44: Cotización de materiales elaborada por PELSA.....</b>	<b>141</b>
<b>Figura 45: Diagrama Unifilar de la Instalación Eléctrica.....</b>	<b>142</b>
<b>Figura 46: Resumen de simulación en software Helioscope. ....</b>	<b>142</b>
<b>Figura 47: Producción de energía eléctrica mensual en software Helioscope.....</b>	<b>143</b>
<b>Figura 48: Origen de pérdidas de energía en software Helioscope.....</b>	<b>143</b>
<b>Figura 49 Componentes del sistema fotovoltaico en software Helioscope.....</b>	<b>144</b>
<b>Figura 50 Distribución de los módulos fotovoltaico en software Helioscope. ....</b>	<b>144</b>
<b>Figura 51 Ficha técnica de modulo solar HIKY 400P de Canadian Solar. ....</b>	<b>145</b>
<b>Figura 52 Ficha técnica de caja combinatoria SHP75 inversor de Phoenix Contact. ....</b>	<b>146</b>
<b>Figura 53 Ficha técnica de inversor Sunny highpower peak1 de SMA .....</b>	<b>147</b>

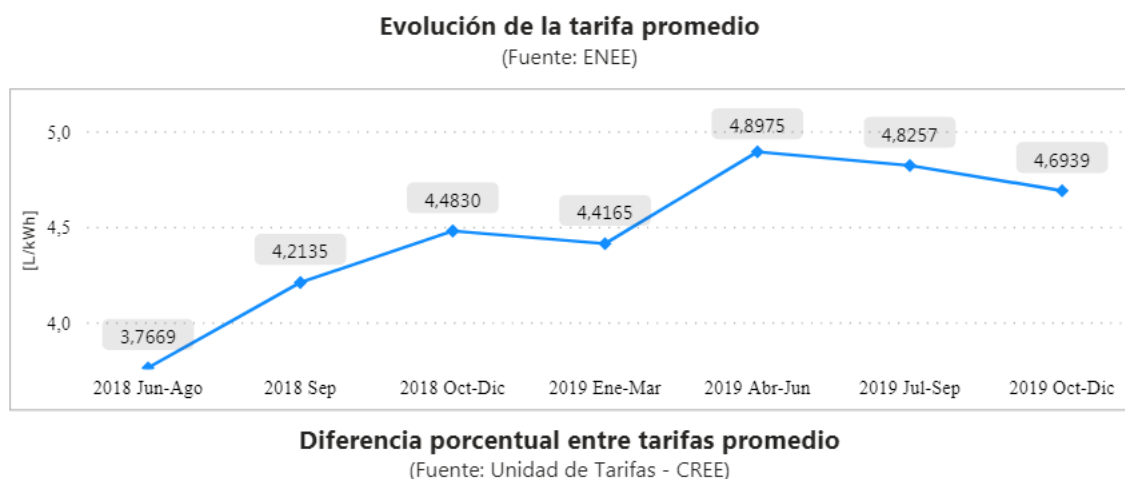
# CAPÍTULO I. PLANTEAMIENTO DE LA INVESTIGACIÓN

Es esta sección desarrollamos el planteamiento de esta investigación introduciéndonos a nuestro tema de investigación, definiendo el problema que originó el estudio y justificando su importancia.

## 1.1 INTRODUCCIÓN

La presente investigación pretende determinar la factibilidad de la implementación de un sistema de generación de energía solar fotovoltaica, el cual alimentará 4 bombas de 125 hp las cuales se encargan del riego de agua para plantaciones de cultivos de banano.

Esta idea surge debido a la necesidad de buscar alternativas ante el alza de los costos de la energía eléctrica en Honduras, que comenzaron desde junio del 2018 como se puede observar en la figura 1.



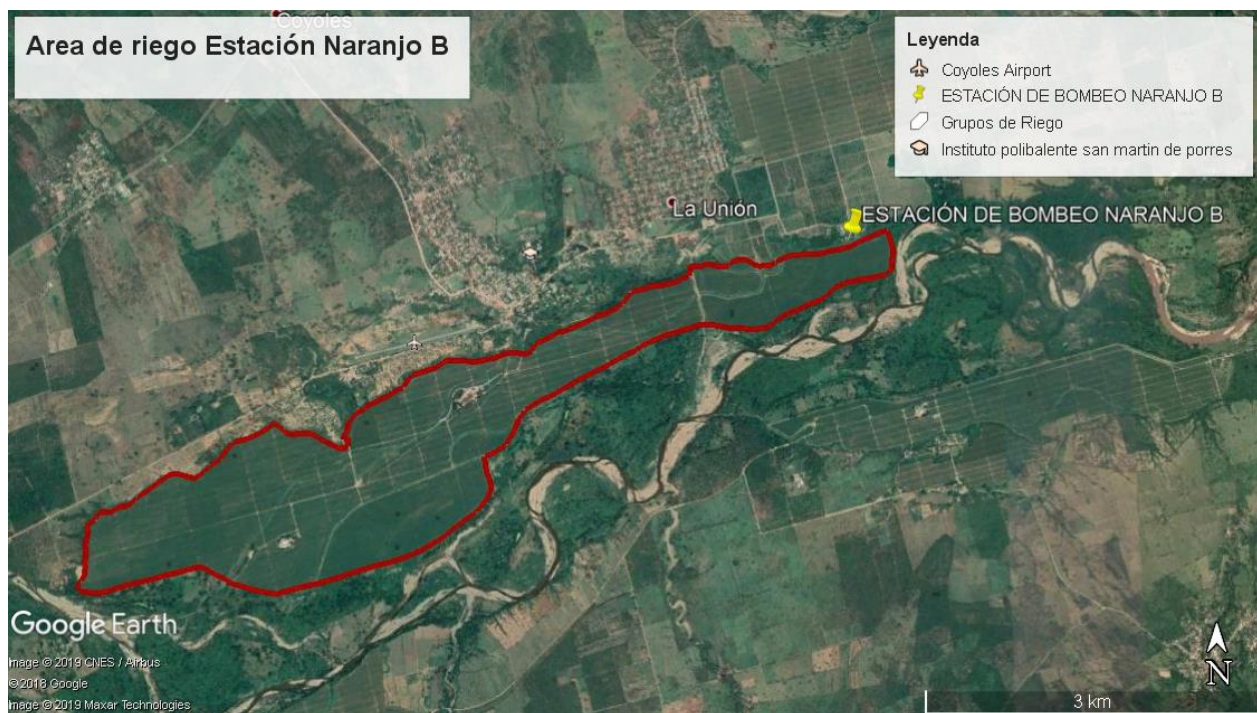
**Figura 1: Evolución de la Tarifa de Energía Promedio en Honduras**

**Fuente: (CREE, 2019)**

Se determina la prefactibilidad de la implementación de dicho sistema, teniendo como base los pilares de la sostenibilidad, para esto se realizó un estudio técnico donde se definen las

dimensiones y particularidades de la instalación y un estudio financiero por medio del cual se define la inversión inicial, flujos de efectivo y como resultado principal la tasa interna de retorno (TIR), al igual que se determinará para interés de la Standard Fruit de Honduras el ahorro por la reducción de los costos de energía eléctrica.

Este estudio se llevó a cabo en la estación de riego Naranjo B en la comunidad de Coyoles Central del municipio de Olanchito, Yoro, la estación de riego pertenece a la empresa multinacional Standard Fruit de Honduras, el uso de esta estación es para el riego de 9 grupos de cultivo de banano, en la figura 2 podemos ver una de las plantaciones de la Standard Fruit de Honduras.



**Figura 2: Área de Riego Estación Naranjo B**

**Fuente: (Google Earth, 2019)**

## 1.2 ANTECEDENTES

Actualmente en Honduras los costos de energía se encuentran en alza como se observa en la figura 1, por lo que es de vital importancia para el sector industrial optar por alternativas sostenibles para suplir sus necesidades energéticas.

En Honduras desde el año 2007 se incentiva el uso de alternativas renovables para la generación de energía, a través de la Ley de Promoción a la Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables.

El objetivo 7 de los Objetivos de Desarrollo Sostenible nos habla a cerca de la energía asequible y no contaminante, lo cual es fundamental para el desarrollo de las naciones. (*La FAO y los 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible*, s. f.)

La energía es fundamental para casi todos los grandes desafíos y oportunidades a los que hace frente el mundo actualmente. Ya sea para el empleo, la seguridad, el cambio climático, la producción de alimentos o para aumentar los ingresos. El acceso universal a la energía es esencial. (Moran, 2016).

Trabajar para alcanzar las metas de este objetivo es especialmente importante ya que afecta directamente en la consecución de otros objetivos de desarrollo sostenible. Es vital apoyar nuevas iniciativas económicas y laborales que aseguren el acceso universal a los servicios de energía modernos, mejoren el rendimiento energético y aumenten el uso de fuentes renovables para crear comunidades más sostenibles e inclusivas y para la resiliencia ante problemas ambientales como el cambio climático. (Moran, 2016).

El consumo y la producción sostenible consisten en fomentar el uso eficiente de los recursos y la energía, la construcción de infraestructuras que no dañen el medio ambiente, la mejora del acceso a los servicios básicos y la creación de empleos ecológicos, justamente remunerados y con buenas condiciones laborales. Todo ello se traduce en una mejor calidad de vida para todos y, además, ayuda a lograr planes generales de desarrollo, que rebajen costos económicos, ambientales y sociales, que aumenten la competitividad y que reduzcan la pobreza. (Moran, 2016).

La creciente demanda de alimentos aumenta la presión sobre los recursos naturales, sean suelos, bosques, praderas, mares o ríos. Para hacer frente a esta situación, los países miembros de la FAO declaran esencial priorizar la producción sostenible de alimentos básicos y nutritivos para garantizar la seguridad alimentaria. Para ello promovemos la innovación socio-productiva y la comercialización de productos en sistemas de Agricultura Familiar, que se han posicionado como un importante proveedor de alimentos para consumo local y el mercado interno, contribuyendo significativamente al desarrollo rural territorial y al alivio de la pobreza. (FAO, 2016)

Los sistemas de riego que utilizan energía solar suponen ya una tecnología asequible y respetuosa con el clima, tanto para los pequeños agricultores como para las grandes explotaciones en los países en desarrollo. Pero deben ser gestionados y regulados en forma adecuada para evitar un uso insostenible del agua, destacó hoy la FAO en la presentación de un nuevo informe. (FAO, 2018).

Debido a la disminución de los costos de producción de los paneles solares, se vuelve cada día más factible el uso de esta tecnología para aumentar la capacidad de riego en la agricultura. (FAO, 2018).

En el mundo el 20 por ciento de las tierras agrícolas se riegan, y contribuyen a cerca del 40 por ciento de la producción total de alimentos. El riego aumenta la productividad agrícola de varias maneras, al permitir más cosechas y más diversificadas. (FAO, 2018).

Los sistemas de riego que utilizan la energía solar reducen las emisiones de gases de efecto invernadero en más del 95 por ciento por unidad de energía utilizada para el bombeo en

comparación con las alternativas alimentadas por redes eléctricas que utilizan combustibles fósiles o diésel. (FAO, 2018).

“Por medio del apoyo del Banco Interamericano de Desarrollo, Subsolé una empresa frutícola chilena fue la primera en utilizar paneles fotovoltaicos en Chile.” (FAO, 2011, p. 1).

El desierto de Atacama, en el norte de Chile, es el lugar más seco y con mayor radiación solar del planeta. Allí es donde Subsolé, una de las principales exportadoras nacionales de frutas de mesa, planeó su crecimiento futuro mediante el uso de energía solar y la eficiencia energética. (FAO, 2011, p. 1).

Con un préstamo de US\$32 millones y asistencia técnica del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), Subsolé planeó incrementar su producción frutícola en 60 por ciento durante los próximos cuatro años, principalmente expandiendo el cultivo en el valle de Copiapó, a 800 kilómetros al norte de Santiago, rodeado por el desierto de Atacama. (FAO, 2011, p. 1).

Para poder impulsar la producción de manera competitiva, Subsolé planeó construir una planta de energía solar de 300 kWp (kilovatios pico) en el valle para abastecer sus sistemas de riego. La nueva planta fotovoltaica, la primera en la historia de un productor de frutas chileno, le permitió a la empresa suministrar agua proveniente de acuíferos subterráneos a un bajo costo y de manera sustentable en una región donde se compite por la escasa electricidad disponible con una pujante industria minera. (FAO, 2011, p. 1).

Actualmente Subsolé cuenta con 1,280 paneles solares que suministran energía aproximadamente a 265 hectáreas de cultivos de frutas de mesa, enviando alrededor de 10 millones de cajas de producto a más de 40 países. (SUBSOLE, s. f.).

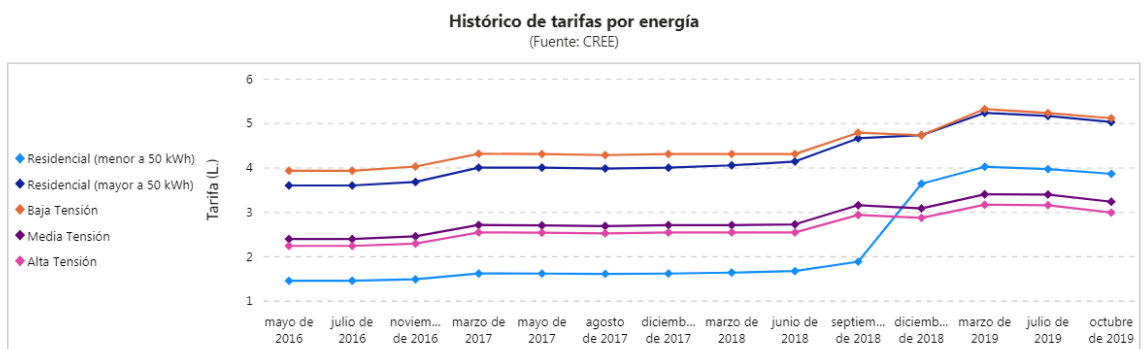
### 1.3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

A continuación, se planteará el problema que origina esta investigación, la cual tiene como finalidad buscar una forma en la que la Standard Fruit de Honduras puede afrontar el alza de los costos de la energía para el funcionamiento de la estación de riego Naranja B.

#### 1.3.1 ENUNCIADO DEL PROBLEMA

Aumento en los costos de la energía eléctrica, lo cual genera aumento en los gastos de producción, disminuyendo los márgenes de ganancia u obligando a la empresa Standard Fruit de Honduras a aumentar los precios de venta final del producto, lo que la podría poner en desventaja ante sus competidores.

Podemos observar claramente en la figura 3 el aumento significativo en el costo de la energía a partir de junio del 2018, luego de mantenerse los precios estables durante los años anteriores.



**Figura 3: Histórico de Tarifas de Energía en Honduras**

**Fuente: (CREE, 2019)**



En la figura 4 podemos observar cómo han fluctuado los costos de la energía, de mes de mayo de 2016 al mes de junio de 2018 los precios aumentaron de 9% a 13%, mientras que del mes de junio de 2018 al mes de octubre de 2019 los precios aumentaron de 15% a 57% en las diferentes tarifas por lo que se evidencia que en el último año los costos de la energía se han elevado considerablemente.

Fecha de Resolución	Residencial (menor a 50 kWh)	Residencial (mayor a 50 kWh)	Baja Tensión	Media Tensión	Alta Tensión
julio de 2016	1,4588	3,6051	3,9370	2,3989	2,2441
noviembre de 2016	1,4911	3,6848	4,0315	2,4603	2,2961
marzo de 2017	1,6217	4,0073	4,3197	2,7159	2,5487
mayo de 2017	1,6214	4,0065	4,3114	2,7068	2,5401
agosto de 2017	1,6137	3,9871	4,2884	2,6914	2,5269
diciembre de 2017	1,6210	4,0051	4,3140	2,7133	2,5472
marzo de 2018	1,6427	4,0588	4,3140	2,7133	2,5472
junio de 2018	1,6776	4,1450	4,3140	2,7299	2,5472
septiembre de 2018	1,8889	4,6671	4,7928	3,1611	2,9417
diciembre de 2018	3,6430	4,7404	4,7373	3,0883	2,8755
marzo de 2019	4,0274	5,2406	5,3266	3,4056	3,1710
julio de 2019	3,9728	5,1696	5,2364	3,4006	3,1601
octubre de 2019	3,8678	5,0330	5,1195	3,2387	2,9952

**Histórico de tarifas por demanda**  
(Fuente: CREE)

**Figura 4: Histórico de Tarifas de Energía por demanda en Honduras**

**Fuente: (CREE, 2019)**

En nuestro estudio nos centramos en la tarifa de baja tensión que es con la cual se factura en la estación de riego Naranjo B, desde julio de 2016 esta tarifa (3.9370 Lps/kWh) ha incrementado un 23%, y solo en el periodo comprendido de junio de 2018 a octubre de 2019 (5.1195 Lps/kWh) ha aumentado un 18.84%.

### 1.3.2 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

Debido a que actualmente existen grandes aumentos en el costo del suministro de energía que afectan directamente al sector productivo del país, surge la siguiente interrogante en una de las industrias de la agricultura: ¿Es factible la implementación de un sistema de energía solar fotovoltaico para el suministro eléctrico de la estación de riego Naranjo B de la empresa Standard Fruit de Honduras?

### 1.3.3 PREGUNTAS DE INVESTIGACIÓN

En el inicio de este estudio se plantearon las siguientes interrogantes, las cuales son la base de esta investigación.

¿Es factible la implementación de un sistema de generación de energía solar fotovoltaico para alimentar la estación de riego Naranja B de la empresa Standard Fruit de Honduras?

¿Cuál es la capacidad adecuada del sistema de generación de energía fotovoltaica?

¿Cuál es la localización adecuada del sistema a de energía solar fotovoltaica?

¿Cuál es la distribución adecuada de los paneles solares?

¿Cuál es la tasa de retorno de la inversión del montaje de un sistema de energía solar para la estación de riego Naranja B?

### 1.4 OBJETIVOS

A continuación, se describen los objetivos generales y específicos en los que se basa este trabajo de investigación.

#### 1.4.1 OBJETIVO GENERAL

Realizar el estudio de factibilidad de la implementación de un sistema de generación de energía solar fotovoltaica en la estación de riego Naranja B de la Standard Fruit de Honduras, para esto se calcularán las dimensiones técnicas, ubicación del sistema y sus componentes al igual que los indicadores financieros, evaluando la tasa de retorno de la inversión la cual deberá estar por encima del costo de capital promedio ponderado.

#### 1.4.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS

1. Determinar la capacidad de energía adecuada del sistema de generación de energía para el bombeo de agua para el riego en la estación Naranjo B en la Standard Fruit de Honduras.
2. Definir la localización adecuada del sistema de energía solar fotovoltaica.
3. Determinar la distribución adecuada de los paneles solares para el aprovechamiento del área.
4. Calcular la tasa de retorno de la inversión del montaje de un sistema de energía solar para la estación de riego Naranjo B de la Standard Fruit de Honduras.

#### 1.5 JUSTIFICACION

La importancia de este estudio se centra en contrarrestar los efectos negativos en el aumento de los costos de energía en Honduras, será útil para demostrar la factibilidad de este tipo de tecnología para que pueda tomarse como una opción no solo en las aplicaciones de producción agrícola, sino que también en los diversos rubros de la producción industrial, aprovechando que los niveles de radiación en nuestro país son apropiados para la explotación de la energía solar.

La implementación de sistemas de riego a base de energía solar le permitirá a las industrias agrícola ser poco susceptible a las fluctuaciones en los precios de la energía, que en los últimos años ha incrementado considerablemente como podemos verlo en la figura 1 y la figura 3, al mismo tiempo, permite tener una mejor calidad de voltaje en las épocas del año en las cuales existe mayor demanda de energía en la red, de esta manera se logra que los precios finales de sus productos dependan en menor medida de los costos de la energía.

## CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO

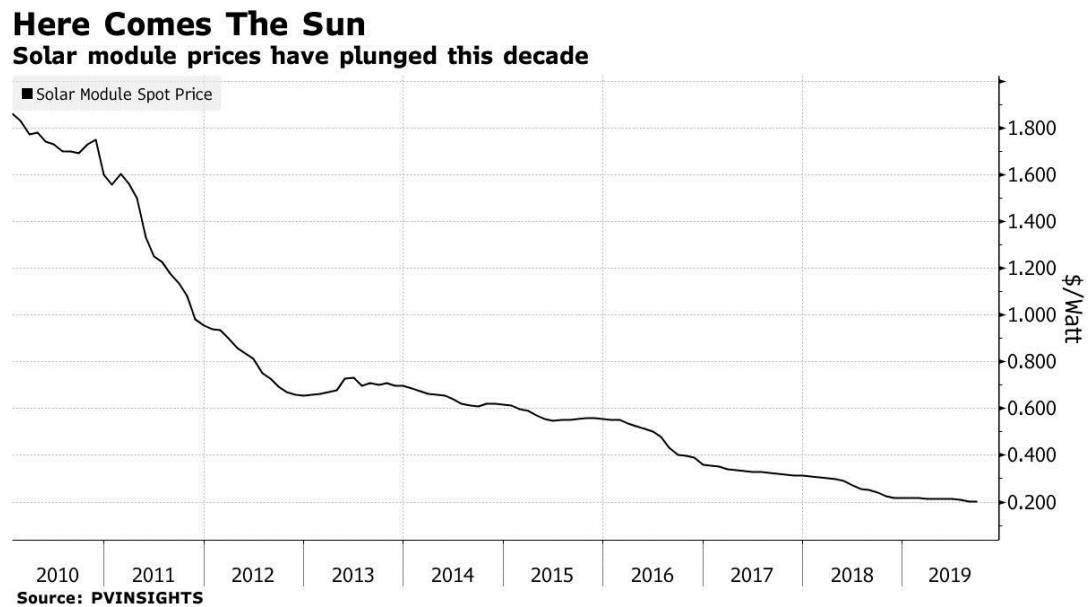
La segunda sección de este documento contiene la teoría referente a este tema de investigación, la cual nos podrá servir como base en el desarrollo de esta.

### 2.1 ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL

A continuación, se detalla el análisis realizado en torno a sistemas similares implementados en otras regiones y localmente.

#### 2.1.1 ANÁLISIS MACROENTORNO

En la actualidad cada vez es más asequible el uso de la tecnología de generación de energía solar fotovoltaica, debido a la disminución de los costos de fabricación que se ven reflejados en un bajo costo por Watt como se puede observar en la figura 5.



**Figura 5: Histórico de la evolución del costo de los paneles solares**

**Fuente: (Bloomberg, 2019)**

Considerando los efectos y aplicaciones de la tecnología solar fotovoltaica en los diversos sectores domésticos, sociales, servicios comunales, agrícolas y no agrícolas, es más fácil considerar los criterios económicos para evaluar la viabilidad de las aplicaciones FV. (*Solar photovoltaic for SARD ES.pdf*, s. f.).

En este trabajo de investigación nos centraremos en una aplicación en el área de la agricultura, específicamente la irrigación de plantaciones mediante el aprovechamiento de la energía solar PV.

Es probable que se difunda el riego en parcelas pequeñas y se utilice más en los próximos decenios, sobre todo en los países en desarrollo, debido a la presión demográfica cada vez mayor y porque la mayor parte de las parcelas son pequeñas, sobre todo en Asia y África. Los estudios han demostrado que los predios pequeños a menudo son más productivos, desde el punto de vista del rendimiento por hectárea, en comparación con las unidades más extensas. (*Solar photovoltaic for SARD ES.pdf*, s. f.).

Una de las técnicas tradicionales de irrigación es la inundación completa del predio, que consiste en derramar una vez una gran cantidad de agua para sobresaturar los suelos. En estas circunstancias, las condiciones óptimas se dan apenas brevemente entre una condición extrema y otra. No sólo se desperdicia gran parte del agua, sino que esta práctica contribuye a la degradación por inundación y salinización de los suelos, sobre todo en los climas áridos. (FAO, 1997).

Por lo anterior es conveniente el uso de sistemas que aprovechen de una manera más racional este vital recurso, enfocando siempre el aprovechamiento en los 17 objetivos para el desarrollo sostenible de las Naciones Unidas.

Un ejemplo de factibilidad de la implementación de sistemas de riego es la República de Angola, debido a la abundante disponibilidad de la radiación solar y la limitación de fuentes convencionales de energía eléctrica para el funcionamiento de los sistemas de riego, debido a los problemas de infraestructura generados por la pobreza secular en el área rural y las secuelas de la guerra civil que sufrió el país. (Mossande et al., 2015).

### 2.1.2 ANÁLISIS MICROENTORNO

La región centroamericana es una mina de oro de recursos naturales, con la capacidad incluso de exportar energía a otras regiones de América, por ejemplo, Colombia y México, con esta capacidad es claro que existen grandes oportunidades para la explotación y para que la economía de estas naciones deje de ser tan susceptible a los precios de los combustibles fósiles.

En cuanto al rubro específico de la energía solar, en esta región es posible generar el doble o hasta el triple de energía que las potencias, esta es una ventaja existente y un motivo para incentivar el uso de la energía solar en todos los ámbitos de la producción de los países centroamericanos.

La energía solar fotovoltaica es una fuente de energía que produce electricidad de origen renovable, obtenida directamente a partir de la radiación solar mediante un dispositivo semiconductor denominado célula fotovoltaica, o bien mediante una deposición de metales sobre un sustrato denominada célula solar de película fina. (Solartec, 2018)

Dentro de la región centroamericana, Nicaragua es un país agrícola, con un clima variado dependiendo de la zona geográfica, según la información que puede encontrarse en el Instituto Nicaragüense de Estudios Territoriales, el departamento de Jinotega es apto para el desarrollo de proyectos fotovoltaicos para sistemas de riego. (Moreno & Fajardo, 2014).

En cuanto a energía solar y los proyectos dados recientemente en Honduras, se destaca la labor que viene teniendo el Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE) en el financiamiento de proyectos de energía renovable. («Novedades en energías renovables en Centroamérica», 2015)

El BCIE aprobó un préstamo de 5.5 millones US\$ para ayudar a la mayor empresa de reciclaje de material desecho de Honduras a adquirir e instalar paneles solares fotovoltaicos en los techos de la planta de esta empresa ubicada en San Pedro Sula. Esta inversión permite a la compañía de inversiones materiales (Invema), instalar más de 3,600 paneles solares, lo que equivale a aproximadamente 1 mega watt de capacidad generadora con cero emisiones de gases de efecto invernadero para el autoconsumo. («Novedades en energías renovables en Centroamérica», 2015).

Mediante este proyecto el BCIE continúa apoyando los innovadores en el mercado de paneles solares para techos en América Central y otros sitios mediante estructuras financieras altamente novedosas. («Novedades en energías renovables en Centroamérica», 2015).

El BCIE apoyará un proyecto de investigación, con el que se pretende el registro, evaluación y comparación de la factibilidad en el uso y rendimiento de diferentes tecnologías de baterías (plomo, litio y vanadio), conectadas a paneles de silicio policristalino, en condiciones ambientales propias de nuestra región, además de comparar simultáneamente la capacidad de generación de un sistema pequeño de módulos DSSC (celdas solares sensibilizadas por tintes, por sus siglas en inglés). (BCIE, 2019).

Además, contribuirá a la obtención de una base de datos sobre este tipo de tecnologías menos conocidas, que permitirá a los estudiantes y personal docente de la UCR y a cualquier persona que

esté interesada, obtener información de primera mano y acceso local a los sistemas instalados. (BCIE, 2019).

El equipamiento brindado consiste en un sistema de generación con 45 paneles fotovoltaicos de silicio policristalino, sistemas de control de carga, tres tecnologías de almacenamiento basadas en plomo, litio y vanadio, inversores y sistemas de medición, nueve módulos de tecnología DSSC y sistemas de cableado. Además de la accesibilidad a las tecnologías instaladas y la generación de la base de datos, el equipamiento le generará al centro de investigación un estimado de energía de 20,130 kilovatio/año, a partir de lo cual se proyecta un ahorro general en 25 años de US\$173,700. (BCIE, 2019).

Para Ana Lorena Alvarado Gámez, Directora del CELEQ, “Necesitamos hacer conciencia y capacitar a los estudiantes de diferentes carreras, en las diferentes tecnologías de energía renovables y eficiencia energética, y al contar con este sistema de generación y almacenamiento se podrán estudiar mejor tanto los sistemas fotovoltaicos como los diferentes tipos de baterías, y la utilización de las bases de datos generados, además proporcionarle al público en general que esté interesado en estos sistemas, la información pertinente respecto a estas nuevas tecnologías. Gracias a esta asistencia técnica otorgada por el BCIE, a través del proyecto ARECA, contamos con el equipo fotovoltaico y de almacenamiento necesario para la implementación de este proyecto que representa una oportunidad de investigación clave para propiciar el desarrollo energético renovable en nuestro país, a partir del conocimiento de una mayor variedad de tecnologías”. (BCIE, 2019).

En ese sentido, el Director por Costa Rica ante el BCIE, Ottón Solís, indicó que este equipamiento fotovoltaico y de almacenamiento de generación de energía renovable, a través de la determinación de la tecnología óptima, contribuirá a dar acceso a un mejor aprovechamiento de la



energía solar, a un menor costo, y con una mejor calidad en un corto y mediano plazo. (BCIE, 2019).

Actualmente el BCIE, ha aprobado por medio del Proyecto ARECA, 29 asistencias técnicas en temas de energía renovable para Centroamérica y con la implementación de estos proyectos, se potencia la innovación energética en los países, como en este caso, se desarrolla en Costa Rica. (BCIE, 2019).

ARECA es una iniciativa tripartita del Fondo para el Medio Ambiente Mundial, el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo, el Ministerio de Asuntos Exteriores de Finlandia y el BCIE como organismo ejecutor. Apoya al financiamiento de pequeños proyectos de energía renovable menores a 10 MW. (BCIE, 2019).

El presidente de Honduras, Juan Orlando Hernández ha inaugurado esta semana un proyecto fotovoltaico en Nacaome, en el departamento hondureño de Valle. Según informa el servicio de noticias gubernamental hondureño, el proyecto tiene una potencia de 145,9 megavatios pico y 104 megavatios nominales y consta en conjunto de dos bloques. Se trata del mayor proyecto solar en el país y en la región centroamericana hasta la fecha. En él participan las empresas Compañía Hondureña de Energía Solar (Cohessa) y Solar Power (Soposa). El proyecto obtuvo financiación de entidades nacionales e internacionales y en él se han invertido 232 millones de dólares. (*Inaugurado en Honduras el mayor proyecto solar de Centroamérica*, 2015).

La central solar se acoge a un programa de incentivos aprobado en agosto de 2013 el cual contempla la instalación de 300 megavatios de proyectos fotovoltaicos en el plazo de dos años. El principal incentivo del programa es un suplemento tarifario de 0,3 centavos de dólar el kilovatio

hora el cual se suma a la tarifa correspondiente para este tipo de proyectos energéticos. (*Inaugurado en Honduras el mayor proyecto solar de Centroamérica, 2015*).

Una nueva planta en El Salvador, la planta fue inaugurada el 29 de octubre de 2019 y forma parte del proyecto Bósforo, el cual consiste en la puesta en funcionamiento de 10 parques de generación de energía de 10 MW cada uno. (*Nueva planta de energía solar de 10 MW - Market Data México, 2019*).

El parque energético ubicado en Guazapa es el último de los 10 que fueron proyectados, por lo que las centrales suman en conjunto una capacidad instalada de 100 MW de energía limpia. (*Nueva planta de energía solar de 10 MW - Market Data México, 2019*).

### 2.1.3 ANÁLISIS INTERNO

El año 1899 marca la primera fecha en la que comienzan las concesiones propiamente bananeras. Ese año, tres hermanos italianos naturalizados en los Estados Unidos, Felix, Jose y Lucas Vaccaro lograron obtener de nuestro gobierno la concesión necesaria para dedicarse al cultivo y a la exportación de bananos en nuestro territorio. Entre 1899 y 1900 ya funcionaba plenamente la plantación de banano en el Valle del Aguan. Para poder llevar a cabo esta empresa, principalmente para poder obtener la concesión, los Vaccaro contaron con la inestimable ayuda de uno de sus sobrinos, el señor D'Antoni, (Meza & Laínez, 1973, p. 192).

En el año de 1899 comienza en el territorio hondureño la explotación de la industria bananera, gracias al apoyo del gobierno, la cual se convertiría en la más grande del país, y por muchos años gozó de diversas concesiones, la industria bananera se extendió desde Guatemala hasta Colombia en lo que se conoce como el enclave bananero.

La Standard Fruit de Honduras SA (SFH) es actualmente una empresa agrícola dedicada a la producción y exportación de bananas frescas de alta calidad, ubicada en La Ceiba, Atlántida, Honduras. Fue fundada en 1899 como una división de Dole Tropical Products, una subsidiaria de Dole Food Company Inc. con más de un siglo de operaciones en Honduras. La compañía ha contribuido al desarrollo de las comunidades donde opera, recibiendo una fuerza laboral incondicional y productiva y tierras fértiles para el cultivo. En sus más de 1,800 hectáreas, la compañía se compromete a cumplir con todas las leyes y regulaciones, así como con todas las obligaciones a las que Standard Fruit de Honduras se suscribe voluntariamente, para llevar a cabo un negocio social y ambientalmente amigable. (GLOBALG.A.P., 2014).

