

**UNIVERSIDAD INTERNACIONAL DE LAS AMÉRICAS**  
**VICERRECTORÍA ACADÉMICA**

**CARRERA DE INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA**

**DISEÑO DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA  
PARA UNA RADIO BASE CELULAR DEL ICE, SEGÚN  
DIFERENTES ZONAS DEL PAÍS**

**MODALIDAD DE PROYECTO PARA OPTAR POR EL GRADO DE LICENCIATURA EN INGENIERÍA  
ELECTROMECAÁNICA**

**NOMBRE DEL ESTUDIANTE**

**ING. ESTEBAN ALFARO GONZÁLEZ**

**NOMBRE DEL TUTOR**

**MASTER ÁLVARO ROJAS CAMACHO**

**NOMBRE DEL LECTOR**

**MASTER BILLY RETANA PEÑA**

**SAN JOSÉ**  
**DICIEMBRE, 2018**

## Contenido

Figuras .....	9
Dedicatoria y agradecimientos .....	17
Resumen .....	18
<b>CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>19</b>
Planteamiento del Problema .....	19
Objetivos.....	19
Objetivo general .....	19
Objetivos específicos.....	19
Justificación.....	20
Proyecciones.....	21
<b>CAPÍTULO II: MARCO REFERENCIAL</b> .....	<b>22</b>
Limitaciones .....	22
Antecedentes.....	22
Antecedente n°1.....	22
Antecedente n°2.....	25
Antecedente n°3.....	28
Antecedente n°4.....	31
Antecedente n°5.....	33
Radio base celular.....	35
Energía solar fotovoltaica.....	35
Generación distribuida para autoconsumo en Costa Rica .....	36
Normativa nacional .....	37
Reglamento generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables modelo de contratación medición neta sencilla .....	37
Disposiciones generales.....	37
Disposiciones generales para el sistema de generación distribuida para autoconsumo. .....	38
AR-NT-POASEN “Planeación, Operación y Acceso al Sistema Eléctrico Nacional” ..	38

Capítulo XII: Generación distribuida para autoconsumo.....	38
AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión” .....	39
Capítulo I. Generalidades.....	39
Capítulo XVI. Interconexión, acceso y suministro eléctrico para abonados-usuarios-productores.....	39
Resolución RJD-030-2016 de ARESEP, Ajustes a las Normas Técnicas y Metodologías Tarifarias aplicables a la Generación Distribuida para Autoconsumo .....	40
Metodología de fijación para la tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del productor-consumidor. ....	41
Resolución RIE-126-2017 de ARESEP, solicitud tarifaria presentada por Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) para el servicio de transmisión de energía eléctrica .....	41
Clasificación de las instalaciones solares fotovoltaicas .....	42
Aplicaciones autónomas.....	42
Aplicaciones conectadas a la red.....	42
Elementos de una instalación solar fotovoltaica.....	43
Módulo fotovoltaico .....	43
Célula solar.....	43
El panel solar. ....	44
Acumuladores.....	46
El regulador. ....	46
El inversor. ....	47
Diseño de una instalación fotovoltaica conectada a la red .....	48
Posición de una superficie o módulo fotovoltaico.....	48
Ángulo de acimut $\alpha$ .....	48
Inclinación o ángulo de elevación ( $\beta$ ). ....	48
Posición óptima de un módulo fotovoltaico estático durante todo el año .....	48
La radiación solar .....	49

Componentes de la radiación solar.....	50
Irradiancia e irradiación solar.....	50
Hora Solar Pico (HSP).....	51
Influencia de la irradiancia solar.....	51
Influencia de la temperatura.....	52
Asociación de células fotovoltaicas.....	53
Cálculo del número de módulos fotovoltaicos.....	54
Herramientas financieras.....	54
Valor Actual Neto (VAN).....	54
Tasa Interna de Retorno (TIR).....	55
Periodo de Recuperación de la Inversión (PRI).....	55
Diagnóstico.....	57
Tarifas del impuesto general sobre las ventas.....	57
Fortalecimiento económico del Benemérito Cuerpo de Bomberos de Costa Rica.....	57
Compañía Nacional de Fuerza y Luz, tributo a bomberos.....	57
Indicadores económicos.....	58
Promedios mensuales de datos climáticos.....	58
Distribuidor eléctrico, según el área de concesión asignada.....	60
Tarifas eléctricas, según compañía eléctrica.....	61
CAPÍTULO III: MARCO METODOLÓGICO.....	63
Enfoque de la Investigación.....	63
Método de la Investigación.....	63
Fuentes de Información.....	63
Variables o Unidades de Análisis.....	63
Variables cuantitativas.....	63
Variables cualitativas.....	63
Instrumentos.....	64
Procesos para la Recolección y Análisis de Datos.....	64
CAPÍTULO IV: ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	65
Desarrollo.....	65

Casos de estudio .....	65
Escenarios.....	65
Escenario 1 – Variación de la tasa de descuento.....	66
Escenario 2 – Variación del costo por watt instalado.....	70
Escenario 3 – Variación del tipo de convertidor DC/AC.....	74
Escenario 4 – Variación de las tarifas eléctricas.....	80
Escenario 5 – Variación del método de cálculo.....	82
Simulaciones.....	87
Análisis del punto óptimo.....	97
Análisis del mes de inicio del proyecto .....	100
Análisis casos de estudio .....	103
Escenario 1 – Variación de la tasa de descuento.....	103
Escenario 2 – Variación del costo por watt instalado.....	105
Escenario 3- Variación del tipo de convertidor DC/AC.....	106
Escenario 4 – Variación de las tarifas eléctricas .....	109
Escenario 5 – Variación del método de cálculo .....	111
Comparación análisis financiero .....	112
Simulaciones.....	114
Análisis del punto óptimo.....	115
Análisis del mes de inicio del proyecto .....	117
Análisis técnico financiero de un mes paso a paso.....	119
Análisis de cálculos .....	128
Datos financieros del proyecto.....	129
Valor Actual Neto.....	129
Tasa Interna de Retorno.....	129
Periodo de recuperación de la inversión.....	129
Módulos, inversores y configuración de las cadenas.....	130
Cantidad máxima de módulos por cadena.....	130
Cantidad de inversores.....	130

Cantidad máxima de cadenas por entrada MPPT .....	130
Posición óptima de los módulos fotovoltaicos. ....	130
Ángulo de acimut. ....	130
Inclinación o ángulo de elevación. ....	131
Influencia de la temperatura sobre el módulo solar.....	131
Tensión máxima en circuito abierto (A).....	131
Intensidad máxima de corto circuito (A).....	132
Otros datos.....	132
Número de módulos método mes de menor irradiación.....	132
Pérdida mensual de la eficiencia de los paneles.....	132
Capacidad instalada. ....	133
Área requerida por los módulos solares. ....	133
CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	134
Conclusiones.....	134
Conclusión 1 .....	134
Conclusión 2.....	135
Conclusión 3.....	136
Escenario 1. ....	136
Escenario 2. ....	137
Escenario 3. ....	138
Escenario 4. ....	139
Escenario 5. ....	140
Simulaciones.....	141
Mes de inicio del proyecto. ....	142
Comparación análisis financiero. ....	143
Conclusión 4.....	144
Recomendaciones .....	145
CAPÍTULO VI: PROPUESTA .....	147
Diseño eléctrico .....	147

Estación 1 - Alajuela .....	147
Estación 2 – Los Chiles .....	147
Estación 3 – Liberia.....	147
Estación 4 – Limón.....	148
Estación 5 – Buenos Aires.....	148
Libro de Excel Habilitado para Macros.....	149
Conformación del documento .....	149
Formularios.....	149
Formulario principal.....	150
Funcionamiento. ....	151
Formulario para ingresar índices de radiación solar, temperatura y consumo mensual.....	152
Funcionamiento. ....	153
Formulario para ingresar variables.....	154
Funcionamiento. ....	155
Formulario para ingresar datos de la sustitución del convertidor DC/AC y el mantenimiento periódico.....	156
Funcionamiento. ....	157
Formulario para ingresar la inversión inicial.....	158
Funcionamiento. ....	159
Formulario con datos del proyecto.....	160
Funcionamiento. ....	161
Hojas de cálculo. ....	161
Hoja de cálculo “Generación FV”.....	162
Hoja de cálculo “Análisis mensual”.....	162
Hoja de cálculo “Análisis anual”.....	163
Hoja de cálculo “VAN vs TIR”.....	163

Hoja de cálculo “Comparación de métodos” .....	163
Hoja de cálculo “Mes de inicio” .....	163
Hoja de cálculo “Inversión inicial” .....	163
Hoja de cálculo “Convertidor y mantenimiento” .....	163
Hoja de cálculo “Gráfico Interactivo” .....	163
Hojas de cálculo “Reporte 1” y “Reporte 2” .....	163
Hojas de cálculo “Gráfico (1-7)” .....	164
Código de programación en Visual Basic. ....	164
Función para el análisis automático. ....	164
Función para el análisis manual. ....	165
Generación de reportes. ....	167
Variables.....	167
Resultados.....	169
Análisis anual. ....	170
Comparación de métodos de cálculo.....	173
Mes de inicio del proyecto. ....	174
Inversión inicial.....	176
Sustitución del convertidor DC/AC.....	176
Mantenimiento periódico.....	177
REFERENCIAS .....	178
APÉNDICES .....	180
Apéndice A .....	180
Apéndice B .....	183
Apéndice C .....	185
Entrevistas .....	185
Instituto Costarricense de Electricidad (ICE).....	185
Johnson Controls y SOLALPI.....	185
Intendencia de Energía de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP). ....	186

Apéndice D.....	190
Apéndice E .....	194
Apéndice F.....	203
Apéndice G.....	212
Apéndice H.....	218

## Figuras

Cuadro 1 Cantidad de paneles en función de la zona geográfica y sus porcentajes relativos, según la zona de Liberia. Fuente propia.....	29
Cuadro 2 Diferencias entre los paneles, según la tecnología de fabricación. Fuente propia .....	44
Cuadro 3 Tarifas vigentes del impuesto general sobre las ventas. Fuente propia .....	57
Cuadro 4 Datos de las estaciones meteorológicas seleccionadas. Fuente propia .....	58
Cuadro 5 Compañías eléctricas asignadas, según Cantón. Fuente propia.....	61
Cuadro 6 Tarifas eléctricas, según compañía. Fuente propia .....	62
Cuadro 7 Consumos mensuales de la radio base modelo. Fuente propia.....	66
Cuadro 8 Referencia y/o justificación de los valores seleccionados para la tasa de descuento. Fuente propia.....	66
Cuadro 9 Variables escenario 1. Variación de la tasa de descuento. Fuente propia .....	68
Cuadro 10 Resultados escenario 1. Variación de la tasa de descuento. Fuente propia .....	69
Cuadro 11 Variables escenario 2. Variación del costo por watt instalado. Fuente propia .....	71
Cuadro 12 Resultados escenario 2. Variación del costo por watt instalado. Fuente propia .....	72
Cuadro 13 Resumen de costos de equipos y mantenimiento. Fuente propia .....	74
Cuadro 14 Variables escenario 3. Variación del tipo de convertidor DC/AC. Fuente propia .....	75
Cuadro 15 Resultados escenario 3. Variación del tipo de convertidor DC/AC. Fuente propia .....	77
Cuadro 16 Diferencia del Valor Actual Neto empleando el micro inversor respecto de los otros tipos de inversores. Fuente propia.....	79
Cuadro 17 Variables escenario 4. Variación de las tarifas eléctricas. Fuente propia.....	81
Cuadro 18 Resultados escenario 4. Variación de las tarifas eléctricas. Fuente propia.....	81
Cuadro 19 Resultados escenario 5. Variación del método de cálculo. Fuente propia.....	84
Cuadro 20 Diferencia entre resultados, según método de cálculo. Fuente propia.....	85
Cuadro 21 Diferencia porcentual entre resultados, según método de cálculo. Fuente propia .....	86
Cuadro 22 Variables para el caso de Colorado, Abangares, Guanacaste. Fuente propia....	88

Cuadro 23 Variables para el caso de Limonal, Juntas, Abangares, Guanacaste. Fuente propia.....	89
Cuadro 24 Variables para el caso de Juanilama, San Juan Grande, Esparza, Puntarenas. Fuente propia.....	90
Cuadro 25 Resultados simulaciones. Fuente propia.....	94
Cuadro 26 Diferencia entre el Valor Actual Neto y cantidad de módulos, según tipo de convertidor y caso de análisis. Fuente propia.....	96
Cuadro 27 Diferencia de la Tasa Interna de Retorno y el Periodo de Recuperación de la Inversión, según tipo de convertidor y caso de análisis. Fuente propia .....	97
Cuadro 28 Número óptimo de módulos, según mes de inicio del proyecto. Fuente propia .....	101
Cuadro 29 Comportamiento de los indicadores financieros empleando la misma cantidad módulos, según el mes de inicio del proyecto. Fuente propia.....	102
Cuadro 30 Comportamiento de indicadores en función de la tasa de descuento. Fuente propia.....	104
Cuadro 31 Comportamiento de indicadores en función del costo por watt instalado Fuente propia.....	105
Cuadro 32 Resumen, uso de micro inversores Fuente propia .....	106
Cuadro 33 Diferencia en la cantidad de módulos e indicadores financieros en relación con el caso de Alajuela implementando el uso de micro inversores. Fuente propia.....	108
Cuadro 34 Resumen de compañías para las cuales se obtiene el mayor Valor Actual Neto en función del caso de análisis Fuente propia .....	109
Cuadro 35 Resumen de diferencias resultantes entre el proveedor para el cual se obtiene el máximo Valor Actual Neto y los demás presentes. Primera parte. Fuente propia.....	110
Cuadro 36 Resumen de diferencias resultantes entre el proveedor para el cual se obtiene el máximo Valor Actual Neto y los demás presentes. Segunda parte. Fuente propia.....	110
Cuadro 37 Comportamiento de las diferencias de indicadores entre métodos de cálculo, según la tasa de descuento. Fuente propia.....	111
Cuadro 38 Variables del análisis financiero brindado por el ICE. Fuente propia.....	112
Cuadro 39 Comparación de indicadores. Fuente propia.....	113
Cuadro 40 Resumen simulaciones. Diferencia, según indicadores. Fuente propia.....	114

Cuadro 41 Resumen de indicadores, según mes de inicio del proyecto. Fuente propia...	117
Cuadro 42 Resumen indicadores, según mes de inicio empleando la misma cantidad de módulos. Fuente propia.....	118
Ecuación 1 Cálculo para número de módulos fotovoltaicos .....	23
Ecuación 2 Inclinación óptima .....	49
Ecuación 3 Hora Solar Pico (HSP).....	51
Ecuación 4 Máxima potencia entregada por el módulo fotovoltaico en función de la irradiancia solar .....	51
Ecuación 5 Intensidad de cortocircuito .....	52
Ecuación 6 Potencia máxima que puede entregar el módulo fotovoltaico a una temperatura de trabajo T.....	52
Ecuación 7 Intensidad de cortocircuito a una temperatura de trabajo T .....	53
Ecuación 8 Tensión en circuito abierto a una temperatura de trabajo T .....	53
Ecuación 9 Cálculo para el número de módulos fotovoltaicos .....	54
Ecuación 10 Fórmula para calcular el VAN.....	55
Ecuación 11 Fórmula para calcular el TIR.....	55
Ecuación 12 Fórmula para calcular el PRI .....	56
Ecuación 13 Cálculo para clientes no residenciales con consumos superiores a los 1.750 kWh.....	58
Gráfico 1 Promedio de radiación solar y temperatura máxima, según estación meteorológica. Fuente propia.....	59
Gráfico 2 Valor Actual Neto y cantidad de módulos, según tasa de descuento y caso de análisis. Fuente propia.....	69
Gráfico 3 Tasa Interna de Retorno y Periodo de Recuperación de la Inversión, según tasa de descuento y caso de análisis. Fuente propia .....	70
Gráfico 4 Valor Actual Neto y cantidad de módulos, según costo por watt y caso de análisis Fuente propia.....	73
Gráfico 5 Tasa Interna de Retorno y Periodo de Recuperación de la Inversión, según costo por watt y caso de análisis Fuente propia.....	73

Gráfico 6 Valor Actual Neto y cantidad de módulos, según tipo de convertidor DC/AC y caso de análisis. Fuente propia.....	78
Gráfico 7 Tasa Interna de Retorno y Periodo de Recuperación de la Inversión, según tipo de convertidor DC/AC y caso de análisis. Fuente propia .....	79
Gráfico 8 Valor Actual Neto y cantidad de módulos, según compañía eléctrica y caso de análisis.Fuente propia.....	82
Gráfico 9 Diferencia porcentual del Valor Actual Neto y cantidad de módulos, según método de cálculo. Fuente propia.....	86
Gráfico 10 Diferencia porcentual de la Tasa Interna de Retorno y Periodo de Recuperación de la Inversión, según método de cálculo. Fuente propia .....	87
Gráfico 11 Valor Actual Neto y Tasa Interna de Retorno, según cantidad de módulos fotovoltaicos. Caso de Alajuela empleando el Inversor Delta Solivia 3.8kW. Fuente propia .....	98
Gráfico 12 Valor Actual Neto y Tasa Interna de Retorno, según cantidad de módulos fotovoltaicos. Caso de Alajuela empleando el Inversor SMA 7.7kW. Fuente propia .....	98
Gráfico 13 Valor Actual Neto y Tasa Interna de Retorno, según cantidad de módulos fotovoltaicos. Caso de Alajuela empleando el Inversor SMA 12kW. Fuente propia .....	99
Gráfico 14 Valor Actual Neto y Tasa Interna de Retorno, según cantidad de módulos fotovoltaicos. Caso de Alajuela empleando el Micro inversor enphase IQ7-72. Fuente propia..	100
Gráfico 15 Valor Actual Neto y número óptimo de módulos, según mes de inicio del proyecto. Caso de Alajuela empleando el Inversor Delta Solivia 3.8kW. Fuente propia .....	101
Gráfico 16 Valor Actual Neto y Tasa Interna de Retorno empleando un mismo número de módulos, según mes de inicio del proyecto. Caso de Alajuela empleando el Inversor Delta Solivia 3.8kW. Fuente propia .....	102
Gráfico 17 Valor Actual Neto y cantidad de módulos, según caso de análisis empleando micro inversores. Fuente propia .....	107
Ilustración 1 Diseño geométrico compuesto por hexágonos .....	26
Ilustración 2 Esquema general de una instalación autónoma .....	42
Ilustración 3 Esquema general de una Instalación fotovoltaica conectada a la red.....	43
Ilustración 4 Curva característica de un panel fotovoltaico .....	45
Ilustración 5 Ángulo de elevación $\beta$ y de acimut ( $\alpha$ ) .....	48

Ilustración 6 Ubicación de las estaciones meteorológicas seleccionadas (Google, s.f.) ....	60
Ilustración 7 Ejemplo, caso de Alajuela, mes de mayo, año número 7. Fuente propia ....	119
Ilustración 8 Datos eléctricos, Alajuela.....	147
Ilustración 9 Datos eléctricos, Los Chiles .....	147
Ilustración 10 Datos eléctricos, Liberia.....	147
Ilustración 11 Datos eléctricos, Limón.....	148
Ilustración 12 Datos eléctricos. Buenos Aires.....	148
Ilustración 13 Formulario principal.....	151
Ilustración 14 Formulario para ingresar índices de radiación solar, temperatura y consumo mensual.....	153
Ilustración 15 Formulario para ingresar variables.....	155
Ilustración 16 Formulario para ingresar datos de la sustitución del convertidor DC/AC y el mantenimiento periódico.....	157
Ilustración 17 Formulario para ingresar la inversión inicial.....	159
Ilustración 18 Formulario con datos del proyecto .....	161
Ilustración 19 Botón "Ir a inicio" .....	162
Ilustración 20 Botón "Número de año a analizar" .....	162
Ilustración 21 Función para el análisis automático. Mensaje inicial .....	164
Ilustración 22 Función para el análisis automático. Mensaje final.....	165
Ilustración 23 Función para el análisis manual. Mensaje inicial.....	165
Ilustración 24 Función para el análisis manual. Número de módulos.....	166
Ilustración 25 Función para el análisis manual. Mes de inicio del proyecto.....	166
Ilustración 26 Función para el análisis manual. Mensaje final .....	166
Ilustración 27 Reporte, variables, tabla 1 .....	167
Ilustración 28 Reporte, variables, tabla 1 .....	167
Ilustración 29 Reporte, variables, tabla 2 .....	168
Ilustración 30 Reporte, variables, tabla 3 .....	168
Ilustración 31 Reporte, variables, tabla 4 .....	168
Ilustración 32 Reporte, variables, tabla 5 .....	168
Ilustración 33 Reporte, variables, tabla 6 .....	168
Ilustración 34 Reporte, variables, tabla 7 .....	169

Ilustración 35 Reporte, variables, tabla 8 .....	169
Ilustración 36 Reporte, variables, tabla 9 .....	169
Ilustración 37 Reporte, resultados, tabla 1 .....	169
Ilustración 38 Reporte, resultados, tabla 2 .....	169
Ilustración 39 Reporte, resultados, tabla 3 .....	170
Ilustración 40 Reporte, resultados, tabla 4 .....	170
Ilustración 41 Reporte, resultados, tabla 5 .....	170
Ilustración 42 Reporte, análisis anual, tabla 1 .....	171
Ilustración 43 Reporte, análisis anual, gráfico 1 .....	171
Ilustración 44 Reporte, análisis anual, gráfico 2 .....	172
Ilustración 45 Reporte, análisis anual, gráfico 3 .....	172
Ilustración 46 Reporte, Valor Actual Neto y Tasa Interna de Retorno, según cantidad de módulos fotovoltaicos, gráfico 1 .....	173
Ilustración 47 Reporte, comparación de métodos de cálculo, tabla 1 .....	173
Ilustración 48 Reporte, comparación de métodos de cálculo, tabla 2 .....	174
Ilustración 49 Reporte, comparación de métodos de cálculo, gráfico 1 .....	174
Ilustración 50 Reporte, mes de inicio del proyecto, tabla 1 .....	175
Ilustración 51 Reporte, mes de inicio del proyecto, gráfico 1 .....	175
Ilustración 52 Reporte, mes de inicio del proyecto, gráfico 2 .....	176
Ilustración 53 Reporte, inversión inicial, tabla 1 .....	176
Ilustración 54 Reporte, inversión inicial, tabla 2 .....	176
Ilustración 55 Reporte, sustitución del convertidor DC/AC, tabla 1 .....	176
Ilustración 56 Reporte, mantenimiento periódico, tabla 1 .....	177
Ilustración 57 Promedio mensuales de datos climáticos. Aeropuerto Juan Santamaría, Alajuela .....	180
Ilustración 58 Promedio mensuales de datos climáticos. Comando Los Chiles, Alajuela .....	180
Ilustración 59 Promedio mensuales de datos climáticos. Aeropuerto Internacional Daniel Oduber, Liberia Oeste .....	181
Ilustración 60 Promedio mensuales de datos climáticos. Aeropuerto Internacional de Limón .....	181

Ilustración 61 Promedio mensuales de datos climáticos. Pindeco, Buenos Aires, Puntarenas	182
Ilustración 62 Distribuidores eléctricos, Buenos Aires, Puntarenas	183
Ilustración 63 Distribuidores eléctricos, Alajuela, Alajuela	183
Ilustración 64 Distribuidores eléctricos, Limón, Limón	183
Ilustración 65 Distribuidores eléctricos, Liberia, Guanacaste	184
Ilustración 66 Distribuidores eléctricos, Los Chiles, Alajuela	184
Ilustración 67 Distribuidor eléctrico, Juntas y Colorado, Abangares, Guanacaste	184
Ilustración 68 Distribuidor eléctrico, San Juan Grande, Esparza, Puntarenas	184
Ilustración 69 Consulta sobre el cálculo de energía para Generación Distribuida. Página 1	187
Ilustración 70 Consulta sobre el cálculo de energía para Generación Distribuida. Página 2	188
Ilustración 71 Consulta costo de transmisión de electricidad	189
Ilustración 72 Cotización (1) de equipos brindada por la compañía Hi Power	190
Ilustración 73 Cotización (2) de equipos brindada por la compañía Hi Power	191
Ilustración 74 Cotización de equipos brindada por la compañía SOLALPI	192
Ilustración 75 Cotización del suministro de un sistema solar fotovoltaico de 21kW	193
Ilustración 76 Cable para instalaciones fotovoltaicas	194
Ilustración 77 Ficha técnica. Panel solar Trina Solar 320W. Página 1	195
Ilustración 78 Ficha técnica. Panel solar Trina Solar 320W. Página 2	196
Ilustración 79 Ficha técnica. Inversor Delta Solivia 3.8kW	197
Ilustración 80 Ficha técnica. Inversor Sunny Tripower 12kW	198
Ilustración 81 Ficha técnica. Inversor Sunny Boy 7.7kW	199
Ilustración 82 Ficha técnica. Micro inversor enphase IQ7-72	200
Ilustración 83 Ficha técnica. Panel Solar SUNTECH 325W. Página 1	201
Ilustración 84 Ficha técnica. Panel Solar SUNTECH 325W. Página 2	202
Ilustración 85 Simulación Colorado de Liberia. Página 1	203
Ilustración 86 Simulación Colorado de Liberia. Página 2	204
Ilustración 87 Simulación Colorado de Liberia. Página 3	205
Ilustración 88 Simulación Sitio Limonal. Página 1	206

Ilustración 89 Simulación Sitio Limonal. Página 2.....	207
Ilustración 90 Simulación Sitio Limonal. Página 3.....	208
Ilustración 91 Simulación Juanilama. Página 1.....	209
Ilustración 92 Simulación Juanilama. Página 2.....	210
Ilustración 93 Simulación Juanilama. Página 3.....	211
Ilustración 94 Determinación de la carga, proyecto Colorado, Abangares, Guanacaste .	212
Ilustración 95 Selección del panel fotovoltaico, proyecto Colorado, Abangares, Guanacaste .....	213
Ilustración 96 Ficha técnica, Canadian Solar CS6P-260.....	214
Ilustración 97 Calculo del número de módulos fotovoltaicos, , proyecto Colorado, Abangares, Guanacaste .....	215
Ilustración 98 Análisis financiero, proyecto Colorado, Abangares, Guanacaste .....	216
Ilustración 99 Análisis financiero, proyecto Colorado, Abangares, Guanacaste .....	217

### **Dedicatoria y agradecimientos**

Le agradezco a Dios por ser mi mayor fortaleza en todo tiempo, porque en los momentos más difíciles de esta etapa siempre ha estado a mi lado brindándome su incomparable paz. Gracias a su gran amor y misericordia he logrado ser la persona que soy.

Agradezco de una manera muy especial a mis padres, por su amor y compañía. Además de las valiosas enseñanzas que me han brindado. Por darme la oportunidad de salir adelante y lograr formarme como profesional.

A mi hermano, por estar conmigo y apoyarme siempre.

Gracias, también, a todos aquellos familiares, amigos, compañeros y profesores que me han brindado su apoyo durante mis años de carrera, así mismo, a mi tutor Álvaro Rojas, por su valioso conocimiento transmitido y por darme la dirección para hacer posible el desarrollo de este proyecto.

## **Resumen**

Para la elaboración de este proyecto, inicialmente se procedió a la búsqueda e investigación relacionada con los temas de interés de este proyecto, consultado a través de diferentes fuentes y entidades a nivel nacional para obtener toda la información necesaria para la elaboración de la presente investigación.

Seguidamente, se desarrolló una Hoja de Excel Habilitada para Macros con las funciones requeridas para el análisis de los diferentes escenarios propuestos. La cual, fue también modificada y mejorada durante todo el proceso de desarrollo del trabajo.

Con base en la información obtenida de dicho procedimiento, se analizaron los resultados, los cuales fueron base para el desarrollo de las diferentes propuestas elaboradas.

## **CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN**

### **Planteamiento del Problema**

¿Cuál es el diseño más eficiente de un sistema de generación fotovoltaica para una radio base celular del ICE, según diferentes zonas del país?

### **Objetivos**

#### **Objetivo general**

Determinar el diseño más eficiente de un sistema de generación fotovoltaica para una radio base celular del ICE, según diferentes zonas del país.

#### **Objetivos específicos**

- a. Analizar la legislación vigente referente al reglamento de generación distribuida para autoconsumo en Costa Rica.
- b. Identificar la variación del índice de radiación solar, según diferentes zonas geográficas del país.
- c. Comparar los diseños de un sistema de generación fotovoltaica, según la variación del índice de radiación solar a partir las radio bases celulares del ICE ubicadas en diferentes zonas geográficas del país.
- d. Calcular la cantidad idónea de paneles solares que se deben instalar en función de la zona geográfica y radiación solar para satisfacer el consumo eléctrico demandado.

### **Justificación**

La energía solar es una tecnología, principalmente, ecológica relacionada con el ahorro energético. Esta fuente energética es gratuita, limpia e inagotable. Además, ofrece numerosas ventajas competitivas respecto de otras fuentes energéticas. De acuerdo con esto, la instalación de paneles solares reduce significativamente la factura eléctrica mensual y la dependencia de la red pública. Además, los precios de la electricidad están en constante aumento, por lo que la energía solar sigue siendo una solución rentable y una inversión a largo plazo en el futuro.

A diferencia de la energía generada por los combustibles fósiles, la energía solar no libera emisiones peligrosas de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>). Adicionalmente, es importante destacar que, contar con soluciones energéticas sostenibles sin carbono es esencial para ralentizar el cambio climático y prevenir mayores daños al medio ambiente.

Por otra parte, es de gran relevancia realizar estudios objetivos y fundamentados de un diseño fotovoltaico, esto con el fin de obtener la mayor rentabilidad del proyecto y no sub o sobredimensionar el sistema más de lo requerido.

### **Proyecciones**

El proyecto contempla el desarrollo de un análisis técnico y financiero para la determinación del diseño más eficiente de un sistema de generación fotovoltaica interconectado a la red para una radio base celular del ICE en función de la zona geográfica del país. Así mismo, se entregará mediante medios electrónicos, documentos digitales con los siguientes contenidos: planos eléctricos, memorias de cálculo y especificaciones técnicas de los equipos seleccionados para el diseño.

## **CAPÍTULO II: MARCO REFERENCIAL**

### **Limitaciones**

La lejanía a algunas zonas del país dificulta el acceso a las radio bases celulares del ICE partícipes en el presente proyecto, por lo cual, se dificulta las visitas de campo para analizar las cargas, el terreno y dimensiones para poder diseñar el sistema fotovoltaico.

Parte de la documentación requerida para el análisis del proyecto como fichas técnicas no se encuentra disponible en el sitio web del fabricante específico.

### **Antecedentes**

#### **Antecedente n°1**

Tema: “Diseño de un sistema fotovoltaico conectado a la red para la radio base celular del aeropuerto Daniel Oduber”.

Autor: David Cabrera Molina.

Institución: Universidad Internacional de las Américas, San José, Costa Rica.

Año: 2016.

El objetivo de este trabajo fue elaborar el diseño óptimo de un sistema fotovoltaico para alimentar la radio base celular ubicada en el aeropuerto Daniel Oduber. Para dicho trabajo, el autor tomó como base de sus cálculos el método del mes con menor radiación, para posteriormente, determinar si esta variable permitiría satisfacer la demanda eléctrica durante el resto de año.

Como parte del proyecto, se estudiaron las leyes vigentes en el país encargadas de establecer las condiciones técnicas, comerciales y tarifarias con las cuales se brinda acceso a la interconexión con el Sistema Eléctrico Nacional. De acuerdo con lo anterior, se menciona el estudio de la POASEN, la cual es la legislación emitida por la Asociación Reguladora de Servicios Públicos, con el fin de regular la generación a pequeña escala para autoconsumo.

Así mismo, se realizó un análisis de las cargas, el consumo diario y mensual de la radio base con el objetivo de realizar los cálculos requeridos para dimensionar el sistema a instalar; los módulos fotovoltaicos, los inversores, el cableado y las protecciones. Por lo tanto, se utilizó la siguiente fórmula para determinar la cantidad de módulos fotovoltaicos.

$$N_p = \frac{ET}{0.9 * W_p * HSP}$$

Ecuación 1 Cálculo para número de módulos fotovoltaicos

Donde:

$N_p$ : número de módulos.

$ET$ : consumo energético real ( $Wh/día$ ).

$W_p$ : es la potencia del panel ( $W$ ).

$HSP$ : horas solar pico ( $h/día$ ).

De acuerdo con lo anterior, se obtuvo como resultado 24 módulos, cuya generación mensual va desde 888 hasta 1225 kWh/mes, según la época del año para suplir una demanda de 864 kWh/mes. Con esto se tiene que la cobertura excede la demanda estimada en un 29% para el mes de mayor radiación y en un 3% el mes de menor radiación. Cabe agregar que, con base en las dimensiones de cada módulo y la configuración determinada, se requiere un área de 39.28 m<sup>2</sup>.

Además, el Ing. David Cabrera consideró, como parte de su estudio, las condiciones climáticas en la zona donde se implementaría el sistema fotovoltaico y utilizó la información brindada por estaciones meteorológicas para el diseño del mismo. A partir de lo mencionado anteriormente, se determinó la forma como las variables, tales como radiación, horas solar pico, entre otros, serían de vital importancia para el desarrollo del proyecto.

El análisis que resultó del estudio de las variables y conceptos relacionados con el tema en cuestión, permitieron definir el número de módulos fotovoltaicos que serían interconectados para lograr la potencia requerida por el sistema. Posteriormente, se desarrolló un arreglo de módulos para alcanzar los valores de tensión e intensidad óptimos para la operación del inversor. Es importante destacar que, estos cálculos fueron basados en los datos técnicos tanto de los módulos como del inversor seleccionado.

En los últimos apartados del proyecto, el autor, tal como lo mencionó en sus objetivos, planteó un análisis económico utilizando los conceptos de valor actual neta y tasa interna de retorno. Con base en lo anterior, se definió el tiempo que tomaría recuperar la inversión. Este análisis contempló las tarifas de la compañía de servicio público y el incremento en su facturación contra el ahorro generado por la implementación del sistema, considerando la inversión inicial, los gastos de mantenimiento y la vida útil del equipo.

Como parte de los resultados de este trabajo de investigación, el autor determinó que, según la POASEN, para pequeños generadores a partir de fuentes renovables, no se puede intercambiar excedente superior a un 49% de la energía generada y esta ley está pensada para auto consumo. Por lo tanto, el máximo provecho del sistema de generación distribuida para autoconsumo se da cuando la generación y el consumo son iguales al final del año.

Después de evaluados los aspectos de fondo de esta tesis, la información suministrada por el ingeniero Cabrera será utilizada en este trabajo para establecer la forma en que se debe calcular el diseño óptimo para un sistema fotovoltaico con base en uno de los métodos más utilizados a nivel comercial y también los cálculos necesarios para dimensionar el sistema a instalar (módulos, inversores, cableado, protecciones, entre otros), así como el enfoque que se debe dar para efectuar los estudios de la legislación vigente en el país relacionada con la generación distribuida para autoconsumo en Costa Rica.

## **Antecedente n°2**

Tema: “Diseño de un sistema de generación fotovoltaica para el Centro Nacional de Control de Energía en Cañas, Guanacaste”.

Autor: Marco Vinicio Rodríguez Vargas.

Institución: Universidad Internacional de las Américas, San José, Costa Rica.

Año: 2017.

Para el desarrollo del diseño de generación fotovoltaico, el autor comenzó por definir las condiciones y dimensiones del edificio para determinar cuál sería el área utilizable y sus posibles ampliaciones. Lo anterior, se realizó a partir de análisis de planos en conjunto con datos del Sistema de Información Geográfica del ICE y visitas de campo. Además, estableció por medio de las facturaciones eléctricas, el consumo promedio para un determinado periodo, así como el promedio mensual de la potencia pico.

Cabe agregar que, se hizo uso de herramientas de diseño asistido por computadora por medio de las cuales se determinó la cantidad de módulos a instalar y la cantidad de inversores requeridos. Posteriormente, con base en los cálculos de costos identificó el ahorro anual estimado, así como los costos del diseño final. Desde estos parámetros, se definió una tasa de descuento anual para calcular el periodo de recuperación de la inversión.

Para la determinación de la viabilidad de la implementación de generación fotovoltaica, el ingeniero Rodríguez procedió a realizar un análisis de las condiciones ambientales en la zona a partir de bases de datos públicas e información estadística del ICE.

Es importante mencionar que, para el estudio del índice de radiación solar, el autor tomó los registros proporcionados por una de las estaciones meteorológicas más cercanas a la zona y determinó las horas solares diarias promedio para cada mes. Además, el análisis de los datos le permitió conocer cuál había sido el mes con mayor índice de radiación.

También, como parte del análisis de las condiciones ambientales, se determinó la temperatura ambiente promedio en la zona. Para ello, el autor tomó la temperatura ambiente máxima y mínima para todos los registros de cada mes, para los últimos cuatro años, y promedió los valores para cada mes, se obteniendo una temperatura ambiente máxima y mínima promedio.

Posteriormente, se analizaron condiciones de suma importancia para el proyecto, tales como el área utilizable, así como características eléctricas de alimentación de la edificación. Además, se

estudió el comportamiento del consumo eléctrico de las instalaciones para un periodo de aproximadamente un año. Cabe destacar que para este proyecto el autor hace énfasis en que el equipamiento de climatización de precisión y respaldo de energía fue puesto en operación en medio de estas fechas por lo que los meses anteriores a este evento no son relevantes para el estudio, dado que no representarían el consumo normal del edificio.

Se puede destacar que se utilizó la herramienta digital “Fronius System Configuration Tool” con el fin de determinar los inversores y longitud de cadena óptimos para el proyecto. Es importante mencionar que, puesto que el Código Eléctrico de Costa Rica permite instalaciones de hasta 600 V, mientras que internacionalmente se aceptan instalaciones de hasta 1000 V, las herramientas tienden a trabajar en esta última tensión, lo cual fue necesario tomar en consideración.

Con todos estos puntos e información recopilada, el ingeniero Vinicio logra concluir que la incorporación de un Sistema de Generación Fotovoltaica conectado a la red es técnicamente viable, ya que se cuenta con la fuente solar, el espacio físico y la conexión a la red pública.

Un aspecto importante por destacar es que, para el diseño planteado, dada la disposición geométrica de la cubierta del edificio, los módulos son distribuidos en hexágonos con seis trapecios cada uno (Ver Ilustración 1). Con el fin de estimar el efecto de las diferentes orientaciones de la cubierta se efectuó una simulación usando el software PV-Syst, concluyendo que se puede alcanzar una producción anual estimada de 307.385 KWh y un índice de aprovechamiento de 72,8%.

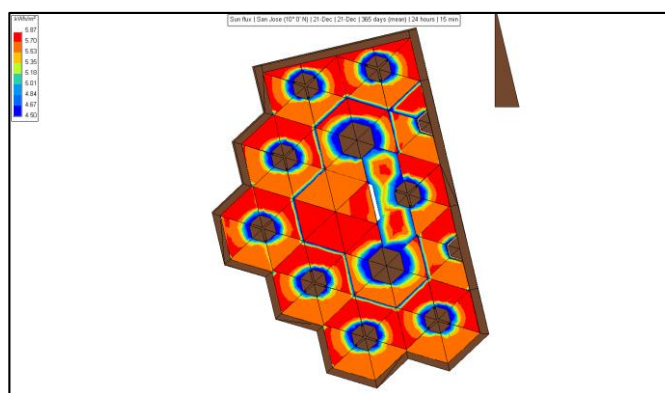


Ilustración 1 Diseño geométrico compuesto por hexágonos

Además, partiendo del diseño geométrico al cual se adaptarían los paneles solares, se calcularon 15 módulos por cadena tomando la parte entera del cociente de 600 V (tensión máxima de sistema, según NEC 2008) entre la tensión de circuito abierto. Seguidamente, para inversores de 15 y 12,5 kW se obtuvieron 5 cadenas con 4 inversores y 4 cadenas con 6 inversores, respectivamente, tomando la parte entera del cociente entre la corriente límite del inversor y la

corriente de corto circuito del módulo. Esto permitió estimar una generación mensual que va desde los 20.000 hasta los 26.000 kWh aproximadamente de acuerdo con cada mes para un consumo mensual no menor a 61.000 kWh/mes.

A partir del análisis del proyecto que llevó a cabo el autor de esta investigación, se tomará como base para el desarrollo de este trabajo, las herramientas de diseño asistido por computadora para facilitar y verificar los cálculos para determinar la cantidad de módulos por instalar, así como la cantidad de inversores requeridos, también, el presente estudio servirá de guía para realizar el respectivo análisis de las condiciones ambientales en las zonas de estudio, gestión de los datos del índice de radiación solar, determinación de las horas solares diarias promedio y afectación de la temperatura ambiente promedio en el diseño.

### **Antecedente n°3**

Tema: “Análisis de la viabilidad para la implementación de generación distribuida de autoconsumo, a partir de la utilización de energía fotovoltaica, en las radio bases celulares del Instituto Costarricense de Electricidad”.

Autor: Jorge Ignacio Aguilar Hernández.

Institución: Universidad Internacional de las Américas, San José, Costa Rica.

Año: 2016.

Para el desarrollo de esta investigación, el ingeniero Aguilar planteó como parte de sus objetivos determinar la viabilidad de aplicar la Generación Distribuida en radio bases celulares del Instituto Costarricense de Electricidad, de manera tal que se supla la carga que demanda la radio base y, además, analizar la posibilidad de interconectar el sistema a la red de distribución e inyectar el remanente de la energía en las horas pico de producción.

Así mismo, se ejecutó un estudio de las diferentes zonas del país donde existen mejores índices de radiación, lo cual es un factor de suma importancia para el diseño de sistemas de aprovechamiento solar fotovoltaico, y se compararon los resultados con una zona de bajos índices de radiación.

Como parte de sus objetivos, el autor desarrolló una investigación relacionada al estado actual de la normativa, que define la posibilidad de conectarse con la Red de Distribución, utilizando el método de cogeneración para autoconsumo, mas no así la cogeneración para la venta de excedentes.

En relación con la legislación legal que regula la generación distribuida para autoconsumo en Costa Rica, el autor comprobó a través de medios oficiales como ARESEP y noticieros de importancia la aprobación de la tarifa de acceso a la Red Eléctrica Nacional, según la empresa distribuidora. Con lo cual, se crean las condiciones aptas para que los usuarios puedan generar energía eléctrica para autoconsumo, haciendo uso de fuentes renovables, utilizando el modelo de medición neta sencilla. Así mismo se analizó la ley “Planeación, Operación y Acceso al Sistema Eléctrico Nacional” (AR-NT-POASEN-2014), de donde se extrajeron algunos conceptos de suma importancia para el desarrollo del trabajo de investigación.

Para establecer los parámetros de cálculo, se definieron dos escenarios que se debían satisfacer, según la tecnología implementada para cada tipo de radio base celular ya que el consumo

eléctrico mensual variaba. El autor define que es viable la generación eléctrica distribuida mediante paneles fotovoltaicos siempre y cuando exista espacio físico libre de sombra para la instalación de los paneles.

Es importante mencionar que, para la elaboración del diseño de la propuesta se procede en primera instancia a determinar la carga según el tipo de radio base en cuestión, posteriormente, se realiza la selección del panel fotovoltaico donde se tomó consideración que a mayor eficiencia y a mayor potencia pico, menor será el número de módulos, por lo tanto, menor el área cubierta con los paneles. Aumentando así, la posibilidad de implementación en radio bases donde el factor limitante es el espacio libre aprovechable.

Seguidamente, determina el inversor que formaría parte de la propuesta, considerando un promedio de tensión de entrada para el mismo dentro de un determinado intervalo. Luego, se dimensionó el arreglo de los paneles fotovoltaicos, calculando así el número de filas en serie y columnas en paralelo tomando en cuenta los valores de entrada del inversor y salida de los paneles. También se añade que el diseño se realiza de manera holgada en relación al voltaje de entrada del inversor, por lo que se podría agregar más series en caso de requerir ampliar el sistema.

De acuerdo con lo anterior, se analizaron tres casos específicos, Liberia, San José y Guápiles, para los cuales se estableció el número de paneles solares, según la carga correspondiente a la tecnología celular implementada. Para ello, en número de paneles fue determinado mediante el cociente entre la energía requerida (kWh/día) y la hora solar pico multiplicada por la potencia del panel y las pérdidas del sistema. Esto dio como resultado los siguientes valores en función de la radiación solar en la zona.

Zona	Liberia		San José		Guápiles	
Radiación (kWh/m <sup>2</sup> )	5,27		4,56		3,61	
Carga	Paneles	%	Paneles	%	Paneles	%
1kW	20	100	24	120	30	150
2,1 kW	42	100	50	120	62	150

Cuadro 1 Cantidad de paneles en función de la zona geográfica y sus porcentajes relativos, según la zona de Liberia. Fuente propia

De acuerdo con la información presentada en el cuadro anterior, el autor concluyó que es más eficiente instalar paneles solares en Liberia que en San José o Limón. Tal como se aprecia,

San José y Guápiles requieren un 20% y 50% de paneles adicionales respectivamente en relación con la cantidad necesaria en la zona de Liberia para satisfacer una misma demanda energética.

Por medio del estudio de esta tesis, la información brindada por el ingeniero Aguilar se utilizará como guía para la ejecutar un análisis del índice de radiación solar según diferentes zonas del país, el estudio de la normativa actualmente vigente con relación al método de cogeneración para autoconsumo, así como la determinación de la viabilidad técnica para el desarrollo de los diseños fotovoltaicos correspondientes al presente trabajo de investigación.

#### **Antecedente n°4**

Tema: “Ajustes a las normas técnicas y metodologías tarifarias aplicables a la generación distribuida para autoconsumo”

Institución: Autoridad reguladora de los servicios públicos (ARESEP).

Año: 2016.

De acuerdo con la Gaceta 37, en el Alcance N°25 se publicó el ajuste a las Normas Técnicas y Metodologías sobre la generación distribuida el 18 de febrero del año 2016.

Tal como se cita en la página web oficial de ARESEP, “La generación distribuida consiste en la producción de energía, con fuentes alternativas, que se utiliza para satisfacer parcial o totalmente las necesidades de energía eléctrica del usuario (autoconsumo) y la posibilidad de inyectar a la red de distribución sus excedentes”. Por consiguiente, deben existir un marco legal que regule este tipo de servicio público.

Las nuevas reglas establecen las condiciones de acceso e interconexión del productor-consumidor a la red eléctrica, así como la metodología para establecer las tarifas por el uso de esa red. De conformidad con esta nueva metodología, la tarifa de acceso se cobrará con base en la energía retirada; es decir, no se cobra la energía producida que no hace uso de la red.

Por lo tanto, la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, previo numerosos estudios, determinó realizar los siguientes cambios a las legislaciones previas:

- a. Ajustar la norma AR-NT-POASEN “Planeación, Operación y Acceso al Sistema Eléctrico Nacional”, según el detalle que se presenta.
- b. Ajustar la norma AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión”, según el detalle que se presenta.
- c. Derogar la resolución RJD-018-2015, mediante la cual Junta Directiva aprobó la “Metodología para fijar el precio de liquidación de energía entregada al Sistema Eléctrico Nacional (SEN), por parte de los micro y mini generadores adscritos a la Norma POASEN”.
- d. Derogar la resolución 022-RJD-2015, mediante la cual Junta Directiva aprobó la “Metodología de fijación del precio o cargo básico por interconexión de generadores a pequeña escala para autoconsumo con el sistema eléctrico Nacional (SEN) con fundamento en la norma AR-NT-POASEN”.

- e. Aprobar la propuesta de “Metodología de fijación para la tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del productor-consumidor” que se presenta, incluyendo la derogatoria de la resolución RJD-021-2015 del 26 de febrero de 2015, mediante la cual la Junta Directiva aprobó la “Metodología de Fijación del Precio o Cargo por Acceso a las Redes de Distribución de Generadores a Pequeña Escala para Autoconsumo que se integren al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) con fundamento en la norma AR-NT-POASEN”.

Además, la Intendencia de Energía de la ARESEP aprobó las tarifas de acceso requeridas para que la generación distribuida sea una realidad en Costa Rica. Con ello se crean las condiciones para que las familias y las empresas puedan generar energía eléctrica para autoconsumo, haciendo uso de fuentes renovables, incluida la solar.

La tarifa fijada por la intendencia de Energía, para cada una de las empresas distribuidoras, se cobra en función de la energía retirada; es decir, no se cobra por la energía que el productor-consumidor genera y utiliza de manera directa en forma de autoconsumo.

### **Antecedente n°5**

Tema: “Análisis Técnico-Financiero de la Generación Distribuida en la CNFL”

Institución: Dirección Sectorial de Energía Ministerio de Ambiente y Energía

Año: 2015.

El estudio realizado por diversas instituciones del país corresponde a un informe final que resume los resultados reportados de diversos informes parciales entregados a la Dirección Sectorial de Energía y el Ministerio de Ambiente y Energía durante un determinado periodo en el año 2015.

Dentro del informe se hace énfasis a diversos temas dentro de los cuales se pueden mencionar los siguientes: análisis de los programas realizados por la CNFL que contemplan el autoconsumo dentro de su modelo de negocio, análisis de la situación de los programas de generación distribuida en las empresas municipales y cooperativas, análisis del potencial de mercado de sistemas de generación distribuida, según las características de los clientes y su ubicación geográfica, determinación del efecto financiero sobre la CNFL, así como la elaboración de un plan de acción para la implementación masiva de programas de generación distribuida en la CNFL.

Dentro de los hallazgos y resultados de dicho informe se determinó que, los sistemas fotovoltaicos es la tecnología de generación para autoconsumo con mayor potencial a nivel nacional. Así mismo, se dio a conocer a partir de resultados del plan piloto del ICE que el sector residencial está muy interesado en instalar sistemas de generación para autoconsumo

No obstante, las principales barreras que limitan una adopción más amplia corresponden a la falta de capacitación de personal de las empresas para realizar estudios de impacto y efecto generación distribuida en la red, siendo ésta una de las preocupaciones de las empresas eléctricas. También, en cuanto al aspecto comercial, se detectó que los precios de los equipos aún dificultan el acceso de usuarios a esta alternativa tecnológica, particularmente para los abonados residenciales.

Además, se incluyó un análisis de rentabilidad de los sistemas fotovoltaicos para autoconsumo, desde el punto de vista de los abonados, esto mostró que, para una misma potencia nominal instalada, los clientes con consumos más altos logran un retorno de la inversión en menos tiempo debido a la estructura tarifaria vigente en Costa Rica.

Los resultados reflejaron que los usuarios residenciales no recuperan la inversión en menos de diez años si la tasa de retorno es 8%. En el caso de consumos menores a 200 kWh, el tiempo de

recuperación de la inversión ronda los 30 años, al menos 5 años por encima de la vida útil de los sistemas fotovoltaicos. Para consumos residenciales muy altos (superior a los 800 kWh) se observan tiempos de recuperación de 12 a 15 años aproximadamente y la TIR llega a un valor máximo del 17,5% para estos casos.

En el caso de la Tarifa Media Tensión (TMT), los resultados indicaron que no se obtienen tiempos de recuperación menores a diez años, independientemente del consumo. Ahora bien, a diferencia del caso residencial, para la tarifa TMT, la TIR sí se puede considerar relativamente alta, con valores superiores al 19%.

### **Radio base celular**

“Una estación base de telefonía móvil es una estación de transmisión y recepción situada en un lugar fijo, compuesta de una o más antenas de recepción-transmisión, una antena de microondas, y un conjunto de circuitos electrónicos, y utilizada para manejar el tráfico telefónico. Actúa como puente entre todos los usuarios de móviles de una misma célula, y conecta las llamadas de los móviles con la central de conmutación.” (La Comisión Europea, s.f.)

De acuerdo con el Centro McLaughlin para Evaluación de Riesgo de Salud de la Población, (s.f.):

Cuando el usuario de un teléfono inalámbrico hace una llamada, ésta se transmite a la estación de base más cercana, la cual recibe y transmite las señales de radio en su área actuando, así como aparato emisor y receptor. Al área que cubre una estación de base se le llama célula, razón por la cual se llama a los teléfonos inalámbricos teléfonos celulares. Las células más grandes se conocen como macro células, a las más pequeñas, especialmente en las áreas urbanas, se les llaman micro células.

El número de células varía en las diferentes áreas en dependencia del volumen de uso. Las áreas con un gran volumen de uso de teléfonos móviles tendrán más células. Cuando el usuario del teléfono está en movimiento, la señal de radio puede cambiarse de una célula a otra, para mantener una buena conexión. La llamada se conecta a la red telefónica local y se envía a través de las líneas telefónicas utilizando una antena con base terrestre o mediante señales de radio cuando la llamada es a otro teléfono celular. Cada estación de base cubre un radio limitado. Fuera de ese radio la densidad de la potencia (la fuerza) es muy poca para que el teléfono móvil funcione. Cuando esto sucede, el teléfono cambia automáticamente a una estación de base más cercana.

### **Energía solar fotovoltaica**

Según la Refinadora Costarricense de Petróleo [RECOPE], (2014):

La energía solar fotovoltaica es una fuente de energía renovable para producir electricidad a partir de la radiación solar mediante dispositivos semiconductores denominados células fotovoltaicas. Los paneles solares fotovoltaicos están conformados por dichas células y existen diferentes tipos de paneles dependiendo de su tecnología de fabricación.

La fabricación de paneles solares e instalaciones fotovoltaicas ha avanzado considerablemente en los últimos años. Entre los años 2001 y 2014 se ha producido un crecimiento exponencial de la producción de energía eléctrica fotovoltaica. La potencia total fotovoltaica

instalada en el mundo (conectada a red) en 2007 ascendía a 7.6 GW (Gigawatts,  $1 \times 10^9$  watts) y a finales de 2013 se habían instalado en todo el planeta cerca de 140GW de potencia fotovoltaica.

Costa Rica incursionó desde octubre 2010, al lanzar el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) “El plan piloto de Generación Distribuida para Autoconsumo”, el cual es un programa limitado de escala experimental, aplicado por el ICE a sus clientes para estimular la instalación de pequeños sistemas de generación distribuida basados en fuentes renovables (solar, biomasa, eólica e hidroelectricidad). Tiene el propósito de estudiar tanto las nuevas tecnologías como el efecto de la generación distribuida sobre las redes.

De acuerdo con informes del ICE, a octubre del año 2013 ya existían a nivel nacional, 117 clientes interconectados a la red con sistemas de generación de autoconsumo por un total de 600KW de potencia, de los cuales un 95% eran sistemas fotovoltaicos instalados (78% correspondían a clientes residenciales, 5% industriales y 17% a otros clientes).

La energía solar fotovoltaica se ha convertido en la tercera fuente de energía renovable más importante en términos de capacidad instalada a nivel global, después de la energía hidroeléctrica y la eólica. En algunos países como Alemania, Italia o España alcanza niveles de producción máximos superiores al 10% de la demanda de electricidad, al igual que en algunos estados soleados de Estados Unidos, como California.

### **Generación distribuida para autoconsumo en Costa Rica**

De acuerdo con la Presidencia de la República de Costa Rica, (2016):

Uno de los ejes estratégicos del VII Plan Nacional de Energía es Generación Distribuida. La actividad de generación distribuida para autoconsumo es una herramienta para promover el uso de las energías renovables y reducir la facturación eléctrica del abonado. Consiste en la producción de energía eléctrica para satisfacer parcial o totalmente las necesidades del abonado (autoconsumo) y la posibilidad de depositar a la red de distribución sus excedentes para almacenarlos y utilizarlos posteriormente.

Por medio del Decreto Ejecutivo N° 39220-MINAE del 08 de octubre del 2015, “Reglamento generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables modelo de contratación medición neta sencilla”, el Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE) regula la interconexión de sistemas de generación de electricidad de los abonados.

De igual forma, la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos modificó la norma técnica de planeación, operación y acceso al sistema eléctrico nacional (POASEN), Capítulo XII y

la norma técnica Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión (AR-NT-SUCOM), en lo referente a la generación distribuida modelo de contratación medición neta sencilla y emitió el Alcance N°25, “Normas técnicas y Metodologías sobre Generación Distribuida” (expediente 238-2015), norma que establece las condiciones de acceso e interconexión del abonado a la red eléctrica, así como la metodología para establecer las tarifas por el uso de la red eléctrica.

La actividad de generación distribuida para autoconsumo con el modelo de contratación medición neta sencilla, traerá beneficios para el usuario, como por ejemplo lograr el desarrollo de una alta conciencia en el ahorro energético, debido a su doble rol: usuario y generador, por lo que se crea conciencia ambiental, y al mismo tiempo, si implementa adecuadamente la actividad, esta le puede significar una reducción en su factura eléctrica.

### **Normativa nacional**

#### **Reglamento generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables modelo de contratación medición neta sencilla**

Según La Gaceta N°196, (2015), se destacan las siguientes disposiciones y artículos:

##### **Disposiciones generales.**

- a. 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.
- b. Artículo 2°—Interés público. Se declara de interés público la actividad de generación distribuida para autoconsumo como un instrumento para promover la generación de electricidad haciendo uso de fuentes de energía renovable, y contribuir con el cumplimiento de la meta establecida por el país de ser carbono neutral.
- c. 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.

### **Disposiciones generales para el sistema de generación distribuida para autoconsumo.**

- a. Artículo 34. — Autorización para almacenamiento y retiro de energía. El productor-consumidor podrá depositar en la red de distribución la energía no consumida, y tendrá derecho a retirar hasta un máximo del cuarenta y nueve por ciento (49%) de la energía total generada, para utilizarla en el mes o meses siguientes en un periodo anual.
- b. La energía total producida y la energía no consumida serán contabilizadas de forma mensual por un período de un año dentro del proceso de facturación, siendo su fecha anual de corte un acuerdo de las partes dentro del contrato de interconexión.
- c. Artículo 37. — Medición neta sencilla. Esta modalidad permite que se deposite en la red de distribución la energía no consumida en forma mensual, para hacer uso de ella durante un ciclo anual, en forma de consumo diferido.  
Si el productor-consumidor consume más energía que la depositada en la red de distribución deberá pagar la diferencia de acuerdo a las tarifas establecidas por la ARESEP.
- d. Artículo 38. — Interconexión. El productor-consumidor deberá cancelar el costo de interconexión a la red de distribución de acuerdo a la tarifa de la ARESEP.
- e. Artículo 39. — Acceso a la red. El productor-consumidor deberá cancelar mensualmente a la empresa distribuidora, el costo de acceso a la red de distribución de acuerdo a la tarifa de la ARESEP.
- f. Artículo 41. — Pagos de excedentes de energía. No será sujeto a ninguna retribución económica, ni de intercambio, cualquier exceso de energía depositada superior a lo establecido en el artículo 34 de este Reglamento.

