

**INSTITUTO TECNOLÓGICO DE COSTA RICA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA**



“Estudio de factibilidad, basado en el análisis de ciclo de vida, de un sistema de energía renovable para alimentar un punto de carga para recargar la batería de vehículos eléctricos en diferentes comercios de la zona de Monteverde”.

Informe de Práctica Profesional para optar por el título de
Ingeniero en Mantenimiento Industrial, grado Licenciatura

Juan Pablo Calvo Román

Cartago, junio, 2019

CARTA DE ENTENDIMIENTO

Fecha: 30 de mayo de 2019

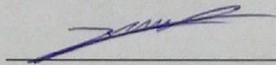
Señores
Instituto Tecnológico de Costa Rica
Sistema de Bibliotecas del Tecnológico

Yo Juan Pablo Calvo Román

carné No. 201250554, si autorizo no autorizo, al Sistema de Bibliotecas del Tecnológico (SIBITEC), disponer del Trabajo Final de graduación, del cual soy autor, para optar por el grado de licenciatura _____, en la carrera de Ingeniería en Mantenimiento Industrial _____, presentado en la fecha 05 de junio de 2019, con el título Estudio de factibilidad, basado en el análisis de ciclo de vida, de un sistema de energía renovable para alimentar un punto de carga para recargar la batería de vehículos eléctricos en diferentes comercios de la zona de Monteverde _____,

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

Firma de estudiante:



Correo electrónico:

juanpcalvor@gmail.com

Cédula No.:

604130772

Profesor guía

Ing. Felipe Córdoba Ramírez

Asesor industrial

Luis Pérez Porras

Tribunal examinador

Ing. Carlos Piedra Santamaría

Ing. Julio César Rojas Gómez

Información del estudiante y la empresa

Nombre: Juan Pablo Calvo Román

Cédula: 6-0413-0772

Carné: 201250554

Dirección de residencia en época lectiva: Oriental, Cartago, Cartago

Dirección de residencia en época no lectiva: Las Juntas, Abangares, Guanacaste

Teléfono en época lectiva: 8928-6961

Teléfono en época no lectiva: 8928-6961

Email: juanpcalvor@gmail.com, jpcalvo@ieee.org

Información del proyecto

Nombre del proyecto: “Estudio de factibilidad, basado en el análisis de ciclo de vida, de un sistema de energía renovable para alimentar un punto de carga para recargar la batería de vehículos eléctricos en diferentes comercios de la zona de Monteverde”.

Profesor asesor: Ing. Luis Felipe Córdoba Ramírez

Horario de trabajo del estudiante: lunes a jueves y sábado, de 8 am a 6 pm

Información de la Empresa

Nombre: Comisión hacia la Resiliencia al Cambio Climático de Monteverde (CORCLIMA)

Zona: Monteverde

Dirección: Monteverde, Puntarenas

Teléfono: 2645-5655 / 8869-3939

Actividad Principal: Unir y alinear esfuerzos de organizaciones y ciudadanos para hacer la región de Monteverde resiliente al cambio climático.

Dedicatoria

Este documento se lo dedico a mis papás, que siempre me dieron ánimos para seguir adelante y me apoyaron durante mi proceso académico; además de seguir enseñándome a ser una mejor persona tanto social como académicamente.

A mis hermanos, por todas sus recomendaciones profesionales y por ser modelos a seguir en el campo profesional.

A mi novia, que siempre me apoya y me acompaña para seguir adelante a pesar de cualquier situación.

Agradecimientos

Agradezco mucho a los profesores que me apoyaron con cualquier consulta durante el desarrollo de este proyecto, en especial a mi profesor asesor que siempre estuvo atento a cualquier consulta a pesar de estar fuera de horario de trabajo. A mi asesor industrial que me dio la oportunidad de participar en el proyecto de Ruta Eléctrica Monteverde, donde aprendí y conocí mucho sobre las diversas entidades y personas que apoyan la acción de tratar de disminuir la contaminación ambiental y el calentamiento global.

También agradezco al Laboratorio de investigación de Sistemas Electrónicos para la Sostenibilidad (SESlab) por brindarme toda la ayuda posible sobre el tema de sistemas fotovoltaicos y al Laboratorio de Investigación en Vehículos Eléctricos (LIVE) por brindarme experiencias y conocimiento con relación al campo de la movilidad eléctrica que me fueron de mucha ayuda para el desarrollo de este proyecto.

Resumen

El incremento de la cantidad de CO₂ en el ambiente ha sido de mucha preocupación en la mayoría de los países, tanto así que han venido implementando proyectos para sustituir el uso de los combustibles fósiles por el aprovechamiento de las energías renovables. En Costa Rica, el gobierno ha estado formulando proyectos cuyo fin es eliminar por completo el uso de combustibles fósiles para llegar a ser un país cien por ciento libre de carbono. CORCLIMA por su parte, en el proyecto de Ruta Eléctrica Monteverde motiva a las personas a utilizar los vehículos eléctricos en vez de los de combustión. A partir de esta situación, en este documento se desarrolla el análisis de factibilidad para seleccionar un sistema que utiliza energía renovable como fuente de energía para alimentar un punto de carga para recargar la batería de los vehículos eléctricos ubicados en las rutas propuestas por CORCLIMA. Las propuestas planteadas se dan para evitar impactar el incremento en el cobro de la factura eléctrica en los comercios, ubicados en las rutas propuestas, debido al uso de los puntos de carga. De esta forma, se plantearon diferentes escenarios donde se evalúan las posibles fuentes, como sistemas eólicos y fotovoltaicos, conectados a red o aislados, para alimentar los puntos de carga. A partir del aspecto económico se seleccionó uno de estos sistemas y se analizaron las etapas de su ciclo de vida, desde el diseño hasta la retirada de los equipos al cumplir su vida útil. Luego se realizó el análisis económico al comparar los cobros mensuales de la tarifa eléctrica a partir de dos escenarios: utilizando el punto de carga sin un sistema de energía renovable y utilizando un sistema de energía renovable. A partir de esto se calcularon los retornos de inversión y se plantearon las conclusiones y las recomendaciones.

Palabras clave: *Punto de carga, vehículos eléctricos, sistemas aislados, aerogeneradores, paneles fotovoltaicos, análisis de ciclo de vida.*

Abstract

The increase of the amount of CO₂ in the environment has been of great concern in most countries, so much so that they have been implementing projects to replace the use of fossil fuels by the use of renewable energy. In Costa Rica, the government has been formulating projects whose goal is to completely eliminate the use of fossil fuels to become a one hundred percent carbon-free country. CORCLIMA on the other hand, in the Ruta Eléctrica Monteverde project, motivates people to use electric vehicles instead of combustion vehicles. From this situation, this document develops the feasibility analysis to select a system that uses renewable energy as a source of energy to power a charging point to recharge the battery of electric vehicles located on the routes proposed by CORCLIMA. The proposed proposals are given to avoid impacting the increase in the collection of the electric bill in the stores, located in the proposed routes, due to the use of the loading points. In this way, different scenarios were proposed where possible sources are evaluated, such as wind and photovoltaic, grid-connected or isolated systems, to feed the loading points. From the economic aspect, one of these systems was selected and the stages of its life cycle were analyzed, from the design to the removal of the equipment to meet its useful life. The economic analysis was then carried out by comparing the monthly charges of the electricity tariff based on two scenarios: using the charging point without a renewable energy system and using a renewable energy system. From this, the investment returns were calculated and the conclusions and recommendations were presented.

Keywords: *Charging point, electric vehicles, isolated systems, wind turbines, photovoltaic panels, life cycle analysis.*

Tabla de contenido

Profesor guía	i
Asesor industrial	i
Tribunal examinador	i
Información del estudiante y la empresa.....	ii
Dedicatoria	iii
Agradecimientos	iv
Resumen.....	v
Abstract	vi
Tabla de contenido.....	vii
Índice de figuras.....	xii
Índice de tablas.....	xiii
CAPÍTULO 1. Introducción.	1
1.1. Información de la empresa.....	2
1.1.1. Miembros de la comisión.....	2
1.1.2. Reseña de la Empresa	2
1.1.3. Descripción del proceso productivo.....	3
1.2. Planteamiento del problema.....	4
1.2.1. Descripción del problema a resolver.....	4
1.2.2. Objetivo general.....	5
1.2.3. Objetivos específicos	5
1.2.4. Justificación	6
1.2.5. Viabilidad.....	8

1.2.6. Alcance.....	8
1.2.7. Limitaciones.....	8
CAPÍTULO 2. Marco teórico	9
2.1. Punto de carga.....	9
2.2. Sistema fotovoltaico.....	9
2.3. Sistema eólico	10
2.4. Regulador de carga.....	11
2.5. Inversor de corriente	11
2.6. Sistema de almacenamiento	12
2.7. Sistemas on-grid o conectados a red	14
2.8. Sistemas off-grid o aislado.....	15
2.9. Sistema híbrido	16
CAPÍTULO 3. Metodología.	18
3.1. Gestión de mantenimiento.	19
CAPÍTULO 4. Análisis de ciclo de vida.....	20
4.1. Diseño	20
4.1.1. Selección del punto de carga.....	20
4.1.2. Datos de clima.....	23
4.1.3. Análisis de casos	25
4.1.4. Selección del sistema	42
4.2. Construcción del sistema seleccionado.....	44
4.2.1. Instalación eléctrica.....	44
4.2.2. Estructura para los paneles fotovoltaicos.....	45
4.2.3. Costo de la construcción del sistema planteado.....	46

4.2.4. Aspectos legales.....	50
4.3. Costos de operación y mantenimiento	52
4.4. Retirada de equipo	53
4.4.1. Representación de la huella de carbono.....	54
CAPÍTULO 5. Análisis financiero.....	58
5.1. Retorno de inversión del sistema seleccionado.....	58
5.1.1. Análisis financiero para el sistema fotovoltaico con el punto de carga de 7,2 kW.....	58
5.1.2. Análisis financiero para el sistema fotovoltaico con el punto de carga de 3,6 kW.....	60
CAPÍTULO 6. Conclusiones y recomendaciones.....	63
Cronograma proyectado del desarrollo del proyecto	65
CAPÍTULO 7. Bibliografía.....	66
Apéndices.....	74
Apéndice A. Gravedad específica del electrolito.....	75
A.1. Cálculo de la gravedad específica del electrolito.....	75
Apéndice B. Energías renovables: fotovoltaica y eólica.....	76
B.1. Sistemas fotovoltaicos.....	76
B.2. Sistema eólico.....	77
B.3. Velocidad del viento en el aerogenerador.	77
Apéndice C. Memoria de cálculo para el sistema fotovoltaico conectado a red.	80
C.1. Cálculos para el punto de carga de 7,2 kW.	80
C.2. Cálculos para el punto de carga de 3,6 kW.	82
Apéndice D. Memoria de cálculo para el sistema fotovoltaico aislado.	85

D.1. Cálculos para el punto de carga de 7,2 kW.....	85
D.2. Cálculos para el punto de carga de 3,6 kW.....	90
Apéndice E. Memoria de cálculo para el sistema eólico conectado a red.	96
E.1. Cálculos para el punto de carga de 7,2 kW.	96
E.2. Cálculos para el punto de carga de 3,6 kW.	97
Apéndice F. Memoria de cálculo para el sistema eólico aislado.	98
F.1. Cálculos para el punto de carga de 7,2 kW.....	98
F.2. Cálculos para el punto de carga de 3,6 kW.....	103
Apéndice G. Memoria de cálculo para el sistema híbrido conectado a red.	108
G.1. Cálculos para el punto de carga de 7,2 kW.....	108
G.2. Cálculos para el punto de carga de 3,6 kW.....	109
Apéndice H. Memoria de cálculo para el sistema híbrido aislado.....	111
H.1. Cálculos para el punto de carga de 7,2 kW.....	111
H.2. Cálculos para el punto de carga de 3,6 kW.....	117
Apéndice I. Memoria de cálculo de la conexión eléctrica del sistema fotovoltaico conectado a red para el punto de carga de 7,2 kW	124
I.1. Circuito paneles fotovoltaico – entrada de inversor.	125
I.2. Circuito salida de inversor – caja de breakers.	126
I.3. Circuito caja de breakers – punto de carga.....	126
I.4. Canalización de cables.....	127
I.5. Puesta a tierra.....	127
Apéndice J. Memoria de cálculo de la conexión eléctrica del sistema fotovoltaico conectado a red para el punto de carga de 3,6 kW	128
J.1. Circuito paneles fotovoltaico – entrada de inversor.....	128

I.2. Circuito salida de inversor – caja de breakers	129
J.3. Circuito caja de breakers – punto de carga.....	130
J.4. Canalización de cables.	130
J.4. Puesta a tierra.	130
Anexos	132
Anexo 1. Características de los puntos de carga.....	133
1.1. Tipos de conector.	133
1.2. Modos de carga.	134
Anexo 2. Batería de plomo-ácido.	136
2.1. Curvas de descarga de baterías de plomo-ácido a varias temperaturas a una tasa de C/20.....	136
2.2. Curvas de descarga de baterías de plomo-ácido a varias temperaturas a 340 A, batería de 12 V, capacidad nominal 60 Ah, velocidad de 20 h a 25° C.....	136
2.3. Efecto de la temperatura en la resistencia de la batería.	137
2.4. Efecto de la profundidad de descarga y el número de ciclos por año sobre la vida húmeda a 25 °C.....	137
Anexo 3. Sistema de almacenamiento de energía.....	138
3.1. Topología del sistema de almacenamiento de energía de doble batería.	138
Anexo 4. Ficha técnica de punto de carga ELCO	139
Anexo 5. Ficha técnica de punto de carga eHome.....	141
Anexo 6. Ficha técnica de panel fotovoltaico Mission Solar 365.....	142
Anexo 7. Ficha técnica de inversor Fronius Primo 6.0-1.....	143
Anexo 8. Ficha técnica de inversor FRONIUS PRIMO 3.5-1 light	144
Anexo 9. Ficha técnica de batería Trojan T125	145

Anexo 10. Ficha técnica de inversor MUST PV18-5048 HM.....	146
Anexo 11. Ficha técnica de aerogenerador Greef GS-5KW Vertical	147
Anexo 12. Ficha técnica de aerogenerador Greef GV-2KW Vertical	148
Anexo 13. Ficha técnica de aerogenerador Eleksol	150
Anexo 14. Ficha técnica de aerogenerador TECHNO-SUN-FSH2000.....	151
Anexo 15. Ficha técnica de inversor Ingecon SUN STORAGE 6TL.....	152
Anexo 16. Ficha técnica de inversor SolaX X1 Hybrid SK-SU30000E.....	153
Anexo 17. Ficha técnica de regulador Victron MPPT 150/85.....	154
Anexo 18. Ficha técnica de regulador Must PC18-8015F.....	155
Anexo 19. Ficha técnica de inversor Victron Phoenix 48/250	156

Índice de figuras

Figura 1.1 Diagrama de proceso productivo.....	3
Figura 2.1 Configuración básica de una instalación aislada con suministro de corriente continua y alterna.....	10
Figura 2.2 Ejemplo de aerogeneradores: de eje horizontal y de eje vertical, respectivamente.	10
Figura 2.3 Capacidad en función del número de ciclos y la temperatura.	14
Figura 2.4 Ejemplo de corriente constante, modo de carga de tensión constante.....	15
Figura 4.1 Carga tipo II.....	20
Figura 4.2 Conector tipo 1 o SAE J1772.	22

Figura 4.3 Datos de radiación solar del 2018.....	23
Figura 4.4 Datos de velocidad del viento del 2018.....	24
Figura 4.5 Ejemplo de estructuras instaladas sobre el terreno.....	45

Índice de tablas

Tabla 3.1 Metodología a desarrollar en el proyecto.....	18
Tabla 4.1 Proveedores de puntos de carga.....	21
Tabla 4.2 Puntos de carga seleccionados.....	22
Tabla 4.3 Datos de temperatura del 2018.....	25
Tabla 4.4 Resumen de resultados para el sistema fotovoltaico conectado a red.....	26
Tabla 4.5 Inversión de equipos para el punto de carga de 7,2 kW alimentado por sistema fotovoltaico conectado a red.....	27
Tabla 4.6 Inversión de equipos para el punto de carga de 3,6 kW alimentado por sistema fotovoltaico conectado a red.....	28
Tabla 4.7 Cotización brindada por la empresa A para un sistema conectado a red. ...	28
Tabla 4.8 Cotización brindada por la empresa B para un sistema conectado a red. ...	29
Tabla 4.9 Cotización brindada por la empresa C para un sistema conectado a red. ...	29
Tabla 4.10 Resumen de resultados para el sistema fotovoltaico aislado.....	30

Tabla 4.11 Inversión de equipos para el punto de carga de 7,2 kW alimentado por sistema fotovoltaico aislado.....	31
Tabla 4.12 Inversión de equipos para el punto de carga de 3,6 kW alimentado por sistema fotovoltaico aislado.....	32
Tabla 4.13 Resumen de resultados para el sistema eólico conectado a red.	33
Tabla 4.14 Inversión de equipos para el punto de carga de 7,2 kW alimentado por sistema eólico conectado a red.....	34
Tabla 4.15 Inversión de equipos para el punto de carga de 3,6 kW alimentado por sistema eólico conectado a red.....	34
Tabla 4.16 Resumen de resultados para el sistema eólico aislado.	36
Tabla 4.17 Inversión de equipos para el punto de carga de 7,2 kW alimentado por sistema eólico aislado.	37
Tabla 4.18 Inversión de equipos para el punto de carga de 3,6 kW alimentado por sistema eólico aislado.	37
Tabla 4.19 Resumen de resultados para el sistema híbrido conectado a red.	38
Tabla 4.20 Inversión de equipos para el punto de carga de 7,2 kW alimentado por sistema híbrido conectado a red.....	39
Tabla 4.21 Inversión de equipos para el punto de carga de 3,6 kW alimentado por sistema híbrido conectado a red.....	39
Tabla 4.22 Resumen de resultados para el sistema híbrido aislado.	41
Tabla 4.23 Inversión de equipos para el punto de carga de 7,2 kW alimentado por sistema híbrido aislado.....	42

Tabla 4.24 Inversión de equipos para el punto de carga de 3,6 kW alimentado por sistema híbrido aislado.....	42
Tabla 4.25 Etapa de diseño del Análisis de Ciclo de Vida para el punto de carga de 7,2 kW.....	43
Tabla 4.26 Etapa de diseño del Análisis de Ciclo de Vida para el punto de carga de 3,6 kW.....	43
Tabla 4.27 Etapa de construcción del Análisis de Ciclo de Vida para el punto de carga de 7,2 kW.....	47
Tabla 4.28 Costo de mano de obra para la construcción y la instalación del sistema fotovoltaico para el punto de carga de 7,2 kW.	48
Tabla 4.29 Etapa de construcción del Análisis de Ciclo de Vida para el punto de carga de 3,6 kW.....	49
Tabla 4.30 Costo de mano de obra para la construcción y la instalación del sistema fotovoltaico para el punto de carga de 3,6 kW.	50
Tabla 4.31 Etapa de operación y mantenimiento del Análisis de Ciclo de Vida para ambos puntos de carga.	53
Tabla 4.32 Etapa de la retirada de equipos del Análisis de Ciclo de Vida para el punto de carga de 7,2 kW.	54
Tabla 4.33 Etapa de la retirada de equipos del Análisis de Ciclo de Vida para el punto de carga de 3,6 kW.	54
Tabla 4.34 Factores de emisión de efecto invernadero para combustible.....	55
Tabla 4.35 Huella de carbono de generador eléctrico para punto de carga de 7.2 kW.	55

Tabla 4.36 Huella de carbono de generador eléctrico para punto de carga de 3.6 kW.	55
Tabla 4.37 Factores de emisión de efecto invernadero para consumo eléctrico.....	56
Tabla 4.38 Huella de carbono de la generación eléctrica para punto de carga de 7.2 kW.....	56
Tabla 4.39 Huella de carbono de la generación eléctrica para punto de carga de 3.6 kW.....	57
Tabla 5.1 Inversión inicial del sistema propuesto.....	58
Tabla 5.2 Resultados comparativos.....	62

CAPITULO 1. Introducción.

Hace aproximadamente 325.000 años, donde sólo ocurrían procesos naturales, el valor más alto de dióxido de carbono (CO₂) fue de casi 300 ppm y actualmente ese valor es casi un 25% más alto. Lo más preocupante es que este aumento sucedió durante el siglo pasado a causa de las actividades humanas (Zini, 2016). Según explican (Berenguer Subils & Domínguez, 2000) y (Fundación para la Salud Geo-ambiental, sin fecha) el límite máximo de exposición al CO₂ durante 8 horas es de 5.000 ppm (5.000 g/m³) para evitar un riesgo a la salud humana. Además, el límite de concentración de CO₂ antes de que pueda causar dolores de cabeza, falta de concentración, somnolencia, mareos y problemas respiratorios es de 30.000 ppm (30.000 g/m³). En Costa Rica, según un reporte realizado por la Organización Mundial de la Salud (OMS), “el 23% de las muertes se atribuyen a daños ambientales”, lo que significa una cantidad de 3.099 fallecimientos al año (Rodríguez, 2016). Según el Ministerio del Medio Ambiente, entre los años 2011 y 2015, las emisiones de CO₂ en el país llegaron hasta 1,7 toneladas métricas anuales, lo que demuestra el porqué de este porcentaje de muertes, ya que en consecuencia al depender del consumo de combustibles fósiles (66% por parte del sector transporte de Costa Rica) la generación de CO₂ ha venido incrementando cada año, porque uno de los principales causantes de la generación de emisiones (más del 40%) es en transporte (Corrales, 2017).