La Standard Fruit de Honduras mantiene programas certificados de responsabilidad social y medioambiental reconocidos internacionalmente, incluidos los estándares Global GAP (desde 2007), ISO 14001: 2004 (desde 1999), ISO 9001: 2008 (desde 2000) y Rainforest Alliance (desde 2014). (GLOBALG.A.P., 2014)

La empresa Standard Fruit de Honduras ha logrado realizar un uso responsable del agua, incrementar la biodiversidad y promover la responsabilidad social, esta empresa dedica recursos a la investigación para la mejora de sus productos, procesos productivos y comprometida con la sostenibilidad en todos sus aspectos.

## 2.2 TEORIAS DEL SUSTENTO

La energía solar fotovoltaica es aquella que se obtiene por medio de la transformación directa de la energía del sol en energía eléctrica por medio del efecto fotoeléctrico. Para esto, es necesario instalar un sistema de equipos interrelacionados especialmente contruidos para realizar la transformación de la energía solar en energía eléctrica. (Rey, 2017, p. 42).

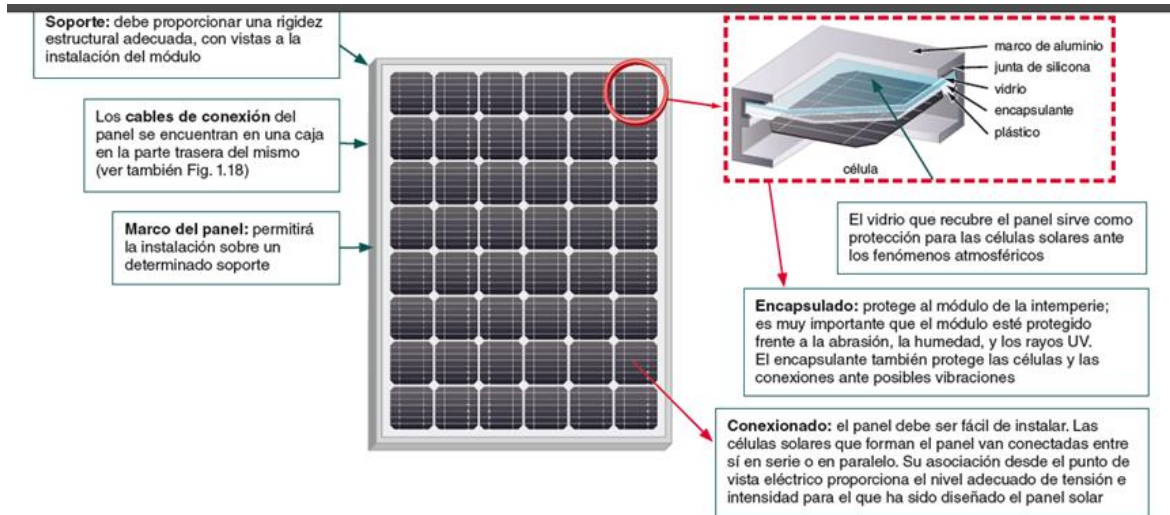
Este sistema recibe el nombre de sistema fotovoltaico y los equipos que lo forman reciben el nombre de componentes fotovoltaicos. un sistema FV consiste en la integración de varios componentes, cada uno de ellos cumpliendo con una o más funciones específicas, a fin de que éste pueda suplir la demanda de energía eléctrica impuesta por el tipo de carga, usando como combustible la energía solar. La definición anterior deja claramente establecido que la carga eléctrica determina el tipo de componentes que deberán utilizarse en el sistema. (Rey, 2017, p. 42).

### 2.2.1 COMPONENTES TÉCNICOS DEL SISTEMA

Esta investigación se basa en el tipo, comportamiento y demanda de la carga y el área disponible en la estación de riego Naranjo B para definir el tamaño de la planta, entendiéndose por esto la cantidad, tipo y potencia de paneles, en base a lo anterior se calcula la potencia de los inversores, cajas combinatorias, calibres de conductores, se define tipo y forma adecuada de anclaje, protección perimetral, redes de tierra, sistema de protección contra descargas atmosféricas, ángulo de inclinación adecuado de los paneles y el resto de componente y consideraciones necesarias para montar el sistema.

### 2.2.1.1 MÓDULOS SOLARES FOTOVOLTAICOS (DC)

Está formado por un conjunto de células solares que se caracteriza por convertir directamente en electricidad los fotones provenientes de la luz del sol, conectadas eléctricamente en combinación serie-paralelo, encapsuladas, y montadas sobre una estructura de soporte como se muestra en la figura 6.



**Figura 6: Módulo solar fotovoltaico**

**Fuente: (Componentes de una Instalación Solar Fotovoltaica, s. f.)**

Entre los parámetros más importantes a tomar en cuenta para dimensionar los módulos solares encontramos los siguientes:

**Tipo de celda:** Entre las más utilizadas son las fabricadas en silicio monocristalino y silicio policristalino en las que se han realizado una unión pn y contactos en ambas caras. Estas celdas proporcionan aproximadamente 0.5 voltios y una corriente de  $35\text{mA/cm}^2$  cuando son iluminadas por el sol en un día claro a  $1000\text{W/m}^2$  que se toma como irradiancia de referencia. (Colegio Oficial de Ingenieros de Telecomunicación & Grupo de Nuevas Actividades Profesionales, 2007).

“Corriente de corto circuito (Ish): La corriente de corto circuito es la corriente total producida en la celda solar mediante irradiación solar; es decir, cuando la celda recibe la mayor excitación de fotones en su estructura interna” (Ramos López & Luna Puentes, 2014, p. 39).

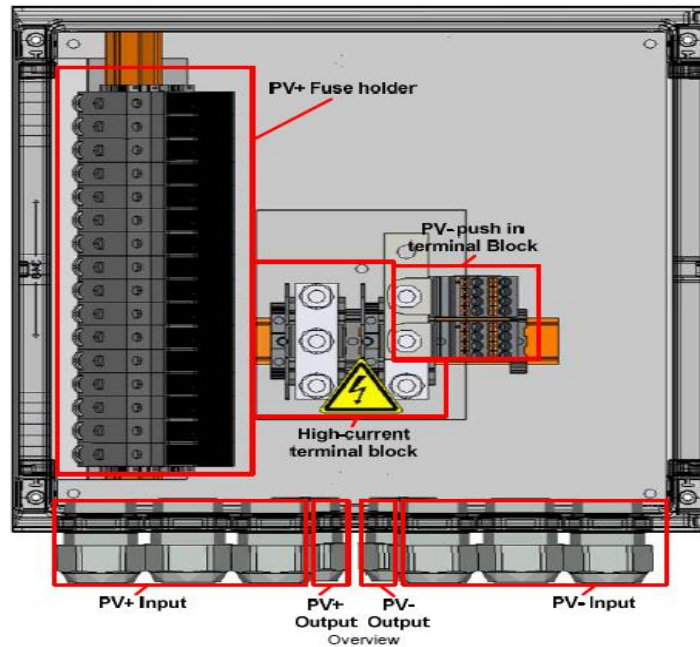
“Voltaje de circuito abierto (Voc): Es el voltaje que se mide a través del panel cuando no pasa corriente por el panel; es decir, sin carga conectada en la salida” (Ramos López & Luna Puentes, 2014, p. 39).

“Potencia Max (Pmax): Ocurre entre estos dos puntos, cuando la corriente y el voltaje tienen un valor de IMP y VMP, respectivamente” (Ramos López & Luna Puentes, 2014, p. 39)

Inclinación y orientación: Los módulos FV están inclinados para coleccionar mayor radiación solar. La cantidad óptima de energía se colecciona cuando el módulo está inclinado en el mismo ángulo que el ángulo de latitud. Sin embargo, hay que tener en cuenta que el ángulo mínimo de inclinación debería ser de por lo menos  $15^\circ$  para asegurar que el agua de las lluvias drene fácilmente, lavando el polvo al mismo tiempo. A latitudes mayores ( $> 30^\circ$  Norte o Sur), los módulos a veces están más inclinados sobre el ángulo de latitud para tratar de nivelar las fluctuaciones por estaciones. (Ramos López & Luna Puentes, 2014, p. 40).

#### 2.2.1.2 CAJAS COMBINATORIAS O STRING COMBINER (DC)

Su labor es esencial en la conexión de los módulos solares y el o los inversores que estemos usando, y sirve para unir o combinar los diferentes arreglos o combinaciones que se hagan entre los paneles solares a fin de alcanzar los voltajes y/o amperajes necesarios para que el inversor trabaje de manera correcta en los rangos de operación de acuerdo con la especificación de este. (*Cajas Combinadoras—Combiner Box*, s. f.)



**Figura 7: Caja combinatoria**

**Fuente: (SDE México, 2019)**

### 2.2.1.3 INVERSORES FOTOVOLTAICOS (DC/AC)

El cambio de corriente realizado por los inversores es necesario para la transmisión de la energía eléctrica y a su vez cumplir con los requisitos de compatibilidad para la interconexión con la ENEE. Estos equipos serán los encargados de administrar la energía producida, así como de transformarla a los mismos parámetros o características de la red del suministrador.



**Figura 8: Inversor**

**Fuente: (AG, s. f.)**

#### 2.2.1.4 PANELBOARD I-LINE (AC)

Son utilizados para la distribución o sub-distribución de energía eléctrica en instalaciones industriales o comerciales en rangos desde 100 hasta 1200 A proporcionando protección a los usuarios, equipos e instalación eléctrica, su exclusivo sistema de interruptores enchufables le permite una instalación rápida, segura y flexible. (Schneider, 2019)





**Figura 9: Tablero tipo I-line (Schneider, 2019)**

### 2.2.2 ESTUDIO FINANCIERO

En base a los datos del estudio técnico se elabora el presupuesto de instalación completo de la planta obteniendo la inversión inicial del proyecto, luego se definirá una tasa de cobro por kWh inyectado a la red, y en base a los datos obtenidos de consumo de energía mensual en la estación de riego Naranjo B, se obtendrán los flujos de efectivo a partir de los cuales se calculará la tasa interna de retorno, punto de equilibrio y estados financieros a lo largo del tiempo del proyecto.

El costo nivelado de energía (LCOE), también conocido como el costo nivelado de electricidad o el costo energético nivelado (LEC), es una medida utilizada para evaluar y comparar métodos alternativos de producción de energía. El LCOE de un activo generador de energía puede considerarse como el costo total promedio de construir y operar el activo, por unidad de electricidad total generada durante una vida útil supuesta. (CFI, 2019)

Alternativamente, el LCOE puede considerarse como el precio mínimo promedio al que se requiere vender la electricidad generada por el activo para compensar los costos totales de producción durante su vida útil. Calcular el LCOE está relacionado con el concepto de evaluar el valor presente neto de un proyecto. De manera similar al uso de VPN, el LCOE puede usarse para determinar si un proyecto será una empresa valiosa. (CFI, 2019)

El último estudio publicado por la Agencia Internacional de Energía Renovable dice que el costo promedio de electricidad solar de \$ 0.085 / kWh producido por proyectos comisionados el año pasado caerá a \$ 0.048 el próximo año, y \$ 0.02-0.08 para 2030. (Bellini, 2019).

Según la agencia, la tecnología fotovoltaica mejorada impulsará la producción de electricidad solar cada vez más barata. El estudio señala que los precios históricos registrados en las subastas nacionales de capacidad de generación fotovoltaica indican que la energía solar podría producirse a un promedio de \$ 0.048 / kWh el próximo año, una cifra 44% menor que el costo de la energía solar producida por las instalaciones de generación encargadas el año pasado. (Bellini, 2019).

"Los recientes resultados de subastas bajas récord para la energía solar fotovoltaica en Abu Dabi, Chile, Dubai , México, Perú y Arabia Saudita han demostrado que un LCOE [costo nivelado de energía] de \$ 0.03 / kWh es posible en una amplia variedad de contextos nacionales". Informe declarado. (Bellini, 2019).

El informe pronostica que el costo de desarrollo del proyecto solar por kilovatio de capacidad instalada disminuirá de \$ 1,210 el año pasado a \$ 340-834 en 2030 y \$ 165-481 en 2050. Se espera que el precio de la electricidad solar caiga aún más de un promedio de \$ 0.085 / kWh el año pasado

a \$ 0.02-0.08 / kWh para fines de la próxima década y \$ 0.01-0.05 para mediados de siglo. (Bellini, 2019)

“El costo total nivelado es la suma del costo nivelado de inversión y el costo de producción, este último es el generado durante la vida económica de la planta e incluye el costo nivelado de operación y mantenimiento” (Santiago et al., 2013, p. 151).

Para su cálculo nos basamos en la figura 10 la cual nos dice:

$$LEC = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

**Figura 10: Formula para el cálculo de la LCOE**

**Fuente: (Santiago et al., 2013)**

Utilizando la fórmula de la figura 10, donde  $I_t$  = gastos de inversión en el año  $t$ ,  $M_t$  = gastos de operación y mantención,  $F_t$  = gastos de combustibles,  $E_t$  = electricidad generada,  $r$  = tasa de descuento y  $n$  = tiempo de vida de la planta.

En la formula sustituimos los datos de acuerdo con la tabla 19 con una tasa de descuento del 8.5% nos da una cuota nivelada de la energía de 2.35 Lps/kWh.

Este factor nos sirve para poder comparar esta tecnología con otra alternativa, de esta manera tener una herramienta que nos permita tomar decisiones evaluando las opciones disponibles. En la figura 11 podemos observar el LCOE de diversas tecnologías.

	LCOE (\$/kWh)		LCOE (\$/kWh)
<b>Eólica Onshore</b>	0,057 – 0,084	<b>CCP con 6 horas alm.</b>	0,137 – 0,214
<b>Eólica Offshore</b>	0,141 – 0,197	<b>Torre sin alm.</b>	0,157 – 0,226
<b>FV c-Si</b>	0,093 – 0,174	<b>Torre con 6 horas alm.</b>	0,129 – 0,189
<b>FV c-Si con baterías</b>	0,118 – 0,205	<b>Biomasa</b>	0,112 – 0,162
<b>FV a-Si</b>	0,090 – 0,161	<b>CCGT (HEPC = 7446)</b>	0,043 – 0,071
<b>HCPV</b>	0,274 – 0,406	<b>CCGT (HEPC = 1170)</b>	0,083 – 0,111
<b>CCP sin alm.</b>	0,126 – 0,197	<b>Eólica onshore con respaldo</b>	0,102 – 0,155

**Figura 11: LCOE de diversas tecnologías**

**Fuente: (Martín, 2016)**

La energía solar fotovoltaica empieza a adquirir precios competitivos. Se necesitan avances en la tecnología capaces de aumentar el rendimiento, para aumentar la producción y poder situarse al nivel de la eólica especialmente en países donde la radiación solar es favorable y el recurso eólico escaso (Martín, 2016, p. 3).

Reducir los costes de la energía renovable es uno de los objetivos principales para asegurar su integración en los sistemas eléctricos. Para llegar al precio de la eólica onshore, primera tecnología en cuanto a precio se necesitaría reducir los costos de instalación. (Martín, 2016, p. 3).

Sin embargo, para nuestra zona de estudio técnicamente no se tiene información para determinar si la energía eólica es factible, únicamente se menciona como un dato de referencia ya que se está analizado el LCOE para la energía solar fotovoltaica y podemos observar que esta ocupa el segundo lugar en cuanto a la clasificación de la figura 35 la cual se elaboró en el año 2016.

## 2.3 CONCEPTUALIZACIÓN

A continuación, se definen conceptos importantes para la comprensión de este trabajo:

- Celda Solar: “Las células o celdas solares son dispositivos que convierten la energía solar en electricidad, ya sea directamente vía el efecto fotovoltaico, o indirectamente, mediante la previa conversión de energía solar a calor o a energía química. La forma más común de las celdas solares se basa en el efecto fotovoltaico, en el cual la luz que incide sobre un dispositivo semiconductor de dos capas produce una diferencia del voltaje o de potencial entre las capas. Este voltaje es capaz de conducir una corriente a través de un circuito externo de modo de producir trabajo útil para una aplicación determinada.” (*Diseño de una Instalación Y Alimentación Eléctrica de un Comedor Industrial por Medio de Generación Distribuida*, s. f.)
- Sistema Fotovoltaico: “es el conjunto de equipos eléctricos y electrónicos que producen energía eléctrica a partir de la radiación solar. El principal componente de este sistema es el módulo fotovoltaico, a su vez compuesto por células capaces de transformar la energía luminosa incidente en energía eléctrica de corriente continua”. (Lamigueiro, 2018)
- Inversor: “equipo que adecúa la potencia producida por el generador fotovoltaico a las condiciones de la red convencional.” (Lamigueiro, 2018)
- Caja combinatoria: es un equipo con protecciones eléctricas que reúne los circuitos provenientes de las cadenas de módulos fotovoltaicos y establece las salidas necesarias para alimentar el inversor en el lado de DC. (CONERMEX, s. f.)
- Capacidad del parque solar: esta capacidad se define de acuerdo a la carga demandada.
- Mantenimiento: existen tres tipos de mantenimiento, preventivo, correctivo y predictivo, si se lleva a cabo correctamente prolonga la vida útil y disminuye los tiempos fuera de línea de una planta industrial.
- Instalación: es el proceso de realizar todos los montajes, conexiones, acoples, y configuraciones requeridas para poner en marcha un equipo.
- Inversión Inicial: es la suma de todos los costos de diseño, construcción, instalación, supervisión y montajes requeridos para poner en marcha un proyecto.

- Flujos de Efectivo: es el resultante de la suma de todos los ingresos, egresos y depreciaciones de un proyecto.
- LCOE: cuota nivelada de la energía es un factor que determina el costo de venta por la producción de u Kwh, este factor sirve para comparar las diversas tecnologías de generación de energía.
- VAN: valor actual neto, es un valor obtenido al trasladar todos los flujos de caja al momento presente, descontándolos con un interés determinado.
- TIR: es la tasa de interés o rentabilidad que ofrece un proyecto de inversión, esta se encuentra bastante relacionada con el valor actual neto.

## 2.4 MARCO LEGAL

El primer gran proyecto de la ENEE fue la Central Hidroeléctrica de Cañaveral, cuyos estudios de factibilidad iniciaron en 1957, comenzando su construcción en 1960 y siendo ésta terminada para 1964. Ese fue el inicio de lo que es hoy, el Sistema Interconectado a nivel nacional; es decir, una red de transmisión eléctrica, que cubre las principales regiones del país la cual están conectadas las centrales generadoras y los diferentes centros de consumo. Funcionaban entonces dos sistemas: el Sistema Interconectado y los sistemas aislados. (Colindres, 2015, p. 6).

Con respecto a los recursos renovables, en nuestro país se incentivan desde el año 2007 mediante la Ley de Promoción a la Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables ley que pretende incentivar la instalación de centrales de generación de energía proveniente de fuentes hidráulicas, eólicas, mareomotriz, geotérmicas, solar, biomasa y residuos sólidos.

En enero de 2014, el Congreso Nacional de Honduras aprobó con 95 de 128 votos a favor, la nueva Ley General de la Industria Eléctrica, que cambia fundamentalmente la manera en que operará la ENEE y por primera vez abre el camino a la inversión privada en todos los sectores

del mercado energético (generación, distribución, comercialización y transmisión).  
(Colindres, 2015, p. 7)

Desglose de Ley General de la Industria Eléctrica: Agentes del Mercado: Son cuatro los agentes que intervienen en el nuevo mercado: los generadores, el transportista, los distribuidores y los comercializadores de energía eléctrica. Hasta este momento estas actividades estaban agrupadas en una sola entidad: la ENEE. La nueva reforma energética supone el fin de los monopolios y la libertad de elección de los consumidores. El rol de cada sector es detallado a continuación:

- Los Generadores: Son los encargados de generar la energía eléctrica en sus plantas de producción, y de inyectarla en la red de transporte de energía eléctrica. Estas plantas de producción pueden ser de varios tipos: centrales de gas, centrales térmicas convencionales, centrales nucleares, centrales hidráulicas o plantas de producción de electricidad que utilizan energías alternativas.
- Las Empresas Transmisoras: Es el encargado de transportar la energía en Alta Tensión, y de gestionar, mantener y reparar las infraestructuras que utilizan. Las empresas transmisoras no pueden tener participación, ni directa ni indirecta, en empresas que ejerzan las actividades de generación, distribución o comercialización de electricidad. Las empresas transmisoras deberán dar un trato no discriminatorio a los usuarios de la red de transmisión. Toda instalación que forme parte de la red de transmisión en el territorio nacional estará sujeta a la dirección y control del Operador del Sistema.

- Empresas Distribuidoras: Es el encargado de transportar la energía en Media y Baja Tensión, y de gestionar, mantener y reparar las infraestructuras que utilizan (responsables de asegurar un suministro eléctrico de calidad y sin interrupciones). (Colindres, 2015, p. 3)

Las empresas distribuidoras no pueden poseer centrales generadoras, salvo en casos excepcionales que deberán de ser certificados por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE). Se exceptúa de esta regla a las empresas distribuidoras que sirven sistemas aislados, las cuales podrán tener sus propias centrales generadoras. Las empresas distribuidoras que dispongan de generación propia, si forman parte del Sistema Interconectado Nacional, estarán obligadas a constituir una o más empresas separadas para realizar la actividad de generación. (Colindres, 2015, p. 3,4)

En el Artículo 2 del Capítulo I de la Ley de Promoción a la Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables se detalla lo siguiente:

Como medidas de política estatal orientado a preservar, conservar y mejorar el ambiente y en concordancia con el artículo 81 de la Ley General del Ambiente, las personas naturales y jurídicas que conforme a esta Ley desarrollen y operen proyectos de generación de energía eléctrica utilizando recursos naturales renovables nacionales y proyectos de cogeneración con recursos renovables nacionales, gozarán de los incentivos siguientes:

1. Exoneración del pago del impuesto sobre ventas para todos aquellos equipos, materiales y servicios, que estén destinados o relacionados directamente con la generación de energía eléctrica con recursos renovables que serán utilizados en el desarrollo, instalación, construcción de la planta de generación de energía eléctrica renovable y créditos fiscales por el estudio y diseño efectivo una vez se haya iniciado la planta.



2. Exoneración del pago de todos los impuestos, tasas, aranceles y derechos de importación, para todos aquellos equipos, materiales, repuestos, partes y aditamentos destinados o relacionados directamente con la generación de energía eléctrica renovable y que serán utilizados en los estudios, diseño final, generación de energía eléctrica renovable, locales o que provengan de otros países.
3. Exoneración, del pago del Impuesto Sobre la Renta, Aportación Solidaria Temporal, Impuesto al Activo Neto y todos aquellos impuestos conexos a la renta durante un plazo de diez (10) años, contados a partir de la fecha de inicio de operación comercial de la planta, para los proyectos con capacidad instalada hasta 50 MW.
4. Los proyectos gozarán de todos los beneficios establecidos en la Ley de Aduanas en relación con la importación temporal de maquinaria y equipos necesarios para la construcción y mantenimiento de los citados proyectos.
5. Exoneración del Impuesto Sobre la Renta y sus retenciones sobre los pagos de servicios u honorarios contratados con personas naturales o jurídicas extranjeras, necesarios para los estudios, desarrollo, instalación, ingeniería, administración y construcción monitoreo del proyecto de energía renovable.” (Poder Legislativo de Honduras, 2007).

Las empresas privadas o mixtas generadoras de energía eléctrica renovable que utilicen para su producción recursos renovables nacionales en forma sostenible serán acogidos a la presente Ley y podrán vender la energía y servicios eléctricos auxiliares que produzcan a través de las opciones siguientes:

Vender directamente a Grandes Consumidores o Empresas Distribuidoras de Energía Eléctrica, contando con la aprobación de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), previo al aseguramiento de la demanda nacional.

Las empresas generadoras y comercializadoras deberán inscribirse en el Registro Público de Empresas del Sector Eléctrico que llevan la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), proveyendo toda la información que se les pida en el formulario de inscripción. Cada vez que se produzcan cambios en las características de las instalaciones o de su operación, las empresas

deberán notificar a La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), a los fines de la actualización de su inscripción en el registro antes referido (Poder Legislativo de Honduras, 2014).

La empresa instaladora de la planta de generación de energía solar gozará de los beneficios de la Ley de Promoción a la Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables debiendo hacer los trámites de acreditación ante la Secretaria de Estado en el Despacho de Finanzas o la Autoridad Fiscal competente, la respectiva licencia de operación emitida por la Secretaría en los Despachos de Recursos Naturales, para los proyectos con capacidad igual o menor a tres megavatios como es el caso, y se regirá por la Ley General de La Industria Eléctrica y sus reformas.

Los aspectos ambientales para tomar en cuenta para la implementación de este proyecto se consideran a continuación:

Para los tramites de licenciamiento ambiental, en la Ley de Promoción a la Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables se detallan los procedimientos a seguir en La Secretaría de Estado en los Despachos de Recursos Naturales y ambiente (SERNA).

Para otorgar los permisos de estudio de factibilidad no es requisito de quienes sean propietario del terreno del sitio, siempre y cuando obtenga la autorización del propietario. Si en termino de seis (6) meses tal como es establecido en el Artículo 75 de la Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico, retomado en la presente Ley, no se ha iniciado los estudios correspondientes y su permiso fuera revocado de oficio, la Secretaria de Estado en los Despachos de Recursos Naturales y Ambiente (SERNA) podrá dar trámite a nuevas solicitudes de estudios de factibilidad para dicho sitio. (Poder Legislativo de Honduras, 2007).

## CAPÍTULO III. METODOLOGÍA

En este estudio se utilizaron como base para el diseño del estudio técnico el National Electrical Code (NEC) para el tipo y dimensionamiento de alimentadores eléctricos, protecciones, canalización, la IEEE-STD 80 para el diseño de la red de tierra y las normas UNE para el diseño del sistema de protección contra descargas atmosféricas, para el estudio financiero se realizó el cálculo del costo nivelado de la electricidad, la tasa interna de retorno y el periodo de recuperación de la inversión.

### 3.1 CONGRUENCIA METODOLÓGICA

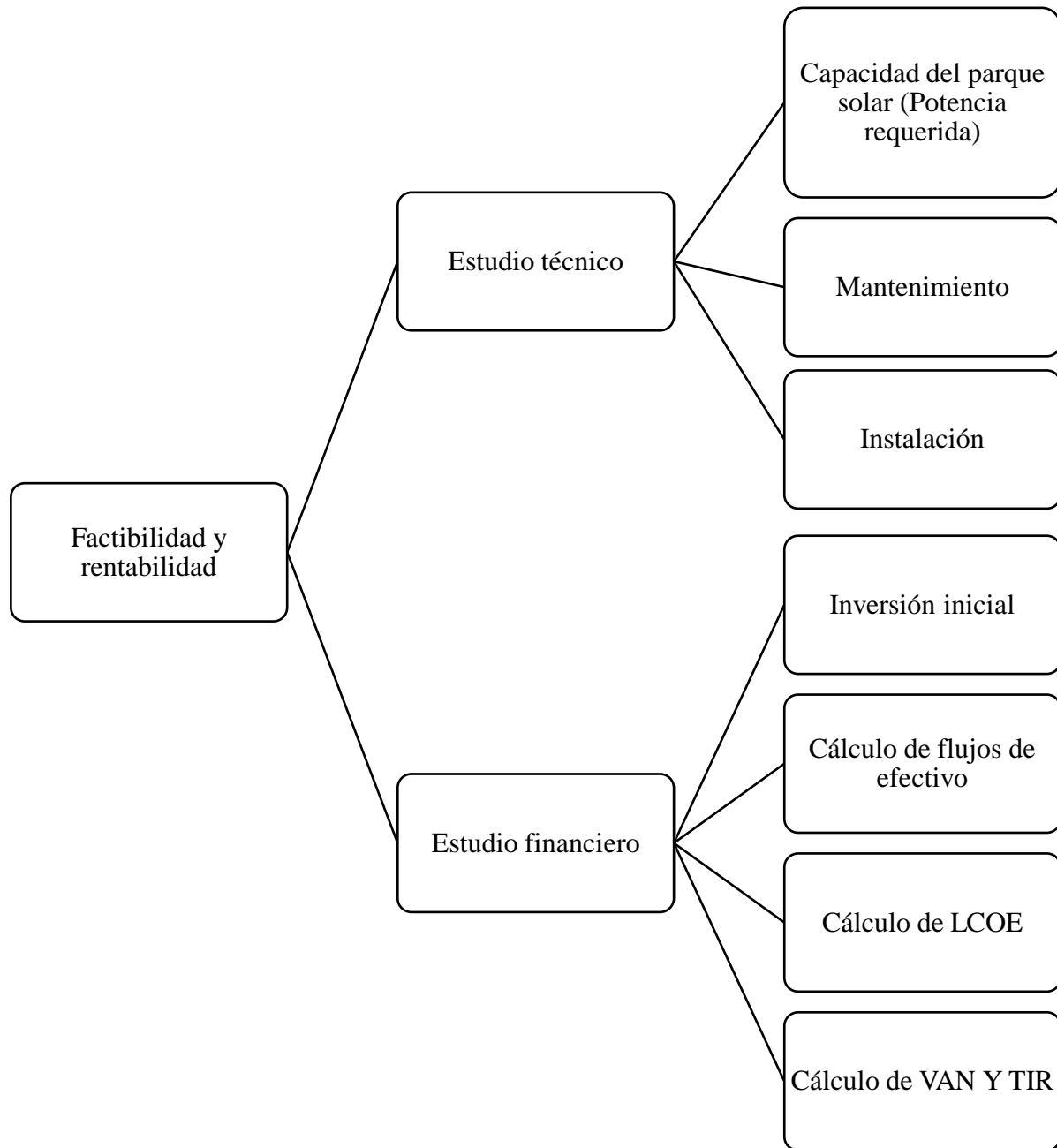
La congruencia metodológica de esta investigación se detalla en la Tabla 1.

**Tabla 1 Congruencia Metodológica**

Problema	Objetivo general	Preguntas de investigación	Objetivos específicos	Variables	
				Independientes	Dependiente
¿Es factible la implementación de un sistema de generación de energía solar fotovoltaico para alimentar la estación de riego Naranjo B de la empresa Standard Fruit de Honduras?	Realizar el estudio de factibilidad de la implementación de un sistema de generación de energía solar fotovoltaica en la estación de riego Naranjo B de la Standard Fruit de Honduras para disminuir los costos por consumo de energía eléctrica en las plantaciones.	¿Cuál es la capacidad adecuada del sistema de generación de energía fotovoltaica?	Determinar la capacidad de potencia adecuada del sistema de bombeo de agua para el riego de la plantación.	Factores técnicos	Factibilidad y rentabilidad financiera
		¿Cuál es la localización adecuada del sistema a implementar?	Definir la localización optima del sistema de energía fotovoltaica.		
		¿Cuál es la distribución adecuada de los paneles solares?	Determinar la distribución adecuada de los paneles solares para el aprovechamiento del área.		
		¿Cuál es la tasa de retorno de la inversión del montaje de un sistema de energía solar para la estación de riego Naranjo B?	Calcular la tasa de retorno de la inversión del montaje de un sistema de energía solar para la estación de riego Naranjo B de la Standard Fruit de Honduras.	Indicadores financieros	

### 3.1.1 OPERACIONALIZACIÓN DE LAS VARIABLES

La operacionalización de las variables en nuestra investigación se detalla en la Figura 12.



**Figura 12: Operación de Variables**

**Tabla 2 Operacionalización de Variables**

<u>Variables independientes</u>	<u>Definición</u>		<u>Dimensión</u>	<u>Indicador</u>
	<u>Conceptual</u>	<u>Operacional</u>		
<b>Estudio técnico</b>	Comprende todo lo que tiene que ver con el funcionamiento del proyecto, presenta la determinación de los paneles solares, dimensionamiento de los componentes del sistema.	Comprende todo lo que tiene que ver con el funcionamiento del proyecto, se comprueba la posibilidad técnica de la implementación de un sistema fotovoltaico para alimentar la estación de riego Naranja B en Coyoles Central, Olanchito, Yoro, Honduras. Se determina el número de paneles, así como su ubicación óptima, equipos y demás componentes del sistema.	Capacidad del parque solar	Potencia requerida
			Mantenimiento	Recurso humano
				Herramienta y equipo
			Instalación	Recurso humano
				Suministro e insumos
			Maquinaria y equipo	
<b>Variables independientes</b>	<b>Definición</b>		<b>Dimensión</b>	<b>Indicador</b>
	Conceptual	Operacional		
<b>Estudio financiero</b>	Se analiza la viabilidad financiera de un proyecto. Sistematizando la información monetaria de los estudios precedentes y analizando su financiamiento, con el fin de determinar su rentabilidad.	Se obtiene el respaldo del estudio financiero, mediante la integración del costo capital, de los flujos de efectivos del proyecto y la aplicación de las técnicas de presupuesto de capital y análisis de riesgo de las principales variables para demostrar si financieramente el proyecto es o no rentable	Costo capital	Fuente de financiamiento
				Costo de capital de cada fuente
				Relación costo-beneficio
			Flujo de efectivo	Depreciaciones
				Ingresos normales
				Egresos normales
			Técnicas de evaluación	LCOE
				TIR
				Periodo de recuperación

### 3.1.2 HIPÓTESIS

A continuación, se describen las hipótesis planteadas en esta investigación.

Hipótesis nula:

La implementación de un sistema de generación de energía fotovoltaica para disminuir los costos de energía eléctrica en la estación de bombeo Naranjo B de la Standard Fruit de Honduras tendrá una TIR menor o igual al costo de capital.

