

INSTITUTO TECNOLÓGICO DE COSTA RICA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

Junta Administrativa de Servicios Eléctricos de Cartago.

Proyecto
“Análisis técnico para la construcción de una planta de generación solar para
JASEC”

Informe de práctica de Especialidad para optar por el grado Licenciado en Ingeniería
en Mantenimiento Industrial

Jorge Barrantes Monge

Cartago, Julio de 2018

CARTA DE ENTENDIMIENTO

Fecha 7 de noviembre del 2018

Señores
Instituto Tecnológico de Costa Rica
Sistema de Bibliotecas del Tecnológico

Yo Jorge Isaac Barrantes Monge

carne No. 200868936 si autorizo no autorizo, al Sistema de Bibliotecas del Tecnológico (SIBITEC) disponer del Trabajo Final de graduación, del cual soy autor, para optar por el grado de Licenciatura en la carrera de Ingeniería en Mantenimiento Industrial presentado en la fecha 14-11-18, con el título "Análisis técnico para la construcción de una planta de generación solar para JASEC"

para ser ubicado en el Repositorio Institucional y Catálogo SIBITEC, con el objetivo de ser visualizado a través de la red Internet.

Firma de estudiante: Correo electrónico: ibarrantesmonge@gmail.comCédula No.: 113940716

Dedicatoria y Agradecimientos.

Este trabajo es dedicado a mis padres y hermana, por el apoyo incondicional, amor y confianza, por todo lo brindado en todos los aspectos durante esta etapa de educación de mi vida, siempre han estado ahí en todo momento.

Agradezco al Tecnológico de Costa Rica, en especial a los profesores de la Escuela de Ingeniería Electromecánica, por la formación y educación lo largo de los años. A mi profesor asesor Ing. Luis Diego Murillo por atender las dudas que se tuvieron en el camino. Al departamento de Admisión y Registro donde realicé asistencia por tantos años, en los cuales compartimos muchas experiencias, arduos días y noches de trabajo donde hasta fines de semana se ocuparon para lograr culminar las tareas, gracias a ellos tuve que organizar mejor mi tiempo para cumplir con ciertos objetivos.

A JASEC, en especial al departamento de Servicios Técnicos y distribución, quienes hicieron posible que realizara la propuesta del proyecto, a los Ingenieros Roger Carrillo, Marco Romero, y Marco Centeno, quienes atendieron mis dudas y me facilitaron la información requerida para la realización del informe, a los compañeros del departamento que, aunque compartimos pocas horas libres a la semana, hicieron más ameno el día a día en la empresa.

A los Ingenieros y amigos Alfredo Castro y Melany Carvajal, que fueron de gran ayuda ya que desinteresadamente invirtieron tiempo fuera de su horario laboral, me aconsejaron y facilitaron herramientas para el diseño del proyecto. A mis amigos y compañeros de carrera, ya que el trabajo ha requerido de esfuerzo y mucha dedicación, no hubiese sido posible su finalización sin la cooperación desinteresada de todas y cada una de las personas

que me acompañaron en el recorrido laborioso de esta etapa de la vida, las cuales han sido un soporte muy fuerte en momentos de estudio, tareas, proyectos y momentos de ocio.

Resumen

En este trabajo se desarrolla un estudio de factibilidad que se centra en el diseño de una planta solar fotovoltaica para generación eléctrica, utilizando paneles mono-cristalinos con tecnología bifacial, en un terreno vacío de la empresa JASEC. El proyecto será conectado a la red de distribución de dicha empresa a media tensión a 34,5 KV. En el proyecto se hace un estudio de la normativa técnica y leyes que regulan el sector energía en especial el mercado foto-voltaico en Costa Rica.

Para obtener la radiación solar global que hay en el entorno y algunos otros datos meteorológicos importantes, se realizó un modelo de predicción de irradiación, estudios técnicos y bases de datos satelitales.

El diseño final consiste en 2540 paneles mono-cristalinos montados en estructuras metálicas a 10° con respecto al sur y 12° con respecto al azimut, con 5264 m² de área abarcada, cuenta con 17 inversores y un solo transformador único para la central con una potencia instalada de 1MW en el generador. El sistema posee un F.R. (factor de rendimiento) de un 0.806% y una eficiencia anual de 19.3%, entregando a la red 1,176 MWh al año.

La inversión requerida es alrededor de \$1.403,887.99 donde se contemplaron gastos operativos, de mantenimiento, póliza, estudios geotécnicos, aumentos en los costos de energía y de transporte. La financiación se realiza a través de un crédito con un interés de 8.5% anual con plazo de 10 años de duración.

Los resultados económicos muestran que el proyecto es factible, con un VAN (Valor actual neto) de \$1.976,781.83 y un TIR (Tasa interna de retorno) de 16.07% al final de los 25 años de vida útil.

Palabras clave: red de distribución, energía, planta solar foto-voltaica, normativa técnica, modelo de predicción, radiación, inversor, panel, azimut, factor de rendimiento, TIR, VAN.

Abstract

In this work, a feasibility study is developed that focuses on the design of a photo-voltaic solar power plant, using mono-crystalline panels with bifacial technology, in an empty area of the JASEC company. The project will be connected to the distribution network of said company at medium voltage at 34.5 KV. In the project, a study is made of the technical regulations and laws that regulate the energy sector, especially the photovoltaic market in Costa Rica.

To obtain the global solar radiation that exists in the environment and some other important meteorological data, a prediction model of irradiation, technical studies and satellite databases was made.

The final design consists of 2540 mono-crystalline panels mounted on metal structures at 10° with respect to the south and 12° with respect to the azimuth, with 5264 m² of covered area, it has 17 inverters and a single transformer for the plant with an installed power of 1MW in the generator. The system has a P.R. (Power ratio) of 0.806% and an annual efficiency of 19.3%, delivering 1,176 MWh per year to the network.

The investment required is around \$ 1,403,887.99, which included operating expenses, maintenance, policy, geotechnical studies, increases in energy and transportation costs.

The financing is made through a loan with an annual interest of 8.5% with a term of 10 years.

The economic results show that the project is feasible, with a VAN (net present value) of \$ 1,976,781.83 and an TIR (internal rate of return) of 16.07% at the end of the 25 years of useful life.

Keywords: distribution network, energy, photovoltaic solar plant, technical regulations, prediction model, radiation, inverter, panel, azimuth, power ratio, TIR, VAN.

Índice General

Dedicatoria y Agradecimientos.....	I
Resumen	II
Abstract.....	III
Índice de Figuras	4
Índice de Tablas.....	5
Capítulo 1. Introducción.....	6
1.1 Reseña de la Empresa.....	6
1.1.1 Misión:.....	7
1.1.2 Visión:	7
1.1.3 Valores:.....	7
1.2 Planteamiento del problema	9
1.2.1 Descripción del problema a resolver:	9
1.2.2 Objetivo General:	10
1.2.3 Objetivos Específicos:	10
1.3 Justificación:.....	11
1.4 Alcance:	12
1.5 Limitaciones	12
1.6 Metodología que seguir.	13
1.7 Planificación.....	15
Capítulo 2. Marco teórico.....	16
2.1 Matriz energética del país.....	16
2.2 Sistemas foto-voltaicos.....	20
2.3 El generador foto-voltaico	22
2.4 El inversor	22
2.4.1 Inversores Centrales	24
2.4.2 Inversores Cadena.....	24
2.4.3 Inversores multi-cadena.....	25
2.4.4 Inversores módulo.	25
2.5 Las células foto-voltaicas.	25
2.6 Factores característicos de un panel.	27
2.6.1 Punto de máxima potencia.....	27
2.6.2 Eficiencia en la conversión de energía.	28

2.6.3 Factor de llenado.	29
2.7 Efecto de la irradiancia y temperatura en el panel.....	29
2.8 Radiación.....	30
2.8.1 Radiación de cuerpos negros.	31
2.8.2 Radiación incidente.	31
2.8.3 Radiación atmosférica y solar.....	32
2.9 Climatología.	32
2.10 Radiación en Costa Rica y el sitio del proyecto.	33
2.10.1 Localización.....	42
2.10.2 Preferencias de JASEC.....	43
2.10.3 Espacio físico del proyecto.....	43
2.10.4 Red de distribución eléctrica y conexión.....	45
2.11 Análisis de sombra.	46
2.12 Selección del ángulo de inclinación los paneles.....	46
2.13 Normativa.....	48
2.13.1 Frecuencia del SEN.....	50
2.13.2 Tensiones del Sistema Eléctrico Nacional.....	50
2.13.3 Variaciones del voltaje de corta duración.....	51
2.13.4 Equipo para interrupción y desconexión.....	51
2.13.5 Equipo para protección.....	52
2.13.6 Requisitos técnicos del generador:.....	53
2.13.7 Conductores y los dispositivos de protección contra sobre-corriente (National Fire Protection Association, 2008).	53
2.13.8 Protección contra sobre-corriente.....	54
2.13.9 Protección contra falla a tierra.	54
2.13.10 Sistema de puesta a tierra.	54
2.13.11 Calibre de conductor de puesta a tierra para los equipos.	56
2.13.12 Sistema de medición.....	58
2.13.13 Transformador.	58
2.13.14 Inversores.	58
2.14 Factor de Rendimiento.	60
Capítulo 3. Desarrollo del sistema.....	61
3.1.1 Módulos Foto-voltaicos.....	61
3.2 Dimensionado del inversor.....	64
3.3 Transformador de potencia.....	68

3.4 Sistema de montaje estructural.....	70
3.5 Seccionadores de circuitos.....	71
3.6 Cables de corriente continua, y de corriente alterna.....	71
3.7 Organización de los paneles.....	72
3.8 Dimensionado del cableado.....	73
3.9 Planos eléctricos.....	75
3.10 Simulación con Pvsyst.....	79
3.10.1 Análisis de pérdidas.....	83
3.10.2 Energía producida por la instalación.....	85
3.10.3 Factor de la planta.....	86
3.10.4 Vida útil.....	87
Capítulo 4. Análisis financiero.....	88
4.1.1 Moneda y tipo de cambio en Costa Rica.....	88
4.1.2 Tarifas para la facturación energética.....	88
4.1.3 Evolución del costo de energía y facturación JASEC.....	90
4.1.4 Ahorro mensual de facturación.....	92
4.1.5 Costos de operación y mantenimiento.....	94
4.1.6 Costos de inversión.....	94
4.1.7 Financiación del proyecto.....	96
4.2 Análisis de resultados.....	100
Capítulo 5. Recomendaciones y conclusiones.....	102
5.1 Recomendaciones.....	102
5.2 Conclusiones.....	104
Bibliografía.....	105
Anexo 1. Tabla comparativa de paneles solares Tier 1.....	107
Anexo 2 Tabla comparativa de inversores.....	108
Anexo 3. Hoja de datos del panel.....	109
Anexo 4. Hoja de datos del inversor.....	111
Anexo 5. Hoja de datos de la estructura.....	113
Anexo 6. Hoja de datos del transformador.....	115
Anexo 7. Hoja de datos del seccionador.....	119
Anexo 8. Hoja de datos de los cables.....	120
Anexo 9. Simulación Pvsyst con inversor central.....	122
Anexo 10. Simulación de Pvsyst con inversores en cadena.....	127

Datos personales.....	133
Datos de la Empresa.....	133

Índice de Figuras

Figura 1. Matriz eléctrica mundial versus matriz eléctrica Costa Rica.....	18
Figura 2. Matriz energética de Costa Rica a noviembre del 2017.....	20
Figura 3. Diagrama de una planta foto-voltaica conectada a la red.....	21
Figura 4. Configuraciones de los inversores. A) Inversor central, B) Inversor en cadena, c) inversor multi-cadena, D) inversor en módulo.....	24
Figura 5. Curva característica de un panel fotovoltaico.....	27
Figura 6. Curvas I-V y P-V de una celda foto-voltaica.....	28
Figura 7. Curva característica I-V en función de la irradiancia y temperatura.....	30
Figura 8. Promedios diarios medio anual de la radiación global en Costa Rica.....	34
Figura 9. Radiación global en Costa Rica.....	36
Figura 10. Captura de porción de tabla del modelo de medias móviles.....	39
Figura 11. Ubicación de Cartago en el mapa de Costa Rica.....	43
Figura 12. Vista aérea de ubicación del terreno disponible.....	44
Figura 13. Ampliación y delimitación de la vista aérea.....	44
Figura 14. Terreno con medidas e inclinación.....	45
Figura 15. Detalle de postes cercanos y líneas trifásicas en el sitio.....	46
Figura 16. Trayectoria solar durante el año en Cerrillos.....	47
Figura 17. Esquema de aterrizado de equipos para un sistema conectado a la red.....	55
Figura 18. Tabla 250.122 Calibre mínimo de conductores de puesta a tierra de equipos para puesta a tierra de canalizaciones y equipos.....	57
Figura 19. Dimensiones del módulo fotovoltaico vista trasera y lateral.....	64
Figura 20. Inversor SMA Core 1.....	68
Figura 21. Transformador Trifásico pedestal marca ABB.....	70
Figura 22. Estructura Chikko A2V.....	70
Figura 23. Arreglo de mesas de 5 cadenas en paralelo por 32 en serie.....	72
Figura 24. Posición de los paneles.....	73
Figura 25 Selección de la orientación e inclinación en el programa PVSyst.....	80
Figura 26. Configuración de la instalación solar Foto-voltaica.....	81
Figura 27. Esquema eléctrico simplificado de la instalación.....	82
Figura 28. Pérdidas en el sistema foto-voltaico.....	83
Figura 29. Factor de rendimiento (PR).....	84
Figura 30. Producción normalizada y factores de pérdidas de la instalación.....	85
Figura 31. Balance de energía mensual para el año.....	86
Figura 32. Tarifas eléctricas para el 2018.....	91

Índice de Tablas

Tabla 1 Cronograma de desarrollo del proyecto	15
Tabla 2. Información de base Data access, con promedio mensual de los últimos 30 años	37
Tabla 3. Datos de irradiación de varias bases de datos.	41
Tabla 4 Ubicación geográfica del proyecto	42
Tabla 5 Tensiones Nominales del SEN. Valores en Kilovoltios (kV).....	50
Tabla 6. Comparación de paneles según requerimientos de JASEC.....	63
Tabla 7 Características técnicas del módulo foto-voltaico seleccionado.	64
Tabla 8. Comparación de inversores según requerimientos de JASEC.	66
Tabla 9. Detalles técnicos del inversor seleccionado	67
Tabla 10 Cálculo de caída de tensión	74
Tabla 11 Resultados de la simulación en PVsyst.	82
Tabla 12. Tarifas vigentes de JASEC.....	89
Tabla 13 Promedio de tarifa para el 2018.....	91
Tabla 14. Condiciones especiales en la facturación	92
Tabla 15. Ahorro por compra de energía.....	93
Tabla 16 Costos anuales por operación.	94
Tabla 17 Costos de inversión de la planta en \$.	94
Tabla 18 Gastos al año.....	95
Tabla 19. Indicadores de bancos estatales y privados para sector industria.....	96
Tabla 20. Detalle monto financiado y no financiado.....	97
Tabla 21. Cálculo del préstamo	97
Tabla 22. Flujo de caja del proyecto en el escenario menos alentador.	98
Tabla 23. Comparación de varios escenarios del proyecto.	99
Tabla 24. Resumen del diseño.....	101

Capítulo 1. Introducción

En este capítulo se realiza una breve descripción del enfoque del proyecto, donde se presenta una pequeña reseña de la empresa, así como el planteamiento del problema, los objetivos, la justificación, el alcance, limitaciones, la viabilidad, la metodología a seguir, por último, el planeamiento de actividades que se llevaron a cabo durante la realización del proyecto.

1.1 Reseña de la Empresa

En Cartago, hace 48 años, muchos hombres y mujeres se lanzaron a las calles para hacer valer sus derechos, corría el mes de noviembre de 1961. Un aumento de tarifas y la aplicación del “factor térmico”, sumado al reclamo de mejores instalaciones eléctricas en diferentes sectores de la provincia de Cartago, generaron la primera chispa que originó la llamada “huelga de pagos eléctricos” (JASEC, 2018).

La Junta Administrativa del Servicio Eléctrico Municipal de Cartago (JASEC) fue constituida a través de la Ley No. 3300 del 16 de julio de 1964 publicada en La Gaceta No. 166 del 23 de julio 1964, tiene como finalidad administrar la empresa eléctrica de la Municipalidad del Cantón Central de Cartago.

Luego en 1971 se autoriza a JASEC para que preste el servicio de alumbrado público. En 1994 se da una concesión de aguas para el aprovechamiento de la fuerza hidráulica del Sistema Hidroeléctrico Birris que es operado por JASEC desde 1971.

En el 2003 se otorga a JASEC competencia nacional para desarrollar y operar plantas de generación de energía eléctrica. Se faculta al Ministerio de Ambiente y Energía para autorizar a JASEC concesiones de agua para el aprovechamiento de la fuerza hidráulica en centrales hidroeléctricas que no excedan de 60 megavatios.

También “se autoriza a JASEC para suscribir convenios de alianza empresarial con asociaciones cooperativas, empresas públicas nacionales y municipales del Sistema Eléctrico Nacional conducentes al desarrollo y la explotación conjunta de obras y servicios de generación eléctrica” (JASEC, 2018).

En agosto del 2006, JASEC compra el Sistema Hidroeléctrico Barro Morado ubicado en la provincia de Cartago, cuenta con una capacidad nominal total de 1.570 Kw, además se da un convenio con el ICE para el desarrollo del Proyecto Hidroeléctrico Toro 3.

Mediante la ley de expropiaciones JASEC adquiere el Sistema Hidroeléctrico Tuis.

Datos tomados del sitio web de: JASEC.

1.1.1 Misión:

“Contribuimos a mejorar la calidad de vida de nuestros clientes mediante la prestación eficiente de servicios de interés público, con los más altos principios éticos que procuran la igualdad de oportunidades, el desarrollo sostenible y la responsabilidad social” (JASEC, 2018).

1.1.2 Visión:

“Brindamos a nuestros clientes servicios de interés público caracterizados por la disponibilidad y continuidad, siendo reconocidos por nuestra eficiencia, tecnología e innovación, que contribuyen al desarrollo de Cartago” (JASEC, 2018).

1.1.3 Valores:

Dentro de los valores que se promueven en la empresa están:

- **Compromiso:** Es la actitud que identifica la lealtad y la dedicación personal, organizacional y ambiental de los colaboradores y cuerpos directivos; es sentir y vivir

como propios los objetivos y metas organizacionales, responsabilizándose por el logro de estos.

- **Honestidad:** Es un valor que procura siempre anteponer la verdad en sus pensamientos, expresiones y acciones.
- **Solidaridad:** Es el compromiso manifiesto de los funcionarios con las necesidades de los grupos de interés, los usuarios y sociedad en general.

Cuentan con una política de calidad dentro de los factores principales se encuentran:

- Orientación de negocios: se observa el trabajo a través de la óptica y expectativas del cliente.
- Honestidad: Se hace un uso productivo y responsable de los recursos de la empresa, velan por su custodia y garantizan la calidad de los servicios.
- Decisiones oportunas: Es una organización ágil y dinámica que demanda decisiones en tiempo, legalidad y confiabilidad.
- **Competencia técnica:** Conocen los productos/servicios que comercializan y la normativa técnica y jurídica de la actividad que rige actualmente.
- Responsabilidad social y accesibilidad: Contribuyen con la comunidad costarricense en ámbitos sociales, económicos y ambientales con orientación hacia resultados, por lo que promueven ajustes permanentes para garantizar una participación activa de todos los clientes internos y externos.
- Equipo de trabajo: Comprometidos con la excelencia y el mejoramiento continuo de sus procesos, productos y servicios.

- Igualdad de oportunidades: Se valora el aporte de cada persona, sin prejuicios, para un desempeño en igualdad de condiciones y responsabilidades, logrando una sociedad más equitativa.

1.2 Planteamiento del problema

Estudio de viabilidad de una central de generación foto-voltaica ubicada en Cerrillos, Cartago.

1.2.1 Descripción del problema a resolver:

Se cuenta con un terreno vacío de JASEC el cual tiene años de estar sin uso por lo tanto se realizó el estudio para la implementación de una planta de generación solar foto-voltaica y generar mayores recursos para la empresa. Se comparó el estudio con proyectos en distintos países donde son potenciadores en el desarrollo de esta tecnología; y se detallan aspectos relevantes para el análisis de la viabilidad del proyecto, debido a la falta de estudios en proyectos realizados en montaje sobre suelo en la zona de implementación y carencia de información por parte de la empresa.

En el proyecto se identificaron puntos de conexión, alternativas de conexión, se realizó el estudio de disponibilidad, niveles de tensión de redes cercanas, flujo de potencia, diseño del proyecto, se determinaron los componentes principales como tipo de panel (de mayor eficiencia) e inversores, así como la selección de transformador; también se llevó a cabo el análisis técnico y económico para luego llegar al estudio de viabilidad del proyecto. Se habla de que se realiza en varias etapas ya que se debe hacer un estudio ambiental, sustitución de suelos y análisis geotécnico, además de empezar los trámites de financiamiento.

1.2.2 Objetivo General:

- Elaborar un estudio técnico económico, para la construcción de una planta de generación de energía, a partir de sistemas masivos de paneles solares fotovoltaicos, para la distribución de electricidad en la provincia de Cartago aprovechando de un terreno vacío de JASEC ubicado en Cerrillos.

1.2.3 Objetivos Específicos:

- Analizar la huella solar del terreno previamente definido, para la estimación de producción promedio mensual, anual de energía, considerando la cantidad de energía que se generará y distribuirá.
- Comparar los tipos de paneles y las tecnologías que existen en el mercado, para que se aproveche el máximo rendimiento de las capacidades del sistema, generando al menor costo posible buscando la mayor rentabilidad.
- Determinar la potencia que debe tener la planta y el tipo de inversores que se colocarán, llevando a cabo un análisis en la selección de inversores, ya sean normales o específicos, esto debido a la cantidad de potencia que se instalará y se demandará.
- Elaborar el estudio económico, con parámetros como la TIR el VAN costos de mantenimiento y costo de oportunidad, para etapa final de implementación y construcción de la planta, con el fin de que se obtenga la mejor opción de inversión a mediano o largo plazo, haciendo una comparación con los costos de distribución que se poseen actualmente.

1.3 Justificación:

Este proyecto surge de la necesidad que tiene JASEC de utilizar un terreno libre que sólo genera costos por mantenimiento y de personal de seguridad para el cuidado del mismo, en el cual existe la posibilidad de realizar generación eléctrica con energías renovables alternativas, como lo es la generación foto-voltaica, con lo cual se obtendrán ingresos por utilización de los recursos.

JASEC desea cumplir con las normativas del Plan Nacional de Energía 2015-2030, las proyecciones creadas muestran que las energías renovables no convencionales como lo son la biomasa, eólica y solar pasarán a ser un 5% de la generación total de energía para el país.

La sociedad actual tiene más conciencia ambiental es por ello que la mayoría de los países desarrollados se han esforzado en utilizar nuevas fuentes de energía renovable lo cual diversifica la matriz energética haciendo que haya menos consumo y dependencia de combustibles, también se han adquirido compromisos internacionales para tratar de no agravar más la capa de ozono debido a las emisiones de gases de efecto invernadero.

En el caso de nuestro país se ha tratado de cumplir con el Plan Nacional de Energía, es por esto que tanto JASEC como las demás empresas de generación y distribución eléctrica han buscado medios para la implementación de nuevas formas de utilización de recursos renovables.

Es de suma importancia velar por el correcto funcionamiento de los sistemas ya que JASEC brinda servicio tanto a hogares como a grandes empresas, y debido a las tendencias en el crecimiento demandado de energía eléctrica por parte de industrias y hogares se deben mantener flujos constantes para evitar cortes de suministro de electricidad.

Los cortes de suministro eléctrico afectan a todos en general, con lo que se producen alteraciones en el confort de las personas, así como en el desarrollo comercial e industrial,

por tanto, es de suma relevancia calcular bien la potencial demanda y la carga instalada para que no tengamos problema en horas pico y que se logre suplir con las necesidades del mercado.

1.4 Alcance:

Este proyecto ayudará no solo a la JASEC, si no que pretende tener un impacto en la provincia de Cartago, ya que la organización está llevando a cabo labores para seguir con el plan nacional de energías 2015-2030.

Para lograr esto se deben trabajar distintos apartados durante el proyecto.

Lo que se busca es determinar cuál tipo de panel se adapta mejor a las condiciones de nuestro país para proceder con la elaboración del diseño.

Primero: medir el impacto de la radiación en la zona de emplazamiento.

Segundo: realizar la comparación de los distintos paneles y seleccionar el más eficiente.

Tercero: diseño de la planta solar con ubicación de los paneles orientación e inclinación.

Cuarto: hacer el estudio económico y el análisis de la viabilidad del proyecto.

1.5 Limitaciones

El acceso a información debido a bloqueos de páginas web o bases de datos suscritas por el TEC, debido a las normativas internas de la red.

El acceso a programas básicos para la realización del proyecto, AutoCAD, Solidworks, Minitab, Matlab, PVsyst entre otros.

El recurso con el que se contaba ya que se debían hacer estudios de suelo, resistividad y disponibilidad de potencia, ya que la empresa no tenía al momento de realizar el proyecto.

Otra limitación fue el tiempo de llegada de las cotizaciones, ya que se podrían haber comparado más elementos.

El uso de programas con licencias en la oficina, ya que al no poseer las licencias en JASEC se tuvieron que buscar programas alternativos para modelar.

El no poseer un convenio de intercambio de información con el laboratorio SESLAB del Tecnológico, ya que tienen proyectos con datos reales en operación, con los cuales se pudo haber obtenido una comparación más fina de la radiación en la zona de Cartago.

1.6 Metodología que seguir.

Para lograr los objetivos del proyecto se siguieron ciertos pasos para lograr el resultado deseado. De manera general se muestran los pasos a continuación:

- Se realizaron reuniones con los encargados de dirigir y asesorar el proyecto donde se definió la orientación y enfoque del proyecto.
- Se investigó cómo desarrollar el estudio de viabilidad, se definió el alcance de este en el tiempo definido para la práctica profesional.
- Se analizó si había algún estudio existente para tomar como guía.
- Estudio de los tipos de componentes que se utilizaron en el diseño de la central fotovoltaica.
- Establecimiento de las variables que se relacionaron tanto directa como indirectamente con rendimientos de los paneles solares.
- Estudio de los softwares en el mercado para el modelado del comportamiento de paneles solares e inversores, se utilizaron al menos 3 software diferentes entre ellos PVsyst, SolarGis y Sunny Design Web.
- Se consultó información a expertos de proyectos solares, desde vendedores, gerentes de marca, administrativos e ingenieros.
- Se analizó económicamente la implementación del proyecto.

- Se presentaron varios diseños con distintos financiamientos para la comparación de alternativas.

Se hizo un reconocimiento del lugar donde se ubicará la planta foto-voltaica, así como de los equipos presentes en dicha planta. El objeto era conocer las condiciones y características del diseño de la planta e investigar sobre plantas en otras partes del mundo, es de suma importancia realizar mediciones de la resistividad del suelo, ya que al no estar construido el proyecto en algún momento se debe medir el sistema de puesta a tierra para la planta y corroborar que cumpla con la normativa.

Existen varios métodos para la puesta a tierra y depende de la robustez de la planta se puede instalar con electrodos enterrados o con tratamientos químicos al terreno, pero eso se analizará conforme avance el proyecto y se vean los presupuestos de cada tipo de conexión.

Se hizo un estudio de la huella solar que determinó cuanta potencia podemos aprovechar, el dimensionado de la planta la orientación e inclinación.

Una vez definido el tipo de panel a utilizar se precedió a simular la planta con la cantidad de paneles y tipo de inversores en el software PVsyst. Esta parte fue el análisis experimental.

También se realizó el estudio de la viabilidad económica para lo cual se analiza los costos de la instalación, inversión, operación y mantenimiento, valor actual neto, tasa interna de retorno, ingresos anuales por ahorro de energía comprada y otras variables.

1.7 Planificación

En este apartado se da una idea de la planeación en el tiempo para el desarrollo de las tareas programadas del proyecto.

Tabla 1 Cronograma de desarrollo del proyecto

Fase	Descripción	Inicio (Semanas)	Fin (Semanas)
0	Reconocimiento de la empresa	Semana 1	Semana 14
1	Análisis de la situación actual. Reconocimiento de la visión y Misión	Semana 1	Semana 2
	Organigrama Empresarial (departamentos y procesos)	Semana 1	Semana 2
2	Comparación de equipos a utilizar Recolección de datos	Semana 1	Semana 5
	Selección de equipos a implementar	Semana 3	Semana 7
3	Aprendizaje de programa PVSyst Simulación de sistemas foto-voltaicos	Semana 3	Semana 10
	Simulación de la red	Semana 5	Semana 10
4	Criterios de diseño de planta Planteamiento de la central	Semana 4	Semana 10
	Resultados del modelo	Semana 9	Semana 10
	Análisis de resultados	Semana 10	Semana 11
6	Análisis de la viabilidad Definir inversión	Semana 9	Semana 13
	Análisis económico	Semana 10	Semana 11
7	Presentación de resultados Preparación de exposición	Semana 12	Semana 13
		Semana 13	Semana 14

Fuente: Elaboración propia

Capítulo 2. Marco teórico

En este apartado se habla de la importancia de los recursos naturales, el impacto en la industria y la matriz energética en el país. Además de tratar temas como tipos de paneles solares, inversores y transformadores.

Se tratan las normas de ARESEP y leyes que se deben acatar, así como las secciones del Código Eléctrico con las que se debe cumplir para la implementación del sistema fotovoltaico.

Por último, se tratan aspectos de la radiación, la climatología, y algunos detalles para el inicio del proyecto como lo son el espacio físico, localización.

2.1 Matriz energética del país.

Los recursos renovables nos dan la facilidad de conseguir energías limpias para diversas aplicaciones. Su aprovechamiento genera impactos ambientales menores que el de las fuentes convencionales, y nos presentan el potencial para cubrir nuestras necesidades de energía, presentes y futuras. Además, su utilización contribuye a conservar los recursos energéticos no renovables (González, 2008).

La energía eléctrica es esencial para el desarrollo de la industria y el crecimiento general de los países. “Los sistemas de distribución reciben la energía proveniente de los sistemas de transmisión y la entregan a los consumidores finales, con valores de tensión y frecuencia adecuados para el consumo” (Montoya, 2016).

Con la tendencia al aumento de consumo de electricidad se debe prever un aumento en el trasiego de potencia y la generación con recursos renovables, es fundamental que este suministro de energía sea de calidad y confiable, ya que la interrupción en distribución o servicios de mala calidad causaran problemas a la mayoría de los usuarios, por lo tanto, es

indispensable contar con recursos tecnológicos de alto nivel, para mantener estable la distribución y calidad de la energía eléctrica.

La tecnología foto-voltaica o paneles solares en los últimos años experimenta una tendencia a la baja en los costos de fabricación, debido al creciente mercado y a las normativas socio-ambientales que se han adoptado a nivel mundial; esto hace que la tecnología foto-voltaica se trate de implementar en el país buscando la viabilidad económica.

La energía solar la podemos observar en pequeños o grandes sistemas, por ejemplo, sistemas pequeños instalados en techos de casas o edificios que son los más comunes y también se pueden observar en sistemas grandes como lo son las granjas solares, estas son puestas en marcha en grandes terrenos a nivel de suelo (conocidos como ground mounted) lo cual nos ayuda a generar potencias de varios megavatios (MW).

Ahora bien, se debe analizar la generación producida y el costo de esta debido a que si no logramos tener una cantidad suficiente de electricidad o producirla es caro con respecto a la compra que se realiza, el proyecto no va a ser rentable, ya que el ahorro por compra de energía y potencia introducida a la red puede que no sea suficiente para justificar la inversión requerida.

En la actualidad, la mayor parte del consumo o demanda energética mundial, proviene de combustibles fósiles lo cual es un problema para el medio ambiente ya que se utilizan recursos no renovables.

Según un estudio emitido por la Agencia Internacional de Energía (IEA), “se debe avanzar en materia de sostenibilidad, pero por la situación geopolítica que atraviesa el planeta no se logra tener estabilidad en materia de energías, ya que hay conflictos en lugares donde están los mayores yacimientos de petróleo y gas natural en Europa” (IEA, 2014). Aun así, con

todas las dificultades para acceder a la electricidad por parte de las personas, el informe nos dice que gracias al desarrollo de la tecnología y reducción de costos debido a la generación por medio de energías renovables o limpias como lo son la eólica y la solar se han minimizado los problemas que existen.

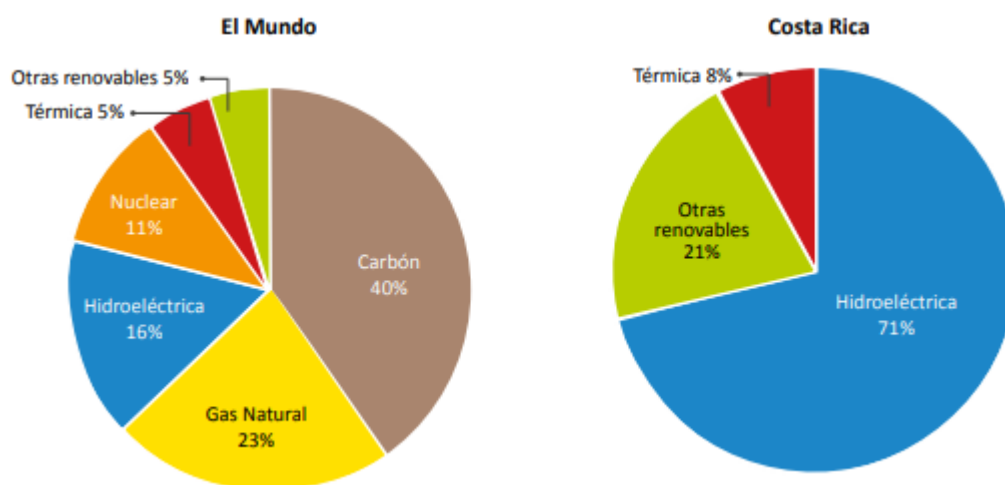


Figura 1. Matriz eléctrica mundial versus matriz eléctrica Costa Rica.
Fuente (IEA, 2014).

Según el informe, la demanda para los años venideros se incrementará en 37% debido al crecimiento de la población, y gran parte de esa demanda se centra en países con economías emergentes, ya que los países desarrollados tendrían un mercado energético estable. Para el año 2040 se espera que la tendencia de consumo de combustibles fósiles caiga a un 75 % de la demanda mundial, pero aun así las emanaciones de CO₂ siguen presentando graves consecuencias en el cambio climático, que amenaza con elevar la temperatura del planeta derritiendo los cascos polares trayendo así grandes consecuencias para el planeta.

Según la ONU el aumento de la temperatura media sobre la superficie del planeta será de 1.4°C hasta 5.8°C para el año 2100.

Para hacer frente a esta problemática en 1997 países industrializados se comprometieron a tomar medidas para reducir en un 5% los Gases de Efecto Invernadero (GEI), tomando como referencia los niveles de GEI de los años 90, de ahí es donde viene a firmarse el protocolo de Kioto. Donde varias organizaciones como la Unión Europea y países a nivel mundial están tomando medidas para frenar el cambio climático impulsando programas de energías renovables, es aquí donde entra la generación de energía eléctrica.

El sector eléctrico es el más importante ya que puede haber una diversificación de la matriz energética, con tecnologías renovables a nivel mundial.

Según (Murillo, 2017) “en el país la oferta interna de energía disminuyó en un 0.93% en el 2016 respecto al 2015 siendo atípico ya que según el comportamiento histórico había un crecimiento del 2% anual en la última década, para el año 2016 la única fuente de energía que presento un aumento fue la eólica que presento un incremento de 0.3% respecto al año anterior”.



**Figura 2. Matriz energética de Costa Rica a noviembre del 2017.
Fuente: (ICE, 2018).**

La energía solar se considera una de las energías limpias con mayor disponibilidad en la actualidad; hace mucho tiempo se utiliza la radiación para generar energía para el consumo pero representa sólo el 0.01% del suministro de energía eléctrica en el mundo, el sector foto-voltaico viene con un crecimiento anual promedio superior al 30% y también una reducción de costos esto debido a la mejora en la eficiencia de las tecnologías actuales y a la incursión del mercado chino en la producción de paneles.

2.2 Sistemas foto-voltaicos

(ACESOLAR, Energía Solar) Nos dice que “la energía del sol nos llega tanto en forma de radiación como de calor y que ambas formas son aprovechables en Costa Rica. Estas tecnologías avanzan rápidamente en el mundo y se hacen cada día más accesibles”.

La energía solar foto-voltaica es una fuente de energía que se consigue gracias a la conversión directa de la radiación solar en electricidad con la ayuda de un dispositivo semiconductor llamado “celda solar”, los agrupamientos de estas forman el módulo Foto-voltaico, esto según (Pelález, 2015).

Entre los tipos más comunes de sistemas foto-voltaicos podemos clasificar las instalaciones conectadas a la red o aisladas de la red eléctrica en este caso el que interesa es el sistema conectado a la red.