Como parte de generar una solución para disminuir las emisiones de CO₂, CORCLIMA inicia un proyecto sobre crear rutas eléctricas con destino a Monteverde, ubicado en la provincia de Puntarenas y con el fin de incrementar el uso del vehículo eléctrico en lugar del vehículo de combustión y crear más redes de apoyo para los usuarios de vehículos eléctricos para que puedan cargar la batería de su vehículo durante sus recorridos, con el fin de disminuir el consumo de combustibles fósiles que incrementan la cantidad de CO₂ y que degradan la salud de las personas y del planeta.

1.1. Información de la empresa

1.1.1. Miembros de la comisión

- a. Katy VanDusen, Coordinadora, CORCLIMA
- b. Larissa Arroyo, Coordinadora del Inventario de Emisiones
- c. Evelyn Obando, Coordinadora de Proyecto de Ciclismo
- d. Francisco Vargas, Intendente Concejo de Distrito
- e. Milena Ramírez, Vice-intendente Concejo de Distrito
- f. Fern Perkins, Directora Académica, Instituto Monteverde
- g. Gabriela Mc Adam, Arquitecta y Coordinadora del Plan de Adaptación
- h. Javier Solís, Presidente Concejo de Distrito
- i. José Cruz, Concejal Concejo de Distrito

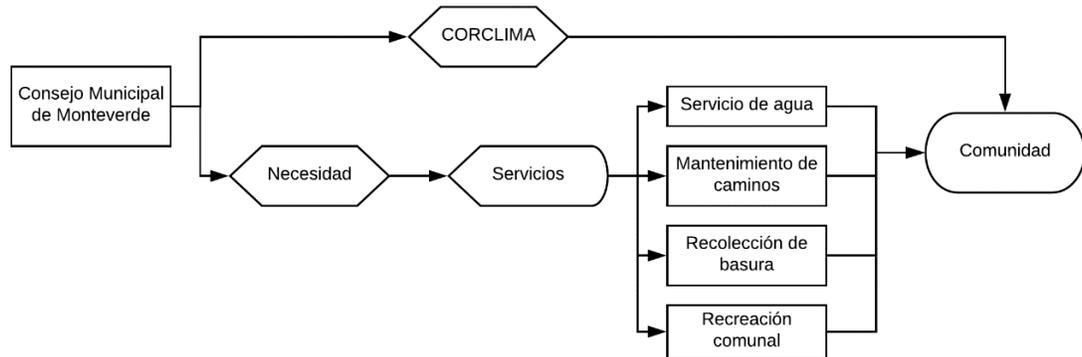
1.1.2. Reseña de la Empresa

A partir de la atracción turística de la construcción de cables aéreos y puentes colgantes sobre el bosque, el agro-turismo, el proceso y la comercialización del café y otros productos locales, se creó una alternativa económica para que productores agrícolas locales no abandonen esta forma de vida y a la vez reciban beneficios económicos del turismo. Con el pasar de los años se dio un crecimiento de la población, el consumo, la generación de desechos, la demanda de agua para consumo doméstico e industrial, el uso intensivo de caminos en mal estado. Debido a esto, se motivó a la comunidad a gestionar la creación de un gobierno local que contribuyera a ordenar el crecimiento y coleccionar e invertir localmente algunos de los impuestos públicos. Fue así como en el 2002 se formalizó la creación del Consejo Municipal de Distrito de Monteverde. Luego, en el año 2016 se establece la Comisión hacia la Resiliencia al Cambio Climático de Monteverde (CORCLIMA), que trabaja en unir y alinear esfuerzos de organizaciones y ciudadanos para hacer la región de Monteverde resiliente al cambio climático.

1.1.3. Descripción del proceso productivo

Como se observa en la Figura 1.1, el Consejo Municipal de Monteverde ofrece dos tipos de actividades: las relacionadas a las necesidades de la comunidad y la de CORCLIMA que es en la que se centra este proyecto porque va relacionado en beneficio al cambio climático y a la mejoría de la calidad del aire de sus habitantes.

El proceso de CORCLIMA es disminuir las emisiones para llegar a hacer un modelo de resiliencia climática apoyando a nivel turístico y económico a la comunidad de Monteverde, dando servicio para la recarga de la batería del vehículo eléctrico a los turistas que visitan la zona utilizando las rutas establecidas hacia Monteverde.



LucidChart

Fuente: Elaboración propia.

Figura 1.1 Diagrama de proceso productivo.

1.2. Planteamiento del problema

1.2.1. Descripción del problema a resolver

CORCLIMA se encuentra en las primeras etapas del desarrollo de un proyecto sobre la creación de seis rutas eléctricas donde se colocarán puntos de carga para vehículos eléctricos y que serán ubicados en atracciones, restaurantes y hoteles (de aquí en adelante se utilizará el término “comercio” para hacer referencia a cualquiera de estos tres tipos de locales) que se encuentren dentro de esas rutas, denotando que la mayor cantidad de puntos de carga se ubicarán en la comunidad de Monteverde y complementario a esto, en las rutas de acceso.

A partir del año 2018, CORCLIMA ha realizado reuniones con los gerentes y dueños de los posibles comercios interesados en colocar un punto de carga en sus negocios. Sin embargo, a pesar de que el interés es alto, a algunos les preocupa el tema de la factura eléctrica, porque desconocen si van a tener que pagar mucho más de lo que ya pagan por el consumo eléctrico en sus negocios. A partir de esto, se propone analizar diversos escenarios con diferentes sistemas que puedan dar abasto con el consumo diario del punto de carga que se desee instalar entre los recomendados. Los sistemas planteados en los escenarios pueden ser sistemas off-grid, sistemas aislados, (sistema que no depende directamente del suministro de energía de la red eléctrica, sino que puede estar conectado a alguna otra fuente que le entregue energía mediante la conversión de movimiento mecánico, radiación, combustión o reacción química en energía eléctrica) o sistemas on-grid, sistemas conectados a red, (sistema que se encuentra conectado y que depende directamente del suministro de energía de la red eléctrica), tomando en cuenta los costos de la inversión inicial, de construcción, de operación y mantenimiento, y de la retirada de los equipos.

1.2.2. Objetivo general

Diseñar un modelo de gestión de mantenimiento, partiendo del análisis de ciclo de vida del sistema seleccionado para un punto de carga basado en un sistema off-grid o un sistema on-grid.

1.2.3. Objetivos específicos

- a. Desarrollar un listado de los puntos de carga en venta por proveedores de Costa Rica para la decisión del más adecuado para el comercio basado en las especificaciones de la ARESEP.
- b. Comparar las especificaciones técnicas de los equipos que conformarán los diferentes sistemas en cada escenario, seleccionando los más adecuados en relación con el aspecto económico, mecánico y eléctrico.
- c. Analizar los diferentes escenarios que formarán parte del sistema que abastecerá el consumo eléctrico del punto de carga descartando las opciones poco viables para su instalación a partir del aspecto económico.
- d. Determinar el sistema más viable que podrá alimentar el punto de carga sin que presente a futuro un aumento impactante en la factura eléctrica del comercio.
- e. Realizar el análisis financiero de la opción más viable seleccionada en el punto d.
- f. Sugerir acciones de mantenimiento para el sistema seleccionado en el punto d, con base en las recomendaciones de los proveedores.

1.2.4. Justificación

Como se lee en (Artavia, 2017), en Costa Rica actualmente existen 1,2 millones de vehículos, de los cuales, para el 2017 eran 354 vehículos eléctricos (según la Asociación Costarricense de Movilidad Eléctrica, ASOMOVE) y para el 2018 se contaron 600 (AFP Agencia, 2018) cuyos proveedores son: la Agencia Datsun, Grupo Q, Bavarian Motors, Grupo Automotriz, entre otros, (Leitón, 2018), lo que ayuda al país en su camino para alcanzar el título de país carbono neutro. Además, se estima que para el 2022 se tenga una flotilla de 37.000 vehículos eléctricos en el país.

Los sistemas planteados anteriormente en la introducción, además de abastecer el consumo del punto de carga y operar sin incrementar considerablemente el cobro en la factura eléctrica, conllevan los siguientes beneficios:

- a. **Beneficia al ambiente.** Al no depender de los combustibles fósiles para su funcionamiento, no tienen un impacto negativo en el medio ambiente porque no se da ninguna generación de CO₂ que pueda impactar la salud de las personas a sus alrededores. Con esto, se intenta promover la reducción del consumo de combustibles fósiles, lo mismo que trata de hacer el gobierno nacional de Costa Rica con el tema de importar vehículos eléctricos, ya que estos no emiten CO₂ y con el fin de seguir apoyando al país a superar el 99,5% anual de generación renovable y llegar a ser completamente carbono neutro.

- b. **Impacto socio-económico.** Actualmente, en Costa Rica existen 600 vehículos eléctricos y esta cantidad va en aumento según informa ASOMOVE en su página web. Al colocar los puntos de carga en los comercios que se encuentren en las rutas establecidas, estos se verán beneficiados por el incremento de clientes que deseen disfrutar de lo que ofrecen mientras cargan la batería de sus vehículos; tanto así, como las empresas que rentan vehículos podrían incrementar sus ganancias, ya que según una encuesta que aplicó CORCLIMA, los turistas extranjeros, al llegar a Costa Rica, opinan que preferirían rentar un vehículo eléctrico en lugar de uno de combustión. Según (Sancho, 2017), (GOBIERNOOCR, 2016) y (Presidencia de la República de Costa Rica, 2016), el turismo es importante para la provincia de Guanacaste porque es uno de los lugares que tiene mayor ingreso de turistas por vía aérea en el aeropuerto Daniel Oduber, donde, en el 2016, hubo un crecimiento de 35% (más de 570 mil llegadas internacionales) en comparación del 2015. Como resultado, se espera que se dé un incremento en el turismo en Monteverde y en los ingresos de los comercios debido al consumo en sus locales por parte de los que utilicen estas rutas, como ya se mencionó. Al aumentar el turismo se va a ver la necesidad de contratar a más personas para abastecer la demanda, porque para el 2017, la región obtuvo una tasa de desempleo de 17%, la más alta a nivel nacional proporcionada por el Instituto Nacional de Estadística y Censos (INEC), (Periódico Guanacaste a la Altura, 2017), (Rojas, 2015) y (Ortiz, 2013).
- c. **Aprovechar las energías renovables.** Gracias al clima que posee la zona de Monteverde, se puede aprovechar la velocidad del viento y la radiación solar para generar energía de forma limpia para operar los puntos de carga ubicados en los comercios.

1.2.5. Viabilidad

En las reuniones que ha realizado CORCLIMA con los gerentes y dueños de los posibles comercios para implementar el proyecto de “Ruta Eléctrica Monteverde” se ha visto el interés de la mayoría en colocar el punto de carga en sus negocios.

A partir de este interés, se determinará, mediante el análisis económico de los escenarios, si es viable para los interesados realizar la instalación del punto de carga en sus comercios; ya que puede suceder que su deseo de instalar el punto de carga sea alto, pero su situación económica no lo permita.

1.2.6. Alcance

Este proyecto tiene como alcance desarrollar la gestión de mantenimiento a partir del análisis de ciclo de vida del sistema seleccionado (ver Descripción del problema a resolver). Se pretende que se pueda cargar la batería del vehículo eléctrico sin interrupción del flujo de energía empleando la energía producida por el sistema seleccionado. Además, el propósito de emplear energías renovables es que el consumo de energía para cargar la batería del vehículo eléctrico ya sea durante las horas pico, valle y nocturno, no se vea reflejado en la facturación eléctrica a final de cada mes.

1.2.7. Limitaciones

Entre las principales limitaciones se puede mencionar el poco conocimiento técnico por parte de CORCLIMA respecto a estos sistemas. Debido a esto, el mantenimiento del sistema seleccionado debe cubrirlo el comercio.

Además, una de las implicaciones a futuro, es que el personal de mantenimiento hay que capacitarlo, lo cual se desconoce el costo de capacitación para estos sistemas; se desconoce exactamente cuánto debe ganar como mínimo este personal.

CAPITULO 2. Marco teórico

2.1. Punto de carga

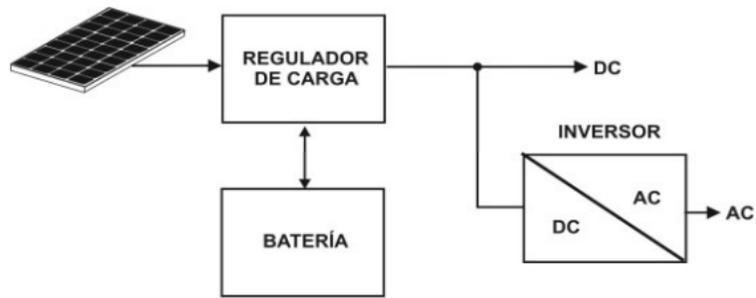
Los puntos de carga tienen diferentes tipos, conectores y modos de carga debido a que no existe hasta el momento una estandarización.

- a. Tipos de conector.** Los puntos de carga difieren entre los tipos de conector para conectar el vehículo eléctrico con el punto de carga e iniciar la transferencia de energía. Estos conectores se encuentran normados por la IEC 62196-1 y la IEC 62196-2. En Costa Rica la mayoría de los vehículos eléctricos están disponibles para realizar la carga con conectores tipo 1 o tipo 2 (ver Anexo 1 inciso 1.1).
- b. Modos de carga.** Los modos de carga (ver Anexo 1 inciso 1.2) se diferencian por el tipo de carga o tiempo que puede tardar la carga de la batería del vehículo eléctrico según la potencia del punto de carga. Esta carga puede ser lenta (modo 1 y modo 2), semi-rápida (modo 3) o carga rápida (modo 4).
- c. Tipos de puntos de carga.** Entre los puntos de carga existen tres tipos según su nivel de voltaje: 110 V a.c. (L1), 220 V a.c. (L2) y los de corriente directa (L3).

2.2. Sistema fotovoltaico

Los sistemas fotovoltaicos se pueden clasificar en sistemas aislados, conectados a red o híbridos (Méndez Muñiz & Cuervo García, 2012). En la Figura 2.1 se muestra un sistema fotovoltaico aislado. Los sistemas fotovoltaicos conectados a red son similares, solamente que no necesitan el regulador de carga ni las baterías y en los sistemas híbridos se agrega otra fuente de energía que puede ir conectada a un regulador o al inversor.

Los autores de (Takagi et al., 2010) explican que en días despejados los paneles solares trabajan a un 80% de la capacidad instalada y a un 10% de la capacidad instalada cuando está nublado.

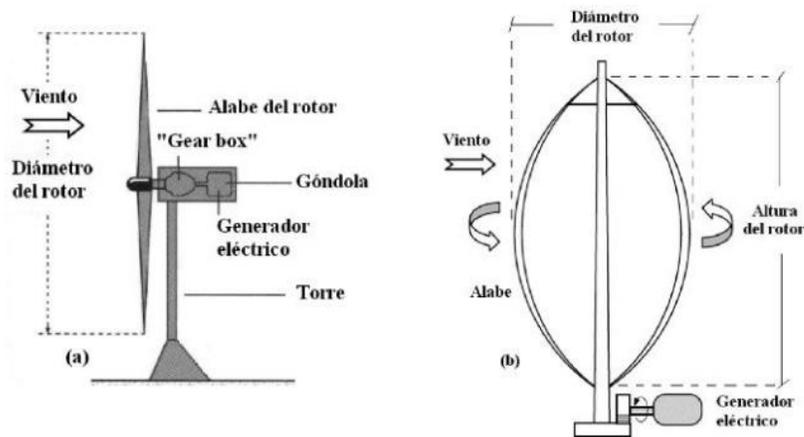


Fuente: (Perales Benito, 2012).

Figura 2.1 Configuración básica de una instalación aislada con suministro de corriente continua, y alterna.

2.3. Sistema eólico

En el sistema eólico se pueden tener aerogeneradores de eje horizontal, que son aquellos que su eje de rotación es paralelo a la dirección del viento; o aerogeneradores de eje vertical, que tienen su eje de rotación perpendicular a la dirección del viento, (Villarrubia López, 2012, a).



Fuente: (Villarrubia López, 2012).

Figura 2.2 Ejemplo de aerogeneradores: de eje horizontal y de eje vertical, respectivamente.

Para el propósito de este trabajo, se realiza el análisis de un sistema aislado, donde se emplean aerogeneradores pequeños (menos de 100 kW). Entre los aspectos que se deben conocer con respecto a los aerogeneradores, según (Perales Benito, 2012), es que la velocidad del viento a la que el rotor comienza a girar se conoce como la velocidad de conexión (entre 3 y 5 m/s), la velocidad del viento a la que la máquina eólica entrega potencia nominal es la velocidad nominal (12 m/s) y velocidad del viento a la que se da la desconexión de la máquina, por motivos de seguridad, es la velocidad de desconexión (25 m/s).

2.4. Regulador de carga

Este equipo electrónico generalmente se utiliza en instalaciones aisladas. Se encarga de proteger a la batería de sobrecargas y de las descargas profundas que pueden ocasionar un daño en su vida útil, y se coloca entre los módulos fotovoltaicos, la carga y el medio de almacenamiento, (Perales Benito, 2012), (Méndez Muñoz & Cuervo García, 2012) y (Jutglar Banyeres, 2012).

Entre sus principales funciones, debe controlar el nivel de carga del banco de baterías para evitar sobre-descargas que se pueden presentar durante la noche o cuando hay presencia de nubes. Por lo general, el regulador permite una sobre-descarga entre el 60% al 80%. Por otro lado, también debe evitar las sobrecargas para prevenir la emisión de gases provenientes de la batería (Jutglar Banyeres, 2012).

2.5. Inversor de corriente

Este dispositivo electrónico se encarga de convertir corriente continua en alterna (DC/AC) y se utiliza en instalaciones que requieran corriente alterna. Las instalaciones que necesitan corriente continua no necesitan inversores (Jutglar Banyeres, 2012).

Entre sus ventajas es que se puede adaptar a las especificaciones técnicas que se necesiten como tensiones de entrada y salida, potencia, servicio monofásico o trifásico y frecuencia.

2.6. Sistema de almacenamiento

Tanto la generación eólica como la solar son intermitentes y producen cambios de potencia frecuentes y rápidos, por esta razón se utilizan sistemas de almacenamiento para amortiguar los constantes cambios de demanda de electricidad (Shahnia et al., 2018), (Das & Kumar, 2017), (Abbes, Bensmaine, Labrunie, & Robyns, 2016), (Bensmaine, Abbes, Labrunie, & Robyns, 2016), (Wenlong Jing, Wong, Chean Hung Lai, & Wong, 2015) y (Khan, Lee, Haider, Rafique, & Kim, 2017).

En el sistema de almacenamiento se pueden utilizar baterías de ion-litio o de plomo-ácido. Sin embargo, a pesar de que las baterías de ion-litio tiene una vida útil mayor y su peso es menor, las baterías de plomo-ácido, ya sean de líquido o de gel, son las más utilizadas para el almacenamiento de energías renovables gracias a sus características (Chotia & Chowdhury, 2015). Las baterías de líquido se utilizan mucho en instalaciones de potencia media y alta, normalmente se colocan en espacios cubiertos y ventilados, y se debe medir constantemente su temperatura por criterios de seguridad. Por otro lado, las baterías de gel no presentan peligros ante los cambios de temperatura y por lo general no necesitan mantenimiento, como reponer el electrolito periódicamente (Perales Benito, 2012).

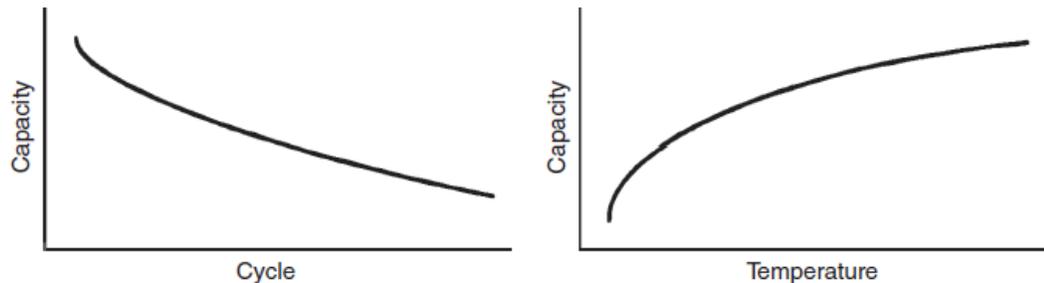
Según explican (Zini, 2016) y (Perales Benito, 2012), las baterías tienen las siguientes características:

- a. **Capacidad nominal.** Valor de la carga disponible en la batería, medida en Ah o en C, a una tasa de descarga. Por ejemplo, si la batería tiene una capacidad nominal de 2 Ah, una corriente de descarga de 2 A la descargará en una hora.
- b. **Energía o potencia específica.** Densidad gravimétrica de energía o potencia medida en Wh/kg o en W/kg.
- c. **Densidad de energía o potencia.** Densidad volumétrica o potencia medida en Wh/l o en W/l.
- d. **Ciclo de vida útil.** Total de ciclos de carga y descarga que una batería puede soportar antes de perder un rendimiento, sea en capacidad o en eficiencia.

