



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

“DISEÑO Y ANÁLISIS DE VIABILIDAD DE UNA CENTRAL FOTVOLTAICA CONECTADA A RED, PARA AUTOCONSUMO EN UNA INDUSTRIA PROCESADORA DE ALIMENTOS SITUADA EN LA PROVINCIA DEL GUAYAS”

INFORME DE MATERIA INTEGRADORA

Previa a la obtención del Título de:

INGENIERO EN ELECTRICIDAD ESPECIALIZACIÓN POTENCIA

Presentado por:

GABRIEL ALEJANDRO JAYA MONTALVO

JOHN ANDRES SARMIENTO CARRILLO

GUAYAQUIL – ECUADOR

AÑO: 2016

AGRADECIMIENTOS

A mis padres por haberme guiado en el transcurso de mi vida, por darme su apoyo y motivarme a no decaer en el desarrollo de mi etapa universitaria para culminar con éxito esta meta.

A mi hermana ya que desde el momento que nació siempre ha sido mi amiga y mi cómplice en todos los buenos y malos momentos.

A mis tíos y primos que siempre han estado ahí cuidándome y velando por mi bienestar.

A todos los amigos que el destino me ha permitido conocer ya que todos han aportado en algo para que yo llegue a formarme como una persona de bien y un profesional.

A mis profesores por haber compartido conmigo sus conocimientos.

Al Gobierno del Ecuador por haber destinado recursos necesarios para mi formación académica.

Gabriel Alejandro Jaya Montalvo

A Dios ante todo quien me ha dado las fuerzas para no decaer en este trayecto para alcanzar esta meta.

A mi madre Mónica Patricia Carrillo Estrella quien me encamino en esta carrera y que desde el cielo ha guiado mi camino por el buen sendero y me enseñó a esforzarme para conseguir lo que me propongo.

A mi Tío el Ing. Jacinto Gabriel Carrillo Estrella quien me ayudo en estos años para poder prepararme y lograr mi meta de ser ingeniero eléctrico en potencia.

A mi hermano Gabriel Sarmiento Carrillo quien me ha apoyado en momentos difíciles de esta vida.

A mis primas María Paula e Isabella Vergara que me ayudaron moralmente en todo momento.

John Andrés Sarmiento Carrillo

DEDICATORIA

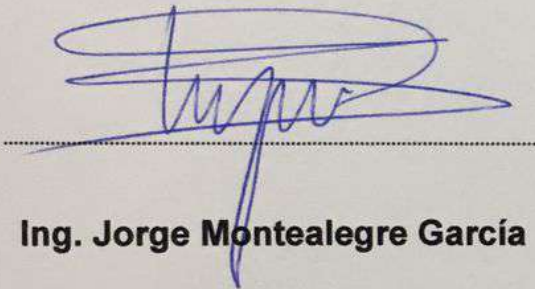
Dedico este proyecto a Dios, a mi padre Segundo Gabriel Jaya Guerrero, mi madre Pilar Patricia Montalvo Gallegos y mi hermana María Fernanda Jaya Montalvo, quienes a lo largo de mi vida han velado por mi bienestar y educación siendo mi apoyo incondicional en todo momento.

Gabriel Alejandro Jaya Montalvo

A mi madre Mónica Patricia Carrillo Estrella quien fue el pilar fundamental de mi vida, todo lo que he conseguido hasta ahora es gracias a ti, por esforzarte y enseñarme a conseguir lo que más anhelo con mucha dedicación, gracias por encaminarme en lo único que me puede sacar adelante y también se la dedico a mi Abuela Gloria Aita Estrella Gallardo quien me ha ayudado todos estos años cuidándome y siendo una fuente de experiencia para mí; gracias a Dios por concederme estas grandes personas en mi vida.

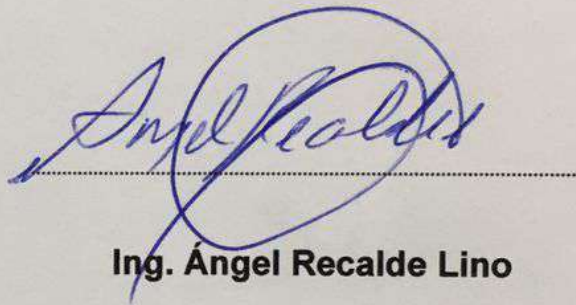
John Andrés Sarmiento Carrillo

TRIBUNAL DE EVALUACIÓN



A handwritten signature in blue ink, consisting of several overlapping loops and a long horizontal stroke, positioned above a horizontal dotted line.

Ing. Jorge Montealegre García
PROFESOR EVALUADOR

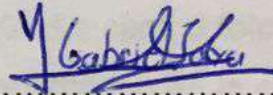


A handwritten signature in blue ink, featuring a large circular loop and a long horizontal stroke, positioned above a horizontal dotted line.

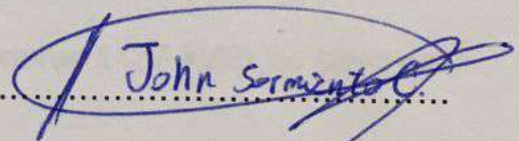
Ing. Ángel Recalde Lino
PROFESOR EVALUADOR

DECLARACIÓN EXPRESA

"La responsabilidad y la autoría del contenido de este Trabajo de Titulación, nos corresponde exclusivamente; y damos nuestro consentimiento para que la ESPOLE realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual"



.....
Gabriel Alejandro Jaya Montalvo



.....
John Andrés Sarmiento Carrillo

RESUMEN

El presente proyecto está enfocado en el diseño de una central fotovoltaica de 1 MW que trabaja en paralelo con la red de la empresa eléctrica para alimentar una fábrica de alimentos y poder comercializar energía al cantón Samborondón, contribuyendo de esta manera con el cambio de la matriz energética y la generación limpia como políticas de gobierno.

En la parte del diseño y dimensionamiento, se realiza el análisis de radiación y condiciones climáticas de la zona donde va a estar ubicada la planta solar, con la ayuda de softwares climatológicos como: Meteonorm7, NASA y Atlas Solar del Ecuador. Para esta central se utilizará una estructura soporte para los paneles fotovoltaicos que cambie su ángulo de 0° a 10°. La central fotovoltaica estará ubicada en la cercanía a la S/E del cantón Samborondón en la provincia del Guayas, que está a 17 m sobre el nivel del mar; el terreno donde se realizará la construcción de la central fotovoltaica pertenece a la fábrica de alimentos y tiene un área de 13.92 ha, de las cuales nuestra central ocupará un área de 10.000 m² [1].

La dimensión de la central fotovoltaica permite generar 1187 kWp de potencia nominal, y está constituida por:

- 4240 paneles fotovoltaicos de 280 Wp de potencia nominal unitaria, formando 4 bloques de 20 paneles en serie por 212 filas en paralelo.
- 28 string box, en cada uno se conectarán 8 circuitos series.
- 4 inversores de 250 kW de potencia. Cada uno convertirá el voltaje y la corriente generada, de continua en alterna.
- El centro transformador trabajará con la relación 300V/13.8kV para transmitir esta generación a la red de distribución o ser auto consumida por la fábrica.

La viabilidad económica es determinada por 1.42 GWh generados anualmente durante una vida útil estimada de 25 años, tomando en cuenta que la empresa realizó la inversión inicial de \$ 3'164.904,71. El periodo de retorno de la inversión es de 10 años [2].

INTRODUCCIÓN

El gobierno Ecuatoriano está modificando su matriz energética, implementando nuevas tecnologías, realizando estudios e investigación; dando facilidades para la inversión privada en sectores estratégicos para el avance económico y social del país.

El gobierno mediante el plan del Buen Vivir 2013 – 2017 plantea como uno de sus objetivos la generación de energía limpia, siendo la generación de energía fotovoltaica una buena opción sustentada por la necesidad de proteger el medio ambiente y la necesidad de crecer económicamente.

La energía solar fotovoltaica se basa en la captación de energía solar y su transformación en energía eléctrica por medio de las células que están agrupadas en serie en un panel fotovoltaico y varios paneles en serie son parte de nuestra generación, de la cual se obtiene el máximo aprovechamiento de la mencionada energía en el proceso de producción de la industria. Dicha forma de conversión de la energía solar a energía eléctrica se realiza de manera limpia, directa y eficientemente con mínima cantidad de pérdidas.

En el presente proyecto de diseño se analizará la tecnología de generación fotovoltaica para satisfacer la demanda energética de una industria, considerando la iniciativa gubernamental de la utilización de energía limpia en los proceso de producción y promover a los inversionistas a apoyar esta clase de proyectos, dándoles a conocer que este puede ser un sistema innovador y viable de inversión.

ÍNDICE GENERAL

AGRADECIMIENTOS.....	II
DEDICATORIA	III
TRIBUNAL DE EVALUACIÓN	IV
DECLARACIÓN EXPRESA	V
RESUMEN.....	VI
INTRODUCCIÓN.....	VII
ÍNDICE GENERAL	VIII
CAPÍTULO 1	
1 DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO.....	1
1.1 Antecedentes.....	1
1.2 Justificación.....	2
1.3 Objetivos	3
1.4 Metodología.....	4
CAPÍTULO 2	
2 MARCO TEÓRICO.....	5
2.1 Efecto fotovoltaico	5
2.2 Radiación Solar	6
2.3 Radiación Directa.....	6
2.4 Semiconductor.....	7
2.5 Cristales de Silicio	7
2.6 Dopado de un semiconductor	8
2.7 Semiconductor tipo n	9
2.8 Semiconductor tipo p	10
2.9 Célula Fotoeléctrica.....	11
2.10 Paneles o Módulos Fotovoltaicos	11
2.11 Inclinación y Orientación de Paneles Fotovoltaicos	12
CAPÍTULO 3	
3 DISEÑO DE LA GENERADORA FOTOVOLTAICA.....	14
3.1 Descripción Eléctrica Actual de la Zona.....	14
3.2 Análisis de Comportamiento de la Demanda	15
3.3 Ubicación del proyecto	17

3.4	Radiación de la zona	18
3.5	Selección de Equipos y Elementos.....	21
3.6	Simulación en PVSYST5	50
CAPÍTULO 4		
4	ANÁLISIS ECONÓMICO.....	62
4.1	Presupuesto	63
4.2	Ingresos.....	64
4.3	Egresos	69
4.4	Flujo de Caja	72
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		76
BIBLIOGRAFÍA.....		79
ANEXOS.....		83

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 Efecto Fotovoltaico	5
Figura 2.2 Radiación Solar	6
Figura 2.3 Cristales de Silicio.....	8
Figura 2.4 Cristal de Silicio Dopado de Valencia 3.....	8
Figura 2.5 Cristal de Silicio Dopado de Valencia 3.....	9
Figura 2.6 Semiconductor Tipo n	10
Figura 2.7 Semiconductor Tipo P.....	10
Figura 2.8 Célula Fotovoltaica	11
Figura 2.9 Módulo Fotovoltaico.....	11
Figura 2.10 Inclinación y Orientación de Paneles Fotovoltaicos.....	12
Figura 3.11 Curva y Perfil de la Demanda Diaria Promedio	16
Figura 3.12 Ubicación del terreno en donde se va a instalar la planta fotovoltaica.....	18
Figura 3.13 Ubicación del terreno donde se va a instalar la planta fotovoltaica.....	19
Figura 3.14 Características del Inversor ABB 250 kW.....	22
Figura 3.15 Características del Panel Solar Yingle 280 wp.....	22
Figura 3.16 Irradiancia y Temperatura en Samborondón	26
Figura 3.17 Estructura de Soporte	30
Figura 3.18 Características String Box ENWI	33
Figura 3.19 Protector Contra Sobretensiones, Modelo OVR PV-40 1000 P.....	34
Figura 3.20 Protector Contra Sobretensiones Modelo OVR T2 de ABB.....	34
Figura 3.21 Características de protección del Pararrayo con dispositivo de cebado ...	36
Figura 3.22 Celdas de Media Tensión	37
Figura 3.23 Transformador de Elevación Tensión.....	39
Figura 3.24 Medidor y TC marca SCHNEIDER.....	40
Figura 3.25 Esquema Unifilar de la Conexión en Paralelo a la Red	41
Figura 3.26 Separación entre Módulos	44

Figura 3.27 Simulador PVSYST.....	51
Figura 3.28 Parámetros Geográficos de la Zona.....	51
Figura 3.29 Valores de Irradiación y Temperatura de la Zona.....	52
Figura 3.30 Parámetros de Paneles Fotovoltaicos en el Simulador	53
Figura 3.31 Datos Técnicos del Inversor Marca ABB.....	54
Figura 3.32 Orientación de los paneles a 10°.....	54
Figura 3.33 Orientación de los paneles a 10° con gráficas optimizadas.....	55
Figura 3.34 Simulación Configuración de la Planta Fotovoltaica.....	56
Figura 3.35 Disposición física de paneles.....	57
Figura 3.36 Simulación Resumen Producción de Energía	58
Figura 3.37 Energía Diaria del Sistema	59
Figura 3.38 Diagrama Pérdidas de la Planta Fotovoltaica.....	59
Figura 3.39 Diagrama Normalizado de Energía de la Planta.....	60
Figura 3.40 Diagrama en porcentaje de Energía de la planta.	61

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Valor de Demanda Diaria	17
Tabla 2 Factor Multiplicador K de inclinación	20
Tabla 3 Radiación en un plano inclinado de 10°	21
Tabla 4 Temperatura Promedio Mensual Mínima de Samborondón	25
Tabla 5 Rendimiento por Temperatura Mensual	46
Tabla 6 Factor de Pérdidas de la Instalación	49
Tabla 7 Presupuesto	64
Tabla 8 Reducción de Energía Anual	65
Tabla 9 Ingresos Económicos	66
Tabla 10 Ingresos Proyectados a 25 Años	67
Tabla 11 Valores Recuperables por Venta de Certificados de Carbono.....	69
Tabla 12 Costos Anuales de Operación de Planta	71
Tabla 13 Flujo de Caja para Venta de Energía 0.25 \$/kwh	73
Tabla 14 Flujo de Caja con un Costo de Energía a 0.101\$/kwh.....	75

CAPÍTULO # 1

1 DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO.

1.1 Antecedentes

Sobre la base de los criterios de soberanía y eficiencia energética Nacional para el Buen Vivir 2009-2013, el desarrollo energético es una de las principales prioridades del estado y de acuerdo a los objetivos establecidos en el mencionado plan publicado por la Secretaria Nacional de Planificación y Desarrollo SENPLADES del Ecuador, este diseño pretende ser un aporte a: Objetivo 4, política 4.3: “Diversificar la matriz energética nacional, promoviendo la eficiencia y una mayor participación de energías renovables sostenibles” cuya estrategia indica: “Impulsar la generación de energía de fuentes renovables o alternativas con enfoque de sostenibilidad social y ambiental”[3].

La planta se encuentra actualmente operando con una demanda promedio mensual de 1370 kW, servida desde 3 transformadores trifásicos principales de 1000 KVA cada uno y su correspondiente sistema de distribución a nivel de baja tensión.

El suministro de energía eléctrica hacia la planta está a cargo de la Empresa Eléctrica Regional Guayas – Los Ríos, siendo en la actualidad un cliente Regulado de esta empresa.

1.2 Justificación

En el presente año 2016 el gobierno plantea la eliminación parcial de subsidios a la energía eléctrica en el sector industrial, esto en respuesta a la crisis económica por la baja del precio del petróleo. A finales de abril del 2015, la Agencia de Regulación y Control de Electricidad ARCONEL, Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC en ese entonces) presidido por el Ministro de Electricidad, mediante resolución 041/14 aprobó un aumento tarifario de 0,02 USD por kilovatio hora (KWh) para el sector industrial y comercial, esto significará un incremento en las planillas de este sector del 30% que se traducirá en cerca de 100 millones de dólares anuales [4].

También se toma en cuenta el beneficio ambiental, ya que la implementación de este diseño de plantas fotovoltaicas permite generar energía limpia reduciendo la emisión de CO₂ a la atmósfera y aprovechando de manera óptima los recursos renovables disponibles.

Se plantea realizar un trabajo de diseño para que la empresa procesadora de alimentos pueda consumir y vender energía producida, por un sistema de generación fotovoltaica según sus necesidades lo ameriten, dicho sistema se planea conectarlo en paralelo a la red eléctrica.

1.3 Objetivos

Objetivo General

- Diseñar una planta fotovoltaica conectada a la red para suplir la carga en una industria de procesamiento de alimentos situada en el cantón Samborondón Provincia de Guayas.

Objetivos Específicos

- Determinar las ventajas y desventajas técnicas, económicas y energéticas del ingreso de generación fotovoltaica menor a 1MW para abastecer una industria.
- Dimensionar los distintos elementos a ser utilizados para generar la energía necesaria y poder suplir la demanda de una industria.
- Estudiar el comportamiento de la demanda de la industria para decidir y diseñar el tamaño de la planta fotovoltaica.
- Establecer los requerimientos mínimos necesarios para la implementación de una central de generación fotovoltaica en una industria particular.

1.4 Metodología

Para llevar a cabo el estudio del diseño y la posible implementación del proyecto fotovoltaico, para abastecer la energía requerida por esta industria y su posible conexión al sistema de la empresa distribuidora, es necesario conocer la alimentadora y cuál es la subestación que abastece actualmente su energía demandada.

Se realizará un estudio en base a los datos históricos de demanda de la industria, para identificar el comportamiento de dicha demanda en períodos determinados y así seleccionar los datos más representativos para lograr dimensionar la capacidad de generación fotovoltaica requerida.

Conocer la ubicación de la planta de la industria ya que aquí se instalarán los paneles solares, valiéndonos del nivel de radiación solar que llega a esta zona. Se utilizarán los datos del atlas solar del CONELEC y de la NASA para tener una estimación de la cantidad de radiación solar promedio que llega a esta zona.

De acuerdo al análisis de demanda que requiere la industria y de la radiación de la zona en que se encuentra ubicada la planta, realizaremos el dimensionamiento de elementos y área requerida para la colocación de los paneles fotovoltaicos analizando la factibilidad de colocar los paneles en tierra o en el techado de la industria.

Así mismo se realizará un estudio económico del costo de generación fotovoltaica comparada con la energía suministrada por la Empresa Eléctrica Regional Guayas – Los Ríos (sin valores de subsidio) para grandes consumidores, para así poder comparar de manera justa y equitativa la viabilidad de esta clase de proyectos para el sector industrial.

También se realizará un estudio, comparando lo que se ahorraría desde el punto de vista de la empresa eléctrica en costos de generación, transmisión y distribución, así como también los costos de pérdidas técnicas de energía, para de esta manera ver la rentabilidad efectiva de la planta fotovoltaica a ser instalada.

CAPÍTULO # 2

2 MARCO TEÓRICO.

2.1 Efecto fotovoltaico

El efecto fotovoltaico es la base del proceso mediante el cual una célula fotovoltaica convierte la luz solar en electricidad. La luz solar está compuesta por fotones; estos fotones son de diferentes niveles de energía, correspondientes a las diferentes longitudes de onda del espectro solar. Cuando los fotones inciden sobre una célula Fotovoltaica, pueden ser reflejados o absorbidos. Únicamente los fotones absorbidos generan electricidad. Cuando un fotón es absorbido, la energía del fotón se transfiere a un electrón de un átomo de la célula. Con esta nueva energía, el electrón es capaz de escapar de su posición normal asociada con un átomo para formar parte de una corriente en un circuito eléctrico [5].

Las partes más importantes de la célula solar son las capas de semiconductores, ya que es donde se crea la corriente de electrones. Estos semiconductores son especialmente tratados para formar dos capas diferentemente dopadas (tipo p y tipo n) para formar un campo eléctrico, positivo en una parte y negativo en la otra. Cuando la luz solar incide en la célula se liberan electrones que pueden ser captados por el campo eléctrico, formando una corriente eléctrica [6].

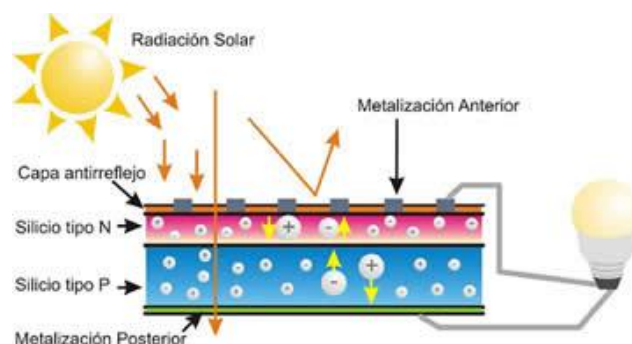


Figura 2.1: Efecto Fotovoltaico [7].