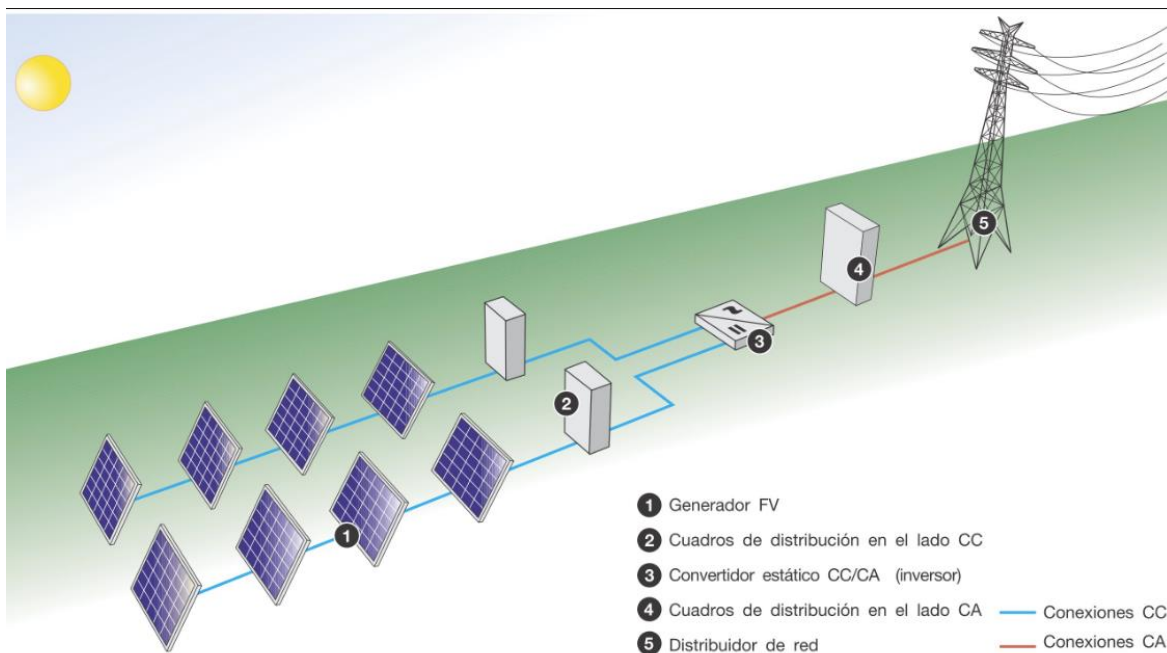


Figura 3. Diagrama de una planta foto-voltaica conectada a la red.
Fuente: (Electricity, 2018).

En la Figura 3. Diagrama de una planta foto-voltaica conectada a la red. Podemos observar los componentes principales de una planta fotovoltaica conectada a la red donde podemos notar:

1. Generadores foto-voltaicos
2. Cuadros de distribución en el lado de cc.

3. Inversores
4. Cuadro de distribución en el lado de CA
5. Distribuidor de red.

2.3 El generador foto-voltaico

Es el elemento que se necesita para recibir la energía proveniente del sol y transformarla en energía eléctrica.

Está construido por un conjunto de módulos foto-voltaicos que pueden estar en serie o en paralelo, estos módulos son los encargados de proporcionar la energía demandada para el consumo eléctrico.

Para captar la energía solar los módulos que componen el generador se deben orientar de manera que se pueda captar la mayor cantidad de energía. El dimensionado del generador depende de la orientación de la superficie del generador foto-voltaico, el tiempo de uso a lo largo de un período y la aplicación que se le va a dar. Se define la orientación del generador con coordenadas angulares que las determinan la posición del sol generalmente perpendicular a la dirección de los rayos del sol.

2.4 El inversor

“Es el que nos convierte la potencia generada en corriente continua a corriente alterna, para poder inyectar electricidad a la red” según (Peláez, 2015), el inversor sincroniza la instalación con la red con lo cual genera energía de calidad para el operador, sirve para vigilar tensión, frecuencia, impedancia de red y ayuda a la desconexión cuando no se está en límites de tensión establecidos.

Para seleccionar el inversor debemos tener en cuenta ciertos parámetros, como la tensión nominal, la potencia nominal, potencia activa, capacidad de sobrecarga y rendimiento. Y debe tener características que nos ayudan como la fiabilidad en picos de arranque, control de la regulación de tensión y frecuencia, seguridad y rendimiento elevado para un rango de altas potencias.

Durante las últimas décadas la tecnología de los inversores foto-voltaicos ha evolucionado de gran forma. Los precios se han reducido considerablemente en las últimas dos décadas alrededor de un 50% más económicos además la eficiencia y fiabilidad se han incrementado de gran manera.

Podemos clasificar de manera general los inversores conectados a la red de la siguiente forma:

- a) Inversores centrales
- b) Inversores cadena
- c) Inversores multi-cadena
- d) Inversores módulo

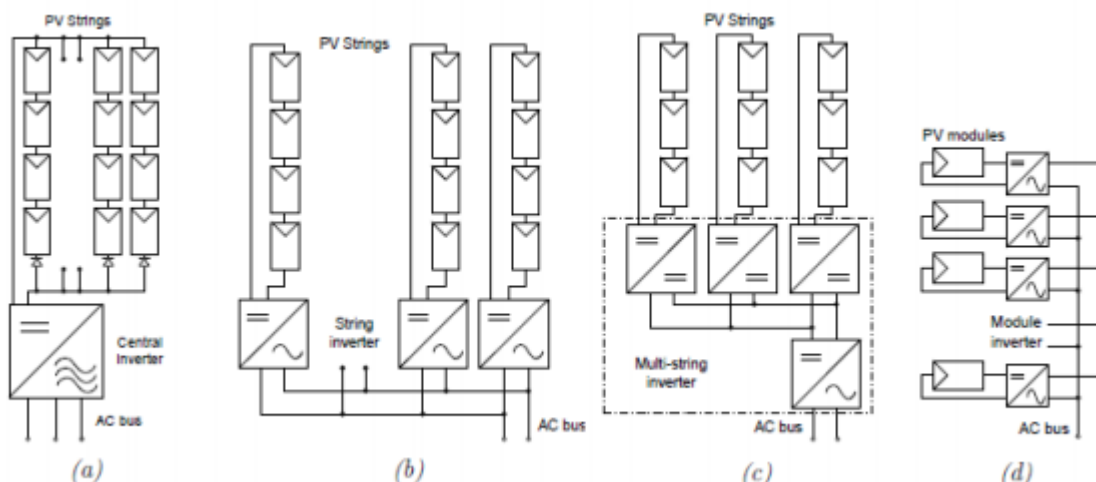


Figura 4. Configuraciones de los inversores. A) Inversor central, B) Inversor en cadena, c) inversor multi-cadena, D) inversor en módulo.

Fuente: tomado de (Esteban Cruz Carrascal, 2012).

2.4.1 Inversores Centrales

Cuando hay una disposición o diseño centralizado de un sistema la tipología adoptada por lo general es en cadenas serie-paralelo, como podemos observar en la figura 4 a). El generador foto-voltaico que resulta se conecta a la entrada de un inversor central. Se pueden tener desventajas en pequeñas aplicaciones como por ejemplo en techos; por su grado de inclinación y su difícil acceso en algunos casos, “por la pérdida en desajuste de módulos o cadenas y pérdidas de la máxima potencia individual para cada cadena” esto según (Esteban Cruz Carrascal, 2012), además nos dice que esta configuración “tiene ventajas, por ejemplo, la alta eficiencia del inversor debido al alto nivel de potencia en comparación con los inversores en cadena, la simplicidad y el bajo costo”. Los inversores centrales son considerados aún como primera opción para implementar en aplicaciones foto-voltaicas de media y gran escala, cuando el oscurecimiento, o las zonas de sombras, o la diferente orientación de los módulos, no son contemplados en la fase de planificación.

2.4.2 Inversores Cadena.

Cuando un generador foto-voltaico es instalado en un tejado, en muchas ocasiones los módulos no pueden instalarse con la misma orientación, la cadena de inversores de la Figura 4 b) es la mejor opción; en este caso no se presentan conexiones en paralelo de cadenas; lo que tenemos son pequeños inversores para cada cadena. Cada cadena tiene su propio MPPT (seguidor del punto de máxima potencia), cada cadena es independiente. De esta forma se vuelve relativamente sencillo construir sistemas con diferentes orientaciones o condiciones complicadas de sombras. Se debe tener cuidado ya que los módulos de cada cadena deben

estar en equilibrio y operar bajo las mismas condiciones, debido a las conexiones en serie entre las cadenas. “Una desventaja de los inversores cadena es el elevado precio por kW” según (Esteban Cruz Carrascal, 2012).

2.4.3 Inversores multi-cadena.

Es una variación de los inversores en cadena, se les conoce como multistring, están representados en la Figura 4 c), lo que podemos observar es que es un inversor en cadena con varias entradas que proporciona MPPT independientes, una de las ventajas es que puede alcanzar potencias mayores que no proporciona el inversor de cadena, pero sin desechar las ventajas del inversor en cadena. Dentro de las desventajas, está que “ocupa dos etapas para convertir potencia y hacer un seguimiento individual de las entradas” esto según (Esteban Cruz Carrascal, 2012).

2.4.4 Inversores módulo.

Los podemos observar en la Figura 4 d), están unidos a un único modulo y no a una cadena, tienen bajo nivel de potencia y pueden ser pequeños por lo tanto se pueden colocar en la cubierta de los módulos, entre las ventajas esta que no ocupan cables DC, así hacen la instalación más sencilla y menos propensas a incendios. Según (Esteban Cruz Carrascal, 2012), estos inversores tienen poca aceptación debido a sus desventajas entre las cuales encontramos la baja potencia por unidad y gran costo con lo cual no hay compensación en las aplicaciones.

2.5 Las células foto-voltaicas.

El principio de funcionamiento se da por el efecto foto-eléctrico en materiales semi-conductores, si estos se exponen a la luz los fotones de energía transmiten la energía a los

electrones, esto hace que se rompan los enlaces que los mantenía unidos y crean un hueco en el átomo excitado; el electrón que sale debido al rompimiento del enlace circula hasta otro hueco para poder llenar el espacio que existe disipando la energía que se libera por el fotón a través de calor. Este comportamiento en la celda foto-voltaica lo que produce es un diferencial de potencial y seguirá produciéndose mientras la luz incida en la celda variando el flujo dependiendo de la cantidad de luz que le llega.

Las células solares en su mayoría están creadas con capas rígidas multi-cristalinas de silicio, que son de 150 micrones de espesor usualmente. Cuando se crean las células solares, las láminas deben tener varios procesos antes de ser integrados al módulo respectivo.

Existen varios tipos de células solares de láminas delgadas dentro de las cuales podemos encontrar a nivel comercial:

- “Silicio amorfo (a-Si): tiene una eficiencia de 12.2%, dentro de las ventajas está la tecnología de fabricación madura pero las desventajas más notorias es el alto costo y la baja eficiencia” según (NREL, 2001).
- “Teluro de cadmio (CdTe): posee 16.5% de eficiencia, como ventaja tiene el bajo costo de fabricación mientras que dentro de sus desventajas es la eficiencia media y que este compuesto de sustrato de vidrio sólido lo cual lo hace muy frágil” según (NREL, 2001).
- “Cobre-indio-galio (CIGS): con 19.9% de eficiencia, posee alta eficiencia fabricado con sustrato de vidrio rígido o flexible, como desventajas encontramos la

uniformidad del film en largos sustratos y el costo tradicional del proceso” según (NREL, 2001).

- Tándem: combinación de dos células (silicio amorfo sobre silicio cristalino) se superponen para absorber el mismo espectro de luz con esto se mejora el rendimiento comparándolo con las células anteriormente mencionadas.

2.6 Factores característicos de un panel.

2.6.1 Punto de máxima potencia.

El punto de máxima potencia varía con la irradiancia, en la Figura 5 podemos observar claramente que a menor radiación (W/m^2), menos corriente se generará el panel solar.

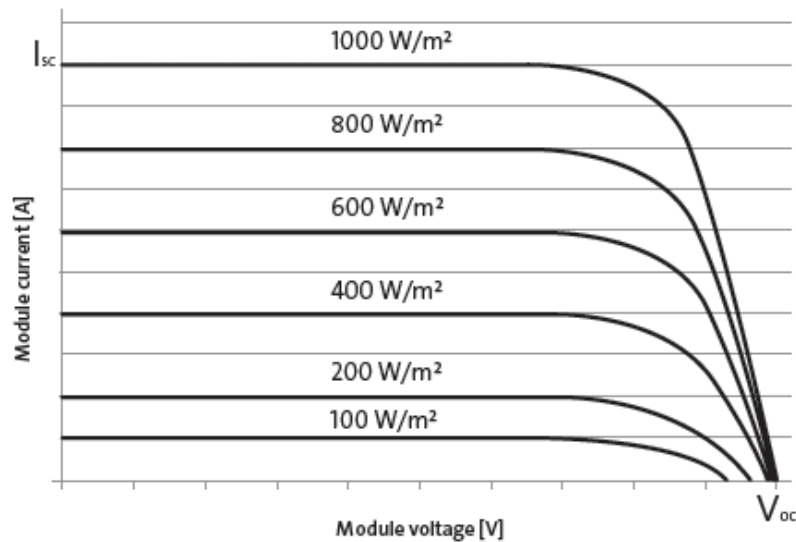


Figura 5. Curva característica de un panel fotovoltaico.
Fuente: tomado de (SunFields, 2018).

En la Figura 6 se observa el punto de máxima potencia o P_{MPP} donde podemos observar que a mayor irradiancia el punto de máxima potencia aumenta.

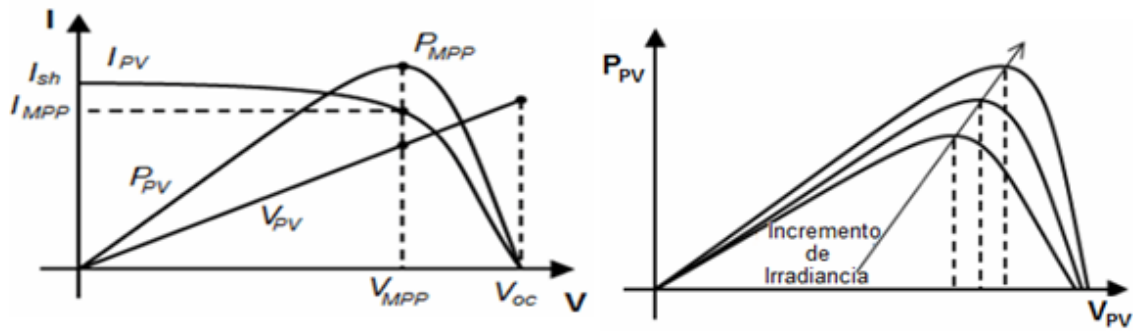


Figura 6. Curvas I-V y P-V de una celda foto-voltaica

Fuente: tomado de (Ospino Castro, 2014)

2.6.2 Eficiencia en la conversión de energía.

La eficiencia de un panel solar es el porcentaje de potencia convertida en energía eléctrica de la luz que proviene del sol, cuando el panel está conectado a un circuito eléctrico. La eficiencia se puede calcular relacionando el punto de potencia máxima P_m , dividiéndolo entre la luz que llega a la célula y el área superficial de la misma.

$$n = \frac{P_m}{E * A_c}$$

Ecuación 1. Eficiencia de un panel.

Dónde:

P_m es la potencia máxima.

A_c es el área de la célula.

E es la energía que llega a la célula.

El STC (prueba a condiciones estándar por sus siglas en inglés) es una prueba que realizan los fabricantes a 25° C y una irradiancia de 1000 W/m² y nos dan los valores en las hojas de especificaciones.

2.6.3 Factor de llenado.

El factor de llenado se define como una relación entre el punto de máxima potencia dividido entre la corriente de corto circuito y el voltaje de circuito abierto.

$$FF = \frac{P_m}{V_{oc} * I_{sc}} = \frac{n * A_c * E}{V_{oc} * I_{sc}}$$

Ecuación 2. Factor de llenado de un panel solar.

Dónde:

V_{oc} es el voltaje de circuito abierto.

I_{sc} es la corriente de corto circuito.

n es la eficiencia del panel.

2.7 Efecto de la irradiancia y temperatura en el panel.

Para el óptimo funcionamiento hay que saber cómo afecta la irradiancia y la temperatura el comportamiento de la célula. En la Figura 7 podemos observar el efecto de la irradiancia y cómo afecta la intensidad de cortocircuito, para el caso de la tensión a circuito abierto la variación es mínima. También podemos percibir que cuando aumenta la temperatura el efecto en la intensidad de corto circuito es mínimo, pero la tensión a circuito abierto varía considerablemente, disminuye conforme aumenta la temperatura, y con esto la potencia disminuye al aumentar la temperatura.

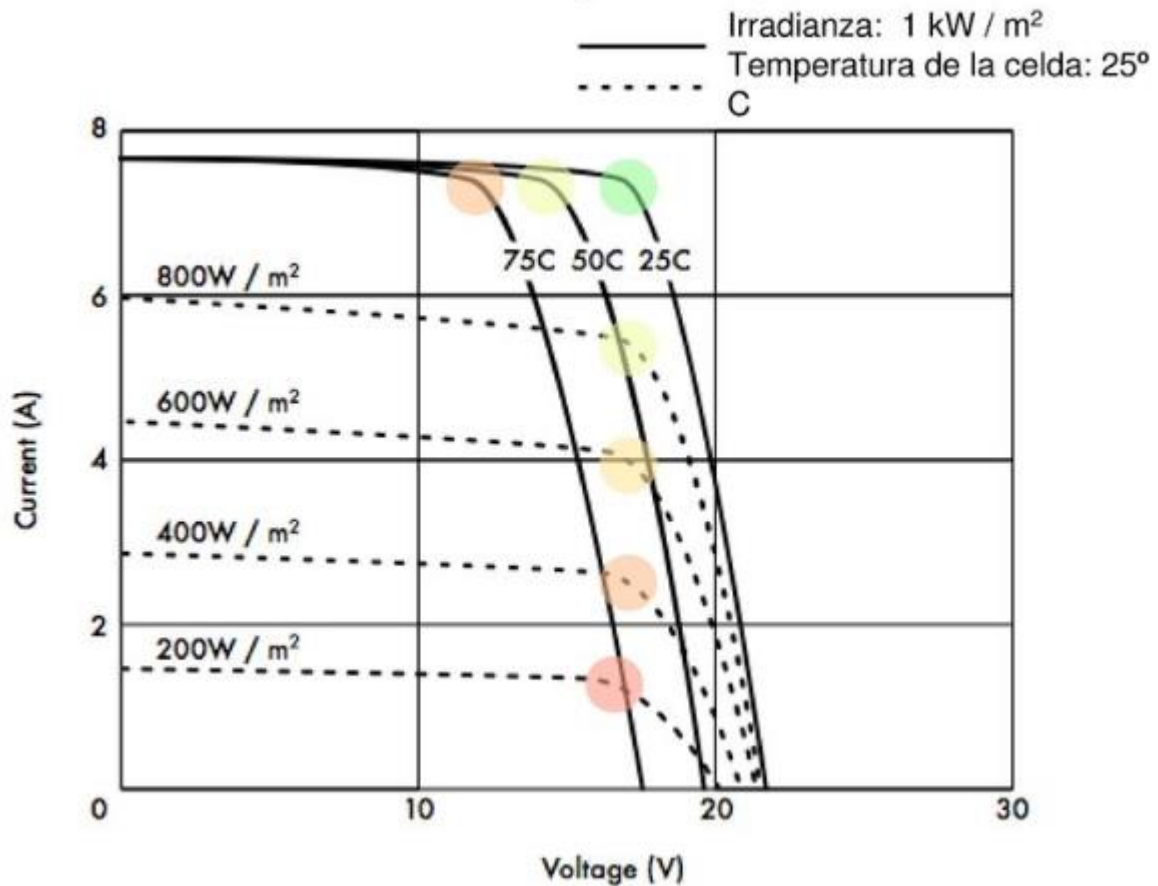


Figura 7. Curva característica I-V en función de la irradiancia y temperatura.
Fuente: Tomado de (ICTP, 2017).

2.8 Radiación.

La transferencia de calor entre dos objetos puede ser por conducción o convección, pero cuando hay un espacio vacío la transferencia de calor debe ocurrir de otro medio donde se contemple la emisión de energía interna del objeto, este medio es lo que conocemos como radiación. “La radiación difiere con la conducción o convección ya que no requiere la presencia de un medio material para llevarse a cabo; la transferencia de energía por radiación es la más rápida y no sufre atenuación en el vacío. Un ejemplo es la energía transferida del sol a la tierra que solo puede ser transmitida por radiación” según (Cengel, 2007).

2.8.1 Radiación de cuerpos negros.

“Un cuerpo negro se define como un emisor y absorbente perfecto de la radiación” esto según (Cengel, 2007) “a temperatura y una longitud de onda específica, ninguna superficie puede emitir más energía que un cuerpo negro”. Estos cuerpos absorben la radiación incidente de manera total. También emite energía de radiación de manera uniforme en todas direcciones, por lo tanto, el cuerpo negro es un emisor difuso “independiente de la dirección”.

$$E_b(T) = \sigma T^4 \text{ (W/m}^2\text{)}$$

Ecuación 3. Emisión de un cuerpo negro.

Donde $\sigma = 5.670 \cdot 10^{-8} \text{ W/m}^2 \cdot \text{K}^4$ es la constante de Stefan-Boltzmann y T es la temperatura absoluta de la superficie en K. Esta relación fue verificada teóricamente, en 1884, por Ludwig Boltzmann. La ecuación se conoce como ley de Stefan-Boltzmann y E_b se llama poder de emisión de cuerpo negro.

2.8.2 Radiación incidente.

La intensidad de la radiación incidente es la razón a la cual la energía de radiación incide desde una dirección por unidad de área, de la superficie receptora normal a la dirección.

Donde θ es el ángulo entre la radiación incidente y la normal a la superficie.

El flujo de radiación incidente sobre una superficie desde todas direcciones se llama irradiación G y se expresa como:

$$G = \int dG = \int_{\phi=0}^{2\pi} \int_{\theta=0}^{\pi/2} I_i(\theta, \phi) \cos \theta \sin \theta d\theta d\phi \text{ (W/m}^2\text{)}$$

Ecuación 4. Irradiación sobre una superficie.

La irradiación es la razón a la cual la energía de radiación se presenta sobre una superficie por unidad de área. Si la radiación incidente es difusa y con I_i constante, la

Ecuación 4. Irradiación sobre una superficie se reduce a Radiación difusamente incidente:

$$G = \pi I_i \text{ (W/m}^2\text{)}$$

Ecuación 5. Radiación incidente.

2.8.3 Radiación atmosférica y solar.

La energía de radiación que es reflejada por los elementos conformados de la atmósfera forma la radiación atmosférica. La energía que el sol envía a la atmosfera de la tierra se conoce como irradiancia solar total y su valor está dado por $G_s = 1373 \text{ (W/m}^2\text{)}$.

La energía solar que incide sobre la Tierra tiene dos partes una directa y otra difusa. La directa G_D , llega a la superficie terrestre sin ser dispersada ni absorbida por la atmósfera. La dispersada llega a la superficie de manera desde todas direcciones y se llama radiación solar difusa G_d . La energía solar total sobre una superficie horizontal viene dada por la ecuación:

$$G_{solar} = G_D * \cos \theta + G_d \text{ (W/m}^2\text{)}$$

Ecuación 6. Radiación total.

θ es el ángulo de incidencia de la radiación directa.

2.9 Climatología.

Geográficamente, Costa Rica está centrada en la Zona Tropical. El clima tropical de nuestro país, clasificado así por la cercanía con el Ecuador, es modificado por diferentes factores como el relieve (llanuras, montañas o mesetas), la influencia oceánica (más que todo viento) y la circulación general de la atmósfera. “La orientación noroeste-sureste de la

cadena montañosa y también el hecho de estar entre un océano y un mar, y que estén relativamente cercanos, separan a Costa Rica en dos vertientes: Pacífica y Caribe” (Instituto Meteorológico Nacional). Se puede observar que cada una presenta su propio régimen de precipitación y temperaturas con detalles particulares para cada región.

Por ejemplo, en Guanacaste por estar junto al Océano Pacífico se da un clima seco donde encontramos muchos bosques tropicales secos, por otro lado, en Tortuguero, que está cerca al Mar Caribe se da un clima muy húmedo con precipitaciones durante casi todo el año.

2.10 Radiación en Costa Rica y el sitio del proyecto.

Conocer la radiación de un lugar es de suma importancia para realizar los cálculos de la utilización de energía solar, esto para contar con información que será necesaria para el diseño de cualquier sistema. La radiación solar en cualquier sitio tiene dos componentes una componente directa y una componente difusa. La directa es susceptible a ser concentrar utilizando colectores concentradores según (Wright, Cálculo y mapeo de la radiación solar directa y difusa en Costa Rica., 2008), mientras que para la radiación difusa se pueden utilizar colectores planos y se pueden obtener importantes ganancias de energía, aunque haya presencia de nubes.

La energía solar global incidente “puede medirse directamente con la ayuda de actinógrafos y radiómetros o indirectamente con heliógrafos” según (Castro, 1987). Vilma Castro de la Universidad de Costa Rica fue de las primeras en investigar y analizar los datos recolectados por el Instituto Meteorológico Nacional y el ICE que se tenían hasta la fecha.

Después, el interesado en investigar estos datos fue el señor Jaime Wright de la Universidad Nacional que para el 2002 publica un documento llamado “Mapas de radiación solar para Costa Rica”, en el mismo podemos encontrar datos de radiación solar global

diaria media, mensual y el promedio anual en unidades de energía por unidad de área (MJ/m^2), dicha información la tenemos en mapas donde se muestra también la localización geográfica. La información contenida en este documento se generó por medio de la técnica Kriging, que según (ArcGIS) “es un procedimiento geo-estadístico avanzado que genera una superficie estimada a partir de un conjunto de puntos dispersados”, a partir de alrededor de 60 estaciones meteorológicas.

Con la ubicación aproximada de donde se instalará el sistema y con ayuda de los mapas de radiación se puede conocer la posición aproximada en la escala de radiación presentada en la figura 8, ya que no tenemos puntos de referencia geográfica exacta se haría un poco difícil conocer un valor real y si lo logramos obtener sería un valor poco preciso, como se observa en la

Figura 8. Promedios diarios medio anual de la radiación global en Costa Rica.

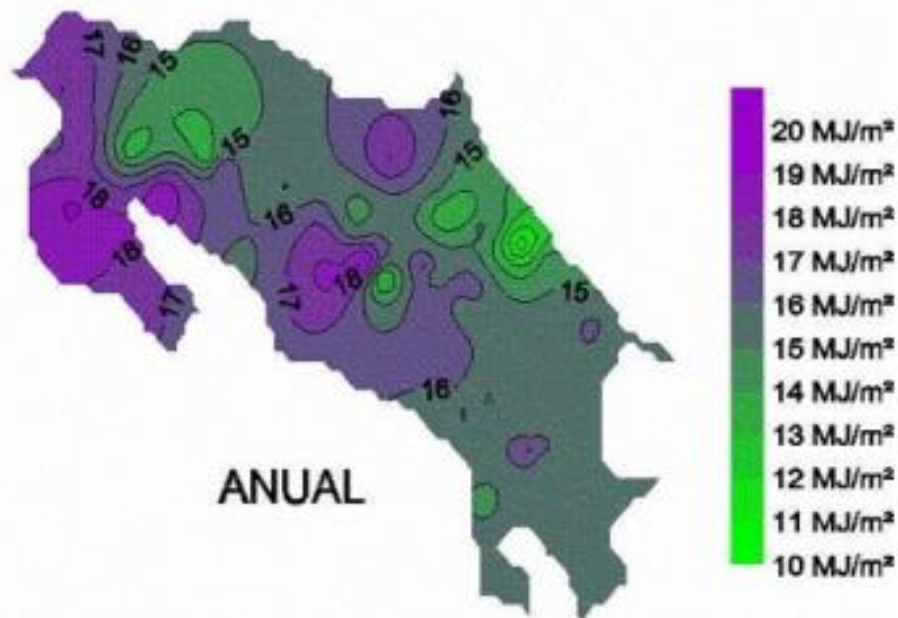


Figura 8. Promedios diarios medio anual de la radiación global en Costa Rica.

Fuente: Tomado de (Wright, Mapas de radiación solar en Costa Rica, 2002).

Por otro lado, Solargis nos presenta un mapa con la sumatoria de la irradiación global anual creada a partir de datos satelitales (Figura 98) que también nos da un grado de exactitud, pero no tenemos referencias para calcular nuestro punto exactamente por lo tanto se puede aproximar un rango de valores para hacer una comparación con todos los modelos.

En la Figura 9 podemos observar la radiación global horizontal de Costa Rica en distintas zonas del país. Podemos notar que al año se puede obtener un rango promedio de 1900 a 2100 KWh/m² para la costa pacífica mientras que en el Atlántica es de 1800 KWh/m².

La mayor concentración por metro cuadrado se da en Puntarenas y Guanacaste y es por esto que se consideran las mejores zonas del país para instalar proyectos. En la imagen también podemos observar el punto aproximado de aplicación de proyecto por lo tanto se esperaría un valor entre 1600 y 1700 Kwh/m².

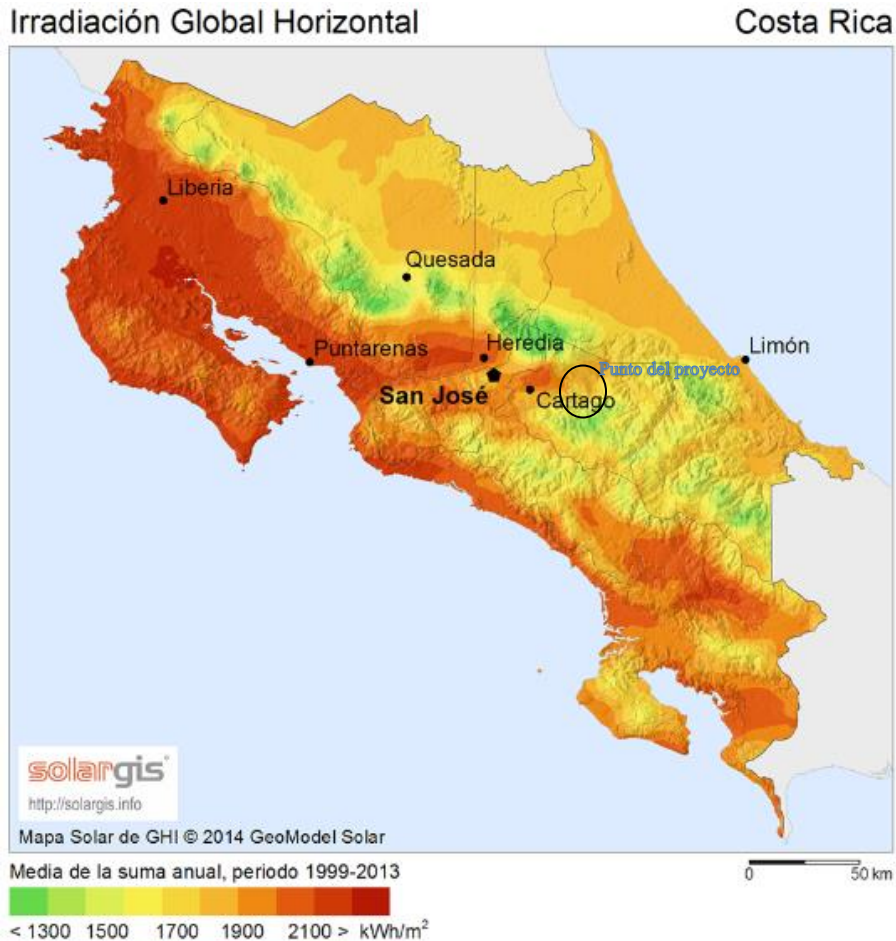


Figura 9. Radiación global en Costa Rica.
Fuente: Recopilado de (ACESOLAR, Mapa de Radiación Solar, 2015).

También la Nasa tiene bases de datos en su página de Internet que genera información sobre irradiación “a través de un de un esquema de interpolación bilineal con datos de más de 200 satélites en todo el mundo” esto según (Morera, 2015). Estos datos tienen promedios mensuales de una serie temporal de alrededor de 36 años desde 1981 hasta 2017 lo cual nos da cierta exactitud.

Otra base de datos que contiene información de irradiación es Meteonorm que al igual que Data acces (NASA) son muy utilizadas como fuentes por simuladores para cálculos de aplicaciones de energía solar como por ejemplo PVSOL, QGIS, Solarpilot y PVSYST que en nuestro caso es el que vamos a utilizar para corroborar datos.

Las bases de datos se pueden acceder de cualquier parte y “utilizan modelos de interpolación que permiten cálculos fiables de radiación y temperatura, toman la información de más de 8000 estaciones meteorológicas en todo el mundo” esto según (Morera, 2015), además se observan datos de velocidad del viento y algunos otros parámetros que afectan un sistema de generación foto-voltaica.

Tabla 2. Información de base Data access, con promedio mensual de los últimos 30 años

Mes	Irradiación (kWh/m ² * mes)	Índice de claridad	Temperatura ambiente (°C)	Velocidad viento(m/s)
Enero	143,86	0,51	19,96	3,05
Febrero	144,91	0,52	20,39	3,07
Marzo	173,10	0,53	21,19	2,67
Abril	149,36	0,47	21,85	2,21
Mayo	132,19	0,40	21,78	1,74
Junio	128,18	0,41	21,34	1,55
Julio	128,83	0,40	20,90	1,87
Agosto	128,22	0,39	20,91	1,64
Setiembre	126,82	0,40	20,88	1,42
Octubre	118,24	0,38	20,70	1,55
Noviembre	112,91	0,41	20,42	1,91
Diciembre	129,91	0,46	20,09	2,61
Total	1616,53	0,44	20,87	2,11

Fuente: Elaboración propia con datos de (NASA).

En la Tabla 2 se observa un resumen de los datos estadísticos de la irradiación en KWh/m² * mes, el índice de claridad, la temperatura ambiente en °C y la velocidad del viento en m/s, todas las variables son de gran importancia para los cálculos de cualquier proyecto solar. “Datos tomados de la base de datos de la (NASA)”.

En la

Tabla 3 se tiene una comparación de modelos con los cuales podemos darnos una leve idea de cómo esta nuestra localización, se calcula un modelo estadístico con series temporales y

el método de medias móviles en el cual se entrena el programa con datos de los primeros 20 años para corroborar los datos de los siguientes 10 años.

Para hacer el modelo se tomó como referencia un documento de la “Universidad Carlos III de Madrid” donde según (Alonso) lo primero que se debe hacer es utilizar un método predictivo ya sea lineal, exponencial, logarítmico, de descomposición etc. Esto lo podemos ver detallado en la hoja de Excel que se adiciona junto con el informe, con esto se busca la ecuación que más se ajuste a nuestro modelo real en nuestro caso es un modelo de descomposición, se suministran los datos de irradiación de 1987 al 2007, colocamos los datos en una tabla en Excel para luego obtener la gráfica y la ecuación cuando agregamos la línea de tendencia.

Seguidamente, se dispone a calcular la tendencia de los datos con la ecuación obtenida y se colocan en la tabla, se debe realizar comparaciones entre datos reales consecutivos; ya sea diferencias o los cocientes, luego se calcula el coeficiente de variación (CV) para saber si es el modelo será aditivo o multiplicativo, para este caso será multiplicativo ya que el CV de los cocientes es menor que el de las diferencias.

Para continuar con la predicción de modelo se elimina la tendencia, esto se hace tomando el dato real de irradiación y se divide entre la tendencia calculada, ahora se procede a calcular las medias móviles y van a ser de orden 12 ya que se puede observar que al agrupar en periodos de 12 meses se observa un suavizamiento de los picos en la gráfica. Para obtener los valores de las medias móviles se debe sacar los valores de 12 períodos consecutivos por lo tanto se calcula el promedio de valores sin tendencia (St) desde St_{-6} hasta St_{+6} . Se debe centrar los datos en un orden de dos períodos, por lo tanto, se saca el promedio de dos medias móviles consecutivas, esto para todos los datos y los documentamos en la tabla.

Se debe calcular un índice de estacionalidad para cada mes durante los 20 años con los que estamos entrenando el modelo, para eso se toma el valor sin tendencia calculado y se divide entre el valor centrado en 2 periodos y se documenta, con esto ya se tiene el valor del índice para cada mes, seguidamente, se promedia todos los índices del mes de enero y así sucesivamente para todos los meses del año, como es un promedio los 12 meses al 100% debería dar un valor de 1200 al hacer la suma da un valor de 1144 por lo tanto se debe hacer una regla de tres para corregir el índice para cada mes.

$$I_e = \frac{I_{promedio}}{\sum I_{promedio}} * 1200$$

Ecuación 7. Índice de estacionalidad.

Una vez que se tienen los índices de estacionalidad se puede obtener el valor de la predicción del modelo.

$$Irradiancia_{predicha} = Tendencia * I_e$$

Ecuación 8. Predicción de la irradiación por medias móviles de orden 12.

Con la Ecuación 8 se puede obtener la predicción de la irradiación del modelo como se observa en la Figura 10.