- e. **Estado de carga (SOC).** Capacidad disponible en la batería medida en porcentaje. Al medir el SOC se puede evaluar la capacidad restante de la batería y su funcionamiento.
- f. **Estado de salud (SOH).** Comparación del estado de la condición de la batería respecto a sus condiciones nominales iniciales. Se mide en porcentaje y generalmente disminuye con el tiempo, el uso y la cantidad de ciclos.
- g. **Profundidad de descarga (DOD).** Porcentaje de la capacidad de la batería que se ha descargado.
- h. **Tensión de circuito abierto (OCV).** Tensión medida en las terminales de la batería cuando está desconectada de una carga. La OCV es la más alta cuando la batería se encuentra al 100%.
- i. **Voltaje del terminal.** Voltajes en el terminal de la batería cuando se aplica carga.
- j. **Tensión nominal (U_n).** Voltaje que posee una batería cuando se encuentra completamente cargada y entrega la capacidad nominal a una tasa de descarga específica.
- k. **Tensión de corte.** Tensión en los terminales de la batería, que tienen un valor igual a SOC_{min} , cuando la descarga se detiene para prevenir daños a la misma o porque la batería no tiene más capacidad que entregar.
- l. **Tensión de flotación.** Tensión en los terminales de la batería que se mantienen a SOC_{max} para compensar la auto-descarga.
- m. **Corriente de carga recomendada.** Corriente con la que la batería se carga con una corriente constante antes de cambiar a la carga con voltaje constante que se da durante los últimos 20 o 30% del estado de carga hasta alcanzar el estado de carga máximo.
- n. **Voltaje de carga recomendado.** Voltaje con el que la batería se carga con un voltaje constante para alcanzar el estado de carga máximo.
- o. **Corriente de carga/descarga continua, máxima.** Corriente máxima con la que la batería puede cargarse o descargarse continuamente sin dañar la batería.

La vida útil de las baterías depende de sus ciclos de carga y descarga, es decir, si las baterías trabajan con cargas y descargas profundas su vida útil se reduce a la mitad en un plazo corto, lo que implica un mayor costo de reemplazo (Kazemi & Zareipour, 2017).

Por otro lado, la capacidad de la batería siempre va a ser máxima cuando la batería es completamente nueva (Figura 2.3, imagen de la izquierda) y esta va a incrementar cuando la temperatura también lo haga (Figura 2.3, imagen de la derecha).



Fuente: (Zini, 2016).

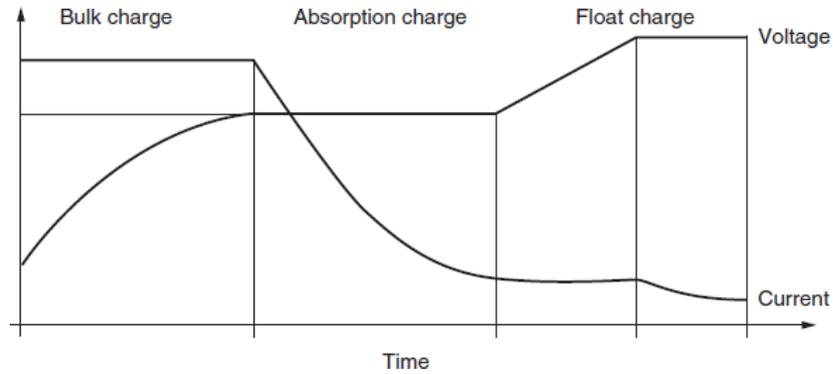
Figura 2.3 Capacidad en función del número de ciclos y la temperatura.

Durante el proceso de carga (Figura 2.4) la batería repone la mayor parte de la capacidad de su celda, ocasionando que la celda se caliente debido a la resistencia interna, por lo que la carga debe ser adecuada para evitar el sobrecalentamiento; cuando el estado de carga alcanza un valor del 80% la corriente comienza a disminuir gradualmente; y cuando el estado de carga es del 95% el voltaje se mantiene constante y la corriente disminuye hasta que se completa el 100%.

2.7. Sistemas on-grid o conectados a red

Este sistema se encuentra conectado a la red. Con él se puede consumir la energía generada o consumir la energía de la red eléctrica cuando no se puede generar energía. La ventaja de este sistema es que siempre se va a tener el respaldo de la red eléctrica (Wega Lighting, sin fecha, b) y (Méndez Muñoz & Cuervo García, 2012).

Este sistema se compone principalmente por el generador de energía y el inversor (Méndez Muñiz & Cuervo García, 2012).



Fuente: (Zini, 2016).

Figura 2.4 Ejemplo de corriente constante, modo de carga de tensión constante.

2.8. Sistemas off-grid o aislado

Este sistema, al contrario del sistema on-grid, tiene un diseño que permite operar fuera de la red de distribución eléctrica. Las razones para instalarlo son porque la zona que se necesita proveer de electricidad se encuentra en una ubicación aislada o simplemente porque el usuario decide no utilizar la red eléctrica (Norvento, sin fecha) y (Méndez Muñiz & Cuervo García, 2012). Se conforman por el generador de energía, inversor, sistema de almacenamiento y regulador.

Además, se utilizan baterías para almacenar la energía producida para utilizarla durante la noche. Sin embargo, uno de los inconvenientes es que, si la energía generada no es suficiente, la red eléctrica no puede respaldar el consumo (Wega Lighting, s f., a). Utilizar la energía renovable almacenada durante las horas pico beneficia al consumidor económicamente. Además de que el sistema de almacenamiento toma la potencia variable y la entrega con una potencia constante y confiable. Según explican (Neto, Saavedra, & de Souza Ribeiro, Luis Antonio, 2018), los sistemas de almacenamiento de energía renovable con baterías de plomo-ácido se utilizan más debido al costo económico; sin embargo, el mantenimiento de estas es un aspecto crítico que va a depender del funcionamiento óptimo del sistema.

Una de las desventajas es que debido a que las fuentes renovables son por naturaleza intermitentes, el estado de carga y descarga de la batería durante períodos cortos de tiempo hacen que su vida útil se acorte muy pronto, se da la formación de sulfato de plomo, la disminución de la eficiencia y la alta posibilidad de que la batería falle.

Para evitar que el banco de baterías del sistema de almacenamiento sufra por el estrés causado por las cargas y descargas continuas, los autores (Neto et al., 2018) proponen utilizar un sistema de almacenamiento de doble batería conformado por un banco de baterías principal y uno secundario (ver Anexo 4 inciso 4.1). El primero es de mayor capacidad porque es el encargado de almacenar la energía de las fuentes renovables, reduce el tiempo de carga y opera solamente en ciclos de carga-descarga completos; y el segundo es de menor capacidad y regula las variaciones de la generación renovable para evitar grandes cambios de corriente en la carga-descarga.

2.9. Sistema híbrido

El sistema híbrido planteado en este documento es un sistema que combina la generación fotovoltaica y la generación eólica.

A pesar de que la generación eólica puede ser afectada por la velocidad del viento, su producción puede disminuir o aumentar un 90% en decenas de minutos; o para el caso de la generación solar que depende de la cantidad de nubes en el cielo, su producción puede verse afectada en cuestión de segundos. En varios casos, se emplea la combinación de la generación eólica con la solar para crear un sistema híbrido (Perales Benito, 2012).

CAPITULO 3. Metodología.

Tabla 3.1 Metodología a desarrollar en el proyecto.

Objetivos	Herramientas / fuentes	Formas de recolección	Resultados
Enlistar puntos de carga	Proveedores en Costa Rica	Llamadas y correos electrónicos	Conocer precios y tipos de puntos de carga
	Artículos	Teórico	Características técnicas de los puntos de carga
	ARESEP*	Teórico	Tipos de puntos de carga aceptables para comercios
Comparar características de los equipos para los escenarios planteados	Proveedores	Internet	Características técnicas de los equipos
	Fichas técnicas	Internet	
	LIENE*	Entrevista	Recomendaciones de uso para sistemas renovables
	SESLab*	Entrevista	
Analizar los escenarios planteados y descartar los peores	Excel	Cálculos	Obtener datos económicos y técnicos de los escenarios propuestos
	Fichas técnicas	Teórico	
	SESLab	Entrevista	Realizar cálculos para dimensionar sistemas solares
	Tesis	Teórico	Diseñar sistemas eólicos
Determinar el sistema que mejor se adapte a las condiciones definidas	Excel	Cálculos	Comparar datos económicos y técnicos de los escenarios propuestos
	Fichas técnicas	Internet	Características económicas, técnicas y de mantenimiento de los equipos seleccionados
	Proveedores	Internet	
Realizar el análisis financiero de la opción más viable	Excel	Cálculos	Determinar el impacto económico que conlleva la instalación y operación del sistema seleccionado
Desarrollar plan de mantenimiento para el sistema seleccionado	Presentaciones de cursos	Teórica	Adaptar la teoría base al proyecto
	Profesores	Entrevista	Consultar dudas respecto a la materia de las presentaciones

ARESEP*. Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.

LIENE*. Laboratorio de Investigación en Energía Eólica.

SESLab*. Laboratorio de investigación de Sistemas Electrónicos para la Sostenibilidad.

Fuente: Elaboración propia.

Excel 2016

La metodología descrita en la Tabla 3.1 se basa en los objetivos específicos planteados para el desarrollo de este proyecto.

3.1. Gestión de mantenimiento.

Teóricamente, la gestión de mantenimiento es un factor de competitividad muy buscado por las empresas, por lo que debe tener mejora continua en el tiempo, ser eficaz, ser eficiente, disminuir los costos indirectos del mantenimiento y adecuarse a los objetivos y necesidades de la empresa. Se realizará el Análisis del Ciclo de Vida (LCCA, por sus siglas en inglés) de los sistemas planteados.

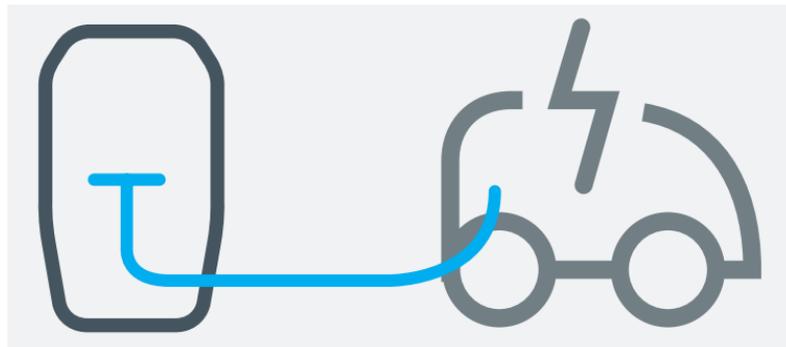
CAPITULO 4. Análisis de ciclo de vida

4.1. Diseño

El análisis de resultados de este proyecto se dará a continuación con la siguiente cronología. Primero se dará a conocer cómo se seleccionaron los puntos de carga adecuados para los comercios interesados y por último veremos cómo se desarrolló el análisis para la comparación entre un sistema aislado y uno conectado a red.

4.1.1. Selección del punto de carga

Inicialmente, el planteamiento era que cada comercio colocara puntos de carga en su ubicación para que el Grupo ICE los administrara y los monitoreara a través de un servidor principal. Sin embargo, para poder hacer esto realizable, los puntos de carga debían ser del tipo II, como se muestra en la Figura 4.1 (ver Anexo 1.2 para más detalle), y cumplir con los requerimientos técnicos mostrados en la Tabla 4.1, recomendados por la ARESEP y el grupo ICE.



Fuente: (Circuitur, sin fecha, a).

Figura 4.1 Carga tipo II.

Tabla 4.1 Proveedores de puntos de carga.

Proveedores		ZAuto-motores	TopEnergy				Schneider Electric	ABB	Mechatronics Systems	
Modelos		-	e-Home	Wall Box eBasic	Wall Box RVE	Urban 10	Urban 20	-	-	ELCO Flyer
Requerimientos mínimos	Tensión de alimentación y tolerancia (240 VAC ±10%)	•	•	•	•	•	•	No venden cargadores en Centro América	Solamente vende cargadores de 480 Vcc	•
	Tensión de salida (240 VAC (nivel II))	•	•	•	•	•	•			•
	Potencia (7.2 kW por tomacorriente)	•	•	•	•	•	•			•
	Corriente (32 amperios)	•	•	•	•	•	•			•
	Frecuencia de Operación (60 Hz)	•	•	•	•	•	•			•
	Temperatura de protección (Desde -20C hasta +50C)			•						
	Tipo de Conector (SAE J1772 con cable incluido)	•	•		•					•
	Grado de protección (IP 45)	•	•	•	•	•	•			
	Comunicación (Puerto Ethernet RS-485)					•	•			
	Sistema de lectura (Tarjetas RFID)				•		•			
	Lector RFID (ISO 14443A)				•		•			
	Protocolo de comunicación (Compatible OCPP 1.6 o superior)									
	Normas a cumplir	IEC 61851-1: 2010			•	•	•			•
	IEC 61851-22: 2002			•				•		
	IEC 62196-1: 2014			•				•		
Precio		\$775	\$1.000	\$1.500	\$1.500	\$5.000	\$5.000	-	-	\$565

Fuente: Elaboración propia.

Excel 2016

Como se puede observar en la Tabla 4.1, ninguno de los puntos de carga cumple con todos los requerimientos técnicos mínimos para ser homologados con el grupo ICE. A partir de esto, se realizaron consultas y entrevistas vía correo electrónico con un representante del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) y otro del Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL), ambos relacionados con proyectos ecológicos en sus respectivos puestos. Ellos explican que, para instalar un punto de carga en un comercio, basta con que sea una carga tipo II y tenga un conector SAE J1772 (ver Figura 4.2). Además, que la conexión de alimentación sea de 240 voltios monofásico trifilar o 208 voltios bifásico y que el cable del conector se encuentre unido permanentemente al punto de carga.



Fuente: (Circuitur, sin fecha, c).

Figura 4.2 Conector tipo 1 o SAE J1772.

Por lo tanto, a partir de la Tabla 4.1, se derivan los puntos de carga mostrados en la Tabla 4.2. La selección de estos se da a partir de los siguientes criterios: tipo de carga, tipo de conector, voltaje, potencia y precio. En el Anexo 6 y el Anexo 7 se pueden localizar las fichas técnicas de estos puntos de carga.

Tabla 4.2 Puntos de carga seleccionados.

Proveedor	Modelo	Precio	Corriente (A)	Voltaje (V)	Potencia (kW)
Mechatronics System	ELCO	\$565,00	32	220	7,2
Top Energy	eHome	\$1.000,00	16	220	3,6
			32	220	7,2

Fuente: Elaboración propia.

Excel 2016

4.1.2. Datos de clima

Para poder iniciar el análisis de los diversos casos que se plantearán más adelante, se necesitaba conocer las características de la zona de Monteverde, que es el lugar donde se encuentran ubicados los comercios interesados en instalar puntos de carga. Sin embargo, debido a que no se contaba con instrumentos para realizar mediciones de viento, de radiación solar y de temperatura en la zona de Monteverde, se acudió a diversas fuentes confiables que sí manejan y almacenan ese tipo de datos. Por ejemplo, los datos de la radiación solar se obtuvieron de la base de datos de la Administración Nacional de la Aeronáutica y del Espacio (NASA, por sus siglas en inglés), las velocidades del viento fueron brindadas por la Estación Meteorológica Campbell Scientific del Centro Científico Tropical (CCT) y, por último, los datos de la temperatura de la zona fueron obtenidos de la página web del Centro de Investigación en Estudios para el Desarrollo Sostenible (CIEDES) de la Universidad de Costa Rica.



Fuente: Elaboración propia basado en datos de la (NASA, sin fecha).

Excel 2016.

Figura 4.3 Datos de radiación solar del 2018.



Fuente: Elaboración propia basado en datos del Centro Científico Tropical.

Excel 2016.

Figura 4.4 Datos de velocidad del viento del 2018.

Tal y como se observa en la Figura 4.3, el mes más crítico (o el peor mes para producir energía fotovoltaica) es julio. A partir de este dato se realizó el análisis del sistema fotovoltaico que se desarrolla más adelante en el apartado Análisis de casos ubicado en este capítulo. Por otro lado, a partir de la Figura 4.4, se utilizó la velocidad del viento del mes más crítico para analizar el sistema eólico desarrollado también en el apartado mencionado anteriormente. Además, en este mismo apartado, para el caso del sistema híbrido se utilizaron los promedios de la radiación solar (Figura 4.3) y de la velocidad del viento (Figura 4.4). El porqué de esto se explicará más adelante.

En la Tabla 4.3 se puede observar que en los meses mayo y junio no aparecen datos, esto debido a que por alguna razón el instrumento de medición no se encontraba midiendo durante esos dos meses.

Tabla 4.3 Datos de temperatura del 2018.

Mes	Temperatura (°C)	Temperatura máxima (°C)	Temperatura mínima (°C)
Enero	18,8	27,0	13,9
Febrero	19,8	26,1	16,1
Marzo	20,6	29,8	15,5
Abril	20,9	29,0	12,7
Mayo	-	-	-
Junio	-	-	-
Julio	21,3	28,1	17,3
Agosto	20,8	28,5	15,2
Septiembre	20,9	29,2	15,1
Octubre	20,2	28,3	15,1
Noviembre	20,8	27,3	15,1
Diciembre	-	-	-

Fuente: Elaboración propia basado en datos del (Centro de Investigación en Estudios para el Desarrollo Sostenible, 2018).

Excel 2016.

4.1.3. Análisis de casos

Teniendo definido los puntos de carga y el rango de potencia que va a ser instalado se da paso al análisis del sistema que va a alimentarlo. Para esto, se analizan seis casos: caso 1, utilizando un sistema fotovoltaico conectado a red; caso 2, utilizando un sistema fotovoltaico aislado; caso 3, utilizando un sistema eólico conectado a red; caso 4, utilizando un sistema eólico aislado; caso 5, utilizando un sistema híbrido conectado a red; y, por último, caso 6, utilizando un sistema híbrido aislado. En todos los casos mencionados se realizó el análisis para un tiempo de carga de 2 horas al día, esto por criterio de diseño del sistema.

a) Sistema fotovoltaico

Caso 1: Sistema fotovoltaico conectado a red

Este caso se trabajó con una combinación de equipos para cada punto de carga. Las combinaciones son las siguientes:

Para el punto de carga de 7,2 kW:

- Punto de carga marca ELCO de 7,2 kW (ver Anexo 4)
- Panel fotovoltaico marca Mission Solar, modelo Mission Solar de 365 Wp (ver Anexo 6)
- Inversor marca Fronius, modelo Primo 6.0-1 (ver Anexo 7)

Para el punto de carga de 3,6 kW:

- Punto de carga marca Circutor, modelo eHome de 3,6 kW (ver Anexo 5)
- Panel fotovoltaico marca Mission Solar, modelo Mission Solar de 365 Wp (ver Anexo 6)
- Inversor marca Fronius, modelo Primo 3.5-1 light (ver Anexo 8)

Según los cálculos desarrollados en el Apéndice C, para el punto de carga de 7,2 kW y el de 3,6 kW, el sistema presenta las características mostradas en la Tabla 4.4.

Tabla 4.4 Resumen de resultados para el sistema fotovoltaico conectado a red.

	Punto de carga de 7.2 kW		Punto de carga de 3.6 kW	
Cantidad de paneles	19	unidades	9	unidades
Potencia del arreglo fotovoltaico	6935,0	W	3285,0	W

Fuente: Elaboración propia.

Excel 2016.

El panel fotovoltaico seleccionado permite convertir mayor radiación solar en energía eléctrica gracias a que su potencia es de 365 Wp, una de las mayores que existe en el mercado. De esta forma, para el punto de carga de 7,2 kW se puede configurar un arreglo fotovoltaico de 6935 W conformado por 19 paneles, como se observa en la Tabla 4.4. Para el punto de carga de 3,6 kW la potencia del arreglo fotovoltaico se reduce aproximadamente a la mitad, utilizando 9 paneles.

Una de las ventajas del sistema fotovoltaico conectado a red es que la carga, en este caso los puntos de carga, van a operar sin discontinuidad a pesar de que durante el día se presenten algunas nubes, ya que la red eléctrica funciona como un respaldo para el sistema. Además de que el consumo de la red eléctrica para el punto de carga se dará solamente durante las noches.

Tabla 4.5 Inversión de equipos para el punto de carga de 7,2 kW alimentado por sistema fotovoltaico conectado a red.