### **AR-NT-POASEN “Planeación, Operación y Acceso al Sistema Eléctrico Nacional”**

De acuerdo con la La Gaceta N°37, (2016), se destacan los siguientes capítulos y sus respectivos artículos:

#### **Capítulo XII: Generación distribuida para autoconsumo.**

- a. Artículo 125. Generación distribuida para autoconsumo en su modalidad medición neta sencilla: La actividad de generación distribuida para autoconsumo con 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 registrará 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 sujeta a la regulación dictada por la Autoridad Reguladora en esta materia.

### **AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión”**

De acuerdo con La Gaceta N°85, (2015), se destacan los siguientes capítulos y artículos:

#### **Capítulo I. Generalidades.**

a. Artículo 1. Campo de aplicación

Esta norma técnica establece las condiciones bajo las cuales se brindará el servicio eléctrico en sus etapas de distribución y de comercialización, comprendiendo los aspectos técnicos, comerciales, tarifarios y contractuales del servicio.

Su aplicación es obligatoria para las empresas eléctricas de distribución y comercialización que se encuentren establecidas en el país o que llegaren a establecerse bajo régimen de concesión, de conformidad con las leyes correspondientes.

#### **Capítulo XVI. Interconexión, acceso y suministro eléctrico para abonados-usuarios-productores.**

a. 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 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.

b. 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.

c. Artículo 134. Servicios con facturación de demanda: En los servicios que por la característica de la tensión de acceso o por el uso de la energía se facture tanto el cargo

- por energía como el de potencia, el mismo se realizará de conformidad con la metodología y pliegos tarifarios vigentes, y se clasificará en el bloque de consumo que corresponda, con base en el total de energía retirada de la red de distribución, la cual se entenderá como la sumatoria de la energía retirada del consumo diferido asociado a la generación para autoconsumo en su modalidad contractual medición neta sencilla y la energía vendida por la empresa distribuidora.
- d. Artículo 135. Facturación del alumbrado público: Los productores consumidores pagarán el alumbrado público sobre el total de la energía retirada de la red, la cual se entenderá como la sumatoria de la energía retirada del consumo diferido asociado a la generación para autoconsumo en su modalidad contractual medición neta sencilla y la energía vendida por la empresa distribuidora.
- e. 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 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.
- f. 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, 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.

**Resolución RJD-030-2016 de ARESEP, Ajustes a las Normas Técnicas y Metodologías Tarifarias aplicables a la Generación Distribuida para Autoconsumo**

Según la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, (2016), se destacan los siguientes incisos referentes a dicha resolución:

**Metodología de fijación para la tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del productor-consumidor.**

- a. Inciso 2. Metodología: la tarifa de acceso será un pago que se realizará a la empresa distribuidora de energía eléctrica por parte del productor-consumidor, por cada unidad de energía consumida (kWh) que éste 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.
- b. Inciso 4. Disposiciones complementarias: La tarifa resultante (TA) será aplicable a los kWh retirados de la red de distribución por el productor-consumidor, provenientes de su generación propia, que han sido previamente depositados en dicha red, es decir los kWh retirados de la red en compensación de los kWh previamente inyectados. Para los kWh consumidos provenientes de la red de distribución de la empresa, pero que no corresponden a los kWh previamente inyectados, se les aplicará la tarifa establecida en los pliegos tarifarios vigentes de cada empresa distribuidora de conformidad con la categoría de consumidor establecidos en los mismos (por ejemplo, residencial, general, preferencial con carácter social, media tensión, entre otras), que ya incluyen dentro de sus costos totales de distribución los correspondientes al acceso a la respectiva red. Para efectos del pago mínimo que se cobrará a los usuarios con categoría de productor-consumidor, las empresas distribuidoras cobrarán el mínimo de consumo de energía, y potencia que tenga establecido el correspondiente pliego tarifario, según la categoría de consumidor y al precio establecido en el pliego tarifario vigente para la correspondiente categoría tarifaria del consumidor, y se cobrará sobre el total de la energía retirada de la red, la cual se entenderá como la sumatoria de la energía retirada del consumo diferido asociado a la generación para autoconsumo en su modalidad contractual medición neta sencilla y la energía vendida por la empresa distribuidora.

**Resolución RIE-126-2017 de ARESEP, solicitud tarifaria presentada por Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) para el servicio de transmisión de energía eléctrica**

Según la presente resolución presentada en la Gaceta, Alcance No.308 (La Gaceta N°308, 2017), se indica que la tarifa por transmisión de energía corresponde a ¢10,54 por kWh de energía trasegada por el sistema de transmisión del ICE.

## Clasificación de las instalaciones solares fotovoltaicas

Según Martínez, (2005), las instalaciones solares fotovoltaicas pueden clasificarse de la siguiente manera:

La clasificación de las instalaciones solares fotovoltaicas se puede realizar en función de la aplicación a la que están destinadas. Así, se distinguen entre aplicaciones autónomas y aplicaciones conectadas a la red.

### Aplicaciones autónomas

Producen electricidad sin ningún tipo de conexión con la red eléctrica, a fin de dotar de este tipo de energía al lugar donde se encuentran ubicadas. Pueden distinguirse dos bloques:

- Aplicaciones espaciales
- Aplicaciones terrestres
  - Telecomunicaciones
  - Electrificación de zonas rurales y aisladas
  - Señalización
  - Alumbrado público

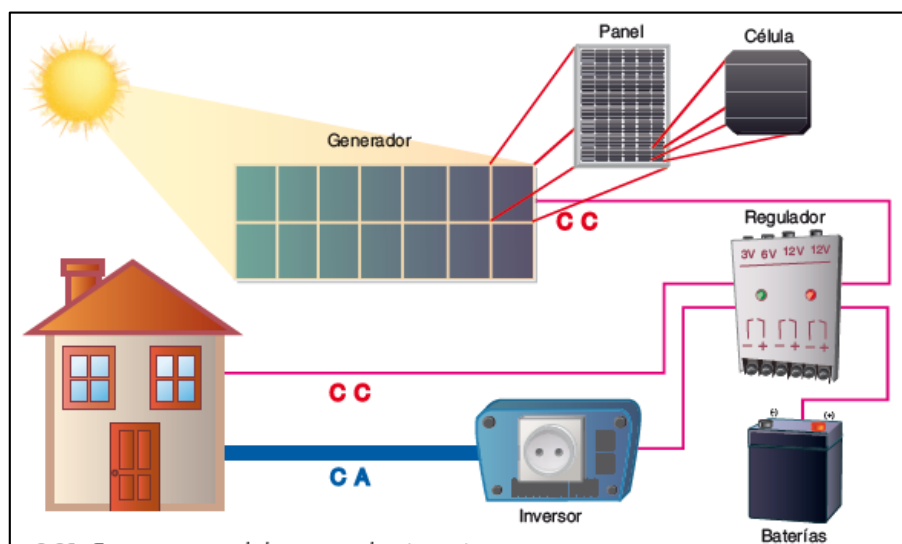
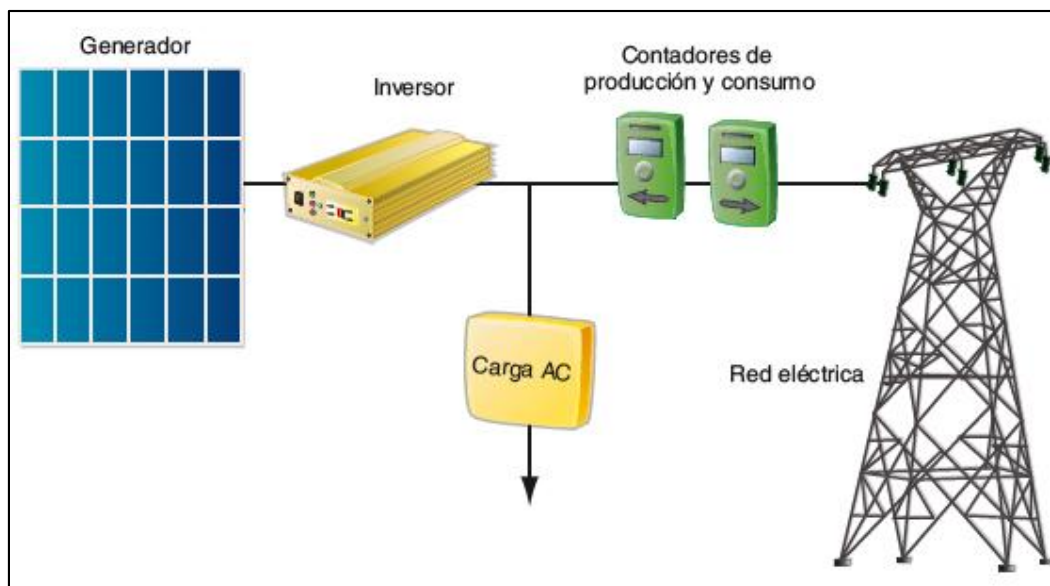


Ilustración 2 Esquema general de una instalación autónoma

### Aplicaciones conectadas a la red

Un sistema fotovoltaico conectado a la red consiste básicamente en un generador fotovoltaico acoplado a un inversor que opera en paralelo con la red eléctrica convencional. El



concepto de inyección a la red tiene un amplio margen de aplicaciones, desde pequeños sistemas de pocos kilowatts pico de potencia instalada hasta centrales de varios mega watts pico.

Cabe distinguir:

- Centrales fotovoltaicas y huertos solares
- Edificios fotovoltaicos

Ilustración 3 Esquema general de una Instalación fotovoltaica conectada a la red

La principal diferencia entre las dos instalaciones es que en las autónomas se cuenta con los acumuladores para almacenar la energía y los reguladores de carga de estos, mientras que es las instalaciones conectadas a la red, la energía no se almacena, sino que se pone a disposición de los usuarios a través de la red eléctrica, según se produce.

### **Elementos de una instalación solar fotovoltaica**

Según Energetika, (s.f.), en su sitio de Internet, destaca los siguientes elementos de una instalación solar fotovoltaica:

#### **Módulo fotovoltaico**

##### **Célula solar.**

El elemento principal de cualquier instalación de energía solar es el generador, que recibe el nombre de célula solar. Se caracteriza por convertir directamente en electricidad los fotones provenientes de la luz del sol. Su funcionamiento se basa en el efecto fotovoltaico.

## El panel solar.

### a. Definición

Un panel solar o módulo fotovoltaico está formado por un conjunto de células, conectadas eléctricamente, encapsuladas y montadas sobre una estructura de soporte o marco. Proporciona en su salida de conexión una tensión continua y se diseña para valores concretos de tensión, que definirán la tensión a la que va a trabajar el sistema fotovoltaico.

Los tipos de paneles solares vienen dados por la tecnología de fabricación de las células, y son fundamentalmente:

- Silicio cristalino (monocristalino y multicristalino).
- Silicio amorfo

En la siguiente tabla podemos observar las diferencias que existen entre ellos.

Silicio	Rendimiento laboratorio	Rendimiento directo
Monocristalino	24%	15 - 18%
Policristalino	19 - 20%	12 - 14%
Amorfo	16%	<10%

Cuadro 2 Diferencias entre los paneles, según la tecnología de fabricación. Fuente propia

### b. Curva característica

La curva característica de un panel fotovoltaico, también llamada curva de intensidad-voltaje (abreviadamente curva I-V), representa los valores de tensión y corriente, medidos experimentalmente, de un típico panel fotovoltaico sometido a unas determinadas condiciones constantes de insolación y temperatura. Variando la resistencia externa desde cero a infinito, se pueden medir diversos valores de pares (i-V), que interpolándolos forman la curva característica.

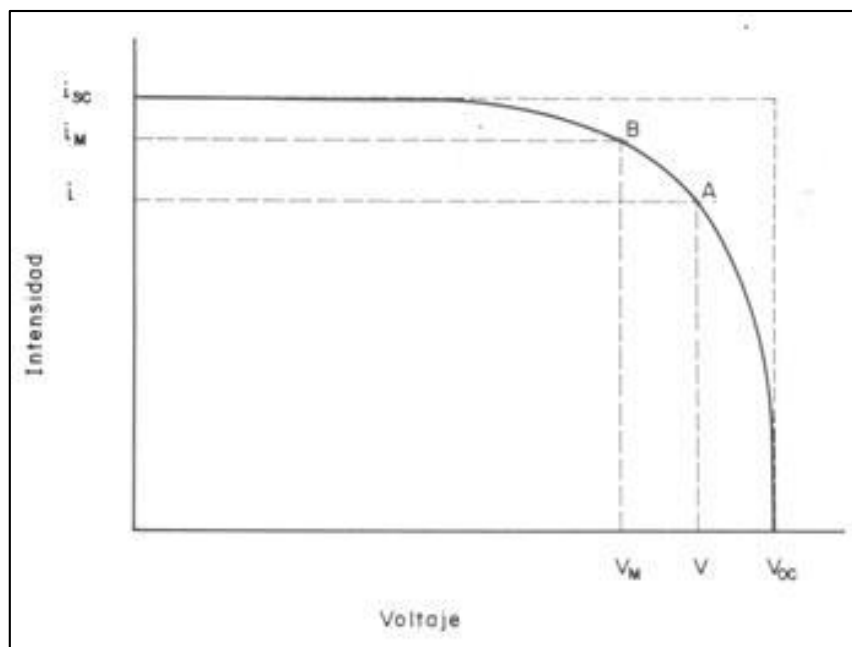


Ilustración 4 Curva característica de un panel fotovoltaico

A la hora de trabajar con los paneles solares interesa saber qué datos proporciona el fabricante, con el fin de utilizarlos correctamente. En los catálogos aparecen todos aquellos parámetros que son de utilidad a la hora de realizar el diseño de la instalación.

No obstante, hay que tener cuidado, ya que los valores proporcionados por el fabricante son obtenidos siempre en unas determinadas condiciones de irradiación solar y temperatura ambiente. En la práctica existirá una pequeña desviación sobre los valores teóricos cuando el panel esté colocado en la instalación.

Así mismo, McGraw-Hill Education, (s.f.), menciona las siguientes características relacionadas con los paneles solares y otros elementos de una instalación solar fotovoltaica.

### c. Interpretación de una hoja de características

- Tabla de características eléctricas
- Potencia máxima ( $P_{mpp}$ ): es un valor de pico, es decir, es la máxima potencia que puede entregar el panel en un determinado momento. El panel funcionará correctamente en la instalación en la que va a ser colocado si este valor es superior al del consumo máximo para el que se ha diseñado el sistema fotovoltaico.
- Tensión en el punto de máxima potencia ( $V_{mpp}$ ): es el valor en voltios de la tensión que proporcionará el panel cuando esté trabajando en el valor de potencia  $P_{mpp}$ .

- Intensidad en el punto de máxima potencia ( $I_{mpp}$ ): es el valor de la corriente proporcionada por el panel cuando se encuentra en el punto de máxima potencia.
  - Tensión en circuito abierto ( $V_{OC}$ ): tensión en los terminales de conexión cuando no hay ninguna carga conectada en el panel.
  - Intensidad de cortocircuito ( $I_{SC}$ ): intensidad que circula por el panel cuando la salida está cortocircuitada.
- Características físicas

El fabricante da una descripción del aspecto físico del panel: medidas, peso, materiales con los que está construido, etc. Estos valores serán importantes a la hora de elegir los soportes para la sujeción del mismo.

- Variación de los parámetros con la temperatura

El fabricante proporciona los diferentes coeficientes de temperatura sobre los parámetros que se deben tener en cuenta a la hora de la colocación del panel. Estos dan la idea de la variación que sufren los parámetros del panel a medida que aumenta la temperatura.

### **Acumuladores.**

La llegada de la energía solar a los módulos fotovoltaicos no se produce de manera uniforme, sino que presenta variaciones por diferentes motivos. Algunas de estas variaciones son predecibles, como la duración de la noche o las estaciones del año, pero existen otras muchas causas que pueden producir alteraciones de manera aleatoria en la energía recibida, como puede ocurrir con un aumento de la nubosidad en un determinado instante.

Este hecho hace necesario utilizar algún sistema de almacenamiento de energía para aquellos momentos cuando la radiación recibida sobre el generador fotovoltaico no sea capaz de hacer que la instalación funcione en los valores diseñados. Para ellos se utilizarán las baterías o acumuladores.

### **El regulador.**

Para un correcto funcionamiento de la instalación, hay que instalar un sistema regulador de carga en la unión entre los paneles solares y las baterías. Este elemento recibe el nombre de

regulador y tiene como misión evitar situaciones de carga y sobre descarga de la batería, con el fin de alargar su vida útil.

El regulador trabaja, por tanto, en las dos zonas. En la parte relacionada con la carga, su misión es la de garantizar una carga suficiente al acumulador y evitar las situaciones de sobrecarga, y en la parte de descarga se ocupará de asegurar el suministro eléctrico diario suficiente y evitar la descarga excesiva de la batería.

Dado que los módulos solares tienen una tensión nominal mayor que la batería, si no existiera regulador se podrían producir sobrecargas.

### **El inversor.**

El inversor se encarga de convertir la corriente continua de la instalación en corriente alterna. Es un elemento imprescindible en las instalaciones conectadas a red, y estará presente en la mayoría de instalaciones autónomas.

Las características deseables para un inversor DC-AC se pueden resumir de la siguiente manera:

- Alta eficiencia: debe funcionar bien para un amplio rango de potencias.
- Bajo consumo en vacío, es decir, cuando no hay cargas conectadas.
- Alta fiabilidad: resistencia a los picos de arranque.
- Protección contra cortocircuitos.
- Seguridad.
- Buena regulación de la tensión y frecuencia de salida.

Análisis de una hoja de características de un inversor:

- Tensión de entrada: debe coincidir con la tensión nominal de las baterías.
- Potencia nominal: es la potencia que es capaz de entregar el inversor a la instalación. Siempre será mayor que la calculada como consumo de los equipos que van a funcionar en alterna.
- Potencia en vacío, cuando no hay carga conectada.
- Rendimiento máximo: importante, porque indicará la potencia real entregada por el inversor, que es siempre menor que la potencia nominal del mismo.

## Diseño de una instalación fotovoltaica conectada a la red

De acuerdo con Mascarós, (2016), a continuación, se mencionan los principales puntos para llevar a cabo el diseño de una instalación fotovoltaica conectada a la red.

### Posición de una superficie o módulo fotovoltaico

La posición de un módulo fotovoltaico se especifica mediante dos coordenadas angulares: la orientación o ángulo de acimut ( $\alpha$ ) y la inclinación o ángulo de elevación ( $\beta$ ).

#### Ángulo de acimut ( $\alpha$ ).

Es el ángulo formado por la proyección sobre el plano horizontal de la perpendicular a la superficie del módulo y el meridiano del lugar. La orientación sur del módulo fotovoltaico se corresponde con el origen y toma el valor  $0^\circ$ ; la orientación oeste vale  $90^\circ$ ; la orientación norte vale  $180^\circ$ , y la orientación este vale  $270^\circ$ . También, se puede medir con sentido negativo hacia el este y sentido positivo hacia el oeste. De esta forma, la orientación este se corresponde con un ángulo de  $-90^\circ$  y la orientación oeste con un ángulo de  $90^\circ$ .

#### Inclinación o ángulo de elevación ( $\beta$ ).

Es el ángulo formado por la superficie del módulo fotovoltaico y el plano horizontal. Su valor es  $0^\circ$  para módulos en posición horizontal y  $90^\circ$  para módulos en posición vertical. En instalaciones fijas este ángulo se determina en función de la latitud del lugar.

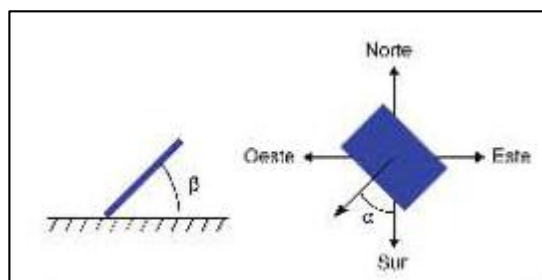


Ilustración 5 Ángulo de elevación ( $\beta$ ) y de acimut ( $\alpha$ )

### Posición óptima de un módulo fotovoltaico estático durante todo el año

Un módulo fotovoltaico recibe la mayor cantidad de energía posible cuando los rayos solares inciden sobre éste de forma perpendicular. En la mayoría de ocasiones, la posición del módulo fotovoltaico es fija durante todo el año, aunque en algunas aplicaciones se modifica la inclinación del módulo en función de la estación o mes del año para aprovechar mejor la energía

del sol. En instalaciones fotovoltaicas con seguidor solar, este ángulo será variable a lo largo del día para aprovechar al máximo la radiación solar.

Entonces, ¿cuál es la posición óptima de un módulo fotovoltaico en una instalación estática para maximizar la captación anual de energía? En el hemisferio norte, los módulos fotovoltaicos deben estar orientados hacia el sur y, por tanto, el ángulo de acimut óptimo vale  $0^\circ$ . Si los módulos están ubicados en el hemisferio sur, se deben orientar hacia el norte, lo que corresponde con un ángulo de acimut de  $180^\circ$ . Para determinar la inclinación óptima que garantiza la máxima captación de energía anual se utiliza una expresión que resulta del análisis de los cálculos de la irradiación solar global para distintas inclinaciones en distintas latitudes:

$$\beta_{\text{ópt}} = 3.7 + 0.69 * |\varphi|$$

Ecuación 2 Inclinación óptima

$\beta_{\text{ópt}}$ : inclinación óptima para maximizar la captación de energía anual, en grados sexagesimales.

$\varphi$ : latitud del lugar, en grados sexagesimales.

No obstante, la inclinación del módulo fotovoltaico no debe ser menos de  $15^\circ$ , para permitir que la suciedad acumulada sobre su superficie sea retirada por el agua de lluvia. En las instalaciones conectadas a la red, el objetivo es conseguir la máxima captación anual de energía; en las instalaciones aisladas con consumo anual constante, el objetivo es garantizar la máxima captación de energía en el mes del año con menor irradiación solar; mientras que, en las instalaciones de bombeo de agua, el objetivo es conseguir la máxima captación de energía en verano.

### **La radiación solar**

La constante solar es la irradiancia o cantidad de energía procedente del Sol por unidad de tiempo y área, recibida sobre una superficie perpendicular a los rayos incidentes, situada en la parte exterior de la atmósfera a una distancia del Sol igual a la distancia promedio Tierra-Sol. Debido a la trayectoria que sigue la Tierra alrededor del Sol, la distancia entre ambos no se mantiene constante a lo largo del año. Se considera que el valor de la constante solar es  $1367 \text{ W/m}^2$ , aunque varía ligeramente a causa de la elipticidad de la órbita terrestre.

### Componentes de la radiación solar

Debido a los efectos de dispersión, reflexión, difracción y absorción que tienen lugar en la atmósfera, la radiación solar recibida sobre una superficie o módulo fotovoltaico situado en la superficie terrestre procede de tres componentes:

- Radiación directa (B): es la radiación solar que recibe el módulo fotovoltaico directamente desde el sol, sin cambiar de dirección. Es la radiación incidente.
- Radiación difusa (D): es la radiación procedente de toda la bóveda del cielo visible desde la superficie (excepto la procedente del disco solar que se corresponde con la radiación directa), como consecuencia de los fenómenos de difracción, reflexión, entre otros.
- Radiación de albedo o reflejada (R): es la radiación directa y difusa que recibe el módulo fotovoltaico procedente de la reflexión sobre el entorno (suelo u otras superficies próximas)

La suma de las tres componentes constituye la radiación global (G).

### Irradiancia e irradiación solar

La energía generada por el sol llega a la Tierra en forma de radiación electromagnética. Para cuantificar la potencia y la energía de la radiación solar por unidad de superficie se utilizan, respectivamente, la irradiancia y la irradiación solar.

- Irradiancia: es la potencia de la radiación solar recibida por unidad de superficie. Se mide en vatios por metro cuadrado ( $W/m^2$ ) o kilovatios por metro cuadrado ( $kW/m^2$ ).
- Irradiación: es la energía recibida por unidad de superficie durante un tiempo determinado. Se mide en  $Wh/m^2$ , o  $kWh/m^2$ . La irradiación a lo largo de un día se mide en  $W/m^2/día$ , o  $kW/m^2/día$ . También, se suele medir en mega julios por metro cuadrado ( $MJ/m^2$ ).

La irradiancia global se representa mediante la letra G sin subíndices, mientras que la irradiación global se representa mediante la letra G con uno o dos subíndices. El primer subíndice refleja el período de integración de la irradiación solar y el segundo subíndice representa un valor medio de la irradiación. Después de la letra G se especifica, entre paréntesis, la posición ( $\alpha, \beta$ ) de

la superficie sobre la que incide la radiación solar, donde  $\alpha$  es el ángulo del acimut y  $\beta$  es la inclinación o elevación de la superficie. Si la superficie se encuentra en posición horizontal, se utiliza el valor 0 entre paréntesis.

### **Hora Solar Pico (HSP)**

Se define el concepto de “hora solar pico” (HSP) de un día, referido a una superficie con orientación  $\alpha$  y una inclinación  $\beta$ , como el número de horas de un día con una irradiancia ficticia de  $1000 \text{ W/m}^2$ , que tendría la misma irradiación total que la irradiación real de ese día.

Para obtener las HSP de un día, se divide la irradiación de dicho día, medida en  $\text{Wh/m}^2$ , por  $1000 \text{ W/m}^2$ . En general, se usa el valor medio de la irradiación diaria:

$$HSP_{(\alpha,\beta)} = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta)}{1 \text{ kW/m}^2}$$

Ecuación 3 Hora Solar Pico (HSP)

$HSP_{(\alpha,\beta)}$ : número de horas solares pico para un módulo fotovoltaico con orientación e inclinación  $(\alpha, \beta)$ .

$G_{dm}(\alpha, \beta)$ : valor diario medio mensual de la irradiación global sobre el plano del módulo fotovoltaico con una orientación  $\alpha$  y una inclinación  $\beta$ , expresada en  $\text{kWh/m}^2$ .

### **Influencia de la irradiancia solar**

La potencia eléctrica suministrada por un módulo fotovoltaico depende de la irradiancia solar incidente. Cuanto menor sea la irradiancia solar, menor es la potencia que puede entregar el módulo. La máxima potencia que puede entregar el módulo fotovoltaico en función de la irradiancia solar se puede obtener de forma aproximada mediante la expresión:

$$P_{MPP,G} = P_{MPP} * \frac{G}{G_{STC}}$$

Ecuación 4 Máxima potencia entregada por el módulo fotovoltaico en función de la irradiancia solar

$P_{MPP,G}$ : máxima potencia del módulo fotovoltaico, para una irradiancia solar  $G$ , en  $W$ .

$P_{MPP}$ : máxima potencia del módulo fotovoltaico en condiciones estándar de medida, en  $W$ .

$G$ : irradiancia solar recibida por el módulo fotovoltaico, en  $\frac{W}{m^2}$ .

$G_{STC}$ : irradiancia solar en condiciones estándar de medida ( $1000 \frac{W}{m^2}$ ).

Cuanto menor es la irradiancia solar incidente, menor es la intensidad en cortocircuito y menor es la potencia eléctrica entregada por el módulo. Los fabricantes de módulos fotovoltaicos también suelen suministrar la familia de curvas características del módulo para distintos valores de irradiancia solar, a una temperatura de trabajo de las células de 25 °C.

Desde las hipótesis planteadas, el valor de la intensidad de cortocircuito ( $I_{SC,G}$ ) es proporcional a la irradiancia solar recibida  $G$ , de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$I_{SC,G} = I_{SC} * \frac{G}{G_{STC}}$$

Ecuación 5 Intensidad de cortocircuito

$I_{SC,G}$ : intensidad en cortocircuito del módulo, para una irradiancia solar  $G$ .

$I_{SC}$ : intensidad en cortocircuito del módulo fotovoltaico en condiciones estándar de medida.

$G$ : irradiancia solar recibida por el módulo fotovoltaico, en  $W/m^2$ .

$G_{STC}$ : irradiancia solar en condiciones estándar de medida. ( $1000 \frac{W}{m^2}$ ).

### **Influencia de la temperatura**

Las curvas características de los módulos fotovoltaicos también dependen de la temperatura de trabajo de las células. Cuando aumenta la temperatura de trabajo de las células, disminuye la tensión de circuito abierto y aumenta ligeramente la intensidad en cortocircuito del módulo. Los fabricantes de módulos fotovoltaicos también suelen suministrar la familia de curvas características del módulo para distintos valores de temperatura de trabajo, para una irradiancia solar de  $1000 W/m^2$ . También, suelen facilitar los parámetros térmicos de la intensidad en corto circuito ( $\alpha$ ), de la tensión de circuito abierto ( $\beta$ ), y de la potencia en el punto de máxima potencia ( $\gamma$ ), que describen la variación de estos en función de la temperatura, expresados en  $\%/^{\circ}C$  con respecto de las condiciones estándar de medida.

Utilizando las siguientes expresiones se puede calcular la intensidad en cortocircuito, la tensión de circuito abierto y la potencia en el punto de máxima potencia, para una temperatura de trabajo diferente de la temperatura en condiciones estándar de medida:

$$P_{MPP,T} = P_{MPP} * (1 + \frac{\gamma}{100} * (T - T_{STC}))$$

Ecuación 6 Potencia máxima que puede entregar el módulo fotovoltaico a una temperatura de trabajo  $T$

$$I_{SC,T} = I_{SC} * (1 + \frac{\alpha}{100} * (T - T_{STC}))$$

Ecuación 7 Intensidad de cortocircuito a una temperatura de trabajo T

$$V_{OC,T} = V_{OC} * (1 + \frac{\beta}{100} * (T - T_{STC}))$$

Ecuación 8 Tensión en circuito abierto a una temperatura de trabajo T

$P_{MPP,T}$ : potencia máxima que puede entregar el módulo fotovoltaico a una temperatura de trabajo T.

$P_{MPP}$ : potencia máxima que puede entregar el módulo fotovoltaico en condiciones estándar de medida.

$I_{SC,T}$ : intensidad en cortocircuito a una temperatura de trabajo T.

$I_{SC}$ : intensidad en cortocircuito en condiciones estándar de medida.

$V_{OC,T}$ : tensión en circuito abierto a una temperatura de trabajo T.

$V_{OC}$ : tensión en circuito abierto en condiciones estándar de medida.

$T$ : temperatura de trabajo de las cédulas del módulo fotovoltaico.

$T_{STC}$ : temperatura de trabajo de las células del módulo en condiciones estándar de medida (25 °C).

$\alpha$ : coeficiente de temperatura de la intensidad en cortocircuito.

$\beta$ : coeficiente de temperatura de la tensión de circuito abierto.

$\gamma$ : coeficiente de temperatura de la potencia máxima.

### **Asociación de células fotovoltaicas**

Para conseguir aumentar los niveles de tensión, intensidad y potencia eléctrica, las células fotovoltaicas se pueden asociar de las siguientes formas:

- Asociación en serie: permite aumentar la tensión y potencia eléctrica, manteniendo el valor de la intensidad.
- Asociación en paralelo: permite aumentar la intensidad y potencia eléctrica, manteniendo el valor de la tensión.
- Asociación mixta: combina las asociaciones serie y paralelo, permitiendo aumentar el valor de la intensidad, tensión y potencia eléctrica.

### **Cálculo del número de módulos fotovoltaicos**

Según Alonso, (s.f), el número de paneles requeridos para una instalación fotovoltaica está dado por la siguiente ecuación:

$$N_p = \frac{E}{\eta * W_p * HSP}$$

Ecuación 9 Cálculo para el número de módulos fotovoltaicos

Donde;

$N_p$ : el número de módulos requeridos.

$E$ : energía diaria real necesaria ( $Wh/día$ ).

$\eta$ : eficiencia del panel.

$W_p$ : potencia pico del panel ( $W$ ).

$HSP$ : horas solar pico ( $h/día$ ).

### **Herramientas financieras**

#### **Valor Actual Neto (VAN)**

De acuerdo con el sitio de Internet de Economía Simple, (s.f), a continuación, se define el concepto de Valor Actual Neto y su método de cálculo.

El concepto de Valor Actual Neto, también conocido como VAN, se refiere a un criterio de inversión que pasa por actualizar los cobros y pagos de un proyecto para conocer si esa inversión resulta rentable o no.

El Valor Actual Neto permitirá afrontar un par de decisiones. Por un lado, conocer si las inversiones por realizar merecen la pena por la obtención de beneficios y por otro comprobar qué inversión es la más ventajosa. Para ello hay que tener en cuenta los siguientes parámetros.

- VAN superior a 0: el proyecto de inversión permite conseguir ganancias y beneficios.
- VAN inferior a 0: debe rechazarse la inversión al provocar pérdidas.
- VAN igual a 0: el proyecto de inversión no genera ni pérdidas ni beneficios, por lo que su ejecución provoca indiferencia.

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_0$$

Ecuación 10 Fórmula para calcular el VAN

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 periodos considerado.

$k$ : es la tasa de descuento.

### **Tasa Interna de Retorno (TIR)**

De acuerdo con el sitio de Internet de Economía Simple, (s.f), a continuación, se define el concepto de Tasa Interna de Retorno y su método de cálculo.

Es la tasa de rentabilidad que proporciona una inversión, considerándose el porcentaje de pérdida o beneficios que tendrá dicho negocio para las cantidades invertidas.

Se trata de un medidor empleado en la evaluación de proyectos de inversión íntimamente ligado con el Valor Actual Neto. También, se considera como el valor de la tasa de descuento que consigue que el VAN resulte igual a cero.

Gracias al concepto de Tasa Interna de Retorno se conseguirá conocer cuando una inversión resulta rentable o no. El resultado aparece reflejado en un porcentaje.

La mejor definición del cálculo del TIR es la tasa de descuento que en el momento inicial iguala la futura corriente de cobros con la de pagos, consiguiendo un valor actual neto igual a cero.

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+TIR)^t} - I_0 = 0$$

Ecuación 11 Fórmula para calcular el TIR

### **Periodo de Recuperación de la Inversión (PRI)**

De acuerdo con el sitio de Internet de ConexiónASAN (2017), a continuación, se define el concepto de Periodo de Recuperación de la Inversión y su método de cálculo.

El período de recuperación de la inversión (PRI) es un indicador que mide en cuánto tiempo se recuperará el total de la inversión a valor presente. Puede revelar con precisión, en años, meses

y días, la fecha cuando será cubierta la inversión inicial. Para calcular el PRI se usa la siguiente fórmula:

$$PRI = a + \frac{(b - c)}{d}$$

Ecuación 12 Fórmula para calcular el PRI

Donde;

$a$ = año inmediato anterior en que se recupera la inversión.

$b$ = inversión inicial.

$c$ = flujo de Efectivo Acumulado del año inmediato anterior en el que se recupera la inversión.

$d$ = flujo de efectivo del año cuando se recupera la inversión.

## **Diagnóstico**

### **Tarifas del impuesto general sobre las ventas**

Según la Dirección de Servicio al Contribuyente del Ministerio de Hacienda de Costa Rica (2018) las tarifas vigentes del Impuesto general sobre las Ventas, son las siguientes:

<b>Concepto</b>	<b>Tarifa</b>
Venta afecta a tarifa general	13%
Venta de energía eléctrica residencial	5%
Venta de madera	10%

Cuadro 3 Tarifas vigentes del impuesto general sobre las ventas. Fuente propia

### **Fortalecimiento económico del Benemérito Cuerpo de Bomberos de Costa Rica**

De acuerdo con la Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica (2011), en el decreto legislativo N° 8982, Artículo 40, Financiamiento del Cuerpo de Bomberos, se establece lo siguiente:

Se crea, como fuente complementaria de ingresos para la operación y el crecimiento sostenibles del Cuerpo de Bomberos de Costa Rica, un tributo equivalente al uno coma setenta y cinco por ciento (1,75%) de la facturación mensual por consumo de electricidad que pague cada abonado o consumidor directo de energía eléctrica.

El tributo del uno coma setenta y cinco por ciento (1,75%) se aplicará desde el primer kilowatt hora consumido y hasta un máximo de mil setecientos cincuenta kilowatts hora (1750 kWh). No estarán sujetos al pago de dicho tributo los abonados cuyo consumo mensual sea igual o inferior a cien kilowatts hora (100 kWh).

Será agente de percepción de este tributo toda institución, compañía, empresa o similar que brinde el servicio de suministro de energía eléctrica. Todo agente de percepción deberá transferir la totalidad del dinero recaudado directamente al Cuerpo de Bomberos de Costa Rica, sin costo alguno para este último dentro de los primeros diez días hábiles por el total de tributo percibido en el mes anterior, en los medios, la forma y las condiciones que establezca el Cuerpo de Bomberos.

De este tributo se excluye el monto cancelado por concepto de impuesto sobre las ventas.

### **Compañía Nacional de Fuerza y Luz, tributo a bomberos**

Como complemento del punto tratado anteriormente, la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL) (s.f.), detalla dentro de su sitio de Internet el método de cálculo del tributo a bomberos

para clientes no residenciales con consumos superiores a los 1750 kWh. La fórmula se muestra a continuación:

$$\text{Tributo a Bomberos} = \frac{\text{Monto de Energía en colones}}{\text{Consumo de energía total}} * 1750 * 1.75\%$$

Ecuación 13 Cálculo para clientes no residenciales con consumos superiores a los 1.750 kWh

### Indicadores económicos

Según el sitio de Internet del Banco Central de Costa Rica (BCR, 2018), el tipo cambio de venta del dólar de los Estados Unidos de América al día 30 de octubre del año 2018 es igual a ₡605,59.

### Promedios mensuales de datos climáticos

La información presentada en el Apéndice A, contiene información y diferentes datos climáticos de distintas estaciones meteorológicas en el país. De acuerdo con lo anterior, los valores de dichos indicadores serán empleados para el desarrollo del proyecto.

Cabe mencionar que, la información presentada fue facilitada por personal del Departamento de Información del Instituto Meteorológico Nacional (IMN).

A continuación, se presenta información con la ubicación de las estaciones meteorológicas seleccionadas, según cantón y provincia, así como la altura sobre el nivel del mar, promedios anuales de radiación solar y temperatura máxima.

Número de estación	Provincia	Cantón	Altura (m.s.n.m)	Radiación solar promedio (MJ/m <sup>2</sup> )	Radiación solar promedio (kWh/m <sup>2</sup> )	Temperatura máxima promedio (°C)
1	Alajuela	Alajuela	913	17,40	4,83	28,40
2	Alajuela	Los Chiles	40	10,10	2,81	31,50
3	Guanacaste	Liberia	70	17,20	4,78	33,00
4	Limón	Limón	5	14,80	4,11	29,70
5	Puntarenas	Buenos Aires	397	14,20	3,94	31,40

Cuadro 4 Datos de las estaciones meteorológicas seleccionadas. Fuente propia

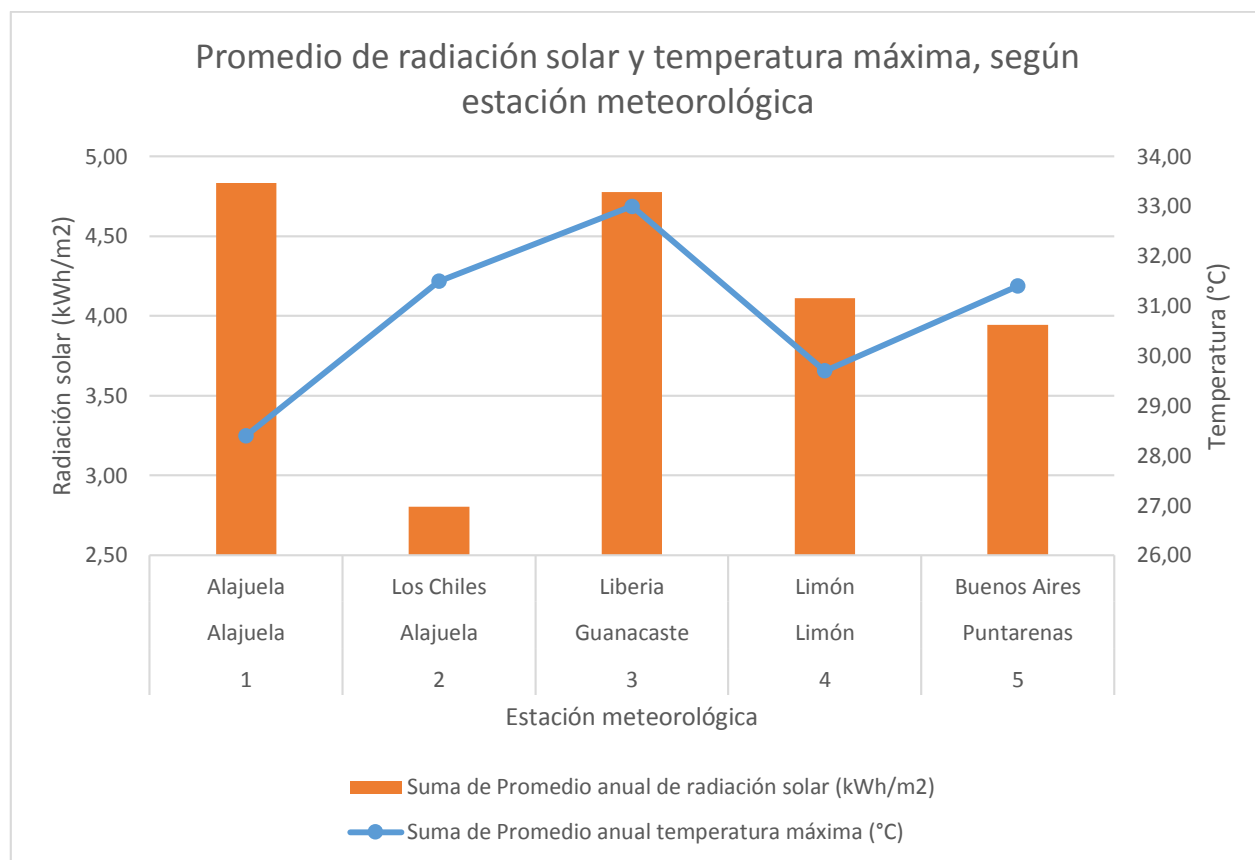


Gráfico 1 Promedio de radiación solar y temperatura máxima, según estación meteorológica. Fuente propia

A continuación, se muestra un mapa con la señalización de las coordenadas geográficas de la ubicación de cada una de las estaciones meteorológicas seleccionadas.

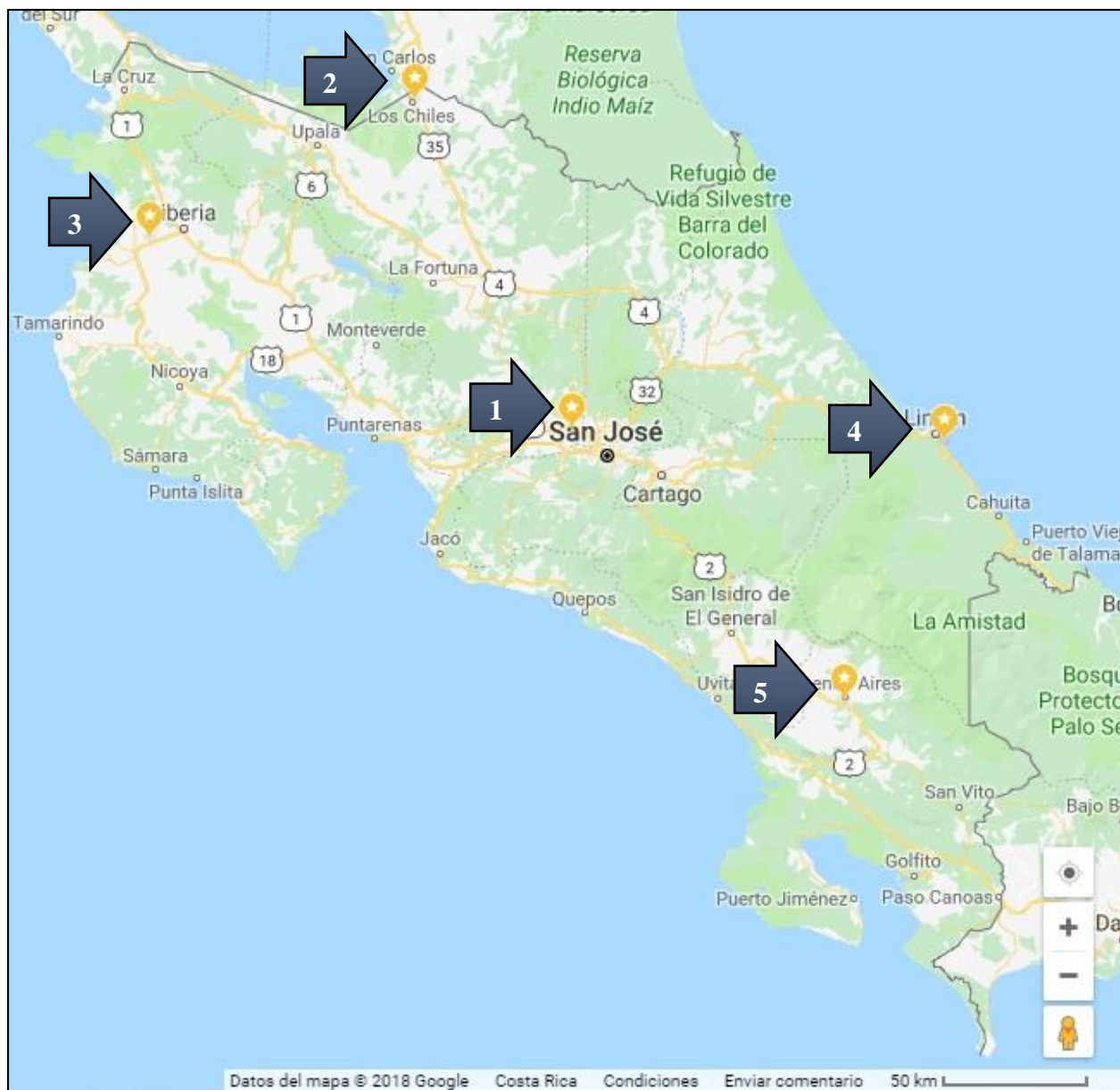


Ilustración 6 Ubicación de las estaciones meteorológicas seleccionadas (Google, s.f.)

### **Distribuidor eléctrico, según el área de concesión asignada**

La información presentada en el Apéndice B, indica la compañía encargada de brindar el servicio eléctrico en los diferentes distritos de cada cantón donde se ubican las estaciones meteorológicas para el presente estudio. Dicha información forma parte de una base de datos la cual fue facilitada por el personal de la Intendencia de Energía de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) mediante correo electrónico.

Según la información mencionada previamente, a continuación, se presenta un resumen de las empresas que brindan el servicio eléctrico en cada uno de los cantones donde se ubican las estaciones meteorológicas seleccionadas.

<b>Número de estación</b>	<b>Provincia</b>	<b>Cantón</b>	<b>Empresa</b>
1	Alajuela	Alajuela	CNLF, ESPH, ICE
2	Alajuela	Los Chiles	COOPELESCA, ICE
3	Guanacaste	Liberia	COOPEGUANACASTE, ICE
4	Limón	Limón	ICE
5	Puntarenas	Buenos Aires	ICE

Cuadro 5 Compañías eléctricas asignadas, según Cantón. Fuente propia

### **Tarifas eléctricas, según compañía eléctrica**

El resumen de la información mostrada a continuación corresponde a las tarifas eléctricas para comercio y servicios, según la compañía eléctrica, vigentes en el mes de octubre del 2018 obtenidas del sitio de Internet de ARESEP (Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, 2018).

<b>Compañía</b>	<b>ICE</b>	<b>CNFL</b>	<b>COOPELESCA</b>	<b>ESPH</b>	<b>COOPE GUANACASTE</b>
Consumo de energía menor o igual a 3000 kWh (¢/kWh)	114,67	121,46	92,99	93,59	95,96
Consumo de energía mayor a 3000 kWh (¢/kWh)	68,60	73,12	75,61	52,65	60,78
Consumo de potencia cada kW (¢/kWh)	11341,83	11446,21	4580,32	8548,95	8975,92
Tarifa acceso (¢/kWh)	27,86	21,03	30,20	12,10	21,80
Tarifa de transmisión de electricidad (¢/kWh)	10,54	10,54	10,54	10,54	10,54
Alumbrado público (¢/kWh)	4,05	3,55	4,01	3,38	3,11
Máximo de aplicación alumbrado público (kWh)	50000	50000	50000	50000	50000
Cargo mínimo (kWh)	40	30	30	30	30

Cuadro 6 Tarifas eléctricas, según compañía. Fuente propia

## **CAPÍTULO III: MARCO METODOLÓGICO**

### **Enfoque de la Investigación**

- a. Enfoque cuantitativo: Usa la recolección de datos para probar una hipótesis con base en la medición numérica y el análisis estadístico, para establecer patrones de comportamiento y probar teorías.
- b. Enfoque cualitativo: Tiene como objetivo la descripción de las cualidades de un fenómeno. Busca un concepto que pueda abarcar una parte de la realidad.

De esta manera, el presente estudio toma en consideración los métodos y enfoques de investigación mencionados anteriormente.

### **Método de la Investigación**

El método de investigación utilizado en el presente estudio corresponde a un estudio correlacional. Dado que, se estudian las relaciones entre variables dependientes e independientes, es decir, se estudia la correlación entre dos o más variables.

### **Fuentes de Información**

- a. Bases de datos.
- b. Entrevistas al personal de diferentes entidades y compañías nacionales.
- c. Documentos y estudios facilitados por diferentes entidades y compañías nacionales.
- d. Información consultada en Internet

### **Variables o Unidades de Análisis**

#### **Variables cuantitativas**

- a. Consumo energético: corresponde al consumo eléctrico mensual.
- b. Número de módulos: es la cantidad de paneles solares empleada.

#### **Variables cualitativas**

- a. Número óptimo de módulos: cantidad de paneles solares para el cual se alcanza la máxima rentabilidad del proyecto.
- b. Mes de inicio óptimo: mes para el cual se alcanza la máxima rentabilidad del proyecto.
- c. Tipo de convertidor DC/AC: dispositivo de conversión de energía, puede ser de tipo inversor o micro inversor y varían en función de su capacidad en términos de potencia.

- d. Método de cálculo: hace referencia a la metodología de obtención de un determinado resultado.
- e. Caso de análisis: zona geográfica sometida a un respectivo análisis en función de sus respectivas variables de interés.

### **Instrumentos**

- a. Entrevistas: permiten conocer y confirmar datos de interés.
- b. Bases de datos: permiten recolectar variables de interés en relación con los casos analizados.
- c. Documentación (simulaciones, fichas técnicas, cotizaciones): son primordiales para la obtención de resultados, análisis financieros y técnicos.

### **Procesos para la Recolección y Análisis de Datos**

Los datos se obtienen principalmente mediante consultas por medio de correo electrónicos, reuniones con colaboradores de determinadas instituciones o empresas y llamadas telefónicas. Estos se analizarán y serán empleados en distintos escenarios para obtener diferentes resultados de interés.

## CAPÍTULO IV: ANÁLISIS DE RESULTADOS

### Desarrollo

#### Casos de estudio

En este apartado se presenta el análisis de diferentes casos de estudio, los mismos se describen continuación:

- Cinco escenarios: en los cuales se modifica el valor de algunas variables para cada uno de los casos propuestos, es decir, en función de la ubicación de las estaciones meteorológicas seleccionadas.
- Tres simulaciones: a las cuales se tuvo acceso para el desarrollo de este trabajo, las mismas fueron realizadas por la compañía Tech Mahindra Costa Rica, la cual fue contratada por el ICE. Este análisis consiste en la comparación entre los resultados de las diferentes simulaciones realizadas contra los obtenidos mediante el Libro de Excel Habilitado para Macros propuesto en el presente trabajo. Los resultados de dichos estudios facilitados por el ICE pueden ser visualizados en el Apéndice F.
- Análisis del punto óptimo: se estudia el comportamiento del Valor Actual Neto y la Tasa Interna de Retorno en función del número de módulos y el tipo de convertidor DC/AC empleado.
- Análisis del mes de inicio del proyecto: se estudia, con base en un único caso seleccionado como ejemplo, el comportamiento de los indicadores financieros y cantidad óptima de módulos en función del mes de inicio del proyecto.

#### Escenarios.

Es importante destacar que, los valores de consumo energético por utilizar en los cinco escenarios de estudio establecidos, corresponden a la radio base celular de ICE identificada como W3150, la cual se tomará como modelo en los escenarios a analizar. Estos valores fueron facilitados por personal del ICE para el desarrollo de este proyecto, los mismos se presentan en el siguiente cuadro.

Mes	Energía consumida (kWh)
Enero	2950
Febrero	2950

Marzo	2750
Abril	2900
Mayo	3000
Junio	2950
Julio	2900
Agosto	2950
Setiembre	2950
Octubre	2700
Noviembre	2850
Diciembre	2825

Cuadro 7 Consumos mensuales de la radio base modelo. Fuente propia

***Escenario 1 – Variación de la tasa de descuento.***

Para el primer caso de análisis se muestran los resultados obtenidos para los tres diferentes valores de tasa de descuento empleados, según la zona de estudio. Mediante la variación de la tasa de descuento, se pretende establecer un escenario que permita conocer el comportamiento de los distintos indicadores financieros y número óptimo de módulos. Los valores seleccionados se presentan a continuación con su respectiva referencia y/o justificación.

<b>Tasa de descuento</b>	<b>Referencia y/o justificación</b>
0%	Escenario de un financiamiento propio.
6%	Se consideró viable seleccionar un número intermedio que permita visualizar una variación en los resultados de los distintos indicadores.
8%	Según el análisis financiero realizado y facilitado por personal del ICE, el cual se presenta en el Apéndice G, Ilustración 98.

Cuadro 8 Referencia y/o justificación de los valores seleccionados para la tasa de descuento. Fuente propia

Para este estudio se toman como referencia las siguientes variables:

<b>Variable</b>	<b>Información</b>
Condiciones ambientales	Según ubicación, ver Ilustración 57, Ilustración 58, Ilustración 59, Ilustración 60 e

	Ilustración 61 Ilustración 57 Promedio mensuales de datos climáticos. Aeropuerto Juan Santamaría, Alajuela.
Energía consumida	Según radio base modelo, ver Cuadro 7
Categoría tarifaria	Comercio y Servicios
Bloque de consumo	Monómico
Hemisferio	Norte
Especificaciones del módulo solar	Panel Solar Trina Solar 320W, ver Ilustración 77 e Ilustración 78.
Especificaciones del inversor	Inversor Delta Solivia 3.8kW, ver Ilustración 79.
Costo por watt instalado	\$1,05
Tarifas eléctricas	Según ICE, ver Cuadro 6.
Importe de bomberos	1,75%, ver página 57, Cuadro 3 Tarifas vigentes del impuesto general sobre las ventas. Fuente propia Fortalecimiento económico del Benemérito Cuerpo de Bomberos de Costa Rica
Impuesto de ventas	13%, ver página 57, Tarifas del impuesto general sobre las ventas.
Inflación anual	5%, según variables empleadas en el análisis financiero realizado por el ICE (ver Apéndice G, Ilustración 99)
Incremento anual de la facturación eléctrica	8%, según variables empleadas en el análisis financiero realizado por el ICE (ver Apéndice G, Ilustración 99)
Tasa de descuento	0% - 6% - 8%.
Aumento anual de consumo	0%
Energía estimada a descargar de la red eléctrica	65%, según variables empleadas en el análisis financiero realizado por el ICE (ver Apéndice G, Ilustración 99)

Cuadro 9 Variables escenario 1. Variación de la tasa de descuento. Fuente propia

A partir de la información presentada en el cuadro anterior, utilizando la Hoja de Excel Habilitada para Macros incluida en la propuesta de este proyecto, se obtuvieron los resultados mostrados en el siguiente cuadro en función de la zona geográfica analizada para los tres valores de tasa de descuento seleccionados.