AÑO Y MES	Irradiacion	T	Tendencia	Diferencias	Cocientes	sin tendencia	MM12	CC2		indice	IEstacionalida	Predicción	
1987M1	4,84	1	4,4426	0,26	1,053719008	1,089452123			1987M1			4,58687869	
1987M2	5,1	2	4,4453	0,05	1,009803922	1,147279149			1987M2			5,16062143	
1987M3	5,15	3	4,448	-0,14	0,972815534	1,157823741			1987M3			5,655530343	
1987M4	5,01	4	4,4507	-0,53	0,894211577	1,125665626			1987M4			5,00210059	
1987M5	4,48	5	4,4534	0,02	1,004464286	1,005972964			1987M5			4,395718932	
1987M6	4,5	6	4,4561	-0,75	0,833333333	1,009851664			1987M6			4,27628234	
1987M7	3,75	7	4,4588	0,04	1,010666667	0,841033462	0,993641085	0,990612237	1987M7	84,90037077	87,55058687	91,75612334	4,091222027
1987M8	3,79	8	4,4615	0,23	1,060686016	0,849490082	0,987583389	0,987609706	1987M8	86,0147563	86,46684705	90,62032553	4,043025824
1987M9	4,02	9	4,4642	-0,07	0,982587065	0,90049729	0,987636023	0,986264182	1987M9	91,30386216	89,55615619	93,85803118	4,190010228
1987M10	3,95	10	4,4669	0,32	1,081012658	0,884282164	0,984892342	0,982880419	1987M10	89,96843838	85,01382654	89,09750844	3,979896605
1987M11	4,27	11	4,4696	0,01	1,00234192	0,95534276	0,980868497	0,977872065	1987M11	97,69608874	81,55811091	85,47579578	3,820426168
1987M12	4,28	12	4,4723	0,27	1,063084112	0,95700199	0,974875632	0,970116069	1987M12	98,64819487	91,26284364	95,64670023	4,277607375
1988M1	4,55	13	4,475	0,59	1,12967033	1,016759777	0,965356506	0,966866407	1988M1	105,1603167	98,51538235	103,2476183	4,620330918
1988M2	5,14	14	4,4777	-0,1	0,980544747	1,147910758	0,968376309	0,964875977	1988M2	118,9697728	110,7707079	116,0916345	5,19823512
1988M3	5,04	15	4,4804	-0,21	0,958333333	1,124899563	0,961375644	0,958047425	1988M3	117,4158537	121,3200452	127,1477146	5,696726203
1988M4	4,83	16	4,4831	-0,64	0,867494824	1,077379492	0,954719205	0,946026643	1988M4	113,8846882	107,2378515	112,3890757	5,038514651
1988M5	4,19	17	4,4858	-0,17	0,959427208	0,934058585	0,93733408	0,931772171	1988M5	100,2453833	94,18076669	98,70478718	4,427699343
1988M6	4,02	18	4,4885	-0,08	0,980099502	0,895622145	0,926210262	0,922778598	1988M6	97,05709988	91,56625421	95,96468527	4,307374898
1988M7	3,94	19	4,4912	-0,5	0,873096447	0,877271108	0,919346933	0,922277826	1988M7	95,12004764	114,999379	1200	4,120951011
1988M8	3,44	20	4,4939	0,25	1,072674419	0,765482098	0,92520872	0,928560527	1988M8	82,43750144			4,072386809
1988M9	3,69	21	4,4966	-0,65	0,823848238	0,820620024	0,931912335	0,942747748	1988M9	87,04555656			4,22042023
1988M10	3,04	22	4,4993	0,66	1,217105263	0,675660658	0,953583161	0,96128896	1988M10	70,28694661			4,008764197
1988M11	3,7	23	4,502	0,24	1,064864865	0,821856952	0,96899476	0,975816581	1988M11	84,2224828			3,848120326
1988M12	3,94	24	4,5047	0,96	1,243654822	0,874642041	0,982638403	0,985596717	1988M12	88,74238571			4,308596905

Figura 10. Captura de porción de tabla del modelo de medias móviles.

Fuente: Tomado de Excel modelo propio.

Una vez obtenidos los valores se gráfica y compara con la serie original como se muestra en el gráfico 1.

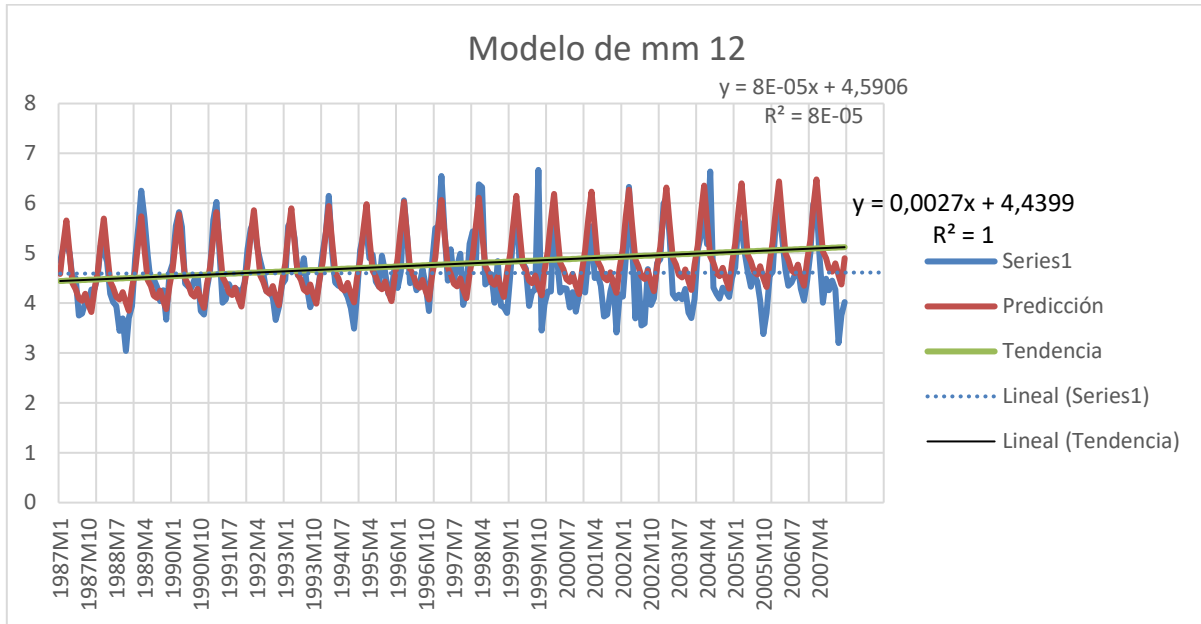


Gráfico 1. Superposición de datos reales versus Modelo de predicción.
Fuente: Elaboración propia en Excel.

Se observa que la línea de predicción (línea roja) tiene un comportamiento muy similar a la serie original (línea azul). Con Minitab se hicieron varios modelados para corroborar que el método de descomposición y medias móviles era el que generaba menor error y se acercaba más a nuestros datos originales, con esto se puede validar el modelo. Una vez validado el método, lo último que se haría es predecir el comportamiento de los futuros años, ahora bien una vez determinado los datos en el modelo se saca un promedio mensual el cual se muestra en la

Tabla 3, estos datos calculados se comparan con los datos que obtenemos de las distintas bases de datos de referencia, se observa que los datos del modelo propuesto están en el

rango de valores obtenidos por los otros métodos, por tanto se puede decir que la proyección realizada no es atípica.

Tabla 3. Datos de irradiación de varias bases de datos.

Mes	Irradiación global en (kWh/m ² .mes)				
	Data acces	Solar Gis	Vilma Castro	Meoteonorm	MM 12 Proyección**
Enero	143,86	Solo datos anuales nos generan	134,41	147,30	147,64
Febrero	144,91		178,57	147,00	166,10
Marzo	173,10		170,25	179,20	182,02
Abril	149,36		175,93	154,80	160,99
Mayo	132,19		152,33	135,80	141,47
Junio	128,18		138,89	130,50	137,62
Julio	128,83		134,41	130,20	131,66
Agosto	128,22		143,37	126,80	130,10
Setiembre	126,82		148,15	128,10	134,82
Octubre	118,24		134,41	120,90	128,06
Noviembre	112,91		129,63	116,40	122,92
Diciembre	129,91		143,37	134,20	137,62
Total	1616,53	1766	1783,71	1651,20	1721,02

Fuente: Elaboración propia con datos de varios autores.

Ahora bien, para efectos de auditorías internacionales, Enertis Solar S.A., realiza proyectos solares y auditorías a proyectos instalados; en un documento confidencial de una auditoría realizada a una empresa en Costa Rica y en entrevista a la ingeniera de la empresa, se observa que suman los totales anuales de las bases de datos y sacar un promedio entre ellas para usar ese dato de irradiación global.

Además Enertis dice por qué descartar ciertas bases de datos del todo, debido a la resolución espacial muy alta o datos muy antiguos, dentro de las bases de datos que recomiendan usar está meteonorm, ya que presenta una resolución espacial más precisa que la de data accees, por esta razón también se utilizará estos valores para calcular el sistema de JASEC debido a que no es el valor más bajo ni tampoco el más alto entonces estaríamos asumiendo un caso donde la producción de energía no va a ser mínima ni máxima.

2.10.1 Localización.

El sitio donde será ubicado el proyecto de generación foto-voltaica es en el distrito oriental de la provincia de Cartago.

Tabla 4 Ubicación geográfica del proyecto

Lugar	Cerrillos, Cartago, Costa Rica
Latitud	09° 50' 56" Norte
Longitud	83° 55' 01" Oeste
Altitud	1377 m

Fuente: Elaboración propia con datos de google maps.



**Figura 11. Ubicación de Cartago en el mapa de Costa Rica.
Fuente: Tomado de (Hammer)**

2.10.2 Preferencias de JASEC.

Se desea utilizar el espacio de un terreno disponible para el desarrollo de un proyecto de generación foto-voltaico conector directamente a la red de distribución en media tensión.

Se busca aumentar la generación y bajar en un porcentaje importante la dependencia de compra de energía para distribuir a los abonados, con esto bajar el gasto en compra de energía y sacarle provecho económicamente durante la vida útil del proyecto.

2.10.3 Espacio físico del proyecto.

JASEC cuenta con alrededor de 26465 m² (área según registro y plano catastro) entre los cuales podemos encontrar un Data Center y un patio que sirve para almacenar postes, ahora bien, contamos con alrededor de 12000m² para la implementación del proyecto cuando ya hemos quitado el espacio construido y los retiros hacia el campo para evitar sombras. En la actualidad es una zona verde con césped y presenta un poco de desniveles por lo tanto se debe hacer un movimiento de tierra previo para no tener problemas con las inclinaciones de los paneles. El perímetro está rodeado en una parte por tapias de casas aledañas y árboles a un costado. En la Figura 12 podemos observar el espacio con que se cuenta.

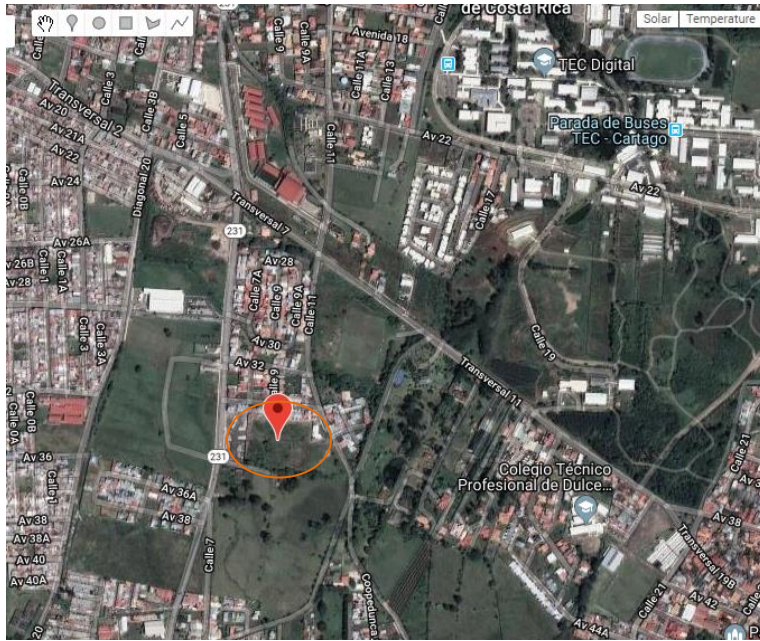


Figura 12. Vista aérea de ubicación del terreno disponible.
Fuente: Generada a partir de google maps.

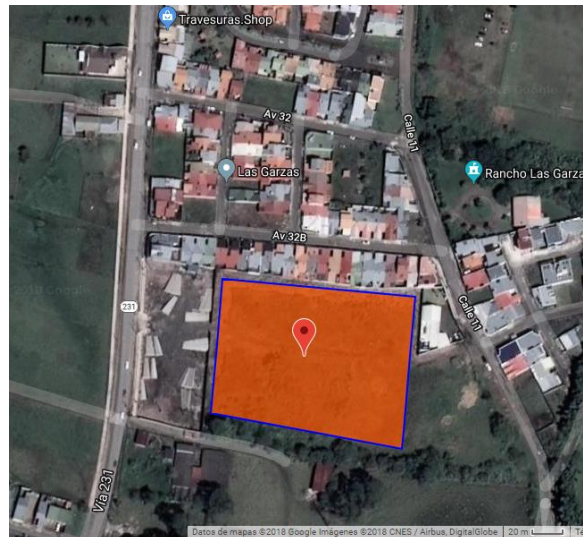


Figura 13. Ampliación y delimitación de la vista aérea.

En la Figura 14 se muestran las dimensiones y orientación de la sección formada por el área del sitio donde se instalará el proyecto.

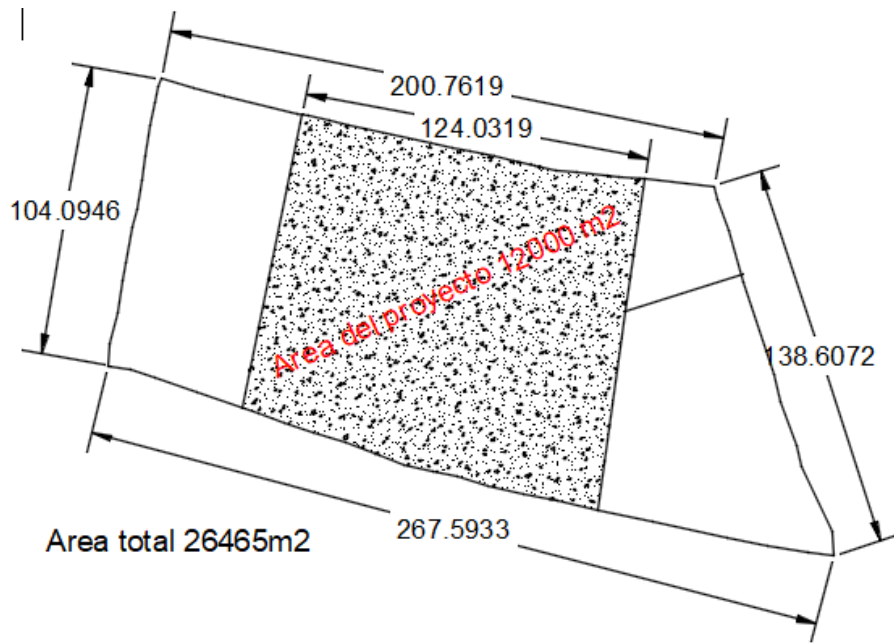


Figura 14. Terreno con medidas e inclinación.
Fuente: Elaboración propia en autocad.

2.10.4 Red de distribución eléctrica y conexión.

La red para la distribución en JASEC en el sitio del proyecto es monofásica o trifásica en este caso nos interesa conectar a la red trifásica de 34500 V.

El sistema tendrá una sola salida hacia la red, se debe considerar el Data Center que está alimentado por la misma red, por lo tanto, se colocará un re-conector a la entrada de la línea para proteger la red. De momento para la elaboración del proyecto se emplea el punto más cercano a la red para lograr la conexión con el sistema. Se utilizarán los postes que están cercanos a la vía pública y que estén en el circuito trifásico en específico el P-29679.



Figura 15. Detalle de postes cercanos y líneas trifásicas en el sitio.
Fuente: tomado de (GIS, 2018).

2.11 Análisis de sombra.

El lugar donde se encuentra el proyecto está cercado al sur por árboles de alrededor de 10m, al este está el Data Center de JASEC que es un edificio de alrededor de 6m al oeste y al norte solo encontramos una tapia de alrededor de 4 m que separa el territorio de los vecinos colindantes. Ahora considerando que el ángulo de elevación más bajo es de 58° (ver Figura 16), se obtienen por trigonometría los retiros que se deben hacer para evitar las sombras en los sistemas foto-voltaicos, mismos que se verán en la sección 3.7 organización de los paneles.

2.12 Selección del ángulo de inclinación los paneles.

Para obtener un buen rendimiento del sistema, se debe analizar el movimiento o trayectoria del sol, esto lo podemos observar en la Figura 16. Trayectoria solar durante el año; podemos observar la trayectoria del sol, en el eje de las ordenadas se obtiene la elevación del sol con

respecto al horizonte y en el eje de las abscisas se encuentra el ángulo del sol con respecto al norte conocido como el Azimut.

Aquí podemos analizar los datos a diferentes horas, también vienen indicados los días y meses a los cuales ocurre la mayor elevación del sol que ocurre alrededor de los 90° , y esto se observa dos veces al año el 20 de abril y el 23 de agosto, la elevación más baja se da a los 58° el 21 de diciembre y alrededor de las 12 medio día con un punto máximo de Azimut de 180° . Estos datos fueron corroborados con los datos obtenidos del “Laboratorio de monitoreo de radiación solar de la Universidad de Oregon” (Oregon) 2018.

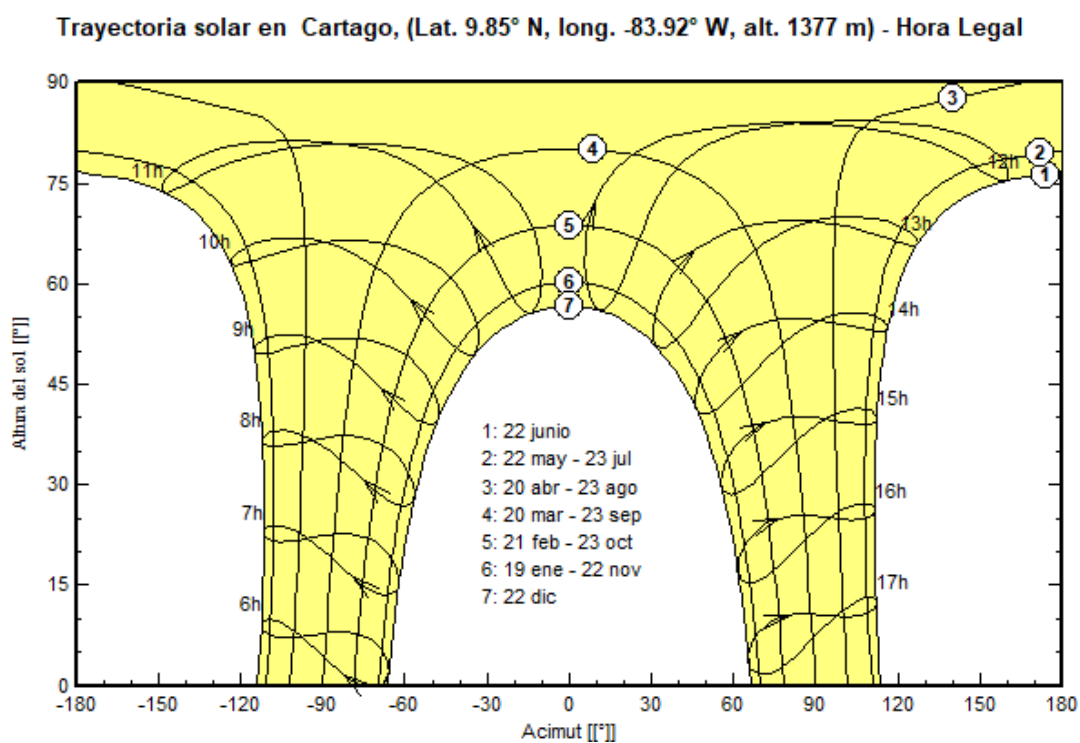


Figura 16. Trayectoria solar durante el año en Cerrillos.
Fuente: Simulación de Pvsyst.

Si analizamos esta figura, vemos que la elevación del sol alcanza dos veces al año el punto máximo en elevación que viene dado por los 90° y este valor se alcanza el día 20 de abril y

23 de agosto, además se observa que el punto más bajo se da alrededor de los 58° el día 22 de diciembre, también podemos notar que el punto máximo del azimut es a los 0° entre las 11 y 12 medio día.

2.13 Normativa

Según (Energías, 2018) las exigencias generales que deben de cumplir las centrales generadores solares que operen en el sistema eléctrico en Costa Rica deben de cumplir las siguientes especificaciones:

- Hasta 60MW máximo.
- Deben ser capaces de soportar (sin desconectarse) huecos de tensión, producidos por cortocircuitos trifásicos, bifásicos (a tierra o entre fases) y monofásicos, con los perfiles de tensión y duración de hasta 300 ms.
- Simulaciones dinámicas para condiciones de operación del SEN de demanda máxima y mínima.
- Para las condiciones de operación, simular cortocircuitos transitorios en la red de transmisión o de distribución que causen huecos de tensión en el punto de conexión. Obtener la característica de tensión en los terminales de los generadores. Demostrar que las protecciones y sistemas de control de los generadores no saldrían de servicio, según sus ajustes.
- Para las condiciones de operación antes indicadas, demostrar que los sistemas de protección instalados entre la planta y el punto de conexión con el SEN no causan la desconexión de la planta.

Para el diseño y puesta en marcha del proyecto se deben cumplir con ciertas leyes, normas y reglamentos; que debemos tomar a la hora de realizar el sistema foto-voltaico, dentro de los cuales tenemos:

- ✓ AR-NT-SUCAL-2015 "Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión".
- ✓ AR-NT-SUMEL-2015 "Supervisión del uso, funcionamiento y control de medidores de energía eléctrica".
- ✓ AR-NT-SUCOM-2015 "Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión".
- ✓ AR-NT-POASEN-2015 "Planeación, Operación y Acceso, al Sistema Eléctrico Nacional."
- ✓ AR- NTCVS "Calidad de voltaje y suministro"
- ✓ Norma UL-1741 "Inverters, Converts and Controllers and Interconnection System Equipment for use with Independent Power System.
- ✓ Norma IEEE-1547 "Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems" (Estándar para la interconexión de recursos distribuidos en sistemas eléctricos de potencia).
- ✓ Norma IEEE-519 "Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems".
- ✓ Norma IEEE-929 "Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems.
- ✓ RJD-022-2015: Metodología de fijación del precio o cargo básico por interconexión de generadores a pequeña escala para autoconsumo con el Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Toda la reglamentación anterior fue suministrada por el departamento de servicios técnicos operación y distribución de JASEC.

En este apartado vamos a contemplar disposiciones para la formulación del proyecto como lo son los requerimientos de National Fire Protection Association 2008, así como reglamentación y normas que a nivel nacional se deben cumplir para la integración del sistema al SEN (Sistema Eléctrico Nacional).

2.13.1 Frecuencia del SEN

La frecuencia de Sistema Eléctrico Nacional es de 60 Hz, durante la operación normal del sistema el 90% de las variaciones de frecuencia están dentro de periodos de 10 minutos y oscilaran en un rango de (60 ± 0.05) Hz (ARESEP, 2015).

(Aresep, 2015) Nos dice que para redes acopladas por enlaces sincrónicos a un sistema interconectado la frecuencia será de $60\text{Hz} \pm 0.5\%$ mientras que para redes sin conexión sincrónica es de $60\text{Hz} \pm 2\%$.

2.13.2 Tensiones del Sistema Eléctrico Nacional

Tabla 5 Tensiones Nominales del SEN. Valores en Kilovoltios (kV)

Sistema de Transmisión		
Tensión Nominal (rms)	Límites de variación normales ($\pm 5\%$)	Límites de variación tolerables ($\pm 10\%$)
230,00	218,50–241,50	207,00–253,00
138,00	131,10– 144,90	124,20 – 151,80
Sistema de Distribución		
69,00	65,55– 72,45	62,10 – 75,90
34,50	32,78-36,23	31,05-37,95
24,94	23,69-26,19	22,45-27,43
13,80	13,11-14,49	12,42-15,18
13,20	12,54-13,86	11,88-14,52
4,16	3,95-4,37	3,74-4,58

Fuente: tomado de (ARESEP, 2015).

En nuestro caso estaremos en media tensión 34,500 Kv por lo tanto el sistema deberá permanecer dentro de los límites de variación normales (32.78-36.26) Kv esto para entrar dentro de los límites de seguridad.

2.13.3 Variaciones del voltaje de corta duración.

Los huecos o variaciones de voltaje, picos de tensión e impulsos es muy difícil que no se presenten en operación por parte de las distribuidoras, ya que estos se deben a cambios en la potencia del sistema, se dan por descargas eléctricas en la atmosfera, ramas en líneas entre otros; se pueden limitar mientras se controlen aspectos como frecuencia, duración y amplitud.

Según (Aresep, 2015) se puede observar que el impulso debe tener una duración típica de 5 μ seg-1mseg, los huecos y picos de tensión deben andar entre 8.33mseg y 1 minuto. La magnitud típica del impulso es de 0-800%, la del hueco de tensión 10-90% y la del pico de tensión de 110%-180%. Dentro de los valores no permisibles encontramos para el impulso magnitudes mayores al 200% de del voltaje nominal, para el hueco de tensión valores entre 0% y un 87% del voltaje nominal con duración mayor a 8.33 mseg y para el pico de tensión valores mayores a 115% del voltaje nominal a cualquier duración.

2.13.4 Equipo para interrupción y desconexión

Según la (National Fire Protection Association, NFPA70, 2008) hay disposiciones que se deben de implementar:

Se permite utilizar seccionadores dispositivos de protección contra sobre corriente y diodos de bloqueo.

Los medios de desconexión deben instalarse en lugares de fácil acceso lo más cercano del punto de entrada de los conductores del sistema.

No debe haber más de 6 interruptores o 6 interruptores automáticos montados en un solo envoltente, en grupo de envoltentes o dentro de un tablero de distribución. Para poder llevar a cabo esto se debe agrupar con medios de desconexión. Se permite un solo medio de desconexión en la salida de corriente alterna (c.a.) combinada de uno o más inversores en un sistema interactivo.

El medio de desconexión para conductores no puestos a tierra debe tener uno o varios interruptores, ya sea sencillo o automático que sean manejables manualmente, tiene que estar ubicado donde se acceda fácilmente a él, que no esté expuesto a contacto con partes vivas, que se pueda leer cuando este en posición cerrada o abierto y por último que el valor nominal de interrupción sea suficiente para soportar la tensión nominal del circuito y la corriente disponible en la terminal de línea de los equipos.

2.13.5 Equipo para protección

JASEC será quien defina los requisitos y protecciones que deberá llevar el sistema según la norma AR-NT-POASEN.

Algunos de los posibles equipos de protección, que se pueden requerir para la interconexión dependerán del impacto a la red y la capacidad del generador, por ejemplo, interruptor manual con bloqueo, disparo de sobre tensión o por baja tensión, disparo por sobre o baja frecuencia, sincronismo, sobre corriente a tierra, disparo por telemetría, regulador automático de tensión entre otras según sean las necesidades de calidad de energía de la empresa.

Según AR-NT-POASEN las protecciones que minimizan el impacto de fallas sobre el SEN son las siguientes:

- Protección por deslizamiento de polos, la cual se exigirá según los requerimientos de operación del SEN.
- Protección de alta y baja frecuencia según los límites especificados en el plan de operación y el artículo 12 de esta norma.

2.13.6 Requisitos técnicos del generador:

El ajuste de los relés del sistema de protección será coordinado, con referencia al punto de conexión, para asegurar la desconexión rápida y selectiva de los equipos involucrados en una falla, los ajustes de protecciones deben de garantizar la selectividad, seguridad y confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.

Según IEEE C37.2 “Standard Electrical Power System Device Function Numbers, Acronyms and Contact Designations” el sistema de generación deberá integrar como mínimo las siguientes funciones de protección:

- ✓ Baja tensión número (undervoltage relay -27).
- ✓ Sobre corriente (instantaneous overcurrent relay-50).
- ✓ Corto circuito o puesta a tierra (short-circuiting or grounding device-57).
- ✓ Sobre voltaje (overvoltage relay-59).
- ✓ Relé de frecuencia (frequency relay-81).
- ✓ Relé de re-cierre (ac reclosing relay-79)
- ✓ Cuchillas de bypass (exigidas por JASEC)

2.13.7 Conductores y los dispositivos de protección contra sobre-corriente (National Fire Protection Association, 2008).

Los conductores y dispositivos de protección contra sobre corriente deben calcularse para que soporten como mínimo el 125% de la corriente máxima según la sección 690.8(A) de la

(National Fire Protection Association, 2008). Si un dispositivo de protección contra sobre-corriente para un grupo de dos o más circuitos de módulo conectados en paralelo, la ampacidad de los conductores de interconexión del módulo no debe ser inferior a la suma del valor nominal de un solo fusible más el 125% de la corriente de cortocircuito de los otros módulos conectados en paralelo.

2.13.8 Protección contra sobre-corriente

Los circuitos de la fuente foto-voltaica, la salida de la fuente foto-voltaica, la salida del inversor y los conductores del circuito de la batería de acumuladores (en nuestro caso no hay) y los equipos deben estar protegidos como lo establece el Artículo 240 de la (National Fire Protection Association, 2008). Con la excepción de que las corrientes de cortocircuito provenientes de todas las fuentes no exceden la ampacidad de los conductores.

2.13.9 Protección contra falla a tierra.

Se debe proteger contra falla a tierra para evitar el riesgo a incendios, se deberá contar con un dispositivo o sistema que sea capaz de detectar, interrumpir el flujo e indicar que hay una falla.

2.13.10 Sistema de puesta a tierra.

Según la sección 250.134 o 250.136(A) de (National Fire Protection Association, NFPA70, 2008) todas las estructuras metálicas que están expuestas y no son portadoras de corriente, sin importar la tensión a la que trabajen, bastidores, y equipos estarán aterrizados, para el proyecto en general la conexión de puesta a tierra se podrá hacer en cualquier punto del circuito de salida. Se exige un conductor de tierra entre un arreglo de paneles y otro equipo.

Los conductores a tierra de equipos para arreglos de paneles y estructuras se colocan dentro de la misma canalización o el mismo cable, cuando tales conductores salgan de la cercanía del arreglo de paneles.

Los equipos, los alambrados eléctricos y accesorios o materiales que puedan energizarse deberán instalarse de modo que formen parte de un circuito de baja impedancia, esto permite el manejo de un dispositivo de protección contra sobre-corriente o un detector de falla a tierra para sistemas de alta impedancia puestos a tierra.

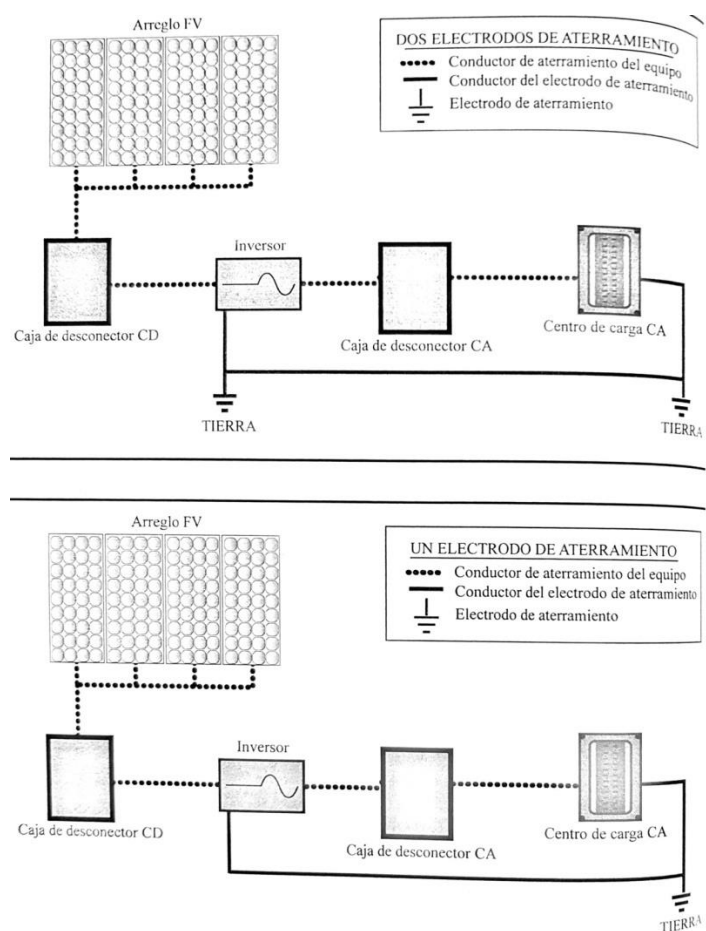


Figura 17. Esquema de aterrizado de equipos para un sistema conectado a la red.

Fuente: tomado de (Solar Energy International, 2007).

Cuando el sistema requiere puesta a tierra para la sección de corriente continua y para la de corriente alterna hay que cumplir con varios aspectos:

- El sistema de puesta a tierra de corriente continua (c.c.) se debe unir al sistema de puesta a tierra de c.a.
- Un conductor que sirve tanto como conductor de puesta a tierra de equipos y como parte de la unión entre la sección de c.c. y de c.a. si el inversor tiene protección contra fallas a tierra, se permite usar un solo conductor para realizar la función múltiple de puesta a tierra tanto de c.c como de c.a. y unión entre ellos.
- Se puede usar una barra conductora de puesta a tierra común para ambos sistemas.
- Se permite usar un electrodo de puesta a tierra común para ambos sistemas, en cuyo caso el conductor del electrodo de puesta a tierra debe estar conectado al punto de unión del sistema de tierra de c.a.

2.13.11 Calibre de conductor de puesta a tierra para los equipos.

Se debe utilizar la sección 690.45(A) del NEC, en específico la tabla 250.122. El calibre mínimo para la puesta a tierra de equipo es cable número 14 AWG y no se exigirá compensación en el calibre del cable por caída de tensión.

Según la sección 690.46 se deben proteger de daños físicos, los conductores de puesta a tierra de equipos para módulos foto-voltaicos con calibre inferior al 6 AWG, mediante una canalización.

Valor nominal o ajuste de dispositivos automáticos contra sobrecorriente en circuitos antes del equipo, conduit, etc., sin exceder de (Amperes)	Calibre (AWG o kcmil)	
	Cobre	Aluminio o aluminio recubierto de cobre*
15	14	12
20	12	10
30	10	8
40	10	8
60	10	8
100	8	6
200	6	4
300	4	2
400	3	1
500	2	1/0
600	1	2/0
800	1/0	3/0
1000	2/0	4/0
1200	3/0	250
1600	4/0	350
2000	250	400
2500	350	600
3000	400	600
4000	500	800
5000	700	1200
6000	800	1200

Figura 18. Tabla 250.122 Calibre mínimo de conductores de puesta a tierra de equipos para puesta a tierra de canalizaciones y equipos.

Fuente: Tomado de (National Fire Protection Association, NFPA70, 2008).

Si el sistema instalado es de corriente continua, el sistema del electrodo de puesta a tierra debe realizarse con la sección 250.166 para sistemas puestos a tierra o con 250.169 para sistemas no puestos a tierra. El conductor del electrodo de puesta a tierra se debe instalar de acuerdo con la sección 250.64 de NEC, el conductor del electrodo de puesta a tierra no debe ser menor que el conductor del neutro, ni menor que el 8 AWG de cobre, o el 6 AWG de aluminio.

2.13.12 Sistema de medición.

Todos los instrumentos, medios o sistemas de medición empleados en el país, deberán cumplir como mínimo con los datos de porcentajes de error especificados en las normas estadounidenses ANSI C12.1, C12.7, C12.10, C12.16, C12.18, C12.19, C12.20, C12.22 y ANSI C57.13 que correspondan, de acuerdo con el uso de la energía, el tipo de servicio esto según la norma técnica AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión”.

2.13.13 Transformador.

Cuando se tiene un sistema de generación con una potencia nominal mayor o igual a 50KVA según “ (ARESEP, 2015) en la norma AR-NT-POASEN”, se deberá utilizar un transformador exclusivo para hacer la conexión a la red como lo es nuestro caso.

Para detectar falla a tierra se deben tener en cuenta las conexiones en conjunto con relevadores y dentro de las cuales podemos ver:

- Lado del sistema de distribución-estrella aterrizada; lado del generador-delta.
- Lado del sistema de distribución-estrella aterrizada; lado del generador-estrella; terciario en delta.

2.13.14 Inversores.

Por normativa a nivel de JASEC se tiene que cumplir con el estándar UL 1741 o IEEE 1547. Esta directriz viene dada para que el sistema cumpla con los requerimientos que pide la norma “AR-NT-POASEN (ARESEP, 2015)”, donde se especifica que los inversores deben cumplir con dicho estándar y deben ser probados por laboratorios debidamente acreditados.

Dentro de los requisitos adicionales que se pide para inversores instalados en sistemas fotovoltaicos se pueden ver los requisitos de la norma IEEE 1547:

- Respuesta a tensiones normales.
- Coordinación con re-conectores.
- Respuesta a frecuencias anormales.
- Reconexión.
- Límite de inyección de corriente directa.
- Límite de parpadeo.
- Límite de distorsión de armónicas.
- Puesta a tierra.
- Interruptor.
- Regulación de tensión.
- Monitoreo integrado a la distribuidora (en este caso es la misma empresa).
- Soporte o inmunidad a interferencia electromagnética y a sobre tensiones.
- Certificación de inversores.
- Procedimientos de pruebas de sincronización, anti-isla, pérdida de fase, armónicos, respuesta a frecuencia y tensión.