Hipótesis alternativa:

La implementación de un sistema de generación de energía fotovoltaica para disminuir los costos de energía eléctrica en la estación de bombeo Naranjo B de la Standard Fruit de Honduras tendrá una TIR mayor al costo de capital.

### 3.2 ENFOQUE Y MÉTODOS

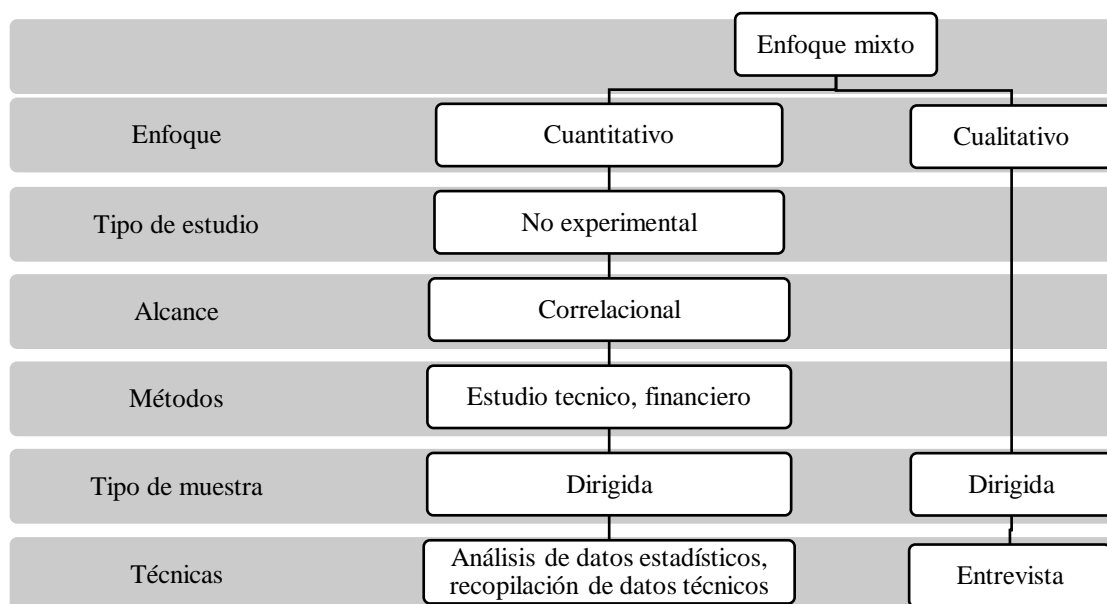
La investigación tiene un enfoque mixto, como predominante el enfoque cuantitativo. En términos generales, estos métodos utilizan cinco estrategias similares y relacionadas entre sí:

1. Se llevó a cabo la observación del comportamiento de la estación de riego NARANJO B, en el cual se evaluaron los aumentos en los costos operativos debido al incremento de la tarifa de pago por consumo de energía, la energía demandada por la estación de riego, la radiación solar en la zona y el consumo mensual de la estación de riego estudiada.
2. Se establece como idea central determinar la factibilidad de la implementación de un sistema de energía solar fotovoltaico para la estación de riego “NARANJO B” de la Standar Fruit Honduras.
3. Se pretende aprovechar la radiación solar en la zona, la cual es adecuada para implementar este tipo de sistemas de energía.
4. Se desarrolla un análisis basado en los datos estadísticos históricos, técnicos y financieros, proporcionados por los interesados, el cual nos ayuda a determinar si la

opción de instalar una planta de generación fotovoltaica es factible en la estación “NARANJO B”.

5. En base a la entrevista realizada a expertos, se determina que la Standard Fruit de Honduras, no está dispuesta a realizar la inversión inicial para el montaje de la planta de energía fotovoltaica. Con esto se planteará la opción de realizar la instalación con una tercera empresa la cual realizará un cobro mensual por kWh consumido por la estación de riego Naranjo B.

En la figura 13 se muestra esquemáticamente el enfoque de la investigación.



**Figura 13: Enfoque de la Investigación**

### 3.3 MATERIALES

En esta investigación se utilizaron software de posicionamiento global como ser Google Eart, para delimitar el área de instalación de la planta solar, al igual que software de cálculo de sistemas fotovoltaicos como ser Helioscope.

### 3.4 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

A continuación, se detalla el diseño de esta investigación, definiendo población, muestra, unidad de análisis y unidad de respuesta.

#### 3.4.1 POBLACIÓN

Se define la población de estudio como las estaciones de riego instaladas en el Valle del Aguan por la empresa Standard Fruit de Honduras, las cuales tienen como finalidad irrigar las plantaciones principalmente de banano y otros cultivos en la zona.

#### 3.4.2 MUESTRA

Se selecciona como muestra para esta investigación la estación de riego Naranja B ubicada en las cercanías de la comunidad de Coyoles Central del municipio de Olanchito departamento de Yoro, tomando en cuenta la disponibilidad de área para el montaje de la planta solar.

En la figura 14 se muestra la Estación de Riego Naranja B y la delimitación del área disponible para la instalación del arreglo de paneles solares del sistema de generación fotovoltaico.



**Figura 14: Ubicación de la Estación Naranja B**

#### 3.4.3 UNIDAD DE ANÁLISIS

Las unidades de análisis utilizadas en la investigación fueron reuniones con expertos en las áreas de riego, inversión en ahorro energético y electricidad de la empresa Standard Fruit de



Honduras, en las cuales se desarrollaron entrevistas, se obtuvieron datos históricos de los aumentos en los costos de la energía eléctrica por parte de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica, al igual que los datos de radiación solar en la zona que fueron proporcionados por la estación meteorológica de la UNAH-TEC-AGUAN.

#### 3.4.4 UNIDAD DE RESPUESTA

Las unidades de respuesta obtenida fueron: la potencia eléctrica en kW requerida por la estación de riego, área disponible en m<sup>2</sup> para el montaje de la planta fotovoltaica, el consumo de energía de los equipos en kWh, tiempo efectivo de suspensión de energía en la zona en h/mes y datos de radiación de energía en w/m<sup>2</sup>.

### 3.5 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS APLICADOS

A continuación, se definen los instrumentos y técnicas aplicados en esta investigación.

#### 3.5.1 INSTRUMENTO

En esta investigación no se utilizaron instrumentos ya que se trata de una investigación técnica y financiera enfocada a la disminución de los costos de operación de la estación de riego Naranja B de la Standard Fruit de Honduras.

#### 3.5.2 TÉCNICAS

En esta investigación se aplica la técnica de entrevistas a expertos, la cual fue realizada a los especialistas de la Standard Fruit de Honduras las preguntas realizadas en la entrevista fueron las siguientes:

¿Cuáles son los sistemas de riego que utilizan actualmente en sus plantaciones?

¿Qué problemas han tenido en el suministro de energía para sus sistemas de riego?

¿Están conformes con los costos actuales de la energía por parte de su proveedor?

¿Tienen planes a corto plazo de expandir sus plantaciones a nivel nacional?

¿Cuentan con área disponible para la instalación de un sistema solar para sus estaciones de bombeo?

¿Estarían interesados en invertir en una fuente de energía renovable que sea confiable para sus estaciones de bombeo?

¿Cuál es la opción de pago que le conviene a su empresa para este tipo de proyecto?

### 3.6 FUENTES DE INFORMACIÓN

En este trabajo de investigación se utilizaron fuentes de información tanto primarias como secundarias, las cuales se describen a continuación.

#### 3.6.1 FUENTES PRIMARIAS

Las fuentes de información primarias utilizadas en nuestra investigación son las siguientes: datos de suspensión de energía programados y no programados en la estación de bombeo Naranjo B (datos proporcionados por EEH), registros de consumos de energía por mes de la estación de riego Naranjo B (datos proporcionados por Standard Fruit de Honduras), reportes de promedios de radiación solar, Curso de Diseño de Sistemas Fotovoltaicos 3era Edición y los documentos detallados en la bibliografía.

#### 3.6.2 FUENTES SECUNDARIAS

Reflejan los resultados del procesamiento lógico y analítico-sintético de la información científico-técnica contenida en los primarios y que reflejan, más o menos brevemente, su contenido. Aquí también se encuentran publicaciones periódicas y no periódicas, resultantes del procesamiento de las primarias. En este grupo se encuentran las enciclopedias, los diccionarios, las reseñas bibliográficas y las revistas federativas. (Castellanos et al., 2003)

### 3.7 LIMITANTES DE ESTUDIO

Dentro de las limitantes para el desarrollo de la investigación nos encontramos con problemas para desplazarnos al sitio de estudio, ya que existía una crisis política en la cual se dieron tomas de carreteras, otra limitante fue la obtención de los registros de consumo de energía de la estación de riego Naranja B por parte de la empresa Standard Fruit de Honduras.

## **CAPÍTULO IV. RESULTADOS Y ANALISIS**

En este capítulo se detallan todos los aspectos de la investigación, el diagnóstico de la situación actual, el tema a desarrollar y los aspectos financieros.

### **4.1. DIAGNÓSTICO DE LA SITUACIÓN**

En base a un estudio realizado en los históricos de los costos de energía evaluados desde el año 2016, como podemos verlo en la figura 2, determinamos que existe una tendencia al aumento en los costos a partir del año 2018, por lo que se deben considerar alternativas para la disminución de los gastos por consumo de energía eléctrica.

Las posibles causas del aumento en los costos de la energía puede ser la dependencia de la matriz energética del país de los combustibles derivados del petróleo, para solventar en gran medida los problemas identificados se plantea la instalación de una planta de generación de energía solar para reducción de los gastos por consumo de energía de la estación de riego.

Actualmente la empresa Standard Fruit de Honduras no cuenta con un sistema de generación de energía que pueda garantizarles una disminución en los gastos por consumo de energía para sus estaciones de riego.

Una vez identificado el problema y la posible solución se programó una visita a las oficinas principales de la Standard Fruit de Honduras en La Ceiba y se realizó la aplicación de una entrevista a los ingenieros encargados de investigación y desarrollo de sistemas de riego, eficiencia energética y mantenimiento.

En base a los datos obtenidos en la estación meteorológica de la UNAH-TEC AGUAN, se obtiene un histórico de la radiación solar en el año 2018, los cuales nos sirven para certificar los datos obtenidos del software de diseño de sistemas fotovoltaicos, como podemos verlo en la tabla 3.

**Tabla 3 Medición de radiación en el municipio de Olanchito año 2018.**

<u>Mes</u>	<u>Radiación (W/m<sup>2</sup>)</u>	<u>MIN Radiación(W/m<sup>2</sup>)</u>	<u>MAX Radiación (W/m<sup>2</sup>)</u>
Enero	396.65	11.8	1232.7
Febrero	205.12	12.2	1302
Marzo	249.67	12.3	1302.2
Abril	237.37	12.2	1302.8
Mayo	232.59	12.3	1302.1
Junio	232.9	12.3	1302.1
Julio	238.32	12.2	1302
Agosto	253.21	12.2	1302.9
Septiembre	252.51	12.2	1302.1
Octubre	205.42	12.2	1302.1
Noviembre	207.98	12.3	1301.9
Diciembre	193.32	12.4	1146.9
<u>Análisis de datos</u>			
Promedio	242.09	12.22	1283.48
MIN Radiación(W/M <sup>2</sup> )		11.8	
MAX Radiación (W/m <sup>2</sup> )		1302.9	

Basados a en la entrevista realizada, determinamos que los principales problemas en el suministro de energía son los elevados costos de la misma y los cortes en el suministro, actualmente no se cuenta con sistemas de generación de energía renovable para las estaciones de riego, existen planes a corto plazo para la expansión de plantaciones a nivel nacional, se cuenta en algunos casos con espacio para el montaje de una planta de generación de energía solar, se determina como sitio de estudio la estación de riego Naranjo B en la aldea Coyoles Central del municipio de Olanchito departamento de Yoro, la Standard Fruit de Honduras estaría interesada en realizar la instalación de un sistema de energía solar por medio de una empresa externa que generara un cobro por la energía generada por los paneles solares a una tasa de cobro más baja que la proporcionada por el proveedor actual.

Se obtuvieron por parte de la empresa Standard Fruit de Honduras los registros de consumo y cobros de energía por parte de la ENEE, dicha información se muestra en la tabla 4.

**Tabla 4 Registros del consumo de energía en la Estación de Riego Naranja B.**

<u>Año</u>	<u>Mes</u>	<u>kWh</u>	<u>Tarifa</u>	<u>Facturación (Lps)</u>
2018	Jan	69,680	4.314	300,418.35
2018	Feb	66,440	4.314	286,449.42
2018	Mar	85,480	4.314	368,538.47
2018	Apr	105,480	4.314	454,766.47
2018	May	73,880	4.314	318,526.23
2018	Jun	47,080	4.314	202,980.71
2018	Jul	91,440	4.314	394,234.42
2018	Aug	86,280	4.7928	372,211.92
2018	Sep	79,920	4.7928	383,040.58
2018	Oct	44,520	4.7928	213,375.46
2018	Nov	105,240	4.7928	504,394.27
2018	Dec	40,680	4.7373	192,713.36
2019	Jan	32,880	4.7373	141,758.83
2019	Feb	142,320	4.7373	674,212.54
2019	Mar	141,720	5.3266	671,370.16
2019	Apr	136,320	5.3266	645,788.74
2019	May	90,480	5.3266	428,630.90
2019	Jun	96,360	5.2364	456,486.23
2019	Jul	130,320	5.2364	617,364.94

#### 4.2. TEMA A DESARROLLAR

##### 4.2.1. ASPECTOS TÉCNICOS

El equipo por instalar se divide en dos grandes grupos, equipo en voltaje DC y equipo en voltaje AC, los cuales se detallan a continuación

##### 4.2.2. LOCALIZACIÓN

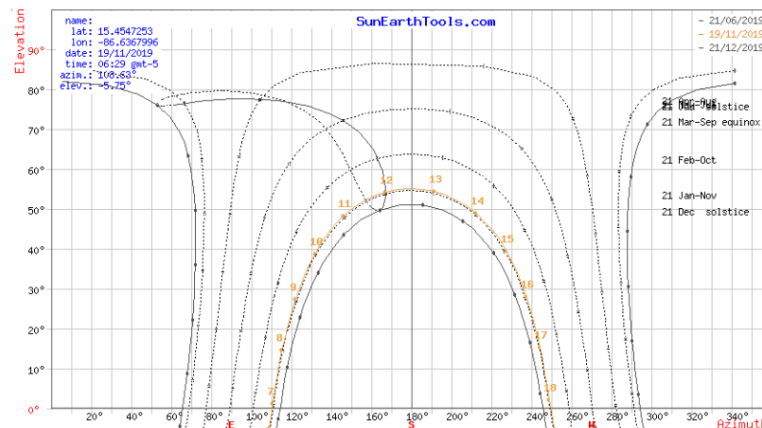
Teniendo en cuenta la ubicación de la estación de riego NARANJO B, la cual se encuentra a la orilla de la plantación, se elige la ubicación cercana a dicha estación de riego para evitar fallas técnicas como ser la caída de voltaje, por petición del cliente el cual no está interesado en cortar o perder sus plantaciones de bananos por la generación de energía limpia a base de paneles solares, la cual se ilustra en la figura 15.

Para determinar la ubicación, no se considera la instalación en techo de los módulos, ya que no existe en la estación área suficiente para el montaje de estos, existe un área disponible contiguo a la estación, se debe considerar la instalación en configuración portrait para disminuir el área de uso del terreno.



**Figura 15: Distribución de parque solar**

La orientación de los paneles se hará hacia el sur, con un ángulo de inclinación de 15 grados, ya que la ubicación de la planta está en una latitud de 15 grados, para definir la separación de los grupos, se realiza el cálculo de análisis de sombras, tomando el Angulo de incidencia mínimo el cual se da el 21 de diciembre, obteniendo el ángulo de 40 grados como se muestra en la figura 16



**Figura 16: Diagrama de trayectoria solar**

Realizando los cálculos geométricos siguientes con la ecuación #1:

$$a = h / \tan(c)$$

Donde  $c$  es el ángulo de incidencia mínimo y  $h$  está dada por la ecuación #2:

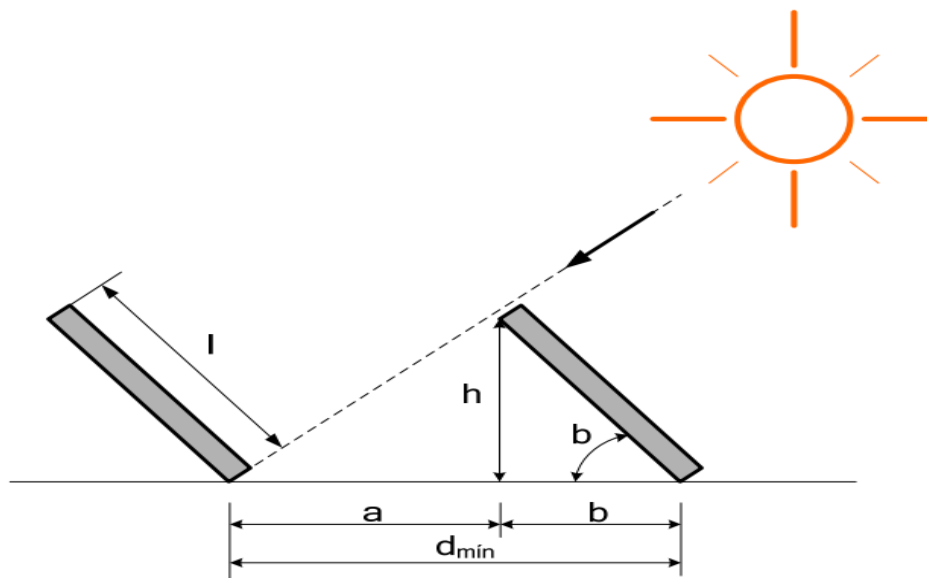
$$h = 0.6 + l * \sin(b)$$

Se suma 0.6 m por la altura de la estructura de soporte, sustituyendo las ecuaciones:

$$a = [0.6 + l * \sin(b)] / \tan(c) = (0.6 + 1.0353) / 0.8390$$

$$a = 1.9488$$

que se basan en la figura 17, obtenemos la separación de 1.95 m, sin embargo, para facilidades de mantenimiento se determina en 2.5 metros para permitir el ingreso de un vehículo.



**Figura 17: Diagrama geométrico para cálculo de separación entre paneles**

**Fuente: (Narváez, 2008)**



### 4.2.3. TAMAÑO

A continuación, se procede a calcular el tamaño de la granja solar fotovoltaica, memoria de cálculo en los voltajes AC y DC, con sus respectivos detalles técnicos de los equipos a utilizar. Teniendo en cuenta que el equipo a alimentar son cuatro bombas eléctricas de capacidad de 125 HP (93.2115KW), que forman un total de 500 HP (372.8499KW) a un voltaje de operación 480VAC.

#### 4.2.3.1. MÓDULOS SOLARES

Tomando en cuenta la corriente de corto circuito ( $I_{sc}$ ), el voltaje de circuito abierto ( $V_{oc}$ ), el voltaje de operación ( $V_{mp}$ ), la corriente de operación ( $I_{mp}$ ) todo esto del módulo solar. El voltaje de arranque ( $V_{start}$ ), voltaje máximo ( $V_{max}$ ), corriente máxima nominal del ( $I_{maxnom}$ ), corriente de cortocircuito ( $I_{sc}$ ), coeficiente de temperatura de potencia máxima ( $T_{cPmax}$ ), coeficiente de temperatura voltaje en circuito abierta ( $T_{cVoc}$ ) todo esto del inversor. Adicionalmente se tomará en cuenta la temperatura promedio y la temperatura mínima del lugar a ser instalado, la temperatura a la cual se realizaron las pruebas de laboratorio. Con ayuda del software HELIOSCOPE para el cálculo de sistema solares fotovoltaicos de generación de energía se procederá a instalar 1155 módulos solares, similar al modelo CS3W-400 Hiku de Canadian Solar en grupos de String de 11 unidades para cada caja combinatoria/inversor y cada String contendrá 21 módulos solares. En la tabla 5 se presenta los datos utilizados para estos cálculos, obtenidos de las figuras 51, 52 y 53 de los anexos.

**Tabla 5 Parámetros de diseño de la planta de generación fotovoltaica.**

<u>Parámetro</u>	<u>Cantidad</u>
$I_{sc}$ (panel)	10.9Amp
$I_{mp}$ (panel)	10.34Amp

**Continuación de la tabla 5**

<u>Parámetro</u>	<u>Cantidad</u>
Voc(panel)	47.2Vdc
Vmp(panel)	38.7Vdc
Vmax(inversor)	1000Vdc
Snom(inversor)	75KVA
Imaxin(inversor)	140Amp
Iscmax(inversor)	210Amp
Vstart(inversor)	720 Vdc
Vmp(inversor)	480VAC
TcPmax	-0.37%/°C
TcVoc	-0.29%/°C
Tprom	32°C
Tmin	16°C
Trise	30°C
Fd	10%
Tstc	25°C

Para calcular el mínimo de módulos solares permite cada arreglo o String se debe de calcular el voltaje de operación del módulo solar ajustado por la corrección de temperatura que se calcula con la ecuación #3, donde Tprom es la temperatura promedio del lugar a

instalar,  $T_{rise}$  es el aumento de temperatura,  $T_{stc}$  es la temperatura a la cual se realizaron las pruebas.

$$V_{minmod} = V_{mp} + (T_{prom} + T_{rise} - T_{stc}) \times T_{cpmax} \times \frac{V_{mp}}{100}$$

Tomando estos valores de la tabla 5, nos da un valor de 38.6470 Volts, con este valor nos disponemos a calcular el número mínimo de módulos por String, el cual se calcula con la ecuación #4, donde  $F_d$  es el factor de depreciación.

$$\# \text{ min } \text{modulos} = \frac{V_{startinv}}{V_{minmod} \times (1 - F_d)}$$

Sustituyendo estos valores en la ecuación #4 nos da un valor de 20.7001732 unidades.

Con este resultado se procede a elegir un mínimo de 21 paneles en cada String.

Para calcular el número máximo de módulos solares por arreglo o String se utiliza la ecuación #5, donde  $T_{min}$  es la temperatura mínima promedio del lugar a implementar el sistema y  $T_{cVoc}$  es el coeficiente de temperatura del voltaje en circuito abierto.

$$V_{maxmod} = V_{oc} + (T_{min} - T_{stc}) \times T_{cVoc} \times \frac{V_{oc}}{100}$$

Tomando estos valores de la tabla 5, nos da un valor de 47.1877 volts, con este valor nos disponemos a calcular el número mínimo de módulos por String, el cual se calcula con la ecuación #6.

$$\# \text{ max } \text{modulos} = \frac{V_{maxinv}}{V_{maxmod}}$$

Sustituyendo estos valores en la ecuación #6 nos da un valor de 21.1920 unidades.

Con este resultado se procede a elegir un máximo de 21 paneles en cada String. Para calcular cuántos String permite cada caja combinatoria/inversor se utiliza la siguiente ecuación #7 y ecuación #8, se tomará el valor mínimo entre los dos valores.

$$\text{string max/inversor} = I_{\text{max}}(\text{inversor})/I_{\text{mp}}(\text{panel}) = 13.5397$$

$$\text{string max/inversor} = I_{\text{sc}}(\text{inversor})/I_{\text{sc}}(\text{panel}) = 19.2661$$

Con este resultado se procede a elegir un máximo de 13 String por cada inversor. Obteniendo estos resultados, se presenta una tabla resumen de la distribución de los paneles solares en toda la granja solar en la tabla 6.

**Tabla 6 Resumen de distribución de paneles en la granja solar Naranja B.**

<u>Equipo</u>	<u>Numero de String</u>	<u>Numero de módulos solares/String</u>	<u>Total</u>
Inversor 1	11	21	231
Inversor 2	11	21	231
Inversor 3	11	21	231
Inversor 4	11	21	231
Inversor 5	11	21	231
Módulos solares			1155

Estos 1155 módulos solares nos generan 462 KWP en voltaje de corriente directa, con lo cual estamos cubriendo la demanda de las bombas eléctricas 372.8499KW, obteniendo una ratio entre la potencia en DC y la potencia en AC de 1.2391.

#### 4.2.3.2. ALIMENTADOR ELÉCTRICO ENTRE MÓDULOS HASTA CAJA COMBINATORIA

Basados en el código eléctrico nacional (NEC-2011) en su artículo 690, indica que el alimentador eléctrico utilizado para este tipo de aplicaciones será el cable PV, ya que será instalado en el exterior y cuenta con certificados UL. Para la elección del diámetro del alimentador eléctrico para la unión de los módulos solares en serie se utilizará la corriente de cortocircuito del módulo solar, eligiendo el cable inmediatamente superior.

Tomando en cuenta la fig.16, se selecciona un cable RHW-2 PV #10 AWG similar a el modelo PV2K10BK de ServiceSolar que soporta hasta 30 Amps, basados en el NEC en su artículo 310-17. Y una distancia aproximada según plano de distribución de módulos solares de 3083.444 mts.

Basados en el artículo 690.8(B) del NEC 2017, la ampacidad de los cables para las corrientes del sistema fotovoltaicos se deberá considerar continua. Los alimentadores eléctricos del circuito se dimensionarán de tal manera que soporte el más grande calculado de la sección 690.8 (B) (1) o (2).

Art. 690.8(B)(1) 125 por ciento de las corrientes máximas calculadas en el artículo 690.8(A) antes de la aplicación de los factores de ajuste y corrección.

Art. 690.8(B)(2) Las corrientes máximas calculadas en el artículo 690.8(A) después de aplicar los factores correspondientes.

Size AWG or kcmil	Temperature Rating of Conductor [See Table 310.104(A).]						Size AWG or kcmil
	60°C (140°F)	75°C (167°F)	90°C (194°F)	60°C (140°F)	75°C (167°F)	90°C (194°F)	
	Types TW, UF	Types RHW, THHW, THW, THWN, XHHW, USE, ZW	Types TBS, SA, SIS, FEP, FEPB, MI, RHH, RHW- 2, THHN, THHW, THW-2, THWN-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2	Types TW, UF	Types RHW, THHW, THW, THWN, XHHW, USE	Types TBS, SA, SIS, THHN, THHW, THW-2, THWN-2, RHH, RHW-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2	
COPPER			ALUMINUM OR COPPER-CLAD ALUMINUM				
18	—	—	14	—	—	—	—
16	—	—	18	—	—	—	—
14**	15	20	25	—	—	—	—
12**	20	25	30	15	20	25	12**
10**	30	35	40	25	30	35	10**
8	40	50	55	35	40	45	8
6	55	65	75	40	50	55	6
4	70	85	95	55	65	75	4
3	85	100	115	65	75	85	3
2	95	115	130	75	90	100	2
1	110	130	145	85	100	115	1
1/0	125	150	170	100	120	135	1/0
2/0	145	175	195	115	135	150	2/0
3/0	165	200	225	130	155	175	3/0
4/0	195	230	260	150	180	205	4/0
250	215	255	290	170	205	230	250
300	240	285	320	195	230	260	300
350	260	310	350	210	250	280	350
400	280	335	380	225	270	305	400
500	320	380	430	260	310	350	500

**Figura 18: Tabla 310.104(A) NEC**

Primero se procede a calcular el artículo 690.8(A)(1) del NEC usaremos la corriente de los paneles conectados en serie multiplicados por 125%, con esta corriente máxima procedemos a calcular el artículo 690.8(B)(1) mediante la Ecuación #9.

$$I_{max} = I_{sc} \times 125\%$$

$$I_{max} = 10.9 \times 125\%$$

$$I_{max} = 13.625 \text{ Amps}$$

Aplicando la ecuación #10

$$690.8 (B)(1) = I_{max} \times 125\%$$

$$690.8 (B)(1) = 17.03125 \text{ Amps}$$

Se procede a calcular el artículo 690.8 (B)(2) utilizaremos la corriente máxima calculada en el art. 690.8(A)(1) ajustada por el factor de temperatura y el factor por agrupamiento.

El factor de corrección por temperatura se calculará basándose en una temperatura ambiente promedio de 32°C tomada para Olanchito, Yoro según Weather Spark, 2016, tomando de la figura 19.

**TABLE 310.15(B)(2)(A) Ambient Temperature Correction Factors Based on 30°C (86°F)**

For ambient temperatures other than 30°C (86°F), multiply the allowable ampacities specified in the ampacity tables by the appropriate correction factor shown below.

Ambient Temperature (°C)	Temperature Rating of Conductor			Ambient Temperature (°F)
	60°C	75°C	90°C	
10 or less	1.29	1.20	1.15	50 or less
11–15	1.22	1.15	1.12	51–59
16–20	1.15	1.11	1.08	60–68
21–25	1.08	1.05	1.04	69–77
26–30	1.00	1.00	1.00	78–86
31–35	0.91	0.94	0.96	87–95
36–40	0.82	0.88	0.91	96–104
41–45	0.71	0.82	0.87	105–113
46–50	0.58	0.75	0.82	114–122
51–55	0.41	0.67	0.76	123–131
56–60	—	0.58	0.71	132–140
61–65	—	0.47	0.65	141–149
66–70	—	0.33	0.58	150–158
71–75	—	—	0.50	159–167
76–80	—	—	0.41	168–176
81–85	—	—	0.29	177–185

**Figura 19: Tabla 310.15(B) NEC**

El factor de temperatura será de 0.94 a 75°C (Weather Spark, 2019)

El factor de agrupación determinando el número máximo de alimentadores que conducen tensión y van por una tubería será de 8 unidades provenientes de los String, de la figura 20.

**TABLE 310.15(B)(3)(a) Adjustment Factors for More Than Three Current-Carrying Conductors in a Raceway or Cable**

<b>Number of Conductors<sup>1</sup></b>	<b>Percent of Values in Table 310.15(B)(16) through Table 310.15(B)(19) as Adjusted for Ambient Temperature if Necessary</b>
4–6	80
7–9	70
10–20	50
21–30	45
31–40	40
41 and above	35

<sup>1</sup>Number of conductors is the total number of conductors in the raceway or cable adjusted in accordance with 310.15(B)(5) and (6).

**Figura 20: Factor de ajuste para más de tres.**

Factor de ajuste para más de tres conductores portadores de corriente en un circuito.

El factor de ajuste elegido es del 70% según la fig. 18.

Aplicando la ecuación #11

$$690.8 (B)(2) = I_{max} \text{ ajustada}$$

$$690.8 (B)(2) = 13.625 \text{ Amps} / (0.94 \times 0.7)$$

$$690.8 (B)(2) = 20.7067 \text{ Amps}$$

Comparando los cálculos de los artículos 690.8(B)(1) y 690.8(B)(2), se concluye que el alimentador eléctrico debe tener una ampacidad mínima de 20.7067 Amps. Según la figura



18 basados en la tabla 310.104(A) del NEC 2011 un conductor calibre 10 AWG soportaría el requerimiento. Se dispone a realizar los cálculos de caída de voltaje para verificar el calibre del alimentador eléctrico, la cual no deberá de exceder del 2% en DC, tomaremos la distancia más larga de la cadena de paneles hasta las cajas combinatorias, que según plano de distribución es de 58 metros o 190.2887 pies, la corriente y voltaje de operación del módulo solar la obtenemos de la tabla 4. El área en circular mils del conductor se obtiene de la figura 21 que se obtiene del capítulo 9 del NEC 2011, que nos sirve para calcular el factor k y posteriormente la caída de voltaje.

La ecuación #12 nos dice que la caída de voltaje se calcula de la siguiente manera:

$$\text{Caída de voltaje} = \frac{2 * k * \text{longitud del cable} * \text{corriente de operación}}{\text{área circular mils del conductor}}$$

Siendo el número 2 un factor para una sola fase y k la resistividad del alimentador eléctrico a 75°C.

Procedemos a calcular R2, con la ecuación #13:

$$R2 = R1(1 + \alpha(T2 - 75^\circ\text{C}))$$

R1 se obtiene de la figura 21 el cual da el valor de 1.29 ohm/kpies, T2 es la temperatura a la cual se está calculando R2, la cual según la fig.19 es de 75°C. Y el coeficiente de cambio de temperatura del cobre, que es el material del alimentador eléctrico es de  $\alpha = 0.00382$ , sustituyendo estos valores nos da que  $R2=R1$ . Adicionalmente de la figura 21 se obtiene el valor del área en circulares mils el cual es 10380.