2.2 Radiación Solar

El Sol se comporta prácticamente como un cuerpo negro que emite energía siguiendo la ley de Planck a una temperatura de unos 6000 °K. La radiación solar se distribuye desde el infrarrojo hasta el ultravioleta. No toda la radiación alcanza la superficie de la tierra, pues las ondas ultravioletas, más cortas, son absorbidas por los gases de la atmósfera fundamentalmente por el ozono. La magnitud que mide la radiación solar que llega a la Tierra es la irradiación, que mide la energía que, por unidad de tiempo y área, alcanza a la Tierra. Su unidad es el W/m^2 (vatio por metro cuadrado).

En función de cómo reciben la radiación solar los objetos situados en la superficie terrestre, se pueden distinguir estos tipos de radiación:

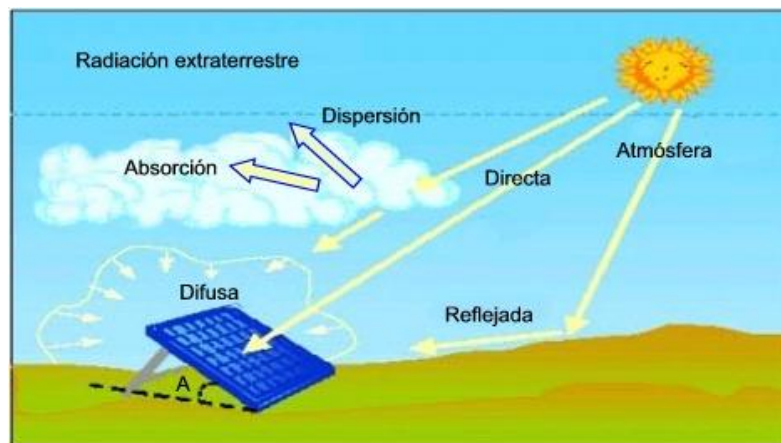


Figura 2.2: Radiación Solar [8].

2.3 Radiación Directa.

Es aquella que llega directamente del Sol sin haber sufrido cambio alguno en su dirección. Este tipo de radiación se caracteriza por proyectar una sombra definida de los objetos opacos que la interceptan.

Radiación Difusa

Parte de la radiación que atraviesa la atmósfera es reflejada por las nubes o absorbida por éstas. Esta radiación, que se denomina difusa, va en todas direcciones, como consecuencia

de las reflexiones y absorciones, no sólo de las nubes sino de las partículas de polvo atmosférico, montañas, árboles, edificios, el propio suelo, etc. Este tipo de radiación se caracteriza por no producir sombra alguna respecto a los objetos opacos interpuestos. Las superficies horizontales son las que más radiación difusa reciben, ya que ven toda la bóveda celeste, mientras que las verticales reciben menos porque sólo ven la mitad.

Radiación Reflejada

La radiación reflejada es, como su nombre indica, aquella reflejada por la superficie terrestre. La cantidad de radiación depende del coeficiente de reflexión de la superficie, también llamado albedo. Las superficies horizontales no reciben ninguna radiación reflejada, porque no ven ninguna superficie terrestre y las superficies verticales son las que más radiación reflejada reciben.

2.4 Semiconductor

Son elementos que a bajas temperaturas son aislantes (germanio y silicio), pero por el aumento de temperatura o adición de determinadas impurezas resulta posible que se vuelva conductor.

Los semiconductores tienen valencia 4, esto significa que tienen 4 electrones en órbita exterior o de valencia. (Conductores 1 electrón de valencia, semiconductores 4 electrones de valencia y aislantes 8 electrones de valencia).

2.5 Cristales de Silicio

Al combinarse los átomos de silicio para formar un sólido, lo hacen formando una estructura ordenada llamada cristal. Esto se debe a los enlaces covalentes, que son uniones entre átomos que se hacen compartiendo electrones adyacentes de tal forma que se crea un equilibrio de fuerzas que mantiene unidos a los átomos de silicio.

Cada átomo de silicio comparte sus 4 electrones de valencia, de tal manera que tiene 8 electrones en órbita de valencia como se ve en la figura 2.3.

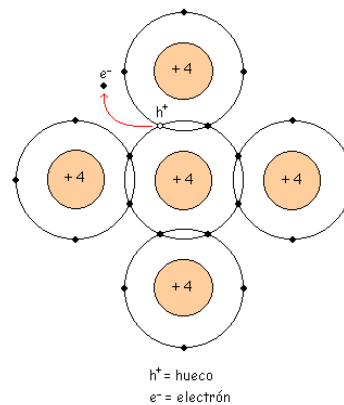


Figura 2.3: Cristales de Silicio [9].

El aumento de la temperatura hace que los átomos en un cristal de silicio vibren dentro de él, a mayor temperatura mayor será la vibración. Con lo que un electrón se puede liberar de su órbita, lo que deja un hueco, que a su vez atraerá otro electrón, etc.

Esta unión de un electrón libre y un hueco se llama "recombinación", y el tiempo entre la creación y desaparición de un electrón libre se denomina "tiempo de vida".

Enlace covalente roto: Es cuando tenemos un hueco, esto es una generación de pares electrón libre-hueco.

Según un convenio ampliamente aceptado tomaremos la dirección de la corriente como contraria a la dirección de los electrones libres.

2.6 Dopado de un semiconductor

Impurezas de valencia 5 (Arsénico, Antimonio, Fósforo). Tenemos un cristal de Silicio dopado con átomos de valencia 5.

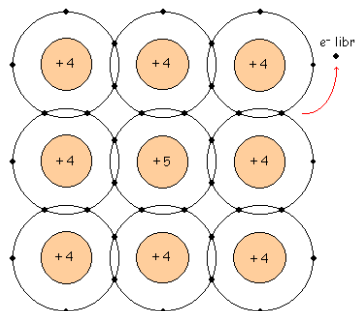


Figura 2.4: Cristal de Silicio Dopado de Valencia 3 [10].

El átomo de valencia 5 tiene un electrón de más, así con una temperatura no muy elevada (a temperatura ambiente por ejemplo), el quinto electrón se hace electrón libre. Esto es, como solo se pueden tener 8 electrones en la órbita de valencia, el átomo pentavalente suelta un electrón que será libre.

Siguen dándose las reacciones anteriores. Si se aumentan 1000 átomos de impurezas tendremos 1000 electrones más los que se hagan libres por generación térmica (muy pocos). A estas impurezas se les llama "Impurezas Donadoras". El número de electrones libres se llama n (electrones libres/m³).

Impurezas de valencia 3 (Aluminio, Boro, Galio). Tenemos un cristal de Silicio dopado con átomos de valencia 3.

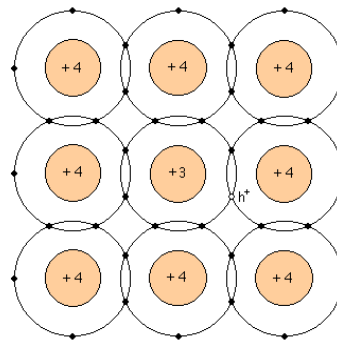


Figura 2.5: Cristal de Silicio Dopado de Valencia 3 [11].

Los átomos de valencia 3 tienen un electrón de menos, entonces como nos falta un electrón tenemos un hueco. Esto es, ese átomo trivalente tiene 7 electrones en la órbita de valencia. Al átomo de valencia 3 se le llama "átomo trivalente" o "Aceptor".

A estas impurezas se les llama "Impurezas Aceptoras".

Hay tantos huecos como impurezas de valencia 3 y sigue habiendo huecos de generación térmica (muy pocos). El número de huecos se llama p (huecos/m³).

2.7 Semiconductor tipo n

Es el que está impurificado con impurezas "Donadoras", que son impurezas pentavalentes. Como los electrones superan a los huecos en un semiconductor tipo n , reciben el nombre de "portadores

mayoritarios", mientras que a los huecos se les denomina "portadores minoritarios".

Al aplicar una tensión al semiconductor de la Figura 2.6, los electrones libres dentro del semiconductor se mueven hacia la izquierda y los huecos lo hacen hacia la derecha. Cuando un hueco llega al extremo derecho del cristal, uno de los electrones del circuito externo entra al semiconductor y se recombina con el hueco.

Los electrones libres de la figura circulan hacia el extremo izquierdo del cristal, donde entran al conductor y fluyen hacia el positivo de la batería.

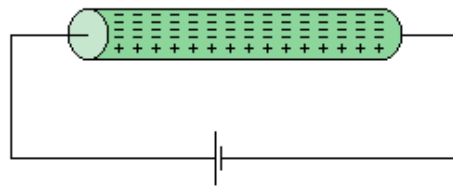


Figura 2.6: Semiconductor Tipo n [12].

2.8 Semiconductor tipo p

Es el que está impurificado con impurezas "Aceptoras", que son impurezas trivalentes. Como el número de huecos supera el número de electrones libres, los huecos son los portadores mayoritarios y los electrones libres son los minoritarios.

Al aplicarse una tensión, los electrones libres se mueven hacia la izquierda y los huecos lo hacen hacia la derecha. En la Figura 2.7, los huecos que llegan al extremo derecho del cristal se recombinan con los electrones libres del circuito externo.

En el circuito hay también un flujo de portadores minoritarios. Los electrones libres dentro del semiconductor circulan de derecha a izquierda. Como hay muy pocos portadores minoritarios, su efecto es casi despreciable en este circuito.

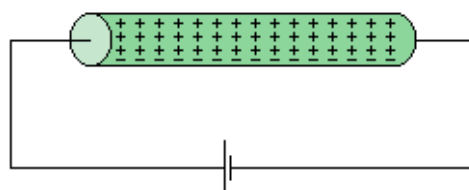


Figura 2.7: Semiconductor Tipo P [13].

2.9 Célula Fotoeléctrica

También se la denomina celda o fotocélula, es un dispositivo electrónico que permite transformar la energía lumínica del sol (fotones) en energía eléctrica (flujo de electrones libres) mediante el efecto fotoeléctrico, generando energía solar fotovoltaica. Compuesto de un material que presenta un efecto fotoeléctrico, es decir absorben fotones de luz y los convierten en electrones.

Cuando estos electrones libres son capturados, el resultado es una corriente eléctrica que se utiliza para ser consumida.

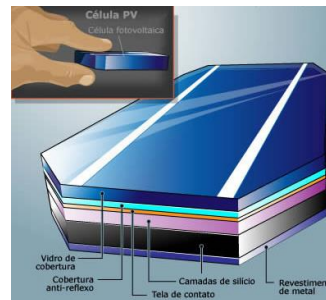


Figura 2.8: Célula Fotovoltaica [14].

2.10 Paneles o Módulos Fotovoltaicos

Conjunto de células fotoeléctricas conectadas en serie y en paralelo las cuales están ensambladas y protegidas contra agentes externos y se denomina panel o módulo fotovoltaico.

Los paneles adoptan por lo general una forma cuadrada o rectangular, con áreas que van desde unos 0.1 m² hasta 0.5 m². El grueso total sin incluir el marco protector no suele superar los 3 cm. Son relativamente ligeros, pero de apariencia rígida; son capaces de sufrir ciertas deformaciones para adaptarse a los esfuerzos mecánicos a los que serán sometidos.



Figura 2.9 : Módulo Fotovoltaico [15].

2.11 Inclinación y Orientación de Paneles Fotovoltaicos

Frente a la opción de emplear un sistema de seguimiento, una solución estática puede resultar eficiente para determinadas aplicaciones. Naturalmente, en este caso la energía colectada no es la máxima posible pero puede resultar aceptable si se da al colector una determinada orientación, la cual se puede variar con ajustes estacionales para conseguir algunas mejoras.

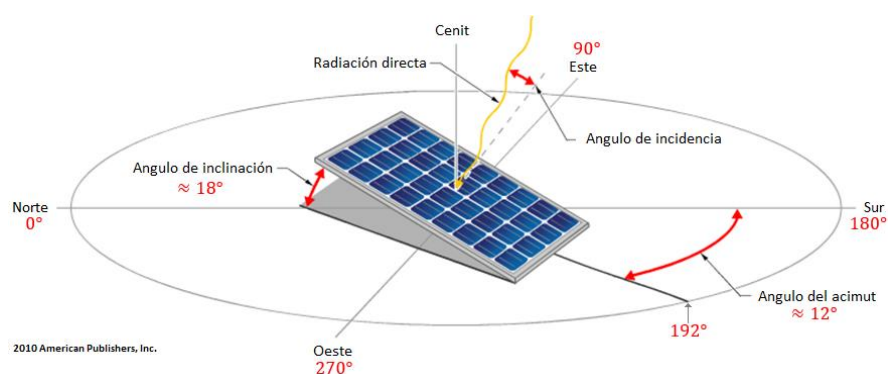


Figura 2.10: Inclinación y Orientación de Paneles Fotovoltaicos [16].

Inclinación

La radiación solar que incide sobre una placa variará con el ángulo que forme la misma con la radiación. La captación de energía solar será máxima cuando la posición de la placa solar sea perpendicular a la radiación.

Las pérdidas de las superficies horizontales con respecto a las que están inclinadas aumentan progresivamente a medida que nos acercamos al norte (en el hemisferio norte) o al sur (en el hemisferio sur). En los polos, los planos horizontales son inútiles. No obstante, es extremadamente difícil valorar las pérdidas en los climas templados ya que la proporción de luz difusa del sol es más grande debido a la presencia de polvo, vapor de agua y nubes. La orientación no ofrece ninguna ventaja en cuanto a la energía recibida desde la radiación indirecta. Por el contrario, debido a que los paneles inclinados reciben la luz de una parte del hemisferio, estos recogen menos luz difusa que los receptores horizontales.

Orientación

La orientación preferida de los colectores es hacia el Sur, debido a que la trayectoria del Sol en movimiento Este a Oeste es simétrica respecto de la posición que ocupa al mediodía y a que es precisamente en este momento cuando la captación de energía solar es máxima.

Las desviaciones hacia el Oeste o hacia el Este en un ángulo inferior a 30° hacen disminuir la radiación diaria recibida en un pequeño valor que se cifra en menos del 5%. Por el contrario, para ángulos superiores a este valor, las pérdidas en la irradiación captada son considerables.

En resumen, la orientación óptima de un colector es la que mira directamente hacia el Sur, pero si esto no es posible puede determinarse una variación aproximada de 15° .

CAPÍTULO # 3

3 Diseño de la Generadora Fotovoltaica.

El diseño de la planta fotovoltaica se hará basándose en las siguientes características: ubicación de terreno, la irradiación solar en dicha zona, la disponibilidad de espacio, la presencia de sombra, el comportamiento de la demanda de la industria.

Mediante la ayuda de un software se realizará la simulación de cómo se comportaría la generación de la planta fotovoltaica que permitirá corroborar con los cálculos efectuados para el dimensionamiento la planta.

3.1 Descripción Eléctrica Actual de la Zona

La Empresa se encuentra ubicada a 1 km del Cantón Samborondón. La función principal de esta planta es la de Procesar alimentos para consumo interno del país.

El sistema eléctrico de la planta posee elementos a nivel de:

- Alimentación desde la red de la concesionaria local a nivel de media tensión, en este caso de 13800 voltios.
- Sistema de Protección y Seccionamiento a nivel de media tensión, mediante el uso de un interruptor principal y tres celdas seccionadoras – fusibles.
- Sistema de Transformación compuesto por tres transformadores trifásicos sumergidos en aceite dieléctrico, para reducir el voltaje de 13800 a 460 voltios.
- Sistema de generación auxiliar a nivel de 460 voltios, compuesto por 7 generadores operados a diesel, con sus correspondientes tableros de transferencia de carga y de conmutación. Existe una capacidad instalada que permite abastecer toda la demanda de la planta en caso de una falta de suministro por parte de la concesionaria.

- Sistema de Tableros de Distribución en baja tensión. En términos generales los de mayor importancia son:
- Tableros de Distribución y Centros de Control de Motores para el área de Proceso, ubicados en el Cuarto General de Distribución en Baja Tensión.
- Tableros de Iluminación a nivel de 220 Voltios.
- Tableros Eléctricos en el Área de Refrigeración.
- Tableros de mando en las áreas de proceso.
- Tableros de Distribución a 460 voltios en las áreas de Eviscerado y Plataforma.
- Tableros de Distribución y Control de Motores en el Área de Planta de Tratamiento de Aguas Residuales.
- Canalizaciones Eléctricas, compuestas principalmente por:
- Ductos subterráneos, que conducen los cables alimentadores desde el cuarto de generación hasta los cuartos de tableros en baja tensión.
- Bandejas portacables para alojamiento de los cables de fuerza y control hacia los equipos de las plantas.
- Tuberías Metálicas galvanizadas.

3.2 Análisis de Comportamiento de la Demanda

Para decidir la capacidad de generación de la planta primero se debe saber el comportamiento de la demanda de la fábrica, a continuación se muestra el análisis de comportamiento de la demanda en el transcurso de un periodo de tiempo adecuado (basándonos en datos de 2 años seguidos tomados del medidor de la empresa con lecturas de cada 15 minutos):

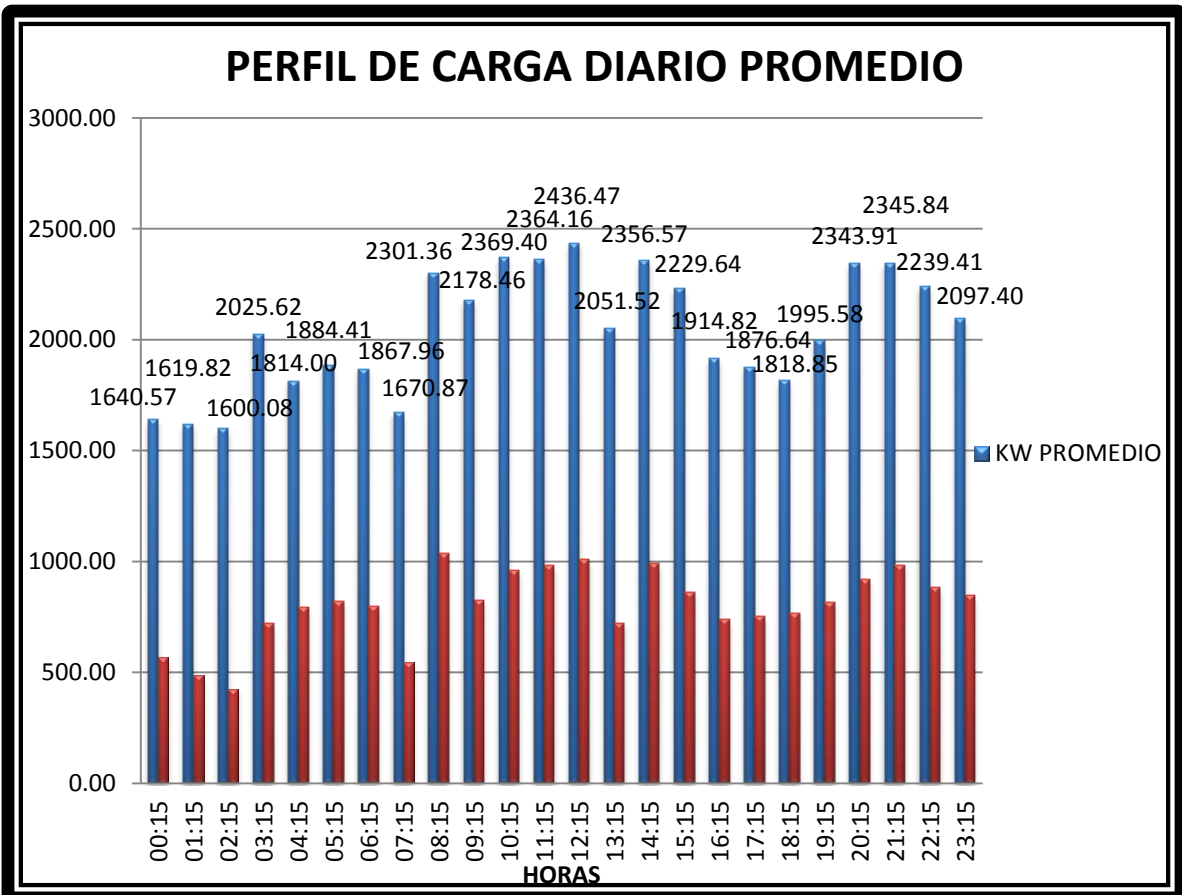
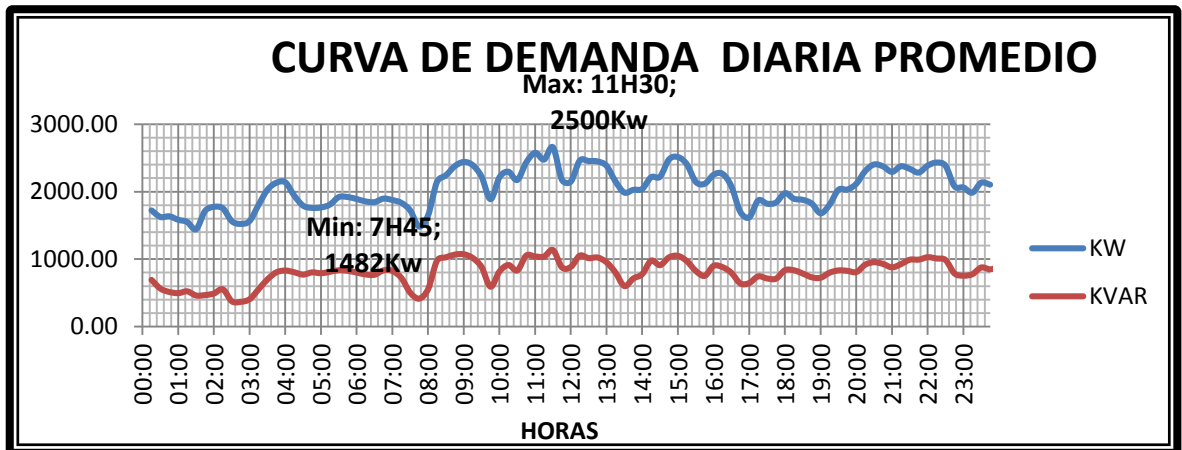


Figura 3.11: Curva y Perfil de la Demanda Diaria Promedio.

