

UNIVERSIDAD INTERNACIONAL DE LAS AMÉRICAS

ESCUELA DE INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

**“DISEÑO DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA
RENOVABLE POR MEDIO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO
Y AEROGENERADORES, PARA LA EMPRESA ALIGN
TECHNOLOGY DE COSTA RICA”**

**TRABAJO FINAL DE GRADUACIÓN PARA OPTAR POR EL GRADO DE BACHILLERATO EN
INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA**

Scott Salazar Céspedes

AUTOR

Máster Billy Retana Peña

TUTOR

SEDE ARANJUEZ, NOVIEMBRE, AÑO 2020

Contenido

Contenido	2
Índice de tablas	8
Índice de figuras	9
<i>Dedicatoria</i>	12
<i>Agradecimientos</i>	13
Resumen	19
CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN	20
Planteamiento del problema	21
Objetivo General	21
Objetivos Específicos	21
Justificación	22
Proyecciones	22
Limitaciones	23
Antecedentes	23
Antecedente número 1.	23
Antecedente número 2.	24
Antecedente número 3.	25
Antecedente número 4.	26
Antecedente número 5.	28
Antecedente número 6.	29
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO	31
Autoridad Reguladora de Servicios Públicos (ARESEP)	32
Legislación y marco normativo	33
Artículos de la norma técnica AR-NT-POASEN 2015.....	33
Artículos de la norma técnica AR-NT-SUCOM.....	35
Decreto N° 39220-MINAE.....	38
Junta Administrativa del Servicio Eléctrico Municipal de Cartago (JASEC)	39
Procedimiento para la solicitud, estudio, aprobación y puesta en servicio de Sistemas de Generación Distribuida para Auto Consumo.....	39
Estructura tarifaria de consumo eléctrico	43
Tarifa Acceso, inyección y retiro diferido de energía.	43
Facturación de energía y potencia a abonados productores.	44
Energías renovables	45

Energía solar	46
Energía eólica	46
Sistemas fotovoltaicos	48
Principios físicos de los paneles solares, transformación de la energía solar en eléctrica	49
Funcionamiento de las celdas solares	49
Tecnología de silicio monocristalino.....	49
Tecnología de silicio policristalino.....	50
Tecnología de silicio amorfo.....	52
Radiación solar	52
Radiación directa, difusa y global	54
Hora solar pico	55
Efecto de la irradiancia, superficie de captación, temperatura y sombreado	56
El efecto de la intensidad luminosa.....	56
Efecto de la superficie de captación.....	56
Efecto de la temperatura.....	56
Efecto del sombreado sobre una celda solar.....	59
Ángulos solares	59
Ángulo horario.....	59
Ángulo cenital.....	60
Ángulo de altitud solar.....	61
Ángulo azimutal de superficie.....	61
Ángulo de incidencia de la radiación directa.....	62
Inversor	63
Inversores centrales.....	64
Inversores cadena.....	65
Inversores multi-cadena.....	65
Inversores módulo.....	65
Optimizador de energía	66
Cableado	66
Protecciones	68
Tipos de conexión de paneles solares	69
Sistemas aislados a la red.....	69
Sistemas conectados a la red.....	71
Cálculo del número de módulos fotovoltaicos	73
Separación mínima entre filas consecutivas	73

Eficiencia en la conversión de la energía.....	74
Sistema de generación eólica	75
SGE de eje horizontal.....	75
La base.....	76
La torre.....	76
La góndola.....	76
La caja de cambios.....	76
Generador.....	76
Sistema de frenado.....	76
Sistema de control.....	77
SGE de eje vertical	77
Dirección y velocidad del viento.....	81
La energía del viento	82
Área de barrido	82
Valor actual neto (VAN).....	82
Tasa interna de retorno (TIR).....	85
CAPÍTULO III: MARCO METODOLÓGICO	87
Enfoque de la Investigación.....	88
Método de la investigación	88
Fuentes de información	89
Variables o unidades de análisis.....	90
Instrumentos.....	90
Proceso para la recolección y análisis de datos.....	90
Diagrama de flujo	91
Etapa I: Planteamiento del problema	92
Etapa II: Investigación	92
Etapa III. Desarrollo.....	92
Etapa IV: Conclusión.....	93
CAPÍTULO IV: ANÁLISIS DE RESULTADOS	94
Diagnóstico.....	95
Condiciones climatológicas de la zona.	97
Histórico del consumo energético general.....	102
Ángulo óptimo de inclinación de los paneles solares	103

Selección del módulo fotovoltaico y aerogenerador a implementar junto con su sistema para montaje	105
Separación entre paneles solares y espacio para mantenimiento	107
Estimación de perdidas y rendimiento general del sistema.....	108
Cantidad máxima de paneles solares para el área disponible	110
Producción energética máxima de acuerdo al área disponible.....	112
Cantidad necesaria de módulos según porcentaje de cobertura	114
Caso 1: 100% del consumo anual.....	114
Caso 3 49% del consumo anual	115
Cantidad necesaria de aerogeneradores según porcentaje de cobertura.....	115
Caso 1: 100% del consumo.....	115
Caso 2: 75% del consumo.....	116
Caso 3 49% del consumo.....	116
Soluciones para el sistema de energía renovable	117
Solución 1.....	121
Cableado y caída de tensión.....	124
Protecciones y sistema de puesta a tierra.....	126
Diagrama eléctrico unifilar para el sistema con inversores SE100K.....	127
Análisis financiero para la solución 1.....	128
Ahorro para el sistema fotovoltaico.....	129
Valor Actual Neto y Tasa Interna de Retorno.....	131
Solución 2.....	134
Cableado y caída de tensión para la propuesta 2.....	138
Protecciones y sistema de puesta a tierra.....	138
Diagrama eléctrico unifilar para la solución 2.....	139
Análisis financiero para la solución 2.....	140
Valor Actual Neto y Tasa Interna de Retorno para la solución 2.....	141
Solución 3.....	143
Cableado y protecciones para el diseño con micro inversores.....	145
Protecciones y sistema de puesta a tierra.....	146
Diagrama eléctrico unifilar para el sistema con micro inversores IQ7+.....	147
Análisis financiero para la implementación de paneles fotovoltaicos.....	148
Valor Actual Neto y Tasa Interna de Retorno.....	148
Solución 4.....	151
Cantidad máxima de aerogeneradores para el área disponible.....	152
Producción energética máxima de acuerdo al área disponible.....	154
Cableado y estimación de la caída de voltaje.....	155
Diagrama eléctrico unifilar	156

Sistema de puesta a tierra y protecciones	157
Calculo estructural del sistema.....	158
Análisis financiero para la solución 4.....	158
Ahorro económico.....	159
Valor Actual Neto y Tasa Interna de Retorno.....	161
Resumen de las cuatro soluciones propuestas.....	164
CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	165
Conclusión 1.....	166
Conclusión 2.....	166
Conclusión 3.....	167
Conclusión 4.....	167
Conclusión 5.....	167
Conclusión 6.....	168
Recomendaciones.....	168
CAPÍTULO VI: PROPUESTA	169
Descripción	170
Propuesta de implementación del diseño	170
REFERENCIAS.....	172
Apéndices.....	175
Apéndice A. Diagrama del procedimiento para la instalación de un sistema de GDAC	175
Apéndice B. Meteorología de la superficie y radiación solar (NASA).....	176
Apéndice C. Estudio de irradiancia SOLARGIS.....	177
Apéndice D. Información eólica ENAIR.....	184
Apéndice E. Estructura para los paneles solares.....	185
Apéndice F. Hoja técnica aerogenerador.....	186
Apéndice G. Torre para aerogeneradores.	188
Apéndice H. Hoja tecnica modulo fotovoltaico.....	189
Apéndice I. Memoria de Cálculo.....	191
Ángulo de inclinación de los paneles fotovoltaicos.....	191
Pérdidas por temperatura.....	191
Separación entre paneles solares y espacio para mantenimiento.....	192
Esfuerzo soportado por la azotea.....	193

Produccion energética maxima de acuerdo al area disponible.....	194
Cableado y caída de tensión.....	194
Solución 1.....	194
Solución 2.....	194
Solución 3.....	195
Solución 4.....	195
Apéndice J. Disponibilidad del circuito según el 15% del Decreto N 39220 del MINAE.....	196
Apéndice K. Hoja técnica Inversor Solaredge SE100K.....	198
Apéndice L. Optimizador de energía P850.....	200
Apéndice M. Hoja técnica inversor Fronius 15.0-3 208.....	202
Apéndice N. Hoja técnica micro inversor Enphase IQ7+.....	205
Apéndice O. Hoja técnica inversor SMA Tripower 5.....	207
Apéndice P. Cotización CR Solutions.....	209
Apéndice Q. Cotización Sunshine Corp.....	213
Apéndice R. Cotización Bornay y J&E.....	218
Apéndice S. Tasa Nominal a largo plazo BCR.....	222
Apéndice T. Diseño fotovoltaico para el 49% del consumo del edificio y una solución mixta.....	223
Análisis financiero para cubrir el 49% del consumo energético para la solución 1.....	224
Análisis financiero para cubrir el 49% del consumo energético para la solución 2.....	226
Análisis financiero para cubrir el 49% del consumo energético para la solución 3.....	229
Análisis financiero para una solución mixta.....	232
Apéndice U. Arreglo fotovoltaico Fronius.....	236
Apéndice V. Arreglo fotovoltaico con inversor Solaredge.....	239
Apéndice W. Interface Wind.....	242

Índice de tablas

Tabla 1. Condiciones climatológicas generales para Guadalupe, Cartago.	98
Tabla 2. Consumo energético general por mes.	102
Tabla 3. Ajuste del ángulo de inclinación de los paneles solares y fechas recomendadas.	105
Tabla 4. Características generales del panel solar CS3W-420P.	107
Tabla 5. Pérdidas energéticas y rendimiento en general estimado.	109
Tabla 6. Pérdidas energéticas y rendimiento del sistema fotovoltaico por mes.	110
Tabla 7. Producción eléctrica para el escenario # 1 con 940 paneles.	113
Tabla 8. Producción eléctrica para el escenario # 2 con 1218 paneles.	113
Tabla 9. Cantidad máxima de paneles solares para cubrir el 100% del consumo energético.	114
Tabla 10. Cantidad máxima de módulos solares para cubrir el 49% del consumo energético anual.	115
Tabla 11. Producción eléctrica mensual y anual del sistema fotovoltaico con 638 módulos.	118
Tabla 12. Esfuerzos generados por los paneles sobre la azotea del edificio.	121
Tabla 13. Características generales del inversor SE100K.	121
Tabla 14. Arreglo fotovoltaico para la solución 1.	122
Tabla 15. Caída de tensión y calibre de conductores para la solución 1.	126
Tabla 16. Inversión inicial para la solución 1.	129
Tabla 17. Ahorro económico para el sistema fotovoltaico.	131
Tabla 18. Flujos de efectivo proyectado para la solución 1.	132
Tabla 19. Valor actual neto para la solución 1.	133
Tabla 20. Características generales del inversor FRONIUS Symo 15.0-3 208.	135
Tabla 21. Arreglo fotovoltaico para la solución 2.	137
Tabla 22. Caída de tensión y calibre de conductores para la solución 2.	138
Tabla 23. Inversión inicial para la solución 2 en dólares americanos.	140
Tabla 24. Flujos de efectivo proyectado para la solución 2 en dólares americanos.	141
Tabla 25. Valor actual neto para la solución 2 en dólares americanos.	142
Tabla 26. Características generales del micro-inversor Enphase IQ7+.	144
Tabla 27. Caída de tensión y calibre de conductores para la solución 3.	146
Tabla 28. Inversión inicial para la solución 3.	148
Tabla 29. Flujos de efectivo proyectado para la solución 3 en dólares americanos.	149
Tabla 30. Valor actual neto para la solución 3 en dólares americanos.	150
Tabla 31. Caída de tensión y cableado para la solución 4.	156
Tabla 32. Inversión inicial para la solución 4.	159
Tabla 33. Ahorro para la solución 4 en colones y dólares americanos.	161
Tabla 34. Flujos de efectivo proyectado para la solución 4.	162
Tabla 35. Valor actual neto para la solución 4.	163
Tabla 36. Tabla resumen de las soluciones propuestas.	164
Tabla 37. Pérdidas energéticas por temperatura.	192

Tabla 38. Ahorro económico para el sistema fotovoltaico para el 49% del consumo.	223
Tabla 39. Flujos de efectivo proyectado para la propuesta 1 y el 49% del consumo en dólares americanos.....	224
Tabla 40. Valor actual neto de la propuesta 1 para el 49% del consumo en dólares americanos.	225
Tabla 41. Flujos de efectivo proyectado para la propuesta 2 en dólares americanos.	227
Tabla 42. Valor actual neto para la propuesta 2 con el 49% del consumo en dólares americanos.	228
Tabla 43. Flujos de efectivo proyectado para la propuesta 3 y el 49% del consumo en dólares americanos.....	230
Tabla 44. Valor actual neto de la propuesta 3 para el 49% del consumo en dólares americanos.	231
Tabla 45. Producción eléctrica 364 módulos fotovoltaicos.	232
Tabla 46. Ahorro económico para el sistema mixto.	233
Tabla 47. Flujos de efectivo proyectado para el sistema mixto en dólares americanos.	234
Tabla 48. Valor actual neto de la solución mixta en dólares americanos.	235

Índice de figuras

Figura 1. Celda monocristalina de silicio.....	50
Figura 2. Fotografía de SEM de una muestra policristalina.	51
Figura 3. Celda policristalina de silicio.....	51
Figura 4. Celda monocristalina de silicio.....	52
Figura 5. Mapa de radiación solar mundial.	53
Figura 6. Espectro de radiación solar.	54
Figura 7. Irradiancia Global, directa y difusa sobre un captador: $GG=GB+GD$	55
Figura 8. Ángulo horario solar.....	60
Figura 9. Ángulo cenital solar.	60
Figura 10. Ángulo altitud solar.	61
Figura 11. Ángulo azimutal solar.	62
Figura 12. Ángulo de incidencia de la radiación directa.....	62
Figura 13. Configuraciones de los inversores. A) Inversor central, B) Inversor en cadena, c) inversor multi-cadena, D) inversor en módulo.	64
Figura 14. Optimizador de energía.....	66
Figura 15. Ejemplo de diferentes tipos de cables.	67
Figura 16. Diferentes calibres de cableado.	67
Figura 17. Ejemplo de fusible para sistemas fotovoltaicos.....	68
Figura 18. Ejemplo de protecciones térmicas para sistemas fotovoltaicos.....	69
Figura 19. Esquema básico de un sistema solar fotovoltaico aislado.	71
Figura 20. Esquema básico de un sistema solar fotovoltaico conectado a la red.	73

Figura 21. Separación mínima entre filas consecutivas.....	74
Figura 22. Generador de eje vertical de tipo Savonius bipala.....	78
Figura 23. Generador de eje vertical tipo Darrieus.....	78
Figura 24. Generador de eje vertical tipo Darrieus.....	79
Figura 25. Generador de eje vertical tipo Darrieus.....	80
Figura 26. Vista aérea de las instalaciones de Align Technology la Lima.....	95
Figura 27. Corte arquitectónico.....	96
Figura 28. Corte arquitectónico azotea.....	97
Figura 29. Irradiancia global horizontal diaria.....	99
Figura 30. Irradiancia global horizontal diaria.....	100
Figura 31. Ángulo azimutal del inmueble.....	100
Figura 32. Velocidad promedio del viento en m/s.....	101
Figura 33. Consumo energético general periodo 2019.....	103
Figura 34. Ángulo de inclinación de los paneles solares en base al día del año.....	104
Figura 35. Separación entre paneles solares consecutivos.....	108
Figura 36. Cantidad máxima de panes solares para el área disponible escenario #1.....	111
Figura 37. Cantidad máxima de panes solares para el área disponible escenario #2.....	112
Figura 38. Diseño fotovoltaico con un total 638 paneles.....	119
Figura 39. Arreglo fotovoltaico para la solución 1.....	123
Figura 40. Esquema básico con inversores SE100K y optimizadores de energía.....	124
Figura 41. Diagrama unifilar con inversores SE100K.....	128
Figura 42. Consumo energético, producción eléctrica mensual y porcentaje de ahorro.....	130
Figura 43. Retorno de la inversión para la propuesta 1.....	134
Figura 44. Esquema básico para la solución 2.....	137
Figura 45. Diagrama unifilar para la solución 2.....	140
Figura 46. Retorno de la inversión para la solución 2 en dólares americanos.....	143
Figura 47. Esquema básico para la solución 3.....	145
Figura 48. Diagrama unifilar para la solución 3.....	147
Figura 49. Retorno de la inversión para la solución 3 en dólares americanos.....	151
Figura 50. Esquema básico de un sistema eólico para la solución 4.....	152
Figura 51. Cantidad máxima de aerogeneradores para el área disponible en el edificio.....	153
Figura 52. Producción energética anual de los aerogeneradores Wind 25.3+.....	155
Figura 53. Diagrama unifilar para la solución 4.....	157
Figura 54. Consumo energético, producción eléctrica mensual y porcentaje de ahorro para la solución 4.....	160
Figura 55. Retorno de la inversión para la solución 4.....	164
Figura 56. Retorno de la inversión para la propuesta 1 en dólares americanos para el 49% del consumo.....	226

Figura 57. Retorno de la inversión para la propuesta 2 con el 49% del consumo en dólares americanos.....	229
Figura 58. Retorno de la inversión para la propuesta 3 con el 49% del consumo dólares americanos.....	231

Dedicatoria

Al Señor Jesucristo por ser luz en mi vida, por enderezar mis pasos y darme la oportunidad de estudiar.

A mi esposa Pamela, por su sacrificio y amor incondicional, quien hizo a un lado sus deseos y anhelos para que yo pudiera terminar mis estudios, eres mi motivación. Te amo.

A mi hijo Steve, a quien amo tanto, que este trabajo sea un ejemplo de esfuerzo y perseverancia para alcanzar tus metas.

A mis padres Milady y Walter, por su amor incondicional y apoyo.

A mi hermano Steve y mis hermanas Priscilla y Keyla, por ser parte mi vida, su amor me inspira a dar lo mejor cada día.

A mi abuela Etelvina y mi tío Andrés, por haberme apoyado cuando más lo necesité y ayudarme a no abandonar mis estudios.

Agradecimientos

Un enorme agradecimiento al Ing. Billy Retana, por su apoyo y guía durante el desarrollo de esta tesis.

Al Ing. Christopher Lee, por motivarme a estudiar ingeniería electromecánica y por su ayuda durante todos estos años. Dios te bendiga.

A mis amigos y compañeros de universidad, que de una u otra forma fueron parte de mi formación como profesional.

A todos los profesores de la Universidad Internacional de las Américas, por su excelencia académica, dedicación y su gran apoyo durante todos estos años de formación.

Resumen

El presente proyecto se realizó en la empresa Align Technology ubicada en la Zona Franca la Lima, en Guadalupe de Cartago. Este estudio consiste en determinar cuál energía renovable fotovoltaica o eólica puede producir un mayor ahorro por facturación eléctrica y para cuál de estos dos sistemas su implementación es económicamente viable.

Primero se hace una visita técnica al edificio donde se toman mediciones del lugar, se determinan los objetos o equipo electromecánico que pueden afectar el rendimiento del sistema y se establece el área disponible para la instalación. Se obtienen los consumos energéticos del edificio y se contacta a la compañía distribuidora del suministro eléctrico JASEC para conocer la disponibilidad del circuito eléctrico para la conexión en paralelo del sistema de generación según el decreto N°39220 del MINAE.

En la fase de diseño se utiliza la herramienta especial para diseños fotovoltaicos SOLARGIS y así se establecen las condiciones de irradiación en la zona y se determinan las pérdidas energéticas promedio del sistema, adicional a esto se utiliza información climatológica por medio de herramientas de software y bases de datos con el fin de diseñar un sistema óptimo que supla la demanda energética del edificio.

En cuanto al diseño fotovoltaico se presentan tres soluciones, una con inversor central y optimizadores de energía, una con inversor central sin optimizadores y otra con micro inversores para la máxima capacidad disponible según la empresa distribuidora JASEC. Para el sistema eólico se propone una solución según el espacio disponible para su instalación.

Finalmente, se realiza un análisis financiero para tener visibilidad sobre la rentabilidad económica de la implementación de un sistema fotovoltaico o eólico, esto por medio de los indicadores financieros VAN, TIR y la recuperación de la inversión.

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN

Planteamiento del problema

¿Cuál sistema de energía renovable eólica o fotovoltaica brinda un mayor ahorro de energía para el edificio de Align Technology ubicado en La Zona Franca La Lima en Guadalupe de Cartago?

Objetivo General

Diseñar un sistema de generación eólico y fotovoltaico óptimo que produzca un ahorro económico en la facturación por consumo eléctrico en la empresa Align Technology de Costa Rica.

Objetivos Específicos

- Definir las condiciones climatológicas del lugar donde se efectúa el proyecto con el fin de conocer si es factible la instalación de un sistema fotovoltaico o eólico.
- Obtener el consumo eléctrico del edificio durante el último año para tener una contabilidad de la carga energética del inmueble y diseñar un sistema eólico y/o fotovoltaico para sustentar dicho consumo.
- Conocer el área disponible para el cálculo del número máximo de paneles fotovoltaicos o aerogeneradores a instalar en dicha edificación.
- Proponer un sistema fotovoltaico y/o eólico conectado a la red eléctrica que se pueda integrar al edificio considerando el área disponible e infraestructura actual del inmueble.
- Elaborar el respectivo análisis financiero para las opciones de generación y así seleccionar el más adecuado para la compañía.

Justificación

En 1997 se fundó la compañía Align Technology en Redwood City, California, USA y en el 2001 Align abrió sus operaciones en Costa Rica con solo 32 colaboradores. Hoy, cuenta con alrededor de 3900 empleados. En el 2018 la compañía invirtió alrededor de \$50 millones de dólares en dos torres nuevas de seis pisos cada una ubicada en San Antonio Business Park en La Rivera de Belén, Heredia y otro edificio de tres pisos en la zona franca La Lima en Guadalupe de Cartago.

Align se dedica al diseño y planeamiento de tratamientos dentales transparentes “Aligners” con la marca Invisalign para dentistas. Por medio de tecnología CAD (Computer Aided Design) se diseñan tratamientos dentales para millones de pacientes alrededor del mundo.

Este proyecto busca conseguir un ahorro económico en temas de facturación eléctrica, además, servirá para determinar cuáles son las energías renovables (eólica o fotovoltaica) que mejor se adaptan en la empresa.

Al ser esta una tesis sobre ahorro energético con energías renovables, las propuestas aquí establecidas reducirán el impacto ambiental derivado del consumo de fuentes energéticas no renovables, altamente contaminantes, con la consiguiente reducción de emisiones de gases de efecto invernadero derivadas de combustibles que se utiliza para la producción de energía.

Proyecciones

Como resultado de este proyecto se busca:

- Dar a conocer estrategias de mejora en temas de ahorro energético y económico por medio de un sistema eólico y fotovoltaico
- Se pretende brindar una herramienta de consulta para futuras investigaciones sobre el tema
- Generar teoría en relación con diseños de sistemas de potencia utilizando energías renovables.

Limitaciones

Este proyecto tiene las siguientes limitaciones:

1. El edificio se encuentra en una Zona Franca por lo que el terreno es limitado y la única área disponible para la instalación de paneles fotovoltaicos o aerogeneradores es la azotea del edificio.
2. La disponibilidad del circuito Zeta donde está ubicada la empresa Align Technology es de 268 KW según el 15% de la demanda máxima anual del circuito en el artículo 44 del decreto N°39220-MINAE, por lo tanto, el sistema instalado no puede sobrepasar esta capacidad nominal, esta información se obtuvo por medio del jefe del departamento de servicios técnicos de JASEC. (ver apéndice J)

Antecedentes

Antecedente número 1.

Título: Estructuras eléctricas para la integración de un sistema de generación eólica a la red eléctrica.

Autor: Freddy Flores Bahamonde

Institución: Universitat Rovira I Virgili de España

Año: 2013

La constante preocupación por la generación de energía con bajo impacto ambiental ha incentivado el desarrollo de sistemas de generación de energía basados en energías renovables, es por eso, que el autor realiza un estudio de generación eólica como fuente de energía renovable.

En este estudio el autor analiza las problemáticas de la integración de un sistema eólico en el entorno urbano. Debido a consideraciones urbanísticas se trata principalmente de la integración de aerogeneradores de baja potencia de eje vertical y horizontal utilizando interfaces e inversores, misma configuración básica que se utiliza para los paneles fotovoltaicos.

El autor selecciona las topologías más apropiadas para este estudio, analiza el rendimiento, la fiabilidad y complejidad de implementación.

En esta tesis se proponen varios diseños de prototipos para una instalación de aerogeneradores, así como las diferentes conexiones al sistema de red eléctrica. La información y cálculos teóricos en este estudio se utilizarán como referencia para el diseño y propuesta de un sistema con aerogeneradores en la empresa Align Technology.

Antecedente número 2.

Título: Diseño de una instalación solar fotovoltaica para el suministro de energía eléctrica de una vivienda aislada.

Autor: Pedro López Ruiz.

Institución: Universitat Rovira I Virgili

Año: 2015

En este estudio el Sr. López tiene como objetivo calcular y determinar los componentes necesarios para la instalación de sistemas fotovoltaicos en una vivienda rural de difícil acceso para el sistema de corriente eléctrica de la zona.

Adicional a esto el autor pretende introducir soluciones que permitan hacer más eficiente el uso de los sistemas fotovoltaicos en la conversión de la energía y los elementos de control.

Dentro de los alcances de este proyecto se busca el cálculo de los diferentes equipos y materiales para la instalación del sistema fotovoltaico, el aprovechamiento de la energía del panel solar cuando las baterías están cargadas, y el aprovechamiento de la irradiación entre el invierno y verano.

Referente al diseño, el autor determina las necesidades energéticas de la vivienda, los datos de irradiación de la zona, hace una exposición de las principales características de los componentes

de la instalación y da soluciones basadas en la incorporación de nuevos equipos que permiten aumentar la eficiencia de las instalaciones fotovoltaicas.

La información que se encuentra en este antecedente se usará como referencia para la instalación del sistema fotovoltaico en la empresa Align Technology por su relación con los sistemas conectados a la red y su metodología en el diseño.

Antecedente número 3.

Título: Ahorro energético en la empresa Geotecnologías S.A. por medio de un sistema eólico, fotovoltaico y mixto.

Autor: Ing. Minor Vindas Calderón.

Institución: Universidad Internacional de las Américas.

Año: 2018.

En este proyecto el autor hace una estimación del consumo energético para la empresa Geotecnologías S.A. ya que el edificio se encuentra en etapa de diseño y no cuenta con consumos energéticos reales.

Se hace un estudio de las condiciones climatológicas para la zona donde se ubica el edificio. Para ello se utilizó la herramienta de la NASA para la medición de la velocidad del viento e irradiancia de la zona.

En este estudio el Sr. Vindas determinó la cantidad máxima de equipos a instalar para el área útil del edificio con un sistema compuesto de paneles solares y aerogeneradores. Para este sistema eólico la principal limitante que el autor tuvo en el diseño fue la distancia entre cada turbina recomendada por el fabricante, la cual es de 15 metros como mínimo.

En esta investigación se diseñaron y estudiaron cinco tipos de configuraciones,

- El caso número uno está compuesto por 114 módulos fotovoltaicos y cuatro inversores centrales, que generan 35,63% del consumo total.
- El segundo caso está compuesto por 114 módulos fotovoltaicos y 114 micro inversores, que generan 35,63% del consumo total.
- El caso número tres, compuesto por cuatro aerogeneradores de eje horizontal, generan 10,31% de energía respecto al consumo anual del edificio.
- El cuarto caso está compuesto por tres turbinas eólicas de eje horizontal y 94 módulos fotovoltaicos conectados a cuatro inversores centrales. Este sistema tiene una capacidad de generación de 37,11% respecto al consumo.
- El caso número cinco se compone por tres turbinas eólicas de eje horizontal y 94 módulos fotovoltaicos conectados cada uno a un micro inversor. La capacidad de generación de este sistema es de 37,11%.

La información de este proyecto se utilizará como referencia mediante el uso de la metodología que se empleó en ella para realizar los cálculos de los paneles fotovoltaicos y aerogeneradores que se pueden utilizar en la empresa de Align Technology para determinar si la implementación de estas tecnologías es económicamente viable.

Antecedente número 4.

Título: Energías renovables aplicables para el edificio de Amazon Seller Support.

Autor: Ing. José Omar Quintanilla García

Institución: Universidad Internacional de las Américas.

Año: 2017.

En este estudio, primeramente, el autor hace un análisis energético del edificio de Amazon Seller Support ubicado en Lagunilla de Heredia dándose cuenta de que la ocupación del edificio es del 96% y la variación del consumo energético mensual es mínima, por lo tanto, se determina

el consumo energético anual y se buscan soluciones de energía renovable para sustentar dicho consumo energético.

Parte de las soluciones propuestas son un sistema fotovoltaico y aerogeneradores. En dicho estudio el autor utiliza información climatológica cuya fuente es la NASA y se da cuenta que la radiación solar de la zona de Lagunilla de Heredia es de 5.2 hora solar pico en promedio.

Considerando la potencia entregada por cada panel solar que es de 320 Watts pico, se concluyó que la radiación solar en la zona es idónea para la generación de energía por medio de módulos fotovoltaicos.

En cuanto a la comparación de los sistemas fotovoltaicos y eólicos, como se observa en las secciones 4.12 y 4.13 de dicho proyecto, se tiene cuatro casos viables de generación de energía por medio de paneles solares y un solo caso viable para la generación de energía por medio de aerogeneradores, por tanto, se concluyó que los sistemas fotovoltaicos son más eficientes que los aerogeneradores para la zona de Lagunilla de Heredia.

Se pudo plantear 4 sistemas de módulos fotovoltaicos debido a que se cuenta con el área suficiente para la instalación. Por lo tanto, se diseñó, para la generación de energía por medio de paneles solares, los casos de 137%, 100%, 75% y 49% del consumo energético del edificio. Por otra parte, utilizando el máximo espacio disponible para la instalación de aerogeneradores sólo se pueden instalar 28 turbinas, por lo cual se diseñó un sistema eólico que genera un 2.5% de la energía consumida por el edificio.

Como se observa en la tabla 4.31 de dicha investigación la comparación de los indicadores financieros del VAN, TIR y PR para los casos de generación de energía planteados, así como en el gráfico del análisis financiero, se concluye que el diseño más rentable para el edificio de Amazon Seller Support es el del caso 4 donde se genera el 49% de energía eléctrica por medio de módulos fotovoltaicos. El diseño del caso 4 presenta el Valor Actual Neto (VAN) más alto de todos los

casos. Así mismo, presenta la Tasa Interna de Retorno igual a 15%, la cual es la más alta de todos los casos y un período de recuperación de inversión más bajo correspondiente a 10 años.

La información de este proyecto se utilizará como referencia mediante el uso de la metodología que se empleó en ella para realizar los cálculos de los paneles fotovoltaicos y aerogeneradores que se pueden utilizar en la empresa de Align Technology para determinar si la implementación de estas tecnologías es rentable en esta empresa.

Antecedente número 5.

Título: Diseño de un sistema de respaldo energético con celdas fotovoltaicas para la reducción de la huella de carbono en la Planta Hidroeléctrica Platanar, San Carlos, Costa Rica.

Autor: Ing. Marvin Fauricio Saborío Corea

Institución: Instituto Tecnológico de Costa Rica

Año: 2019

En este proyecto el Sr. Saborío se propone eliminar las emisiones de CO₂ y demás contaminantes que se dan por el uso del generador de emergencia en la Planta Hidroeléctrica Platanar que funciona como respaldo energético para el edificio de casa de máquinas ante las desconexiones de la red nacional de distribución eléctrica a partir de la implementación de un sistema fotovoltaico, que al ser una tecnología de producción de energía renovable se ajusta a los deseos de la empresa que está comprometida con la meta de Carbono Neutral.

Por lo tanto, el Sr. Saborío diseñó un sistema de aprovechamiento fotovoltaico conectado a la red eléctrica, adaptado a las necesidades de la hidroeléctrica. Se logró el diseño de un sistema de generación fotovoltaico adaptado a las condiciones de radiación, estructurales y eléctricas del edificio.

Para la estimación de producción eléctrica del sistema fotovoltaico en la Planta Hidroeléctrica Platanar se considera un rendimiento anual del 82,2% del nivel de radiación, este sistema logró una producción energética estimada de 63,025 KWh por año correspondiente al 30% de la demanda total de energía.

La información y metodología que se encuentra en esta tesis se utilizará como referencia para el estudio de ahorro en la empresa Align Technology a través del sistema de paneles fotovoltaicos conectados a la red eléctrica nacional.

Antecedente número 6.

Título: Análisis técnico para la construcción de una planta de generación solar para JASEC

Autor: Jorge Barrantes Monge

Institución: Instituto Tecnológico de Costa Rica

Año: 2018

En este trabajo el Sr. Barrantes desarrolló un estudio de rentabilidad económica para la instalación de una planta solar fotovoltaica y así poder producir energía eléctrica en un terreno de la empresa JASEC, para este proyecto el autor diseña un sistema conectado a la red de distribución eléctrica nacional a media tensión.

Para este estudio el autor realiza un análisis de las condiciones climatológicas del lugar con un modelo de predicción de irradiación, estudios técnicos y bases de datos satelitales. Se comparan los diferentes tipos de tecnologías disponibles en el mercado para que se aproveche al máximo el rendimiento de las capacidades del sistema.

En este proyecto se instalaron 2540 módulos solares tomando en cuenta la geometría solar para los diferentes ángulos solares y montados en estructuras metálicas a 10° con respecto al sur y 12° con respecto al azimut, con 5,264 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.

El autor diseñó una planta de 850KW de potencia nominal, se utilizaron inversores de cadena y no centralizados, esto mejoró la eficiencia de la planta y aumento la potencia de 700 KW con inversores centrales a 850 KW con los inversores de cadena según el estudio hecho.

El Sr. Barrantes concluye su estudio con un análisis financiero donde se contemplan todos los gastos para la inversión inicial del proyecto y el retorno de la inversión, este estudio se utilizará como referencia en su contenido y metodología para el desarrollo de esta tesis.

CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO

Autoridad Reguladora de Servicios Públicos (ARESEP)

La Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) es la entidad pública encargada de aplicar la normativa jurídica para regular y controlar la calidad de todos los servicios públicos en el país. Fue creada en octubre de 1996, mediante la aprobación de Ley No. 7593, por parte de la Asamblea Legislativa.

La ARESEP surge como una transformación del anterior Servicio Nacional de Electricidad (SNE), que inicialmente se encargó de la nacionalización eléctrica y esta, con la creación del ICE, se convirtió en la entidad que concesionaba y supervisaba la concesión de los servicios públicos.

En la actualidad la ARESEP regula lo referente al servicio eléctrico, de telecomunicaciones, de agua, de combustibles fósiles, transporte público, entre otros. Dentro de las principales funciones otorgadas por la Ley No. 7593, destacan (Rodríguez, 2000, p. 7):

- Velar por el balance entre las necesidades de los usuarios y los intereses de las empresas prestatarias.
- El otorgamiento de concesiones para la generación privada.
- La contraloría contable, financiera y técnica de las empresas prestatarias.
- La regulación de los servicios públicos asignados.
- Procurar la protección del ambiente.
- La fijación de precios y tarifas con base en los criterios de equidad social, sostenibilidad ambiental, conservación de energía y eficacia económica.

La organización superior de la ARESEP está conformada por una Junta Directiva de cinco miembros, de los cuales uno, quien preside, es el Regulador General.

Dada la problemática energética a nivel de electricidad que existe actualmente en el país, el tema de la generación a pequeña escala y a baja tensión ha adquirido mucha relevancia.

Es por esto, que la ARESEP ha promovido un marco regulatorio que regirá con respecto al desarrollo, a la operación técnica y al acceso al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en las actividades de generación, transmisión y distribución, en aras de la satisfacción de la demanda

nacional de energía eléctrica, bajo criterios de calidad, continuidad, confiabilidad y oportunidad del suministro eléctrico.

Dicha regulación permitirá el intercambio energético entre abonados y distribuidores, lo cual ayudará a disminuir el faltante eléctrico y se espera que tenga una repercusión directa en las tarifas y las facturas de los usuarios.

Legislación y marco normativo

Los sistemas de autogeneración por medio de energía renovables como son el caso de los paneles fotovoltaicos y los aerogeneradores deben seguir una serie de normas establecidas para su regulación y conexión con la red eléctrica convencional.

En cuanto a la legislación costarricense sobre la generación distribuida para autoconsumo y al acceso al sistema eléctrico nacional, de ahora en adelante SEN, se tiene la norma técnica de Planeación, Operación y Acceso al Sistema Eléctrico Nacional AR-NT-POASEN 2015, y su última modificación mediante la resolución RJD-030-2016 de las 15:50 horas del 18 de febrero de 2016, publicada en el Alcance N°25 a La Gaceta N°37 del 23 de febrero de 2016; la norma supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión AR-NT-SUCOM (con su última modificación publicada en febrero del 2016), y el decreto N°39220 del MINAE sobre generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables modelo de contratación-medición neta sencilla.

Artículos de la norma técnica AR-NT-POASEN 2015.

Artículo 3. Definiciones.

Abonado productor o productor consumidor: toda persona física o jurídica que ha suscrito un contrato para el aprovechamiento de la energía eléctrica y que, además, produce electricidad de fuentes renovables para ser aprovechada exclusivamente por él, en el mismo sitio en donde se genera, con el único propósito de suplir parcial o totalmente sus necesidades de energía eléctrica.

Artículo 34. Contrato o convenio de conexión.

Para el acceso al Sistema Eléctrico Nacional, el interesado deberá firmar un “Contrato de Conexión” con el ICE, la empresa de transmisión o la empresa distribuidora según corresponda, en el cual se especificarán las condiciones técnicas, económicas, financieras y jurídicas que no podrán exceder lo dispuesto en la normativa vigente, bajo las cuales se regirá el diseño, adquisición, construcción, la puesta en servicio y operación de la conexión solicitada.

El texto del contrato o convenio de conexión deberá ser revisado y avalado por el Operador del Sistema en el plazo que se establezcan en los procedimientos y protocolos que se aprueben por parte de la Autoridad Reguladora, conforme a lo dispuesto en el artículo 45 de esta norma técnica.

Artículo 124. Modalidades de generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables interconectadas a la red.

La actividad de generación distribuida para autoconsumo de fuentes renovables interconectadas a la red se desarrollará y operará bajo las siguientes modalidades:

- Neta sencilla: alternativa para que los abonados generen electricidad de fuentes renovables con el propósito de satisfacer sus necesidades, funcionando en paralelo con la red de distribución eléctrica, bajo el concepto de depósito y devolución de energía
- Neta completa (venta de excedentes): alternativa para que los abonados generen electricidad mediante fuentes renovables con el propósito de satisfacer sus necesidades, funcionando en paralelo con la red de distribución eléctrica, bajo el concepto de venta de excedentes de energía.

Artículo 125. Generación distribuida para autoconsumo en su modalidad de medición neta sencilla.

La actividad de generación distribuida para autoconsumo de fuentes renovables, utilizando el modelo contractual de medición neta sencilla, no es servicio público; consecuentemente, no estará sujeta a la regulación de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos. Dicha actividad se regirá por lo que establezca para tales efectos el Ministerio de Ambiente y Energía, como ente

rector en la materia. No obstante, lo anterior, en lo que se refiere a su interacción con la red de distribución, estará sujeto a la regulación dictada por la Autoridad Reguladora en esta materia.

Artículo 127. Relación empresa distribuidora con productores consumidores.

Las relaciones entre las empresas distribuidoras y los productores-consumidores con un sistema de generación distribuida para autoconsumo de fuentes renovables, interconectado a la red de distribución, utilizando el modelo contractual de medición neta sencilla, se regirán por el contrato de interconexión establecido por el MINAE, respetando para ello la regulación establecida por la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos en lo relativo a sus competencias.

Artículo 128. Cumplimiento de la normativa técnica en materia de distribución.

Corresponde a las empresas distribuidoras y al productor-consumidor con un sistema de generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables, interconectado a la red de distribución, utilizando el modelo contractual de medición neta sencilla, cumplir con los criterios de calidad, de conformidad con las normas y reglamentos técnicos establecidos por la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos en lo que corresponda.

Artículos de la norma técnica AR-NT-SUCOM

En referencia a esta norma, se agregó el capítulo XVI “Interconexión, acceso y suministro eléctrico para abonados-usuarios-productores”, en que los artículos relevantes para la generación distribuida son:

Artículo 126. Libre interconexión y operación de generadores a la red de distribución.

Las empresas distribuidoras permitirán a sus abonados o usuarios (con la autorización del abonado y su disposición a firmar el contrato respectivo), actuales o futuros, interconectar y operar sistemas de generación para autoconsumo a partir de fuentes de energía renovables, siempre y cuando la red de distribución cuente con las condiciones técnicas para tal efecto y siempre que el interesado cumpla con las condiciones técnicas, comerciales y requisitos establecidos en esta norma, y las que con fundamento en ella establezcan las empresas distribuidoras.

Artículo 127. Requisito para la interconexión de generadores a la red de distribución.

Cualquier abonado o usuario actual o futuro puede constituirse como abonado o usuario productor mediante la firma de un contrato de interconexión para abonados productores.

Artículo 128. Capacidad de acceso.

Las empresas eléctricas efectuarán los estudios técnicos necesarios para cuantificar la capacidad de sus redes de distribución para la operación en paralelo de abonados productores, según lo establecido en el Reglamento de Generación Distribuida para Autoconsumo de Fuentes Renovables Modelo de Contratación Medición Neta Sencilla, si garantizan que la operación de sus generadores para autoconsumo no interfieren con la calidad, la cantidad, la confiabilidad, la continuidad, la oportunidad y la prestación óptima del suministro eléctrico, de conformidad con las normas técnicas regulatorias emitidas por la Autoridad Reguladora.

Artículo 129. Limitaciones de acceso

En toda solicitud de conexión de un generador a la red de distribución la empresa distribuidora deberá efectuar el estudio de viabilidad técnica correspondiente, y velar porque el suministro eléctrico al interesado y a los demás abonados o usuarios se mantenga acorde con los criterios normativos emitidos por la Autoridad Reguladora en lo que respecta a calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima.

Artículo 131. Punto de interconexión.

El punto de interconexión, para efectos comerciales, técnicos y de límites de responsabilidad, del abonado productor con la red de distribución, lo será el punto de entrega, de conformidad con lo establecido en el artículo 15 de esta norma técnica regulatoria. La habilitación de todo servicio para una abonada productora requiere la verificación establecida en la norma técnica regulatoria AR-NT-SUINAC - Supervisión de la instalación y equipamiento de acometidas eléctricas vigente.

Artículo 132. Contrato de interconexión.

Es responsabilidad de la empresa distribuidora asegurar que el contrato de interconexión y operación de un generador para autoconsumo, por parte de un abonado o usuario productor, contenga las cláusulas contractuales necesarias para que:

- a. La infraestructura de la interconexión se construya y se mantenga conforme a la norma ARNT-SINAC “Supervisión de la instalación y equipamiento de acometidas eléctricas” vigente
- b. La operación del generador para autoconsumo no interfiera en la calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima de otros abonados o usuarios, establecida en las normas técnicas regulatorias emitidas por la ARESEP
- c. El abonado o usuario productor se haga responsable de los daños que cause a la empresa eléctrica y a otros abonados o usuarios. No obstante, la empresa eléctrica deberá resarcir los daños que la operación del generador del abonado o auto productor cause a otros usuarios, y deberá en sede administrativa o judicial, cobrar dichos costos al abonado productor.

Artículo 133. Cargo por acceso e interconexión a la red de distribución.

El abonado-productor deberá cancelar mensualmente a la empresa eléctrica el costo de acceso e interconexión a la red de distribución, según lo establezca la Autoridad Reguladora.

Artículo 136. Sistema de medición.

El costo del sistema de medición para el registro de la energía depositada y retirada en los servicios con generación para autoconsumo en su modalidad de medición neta sencilla no podrá ser cargado a las tarifas del servicio de suministro de energía eléctrica en su etapa de distribución, y dicho sistema de medición deberá ser administrado, operado y mantenido por la empresa eléctrica. Este sistema de medición deberá cumplir con lo establecido en el capítulo IV, Inscripción del Modelo de la Norma AR-NT-SUMEL, “Supervisión del uso, funcionamiento y control de medidores de energía eléctrica.

Artículo 137. Facturación de la modalidad contractual, Medición Neta Sencilla.

En el caso de existir un excedente de la producción con respecto al consumo mensual, este debe reflejarse en la facturación del respectivo mes junto con el acumulado correspondiente. Esto a efectos de compensar el excedente en las facturaciones subsiguientes y facturar el costo de acceso indicado en el artículo 133 de esta norma. El cierre para la liquidación de excedentes se hará en la facturación correspondiente al doceavo mes del periodo de doce meses consecutivos convenidos entre las partes.

Decreto N°39220-MINAE

Artículo 1. Objetivo.

Regular la actividad de generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables utilizando el modelo contractual de medición neta sencilla, de forma que su implementación contribuya con el modelo eléctrico del país, y se asegure la prestación óptima del servicio de suministro eléctrico que se brinda a todos los abonados (MINAE, 2015).

Artículo 3. Alcance.

Este reglamento es de aplicación obligatoria para toda persona física o jurídica que instale y opere un sistema de generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables y para las empresas distribuidoras (MINAE, 2015).

Artículo 34. Autorización para almacenamiento y retiro de energía.

El productor consumidor podrá almacenar en la red de distribución la energía no consumida, y tendrá derecho a retirar hasta un máximo de 49% de la energía total generada, para utilizarla en el mes o meses siguientes en un período anual (MINAE, 2015).

Artículo 41. Pagos de excedentes de energía.

Cualquier exceso de energía superior a 49% de la energía total generada que haya sido depositada en la red de distribución no estará sujeta a ningún tipo de retribución económica ni de intercambio de energía (MINAE, 2015).

Artículo 44. Capacidad máxima de sistemas conectados a un circuito.

La capacidad máxima de todos los sistemas de generación conectados en un mismo circuito, incluyendo el sistema propuesto, no deberá exceder el quince por ciento (15%) de la demanda máxima anual del circuito. Se considera demanda máxima, como aquella medida a la salida de la subestación a la cual está conectado el circuito bajo condiciones de operación normal del mismo, no se considera la potencia asociada a los circuitos de respaldo.

Junta Administrativa del Servicio Eléctrico Municipal de Cartago (JASEC)

En este apartado se presentan algunos de los procedimientos y requisitos más relevantes para la instalación de un sistema de generación para autoconsumo con energías renovables con la empresa distribuidora JASEC, el diagrama de flujo del procedimiento a seguir se encuentra en el apéndice A de este documento.

Procedimiento para la solicitud, estudio, aprobación y puesta en servicio de Sistemas de Generación Distribuida para Auto Consumo.

Este procedimiento busca establecer los pasos que se deben seguir para el análisis y aprobación o rechazo de solicitudes para la interconexión y operación de generadores a pequeña escala para autoconsumo con la red de distribución nacional; así como los pasos a seguir para su energización, sincronización, pruebas, ajuste y operación en paralelo, manteniendo la confiabilidad y seguridad operativa de la red de distribución, y la continuidad y calidad del suministro eléctrico.

Responsabilidades.

1. Presentar la documentación y formularios con información verídica, así como todos los requisitos solicitados.
2. Que el sistema GDAC sea diseñado y construido conforme a los requisitos técnicos establecidos, bajo la supervisión de profesionales debidamente calificados e incorporados al CFIA.

3. Informar a la empresa distribuidora de cualquier cambio que realice en las instalaciones del sistema de GDAC, entre las diferentes etapas del procedimiento, incluso después de la puesta en marcha permanente.
4. Notificar a la empresa distribuidora con antelación (mínimo dos días hábiles de previo a concluir cada etapa) el cumplimiento de las etapas del procedimiento que le corresponden.
5. Cancelar los costos establecidos para las diferentes etapas del procedimiento (Inspección previa, estudio de viabilidad técnica o disponibilidad de potencia, conexión y operación).

Descripción de las etapas del procedimiento.

Etapas 1: Estudio de disponibilidad de potencia.

El estudio de viabilidad técnica (disponibilidad de potencia) determinará las posibilidades de interconexión del sistema GDAC a la red de distribución para la capacidad máxima de potencia solicitada por el abonado-usuario.

El Abonado-Usuario deberá llenar el formulario denominado “Estudio de Disponibilidad de Potencia, en dicho formulario especificará de manera fiable las características más relevantes del proyecto a desarrollar y deberá venir firmado por el abonado y por un profesional responsable.

El personal de JASEC realizará una visita al sitio de instalación para validar las condiciones de la red de distribución en donde se interconectará el GDAC. Adicionalmente, comprobará si el circuito al que se pretende conectar el GDAC, tiene la suficiente capacidad de potencia para sobrellevar técnicamente la instalación.

Costo.

El costo de esta etapa para sistemas de generación monofásico o trifásico con demanda es de ¢87,000 y para sistemas de generación distribuida trifásico con calidad de energía es de ¢138,000.

Resultados.

1. Certificación de disponibilidad de potencia

2. Indicaciones de requerimiento de modificaciones de la red de distribución (en caso de que deban realizarse) necesarias para la interconexión del GDAC. El costo no incluye el estudio de modificación de la red el cual deberá cancelarse por separado y siguiendo los procedimientos establecidos por el Proceso Planificar y Desarrollar la Red de la UEN Distribución.

Etapa 2: Solicitud de conexión.

En esta etapa el cliente interesado en instalar un sistema para generación distribuida para auto consumo debe llenar y remitir a la empresa distribuidora el formulario de solicitud de interconexión denominado Formulario para interconexión de sistemas generación para autoconsumo.

Documentación técnica y certificaciones.

1.1 Información técnica

El Abonado o usuario interesado, deberá entregar como mínimo la siguiente información técnica del sistema a instalar:

1.2 Información técnica del equipo de generación:

- 1.2.1 Tipo de generador (fotovoltaico, eólico, etc.)
- 1.2.2 Marca
- 1.2.3 Modelo
- 1.2.4 Cantidad de generadores
- 1.2.5 Capacidad máxima en kW de cada generador y del sistema total
- 1.2.6 Voltaje de operación.

1.3 Información técnica del equipo de interconexión (inversor cuando proceda):

- 1.3.1 Marca
- 1.3.2 Modelo
- 1.3.3 Normas bajo las que fue construido y se certifica su cumplimiento.

1.4 Copia digital del plano eléctrico, visado por el CFIA y que incluya al menos:

- 1.4.1 Ubicación del medidor de producción y de intercambio.
- 1.4.2 Conductores y canalización desde el medidor de producción hasta el punto de entrega.

1.4.3 Conductores y canalización desde el medidor de intercambio hasta el punto de entrega.

1.4.4 Conductores y canalización desde los medidores hasta el generador y la carga respectivamente.

1.4.5 Nombre y firmas de los profesionales responsables del diseño y supervisión eléctrica

1.5 Diagrama de coordinación del sistema de protecciones (para sistemas mayores a 50 kVA monofásico o 75 kVA trifásico).

1.6 Dimensionamiento del transformador y sus características (para sistemas mayores a 50 kVA monofásico o 75 kVA trifásico).

1.7 Estimación de energía mensual generada durante un año en KWH.

1.8 Certificados de pruebas de los equipos a instalar (cumplimiento de normativa IEEE-1547).

1.9 Cronograma de instalación y operación del proyecto (Project o Excel).

1.10 Permiso de concesión para explotación de recursos hídricos y estudios de impacto ambiental en caso de requerirse.

Revisión de la documentación presentada y aprobación de la viabilidad técnica.

Una vez presentado todos los requisitos técnicos solicitados, JASEC procederá con la revisión de la información presentada y notificará al interesado sobre los posibles pendientes o bien sobre la aceptación de la documentación y la viabilidad técnica para interconexión.

Etapa 3: Inspección preliminar.

Inspección preliminar e instalación del sistema de medición.

Con la instalación completa del sistema de generación, la respectiva adecuación de los puntos de medición (medidor de interconexión y medidor de producción) acorde lo estipulado en la normativa vigente, el abonado o usuario notificará a la empresa distribuidora para que realice la inspección del sistema y ejecute las pruebas de operación. Previamente el abonado o usuario deberá cubrir el costo de esta inspección, conforme lo indicado en este inciso.

Pruebas técnicas efectuadas por la empresa distribuidora.

El abonado o usuario es responsable de asegurar que todos los sistemas de protección y telemetría, cuando aplica, estén ajustados y trabajando adecuadamente previo a la inspección de operación en paralelo y pruebas técnicas definitivas de la empresa distribuidora.

El costo de esta etapa para sistemas de generación monofásico o trifásico con demanda es de \$253,000 y para sistemas de generación distribuida trifásico con calidad de energía es de \$257,000.

Puesta en servicio permanente del sistema de GDAC y permiso de operación.

Si las pruebas técnicas que realiza la empresa distribuidora son satisfactorias, se instalará el medidor de interconexión y se instalará o verificará el medidor de producción (ambos sistemas deberán cumplir con lo establecido en la normativa técnica vigente) y dará inicio al intercambio de energía. Los periodos de facturación se ajustarán al ciclo de lectura que exista para la ubicación del inmueble en que se instaló el sistema.

Estructura tarifaria de consumo eléctrico

Tarifa Acceso, inyección y retiro diferido de energía.

Aplicación:

Tarifa aplicable sobre la inyección y retiro diferido de energía en la red de distribución por parte de abonados productores de energía eléctrica en la modalidad de generación distribuida para autoconsumo con medición neta sencilla.

Características de servicio:

El servicio eléctrico que se utilice para producción de energía eléctrica en la modalidad de generación distribuida para autoconsumo con medición neta sencilla deberá estar conforme a lo especificado en el artículo 26 y el Capítulo XVI de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión”.

Medición:

El sistema de medición deberá cumplir con lo indicado en el artículo 136 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM (Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión).

Disposiciones Generales:

1. Cargo por demanda.

La demanda por facturar será la potencia más alta registrada para cualquier intervalo de quince minutos del mes a facturar y del periodo horario correspondiente.

2. Cargo mínimo por facturar.

En cada tarifa se cobrará como mínimo una suma mensual equivalente a los primeros 30 KWh, en los casos que el cliente consuma los 30 KWh o menos.

3. Definición de horario.

3.1 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.

3.2 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.

3.3 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.

Facturación de energía y potencia a abonados productores.

Para obtener la facturación mensual de energía de los clientes en GDA, se suma:

- La tarifa de acceso que corresponde al pago que obtiene la empresa distribuidora de energía eléctrica, por recibir en depósito la energía del productor-consumidor, para su uso posterior en el tiempo por parte del productor-consumidor (La energía depositada se puede usar en el mismo mes o en meses posteriores del período de 12 meses hasta el 31 de diciembre, al cabo de los cuales el remanente se pierde y la contabilización de energía empieza nuevamente en cero)
- Ésta se calcula por cada unidad de energía consumida (KWh) que el productor-consumidor retire de la red, asociada a la energía que previamente había depositado. Por lo tanto, se pagará en los meses en que se dé dicho retiro
- Más la energía eléctrica adicional comprada a la empresa distribuidora, KWh a la tarifa vigente.

Considerando lo siguiente:

- Si la energía comprada a la empresa distribuidora es ≤ 30 KWh se paga la tarifa mínima
- Sobre este total se calcula el alumbrado público y el Tributo de Bomberos (sobre el total extraído)
- Sobre la energía comprada a la empresa distribuidora se paga el impuesto de ventas (cuando haya energía vendida por la empresa distribuidora).

Energías renovables

Energía renovable es aquella energía que es virtualmente infinita, ya sea por la considerable cantidad de energía que contiene, o porque es capaz de regenerarse por medios naturales. Por ejemplo, tenemos la eólica (generada por la acción del viento) y la solar.

Un concepto similar, pero no idéntico a energías renovables es el significado de energías alternativas, son aquellas energías que pueden sustituir a las fuentes de energía actuales, ya sea por su menor efecto contaminante, o eventualmente por su posibilidad de renovación.

Las fuentes de energía renovables utilizadas para remplazar combustibles fósiles son una opción que ayuda a la generación de energía de forma amigable con el ambiente. Este cambio

puede hacer una contribución significativa al aumento de la seguridad energética mundial y trae muchos beneficios a los países que han optado por esa opción. Estos beneficios son:

- Los países no productores de petróleo reducen la dependencia de energía importada.
- Mejora la seguridad del país, al no tener dependencia de factores externos y a su vez reduce la vulnerabilidad por esta dependencia energética.
- Los países logran diversificar su matriz energética utilizando fuentes de energía renovables o alternativas.
- Desarrollo de nuevas oportunidades de negocio, de mercados emergentes (PYMES), etc.

Energía solar

La energía solar es la energía contenida en la radiación solar. Este tipo de energía renovable se genera mediante reacciones de fusión nuclear en el Sol. La radiación viaja hacia la Tierra mediante la radiación electromagnética y posteriormente, puede ser aprovechada.

La energía solar se puede aprovechar en forma de energía térmica o energía eléctrica, para su consumo posterior en cualquier lugar donde se necesite. Cuando se trata de energía térmica obtenemos calor para calentar un fluido.

El elemento encargado de captar la radiación solar y transformarla en energía útil es el módulo fotovoltaico. El módulo fotovoltaico puede ser de distintos tipos dependiendo del mecanismo escogido para el aprovechamiento de la energía solar:

- Mediante captadores solares térmicos (energía solar térmica)
- Mediante paneles solares fotovoltaicos (energía solar fotovoltaica)
- Sin ningún elemento externo (energía solar pasiva).

Energía eólica

La energía eólica es la energía obtenida de la fuerza del viento, es decir, mediante la utilización de la energía cinética generada por las corrientes de aire. Se obtiene mediante unas turbinas eólicas que convierten la energía cinética del viento en energía eléctrica, por medio de aspas o hélices que

hacen girar un eje central conectado a través de una serie engranajes (la transmisión) a un generador eléctrico.

La energía eólica ha sido aprovechada desde la antigüedad para mover los barcos impulsados por velas o hacer funcionar la maquinaria de molinos al mover sus aspas.

La energía del viento está relacionada con el movimiento de las masas de aire que se desplazan de áreas de alta presión atmosférica hacia áreas adyacentes de baja presión, con velocidades proporcionales (gradiente de presión). Por eso puede decirse que la energía eólica es una forma no-directa de energía solar. Las diferentes temperaturas y presiones en la atmósfera, provocadas por la absorción de la radiación solar, son las que ponen al viento en movimiento.

Es una energía limpia y también la menos costosa de producir, lo que explica el fuerte entusiasmo por sus aplicaciones. De entre todas ellas, la más extendida y la que cuenta con un mayor crecimiento es la de los parques eólicos para producción eléctrica.

Un parque eólico es la instalación integrada de un conjunto de aerogeneradores interconectados eléctricamente. Los aerogeneradores son los elementos claves de la instalación de los parques eólicos que, básicamente, son una evolución de los tradicionales molinos de viento. Como tales, son máquinas rotativas que suelen tener tres aspas de unos 20-25 metros, unidas a un eje. El elemento de captación o rotor que está unido a este eje capta la energía del viento. El movimiento de las aspas o paletas, accionadas por el viento, activa un generador eléctrico que convierte la energía mecánica de la rotación en energía eléctrica.

El gran beneficio medioambiental que proporciona el aprovechamiento del viento para la generación de energía eléctrica viene dado, en primer lugar, por los niveles de emisiones gaseosas evitados, en comparación con los producidos en centrales térmicas. En definitiva, contribuye a la estabilidad climática del planeta. Un desarrollo importante de la energía eléctrica de origen eólico puede ser, por tanto, una de las medidas más eficaces para evitar el efecto invernadero ya que, mundialmente, se considera que el sector eléctrico es responsable de 29 % de las emisiones de CO₂ del planeta.

Como energía limpia que es, contribuye a minimizar el calentamiento global. Centrándose en las ventajas sociales y económicas que incumben a todos de una manera mucho más directa, son mayores que los beneficios que aportan las energías convencionales. El desarrollo de este tipo de energía puede reforzar la competitividad general de la industria y tener efectos positivos y tangibles en el desarrollo regional, la cohesión económica y social y el empleo.

Hay quienes consideran que la eólica no supone una alternativa a las fuentes de energía actuales, ya que no genera energía constantemente cuando no sopla el viento. Es la intermitencia uno de sus principales inconvenientes. El impacto en detrimento de la calidad del paisaje, los efectos sobre la avifauna y el ruido suelen ser los efectos negativos que generalmente se citan como inconvenientes ambientales de los parques eólicos.

Sistemas fotovoltaicos

Un sistema fotovoltaico comprende la integración de varios componentes que interconectan sus funciones para lograr aprovechar la energía radiada por el sol y convertirla en energía eléctrica con el fin de abastecer la demanda de una carga que representa un consumo de potencia.

A gran escala para lograr un sistema de aprovechamiento solar capaz de conectarse a la red de distribución eléctrica se necesitan además de los paneles, algunos elementos básicos los cuales son: El regulador de carga, el acumulador, el inversor, cableado, protecciones, sistema de monitoreo y su debido sistema de control. Sin embargo, para hacer la instalación de un sistema fotovoltaico, es necesario decidir si conviene más un sistema aislado, o un sistema conectado a la red.

Los parámetros básicos de un sistema fotovoltaico contemplan los siguientes rubros:

- La potencia de los módulos se mide en Watts-pico (Wp)
- La capacidad de almacenamiento de las baterías se mide en Amperios-hora (Ah)
- La capacidad de regulación de carga en Amperios (A)
- El consumo de energía se determina en Watts-hora (Wh)
- La potencia necesaria del convertidor en Watts (W).