Se podrán colocar distintos tipos de inversores, ya sea en marca, potencia o modelo, siempre y cuando cumplan con los requisitos antes mencionados. Si los inversores instalados en la planta son del mismo modelo, potencia y marca no deberán cumplir con pruebas adicionales.

2.14 Factor de Rendimiento.

Dentro de los indicadores más importantes para evaluar la eficiencia de una planta solar fotovoltaica está el Power Ratio (PR) o rendimiento global es una magnitud, independiente del lugar de ubicación, de la calidad de una instalación fotovoltaica y, por ello, constituye a menudo también un factor de calidad.

Mientras más se acerque a 100 % el valor del coeficiente de rendimiento calculado, mayor efectividad tendrá la instalación foto-voltaica. No es posible alcanzar un valor real del 100 % ya que en la instalación foto-voltaica se producen siempre pérdidas inevitables como las pérdidas térmicas por el calentamiento de los módulos foto-voltaicos. “Las instalaciones foto-voltaicas eficientes alcanzan un coeficiente de rendimiento de hasta el 80 %” esto según (SMA, 2018).

$$P.R = \frac{\text{Rendimiento real leído de la instalación en KWh al año}}{\text{Rendimiento nominal calculado de la instalación en KWh al año}}$$

Ecuación 9. Performance Ratio.

(SMA, 2018), nos dice que “el rendimiento real de la instalación en kWh se lee al final del año en el contador de inyección y el rendimiento nominal calculado al año está formado por factores como la irradiación del año sobre la superficie del generador de la instalación fotovoltaica x rendimiento de los módulos de la instalación fotovoltaica”.

Capítulo 3. Desarrollo del sistema.

En este apartado del documento se habla de la selección y el dimensionado de los diferentes componentes de la instalación foto-voltaica. Para la selección del inversor y los módulos se procedió a hacer tablas comparativas para ambos tomando en cuenta los mayores productores a nivel mundial y los que ofrecen mejor garantía ya que al ser un proyecto de costo elevado la garantía de los componentes es de suma importancia.

Además, se selecciona el transformador, seccionadores, selección y cálculo de cables de corriente continua, y alterna, la organización de los paneles y los planos eléctricos.

Dentro del diseño de las plantas foto-voltaicas los inversores son una de las piezas críticas de la instalación junto con los paneles. Cuando hemos seleccionado los paneles, es necesario definir o realizar una preselección de inversores, esto puesto que se necesita definir la configuración de los paneles en serie y paralelo, con el propósito de llegar a las tensiones de trabajo de los inversores. Con esto quedará delimitada entonces, la cantidad máxima y mínima de cadenas de paneles, es decir conexiones en serie y también el número máximo de cadenas, conectadas en paralelo.

El proyecto se diseñará con inversores tipo string y un transformador independiente. Los módulos serán montados en estructura fija sobre el suelo con una inclinación de 10° con respecto al suelo y con 12° de rotación orientados al sur, esto para evitar la mayor cantidad de sombras durante el día.

3.1.1 Módulos Foto-voltaicos.

Para los paneles se hizo una tabla con características técnicas con datos del fabricante la cual se puede observar en la Figura 1 y el anexo 1, luego se hizo una tabla resumen con las

características más relevantes para JASEC, donde se asigna una cantidad de puntos a cada categoría esto se puede observar en la Tabla 6 donde 5 es el mayor puntaje o valor que se puede obtener y 1 el menor, para la asignación de valores se toma por ejemplo la eficiencia más alta y se le asigna un valor de 5 puntos y conforme baje la eficiencia se van restando puntos por porcentajes hasta llegar al valor de 1.

Fabricante	Modelo	Tipo	Eficiencia	P _{max} (Wp)	V _{mp} (V)	I _{mp} (A)	V _{oc} (V)	I _{sc} (A)	Garantía (años)	Degradación de energía anual	Dimensiones (mm)	Temperatura (°C)	Peso (kg)	degradacion al final de 30 años	Área	potencia por eficiencia
Canadian Solar Inc.	Dymond CS6E-350P-FG	Policristalino	17,93%	350	38,1	9,21	46,2	9,79	10	2,3% el primer año y 0,8% los siguientes 20 años, al final del año 30 mínimo 83% de eficiencia	1968x992x5,8	43+-3	27,5	83	1,94832	62,755
Canadian Solar Inc.	KuMax CS3U-380MS	Monocristalino	19,16%	380	40	9,5	47,8	10,01	10	3% los primeros 2 años 0,7% del 2 al 6 y 0,5% hasta el año 30	2000x992x35	41+-3	22,5	79,7	1,98	72,77
JinkoSolar	JKM335PP-72-V	Policristalino	17,26%	335	38	8,82	47,2	9,18	10	2,5% primer año 0,5% hasta el año 5, 0,7% hasta el año 25	1956x992x40	45+-2	26,5	81	1,940352	57,821
JinkoSolar	JKM370M-72-DV	Monocristalino	18,95%	370	40,1	9,23	48,5	9,61	10	2,5% primer año, 0,5% anual hasta el año 30	1968x992x6	45+-2	28	83	1,952256	70,115
GCL-SI	GCL-P6/72	Policristalino	18,60%	360	39,78	9,05	48,2	9,8	10	3% el primer año, 0,7% hasta el año 10, 0,62% hasta el año 30	1956x992x35	45+-2	22,2	78,3	1,940352	66,96
GCL-SI	GCL-M6/72GW	Monocristalino	19,00%	370	39,4	9,39	47,8	9,97	10	3% el primer año, 0,8% hasta el año 12, 0,413% hasta el año 30	1968x992x6	45+-2	27	82,966	1,952256	70,3
JA Solar	JAP72D00	Policristalino	17,20%	335	38,51	8,7	46,59	9,19	12	2,5% al primer año, 0,5% anual al año 30	1968x992x6	45+-2	28	83	1,952256	57,62
JA Solar	JAM72S01	Monocristalino	19,00%	370	39,45	9,38	48,18	9,91	12	3% el primer año y 0,6% hasta el año 12, 0,7% anual hasta el año 25	1960x991x40	45+-2	22	81,3	1,94236	70,3
SERAPHIM	SRP-275-6PB-DG	Policristalino	16,72%	275	31,8	8,65	39,2	8,96	10	3% el primer año y 0,5% anual hasta el año 30	1658 x 990 x 5,5	45+-2	19	82,5	1,64142	45,98
SERAPHIM	SRP-335-6PA-HV	Policristalino	17,14%	335	37,7	8,89	46,2	9,2	10	2,5% el primer año y 0,7 hasta el año 25	1970 x 992 x 40	45+-2	21,5	80,7	1,95424	57,419
SERAPHIM	SRP-365-6MA-HV	Monocristalino	18,68%	365	38,7	9,44	47,6	9,78	10	3% el primer año y 0,68% hasta el año 10, 0,68% anual hasta el año 25	1970 x 992 x 40	45+-2	21,5	80,98	1,95424	68,182
SERAPHIM	SRP-305-6MB-DG	Monocristalino	18,54%	305	32,9	9,27	40,1	9,61	10	3% el primer año y 0,5% anual hasta el año 30	1658 x 990 x 5,5	45+-2	19	82,5	1,64142	56,547
Hareon	HR-345P-24Bhh	Policristalino	17,30%	345	38,99	8,85	46,87	9,45	12	2,5% el primer año y 0,7 hasta el año 25	1945x1025x35	45+-3	22,5	80,7	1,993625	59,685
Hareon	HR-350V-24CAD	Bifacial	17,92%	350	38,51	9,09	46,88	9,66	12	3% el primer año y 0,5 hasta el año 29	1968x992*6	45+-2	29,2	82,5	1,952256	62,72
LG	LG400N2V-A5	Monocristalino	19,30%	400	40,6	9,86	49,3	10,47	15	2% el primer año y 0,5 por 24 años	2024x1024x40	45+-3	21,7	86	2,06848	77,2
LG	LG395N2T-A5	Monocristalino	18,70%	395	41,8	9,46	49,3	10,19	15	2% el primer año y 0,5 por 24 años	2064x1024x40	45+-3	22	86	2,113536	73,865
First solar	FS-6445 FS-6445A	Monocristalino	18,00%	445	185,7	2,4	220,4	2,58	10	2% el primer año y 0,5 por 24 años	2009x1232x48,5	45+-2	35	86	2,47632	80,1
Sunpreme	Gx6 500 Bifacial Module	Bifacial	19,70%	510	57,6	8,9	71	9,4	15	2,5 al año 5 y 0,5 por 25 años	1901x1308x6	46+-2	36,3	87,5	2,59	100,47
Sunpreme	Gx6 380 SM Bifacial smart	Bifacial (smart)	19,50%	380	43,2	8,8	48	12	15	2,5 al año 5 y 0,5 por 25 años	1985x990x6	46+-2	27,4	87,5	1,96	74,1

Figura 19. Captura de datos de los paneles según fabricantes.
Fuente: elaboración propia.

Tabla 6. Comparación de paneles según requerimientos de JASEC.

Fabricante	Modelo	Eficiencia	Degradación	Garantía	Potencia	Puntos totales
Canadian Solar Inc.	Dymond CS6x-350P-FG	2,988333333	4	3	3,13775	13,12608333
Canadian Solar Inc.	KuMax CS3U-380MS	4,7875	2	3	3,6385	13,426
JinkoSolar	JKM335PP-72-V	2,876666667	3	3	2,89105	11,76771667
JinkoSolar	JKM370M-72-DV	3,989473684	4	3	3,50575	14,49522368
GCL-SI	GCL-P6/72	3,915789474	2	3	3,348	12,26378947
GCL-SI	GCL-M6/72GW	4	3	3	3,515	13,515
JA Solar	JAP72D00	2,866666667	4	4	2,881	13,74766667
JA Solar	JAM72S01	4	3	4	3,515	14,515
SERAPHIM	SRP-275-6PB-DG	1,967058824	3	3	2,299	10,26605882
SERAPHIM	SRP-335-6PA-HV	2,856666667	3	3	2,87095	11,72761667
SERAPHIM	SRP-365-6MA-HV	3,932631579	3	3	3,4091	13,34173158
SERAPHIM	SRP-305-6MB-DG	3,903157895	3	3	2,82735	12,73050789
Hareon	HR-345P-24/Bhh	2,883333333	3	4	2,98425	12,86758333
Hareon	HR-350W-24CAD	2,986666667	3	4	3,136	13,12266667
LG	LG400N2W-A5	4,825	5	5	3,86	18,685
LG	LG395N2T - A5	3,936842105	5	5	3,69325	17,63009211
First solar	FS-6445 FS-6445A	3	5	3	4,005	15,005
Sunpreme	GxB 500 Bifacial Module	4,925	5	5	5	19,925
Sunpreme	GxB 380 SM Bifacial smart	4,875	5	5	3,705	18,58

Fuente: Elaboración propia, Excel.

De la Tabla 6 se puede ver que los paneles sunpreme son los mejores técnicamente hablando según los puntos obtenidos en cada categoría de la tabla de comparación, pero en este caso se deben descartar ya que estos no se encuentran en la lista Tier 1 de bloomberg 2Q 2018 que es la lista más actualizada con la que se cuenta al momento de hacer la comparación, esta lista es importante ya que en caso de buscar una financiación por parte de algún banco se toma como referencia para ver la solidez de las empresas en el mercado de paneles solares.

El módulo seleccionado es el 400N2W-A5, de la marca LG. Se trata de un panel de alto rendimiento de 400 Wp mono-cristalino con 72 células de alta eficiencia, otros detalles se observan en el anexo 3.

Las características más importantes del módulo seleccionado son las siguientes:

Tabla 7 Características técnicas del módulo foto-voltaico seleccionado.

Características técnicas	
Fabricante	LG
Modelo	400N2W-A5
Tecnología	Mono-cristalino
I_{mp}	9,86A
V_{mp}	40,6V
I_{sc}	10,47
V_{oc}	49,3
P_{mpp}	400W

Fuente: Hoja de datos del panel.

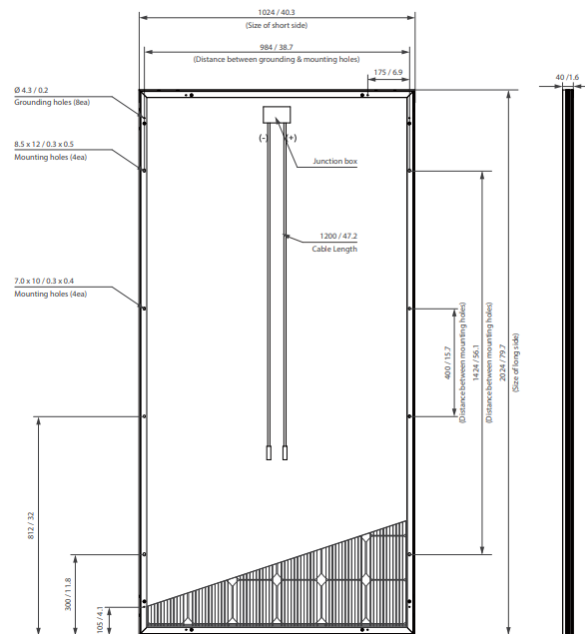


Figura 19. Dimensiones del módulo fotovoltaico vista trasera y lateral.

Fuente: Hoja de datos del panel.

3.2 Dimensionado del inversor.

El dimensionado del inversor debe ir de la mano con los módulos. Lo primero que debemos tener en cuenta es el voltaje de entrada del inversor con respecto a la configuración del sistema:

$$\frac{V_{ent inv}}{V_{oc}} = N_{mod en serie} = \frac{1000}{49.3} = 20.28$$

Ecuación 10. Módulos en serie.

Para no sobrecargar el inversor se debe redondear hacia abajo, por lo tanto, el máximo que podríamos tener es de 20 módulos en serie, en nuestro caso utilizaremos arreglos de 15 módulos en serie; con esto no forzamos al inversor y a la vez no contribuimos con un desgaste extra para que cumpla con su vida útil.

Luego se continuará con la corriente de cortocircuito máxima por cada rama de módulos en serie, esto para verificar que no se supere la corriente máxima admisible a la entrada del inversor. Es necesario saber que la corriente de cortocircuito alcanza el valor máximo cuando la temperatura del módulo alcanza el valor más alto.

$$I_{cc \max m} = I_{cc(25^\circ)} - [(25 - T_{max})](\Delta I/|\Delta V)$$

Ecuación 11. Corriente de corto Circuito.

Dónde:

$I_{cc \max m}$ es la corriente máxima soportada por el equipo.

$I_{cc(25^\circ)}$ es la corriente del módulo en cortocircuito.

T_{max} es la máxima temperatura de trabajo según fabricante.

$\Delta I/\Delta T$ variación de la corriente en función de la temperatura según fabricante.

Si tomamos 90° como el dato máximo de temperatura ofrecido por el fabricante y la variación es de $0.02\%/^\circ\text{C}$ que es equivalente a de $1.8 \text{ mA}/^\circ\text{C}$.

$$I_{cc \max m} = 10.47 - [(25 - 90)] * 0.0018 = 10.587A$$

Ecuación 12. Corriente de cortocircuito máxima en el módulo.

Siendo el número de paralelos a la entrada al inversor igual a:

$$\frac{I_{ent \text{ al inv}}}{I_{cc \max m}} = N_{m \text{ paralelo}} = \frac{120}{10.587} = 11.33$$

Ecuación 13. Número de módulos en paralelo.

Al igual que con la cantidad de módulos en serie se utilizarán sólo 10 paralelos, para no sobrecargar el inversor.

La corriente máxima de entrada del inversor es igual a:

$$I_{ent\ al\ inv} = I_{cc\ max\ m} * N_{m\ paralelo} = 10.587 * 11 = 116.457$$

Ecuación 14. Corriente de entrada en el inversor.

$$116.457 < 120 = I_{m\acute{a}x\ inv}$$

Se emplearán 17 inversores para llegar a la potencia que nos permite la cantidad de paneles en el arreglo del terreno.

Para el caso de los inversores se hizo otra tabla comparativa que se muestra en el anexo 2 y se presenta una tabla resumen () al igual que la tabla resumen de paneles se le asignó valores a cada casilla en la tabla siendo 5 el valor máximo y 1 el mínimo, por normativa de JASEC, sólo se tomaron en cuenta los inversores que tienen certificación UL 1741 o IEEE 1547; por lo cual la tabla se reduce y simplifica bastante a la hora de seleccionar el inversor a utilizar.

Tabla 8. Comparación de inversores según requerimientos de JASEC.

Fabricante	Modelo	Voltaje	Potencia	Garantía	Eficiencia	Voltaje de arranque	Área	Puntaje total
ABB	TRIO-60,0	3	4	3	3,9919192	4,5	5	23,492
Kaco	XP500U-TL	4	2	4	3,9878788	1	5	19,988
Satcon**	PowerGate® Plus 500 kW	1	2	4	1	4	4	16
Solectria	SGI 500XTM	3	2	4	3,9717172	4	5	21,972
Schneider	GT500	1	2	4	1,9979381	5	1	14,998
SMA	SUNNY HIGHPOWER PEAK1	3	4	4	3,9919192	4	5	23,992
SMA	SUNNY TRIPOWER CORE1	3	4	4	3,9717172	5	4,5	24,472

SMA	Sunny central 800CP XT	3	2	5	3,9838384	3	1	17,984
-----	---------------------------	---	---	---	-----------	---	---	--------

Fuente: Elaboración propia, Excel.

De la

Tabla 8 podemos ver que hay dos inversores con mejor puntaje, los SMA, conversando con Jorge García encargado de América del Sur para soporte de SMA recomienda el core 1 cuando el proyecto presenta desniveles o sombras y el peak 1 cuando el proyecto es uniforme, por lo tanto, el inversor seleccionado fue el SMA Sunny tripower core1 ya que tiene mayor garantía y otros extras que podemos observar en la hoja de datos que se muestra en el anexo 4.

Las especificaciones técnicas del inversor SMA CORE1 se presentan en una tabla donde se recopila la información más relevante, para nuestro caso en la parte de diseño del sistema fotovoltaico, misma que se muestra a continuación en la

Tabla 9:

Tabla 9. Detalles técnicos del inversor seleccionado

Inversor	Sunny tripower core 1
Datos de entrada en DC	
Max. Potencia	75000Wp STC
Voltaje máximo	1000 V
Rango de tensión de entrada, MPP	500 V...800 V
Rango de tensión para operación	150 V...1000 V
Máxima corriente de entrada/por MPP	120 A/20A
Máxima corriente de cortocircuito/ por MPP	30A
Datos de salida en AC	
Tensión de salida	480V
Frecuencia	60HZ
Corriente nominal de salida	64A

Potencia nominal de salida	50KW
Distorsión de armónicos	3%
Eficiencia máxima	98,30%
Eficiencia nominal	90%
Especificaciones generales	
Dimensiones W*H*D	621mm*733mm*569mm
Peso	84 kg
Rango de operación de temperatura	25°C...60°C
Consumo de potencia nocturno	5,1W
Rango de humedad relativa	100% sin condensación
Protección de la caja	Type 4X, 3SX (as per UL 50E)
Certificaciones	UL 1741, UL 1998, UL 1699B, IEEE 1547, FCC Part 15 (Class A & B), UL 1741 SA advanced inverter capabilities

Fuente: hoja de datos del inversor.



**Figura 20. Inversor SMA Core 1.
Fuente: Hoja de datos del inversor.**

3.3 Transformador de potencia.

Según los requerimientos para la red previamente establecidos, en el proyecto el tipo de conexión del transformador debe ser estrella (Y) al lado de la red de distribución o lado de alta tensión mientras que en el lado de baja tensión o del lado de los inversores la conexión será en delta (Δ).

Para nuestro proyecto como lo indica la norma “AR-NT-POASEN (ARESEP, 2015)” utilizaremos un transformador trifásico de uso exclusivo para el sistema con tensiones de $34500 V_{\text{línea-línea}}$ (Y) en el lado de alta y de $480V_{\text{línea-línea}}$ (Δ) en baja.

Dentro de las características del transformador tenemos:

- Potencia nominal a 65°C 1000 KVA.
- Aceite mineral.
- Frecuencia 60 Hz.
- Nivel de aislamiento alto voltaje (BIL) 150Kv.
- Nivel de aislamiento bajo voltaje (BIL) 30Kv.
- Tensión en alta 34.5KV (Y).
- Tensión en baja 480 (Δ).
- Cantidad de taps 4 tomas de 2.5% por debajo de la tensión nominal.



Figura 21. Transformador Trifásico pedestal marca ABB.
Fuente: Catalogo ABB.

3.4 Sistema de montaje estructural

Para soportar los paneles se escogió el sistema de Chikko solar A2V que soporta 5 paneles horizontales, que posee 10 años de garantía.

Entre sus ventajas es que se puede ajustar el ángulo de inclinación y también se puede ajustar la longitud según el diseño que se proponga.

A1V & A2V Aluminum Ground Mount



Figura 22. Estructura Chikko A2V
Fuente: Tomado de la hoja de datos de la estructura (figura ilustrativa no representa el diseño del proyecto).

Dentro de las características que podemos encontrar tenemos:

- Para instalación en campo abierto cemento y hormigón
- Ángulo de inclinación de montaje: 0-45 grados
- Velocidad del viento: hasta 60 m/s
- Carga de nieve: hasta 1.4KN/m²
- Componentes principales: AL6005-T5
- Accesorios: fijación de acero inoxidable
- Duración: más de 30 años

3.5 Seccionadores de circuitos.

Las protecciones para cada circuito se seleccionarán según las corrientes que se obtienen en la Tabla 10 Cálculo de caída de tensión. Para los arreglos de paneles se utilizarán fusibles de 20A, a la salida del inversor se pondrán breaker de 90A, y el interruptor principal de cada tablero es de 800A, mismo que se puede observar en el anexo 7.

3.6 Cables de corriente continua, y de corriente alterna.

Se inclinó por la selección de cable SunGen para los proyectos actuales de energía solar con inter-conexiones de módulos foto-voltaicos, su hoja de datos se puede encontrar en el anexo 8. El cable SunGen UL con certificación 4703 PV de General Cable ofrece mucha resistencia a la luz solar y flexibilidad a baja temperatura para un máximo rendimiento y confiabilidad para cables que están expuestos al sol o al aire libre.

Algunas características del cable son:

- Resistente a los rayos UV / luz solar, el ozono y la absorción de agua.
- Clasificado para entierro directo.
- Propiedades eléctricas estables en un amplio rango de temperatura (-40 ° C a 90 ° C).

- Excelente flexibilidad y rendimiento en entornos de baja temperatura.
- Altamente resistente a la deformación, incluso en exposiciones prolongadas a altas temperaturas.
- Construcción resistente mecánicamente que resiste cortes, rasgaduras y abrasiones.
- Opciones de CSA RPV90 y RPVU90 disponibles.
- Construcciones de cables simples y multi-conductores.
- 18 AWG - 1000 kcmil de cobre trenzado y 6 AWG - 1000 kcmil conductores de aluminio. Conductores más grandes se hacen contra pedido.

3.7 Organización de los paneles

Para el desarrollo del proyecto se cuenta con arreglos, (ensambles mecánicos de paneles con la estructura y bases de soporte), de módulos orientados de manera horizontal en este caso vamos a utilizar 3 paneles en serie por 5 cadenas en paralelo, para cada string, para optimizar el espacio en el terreno se utilizan mesas de 5 paneles en paralelo por 32 paneles en serie lo podemos observar en la Figura 23.



**Figura 23. Arreglo de mesas de 5 cadenas en paralelo por 32 en serie.
Fuente: Elaboración propia AutoCAD.**

La inclinación de los paneles se definió en 10° orientados hacia el sur, esto debido a que a ángulos pequeños es donde se da la optimización energética del sistema. Se podrían poner a una inclinación un poco más elevada por cuestiones de mantenimiento para que el polvo y hojas caigan por gravedad, en nuestro caso no habrá arboles cercanos que nos afecten con

basura que se acumule en los módulos y esto a su vez disminuya la captación de luz; por lo tanto, se dará la inclinación de 10° propuesta.

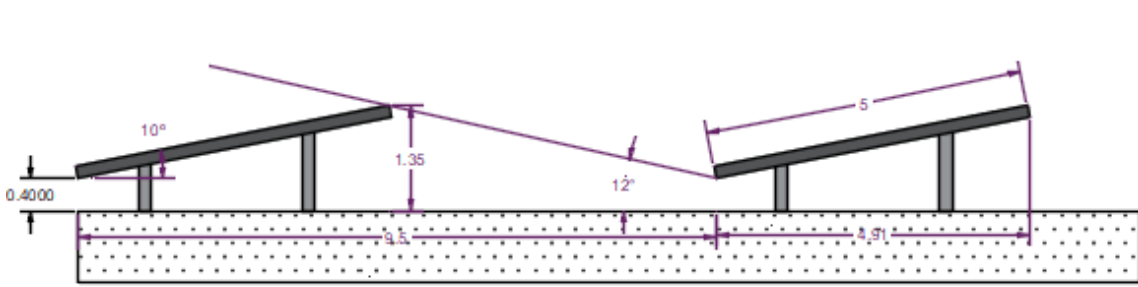


Figura 24. Posición de los paneles.
Fuente: Elaboración propia Autocad.

3.8 Dimensionado del cableado.

Para el dimensionado de los conductores o del cableado en la instalación hay que tomar de referencia las normativas del NEC (National Fire Protection Association, NFPA70, 2008).

Según el artículo 690.8 de la (National Fire Protection Association, NFPA70, 2008) “para la selección de protección y selección de conductor, la corriente que se debe de soportar es el 125% de la corriente máxima generada en el circuito”. Esta corriente se calcula de la siguiente manera:

Corriente máxima generada en los paneles: es la suma de la corriente nominal de cortocircuito de los módulos en paralelo multiplicado por el 125%.

$$I_{\max \text{ panel}} = 1.25 * 9.86 = 12.325_{cc}$$

Ecuación 15. Corriente máxima generada en los paneles

Corriente de entrada al máximo punto de potencia (mpp) del inversor: la corriente máxima es la suma de las corrientes de los circuitos en paralelo multiplicado por el 125%, en nuestro caso por mpp entran 2 strings entonces la corriente sería el doble.

$$I_{\max \text{ mpp}} = 1.25 * 24.65 = 30.81_{cc}$$

Ecuación 16. Corriente máxima generada en la entrada al mpp.

Corriente de salida del inversor: la corriente debe ser la corriente permanente de salida del inversor.

$$I_{\max inv} = 120A$$

Ecuación 17. Corriente máxima a la salida del inversor.

Ahora la corriente que deben soportar los conductores sería:

$$I_{\text{nom panel}} = 1.25 * 12.325 = 15.4_{cc}$$

Ecuación 18 Corriente nominal para selección de cable del panel

$$I_{\text{nom mpp}} = 1.25 * 30.81 = 38.51_{cc}$$

Ecuación 19 Corriente nominal para selección de cable del mpp

$$I_{\text{nom sal inversor}} = 1.25 * 120 = 150_{ac}$$

Ecuación 20 Corriente nominal para selección de cable del inversor

Seguidamente, se calcula la caída de tensión máxima en cada sección, para hacer una adecuada selección del calibre.

$$\Delta V = \frac{\rho * longitud * I}{seccion * V}$$

Ecuación 21 Caída de voltaje.

Para este cálculo las longitudes serán máximas por circuito y la caída de tensión no debe exceder el 2% entre los paneles y el inversor y de un 3% a la salida del inversor esto según expertos en instalaciones de proyectos ground mounted (Enertiva, Cassal Consultors, Ecopower) con los cuales se trató el tema en reuniones; aun así se trabajara con una caída de tensión mucho menor a la trabajada por JASEC según las consultas realizadas. La resistividad (ρ) del cobre es de $0,0176 \Omega\text{mm}^2/\text{m}$.

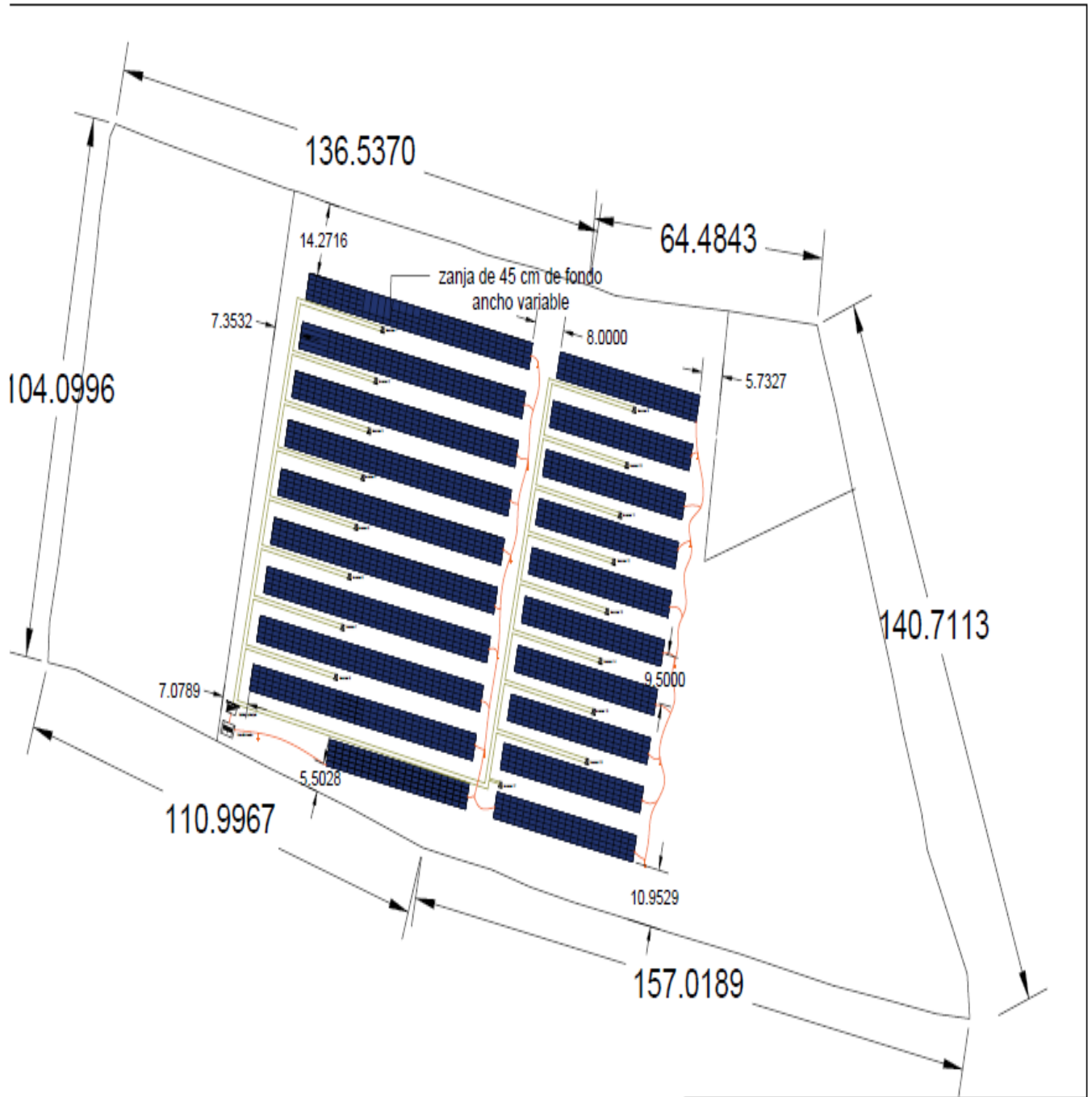
Tabla 10 Cálculo de caída de tensión

Circuito	Corriente máx. circ. (A)	Corriente máx. al 125% (A)	Tensión (V)	Longitud máx. (m)	Calibre seleccionado (AWG)	Sección (mm ²)	Caída de tensión (%)
Paneles	9,86	12,325	600	15	12	3,31	0,16
Circuito entrada al inversor por MPP	24,65	30,81	600	10	12	3,31	0,27
Salida inversor 1	64	80	480	110	4	21,15	1,53
Salida inversor 2	64	80	480	100	4	21,15	1,39

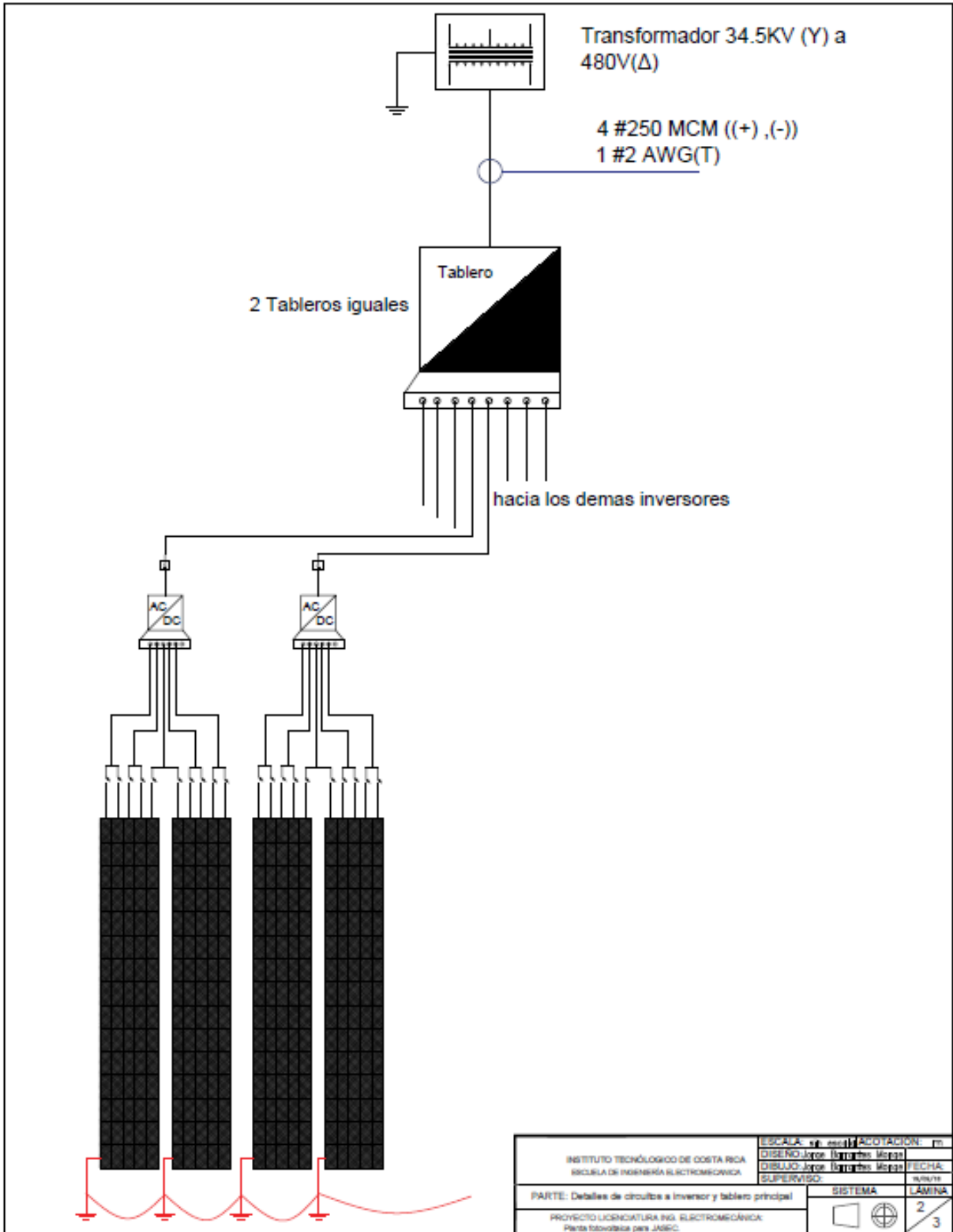
Salida inversor 3	64	80	480	90	4	21,15	1,25
Salida inversor 4	64	80	480	80	4	21,15	1,11
Salida inversor 5	64	80	480	71	4	21,15	0,98
Salida inversor 6	64	80	480	61	4	21,15	0,85
Salida inversor 7	64	80	480	51	4	21,15	0,71
Salida inversor 8	64	80	480	42	4	21,15	0,58
Salida inversor 9	64	80	480	32	4	21,15	0,44
Salida inversor 10	64	80	480	161	2	33,62	1,40
Salida inversor 11	64	80	480	149	2	33,62	1,30
Salida inversor 12	64	80	480	140	2	33,62	1,22
Salida inversor 13	64	80	480	130	2	33,62	1,13
Salida inversor 14	64	80	480	121	4	21,15	1,68
Salida inversor 15	64	80	480	110	4	21,15	1,53
Salida inversor 16	64	80	480	100	4	21,15	1,39
Salida inversor 17	64	80	480	90	4	21,15	1,25

Fuente: Elaboración propia en Excel.