En esta gráfica se puede observar el comportamiento de la demanda de un día común que consume la fábrica, obtenida mediante un estudio realizado a una cantidad de mediciones de 58564 con intervalos de 15 minutos durante 2 años, dichos datos se encuentra en la parte de anexos.

DEMANDA MÁXIMA	2513KW
DEMANDA PROMEDIO	1896KW
DEMANDA MÍNIMA	1482KW

Tabla 1: Valor de Demanda Diaria.

En la Tabla 1 se observa los valores más representativos de la demanda. En base a los datos de demanda máxima, media y mínima, se decide que la generación fotovoltaica sea de una capacidad instalada de 1 MW lo cual abastecerá a un porcentaje de la demanda total y lo restante asumirá la red de la empresa eléctrica.

3.3 Ubicación del proyecto

El lugar que ha sido seleccionado para instalar 1 MW de generación fotovoltaica, es en la provincia del Guayas, en el cantón Samborondón. En un terreno que se encuentra a 300 m de la S/E Samborondón, la planta de la empresa cuenta con un área aproximado de 14 ha, de las cuales 2 se utilizarán para la implantación de proyecto, este lugar se sitúa a 17 metros sobre el nivel del mar, sus coordenadas decimales corresponde a: latitud -1.945037 y longitud -79.724289.

El área seleccionada no presenta construcciones con alturas considerables ni vegetación que le hagan sombra a la planta fotovoltaica.



Figura 3.12: Ubicación del terreno donde se va a instalar la planta fotovoltaica [17].

3.4 Radiación de la zona

La CIE “Corporación para la Investigación Energética”, en su labor de investigación en el campo de las energías renovables para usos productivos y protección ambiental, ha elaborado el “Atlas de Radiación Solar del Ecuador, con fines de generación eléctrica”, para el ARCONEL (ex Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC). Para la elaboración del mapa de radiación del Ecuador, la CIE utilizó el modelo CRS (Climatological Solar Radiation Model) con información generada por el National Renewable Energy Laboratory - NREL de los Estados Unidos.[18]

Según el mencionado atlas la radiación directa en el área del Complejo Fotovoltaico, está valorada de 2360 a 2753 Wh/m²/días y la radiación solar global promedio valorada de 4560 a 4650 Wh/m²/días dentro del histograma de radiación que está dentro de la categoría media a alta sumamente beneficioso.

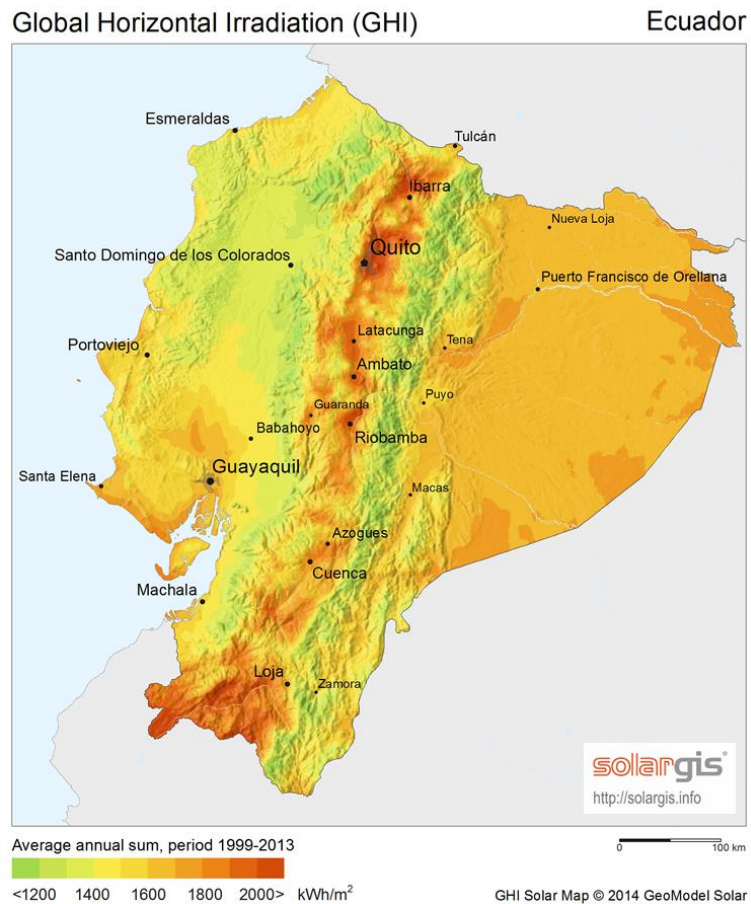


Figura 3.13: Ubicación del terreno donde se va a instalar la planta fotovoltaica [19].

Cálculo de Radiación sobre superficie inclinada

Para facilitar el cálculo de radiación sobre una superficie inclinada, se utilizará los datos de tabla del documento NEC 2011, a continuación para encontrar la media mensual de radiación diaria sobre la superficie del panel según la siguiente ecuación:

$$HT=K \times H \quad (3.1)$$

Donde:

H_T : Es la media mensual diaria de radiación sobre superficie horizontal.

K: es el factor multiplicador que va acorde a la inclinación y latitud [20].

El factor K se escoge de la Tabla 2, que se encuentra a continuación:

Inclinación	0°	5°	10°	15°
Enero	1	0.97	0.93	0.89
Febrero	1	0.96	0.96	0.93
Marzo	1	0.99	0.99	0.98
Abril	1	1.02	1.02	1.02
Mayo	1	1.04	1.04	1.05
Junio	1	1.05	1.05	1.06
Julio	1	1.04	1.04	1.05
Agosto	1	1.02	1.02	1.02
Septiembre	1	0.99	0.99	0.98
Octubre	1	0.96	0.96	0.93
Noviembre	1	0.93	0.93	0.89
Diciembre	1	0.92	0.92	0.87

Tabla 2: Factor Multiplicador K de inclinación.

Estos datos de la tabla 2 corresponden al factor K en la latitud -2 y longitud 80 del sector de Samborondón.

A continuación en la Tabla 3 presentamos los valores de radiación sobre un plano inclinado calculados en un año, basándonos en los datos de irradiación mensual global promedio obtenidos a través de 9 años cuya información se encuentra en la Manual NEC 2011 [21].

Mes	Días	Radiación día (kwh/m ²)	Radiación mensual (kwh/m ²)	Factor K inclinación (10°)	Radiación mensual (kwh/m ²) 10°
enero	31	4.00	124.00	0.930	115.32
febrero	28	4.17	116.76	0.960	112.08
marzo	31	4.67	144.77	0.990	143.32
abril	30	4.58	137.40	1.020	140.14
mayo	31	4.56	141.36	1.040	147.01
junio	30	3.86	115.80	1.050	121.59
julio	31	4.17	129.27	1.040	134.44
agosto	31	4.50	139.50	1.020	142.29
septiembre	30	4.67	140.10	0.990	138.69
octubre	31	4.56	141.36	0.960	135.70
noviembre	30	4.31	129.30	0.930	120.24
diciembre	31	4.44	137.64	0.920	126.62
Radiación Anual (kwh/m²) 10°					1577.44

Tabla 3: Radiación en un plano inclinado de 10°.

3.5 Selección de Equipos y Elementos

Selección del Inversor

Para el diseño de la planta fotovoltaica se escogió un inversor de la marca ABB con una potencia nominal 250 kW, ya que esta marca se encuentra en el país ofrece una buena garantía, alta calidad con una eficiencia de 98% y sus características de conexión son flexibles con elementos de otras marcas.

A continuación se muestra las características del inversor:



Figura 3.14: Características del Inversor ABB 250 kW [22].

Selección de Paneles Fotovoltaicos

Se seleccionó paneles policristalinos de la marca china Yingli de 280 Wp; esta marca está considerada entre las 10 mejores del mundo, siendo el más grande productor de paneles solares a nivel mundial. A continuación se muestra las características del panel:

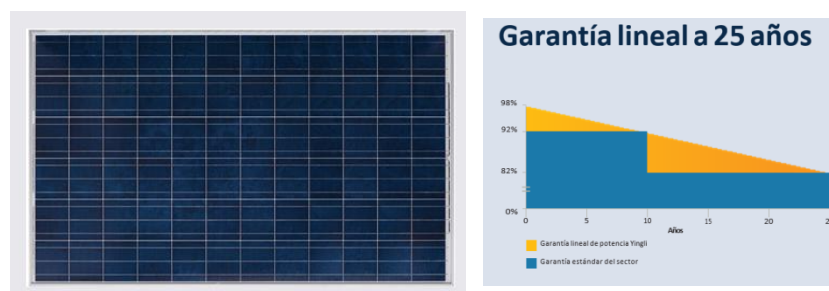


Figura 3.15: Características del Panel Solar Yingli 280 Wp [23].

Cálculo del número y configuración de paneles.

Para el cálculo de total de paneles a ser utilizado como punto de partida se toma la potencia de entrada máxima de CC del inversor, por tanto la potencia total de este grupo de paneles será de 300000Wp. Como el módulo fotovoltaico seleccionado tiene una potencia pico de 280Wp entonces:

$$N_{MAX} = \frac{P_{MAX\ entrada}}{P_{max\ ppanel}} \quad (3.2)$$

$$N_{MAX} = \frac{300000\ wp}{280\ wp} = 1071.42\ paneles$$

Donde:

$P_{max.entrada}$ = potencia máxima pico de la central a ser diseñada.

$P_{max\ ppanel}$ = potencia pico máxima del panel a ser utilizado.

Como primera estimación se tiene un total de 1071 paneles marca Yingli de 280 Wp por cada inversor.

Número máximo de módulos por ramal en serie

La tensión de circuito abierto del generador fotovoltaico debe ser siempre menor que la tensión máxima de entrada en el inversor, ya que al momento de presentar una falla o cualquier percance que haga que el inversor detenga su operación al volverse a encender, pueda darse una tensión de circuito abierto alta en el generador fotovoltaico, que pueda producir averías permanentes en el equipo.

Entonces se procede a calcular el número máximo de módulos por ramal conectado en serie como el cociente entre la tensión máxima de entrada del inversor y la tensión a circuito abierto del módulo a su temperatura mínima.

$$N_{m\acute{a}x} = \frac{V_{m\acute{a}x.\ mpp.\ inv}}{V_{mpp.\ panel}} \quad (3.3)$$

Donde:

$N_{m\acute{a}x}$: Número máximo de módulos por ramal conectados en serie.

$V_{m\acute{a}x.mpp.inv}$: Valor superior del rango de tensión de entrada mpp del inversor (V)

$V_{mpp.panel}$: Tensión del módulo en potencia máxima (V)

$$N_{\text{máx}} = \frac{825v}{35.5v} = 23.23 \text{ paneles en serie}$$

Entonces deberemos colocar 23 paneles en serie como máximo.

Número Mínimo de Módulos por Ramal

Este número mínimo viene establecido por la tensión mínima de entrada del inversor. El inversor actúa como seguidor del punto de máxima potencia (PMP). El seguimiento del punto de máxima potencia implica la capacidad de extraer la máxima potencia del panel fotovoltaico para diferentes condiciones ambientales, cuando la tensión en el punto de máxima potencia (PMP) del generador fotovoltaico está por debajo de la tensión de entrada mínima del inversor (V_{pmpinv}), el inversor no será capaz de seguir el PMP del generador fotovoltaico e incluso en el peor de los casos puede ocasionar que se apague.

Entonces se debe dimensionar de manera que el número mínimo de módulos conectados en serie en un ramal se obtenga como el cociente de la tensión mínima de entrada del inversor en PMP y de la tensión mínima del módulo en el punto de máxima potencia para $1000\text{W}/\text{m}^2$.

$$N_{\text{min}} = \frac{V_{\text{pmp inv}}}{V_{\text{pmp}}} \quad (3.4)$$

Donde:

$N_{\text{mín}}$: Número mínimo de módulos por ramal conectados en serie.

V_{pmpinv} : Tensión mínima de entrada del inversor en PMP (V).

V_{pmp} : Tensión en PMP (V)

$$N_{\text{min}} = \frac{450}{35.5} = 12.67 \text{ paneles}$$

En base a los cálculos realizados, se observa que se puede colocar desde 12.67 a 23.23 módulos fotovoltaicos en serie por lo que se escoge un número con el criterio de obtener un voltaje

alto; este número será de 20 paneles, para confirmar este número se debe realizar un estudio de condiciones extremas.

Cálculos para Condiciones Extremas

A continuación comprobaremos que para 20 paneles serie no se superará la tensión máxima del inversor en ningún caso. Para ello se analiza el caso más desfavorable, que se suele dar con la salida del sol, pudiendo tener temperaturas mínimas y una baja radiación.

Por tanto se analiza la tensión de vacío que alcanzan los 20 paneles en serie para la Temperatura mínima de la localización con una irradiancia de 400 W/m^2 .

Samborondón	Ene	Feb.	Mar	Abr.	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
T mínima (°C)	21	20	18	22	20	18	18	18	16	17	18	20

Tabla 4: Temperatura Promedio Mensual Mínima de Samborondón [24].

Según la tabla 4 la menor temperatura registrada en el año 2015 es de 17°C en el mes de octubre.

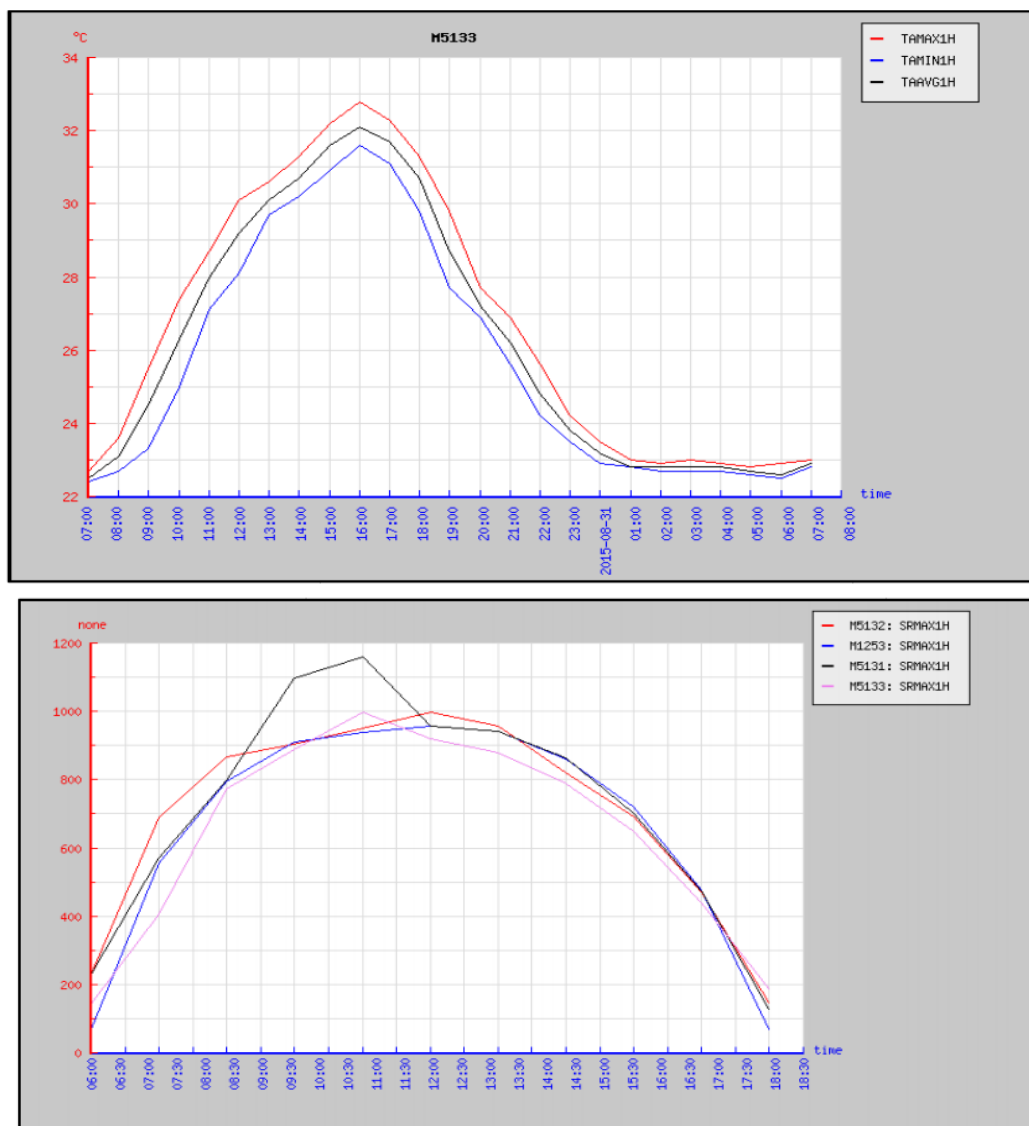


Figura 3.16: Irradiancia y Temperatura en Samborondón [25].

La figura 3.16 corresponde al comportamiento de la irradiancia y de la temperatura de un día, la estación automática M5133 cuyas lecturas corresponden a la línea púrpura este equipo está colocado en la zona de Durán - Samborondón[23].

Se procede a tomar un caso extremo el amanecer de un día donde presenta una temperatura baja de 17°C una irradiancia de $200\text{W}/\text{m}^2$, se ha decidido tomar estos datos ya que previamente, se verificó en los reportes diarios meteorológicos del INAMHI y este día en particular presenta este comportamiento extremo.

$$T_c = T_a + \frac{(T_{ONC} - T_{stc})}{800} \times G \quad (3.5)$$

Donde:

T_a = temperatura ambiente en sombra

T_c = temperatura de celda

T_{onc} = temperatura de operación nominal del modulo

T_{stc} = temperatura módulo 25 ° (standard test conditions)

$$T_c = 17 + \frac{(46 - 25)}{800} \times 200 = 22.25$$

El coeficiente de temperatura de la tensión de vacío nos indica cuánto cae la tensión por grado centígrado que la temperatura de célula está por encima de la T° STC de 25°C pero también nos indica cuánto sube esta tensión por grado por debajo.

$$V_{oc}(T_c) = V_{oc}(stc) + \frac{\beta}{100} \left(\frac{\%}{^\circ C} \right) V_{oc}(stc) (T_c - T_{stc}) \quad (3.6)$$

$$V_{oc}(T_c) = 45.0 - \frac{0.32\%}{100^\circ C} \times 45.0(22.25^\circ C - 25^\circ C) = 44.60 \text{ V}$$

Una vez obtenida la tensión de vacío para el caso más desfavorable, se verifica que el número de paneles serie que determinamos antes no supere la tensión máxima del inversor.

$$N_{max.pan.serie} \times V_{oc}(T^\circ \text{ min}) = 20 \text{ paneles} \times 44.60 \text{ V/panel} = 892 \text{ V}$$

En este caso desciende de 25°C la T° de la célula para la T° mínima y aun así no supera la tensión máxima del inversor que es de 1000V.

Si se hubiese escogido los 23 paneles obtenidos del cálculo anterior, se hubiera pasado el límite de 1000 V que es lo que soporta la entrada del inversor.

Número de módulos en paralelo

La corriente continua máxima en la entrada del inversor, corresponderá a la corriente en Cortocircuito (I_{cc}) multiplicada por el número de paneles fotovoltaicos instalados en paralelo.

La colocación de paneles en paralelo produce un aumento de la corriente. El número de ramales en paralelo se determina como el cociente entre números de paneles por inversor y el número de paneles en serie.

$$N \text{ ramales paralelo} = \frac{N \text{ paneles por inversor}}{N \text{ paneles serie}} \quad (3.7)$$

$$N_{\text{ramales paralelo}} = \frac{1071}{20} = 53.55$$

Este número de ramales debe cumplir que la corriente de cortocircuito máxima de cada ramal por el número de ramales en paralelo sea menor que la corriente máxima admisible de entrada al inversor. Matemáticamente se determina mediante la expresión:

$$\begin{aligned} \# \text{ Ramales} \times I_{cc} \text{ ramal} &\leq I_{\text{máx inr}} \\ 53 \times 8.35 &= 442.55 \text{ A} \leq 600 \text{ A} \end{aligned}$$

Se puede verificar mediante cálculos que con 53 grupos paralelos de paneles series, en caso de presentarse un cortocircuito en los paneles, la máxima corriente será 442.55 Amperios y no supera la máxima corriente de entrada del inversor de 600 Amperios.