Principios físicos de los paneles solares, transformación de la energía solar en eléctrica

La transformación de la energía solar en electricidad se llama conversión fotovoltaica y es resultado del “efecto fotovoltaico”. Este efecto se lleva a cabo en dispositivos optoelectrónicos conocidos como celdas solares. Cuando estos dispositivos absorben la radiación solar, se genera de manera instantánea un voltaje de corriente directa en sus terminales y, si a estas se conecta una resistencia fluirá una corriente, evidenciando con ello la generación de potencia eléctrica con la que se produce trabajo.

Funcionamiento de las celdas solares.

Las celdas solares son dispositivos fotovoltaicos que trabajan absorbiendo una gran parte de radiación del espectro solar. La tecnología de celdas fotovoltaicas dominante en el mercado se basa en silicio, elemento que sirve de base para la mayoría de los componentes electrónicos y que se encuentra en forma de una roca de óxido de silicio llamada cuarcita.

Las celdas de silicio se pueden fabricar por medio de obleas monocristalinas, policristalinas y películas delgadas amorfas o nano-cristalinas.

Una celda solar está formada por la unión entre dos materiales con diferente conductividad eléctrica, de preferencia semiconductores. Uno de ellos con exceso de electrones (cargas negativas) al que se le denomina tipo “n” y el otro con deficiencias de electrones o “huecos” (cargas positivas) al que se le denomina tipo “p”. Esta unión forma, dentro del material, un campo eléctrico interno sin el cual no se llevaría a cabo el efecto fotovoltaico.

Una celda solar expuesta a la luz genera electricidad; es decir, en las terminales eléctricas externas del dispositivo aparece un voltaje que puede ser medido con un voltímetro. Si a las terminales de salida se conecta una resistencia R_L simulando una carga, entonces por el circuito circulará una corriente eléctrica limitada por la Ley de Ohm.

Tecnología de silicio monocristalino.

El silicio mono cristalino es el más difícil y caro de producir de todos por su calidad y pureza. La tecnología monocristalina permite una gran variedad de formas y dopajes del material. Su

equipamiento consiste en una cámara de vacío en la que la materia prima, silicio, es fundida en un crisol y una “semilla” del cristal monocristalino se pone en contacto con el material fundido. Entonces la semilla se separa lenta y verticalmente de la superficie fundida donde el líquido cristaliza entorno a la semilla.

Cuando se está a punto de alcanzar el diámetro deseado, la velocidad de extracción se incrementa al valor específico en el que el cristal crece hasta el diámetro deseado. Debido a la rotación de la semilla, la sección del cristal es circular.



Figura 1. Celda monocristalina de silicio.
Fuente: <https://mepsolar.mx/>

Tecnología de silicio policristalino.

Debido a que la industria fotovoltaica no requiere que el silicio tenga la misma pureza de los componentes de la microelectrónica, se hace posible utilizar el silicio sobrante de la producción en la fabricación de celdas fotovoltaicas.

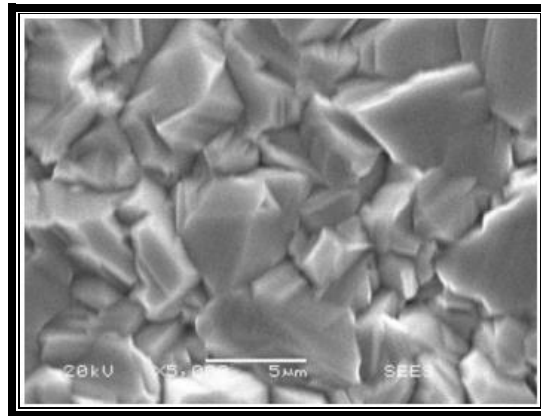


Figura 2. Fotografía de SEM de una muestra policristalina.
Fuente: <http://www.relaq.mx/RLQ/tutoriales/e-bookCyT2.pdf>

Las películas delgadas de silicio pueden ser depositadas en un sustrato policristalino por un proceso epitaxial. El objetivo general es usar obleas de silicio fundido de bajo coste y grandes granos (como el de la materia prima de grado metalúrgico) como sustrato y depositar en ellas una capa delgada de alta calidad.



Figura 3. Celda policristalina de silicio.
Fuente: <https://mepsolar.mx/>

Tecnología de silicio amorfo.

Usan semiconductores no cristalinos. En estos materiales el enlace químico de los átomos es semejante al de los cristalinos, sin embargo, una pequeña y desordenada variación de los ángulos en los enlaces elimina la estructura de red regular. Estos semiconductores amorfos pueden tener propiedades electrónicas aceptablemente buenas para muchas aplicaciones.

Después de numerosos años de incertidumbre, se descubrió que el silicio amorfo depositado por plasma contiene un alto porcentaje de átomos de hidrogeno enlazados en la estructura del silicio amorfo y que estos átomos de hidrógeno son esenciales para la mejora de las propiedades electrónicas del material.



Figura 4. Celda monocristalina de silicio.

Fuente: <https://mepsolar.mx/>

Radiación solar

La radiación solar es la energía electromagnética que surge en los procesos de fusión del hidrógeno contenido en el Sol. La energía solar que en un año llega a la Tierra a través de la atmósfera es aproximadamente 1/3 de la energía total interceptada por la Tierra fuera de la atmósfera de la cual 70% llega al mar y la energía restante (1.5×10^{17} kW-h) a tierra firme.

La radiación solar recolectada fuera de la atmósfera sobre una superficie perpendicular a los rayos solares es conocida como constante solar y es igual a 1353 W/m^2 , variable durante el año

en un $\pm 3\%$ a causa de la elipticidad de la órbita terrestre. El valor máximo medido sobre la superficie terrestre es de aproximadamente 1000 W/m^2 , en condiciones óptimas de Sol a mediodía y en un día de verano despejado a nivel del mar.

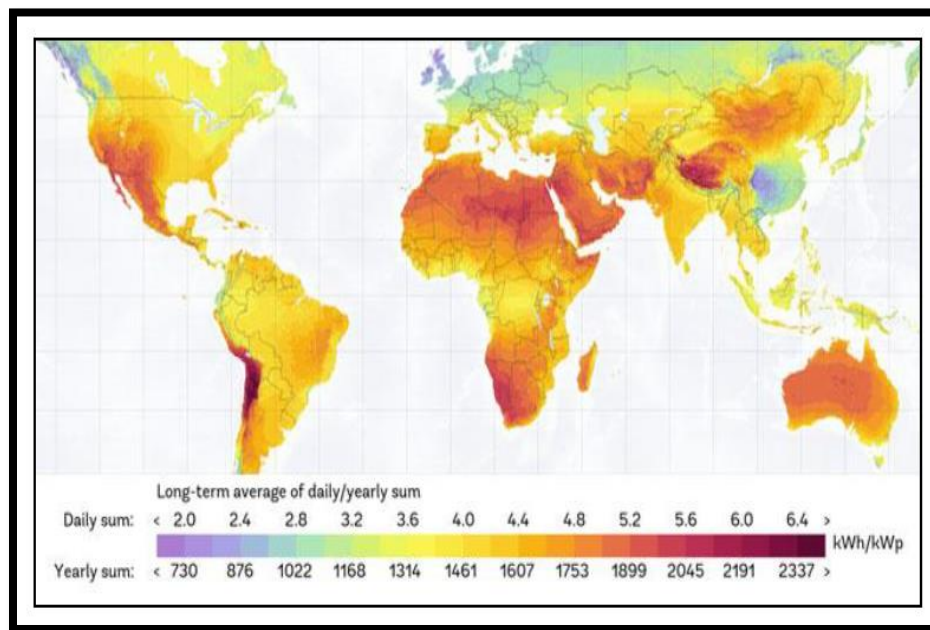


Figura 5. Mapa de radiación solar mundial.

Fuente: <http://www.gisandbeers.com/cartografia-de-radiacion-solar-mundial/>

La radiación emitida por el Sol se distribuye en un amplio espectro de longitudes de onda, como se puede observar en la figura 6 correspondiendo la mayor parte de la energía radiada, a la porción comprendida entre $0,2$ y $3,0 \mu\text{m}$, con una distribución espectral muy similar a la producida por un radiador integral (cuerpo negro) a $5777 \text{ }^\circ\text{K}$. Alrededor de la mitad de dicha energía se encuadra dentro de la banda visible ($0,39 - 0,77 \mu\text{m}$). El resto corresponde casi por completo a radiación infrarroja, con un pequeño porcentaje de radiación ultravioleta.

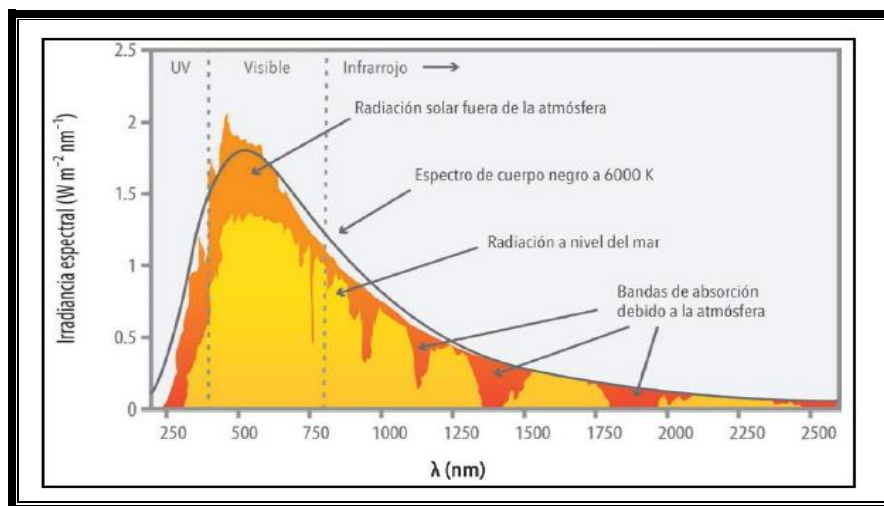


Figura 6. Espectro de radiación solar.

Fuente: <https://edu.phineal.com/lessons/la-radiacion-solar/>

La radiación solar se mide usualmente mediante instrumentos especiales destinados a tal propósito denominados radiómetros. Existen varias clases de radiómetros, dependiendo del tipo de radiación a medir.

El término radiación se utiliza habitualmente en un sentido genérico. La energía incidente sobre una superficie, por unidad de área, se denomina irradiancia, y se mide normalmente en Watts por metro cuadrado (W/m^2). La energía incidente sobre esa misma superficie, por unidad de área, durante un determinado período de tiempo, se denomina irradiación, y se obtiene de la anterior por integración respecto del tiempo. Así pues, la irradiancia es la potencia instantánea de la radiación, mientras que la irradiación es la energía recibida en un determinado período de tiempo, ambas por unidad de área de la superficie receptora.

Radiación directa, difusa y global

La radiación solar sale del Sol en todas direcciones, viaja en línea recta a la velocidad de la luz y su intensidad disminuye de forma inversamente proporcional al cuadrado de la distancia al foco emisor. Debido a esto, se dice que la radiación solar fuera de la atmósfera está compuesta de rayos

por lo que se le asigna un carácter directo, es decir, viaja directamente del foco emisor al captador, recibiendo el nombre de radiación directa normal.

Sin embargo, cuando ésta entra a la atmósfera, las partículas suspendidas (el aire, el ozono, las moléculas de agua, polvo, etc.), interactúan con los rayos directos del Sol absorbiéndolos, difractándolos, y reflejándolos. En consecuencia, un captador recibe en su superficie radiación solar de dos tipos: irradiancia directa G_B e irradiancia difusa G_D .

La radiación difusa, es la radiación que recibe o “ve” el captador como aquella que viene de la bóveda celeste. Ella está compuesta por dos componentes, la refractada y la reflejada. A la suma de las radiaciones directa y difusa se le conoce con el nombre de radiación global G_G .

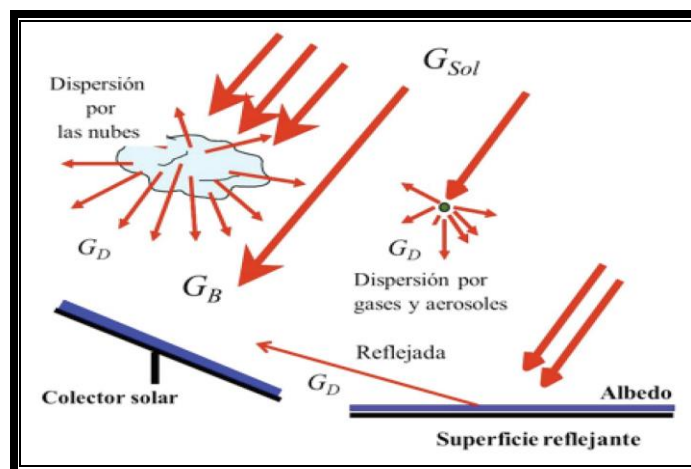


Figura 7. Irradiancia Global, directa y difusa sobre un captador: $G_G = G_B + G_D$.

Fuente: Sánchez A, Martínez D, Santos R, Ortega J, Sánchez P. (2017)

Hora solar pico

Para la aplicación del Recurso Solar en los Sistemas Fotovoltaicos, los ingenieros de diseño han convenido en usar otra unidad de medición de energía para especificar la irradiación.

Si se considera que un captador horizontal puede recibir una irradiancia directa aproximada de $1,000 \text{ W/m}^2$ bajo las condiciones de día claro, al nivel del mar y estando el Sol en el cenit del captador, entonces por convención a dicha cantidad se le ha llamado pico de la irradiancia. En consecuencia, si un captador recibe hipotéticamente un pico de irradiancia durante una hora, a la

cantidad de energía recibida se ha convenido llamarla hora solar-pico, o simplemente hora-pico. Así, la transformación de unidades es: $1 \text{ HSP} = 1 \text{ hora pico} = 1,000 \text{ Wh/m}^2 = 3,6 \text{ MJ/m}^2$.

Efecto de la irradiancia, superficie de captación, temperatura y sombreado

El efecto de la intensidad luminosa.

En todas las celdas solares la corriente foto generada es proporcional a la irradiancia y bajo condiciones de corto circuito, a esta corriente se le ha llamado corriente de corto circuito, el valor de la corriente de corto circuito (ICC), disminuye gradualmente en la misma proporción que lo hace la irradiancia. El comportamiento lineal de la corriente foto generada (o corriente a corto circuito) con la irradiancia, hacen de las celdas solares dispositivos aceptables para medir la intensidad de la luz.

Por otra parte, la eficiencia de la celda puede considerarse “constante” con los cambios en el valor de la irradiancia ya que ha sido definida como el cociente de la potencia de salida entre la potencia de la radiación luminosa. Para fines prácticos se puede establecer que la eficiencia de la celda no cambia al variar la irradiancia.

Efecto de la superficie de captación.

Dado que a mayor área de captación mayor es la potencia luminosa recibida, entonces, bajo condiciones de irradiancia constante y temperatura de la celda constante, el valor de la corriente foto generada y de la Potencia Máxima de una celda solar dependerá del tamaño de su área o superficie total activa.

Efecto de la temperatura.

Las celdas solares al estar expuestas al Sol se calientan como cualquier captador solar. Este aumento en la temperatura afecta las características eléctricas de ellas.

Para celdas de silicio cristalino el coeficiente de temperatura para corriente de corto circuito (ICC) está dado como el cambio en su valor respecto de un cambio en la temperatura (dT), por lo

tanto ($dICC/dT$), tiene un valor aproximado de 10-30 mA/cm²; mientras que, el coeficiente de temperatura para el voltaje de circuito abierto definido como (dV_{ca}/dT) tiene valores entre 2.0 hasta 2.3 mV/°C. La ligera ganancia en ICC y la disminución en voltaje de circuito abierto cuando la temperatura de la celda aumenta, trae como consecuencia que sus efectos se vean reflejados tanto en la potencia generada por la celda como en su eficiencia.

Pero ¿cuál es la temperatura que alcanza un módulo y de quien depende su valor? La respuesta a este tipo de preguntas sólo es posible contestarlas empíricamente. La temperatura que puede alcanzar una celda solar en un módulo, cuando está en operación (a la que se le llamará temperatura de operación de la celda, TC), depende de la irradiancia (G), temperatura ambiente (T_{amb}), velocidad de viento y del tipo de encapsulamiento, a través del cual se disipa el calor. Una relación empírica que establece la temperatura que alcanzará un módulo, bajo condiciones de equilibrio térmico, en función de la irradiancia G que recibe, a una velocidad de viento de 1 m/s está dada por la ecuación 1:

$$TC = T_{amb} + C1 \cdot G, 1$$

Donde C1 es una constante empírica, llamada la constante de propagación de temperatura, que depende del tipo de módulo (fabricante) y que se obtiene a partir de la temperatura que adquieren las celdas solares, que integran al módulo fotovoltaico, cuando éste es sometido a las siguientes condiciones de operación:

- $G=800 \text{ W/m}^2$;
- $T_{amb}=20^\circ\text{C}$;
- velocidad de viento $v=1.0 \text{ m/s}$

Considerando lo anterior y dado que los módulos nunca operarán bajo las condiciones estándar de prueba (STC por sus siglas en inglés), se ha convenido proporcionar a los usuarios sus parámetros eléctricos bajo las condiciones nominales de operación. Para esto, la temperatura nominal de operación se mide cuando las celdas del módulo alcanzan su equilibrio termodinámico con condiciones de trabajo dadas con una irradiancia de 800 W/m², manteniendo al módulo en un

ambiente con una temperatura de 20°C y haciéndole fluir una corriente de aire con una velocidad 1.0 m/s. Con dichas condiciones, se miden los parámetros eléctricos del dispositivo.

Con el valor de temperatura de operación nominal de la celda fotovoltaica (TNOCT por sus siglas en inglés) proporcionado por el fabricante del módulo, la constante de propagación C1 está dada por la ecuación 2:

$$C1 = (TNOCT - 20) / 800 \quad 2$$

Habiendo determinado la temperatura de operación del módulo, es muy simple determinar los valores de sus parámetros eléctricos. Aunque los fabricantes proporcionan los valores de los coeficientes de temperatura de sus productos (dV_{ca}/dT ; dI_{cc}/dT , dP/dT , dh/dT).

En consecuencia, el efecto de la absorción de la irradiancia, la temperatura ambiente, y la manera que el módulo disipa el calor debido a los fenómenos de convección propiciados por una corriente de aire, ocasionan un incremento en la temperatura de las celdas (T_c) del módulo. Por lo cual, para valores de T_c arriba de la de referencia ($T_c (STC) = 25^\circ C$), el módulo pierde potencia a una razón dado por el coeficiente de temperatura dP/dT , el cual debe ser proporcionado por el fabricante. De esta forma, un módulo trabajando a una temperatura ambiente T_{amb} y con una irradiancia G , se calentará a una temperatura T_C dada por la ecuación 3:

$$T_C = T_{amb} + C1G.3$$

y el gradiente de incremento en la temperatura será según la ecuación 4:

$$\Delta T = T_C - T(STC) \quad 4$$

El porcentaje de las pérdidas por temperatura en la Potencia Pico, PPP, estarán dadas por la ecuación 5:

$$PPP = (dP/dT) \cdot \Delta T \% \quad 5$$

Efecto del sombreado sobre una celda solar.

Dado que a menor área de captación menor es la potencia luminosa recibida, entonces bajo condiciones de irradiancia constante y temperatura de celda constante, una celda con parte de su superficie sombreada no proporcionará la misma potencia que cuando está sin sombrear.

Para analizar este fenómeno supóngase que se tiene una celda solar de superficie unitaria, independientemente de cuál sea su tamaño, y que ésta pueda considerarse como la integración de fracciones de celdas de área pequeña (superficie de tamaño X) conectadas en paralelo, fracciones de superficie de la celda unitaria tan pequeña como se desee o tan grande como se requiera. Cada fracción de la celda unitaria generará una potencia equivalente a su fracción del área total, cuando una fracción determinada X de la celda unitaria se sombrea, ésta deja de generar potencia eléctrica y se convierte en una resistencia de carga, la cual, por la Ley de Ohm, va a consumir una fracción de la potencia generada.

Ángulos solares

Los ángulos solares son fundamentales para el cálculo de la estimación de la radiación solar que llega al plano del colector, además de permitir la evaluación previa de eventuales problemas de sombra que pueden ocurrir en la obra en estudio. Esos ángulos son: ángulo horario, cenital, de altitud solar, ángulo azimutal del Sol y el ángulo de incidencia de la radiación directa.

Ángulo horario.

Corresponde al desplazamiento angular del Sol en relación con el meridiano local, como resultado del movimiento de rotación de la Tierra, mostrado en la figura 8. Ese desplazamiento es de 15° /hora, pues la Tierra completa 360° en 24 horas. Al mediodía solar el ángulo horario es nulo, los signos positivo y negativo se refieren a los períodos de la tarde y de la mañana, respectivamente.

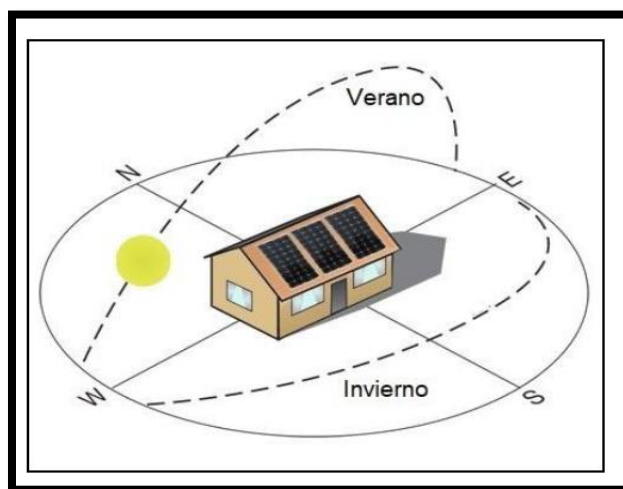


Figura 8. Ángulo horario solar.

Fuente: <https://www.mpptsolar.com/es/orientacion-inclinacion-paneles-solares.html>

Ángulo cenital.

Es el ángulo formado entre la vertical a un observador local y el rayo de la componente directa de la radiación solar, mostrado en la figura 9. Cuando el Sol está en el meridiano del lugar, es decir, exactamente sobre el observador. El ángulo cenital varía entre 0° y 90° .

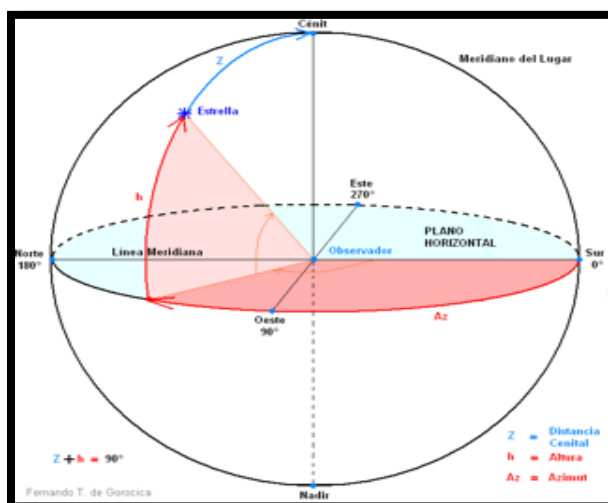


Figura 9. Ángulo cenital solar.

Fuente: <https://www.todoelsistemasolar.com.ar/distancia-cenital-cenit.php>

Ángulo de altitud solar.

Es el ángulo formado entre la horizontal y la dirección del Sol, es decir, el ángulo de altitud solar corresponde al complemento del ángulo cenital, como muestra la figura 10.

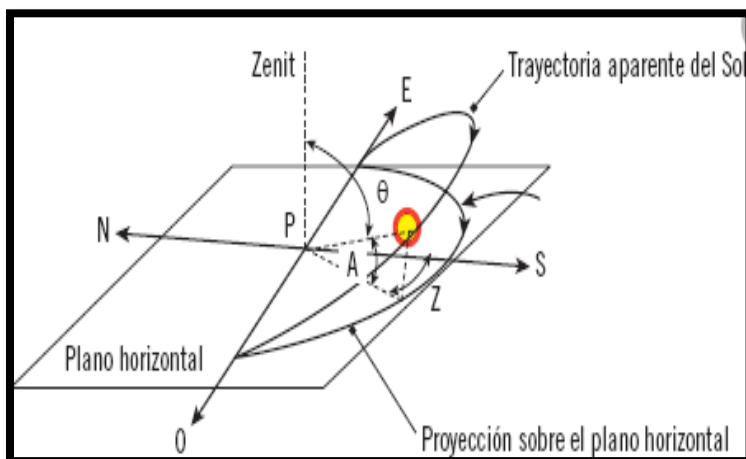


Figura 10. Ángulo altitud solar.

Fuente: <http://solete.nichese.com/altura.html>

Ángulo azimutal de superficie.

Corresponde al ángulo formado entre la dirección norte-sur y la proyección en el plano horizontal de la recta normal a la superficie del colector solar (ver figura 11), tomaremos la medida angular para el hemisferio sur a contar desde el norte con valores negativos durante la mañana (dirección al este) y positivos para las horas de la tarde (dirección al oeste). En el caso de un tejado libre de obstrucciones se intentará siempre ubicar el captador solar “mirando al sur” es decir con un ángulo azimutal de 180° , ver figura # para un ángulo azimutal igual a α .

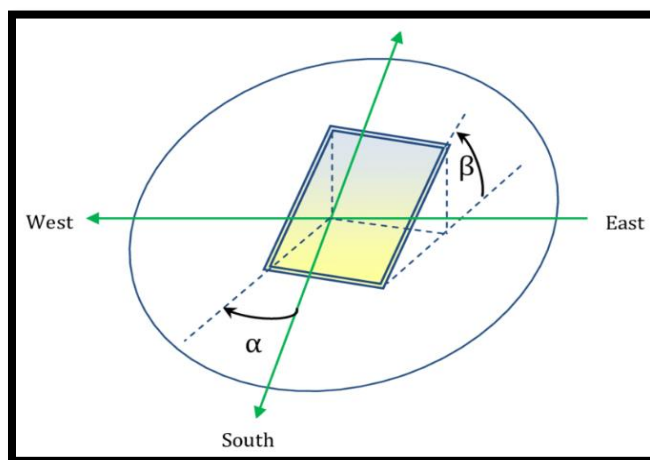


Figura 11. Ángulo azimutal solar.

Fuente: https://www.researchgate.net/figure/Representacion-del-angulo-de-azimuth-y-orientacion-de-una-superficie_fig7_263962950

Ángulo de incidencia de la radiación directa.

Es el ángulo formado entre la normal a la superficie y la recta determinada por la dirección de la radiación solar directa, como muestra la figura 12. Su variación es de 0° a 90° .

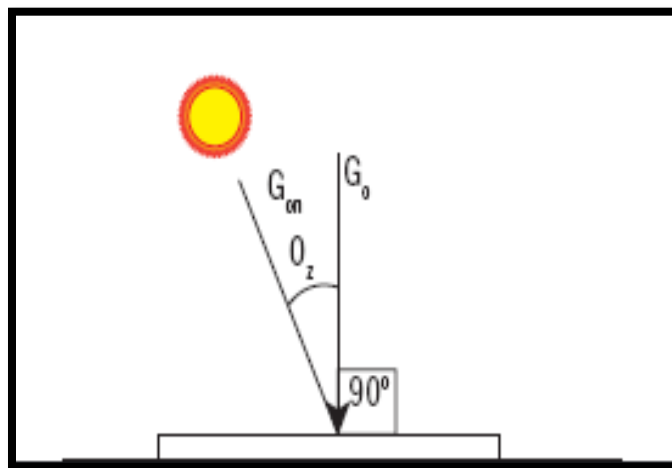


Figura 12. Ángulo de incidencia de la radiación directa.

Fuente: <http://reader.digitalbooks.pro/content/preview/books/39121/book/OEBPS/Text/chapter1.html>

Inversor

Es el que nos convierte la potencia generada de corriente continua a corriente alterna, para poder inyectar electricidad a la red, 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.

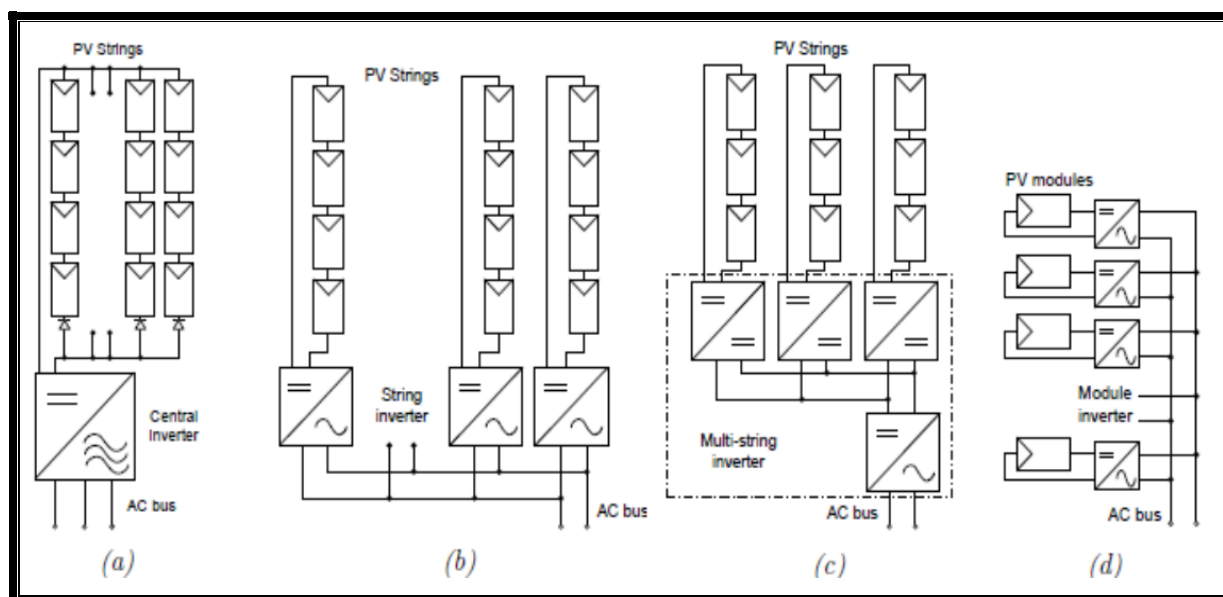


Figura 13. Configuraciones de los inversores. A) Inversor central, B) Inversor en cadena, c) inversor multi-cadena, D) inversor en módulo.

Fuente: Tomado de (Jorge Barrantes Monje, (2018).

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 13a. 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, además 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.

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 # 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.

Inversores multi cadena.

Es una variación de los inversores en cadena, se les conoce como multistring, están representados en la Figura 13c, 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.

Inversores módulo.

Los podemos observar en la Figura 13d, 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, 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.

Optimizador de energía

El optimizador de energía es un transformador DC/DC el cual se conecta a cada módulo solar convirtiéndolo en un módulo inteligente. El optimizador de poder incrementa la energía de salida del sistema fotovoltaico siguiendo constantemente el punto de máxima potencia (MPPT, por sus siglas en ingles) de cada módulo individualmente.

Los optimizadores de energía regulan el voltaje de cada cadena a un nivel constante sin importar la cantidad de módulos conectados, el ángulo de inclinación o las condiciones climatológicas del lugar.

El optimizador de energía monitorea el rendimiento de cada módulo y mantiene comunicación con la plataforma de monitoreo. Cada optimizador está diseñado para para reducir el voltaje DC de los módulos a un valor seguro de 1 V cuando la energía de la red se desconecta.

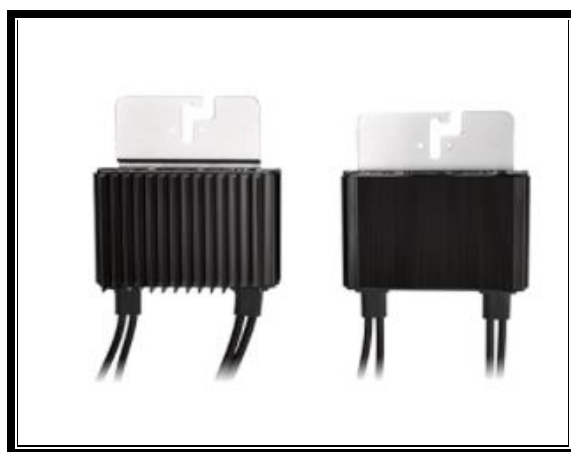


Figura 14. Optimizador de energía

Fuente: <https://www.solaredge.com/products/power-optimizer#/>

Cableado

El transporte de la energía eléctrica se realiza a través de los distintos subsistemas de la instalación fotovoltaica mediante líneas eléctricas. Los criterios para tener en cuenta a la hora de diseñar este subsistema son el tipo de cable, el modo de instalación y las características eléctricas del mismo. El tipo de cable lo clasifica su maleabilidad, cantidad de polos, aislamiento, y tipo de

cubierta protectora. La instalación del cable tendrá que ver si las líneas serán aéreas, interiores o subterráneas, si será entubada o si irá al interior de huecos de construcción. (ver figura 15)

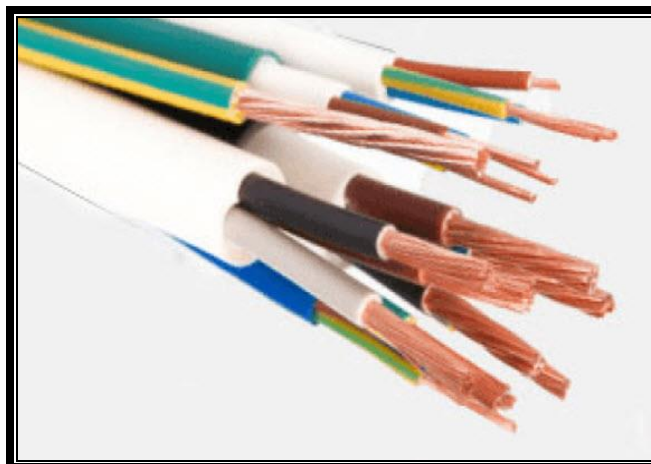


Figura 15. Ejemplo de diferentes tipos de cables.

Fuente: <https://www.damiasolar.com/productos/cableado-y-conectores-12>

Las características eléctricas a considerar para la escogencia de un cableado son la tensión y corriente máximas con las que se puede utilizar, que dependen mayormente del calibre del cable (ver figura 16), además, se toma en cuenta el rango de temperaturas en el que puede funcionar sin efectos negativos considerables.

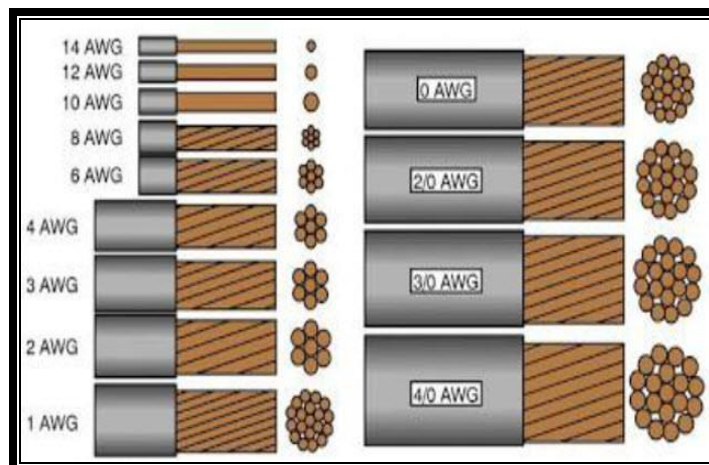


Figura 16. Diferentes calibres de cableado.

Fuente: <http://faradayos.blogspot.com/2013/12/caracteristicas-cables-conductores.html>

Protecciones

El sistema de protecciones asegurará la protección de las personas frente a contactos directos e indirectos. Los fusibles (ver figura 17) se emplean mucho en las instalaciones fotovoltaicas por su coste económico, este consiste fundamentalmente en un alambre o tira metálica insertado en el circuito de corriente, que al rebasarle cierta intensidad se funde, provocando la desconexión y protegiendo así al circuito. Por lo tanto, todo fusible habrá que reponerlo después de cada cortocircuito que se produzca.



Figura 17. Ejemplo de fusible para sistemas fotovoltaicos.

Fuente: <https://eliseosebastian.com/fusibles-en-los-sistemas-fotovoltaicos/>

Estas protecciones se pueden utilizar para proteger las baterías, los paneles y los demás dispositivos del sistema, y pueden ser tanto fusibles como protecciones térmicas (ver figura 18).



Figura 18. Ejemplo de protecciones térmicas para sistemas fotovoltaicos.
Fuente: <https://autosolar.es/blog/aspectos-tecnicos/que-es-un-rele-termico>

Tipos de conexión de paneles solares

Hay dos formas de utilizar la energía eléctrica generada a partir del efecto fotovoltaico:

- En instalaciones aisladas de la red eléctrica.
- En instalaciones conectadas a la red eléctrica convencional.

Mientras que en las primeras la energía generada se almacena en baterías para así disponer de su uso cuando sea preciso, en las segundas toda la energía generada se envía a la red eléctrica convencional para su distribución.

Sistemas aislados a la red.

Las instalaciones fotovoltaicas aisladas son aquellas que generan electricidad de forma autónoma, sin conexión a la red, y que están provistas de sistemas de acumuladores o baterías y regulación para poder cubrir en todo momento la demanda. Estas instalaciones son de poca potencia normalmente entre 3 KWp a 10 KWp y son especialmente útiles en zonas rurales y lugares remotos con escaso desarrollo en las redes eléctricas.

Como los paneles solo producen energía en las horas de sol y la energía se necesita durante las 24 horas del día, es necesario un sistema de acumulación.

Durante las horas de luz solar hay que producir más energía de la que se consume, para acumularla y posteriormente poder utilizarla cuando no se esté generando. La cantidad de energía que se necesita acumular se calcula en función de las condiciones climáticas de la zona y del consumo de electricidad. De tal manera que en una zona en donde haya muchos días soleados al año habrá que acumular poca energía. Si el periodo sin luz no es suficientemente largo, hay que acumular más energía.

Básicamente, estos sistemas fotovoltaicos constan de los siguientes elementos:

- Generador fotovoltaico: transforma la energía del sol en energía eléctrica y carga las baterías.
- Regulador de carga: controla la carga de la batería y evita que se produzcan sobrecargas o descargas excesivas que disminuyan la vida útil del acumulador. Puede incorporar un sistema de seguimiento del punto de máxima potencia, que es un dispositivo que aumenta el rendimiento de la instalación.
- Sistemas de acumulación (baterías): acumulan la energía entregada por los paneles. Cuando hay consumo la electricidad la proporciona directamente la batería y no los paneles. Los acumuladores de plomo ácido son los más utilizados en sistemas fotovoltaicos autónomos.
- Inversor: la corriente que entrega la batería es corriente continua y la mayoría de los electrodomésticos que se comercializan funcionan con corriente alterna. Por este motivo se utilizan inversores que convierten la corriente continua en alterna.

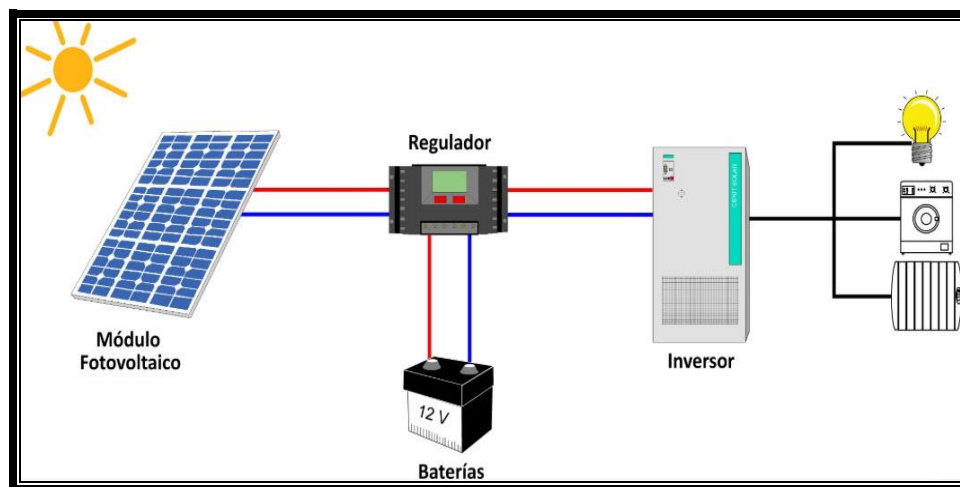


Figura 19. Esquema básico de un sistema solar fotovoltaico aislado.

Fuente: http://www.cenitsolar.com/fotovoltaica_esquema.php

Aplicaciones

Las principales aplicaciones de los sistemas aislados de la red eléctrica son:

- Aplicaciones espaciales
- Telecomunicaciones
- Sistemas centralizados para poblaciones rurales aisladas
- Señalización
- Alumbrado de calles y carreteras
- Electrificación de viviendas aisladas.

Sistemas conectados a la red.

Al instalar un sistema fotovoltaico conectado a la red se dispone de una minicentral eléctrica que inyecta KWh verdes a la red para que se consuman allí donde sean demandados.

Para que estas instalaciones sean técnicamente variables es necesario lo siguiente:

- La existencia de una línea de distribución eléctrica cercana con capacidad para admitir la energía producida por la instalación fotovoltaica.
- La determinación, con la compañía distribuidora, del punto de conexión.

- La proyección de un sistema que incluya equipos de generación y transformación de primera calidad, con las protecciones establecidas y debidamente verificados y garantizados por los fabricantes, de acuerdo con la legislación vigente.
- Una instalación realizada por un instalador calificado.

En términos generales, los generadores fotovoltaicos distribuidos conectados a la red pueden aportar importantes beneficios a los sistemas de distribución, dependiendo de las características y condiciones operativas de red de distribución, así como de la localización de éstos dentro de la misma. Los beneficios potenciales más importantes son:

- Suavización de picos de demanda cuando existe cierto grado de coincidencia entre el perfil de generación fotovoltaica y el perfil de consumo del inmueble o alimentador.
- Alivio térmico a equipos de distribución, lo que implica también la posibilidad de postergar inversiones de capital para incrementar su capacidad o reemplazo.
- Disminución de pérdidas por transmisión y distribución.
- Soporte de voltaje en alimentadores de distribución.
- Compensación de potencia reactiva en el alimentador.

Las principales componentes de un sistema fotovoltaico conectado a la red están el arreglo fotovoltaico, que es el elemento encargado de transformar la luz del sol en electricidad; y un elemento acondicionador de la potencia producida (un inversor c.d./c.a.), cuya función es adecuar la energía generada por el arreglo a las características eléctricas de la red para su conexión a ésta.

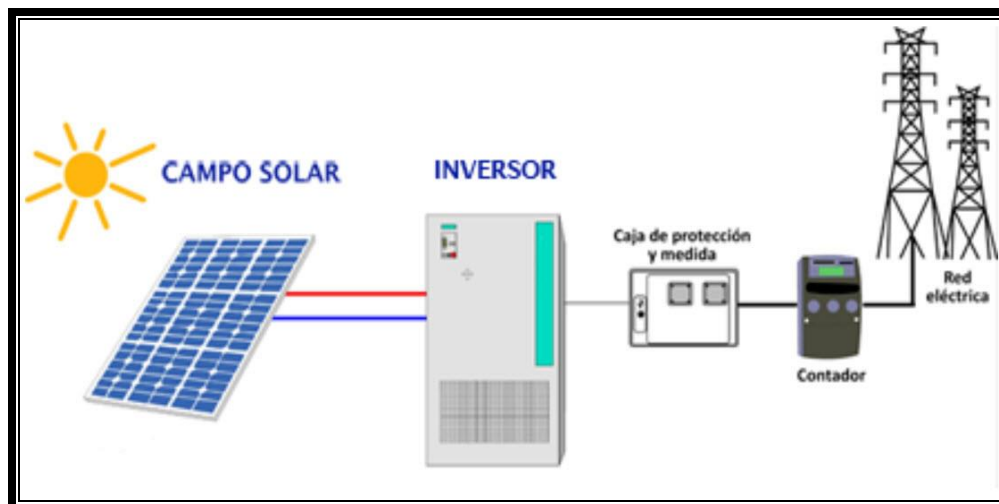


Figura 20. Esquema básico de un sistema solar fotovoltaico conectado a la red.

Fuente: <http://www.energiasolar.lat/rentabilidad-fotovoltaica/>

Cálculo del número de módulos fotovoltaicos

Para calcular el número de paneles solares esto se hace bajo el concepto de horas-solar-pico (HSP), que es el promedio de horas de sol diarias en las condiciones estándar de prueba de los módulos fotovoltaicos. Por ejemplo, si en un determinado lugar se reciben 5.45kWh/día el resultado sería equivalente a una energía total incidente de intensidad 1kW durante 5.45 horas. Se dice entonces que HSP es igual a 5.45. Para ello se utiliza la ecuación 6 para el número de módulos.

$$N_p = ET / 0.8 \cdot W_p \cdot HSP \quad 6$$

Donde:

NP: número de módulos necesarios.

ET: es la producción energética real esperada en W.

Wp: es la potencia pico del panel en W.

HSP: horas solar pico.

Separación mínima entre filas consecutivas

La distancia d , medida sobre la horizontal, entre una fila de captadores y un obstáculo de altura h , que pueda producir sombra sobre la instalación será igual o superior al valor obtenido según la ecuación 7.

$$d_2 = h / \tan(61^\circ - \text{latitud}) \quad 7$$

Siendo:

d_2 = Separación entre estructuras.

h = Altura del obstáculo o diferencia de altura entre la parte alta de una fila de paneles y la parte baja de la siguiente.

Para calcular la superficie en planta necesaria para la ubicación de los captadores, incluido estos y su separación entre sí, bastara multiplicar el número de captadores por el valor de $(d + L \cdot \cos\beta)$ y por la anchura del panel.

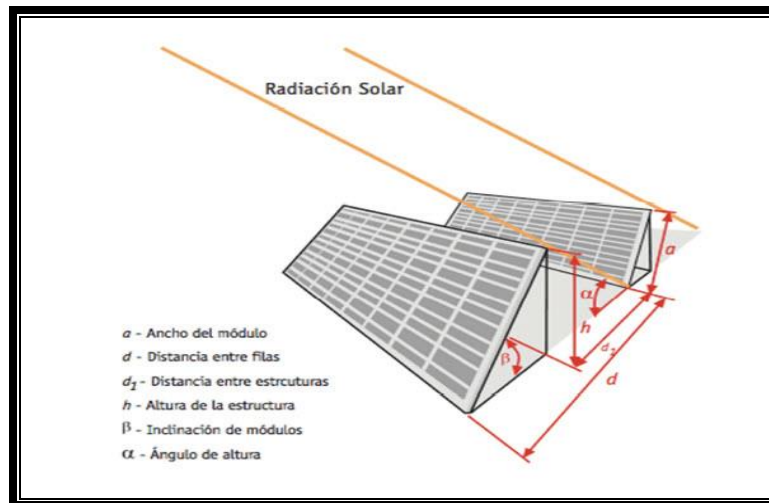


Figura 21. Separación mínima entre filas consecutivas.

Fuente: Tomado de (López P. (2015)).

Eficiencia en la conversión de la 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 MPPT, dividiéndolo entre la luz que llega a la célula y el área superficial de la misma según la ecuación 8.

$$\eta = \text{MPPT} / E \cdot A_c \quad 8$$

Dónde:

MPPT = Potencia máxima.

A_c = Área de la célula.

E = 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.

Sistema de generación eólica

La energía eólica es una de las fuentes de energía renovable más comunes y, producto de los avances tecnológicos en el desarrollo de generadores eléctricos, se ha transformado en uno de los sistemas de generación con mayor madurez jugando un rol importante en la generación de electricidad a nivel mundial.

En el comienzo de los sistemas de generación eólica (SGE), se utilizaba comúnmente generadores de inducción de jaula de ardilla conectados directamente a la red eléctrica. Sin embargo, actualmente se ha evolucionado principalmente hacia sistemas operando a velocidad variable, permitiendo mayor controlabilidad del sistema optimizando la energía capturada del viento.

SGE de eje horizontal

Las turbinas de eje horizontal son las más utilizadas en los sistemas de generación eólica, y se encuentran disponibles tanto para sistemas de gran eólica, como de mini eólica. La orientación de estos sistemas siempre es en la dirección del viento, utilizando veletas en el caso de generadores de baja potencia y sensores y servo motores en el caso de altas potencias. De acuerdo con la orientación del rotor con respecto a la dirección del viento, se puede diferenciar entre los rotores a barlovento, en los cuales el viento incide primero sobre las palas de la turbina y posteriormente sobre la torre de sustentación, y los rotores a sotavento, que es el caso contrario, donde el viento incide primero sobre la torre y la máquina y por último en las palas de la turbina.

Los principales componentes de un aerogenerador de eje horizontal son:

La base.

Lo básico para un aerogenerador es estar bien sujeto a una base fuerte. Para ello los aerogeneradores de eje horizontal se construyen con una cimentación subterránea de hormigón armado, que se adapta al terreno en el que se encuentra y ayuda a soportar las cargas del viento.

La torre.

La torre es la parte del aerogenerador que soporta todo el peso y es el que mantiene elevadas del suelo las palas. Está construida de hormigón armado por la parte de abajo y de acero por la de arriba. Normalmente es hueca para permitir el acceso a la góndola. La torre es la encargada de elevar el aerogenerador lo suficiente para que pueda aprovechar las máximas velocidades de viento posible. Al extremo de la torre se fija una góndola giratoria de acero o fibra de vidrio.

La góndola.

Se trata de un cubículo que se podría decir que es la sala de máquinas del aerogenerador. La góndola gira en torno a la torre para colocar la turbina mirando en dirección del viento. En la góndola se encuentran la caja de cambios, el eje principal, los sistemas de control, el generador, los frenos y los mecanismos de giro.

La caja de cambios.

La función que tiene la caja de cambios es la de adecuar la velocidad de giro del eje principal a la que necesita el generador.

Generador.

En los aerogeneradores de hoy en día existen tres tipos de turbinas que varían solo por el comportamiento del generador cuando este se encuentra en condiciones de excesiva velocidad del viento y se intenta evitar las sobrecargas.

Sistema de frenado

El sistema de frenado es un sistema de seguridad que cuenta con discos que ayudan en situaciones de emergencia o de mantenimiento a parar el molino y a evitar daños en las estructuras.

Sistema de control.

El molino eólico está totalmente controlado y automatizado por el sistema de control. Este sistema está formado por ordenadores que manejan la información que suministran la veleta y el anemómetro colocados encima de la góndola. De esta forma, conociendo las condiciones meteorológicas, se pueden orientar mejor el molino y las palas, para optimizar la generación de energía con el viento que sopla. Toda la información que reciben sobre el estado de la turbina se puede enviar de forma remota a un servidor central.

SGE de eje vertical

Los sistemas de generación de eje vertical son aquellos en el que el eje de rotación se encuentra perpendicular al suelo, abarcan un rango de potencias entre los 200 W y los 4 KW, y su característica principal es que son omnidireccionales y pueden adaptarse a vientos turbulentos, cambiantes en dirección y velocidad, que son situaciones habituales encontradas en azoteas de edificios urbanos, por lo tanto, los sistemas con turbinas de eje vertical son más adecuados para instalaciones urbanas que los sistemas de eje horizontal.

Dentro de los sistemas de eje vertical, es posible diferenciar varios modelos de turbinas eólicas, como:

- **Modelo Savonius.** El rotor de tipo Savonius, representado en la Figura 22 es el rotor más sencillo, y consiste en un cilindro hueco partido por la mitad, en el cual sus dos mitades se desplazan para convertirse en una S. Las partes cóncavas de la S captan el viento, mientras que los reversos presentan menor resistencia. Este tipo de rotor es utilizado a velocidades bajas, presenta autoarranque y el giro se obtiene aprovechando la fuerza de arrastre del viento.

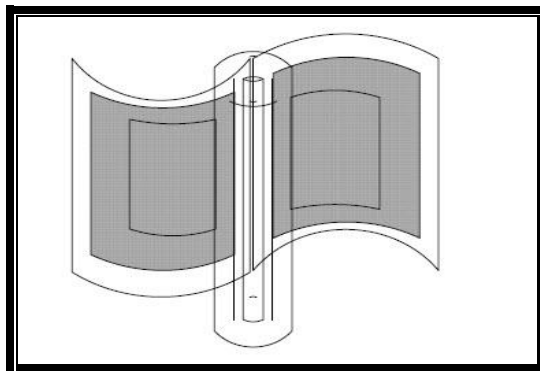


Figura 22. Generador de eje vertical de tipo Savonius bipala.
Fuente: Flores F. (2014).

- Modelo Darrieus. El rotor de tipo Darrieus, se observa en la Figura 23. El giro se produce al aprovechar la fuerza de sustentación del viento, lo cual permite mayores velocidades que un rotor de tipo Savonius. Se compone de unas finas palas imitando un ala de avión que son simétricas y están unidas al eje solo por los dos extremos, formando una curva especial diseñada para un máximo rendimiento. Este rotor, tiene como inconveniente el bajo par de arranque, necesitando de un sistema de arranque secundario, o añadiendo en el centro rotores de tipo Savonius que facilite el arranque de la turbina.

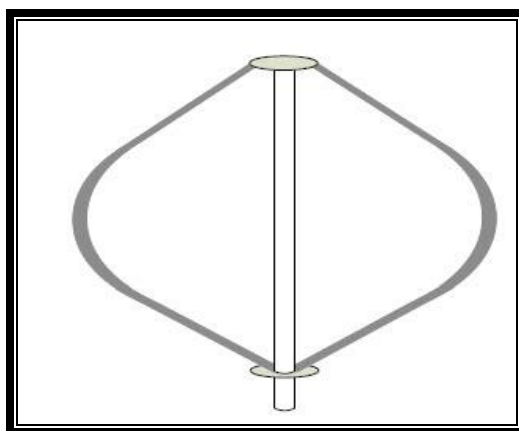


Figura 23. Generador de eje vertical tipo Darrieus.
Fuente: Flores F. (2014).

- Modelo Darrieus H o Giromill. El rotor de tipo Darrieus H ilustrado en la Figura 24 consta de 2 a 6 palas situadas verticalmente al eje, unidas por brazos horizontales. Las palas verticales cambian su orientación a medida que se produce el giro del rotor para mayor aprovechamiento de la fuerza del viento.

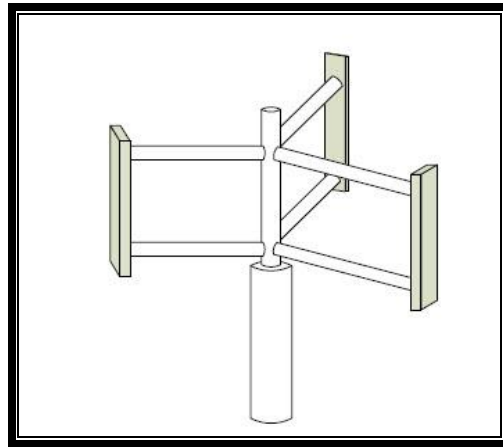


Figura 24. Generador de eje vertical tipo Darrieus.
Fuente: Flores F. (2014).

- Modelo Savonius Helicoidal. El rotor de tipo Windside, Figura 25, es un sistema similar al rotor Savonius, sólo que, en vez de la estructura cilíndrica para aprovechamiento del viento, consiste en un perfil alabeado con torsión que asciende por el eje vertical. La principal diferencia entre los demás rotores de eje vertical es el aprovechamiento del concepto aerodinámico, que la acerca a las eficiencias de las turbinas de eje horizontal, reduciendo el rizado de par y creando un efecto chimenea que acelera la turbina.

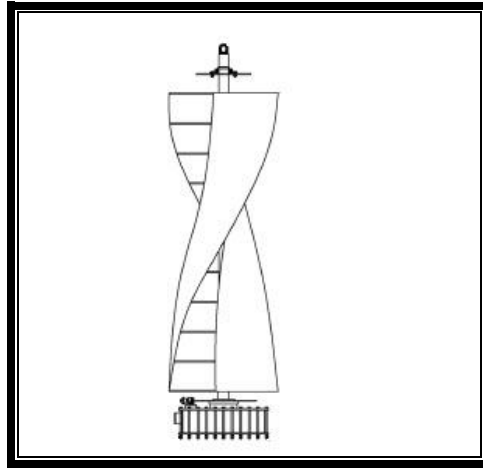


Figura 25. Generador de eje vertical tipo Darrieus.
Fuente: Flores F. (2014).

Algunas de las ventajas de los aerogeneradores de eje vertical son:

- Se pueden situar más cerca unos de otros debido a que no producen el efecto de frenado de aire propio de los HAWT, por lo que no ocupan tanta superficie.
- No necesitan un mecanismo de orientación respecto al viento, puesto que sus palas son omnidireccionales.
- Se pueden colocar más cerca del suelo debido a que son capaces de funcionar con una menor velocidad del viento, por lo que las tareas de mantenimiento son más sencillas.
- Más silenciosos que los HAWT.
- Recomendables para instalaciones pequeñas (de menos de 10 kW) debido a la facilidad de instalación, la disminución del ruido y el menor tamaño.

Sus desventajas son:

- Al estar cerca del suelo la velocidad del viento es baja y no se aprovechan las corrientes de aire de mayor altura.
- Baja eficiencia.
- Mayor gasto en materiales por metro cuadrado de superficie ocupada que las turbinas de eje horizontal.

- No son de arranque automático y requieren conexión a la red para poder arrancar, utilizando el generador como motor.
- Tienen menor estabilidad y mayores problemas de fiabilidad que los HAWT. Las palas del rotor tienen tendencia a doblarse o romperse con fuertes vientos.

Dirección y velocidad del viento

El viento es una magnitud vectorial caracterizada por dos números que representan la dirección y la velocidad respectivamente. Se considera que para efectuar la medida de estos dos parámetros los sensores deben estar a una altura de 10 metros sobre el suelo, en terreno libre y despejado.

El viento en superficie raramente es constante durante un periodo determinado. En general varía rápidamente y estas variaciones son irregulares tanto en velocidad como en dirección. A esta característica del viento se le denomina turbulencia. Por eso, en la mayoría de los casos, lo que realmente se necesita medir es el "viento medio" y para las necesidades meteorológicas éste viento medio se toma en un periodo de 10 minutos.

La dirección del viento es aquella desde donde sopla. Se expresa en grados, contados a partir del norte geográfico, y en el sentido de las agujas del reloj. También puede expresarse en rumbos magnéticos dados por la brújula.

El nudo es una medida de velocidad utilizada tanto para navegación marítima como aérea, equivalente a 1852 m/hora. También se utiliza en meteorología para medir la velocidad de los vientos. El símbolo acordado por la Organización Internacional de Normalización (ISO) es Kn, que proviene de knot (nudo, en inglés), 1 nudo = 1 milla náutica por hora = 1852 m/h (metros por hora), es decir aproximadamente 0,5144 metros por segundo.

Las cargas de viento y explosiones producen presión o succión sobre las superficies expuestas de las construcciones. La carga de viento es una carga muy importante en el diseño de estructuras altas o muy flexibles, como paneles solares.

La energía del viento

La cantidad de energía obtenida por un aerogenerador depende de la magnitud del viento y se relaciona a un sitio específico. El potencial del viento (P), depende de la densidad del aire (ρ), el área interceptada por la hélice del aerogenerador (A) y la velocidad del viento (V) como se muestra en la ecuación 9.

$$P = \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot V^3 \quad 9$$

La potencia del viento varía con el cubo de la velocidad. La energía cinética de un cuerpo en movimiento es proporcional a su masa por unidad de volumen, es decir cuanto más pesado es el aire más energía recibirá el aerogenerador.

Área de barrido

La potencia del viento se relaciona exponencialmente a la velocidad del viento y además es directamente proporcional al área del viento interceptado por las hélices del aerogenerador, es decir, el área de barrido. Si duplicamos esta área, la potencia también se duplicará. Las hélices “barren” un área correspondiente a la ecuación 10.

$$A = \pi \cdot R^2 \quad 10$$

Donde A es el producto de π con el cuadrado del radio de la hélice. Por lo tanto, un pequeño incremento en el radio de barrido y producirá un incremento relativamente grande en la potencia.

Valor actual neto (VAN)

El Valor Actual Neto o Valor Presente Neto son términos que se proceden de la expresión inglesa Net Present Value. El acrónimo es NPV en inglés y VAN en español.

Es un indicador financiero que mide los flujos de los ingresos y egresos futuros que tendrá un proyecto, para determinar, si luego de descontar la inversión inicial, queda una ganancia.

Es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros (ingresos menos egresos). El método, además, descuenta una determinada tasa o tipo de interés igual para todo el período considerado.

La tasa de interés con la que se descuenta el flujo neto proyectado es la tasa de oportunidad, rendimiento o rentabilidad mínima esperada, por lo tanto, cuando la inversión resulta mayor que el BNA (beneficio neto actualizado), es decir un VAN negativo, es porque no se ha satisfecho dicha tasa. Cuando el BNA es igual a la inversión (VAN igual a cero) es porque se ha cumplido dicha tasa, y cuando el BNA es mayor que la inversión (VAN positivo), es porque se ha cumplido con dicha tasa y, además, se ha generado un beneficio adicional.

La tasa de descuento a considerar para el cálculo del VAN puede ser:

- La tasa de interés de los préstamos, en caso de que la inversión se financie con préstamos.
- La tasa de retorno de las inversiones alternativas, en el caso de que la inversión se financie con recursos propios.
- Una combinación de las tasas de interés de los préstamos y la tasa de rentabilidad de las inversiones alternativas.