TABLE 8 Conductor Properties

Size (AWG or kcmil)	Conductors										Direct-Current Resistance at 75°C (167°F)					
	Area		Stranding		Overall				Copper							
			Quantity	Diameter		Diameter		Area		Uncoated		Coated		Aluminum		
	mm <sup>2</sup>	Circular mils		mm	in.	mm	in.	mm <sup>2</sup>	in. <sup>2</sup>	ohm/ km	ohm/ kFT	ohm/ km	ohm/ kFT	ohm/ km	ohm/ kFT	
18	0.823	1620	1	—	—	1.02	0.040	0.823	0.001	25.5	7.77	26.5	8.08	42.0	12.8	
18	0.823	1620	7	0.39	0.015	1.16	0.046	1.06	0.002	26.1	7.95	27.7	8.45	42.8	13.1	
16	1.31	2580	1	—	—	1.29	0.051	1.31	0.002	16.0	4.89	16.7	5.08	26.4	8.05	
16	1.31	2580	7	0.49	0.019	1.46	0.058	1.68	0.003	16.4	4.99	17.3	5.29	26.9	8.21	
14	2.08	4110	1	—	—	1.63	0.064	2.08	0.003	10.1	3.07	10.4	3.19	16.6	5.06	
14	2.08	4110	7	0.62	0.024	1.85	0.073	2.68	0.004	10.3	3.14	10.7	3.26	16.9	5.17	
12	3.31	6530	1	—	—	2.05	0.081	3.31	0.005	6.34	1.93	6.57	2.01	10.45	3.18	
12	3.31	6530	7	0.78	0.030	2.32	0.092	4.25	0.006	6.50	1.98	6.73	2.05	10.69	3.25	
10	5.261	10380	1	—	—	2.588	0.102	5.26	0.008	3.984	1.21	4.148	1.26	6.561	2.00	
10	5.261	10380	7	0.98	0.038	2.95	0.116	6.76	0.011	4.070	1.24	4.226	1.29	6.679	2.04	
8	8.367	16510	1	—	—	3.264	0.128	8.37	0.013	2.506	0.764	2.579	0.786	4.125	1.26	
8	8.367	16510	7	1.23	0.049	3.71	0.146	10.76	0.017	2.551	0.778	2.653	0.809	4.204	1.28	
6	13.30	26240	7	1.56	0.061	4.67	0.184	17.09	0.027	1.608	0.491	1.671	0.510	2.652	0.808	
4	21.15	41740	7	1.96	0.077	5.89	0.232	27.19	0.042	1.010	0.308	1.053	0.321	1.666	0.508	
3	26.67	52620	7	2.20	0.087	6.60	0.260	34.28	0.053	0.802	0.245	0.833	0.254	1.320	0.403	
2	33.62	66360	7	2.47	0.097	7.42	0.292	43.23	0.067	0.634	0.194	0.661	0.201	1.045	0.319	
1	42.41	83690	19	1.69	0.066	8.43	0.332	55.80	0.087	0.505	0.154	0.524	0.160	0.829	0.253	
1/0	53.49	105600	19	1.89	0.074	9.45	0.372	70.41	0.109	0.399	0.122	0.415	0.127	0.660	0.201	
2/0	67.43	133100	19	2.13	0.084	10.62	0.418	88.74	0.137	0.3170	0.0967	0.329	0.101	0.523	0.159	
3/0	85.01	167800	19	2.39	0.094	11.94	0.470	111.9	0.173	0.2512	0.0766	0.2610	0.0797	0.413	0.126	
4/0	107.2	211600	19	2.68	0.106	13.41	0.528	141.1	0.219	0.1996	0.0608	0.2050	0.0626	0.328	0.100	
250	127	—	37	2.09	0.082	14.61	0.575	168	0.260	0.1687	0.0515	0.1753	0.0535	0.2778	0.0847	
300	152	—	37	2.29	0.090	16.00	0.630	201	0.312	0.1409	0.0429	0.1463	0.0446	0.2318	0.0707	
350	177	—	37	2.47	0.097	17.30	0.681	235	0.364	0.1205	0.0367	0.1252	0.0382	0.1984	0.0605	
400	203	—	37	2.64	0.104	18.49	0.728	268	0.416	0.1053	0.0321	0.1084	0.0331	0.1737	0.0529	
500	253	—	37	2.95	0.116	20.65	0.813	336	0.519	0.0845	0.0258	0.0869	0.0265	0.1391	0.0424	
600	304	—	61	2.52	0.099	22.68	0.893	404	0.626	0.0704	0.0214	0.0732	0.0223	0.1159	0.0353	
700	355	—	61	2.72	0.107	24.49	0.964	471	0.730	0.0603	0.0184	0.0622	0.0189	0.0994	0.0303	
750	380	—	61	2.82	0.111	25.35	0.998	505	0.782	0.0563	0.0171	0.0579	0.0176	0.0927	0.0282	
800	405	—	61	2.91	0.114	26.16	1.030	538	0.834	0.0528	0.0161	0.0544	0.0166	0.0868	0.0265	
900	456	—	61	3.09	0.122	27.79	1.094	606	0.940	0.0470	0.0143	0.0481	0.0147	0.0770	0.0235	
1000	507	—	61	3.25	0.128	29.26	1.152	673	1.042	0.0423	0.0129	0.0434	0.0132	0.0695	0.0212	
1250	633	—	91	2.98	0.117	32.74	1.289	842	1.305	0.0338	0.0103	0.0347	0.0106	0.0554	0.0169	
1500	760	—	91	3.26	0.128	35.86	1.412	1011	1.566	0.02814	0.00858	0.02814	0.00883	0.0464	0.0141	
1750	887	—	127	2.98	0.117	38.76	1.526	1180	1.829	0.02410	0.00735	0.02410	0.00756	0.0397	0.0121	
2000	1013	—	127	3.19	0.126	41.45	1.632	1349	2.092	0.02109	0.00643	0.02109	0.00662	0.0348	0.0106	

Figura 21: Propiedades de los conductores

El factor k se calcula con la ecuación #14:

$$k = \text{cmil} \times R2$$

Sustituyendo los valores nos da que el factor k tiene un valor de 13.3390Ω. Ya con estos valores calculados nos disponemos a calcular la caída de voltaje sustituyendo en la ecuación #12.

$$\Delta U(V) = \frac{2 * 13.3390\Omega * 190.2887 \text{ pies} * 10.34}{10380} = 5.0570 V$$

El voltaje del String más largo el cual tiene 21 módulos se calcula con la ecuación #15.

$$U_{string} = \#modulos \times V_{mp}$$

Sustituyendo valores en la ecuación #15 nos da como resultado:

$$U_{string} = 21 \times 38.6470 = 811.587 V$$

Para concluir el cálculo de la caída de voltaje se expresa en porcentaje con la ecuación #16:

$$\Delta U(\%) = \frac{\Delta U(V)}{U_{string}} \times 100\%$$

$$\Delta U(\%) = \frac{5.0570 V}{811.587 V} \times 100\% = 0.6231\%$$

De la ecuación #15 obtenemos 0.6231% de caída de voltaje.

Confirmamos que se utilizara el cable del tipo PV #10 AWG similar a PV2K10BK de ServiceWire.

#### 4.2.3.3. CAJA COMBINATORIA O STRING COMBINER

Debido a que los módulos solares trabajan a un voltaje de operación máximo de 1000 VDC y una corriente de cortocircuito 10.9 Amps, datos mencionados en la tabla 5 y que la distribución de los módulos solares se arregla en un máximo de 12 String por cada caja combinatoria, por lo tanto, se decide instalar 5 cajas combinatorias similar al modelo SOL-SC1-16ST-0-F1-21 de SMA que soporta un máximo de 16 String, voltaje máximo de operación 1000 VDC.

#### 4.2.3.4. ALIMENTADOR ELÉCTRICO ENTRE CAJA COMBINATORIA HASTA INVERSORES

Para el cálculo de los alimentadores eléctrico de cada caja combinatoria hasta cada inversor se tomará en cuenta la corriente de máxima de salida de cada caja combinatoria, las cuales se especifican en la tabla 7.

Basados en el artículo 690.8(B) del NEC 2017, la ampacidad de los cables para las corrientes del sistema fotovoltaicos se deberá considerar continua. Los alimentadores eléctricos del circuito se dimensionarán de tal manera que soporte el más grande calculado de la sección 690.8 (B) (1) o (2), obteniendo datos de corriente máxima de entrada del inversor de la tabla 7 es 149.875 Amps.

Primero se procede a calcular el artículo 690.8(A)(1) del NEC.

Aplicando la ecuación #10

$$690.8 (B)(1) = I_{max} \times 125\%$$

$$690.8 (B)(1) = 187.3438 \text{ Amps}$$

Nos procedemos a calcular el artículo 690.8 (B)(2) utilizaremos la corriente máxima calculada en el art. 690.8(A)(1) ajustada por el factor de temperatura y el factor por agrupamiento no aplica ya que de la caja combinatoria hasta el inversor solo van dos cables portadores de corriente.

Aplicando la ecuación #11

$$690.8 (B)(2) = 149.875 \text{ Amps} / (0.94 \times 1)$$

$$690.8 (B)(2) = 159.4415 \text{ Amps}$$

**Tabla 7 Corriente máxima de entrada a inversor.**

<u>Equipos</u>	<u>Corriente de cortocircuito de módulos solares en serie (Amps)</u>	<u>Numero de String conectados</u>	<u>Factor de seguridad</u>	<u>Corriente Max de entrada a inversor (Amps)</u>
Caja combinatoria 1	10.9	11	1.25	149.875
Caja combinatoria 2	10.9	11	1.25	149.875
Caja combinatoria 3	10.9	11	1.25	149.875
Caja combinatoria 4	10.9	11	1.25	149.875
Caja combinatoria 5	10.9	11	1.25	149.875

Tomando en cuenta la figura 18, se selecciona un cable PV #4/0 AWG por fase similar a el modelo PV2K4/0K de ServiceSolar que soportan hasta 230 Amps, basados en el NEC en su artículo 310-17. Y una distancia aproximada según plano de 160 mts total o 524.8 pies, desde la caja combinatoria más lejana hasta inversor.

Comparando los cálculos de los artículos 690.8(B)(1) y 690.8(B)(2), se concluye que el alimentador eléctrico debe tener una ampacidad mínima de 184.3438Amps. Se dispone a realizar los cálculos de caída de voltaje para verificar el calibre del alimentador eléctrico, la cual no deberá de exceder del 2% en DC, la corriente y voltaje de operación del módulo solar la obtenemos de la tabla 6. El área en circular mils del conductor se obtiene de la figura 21 que se obtiene del capítulo 9 del NEC 2011.

Procedemos a calcular R2, con la ecuación #13:

R1 se obtiene de la figura 21, el cual da el valor de 0.0626 ohm/kpies, para cada conductor. T2 es la temperatura a la cual se está calculando R2, la cual según la figura 19 es de 75°C. Y el coeficiente de cambio de temperatura del cobre, que es el material del alimentador eléctrico es de  $\alpha = 0.00382$ , sustituyendo estos valores nos da que  $R2=R1$ . Adicionalmente de la figura 21 se obtiene el valor del área en circulares mils el cual es 211,600.

El factor k se calcula con la ecuación #14:

Sustituyendo los valores nos da que el factor k tiene un valor de  $13.2462\Omega$ . Ya con estos valores calculados nos disponemos a calcular la caída de voltaje sustituyendo en la ecuación #12.

$$\Delta U(V) = \frac{2 * 13.2462 * 524.8 \text{ pies} * 119.9}{211600} = 7.8780 V$$

El voltaje del String más largo el cual tiene 21 módulos se calcula con la ecuación #15, el cual es el mismo voltaje de operación que el de entrada del inversor.

$$U_{string} = \#modulos \times V_{mp}$$

Sustituyendo valores en la ecuación #15 nos da como resultado:

$$U_{string} = 21 \times 38.6470 = 811.587 V$$

Para concluir el cálculo de la caída de voltaje se expresa en porcentaje con la ecuación #16:

$$\Delta U(\%) = \frac{\Delta U(V)}{U_{string}} \times 100\%$$

$$\Delta U(\%) = \frac{7.8780 V}{811.587 V} \times 100\% = 0.9707\%$$

De la ecuación #16 obtenemos 0.7402% de caída de voltaje, si sumamos esta caída de voltaje con la que obtuvimos de los paneles solares hasta la caja combinatoria obtenemos un total de caída de voltaje DC de 1.5938% lo cual cumple con el requerimiento de estar por debajo del 2% en voltaje DC.

#### 4.2.3.5. CANALIZACIÓN PARA CABLE PV #10

Para la elección del tipo de tubería para la canalización de los conductores PV #10, se elige un tipo de tubería RMC basado en los artículos 344.10(A), 344.10(B) del NEC 2011, el cual nos dice que es permitido utilizar este tipo de tubería en lugares expuestas a condiciones atmosféricas y lugares húmedos. Cuando se va bajo tierra se utilizará el tipo de tubería PVC CED40 basado en el artículo 352.1, 352.10(G) Para llegar a conectar a la caja combinatoria se utilizará el cable tipo LFMC cable flexible comúnmente conocido como BX con forro basado en el artículo 350.10, el cual nos dice es permitido cuando se requiere flexibilidad o protección contra líquidos, vapores o sólidos.

Basados en el anexo C del NEC 2011, tabla C7, tabla C8 y C10 nos dice el número máximo de conductores en cada tipo de tubería utilizado LFMC, RMC y PVC CED40 respectivamente.

**TABLE C.7 Maximum Number of Conductors or Fixture Wires in Liquidtight Flexible Metal Conduit (LFMC) (Based on Table 1, Chapter 9)**

CONDUCTORS											
Type	Conductor Size (AWG/ kcmil)	Metric Designator (Trade Size)									
		16 (½)	21 (¾)	27 (1)	35 (1¼)	41 (1½)	53 (2)	63 (2½)	78 (3)	91 (3½)	103 (4)
RHH, RHW, RHW-2	14	4	7	12	21	27	44	66	102	133	173
	12	3	6	10	17	22	36	55	84	110	144
	10	3	5	8	14	18	29	44	68	89	116
	8	1	2	4	7	9	15	23	36	46	61
	6	1	1	3	6	7	12	18	28	37	48
	4	1	1	2	4	6	9	14	22	29	38
	3	1	1	1	4	5	8	13	19	25	33
	2	1	1	1	3	4	7	11	17	22	29
	1	0	1	1	1	3	5	7	11	14	19
	1/0	0	1	1	1	2	4	6	10	13	16
	2/0	0	1	1	1	1	3	5	8	11	14
	3/0	0	0	1	1	1	3	4	7	9	12
	4/0	0	0	1	1	1	2	4	6	8	10
	250	0	0	0	1	1	1	3	4	6	8
	300	0	0	0	1	1	1	2	4	5	7
	350	0	0	0	1	1	1	2	3	5	6
	400	0	0	0	1	1	1	1	3	4	6
	500	0	0	0	1	1	1	1	3	4	5

**Figura 22: Números máximo de conductores permitidos en LFMC**

**TABLE C.8 Maximum Number of Conductors or Fixture Wires in Rigid Metal Conduit (RMC) (Based on Table 1, Chapter 9)**

CONDUCTORS													
Type	Conductor Size (AWG/ kcmil)	Metric Designator (Trade Size)											
		16 (½)	21 (¾)	27 (1)	35 (1¼)	41 (1½)	53 (2)	63 (2½)	78 (3)	91 (3½)	103 (4)	129 (5)	155 (6)
RHH, RHW, RHW-2	14	4	7	12	21	28	46	66	102	136	176	276	398
	12	3	6	10	17	23	38	55	85	113	146	229	330
	10	3	5	8	14	19	31	44	68	91	118	185	267
	8	1	2	4	7	10	16	23	36	48	61	97	139
	6	1	1	3	6	8	13	18	29	38	49	77	112
	4	1	1	2	4	6	10	14	22	30	38	60	87
	3	1	1	2	4	5	9	12	19	26	34	53	76
	2	1	1	1	3	4	7	11	17	23	29	46	66
	1	0	1	1	1	3	5	7	11	15	19	30	44
	1/0	0	1	1	1	2	4	6	10	13	17	26	38
	2/0	0	1	1	1	2	4	5	8	11	14	23	33
	3/0	0	0	1	1	1	3	4	7	10	12	20	28
	4/0	0	0	1	1	1	3	4	6	8	11	17	24
	250	0	0	0	1	1	1	3	4	6	8	13	18
	300	0	0	0	1	1	1	2	4	5	7	11	16
	350	0	0	0	1	1	1	2	4	5	6	10	15
	400	0	0	0	1	1	1	1	3	4	6	9	13
	500	0	0	0	1	1	1	1	3	4	5	8	11

**Figura 23: Números máximo de conductores permitidos en RMC**



**TABLE C.10 Maximum Number of Conductors or Fixture Wires in Rigid PVC Conduit, Schedule 40 and HDPE Conduit (Based on Table 1, Chapter 9)**

		CONDUCTORS											
Type	Conductor Size (AWG/ kcmil)	Metric Designator (Trade Size)											
		16 (½)	21 (¾)	27 (1)	35 (1¼)	41 (1½)	53 (2)	63 (2½)	78 (3)	91 (3½)	103 (4)	129 (5)	155 (6)
RHH, RHW, RHW-2	14	4	7	11	20	27	45	64	99	133	171	269	390
	12	3	5	9	16	22	37	53	82	110	142	224	323
	10	2	4	7	13	18	30	43	66	89	115	181	261
	8	1	2	4	7	9	15	22	35	46	60	94	137
	6	1	1	3	5	7	12	18	28	37	48	76	109
	4	1	1	2	4	6	10	14	22	29	37	59	85
	3	1	1	1	4	5	8	12	19	25	33	52	75
	2	1	1	1	3	4	7	10	16	22	28	45	65
	1	0	1	1	1	3	5	7	11	14	19	29	43
	1/0	0	1	1	1	2	4	6	9	13	16	26	37
	2/0	0	0	1	1	1	3	5	8	11	14	22	32
	3/0	0	0	1	1	1	3	4	7	9	12	19	28
	4/0	0	0	1	1	1	2	4	6	8	10	16	24
	250	0	0	0	1	1	1	3	4	6	8	12	18
	300	0	0	0	1	1	1	2	4	5	7	11	16
	350	0	0	0	1	1	1	2	3	5	6	10	14
	400	0	0	0	1	1	1	1	3	4	6	9	13
	500	0	0	0	0	1	1	1	3	4	5	8	11

**Figura 24: Números máximo de conductores permitidos en PVC**

En base en las Figura 22, 23 y 24 teniendo en cuenta que se llevará un máximo de 8 conductores por conjunto de 4 String, se procede a elegir en tubería RMC, LFMC y PVC CED40 tamaño de 2", realizando el cambio de RMC a PVC CED40 en una caja de registro PVC tipo cantex 4"x4"x2 1/8" para uso exterior basado en la tabla 314.16 (A) del NEC 2011, en la tabla 9 se resume la canalización de todo el cableado PV #10. Los String correspondientes a cada caja combinatoria se distribuyen de la siguiente manera, del String 1 al String 11 corresponden a la caja combinatoria 1, del String 12 al String 22 corresponden a la caja combinatoria 2, del String 23 al String 33 corresponden a la caja combinatoria 3, del String 34 al String 44 corresponden a la caja combinatoria 4, del String 45 al String 55 corresponden a la caja combinatoria 5.

**Tabla 8 Dimensionamiento de conductores y canalización DC.**

<u>Equipo</u>	<u>String</u>	<u>Número de conductores PV #10</u>	<u>Caja de registro</u>	<u>Tipo de tubería</u>	<u>Tamaño (")</u>
Caja combinatoria 1	String 1,2,3	6	PVC 4"x4"x4"	RMC	1
			PVC 4"x4"x4"	PVC	1
			PVC 4"x4"x4"	BX CON FORRO	1
	String 4,5,6,7	8	PVC 4"x4"x4"	RMC	1
			PVC 4"x4"x4"	PVC	1 - ¼
			PVC 4"x4"x4"	BX CON FORRO	1
	String 8,9,10,11	8	PVC 4"x4"x4"	RMC	1
			PVC 4"x4"x4"	PVC	1 - ¼
			PVC 4"x4"x4"	BX CON FORRO	1
Caja combinatoria 2	String 12,13,14	6	PVC 4"x4"x4"	RMC	1
			PVC 4"x4"x4"	PVC	1
			PVC 4"x4"x4"	BX CON FORRO	1
	String 15,16,17,18	8	PVC 4"x4"x4"	RMC	1
			PVC 4"x4"x4"	PVC	1 - ¼
			PVC 4"x4"x4"	BX CON FORRO	1
	String 19,20,21,22	8	PVC 4"x4"x4"	RMC	1
			PVC 4"x4"x4"	PVC	1 - ¼
			PVC 4"x4"x4"	BX CON FORRO	1
Caja combinatoria 3	String 23,24,25	6	PVC 4"x4"x4"	RMC	1
			PVC 4"x4"x4"	PVC	1
			PVC 4"x4"x4"	BX CON FORRO	1
	String 26,27,28,29	8	PVC 4"x4"x4"	RMC	1
			PVC 4"x4"x4"	PVC	1 - ¼
			PVC 4"x4"x4"	BX CON FORRO	1
	String 30,31,32,33	8	PVC 4"x4"x4"	RMC	1
			PVC 4"x4"x4"	PVC	1 - ¼
			PVC 4"x4"x4"	BX CON FORRO	1

**Continuación de la tabla 8.**

<u>Equipo</u>	<u>String</u>	<u>Número de conductores PV #10</u>	<u>Caja de registro</u>	<u>Tipo de tubería</u>	<u>Tamaño (")</u>
Caja combinatoria 4	String 34,35,36	6	PVC 4"x4"x4"	RMC	1
			PVC 4"x4"x4"	PVC	1
			PVC 4"x4"x4"	BX CON FORRO	1
	String 37,38,39,40	8	PVC 4"x4"x4"	RMC	1
			PVC 4"x4"x4"	PVC	1 - ¼
			PVC 4"x4"x4"	BX CON FORRO	1
	String 41,42,43,44	8	PVC 4"x4"x4"	RMC	1
			PVC 4"x4"x4"	PVC	1 - ¼
			PVC 4"x4"x4"	BX CON FORRO	1
Caja combinatoria 5	String 45,46,47	6	PVC 4"x4"x4"	RMC	1
			PVC 4"x4"x4"	PVC	1
			PVC 4"x4"x4"	BX CON FORRO	1
	String 48,49,50,51	8	PVC 4"x4"x4"	RMC	1
			PVC 4"x4"x4"	PVC	1 - ¼
			PVC 4"x4"x4"	BX CON FORRO	1
	String 52,53,54,55	8	PVC 4"x4"x4"	RMC	1
			PVC 4"x4"x4"	PVC	1 - ¼
			PVC 4"x4"x4"	BX CON FORRO	1

**4.2.3.6. CANALIZACIÓN PARA CABLE PV #4/0**

Para la elección del tipo de tubería para la canalización de los conductores PV #4/0, se elige un tipo de tubería RMC basado en los artículos 344.10(A), 344.10(B) del NEC 2011. Cuando se va bajo tierra se utilizará el tipo de tubería PVC CED40 basado en el artículo 352.1, 352.10(G). Para salir de la caja combinatoria y al llegar al inversor se utilizará el cable tipo LFMC cable flexible comúnmente conocido como BX con forro basado en el artículo 350.10.

En base en las Figura 22, 23 y 24 teniendo en cuenta que se llevara un máximo de 2 conductores de salida de cada caja combinatoria hasta cada inversor se procede a elegir en tubería RMC,LFMC y PVC CED40 tamaño de 2", realizando el cambio de RMC a PVC CED40 en una caja de registro PVC tipo cantex 6"x6"x6" para uso exterior basado figura 25, en la tabla 9 se resume la canalización de todo el cableado PV #4/0.

**Tabla 9 Dimensionamiento de conductores y canalización DC.**

<u>Equipo de llegada</u>	<u>Equipo de salida</u>	<u>Número de conductores PV #4/0</u>	<u>Caja de registro</u>	<u>Tipo de tubería</u>	<u>Tamaño (")</u>
Inversor 1	Caja combinatoria 1	2	PVC 8"x8"x6"	RMC	2
				PVC	
				BX CON FORRO	
Inversor 2	Caja combinatoria 2	2	PVC 8"x8"x6"	RMC	2
				PVC	
				BX CON FORRO	
Inversor 3	Caja combinatoria 3	2	PVC 8"x8"x6"	RMC	2
				PVC	
				BX CON FORRO	
Inversor 4	Caja combinatoria 4	2	PVC 8"x8"x6"	RMC	2
				PVC	
				BX CON FORRO	
Inversor 5	Caja combinatoria 5	2	PVC 8"x8"x6"	RMC	2
				PVC	
				BX CON FORRO	

**TABLE 312.6(A) Minimum Wire-Bending Space at Terminals and Minimum Width of Wiring Gutters**

Wire Size (AWG or kcmil)	Wires per Terminal									
	1		2		3		4		5	
	mm	in.	mm	in.	mm	in.	mm	in.	mm	in.
14-10	Not specified		—	—	—	—	—	—	—	—
8-6	38.1	1½	—	—	—	—	—	—	—	—
4-3	50.8	2	—	—	—	—	—	—	—	—
2	63.5	2½	—	—	—	—	—	—	—	—
1	76.2	3	—	—	—	—	—	—	—	—
1/0-2/0	88.9	3½	127	5	178	7	—	—	—	—
3/0-4/0	102	4	152	6	203	8	—	—	—	—
250	114	4½	152	6	203	8	254	10	—	—
300-350	127	5	203	8	254	10	305	12	—	—
400-500	152	6	203	8	254	10	305	12	356	14
600-700	203	8	254	10	305	12	356	14	406	16
750-900	203	8	305	12	356	14	406	16	457	18
1000-1250	254	10	—	—	—	—	—	—	—	—
1500-2000	305	12	—	—	—	—	—	—	—	—

**Figura 25: Espacio mínimo para cables y ancho mínimo de las cajas de cableado**

#### 4.2.3.7. PROTECCIÓN SOBRE CORRIENTE DC

Se sabe que la protección de sobrecorriente tienen la función de proteger el alimentador eléctrico en cualquier instalación eléctrico tanto DC como en AC. Basados en el NEC en sus artículos 690.8(B) (1), (2) ya y 690.8 (A) que dice textualmente lo siguiente:

NEC 690.8 (A):

- Corriente de circuito de fuente fotovoltaica: La corriente máxima será la suma del módulo paralelo nominal de las corrientes de corto circuito multiplicado por 125 por ciento.

Obteniendo el valor de la ecuación #10 en el inciso 4.2.3.2 de esta sección, se obtiene que la corriente para el inciso 690.8(B)(1) es la que se usara para calcular el tamaño del fusible, 17.03125 Amps. Se utiliza un fusible de 20 Amps en el inicio de cada String, que es el inmediatamente superior al de la corriente calculada en el inciso 690.8(B)(1).

Para el cálculo del fusible utilizado en la caja combinatoria se utiliza la cadena máxima por inversor que tiene 11 String de 21 módulos, de la tabla 7 se obtiene la corriente máxima de entrada del inversor que es la misma corriente que la de corriente de salida de las cajas combinatorias, la cual es 149.875Amps que nos sirve para determinar el tamaño del fusible. Se utiliza un fusible de 150 Amps en cada caja combinatoria.

#### 4.2.3.8. CÁLCULO DE CONDUCTOR PARA CONEXIÓN EQUIPOTENCIAL DE EQUIPO DC SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO

Procedemos a determinar los puntos de conexión para la conexión equipotencial de todos los módulos solares, cajas combinatorias e inversores utilizados, tomaremos como referencia lo que se dice en los artículos 690.43(C) y (D) del NEC 2011, los cuales se detallan textualmente a continuación.

Art 690.43(C):

Estructura como conductor de puesta a tierra del equipo. Dispositivos listado e identificado para conectar a tierra los marcos metálicos de módulos fotovoltaicos u otros equipos se les permitirá pegue las superficies metálicas expuestas u otro equipo a estructuras de montaje. Estructuras metálicas de montaje, otras que la construcción de acero se utilizará para la puesta a tierra identificados como conductores de puesta a tierra del equipo o deben tener puentes de conexión identificados o dispositivos conectados entre las secciones metálicas separadas y se unirán al sistema de puesta a tierra.

Art 690.43(D):

Sistemas y dispositivos de montaje fotovoltaico. Dispositivos y sistemas utilizados para montar módulos fotovoltaicos que son también utilizado para proporcionar conexión a tierra de los marcos del módulo ser identificado con el propósito de poner a tierra los módulos fotovoltaicos.

Para el sistema solar fotovoltaico se está utilizando una estructura de soporte tipo mesa, la cual puede ser usada para brindar la puesta a tierra de los marcos de aluminio de los módulos solares, basados en los artículos 690.43(C) y (D).

Procedemos a calcular el calibre y tipo de conductor para la conexión equipotencial de todos los módulos solares, cajas combinatorias e inversores utilizados, tomaremos como referencia lo que se dice en los artículos 690.45 del NEC 2011, el cual detalla lo siguiente; Los conductores de puesta a tierra de equipos para circuitos de una fuente y circuitos fotovoltaicos de salida se deben dimensionar de acuerdo con lo establecido en las secciones 250.122 (A) y usando la tabla 250.122 que se expresa en la figura 26.

**TABLE 250.122 Minimum Size Equipment Grounding Conductors for Grounding Raceway and Equipment**

Rating or Setting of Automatic Overcurrent Device in Circuit Ahead of Equipment, Conduit, etc., Not Exceeding (Amperes)	Size (AWG or kcmil)	
	Copper	Aluminum or Copper-Clad Aluminum*
15	14	12
20	12	10
60	10	8
100	8	6
200	6	4
300	4	2
400	3	1
500	2	1/0
600	1	2/0
800	1/0	3/0
1000	2/0	4/0
1200	3/0	250
1600	4/0	350

**Figura 26: Calibre mínimo de conductores de puesta a tierra.**

En el inciso anterior protección sobrecorriente DC, asociados al sistema fotovoltaico, tenemos un fusible de 20 amp para cada String y un fusible de 150 amp para cada inversor. De acuerdo con estos datos, y obtenido la corriente máxima de entrada al inversor de 140 amp, este valor de acuerdo con la figura 26 basado en la tabla 250.122 del NEC 2011 se encuentra en el rango de 100-200 amperios, por tanto, se seleccionará el cable 6 AWG de cobre, el cual cumple con los requerimientos exigidos por la figura 26.

#### 4.2.3.9. INVERSORES

Para el cálculo de los inversores se tomará en cuenta la corriente máxima de salida de cada caja combinatoria, no deberá ser mayor que la corriente máxima de cortocircuito del inversor basados en esto, según la tabla 7 teniendo una corriente máxima de 149.875 Amps y de la tabla 5 se obtiene la corriente máxima de cortocircuito del inversor es de 210Amps. Se obtiene un inversor para cada caja combinatoria, siendo estos un total de cinco unidades de 75KW, similar a SUNNY HIGHPOWER PEAK1 75KW, respaldada por la simulación en el software de diseño Helioscope, la cual se puede observar en los anexos.

#### 4.2.3.10. ALIMENTADOR ELÉCTRICO ENTRE INVERSORES HASTA PANEL I-LINE DE INVERSORES

Para el cálculo de los alimentadores eléctrico de cada inversor hasta el panel I LINE a 480VAC se tomará en cuenta la potencia nominal del inversor, dato que se encuentra en la tabla 5, que los cinco son iguales de 75 KW, con la ecuación #17, que dice.

$$S = \sqrt{3} * V_l \times I_l$$

Despejando para la corriente de línea, la cual nos va a servir para determinar el calibre del alimentador eléctrico.

$$I_l = \frac{S}{\sqrt{3} * V_l} = \frac{75000VA}{\sqrt{3} * 480V} = 90.2110 \text{ Amps}$$



**Tabla 10 Cálculos de corriente de salida de variadores.**

<u>Equipos</u>	<u>Corriente nominal (Amps)</u>
Inversor 1	90.2110
Inversor 2	90.2110
Inversor 3	90.2110
Inversor 4	90.2110
Inversor 5	90.2110

Basados en el artículo 215.2(A)(1) el cual dice lo siguiente:

Art 215.2(A)(1)

Los calibres mínimos de los conductores de circuitos alimentadores, antes de la aplicación de cualquier ajuste o de factores de corrección, deben tener una ampacidad permisible no inferior a la carga no continua, más el 125% de la carga continua.

Como tenemos solamente carga no continúa debido a que la generación de energía fotovoltaica no es continua, solamente tenemos que tomar en cuenta la corriente de 90.2110 Amps, sin el 125% de factor de la carga continua.

Basados en la tabla 310.104(A) del NEC 2011 representada en la figura 18, se selecciona un tipo de alimentador el THHN con un calibre correspondiente del #2 AWG, que es el inmediatamente superior, de venta comercial, el cual soporta 115 Amps. Se dispone a aplicar únicamente el factor de temperatura, ya que el factor de agrupamiento no aplica debido a que solo se conducen tres cables portadores de corriente.

Aplicando la ecuación #11

$$I_{max \text{ ajust}} = 90.2110 \text{ Amps} / (0.94 \times 1)$$

$$I_{max \text{ ajust}} = 95.9691 \text{ Amps}$$

Y una distancia aproximada según plano de 10 mts total o 32.8 pies, desde inversor 1 que es el más lejano hasta el panel I LINE.

Se concluye que el alimentador eléctrico debe tener una ampacidad mínima de 95.9691 Amps. Se dispone a realizar los cálculos de caída de voltaje para verificar el calibre del alimentador eléctrico, la cual no deberá de exceder del 3% en AC, la corriente se obtiene de la tabla 11 y voltaje de operación del inversor solar la obtenemos de la tabla 6. El área en circular mils del conductor se obtiene de la figura 21 que se obtiene del capítulo 9 del NEC 2011.

Procedemos a calcular R2, con la ecuación #13:

R1 se obtiene de la figura 21, el cual da el valor de 0.201 ohm/kpies, para cada conductor. T2 es la temperatura a la cual se está calculando R2, la cual según la figura 19 es de 75°C. Y el coeficiente de cambio de temperatura del cobre, que es el material del alimentador eléctrico es de  $\alpha = 0.00382$ , sustituyendo estos valores nos da que  $R2=R1$ . Adicionalmente de la figura 21 se obtiene el valor del área en circulares mils el cual es 66,360.