Equipo	Marca	Modelo	Cantidad	Precio/unidad	Precio total
Punto de carga	-	ELCO	1	\$565,00	\$565,00
Panel FV	Mission Solar	Mission Solar 365	19	\$245,00	\$4.655,00
Inversor	Fronius	Primo 6.0-1	1	\$2.020,91	\$2.020,91
Regulador	No necesita		0	\$0,00	\$0,00
Batería	No necesita		0	\$0,00	\$0,00
				Total =	\$7.240,91

Fuente: Elaboración propia.

Excel 2016.

Tabla 4.6 Inversión de equipos para el punto de carga de 3,6 kW alimentado por sistema fotovoltaico conectado a red.

Equipo	Marca	Modelo	Cantidad	Precio/unidad	Precio total
Punto de carga	Circuitor	eHome	1	\$1.000,00	\$1.000,00
Panel FV	Mission Solar	Mission Solar 365	9	\$245,00	\$2.205,00
Inversor	Fronius	PRIMO 3.5-1 light	1	\$1.382,42	\$1.382,42
Regulador	No necesita		0	\$0,00	\$0,00
Batería	No necesita		0	\$0,00	\$0,00
				Total =	\$4.587,42

Fuente: Elaboración propia.

Excel 2016.

En la Tabla 4.5 y la Tabla 4.6, se muestra la inversión de compra de los equipos para cada punto de carga que conforman el sistema fotovoltaico.

Para poder comparar el costo de realizar la instalación por cuenta propia del sistema fotovoltaico conectado a red se realizaron cotizaciones a empresas dedicadas a este tipo de proyectos (los nombres de dichas empresas se mantendrán en privacidad por términos de confidencialidad). A cada una se le brindaron las potencias de los puntos de carga y los dos días de operación de cada uno. En respuesta a esto, dichas empresas enviaron las siguientes cotizaciones.

Tabla 4.7 Cotización brindada por la empresa A para un sistema conectado a red.

	Costo de proyecto	Incluye	No incluye
Punto de carga de 7.2 kW	\$13.961,93	Paneles, inversor, sistema de montaje, instalación, cableado y trámites legales.	Punto de carga, costo del medidor, su estructura y acometida.
Punto de carga de 3.6 kW	\$8.719,78	Paneles, inversor, sistema de montaje, instalación, cableado y trámites legales.	Punto de carga, costo del medidor, su estructura y acometida.

Fuente: Elaboración propia basado en datos de la empresa A.

Excel 2016.

Tabla 4.8 Cotización brindada por la empresa B para un sistema conectado a red.

	Costo de proyecto	Incluye	No incluye
Punto de carga de 7.2 kW	\$13.853,00	No especifica.	No especifica.
Punto de carga de 3.6 kW	\$8.570,00	No especifica.	No especifica.

Fuente: Elaboración propia basado en datos de la empresa B.

Excel 2016.

Tabla 4.9 Cotización brindada por la empresa C para un sistema conectado a red.

	Costo de proyecto	Incluye	No incluye
Punto de carga de 7.2 kW	\$13.255,00	Punto de carga, paneles, inversor, cableado, protecciones, disyuntores y transporte	Instalación
Punto de carga de 3.6 kW	\$8.621,00	Punto de carga, paneles, inversor, cableado, protecciones, disyuntores y transporte	Instalación

Fuente: Elaboración propia basado en datos de la empresa C.

Excel 2016.

A partir de las cotizaciones anteriores, se puede definir que, el costo aproximado, para instalar el sistema fotovoltaico conectado a red con el punto de carga de 7,2 kW es de \$13.000,00 y con el punto de carga de 3,6 kW es de \$8.000,00. Con base a esto y con los totales de la Tabla 4.5 y la Tabla 4.6, se puede decir que las propuestas del sistema fotovoltaico conectado a red para cada punto de carga es una opción viable que se puede tomar en cuenta para desarrollar. Sin embargo, conforme se analicen los demás casos se sabrá si sigue siendo una opción para considerar.

Caso 2: Sistema fotovoltaico aislado

Ahora, para el análisis del sistema fotovoltaico aislado, se trabajó de la misma forma que el caso anterior, con dos combinaciones de equipos según cada situación. Las combinaciones utilizadas son las siguientes:

Para el punto de carga de 7,2 kW:

- Punto de carga marca ELCO de 7,2 kW (ver Anexo 4)
- Panel fotovoltaico marca Mission Solar, modelo Mission Solar de 365 Wp (ver Anexo 6)
- Inversor/regulador marca Ingecon, modelo SUN STORAGE 6TL (ver Anexo 15)
- Batería marca Trojan, modelo T125 de 6 V y 240 Ah (ver Anexo 9)

Para el punto de carga de 3,6 kW:

- Punto de carga marca Circutor, modelo eHome de 3,6 kW (ver Anexo 5)
- Paneles fotovoltaicos marca Mission Solar, modelo Mission Solar de 365 Wp (ver Anexo 6)
- Inversor/regulador marca Must, modelo PV18-5048 HM (ver Anexo 10)
- Batería marca Trojan, modelo T125 de 6 V y 240 Ah (ver Anexo 9)

Con base en los resultados obtenidos en la memoria de cálculo del Apéndice D se realizó la siguiente tabla.

Tabla 4.10 Resumen de resultados para el sistema fotovoltaico aislado.

	Punto de carga de 7.2 kW		Punto de carga de 3.6 kW	
Consumo diario del punto de carga	21021,9	Wh/día	10510,9	Wh/día
Potencia máxima sola	6370,3	W/día	3185,1	W/día
Voltaje del sistema	48,0	Vdc	48,0	Vdc
Capacidad del banco de baterías	1376,4	Ah	688,2	Ah
Cantidad de baterías	48	unidades	24	unidades
Cantidad de paneles	20	Unidades	10	Unidades
Potencia del arreglo fotovoltaico	7300,0	W	3650,0	W

Fuente: Elaboración propia.

Excel 2016.

Para este sistema se incluye un banco de baterías, como se observa en la Tabla 4.10, que necesita 48 baterías de ciclo profundo para el punto de carga de 7,2 kW y 24 baterías para el punto de carga de 3,6 kW. Con esta cantidad de baterías el sistema es capaz de operar durante 2 días, ya que según las recomendaciones hechas por SESLab, 2 días es la cantidad mínima de autonomía del sistema en el caso de que el recurso solar no esté disponible. Muy importante de mencionar, es que al ser un sistema aislado este presenta pérdidas considerables que se dan debido a la autodescarga y el rendimiento de las baterías, la tecnología del regulador y la conversión de corriente en el inversor. Además, se definió que el voltaje de operación del sistema sea de 48 V porque fue la opción en la que se pueden utilizar la menor cantidad de paneles fotovoltaicos, ya que, si se disminuye a 24 V o a 12 V la cantidad de paneles fotovoltaicos aumenta, lo que hace que también incremente el costo del proyecto.

Tabla 4.11 Inversión de equipos para el punto de carga de 7,2 kW alimentado por sistema fotovoltaico aislado.

Equipo	Marca	Modelo	Cantidad	Precio/unidad	Precio total
Punto de carga	ELCO	-	1	\$565,00	\$565,00
Panel FV	Mission Solar	Mission Solar 365	20	\$245,00	\$4.900,00
Inversor	Ingecon	SUN STORAGE 6TL	1	\$3.281,52	\$3.281,52
Regulador	Incluido en inversor		0	\$0,00	\$0,00
Batería	Trojan	T125	48	\$402,63	\$19.326,38
				Total =	\$28.072,90

Fuente: Elaboración propia.

Excel 2016.

Tabla 4.12 Inversión de equipos para el punto de carga de 3,6 kW alimentado por sistema fotovoltaico aislado.

Equipo	Marca	Modelo	Cantidad	Precio/unidad	Precio total
Punto de carga	Circuitor	eHome	1	\$1.000,00	\$1.000,00
Panel FV	Mission Solar	Mission Solar 365	10	\$245,00	\$2.450,00
Inversor	Must	PV18-5048 HM	1	\$957,11	\$957,11
Regulador	Incluido en inversor		0	\$0,00	\$0,00
Batería	Trojan	T125	24	\$402,63	\$9.663,19
				Total =	\$14.070,30

Fuente: Elaboración propia.

Excel 2016.

De la Tabla 4.11 se puede observar que la inversión en la compra de equipos que se tiene que hacer es mucho más elevada que para el sistema fotovoltaico conectado a red. Por lo tanto, se puede descartar como una posible opción. De la misma forma, la inversión para la compra de equipos (total de la Tabla 4.12) para el sistema aislado del punto de carga de 3,6 kW también es más elevada que para el sistema fotovoltaico conectado a red, entonces también se descarta como una opción a considerar.

b) Sistema eólico

Para lo mostrado a continuación, en el caso 3 se utilizó un aerogenerador de salida en corriente alterna y para el caso 4 se utilizaron aerogeneradores con salida en corriente directa por ser un sistema aislado. La ventaja del sistema eólico es que puede operar durante el día y la noche.

Caso 3: Sistema eólico conectado a red

En el análisis de este sistema se utilizaron las siguientes combinaciones de equipos.

Para el punto de carga de 7,2 kW:

- Punto de carga marca ELCO de 7,2 kW (ver Anexo 5)
- Aerogenerador marca Greef, modelo GS-5KW, con inversor incluido (ver Anexo 11)

Para el punto de carga de 3,6 kW:

- Punto de carga marca Circutor, modelo eHome de 3,6 kW (ver Anexo 6)
- Aerogenerador marca Greef, modelo GV-2KW, con inversor incluido (ver Anexo 12)

Existen dos razones por las que se escogieron estos dos aerogeneradores: primero, porque, según la teoría, entre más grande sea el área de barrido mayor será la potencia generada; y segundo, porque el proveedor vende el aerogenerador en conjunto con su respectivo inversor, regulador, manual y equipo necesario para instalarlo.

A continuación, se muestran los resultados obtenidos en el desarrollo del Apéndice E.

Tabla 4.13 Resumen de resultados para el sistema eólico conectado a red.

	Punto de carga de 7.2 kW		Punto de carga de 3.6 kW	
Cantidad de aerogeneradores	1	unidad	1	unidad
Potencia generada	5000	W	2000	W

Fuente: Elaboración propia.

Excel 2016.

Como se observa en la Tabla 4.13, solamente se necesitará un aerogenerador por punto de carga. El utilizar el aerogenerador seleccionado se tiene la ventaja de que el proveedor incluye el equipo necesario para realizar la conexión a la red.

Tabla 4.14 Inversión de equipos para el punto de carga de 7,2 kW alimentado por sistema eólico conectado a red.

Equipo	Marca	Modelo	Cantidad	Precio/unidad	Precio total
Punto de carga	ELCO	-	1	\$565,00	\$565,00
Aerogenerador	Greef	GS-5KW	1	\$10.000,00	\$10.000,00
Inversor	Incluido		0	\$0,00	\$0,00
Regulador	No necesita		0	\$0,00	\$0,00
Batería	No necesita		0	\$0,00	\$0,00
				Total =	\$10.565,00

Fuente: Elaboración propia.

Excel 2016.

Tal y como se muestra en la Tabla 4.14 y en la Tabla 4.15, a pesar de que ambos aerogeneradores seleccionados incluyen los equipos necesarios para su instalación, esto hace que el costo de su compra incremente la inversión que se debe hacer. Lo que hace de este sistema una opción más costosa que la propuesta hecha para el sistema fotovoltaico conectado a red.

Tabla 4.15 Inversión de equipos para el punto de carga de 3,6 kW alimentado por sistema eólico conectado a red.

Equipo	Marca	Modelo	Cantidad	Precio/unidad	Precio total
Punto de carga	Circutor	eHome	1	\$1.000,00	\$1.000,00
Aerogenerador	Greef	GV-2KW	1	\$6.473,00	\$6.473,00
Inversor	Incluido		0	\$0,00	\$0,00
Regulador	No necesita		0	\$0,00	\$0,00
Batería	No necesita		0	\$0,00	\$0,00
				Total =	\$7.473,00

Fuente: Elaboración propia.

Excel 2016.

Caso 4: Sistema eólico aislado

De la misma forma que en el anterior, para el análisis de este sistema se utilizó la siguiente combinación de equipos para cada punto de carga.

Para el punto de carga de 7,2 kW:

- Punto de carga marca ELCO de 7,2 kW (ver Anexo 4)
- Aerogenerador marca TECHNO SUN, modelo FSH2000 (ver Anexo 14)
- Regulador marca Must, modelo PC18-8015F (ver Anexo 18)
- Inversor marca Victron, modelo Phoenix 48/250 (ver Anexo 19)
- Batería marca Trojan, modelo T125 de 6 V y 240 Ah (ver Anexo 9)

Para el punto de carga de 3,6 kW:

- Punto de carga marca Circutor, modelo eHome de 3,6 kW (ver Anexo 5)
- Aerogenerador marca TECHNO SUN, modelo FSH2000 (ver Anexo 14)
- Regulador marca Must, modelo PC18-8015F (ver Anexo 18)
- Inversor marca Victron, modelo Phoenix 48/250 (ver Anexo 19)
- Batería marca Trojan, modelo T125 de 6 V y 240 Ah (ver Anexo 9)

Entonces, a partir del análisis realizado en el Apéndice F, se resumen los resultados en la siguiente tabla.

Tabla 4.16 Resumen de resultados para el sistema eólico aislado.

	Punto de carga de 7.2 kW		Punto de carga de 3.6 kW	
Consumo diario del punto de carga	21021,9	Wh/día	10510,9	Wh/día
Potencia eólica aprovechada	199,0	W	199,0	W
Potencia eléctrica generada	117,4	W/día	117,4	W/día
Voltaje del sistema	48,0	Vdc	48,0	Vdc
Capacidad del banco de baterías	1376,4	Ah	688,2	Ah
Cantidad de baterías	48	unidades	24	unidades
Energía eólica generada	1408,8	Wh/día	1408,8	Wh/día
Cantidad de aerogeneradores	15	unidades	8	unidades

Fuente: Elaboración propia.

Excel 2016.

En la Tabla 4.16 se puede observar que la potencia eólica, la potencia eléctrica generada y la energía eólica generada es la misma para cada punto de carga. Esto se debe a que, como se definió utilizar el mismo aerogenerador para el sistema de cada punto de carga, se va a producir la misma potencia y energía por aerogenerador. Además, la capacidad del banco de baterías va a variar casi proporcionalmente a la carga, lo que va a definir la cantidad de baterías. Los bancos de baterías mostrados se diseñaron para que el sistema, para cada punto de carga, se mantenga operando por 2 días.

Para este sistema de alimentación, la inversión de equipos es mayor que para los sistemas fotovoltaicos conectados a red planteados anteriormente (Tabla 4.17 y Tabla 4.18). Debido a esto, este sistema no se tomará como una alternativa a considerar.

Tabla 4.17 Inversión de equipos para el punto de carga de 7,2 kW alimentado por sistema eólico aislado.

Equipo	Marca	Modelo	Cantidad	Precio/unidad	Precio total
Punto de carga	ELCO	-	1	\$565,00	\$565,00
Aerogenerador	TECHNOSUN	FSH2000	15	\$2.512,98	\$37.694,70
Inversor	Victron	Phoenix 48/250	1	\$130,16	\$130,16
Regulador	Must	PC18-8015F	1	\$307,64	\$307,64
Batería	Trojan	T125	48	\$402,63	\$19.326,38
				Total =	\$58.023,88

Fuente: Elaboración propia.

Excel 2016.

Tabla 4.18 Inversión de equipos para el punto de carga de 3,6 kW alimentado por sistema eólico aislado.

Equipo	Marca	Modelo	Cantidad	Precio/unidad	Precio total
Punto de carga	Circuitor	eHome	1	\$1.000,00	\$1.000,00
Aerogenerador	TECHNOSUN	FSH2000	8	\$2.512,98	\$20.103,84
Inversor	Victron	Phoenix 48/250	1	\$130,16	\$130,16
Regulador	Must	PC18-8015F	1	\$307,64	\$307,64
Batería	Trojan	T125	24	\$402,63	\$9.663,19
				Total =	\$31.204,83

Fuente: Elaboración propia.

Excel 2016.

c) Sistema híbrido

Los sistemas híbridos planteados se componen principalmente de un subsistema eólico conformado por un aerogenerador y un subsistema fotovoltaico conformado por un arreglo fotovoltaico. Además, se utilizó la velocidad promedio del viento y la radiación solar promedio. La razón de esto es porque cada subsistema es un respaldo del otro, ya sea cuando existe nubosidad durante el día o cuando la velocidad del viento no es suficiente para hacer girar el rotor del aerogenerador.

Una de las ventajas del sistema híbrido es que mantiene su generación durante todo el día, ya que el aerogenerador puede operar en el día y en la noche.

Caso 5: Sistema híbrido conectado a red

En este sistema se utilizaron combinaciones de equipos para cada punto de carga.

Para el punto de carga de 7,2 kW:

- Punto de carga marca ELCO de 7,2 kW (ver Anexo 4)
- Aerogenerador marca Eleksol (ver Anexo 13)
- Panel fotovoltaico marca Mission Solar, modelo Mission Solar de 365 Wp (ver Anexo 6)

Para el punto de carga de 3,6 kW:

- Punto de carga marca Circutor, modelo eHome de 3,6 kW (ver Anexo 5)
- Aerogenerador marca Eleksol (ver Anexo 13)
- Panel fotovoltaico marca Mission Solar, modelo Mission Solar de 365 Wp (ver Anexo 6)

Entonces, a partir del análisis desarrollado en el Apéndice G, se obtuvieron los siguientes resultados.

Tabla 4.19 Resumen de resultados para el sistema híbrido conectado a red.

	Punto de carga de 7.2 kW		Punto de carga de 3.6 kW	
Cantidad de aerogeneradores	1	unidad	1	unidad
Potencia del arreglo fotovoltaico	5200,0	W	1600,0	W
Cantidad de paneles	14	unidades	4	unidades

Fuente: Elaboración propia.

Excel 2016.

Para este sistema, no se seleccionó ningún regulador ni inversor debido a que este tipo de sistemas no es comúnmente utilizado, ya que se necesitaría utilizar baterías para poder conectar el aerogenerador que tiene salida en corriente directa. Los aerogeneradores con salida en corriente alterna son para instalaciones trifásicas y para nuestro caso la conexión es monofásica. Sin embargo, en la Tabla 4.20 y en la Tabla 4.21 se puede observar una inversión aproximada de los equipos que podrían conformar este sistema. Este sistema no se tomará en cuenta como una opción viable.

Tabla 4.20 Inversión de equipos para el punto de carga de 7,2 kW alimentado por sistema híbrido conectado a red.

Equipo	Marca	Modelo	Cantidad	Precio/unidad	Precio total
Punto de carga	ELCO	-	1	\$565,00	\$565,00
Aerogenerador	Elekson	-	1	\$2.529,51	\$2.529,51
Panel fotovoltaico	Mission Solar	Mission Solar 365	14	\$245,00	\$3.430,00
Inversor	No se seleccionó		0	\$0,00	\$0,00
Regulador	No necesita		0	\$0,00	\$0,00
Batería	No necesita		0	\$0,00	\$0,00
				Total =	\$6.524,51

Fuente: Elaboración propia.

Excel 2016.

Tabla 4.21 Inversión de equipos para el punto de carga de 3,6 kW alimentado por sistema híbrido conectado a red.

Equipo	Marca	Modelo	Cantidad	Precio/unidad	Precio total
Punto de carga	Circutor	eHome	1	\$1.000,00	\$1.000,00
Aerogenerador	Elekson	-	1	\$2.529,51	\$2.529,51
Panel fotovoltaico	Mission Solar	Mission Solar 365	4	\$245,00	\$980,00
Inversor	No se seleccionó		0	\$0,00	\$0,00
Regulador	No necesita		0	\$0,00	\$0,00
Batería	No necesita		0	\$0,00	\$0,00
				Total =	\$4.509,51

Fuente: Elaboración propia.

Excel 2016.

Caso 6: Sistema híbrido aislado

La combinación de equipos para este sistema es la siguiente.

Para el punto de carga de 7,2 kW:

- Punto de carga marca ELCO de 7,2 kW (ver Anexo 4)
- Aerogenerador marca TECHNO SUN, modelo FSH2000 (ver Anexo 14)
- Panel fotovoltaico marca Mission Solar, modelo Mission Solar de 365 Wp (ver Anexo 6)
- Batería marca Trojan, modelo T125 de 6 V y 240 Ah (ver Anexo 9)
- Regulador marca Victron, modelo MPPT 150/85 (ver Anexo 17)
- Inversor marca Ingecon, modelo Sun Storage 6TL (ver Anexo 15)

Para el punto de carga de 3,6 kW:

- Punto de carga marca Circutor, modelo eHome de 3,6 kW (ver Anexo 5)
- Aerogenerador marca TECHNO SUN, modelo FSH2000 (ver Anexo 14)
- Panel fotovoltaico marca Mission Solar, modelo Mission Solar de 365 Wp (ver Anexo 6)
- Batería marca Trojan, modelo T125 de 6 V y 240 Ah (ver Anexo 9)
- Regulador marca Victron, modelo MPPT 150/85 (ver Anexo 17)
- Inversor marca SolaX, modelo X1 Hybrid SK-SU30000E (ver Anexo 16)

En la siguiente tabla se muestran los resultados obtenidos en el análisis realizado en el Apéndice H.