El siguiente cuadro muestra, para los tres casos de tasa de descuento, los resultados correspondientes en función de

<b>Caso de análisis</b>	<b>Tasa de descuento</b>	<b>Cantidad de módulos</b>	<b>Cantidad de convertidores</b>	<b>VAN</b>	<b>TIR</b>	<b>PRI (años)</b>
Alajuela	0%	94	4	₡ 236.725.598	26,31%	4,56
Alajuela	6%	92	4	₡ 85.379.675	26,73%	5,17
Alajuela	8%	90	4	₡ 62.378.241	27,15%	5,29
Buenos Aires	0%	120	5	₡ 229.508.030	21,78%	5,59
Buenos Aires	6%	112	5	₡ 79.859.224	22,90%	6,22
Buenos Aires	8%	109	5	₡ 57.268.600	23,33%	6,36
Liberia	0%	95	4	₡ 235.177.611	25,99%	4,62
Liberia	6%	92	4	₡ 84.699.719	26,60%	5,20
Liberia	8%	90	4	₡ 61.837.516	27,02%	5,31
Limón	0%	108	5	₡ 230.282.420	23,52%	5,14
Limón	6%	96	4	₡ 81.465.167	25,61%	5,36
Limón	8%	96	4	₡ 59.282.343	25,61%	5,55
Los Chiles	0%	128	6	₡ 223.963.375	20,58%	5,91
Los Chiles	6%	120	5	₡ 77.314.852	21,62%	6,53

Los Chiles	8%	120	5	₡ 54.888.178	21,62%	7,17
------------	----	-----	---	--------------	--------	------

Cuadro 10 Resultados escenario 1. Variación de la tasa de descuento. Fuente propia

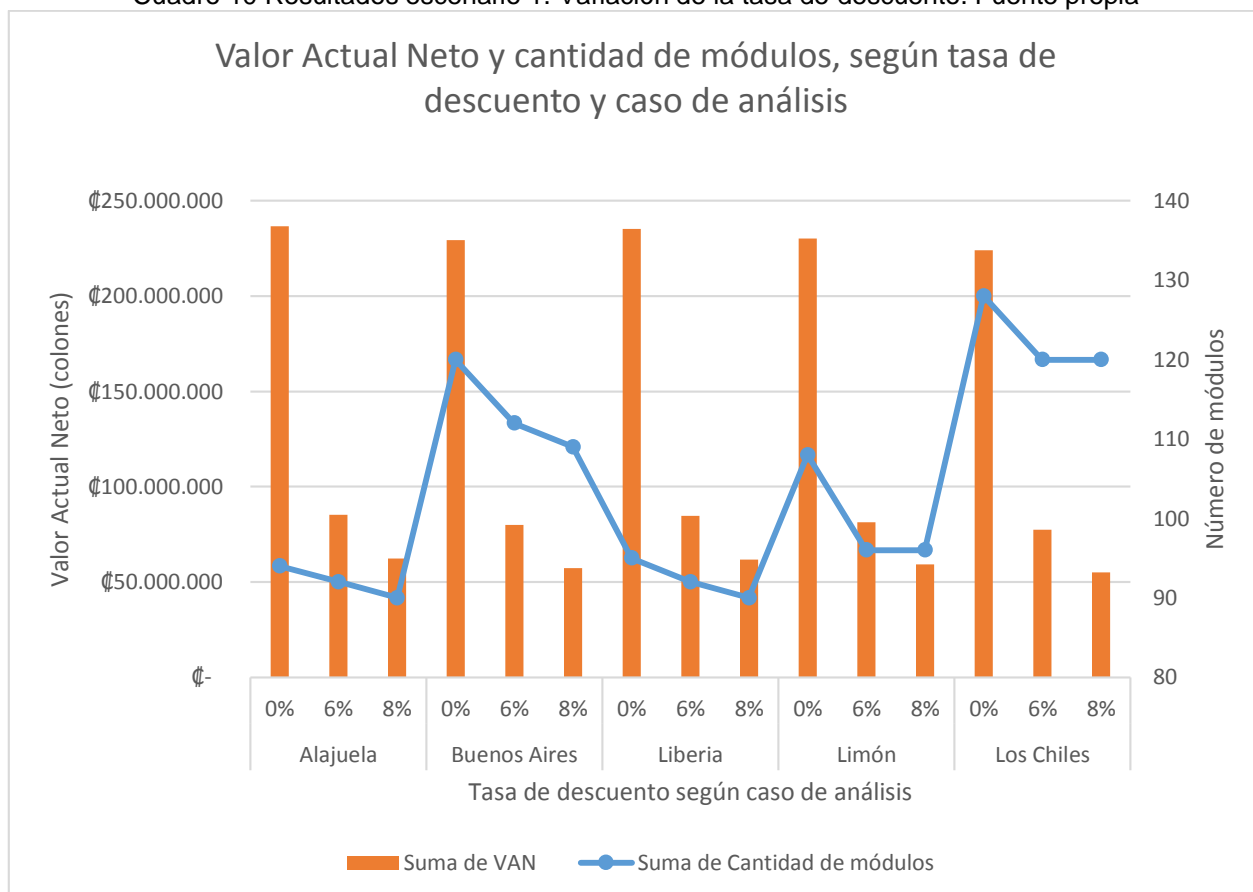


Gráfico 2 Valor Actual Neto y cantidad de módulos, según tasa de descuento y caso de análisis. Fuente propia

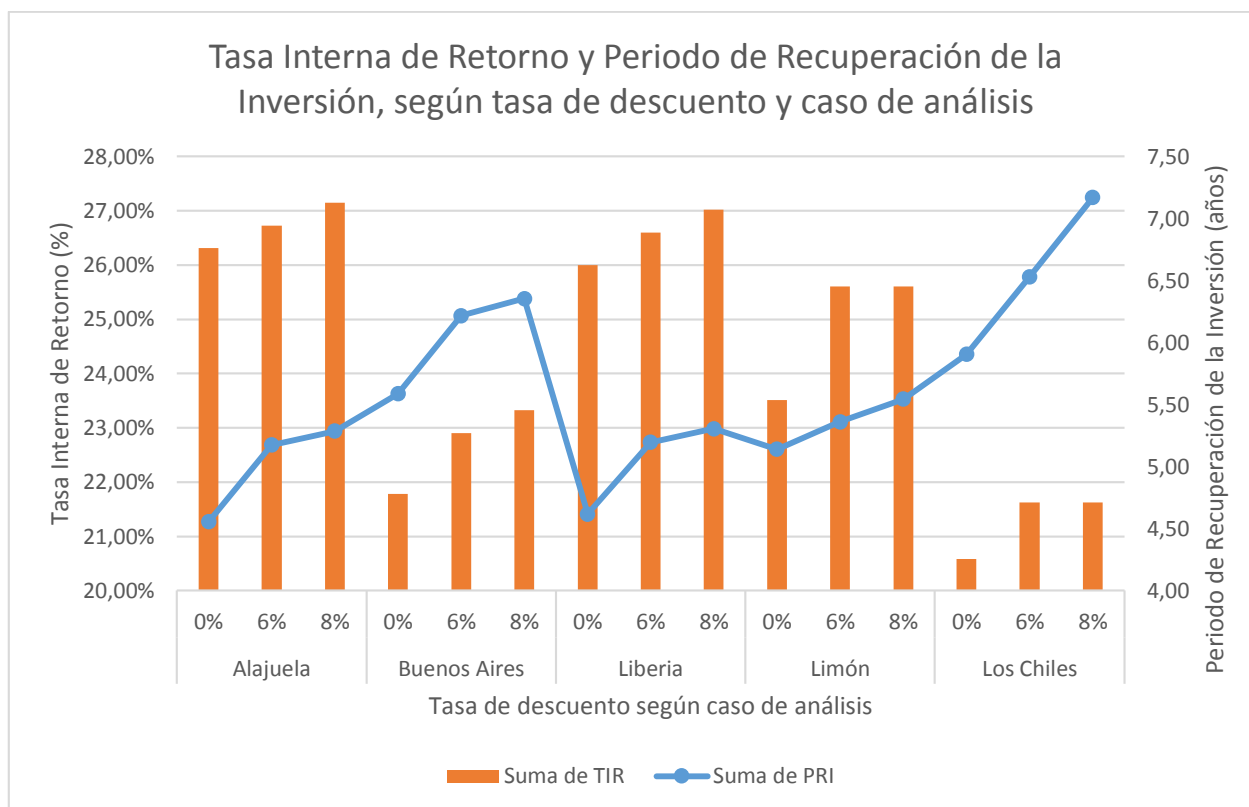


Gráfico 3 Tasa Interna de Retorno y Periodo de Recuperación de la Inversión, según tasa de descuento y caso de análisis. Fuente propia

### ***Escenario 2 – Variación del costo por watt instalado.***

En el presente análisis se toma como referencia la información obtenida de las entrevistas realizadas a personal de Johnson Controls y SOLALPI las cuales se muestran en el Apéndice C, donde se menciona un valor estimado de \$1.04 y \$1.05 por watt instalado. Así mismo, a partir de información proporcionada por personal del ICE referente a una cotización para la implementación de un sistema fotovoltaico realizada en el año 2016 se obtiene un valor por watt instalado de \$2.78. Dicha información puede ser visualizada en la Ilustración 75.

Para efectos de este análisis, se toma como costo por watt instalado los valores de \$1.05 y \$2.78. Las variables utilizadas para los cálculos se presentan a continuación.

<b>Variable</b>	<b>Información</b>
Condiciones ambientales	Según ubicación, ver Ilustración 57, Ilustración 58, Ilustración 59, Ilustración 60 e Ilustración 61 Ilustración 57 Promedio mensuales de datos climáticos. Aeropuerto Juan Santamaría, Alajuela.

Energía consumida	Según radio base modelo, ver Cuadro 7
Categoría tarifaria	Comercio y Servicios
Bloque de consumo	Monómico
Hemisferio	Norte
Especificaciones del módulo solar	Panel Solar Trina Solar 320W, ver Ilustración 77 e Ilustración 78.
Especificaciones del inversor	Inversor Delta Solivia 3.8kW, ver Ilustración 79.
Costo por watt instalado	\$1,05 - \$2.78
Tarifas eléctricas	Según ICE, ver Cuadro 6.
Importe de bomberos	1,75%, ver página 57, Cuadro 3 Tarifas vigentes del impuesto general sobre las ventas. Fuente propia Fortalecimiento económico del Benemérito Cuerpo de Bomberos de Costa Rica
Impuesto de Ventas	13%, ver página 57, Tarifas del impuesto general sobre las ventas.
Inflación anual	5%, según variables empleadas en el análisis financiero realizado por el ICE (ver Apéndice G, Ilustración 99)
Incremento anual de la facturación eléctrica	8%, según variables empleadas en el análisis financiero realizado por el ICE (ver Apéndice G, Ilustración 99)
Tasa de descuento	8%, %, según variables empleadas en el análisis financiero realizado por el ICE (ver Apéndice G, Ilustración 99)
Aumento anual de consumo	0%
Energía estimada a descargar de la red eléctrica	65%, según variables empleadas en el análisis financiero realizado por el ICE (ver Apéndice G, Ilustración 99)

Cuadro 11 Variables escenario 2. Variación del costo por watt instalado. Fuente propia

A partir de la información presentada en el cuadro anterior, utilizando la Hoja de Excel Habilitada para Macros incluida en la propuesta del este proyecto, se obtuvieron los siguientes resultados para cada caso de análisis:

<b>Caso de análisis</b>	<b>Costo por watt instalado</b>	<b>Cantidad de módulos</b>	<b>VAN</b>	<b>TIR</b>	<b>PRI (años)</b>
Alajuela	\$1,05	90	₡ 62.378.241	27,15%	5,29
Alajuela	\$2,78	72	₡ 35.261.202	14,45%	12,26
Buenos Aires	\$1,05	109	₡ 57.268.600	23,33%	6,36
Buenos Aires	\$2,78	94	₡ 24.662.143	11,71%	16,10
Liberia	\$1,05	90	₡ 61.837.516	27,02%	5,31
Liberia	\$2,78	79	₡ 33.032.849	13,58%	13,26
Limón	\$1,05	96	₡ 59.282.343	25,61%	5,55
Limón	\$2,78	91	₡ 27.595.450	12,21%	15,17
Los Chiles	\$1,05	120	₡ 54.888.178	21,62%	7,17
Los Chiles	\$2,78	96	₡ 18.203.516	10,76%	17,25

Cuadro 12 Resultados escenario 2. Variación del costo por watt instalado. Fuente propia

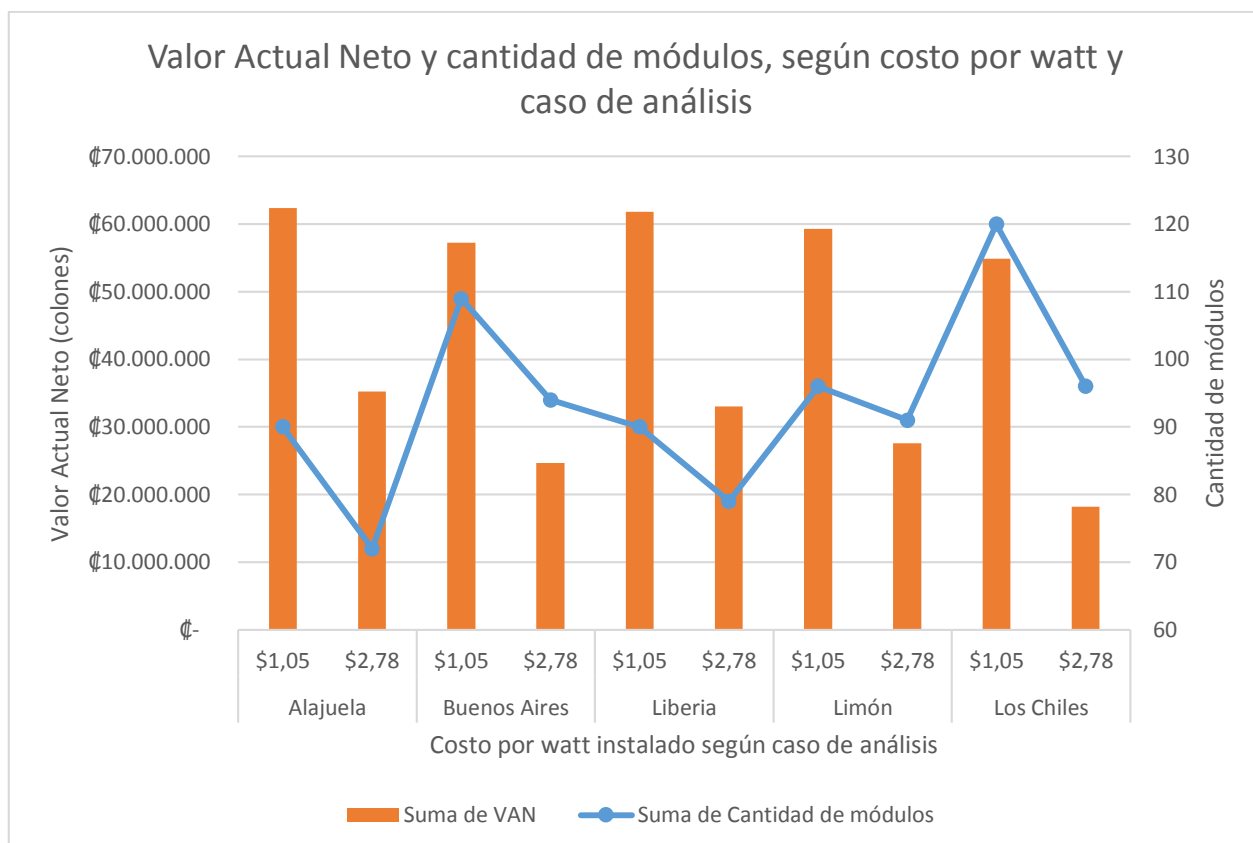


Gráfico 4 Valor Actual Neto y cantidad de módulos, según costo por watt y caso de análisis Fuente propia



Gráfico 5 Tasa Interna de Retorno y Periodo de Recuperación de la Inversión, según costo por watt y caso de análisis Fuente propia

### ***Escenario 3 – Variación del tipo de convertidor DC/AC.***

Para el presente escenario, se muestran los valores resultantes de los indicadores financieros y cantidad óptima de módulos DC/AC empleado, según el caso de análisis.

En el siguiente cuadro se presentan los tipos y costos de los convertidores DC/AC empleados en el análisis. Cabe destacar que, los costos de los equipos correspondientes fueron obtenidos mediante las cotizaciones realizadas a distintas compañías, esta información se puede visualizar con mayor detalle en el Apéndice D.

<b>Tipo de convertidor DC/AC</b>	<b>Costo</b>
Inversor Delta Solivia 3.8kW	\$1000 c/u
Inversor SMA 7.7kW	\$2500 c/u
Inversor SMA 12kW	\$4083 c/u
Micro inversor enphase IQ7-72	\$194 c/u

Cuadro 13 Resumen de costos de equipos y mantenimiento. Fuente propia

Adicionalmente, los costos por mantenimiento se establecieron con base en la información recopilada mediante una de las entrevistas realizadas a personal de la empresa SOLARPI, quienes, según lo indicado en el Apéndice C, indican que es viable estimar un costo de \$200 de forma semestral para proyectos de menos de 100 módulos.

A continuación, se presentan las variables empleadas para este caso de estudio.

<b>Variable</b>	<b>Información</b>
Condiciones ambientales	Según ubicación, ver Ilustración 57, Ilustración 58, Ilustración 59, Ilustración 60 e Ilustración 61 Ilustración 57 Promedio mensuales de datos climáticos. Aeropuerto Juan Santamaría, Alajuela.
Energía consumida	Según radio base modelo, ver Cuadro 7
Categoría tarifaria	Comercio y Servicios
Bloque de consumo	Monómico
Hemisferio	Norte
Especificaciones del módulo solar	Panel Solar Trina Solar 320W, ver Ilustración 77 e Ilustración 78.

Especificaciones del inversor	Inversor Delta Solivia 3.8kW, ver Ilustración 79. Inversor SMA 7.7kW, ver Ilustración 81. Inversor SMA 12kW, ver Ilustración 80. Micro inversor enphase IQ7-72, ver Ilustración 82.
Costo por watt instalado	\$1,05
Tarifas eléctricas	Según ICE, ver Cuadro 6.
Importe de bomberos	1,75%, ver página 57, Cuadro 3 Tarifas vigentes del impuesto general sobre las ventas. Fuente propia Fortalecimiento económico del Benemérito Cuerpo de Bomberos de Costa Rica
Impuesto de Ventas	13%, ver página 57, Tarifas del impuesto general sobre las ventas.
Inflación anual	5%, según variables empleadas en el análisis financiero realizado por el ICE (ver Apéndice G, Ilustración 99)
Incremento anual de la facturación eléctrica	8%, según variables empleadas en el análisis financiero realizado por el ICE (ver Apéndice G, Ilustración 99)
Tasa de descuento	8%, según variables empleadas en el análisis financiero realizado por el ICE (ver Apéndice G, Ilustración 99)
Aumento anual de consumo	0%
Energía estimada a descargar de la red eléctrica	65%, según variables empleadas en el análisis financiero realizado por el ICE (ver Apéndice G, Ilustración 99)

Cuadro 14 Variables escenario 3. Variación del tipo de convertidor DC/AC. Fuente propia

A partir de la información presentada en los cuadros anteriores se obtuvieron los siguientes resultados para cada tipo de convertidor empleado, según la zona geográfica analizada:

<b>Caso de análisis</b>	<b>Convertidor DC/AC</b>	<b>Cantidad de módulos</b>	<b>Cantidad de convertidores DC/AC</b>	<b>VAN</b>	<b>TIR</b>	<b>PRI (años)</b>
Alajuela	Inversor Delta Solivia 3.8kW	90	4	₡ 62.378.241	27,15%	5,29
Alajuela	Inversor SMA 7.7	90	3	₡ 59.780.295	26,82%	5,29
Alajuela	Inversor SMA 12kW	90	2	₡ 59.285.943	26,76%	5,29
Alajuela	Micro inversor IQ7+	90	45	₡ 65.347.323	27,51%	5,29
Los Chiles	Inversor Delta Solivia 3.8kW	120	5	₡ 54.888.178	21,62%	7,17
Los Chiles	Inversor SMA 7.7	120	4	₡ 51.176.826	21,14%	7,17
Los Chiles	Inversor SMA 12kW	120	2	₡ 52.538.150	21,32%	7,17
Los Chiles	Micro inversor IQ7+	120	60	₡ 58.599.529	22,09%	7,17
Liberia	Inversor Delta Solivia 3.8kW	90	4	₡ 61.837.516	27,02%	5,31
Liberia	Inversor SMA 7.7	90	3	₡ 59.239.570	26,69%	5,31
Liberia	Inversor SMA 12kW	90	2	₡ 58.745.218	26,63%	5,31

Liberia	Micro inversor IQ7+	90	45	₡ 64.806.597	27,39%	5,31
Limón	Inversor Delta Solivia 3.8kW	96	4	₡ 59.282.343	25,61%	5,55
Limón	Inversor SMA 7.7	99	3	₡ 56.966.922	24,76%	6,02
Limón	Inversor SMA 12kW	101	2	₡ 56.504.607	24,35%	6,09
Limón	Micro inversor IQ7+	101	51	₡ 62.565.987	25,12%	6,09
Buenos Aires	Inversor Delta Solivia 3.8kW	109	5	₡ 57.268.600	23,33%	6,36
Buenos Aires	Inversor SMA 7.7	99	3	₡ 54.898.915	24,45%	6,06
Buenos Aires	Inversor SMA 12kW	109	2	₡ 54.918.572	23,02%	6,36
Buenos Aires	Micro inversor IQ7+	109	55	₡ 60.979.952	23,79%	6,36

Cuadro 15 Resultados escenario 3. Variación del tipo de convertidor DC/AC. Fuente propia

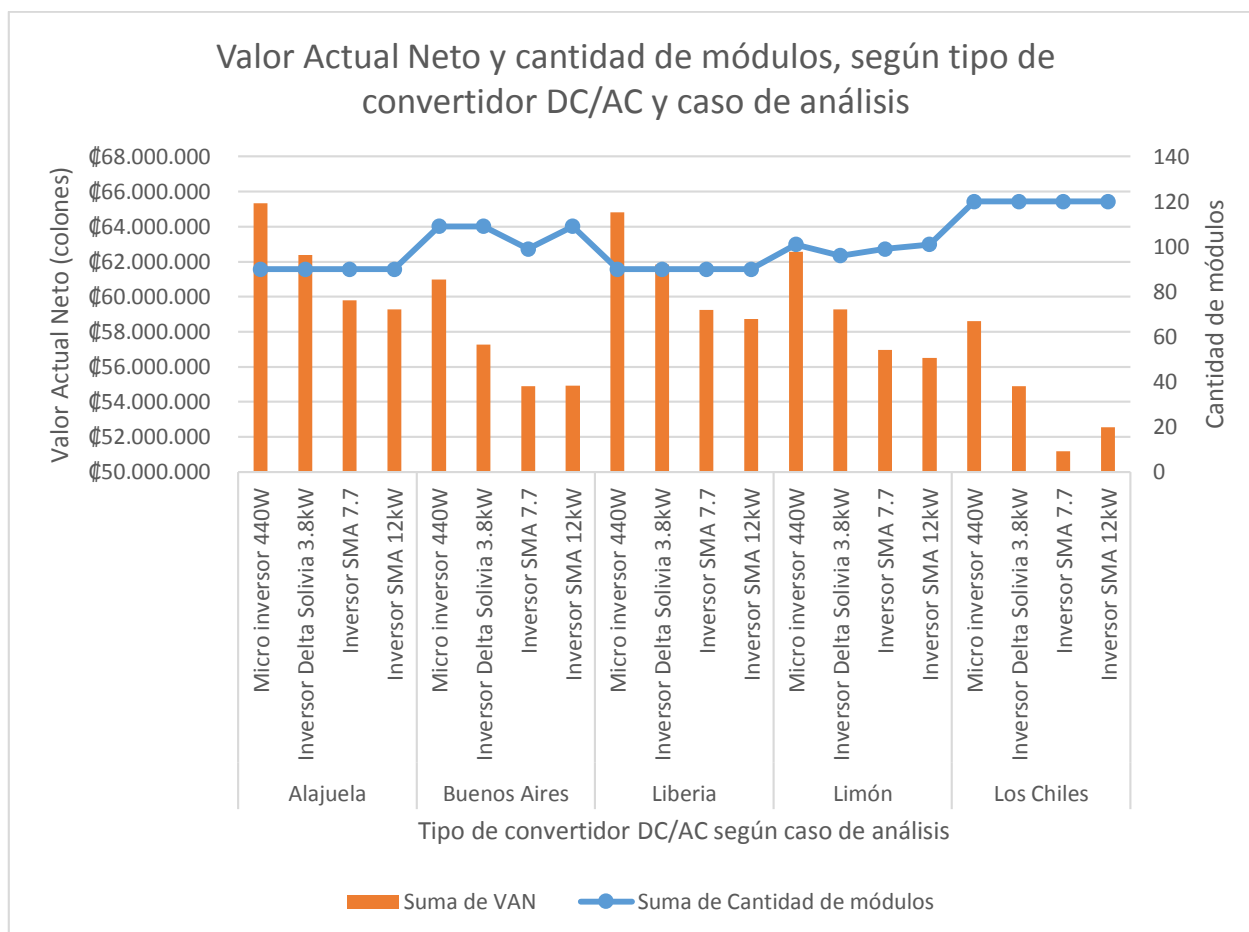


Gráfico 6 Valor Actual Neto y cantidad de módulos, según tipo de convertidor DC/AC y caso de análisis.  
Fuente propia

Según se observa en el gráfico anterior, empleando el micro inversor se presenta el máximo Valor Actual Neto en cada uno de los casos analizados, por lo cual, a continuación, se muestra un cuadro comparativo el cual indica la diferencia entre el VAN obtenido usando micro inversores y el obtenido mediante los demás convertidores analizados para cada caso de estudio.

Caso de análisis	Comparación	Diferencia VAN
Alajuela	Respecto Inversor Delta Solivia 3.8kW	₡ 2.969.081
Alajuela	Respecto Inversor SMA 7.7	₡ 5.567.028
Alajuela	Respecto Inversor SMA 12kW	₡ 6.061.380
Buenos Aires	Respecto Inversor Delta Solivia 3.8kW	₡ 3.711.352
Buenos Aires	Respecto Inversor SMA 7.7	₡ 6.081.037
Buenos Aires	Respecto Inversor SMA 12kW	₡ 6.061.380

Liberia	Respecto Inversor Delta Solivia 3.8kW	₡ 2.969.081
Liberia	Respecto Inversor SMA 7.7	₡ 5.567.028
Liberia	Respecto Inversor SMA 12kW	₡ 6.061.380
Limón	Respecto Inversor Delta Solivia 3.8kW	₡ 3.283.644
Limón	Respecto Inversor SMA 7.7	₡ 5.599.065
Limón	Respecto Inversor SMA 12kW	₡ 6.061.380
Los Chiles	Respecto Inversor Delta Solivia 3.8kW	₡ 3.711.352
Los Chiles	Respecto Inversor SMA 7.7	₡ 7.422.703
Los Chiles	Respecto Inversor SMA 12kW	₡ 6.061.380
Promedio		₡ 5.145.885

Cuadro 16 Diferencia del Valor Actual Neto empleando el micro inversor respecto de los otros tipos de inversores. Fuente propia

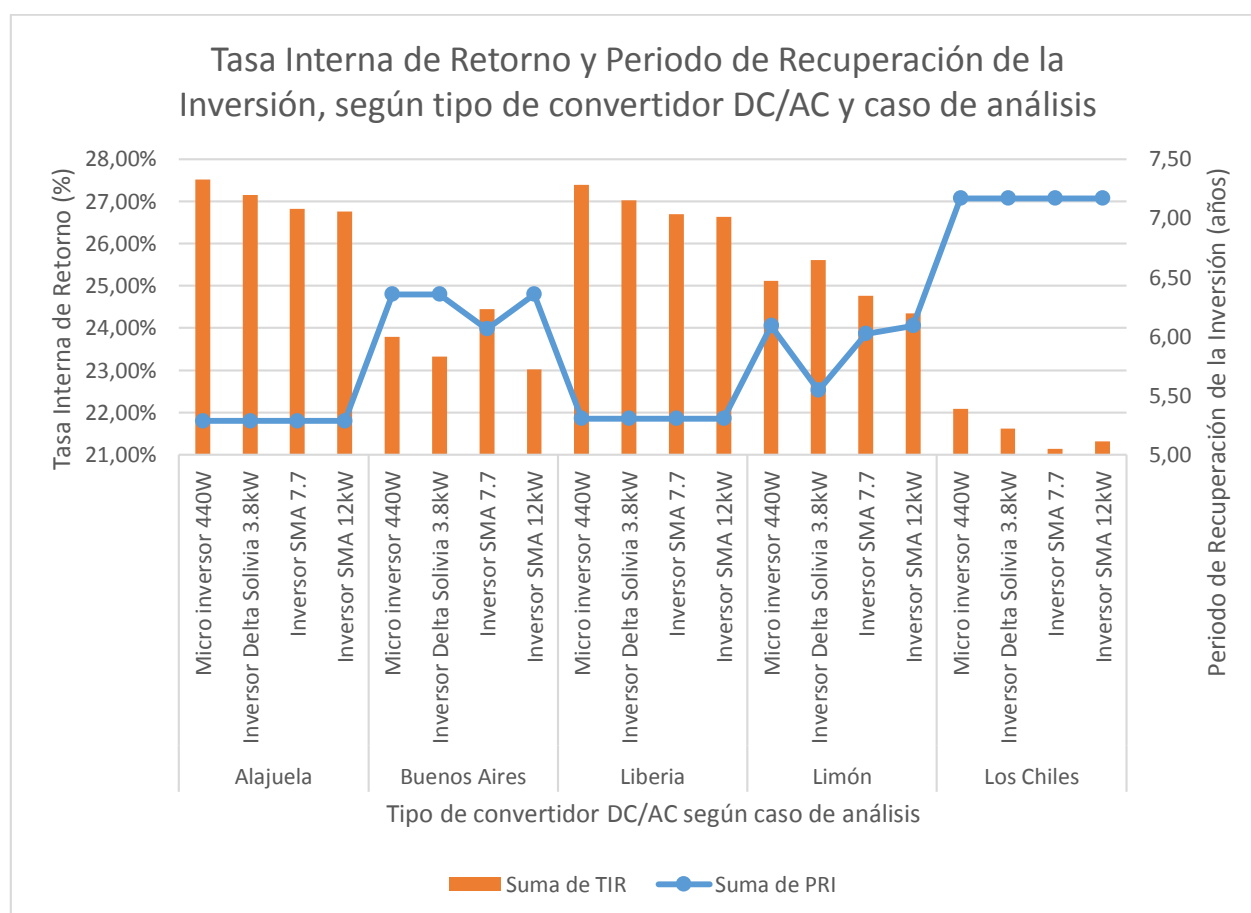


Gráfico 7 Tasa Interna de Retorno y Periodo de Recuperación de la Inversión, según tipo de convertidor DC/AC y caso de análisis. Fuente propia

***Escenario 4 – Variación de las tarifas eléctricas.***

Los resultados presentados, a continuación, fueron obtenidos en función de las tarifas eléctricas correspondientes a los proveedores encargados de brindar el servicio eléctrico en cada zona de estudio. De acuerdo con lo anterior, en el Cuadro 5 se presentan las compañías proveedoras de electricidad en cada una de las zonas por analizar, mientras que en el Cuadro 6 se muestran las tarifas correspondientes.

Las variables utilizadas para dicho estudio se presentan a continuación.

<b>Variable</b>	<b>Información</b>
Condiciones ambientales	Según ubicación, ver Ilustración 57, Ilustración 58, Ilustración 59, Ilustración 60 e Ilustración 61 Ilustración 57 Promedio mensuales de datos climáticos. Aeropuerto Juan Santamaría, Alajuela.
Energía consumida	Según radio base modelo, ver Cuadro 7
Categoría tarifaria	Comercio y Servicios
Bloque de consumo	Monómico
Hemisferio	Norte
Especificaciones del módulo solar	Panel Solar Trina Solar 320W, ver Ilustración 77 e Ilustración 78.
Especificaciones del inversor	Inversor Delta Solivia 3.8kW, ver Ilustración 79.
Costo por watt instalado	\$1,05
Tarifas eléctricas	Ver Cuadro 5 y Cuadro 6.
Importe de bomberos	1,75%, ver página 57, Cuadro 3 Tarifas vigentes del impuesto general sobre las ventas. Fuente propia Fortalecimiento económico del Benemérito Cuerpo de Bomberos de Costa Rica
Impuesto de Ventas	13%, ver página 57, Tarifas del impuesto general sobre las ventas.

Inflación anual	5%, según variables empleadas en el análisis financiero realizado por el ICE (ver Apéndice G, Ilustración 99)
Incremento anual de la facturación eléctrica	8%, según variables empleadas en el análisis financiero realizado por el ICE (ver Apéndice G, Ilustración 99)
Tasa de descuento	8%, según variables empleadas en el análisis financiero realizado por el ICE (ver Apéndice G, Ilustración 99)
Aumento anual de consumo	0%
Energía estimada a descargar de la red eléctrica	65%, según variables empleadas en el análisis financiero realizado por el ICE (ver Apéndice G, Ilustración 99)

Cuadro 17 Variables escenario 4. Variación de las tarifas eléctricas. Fuente propia

A partir de la información presentada en el cuadro anterior se obtuvieron los siguientes resultados correspondientes a los indicadores financieros y cantidad óptima de módulos en función de las tarifas eléctricas de las compañías que brindan este servicio en cada zona de análisis.

Caso de análisis	Compañía	Cantidad de módulos	VAN	TIR	PRI (años)
Alajuela	ICE	90	₡ 62.378.241	27,15%	5,29
Alajuela	CNFL	91	₡ 71.741.451	29,29%	4,64
Alajuela	ESPH	89	₡ 52.577.221	24,82%	6,07
Los Chiles	ICE	120	₡ 54.888.178	21,62%	7,17
Los Chiles	COOPELESCA	116	₡ 35.305.480	17,80%	9,15
Liberia	ICE	90	₡ 61.837.516	27,02%	5,31
Liberia	COOPEGUANACASTE	89	₡ 48.864.335	23,83%	6,26
Limón	ICE	96	₡ 59.282.343	25,61%	5,55
Buenos Aires	ICE	109	₡ 57.268.600	23,33%	6,36

Cuadro 18 Resultados escenario 4. Variación de las tarifas eléctricas. Fuente propia

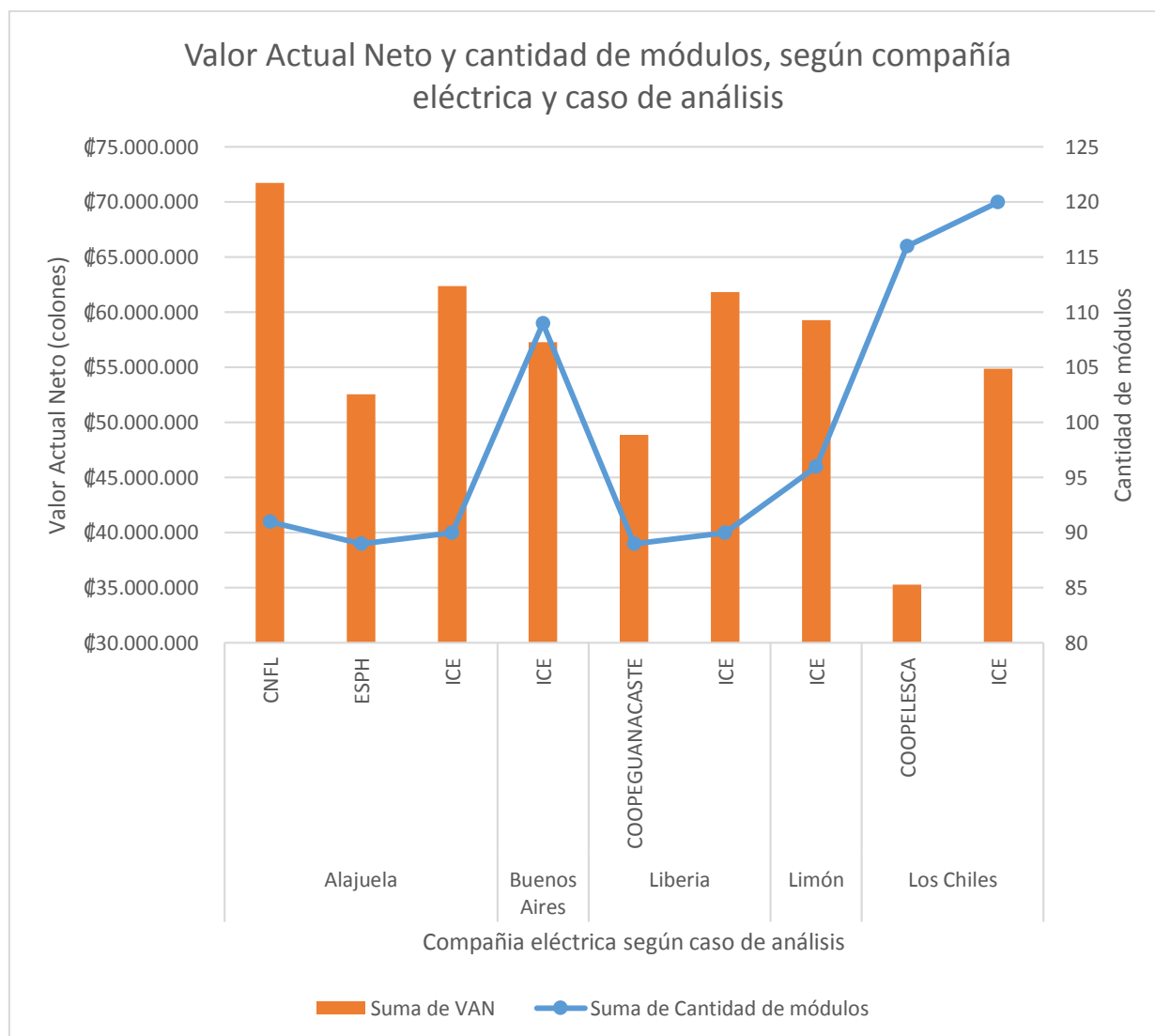


Gráfico 8 Valor Actual Neto y cantidad de módulos, según compañía eléctrica y caso de análisis. Fuente propia

### ***Escenario 5 – Variación del método de cálculo.***

En relación con el presente estudio, también, se analiza la variación de los resultados entre el método de cálculo de la propuesta actual contra el método convencional con el que se busca que la generación en el mes de menor irradiación sea igual al consumo.

Es importante destacar que, los resultados presentados en el siguiente cuadro fueron extraídos de los reportes generados como resultado del análisis del “Escenario 1”, debido a que estos informes incluyen como parte de su contenido la comparación entre ambos métodos de cálculo, según se describe posteriormente en el Capítulo VI, apartado “Libro de Excel Habilitado para Macros”, en la sección llamada “Comparación de métodos de cálculo.”. Por lo tanto, las

variables empleadas en el presente caso de estudio corresponden a las mismas utilizadas en el “Escenario 1”.

De acuerdo con el cuadro siguiente, la información se encuentra agrupada en dos principales categorías, según el método de obtención de los resultados, estas se explican a continuación:

- **Óptimo:** corresponde a los resultados obtenidos, según el método empleado para la obtención del punto óptimo propuesto en el presente trabajo, a partir de la Hoja de Excel Habilitada para Macros.
- **Convencional:** corresponde a los resultados obtenidos, según el método convencional, mediante el cual se realiza el diseño para el mes de menor radiación con el fin de asegurar que durante todo el año la generación siempre sea superior al consumo.

Adicionalmente, los resultados mostrados a continuación se agrupan, tal como se mencionó anteriormente, según el método de cálculo y tasa de descuento aplicada para cada caso de análisis.

<b>Método</b>	<b>Tasa de descuento</b>	<b>Caso de análisis</b>	<b>Cantidad de módulos</b>	<b>VAN</b>	<b>TIR</b>	<b>PRI (años)</b>
Óptimo	0%	Alajuela	94	¢236.725.598	26,31%	4,56
Óptimo	0%	Buenos Aires	120	¢229.508.030	21,78%	5,59
Óptimo	0%	Liberia	95	¢235.177.611	25,99%	4,62
Óptimo	0%	Limón	108	¢230.282.420	23,52%	5,14
Óptimo	0%	Los Chiles	128	¢223.963.375	20,58%	5,91
Óptimo	6%	Alajuela	92	¢85.379.675	26,73%	5,17
Óptimo	6%	Buenos Aires	112	¢79.859.224	22,90%	6,22
Óptimo	6%	Liberia	92	¢84.699.719	26,60%	5,20
Óptimo	6%	Limón	96	¢81.465.167	25,61%	5,36
Óptimo	6%	Los Chiles	120	¢77.314.852	21,62%	6,53
Óptimo	8%	Alajuela	90	¢62.378.241	27,15%	5,29
Óptimo	8%	Buenos Aires	109	¢57.268.600	23,33%	6,36

Óptimo	8%	Liberia	90	¢61.837.516	27,02%	5,31
Óptimo	8%	Limón	96	¢59.282.343	25,61%	5,55
Óptimo	8%	Los Chiles	120	¢54.888.178	21,62%	7,17
Convencional	0%	Alajuela	74	¢207.484.719	29,93%	3,89
Convencional	0%	Buenos Aires	106	¢223.553.791	23,75%	5,06
Convencional	0%	Liberia	73	¢201.824.809	29,69%	3,92
Convencional	0%	Limón	98	¢225.499.677	25,17%	4,76
Convencional	0%	Los Chiles	119	¢222.697.602	21,74%	5,58
Convencional	6%	Alajuela	74	¢77.286.423	29,93%	4,37
Convencional	6%	Buenos Aires	106	¢79.294.845	23,75%	6,02
Convencional	6%	Liberia	73	¢75.101.972	29,69%	4,39
Convencional	6%	Limón	98	¢80.954.540	25,17%	5,43
Convencional	6%	Los Chiles	119	¢77.215.760	21,74%	6,49
Convencional	8%	Alajuela	74	¢57.215.206	29,93%	4,50
Convencional	8%	Buenos Aires	106	¢57.139.635	23,75%	6,26
Convencional	8%	Liberia	73	¢55.565.702	29,69%	4,52
Convencional	8%	Limón	98	¢58.760.481	25,17%	5,62
Convencional	8%	Los Chiles	119	¢54.882.846	21,74%	7,14

Cuadro 19 Resultados escenario 5. Variación del método de cálculo. Fuente propia

El cuadro presentado, a continuación, muestra la diferencia de resultados entre ambos métodos de cálculo en función de la tasa de descuento para cada caso de análisis.

Caso de análisis	Tasa de descuento	Diferencia cantidad de módulos	Diferencia VAN	Diferencia TIR	Diferencia PRI (años)
Alajuela	0%	20	¢ 29.240.879	-3,62%	0,67
Alajuela	6%	18	¢ 8.093.252	-3,20%	0,80
Alajuela	8%	16	¢ 5.163.035	-2,78%	0,79
Buenos Aires	0%	14	¢ 5.954.239	-1,97%	0,53
Buenos Aires	6%	6	¢ 564.379	-0,85%	0,20
Buenos Aires	8%	3	¢ 128.965	-0,42%	0,10

Liberia	0%	22	₡ 33.352.802	-3,70%	0,70
Liberia	6%	19	₡ 9.597.747	-3,09%	0,81
Liberia	8%	17	₡ 6.271.814	-2,67%	0,79
Limón	0%	10	₡ 4.782.743	-1,65%	0,38
Limón	6%	-2	₡ 510.627	0,44%	-0,07
Limón	8%	-2	₡ 521.862	0,44%	-0,07
Los Chiles	0%	9	₡ 1.265.773	-1,16%	0,33
Los Chiles	6%	1	₡ 99.092	-0,12%	0,04
Los Chiles	8%	1	₡ 5.332	-0,12%	0,03

Cuadro 20 Diferencia entre resultados, según método de cálculo. Fuente propia

Además, el siguiente cuadro muestra la diferencia de resultados en forma porcentual, entre ambos métodos de cálculo en función de la tasa de descuento para cada caso de análisis.

<b>Caso de análisis</b>	<b>Tasa de descuento</b>	<b>Diferencia cantidad de módulos (%)</b>	<b>Diferencia VAN (%)</b>	<b>Diferencia TIR (%)</b>	<b>Diferencia PRI (%)</b>
Alajuela	0%	21,28%	12,35%	-13,75%	14,60%
Alajuela	6%	19,57%	9,48%	-11,98%	15,54%
Alajuela	8%	17,78%	8,28%	-10,24%	14,86%
Buenos Aires	0%	11,67%	2,59%	-9,03%	9,42%
Buenos Aires	6%	5,36%	0,71%	-3,70%	3,18%
Buenos Aires	8%	2,75%	0,23%	-1,81%	1,51%
Liberia	0%	23,16%	14,18%	-14,22%	15,10%
Liberia	6%	20,65%	11,33%	-11,61%	15,51%
Liberia	8%	18,89%	10,14%	-9,87%	14,82%
Limón	0%	9,26%	2,08%	-7,04%	7,38%
Limón	6%	-2,08%	0,63%	1,72%	-1,27%
Limón	8%	-2,08%	0,88%	1,72%	-1,35%
Los Chiles	0%	7,03%	0,57%	-5,61%	5,53%
Los Chiles	6%	0,83%	0,13%	-0,54%	0,58%
Los Chiles	8%	0,83%	0,01%	-0,54%	0,41%

Cuadro 21 Diferencia porcentual entre resultados, según método de cálculo. Fuente propia

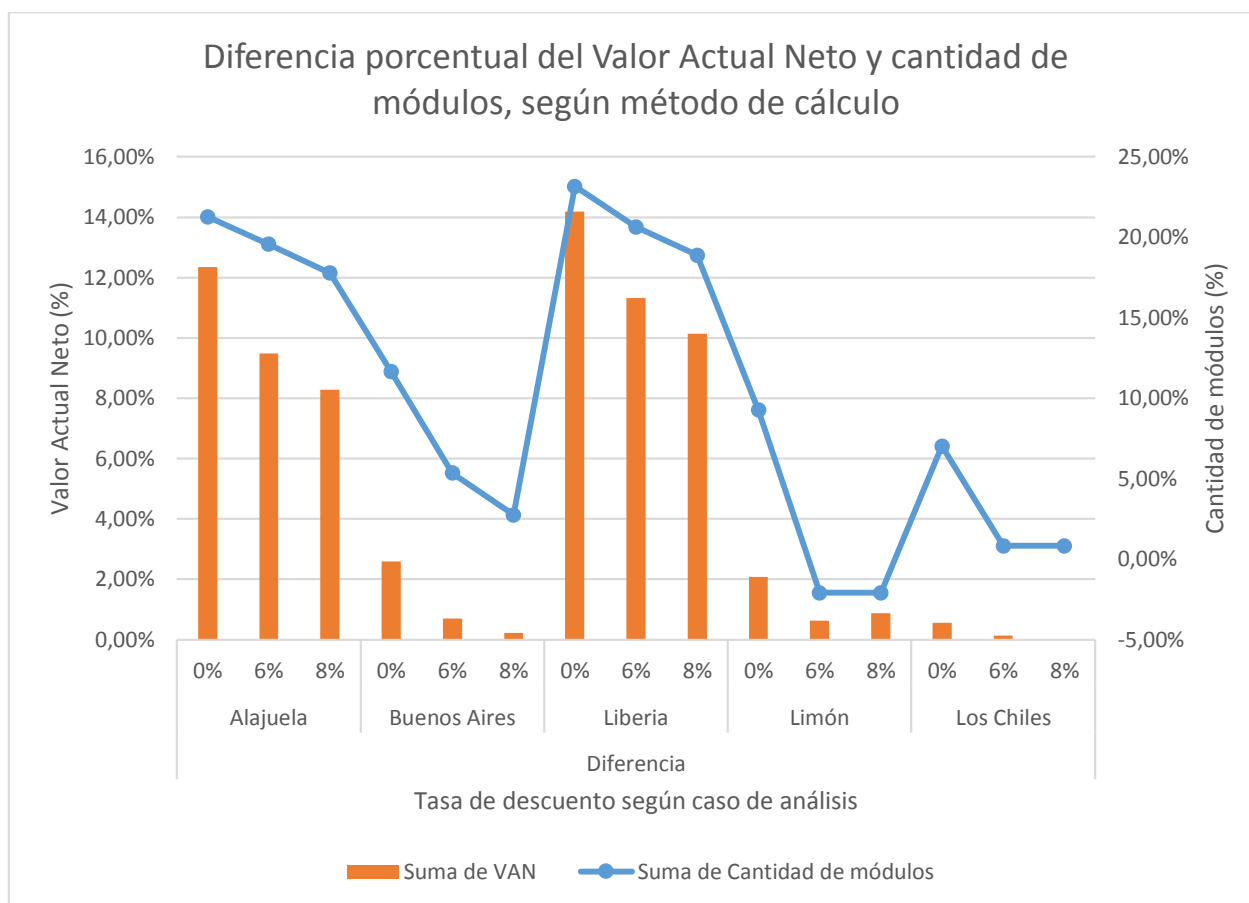


Gráfico 9 Diferencia porcentual del Valor Actual Neto y cantidad de módulos, según método de cálculo. Fuente propia

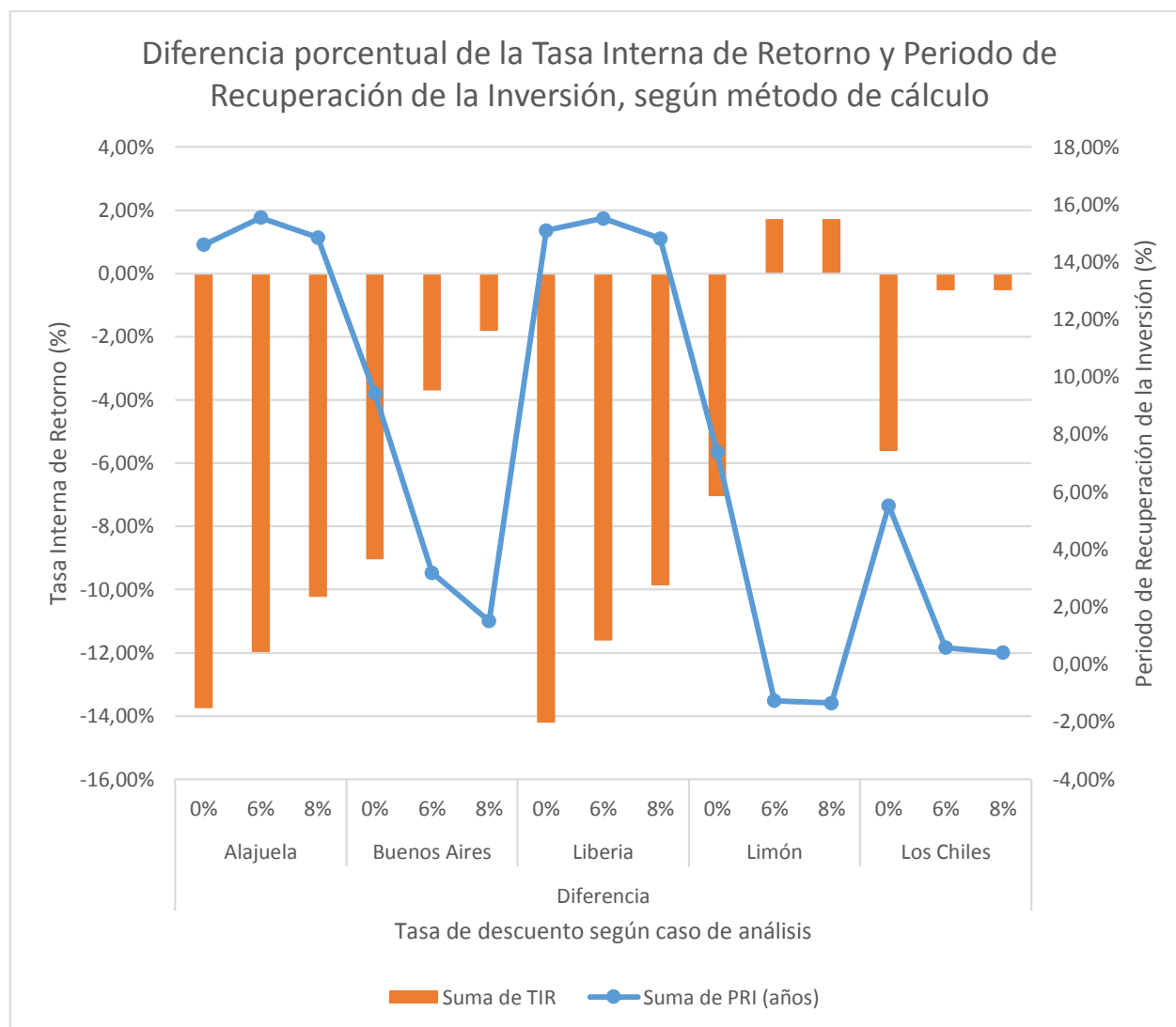


Gráfico 10 Diferencia porcentual de la Tasa Interna de Retorno y Periodo de Recuperación de la Inversión, según método de cálculo. Fuente propia

### Simulaciones

A continuación, se presentan tres casos adicionales de estudio, los mismos corresponden a radio bases celulares del ICE ubicadas en las siguientes zonas del país:

- Colorado, Abangares, Guanacaste.
- Limonal, Juntas, Abangares, Guanacaste.
- Juanilama, San Juan Grande, Esparza, Puntarenas.

En este estudio se comparan los resultados obtenidos a partir de simulaciones realizadas por la empresa Tech Mahindra Costa Rica, contratada por el ICE, contra los resultados obtenidos mediante la Hoja de Excel Habilitada para Macros, propuesta en este proyecto. Los estudios de las

simulaciones mencionadas previamente fueron facilitados por personal del Instituto Costarricense de Electricidad, por lo tanto, se tiene acceso a esta información.

Adicionalmente, se muestran los datos de condiciones ambientales y consumos empleados para dicho análisis, según corresponda a cada caso, los cuales fueron utilizados para alimentar la Hoja de Excel Habilitada para Macros.

La información referente a valores de radiación y temperatura fueron recopilados a partir de los resultados de las simulaciones facilitadas del caso de Colorado (ver Ilustración 85, Ilustración 86 e Ilustración 87), Limonal (ver Ilustración 88, Ilustración 89 e Ilustración 90) y Juanilama (ver Ilustración 91, Ilustración 92 e Ilustración 93). Por otra parte, los valores de consumo corresponden a los indicados por personal del Instituto Costarricense de Electricidad.

El cuadro presentado, a continuación, muestra las variables de consumo, temperatura y radiación, según el mes correspondiente, para la zona de Colorado, Abangares, Guanacaste.

<b>Mes</b>	<b>Consumo (kWh/mes)</b>	<b>Temperatura ambiente (°C)</b>	<b>Radiación (kWh/m<sup>2</sup>)</b>	<b>Radiación (kWh/m<sup>2</sup>/día)</b>
Enero	2.950	28,79	165,9	5,35
Febrero	2.950	29,68	156,3	5,58
Marzo	2.750	30,7	169,2	5,46
Abril	2.900	30,88	162,9	5,43
Mayo	3.000	29,6	149,4	4,82
Junio	2.950	27,79	128,1	4,27
Julio	2.900	28,28	131,1	4,23
Agosto	2.950	28,29	140,8	4,54
Septiembre	2.950	27,08	144,3	4,81
Octubre	2.700	27,18	149,9	4,84
Noviembre	2.850	27,31	139,6	4,65
Diciembre	2.825	28,5	152,4	4,92

Cuadro 22 Variables para el caso de Colorado, Abangares, Guanacaste. Fuente propia

El cuadro presentado, a continuación, muestra las variables de consumo, temperatura y radiación, según el mes correspondiente, para la zona de Limonal, Juntas, Abangares, Guanacaste.

<b>Mes</b>	<b>Consumo (kWh/mes)</b>	<b>Temperatura ambiente (°C)</b>	<b>Radiación (kWh/m<sup>2</sup>)</b>	<b>Radiación (kWh/m<sup>2</sup>/día)</b>
Enero	1.133	28,81	157,6	5,08
Febrero	1.059	29,8	155,5	5,55
Marzo	811	30,69	184,6	5,95
Abril	802	30,87	163,7	5,46
Mayo	756	29,59	146,2	4,72
Junio	754	27,79	132,3	4,41
Julio	703	28,38	141,3	4,56
Agosto	662	28,41	137	4,42
Septiembre	618	27,08	135,2	4,51
Octubre	585	27,18	135	4,35
Noviembre	831	27,31	130,4	4,35
Diciembre	904	28,5	138,4	4,46

Cuadro 23 Variables para el caso de Limonal, Juntas, Abangares, Guanacaste. Fuente propia

El cuadro presentado, a continuación, muestra las variables de consumo, temperatura y radiación, según el mes correspondiente, para la zona de Juanilama, San Juan Grande, Esparza, Puntarenas.

<b>Mes</b>	<b>Consumo (kWh/mes)</b>	<b>Temperatura ambiente (°C)</b>	<b>Radiación (kWh/m<sup>2</sup>)</b>	<b>Radiación (kWh/m<sup>2</sup>/día)</b>
Enero	1,488	29,09	170,1	5,49
Febrero	1,344	30,01	165,3	5,90
Marzo	1,488	30,87	193,4	6,24
Abril	1,440	31,06	166,4	5,55
Mayo	1,488	29,67	143,5	4,63
Junio	1,440	27,79	127,8	4,26
Julio	1,488	28,4	133,8	4,32
Agosto	1,488	28,43	134,7	4,35
Septiembre	1,440	27,06	135,6	4,52
Octubre	1,488	27,17	136,4	4,40

Noviembre	1,440	27,43	140,3	4,68
Diciembre	1,488	28,7	153	4,94

Cuadro 24 Variables para el caso de Juanilama, San Juan Grande, Esparza, Puntarenas. Fuente propia

Es importante destacar que, dado que no logró obtener la cotización del tipo de inversor empleado en las simulaciones, con el fin de utilizar esta información para alimentar la Hoja de Excel Habilitada para Macros, se analizan diferentes casos utilizando los tipos de convertidores DC/AC mostrados en el siguiente cuadro.

<b>Tipo de convertidor DC/AC</b>	<b>Referencia</b>
Inversor Delta Solivia 3.8kW	Ver Apéndice E, Ilustración 79
Inversor SMA 7.7kW	Ver Apéndice E, Ilustración 81
Inversor SMA 12kW	Ver Apéndice E, Ilustración 80
Micro inversor enphase IQ7-72	Ver Apéndice E, Ilustración 82

A continuación, se presentan los resultados obtenidos mediante la propuesta actual, según la Hoja de Excel Habilitada para Macros, en comparación con los valores resultantes al evaluar la cantidad de módulos descrita por los resultados de dichas simulaciones en la Hoja de Excel Habilitada para Macros propuesta en el presente estudio.

De acuerdo con el cuadro siguiente, se muestran los resultados obtenidos de dicho análisis, la información se encuentra agrupada en dos principales categorías, según la fuente de obtención de los resultados, estas se explican a continuación:

- Propia: corresponde a los resultados obtenidos, mediante el uso de la Hoja de Excel Habilitada para Macros, en cada caso analizado empleando las variables ambientales descritas en los reportes de las simulaciones y los consumos indicados por el personal del ICE.
- Simulación: corresponde a los resultados obtenidos, mediante el uso de la Hoja de Excel Habilitada para Macros, evaluando la cantidad de módulos indicada en los reportes de las simulaciones para cada caso analizado, empleando las variables ambientales descritas en los reportes de las simulaciones y los consumos indicados por el personal del ICE.

De acuerdo con lo anterior, la información presentada en el siguiente cuadro muestra los resultados para cada caso analizado, esta información se agrupa, tal como se menciona previamente, según el método de cálculo para cada uno de los tipos de convertidores DC/AC empleados.

<b>Fuente</b>	<b>Caso de análisis</b>	<b>Convertidor DC/AC</b>	<b>Cantidad de módulos</b>	<b>VAN</b>	<b>TIR</b>	<b>PRI (años)</b>
Propia	Colorado, Abangares	Inversor Delta Solivia 3.8kW	74	₡ 17.056.409	30,39%	6,07
Propia	Colorado, Abangares	Inversor SMA 7.7	72	₡ 16.509.234	30,56%	6,02
Propia	Colorado, Abangares	Inversor SMA 12kW	74	₡ 16.802.081	30,29%	6,07
Propia	Colorado, Abangares	Micro inversor IQ7+	74	₡ 17.760.919	30,67%	6,07
Propia	Limal, Juntas, Abangares	Inversor Delta Solivia 3.8kW	21	₡ 3.506.973	27,00%	7,17
Propia	Limal, Juntas, Abangares	Inversor SMA 7.7	21	₡ 3.154.718	26,37%	7,17
Propia	Limal, Juntas, Abangares	Inversor SMA 12kW	21	₡ 2.782.971	25,67%	7,17
Propia	Limal, Juntas, Abangares	Micro inversor IQ7+	21	₡ 3.741.809	27,40%	7,17

Propia	Juanilama, Esparza	Inversor Delta Solivia 3.8kW	38	₡ 7.904.933	29,23%	6,20
Propia	Juanilama, Esparza	Inversor SMA 7.7	36	₡ 7.718.124	29,81%	6,10
Propia	Juanilama, Esparza	Inversor SMA 12kW	38	₡ 7.415.769	28,82%	6,20
Propia	Juanilama, Esparza	Micro inversor IQ7+	38	₡ 8.374.607	29,62%	6,20
Simulación	Colorado, Abangares	Inversor Delta Solivia 3.8kW	80	₡ 16.457.143	28,87%	6,26
Simulación	Colorado, Abangares	Inversor SMA 7.7	80	₡ 15.595.265	28,51%	6,26
Simulación	Colorado, Abangares	Inversor SMA 12kW	80	₡ 15.478.814	28,47%	6,26
Simulación	Colorado, Abangares	Micro inversor IQ7+	80	₡ 17.396.490	29,24%	6,26
Simulación	Limal, Juntas, Abangares	Inversor Delta Solivia 3.8kW	20	₡ 3.406.557	27,24%	7,13

Simulación	Limal, Juntas, Abangares	Inversor SMA 7.7	20	₡ 3.054.302	26,59%	7,13
Simulación	Limal, Juntas, Abangares	Inversor SMA 12kW	20	₡ 2.682.555	25,85%	7,13
Simulación	Limal, Juntas, Abangares	Micro inversor IQ7+	20	₡ 3.641.393	27,66%	7,13
Simulación	Juanilama, Esparza	Inversor Delta Solivia 3.8kW	36	₡ 7.748.329	29,80%	6,12
Simulación	Juanilama, Esparza	Inversor SMA 7.7	36	₡ 7.718.124	29,81%	6,10
Simulación	Juanilama, Esparza	Inversor SMA 12kW	36	₡ 7.259.164	29,37%	6,12
Simulación	Juanilama, Esparza	Micro inversor IQ7+	36	₡ 8.218.002	30,20%	6,12

Cuadro 25 Resultados simulaciones. Fuente propia

Los dos cuadros siguientes, presenta la diferencia entre resultados, según la fuente de los datos calculados, tanto en las unidades correspondientes de cada rubro o indicador como en términos porcentuales respecto del método de cálculo propio.