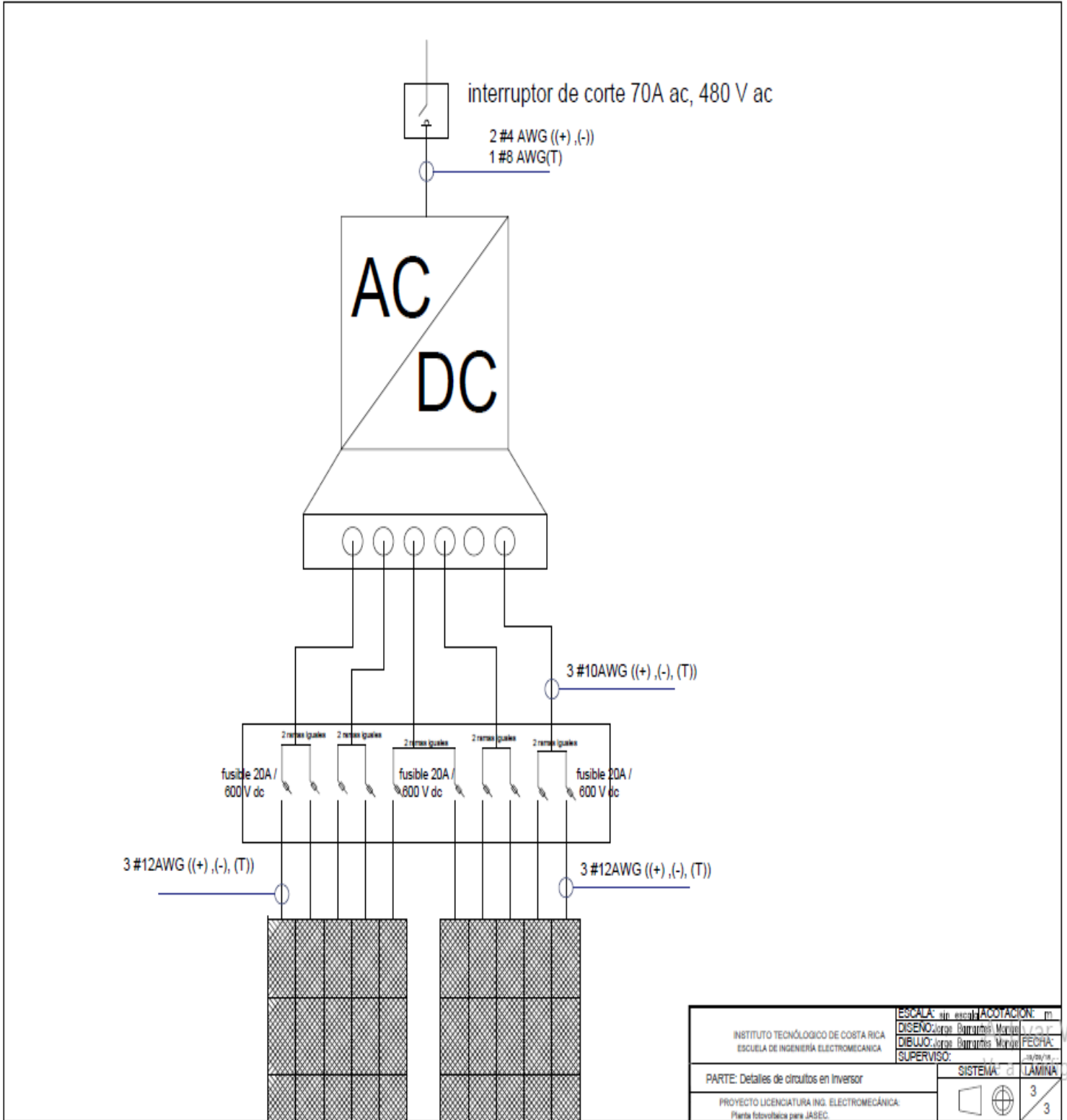
3.9 Planos eléctricos



INSTITUTO TECNOLÓGICO DE COSTA RICA ESCUELA DE INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA		ESCALA: 1:30	ACOTACIÓN: m
DISEÑO: Jorge Barrientes Monge		DIBUJO: Jorge Barrientes Monge	FECHA: 11/09/11
SUPERVISÓ: A.J.			
PARTE: Distribución de paneles y canalización		SISTEMA	LAMINA
PROYECTO LICENCIATURA ING. ELECTROMECÁNICA Planta fotovoltaica para JASEC.			3



INSTITUTO TECNOLÓGICO DE COSTA RICA ESCUELA DE INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA		ESCALA: <u>1:1</u> ACOTACION: <u>m</u>
DISEÑO: <u>Jorge Iván Mesa</u>		FECHA: <u>2011</u>
DIBUJO: <u>Jorge Iván Mesa</u>		SUBVITO: <u>1</u>
SUPERVISOR: <u></u>		
PARTE: Detalles de circuitos a inverter y tablero principal		SISTEMA: <u></u>
PROYECTO LICENCIATURA ING. ELECTROMECÁNICA: Panta fotográfica para JASFC.		LÁMINA: <u>2/3</u>

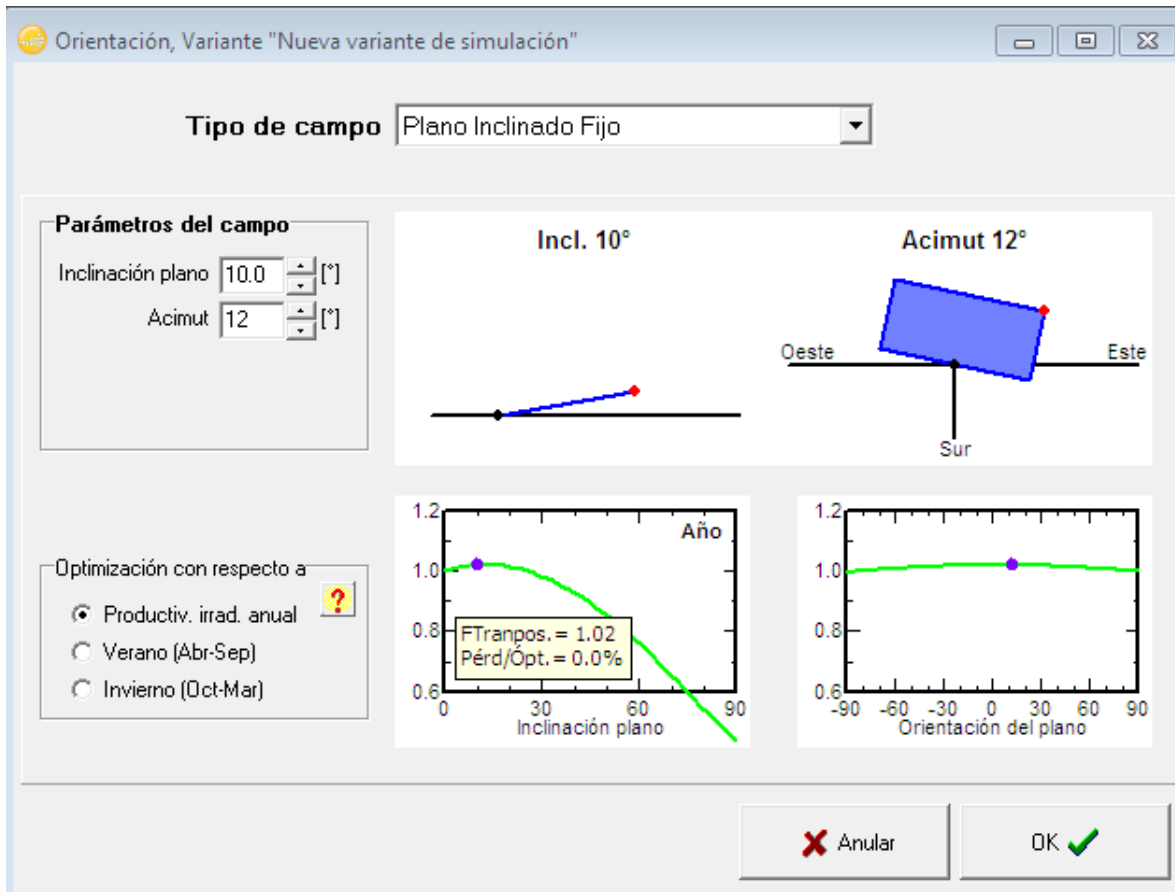


3.10 Simulación con PVsyst

El sistema diseñado fue simulado en PVsyst versión 6.75 dicho programa sirve para realizar un análisis técnico de la planta solar foto-voltaica conectada a la red bajo ciertos criterios seleccionados para el diseño.

El programa PVsyst simula el comportamiento de la planta en el emplazamiento escogido, esto a través de los modelos de panel e inversor elegidos, ya que el programa tiene un catálogo amplio donde podemos seleccionar los equipos, existen algunos equipos muy nuevos que salieron al mercado en septiembre del 2018 que no han entrado al catálogo o base de datos del programa, pero puede solicitarse el patch al fabricante del panel para cargarlo en la base de datos de PVsyst y con esto simular las plantas con estos componentes.

PVsyst puede recibir las coordenadas del lugar donde tendremos nuestro sistema, así como la orientación de los paneles; el ángulo de inclinación y el ángulo de rotación con respecto al sur o azimut esto lo podemos observar en la Figura 25, además podemos simular la configuración de los paneles para hacer un análisis de sombra lo cual nos ayuda a la hora de proyectar las pérdidas por dicho efecto.



**Figura 25 Selección de la orientación e inclinación en el programa PVSyst.
Fuente: simulación en el programa.**

El programa ofrece la posibilidad de optimizar con respecto a la potencia del sistema o con respecto al dimensionado del terreno en nuestro caso la limitación es el terreno ya que no tenemos un consumo específico, el sistema será para inyectar energía a la red.

Para el proyecto se eligieron dos configuraciones una con inversor central y otra con inversor multistring, la configuración con el inversor central nos limitaba la cantidad de paneles, ya que había que poner mínimo dos inversores lo cual nos quitaba mucho espacio con esto se reducía la cantidad de paneles y por ende la potencia del sistema, por lo tanto, se prefirió utilizar varios inversores en cadena.

Se escogió inversores SMA Sunny Tripower core 1 de 60 KW, con paneles LG de 400W como se puede observar en la Figura 265.

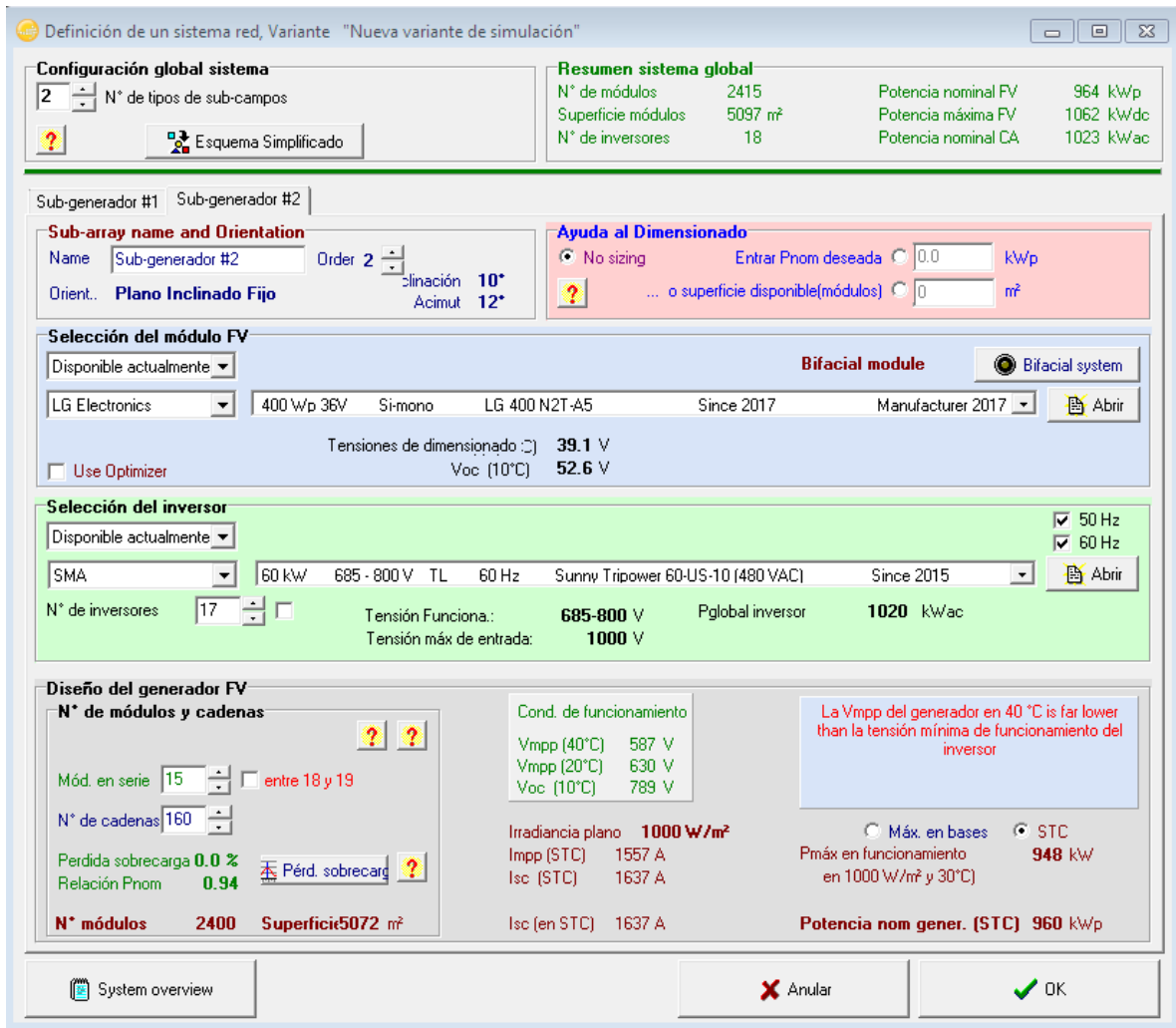


Figura 26. Configuración de la instalación solar Foto-voltaica.
Fuente: Captura el programa.

En la imagen anterior tomada de PVsyst podemos ver ciertas características del sistema como la cantidad de módulos en serie y el número de cadenas que se pueden dimensionar que en este caso son 15 módulos en serie de 400 Wp por 160 cadenas en paralelo alrededor de 5072m².

En la Figura 27 podemos observar el esquema del sistema eléctrico de la instalación.

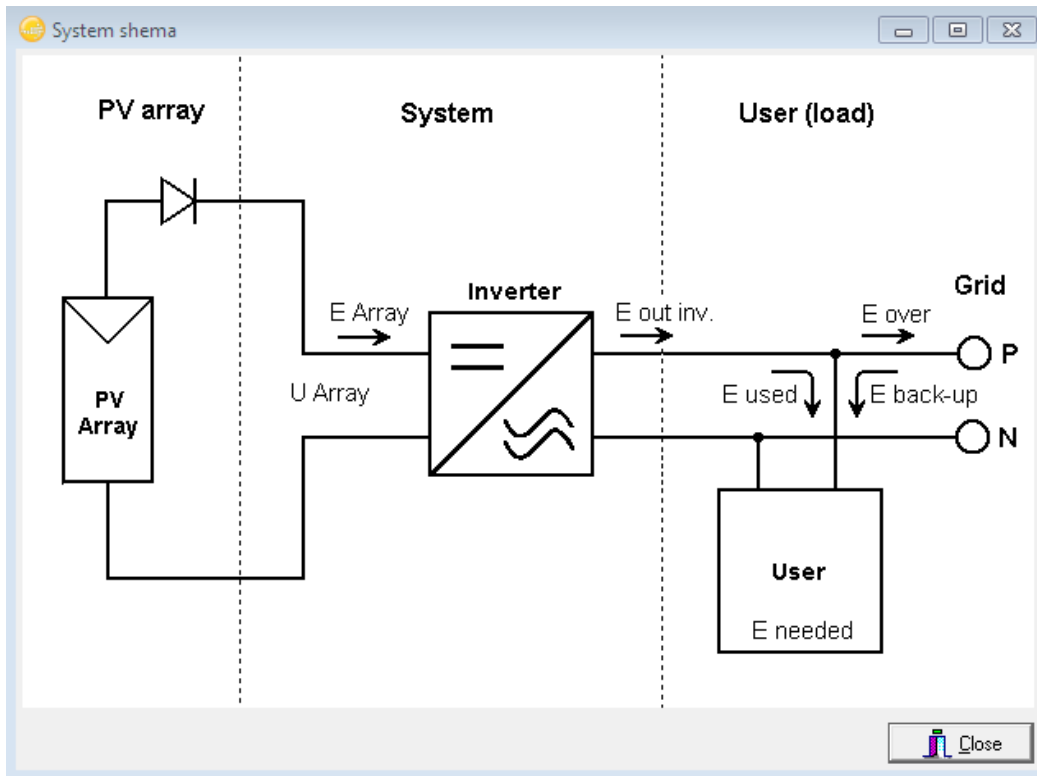


Figura 27. Esquema eléctrico simplificado de la instalación.
Fuente: captura del programa.

Cuando ya tenemos seleccionado el panel y el inversor a utilizar se procede con la simulación en el programa, este lo que hace es emplear un método de balances energéticos horarios a lo largo de un año y buscará la combinación más eficiente que se pueda dar para reportar la máxima cantidad de energía.

Tabla 11 Resultados de la simulación en PVsyst.

Producción Anual del sistema	1476 MWh/año
Producción específica	1453 KWh/KWp/año
PR	0.8063%
Pérdidas generador	0.76 kWh/kWp/día
Pérdidas sistema	0.2 kWh/kWp/día
Producción normalizada	3.98 kWh/kWp/día

Fuente: Elaboración propia en Word.

Según los datos obtenidos el P.R. (Power ratio o factor de rendimiento) es de 80.63% un factor alto según los proyectos que se instalan en la zona de Cartago. Esto nos indica que las pérdidas dentro de la instalación están en un rango aceptable.

3.10.1 Análisis de pérdidas.

Cuando se ha generado el reporte de la simulación podemos realizar un análisis de pérdidas.

En la Figura 28 podemos observar que las pérdidas más importantes son las del generador ya que sumadas dan un 10.6% y de esas pérdidas la mitad corresponde a pérdidas por temperatura ya que con a altas temperaturas se ve afectado el rendimiento de operación de los módulos y este baja.

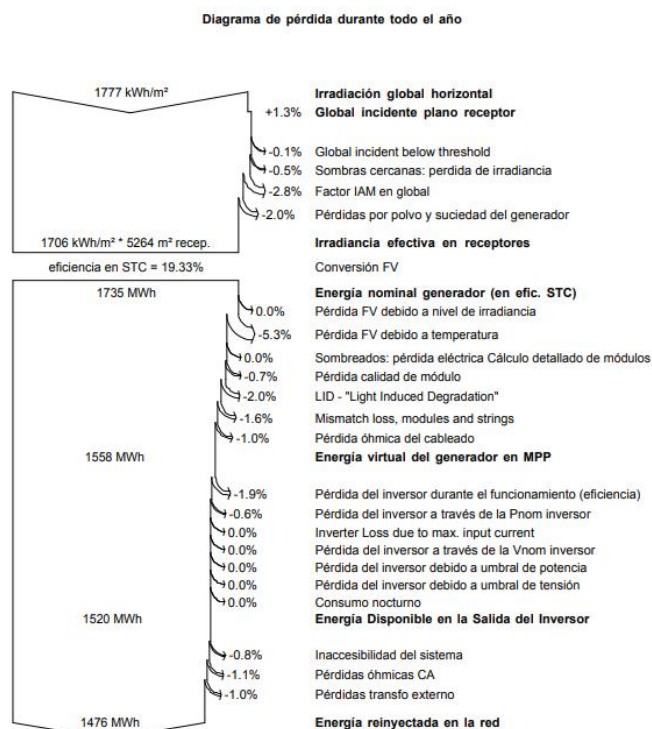


Figura 28. Pérdidas en el sistema foto-voltaico.
Fuente: simulación del programa.

En el gráfico podemos ver la importancia que tiene la temperatura en cuanto al rendimiento del sistema, ya que en teoría en los meses fríos debería aumentar y cuando hay mayor temperatura disminuye el rendimiento.

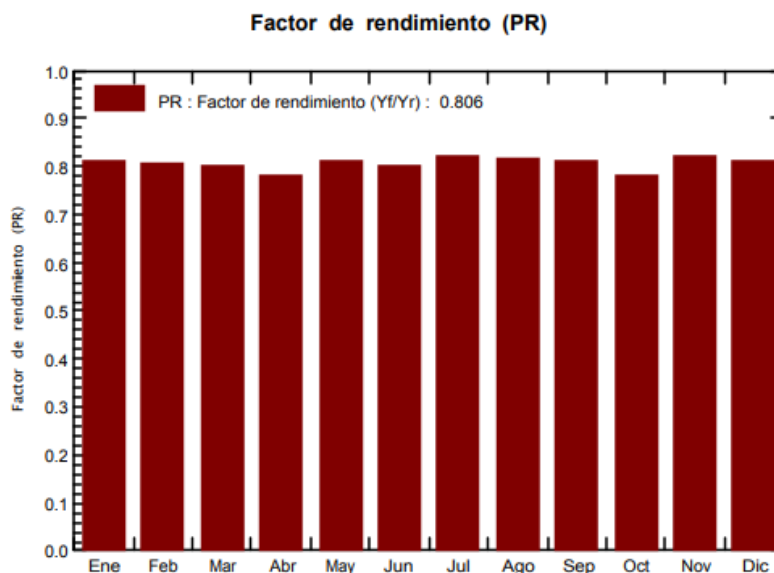


Figura 29. Factor de rendimiento (PR).
Fuente: Tomado de la simulación.

El impacto de irradiación global incidente sobre la producción de energía lo observamos en la Figura 30, se observa como en los meses de verano hay un mayor número de horas de sol la producción es mayor. Ahora al ser un clima tropical húmedo se observa variación en los meses de junio y julio donde hay menos irradiación por la posición del sol sobre el país.

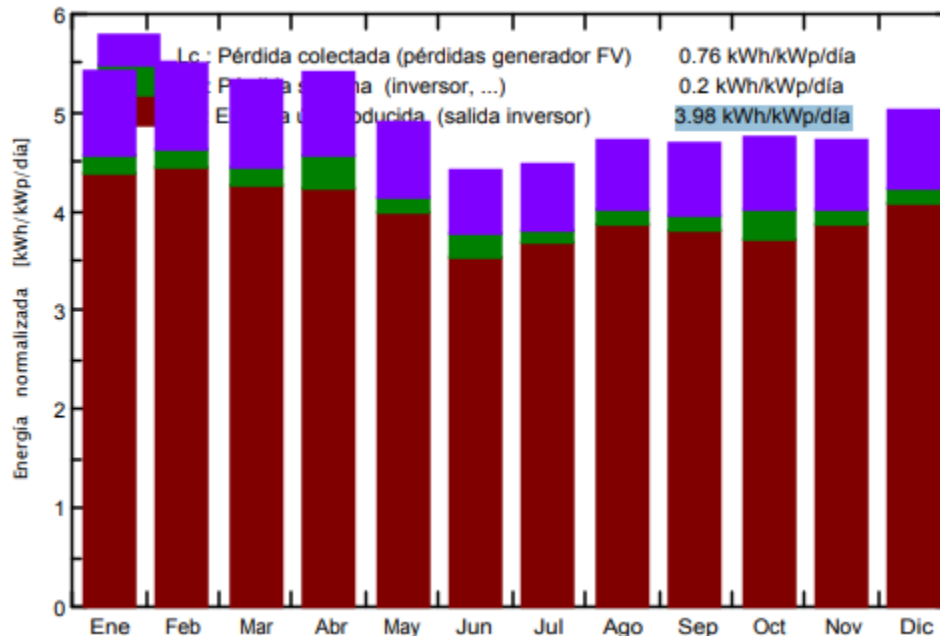


Figura 30. Producción normalizada y factores de pérdidas de la instalación.
Fuente: Tomado de la simulación.

Las pérdidas Lc en morado y Ls en verde corresponden a las pérdidas de captación de energía y a las del inversor respectivamente. La suma de ambas y la energía útil producida Y1 nos da el resultado de la energía total disponible en un principio.

3.10.2 Energía producida por la instalación

La energía producida del sistema solar viene detallada en la Figura 31 donde se puede observar que la energía producida en el año es de 1475.7 MW/h. Dato importante para realizar el análisis financiero, puesto que los ingresos dependen de la inyección de energía a la red.

Planta JASEC SMA Core1
Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
Enero	154.5	56.78	20.76	167.5	159.5	144.0	138.2	0.812
Febrero	145.4	51.09	21.07	153.9	146.6	131.5	126.1	0.806
Marzo	162.8	74.63	21.92	164.8	156.2	139.9	134.3	0.802
Abril	165.4	75.54	22.09	162.2	153.5	138.7	128.6	0.780
Mayo	159.0	74.27	21.72	151.8	143.5	130.2	125.1	0.811
Junio	139.2	73.65	20.99	132.5	125.0	115.1	107.7	0.800
Julio	145.2	82.92	21.47	138.4	130.2	120.2	115.7	0.823
Agosto	150.7	73.66	21.26	146.3	138.3	126.5	121.6	0.818
Septiembre	140.2	77.50	20.69	140.1	132.3	120.3	115.7	0.813
Octubre	142.4	70.45	20.57	147.5	139.6	126.7	117.1	0.782
Noviembre	131.6	61.30	20.20	141.2	133.6	122.3	117.5	0.819
Diciembre	141.3	54.61	20.89	155.2	147.3	133.6	128.2	0.813
Año	1777.5	826.39	21.14	1801.4	1705.7	1549.1	1475.7	0.806

Leyendas: GlobHor Irradiación global horizontal GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
 DiffHor Irradiación difusa horizontal EArray Energía efectiva en la salida del generador
 T Amb Temperatura Ambiente E_Grid Energía reinyectada en la red
 GlobInc Global incidente plano receptor PR Factor de rendimiento

Figura 31. Balance de energía mensual para el año.

Fuente: Tomado de la simulación.

3.10.3 Factor de la planta

Es el factor de utilización del sistema y se calcula dividiendo la energía real generada durante un periodo de tiempo versus la energía generada teórica si la central operara al 100% en el mismo período.

$$F_p = \frac{E_p}{E_{\text{máx teórica}}}$$

Ecuación 22 Factor de planta

Donde F_p es el factor de planta, E_p la energía total producida y $E_{\text{máx}}$ teórica la energía teórica máxima.

De la simulación obtenemos un E_p de 1549.1MW/h y la energía teórica es:

$$E_{\text{máx}} = 365 * 24 = 8.760 \text{ MW/h}$$

Resultando un factor de planta de 0,18. El resultado está dentro de valores típicos que andan entre 10%-30% debido al recurso solar disponible en el emplazamiento.

3.10.4 Vida útil.

La vida útil del sistema dependerá de sus componentes, en mayor medida de los paneles ya que es el costo más alto de la planta, con un buen diseño y con mantenimiento se puede alargar la vida útil del proyecto.

Para los módulos el fabricante nos da una vida útil de 25 años. Por lo tanto, esta será la vida útil de nuestro proyecto. Para el análisis de la rentabilidad utilizaremos el mismo período que el de la vida útil.

Capítulo 4. Análisis financiero.

Este capítulo trata de la parte económica del proyecto donde se lleva a cabo el estudio financiero, se analizan las opciones que se tienen, así como los tipos de financiamiento, los costos de los equipos y gastos generales de la planta. También aborda el ahorro por compra de energía y la evolución del costo de energía a través de los años.

4.1.1 Moneda y tipo de cambio en Costa Rica

La moneda oficial en Costa Rica es el Colón, en esta moneda se hacen los cobros de energía y se hacen los ajustes por parte de ARESEP.

Ahora bien, para el proyecto en sí será necesario utilizar el dólar, ya que muchos productos son importados y debido a la gran cantidad de productos que vienen de Estados Unidos el dólar predominará en las cotizaciones por tanto debemos estimar nuestra inversión inicial y en dólares.

El tipo de cambio actual es de $1\$ = \text{C}589$, esto al 03 de octubre del 2018 según información de (Banco Central de Costa Rica, Informe Mensual de Coyuntura Económica , 2018).

Este valor de cambio se utilizará para todos los cálculos del proyecto, aunque en los últimos días la tendencia no es estable, por la dificultad de calcular la predicción del dólar se utilizará ese valor constante en el tiempo.

4.1.2 Tarifas para la facturación energética.

A nivel país se presentan varios tipos de cobros de energía por parte de las distribuidoras en el caso específico de JASEC tenemos los siguientes datos:

Tabla 12. Tarifas vigentes de JASEC

Tipo - tarifa	Descripción Tarifa	Bloque (consumo de energía)	Promedio de Tarifa ¢
T-CO T-IN	Comercios y servicios Industrial	a) Menor o igual a 3000KW/h	102.18
		b) Bloque de 0-3000	183,210.00
		c) Bloque mayor a 3000KWh	67.07
		d) Bloque de 0-8KW	76,428.96
		e) Bloque mayor a 8KW	9,553.62
T-MT	Media tensión	a) Energía Punta	56.08
		b) Energía Valle	27.41
		c) Energía Noche	18.70
		d) Potencia Punta	9,870.15
		e) Potencia Valle	7,077.36
		F) Potencia Noche	4,841.61
T-RE	Residencial	a) Bloque 0-30KWh	2,168.70
		b) Bloque 31-200KWh	72.29
		c) Bloque mayor a 200KWh	88.48
T- TA	Tarifa acceso	a) consumo de energía cada KWh	13.72
T-CS	Preferencial	a) Menor o igual a 3000KW/h	73.54
		b) Bloque de 0-3000	127,140.00
		c) Bloque mayor a 3000KWh	42.38
		d) Bloque de 0-8KW	51,364.56
		e) Bloque mayor a 8KW	6,420.57

Fuente: Tomado de (Autoridad Reguladora de Servicios Públicos, 2017).

Seguendo con la normativa de AR.NT-POASEN (ARESEP, 2015) en los artículos 157 y 158 se habla del reconocimiento de energía que no será de más del 49% de la sobre producción del sistema, además de la facturación anual y de que se debe ejecutar al finalizar el año y no es acumulable, en nuestro caso como la energía será inyectada

directamente a la red, no aplican estos artículos, la energía generada se tomará como ahorro por compras que no se realizan al ICE.

La norma AR-NTPOASEN-2014 establece que el usuario debe cancelar mensualmente a la distribuidora el costo de acceso a la red sobre los kWh que se inyecten a red (total generado). En este caso tampoco aplica el costo por acceso que se observa en la

Tabla 12.

Las zonas horarias serán definidas según la normativa aplicada a nivel nacional publicada en el alcance 115 del 26 de junio (La Gaceta, 2018):

- Período punta: “Se define como período punta al comprendido entre las 10:01 y las 12:30 horas y entre las 17:31 y las 20:00 horas. La demanda por facturar será la máxima potencia registrada durante el mes, exceptuando la registrada los sábados y domingos”.
- Período valle: “Se define como período valle al comprendido entre las 6:01 y las 10:00 horas y entre las 12:31 y las 17:30 horas. La demanda por facturar será la máxima potencia registrada durante el mes”.
- Período nocturno: “Se define como período nocturno al comprendido entre las 20:01 y las 6:00 horas del día siguiente. La demanda por facturar será la máxima potencia registrada durante el mes”.

Teniendo en cuenta estos datos los períodos en los que generaremos serán en dos períodos valle y un período punta.

4.1.3 Evolución del costo de energía y facturación JASEC

Según las proyecciones de JASEC el costo de energías para este año se puede observar en la Figura 32 a pesar de tener el estimado de todas las tarifas de JASEC se tomará el dato promedio de cliente final.

Tipo de tarifa y bloque	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
RESIDENCIAL												
T-RE												
a. Bloque 0-30 kWh	2.171,40	2.171,40	2.171,40	2.157,30	2.157,30	2.157,30	2.188,80	2.188,80	2.188,80	2.168,70	2.168,70	2.168,70
b. Bloque 31-200 kWh	72,40	72,40	72,40	71,91	71,91	71,91	72,96	72,96	72,96	72,29	72,29	72,29
c. Bloque mayor a 200 kWh	88,60	88,60	88,60	88,01	88,01	88,01	89,30	89,30	89,30	88,48	88,48	88,48
COMERCIOS Y SERVICIOS												
T-CO												
a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh	102,30	102,30	102,30	101,64	101,64	101,64	103,12	103,12	103,12	102,18	102,18	102,18
b. Bloque 0-3000 kWh	183.450,00	183.450,00	183.450,00	182.220,00	182.220,00	182.220,00	184.890,00	184.890,00	184.890,00	183.210,00	183.210,00	183.210,00
c. Bloque mayor a 3000 kWh	61,20	61,20	61,20	60,74	60,74	60,74	61,63	61,63	61,63	61,07	61,07	61,07
d. Bloque 0-8 kW	76.525,80	76.525,80	76.525,80	76.021,68	76.021,68	76.021,68	77.135,20	77.135,20	77.135,20	76.428,96	76.428,96	76.428,96
e. Bloque mayor a 8 kW	9.565,70	9.565,70	9.565,70	9.502,71	9.502,71	9.502,71	9.641,90	9.641,90	9.641,90	9.553,62	9.553,62	9.553,62
INDUSTRIAL												
T-IN												
a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh	102,30	102,30	102,30	101,64	101,64	101,64	103,12	103,12	103,12	102,18	102,18	102,18
b. Bloque 0-3000 kWh	183.450,00	183.450,00	183.450,00	182.220,00	182.220,00	182.220,00	184.890,00	184.890,00	184.890,00	183.210,00	183.210,00	183.210,00
c. Bloque mayor a 3000 kWh	61,20	61,20	61,20	60,74	60,74	60,74	61,63	61,63	61,63	61,07	61,07	61,07
d. Bloque 0-8 kW	76.525,80	76.525,80	76.525,80	76.021,68	76.021,68	76.021,68	77.135,20	77.135,20	77.135,20	76.428,96	76.428,96	76.428,96
e. Bloque mayor a 8 kW	9.565,70	9.565,70	9.565,70	9.502,71	9.502,71	9.502,71	9.641,90	9.641,90	9.641,90	9.553,62	9.553,62	9.553,62
PREFERENCIAL												
T-CS												
a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh	73,60	73,60	73,60	73,14	73,14	73,14	74,21	74,21	74,21	73,54	73,54	73,54
b. Bloque 0-3000 kWh	127.320,00	127.320,00	127.320,00	126.480,00	126.480,00	126.480,00	128.310,00	128.310,00	128.310,00	127.140,00	127.140,00	127.140,00
c. Bloque mayor a 3000 kWh	42,40	42,40	42,40	42,16	42,16	42,16	42,77	42,77	42,77	42,38	42,38	42,38
d. Bloque 0-8 kW	51.423,80	51.423,80	51.423,80	51.090,88	51.090,88	51.090,88	51.839,20	51.839,20	51.839,20	51.364,56	51.364,56	51.364,56
e. Bloque mayor a 8 kW	6.428,70	6.428,70	6.428,70	6.386,36	6.386,36	6.386,36	6.479,90	6.479,90	6.479,90	6.420,57	6.420,57	6.420,57
MEDIA TENSIÓN (T-MT)												
T-MT												
a. Energía Punta	56,20	56,20	56,20	55,78	55,78	55,78	56,60	56,60	56,60	56,08	56,08	56,08
b. Energía Valle	27,50	27,50	27,50	27,27	27,27	27,27	27,66	27,66	27,66	27,41	27,41	27,41
c. Energía Noche	18,70	18,70	18,70	18,60	18,60	18,60	18,87	18,87	18,87	18,70	18,70	18,70
d. Potencia Punta	9.882,70	9.882,70	9.882,70	9.817,56	9.817,56	9.817,56	9.961,36	9.961,36	9.961,36	9.870,15	9.870,15	9.870,15
e. Potencia Valle	7.086,30	7.086,30	7.086,30	7.039,65	7.039,65	7.039,65	7.142,76	7.142,76	7.142,76	7.077,36	7.077,36	7.077,36
f. Potencia Noche	4.847,80	4.847,80	4.847,80	4.815,82	4.815,82	4.815,82	4.886,35	4.886,35	4.886,35	4.841,61	4.841,61	4.837,13
ALUMBRADO PÚBLICO												
T-AP												
a. Bloque 0-30 kWh	91,80	91,80	91,80	91,80	91,80	91,80	91,80	91,80	91,80	91,80	91,80	91,80
b. Bloque 31-50 000 kWh	3,06	3,06	3,06	3,06	3,06	3,06	3,06	3,06	3,06	3,06	3,06	3,06
c. Bloque mayor a 50 000 kWh	153.000,00	153.000,00	153.000,00	153.000,00	153.000,00	153.000,00	153.000,00	153.000,00	153.000,00	153.000,00	153.000,00	153.000,00
Tarifa de acceso												
T-TA												
a. Consumo de Energía cada kWh	13,72	13,72	13,72	13,72	13,72	13,72	13,72	13,72	13,72	13,72	13,72	13,72

Figura 32. Tarifas eléctricas para el 2018.

Fuente: Datos suministrados por el Departamento de Tarifas de JASEC.

Para el cálculo energía del proyecto tomaremos el promedio proyectado por el departamento de Tarifas de JASEC, pero sólo de media tensión, que lo podemos observar en la Tabla 13.

Tabla 13 Promedio de tarifa para el 2018

Compras al ICE tarifa T-SD en ¢	
Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh	78,3

Consumo de Energía cada kWh	46,518
Consumo de Potencia cada kW	2835,30

Fuente: Autoridad Reguladora de Servicios Públicos.

4.1.4 Ahorro mensual de facturación

En nuestro caso como lo mencionamos en el apartado anterior se toma el dato de cliente final que ronda los “¢78.3 KWh” información es suministrada por Víctor Torres encargado del departamento de tarifas. Además, se comparará con el costo cliente final al que el ICE le vende energía que ronda los “¢46.06 KWh, más un costo por transporte ¢10.51KWh, más un costo de potencia de ¢2835,30 por KW”.

En la facturación se tienen datos que serán utilizados en el cálculo del ahorro por compra de energía nótese que no se mete el valor de transmisión, ya que no se utiliza la red del ICE para transportar.