En esta tabla se puede observar que la potencia eólica aprovechada, la potencia eléctrica y la energía eólica generada son la misma en ambos puntos de carga. Esto se debe, como ya se mencionó anteriormente, porque se utilizó el mismo aerogenerador para hacer el análisis del sistema para ambos puntos de carga.

Tabla 4.22 Resumen de resultados para el sistema híbrido aislado.

	Punto de carga de 7.2 kW		Punto de carga de 3.6 kW	
Consumo diario del punto de carga	21021,9	Wh/día	10510,9	Wh/día
Potencia eólica aprovechada	198,9	W	198,9	W
Potencia eléctrica generada	117,3	W/día	117,3	W/día
Cantidad de aerogeneradores	1	unidades	1	unidades
Energía eólica generada	1407,6	Wh/día	1407,6	Wh/día
Energía producida por arreglo FV	19614,3	Wh/día	9103,3	Wh/día
Potencia máxima solar	4457,8	W/día	2068,9	W/día
Cantidad de paneles	14	unidades	7	unidades
Potencia del arreglo fotovoltaico	5110,0	W	2555,0	W

Fuente: Elaboración propia.

Excel 2016.

Este sistema tampoco es una opción para tomar en cuenta, ya que el costo de los equipos es mucho más elevado (Tabla 4.23 y Tabla 4.24) que el costo de los equipos para el sistema fotovoltaico conectado a red de ambos puntos de carga.

Tabla 4.23 Inversión de equipos para el punto de carga de 7,2 kW alimentado por sistema híbrido aislado.

Equipo	Marca	Modelo	Cantidad	Precio/unidad	Precio total
Punto de carga	ELCO	-	1	\$565,00	\$565,00
Aerogenerador	TECHNOSUN	FSH2000	1	\$2.512,98	\$2.512,98
Panel fotovoltaico	Mission Solar	Mission Solar 365	14	\$245,00	\$3.430,00
Regulador AG	Victron	MPPT 150/85	1	\$803,97	\$803,97
Regulador FV	Incluido en inversor		0	\$0,00	\$0,00
Inversor	Ingecon	SUN STORAGE 6TL	1	\$3.281,52	\$3.281,52
Batería	Trojan	T125	48	\$402,63	\$19.326,38
				Total =	\$29.919,86

Fuente: Elaboración propia.

Excel 2016.

Tabla 4.24 Inversión de equipos para el punto de carga de 3,6 kW alimentado por sistema híbrido aislado.

Equipo	Marca	Modelo	Cantidad	Precio/unidad	Precio total
Punto de carga	Circutor	eHome	1	\$1.000,00	\$1.000,00
Aerogenerador	TECHNOSUN	FSH2000	1	\$2.512,98	\$2.512,98
Panel fotovoltaico	Mission Solar	Mission Solar 365	7	\$245,00	\$1.715,00
Regulador AG	Victron	MPPT 150/85	1	\$803,97	\$803,97
Regulador FV	Incluido en inversor		1	\$307,64	\$307,64
Inversor	SolaX	X1 Hybrid SK-SU30000E	1	\$2.337,35	\$2.337,35
Batería	Trojan	T125	24	\$402,63	\$9.663,19
				Total =	\$18.340,14

Fuente: Elaboración propia.

Excel 2016.

4.1.4. Selección del sistema

Después de haber revisado los costos del equipo para cada caso se concluyó que la opción más viable es el sistema fotovoltaico conectado a red. Este sistema es el que se va a analizar a partir de aquí.

Tabla 4.25 Etapa de diseño del Análisis de Ciclo de Vida para el punto de carga de 7,2 kW.

Equipos	Función	Especificaciones	Proveedor	Costo
Punto de carga	Recarga la batería del vehículo eléctrico	Modelo ELCO, 7,2 kW, 220 V	Mechatronics System	€339.000,00
Panel fotovoltaico	Convertir la energía solar en energía eléctrica	Marca Mission Solar, modelo Mission Solar 365, 365 Wp	Wholesalesolar	€2.793.000,00
Inversor	Convertir la corriente continua en corriente alterna	Marca Fronius, modelo Primo 6.0-1, 6 kW	AutoSolar	€1.212.546,00
			Inversión =	€4.344.546,00

Fuente: Elaboración propia.

Excel 2016

Tabla 4.26 Etapa de diseño del Análisis de Ciclo de Vida para el punto de carga de 3,6 kW.

Equipos	Función	Especificaciones	Proveedor	Costo
Punto de carga	Recarga la batería del vehículo eléctrico	Marca Circutor, modelo eHome, 3,6 kW, 220 V	Top Energy	€600.000,00
Panel fotovoltaico	Convertir la energía solar en energía eléctrica	Marca Mission Solar, modelo Mission Solar 365, 365 Wp	Wholesalesolar	€1.323.000,00
Inversor	Convertir la corriente continua en corriente alterna	Marca Fronius, modelo Primo 3.5-1 light, 3,5 kW	Auto Solar	€829.452,00
			Inversión =	€2.752.452,00

Fuente: Elaboración propia.

Excel 2016

4.2. Construcción del sistema seleccionado

4.2.1. Instalación eléctrica

A partir de los cálculos realizados en el Apéndice I, basados en el NEC 2008 de la NFPA 70, para el circuito entre el arreglo de paneles fotovoltaicos y el inversor se necesita cable PV-Wire #12 AWG para conectar cada string a las entradas del inversor y un fusible de 15 A a 600 Vdc (valor comercial). Para el circuito entre el inversor y el tablero principal se necesita un cable #10 AWG THHN con una protección contra sobre corrientes de 40 A, 2 polos a 240 Vac (valor comercial). Y, por último, el circuito entre el tablero y el punto de carga necesita un cable #10 AWG THHN con una protección contra sobre corrientes de 50 A, 2 polos a 240 Vac (valor comercial). A este sistema se le incluye un sistema de tierra con un conductor de calibre #14 AWG de cobre y una varilla de cobre de 2,44 m.

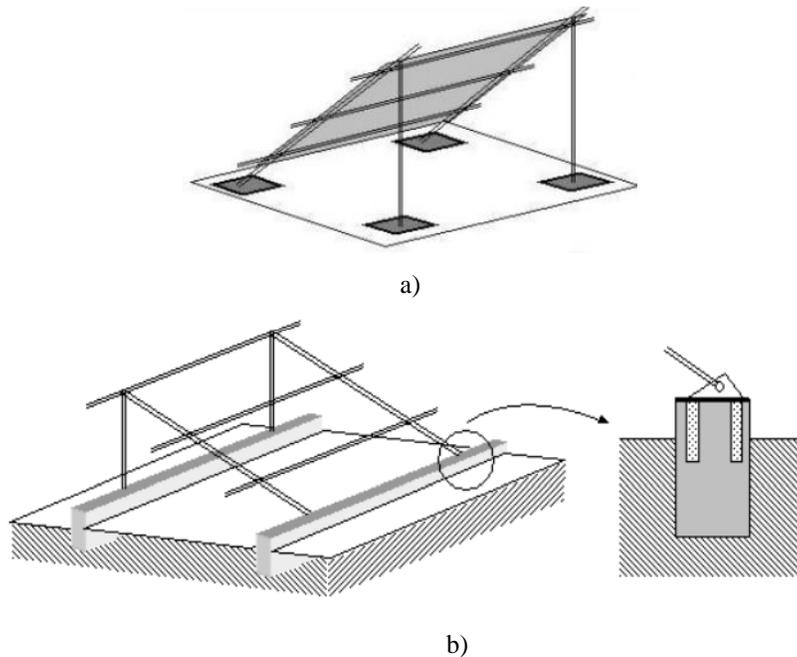
Por otro lado, para el sistema del punto de carga de 3,6 kW (ver Apéndice J), el circuito entre el arreglo fotovoltaico y el inversor conformado por cable PV-Wire #12 AWG y un fusible de 15 A a 600 Vdc (valor comercial); el circuito entre el tablero principal y el inversor con un cable también #12 AWG THHN con protección contra sobre descarga de 15 A, 2 polos a 240 Vac (valor comercial); y el circuito entre el tablero principal y el punto de carga con un cable #12 AWG THHN y una protección contra sobrecarga de 30 A, 2 polos a 240 Vac (valor comercial). De la misma forma que el sistema anterior, se coloca un sistema de puesta a tierra con varilla de cobre de 2,44 m y un conductor de calibre #14 AWG para la estructura de los paneles y la canalización.

Las caídas de tensión no se calcularon porque se desconocen las distancias, que pueden variar entre los comercios, entre los puntos definidos de interconexión; por tanto, tampoco se escogieron las longitudes de las tuberías para canalizar los cables.

4.2.2. Estructura para los paneles fotovoltaicos

Estas estructuras tienen que ser construidas con materiales, como acero inoxidable o acero galvanizado, que principalmente no se dañen debido al clima de la zona de Monteverde que es muy húmedo y con climas cambiantes. Además, las uniones se deben de realizar con tornillos para evitar los puntos de soldadura que con el tiempo se oxidan.

Las posibles estructuras propuestas (repetidas una al lado de la otra) se instalarán en el terreno del local, como por ejemplo, que estas pueden estar atornilladas a bases de concreto (Figura 4.5, a) o fijadas con tornillo sobre zapatas continuas de concreto (Figura 4.5, b).



Fuente: (Jutglar Banyeres, 2012).

Figura 4.5 Ejemplo de estructuras instaladas sobre el terreno.

4.2.3. Costo de la construcción del sistema planteado

Después de haber realizado el análisis de la estructura del sistema, se plantean algunos costos que implica su construcción ya que algunos costos no se pudieron calcular porque depende de la distribución del comercio. Como, por ejemplo, el largo de los cables de los circuitos se estimó para dar una idea del costo, ya que no se conoce con certeza su valor real (Tabla 4.27 y Tabla 4.29). En estas tablas se observan los productos más importantes para tomar en cuenta durante la construcción e instalación del sistema fotovoltaico conectado a red.

Tabla 4.27 Etapa de construcción del Análisis de Ciclo de Vida para el punto de carga de 7,2 kW.

	Elementos/equipos	Función	Especificaciones	Proveedor	Costo	Cantidad	Costo total
Sistema eléctrico	Cable PV-Wire #10 AWG (rojo)	Transportar la corriente	Para uso fotovoltaico	El Eléctrico	€969,00/m	-	€0,00
	Cable PV-Wire #10 AWG (negro)	Transportar la corriente	Para uso fotovoltaico	El Eléctrico	€969,00/m	-	€0,00
	Cable #10 AWG (blanco)	Transportar la corriente	Tipo THHN	Construplaza	€500,00/m	-	€0,00
	Cable #10 AWG (verde)	Transportar la corriente	Tipo THHN	Construplaza	€500,00/m	-	€0,00
	Cable #10 AWG (rojo)	Transportar la corriente	Tipo THHN	Construplaza	€500,00/m	-	€0,00
	Cable #14 AWG	Protección a tierra	Cobre, desnudo	El Eléctrico	€252,00/m	-	€0,00
	Electrodo	Protección a tierra	Cobre, al menos 2,44 m de longitud	-	-	-	€0,00
	Fusible 16 A	Protección contra sobre corriente	600 Vdc	El Eléctrico	€1.127,00	1	€1.127,00
	Breaker 40 A	Protección contra sobre corriente	2 polos, 240 Vac	EPA	€15.500,00	1	€15.500,00
	Breaker 50 A	Protección contra sobre corriente	2 polos, 240 Vac	EPA	€17.950,00	1	€17.950,00
Infraestructura	Angular de hierro	Conformar estructura para panel fotovoltaico	-	Construplaza	€8.500,00/6m	15	€127.500,00
	Saco de cemento	Material para crear concreto	-	Construplaza	€6.500,00	5	€32.500,00
	Piedra cuarta	Material para crear concreto	-	Construplaza	€22.000,00/m ³	4 m ³	€88.000,00
	Arena	Material para crear concreto	-	Construplaza	€17.000,00/m ³	4 m ³	€68.000,00
						Total =	€350.577,00

Fuente: Elaboración propia.

Excel 2016.

Tabla 4.28 Costo de mano de obra para la construcción y la instalación del sistema fotovoltaico para el punto de carga de 7,2 kW.

	Cargo	Función	Costo	Cantidad	Costo total
Mano de obra	Electricista	Realizar la instalación eléctrica del sistema.	€11.471,53/día	4 días	€45.886,12
	Peón de construcción	Chorrear bases de cemento y construir las estructuras	€10.358,55/día	4 días	€41.434,20
	Maestro de obras	Chorrear bases de cemento y construir las estructuras	€13.530,38/día	4 días	€54.121,52
				Total =	€141.441,84

Fuente: Elaboración propia con base en datos de (Ministerio de Trabajo y Seguridad Social, 2019).

Excel 2016.

La mano de obra incluida en esta etapa de construcción (Tabla 4.28) se calculó a partir de la lista de salarios publicada por el Ministerio de Trabajo y Seguridad Social en el año 2019. Se propone que al menos sean necesarios un electricista capacitado y encargado de realizar toda la instalación, un peón de construcción para la construcción de la estructura de los paneles y ayudar en la instalación, y un maestro de obras para que lleve al día los envíos de los materiales que se necesitan y encargado de solucionar cualquier problema que se presente durante la construcción e instalación. Preferiblemente contratar personas de la zona para elaborar estos roles.

Además, se estima que después de que se han realizado y aceptado todos los trámites, la instalación del sistema puede tardar 4 días.

Tabla 4.29 Etapa de construcción del Análisis de Ciclo de Vida para el punto de carga de 3,6 kW.

	Elementos/equipos	Función	Especificaciones	Proveedor	Costo	Cantidad	Costo total
Sistema eléctrico	Cable PV-Wire #10 AWG (rojo)	Transportar la corriente	Para uso fotovoltaico	El Eléctrico	€969,00/m	-	€0,00
	Cable PV-Wire #10 AWG (negro)	Transportar la corriente	Para uso fotovoltaico	El Eléctrico	€969,00/m	-	€0,00
	Cable #12 AWG (blanco)	Transportar la corriente	Tipo THHN	Construplaza	€250,00/m	-	€0,00
	Cable #12 AWG (verde)	Transportar la corriente	Tipo THHN	Construplaza	€250,00/m	-	€0,00
	Cable #12 AWG (rojo)	Transportar la corriente	Tipo THHN	Construplaza	€250,00/m	-	€0,00
	Cable #14 AWG	Protección a tierra	Cobre, desnudo	El Eléctrico	€252,00/m	-	€0,00
	Electrodo	Protección a tierra	Cobre, al menos 2,44 m de longitud	-	-	-	€0,00
	Fusible 15 A	Protección contra sobre corriente	600 Vdc	El Eléctrico	€1.127,00	1	€1.127,00
	Breaker 15 A	Protección contra sobre corriente	2 polos, 240 Vac	Construplaza	€13.000,00	1	€13.000,00
	Breaker 30 A	Protección contra sobre corriente	2 polos, 240 Vac	EPA	€15.000,00	1	€15.000,00
Infraestructura	Angular de hierro	Conformar estructura para panel fotovoltaico	-	Construplaza	€8.500,00	10	€85.000,00
	Saco de cemento	Material para crear concreto	-	Construplaza	€6.500,00	4	€26.000,00
	Piedra cuarta	Material para crear concreto	-	Construplaza	€22.000,00/m ³	3 m ³	€66.000,00
	Arena	Material para crear concreto	-	Construplaza	€17.000,00/m ³	3 m ³	€51.000,00
						Total =	€257.127,00

Fuente: Elaboración propia.

Excel 2016

Tabla 4.30 Costo de mano de obra para la construcción y la instalación del sistema fotovoltaico para el punto de carga de 3,6 kW.

	Cargo	Función	Costo	Cantidad	Costo total
Mano de obra	Electricista	Realizar la instalación eléctrica del sistema.	€11.471,53/día	3 días	€34.414,59
	Peón de construcción	Chorrear bases de cemento y construir las estructuras	€10.358,55/día	3 días	€31.075,65
	Maestro de obras	Chorrear bases de cemento y construir las estructuras	€13.530,38/día	3 días	€40.591,14
				Total =	€106.081,38

Fuente: Elaboración propia.

Excel 2016.

La mano de obra necesaria para la instalación del sistema fotovoltaico para el punto de carga de 3,6 kW se propone que sea la misma que para el punto de carga de 7,2 kW. Solamente que, al ser menor la cantidad de paneles que se deben instalar, la cantidad de días para la instalación y la construcción se reduce, suponiendo que no exista ningún inconveniente, a 3 días. De la misma forma que en el anterior, también se propone, que las personas contratadas, sean de la zona para evitar incluir los viáticos del traslado o la estadía.

4.2.4. Aspectos legales

Un aspecto muy importante cuando se desean realizar este tipo de instalaciones es ubicarse con lo que dicta la ley, ya que de esto va a depender si se puede realizar la instalación o no.

Para tomar en cuenta, los siguientes artículos nombrados son parte del reglamento para la generación distribuida.

Según el reglamento para la generación distribuida, (EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA Y EL MINISTRO DE AMBIENTE Y ENERGÍA, 2015), antes de comenzar con la instalación del sistema de energía renovable, la empresa distribuidora de electricidad debe realizar un estudio técnico sobre la capacidad máxima que se puede interconectar a la red para verificar que sí es viable y seguro realizar la instalación (Artículo 10 y Artículo 24). Para esto, la persona que a futuro va a producir electricidad con fuentes renovables (productor-consumidor, como lo nombra el reglamento) deberá llenar los siguientes formularios (Artículo 19, inciso a) para solicitar el permiso de la instalación y que se pueden encontrar en la página del ICE:

- GD 01. Solicitud de Cliente disponibilidad de la red
- GD 01P. Solicitud de Cliente Prórroga (Artículo 22)
- GD 02. Solicitud de Cliente documentación Técnica
- GD 03. Solicitud de Cliente inspección (Artículo 10)
- Contrato de interconexión para generación distribuida neta sencilla (Artículo 25)

En este caso, para la zona de Monteverde, el ente proveedor de electricidad es el ICE (Instituto Costarricense de Electricidad) y se debe cumplir con el contrato brindado por el mismo. El productor-consumidor utilizará la energía producida únicamente para su consumo y no la puede vender a externos (Artículo 13 y Artículo 20).

Además de entregar estos formularios, el productor-consumidor también deberá llenar la Boleta de solicitud de sellado de planos eléctricos, que se encuentra en la página del Colegio Federado de Ingenieros y Arquitectos (CFIA) en la sección de formularios, para solicitar la revisión del plano eléctrico de la instalación (Artículo 19, inciso c) y que será revisado por un ingeniero colegiado y visado por el CFIA.

4.3. Costos de operación y mantenimiento

Durante la operación del sistema, la energía producida y que no se consumió se puede inyectar a la red a cambio de que el productor-consumidor tenga “derecho de 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”, esto según el Artículo 34. Esta es la ventaja de la modalidad contractual de medición neta sencilla (Artículo 36 y Artículo 37). Caso contrario, si el productor-consumidor consume más de lo que produce, se le cobrará la diferencia según la tarifa impuesta por la ARESEP.

Por otro lado, la ventaja que tiene el sistema fotovoltaico seleccionado es que su mantenimiento se basa prácticamente en solamente mantener limpias las superficies de los paneles fotovoltaicos empleando un paño húmedo. Esta tarea la puede realizar el personal de mantenimiento del comercio, teniendo el cuidado de realizar la limpieza en compañía de otra persona para evitar alguna caída.

Además, según las empresas cotizadas y presentadas anteriormente, por lo general cada año el sistema eléctrico de la instalación fotovoltaica debe ser revisado por una persona calificada para verificar que las conexiones y el cableado se encuentren en buen estado y cumpla con las normas técnicas, del reglamento (EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA Y EL MINISTRO DE AMBIENTE Y ENERGÍA, 2015) y con el contrato de interconexión según el Artículo 27. Por supuesto, que esto va a depender de las condiciones ambientales en las que se encuentren los equipos, porque, pueden ser afectados por la humedad, o el polvo.

También es recomendable que cada vez que se realicen operaciones de mantenimiento se documenten todas las observaciones y acciones que se realizaron en un libro de mantenimiento para llevar un control del estado del equipo del antes y el después de la visita.

Tabla 4.31 Etapa de operación y mantenimiento del Análisis de Ciclo de Vida para ambos puntos de carga.

Mantenimiento	Costo
Visita del electricista	€11.471,53
Limpieza de los paneles	€0,00
Inversión =	€11.471,53

Fuente: Elaboración propia.

Excel 2016

Para las acciones de mantenimiento, la persona certificada encargada, se recomienda que sea de la zona para evitar el pago de viáticos y tener la disposición de cualquier inconveniente en el menor tiempo. El costo de la visita del electricista que hará las visitas cada periodo determinado se tomó como el costo que se le debería pagar por día según el (Ministerio de Trabajo y Seguridad Social, 2019).