El factor k se calcula con la ecuación #14:

Sustituyendo los valores nos da que el factor k tiene un valor de 13.3384Ω. Ya con estos valores calculados nos disponemos a calcular la caída de voltaje sustituyendo en la ecuación #12.

$$\Delta U(V) = \frac{2 * 13.3384 * 32.8 \text{ pies} * 90.2110}{66360} = 1.1895 \text{ V}$$

Para concluir el cálculo de la caída de voltaje se expresa en porcentaje con la ecuación #16:

$$\Delta U(\%) = \frac{\Delta U(V)}{U_{inv}} \times 100\%$$

$$\Delta U(\%) = \frac{0.7516 \text{ V}}{480 \text{ V}} \times 100\% = 0.2478\%$$

#### 4.2.3.11. PANEL I-LINE DE INVERSORES

Para el dimensionamiento del panel de distribución tipo I-LINE se utiliza como base los artículos 408.30 y 408.40 que dicen lo siguiente:

##### Art 408.30

Todos los paneles de distribución deben tener un valor nominal que no sea inferior a la capacidad mínima del alimentador que se exige para la carga calculada de acuerdo con las Partes II, III, IV o V del Artículo 220, según se aplique.

##### Art 408.40

Los gabinetes y las estructuras de los paneles de distribución, si son de metal, deben estar en contacto físico entre sí y se deben conectar a un conductor de puesta a tierra de equipos. Cuando el panel de distribución se usa con una canalización no metálica o cable, o

cuando se suministran conductores independientes de puesta a tierra de equipos, una barra terminal para los conductores de puesta a tierra de equipos se debe fijar dentro del gabinete. La barra terminal se debe unir al gabinete y a la estructura del panel de distribución, si son de metal; de otro modo, se debe conectar al conductor de puesta a tierra de equipos que está tendido con los conductores que alimentan al panel de distribución.

En este caso aplica la parte III del artículo 220, para acometidas, que tiene una corriente máxima ya aplicada con factores de 599.7304 Amps, entonces se procede a elegir un panel I-LINE DE 600 AMPS, similar a el modelo HCM18736MP de Schneider eléctrica, el cual incluye un breaker main principal de 600 Amps.

Para la elección de los breakers de cada inversor en el panel I-LINE, se considera el artículo 215.3 del NEC, el cual dice lo siguiente:

#### Art. 215.3

Los alimentadores deben estar protegidos contra sobrecorriente de acuerdo con lo establecido en la Parte I del Artículo 240. Cuando un alimentador suministra cargas continuas o cualquier combinación de cargas continuas y no continuas, la capacidad nominal del dispositivo de protección contra sobrecorriente no debe ser inferior a la carga no continua, más el 125% de la carga continua.

Debido a que únicamente contamos con cargas no continua, ya que los paneles solares no generan constante su energía, solo se toma la capacidad nominal del dispositivo, en este caso 90.2110. Elegimos el inmediatamente superior comercial que es de 100 Amps similar a el modelo BDA36100 de Schneider Electric.

#### 4.2.3.12. CABLEADO DE TIERRA ENTRE LOS INVERSORES HASTA PANEL I-LINE DE INVERSORES

Para el dimensionamiento del cableado de tierra se utiliza como base el artículo 250.122(A) el cual dice lo siguiente:

##### Art. 250.122(A)

Los conductores de puesta a tierra de equipos, de cobre, aluminio, o aluminio recubierto de cobre, de tipo alambre, no deben ser de calibre inferior a los presentados en la figura 25, pero en ningún caso se exigirá que sean mayores que los conductores de los circuitos que alimentan el equipo. Cuando se usa una bandeja portacables, canalización, blindaje o armadura de cable como conductor de puesta a tierra de equipos, como se establece en las secciones 250.118 y 250.134(A), debe cumplir con las secciones 250.4(A)(5) o (B)(4).

En este caso se está utilizando el alimentador del tipo THHN, por lo tanto, se dispone a elegir cable de cobre, y basado en la figura 24 que muestra el calibre del cable puesta a tierra depende del breaker a utilizar en este caso se elige un calibre #8 AWG de cobre, ya que el breaker a utilizar para protección del alimentador entre cada uno de los inversores y el panel I-LINE es de 100 Amps.

#### 4.2.3.13. CABLEADO DE TIERRA ENTRE PANEL I-LINE DE INVERSORES HASTA SWITCHBOARD EXISTENTE

Para el dimensionamiento del cableado de tierra se utiliza como base el artículo 250.122(A), en este caso se está utilizando el alimentador del tipo THHN, por lo tanto, se dispone a elegir cable de cobre, y basado en la figura 24 que muestra el calibre del cable puesta a tierra depende del breaker a utilizar en este caso se elige un calibre #1/0 AWG de cobre, ya que el breaker a utilizar para protección del alimentador entre el panel I-LINE y el Switchboard existente es de 600 Amps.

#### 4.2.3.14. CANALIZACIÓN PARA CABLE THHN 3#2F+1#8T

Para la elección del tipo de tubería para la canalización de los conductores THHN #10, se elige un tipo de tubería EMT basado en los artículos 358.10(A) del NEC 2011, el cual nos dice que es permitido para trabajo tanto expuesto como ocultos. Para la salida del inversor se utilizará el cable tipo LFMC cable flexible comúnmente conocido como BX con forro basado en el artículo 350.10, el cual nos dice es permitido cuando se requiere flexibilidad o protección contra líquidos, vapores o sólidos.

Basados en el anexo C del NEC 2011, tabla C.1, tabla C.7 nos dice el número máximo de conductores en cada tipo de tubería utilizado EMT y LFMC. De las figuras 27 y 28 se elige una tubería EMT/BX con forro de 1-1/4" de diámetro respectivamente.

TABLE C.1 *Continued*

CONDUCTORS											
Type	Conductor Size (AWG kcmil)	Metric Designator (Trade Size)									
		16 (½)	21 (¾)	27 (1)	35 (1¼)	41 (1½)	53 (2)	63 (2½)	78 (3)	91 (3½)	103 (4)
	1/0	0	1	1	2	3	6	10	16	20	26
	2/0	0	1	1	1	3	5	9	13	17	22
	3/0	0	1	1	1	2	4	7	11	15	19
	4/0	0	0	1	1	1	3	6	9	12	16
	250	0	0	1	1	1	3	5	7	10	13
	300	0	0	1	1	1	2	4	6	8	11
	350	0	0	0	1	1	1	4	6	7	10
	400	0	0	0	1	1	1	3	5	7	9
	500	0	0	0	1	1	1	3	4	6	7
	600	0	0	0	1	1	1	2	3	4	6
	700	0	0	0	0	1	1	1	3	4	5
	750	0	0	0	0	1	1	1	3	4	5
	800	0	0	0	0	1	1	1	3	3	5
	900	0	0	0	0	0	1	1	2	3	4
	1000	0	0	0	0	0	1	1	2	3	4
	1250	0	0	0	0	0	1	1	1	2	3
	1500	0	0	0	0	0	1	1	1	1	2
	1750	0	0	0	0	0	0	1	1	1	2
	2000	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1
	THHN, THWN, THWN-2	14	12	22	35	61	84	138	241	364	476
12		9	16	26	45	61	101	176	266	347	443
10		5	10	16	28	38	63	111	167	219	279
8		3	6	9	16	22	36	64	96	126	161
6		2	4	7	12	16	26	46	69	91	116
4		1	2	4	7	10	16	28	43	56	71
3		1	1	3	6	8	13	24	36	47	60
2		1	1	3	5	7	11	20	30	40	51
1		1	1	1	4	5	8	15	22	29	37
1/0		1	1	1	3	4	7	12	19	25	32
2/0		0	1	1	2	3	6	10	16	20	26
3/0		0	1	1	1	3	5	8	13	17	22
4/0		0	1	1	1	2	4	7	11	14	18
250		0	0	1	1	1	3	6	9	11	15
300		0	0	1	1	1	3	5	7	10	13
350		0	0	1	1	1	2	4	6	9	11
400		0	0	0	1	1	1	4	6	8	10
500		0	0	0	1	1	1	3	5	6	8

Figura 27: Número máximo de conductores en tubería EMT

TABLE C.7 Continued

CONDUCTORS											
Type	Conductor Size (AWG/ kcmil)	Metric Designator (Trade Size)									
		16 (½)	21 (¾)	27 (1)	35 (1¼)	41 (1½)	53 (2)	63 (2½)	78 (3)	91 (3½)	103 (4)
	1/0	0	1	1	2	3	6	8	13	17	23
	2/0	0	1	1	2	3	5	7	11	15	19
	3/0	0	1	1	1	2	4	6	9	12	16
	4/0	0	0	1	1	1	3	5	8	10	13
	250	0	0	1	1	1	3	4	6	8	11
	300	0	0	1	1	1	2	3	5	7	9
	350	0	0	0	1	1	1	3	5	6	8
	400	0	0	0	1	1	1	3	4	6	7
	500	0	0	0	1	1	1	2	3	5	6
	600	0	0	0	1	1	1	1	3	4	5
	700	0	0	0	0	1	1	1	2	3	4
	750	0	0	0	0	1	1	1	2	3	4
	800	0	0	0	0	1	1	1	2	3	4
	900	0	0	0	0	0	1	1	1	3	3
	1000	0	0	0	0	0	1	1	1	2	3
	1250	0	0	0	0	0	1	1	1	1	2
	1500	0	0	0	0	0	0	1	1	1	2
	1750	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1
	2000	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1
THHN, THWN, THWN-2	14	13	22	36	63	81	133	201	308	401	523
	12	9	16	26	46	59	97	146	225	292	381
	10	6	10	16	29	37	61	92	141	184	240
	8	3	6	9	16	21	35	53	81	106	138
	6	2	4	7	12	15	25	38	59	76	100
	4	1	2	4	7	9	15	23	36	47	61
	3	1	1	3	6	8	13	20	30	40	52
	2	1	1	3	5	7	11	17	26	33	44
	1	1	1	1	4	5	8	12	19	25	32
	1/0	1	1	1	3	4	7	10	16	21	27
	2/0	0	1	1	2	3	6	8	13	17	23
	3/0	0	1	1	1	3	5	7	11	14	19
	4/0	0	1	1	1	2	4	6	9	12	15
	250	0	0	1	1	1	3	5	7	10	12
	300	0	0	1	1	1	3	4	6	8	11
	350	0	0	1	1	1	2	3	5	7	9
	400	0	0	0	1	1	1	3	5	6	8
	500	0	0	0	1	1	1	2	4	5	7

Figura 28: Número máximo de conductores en tubería LFMC



#### 4.2.3.15. CANALIZACIÓN PARA CABLE THHN 2#350F+1#1/0T

Para la elección del tipo de tubería para la canalización de los conductores THHN #350 más el cable de tierra #1/0, se elige un tipo de tubería EMT basado en los artículos 358.10(A) del NEC 2011. Para la salida del inversor se utilizará el cable tipo LFMC cable flexible comúnmente conocido como BX con forro basado en el artículo 350.10.

De la figura 27 y figura 28 se elige una tubería EMT/BX con forro de 3-1/2" de diámetro respectivamente.

#### 4.2.3.16. ALIMENTADOR ELÉCTRICO ENTRE PANEL I-LINE DE INVERSORES SALIDA DE BANCO DE TRANSFORMADOR 3X167KVA EXISTENTE.

Para el cálculo de los alimentadores eléctrico de cada inversor hasta el panel I LINE 600 Amps a 480VAC se tomará en cuenta la capacidad nominal de la carga total, dato que se encuentra en la tabla 6, que los cinco son iguales de 75 KW, forma un total de 375KW, según los artículos 230.42 (A)(1), 230.42(A)(2) con la ecuación #17, que dice:

$$S = \sqrt{3} * Vl \times Il$$

Despejando para la corriente de línea, la cual nos va a servir para determinar el calibre del alimentador eléctrico.

$$Il = \frac{S}{\sqrt{3} * Vl} = \frac{375000VA}{\sqrt{3} * 480V} = 451.0549 \text{ Amps}$$

Basados en el artículo 230.42(A)(1), 230.42(A)(2) el cual dice los siguiente:

Art 230.42(A)

La ampacidad de los conductores para entrada de la acometida antes de la aplicación de cualquier ajuste o de factores de corrección no debe ser inferior a lo que se indica en (A)(1) o (A)(2). Las cargas se deben determinar de acuerdo con las partes III, IV o V del artículo 220, según corresponda. La ampacidad se debe determinar a partir de la sección 310.15. La corriente máxima permisible de las barras canalizadas (Busway) debe ser el valor para el cual las barras canalizadas han sido listadas o etiquetadas.

Art 230.42(A)(1)

La suma de las cargas no continuas más 125% de las cargas continuas.

Art 230.42(A)(2)

La suma de las cargas no continuas más la carga continua, si los conductores de entrada de acometida terminan en un dispositivo contra sobrecorriente, cuando tanto este dispositivo como su ensamble están listados para operar al 100% de su valor nominal.

La carga estimada para este caso de estudio se basa en el artículo 220.40 del NEC 2008, el cual dice lo siguiente:

Art.220.40

La carga calculada de un alimentador o de una acometida no debe ser inferior a la suma de las cargas en los circuitos ramales alimentados, como se determina en la parte II de este artículo, después de aplicar cualquier factor de demanda aplicable y permitido por las partes III o IV o exigidos por la parte V.

En nuestro caso conocemos la potencia nominal que es un total de 375KW, formada por 5 inversores. Y una distancia aproximada según plano de 135 mts total o 442.8 pies, el panel I LINE hasta el Switchboard.

Basados en la tabla 310.104(A) del NEC 2011 representada en la figura 18, se selecciona un tipo de alimentador el THHN con un calibre correspondiente del 2#350 AWG, que es el inmediatamente superior, de venta comercial, el cual soporta 175 Amps. Se dispone a aplicar únicamente el factor de temperatura de 0.94 y el factor de agrupamiento de 0.8.

Aplicando la ecuación #11

$$I_{max \text{ ajust}} = 451.0549 \text{ Amps} / (0.94 \times 0.8)$$

$$I_{max \text{ ajust}} = 599.7340 \text{ Amps}$$

R1 se obtiene de la figura 21, el cual da el valor de 0.0382 ohm/kpies, para cada conductor. T2 es la temperatura a la cual se está calculando R2, la cual según la figura 19 es de 75°C. Y el coeficiente de cambio de temperatura del cobre, que es el material del alimentador eléctrico es de  $\alpha = 0.00382$ , sustituyendo estos valores nos da que  $R2=R1$ . Ya que llevamos 2 conductores en paralelo tamaño 350 KCMIL AWG, forman un total de 700 KCMIL ya que los diámetros se suman cuando van los alimentadores en paralelo, la resistencia equivalente se calcula con la siguiente ecuación #18:

$$\frac{1}{R_{eq}} = \frac{1}{R1} + \frac{1}{R2}$$

Esto nos da la Req un valor de R1 entre 2 que es 0.0191 ohm/kpies.

El factor k se calcula con la ecuación #14:

Sustituyendo los valores nos da que el factor k tiene un valor de 13.37Ω. Ya con estos valores calculados nos disponemos a calcular la caída de voltaje sustituyendo en la ecuación #12:

$$\Delta U(V) = \frac{2 * 13.37 * 442.8 \text{ pies} * 451.0549}{700000} = 7.6296 \text{ V}$$

Para concluir el cálculo de la caída de voltaje se expresa en porcentaje con la ecuación #16:

$$\Delta U(\%) = \frac{\Delta U(V)}{U_{inv}} \times 100\%$$

$$\Delta U(\%) = \frac{7.6296 \text{ V}}{480 \text{ V}} \times 100\% = 1.5895\%$$

Sumando las dos caídas de voltaje en el sistema AC, nos da una caída total en AC de 1.8373% que es un valor permitido para la caída de voltaje en AC que nos permite hasta un 3%

#### 4.2.3.17. SISTEMA PARARRAYO CON DISPOSITIVOS CEBADOS

Los rayos ocurren con diferentes intensidades y un sistema que proteja contra su efecto deberá ser diseñado tomando en cuenta los rayos promedio o mayores del área en cuestión. Las descargas no pueden ser detenidas, pero la energía puede ser desviada en una forma controlada. El intentar proteger contra descargas directas puede ser excesivamente caro.

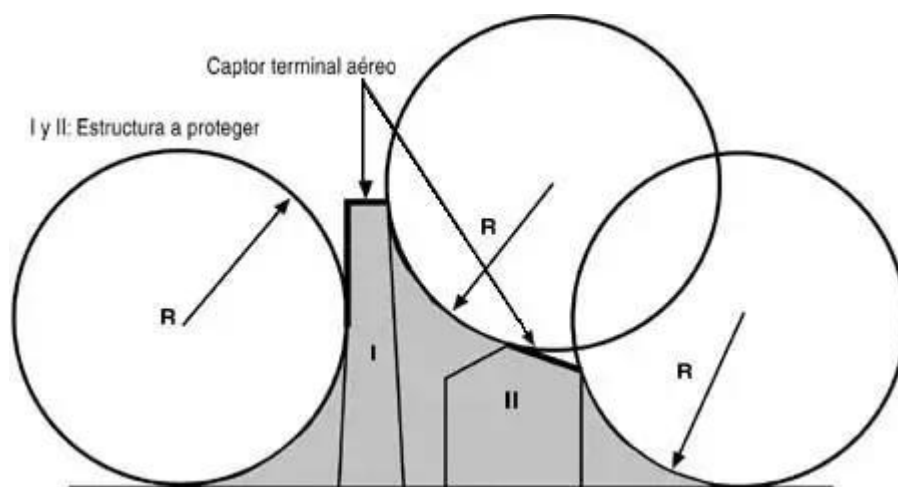
Un sistema de protección contra descargas, llamado de pararrayos, debe:

- Capturar el rayo en el punto diseñado para tal propósito llamado terminal aérea.
- Conducir la energía de la descarga a tierra, mediante un sistema de cables conductores que transfiere la energía de la descarga mediante trayectorias de baja impedancia, y;
- Disipar la energía en un sistema de terminales (electrodos) en tierra.

En Norteamérica, los equipos y estructuras son clasificadas según su necesidad de protección contra descargas atmosféricas. Referencia: ANSI/NFPA 780-1989.

Según la NFPA 780, el nivel de protección contra descargas atmosféricas es de primera clase (clase I), más que todo el requisito es que verdaderamente estén conectados a tierra. En este caso son las estructuras de soporte de los módulos solares, en la figura 29 se ilustra el método de la esfera rodante.

Se emplea el método de la esfera giratoria para calcular la zona o distancia de protección de los pararrayos. El equipo dentro de la zona de protección debe ser conectado a la misma red de tierras para que no exista una diferencia de potencial entre puntos en el sistema. Sin embargo, aparatos conectados a líneas eléctricas que salen del área de mismo potencial pueden dañarse de no tener las protecciones mencionadas en el capítulo sobre equipos electrónicos. (IEEE, 2001).



**Figura 29: Método esfera rodante**

**Fuente: (IEEE, 2001)**

Basados en la norma UNE 21.186, que nos dice que los pararrayos con dispositivos cebados nos brindan protección contra los impactos directos del rayo en estructuras corrientes (edificaciones de altura inferior a 60 mts) y zonas abiertas (áreas de almacenamiento, áreas de ocio... etc.). Asimismo, contempla la protección contra los efectos del paso de la corriente del rayo por el sistema de protección.

Para la elección y posicionamiento del PDC se toma en cuenta el artículo 2.2.2 que nos dice que el PDC se instalara preferentemente en la parte más elevada de la estructura que lo soporta. Será en todo momento el punto más elevado de la zona que protege.

Con lo cual, nos disponemos a instalar un PDC en un poste metálico de 25' de alto con esto cubrimos toda la instalación la cual no sobrepasa los 3 metros de altura.

Para la elección del radio de protección utilizamos el método de la esfera rodante, se elige un pararrayo cebado similar a la marca de ingesco pararrayo de punta cebada pdc6.4 radio de protección de 80m, como se ilustra en la figura 30 con un solo pararrayo bastaría para cubrir todas las instalaciones.



**Figura 30: Cobertura de pararrayo tipo cebado**

Para determinar el número de bajantes, basados en el artículo 2.3.2 de la norma UNE 21-186, solo se necesita un bajante ya que la altura es menor a los 28 metros y la proyección vertical es mayor que la proyección horizontal.

Teniendo en cuenta la tabla 2.3.4 de la UNE 21-186 la que nos dice que el diámetro mínimo aceptado para el cable bajante es de 50 mm<sup>2</sup>. Se elige un cable #1/0 AWG de ERICO

que van a unirse a un delta de 6 metros conformado por 3 varillas de cobre de 5/8"x8" que posterior se une a la red de tierra de la instalación fotovoltaica.

Se elige un contador de eventos para cumplir el requerimiento del artículo 2.3.6.

#### 4.2.3.18. SISTEMA DE RED DE TIERRA PARA GRANJA SOLAR FOTOVOLTAICO

Para el diseño y dimensionamiento de la red de tierra, nos basaremos en la sección 250 del NEC 2011. En su artículo 250(A)(4) nos dice lo siguiente:

Art. 250(A)(4)

Anillo de tierra. Un anillo de tierra que rodea el edificio o estructura, en contacto directo con la tierra, que consiste en al menos 6,0 m (20 pies) de conductor de cobre desnudo no menor de 2 AWG.

En nuestro caso, el anillo que estamos considerando es de 225 metros en el eje horizontal y 265 mts en el eje vertical, teniendo un total de 490 metros para rodear todas las estructuras donde van instalados los módulos solares y el calibre del conductor de cobre desnudo es de #1/0 AWG, que cumplen con el artículo 250(A)(4). Para la elección del calibre del conductor de cobre desnudo tomaremos en cuenta la ecuación #19 en el cálculo del área mínima del conductor:

$$Ac = If * Kf * \sqrt{ts}$$

Donde If es la corriente de falla monofásica, la cual se calcula con la ecuación #20:

$$If = \frac{100\%}{Z} * \frac{Is}{1000}$$

Z es la impedancia del banco de transformadores 3x167KVA existente, tomamos un valor típico de 4.5%. (Scientia et Technica, 2003).

Is es la corriente secundaria nominal del banco de transformadores, la cual calculamos con la ecuación #21:

$$I_s = \frac{S}{\sqrt{3} * V_l}$$

Donde S es la potencia aparente del banco de transformadores, en este caso es de 501KVA, y Vl es el voltaje de línea secundario al cual opera el banco de transformadores, en este caso es de 480V.

Sustituyendo estos valores en la ecuación 21, nos da un valor de corriente secundaria nominal de 602.6093 Amps. Tomando los valores de impedancia y corriente secundaria nominal del banco de transformadores y sustituyendo estos valores en la ecuación 20, nos da un valor de corriente de falla monofásica del banco de transformadores de 13.3913 KA.

Kf es la constante de conductividad de los materiales, el cual se obtiene de la figura 31, se toma el valor de 7.06 el cual corresponde a el material cobre comercial duro.



**Table 2— Material constants**

Material	Conductivity (%)	$T_m^a$ (°C)	$K_f$
Copper, annealed soft-drawn	100.0	1083	7.00
Copper, commercial hard-drawn	97.0	1084	7.06
Copper, commercial hard-drawn	97.0	250	11.78
Copper-clad steel wire	40.0	1084	10.45
Copper-clad steel wire	30.0	1084	12.06
Copper-clad steel rod	20.0	1084	14.64
Aluminum EC Grade	61.0	657	12.12
Aluminum 5005 Alloy	53.5	652	12.41
Aluminum 6201 Alloy	52.5	654	12.47
Aluminum-clad steel wire	20.3	657	17.20
Steel 1020	10.8	1510	15.95
Stainless clad steel rod	9.8	1400	14.72
Zinc-coated steel rod	8.6	419	28.96
Stainless steel 304	2.4	1400	30.05

**Figura 31: Constantes de conductividad y temperatura de materiales**

$T_s$  es el tiempo de duración de la falla el cual se obtiene de la figura 32, se toma un valor de 1 segundo de falla.

**Table 10—Typical values of  $D_f$**

Fault duration, $t_f$		Decrement factor, $D_f$			
Seconds	Cycles at 60 Hz	$X/R = 10$	$X/R = 20$	$X/R = 30$	$X/R = 40$
0.008 33	0.5	1.576	1.648	1.675	1.688
0.05	3	1.232	1.378	1.462	1.515
0.10	6	1.125	1.232	1.316	1.378
0.20	12	1.064	1.125	1.181	1.232
0.30	18	1.043	1.085	1.125	1.163
0.40	24	1.033	1.064	1.095	1.125
0.50	30	1.026	1.052	1.077	1.101
0.75	45	1.018	1.035	1.052	1.068
1.00	60	1.013	1.026	1.039	1.052

**Figura 32: Duración de fallas**

Sustituyendo todos estos valores en la ecuación #19 se obtiene un valor de área mínima para el conductor de 94.5427 KCMIL, por esto se elige el inmediatamente superior que es el cable cobre THHN #1/0 que tiene un área de 105.60 KCMIL.

Se debe cumplir el artículo 250(A)(5) que nos dice:

Art. 250(A)(5)

Varilla y tubería de cobre. La varilla y la tubería de cobre no deben tener menos de 2,44m (8 pies) de longitud y deben estar compuestos por los siguientes materiales.

Los electrodos de conexión a tierra de la tubería o conducto no deben ser más pequeños que el indicador métrico 21 (tamaño comercial 3/4) y, en los casos de acero, deben tener la superficie exterior galvanizada o recubierta de metal para protección contra la corrosión.

Los electrodos de conexión a tierra tipo varilla de acero inoxidable y acero recubierto de cobre o zinc deben tener al menos 15.87 mm (5/8 in.) De diámetro, a menos que se indique lo contrario.

En nuestro caso utilizaremos 12 varillas de cobre de 5/8" de diámetro y 3.05 metros de largo.

Se debe cumplir el artículo 250.3(A)(2), el cual nos dice:

Art.253(A)(2)

Se requiere electrodo suplementario. Un electrodo de varilla, tubería o placa única se complementará con un electrodo adicional del tipo especificado en 250.52 (A) (2) a (A) (8). Se permitirá que el electrodo suplementario se una a uno de los siguientes:

- (1) electrodo de varilla, tubo o placa
- (2) conductor de electrodo de tierra
- (3) Conductor de entrada de servicio a tierra
- (4) Conducto de conexión a tierra no flexible
- (5) Cualquier gabinete de servicio a tierra

Excepción: si un electrodo de conexión a tierra de una sola barra, tubería o placa tiene una resistencia a la tierra de 25 ohmios o menos, no se requerirá el electrodo suplementario.

Cumpliendo con este artículo de la norma, unimos todas las varillas entre sí, no dejando varilla suelta.

Se debe cumplir el artículo 250.3(A)(3), el cual nos dice:

### Art.250.3(A)(3)

Electrodo Suplementario. Si se instalan múltiples electrodos de varilla, tubería o placa para cumplir con los requisitos de esta sección, no deberán estar separados por menos de 1,8 m (6 pies).

En este caso tenemos 12 varillas de cobre, las cuales se encuentran separadas por una distancia mínima entre ellas de 18.9988 metros, con lo cual se cumple este artículo de la norma.

Se debe cumplir el artículo 250.3(A)(F), el cual nos dice

### Art.250.3(A)(F)

Anillo de tierra. El anillo de tierra se enterrará a una profundidad debajo de la superficie de la tierra de no menos de 750 mm (30 pulg.).

En este caso se procede a enterrar el anillo de tierra a una distancia de 0.8 metros debajo de la superficie de la tierra, con esto cumplir el artículo 250.3(A)(F).

Se procede a calcular la Resistencia del terreno para verificar que cumple con lo exigido con la IEE-STD80 en su sección 14.1 que nos dice lo siguiente:

#### 14.1 Requerimientos usuales

Para la mayoría de las subestaciones de transmisión y otras grandes subestaciones, la resistencia de tierra suele ser de aproximadamente  $1 \Omega$  o menos. En subestaciones de distribución más pequeñas, el rango generalmente aceptable es de  $1 \Omega$  a  $5 \Omega$ , dependiendo de las condiciones locales.

En nuestro caso de estudio, se clasifica como una subestación pequeña (menor a 5MVA) ya que nuestra potencia nominal es de 0.501 MVA, debemos de estar en el rango de  $1 \Omega$  a  $5 \Omega$ .

La resistencia del terreno se calcula con la ecuación 22:

$$Rg = \rho \left[ \frac{1}{LT} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left( 1 + \frac{1}{1 + h\sqrt{\frac{20}{A}}} \right) \right]$$

Donde  $\rho$  es la resistividad del terreno que se determina de la figura 33

Naturaleza terreno	Resistividad en Ohm.m
Terrenos pantanosos	de algunas unidades a 30
Limo	20 a 100
Humus	10 a 150
Turba húmeda	5 a 100
Arcilla plástica	50
Margas y Arcillas compactas	100 a 200
Margas del Jurásico	30 a 40
Arena arcillosas	50 a 500
Arena silícea	200 a 3.000
Suelo pedregoso cubierto de césped	300 a 5.00
Suelo pedregoso desnudo	1500 a 3.000
Calizas blandas	100 a 300
Calizas compactas	1.000 a 5.000
Calizas agrietadas	500 a 1.000
Pizarras	50 a 300
Roca de mica y cuarzo	800
Granitos y gres procedente de alteración	1.500 a 10.000
Granito y gres muy alterado	100 a 600

**Figura 33: Resistividad por tipo de terreno**

Teniendo en cuenta que el terreno donde se instalaran los módulos solares es del tipo de arena arcillosa, se tomara el valor más crítico entre el rango establecido para este tipo de terreno el cual es de 500  $\Omega$ \*mts.

LT es la longitud total del cable cobre enterrado, el cual es de 690 metros.

A es el área por cubrir la cual es de 4579.9618 m<sup>2</sup>.

h es la distancia que va enterrada el cable de cobre la cual es de 0.8 metros.

Sustituyendo estos valores en la ecuación 14 nos da un valor de Rg de 3.91 Ω, con esto cumplimos el requerimiento de la IEE-STD80 en su artículo 14.1 que exige que la resistencia este en el rango de 1 a 5 Ω.

#### 4.2.4. PROGRAMACIÓN DE LA EJECUCIÓN

La ejecución de la instalación del parque solar comenzará con los trabajos de obra civil, posteriormente las actividades de la obra eléctrica, en la tabla 11 se detallan las actividades con sus respectivas duraciones estimadas de acuerdo con juicio de expertos.

**Tabla 11 Cronograma de actividades.**

<u>Nombre de la tarea</u>	<u>Duración</u>
Diseño	35 días
Adquisiciones	70 días
Compra de módulos solares	70 días
Compra de cajas combinatorios	56 días
Compra de inversores	70 días
Compra de estructuras de Soporte	56 días
Compra de materiales para obra civil	30 días
Compra de canalización y cableado eléctrico	30 días
Compra de panel eléctrico principal (I-Line)	42 días
Compra de pararrayos y componentes de red de tierra	42 días
Contratación de mano de obra	14 días
Obra Civil	96
Trabajos de Terracería	3 días
Cimentación	50 días
Estructura de Soporte	50 días
Construcción de Cuarto Eléctrico	10 días
Obra Eléctrica	102
Instalación de Paneles Fotovoltaicos	30 días

### Continuación tabla 11

Instalación de canalizaciones y alimentadores eléctricos.	29 días
Instalación de Cajas Combinatorias	1 días
Instalación de Inversores	1 días
Instalación de Panel Principal	2 días
Instalación de pararrayo	10 días
Instalación de redes de tierra	6 días
Puesta en marcha y pruebas	3 días

Tomando en cuenta las actividades que pueden realizarse de manera simultánea, se estima que el tiempo total de la instalación será de 180 días, aproximadamente de seis meses.

#### 4.2.5. OPERACIÓN, ADMINISTRACIÓN, MANTENIMIENTO Y VIDA ÚTIL

El mantenimiento requerido para este sistema es el siguiente: los módulos fotovoltaicos requieren limpieza, por la zona se recomienda que se haga cada 6 meses, el resto de la instalación requiere mantenimiento una vez por año, se debe realizar limpieza, ajuste de torque y engrase en la conexión de los conductores, mediciones de parámetros eléctricos, resistencias de tierra y pruebas de aislamiento.

Se considera para las actividades de mantenimiento la tercerización del servicio, debido a que los tiempos entre cada mantenimiento son prolongados y lo resulta mantener personal contratado dados los largos periodos de tiempos muertos para el personal.

La vida útil de una granja solar es de 25 años, que es el tiempo que el fabricante de los paneles solares garantiza que se mantendrá sobre el 90% de la generación de diseño en watts.

#### 4.2.6. ASPECTOS FINANCIEROS

A continuación, se detallan los aspectos financieros del estudio para determinar la factibilidad económica de la instalación de una planta de generación de energía solar fotovoltaica para la

estación de riego Naranja B de la Standard Fruit de Honduras, la cual se llevará a cabo por una tercera empresa, que venderá la energía directamente al cliente a una tasa de cobro más baja que el actual proveedor de energía (ENEE) la cual tiene un costo de lps. 5.11 por Kwh en octubre de 2019.

#### 4.2.6.1. PLAN DE INVERSIONES

En la tabla 12 Se detalla la inversión inicial requerida para el montaje de la planta de generación de energía solar en la Estación de Riego Naranja B.