Basta entonces con hallar el VAN de un proyecto de inversión para saber si dicho proyecto es viable o no. El VAN también nos permite determinar cuál proyecto es el más rentable entre varias opciones de inversión. Incluso si se nos ofrece comprar nuestro negocio, con el VAN podemos determinar si el precio ofrecido está por encima o por debajo de los que ganaríamos al no venderlo.

La obtención del VAN constituye una herramienta fundamental para la evaluación y gerencia de proyectos, así como para la administración financiera. La fórmula que permite calcular el valor actual neto se muestra en la ecuación 11:

$$VAN = \sum V_t(1+k)^{-t} - I_0 = 11$$

Donde:

V_t = representa los flujos de caja en cada periodo t .

I_0 = es el valor del desembolso inicial de la inversión.

n = es el número de períodos considerado.

k = es el tipo de interés.

Si el proyecto no tiene riesgo se tomará como referencia el tipo de la renta fija, de tal manera que con el VAN se estimará si la inversión es mejor que invertir en algo seguro sin riesgo específico.

Cuando el VAN toma un valor igual a 0, k pasa a llamarse TIR (tasa interna de retorno). La TIR es la rentabilidad que está proporcionando el proyecto.

Los criterios de decisión van a ser los siguientes:

- $VAN > 0$: el valor actualizado de los cobros y pagos futuros de la inversión, que a la tasa de descuento elegida generará beneficios
- $VAN = 0$: el proyecto de inversión no generará ni beneficios ni pérdidas, por lo que su realización en principio es indiferente
- $VAN < 0$: el proyecto de inversión generará pérdidas, por lo que deberá ser rechazado.

El valor actual neto es muy importante para la valoración de inversiones en activos fijos, a pesar de sus limitaciones en considerar circunstancias imprevistas o excepcionales de mercado. Si su valor es mayor a cero el proyecto es rentable, considerándose el valor mínimo de rendimiento para la inversión.

Una empresa suele comparar diferentes alternativas para comprobar si un proyecto le conviene o no. Normalmente la alternativa con el VAN más alto suele ser la mejor para la entidad; pero no siempre tiene que ser así. Hay ocasiones en las que una empresa elige un proyecto con un VAN más bajo debido a diversas razones, como podrían ser la imagen que le aportará a la empresa, por motivos estratégicos o por otros motivos que en ese momento interesen a dicha entidad.

Puede considerarse también la interpretación del VAN en función de la creación de valor para la empresa:

- Si el VAN de un proyecto es positivo, el proyecto crea valor
- Si el VAN de un proyecto es negativo, el proyecto destruye valor
- Si el VAN de un proyecto es cero, el proyecto no crea ni destruye valor.

Tasa interna de retorno (TIR)

TIR (tasa interna de retorno o tasa interna de rentabilidad) de una inversión, está definida como la tasa de interés con la cual el valor actual neto o valor presente neto (VAN o VPN) de una inversión sea igual a cero (VAN = 0).

El VAN o VPN es calculado a partir del flujo de caja anual, trasladando todas las cantidades futuras al presente (valor actual), aplicando una tasa de descuento. Este método considera que una inversión es aconsejable si la TIR. resultante es igual o superior a la tasa exigida por el inversor (tasa de descuento), y entre varias alternativas, la más conveniente será aquella que ofrezca una TIR. mayor. Si la TIR es igual a la tasa de descuento, el inversionista es indiferente entre realizar la inversión o no. Si la TIR es menor a la tasa de descuento, el proyecto debe rechazarse.

La TIR. es un indicador de rentabilidad relativa del proyecto, por lo cual cuando se hace una comparación de tasas de rentabilidad interna de dos proyectos no tiene en cuenta la posible diferencia en las dimensiones de los mismos. Una gran inversión con una TIR. baja puede tener un VAN superior a un proyecto con una inversión pequeña con una TIR. elevada.

Ecuación de tasa interna de retorno, ecuación 12.

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+TIR)^t} = -I_0 + \frac{F_1}{(1+TIR)} + \frac{F_2}{(1+TIR)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+TIR)^n} = 0$$

Donde:

FT son los flujos de dinero en cada periodo t

I_0 es la inversión realiza en el momento inicial ($t = 0$)

n es el número de periodos determinados

El criterio de selección será el siguiente:

- a) Si $TIR > k$, el proyecto de inversión será aceptado. En este caso la tasa de rendimiento interno que se obtiene es superior a la tasa mínima de rentabilidad exigida para la inversión
- b) Si $TIR = k$, se estaría en una situación similar a la que se producía cuando el VAN era igual a cero. En esta situación, la inversión podrá llevarse a cabo si mejora la posición competitiva de la empresa y no hay alternativas más favorables
- c) Si $TIR < k$, el proyecto debe rechazarse. No se alcanza la rentabilidad mínima que se le pide a la inversión.

La TIR es muy útil para evaluar proyectos de inversión ya que indica la rentabilidad de dicho proyecto. Sin embargo, tiene algunos inconvenientes:

- a) Hipótesis de reinversión de los flujos intermedios de caja: supone que los flujos netos de caja positivos son reinvertidos a “ r ” y que los flujos netos de caja negativos son financiados a “ r ”
- b) La inconsistencia de la TIR: no garantiza asignar una rentabilidad a todos los proyectos de inversión y existen soluciones (resultados) matemáticas que no tienen sentido económico:
 - Proyectos con varias r reales y positivas
 - Proyectos con ninguna r con sentido económico.

CAPÍTULO III: MARCO METODOLÓGICO

Enfoque de la Investigación

De acuerdo con el Dr. Roberto Hernández, Carlos Fernández y Pilar Baptista, (2014) en su libro “Metodología de la investigación”, (pp.29-30) menciona tres tipos de enfoque: cuantitativo de investigación, cualitativo de investigación y enfoque mixto de la investigación el cual incluye ambos enfoques. El enfoque mixto es un método de investigación que “recolecta, analiza y vincula datos cuantitativos y cualitativos en un mismo estudio o serie de investigaciones para el planteamiento de un problema y puede implicar la conversión de datos cuantitativos en cualitativos y viceversa.

En este proyecto se utilizará el enfoque mixto, de esta forma, se permite que, en el planteamiento del problema, en la forma y las técnicas para recopilar los datos, en el análisis e interpretación de resultados, se utilicen indistintamente ambos enfoques. De esta manera, se logra una perspectiva más precisa del fenómeno que ayuda a clarificar y formular mejor el planteamiento del problema. Cabe aclarar que, aunque ambos enfoques parecen irreconciliables y opuestos entre sí, en la práctica, sí es posible el uso de ambos métodos de investigación en función del tratamiento que se haga del tema objeto de estudio (Muñoz Razo, 2011, p. 22).

Este trabajo busca alcanzar los objetivos de una manera sistemática estableciendo los pasos a seguir de manera eficaz para así establecer los métodos y diseños más eficientes para generar ahorro en el consumo eléctrico para Align Technology.

Método de la investigación

Según Carlos Muñoz Razo, (2011), en su libro “Cómo elaborar y asesorar una investigación de tesis”, menciona tres tipos de métodos de investigación, como los son investigación documental (teórica), investigación de campo (práctica) y combinada de investigación documental y de campo.

La implementación de sistemas de energía renovable como paneles fotovoltaicos y aerogeneradores para el ahorro energético se relaciona con un método de investigación documental y de campo, definido como...

Son tesis en cuyo método de recopilación y análisis de datos se conjunta la investigación documental con la de campo, con la finalidad de profundizar en el estudio del tema propuesto para tratar de cubrir todos los posibles ángulos de una exploración. Al aplicar ambos métodos se pretende consolidar los datos y los resultados obtenidos. Así, en este caso, se parte de la recopilación de información documental para fundamentar los antecedentes del fenómeno en estudio, y con base en ellos, se diseñan los métodos de investigación e instrumentos de recopilación que se aplicarán directamente en el campo donde se presenta el hecho a investigar. En la tabulación y el análisis de información se utilizan métodos estadístico matemáticos que coadyuvan a fundamentar el análisis y las conclusiones obtenidas.

Este tipo de investigaciones se apoyan también en la información recopilada en el campo donde se estudió el fenómeno, con el propósito de validar los hechos obtenidos con los antecedentes documentales teóricos. Luego, se confronta la información obtenida directamente en el campo con los antecedentes teóricos del tema en estudio.

Si bien es común que este tipo de investigaciones partan de una revisión documental para después realizar el estudio de campo, también es posible partir del análisis del fenómeno directamente en su medio (esto es, en la práctica) y, una vez analizado su comportamiento, se busca validar y complementar sus resultados con la información teórica existente con la finalidad de llegar a conclusiones comprobables (p. 14).

Con la teoría expuesta en el marco teórico se llegará a demostrar que con los sistemas de energía renovables mencionados en este proyecto se podrá generar un ahorro energético y económico para esta empresa. La comparación de valores actuales y con la implantación de los nuevos diseños serán referenciado por datos numéricos.

Fuentes de información

Adicionalmente se obtuvo información documentada a partir de publicaciones, medios electrónicos, documentos de distintas universidades y empresas dedicados a instalaciones fotovoltaicas y de aerogeneradores, ensayos, tesis, antologías, revistas que brindaron la información necesaria para realizar cálculos, analizar datos y comprobar las conclusiones.

Variables o unidades de análisis.

En este trabajo se toma como las variables principales la irradiancia global de la zona, el consumo energético general del edificio y la velocidad del viento para la implementación de los aerogeneradores.

Instrumentos

Para este proyecto se utilizó software de diseño para sistemas fotovoltaico como SOLARGIS con el cual se obtuvo información sobre la irradiancia global y hora solar pico de la zona, también se utilizó software de diseño para la comprobación del arreglo fotovoltaico de aplicaciones como Solaredge y Fronius.

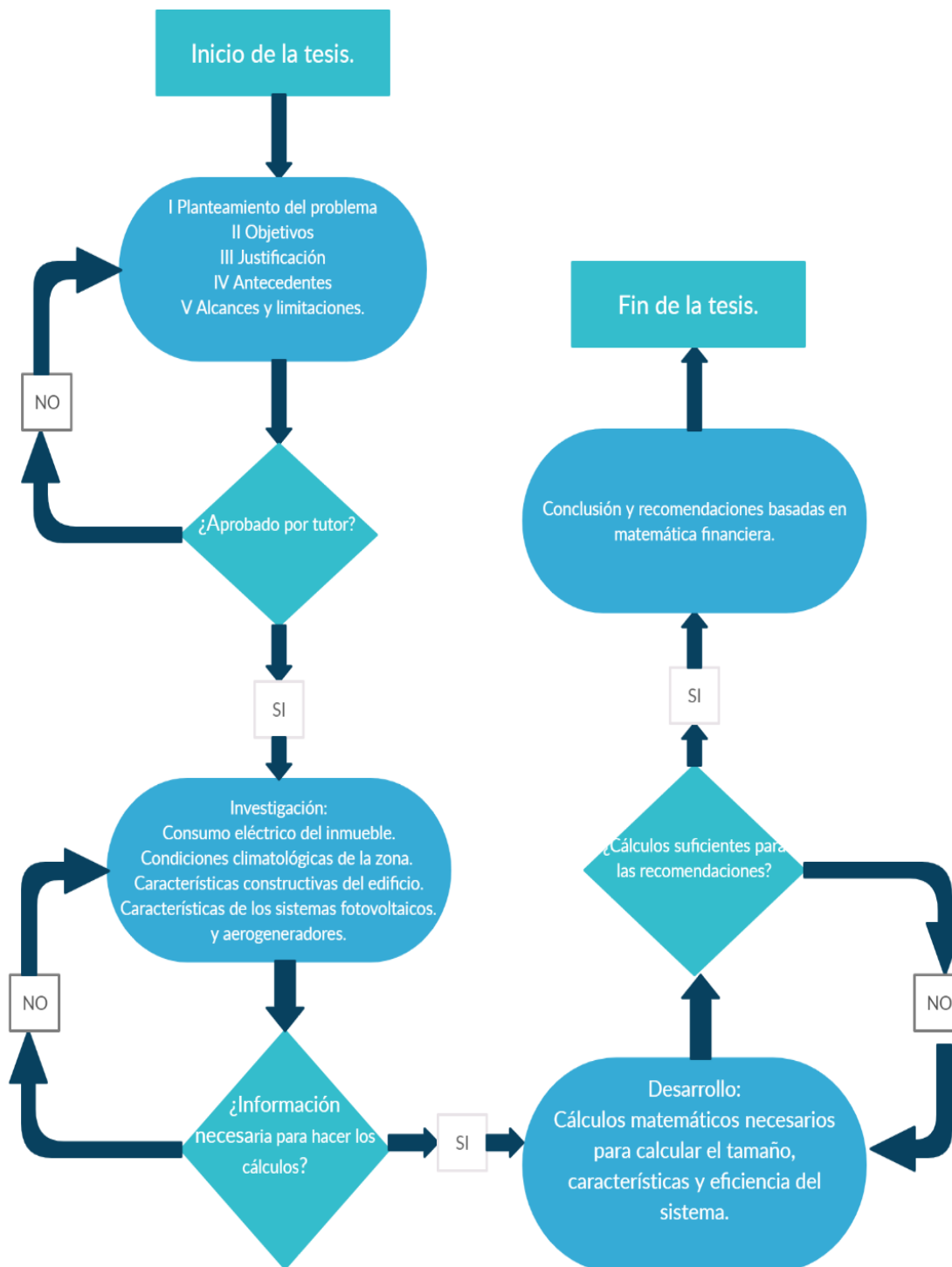
Proceso para la recolección y análisis de datos

Entre las fuentes de información que se consultaron para la elaboración de este proyecto se encuentran las aplicaciones de la NASA, Solargis y Enair para datos climatológicos de las zonas en estudio.

Se hizo una visita al edificio ubicado en la zona franca La Lima de Cartago para inspeccionar y tomar mediciones del área donde se desarrollará el proyecto, adicionalmente se realizaron video conferencias con el director encargado del área de facilidades y el ingeniero a cargo de manteniendo, por medio de ellos fue posible obtener datos exactos del consumo energético, facturas eléctricas, así como el diagrama unifilar y planos del inmueble. También se logró conversar con dos ingenieros de JASEC para lo referente a la Generación Distribuida para Auto Consumo (GDAC) de los cuales se obtuvo todos los procedimientos y requisitos para dicha instalación.

Tomando en cuenta la metodología de esta tesis se empleará herramientas de análisis de datos como hojas de Microsoft Excel, Power BI, etc.

Diagrama de flujo



Etapa I: Planteamiento del problema

En esta sección se busca definir en general la idea central de lo que se quiere desarrollar, se plantean los objetivos, alcances y limitaciones para llegar a las recomendaciones y conclusiones del proyecto.

Etapa II: Investigación

Se obtuvo el consumo mensual del edificio para así poder suplir la energía eléctrica con sistemas de paneles solares y aerogeneradores.

Se realizó una búsqueda de información a través de libros, tesis y revistas como se mencionó en el proceso de recolección y análisis de datos para desarrollar el diseño más óptimo para el edificio de Align Technology de La Lima.

Etapa III. Desarrollo

Para la etapa de desarrollo se recolectó los datos climatológicos relevantes para la instalación de un sistema fotovoltaico y eólico en la zona franca La Lima, así como la recolección de los datos del consumo eléctrico mensual de la empresa para el cálculo de la carga que se va a alimentar.

Se definió el área disponible para instalar los paneles fotovoltaicos o aerogeneradores, cabe destacar que el sistema no es mixto y solo se implementará uno de los dos sistemas, pero no los dos juntos.

Se calculó el ángulo de inclinación óptimo, estimación de pérdidas y rendimiento general del sistema, separación entre paneles, base de soporte y esfuerzo sobre el inmueble.

Se seleccionó el panel fotovoltaico y aerogenerador óptimo de acuerdo con el criterio de diseño para el área disponible y la carga a alimentar.

Se hizo un estimado de los paneles solares y aerogeneradores necesarios para alimentar una carga de 100% y 49% del consumo energético anual.

Para el diseño fotovoltaico se utilizó el 15% por disponibilidad del circuito a la salida de la subestación según artículo 44 del decreto número 39220 del MINAE, dato obtenido de JASEC.

Etapa IV: Conclusión

Al finalizar la etapa de desarrollo y análisis de resultados se procederá a emitir las conclusiones y recomendaciones pertinentes para una futura instalación de estos sistemas en el edificio de Align Technology.

CAPÍTULO IV: ANÁLISIS DE RESULTADOS

Diagnóstico

Para comenzar con el desarrollo de este trabajo primero que nada debe quedar en claro que este es una herramienta informativa para mostrar cual sistema eólico o fotovoltaico puede generar un ahorro económico por facturación eléctrica en la empresa de Align Technology y no solamente un trabajo de diseño. En este proyecto se implementará un sistema eólico o fotovoltaico y no un sistema mixto en el área que se tiene disponible para dicha instalación.

La empresa Align Technology se ubica en la Zona Franca La Lima en Guadalupe de Cartago como muestra la figura 26, esta empresa cuenta con un edificio de tres pisos con cubículos de trabajo, oficinas, área de cafetería y con un parqueo en el sótano para un total de 12,500 m² de construcción como se observa en la figura 27.



Figura 26. Vista aérea de las instalaciones de Align Technology la Lima.

Fuente: <https://www.google.co.cr/maps/@9.8694113,-83.9494737,381m/data=!3m1!1e3>



Figura 27. Corte arquitectónico.
Fuente: Align Technology de Costa Rica.

La azotea es el espacio que se tiene disponible para la instalación de dichos sistemas de energía renovable y tiene un área total de $4,269 \text{ m}^2$, en los cuales se encuentra equipo electromecánico previamente instalado para un área total disponible de $3,757 \text{ m}^2$ como muestra la figura 28, donde la zona rayada se considera como área disponible para la instalación de los paneles solares, se debe de tomar en cuenta a la hora del diseño que para esta zona el ángulo de inclinación con respecto a la horizontal es de 3° grados en dirección al centro de la azotea.

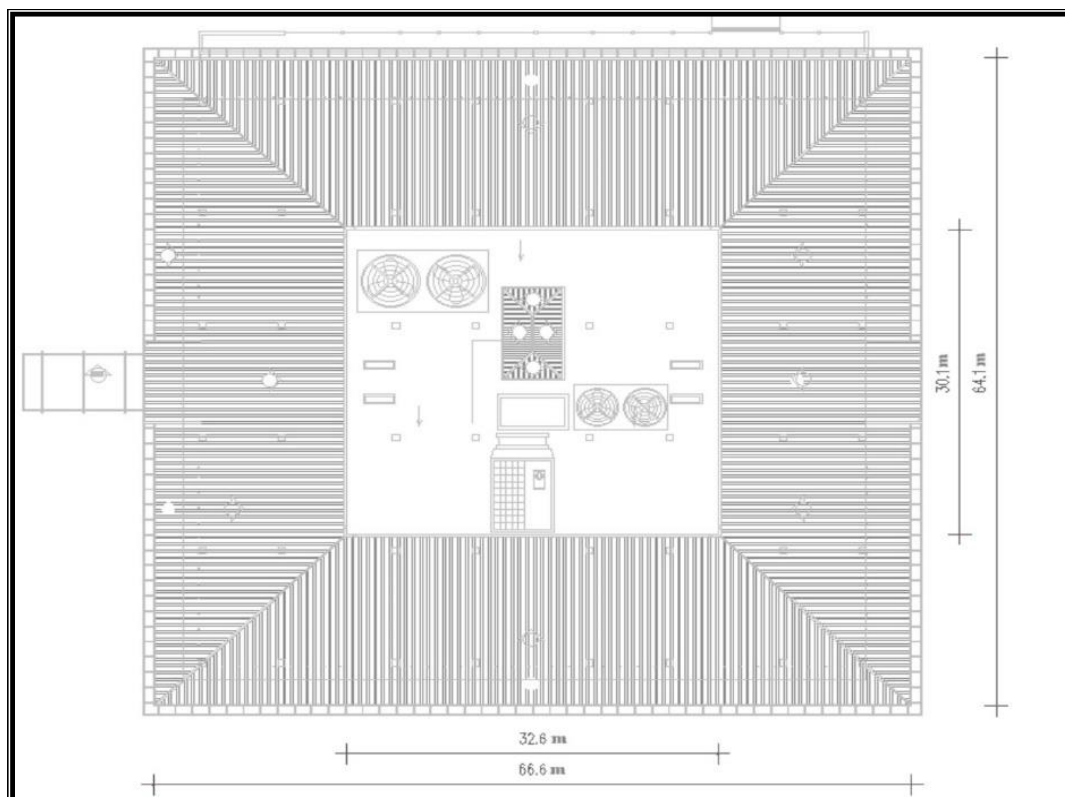


Figura 28. Corte arquitectónico azotea.
Fuente: Align Technology de Costa Rica.

Condiciones climatológicas de la zona.

Uno de los factores de mayor importancia en los sistemas fotovoltaicos es la radiación solar por lo que la ubicación de estos sistemas es determinante a la hora de comenzar un proyecto con paneles solares, esto para aprovechar al máximo sus capacidades durante todo el año en los horarios de producción de energía solar que se estima desde las 8:00 am a las 4:00 pm hora de Costa Rica y también para saber si el sistema es económicamente rentable.

Para esto se tomó en cuenta los datos meteorológicos que muestran las condiciones de irradiación promedio para la zona en donde se deben de instalar los paneles fotovoltaicos. Adicional a esto se debe conocer cuál es el nivel de aprovechamiento de la radiación de acuerdo con los ángulos solares formados por la posición en que se instalan los paneles, estos ángulos se detallaron con detenimiento en el capítulo II.

Para la obtención de los datos climatológicos generales sobre el sitio se utilizaron tres herramientas, la aplicación “Meteorología de la superficie y energía solar” de la NASA con la cual se obtuvo la temperatura del aire, humedad relativa, presión atmosférica, precipitación, y nubosidad, estos datos se encuentran disponibles en el apéndice B, los datos sobre irradiación global diaria se obtuvieron de la aplicación SOLARGIS, empresa dedicada a proyectos fotovoltaicos y estudios climatológicos recomendada por el Instituto Meteorológico Nacional. (ver apéndice C)

En el caso de la velocidad del viento se decidió usar la herramienta Atlas eólico de ENAIR, empresa pionera en el diseño e instalación de aerogeneradores desde 1970, esta herramienta recopila información de bases de datos como SOLARGIS, MERRA-2 de la NASA y VAISALA. (ver apéndice D)

Las coordenadas geográficas que se utilizaron para los datos climatológicos se obtuvieron por medio de una visita al edificio donde se utilizó la aplicación mapa de coordenadas geográficas de Soft Stack Dev las cuales se confirmaron con la herramienta de Google Maps, para una latitud: 9.8690 y longitud: -83.9492. (ver tabla 1)

Condiciones climatológicas generales en Guadalupe, Cartago									
Latitud :	9.869								
Longitud:	-83.9492								
Mes	Temperatura mínima. (C°)	Temperatura máxima. (C°)	Temperatura. (C°)	Humedad relativa. (%)	Irradiación global horizontal. (KW-Hr/m^2)/día	Presión Atmosférica. (Kpa)	Precipitación. (mm)	Nubosidad 12:00 pm. (%)	Velocidad del viento. (m/s)
Enero	17.17	23.89	19.82	81.63	4.94	89.9	2.16	61.21	6.2
Febrero	17.16	25.03	20.25	77.71	5.70	89.9	1.55	59.34	5.5
Marzo	17.36	26.52	21.01	74.04	6.11	89.88	1.39	58.22	5.1
Abril	18.16	27.06	21.67	75.37	5.79	89.85	2.48	74.75	4.2
Mayo	18.94	25.67	21.55	84.03	5.37	89.83	5.52	83.67	3.4
Junio	18.76	24.31	21.01	88.34	5.11	89.85	5.97	82.87	3.7
Julio	18.34	23.79	20.59	88.41	4.93	89.9	5.58	84.05	4.6
Agosto	18.32	23.91	20.6	88.69	5.20	89.88	5.82	84.91	3.9
Setiembre	18.31	23.88	20.55	89.41	5.30	89.84	5.78	82.64	3.1
Octubre	18.32	23.49	20.38	90.86	4.76	89.81	6.31	84.79	3.2
Noviembre	17.97	23.5	20.18	89.53	4.29	89.81	5.39	80.4	4.5
Diciembre	17.6	23.51	19.94	85.93	4.58	89.87	3.31	65.78	6
Media anual	18.03	24.55	20.63	84.50	5.17	89.86	4.27	75.22	4.45

Tabla 1. Condiciones climatológicas generales para Guadalupe, Cartago.

Fuente: Elaboración propia con Excel.

En la tabla 1 se observa que la irradiación global incidente promedio es de 5170 Wh/m^2 por día, este dato se obtuvo para calcular la potencia generada por el sistema por medio de la Hora Solar Pico la cual se obtuvo dividiendo el valor de la irradiación incidente entre 1000 W/m^2 para una hora solar pico promedio por año de 5.17 HSP.

El acceso a la plataforma de SOLARGIS permite conocer datos estadísticos sobre las condiciones de irradiación en un lugar específico, con bases de datos meteorológicos satelitales que proporcionan información sobre casi cualquier punto alrededor del mundo, la figura 29 muestra la irradiación global incidente sobre la zona donde se efectuó el proyecto.

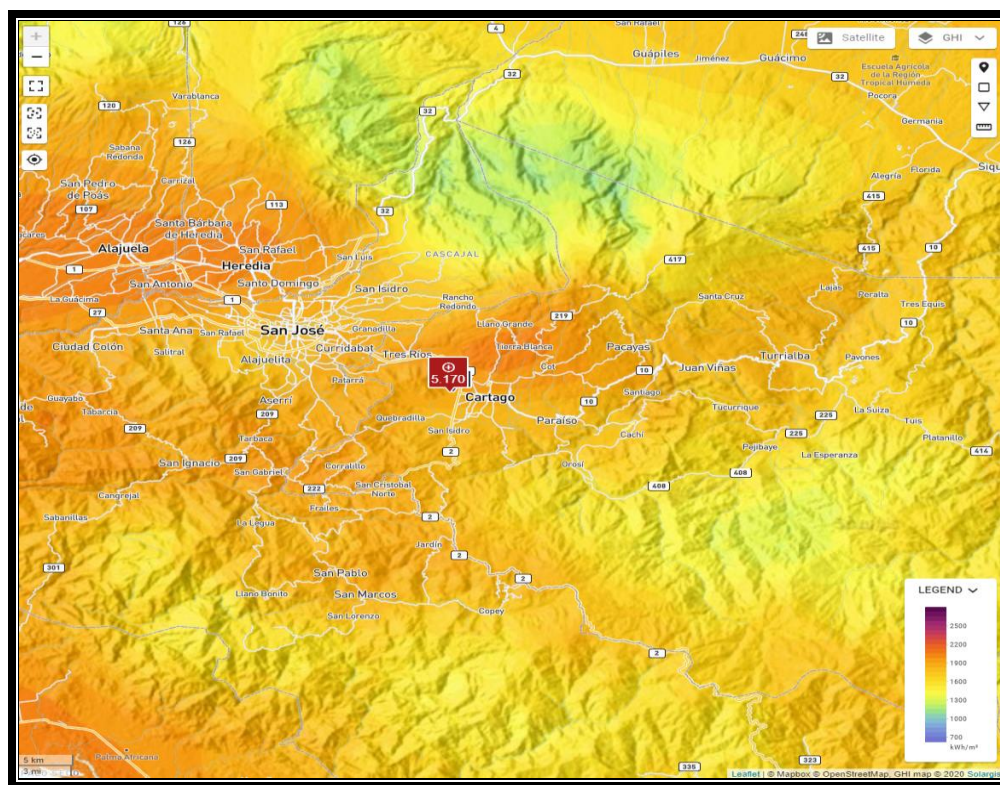


Figura 29. Irradiancia global horizontal diaria.
Fuente: <https://apps.solargis.com/prospect/>

La figura 30 muestra el mes con mayor y menor irradiación siendo el mes de marzo el que presenta una mayor irradiación con un 6.12 kW-hr/m^2 y noviembre el menor con 4.31 kW-hr/m^2 .

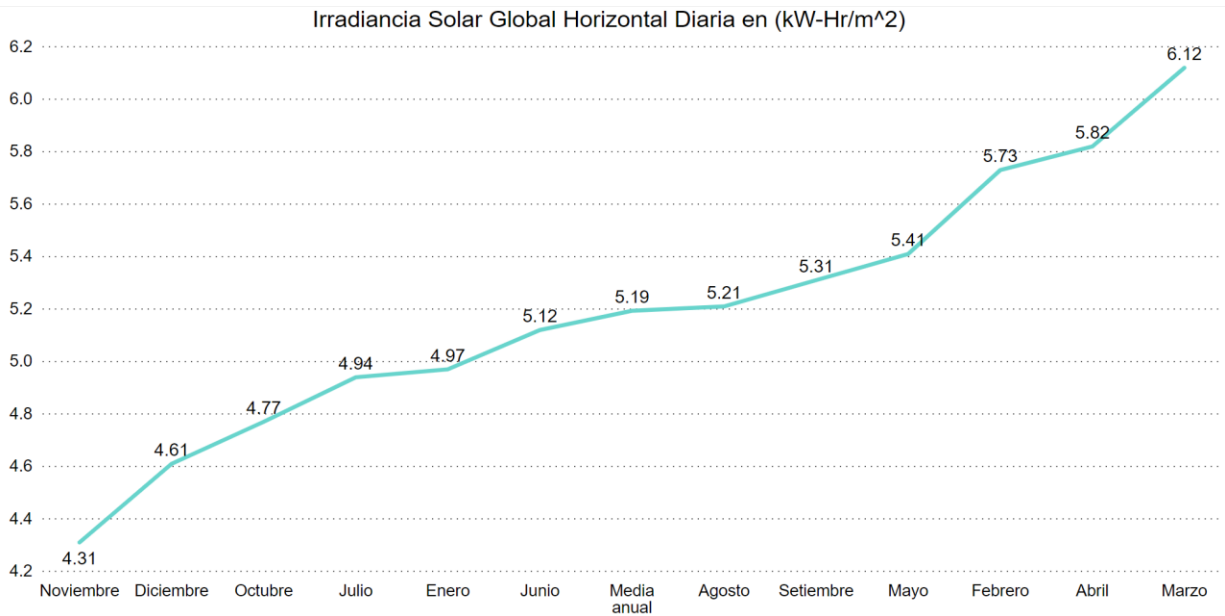


Figura 30. Irradiación global horizontal diaria.
Fuente: Elaboración propia con Power BI

La figura 31 muestra el ángulo solar azimutal que forma el edificio de Align Technology con respecto al sur de la tierra, con un valor de 25° positivos tomando el sur como referencia.



Figura 31. Ángulo azimutal del inmueble.
Fuente: Elaboración propia.

Este ángulo es importante ya que se tomó en cuenta en el diseño, para así aprovechar al máximo la irradiación solar incidente y evitar pérdidas por sombreado en los paneles solares, el ángulo azimutal óptimo es 180° tomando el norte como referencia a 0° .

La velocidad del viento en los sistemas con aerogeneradores es de suma importancia en la generación de corriente eléctrica, esto para determinar si el proyecto es económicamente viable, para ello se obtuvieron los datos de la velocidad promedio mensual en la zona. (ver figura 32)

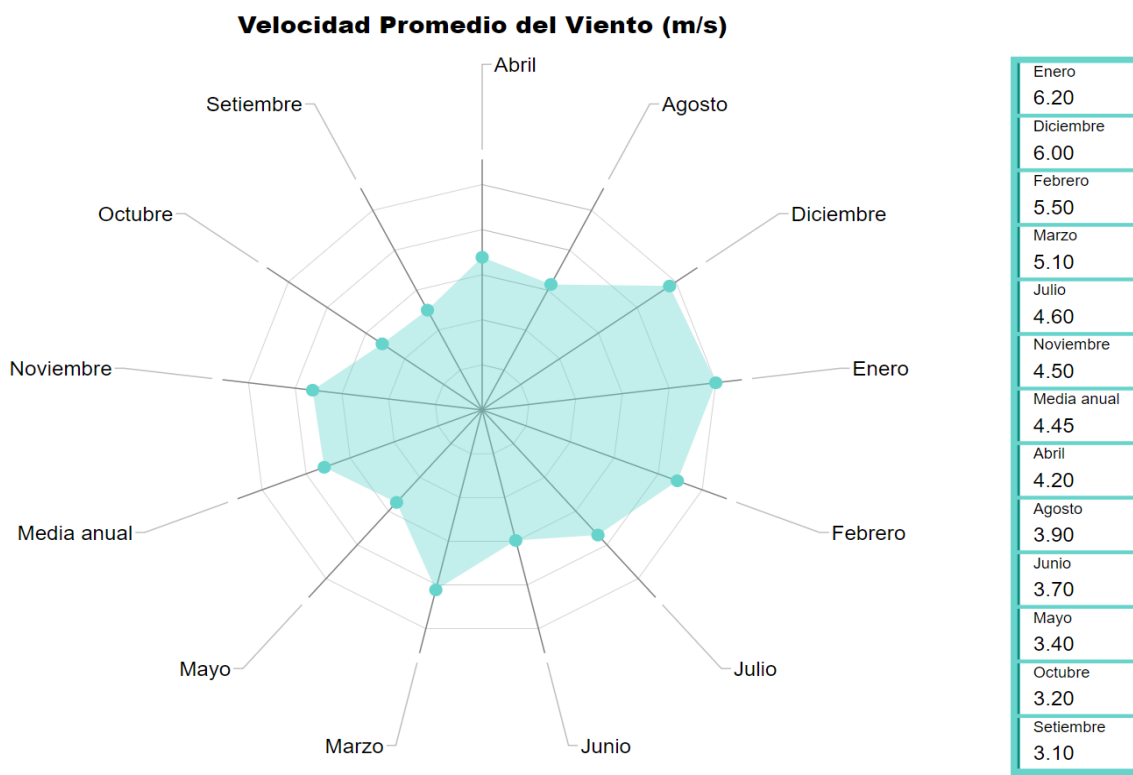


Figura 32. Velocidad promedio del viento en m/s.

Fuente: Elaboración propia con Power BI

La figura 32 muestra el mes con mayor y menor velocidad del viento siendo el mes de enero el que presenta mayor velocidad promedio con 6.2 m/s y setiembre el menor con 3.1 m/s, también se

tiene una media anual de 4.45 m/s, estos datos se utilizaron como referencia para la producción energética del sistema.

Histórico del consumo energético general

A continuación, se presentan los datos de consumo energético general del edificio desde el 1 de enero del 2019 al 31 de diciembre del 2019, no se consideró en el análisis el periodo del 2020 ya que por la situación que experimenta el país debido al Covid-19 la mayor parte del personal se encuentra realizando teletrabajo temporal y los datos de consumo no son reales.

La tarifa de la empresa es tarifa comercial por lo que solo toma en cuenta la demanda máxima del mes y no los períodos punta, valle y nocturno, esta información se obtuvo por medio del director del departamento mantenimiento e instalaciones, la tabla 2 muestra el consumo mensual y el consumo energético anual para una jornada laboral de dos turnos de 8 horas que va de 6:00 am a 10:00 pm de lunes a viernes y sábados de 6:00am a 12:00pm para el departamento administrativo y producción.

Mes	Días/Mes	Energía (kWhr)	Demanda máxima (kW)	Factor de Potencia	Promedio kWhr/día
Ene-2019	31	59,850	124.8	0.98	1,930.65
Feb-2019	28	63,410	128.04	0.99	2,264.64
Mar-2019	31	74,510	174.48	0.96	2,403.55
Abr-2019	30	74,640	174.60	0.98	2,488.00
May-2019	31	71,760	174.6	1	2,314.84
Jun-2019	30	75,600	210.24	0.97	2,520.00
Jul-2019	31	78,120	210.24	0.97	2,520.00
Ago-2019	31	76,920	210.24	0.97	2,481.29
Set-2019	30	82,080	210.24	0.97	2,736.00
Oct-2019	31	76,680	210.24	0.97	2,473.55
Nov-2019	30	83,400	210.24	0.97	2,780.00
Dec-2019	31	76,080	216.84	0.97	2,454.19
Media mensual	30	74,421	187.9	0.98	2,480.69
Total Anual	365	893,050	2,255		

Tabla 2. Consumo energético general por mes.

Fuente: Elaboración propia con Excel.

La figura 33 muestra los consumos energéticos mensuales siendo el mes de noviembre el que presenta un mayor consumo con 83,400 KWh, y la media mensual de 74,421 KWh.

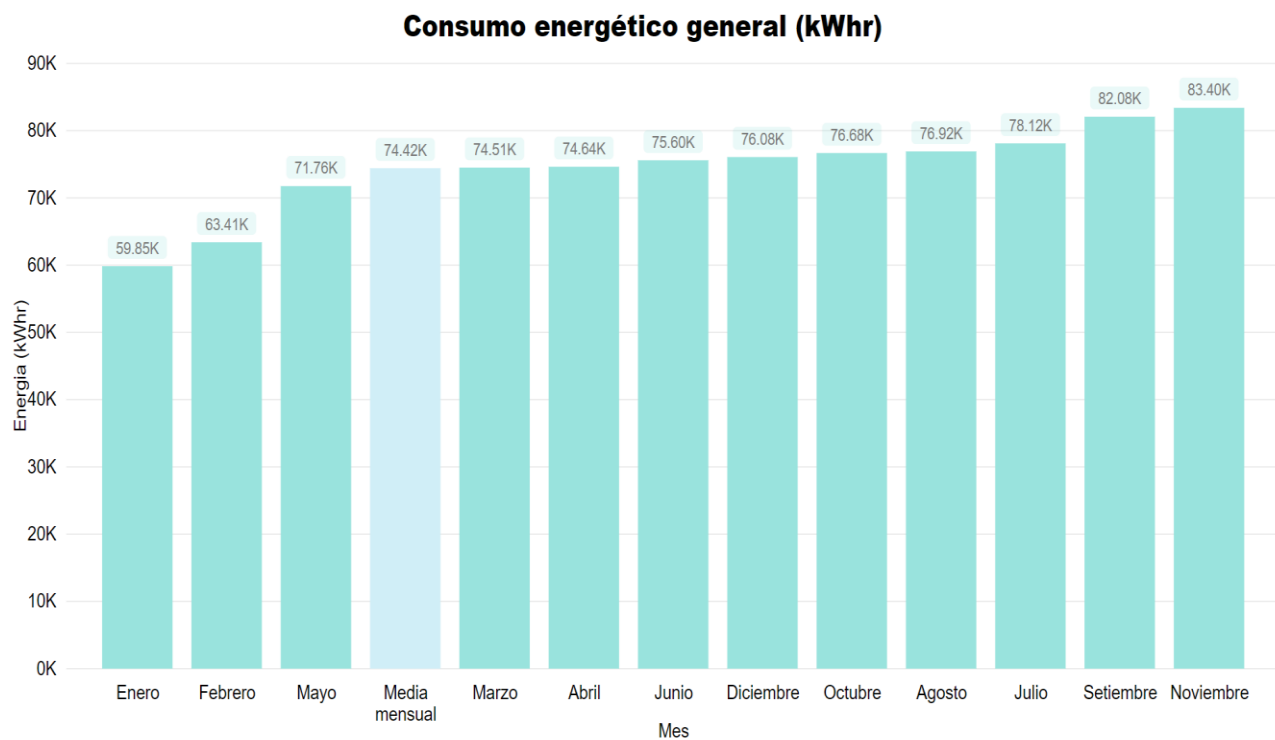


Figura 33. Consumo energético general periodo 2019.

Fuente: Elaboración propia con Power BI

Ángulo óptimo de inclinación de los paneles solares

Se hizo una estimación de los ángulos de inclinación de los módulos solares a lo largo de los meses del año, esto para que el ángulo de incidencia de radiación directa se aproxime a 0° al medio día, a partir de las ecuaciones 13 y 14, donde α representa el ángulo de declinación del Sol, la declinación Solar es el ángulo que se forma entre el plano del ecuador y la línea recta que va desde centro de la tierra hasta el centro del Sol, n representa el número de día tomando como $n = 0$ el 21 de marzo, en el cual ocurre el equinoccio de primavera y el ángulo de incidencia es igual a 0° respecto al eje del ecuador, β es el ángulo de inclinación de los módulos, y $L = 9.8690^\circ$ es la latitud del sitio donde se instaló el sistema fotovoltaico, el procedimiento para calcular los ángulos de inclinación se encuentran en la memoria de cálculo en el apéndice I.

$$\alpha = 23.5^\circ * \sin\left(\frac{360^\circ * n}{365.25}\right) 13$$

$$\beta = L - \alpha 14$$

El propósito de este cálculo es poder reducir las pérdidas generadas por la incidencia no perpendicular de los rayos solares sobre los módulos al medio día, para ello se instalaron los paneles solares sobre bases ajustables que permitan su inclinación, la figura 34 muestra los ángulos de inclinación de los módulos fotovoltaicos a lo largo de los meses del año.

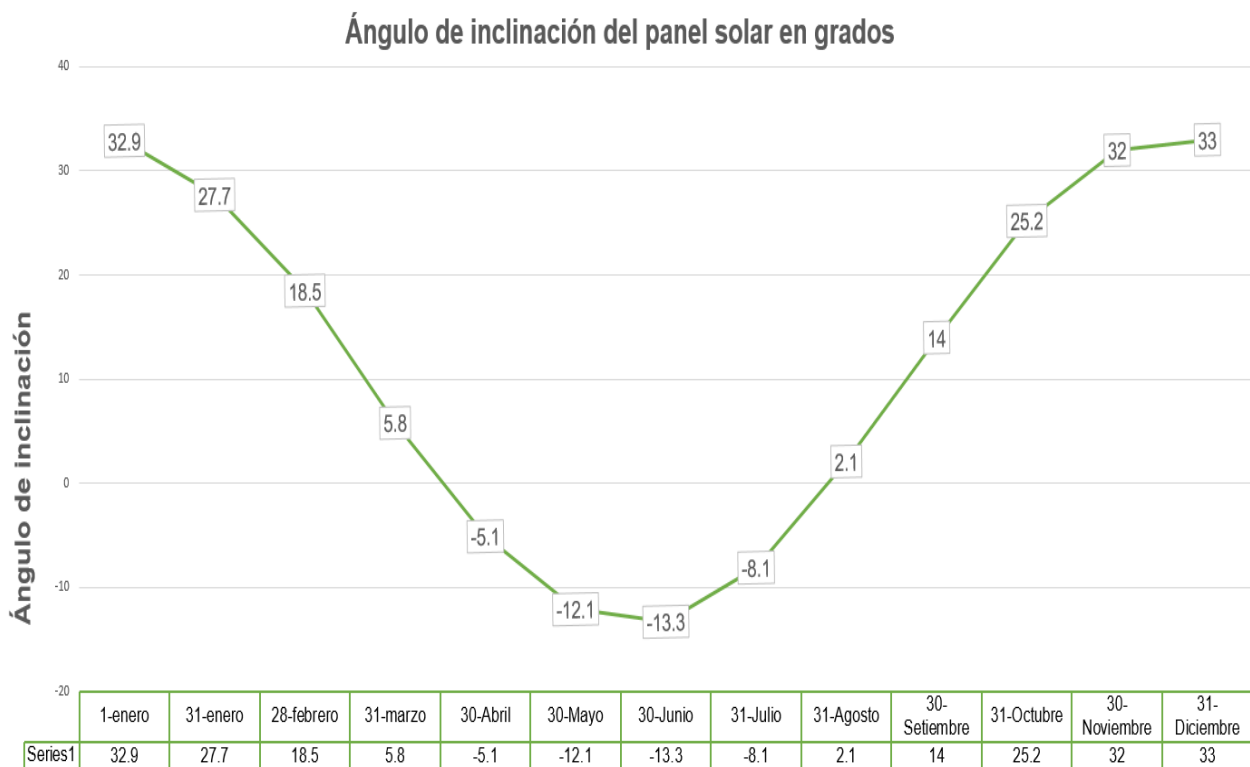


Figura 34. Ángulo de inclinación de los paneles solares en base al día del año.

Fuente: Elaboración propia con Excel.

Para aprovechar al máximo la radiación solar directa al medio día, se debe ajustar el ángulo de inclinación de los paneles solares todos los días, sin embargo, esta tarea resulta difícil y agobiante muchas veces por la cantidad de paneles instalados, es por ello que se recomienda ajustar la

inclinación al menos cuatro veces al año, el día específico queda a criterio del diseñador. (Coleman S, Pérez R. 1993)

La tabla 3 muestra ocho fechas en las que se recomienda ajustar el ángulo de inclinación de los paneles solares, para el diseño del sistema en Align se recomienda ajustar el panel solar a 20°, 10° y 0° respectivamente.

Fecha	Ángulo de declinación solar [°]	Ángulo recomendado de inclinación [°]
24 de febrero	-10.2	20
22 de marzo	0.4	10
15 de abril	9.8	0
19 de mayo	19.96	-10
25 de agosto	10	0
20 de setiembre	-0.15	10
15 de octubre	-9.9	20
19 de noviembre	-20.3	30

Tabla 3. Ajuste del ángulo de inclinación de los paneles solares y fechas recomendadas.
Fuente: Elaboración propia con Excel.

Selección del módulo fotovoltaico y aerogenerador a implementar junto con su sistema para montaje

En el diseño del sistema fotovoltaico se seleccionó el modelo Hiku CS3W 420P de la empresa Canadian Solar, se escoge este panel debido a su potencia pico de 420 Wp en comparación a otros módulos y además es distribuido por diferentes compañías en el país. Para soportar estos módulos solares se escogió el sistema de Chikko solar A2V que soporta 6 paneles verticales y posee 30 años de duración. Una de sus ventajas es que se puede ajustar el ángulo de inclinación de 0 a 45 grados y también se puede ajustar la longitud según el diseño que se proponga. (ver apéndice E)

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
- Componentes principales: Q235B
- Accesorios: fijación de acero inoxidable
- Duración: más de 30 años.

Para el sistema con aerogeneradores se compararon dos modelos, el aerogenerador de eje vertical Geo 1800 de Kliux y el aerogenerador de eje horizontal Wind 25.3+ de Bornay, para el cual se eligió el aerogenerador Wind 25.3+ ya que el modelo de Kliux ofrece una potencia nominal de 1800 W con una separación de 12m entre aerogenerador según las referencias consultadas y el modelo de Bornay cuenta con una potencia nominal de 5000 W con una separación de 15m entre aerogeneradores, las características de este aerogenerador se encuentra en la hoja técnica en el apéndice F.

Se seleccionó la torre cuatripata auto soportada P750 para soportar los aerogeneradores la cual tiene una altura máxima de 12 m. Este tipo de torre ofrece una serie de ventajas como bajo coste, gran efectividad y facilidad de montaje. Sus características permiten bajar el aerogenerador a nivel del suelo, minimizando riesgos de caídas con relativa facilidad y rapidez para realizar revisiones y mantenimiento. Debido a su relación altura-esfuerzos del viento en su extremo superior, la torre necesita ser sujeta por tirantes, las características de esta torre se encuentran en el apéndice G.

La selección adecuada de los paneles solares y aerogeneradores es muy importante ya que el dimensionamiento y las características de los demás componentes del sistema dependen de ellos, las principales características de estos generadores se muestran en la tabla 4 y la ficha técnica en los apéndices F y H.

Panel solar Hiku CS3W-420P		Aerogenerador Wind25.3+	
Tipo de celda	Poli-cristalina	Número de hélices	3
Cantidad de celdas por arreglo (#)	144	Diámetro (m)	4.05
Temperatura de operación (C°)	(-40°C a +85 °C)	Alternador	Trifásico de imanes permanentes
Dimensiones (mm)	2108 x 1048 x 40	Potencia nominal (W)	5000
Peso (Kg)	24.9	Voltaje nominal (Vac)	220
Cobertura frontal (mm)	3.2 vidrio temperado	RPM	400
Marco	Aleación anodizada de aluminio	Rango de funcionamiento (m/s)	2 a 30
Cable	12 AWG (UL)	Para arranque (m/s)	3
Voltaje de circuito abierto (V)	48	Para potencia nominal (m/s)	12
Corriente de corto circuito (A)	11.26	Peso aerogenerador (Kg)	107
Voltaje Nominal (V)	39.5	Peso total (Kg)	165
Potencia Nominal (Wp)	420	Dimensiones (cm)	260 x 40 x 15

Tabla 4. Características generales del panel solar CS3W-420P.

Fuente: Elaboración propia con Excel.

Separación entre paneles solares y espacio para mantenimiento

En relación con la distancia mínima que debe tener cada panel solar consecutivo para evitar que la sombra entre filas afecte el rendimiento del sistema se hizo una estimación en donde se tomó en cuenta las inclinaciones recomendadas anteriormente para el módulo solar con un valor de 20° y 10° con respecto a la horizontal.

Una consideración importante, para tomar en cuenta, es que la posibilidad de presentarse sombra en verano es mucho menor, ya que el recorrido del sol es mucho más alto y, por tanto, la sombra arrojada del obstáculo que se encuentra delante es más pequeña, por ello la distancia “d” medida sobre la horizontal de un panel a otro se calcula por la latitud del lugar de instalación, ya que en función de este parámetro varía el ángulo de incidencia solar. Para el cálculo de separación mínima se utilizó la ecuación 15, donde h es la altura máxima del panel y k el coeficiente el cual se determina por medio de la latitud

$$d = \frac{h}{\tan(61 - \text{latitud})} = k \cdot h, 15$$

La figura 35 detalla la distancia mínima entre paneles solares con un ángulo máximo de 20° con una estructura de dos módulos en vertical, este cálculo se incluye en el apéndice I del presente proyecto, por medio de este cálculo se estableció una separación entre estructuras de 1.16m como mínimo, sin embargo, para las zonas inclinadas de la azotea se considera el ángulo de inclinación de 3° sobre la horizontal.

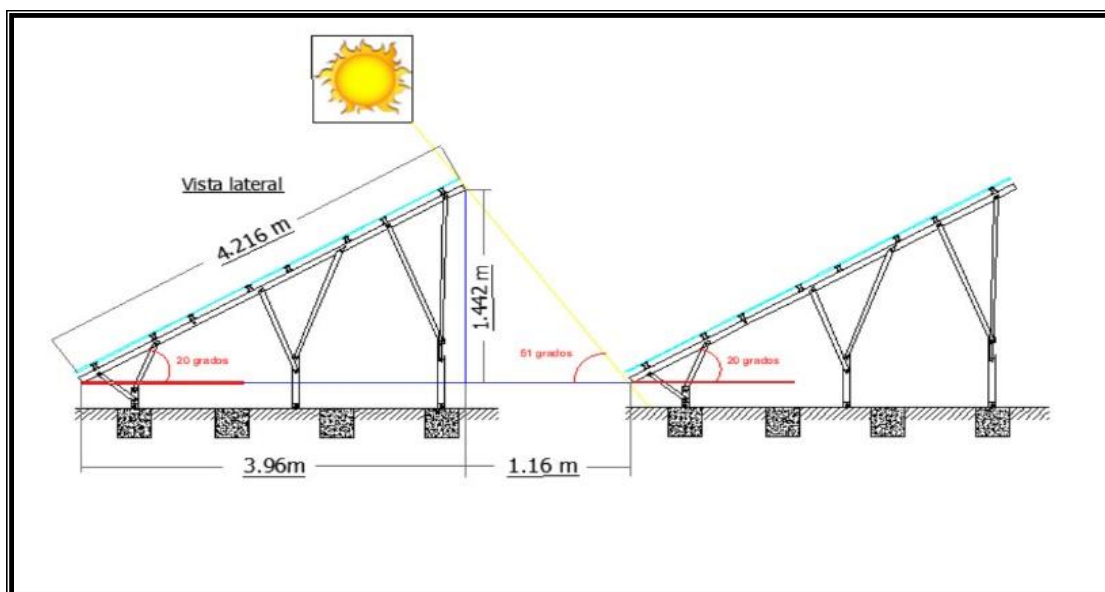


Figura 35. Separación entre paneles solares consecutivos.
Fuente: Elaboración propia con AutoCAD.

Estimación de pérdidas y rendimiento general del sistema

Todo sistema de generación presenta pérdidas y esto afecta su rendimiento en general, para obtener una estimación de estas pérdidas y usar este dato para el cálculo de la producción eléctrica y el dimensionamiento de los paneles fotovoltaicos necesarios para la carga que se necesita alimentar se utilizó el estudio de radiación hecho con Solargis (ver apéndice C) basado en el promedio de hora solar pico (HSP) para cada mes, ángulo de inclinación de la instalación, ángulo azimutal de 25° positivos con respecto al sur y separación de paneles consecutivos de 1.16 m, con esta información se calculó las pérdidas por polvo y suciedad, reflectividad angular, pérdidas por sombreado entre paneles, pérdidas que se dan en la operación de los inversores que convierten la corriente entre continua y alterna, el cableado, y finalmente las pérdidas que se pueden generar por

tiempos de mantenimiento o fallos del sistema. Todas estas pérdidas energéticas se muestran la tabla 5.

Etapa en la conversión energética	Pérdidas [%]	Rendimiento parcial [%]	Rendimiento Acumulado [%]
Irradiación global incidente		100.0	100.0
Polvo y suciedad	4.0	96.0	96.0
Reflectividad angular y corrección espectral	3.0	97.0	93.0
Conversión de la Irradiación solar a DC	7.1	92.9	85.9
Conversión en el Inversor(DC/AC)	3.3	96.7	82.6
Pérdidas cableado CC-CA	1.7	98.3	80.9
Tiempo de mantenimiento o fallos	1.0	99.0	79.9

Tabla 5. Pérdidas energéticas y rendimiento en general estimado.

Fuente: Elaboración propia con Excel.

La tabla 6 muestra las pérdidas generales del sistema, sin embargo, a estas pérdidas se suman las pérdidas mensuales por sombreado y temperatura, los cálculos de las pérdidas por temperatura se incluyen en la memoria de cálculo en el apéndice I de este trabajo.

Mes	Días	Temperatura (C°)	Pérdidas por sombreado (%)	Pérdidas por Temperatura (%)	Rendimiento Total (%)
Enero	31	19.82	0.3	8.04	71.6
Febrero	28	20.25	0.1	8.19	71.6
Marzo	31	21.01	0	8.46	71.4
Abril	30	21.67	0.4	8.70	70.8
Mayo	31	21.55	1.2	8.66	70.0
Junio	30	21.01	1.5	8.46	69.9
Julio	31	20.59	1.5	8.31	70.1
Agosto	31	20.6	1.3	8.32	70.3
Setiembre	30	20.55	1.1	8.30	70.5
Octubre	31	20.38	1.3	8.24	70.4
Noviembre	30	20.18	1	8.16	70.7
Diciembre	31	19.94	0.8	8.08	71.0

Tabla 6. Pérdidas energéticas y rendimiento del sistema fotovoltaico por mes.

Fuente: Elaboración propia con Excel.

Cantidad máxima de paneles solares para el área disponible

Con el fin de conocer la cantidad máxima de módulos solares Hiku CS3W 420P que se pueden instalar en el área disponible de $3,757 \text{ m}^2$ se utilizó la herramienta de AutoCAD con la cual se diseñó el ensamblaje de los paneles utilizando el plano de la azotea y las dimensiones del módulo fotovoltaico que se escogió para los siguientes dos escenarios:

1. Se determinó que se pueden instalar 203 módulos en el lado norte, 203 en el lado sur, 196 en el lado oeste, 196 en el lado este y 142 en el centro de la azotea para un total de 940 módulos fotovoltaicos. (ver figura 36).

Para este diseño se tomaron en cuenta las siguientes consideraciones:

- Los paneles se colocaron a 1 m de distancia desde el borde de la azotea por seguridad y se dejó 1m de distancia para el paso del personal de mantenimiento en las cuatro esquinas del edificio
- Se utilizaron 2 estructuras, una de 2 módulos horizontal por 2 módulos en vertical y otra de 3 módulos en horizontal, ambas con un ángulo de inclinación de 20°
- Se dejó 1.16 m de separación entre paneles consecutivos para evitar pérdidas por sombreado y dejar espacio para mantenimiento como se había establecido anteriormente
- Se consideró la proyección de la sombra del equipo electromecánico y las paredes de la salida a la azotea calculadas en la memoria de cálculo en el apéndice I
- Los paneles se colocaron con ángulo azimut de 0° con respecto al sur para un mayor desempeño.

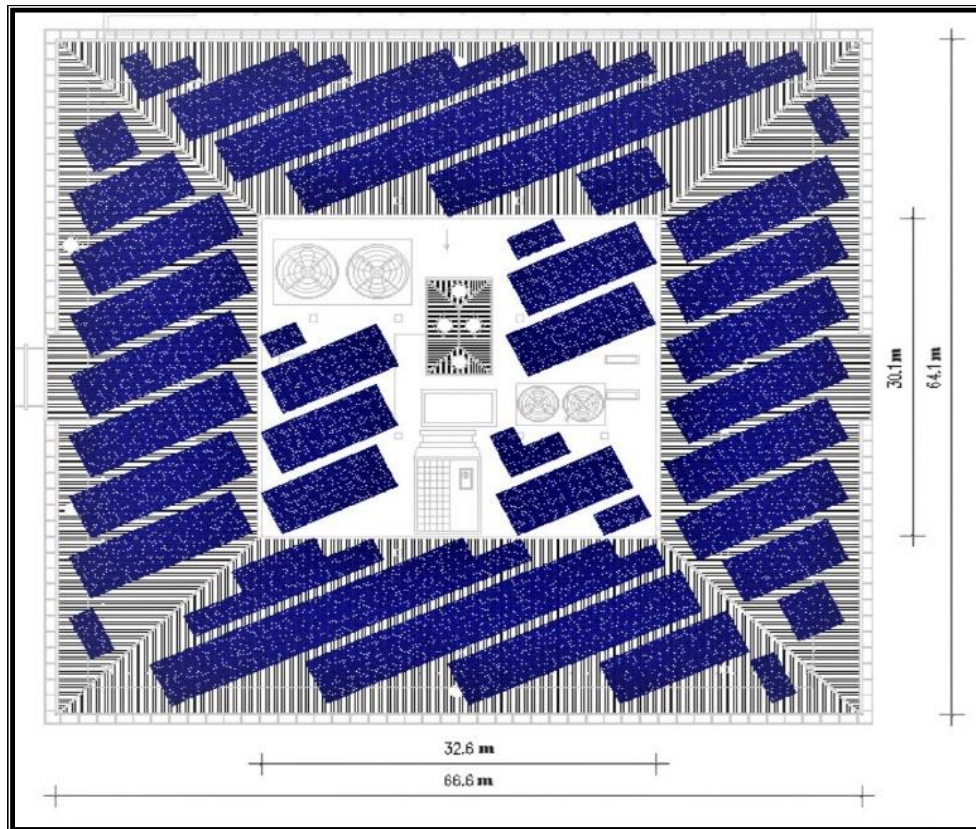


Figura 36. Cantidad máxima de paneles solares para el área disponible escenario #1.
Fuente: Elaboración propia con AutoCAD.

2. Se determinó que se pueden instalar 264 módulos en el lado norte, 264 en el lado sur, 249 en el lado oeste, 249 en el lado este y 192 en el centro de la azotea para un total de 1218 módulos solares para el segundo escenario. (ver figura 37).

Para este diseño se tomaron en cuenta las siguientes consideraciones:

- Los paneles se colocaron a 1 m de distancia desde el borde de la azotea por seguridad y se dejó 1m de distancia para el paso del personal de mantenimiento en las cuatro esquinas del edificio
- Se dejó 0.5 m de separación entre paneles consecutivos para mantenimiento y 0° de inclinación con respecto a la superficie del edificio.

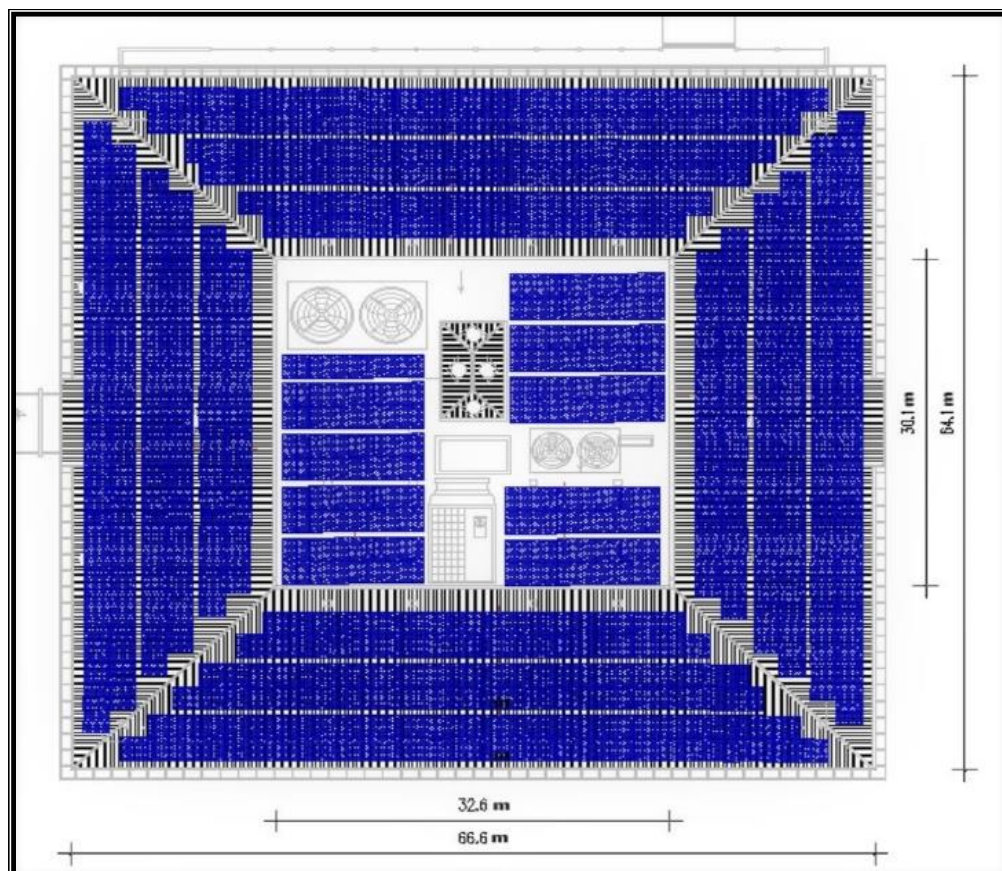


Figura 37. Cantidad máxima de paneles solares para el área disponible escenario #2.
Fuente: Elaboración propia con AutoCAD.