De acuerdo con lo anterior, el cuadro mostrado, a continuación, contiene la diferencia entre la cantidad de módulos y el Valor Actual Neto del proyecto, según la fuente de obtención de los datos para cada tipo de convertidor DC/AC y caso analizado.

<b>Caso de análisis</b>	<b>Tipo de convertidor DC/AC</b>	<b>Diferencia cantidad de módulos</b>	<b>Diferencia cantidad de módulos (%)</b>	<b>Diferencia VAN</b>	<b>Diferencia VAN (%)</b>
Colorado, Abangares	Inversor Delta Solivia 3.8kW	6	8,11%	₡ 599.266	3,51%
Colorado, Abangares	Inversor SMA 12kW	6	8,11%	₡ 1.323.267	7,88%
Colorado, Abangares	Inversor SMA 7.7	8	11,11%	₡ 913.969	5,54%
Colorado, Abangares	Micro inversor IQ7+	6	8,11%	₡ 364.429	2,05%
Limal, Juntas, Abangares	Inversor Delta Solivia 3.8kW	1	4,76%	₡ 100.416	2,86%
Limal, Juntas, Abangares	Inversor SMA 12kW	1	4,76%	₡ 100.416	3,61%
Limal, Juntas, Abangares	Inversor SMA 7.7	1	4,76%	₡ 100.416	3,18%
Limal, Juntas, Abangares	Micro inversor IQ7+	1	4,76%	₡ 100.416	2,68%
Juanilama, Esparza	Inversor Delta Solivia 3.8kW	2	5,26%	₡ 156.605	1,98%
Juanilama, Esparza	Inversor SMA 12kW	2	5,26%	₡ 156.605	2,11%
Juanilama, Esparza	Inversor SMA 7.7	0	0,00%	₡ 0	0,00%
Juanilama, Esparza	Micro inversor IQ7+	2	5,26%	₡ 156.605	1,87%

Promedio		3	5,86%	₡ 339.368	3,11%
----------	--	---	-------	-----------	-------

Cuadro 26 Diferencia entre el Valor Actual Neto y cantidad de módulos, según tipo de convertidor y caso de análisis. Fuente propia

Así mismo, el cuadro mostrado, a continuación, contiene la diferencia entre la Tasa Interna de Retorno y el Periodo de Recuperación de la Inversión, según la fuente de obtención de los datos para cada tipo de convertidor DC/AC y caso analizado.

Caso de análisis	Tipo de convertidor DC/AC	Diferencia TIR	Diferencia TIR (%)	Diferencia PRI	Diferencia PRI (%)
Colorado, Abangares	Inversor Delta Solivia 3.8kW	1,52%	5,02%	-0,19	-3,20%
Colorado, Abangares	Inversor SMA 12kW	1,82%	6,00%	-0,20	-3,24%
Colorado, Abangares	Inversor SMA 7.7	2,05%	6,69%	-0,24	-4,07%
Colorado, Abangares	Micro inversor IQ7+	1,43%	4,68%	-0,20	-3,24%
Limonal, Juntas, Abangares	Inversor Delta Solivia 3.8kW	-0,24%	-0,90%	0,04	0,55%
Limonal, Juntas, Abangares	Inversor SMA 12kW	-0,18%	-0,72%	0,04	0,55%
Limonal, Juntas, Abangares	Inversor SMA 7.7	-0,22%	-0,82%	0,04	0,55%
Limonal, Juntas, Abangares	Micro inversor IQ7+	-0,26%	-0,94%	0,04	0,55%
Juanilama, Esparza	Inversor Delta Solivia 3.8kW	-0,57%	-1,94%	0,09	1,38%

Juanilama, Esparza	Inversor SMA 12kW	-0,55%	-1,91%	0,09	1,38%
Juanilama, Esparza	Inversor SMA 7.7	0,00%	0,00%	0,00	0,00%
Juanilama, Esparza	Micro inversor IQ7+	-0,58%	-1,96%	0,09	1,38%
Promedio		0,35%	1,10%	-0,03	-0,62%

Cuadro 27 Diferencia de la Tasa Interna de Retorno y el Período de Recuperación de la Inversión, según tipo de convertidor y caso de análisis. Fuente propia

### **Análisis del punto óptimo**

A partir de los resultados generados mediante el Libro de Excel Habilitado para Macros propuesto se obtiene una gráfica que muestra el comportamiento del Valor Actual Neto y la Tasa Interna de Retorno, según el número de módulos, a partir de dicha información se logra conocer la cantidad requerida de módulos para la cual se obtiene el máximo Valor Actual Neto del proyecto.

De acuerdo con lo anterior, a continuación, se muestran algunos ejemplos de los distintos comportamientos de dicha gráfica en los cuales se consideran exactamente las mismas variables modificando únicamente el tipo de convertidor DC/AC empleado. Dichos resultados corresponden al análisis del caso de Alajuela correspondiente al presente estudio, estos se detallan en el Cuadro 15.

- a. Empleando el Inversor Delta Solivia 3.8kW (ver Ilustración 79), se obtiene:

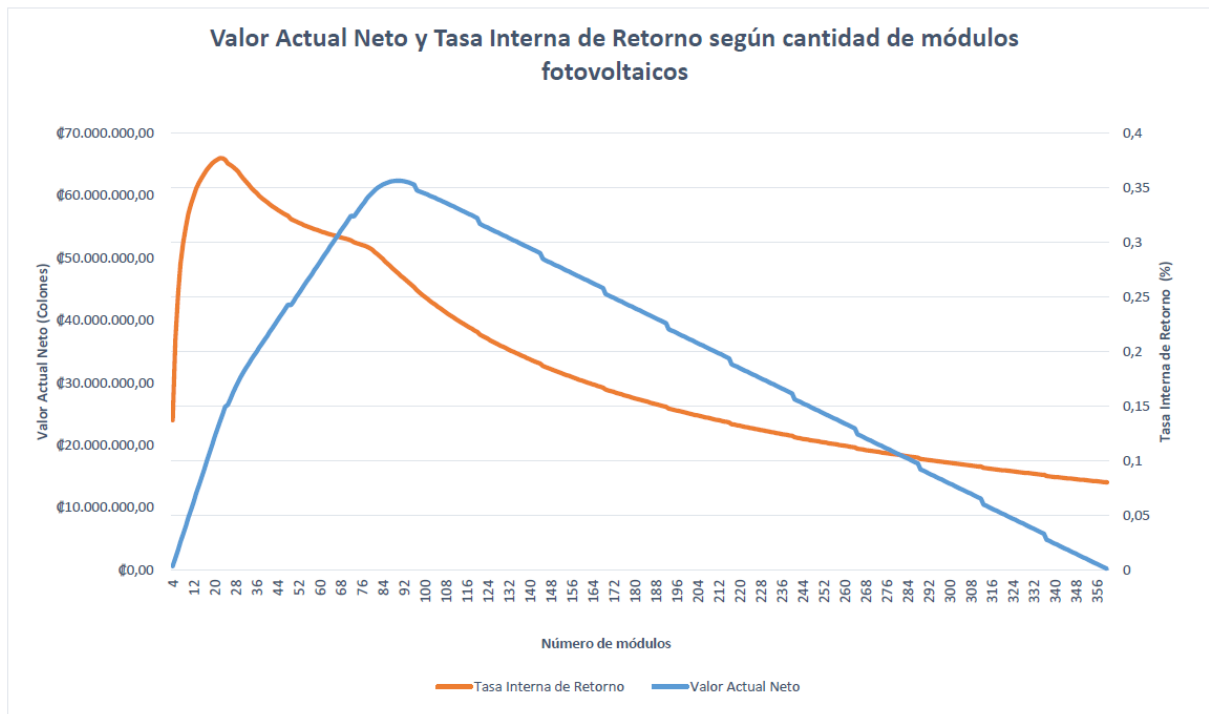


Gráfico 11 Valor Actual Neto y Tasa Interna de Retorno, según cantidad de módulos fotovoltaicos. Caso de Alajuela empleando el Inversor Delta Solivia 3.8kW. Fuente propia

b. Empleando el Inversor SMA 7.7kW (ver Ilustración 81), se obtiene:

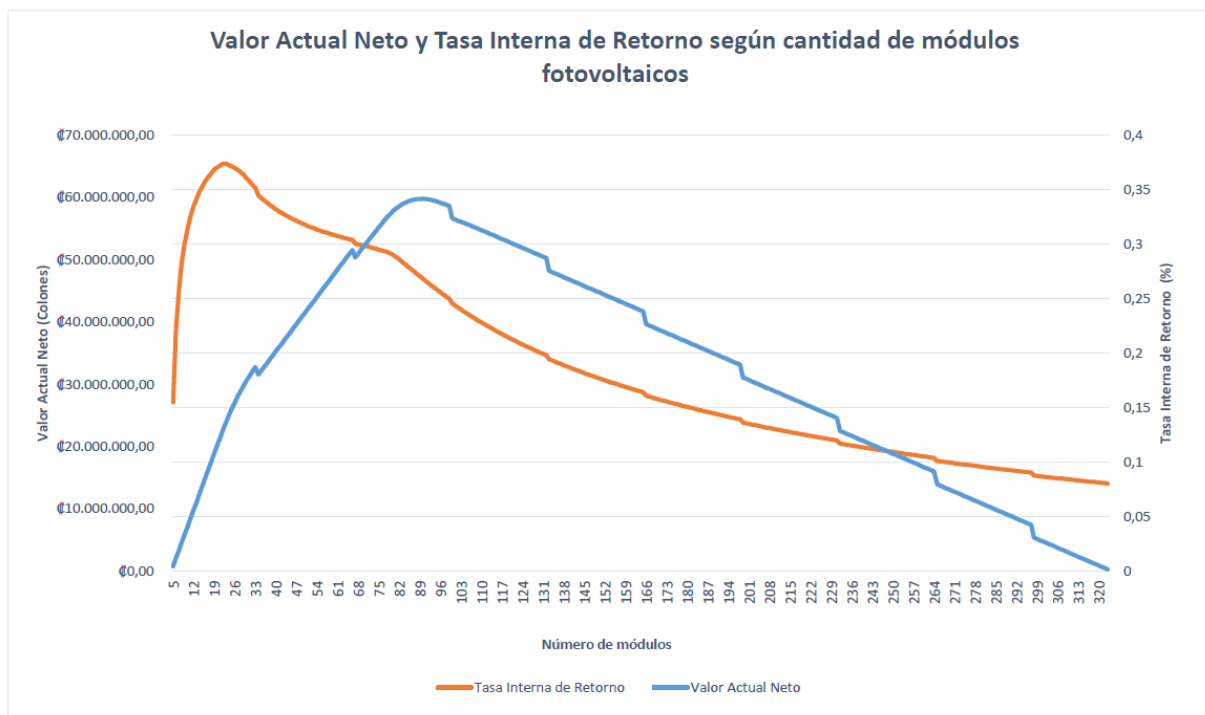


Gráfico 12 Valor Actual Neto y Tasa Interna de Retorno, según cantidad de módulos fotovoltaicos. Caso de Alajuela empleando el Inversor SMA 7.7kW. Fuente propia

c. Empleando el Inversor SMA 12kW (ver Ilustración 80), se obtiene:

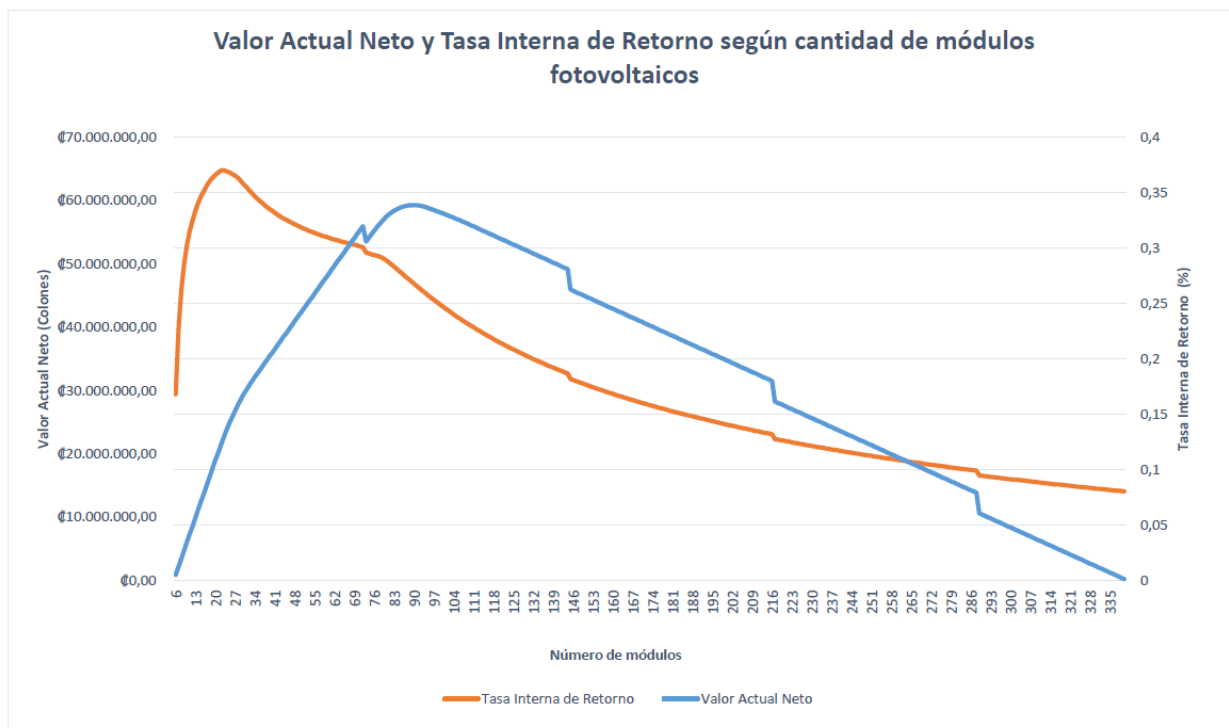


Gráfico 13 Valor Actual Neto y Tasa Interna de Retorno, según cantidad de módulos fotovoltaicos. Caso de Alajuela empleando el Inversor SMA 12kW. Fuente propia

d. Empleando el Micro inversor enphase IQ7-72 (ver Ilustración 82), se obtiene:

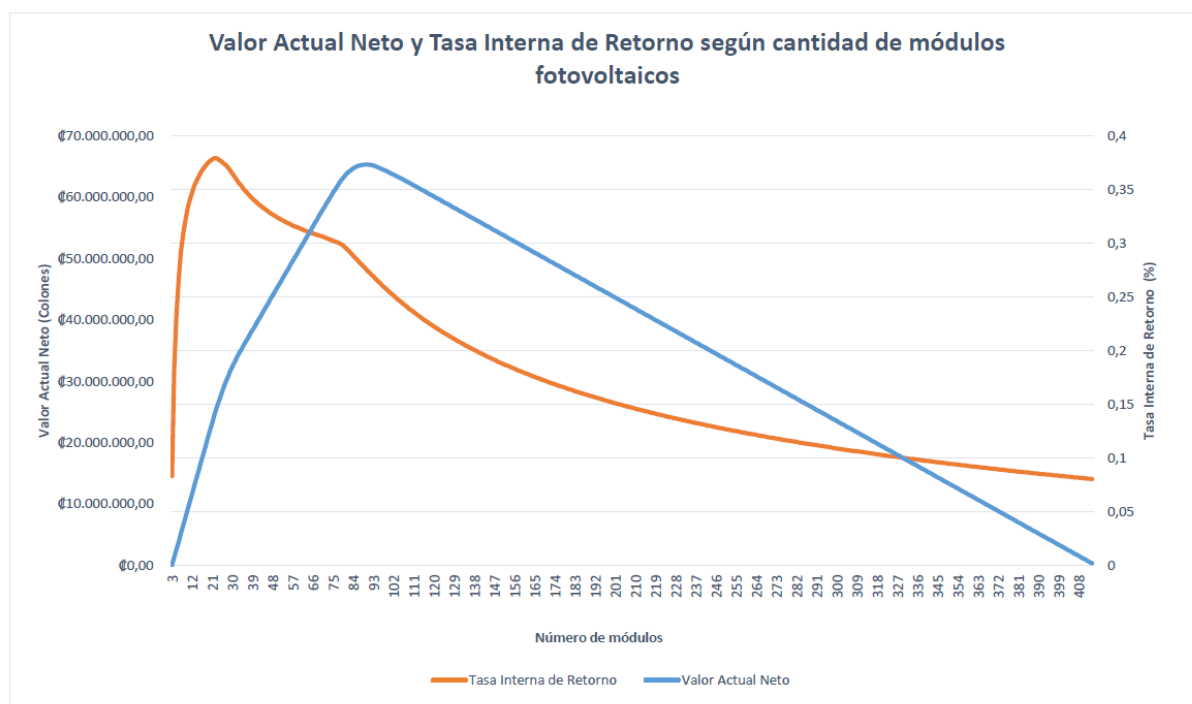


Gráfico 14 Valor Actual Neto y Tasa Interna de Retorno, según cantidad de módulos fotovoltaicos. Caso de Alajuela empleando el Micro inversor enphase IQ7-72. Fuente propia

### **Análisis del mes de inicio del proyecto**

Para el presente análisis se ha seleccionado, únicamente, como ejemplo, el caso de Alajuela, previamente analizado en el Escenario 3, empleando el Inversor Delta Solivia 3.8kW. A partir del reporte generado en dicho caso de estudio, se obtiene la información mostrada en los dos cuadros posteriores, en los cuales se analiza la variabilidad de los indicadores financieros en las siguientes dos circunstancias:

- En función del número óptimo de módulos correspondiente a cada mes de inicio del proyecto.
- En función de un mismo número de módulos para cada mes de inicio del proyecto, siendo este, el número de módulos para el cual se obtiene el máximo Valor Actual Neto del proyecto.

De acuerdo con lo mencionado anteriormente, el siguiente cuadro muestra los resultados de los indicadores financieros en función del número óptimo de módulos correspondiente a cada mes de inicio.

<b>Mes de inicio del proyecto</b>	<b>Número óptimo de módulos</b>	<b>VAN</b>	<b>TIR</b>	<b>PRI (años)</b>
ene	85	₡ 62.304.367	28,08%	5,14
feb	87	₡ 62.158.655	27,66%	5,20
mar	90	₡ 62.378.241	27,15%	5,29
abr	92	₡ 60.536.147	26,41%	5,41
may	93	₡ 59.121.532	25,88%	5,50
jun	91	₡ 58.978.536	26,19%	5,44
jul	90	₡ 59.601.622	26,52%	5,39
ago	90	₡ 59.803.749	26,59%	5,37
sep	86	₡ 59.869.363	27,34%	5,24
oct	83	₡ 60.468.497	28,06%	5,13
nov	83	₡ 60.888.724	28,12%	5,13
dic	84	₡ 61.917.390	28,18%	5,12

Cuadro 28 Número óptimo de módulos, según mes de inicio del proyecto. Fuente propia

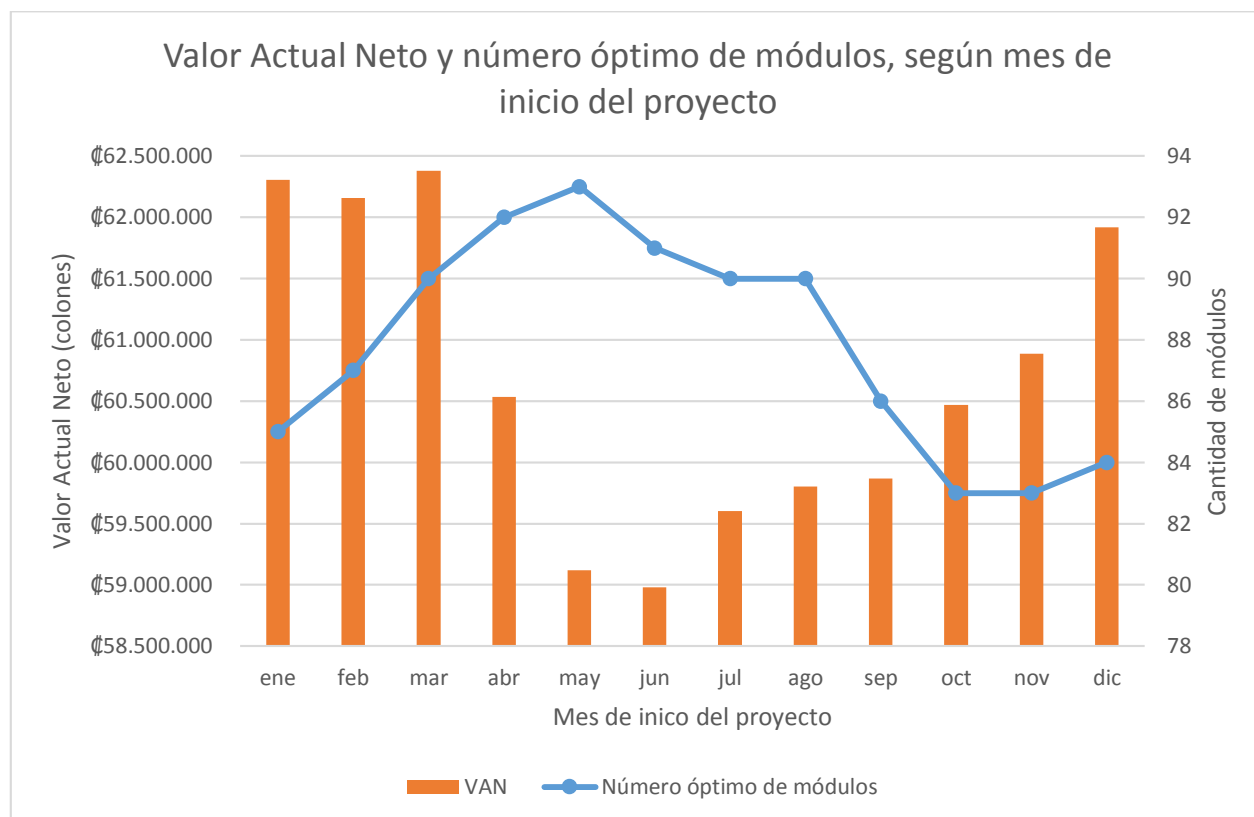


Gráfico 15 Valor Actual Neto y número óptimo de módulos, según mes de inicio del proyecto. Caso de Alajuela empleando el Inversor Delta Solivia 3.8kW. Fuente propia

Así mismo, en el siguiente cuadro se muestran los resultados de los indicadores financieros empleando la misma cantidad de módulos para cada mes de inicio del proyecto. La cantidad de módulos utilizada corresponde a 90 unidades, dado que, tal como se visualiza en el cuadro anterior, este es el número de módulos para el cual se obtiene el máximo Valor Actual Neto.

Mes de inicio del proyecto	Número óptimo de módulos	VAN	TIR	PRI (años)
ene	90	₡ 61.841.532	26,94%	5,32
feb	90	₡ 62.017.317	26,99%	5,31
mar	90	₡ 62.378.241	27,15%	5,29
abr	90	₡ 60.451.583	26,80%	5,33
may	90	₡ 59.046.123	26,44%	5,39

jun	90	₡ 58.961.368	26,38%	5,41
jul	90	₡ 59.601.622	26,52%	5,39
ago	90	₡ 59.803.749	26,59%	5,37
sep	90	₡ 59.812.421	26,56%	5,38
oct	90	₡ 60.133.198	26,60%	5,37
nov	90	₡ 60.296.754	26,60%	5,37
dic	90	₡ 61.283.334	26,80%	5,35

Cuadro 29 Comportamiento de los indicadores financieros empleando la misma cantidad módulos, según el mes de inicio del proyecto. Fuente propia

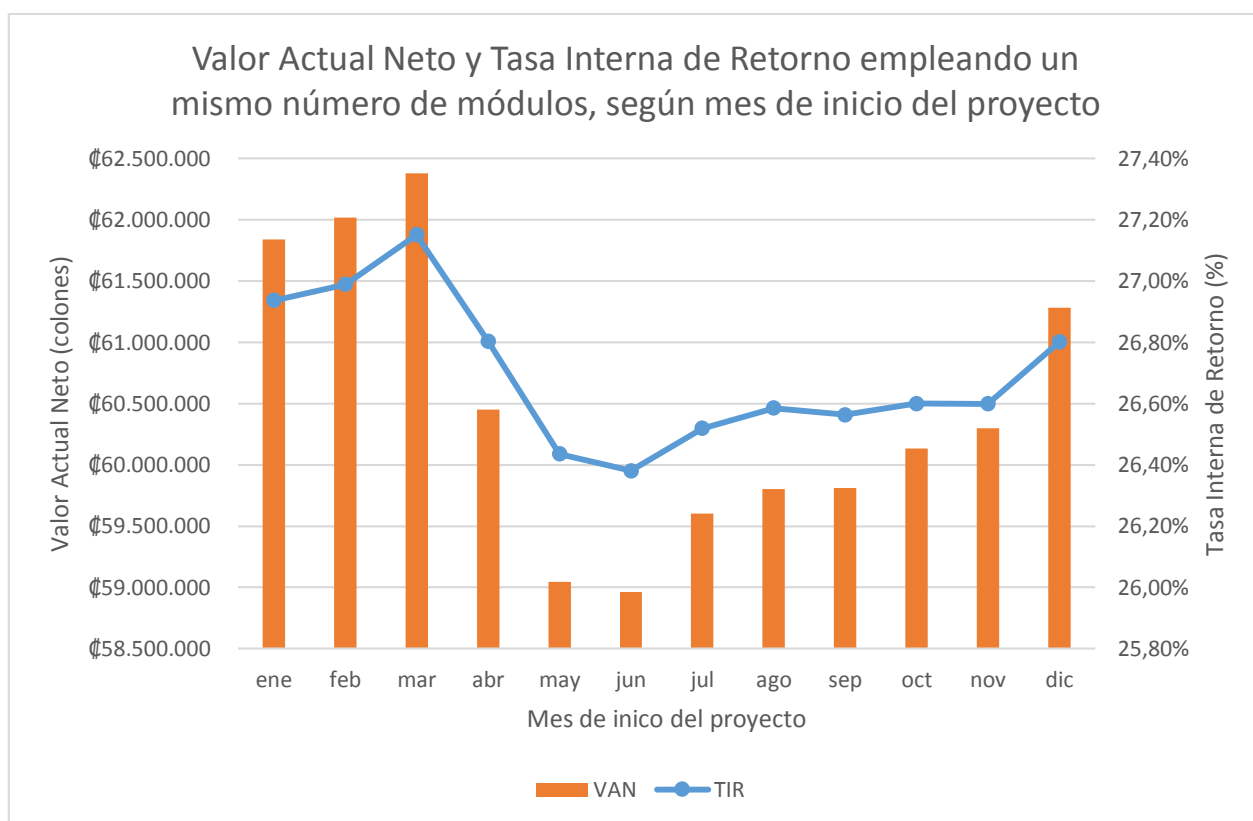


Gráfico 16 Valor Actual Neto y Tasa Interna de Retorno empleando un mismo número de módulos, según mes de inicio del proyecto. Caso de Alajuela empleando el Inversor Delta Solivia 3.8kW. Fuente propia

## Análisis casos de estudio

### Escenario 1 – Variación de la tasa de descuento

A partir de la información mostrada en el Cuadro 10, se aprecia el comportamiento de la cantidad de módulos, convertidores DC/AC y los diferentes indicadores financieros empleados, tales como: Valor Actual Neto, Tasa Interna de Retorno y el Periodo de Recuperación de la Inversión. Lo anterior, son los resultados obtenidos en función de las cinco zonas geográficas de estudio seleccionadas y tres diferentes valores para la tasa de descuento como lo son 0%, 6% y 8%.

Como resultado del análisis de esta información, también, se obtiene el Gráfico 2, éste permite visualizar claramente el comportamiento del Valor Actual Neto y el número óptimo de módulos en función de la tasa de descuento empleada y la zona geográfica en cuestión.

Según lo mencionado anteriormente, se observa que, para las cinco zonas geográficas analizadas, el Valor Actual Neto y la cantidad de módulos presentan la misma tendencia de comportamiento en función de la tasa de descuento empleada. Es decir que, para cada uno de los casos, cuando la tasa de descuento es 0% se obtiene el máximo Valor Actual Neto, también, al utilizar la tasa de descuento igual al 8% se obtiene el menor Valor Actual Neto y cuando se emplea el 6% el Valor Actual Neto presenta un valor medio.

Cabe agregar que, respecto del comportamiento del número óptimo de módulos, éste es similar al del Valor Actual Neto, a diferencia de que en algunos casos al utilizar los valores de tasa de descuento iguales a 6 y 8% la cantidad óptima de módulos no varía.

Adicionalmente, por medio del Gráfico 3 se logra visualizar el comportamiento de la Tasa Interna de Retorno y el Periodo de Recuperación de la Inversión, esta información da a conocer que, para cada uno de los casos analizados, ambos indicadores financieros son proporcionales a la tasa de descuento aplicada.

De acuerdo con lo expuesto anteriormente, tomando como referencia el Cuadro 10, Gráfico 2 y Gráfico 3, se presenta el siguiente cuadro de resumen que muestra el comportamiento de los diferentes indicadores en función de la tasa de descuento, a medida que esta disminuye o por el contrario, que aumente.

<b>Tasa de descuento</b>	<b>Disminuye</b>	<b>Aumenta</b>
Número óptimo de módulos	Aumenta	Disminuye
Valor Actual Neto	Aumenta	Disminuye
Tasa Interna de Retorno	Disminuye	Aumenta
Periodo de Recuperación de la Inversión	Disminuye	Aumenta

Cuadro 30 Comportamiento de indicadores en función de la tasa de descuento. Fuente propia

### **Escenario 2 – Variación del costo por watt instalado**

Para el presente caso, se utilizó un valor constante para la tasa de descuento, variando únicamente el costo por watt instalado, según los valores seleccionados mediante la información obtenida a partir de diferentes fuentes, siendo estos iguales a \$1.05 y \$2.78.

Para dichos escenarios, los resultados obtenidos se presentan en el Cuadro 12, éste muestra el comportamiento de la cantidad óptima de módulos e indicadores financieros, tales como: el Valor Actual Neto, la Tasa Interna de Retorno y el Periodo de Recuperación de la Inversión.

A partir de esta información se presenta el Gráfico 4, donde se presenta la variación del Valor Actual Neto y la cantidad óptima de módulos en función del costo por watt. Mediante estos datos, se logra determinar que, para cada caso de análisis, el comportamiento de ambos indicadores mencionados anteriormente resulta ser inversamente proporcional al costo por watt instalado.

Por otra parte, mediante el Gráfico 5 se logra observar que, para cada caso de análisis la Tasa Interna de Retorno se comporta de forma inversa respecto del incremento del costo por watt instalado, mientras que el Periodo de Recuperación de la Inversión tiene un comportamiento proporcional a este valor.

Dicho esto, con base en la información expuesta en el Cuadro 12, Gráfico 4 y Gráfico 5, se presenta el siguiente cuadro donde se resume el comportamiento de los indicadores analizados anteriormente en función del costo por watt instalado, a medida que este disminuya o aumente.

<b>Costo por watt instalado</b>	<b>Disminuye</b>	<b>Aumenta</b>
Número óptimo de módulos	Aumenta	Disminuye
Valor Actual Neto	Aumenta	Disminuye
Tasa Interna de Retorno	Aumenta	Disminuye
Periodo de Recuperación de la Inversión	Disminuye	Aumenta

Cuadro 31 Comportamiento de indicadores en función del costo por watt instalado Fuente propia

### Escenario 3- Variación del tipo de convertidor DC/AC

Según se indica en el Cuadro 14, para este análisis se emplean diferentes convertidores de varios tipos y potencias. Con ello, se busca analizar el comportamiento del número óptimo de módulos, cantidad de convertidores DC/AC y los distintos indicadores financieros utilizados en el presente estudio. Según lo mencionado anteriormente, en el Cuadro 15 se muestran los resultados obtenidos en función de cada zona geográfica seleccionada para este proyecto y, según el tipo de convertidor empleado.

De acuerdo con lo anterior, mediante el Gráfico 6 se aprecia el comportamiento del Valor Actual Neto y el número óptimo de módulos para cada caso analizado. Estos resultados permiten determinar que, para cada zona analizada los micro inversores resultan ser la opción para la cual se obtiene el máximo Valor Actual Neto en comparación con las otras opciones de inversores analizadas.

Así mismo, mediante el Cuadro 16 se observa la diferencia del Valor Actual Neto empleando dicho micro inversor respecto de los otros tipos de inversores analizados. Estos datos dan como resultado una diferencia promedio de ₡5.145.885. A continuación, se presentan el número óptimo de módulos e indicadores financieros para cada caso de análisis empleando el micro inversor como tipo de convertidor, con base en lo expuesto en el Cuadro 15.

Caso de análisis	Cantidad de módulos	Cantidad de micro inversores	VAN	TIR	PRI (años)
Alajuela	90	45	₡ 65.347.323	27,51%	5,29
Los Chiles	120	60	₡ 58.599.529	22,09%	7,17
Liberia	90	45	₡ 64.806.597	27,39%	5,31
Limón	101	51	₡ 62.565.987	25,12%	6,09
Buenos Aires	109	55	₡ 60.979.952	23,79%	6,36

Cuadro 32 Resumen, uso de micro inversores Fuente propia

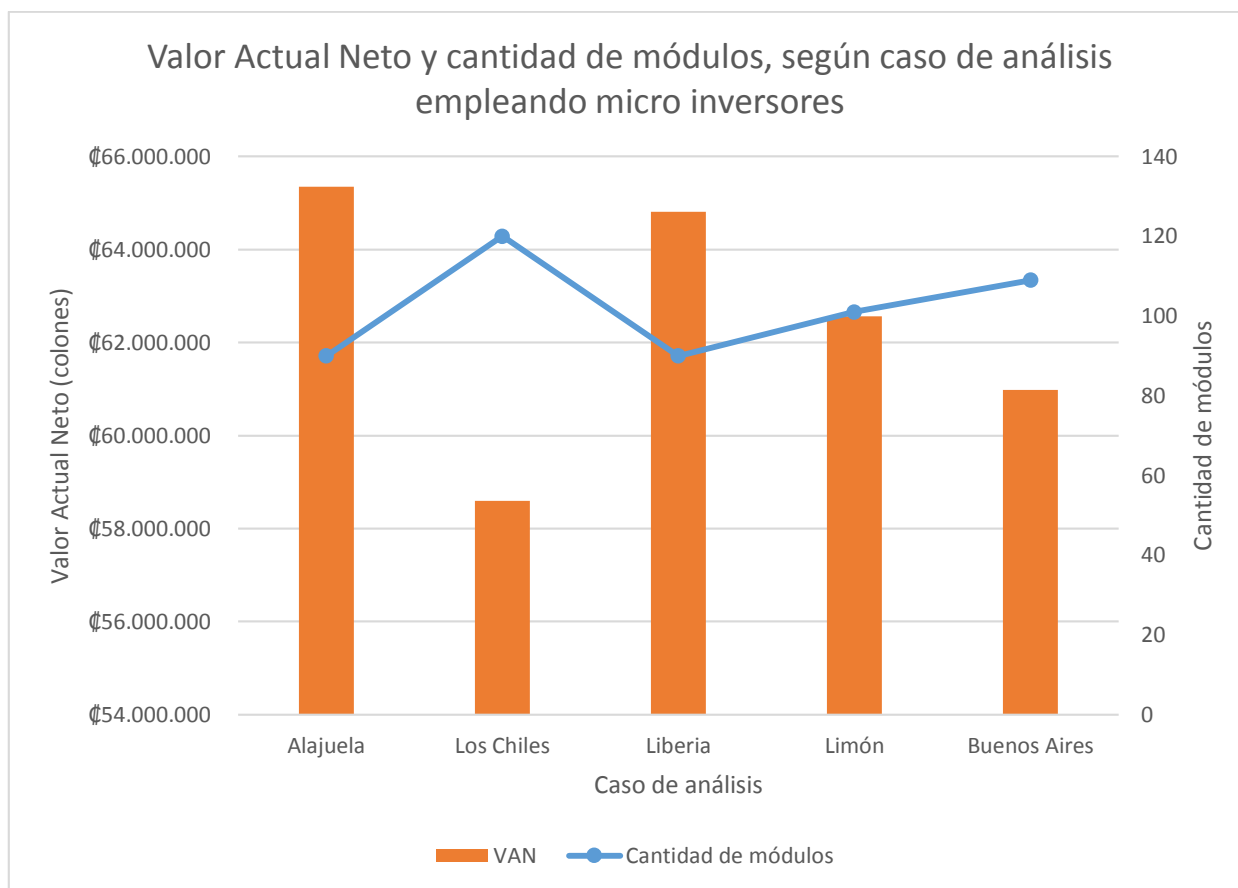


Gráfico 17 Valor Actual Neto y cantidad de módulos, según caso de análisis empleando micro inversores.  
Fuente propia

Según el cuadro y el gráfico anteriores, se presenta el punto óptimo de rentabilidad del proyecto para cada caso el cual se obtiene empleando micro inversores. Dicho gráfico muestra que Alajuela es la zona geográfica para la cual se obtiene mayor rentabilidad con este tipo de proyecto.

Adicionalmente, los resultados anteriores están directamente relacionados con los valores de radiación solar propios de cada zona, los cuales se presentan en el Cuadro 4. Dicha información muestra que el mayor índice de radiación se da en la zona de Alajuela, seguido por Liberia, Limón, Buenos Aires y finalmente, Los Chiles, siendo este mismo el orden en que se obtiene un mayor Valor Actual Neto, según la zona geográfica.

Además, en relación con el caso de Alajuela, adicionalmente a su alto índice de radiación solar en comparación a las otras zonas, su temperatura máxima promedio no es tan alta como en el caso de Liberia, el cual a pesar de tener valores de radiación similares su temperatura máxima suele ser superior, siendo esta característica una desventaja dado que las altas temperaturas disminuyen la capacidad de los módulos solares para generar energía.

A continuación, se presenta un cuadro de comparación entre la cantidad óptima de módulos e indicadores financieros para el caso de Alajuela en relación con los demás casos analizados, según el Cuadro 32.

Caso de análisis	Diferencia cantidad de módulos	Diferencia cantidad de micro inversores	Diferencia VAN	Diferencia TIR	Diferencia PRI (años)
Los Chiles	30	15	₡ (6.747.793)	-5,42%	1,88
Liberia	0	0	₡ (540.725)	-0,13%	0,02
Limón	11	6	₡ (2.781.336)	-2,39%	0,81
Buenos Aires	19	10	₡ (4.367.371)	-3,72%	1,07

Cuadro 33 Diferencia en la cantidad de módulos e indicadores financieros en relación con el caso de Alajuela implementando el uso de micro inversores. Fuente propia

#### Escenario 4 – Variación de las tarifas eléctricas

La información presentada en el Cuadro 18 muestra los valores correspondientes a la cantidad óptima de módulos e indicadores financieros en función al o los proveedores del servicio eléctrico presentes en la zona de estudio, según se detalla en el Cuadro 5 aplicando las tarifas descritas en el Cuadro 6, según corresponda.

Según la información presentada en el Cuadro 18 y el Gráfico 8, se aprecia que tres de las zonas analizadas poseen más de un proveedor eléctrico, éstas corresponden a Alajuela, Los Chiles y Liberia. Con base en lo expuesto en el Cuadro 18, los resultados de los indicadores correspondientes de las compañías para las cuales se obtiene el máximo Valor Actual Neto del proyecto en función del caso de análisis se presentan a continuación.

Caso de análisis	Compañía	Cantidad de módulos	VAN	TIR	PRI (años)
Alajuela	CNFL	91	₡ 71.741.451	29,29%	4,64
Los Chiles	ICE	120	₡ 54.888.178	21,62%	7,17
Liberia	ICE	90	₡ 61.837.516	27,02%	5,31

Cuadro 34 Resumen de compañías para las cuales se obtiene el mayor Valor Actual Neto en función del caso de análisis Fuente propia

Con base en lo anterior, se presentan dos cuadros de resumen los cuales muestran las diferencias resultantes entre el proveedor para el cual se obtiene el máximo Valor Actual Neto y los demás presentes, lo anterior en función de cada zona de análisis.

El siguiente cuadro, muestra las diferencias respecto de la cantidad óptima de módulos y el VAN del proyecto, entre la compañía con la que se obtiene mayor rentabilidad y las demás presentes en cada zona, respectivamente. Los datos en la columna “Relación” indican el nombre de la compañía con la que se obtiene mayor rentabilidad seguido por la compañía con la que se comparan las diferencias para cada caso respectivamente.

Caso de análisis	Relación	Diferencia cantidad de módulos	Diferencia cantidad de módulos (%)	Diferencia VAN	Diferencia VAN (%)
Alajuela	CNFL - ESPH	2	2,25%	₡ 19.164.230	36,45%

Alajuela	CNFL - ICE	1	1,11%	₡ 9.363.210	15,01%
Liberia	ICE – COOPE GUANACASTE	1	1,12%	₡ 12.973.181	26,55%
Los Chiles	ICE - COOPELESCA	4	4,49%	₡ 19.582.697	55,47%

Cuadro 35 Resumen de diferencias resultantes entre el proveedor para el cual se obtiene el máximo Valor Actual Neto y los demás presentes. Primera parte. Fuente propia

Así mismo, el siguiente cuadro, muestra las diferencias respecto de la TIR y el PRI, entre la compañía con la que se obtiene mayor rentabilidad y las demás presentes en cada zona, respectivamente. Los datos en la columna “Relación” indican el nombre de la compañía con la que se obtiene mayor rentabilidad seguido por la compañía con la que se comparan las diferencias para cada caso respectivamente.

<b>Caso de análisis</b>	<b>Relación</b>	<b>Diferencia TIR</b>	<b>Diferencia TIR (%)</b>	<b>Diferencia PRI (años)</b>	<b>Diferencia PRI (años) (%)</b>
Alajuela	CNFL - ESPH	4,47%	18,03%	-1,43	-23,48%
Alajuela	CNFL - ICE	2,14%	7,89%	-0,64	-12,12%
Liberia	ICE - COOPEGUANACASTE	3,19%	13,37%	-0,95	-15,25%
Los Chiles	ICE - COOPELESCA	3,83%	21,51%	-1,98	-21,62%

Cuadro 36 Resumen de diferencias resultantes entre el proveedor para el cual se obtiene el máximo Valor Actual Neto y los demás presentes. Segunda parte. Fuente propia

### Escenario 5 – Variación del método de cálculo

Mediante los datos descritos en el Cuadro 19, se puede visualizar la cantidad de módulos y valores resultantes de los indicadores financieros en función del método de cálculo aplicado para el análisis de la información en cuestión. Siendo estos métodos el propuesto mediante la Hoja de Excel Habilitada para Macros y el método convencional que consiste en diseñar para el mes de menor irradiación.

Para efectos de este análisis, los valores más relevantes se presentan en el Cuadro 21 y pueden ser visualizados, también, a partir del Gráfico 9 y Gráfico 10. Dichos elementos muestran la diferencia en términos porcentuales de los resultados entre ambos métodos de cálculo al emplear diferentes valores de tasa de descuento (0%, 6% y 8%).

Según el Gráfico 9, se determina que, tanto la diferencia en cuanto a la cantidad de módulos y el Valor Actual Neto tienen un comportamiento inversamente proporcional al aumento de la tasa de descuento. Además, de acuerdo con el Gráfico 10 se logra observar que, la diferencia respecto de la Tasa Interna de Retorno es proporcional a la tasa de descuento, mientras que la correspondiente al Periodo de Recuperación de la Inversión no presenta un comportamiento específico por lo cual se infiere que, para este caso, dicho indicador está estrechamente relacionado con las características específicas de cada caso.

A partir de la información descrita previamente, según el Gráfico 9 y Gráfico 10, se tiene el siguiente cuadro que resume el comportamiento de los diferentes indicadores en función de la tasa de descuento, a medida que esta aumente o disminuya.

<b>Tasa de descuento</b>	<b>Disminuye</b>	<b>Aumenta</b>
Diferencia del número óptimo de módulos	Aumenta	Disminuye
Diferencia del Valor Actual Neto	Aumenta	Disminuye
Diferencia de la Tasa Interna de Retorno	Disminuye	Aumenta
Diferencia del Periodo de Recuperación de la Inversión	No aplica	No aplica

Cuadro 37 Comportamiento de las diferencias de indicadores entre métodos de cálculo, según la tasa de descuento. Fuente propia

### Comparación análisis financiero

El presente caso consiste en la comparación de los datos de un análisis financiero realizado y facilitado por personal del Instituto Costarricense de Electricidad contra los resultados obtenidos mediante la propuesta actual empleando las variables indicadas en dicha documentación. Dicho análisis financiero corresponde a un proyecto en una radio base ubicada en la zona de Colorado, Abangares, Guanacaste realizado en el año 2016.

Tal como se aprecia en el Apéndice G, las distintas ilustraciones muestran los datos y resultados del caso mencionado realizado por el ICE. A partir de esta información se obtuvo el consumo energético, la cantidad y características de los módulos solares empleados, y los resultados financieros del estudio correspondiente. Estas variables se detallan en el siguiente cuadro.

Rubro	Valor
Consumo energético	2851,2 kWh/mes
Panel fotovoltaico	Canadian Solar CS6P-260
Cantidad de módulos	91
Inversión inicial	₡ 34.393.620
Incremento estimado en la facturación eléctrica anual	8%
Tasa de descuento	8%

Cuadro 38 Variables del análisis financiero brindado por el ICE. Fuente propia

Cabe destacar que, tal como se menciona en las ilustraciones del apéndice previamente mencionado, los resultados del análisis financiero brindados fueron obtenidos con base únicamente en el costo por consumo de electricidad, dejando de lado otros costos relacionados como lo son el porcentaje de impuestos, importe a bomberos, alumbrado público y el costo por transmisión de electricidad. Por lo tanto, utilizando las variables descritas para alimentar la Hoja de Excel Habilitada para Macros y comparando los resultados obtenidos contra los brindados por el ICE se obtiene el siguiente cuadro.

Indicador	Fuente propia	ICE	Diferencia	Diferencia porcentual
VAN	₡ 44.170.840	₡ 51.321.916	₡ 7.151.076	16,49%
TIR	16,61%	18%	1,39%	8,37%
PRI (años)	10,21	11	0,79	7,74%

Cuadro 39 Comparación de indicadores. Fuente propia

### Simulaciones

La información de los resultados obtenidos a partir del cálculo del número óptimo de módulos y la evaluación de los resultados de tres simulaciones para casos puntuales del Instituto Costarricense de Electricidad se presentan en el Cuadro 25. Dichos datos muestran la variación de diferentes indicadores económicos para un determinado número de módulos, según la fuente de obtención de éste, siendo ésta la metodología de la presente propuesta y los datos de simulaciones brindados.

Según lo expuesto anteriormente, las diferencias correspondientes de cada análisis en función del tipo de convertidor DC/AC analizado se presentan en el Cuadro 26 y el Cuadro 27. Esta información muestra, tanto la diferencia respectiva a cada indicador, como su valor porcentual con respecto del valor propuesto.

Cabe agregar que, en la parte inferior de los cuadros previamente mencionados se presentan los valores promedios de dichas diferencias. A continuación, a partir de los datos mostrados en el Cuadro 25, se presenta esta información de una forma más resumida para una mejor comprensión y análisis.

<b>Indicador</b>	<b>Diferencia promedio</b>	<b>Diferencia promedio porcentual</b>
Cantidad de módulos	3	5,86%
VAN	₡ 339.368	3,11%
TIR	0,35%	1,10%
PRI	-0,03	-0,62%
<b>Promedio</b>		<b>2,36%</b>

Cuadro 40 Resumen simulaciones. Diferencia, según indicadores. Fuente propia

De acuerdo con los datos presentados anteriormente, la diferencia entre los resultados propuestos y los evaluados, según las simulaciones analizadas se puede sintetizar en un valor promedio del 2,36%.

### **Análisis del punto óptimo**

Considerando el funcionamiento de la Hoja de Excel Habilitada para macros contenida en la propuesta de este proyecto, ésta basa su búsqueda del número de módulos y el mes de inicio óptimos a partir de la variación de estos valores. Dicho lo anterior, este procedimiento comienza su búsqueda estableciendo el número de módulos en cero realizando incrementos de un módulo al mismo tiempo que una variable guarda el valor del número de módulos para el cual se obtiene el máximo Valor Actual Neto la cual se va actualizando, según los resultados del progreso de búsqueda.

Así mismo, cuando este proceso se realiza para el primer mes, continúa con el siguiente y así sucesivamente, encontrando un valor óptimo de módulos para cada mes. Finalmente, se selecciona el mes para el cual, el correspondiente número óptimo de módulos permite obtener el máximo Valor Actual Neto del proyecto.

De acuerdo con lo mencionado anteriormente, este proceso inicia su búsqueda en cero módulos determinando, en primera instancia, el número de módulos para el cual el Valor Actual Neto comienza a ser positivo y finaliza cuando posterior a ello, el VAN es negativo. A partir de dicha información se crean los límites inferior y superior del gráfico que relaciona el Valor Actual Neto y la Tasa Interna de Retorno, según la cantidad de módulos fotovoltaicos.

Tal como se presenta en el Gráfico 11, se aprecia la relación de los tres principales indicadores para este análisis, los cuales se mencionaron en el párrafo anterior. Según se comentó, para este caso, el límite inferior corresponde a 4 módulos, es decir que éste es el Valor mínimo de módulos para el cual se obtiene un Valor Actual Neto positivo. Adicionalmente, 356 corresponde al límite máximo, en otras palabras, es el número de módulos máximo para el cual se obtiene un Valor Actual Neto positivo.

Cabe destacar que, el Gráfico 11, Gráfico 12, Gráfico 13 y Gráfico 14 presentan el comportamiento de dicha curva en función del tipo de convertidor DC/AC empleado. Se puede apreciar claramente que, para el caso de los convertidores de tipo inversor, estos presentan con determinada frecuencia algunas irregularidades, las que se consideran cambios bruscos en el comportamiento, tanto del Valor Actual Neto como de la Tasa Interna de Retorno. Sin embargo, el Gráfico 14, el cual corresponde al caso del Micro inversor enphase IQ7-72, no presentan este tipo de irregularidades.

Es importante agregar que, para el caso de inversores, a pesar de que los límites inferior y superior no son exactamente los mismos, estos valores se mantienen muy similares entre un caso y otro. Esto último se menciona con el fin de hacer énfasis en que, en función del tipo del convertidor, para los casos de inversores, claramente se aprecia una disminución en la frecuencia conforme aumenta por potencia del inversor. Por lo tanto, se determina que estas irregularidades son producto de la adición de nuevas unidades de inversores, según se requiera en función de la cantidad de módulos empleada, ésta es la razón por la que el Valor Actual Neto y la Tasa Interna de Retorno disminuyen de forma irregular. Además, la relación entre el costo de los inversores y la Tasa Interna de Retorno hacen que esta irregularidad sea más, o menos significativa.

Por otra parte, en relación con el caso del uso del micro inversor, este comportamiento tiende a ser más lineal, según se aprecia en el Gráfico 14. No obstante, la frecuencia de adición de estos elementos en función del número de módulos es mucho mayor que al caso de los inversores, la relación entre el costo de estos dispositivos respecto de la Tasa Interna de Retorno es más estrecha lo cual permite que el comportamiento de los indicadores financieros sea más homogéneo.

Finalmente, cabe indicar que al inicio del desarrollo se utilizó como método de análisis una propuesta que analizaba la pendiente de la curva para encontrar el número de módulos para el cual se obtuviera el mayor Valor Actual Neto, sin embargo, por las características del código de programación empleado, en algunos casos, el sistema confundía las crestas de las irregularidades como punto máximo y este código era eficaz, únicamente, en casos que la curva tuviera un comportamiento homogéneo como es el caso del uso del micro inversor.

En relación con lo anterior, otra situación que generó conflictos fue la obtención de tasas de retorno altas incluso cuando la cantidad de módulos era muy baja, este problema estaba ligado a los valores de inversión inicial, los cuales habían sido establecidos como montos fijos. Sin embargo, actualmente estos datos, además del costo por la cantidad de inversores se pueden establecer como dinámicos y varían en función de la potencia instalada y la cantidad de módulos, respectivamente.

### **Análisis del mes de inicio del proyecto**

La información recolectada mediante entrevistas realizadas a personal, tanto del Instituto Costarricense de Electricidad como de la Intendencia de Energía de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ver Apéndice C), permitió conocer que la fecha anual de corte dentro de un período de un año en relación con el proceso de facturación corresponde a un acuerdo de las partes dentro del contrato de interconexión. Así mismo, en el reglamento de generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables modelo de contratación medición neta sencilla, se indica que, la energía total producida y la energía no consumida serán contabilizadas de forma mensual por un período de un año dentro del proceso de facturación, siendo su fecha anual de corte un acuerdo de las partes dentro del contrato de interconexión. Según lo anterior, estos datos se tomaron como base para determinar la variación de la rentabilidad del proyecto en función del mes de inicio de éste.

Por lo tanto, mediante el Cuadro 28 y el Gráfico 15, se observa la variabilidad de los indicadores financieros y en número óptimo de módulos, según el mes de inicio del proyecto para el caso analizado. Esta información se presenta en el siguiente cuadro en forma de resumen, donde se presentan los valores mínimos y máximos que cada indicador puede tomar en función del mes analizado.

<b>Indicador</b>	<b>Mínimo</b>	<b>Máximo</b>	<b>Margen</b>
Número de módulos	83	93	10
VAN	₡ 58.978.536	₡ 62.378.241	₡ 3.399.705
TIR	25,88%	28,18%	2,30%
PRI (años)	5,12	5,50	0,38

Cuadro 41 Resumen de indicadores, según mes de inicio del proyecto. Fuente propia

De acuerdo con la información del cuadro anterior, el Valor Actual Neto puede variar hasta ₡3.000.000 aproximadamente en función del mes de inicio del proyecto y el número óptimo de módulos puede diferir hasta en 10 unidades entre un mes y otro. Por otra parte, según la información expuesta, la Tasa Interna de Retorno y el Periodo de Recuperación de la Inversión varían como máximo en 2,30% y 0,38 años respectivamente entre la selección de un mes de inicio y otro.

Para mayor comprensión de la variabilidad entre los indicadores, según el mes de inicio del proyecto, se presenta un caso en el cual se emplea la misma cantidad de módulos para cada mes de inicio, siendo este valor el número de módulos del correspondiente al mes para el cual se obtiene

el máximo Valor Actual Neto del proyecto (90 módulos, según el ejemplo correspondiente). Los resultados del caso mencionado pueden ser visualizados en el Cuadro 29 y Gráfico 16, estos se resumen en el siguiente cuadro.

<b>Indicador</b>	<b>Mínimo</b>	<b>Máximo</b>	<b>Margen</b>
VAN	₪ 58.961.368	₪ 62.378.241	₪ 3.416.873
TIR	26,38%	27,15%	0,77%
PRI (años)	5,29	5,41	0,12

Cuadro 42 Resumen indicadores, según mes de inicio empleando la misma cantidad de módulos. Fuente propia

Por medio de los datos mostrados anteriormente, se determina que de igual forma al emplear al número óptimo de módulos correspondiente al mes para el cual se obtiene el máximo Valor Actual Neto del proyecto existe un amplio margen de diferencia en cuanto este indicador, con una variación hasta de ₪3,5 millones entre un mes de inicio y otro aproximadamente. Mientras que la Tasa Interna de Retorno y el Periodo de Recuperación de la Inversión, así mismo, varían, pero en menor medida que los datos del Cuadro 41.

### Análisis técnico financiero de un mes paso a paso

Todos los cálculos elaborados considerando los distintos escenarios contenidos en el presente proyecto han sido obtenidos mediante la Hoja de Excel Habilitada para macros propuesta en este trabajo. Dicho documento ha sido diseñado para análisis y selección del punto óptimo de un determinado diseño. Por lo cual, para mayor comprensión y desarrollo de los cálculos empleados, a continuación, se presenta el análisis técnico financiero detallado paso a paso de un mes. El ejemplo seleccionado corresponde el mes de mayo del año número 7 del proyecto para el caso de Alajuela. Los resultados correspondientes obtenidos del reporte previamente generado se presentan en la siguiente ilustración.