**Tabla 12 Desglose de inversión inicial.**

<u>Inversión Inicial</u>	<u>Monto</u>	<u>Fondos Propios</u>	<u>Financiamiento</u>
Activos Fijos			
Módulos Solares	L 3,268,480.63	L 980,544	L 2287,936
Inversores	L 836,428.45	L 250,929	L 585,500
Cajas Combinatorias	L 190,408.50	L 57,123	L 133,286
Conductores eléctricos	L 902,296.26	L 270,689	L 631,607
Canalización	L 210,612.54	L 63,184	L 147,429
Estructura de Soporte	L 850,485.08	L 255,146	L 595,340
Panel Principal	L 99,251.25	L 29,775	L 69,476
Red de tierra	L 227,232.84	L 68,170	L 159,063
Obra Civil	L 764,219.00	L 229,266	L 534,953
Medidor de consumo	L 35,989.94	L 10,797	L 25,193
Pararrayos	L 185,722.00	L 55,717	L 130,005
Subtotal	L 7,571,126.49	L 2,271,338	L 5,299,789
Costos de Instalación	L 528,257.28	L 158,477	L 369,780
Imprevistos	L 75,711.26	L 22,713	L 52,998
Costos Indirectos	L 3,028,451	L 908,535	L 2,119,915
Subtotal	L 3,632,419	L 1,089,726	L 2,542,693
Inversión total	L 11,203,546	L 3,361,064	L 7,842,482
Costo de instalación	24,250.10 Lps/kWp		

Como observamos en la tabla 12, de acuerdo con la estimación de costos, se requiere una inversión inicial de Lps. 11,203,546, la cual para esta investigación será financiada con un 70%



aproximadamente Lps. 7,842,482.00 a una tasa de interés del 11.5% con un plazo de 10 años, por tanto, se requerirá una prima del 30% que equivale aproximadamente a Lps.3,361,064.00.

Con esta inversión inicial, tendríamos un costo por kWp instalado de Lps. 24,250.10.

En base a lo anterior se definen el rendimiento esperado (costo de oportunidad) y costo de capital promedio ponderado los cuales se definen en las tablas 13 y 14.

**Tabla 13 Rendimiento esperado.**

Prima de Riesgo (r)	5.5%
Tasa de libre de Riesgo (f)	8.5%
Total	14.0%

La prima libre de riesgos es el interés sobre la tasa libre de riesgos esperada por el inversor, y la tasa libre de riesgo se obtiene del cálculo del Banco Central de Honduras.

**Tabla 14 Costo de capital promedio ponderado.**

<u>Fuente de Financiamiento</u>	<u>Aportación</u>	<u>Porcentaje</u>	<u>Costo de la Fuente</u>	<u>Ponderación</u>
Fondos Propios	L 3361,064	30%	14.0%	4.2%
Financiamiento	L 7842,482	70%	11.5%	8.1%
Total	L 11,203,546	100%		12.3%

Para los cálculos financieros requeridos, se utilizará 12.3% como rendimiento esperado, este se utilizará para el cálculo del VAN.

#### 4.2.6.2. COSTOS DE OPERACIÓN

Esta planta requiere únicamente mantenimiento, ya que puede operar de manera autónoma, en la tabla 15 se detalla el plan de gastos por mantenimiento anual de la planta.

**Tabla 15 Costos de operación en el primer año.**

<u>Descripción</u>	<u>Unidad</u>	<u>Cantidad</u>	<u>Precio unitario</u>	<u>Periodo</u>	<u>Costo semestral</u>	<u>Total, anual</u>
Mantenimiento preventivo a módulos solares. Incluye limpieza, inspección, ajuste de conexiones.	UND	1179	L. 28.04	Semestral	L. 33,055.00	L. 66,110.00
Mantenimiento preventivo a equipo eléctrico solar (cajas combinatorias, inversores, panel I-LINE). Incluye limpieza, inspección, ajuste de conexiones, mediciones de parámetros eléctricos.	UND	3	L. 1,836.67	Semestral	L. 5,510.00	L. 11,020.00
Pruebas de aislamiento a los alimentadores eléctricos principales del sistema fotovoltaico tanto en voltaje DC como AC.	Glb	1	L. 5,315.00	Semestral	L. 5,315.00	L. 10,630.00
Mediciones de resistencia de red de tierra, inspección de contador de descargas atmosféricas.	Glb	1	L. 1,692.50	Semestral	L. 1,692.50	L. 3,385.00
Total						L. 91,145.00
Costo de anual por kWp instalado	197.28 Lps/kWp					

En la tabla anterior se detallan los costos operativos referentes al mantenimiento preventivo de la planta, estos se llevarán a cabo cada 6 meses durante la vida útil de la instalación, en los cálculos financieros se considera un aumento en los costos de mantenimiento en un porcentaje igual a la inflación tomando para este caso un 4.22% anual que fue la inflación calculada el año 2018 por el Banco Central de Honduras, de estos cálculos obtenemos un costo de mantenimiento de Lps. 197.28 por cada kWp instalado.

#### 4.2.6.3. CUADRO DE DEPRECIACIONES

En la tabla 16 se detalla el cuadro de depreciaciones de los principales componentes de la instalación de la planta de generación de energía solar.

**Tabla 16 Depreciaciones de los activos.**

<u>No.</u>	<u>Depreciación del Área</u>	<u>Total</u>	<u>Valor de Residual</u>	<u>Valor Por Depreciar</u>	<u>Vida útil (años)</u>	<u>Valor de rescate analizado a 25 años</u>
1	Módulos Solares	L. 3,268,480.63	L. 32,684.81	L.3235,795.82	10.00	L. 32,684.81
2	Inversores	L. 836,428.45	L. 8,364.28	L. 828,064.17	10.00	L. 8,364.28
3	Cajas Combinatorias	L. 190,408.50	L. 1,904.09	L. 188,504.42	10.00	L. 1,904.08
4	Conductores eléctricos	L. 902,296.26	L. 9,022.96	L. 893,273.30	5.00	L. 9,022.96
5	Canalización	L. 210,612.54	L. 2,106.13	L. 208,506.41	5.00	L. 2,106.13
6	Estructura de Soporte	L. 850,485.08	L. 8,504.85	L. 841,980.23	10.00	L. 8,504.85
7	Panel Principal	L. 99,251.25	L. 992.51	L. 98,258.74	10.00	L. 992.51
8	Red de tierra	L. 227,232.84	L. 2,272.33	L. 224,960.51	5.00	L. 2,272.33
9	Obra Civil	L. 764,219.00	L. 7,642.19	L. 756,576.81	40.00	L. 291,358.49
10	Medidor de consumo	L. 35,989.94	L. 359.90	L. 35,630.04	10.00	L. 359.90
11	Pararrayos	L. 185,722.00	L. 1,857.22	L. 183,864.78	10.00	L. 1,857.22
<b>TOTAL</b>		<b>L. 7,571,126</b>	<b>L. 75,711</b>	<b>L. 7495,415</b>		<b>L. 359,427.57</b>

La vida útil de los materiales se estimó de acuerdo con lo establecido por la SEFIN en la resolución CGR-003/2010 publicado en la gaceta el 26 de agosto del 2010.

#### 4.2.6.4. INGRESOS

Los ingresos se calcularán de acuerdo a la energía generada por la planta, y consumida por la estación de riego, para lo cual se está considerando la instalación de un medidor de energía, en este estudio se estima la generación de energía por medio de la utilización del software Helioscope, el cual simula la radiación solar en la zona de estudio y realiza el cálculo de generación de energía promedio a cada hora del día, todos los días del año, basados en lo anterior y tomando una tarifa inicial de 4.5 Lps./kWh considerando un aumento estimado del 4.2% de la inflación, se obtienen los flujos de efectivo en la tabla 17.

**Tabla 17 Ingresos netos anuales.**

<u>Proyección (año)</u>	<u>Fluctuación de Precio</u>	<u>Decaimiento de la Generación</u>	<u>Generación (Kwh)</u>	<u>Precio (Lps/kWh)</u>	<u>Ingresos anuales (Lps)</u>
1	0.00%	0.00%	555419.73	4.50	L. 2,499,389
2	4.22%	0.42%	553105.48	4.69	L. 2,594,009
3	4.22%	0.83%	550791.23	4.89	L. 2,692,165
4	4.22%	1.25%	548476.98	5.09	L. 2,793,985
5	4.22%	1.67%	546162.73	5.31	L. 2,899,605
6	4.22%	2.08%	543848.48	5.53	L. 3,009,163
7	4.22%	2.50%	541534.23	5.77	L. 3,122,805
8	4.22%	2.92%	539219.99	6.01	L. 3,240,679
9	4.22%	3.33%	536905.74	6.26	L. 3,362,940
10	4.22%	3.75%	534591.49	6.53	L. 3,489,749
11	4.22%	4.17%	532277.24	6.80	L. 3,621,272
12	4.22%	4.58%	529962.99	7.09	L. 3,757,680
13	4.22%	5.00%	527648.74	7.39	L. 3,899,153
14	4.22%	5.42%	525334.49	7.70	L. 4,045,874
15	4.22%	5.83%	523020.24	8.03	L. 4,198,034
16	4.22%	6.25%	520705.99	8.37	L. 4,355,832
17	4.22%	6.67%	518391.75	8.72	L. 4,519,472
18	4.22%	7.08%	516077.50	9.09	L. 4,689,166
19	4.22%	7.50%	513763.25	9.47	L. 4,865,134
20	4.22%	7.92%	511449.00	9.87	L. 5,047,603
21	4.22%	8.33%	509134.75	10.29	L. 5,236,808
22	4.22%	8.75%	506820.50	10.72	L. 5,432,993
23	4.22%	9.17%	504506.25	11.17	L. 5,636,410

### Continuación de la tabla 18

<u>Proyección (año)</u>	<u>Fluctuación de Precio</u>	<u>Decaimiento de la Generación</u>	<u>Generación (Kwh)</u>	<u>Precio (Lps/kWh)</u>	<u>Ingresos anuales (Lps)</u>
24	4.22%	9.58%	502192.00	11.64	L. 5,847,320
25	4.22%	10.00%	499877.75	12.13	L. 6,065,994

Para el cálculo de los ingresos se consideran las fluctuaciones de precio basado en la inflación tomando un 4.22% calculada el año 2018 por el Banco Central de Honduras y la disminución lineal de la demanda del 10% durante la vida útil de 25 años de la instalación.

#### 4.2.6.5. VALOR ACTUAL NETO Y TASA INTERNA DE RETORNO

A continuación, se presenta en la tabla 18, el cálculo de los flujos del proyecto, proyectado a 25 años. Se toma en cuenta los ingresos anuales, la utilidad de operación, depreciaciones y amortizaciones, los impuestos, inversión inicial y el valor de rescate de los insumos.

**Tabla 18 Flujos del proyecto.**

<u>Año</u>	<u>Ingresos</u>	<u>Utilidad de operación</u>	<u>Depreciaciones y amortizaciones</u>	<u>Impuestos</u>	<u>Inversión Inicial</u>	<u>Valor de Rescate</u>	<u>Flujos del proyecto</u>
0	L -	L -	L -	L -	-L 11203,545.63	L -	-L 11203,545.63
1	L 2499,388.77	L 1437,474.72	L 970,769.05	L -	L -	L -	L 2408,243.77
2	L 2594,009.38	L 1528,249.01	L 970,769.05	L -	L -	L -	L 2499,018.06
3	L 2692,164.96	L 1622,395.96	L 970,769.05	L -	L -	L -	L 2593,165.01
4	L 2793,985.35	L 1720,038.55	L 970,769.05	L -	L -	L -	L 2690,807.60
5	L 2899,605.07	L 1821,304.17	L 970,769.05	L -	L -	L -	L 2792,073.22
6	L 3009,163.46	L 2191,672.76	L 705,421.00	L -	L -	L -	L 2897,093.76
7	L 3122,804.84	L 2300,584.79	L 705,421.00	L -	L -	L -	L 3006,005.80
8	L 3240,678.71	L 2413,529.75	L 705,421.00	L -	L -	L -	L 3118,950.75
9	L 3362,939.92	L 2530,654.04	L 705,421.00	L -	L -	L -	L 3236,075.04
10	L 3489,748.85	L 2652,109.27	L 705,421.00	L -	L -	L -	L 3357,530.27
11	L 3621,271.59	L 3319,262.20	L 164,211.19	-L 613,852	L -	L -	L 2869,620.95
12	L 3757,680.16	L 3449,855.70	L 164,211.19	-L 639,971	L -	L -	L 2974,095.74

### Continuación de la tabla 18

<u>Año</u>	<u>Ingresos</u>	<u>Utilidad de operación</u>	<u>Depreciaciones y amortizaciones</u>	<u>Impuestos</u>	<u>Inversión Inicial</u>	<u>Valor de Rescate</u>	<u>Flujos del proyecto</u>
13	L 3899,152.72	L 3585,267.77	L 164,211.19	-L 667,053	L -	L -	L 3082,425.40
14	L 4045,873.73	L 3725,672.55	L 164,211.19	-L 695,134	L -	L -	L 3194,749.23
15	L 4198,034.23	L 3871,250.27	L 164,211.19	-L 724,250	L -	L -	L 3311,211.40
16	L 4355,832.02	L 4022,187.49	L 164,211.19	-L 754,437	L -	L -	L 3431,961.18
17	L 4519,471.92	L 4178,677.30	L 164,211.19	-L 785,735	L -	L -	L 3557,153.03
18	L 4689,165.99	L 4340,919.55	L 164,211.19	-L 818,183	L -	L -	L 3686,946.82
19	L 4865,133.77	L 4509,121.05	L 164,211.19	-L 851,82	L -	L -	L 3821,508.02
21	L 5236,807.74	L 4864,265.40	L 164,211.19	-L 922,853	L -	L -	L 4105,623.51
22	L 5432,992.85	L 051,658.93	L 164,211.19	-L 960,331	L -	L -	L 4255,538.33
23	L 5636,410.05	L 245,913.55	L 164,211.19	-L 999,182	L -	L -	L 4410,942.03
24	L 5847,320.38	L 447,274.64	L 164,211.19	-L 1039,454	L -	L -	L 4572,030.90
25	L 6065,993.99	L 5655,996.04	L 164,211.19	-L 1081,199	L -	L 359,427.57	L 5098,435.58

Para el cálculo de los flujos de efectivo se considera un financiamiento bancario con una tasa de interés de 11.5 % del 70% de la inversión inicial, se toman en cuenta las depreciaciones de la instalación, amortización del préstamo, gastos de mantenimiento, amortización de gastos preoperativos, no se considera el impuesto sobre la renta ni aportación solidaria hasta el año 10 ya que el proyecto goza de exoneración de impuestos por la Ley de Promoción a la Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables Ley de Promoción a la Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables, el resumen de los cálculos se pueden observar en la tabla 18.

Basados en la tabla 18 podemos calcular el valor actual neto, en la figura 34 nos muestra la fórmula para calcular valor actual neto (VAN).

$$VAN = -I_0 + \sum_{j=1}^n \frac{FN_j}{(1+i)^j}$$

**Figura 34:Fórmula para el cálculo de VAN**

Donde  $FN_j$  es el flujo del proyecto de cada periodo  $n$ ,  $I_0$  es el valor del desembolso de la inversión inicial,  $i$  es el costo de capital utilizado en nuestro caso es el costo de capital promedio ponderado y  $j$  es el número de periodos en nuestro caso es de 25 años.

Sustituyendo estos valores el VAN resulta de Lps. 11,592,199.51

Basados en los datos de la tabla 18 que nos muestra los flujos de efectivo del proyecto, podemos calcular la tasa interna de retorno (TIR), en la figura 35 nos muestra la fórmula para calcular la tasa interna de retorno (TIR).

$$TIR = \sum_{T=0}^n \frac{Fn}{(1+i)^n} = 0$$

**Figura 35: Fórmula para el cálculo de TIR**

Donde  $Fn$  es el flujo del proyecto de cada periodo  $n$ ,  $i$  es el valor de la inversión inicial y  $n$  es el número de periodos.

Sustituyendo estos valores la TIR resulta de 24.45%.

#### 4.2.6.6. PERIODO DE RECUPERACIÓN

Para estimar el periodo de recuperación de la inversión calculamos los flujos de efectivo acumulados, sumando los flujos acumulados cada año, como se muestra en la tabla 19, luego hacemos el análisis en el año donde el flujo acumulado se vuelve positivo.

En el último periodo donde los flujos acumulados son negativos, en este caso el año 4, se divide el flujo acumulado entre el flujo del proyecto para calcular los meses y nos da aproximadamente 4 meses, por tanto, el periodo de recuperación de la inversión es de 4 años y 4 meses, todos los flujos a partir de este año se convierten en ganancia.

**Tabla 19 Flujos acumulados.**

Proyección (año)	Flujos del proyecto (Lps)		Flujos acumulados (Lps)	
0	-L	11203,546	-L	11203,546
1	L	2408,244	-L	8795,302
2	L	2499,018	-L	6296,284
3	L	2593,165	-L	3703,119
4	L	2690,808	-L	1012,311
5	L	2792,073	L	1779,762
6	L	2897,094	L	4676,856
7	L	3006,006	L	7682,862
8	L	3118,951	L	10801,812
9	L	3236,075	L	14037,887
10	L	3357,530	L	17395,418
11	L	2869,621	L	20265,039
12	L	2974,096	L	23239,134
13	L	3082,425	L	26321,560
14	L	3194,749	L	29516,309
15	L	3311,211	L	32827,520
16	L	3431,961	L	36259,482
17	L	3557,153	L	39816,635
18	L	3686,947	L	43503,581
19	L	3821,508	L	47325,089
20	L	3961,008	L	51286,097
21	L	4105,624	L	55391,721
22	L	4255,538	L	59647,259
23	L	4410,942	L	64058,201
24	L	4572,031	L	68630,232
25	L	5098,436	L	73728,668



#### 4.2.6.7. ANÁLISIS DE PUNTO DE EQUILIBRIO FINANCIERO

Se realizó un análisis de las variables que son incidentes en la factibilidad del proyecto, tomando como punto de partida el valor actual neto, se iteró el costo del kWh de electricidad y la generación anual de energía, determinando que el punto de partida para el costo de la energía es de 2.28 Lps./kWh en el primer año siempre y cuando la generación anual parta alrededor de 555,419.72 kWh, para la generación de energía el mínimo para lograr que el proyecto sea rentable es de 281,269.64 kWh con un costo inicial de la energía de 4.5 Lps./kWh.

De este análisis de sensibilidad determinamos que el precio de partida del Kwh para que el proyecto comience a ser rentable, partiendo del supuesto que técnicamente la generación no será inferior a los datos arrojados por la simulación es de 2.28 Lps/kWh, por tanto, el costo de negociación entre 2.28 Lps/kWh que es el mínimo para que sea rentable y 5.11 Lps/kWh que es aproximadamente la tarifa actual que paga la Standard Fruit de Honduras al proveedor estatal.

Realizando la diferencia entre los costos de la energía de la Standard con el proveedor actual y la opción de pagar la energía a un tercero, tomando como punto de partida la tasa actual de 5.11 Lps. /kWh y un aumento promedio anual de 8% en el costo que es lo que se registra en los últimos 3 años la empresa se ahorraría un total de Lps. 92,927,923 durante la vida útil del proyecto.

#### 4.2.6.8. CÁLCULO DEL LCOE

En la tabla 20 se resumen los datos obtenidos del cálculo del LCOE utilizando la fórmula de la figura 10.

**Tabla 20 Resumen del cálculo del LCOE**

<u>N</u>	<u>Inversión</u>	<u>Gastos O&amp;M</u>	<u>Depreciaciones</u>	<u>Energía generada (KWh)</u>	<u>Dividendo</u>	<u>Divisor (kWh)</u>
1	L.11,701,011.95	L. 91,145.00	L. 970,769.05	555419.73	L.10,868,347.42	508209.05
2		L. 94,991.32	L. 970,769.05	553105.48	L. 80,690.88	463073.73
3		L. 98,999.95	L. 970,769.05	550791.23	L. 77,507.86	421939.61
4		L. 103,177.75	L. 970,769.05	548476.98	L. 74,450.41	384452.58
5		L. 107,531.85	L. 970,769.05	546162.73	L. 71,513.57	350289.83
6		L. 112,069.70	L. 705,421.00	543848.48	L. 68,692.57	319157.08

## Continuación de la tabla 20

N	Inversión	Gastos O&M	Depreciaciones	Energía generada (KWh)	Dividendo	Divisor (kWh)
7		L. 116,799.04	L. 705,421.00	541534.23	L. 65,982.85	290786.05
8		L. 121,727.96	L. 705,421.00	539219.99	L. 63,380.03	264932.19
9		L. 126,864.88	L. 705,421.00	536905.74	L. 60,879.88	241372.56
10		L. 132,218.57	L. 705,421.00	534591.49	L. 58,478.35	219903.92
11		L. 137,798.20	L. 164,211.19	532277.24	L. 56,171.55	200341.04
12		L. 143,613.28	L. 164,211.19	529962.99	L. 53,955.75	182515.05
13		L. 149,673.76	L. 164,211.19	527648.74	L. 51,827.36	166272.00
14		L. 155,989.99	L. 164,211.19	525334.49	L. 49,782.92	151471.61
15		L. 162,572.77	L. 164,211.19	523020.24	L. 47,819.14	137985.96
16		L. 169,433.34	L. 164,211.19	520705.99	L. 45,932.82	125698.50
17		L. 176,583.43	L. 164,211.19	518391.75	L. 44,120.90	114502.95
18		L. 184,035.25	L. 164,211.19	516077.50	L. 42,380.47	104302.48
19		L. 191,801.54	L. 164,211.19	513763.25	L. 40,708.68	95008.80
20		L. 199,895.56	L. 164,211.19	511449.00	L. 39,102.85	86541.46
21		L. 208,331.16	L. 164,211.19	509134.75	L. 37,560.36	78827.13
22		L. 217,122.73	L. 164,211.19	506820.50	L. 36,078.71	71798.97
23		L. 226,285.31	L. 164,211.19	504506.25	L. 34,655.52	65396.08
24		L. 235,834.55	L. 164,211.19	502192.00	L. 33,288.46	59562.93
25		L. 245,786.77	L. 164,211.19	499877.75	L. 31,975.33	54248.93
				Total	L. 12135,284.64	5158590.50
					LCOE=	2.35 Lps/kWh

De la tabla 18 obtenemos una tasa nivelada del costo de la energía de 2.35 Lps/Kwh, lo que nos indica que a la empresa instaladora de esta planta deberá vender la energía por lo menos al costo de 2.35 Lps por cada Kwh generado, el cual es un factor importante a tomar en cuenta al momento de negociar una tarifa de cobro de energía generada.

#### 4.2.7. COMPROBACIÓN DE HIPÓTESIS

Procedemos a realizar la comprobación de la hipótesis nula con la ecuación #23, la cual nos dice lo siguiente:

$$TIR < CCPP$$

Donde TIR, es la tasa interna de retorno y el CCPP es el costo de capital promedio ponderado, tomando los valores calculados. El CCPP se toma de la tabla 14, el cual nos da un valor de 12.3%. La TIR basados en los datos de la tabla 18 y de la figura 35 para el cálculo de TIR nos da un valor de 24.45%. Sustituyendo estos valores en la ecuación #23 nos da lo siguiente:

$$24.45\% < 12.3\%$$

Con esto podemos rechazar la hipótesis nula; de tal forma aceptamos nuestra hipótesis alternativa.

## CAPÍTULO V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 5.1 CONCLUSIONES

- 1) Basado en el estudio técnico se determina que se requiere 1155 módulos solares (400Wp), cinco cajas combinatorias, cinco inversores (75kW) y un panel I-Line (600Amp) para poder suplir la carga demandada (372.8499kW) y el estudio financiero nos dio por resultado una TIR mayor que el costo de capital promedio ponderado, determinamos que resulta factible la implementación de un sistema de generación fotovoltaica en la estación de riego Naranja B de la Standard Fruit de Honduras por tanto se rechaza la hipótesis nula
- 2) La capacidad adecuada de la planta es de 462 kWp en DC, obteniendo una ratio de 1.23 entre la potencia DC y AC de manera que se evita un sobredimensionamiento innecesario o un desaprovechamiento de oportunidad de generación de energía.
- 3) La localización adecuada de la planta es a 150 metros del cuarto de máquinas, para disminuir la inversión inicial y las pérdidas técnicas en el sistema.
- 4) La distribución adecuada de los paneles deberá ser en grupos de tres String en posición portrait, orientados al sur, inclinados a 15 grados con respecto al horizonte y con una separación entre grupos de 2.5 metros.
- 5) La tasa de retorno de la inversión resulta 24.45%, que es superior al costo de capital promedio ponderado.

## 5.2 RECOMENDACIONES

- 1) Basado en los análisis financieros se recomienda que la Standard Fruit de Honduras realice la instalación de la planta de generación basado en el modelo de negocio planteado en este proyecto, de esta manera logrará disminuir los costos de producción sin comprometer el capital con una inversión inicial.
- 2) Se recomienda a la Standard Fruit de Honduras realizar este tipo de estudios en el resto de las estaciones de riego y empacadoras instaladas en sus plantaciones a nivel nacional.
- 3) Se recomienda en próximas investigaciones de este tipo, realizar el estudio basados en los perfiles de carga del cliente para afinar los resultados del estudio financiero.
- 4) Basados en este estudio es muy recomendable llevar a cabo este tipo de proyectos para cargas de operación continua durante las horas de radiación solar, ya que se aprovecha al máximo la energía generada por la planta fotovoltaica.

## CAPÍTULO VI. APLICABILIDAD

A continuación, se detalla la aplicabilidad del proyecto en las 10 áreas de conocimiento según la metodología del PMI a nivel de planificación.

### 6.1 GESTIÓN DE LA INTEGRACIÓN

En esta sección desarrollaremos la planificación de la integración del proyecto.

#### 6.1.1. PROJECT CHARTER

En este apartado definimos el alcance del proyecto

**Tabla 21 Project charter**

Nombre del Proyecto:	Implementación de un sistema fotovoltaico en la estación de riego naranjo B	Fecha:	08-12-2019
Unidad Responsable:	CELSIA		
Preparado por:	Heber Zelaya/Miguel Puerto		
Enfoque	Este proyecto tiene como objetivo la implementación de un sistema fotovoltaico de 375KW para alimentar eléctricamente a la estación de riego naranjo B, en la STANDARD FRUIT DE HONDURAS.		
Problema o Necesidad de Negocio u Organizacional a resolver	Debido a que actualmente existen grandes aumentos en el costo del suministro de energía que afecta directamente al sector productivo del país, surge la siguiente interrogante en una de las industrias de la agricultura: ¿Es factible es la implementación de un sistema de energía solar fotovoltaico para la alimentación de la estación de riego Naranjo B de la empresa Standard Fruit de Honduras?		

<p>Requerimientos por cumplir</p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. La granja solar deberá de generar 394,918.39kWh por lo mínimo en un año.</li> <li>2. El proyecto se debe estimar para un monto aproximado de Lps. 11, 203,546</li> <li>3. El tiempo de ejecución del proyecto debe ser con un tiempo máximo de 6 meses.</li> <li>4. La construcción de la granja solar deberá de contar con espacio suficiente para realizar el mantenimiento preventivo y correctivo.</li> <li>5. Cumplir con la normativa de construcción, NEC 2011, IEEE std80, UNE 21-186, la ley de generación de energía eléctrica a base de fuentes renovables, la ley de promoción a la generación de energía eléctrica con recursos renovables (SERNA).</li> <li>6. Sus dimensiones serán de 4918 m<sup>2</sup>, los cuales serán de pura construcción entre la instalación de los módulos solares y la construcción del cuarto eléctrico principal de la granja solar.</li> <li>7. La granja solar deberá de generar 394,918.39kWh por lo mínimo en un año.</li> <li>8. El proyecto se debe estimar para un monto aproximado de Lps. 11, 203,546</li> <li>9. El tiempo de ejecución del proyecto debe ser con un tiempo máximo de 6 meses.</li> <li>10. La construcción de la granja solar deberá de contar con espacio suficiente para realizar el mantenimiento preventivo y correctivo.</li> <li>11. Cumplir con la normativa de construcción, NEC 2011, IEEE std80, UNE 21-186, la ley de generación de energía eléctrica a base de fuentes renovables, la ley de promoción a la generación de energía eléctrica con recursos renovables (SERNA).</li> <li>12. Sus dimensiones serán de 4918 m<sup>2</sup>, los cuales serán de pura construcción entre la instalación de los módulos solares y la construcción del cuarto eléctrico principal de la granja solar.</li> </ol>
-----------------------------------	---

Abordaje del Proyecto	<p>El proyecto denominado: “Implementación de un sistema fotovoltaico en la estación de riego Naranjo B” se desarrollará partiendo de cuatro fases considerando el hecho de que el proyecto está enfocado en la implementación de un sistema fotovoltaico interconectado a la red para el suministro de energía eléctrica en la estación de riego Naranjo B.</p>	
Fases del Proyecto	Fase I Análisis previo	<ul style="list-style-type: none"> <li>A) Se realizará un análisis previo del terreno y ubicación donde se piensa llevar a cabo el proyecto.</li> <li>B) Se analizarán cuál es la demanda de energía eléctrica de la estación de riego naranjo B, para realizar la investigación previa de que equipo y materiales se va a utilizar.</li> <li>C) Se debe detallar cuales son todos los requerimientos legales o permisos previos a la implementación del sistema solar fotovoltaico.</li> </ul>
Fases del Proyecto	Fase II Diseño	<ul style="list-style-type: none"> <li>A) Se prepara el diseño preliminar de la granja solar con la ubicación de todos los equipos a utilizar.</li> <li>B) Selección de equipos: se realizará en base a las necesidades y materiales específicos, analizada anteriormente, basado en el NEC 2011, IEE std 80 y UNE 21-186.</li> <li>C) Preparación de cantidades de obra: se cuantificarán todas las instalaciones eléctricas y civiles para obtener el presupuesto base.</li> </ul>



	Fase III Ejecución	<p>A) Preliminares: se realizarán obras preliminares como ser preparación de terreno, cimentación y construcción de oficinas provisionales.</p> <p>B) Obras Civiles: realizarán las obras civiles asociadas como ser zanjeado, estructuras de soporte para los módulos solares, construcción de cuarto eléctrico principal.</p> <p>C) Obra eléctrica: Se realizan la instalación de los módulos solares en las estructuras de soporte, cableado PV entre módulos solares hasta las cajas combinatorias-inversores, cableado THHN entre inversores-panel principal de inversores-conexión a cuarto de control de motores (MCC existente).</p>
Fases del Proyecto	Fase IV Capacitación	A) Se realizará la capacitación al personal encargado de la operación y mantenimiento del sistema.
Aspectos de Calidad	La Construcción de la obra estará regida por toda la normativa correspondiente tanto los códigos como normas nacionales e internacionales aceptados en el país, los materiales a utilizar deben provenir de fabricantes reconocidos con estándares de calidad y a su vez certificado.	

---

Gerencia Ejecutiva  
Standard Fruit de Honduras

---

Director de Proyecto  
CELSIA

## 6.2 GESTIÓN DEL ALCANCE DEL PROYECTO

En este apartado se detalla el alcance lo que incluye y no, asunciones, restricciones, los paquetes de trabajo y el personal a cargo de cada área.

**Tabla 22 Alcance del proyecto**

<u>Nombre Del Proyecto</u>	
Estudio de prefactibilidad para implementar un sistema fotovoltaico en la estación de riego Naranja B de la Standard Fruit de Honduras en Olanchito, Yoro.	
<u>Objetivos Del Proyecto</u>	
Objetivo General	Llevar a cabo las labores de construcción del sistema fotovoltaico en la estación de riego naranja B según los estándares de calidad, los lineamientos, necesidades y plan establecido para lograr una obra civil y eléctrica en óptimas condiciones.

<p>Objetivos Específicos</p>	<p>Elaborar la EDT, como la columna vertebral del Plan de Proyecto de la implementación del sistema fotovoltaico en la estación de riego naranjo B.</p> <p>Definir la Matriz de Roles y Funciones, de acuerdo con funciones de los ejecutores del Plan de recursos humanos.</p> <p>Conformar Matriz de Riesgos, asumiendo los obstáculos o eventualidades que podrán ocurrir dentro del proceso de cumplimiento del Plan del Proyecto de la implementación del sistema fotovoltaico en la estación de riego naranjo B.</p> <p>Calcular el Presupuesto Base, que permitirá apegarse disciplinadamente a sus cifras y valores, para no impedir el normal cumplimiento del Plan del Proyecto.</p> <p>Elaborar el calendario de eventos que ayudará a un monitoreo de las actividades del proyecto.</p>
<p>Objetivo del Proyectista</p>	<p>Finalizar el proyecto por debajo del tiempo y el presupuesto establecido en la planificación.</p>
<p>Objetivo del Cliente</p>	<p>Implementar un sistema fotovoltaico para la estación de riego naranjo B para obtener un ahorro económico en la facturación de energía eléctrica.</p>

Descripción del proyecto

Los encargados de la evaluación de proyectos en la STANDAR FRUIT DE HONDURAS han dado visto bueno para la implementación de un sistema fotovoltaico solar en la estación de riego naranjo B. Y en base a esas necesidades planteadas para contrarrestar los efectos negativos en los aumentos de los costos de energía en Honduras en el sector industrial, se implementará un sistema solar fotovoltaico capaz de generar 375KW en voltaje alterno el cual será de ayuda para reducir los costos de producción en la estación de riego naranjo B.