Número de Inversores

A continuación se tiene que dimensionar el número de inversores a instalar, utilizando la siguiente expresión:

$$\text{Numero de Inversores} = \frac{P_{\text{proyecto}}}{P_{\text{ca. inv}}} \quad (3.8)$$

Siendo:

P_{proyecto} : Potencia a inyectar a red en red.

$P_{\text{ca(inv)}}$: Potencia de salida del inversor.

$$\text{Numero de Inversores} = \frac{1000\text{kw}}{250\text{kw}} = 4 \text{ inversores}$$

Para cubrir el total de la potencia instalada se utilizarán 5 inversores de 250 kW marca ABB tomando en cuenta que se tiene 1 inversor de reserva o de emergencia por razones de confiabilidad, es decir la Central Solar Fotovoltaica trabajara con 4 inversores.

Número total de Paneles

La configuración para cada inversor será conectando 53 filas en paralelo de un grupo de 20 paneles en serie por cada inversor. Si se tiene 4 inversores entonces el número total de paneles será de:

$$4 \text{ inversores} \times (53 \times 20) \text{ paneles / inversor} = 4240 \text{ paneles}$$

marca Yingli de 280 Wp.

Potencia de Instalación Final

La planta presenta una potencia nominal salida de los inversores de 1 MW, mediante los cálculos anteriores, se obtuvo unas variaciones de diseño para que la planta fotovoltaica se adecue a las características propias que presenta la zona de instalación y la capacidad de entrada que presenta el inversor a utilizar, la potencia fotovoltaica instalada se la obtiene de la siguiente manera:

$$4240 \text{ paneles} \times 280 \text{ Wp} = 1187200 \text{ Wp.}$$

Quedando como una planta fotovoltaica con una potencia fotovoltaica nominal instalada de 1187200 Wp, y una potencia de salida de 1 MW.

Estructuras de Soporte

Las estructuras de soporte serán instaladas sobre bases de hormigón reforzado con malla electro soldada. Se instalarán con pernos introducidos previamente en el hormigón. Las bases serán ancladas para evitar el vuelco de los paneles debido a la acción del viento. Para aprovechar eficientemente la dirección de la radiación solar, se utilizarán estructuras que permitan el movimiento del módulo siempre que no se transmitan esfuerzos por dilatación.

Las estructuras escogidas serán ajustables, construidas en aluminio y diseñadas para la conexión de 5 módulos en serie en forma vertical.



Figura 3.17: Estructura de Soporte [26].

Protecciones

En el diseño de la planta fotovoltaica conectada a una industria es necesario garantizar, la seguridad de las personas operarias y usuarios, también que el normal funcionamiento del sistema fotovoltaico no afecte a la operación ni a la integridad de otros equipos y sistemas conectados a dicha red.

A continuación se detallan las medidas de seguridad y protecciones en función de los riesgos asociados y teniendo en cuenta las características específicas de la instalación fotovoltaica.

Puesta a Tierra

El sistema de protección de tierras es un elemento fundamental para poder disipar energía que puede provenir por distintos tipos de fallas que se dan en una central fotovoltaica.

Las centrales fotovoltaicas por sus elementos constitutivos requieren determinadas consideraciones en el diseño del sistema de puesta a tierra, ya que la central contará con equipos e instalaciones de baja y media tensión que necesitan una apropiada puesta a tierra. En algunos casos también se instalará una malla de tierra para equipos de comunicación.

El diseño del sistema de puesta a tierra será perimetral al contorno e incluirá un mallado para la central fotovoltaica que asegure la equipotencialidad. Las estructuras de soporte de los paneles así como las carcasas de los equipos y otras partes que lo ameriten, se tendrán que conectar a este sistema de puesta a tierra.

El punto de interconexión a la red, la zona de medidores, transformador, celdas y reconectores, tendrá una malla de puesta a tierra individual, que deberá conectarse a la anterior. Adicionalmente, cada pararrayo del sistema de protección contra

descargas atmosféricas contará con su propia malla en disposición.

Las distintas mallas se unirán entre sí mediante vía chispas, las mallas de media tensión emplearán cable de cobre desnudo 4/0 AWG. Para el resto de las mallas se empleará cable de cobre desnudo 2/0 AWG ya que es el calibre recomendado por la norma IEEE 80 (2000) para estos sistemas.

Las uniones entre estructuras y filas utilizarán cable 2 AWG, las uniones entre cables desnudos se realizarán mediante suelda exotérmica, así mismo en las uniones de la malla perimetral de baja tensión y la de las estructuras. Los paneles fotovoltaicos disponen de un punto de tierra, a través del cual el panel se debe unir a la tierra de la instalación. (Esto depende del fabricante).

String Box o “Caja de Conexiones en Paralelo”

Cuando se dispone de una instalación fotovoltaica con varias cadenas de módulos conectados en paralelo, es muy difícil poder encontrar los fallos en una sola cadena. Se ha escogido el String Box de la marca alemana ENWI, fabricado en un contenedor de poliéster resistente a los rayos UV con un grado de protección IP65. Este realiza la protección de las cadenas de módulos fotovoltaicos a través de fusibles individuales por cada polo. Se puede conectar hasta 8 cadenas, con una corriente máxima de entrada por cada cadena de 8.5A.

Para la selección de fusibles el calibre de los mismos será suficientemente superior al valor correspondiente a la corriente de cortocircuito de cada rama, para evitar fusiones no deseadas. Además de esta condición, deben tenerse en cuenta los siguientes criterios de selección $I_D \leq I_N \leq I_Z$ y $1,6 \leq I_N \leq 1,45 I_Z$
 I_D , Corriente de diseño o corriente nominal de la instalación. I_N , Corriente nominal del elemento de protección. I_Z , Corriente máxima admisible real de la línea.

De acuerdo con los criterios anteriores, se seleccionan fusibles de 10A.

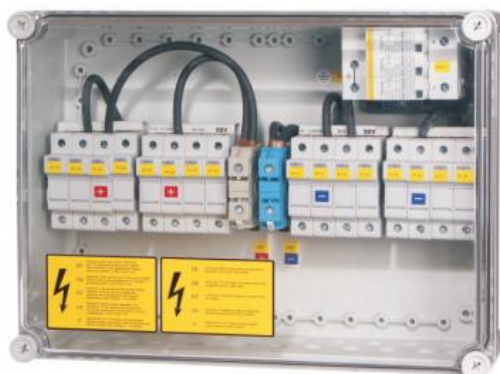


Figura 3.18: Características String Box ENWI [27].

Descargadores

Debido a que la instalación ocupará una gran superficie en zona abierta, dicha instalación se encontrará especialmente expuesta a descargas atmosféricas, lo que trae consigo sobretensiones, influyendo en el normal funcionamiento y en la vida útil de la instalación, por esta razón se utilizarán descargadores de sobretensión que descargarán a tierra los picos de tensión que se transmitan a los cables de la instalación, estos descargadores tendrán protección tipo Clase II, ya que es la protección adecuada frente a descargas transitorias indirectas que se produzcan a determinada distancia de la instalación y que pueden inducir en ésta sobretensión.

Los modelos de descargadores que serán utilizados son los siguientes.

Para la parte de corriente continua, modelo OVR PV-40 1000 P de ABB que posee, como características principales:

- Una capacidad de resistencia a intensidad de hasta 100A sin protección de seguridad adicional.
- Cartuchos enchufables para un mantenimiento sencillo
- Configuración en “Y” para una mejor protección
- Ningún riesgo si se invierte la polaridad



Figura 3.19: Protector Contra Sobretensiones, Modelo OVR PV- 40 1000 P [28].

Para la parte de corriente alterna, se escoge el modelo OVR T2 de ABB que tiene las siguientes características principales:

- Instalación en el lado de la alimentación de los dispositivos con protección diferencial (Distribuciones “3+1” y “1+1”) – mantenimiento simplificado gracias a cartuchos enchufables.
- Mayor seguridad gracias a la seguridad reservada.
- Monitorización constante del estado del producto a través del contacto de señalización integrado.

Todos los descargadores OVR T2 están coordinados a la distancia mínima de 1m , las especificaciones técnicas principales del modelo OVR T2 están adecuadas a las Normas de referencia IEC 61643-11, siendo este modelo de Tipo 2 el que presenta una intensidad de descarga máxima I_{max} de 40kA, tensión de funcionamiento máxima U_c 275V- 440V y contacto de señalización remota.



Figura 3.20: Protector Contra Sobretensiones Modelo OVR T2 de ABB [29].

Pararrayos

La planta solar está ubicada en campo abierto, y sus instalaciones, con las estructuras de los paneles solares, conectados a la toma de tierra son atractivas para el rayo, por este motivo es importante la Instalación de un pararrayos, que con su dispositivo de cebado garantiza que el impacto del rayo se producirá muy por encima de las estructuras.

Los pararrayos con dispositivo de cebado basan su funcionamiento en las características eléctricas de la formación del rayo. El rayo comienza con un trazador descendente que se propaga en cualquier dirección. Una vez se acerca a los objetos situados sobre el suelo, cualquiera de ellos puede recibir el impacto. El objetivo de un sistema externo de protección contra el rayo es que el punto de impacto de la descarga sea un objeto controlado, que proporcione a la corriente del rayo un camino hacia tierra sin dañar la estructura.

Los Pararrayos con Dispositivo de Cebado (PDC) se caracterizan por emitir el trazador ascendente continuo antes que cualquier otro objeto dentro de su radio de protección. Las normas UNE 21186 y NFC 17102 definen esta característica mediante el parámetro denominado tiempo de avance en el cebado (Δt): "Ganancia media en el instante de cebado del trazador ascendente de un PDC en comparación con el de una punta de referencia de la misma geometría, obtenidos mediante ensayos. Se mide en microsegundos". Este tiempo de avance en el cebado determina el radio de protección del pararrayos.

El conductor de bajada debe tener una sección mínima de 50mm^2 . Dado el carácter de impulso de la corriente del rayo, el conductor plano (pletina) es preferible al conductor redondo, ya que ofrece una mayor superficie exterior para una sección idéntica. Por otra parte, se recomienda el cobre estañado debido a sus propiedades físicas, mecánicas y eléctricas (conductividad, maleabilidad, resistencia a la corrosión). El Pararrayos tipo "PDC"

con dispositivo de cebado electro pulsante, avance en el cebado de 60 μ s y radio de protección de 79 a 107 m de 1 m de altura.



Ref. →	NIVEL DE PROTECCIÓN I (D=20 m)				NIVEL DE PROTECCIÓN II (D=30 m)				NIVEL DE PROTECCIÓN III (D=45 m)				
	AT-1515 AT-2515	AT-1530 AT-2530	AT-1545 AT-2545	AT-1560 AT-2560	AT-1515 AT-2515	AT-1530 AT-2530	AT-1545 AT-2545	AT-1560 AT-2560	AT-1515 AT-2515	AT-1530 AT-2530	AT-1545 AT-2545	AT-1560 AT-2560	
h (m)	2	13	19	25	31	15	22	28	35	18	25	32	39
	4	25	38	51	63	30	44	57	69	36	51	64	78
	6	32	48	63	79	38	55	71	87	46	64	81	97
	8	33	49	64	79	39	56	72	87	47	65	82	98
	10	34	49	64	79	40	57	72	88	49	66	83	99
	20	35	50	65	80	44	59	74	89	55	71	86	102
	60	35	50	65	80	45	60	75	90	60	75	90	105

h (m): Altura del pararrayos sobre el elemento a proteger (en metros).

D (m): Radio de esfera rodante (en metros).

Figura 3.21: Características de protección del Pararrayo con dispositivo de cebado[30].

Celda de Media Tensión

En las celdas de Media tensión se ubican equipos de maniobra (interruptores de potencia extraíbles, seccionadores), equipos de medida (transformadores de corriente y de tensión, etc.), equipos de protección y control, montados en uno o más compartimientos insertos en una estructura metálica externa, y que cumple la función de recibir y distribuir la energía eléctrica.

En este proyecto se utilizará las Celdas de Media Tensión de marca Schneider, están definidas según la norma IEC 62271-200, y sus principales características son:

- ✓ Equipos en compartimientos con grado de protección IP2X para el interior de cada unidad, IP3X para la envolvente externa.
- ✓ Separaciones metálicas entre compartimientos.

- ✓ Al extraer un equipo de Media Tensión, existirán barreras metálicas (“shutters”) que impedirán cualquier contacto con partes energizadas.

Compartimientos separados al menos por:

- 1) Cada interruptor o equipo de maniobra.
- 2) Elementos a un lado del equipo de maniobra (por ejemplo: Cables de poder).
- 3) Elementos al otro lado del equipo de maniobra (por ejemplo: Barras).
- 4) Equipos de baja tensión (por ejemplo: relés).

1. Seccionador
2. Barraje
3. Mecanismo de operación
4. Baja tensión
5. Conexión de Cables y accesorios MT
6. Interruptor

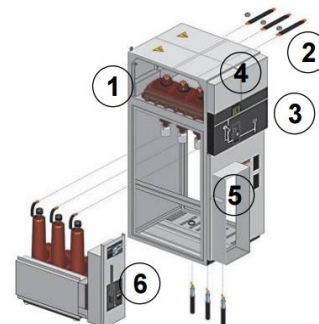


Figura 3.22: Celdas de Media Tensión [31].

Celda Modular de Medición

La Celda de medición de 13.8kV de Schneider es diseñada, fabricada y aprobada de acuerdo con las normas IEC 298/694 contiene las siguientes características:

- Transformadores de corriente 100/5A clase Precisión IEC 0.2.
- Transformadores de Potencial 8400/120vac Precisión IEC 0.2.
- Juego de barras tripolares para conexión 630Amp.
- Caja de Baja tensión superior apta para instalaciones de contador de Energía.
- Resistencia de calefacción.

Celda de Interruptor Principal

La celda de interrupción principal cuenta con las siguientes características técnicas:

- Voltaje Nominal: 13.8 kV.
- Nivel Básico de Aislamiento: 95 kV Máximo.
- Capacidad de ruptura 20 kA.
- Corriente nominal 630 A.

La celda está Compuesta por los siguientes equipos:

- ✓ 1 Interruptor automático Fluarc SF1 en SF6, 630 A.
- ✓ 1 Seccionador de operación sin carga en SF6.
- ✓ 3 Transformadores de corriente para protección.
- ✓ 1 Relé Sepam 1000 S20 (50/51; 50N/51N).
- ✓ 1 Seccionador de puesta a tierra inferior con poder de cierre.
- ✓ 1 Resistencia de calefacción 50W, 120 Vca.
- ✓ 1 Bloque SaftUra (ups convertora 120 Vca a 24 Vdc).

Celda de Remonte de Cables con Barraje

La celda en media tensión de Schneider Electric modelo GAM-2, compuesta de los siguientes equipos:

- Juegos de aisladores soportes (Horizontal).
- Juegos de Barras tripolar 630A para conexión superior con celda continua SM6.
- Bornes para conexión inferior de cable seco unipolar.

Transformador Elevador

En la salida del inversor inmediatamente después del sistema de medición se colocará un Transformador Trifásico marca Inatra de 1 MVA, cuya función será elevar el voltaje de 300 V a 13.8 kV para conectarse en paralelo a la red de distribución de la empresa.

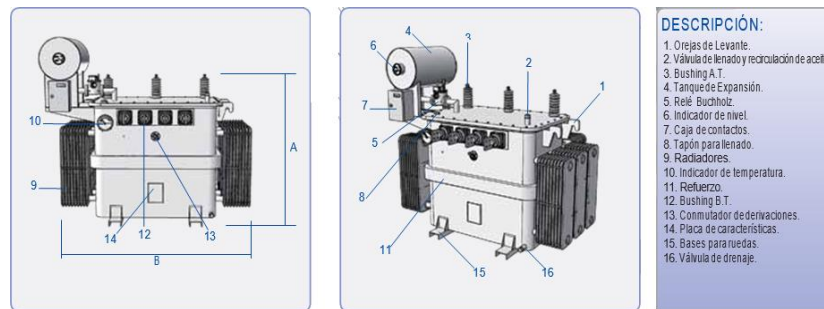


Figura 3.23: Transformador de Elevación Tensión [32].

Sistema de Medición

La planta al tener una capacidad de generación de 1 MW según la regulación del CONELEC 005/08, el sistema de medición debe cumplir ciertas características [33]:

Equipo Primario:

- CT's y PT's con clase de precisión 0.2%.
- El Burden conectado a los arrollamientos secundarios no debe exceder los valores nominales del equipo a fin de garantizar la precisión dentro de todo el rango de operación de CT's y PT's.

Medidores Electrónicos:

- Clase de precisión 0.2%.
- Al menos 12 canales de Almacenamiento de Información.
- La instalación del equipamiento para la medición en los nodos de intercambio (frontera) y debe contar con un medidor-registrador bidireccional.
- Permitirá el acceso remoto desde el CENACE con uno ó varios medios de comunicación confiables.
- Los sistemas de medición serán de propiedad del Agente y los medios de comunicación podrán ser de propiedad de su propiedad o del proveedor del servicio.

- Proporcionar al CENACE el software y licencia para el manejo de los equipos.

Por estos motivos se escoge el medidor bidireccional trifásico de marca Schneider modelo ION 8650 C con TC de núcleo partido marca Schneider modelo: LVCT02004 S.



Figura 3.24: Medidor y TC marca SCHNEIDER [34].

Conexión de la Central Fotovoltaica en Paralelo a la Red

La conexión de un sistema fotovoltaico a la red eléctrica está sujeta a la cantidad de potencia que se desea inyectar a la red, en este caso a la salida de cada inversor se presenta una salida de 300 VAC con un corriente de 485 A.

Si se incorporara esta cantidad potencia de 1 MW a este voltaje se tendría muchas pérdidas en conductores por la alta corriente, también el sistema de baja tensión a la que se alimenta la fábrica es de 13.9kV / 460 V, por estas razones se ve la necesidad de una subestación elevadora que convierta el voltaje de 300 V a 13.8 kV.

Para poder evacuar esta cantidad de potencia y así formar una conexión en paralelo de esta generación con la red a 13.8 kV.

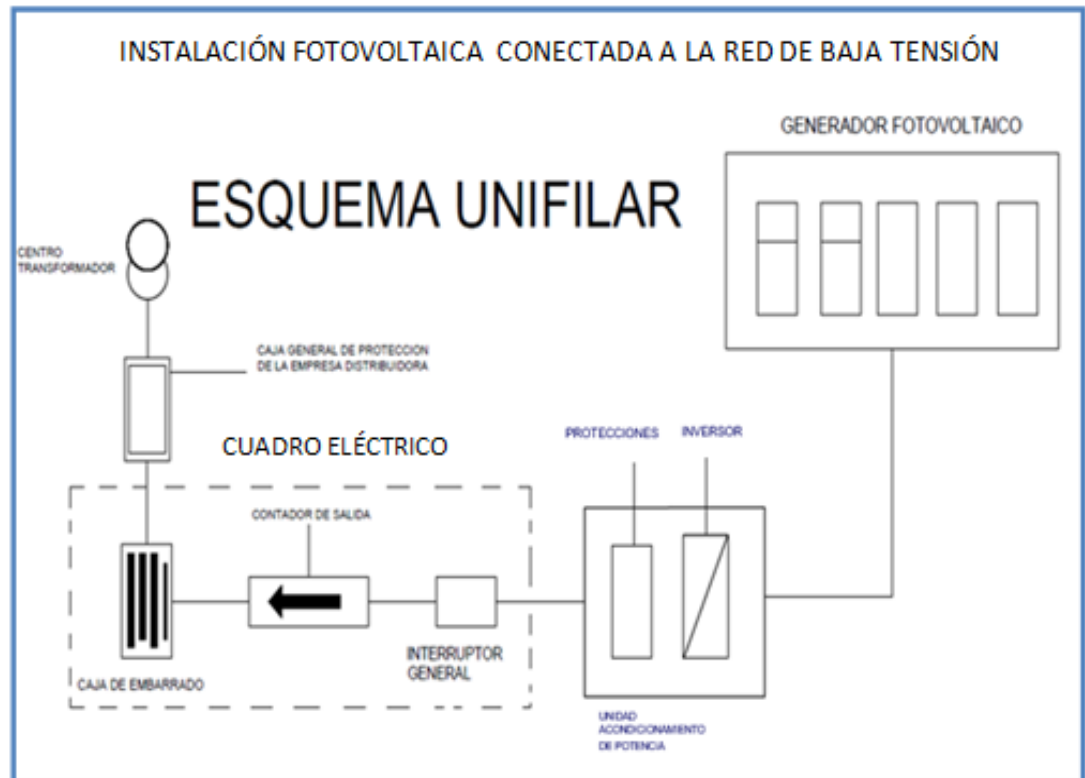


Figura 3.25: Esquema Unifilar de la Conexión en Paralelo a la Red.