AÑO		7		
Análisis mensual				
Mes	mar	abr	may	
Energía almacenada total (kWh)	-	3.545	4.693	
Energía almacenada disponible (kWh)	-	1.737	2.300	
Energía consumida (kWh/mes)	2.750	2.900	3.000	
Energía generada (kWh/mes)	4.507	3.901	3.355	
Energía estimada a consumir directamente de la generación (kWh/mes)	963	1.015	1.050	
Energía estimada a consumir de la red eléctrica (kWh/mes)	1.788	1.885	1.950	
Energía requerida (kWh/mes)	1.788	1.885	1.950	
Energía sobrante (a almacenar en la red) (kWh)	3.545	2.886	2.305	
Retirados de la red, generación propia (kWh)	-	1.737	1.950	
Retirados de la red, empresa distribuidora (kWh)	1.788	148	-	
Cargo por energía (sin proyecto)	₡ 500.409	₡ 527.704	₡ 545.901	
Cargo por energía (con proyecto)	₡ 325.266	₡ 103.730	₡ 86.210	
Cargo por potencia (sin proyecto)	₡ -	₡ -	₡ -	
Cargo por potencia (con proyecto)	₡ -	₡ -	₡ -	
Cargo tarifario por alumbrado público (sin proyecto)	₡ 17.674	₡ 18.638	₡ 19.281	
Cargo tarifario por alumbrado público (con proyecto)	₡ 11.488	₡ 12.115	₡ 12.532	
Cargo por transmisión de electricidad (sin proyecto)(colones/kWh)	₡ 45.996	₡ 48.504	₡ 50.177	
Cargo por transmisión de electricidad (con proyecto)(colones/kWh)	₡ 29.897	₡ 31.528	₡ 32.615	
Cargo mínimo a facturar (sin proyecto)	₡ -	₡ -	₡ -	
Cargo mínimo a facturar (con proyecto)	₡ -	₡ -	₡ -	
Cargo tarifario por el importe de bomberos (sin proyecto)	₡ 5.573	₡ 5.573	₡ 5.573	
Cargo tarifario por el importe de bomberos (con proyecto)	₡ 3.622	₡ 1.095	₡ 880	
Cargo por impuesto de ventas (sin proyecto)	₡ 65.053	₡ 68.602	₡ 70.967	
Cargo por impuesto de ventas (con proyecto)	₡ 42.285	₡ 13.485	₡ 11.207	
Facturación total (sin proyecto)	₡ 634.704	₡ 669.020	₡ 691.898	
Facturación total (con proyecto)	₡ 412.558	₡ 161.953	₡ 143.445	
Ahorro	₡ 222.146	₡ 507.067	₡ 548.453	

Ilustración 7 Ejemplo, caso de Alajuela, mes de mayo, año número 7. Fuente propia

En las siguientes ecuaciones, se presenta el desarrollo de los cálculos requeridos para el análisis financiero del ejemplo mencionado en el párrafo anterior, estas ecuaciones hacen referencia a cada uno de los rubros presentados en la ilustración anterior. Adicionalmente, los

resultados obtenidos pueden compararse con los presentados en dicha ilustración para mayor comprensión.

- Paso 1.

*Energía almacenada total*

*= energía almacenada total del mes anterior [kWh]*

*+ energía sobrante (a almacenar en la red) [kWh]*

*– energía retirada de la red, generación propia [kWh]*

*Energía almacenada total = 3.545 [kWh] + 2.886 [kWh] – 1737 [kWh]*

*Energía almacenada total = 4.694 [kWh]*

- Paso 2.

*Energía almacenada disponible = energía almacenada total [kWh] \* 49%*

*Energía almacenada disponible = 4694 [kWh] \* 49%*

*Energía almacenada disponible = 2.300 [kWh]*

- Paso 3.

*Energía consumida = consumo del mes correspondiente [kWh]*

*Energía consumida = 3.000 [kWh]*

- Paso 4.

*Energía generada*

*= número de módulos \* potencia módulos [W]*

*\* (1 + coeficiente de máxima potencia [%/°C]*

*\* (Temperatura máxima[°C] – 25[°C])) \* Radiación  $\left[\frac{kWh}{m^2}/día\right]$*

*\* Dias del mes \* (1 – pérdidas [%])*

*\* (eficiencia inicial [%]*

*– (pérdida de eficiencia mensual [%/mes]*

*\* ((12 [meses] \* número de año analizado – 12 [meses])*

*+ número del mes del periodo anual)))*

*Energía generada*

$$\begin{aligned}
 &= 90 * 320 [W] * (1 - 0.41\% * (28.9 [^{\circ}C] - 25 [^{\circ}C])) \\
 &* 4.56 \left[ \frac{kWh}{m^2} / día \right] * 31 * (1 - 10\%) \\
 &* \left( 97,5\% \right. \\
 &\left. - \left( 0.06 \frac{\%}{mes} * ((12 [meses] * 7 [años] - 12 [meses]) + 3 [meses]) \right) \right)
 \end{aligned}$$

$$Energía generada = 3.353 [kWh]$$

Paso 5.

*Energía estimada a consumir directamente de la generación*

$$\begin{aligned}
 &= energía consumida [kWh] \\
 &* (1 - energía estimada a descargar de la red eléctrica [kWh])
 \end{aligned}$$

*Energía estimada a consumir directamente de la generación*

$$= 3.000 [kWh] * (1 - 65\%)$$

$$Energía estimada a consumir directamente de la generación = 1.050 [kWh]$$

- Paso 6.

*Energía estimada a consumir de la red eléctrica*

$$\begin{aligned}
 &= energía consumida [kWh] \\
 &* energía estimada a descargar de la red eléctrica [kWh]
 \end{aligned}$$

$$Energía estimada a consumir de la red eléctrica = 3.000 [kWh] * 65\%$$

$$Energía estimada a consumir de la red eléctrica = 1.950 [kWh]$$

- Paso 7.

$$Energía requerida = Energía estimada a consumir de la red eléctrica [kWh]$$

$$Energía requerida = 1.950 [kWh]$$

- Paso 8.

*Energía sobrante (a almacenar en la red)*

$$= \text{energía generada [kWh]}$$

$$- \text{energía estimada a consumir directamente de la generación [kWh]}$$

$$\text{Energía sobrante (a almacenar en la red)} = 3.355 \text{ [kWh]} - 1.050 \text{ [kWh]}$$

$$\text{Energía sobrante (a almacenar en la red)} = 2.305 \text{ [kWh]}$$

- Paso 9.

$$\text{Retirados de la red, generación propia} = \text{Energía requerida [kWh]}$$

$$\text{Retirados de la red, generación propia} = 1.950 \text{ [kWh]}$$

- Paso 10.

*Retirados de la red, empresa distribuidora*

$$= \text{Energía requerida [kWh]}$$

$$- \text{Retirados de la red, generación propia [kWh]}$$

$$\text{Retirados de la red, empresa distribuidora} = 1.950 \text{ [kWh]} - 1.950 \text{ [kWh]}$$

$$\text{Retirados de la red, empresa distribuidora} = 0 \text{ [kWh]}$$

- Paso 11.

*Cargo por energía (sin proyecto)*

$$= \text{Energía consumida [kWh]}$$

$$* \text{Tarifa por energía consumo monómico} \left[ \frac{\text{colones}}{\text{kWh}} \right]$$

$$* (1 + \text{incremento de la facturación eléctrica} \left[ \frac{\%}{\text{año}} \right])^{\text{Número de año}-1}$$

$$\text{Cargo por energía (sin proyecto)} = 3.000 \text{ [kWh]} * 114,67 \frac{\text{colones}}{\text{kWh}} * (1 + 8\%)^{7-1}$$

$$\text{Cargo por energía (sin proyecto)} = 545.901 \text{ [colones]}$$

- Paso 12.

*Cargo por energía (con proyecto)*

$$\begin{aligned}
 &= \left( \text{Retirados de la red, generación propia [kWh]} \right. \\
 &\quad * \text{Tarifa de acceso} \left[ \frac{\text{colones}}{\text{kWh}} \right] \\
 &\quad + \text{Retirados de la red, empresa distribuidora [kWh]} \\
 &\quad * \text{Tarifa por energía consumo monómico} \left[ \frac{\text{colones}}{\text{kWh}} \right] \\
 &\quad * \left( 1 + \text{incremento de la facturación eléctrica} \left[ \frac{\%}{\text{año}} \right] \right)^{\text{Número de año}-1}
 \end{aligned}$$

*Cargo por energía (con proyecto)*

$$\begin{aligned}
 &= \left( 1.950 \text{ [kWh]} * 27,86 \left[ \frac{\text{colones}}{\text{kWh}} \right] + 0 \text{ [kWh]} * 114,67 \frac{\text{colones}}{\text{kWh}} \right) * \\
 &\quad * (1 + 8\%)^{7-1}
 \end{aligned}$$

*Cargo por energía (con proyecto) = 86.210 [colones]*

- Paso 13.

$$\text{Cargo por potencia (sin proyecto)} = 0 \text{ [colones]}$$

- Paso 14.

$$\text{Cargo por potencia (con proyecto)} = 0 \text{ [colones]}$$

- Paso 15.

*Cargo tarifario por alumbrado público (sin proyecto)*

$$\begin{aligned}
 &= \text{Energía consumida [kWh]} * \text{Tarifa alumbrado público} \left[ \frac{\text{colones}}{\text{kWh}} \right] \\
 &\quad * \left( 1 + \text{incremento de la facturación eléctrica} \left[ \frac{\%}{\text{año}} \right] \right)^{\text{Número de año}-1}
 \end{aligned}$$

*Cargo tarifario por alumbrado público (sin proyecto)*

$$= \left( 3.000 \text{ [kWh]} * 4,05 \left[ \frac{\text{colones}}{\text{kWh}} \right] \right) * (1 + 8\%)^{7-1}$$

*Cargo tarifario por alumbrado público (sin proyecto) = 19.281 [colones]*

- Paso 16.

*Cargo tarifario por alumbrado público (con proyecto)*

$$= \left( \begin{aligned} & \text{(Retirados de la red, generación propia [kWh]} \\ & + \text{Retirados de la red, empresa distribuidora [kWh])} \\ & * \text{Tarifa alumbrado público } \left[ \frac{\text{colones}}{\text{kWh}} \right] \\ & * \left( 1 \right. \\ & \left. + \text{incremento de la facturación eléctrica } \left[ \frac{\%}{\text{año}} \right] \right)^{\text{Número de año}-1} \end{aligned} \right)$$

*Cargo tarifario por alumbrado público (con proyecto)*

$$= \left( (1.950 \text{ [kWh]} + 0 \text{ [kWh]}) * 4,05 \left[ \frac{\text{colones}}{\text{kWh}} \right] \right) * (1 + 8\%)^{7-1}$$

*Cargo tarifario por alumbrado público (con proyecto) = 12.532 [colones]*

- Paso 17.

*Cargo tarifario por transmisión de electricidad (sin proyecto)*

$$= \left( \begin{aligned} & \text{Energía consumida [kWh]} \\ & * \text{Tarifa de transmisión de electricidad } \left[ \frac{\text{colones}}{\text{kWh}} \right] \\ & * \left( 1 + \text{incremento de la facturación eléctrica } \left[ \frac{\%}{\text{año}} \right] \right)^{\text{Número de año}-1} \end{aligned} \right)$$

*Cargo tarifario por transmisión de electricidad (sin proyecto)*

$$= \left( 3.000 \text{ [kWh]} * 10,54 \left[ \frac{\text{colones}}{\text{kWh}} \right] \right) * (1 + 8\%)^{7-1}$$

*Cargo tarifario por transmisión de electricidad (sin proyecto)*

$$= 50.177 \text{ [colones]}$$

- Paso 18.

*Cargo tarifario por transmisión de electricidad (con proyecto)*

$$= \left( \begin{aligned} & \text{(Retirados de la red, generación propia [kWh]} \\ & + \text{Retirados de la red, empresa distribuidora [kWh]} \\ & * \text{Tarifa de transmisión de electricidad} \left[ \frac{\text{colones}}{\text{kWh}} \right] \end{aligned} \right) * \left( 1 + \text{incremento de la facturación eléctrica} \left[ \frac{\%}{\text{año}} \right] \right)^{\text{Número de año}-1}$$

*Cargo tarifario por transmisión de electricidad (con proyecto)*

$$= \left( (1.950 \text{ [kWh]} + 0 \text{ [kWh]}) * 10,54 \left[ \frac{\text{colones}}{\text{kWh}} \right] \right) * (1 + 8\%)^{7-1}$$

*Cargo tarifario por transmisión de electricidad (con proyecto)*

$$= 32.615 \text{ [colones]}$$

- Paso 19.

$$\text{Cargo mínimo a facturar (sin proyecto)} = 0 \text{ [colones]}$$

- Paso 20.

$$\text{Cargo mínimo a facturar (con proyecto)} = 0 \text{ [colones]}$$

- Paso 21.

*Cargo tarifario por el importe a bomberos (sin proyecto)*

$$= \frac{(\text{carga por energía (sin proyecto)[kWh]} + \text{carga por potencia (sin proyecto)[kWh]})}{\text{Energía consumida [kWh]}}$$

$$* 1.750 \text{ [kWh]} * \text{importe de bomberos [\%]}$$

*Cargo tarifario por el importe a bomberos (sin proyecto)*

$$= \frac{545.901[\text{colones}] + 0 [\text{colones}]}{3.000 \text{ [kWh]}} * 1.750 \text{ [kWh]} * 1,75\%$$

*Cargo tarifario por el importe a bomberos (sin proyecto) = 5.573 [colones]*

- Paso 22.

*Cargo tarifario por el importe a bomberos (con proyecto)*

$$= \frac{(\text{carga por energía (con proyecto)}[kWh] + \text{carga por potencia (con proyecto)}[kWh])}{\text{Energía consumida [kWh]}}$$

$$* 1.750 [kWh] * \text{importe de bomberos} [\%]$$

*Cargo tarifario por el importe a bomberos (con proyecto)*

$$= \frac{86.210 [\text{colones}] + 0 [\text{colones}]}{3.000 [kWh]} * 1.750 [kWh] * 1,75\%$$

$$\text{Cargo tarifario por el importe a bomberos (con proyecto)} = 880 [\text{colones}]$$

- Paso 23.

*Cargo por impuestos de ventas (sin proyecto)*

$$= \text{carga por energía (sin proyecto)}[kWh] * \text{impuesto de ventas} [\%]$$

$$\text{Cargo por impuestos de ventas (sin proyecto)} = 545.901 [\text{colones}] * 13\%$$

$$\text{Cargo por impuestos de ventas (sin proyecto)} = 70.967 [\text{colones}]$$

- Paso 24.

*Cargo por impuestos de ventas (con proyecto)*

$$= \text{carga por energía (sin proyecto)}[kWh] * \text{impuesto de ventas} [\%]$$

$$\text{Cargo por impuestos de ventas (con proyecto)} = 86.210 [\text{colones}] * 13\%$$

$$\text{Cargo por impuestos de ventas (con proyecto)} = 11.207 [\text{colones}]$$

- Paso 25.

*Facturación total (sin proyecto)*

$$= \text{Cargo por energía (sin proyecto)}$$

$$+ \text{Cargo por potencia (sin proyecto)}$$

$$+ \text{Cargo tarifario por alumbrado público (sin proyecto)}$$

$$+ \text{Cargo tarifario por transmisión de electricidad (sin proyecto)}$$

$$+ \text{Cargo mínimo a facturar (sin proyecto)}$$

$$+ \text{Cargo tarifario por el importe a bomberos (sin proyecto)}$$

$$+ \text{Cargo por impuestos de ventas (sin proyecto)}$$

*Facturación total (sin proyecto)*

$$= 545.901 \text{ [colones]} + 0 \text{ [colones]} + 19.281 \text{ [colones]} \\ + 50.177 \text{ [colones]} + 0 \text{ [colones]} + 5.573 \text{ [colones]} \\ + 70.967 \text{ [colones]}$$

*Facturación total (sin proyecto) = 691.899 [colones]*

- Paso 26.

*Facturación total (con proyecto)*

$$= \text{Cargo por energía (con proyecto)} \\ + \text{Cargo por potencia (con proyecto)} \\ + \text{Cargo tarifario por alumbrado público (con proyecto)} \\ + \text{Cargo tarifario por transmisión de electricidad (con proyecto)} \\ + \text{Cargo mínimo a facturar (con proyecto)} \\ + \text{Cargo tarifario por el importe a bomberos (con proyecto)} \\ + \text{Cargo por impuestos de ventas (con proyecto)}$$

*Facturación total (con proyecto)*

$$= 86.210 \text{ [colones]} + 0 \text{ [colones]} + 12.532 \text{ [colones]} \\ + 32615 \text{ [colones]} + 0 \text{ [colones]} + 880 \text{ [colones]} + 11.207 \text{ [colones]}$$

*Facturación total (con proyecto) = 143.444 [colones]*

- Paso 27.

*Ahorro = Facturación total (sin proyecto) – Facturación total (con proyecto)*

$$\text{Ahorro} = 691.898 \text{ [colones]} - 143.445 \text{ [colones]}$$

$$\text{Ahorro} = 548.453 \text{ [colones]}$$

### **Análisis de cálculos**

De acuerdo con lo mencionado en el análisis anterior, todos los cálculos correspondientes a los casos de estudio realizados en el presente proyecto han sido obtenidos mediante la Hoja de Excel Habilitada para macros propuesta en este trabajo.

Dicho documento contiene, adicional al análisis financiero mensual desarrollado en el apartado anterior, diferentes cálculos requeridos para la obtención de los resultados correspondientes. El desarrollo de estas ecuaciones, se presenta a continuación, se excluyen todas aquellas que fueron desarrolladas en el análisis previo.

Según lo anterior se detallan los diferentes cálculos agrupados en las siguientes categorías:

- a. Datos financieros del proyecto
  - Valor Actual Neto
  - Tasa Interna de Retorno
  - Periodo de Recuperación de la Inversión
- b. Módulos, inversores y configuración de las cadenas
  - Cantidad de inversores
  - Cantidad máxima de módulos por cadena
  - Cantidad máxima de cadenas por entrada MPPT
- c. Posición óptima de los módulos fotovoltaicos
  - Ángulo de acimut (grados sexagesimales)
  - Inclinación o ángulo de elevación (grados sexagesimales)
- d. Influencia de la temperatura sobre el módulo solar
  - Tensión máxima en circuito abierto (V)
  - Intensidad máxima de cortocircuito (A)
- e. Otros datos
  - Número de módulos método mes de menor irradiación
  - Pérdida mensual de la eficiencia de los paneles (%)
  - Capacidad instalada (W)
  - Área requerida por los módulos solares

***Datos financieros del proyecto.****Valor Actual Neto.*

Según se presenta en el apartado Herramientas financieras, Valor Actual Neto (VAN) del Capítulo II, la fórmula empleada para el análisis de este indicador es la siguiente:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_0$$

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 periodos considerado.

$k$ : es la tasa de descuento

*Tasa Interna de Retorno.*

De igual forma, en el el apartado Herramientas financieras, Tasa Interna de Retorno (TIR)Periodo de Recuperación de la Inversión (PRI), Capítulo II, se define la ecuación correspondiente como la tasa de descuento que en el momento inicial iguala la futura corriente de cobros con la de pagos, consiguiendo un valor actual neto igual a cero. Resultado así, la siguiente ecuación:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+TIR)^t} - I_0 = 0$$

*Periodo de recuperación de la inversión.*

En el mismo apartado, en la sección llamada Periodo de Recuperación de la Inversión (PRI) del Capítulo II, de indica la fórmula correspondiente para la obtención de este indicador, la misma se reitera a continuación.

$$PRI = a + \frac{(b-c)}{d}$$

Donde;

$a$ = año inmediato anterior en que se recupera la inversión.

$b$ = inversión inicial.

$c$ = flujo de Efectivo Acumulado del año inmediato anterior en el que se recupera la inversión.

$d$  = flujo de efectivo del año en el que se recupera la inversión.

***Módulos, inversores y configuración de las cadenas.***

*Cantidad máxima de módulos por cadena*

La ecuación correspondiente se detalla a continuación.

$$\text{Cantidad máxima de módulos por cadena} = \frac{a}{b}$$

Donde;

$a$  = Máximo voltaje DC del inversor (V).

$b$  = Tensión máxima en circuito abierto del módulo solar (V).

*Cantidad de inversores.*

La ecuación correspondiente se detalla a continuación.

$$\text{Cantidad de inversores} = \frac{a}{b * c * d}$$

Donde;

$a$  = Cantidad de módulos.

$b$  = Cantidad máxima de módulos por cadena.

$c$  = Cantidad máxima de cadenas por entrada MPPT

$d$  = Número de entradas MPPT.

*Cantidad máxima de cadenas por entrada MPPT*

La ecuación correspondiente se detalla a continuación.

$$\text{Cantidad máxima de cadenas por entrada MPPT} = \frac{a}{b}$$

Donde;

$a$  = Corriente máxima DC del inversor (A).

$b$  = Intensidad máxima de cortocircuito del módulo solar (A).

***Posición óptima de los módulos fotovoltaicos.***

*Ángulo de acimut.*

Según el apartado Posición de una superficie o módulo fotovoltaico presente en el Capítulo II, este dato varía en función del hemisferio correspondiente a la zona de análisis, para el caso de Costa Rica, el mismo se encuentra en el hemisferio norte.

*Ángulo de acimut para el hemisferio norte (grados sexagesimales) = 0°*

*Ángulo de acimut para el hemisferio sur (grados sexagesimales) = 180°*

*Inclinación o ángulo de elevación.*

Según el mismo apartado mencionado previamente, ubicado en el Capítulo II, la inclinación óptima se obtiene de la siguiente manera. No obstante, tal como se indica, la inclinación del módulo fotovoltaico no debe ser menos de 15°.

$$\beta_{\text{opt}} = 3.7 + 0.69 * |\varphi|$$

Donde;

$\beta_{\text{opt}}$ : inclinación óptima para maximizar la captación de energía anual, en grados sexagesimales.

$\varphi$ : latitud del lugar, en grados sexagesimales.

***Influencia de la temperatura sobre el módulo solar.***

*Tensión máxima en circuito abierto (A).*

Según el apartado Influencia de la temperatura, ubicado en el Capítulo II, se obtiene la siguiente ecuación. Dado que la tensión a circuito abierto es inversamente proporcional a la temperatura, la máxima tensión se obtiene a la temperatura mínima de operación.

Cabe destacar que, la temperatura mínima ambiental ocurre principalmente en horas de la noche, lo cual agrega un margen adicional de seguridad en la operación de las cadenas.

$$V_{OC,T} = V_{OC} * \left(1 + \frac{\beta}{100} * (T - T_{STC})\right)$$

Donde;

$V_{OC,T}$ : tensión en circuito abierto a una temperatura de trabajo T.

$V_{OC}$ : tensión en circuito abierto en condiciones estándar de medida.

$\beta$ : coeficiente de temperatura de la tensión de circuito abierto.

T: temperatura de trabajo de las cédulas del módulo fotovoltaico.

$T_{STC}$ : temperatura de trabajo de las células del módulo en condiciones estándar de medida (25 °C).

*Intensidad máxima de corto circuito (A).*

A partir del apartado indicado anteriormente del Capítulo II, se encuentra la siguiente ecuación. Además, dado que la corriente de cortocircuito es directamente proporcional a la temperatura, su máximo valor se da a la temperatura máxima de operación.

$$I_{SC,T} = I_{SC} * (1 + \frac{\alpha}{100} * (T - T_{STC}))$$

$I_{SC,T}$ : intensidad en cortocircuito a una temperatura de trabajo T.

$I_{SC}$ : intensidad en cortocircuito en condiciones estándar de medida.

$\alpha$ : coeficiente de temperatura de la intensidad en cortocircuito.

$T$ : temperatura de trabajo de las cédulas del módulo fotovoltaico.

$T_{STC}$ : temperatura de trabajo de las células del módulo en condiciones estándar de medida (25 °C).

### **Otros datos**

*Número de módulos método mes de menor irradiación.*

Según el apartado Cálculo del número de módulos fotovoltaicos del Capítulo II, se obtiene la siguiente ecuación:

$$N_p = \frac{E}{\eta * W_p * HSP}$$

Donde;

$N_p$ : el número de módulos requeridos.

$E$ : energía diaria real necesaria (Wh/día).

$\eta$ : eficiencia del panel.

$W_p$ : potencia pico del panel (W).

$HSP$ : horas solar pico, correspondientes al mes de menor irradiación (h/día).

*Pérdida mensual de la eficiencia de los paneles.*

La ecuación correspondiente se detalla a continuación.

$$\text{Pérdida mensual de la eficiencia de los paneles (\%)} = \frac{a - b}{25 \text{ años} * 12 \frac{\text{meses}}{\text{año}}} * 100$$

Donde;

$a$  = eficiencia inicial del panel (%), según ficha técnica del fabricante.

$b$  = eficiencia final del panel (%), según ficha técnica del fabricante.

*Capacidad instalada.*

La ecuación correspondiente se detalla a continuación.

$$\text{Capacidad instalada}(W) = a * b$$

Donde;

$a$  = Potencia pico del módulo solar (W).

$b$  = Cantidad de módulos solares.

*Área requerida por los módulos solares.*

La ecuación correspondiente se detalla a continuación.

$$\text{Área requerida por los módulos solares}(m^2) = a * b$$

Donde;

$a$  = Área requerida por módulo ( $m^2$ )

$b$  = Cantidad de módulos solares.

## **CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

### **Conclusiones**

#### **Conclusión 1**

De acuerdo con la información expuesta en el Capítulo II, en el apartado nombrado Generación distribuida para autoconsumo en Costa Rica, se presenta la información base para el desarrollo de este proyecto. Lo anterior, debido a que en el país existe una amplia normativa nacional encargada de regular los servicios de Generación Distribuida, tales como la POASEN, SUCOM y demás resoluciones que han permitido actualizar y mejorar las leyes ya existentes en función de las necesidades, requerimientos y limitaciones necesarias para este mercado.

Adicionalmente, con base en lo indicado en el capítulo mencionado previamente, se logró conocer que, el modelo de medición neta sencilla para generación distribuida no es un servicio público, por lo cual, dicha actividad la rige el Ministerio de Ambiente y Energía. Sin embargo, en lo que se refiere a su interacción con la red de distribución, estará sujeta a la regulación de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.

Para el desarrollo de este proyecto, fue fundamental conocer las condiciones en las cuales se brinda el servicio de interconexión, acceso y suministro eléctrico para los abonados usuarios productores. Con base en lo anterior, se estudiaron aspectos relevantes como lo son: el cargo por acceso e interconexión a la red de distribución, servicios con facturación de demanda, facturación del alumbrado público, facturación de la modalidad contractual “Medición Neta Sencilla”, entre otros.

De acuerdo con la información analizada, se determinó claramente que, la regulación existente en relación con el presente tema de estudio constituye una limitante para el desarrollo de más proyectos de esta categoría. Lo anterior, debido a la restricción establecida a la cantidad permitida de energía a descargar producto de la generación propia, es decir, la energía previamente inyectada a la red de distribución por el abonado productor.

A partir de la información mencionada previamente, se logra concluir que, se analizó de forma exitosa la legislación vigente en el país referente al reglamento de generación distribuida, lo cual fue vital para el desarrollo y análisis de los casos de estudio realizados en este proyecto, en los cuales, a pesar de la limitante expuesta anteriormente, su implementación sería rentable económicamente.

## **Conclusión 2**

Según la información presentada Capítulo II, en la sección nombrada Promedios mensuales de datos climáticos, del apartado Diagnóstico, se hace mención de la selección de cinco zonas geográficas del país para su posterior estudio. Para ello, se recurrió al Instituto Meteorológico Nacional con el fin de conocer los índices de radiación solar en estas zonas, dicha información puede ser visualizada mediante el Cuadro 4.

Así mismo, el Gráfico 1 permite visualizar con mayor claridad la variación de la radiación solar para las diferentes zonas de estudio. Donde se aprecia que, Alajuela es la zona con mayor radiación, seguido por Liberia, Limón, Buenos Aires y finalmente Los Chiles con la menor radiación en comparación a las demás zonas analizadas.

La información indicada previamente fue primordial para el desarrollo del presente proyecto, y fue empleada para el cálculo de la energía generada por los módulos solares, tal como se describe en las ecuaciones presentadas en el Capítulo IV, en el apartado Análisis de cálculos, lo anterior, para cada uno de los casos de estudio realizados.

También, los índices de radiación solar fueron fundamentales para analizar la variabilidad de los indicadores financieros y rentabilidad de los proyectos, en función de distintas zonas geográficas. Lo mencionado anteriormente, forma parte de los distintos análisis para los casos de estudio establecidos, los mismos se presentan en el Capítulo IV, en la sección Análisis casos de estudio.

Con base en lo mencionado en los párrafos previos, se logra concluir que, se analizó la variación de los índices de radiación solar, según diferentes zonas geográficas del país, así como los efectos o resultados que las variabilidades de estos datos causan en relación con la rentabilidad financiera de un determinado proyecto de generación fotovoltaica.

### **Conclusión 3**

En relación con la comparación de los diseños de un sistema de generación fotovoltaica, se analizaron diferentes escenarios y casos de estudio, según la variación del índice de radiación solar para una radio base celular del ICE en diferentes zonas del país. De acuerdo con lo anterior, en el Capítulo IV correspondiente al análisis de resultados, se presentan los diferentes casos de estudio analizados.

Con base en lo anterior, cada caso analizado permite, mediante los resultados obtenidos, obtener una o varias conclusiones relevantes, según corresponda. Por este motivo, a continuación, se presentan dichas conclusiones acompañadas de la información más relevante que permitió obtener tales argumentos, en función de cada caso de estudio desarrollado y presentado en el Capítulo IV correspondiente a análisis de resultados.

#### **Escenario 1.**

Mediante el Capítulo IV del presente proyecto se presenta el análisis del escenario 1, en donde se analizó el comportamiento de los principales resultados, según la zona de análisis y diferentes valores empleados para la tasa de descuento.

Según los resultados de dicho análisis, se determina que el comportamiento del Valor Actual Neto y el número óptimo de módulos para cada uno de los casos analizados presenta la misma tendencia para cada uno de los casos analizados, siendo ambos inversamente proporcionales a la tasa de descuento. Por lo tanto, se infiere que resulta viable aproximar dicha tendencia al modificar la tasa de descuento con valores distintos de los analizados en este estudio.

Así mismo, dicho análisis demuestra que para el caso de la Tasa Interna de Retorno y el Periodo de Recuperación de la Inversión su comportamiento es proporcional a la tasa de descuento, por lo cual, también, se considera razonable extender esta tendencia a nuevos casos de análisis.

Según las dos premisas anteriores, en tanto la tasa de descuento tienda a ser menor, así mismo el número óptimo de módulos aumenta lo cual representa una mayor inversión inicial, sin embargo, el Valor Actual Neto, también, se ve incrementado, mientras que la Tasa de Retorno y el Periodo de Recuperación de la Inversión tienden a disminuir.

Dado que los diferentes indicadores financieros dependen de las variables involucradas, se concluye que, cuanto menor es el valor de la tasa de descuento aplicada, mayor es la utilidad del proyecto y el periodo de retorno de la inversión se ve reducido.

**Escenario 2.**

A partir del análisis de resultados del escenario número dos, el cual se presenta en el Capítulo IV, se hace mención de los dos valores de costo por watt instalados que fueron analizados en función de las diferentes zonas geográficas seleccionadas para el presente estudio.

Con base en los resultados obtenidos y el análisis correspondiente del comportamiento de los diferentes indicadores financieros y el número óptimo de módulos, se determina que, en relación con la cantidad de módulos, el Valor Actual Neto del proyecto y la Tasa Interna de Retorno, estos valores tienen una tendencia inversa en función del costo por watt instalado. Por el contrario, el Periodo de Recuperación de la Inversión se comporta de forma proporcional a dicha variable.

Cabe destacar que, debido a la antigüedad en que fue realizada una de las cotizaciones en que se basa uno de los valores del costo por watt instalado (año 2016), las diferencias entre los valores obtenidos mediante las distintas fuentes de información están relacionadas, principalmente, a factores económicos los cuales son propensos por cambiar constantemente, tales como el tipo de cambio del dólar o incluso las tarifas eléctricas.

Como resultado de la información analizada, se concluye que, a menor costo por watt instalado el Valor Actual Neto del proyecto se incrementa, así como el número de módulos y la Tasa Interna de Retorno, lo cual son características deseables en un proyecto, de igual forma que el Periodo de Recuperación de la Inversión se ve reducido.

### **Escenario 3.**

Según el análisis realizado acorde con el escenario planteado número tres, se busca conocer el comportamiento del número óptimo de módulos y los diferentes indicadores financieros en función del tipo de convertidor DC/AC empleado y la zona de análisis.

De acuerdo con lo anterior, esta información permite conocer que la opción más rentable para todos los casos analizados es el uso de micro inversores. Independientemente del caso de análisis, el uso de este tipo de dispositivos proporciona el máximo Valor Actual Neto en cada proyecto en comparación a las opciones de inversores analizadas. Mediante dicho análisis, se determina que, al emplear micro inversores este indicador financiero es en promedio ₡5.145.885 superior en relación con el obtenido a partir del uso de los inversores analizados.

Con base en lo anterior, adicionalmente, se analizó la cantidad óptima de módulos e indicadores financieros para cada caso seleccionado al implementar el uso de micro inversores en comparación al caso de Alajuela.

Por lo tanto, a partir de dicha información se concluye que, en relación con la zona de Alajuela, con un número óptimo de módulos es igual a 90 y un Valor Actual Neto de ₡ 65.347.323, la zona de Liberia presenta la misma cantidad de módulos como número óptimo, no obstante, se dejan de percibir ₡ 540.725, la Tasa Interna de Retorno disminuye un 0,13% y el Periodo de Recuperación de la Inversión se incrementa en 0,02 años.

Para el caso de Limón, se requieren 11 módulos más, pero el VAN disminuye ₡ 2.781.336, la TIR cae un 2,39% y el PRI se extiende 0,81 años. Además, en relación con Buenos Aires, el número óptimo de módulos representa 19 unidades más, sin embargo, el VAN es ₡ 4.367.371 menor, la TIR es 3,72% por debajo y el PRI requiere 1,07 años más.

Por último, en comparación a Los Chiles, esta zona requiere 30 módulos más para alcanzar el punto óptimo, a pesar de que el VAN es igual a ₡ 6.747.793 menos, la TIR cae un 5,42% y el PRI es 1,88 años superior.

#### **Escenario 4.**

El análisis relacionado con el escenario número cuatro presentado en el Capítulo IV, consiste en la variación de las tarifas eléctricas en función a las compañías eléctricas que brindan el servicio en las correspondientes zonas de análisis. Por lo tanto, fueron parte de este análisis únicamente las zonas donde más de una compañía ha sido asignada a dicha área de concesión, siendo estos los casos de Alajuela, Los Chiles y Liberia.

Adicionalmente, según se muestra en dicho análisis se comparan los indicadores resultantes correspondientes a la compañía con la cual se obtiene el máximo Valor Actual Neto para cada zona contra los obtenidos a partir de los otros proveedores presentes, según corresponda.

Además, se determina que, de acuerdo con la información analizada, para el caso de Alajuela, mediante la CNFL el VAN es un 36,45% superior a la ESPH y un 15,01% por encima del obtenido mediante el ICE. Además, la TIR es 18,03% y 7,89% superior respectivamente, mientras que el PRI es 23,48% y 12,12% menor respecto de dichas compañías.

Para el caso de Liberia, el VAN obtenido mediante el ICE es un 26,55% superior al resultante con COOPEGUANACASTE, la TIR es 13,37% superior y el PRI es un 15,25% menor.

Por último, en Los Chiles mediante el ICE, el VAN es 55,47% superior al obtenido a partir de COOPELESCA, la TIR es 21,51% superior, mientras que el PRI es 27,58% menor.

Por lo tanto, se concluye que, en la zona de Alajuela la mayor rentabilidad del proyecto se obtiene a partir de las tarifas de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz, seguido por el Instituto Costarricense de Electricidad y la Empresa de Servicio Públicos de Heredia. Mientras que, para el caso de Liberia y Los Chiles mediante el Instituto Costarricense de Electricidad seguido de las demás distribuidoras presentes, siendo éstas, COOPEGUANACASTE y COOPELESCA, respectivamente.

### **Escenario 5.**

Tal como se aprecia en el Capítulo IV, se presenta el escenario número cinco, éste consiste en el análisis de los resultados en función del método de cálculo. De acuerdo con esto, se comparan los resultados obtenidos a partir de la propuesta desarrollada en este trabajo contra un método convencional el cual consiste en asegurar que la generación sea igual al consumo durante el mes de menor irradiación. La variación entre ambos resultados es analizada desde el punto de vista de varios escenarios en los cuales se modifica la tasa descuento asignando valores a esta de 0, 6 y 8%.

En síntesis, los resultados determinan que el porcentaje de diferencia respecto de la mayoría los indicadores, tanto el número de módulos como los resultados financieros, está directamente relacionada con la tasa de descuento. Es decir, a medida que la tasa de descuento desciende o se incrementa, las diferencias presentan un comportamiento en relación con estas variaciones.

Además, se demuestra que en función de cada caso analizado las diferencias porcentuales respecto del VAN pueden ir desde 0,01% hasta 14,18%, valor que se incrementa a medida que la tasa de descuento disminuye. Así mismo, la diferencia en la cantidad de módulos presenta el mismo comportamiento, estos valores van desde 0,83% hasta 23,16% en función del caso analizado.

En relación con la TIR, su comportamiento es proporcional, es decir, que a medida que la tasa de descuento disminuye, este indicador también. Las diferencias porcentuales van de 0,54% a 14,22%. Mientras que, para el caso del PRI, los resultados no presentan una tendencia específica, sin embargo, las variaciones van del 0,41% al 15,51%.

Con base en lo anterior, se logra concluir que, a pesar de conocer la tendencia de los indicadores en función de algunas variables, la magnitud de las diferencias porcentuales de los indicadores entre los métodos de cálculo analizados está directamente relacionada con las características específicas de cada caso. Por lo tanto, no se puede asegurar la precisión del método convencional analizado con respecto del método propuesto sin un análisis comparativo previo.

### **Simulaciones.**

Según el Capítulo IV, se presenta un análisis referente a la comparación entre los resultados obtenidos a partir del cálculo del número óptimo de módulos y la evaluación de los resultados de tres simulaciones que fueron facilitadas.

En dicho análisis, se comparan ambos resultados en función de los distintos tipos de convertidores DC/AC seleccionados para el presente estudio. De acuerdo con las comparaciones realizadas, se obtiene como resultado una diferencia porcentual del 5,86% entre la cantidad óptima de módulos propuesta y los resultados de las simulaciones. Además, referente al VAN, las diferencias entre este indicador rondan los \$339.368, lo cual representa un 3,11%. Y respecto de la TIR y el PRI la diferencia promedio es de 0,35% y -0,03 años lo cual representa un 1,10% y -0,62%, respectivamente.

Tomando en consideración los valores de las diferencias porcentuales de cada uno de los indicadores mencionados previamente, se considera viable realizar un promedio de estos para obtener un valor de referencia de la precisión del método propuesto en relación con dichas simulaciones. De acuerdo con lo anterior, se obtiene que las diferencias entre los resultados presentan una variación promedio del 2,36% en relación con los datos propuestos.

Cabe destacar que, como se observa en el Apéndice F, las fechas de la ejecución de dichas simulaciones corresponden al año 2016, por lo cual, dicho porcentaje de diferencias puede estar directamente relacionado con las variables económicas en el momento de la realización de dichas simulaciones. Lo anterior, se debe a que este tipo de información está en constante cambio, como lo son, por ejemplo, el tipo de cambio del dólar y las tarifas eléctricas.

Por lo tanto, se concluye que, dado que el margen de diferencia entre los datos analizados se considera relativamente pequeño, se infiere que el resultado de la propuesta contenida en este trabajo provee resultados de alta precisión.

### **Mes de inicio del proyecto.**

De acuerdo con la información descrita en el análisis correspondiente al mes de inicio óptimo del proyecto, principalmente se describen aspectos relacionados con la legislación nacional dentro de los cuales destacan la mención de la fecha anual de corte en relación con el proceso de facturación, siendo ésta un acuerdo de las partes dentro del contrato de interconexión, y la contabilización de la energía durante dicho periodo.

De acuerdo con lo anterior, se procede a analizar la variación de la rentabilidad del proyecto en función al mes de inicio del proyecto. Estos resultados determinaron que, en función a dicha variable el Valor Actual Neto del proyecto puede diferir hasta ¢ 3.399.705, según el caso analizado, mientras que la TIR varía dentro de un margen de 2,30% y el PRI puede alcanzar diferencias de hasta 0,38 años como máximo. Así mismo, la cantidad óptima de módulos varía hasta en 10 unidades.

Además, aplicando la misma cantidad de módulos analizando cada mes como el de inicio, el VAN, la TIR y el PRI varían dentro de los valores de ¢ 3.416.873, 0,77% y 0,12 años, respectivamente.

Con base en la información presentada se concluye que, la máxima rentabilidad del proyecto se obtiene iniciando en un mes para el cual, éste y los posteriores presenten la mayor generación de energía para ser acumulada y utilizada en los posteriores meses de menor generación. Dado que, en caso contrario, si los meses de menor generación son los primeros dentro del plazo anual, en caso de requerir energía de la red, el acumulado será menor y si no es suficiente se requeriría descargar energía a la tarifa regular y no la de acceso, mientras que durante los meses posteriores de mayor generación se acumulará la mayor cantidad de energía la cual en caso de no ser utilizada se perderá debido a la fecha de corte próxima dentro del periodo de facturación.

### **Comparación análisis financiero.**

En el Capítulo IV se presenta el análisis referente a la comparación de resultados entre los obtenidos a partir de la metodología propuesta en el presente trabajo y los brindados por el ICE respecto de un proyecto fotovoltaico para una radio base ubicada en la zona de Colorado, Guanacaste.

Dicha información presenta las variables utilizadas en dicha documentación, así mismo, se menciona que el estudio fue realizado en el año 2016 y que el análisis no incluye como parte de los costos, diferentes variables que recaen sobre la facturación final, sino que únicamente se fundamentó en los costos por consumo de electricidad.

Como resultado, se obtiene un cuadro comparativo entre ambos análisis, éste indica que existe una diferencia de ₡ 7.151.076 en relación con el VAN, lo cual representa un 16,49% menos que el caso analizado por el ICE. Respecto de la TIR, la diferencia equivale a un 8,37% y el PRI a un 7,74%.

De acuerdo con lo mencionado anteriormente, se concluye que, es válido inferir que las diferencias encontradas entre ambos estudios están relacionadas con las variables económicas utilizadas, debido a que estos valores son fluctuantes con el paso del tiempo y el periodo de diferencia entre la realización del análisis realizado por el ICE y el presentado en este trabajo es de dos años. Sin embargo, no se excluye la posibilidad de afectación por otros factores involucrados, como la consideración de la influencia de la temperatura en el cálculo de la energía generada o los valores de radiación empleados en cada análisis.

#### **Conclusión 4**

Tal como se explica en el análisis enfocado a la relación de las diferentes variables para la determinación del punto óptimo, la metodología de búsqueda se basa, por medio de la Hoja de Excel Habilitada para Macros, en la comparación del VAN correspondiente a cada número de módulos en el que este indicador financiero arroja un resultado positivo. Esta acción se realiza variando el mes de inicio del proyecto para luego encontrar cuál de ellos presenta, a partir de su correspondiente cantidad óptima de módulos, el máximo VAN del proyecto. Obteniendo, como resultado una cantidad de módulos y mes de inicio óptimos.

Adicionalmente, se analiza el comportamiento del VAN y la TIR en función del número de módulos empleando distintos tipos de convertidores DC/AC. Estos resultados muestran que, en el caso de inversores, el gráfico que relaciona las variables mencionadas anteriormente presenta unas determinadas irregularidades, éstas aumentan en frecuencia a medida que la capacidad del inversor empleado es menor, y aumentan en magnitud en función al costo de este dispositivo. No obstante, en el caso de los micro inversores esta irregularidad no aparece, debido al bajo costo de estos en comparación a los inversores.

Además, tal como se describe en dicho análisis, como parte del proceso de desarrollo del método para la determinación del punto óptimo se presentaron algunos inconvenientes los cuales fueron solucionados de forma satisfactoria alcanzando el comportamiento y resultados esperados.

Como resultado de las pruebas y resolución de problemas encontrados durante el proceso de desarrollo del método propuesto, se logra concluir que, para cada uno de los casos estudiados, fue posible calcular la cantidad idónea de paneles solares que se deben instalar en función de la zona geográfica, lo anterior, mediante una técnica de análisis que brinda seguridad y calidad de los resultados generados, dado que, como se menciona previamente, la metodología actual de cálculo consiste en una comparación de todos los puntos existentes dentro de los cuales el Valor Actual Neto es positivo para determinar el número óptimo de módulos.

### **Recomendaciones**

- a. Según el análisis y conclusiones basadas en relación con los escenarios de estudio número uno y dos, se determina que, emplear la tasa de descuento y costo por watt instalado mínimos posibles en el desarrollo de proyectos fotovoltaicos permite obtener la mayor rentabilidad del mismo, además de lograr adquirir un mayor porcentaje de retorno de la inversión y por ende una disminución en los periodos de recuperación de ésta.
- b. Por medio de la Conclusión 3, tomando como referencia el escenario de estudio número tres, se determina que, es necesario realizar análisis previos a la selección de un tipo de convertidor, comparando diferentes alternativas para obtener el número óptimo de módulos que provea el máximo Valor Actual Neto posible del proyecto.
- c. Mediante el análisis y conclusiones obtenidas a partir del escenario de estudio número cuatro, se recomienda comparar la rentabilidad de un proyecto fotovoltaico para una radio base en función del proveedor responsable de brindar el servicio eléctrico en la zona correspondiente, con el fin de invertir en proyecto de una forma más estratégica para obtener los mayores beneficios posibles.
- d. De acuerdo con el análisis realizado respecto del escenario de estudio número cinco y sus respectivas conclusiones, se considera fundamental desarrollar un análisis técnico financiero previo a la ejecución de un proyecto fotovoltaico que permita conocer el número de módulos requeridos que permitan obtener la mayor rentabilidad de un proyecto, dado que algunos métodos convencionales no siempre brindan una alta precisión respecto del punto óptimo. Incluso, desde el punto de vista de comercialización, algunos diseños pueden estar sobredimensionados y proveer un ahorro en la facturación eléctrica, sin embargo, su objetivo podría ser vender un proyecto de mayor magnitud y estar alejado de ser un diseño óptimo.
- e. Con base en el estudio de la normativa nacional previamente realizado referente a la generación distribuida, se determina por medio del análisis y conclusiones obtenidas en relación con el mes de inicio del proyecto que, es relevante establecer como parte del contrato de interconexión que la fecha anual de corte en relación con el proceso de facturación sea correspondiente al mes para el cual, previo a la ejecución de un estudio, se da la mayor rentabilidad del proyecto.

- f. En relación con el uso de la Hoja de Excel Habilitada para Macros, es indispensable para obtener resultados de alta precisión que los datos ingresados sean los correctos y que la fuente de obtención de éstos sea confiable.
- g. Se recomienda, adicionalmente, extender el estudio de este proyecto a sistemas basados en otros tipos de energía renovable o, además, sistemas aislados de la red comercial, mediante métodos y técnicas de análisis implementando el uso del lenguaje de programación de Visual Basic en Microsoft Excel, tal como el propuesto en el presente estudio, con el fin de determinar, de una forma rápida y eficiente, los diseños óptimos para dicho tipo de instalaciones.

## CAPÍTULO VI: PROPUESTA

### Diseño eléctrico

A continuación, se presentan los resultados de los cálculos eléctricos para cada caso analizado con base en la información presentada en el Capítulo IV, datos de fichas técnicas y tabla de referencia para el calibre de cables destinado para el uso de instalaciones fotovoltaicas (ver Ilustración 76). Los diagramas unifilares correspondientes pueden observarse en el Apéndice H.

#### Estación 1 - Alajuela

Circuito	Módulos	Micro inversores	Corriente máxima por micro inversor (A)	Corriente total (A)	Protección (A)	Cable L1-L2	Cable Neutro	Cable Tierra
C1	26	13	1,21	15,73	20	PV 14 AWG	N/A	PV 8 AWG
C2	26	13	1,21	15,73	20	PV 14 AWG	N/A	PV 8 AWG
C3	26	13	1,21	15,73	20	PV 14 AWG	N/A	PV 8 AWG
C4	12	6	1,21	7,26	15	PV 14 AWG	N/A	PV 8 AWG
Principal	90	45	1,21	54,45	60	PV 10 AWG	N/A	PV 8 AWG

Ilustración 8 Datos eléctricos, Alajuela

#### Estación 2 – Los Chiles

Circuito	Módulos	Micro inversores	Corriente máxima por micro inversor (A)	Corriente total (A)	Protección (A)	Cable L1-L2	Cable Neutro	Cable Tierra
C1	26	13	1,21	15,73	20	PV 14 AWG	N/A	PV 8 AWG
C2	26	13	1,21	15,73	20	PV 14 AWG	N/A	PV 8 AWG
C3	26	13	1,21	15,73	20	PV 14 AWG	N/A	PV 8 AWG
C4	26	13	1,21	15,73	20	PV 14 AWG	N/A	PV 8 AWG
C5	16	8	1,21	9,68	15	PV 14 AWG	N/A	PV 8 AWG
Principal	120	52	1,21	62,92	70	PV 8 AWG	N/A	PV 8 AWG

Ilustración 9 Datos eléctricos, Los Chiles

#### Estación 3 – Liberia

Circuito	Módulos	Micro inversores	Corriente máxima por micro inversor (A)	Corriente total (A)	Protección (A)	Cable L1-L2	Cable Neutro	Cable Tierra
C1	26	13	1,21	15,73	20	PV 14 AWG	N/A	PV 8 AWG
C2	26	13	1,21	15,73	20	PV 14 AWG	N/A	PV 8 AWG
C3	26	13	1,21	15,73	20	PV 14 AWG	N/A	PV 8 AWG
C4	12	6	1,21	7,26	15	PV 14 AWG	N/A	PV 8 AWG
Principal	90	45	1,21	54,45	60	PV 10 AWG	N/A	PV 8 AWG

Ilustración 10 Datos eléctricos, Liberia

### Estación 4 – Limón

Circuito	Módulos	Micro inversores	Corriente máxima por micro inversor (A)	Corriente total (A)	Protección (A)	Cable L1-L2	Cable Neutro	Cable Tierra
C1	26	13	1,21	15,73	20	PV 14 AWG	N/A	PV 8 AWG
C2	26	13	1,21	15,73	20	PV 14 AWG	N/A	PV 8 AWG
C3	26	13	1,21	15,73	20	PV 14 AWG	N/A	PV 8 AWG
C4	23	12	1,21	14,52	15	PV 14 AWG	N/A	PV 8 AWG
Principal	101	51	1,21	61,71	70	PV 8 AWG	N/A	PV 8 AWG

Ilustración 11 Datos eléctricos, Limón

### Estación 5 – Buenos Aires

Circuito	Módulos	Micro inversores	Corriente máxima por micro inversor (A)	Corriente total (A)	Protección (A)	Cable L1-L2	Cable Neutro	Cable Tierra
C1	26	13	1,21	15,73	20	PV 14 AWG	N/A	PV 8 AWG
C2	26	13	1,21	15,73	20	PV 14 AWG	N/A	PV 8 AWG
C3	26	13	1,21	15,73	20	PV 14 AWG	N/A	PV 8 AWG
C4	26	13	1,21	15,73	20	PV 14 AWG	N/A	PV 8 AWG
C5	5	3	1,21	3,63	15	PV 14 AWG	N/A	PV 8 AWG
Principal	109	55	1,21	66,55	70	PV 8 AWG	N/A	PV 8 AWG

Ilustración 12 Datos eléctricos. Buenos Aires

### **Libro de Excel Habilitado para Macros**

El libro de Excel consiste en un documento desarrollado con el fin de realizar análisis de tipo técnicos financieros que permitan conocer el número de módulos óptimo del proyecto, el mes de inicio más rentable y otros valores de interés para el análisis de un determinado proyecto. Así mismo, dicho libro de Excel contiene herramientas que permiten el análisis de la información y resultados proporcionados. Además, permite al usuario generar dos reportes los cuales presentan los diferentes gráficos, tablas y demás información obtenida a partir de los datos previamente establecidos.

La ejecución de este archivo hace uso del lenguaje de programación Visual Basic (VB), el cual forma parte de las herramientas de programación como complemento del programa Microsoft Excel.

A continuación, se explica en detalle la conformación del documento, fórmulas, variables y resultados obtenidos a partir de dicha herramienta. También, se explica de forma general el código de programación que hace posible el análisis de la información proporcionada.

#### **Conformación del documento**

El libro de Excel habilitado para macros está conformados por cuatro elementos principales, estos se explican posteriormente.

- Formularios
- Hojas de cálculo
- Generación de reportes
- Código de programación en Visual Basic

#### **Formularios.**

Los formularios involucrados se nombran y detalla a continuación:

- Formulario principal
- Formulario para ingresar índices de radiación solar, temperatura y consumo mensual.
- Formulario para ingresar variables
- Formulario para ingresar la inversión inicial

- Formulario para ingresar datos de la sustitución del convertidor DC/AC y el mantenimiento periódico
- Formulario para ver la información del proyecto

***Formulario principal.***

Método de ejecución: hacer clic en el botón “Abrir formulario” ubicado en la hoja de cálculo “Generación FV”.

A continuación, se presenta dicho formulario del documento de Excel, así como la correspondiente explicación de su funcionamiento:

**Generación fotovoltaica**  
**Análisis técnico - financiero**

**Datos**

Índices de radiación solar  
Temperatura  
Consumo mensual

Ingresar variables

Sustitución del convertidor DC/AC  
Mantenimiento periódico

Inversión inicial

**Análisis**

Automático

Manual

**Herramientas**

Gráfico interactivo

**Información**

Ver

Ilustración 13 Formulario principal

*Funcionamiento.*

El presente formulario está conformado por ocho botones agrupados en cuatro categorías.

- a. Categoría “Datos”: se conforma por cuatro botones los cuales tienen asignada una determinada función la cual se ejecuta al hacer clic sobre estos.

- Botón “Ingresar índices de radiación solar Temperatura Consumo mensual”:  
ejecuta el formulario para ingresar índices de radiación solar, temperatura y consumo mensual.
  - Botón “Ingresar variables”:  
ejecuta el formulario para ingresar variables.
  - Botón “Inversión inicial”:  
ejecuta el formulario para ingresar la inversión inicial, datos del convertidor DC/AC y el mantenimiento.
  - Botón “Sustitución del convertidor DC/AC Mantenimiento periódico”:  
ejecuta el formulario para ingresar datos relacionados con la sustitución del convertidor DC/AC y el mantenimiento periódico.
- b. Categoría “Análisis”
- Botón “Automático”:  
ejecuta la función de análisis automático.
  - Botón “Manual”:  
ejecuta la función de análisis manual.
- c. Categoría “Herramientas”
- a. Botón “Gráfico interactivo”:  
selecciona la hoja de cálculo nombrada “Gráfico interactivo”.
- d. Categoría “Información”
- b. Botón “Ver”:  
ejecuta el formulario con información del proyecto.

***Formulario para ingresar índices de radiación solar, temperatura y consumo mensual.***

Método de ejecución: dicho formulario se muestra al hacer clic en el botón “Ingresar índices de radiación solar, temperatura y consumo mensual” ubicado en el formulario principal en la categoría “Datos”.

A continuación, se presenta dicho formulario del documento de Excel, así como la correspondiente explicación de su funcionamiento:

Ingresar datos

**Unidades índice de radiación solar**

kWh/m<sup>2</sup>/día  MJ/m<sup>2</sup>/día

**Datos**

Mes	Índice de radiación solar	Temperatura ambiente máxima (°C)	Temperatura ambiente mínima (°C)	Consumo (kWh/mes)
Enero	5.58378	28.2	18.6	2950
Febrero	6.08382	28.9	18.5	2950
Marzo	6.13938	29.9	18.7	2750
Abril	5.50044	30.2	19.2	2900
Mayo	4.55592	28.9	19.1	3000
Junio	4.167	28.2	19	2950
Julio	4.3059	28.3	19.1	2900
Agosto	4.4448	28.3	18.7	2950
Setiembre	4.41702	27.8	18.2	2950
Octubre	4.13922	27.2	18.4	2700
Noviembre	4.19478	27.2	18.3	2850
Diciembre	4.66704	27.7	18.4	2825

Se debe utilizar el punto como separador decimal.

Borrar Aceptar Cancelar

Ilustración 14 Formulario para ingresar índices de radiación solar, temperatura y consumo mensual

#### *Funcionamiento.*

El presente formulario está conformado por dos botones para la selección del tipo de unidades y cuatro categorías de información en función de cada mes:

- “Unidades índice de radiación solar”: permite seleccionar las unidades en que serán ingresados los índices de radiación solar, ya sea kilo watts hora por metro cuadrado por día (kWh/m<sup>2</sup>/día) o mega julios por metro cuadrado por día (MJ/m<sup>2</sup>/día).
- “Temperatura ambiente máxima (°C): tal como su descripción indica, se debe ingresar dentro del cuadro de texto el valor temperatura ambiente máximo correspondiente a cada mes en grados Celsius (°C).

- c. “Índice de radiación solar”: tal como su descripción indica, se debe ingresar dentro del cuadro de texto el valor del índice de radiación solar correspondiente a cada mes en las unidades previamente seleccionadas.
- d. “Consumo (kWh/mes)”: tal como su descripción indica, se debe ingresar dentro del cuadro de texto el valor del consumo de energía correspondiente a cada mes en kilo watts hora por mes (kWh/mes).

Adicionalmente, bajo los cuadros de texto se muestra una nota la cual indica que se debe utilizar el punto como separador decimal, de lo contrario se puede producir un error en los resultados generados.

También, en la parte inferior se muestran tres diferentes botones, su funcionamiento se detalla a continuación:

- a. Botón “Borrar”: borra los valores ingresados en los cuadros de texto del presente formulario sin afectar las hojas de cálculo del documento.
- b. Botón “Aceptar”: modifica, en las hojas de cálculo del documento, los valores de las variables correspondientes, según los datos ingresados.
- c. Botón “Cancelar”: no se realiza ninguna modificación al documento y se regresa a al formulario principal.

#### ***Formulario para ingresar variables.***

Método de ejecución: dicho formulario se muestra al hacer clic en el botón “Ingresar variables” ubicado en el formulario principal, en la categoría “Datos”.