Tabla 14. Condiciones especiales en la facturación

Aumento de precio anual en energía.	7%
Porcentaje de degradación del proyecto (en generador).	0,50%
Energía producida anualmente.	1476000

Fuente: Departamento de Tarifas de JASEC.

El ahorro dependerá de la fluctuación del dólar y aspectos como el incremento del precio anual de energía según lo que se compre al ICE.

Tabla 15. Ahorro por compra de energía

Tiempo	Porcentaje de Producción	Producción de energía en (Kwh)	Demanda KW	Costo por KWh comprado \$	Costo por KWh Transportado \$	Costo Por Potencia \$ KW	Ahorro por compra al ICE \$
Año 1	98,0%	1446480	500	0,0782	0,0178	4,814	141,269.08
Año 2	97,5%	1439100	487,5	0,083674	0,019046	5,15098	150,335.4548
Año 3	97,0%	1431720	485	0,08953118	0,02037922	5,5115486	160,034.019
Año 4	96,5%	1424340	482,5	0,095798363	0,021805765	5,897357002	170,353.7384
Año 5	96,0%	1416960	480	0,102504248	0,023332169	6,310171992	181,334.0519
Año 6	95,5%	1409580	477,5	0,109679545	0,024965421	6,751884032	193,016.876
Año 7	95,0%	1402200	475	0,117357114	0,026713	7,224515914	205,446.7586
Año 8	94,5%	1394820	472,5	0,125572111	0,02858291	7,730232028	218,671.0421
Año 9	94,0%	1387440	470	0,134362159	0,030583714	8,27134827	232,740.0361
Año 10	93,5%	1380060	467,5	0,14376751	0,032724574	8,850342649	247,707.2012
Año 11	93,0%	1372680	465	0,153831236	0,035015294	9,469866634	263,629.3432
Año 12	92,5%	1365300	462,5	0,164599423	0,037466365	10,1327573	280,566.8198
Año 13	92,0%	1357920	460	0,176121382	0,04008901	10,84205031	298,583.7594
Año 14	91,5%	1350540	457,5	0,188449879	0,042895241	11,60099383	317,748.2931
Año 15	91,0%	1343160	455	0,201641371	0,045897908	12,4130634	338,132.801
Año 16	90,5%	1335780	452,5	0,215756266	0,049110761	13,28197784	359,814.1735
Año 17	90,0%	1328400	450	0,230859205	0,052548515	14,21171629	382,874.0874
Año 18	89,5%	1321020	447,5	0,247019349	0,056226911	15,20653643	407,399.2998
Año 19	89,0%	1313640	445	0,264310704	0,060162795	16,27099398	433,481.9588
Año 20	88,5%	1306260	442,5	0,282812453	0,06437419	17,40996355	461,219.9336
Año 21	88,0%	1298880	440	0,302609325	0,068880383	18,628661	490,717.1633
Año 22	87,5%	1291500	437,5	0,323791978	0,07370201	19,93266727	522,084.0274
Año 23	87,0%	1284120	435	0,346457416	0,078861151	21,32795398	555,437.7384
Año 24	86,5%	1276740	432,5	0,370709435	0,084381432	22,82091076	590,902.7572
Año 25	86,0%	1269360	430	0,396659096	0,090288132	24,41837451	628,611.2338
Ahorro total en los 25 años							\$8,232,111.65

Fuente: elaboración propia

4.1.5 Costos de operación y mantenimiento.

Estos costos son de suma importancia ya que hay que realizar una estimación correcta puesto que son permanentes como lo son el mantenimiento preventivo y el correctivo, además de las horas hombre que lleva para mantener la seguridad de la planta.

La Agencia Internacional de Energía en el World Energy Investment Outlook 2014 (IEA, 2014), realiza un estudio de costos por operación y mantenimiento de las tecnologías en la actualidad y hasta una predicción en el 2035. Según los datos mostrados para las plantas foto-voltaicas el costo por operación y mantenimiento ronda los \$25 por KW, la monitorización y la limpieza de los módulos hace que el costo de mantenimiento sea de los más bajos, situando a esta tecnología entre las más baratas en dichos costos.

Para conectarnos a la red debemos cumplir con una póliza de responsabilidad civil según (ARESEP, 2015) en su apartado de “Requisitos técnicos para conexión a la red”.

Tabla 16 Costos anuales por operación.

Gasto por mantenimiento y operación	Precio \$/KWp	Incremento anual	Total, en \$
Mantenimiento	\$10	2%	\$10,160
Póliza	\$15	1%	\$15,240
Total	\$25		\$25,400

Fuente: elaboración propia.

4.1.6 Costos de inversión.

Los costos de inversión en plantas foto-voltaicas van en disminución debido a la reducción en los costos de producción de los paneles. Pero igual siguen siendo costos muy elevados por lo tanto es importante realizar una estimación de lo que vamos a utilizar en el proyecto.

Tabla 17 Costos de inversión de la planta en \$.

Componente	Valor Unitario \$Wp	Total \$
Paneles	0.91	924,560
Estructuras	0.071	72,136
Inversores	0.125	127,075

Transformador		37,200
Instalación eléctrica y puesta en marcha	0.12	121,920
Monitoreo		5,080
Total instalación		1,287,971
Gastos financieros	5%	64,398.55
Gastos Operacionales	4%	51,518.44
13% impuesto ***	exonerado	0
Total		\$1,403,887.99

Fuente: elaboración propia.

*** No aplica el 13% debido a que es exonerado, la empresa que se contrate para la implementación del proyecto deberá solicitar la boleta de exoneración.

Los gastos financieros y operacionales son los referentes a pagos de estudios y obtención de permisos para la implementación del proyecto.

Tabla 18 Gastos al año.

Tiempo	Mantenimiento		Póliza		Costo Anual
	Incremento	Costo	Incremento	Costo	
Año 1	2%	10160	1%	15,240	\$25,400
Año 2	2%	10,363.2	1%	15,392.4	\$25,755.6
Año 3	2%	10,570.46	1%	15,546.32	\$26,116.798
Año 4	2%	10,781.87	1%	15,701.79	\$26,483.6605
Año 5	2%	10,997.51	1%	15,858.81	\$26,856.3159
Año 6	2%	11,217.46	1%	16,017.39	\$27,234.8541
Año 7	2%	11,441.812	1%	16,177.57	\$27,619.3773
Año 8	2%	11,670.65	1%	16,339.34	\$28,009.9891
Año 9	2%	11,904.06	1%	16,502.74	\$28,406.7955
Año 10	2%	12,142.14	1%	16,667.76	\$28,809.9041
Año 11	2%	12,384.98	1%	16,834.44	\$29,219.4245
Año 12	2%	12,632.68	1%	17,002.79	\$29,635.4686
Año 13	2%	12,885.34	1%	17,172.81	\$30,058.1501
Año 14	2%	13,143.04	1%	17,344.54	\$30,487.585
Año 15	2%	13,405.90	1%	17,517.99	\$30,923.8912
Año 16	2%	13,674.02	1%	17,693.17	\$31,367.1892
Año 17	2%	13,947.50	1%	17,870.09	\$31,817.6013
Año 18	2%	14,226.45	1%	18,048.80	\$32,275.2524
Año 19	2%	14,510.98	1%	18,229.29	\$32,740.2694
Año 20	2%	14,801.20	1%	18,411.58	\$33,212.7819
Año 21	2%	15,097.23	1%	18,595.70	\$33,692.9218

Año 22	2%	15,399.17	1%	18,781.65	\$34,180.8232
Año 23	2%	15,707.15	1%	18,969.47	\$34,676.6232
Año 24	2%	16,021.30	1%	19,159.16	\$35,180.4609
Año 25	2%	16,341.72	1%	19,350.76	\$35,692.4785

Fuente: elaboración propia.

4.1.7 Financiación del proyecto

Los costos del proyecto son efectuados en \$ debido a la cantidad de equipos que vienen del exterior, por lo tanto, es muy importante tener en cuenta el tipo de cambio, otro aspecto a tomar en cuenta es que el Banco Central nos da un estimado por día de las tasas de interés, pero no especifica de cual banco, ya que según la entidad bancaria puede tomarse como tasa fija o variable.

Según datos del BCCR la tasa es del 10.64% fija anual, y viene siendo un promedio de la tasa de los bancos estatales durante este año, datos que podemos observar en la Tabla 19.

Tabla 19. Indicadores de bancos estatales y privados para sector industria.

Fecha	Tasa de bancos para Industria	
	Estatales	Privados
ene-18	10,85	15
feb-18	10,87	15,01
mar-18	10,74	14,97
abr-18	10,58	14,71
may-18	10,67	13,82
jun-18	10,54	13,69
jul-18	10,49	13,57
ago-18	10,55	13,58
set-18	10,45	13,58
Promedio	10.64%	14.21%

Fuente: Datos obtenidos de (Banco Central de Costa Rica, BCCR, 2018).

Debido al análisis de las fluctuaciones se comporta con menos variación la tasa de los bancos estatales y es casi 4 puntos porcentuales más baja que la tasa de bancos privados.

Como en la mayoría de los proyectos hay costos que no pueden ser financiados como son los gastos financieros y operacionales, por lo tanto, se ven como parte de la inversión inicial por parte de la empresa, mismos que se verán más adelante en las tablas.

Tabla 20. Detalle monto financiado y no financiado.

Detalle		Montos
Gastos totales instalación		\$1,287,971
Financiación del préstamo		
Total de instalación	80%	\$1,030,376.8
No Financiables		
Total de instalación	20%	\$257,594.2
Gastos Financieros	5%	\$64,398.55
Gastos operacionales	4%	\$51,518.44
Total de no financiables		\$373,511.19

Fuente: elaboración propia

Para el cálculo de la rentabilidad del proyecto se asume que las compras de energía al ICE se verán como ingresos al sistema, esto con las proyecciones de aumento de energía como se calcularon según el departamento de tarifas en la Tabla 15. Ahorro por compra de energía.

La cuota del préstamo tasado se cancelará en pagos anuales a final de cada período. Para nuestro caso asumimos un período de 10 años. La cuota y amortización se verá reflejado en la Tabla 21.

Tabla 21. Cálculo del préstamo

Periodo	Saldo	Pago de interés	Préstamo	Amortización
Año 1	¢1.030.376,80	87582,028	¢157.037,36	¢69.455,34
Año 2	¢960.921,46	81678,3245	¢157.037,36	¢75.359,04
Año 3	¢885.562,43	75272,8062	¢157.037,36	¢81.764,56

Año 4	€803.797,87	68322,8188	€157.037,36	€88.714,54
Año 5	€715.083,32	60782,0825	€157.037,36	€96.255,28
Año 6	€618.828,04	52600,3836	€157.037,36	€104.436,98
Año 7	€514.391,06	43723,2403	€157.037,36	€113.314,12
Año 8	€401.076,94	34091,5399	€157.037,36	€122.945,82
Año 9	€278.131,12	23641,1448	€157.037,36	€133.396,22
Año 10	€144.734,90	12302,4663	€157.037,36	€144.734,90

Fuente: Elaboración propia.

Se tomaron en cuenta los costos operacionales y de mantenimiento, además el financiamiento del proyecto se asume que es una tasa menor que la presentada por el BCCR, ya que según el departamento de tarifas de JASEC la tasa para préstamos a la institución es de 8.5% por parte del BCR por lo tanto se calcula con ese valor y todos los resultados se presentan en la

Tabla 22.

Tabla 22. Flujo de caja del proyecto en el escenario menos alentador.

Periodo	Capital inicial	Ganancia	Costos Mant y Operacionales	Préstamo	Gastos totales	Flujo Neto	PRFID
Inversión	\$1.403.887,99				373.511,19	\$373.511,19	
Año 1		\$141.269,08	\$25.400,00	\$157.037,36	\$182.437,36	-\$41.168,28	
Año 2		\$150.335,45	\$25.755,60	\$157.037,36	\$182.792,96	-\$32.457,51	
Año 3		\$160.034,02	\$26.116,79	\$157.037,36	\$183.154,15	-\$23.120,13	
Año 4		\$170.353,74	\$26.483,66	\$157.037,36	\$183.521,02	-\$13.167,29	
Año 5		\$181.334,05	\$26.856,32	\$157.037,36	\$183.893,68	-\$2.559,63	
Año 6		\$193.016,88	\$27.234,85	\$157.037,36	\$184.272,22	\$8.744,66	
Año 7		\$205.446,76	\$27.619,38	\$157.037,36	\$184.656,74	\$20.790,02	
Año 8		\$218.671,04	\$28.009,99	\$157.037,36	\$185.047,35	\$33.623,69	-\$422.825,66
Año 9		\$232.740,04	\$28.406,80	\$157.037,36	\$185.444,16	\$47.295,88	-\$375.529,78
Año 10		\$247.707,20	\$28.809,90	\$157.037,36	\$185.847,27	\$61.859,93	-\$313.669,85
Año 11		\$263.629,34	\$29.219,42		\$29.219,42	\$234.409,92	-\$79.259,93
Año 12		\$280.566,82	\$29.635,47		\$29.635,47	\$250.931,35	\$171.671,42
Año 13		\$298.583,76	\$30.058,15		\$30.058,15	\$268.525,61	\$440.197,03
Año 14		\$317.748,29	\$30.487,58		\$30.487,58	\$287.260,71	
Año 15		\$338.132,80	\$30.923,89		\$30.923,89	\$307.208,91	
Año 16		\$359.814,17	\$31.367,19		\$31.367,19	\$328.446,98	
Año 17		\$382.874,09	\$31.817,60		\$31.817,60	\$351.056,49	
Año 18		\$407.399,30	\$32.275,25		\$32.275,25	\$375.124,05	
Año 19		\$433.481,96	\$32.740,27		\$32.740,27	\$400.741,69	
Año 20		\$461.219,93	\$33.212,78		\$33.212,78	\$428.007,15	
Año 21		\$490.717,16	\$33.692,92		\$33.692,92	\$457.024,24	
Año 22		\$522.084,03	\$34.180,82		\$34.180,82	\$487.903,20	
Año 23		\$555.437,74	\$34.676,62		\$34.676,62	\$520.761,12	
Año 24		\$590.902,76	\$35.180,46		\$35.180,46	\$555.722,30	
Año 25		\$628.611,23	\$35.692,48		\$35.692,48	\$592.918,76	
TIR	16,07%	VAN	\$ 2.350.293,02	Trema	5%	VAN Neto	16,07%

Fuente: Elaboración propia.

También se presenta otra tabla comparativa de varios escenarios del proyecto desde el peor escenario donde vemos un período de recuperación de 12 años con 9 meses hasta el mejor escenario donde la inversión se recupera en 8 años y un mes, datos que observamos en la Tabla 23.

Tabla 23. Comparación de varios escenarios del proyecto.

Datos Financieros	P 10 50%	P 15 50%	P 20 50%	P 10 100%	P 15 100%	P 20 100%
TIR	16,07%	17,40%	18,58%	16,43%	17,83%	19,06%
VAN	\$2.350.293,02	\$2.275.002,04	\$2.205.996,98	\$2.416.720,44	\$2.341.429,46	\$2.272.424,40
Trema	5%	5%	5%	5%	5%	5%
VAN Neto	\$1.976.781,83	\$1.901.490,85	\$1.832.485,79	\$2.043.209,25	\$1.967.918,27	\$1.898.913,21
Payback (años)	12,9	9,1	8,4	12,7	9,8	8,1

Fuente: Elaboración propia

4.2 Análisis de resultados

Se hicieron dos diseños preliminares uno con inversor central de 1MW donde llegaban todos los arreglos de paneles y otro con 2 inversores centrales de 350KW donde se disminuía la cantidad de paneles por cada inversor, esto debido al espacio que necesitaban los inversores en el terreno.

Al momento de pensar en los mantenimientos programados tener un solo inversor nos saca el 100% de la planta y tener dos nos saca el 50%.

Se decidió utilizar 17 inversores, al ser más pequeños pueden instalarse bajo las mesas de los arreglos de paneles y al utilizar este diseño se puede seccionar los mantenimientos y sacar un porcentaje pequeño de la planta y no ver tan afectado el sistema.

Como se puede observar la inversión del proyecto es un poco alta, alrededor de \$150000 comparada a otras plantas de tamaño similar, esto debido a que los componentes del sistema son de última tecnología, presentan mayor garantía y se diseña con marcas top a nivel de sistemas foto-voltaicos, buscando el mejor rendimiento. Se pueden utilizar componentes más económicos, pero no presentaban las certificaciones o no estaban en listas confiables de productores de paneles, con esto la financiación del proyecto podía verse afectada.

A pesar de esto se obtiene un rendimiento de planta alto según la teoría recolectada donde vemos que nuestro rendimiento está arriba de la media para plantas solares.

Se diseñó el sistema para que los valores obtenidos sean los mínimos esperados por la empresa, el rendimiento podrá ser mayor dependiendo el tipo de conexión que se utilice en los paneles, este diseño es rentable por lo tanto si se aprovecha al 100% la capacidad de generación los réditos serán de hasta un 25% extra.

Según los datos de rendimiento obtenidos en el análisis financiero se concluye que la implementación de la planta es factible y los datos de esta se presentan a continuación:

Tabla 24. Resumen del diseño

Datos generales de la planta	
Área del terreno	10000 m ²
Área abarcada	5264 m ²
Tipo de instalación	Ground Mounted (En el suelo con bastidores)
Ángulo de inclinación	10°
Ángulo de rotación	12°
Diseño eléctrico	
Generador	2540 paneles de 400 W _p (Total 1,016MW cc)
Inversor	17 inversores de 50000 W
Transformador	Único transformador de 1 MW
Potencia total del sistema	1MW en el generador 0,85 MW en inversores
Conexión	Único punto a la red de JASEC 34,5 KV
Energía	
Producción de energía anual	1,476 MWh al año
Factor de rendimiento (P.R.)	80,60%
Eficiencia anual total del sistema	19,60%
Resultados económicos	
Inversión requerida	\$1.403.887,99
Costos de operación anual	\$25.400,00
TIR	16,07%
VAN	\$1.976.781,83

Fuente: elaboración propia.

Capítulo 5. Recomendaciones y conclusiones

En este último capítulo se termina con las recomendaciones correspondientes para culminar el trabajo presentado, las líneas a seguir para continuar con el proyecto, se recogen los principales resultados y logros de la tesis, que permiten llegar a las conclusiones trascendentales del estudio.

5.1 Recomendaciones

Una mejora para la productividad sería la instalación de un seguidor solar sobre los paneles, y realizar la configuración bifacial del panel ya que se podría obtener hasta un 25% extra de energía, además de mejorar la eficiencia de la planta a un 23.4% y no un 19.6 que es lo que se obtiene en este momento. Utilizar la configuración bifacial implicaría una modificación en los cálculos de cables y protecciones, debido al incremento de corriente y potencia, lo cual modifica el rubro de instalación y puesta en marcha.

Utilizar cerca alrededor de todo el terreno para proteger la construcción, e instalar pararrayos en los edificios más altos cercanos al proyecto para evitar daños a personas o construcciones.

Se recomienda la instalación de un re-conector con al menos las siguientes características:

- Tensión nominal 34,5 kV
- Tensión de diseño no menor de 38 kV
- Nivel básico de impulso (NBI) no menor de 150 kV
- Capacidad interruptiva simétrica no menor de 5kA
- Corriente nominal no menor de 600 A
- Frecuencia 60 Hz

- Tipo de operación Tripolar

Al ser un terreno no apto para construcción, esto debido a que cuando se construyó el Data Center se hizo sustitución de suelos, se recomienda hacer una sustitución de suelos o llevar a cabo estudios geotécnicos para corroborar que se pueda utilizar, que contemplen al menos ensayos:

- Humedad natural con norma ASTM D-2216.
- Límites de Atterberg con norma ASTM D-4818.
- Análisis granulométrico con norma ASTM C-136.
- Clasificación de suelos ASTM D-2487.

Realizar un estudio de calidad de energía con el fin de corroborar que no se verá afectado el Data Center que está ubicado contiguo al sistema foto-voltaico e irá conectado a la misma línea de distribución.

Realizar un estudio sobre acumuladores de energía su vida útil y su impacto financiero en la planta a la hora de inyectar o comprar energía y potencia en horario pico.

Al ser inversores pequeños y que al dañarse es más económico poner un equipo nuevo que tratar de reparar el equipo dañado, se recomienda tener un inversor extra en stock, ya que si se ve afectado algún equipo el tiempo de respuesta del proveedor es de al menos un mes. Al igual con los paneles es recomendable tener al menos 10 en stock para tener una pronta respuesta ante una eventualidad. Esto en el caso de que sea la misma empresa quien se encargue del mantenimiento.

Si se pretende tener un proveedor de la planta o se saca a licitación se recomienda poner un tiempo de respuesta de menos de 15 días para solucionar el problema ya que se puede ver afectado el rendimiento de la planta y con esto el pago de obligaciones.

Los costos por operación y mantenimiento fueron calculados según datos de la Agencia Internacional de Energía, pero deberían tomarse en cuenta las horas hombre en la planta y las horas mantenimiento al año, por lo tanto, se recomienda realizar un estudio más a fondo de los costos para tener un estimado real según las capacidades de operación y mantenimiento de JASEC.

Se recomienda pedir cotizaciones directas a distribuidores en Costa Rica, ya que los precios están basados en empresas instaladoras lo cual hace que se genere un costo extra por el porcentaje de utilidad que ponen las empresas para cada componente.

5.2 Conclusiones

- A pesar de que la metodología aplicada en el análisis de la huella solar es con un modelo estadístico la estimación presenta un porcentaje de error bajo. Por lo tanto, se concluye que al hacer el estudio de la huella solar los datos son fiables, con energía producida y entregada a la red de 1476 Mega Watts hora al año.
- Se seleccionaron los paneles con tecnología bifacial, con lo cual obtenemos mejores resultados en captación de irradiación y podemos inyectar más energía a la red, lo cual aumenta la rentabilidad.
- Se diseñó una planta de 850KW de potencia nominal, se utilizaron inversores de cadena y no centralizados, esto mejora la eficiencia de la planta y aumenta la potencia de 700 KW con inversores centrales a 850 KW con los inversores de cadena, con esto también aumenta la energía que se entrega a la red.
- El Performance Ratio de la planta es de 80.63% se concluye bueno a partir del 75%, además tiene una buena rentabilidad económica, TIR del 16.07% y VAN de \$1.98 millones de dólares.

Bibliografía

- Modelado y simulación de un panel fotovoltaico empleando técnicas de inteligencia artificial. (sept-dic de 2014). *Ingeniería Energética*, 35(3).
- ACESOLAR. (2015). *Mapa de Radiación Solar*.
- ACESOLAR. (10 de mayo de 2018). *Energía Solar*. Obtenido de <http://www.acesolar.org/>
- ACESOLAR. (s. f.). *Energía Solar*. Recuperado el 10 de Mayo de 2018, de <http://www.acesolar.org/>
- Alonso, A. (s. f.). *Universidad Carlos III de Madrid*. Recuperado el 16 de 8 de 2018, de halweb.uc3m.es/esp/Personal/personas/amalonso/esp/seriestemporales.pdf
- ArcGIS. (s. f.). *ArcGIS Pro*. Recuperado el 07 de agosto de 2018, de <https://pro.arcgis.com/es/pro-app/tool-reference/3d-analyst/how-kriging-works.htm>
- ARESEP. (2015). *AR-NT-POASEN*.
- Aresep. (2015). *Norma AR-NT-CVS*.
- Autoridad Reguladora de Servicios Públicos, A. (Diciembre de 2017). *ARESEP*. Recuperado el 03 de Octubre de 2018, de <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiY2I2YTM1MzEtYzlmYS00NmE1LWFIM2QtYWMyYTYzYTEzMmFliwidCI6IjBkNzIzOGY4LWI3ODQtNDk2MCIiZGUyLTZlMzZlM1MwQyNDcwZCIsImMiOiJR9>
- Banco Central de Costa Rica. (2018). *BCCR*. Recuperado el 6 de 10 de 2018, de <https://www.bccr.fi.cr/seccion-indicadores-economicos/tasas-de-inter%C3%A9s>
- Banco Central de Costa Rica. (2018). *Informe Mensual de Coyuntura Económica*.
- Brian J. McPartland, . F. (2011). *National Electrical Code 2011 Handbook*. Mexico: McGraw-Hill's.
- Castro, V. (1987). *Radiacion Solar Global en Costa Rica*. San Jose: Universidad de Costa Rica, Escuela de Física, Centro de Investigaciones Geofísicas.
- Cengel, Y. A. (2007). *Transferencia de Calor y Masa*. Mexico, D.F.: McGraw-hill.
- Cox. (1970). *Universidad de Granada*. Recuperado el 1 de Noviembre de 2017, de Universidad de Granada: http://www.ugr.es/~bioestad/_private/cpfund10.pdf
- Earley, M. S. (2011). *National Electrical Code*.
- Electricity, G. (10 de Mayo de 2018). *Instalaciones Fotovoltaicas Conectadas a la Red Eléctrica*. Obtenido de www.globalelectricity.wordpress.com
- Energías, C. N. (10 de mayo de 2018). *Integración al SEN de plantas de generación con fuentes renovables*. San Jose, Costa rica.
- Esteban Cruz Carrascal, P. I. (2012). *Inversores en aplicaciones fotovoltaicas*. Universidad de Valladolid, Escuela de Ingenierías Industriales, Valladolid.
- GIS. (2018). *GIS SIREJ*. Recuperado el 23 de Agosto de 2018, de http://10.1.6.33:8080/#map_DIST_login=marco.romero
- Gross, C. A. (1982). *Análisis de sistemas de potencia*. Mexico: Nueva Editorial Interamericana.
- Hammer, S. (s. f.). *123RF*. Recuperado el 06 de Agosto de 2018, de 123RF: https://es.123rf.com/photo_14494224_mapa-pol%C3%ADtico-de-costa-rica-con-las-distintas-provincias-donde-se-destaca-cartago-.html
- ICE. (Octubre de 2016). *Centro Nacional de Control de Energía*. Recuperado el 28 de 10 de 2017, de Centro Nacional de Control de Energía: https://appcenter.grupoice.com/CenceWeb/CenceDescargaArchivoMes.jsf?init=true&categoria=3&codigoTipoArchivo=3007&fecha_inic=ante

- ICE, G. (10 de Mayo de 2018). *Grupo ICE*. Obtenido de <http://grupoice.ticoblogger.com>
- ICTP, I. C. (2017). *Fuentes de energía alternativa para telecomunicaciones*. Recuperado el 4 de Septiembre de 2018, de <https://slideplayer.es/slide/12011125/>
- IEA, I. E. (2014). *World Energy Outlook 2014*.
- Instituto Meteorológico Nacional . (s.f.). *Instituto Meteorológico Nacional*. Recuperado el 06 de Agosto de 2018, de Instituto Meteorológico Nacional: <https://www.imn.ac.cr/clima-en-costa-rica>
- JASEC. (07 de 05 de 2018). *Jasec*. Obtenido de <https://www.jasec.go.cr/index.php/quienes-somos/institucional/historia>
- La Gaceta. (2018). Alcance 115 del 26 de junio del 2018.
- Meteotest. (s f.). *Meteonorm Demo Datasets and Maps*. Recuperado el 27 de Julio de 2018, de <http://www.meteonorm.com/en/downloads/demofiles>
- Morera, J. A. (2015). *Diseño de sistema fotovoltaico para conexión a red en el Instituto Tecnológico de Costa Rica*. Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales Universidad Politécnica de Madrid, Madrid.
- Murillo, J. H. (2017). Informe Estado de la Nación en Desarrollo Humano Sostenible 2017., (pág. 3).
- NASA. (s f.). *POWER Data Access Viewer*. Recuperado el 24 de julio de 2018, de <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>
- Nasar, S. A. (1991). *Sistemas eléctricos de potencia* . México: McGRAW-HILL.
- National Fire Protection Association, NFPA70. (2008). *National Electrical Code*. Estados Unidos.
- NREL, N. R. (2001). *High Efficiency Thin Film CdTe and a-Si Based Solar Cells*. Ohio: University of Toledo.
- Oregon, S. U. (s f.). *Universidad de Oregon* . Recuperado el 20 de Agosto de 2018, de <http://solardat.uoregon.edu/cgi-bin/SunChart.cgi>
- Ospino Castro, A. R. (2014). Modelado y simulación de un panel fotovoltaico empleando técnicas de inteligencia artificial. . *Ingeniería Energética*, 35(3), 225-233.
- Peláez, R. R. (2015). *Análisis de viabilidad de una planta solar*. Madrid: Escuela Politécnica Superior Departamento de Ingeniería Eléctrica .
- SMA. (2018). *Coeficiente de rendimiento Factor de calidad de la instalación fotovoltaica* . Solar Energy International. (2007). *Fotovoltaica Manual de Diseño e Instalación*. Canada: National Library of Canada.
- Solargis . (s f.). *Imaps*. Recuperado el 25 de Julio de 2018, de <https://solargis.info/imaps/>
- SunFields. (2018). Recuperado el 29 de agosto de 2018, de <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/modulo-fotovoltaico-efectos-la-generacion/>
- Wright, J. (2002). *Mapas de radiación solar en Costa Rica*. Universidad Nacional de Costa Rica, Departamento de Física, Heredia.
- Wright, J. (2008). *Calculo y mapeo de la radiación solar directa y difusa en Costa Rica*. Universidad Nacional de Costa Rica, Departamento de Física, Heredia.

Anexo 1. Tabla comparativa de paneles solares Tier 1

Fabricante	Modelo	Tipo	Eficiencia	Pmax (Wp)	Vmp(V)	Imp(A)	Voc(V)	Isc (A)	Garantía (años)	Degradación de energía anual	Dimensiones (mm)	Temperatura (°C)	Peso (kg)	degradacion al final de 30 años	Área	potencia por eficiencia
Canadian Solar Inc.	Dymond CS6x-350P-FG	Poli-cristalino	17,93%	350	38,1	9,21	46,2	9,79	10	2,5% el primer año y 0,5% los siguientes 20 años, al final del año 30 mínimo 83% de eficiencia	1968x992x5.8	43°+-3°	27,5	83	1,94832	62,755
Canadian Solar Inc.	KuMax CS3U-380MS	Mono-cristalino	19,15%	380	40	9,5	47,8	10,01	10	3% los primeros 2 años 0,7% del 2 al 6 y 0,5% del 7 al año 30	2000x992x35	41°+-3°	22,5	79,7	1,98	72,77
JinkoSolar	JKM335PP-72-V	Poli-cristalino	17,26%	335	38	8,82	47,2	9,18	10	2,5% primer año 0,5% hasta el año 5, 0,7% hasta el año 25	1956x992x40	45°+-2°	26,5	81	1,940352	57,821
JinkoSolar	JKM370M-72-DV	Mono-cristalino	18,95%	370	40,1	9,23	48,5	9,61	10	2,5% primer año, 0,5% anual hasta el año 30	1968x992x6	45°+-2°	28	83	1,952256	70,115
GCL-SI	GCL-P6/72	Poli-cristalino	18,60%	360	39,78	9,05	48,2	9,8	10	3% el primer año, 0,7% hasta el año 10, 0,62% hasta el año 30	1956x992x35	45°+-2°	22,2	78,3	1,940352	66,96
GCL-SI	GCL-M6/72GW	Mono-cristalino	19,00%	370	39,4	9,39	47,8	9,97	10	3% el primer año, 0,6% hasta el año 12, 0,413% hasta el año 30	1968x992x6	45°+-2°	27	82,966	1,952256	70,3
JA Solar	JAP72D00	Poli-cristalino	17,20%	335	38,51	8,7	46,59	9,19	12	2,5% al primer año, 0,5% anual al año 30	1968x992x6	45°+-2°	28	83	1,952256	57,62
JA Solar	JAM72S01	Mono-cristalino	19,00%	370	39,45	9,38	48,18	9,91	12	3% el primer año y 0,6% hasta el año 12, 0,7% anual hasta el año 25	1960x991x40	45°+-2°	22	81,3	1,94236	70,3
SERAPHIM	SRP-275-6PB-DG	Poli-cristalino	16,72%	275	31,8	8,65	39,2	8,96	10	3% el primer año y 0,5% anual hasta el año 30	1658 x 990 x 5.5	45°+-2°	19	82,5	1,64142	45,98
SERAPHIM	SRP-335-6PA-HV	Poli-cristalino	17,14%	335	37,7	8,89	46,2	9,2	10	2,5% el primer año y 0,7 hasta el año 25	1970 x 992 x 40	45°+-2°	21,5	80,7	1,95424	57,419
SERAPHIM	SRP-365-6MA-HV	Mono-cristalino	18,68%	365	38,7	9,44	47,6	9,78	10	3% el primer año y 0,68% hasta el año 10, 0,66% anual hasta el año 25	1970 x 992 x 40	45°+-2°	21,5	80,98	1,95424	68,182
SERAPHIM	SRP-305-6MB-DG	Mono-cristalino	18,54%	305	32,9	9,27	40,1	9,61	10	3% el primer año y 0,5% anual hasta el año 30	1658 x 990 x 5.5	45°+-2°	19	82,5	1,64142	56,547
Hareon	HR-345P-24/Bhh	Poli-cristalino	17,30%	345	38,99	8,85	46,87	9,45	12	2,5% el primer año y 0,7 hasta el año 25	1945x1025x35	45+-3°	22,5	80,7	1,993625	59,685
Hareon	HR-350W-24CAD	Bifacial	17,92%	350	38,51	9,09	46,88	9,66	12	3% el primer año y 0,5 hasta el año 29	1968x992*6	45+-2°	29,2	82,5	1,952256	62,72
LG	LG400N2W-A5	Mono-cristalino	19,30%	400	40,6	9,86	49,3	10,47	15	2% el primer año y 0,5 por 24 años	2024x1024x40	45+-3°	21,7	86	2,06848	77,2
LG	LG395N2T - A5	Mono-cristalino bifacial	18,70%	395	41,8	9,46	49,3	10,19	15	2% el primer año y 0,5 por 24 años	2064x1024x40	45+-3°	22	86	2,113536	73,865
First solar	FS-6445 FS-6445A	Mono-cristalino	18,00%	445	185,7	2,4	220,4	2,56	10	2% el primer año y 0,5 por 24 años	2009x1232x48,5	45+-2°	35	86	2,47632	80,1
Sunpreme	GxB 500 Bifacial Module	Bifacial	19,70%	510	57,6	8,9	71	9,4	15	2,5al año 5 y 0,5 por 25 años	1981x1308x6	46+-2°	36,3	87,5	2,59	100,47
Sunpreme	GxB 380 SM Bifacial smart	Bifacial (smart)	19,50%	380	43,2	8,8	48	12	15	2,5al año 5 y 0,5 por 25 años	1985x990x6	46+-2°	27,4	87,5	1,96	74,1

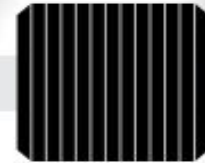
Anexo 2 Tabla comparativa de inversores.

Fabricante	Modelo	Certificación UL o IEE1547	Voltaje	MPPT	Strings	Voltaje Arranque (V)	I max (A)	Garantía (años)	Potencia (Mw)	Potencia DC (W)	Eficiencia	Monitoreo remoto	Dimensiones(m)	Área
ABB	PVS800	no	1100	2	108,1515066	450	1145	20	0,5	1259500	98,6	si	2,63*2,13*,7	
ABB	PVS980	si	1500	1	226,6931142	850	2400	25	1	3600000	98,8	si	3,18*2,44*1,5	3,66
BYD	BSG500KTL-A	no	1000	2	113,3465571	450	1200	--	0,5	1200000	98,5	si	2,2**2,2*0,8	
BYD	BSM-125KTL	no	1000	2	28,33663927	450	300	--	0,125	300000	98,5	si	2*0,4*0,6	
Greenpower	PV500wd-iNT-O	en proceso	1000	1	170,0198356	375	1800		0,5	1800000	98,11	si	2,2*2*0,75	
Huawei	SUN2000 -60KTL -HV -D1 -001	no	1500	4	2,078020213	650	22	--	0,06	33000	99	si	0,93*0,6*0,27	
Hyundai	HPC-500HL-E	no	900	1	107,6792292	450	1140	20	0,5	1026000	98,6	si	2,6*2,1*,8	
Kaco	XP500U-TL	si	1100	6	90,39387929	550	957	20	0,5	1052700	98,7	si	2,15*2,6*0,86	2,236
Satcon**	PowerGate® Plus 500 kW	si	600	1	153,7734958	422	1628	20	0,5	976800	96	si	2,35*3,52*1	3,52
Solectria	SGI 500XTM	si	1000		91,149523	545	965	20	0,5	700000	98,3	si	2,08*2,76*1,04	2,8704
Schneider	GT500	si	600		162,4633985	310	1720	20	0,5	1032000	96,9	si	2,24*4,63*1,08	5,0004
Schneider	XC-540	no	1000		120,9029942	440	1280	20	0,5	1280000	98,6	si	2,08*2,4*0,66	
SMA	Sunny central 800CP XT	si	1000	1	132,2376499	641	1400	25	1,76	898000	98,6	si	2,56*2,27*0,95	2,1565
Sungrow	SG3125HV	no	1500	1	394,6349296	875	4178	--	3,23	6267000	99	si	2,99*2,59*2,43	
TMEIC**	PVL-L0500E	conforme	1000		105,1289317	550	1113	20	0,612	1113000	98,6	si	1,9*2,3*1,3	
Voltwerk**	VIS 400-	no	1000	4	55,72872391	530	590	20	0,4	590000	98,1	si	2,98*2,98*6,98	
Zigor	Sunzet 500	no	800		141,6831964	350	1500	20	0,5	5,3E+08	96,78	si	2,15*0,88*0,6	

Anexo 3. Hoja de datos del panel.