Conductores

Para obtener el calibre del conductor a utilizar en los diferentes tramos de conexión utilizaremos las siguientes fórmulas:

En corriente continua
$$s = \frac{2 \times L \times i \times 0.0178}{\Delta V\%} \quad (3.9)$$

En corriente Alterna
(líneas trifásicas)
$$s = \frac{2 \times L \times i \times 0.0178 \times \cos \varphi}{\Delta V\%} \quad (3.10)$$

Siendo:

L: La longitud del conductor (m).

I: La intensidad del conductor(A).

$\Delta V\%$: Caída de tensión en línea máxima admisible en tanto por ciento.

$\text{Cos}\phi$: Ángulo de desfase entre la tensión e intensidad o factor de potencia.

Conductor Para Conexión C.C De Un Ramal

Para esta sección se tolera una caída de voltaje de 1%.

$$s = \frac{2 \times L \times icc (STC) \times 0.0178}{\Delta V_{mpp} \%}$$

$$s = \frac{2 \times 1 \times 8.86 \times 0.0178}{1\% \times 35.8} = 0.881 \text{mm}^2$$

Se utiliza la sección inmediata superior en este caso 2.08 mm².

Red de Baja Tensión para Conexión en Corriente Continua de los Paneles (String box) al Inversor

Para esta sección se tolera una caída de voltaje de 3%.

$$s = \frac{2 \times L \times icc (STC) \times 0.0178}{\Delta V_{mpp} \%}$$

$$s = \frac{2 \times 130 \times 8 \times 8.35 \times 0.0178}{3\% \times 35.5 \times 20} = 14.51 \text{mm}^2$$

Tomamos la sección normalizada inmediata superior 21.15 mm².

Conductor de Corriente Alterna de un Inversor al Punto de Conexión

Para esta sección se tolera una caída de voltaje de 3%.

$$s = \frac{\sqrt{3} \times L c. a \times in (inv) \times 0.0178 \times \cos \varphi}{\Delta V_{nout} \%}$$

$$s = \frac{\sqrt{3} \times 20 \times 485 \times 0.0178 \times 0.9}{3\% \times 300} = 29.90 mm^2$$

Tomamos la sección normalizada inmediata superior $33.63 mm^2$.

Orientación e Inclinación de Módulos

El conjunto de módulos fotovoltaicos del Complejo Fotovoltaico será capaz de generar hasta 1, MW de energía eléctrica, por lo que los módulos tienen que montarse de forma que se optimice al máximo la radiación solar.

Estos módulos se orientarán hacia el sur geográfico y con una inclinación de 10° superior en sentido este-oeste, en el sitio de ubicación, dependiendo de la orientación de la radiación en el día.

Debido a la posición geográfica del Complejo Fotovoltaico, se espera cada tres meses cambios en la orientación de la radiación, conociendo que la rotación será de este a oeste.

Tomando en cuenta las diferentes inclinaciones posibles a las que se debe colocar el módulo, intentando maximizar la radiación incidente en la superficie del módulo fotovoltaico y minimizando las pérdidas que pueda tener la instalación debido a cualquier tipo de suciedad que puede ser almacenada en los módulos fotovoltaicos, se ha optado por una inclinación de 10° , con lo cual se obtendrá un máximo aprovechamiento del recurso solar. No son necesarias inclinar más los módulos ya que la

radiación solar incide casi perpendicularmente en el sitio sobre la superficie del módulo al mediodía solar.

Separación entre Módulos

Se tiene que realizar un cálculo para hallar la distancia óptima de separación de paneles, con el objetivo de que las sombras causadas por los módulos entre si no resten potencia a la instalación y teniendo en cuenta que con una separación mayor se perdería mucha superficie de captación solar e incrementara la necesidad de espacio para la instalación de la planta, aumentando así costos en el proyecto.

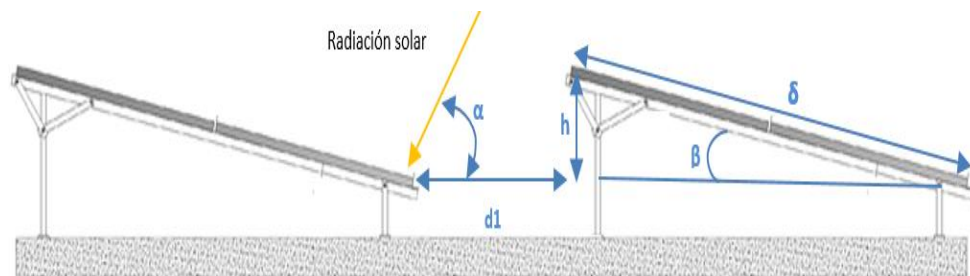


Figura 3.26: Separación entre Módulos.

En la figura 3.26 se puede observar las características a ser tomadas en cuenta en el cálculo para la optimización de la distancia entre paneles donde:

α = Altura solar cambia durante el año se suele elegir la mínima.

β = Inclinación de los módulos.

δ = Ancho del módulo solar.

h = Altura de la estructura.

$d1$ = distancia mínima entre las estructuras.

$$h = \delta \times \sin \beta \quad (3.11)$$

$$h = 1.985 \text{ m} \times \sin 10 = \mathbf{0.344 \text{ m}}$$

$$\alpha = 90^\circ - \text{latitud} (+\text{norte } \acute{o} - \text{sur}) - 23.5^\circ \quad (3.12)$$

$$\alpha = 90 - (-1.945) - 23.5 = \mathbf{68.445^\circ}$$

$$d1 = \frac{h \times \cos \alpha}{\sin \alpha} \quad (3.13)$$

$$d1 = \frac{0.344 \times \cos(68.445)}{\sin(68.445)} = 0.1361 \text{ m}$$

Según los cálculos se debe tener un distanciamiento mínimo entre estructuras de soporte de 0.13 m, tomando en cuenta que se debe realizar mantenimiento y que hay disponibilidad de espacio en el terreno, se aumenta esta separación a 0.80 m para que pueda ingresar el personal.

Factor de Pérdidas (Performance Ratio PR)

El performance ratio es un factor que muestra el rendimiento y calidad de una planta fotovoltaica.

En este factor se consideran todas las pérdidas en la instalación como son las siguientes:

- Pérdidas por cableado.
- Pérdidas por temperatura.
- Pérdidas por polución.
- Pérdidas por efecto Mismatch.
- Pérdidas por rendimiento del seguimiento del punto de máxima potencia.
- Pérdidas en el inversor.
- Pérdidas en el transformador.

Pérdidas por Temperatura

Estas pérdidas se dan por la variación de temperatura esto hace que los parámetros del panel varíen. Los valores de temperatura mensuales se obtienen del anuario meteorológico del INHAMI 2014.

El rendimiento por efecto de temperatura se lo calcula con las siguientes fórmulas:

$$T_{\text{celula}} = T_{\text{ambiente}} + \frac{\text{Irradiancia} * (T_{\text{NOC}} - 20)}{800} \quad (3.14)$$

$$R_{\text{to T}} = \frac{(100 - ((T_{\text{celula}} - T_{\text{ensayo panel}}) * \text{Pérdidas } \% \text{ } ^\circ\text{C}))}{100}$$

En la tabla 5 se muestran la estimación del rendimiento por el efecto de la temperatura mensual en un año promedio.

Mes	T Ambiente (°C)	Irradiancia (W/M2)	T NOC (°C)	T Célula (°C)	T Ensayo Panel (°C)	Pérdidas (% °C)	RTO %
Enero	27	1000	46	60	25	0.45	84.48
Febrero	27	1000	46	60	25	0.45	84.48
Marzo	28.5	1000	46	61	25	0.45	83.80
Abril	27.4	1000	46	60	25	0.45	84.30
Mayo	27.6	1000	46	60	25	0.45	84.21
Junio	26.4	1000	46	59	25	0.45	84.75
Julio	25.3	1000	46	58	25	0.45	85.24
Agosto	24.7	1000	46	57	25	0.45	85.51
Septiembre	25	1000	46	58	25	0.45	85.38
Octubre	24.7	1000	46	57	25	0.45	85.51
Noviembre	26	1000	46	59	25	0.45	84.93
Diciembre	27.5	1000	46	60	25	0.45	84.25

Tabla 5: Rendimiento por Temperatura Mensual.

Pérdidas por Cableado

Este tipo de pérdida es provocada por la resistividad de los cables, provocando que la corriente eléctrica no llegue con la misma intensidad debido a la oposición que presenta el conductor al paso de la corriente.

En la sección se realizó cálculos para la selección de conductores tomando en cuenta criterios para minimizar las perdidas, por esta razón se considera un valor de pérdidas para cableado en la instalación fotovoltaica de 1.5 %.

Pérdidas por Polución

Este tipo de pérdida es provocada en los módulos por la suciedad y polvo en acumulada en la superficie de los paneles, esto hace que se presente una disminución de potencia en el generador fotovoltaico.

Para reducir las pérdidas por polución es recomendable tener un plan de limpieza semanal de los paneles fotovoltaicos. Es por esto que se considera una pérdida del 2.5% por polución.

Pérdidas por Efecto Mismatch

Este tipo de pérdidas se produce ya que los paneles no tienen propiedades idénticas, porque pueden estar sometidos a diferentes condiciones de trabajo. Para el diseño de esta planta fotovoltaica, se consideró ordenar los paneles fotovoltaicos con respecto a sus características eléctricas y utilizado el mismo fabricante, para así garantizar que cada grupo tengan características similares y con esto aseguramos reducir las pérdidas por efecto mismatch.

Haciendo este ordenamiento se pueden reducir las pérdidas en un rango del 0.5% al 2%. Considerando esta pérdida en el 2%.

Pérdidas por Rendimiento del Seguimiento Punto de Máxima Potencia

La radiación presenta mucha variabilidad, los inversores que se han seleccionado para esta planta fotovoltaica tienen la característica de ajustar la curva característica de los módulos fotovoltaicos y buscar

el parámetro óptimo para aprovechar siempre en el punto de máxima potencia y que su rendimiento nos ve afectado.

Dada esta ventaja se puede minimizar esta pérdida y considerar que es del 1%.

Pérdidas por Inversor

Este tipo de pérdida es provocada por el funcionamiento del inversor, se considera el rendimiento del inversor el cual es proporcionado por el fabricante, el cual es del 98%.

El rendimiento del inversor que según la simulación es del 99.8%, esto se da debido a que el inversor antes de entrar a funcionar, espera a que los niveles de potencia sean los adecuados.

Pérdidas en el Transformador

Esta clase de pérdida se produce en el transformador y varía según la capacidad en la que esté trabajando el transformador, para esta planta se considera que el transformador está trabajando en toda su capacidad por esta razón se ha considerado un valor máximo de pérdida del 2.5 %.

Cálculo del Factor de Pérdida (PR)

Se pueden considerar un valor adicional que reflejen otras pérdidas como la afectación de la masa de aire, pérdidas momentáneas de transferencia de energía, presencia de interrupciones en la red que afectaría el proceso de producción, estimando un valor mínimo de 0.3%.

Una vez obtenidas las pérdidas, se procede a calcular el PR de la instalación fotovoltaica, multiplicando cada valor como se muestra en la tabla 6.

Mes	Rto Tempe	Rto Cable	Rto Polución	Rtoefec Mismatch	Rto pmp	Rto Inv	Rto Trafo	Rto otros	Pr
enero	84.48%	98.5%	97.5%	98%	99%	98.0%	97.5%	99.7%	74.99%
febrero	84.48%	98.5%	97.5%	98%	99%	98.0%	97.5%	99.7%	74.99%
marzo	83.80%	98.5%	97.5%	98%	99%	98.0%	97.5%	99.7%	74.38%
abril	84.30%	98.5%	97.5%	98%	99%	98.0%	97.5%	99.7%	74.83%
mayo	84.21%	98.5%	97.5%	98%	99%	98.0%	97.5%	99.7%	74.75%
junio	84.75%	98.5%	97.5%	98%	99%	98.0%	97.5%	99.7%	75.23%
julio	85.24%	98.5%	97.5%	98%	99%	98.0%	97.5%	99.7%	75.66%
agosto	85.51%	98.5%	97.5%	98%	99%	98.0%	97.5%	99.7%	75.90%
septiembre	85.38%	98.5%	97.5%	98%	99%	98.0%	97.5%	99.7%	75.79%
octubre	85.51%	98.5%	97.5%	98%	99%	98.0%	97.5%	99.7%	75.90%
noviembre	84.93%	98.5%	97.5%	98%	99%	98.0%	97.5%	99.7%	75.39%
diciembre	84.25%	98.5%	97.5%	98%	99%	98.0%	97.5%	99.7%	74.78%
PR anual									75.21%

Tabla 6: Factor Pérdidas de la Instalación.

Cálculo de la Energía Producida

Para obtener una estimación de la energía producida por la planta solar utilizaremos la siguiente fórmula:

$$E = P_{GFV} \frac{G_{dm}(\beta)}{I_{stc}} F_s \times PR \quad (3.15)$$

Donde:

P_{GFV} : Potencia pico que puede entregar el generador fotovoltaico.

I_{stc} : Irradiancia en las condiciones estándares.

F_s : Factor que considera las pérdidas por sombreado.

PR : (Siglas de performance ratio) es la eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo.

$G_{dm}(\beta)$: Radiación recibida sobre la superficie inclinada del panel.

Las pérdidas del sistemas son consideradas en torno al 24.79% anual, aquí se incluye las perdidas asociadas al generador FV (tolerancia, dispersión de parámetros, suciedad, temperatura, perdidas en cableado, otras perdidas normales de operación) y las perdidas asociadas al inversor (eficiencia media, seguimientos punto máxima potencia, potencia en cableado), tomando en cuenta que en este proyecto no existe afectación de sobra el factor $FS \times Pr = PR$.

$$E = 1200 \text{ KWP} \frac{1577.49 \text{ Kwh/m}^2}{1 \text{ Kw/m}^2} 0.7521 = 1423716.27 \text{ kwh}$$

3.6 Simulación en PVSYST5

Para corroborar los cálculos obtenidos, se procederá a realizar las respectivas simulaciones en el programa PVSYST5 en el cual se obtendrá informes, resúmenes, gráficas y valores a ser interpretados, para posteriormente ser contrastados con los resultados de los cálculos teóricos previamente realizados.



Figura 3.27: Simulador PVSYST.

Configuración de zona y equipos de la planta fotovoltaica

Se procede en el programa realizar la configuración de la zona en la cual se va a instalar los paneles fotovoltaicos, en la Figura 3.28.

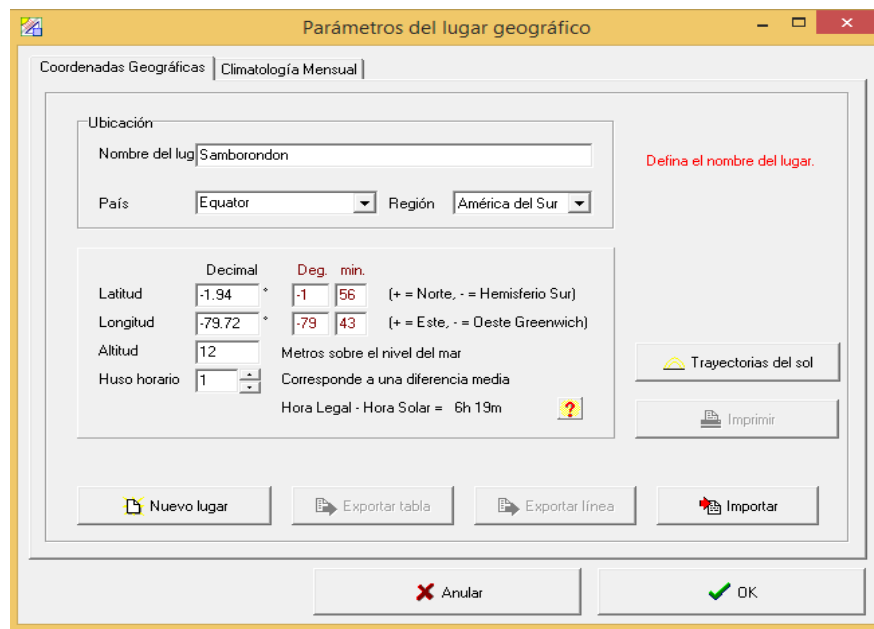


Figura 3.28: Parámetros Geográficos de la Zona.

Ahora se procede a colocar los valores de irradiación de acuerdo a la zona en cuestión de cada mes, así mismo los valores de temperatura mínima para tener en cuenta el aumento de voltaje en los paneles por dichas temperaturas, cabe recalcar que esta zona es un lugar que no posee sombras naturales, ni presencia de edificaciones por lo que solo se tomará los datos de irradiación global, tal como lo muestra la Figura 3.29.



Figura 3.29: Valores de Irradiación y Temperatura de la Zona.

Configuración del simulador de los Paneles e Inversor

En la Figura 3.30 se puede apreciar cómo se configura los parámetros de las características técnicas de los paneles a usarse marca Yingli solar.

Definición de un módulo FV

Datos básicos | Parámetros modelo | Dimensiones y Tecnología | Comercial | Gráficos

Modelo: YL280P-35b Fabricante: Yingli Solar

N. archivo: Yingli_YL280P_35b.PAN Origen datos: Manufacturer 2009

Potencia nom. (en STC): 280. Wp Tol.: 3.0 % Tecnología: Si-poly

Especificaciones del fabricante o otras medidas

Cond. de referencia:	GRef	1000	W/m ²	TRef	25	°C
Corriente de cortocircuito	Isc	8.350	A	Circuito abierto Voc	45.00	V
Punto Potencia Máximo:	Impp	7.890	A	Vmpp	35.50	V
Coeficiente de temperatura	?Isc	5.0	mA/°C	N° células 72 en serie		
	o ?Isc	0.06	%/°C			

Resumen del modelo

Parámetro principal

R paral. 400 ohm
Rp (G=0) 1600 ohm

R serie model 0.22 ohm
R serie max. 0.56 ohm
R serie apparent 0.53 ohm

Parámetros modelo

Gamma 1.35
Io Ref 122 nA
?Voc -169 mV/°C
?Pmáx fijado -0.45 /°C

Resultado del modelo interno

Cond. de funcionamiento	GOper	1000	W/m ²	TOper	25	°C
Punto Potencia Máximo:	Pmpp	281.5	W	Coef. temperatura	-0.45	%/°C
Corriente Impp		7.72	A	Tensión Vmpp	36.5	V
Corriente de cortocircuito Isc		8.35	A	Circuito abierto Voc	45.0	V
Eficiencia	/ Sup. células	16.07	%	/ Sup. módulo	14.44	%

Export hacia tabla Imprimir Anular OK

Figura 3.30: Parámetros de Paneles Fotovoltaicos en el Simulador

En la Figura 3.31 se muestra, que de acuerdo a las características técnicas con las que ha sido fabricado el inversor se procede a configurar los valores para realizar la simulación. Cabe recalcar que el simulador posee una base de datos tanto para los paneles, como para inversores los cuales facilitan el trabajo y en caso que algún valor de la característica de fabricación de estos elementos no coordine, el simulador los permite modificar.

Definición de un inversor conectado a la red

Parámetro principal | Parámetro secundario | Curva de eficiencia | Dimensiones | Comercial

Modelo: PVS800-57-0250kW-A Fabricante: ABB OY Drives
 N. archivo: ABB_PVS800-57-0250kW-A.ond Origen de datos: Photon DB 2015

Lado entrada (Campo FV CC)

Tensión MPP Mínima: 450 V
 Tensión Mínima para Pnom: 450 V
 Tensión MPP Nominal: N/A V
 Tensión MPP Máxima: 825 V
 Tensión FV máx Absoluta: 1000 V
 Umbral Potencia: 3750.0 W

Especificación contractual, sin significado físico verdadero. ? Obligatorio

Potencia nominal FV: N/A kW
 Potencia máxima FV: 300 kW
 Corriente máxima FV: 600 A

Lado salida (Red CA)

Tipo: Monofásico Frecuencia: 50 Hz
 Trifásico 60 Hz
 Bifásico

Tensión de Red: 300 V
 Potencia nominal CA: 250 kW
 Potencia máxima CA: 250 kW
 Corriente CA nominal: 485 A
 Corriente CA máxima: N/A A

Eficiencia

Eficiencia máxima: 98.0 %
 Eficiencia EURO: 97.6 % ?
 Eficiencia definida para 3 tensiones

Export hacia tabla Imprimir Anular OK

Figura 3.31: Datos Técnicos del Inversor Marca ABB.