A continuación, se presenta dicho formulario del documento de Excel, así como la correspondiente explicación de su funcionamiento:

Ingresar datos

<b>Datos del proyecto</b>		<b>Especificaciones del inversor</b>	
Nombre	Estación 1 - Alajuela	Potencia nominal - DC (W)	3800
<b>Tipo</b>	<input type="radio"/> Residencial <input checked="" type="radio"/> Comercio y Servicios <input type="radio"/> Industrial	Máximo voltaje - DC (V)	600
<b>Bloque de consumo</b>	<input checked="" type="radio"/> Monómico <input type="radio"/> Binómico	Corriente máxima - DC (A)	20
<b>Hemisferio</b>	<input checked="" type="radio"/> Norte <input type="radio"/> Sur	Número de MPPT	1
Latitud del lugar (grados sexagesimales)	9	<b>Variables económicas</b>	
<b>Especificaciones del módulo solar</b>		Costo por potencia instalada (dólares USD/Watt)	1.05
Potencia pico (W)	320	Tipo de cambio respecto al dólar USD (colones)	605.59
Tensión en circuito abierto STC (V)	45.8	Tarifa por energía consumo monómico (colones / kWh)	114.67
Intensidad en cortocircuito STC (A)	9.1	Tarifa por energía consumo binómico (colones / kWh)	68.6
Pérdidas	0.1	Tarifa por potencia (colones / kW)	11341.83
Eficiencia inicial	0.975	Tarifa de acceso (colones / kWh)	27.86
Eficiencia final	0.8	Tarifa de transmisión de electricidad (colones / kWh)	10.54
Área (m <sup>2</sup> )	1.94	Tarifa alumbrado público (colones / kWh)	4.05
<b>Coefficientes de temperatura del módulo solar</b>		Máximo de aplicación alumbrado público (kWh / mes)	50000
Potencia máxima (%/°C)	-0.0041	Energía mínima a facturar (kWh / mes)	40
Tensión de circuito abierto (%/°C)	-0.0032	Importe de bomberos	0.0175
Intensidad en cortocircuito (%/°C)	0.0005	Impuesto de ventas	0.13
Se debe utilizar el punto como separador decimal.		Inflación anual	0.05
		Incremento anual de la facturación eléctrica	0.08
		<b>Variables financieras</b>	
		Tasa de descuento	0.08
		<b>Proyección de consumo</b>	
		Aumento anual de consumo	0
		Energía estimada a descargar de la red eléctrica	0.65
		Borrar	Aceptar
		Cancelar	

Ilustración 15 Formulario para ingresar variables

*Funcionamiento.*

El presente formulario está conformado por diferentes botones y cuadros de texto con sus correspondientes descripciones agrupados en siete categorías principales.

- Datos del proyecto
- Especificaciones del módulo solar
- Coefficientes de temperatura del módulo solar
- Especificaciones del inversor
- Variables económicas
- Variables financieras
- Proyección de consumo

Cabe destacar que, los valores deben ser ingresados, según lo establezcan las descripciones correspondientes y en las unidades indicadas.

También, en la parte inferior se muestran tres diferentes botones, su funcionamiento se detalla a continuación:

- a. Botón “Borrar”: borra los valores ingresados en los cuadros de texto del presente formulario sin afectar las hojas de cálculo del documento.
- b. Botón “Aceptar”: modifica, en las hojas de cálculo del documento, los valores de las variables correspondientes, según los datos ingresados.
- c. Botón “Cancelar”: no se realiza ninguna modificación al documento y se regresa a al formulario nombrado “Formulario”.

***Formulario para ingresar datos de la sustitución del convertidor DC/AC y el mantenimiento periódico.***

Método de ejecución: dicho formulario se muestra al hacer clic en el botón “Sustitución del convertidor DC/AC Mantenimiento Periódico” ubicado en el formulario principal en la categoría “Datos”.

A continuación, se presenta dicho formulario del documento de Excel, así como la correspondiente explicación de su funcionamiento:

Ilustración 16 Formulario para ingresar datos de la sustitución del convertidor DC/AC y el mantenimiento periódico

### *Funcionamiento.*

El presente formulario está conformado por diferentes botones y cuadros de texto con sus correspondientes descripciones agrupados en dos categorías principales.

#### a. Sustitución del convertidor DC/AC

- Subcategoría “Cantidad automática”: permite calcular y establecer de forma automática la cantidad de dispositivos requeridos en función del tipo de convertidor. Se puede escoger entre inversor, micro inversor individual, micro inversor doble o por el contrario desactivar el método automático para establecer la cantidad de forma manual.

#### b. Mantenimiento periódico

Además, el formulario cuenta con casillas de texto, botones de opción y diferentes botones los cuales se detallan a continuación:

- a. Botones de opción “Colones (CR)” y “Dólares (USD)”: permiten indicar el tipo de moneda de los valores ingresados.
- b. Botón “Modificar”: permite modificar los datos actuales de la correspondiente categoría de información.
- c. Botón “Borrar”: permite borrar los datos ingresados en los diferentes cuadros de texto dentro de la correspondiente categoría de información sin afectar los valores en las hojas de cálculo del documento.
- d. Botón “Cancelar”: no se realiza ninguna modificación al documento y se regresa a al formulario principal.

***Formulario para ingresar la inversión inicial.***

Método de ejecución: dicho formulario se muestra al hacer clic en el botón “Inversión inicial” ubicado en el formulario principal en la categoría “Datos”.

A continuación, se presenta dicho formulario del documento de Excel, así como la correspondiente explicación de su funcionamiento:

**Ingresar datos**

**Añadir costo por potencia instalada**

**Editar**

Número de item **1** ◀ ▶

Categoría Costo/W instalado

Descripción AUTOMÁTICO

Cantidad AUTOMÁT.

Precio unitario AUTOMÁT.  Colones  Dólares USD

Eliminar Modificar

**Nuevo**

Número de item **2**

Categoría

Descripción

Cantidad

Precio unitario  Colones  Dólares USD

Borrar Añadir

Se debe utilizar el punto como separador decimal.

Cancelar

Ilustración 17 Formulario para ingresar la inversión inicial

*Funcionamiento.*

El presente formulario está conformado por distintos botones y dos categorías principales de información.

- a. Categoría “Editar”: permite editar los valores de la información actual en el documento, según se indica en la descripción de cada uno de los cuadros de texto para el correspondiente número de ítem seleccionado.
- b. Categoría “Nuevo”: permite agregar en el documento nueva información en relación con la inversión inicial del proyecto, según se indica en la descripción de cada uno de los cuadros de texto.

Además, el formulario cuenta con casillas de texto, botones de opción y diferentes botones los cuales se detallan a continuación:


- a. Botones de opción “Colones (CR)” y “Dólares (USD)”: permiten indicar el tipo de moneda de los valores ingresados.
- b. Botón de número: permite alternar entre los diferentes ítems presentados en la inversión inicial, para los cuales se detallan los valores de la información actual.
- c. Botón “Eliminar”: permite eliminar el ítem seleccionado de la inversión inicial.
- d. Botón “Añadir”: permite añadir un nuevo ítem a la inversión inicial.
- e. Botón “Modificar”: permite modificar los datos actuales de la correspondiente categoría de información.
- f. Botón “Borrar”: permite borrar los datos ingresados en los diferentes cuadros de texto dentro de la correspondiente categoría de información sin afectar los valores en las hojas de cálculo del documento.
- g. Botón “Cancelar”: no se realiza ninguna modificación al documento y se regresa a al formulario principal.

***Formulario con datos del proyecto.***

Método de ejecución: dicho formulario se muestra al hacer clic en el botón “Ver” ubicado en el formulario principal en la categoría “Información”.

A continuación, se presenta dicho formulario del documento de Excel, así como la correspondiente explicación de su funcionamiento:

Información



**UNIVERSIDAD INTERNACIONAL DE LAS AMÉRICAS  
VICERRECTORÍA ACADÉMICA**

**CARRERA DE INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA**

**DISEÑO DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA  
PARA UNA RADIO BASE CELULAR DEL ICE, SEGÚN  
DIFERENTES ZONAS DEL PAÍS**

**MODALIDAD DE PROYECTO PARA OPTAR POR EL GRADO DE LICENCIATURA EN INGENIERÍA  
ELECTROMECAÁNICA**

**NOMBRE DEL ESTUDIANTE  
ING. ESTEBAN ALFARO GONZÁLEZ**

**NOMBRE DEL TUTOR DE LA INVESTIGACIÓN  
MASTER ÁLVARO ROJAS CAMACHO**

**SEDE ARANJUEZ  
DICIEMBRE, 2018**

Ilustración 18 Formulario con datos del proyecto

*Funcionamiento.*

El presente formulario únicamente muestra información académica del proyecto de graduación. Al hacer clic en el botón de color rojo con una cruz ubicado en la esquina superior derecha se cierra el formulario actual y se regresa al anterior.

**Hojas de cálculo.**

El presente libro de Excel habilitado para macros cuenta con 18 diferentes hojas de cálculo las cuales se mencionan a continuación.

- a. Generación FV
- b. Análisis mensual
- c. Análisis anual
- d. VAN vs TIR
- e. Comparación de métodos
- f. Mes de inicio
- g. Inversión inicial
- h. Convertidor y mantenimiento
- i. Gráfico interactivo
- j. Reporte 1
- k. Reporte 2
- l. Gráfico (1-7)

Cabe destacar que, cada hoja de cálculo de la “b” a la “j”, según la numeración anterior, contiene un botón el cual permite regresar a la hoja principal “Generación FV” al hacer clic sobre éste. Este se muestra a continuación:



Ilustración 19 Botón "Ir a inicio"

***Hoja de cálculo “Generación FV”.***

Contiene las variables que son ingresadas mediante los distintos formularios, así como algunos resultados de cálculos obtenidos a partir de dicha información.

***Hoja de cálculo “Análisis mensual”.***

Presenta un análisis mensual de los datos técnicos y financieros para un determinado año dentro del plazo contemplado para el proyecto. Dicho año por analizar puede ser establecido por el usuario mediante un botón ubicado en la parte superior junto a un cuadro de texto que indica el valor seleccionado, el mismo éste muestra a continuación.

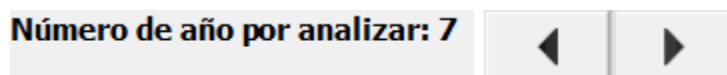


Ilustración 20 Botón "Número de año a analizar"

***Hoja de cálculo “Análisis anual”.***

Presenta un resumen de la información en relación con la proyección de generación fotovoltaica y costos del proyecto durante la duración de éste (25 años), de aquí se obtienen los datos para determinar los ahorros y tiempo de recuperación de la inversión.

***Hoja de cálculo “VAN vs TIR”.***

Contiene dos tablas con diferentes indicadores financieros en función del número de módulos.

***Hoja de cálculo “Comparación de métodos”.***

Esta hoja presenta una comparación de algunos parámetros financieros para un determinado número de módulos en función del método de cálculo.

***Hoja de cálculo “Mes de inicio”.***

Contiene una comparación de los indicadores financieros y cantidad de módulos óptima en función del mes de inicio del proyecto.

***Hoja de cálculo “Inversión inicial”.***

Muestra los datos de inversión inicial que el usuario indique mediante el formulario destinado para este fin.

***Hoja de cálculo “Convertidor y mantenimiento”.***

Contiene los datos relacionados a la sustitución del convertidor, así como su vida útil. Además, incluye datos de costo y frecuencia del mantenimiento periódico. Ambos datos son los que el usuario ingrese mediante el formulario correspondiente.

***Hoja de cálculo “Gráfico Interactivo”.***

Esta hoja presenta una herramienta para el análisis visual del comportamiento de variables, tales como el Valor Actual Neto (VAN), Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Periodo de Recuperación de la Inversión (PRI) en función del número de módulos del proyecto y las demás variables requeridas.

***Hojas de cálculo “Reporte 1” y “Reporte 2”.***

Presentan una organización de la información y resultados obtenidos que serán incluidos dentro del reporte generado. Cabe destacar que, la hoja “Reporte 2 únicamente contiene el desglose de los resultados técnicos financieros del análisis del proyecto para cada mes de cada uno de los

años contemplados en el proyecto, los demás resultados y variables se presentan en la hoja “Reporte 1”.

### ***Hojas de cálculo “Gráfico (1-7)”.***

Contienen los gráficos generados a partir de los datos presentados en diferentes tablas del documento.

### **Código de programación en Visual Basic.**

El libro de Excel habilitado para macros está conformados por diversas funciones programadas mediante la herramienta Visual Basic las cuales permiten características como el análisis los datos para determinar el número óptimo de módulos, creación de tablas y gráficos, entre otros. Las funciones principales se nombran y describen a continuación:

#### ***Función para el análisis automático.***

Modo de ejecución: dar clic sobre el botón “Automático” dentro de la categoría “Análisis” en el formulario principal.

Seguidamente, se describen los pasos más importantes que conforman dicha función:

- Se muestra el siguiente mensaje inicial.

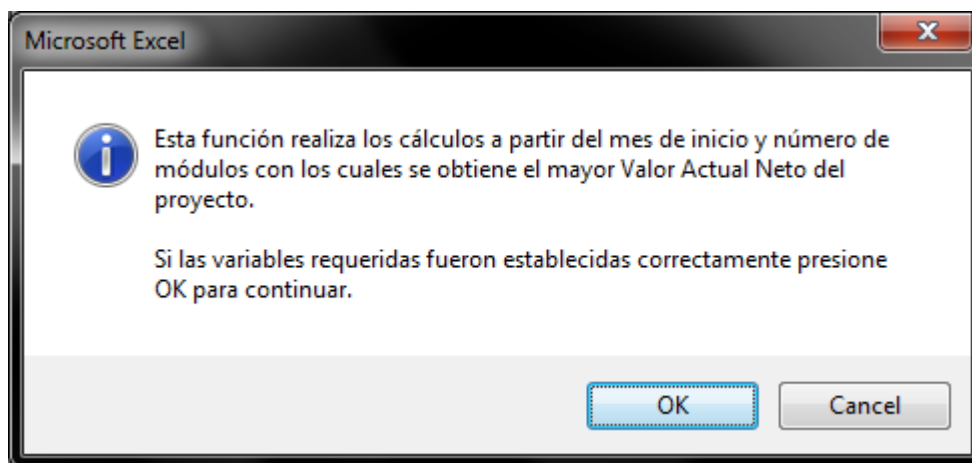


Ilustración 21 Función para el análisis automático. Mensaje inicial

- Se determina el número óptimo de módulos y las variables correspondientes para cada uno de los meses de inicio del proyecto, así como otros análisis cuyos resultados se muestran en el reporte generado.
- Se muestra el siguiente cuadro indicando que los cálculos fueron realizados de forma exitosa y permite al usuario guardar el reporte generado.

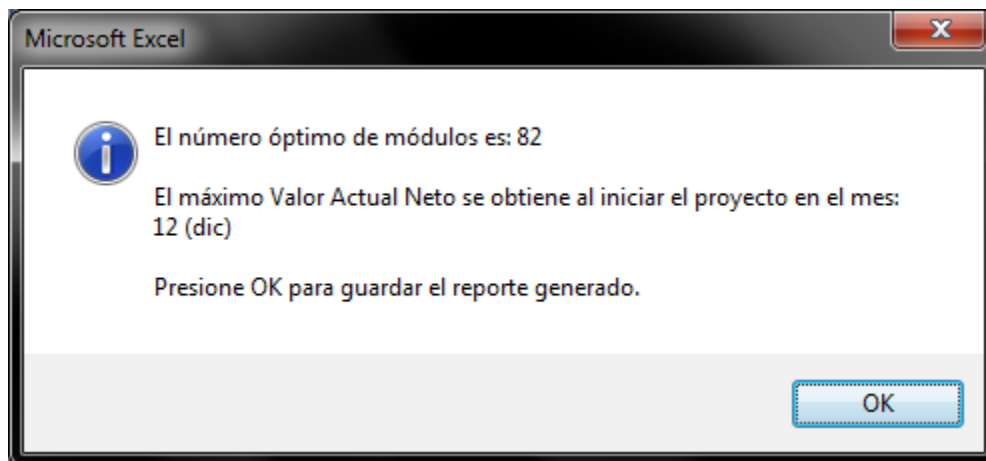


Ilustración 22 Función para el análisis automático. Mensaje final

- Finalmente, se muestra una ventana que permite al usuario seleccionar la ubicación donde será guardado el archivo generado.

***Función para el análisis manual.***

Modo de ejecución: dar clic sobre el botón “Manual” dentro de la categoría “Análisis” en el formulario principal.

Seguidamente, se describen los pasos más importantes que conforman dicha función:

- Se muestra el siguiente mensaje inicial.

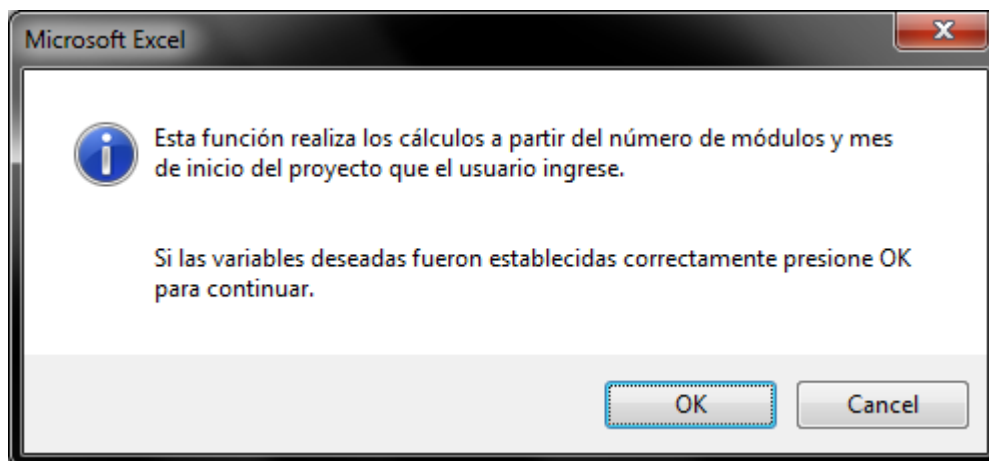


Ilustración 23 Función para el análisis manual. Mensaje inicial

- Se le solicita al usuario que ingrese el número de módulos deseado, se muestra el siguiente cuadro:

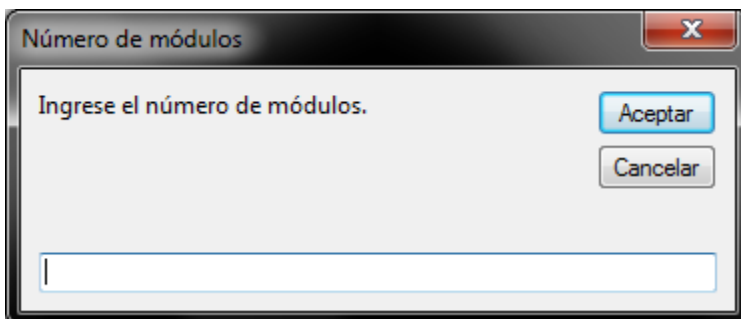


Ilustración 24 Función para el análisis manual. Número de módulos

- Se le solicita al usuario que ingrese el mes de inicio del proyecto deseado, se muestra el siguiente cuadro:

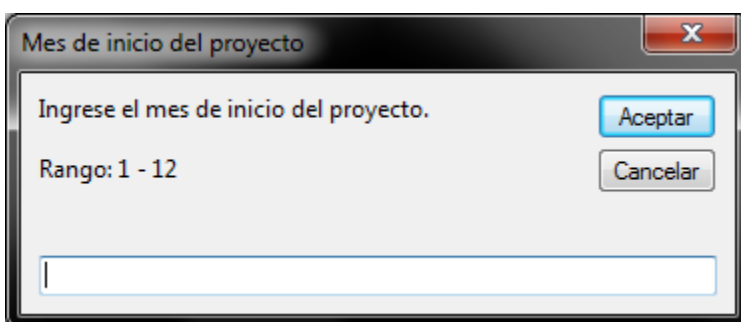


Ilustración 25 Función para el análisis manual. Mes de inicio del proyecto

- A partir de la información suministrada por el usuario, se procede a generar los datos requeridos que serán mostrados en el reporte generado.
- Se muestra el siguiente cuadro indicando que los cálculos fueron realizados de forma exitosa.

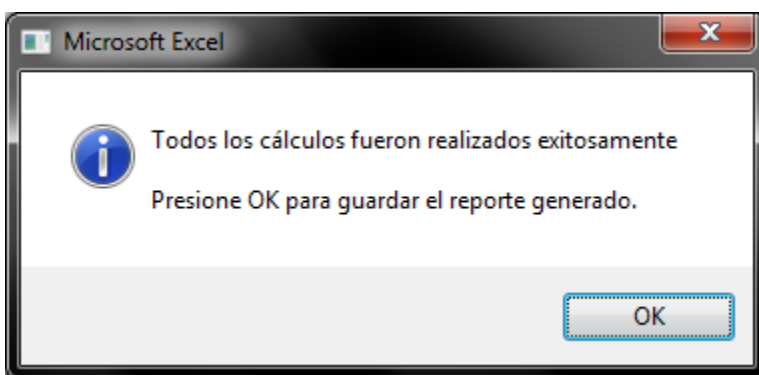


Ilustración 26 Función para el análisis manual. Mensaje final

- Finalmente, se muestra una ventana que permite al usuario seleccionar la ubicación donde será guardado el archivo generado.

### Generación de reportes.

Los reportes generados como resultado de la ejecución de las funciones para el análisis automático o manual constan de dos documentos en formato “PDF” de los reportes 1 y 2 los cuales contienen 16 y 25 páginas respectivamente. Estos contienen las diferentes tablas y gráficos generados a partir de la información ingresada previamente por el usuario. En cuanto al reporte 1, su contenido se agrupa en las categorías mostradas a continuación, mientras que para el reporte 2, como se mencionó anteriormente, contiene únicamente el desglose de las variables técnicas y financieras de cada uno de los meses, según el año de análisis dentro del plazo del proyecto.

- Variables
- Resultados
- Análisis anual
- Comparación de métodos de cálculo
- Mes de inicio del proyecto
- Inversión inicial
- Sustitución del convertidor DC/AC
- Mantenimiento periódico

### *Variables.*

Presenta todas las variables que fueron ingresadas mediante los diferentes formularios destinados para este fin. Esta información se presenta en distintas tablas tal como se muestra a continuación:

Mes	ene	feb	mar	abr	may
Radiación solar (kWh/m <sup>2</sup> /día)	5,58	6,08	6,14	5,50	4,56
Temperatura ambiente máxima (°C)	28,2	28,9	29,9	30,2	28,9
Temperatura ambiente mínima (°C)	18,6	18,5	18,7	19,2	19,1
Energía consumida (kWh/mes)	2.950	2.950	2.750	2.900	3.000

Ilustración 27 Reporte, variables, tabla 1

jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
4,17	4,31	4,44	4,42	4,14	4,19	4,67
28,2	28,3	28,3	27,8	27,2	27,2	27,7
19,0	19,1	18,7	18,2	18,4	18,3	18,4
2.950	2.900	2.950	2.950	2.700	2.850	2.825

Ilustración 28 Reporte, variables, tabla 1

<b>Datos del proyecto</b>	<b>Valor</b>
Categoría tarifaria	Comercio y Servicios
Bloque de consumo	Monómico
Hemisferio	Norte
Latitud del lugar (grados sexagesimales)	9

Ilustración 29 Reporte, variables, tabla 2

<b>Especificaciones del módulo solar</b>	<b>Valor</b>
Potencia pico (W)	320,00
Tensión en circuito abierto STC (V)	45,80
Intensidad en cortocircuito STC (A)	9,10
Pérdidas (%)	10,00%
Eficiencia inicial (%)	97,50%
Eficiencia final (%)	80,00%
Área (m <sup>2</sup> )	194,00%

Ilustración 30 Reporte, variables, tabla 3

<b>Coefficientes de temperatura del módulo solar</b>	<b>Valor</b>
Máxima potencia (%/°C)	-0,41%
Voltaje de circuito abierto (%/°C)	-0,32%
Intensidad en cortocircuito (%/°C)	0,05%

Ilustración 31 Reporte, variables, tabla 4

<b>Coefficientes de temperatura del módulo solar</b>	<b>Valor</b>
Máxima potencia (%/°C)	-0,41%
Voltaje de circuito abierto (%/°C)	-0,32%
Intensidad en cortocircuito (%/°C)	0,05%

Ilustración 32 Reporte, variables, tabla 5

<b>Especificaciones del inversor</b>	<b>Valor</b>
Potencia nominal DC (W)	3.800,00
Máximo voltaje DC (V)	600,00
Corriente máxima DC (A)	20,00
Número de MPPT	1,00

Ilustración 33 Reporte, variables, tabla 6

<b>Variables económicas</b>	<b>Valor</b>
Costo por potencia instalada (dolares/Watt)	\$ 1,05
Tipo de cambio respecto al dólar USD (colones)	₡ 605,59
Tarifa por energía consumo monómico (colones/kWh)	₡ 114,67
Tarifa por energía consumo binómico (colones/kWh)	₡ 68,60
Tarifa por potencia (colones/kW)	₡ 11.341,83
Tarifa de acceso (colones/kWh)	₡ 27,86
Tarifa de transmisión de electricidad (colones/kWh)	₡ 10,54
Tarifa alumbrado público (colones/kWh)	₡ 4,05
Máximo de aplicación alumbrado público (kWh/mes)	50.000
Energía mínima a facturar (kWh/mes)	40,00
Importe de bomberos (%)	1,75%
Impuesto de ventas (%)	13,00%
Inflación anual (%)	5,00%
Incremento anual de la facturación eléctrica (%)	8,00%

Ilustración 34 Reporte, variables, tabla 7

<b>Variables financieras</b>	<b>Valor</b>
Tasa de descuento (%)	8,00%

Ilustración 35 Reporte, variables, tabla 8

<b>Proyección de consumo</b>	<b>Valor</b>
Aumento anual de consumo (%)	0,00%
Energía estimada a descargar de la red eléctrica (%)	65,00%

Ilustración 36 Reporte, variables, tabla 9

### **Resultados.**

Presenta los resultados de los diferentes cálculos para cada parámetro en función de las variables establecidas. Esta información se presenta en distintas tablas tal como se muestra a continuación:

<b>Datos financieros del proyecto</b>	<b>Valor</b>
Valor Actual Neto	₡ 62.378.241
Tasa Interna de Retorno	27,15%
Periodo de recuperación de la inversión (años)	5,29

Ilustración 37 Reporte, resultados, tabla 1

<b>Módulos , inversores y configuración de las cadenas</b>	<b>Valor</b>
Cantidad de módulos	90
Cantidad de inversores	4
Cantidad máxima de módulos por cadena	12
Cantidad máxima de cadenas por MPPT	2

Ilustración 38 Reporte, resultados, tabla 2

Posición óptima de los módulos fotovoltaicos	Valor
Ángulo de acimut (grados sexagesimales)	0
Inclinación o ángulo de elevación (grados sexagesimales)	15,00

Ilustración 39 Reporte, resultados, tabla 3

Influencia de la temperatura sobre el módulo solar	Valor
Tensión máxima en circuito abierto (V)	46,80
Intensidad máxima de cortocircuito (A)	9,00

Ilustración 40 Reporte, resultados, tabla 4

Otros datos	Valor
Mes de inicio del proyecto	3
Mes de menor irradiación	oct
Número de módulos método mes de menor irradiación	74
Pérdida mensual de la eficiencia de los paneles (%)	0,06%
Capacidad instalada (W)	28.800,00
Área requerida por los módulos solares (m <sup>2</sup> )	174,60

Ilustración 41 Reporte, resultados, tabla 5

### *Análisis anual.*

Muestra un resumen de resultados para cada uno de los años analizados. Esta información se presenta en una tabla y gráfico tal como se muestra a continuación:

Año	1	2	3	4	5	6
Energía consumida (kWh/año)	34.675	34.675	34.675	34.675	34.675	34.675
Energía generada (kWh/año)	43.862	43.545	43.229	42.913	42.597	42.281
Facturación total (sin proyecto)	₡ 5.041.135	₡ 5.444.426	₡ 5.879.980	₡ 6.350.379	₡ 6.858.409	₡ 7.407.082
Facturación total (con proyecto)	₡ 1.226.937	₡ 1.326.865	₡ 1.434.929	₡ 1.551.792	₡ 1.678.168	₡ 1.814.834
Sustitución del Convertidor DC/AC	₡ -	₡ -	₡ -	₡ -	₡ -	₡ -
Mantenimiento	₡ -	₡ 254.348	₡ 267.065	₡ 280.418	₡ 294.439	₡ 309.161
Ahorro	₡ 3.814.198	₡ 3.863.213	₡ 4.177.986	₡ 4.518.169	₡ 4.885.801	₡ 5.283.086
Retorno de la inversión	₡ (14.781.377)	₡ (11.469.294)	₡ (8.152.674)	₡ (4.831.685)	₡ (1.506.491)	₡ 1.822.750

Año	7	8	9	10	11	12
Energía consumida (kWh/año)	34.675	34.675	34.675	34.675	34.675	34.675
Energía generada (kWh/año)	41.965	41.649	41.332	41.016	40.700	40.384
Facturación total (sin proyecto)	₡ 7.999.648	₡ 8.639.620	₡ 9.330.790	₡ 10.077.253	₡ 10.883.433	₡ 11.754.108
Facturación total (con proyecto)	₡ 1.962.626	₡ 2.122.450	₡ 2.295.284	₡ 2.482.189	₡ 2.684.308	₡ 2.902.881
Sustitución del Convertidor DC/AC	₡ -	₡ -	₡ -	₡ -	₡ 3.945.769	₡ -
Mantenimiento	₡ 324.619	₡ 340.850	₡ 357.893	₡ 375.788	₡ 394.577	₡ 414.306
Ahorro	₡ 5.712.403	₡ 6.176.320	₡ 6.677.613	₡ 7.219.277	₡ 3.858.779	₡ 8.436.922
Retorno de la inversión	₡ 5.155.882	₡ 8.492.755	₡ 11.833.224	₡ 15.177.146	₡ 16.832.111	₡ 20.182.528

Año	13	14	15	16	17	18
Energía consumida (kWh/año)	34.675	34.675	34.675	34.675	34.675	34.675
Energía generada (kWh/año)	40.068	39.752	39.436	39.120	38.803	38.487
Facturación total (sin proyecto)	₡ 12.694.437	₡ 13.709.991	₡ 14.806.791	₡ 15.991.334	₡ 17.270.641	₡ 18.652.292
Facturación total (con proyecto)	₡ 3.139.245	₡ 3.394.849	₡ 3.671.259	₡ 3.970.168	₡ 4.293.406	₡ 4.642.952
Sustitución del Convertidor DC/AC	₡ -	₡ -	₡ -	₡ -	₡ -	₡ -
Mantenimiento	₡ 435.021	₡ 456.772	₡ 479.611	₡ 503.591	₡ 528.771	₡ 555.209
Ahorro	₡ 9.120.170	₡ 9.858.370	₡ 10.655.921	₡ 11.517.575	₡ 12.448.464	₡ 13.454.131
Retorno de la inversión	₡ 23.535.996	₡ 26.892.387	₡ 30.251.577	₡ 33.613.448	₡ 36.977.881	₡ 40.344.764

Año	19	20	21	22	23	24
Energía consumida (kWh/año)	34.675	34.675	34.675	34.675	34.675	34.675
Energía generada (kWh/año)	38.171	37.855	37.539	37.223	36.907	36.591
Facturación total (sin proyecto)	₡ 20.144.475	₡ 21.756.033	₡ 23.496.516	₡ 25.376.237	₡ 27.406.336	₡ 29.598.843
Facturación total (con proyecto)	₡ 5.020.949	₡ 5.470.401	₡ 5.991.512	₡ 6.580.253	₡ 7.228.053	₡ 7.938.065
Sustitución del Convertidor DC/AC	₡ -	₡ -	₡ 6.427.242	₡ -	₡ -	₡ -
Mantenimiento	₡ 582.970	₡ 612.118	₡ 642.724	₡ 674.860	₡ 708.603	₡ 744.034
Ahorro	₡ 14.540.557	₡ 15.673.514	₡ 10.435.037	₡ 18.121.124	₡ 19.469.680	₡ 20.916.745
Retorno de la inversión	₡ 43.713.987	₡ 47.076.711	₡ 49.149.691	₡ 52.482.900	₡ 55.798.884	₡ 59.097.441

Año	25
Energía consumida (kWh/año)	34.675
Energía generada (kWh/año)	36.274
Facturación total (sin proyecto)	₡ 31.966.751
Facturación total (con proyecto)	₡ 8.717.035
Sustitución del Convertidor DC/AC	₡ -
Mantenimiento	₡ 781.235
Ahorro	₡ 22.468.481
Retorno de la inversión	₡ 62.378.241

Ilustración 42 Reporte, análisis anual, tabla 1

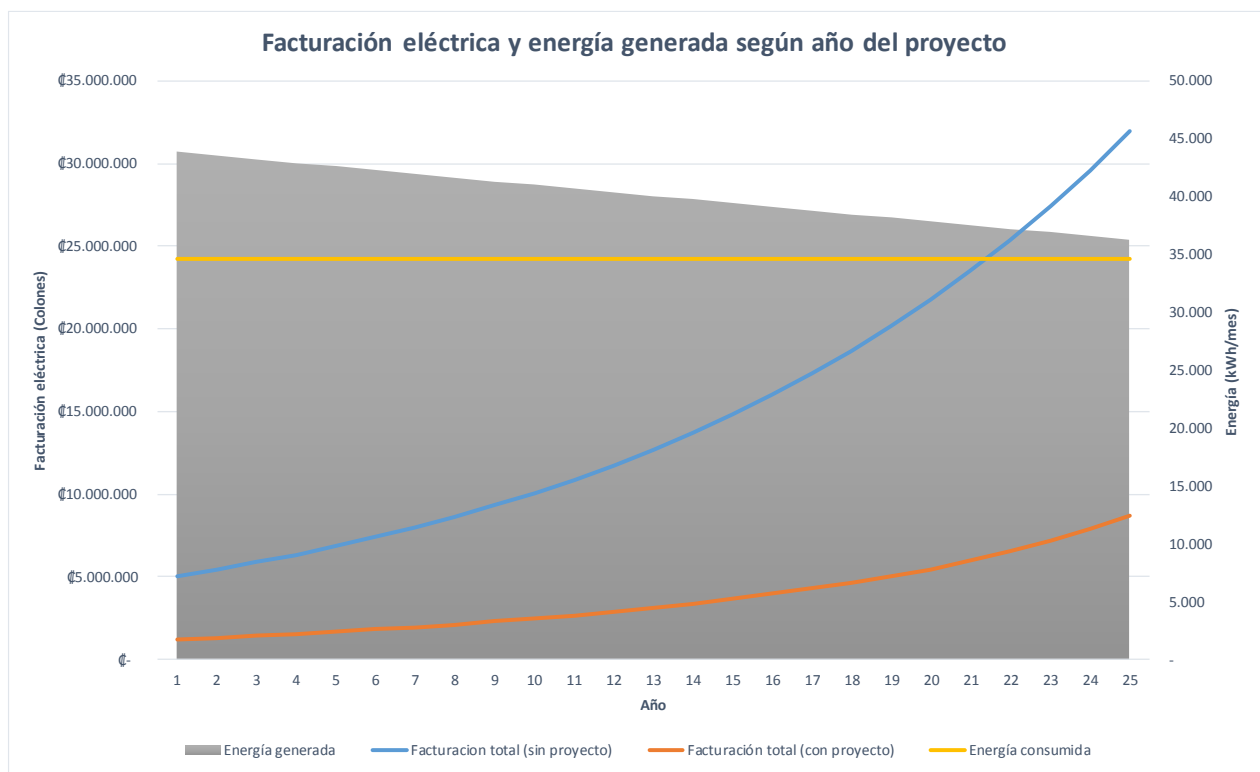


Ilustración 43 Reporte, análisis anual, gráfico 1

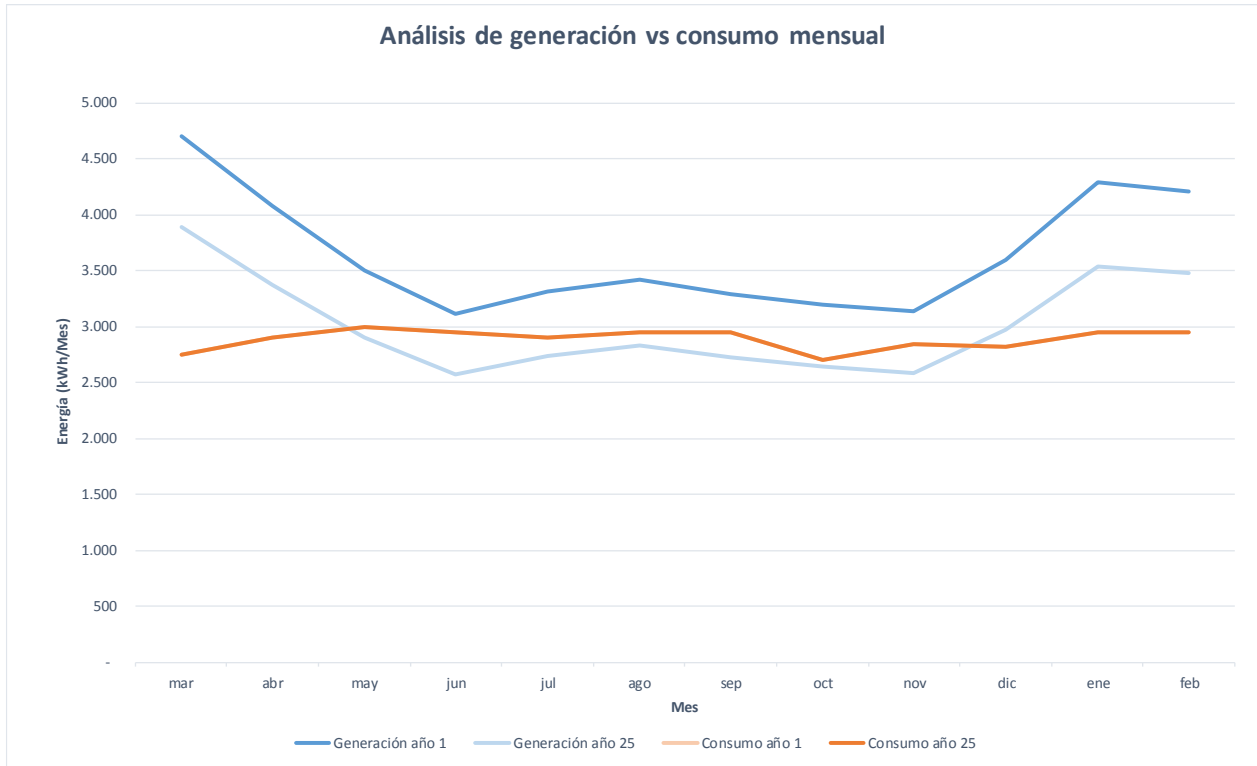


Ilustración 44 Reporte, análisis anual, gráfico 2

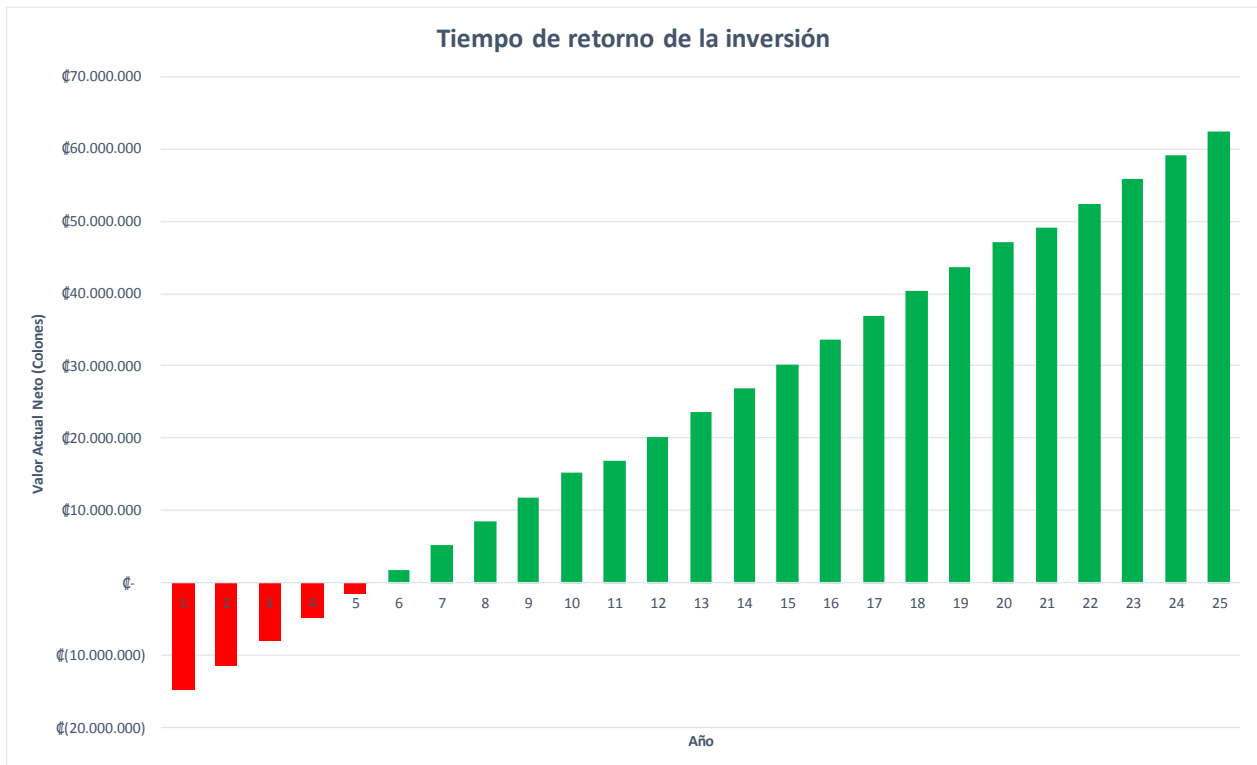


Ilustración 45 Reporte, análisis anual, gráfico 3

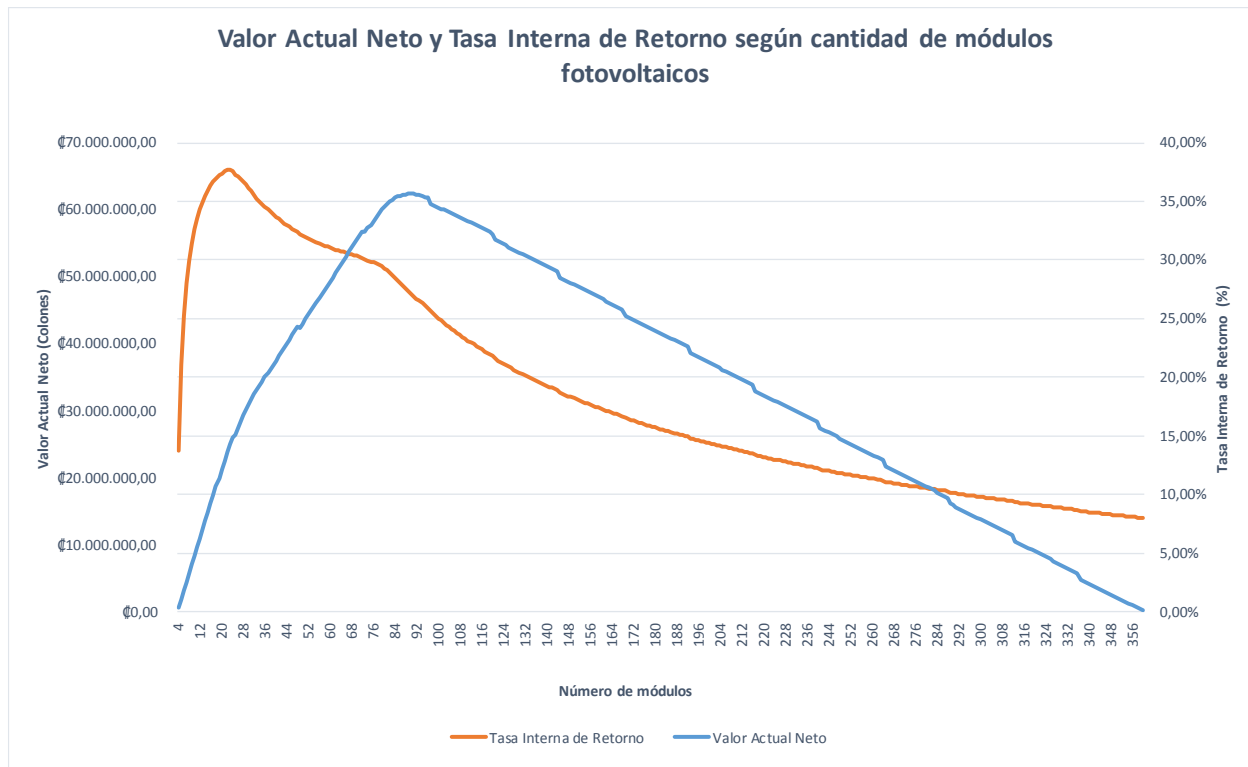


Ilustración 46 Reporte, Valor Actual Neto y Tasa Interna de Retorno, según cantidad de módulos fotovoltaicos, gráfico 1

### ***Comparación de métodos de cálculo.***

Muestra el resultado de distintos parámetros en función del método de cálculo del número de módulos. Esta información se presenta en diferentes tablas y un gráfico tal como se muestra a continuación:

Método de cálculo	Punto óptimo	Mes de menor irradiación	Diferencia	%
Número de módulos	90	74	16	17,78%
Energía total generada (kWh)	1.001.700	823.620	178.080	17,78%
Valor Actual Neto	₡ 62.378.241	₡ 57.215.206	₡ 5.163.036	8,28%
Tasa Interna de Retorno	27,15%	29,93%	-2,78%	-10,22%
Periodo de recuperación de la inversión (años)	5,29	4,50	0,79	14,90%

Ilustración 47 Reporte, comparación de métodos de cálculo, tabla 1

Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Energía consumida (kWh)	34.675	34.675	34.675	34.675	34.675	34.675	34.675	34.675	34.675	34.675
Energía generada - punto óptimo (kWh)	43.862	43.545	43.229	42.913	42.597	42.281	41.965	41.649	41.332	41.016
Energía generada - mes de menor irradiación (kWh)	36.064	35.804	35.544	35.284	35.024	34.764	34.504	34.244	33.984	33.725

Año	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Energía consumida (kWh)	34.675	34.675	34.675	34.675	34.675	34.675	34.675	34.675	34.675	34.675
Energía generada - punto óptimo (kWh)	40.700	40.384	40.068	39.752	39.436	39.120	38.803	38.487	38.171	37.855
Energía generada - mes de menor irradiación (kWh)	33.465	33.205	32.945	32.685	32.425	32.165	31.905	31.645	31.385	31.125

Año	21	22	23	24	25	Total
Energía consumida (kWh)	34.675	34.675	34.675	34.675	34.675	866.875
Energía generada - punto óptimo (kWh)	37.539	37.223	36.907	36.591	36.274	1.001.700
Energía generada - mes de menor irradiación (kWh)	30.865	30.605	30.346	30.086	29.826	823.620

Ilustración 48 Reporte, comparación de métodos de cálculo, tabla 2

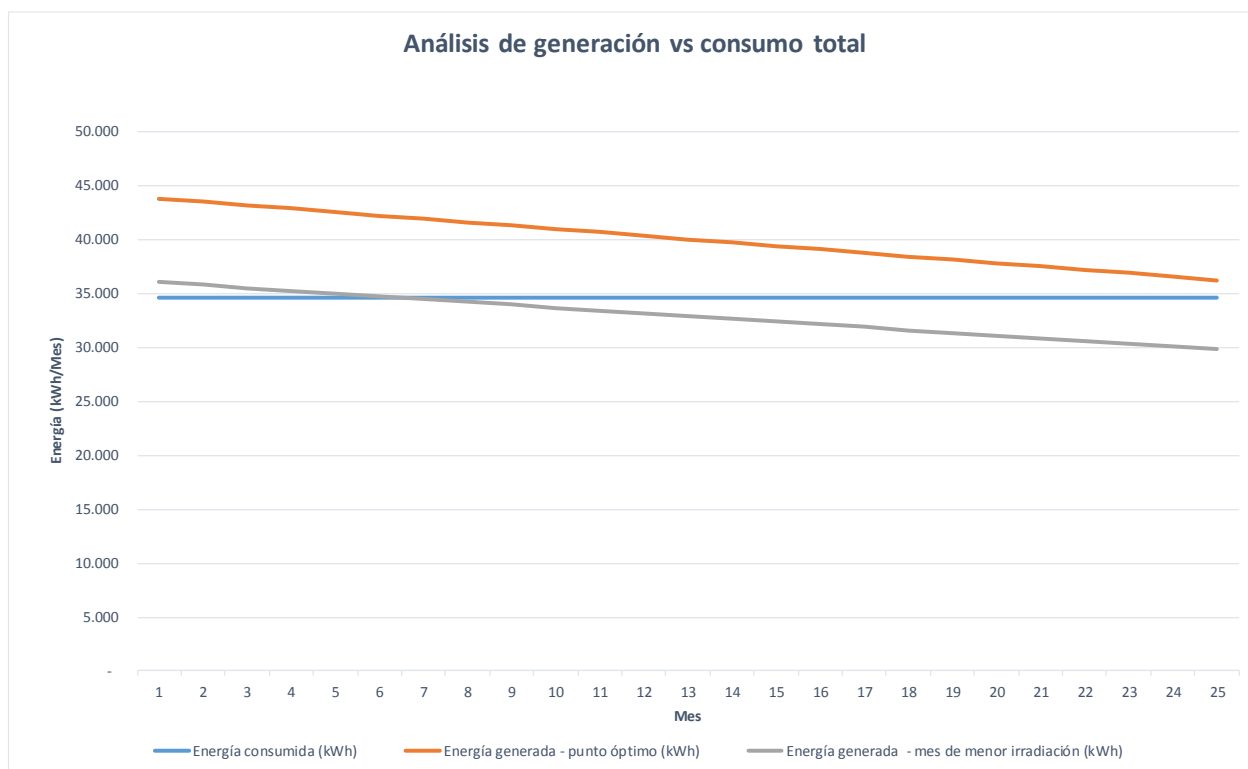


Ilustración 49 Reporte, comparación de métodos de cálculo, gráfico 1

### *Mes de inicio del proyecto.*

Muestra el resultado de distintos parámetros en función del mes de inicio del proyecto. Esta información se presenta una tabla y dos gráficos tal como se muestra a continuación:

Mes de inicio del proyecto	ene	feb	mar	abr	may
Número óptimo de módulos	85	87	90	92	93
Valor Actual Neto	₡ 62.304.367	₡ 62.158.655	₡ 62.378.241	₡ 60.536.147	₡ 59.121.532
Tasa Interna de Retorno	28,08%	27,66%	27,15%	26,41%	25,88%
Periodo de recuperación de la inversión (años)	5,14	5,20	5,29	5,41	5,50

Mes de inicio del proyecto	jun	jul	ago	sep	oct
Número óptimo de módulos	91	90	90	86	83
Valor Actual Neto	₡ 58.978.536	₡ 59.601.622	₡ 59.803.749	₡ 59.869.363	₡ 60.468.497
Tasa Interna de Retorno	26,19%	26,52%	26,59%	27,34%	28,06%
Periodo de recuperación de la inversión (años)	5,44	5,39	5,37	5,24	5,13

Mes de inicio del proyecto	nov	dic
Número óptimo de módulos	83	84
Valor Actual Neto	₡ 60.888.724	₡ 61.917.390
Tasa Interna de Retorno	28,12%	28,18%
Periodo de recuperación de la inversión (años)	5,13	5,12

Ilustración 50 Reporte, mes de inicio del proyecto, tabla 1

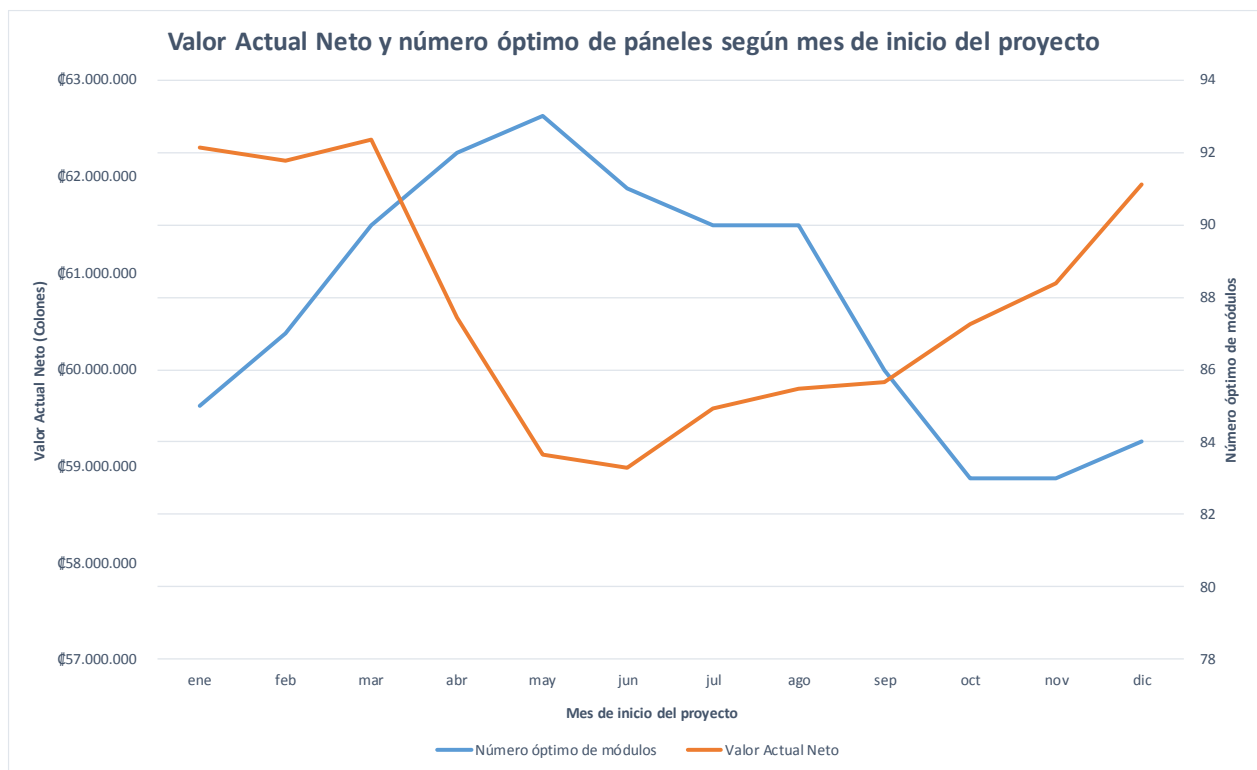


Ilustración 51 Reporte, mes de inicio del proyecto, gráfico 1

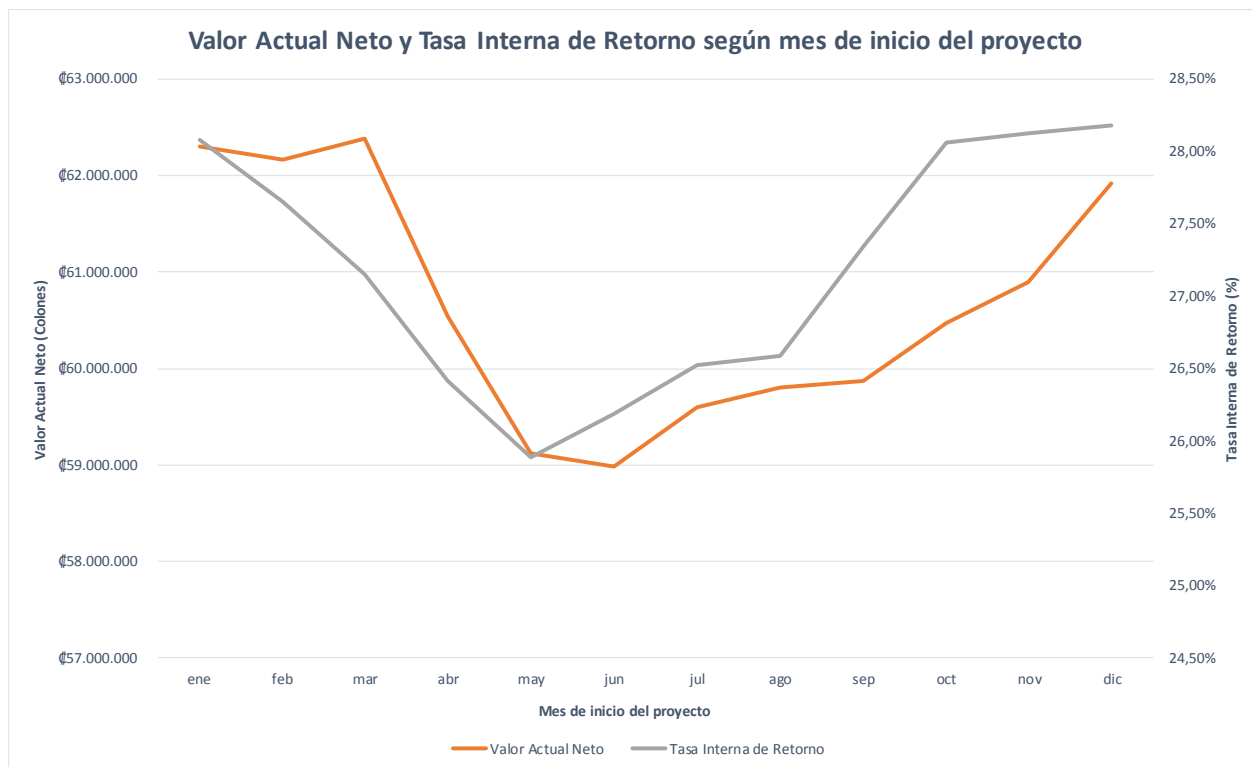


Ilustración 52 Reporte, mes de inicio del proyecto, gráfico 2

***Inversión inicial.***

Muestra una lista de los elementos añadidos a la inversión inicial. Esta información se presenta dos tablas tal como se muestra a continuación:

Descripción	Colones	Dólares USD
Inversión inicial	₡ 18.313.042	\$ 30.240,00

Ilustración 53 Reporte, inversión inicial, tabla 1

N°	Categoría	Descripción	Cantidad	Precio unitario (Colones)	Precio unitario (Dólares USD)	Total (Colones)	Total (Dólares USD)
1	Costo/W instalado	Capacidad instalada 28800 W	28.800	₡ 635,87	\$ 1,05	₡ 18.313.041,60	\$ 30.240,00

Ilustración 54 Reporte, inversión inicial, tabla 2

***Sustitución del convertidor DC/AC.***

Muestra los distintos parámetros relacionados a la vida útil, costo y frecuencia del convertidor seleccionado. Esta información se presenta una tabla tal como se muestra a continuación:

Descripción	Cantidad	Vida útil (años)	Precio unitario (Colones)	Precio unitario (Dólares USD)	Total (Colones)	Total (Dólares USD)
Inversor Delta Solivia 3.8kW	4	10	₡ 605.590,00	\$ 1.000,00	₡ 2.422.360,00	\$ 4.000,00

Ilustración 55 Reporte, sustitución del convertidor DC/AC, tabla 1

***Mantenimiento periódico.***

Muestra los distintos parámetros relacionados con la frecuencia y costo del mantenimiento periódico requerido. Esta información se presenta una tabla tal como se muestra a continuación:

<b>Descripción</b>	<b>Frecuencia (años)</b>	<b>Total (Colones)</b>	<b>Total (Dólares USD)</b>
Mantenimiento anual	1	₡ 242.236,00	\$ 400,00