4.4. Retirada de equipo

Cuando los equipos de los sistemas fotovoltaicos para los puntos de carga completen su vida útil se manejarán como se muestra en la Tabla 4.32 y en la Tabla 4.33.

Como se observa, los paneles fotovoltaicos son los que por el momento se tiene una posible opción para reciclarlos, ya que como explica (Umaña, 2016), el Tecnológico de Costa Rica se encuentra trabajando en un proyecto ambiental para reciclar paneles fotovoltaicos. Los costos de sustitución planteados en la Tabla 4.32 y en la Tabla 4.33 son los costos de compra de cada equipo, como se mostró anteriormente en los análisis de casos. En estos costos, no se incluye el costo de envío ni cualquier cobro adicional que exista al momento de entregarlos al ente que gestiona este tipo de residuos, ya que se desconoce alguno que se encuentre actualmente en operación. Sin embargo, esto puede cambiar con el transcurso de los años y con la evolución de la tecnología.

Tabla 4.32 Etapa de la retirada de equipos del Análisis de Ciclo de Vida para el punto de carga de 7,2 kW.

Equipo	Vida útil (año)	Lugar de reciclaje	Costo de sustitución del equipo
Punto de carga	No específica	-	€339.000,00
Panel fotovoltaico	25	Tecnológico de Costa Rica	€147.000,00
Inversor	10	-	€1.212.546,00
Inversión =			€1.698.546,00

Fuente: Elaboración propia.

Excel 2016

Tabla 4.33 Etapa de la retirada de equipos del Análisis de Ciclo de Vida para el punto de carga de 3,6 kW.

Equipo	Vida útil (año)	Lugar de reciclaje	Costo de sustitución del equipo
Punto de carga	No específica	-	€600.000,00
Panel fotovoltaico	25	Tecnológico de Costa Rica	€147.000,00
Inversor	10	-	€829.452,00
Inversión =			€1.576.452,00

Fuente: Elaboración propia.

Excel 2016

4.4.1. Representación de la huella de carbono

En este proyecto, es muy importante conocer el impacto ambiental que implica el uso de energías renovables como fuentes de energía.

Como ya se mencionó, el enfoque de este proyecto es proponer un sistema que pudiera alimentar un punto de carga sin impactar con un aumento el cobro en la factura eléctrica, es decir que prácticamente el único consumo que debe tener el punto de carga sea del sistema propuesto. Ahora, ¿qué pasaría si se hubiera propuesto alimentar el punto de carga a partir de un generador eléctrico? El resultado hubiera sido una mayor contaminación que conectar el punto de carga a la red eléctrica. Esto debido a que el equipo opera por combustión, lo que genera gases contaminantes al ambiente. En la Tabla 4.35 y la Tabla 4.36 se puede observar la huella de carbono que puede generar un generador eléctrico si se utiliza en esta aplicación.

Tabla 4.34 Factores de emisión de efecto invernadero para combustible.

Combustible	Factor de emisión (kg CO₂/L combustible)
Gasolina	2,231
Diesel	2,613
Búnker	3,101
Queroseno	2,541
LPG	1,611
Gasolina de avión	2,227
Jet fuel	2,505

Fuente: (Instituto Meteorológico Nacional, 2018).

Excel 2016.

Tabla 4.35 Huella de carbono de generador eléctrico para punto de carga de 7.2 kW.

Corriente (A)	Factor	Consumo (L/h)	Consumo (L/día)	Factor de emisión (kg CO₂/L)	Huella de carbono (kg CO₂/día)
32,73	0,15	4,91	117,82	2,231	262,85

Fuente: Elaboración propia.

Excel 2016.

Tabla 4.36 Huella de carbono de generador eléctrico para punto de carga de 3.6 kW.

Corriente (A)	Factor	Consumo (L/h)	Consumo (L/día)	Factor de emisión (kg CO₂/L)	Huella de carbono (kg CO₂/día)
16,36	0,15	2,45	58,91	2,231	131,43

Fuente: Elaboración propia.

Excel 2016.

Para calcular la huella de carbono que deja un generador eléctrico al producir electricidad, según (Arrequip, 2016), primero se calculó el consumo de combustible al multiplicar la electricidad, que circula por el punto de carga, por el factor de 0,15. Luego se multiplica el consumo de combustible por el factor de emisión que brinda el Instituto Meteorológico Nacional (IMN). Para este caso se utilizó el factor de emisión para la gasolina, suponiendo un generador eléctrico que necesita de este combustible para operar.

Por otro lado, el uso de la red eléctrica como fuente de energía para los puntos de carga también tiene un efecto con la huella de carbono que deja (Tabla 4.38 y Tabla 4.39), aunque no tan excesivo como el generador eléctrico.

Tabla 4.37 Factores de emisión de efecto invernadero para consumo eléctrico.

Año	Factor de emisión (kg CO₂ e/kWh)
2017	0,0754
2016	0,0557
2015	0,0381
2014	0,1170
2013	0,1300
2012	0,0771

Fuente: (Instituto Meteorológico Nacional, 2018).

Excel 2016.

Tabla 4.38 Huella de carbono de la generación eléctrica para punto de carga de 7.2 kW.

Consumo (kWh/día)	Factor de emisión (kg CO₂ e/kWh)	Huella de carbono (kg CO₂/día)
14,4	0,0754	1,09

Fuente: Elaboración propia.

Excel 2016.

Tabla 4.39 Huella de carbono de la generación eléctrica para punto de carga de 3.6 kW.

Consumo (kWh/día)	Factor de emisión (kg CO₂ e/kWh)	Huella de carbono (kg CO₂/día)
7,2	0,0754	0,54

Fuente: Elaboración propia.

Excel 2016.

Para el caso de la generación eléctrica, la huella de carbono se calculó multiplicando la energía consumida, por el punto de carga, por el factor de emisión brindado por el IMN.

Como se puede observar, para el punto de carga de 7,2 kW (Tabla 4.35 y Tabla 4.38) se producen más del 200% de kilogramos de CO₂ utilizando un generador eléctrico que la electricidad consumida para alimentar el punto de carga. Esta misma situación sucede con el punto de carga de 3,6 kW (Tabla 4.36 y Tabla 4.39) cuya producción de CO₂ para el generador eléctrico también es el 200% de la electricidad consumida.

Con lo analizado anteriormente, se puede determinar que, por razones obvias, al utilizar combustibles fósiles para producir energía se producen una mayor cantidad de gases de efecto invernadero que dañan la capa de ozono. Esta es una de las razones por las que para este proyecto se propone utilizar energías renovables para producir la energía que demanda el punto de carga.

CAPITULO 5. Análisis financiero

5.1. Retorno de inversión del sistema seleccionado

El retorno de inversión es un parámetro que permite conocer la viabilidad de un proyecto. Generalmente, se calcula con los flujos de caja de un negocio, sin embargo, no se hará así debido a que los flujos de caja son datos confidenciales que algunos gerentes no se sienten cómodos al compartir.

En la Tabla 5.1 se muestran las inversiones iniciales para cada punto de carga, resultado de sumar todos los costos vistos hasta el momento: compra de equipos, construcción e instalación, operación y mantenimiento, y retirada de equipos.

Tabla 5.1 Inversión inicial del sistema propuesto.

	Inversión inicial
Punto de carga de 7,2 kW	€6.546.582,37
Punto de carga de 3,6 kW	€4.703.583,91

Fuente: Elaboración propia.

Excel 2016.

5.1.1. Análisis financiero para el sistema fotovoltaico con el punto de carga de 7,2 kW.

Entonces lo que se hará a continuación es calcular y comparar el cobro de la tarifa eléctrica en dos escenarios: si se conecta el punto de carga de 7,2 kW a un tomacorriente para cargar la batería de un vehículo eléctrico y si se utiliza el sistema fotovoltaico para realizar la misma acción, sabiendo que para ambos casos el punto de carga consume 14,4 kWh/día según el Apéndice C.

Primero, el caso de conectar el punto de carga al tomacorriente. La ARESEP establece que el cobro de la tarifa comercial para un rango de 0 a 3000 kWh, el cobro es de €127,14/kWh. De esta forma, el consumo por mes es de

$$E_{mes} = 14,4 \frac{kWh}{día} \times \frac{30 \text{ días}}{1 \text{ mes}} = 432 \text{ kWh/mes}$$

y el cobro aproximado es de

$$Cobro = 432 \frac{kWh}{mes} \times \frac{\$127,14}{kWh} = \$54.924,48/mes$$

Ahora, para el caso de conectar el punto de carga al sistema fotovoltaico, según el Apéndice C, la potencia del arreglo fotovoltaico (grupo de paneles) es de 6935 W y al multiplicarlo por el recurso solar del peor mes (3,3 horas), lo que genera al día el sistema fotovoltaico es

$$E_{día} = 6935 \text{ W} \times 3,3 \text{ horas} = 22885,5 \text{ Wh} = 22,88 \text{ kWh/día}$$

y según el Artículo 34 del reglamento de generación distribuida, solamente se puede consumir el 51% de lo que se produce.

$$E_{permitida} = 22,88 \frac{kWh}{día} \times 51\% = 11,67 \text{ kWh/día}$$

Como se puede observar, con la energía que se permite utilizar no se puede cubrir el consumo del punto de carga (14,4 kWh/día) y el faltante de energía que se necesita es de

$$E_{faltante} = 14,4 \frac{kWh}{día} - 11,67 \frac{kWh}{día} = 2,73 \text{ kWh/día}$$

Según la ARESEP, la tarifa de acceso para los hogares y empresas que producen su propia energía para autoconsumo es de \$28,3/kWh por parte del ICE. De esta forma, el cobro aproximado que se realizará es de

$$E_{mes} = 2,73 \frac{kWh}{día} \times \frac{30 \text{ días}}{1 \text{ mes}} = 81,9 \text{ kWh/mes}$$

$$Cobro = 81,9 \frac{kWh}{día} \times \frac{€28,3}{kWh} = € 2.317,77/mes$$

Comparando los cobros entre la conexión a la red y la conexión al sistema fotovoltaico se obtiene un ahorro aproximado de

$$Ahorro = € 54.924,48 - € 2.317,77 = € 52.606,71/mes$$

A partir de este ahorro, el retorno de la inversión se daría en

$$Retorno = \frac{Inversión \text{ inicial}}{Ahorro} = \frac{€6.546.582,37}{€52.606,71/mes} = 124 \text{ mes} \approx 10 \text{ años}$$

Con este dato se puede decir que el sistema es una opción viable ya que el retorno de la inversión se da antes de que los equipos concluyan su vida útil (aproximadamente de 20 a 25 años).

5.1.2. Análisis financiero para el sistema fotovoltaico con el punto de carga de 3,6 kW.

Para el caso del punto de carga de 3,6 kW se realizará el mismo análisis de calcular y comparar el cobro de la tarifa eléctrica en los escenarios: si se conecta el punto de carga a un tomacorriente para cargar la batería de un vehículo eléctrico y si se utiliza el sistema fotovoltaico para realizar la misma acción, sabiendo que para ambos casos el punto de carga consume 7,2 kWh/día según el Apéndice C.

Para el caso de conectar el punto de carga al tomacorriente, el cobro de la tarifa comercial, según la ARESEP, para un rango de 0 a 3000 kWh, el cobro es de €127,14/kWh. De esta forma, el consumo por mes es de

$$E_{mes} = 7,2 \frac{kWh}{día} \times \frac{30 \text{ días}}{1 \text{ mes}} = 216 \text{ kWh/mes}$$

Así, el cobro aproximado es de

$$Cobro = 216 \frac{kWh}{mes} \times \frac{\$127,14}{kWh} = \$27.462,24/mes$$

Ahora, para el caso de conectar el punto de carga al sistema fotovoltaico, según el Apéndice C, la potencia del arreglo fotovoltaico (grupo de paneles) es de 3285 W y al multiplicarlo por el recurso solar del peor mes (3,3 horas), lo que genera al día el sistema fotovoltaico es

$$E_{día} = 3285 \text{ W} \times 3,3 \text{ horas} = 10840 \text{ Wh} = 10,84 \text{ kWh/día}$$

y según el Artículo 34 del reglamento de generación distribuida, solamente se puede consumir el 51% de lo que se produce.

$$E_{permitida} = 10,84 \frac{kWh}{día} \times 51\% = 5,53 \text{ kWh/día}$$

Con este resultado se puede observar que con la energía que se permite utilizar no se puede cubrir el consumo del punto de carga (7,2 kWh/día). Así, el faltante de energía que se necesita es de

$$E_{faltante} = 7,2 \frac{kWh}{día} - 5,53 \frac{kWh}{día} = 1,67 \text{ kWh/día}$$

Según la ARESEP, la tarifa de acceso para los hogares y empresas que producen su propia energía para autoconsumo es de \$28,3/kWh por parte del ICE. De esta forma, el cobro aproximado que se realizará es de

$$E_{mes} = 1,67 \frac{kWh}{día} \times \frac{30 \text{ días}}{1 \text{ mes}} = 50,1 \text{ kWh/mes}$$

$$Cobro = 50,1 \frac{kWh}{día} \times \frac{¢28,3}{kWh} = ¢ 1.417,83/mes$$

Comparando los cobros entre la conexión a la red y la conexión al sistema fotovoltaico se obtiene un ahorro aproximado de

$$Ahorro = ¢ 27.462,24 - ¢ 1.417,83 = ¢ 26.044,41/mes$$

A partir de este ahorro, el retorno de la inversión se daría en

$$Retorno = \frac{\text{Inversión inicial}}{\text{Ahorro}} = \frac{¢4.703.583,91}{¢26.044,41/mes} = 180 \text{ mes} \approx 15 \text{ años}$$

De la misma forma que con el punto de carga de 7,2 kW se puede decir que este sistema también es una opción viable ya que la inversión se recupera antes de que los equipos concluyan su vida útil (de 20 a 25 años aproximadamente).

A continuación, en la siguiente tabla se muestra el resumen de los datos obtenidos anteriormente. Como se puede observar, ambos sistemas son rentables, además de que los días que no se utilice el punto de carga, esa energía se puede aprovechar en el comercio para ahorrar un poco más.

Tabla 5.2 Resultados comparativos.

	Sin sistema fotovoltaico	Con sistema fotovoltaico	Ahorro	Periodo de recuperación
Punto de carga de 7,2 kW	¢54.924,48	¢2.317,77	¢52.606,71	10 años
Punto de carga de 3,6 kW	¢27.462,24	¢1.417,83	¢26.044,41	15 años

Fuente: Elaboración propia.

Excel 2016.

CAPITULO 6. Conclusiones y recomendaciones

- a) Se logró seleccionar dos opciones de puntos de carga a partir de las cotizaciones a diferentes proveedores y la verificación de las características técnicas que pide la ARESEP que deben cumplir dichos puntos de carga para ser instalados en un comercio.
- b) Se pudieron seleccionar los equipos que conformaron los sistemas planteados para el análisis de los casos según el aspecto técnico y económico. Estos equipos son de venta internacional. Se desconoce la venta en empresas locales debido a que las solicitudes de cotizaciones que se realizaron no fueron contestadas.
- c) Los escenarios en cada caso planteado se pudieron analizar mediante cálculos a partir de información teórica y técnica a pesar de que en unos casos no se seleccionaron equipos para conformar los sistemas planteados.
- d) A partir del análisis de los casos, se llegó a la conclusión de que el sistema más económico de los sistemas planteados fue el sistema fotovoltaico conectado a red, ya que los paneles fotovoltaicos seleccionados presentan un precio más competitivo y el sistema se conforma por pocos equipos.
- e) A partir del análisis financiero se determinó que se puede construir el sistema fotovoltaico conectado a red por cuenta propia, ya que se obtuvo un valor de inversión menor que la que dieron las empresas cotizadas y los retornos de inversión son admisibles.
- f) En el análisis de la etapa de construcción del sistema se especificaron las solicitudes necesarias para solicitar el permiso a la empresa proveedora, que en este caso es el ICE, y las boletas para solicitar la firma de los planos por parte del Colegio Federado de Ingenieros y Arquitectos para iniciar con la instalación del sistema fotovoltaico conectado a red.
- g) En la etapa de operación y mantenimiento se explicó cómo realizar correctamente la gestión de mantenimiento del sistema para conocer las posibles mejoras que se pueden realizar a partir de la información documentada en las intervenciones de mantenimiento.

- h) A pesar de que el sistema fotovoltaico conectado a red se puede instalar por cuenta propia, también se puede acudir a las empresas que se dedican a realizar ese tipo de instalaciones, ya que algunas ofrecen el contrato con un punto de carga ya seleccionado por ellos.

Cronograma proyectado del desarrollo del proyecto

Actividades		Semanas (2019)													
Objetivos específicos	Descripción	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
#1	Cotizar a diferentes proveedores el costo de los puntos de carga de venta en el país														
#2	Cotizar costos de instalación de sistemas fotovoltaicos y buscar equipos para diseñar sistemas conectados a red, aislado e híbridos.														
#3	Analizar diferentes escenarios y casos donde los puntos de carga se puedan alimentar por sistemas generadores de energía.														
#4	Realizar cálculos de generación y selección de equipos para seleccionar el escenario con el caso planteado que mejor se adapta a las condiciones propuestas														
#5	Desarrollar el plan de mantenimiento del sistema seleccionado														

Actividades previas (2018)	<ul style="list-style-type: none"> - Investigar parámetros de funcionamiento adecuados para baterías - Proponer modelo de gestión energética y de mantenimiento - Establecer beneficios de las energías renovables - Proponer política energética - Investigar sobre impacto del CO2 en Costa Rica - Investigar sobre beneficios de vehículos eléctricos en países extranjeros
----------------------------	--

CAPITULO 7. Bibliografía

Abbes, D., Bensmaine, F., Labrunie, A., & Robyns, B. (2016). Energy management and batteries lifespan estimation in a photovoltaic system with hybrid storage a comparative study *IEEE 13^a Conferencia Brasileña De Electrónica De Potencia Y 1^a Conferencia Electrónica De Potencia Meridional (COBEP / SPEC)*. Recuperado de <https://ezproxy.itcr.ac.cr:2474/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=7420221>

AFP Agencia. (2018). Autos eléctricos se abren paso en las calles de costa rica. *Teletica.Com*. Recuperado de https://teletica.com/214220_autos-electricos-se-abren-paso-en-las-calles-de-costa-rica

Arrequip. (2016). ¿Cómo calcular la cantidad de combustible utilizada por un generador? Recuperado de <https://arrequip.cl/como-calcular-la-cantidad-de-combustible-utilizada-por-un-generador/>

Artavia, S. (2017). Costa rica aspira a contar con 37.000 carros eléctricos en cinco años. Recuperado de <https://www.nacion.com/ciencia/medio-ambiente/costa-rica-aspira-a-contar-con-37000-carros/DC5VCTO2DJCQRNWE3AK4MTQDLI/story/>

Bensmaine, F., Abbes, D., Labrunie, A., & Robyns, B. (2016). Sizing and techno-economic analysis of a grid connected photovoltaic system with hybrid storage. Paper presented at the 1-6. doi:10.1109/UPEC.2016.8114138. Recuperado de <https://ezproxy.itcr.ac.cr:2474/document/8114138>

Berenguer Subils, M. J., & Domínguez, F. B. (2000). *NTP 549: El dióxido de carbono en la evaluación de la calidad del aire interior*. Instituto Nacional de Seguridad e Higiene en el Trabajo. Recuperado de http://www.insht.es/InshtWeb/Contenidos/Documentacion/FichasTecnicas/NTP/Ficheros/501a600/ntp_549.pdf

Centro de Investigación en Estudios para el Desarrollo Sostenible. (2018). Estaciones meteorológicas y fluvio-gráficas. Recuperado de <http://ciedes.ucr.ac.cr/datasets.html>

Chotia, I., & Chowdhury, S. (2015). Battery storage and hybrid battery super capacitor storage systems: A comparative critical review. Paper presented at the 1-6. doi:10.1109/ISGT-Asia.2015.7387080. Recuperado de <https://ezproxy.itcr.ac.cr:2474/document/7387080>

Circuitor. (Sin fecha, a). *Equipos y sistemas inteligentes para la recarga de vehículos eléctricos*

Circuitor. (Sin fecha, b). Modos de carga (IEC-61851-1). Recuperado de <http://circuitor.es/es/formacion/vehiculo-electrico/modos-de-carga-iec-61851-1>

Circuitor. (Sin fecha, c). Tipos de conectores. Recuperado de <http://circuitor.es/es/formacion/vehiculo-electrico/tipos-de-conectores>

Corrales, L. (2017). *Informe estado de la nación en desarrollo humano sostenible 2017*. Estado de la Nación. Recuperado de https://estadonacion.or.cr/files/biblioteca_virtual/023/Ambientales/Corrales_L_2017a.pdf

Das, B., & Kumar, A. (2017). Cost optimization of a hybrid energy storage system using GAMS 2017 *Conferencia Internacional Sobre Potencia Y Control De Transmisión Integrado (ICPEDC)*, (2017). Recuperado de <https://ezproxy.itcr.ac.cr:2474/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=8081065>