En la figura 3.32 se procede a colocar los parámetros de inclinación.

Orientación, Variante "Nueva variante de simulación"

Tipo de campo: Plano Inclinado Fijo

Parámetros del campo

Inclinación plano: 10°
 Acimut: 0.0°

Optimización con respecto a:
 Productiv. irrad. anual ?
 Verano (Oct-Mar)
 Invierno (Abr-Sep)

Productiv. clima anual

Factor de transposición FT: 0.99
 Pérdida con respecto al óptimo: -0.5%
 Global en el plano receptor: 1533 kWh/m²

Mostrar Optimización

Anular OK

Figura 3.32: Orientación de los paneles a 10°.

En la figura 3.33 se procede a mostrar la optimización que realiza el simulador e la orientación e inclinación de paneles.

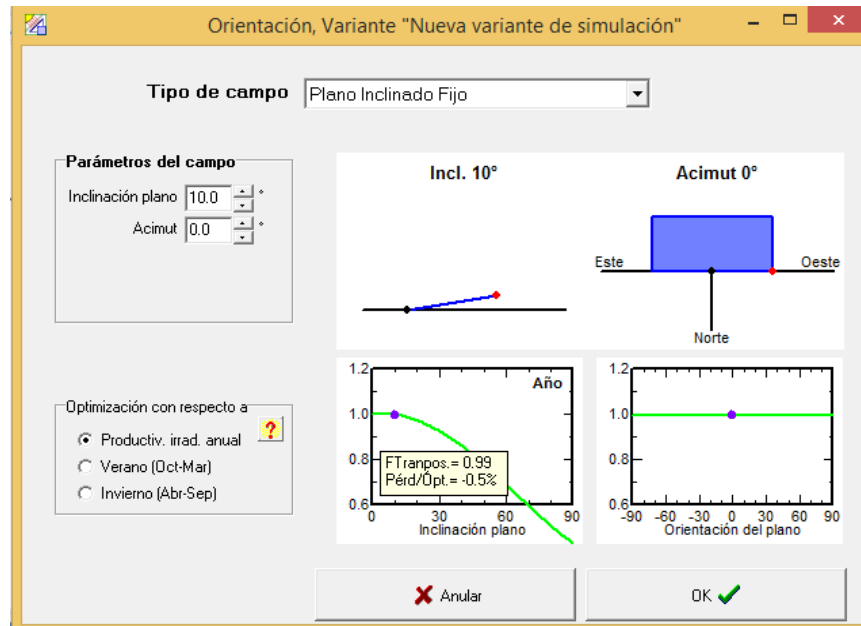


Figura 3.33: Orientación de los paneles a 10° con graficas optimizadas.

Simulación Selección de números de paneles (serie y paralelo) e Inversores y ubicación de paneles para la planta fotovoltaica

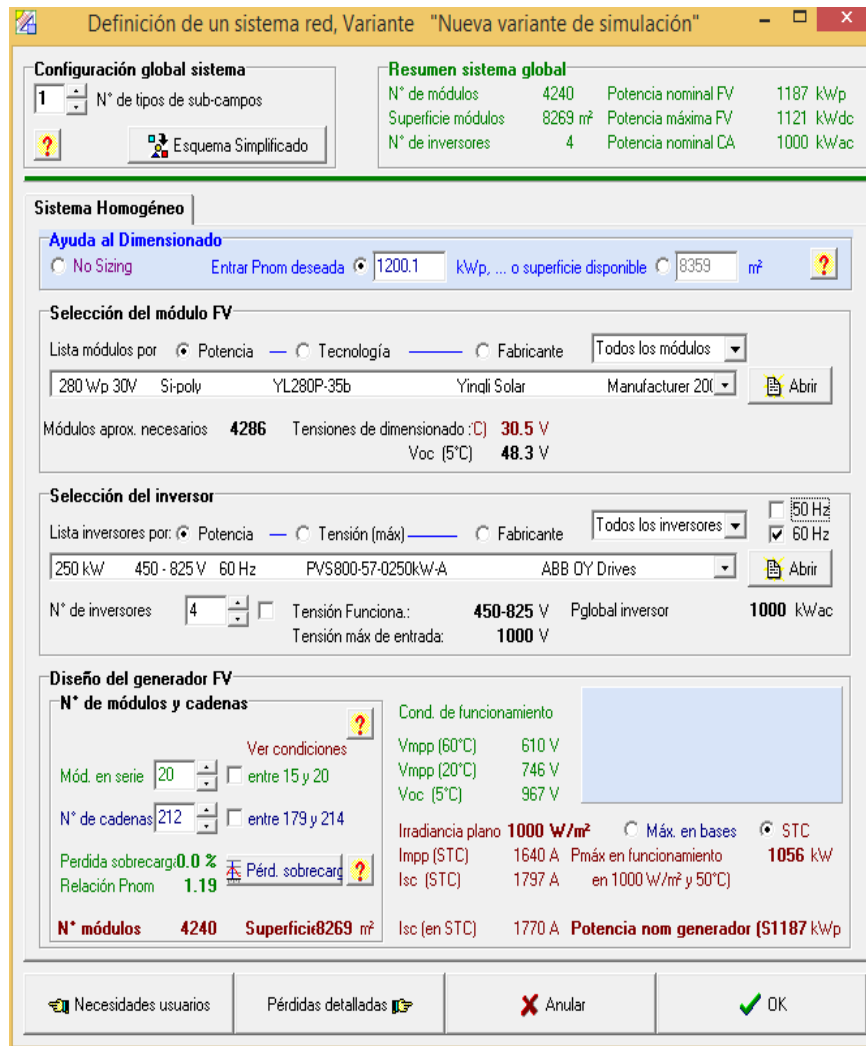


Figura 3.34: Simulación Configuración de la Planta Fotovoltaica.

En la Figura 3.34 se observa que la simulación muestra, que los paneles fotovoltaicos proveerán una potencia de 1200kWp, para un total de 4240 módulos con 20 paneles en serie y 212 cadenas de módulos. Corroborando así que los cálculos teóricos previamente obtenidos y la propuesta en la configuración de paneles son viables, también el simulador nos facilitará tener una idea de los valores tanto tensión y corriente a la cual trabajará el sistema fotovoltaico diseñado.

The screenshot displays the 'Module Layout' software interface. At the top, the title bar reads 'Module Layout'. Below it, there are two main panels: 'General Sub-fields area definition' and 'General PV array'.

General Sub-fields area definition: This panel includes a dropdown menu for 'Main area for mounting modules' and buttons for 'Add' and 'Suppr'.

General PV array: This panel provides system statistics:

PVModule : YL280P-35b	System: Nb. modules in series	20	Total area	8269.3 m ²
W x H : 1.970 x 0.990 m ²	Total number of strings	212	Total power	1187.2 kWp
	Total nb. of modules	4240	Left to be positioned:	756 mod.

Sub Field Area Layout: This section contains several sub-panels:

- Mechanical:** A note states 'You should define here the available area for positioning modules (with eventual forbidden rectangles or triangles)'. It includes an 'Available area' section with a 'Main Rectangle' of W x H 103.00 x 72.00 m² and a 'Secondary Rectangles' section with a 'Secondary Rect' of W 10.00 x H 7.00 m². It also has options for 'Contribution' (Inactive/Active) and 'Triangle shape'.
- Module arrangement:** This panel sets 'Module spacing' to 0.04 m in both X and Y. It offers 'Filling Mode' (From left, Centered, From right) and 'Mod. layout' (Vertical, Horizontal).
- Summary for this sub-field area:** Shows 'Total on this sub-field' as 3484 modules and 6794.8m².

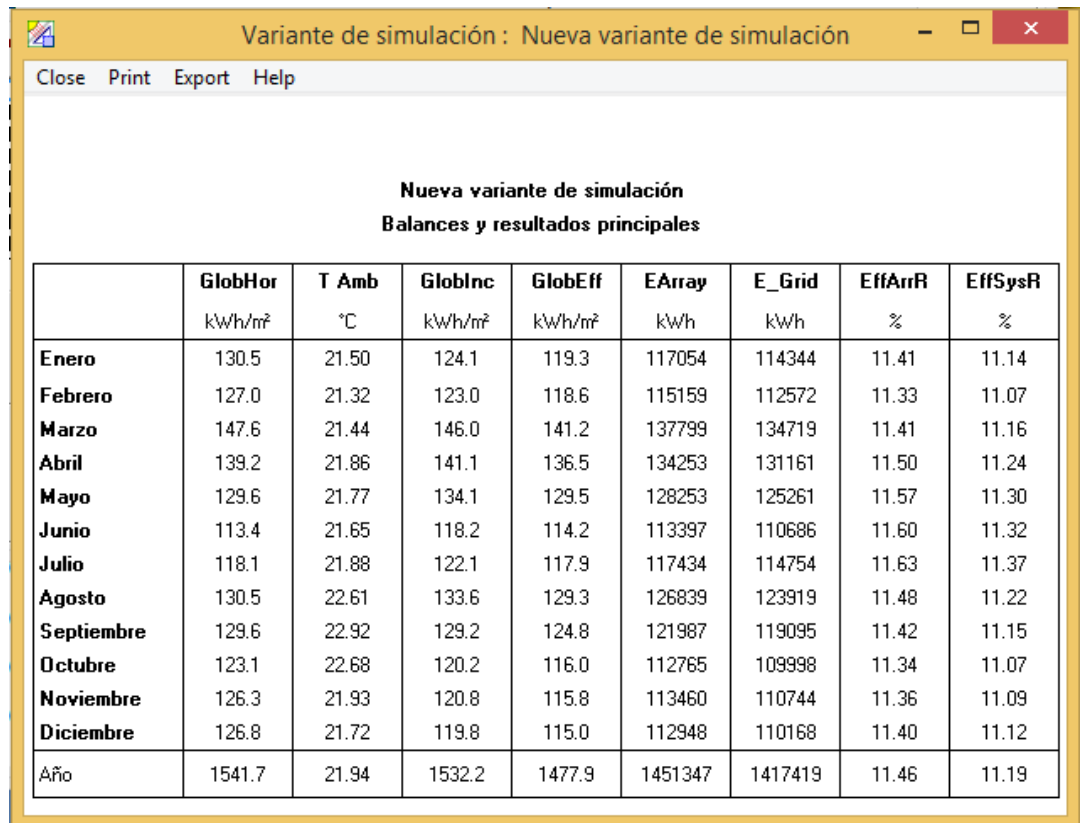
The central part of the interface is a large grid representing the physical layout of the PV modules. The grid is bounded by a green line, indicating the defined area. The axes are labeled from 0 to 140 on the X-axis and 0 to 70 on the Y-axis. At the bottom right, there are buttons for 'Print', 'Cancel', 'Erase def.', and 'OK'.

Figura 3.35: Disposición física de paneles.

Se tiene de acuerdo a las dimensiones de los paneles y al número de éstos que se ocuparía una superficie aproximada de 8269 m². Por lo cual se dispondrá de 103 por 72 metros en los cuales habría un pequeño espacio en el cual se puede colocar más paneles. Por las facilidades en espacio del sitio para el cual se está diseñando la planta fotovoltaica esta disposición definida se mantendrá tanto el número en serie como en paralelo de los paneles.

Resultados de la Simulación de Producción de Energía

En la figura 3.36 se muestra los resultados de producción de energía obtenidos en la simulación.



Nueva variante de simulación
Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	EffArrR %	EffSysR %
Enero	130.5	21.50	124.1	119.3	117054	114344	11.41	11.14
Febrero	127.0	21.32	123.0	118.6	115159	112572	11.33	11.07
Marzo	147.6	21.44	146.0	141.2	137799	134719	11.41	11.16
Abril	139.2	21.86	141.1	136.5	134253	131161	11.50	11.24
Mayo	129.6	21.77	134.1	129.5	128253	125261	11.57	11.30
Junio	113.4	21.65	118.2	114.2	113397	110686	11.60	11.32
Julio	118.1	21.88	122.1	117.9	117434	114754	11.63	11.37
Agosto	130.5	22.61	133.6	129.3	126839	123919	11.48	11.22
Septiembre	129.6	22.92	129.2	124.8	121987	119095	11.42	11.15
Octubre	123.1	22.68	120.2	116.0	112765	109998	11.34	11.07
Noviembre	126.3	21.93	120.8	115.8	113460	110744	11.36	11.09
Diciembre	126.8	21.72	119.8	115.0	112948	110168	11.40	11.12
Año	1541.7	21.94	1532.2	1477.9	1451347	1417419	11.46	11.19

Figura 3.36: Simulación Resumen Producción de Energía.

De acuerdo a la simulación y los valores que se muestran en la Figura 3.36, se tiene una energía anual disponible E-grid de 14'174.419 KWh y contrastando con los cálculos teóricos de un valor anual de 1'403.635 KWh, se concluye que son valores muy cercanos a los resultados de la simulación lo cual corrobora el estudio realizado.

En la Figura 3.37 se muestra una gráfica en la cual se observa la curva de energía anual entregada por la planta fotovoltaica a la red de la industria.

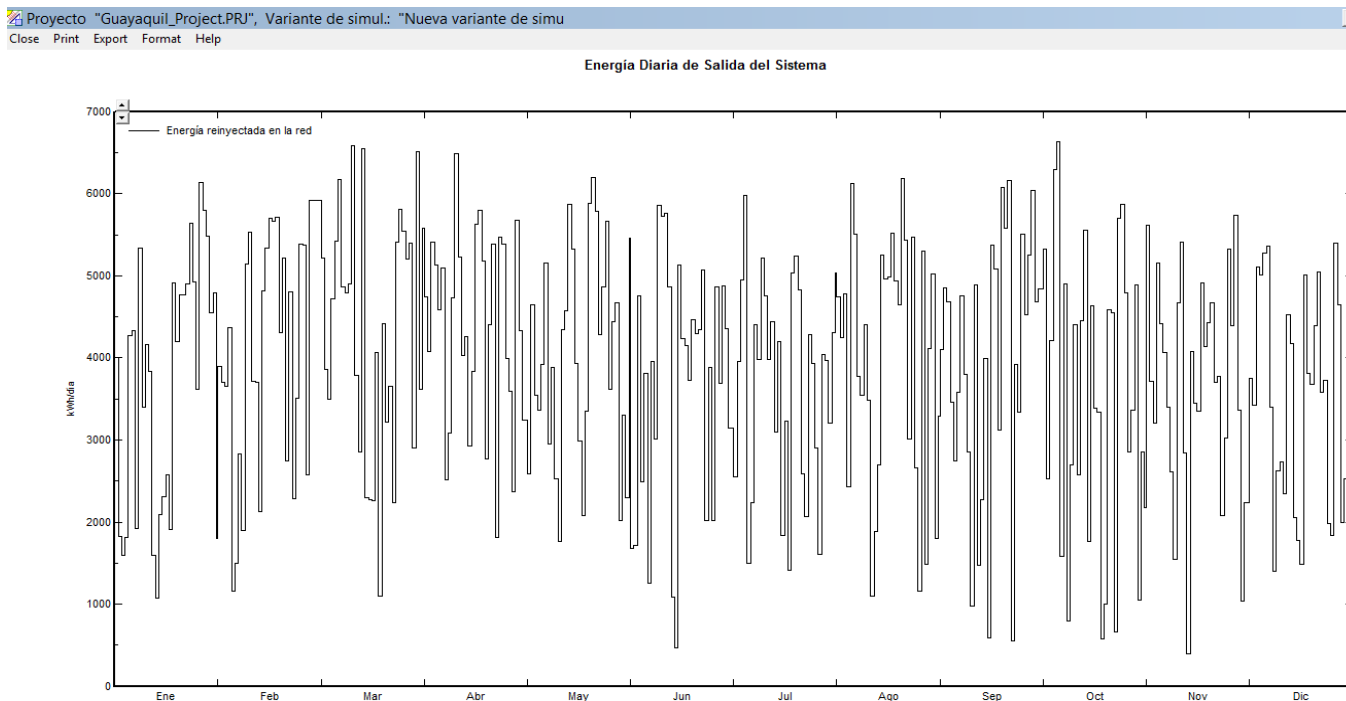


Figura 3.37: Energía Diaria del Sistema.

En la figura 3.38 se observa el diagrama de pérdidas que genera el simulador.

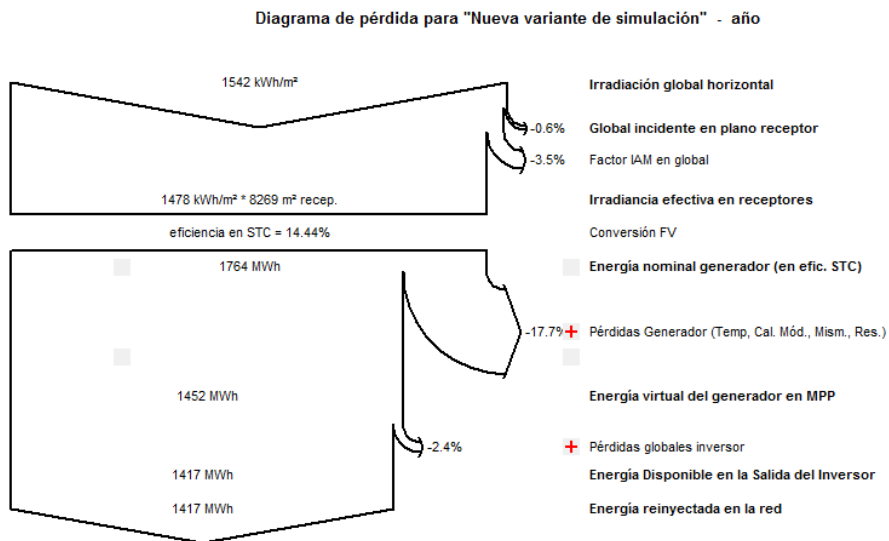


Figura 3.38: Diagrama Pérdidas de la Planta Fotovoltaica.

En la figura 3.39 se puede apreciar la energía total normalizada de la planta, en la cual muestra la relación con respecto a las pérdidas de los paneles, pérdidas del inversor y la energía entregada en número de veces de acuerdo a cada kWp instalado en la planta fotovoltaica, esto da una idea de la relación que existe entre cada una de estas variables.

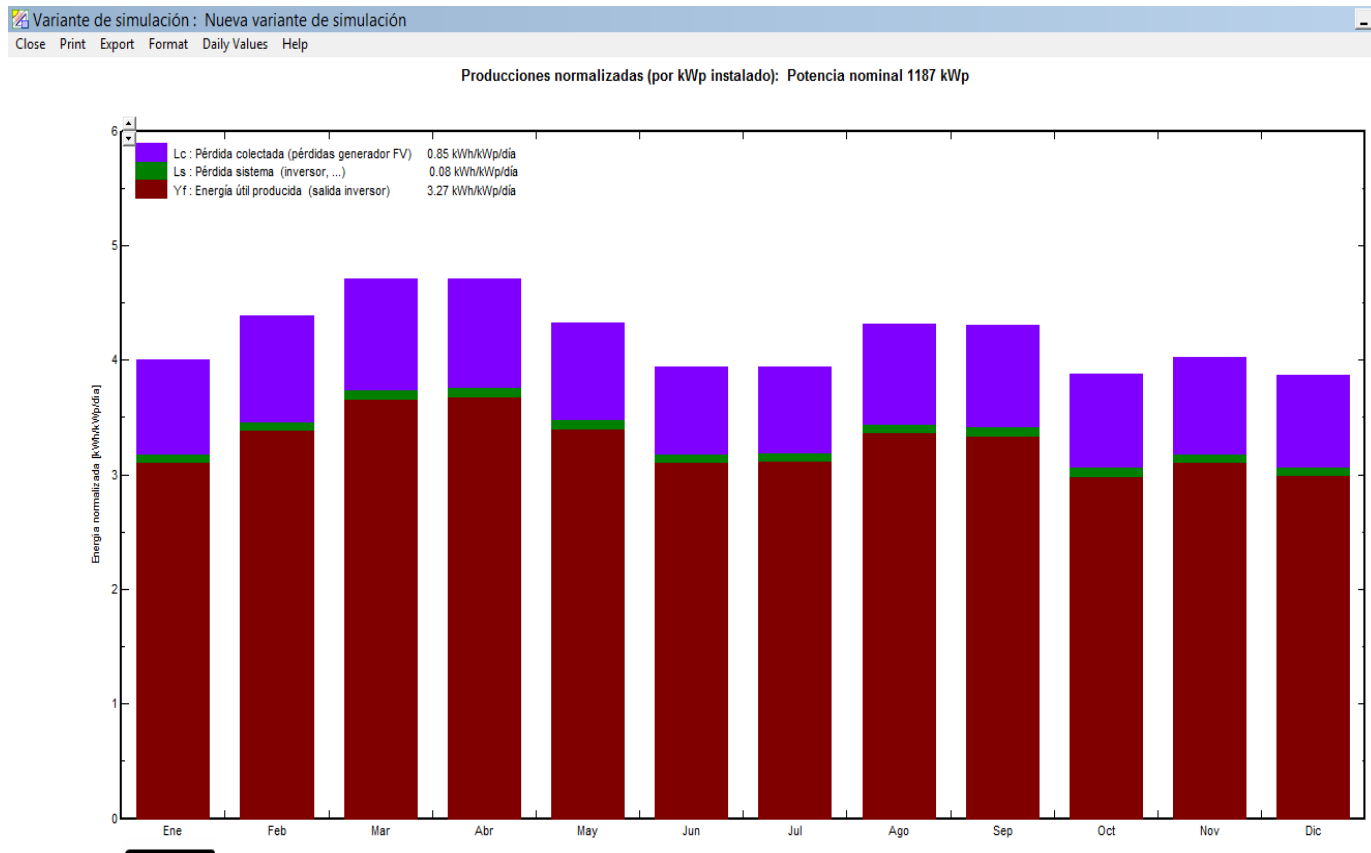


Figura 3.39: Diagrama Normalizado de Energía de la Planta.