Ilustración 56 Reporte, mantenimiento periódico, tabla 1

## REFERENCIAS

- Alonso, M. A. (s.f.). *Dimensionado de sistemas fotovoltaicos autonomos*. Madrid: Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas.
- Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos. (18 de febrero de 2016). Resolución RJD-030-2016.
- Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos. (2018). *aresep*. Obtenido de [https://aresep.go.cr/images/Cuadro\\_E-8\\_Tarifas\\_electricas\\_final.xlsx](https://aresep.go.cr/images/Cuadro_E-8_Tarifas_electricas_final.xlsx)
- BCR. (30 de 10 de 2018). *gee.bccr.fi.cr*. Obtenido de <https://gee.bccr.fi.cr/indicadoreseconomicos/Cuadros/frmVerCatCuadro.aspx?idioma=1&CodCuadro=%20400>
- Centro McLaughlin para Evaluación de Riesgo de Salud de la Población. (s.f.). *RDcom*. Obtenido de <http://www.rfcom.ca/primer/basessp.shtml>
- Compañía Nacional de Fuerza y Luz. (21 de setiembre de 2018). *cnfl*. Obtenido de <https://www.cnfl.go.cr/servicios-comerciales-sc/tarifas-vigentes-sc>
- Compañía Nacional de Fuerza y Luz. (s.f.). *cnfl.go.cr*. Obtenido de <https://www.cnfl.go.cr/servicios-residenciales-sr/tarifas-vigentes-sr>
- ConexiónESAN. (24 de enero de 2017). *esan.edu.pe*. Obtenido de <https://www.esan.edu.pe/apuntes-empresariales/2017/01/el-pri-uno-de-los-indicadores-que-mas-llama-la-atencion-de-los-inversionistas/>
- Dirección Sectorial de Energía y el Ministerio de Ambiente y Energía. (2015). *Análisis Técnico-Financiero de la Generación Distribuida en la CNFL*. San José, Costa Rica.
- Economía Simple. (s.f.). *economiasimple.net*. Obtenido de <https://www.economiasimple.net/glosario/valor-actual-neto>
- Economía Simple. (s.f.). *economiasimple.net*. Obtenido de <https://www.economiasimple.net/glosario/tasa-interna-de-retorno-tir>
- Energetika. (s.f.). *energetika.com*. Obtenido de <http://www.energetika.com.ar/Curva%20I-V.html>
- Google. (s.f.). *Google Maps*. Obtenido de <https://www.google.co.cr/maps/@9.5805427,-86.0707858,8z?hl=es-419>
- Instituto Costarricense de Electricidad. (s.f.). *grupoice*. Obtenido de <https://www.grupoice.com/wps/portal/ICE/Electricidad/servicios.../tarifas-actuales>

- Instituto Meteorológico Nacional. (s.f.). *IMN*. Obtenido de <https://www.imn.ac.cr/documents/10179/20909/Regionalizaci%C3%B3n+clim%C3%A1tica+de+Costa+Rica>
- La Comisión Europea. (s.f.). *ec.europa*. Obtenido de [http://ec.europa.eu/health/scientific\\_committees/opinions\\_layman/es/campos-electromagneticos/glosario/def/estacionbase.htm](http://ec.europa.eu/health/scientific_committees/opinions_layman/es/campos-electromagneticos/glosario/def/estacionbase.htm)
- La Gaceta N°196. (8 de octubre de 2015). Reglamento Generación Distribuida para Autoconsumo con Fuentes Renovables Modelo de Contratación Medición Neta Sencilla. *La Gaceta*, págs. 32-36.
- La Gaceta N°308. (diciembre de 20 de 2017). *imprentanacional*. Obtenido de [https://www.imprentanacional.go.cr/pub/2017/12/20/ALCA308\\_20\\_12\\_2017.pdf](https://www.imprentanacional.go.cr/pub/2017/12/20/ALCA308_20_12_2017.pdf)
- La Gaceta N°37. (23 de febrero de 2016). AR-NT-POASEN "Planeación, Operación y Acceso al Sistema Eléctrico Nacional". *La Gaceta*, págs. 91-92.
- La Gaceta N°85. (23 de abril de 2015). AR-NT-SUCOM "Supervisión de la Comercialización del Suministro Eléctrico en Baja y Media Tensión. *La Gaceta*, págs. 89-132.
- Martínez, I. C. (Septiembre de 2005). *EcoSol Solar*. Obtenido de <http://www.cubasolar.cu/biblioteca/Energia/Energia40/HTML/articulo05.htm>
- Mascarós, M. V. (2016). *Gestión del montaje de instalaciones solares fotovoltaicas*. Madrid, España: Ediciones Paraninfo.
- McGraw-Hill Education. (s.f.). *mheducation.com*. Obtenido de <https://www.mheducation.es/bcv/guide/capitulo/8448171691.pdf>
- Ministerio de Hacienda. (2018). *hacienda.go.cr*. Obtenido de <https://www.hacienda.go.cr/contenido/14414-tarifas-del-impuesto-general-sobre-las-ventas>
- Presidencia de la República de Costa Rica. (6 de abril de 2016). *presidencia*. Obtenido de <https://presidencia.go.cr/comunicados/2016/04/generacion-distribuida-para-autoconsumo-ya-es-una-realidad/>
- Refinadora Costarricense de Petróleo. (29 de octubre de 2014). *recope*. Obtenido de <https://www.recope.go.cr/potencial-de-la-energia-solar-fotovoltaica/>

## APÉNDICES

### Apéndice A

INSTITUTO METEOROLOGICO NACIONAL  
DEPARTAMENTO DE INFORMACION  
PROMEDIOS MENSUALES DE DATOS CLIMATICOS  
(estaciones automáticas)

ESTACION : 84 169 AEROP. JUAN SANTAMARIA, MEDIA Latitud: 09 ° 59 ' N Longitud: 84 ° 12 ' O Altitud. 913 m.s.n.m																
Elementos	Periodos		Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Oct.	Nov.	Dic.	Prom.	Total
LLUVIA	1999	2016	6.5	11.6	14.8	66.7	238.7	215.8	146.5	215.4	304.0	297.1	152.0	32.4	<b>141.8</b>	<b>1701.4</b>
TEM.MAX.	1999	2016	28.2	28.9	29.9	30.2	28.9	28.2	28.3	28.3	27.8	27.2	27.2	27.7	<b>28.4</b>	
TEM.MIN.	1999	2016	18.6	18.5	18.7	19.2	19.1	19.0	19.1	18.7	18.2	18.4	18.3	18.4	<b>18.7</b>	
TEM.MED.	1999	2016	23.4	23.7	24.3	24.7	24.0	23.6	23.7	23.5	23.0	22.8	22.8	23.1	<b>23.6</b>	
HUMEDAD	1999	2016	63.2	60.7	61.2	65.8	78.3	82.3	78.2	80.0	85.2	86.9	80.1	70.0	<b>74.3</b>	
VIENTO VEL.	1999	2016	22.0	22.6	20.5	16.5	11.5	10.4	12.4	10.9	9.2	9.0	12.0	17.1	<b>14.5</b>	
RADIACION	1999	2016	20.1	21.9	22.1	19.8	16.4	15.0	15.5	16.0	15.9	14.9	15.1	16.8	<b>17.4</b>	
PRESION	1997	2017	911.3	911.3	911.3	911.3	911.2	911.5	911.7	911.6	911.6	911.3	911.0	911.2	<b>911.4</b>	
VIENTO DIR. PREDOMINANTE			3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3		<b>Total</b>
Promedio días con lluvia >= 0.1 mm.			2	3	4	10	21	22	20	21	25	25	17	8	<b>178</b>	

Ilustración 57 Promedio mensuales de datos climáticos. Aeropuerto Juan Santamaría, Alajuela

INSTITUTO METEOROLOGICO NACIONAL  
DEPARTAMENTO DE INFORMACION  
PROMEDIOS MENSUALES DE DATOS CLIMATICOS  
(estaciones automáticas)

ESTACION : 69 633 COMANDO LOS CHILES Latitud: 11 ° 01 ' N Longitud: 84 ° 42 ' O Altitud. 40 m.s.n.m																
Elementos	Periodos		Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Oct.	Nov.	Dic.	Prom.	Total
LLUVIA	1995	2017	86.0	40.6	28.0	40.0	169.1	230.1	268.5	213.1	201.9	202.4	152.9	131.1	<b>147.0</b>	<b>1763.6</b>
TEM.MAX.	1995	2017	29.9	31.0	32.7	33.9	32.9	31.6	30.6	31.5	32.1	31.7	30.5	29.9	<b>31.5</b>	
TEM.MIN.	1995	2017	20.8	20.4	20.5	21.5	22.7	23.2	22.9	23.0	22.9	22.9	22.3	21.6	<b>22.1</b>	
TEM.MED.	1995	2017	25.4	25.7	26.6	27.7	27.8	27.4	26.8	27.2	27.5	27.3	26.4	25.7	<b>26.8</b>	
HUMEDAD	1995	2017	87.0	84.0	80.0	79.2	84.9	89.1	90.4	89.9	88.8	89.3	89.0	88.7	<b>86.7</b>	
VIENTO VEL.	1995	2017	6.9	7.2	7.4	6.9	5.3	4.5	4.9	4.4	4.3	4.3	4.9	5.7	<b>5.6</b>	
RADIACION	1995	2017	11.9	13.8	15.7	14.7	12.6	11.2	11.4	12.7	13.5	12.5	10.0	10.1	<b>12.5</b>	
PRESION	202	2018	1010.9	1010.7	1010.0	1008.6	1008.2	1008.4	1009.4	1009.1	1008.4	1008.3	1009.1	1010.0	<b>1009.3</b>	
VIENTO DIR. PREDOMINANTE			3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	3		<b>Total</b>
Promedio días con lluvia >= 0.1 mm.			21	15	12	10	20	25	27	26	24	25	20	22	<b>249</b>	

Ilustración 58 Promedio mensuales de datos climáticos. Comando Los Chiles, Alajuela

**INSTITUTO METEOROLOGICO NACIONAL**  
**DEPARTAMENTO DE INFORMACION**  
**PROMEDIOS MENSUALES DE DATOS CLIMATICOS**  
(estaciones automáticas)

ESTACION : 74 51 AEROP. INTERNACIONAL DANIEL															Latitud: 10 ° 35 ' N			Longitud: 85 ° 33 ' O			Altitud. 70 m.s.n.m		
<b>AEROP. O LIBERIA OESTE</b>																							
Elementos	Períodos		Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Oct.	Nov.	Dic.	Prom.	Total							
LLUVIA	1999	2015	1.5	1.7	2.6	36.1	179.5	175.9	124.0	204.8	371.6	333.9	98.7	7.2	<b>128.1</b>	<b>1537.4</b>							
TEM.MAX.	1999	2015	33.4	34.3	35.3	35.9	34.0	32.1	32.4	32.6	31.4	30.9	31.5	32.6	<b>33.0</b>								
TEM.MIN.	1999	2015	21.0	21.2	21.4	22.6	23.3	23.2	22.9	22.7	22.5	22.4	21.4	21.0	<b>22.1</b>								
TEM.MED.	1999	2015	27.2	27.7	28.4	29.2	28.6	27.7	27.7	27.6	26.9	26.6	26.5	26.8	<b>27.6</b>								
HUMEDAD	1999	2015	60.8	56.4	54.5	57.6	72.2	81.2	77.8	80.9	86.8	87.4	79.2	68.6	<b>71.9</b>								
VIENTO VEL.	1999	2015	19.7	21.5	20.0	16.3	10.9	9.3	10.9	9.0	7.0	7.1	9.0	13.5	<b>12.8</b>								
RADIACION	1999	2015	17.6	19.5	20.4	20.6	16.6	15.3	15.7	16.7	16.3	15.0	15.9	16.4	<b>17.2</b>								
PRESION	1998	2016	1001.2	1000.9	1000.6	1000.6	1000.9	1001.0	1001.3	1001.2	1001.3	1001.1	1000.8	1001.1	<b>1001.0</b>								
VIENTO DIR. PREDOMINANTE			3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3		<b>Total</b>							
Promedio días con lluvia >= 0.1 mm.			1	1	1	3	13	15	14	19	23	23	11	3	<b>127</b>								

Ilustración 59 Promedio mensuales de datos climáticos. Aeropuerto Internacional Daniel Oduber, Liberia Oeste

**INSTITUTO METEOROLOGICO NACIONAL**  
**DEPARTAMENTO DE INFORMACION**  
**PROMEDIOS MENSUALES DE DATOS CLIMATICOS**  
(estaciones automáticas)

ESTACION : 81 05 AEROP. INTERNACIONAL LIMON															Latitud: 09 ° 57 ' N			Longitud: 83 ° 01 ' O			Altitud. 5 m.s.n.m		
Elementos	Períodos		Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Oct.	Nov.	Dic.	Prom.	Total							
LLUVIA	1998	2017	328.5	220.3	217.9	227.9	365.7	245.1	433.3	216.2	122.1	158.9	419.8	424.5	<b>281.7</b>	<b>3380.2</b>							
TEM.MAX.	1998	2017	28.7	29.0	29.2	29.8	30.1	30.3	29.6	30.1	30.7	30.5	29.1	28.7	<b>29.7</b>								
TEM.MIN.	1998	2017	21.0	21.0	21.5	22.2	23.0	23.1	22.8	22.8	22.7	22.7	22.2	21.6	<b>22.2</b>								
TEM.MED.	1998	2017	24.8	25.0	25.4	26.0	26.5	26.7	26.2	26.4	26.7	26.6	25.6	25.1	<b>25.9</b>								
HUMEDAD	1998	2017	87.4	85.8	84.9	85.0	86.9	87.0	88.3	87.2	85.4	85.9	87.3	87.6	<b>86.6</b>								
VIENTO VEL.	1998	2017	7.9	7.9	8.3	8.2	7.8	7.6	7.4	7.5	7.8	8.0	8.8	8.1	<b>7.9</b>								
RADIACION	1998	2017	13.7	14.9	18.1	16.1	15.9	14.5	13.2	13.3	18.0	16.0	12.5	11.7	<b>14.8</b>								
PRESION	205	2018	1012.6	1012.7	1012.2	1011.2	1010.4	1010.3	1011.1	1010.5	1010.1	1009.6	1010.5	1011.6	<b>1011.1</b>								
VIENTO DIR. PREDOMINANTE			6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	7	6		<b>Total</b>							
Promedio días con lluvia >= 0.1 mm.			21	16	18	16	19	19	23	17	15	17	21	22	<b>226</b>								

Ilustración 60 Promedio mensuales de datos climáticos. Aeropuerto Internacional de Limón

**INSTITUTO METEOROLOGICO NACIONAL**  
**DEPARTAMENTO DE INFORMACION**  
**PROMEDIOS MENSUALES DE DATOS CLIMATICOS**  
(estaciones automáticas)

ESTACION : 98 87 PINDECO			Latitud: 09 ° 08 ' N Longitud: 83 ° 20 ' O Altitud. 397 m.s.n.m													
Elementos	Periodos		Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Oct.	Nov.	Dic.	Prom.	Total
LLUVIA	1996	2016	33.1	28.1	84.6	157.5	375.3	285.3	314.7	358.6	450.2	476.4	321.6	64.8	<b>245.9</b>	<b>2950.3</b>
TEM.MAX.	1996	2016	32.0	33.1	33.8	32.9	31.5	30.9	30.6	30.8	30.8	30.1	30.0	30.8	<b>31.4</b>	
TEM.MIN.	1996	2016	19.3	19.2	20.1	20.9	21.2	21.1	21.0	20.8	20.6	20.8	20.9	20.2	<b>20.5</b>	
TEM.MED.	1996	2016	25.7	26.1	26.9	26.9	26.3	26.0	25.8	25.8	25.7	25.5	25.4	25.5	<b>26.0</b>	
HUMEDAD	1996	2016	81.4	78.4	78.0	82.2	86.6	87.1	87.3	87.5	88.3	89.4	88.9	85.4	<b>85.0</b>	
VIENTO VEL.	1996	2016	5.0	5.1	5.1	4.6	4.1	4.1	4.2	4.3	4.2	3.8	3.7	4.4	<b>4.4</b>	
RADIACION	1996	2016	16.6	15.7	18.7	13.6	13.9	11.7	12.8	13.5	14.6	13.2	12.6	13.0	<b>14.2</b>	
PRESION	2011	2011		25.2	25.6	26.2	25.6	24.5							<b>25.4</b>	
VIENTO DIR. PREDOMINANTE			6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6		
Promedio días con lluvia >= 0.1 mm.			7	6	11	14	25	21	23	25	28	28	24	12	<b>224</b>	<b>Total</b>

Ilustración 61 Promedio mensuales de datos climáticos. Pindeco, Buenos Aires, Puntarenas

### Apéndice B

Cod_distr	Provincia	Canton	Distrito	Empresa
60301	PUNTARENAS	BUENOS AIRES	Buenos Aires	ICE
60302	PUNTARENAS	BUENOS AIRES	Volcán	ICE
60303	PUNTARENAS	BUENOS AIRES	Potrero Grande	ICE
60304	PUNTARENAS	BUENOS AIRES	Boruca	ICE
60305	PUNTARENAS	BUENOS AIRES	Pilas	ICE
60306	PUNTARENAS	BUENOS AIRES	Colinas o Bajo de Maíz	ICE
60307	PUNTARENAS	BUENOS AIRES	Chánguena	ICE
60308	PUNTARENAS	BUENOS AIRES	Bioley	ICE
60309	PUNTARENAS	BUENOS AIRES	Brunka	ICE

Ilustración 62 Distribuidores eléctricos, Buenos Aires, Puntarenas

Cod_distr	Provincia	Canton	Distrito	Empresa
20105	ALAJUELA	ALAJUELA	Guácima	CNFL
20108	ALAJUELA	ALAJUELA	San Rafael	CNFL
20109	ALAJUELA	ALAJUELA	Río Segundo	CNFL
20101	ALAJUELA	ALAJUELA	Alajuela	ESPH
20101	ALAJUELA	ALAJUELA	Alajuela	ICE
20102	ALAJUELA	ALAJUELA	San José	ICE
20103	ALAJUELA	ALAJUELA	Carrizal	ICE
20104	ALAJUELA	ALAJUELA	San Antonio	ICE
20105	ALAJUELA	ALAJUELA	Guácima	ICE
20106	ALAJUELA	ALAJUELA	San Isidro	ICE
20107	ALAJUELA	ALAJUELA	Sabanilla	ICE
20109	ALAJUELA	ALAJUELA	Río Segundo	ICE
20110	ALAJUELA	ALAJUELA	Desamparados	ICE
20111	ALAJUELA	ALAJUELA	Turrucares	ICE
20112	ALAJUELA	ALAJUELA	Tambor	ICE
20113	ALAJUELA	ALAJUELA	La Garita	ICE

Ilustración 63 Distribuidores eléctricos, Alajuela, Alajuela

Cod_distr	Provincia	Canton	Distrito	Empresa
70101	LIMON	LIMON	Limón	ICE
70102	LIMON	LIMON	Valle La Estrella	ICE
70103	LIMON	LIMON	Río Blanco	ICE
70104	LIMON	LIMON	Matama	ICE

Ilustración 64 Distribuidores eléctricos, Limón, Limón

Cod_distr	Provincia	Canton	Distrito	Empresa
50104	GUANACASTE	LIBERIA	Nacascolo	COOPEGUANACASTE
50101	GUANACASTE	LIBERIA	Liberia	ICE
50102	GUANACASTE	LIBERIA	Cañas Dulces	ICE
50103	GUANACASTE	LIBERIA	Mayorga	ICE
50105	GUANACASTE	LIBERIA	Curubande	ICE

Ilustración 65 Distribuidores eléctricos, Liberia, Guanacaste

Cod_distr	Provincia	Canton	Distrito	Empresa
21401	ALAJUELA	LOS CHILES	Los Chiles	COOPELESCA
21404	ALAJUELA	LOS CHILES	San Jorge	COOPELESCA
21401	ALAJUELA	LOS CHILES	Los Chiles	ICE
21402	ALAJUELA	LOS CHILES	Caño Negro	ICE
21403	ALAJUELA	LOS CHILES	Amparo	ICE
21404	ALAJUELA	LOS CHILES	San Jorge	ICE

Ilustración 66 Distribuidores eléctricos, Los Chiles, Alajuela

Cod_distr	Provincia	Canton	Distrito	Empresa
50701	GUANACASTE	ABANGARES	Juntas	ICE
50704	GUANACASTE	ABANGARES	Colorado	ICE

Ilustración 67 Distribuidor eléctrico, Juntas y Colorado, Abangares, Guanacaste

Cod_distr	Provincia	Canton	Distrito	Empresa
60202	PUNTARENAS	ESPARZA	San Juan Grande	ICE

Ilustración 68 Distribuidor eléctrico, San Juan Grande, Esparza, Puntarenas

## Apéndice C

### Entrevistas

#### **Instituto Costarricense de Electricidad (ICE).**

A continuación, se presentan los datos más relevantes obtenidos a partir de una entrevista realizada a uno de los colaboradores de la sucursal del ICE en Grecia, Alajuela.

- a. Para llevar a cabo el procedimiento para la solicitud de interconexión de sistemas de generación distribuida modalidad neta sencilla, en la red de distribución eléctrica del ICE se deben cancelar distintos montos los cuales corresponden a rubros como: solicitud de estudio técnico, solicitud de inspección, solicitud de re inspección (en caso de requerirse), sistema de medición, servicio de diseño de adecuación a la red y servicio de construcción de adecuación de red. Los costos de los mismos varían en función al alcance y diseño del proyecto.
- b. La fecha anual de corte dentro de un período de un año en relación con el proceso de facturación corresponde a un acuerdo de las partes dentro del contrato de interconexión.
- c. En cuanto a la adquisición del sistema de medición el ICE brinda una opción sin costo adicional para sistemas menores a 50kVA, sin embargo, en algunos casos no se tienen disponibles en inventario por lo que es responsabilidad del solicitante la adquisición de éste por cuenta propia.

#### **Johnson Controls y SOLALPI**

Las entrevistas personales realizadas a colaboradores de dichas empresas permitieron conocer el costo de inversión aproximado por watt instalado para el cual, ambos entrevistados coinciden en que este valor ronda entre los 1,04 y 1,05 dólares.

Además, uno de los colaboradores de SOLALPI, dio a conocer los siguientes datos en relación con el costo por mantenimiento:

- a. Respecto del mantenimiento de los paneles fotovoltaicos, es semestral, incluyen, limpieza de los paneles, revisión de las conexiones eléctricas y termografías de todo el sistema; para proyecto de menos de 100 paneles, el mantenimiento puede rondar los \$200.

- b. Es viable considerar \$200 aunque sean 4 paneles instalados ya que hay que llevar una cámara termografía y ya sea un electricista o hasta un ingeniero.
- c. Adicionalmente, para proyectos por encima de los 100 paneles, podrían ser \$300 por mantenimiento.

**Intendencia de Energía de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos  
(ARESEP).**

A continuación, se presentan los datos más relevantes obtenidos a partir de entrevistas y consultas realizadas mediante llamada telefónica y correo electrónico realizadas a colaboradores de ARESEP.

- a. El cobro tarifario para sistemas de generación distribuida modalidad neta sencilla se da de la siguiente manera: sobre la energía que se genere y se consuma directamente no se genera ningún cargo, sin embargo, de la energía restante generada no consumida y que se inyecte en la red eléctrica se acumula mensualmente y se puede descargar únicamente el 49% del total almacenado. De acuerdo con lo anterior, los kilo Watts hora (kWh) retirados de la energía almacenada disponible se cobran, según la tarifa de acceso estipulada por el correspondiente proveedor eléctrico y los restantes descargados se cobran a la tarifa regular, según el pliego tarifario correspondiente al abonado.
- b. Además, se confirmó nuevamente que la fecha anual de corte dentro de un período de un año en relación con el proceso de facturación corresponde a un acuerdo de las partes dentro del contrato de interconexión.
- c. La tarifa por transmisión de electricidad consiste en un cargo fijo por cada kWh que retiren los usuarios del Sistema de Transmisión del ICE y deberá ser cancelada por todas las empresas distribuidoras de electricidad.

Así mismo, mediante correo electrónico fue facilitado un resumen de la explicación de la legislación actual referente al cobro tarifario a sistemas de generación distribuida modalidad neta sencilla, éste se presenta más adelante. También, en relación con la tarifa por transmisión de electricidad fue facilitada información relevante para el presente estudio, estos datos se presentan a continuación.

10/29/2018

Gmail - RV: consulta sobre el calculo de energia para Generación Distribuida



Esteban Alfaro &lt;esteban.alfaro96@gmail.com&gt;

## RV: consulta sobre el calculo de energía para Generación Distribuida

1 mensaje

Luis Diego Guerrero Ávila <guerreroal@aresep.go.cr>  
 Para: Esteban Alfaro <esteban.alfaro96@gmail.com>

19 de septiembre de 2018, 15:51

Buenas tardes adjunto con lo referente a la tarifa de acceso

De conformidad con lo establecido en la RIE-036-2016, la tarifa de acceso se debe cobrar sobre la energía retirada.

De igual modo las especificaciones tarifarias vigentes, establecidas en la RIE-130-2017 indican las siguientes especificaciones para la tarifa de acceso.

### Tarifa T-A- Acceso.

**A. 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.

### **B. Características de servicio:**

Conforme a lo especificado en el artículo 26 y el Capítulo IV de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM "Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión".

-

**Medición:** Un sistema de medición con registro bidireccional, a media o baja tensión, monofásico o trifásico (tres o cuatro hilos), ubicado en el punto de entrega

#### 1. Facturación de energía y potencia a abonados productores.

Para los abonados productores de energía eléctrica en la modalidad de generación distribuida para autoconsumo, en los que aplica el cargo por demanda, la potencia y la energía vendida por la empresa se facturará conforme al bloque que corresponda según el total de energía retirada en el periodo de medición o bloque horario, calculando la energía retirada como la sumatoria de la energía retirada del consumo diferido asociado a la generación para autoconsumo en su modalidad contractual medición neta sencilla y la energía vendida por la empresa distribuidora (Artículo 134 de la norma AR-NT-SUCOM).

<https://mail.google.com/mail/u/0?ik=dbb20db77d&view-pt&search=all&permthid=thread-f%3A1612074333104128724&siml=msg-f%3A16120743331...> 1/3

10/29/2018

Gmail - RV: consulta sobre el calculo de energia para Generación Distribuida

De este modo el bloque tarifario dependerá de la energía total retirada o del periodo horario según corresponda.

La potencia a facturar será la máxima demanda registrada sobre el retiro total de energía, por su parte la energía a facturar será la vendida por la empresa a la tarifa del bloque que corresponda según lo indicado en el párrafo anterior.

La tarifa (TA) será aplicable a la energía (kWh) retirada de la red de distribución por el productor-consumidor, proveniente de su generación propia, que han sido previamente depositados en dicha red, es decir los kWh retirados de la red en compensación de los kWh previamente inyectados.

Para la energía (kWh) consumida proveniente de la red de distribución de la empresa, pero que no corresponden a la energía (kWh) previamente inyecta, se aplicará la tarifa establecida en los pliegos tarifarios vigentes de cada empresa distribuidora de conformidad con la categoría de consumidor establecidos en los mismos (por ejemplo residencial, general, preferencial con carácter social, media tensión, entre otras), que ya incluyen dentro de sus costos totales de distribución los correspondientes al acceso a la respectiva red.

Para efectos del pago mínimo que se cobrará a los usuarios con categoría de productor consumidor, las empresas distribuidoras cobrarán el mínimo de consumo de energía, y potencia que tenga establecido el correspondiente pliego tarifario, según la categoría de consumidor y al precio establecido en el pliego tarifario vigente para la correspondiente categoría tarifaria del consumidor.

De este modo la Tarifa de Acceso deberá aplicarse a la energía (kWh) retirada de la red de distribución por el productor-consumidor, proveniente de su generación propia, que han sido previamente depositados en dicha red, es decir los kWh retirados de la red en compensación de los kWh previamente inyectados. Es decir si no retiro nada de la red de la generación previamente inyectada no se le debe cobrar ningún monto de acceso.

Por su parte si el consumidor no compró energía a COOPESANTOS, las empresas distribuidoras cobrarán el mínimo de consumo de energía, y potencia que tenga establecido el correspondiente pliego tarifario, según la categoría de consumidor y al precio establecido en el pliego tarifario vigente para la correspondiente categoría tarifaria del consumidor. Es decir si es de Media Tensión y ese mes no consumió nada de la energía de COOPESANTOS (es decir energía vendida en la categoría T-MT) se le debe cobrar el mínimo establecido para la categoría T-MT, es decir se trataría como cualquier otro cliente de T-MT que un mes no consumió energía o no llegó a los mínimos establecidos en esa categoría.

Cualquier otra consulta con gusto.

Saludos.

<https://mail.google.com/mail/u/0/?ik=dbb20db77d&view-pt&search=all&permthid=thread-f%3A1612074333104128724&siml=msg-f%3A16120743331...> 2/3

11/6/2018

Gmail - Consulta costo de transmisión de electricidad



Esteban Alfaro &lt;esteban.alfaro96@gmail.com&gt;

## Consulta costo de transmisión de electricidad

2 mensajes

Xiomara Garita Chinchilla <xgarita@aresep.go.cr>  
 Para: "esteban.alfaro96@gmail.com" <esteban.alfaro96@gmail.com>

6 de noviembre de 2018, 14:05

Buenas tardes

En respuesta a su correo electrónico del 29 de octubre pasado, se indica que el sistema de transmisión del país es una red totalmente interconectada. La operación y expansión del sistema la realiza el ICE. La tarifa para este sistema la fija la Aresep y consiste en un cargo fijo por cada kWh que retiren los usuarios del Sistema de Transmisión del ICE y deberá ser cancelada por todas las empresas distribuidoras de electricidad (ICE, CNFL, ESPH, JASEC, COOPEGUANACASE, COOPELESCA, COOEALFARO Y COOPESANTOS).

La tarifa vigente fue publicada en La Gaceta N°241, Alcance N°308 del 20 de diciembre de 2017 y es la siguiente:

**POR TANTO**  
**EL INTENDENTE DE ENERGÍA**  
**RESUELVE:**

1. Fijar las tarifas del sistema de transmisión que presta el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) a partir del 1 de enero y hasta el 31 de diciembre del 2018, de la siguiente manera:

ICE	Porcentaje	Porcentaje
Sistema de Transmisión	11/12/2018	11/12/2018
Tarifa T-18 Usuarios del servicio de transmisión	20.50	20.50
Por consumo de energía	costo kWh	



**A. Xiomara Garita Chinchilla**

*Profesional en Regulación*

T (506) 2506-3200 extensión 1460

F (506) 2215-4097

[xgarita@aresep.go.cr](mailto:xgarita@aresep.go.cr)

<https://mail.google.com/mail/u/0?ik=dbb20db77d&view-pt&search=all&permthid=thread-f%3A1616416343126930314&siml=msg-f%3A16164163431...> 1/2

## Apéndice D



		HIPOWER Systems S.A. Teléfono: 506 4000-4990 Fax: 506 2268-4928 Cédula jurídica: 3-101-631185		
<b>"Save energy, save money, save the planet"</b>				
Cliente:	Esteban Alfaro	Fecha:	4/10/2018	
Cédula Jurídica cliente:		# Oferta	041018-1	
Teléfono:	Fax:	Dirección		
Email:				
Contacto cliente:				
<b>Proforma - Sistemas de Respaldo</b>				
LINEA	CANTIDAD	CARACTERISTICAS	PRECIO UNITARIO	TOTAL
1	1	Panel Solar Trina Solar 320w	\$250,00	\$250,00
2	1	Inversor Delta Solivia 3.8KW TL	\$1.000,00	\$1.000,00
Entrega en Oficinas HiPower				
Ing. Marco Varela Latouche  T: 033 - 0156 HIPOWER Systems S.A.			<b>Subtotal</b> <b>IV</b> <b>Total</b>	\$1.250,00 \$0,00 \$1.250,00
Forma de pago:	50% de adelanto y 50% contra entrega			
Tiempo de entrega:	8 semanas			
Vigencia de la oferta:	15 días			
Banco Nacional:	€ 100-01-000220150-2 / \$ 100-02-000621697-6			
Bac San Jose:	€ 9296944727 / \$ 929694735			
Scotiabank	€ 12300130009626005 / \$ 12300130009626011			
Promerica	€ 30000002142218 / \$ 40000002142309			
Garantía				

Ilustración 72 Cotización (1) de equipos brindada por la compañía Hi Power


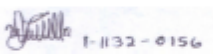
		HIPOWER Systems S.A. Teléfono: 506 4000-4990 Fax: 506 2268-4928 Cédula jurídica: 3-101-631185		
<b>"Save energy, save money, save the planet"</b>				
Cliente: <u>Esteban Alfaro</u> Cédula Jurídica cliente: _____ Teléfono: _____ Fax: _____ Email: _____ Contacto cliente: _____	Fecha: <u>31/10/2018</u> # Oferta: <u>311018-1</u> Dirección: _____			
<b>Proforma - Sistemas de Respaldo</b>				
LINEA	CANTIDAD	CARACTERISTICAS	PRECIO UNITARIO	TOTAL
1	1	Sunny Tripower 12KW inversor SMA 277/480v	\$4.083,00	\$4.083,00
2	1	Sunny Tripower 15KW inversor SMA 277/480v	\$4.644,00	\$4.644,00
3	1	Sunny Tripower 15KW inversor SMA 277/480v	\$4.676,00	\$4.676,00
4	1	Micro inversor enphase mono IQ7-72 235W-440W	\$194,00	\$194,00
Entrega en Oficinas HiPower				
Ing. Marco Varela Latouche  HIPOWER Systems S.A.			<b>Subtotal</b> <b>IV</b> <b>Total</b>	\$13.597,00 \$0,00 \$13.597,00
Forma de pago: Tiempo de entrega: Vigencia de la oferta: Banco Nacional: Bac San Jose: Scotiabank Promerica Garantía	50% de adelanto y 50% contra entrega 8 semanas 15 días € 100-01-000220150-2 / \$ 100-02-000621697-6 € 9296944727 / \$ 929694735 € 12300130009626005 / \$ 12300130009626011 € 30000002142218 / \$ 40000002142309			

Ilustración 73 Cotización (2) de equipos brindada por la compañía Hi Power





### Propuesta del Sistema Solar Fotovoltaico

Potencia (KW)	Area aprox (m <sup>2</sup> )
21,00	139

- La propuesta de ingeniería ha sido diseñada con datos de irradiación proporcionados por bases de datos de la NASA.
- Diseño, Construcción, administración del proyecto y trámites de conexión ante el distribuidor eléctrico. Cumple el reglamento POASEN - ARESEP
- Canalización y cableado del sistema según CFIA, las normas internacionales y del NEC para este tipo de instalaciones.
- Se incluye suministro de los sistemas necesarios de interconexión a la red pública y sus protecciones eléctricas respectivas.
- Se incluye sistemas de anclaje y racks de aluminio para poder sujetar los módulos solares a la estructura de cada edificio UNIRAC. (Se debe realizar estudio de estructuras metálicas existentes para soporte del sistema )
- Se incluyen Paneles Solares Polycristalinos, Marca Yingli o Similares Aprobados UL.
- Se incluye Microinversores o similar. Aprobado UL.
- Incluye un sistema de monitoreo remoto, permitiendo ver el desempeño del sistema en tiempo real desde cualquier lugar del mundo.

#### Oferta preliminar – Suministro del Sistema Solar Fotovoltaico

**(\$58.365,00 USD)\***

Cincuenta y ocho mil trescientos sesenta y cinco USD

 (506) 8819-6197
  [ocjmcr@gmail.com](mailto:ocjmcr@gmail.com)
 [www.materialescr.com](http://www.materialescr.com)

Ilustración 75 Cotización del suministro de un sistema solar fotovoltaico de 21kW

## Apéndice E

### Type PV – Flexible Tinned Copper

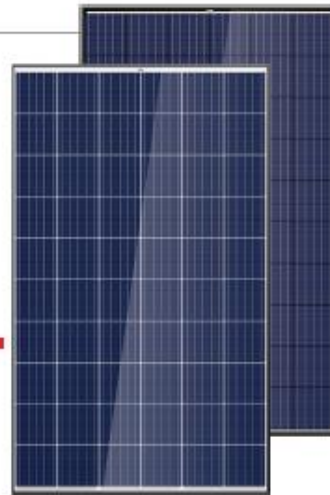
Part No. 37-711-	Size (AWG)	Number of Wires	Nominal Inner Layer Thickness (Inches)	Nominal Outer Layer Thickness (Inches)	Nominal Outer Diameter (Inches)	Approx. Weight (lbs/1000 ft)	Ampacity 90° C
201	14	19	0.045	0.030	0.240	37	35
202	12	19	0.045	0.030	0.258	48	40
203	10	37	0.045	0.030	0.282	63	55
204	8	37	0.055	0.030	0.329	88	80

Cable diameters and weights are subject to +/- 5% manufacturing tolerance

Ilustración 76 Cable para instalaciones fotovoltaicas

Mono **Multi** Solutions

# THE ALLMAX MODULE



**60 CELL**  
MULTICRYSTALLINE MODULE

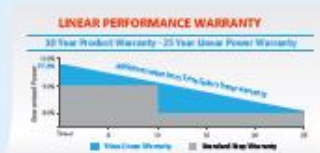
**255-270W**  
POWER OUTPUT RANGE

**16.5%**  
MAXIMUM EFFICIENCY

**0~+5W**  
POSITIVE POWER TOLERANCE

As a leading global manufacturer of next generation photovoltaic products, we believe close cooperation with our partners is critical to success. With local presence around the globe, Trina is able to provide exceptional service to each customer in each market and supplement our innovative, reliable products with the backing of Trina as a strong, bankable partner. We are committed to building strategic, mutually beneficial collaboration with installers, developers, distributors and other partners as the backbone of our shared success in driving Smart Energy Together.

Trina Solar Limited  
www.trinasolar.com



**Our most versatile product**

- Compatible with all major BOS components and system designs
- 1000V UL/1000V IEC certified



**Maximize Limited Space**

- 60-cell module power output up to 270W
- Up to 165 W/m<sup>2</sup> power density



**Highly reliable due to stringent quality control**

- Over 30 in-house tests (UV, TC, HF, and many more)
- In-house testing goes well beyond certification requirements
- PID resistant
- 100% EL double inspection



**Certified to withstand challenging environmental conditions**

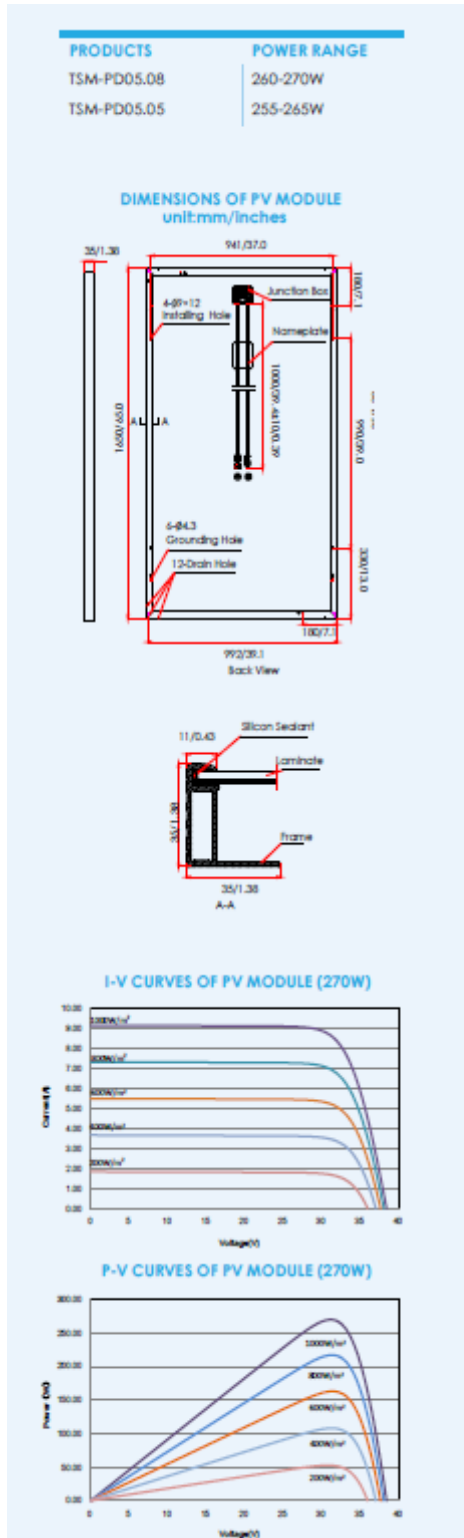
- 2400 Pa wind load
- 5400 Pa snow load
- 35 mm hail stones at 97 km/h

**Comprehensive products and system certificates**

- IEC 61215/ IEC 61730/ UL 1703/ IEC 61701/IEC 62716
- ISO 9001: Quality Management System
- ISO 14001: Environmental Management System
- ISO 14064: Greenhouse Gases Emissions Verification
- OHSAS 18001: Occupation Health and Safety Management System



Ilustración 77 Ficha técnica. Panel solar Trina Solar 320W. Página 1



**ELECTRICAL DATA (STC)**

Peak Power Watts- $P_{MAX}$ (Wp)*	255	260	265	270
Power Output Tolerance- $P_{MAX}$ (W)	0 ~ +5			
Maximum Power Voltage- $V_{MPP}$ (V)	30.5	30.6	30.8	30.9
Maximum Power Current- $I_{MPP}$ (A)	8.37	8.50	8.61	8.73
Open Circuit Voltage- $V_{OC}$ (V)	38.1	38.2	38.3	38.4
Short Circuit Current- $I_{SC}$ (A)	8.88	9.00	9.10	9.18
Module Efficiency $\eta_{M}$ (%)	15.6	15.9	16.2	16.5

STC: Irradiance 1000 W/m<sup>2</sup>, Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5.  
\*Test tolerance: ±3%.

**ELECTRICAL DATA (NOCT)**

Maximum Power- $P_{MAX}$ (Wp)	189	193	197	200
Maximum Power Voltage- $V_{MPP}$ (V)	28.2	28.4	28.6	28.7
Maximum Power Current- $I_{MPP}$ (A)	6.71	6.81	6.89	6.97
Open Circuit Voltage- $V_{OC}$ (V)	35.3	35.4	35.5	35.5
Short Circuit Current- $I_{SC}$ (A)	7.17	7.27	7.35	7.41

NOCT: Irradiance at 800 W/m<sup>2</sup>, Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s.

**MECHANICAL DATA**

Solar Cells	Multicrystalline 156 × 156 mm (6 inches)
Cell Orientation	60 cells (6 × 10)
Module Dimensions	1650 × 992 × 35 mm (65.0 x 39.1 x 1.38 inches)
Weight	18.6 kg (41.0 lb)
Glass	3.2 mm (0.13 inches), High Transmission, AR Coated Tempered Glass
Backsheet	White (PD05.08); Black (PD05.05)
Frame	Black (PD05.08, PD05.05)
J-Box	IP 67 or IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm <sup>2</sup> (0.006 inches <sup>2</sup> ), 1000 mm (39.4 inches)
Connector	MC4 Compatible or Amphenol H4/UTX
Fire Type	Type 1 or Type 2

**TEMPERATURE RATINGS**

Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	44°C (±2°C)
Temperature Coefficient of $P_{MAX}$	-0.41%/°C
Temperature Coefficient of $V_{OC}$	-0.32%/°C
Temperature Coefficient of $I_{SC}$	0.05%/°C

**MAXIMUM RATINGS**

Operational Temperature	-40~+85°C
Maximum System Voltage	1000V DC (IEC) 1000V DC (UL)
Max Series Fuse Rating	15A

**WARRANTY**

- 10 year Product Workmanship Warranty
- 25 year Linear Power Warranty

(Please refer to product warranty for details)

**PACKAGING CONFIGURATION**

- Modules per box: 30 pieces
- Modules per 40' container: 840 pieces



TSM\_EN\_2016\_C

Ilustración 78 Ficha técnica. Panel solar Trina Solar 320W. Página 2

## Technical Data for SOLIVIA TL Solar Inverters

INPUT (DC)	SOLIVIA 3.0 TL	SOLIVIA 3.8 TL	SOLIVIA 6.2 TL	SOLIVIA 8.6 TL	SOLIVIA 7.6 TL
Max. system voltage	600 V				
Nominal voltage	380 V				
Operating voltage range	120 - 550 V				
Full power MPPT range	200 - 500 V				
Max. usable current	18.0 A	20.0 A	15.0 A per MPP tracker	18.0 A per MPP tracker	20.0 A per MPP tracker
Max. short circuit current @ STC	24.0 A		24.0 A per MPP tracker		
Max. allowable imbalance power <sup>(1)</sup>	-		1700 W / 3800 W	2100 W / 4800 W	2400 W / 5600 W
DC disconnect	Internal				
MPP tracker	1	1	2	2	2
Total input strings available	2	2	4	4	4
<b>OUTPUT (AC)</b>					
Nominal power	3000 W	3800 W	5200 W	6600 W	7600 W
Max. continuous power <sup>(2)</sup>	3000 W @ 208 V / 3000 W @ 240 V	3300 W @ 208 V / 3800 W @ 240 V	5200 W @ 208 V / 5200 W @ 240 V	6600 W @ 208 V / 6600 W @ 240 V	6600 W @ 208 V / 7600 W @ 240 V
Voltage range	185 ~ 226 V @ 208 V / 213 ~ 262 V @ 240 V				
Nominal current	14.4 A @ 208 V / 12.5 A @ 240 V	15.8 A @ 208 V / 15.8 A @ 240 V	25.0 A @ 208 V / 21.6 A @ 240 V	31.7 A @ 208 V / 27.5 A @ 240 V	31.7 A @ 208 V / 31.7 A @ 240 V
Max. Current (Current x 1.25 = OCP)	15.6 A	19.7 A	27.0 A	34.3 A	39.6 A
Nominal frequency	60 Hz				
Frequency range	59.3 ~ 60.5 Hz				
Night consumption	< 1W				
Total Harmonic Distortion @ nominal power	< 3%				
Power factor @ nominal power	> 0.99				
<b>GENERAL SPECIFICATION</b>					
Max. efficiency	98.0%				
CEC efficiency	97.5% @ 208V / 97.5% @ 240V				
Operating temperature range	-13 ~ 158°F (-25~70°C)   no derating below 122°F (50°C)				
Storage temperature range	-40 ~ 185°F (-40 ~ 85°C)				
Humidity	0 ~ 100%				
Max. operating altitude	2000m above sea level				
<b>MECHANICAL</b>					
Size L x W x D Inches (L x W x D mm)	17.5 x 15.8 x 8.5 in (445 x 401 x 216 mm)		26.8 x 15.8 x 8.5 in (680 x 401 x 216 mm)		
Weight	43.0 lbs (19.5 kg)		65.0 lbs (29.5 kg)		
Cooling	Convection				
AC connectors	Screw terminals in connection box				
DC connectors	2 pairs of screw terminals in connection box		4 pairs of screw terminals in connection box		
Communication interface	RS485				
Display	3 LEDs, 4-Line LCD				
Enclosure material	Diecast Aluminum				
<b>STANDARDS / DIRECTIVES</b>					
Enclosure protection rating	NEMA 4 + salt mist corrosion protection				
Safety	UL 1741-2, CSA 22.2 No. 107-01				
SW approval	UL 1998				
Isolation Monitor interrupt (IMI)	NEC 690.35, UL 1741 CRD				
Anti-Islanding protection	IEEE 1547, IEEE 1547.1				
EMC	FCC part 15 A & B, ICES-003				
AFCI	UL 1699B (Type 1), NEC 690.2014				
<b>WARRANTY</b>					
Standard warranty	10 years				

Ilustración 79 Ficha técnica. Inversor Delta Solivia 3.8kW

Technical data	Sunny Tripower 12000TL-US	Sunny Tripower 15000TL-US	Sunny Tripower 20000TL-US	Sunny Tripower 24000TL-US	Sunny Tripower 30000TL-US
<b>Input (DC)</b>					
Max. array power	18000 Wp STC	22500 Wp STC	30000 Wp STC	36000 Wp STC	45000 Wp STC
Max. DC voltage	*1000 V				1000 V
Rated MPPT voltage range	300 V...800 V	300 V...800 V	380 V...800 V	450 V...800 V	500 V...800 V
MPPT operating voltage range			150 V...1000 V		
Min. DC voltage / start voltage			150 V / 188 V		
Number of MPP tracker inputs			2		
Max. operating input current / per MPP tracker			66 A / 33 A		
Max. short circuit current per MPPT / string input			53 A / 53 A		
<b>Output (AC)</b>					
AC nominal power	12000 W	15000 W	20000 W	24000 W	30000 W
Max. AC apparent power	12000 VA	15000 VA	20000 VA	24000 VA	30000 VA
Output phases / line connections	3 / 3-N-PE				3 / 3-N-PE, 3-PE
Nominal AC voltage	480 / 277 V WYE				480 / 277 V WYE, 480 V Delta
AC voltage range			244 V...305 V		
Rated AC grid frequency			60 Hz		
AC grid frequency / range			50 Hz, 60 Hz / -6 Hz...+5 Hz		
Max. output current	14.4 A	18 A	24 A	29 A	36.2 A
Power factor at rated power / adjustable displacement			1 / 0.0 leading...0.0 lagging		
Harmonics			< 3%		
<b>Efficiency</b>					
Max. efficiency / CEC efficiency	98.2% / 97.5%	98.2% / 97.5%	98.5% / 97.5%	98.5% / 98.0%	98.6% / 98.0%
<b>Protection devices</b>					
DC reverse polarity protection			●		
Ground fault monitoring / grid monitoring			●		
All-pole sensitive residual current monitoring unit			●		
DC AFCI compliant to UL 1699B			●		
AC short circuit protection			●		
Protection class / overvoltage category			I / IV		
<b>General data</b>					
Dimensions (W / H / D) in mm (in)			665 / 650 / 265 (26.2 / 25.6 / 10.4)		
Packing dimensions (W / H / D) in mm (in)			780 / 790 / 380 (30.7 / 31.1 / 15.0)		
Weight			55 kg (121 lbs)		
Packing weight			61 kg (134.5 lbs)		
Operating temperature range			-25 °C...+60 °C		
Noise emission (typical) / internal consumption at night			51 dB(A) / 1 W		
Topology			Transformerless		
Cooling concept / electronics protection rating			OptiCool / NEMA 3R		
<b>Features</b>					
Display / LED indicators (Status / Fault / Communication)			- / ●		
Interface: RS485 / Speedwire, WebConnect			○ / ●		
Data interface: SMA Modbus / SunSpec ModBus			● / ●		
Mounting angle range			15°...90°		
Warranty: 10 / 15 / 20 years			● / ○ / ○		
Certifications and approvals	UL 1741, UL 1741SA, CA Rule 21, UL 1998, UL 16998, IEEE 1547, FCC Part 15 (Class A & B), CAN/CSA C22.2 107.1-1				
NOTE: US inverters ship with gray lids. Data at nominal conditions, August 2017. * Suitable for 600 V DC max. systems					
● Standard features ○ Optional features - Not available					
Type designation	STP 12000TL-US-10	STP 15000TL-US-10	STP 20000TL-US-10	STP 24000TL-US-10	STP 30000TL-US-10

Ilustración 80 Ficha técnica. Inversor Sunny Tripower 12kW

Technical data	Sunny Boy 6.0-US		Sunny Boy 7.0-US		Sunny Boy 7.7-US	
	208 V	240 V	208 V	240 V	208 V	240 V
<b>Input (DC)</b>						
Max usable DC power	5400 W	6200 W	6900 W	7200 W	6900 W	7950 W
Max. DC Voltage	600 V					
Rated MPP Voltage range	220 - 480 V		245 - 480 V		270 - 480 V	
MPPT operating voltage range	100 - 550 V					
Min. DC voltage / start voltage	100 V / 125 V					
Max. operating input current per MPPT	10 A					
Max. short circuit current per MPPT	18 A					
Number of MPPT tracker / string per MPPT tracker	3 / 1					
<b>Output (AC)</b>						
AC nominal power	5200 W	6000 W	6660 W	7000 W	6660 W	7680 W
Max. AC apparent power	5200 VA	6000 VA	6660 VA	7000 VA	6660 VA	7680 VA
Nominal voltage / adjustable	208 V / ●	240 V / ●	208 V / ●	240 V / ●	208 V / ●	240 V / ●
AC voltage range	183 - 229 V	211 - 264 V	183 - 229 V	211 - 264 V	183 - 229 V	211 - 264 V
AC grid frequency	60 Hz / 50 Hz					
Max. output current	25.0 A	25.0 A	32.0 A	29.2 A	32.0 A	32.0 A
Power factor (cos φ)	1					
Output phases / line connections	1 / 2					
Harmonics	< 4 %					
<b>Efficiency</b>						
Max. efficiency	97.2 %	97.6 %	97.1 %	97.5 %	97.1 %	97.5 %
CEC efficiency	96.5 %	97 %	96.5 %	97 %	96.5 %	97 %
<b>Protection devices</b>						
DC disconnect device	●					
DC reverse polarity protection	●					
Ground fault monitoring / Grid monitoring	●					
AC short circuit protection	●					
All-pole sensitive residual current monitoring unit (RCMU)	●					
Arc fault circuit interrupter (AFCI)	●					
Protection class / overvoltage category	I / IV					
<b>General data</b>						
Dimensions (W / H / D) in mm (in)	535 x 730 x 198 (21.1 x 28.5 x 7.8)					
Packaging Dimensions (W / H / D) in mm (in)	600 x 800 x 300 (23.6 x 31.5 x 11.8)					
Weight / packaging weight	26 kg (57 lb) / 30 kg (66 lb)					
Operating temperature range	- 25°C ...+60°C					
Noise emission (typical)	39 dB(A)		45 dB(A)			
Internal power consumption at night	< 5 W					
Topology	Transformerless					
Cooling concept	Convection		Fan			
<b>Features</b>						
Ethernet ports	2					
Secure Power Supply	●*					
Display (2 x 16 characters)	●					
WLAN	●					
Sensor module / External WLAN antenna	○ / ○					
Warranty: 10 / 15 / 20 years	●/○/○					
Certificates and approvals	UL 1741, UL 1998, UL 1699B, IEEE1547, FCC Part 15 (Class A & B), CAN/CSA V22.2 107.1-1					

● Standard features ○ Optional features – Not available Data at nominal conditions NOTE: US inverters ship with gray lids. \* Not functional with Power+ Solution

Ilustración 81 Ficha técnica. Inversor Sunny Boy 7.7kW

## Microinversores Enphase IQ 7 y IQ 7+

DATOS DE ENTRADA (CC)		IQ7-60-2-US		IQ7PLUS-72-2-US	
Combinaciones de módulos recomendadas <sup>1</sup>		235 W-350 W +		235 W-440 W +	
Compatibilidad del módulo		Solo módulos fotovoltaicos de 60 celdas		Módulos fotovoltaicos de 60 y 72 celdas	
Tensión máxima de CC de entrada		48 V		60 V	
Tensión máxima de registro de corriente		27 V-37 V		27 V-45 V	
Intervalo de funcionamiento		16 V-48 V		16 V-60 V	
Tensión de arranque mínima/máxima		22 V/48 V		22 V/60 V	
Corriente de cortocircuito de CC máxima (módulo I <sub>sc</sub> )		15 A		15 A	
Puerto de CC de clase sobretensión		II		II	
Corriente de retroalimentación del puerto de CC		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)		Microinversor IQ 7		Microinversor IQ 7+	
Potencia máxima de salida		250 VA		295 VA	
Potencia de salida continua máxima		240 VA		290 VA	
Tensión/intervalo <sup>2</sup> nominales (L-L)		240 V/ 211-264 V	208 V/ 183-229 V	240 V/ 211-264 V	208 V/ 183-229 V
Corriente de salida continua máxima		1,0 A	1,15 A	1,21 A	1,39 A
Frecuencia nominal		60 Hz		60 Hz	
Intervalo de frecuencia extendido		47-68 Hz		47-68 Hz	
AC corta el circuito por fallo en la corriente en 3 ciclos		5,8 Arms		5,8 Arms	
Unidades máximas por circuito derivado de 20 A (L-L) <sup>3</sup>		16 (240 VAC)		13 (240 VAC)	
		13 (208 VAC)		11 (208 VAC)	
Puerto de CA de clase sobretensión		III		III	
Corriente de retroalimentación del puerto de CA		0 A		0 A	
Configuración del factor de potencia		1,0		1,0	
Factor de potencia (ajustable)		0,7 adelantado ... 0,7 retrasado		0,7 adelantado ... 0,7 retrasado	
EFICIENCIA		a 240 V		a 208 V	
Rendimiento pico de CEC		97,6 %		97,6 %	
Rendimiento ponderado del CEC		97,0 %		97,0 %	
		97,0 %		97,0 %	
DATOS MECANICOS		Microinversor IQ 7		Microinversor IQ 7+	
Intervalo de temperatura ambiente		-40 a 65 °C		-40 a 65 °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/exterior			
CARACTERISTICAS					
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.				

Ilustración 82 Ficha técnica. Micro inversor enphase IQ7-72

**STP325S - 24/Vem**  
**STP320S - 24/Vem**

**SUNTECH**  
BE UNLIMITED

## 325 Watt MONOCRYSTALLINE SOLAR MODULE



### Features



**High module conversion efficiency**  
Module efficiency up to 16.7% achieved through advanced cell technology and manufacturing capabilities



**High PID resistant**  
Advanced cell technology and qualified materials lead to high resistance to PID



**Positive tolerance**  
Positive tolerance of up to 5W delivers higher output reliability



**Suntech current sorting process**  
System output maximized by reducing mismatch losses up to 2% with modules sorted & packaged by amperage



**Extended wind and snow load tests**  
Module certified to withstand extreme wind (3800 Pascal) and snow loads (5400 Pascal) \*



**Withstanding harsh environment**  
Reliable quality leads to a better sustainability even in harsh environment like desert, farm and coastline

Certifications and standards:  
IEC 61215, IEC 61730, conformity to CE



### Trust Suntech to Deliver Reliable Performance Over Time

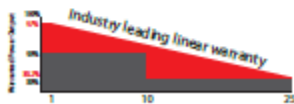
- World-class manufacturer of crystalline silicon photovoltaic modules
- Unrivaled manufacturing capacity and world-class technology
- Rigorous quality control meeting the highest International standards: ISO 9001: 2008, ISO 14001: 2004 and ISO 17025: 2005
- Regular independently checked production process from international accredited Institute/company
- Tested for harsh environments (salt mist, ammonia corrosion and sand blowing testing: IEC 61701, IEC 62716, DIN EN 60068-2-68)\*\*\*
- Long-term reliability tests
- 2 x 100% EL Inspection ensuring defect-free



### Special 4 busbar design

The unique cell design leads tremendous reduction in electrodes resistance and raise in conversion efficiency. Less residual stress, less cell micro-cracks and hotspot risks.