Este análisis se realizó con el único propósito de conocer la capacidad máxima de instalación para el área disponible, y se utilizó como referencia en el diseño propuesto en el análisis de resultados.

Producción energética máxima de acuerdo al area disponible.

En este apartado se calculó la energía que puede producir el sistema fotovoltaico para los dos escenarios vistos anteriormente. Las tablas 7 y 8 muestran la producción energética para cada mes del año y de manera anual. Para ello se tomaron los datos de las pérdidas energéticas y los cálculos se realizaron con la ecuación 16. Donde E_t es la energía total que se produce por día en KWh, HSP es la hora solar pico por mes, N_m es la cantidad de módulos solares, y P_m es la potencia instantánea

de cada módulo en W_p y η es el rendimiento del sistema. Para este cálculo se utilizó la herramienta Excel de Microsoft Office.

$$E_t = HSP \cdot N_m \cdot P_m \cdot \eta$$

16

Mes	Días	Hora Solar Pico (HSP)	Número de módulos solares	Potencia instantánea (KWp)	η (%)	Producción eléctrica diaria (KWh)	Producción eléctrica mensual (KWh)	Energía mensual Consumida (KWh)	Porcentaje de ahorro (%)	
Enero	31	4.941	940	0.42	71.60%	1396.7	43,297.9	59,850	72.34%	
Febrero	28	5.697	940	0.42	71.60%	1610.4	45,091.5	63,410	71.11%	
Marzo	31	6.114	940	0.42	71.40%	1723.5	53,427.2	74,510	71.70%	
Abril	30	5.792	940	0.42	70.80%	1619.0	48,569.1	74,640	65.07%	
Mayo	31	5.370	940	0.42	70.00%	1484.1	46,005.6	71,760	64.11%	
Junio	30	5.110	940	0.42	69.90%	1410.2	42,305.5	75,600	55.96%	
Julio	31	4.927	940	0.42	70.10%	1363.6	42,270.7	78,120	54.11%	
Agosto	31	5.202	940	0.42	70.30%	1443.8	44,757.4	76,920	58.19%	
Setiembre	30	5.297	940	0.42	70.50%	1474.3	44,230.1	82,080	53.89%	
Octubre	31	4.760	940	0.42	70.40%	1323.0	41,012.7	76,680	53.49%	
Noviembre	30	4.293	940	0.42	70.70%	1198.3	35,948.3	83,400	43.10%	
Diciembre	31	4.583	940	0.42	71.00%	1284.7	39,824.2	76,080	52.35%	
							Anual	526,740.2	893,050	58.98%

Tabla 7. Producción eléctrica para el escenario # 1 con 940 paneles.
Fuente: Elaboración propia con Excel.

Mes	Días	Hora Solar Pico (HSP)	Número de módulos solares	Potencia instantánea (KWp)	η (%)	Producción eléctrica diaria (KWh)	Producción eléctrica mensual (KWh)	Energía mensual Consumida (KWh)	Porcentaje de ahorro (%)	
Enero	31	4.941	1218	0.42	71.60%	1809.8	56,103.0	59,850	93.74%	
Febrero	28	5.697	1218	0.42	71.60%	2086.7	58,427.0	63,410	92.14%	
Marzo	31	6.114	1218	0.42	71.40%	2233.2	69,228.0	74,510	92.91%	
Abril	30	5.792	1218	0.42	70.80%	2097.8	62,933.2	74,640	84.32%	
Mayo	31	5.370	1218	0.42	70.00%	1923.0	59,611.6	71,760	83.07%	
Junio	30	5.110	1218	0.42	69.90%	1827.2	54,817.1	75,600	72.51%	
Julio	31	4.927	1218	0.42	70.10%	1766.8	54,772.0	78,120	70.11%	
Agosto	31	5.202	1218	0.42	70.30%	1870.8	57,994.1	76,920	75.40%	
Setiembre	30	5.297	1218	0.42	70.50%	1910.4	57,310.9	82,080	69.82%	
Octubre	31	4.760	1218	0.42	70.40%	1714.3	53,142.0	76,680	69.30%	
Noviembre	30	4.293	1218	0.42	70.70%	1552.7	46,579.9	83,400	55.85%	
Diciembre	31	4.583	1218	0.42	71.00%	1664.6	51,602.0	76,080	67.83%	
							Anual	682,520.8	893,050	76.43%

Tabla 8. Producción eléctrica para el escenario # 2 con 1218 paneles.
Fuente: Elaboración propia con Excel.

Las tablas 7 y 8 muestran la producción eléctrica mensual con la máxima cantidad de paneles solares que se pueden instalar en el área disponible y el porcentaje de cobertura del consumo energético mensual y anual, para este cálculo se divide la producción eléctrica mensual producida por el sistema entre el consumo eléctrico mensual del inmueble.

Este análisis muestra que para el área disponible el sistema nunca va a sobrepasar el 100% del consumo energético y por ende no va a inyectar energía a la red eléctrica.

Cantidad necesaria de módulos según porcentaje de cobertura

Caso 1: 100% del consumo anual.

Para calcular la cantidad de módulos fotovoltaicos para generar el 100% del consumo energético se utilizó la ecuación 17, donde NP es el número de paneles solares, Ps es la cantidad de paneles necesarios para el porcentaje de cobertura Pc.

$$\frac{NP}{100\%} = \frac{Ps}{Pc} = \frac{940}{0.5898} = 1593.76 \approx 1594$$

La tabla 9 muestra que para cubrir el 100% del consumo energético anual se necesitan 1594 módulos como se calculó en la ecuación 17, sin embargo, debido al espacio disponible en la azotea no se podrá alcanzar este porcentaje.

Mes	Días	Hora Solar Pico (HSP)	Número de módulos solares	Potencia instantánea (KWp)	η (%)	Producción eléctrica diaria (KWh)	Producción eléctrica mensual (KWh)	Energía mensual Consumida (KWh)	Porcentaje de ahorro (%)
Enero	31	4.941	1594	0.42	71.60%	2368.5	73,422.2	59,850	122.68%
Febrero	28	5.697	1594	0.42	71.60%	2730.8	76,463.6	63,410	120.59%
Marzo	31	6.114	1594	0.42	71.40%	2922.5	90,598.9	74,510	121.59%
Abril	30	5.792	1594	0.42	70.80%	2745.4	82,360.8	74,640	110.34%
Mayo	31	5.370	1594	0.42	70.00%	2516.6	78,013.8	71,760	108.71%
Junio	30	5.110	1594	0.42	69.90%	2391.3	71,739.3	75,600	94.89%
Julio	31	4.927	1594	0.42	70.10%	2312.3	71,680.3	78,120	91.76%
Agosto	31	5.202	1594	0.42	70.30%	2448.3	75,897.1	76,920	98.67%
Setiembre	30	5.297	1594	0.42	70.50%	2500.1	75,002.9	82,080	91.38%
Octubre	31	4.760	1594	0.42	70.40%	2243.5	69,547.1	76,680	90.70%
Noviembre	30	4.293	1594	0.42	70.70%	2032.0	60,959.2	83,400	73.09%
Diciembre	31	4.583	1594	0.42	71.00%	2178.4	67,531.7	76,080	88.76%
Anual							893,216.8	893,050	100.02%

Tabla 9. Cantidad máxima de paneles solares para cubrir el 100% del consumo energético.

Fuente: Elaboración propia con Excel.

Caso 2 49% del consumo anual

La cantidad de módulos solares para cubrir el 49% del consumo anual se calculó usando la ecuación 18, y se utilizó la herramienta de Microsoft Excel con la información obtenida para crear la tabla 10 donde se muestra que se necesitan 781 módulos solares para cubrir el 49% del consumo energético.

$$\frac{NP}{49\%} = \frac{Ps}{Pc} = \frac{940}{0.5898} = 780.94 \quad 18$$

Mes	Dias	Hora Solar Pico (HSP)	Número de módulos solares	Potencia instantánea (KWp)	η (%)	Producción eléctrica diaria (KWh)	Producción eléctrica mensual (KWh)	Energía mensual Consumida (KWh)	Porcentaje de ahorro (%)
Enero	31	4.941	781	0.42	71.60%	1160.5	35,974.1	59,850	60.11%
Febrero	28	5.697	781	0.42	71.60%	1338.0	37,464.3	63,410	59.08%
Marzo	31	6.114	781	0.42	71.40%	1431.9	44,390.1	74,510	59.58%
Abril	30	5.792	781	0.42	70.80%	1345.1	40,353.7	74,640	54.06%
Mayo	31	5.370	781	0.42	70.00%	1233.0	38,223.8	71,760	53.27%
Junio	30	5.110	781	0.42	69.90%	1171.7	35,149.5	75,600	46.49%
Julio	31	4.927	781	0.42	70.10%	1132.9	35,120.7	78,120	44.96%
Agosto	31	5.202	781	0.42	70.30%	1199.6	37,186.7	76,920	48.34%
Setiembre	30	5.297	781	0.42	70.50%	1225.0	36,748.6	82,080	44.77%
Octubre	31	4.760	781	0.42	70.40%	1099.2	34,075.5	76,680	44.44%
Noviembre	30	4.293	781	0.42	70.70%	995.6	29,867.7	83,400	35.81%
Diciembre	31	4.583	781	0.42	71.00%	1067.4	33,088.0	76,080	43.49%
						Anual	437,642.6	893,050	49.01%

Tabla 10. Cantidad máxima de módulos solares para cubrir el 49% del consumo energético anual.

Fuente: Elaboración propia con Excel.

Cantidad necesaria de aerogeneradores según porcentaje de cobertura

Caso 1: 100% del consumo

Para determinar el número total de aerogeneradores para suplir una demanda del 100% del consumo anual del edificio se utiliza la ecuación 19.

$$NA = E\% / Pa \quad 19$$

Donde:

NA es el número de aerogeneradores.

E% es el porcentaje de energía anual consumida.

Pa es la energía anual producida por el aerogenerador.

Por lo tanto:

$$NA = 893,050 / 4900 = 182.2$$

Este cálculo determina que se requieren en promedio 182 aerogeneradores para satisfacer el consumo del edificio.

Caso 2: 75% del consumo

Para determinar el número total de aerogeneradores para suplir una demanda del 75% del consumo anual del edificio se utilizó la ecuación 20.

$$NA = E\%/Pa \text{ 20}$$

$$NA = 893,050 \times 0.75 / 4900 = 136.7$$

Este cálculo determina que se requieren 137 aerogeneradores para satisfacer el 75% del consumo energético.

Caso 3 49% del consumo

Para determinar el número total de aerogeneradores para suplir una demanda del 49% del consumo anual del edificio se utilizó la ecuación 21.

$$NA = E\%/Pa \text{ 21}$$

$$NA = 893,050 \times 0.49 / 4900 = 89.3$$

Este cálculo determina que se requieren 89 aerogeneradores para satisfacer el 49% del consumo energético.

Soluciones para el sistema de energía renovable

Para el diseño del sistema fotovoltaico en la empresa Align Technology se dan tres soluciones, una con inversor central, inversor central con optimizadores de energía y otra con micro inversores para la máxima disponibilidad del circuito de la zona como se había mencionado en las limitaciones de este trabajo. Para estas tres soluciones se tomaron en cuenta las siguientes consideraciones:

1. La disponibilidad del circuito Zeta donde está ubicada la empresa Align Technology es de 268 KW según el 15% del artículo 44 del decreto N°39220-MINAE, por lo tanto, el sistema instalado no puede sobrepasar esta capacidad nominal, esta información se obtuvo por medio del jefe del departamento de servicios técnicos de JASEC. (ver apéndice J)
2. El área plana de concreto disponible de 514m² no se utilizó para permitir la instalación de equipo electromecánico en el futuro de ser necesario.
3. La estructura cuenta con dos bajantes para cableado ubicados en el lado norte y sur del edificio, cada piso dispone de un cuarto eléctrico con sus respectivos paneles de distribución y el panel de medidores principal se encuentra en el sótano.

Con base en la información anterior, la cantidad máxima de módulos fotovoltaicos que se pueden instalar utilizando el panel solar Hiku CS3W 420P de 420W es de 638 paneles solares como muestra la ecuación 22, donde N_p es el número de módulos, P_d la potencia disponible del circuito y P_p la potencia nominal del módulo.

$$N_p = P_d / P_p \quad 22$$

$$N_p = 268,000 \text{ W} / 420 \text{ W} = 638.09 \quad 22$$

La tabla 11 muestra la producción energética mensual y anual junto con el porcentaje de ahorro que proporciona esta cantidad de módulos fotovoltaicos.

Mes	Días	Hora Solar Pico (HSP)	Número de módulos solares	Potencia instantánea (KWp)	η (%)	Producción eléctrica diaria (KWh)	Producción eléctrica mensual (KWh)	Energía mensual Consumida (KWh)	Porcentaje de ahorro (%)
Enero	31	4.941	638	0.42	71.60%	948.0	29,387.3	59,850	49.10%
Febrero	28	5.697	638	0.42	71.60%	1093.0	30,604.6	63,410	48.26%
Marzo	31	6.114	638	0.42	71.40%	1169.8	36,262.3	74,510	48.67%
Abril	30	5.792	638	0.42	70.80%	1098.8	32,965.0	74,640	44.17%
Mayo	31	5.370	638	0.42	70.00%	1007.3	31,225.1	71,760	43.51%
Junio	30	5.110	638	0.42	69.90%	957.1	28,713.7	75,600	37.98%
Julio	31	4.927	638	0.42	70.10%	925.5	28,690.1	78,120	36.73%
Agosto	31	5.202	638	0.42	70.30%	979.9	30,377.9	76,920	39.49%
Setiembre	30	5.297	638	0.42	70.50%	1000.7	30,020.0	82,080	36.57%
Octubre	31	4.760	638	0.42	70.40%	897.9	27,836.3	76,680	36.30%
Noviembre	30	4.293	638	0.42	70.70%	813.3	24,399.0	83,400	29.26%
Diciembre	31	4.583	638	0.42	71.00%	871.9	27,029.6	76,080	35.53%
						Anual	357,510.9	893,050	40.03%

Tabla 11. Producción eléctrica mensual y anual del sistema fotovoltaico con 638 módulos.

Fuente: Elaboración propia con Excel.

La figura 38 muestra el montaje de los paneles solares sobre la azotea del edificio, de acuerdo al estudio de radiación hecho con la herramienta especial para diseños fotovoltaicos de la empresa Solargis (ver apéndices C), las pérdidas energéticas al instalar los paneles solares con un ángulo azimutal de 25° positivos respecto al sur es de 0.3 %, adicional a esto para el diseño con los inversores SolaredgeSE100K el sistema cuenta con seguimiento al máximo punto de potencia para cada módulo individual como se explicó en la sección anterior. Con base en esta información las pérdidas energéticas que se presentan en el diseño fotovoltaico con un ángulo azimutal de 25° con respecto al sur se consideran como despreciables.

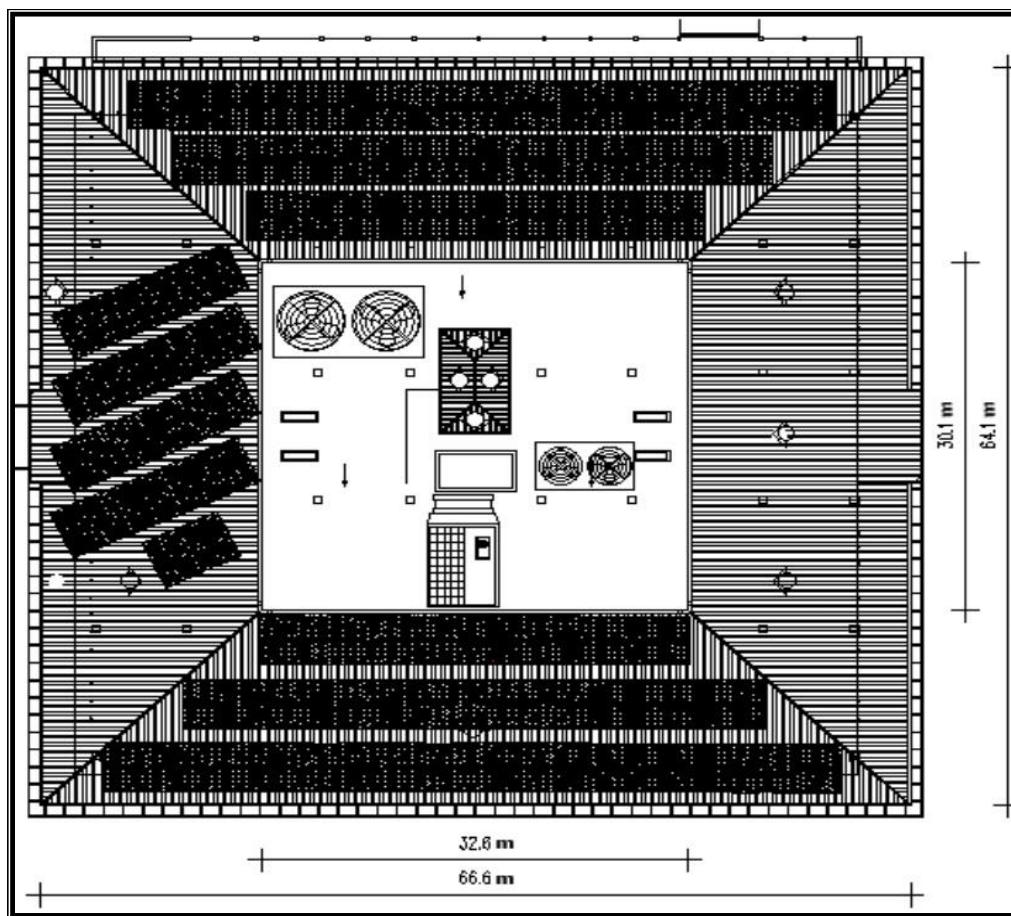


Figura 38. Diseño fotovoltaico con un total 638 paneles.
Fuente: Elaboración propia con AutoCAD.

Para el diseño fotovoltaico en el sector norte se colocaron los módulos con un ángulo azimutal de 25° positivos con respecto al sur, Se deja una inclinación de 7° ya que la inclinación del techo es de 3° con respecto a la horizontal. Según el cálculo hecho en el apéndice I la separación entre paneles consecutivos para evitar pérdidas por sombreado a un ángulo máximo de inclinación de 20° es de 0.993 m. Para este diseño se tienen un total de 254 paneles solares en el sector norte.

Para el sector oeste se colocaron los paneles con un ángulo azimutal de 0° con respecto al sur y su estructura se ajusta para tener un ángulo de inclinación de 10° con respecto a la horizontal y separación entre filas consecutivas para evitar las perdidas por sombreado de 1.162 m para un total de 132 paneles solares.

Para el sector sur se colocaron los módulos con un ángulo azimutal de 25° positivos con respecto al sur, y una inclinación de 13° ya que la inclinación del techo es de 3° con respecto a la horizontal. La separación máxima entre paneles consecutivos para evitar pérdidas por sombreado fue de 1.327 m según el cálculo hecho en el apéndice C. Para este diseño se tienen un total de 252 paneles solares en el sector sur.

Debido a que la instalación de los paneles solares se realizará sobre la azotea del edificio, es necesario considerar el esfuerzo que esta tendrá que soportar para su futura implementación, en esta sección se muestra el cálculo realizado para obtener la información sobre estos esfuerzos, sin embargo, estudiar la viabilidad de esto y la carga que puede ejercer el viento sobre los paneles, será trabajo del equipo que lo implemente en el futuro ya que se sale del alcance de este proyecto de tesis que se limita a la demostración de los datos.

En la inclinación de los paneles se usará la inclinación sobre la superficie de la azotea para un valor de 7°, 10° y 13°). Para calcular la fuerza que ejercen los paneles solares se utiliza la segunda ley de Newton expresada en la ecuación 23, donde F es la fuerza (peso), m es la masa de los paneles solares y a es la aceleración de la gravedad.

$$F = \text{Masa (Kg)} \cdot a \text{ (m/s}^2\text{)} \quad 23$$

Es necesario obtener el peso estimado que se va a tener en una distancia específica, por lo tanto, se realizó el cálculo de las fuerzas que ejercen los paneles por metro cuadrado con las ecuaciones de las componentes de la fuerza F_x en el plano horizontal (ecuación 24) y F_y en el plano vertical (ecuación 25).

$$F_x = F \cdot \sin \alpha \text{ (N)} \quad 24$$

$$F_y = F \cdot \cos \alpha \text{ (N)} \quad 25$$

La tabla 12 muestra los valores de esfuerzos generados por el sistema fotovoltaico en la azotea del edificio, los cálculos de dichos resultados se encuentran en la memoria de cálculo en el apéndice I.

Ángulo de inclinación	Cantidad de módulos fotovoltaicos.	Área promedio cubierta por los paneles fotovoltaicos. (m ²)	Peso del módulo fotovoltaico. (Kg)	Peso total del sistema fotovoltaico. (Kg)	Aceleración de la gravedad. (m/s ²)	Fuerza. (N)	Fuerza sobre el plano horizontal. (N)	Fuerza sobre el plano vertical. (N)	Esfuerzo. (N/m ²)	Esfuerzo sobre el plano horizontal. (N/m ²)	Esfuerzo sobre el plano vertical. (N/m ²)
7°	638	1829	24.9	15886	9.78	155288	154130.1	18924.8	84.9	84.27	10.3
10°	638	1829	24.9	15886	9.78	155288	152928.4	26965.4	84.9	83.61	14.7
13°	638	1829	24.9	15886	9.78	155288	151307.6	34932.1	84.9	82.73	19.1

Tabla 12. Esfuerzos generados por los paneles sobre la azotea del edificio.

Fuente: Elaboración propia.

Solución 1

En la conversión de la corriente eléctrica directa proveniente de los paneles solares en corriente alterna se utilizan inversores como se mencionó en el capítulo 3, es importante elegir bien el inversor para así garantizar el mejor desempeño del sistema, además estos representan una gran parte de la inversión inicial, por esta razón para la primera solución se seleccionó el inversor trifásico para red de media tensión SE100K de Solaredge para una solución central con optimizadores de energía. La tabla 13 muestra algunas de las características principales de este inversor, y su hoja de datos se encuentra en el apéndice K.

Inversor Solaredge SE100K	
Dimensiones unidad primaria (mm)	940 x 315 x 260
Dimensiones unidad secundaria (mm)	540 x 315 x 260
Peso (kg)	93
Temperatura de operación (C°)	(-40 a + 60)
Voltaje de entrada nominal (Vcc)	850
Voltaje máximo de entrada (V)	1000
Corriente máxima de entrada (A)	120
Potencia nominal de salida (W)	100000
Voltaje de salida CA	480/277
Corriente máxima de salida a 277V (A)	120
Frecuencia de la red CA (Hz)	60

Tabla 13. Características generales del inversor SE100K.

Fuente: Elaboración propia con Excel.

Como se mencionó en el capítulo 3, los optimizadores de energía son convertidores DC-DC conectados a los módulos fotovoltaicos para maximizar la extracción de energía por medio de un rastreo independiente del máximo punto de energía (MPPT, Maximum Power Point Tracking) en cada módulo fotovoltaico.

Los optimizadores de energía regulan el voltaje de cada cadena a un nivel constante sin importar la cantidad de módulos conectados, el ángulo azimutal de instalación, inclinación de los paneles o las condiciones climatológicas del lugar.

En la solución 1 con el sistema fotovoltaico se realizó el cálculo de la cantidad de módulos que se conectarán en serie (cadena) y el número de cadenas que se conectarán en paralelo (columnas)

Para este diseño se utilizó el optimizador de energía P850 el cual permite una longitud mínima de cadena de 27 módulos con 14 optimizadores y una longitud máxima de cadena de 60 módulos con 30 optimizadores, la ficha técnica de este optimizador se encuentra en el apéndice L, con lo cual se utilizó la plataforma para diseño de sistemas fotovoltaicos de Solaredge donde se simuló el proyecto y se obtuvo el arreglo fotovoltaico a la entrada de los inversores. (ver figura 39)

La tabla 14 muestra el arreglo de los 638 paneles solares con 3 inversores SE100K, 1 Inversor de 9 cadenas con 254 módulos, 1 inversor de 5 cadenas con 172 módulos y 1 inversor de 6 cadenas con 212 módulos, para una potencia máxima a la entrada del inversor de 267,968 W.

Inversor SE100K	Cadena por inversor	Optimizador por Inversor	Módulos fotovoltaicos por cadena
1	9	127	254
2	5	86	172
3	6	106	212
Total	20	319	638

Tabla 14. Arreglo fotovoltaico para la solución 1.
Fuente: Elaboración propia.

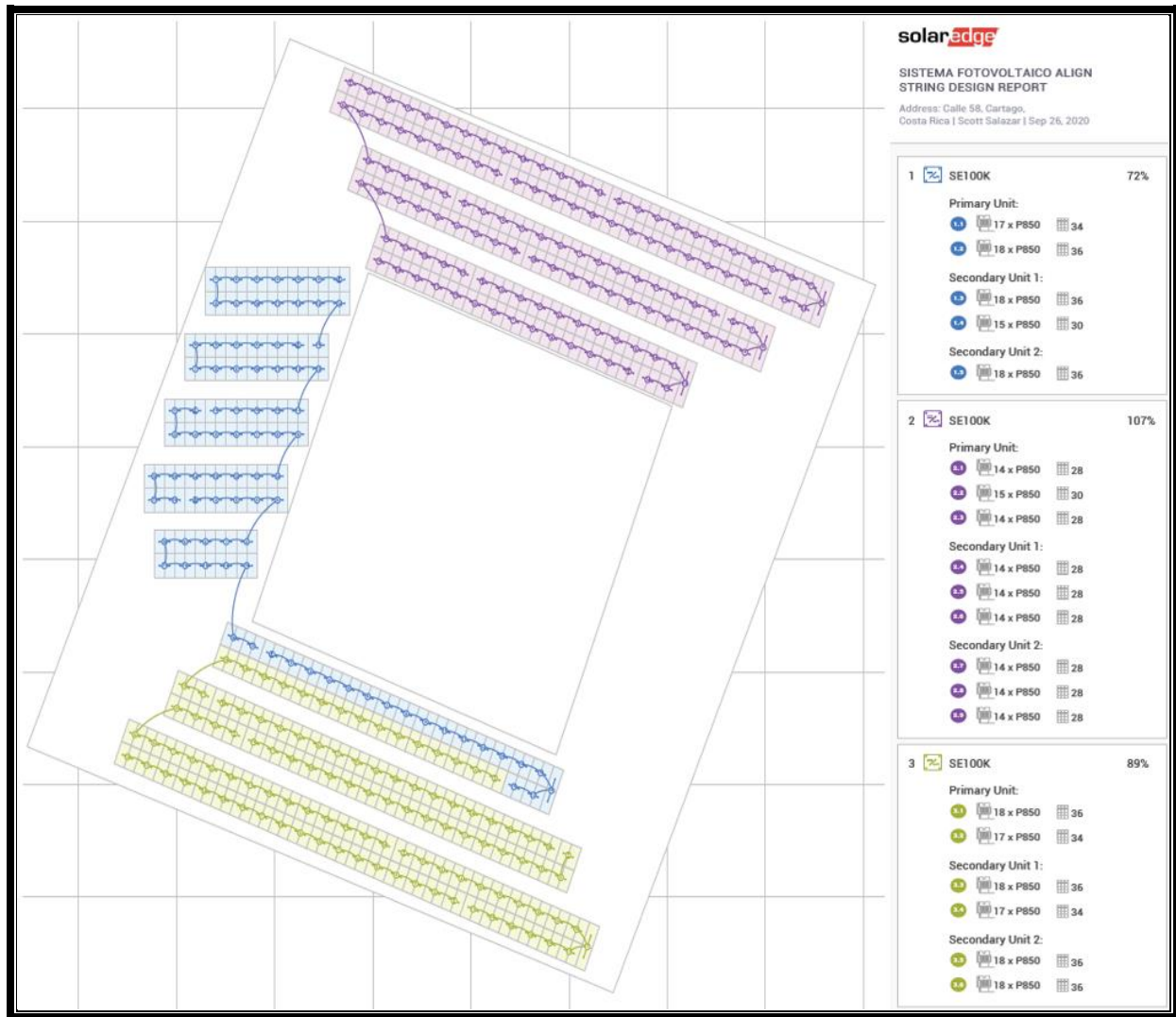


Figura 39. Arreglo fotovoltaico para la solución 1.
Fuente: Elaboración propia con simulador de Solaredge.

La figura 40 presenta un esquema básico del diseño propuesto para el proyecto desarrollado, aquí se pueden observar los módulos fotovoltaicos y optimizadores de energía distribuidos en 3 grupos que se conectan a los 3 inversores Solaredge SE100K.

Los inversores realizan la conversión de la corriente directa a corriente alterna acondicionando la forma de onda y frecuencia para que ésta sea aprovechada por la carga del sistema.

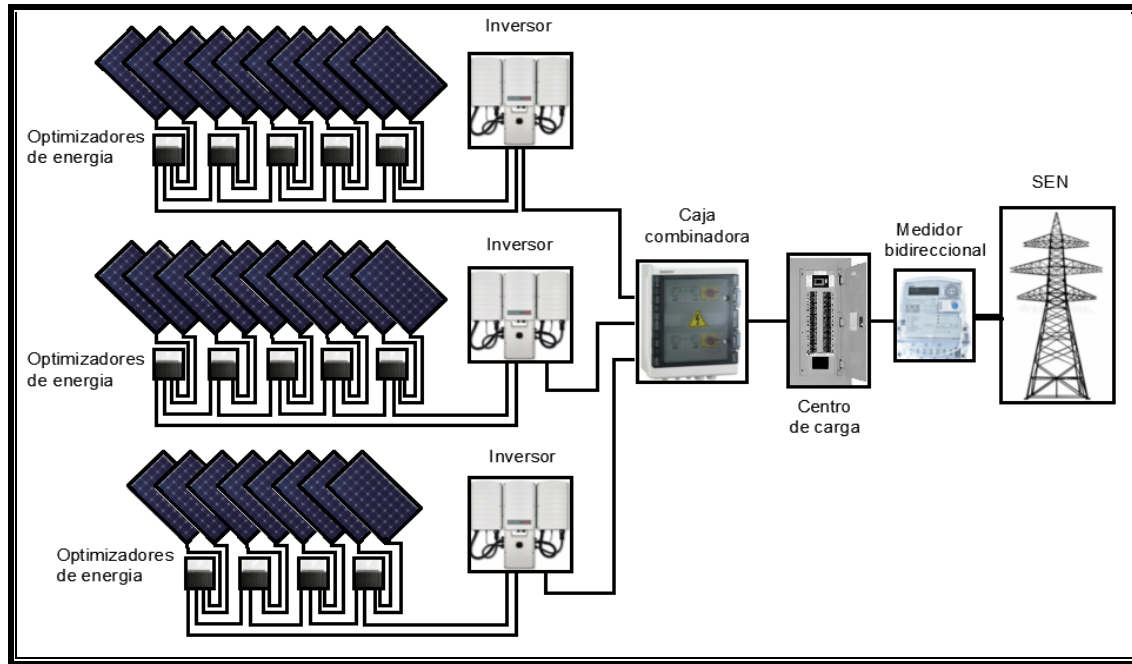


Figura 40. Esquema básico con inversores SE100K y optimizadores de energía.
Fuente: Elaboración propia con AutoCAD.

Cableado y caída de tensión.

Una consideración importante que se tomó en cuenta en el diseño del sistema fotovoltaico propuesto es el control en el voltaje de los inversores, debido a que estos son generadores y utilizan el voltaje constante del sistema eléctrico del edificio. Los inversores se comportan como fuentes de corriente, la cual fluye desde estos hasta el tablero principal o centro de carga, permitiendo que el voltaje disminuya en la dirección de la corriente lo cual hace que el voltaje a la salida del inversor aumente.

Para este aumento de voltaje, la mayoría de los fabricantes recomiendan que no sobrepase el 2% desde el inversor hasta el centro de carga. Esta sección muestra la caída de tensión estimada para el diseño propuesto sin embargo este cálculo será trabajo del equipo profesional que implemente a futuro este diseño ya que se sale del alcance de este proyecto que se limita a la demostración de los datos y a la rentabilidad económica en la implementación de un sistema fotovoltaico en el edificio de Align Technology.

Cabe destacar que la caída de tensión para circuitos de corriente continua es insignificante para este tipo de aplicaciones, por lo cual en este apartado se muestra únicamente la estimación de la caída de tensión máxima a la salida del inversor en corriente alterna. El cableado a la entrada del inversor en corriente continua se obtuvo de las especificaciones técnicas del fabricante junto con el arreglo fotovoltaico y se puede observar en el diagrama unifilar eléctrico en más adelante.

La caída de tensión en los cables se determinó por la ecuación 26.

$$\delta V\% = (I \cdot R = I \cdot (\rho \cdot L / A)) / V_{\text{lim}} \quad 26$$

donde:

- ρ es el factor de resistividad eléctrica del cobre = $1.68 \cdot 10^{-8} (\Omega \cdot m)$
- R es la resistencia del material en (Ω)
- L es la distancia del cable en (m)
- A es el área de la sección transversal en (mm^2)
- V_{lim} es el voltaje de la red.

Para la distancia máxima de los circuitos se hizo una visita al edificio donde se tomaron las mediciones del lugar y adicional a esto se utilizó un plano arquitectónico el cual no se incluye en este estudio por privacidad y derechos de autor.

Los cuartos eléctricos cuentan con suficiente espacio para la instalación de inversores sin embargo en esta sección se muestra el cálculo realizado para obtener la caída de tensión tomando en cuenta que estos inversores se instalan en el cuarto eléctrico en el tercer piso, estudiar la viabilidad de esto será trabajo del equipo que lo implemente en el futuro.

Para el circuito a la salida del inversor se utilizó el artículo 690.8 (A)(3) y 690.8(B)(1) del NEC 2014, donde la corriente máxima debe ser la corriente nominal permanente de salida del inversor la cual se toma de la ficha técnica en el apéndice K para un valor de 120A más el 1.25% por factor de continua para una corriente de 150A

Para la selección del calibre del cableado se usó la tabla 310.15(B) (16) para no más de tres conductores portadores de corriente en una canalización con factor de corrección de temperatura ambiente de 1.08% y 1.05% para la temperatura durante el día con un valor de 21 C° a 25 C° en la zona de Cartago según la tabla 310.15(B)(2)(a).

Con base en la información anterior y la ecuación 26 se creó la tabla 15 la cual muestra la caída de tensión por circuito y el calibre recomendado para la instalación, los cálculos en la caída de tensión se encuentran en la memoria de cálculo en el apéndice I.

Circuito	Tensión máxima. (V)	Corriente nominal por circuito línea. (A)	Corriente máxima por circuito por el 1.25%. (A)	Longitud máxima. (m)	Corriente máxima por circuito con el factor de corrección por temperatura. (A)	Calibre de cable seleccionado (AWG)	Área de sección transversal del cable. (mm ²)	Resistencia. (Ω)	Caída de tensión (%)
Circuito desde el inversor hasta el panel de conexión.	480	120	150	2	158	#2/0 AWG THHN CU	67.43	0.00050	0.016%
Circuito desde el panel de conexión hasta el medidor de energía	480	360	450	18	473	3 cables 2/0 AWG THHN CU	67.43	0.00448	0.233%
Circuito desde el medidor de energía hasta el centro de carga	480	360	450	10.5	473	3 cables 2/0 AWG THHN CU	67.43	0.00262	0.157%
								Total	0.407%

Tabla 15. Caída de tensión y calibre de conductores para la solución 1.
Fuente: Elaboración propia.

La tabla 15 muestra una caída de tensión desde el inversor hasta el sistema eléctrico del edificio de 0.4%.

Protecciones y sistema de puesta a tierra

Ante las descargas eléctricas que pueden ocurrir durante una tormenta eléctrica es necesario conectar el sistema fotovoltaico a tierra, se debe instalar una conexión entre la cubierta de aluminio de los paneles y la instalación a tierra del edificio. La puesta a tierra de la instalación es muy importante ya que delimita la tensión que pueda presentarse en un momento dado en las masas metálicas de los componentes, asegurando la actuación de las protecciones y eliminando el riesgo que supone el mal funcionamiento o avería de alguno de los equipos instalados.

Para el sistema de protecciones los inversores y optimizadores de energía cuentan con un sistema de fusibles, protección contra falla de arco y falla a tierra (AFCI, GFCI), apagado rápido según criterios del artículo 690 de la NFPA70 en su versión 2014, desconexión DC, protección contra polaridad invertida como se observa en los apéndices K,M,N y O, sin embargo el diseño y coordinación de protecciones será trabajo del equipo profesional que implemente a futuro este proyecto ya que se sale del alcance de esta tesis que se limita a la demostración de los datos y viabilidad en la implementación de un sistema fotovoltaico en el edificio de Align Technology.

Diagrama eléctrico unifilar para el sistema con inversores SE100K.

La figura 41 muestra el diagrama unifilar eléctrico del sistema con inversor SE100K y optimizadores de energía, el diagrama muestra la unión de los tres inversores a un panel de conexión trifásico, ambos se ubican en el cuarto eléctrico en el tercer piso. Del punto de conexión la energía se lleva a un medidor de producción interno ubicado en el panel de medidores en el sótano del edificio, después del medidor se hace la conexión al centro de carga en el primer piso del edificio.

El diagrama muestra el calibre seleccionado para cada cable y el valor de las protecciones recomendadas, sin embargo, como se mencionó en la sección anterior, el diseño del cableado y coordinación de protecciones será trabajo del equipo profesional que implemente a futuro ya que se sale del alcance de este proyecto.

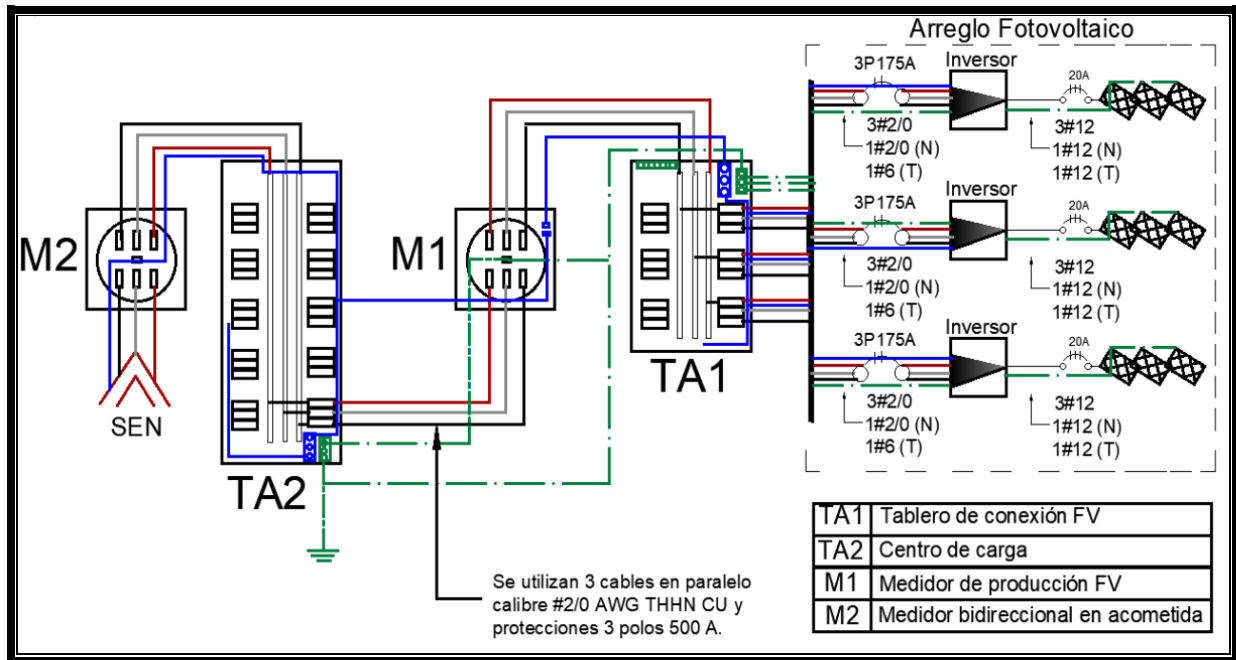


Figura 41. Diagrama unifilar con inversores SE100K.
Fuente: Elaboración propia con AutoCAD.

Análisis financiero para la solución 1

Para poder realizar el análisis financiero primero se calculó la inversión inicial del proyecto, para ello se hizo una cotización con la empresa Costa Rica Solar Solutions la cual tiene vasta experiencia con los productos de Solaredge y optimizadores de energía, esta compañía trabaja con el sistema conocido como “llave en mano” la cual incluye los paneles solares, inversores, estructuras, cableado, sistema de monitoreo, medidores de consumo, diseños, instalación, puesta en marcha, garantías y tramites de interconexión. El costo por watt instalado promedio es de 0.92 centavos de dólar americano. (ver apéndice P).

Inversor Solaredge SE100K				
Producto	Cantidad	Costo por unidad. (USD)	Monto Total. (USD)	Costo promedio por Watt instalado.
Módulo fotovoltaico	638	\$153.00	\$97,614.00	
Estructura Chiko	638	\$37.50	\$23,925.00	
Inversor Solaredge SE100K	3	\$4,365.00	\$13,095.00	
Optimizador de energía P860	319	\$96.50	\$30,783.50	
Medidor Modbus Solaredge	1	\$654.44	\$654.44	
Solaredge RS485 kit expansión para control	3	\$105.69	\$317.07	
Kit avanzado para el hardware del sistema solar (por inversor)	3	\$375.00	\$1,125.00	
Materiales para interconexión kit	1	\$27,979.00	\$27,979.00	
Diseño, ingeniería y permisos CFIA	1	\$2,239.69	\$2,239.69	
Envío de equipo y sistemas	1	\$9,445.00	\$9,445.00	
Instalación: transporte interno, seguro, mano de obra, CCSR	1	\$28,280.00	\$28,280.00	
IVA + Equipamiento (13%)		\$12,079.67	\$12,079.67	
Total			\$ 247,537.4	0.92 \$/Wp

Tabla 16. Inversión inicial para la solución 1.
Fuente: Elaboración propia.

La tabla 16 muestra que la inversión inicial del proyecto para instalar 638 módulos fotovoltaicos con inversor central y optimizadores de energía es de doscientos cuarenta y siete mil quinientos treinta y siete dólares americanos (\$ 247,537). El tipo de cambio del BAC San José del día 10 de setiembre de 2020 es de ₡602 por cada dólar. Por lo tanto, la inversión inicial en colones corresponde a ciento cuarenta y nueve millones con diecisiete mil quinientos catorce colones:

$$\text{Inversión inicial en colones} = \text{₡}602 \times \$247,537.4 = \text{₡}149,017,514.8$$

Ahorro para el sistema fotovoltaico

El ahorro económico por medio del sistema fotovoltaico se relaciona con la generación de energía de este y la energía consumida por el edificio siendo el mes de enero donde se produce un mayor ahorro con 49.1% y el mes de noviembre el menor con 29.25% como lo muestra la figura 42.

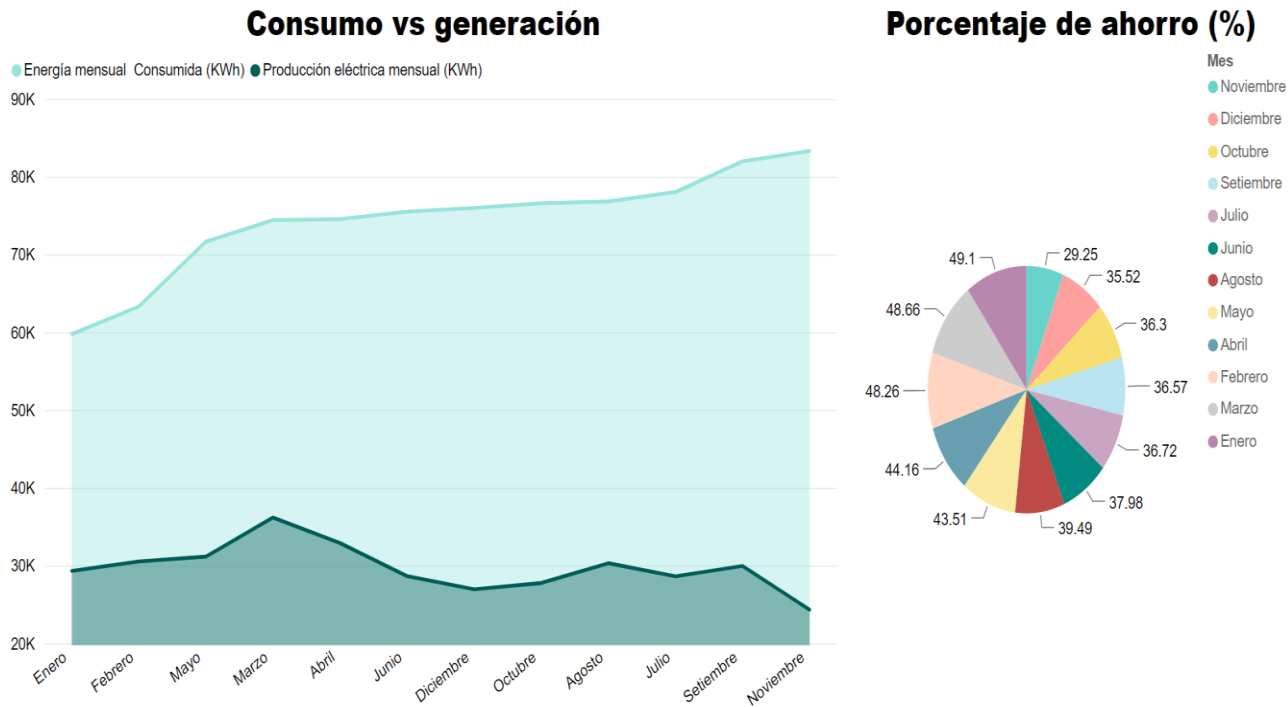


Figura 42. Consumo energético, producción eléctrica mensual y porcentaje de ahorro.
Fuente: Elaboración propia con Power BI.

Como se observa en la figura 42 y se había explicado anteriormente la generación con los paneles fotovoltaicos nunca supera el consumo mensual del edificio por lo que no va a poder almacenar energía en la red eléctrica nacional para poder usarla en otro período.

La tabla 17 muestra el ahorro utilizando el costo de ₡60.49 por KWh y ₡9,461 para la máxima demanda después de los primeros 8kW según la tarifa de JASEC vigente desde el miércoles 01 de julio de 2020 al miércoles 30 de setiembre del 2020 publicada en la Gaceta 158 del viernes 26 de junio del 2020 y con el tipo de cambio del BAC San José del día 10 de setiembre de 2020 de ₡602 por cada dólar para un ahorro de treinta y cinco mil novecientos veintitrés dólares americanos.

Detalle	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Energía generada (KWh)	29387.3	30604.6	36262.3	32965.0	31225.1	28713.7
Energía consumida (KWh)	59850.0	63410.0	74510.0	74640.0	71760.0	75600.0
Energía requerida (KWh)	30462.7	32805.4	38247.7	41675.0	40534.9	46886.3
Máxima demanda (KW)	124.8	128.0	174.5	174.5	174.6	174.6
Facturación máxima demanda	₡ 1,105,045	₡ 1,135,698	₡ 1,575,067	₡ 1,575,067	₡ 1,576,203	₡ 1,576,203
Facturación con paneles	₡ 2,947,734	₡ 3,120,097	₡ 3,888,671	₡ 4,095,988	₡ 4,028,159	₡ 4,412,355
Facturación sin paneles	₡ 4,725,371	₡ 4,971,369	₡ 6,082,177	₡ 6,090,041	₡ 5,916,965	₡ 6,149,247
Detalle	Julio	Agosto	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Energía generada (KWh)	28690.1	30377.9	30020.0	27836.3	24399.0	27029.6
Energía consumida (KWh)	78120.0	76920.0	82080.0	76680.0	83400.0	76080.0
Energía requerida (KWh)	49429.9	46542.1	52060.0	48843.7	59001.0	49050.4
Máxima demanda (KW)	210.2	210.2	210.2	210.2	210.2	216.8
Facturación máxima demanda	₡ 1,913,393	₡ 1,913,393	₡ 1,913,393	₡ 1,913,393	₡ 1,913,393	₡ 1,975,835
Facturación con paneles	₡ 4,903,407	₡ 4,728,724	₡ 5,062,502	₡ 4,867,948	₡ 5,482,363	₡ 4,942,894
Facturación sin paneles	₡ 6,638,871	₡ 6,566,283	₡ 6,878,412	₡ 6,551,766	₡ 6,958,259	₡ 6,577,914
Gasto anual con paneles	₡ 52,480,842	\$87,177.48				
Gasto anual sin paneles	₡ 74,106,676	\$123,100.79				
Ahorro anual	₡ 21,625,834	\$35,923.31				

Tabla 17. Ahorro económico para el sistema fotovoltaico.
Fuente: Elaboración propia con Excel.

Valor Actual Neto y Tasa Interna de Retorno

Una vez obtenido el ahorro anual y la inversión inicial se calculó el valor actual neto (VAN) y la tasa interna de retorno (TIR) para así poder conocer la rentabilidad del proyecto de esta solución. Estos cálculos se realizaron con las ecuaciones 11 y 12 en el capítulo 3 y se utilizó la herramienta de Excel de Microsoft office y Power BI para el análisis de datos.

La tasa de descuento para este análisis financiero es el interés capitalizable de certificados de depósito a largo plazo (CDP) del Banco de Costa Rica (BCR) la cual fue consultada el 11 de setiembre del 2020, en la cual se establece que a un plazo de 5 años la tasa de descuento en dólares es de 3.90% con la cual se obtuvieron los valores de descuento. (ver apéndice S)

De ahora en adelante se llamará periodo a un año, por lo tanto, los flujos de dinero de cada período están dados por la diferencia entre el gasto anual con y sin paneles solares, se fijó un período de 20 años considerando la garantía media provista por el fabricante de los módulos fotovoltaicos, optimizadores de energía y estructura.

La tabla 18 muestra la diferencia de flujos de efectivo del sistema con módulos y sin módulos fotovoltaicos, para ello se estima un aumento del 8% en la facturación eléctrica anual según información obtenida en el apéndice P. Además, con base en la cotización hecha se considera un costo por mantenimiento de \$ 3,000 para el primer período con un aumento anual estimado del 3% según el aumento en las tarifas de combustible y servicios.

Periodo	Flujo de efectivo sin el aporte de los paneles solares. (USD)	Flujo de efectivo con el aporte de los paneles solares. (USD)	Mantenimiento anual. (USD)	Flujo de efectivo con paneles solares más mantenimiento. (USD)	Diferencia de flujos. (USD)
0	\$123,101	\$87,177	Sin costo	\$87,177	\$35,924
1	\$132,949	\$94,151	\$3,000	\$97,151	\$35,798
2	\$143,585	\$101,683	\$3,090	\$104,773	\$38,812
3	\$155,072	\$109,818	\$3,183	\$113,001	\$42,071
4	\$167,478	\$118,603	\$3,278	\$121,882	\$45,596
5	\$180,876	\$128,092	\$3,377	\$131,468	\$49,408
6	\$195,346	\$138,339	\$3,478	\$141,817	\$53,529
7	\$210,973	\$149,406	\$3,582	\$152,988	\$57,985
8	\$227,851	\$161,359	\$3,690	\$165,048	\$62,803
9	\$246,079	\$174,267	\$3,800	\$178,068	\$68,012
10	\$265,766	\$188,209	\$3,914	\$192,123	\$73,643
11	\$287,027	\$203,265	\$4,032	\$207,297	\$79,730
12	\$309,989	\$219,527	\$4,153	\$223,679	\$86,310
13	\$334,788	\$237,089	\$4,277	\$241,366	\$93,422
14	\$361,571	\$256,056	\$4,406	\$260,461	\$101,110
15	\$390,497	\$276,540	\$4,538	\$281,078	\$109,419
16	\$421,737	\$298,663	\$4,674	\$303,337	\$118,400
17	\$455,476	\$322,556	\$4,814	\$327,371	\$128,105
18	\$491,914	\$348,361	\$4,959	\$353,320	\$138,594
19	\$531,267	\$376,230	\$5,107	\$381,337	\$149,930
20	\$573,768	\$406,328	\$5,261	\$411,589	\$162,180

Tabla 18. Flujos de efectivo proyectado para la solución 1

Fuente: Elaboración propia con Excel.

La tabla 19 muestra el valor actual neto del proyecto, para este cálculo se estima una vida útil de los inversores y optimizadores de energía de 15 años por lo cual estos se deben reemplazar

agregándole un costo adicional al proyecto en el periodo número 15 de \$43,878 dólares americanos siendo el 18% de la inversión inicial. Según el cálculo realizado la inversión se recupera en el séptimo año con un valor actual neto de \$780,274 dólares americanos. Para el cálculo de la TIR se utilizó la herramienta de Microsoft Excel debido a la complejidad del cálculo. El resultado es el siguiente: $TIR = 21\%$

Periodo	Diferencia de flujos.	Valor presente.	Valor acumulado.
0	-\$247,537	-\$247,537	-\$247,537
1	\$35,798	\$34,454	-\$213,083
2	\$38,812	\$35,953	-\$177,130
3	\$42,071	\$37,509	-\$139,621
4	\$45,596	\$39,126	-\$100,495
5	\$49,408	\$40,805	-\$59,690
6	\$53,529	\$42,550	-\$17,140
7	\$57,985	\$44,362	\$27,221
8	\$62,803	\$46,244	\$73,466
9	\$68,012	\$48,200	\$121,665
10	\$73,643	\$50,231	\$171,897
11	\$79,730	\$52,342	\$224,239
12	\$86,310	\$54,535	\$278,774
13	\$93,422	\$56,813	\$335,587
14	\$101,110	\$59,180	\$394,767
15	\$65,541	\$36,921	\$431,689
16	\$118,400	\$64,195	\$495,884
17	\$128,105	\$66,850	\$562,734
18	\$138,594	\$69,609	\$632,343
19	\$149,930	\$72,476	\$704,819
20	\$162,180	\$75,455	\$780,274

Tabla 19. Valor actual neto para la solución 1.
Fuente: Elaboración propia con Excel.

Para el diseño fotovoltaico con inversor central y optimizadores de energía el análisis financiero muestra que el VAN es igual a \$ 780,274 dólares americanos y el $TIR = 21\%$

La figura 43 muestra el retorno de la inversión correspondiente a este análisis.

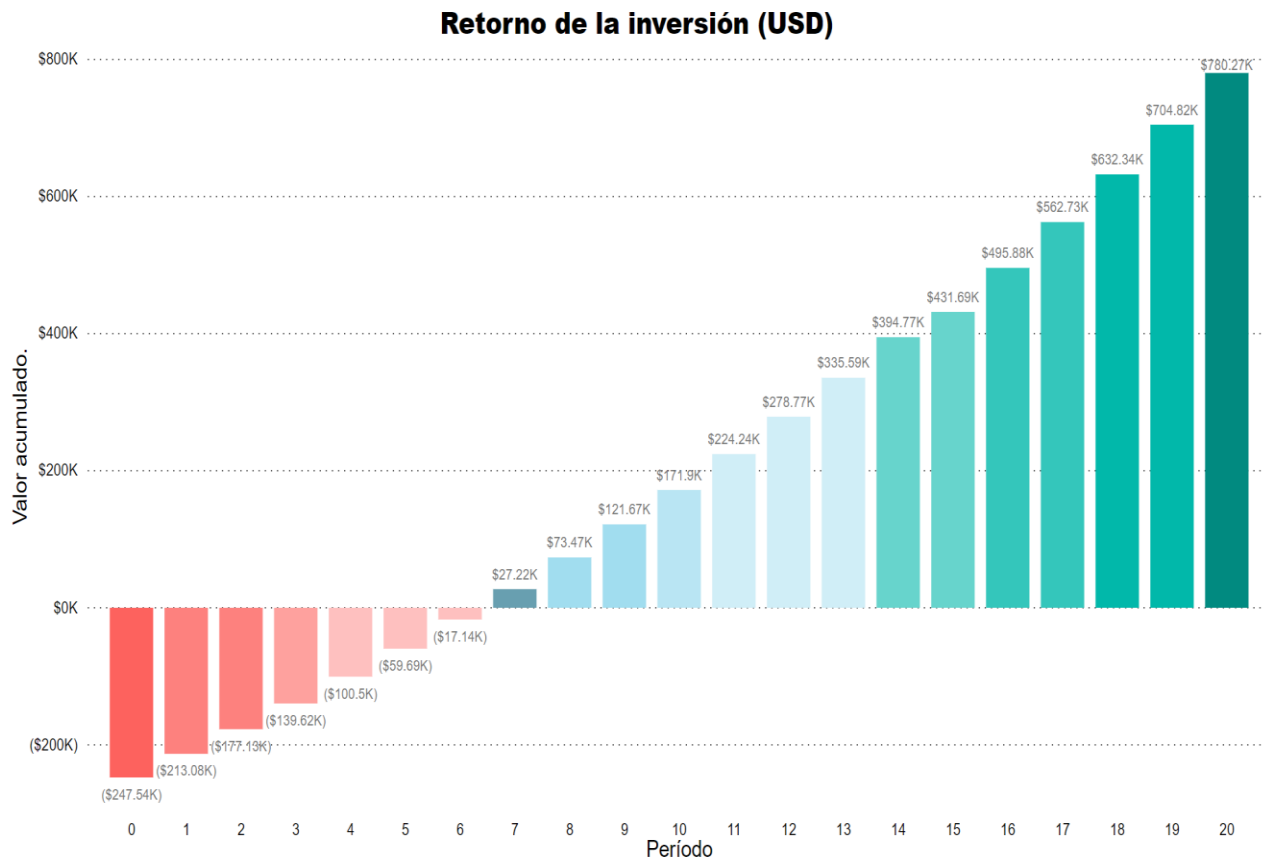


Figura 43. Retorno de la inversión para la propuesta 1.

Fuente: Elaboración propia con Power BI.

Solución 2

Para esta solución se seleccionó el inversor central FRONIUS Symo 15.0-3 208 sin optimizadores de energía en los módulos fotovoltaicos, se escoge este inversor trifásico ya que se apega a las características del sistema y es distribuido en el país por diferentes empresas. La tabla 20 muestra algunas de las principales características del inversor.

Inversor FRONIUS Symo 15.0-3 208	
Dimensiones unidad (mm)	511 x 724 x 226
Peso (kg)	35.52
Temperatura de operación (C°)	(-40 a + 60)
Voltaje mínimo de entrada (V)	325
Voltaje máximo de entrada (V)	1000
Rango de tensión MPP (V)	325 - 850
Corriente máxima de entrada (A)	50
Potencia nominal de salida (W)	15000
Voltaje de salida CA	208
Corriente máxima de salida a 208V (A)	41.6
Frecuencia de la red CA (Hz)	60

Tabla 20. Características generales del inversor FRONIUS Symo 15.0-3 208.

Fuente: Elaboración propia con Excel.

Para el arreglo fotovoltaico con el inversor Symo 15.0-3 208 se utilizaron las especificaciones técnicas en la hoja de datos del fabricante en el apéndice M, donde se recomienda una potencia para el sistema fotovoltaico en un rango de 12 KWp a 19.5 KWp a la entrada del inversor.

A continuación, se calcula la cantidad de módulos que se conectan en serie (cadenas) y el número de cadenas que se conectan en paralelo (columnas), para calcular las dimensiones de este arreglo es necesario conocer las características de la etapa de inversión de corriente.

Para el cálculo de la máxima cantidad de columnas que puede soportar el inversor se utilizó la ecuación 27, donde N_p es el número máximo de cadenas que se conectan en paralelo para formar el arreglo, $I_{inv} = 50$ A es el valor de corriente máxima para la entrada del inversor, y $I_p = 10.64$ A es la corriente de operación normal de los módulos.

$$N_p = I_{inv} / I_p \quad 27$$

$$4.7 = 50 / 10.64 \quad 27$$

Este cálculo dio como resultado un valor de 4.7 lo que por seguridad se redondea a un valor total de 4 cadenas de módulos fotovoltaicos en paralelo como máximo para cada inversor, lo que proporciona en total una entrada de corriente al inversor de 42.56 amperios, en condiciones óptimas.

Para calcular el número de módulos solares que componen las cadenas del arreglo se utilizó la ecuación 28, en donde N_c es el número máximo de paneles que se conectan en serie para cada cadena, $V_{inv} = 325V - 850V$ es cualquier valor intermedio dentro del rango de voltaje para lograr el punto máximo de potencia (MPPT), en este caso se eligieron los límites para conocer la cantidad mínima y máxima de módulos en serie dentro del rango del MPPT, y $V_m = 39,5 V$ es el voltaje de operación normal de los módulos.

$$N_c = V_{inv} / V_m \quad 28$$

$$N_c = 325 / 39.5 = 8.23 \quad 28$$

$$N_c = 850 / 39.5 = 21.5 \quad 28$$

Este cálculo dio como resultado un rango de 8.23 – 21,5 módulos fotovoltaicos, lo que se redondea a un valor entre 9 - 21 módulos en serie para cada cadena, para un rango de voltaje de 356V a 830V.

Estos cálculos se comprobaron con la herramienta para arreglos fotovoltaicos de Fronius el cual se encuentra disponible en el apéndice U.