Reglamento generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables modelo de contratación medición neta sencilla, (2015). Recuperado de http://www.pgrweb.go.cr/scij/Busqueda/Normativa/Normas/nrm_texto_completo.aspx?param1=NRTC&nValor1=1&nValor2=8031

Fundación para la Salud Geo-ambiental, (Sin fecha). Dióxido de carbono CO₂. Recuperado de <https://www.saludgeoambiental.org/dioxido-carbono-co2>

GOBIERNO CR. (2016). Turismo crece al triple de economía nacional. Recuperado de <http://gobierno.cr/turismo-crece-al-triple-de-economia-nacional/>

Instituto Meteorológico Nacional. (2018). *Factores de emisión de gases de efecto invernadero*. Recuperado de <http://cglobal.imn.ac.cr/documentos/publicaciones/factoresemision/factoresemision2018/offline/download.pdf>

Jutglar Banyeres, L. (2012). *Generación de energía solar fotovoltaica* (Primera edición. ed.). Barcelona: Marcombo. Recuperado de <http://www.digitaliapublishing.com/a/17226/>

Kazemi, M., & Zareipour, H. (2017). Long-term scheduling of battery storage systems in energy and regulation markets considering battery's lifespan. *Transacciones IEEE En Smart Grid*, (2017). Recuperado de <https://ezproxy.itcr.ac.cr:2474/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=7972903>

Khan, S. U., Lee, S., Haider, Z. M., Rafique, M. K., & Kim, C. (2017). Optimal sizing and allocation of battery energy storage systems with wind and solar power DGs in a distribution network for voltage regulation considering the lifespan of batteries. Recuperado de <http://http://ezproxy.itcr.ac.cr:2127/document/8048596/>

Leitón, P. (2018). Cuatro agencias están listas para ofrecer autos eléctricos exonerados apenas rija ley. Recuperado de <https://www.nacion.com/economia/consumo/cuatro-agencias-están-listas-para-ofrecer-autos/5WMYJNIMDBBQRGVD27T56RB7VM/story/>

Méndez Muñiz, J. M., & Cuervo García, R. (2012). *Energía solar fotovoltaica* (7ª edición. ed.). Madrid: Fundación Confemetal. Recuperado de <http://www.digitaliapublishing.com/a/37869/>

Ministerio de Trabajo y Seguridad Social. (2019). Lista de salarios. Recuperado de <http://www.mtss.go.cr/temas-laborales/salarios/lista-salarios.html>

NASA,(s f.). Sizing and pointing of solar panels and for solar thermal applications. Recuperado de

https://power.larc.nasa.gov/downloads/POWER_SinglePoint_Daily_20180101_20190401_010d03N_84d81W_a122ac5c.txt

Neto, P. B. L., Saavedra, O. R., & de Souza Ribeiro, Luiz Antonio. (2018). A dual-battery storage bank configuration for isolated microgrids based on renewable sources. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 9(4), 1618-1626. doi:10.1109/TSTE.2018.2800689

Norvento. (Sin fecha). Sistemas off-grid. Recuperado de <https://www.norvento.com/sistemas-off-grid/>

Ortiz, E. (2013). Guanacaste es la provincia que ocupa el primer lugar con mayor desempleo del país. Recuperado de <https://primeroennoticias.com/2013/10/08/guanacaste-es-la-provincia-que-ocupa-el-primer-lugar-con-mayor-desempleo-del-pais/>

Perales Benito, T. (2012). *El universo de las energías renovables*. Barcelona, España: Marcombo. Recuperado de <http://ezproxy.itcr.ac.cr:2138/a/30134/el-universo-de-las-energias-renovables>

Periódico Guanacaste a la Altura. (2017). Región chorotega registra la tasa de desempleo más alta del país. Recuperado de <https://www.guanacastealaaltura.com/index.php/la-provincia/item/944-region-chorotega-registra-la-tasa-de-desempleo-mas-alta-del-pais>

Presidencia de la República de Costa Rica. (2016). Turismo registra casi el 50% de las exportaciones de servicios del país. Recuperado de

<https://presidencia.go.cr/comunicados/2016/10/turismo-registra-casi-el-50-de-las-exportaciones-de-servicios-del-pais/>

Reddy, T. B. (Ed.). (2011). *Linden's handbook of batteries* (4a.Ed.). Nueva York, Chicago, San Francisco, Atenas, Londres, Madrid, Ciudad de México, Milán, Nueva Delhi, Singapur, Sydney, Toronto: McGraw-Hill Educación. Recuperado de <https://ezproxy.itcr.ac.cr:2956/browse/lindens-handbook-of-batteries-fourth-edition#fullDetails>

Rodríguez, I. (2016). Medio ambiente enfermo causa 15% de muertes en costa rica. Recuperado de <https://www.nacion.com/ciencia/salud/medio-ambiente-enfermo-causa-15-de-muertes-en-costa-rica/EJYZ45EUC5BNZP6PZTSBFJJYFY/story/>

Rodríguez, R. H. L., Vechiu, I., Jupin, S., Bacha, S., Tabart, Q., & Pouresmaeil, E. (2018). A new energy management strategy for a grid connected wind turbine-battery storage power plant. Paper presented at the 873-879. doi:10.1109/ICIT.2018.8352293. Recuperado de <https://ezproxy.itcr.ac.cr:2474/document/8352293>

Rojas, P. (2015). Desempleo se ensaña con fuerza y aprieta la región chorotega: Padece la tasa más alta del país. Recuperado de <https://archivo.crhoy.com/desempleo-se-ensana-con-fuerza-y-aprieta-la-region-chorotega-padece-la-tasa-mas-alta-del-pais/nacionales/>

Rout, T., Maharana, M. K., Chowdhury, A., & Samal, S. (2018). A comparative study of stand-alone photo-voltaic system with battery storage system and battery supercapacitor

storage system. Paper presented at the 77-81. doi:10.1109/ICEES.2018.8442346.

Recuperado de <https://ezproxy.itcr.ac.cr:2474/document/8442346>

Sancho, M. (2017). Proyectos turísticos en Guanacaste suman más de €116 mil millones, este año. Recuperado de <https://www.crhoy.com/nacionales/proyectos-turisticos-en-guanacaste-suman-mas-de-%C2%A2116-mil-millones/>

Shahnia, F., Moghbel, M., Arefi, A., Shafiullah, G. M., Anda, M., & Vahidnia, A. (2018). Levelized cost of energy and cash flow for a hybrid solar-wind-diesel microgrid on rotnest island. *2017 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)*. Recuperado de <https://ezproxy.itcr.ac.cr:2474/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=8282413>

Takagi, M., Iwafune, Y., Yamamoto, H., Yamaji, K., Okano, K., Hiwatari, R., & Ikeya, T. (2010). Energy storage of PV using batteries of battery switch stations. Recuperado de <https://ezproxy.itcr.ac.cr:2474/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=5637722>

Tushar, W., Chau Yuen, Shisheng Huang, Smith, D. B., & Poor, H. V. (2016). Cost minimization of charging stations with photovoltaics: An approach with EV classification. *IEEE Transactions on Intelligent Transportation Systems*, 17(1), 156-169. doi:10.1109/TITS.2015.2462824

Umaña, J. (2016). TEC convierte sus campus en laboratorios de sostenibilidad energética. Recuperado de <https://www.tec.ac.cr/hoyeneltec/2016/04/04/tec-convierte-sus-campus-laboratorios-sostenibilidad-energetica>

- Villarrubia López, M. (2012, a). *Ingeniería de la energía eólica*. Barcelona: Marcombo Ediciones Técnicas. Recuperado de <http://www.digitaliapublishing.com/a/17171/>
- Villarrubia López, M. (2012, b). *Ingeniería de la energía eólica*. Barcelona: Marcombo Ediciones Técnicas. Recuperado de <http://ezproxy.itcr.ac.cr:2138/a/17171/ingenieria-de-la-energia-eolica>
- Wega Lighting. (Sin fecha, a). ¿Cómo funciona un sistema off-grid? Recuperado de <http://www.wega-lighting.com/energy/inversores/sistema-off-grid/>
- Wega Lighting. (Sin fecha, b). ¿Cómo funciona un sistema on-grid? Recuperado de <http://www.wega-lighting.com/energy/inversores/sistema-on-grid/>
- Wenlong Jing, Wong, M. L. D., Chean Hung Lai, & Wong, W. S. H. (2015). Smart hybrid energy storage for stand-alone PV microgrid: Optimization of battery lifespan through dynamic power allocation. Paper presented at the 1-5. doi:10.1109/APPEEC.2015.7381050. Recuperado de <https://ezproxy.itcr.ac.cr:2474/document/7381050>
- Zini, G. (2016). *Almacenamiento de energía eléctrica verde: Ciencia y finanzas para la sustitución total de combustibles fósiles*. McGraw-Hill Education.

Apéndices

Apéndice A. Gravedad específica del electrolito.

A.1. Cálculo de la gravedad específica del electrolito.

El autor (Reddy, 2011) menciona en su libro que para calcular un estimado del valor de la gravedad específica del electrolito de la batería de plomo-ácido se utiliza la siguiente ecuación

$$\text{Gravedad específica} = \text{voltaje de circuito abierto de la celda} - 0,845$$

A partir de esta ecuación, se puede conocer el estado de la batería para aplicarle mantenimiento y evitar la disminución de su vida útil.

Apéndice B. Energías renovables: fotovoltaica y eólica.

B.1. Sistemas fotovoltaicos.

Para el caso de un sistema fotovoltaico, (Rout, Maharana, Chowdhury, & Samal, 2018) proponen que la ecuación para simular un sistema de almacenamiento conformado por sólo baterías o por un sistema híbrido (batería-súper-capacitor) es

$$P_{carga} = P_{FV} + P_{batería/híbrido}$$

donde P_{carga} es la potencia que requiere la carga, P_{FV} es la potencia generada por el sistema fotovoltaico, $P_{batería}$ es el flujo de potencia desde banco de baterías y $P_{híbrido}$ es el flujo de potencia desde el sistema híbrido.

Para calcular la energía producida por un solo panel solar, los autores (Tushar, Chau Yuen, Shisheng Huang, Smith, & Poor, 2016) proponen utilizar la ecuación

$$e_{FV} = \kappa \times A \times I_{luz}$$

donde κ es la eficiencia y A es el área del panel solar y I_{luz} es la intensidad solar que se proyecta en el panel solar. Entonces, la generación de energía solar con respecto al tiempo sería

$$e_{gen}(t) = \kappa \times A \times I_{luz}(t) \times K$$

donde κ es la eficiencia y A es el área del panel solar, $I_{luz}(t)$ es la intensidad solar en un intervalo de tiempo y K es la cantidad de paneles solares.

Hay que tomar en cuenta que las últimas dos ecuaciones se utilizan para calcular la energía producida por el o los paneles solares cuando estos se encuentran perpendicularmente a la radiación solar, es decir, que el ángulo entre la radiación y la superficie del panel es de 90°. Pero para el caso que este ángulo sea diferente se debe utilizar la siguiente ecuación (Perales Benito, 2012)

$$E' = E \cdot \sin \alpha$$

donde E' es la energía recibida, E es la energía que incide en la superficie inclinada y α es el ángulo entre la radiación y el panel solares inclinado.

Los autores de (Wenlong Jing et al., 2015) hacen mención de que es inevitable que la vida útil de las baterías químicas disminuya, ya que a veces se encuentran presentes altas tasas de carga-descarga, sobrecargas o descargas profundas y para tratar de disminuir estos efectos en la batería es necesario utilizar un regulador para proteger la batería.

B.2. Sistema eólico.

Para el caso de un sistema eólico, (Rodríguez et al., 2018) menciona que la ecuación para calcular la potencia inyectada a la carga desde el sistema híbrido de turbina eólica y baterías es

$$P_{inyectada} = P_{eólica} - P_{batería}$$

donde $P_{inyectada}$ es la potencia que brinda el sistema a la carga, $P_{eólica}$ es el flujo de potencia que genera la turbina eólica y $P_{batería}$ es el flujo de potencia desde el banco de baterías.

B.3. Velocidad del viento en el aerogenerador.

Según explica (Perales Benito, 2012), se puede utilizar la siguiente ecuación para calcular la velocidad del viento en el aerogenerador

$$V = 0,837 \times B^{3/2} \text{ [m/s]}$$

donde V es la velocidad del viento en metros por segundo y B es el número de la escala basado en la siguiente tabla.

Tabla B. 1. Escala de los vientos de Beaufort.

Número	Velocidad en km/h	Nombre
0	0 a 1	Calma
1	2 a 5	Ventolina
2	6 a 11	Brisa muy débil
3	12 a 19	Brisa débil
4	20 a 28	Brisa moderada
5	29 a 38	Brisa fresca
6	39 a 49	Brisa fuerte
7	50 a 61	Viento fuerte
8	62 a 74	Temporal o viento duro
9	75 a 88	Viento muy fuerte
10	89 a 102	Temporal duro
11	103 a 117	Borrasca
12	Más de 118	Huracán

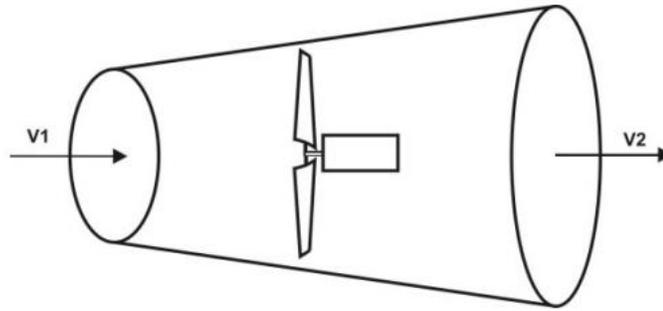
Fuente: (Perales Benito, 2012).

Word 2016

También se puede calcular la velocidad del viento según la altura a la que se encuentren las aspas del aerogenerador con la ecuación

$$V_h = V_{10} (h/10)^\alpha$$

donde V_h es la velocidad del viento a una altura h , V_{10} es la velocidad a 10 metros de altura y α es el exponente de Hellmann y depende de la rugosidad del terreno, 0,08 para terreno llano y 0,4 para superficies accidentadas.



Fuente: (Perales Benito, 2012).

Figura B. 1. Túnel en el que concurren dos velocidades del viento.

Ahora, para calcular la potencia motriz teórica del aerogenerador se utiliza la ecuación

$$P = \frac{1}{2} \rho A V_1^3 \text{ [W]}$$

donde P es la potencia en watts, ρ la densidad del aire ($1,225 \text{ kg/m}^3$), A es el área de barrido de las aspas ($A = \pi r^2$) y V_1 es la velocidad del viento en metros por segundo. Sin embargo, una aproximación real, y que se utiliza como la base del cálculo en el procedimiento eólico según (Perales Benito, 2012) y (Villarrubia López, 2012, b), se obtiene con la ecuación

$$P = \frac{16}{27} \left(\frac{1}{2} \rho A V_1^3 \right) \text{ [W]}$$

Apéndice C. Memoria de cálculo para el sistema fotovoltaico conectado a red.

C.1. Cálculos para el punto de carga de 7,2 kW.

a) Cantidad de paneles

Para el sistema de este punto de carga se seleccionó un panel fotovoltaico de 365 Wp porque su diseño permite convertir más radiación solar en energía eléctrica.

Características técnicas del panel fotovoltaico seleccionado.	
Marca: Mission Solar	Modelo: Mission Solar 365
<ul style="list-style-type: none">• $P_{panel} = 365 \text{ Wp}$ (potencia nominal)• $V_{pmp} = 39,5 \text{ V}$ (voltaje de operación)• $V_{oc} = 48,1 \text{ V}$ (voltaje de circuito abierto)• $I_{pmp} = 9,24 \text{ A}$ (corriente de operación)• $I_{sc} = 9,71 \text{ A}$ (corriente de corto circuito)	

Entonces, al dividir la potencia del punto de carga entre la potencia del panel fotovoltaico seleccionado se obtuvo que

$$N_{paneles} = \frac{P_{punto\ de\ carga}}{P_{panel}} = \frac{7,2 \text{ kW}}{365 \text{ Wp}} = 19,7 \approx 19 \text{ paneles}$$

$$P_{arreglo\ FV} = P_{paneles} \times N_{paneles} = 365 \text{ Wp} \times 19 = 6935,0 \text{ W}$$

es decir, que el arreglo fotovoltaico va a necesitar 19 paneles fotovoltaicos para abastecer el consumo del punto de carga. Como se observa, se redondeó hacia abajo la cantidad de paneles porque la potencia generada no puede ser mayor que la del punto de carga, ya que lo podemos sobrecargar y dañar en el transcurso del tiempo.

b) Selección del inversor

A partir de la potencia del arreglo fotovoltaico se seleccionó el siguiente inversor.

Características técnicas del inversor seleccionado.	
Marca: Fronius	Modelo: Primo 6.0-1
<ul style="list-style-type: none">• $P_{\text{entrada}} = 9000 \text{ W}$ (potencia pico)• $V_{\text{entrada}} = 710 \text{ V}$ (voltaje nominal de operación)• $V_{\text{MPPT}} = 240 - 800 \text{ V}$ (rango de activación del inversor por string)• $I_{\text{MPPT}} = 18 \text{ A}$ (corriente de entrada por string)• Entradas MPPT = 2 (cantidad de entradas por string)	

Nota: Los strings son las líneas de paneles fotovoltaicos conectados en serie que se pueden conectar a cada entrada del inversor.

Teniendo en cuenta los datos técnicos del inversor y del panel fotovoltaico, la cantidad de paneles fotovoltaicos que se pueden conectar en serie por string se calculó al dividir el voltaje MPPT entre el voltaje de operación del panel seleccionado.

$$N_{\text{serie,mín}} = \frac{V_{\text{MPPT}}}{V_{\text{pmp}}} = \frac{240 \text{ V}}{39,5 \text{ V}} = 6,1 \approx 7 \text{ paneles}$$

$$N_{\text{serie,máx}} = \frac{V_{\text{MPPT}}}{V_{\text{pmp}}} = \frac{800 \text{ V}}{39,5 \text{ V}} = 20,2 \approx 20 \text{ paneles}$$

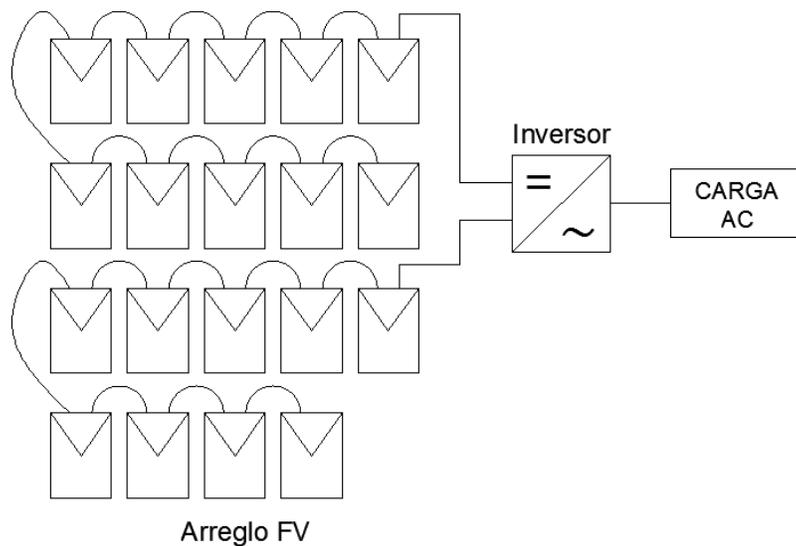
Y la cantidad de paneles fotovoltaicos que se pueden conectar en paralelo por string se calculó al dividir la corriente MPPT máxima de operación del inversor entre la corriente de operación del panel seleccionado.

$$N_{\text{paralelo}} = \frac{I_{\text{MPPT}}}{I_{\text{pmp}}} = \frac{18 \text{ A}}{9,24 \text{ A}} = 1,9 \approx 1 \text{ panel}$$

Los cálculos anteriores muestran que se pueden conectar de 7 a 20 paneles fotovoltaicos en serie y como máximo 1 panel conectado en paralelo por string para que el inversor opere correctamente.

c) **Arreglo fotovoltaico**

Entonces, como se necesitan solamente 19 paneles fotovoltaicos, el arreglo de paneles sería el siguiente.



C.2. Cálculos para el punto de carga de 3,6 kW.

a) **Cantidad de paneles**

Para el sistema de este punto de carga se seleccionó el mismo panel del punto de carga de 7,2 kW.