En la figura 3.40 se muestra la relación de pérdidas de energía en porcentajes, aproximadamente se inyecta un 77.9% del total de energía captada por la planta fotovoltaica a la red eléctrica de la industria.

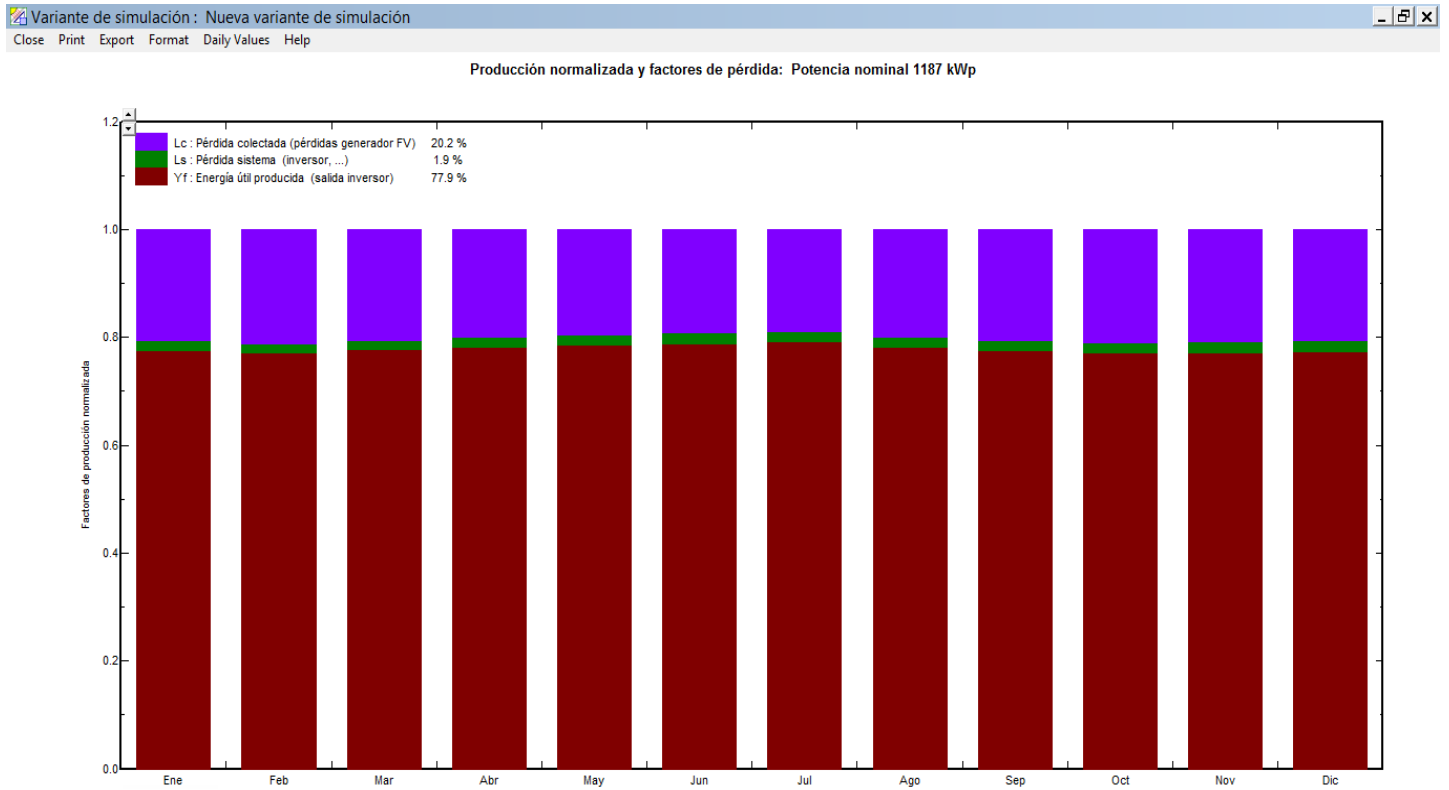


Figura 3.40: Diagrama en Porcentaje de Energía de la Planta.

CAPÍTULO # 4

4 Análisis Económico.

En el presente capítulo se realizará un análisis económico para determinar la factibilidad del proyecto, se plantea 2 alternativas:

- La primera alternativa es que la energía producida por la planta fotovoltaica en su totalidad sea vendida al precio de 0,25 \$/kWh establecido por el CONELEC para esta clase de generación.
- La segunda alternativa es que la energía producida por la planta fotovoltaica supla un porcentaje de la demanda de la fábrica, el valor de esta energía de según el aumento por la resta de subsidio en el año 2016 será de 0,101 \$/kWh.

Cabe recalcar que el diseño de la planta fotovoltaica permite este tipo de operación que se plantea, tanto que pueda vender energía al sistema como también satisfacer la energía demandada por la fábrica.

Se analizará la producción de energía estimada mediante cálculos que son corroborados con la ayuda del simulador y su precio en el mercado actual.

Dichos beneficios económicos se los comparará con los datos de facturación obtenidos de una central fotovoltaica con una potencia nominal parecida, que se encuentra ya instalada cerca de la zona, esta comparación se la efectuará con la finalidad de tener una aproximación real a los recursos económicos, que se podrán obtener de este proyecto en el caso que se decidiera vender toda la energía producida.

Se realizará el presupuesto general del proyecto fotovoltaico diseñado, con precios de cada elemento y equipo a ser utilizado, costos de montaje

electromecánico, de obras civiles, así como de de la construcción de la Subestación. Es menester indicar que la mayoría de tecnología utilizada se la tendrá que importar; los precios que en el presente documento se muestran son PVP (precio venta público) en Ecuador, en los que se incluye la estimación de transporte, impuestos de importaciones, aduanas, etc.

4.1 Presupuesto

En la tabla 7 se detalla el presupuesto general del proyecto fotovoltaico.

SUMINISTRO Y EQUIPO				
DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	UNIDAD	PRECIO UNITARIO \$	PRECIO TOTAL \$
MÓDULOS FV	4240	u	341,67	1'448.680,80
ESTRUCTURAS	848	u	418,47	354.862,56
INVERSORES	4	u	67.500,00	270.000,00
MEDIDOR	1	u	5.000,00	5.000,00
TRANSFORMADOR	1	u	24.637,26	24.637,26
STRING BOX (CAJA DE CONEXIONES)	28	u	467,00	13.076,00
CABLEADO				
DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	UNIDAD	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
CONEXIÓN ENTRE PANELES- STRING BOX	8600	m	0,67	5.763,00
STRING BOX -INVERSOR	1800	m	5,08	9.144,00
INVERSOR-TRANSFORMADOR	20	m	4,30	86,00
CABLE DE P/T (CHICOTES)	332	m	0,50	166,00
CELDA DE MEDIA TENSION				
DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	UNIDAD	PRECIO UNITARIO \$	PRECIO TOTAL \$
FUSIBLES	3	u		78.769,48
INTERRUPTOR AUTOMÁTICO CC	1	u		
INTERRUPTOR AUTOMÁTICO TERMOMAGNÉTICO AC	1	u		
DISYUNTOR	1	u		
SECCIONADOR (EN CELDA)	3	u		
RÉLES : 27,59,81U,81O,87,32	1	u		
RMARIO DE PROTECCIONES	2	u		
CONTADOR DE ENERGIA	1	u		
CT	3	u		
PT	3	u		
CELDA MODULAR DE REMONTE DE CABLES SCHNEIDER	1	u		
CELDA MODULAR DE REMONTE DE CABLES CON BARRAJE SCHNEIDER	1	u		

MONTAJE MECÁNICO				
DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	UNIDAD	PRECIO UNITARIO \$	PRECIO TOTAL \$
PANELES Y ESTRUCTURAS	1	gb		15.000,00
INVERSORES	1	gb		20.000,00
PUESTA A TIERRA	1	gb		27.000,00

OBRAS COMPLEMENTARIAS				
DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	UNIDAD	PRECIO UNITARIO \$	PRECIO TOTAL \$
ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD	1	gb		15.000,00
TERRENO	1	gb		
LIMPIEZA, DESBROCE, RELANTEO Y NIVELACIÓN	1	gb		50.000,00
ESTUDIOS(FACTIBILIDAD Y AMBIENTAL)	1	gb		100.000,00
CASA DE MÁQUINAS(INFRAESTRUCTURA Y ESTRUCTURA METÁLICA)	1	gb		50.000,00
CERCADO Y PUERTO DE ACCESO	1	gb		100.000,00
SISTEMA DE AGUA (POTABLE, C/INCENDIOS)	1	gb		100.000,00
CANALIZACIONES	1	gb		50.000,00
SERVICIOS AUXILIARES(ILUMINACIÓN)	1	gb		10.000,00
SUBESTACIÓN Y MISELANIOS	1	gb		100.000,00
PRUEBAS DE FUNCIONAMIENTO Y PUESTA EN MARCHA	1	gb		30.000,00
Subtotal				2'877.186,10
IMPREVISTOS	10%			287.718,61
TOTAL PROYECTO				3'164.904,71

Tabla 7: Presupuesto.

Cabe recalcar que en la Tabla 7 no se mencionan ciertos costos como el terreno, ya que no hace falta adquirir debido a que la empresa posee un terreno amplio, también en los precios mostrados por el Transformador, String box ya viene incluido el costo de elementos de protecciones, mediciones, propios de cada elemento.

4.2 Ingresos

En esta sección detallaremos y estimaremos todos los ingresos económicos que se podrán percibir con el funcionamiento de la planta fotovoltaica.

Ingresos Estimados por Producción de Energía

En la sección 3.5.39 se especifica la energía estimada que produciría la planta fotovoltaica tomando en cuenta la radiación promedio anual, a continuación se realizará una estimación de la energía que produciría la planta en un año típico, utilizando datos y cálculos mensuales de radiación solar sobre el plano inclinado de la sección 3.4.1.

Mes	Radiación mensual (kW/m ²) 10°	Potencia instalada (kWp)	PR	Irradiancia Estándar (kW/m ²)	Energía Producida kWh/ mes
enero	115.32	1200.00	74.99%	1	103769.0286
febrero	112.09	1200.00	74.99%	1	100862.5599
marzo	143.32	1200.00	74.38%	1	127926.3564
abril	140.14	1200.00	74.83%	1	125834.2602
mayo	147.01	1200.00	74.75%	1	131862.0299
junio	121.59	1200.00	75.23%	1	109760.6771
julio	134.44	1200.00	75.66%	1	122062.1898
agosto	142.29	1200.00	75.90%	1	129598.6561
septiembre	138.70	1200.00	75.79%	1	126136.8043
octubre	135.71	1200.00	75.90%	1	123605.5494
noviembre	120.25	1200.00	75.39%	1	108781.5948
diciembre	126.63	1200.00	74.78%	1	113635.9452
Producción Anual de Energía (kWh)					1423835.652

Tabla 8: Producción de Energía Anual.

Una vez obtenido el valor de producción anual de energía, se tomará en cuenta el precio de 0.25 \$/kWh de compra impuesto por CONELEC para este tipo de planta, también se hará un cálculo con el precio 0.09 \$/kWh al cual se le aumentará el costo de la resta de subsidio de 0.0119 \$/kWh, que se estima aumentará para la tarifa del sector industrial en el 2016 y así poder obtener el ingreso mensual y anual proyectado como se muestra en la tabla 9.

Mes	Energía Producida kwh/ mes	Con tarifa para sector empresarial \$ 0,1019	Con tarifa de venta energía fotovoltaica \$ 0,25
enero	103769.0286	10.574,06	25.942,26
febrero	100862.5599	10.277,89	25.215,64
marzo	127926.3564	13.035,69	31.981,59
abril	125834.2602	12.822,51	31,458.57
mayo	131862.0299	13.436,74	32.965,51
junio	109760.6771	11.184,61	27.440,17
julio	122062.1898	12.438,13	30.515,55
agosto	129598.6561	13.206,10	32.399,66
septiembre	126136.8043	12.853,34	31.534,20
octubre	123605.5494	12.595,40	30.901,39
noviembre	108781.5948	11.084,84	27.195,40
diciembre	113635.9452	11.579,50	28.408,99
Ingreso Anual (U\$)		145.088,85	355.958,91

Tabla 9: Ingresos Económicos.

Una vez calculado el ingreso anual se procede a estimar la producción para un tiempo de 25 años que según la regulación de CONELEC 003/11 es el plazo de proyectos de generación para las empresas privadas.[35] Se tomará en cuenta la información del fabricante de los paneles solares en lo referente a la pérdida de potencia nominal, que se considera está en un promedio de 0.64 % anual. La producción proyectada de la planta se muestra en la tabla 10.

Producción Proyectada	Ingresos	
	Con tarifa de consumo para sector empresarial (\$)	Con tarifa de venta de energía para generación fotovoltaica (\$)
año 1	145.088,85	355.958,91
año 2	144.160,28	353.680,77
año 3	143.237,65	351.417,21
año 4	142.320,93	349.168,14
año 5	141.410,08	346.933,47
año 6	140.505,05	344.713,09
año 7	139.605,82	342.506,93
año 8	138.712,34	340.314,89
año 9	137.824,50	338.136,87
año 10	136.942,51	335.972,79
año 11	136.066,08	333.822,57
año 12	135.195,25	331.686,10
año 13	134.330,00	329.563,31
año 14	133.470,29	327.454,11
año 15	132.616,08	325.358,40
año 16	131.767,34	323.276,11
año 17	130.924,03	321.207,14
año 18	130.086,11	319.151,41
año 19	129.253,56	317.108,85
año 20	128.426,34	315.079,35
año 21	127.604,41	313.062,84
año 22	126.787,74	311.059,24
año 23	125.976,30	309.068,46
año 24	125.170,05	307.090,42
año 25	124.368,96	305.125,04

Tabla 10: Ingresos proyectados a 25 años.

Ingresos por Certificados de Emisiones Reducidas CER

Los CERs son estímulos para los países que bajan la cantidad de toneladas CO₂. Un CER equivale a una tonelada de CO₂ que se deja de emitir a la atmósfera, y puede ser vendido en el mercado de carbono.

El proyecto fotovoltaico que se propone puede aplicar a esta certificación como generación renovable, tiene una vida útil de 25 años.

Se debe realizar el cálculo anual de la emisiones de CO₂ que se dejarían de emitir a la atmósfera tomando en cuenta que se deben restar de estas las emisiones generadas en el momento de fabricación de los elementos a ser utilizados y así proceder a estimar los valores que se obtendrían por la venta de certificados de carbono.

Gran parte del sistema eléctrico del país es a base de combustibles fósiles. La generación de 1 kWh utilizando diesel en una termoeléctrica produce 900 g de CO₂.

La producción de un panel poli cristalino de silicio emite al ambiente 37 gramos de CO₂, también al momento de instalar la planta se emiten CO₂ al ambiente por la utilización y transporte de equipos, por lo que se resume que la generación fotovoltaica de 1 kWh produce 25.5 g de CO₂.

Por lo tanto al utilizar generación fotovoltaica en comparación con la generación termoeléctrica utilizada en Ecuador estaríamos evitando emitir al ambiente 874.5 g de CO₂ por kWh, según la tabla 8 la planta fotovoltaica produce 1423835.65 kWh al año y el precio por cada tonelada no emitida se cotiza en dos mercados:

- En “Chicago Climate Exchange” en operación desde diciembre del 2003, el precio ha fluctuado desde \$0.90 hasta los \$2.10 dólares por tonelada de CO₂.
- En el mercado “European Climate Exchange Carbon” en operación desde abril del 2005; el precio ha fluctuado entre \$6.40 y \$19.70 euros por tonelada de CO₂.

Se toma en referencia el precio de Europa ya que es el que más beneficios económicos retribuye, el precio promedio actual tomado en

referencia del mes de enero del 2016 es de 8.54 \$/ ton CO₂ tomado de la página web: investing.com [36].

Producción Anual de Energía (kWh)	Emisiones de CO2 (kg/kwh)	Total Emisión Anual (Ton CO₂)	Precio por CERs (\$/Ton CO₂)	Ingreso Anual Total por CERs (\$)
1423835.65	0.8745	1245.14	8,54	10.633,53

Tabla 11: Valores Recuperables por Venta de Certificados de Carbono.

4.3 Egresos

En esta sección detallaremos y estimaremos todos los costos económicos que se producen para que se dé un correcto funcionamiento de la planta fotovoltaica.

Costo Anual de Operación, Mantenimiento y Administración

Se presenta la necesidad de tener en planta 1 persona gerente general a cargo de la dirección administrativa, 1 ingeniero y 1 técnico a cargo de la inspección de los paneles solares fotovoltaicos, que debe ser realizada diariamente por el personal autorizado, así como también la verificación del normal funcionamiento de transformador e inversor, en caso de algún problema existente en algún componente de la Central Fotovoltaica, se reporta y se fija una fecha para la correspondiente evaluación y mantenimiento.

El costo anual de operación, mantenimiento y administración se los considera como gastos anuales fijos e incluye los gastos de mantenimiento preventivo y correctivo de la planta fotovoltaica, los cuales se estima que no debe ser mayor al 2% de la inversión.

Dichos costos se calculan y detallan a continuación:

$$\mathbf{Costo\ O\ y\ M} = 2\% \times \mathbf{Presupuesto} \quad (4.1)$$

$$\mathbf{Costo\ O\ y\ M} = 2\% \times 3'164.904,71\$ = \$ 63300$$

COSTO SUELDOS		
Concepto	Costo Mensual (\$)	Costo Anual (\$)
Gerente	1.360,00	17.680,00
Ingeniero	1.200,00	15.600,00
Operador Técnico	600,00	7.800,00
COSTO SERVICIOS BÁSICOS		
Agua	30,00	360,00
Teléfono	30,00	360,00
Electricidad	50,00	600,00
COSTOS GENERALES		
Seguridad	800,00	10.400,00
Suministros de Limpieza	20,00	240,00
Evaluación, Mantenimiento y Otros		10.258,00
TOTAL GASTO ANUAL (\$)		63.300,00

Tabla 12: Costos Anuales de Operación de Planta.

4.4 Flujo de Caja

El Flujo de Caja es un informe financiero que muestra los flujos de ingreso y egreso de efectivo que ha obtenido el proyecto. En un proyecto es muy importante analizar la posible rentabilidad del proyecto y sobre todo si es viable o no.

Para el desarrollo e implantación del proyecto hay que invertir un capital y se espera obtener una rentabilidad a lo largo de los años. Esta rentabilidad debe ser mayor al menos que una inversión con poco riesgo (letras del Estado, o depósitos en entidades financieras solventes). De lo contrario es más sencillo invertir el dinero en dichos productos con bajo riesgo en lugar de dedicar tiempo y esfuerzo a la creación y desarrollo de proyectos.

Dos parámetros muy usados a la hora de calcular la viabilidad de un proyecto son el VAN (Valor Actual Neto) y el TIR (Tasa Interna de Retorno). Ambos conceptos se basan en lo mismo, y es la estimación de los flujos de caja que tenga la empresa (simplificando, ingresos menos gastos netos).

A continuación se presenta los flujos de caja de acuerdo a las 2 alternativas que presenta el proyecto primero vendiendo energía a 0.25\$/kWh, y supliendo la demanda eléctrica con un costo de 0.101\$/kWh tomando en cuenta a tasa de interés a plazo fijo que según el Banco central del Ecuador es de 5.62% anual.