Para el arreglo fotovoltaico se eligieron 9 inversores con 4 cadenas de 11 módulos, 5 inversores con 4 cadenas de 10 módulos y 1 inversor de 3 cadenas de 14 módulos como muestra la tabla 21.

Inversor Symo 15.0-3 208.	Cantidad de Cadenas.	Cantidad de módulos fotovoltaicos por cadena.	Cantidad de módulos por inversor.	Voltaje nominal del módulo fotovoltaico. (V)	Corriente nominal del módulo fotovoltaico.(A)	Voltaje de entrada al inversor.(V)	Corriente de entrada al inversor.(A)	Potencia.(W)
1	4	11	44	39.5	10.6	434.5	42.53	18480
2	4	11	44	39.5	10.6	434.5	42.53	18480
3	4	11	44	39.5	10.6	434.5	42.53	18480
4	4	11	44	39.5	10.6	434.5	42.53	18480
5	4	11	44	39.5	10.6	434.5	42.53	18480
6	4	11	44	39.5	10.6	434.5	42.53	18480
7	4	11	44	39.5	10.6	434.5	42.53	18480
8	4	11	44	39.5	10.6	434.5	42.53	18480
9	4	11	44	39.5	10.6	434.5	42.53	18480
10	4	10	40	39.5	10.6	395.0	42.53	16800
11	4	10	40	39.5	10.6	395.0	42.53	16800
12	4	10	40	39.5	10.6	395.0	42.53	16800
13	4	10	40	39.5	10.6	395.0	42.53	16800
14	4	10	40	39.5	10.6	395.0	42.53	16800
15	3	14	42	39.5	10.6	553.0	31.90	17640
		Total	638				Total	267960

Tabla 21. Arreglo fotovoltaico para la solución 2
Fuente: Elaboración propia con Excel.

La figura 44 presenta el esquema del diseño con los módulos fotovoltaicos distribuidos en grupos que se conectan a los 15 inversores Symo 15.0-3 208 de FRONIUS.

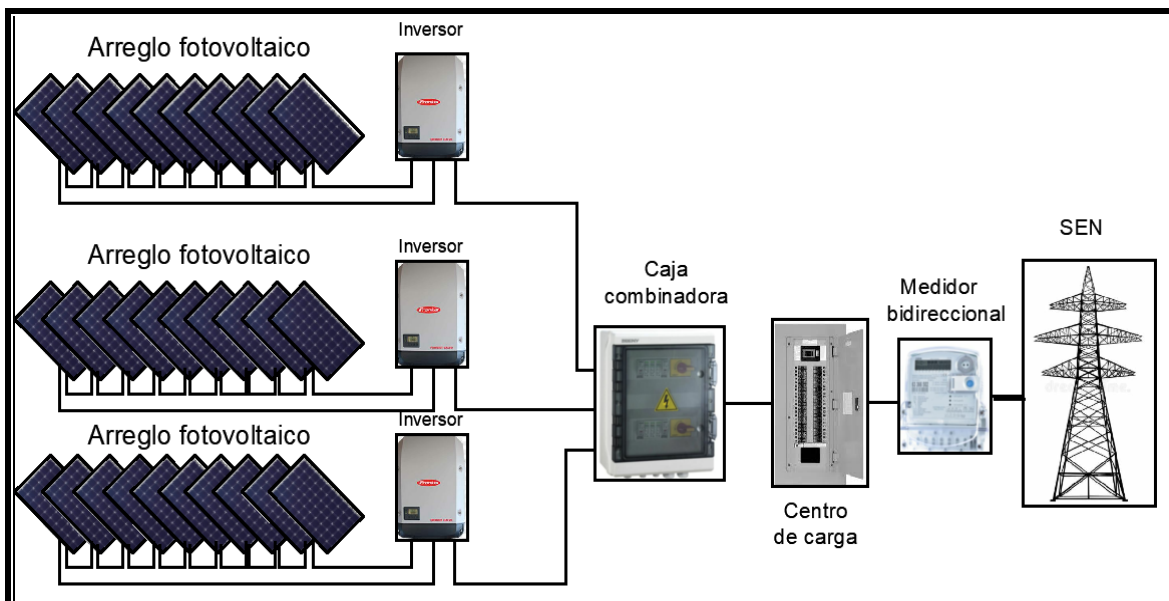


Figura 44. Esquema básico para la solución 2.
Fuente: Elaboración propia con AutoCAD.

Cableado y caída de tensión para la propuesta 2.

Para el circuito a la salida del inversor se utilizó el artículo 690.8 (A)(3) y 690.8(B)(1) del NEC 2014, donde la corriente máxima a la salida del inversor debe ser la corriente nominal permanente de salida del inversor la cual se toma de la ficha técnica en el apéndice M para un valor de 41.6A más el 1.25% por factor de continua para una corriente de 52A

Con base en la información anterior y la ecuación 26 se creó la tabla 22 la cual muestra la caída de tensión por circuito y el calibre recomendado para la instalación.

Circuito	Tensión máxima. (V)	Corriente nominal por circuito. (A)	Corriente máxima por circuito por el 1.25%. (A)	Longitud máxima. (m)	Corriente máxima por circuito con el factor de correccion por temperatura. (A)	Calibre de cable seleccionado (AWG)	Área de sección transversal del cable. (mm ²)	Resistencia. (Ω)	Caída de tensión (%)
Circuito a la salida del inversor hasta el panel de conexión.	208	41.6	52	2	56.16	#4 AWG THHN CU	21.15	0.00159	0.043%
Circuito a la salida del panel de conexión hasta el medidor.	208	624	780	18	819	3 cables de 300 Kcmil THHN CU	152	0.00199	0.261%
Circuito a la salida del medidor hasta el centro de carga.	208	624	780	10.5	819	3 cables de 300 Kcmil THHN CU	152	0.00116	0.152%
								Total	0.456%

Tabla 22. Caída de tensión y calibre de conductores para la solución 2.

Fuente: Elaboración propia.

La tabla 22 muestra una caída de tensión desde el inversor hasta el sistema eléctrico del edificio de 0.456%.

Protecciones y sistema de puesta a tierra

Ante las descargas eléctricas que pueden ocurrir durante una tormenta eléctrica es necesario conectar el sistema fotovoltaico a tierra, se debe instalar una conexión entre la cubierta de aluminio de los paneles y la instalación a tierra del edificio. La puesta a tierra de la instalación es muy importante ya que delimita la tensión que pueda presentarse en un momento dado en las masas

metálicas de los componentes, asegurando la actuación de las protecciones y eliminando el riesgo que supone el mal funcionamiento o avería de alguno de los equipos instalados.

Para el sistema de protecciones los inversores cuentan con un sistema de fusibles, protección contra falla de arco y falla a tierra (AFCI, GFCI), apagado rápido según criterios del artículo 690 de la NFPA70 en su versión 2014, desconexión DC, protección contra polaridad invertida como se observa en los apéndice M, sin embargo, el diseño y coordinación de protecciones será trabajo del equipo profesional que implemente a futuro este proyecto ya que se sale del alcance de esta tesis que se limita a la demostración de los datos y viabilidad en la implementación de un sistema fotovoltaico en el edificio de Align Technology.

Diagrama eléctrico unifilar para la solución 2.

La figura 45 muestra el diagrama unifilar eléctrico del sistema con inversor Symo 15.03 208, el diagrama muestra la unión de los quince inversores a un panel de conexión trifásico, ambos se ubican en el cuarto eléctrico en el tercer piso. Del punto de conexión la energía se lleva a un medidor de producción interno ubicado en el panel de medidores en el sótano del edificio, después del medidor se hace la conexión al centro de carga en el primer piso del edificio.

El diagrama muestra el calibre seleccionado para cada cable y el valor de las protecciones recomendadas, sin embargo, como se mencionó en la sección anterior el diseño del cableado y coordinación de protecciones será trabajo del equipo profesional que implemente a futuro ya que se sale del alcance de este proyecto.

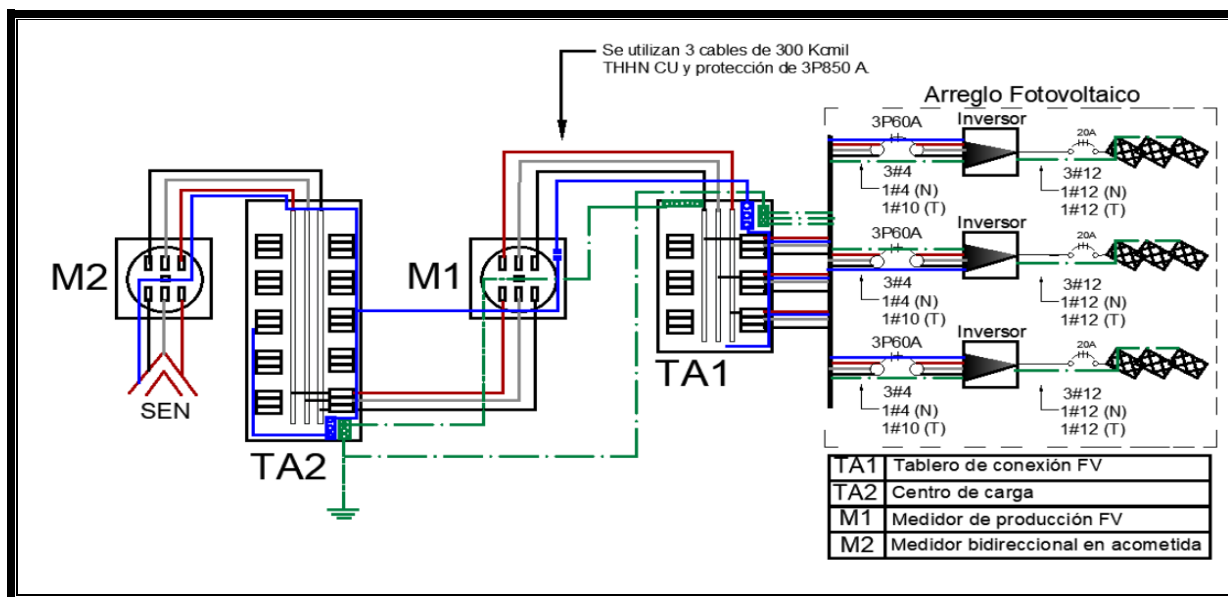


Figura 45. Diagrama unifilar para la solución 2.

Fuente: Elaboración propia con AutoCAD.

Análisis financiero para la solución 2

Para poder tener un estimado de la inversión inicial se hizo una cotización con la empresa Sunshine Energy Corp, ya que trabaja con todo tipo de inversores de la marca Fronius con la cual se tiene un costo de 1.44 dólares por watt instalado para el inversor central.

Producto	Monto	Costo (USD)
Sistema de paneles	638 x 420Wp x \$1.44	\$385,862.40

Tabla 23. Inversión inicial para la solución 2 en dólares americanos.

Fuente: Elaboración propia.

La tabla 23 muestra que la inversión inicial del proyecto para instalar 638 módulos fotovoltaicos con inversor central tiene un costo por watt instalado de \$1.44 es de trescientos ochenta y cinco mil ochocientos sesenta y dos dólares (\$ 385,862.4). El tipo de cambio del BAC San José del día 10 de setiembre de 2020 es de ₡602 por cada dólar. Por lo tanto, la inversión inicial en colones corresponde a doscientos treinta y dos millones doscientos ochenta y nueve mil ciento sesenta y cuatro colones:

$$\text{Inversión inicial en colones} = \text{¢}602 \times \$385,862.4 = \text{¢}232,289,164.8$$

Esta cotización incluye todo el equipo solar como paneles, inversores, estructura, cableado, sistema de monitoreo, medidores, logística, garantías, seguro, tramite de interconexión mantenimiento e IVA como muestra el apéndice Q.

Valor Actual Neto y Tasa Interna de Retorno para la solución 2.

La tabla 24 muestra la diferencia de flujos de efectivo del sistema con módulos y sin módulos fotovoltaicos, para ello se estima un aumento del 8% en la facturación eléctrica anual según información obtenida en el apéndice Q. Además, con base en la cotización hecha en el apéndice Q se considera un costo por mantenimiento de \$ 5,334 para el primer período con un aumento anual estimado del 3% según el aumento en las tarifas de combustible y servicios.

Periodo	Flujo de efectivo sin el aporte de los paneles solares. (USD)	Flujo de efectivo con el aporte de los paneles solares. (USD)	Mantenimiento anual. (USD)	Flujo de efectivo con paneles solares más mantenimiento. (USD)	Diferencia de flujos. (USD)
0	\$123,101	\$87,177	Sin costo	\$87,177	\$35,924
1	\$132,949	\$94,151	\$5,334	\$99,485	\$33,464
2	\$143,585	\$101,683	\$5,494	\$107,177	\$36,408
3	\$155,072	\$109,818	\$5,659	\$115,477	\$39,595
4	\$167,478	\$118,603	\$5,829	\$124,432	\$43,046
5	\$180,876	\$128,092	\$6,003	\$134,095	\$46,781
6	\$195,346	\$138,339	\$6,184	\$144,523	\$50,823
7	\$210,973	\$149,406	\$6,369	\$155,775	\$55,198
8	\$227,851	\$161,359	\$6,560	\$167,919	\$59,933
9	\$246,079	\$174,267	\$6,757	\$181,024	\$65,055
10	\$265,766	\$188,209	\$6,960	\$195,168	\$70,598
11	\$287,027	\$203,265	\$7,168	\$210,434	\$76,593
12	\$309,989	\$219,527	\$7,384	\$226,910	\$83,079
13	\$334,788	\$237,089	\$7,605	\$244,694	\$90,095
14	\$361,571	\$256,056	\$7,833	\$263,889	\$97,683
15	\$390,497	\$276,540	\$8,068	\$284,608	\$105,889
16	\$421,737	\$298,663	\$8,310	\$306,974	\$114,763
17	\$455,476	\$322,556	\$8,560	\$331,116	\$124,360
18	\$491,914	\$348,361	\$8,816	\$357,177	\$134,737
19	\$531,267	\$376,230	\$9,081	\$385,311	\$145,956
20	\$573,768	\$406,328	\$9,353	\$415,681	\$158,087

Tabla 24. Flujos de efectivo proyectado para la solución 2 en dólares americanos.

Fuente: Elaboración propia con Excel.

La tabla 25 muestra el valor actual neto del proyecto, para este cálculo se estima una vida útil de los inversores de 15 años por lo cual estos se deben reemplazar agregándole un costo adicional al proyecto en el período número 15 de \$57,879 dólares americanos siendo el 15% de la inversión inicial según la cotización hecha con la empresa Sunshine la cual se encuentra en el apéndice Q.

De acuerdo con el cálculo realizado la inversión se recupera en el décimo año con un valor actual neto de \$592,646 dólares americanos. Para el cálculo de la TIR se utilizó la herramienta de Microsoft Excel debido a la complejidad del cálculo. El resultado es el siguiente: TIR = 14%

Período	Diferencia de flujos	Valor presente	Valor acumulado
0	-\$385,862	-\$385,862	-\$385,862
1	\$33,464	\$32,208	-\$353,654
2	\$36,408	\$33,726	-\$319,928
3	\$39,595	\$35,302	-\$284,627
4	\$43,046	\$36,937	-\$247,689
5	\$46,781	\$38,636	-\$209,054
6	\$50,823	\$40,399	-\$168,655
7	\$55,198	\$42,230	-\$126,425
8	\$59,933	\$44,131	-\$82,295
9	\$65,055	\$46,104	-\$36,190
10	\$70,598	\$48,154	\$11,964
11	\$76,593	\$50,283	\$62,247
12	\$83,079	\$52,494	\$114,740
13	\$90,095	\$54,790	\$169,530
14	\$97,683	\$57,174	\$226,704
15	\$48,010	\$27,045	\$253,750
16	\$114,763	\$62,224	\$315,973
17	\$124,360	\$64,896	\$380,869
18	\$134,737	\$67,672	\$448,540
19	\$145,956	\$70,555	\$519,095
20	\$158,087	\$73,550	\$592,646

Tabla 25. Valor actual neto para la solución 2 en dólares americanos.
Fuente: Elaboración propia con Excel.

La figura 46 muestra el retorno de la inversión correspondiente a este diseño.

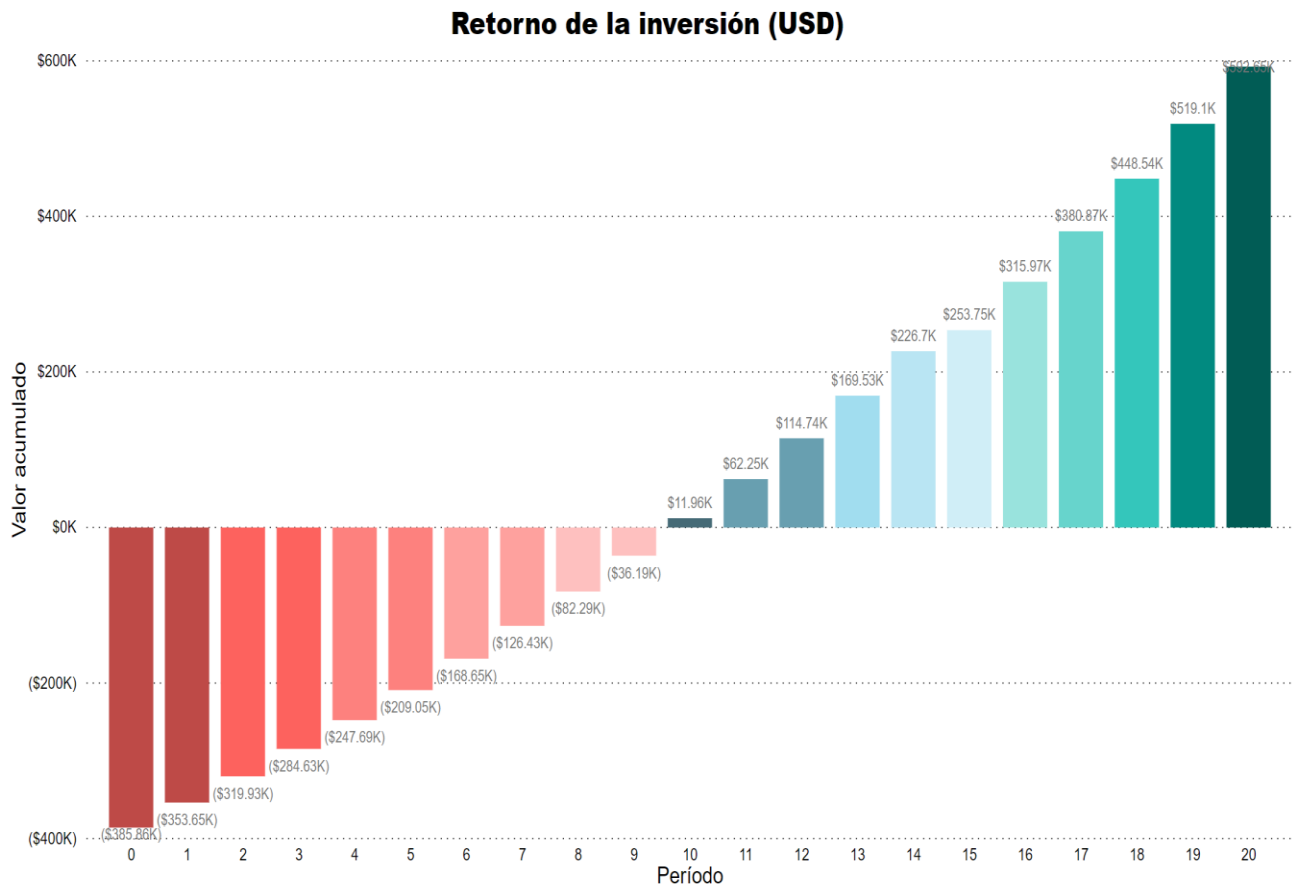


Figura 46. Retorno de la inversión para la solución 2 en dólares americanos.

Fuente: Elaboración propia con Power BI.

Solución 3

Uno de los sistemas que más se ven en el mercado es el sistema con micro inversores, es por ello, que la tercera solución incluye el micro inversor Enphase IQ7+ el cual se ajusta a los requerimientos del sistema y es ampliamente distribuido en el país, la tabla 26 presenta algunas de las principales características de este micro inversor.

Micro-Inversor Enphase IQ7+	
Dimensiones (mm)	212 x 175 x 30.2
Peso (kg)	1.08
Temperatura de operación (C°)	(-40 a + 65)
Voltaje mínimo de entrada (V)	22
Voltaje máximo de entrada (V)	60
Corriente máxima de entrada (A)	15
Potencia nominal de salida (VA)	295
Voltaje de salida CA - Línea a línea (V)	208 / 183 -229
Corriente máxima de salida continua (A)	1.39
Frecuencia de la red CA (Hz)	60
Maximo unidades circuito derivado de 20A.	11

Tabla 26. Características generales del micro inversor Enphase IQ7+.
Fuente: Elaboración propia.

Según los datos especificados en la ficha técnica en el apéndice N, se va a necesitar un micro inversor por cada módulo solar debido a que el micro inversor IQ7+ está diseñado para trabajar con un módulo de potencia de 320 Wp a 460 Wp y los paneles elegidos tienen una potencia nominal de 420 Wp, por lo tanto, se van a requerir 638 micro inversores.

Estos micro inversores cuentan con dos fases por lo cual se debe balancear el sistema en el panel de conexión, de acuerdo con la ficha técnica en el apéndice N la cantidad máxima de unidades por circuito derivado de 20 A es de 11 micro inversores, para el diseño propuesto tenemos un arreglo de 58 grupos de 11 micro inversores para un total de 638 módulos fotovoltaicos.

La figura 47 presenta el esquema del diseño con los 638 módulos fotovoltaicos utilizando los micro inversores IQ7+ de Enphase.

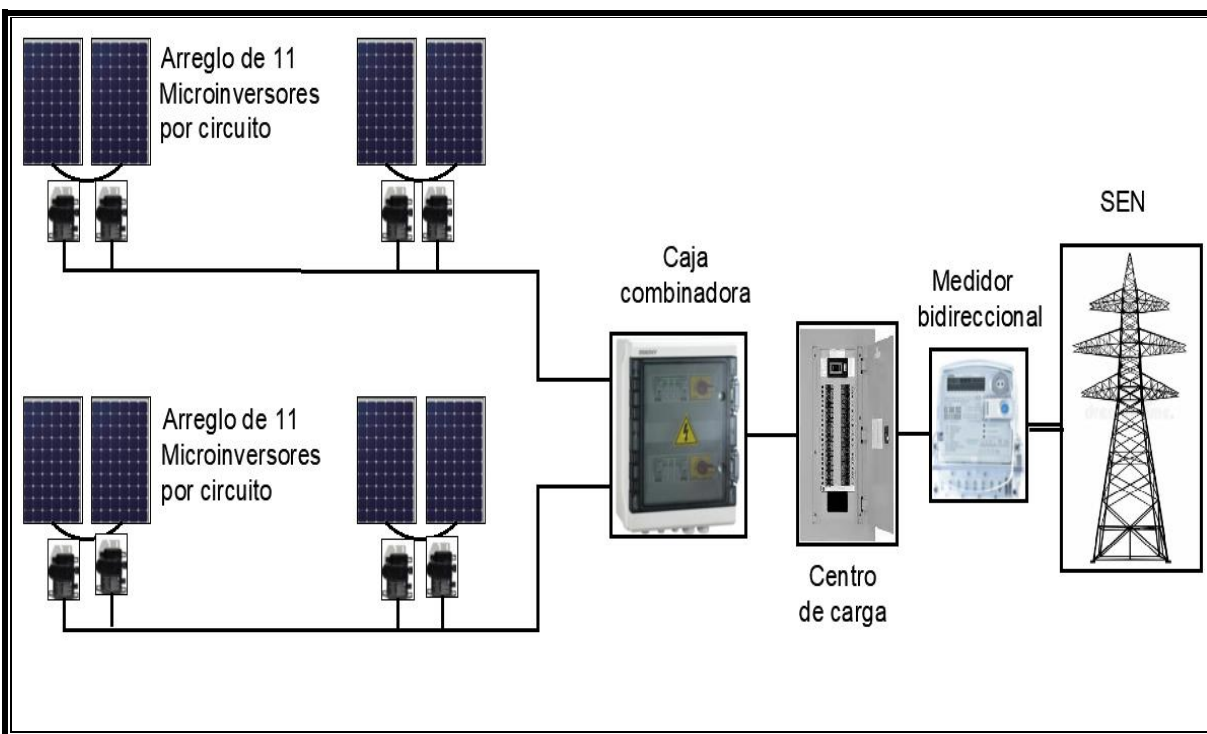


Figura 47. Esquema básico para la solución 3.
Fuente: Elaboración propia con AutoCAD.

Cableado y protecciones para el diseño con micro inversores.

Para el sistema con micro inversores se utiliza el artículo 690.6 del NEC 2014, módulos de corriente alterna, donde el circuito de una fuente fotovoltaica, los conductores e inversores deben considerarse como cableado interno de un módulo de c.a.

Para el circuito a salida de cada micro inversor se utilizó el artículo 690.8 (A)(3) y 690.8(B)(1) del NEC 2014, donde la corriente máxima a la salida del inversor debe ser la corriente nominal permanente de salida del inversor la cual se toma de la ficha técnica en el apéndice N para un valor de 15.29A más el 1.25% por factor de continua para una corriente de 19.1A

Con base en la información anterior y la ecuación 26 se creó la tabla 27 la cual muestra la caída de tensión por circuito y el calibre recomendado para la instalación.

Circuito	Tensión máxima. (V)	Corriente nominal por circuito. (A)	Corriente máxima por circuito por el 1.25%. (A)	Longitud máxima. (m)	Corriente máxima por circuito con el factor de corrección por temperatura. (A)	Calibre de cable seleccionado (AWG)	Área de sección transversal del cable. (mm ²)	Resistencia. (Ω)	Caída de tensión (%)
Circuito a la salida del micro inversor hasta el panel de conexión.	208	15	18.8	37	20	#12 AWG THHN CU	3.31	0.16850	1.640%
Circuito a la salida del panel de conexión hasta el medidor.	208	887	1108.75	18	1164	4 cables de 350 Kcmil THHN CU	177	0.00161	0.209%
Circuito a la salida del medidor hasta el centro de carga.	208	887	1108.75	10.5	1164	4 cables de 350 Kcmil THHN CU	177	0.00095	0.119%
								Total	1.97%

Tabla 27. Caída de tensión y calibre de conductores para la solución 3.

Fuente: Elaboración propia.

La tabla 27 muestra una caída de tensión desde el inversor hasta el sistema eléctrico del edificio de 1.97%.

Protecciones y sistema de puesta a tierra

Ante las descargas eléctricas que pueden ocurrir durante una tormenta eléctrica es necesario conectar el sistema fotovoltaico a tierra, se debe instalar una conexión entre la cubierta de aluminio de los paneles y la instalación a tierra del edificio. La puesta a tierra de la instalación es muy importante ya que delimita la tensión que pueda presentarse en un momento dado en las masas metálicas de los componentes, asegurando la actuación de las protecciones y eliminando el riesgo que supone el mal funcionamiento o avería de alguno de los equipos instalados.

Para el sistema de protecciones los inversores y optimizadores de energía cuentan con un sistema de fusibles, protección contra falla de arco y falla a tierra (AFCI, GFCI), apagado rápido según criterios del artículo 690 de la NFPA70 en su versión 2014, desconexión DC, protección contra polaridad invertida como se observa en los apéndice N sin embargo el diseño y coordinación de protecciones será trabajo del equipo profesional que implemente a futuro este proyecto ya que

se sale del alcance de esta tesis que se limita a la demostración de los datos y viabilidad en la implementación de un sistema fotovoltaico en el edificio de Align Technology.

Diagrama eléctrico unifilar para el sistema con micro inversores IQ7+.

La figura 48 muestra el diagrama unifilar eléctrico del sistema con micro inversores, el diagrama muestra la unión de los 638 micro inversores a un panel de conexión trifásico, ambos se ubican en el cuarto eléctrico en el tercer piso. Del punto de conexión la energía se lleva a un medidor de producción interno ubicado en el panel de medidores en el sótano del edificio, después del medidor se hace la conexión al centro de carga en el primer piso del edificio.

El diagrama muestra el calibre seleccionado para cada cable y el valor de las protecciones recomendadas, sin embargo, como se mencionó en la sección anterior el diseño del cableado y coordinación de protecciones será trabajo del equipo profesional que implemente a futuro ya que se sale del alcance de este proyecto.

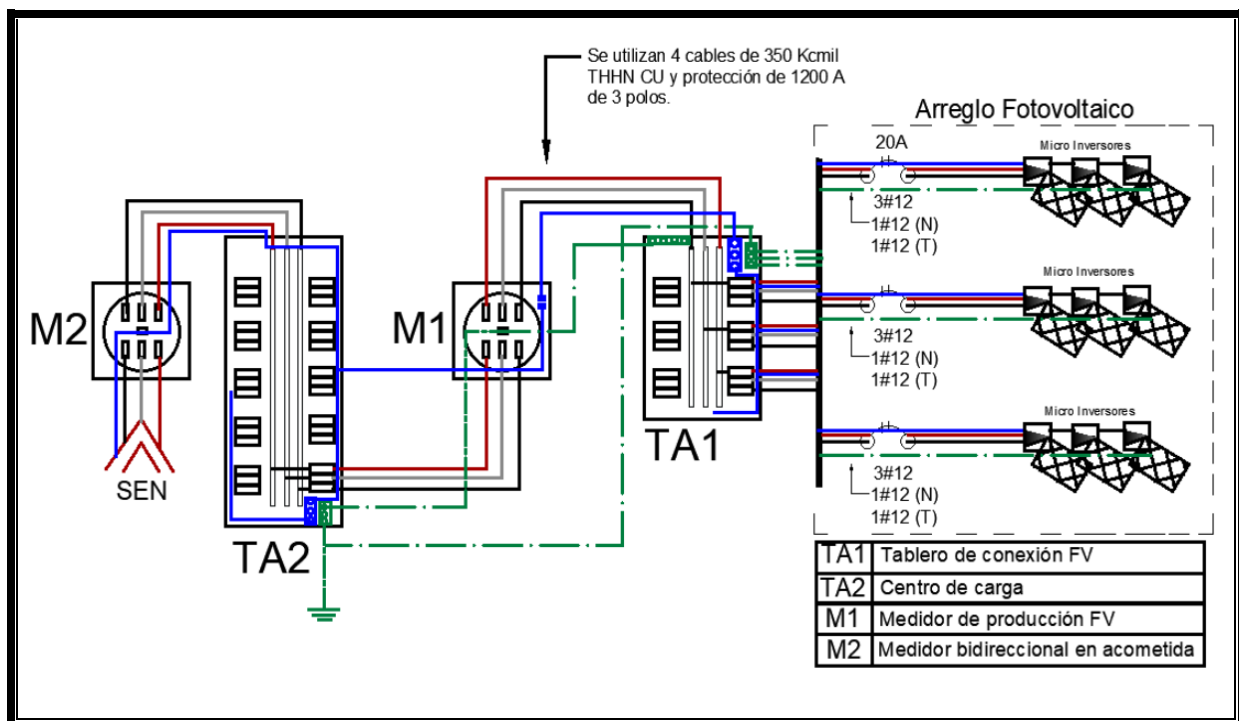


Figura 48. Diagrama unifilar para la solución 3.
Fuente: Elaboración propia con AutoCAD.

Análisis financiero para la implementación de paneles fotovoltaicos

Para poder tener un estimado de la inversión inicial se hizo una cotización con la empresa Sunshine Energy Corp, con la cual se tiene un costo de 1.64 dólares por watt instalado para los micro inversores.

Producto	Monto (\$/Wp)	Costo (USD)
Sistema de paneles	638 x 420Wp x \$1.64	\$439,454.4

Tabla 28. Inversión inicial para la solución 3.
Fuente: Elaboración propia.

La tabla 28 muestra que la inversión inicial del proyecto para instalar 638 módulos fotovoltaicos con micro inversores tiene un costo por watt instalado de \$1.64 es de cuatrocientos treinta y nueve mil cuatrocientos cincuenta y cuatro dólares (\$439,454). El tipo de cambio del BAC San José del día 10 de setiembre de 2020 es de ₡602 por cada dólar. Por lo tanto, la inversión inicial en colones corresponde a doscientos treinta y dos millones doscientos ochenta y nueve mil ciento sesenta y cuatro colones:

$$\text{Inversión inicial en colones} = \text{₡}602 \times \$439,454.4 = \text{₡}264,551,548.$$

Esta cotización incluye todo el equipo solar como paneles, inversores, estructura, cableado, sistema de monitoreo, medidores, logística, garantías, seguro, mantenimiento e IVA como muestra el apéndice Q.

Valor Actual Neto y Tasa Interna de Retorno

La tabla 29 muestra la diferencia de flujos de efectivo del sistema con módulos y sin módulos fotovoltaicos, para ello se estima un aumento del 8% en la facturación eléctrica anual según información obtenida en el apéndice Q. Además, con base en la cotización hecha en el apéndice Q se considera un costo por mantenimiento de \$ 5,334 para el primer período con un aumento anual estimado del 3% según el aumento en las tarifas de combustible y servicios.

Período	Flujo de efectivo sin el aporte de los paneles solares. (USD)	Flujo de efectivo con el aporte de los paneles solares. (USD)	Mantenimiento anual. (USD)	Flujo de efectivo con paneles solares más mantenimiento. (USD)	Diferencia de flujos. (USD)
0	\$123,101	\$87,177	Sin costo	\$87,177	\$35,924
1	\$132,949	\$94,151	\$5,334	\$99,485	\$33,464
2	\$143,585	\$101,683	\$5,494	\$107,177	\$36,408
3	\$155,072	\$109,818	\$5,659	\$115,477	\$39,595
4	\$167,478	\$118,603	\$5,829	\$124,432	\$43,046
5	\$180,876	\$128,092	\$6,003	\$134,095	\$46,781
6	\$195,346	\$138,339	\$6,184	\$144,523	\$50,823
7	\$210,973	\$149,406	\$6,369	\$155,775	\$55,198
8	\$227,851	\$161,359	\$6,560	\$167,919	\$59,933
9	\$246,079	\$174,267	\$6,757	\$181,024	\$65,055
10	\$265,766	\$188,209	\$6,960	\$195,168	\$70,598
11	\$287,027	\$203,265	\$7,168	\$210,434	\$76,593
12	\$309,989	\$219,527	\$7,384	\$226,910	\$83,079
13	\$334,788	\$237,089	\$7,605	\$244,694	\$90,095
14	\$361,571	\$256,056	\$7,833	\$263,889	\$97,683
15	\$390,497	\$276,540	\$8,068	\$284,608	\$105,889
16	\$421,737	\$298,663	\$8,310	\$306,974	\$114,763
17	\$455,476	\$322,556	\$8,560	\$331,116	\$124,360
18	\$491,914	\$348,361	\$8,816	\$357,177	\$134,737
19	\$531,267	\$376,230	\$9,081	\$385,311	\$145,956
20	\$573,768	\$406,328	\$9,353	\$415,681	\$158,087

Tabla 29. Flujos de efectivo proyectado para la solución 3 en dólares americanos.

Fuente: Elaboración propia con Excel.

La tabla 30 muestra el valor actual neto del proyecto, para este cálculo se estima una vida útil de los micro inversores de 15 años por lo cual estos se deben remplazar agregándole un costo adicional al proyecto en el período número 15 de \$158,203 dólares americanos siendo el 36% de la inversión inicial según la cotización hecha con la empresa Sunshine la cual se encuentra en el apéndice Q.

De acuerdo con el cálculo realizado la inversión se recupera en el undécimo año con un valor actual neto de \$482,537 dólares americanos. Para el cálculo de la TIR se utilizó la herramienta de Microsoft Excel debido a la complejidad del cálculo. El resultado es el siguiente: TIR = 12%

Período	Diferencia de flujos	Valor presente	Valor acumulado
0	-\$439,454	-\$439,454	-\$439,454
1	\$33,464	\$32,208	-\$407,247
2	\$36,408	\$33,726	-\$373,521
3	\$39,595	\$35,302	-\$338,219
4	\$43,046	\$36,937	-\$301,282
5	\$46,781	\$38,636	-\$262,646
6	\$50,823	\$40,399	-\$222,247
7	\$55,198	\$42,230	-\$180,018
8	\$59,933	\$44,131	-\$135,887
9	\$65,055	\$46,104	-\$89,783
10	\$70,598	\$48,154	-\$41,628
11	\$76,593	\$50,283	\$8,655
12	\$83,079	\$52,494	\$61,148
13	\$90,095	\$54,790	\$115,938
14	\$97,683	\$57,174	\$173,112
15	-\$52,315	-\$29,471	\$143,641
16	\$114,763	\$62,224	\$205,865
17	\$124,360	\$64,896	\$270,760
18	\$134,737	\$67,672	\$338,432
19	\$145,956	\$70,555	\$408,987
20	\$158,087	\$73,550	\$482,537

Tabla 30. Valor actual neto para la solución 3 en dólares americanos.

Fuente: Elaboración propia con Excel.

Para el diseño fotovoltaico para la propuesta 3 el análisis financiero muestra que el VAN = \$482,537. TIR = 12%. La figura 49 muestra el retorno de la inversión correspondiente.

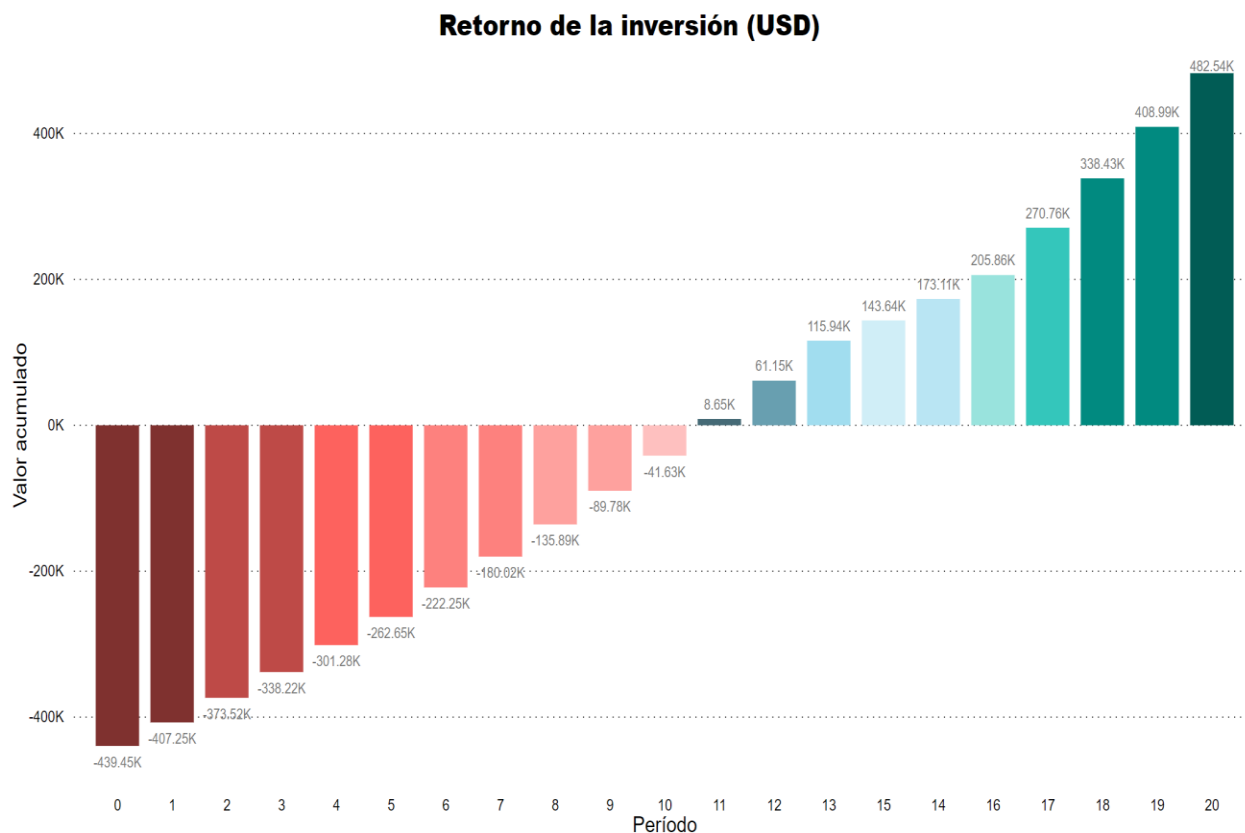


Figura 49. Retomo de la inversión para la solución 3 en dólares americanos.

Fuente: Elaboración propia con Power BI.

Solución 4

En esta solución se presenta un sistema eólico para la cantidad máxima de aerogeneradores que se pueden instalar en el área disponible, para este diseño es importante que los aerogeneradores estén ubicados mirando hacia el Noroeste como lo muestra la rosa de los vientos en el apéndice W y así aprovechar al máximo el viento.

Para este diseño conectado a la red se utilizó la interface Wind+ de Bornay, esta interface gestiona y controla el funcionamiento del aerogenerador, así como la energía entregada al inversor para la gestión de generación de energía en tiempo real, así como la gestión de funcionamiento del aerogenerador, parada o puesta en marcha en caso de alarma o fallos como la falta de red eléctrica y protege a los inversores de sobre voltajes, entre sus principales características está el rango de voltaje de 100 V a 450 V en corriente directa. (ver apéndice W)

El inversor que se seleccionó para el sistema eólico es el modelo trifásico Sunny Tripower 5.0 SMA, los inversores fotovoltaicos pueden trabajar con los aerogeneradores Wind25.3+ debido a que la interfase transforma la corriente de ac/dc a la salida del aerogenerador y hace que el inversor piense que al frente se tiene un sistema fotovoltaico.

La figura 50 muestra el esquema básico de un sistema eólico conectado a la red eléctrica nacional donde el aerogenerador se conecta a una interfase que convierte la corriente alterna a continua a la entrada del inversor el cual transforma esta corriente continua a alterna al voltaje del sistema eléctrico del edificio.

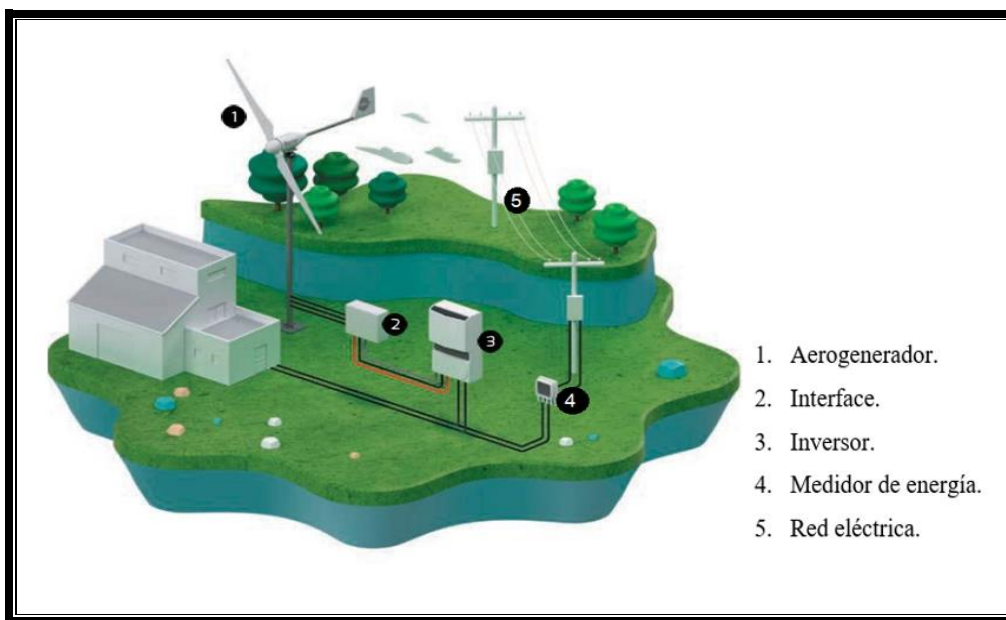


Figura 50. Esquema básico de un sistema eólico para la solución 4.
Fuente: Esquema tomado de <https://www.bornay.com> y modificado.

Cantidad máxima de aerogeneradores para el área disponible.

Conociendo que para el proyecto el área disponible es de $3,757 \text{ m}^2$ y teniendo en cuenta que no se puede utilizar el parqueo o los alrededores del edificio porque el mismo se encuentra en una zona franca se hace un estimado del número de aerogeneradores que se pueden instalar en la azotea del edificio con un mínimo de distancia entre generadores recomendada de 15 m según la información obtenida en el apéndice R.

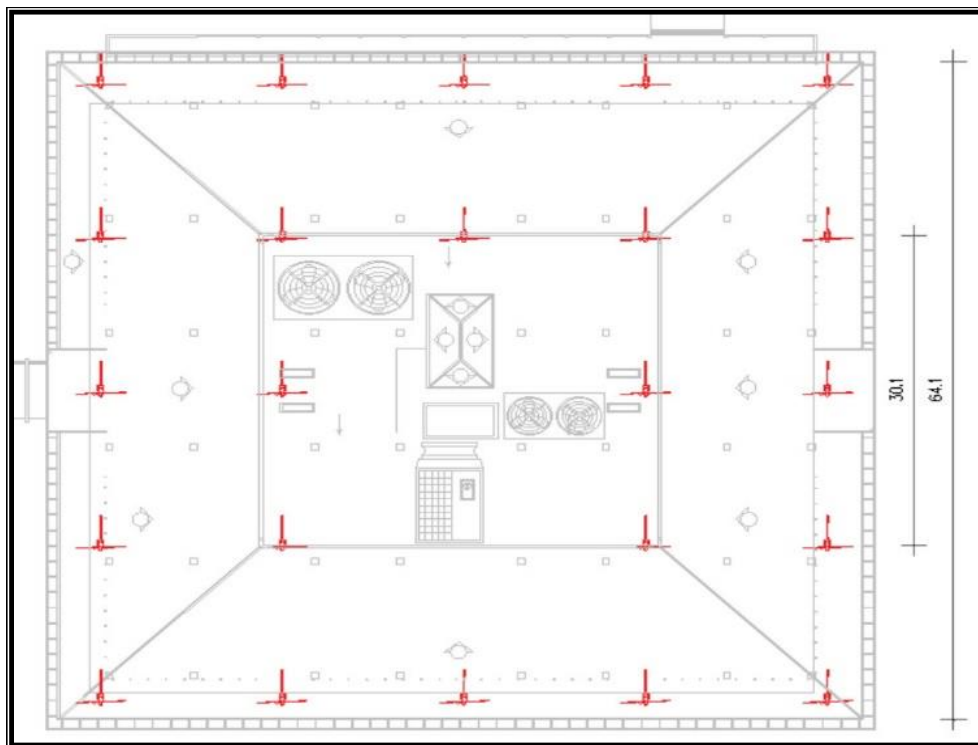


Figura 51. Cantidad máxima de aerogeneradores para el área disponible en el edificio.
Fuente: Elaboración propia AutoCAD.

La figura 51 muestra la máxima cantidad de aerogeneradores Wind 25.3+ que se pueden instalar en la azotea del edificio, para este diseño se utilizaron los planos de la azotea y las dimensiones del aerogenerador que se encuentran en la hoja técnica en el apéndice F, para este diseño se determina que se puede instalar un máximo de 23 aerogeneradores.

Como se había mencionado anteriormente la capacidad nominal máxima disponible del circuito Zeta donde se encuentra el edificio de Align Technology es de 268 KW según el 15% del artículo 44 del decreto N°392220-MINAE por lo tanto el sistema instalado no puede sobrepasar esta capacidad. (ver apéndice J).

Para poder alcanzar esta potencia nominal instalada se utilizó la ecuación 29 donde N_a es el número de aerogeneradores, C_d la capacidad máxima del circuito disponible, P_a la potencia nominal del aerogenerador.

$$N_a = C_d / P_a \quad 29$$

$$N_a = 268,000 \text{ W} / 5000 \text{ W} = 53.6 \quad 29$$

La ecuación 29 muestra que se necesitan en promedio 53 aerogeneradores para alcanzar la capacidad máxima del circuito lo cual no es posible por el área disponible que se tiene para la instalación. Para el diseño con aerogeneradores se utilizó la cantidad máxima que se pueden instalar en el área disponible en la azotea para un total de 23 aerogeneradores Wind 25.3+.

Producción energética máxima de acuerdo con el área disponible.

De acuerdo con la ficha técnica y el cálculo hecho en el apéndice I, la potencia anual generada por un único aerogenerador Wind 25.3+ para la zona franca La Lima a una velocidad promedio anual de 4.45 m/s es de 4900 KWh

La figura 52 muestra la producción energética anual para cada generador eólico, con esta gráfica se calculó la producción de los 23 aerogeneradores donde la producción energética anual en KWh a una velocidad de 4.45 m/s utilizando interpolación es de 4900 KWh, este desarrollo se encuentra en la memoria de cálculo en el apéndice #. Por tanto, la potencia total anual (PT) entregada por los aerogeneradores es:

$$PT = 4,900 \text{ KWh} \times 23 = 112,700 \text{ KWh}$$

Esto corresponde a 12,62% de la potencia anual consumida por el edificio según se demuestra en la siguiente ecuación 30 donde C_e es el consumo anual del edificio, P_a la producción anual de los aerogeneradores.

$$C_e / 100\% = P_a / x \quad 30$$

$$893,050/100 = 112700 / x \rightarrow x = 12.62\%$$

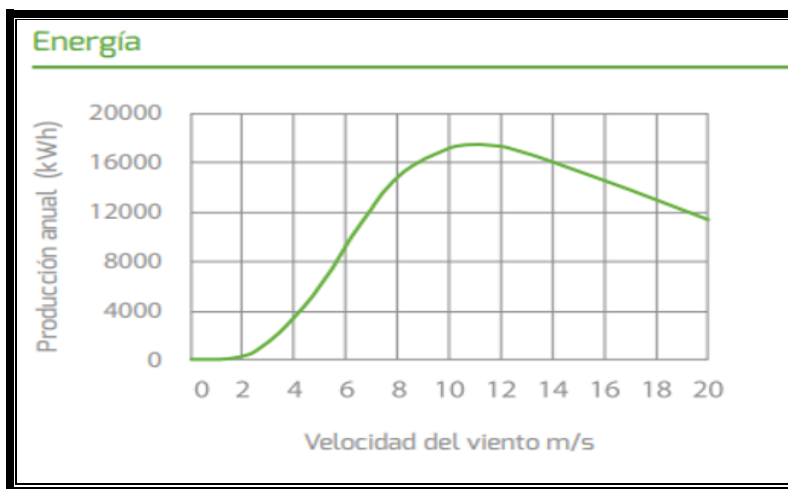


Figura 52. Producción energética anual de los aerogeneradores Wind 25.3+.
Fuente: Bornay (apéndice F)

Cableado y estimación de la caída de voltaje.

Para el dimensionado de los conductores del sistema eólico se tomó como referencia las normativas del NEC (National Fire Protection Association, NFPA70, 2014) vigente en el país. El artículo 694.12, (A)(1) “Dimensionamiento de circuitos y corriente establece que la corriente máxima debe basarse en la corriente del circuito del aerogenerador que opera a la máxima potencia de salida”. El artículo 694.12 (A)(2) dice que la corriente máxima a la salida del inversor debe ser la corriente nominal permanente de salida del inversor.

Con respecto a la capacidad de corriente y valor nominal de los dispositivos de protección contra sobre corriente, el artículo 694.12 (B)(1) y (2) dice que los conductores del circuito y dispositivos de protección se deben dimensionar de modo que conduzcan como mínimo el 1.25% de la corriente máxima calculada en las secciones 694.12(A).

La caída de tensión para circuitos de corriente continua es insignificante para este tipo de aplicaciones, por lo cual en este apartado se muestra únicamente la estimación de la caída de tensión máxima a la salida del inversor en corriente alterna. El calibre del cableado a la entrada del inversor en corriente continua se obtuvo de las especificaciones técnicas del fabricante y se puede observar en el diagrama unifilar eléctrico más adelante.

Para el diseño eólico la tabla 31 muestra que la caída de voltaje desde los aerogeneradores hasta la interfase tiene un valor de 1.17% y la caída de voltaje desde el inversor hasta el centro de carga presenta un valor de 0.46%, por lo tanto, estos valores de caída de tensión no exceden el máximo recomendado de 2% desde el aerogenerador a la interface y del inversor al centro de carga.

Circuito	Tensión máxima. (V)	Corriente nominal por circuito. (A)	Corriente máxima por circuito por el 1.25%. (A)	Longitud máxima. (m)	Corriente máxima por circuito con el factor de correccion por temperatura. (A)	Calibre de cable seleccionado (AWG)	Área de sección transversal del cable. (mm ²)	Resistencia. (Ω)	Caída de tensión (%)
Salida del aerogenerador / Entrada interface	220	22.7	28	42	31	#8 AWG THHN CU	8.367	0.08433	1.175%
Salida del inversor / Panel de conexión	208	13.16	16	2	18	#12 AWG THHN CU	3.31	0.01015	0.087%
Salida del panel de conexión / centro de carga	208	302.7	378	28.5	397	3 cables de 1/0 AWG THHN CU	53.49	0.00565	0.381%
								Total	0.467%

Tabla 31. Caída de tensión y cableado para la solución 4.

Fuente: Elaboración propia.

Diagrama eléctrico unifilar

La figura 53 muestra el diagrama unifilar eléctrico del sistema con aerogeneradores, el diagrama muestra la unión de las 23 interfaces e inversores a un panel de conexión trifásico, ambos se ubican en el cuarto eléctrico en el tercer piso. Del punto de conexión la energía se lleva a un medidor de producción interno ubicado en el panel de medidores en el sótano del edificio, después del medidor se hace la conexión al centro de carga en el primer piso del edificio.

El diagrama muestra el calibre seleccionado para cada cable y el valor de las protecciones recomendadas sin embargo como se mencionó en la sección anterior el diseño del cableado y coordinación de protecciones será trabajo del equipo profesional que implemente a futuro ya que se sale del alcance de este proyecto.

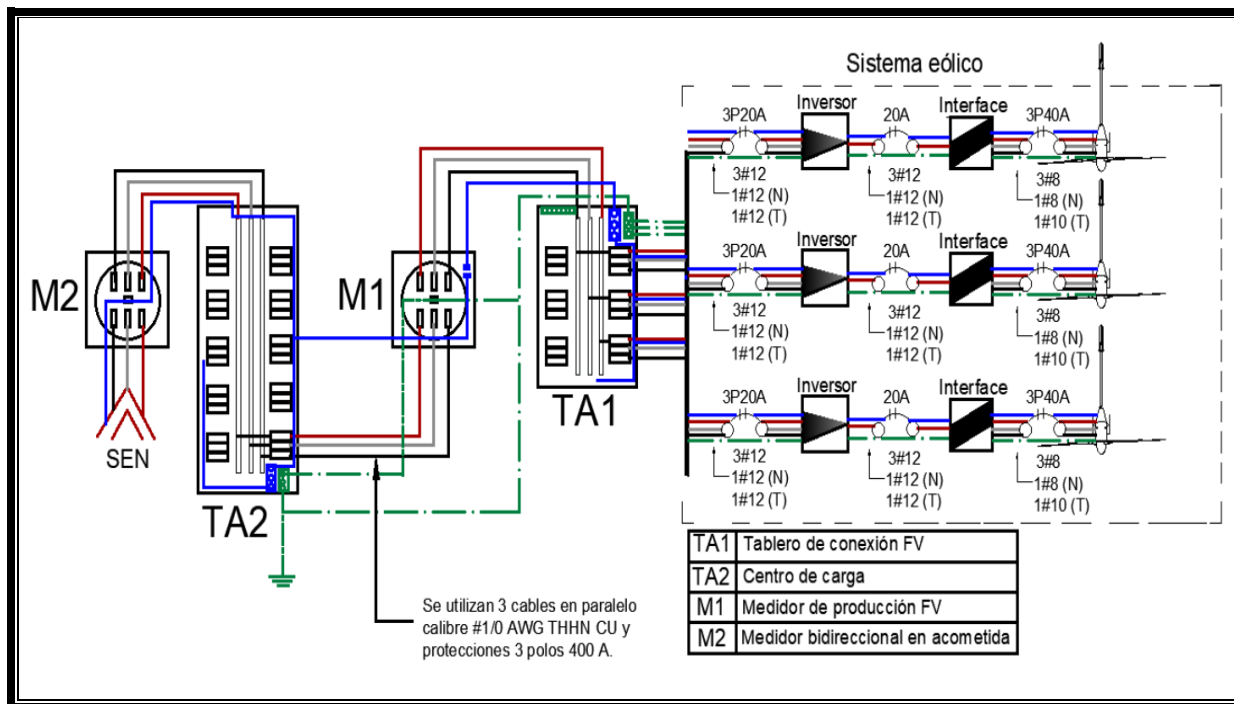


Figura 53. Diagrama unifilar para la solución 4
Fuente: Elaboración propia con AutoCAD.

Sistema de puesta a tierra y protecciones

Al igual que en los sistemas fotovoltaicos para las descargas eléctricas que pueden ocurrir durante una tormenta eléctrica es necesario conectar el sistema eólico a tierra, se debe instalar una conexión entre la estructura del aerogenerador y la instalación a tierra del edificio. La puesta a tierra de la instalación es muy importante ya que delimita la tensión que pueda presentarse en un momento dado en las masas metálicas de los componentes, asegurando la actuación de las protecciones y eliminando el riesgo que supone el mal funcionamiento o avería de alguno de los equipos instalados.

Para las protecciones del sistema eólico este debe de contar con todos los requisitos de la NFPA70 (2014), en su artículo 240 “protección contra sobre corriente” y el artículo 694 “sistemas eléctricos eólicos”. El diseño y coordinación de protecciones será trabajo del equipo profesional que implemente a futuro este proyecto ya que se sale del alcance de esta tesis que se limita a la

demostración de los datos y viabilidad en la implementación de un sistema eólico en el edificio de Align Technology.

Cálculo estructural del sistema.

Debido a que la instalación de los aerogeneradores se realizará sobre la azotea del edificio, es necesario considerar el Peso que esta tendrá que soportar para su futura implementación, en esta sección se muestra el cálculo realizado para obtener la información sobre esta fuerza, sin embargo, estudiar la viabilidad de esto será trabajo del equipo que lo implemente en el futuro ya que se sale del alcance de este proyecto de tesis que se limita a la demostración de los datos.

Para calcular el peso que ejercen los aerogeneradores se utiliza la segunda ley de Newton expresada en la ecuación 31, donde F es la fuerza(peso), m es la masa de los aerogeneradores y a es la aceleración de la gravedad de la zona.

$$F = \text{Masa (Kg)} \cdot a(\text{m/s}^2) \quad 31$$

$$\text{Masa} = 165 \text{ (Kg)} \cdot 23 = 3795(\text{Kg}) \quad 31$$

$$\text{Peso} = 165 \text{ Kg} \cdot 23 \cdot 9.78\text{m/s}^2 = 37,115 \text{ N} \quad 31$$

Análisis financiero para la solución 4

En el análisis financiero de este proyecto se calculó la inversión inicial y la energía producida por el sistema eólico instalado.

Se obtuvo un estimado de la inversión inicial por medio de una cotización hecha con la empresa Bornay donde se consiguió el costo de los aerogeneradores, interfase e inversores, también se contactó a la empresa J&E Consultores Electromecánicos S.A., para la cotización de la mano de obra y puesta en marcha del sistema, estas cotizaciones se encuentran en el apéndice R. La tabla 32 contiene el costo inicial y el costo en dólares americanos por cada Watt instalado.

Equipo	Cantidad	Costo por unidad. (USD)	Costo total. (USD)	Costo promedio por Watt instalado. (\$/Wp)
Aerogenerador Wind 25.3+	23	\$7,150	\$164,450	
Interface Wind	23	\$1,095	\$25,185	
Torre cuatripata P-750	23	\$1,150	\$26,450	
Transmisor de velocidad (anemometro)	23	\$80	\$1,840	
Wind +Dongle	23	\$75	\$1,725	
Inversor SMA tripower STP 5.0	23	\$1,650	\$37,950	
Mano de obra y materiales	1	\$136,000	\$136,000	
Transporte			\$5,250	
IV (13%)			\$33,488	
Total			\$432,338	1.61 \$/Wp

Tabla 32. Inversión inicial para la solución 4.

Fuente: Elaboración propia.

La tabla 32 muestra que la inversión inicial del proyecto para instalar 23 aerogeneradores es de cuatrocientos treinta y dos mil, trescientos treinta y ocho dólares americanos (\$432,338). El tipo de cambio del BAC San José del día 10 de setiembre de 2020 es de ₡602 por cada dólar. Por lo tanto, la inversión inicial en colones corresponde a doscientos sesenta millones, doscientos sesenta y siete mil, cuatrocientos setenta y seis colones:

$$\text{Inversión inicial en colones} = \text{₡}602 \times \$432,338 = \text{₡}260\,267,476$$

Ahorro económico

El ahorro económico con el sistema eólico se relaciona con la generación de energía del sistema y la energía consumida por el edificio como lo muestra la figura 54.