### Industry-leading Warranty based on nominal power



- 97% in the first year, thereafter, for years two (2) through twenty-five (25), 0.7% maximum decrease from MODULE's nominal power output per year, ending with the 80.2% in the 25th year after the defined WARRANTY STARTING DATE\*\*\*\*
- 10-year product warranty
- 25-year linear performance warranty

**IP68**

### IP68 Rated Junction Box

The Suntech IP68 rated junction box ensures an outstanding waterproof level, supports installations in all orientations and reduces stress on the cables. High reliable performance, low resistance connectors ensure maximum output for the highest energy production.

\* Please refer to Suntech Standard Module Installation Manual for details. \*\*PV Cycle only for EU market.

\*\*\* Please refer to Suntech Product Near-coast Installation Manual for details. \*\*\*\* Please refer to Suntech Product Warranty for details.

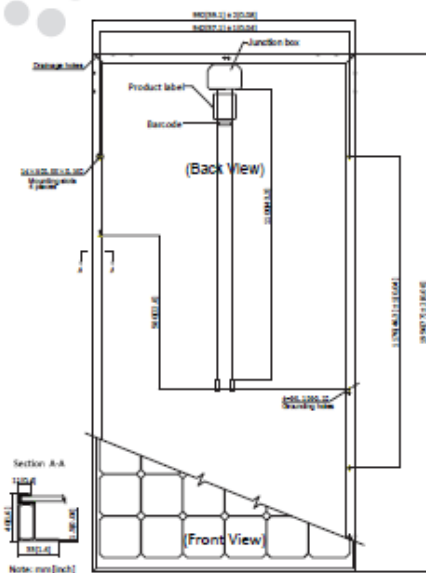
©Copyright 2015 Suntech Power

[www.suntech-power.com](http://www.suntech-power.com)

IEC-STP-Vem-NO1.03-Rev 2015

## STP325S - 24/Vem STP320S - 24/Vem

**SUNTECH**  
BE UNLIMITED



### Electrical Characteristics

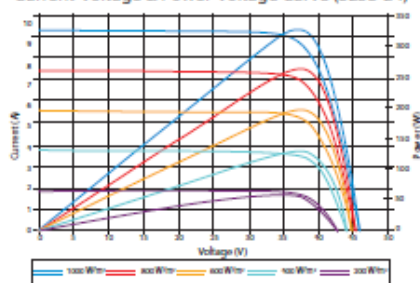
STC	STP325S-24/Vem	STP320S-24/Vem
Maximum Power at STC (Pmax)	325 W	320 W
Optimum Operating Voltage (Vmp)	37.1 V	36.9 V
Optimum Operating Current (Imp)	8.77 A	8.69 A
Open Circuit Voltage (Voc)	45.8 V	45.6 V
Short Circuit Current (Isc)	9.28 A	9.21 A
Module Efficiency	16.7%	16.5%
Operating Module Temperature	-40 °C to +85 °C	
Maximum System Voltage	1000 V DC (IEC)	
Maximum Series Fuse Rating	20 A	
Power Tolerance	0/+5 W	

STC: Irradiance 1000 W/m<sup>2</sup>, module temperature 25 °C, AM:1.5;  
Best in Class AAA solar simulator (IEC 60904-9) used, power measurement uncertainty is within +/- 2%

NOCT	STP325S-24/Vem	STP320S-24/Vem
Maximum Power at NOCT (Pmax)	236 W	233 W
Optimum Operating Voltage (Vmp)	33.3 V	33.2 V
Optimum Operating Current (Imp)	7.09 A	7.02 A
Open Circuit Voltage (Voc)	41.6 V	41.5 V
Short Circuit Current (Isc)	7.52 A	7.45 A

NOCT: Irradiance 800 W/m<sup>2</sup>, ambient temperature 20 °C, AM:1.5, wind speed 1 m/s;  
Best in Class AAA solar simulator (IEC 60904-9) used, power measurement uncertainty is within +/- 2%

### Current-Voltage & Power-Voltage Curve (325S-24)



Excellent performance under weak light conditions: at an irradiation intensity of 200 W/m<sup>2</sup> (AM 1.5, 25 °C), 96.5% or higher of the STC efficiency (1000 W/m<sup>2</sup>) is achieved

### Dealer information

### Temperature Characteristics

Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45±2°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.42 %/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.34 %/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.060 %/°C

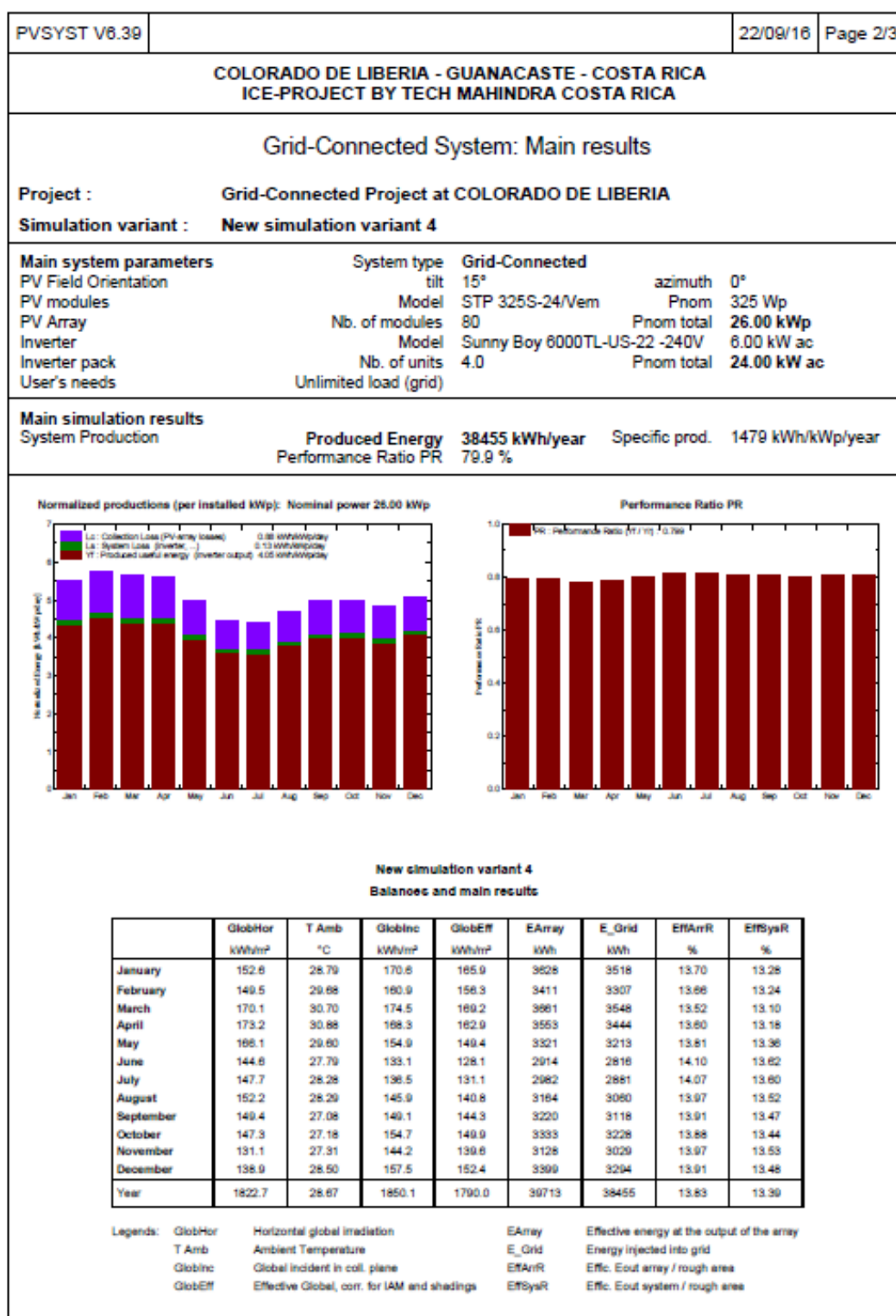
### Mechanical Characteristics

Solar Cell	Monocrystalline silicon 156.75 × 156.75 mm (6 inches)
No. of Cells	72 (6 × 12)
Dimensions	1956 × 992 × 40mm (77.0 × 39.1 × 1.6 inches)
Weight	25.8 kgs (56.9 lbs.)
Front Glass	4.0 mm (0.16 inches) tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy
Junction Box	IP68 rated (3 bypass diodes)
Output Cables	TUV (2Pfg 1169:2007) 4.0 mm <sup>2</sup> (0.006 inches <sup>2</sup> ), symmetrical lengths (-) 1100mm (43.3 inches) and (+) 1100 mm (43.3 inches)
Connectors	Original MC4 connectors

## Apéndice F

PVSYST V6.39		22/09/16	Page 1/3
<b>COLORADO DE LIBERIA - GUANACASTE - COSTA RICA ICE-PROJECT BY TECH MAHINDRA COSTA RICA</b>			
<b>Grid-Connected System: Simulation parameters</b>			
<b>Project :</b> Grid-Connected Project at COLORADO DE LIBERIA			
<b>Geographical Site</b>	COLORADO DE LIBERIA	<b>Country</b>	Costa Rica
<b>Situation</b>	Latitude 10.6°N	<b>Longitude</b>	84.5°W
<b>Time defined as</b>	Legal Time	Time zone	UT-6
	Albedo 0.20	<b>Altitude</b>	121 m
<b>Meteo data:</b>	COLORADO DE LIBERIA	Synthetic - Meteonorm 7.1 (1900-1900), Sat=15%	
<b>Simulation variant :</b> New simulation variant 4			
	<b>Simulation date</b>	22/09/16 17h43	
<b>Simulation parameters</b>			
<b>Collector Plane Orientation</b>	<b>Tilt</b> 15°	<b>Azimuth</b>	0°
<b>Models used</b>	<b>Transposition</b> Perez	<b>Diffuse</b>	Erbs, Meteonorm
<b>Horizon</b>	Free Horizon		
<b>Near Shadings</b>	No Shadings		
<b>PV Array Characteristics</b>			
<b>PV module</b>	Si-mono	<b>Model</b> STP 325S-24/Vem	
<small>Original PVSyst database</small>		<b>Manufacturer</b>	Suntech
<b>Number of PV modules</b>	<b>In series</b> 10 modules	<b>In parallel</b>	8 strings
<b>Total number of PV modules</b>	<b>Nb. modules</b> 80	<b>Unit Nom. Power</b>	325 Wp
<b>Array global power</b>	<b>Nominal (STC)</b> 26.00 kWp	<b>At operating cond.</b>	23.16 kWp (50°C)
<b>Array operating characteristics (50°C)</b>	<b>U mpp</b> 329 V	<b>I mpp</b>	70 A
<b>Total area</b>	<b>Module area</b> 155 m <sup>2</sup>	<b>Cell area</b>	141 m <sup>2</sup>
<b>Inverter</b>			
	<b>Model</b> Sunny Boy 6000TL-US-22 -240V		
	<b>Manufacturer</b> SMA		
<b>Characteristics</b>	<b>Operating Voltage</b> 210-480 V	<b>Unit Nom. Power</b>	6.00 kWac
<b>Inverter pack</b>	<b>Nb. of inverters</b> 8 * MPPT 50 %	<b>Total Power</b>	24 kWac
<b>PV Array loss factors</b>			
<b>Thermal Loss factor</b>	<b>Uc (const)</b> 20.0 W/m <sup>2</sup> K	<b>Uv (wind)</b> 0.0 W/m <sup>2</sup> K / m/s	
<b>Wiring Ohmic Loss</b>	<b>Global array res.</b> 80 mOhm	<b>Loss Fraction</b>	1.5 % at STC
<b>Module Quality Loss</b>		<b>Loss Fraction</b>	-1.3 %
<b>Module Mismatch Losses</b>		<b>Loss Fraction</b>	1.0 % at MPP
<b>Incidence effect, ASHRAE parametrization</b>	<b>IAM = 1 - bo (1/cos i - 1)</b>	<b>bo Param.</b>	0.05
<b>User's needs :</b> Unlimited load (grid)			

PVSyst Licensed to Leadcom del Ecuador S.A. (Ecuador)



PVsyst Licensed to Leedom del Ecuador S.A. (Ecuador)

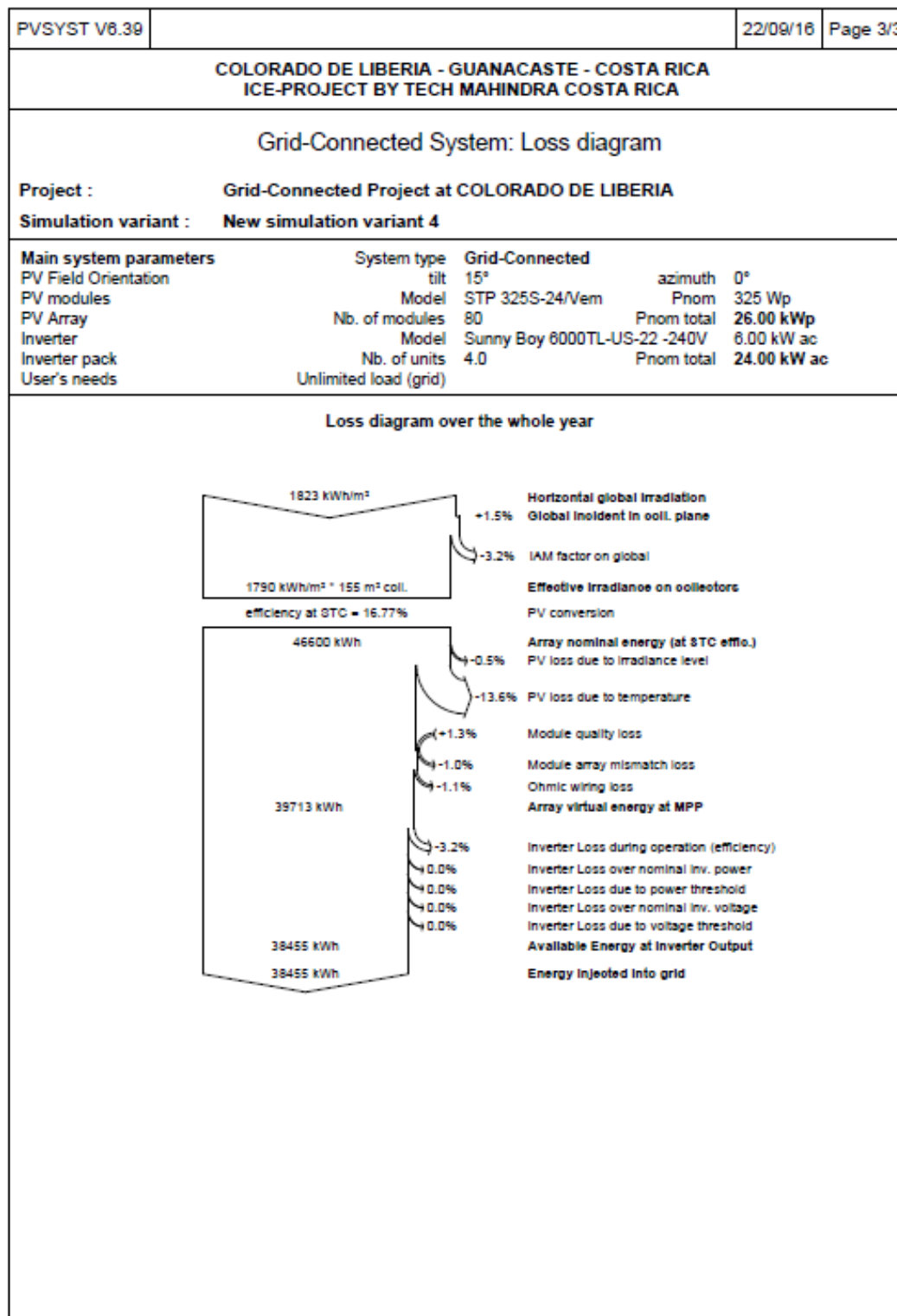
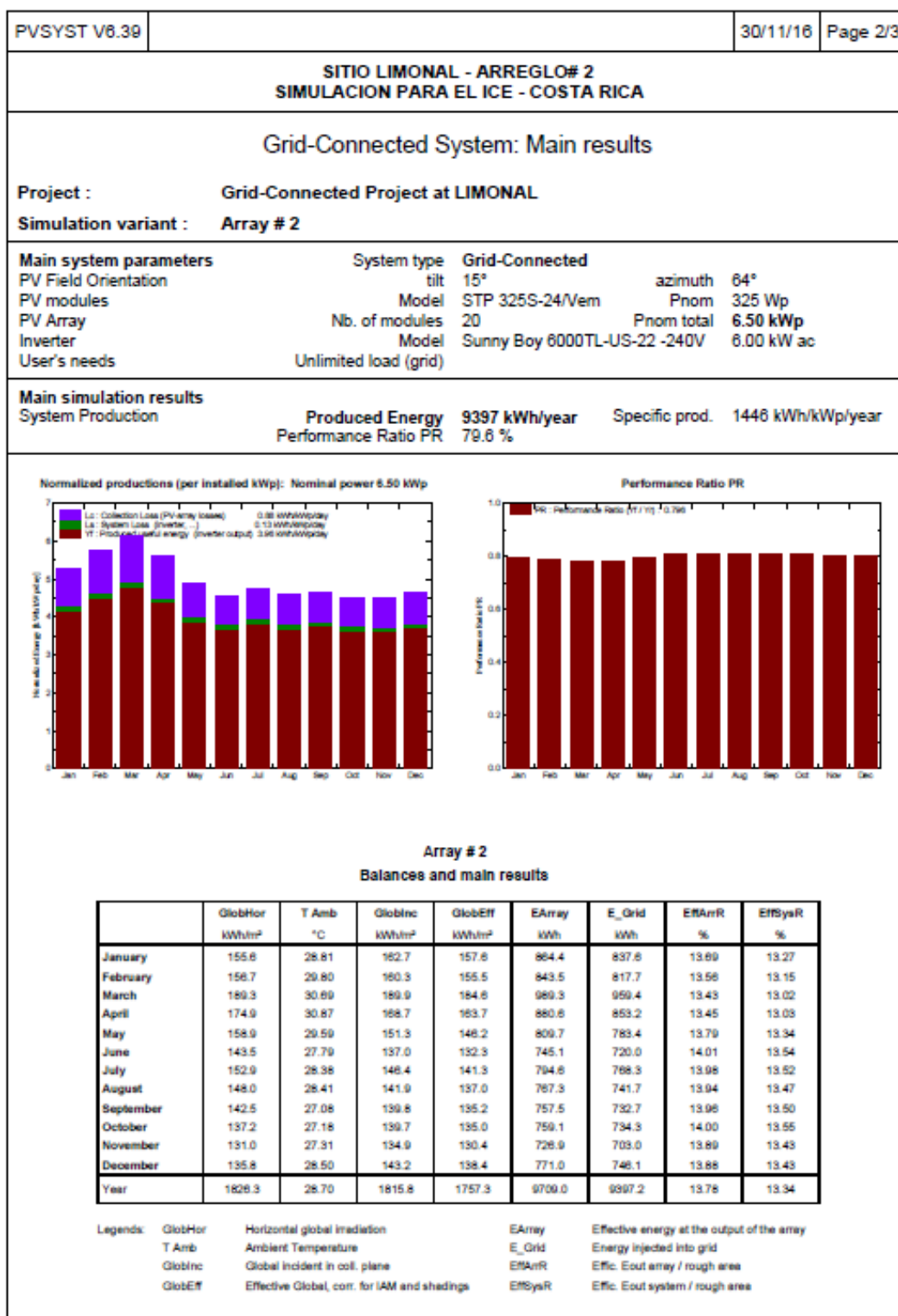


Ilustración 87 Simulación Colorado de Liberia. Página 3

PVSYST V8.39		30/11/16	Page 1/3
<b>SITIO LIMONAL - ARREGLO# 2 SIMULACION PARA EL ICE - COSTA RICA</b>			
<b>Grid-Connected System: Simulation parameters</b>			
<b>Project :</b>	<b>Grid-Connected Project at LIMONAL</b>		
<b>Geographical Site</b>	<b>LIMONAL</b>	<b>Country</b>	<b>Costa Rica</b>
<b>Situation</b>	<b>Latitude</b> 10.3°N	<b>Longitude</b>	<b>85.0°W</b>
<b>Time defined as</b>	<b>Legal Time</b> Time zone UT-6	<b>Altitude</b>	<b>90 m</b>
<b>Meteo data:</b>	<b>LIMONAL</b>	<b>Synthetic - Meteonom 7.1 (1900-1900), Sat=73%</b>	
<b>Simulation variant : Array # 2</b>			
	<b>Simulation date</b>	<b>30/11/16 12h43</b>	
<b>Simulation parameters</b>			
<b>Collector Plane Orientation</b>	<b>Tilt</b> 15°	<b>Azimuth</b>	<b>64°</b>
<b>Models used</b>	<b>Transposition</b> Perez	<b>Diffuse</b>	<b>Erbs, Meteonom</b>
<b>Horizon</b>	<b>Free Horizon</b>		
<b>Near Shadings</b>	<b>No Shadings</b>		
<b>PV Array Characteristics</b>			
<b>PV module</b>	<b>Si-mono</b>	<b>Model</b> STP 325S-24/Vem	
<small>Original PVsyst database</small>	<b>Manufacturer</b>	<b>Suntech</b>	
<b>Number of PV modules</b>	<b>In series</b> 10 modules	<b>In parallel</b>	<b>2 strings</b>
<b>Total number of PV modules</b>	<b>Nb. modules</b> 20	<b>Unit Nom. Power</b>	<b>325 Wp</b>
<b>Array global power</b>	<b>Nominal (STC)</b> 6.50 kWp	<b>At operating cond.</b>	<b>5.79 kWp (50°C)</b>
<b>Array operating characteristics (50°C)</b>	<b>U mpp</b> 329 V	<b>I mpp</b>	<b>18 A</b>
<b>Total area</b>	<b>Module area</b> 38.8 m²	<b>Cell area</b>	<b>35.2 m²</b>
<b>Inverter</b>			
	<b>Model</b> Sunny Boy 6000TL-US-22 -240V		
	<b>Manufacturer</b> SMA		
<b>Characteristics</b>	<b>Operating Voltage</b> 210-480 V	<b>Unit Nom. Power</b>	<b>6.00 kWac</b>
<b>Inverter pack</b>	<b>Nb. of inverters</b> 2 * MPPT 50 %	<b>Total Power</b>	<b>6.0 kWac</b>
<b>PV Array loss factors</b>			
<b>Thermal Loss factor</b>	<b>Uc (const)</b> 20.0 W/m²K	<b>Uv (wind)</b>	<b>0.0 W/m²K / m/s</b>
<b>Wiring Ohmic Loss</b>	<b>Global array res.</b> 320 mOhm	<b>Loss Fraction</b>	<b>1.5 % at STC</b>
<b>Module Quality Loss</b>		<b>Loss Fraction</b>	<b>-1.3 %</b>
<b>Module Mismatch Losses</b>		<b>Loss Fraction</b>	<b>1.0 % at MPP</b>
<b>Incidence effect, ASHRAE parametrization</b>	<b>IAM = 1 - bo (1/cos i - 1)</b>	<b>bo Param.</b>	<b>0.05</b>
<b>User's needs :</b>	<b>Unlimited load (grid)</b>		

PVsyst Licensed to Leadcom del Ecuador S.A. (Ecuador)



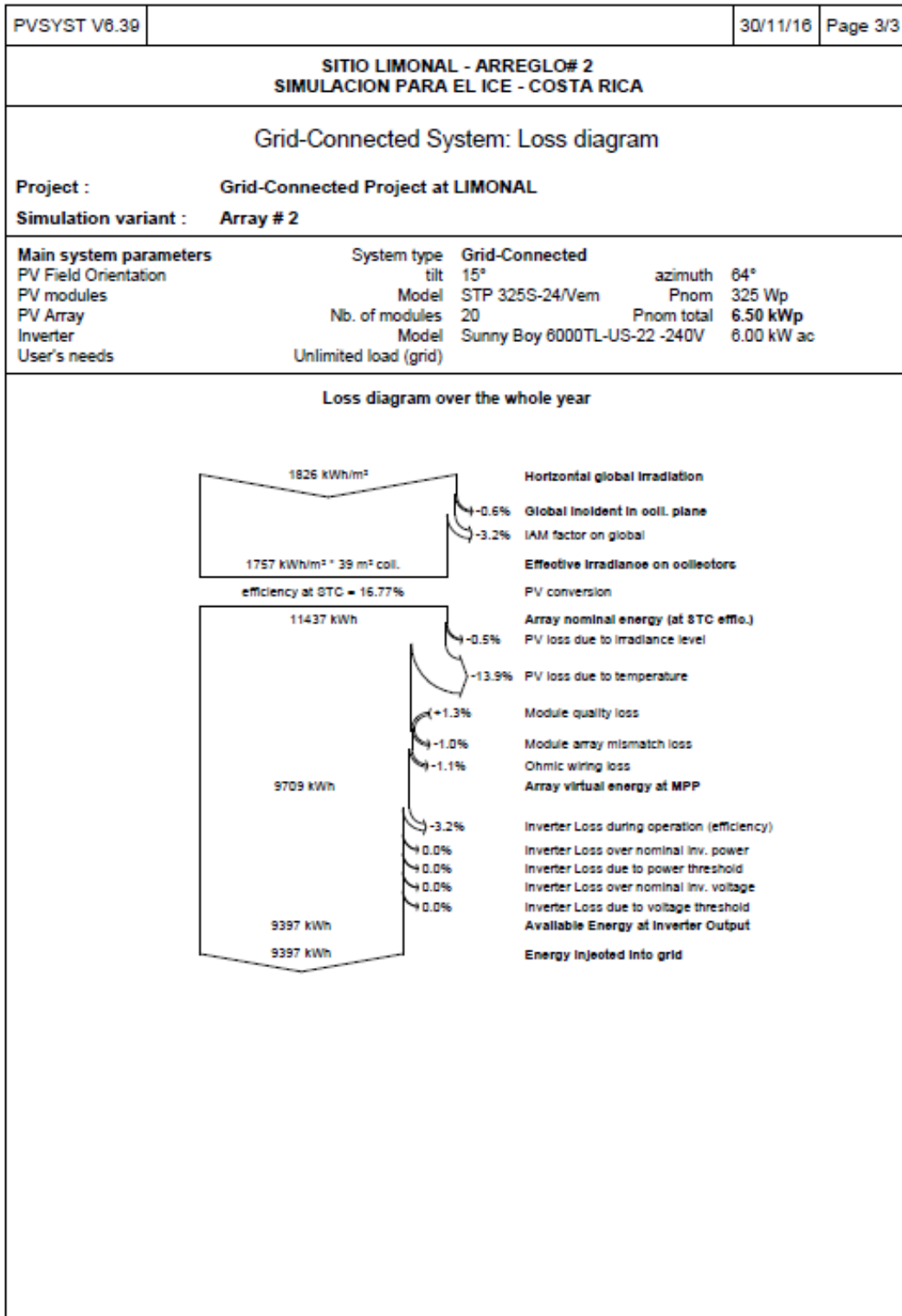


Ilustración 90 Simulación Sitio Limonal. Página 3

PVSYST V6.39		30/11/16	Page 1/3
<b>SITIO JUANILAMA SIMULACION PARA EL ICE - COSTA RICA</b>			
<b>Grid-Connected System: Simulation parameters</b>			
<b>Project :</b> Grid-Connected Project at <b>JUANILAMA</b>			
<b>Geographical Site</b>	<b>JUANILAMA</b>	<b>Country</b>	<b>Costa Rica</b>
<b>Situation</b>	Latitude	10.6°N	Longitude 85.4°W
Time defined as	Legal Time	Time zone UT-6	Altitude 129 m
<b>Meteo data:</b>	<b>JUANILAMA</b>	Synthetic - Meteonorm 7.1 (1900-1900), Sat=62%	
<b>Simulation variant :</b> New simulation variant			
	Simulation date	30/11/16 10h15	
<b>Simulation parameters</b>			
<b>Collector Plane Orientation</b>	Tilt	15°	Azimuth 18°
<b>Models used</b>	Transposition	Perez	Diffuse Erbs, Meteonorm
<b>Horizon</b>	Free Horizon		
<b>Near Shadings</b>	No Shadings		
<b>PV Array Characteristics</b>			
<b>PV module</b>	Si-mono	Model	STP 325S-24/Vem
Original PVsyst database	Manufacturer	Suntech	
<b>Number of PV modules</b>	In series	9 modules	In parallel 4 strings
<b>Total number of PV modules</b>	Nb. modules	36	Unit Nom. Power 325 Wp
<b>Array global power</b>	Nominal (STC)	11.70 kWp	At operating cond. 10.42 kWp (50°C)
<b>Array operating characteristics (50°C)</b>	U mpp	296 V	I mpp 35 A
<b>Total area</b>	Module area	69.9 m <sup>2</sup>	Cell area 63.3 m <sup>2</sup>
<b>Inverter</b>			
	Model	Sunny Boy 6000TL-US-22 -240V	
	Manufacturer	SMA	
<b>Characteristics</b>	Operating Voltage	210-480 V	Unit Nom. Power 6.00 kWac
<b>Inverter pack</b>	Nb. of inverters	4 * MPPT 50 %	Total Power 12.0 kWac
<b>PV Array loss factors</b>			
<b>Thermal Loss factor</b>	Uc (const)	20.0 W/m <sup>2</sup> K	Uv (wind) 0.0 W/m <sup>2</sup> K / m/s
<b>Wiring Ohmic Loss</b>	Global array res.	144 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC
<b>Module Quality Loss</b>			Loss Fraction -1.3 %
<b>Module Mismatch Losses</b>			Loss Fraction 1.0 % at MPP
<b>Incidence effect, ASHRAE parametrization</b>	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Param. 0.05
<b>User's needs :</b>	Unlimited load (grid)		

PVsyst Licensed to: Leeddom del Ecuador S.A. (Ecuador)

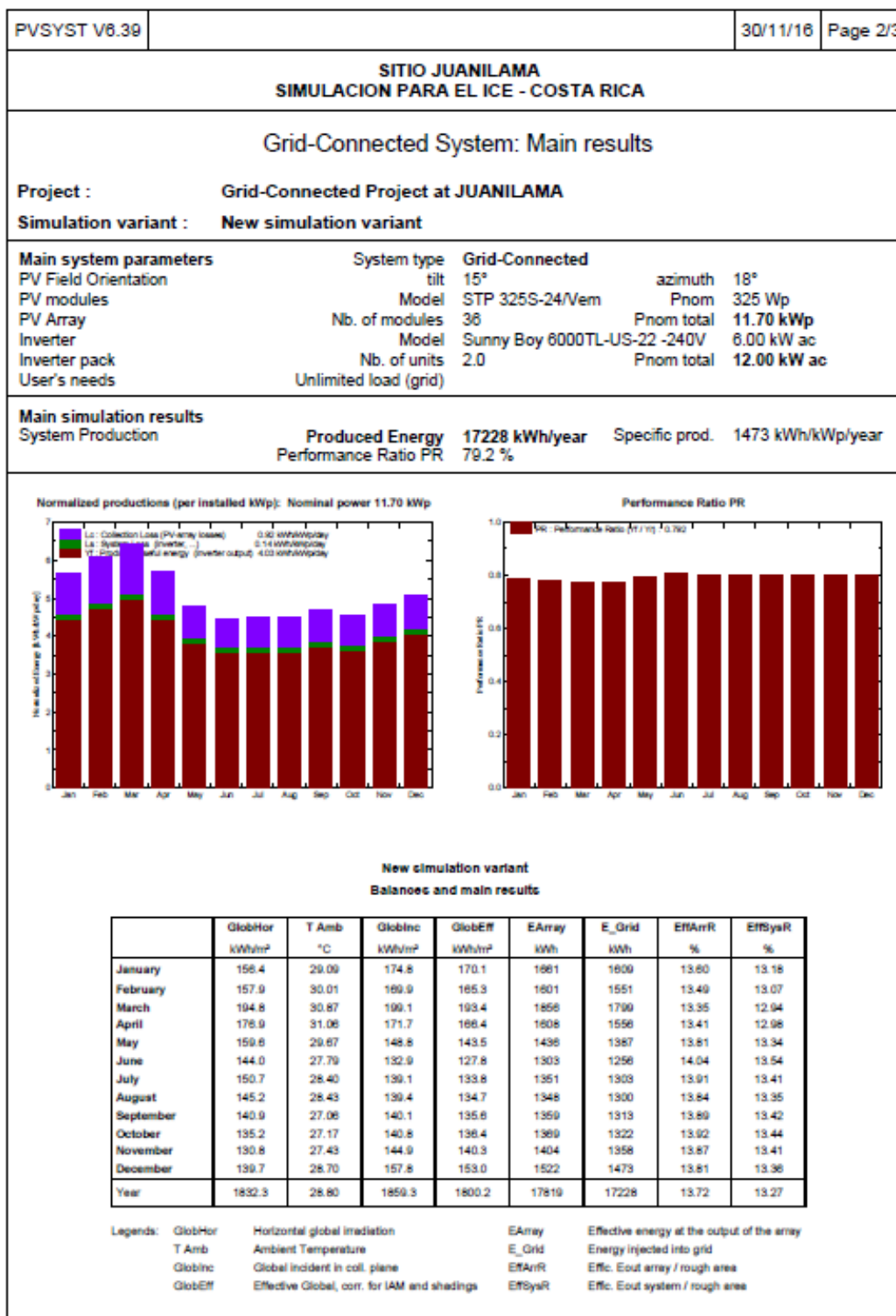
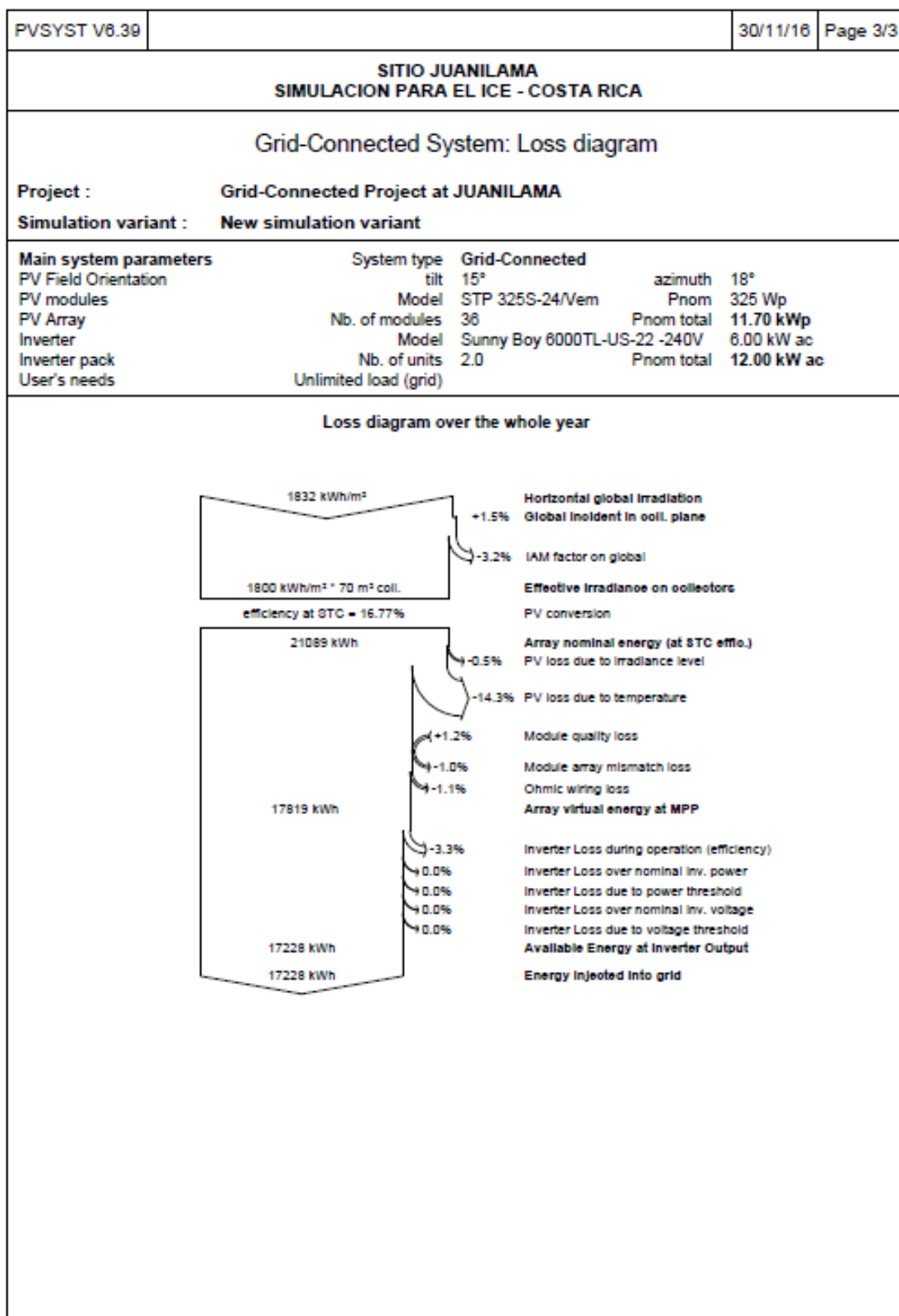


Ilustración 92 Simulación Juanilama. Página 2



## Apéndice G

### 5.1) Determinación de la Carga

La carga o consumo para esta radio base, según mediciones puntuales, es de 3.96 kW pico.

La energía consumida para el caso de una radio base celular del ICE, se puede calcular tomando el valor de consumo medido máximo y multiplicándolo por el total de horas de operación del equipo, que para este caso, son las 24 horas del día, puesto que la radio base no deja de transmitir. Por lo tanto:

$$PotPromedio\ mas\ alta * 24hrs = kWh/día \quad (2)$$

$$3.96kW * 24hrs = \frac{95.04kWh}{día} \quad (3)$$

$$Entonces: 95.04 \frac{kWh}{día} * 30 = \frac{2851.2kWh}{mes} \quad (4)$$

Ilustración 94 Determinación de la carga, proyecto Colorado, Abangares, Guanacaste

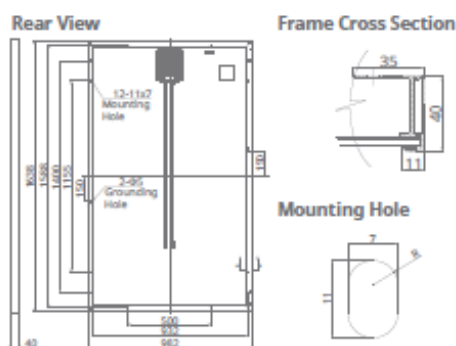
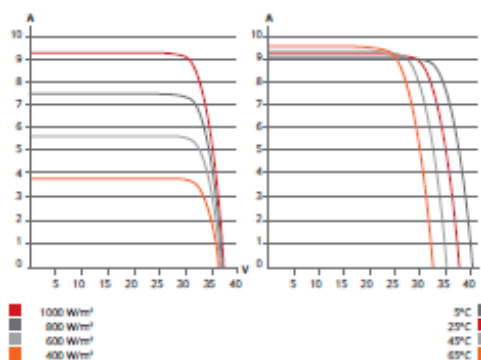
### 5.1) Selección del panel fotovoltaico:

Una vez determinado el consumo total de energía, valor que indica cuanta es la demanda a suplir, se debe determinar según requerimiento; con qué tipo de modulo fotovoltaico se va a diseñar.

Para lo anterior, se debe tener claro que a mayor eficiencia y a mayor potencia pico, menor será el número de módulos. Esto implica menor área cubierta con los paneles. aumentando la posibilidad de implementación en radio bases donde el factor limitante es el espacio libre aprovechable.

Para este caso, se selecciona el modulo **Canadian Solar CS6P-260** con las siguientes características (datos según el estándar STC).

Ilustración 95 Selección del panel fotovoltaico, proyecto Colorado, Abangares, Guanacaste

**ENGINEERING DRAWING (mm)****CS6P-265P-SD / I-V CURVES****ELECTRICAL DATA / STC\***

Power Optimizer connected to a SolarEdge Inverter	CS6P	260P-SD	265P-SD
Nominal Max. Power (P <sub>max</sub> STC)	260 W	260 W	265 W
Nominal Max. Power (P <sub>max</sub> NOCT)	189 W	189 W	192 W
Open Circuit Voltage (V <sub>oc</sub> STC)	37.5 V	37.5 V	37.7 V
Output Voltage Range (V <sub>out</sub> )	5-60 V	5-60 V	5-60 V
Max. Output Current (I <sub>max</sub> )	15 A	15 A	15 A
Max. Series Fuse Rating	20 A	20 A	20 A
Module Efficiency	16.16 %	16.47 %	
Output During Standby (power optimizer disconnected from inverter or inverter off)		1 V	

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

**MECHANICAL DATA**

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline, 6 inch
Cell Arrangement	60 (6×10)
Dimensions	1638×982×40 mm (64.5×38.7×1.57 in)
Weight	19.1 kg
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame Material	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP65
Cable	PV1-F 1*6.0 mm <sup>2</sup> / 952 mm
Connectors	MC4
Stand. Packaging	26 pieces, 544 kg (quantity & weight per pallet)
Module Pieces per Container	728 pieces (40' HQ)

**PV SYSTEM DESIGN**

Min. String Length	EU & APAC	1 ph	8
		3 ph	16
	US & Canada	3 ph - MV	18
		1 ph	8
Max. String Length	EU & APAC	3 ph (208 V)	10
		1 ph	20
	US & Canada	3 ph - MV	19
		3 ph (208 V)	43
Max. Power per String (W)	EU & APAC	3 ph - MV	48
		1 ph	20
	US & Canada	3 ph (208 V)	23
		1 ph	22
Parallel Strings of Different Lengths	EU & APAC	3 ph	5250
		3 ph - MV	11250
	US & Canada	3 ph - MV	12750
		1 ph	5250
Parallel Strings of Different Orientations	EU & APAC	3 ph (208 V)	6000
		1 ph	5250
	US & Canada	3 ph (208 V)	6000
		1 ph	5250
Operating Temperature	-40°C – +85°C		
Max. System Voltage	1000 V (IEC) / 600 V (UL)		
Application Classification	Class A		
Fire Rating	Type 1 (UL1703) / Class C (IEC61730)		
Power Tolerance	0 – +5 W		

**TEMPERATURE CHARACTERISTICS**

Specification	Data
Temperature Coefficient (P <sub>max</sub> )	-0.41 % / °C
Temperature Coefficient (V <sub>oc</sub> )	-0.31 % / °C
Temperature Coefficient (I <sub>sc</sub> )	0.053 % / °C
Nominal Operating Cell Temperature	45±2 °C

**STANDARD COMPLIANCE**

EMC	FCC Part15 Class B, IEC61000-6-2, IEC61000-6-3
PV Optimizer J-Box	EN50548, UL3730, IEC62109-1 (Class II safety), UL1741
Fire Safety	VDE-AR-E 2100-712:2013-05

**PARTNER SECTION**

## 5.2) Cálculo del número de módulos fotovoltaicos

A partir de la selección del tipo de panel, se calcula cuantos módulos son necesarios para satisfacer la necesidad, por lo tanto:

$$Np = \frac{Et}{HSP \cdot (0,9 \cdot Pmax)} \quad (8)$$

Donde:

Np: Numero de paneles

Et: Energía requerida en kWh/día ( $3,96 \times 24 = 95,04$ )

HSP: Hora Solar Pico (promedio).

Pmax: potencia panel según hoja de datos

0,9: factor de corrección, por pérdidas en el sistema.

Hora Solar Pico para sector Sur del Aeropuerto Daniel Oduber, en Liberia, durante octubre el mes con menor radiación  $4,72 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$ . En zona con Latitud  $10,589$  y longitud  $-85,543$ .

Por lo tanto:

$$Np = \frac{95,04}{4,72(0,9 \cdot 0,247)} = 91 \text{ paneles} \quad (9)$$

Según se muestra en la ecuación número (9) utilizando un panel solar con potencia nominal de 260 W y tomando en cuenta las pérdidas, para suplir las necesidades y abastecer esta radio base, se necesitarían **91 paneles fotovoltaicos**.

Ilustración 97 Cálculo del número de módulos fotovoltaicos, , proyecto Colorado, Abangares, Guanacaste

**7) Análisis financiero:**

Para el cálculo del análisis financiero se debe considerar los siguientes elementos.

Inversión: ₡ 34,393,620.00

(treinta y cuatro millones trecientos noventa y tres mil seiscientos veinte colones con 00/100).

Vida útil del proyecto: 25 años

**Facturación eléctrica actual:** ₡ 418,000.00 /mes,

Incremento factura eléctrica (estimada): 8%.

**Consumo Eléctrico Promedio Anual:** 34,227.6 KW/hr/año

**Recibo Eléctrico Esperado (No Incluye Impuestos)** ₡ 72,276.00/mes

**Ahorros del Sistema PV** ₡ 4,150,458.51/año

Canon por acceso a RED Pública (anual)  
(incremento anual 8%). ₡ 632,595.00

Con esta información, se esperaría:

**TIR: 18 %**

**VAN: ₡ 51,321,916.5 (tasa de descuento 8%)**

**Payback (Años en que recupera la inversión): año 11**

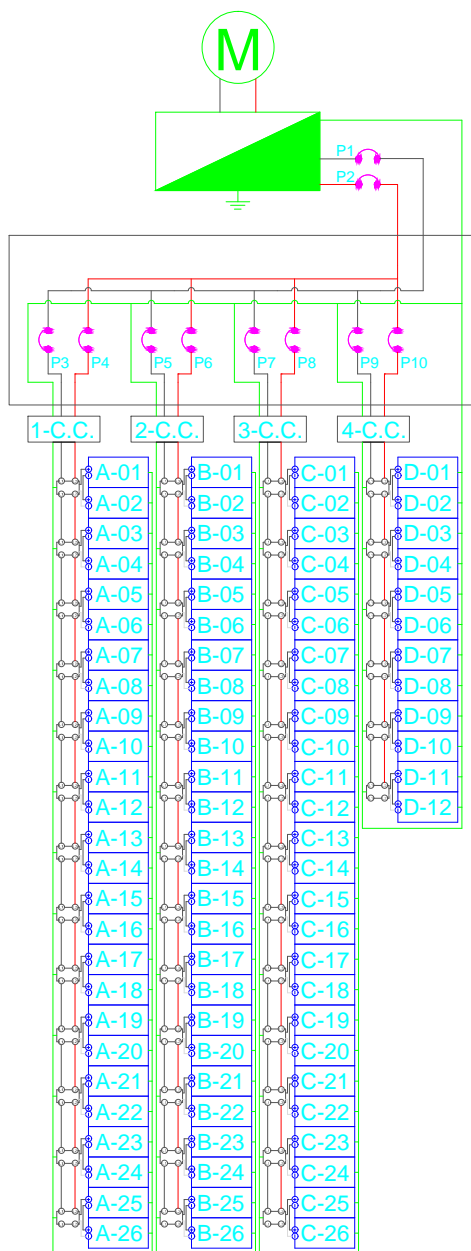
Ilustración 98 Análisis financiero, proyecto Colorado, Abangares, Guanacaste

		GENERAL							
Radio Base									
Potencia de Generacion (KW)	21	T-GE							
		Consumo de Energía ≤ 3000 kWh € 146,60							
Tipo de Cambio	€ 543,00								
Inflación	5%	Tarifa Acceso	\$ 0,05	Inversión en el Sistema Solar PV			\$ 63.340,00		
Incremento de la tarifa Eléctrica	8%	Energía Acceso	65%						
		0	1	2	3	4	5	6	7
Consumo Eléctrico Promedio Anual (kWh)		34227,6	34227,6	34227,6	34227,6	34227,6	34227,6	34227,6	34227,6
Precio de la tarifa eléctrica (\$/kWh)		0,27	0,29	0,31	0,34	0,37	0,40	0,43	
Recibo Eléctrico Esperado (No Incluye Impuestos)		\$ 9.240,82	\$ 9.980,09	\$ 10.778,49	\$ 11.640,77	\$ 12.572,04	\$ 13.577,80	\$ 14.664,02	\$
Generación del Sistema PV (kWh)		35385,25823	35073,86796	34765,21792	34459,284	34156,0423	33855,46913	33557,541	∞
Ahorros del Sistema PV - Ingresos		\$ 9.240,82	\$ 9.980,09	\$ 10.778,49	\$ 11.640,77	\$ 12.545,75	\$ 13.430,18	\$ 14.376,95	\$
Acceso a RED Pública -		\$ 1.165,25	\$ 1.258,47	\$ 1.359,15	\$ 1.467,88	\$ 1.585,31	\$ 1.712,14	\$ 1.849,11	\$
Inversión - Sistema Solar	\$ 63.340								
O&M		\$ -	\$ -	\$ -	\$ 665,07	\$ 698,32	\$ 733,24	\$ 769,90	\$
Seguros		\$ 432,00	\$ 453,60	\$ 476,28	\$ 500,09	\$ 525,10	\$ 551,35	\$ 578,92	\$
Flujo de Caja	\$ (63.340)	\$ 7.643,57	\$ 8.268,02	\$ 8.943,07	\$ 9.007,73	\$ 9.737,02	\$ 10.433,45	\$ 11.179,02	\$
Modelo Financiero Solar 21kW									









Ilustración 99 Análisis financiero, proyecto Colorado, Abangares, Guanacaste

## Apéndice H

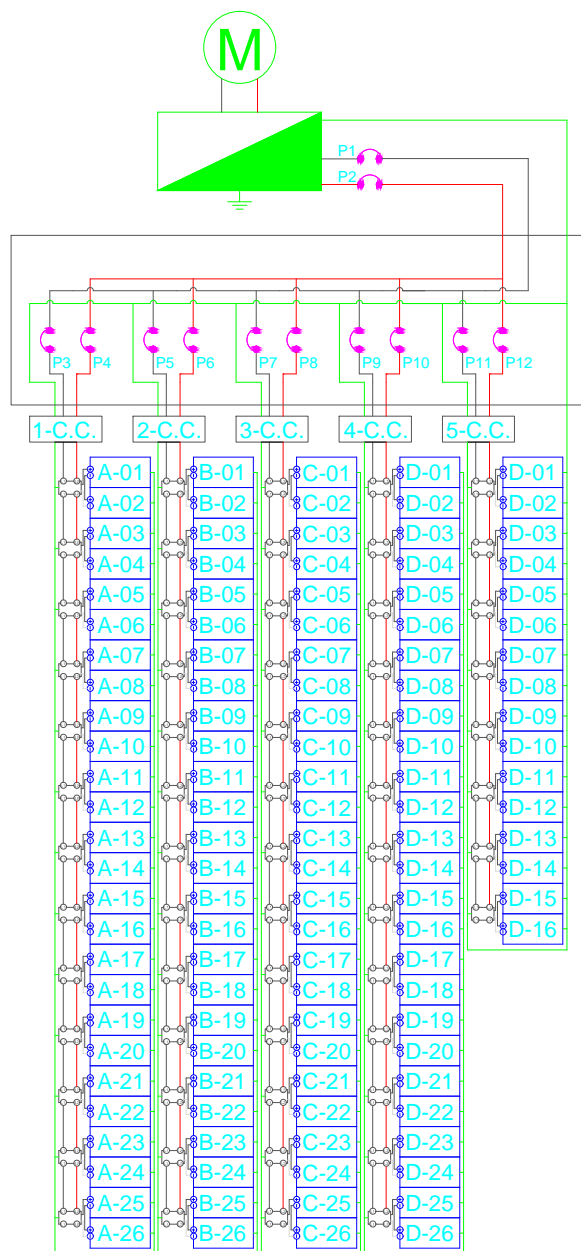
# Estación 1 - Alajuela











## Simbología

Medidor	
Tablero principal	
Tablero secundario	
Puesta a tierra	
Protección termomagnética	
Caja de conexiones	
Micro inversor	
Módulo solar	

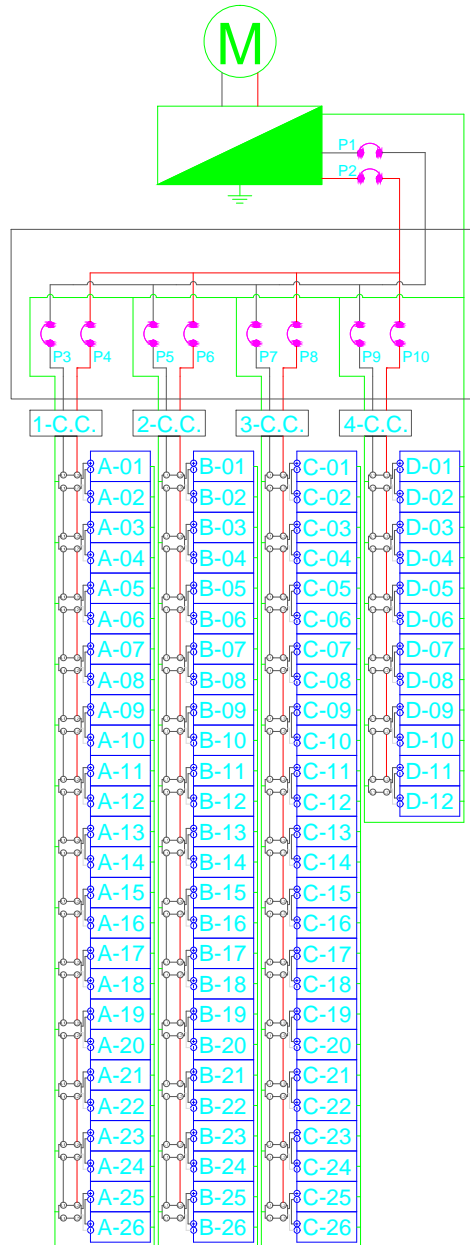
# Estación 2 - Los Chiles



## Simbología

Medidor	
Tablero principal	
Tablero secundario	
Puesta a tierra	
Protección termomagnética	
Caja de conexiones	
Micro inversor	
Módulo solar	

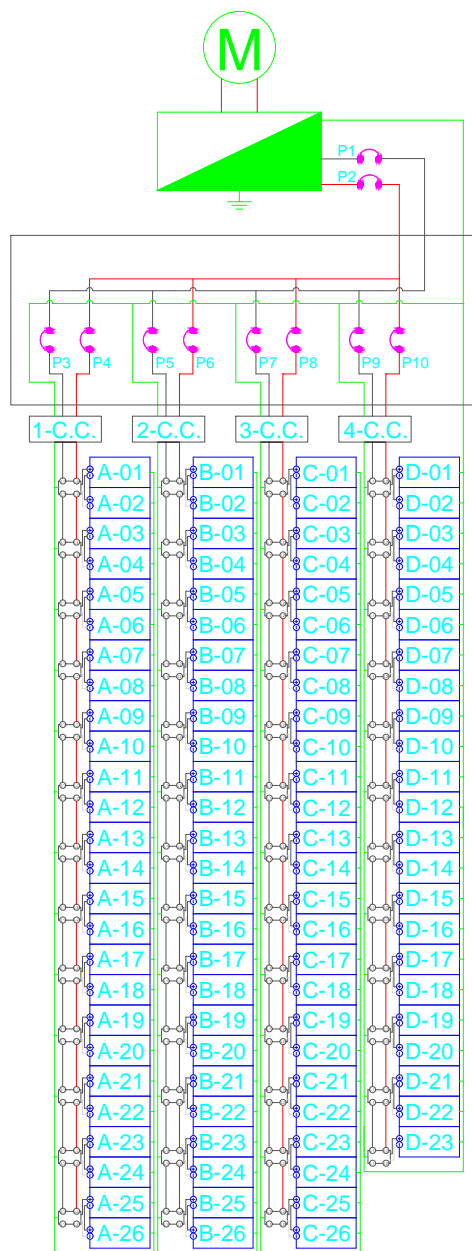
# Estación 3 - Liberia



## Simbología

Medidor	
Tablero principal	
Tablero secundario	
Puesta a tierra	
Protección termomagnética	
Caja de conexiones	
Micro inversor	
Módulo solar	

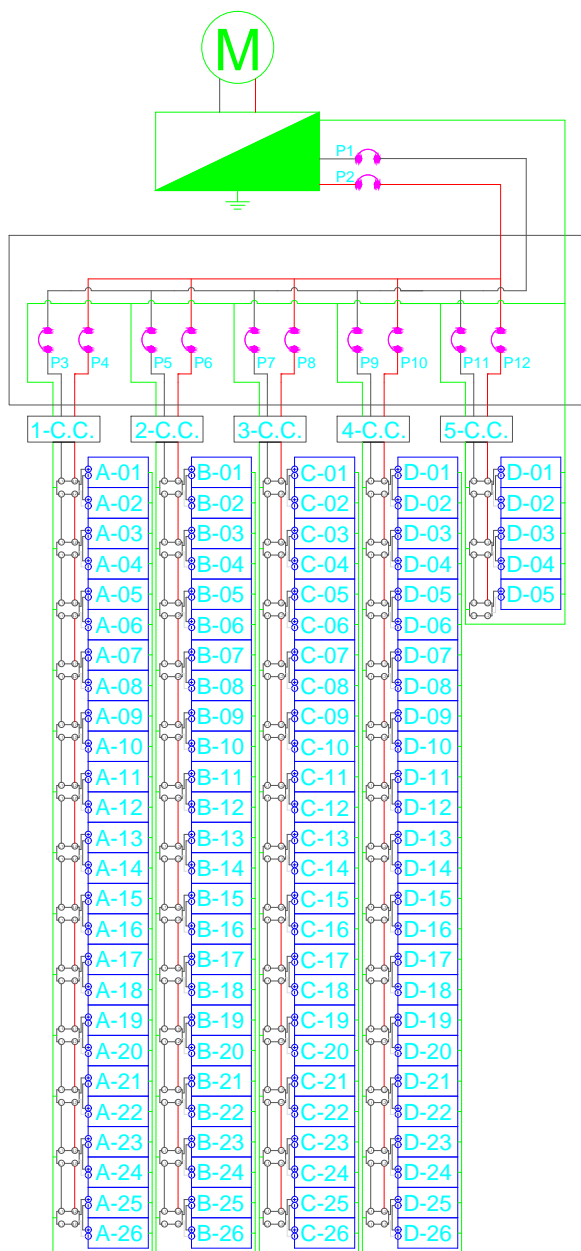
# Estación 4 - Limón



## Simbología

Medidor	
Tablero principal	
Tablero secundario	
Puesta a tierra	
Protección termomagnética	
Caja de conexiones	
Micro inversor	
Módulo solar	

# Estación 5 - Buenos Aires



## Simbología

Medidor	
Tablero principal	
Tablero secundario	
Puesta a tierra	
Protección termomagnética	
Caja de conexiones	
Micro inversor	
Módulo solar	