LG NeON[®] 2

LG400N2W-A5 | LG395N2W-A5



72

400W | 395W

The LG NeON[®] 2 is LG's best selling solar module. Especially 72cell-version of the NeON[®] 2 is suited for commercial or utility applications, that make it easier to manage space with maximizing the power of a unit.



Feature



Enhanced Performance Warranty

LG NeON[®] 2 has an enhanced performance warranty. After 25 years, LG NeON[®] 2 is guaranteed at least 86% of initial performance.



High Power Output

LG NeON[®] 2 has been designed to significantly enhance its output efficiency making it efficient even in limited space.



Improved Product Warranty

As well as the enhanced performance warranty, LG has extended the product warranty of the LG NeON[®] 2 from 15 years to 25 years.



BOS (Balance Of System) Saving

LG NeON[®] 2 can reduce the total number of strings due to its high module efficiency resulting in a more cost effective and efficient solar power system.



Better Performance on a Sunny Day

LG NeON[®] 2 now performs better on a sunny days thanks to its improved temperature coefficient.



Near Zero LID (Light Induced Degradation)

The n-type cells used in LG NeON[®] 2 have almost no boron, which may cause the initial performance degradation, leading to less LID.

About LG Electronics

LG Electronics is a global big player committed to expanding its operations with the solar market. The company first embarked on a solar energy source research program in 1985, supported by LG Group's vast experience in the semi-conductor, LCD, chemistry and materials industries. In 2010, LG Solar successfully released its first Mono[®] series to the market, which is now available in 32 countries. The NeON[®] (previous Mono[®] NeON), NeON[®]2, NeON[®]2 Bifacial won the "Innovator AWARDS" in 2013, 2015 and 2016, which demonstrates LG Solar's lead, innovation and commitment to the industry.





SUNNY TRIPOWER CORE1



Highly integrated

- Compact design with maximum power density achieves logistical cost savings
- 12 direct string inputs enable reduced labor and material costs
- Integrated AC and DC overvoltage protection

Maximum energy harvest

- Unique design allows for DC:AC ratios up to 150%, maximizing power throughout the day
- Six MPPT trackers ensure maximum production in any application or shading situation

Cost effective

- Integrated AC and DC disconnects save material costs
- No racking required for rooftop applications, creating additional cost savings
- No PV fuses required






Fastest installation

- Built-in Wi-Fi access from any mobile device makes accessing the CORE1 easy and effective
- Simplified inverter configuration and commissioning, which accelerates installation and saves installers' valuable time

SUNNY TRIPOWER CORE1

It stands on its own

The Sunny Tripower CORE1 is the world's first free-standing PV inverter for commercial rooftops, carports and ground-mount solar projects. As the next generation of SMA's industry leading Sunny Tripower product line, the CORE1 revolutionizes the commercial inverter category. Its innovative design reduces both installation time and costs to provide the highest return on investment. From distribution to construction to operation, the Sunny Tripower CORE1 enables logistical, material, labor and service cost reductions. With built-in Wi-Fi for fast commissioning, advanced communications and smart inverter grid support functions, commercial installations are up and running faster and simpler than ever.

Technical data	Sunny Tripower CORE1 (US)	Sunny Tripower CORE1 (IEC)
Input (DC)		
Max. array power	75000 Wp STC	75000 Wp STC
DC voltage (max)	1000 V	1000 V
Rated MPPT voltage range	500 V...800 V	500 V...800 V
MPPT operating voltage range	150 V...1000 V	150 V...1000 V
Min. DC voltage / start voltage	150 V / 188 V	150 V / 188 V
Number of independent MPPT trackers / strings per MPPT input	6 / 2	6 / 2
Max. operating input current / per MPPT tracker	120 A / 20 A	120 A / 20 A
Max. short circuit current per MPPT / string input	30 A / 30 A	30 A / 30 A
Output (AC)		
AC nominal power	50000 W	50000 W
Max. AC apparent power	53000 VA	50000 VA
Output phases / line connections	3 / 3-(N)-PE	3 / 3-(N)-PE
Nominal AC voltage	480 V / 277 V WYE	400 V / 230 V
AC voltage range	244 V...305 V	202...264 V
Rated AC grid frequency	60 Hz	50 Hz
AC grid frequency / range	50 Hz, 60 Hz / -6 Hz...+5Hz	50 Hz, 60 Hz / -6 Hz...+5Hz
Max. output current	64 A	72.5 A
Power factor at rated power / adjustable displacement	1 / 0.0 leading...0.0 lagging	1 / 0.0 leading...0.0 lagging
Harmonics THD	<3%	<3%
Efficiency		
Max. efficiency / CEC efficiency / European efficiency	98.3% / 98% / -	98.1% / - / 97.8%
Protection devices		
Load rated DC disconnect switch	●	●
Load rated AC disconnect switch	●	-
DC reverse polarity protection	●	●
Ground fault monitoring / grid monitoring	● / ●	● / ●
All-pole sensitive residual current monitoring	●	●
DC AFCI compliant to UL 1699B	●	-
DC surge arrester (Type II)	○	○
AC short circuit protection	●	●
AC surge arrester (Type II)	○	○
Protection class / overvoltage category (as per UL840)	I/IV	-
Protection class (as per IEC 60664-1) / overvoltage category (as per IEC 60664-1)	-	I/AC: III; DC: II
General data		
Dimensions (W/H/D)	621 mm / 733 mm / 569 mm (24.4 in x 28.8 in x 22.4 in)	621 mm / 733 mm / 569 mm (24.4 in x 28.8 in x 22.4 in)
Device weight	84 kg (185 lbs)	84 kg (185 lbs)
Operating temperature range	-25 °C...+60 °C	-25 °C...+60 °C
Storage temperature range	-40 °C...+70 °C	-40 °C...+70 °C
Audible noise emissions (full power @ 1m and 25 °C)	65 dB(A)	65 dB(A)
Internal consumption at night	5.1 W	4.8 W
Topology	Transformerless	Transformerless
Cooling Concept	OptiCool	OptiCool
Enclosure protection rating	Type 4X, 3SX (as per UL 50E)	IP65 (as per IEC 60529)
Climatic category (according to IEC 60721-3-4)	-	4K4H
Maximum permissible value for relative humidity (non-condensing)	100%	100%
Features		
DC-Connection	Asphenal UTX PV connectors	SUNCLIX PV connectors
AC-Connection	Screw terminal	Screw terminal
LED indicators (Status / Fault / Communication)	●	●
Interface: Ethernet / WLAN / RS485	● (2 ports) / ● / ○	● (2 ports) / ● / ○
Data protocols: SMA Modbus / SunSpec Modbus / Webconnect	● / ● / ●	● / ● / ●
Multifunction relay	●	●
Mounting	Free-standing with included mounting feet	Free-standing with included mounting feet
OptiTrac Global Peak / Integrated Plant Control / Q on Demand 24/7	● / ● / ●	● / ● / ●
Off-Grid capable / SMA Fuel Save Controller compatible	● / ●	● / ●
Warranty: 5/10/15/20 years	- / ● / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○
Certifications and approvals	UL 1741, UL 1998, UL 1699B, IEEE 1547, FCC Part 15 (Class A & B), UL 1741 SA advanced inverter capabilities	BDEW 2008, CE, IEC 61727, IEC 62109-1/2, IEC 62116, VDE 0126-1-1, VDE-A8-N 4105 additional regional certifications available on request
○ Optional features ● Standard features - Not available		
Type designation	STP50-US-40	STP50-40
Accessories		
 SMA Sensor Module MD-SEN-US-40	 SMA RS485 Module MD-485-US-40	 Antenna Extension Kit EXTANT-US-40
		 AC Surge Protection Module Kit AC_SPD_K01-10
		 DC Surge Protection Module Kit DC_SPD_K04-10

STP50-40 (US) is a Sunny Tripower inverter with a maximum DC input power of 75 kWp and a maximum AC output power of 50 kWp. The inverter is designed for use in the USA and is subject to change. For more information on Sunny Tripower inverters, visit us at www.sunny.com.

A1V & A2V Aluminum Ground Mount



Advantages

- Easy installation
- Safety and reliability
- Cost saving
- Artistic style
- High class anodized

Technical Datas

- Installation site: Open field ground mount
- Foundation: Ground screw & Concrete
- Mount tilt angle: 0-45 Degree
- Wind velocity: Up to 60m/s
- Snow load: Up to 1.4KN/M²
- Main component: AL6005-T5
- Accessories: SUS 304 screw
- Duration: More than 30 years



Main Components:

1V-Rack	2V-Rack	Rail 19	Rail splice
Rail fastening block	End-clamp	Mid-clamp	Rail cap

TW Aluminum Ground Mount

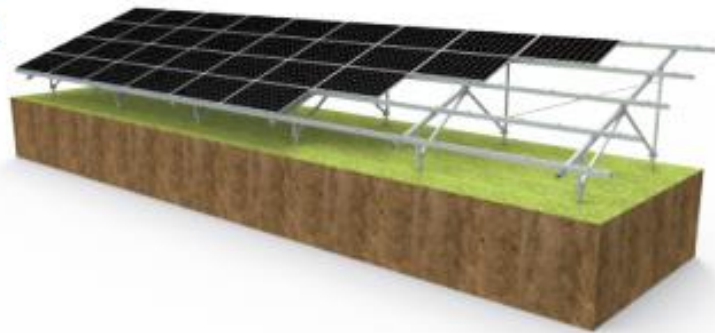


Advantages

- Easy installation
- Safety and reliability
- Cost saving
- Anti-corrosion and anti-rust

Technical Datas

- Installation site: Open field ground mount
- Foundation: Ground screw & Concrete
- Mount tilt angle: 0-45 Degree
- Wind velocity: Up to 60m/s
- Snow load: Up to 1.4KN/M²
- Main components: AL6005-T5
- Accessories: Stainless steel fastening
- Duration: More than 30 years



Main Components:

IV Rack	2V Rack	Aluminium Rail	Rail splice kit
Rail fastening block	Mid-clamp	End-clamp	Rail cap

Transformadores Trifásicos de Montaje en Pedestal

Los transformadores ABB MTR, son transformadores trifásicos de distribución, de montaje en pedestal, sumergidos en aceite, comerciales, diseñados específicamente para servir cargas de distribución subterránea tales como centros comerciales, colegios, instituciones y plantas industriales. Están disponibles en construcción tipo frente vivo y frente muerto, para aplicaciones radial o en anillo, con o sin cambiador de derivaciones.

Los transformadores ABB MTR cumplen con los siguientes estándares:

ANSI C57.12.00	ANSI C57.12.80
ANSI C57.12.22	ANSI C57.12.90
ANSI C57.12.26	ANSI C57.91
ANSI C57.12.28	NEMA TR1
ANSI C57.12.29	WUG 2.13 Rev. 4
ANSI C57.12.70	

Capacidades:

- 45 hasta 3750 kVA
- 65° C promedio aumento temperatura de arrollamientos
- 60 hertz estándar, 50 hertz opcional

45-1500 kVA

- Alta tensión: 4160 Grd Y/2400 hasta 34,500 Grd Y/19,920 para sistemas en estrella aterrizada; 2400 hasta 34,500 para sistemas en Delta; varias tensiones dobles

2000-3750 kVA

- Alta tensión: 7200 Grd Y/4160 hasta 34,500 Grd Y/19,920 para sistemas en estrella aterrizada; 4160 hasta 34,500 para sistemas en Delta; varias tensiones dobles
- Derivaciones: Todas las tensiones están disponibles con o sin derivaciones
- Clases de aislamiento: 35 kV, 150 kV BIL y menor

45-1500 kVA

- Baja tensión: 208Y/120, 216Y/125, 460Y/265, 480Y/277, 480Δ, 240Δ y 240Δ con 120 voltios en derivación de la mitad de una fase; (4160Y/2400, 4160Δ, 2400Δ, 2400/4160Y/2400 para 500 kVA y mayor)

2000-3750 kVA



- Baja tensión: 460Y/265, 480Y/277, 480Δ, 4160Y/2400, 2400Δ, 2400/4160Y/2400

Características Estándar:

1. Cuatro ganchos de izaje.
2. Compartimiento empernado de terminales (18" o 24" de fondo dependiendo de los kVA) con zócalo frontal extraíble.
3. Puertas de gabinete con bisagra y desmontables hacia

arriba.

4. Manija de enclavamiento con perno de cabeza pentagonal/candado, opera una leva, que es parte del mecanismo de seguro de puerta de tres puntos. (Está disponible un perno de cabeza exagonal).
5. Para construcción tipo frente vivo, bujes de porcelana de AT asegurados externamente con abrazaderas, con un conector tipo perno de ojo simple con grapa (acepta conductores de calibres desde #6 AWG sólido hasta 250 MCM cableado).
6. Para construcción tipo frente muerto, pozos para bujes de AT, asegurados externamente con abrazaderas, para insertos de apertura con o sin carga.
7. Soportes para montaje de pararrayos (frente vivo únicamente).
8. Placas para puesta a tierra del tanque (1 en AT, 1 en BT)
9. Barrera de acero entre los compartimientos de AT/BT.
10. Un perno de 1/2" de cabeza pentagonal debe ser extraído de la brida formada en la barrera de acero entre AT/BT, antes de que se pueda abrir la puerta del compartimiento de AT (disponible perno de 1/2" con cabeza exagonal como una opción).
11. Bujes de BT, asegurados externamente con abrazaderas, con pernos terminales roscados de cobre para corriente de plena carga menor que 2100 amperios. Bujes integrales de baja tensión, asegurado externamente con abrazaderas para corrientes sobre 2100 amperios. Se proporcionan espadas NEMA según requerimientos ANSI para los huecos.
12. Placa de características.
13. Tapón de llenado y válvula de alivio de presión, auto-operada.
14. Tapón de drenaje.
15. Banda extraíble de puesta a tierra del neutro.
16. Ensemble de núcleo/bobina de cinco pierns.
17. Cubierta de la tapa para revisión manual empernada en la tapa del tanque (protegida con cubierta contra intemperie).
18. Radiadores tipo panel.
19. Rótulos de seguridad NEMA .
20. El proceso de pintura aplica un acabado durable, resistente a la corrosión al producto. El acabado cumple o excede todos los requerimientos de comportamiento de la norma ANSI C57.12.28. El proceso de etapas múltiples incluye una base de epoxy aplicada uniformemente por electro-deposición catiónica y una capa de acabado de uretano.

Características Opcionales:

Terminación Primaria

- Pozos para bujes, asegurados externamente con abrazaderas, con insertos de apertura con o sin carga
- Bujes integrales de apertura con carga

Terminación Secundaria

- Bujes asegurados externamente con abrazaderas, con espadas NEMA de 6 huecos, 8 huecos, 10 huecos o 12 huecos.
- Están disponibles soportes para las espadas. Se proporcionan para espadas de 8 huecos o más, cuando la corriente es 1400 amperios o más.

Seccionamiento Primario

- Seccionador en aceite LBOR: Uno para tipo radial, dos para tipo anillo.
- Cambiador de derivaciones operado externamente.
- Seccionador de doble tensión operado externamente
- Seccionador delta-estrella operado externamente

Protección de Sobrecorriente

- Fusible interno de protección del primario.
- Fusible de expulsión tipo bayoneta.
- Fusible limitador de corriente extraíble, apertura con carga, con o sin enclavamiento con el seccionador del transformador

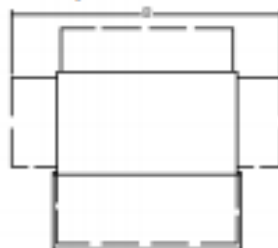
- Interruptor en aceite del secundario
 - Fusible interno limitador de corriente, rango parcial
- Protección de sobre tensión
- Pararrayo de óxido metálico, clase distribución, 3-36 kV
 - Pararrayo tipo válvula, clase distribución, 3-27 kV
- Opciones de construcción
- Gabinete de terminales de 18", 24" o 30" de fondo.
 - Válvula de drenaje y de toma de muestras.
 - Placa de montaje para transformadores de corriente o de tensión.
 - Barreras entre fases.
 - Interruptor externo de caja moldeada en el secundario.
 - Accesorios tipo subestación - indicador de nivel de aceite, termómetro, válvula de drenaje y toma de muestras, provisión para indicador de presión de vacío.
 - Tapa para protección de intemperie
 - Los transformadores pueden ofrecer una tapa opcional uso exterior con bisagras, que se puede levantar para tener espacio para reemplazo de los fusibles tipo bayoneta
 - La tapa uso exterior se puede levantar fácilmente hasta su lugar y asegurarse con un solo brazo de soporte.
 - La tapa uso exterior no requiere de herrajes adicionales para mantenerla abajo.

Algunas características opcionales no están disponibles en unidades de gran capacidad en kVA.

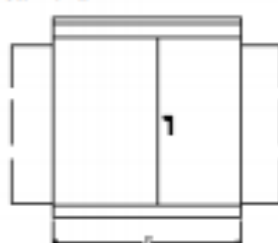
Frente vivo, alimentación radial,
ANSI Fig. 1, 2, y 3 (C57.12.22)

KVA	A	B	C	D	E	Wt.	Gal. de Aceite	
75	54.5	56	44.8	44.8	56	2280	115	
112	54.5	56	44.8	44.8	56	2400	115	
150	54.5	56	44.8	44.8	56	2700	125	
225	54.5	56	49.8	46.8	56	3350	150	
300	54.5	60	50.8	46.8	56	3650	165	
500	58.5	66	58.8	48.8	56	5200	200	
750	66.5	81	60.8	50.8	66	7100	270	
1000	66.5	84	62.8	52.8	66	7900	320	
1500	66.5	86	66.8	54.8	66	9700	390	
2000	70.5	92	68.8	58.8	70	12800	430	
2500	70.5	98	70.8	58.8	70	14100	500	
3000	Contacte a la Fábrica							
3750	Contacte a la Fábrica							

Vista superior



Vista frontal



Frente muerto, alimentación radial
ANSI Fig. 1, 3, y 4 (C57.12.26)

KVA	A	B	C	D	E	Wt.	Gal. de Aceite	
75	46.5	62	44.8	44.8	62	2350	115	
112	46.5	62	44.8	44.8	62	2450	115	
150	46.5	62	44.8	44.8	62	2700	125	
225	46.5	62	49.8	46.8	62	3400	150	
300	46.5	62	50.8	46.8	62	3700	165	
500	54.5	66	58.8	48.8	62	5400	200	
750	58.5	81	60.8	50.8	66	7100	270	
1000	66.5	84	62.8	52.8	66	7900	320	
1500	66.5	86	66.8	54.8	66	9700	390	
2000	70.5	92	68.8	58.8	70	12800	430	
2500	70.5	98	70.8	58.8	70	14100	500	
3000	Contacte a la Fábrica							
3750	Contacte a la Fábrica							

Frente muerto, alimentación en anillo,
ANSI Fig. 2, 3, y 4 (C57.12.26)

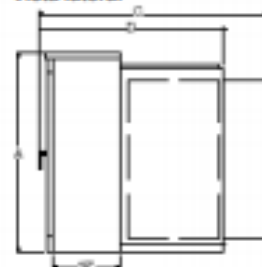
KVA	A	B	C	D	E	Wt.	Gal. de Aceite	
75	54.5	66	44.8	44.8	66	2400	120	
112	54.5	66	44.8	44.8	66	2500	120	
150	54.5	66	44.8	44.8	66	2800	130	
225	54.5	66	49.8	46.8	66	3500	160	
300	54.5	66	50.8	46.8	66	3800	170	
500	54.5	68	58.8	48.8	66	5600	200	
750	66.5	82	60.8	50.8	70	7400	270	
1000	66.5	86	62.8	52.8	70	8200	320	
1500	66.5	88	66.8	54.8	70	10300	390	
2000	70.5	92	68.8	58.8	70	12800	430	
2500	70.5	98	70.8	58.8	70	14100	500	
3000	Contacte a la Fábrica							
3750	Contacte a la Fábrica							

Dimensiones de diseño:

Pesos y Dimensiones Aproximados: Las dimensiones están en pulgadas, pesos en libras. Las dimensiones pueden cambiar para cumplir con las especificaciones del cliente.



Vista lateral



ITEM	QTY	KVA	EACH (USD)	Altitude	NL
115	1	1000		3300	1434 @ 85

ITEM	Unit Wt	Fluid
115	7855	419 gal

Quoted loss values are subjected to ANSI Test Tolerances. All weights and dim

Description:

- Type : Liquid-Filled MTR Padmounted Transform
- Fluid : Mineral Oil
- Core : Grain Oriented Steel
- Phase : 3 Phase
- Frequency : 60 Hz
- Average Winding Rise : 65 °C
- Ambient Temperature : 30 °C
- High Voltage : 34500GrdY/19920
- High Voltage Taps : +2 -2 2.5%
- High Voltage BIL : 150KV BIL
- Low Voltage : 480Y/277
- Low Voltage BIL : 30KV BIL
- Neutral : HDX0 bushing with ground strap
- Feed Configuration : Loop feed
- Color : Green (Munsell 7GY 3.29/1.5)

Features (Included in price):

TANK & CABINET

- 304L Stainless Steel Transformer (Tank+Base+Cabinetry)
- Penta-head cabinet handle bolt

BUSHINGS

- Threaded stud LV bushings x 4
- ANSI C57.12.26 Fig 2 & 3 HV bushing pattern (minimum)
- Integral HV loadbreak bushings (dead front) x 6
- 10-hole Integral Spade Bushings x 4
- Spade Supports
- ANSI C57.12.26 Fig 3&4a minimum stgrd LV bushing pattern

FUSES

- Fused bayonet no isolation link x 3
- Oil-immersed partial range current limiting fuse x 3

SWITCHES

- 4-position 200 amp T-blade make before break (closed transition)

MONITORING

- Liquid level gauge
- Pressure Relief Valve
- Pressure vacuum gauge
- Schrader valve

- Dial type thermometer

FITTINGS

- Drain valve and sampler

MARKINGS

- Bilingual safety labels
- Spanish Nameplate
- Non-PCB label
- UL Listed on Nameplate

OTHER

- 9.5" x 17.5" Tank Handhole Cover
- 30" deep cabinet
- ANSI Standards
- 4-way entry wood pallet (heat-treated)
- Maximum Pallet Size 90" One Way
- DOE 2016 Efficiency Requirements Do Not Apply: Non-DOE Country

Lead Times:

Drawing Submittal : 4-5 Weeks after receipt of order.
 Approval Order (Shipment) : 12-16 Weeks after return of approved drawings.
 Firm Order (Shipment) : 12-16 Weeks after receipt of order.



Bernal Solano
Ingeniería y Desarrollo

San José, Costa Rica
 Tel: (506) 2251-4100
 Fax: (506) 2251-3131
 Cel: (506) 8385-8934
 Apdo. Postal 32-2020 Zapote
 E-mail: bsolano@elmecsa.com



www.elmecsa.com

Anexo 7. Hoja de datos del seccionador.

Photovoltaic - Switch-disconnectors up to 1500 V

Switch-disconnectors for 1000/1500 V DC, 1 and 2 pole

- IEC/EN 60947-3
- CCC China Compulsory Certificate
- Main switch characteristics including positive drive to IEC/EN 60204 and VDE 0113
- Isolating characteristics to IEC/EN 60947 and VDE 0680
- Busbar tag shroud to VDE0160 Part100
- Switch-disconnectors N can, in addition, be combined with voltage releases NZM...-XU, NZM...-XA and auxiliary contacts as well as with remote operator NZM...-XR...
- For DC switching you will need the series connection of all 4 current paths.
See picture of accessories for jumper kits
- Standard equipment: Screw-type connection, frame terminal available as an option
- For non-earthed networks (e.g. IT) the installation must be configured such that the likelihood of a double earth fault is negligibly small
- Switches can not be combined with withdrawable units and/or connection on rear
- N4-4...S15-DC supply from the bottom only



Rated operational current rated = uninterrupted current $I_n = I_u$ A	Short-circuit protective device fuse gR-characteristic A	Screw connection	1000VDC Fixed mounted Designation Article No.	1500VDC Fixed mounted Designation Article No.	Units per package
160	200	S	N2-4-160-S1-DC 127732	N2-4-160-S15-DC 167688	1 pcs.
200	200	S	N2-4-200-S1-DC 127733	N2-4-200-S15-DC 167689	1 pcs.
250	200	S	N2-4-250-S1-DC 154940	N2-4-250-S15-DC 167690	1 pcs.
320	500	S	N3-4-320-S1-DC 127734	N3-4-320-S15-DC 166407	1 pcs.
400	500	S	N3-4-400-S1-DC 142267	N3-4-400-S15-DC 166408	1 pcs.
500	500	S	N3-4-500-S1-DC 142268	N3-4-500-S15-DC 166409	1 pcs.
550	500	S	N3-4-550-S1-DC 168567	N3-4-550-S15-DC 168568	1 pcs.
800	-	S	N4-4-800-S1-DC 119890	N4-4-800-S15-DC 166413	1 pcs.
1000	-	S	N4-4-1000-S1-DC 119891	N4-4-1000-S15-DC 166414	1 pcs.
1250	-	S	N4-4-1250-S1-DC 119896	N4-4-1250-S15-DC 166415	1 pcs.
1400	-	S	N4-4-1400-S1-DC 119887	N4-4-1400-S15-DC 166416	1 pcs.
1600	-	S	N4-4-1600-S1-DC 152552	N4-4-1600-S15-DC 166417	1 pcs.

Anexo 8. Hoja de datos de los cables.

Renewable Energy Cable

Date of Issue 6/17

Section 4

SunGen® — Aluminum and Copper Photovoltaic Wire



Harnessing the Renewable Power of the Sun

Solar Photovoltaic Wire: Why Choose SunGen®?

The SunGen® Difference

As a company committed to environmental stewardship and renewable energy, General Cable has specifically designed its UL 4703 SunGen® suite of photovoltaic (PV) products to effectively and efficiently connect solar panels and concentrated solar power technologies while being able to withstand the harsh operating environments of solar power applications.

- Resistant to UV/sunlight, ozone and water absorption
- Rated for direct burial
- Stable electrical properties over a broad temperature range (-40°C to 90°C)
- Excellent flexibility and performance in low-temperature environments
- Highly resistant to deformation, even in prolonged exposure at high temperatures
- Mechanically rugged construction resists cutting, tearing and abrasions
- CSA RPV90 and RPVU90 options available
- Single and multi-conductor cable constructions
- 18 AWG – 1000 kcmil stranded copper and 6 AWG – 1000 kcmil aluminum conductors

When it comes to the wire and cable for today's solar energy projects with PV module interconnections within the photovoltaic array, General Cable's SunGen® UL Listed 4703 PV wire offers far more superior sunlight resistance and low-temperature flexibility for maximum performance and reliability for long-term outdoor exposure to the sun.

SunGen® — the obvious choice for solar photovoltaic applications.

PV Wire Applications/Compliances	SunGen® PV Wire - UL Type PV/RHH/RHW-2/USE-2
Voltage: 600, 1000 and 2000 Volts	
Direct Buried: 600, 1000 and 2000 Volts	
Conduit/Duct/Raceway	
NEC Article 690 – PV Systems	
UL 4703 PV Wire	
UL 854 USE-2	
Flame Test Requirements: FT1 & VW-1	
Maximum Operating Temperature: 90°C Wet or Dry	
Cold Bend: -40°C	
Weatherometer Sunlight Resistance: 720 Hour	



Phone: 855-720-2792
www.generalcable.com



SunGen® Photovoltaic Wire

XLPE, RHH/RHW-2, VW-1, RPVU90, FT1
2000 V, UL Type PV, Single Conductor, Copper



CATALOG NUMBER	COND. SIZE (AWG/kcmil)	NUMBER OF WIRES	COLOR	NOMINAL CONDUCTOR O.D.		MIN. AVG. INSULATION THICKNESS		NOMINAL CABLE DIAMETER		COPPER WEIGHT		NET WEIGHT	
				IN	mm	IN	mm	IN	mm	LBS/1000 FT	kg/km	LBS/1000 FT	kg/km
12 AWG - 1000 kcmil BARE COPPER CONDUCTORS													
5851.711200B	12	19/0185	Black	0.088	2.24	0.075	1.91	0.238	6.05	20	30	38	57
5851.711200W	12	19/0185	White	0.088	2.24	0.075	1.91	0.238	6.05	20	30	37	55
5851.711200R	12	19/0185	Red	0.088	2.24	0.075	1.91	0.238	6.05	20	30	37	55
426400	10	19/0234	Black	0.112	2.84	0.075	1.91	0.262	6.65	32	48	53	79
439410	10	19/0234	White	0.112	2.84	0.075	1.91	0.262	6.65	32	48	52	77
439430	10	19/0234	Red	0.112	2.84	0.075	1.91	0.262	6.65	32	48	52	77
426300	8	19/0295	Black	0.143	3.63	0.085	2.16	0.313	7.95	51	76	80	119
439430	8	19/0295	White	0.143	3.63	0.085	2.16	0.313	7.95	51	76	79	118
439420	8	19/0295	Red	0.143	3.63	0.085	2.16	0.313	7.95	51	76	79	118
5851.710600B*	6	19/0372	Black	0.180	4.57	0.085	2.16	0.350	8.89	81	121	114	170
5851.710400B*	4	19/0469	Black	0.235	5.97	0.085	2.16	0.405	10.29	129	192	189	251
5851.710200B*	2	19/0591	Black	0.296	7.52	0.085	2.16	0.466	11.84	205	305	253	377
5851.710100B*	1	19/0664	Black	0.322	8.18	0.105	2.67	0.532	13.51	258	384	327	487
5851.715100B*	1/0	19/0745	Black	0.362	9.19	0.105	2.67	0.572	14.53	326	485	402	598
5851.715200B*	2/0	19/0837	Black	0.405	10.29	0.105	2.67	0.615	15.62	411	612	494	735
5851.715300B*	3/0	19/0940	Black	0.456	11.58	0.105	2.67	0.666	16.92	518	771	611	909
5851.715400B*	4/0	19/1055	Black	0.512	13.00	0.105	2.67	0.722	18.34	653	972	756	1125
5851.716250B*	250	37/0822	Black	0.558	14.17	0.120	3.05	0.798	20.27	772	1149	901	1341
5851.716300B*	300	37/0900	Black	0.611	15.52	0.120	3.05	0.851	21.62	926	1378	1066	1586
5851.716350B*	350	37/0972	Black	0.661	16.79	0.120	3.05	0.901	22.89	1063	1582	1232	1833
5851.716400B*	400	37/1040	Black	0.706	17.93	0.120	3.05	0.946	24.03	1235	1838	1386	2077
5851.716500B*	500	37/1159	Black	0.789	20.04	0.120	3.05	1.029	26.14	1544	2298	1723	2564
5851.716600B*	600	61/0992	Black	0.866	22.00	0.135	3.43	1.136	28.85	1853	2758	2074	3066
5851.716750B*	750	61/1109	Black	0.968	24.59	0.135	3.43	1.238	31.45	2316	3447	2564	3816
5851.717000B*	1000	61/1280	Black	1.117	28.37	0.135	3.43	1.387	35.23	3088	4585	3376	5024
12 AWG - 8 AWG BARE COPPER, 7 STRAND CONDUCTORS													
5851.711200B7*	12	7/0305	Black	0.088	2.24	0.075	1.91	0.238	6.05	20	30	38	57
5851.711200W7*	12	7/0305	White	0.088	2.24	0.075	1.91	0.238	6.05	20	30	37	55
5851.711200R7*	12	7/0305	Red	0.088	2.24	0.075	1.91	0.238	6.05	20	30	37	55
406400	10	7/0385	Black	0.112	2.84	0.075	1.91	0.262	6.65	32	48	53	79
406400.09	10	7/0385	White	0.112	2.84	0.075	1.91	0.262	6.65	32	48	52	77
406400.02	10	7/0385	Red	0.112	2.84	0.075	1.91	0.262	6.65	32	48	52	77
426600*	8	7/0481	Black	0.143	3.63	0.085	2.16	0.313	7.95	51	76	80	119
426600.09*	8	7/0481	White	0.143	3.63	0.085	2.16	0.313	7.95	51	76	79	118
426600.02*	8	7/0481	Red	0.143	3.63	0.085	2.16	0.313	7.95	51	76	79	118
12 AWG - 8 AWG TINNED COPPER CONDUCTORS													
439630*	12	19/0185	Black	0.088	2.24	0.075	1.91	0.238	6.05	20	30	38	57
5851.711200*	12	19/0185	White	0.088	2.24	0.075	1.91	0.238	6.05	20	30	37	55
5851.711202*	12	19/0185	Red	0.088	2.24	0.075	1.91	0.238	6.05	20	30	37	55
426450*	10	19/0234	Black	0.112	2.84	0.075	1.91	0.262	6.65	32	48	53	79
5851.711100*	10	19/0234	White	0.112	2.84	0.075	1.91	0.262	6.65	32	48	52	77
5851.711102*	10	19/0234	Red	0.112	2.84	0.075	1.91	0.262	6.65	32	48	52	77
426650*	8	19/0295	Black	0.143	3.63	0.085	2.16	0.313	7.95	51	76	80	119
5851.710800*	8	19/0295	White	0.143	3.63	0.085	2.16	0.313	7.95	51	76	79	118
5851.710802*	8	19/0295	Red	0.143	3.63	0.085	2.16	0.313	7.95	51	76	79	118

Dimensions and weights are nominal, subject to industry tolerances.
* Non-stock item; minimum runs apply. Please contact Customer Service for price and delivery.