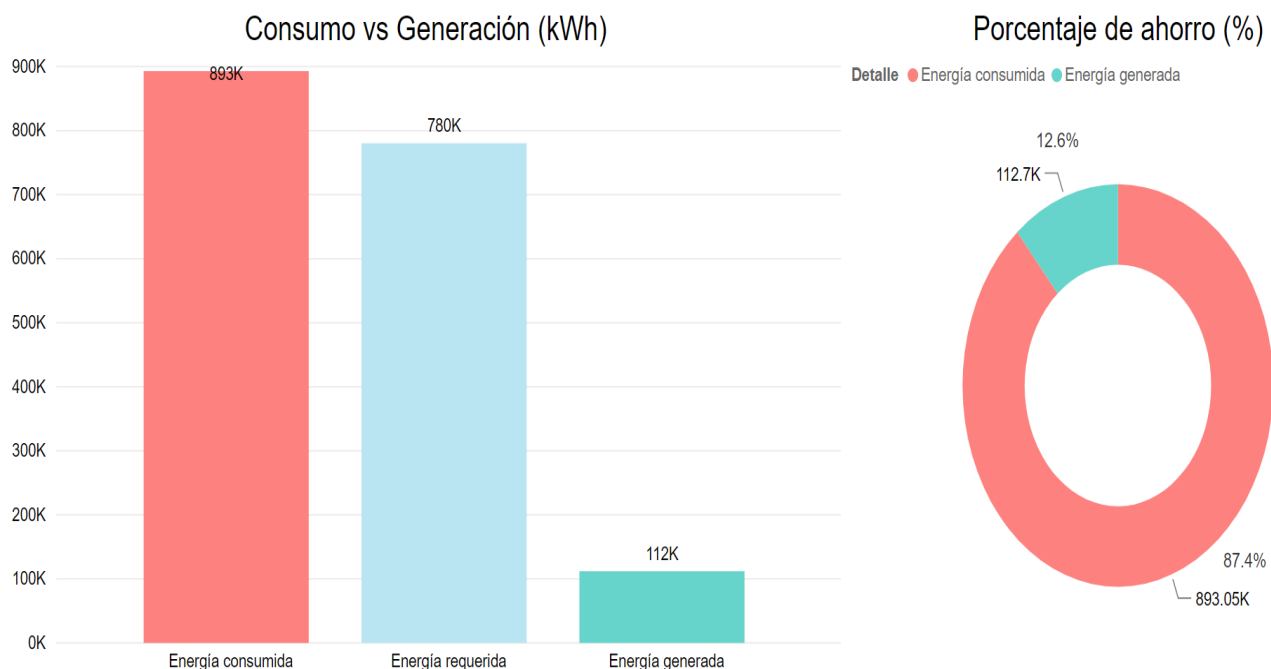


Figura 54. Consumo energético, producción eléctrica mensual y porcentaje de ahorro para la solución 4.
Fuente: Elaboración propia con Power BI.

Como se observa en la figura 54, la generación con el sistema eólico nunca supera el consumo mensual del edificio por lo que no va a poder almacenar energía en la red eléctrica nacional para poder usarla en otro periodo.

La tabla 33 muestra el ahorro utilizando el costo de ₡90.64 el KWh según la tarifa de JASEC vigente desde el miércoles 01 de julio de 2020 al miércoles 30 de setiembre del 2020 publicada en la Gaceta 158 del viernes 26 de junio del 2020 y con el tipo de cambio del BAC San José del día 10 de setiembre de 2020 de ₡602 por cada dólar para un ahorro de nueve mil quinientos noventa y siete dólares americanos.

Detalle	Anual	Anual
Energía generada (KWh)	112700	112700
Energía consumida (KWh)	893050	893050
Energía requerida (KWh)	780350	780350
Máxima demanda (KW)	2254.8	2255.8
Facturación máxima demanda	₡ 21,126,133	\$ 35,093
Facturación con aerogeneradores	₡ 68,329,505	\$113,504
Facturación sin aerogeneradores	₡ 74,106,676	\$123,101
Ahorro anual	₡ 5,777,172	\$ 9,597

Tabla 33. Ahorro para la solución 4 en colones y dólares americanos.
Fuente: Elaboración propia con Excel.

Valor Actual Neto y Tasa Interna de Retorno.

Una vez obtenido el ahorro anual y la inversión inicial con el sistema eólico se calculó el valor actual neto (VAN) y la tasa interna de retorno (TIR) para así poder conocer la rentabilidad del proyecto. Estos cálculos se realizaron con las ecuaciones 11 y 12 en el capítulo 3 y se utiliza la herramienta de Excel de Microsoft office y Power BI para el análisis de datos.

La tasa de descuento que se utilizará para este análisis financiero es el interés capitalizable de certificados de depósito a largo plazo (CDP) del Banco de Costa Rica (BCR) la cual fue consultada el 11 de setiembre del 2020, en la cual se establece que a un plazo de 5 años la tasa de descuento en dólares es de 3.90% con la cual se obtendrán los valores de descuento.

Adicional a esto, los flujos de dinero de cada período están dados por la diferencia entre el gasto anual con y sin aerogeneradores, además se fija un período de 25 años considerando la vida útil del aerogenerador provista por el fabricante, en este análisis se tomó en cuenta un costo adicional de \$37,950 en el período número 15 por el remplazo de los 23 inversores los cuales tienen una vida útil estimada de 15 años.

La tabla 34 muestra la diferencia de flujos de efectivo del sistema con y sin aerogeneradores, para ello se estimó un aumento del 8% en la facturación eléctrica anual según información obtenida en el apéndice R. Además, con base en la cotización hecha en el apéndice R se considera un costo por mantenimiento de \$7,750, con un aumento anual estimado del 3% según el aumento en las tarifas de combustible y servicios.

Período	Flujo de efectivo sin el aporte de los aerogeneradores. (USD)	Flujo de efectivo con el aporte de los aerogeneradores. (USD)	Mantenimiento anual. (USD)	Flujo de efectivo con aerogeneradores más mantenimiento. (USD)	Diferencia de flujos. (USD)
0	\$123,101	\$113,504	Sin costo	\$113,504	\$9,597
1	\$132,949	\$122,584	\$7,750	\$130,334	\$2,615
2	\$143,585	\$132,391	\$7,983	\$140,374	\$3,211
3	\$155,072	\$142,982	\$8,222	\$151,204	\$3,867
4	\$167,478	\$154,421	\$8,469	\$162,890	\$4,588
5	\$180,876	\$166,775	\$8,723	\$175,497	\$5,378
6	\$195,346	\$180,117	\$8,984	\$189,101	\$6,245
7	\$210,973	\$194,526	\$9,254	\$203,780	\$7,194
8	\$227,851	\$210,088	\$9,532	\$219,620	\$8,232
9	\$246,079	\$226,895	\$9,817	\$236,712	\$9,367
10	\$265,766	\$245,047	\$10,112	\$255,159	\$10,607
11	\$287,027	\$264,650	\$10,415	\$275,066	\$11,961
12	\$309,989	\$285,822	\$10,728	\$296,550	\$13,439
13	\$334,788	\$308,688	\$11,050	\$319,738	\$15,051
14	\$361,571	\$333,383	\$11,381	\$344,764	\$16,807
15	\$390,497	\$360,054	\$11,723	\$371,776	\$18,721
16	\$421,737	\$388,858	\$12,074	\$400,932	\$20,805
17	\$455,476	\$419,967	\$12,436	\$432,403	\$23,073
18	\$491,914	\$453,564	\$12,810	\$466,374	\$25,540
19	\$531,267	\$489,849	\$13,194	\$503,043	\$28,224
20	\$573,768	\$529,037	\$13,590	\$542,627	\$31,142
21	\$619,670	\$571,360	\$13,997	\$585,358	\$34,312
22	\$669,244	\$617,069	\$14,417	\$631,486	\$37,757
23	\$722,783	\$666,435	\$14,850	\$681,284	\$41,499
24	\$780,606	\$719,749	\$15,295	\$735,045	\$45,561
25	\$843,054	\$777,329	\$15,754	\$793,083	\$49,971

Tabla 34. Flujos de efectivo proyectado para la solución 4.
Fuente: Elaboración propia con Excel.

Como se observa en la tabla 35, la inversión nunca se recupera, el valor actual neto del proyecto corresponde a -\$198,551. Para el cálculo del TIR se utilizó la herramienta de Microsoft Excel debido a la complejidad del cálculo. El resultado es el siguiente: TIR = 0%

Periodo	Diferencia de flujos.	Valor presente.	Valor acumulado.
0	-\$432,338	-\$432,338	-\$432,338
1	\$2,615	\$2,517	-\$429,821
2	\$3,211	\$2,975	-\$426,847
3	\$3,867	\$3,448	-\$423,398
4	\$4,588	\$3,937	-\$419,461
5	\$5,378	\$4,442	-\$415,019
6	\$6,245	\$4,964	-\$410,055
7	\$7,194	\$5,504	-\$404,552
8	\$8,232	\$6,061	-\$398,491
9	\$9,367	\$6,638	-\$391,852
10	\$10,607	\$7,235	-\$384,617
11	\$11,961	\$7,853	-\$376,765
12	\$13,439	\$8,491	-\$368,273
13	\$15,051	\$9,153	-\$359,120
14	\$16,807	\$9,837	-\$349,283
15	-\$19,229	-\$10,833	-\$360,116
16	\$20,805	\$11,280	-\$348,836
17	\$23,073	\$12,040	-\$336,795
18	\$25,540	\$12,828	-\$323,968
19	\$28,224	\$13,643	-\$310,324
20	\$31,142	\$14,489	-\$295,836
21	\$34,312	\$15,964	-\$279,872
22	\$37,757	\$17,567	-\$262,305
23	\$41,499	\$19,307	-\$242,998
24	\$45,561	\$21,197	-\$221,800
25	\$49,971	\$23,249	-\$198,551

Tabla 35. Valor actual neto para la solución 4.

Fuente: Elaboración propia con Excel.

La figura 55 muestra el retorno de la inversión correspondiente a este diseño.

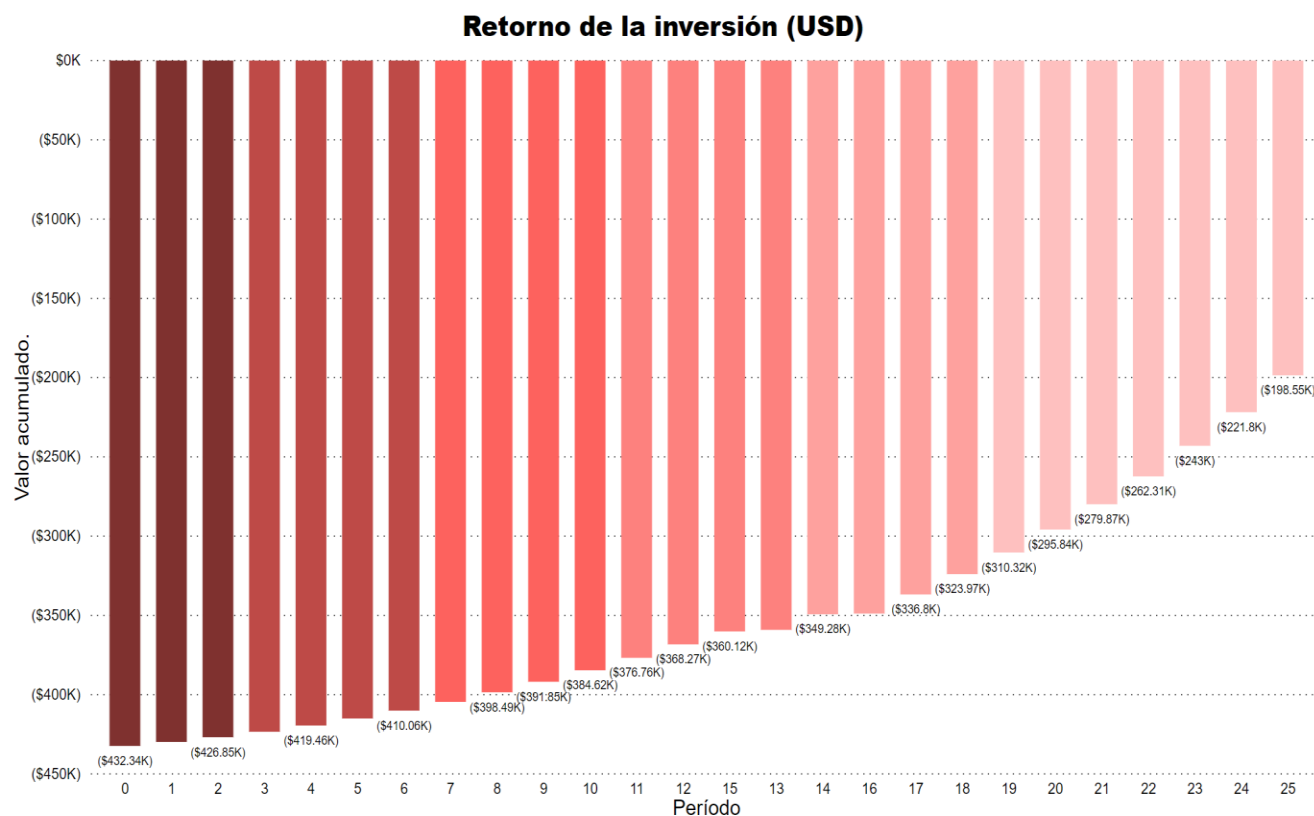


Figura 55. Retorno de la inversión para la solución 4.
Fuente: Elaboración propia con Power BI.

Resumen de las cuatro soluciones propuestas

La tabla 36 muestra un resumen de las cuatro soluciones propuestas para el sistema de generación con energías renovables.

Solución	Sistema	Componentes	Inversión inicial	Valor Actual Neto.	Tasa Interna de Retorno	Retorno de la Inversión
Solución 1	Inversor central y optimizadores	3 inversores y 319 optimizadores	\$247,537	\$780,274	21%	7 años
Solución 2	Inversor central tradicional	15 Inversores	\$385,862	\$592,646	14%	10 años
Solución 3	Micro inversores	638 micro inversores	\$439,454	\$482,537	12%	11 años
Solución 4	Aerogeneradores	23 turbinas	\$432,338	-\$198,551	0%	Sin retorno

Tabla 36. Tabla resumen de las soluciones propuestas.
Fuente: Elaboración propia.

CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusión 1

De acuerdo con la información en la tabla 1 obtenida por medio de la herramienta Solargis, la irradiación en Guadalupe de Cartago es de 5.17 hora solar pico promedio (HSP). Si se considera la hora solar pico de una de las zonas con mayor irradiación en el país como lo es el cantón de Liberia con 5.73 HSP, esto representa el 90 % como se observa en el apéndice C. Considerando la hora solar pico promedio de 5.17 en la zona y la potencia de 420 Watt pico por cada módulo solar se concluye que la irradiancia en la Zona Franca la Lima es ideal para la instalación de un sistema fotovoltaico.

Con base en la información obtenida en la tabla 1 por medio de la aplicación de Enair la cual utiliza base de datos de la NASA y VAISALA, la velocidad mensual promedio del viento es de 4.45 m/s. Considerando la potencia anual entregada por cada aerogenerador con un valor de 4900 KWh según el gráfico F, se concluye que la velocidad del viento en la zona no es favorable para la implementación de un sistema eólico.

Conclusión 2

El consumo energético del edificio se obtuvo por medio del director del área de instalaciones para el período 2019 con un horario rotativo de lunes a viernes de 6:00 am a 10:00 pm y los sábados de 6:00 am a 12:00pm, para un consumo anual de 893,050 KWh, no se tomó en cuenta el período 2020 ya que por la situación que enfrenta el país debido al Covid-19 la mayor parte del personal realiza teletrabajo temporal y el consumo energético no es real.

Para el diseño fotovoltaico que sustenta dicho consumo energético se tomó en cuenta la disponibilidad del circuito Zeta en el cual se encuentra conectado la empresa, esto según el 15% en el artículo 44 del Decreto N°39220-MINAE. La disponibilidad del circuito se obtuvo por medio del jefe del departamento de servicios técnicos de JASEC con un valor 268 KW, por lo cual la capacidad máxima del sistema de energía renovable no puede sobrepasar esta potencia como muestra el apéndice J. Con base en esta información se diseña un sistema fotovoltaico con 638 módulos con una capacidad máxima 267.96 KW que sustenta el 40% del consumo energético anual del edificio como se observa en la tabla 11.

Para el diseño con aerogeneradores la empresa Align Technology pertenece a una Zona Franca por lo cual la única área disponible que se permite utilizar para este tipo de sistemas es la azotea del edificio, con base en la información técnica del fabricante en el apéndice R se recomienda una distancia mínima entre aerogeneradores de 15m por lo tanto para el área disponible se pueden instalar 23 aerogeneradores que sustentan el 12.62% del consumo anual.

Conclusión 3

Para conocer el área disponible se hizo una visita técnica al inmueble donde se tomaron mediciones del lugar, adicional a esto se usó el plano arquitectónico de la azotea para un área disponible de 3,757 m². En el cálculo del número máximo de paneles y aerogeneradores se utilizó la herramienta de AutoCAD junto con las dimensiones de estos. La figura 37 muestra que para el sistema fotovoltaico la cantidad máxima de módulos que se pueden instalar en el área disponible son 1218 y en la figura 51 se puede observar que para la misma área se pueden instalar un máximo de 23 aerogeneradores a una distancia de 15m entre ellos.

Conclusión 4

En este proyecto se diseñan dos sistemas de energía renovable conectados a la red los cuales se integran al edificio considerando su estructura actual. En el análisis de resultados se propone un sistema fotovoltaico con tres soluciones, una con 3 inversores centrales y 319 optimizadores de energía, una solución con 15 inversores centrales y otra con 638 micro inversores. Para el sistema eólico se propone una solución conectada a la red eléctrica con 23 aerogeneradores cada uno con su interfase e inversor.

Conclusión 5

Como se observa en los análisis de resultados, la comparación de los indicadores financieros del VAN y el TIR para los casos de generación de energía propuestos, así como en la tabla # 36 del análisis financiero se concluye que el diseño más rentable para el edificio de Align Technology es la solución 1 para el sistema fotovoltaico con Inversor central y optimizador de energía, el cual produce el 40% de energía consumida por el edificio en un año. La solución 1 presenta el Valor Actual Neto (VAN) más alto de todos los casos según la tabla 19, el cuál es de \$780,274 dólares

americanos. Así mismo, presenta la Tasa Interna de Retorno igual a 21%, la cual es la más alta de todas las soluciones y un Periodo de Recuperación de inversión más bajo correspondiente a 7 años.

Conclusión 6

Para el edificio de Align Technology en la Zona Franca la Lima se diseñó un sistema de generación fotovoltaico y eólico en el cual solo el sistema fotovoltaico produce un ahorro económico en la facturación eléctrica. La tabla 35 muestra que para el sistema eólico el VAN tiene un valor de -\$198,551 dólares americanos con un TIR = 0%, por lo cual esta opción se descarta de inmediato por que no es económicamente viable.

Recomendaciones

- Se recomienda instalar la solución 1 compuesta de 638 módulos fotovoltaicos, 3 inversores y 319 optimizadores de energía ya que este sistema presenta la mayor rentabilidad de todas las propuestas.
- Se recomienda evaluar la rentabilidad económica de una solución aislada de la red eléctrica para una mayor potencia instalada.
- Con base en el estudio de la velocidad del viento realizado con la base de datos de la empresa ENAIR se concluyó que una solución con aerogeneradores no es económicamente viable en la zona, ya que nunca se recupera la inversión económica durante la vida útil del sistema, por lo tanto, recomienda hacer un estudio minucioso de las condiciones del viento con un anemómetro tomando en cuenta la posición y altura de los aerogeneradores para ser más preciso en la producción energética anual de las turbinas y así volver a evaluar la rentabilidad económica de un sistema mixto.
- Se recomienda contratar a una empresa con experiencia en instalaciones fotovoltaicas con el sistema “llave en mano” la cual incluye los generadores, inversores, estructuras, cableado, sistema de monitoreo, medidores de consumo, diseños, instalación, puesta en marcha, garantías y tramites varios con la empresa distribuidora del suministro eléctrico.

CAPÍTULO VI: PROPUESTA

Descripción

El proyecto pretende crear un sistema de energía renovable eólico o fotovoltaico que pueda generar un ahorro económico por facturación eléctrica en la empresa Align Technology, en su edificio ubicado en La Zona Franca La Lima en Guadalupe de Cartago y adicional a esto reducir las emisiones de gases de efecto invernadero derivadas de combustibles que se utiliza para la producción de energía.

Como parte del diagnóstico se obtuvo el consumo energético del edificio y se hizo una visita técnica al lugar donde se pudo tomar las mediciones del área útil disponible para la implementación de estos sistemas de generación, adicional al área disponible se obtuvo la capacidad máxima disponible del circuito donde se ubica el edificio de Align Technology según el Decreto N° 39220 del MINAE con un valor de 268 KW, lo cual limito el diseño propuesto.

Por medio de la información que se obtuvo en el diagnóstico se determinó que el sistema de generación nunca podrá cubrir el 100% del consumo del edificio y por lo tanto no podrá inyectar energía a la red eléctrica.

En el diseño del sistema de generación para autoconsumo por medio de energías renovables se dan cuatro soluciones, tres de ellas para un sistema fotovoltaico y la cuarta solución para un sistema eólico, ambas conectadas a la red eléctrica.

Por medio del análisis de resultado en el capítulo V se determina que la irradiancia de la zona es idónea para la instalación de un sistema fotovoltaico, mas no así para el sistema eólico ya que la velocidad del viento es muy baja durante la mayor parte del año, por lo tanto, el sistema eólico se descarta de inmediato.

Propuesta de implementación del diseño

Debido a la gran cantidad de energía consumida por el edificio y a las limitaciones en la potencia máxima del circuito se propone un diseño fotovoltaico conectado a la red eléctrica con 638 módulos de 420 Wp, el cual sustenta el 40% del consumo energético anual del edificio.

Se propone la solución 1 del análisis de resultados la cual es un diseño con inversor central y optimizadores de energía debido a que:

- En comparación al sistema con inversor central tradicional el cual incluye dos seguidores de máxima potencia por inversor, el sistema con optimizadores permite que cada módulo fotovoltaico cuente con un seguidor de máxima potencia individual y hace que estos rindan al máximo por lo cual si se presenta una sombra puntal o alguna variable como daños en el transporte de los módulos, diferentes orientaciones o inclinaciones, diferencia de temperatura entre módulos o suciedad se reducirá la producción del módulo, pero este no arrastrará consigo la producción de los demás.
- Los optimizadores permiten monitorear cada módulo individualmente, lo cual en caso de presentarse una falla en algún módulo fotovoltaico este se puede ubicar y remplazar fácilmente.
- Ahorro en cableado ya que se necesitan menos cadenas e inversores.
- El Costo de la inversión inicial es menor que el sistema con inversor central o micro inversores.
- El sistema con optimizadores presenta el valor actual neto más alto comparado a todas las soluciones presentadas con un VAN de \$780,274 dólares americanos, una tasa interna de retorno (TIR) de 21% y un periodo de recuperación de inversión de 7 años.

REFERENCIAS

Asensio L. (2011). Células solares transparentes: desarrollo actual y aplicaciones. Recuperado de: <https://repositorio.upct.es/bitstream/handle/10317/1869/pfm271.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

Autoridad Reguladora de Servicios Públicos, Normativa técnica nacional. Recuperado de: <https://aresep.go.cr/normativa/1392-normativa-tecnica-nacional>

Camilo B, Vest R. (2010). Energías del Sol. Recuperado de: https://www.revistaciencia.amc.edu.mx/images/revista/61_2/PDF/EnergiaSol.pdf

Coleman S, Pérez R. (1993). PV Module Angles. Photovoltaics. Home Power #36. Recuperado el 14 de julio de 2020, de: http://67.225.133.110/~gbpprogr/guerrilla.net/reference/power_systems/solar/pvangles.pdf

Del Rosario J, Nieto K. (2016). Unidades de medida de viento y técnicas de medición.

Energía Solar Fotovoltaica. Proyecto RES & RUE Dissemination. Recuperado de: <http://cecu.es/campanas/medio%20ambiente/res&rue/htm/dossier/2%20fotovoltaica.htm>

Energía Solar, Energía solar. (2020). Recuperado de: <https://solar-energia.net/>

Flores F. (2014). Estructuras eléctricas para la integración de un sistema de generación eólica a la red eléctrica.

Francisco Eraso, Olger Erazo, Edison Escobar. (2018). Modelo para la estimación de potencia eléctrica en módulos fotovoltaicos de tecnología basada en silicio. Recuperado de: <https://scielo.conicyt.cl/pdf/ingeniare/v27n2/0718-3305-ingeniare-27-02-00188.pdf>

González R, Jiménez H, Lagunas J. (2003). Sistemas fotovoltaicos conectados a la red. Recuperado de: <https://ecotec.unam.mx/wp-content/uploads/Sistemas-Fotovoltaicos-conectados-a-la-red.pdf>

Instituto Costarricense de Electricidad. Fuentes renovables de energía, una alternativa sostenible para generar electricidad. Recuperado el 7 de julio del 2020 de: <https://www.grupoice.com/wps/wcm/connect/e027a034-5b68-4beb-8cd4-ad55622d28db/Guia+Renovables.pdf?MOD=AJPERES&CVID=11DRUYH>

Instituto de energías renovables. (2012). Energía solar fotovoltaica electroquímica. Conversión Fotovoltaica. UNAM. México. Recuperado de: <http://www.cie.unam.mx/~migi/pub/Fotovoltaica-electroqui%CC%81mica/Fotovoltaica-fotoelectroquimica-1.pdf>

Instituto para la Diversificación y ahorro de la energía. (2011). Pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red. Recuperado de: https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_5654_FV_pliego_condiciones_tecnicas_instalaciones_conectadas_a_red_C20_Julio_2011_3498eaaf.pdf

Jorge Barrantes Monje, (2018). Análisis técnico para la construcción de una planta de generación solar para JASEC.

Junta Administrativa del Servicio Eléctrico Municipal de Cartago. (2020). Tarifas vigentes. Recuperado de: <https://www.jasec.go.cr/contactenos/>

Marvin Fauricio Saborío Corea. (2019). Tecnológico de Costa Rica: “Diseño de un sistema de respaldo energético con celdas fotovoltaicas para la reducción de la huella de carbono en la Planta Hidroeléctrica Platanar, San Carlos - Costa Rica. Recuperado de: <https://repositoriotec.tec.ac.cr/handle/2238/11114>

López P. (2015). Diseño de una instalación solar fotovoltaica para el suministro de energía de una vivienda aislada. Universidad Rovira I Virgili. Recuperado de: <http://deeea.urv.cat/public/PROPOSTES/pub/pdf/2317pub.pdf>

Pérez D. (2003). Medida de la radiación solar. Procedimiento de Mantenimiento y calibración de estación radiométrica. Universidad de Sevilla. Recuperado de: <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/4443/fichero/Memoria+PFC%252F3.pdf>

Puga Muñoz M. (s.f.). Fundamentos básicos de finanzas, VAN y TIR. Recuperado de: http://accioneduca.org/admin/archivos/clases/material/valor-actual-neto-y-tasa-interna-de-retorno-van-y-tir_1563977885.pdf

Quintanilla O. (2017). Energías renovables aplicables para el edificio de Amazon Seller Support.

Sánchez A, Martínez D, Santos R, Ortega J, Sánchez P. (2017). Aplicaciones fotovoltaicas de la energía solar en los sectores residencial, servicio e industrial.

Salas D. (2014). Diseño de un sistema fotovoltaico para el suministro de energía eléctrica a 15 computadoras portátiles en la PUCP. Recuperado de: http://tesis.pucp.edu.pe/repositorio/bitstream/handle/20.500.12404/5447/VALDIVIEZO_PAUL

[O_DISEÑO_SISTEMA_FOTOVOLTAICO_ENERGIA_ELECTRICA_PUCP.pdf?sequence=1&isAllowed=y](#)

Serrano M. (2019). Dimensionado de instalaciones solares fotovoltaicas aisladas. Recuperado de: https://www.researchgate.net/publication/330141118_Dimensionado_de_Sistemas_FOTOVOLTAICOS_Aislados

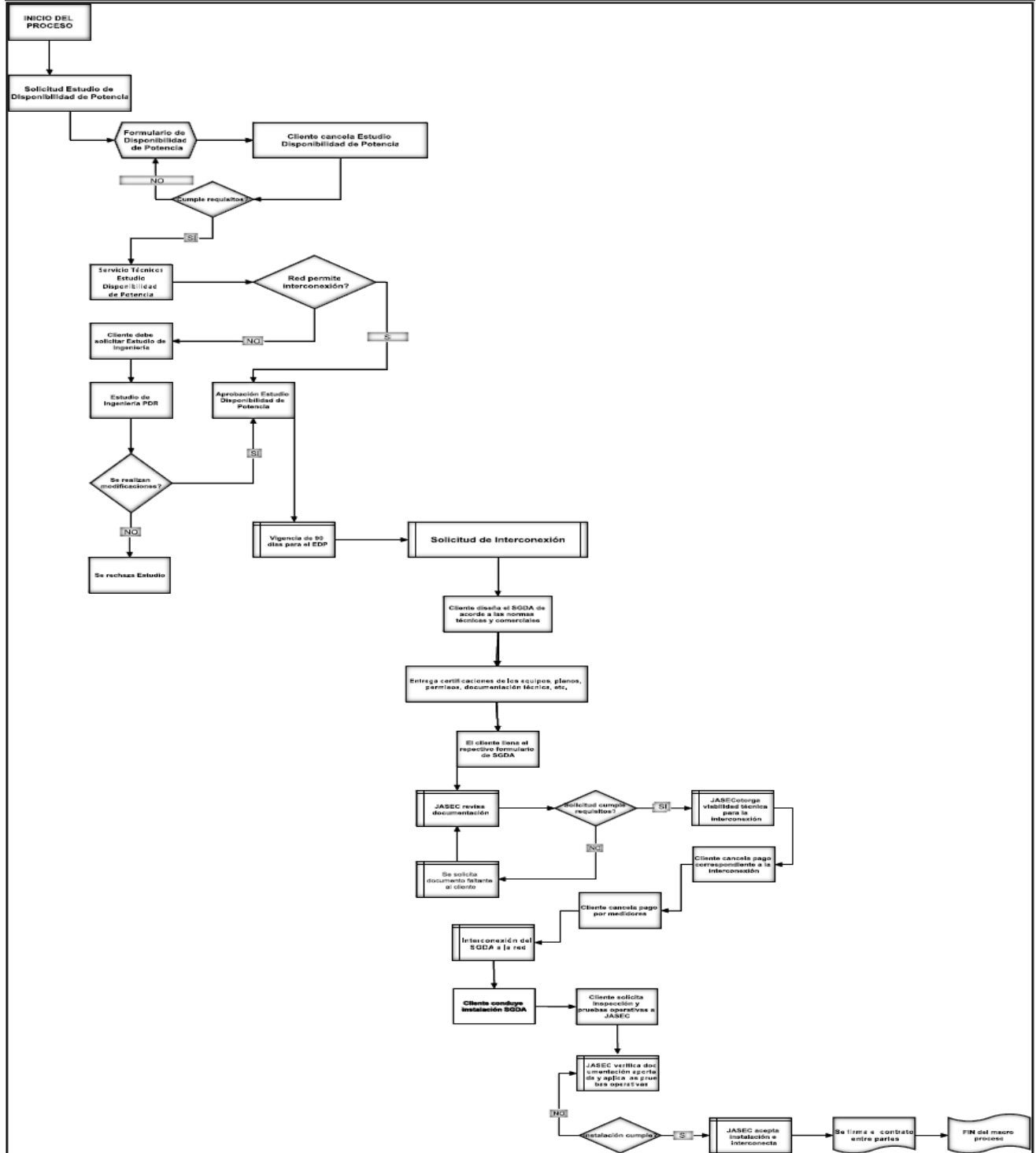
Sistema Costarricense de Información Jurídica. (2020). Reglamento generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables modelo de contratación medición neta sencilla. Recuperado de:

http://www.pgrweb.go.cr/scij/Busqueda/Normativa/Normas/nrm_texto_completo.aspx?param1=NRTC&nValor1=1&nValor2=80310&nValor3=101897&strTipM=TC

Tecnológico de estudios superiores de Ecatepec. (2009). Libro de ciencia y tecnología. Recuperado de: <http://www.relaq.mx/RLQ/tutoriales/e-bookCyT2.pdf>

Apéndices

Apéndice A. Diagrama del procedimiento para la instalación de un sistema de GDAC



Apéndice B. Meteorología de la superficie y radiación solar (NASA)

-BEGIN HEADER-
 NASA/POWER SRB/FLASHFlux/MERRA2/ 0.5 x 0.5 Degree Climatologies
 22-year Additional Solar Parameter Monthly & Annual Climatologies (July 1983 - June 2005), 30-year Meteorological and Solar Monthly & Annual Climatologies (January 1984 - December 2013)
 Location: Latitude 9.869 Longitude -83.9492
 Elevation from MERRA-2: Average for 1/2x1/2 degree lat/lon region = 1041.55 meters Site = na
 Climate zone: na (reference Briggs et al: <http://www.energycodes.gov>)
 Value for missing model data cannot be computed or out of model availability range: -999
 Parameter(s):
 PS MERRA2 1/2x1/2 Surface Pressure (kPa)
 RH2M MERRA2 1/2x1/2 Relative Humidity at 2 Meters (%)
 CLD_AMT_18_GMT SRB/FLASHFlux 1/2x1/2 Cloud Amount at 18 GMT (%)
 T2M MERRA2 1/2x1/2 Temperature at 2 Meters (C)
 T2M_MAX MERRA2 1/2x1/2 Maximum Temperature at 2 Meters (C)
 PRECTOT MERRA2 1/2x1/2 Precipitation (mm day-1)
 T2M_MIN MERRA2 1/2x1/2 Minimum Temperature at 2 Meters (C)
 PARAMETER JAN FEB MAR APR MAY JUN JUL AUG SEP OCT NOV DEC ANN
 -END HEADER-
 CLD_AMT_18_GMT 61.21 59.34 58.22 74.75 83.67 82.87 84.05 84.91 82.64 84.79 80.40 65.78 -999
 PRECTOT 2.16 1.55 1.39 2.48 5.52 5.97 5.58 5.82 5.78 6.31 5.38 3.31 4.27
 PS 89.90 89.90 89.88 89.85 89.83 89.85 89.90 89.88 89.84 89.81 89.81 89.87 89.86
 RH2M 81.63 77.70 74.04 75.37 84.03 88.34 88.40 88.69 89.41 90.86 89.53 85.93 84.49
 T2M 19.82 20.25 21.01 21.67 21.55 21.01 20.59 20.60 20.55 20.38 20.18 19.94 20.63
 T2M_MIN 17.17 17.16 17.36 18.16 18.94 18.76 18.34 18.32 18.31 18.32 17.97 17.60 18.03
 T2M_MAX 23.89 25.03 26.52 27.06 25.67 24.31 23.79 23.91 23.88 23.49 23.50 23.51 24.55

Fuente:

https://power.larc.nasa.gov/downloads/POWER_SinglePoint_Climatology_009d87N_83d95W_6ece2708.txt

4 Solar y meteo: Estadísticas mensuales

El parámetro meteorológico local más importante que determina la producción eléctrica es la radiación solar, la cual alimenta la instalación fotovoltaica. La producción eléctrica también está influenciada por la temperatura del aire. Otros parámetros meteorológicos también afectan al rendimiento, disponibilidad y envejecimiento de la instalación.

Tabla 4.1: Radiación solar y parámetros meteorológicos

Mes	GHI kWh/m ² por día	DNI kWh/m ² por día	DIF kWh/m ² por día	D2G	TEMP °C	WS m/s	CDD Grados día	HDD Grados día
Ene	4.941	4.758	1.935	0.39	18.7	2.0	37	58
Feb	5.697	5.389	2.033	0.36	19.0	2.0	44	48
Mar	6.114	5.351	2.207	0.36	19.6	1.9	54	53
Abr	5.792	4.515	2.377	0.41	20.1	1.6	48	34
May	5.370	3.884	2.480	0.46	20.1	1.3	36	17
Jun	5.110	3.626	2.490	0.49	19.9	1.2	30	11
Jul	4.927	3.219	2.575	0.52	19.8	1.4	27	22
Ago	5.202	3.709	2.460	0.47	19.7	1.3	26	24
Sep	5.297	4.060	2.337	0.44	19.6	0.9	25	18
Oct	4.760	3.646	2.255	0.47	19.4	1.0	24	16
Nov	4.293	3.547	2.030	0.47	19.1	1.4	21	26
Dic	4.583	4.399	1.891	0.41	18.9	1.8	26	44
Anual	5.170	4.168	2.257	0.44	19.5	1.4	399	371

Tabla 4.2: Otros parámetros meteorológicos

Mes	ALB	RH %	PWAT kg/m ²	PREC mm
Ene	0.16	83	23	191
Feb	0.16	80	22	131
Mar	0.15	78	22	113
Abr	0.15	79	27	159
May	0.16	86	35	314
Jun	0.16	90	37	375
Jul	0.16	89	36	331
Ago	0.17	89	36	365
Sep	0.16	89	37	380
Oct	0.16	91	37	403
Nov	0.16	90	34	301
Dic	0.16	87	27	266
Anual	0.16	86	31	3329

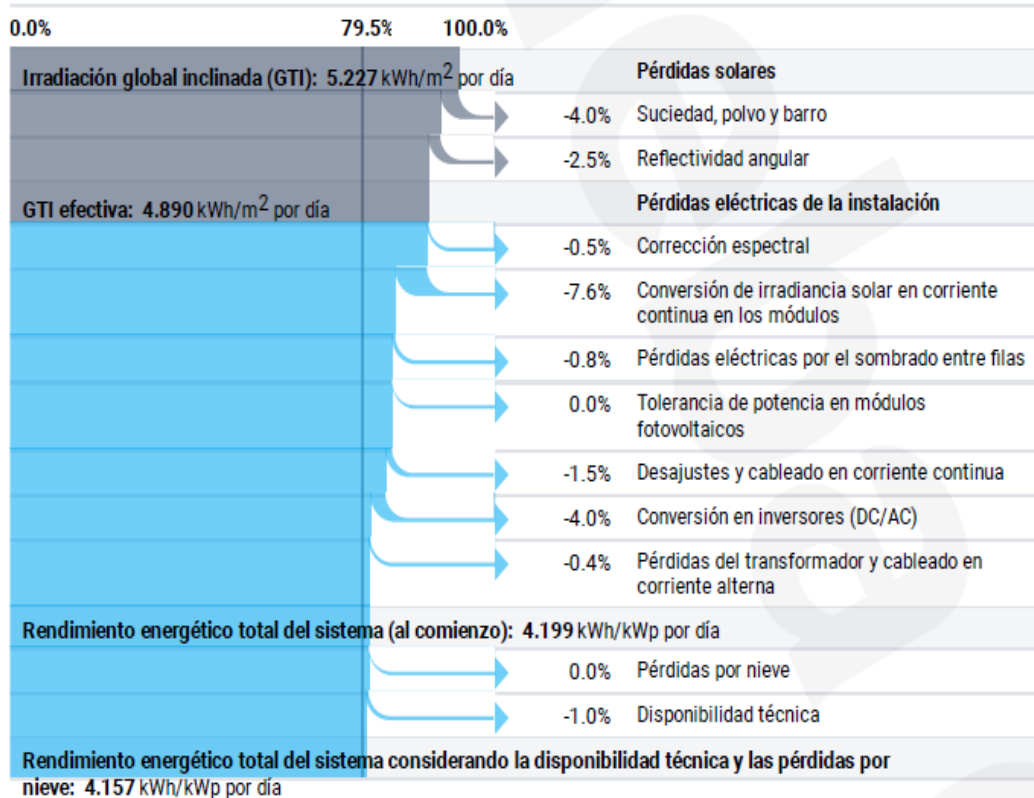
7 Rendimiento FV: Conversión energética y pérdidas de la instalación

Estimación específica teórica de la producción eléctrica anual generada por una instalación fotovoltaica sin considerar envejecimiento y degradación de los módulos y otros componentes. Valor promedio a largo plazo del rendimiento energético (PR) calculado para el inicio o puesta en marcha de la instalación.

Tabla 7.1: Conversión energética y pérdidas relacionadas

	Entrada de energía kWh/m ² por día	Pérdida/ganancia de energía kWh/m ² por día	Energía PVOUT specific kWh/kWp por día	Pérdida/ganancia de energía kWh/kWp por día	Pérdida de energía %	PR %
Irradiación global horizontal (GHI) teórica	5.177	-			-	
Sombreado del horizonte (terreno + objetos en el horizonte)	5.170	-0.006			-0.1	
Irradiación global horizontal específica del sitio	5.170	-0.006			-0.1	
Conversión a la superficie de los módulos fotovoltaicos	5.227	0.057			1.1	
Irradiación global inclinada (GTI)	5.227					100.0
Suciedad, polvo y barro	5.018	-0.209			-4.0	96.0
Reflectividad angular	4.890	-0.128			-2.5	93.6
GTI efectiva	4.890	-0.337			-6.4	93.6
Corrección espectral			4.866	-0.024	-0.5	93.1
Conversión de irradiancia solar en corriente continua en los módulos			4.494	-0.372	-7.6	86.0
Pérdidas eléctricas por el sombreado entre filas			4.460	-0.035	-0.8	85.3
Tolerancia de potencia en módulos fotovoltaicos			4.460	0.000	0.0	85.3
Desajustes y cableado en corriente continua			4.393	-0.067	-1.5	84.0
Conversión en inversores (DC/AC)			4.216	-0.177	-4.0	80.7
Pérdidas del transformador y cableado en corriente alterna			4.199	-0.017	-0.4	80.3
Rendimiento energético total del sistema (al comienzo)			4.199	-0.691	-14.1	80.3
Pérdidas por nieve			4.199	0.000	0.0	80.3
Disponibilidad técnica			4.157	-0.042	-1.0	79.5
Rendimiento energético total del sistema considerando la disponibilidad técnica y las pérdidas por nieve			4.157	-0.042	-1.0	79.5
Factor de capacidad			17.3%			

Tabla 7.2: Diagrama de pérdidas



El diagrama muestra las pérdidas teóricas debidas a la conversión de energía en la instalación fotovoltaica

3 Configuración de la instalación fotovoltaica

Cubierta plana de grandes dimensiones



Instalación fotovoltaica sobre una cubierta de grandes dimensiones de un edificio industrial o comercial. Azimut e inclinación de los módulos fotovoltaicos homogénea. Módulos instalados en estructuras fijas, unidas al tejado plano y alineadas en filas. Cuando el ángulo de incidencia solar es bajo podrían generarse sombras sobre los módulos por parte de las filas precedentes. La estructura permite la ventilación de los módulos fotovoltaicos, aunque el calentamiento de la superficie del tejado puede afectar al rendimiento energético de la instalación fotovoltaica. Este tipo de instalación puede estar directamente conectada a una red de baja tensión mediante un inversor, o bien a una red de media tensión mediante un inversor y un transformador. No se considera almacenamiento eléctrico en la instalación.

Tamaño de la instalación	Capacidad instalada: 268kWp
Tipo de módulo fotovoltaico	c-Si - silicio cristalino (mono o policristalino)
Geometría de los módulos fotovoltaicos	Azimut: 205° • Inclinación: 10°
Separación relativa entre filas	1.26
Tipo de inversor	Inversor de cadena (string) [96.4% eficiencia]
Tipo de transformador	Ninguno
Pérdidas por nieve y suciedad sobre los módulos fotovoltaicos	Pérdidas mensuales por suciedad hasta 4.0 % • Pérdidas mensuales por nieve hasta 0.0 %
Pérdidas por cableado	Cableado en corriente continua (DC) 1 % • Desajustes en corriente continua (DC) 0.5 % • Cableado en corriente alterna (AC) 0.4 %
Disponibilidad de la instalación	99 %

Tabla 3.1: Pérdidas por nieve y suciedad sobre los módulos fotovoltaicos

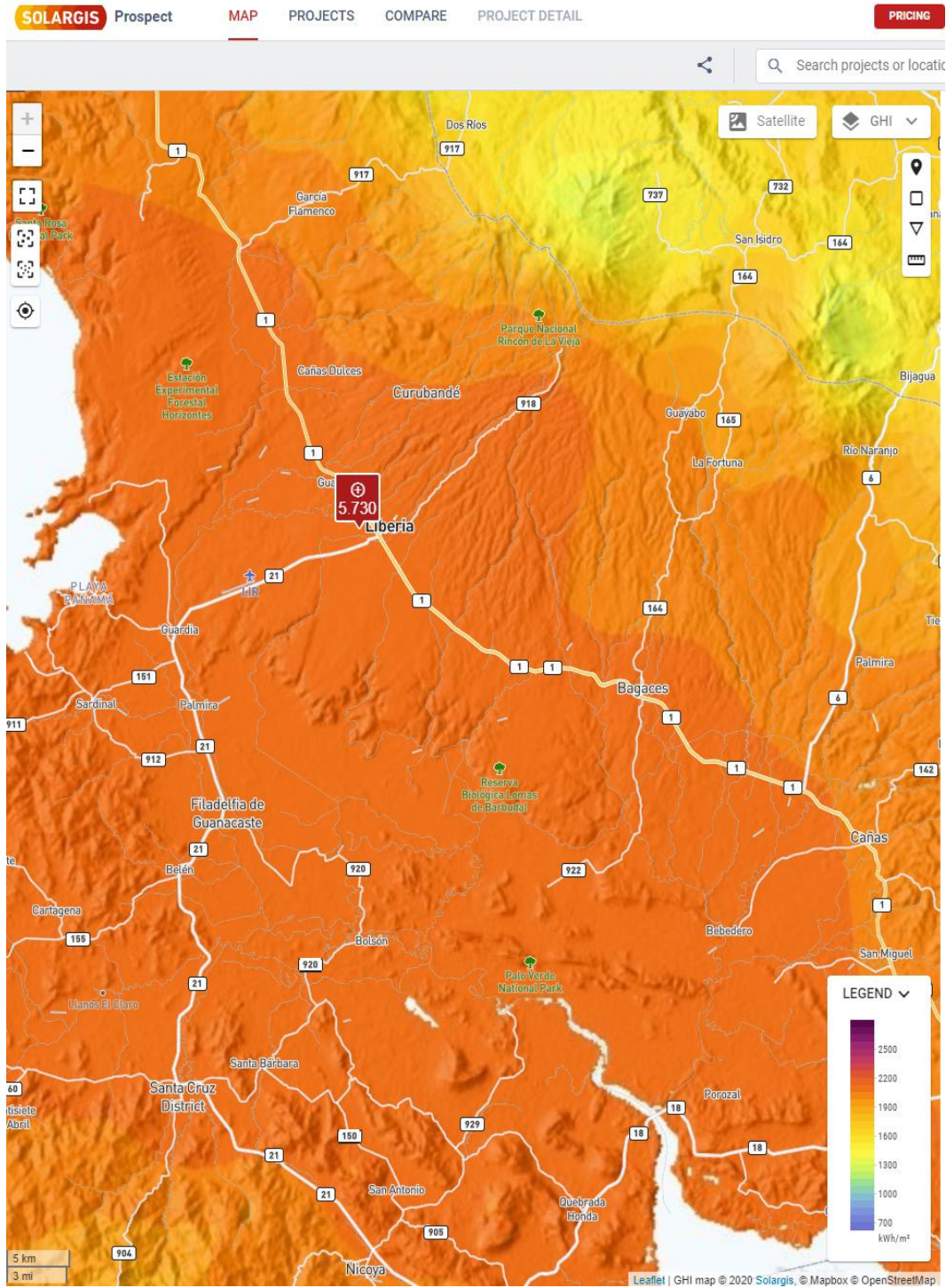
	Ene %	Feb %	Mar %	Abr %	May %	Jun %	Jul %	Ago %	Sep %	Oct %	Nov %	Dic %
Pérdidas por suciedad	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0
Pérdidas por nieve	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

7 Rendimiento FV: Conversión energética y pérdidas de la instalación

Estimación específica teórica de la producción eléctrica anual generada por una instalación fotovoltaica sin considerar envejecimiento y degradación de los módulos y otros componentes. Valor promedio a largo plazo del rendimiento energético (PR) calculado para el inicio o puesta en marcha de la instalación.

Tabla 7.1: Conversión energética y pérdidas relacionadas

	Entrada de energía kWh/m ² por día	Pérdida/ganancia de energía kWh/m ² por día	Energía PVOUT specific kWh/kWp por día	Pérdida/ganancia de energía kWh/kWp por día	Pérdida de energía %	PR %
Irradiación global horizontal (GHI) teórica	5.177	-			-	
Sombreado del horizonte (terreno + objetos en el horizonte)	5.170	-0.006			-0.1	
Irradiación global horizontal específica del sitio	5.170	-0.006			-0.1	
Conversión a la superficie de los módulos fotovoltaicos	5.173	0.003			0.1	
Irradiación global inclinada (GTI)	5.173					100.0
Suciedad, polvo y barro	4.966	-0.207			-4.0	96.0
Reflectividad angular	4.837	-0.129			-2.6	93.5
GTI efectiva	4.837	-0.336			-6.5	93.5
Corrección espectral			4.813	-0.024	-0.5	93.0
Conversión de irradiancia solar en corriente continua en los módulos			4.446	-0.367	-7.6	85.9
Pérdidas eléctricas por el sombreado entre filas			4.397	-0.049	-1.1	85.0
Tolerancia de potencia en módulos fotovoltaicos			4.397	0.000	0.0	85.0
Desajustes y cableado en corriente continua			4.331	-0.066	-1.5	83.7
Conversión en inversores (DC/AC)			4.157	-0.174	-4.0	80.4
Pérdidas del transformador y cableado en corriente alterna			4.140	-0.017	-0.4	80.0
Rendimiento energético total del sistema (al comienzo)			4.140	-0.697	-14.4	80.0
Pérdidas por nieve			4.140	0.000	0.0	80.0
Disponibilidad técnica			4.099	-0.041	-1.0	79.2
Rendimiento energético total del sistema considerando la disponibilidad técnica y las pérdidas por nieve			4.099	-0.041	-1.0	79.2
Factor de capacidad						17.1%



Apéndice D. Información eólica ENAIR



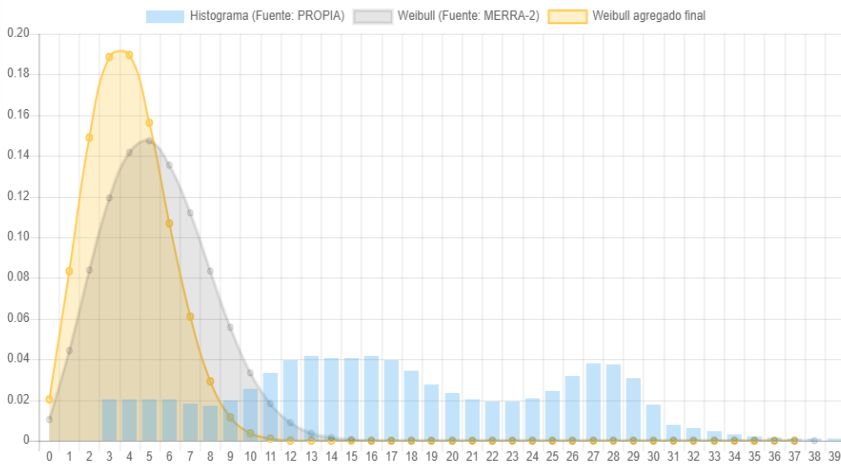
CONSULTORIA ▾ AEROGENERADORES ▾ INSTALACIONES HERRAMIENTAS ▾ ACTUALIDAD EMPRESA ▾ PRECIOS



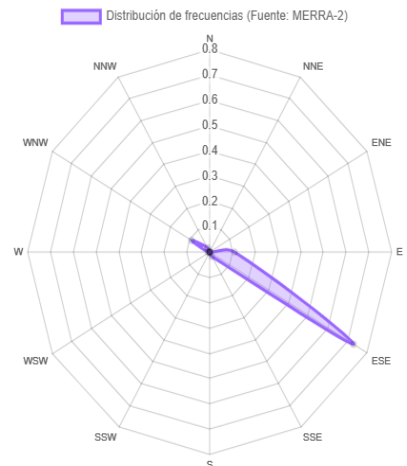
ESTIMACIÓN DE PRODUCCIÓN EÓLICA Y SOLAR

Producción eólica en kWh														
	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Average	Anual
Wind speed (m/s)	6.2	5.5	5.1	4.2	3.4	3.7	4.6	3.9	3.1	3.2	4.5	6.0	4.4	
kWh/day	21.3	15.5	11.8	6.8	3.6	4.5	8.9	5.2	2.7	2.8	8.4	19.5	9.3	3383 kWh/year
kWh/month	660	438	364	204	112	136	277	162	82	88	253	605	282	

INFORMACIÓN EÓLICA:



Histograma de los valores de velocidad de viento en m/s más constantes de la zona, mostrando por cada velocidad de viento los valores Weibull y las medias de Weibull. Representación gráfica de cómo se reparte el historial de vientos.



La **rosa de los vientos** permite conocer los vientos predominantes, es necesaria conocerla para instalar los equipos manteniendo libre de obstáculos el sector predominante de vientos.

Apéndice E. Estructura para los paneles solares.



Σ Single Pipe Ground Mount



Advantages

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

Technical Data

- Installation site: Open field ground mount
- Foundation: Ground screw foundation & Concrete foundation
- Mount tilt angle: 0-45 Degree
- Wind velocity: Up to 60m/s
- Snow load: Up to 1.4KN/M2
- Main component: Q235B High class hot galvanized (80μ)
- Accessories: Zinc coating bolts
- Duration: More than 30 years



Main Components:

P-Rack	Rail C62	Supporting pile	Rail splice
C62-Fix kit	Mid-clamp	End-clamp	Rail cap

Apéndice F. Hoja técnica aerogenerador.

25.3+

Número de hélices	3
Diámetro	4,05 m
Material	Fibra de vidrio / carbono
Dirección de rotación	En sentido contrario a las agujas del reloj
Sistema de control	1) Regulador electrónico 2) Pasivo por inclinación

Características eléctricas

Alternador	Trifásico de imanes permanentes
Imanes	Neodimio
Potencia nominal	5000 W
Voltaje nominal	220 Vac
RPM	@ 400
Controladores	Regulador MPPT Wind+ Multitensión: 12, 24, 48 Vdc Intensidad: Max. 125 Amp Tipo de batería: Inundada, AGM, Gel Lithio Interface Wind+ Bombeo directo de agua AC ó DC Telecom Conexión a red

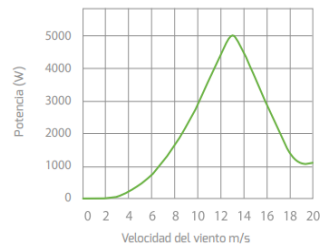
Velocidad de viento

Rango de funcionamiento	2 -30 m/s
Para arranque	3 m/s
Para potencia nominal	12 m/s
Para frenado automático	14 m/s
Máxima velocidad de viento	60 m/s

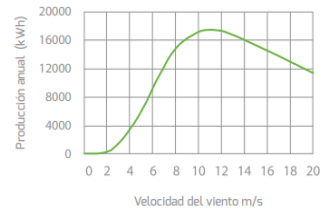
Características físicas

Peso aerogenerador	107 kg
Peso regulador	33 kg
Peso interface	24 kg
Embalaje	120 x 80 x 80 cm - 143 Kg
Dimensiones - peso	260 x 40 x 15 cm - 22 Kg
Total	0,91 m ³ - 165 Kg
Garantía	3 años

Curva de potencia

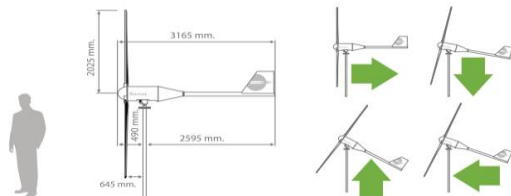


Energía



WIND+

Dimensiones



Aerogenerador de Eje Vertical Kliux Zebra

Ficha de especificaciones de producto

Revisado: 22/10/2013



DISEÑO ÚNICO

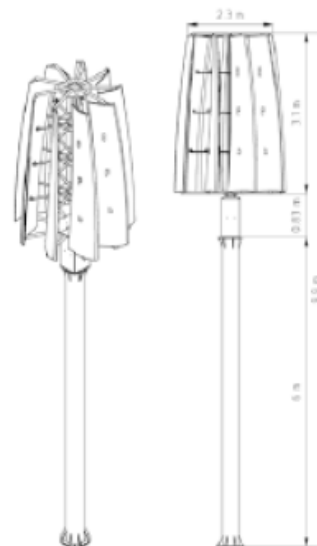
- Diseñado para aprovechar la energía del viento en entornos urbanos.
- Primer aerogenerador de eje vertical con rotor modelo Savonius (arrastre) de 9 álabes alfa (α), fabricados en poliuretano expandido suministrado por Bayer MaterialScience.
- Diseñado y fabricado en España.

VENTAJAS DEL PRODUCTO

- No necesita sistema de arranque.
- Mantenimiento mínimo.
- Ausencia de ruido.
- Se integra perfectamente en entornos urbanos y aislados.
- Respetuoso con la fauna, sin riesgo para las aves.

APLICACIONES:

- Residencias particulares, turismo rural, instalaciones deportivas, agricultura y ganadería, montaña, colegios, parque municipales, polígonos industriales y carreteras.
- Perfecto soporte publicitario de gran visibilidad y notoriedad.



COMPONENTES CONJUNTO AEROTURBINA

Rotor de eje vertical Kliux Zebra (VAWT).
Caja de transmisión, generador de imanes permanentes.
Mástil de acero protegido con baño de galvanizado.
Inversor eólico Etesian Mini 2600, 2 kW, 230 Vac, 50 Hz (Santerno). Conexión a red.
Módulo de comunicaciones GSM/Ethernet (opcional).
Estación meteorológica (opcional).
Descargadores de Tensión.

DIMENSIONES Y PESOS

Peso del rotor + generador y transmisión: 375,00 kg.
Peso de mástil: desde 351 kg.
Diámetro del rotor: 2,36 m.
Altura del rotor/ transmisión: 3,1 m / 0,83 m.
Altura del mástil: desde 6 m.

RENDIMIENTOS

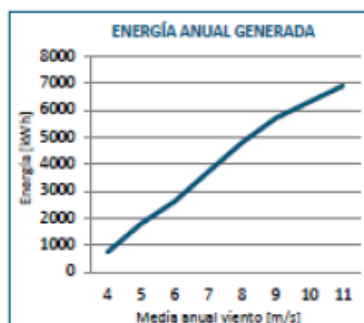
Potencia nominal del generador: 1.800 W.
Velocidad de arranque: 3 m/s.
RPM a potencia nominal: 70 RPM.
Regulación de giro por curva del inversor y sobre velocidad por resistencia.
Nivel acústico a una distancia de 10 m: 32'6 dBA.
Durabilidad: 25 años.

OTROS

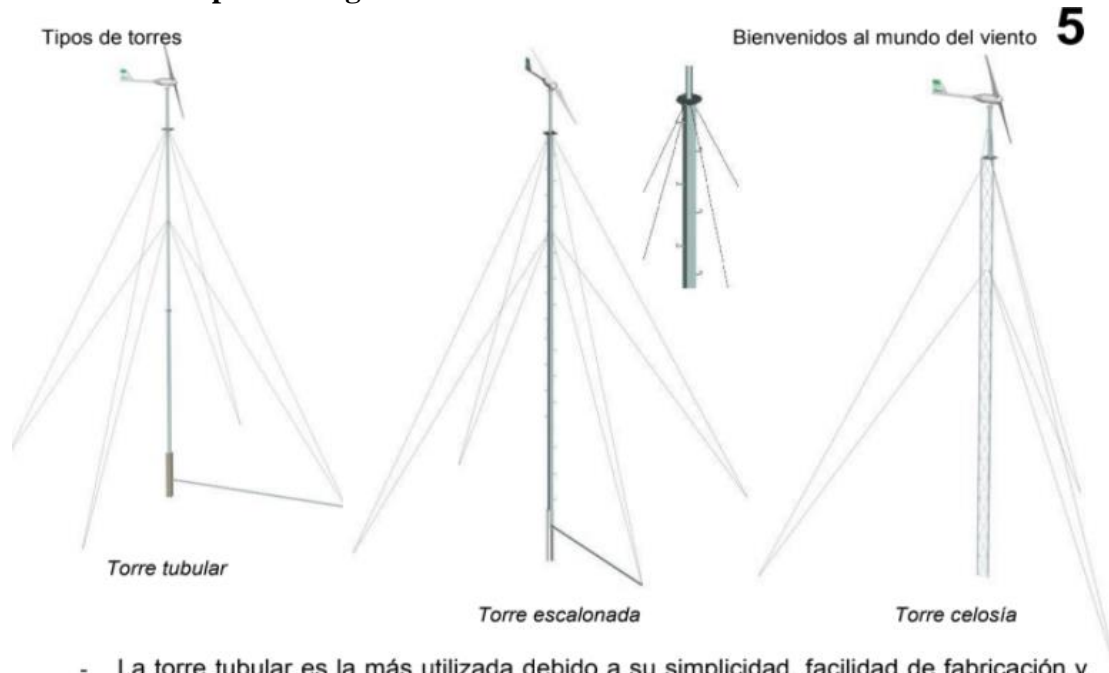
Material de los álabes: Poliuretano expandido de Bayer MaterialScience.
Tensión nominal de salida: 230 Vac. (\pm 15%)
Certificaciones: ISO: 9001, 14001 y CE.
Certificaciones en proceso: IEC 61400 -2/ -11/ -12, AWEA 9.1, BWEA 2009 Standard.

Nota: los datos aquí reflejados pueden variar sin previo aviso.

MEDIA VIENTO (m/s)	ENERGÍA ANUAL GENERADA (kWh)
4	736
5	1.789
6	2.616
7	3.717
8	4.793
9	5.693
10	6.296
11	6.892



Apéndice G. Torre para aerogeneradores.