Justificación del proyecto

La importancia de este proyecto se centra en contrarrestar los efectos negativos en el aumento de los costos de energía en Honduras, será útil este tipo de tecnología para que pueda tomarse como una opción no solo en las aplicaciones de producción agrícola, sino que también en los diversos rubros de la producción industrial, aprovechando que los niveles de radiación en nuestro país son apropiados para la explotación de la energía solar.

La implementación de sistemas de riego a base de energía solar les permitirá a las industrias agrícola ser poco susceptible a las fluctuaciones en los precios de la energía, que en los últimos años ha incrementado considerablemente, al mismo tiempo, permite tener una mejor calidad de voltaje en las épocas del año en las cuales existe mayor demanda de energía en la red, de esta manera se logra que los precios finales de sus productos dependan en menor medida de los costos de la energía.

<u>Límites del proyecto</u>	
<u>Incluye</u>	<u>No incluye</u>
El diseño de la implementación del sistema solar fotovoltaico requerido.	No se incluye permisos ambientales con el SERNA.
El proyecto incluye un medidor digital el cual estará midiendo valga la redundancia, la energía entregada por el sistema a implementar.	No se incluyen equipos eléctricos en corriente alterna (AC), como ser Centro de control de motores (MCC), bombas eléctricas, banco de transformadores conectados a la red de la ENEE.
El presupuesto estimado para la construcción del sistema solar fotovoltaico.	El proyecto no incluye suministro e instalación de cualquier parte del sistema de riego para su correcto funcionamiento.
El proyecto incluye la ejecución de los sistemas eléctricos y civiles requerido.	No se incluye permisos municipales, de construcción del proyecto.
Garantías por calidad, en la obra eléctrica y civil que constará de periodo de un año, garantía de anticipo, garantía de vigencia de oferta.	No se incluye permisos de conexión a la red eléctrica del estado ENEE.
	Cualquier otra obra no incluida en el presente informe.
	El proyecto no incluye programas de capacitación para personal operativo, de mantenimiento y de ingeniería

Restricciones

El Tiempo de entrega del proyecto no deberá exceder los 7 meses.

No se deberá exceder un presupuesto de 14,250,000.00 lempiras.

Apegarse a los estándares y certificaciones de calidad nacionales e internacionales para la implementación del sistema solar fotovoltaico.

El cliente deberá obtener todos los permisos de construcción, eléctricos y ambientales para iniciar la construcción del sistema solar fotovoltaico.

Asunciones

Variación en los precios de los materiales de construcción y agregados, desde la fecha de cotización hasta la fecha de compra, o en caso de necesitar material adicional.

El equipo será entregado en la fecha estipulada por el proveedor.

No habrá variación del estado climático que retrase el proyecto.

Disponibilidad de materiales.

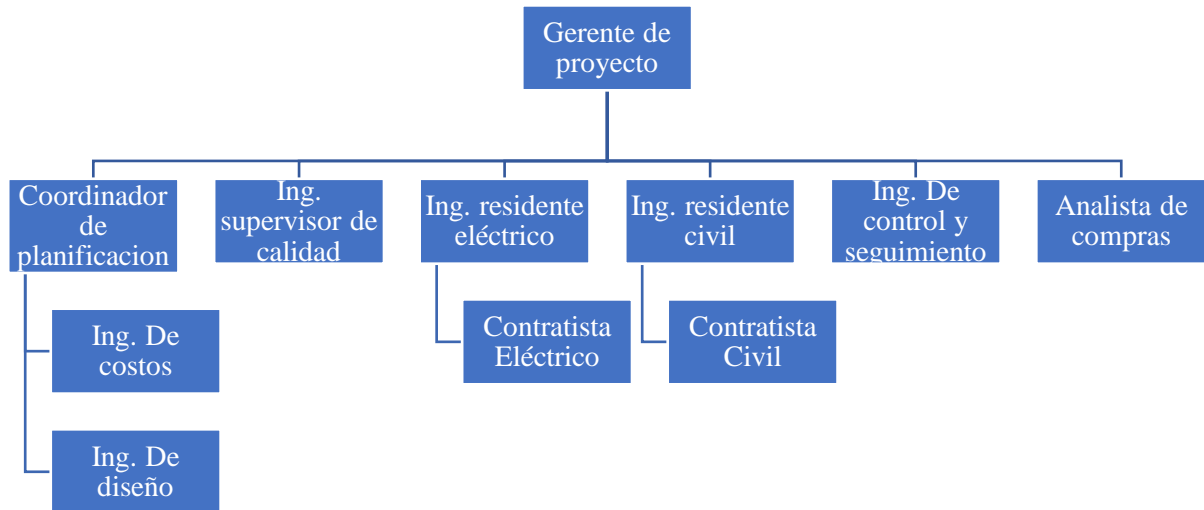
Que el cronograma no tendrá cambios o variaciones.

<u>Criterios Para La Aceptación Del Producto</u>		
<u>Entregables</u>		<u>Criterios De Aceptación</u>
Análisis previo	Estudio de prefactibilidad	Se entregará un informe, detallando cada estudio incluido en el estudio de prefactibilidad como ser estudio técnico y financiero.
Diseño	Planos	Se deberá entregar un paquete completo en físico y digital de todos los planos eléctricos y civiles.
	Cantidades de obra	Deberán de estar completas incluyendo todas las actividades presentes en los planos.
	Especificaciones de construcción	Se deberán indicar especificaciones para cada especialidad, para todas las actividades se deberán requerir certificaciones de calidad.
Ejecución	Preliminares	Se realizarán obras preliminares como ser terracería y cimentación.
	Obras Civiles	Realizarán las obras civiles asociadas como ser zanjeado, instalación de estructuras de soporte, construcción de cuarto eléctrico.
	Instalaciones eléctricas.	Se realizará pruebas de voltaje en diferentes puntos del sistema, para verificar que cumple con los rangos de voltaje solicitado por los equipos. Se

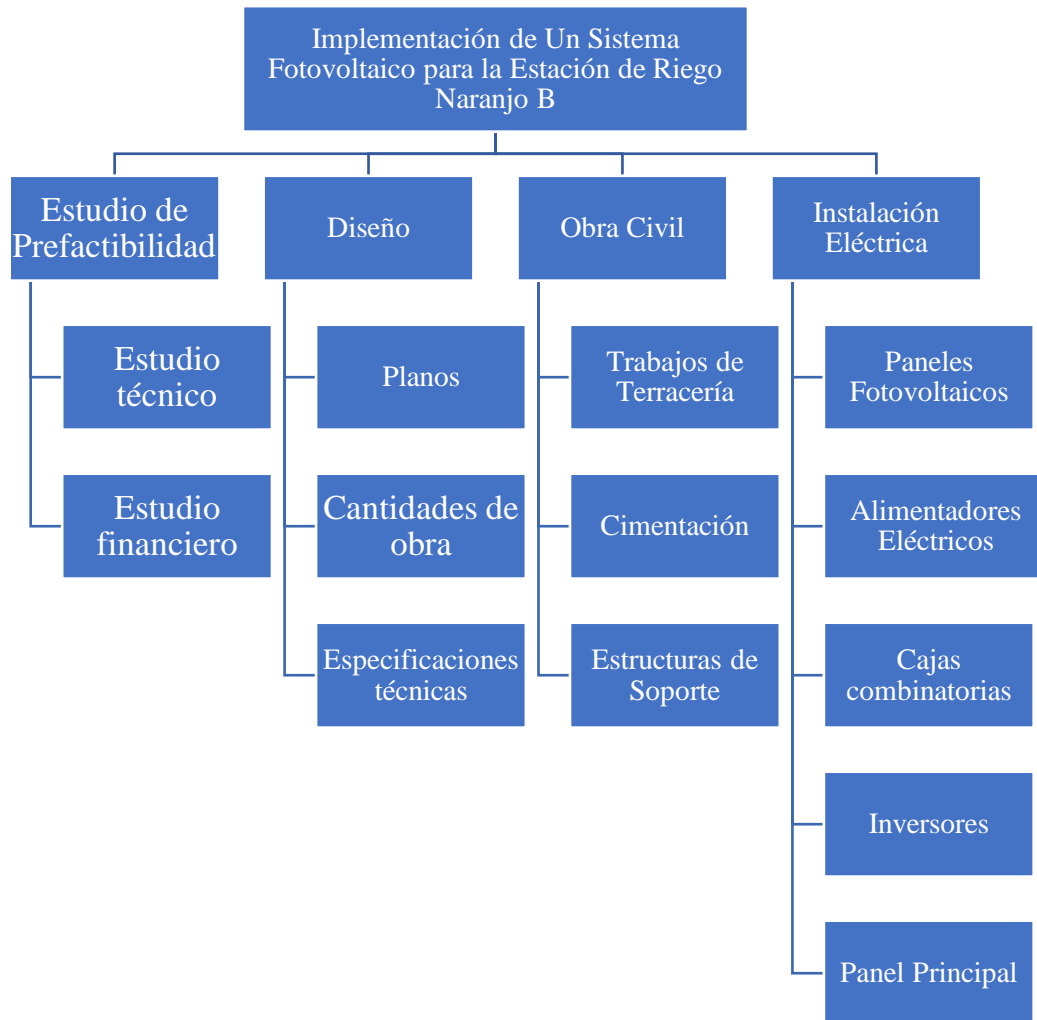
		realizará pruebas aislamiento y continuidad a los alimentadores eléctricos.
<u>Riesgos Iniciales</u>		
<u>Entregables</u>		<u>Riesgo</u>
Análisis previo	Estudio de prefactibilidad	Que la información recabada sea incorrecta, alterada y no realista e integra.
Diseño	Planos	Que los planos no estén el tiempo requerido, o que no cuenten con toda la información necesaria.
	Cantidades de obra	Que estas no estén de acuerdo con los planos, o incompletas.
	Especificaciones de construcción	Que no estén completas o mal definidas.
Ejecución	Preliminares	No contar con el espacio indicado. Atraso por lluvias
	Obras Civiles	Que el terreno se encuentre en óptimas condiciones para ser preparado para la construcción. Atraso por lluvias.
	Instalaciones eléctricas	Que la empresa encargada de la instalación no cuente con el personal capacitado y equipo adecuado. Atraso por lluvias.



## Estructura Organizacional Inicial



## Estructura Desglose de Trabajo (EDT)

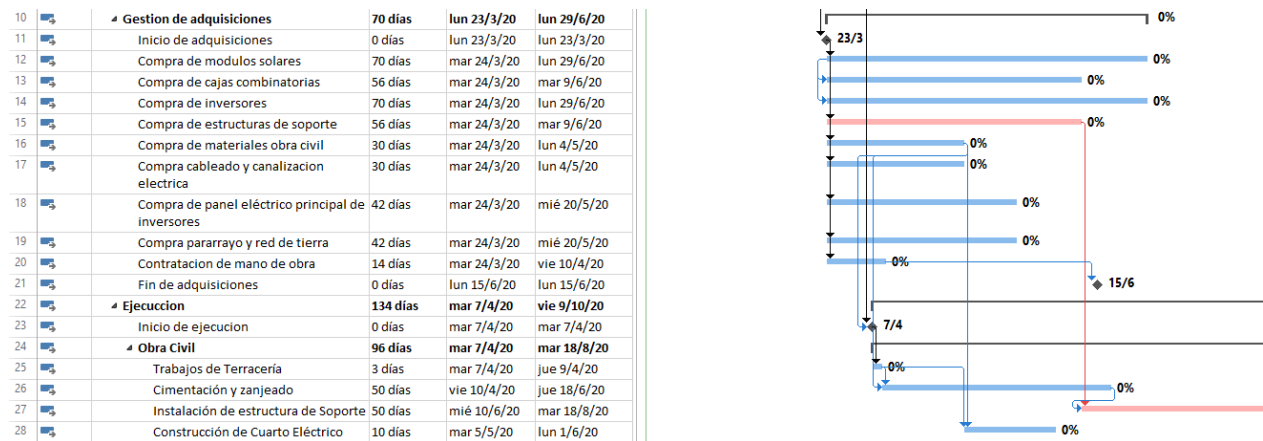


### 6.3 GESTIÓN DEL TIEMPO DEL PROYECTO

A continuación, se presenta el cronograma de trabajo por paquetes de trabajo, con sus actividades debidamente secuenciadas y la duración de estas.

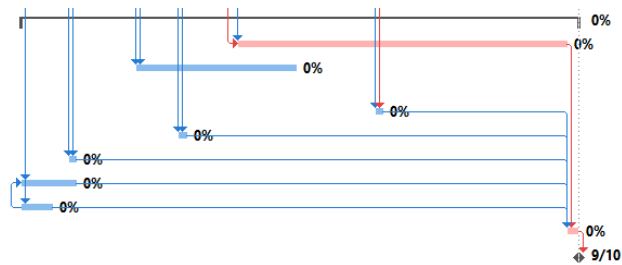


**Figura 36: Project, etapa diseño**



**Figura 37: Project, Gestión de adquisiciones, inicio de ejecución, obra civil**

29	▾ Instalación Eléctrica	102 días	jue 21/5/20	vie 9/10/20
30	Instalación de Paneles Fotovoltaicos	30 días	mié 15/7/20	mar 6/10/20
31	Instalación de canalizaciones y alimentadores	29 días	vie 19/6/20	mié 29/7/20
32	Instalación de Cajas Combinatorias	1 día	mié 19/8/20	jue 20/8/20
33	Instalación de Inversores	1 día	mar 30/6/20	mié 1/7/20
34	Instalación de Panel Principal	2 días	mar 2/6/20	mié 3/6/20
35	Instalación de pararrayo	10 días	jue 21/5/20	mié 3/6/20
36	Instalación de redes de tierra	6 días	jue 21/5/20	jue 28/5/20
37	Puesta en marcha y pruebas	3 días	mié 7/10/20	vie 9/10/20
38	Finalización de las Instalaciones	0 días	vie 9/10/20	vie 9/10/20



**Figura 38: Project, instalaciones eléctricas.**

En la tabla 23, se enlistan los hitos del proyecto, duración y fechas estimadas.

**Tabla 23 Programa de hitos**

<u>Nombre de tarea</u>	<u>Duración</u>	<u>Comienzo</u>	<u>Fin</u>
Inicio de diseño	0 días	lun 3/2/20	lun 3/2/20
Finalización y aprobación del Diseño	0 días	vie 20/3/20	vie 20/3/20
Inicio de adquisiciones	0 días	lun 23/3/20	lun 23/3/20
Fin de adquisiciones	0 días	lun 15/6/20	lun 15/6/20
Inicio de ejecución	0 días	mar 7/4/20	mar 7/4/20
Puesta en marcha y pruebas	3 días	mié 7/10/20	vie 9/10/20
Finalización de las Instalaciones	0 días	vie 9/10/20	vie 9/10/20

## 6.4 GESTIÓN DE LOS COSTOS DEL PROYECTO

En la tabla 24 se define la planificación de los costos, teniendo en cuenta las limitaciones de fondo, la estimación máxima del costo y la determinación del presupuesto.

**Tabla 24 Planificación de costos**

<u>Limitaciones De Fondo</u>	
<p>Aquí se incluye costo directo (Lps. 10,000,000), costos indirectos en el proyecto a niveles superiores (Lps. 3,500,000) y utilidad estimados (Lps. 750,000) según juicio de expertos tendrá un total de Lps. 14,250,000 de costo máximo.</p>	
<u>Determinación del presupuesto</u>	
<u>Inversión Inicial</u>	<u>Monto</u>
Activos Fijos	
Módulos Solares	L 3268,480.63
Inversores	L 836,428.45
Cajas Combinatorias	L 190,408.50
Conductores eléctricos	L 902,296.26
Canalización	L 210,612.54
Estructura de Soporte	L 850,485.08
Panel Principal	L 99,251.25
Red de tierra	L 227,232.84
Obra Civil	L 764,219.00
Medidor de consumo	L 35,989.94
Pararrayos	L 185,722.00
Subtotal 1	L 7571,126.49
Costos de Instalación	L 528,257.28
Imprevistos	L 75,711.26
Costos Indirectos	L 3028,451
Subtotal 2	L 3632,419
Total, Inversión	L 11203,546

## 6.5 GESTIÓN DE LA CALIDAD DEL PROYECTO

Con la tabla 25 se puede verificar la calidad de los entregables que son medibles.

**Tabla 25 Calidad de entregables**

<u>Entregables</u>	<u>Estándar</u>	<u>Indicador</u>	<u>Responsable</u>
Estudio De Prefactibilidad	SERNA	El estudio de prefactibilidad deberá ser aprobado por la Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente	Coordinador de planificación, Ing. Supervisor de calidad.
Ejecución	NEC 2011, IEE STD80, UNE 21-186.	El 100% de las instalaciones eléctricas deberán estar de acuerdo con el NEC.	Ing. Residente eléctrico, Ing. Supervisor de calidad.
	NFPA 70B, 70E	El 100% de los electricistas deberá contar con las certificaciones para hacer la instalación de los equipos especializados.	Ing. Residente eléctrico, Ing. Supervisor de calidad.
	Código del trabajo.	Cumplir con no más del 100% de las horas hombre trabajadas estipuladas en el código del trabajo.	Gerente de proyecto, ing. Supervisor de calidad.
	ASTM	El 100% la obra civil deberá estar de acuerdo con las normas ASTM.	Ing. Residente civil, Ing. Supervisor de calidad.
Puesta En Marca Y Pruebas	Funcionamiento de 12 horas continuas.	El 100% de los equipos funcionarán durante las 12 horas.	Gerente de proyecto, ing. Supervisor de calidad.
	Pruebas al personal capacitado.	Deberán obtener una nota superior a 80%.	Gerente de proyecto, ing. Supervisor de calidad.

## 6.6 GESTIÓN DE LOS RECURSOS HUMANOS DEL PROYECTO

A continuación, se presenta la tabla 26 con los roles y funciones de los principales puestos dentro del proyecto.

**Tabla 26 Matriz de roles y funciones**

<u>Matriz de roles y funciones</u>											
MATRIZ DE ROLES Y FUNCIONES ADAPTACION DEL PROYECTO	RESPONSABLE DE EJECUCION DE ROLES Y FUNCIONES										
	Gerente de proyecto	Plamificador de proyecto	Ing. Costos	Ing. Diseño	Ing. Supervisor calidad	Ing. Residente eléctrico	Ing. Residente civil	Ing. Control	Analista de compras	Contratista eléctrico	Contratista Civil
<u>PLANEACION</u>											
PLAN DEL PROYECTO											
PRESUPUESTO BASE											
DISEÑO											
DIAGRAMA ORGANIZACIONAL DEL PROYECTO											
MATRIZ DE ROLES Y FUNCIONES											
PROGRAMA RUTA-CRITICA (MS PROJECT)											
MATRIZ DE RIESGOS											
MATRIZ DE ADQUISICIONES											
<u>EJECUCION</u>											
ESTATUS SEMANAL											
REPORTE MENSUAL											
LISTAS DE ASEGURAMIENTO DE CALIDAD											
ADMINISTRACION DE COTIZACIONES ADICIONALES											
ELABORACIÓN DE ESTIMACIONES CLIENTE											
COBRO DE ESTIMACIONES CLIENTE											
ELABORACIÓN DE ESTIMACIONES CONTRATISTA											
PAGO DE ESTIMACIONES CONTRATISTA											
ENTREGA DE INFORME FINAL DE PROYECTO											

## 6.7 GESTIÓN DE LOS RECURSOS DE COMUNICACION DEL PROYECTO

A continuación, se presenta la tabla 27 con una lista de información la cual se debe de compartir con los interesados pertinentes, la frecuencia con la cual se estará compartiendo, el formato a seguir, responsable, a quien comunicar y la metodología o tecnología a utilizar.

**Tabla 27 Matriz de comunicaciones**

<u>Información</u>	<u>Frecuencia De Comunicación</u>	<u>Responsable De Comunicar</u>	<u>Grupo Receptor</u>	<u>Lugar Y Fecha</u>	<u>Metodología O Tecnología</u>
Avances del proyecto	Semanal	Ing. Residente eléctrico  Ing. Residente civil	Gerente de proyecto  Ing. control	En oficina del proyecto, todos los viernes a las 3 pm	Se informará vía Correo
Avances del proyecto	Mensual	Gerente de proyecto	Cliente, por parte de STANDAR FRUIT DE HONDURAS	En oficina de Proyecto, el último sábado de cada mes.	Se informará vía Correo Informe impreso archivo PowerPoint
Plan de Proyecto	Inicial / quincenal	Ing. Residente eléctrico  Ing. Residente civil	Gerente de proyecto  Ing. control	En oficina del proyecto, jueves de por medio a las 10 am.	Se informará vía Correo Informe impreso archivo Excel
Obras Adicionales, Ordenes de Cambio.	Semanal	Ing. Residente eléctrico  Ing. Residente civil	Gerente de proyecto  Cliente, por parte de STANDAR FRUIT DE HONDURAS	En Oficina de proyecto los lunes a las 9 am.	Se confirmarán por parte del cliente y supervisión ordenes de cambio: vía correo, solicitud directa firmada en bitácora y Nota formal firmada y sellada.



**Continuación de la tabla 27**

<u>Información</u>	<u>Frecuencia De Comunicación</u>	<u>Responsable De Comunicar</u>	<u>Grupo Receptor</u>	<u>Lugar Y Fecha</u>	<u>Metodología O Tecnología</u>
Pruebas de puesta en Marcha Sistema Eléctrico, sistema civil	Cada vez que lo amerite.	Ing. Residente eléctrico. Ing. Residente civil.	Gerente de proyecto. Cliente, por parte de STANDAR FRUIT DE HONDURAS. Ing. calidad	Proyecto sistema solar fotovoltaico para estación de riego naranjo B.	Se realizan pruebas de puesta en Marcha de los sistemas y equipos, se deberá informar a supervisión para validar pruebas.
Estimaciones Avance de Obra Sistema Eléctrico, sistema civil	Mensual.	Ing. Residente eléctrico. Ing. Residente civil.	Gerente de proyecto Cliente, por parte de STANDAR FRUIT DE HONDURAS.	Oficinas de proyecto.	El Gerente del proyecto proporcionará la estimación para revisión y aprobación por parte del cliente. Será enviado vía correo el documento para su respectiva aprobación. ICCE asignará a un analista financiero para el seguimiento proceso de pago.
Órdenes de compra nacionales	Diario /Semanal.	Analista de compra.	Gerente de proyecto.	Proyecto sistema solar fotovoltaico para estación de riego naranjo B.	Coordinar vía correo, revisión de estatus de compras.

## 6.8 GESTIÓN DE LOS RIESGOS DEL PROYECTO

Cabe mencionar los riesgos que solo queda asumirlos como ser cualquier fenómeno natural como ser lluvia, huracán entre otros, robo por la inseguridad del país, crisis política la cual no permita llegar a su destino y tenga atraso en tiempo y costos.

A continuación, en la figura 39 se presenta una lista de riesgos que nos puede afectar en nuestro proyecto, con sus posibles respuestas, el plan de acción si llegasen a ocurrir y el costo de la respuesta, el cual se encuentra diluido en los imprevistos.

ITEM	DESCRIPCION - WBS	ENTREGABLE PROPUESTO	CAUSA	RIESGO/EFFECTO	RESPUESTA AL RIESGO	PROBABILIDAD	COSTO DE LA RESPUESTA
1.00	Estudio técnico	Estudio de prefactibilidad	Falta de conocimiento por parte de personal a realizar el estudio técnico	Atraso en la determinación del alcance	Capacitación del personal a desarrollar el estudio de prefactibilidad	15%	L. 5,000.00
2.00	Estudio financiero		Falta de conocimiento por parte de personal a realizar el estudio financiero				
3.00	Elaboración de planos de construcción	Diseño	Falta de personal a realizar planos.	Entrega tardía de planos de construcción	Trabajar tiempo extra, contratación de personal	30%	L. 3,200.00
4.00	Elaboración de cantidades de obra		Falta de conocimiento por parte de personal a realizar las cantidades de obra y especificaciones técnicas	No cumplimiento con todos los requerimientos para una instalación de este tipo.	Capacitación del personal a desarrollar las cantidades de obra y especificaciones técnicas	15%	L. 5,000.00
5.00	Elaboración de especificaciones técnicas		No cumplimiento con todos los requerimientos para una instalación de este tipo.			15%	
6.00	Obra civil	Ejecución	Materiales de baja calidad	Obras civiles no conforme con estándares de calidad	Supervisión en compra y contratación de materiales y mano de obra respectivamente	50%	L. 4,000.00
			Mano de obra no calificada				
	Mala comunicación con proveedor, tramites aduaneros		Atraso en la entrega de materiales y equipo	Mantener comunicación continua con proveedor, revisar estatus de la entrega de materiales y equipo	50%	L. 5,000.00	
7.00	Instalaciones eléctricas		Materiales de baja calidad	Obras civiles no conforme con estándares de calidad	Supervisión en compra y contratación de materiales y mano de obra respectivamente	50%	L. 4,000.00
		Mano de obra no calificada					
						<b>TOTAL</b>	<b>L. 26,200.00</b>

**Figura 39: Matriz de riesgo**

## 6.9 GESTIÓN DE LAS ADQUISICIONES DEL PROYECTO

A continuación, se presenta la tabla 28 con una lista de materiales, con cantidades y fecha en semana estimada, así como el tipo de proveedor si será local o del extranjero. También se menciona el presupuesto, todo esto está desarrollado en el año 2020.

**Tabla 28 Matriz de adquisiciones**

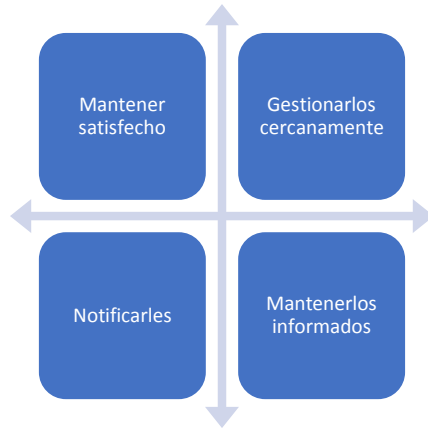
<u>Texto breve</u>	<u>Cantidad solicitada</u>	<u>UN</u>	<u>Presupuesto</u>	<u>Marzo</u>		<u>Abril</u>		<u>Mayo</u>		<u>Proveedor</u>	
				<u>S2</u>	<u>S4</u>	<u>S6</u>	<u>S7</u>	<u>S8</u>	<u>S10</u>	<u>Local</u>	<u>Extranjero</u>
Módulos Solares	1179	Un	L 3,268,480.63						1151		Si
Cajas Combinatorias	5	Un	L 190,408.50					5			Si
Inversores	5	Un	L 836,428.45					5			Si
Soportes	15	Un	L 850,485.08					15			Si
Materiales Obra Civil	1	Glb	L 764,219.00		1					Si	
Cable Y Canalización Eléctrica	1	Glb	L 1,112,908.8		1					Si	
Panel Eléctrico De Inversores	1	Un	L 99,251.25			1					Si
Medidor De Consumo	1	Un	L 35,989.94					1		Si	
Pararrayo Y Red De Tierra	1	Glb	L 412,954.84			1					Si
Mano De Obra	1	Glb	L 528,257.28	1						Si	
<b>Total</b>			<b>L. 8,099,383.77</b>								

## 6.10 GESTIÓN DE LOS INTERESADOS DEL PROYECTO

A continuación, se presenta un listado con los principales interesados:

1. Standard Fruit de Honduras
2. Celsia
3. Vecinos de la aldea de Coyoles
4. Bomberos
5. ENEE
6. EEH
7. Estado de Honduras

A continuación, en la figura 40, se presenta una matriz de interesados del nivel de poder e interés



**Figura 40: Matriz de interesados**

Teniendo así en el grupo de gestionarlos cercanamente a Estándar Fruit de Honduras y Celsia.

En el grupo de mantener satisfechos están los vecinos de la aldea de Coyoles.

En el grupo de mantener informados a el cuerpo de bomberos de Olanchito y la ENEE.

En el grupo de notificarles estarían EEH y el estado de Honduras.

## BIBLIOGRAFÍA

- AG, S. S. T. (s. f.). *SUNNY HIGHPOWER PEAK1*. Recuperado 11 de diciembre de 2019, de <https://www.sma.de/es/productos/inversor-fotovoltaico/sunny-highpower-peak1.html>
- BCIE. (2019, mayo 29). *UCR y BCIE inauguran Sistema de Almacenamiento de Energía y Generación Fotovoltaica*. Banco Centroamericano de Integración Económica - BCIE. <https://www.bcie.org/novedades/noticias/articulo/ucr-y-bcie-inauguran-sistema-de-almacenamiento-de-energia-y-generacion-fotovoltaica/>
- Bellini, E. (2019). *IRENA predicts LCOE of solar will drop to \$0.01-0.05 by mid century*. Pw Magazine International. <https://www.pv-magazine.com/2019/11/13/irena-predicts-lcoe-of-solar-will-drop-to-0-01-0-05-by-mid-century/>
- Bloomberg. (2019). *Solar and Wind Power So Cheap They're Outgrowing Subsidies*. *Bloomberg.Com*. <https://www.bloomberg.com/news/features/2019-09-19/solar-and-wind-power-so-cheap-they-re-outgrowing-subsidies>
- Cajas Combinadoras—Combiner Box*. (s. f.). *evoluo-paneles*. Recuperado 11 de diciembre de 2019, de <https://www.paneles-solares.com.mx/cajascombinadoras>
- Castellanos, R. A. G., Lavín, M. Y., & Lorenzo, L. D. C. (2003). *Metodología de la Investigación Científica para las Ciencias Técnicas*. 59.
- CFI. (2019). *Levelized Cost of Electricity (LCOE)—Overview, How To Calculate*. <https://corporatefinanceinstitute.com/resources/knowledge/finance/levelized-cost-of-energy-lcoe/>
- Colegio Oficial de Ingenieros de Telecomunicación, & Grupo de Nuevas Actividades Profesionales. (2007). *Energía solar fotovoltaica*. Colegio Oficial Ingenieros de Telecomunicación.

- Colindres, J. (2015). *Apertura del Mercado Energético en Honduras*. 32.
- Componentes de una Instalación Solar Fotovoltaica*. (s. f.).
- CONERMEX. (s. f.). *02 Manual de operacion e instalacion Caja Combinadora.pdf*.
- CREE. (2019). *Historial de Tarifas | CREE*. <http://cree.gob.hn/historial-de-tarifas/>
- Diseño de una Instalación Y Alimentación Eléctrica de un Comedor Industrial por Medio de Generación Distribuida*. (s. f.). Recuperado 9 de septiembre de 2019, de <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/jspui/bitstream/132.248.52.100/624/4/A-4.pdf>
- FAO. (2011). *Sistema de riego con energía solar en el desierto de Atacama*. <http://www.fao.org/in-action/agronoticias/detail/es/c/508845/>
- FAO. (2016). *Agricultura sostenible: Una herramienta para fortalecer la seguridad alimentaria y nutricional en América Latina y el Caribe*. 48.
- FAO. (2018). *FAO - Noticias: Buenas perspectivas para los sistemas de riego con energía solar*. <http://www.fao.org/news/story/es/item/1116521/icode/>
- GLOBALG.A.P. (2014). *De Honduras, Standard Fruit*. <https://oc8.globalgap.org/es/Profiles/de-Honduras/>
- Google Earth. (2019). *Grupos de Riego Naranja B [Map]*.
- IEEE. (2001). *CRITERIOS DE DISEÑO PARARRAYOS Y RED DE TIERRA.docx*.
- Inaugurado en Honduras el mayor proyecto solar de Centroamérica*. (2015). <https://elperiodicodelaenergia.com/inaugurado-en-honduras-el-mayor-proyecto-solar-de-centroamerica/>
- La FAO y los 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible*. (s. f.). Recuperado 10 de septiembre de 2019, de <http://www.fao.org/3/a-i4997s.pdf>
- Lamigueiro, O. P. (2018). *Energía Solar Fotovoltaica*. 186.

- Martín, L. G. (2016). *ESTUDIO COMPARATIVO DE DIFERENTES TECNOLOGÍAS RENOVABLES EN UN HORIZONTE 2020*. 147.
- Meza, V., & Laínez, V. (1973). *EL ENCLAVE BANANERO EN LA HISTORIA DE HONDURAS*. 39.
- Moran, M. (2016). *Energía. Desarrollo Sostenible*.  
<https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/energy/>
- Moreno, K. A. R., & Fajardo, A. A. P. (2014). *SISTEMA DE RIEGO POR ASPERCIÓN PROGRAMADO UTILIZANDO ENERGÍA FOTOVOLTAICA EN LA FINCA PALACIOS UBICADA EN EL VALLE LA CRUZ-JINOTEGA*. 90.
- Mossande, A. R., Brown Manrique, O., Mujica Cervantes, A., Mata Rodriguez, C., & Osorio León, I. (2015). Riego por goteo con energía solar para el tomate en Cavaco, Benguela, Angola. *Revista Ciencias Técnicas Agropecuarias*, 24(2), 11-17.
- Narváez, V. R. (2008). *ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA EN CUBIERTA Y CONECTADA A RED EN EL INSTITUTO DE ENSEÑANZA SECUNDARIA "FRANCISCO SALINAS" DE SALAMANCA*. 31, 99.
- Novedades en energías renovables en Centroamérica. (2015, noviembre 10). *Central Law*.  
<http://www.central-law.com/es/novedades-en-energias-renovables-en-centroamerica/>
- Nueva planta de energía solar de 10 MW - Market Data México*. (2019).  
[https://www.centralamericadata.com/es/article/home/Energa\\_Nueva\\_planta\\_solar\\_de\\_10\\_MW](https://www.centralamericadata.com/es/article/home/Energa_Nueva_planta_solar_de_10_MW)
- Poder Legislativo de Honduras. (2007). *Ley de Promoción a la Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables.pdf*.  
<http://www.poderjudicial.gob.hn/CEDIJ/Documents/Ley%20de%20Promocion%20a%20I>

a%20Generacion%20de%20Energia%20Electrica%20con%20Recursos%20Renovables.pdf

Poder Legislativo de Honduras. (2014). *Ley General de la Industria Eléctrica Honduras—Decreto 404-2014.pdf*.