Product Construction:

Conductor:

- 12 AWG thru 1000 kcmil bare compressed copper. Class B per ASTM B8
- 12 AWG thru 8 AWG bare copper, compressed, Class B stranding per ASTM B33 and B8
- 12 AWG thru 8 AWG tinned coated compressed copper. Class C stranding per ASTM B33 and B8

Insulation:

- Flame-retardant Cross-linked Polyethylene (XLPE), black

Print:

- GENERAL CABLE® (PLANT OF MFG) SUNGEN® 2000 V PV WIRE DIR BUR OR RHH OR RHW-2 (SIZE) XLPE 90°C WET OR DRY SUN RES (UL) -40°C VW-1 OR C(UL) 2000 V RPVU90 FT1 MONTH/YEAR OF MFG SEQUENTIAL FOOTAGE MARK

Options:

- Bare or tinned copper conductors
- Other stranding options are available upon request
- Now available in colors
- Available in UL 1685 CT Flame rated ≥ 1/0 AWG RHW-2

Applications:

- Single conductor, sunlight-resistant, direct burial photovoltaic wire rated 90°C wet or dry, 2000 V for interconnection wiring of grounded and ungrounded photovoltaic power systems as described in Section 690.31(A) and other applicable parts of the National Electrical Code® (NEC), NFPA 70

Features:

- Rated 90°C wet and dry
- Rated for direct burial
- Deformation-resistant at high temperatures
- Excellent moisture resistance, exceeds UL 44
- Stable electrical properties over a broad temperature range
- Increased flexibility
- Excellent resistance to crush and compression cuts
- UV/sunlight-resistant
- Meets cold bend and cold impact tests at -40°C

Compliances:

- Industry Compliances:**
 - UL 4703 Type PV, UL File # E343277
 - c(UL) CSA C22.2 No. 271 RPVU90 File # E343277
 - National Electrical Code (NEC®)
 - UL 44 Type RHW-2, UL File # E39405
- Flame Test Compliances:**
 - UL 1581 VW-1
- Other Compliances:**
 - EPA 40 CFR, Part 261 for leachable lead content per TCLP
 - OSHA Acceptable
 - RoHS Compliant

Packaging:

- Material cut to length and shipped on non-returnable wood reels



Phone: 855-720-2792
www.generalcable.com

Anexo 9. Simulación Pvsyst con inversor central

PVSYST V6.75	E		08/09/18	Página 1/5					
Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación									
Proyecto :	planta jasec								
Lugar geográfico	Cerrillos	Pais	Costa Rica						
Ubicación	Latitud	9.85° N	Longitud	-83.92° W					
Hora definido como	Hora Legal	Huso hor. UT-6	Altitud	1377 m					
Datos climatológicos:	Albedo	0.20	Cerrillos						
		Meteonorm 7.2, Sat=39% - Síntesis							
Variante de simulación : Planta Jasec									
	Fecha de simulación	08/09/18 22h31							
Parámetros de la simulación	Tipo de sistema	Building system							
Orientación Plano Receptor	Inclinación	10°	Acimut	0°					
Modelos empleados	Transposición	Perez	Difuso	Perez, Meteonorm					
Perfil obstáculos	Sin perfil de obstáculos								
Sombras cercanas	Según cadenas	Efecto eléctrico	100 %						
Características generador FV									
Módulo FV	SI-mono	Modelo	LG 400 N2W-A5						
Original PVsyst database		Fabricante	LG Electronics						
Número de módulos FV		En serie	20 módulos	En paralelo 102 cadenas					
N° total de módulos FV		N° módulos	2040	Pnom unitaria 400 Wp					
Potencia global generador		Nominal (STC)	816 kWp	En cond. funciona. 803 kWp (30°C)					
Caract. funcionamiento del generador (50°C)		V mpp	791 V	I mpp 1015 A					
Superficie total		Superficie módulos	4228 m²	Superf. célula 3794 m²					
Inversor									
Original PVsyst database		Modelo	Powador XP350-HV TL						
Características		Fabricante	Kaco new energy						
		Tensión Funciona.	450-830 V	Pnom unitaria 350 kWac					
Banco de inversores		N° de inversores	2 unidades	Potencia total 700 kWac					
			Relación Pnom	1.17					
Factores de pérdida Generador FV									
Pérdidas por polvo y suciedad del generador			Fracción de Pérdidas	2.0 %					
Factor de pérdidas térmicas		Uc (const)	29.0 W/m²K	Uv (viento) 0.0 W/m²K / m/s					
Pérdida Óhmica en el Cableado	Res. global generador	16 mOhm	Fracción de Pérdidas	2.0 % en STC					
LID - "Light Induced Degradation"			Fracción de Pérdidas	2.5 %					
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de Pérdidas	1.5 %					
Pérdidas Mismatch Módulos			Fracción de Pérdidas	1.0 % en MPP					
Strings Mismatch loss			Fracción de Pérdidas	0.10 %					
Efecto de incidencia, perfil definido por el usuario (IAM): Fresnel AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290									
	0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
	1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000
Factores de pérdida del sistema									
Pérdida Óhmica en el Cableado	Cables: 3x1200.0 mm²	155 m	Fracción de Pérdidas	2.3 % en STC					
Indisponibilidad del sistema	3.6 días, 3 periodos		Fracción de tiempo	1.0 %					
Necesidades de los usuarios :	Carga Ilimitada (red)								

Sistema Conectado a la Red: Definición del sombreado cercano

Proyecto : planta jasec
Variante de simulación : Planta Jasec

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Building system		
Sombras cercanas	Según cadenas		Efecto eléctrico	100 %
Orientación Campos FV	Inclinación	10°	acimut	0°
Módulos FV	Modelo	LG 400 N2W-A5	Pnom	400 Wp
Generador FV	N° de módulos	2040	Pnom total	816 kWp
Inversor	Modelo	Powador XP350-HV TL	Pnom	350 kW ac
Banco de Inversores	N° de unidades	2.0	Pnom total	700 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)			

Perspectiva del campo FV y situación del sombreado cercano

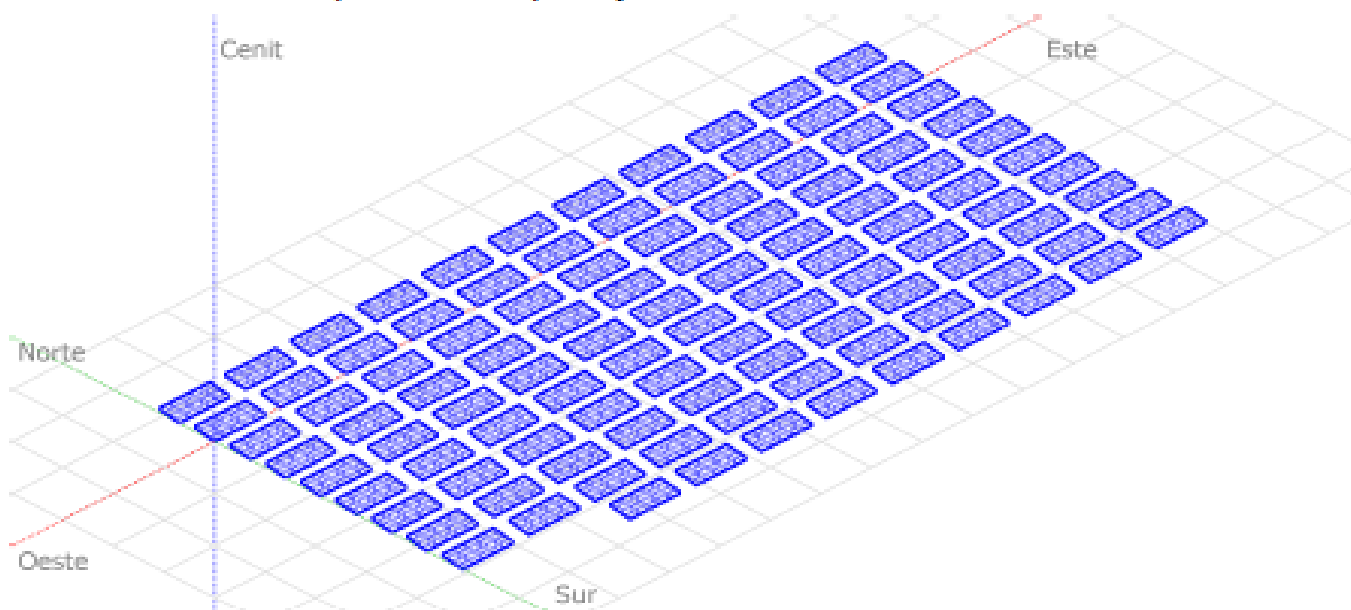
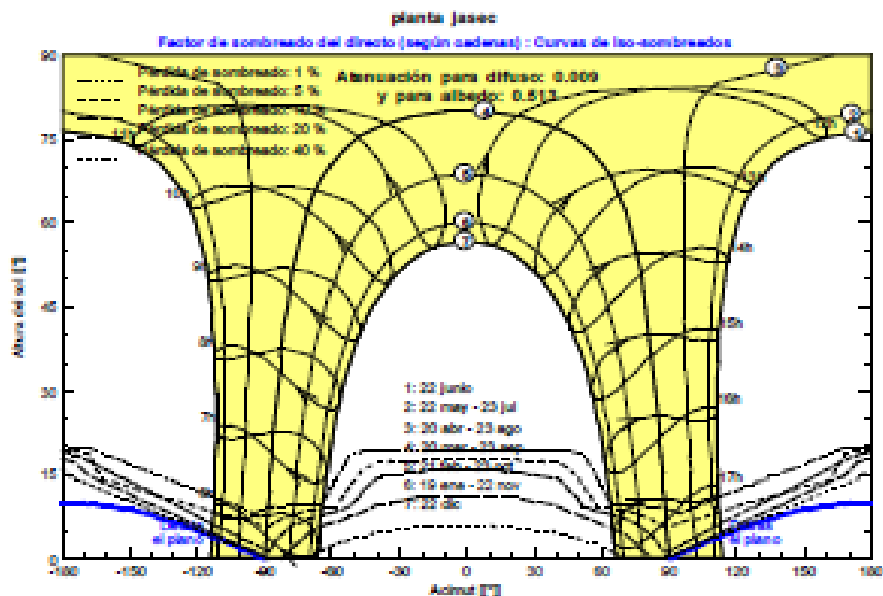


Diagrama de Iso-sombreados



Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto : **planta jasec**

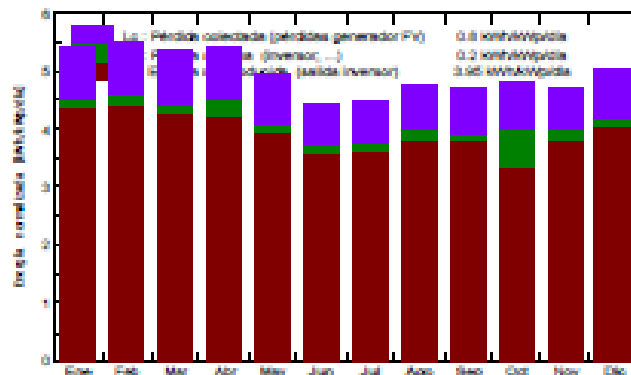
Variante de simulación : **Planta Jasec**

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Building system		
Sombras cercanas	Según cadenas	Efecto eléctrico	100 %	
Orientación Campos FV	Inclinación	acimut	0°	
Módulos FV	Modelo	Pnom	400 Wp	
Generador FV	N° de módulos	Pnom total	816 kWp	
Inversor	Modelo	Pnom	350 kW ac	
Banco de Inversores	N° de unidades	Pnom total	700 kW ac	
Necesidades de los usuarios	Carga Ilimitada (red)			

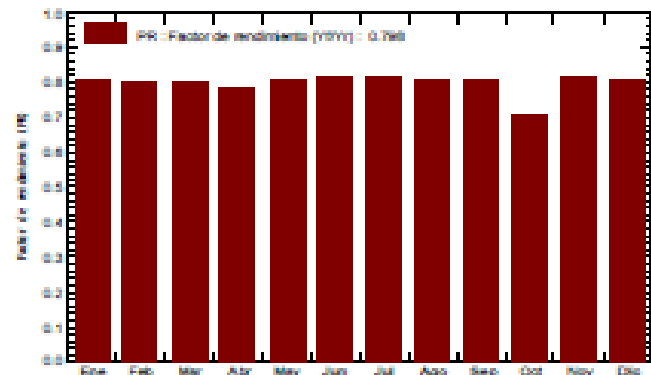
Resultados principales de la simulación

Producción del Sistema	Energía producida	1176 MWh/año	Produc. específico	1441 kWh/kWp/año
	Factor de rendimiento (PR)	79.82 %		

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 816 kWp



Factor de rendimiento (PR)



Planta Jasec

Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
Enero	154.5	56.78	20.76	167.6	159.7	115.0	110.6	0.806
Febrero	145.4	51.09	21.07	154.0	148.7	105.0	100.8	0.802
Marzo	162.8	74.63	21.92	165.7	157.1	112.2	106.2	0.800
Abril	165.4	75.54	22.09	162.6	153.8	110.8	103.3	0.779
Mayo	159.0	74.27	21.72	152.3	143.9	104.0	100.2	0.806
Junio	139.2	73.66	20.99	132.3	124.7	91.4	88.1	0.816
Julio	145.2	62.92	21.47	138.6	130.4	96.8	92.4	0.817
Agosto	150.7	73.66	21.26	148.6	138.5	100.8	97.2	0.813
Septiembre	140.2	77.50	20.89	140.4	132.5	98.2	93.0	0.812
Octubre	142.4	70.45	20.57	147.9	140.0	101.3	95.2	0.796
Noviembre	131.6	61.30	20.20	141.5	133.8	97.5	94.0	0.814
Diciembre	141.3	54.61	20.69	155.3	147.3	106.5	102.6	0.810
Año	1777.5	626.39	21.14	1905.1	1708.4	1236.1	1175.7	0.798

Legendas:	GlobHor	Irradiación global horizontal	GlobEff	Global efectivo, con. para IAM y sombreados
	DiffHor	Irradiación difusa horizontal	EArray	Energía efectiva en la salida del generador
	T_Amb	Temperatura Ambiente	E_Grid	Energía reinyectada en la red
	GlobInc	Global incidente plano receptor	PR	Factor de rendimiento

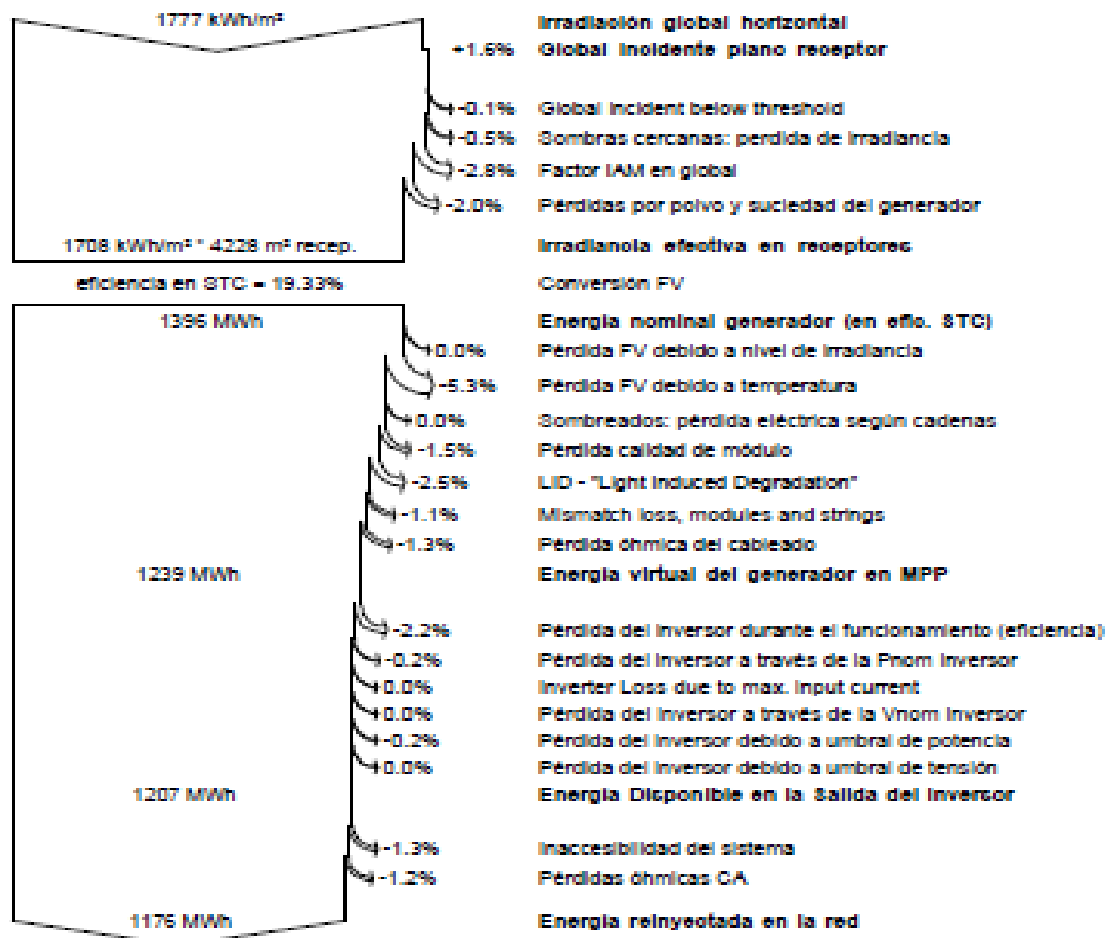
Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

Proyecto : **planta jasec**

Variante de simulación : **Planta Jasec**

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Building system		
Sombras cercanas	Según cadenas		Efecto eléctrico	100 %
Orientación Campos FV	Inclinación	10°	acimut	0°
Módulos FV	Modelo	LG 400 N2W-A5	Pnom	400 Wp
Generador FV	N° de módulos	2040	Pnom total	816 kWp
Inversor	Modelo	Powador XP350-HV TL	Pnom	350 kW ac
Banco de Inversores	N° de unidades	2.0	Pnom total	700 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)			

Diagrama de pérdida durante todo el año



Sistema Conectado a la Red: P50 - P90 evaluation

Proyecto : planta jasec

Variante de simulación : Planta Jasec

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Building system	
Sombras cercanas	Según cadenas	Efecto eléctrico	100 %
Orientación Campos FV	Inclinación	acimut	0°
Módulos FV	Modelo	Pnom	400 Wp
Generador FV	N° de módulos	Pnom total	816 kWp
Inversor	Modelo	Pnom	350 kW ac
Banco de inversores	N° de unidades	Pnom total	700 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)		

Evaluation of the Production probability forecast

The probability distribution of the system production forecast for different years is mainly dependent on the meteo data used for the simulation, and depends on the following choices:

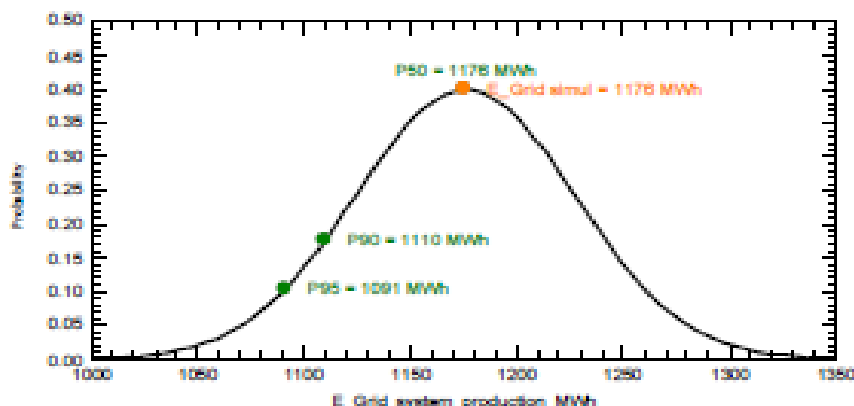
Meteo data source	Meteonorm 7.2, Sat=39%
Datos climatológicos	Kind Promedios mensuales Sintesis Multi-year average
Specified Deviation	Climate change 0.0 %
Year-to-year variability	Variance 4.0 %

The probability distribution variance is also depending on some system parameters uncertainties

Specified Deviation	PV module modelling/parameters	1.0 %
	Inverter efficiency uncertainty	0.5 %
	Soiling and mismatch uncertainties	1.0 %
	Degradation uncertainty	1.0 %
Global variability (meteo + system)	Variance	4.4 % (quadratic sum)

Annual production probability	Variability	52 MWh
	P50	1176 MWh
	P90	1110 MWh
	P95	1091 MWh

Probability distribution



Anexo 10. Simulación de Pvsyst con inversores en cadena.

PVSYST V6.75		E		23/09/18		Página 1/6	
Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación							
Proyecto : planta jasec							
Lugar geográfico		Cerrillos		Pais		Costa Rica	
Ubicación		Latitud 9.85° N		Longitud -83.92° W			
Hora definido como		Hora Legal Huso hor. UT-6		Altitud 1377 m			
Datos climatológicos:		Cerrillos		Meteonorm 7.2, Sat=39% - Síntesis			
Variante de simulación : Planta JASEC SMA Core1							
Fecha de simulación				23/09/18 20h47			
Parámetros de la simulación		Tipo de sistema		Building system			
Orientación Plano Receptor		Inclinación		10°		Acimut 12°	
Modelos empleados		Transposición		Perez		Difuso Perez, Meteonorm	
Perfil obstáculos		Sin perfil de obstáculos					
Sombras cercanas		Detailed electrical calculation		(acc. to module layout)			
Características generadores FV (2 Tipo de generador definido)							
Módulo FV		Si-mono Modelo		LG 400 N2W-A5			
Original PVsyst database		Fabricante		LG Electronics			
Sub-generador "Sub-generador #1"							
Número de módulos FV		En serie		15 módulos		En paralelo 160 cadenas	
N° total de módulos FV		N° módulos		2400		Pnom unitaria 400 Wp	
Potencia global generador		Nominal (STC)		960 kWp		En cond. funciona. 944 kWp (30°C)	
Caract. funcionamiento del generador (50°C)		V mpp		593 V		I mpp 1592 A	
Sub-generador "Sub-generador #2"							
Número de módulos FV		En serie		14 módulos		En paralelo 10 cadenas	
N° total de módulos FV		N° módulos		140		Pnom unitaria 400 Wp	
Potencia global generador		Nominal (STC)		56.0 kWp		En cond. funciona. 55.1 kWp (30°C)	
Caract. funcionamiento del generador (50°C)		V mpp		554 V		I mpp 99 A	
Total		Potencia global generadores		Nominal (STC) 1016 kWp		Total 2540 módulos	
		Superficie módulos		5264 m²		Superf. célula 4724 m²	
Inversor							
Custom parameters definition		Modelo		!Sunny Tripower Core1 Prelim 12.8.16			
Características		Fabricante		SMA			
		Tensión Funciona.		150-1000 V		Pnom unitaria 50.0 kWac	
Sub-generador "Sub-generador #1"		N° de inversores		16 unidades		Potencia total 800 kWac	
						Relación Pnom 1.20	
Sub-generador "Sub-generador #2"		N° de inversores		1 unidades		Potencia total 50 kWac	
						Relación Pnom 1.12	
Total		N° de inversores		17		Potencia total 850 kWac	
Factores de pérdida Generador FV							
Pérdidas por polvo y suciedad del generador				Fracción de Pérdidas		2.0 %	
Factor de pérdidas térmicas		Uc (const) 29.0 W/m²K		Uv (viento)		0.0 W/m²K / m/s	
Pérdida Óhmica en el Cableado		Generador#1 5.7 mOhm		Fracción de Pérdidas		1.5 % en STC	
		Generador#2 85 mOhm		Fracción de Pérdidas		1.5 % en STC	
		Global		Fracción de Pérdidas		1.5 % en STC	
LID - "Light Induced Degradation"				Fracción de Pérdidas		2.0 %	
Pérdida Calidad Módulo				Fracción de Pérdidas		0.7 %	
Pérdidas Mismatch Módulos				Fracción de Pérdidas		1.5 % en MPP	
Strings Mismatch loss				Fracción de Pérdidas		0.10 %	

Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación

Efecto de incidencia, perfil definido por el usuario (IAM): Fresnel AR coating, $n(\text{glass})=1.526$, $n(\text{AR})=1.290$

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

Factores de pérdida del sistema

Pérdida CA entre inversor y transfo	Tensión inversor	480 Vac tri		
	Cables: 3x1000.0 mm ²	246 m	Fracción de Pérdidas	2.0 % en STC
Transformador externo	Pérdida hierro (Conexión 24H)	997 W	Fracción de Pérdidas	0.1 % en STC
	Pérdidas Resistivas/Inductivas	1.8 mOhm	Fracción de Pérdidas	0.8 % en STC
Indisponibilidad del sistema	3.6 días, 3 períodos		Fracción de tiempo	1.0 %

Necesidades de los usuarios : Carga ilimitada (red)

Sistema Conectado a la Red: Definición del sombreado cercano

Proyecto : planta jasec

Variante de simulación : Planta JASEC SMA Core1

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Building system	
Sombras cercanas	Detailed electrical calculation	(acc. to module layout)	
Orientación Campos FV	inclinación	10°	acimut 12°
Módulos FV	Modelo	LG 400 N2W-A5	Pnom 400 Wp
Generador FV	N° de módulos	2540	Pnom total 1016 kWp
Inversor	!Sunny Tripower Core1 Prelim 12.8.16		Pnom 50.0 kW ac
Banco de inversores	N° de unidades	17.0	Pnom total 850 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)		

Perspectiva del campo FV y situación del sombreado cercano

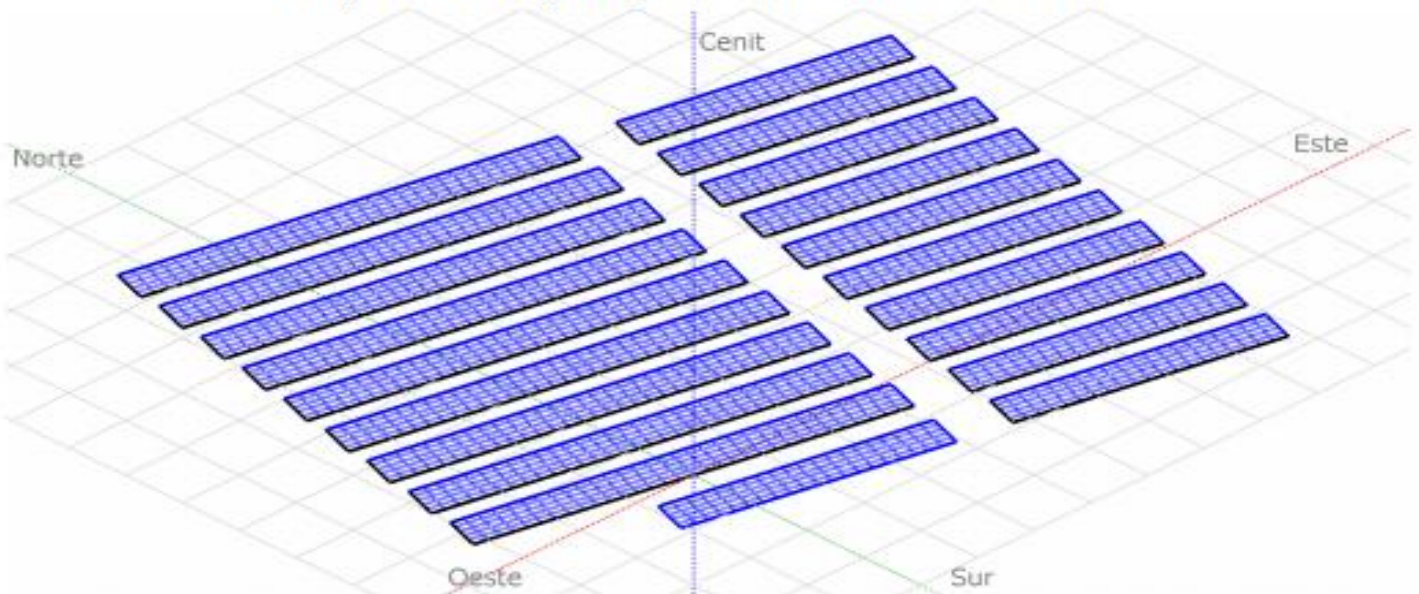
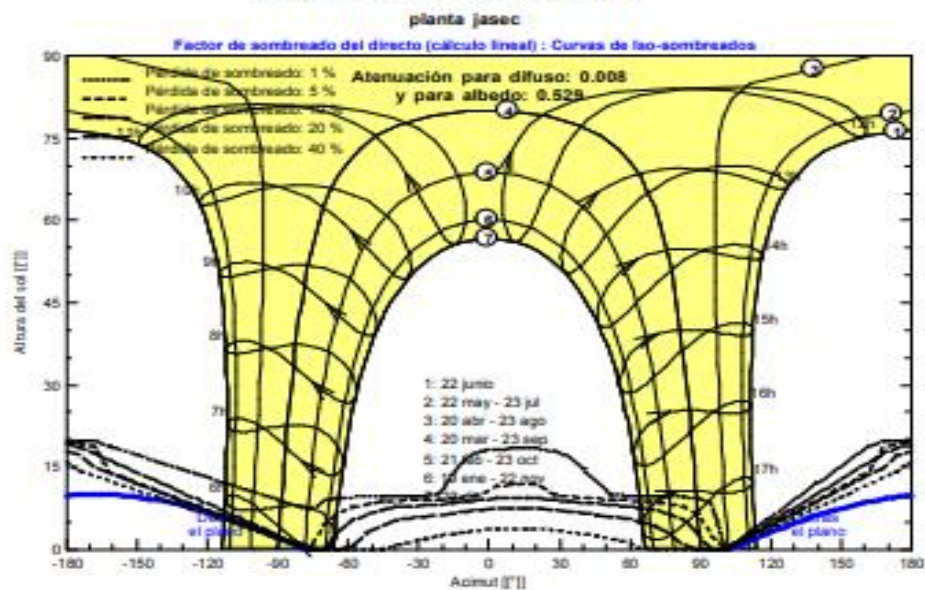


Diagrama de Iso-sombrados



Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto : planta jasec

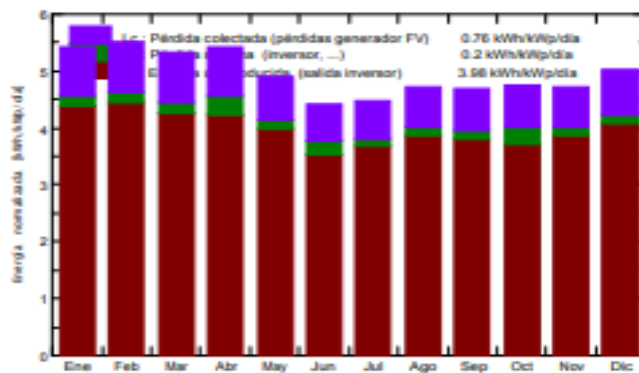
Variante de simulación : Planta JASEC SMA Core1

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Building system		
Sombras cercanas	Detailed electrical calculation	(acc. to module layout)		
Orientación Campos FV	inclinación	10°	acimut	12°
Módulos FV	Modelo	LG 400 N2W-A5	Pnom	400 Wp
Generador FV	N° de módulos	2540	Pnom total	1016 kWp
Inversor	!Sunny Tripower Core1 Prelim 12.8.16		Pnom	50.0 kW ac
Banco de inversores	N° de unidades	17.0	Pnom total	850 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)			

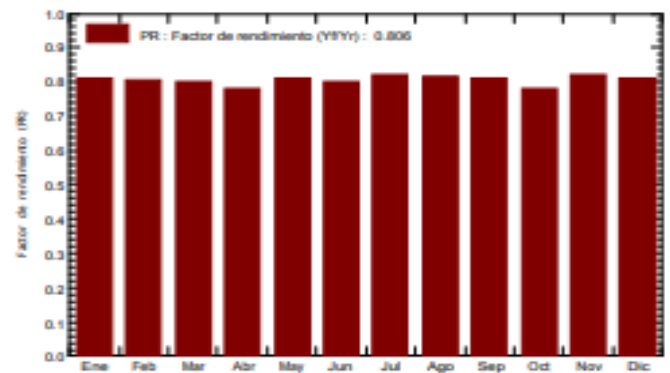
Resultados principales de la simulación

Producción del Sistema	Energía producida	1476 MWh/año	Produc. específico	1453 kWh/kWp/año
	Factor de rendimiento (PR)	80.63 %		

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 1016 kWp



Factor de rendimiento (PR)



Planta JASEC SMA Core1 Balances y resultados principales

	GlobHor	DiffHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m²	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	MWh	MWh	
Enero	154.5	56.78	20.76	167.5	159.5	144.0	138.2	0.812
Febrero	145.4	51.09	21.07	153.9	146.6	131.5	126.1	0.806
Marzo	162.8	74.63	21.92	164.8	156.2	139.9	134.3	0.802
Abril	165.4	75.54	22.09	162.2	153.5	138.7	128.6	0.780
Mayo	159.0	74.27	21.72	151.8	143.5	130.2	125.1	0.811
Junio	139.2	73.65	20.99	132.5	125.0	115.1	107.7	0.800
Julio	145.2	82.92	21.47	138.4	130.2	120.2	115.7	0.823
Agosto	150.7	73.66	21.26	146.3	138.3	126.5	121.6	0.818
Septiembre	140.2	77.50	20.69	140.1	132.3	120.3	115.7	0.813
Octubre	142.4	70.45	20.57	147.5	139.6	126.7	117.1	0.782
Noviembre	131.6	61.30	20.20	141.2	133.6	122.3	117.5	0.819
Diciembre	141.3	54.61	20.89	155.2	147.3	133.6	128.2	0.813
Año	1777.5	826.39	21.14	1801.4	1705.7	1549.1	1475.7	0.806

Leyendas: GlobHor Irradiación global horizontal GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
 DiffHor Irradiación difusa horizontal EArray Energía efectiva en la salida del generador
 T Amb Temperatura Ambiente E_Grid Energía reinyectada en la red
 GlobInc Global incidente plano receptor PR Factor de rendimiento

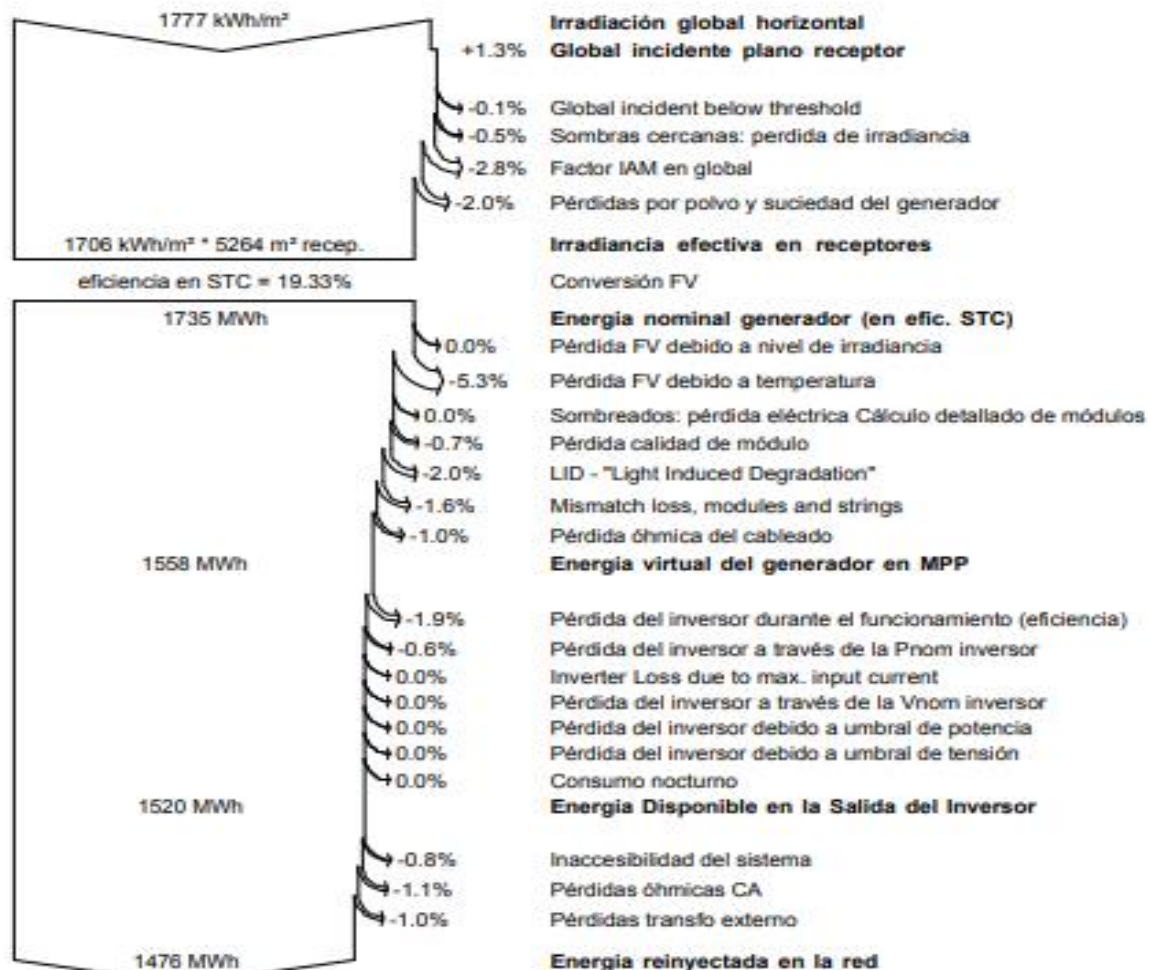
Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

Proyecto : **planta jasec**

Variante de simulación : **Planta JASEC SMA Core1**

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Building system		
Sombras cercanas	Detailed electrical calculation	(acc. to module layout)		
Orientación Campos FV	inclinación	10°	acimut	12°
Módulos FV	Modelo	LG 400 N2W-A5	Pnom	400 Wp
Generador FV	N° de módulos	2540	Pnom total	1016 kWp
Inversor	!	Sunny Tripower Core1 Prelim 12.8.16	Pnom	50.0 kW ac
Banco de inversores	N° de unidades	17.0	Pnom total	850 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)			

Diagrama de pérdida durante todo el año



Sistema Conectado a la Red: P50 - P90 evaluation

Proyecto : planta jasec

Variante de simulación : Planta JASEC SMA Core1

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Building system		
Sombras cercanas	Detailed electrical calculation	(acc. to module layout)		
Orientación Campos FV	inclinación	10°	acimut	12°
Módulos FV	Modelo	LG 400 N2W-A5	Pnom	400 Wp
Generador FV	N° de módulos	2540	Pnom total	1016 kWp
Inversor	!Sunny Tripower Core1 Prelim 12.8.16		Pnom	50.0 kW ac
Banco de inversores	N° de unidades	17.0	Pnom total	850 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)			

Evaluation of the Production probability forecast

The probability distribution of the system production forecast for different years is mainly dependent on the meteo data used for the simulation, and depends on the following choices:

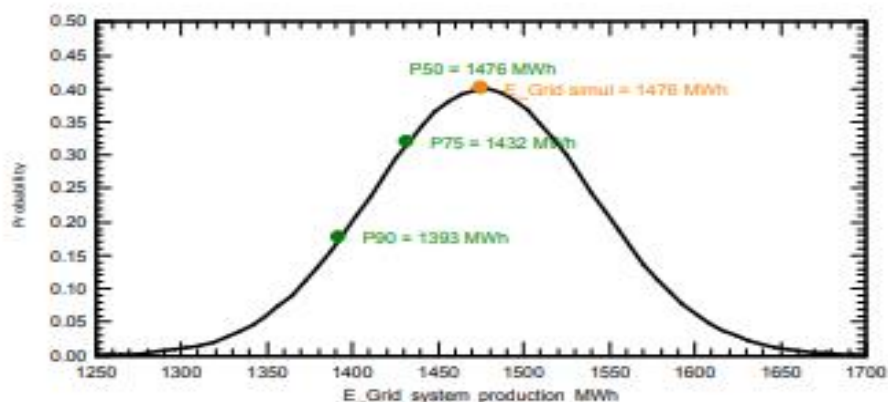
Meteo data source		Meteonorm 7.2, Sat=39%		
Datos climatológicos	Kind	Promedios mensuales	Sintesis	Multi-year average
Specified Deviation	Climate change	0.0 %		
Year-to-year variability	Variance	4.0 %		

The probability distribution variance is also depending on some system parameters uncertainties

Specified Deviation	PV module modelling/parameters	1.0 %	
	Inverter efficiency uncertainty	0.5 %	
	Soiling and mismatch uncertainties	1.0 %	
	Degradation uncertainty	1.0 %	
Global variability (meteo + system)	Variance	4.4 %	(quadratic sum)

Annual production probability	Variability	65 MWh
	P50	1476 MWh
	P90	1393 MWh
	P75	1432 MWh

Probability distribution



Datos personales

Nombre completo: Jorge Isaac Barrantes Monge

Número de cédula: 1-1394-0716

Número de carné: 200868936

Números de teléfono: 85208123

Correos electrónicos: ibarrantesmonge@gmail.com jbarrantes22@hotmail.com

Dirección: Cartago el Carmen

Datos de la Empresa

Nombre: Junta Administradora del Servicio Eléctrico de Cartago (JASEC)

Actividad Principal: Distribuir y comercializar energía eléctrica

Dirección: Cartago, Barrio Fátima, de la Iglesia María Auxiliadora 300 Norte

Contacto: Roger Carrillo Hernández

Teléfonos: 25506829, 25506870