- La torre tubular es la más utilizada debido a su simplicidad, facilidad de fabricación y bajo coste. Este tipo de torres permite incrementar su altura en un momento dado añadiendo más tramos de tubo y cambiando la distribución de los tensores.
- La torre escalonada presenta la particularidad de, además de ser abatible, permitir ser trepada hasta el aerogenerador para realizar allí revisiones periódicas sin tener que abatir la torre. Las dimensiones de los tensores y de la torre serán mayores que en el tipo de torre tubular.
- La torre de tipo celosía, ya sea triangular o rectangular, no es abatible. Es mucho más ligera que las torres auto soportadas y de menor coste, pero no son suficientemente fuertes para soportar el peso de un aerogenerador y sus esfuerzos. El tipo de refuerzos que se utiliza para las torres celosía, es con tirantes, idéntico que con las abatibles.

La primera parte del manual trata la instalación de una torre tubular abatible de 12 m de altura. Por extensión podrá utilizar este documento para instalar una torre abatible distinta, o de inferior altura.

La torre se compone de:

- 2 viguetas de 1,5 m de longitud perforadas,
- varios tramos de tubo de 4" (el número dependerá de la altura total de la torre y de la longitud de los tramos),
- varios tramos de tubo de 3",
- 8 cables tensores de 6 - 8 mm de diámetro (8 mm a partir del modelo *Inclin 3000*) y distintas longitudes (en función de la altura de la torre),
- 4 clavos de anclaje,
- brazo palanca (tubo de 3" de 6 m de longitud),
- pletina sujeción del aerogenerador a la torre.

Podemos instalar este tipo de torres en pendientes y terrenos irregulares, pero es preferible y más sencillo hacerlo en terrenos planos.

Apéndice H. Hoja técnica módulo fotovoltaico.



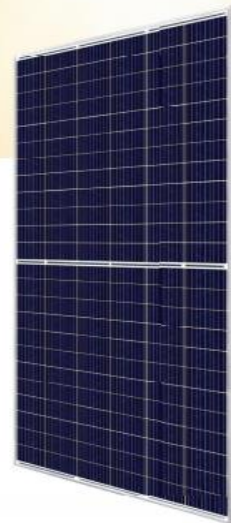
 **CanadianSolar**

HiKu

SUPER HIGH POWER POLY PERC MODULE

395 W ~ 420 W

CS3W-395 | 400 | 405 | 410 | 415 | 420P



MORE POWER



24 % higher power than conventional modules



Up to 4.5 % lower LCOE
Up to 2.7 % lower system cost



Low NMOT: 42 ± 3 °C
Low temperature coefficient (Pmax):
-0.36 % / °C



Better shading tolerance

MORE RELIABLE



Lower internal current,
lower hot spot temperature



Minimizes micro-crack impacts



Heavy snow load up to 5400 Pa,
wind load up to 3600 Pa*

25
years

linear power output warranty*

12
years

enhanced product warranty on materials and workmanship*

*According to the applicable Canadian Solar Limited Warranty Statement.

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001:2015 / Quality management system
ISO 14001:2015 / Standards for environmental management system
OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730: VDE / CE / MCS / KS / INMETRO
UL 1703 / IEC 61215 performance: CEC listed (US)
UL 1703: CSA / IEC 61701 ED2: VDE / IEC 62716: VDE / IEC 60068-2-68: SGS
UNI 9177 Reaction to Fire: Class 1 / Take-e-way



* As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

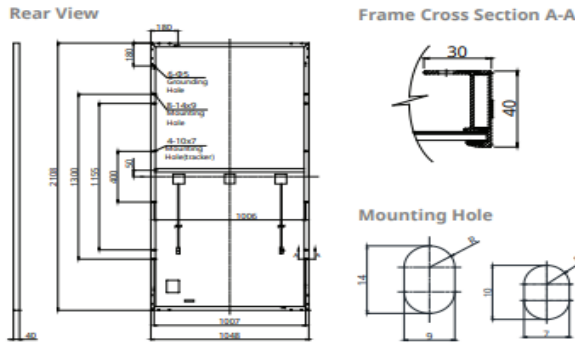
CANADIAN SOLAR INC. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in IHS Module Customer Insight Survey. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with over 40 GW deployed around the world since 2001.

* For detail information, please refer to Installation Manual.

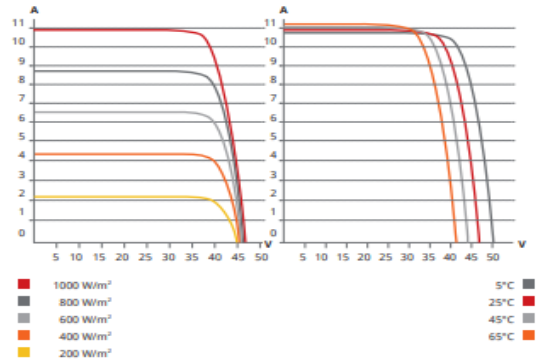
CANADIAN SOLAR INC.

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS3W-400P / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS3W	395P	400P	405P	410P	415P	420P
Nominal Max. Power (Pmax)	395 W	400 W	405 W	410 W	415 W	420 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	38.5 V	38.7 V	38.9 V	39.1 V	39.3 V	39.5 V
Opt. Operating Current (Imp)	10.26 A	10.34 A	10.42 A	10.49 A	10.56 A	10.64 A
Open Circuit Voltage (Voc)	47.0 V	47.2 V	47.4 V	47.6 V	47.8 V	48.0 V
Short Circuit Current (Isc)	10.82 A	10.90 A	10.98 A	11.06 A	11.14 A	11.26 A
Module Efficiency	17.9%	18.1%	18.3%	18.6%	18.8%	19.0%
Operating Temperature	-40°C – +85°C					
Max. System Voltage	1500V (IEC/UL) or 1000V (IEC/UL)					
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)					
Max. Series Fuse Rating	20 A					
Application Classification	Class A					
Power Tolerance	0 – + 10 W					

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

CS3W	395P	400P	405P	410P	415P	420P
Nominal Max. Power (Pmax)	294 W	298 W	302 W	305 W	309 W	313 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	35.8 V	36.0 V	36.2 V	36.4 V	36.6 V	36.8 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.21 A	8.27 A	8.33 A	8.39 A	8.45 A	8.51 A
Open Circuit Voltage (Voc)	44.1 V	44.3 V	44.5 V	44.7 V	44.9 V	45.1 V
Short Circuit Current (Isc)	8.73 A	8.79 A	8.86 A	8.92 A	8.99 A	9.08 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m² spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline
Cell Arrangement	144 [2 X (12 X 6)]
Dimensions	2108 X 1048 X 40 mm (83.0 X 41.3 X 1.57 in)
Weight	24.9 kg (54.9 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy, crossbar enhanced
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4 mm² (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 500 mm (19.7 in) (+) / 350 mm (13.8 in) (-); landscape: 1400 mm (55.1 in); leap-frog connection: 1670 mm (65.7 in)*
Connector	T4 series or H4 UTX or MC4-EVO2
Per Pallet	27 pieces
Per Container (40' HQ)	594 pieces

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

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.36 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.28 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	42 ± 3°C

PARTNER SECTION



* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. Canadian Solar Inc. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice.

Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

CANADIAN SOLAR INC.

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

Apéndice I. Memoria de Cálculo.

Ángulo de inclinación de los paneles fotovoltaicos.

$$\begin{aligned}
 1 \text{ de enero} &= \alpha = 23.5^\circ * \sin\left(\frac{360^\circ * 80}{365.25}\right) = -23.05^\circ & \beta = L - \alpha = 9.869^\circ + 23.05^\circ = 32.9^\circ \\
 31 \text{ de enero} &= \alpha = 23.5^\circ * \sin\left(\frac{360^\circ * 50}{365.25}\right) = -17.81^\circ & \beta = L - \alpha = 9.869^\circ + 17.81^\circ = 27.7^\circ \\
 28 \text{ febrero} &= \alpha = 23.5^\circ * \sin\left(\frac{360^\circ * 22}{365.25}\right) = -8.68^\circ & \beta = L - \alpha = 9.869^\circ + 8.68^\circ = 18.5^\circ \\
 31 \text{ de marzo} &= \alpha = 23.5^\circ * \sin\left(\frac{360^\circ * 10}{365.25}\right) = 4.02^\circ & \beta = L - \alpha = 9.869^\circ - 4.02^\circ = 5.8^\circ \\
 30 \text{ de abril} &= \alpha = 23.5^\circ * \sin\left(\frac{360^\circ * 40}{365.25}\right) = 14.92^\circ & \beta = L - \alpha = 9.869^\circ - 14.92^\circ = -5.1^\circ \\
 30 \text{ de mayo} &= \alpha = 23.5^\circ * \sin\left(\frac{360^\circ * 70}{365.25}\right) = 21.93^\circ & \beta = L - \alpha = 9.869^\circ - 21.93^\circ = -12.1^\circ \\
 30 \text{ de junio} &= \alpha = 23.5^\circ * \sin\left(\frac{360^\circ * 101}{365.25}\right) = 23.17^\circ & \beta = L - \alpha = 9.869^\circ - 23.17^\circ = -13.3^\circ \\
 31 \text{ de julio} &= \alpha = 23.5^\circ * \sin\left(\frac{360^\circ * 132}{365.25}\right) = 17.97^\circ & \beta = L - \alpha = 9.869^\circ - 17.97^\circ = -8.1^\circ \\
 31 \text{ de agosto} &= \alpha = 23.5^\circ * \sin\left(\frac{360^\circ * 163}{365.25}\right) = 7.78^\circ & \beta = L - \alpha = 9.869^\circ - 7.78^\circ = 2.1^\circ \\
 30 \text{ de setiembre} &= \alpha = 23.5^\circ * \sin\left(\frac{360^\circ * 193}{365.25}\right) = -4.17^\circ & \beta = L - \alpha = 9.869^\circ + 4.17^\circ = 14^\circ \\
 31 \text{ de octubre} &= \alpha = 23.5^\circ * \sin\left(\frac{360^\circ * 224}{365.25}\right) = -15.35^\circ & \beta = L - \alpha = 9.869^\circ + 15.35^\circ = 25.2^\circ \\
 30 \text{ de noviembre} &= \alpha = 23.5^\circ * \sin\left(\frac{360^\circ * 255}{365.25}\right) = -22.26^\circ & \beta = L - \alpha = 9.869^\circ + 22.26^\circ = 32^\circ \\
 31 \text{ de diciembre} &= \alpha = 23.5^\circ * \sin\left(\frac{360^\circ * 285}{365.25}\right) = -23.07^\circ & \beta = L - \alpha = 9.869^\circ + 23.07^\circ = 33^\circ
 \end{aligned}$$

Pérdidas por temperatura.

Para el cálculo de las pérdidas por temperatura se utilizaron las ecuaciones que se encuentran en el capítulo 3 y se detallan a continuación.

1. Ecuación 2 para la temperatura del módulo, $TC = Tamb + C1 \cdot G$, donde G es la irradiancia igual a 800 W/m^2 y $Tamb$ la temperatura ambiente $= 20^\circ\text{C}$.
2. Ecuación 3 para el coeficiente de propagación de temperatura, $C1 = (TNOCT - 20) / 800$, donde $TNOCT$ es la temperatura de la celda en operación normal.
3. Ecuación 4 para el gradiente de temperatura, $\Delta T = TC - T(STC)$
4. Ecuación 5 para el porcentaje de pérdidas energéticas, $PPP = (dP/dT) \cdot \Delta T\%$

La tabla 43 muestra las pérdidas por temperatura por cada mes del año.

Mes	Días	Temperatura (C°)	Temperatura de operación nominal del módulo. (C°)	Coefficiente de temperatura, (Pmax)	Coefficiente de propagación de temperatura. (m ² C° / W)	Temperatura máxima del módulo. (C°)	Gradiente de temperatura. (C°)	Pérdidas por Temperatura (%)
Enero	31	19.82	42.0	-0.36	0.0275	47.32	22.32	-8.04
Febrero	28	20.25	42.0	-0.36	0.0275	47.75	22.75	-8.19
Marzo	31	21.01	42.0	-0.36	0.0275	48.51	23.51	-8.46
Abril	30	21.67	42.0	-0.36	0.0275	49.17	24.17	-8.70
Mayo	31	21.55	42.0	-0.36	0.0275	49.05	24.05	-8.66
Junio	30	21.01	42.0	-0.36	0.0275	48.51	23.51	-8.46
Julio	31	20.59	42.0	-0.36	0.0275	48.09	23.09	-8.31
Agosto	31	20.6	42.0	-0.36	0.0275	48.10	23.10	-8.32
Setiembre	30	20.55	42.0	-0.36	0.0275	48.05	23.05	-8.30
Octubre	31	20.38	42.0	-0.36	0.0275	47.88	22.88	-8.24
Noviembre	30	20.18	42.0	-0.36	0.0275	47.68	22.68	-8.16
Diciembre	31	19.94	42.0	-0.36	0.0275	47.44	22.44	-8.08

Tabla 37. Pérdidas energéticas por temperatura
Fuente: Elaboración propia con Excel.

Separación entre paneles solares y espacio para mantenimiento.

Para el cálculo de la separación mínima entre paneles solares se utilizan las dimensiones del panel que se escogió en el capítulo 4, el panel solar Hiku CS3W-420P de la marca Canadian Solar cuyas dimensiones son 2108 mm x 1048 mm x 40, la latitud 9.8690° y la inclinación de cada módulo se escogió 20 grados.

Para el cálculo de separación mínima se utiliza la siguiente fórmula: $d = \frac{h}{\tan(61 - \text{latitud})} = k \cdot h$, donde h es la altura máxima del panel y k el coeficiente el cual se determina por medio de la latitud, esta fórmula se toma del pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red del Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía (IDAE) de Madrid, esta fórmula es válida para la instalación de paneles en zonas planas y ángulo azimutal cercanos a cero grados.

Modelo Hiku CS3W-420P	Altura h
Inclinación a 20°	$h = 4,216 \cdot \text{sen}(20^\circ) = 1.442 \text{ m}$
Inclinación a 17°	$h = 4,216 \cdot \text{sen}(17^\circ) = 1.233 \text{ m}$
Inclinación de 7°	$h = 4,216 \cdot \text{sen}(7^\circ) = 0.514 \text{ m}$
Inclinación de 13°	$h = 4,216 \cdot \text{sen}(13^\circ) = 0.948 \text{ m}$
Inclinación de 23°	$h = 4,216 \cdot \text{sen}(23^\circ) = 1.647 \text{ m}$

$$k = \frac{1}{\tan(61 - 9.8690)} = 0.806$$

Modelo	Distancia (d)
Hiku CS3W-420P inclinación de 20°	$d = k \cdot h = 0.806 \cdot 1.442 = 1.162 \text{ m}$
Hiku CS3W-420P inclinación de 17°	$d = k \cdot h = 0.806 \cdot 1.233 = 0.993 \text{ m}$
Hiku CS3W-420P inclinación de 7°	$d = k \cdot h = 0.806 \cdot 0.514 = 0.414 \text{ m}$
Hiku CS3W-420P inclinación de 13°	$d = k \cdot h = 0.806 \cdot 0.948 = 0.764 \text{ m}$
Hiku CS3W-420P inclinación de 23°	$d = k \cdot h = 0.806 \cdot 1.647 = 1.327 \text{ m}$
Chiller	$d = k \cdot h = 0.806 \cdot 2 = 1.6 \text{ m}$
Dos conductos de aire	$d = k \cdot h = 0.806 \cdot 1.5 = 1.21 \text{ m}$
Salida a azotea	$d = k \cdot h = 0.806 \cdot 2.5 = 2 \text{ m}$

Esfuerzo soportado por la azotea.

Para determinar el área promedio que ocupa el sistema fotovoltaico se utilizó la herramienta de AutoCAD con los planos del edificio y el diseño propuesto.

El peso total del sistema se calcula multiplicando la cantidad de módulos por la masa del módulo fotovoltaico: $638 \cdot 24.9 \text{ Kg} = 15,886.2 \text{ Kg}$

La fuerza que ejerce el sistema se calcula con la ecuación 23 donde la masa es igual 15,886.2 Kg por la aceleración de la gravedad en la zona de Cartago con un valor de $9.78 \text{ m/s}^2 = 15,886.2 \cdot 9.78 = 155,287.6 \text{ N}$.

Las componentes de la fuerza se calcularon de la siguiente manera: $155,287.6 \text{ N} \cdot \sin(10^\circ) = 26,965.4 \text{ N}$ y $155,287.6 \text{ N} \cdot \cos(10^\circ) = 152,928.4 \text{ N}$

Para el cálculo del esfuerzo se divide la fuerza por el área promedio ocupada por el sistema fotovoltaico donde:

$$155,287.6 \text{ N} / 1829 \text{ m}^2 = 84.9 \text{ N/m}^2$$

$$26,965.4 \text{ N} / 1829 \text{ m}^2 = 14.74 \text{ N/m}^2$$

$$152,928.4 \text{ N} / 1829 \text{ m}^2 = 83.6 \text{ N/m}^2$$

Producción energética máxima de acuerdo al área disponible.

Para el cálculo de la producción máxima anual con el aerogenerador Wind 25.3+ se utiliza la gráfica de energía del apéndice F donde se utiliza la ecuación 36 para interpolar y así obtener la energía anual a 4.45 m/s.

$$y = y_a + (x-x_a) * ((y_b-y_a) / (x_b - x_a)) \quad 36$$

$$4000 + (4.45 - 4) * ((3000 - 4000) / (6-4)) = 4900$$

Cableado y caída de tensión.

Para el cálculo de la caída de tensión se utilizó la ecuación 37

$$\delta V\% = (I \cdot R = I \cdot (\rho \cdot L / A)) / V_{\text{lim}} \quad 37$$

Solución 1.

Circuito desde el inversor hasta el panel de conexión.

$$\delta V\% = (158 \cdot (1.68 \cdot 10^{-8} \cdot 2 / 67.43 \cdot 10^{-6})) / 480 = 0.016\%$$

Circuito desde el panel de conexión hasta el medidor.

$$\delta V\% = (157.6 \cdot (1.68 \cdot 10^{-8} \cdot 18 / 67.43 \cdot 10^{-6})) / 480 = 0.233\%$$

Circuito desde el medidor hasta el centro de carga.

$$\delta V\% = (157.6 \cdot (1.68 \cdot 10^{-8} \cdot 10.5 / 67.43 \cdot 10^{-6})) / 480 = 0.157\%$$

Solución 2.

Circuito a la salida del inversor hasta el panel de conexión.

$$\delta V\% = (56.16 \cdot (1.68 \cdot 10^{-8} \cdot 2 / 21.15 \cdot 10^{-6})) / 208 = 0.043\%$$

Circuito a la salida del panel de conexión hasta el medidor.

$$\delta V\% = (273 \cdot (1.68 \cdot 10^{-8} \cdot 18 / 152 \cdot 10^{-6})) / 208 = 0.261\%$$

Circuito a la salida del medidor hasta el centro de carga.

$$\delta V\% = (273 \cdot (1.68 \cdot 10^{-8} \cdot 10.5 / 152 \cdot 10^{-6})) / 208 = 0.152\%$$

Solución 3.

Circuito a la salida del micro inversor hasta el panel de conexión.

$$\delta V\% = (20 \cdot (1.68 \cdot 10^{-8} \cdot 37 / 3.31 \cdot 10^{-6})) / 208 = 1.64\%$$

Circuito a la salida del panel de conexión hasta el medidor.

$$\delta V\% = (291 \cdot (1.68 \cdot 10^{-8} \cdot 18 / 177 \cdot 10^{-6})) / 208 = 0.209\%$$

Circuito a la salida del medidor hasta el centro de carga.

$$\delta V\% = (291 \cdot (1.68 \cdot 10^{-8} \cdot 10.5/3 / 177 \cdot 10^{-6})) / 208 = 0.119\%$$

Solución 4.

Circuito a la salida del micro inversor hasta el panel de conexión.

$$\delta V\% = (31 \cdot (1.68 \cdot 10^{-8} \cdot 42 / 8.367 \cdot 10^{-6})) / 220 = 1.175\%$$

Circuito a la salida del panel de conexión hasta el medidor.

$$\delta V\% = (18 \cdot (1.68 \cdot 10^{-8} \cdot 18 / 3.31 \cdot 10^{-6})) / 208 = 0.087\%$$

Circuito a la salida del medidor hasta el centro de carga.

$$\delta V\% = (132 \cdot (1.68 \cdot 10^{-8} \cdot 28.5 / 53.49 \cdot 10^{-6})) / 208 = 0.381\%$$

Apéndice J. Disponibilidad del circuito según el 15% del Decreto N 39220 del MINAE.

De: Marco Centeno Masís <marco.centeno@jasec.go.cr>

Enviado el: Tuesday, August 11, 2020 3:14 PM

Para: 'Rocío Brenes Alvarado' <rocio.brenes@jasec.go.cr>; Scott Salazar Cespedes <scsalazar@aligntech.com>

CC: 'Rogelio Quirós Madriz' <rogelio.quirós@jasec.go.cr>; Marco Romero Rojas <marco.romero@jasec.go.cr>

Asunto: RE: Consulta general, generacion para autoconsumo Align Technology.

CAUTION: This email originated from outside of the organization. Do not click links or open attachments unless you recognize the sender and know the content is safe.

Buena tardes:

Adjunto información relacionadas.

En la página <https://aresep.go.cr/tarifas/tarifas-vigentes/1860-tarifas-electricas-y-paneles-de-analisis> encontrará información acerca de las tarifas.

Con respecto al circuito a la disponibilidad de potencia del circuito Zeta, se tiene disponible 268 KW según el 15% establecido en el artículo 44 del decreto.

Cualquier consulta con mucho gusto.

Saludos.

Ing. Marco Centeno Masís.

DIRECCIÓN DE OPERACIONES – ÁREA DISTRIBUCIÓN.

JEFE DEPARTAMENTO SERVICIOS TÉCNICOS.

 Cartago, 300 metros norte y 100 metros oeste de la iglesia de María Auxiliadora	 2550-68-00 EXT 7622 83924401
 www.jasec.go.cr	 marco.centeno@jasec.go.cr



DETALLE DE TARIFAS VIGENTES 2020						Temporada	N.A.
	Vigencia:	Miércoles, 01 de julio de 2020		hasta el (*)	Miércoles 30 de septiembre de 2020		
	Publicada:	Fecha:		Viernes 26 de junio de 2020	Gaceta: 158		
Tipo de tarifa		Descripción		Rango	Energía, KWh	Demanda, KW	
ARESEP	JASEC	Clasificación JASEC					
T-GE	T-1 y T-3	Industrias y Comercio, con consumo mensuales igual o superior a 3000KWh y menores a 20000KWh y consumo igual o mayor a 8 KW.	Cuando el consumo mensual no corresponda a la clasificación por bloques en más de 6 veces en los últimos 12 meses consecutivos o si se modificaren las características del servicio, el abonado deberá ser reclasificado a la tarifa que le corresponde, si así lo solicitare o de oficio por JASEC. Se tomará en cuenta las características del servicio para definir si la clasificación corresponde. Tal clasificación no modificará las facturaciones anteriores a la ocurrencia de la misma.	Primeros 3000KWh, Colones	181,470.00		
				Mas de 3000KWh, ¢/KWh	60.49		
				Primeros 8 KW, Colones		75,694.80	
				Mas de 8KW, ¢/KW		9,461.85	
	T-2 y T-4	Industrias y Comercio, con consumo mensuales igual o superior a 20000KWh y 8KW		Primeros 3000KWh, Colones	181,470.00		
				Mas de 3000KWh, ¢/KWh	60.49		
				Primeros 8 KW, Colones		75,694.80	
				Mas de 8KW, ¢/KW		9,461.85	

Consultas de Tarifas Eléctricas Vigentes por Empresa

Seleccione la(s) Empresas:



Seleccione la(s) tarifa deseada(s):

ALUMBRADO PÚBL...	Tarifa de acceso
COMERCIOS Y SE...	Tarifa en centros de ...
Industrial	VENTAS AL SERVI...
MEDIA TENSIÓN (T...	
MEDIA TENSIÓN (T...	
Preferencial	
Residencial	

Tipo Tarifa	Descripción Tarifa	Bloque	Average of Tarifa
T-IN	Industrial	a. Consumo de Energía menor o...	101.21
		b. Bloque 0-3000 kWh	181470.00
		c. Bloque mayor a 3000 kWh	60.49
		d. Bloque 0-8 kW	75694.80
		e. Bloque mayor a 8 kW	9461.85

Seleccione el servicio público:

Distribución

Apéndice K. Hoja técnica Inversor Solaredge SE100K.

Inversor trifásico con tecnología synergy para la red de media tensión

SE66.6K / SE100K



INVERSORES

Especialmente diseñados para trabajar con los optimizadores de energía

- / Fácil instalación a cargo de dos personas: cada unidad se monta por separado y está equipada con cables para una conexión sencilla entre unidades
- / Reducción de BoS y del trabajo en comparación con el uso de múltiples inversores de string más pequeños
- / El funcionamiento independiente de cada unidad permite un mayor tiempo de actividad y un fácil mantenimiento
- / Sin desperdicio de superficie en tierra: montado sobre muro/rail o montado horizontalmente por debajo de los módulos (inclinación de 10°)
- / Monitorización a nivel de módulo integrada con Ethernet o telefonía móvil GSM
- / Inversor de tensión fija para un rendimiento superior (98,1%) y strings más largos
- / Unidad de conexión integrada con interruptor de seguridad en CC opcional – elimina la necesidad de protecciones externas en CC
- / Protección contra sobretensiones RS485 integrada para resistir mejor los relámpagos

solaredge.com

solaredge

/ Inversor trifásico con tecnología synergy para la red de media tensión

SE66.6K / SE100K

	SE66.6K	SE100K	
SALIDA			
Potencia nominal de salida CA	66600	100000	VA
Máxima potencia de salida CA	66600	100000	VA
Tensión de salida CA – Línea a línea / línea a neutro (nominal)	480/277		Vac
Tensión de salida CA – Rango línea a línea / rango línea a neutro	432 - 528 / 249,3 - 304,7		Vac
Frecuencia CA	50/60 ± 5		Hz
Corriente de salida continua máxima (por fase) @277 V	80	120	A
Redes compatibles – Trifásicas	3 / N / PE (WYE con neutro)		V
Inyección de corriente residual máxima ¹⁾	250 por unidad		mA
Monitorización de red, protección contra funcionamiento en isla, factor de potencia configurable, umbrales configurables por países	SI		
ENTRADA			
Potencia máxima de CC (módulo STC), inversor / unidad	90000 / 45000	135000 / 45000	W
Sin transformador, sin puesta a tierra	SI		
Tensión máxima de entrada	1000		Vdc
Tensión de entrada CC nominal	850		Vdc
Corriente máxima de entrada	80	120	Adc
Protección contra polaridad inversa	SI		
Detección de aislamiento de fallo de toma de tierra	Sensibilidad de 350 kΩ por unidad ²⁾		
Rendimiento máximo del inversor	98,1		%
Rendimiento europeo ponderado	98		%
Consumo de energía durante la noche	< 12		W
CARACTERÍSTICAS ADICIONALES			
Interfaces de comunicación compatibles ³⁾	RS485, Ethernet, Plug-in GSM (opcional)		
Protección contra sobretensiones RS485	Integrada		
UNIDAD DE CONEXIÓN			
Desconexión de CC (opcional)	1000 V / 2 x 40 A	1000 V / 3 x 40 A	
CUMPLIMIENTO DE NORMAS			
Seguridad	IEC-62109, AS3100		
Normas sobre conexión a la red ⁴⁾	VDE-AR-N-4105, G59/3, AS-4777, EN 50438, CEI-021, VDE 0126-1-1, CEI-016, BDEW		
Emisiones	IEC61000-6-2, IEC61000-6-3, IEC61000-3-11, IEC61000-3-12		
RoHS	SI		
ESPECIFICACIONES PARA LA INSTALACIÓN			
Número de unidades	2	3	
Cable de salida CA	Prensaestopas, diámetro 22-32; diámetro del prensaestopas PE 10-16	Prensaestopas, diámetro 20-38; diámetro del prensaestopas PE 10-16	mm
Entrada CC ⁵⁾	6 strings, cable de CC 4-10 mm ² , diámetro exterior del prensaestopas 5-10 mm / 3 pares de conectores MC4 por unidad	9 strings, cable de CC 4-10 mm ² , diámetro exterior del prensaestopas 5-10 mm / 3 pares de conectores MC4 por unidad	
Cable de salida CA	Aluminio o cobre; L, N: Hasta 70, PE: Hasta 35	Aluminio o cobre; L, N: Hasta 95, PE: Hasta 50	mm ²
Dimensiones (Al. x An. x Pr.)	Unidad primaria: 940 x 315 x 260; unidad secundaria: 540 x 315 x 260		mm
Peso	Unidad primaria: 48; unidad secundaria: 45		kg
Rango de temperatura de trabajo	-40 a +60 ⁶⁾		°C
Refrigeración	Ventilador (reemplazable por el usuario)		
Ruido	< 60		dBA
Grado de protección	IP65 – Exteriores e interiores		
Montaje sobre soporte (suministrado)			

¹⁾ Si se requiere un interruptor diferencial residual externo, su valor de disparo debe ser ≥ 300 mA por unidad (≥ 600 mA para el SE66.6K; ≥ 900 mA para el SE100K)

²⁾ Donde las regulaciones locales lo permitan

³⁾ Consultar Datasheets (Hojas de datos) -> Communications (Comunicaciones) en la página Downloads (Descargas) para ver las especificaciones de las opciones de comunicación opcionales:

<http://www.solaredge.com/groups/support/downloads>

⁴⁾ Consultar Certifications (Certificaciones) en la página Downloads (Descargas) para ver todas las normativas: <http://www.solaredge.com/groups/support/downloads>

⁵⁾ El tipo de entrada CC, con conectores MC4 o prensaestopas, e interruptor de CC, depende del número de artículo solicitado. Inversor con prensaestopas e interruptor de CC, P/N: SE66K-xx0POBNG4, inversor con prensaestopas y sin interruptor de CC, P/N: SE66K-xx0POBNA4, inversor con conectores MC4 e interruptor de CC, P/N: SE66K-xx0POBNU4, inversor con conectores MC4 y sin interruptor de CC, P/N: SE66K-xx0POBNY4

⁶⁾ Para más información sobre reducción de la potencia, consultar <https://www.solaredge.com/sites/default/files/se-temperature-derating-note.pdf>

Apéndice L. Optimizador de energía P850.

Optimizador de potencia

P650 / P701 / P730 / P800p / P801 / P850 / P950



OPTIMIZADOR DE POTENCIA

Optimización de potencia FV a nivel de módulo

La solución más económica para instalaciones industriales y a gran escala

- / Especialmente diseñados para trabajar con inversores SolarEdge
- / Hasta un 25 % más de energía
- / Rendimiento superior (99,5%)
- / Reducción de costes BoS; 50% menos en cables, fusibles y cajas de conexiones, posibilidad de crear strings dos veces más largos
- / Instalación rápida con un solo tornillo
- / Mantenimiento avanzado gracias a la monitorización a nivel de módulo
- / Desconexión de la tensión a nivel de módulo para la seguridad de los instaladores y bomberos
- / Diseñados para uso con dos módulos FV conectados en serie o en paralelo

solaredge.com

solaredge

/ Optimizador de potencia

P800p / P801 / P850 / P950

Modelo de optimizador (compatibilidad típica de módulo)	P800p (para la conexión en paralelo de 2 módulos FV de 96 células 5")	P801 (para 2 módulos FV de 72 células)	P850 ⁽¹⁾ (para la conexión en serie de 2 módulos de alta potencia o bifaciales)	P950 (para 2 módulos de alta potencia o bifaciales)	
ENTRADA					
Potencia nominal CC de entrada ⁽²⁾	800	800	850	950	W
Método de conexión	Entrada doble para conexión independiente	Entrada única para módulos conectados en serie			
Tensión máxima absoluta de entrada (Voc a la temperatura más baja)	83	125			Vdc
Rango de operación MPPT	12.5 - 83	12.5 - 105			Vdc
Corriente máxima de entrada (Isc)	7	11.75	12.5		Adc
Rendimiento máximo	99.5				%
Rendimiento ponderado	98.6				%
Categoría de sobretensión	II				
SALIDA DURANTE EL FUNCIONAMIENTO (OPTIMIZADOR DE POTENCIA CONECTADO AL INVERSOR SOLAREEDGE EN FUNCIONAMIENTO)					
Corriente máxima de salida	18	15	18	17	Adc
Tensión máxima de salida	85				Vdc
SALIDA DURANTE STANDBY (OPTIMIZADOR DE POTENCIA DESCONECTADO DEL INVERSOR SOLAREEDGE O INVERSOR SOLAREEDGE APAGADO)					
Tensión de salida de seguridad por optimizador de potencia	1 ± 0.1				Vdc
CUMPLIMIENTO DE NORMATIVAS					
CEM	FCC, parte 15, clase B, IEC61000-6-2, IEC61000-6-3				
Seguridad	IEC62109-1 (seguridad de clase II)				
RoHS	Si				
Seguridad contra incendios	VDE-AR-E 2100-712:2013-05				
ESPECIFICACIONES PARA LA INSTALACIÓN					
Inversores SolarEdge compatibles	Inversores trifásicos SE16K y superiores				
Tensión máxima permitida del sistema	1000				Vdc
Dimensiones (An. x La. x AL)	129 x 168 x 59	129 x 153 x 49.5	129 x 162 x 59		mm
Peso (incluidos cables)	1064	933	1064		gr
Conector de entrada	MC4 ⁽³⁾				
Longitud de cable de entrada	0.16	0.16, 0.9	0.16, 0.9, 1.3, 1.6 ⁽⁴⁾	0.16, 1.3, 1.6	m
Conector de salida	MC4				
Longitud de cable de salida	1,2 (conexión módulos en vertical)				
	1,8 (conexión módulos en horizontal)	2,2 (conexión módulos en horizontal)			m
Rango de temperatura de trabajo ⁽⁵⁾	-40 - +85				°C
Grado de protección	IP68 / NEMA6P				
Humedad relativa	0 - 100				%

(1) P850 sustituye el P800, ambos modelos se pueden usar indistintamente y se pueden conectar en el mismo string.

(2) La Potencia STC nominal del módulo no puede exceder la "Potencia nominal de CC de entrada" del optimizador. Módulos con hasta un +5% de tolerancia de potencia permitida.

(3) Para otros tipos de conectores, contactar con SolarEdge.

(4) Disponibles otras longitudes de cables de entrada para módulos con caja de conexión separada. (Para 0.9m solicitar P801/P850 xxxLxxx. Para 1.3m solicitar P850/P950 xxxLxxx. Para 1.6m solicitar P850/P950 xxxLxxx).

(5) Para temperaturas ambiente superiores a los +70°C, se aplica reducción de la potencia. Consultar la Nota de aplicación de reducción de potencia por temperatura de los optimizadores para más detalles.

P650 / P701 / P730 / P800p / P801 / P850 / P950

DISEÑO DE SISTEMA FV usando un inversor SolarEdge ⁽⁶⁾⁽⁷⁾⁽⁸⁾	SE15K TRIFÁSICO Y SUPERIOR	SE16K TRIFÁSICO Y SUPERIOR							TRIFÁSICO PARA RED DE 277/480V				
		P650	P650	P701	P730	P801	P800p / P850	P950	P650	P701	P730	P801	P800p / P850
Optimizadores de potencia compatibles	P650	P650	P701	P730	P801	P800p / P850	P950	P650	P701	P730	P801	P800p / P850	P950
Longitud mínima de string	Optimizadores de potencia	14											
	Módulos FV ⁽⁹⁾	27											
Longitud máxima de string	Optimizadores de potencia	30											
	Módulos FV ⁽⁹⁾	60											
Potencia máxima por string	11250 ⁽⁹⁾	13500 ⁽⁹⁾					12750 ⁽⁹⁾	12750 ⁽⁹⁾	15300 ⁽⁹⁾	14450 ⁽⁹⁾	W		
Strings paralelos de distintas longitudes o formatos	Si												

(6) P650/P701/P730/P801 se pueden mezclar en un string. No es posible mezclar P650/P701/P730/P801 con P850/P800p. No es posible mezclar P950 con algún otro modelo de optimizador ni mezclar P650-P950 con P300-P505 en el mismo string.

(7) En caso de strings con número de módulos impares es posible instalar un optimizador P650/P701/P730/P850/P800p/P801/P950 conectado con un sólo módulo. En caso de conectar un optimizador P800p con un módulo solamente sellar la entrada que no se utilice con el par de tapones suministrados.

(8) P850 sustituye el P800, cada par se puede usar indistintamente y se puede conectar en el mismo string. Para SE15k y superior, la potencia mínima de CC debe ser de 11KW.

(9) Para redes trifásicas 230/400V: con P650/P701/P730/P801 se pueden instalar hasta 13500W por string, con P850/P800p hasta 15750W y con P950 hasta 16250W por string cuando la máxima diferencia entre strings no sea superior a 2000W.

(10) Para redes trifásicas 277/480V: con P650/P701/P730/P801 se pueden instalar hasta 15000W por string, con P850/P800p hasta 17550W y con P950 hasta 17950W por string cuando la máxima diferencia entre strings no sea superior a 2000W.

Apéndice M. Hoja técnica inversor Fronius 15.0-3 208

FRONIUS SYMO

PROYECTOS COMERCIALES QUE DURAN.

El Fronius Symo es el inversor sin transformador, trifásico y compacto ideal para aplicaciones comerciales de todos los tamaños. Fronius Symo es la opción comercial clara: cuenta con clases de potencia de 10 kW a 24 kW, características necesarias completamente integradas, Fronius SuperFlex Design con dos seguidores MPPT y un proceso de instalación optimizado. El sistema de montaje de bisagra SnapINverter, el inversor ligero y una fácil puesta en marcha hacen que la instalación sea posible en menos de quince minutos. El Fronius Symo cuenta con características líderes en la industria, incluyendo la posibilidad de dar servicio en campo, Wi-Fi* e interfaces SunSpec Modbus para monitorización y registro de datos optimizados (con integración de la tarjeta Fronius Datamanager 2.0 en una por cada 100 unidades), Arc Fault Circuit Interruption (AFCI) probado en campo, conformidad con la norma NEC 2014, y las excelentes plataformas de supervisión en línea y móvil de Fronius. Fronius Symo es el inversor más comunicativo, eficiente, sustentable y optimizado disponible en el mercado. Fronius Symo: Potencia para proyectos comerciales que duran.* El término Wi-Fi es una marca registrada de la Alianza Wi-Fi.

Elija el producto que desea.

Fronius Symo 15.0-3 208



DETALLES DEL PRODUCTO

DATOS TÉCNICOS

DATOS DE ENTRADA

Número de MPPT	1
Potencia FV recomendada (kWp)	12,0 - 19,5 kWp
Máxima corriente de entrada utilizable	50 A
Total de corriente de entrada utilizable máxima (MPPT 1 + MPPT 2)	50 A
Máxima corriente de cortocircuito por serie FV ($1.5 \cdot I_{max}$)	75 A
Voltaje nominal de entrada	325 V
Rango de voltaje operacional	325 - 1000 V
Rango de voltaje MPP	325 - 850 V
Voltaje de entrada máximo	1000 V
Sujetadores de fusible de cadena DC integrados	6- und 6+

DATOS DE SALIDA

Potencia máxima de salida a 480 V	NA
Potencia máxima de salida a 240 V	NA
Potencia máxima de salida a 208 V	15000 VA
Configuración de salida	3~ NPE 208/220 V
Rango de frecuencia	45 - 65 Hz
Frecuencia nominal de operación	60 Hz
Distorsión armónica total	< 3,5 % 3,5="" %="">
Rango de factor de potencia	0 - 1 ind./cap.
Máxima corriente de salida continua a 480 V	NA
Máxima corriente de salida continua a 240 V	NA
Máxima corriente de salida continua a 208 V	41,6 A
Capacidad del interruptor de OCPD/AC 480 V	NA
Capacidad del interruptor de OCPD/AC 240 V	NA
Capacidad del interruptor de OCPD/AC 208 V	60 A
Eficiencia Máxima	97,3 %
Eficiencia CEC a 480 V	NA
Eficiencia CEC a 240 V	NA
Eficiencia CEC a 208 V	96,5 %

DATOS GENERALES

Dimensión (ancho)	511 mm
Dimensión (altura)	724 mm
Dimensión (profundidad)	226 mm
Peso	35,52 kg
Tipo de protección	NEMA 4X
Consumo en modo nocturno	< 1 w 1="">
Topología de inversor	Sin transformador
Enfriamiento	Ventilador de velocidad variable
Altitud	2000 m con un máximo de voltaje de entrada de 1000v 3400 m con un máximo de voltaje de entrada de 850v
Certificaciones y conformidad con los estándares	UL 1741-2010, UL1998 (funciones: AFCI, GFDI y monitoreo de aislamiento), IEEE 1547-2003, IEEE 1547.1-2003, ANSI/ IEEE C62.41, FCC Parte 15 A & B, NEC Artículo 690, C22. 2 No. 107.1-01 (Sept. 2001) , UL1699B Edición 2 -2013, CSA TIL M-07 Edición 1 -2013
Borne de conexión de DC	6x DC+ y 6x DC- bornes de conexión con tornillo para cobre (sólido / de hilo / de hilo fino) o aluminio (sólido / de hilo)
Borne de conexión de AC	Bornes de conexión con tornillo 14-6 AWG

EQUIPAMIENTO DE SEGURIDAD

Protección contra polaridad invertida DC	Sí
Anti isla	Interno; de acuerdo con UL 1741-2015, IEEE 1547-2003 y NEC
Protección contra exceso de temperatura	Reducción de potencia de salida / enfriamiento activo
AFCI	Sí
Compatible con el apagado rápido (rapid shutdown)	Sí (de acuerdo a NEC 2014)
Protección de falla a tierra con interruptor por monitoreo de aislamiento	Sí
Desconexión de DC	Sí

INTERFACES

USB (puerto tipo A)	Registro de datos (datalogging) y actualización de inversor posibles a través de USB
2x RS422 (conector RJ45)	Fronius Solar Net
6 entradas y 4 E/S digitales	Administración de carga; señales E/S multipropósito

Apéndice N. Hoja técnica micro inversor Enphase IQ7+

Ficha técnica
Microinversores de Enphase
Región: LATAM

Microinversores Enphase IQ 7, IQ7+ y IQ 7X (60 Hz)

Los modelos **Enphase IQ 7 Micro™**, **Enphase IQ 7+ Micro™** y **Enphase IQ 7X Micro™** de alta potencia y aptos para redes eléctricas inteligentes simplifican el proceso de instalación de manera drástica, mientras alcanzan el máximo nivel de eficiencia.

Como parte del sistema Enphase IQ, los microinversores IQ 7 y IQ 7+ se integran a la perfección en Enphase IQ Envoy™, Enphase IQ Battery™ y el software de análisis y monitoreo Enphase Enlighten™.

Los microinversores serie IQ amplían los estándares de confianza establecidos por las generaciones anteriores y se someten a más de un millón de horas de pruebas de encendido. Por eso, Enphase proporciona una garantía líder en la industria.



Fáciles de instalar

- Livianos y sencillos.
- Instalación más rápida con cableado de doble línea.
- Apagado rápido integrado (NEC 2014 y 2017).

Productivos y confiables

- Optimizados para módulos de 60 celdas, 72 celdas, y 96 celdas* de alta potencia.
- Más de un millón de horas de prueba.
- Caja con doble aislamiento de clase II.
- Con certificación UL.

Listo para redes eléctricas inteligentes

- En cumplimiento con el soporte para redes eléctricas avanzadas y los requisitos de funcionamiento durante fallas momentáneas de tensión y frecuencia.
- Actualización remota para responder a los requisitos de red eléctrica variables.
- Configuración disponible para varios perfiles de red eléctrica.
- Cumple con la norma 21 de California (UL 1741-SA).

* Se requiere que el IQ 7+ Micro admita módulos de 72 celdas.

* Se requiere que el IQ 7X Micro admita módulos de 96 celdas.



Para obtener más información sobre las soluciones de Enphase, visite enphase.com



Microinversores Enphase IQ 7, IQ 7+, y IQ 7X

DATOS DE ENTRADA (CC)		IQ7-60-2-US	IQ7PLUS-72-2-US	IQ7X-96-2-US	
Combinaciones de módulos recomendadas ¹		235 W-350 W +	235 W-440 W +	320 W - 460 W +	
Compatibilidad del módulo		Solo módulos fotovoltaicos de 60 celdas	Módulos fotovoltaicos de 60 y 72 celdas	Solo módulos fotovoltaicos de 96 celdas	
Tensión máxima de CC de entrada		48 V	60 V	79.5 V	
Tensión máxima de registro de corriente		27 V-37 V	27 V-45 V	53 V - 64 V	
Intervalo de funcionamiento		16 V-48 V	16 V-60 V	25 V - 79.5 V	
Tensión de arranque mínima/máxima		22 V/48 V	22 V/60 V	33 V / 79.5 V	
Corriente de cortocircuito de CC máxima (módulo Isc)		15 A	15 A	10 A	
Puerto de CC de clase sobretensión		II	II	II	
Corriente de retroalimentación del puerto de CC		0 A	0 A	0 A	
Configuración de panel fotovoltaico		Panel sin tierra de 1 x 1; No se necesita protección adicional de la CC lateral; La protección de CA lateral requiere un máximo de 20 A por circuito de ramal			
DATOS DE SALIDA (CA)		IQ 7	IQ 7+	IQ 7X	
Potencia máxima de salida		250 VA	295 VA	320 VA	
Potencia de salida continua máxima		240 VA	290 VA	315 VA	
Tensión/intervalo ² nominales (L-L)		240 V/ 211-264 V	240 V/ 211-264 V	208 V/ 183-229 V	208 V/ 183-229 V
Corriente de salida continua máxima		1,0 A (240 VAC)	1,15 A (208 VAC)	1,21 A (240 VAC)	1,39 A (208 VAC)
Frecuencia nominal		60 Hz	60 Hz	60 Hz	
Intervalo de frecuencia extendido		47-68 Hz	47-68 Hz	47-68 Hz	
AC corta el circuito por fallo en la corriente en 3 ciclos		5,8 Arms	5,8 Arms	5,8 Arms	
Unidades máximas por circuito derivado de 20 A (L-L) ³		16 (240 VAC)	13 (208 VAC)	11 (208 VAC)	12 (240 VAC) 10 (208 VAC)
Puerto de CA de clase sobretensión		III	III	III	
Corriente de retroalimentación del puerto de CA		0 A	0 A	18 mA	
Configuración del factor de potencia		1,0	1,0	1,0	
Factor de potencia (ajustable)		0,85 adelantado ... 0,85 retrasado	0,85 adelantado ... 0,85 retrasado	0,85 adelantado ... 0,85 retrasado	
EFICIENCIA		a 240 V	a 208 V	a 240 V	a 208 V
Rendimiento ponderado del CEC		97.0 %	97.0 %	97.0 %	97.0 %
DATOS MECÁNICOS		IQ 7	IQ 7+	IQ 7X	
Intervalo de temperatura ambiente		-40 a 65 °C	-40 a 65 °C	-40°C to +60°C	
Intervalo de humedad relativa		4 % a 100 % (con condensación)			
Tipo de conector		MC4 (o Amphenol H4 UTX con adaptador Q-DCC-5 adicional)			
Dimensiones (An. x Al. x Pr.)		212 mm x 175 mm x 30,2 mm (sin soporte)			
Peso		1,08 kg (2,38 libras)			
Refrigeración		Convección natural, sin ventiladores			
Aprobado para ubicaciones húmedas		Sí			
Grado de contaminación		PD3			
Caja		Doble aislamiento de clase II			
Categoría medioambiental/Clasificación de exposición a rayos UV		NEMA tipo 6/externo			
CARACTERÍSTICAS					
Comunicación		Línea eléctrica			
Monitoreo		Opciones de monitoreo Enlighten Manager y MyEnlighten. Ambas opciones requieren la instalación de Enphase IQ Envoy.			
Medios de desconexión		Los conectores de CA y CC se han sometido a pruebas de UL y han obtenido la aprobación para el uso como seccionador de carga conforme a la norma NEC 690.			
Cumplimiento		Norma 21 de California (UL 1741-SA). UL 62109-1, UL1741/IEEE1547, FCC Parte 15 Clase B, ICES-0003 Clase B, CAN/CSA-C22.2 NO. 107.1-01. Este producto se incluye en la lista de UL como un equipo fotovoltaico de apagado rápido y tiene conformidad con NEC-2017 y NEC-2014 sección 690.12 y C22.1-2015, norma 64-218, Apagado rápido de sistemas fotovoltaicos, en conductores de CA y CC, cuando se instala de acuerdo con las instrucciones del fabricante.			

1. No hay relación forzada de CC/CA. Vea la calculadora de compatibilidad en <https://enphase.com/en-us/support/module-compatibility>.

2. El intervalo de tensión nominal puede superar el valor nominal si así lo exige el servicio público.

3. Los límites pueden variar. Consulte los requisitos locales para definir el número de microinversores por rama en su área.

Para obtener más información sobre las soluciones de Enphase, visite enphase.com

© 2018 Enphase Energy. Todos los derechos reservados. Todas las marcas o marcas comerciales son propiedad de Enphase Energy, Inc.
2018-11-28



Apéndice O. Hoja técnica inversor SMA Tripower 5.

SUNNY TRIPower 3.0 / 4.0 / 5.0 / 6.0
With SMA SMART CONNECTED



STP3.0-3AV-40 / STP4.0-3AV-40 / STP5.0-3AV-40 / STP6.0-3AV-40

Intelligent service with SMA Smart Connected

SMA ShadeFix
STRING LEVEL OPTIMIZATION

<p>Compact</p> <ul style="list-style-type: none"> • One-person installation due to low weight of 17 kg • Compact design means minimum space requirements 	<p>Easy to use</p> <ul style="list-style-type: none"> • 100% plug and play installation • Free online monitoring via Sunny Places • Automated service thanks to SMA Smart Connected 	<p>High yields</p> <ul style="list-style-type: none"> • Use of surplus energy through dynamic active power limitation • Yield increase without installation effort due to integrated shade management SMA ShadeFix 	<p>Combinable</p> <ul style="list-style-type: none"> • Intelligent energy management and storage solutions can be added anytime • Can be combined with TS4-R components for module optimization
---	---	---	--

SUNNY TRIPower 3.0 / 4.0 / 5.0 / 6.0

Higher yields for private homes – intelligent solar power generation

The new Sunny Tripower 3.0–6.0 ensures maximum energy yields for private homes. This inverter combines the integrated Service SMA Smart Connected service and intelligent technology for all ambient requirements. Thanks to its extremely light design, the device can be installed quickly and easily. The Sunny Tripower can be commissioned quickly via smartphone or tablet thanks to its integrated web interface. For specific requirements on the roof, such as shading, the TS4-R module optimizers can be added into the system, with all communication and monitoring facilitated through the inverter. Current communication standards make the inverter future-proof, meaning intelligent energy management solutions as well as SMA storage solutions can be flexibly added anytime.

Efficiency curve

STP6.0-3AV-40

Efficiency [%]

Output power / Rated power

--- Eta ($V_{in} = 260\text{ V}$)
--- Eta ($V_{in} = 580\text{ V}$)
--- Eta ($V_{in} = 800\text{ V}$)

Inset: η_{MPP} [%] vs V_{MPP} [V]

Accessories (optional)

TS4-RX

- M: Monitoring
- S: Shutdown
- O: Optimization

Gateway (GTWY)

SMA Energy Meter

● Standard features ○ Optional features --- not available
 Data in nominal conditions
 Last revision: 07/2020

Technical data	Sunny Tripower 3.0	Sunny Tripower 4.0	Sunny Tripower 5.0	Sunny Tripower 6.0
Input (DC)				
Max. PV array power	6000 W _p	8000 W _p	9000 W _p	9000 W _p
Max. input voltage	850 V	850 V	850 V	850 V
MPP voltage range	140 V to 800 V	175 V to 800 V	215 V to 800 V	260 V to 800 V
Rated input voltage		580 V		
Min. input voltage / initial input voltage		125 V / 175 V		
Max. input current input A / input B		12 A / 12 A		
Max. DC short-circuit current input A/input B		18 A / 18 A		
Number of independent MPP inputs / strings per MPP input		2/A: 1; B: 1		
Output (AC)				
Rated power (at 230 V, 50 Hz)	3000 W	4000 W	5000 W	6000 W
Max. apparent power AC	3000 VA	4000 VA	5000 VA	6000 VA
Nominal AC voltage		3/N/PE; 220 V / 380 V 3/N/PE; 230 V / 400 V 3/N/PE; 240 V / 415 V		
AC voltage range		180 V to 280 V		
AC grid frequency / range		50 Hz / 45 Hz to 55 Hz 60 Hz / 55 Hz to 65 Hz		
Rated grid frequency / rated grid voltage		50 Hz / 230 V		
Max. output current	3 x 4.5 A	3 x 5.8 A	3 x 7.6 A	3 x 9.1 A
Power factor at rated power / Displacement power factor, adjustable		1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited		
Feed-in phases / connection phases		3 / 3		
Efficiency				
Max. efficiency / European efficiency	98.2% / 96.5%	98.2% / 97.1%	98.2% / 97.4%	98.2% / 97.6%
Protective devices				
Input-side disconnection point		●		
Ground fault monitoring / grid monitoring		● / ●		
DC reverse polarity protection / AC short circuit current capability / galvanically isolated		● / ● / -		
All-pole-sensitive residual-current monitoring unit		●		
Protection class (according to IEC 61140) / surge category (according to IEC 60664-1)		I / III		
General data				
Dimensions (W / H / D)	435 mm / 470 mm / 176 mm (17.1 inches / 18.5 inches / 6.9 inches)			
Weight	17 kg (37.4 lbs)			
Operating temperature range	-25°C to +60°C (-13°F to +140°F)			
Noise emission, typical	30 dB(A)			
Self-consumption (at night)	5.0 W			
Topology / Cooling concept	Transformerless / Convection			
Degree of protection (according to IEC 60529)	IP65			
Climatic category (according to IEC 60721-3-4)	4K4H			
Max. permissible value for relative humidity (non-condensing)	100%			
Equipment				
DC connection / AC connection	SUNCLIX / AC connector			
Display via smartphone, tablet, laptop	●			
Interfaces: WLAN / Ethernet / RS485	● / ● / ●			
Communication protocols	Modbus (SMA, Sunspec), Webconnect, SMA Data, TS4-R			
Shade management: SMA ShadeFix (integrated) / TS4-R	● / ○			
Warranty: 5 / 10 / 15 years	● / ○ / ○			
Certificates and permits (more available upon request)	AS 4777, C10/11, CE, CEI 0-21, DIN EN 62109-1/IEC 62109-1, DIN EN 62109-2/IEC 62109-2, EN 50438, G59/3, G83/2, NEN-EN 50438, ÖVE / ÖNORM E 8001-4712, PPDS, PPC, RD 1699, SI 4777, TR 3.2.1, UTE C15-712, VDE-AR-N 4105, VDE-0126-1-1, VFR 2014, RiG compliant			
Certificates and approvals (currently being planned)	DEWA 2016, EN 62116, IEC 61727, IEC 62109-1, EN 50438, NBR 16149, NRS 0972-1			
Country availability of SMA Smart Connected	AU, AT, BE, CH, DE, ES, FR, IT, IL, NL, UK			
Type designation	STP3.0-3AV-40	STP4.0-3AV-40	STP5.0-3AV-40	STP6.0-3AV-40

Apéndice P. Cotización CR Solutions.



CRSS Energia Limpia S.A.
 Hacienda Paraiso, Edificio 16 Piedades de Santa Ana
 2 KM AL OESTE DE LA CRUZ ROJA DE SANTA ANA
 Santa Ana 30301
 Costa Rica

Estimate

Estimate# EST-000967

Bill To
Align Technology

Estimate Date : 24 Aug 2020
 Expiry Date : 30 Sep 2020
 Reference# : 565.6 kW SolarEdge Tri-
 fásico con 1414 Paneles

#	Item & Description	Qty	Per Unit	Cost
1	400W Monocrystalline Tier 1 Solar Panel The Bloomberg Tier 1 list provided a consistent source list for 'bankability' within the solar manufacturing industry, backed by a strong warranty and company that will be expected to operate for the full 25 years of planned operation You are granted to receive one of the highest brands in the industry, such as Canadian Solar, Trina, LG, Risen Energy, Seraphim, GCL, or other Tier 1 solar panels.	1,414 Each	153.00	216,342.00
2	Chiko Roof Top Mounting	1,414 Pack	37.50	53,025.00
3	SolarEdge 100 KW Three-Phase Inverter 480V 100 KW, 3 ϕ Grid Tied Inverter, (-40 \downarrow to 60 \uparrow C) 480V - with AC RSD, DC Safety Switch and AFCI, Primary Unit	4 Each	4,365.20	17,460.80
4	SolarEdge 66.6 KW Three-Phase Inverter 480V 66.6 KW, 3 ϕ Grid Tied Inverter, (-40 \downarrow to 60 \uparrow C) 480V - with AC RSD, DC Safety Switch and AFCI. Primary Unit	1 Each	3,395.25	3,395.25
5	SolarEdge Universal Commercial Inverter Secondary 480 Volt Universal Commercial Inverter Secondary SKU. ***Paired as Follows*** 43.2kW - 1 Primary, 2 Secondary 66.6kW - 1 Primary, 1 Secondary 100kW - 1 Primary, 2 Secondary	9 Each	1,455.38	13,098.42
6	SolarEdge Power Optimizer P860 SOLAREEDGE, P800P-5 SERIES-NXX, DC OPTIMIZER, 800W/83VDC, DUAL MC4 INPUT/MC4 OUT	707 Each	96.50	68,225.50
7	SolarEdge Modbus Meter Provides high accuracy meter readings used by the inverter, when paired with 2 Current Transformers (either 200A/400A). For use in the following applications: consumption monitoring, export limitation, or Smart Energy Management applications. (For backup power only, a meter is not required.) Communicates with CT by RS485, 3-wire shielded twisted pair. NEMA 3R	1 Each	654.44	654.44

#	Item & Description	Qty	Per Unit	Cost
	enclosure. Product dimensions, meter: 6.02" x1.5" x 3.35". Product weight: 3.9 lb. 5-year warranty.			
8	SolarEdge 400 Amp CT Current transformers (CT's) provide a simple, inexpensive, and accurate means of measuring current flow in SolarEdge Electricity Meters. When ordering a SolarEdge Electricity Meter, order compatible current transformers as well.	3 Each	0.00	0.00
9	SolarEdge RS485 Expansion Kit The RS485 Expansion Kit provides an additional RS485 port for enhanced communications. The kit contains a card which is installed on the communication board and has a 3-pin RS485 terminal block. Feature Highlights: Allows daisy chain configuration of multiple RS485 buses for communications in commercial Installed within the inverter enclosure for outdoor resilience Reduces labor cost with simple and quick installation	5 Each	105.69	528.45
10	Advanced Solar System Hardware Kit (per inverter)	5 Box	375.00	1,875.00
11	Almon 500 kVA Aluminum Transformer Three Phase Three Phase 500 kVA Aluminum Transformer	1 Each	16,875.00	16,875.00
12	Interconnection Materials Kit Up To 500kW 480V Three Phase Interconnection Materials Kit Up To 500kW 480V Three Phase	1 Pack	27,979.05	27,979.05
13	Design, Engineering & CFIA Permitting	1 Each	2,238.69	2,238.69
14	Shipping of equipment & systems	1 Each	9,445.00	9,445.00
15	Installation: internal transport, travel, insurance, labor, & CCSS	1	28,280.00	28,280.00
			Subtotal	459,422.60
			IVA + Equipment (14%)	12,079.67
			Adjustment	0.01
			Total	\$471,502.28

Terms & Conditions

Todos los precios en esta factura dependen de variables como la dificultad de acceso al sitio, las condiciones que requieren ingeniería adicional, permisos, mano de obra, seguridad, almacenamiento, transporte, maquinaria (como grúas, elevadores o montacargas), costo



Santa Ana, San Jose, Costa Rica 10901
 O: (506) 4030-2024
solarinfo@crsolarsolutions.com
www.crsolarsolutions.com

Producto y Garantía

Costa Rica Solar Solutions utiliza materiales de alta calidad, un equipo fiable y lo mejor en productos de la industria. Esta combinación nos permite ofrecer un sistema solar que garantiza el retorno de su inversión, año tras año.



Paneles

Usamos solo paneles de Nivel 1 y en función del precio en el momento en que buscamos la máxima calidad y valor. Para su sistema utilizamos la fabrica mas conocida en el mercado solar - paneles de 400W monocristalino, para tener **12 años de garantía del panel con 25 años de garantía de producción lineal.**

Optimizador de energía SolarEdge

El optimizador de energía SolarEdge es un convertidor de DC/DC que los instaladores conectan a cada módulo FV. Los optimizadores de energía SolarEdge de aumentan la producción de energía de los sistemas FV al rastrear constantemente el punto de máxima potencia (MPPT) de cada módulo individualmente. Además, los optimizadores de potencia monitorean el rendimiento de cada módulo. *SolarEdge ofrece una **garantía de 25 años** para los optimizadores de energía.*



Inversor SolarEdge

El inversor SolarEdge DC-AC FV está diseñado específicamente para funcionar con los optimizadores de energía SolarEdge. Debido a que el MPPT y la administración de voltaje se manejan por separado para cada módulo mediante el optimizador de potencia, el inversor solo es responsable de la inversión de DC a AC.



*SolarEdge ofrece una **garantía estándar de 12 años** para sus inversores, ampliable a **20 o 25 años.***

**Bryan Wolfe**

para mí ▾

mar., 15 sept. 17:20 (hace 6 días)



Hola Scott,

Perdón por el correo en la mañana. Nuestros correos cruzaron... lo vi suyo después de enviar el mío.

Para el servicio de Solar Doctor para el mantenimiento sería \$3,000.00 al año. Esto incluye el siguiente:

1. Monitoreo de su sistema.
2. Informes Trimestrales de análisis energético.
3. Visita dos veces al año utilizando nuestro lista de verificación detallada de 25 elementos.
4. Informes mensuales del portal SolarEdge.