Años	Venta de Energía Eléctrica (\$)	Bonos CO ₂ (\$)	Total Ingresos (\$)	Costo O y M (\$)	Total Egresos (\$)	Flujo de Caja (\$)	Saldo (\$)
0						-3164904,71	
1	355958,91	10633,53	366592,45	63300,00	63300,00	303292,45	-2861612,26
2	353680,78	10633,53	364314,31	63300,00	63300,00	301014,31	-2560597,96
3	351417,22	10633,53	362050,75	63300,00	63300,00	298750,75	-2261847,21
4	349168,15	10633,53	359801,68	63300,00	63300,00	296501,68	-1965345,53
5	346933,47	10633,53	357567,00	63300,00	63300,00	294267,00	-1671078,52
6	344713,10	10633,53	355346,63	63300,00	63300,00	292046,63	-1379031,89
7	342506,93	10633,53	353140,47	63300,00	63300,00	289840,47	-1089191,42
8	340314,89	10633,53	350948,42	63300,00	63300,00	287648,42	-801543,00
9	338136,87	10633,53	348770,41	63300,00	63300,00	285470,41	-516072,59
10	335972,80	10633,53	346606,33	63300,00	63300,00	283306,33	-232766,26
11	333822,57	10633,53	344456,11	63300,00	63300,00	281156,11	48389,84
12	331686,11	10633,53	342319,64	63300,00	63300,00	279019,64	327409,48
13	329563,32	10633,53	340196,85	63300,00	63300,00	276896,85	604306,33
14	327454,11	10633,53	338087,64	63300,00	63300,00	274787,64	879093,98
15	325358,41	10633,53	335991,94	63300,00	63300,00	272691,94	1151785,91
16	323276,11	10633,53	333909,64	63300,00	63300,00	270609,64	1422395,56
17	321207,14	10633,53	331840,68	63300,00	63300,00	268540,68	1690936,23
18	319151,42	10633,53	329784,95	63300,00	63300,00	266484,95	1957421,19
19	317108,85	10633,53	327742,38	63300,00	63300,00	264442,38	2221863,57
20	315079,35	10633,53	325712,89	63300,00	63300,00	262412,89	2484276,45
21	313062,85	10633,53	323696,38	63300,00	63300,00	260396,38	2744672,83
22	311059,24	10633,53	321692,78	63300,00	63300,00	258392,78	3003065,61
23	309068,46	10633,53	319702,00	63300,00	63300,00	256402,00	3259467,60
24	307090,43	10633,53	317723,96	63300,00	63300,00	254423,96	3513891,56
25	305125,05	10633,53	315758,58	63300,00	63300,00	252458,58	3'766.350,14
						VAN	\$588.659,80
						TIR	8%

Tabla 13: Flujo de Caja para Venta de energía 0.25\$/kwh.

Como se observa en la tabla 13, el flujo neto efectivo al cabo del período de 25 años es de \$ 3'766,350.14, un valor significativo elevado, muy superior a la inversión inicial, logrando una recuperación de la inversión en los 11 primeros años de operación de la central eléctrica.

La regla de decisión del VAN dice que todo proyecto de inversión deberá llevarse a cabo cuando el VAN es mayor que 0, este caso podemos apreciar que el valor del VAN “Valor Actual Neto” es de 588,659.80 mayor a 0.

En esta clase de proyecto donde el comportamiento del flujo de fondos de su estructura, se aprecia que tiene flujo de fondos negativos al inicio “inversión” y positivos en los subsiguientes, el criterio del TIR dice que se debe invertir en aquellos proyectos donde el TIR es mayor a la tasa de interés, por ende se observa que el valor TIR es mayor que el 5.62% confirmando la viabilidad económica del proyecto. Cabe recalcar que los parámetros TIR y VAN fueron obtenidos con las siguientes formulas:

$$VAN = \sum_{j=1}^n \frac{BN_j}{(1-i)^j} - I \quad (4.2)$$

Donde:

BN = Beneficio Neto (ingresos menos egresos)

i= Tasa de Descuento (en este caso interés a plazo fijo del Banco Central del Ecuador).

I= Inversión Inicial.

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1-TIR)^t} - I \quad (4.3)$$

Donde:

F_t= Flujo de caja.

n = Número de períodos.

I = Inversión.

A continuación se presenta el flujo de caja con un precio de 0.101 \$/kwh que es el costo que la industria pagaría al consumir energía de la red eléctrica.

Años	Venta de Energía Eléctrica (\$)	Bonos CO ₂ (\$)	Total Ingresos (\$)	Costo O y M (\$)	Total Egresos (\$)	Flujo de Caja (\$)	Saldo (\$)
0						-3164904.71	
1	145088,85	10633,53	155722,38	63300,00	63300,00	92422,38	-3072482,33
2	144160,28	10633,53	154793,81	63300,00	63300,00	91493,81	-2980988,52
3	143237,65	10633,53	153871,18	63300,00	63300,00	90571,18	-2890417,33
4	142320,93	10633,53	152954,46	63300,00	63300,00	89654,46	-2800762,87
5	141410,08	10633,53	152043,61	63300,00	63300,00	88743,61	-2712019,26
6	140505,05	10633,53	151138,58	63300,00	63300,00	87838,58	-2624180,68
7	139605,82	10633,53	150239,35	63300,00	63300,00	86939,35	-2537241,33
8	138712,34	10633,53	149345,87	63300,00	63300,00	86045,87	-2451195,45
9	137824,51	10633,53	148458,04	63300,00	63300,00	85158,04	-2366037,41
10	136942,51	10633,53	147576,04	63300,00	63300,00	84276,04	-2281761,37
11	136066,08	10633,53	146699,61	63300,00	63300,00	83399,61	-2198361,76
12	135195,25	10633,53	145828,78	63300,00	63300,00	82528,78	-2115832,97
13	134330,01	10633,53	144963,54	63300,00	63300,00	81663,54	-2034169,43
14	133470,29	10633,53	144103,82	63300,00	63300,00	80803,82	-1953365,61
15	132616,08	10633,53	143249,61	63300,00	63300,00	79949,61	-1873416,00
16	131767,34	10633,53	142400,87	63300,00	63300,00	79100,87	-1794315,13
17	130924,03	10633,53	141557,56	63300,00	63300,00	78257,56	-1716057,56
18	130086,11	10633,53	140719,64	63300,00	63300,00	77419,64	-1638637,92
19	129253,56	10633,53	139887,09	63300,00	63300,00	76587,09	-1562050,83
20	128426,34	10633,53	139059,87	63300,00	63300,00	75759,87	-1486290,96
21	127604,41	10633,53	138237,94	63300,00	63300,00	74937,94	-1411353,02
22	126787,74	10633,53	137421,27	63300,00	63300,00	74121,27	-1337231,74
23	125976,31	10633,53	136609,84	63300,00	63300,00	73309,84	-1263921,90
24	125170,05	10633,53	135803,58	63300,00	63300,00	72503,58	-1191418,32
25	124368,96	10633,53	135002,49	63300,00	63300,00	71702,49	-1119715,83
						VAN	-\$2'048.604,45
						TIR	-3%

Tabla 14: Flujo de Caja con un costo de energía a 0.101 \$/kwh.

En la tabla 14 podemos observar que los valores de TIR y VAN para esta alternativa no son económicamente viables.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

1. Se ha puesto énfasis en el consumo anual de la fábrica que tiene un consumo promedio de 100.423,14 kWh de energía activa y 39.806,68 kVARh de energía reactiva y para este tipo de consumo se tiene una potencia promedio anual de 136,74 KW y una potencia reactiva promedio anual de 55,29 KVAR, para la cual tienen un incremento en su producción en cada mes y los valores a pagar han aumentado de \$91.404,82 hasta casi \$150.000 , para este presente año donde el costo de kWh para las fabricas aumento a 0,101 \$/kWh, entonces el diseño del proyecto propuesto es viable para tener un menor gasto en el costo de la planilla de la fábrica de alimentos, y se lograría tener beneficios económicos a través de la venta de la energía producida por la central fotovoltaica.
2. La dimensión y selección de los equipos y elementos, se los hizo en base a parámetros y normas tanto ambientales como eléctricas que garantizan un buen diseño y funcionamiento de la planta fotovoltaica para las condiciones que presenta el sector de Samborondón como por ejemplo la presencia de alta humedad, salinidad moderada, dirección de salida y puesta del sol, presencia de lluvias etc.
3. El sistema de generación de la central fotovoltaica está integrada por 4240 módulos fotovoltaicos de 280Wp cada uno, 848 estructuras de soporte diseñadas para la conexión de 5 módulos en serie en forma vertical con el fin de optimizar el espacio en el terreno, para la subestación se dispuso un esquema de barra simple con bypass a un voltaje de 13.8 kV, un transformador elevador de 300V/13.8kV, se escogió un numero de 4 inversores para mayor confiabilidad del sistema. Se realizó el estudio de dimensionamiento de cableado con el criterio de minimizar las perdidas por efecto joule y también se seleccionó las debidas protecciones eléctricas para la instalación.
4. En base a la demanda que presenta la industria se diseñó una central fotovoltaica cuya capacidad pueda abastecer una parte de la demanda y no

exceder de 1 MW para que el momento que se decida vender energía pueda ser beneficiada por la tarifa establecidas por el ARCONEL.

5. A partir del análisis de factibilidad económica del proyecto, al solo vender energía se recupera la inversión en el décimo año en cambio al solo consumir la energía producida no se recupera la inversión concluyendo que desde el punto de vista económico es mejor vender por el incentivo que existe a la energía producida por generación fotovoltaica en el país.
6. Se deja una base de información e investigación de una de las fuentes renovables que está tomando fuerza en los últimos años y que su aplicabilidad en nuestro país puede sustentar beneficios muy provechosos, por lo tanto es trascendental que se siga indagando acerca de las posibilidades del uso de los recursos solares fotovoltaicos, a pesar de la barrera económica que de entrada enfrenta por los altos costos de inversión que requiere este tipo de energía.

Recomendaciones

1. Como principal desventaja de la energía producida por una central fotovoltaica es la carencia de programas de promoción e incentivos para su producción y propagación, así que se recomienda impulsar y respaldar este tipo de proyectos para el desarrollo e implementación de este tipo de energía.
2. Se recomienda trabajar en paralelo con la red de la empresa distribuidora para poder poner en marcha ciertos equipos de gran potencia que tiene la fábrica de alimentos y la potencia generada por la central fotovoltaica sea auto consumida y comercializada a la red de la empresa distribuidora para así poder recuperar la inversión realizada por la fábrica.
3. Se recomienda la adquisición de la misma marca de todos los paneles fotovoltaicos para así tener una similitud de características físicas y eléctricas.
4. La limpieza de los paneles fotovoltaicos debe ser realizada solo con agua sin la presencia de agentes abrasivos ni instrumentos metálicos.
5. Para los inversores y transformador se recomienda una limpieza mensual, lectura de datos de fallos archivados, y mantenimientos preventivos semestrales.
6. Realizar una inspección de las estructuras de soportes metálicos cada 6 meses para comprobar posibles degradaciones, estado de fijación, conexión puesta a tierra etc.
7. Desde el aspecto de marketing debería ser aprovechada por la empresa, la difusión de que el proceso de elaboración de su producto es gracias a la utilización de energía renovable y así recibir beneficio por la aprobación del público.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Participación Cantonal (2016, Enero 10). Samborondón [Online]. Disponible en: <http://participacioncantonal.org/sobre-este-sitio/>.
- [2] A. Sarmiento y A. Jaya , “Diseño Y Análisis de Viabilidad de una Central Fotovoltaica Conectada a Red, Para Autoconsumo en una Industria Procesadora de Alimentos Situada en la Provincia Del Guayas,” Tesis de Ingeniería , Depto. Ing. Elect., Politécnica del Litoral , Guayaquil, GUAYAS, 2016.
- [3] SEMPLADES, “Plan Nacinal del Buen Vivir 2009-2013,” PNBV. Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo., Quito, Ecuador, Rep. 1, 2013.
- [4] Alberto Araujo, (2015, Enero 20). Alza de tarifa eléctrica sorprende a la industria [Online]. Disponible en: <http://www.elcomercio.com/actualidad/negocios/alza-de-tarifas-electricas-busca.html>.
- [5] M. O. Rodriguez, “Centrales Fotovoltaicas” en Energías Renovables, EDICIONES PARANINFO. Madrid, España: Editorial, 2001, pp. 120-130.
- [6] A. A. Olea, (2001, Febrero 20). ELECTRÓNICA BÁSICA [Online]. Disponible en: http://www.sc.ehu.es/sbweb/electronica/elec_basica/default.htm.
- [7] Electrón libre, (2010, Noviembre 6). La Importancia de la Fotovoltaica [Online]. Disponible en: <http://tablon.com:81/blogs/cf/?p=74>.
- [8] Ecopotencia, (2001, Febrero 20). Soluciones Con Energia Solar [Online]. Disponible en: <http://www.ecopotencia.com/incidencia.html>.
- [9] Andrés Aranzábal Olea, (2001, Febrero 1). Electronica basica [Online]. Disponible en: http://www.uned.es/cabergara/ppropias/Morillo/web_et_dig/02_semiconduc/diodos.pdf.
- [10] Andrés Aranzábal Olea, (2001, Febrero 1). Electronica basica [Online]. Disponible en: http://www.uned.es/cabergara/ppropias/Morillo/web_et_dig/02_semiconduc/diodos.pdf.

- [11] Andrés Aranzábal Olea, (2001, Febrero 1). Electronica basica [Online]. Disponible en:http://www.uned.es/cabergara/ppropias/Morillo/web_et_dig/02_semiconduc/diodos.pdf.
- [12] Andrés Aranzábal Olea, (2001, Febrero 1). Electronica basica [Online]. Disponible en:http://www.uned.es/cabergara/ppropias/Morillo/web_et_dig/02_semiconduc/diodos.pdf.
- [13] Andrés Aranzábal Olea, (2001, Febrero 1). Electronica basica [Online]. Disponible en:http://www.uned.es/cabergara/ppropias/Morillo/web_et_dig/02_semiconduc/diodos.pdf.
- [14] Portal Energía, (2009, Septiembre 2). Las Celulas Fotovoltaicas pueden Reducir su Costo [Online]. Disponible en: <http://www.portal-energia.com/celulas-fotovoltaicas-poderao-baixar-de-custo/>.
- [15] Pere Julia, (2011, Mayo 8). Energía Solar [Online]. Disponible en: <http://juliapere.blogspot.com/>.
- [16] Paneles Solares PR, (2015, Enero 1).Componentes Principales de los Sistemas Fotovoltaicos [Online]. Disponible en: <http://panelessolarespr.com/solar101.html>.
- [17] Google Maps, (2016, Enero 10). Samborondón [Online]. Disponible en: <https://www.google.com.ec/maps/place/Samborondón>.
- [18] CIE, (2013, Septiembre 26). Energía Solar [Online]. Disponible en: http://www.energia.org.ec/cie/?page_id=39.
- [19] Solar Gis, (2016, Enero 1). imaps [Online]. Disponible en: <http://solargis.info/imaps/>.
- [20] MIDUVI, “Energía Renovables”, NORMA ECUATORIANA DE CONSTRUCCION, cap. 14, pp. 71-80, abril, 2011.
- [21] ABB, (2012, Enero 1).Inversores Centrales ABB [Online]. Disponible en: https://library.e.abb.com/public/6dea0892bc7ac61dc1257b94002ba803/ES_PVS800_central_inverters_flyer_REVI2.pdf.
- [22] Yingli Solar, (2015, Octubre 10). SERIE YGE 72 Cell [Online]. Disponible en:<http://www.yinglisolar.com/al/products/multicrystalline/yge-72-cell->

series/.

- [23] Weather Base, (2015, Octubre 10). Guayaquil, Ecuador [Online]. Disponible en: www.weatherbase.com/weather/weatherall.php3?s=30248&cityname=Guayaquil%2C+Guayas%2C+Ecuador&units=.
- [24] INAMHI, (2014, Agosto 13).Radares Meteorológicos, Radiación Solar [Online] Disponible en: <http://186.42.174.231/meteorologia/bolhist/GUAYAQUIL/DIARIO/2015/AGOSTO/>.pdf.
- [25] INAMHI, (2015, Octubre 15).Boletín Meteorológico de Guayaquil y sus Alrededores. [Online] Disponible en: <http://186.42.174.231/meteorologia/bolhist/GUAYAQUIL/DIARIO/2015/AGOSTO/BOLETIN%20METEOROLOGICO%20DE%20GUAYAQUIL%2031%20AGOSTO%202015.pdf>.
- [26] Conermex, (2015, Noviembre 10). Soportes para Módulos Solares [Online] Disponible en: www.conermex.com.mx/soportes-para-modulos-solares.html.
- [27] PVshop.eu (2015, Octubre 10) PV String Combiner Boxes [Online] Disponible en: <http://pvshop.eu/string-combiner>.
- [28] ABB, (2015, Octubre 15). OVR PV40 1000P [Online] Disponible en: <http://new.abb.com/products/ABB2CTB803953R6400>
- [29] ABB, (2015, Octubre 15), OVR T2 3N 40-275 P TS QS [Online] Disponible en: https://library.e.abb.com/public/c0a8d08da801c1b785257e15003f74cc/2CTC432246D0201_OVR%20T2%203N%2040-275%20P%20TS%20QS.pdf.
- [30] Aplicaciones Tecnológicas, (2015 Noviembre 12).Pararrayos con Dispositivo de cebado [Online] Disponible en: <http://at3w.com/producto/pararrayos/pararrayos-con-dispositivo-de-cebado/s2xat1xp1101>.
- [31] Schneider Electric, (2015, Noviembre 15).SM6 Distribución en Media Tensión (1-36kV) [Online] Disponible en: <http://www.schneider-electric.com.co/documents/press->

release/sm6.pdf.

- [32] INATRA,(2015, Diciembre 10).Archivo técnico[Online] Disponible en: <file:///C:/Users/ARCGIS/Downloads/04TrifasicoMediaPotencia.pdf>.
- [33] ARCONEL, (2015, Diciembre 12). Agencia de regulación y control de la Electricidad [Online] Disponible en: <http://www.regulacioneolica.gob.ec/regulaciones/>.
- [34] Schneider Electric, (2015, Diciembre 16). Medidores de Energía [Online] Disponible en: http://www.schneider-electric.com.co/documents/local/ListadePrecios/Lista_de_Precios_2014_Schneider_Electric_Capitulo_2_Ecobuilding.pdf.
- [35] ARCONEL, (2016, Enero 31). Regulaciones Electricas-14 abril 2011 [Online] Disponible en: <http://www.regulacioneolica.gob.ec/regulaciones/>.
- [36] Investing, (2016, Enero 31). Emisiones de carbono futuros- Dic 2016 (CFI2Z6) [Online] Disponible en: <http://es.investing.com/commodities/carbon-emissions-historical-data>.

ANEXOS

Anexos 1 (normativa del CONELEC y ARCONEL)

- CONELEC 002_11_excepcional
- CONELEC 004-11_ERNC
- CONELEC 003-11_plazos
- CONELEC 005-06_SISMEC_REF.-JUL.09
- CONELEC 005-11_ REMUNERACION-GENERADORES
- CONELEC TIEMPO REAL_005_08
- DECRETO_N1815 CO2
- Procedimiento de participación de generadores 1MW
- Reglamento general de la ley del régimen energético
- REGLAMENTO-PARA- EL –LIBRE- ACCESO- A- LOS –SISTEMAS- DE- T y D
- Norma IEEE-80-2000

Anexos 2 (planos de la fábrica y central fotovoltaica)

Fabrica

- Código de colores
- Corregido1 DIU-TD bombas de vacío
- DIU-Área de compresores –CCM-1
- DIU-Área de compresores –CLIMATIZADO
- DIU-Área de compresores –TDP-1
- DIU-Área de compresores –TDP-2.1
- DIU-Área de compresores –TDP-2.2
- DIU-Área de compresores –TDP-3
- DIU-Área de compresores –TDP-4
- DIU-GENERAL
- DIU-Modulo #1.1
- DIU-Modulo #1.2
- DIU-Modulo #2
- DIU-Modulo #3
- DIU-Modulo #4
- DIU-Modulo #5
- DIU-Modulo #6
- DIU-Modulo #7
- DIU-PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUAS
- DIU-TD-BOMBA AGUA CISTERNA-440V
- DIU-BOMBAS DE VACIO
- DIU-TD CALDERO-440V
- DIU-TD VENTILADORES DE PLATAFORMA
- IMPLANTACION GENERAL –PARTE ELECTRICA
- TD-ILUMINACION-MODULO #1
- TD-ILUMINACION-MODULO #2

Central fotovoltaica

- RED DE PUESTA A TIERRA – DIAGRAMA DE CENTRAL FOTOVOLTAICA
- UNIFILAR DE CENTRAL CONECTADA A LA RED
- YINGLI PANELES
- ABB INVERSOR
- STRING BOX

Anexos 3 (Fábrica y Central Existente)

- DEMANDA FABRICA
- CURVAS DE LA FABRICA
- PRECIOS DE CENTRALES EXISTENTES
- PRESUPUESTO DE EQUIPOS
- CENTRAL EXISTENTE 1_SEPTIEMBRE
- CENTRAL EXISTENTE 1_OCTUBRE
- CENTRAL EXISTENTE 2_SEPTIEMBRE
- CENTRAL EXISTENTE 2_OCTUBRE