<http://www.enee.hn/noticias/Ley%20General%20de%20la%20Industria%20Electrica%20Honduras%20-%20Decreto%20404-2014.pdf>

Ramos López, H., & Luna Puentes, R. (2014). *DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO EN LA UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE SALAMANCA*.

Rey, C. M. E. (2017). *GUIA METODOLOGICA PARA LA IMPLEMENTACION DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS A PEQUEÑA ESCALA EN COLOMBIA*. 131.

Santiago, A., Sautto, J. M., & Bouza, C. N. (2013). *ESTIMACIÓN DEL COSTO NIVELADO POR GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN AEROGENERADORES: EVIDENCIA EMPÍRICA DE MÉXICO*. 14.

Schneider. (2019). *Tableros potencia I-Line | Schneider Electric*.  
<https://www.se.com/cr/es/product-range-presentation/7269-tableros-potencia-i-line/>

Scientia et Technica. (2003). *Dialnet-CALCULO DE LA MALLA DE PUESTA A TIERRA DE UNA SUBESTACION-4846270.pdf*.

SDE México. (2019, febrero 4). ¿Qué son las cajas combinadoras? | SDE México, distribuidor mayorista fotovoltaico. *SDE México*. <http://www.sde.mx/que-son-las-cajas-combinadoras/>

*Solar photovoltaic for SARD ES.pdf*. (s. f.). Recuperado 9 de septiembre de 2019, de <http://www.fao.org/uploads/media/Solar%20photovoltaic%20for%20SARD%20ES.pdf>

Solartec. (2018). *Energía solar fotovoltaica – Solartec Solutions*.  
<http://solartec.solutions/2018/08/12/articulo-3/>



SUBSOLE. (s. f.). *Subsole*. Recuperado 10 de septiembre de 2019, de <http://www.subsole.com/>,  
<http://www.subsole.com/>

## ANEXOS

Entrevista con personal de Standard Fruit de Honduras

¿Cuáles son los sistemas de riego que utilizan actualmente en sus plantaciones?

R// El más utilizados en la empresa son los sistemas de riego por aspersión.

¿Qué problemas han tenido en el suministro de energía para sus sistemas de riego?

Mala calidad de la energía y suspensión del suministro

¿Están conformes con los costos actuales de la energía por parte de su proveedor?

R// En el último año los costos de la energía han aumentado por encima de las proyecciones esperadas, por lo cual la empresa debería considerar opciones enfocadas en disminuir costos por consumo de energía

¿Tienen planes a corto plazo de expandir sus plantaciones a nivel nacional?

R// Existe planes a corto de plazo de expansión de las plantaciones existentes y creación de nuevas parcelas de cultivos.

¿Cuentan con área disponible para la instalación de un sistema solar para sus estaciones de bombeo?

R// Existen plantaciones en las cuales las estaciones de riego se encuentran a la orilla de los cultivos, en estos casos se contaría con área para la instalación, pero en otros casos la estación de riego se encuentra en el centro, por lo cual no sería viable, ya que se tendría que eliminar cultivo para instalar un sistema de energía solar y la empresa no está dispuesta a sacrificar la producción, por lo cual una de las estaciones que se puede prestar para el estudio es la estación de riego Naranja B en la aldea Coyoles Central del municipio de Olanchito departamento de Yoro.

¿Estarían interesados en invertir en una fuente de energía renovable que sea confiable para sus estaciones de bombeo?

R// La empresa no está dispuesta a realizar inversiones iniciales de gran magnitud, sin embargo, estaría interesada en una propuesta enfocada a la instalación del sistema por una empresa externa a la cual se le pueda realizar la compra de la energía generada por el sistema a una tasa de cobro más baja que la del proveedor actual de energía.

## Carta de compromiso para asesoría temática

Señores Facultad de Postgrado UNITEC.

Por este medio yo Héctor Villatoro Flores

Identidad No. 0101-1988-01412, Licenciado en Ing. Mecatrónica

Maestría en Gestión de Ciencia y Tecnología

Doctorado en Gestión de Ciencia y Tecnología

Hago constar que asumo la responsabilidad de asesorar técnicamente el trabajo

de Tesis de Maestría denominado

Estudio de prefactibilidad para Implementar  
un Sistema Fotovoltaico en la Estación de Riego Naranja B

a ser desarrollado por el (los) estudiante(s):

Heber David Zelaya Escobar

Miguel Angel Puerto Caballero

Para lo cual me comprometo a realizar de manera oportuna las revisiones y facilitar las observaciones que considere pertinentes a fin de que se logre finalizar el trabajo de tesis en el plazo establecido por la Facultad de Postgrado.

En la ciudad de San Pedro Sula Departamento Cortés

Fecha 11/12/2019

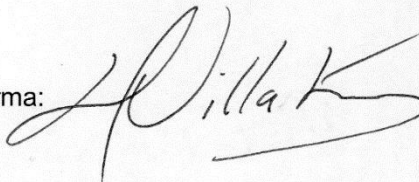
Nombre Héctor Villatoro Firma: 

Figura 41: Carta de compromiso para asesoría temática

## Carta de Aceptación de Proyecto de Tesis

La Ceiba, Atlántida 12 de ago. de 19

Lic. Triminio

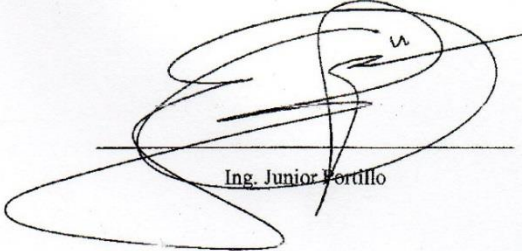
Asesor Metodológico de Tesis

UNITEC

Tengo el agrado de dirigirme a usted, con la finalidad de hacer de su conocimiento que los ingenieros Heber Zelaya y Miguel Puerto estudiantes de programa de postgrados de administración de proyectos de la institución que usted representa, se les ha permitido realizar sus estudios de investigación para el desarrollo de su tesis en el departamento de riego de la STANDARD FRUIT de HONDURAS en la implementación de un sistema de energía solar para la estación de riego Naranja B.

Sin más, me despido de usted cordialmente.

Atentamente.



Ing. Junior Cortillo

**Figura 42: Carta de aceptación de Proyecto de Tesis**



**DISTRIBUIDORA INDUSTRIAL, S.A. DE C.V.**

IMPORTACION Y VENTA DE MATERIALES ELECTRICOS  
 3 AVE. S.E. ENTRE 18 Y 19 CALLE, B.O. LAS PALMAS 3 AVE. S.E. ENTRE 27 Y 31 CALLE, COL. LA PAZ  
 APDO. POSTAL No. 219 SAN PEDRO SULA, HONDURAS APDO. POSTAL No. 219 SAN PEDRO SULA, HONDURAS  
 PBX: 2556-7325, 2556-7138 FAX: 2556-8010 PBX: 2556-9673, 2556-8782 FAX: 2556-5069  
 chepecana@distribuidoraindustrial.net / venta@distribuidoraindustrial.net / jc@distribuidoraindustrial.net  
 R.T.N. : 05019004091131

COTIZACION AL:		CONTADO		Fecha:	06/12/2019	Número:	00284608	
Cliente: CONSUMIDOR FINAL				Vence:	11/12/2019	Página:	1	
RTN:				Vendedor:	SUAZO IRMA	Grav	Precio	Valor
Cantidad	Artículo	Descripción						
1,786.00	THHN8NE	CABLE THHN 8 NEGRO	15	9.31	16,827.66			
99.00	THHN14NE	CABLE THHN14 NEGRO	15	1.71	169.29			
394.00	THHN2NE	CONDUCTOR DE COBRE No 2	15	22.89	9,018.66			
132.00	THHN8NE	CABLE THHN 8 NEGRO	15	6.25	825.00			
2,697.00	THHN350MCMCEC	CABLE	15	115.36	311,125.92			
450.00	THHN1MEC	CONDUCTOR DE COBRE 10 AWGTHWN	15	37.01	18,654.50			
1.00	HCP36866M	PANEL I-LINE 600A C/M 16 ESPACIOS	15	55,326.27	55,326.27			
5.00	FA34100	INTERR. INDUST. I-LINE 3P 100A	15	3,094.54	15,472.70			
170.00	PVCTUBO2	TUBO CONDUIT PVC 2 SCH 40	15	195.69	33,267.30			
43.00	PVCTUBO4	TUBO CONDUIT PVC 4 SCH 40	15	572.71	24,628.53			
1.00	PVCCODO2	CURVA PVC 2 PULG. 90 CEDULA 40	15	62.35	62.35			
1.00	PVCCODO4	CURVA PVC 4 PULG. 90 CEDULA 40	15	323.86	323.86			
1.00	87207	PEGAMENTO P/PVC 1/4 GL.	15	361.77	361.77			
1.00	PVCTUBO1	TUBO CONDUIT PVC 1 SCH40	15	89.94	89.94			
24.00	PVCTUBO1-1/4	TUBO CONDUIT PVC 1-1/4 SCH 40	15	118.73	2,849.52			
1.00	CHULCONDUIT2	TUBERIA CONDUIT 2	15	773.00	773.00			
1.00	CHULCONDUIT1	TUBERIA CONDUIT 1	15	354.32	354.32			
1.00	PVCADAPTADOR2	ADAPTADOR PVC 2 CEDULA 40	15	14.40	14.40			
1.00	PVCADAPTADOR4	ADAPTADOR PVC 4 MACHO CEDULA40	15	70.32	70.32			
1.00	CURVA2C	CURVA CONDUIT 2 X 90 GRADOS	15	228.82	228.82			
1.00	CURVA1C	CURVA CONDUIT 1 X 90	15	83.07	83.07			
1.00	CAMISA1C	CAMISA CONDUIT 1	15	17.69	17.69			
1.00	CAMISA2C	CAMISA CONDUIT 2	15	36.43	36.43			
2.00	BX2C/F	TUBERIA BX CON FORRO 2	15	63.07	126.14			
3.00	BX1C/F	TUBERIA BX CON FORRO 1	15	21.00	63.00			
1.00	LTRECTO1	CONECTOR LT RECTO 1	15	30.20	30.20			
1.00	LTRECTO2	CONECTOR LT RECTO 2	15	78.09	78.09			
1.00	TVS4EMA16A	SUPRESOR 160KAMO 480V	15	54,385.02	54,385.02			

DISTRIBUIDORA INDUSTRIAL, S.A. DE C.V.

	Sub-Total	L	543,061.77
	Venta Exenta	L	0.00
	Venta Grabada	L	543,061.77
	Impuesto	L	81,459.27
	Neto	L	624,521.04

Figura 43: Cotización de materiales elaborada por Distribuidora Industrial










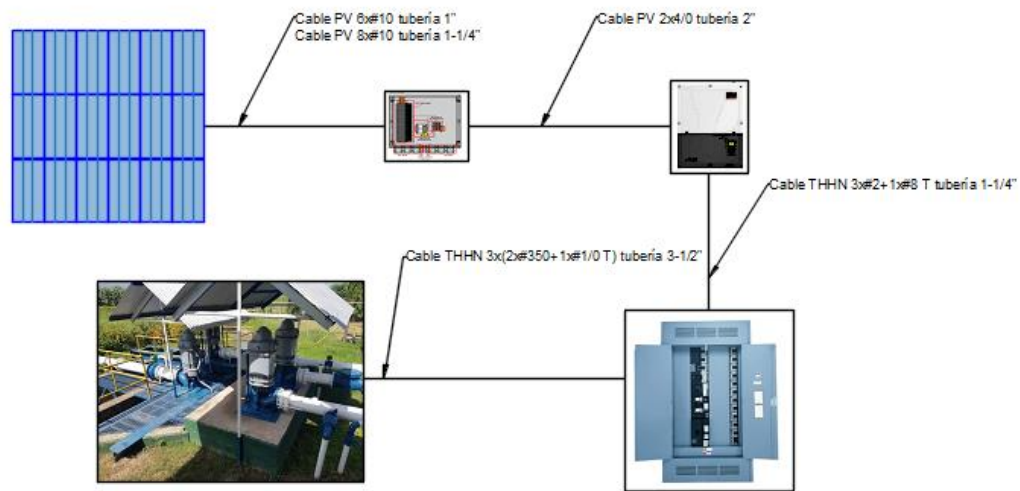
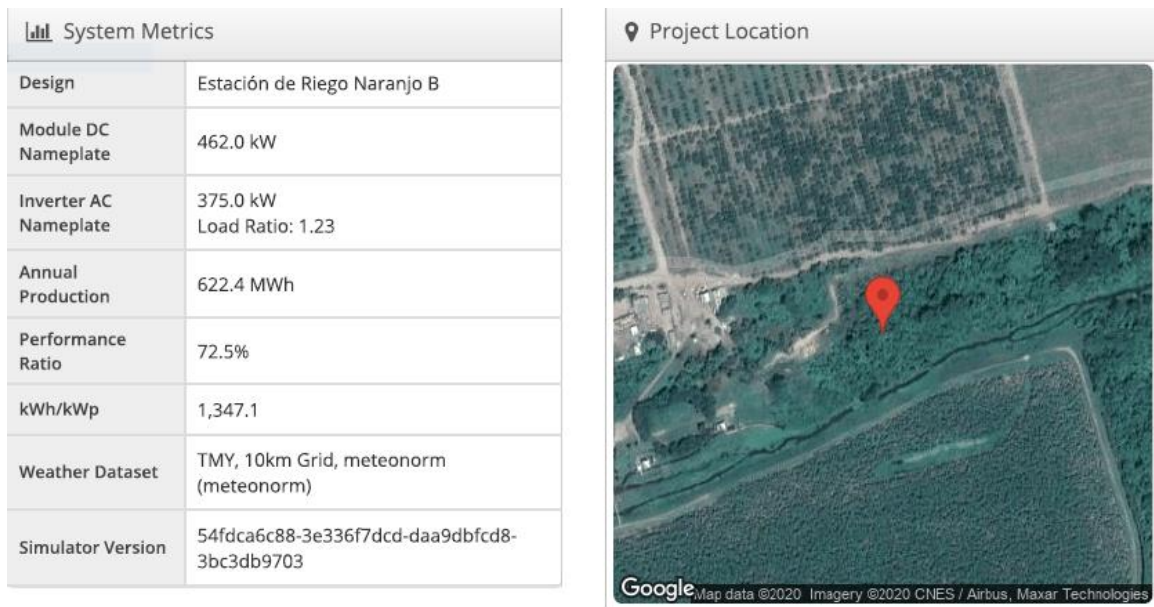
<b>TIENDA PRINCIPAL</b> Barrio La Guardia, 17 y 20 calle 3ra Avenida atras de Lovable. San Pedro Sula, Honduras, C.A PBX: (504) 2508-0083		 <b>PROVEEDORA ELECTRICA S.A. DE C.V.</b> Materiales eléctricos para alta y baja tensión		<b>SUCURSAL TEGUCIGALPA</b> Aldea la Cañada, Anillo Periferico, a tras de Gasolinera Texaco. Tegucigalpa, Honduras, C.A. PBX (504) 2269-1241 al 49	
  		<b>COTIZACION</b>		  	
Nombre: ING. MIGUEL ANGEL PUERTO Atencion a: Proyecto: PANELES SOLARES Elaboró: LUISA MELENDEZ		COTIZACIÓN N° A / 34099 / NORMAL Fecha documento: 09/12/2019 Fecha Impresión: 09/12/2019 8:17:18 Ejecutivo: SIN CARTERA ASIGNADA			
CODIGO	DESCRIPCIÓN	Cantidad	Precio Unitario	Total	
1	0700171101 - CONDUCTOR THHN # 6 NEGRO	1,786	L 9.0400	L 16,145.44	
2	0700170701 + CONDUCTOR THHN # 14 CABLE NEGRO.	99	L 1.6900	L 167.31	
3	0700171301 + CONDUCTOR THHN # 2 NEGRO	394	L 22.8400	L 8,998.96	
4	0700171001 - CONDUCTOR THHN # 8 NEGRO	132	L 6.0600	L 799.92	
5	0700171900 - CONDUCTOR ELECTRICO THHN # 350 MCM	2,697	L 127.7600	L 344,568.72	
6	0700171400 + CONDUCTOR ELECTRICO THHN # 1/0	450	L 40.6100	L 18,274.50	
7	0482001572 = ENT PANEL 3F+N CON MAIN 600A 600V BARRAS 65KA GE	1	L 58,206.1200	L 58,206.12	
8	0482001561 - ENT BREAKER FRAME 3P 100A 600V 18KA EZSEDA36AT0100 GE	5	L 16,698.9500	L 83,494.75	
9	0400200553 + TUBO PVC CED 40 2" 10FT	170	L 197.6300	L 33,597.10	
10	0400200556 + TUBO PVC CED 40 3" 10FT	43	L 399.8700	L 17,194.41	
11	0600210145 + CURVA PVC SH 40 2"	1	L 53.4700	L 53.47	
12	0600210180 + CURVA PVC SH 40 3"	1	L 157.7800	L 157.78	
13	0600310530 + CAMISA PVC SH 40 2"	1	L 16.0700	L 16.07	
14	0600310820 = CAMISA PVC SH 40 3"	1	L 44.5100	L 44.51	
15	0400200552 + TUBO PVC CED 40 1" 10FT	2	L 93.0500	L 186.10	
16	0400200554 + TUBO PVC CED 40 1 1/4" 10FT	24	L 124.1400	L 2,979.36	
17	0600600850 - TUBO RMC 1"	1	L 534.5200	L 534.52	
18	0680200100 + TUBERIA BX C/F DE 1"	10	L 19.8700	L 198.70	
19	0680200200 + TUBERIA BX C/F DE 2"	10	L 62.0000	L 620.00	
20	0681000100 + CONECTOR LT RECTO BX C/F DE 1"	1	L 28.4500	L 28.45	
21	0681000200 + CONECTOR LT RECTOCBX C/F DE 2"	1	L 95.0600	L 95.06	
SEISCIENTOS SETENTA Y CUATRO MIL TRESCIENTOS QUINCE 44/100 Lempiras			<b>SubTotal:</b>	<b>L 586,361.25</b>	
Comentarios:			<b>Iva:</b>	<b>L 87,954.19</b>	
			<b>Total:</b>	<b>L 674,315.44</b>	
<b>FIRMA DE ACEPTADO</b>					
VALIDEZ DE LA OFERTA: PRECIOS Y EXISTENCIAS SUJETOS A DISPONIBILIDAD VENTA GARANTIA SEGUN CONDICIONES DE FÁBRICA. * VALIDES DE OFERTA PARA CODUCTOR 5 DIAS RESTO 15 DIAS APARTIR DE LA EMISION DE LA COTIZACION					
Pagina #: 1					

Figura 44: Cotización de materiales elaborada por PELSA

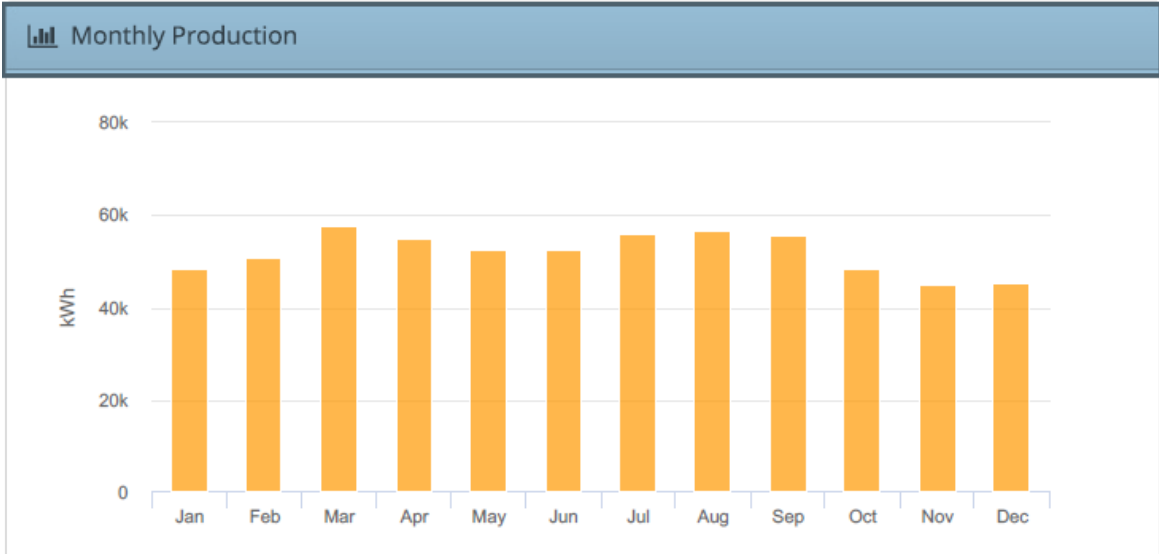


**Figura 45: Diagrama Unifilar de la Instalación Eléctrica.**

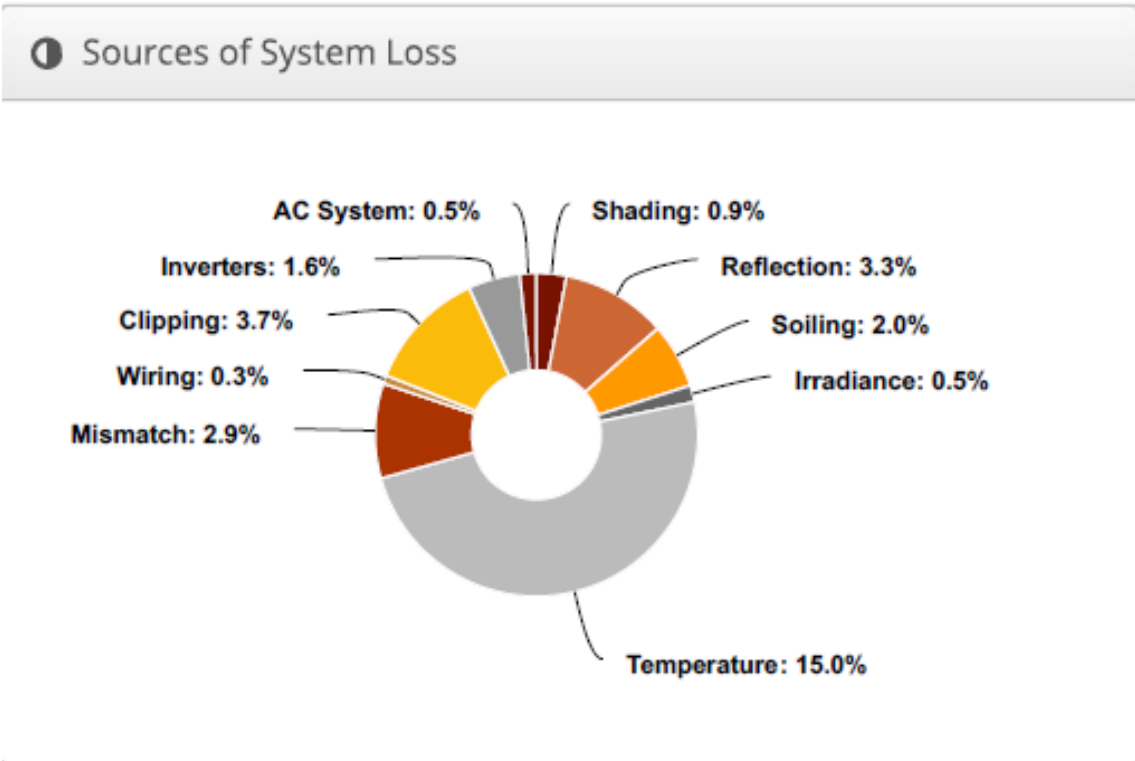


**Figura 46: Resumen de simulación en software Helioscope.**





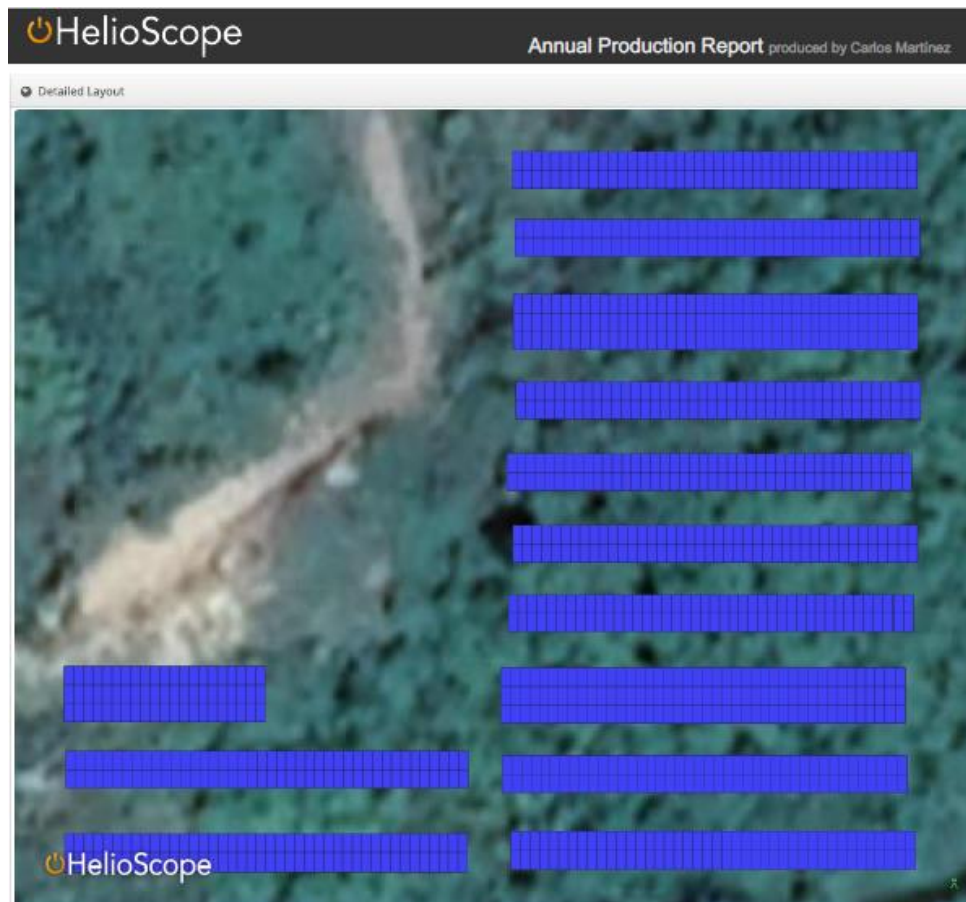
**Figura 47: Producción de energía eléctrica mensual en software Helioscope.**



**Figura 48: Origen de pérdidas de energía en software Helioscope.**

Components		
Component	Name	Count
Inverters	Sunny HighPower Peak1 75-10 (SMA)	5 (375.0 kW)
Strings	10 AWG (Copper)	65 (2,439.1 m)
Module	Canadian Solar, CS3W-400 (1000V) (400W)	1,155 (462.0 kW)

**Figura 49 Componentes del sistema fotovoltaico en software Helioscope.**



**Figura 50 Distribución de los módulos fotovoltaico en software Helioscope.**

**ELECTRICAL DATA | STC\***

CS3W	395P	400P	405P	410P	415P
Nominal Max. Power (Pmax)	395 W	400 W	405 W	410 W	415 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	38.5 V	38.7 V	38.9 V	39.1 V	39.3 V
Opt. Operating Current (Imp)	10.26 A	10.34 A	10.42 A	10.49 A	10.56 A
Open Circuit Voltage (Voc)	47.0 V	47.2 V	47.4 V	47.6 V	47.8 V
Short Circuit Current (Isc)	10.82 A	10.90 A	10.98 A	11.06 A	11.14 A
Module Efficiency	17.88%	18.11%	18.33%	18.56%	18.79%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C				
Max. System Voltage	1500V (IEC/UL) or 1000V (IEC/UL)				
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)				
Max. Series Fuse Rating	20 A				
Application Classification	Class A				
Power Tolerance	0 ~ + 5 W				

\* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m<sup>2</sup>, spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

**ELECTRICAL DATA | NMOT\***

CS3W	395P	400P	405P	410P	415P
Nominal Max. Power (Pmax)	293 W	297 W	301 W	304 W	308 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	35.1 V	35.3 V	35.5 V	35.7 V	35.9 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.35 A	8.42 A	8.48 A	8.52 A	8.58 A
Open Circuit Voltage (Voc)	44.0 V	44.2 V	44.4 V	44.6 V	44.8 V
Short Circuit Current (Isc)	8.72 A	8.78 A	8.85 A	8.90 A	8.97 A

\* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m<sup>2</sup>-spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

**MECHANICAL DATA**

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline
Cell Arrangement	144 [2 X (12 X 6)]
Dimensions	2108 X 1048 X 40 mm (83.0 X 41.3 X 1.57 in)
Weight	24.9 kg (54.9 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy, crossbar enhanced
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4 mm <sup>2</sup> (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 500 mm (19.7 in) (+) / 350 mm (13.8 in) (-); landscape: 1400 mm (55.1 in); leap-frog connection: 1670 mm (65.7 in)*
Connector	T4 series
Per Pallet	27 pieces
Per Container (40' HQ)	594 pieces

\* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

**TEMPERATURE CHARACTERISTICS**

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.37 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.29 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	42 ± 3°C

**Figura 51 Ficha técnica de modulo solar HIKY 400P de Canadian Solar.**

## General technical data

Type definition: **SOL-SC1-16ST-0-F1-21**

- Rated voltage  $U_E = 1000V$  DC
- Max. continuous operating voltage  $U_{max} = 1100V$  DC (Only short-time condition, without output load towards inverter)
- Nominal current per string  $I_{nc} = 9A$  DC
- Max. current per string  $I_{nc(max)} = 12,5A$  DC (With limited temperature range)
- Protection degree IP65
- Ambient temperature range  $-20^{\circ}C \dots +60^{\circ}C$  (Derating above  $+45^{\circ}C$ )
- Enclosure material Glass fibre reinforced polyester
- Dimensions (WxHxD in mm) 400x400x200
- Supplementary equipment 1x Pressure compensation element
- Surge protection No SPD
- DC Input strings
  - o Number of strings: 16
  - o Monitoring: No monitoring
  - o String protection: 16 fuse holders (Only + side of strings protected)
  - o Fuse holder connection: Screw terminal fuse holder
  - o Fuses: 16 fuses 15A gPV 10,3x38 preassembled
  - o String connection DC-: Push-In terminal blocks
  - o String entry for "+" side: 3x cable gland M40 with multiple hole inserts
  - o String entry for "-" side: 3x cable gland M40 with multiple hole inserts
  - o Clamping range: 5...7mm
  - o Max. cross section: 4mm<sup>2</sup>...6mm<sup>2</sup> (stranded conductor with ferrule)
- DC output
  - o Cable glands: 2x M40 for + and – conductor
  - o Clamping range: 16...28mm
  - o Terminals: 2x high current bolt terminals
  - o Nominal current: 269A
  - o Connection: Direct connection on bolt terminal with cable lug
  - o Max. cross section: 120mm<sup>2</sup>

**Figura 52 Ficha técnica de caja combinatoria SHP75 inversor de Phoenix Contact.**

Technical Data	Sunny Highpower PEAK1
<b>Input (DC)</b>	
Max. generator power	112500 W <sub>p</sub>
Rated power (DC)	76500 W
Max. input voltage	1000 V
MPP voltage range (at 400 Vac / 480 Vac)	570 V to 800 V / 685 V to 800 V
Min. input voltage (at 400 Vac / 480 Vac)	565 V / 680 V
Start input voltage (at 400 Vac / 480 Vac)	600 V / 720 V
Max. input current / max. short circuit current	140 A / 210 A
Number of independent MPP inputs / strings per MPP input	1 / 1 (split up in external combiner box)
Rated DC input voltage (at 400 Vac / 480 Vac)	630 V / 710 V
<b>Output (AC)</b>	
Rated power at nominal voltage	75000 W
Max. apparent AC power	75000 VA
Max. reactive power	75000 var
Nominal AC voltage	3 / PE, 400 V to 480 V, ±10 %
AC voltage range	360 V to 530 V
AC power frequency/range	50 Hz / 44 Hz to 55 Hz 60 Hz / 54 Hz to 65 Hz
Rated power frequency/rated grid voltage	50 Hz / 400 V
Max. output current (at 400 Vac )	109 A
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable	1 / 0 overexcited to 0 underexcited
THD	≤ 1 %
Feed-in phases/connection phases	3 / 3

**Figura 53 Ficha técnica de inversor Sunny highpower peak1 de SMA**