Cualquier otra consulta o pregunta, solo me avisas.

Gracias,



Bryan Wolfe
Executive Account Manager

CRSS Energía Limpia S.A.

Office 506-4030-2024

Cell 506-6057-5087

bryan@crsolarsolutons.com

www.crsolarsolutions.com

Please Click on icons for more information.



Apéndice Q. Cotización Sunshine Corp.



SISTEMA SOLAR

RECOMENDADO:

391,2 kWp

1 016 Paneles Solares Jinko o Longi

Inversores Fronius

2 032 m² requeridos

El sistema solar se diseñó con base en la demanda máxima de Aling-ZF La Lima para evitar la donación de energía entregada a la red

OPCIONES DE TAMAÑO



RECOMENDADO

- esta oferta -

POTENCIA (kWp)	391,2
CONSUMO A REEMPLAZAR	60%
ÁREA NECESARIA (M2)	2 032
PRECIO UNITARIO \$/Wp	\$1,44
PRECIO TOTAL	\$564 365
AHORRO AÑO 1	\$59 290
DISMINUCIÓN TON CO ₂	43,7

- La oferta esta sujeta a la visita técnica
- Todos los cálculos se basaron en la información brindada por el cliente.
- Cualquier cambio en disposiciones legales o regulatorias afectarán esta oferta según corresponda.
- Conforme a tarifas de JASEC de Industrial



LLAVE EN MANO

✓ EQUIPO SOLAR

- Paneles Solares Jinko o Longi
- Inversores Fronius
- Estructuras
- Cableado
- Sistema de Monitoreo
- Medidor de Consumo
- Medidor de Producción
- Medidores de Interconexión

✓ LOGÍSTICA

- Diseños eléctricos
- Trámites
- Importación y Transporte
- Instalación y Puesta en marcha
- Mano de obra
- Permisos y Costos de interconexión
- CFIA

✓ GARANTÍAS

- SATISFACCIÓN (6 meses)
 - › Devolución del 100% de su inversión
- Sunshine
 - › Instalación - 1 año
 - › Producción - 1 año
- Fabricante
 - › Paneles - 25 años
 - › Inversores - 10 años
 - › Estructuras - 10 años

✓ MANTENIMIENTO

- Mantenimiento Preventivo
- Reportes mensuales, monitoreo y alertas
- Limpieza de equipos - 1 por año
- Revisión de estructura - 1 por año
- Revisión instalación eléctrica - 1 por año
- Soporte Técnico Remoto

✓ SEGUROS

- POWERGUARD (California)
 - › Seguro del fabricante - 25 años

✗ NO INCLUYE

- Trabajos ajenos al sistema sobre instalaciones y estructuras existentes



SunKey
DE CONTADO

$$\text{Valor } \$525\,303 + \text{IVA } \$39\,062 = \text{Total a Pagar } \$564\,365$$

PRECIO UNITARIO 1,44 \$/Wp

RECUPERA LA INVERSIÓN EN 7,5 AÑOS

MANTENIMIENTO PREVENTIVO*: 1 AÑO

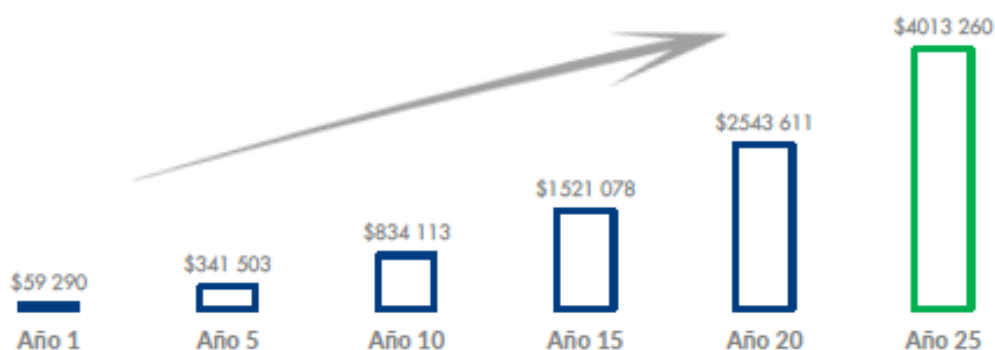
TASA INTERNA DE RETORNO: 17%

*Mantenimiento estimado para los próximos años: \$5 334 por año + IVA

FORMA DE PAGO

#1	50%	\$282 182	AL FIRMAR EL CONTRATO
#2	30%	\$169 309	ANTES DE INSTALACIÓN
#3	20%	\$112 873	AL INTERCONECTAR

AHORROS ACUMULADOS





Angela Piedrahita

para mí ▾

9:03 (hace 39 minutos) ☆ ↶ ⋮

Buen día don Scott

Como le comentaba vía WhatsApp, se contempla el reemplazo de inversores para el año 15 o 16, la degradación de los paneles es tomada en cuenta y se incluye dentro de todos los flujos de efectivo también. Es importante poder realizar la visita técnica para poder presentarles el diseño final y vean cómo se instalará el sistema en techo.



En cuanto al costo del mantenimiento, este dependerá del aumento variable de combustibles y costos variables por servicios, y distancia. Por estar ubicados dentro del GAM este aumento no será tan sustancial como puede serlo para un sistema que se ubique por ejemplo en Guanacaste.

saludos cordiales y quedo atenta a sus comentarios



⋮



Angela Piedrahita

para mí ▾

2 oct. 2020 10:46 (hace 4 días) ☆ ↶ ⋮

Buen día don Scott, un gusto saludarle

Le comento, con respecto a su consulta el costo por watt instalado con inversor Fronius es de 1.44 \$/Wp cómo se incluía en la oferta y el costo x watt instalado con microinversores enphase IQ7 es de 1.64 \$/Wp.

Saludos cordiales y quedo atenta a sus comentarios.





Scott Salazar <scottssc1@gmail.com>

jue., 8 oct. 14:56 (hace 19 horas)



para Angela ▾

Buenos días Angela, espero que este muy bien.

Me gustaria saber cual es el costo total de los inversores Fronius y microinversores o el porcentaje que estos tienen en la inversión inicial de la oferta muchas gracias por la ayuda.

saludos cordiales

--

Scott Salazar C



Angela Piedrahita

jue., 8 oct. 15:00 (hace 19 horas)



para mí ▾

Buenas tardes don Scott, un gusto saludarle.

Los Inversores Fronius representan el 15% de la inversion y con los micro inversores se tiene un estimado del 36%. Recuerde que ofrecemos sistema de financiamiento e incluso valoramos la opción de otorgarles prima 0, asi quedo a sus ordenes para lo que necesiten.

Feliz tarde



Apéndice R. Cotización Bornay y J&E.



proforma

Factura Proforma:	203973
Fecha:	24/09/2020
Válida hasta:	24/10/2020

Align Technology
Align Technology

Zona Franca La Lima
Guadalupe de Cartago

Cliente	914522
C.I.F.	
Teléfono	+506 87083362
Fax	
Su contacto	Brotos Sánchez, Mª Jose

Ref.	Descripción	Cant.	Precio	Dto.	Importe
Wind 25,3 +	Aerogenerador Bornay Wind 25,3 +, 3 palas, Pot.Nom. 5 kW - 12/m/s, 220 vac	23,00	7.150,00	25,00	123.337,50
I Wind + Cred 25.	Interface Wind 25.3 + Conexion Red	23,00	1.095,00	25,00	18.888,75
P750/12	Torre cuatripata autosop P-750 - 13 m (Incluye Ptr) 4 x 3 m.	23,00	1.150,00	25,00	19.837,50
01.32.4016	Transmisor de velocidad de viento - small negro (Anemómetro Small Thies)	23,00	80,00	0,00	1.840,00
Wind+ Dongle	Wind+ Dongle	23,00	75,00	0,00	1.725,00
20.07.2451	Inversor SMA Sunny Tripower STP5.0-3AV-40, 5 Kw., sin transformador, trif. 380v. 50 Hz.	23,00	1.940,00	45,00	24.541,00
90.99.9003	Portes CIF Puerto Moin-Costa Rica (contenedor 40 pies)	1,00	5.250,00	0,00	5.250,00

Inscrita en el Registro Mercantil de Alicante, Tomo 3298, Folio 96, Hoja A-110619, Inscripción 1ª - CIF: B64310364 - VAT: ES864310364

Base Imponible	IVA	%	Importe	TOTAL PROFORMA
195.419,75	IVA	21,00		195.419,75€

Plazo de entrega:	A convenir
Portes/Condiciones:	CIF
Forma de pago:	Prepago transferencia bancaria.
Banco:	Bankinter
IBAN:	ES8601280635810100023607
Swift-BIC:	BKBKESMMXXX

Observaciones:
Salida inversor 380/220V, otras tensiones necesita trafo a la salida (no incluido)
Porte CIF puerto Moin - Costa Rica

Bornay Aerogeneradores, S.L.U.

P.I. Riu, Cno. del Riu, s/n
03420 Castalla (Alicante) Spain

Tel. (+34) 965 560 025
Fax (+34) 965 560 752

Email: bornay@bornay.com
www.bornay.com

**mjbrotos@bornay.com**

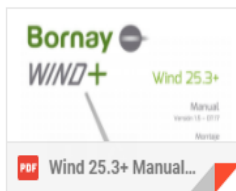
para mí ▾

📧 lun., 28 sept. 1:32 (hace 3 días) ☆ ↶ ⋮

Buenos días Scott,

La distancia mínima entre los molinos debe ser de 15m, adjunto te remito el manual del aerogenerador donde aparece más información sobre la ubicación de los aerogeneradores.

⋮

**mjbrotos@bornay.com**

para mí ▾

📧 8:54 (hace 33 minutos) ☆ ↶ ⋮

Buenos días Scott,

¿Qué tal estás? Adjunto te remito la oferta incluyendo el transporte CIF hasta puerto de Moin (Costa Rica), los aerogeneradores y las torres irían en un contenedor de 40 pies.

Respecto al aerogenerador la garantía es de 3 años y la vida útil del mismo es de 25-30 años siguiendo el mantenimiento preventivo que se indica en el manual que te adjunto en este aparece el montaje, mantenimiento y operación, también te adjunto documento con la instalación de la torre.

Dale un vistazo y cualquier cosa lo comentamos.

⋮

3 archivos adjuntos



Cedula jurídica: 3-101-579179.
CFIA CC-06378

Oferta general de servicios.

7 de octubre del 2020
071020-41-V001

Ing. Scott Salazar Céspedes.

Estimado Ingeniero:

J&E Consultores Electromecánicos S.A., empresa consultora y constructora debidamente registrada ante el Colegio Federado de Ingenieros y Arquitectos de Costa Rica registro número CC-06378, presenta la oferta formal por la mano de obra para la instalación y puesta en marcha de 23 aerogeneradores para el edificio de Align Technology.

1. VIGENCIA DE LA OFERTA

La vigencia de la oferta es de (30) treinta días naturales contados a partir de la fecha de presentación de la misma.

2. TIEMPO DE ENTREGA

El tiempo de entrega ofrecido es de 5 semanas, contadas a partir de recibida la orden de compra o firma del contrato.

3. FORMA DE PAGO

Un primer adelanto del 30% contra la ORDEN DE COMPRA O FIRMA DEL CONTRATO DE SERVICIOS, el restante 70% al finalizar la instalación.

4. ESPECIFICACIONES GENERALES

- a. Todo el trabajo estará de acuerdo con las regulaciones aplicables de la República de Costa Rica, el CFIA y el Código Eléctrico Nacional, última edición.
- b. Se contará con supervisión profesional durante la duración de todo el proyecto.
- c. Todo el personal que se designe al desarrollo de este proyecto será personal calificado con amplia experiencia en este tipo de instalaciones.
- d. El personal de la obra estará debidamente amparado a la seguridad social C.C.S.S. según la legislación nacional, además estarán protegidos con póliza de riesgos de trabajo del INS durante la duración del proyecto.

5. ALCANCE SISTEMAS ELECTRICOS

- a. Suministro de materiales y mano de obra para instalación del cableado del sistema:
 - i. Suministro de la mano de obra necesaria para la instalación de todas las acometidas que según planos eléctricos corresponden a el sistema de interconexión de las turbinas que esta oferta contempla. El cableado implica tuberías EMT o PVC Según corresponda.

TELEFONO: (506) 4701-5020

CELULAR: (506) 8323-5692

EMAIL: cartavia@jyeconsultores.com, info@jyeconsultores.com

SAN RAFAEL, HEREDIA, COSTA RICA

www.jyeconsultores.com



Cedula jurídica: 3-101-579179.
CFIA CC-06378

- ii. Cantidad de personal necesaria para la ejecución en tiempo y forma de los trabajos sub-contratados.
 - iii. Suministro de materiales para la correcta canalización y cableado de los sistemas de inversores e interfases provistas para la obra.
- 6. ALCANCE SISTEMAS MECANICOS.**
- a. Suministro de herramientas y mano de obra para el ensamblaje de los aerogeneradores:
 - i. Suministro de mano de obra y herramientas para el ensamblaje de los aerogeneradores indicados por el cliente.
 - b. Suministro de herramientas y mano de obra para la instalación del mástil:
 - i. Suministro de mano de obra y herramientas para el respectivo anclaje y nivelación del mástil para la turbina.
 - ii. Suministro de mano de obra y herramientas para la colocación en sitio de los aerogeneradores.
- 7. VALOR DE LA OFERTA**
- i. El valor económico de nuestra oferta es de ciento treinta y seis mil dólares americanos \$136.000,00 exactos.
- 8. MANTENIMIENTO**
- i. Se estima un mantenimiento anual de siete mil setecientos cincuenta dólares americanos \$7.750,00 más IVA.
- 9. GARANTIA**
- i. La garantía de los trabajos que sean realizados será de doce meses, a partir de la fecha de recepción a entera satisfacción por parte del propietario, y de 5 años por vicios ocultos.
 - ii. La garantía aplicará por mano de obra de instalación en todos los equipos y sistemas incluidos en la presente oferta, mas no cubrirá daños o defectos en accesorios o equipos no instalados por J&E Consultores Electromecánicos S.A.
 - iii. Esta garantía no aplicara cuando por uso inapropiado, desastre natural, robo, hurto, actos de vandalismo los bienes o servicios entregados sufran daños reparables o irreparables.

Esperamos que nuestra oferta sea de su aprobación y que tengamos la oportunidad de trabajar con usted en este proyecto. Si se requiere alguna información adicional no dude en contactarnos

TELEFONO: (506) 4701-5020
CELULAR: (506) 8323-5692

EMAIL: cartavia@iveconsultores.com, info@iveconsultores.com
SAN RAFAEL, HEREDIA, COSTA RICA
www.iveconsultores.com

Apéndice S. Tasa Nominal a largo plazo BCR.

DÓLARES

TASA NOMINAL

Plazo en días	Físico negociable en Bolsa	Bancobcr y Desmaterializado-Físico negociable BCR
1-6	N/A	0,07%
7-13	N/A	0,10%
14-20	N/A	0,12%
21-29	N/A	0,15%
30-59	0,20%	0,25%
60-89	0,40%	0,45%
90-119	0,65%	0,70%
120-149	0,95%	1,00%
150-179	1,30%	1,35%
180-209	1,60%	1,65%
210-239	1,85%	1,90%
240-269	2,05%	2,10%
270-299	2,25%	2,30%
300-329	2,45%	2,50%
330-359	2,45%	2,50%
360-539	2,45%	2,50%
540-719	2,80%	2,85%
720-1079	2,95%	3,00%
1080-1439	3,45%	3,50%
1440-1799	3,70%	3,75%
De 1800	3,85%	3,90%

Rigen a partir del 11-Set-2020

Apéndice T. Diseño fotovoltaico para el 49% del consumo del edificio y una solución mixta.

Como se mencionó en el capítulo 4, para cubrir el 49% del consumo energético del edificio se necesitan un total de 781 módulos fotovoltaicos, cada módulo tiene una potencia nominal de 420 Wp para un total de 328,020 Wp instalados como se observa en la ecuación 32, donde Pm es la potencia nominal del módulo fotovoltaico, Nm la cantidad de módulos a instalar y Pi la potencia instalada.

$$P_i = P_m \cdot N_m \quad 32$$

$$P_i = 420 \text{ W} \cdot 781 = 328,020 \text{ W} \quad 32$$

La tabla 36 muestra el ahorro utilizando el costo de ₡90.64 el KWh según la tarifa de JASEC vigente desde el miércoles 01 de julio de 2020 al miércoles 30 de setiembre del 2020 publicada en la Gaceta 158 del viernes 26 de junio del 2020 y con el tipo de cambio del BAC San José del día 10 de setiembre de 2020 de ₡602 colones por cada dólar para un ahorro de cuarenta y tres mil novecientos setenta y cinco dólares americanos.

Detalle	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Energía generada (KWh)	35974.1	37464.3	44390.1	40353.7	38223.8	35149.5
Energía consumida (KWh)	59850.0	63410.0	74510.0	74640.0	71760.0	75600.0
Energía requerida (KWh)	23875.9	25945.7	30119.9	34286.3	33536.2	40450.5
Máxima demanda (KW)	124.8	128.0	174.5	174.5	174.6	174.6
Facturación máxima demanda	₡ 1,105,045	₡ 1,135,698	₡ 1,575,067	₡ 1,575,067	₡ 1,576,203	₡ 1,576,203
Facturación con paneles	₡ 2,549,298	₡ 2,705,154	₡ 3,397,020	₡ 3,649,046	₡ 3,604,807	₡ 4,023,053
Facturación sin paneles	₡ 4,725,371	₡ 4,971,369	₡ 6,082,177	₡ 6,090,041	₡ 5,916,965	₡ 6,149,247
Detalle	Julio	Agosto	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Energía generada (KWh)	35120.7	37186.7	36748.6	34075.5	29867.7	33088.0
Energía consumida (KWh)	78120.0	76920.0	82080.0	76680.0	83400.0	76080.0
Energía requerida (KWh)	42999.3	39733.3	45331.4	42604.5	53532.3	42992.0
Máxima demanda (KW)	210.2	210.2	210.2	210.2	210.2	216.8
Facturación máxima demanda	₡ 1,913,393	₡ 1,913,393	₡ 1,913,393	₡ 1,913,393	₡ 1,913,393	₡ 1,975,835
Facturación con paneles	₡ 4,514,420	₡ 4,316,860	₡ 4,655,489	₡ 4,490,539	₡ 5,151,561	₡ 4,576,421
Facturación sin paneles	₡ 6,638,871	₡ 6,566,283	₡ 6,878,412	₡ 6,551,766	₡ 6,958,259	₡ 6,577,914
Gasto anual con paneles	₡ 47,633,669	\$79,125.70				
Gasto anual sin paneles	₡ 74,106,676	\$123,100.79				
Ahorro anual	₡ 26,473,007	\$43,975.09				

Tabla 38. Ahorro económico para el sistema fotovoltaico para el 49% del consumo.

Fuente: Elaboración propia con Excel.

Análisis financiero para cubrir el 49% del consumo energético para la solución 1.

Conociendo que el costo por Watt instalado para el diseño con inversor central y optimizadores de energía es de 0.92 \$/W, la ecuación 33 muestra el costo inicial para este sistema donde I es la inversión inicial, Cw es el costo por watt instalado y Pn la potencia instalada, para este cálculo se tiene un costo inicial de \$301,778 dólares americano.

$$I = Cw \cdot Pn \quad 33$$

$$I = 0.92\$/W \cdot 328,020 W = \$301,778.4 \quad 33$$

La tabla 37 muestra la diferencia de flujos de efectivo del sistema con módulos y sin módulos fotovoltaicos, para ello se estima un aumento del 8% en la facturación eléctrica anual según información obtenida en el apéndice P. Además, con base en la cotización hecha en el apéndice P se considera un costo por mantenimiento de \$ 3,000 para el primer periodo con un aumento anual estimado del 3% según el aumento en las tarifas de combustible.

Periodo	Flujo de efectivo sin el aporte de los paneles solares. (USD)	Flujo de efectivo con el aporte de los paneles solares. (USD)	Mantenimiento anual. (USD)	Flujo de efectivo con paneles solares más mantenimiento. (USD)	Diferencia de flujos. (USD)
0	\$123,101	\$79,126	Sin costo	\$79,126	\$43,975
1	\$132,949	\$85,456	\$3,000	\$88,456	\$44,493
2	\$143,585	\$92,293	\$3,090	\$95,383	\$48,202
3	\$155,072	\$99,676	\$3,183	\$102,859	\$52,213
4	\$167,478	\$107,650	\$3,278	\$110,928	\$56,549
5	\$180,876	\$116,262	\$3,377	\$119,639	\$61,237
6	\$195,346	\$125,563	\$3,478	\$129,041	\$66,305
7	\$210,973	\$135,608	\$3,582	\$139,190	\$71,783
8	\$227,851	\$146,457	\$3,690	\$150,146	\$77,705
9	\$246,079	\$158,173	\$3,800	\$161,974	\$84,106
10	\$265,766	\$170,827	\$3,914	\$174,741	\$91,024
11	\$287,027	\$184,493	\$4,032	\$188,525	\$98,502
12	\$309,989	\$199,253	\$4,153	\$203,405	\$106,584
13	\$334,788	\$215,193	\$4,277	\$219,470	\$115,318
14	\$361,571	\$232,408	\$4,406	\$236,814	\$124,757
15	\$390,497	\$251,001	\$4,538	\$255,539	\$134,958
16	\$421,737	\$271,081	\$4,674	\$275,755	\$145,982
17	\$455,476	\$292,768	\$4,814	\$297,582	\$157,894
18	\$491,914	\$316,189	\$4,959	\$321,148	\$170,766
19	\$531,267	\$341,484	\$5,107	\$346,591	\$184,676
20	\$573,768	\$368,803	\$5,261	\$374,063	\$199,705

Tabla 39. Flujos de efectivo proyectado para la propuesta 1 y el 49% del consumo en dólares americanos.

Fuente: Elaboración propia.

La tabla 38 muestra el valor actual neto del proyecto, para este cálculo se estima una vida útil de los inversores y optimizadores de energía de 15 años por lo cual estos se deben remplazar agregándole un costo adicional al proyecto en el periodo número 15 de \$54,221 dólares americanos siendo el 18% de la inversión inicial según la cotización hecha con la empresa CRSolutions la cual se encuentra en el apéndice P.

De acuerdo con el cálculo realizado la inversión se recupera en el sétimo año con un valor actual neto de \$968,021 dólares americanos. Para el cálculo de la TIR se utilizó la herramienta de Microsoft Excel debido a la complejidad del cálculo. El resultado es el siguiente: TIR = 21%

Período	Diferencia de flujos.	Valor presente.	Valor acumulado.
0	-\$301,778	-\$301,778	-\$301,778
1	\$44,493	\$42,823	-\$258,955
2	\$48,202	\$44,652	-\$214,304
3	\$52,213	\$46,551	-\$167,752
4	\$56,549	\$48,525	-\$119,227
5	\$61,237	\$50,575	-\$68,652
6	\$66,305	\$52,705	-\$15,947
7	\$71,783	\$54,918	\$38,971
8	\$77,705	\$57,217	\$96,188
9	\$84,106	\$59,606	\$155,793
10	\$91,024	\$62,087	\$217,881
11	\$98,502	\$64,666	\$282,546
12	\$106,584	\$67,345	\$349,891
13	\$115,318	\$70,129	\$420,020
14	\$124,757	\$73,021	\$493,041
15	\$80,737	\$45,482	\$538,523
16	\$145,982	\$79,150	\$617,673
17	\$157,894	\$82,395	\$700,068
18	\$170,766	\$85,767	\$785,836
19	\$184,676	\$89,272	\$875,107
20	\$199,705	\$92,913	\$968,021

Tabla 40. Valor actual neto de la propuesta 1 para el 49% del consumo en dólares americanos.
Fuente: Elaboración propia.

La figura 56 muestra que el retorno de la inversión se da hasta el sétimo año.

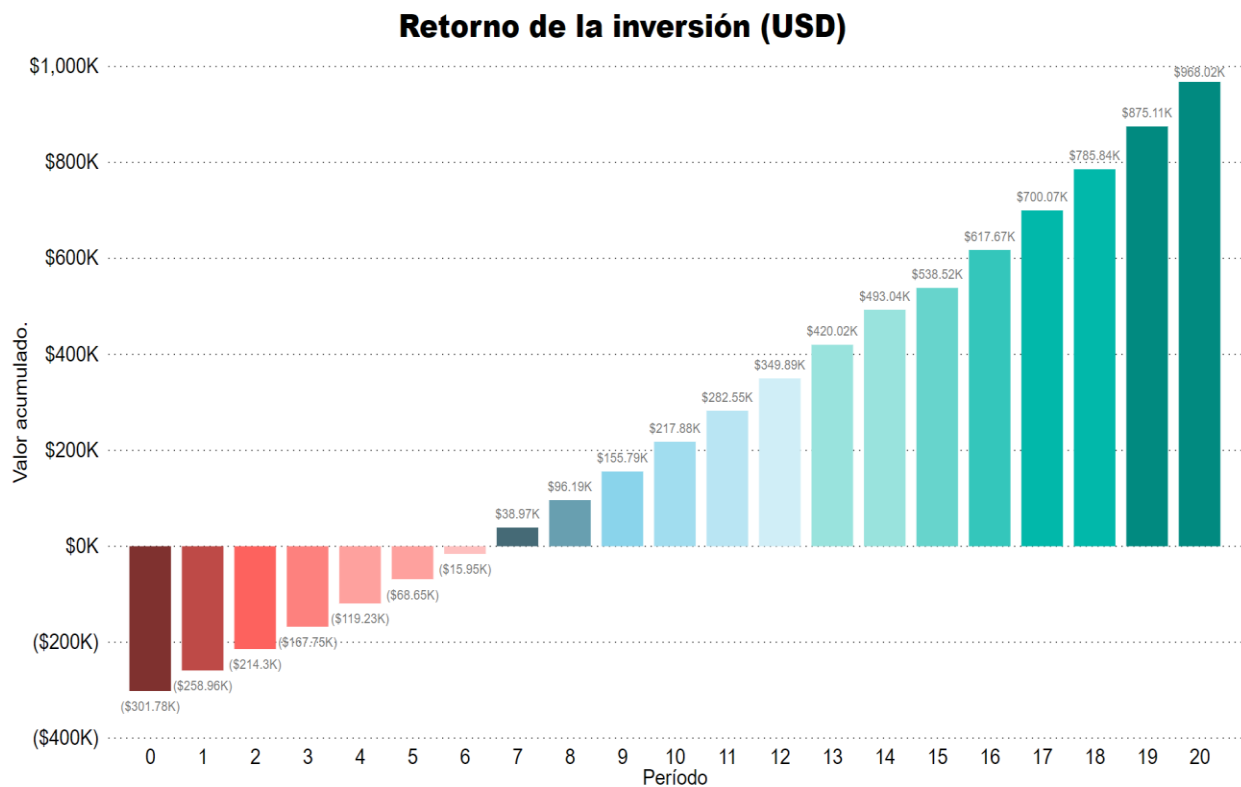


Figura 56. Retorno de la inversión para la propuesta 1 en dólares americanos para el 49% del consumo.
Fuente: Elaboración propia con Power BI.

Análisis financiero para cubrir el 49% del consumo energético para la solución 2

Para el sistema con inversor central sin optimizadores el costo por Watt instalado es de \$ 1.44, la ecuación 34 muestra el costo inicial para este sistema donde I es la inversión inicial, Cw es el costo por watt instalado y Pn la potencia instalada, para este cálculo se tiene un costo inicial de \$472,349 dólares americanos.

$$I = Cw \cdot Pn \quad 34$$

$$I = 1.44\$/W \cdot 328,020 \text{ W} = \$472,349 \quad 34$$

La tabla 39 muestra la diferencia de flujos de efectivo del sistema con módulos y sin módulos fotovoltaicos, para ello se estima un aumento del 8% en la facturación eléctrica anual según información obtenida en el apéndice Q. Además, con base en la cotización hecha en el apéndice Q

se considera un costo por mantenimiento de \$ 5,334 dólares americanos para el primer periodo con un aumento anual estimado del 3% según el aumento en las tarifas de combustible y servicios.

Periodo	Flujo de efectivo sin el aporte de los paneles solares. (USD)	Flujo de efectivo con el aporte de los paneles solares. (USD)	Mantenimiento anual. (USD)	Flujo de efectivo con paneles solares más mantenimiento. (USD)	Diferencia de flujos. (USD)
0	\$123,101	\$79,126	Sin costo	\$79,126	\$43,975
1	\$132,949	\$85,456	\$5,334	\$90,790	\$42,159
2	\$143,585	\$92,293	\$5,494	\$97,787	\$45,798
3	\$155,072	\$99,676	\$5,659	\$105,335	\$49,737
4	\$167,478	\$107,650	\$5,829	\$113,479	\$53,999
5	\$180,876	\$116,262	\$6,003	\$122,266	\$58,610
6	\$195,346	\$125,563	\$6,184	\$131,747	\$63,599
7	\$210,973	\$135,608	\$6,369	\$141,977	\$68,996
8	\$227,851	\$146,457	\$6,560	\$153,017	\$74,835
9	\$246,079	\$158,173	\$6,757	\$164,930	\$81,149
10	\$265,766	\$170,827	\$6,960	\$177,787	\$87,979
11	\$287,027	\$184,493	\$7,168	\$191,662	\$95,365
12	\$309,989	\$199,253	\$7,384	\$206,636	\$103,353
13	\$334,788	\$215,193	\$7,605	\$222,798	\$111,990
14	\$361,571	\$232,408	\$7,833	\$240,242	\$121,330
15	\$390,497	\$251,001	\$8,068	\$259,069	\$131,428
16	\$421,737	\$271,081	\$8,310	\$279,391	\$142,346
17	\$455,476	\$292,768	\$8,560	\$301,327	\$154,149
18	\$491,914	\$316,189	\$8,816	\$325,005	\$166,909
19	\$531,267	\$341,484	\$9,081	\$350,565	\$180,702
20	\$573,768	\$368,803	\$9,353	\$378,156	\$195,612

Tabla 41. Flujos de efectivo proyectado para la propuesta 2 en dólares americanos.

Fuente: Elaboración propia con Excel.

La tabla 40 muestra el valor actual neto del proyecto, para este cálculo se estima una vida útil de los inversores y optimizadores de energía de 15 años por lo cual estos se deben reemplazar agregándole un costo adicional al proyecto en el periodo número 15 de \$70,852 dólares americanos siendo el 15% de la inversión inicial según la cotización hecha con la empresa CRSolutions la cual se encuentra en el apéndice Q.

De acuerdo con el cálculo realizado la inversión se recupera en el décimo año con un valor actual neto de \$746,665 dólares americanos. Para el cálculo de la TIR se utilizó la herramienta de Microsoft Excel debido a la complejidad del cálculo. El resultado es el siguiente: TIR = 14%

Periodo	Diferencia de flujos.	Valor presente.	Valor acumulado.
0	-\$472,349	-\$472,349	-\$472,349
1	\$42,159	\$40,577	-\$431,772
2	\$45,798	\$42,425	-\$389,348
3	\$49,737	\$44,344	-\$345,004
4	\$53,999	\$46,336	-\$298,667
5	\$58,610	\$48,406	-\$250,262
6	\$63,599	\$50,554	-\$199,708
7	\$68,996	\$52,786	-\$146,922
8	\$74,835	\$55,103	-\$91,818
9	\$81,149	\$57,510	-\$34,308
10	\$87,979	\$60,010	\$25,702
11	\$95,365	\$62,607	\$88,308
12	\$103,353	\$65,304	\$153,612
13	\$111,990	\$68,105	\$221,717
14	\$121,330	\$71,015	\$292,732
15	\$60,576	\$34,124	\$326,856
16	\$142,346	\$77,178	\$404,035
17	\$154,149	\$80,441	\$484,475
18	\$166,909	\$83,830	\$568,305
19	\$180,702	\$87,351	\$655,656
20	\$195,612	\$91,009	\$746,665

Tabla 42. Valor actual neto para la propuesta 2 con el 49% del consumo en dólares americanos.

Fuente: Elaboración propia con Excel.

El gráfico 13 muestra que el retorno de la inversión correspondiente a este diseño se da hasta el décimo año.

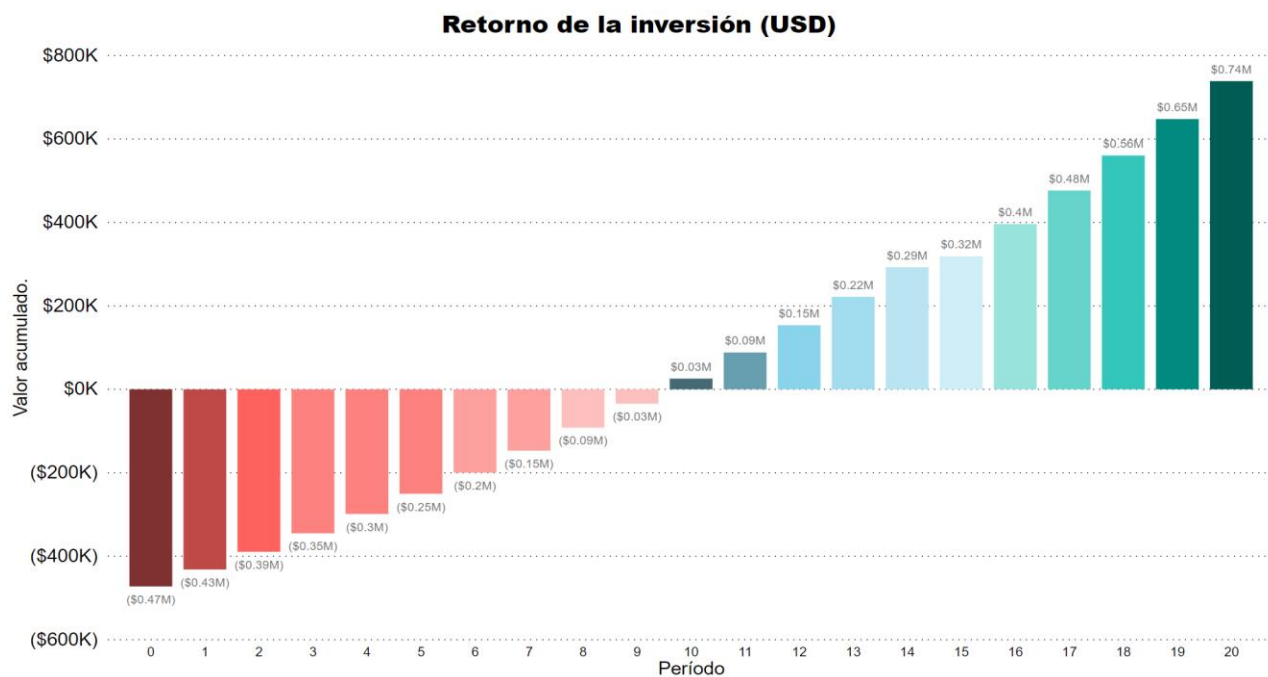


Figura 57. Retorno de la inversión para la propuesta 2 con el 49% del consumo en dólares americanos.
Fuente: Elaboración propia con Power BI.

Análisis financiero para cubrir el 49% del consumo energético para la solución 3.

Conociendo que el costo por Watt instalado para el diseño con micro inversores es de 1.64 \$/W, la ecuación 35 muestra el costo inicial para este sistema donde I es la inversión inicial, Cw es el costo por watt instalado y Pn la potencia instalada, para este cálculo se tiene un costo inicial de \$537,953 dólares americano.

$$I = Cw \cdot Pn \quad 35$$

$$I = 1.64\$/W \cdot 328,020 \text{ W} = \$537,953 \quad 35$$

La tabla 41 muestra la diferencia de flujos de efectivo del sistema con módulos y sin módulos fotovoltaicos, para ello se estima un aumento del 8% en la facturación eléctrica anual según información obtenida en el apéndice Q. Además, con base en la cotización hecha en el apéndice Q se considera un costo por mantenimiento de \$ 5,334 dólares americanos para el primer período con un aumento anual estimado del 3% según el aumento en las tarifas de combustible y servicios.

Periodo	Flujo de efectivo sin el aporte de los paneles solares. (USD)	Flujo de efectivo con el aporte de los paneles solares. (USD)	Mantenimiento anual. (USD)	Flujo de efectivo con paneles solares más mantenimiento. (USD)	Diferencia de flujos. (USD)
0	\$123,101	\$79,126	Sin costo	\$79,126	\$43,975
1	\$132,949	\$85,456	\$5,334	\$90,790	\$42,159
2	\$143,585	\$92,293	\$5,494	\$97,787	\$45,798
3	\$155,072	\$99,676	\$5,659	\$105,335	\$49,737
4	\$167,478	\$107,650	\$5,829	\$113,479	\$53,999
5	\$180,876	\$116,262	\$6,003	\$122,266	\$58,610
6	\$195,346	\$125,563	\$6,184	\$131,747	\$63,599
7	\$210,973	\$135,608	\$6,369	\$141,977	\$68,996
8	\$227,851	\$146,457	\$6,560	\$153,017	\$74,835
9	\$246,079	\$158,173	\$6,757	\$164,930	\$81,149
10	\$265,766	\$170,827	\$6,960	\$177,787	\$87,979
11	\$287,027	\$184,493	\$7,168	\$191,662	\$95,365
12	\$309,989	\$199,253	\$7,384	\$206,636	\$103,353
13	\$334,788	\$215,193	\$7,605	\$222,798	\$111,990
14	\$361,571	\$232,408	\$7,833	\$240,242	\$121,330
15	\$390,497	\$251,001	\$8,068	\$259,069	\$131,428
16	\$421,737	\$271,081	\$8,310	\$279,391	\$142,346
17	\$455,476	\$292,768	\$8,560	\$301,327	\$154,149
18	\$491,914	\$316,189	\$8,816	\$325,005	\$166,909
19	\$531,267	\$341,484	\$9,081	\$350,565	\$180,702
20	\$573,768	\$368,803	\$9,353	\$378,156	\$195,612

Tabla 43. Flujos de efectivo proyectado para la propuesta 3 y el 49% del consumo en dólares americanos.

Fuente: Elaboración propia.

La tabla 42 muestra el valor actual neto del proyecto, para este cálculo se estima una vida útil de los micro inversores de 15 años por lo cual estos se deben remplazar agregándole un costo adicional al proyecto en el periodo número 15 de \$193,663 dólares americanos siendo el 36% de la inversión inicial según la cotización hecha con la empresa Sunshine la cual se encuentra en el apéndice Q.

De acuerdo con el cálculo realizado la inversión se recupera en el undécimo año con un valor actual neto de \$611,878 dólares americanos. Para el cálculo de la TIR se utilizó la herramienta de Microsoft Excel debido a la complejidad del cálculo. El resultado es el siguiente: TIR = 12%

Período	Diferencia de flujos	Valor presente	Valor acumulado
0	-\$537,953	-\$537,953	-\$537,953
1	\$42,159	\$40,577	-\$497,376
2	\$45,798	\$42,425	-\$454,952
3	\$49,737	\$44,344	-\$410,608
4	\$53,999	\$46,336	-\$364,271
5	\$58,610	\$48,406	-\$315,866
6	\$63,599	\$50,554	-\$265,312
7	\$68,996	\$52,786	-\$212,526
8	\$74,835	\$55,103	-\$157,422
9	\$81,149	\$57,510	-\$99,912
10	\$87,979	\$60,010	-\$39,902
11	\$95,365	\$62,607	\$22,704
12	\$103,353	\$65,304	\$88,008
13	\$111,990	\$68,105	\$156,113
14	\$121,330	\$71,015	\$227,128
15	-\$62,235	-\$35,059	\$192,069
16	\$142,346	\$77,178	\$269,247
17	\$154,149	\$80,441	\$349,688
18	\$166,909	\$83,830	\$433,518
19	\$180,702	\$87,351	\$520,869
20	\$195,612	\$91,009	\$611,878

Tabla 44. Valor actual neto de la propuesta 3 para el 49% del consumo en dólares americanos.
Fuente: Elaboración propia.

El gráfico 14 muestra que el retorno de la inversión se da hasta el undécimo año.

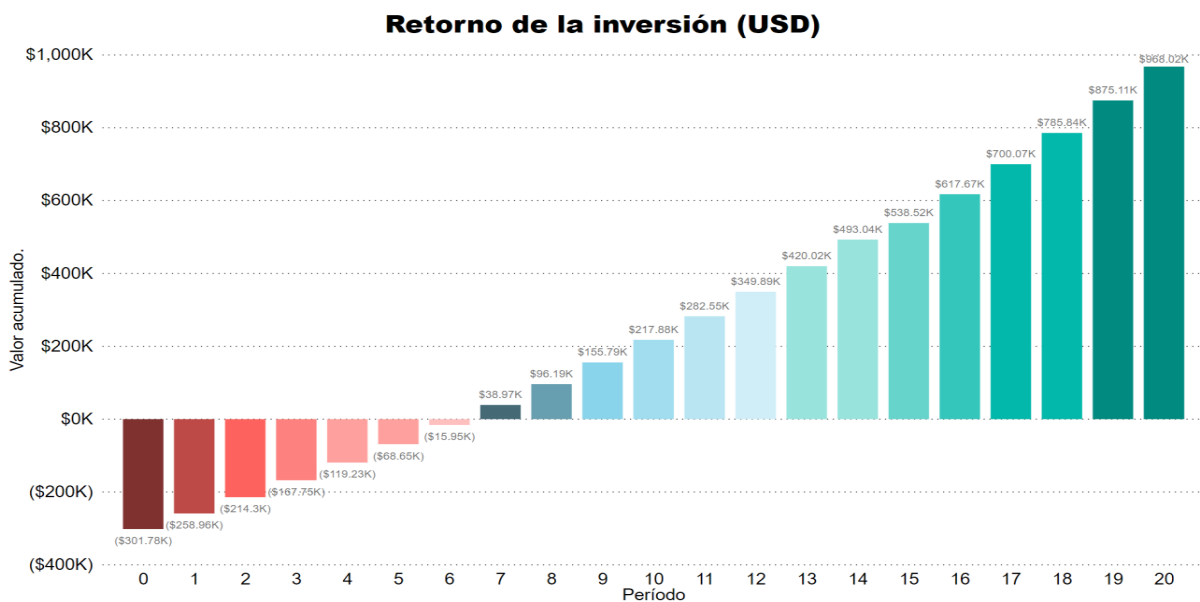


Figura 58. Retorno de la inversión para la propuesta 3 con el 49% del consumo dólares americanos.
Fuente: Elaboración propia con Power BI.

Análisis financiero para una solución mixta

En esta sección se hace un análisis financiero para comprobar que una solución mixta no es la mejor opción para la empresa Align Technology debido a la baja producción energética de los aerogeneradores, el alto costo en la inversión inicial y las limitaciones tanto en área como en disponibilidad del circuito.

Debido a la disponibilidad de circuito de 268 KW y a la limitante en el área se evalúa la opción de 23 aerogeneradores Wind 25.3+ de 5000W nominal junto con 364 módulos fotovoltaicos Hiku de 420 Wp para una potencia máxima instalada de 267.88 KW.

La tabla 45 muestra la producción anual de los 364 módulos con un valor de 203,972 KWh y por medio de la ecuación 30 se tiene una producción anual de los aerogeneradores de 112,700 KWh para un total de 316,672 KWh, el cual representa el 35.5% del consumo promedio anual.

Mes	Días	Hora Solar Pico (HSP)	Número de módulos solares	Potencia instantánea (KWp)	η (%)	Producción eléctrica diaria (KWh)	Producción eléctrica mensual (KWh)	Energía mensual Consumida (KWh)	Porcentaje de ahorro (%)
Enero	31	4.941	364	0.42	71.60%	540.9	16,766.4	59,850	28.01%
Febrero	28	5.697	364	0.42	71.60%	623.6	17,461.0	63,410	27.54%
Marzo	31	6.114	364	0.42	71.40%	667.4	20,688.8	74,510	27.77%
Abril	30	5.792	364	0.42	70.80%	626.9	18,807.6	74,640	25.20%
Mayo	31	5.370	364	0.42	70.00%	574.7	17,815.0	71,760	24.83%
Junio	30	5.110	364	0.42	69.90%	546.1	16,382.1	75,600	21.67%
Julio	31	4.927	364	0.42	70.10%	528.0	16,368.7	78,120	20.95%
Agosto	31	5.202	364	0.42	70.30%	559.1	17,331.6	76,920	22.53%
Setiembre	30	5.297	364	0.42	70.50%	570.9	17,127.4	82,080	20.87%
Octubre	31	4.760	364	0.42	70.40%	512.3	15,881.5	76,680	20.71%
Noviembre	30	4.293	364	0.42	70.70%	464.0	13,920.4	83,400	16.69%
Diciembre	31	4.583	364	0.42	71.00%	497.5	15,421.3	76,080	20.27%
						Anual	203,971.7	893,050	22.84%

Tabla 45. Producción eléctrica 364 módulos fotovoltaicos.

Fuente: Elaboración propia.

La tabla 46 muestra el ahorro utilizando el costo de ¢90.64 el KWh según la tarifa de JASEC vigente desde el miércoles 01 de julio de 2020 al miércoles 30 de setiembre del 2020 publicada en la Gaceta 158 del viernes 26 de junio del 2020 y con el tipo de cambio del BAC San José del día 10 de setiembre de 2020 de ¢602 colones por cada dólar para un ahorro de treinta mil noventa y dos dólares americanos.

Detalle	Anual	Anual
Energía generada (KWh)	316672	316672
Energía consumida (KWh)	893050	893050
Energía requerida (KWh)	576378	576378
Máxima demanda (KW)	2254.8	2254.8
Facturación máxima demanda	₡ 21,126,133	₡ 35,093
Facturación con el sistema mixto	₡ 55,991,238	₡ 93,009
Facturación sin el sistema mixto	₡ 74,106,676	₡ 123,101
Ahorro anual	₡ 18,115,438	\$ 30,092

Tabla 46. Ahorro económico para el sistema mixto.
Fuente: Elaboración propia con Excel.

Conociendo que el costo por Watt instalado para la solución más económica para los paneles solares es de 0.92 \$/W, la ecuación 36 muestra el costo inicial para este sistema mixto donde I es la inversión inicial, Cw es el costo por watt instalado y Pn la potencia instalada para los paneles solares y Ia es la inversión inicial de los aerogeneradores según la cotización hecha en la tabla 32, para este cálculo se tiene un costo inicial de \$301,778 dólares americano.

$$I = Cw \cdot Pn + Ia \quad 36$$

$$I = 0.92\$/W \cdot 316,672 \text{ W} + \$432,338 = \$723,676 \quad 36$$

La tabla 47 muestra la diferencia de flujos de efectivo del sistema, para ello se estima un aumento del 8% en la facturación eléctrica anual según información obtenida en el apéndice P. Además, con base en las cotizaciones hechas en los apéndices P y R se considera un costo por mantenimiento de \$ 10,700 para el primer período con un aumento anual estimado del 3% según el aumento en las tarifas de combustible.

Periodo	Flujo de efectivo sin el aporte del sistema mixto. (USD)	Flujo de efectivo con el aporte del sistema mixto. (USD)	Mantenimiento anual. (USD)	Flujo de efectivo del sistema mixto más mantenimiento. (USD)	Diferencia de flujos. (USD)
0	\$123,101	\$93,009	\$0	\$87,177	\$35,924
1	\$132,949	\$100,450	\$10,750	\$111,200	\$21,749
2	\$143,585	\$108,486	\$11,073	\$119,558	\$24,027
3	\$155,072	\$117,165	\$11,405	\$128,569	\$26,503
4	\$167,478	\$126,538	\$11,747	\$138,285	\$29,193
5	\$180,876	\$136,661	\$12,099	\$148,760	\$32,116
6	\$195,346	\$147,594	\$12,462	\$160,056	\$35,290
7	\$210,973	\$159,401	\$12,836	\$172,237	\$38,736
8	\$227,851	\$172,153	\$13,221	\$185,374	\$42,477
9	\$246,079	\$185,925	\$13,618	\$199,543	\$46,536
10	\$265,766	\$200,799	\$14,026	\$214,826	\$50,940
11	\$287,027	\$216,863	\$14,447	\$231,311	\$55,717
12	\$309,989	\$234,212	\$14,881	\$249,093	\$60,896
13	\$334,788	\$252,949	\$15,327	\$268,276	\$66,512
14	\$361,571	\$273,185	\$15,787	\$288,972	\$72,599
15	\$390,497	\$295,040	\$16,260	\$311,301	\$79,197
16	\$421,737	\$318,643	\$16,748	\$335,392	\$86,345
17	\$455,476	\$344,135	\$17,251	\$361,386	\$94,090
18	\$491,914	\$371,666	\$17,768	\$389,434	\$102,480
19	\$531,267	\$401,399	\$18,301	\$419,700	\$111,567
20	\$573,768	\$433,511	\$18,850	\$452,361	\$121,407

Tabla 47. Flujos de efectivo proyectado para el sistema mixto en dólares americanos.
Fuente: Elaboración propia.

La tabla 48 muestra el valor actual neto del proyecto, para este cálculo se estima una vida útil de los inversores de 15 años por lo cual estos se deben reemplazar agregándole un costo adicional al proyecto en el período número 15 de \$81,828 dólares americanos siendo el 11% de la inversión inicial.

De acuerdo con el cálculo realizado la inversión para un sistema mixto nunca se recupera y presenta un valor actual neto de -\$34,277 dólares americanos. Para el cálculo de la TIR se utilizó la herramienta de Microsoft Excel debido a la complejidad del cálculo. El resultado es el siguiente:
TIR = 3%

Periodo	Diferencia de flujos.	Valor presente.	Valor acumulado.
0	-\$723,676	-\$723,676	-\$723,676
1	\$21,749	\$20,933	-\$702,743
2	\$24,027	\$22,257	-\$680,486
3	\$26,503	\$23,629	-\$656,857
4	\$29,193	\$25,051	-\$631,807
5	\$32,116	\$26,524	-\$605,283
6	\$35,290	\$28,052	-\$577,231
7	\$38,736	\$29,635	-\$547,596
8	\$42,477	\$31,277	-\$516,318
9	\$46,536	\$32,980	-\$483,338
10	\$50,940	\$34,746	-\$448,592
11	\$55,717	\$36,577	-\$412,015
12	\$60,896	\$38,477	-\$373,538
13	\$66,512	\$40,448	-\$333,090
14	\$72,599	\$42,493	-\$290,597
15	-\$2,631	-\$1,482	-\$292,079
16	\$86,345	\$46,816	-\$245,264
17	\$94,090	\$49,100	-\$196,164
18	\$102,480	\$51,471	-\$144,693
19	\$111,567	\$53,931	-\$90,762
20	\$121,407	\$56,485	-\$34,277

Tabla 48. Valor actual neto de la solución mixta en dólares americanos.
Fuente: Elaboración propia.

Apéndice U. Arreglo fotovoltaico Fronius.

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging



PROYECTO

País	Costa Rica
Nombre del proyecto	2020-09-25_2234

MÓDULO FV

Módulo FV fabricante	Canadian Solar Inc.
Modelo	CS3W-420P HiKu (1000V)
Temp. de módulo mín. / máx.	-10 °C / 60 °C (14 °F / 140 °F)

INVERSOR

Tipo de Inversor	Symo 15.0-3 / 208
------------------	-------------------

RESUMEN

Relación de potencia	108%
Pmpp bei 25 °C (77 °F)	16,80 kWp
MPPT	PV1: 4x10
Corriente factor	1,00

MPPT DETALLES

	PV1
Cableado (series. x mód.)	4 x 10
Isc para 25 °C (77 °F)	45,04 A
Ump para 60 °C (140 °F)	346,28 V
Tensión circuito abierto para -10 °C (14 °F)	528,72 V
Ump para 25 °C (77 °F)	395,00 V
Pmpp bei 25 °C (77 °F)	16,80 kWp
Fusibles de string requeridos	sí
Caja de string requerida	no

FRONIUS International GmbH no asume responsabilidad alguna por la integridad de los datos de módulos y inversores empleados ni por las configuraciones incorrectas, diseños erróneos o ineficientes de instalaciones creados mediante el configurador. Todos los derechos de responsabilidad frente a Fronius que guarden relación con daños materiales o inmateriales debidos al uso del Solar.configurator, quedan excluidos siempre que Fronius no haya actuado de forma dolosa o negligente grave. El diseño Quick se basa en los siguientes supuestos: No se tiene en consideración cosPhi, tensión de CA, carga desequilibrada o limitación de potencia específicas de países. Lugar de instalación < 2000m. Rendimiento específico para cálculo de almacenamiento = 1000 kWh/kWp. Recomendación de fusibles basada en el IEC 60364-7-712: 2016. Podrían existir modificaciones debido a posibles requisitos específicos de país por parte de eléctricas o autoridades estatales.

1/1

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging



PROYECTO

País	Costa Rica
Nombre del proyecto	2020-09-25_2234

MÓDULO FV

Módulo FV fabricante	Canadian Solar Inc.
Modelo	CS3W-420P HiKu (1000V)
Temp. de módulo mín. / máx.	-10 °C / 60 °C (14 °F / 140 °F)

INVERSOR

Tipo de Inversor	Symo 15.0-3 / 208
------------------	-------------------

RESUMEN

Relación de potencia	113%
Pmpp bei 25 °C (77 °F)	17,64 kWp
MPPT	PV1: 3x14
Corriente factor	1,00

MPPT DETALLES

	PV1
Cableado (series. x mód.)	3 x 14
Isc para 25 °C (77 °F)	33,78 A
Umpp para 60 °C (140 °F)	484,79 V
Tensión circuito abierto para -10 °C (14 °F)	740,21 V
Umpp para 25 °C (77 °F)	553,00 V
Pmpp bei 25 °C (77 °F)	17,64 kWp
Fusibles de string requeridos	sí
Caja de string requerida	no

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging



PROYECTO

País	Costa Rica
Nombre del proyecto	2020-09-25_2234

MÓDULO FV

Módulo FV fabricante	Canadian Solar Inc.
Modelo	CS3W-420P HiKu (1000V)
Temp. de módulo mín. / máx.	-10 °C / 60 °C (14 °F / 140 °F)

INVERSOR

Tipo de Inversor	Symo 15.0-3 / 208
------------------	-------------------

RESUMEN

Relación de potencia	119%
Pmpp bei 25 °C (77 °F)	18,48 kWp
MPPT	PV1: 4x11
Corriente factor	1,00

MPPT DETALLES

	PV1
Cableado (series. x mód.)	4 x 11
Isc para 25 °C (77 °F)	45,04 A
Ump para 60 °C (140 °F)	380,91 V
Tensión circuito abierto para -10 °C (14 °F)	581,59 V
Ump para 25 °C (77 °F)	434,50 V
Pmpp bei 25 °C (77 °F)	18,48 kWp
Fusibles de string requeridos	sí
Caja de string requerida	no

Apéndice V. Arreglo fotovoltaico con inversor Solaredge.

solaredge | INFORME DESIGNER | Página 1 de 4

SISTEMA FOTOVOLTAICO ALIGN

Calle 58, Cartago, Costa Rica | Scott Salazar | 26 sept. 2020



RESUMEN DEL SISTEMA

 638 Módulos FV

 3 Inversores

 319 Optimizadores

RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN


Potencia CC Instalada
267,96 kWp


Máx. Pca Activa
267,96 kW


Energía Producida Anual
359,13 MWh


Emisiones CO2 Ahorradas
140,78 t

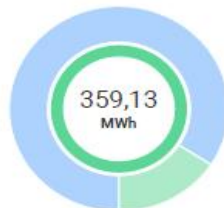

Arboles Equivalentes Plantados
6466

PRODUCCIÓN DEL SISTEMA

 Producción Total - 100 %
359,13 MWh

 Autoconsumo - 84 %
302,20 MWh

 Exportación - 16 %
56,93 MWh

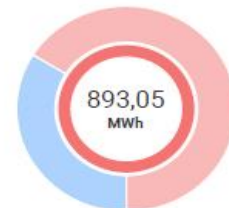


CONSUMO

 Consumo Total - 100 %
893,05 MWh

 Autoconsumo - 34 %
302,20 MWh

 Importación - 66 %
590,85 MWh



MÓDULOS FV

Nº Módulo	Modelo	Potencia pico	Tipo de estructura	Orientación	AzimutInclinación
506	Canadian Solar Inc., CS3W-420PB-AG BiHiKu (1500V)	212,5 kWp			201° 10°
132	Canadian Solar Inc., CS3W-420PB-AG BiHiKu (1500V)	55,4 kWp			180° 10°
Total: 638		268 kWp			

LISTA DE MATERIALES (BOM)

Equipos	Cantidad	Coste (\$)	Total (\$)
SE100K	3		
P850	319		
Canadian Solar Inc., CS3W-420PB-AG BiHiKu (1500V)	638		

SISTEMA FOTOVOLTAICO ALIGN

Calle 58, Cartago, Costa Rica | Scott Salazar | 26 sept. 2020

DISEÑO ELÉCTRICO

Inversores y Almacenamiento	Strings por Inversor	Optimizadores por String	Módulos FV por string
(1 SE100K x) 106.68kW 107%	Unidad Primaria:		
	Ω 2 x strings	14 x P850 (2:1)	28
	Ω 1 x string	15 x P850 (2:1)	30
	Unidad Secundaria 1:		
	Ω 3 x strings	14 x P850 (2:1)	28
	Unidad Secundaria 2:		
Ω 3 x strings	14 x P850 (2:1)	28	
(1 SE100K x) 72.24kW 72%	Unidad Primaria:		
	Ω 1 x string	18 x P850 (2:1)	36
	Ω 1 x string	17 x P850 (2:1)	34
	Unidad Secundaria 1:		
	Ω 1 x string	15 x P850 (2:1)	30
	Ω 1 x string	18 x P850 (2:1)	36
Unidad Secundaria 2:			
Ω 1 x string	18 x P850 (2:1)	36	
(1 SE100K x) 89.04kW 89%	Unidad Primaria:		
	Ω 1 x string	18 x P850 (2:1)	36
	Ω 1 x string	17 x P850 (2:1)	34
	Unidad Secundaria 1:		
	Ω 1 x string	18 x P850 (2:1)	36
	Ω 1 x string	17 x P850 (2:1)	34
Unidad Secundaria 2:			
Ω 2 x strings	18 x P850 (2:1)	36	

DESIGNER SISTEMA FOTOVOLTAICO ALIGN

scott salazar solaredge

INFORMACIÓN DEL PROYECTO
DISEÑO 3D
DISTRIBUCIÓN MÓDULOS FV
DISEÑO ELÉCTRICO
RESUMEN E INFORMES
EXPORTAR A MONITORING

Seleccionar Todo
SET00K (3)
72%, 5 strings
107%, 9 strings
89%, 6 strings

638
INVERSOR MÓDULOS FV

267,96
INVERSOR POTENCIA CC (kW)

20
STRINGS

89%
INVERSOR RATIO CC/CA

Help

Apéndice W. Interfase Wind.

Interface *WIND+*

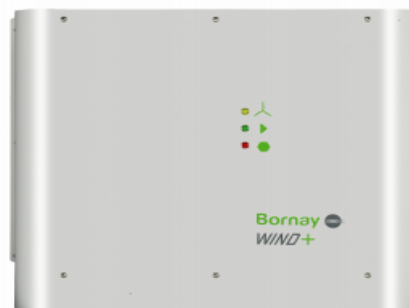
Interface Wind + rectifica, controla y filtra la energía producida por el aerogenerador entregando energía apta para su uso en las diferentes aplicaciones:

- **Conexión a red**, el interface entrega energía en corriente continua al inversor de conexión a red ABB Wind.
- **Bombeo de agua**, el interface entrega energía directamente en corriente continua para el funcionamiento de bombas como la Grundfos SQFlex, ó corriente alterna trifásica a 230 V para el funcionamiento de cualquier tipo de bombas ó motores.
- **Telecom**, el interface entrega energía en corriente alterna directamente a los rectificadores, ó corriente continua directamente a los inversores en función del fabricante del sistema.

La comunicación ModBus, permite la comunicación de modo bi-direccional entre los diferentes componentes de la instalación: para la gestión de la energía, monitorización, cambio de parámetros ...

Datos Técnicos

Entrada Aerogenerador	
Tipo de entrada	Trifásica CA
Conectores	MC4
Rango de voltaje operativo	80 - 480 Vac
Voltaje máximo admisible	510 Vac
Potencia máxima	3000 W (Wind 13+) / 6000 W (Wind 25+)
Resistencia de frenado	5000 W (Wind 13+) / 10000 W (Wind 25+)
Protección entrada	Varistores
Salida	
Tipo de salida	CA / CC
Conectores	MC4
Rango de voltaje	80 - 380 Vac / 100 - 450 Vcc
Protección	IGBT
Operacionales	
Consumo en reposo	< 3 W
Consumo a máxima potencia	< 30 W
Conexiones	
Anemómetro	Si, opcional.
Comunicaciones	2 x RS485 / 1 x RS232
USB	1 x mini USB Tipo B hembra
Bluetooth	Opcional con Bornay Bluetooth dongle
Parada de emergencia	Si, Seta de emergencia
Parada de emergencia remota	Si, con interruptor externo
Rele	Libre de potencial, COM, NA, NC
Entradas auxiliares digitales	2
Salidas digitales	Salida de pulsos para sincronización con inversores con curva de potencia F-P
Físicas	
Grado de protección	IP20
Material	Aluminio
Color	RAL7035
Ventilación	Forzada
Montaje	Sobre pared
Dimensiones	399 x 494 x 190 mm
Dimensiones embalaje	220 x 490 x 353 mm (Rack Telecom opcional)
Peso	14 Kg (Wind 13+) / 18,5 Kg (Wind 25+)
Peso embalaje	16,5 Kg (Wind 13+) / 21 Kg (Wind 25+)



www.bornay.com