Características técnicas del panel fotovoltaico seleccionado.	
Marca: Mission Solar	Modelo: Mission Solar 365
<ul style="list-style-type: none"> • $P_{panel} = 365 \text{ Wp}$ (potencia nominal) • $V_{pmp} = 39,5 \text{ V}$ (voltaje de operación) • $V_{oc} = 48,1 \text{ V}$ (voltaje de circuito abierto) • $I_{pmp} = 9,24 \text{ A}$ (corriente de operación) • $I_{sc} = 9,71 \text{ A}$ (corriente de corto circuito) 	

Entonces, al dividir la potencia del punto de carga entre la potencia del panel fotovoltaico seleccionado se obtuvo que

$$N_{paneles} = \frac{P_{punto\ de\ carga}}{P_{panel}} = \frac{3,6 \text{ kW}}{365 \text{ Wp}} = 9,9 \approx 9 \text{ paneles}$$

$$P_{arreglo\ FV} = P_{panel} \times N_{paneles} = 365 \text{ Wp} \times 9 = 3285,0 \text{ W}$$

es decir, que el arreglo fotovoltaico va a necesitar 9 paneles fotovoltaicos para abastecer el consumo del punto de carga.

b) Selección del inversor

A partir de la potencia máxima del arreglo fotovoltaico se seleccionó el siguiente inversor.

Características técnicas del inversor seleccionado.	
Marca: Fronius	Modelo: PRIMO 3.5-1 light
<ul style="list-style-type: none"> • $P_{entrada} = 5300 \text{ W}$ (potencia pico) • $V_{entrada} = 710 \text{ V}$ (voltaje nominal de operación) • $V_{MPPT} = 200 - 800 \text{ V}$ (rango de activación del inversor por string) • $I_{MPPT} = 12 \text{ A}$ (corriente de entrada por string) • Entradas MPPT = 2 (cantidad de entradas por string) 	

Teniendo en cuenta los datos técnicos del inversor y del panel fotovoltaico, la cantidad de paneles fotovoltaicos que se pueden conectar en serie por string se calculó al dividir el voltaje MPPT entre el voltaje de operación del panel seleccionado.

$$N_{\text{serie,mín}} = \frac{V_{\text{MPPT}}}{V_{\text{pmp}}} = \frac{200 \text{ V}}{39,5 \text{ V}} = 5,1 \approx 6 \text{ paneles}$$

$$N_{\text{serie,máx}} = \frac{V_{\text{MPPT}}}{V_{\text{pmp}}} = \frac{800 \text{ V}}{39,5 \text{ V}} = 20,2 \approx 20 \text{ paneles}$$

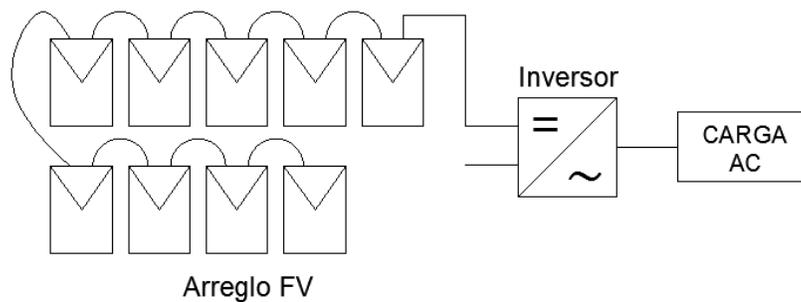
Y la cantidad de paneles fotovoltaicos que se pueden conectar en paralelo por string se calculó al dividir la corriente MPPT máxima de operación del inversor entre la corriente de operación del panel seleccionado.

$$N_{\text{paralelo}} = \frac{I_{\text{MPPT}}}{I_{\text{pmp}}} = \frac{12 \text{ A}}{9,24 \text{ A}} = 1,3 \approx 1 \text{ panel}$$

Los cálculos anteriores muestran que se pueden conectar de 6 a 20 paneles fotovoltaicos en serie y como máximo 1 panel conectado en paralelo por string para que el inversor opere correctamente.

c) **Arreglo fotovoltaico**

Entonces, como se necesitan solamente 9 paneles fotovoltaicos, el arreglo de paneles sería el siguiente



Apéndice D. Memoria de cálculo para el sistema fotovoltaico aislado.

D.1. Cálculos para el punto de carga de 7,2 kW.

a) Potencia del sistema

El consumo diario del punto de carga se obtuvo al multiplicar su potencia por la cantidad de horas de operación por día. En este caso se diseñó el sistema para una operación de 2 horas al día. Entonces, el consumo sería

$$\text{Consumo diario} = P_{\text{punto de carga}} \times h_{\text{diarias}} = 7,2 \text{ kW} \times 2 \text{ horas} = 14,4 \text{ kWh/día}$$

Sin embargo, al tratarse de un sistema aislado, se deben considerar las pérdidas implicadas en la transmisión de la energía desde los paneles fotovoltaicos hasta el punto de carga.

Pérdidas contempladas.
<ul style="list-style-type: none">• $K_b = 0,5 \%$ (pérdidas debido al rendimiento de las baterías nuevas)• $K_r = 10 \%$ (pérdidas en el regulador)• $K_x = 10 \%$ (pérdidas debido a las caídas de tensión)• $K_a = 0,5 \%$ (pérdidas debido a la auto descarga diaria de la batería)• $D_{\text{aut}} = 2$ días (días de autonomía)• $P_{\text{dmáx}} = 70 \%$ (profundidad máxima de descarga)• $K_c = 10 \%$ (pérdidas debidas al inversor)

La suma de estas pérdidas se denomina como KT o rendimiento del sistema y se calculan de la siguiente forma.

$$KT = [1 - (K_b + K_c + K_r + K_x)] \left[1 - \frac{K_a \times D_{\text{aut}}}{P_{\text{dmáx}}} \right]$$

$$\Leftrightarrow KT = [1 - (0,5\% + 10\% + 10\% + 10\%)] \left[1 - \frac{0,5\% \times 2 \text{ días}}{70\%} \right] = 68,5\%$$

Entonces para calcular el consumo del punto de carga, contemplando las pérdidas, se dividió el consumo inicial entre KT.

$$\text{Consumo neto} = \frac{\text{Consumo diario}}{KT} = \frac{14,4 \text{ kWh/día}}{68,5\%} = 21021,9 \text{ Wh/día}$$

Luego se procedió a calcular la potencia máxima utilizando el recurso solar, o las horas de sol pico (HSP), del peor mes, es decir, el que tiene la menor radiación del año. El valor que se utilizó es igual a 3,3 horas (ver Figura 4.3).

$$P_{\text{máx}} = \frac{\text{Consumo neto}}{HSP} = \frac{21021,9 \text{ Wh/día}}{3,3 \text{ horas}} = 6370,3 \text{ W/día}$$

b) Banco de baterías

Para establecer la capacidad del banco de baterías primero se definió el voltaje del sistema. Para este caso se diseñó el sistema para operar con un voltaje de 48 V, durante 2 días y con una profundidad de descarga del 70%.

$$Q_{\text{banco}} = \frac{110\% \times \text{Consumo neto} \times D_{\text{aut}}}{V_{\text{sistema}} \times 70\%} = \frac{110\% \times 21021,9 \text{ Wh} \times 2 \text{ días}}{48 \text{ V} \times 70\%}$$

$$\Leftrightarrow Q_{\text{banco}} = 1376,4 \text{ Ah}$$

Características técnicas de la batería seleccionada.	
Marca: Trojan	Modelo: T125
<ul style="list-style-type: none"> • $V_{\text{bat}} = 6 \text{ V}$ (voltaje nominal) • $Q_{\text{bat}} = 240 \text{ Ah}$ (capacidad nominal) 	

La batería que se seleccionó es una batería de ciclo profundo que es muy común ver en sistemas aislados. Para determinar la configuración de estas baterías en el banco de baterías se calcularon cuántas se deberán conectar en serie y cuántas en paralelo.

$$N_{bat,serie} = \frac{V_{sistema}}{V_{bat}} = \frac{48 V}{6 V} = 8 \text{ baterías}$$

$$N_{bat,paralelo} = \frac{Q_{banco}}{Q_{bat}} = \frac{1376,4 Ah}{240 Ah} = 5,7 \approx 6 \text{ baterías}$$

$$N_{bat} = N_{bat,serie} \times N_{bat,paralelo} = 8 \times 6 = 48 \text{ baterías}$$

Por tanto, el banco de baterías se va a conformar por 48 baterías, 8 baterías conectadas en serie y 6 baterías conectadas en paralelo.

c) **Cantidad de paneles**

Características técnicas del panel fotovoltaico seleccionado.	
Marca: Mission Solar	Modelo: Mission Solar 365
<ul style="list-style-type: none"> • $P_{panel} = 365 \text{ Wp}$ (potencia nominal) • $V_{pmp} = 39,5 \text{ V}$ (voltaje de operación) • $V_{oc} = 48,1 \text{ V}$ (voltaje de circuito abierto) • $I_{pmp} = 9,24 \text{ A}$ (corriente de operación) • $I_{sc} = 9,71 \text{ A}$ (corriente de corto circuito) 	

A partir de los datos del panel fotovoltaico seleccionado se procedió a calcular la cantidad de paneles que necesita el sistema.

$$N_{paneles} = \frac{110\% \times P_{m\acute{a}x}}{P_{panel}} = \frac{110\% \times 6370,3 \text{ W/día}}{365 \text{ Wp}} = 19,2 \approx 20 \text{ paneles}$$

$$P_{arreglo \text{ FV}} = P_{panel} \times N_{paneles} = 365 \text{ Wp} \times 20 = 7300,0 \text{ W}$$

Para este punto de carga es necesario realizar un arreglo fotovoltaico de 7300,0 W conformado por 20 paneles fotovoltaicos.

d) Selección de regulador

A partir de la potencia del arreglo fotovoltaico, no se pudo encontrar un regulador que tuviera capacidad de conectar 7300 W en su entrada.

e) Selección del inversor

A pesar de que no se seleccionó el regulador, existe la opción de seleccionar un inversor/regulador. Para seleccionar este inversor, se calculó la potencia mínima que este puede tener. Para esto, se multiplicó la potencia del punto de carga por el coeficiente de simultaneidad (70%) y por un factor de sobre diseño del 20%.

$$P_{inversor} = P_{\text{punto de carga}} \times 70\% \times 120\% = 7,2 \text{ kW} \times 70\% \times 120\% = 6000 \text{ W}$$

Características técnicas del inversor seleccionado.	
Marca: Ingecon	Modelo: SUN STORAGE 6TL
<ul style="list-style-type: none">• $P_{\text{entrada}} = 11500 \text{ W}$• $V_{\text{entrada}} = 550 \text{ V}$ (voltaje nominal de operación)• $V_{\text{MPPT}} = 330 - 480 \text{ V}$ (rango de activación del inversor por string)• $I_{\text{máx}} = 30 \text{ A}$ (corriente de entrada por string)• Entradas MPPT: 1	

A partir de esta tabla, se determinó cuántos paneles fotovoltaicos se pueden conectar en serie por string al dividir el voltaje MPPT de operación del inversor entre el voltaje de operación del panel seleccionado.

$$N_{\text{serie (mín)}} = \frac{V_{\text{MPPT}}}{V_{\text{pmp}}} = \frac{300 \text{ V}}{39,5 \text{ V}} = 7,6 \approx 8 \text{ paneles}$$

$$N_{\text{serie (máx)}} = \frac{V_{\text{MPPT}}}{V_{\text{pmp}}} = \frac{480 \text{ V}}{39,5 \text{ V}} = 12,2 \approx 12 \text{ paneles}$$

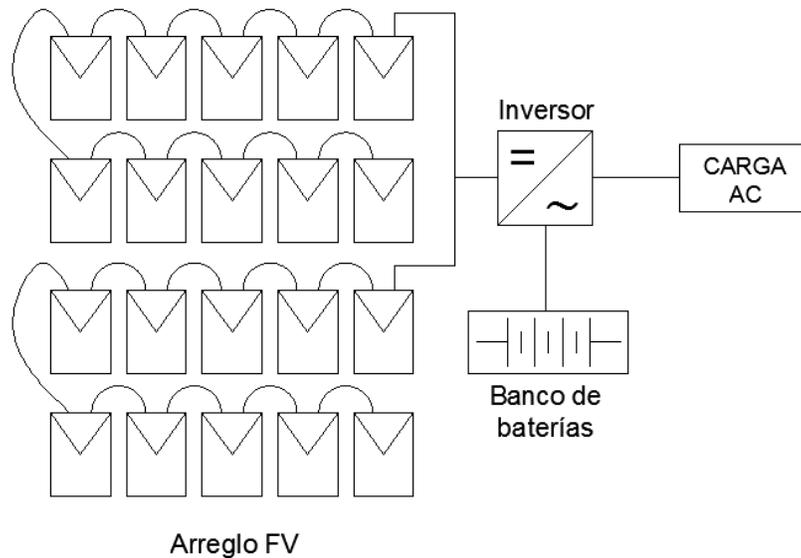
Ahora para calcular la cantidad de paneles fotovoltaicos que se pueden conectar en paralelo se calcularon las corrientes máximas de entrada al inversor y luego se dividió dicha corriente entre la corriente de operación del panel seleccionado.

$$N_{paralelo} = \frac{I_{m\acute{a}x}}{I_{pmp}} = \frac{30 A}{9,24 A} = 3,2 \approx 3 \text{ paneles}$$

Así, el inversor cargador que se puede utilizar permite conectar en serie de 8 a 12 paneles fotovoltaicos y 3 paneles en paralelo.

f) **Arreglo fotovoltaico**

Entonces, como el sistema necesita 20 paneles fotovoltaicos, la configuración del arreglo fotovoltaico es el siguiente.



D.2. Cálculos para el punto de carga de 3,6 kW.

a) Potencia del sistema

Para este punto de carga, el consumo diario del punto de carga se obtuvo al multiplicar su potencia por la cantidad de horas de operación al día. En este caso se diseñó el sistema para una operación de 2 horas al día. Entonces, el consumo sería

$$\text{Consumo diario} = P_{\text{punto de carga}} \times h_{\text{diarias}} = 3,6 \text{ kW} \times 2 \text{ horas} = 7,2 \text{ kWh/día}$$

Ya que se sigue analizando el sistema fotovoltaico aislado, la suma de las pérdidas (KT) es el mismo que se calculó antes, 68,5 %. Por tanto, el consumo neto del punto de carga por día es

$$\text{Consumo neto} = \frac{\text{Consumo diario}}{KT} = \frac{7,2 \text{ kWh/día}}{68,5\%} = 10510,9 \text{ Wh/día}$$

Luego se procedió a calcular la potencia máxima utilizando el mismo recurso solar (3,3 horas) porque se sigue analizando el peor mes.

$$P_{\text{máx}} = \frac{\text{Consumo neto}}{HSP} = \frac{10510,9 \text{ Wh/día}}{3,3 \text{ horas}} = 3185,1 \text{ W/día}$$

b) Banco de baterías

Para establecer la capacidad del banco de baterías se definió que el sistema va a operar a 48 V, durante 2 días con una profundidad de descarga del 70%.

$$Q_{\text{banco}} = \frac{110\% \times \text{Consumo neto} \times D_{\text{aut}}}{V_{\text{sistema}} \times 70\%} = \frac{110\% \times 10510,9 \text{ Wh} \times 2 \text{ días}}{48 \text{ V} \times 70\%}$$

$$\Leftrightarrow Q_{\text{banco}} = 688,2 \text{ Ah}$$

Para este punto de carga se utilizó la misma batería que para el punto de carga anterior.

Características técnicas de la batería seleccionada.	
Marca: Trojan	Modelo: T125
<ul style="list-style-type: none"> • $V_{bat} = 6 \text{ V}$ (voltaje nominal) • $Q_{bat} = 240 \text{ Ah}$ (capacidad nominal) 	

Así, para determinar la configuración de estas baterías en el banco de baterías se calcularon cuántas se deberán conectar en serie y cuántas en paralelo.

$$N_{bat,serie} = \frac{V_{sistema}}{V_{bat}} = \frac{48 \text{ V}}{6 \text{ V}} = 8 \text{ baterías}$$

$$N_{bat,paralelo} = \frac{Q_{banco}}{Q_{bat}} = \frac{688,2 \text{ Ah}}{240 \text{ Ah}} = 2,9 \approx 3 \text{ baterías}$$

$$N_{bat} = N_{bat,serie} \times N_{bat,paralelo} = 8 \times 3 = 24 \text{ baterías}$$

Por tanto, el banco de baterías se va a conformar por 24 baterías, 8 baterías conectadas en serie y 3 baterías conectadas en paralelo.

c) Cantidad de paneles

Características técnicas del panel fotovoltaico seleccionado.	
Marca: Mission Solar	Modelo: Mission Solar 365
<ul style="list-style-type: none"> • $P_{panel} = 365 \text{ Wp}$ (potencia nominal) • $V_{pmp} = 39,5 \text{ V}$ (voltaje de operación) • $V_{oc} = 48,1 \text{ V}$ (voltaje de circuito abierto) • $I_{pmp} = 9,24 \text{ A}$ (corriente de operación) • $I_{sc} = 9,71 \text{ A}$ (corriente de corto circuito) 	

Utilizando el mismo panel fotovoltaico que se utilizó para analizar el sistema con el punto de carga de 7,2 kW se procedió a calcular la cantidad de paneles que necesita el sistema.

$$N_{\text{paneles}} = \frac{110\% \times P_{\text{máx}}}{P_{\text{panel}}} = \frac{110\% \times 3185,1 \text{ W/día}}{365 \text{ Wp}} = 9,6 \approx 10 \text{ paneles}$$

$$P_{\text{arreglo FV}} = P_{\text{panel}} \times N_{\text{paneles}} = 365 \text{ Wp} \times 10 = 3650,0 \text{ W}$$

De esta forma se definió que el sistema necesita un arreglo fotovoltaico de 3650,0 W conformado por 10 paneles.

d) Selección de regulador

A partir de la potencia del arreglo fotovoltaico y del voltaje del sistema, se puede seleccionar el siguiente regulador.

Características técnicas del regulador seleccionado.	
Marca: Must	Modelo: PC18-8015F
<ul style="list-style-type: none"> • $P_{\text{entrada}} = 5000 \text{ W}$ (potencia máxima de entrada) • $V_{\text{entrada}} = 48 \text{ V}$ (voltaje del sistema) • $V_{\text{MPPT}} = 60 - 130 \text{ V}$ (rango de activación del regulador) • $I_{\text{MPPT}} = 80 \text{ A}$ (corriente de entrada) 	

A partir de los datos de este regulador, se procedió a calcular cuántos paneles fotovoltaicos se pueden conectar en serie dividiendo el voltaje MPPT de operación del inversor entre el voltaje de operación del panel seleccionado.

$$N_{\text{serie (mín)}} = \frac{V_{\text{MPPT}}}{V_{\text{pmp}}} = \frac{60 \text{ V}}{39,5 \text{ V}} = 1,5 \approx 2 \text{ paneles}$$

$$N_{\text{serie (máx)}} = \frac{V_{\text{MPPT}}}{V_{\text{pmp}}} = \frac{130 \text{ V}}{39,5 \text{ V}} = 3,3 \approx 3 \text{ paneles}$$

Luego se calculó la cantidad de paneles fotovoltaicos que se pueden conectar en paralelo dependiendo de la corriente máxima de entrada al inversor.

$$I_{\text{entrada (mín)}} = \frac{P_{\text{arreglo FV}}}{V_{\text{MPPT}}} = \frac{3650,0 \text{ W}}{130 \text{ V}} = 28,1 \text{ A}$$

$$N_{\text{paralelo (mín)}} = \frac{I_{\text{entrada (mín)}}}{I_{\text{pmp}}} = \frac{28,1 \text{ A}}{9,24 \text{ A}} = 3,04 \approx 4 \text{ paneles}$$

$$I_{\text{entrada (máx)}} = \frac{P_{\text{arreglo FV}}}{V_{\text{MPPT}}} = \frac{3650,0 \text{ W}}{60 \text{ V}} = 60,8 \text{ A}$$

$$N_{\text{paralelo (máx)}} = \frac{I_{\text{entrada (máx)}}}{I_{\text{pmp}}} = \frac{60,8 \text{ A}}{9,24 \text{ A}} = 6,6 \approx 6 \text{ paneles}$$

De esta forma se determinó que se pueden conectar de 2 a 3 paneles fotovoltaicos en serie y de 4 a 6 paneles en paralelo.

e) Selección del inversor

Para este sistema, se puede seleccionar el inversor marca Victron modelo Phoenix de 5000VA y 48V. Sin embargo, también se puede seleccionar un inversor cargador que ya incluye el regulador. Para seleccionar este inversor, se calculó la potencia mínima que este puede tener. Para esto, se multiplicó la potencia del punto de carga por el coeficiente de simultaneidad (70%) y por un factor de sobre diseño del 20%.

$$P_{\text{inversor}} = P_{\text{punto de carga}} \times 70\% \times 120\% = 3,6 \text{ kW} \times 70\% \times 120\% = 3024 \text{ W}$$

Características técnicas del inversor cargador seleccionado.	
Marca: Must	Modelo: PV18-5048 HM
<ul style="list-style-type: none"> • $P_{\text{entrada}} = 4000 \text{ W}$ • $V_{\text{entrada}} = 48 \text{ V}$ (voltaje nominal de operación) • $V_{\text{MPPT}} = 64 - 130 \text{ V}$ (rango de activación del inversor por string) • $I_{\text{máx}} = 80 \text{ A}$ (corriente de entrada por string) 	

A partir de esta tabla, se determinó cuántos paneles fotovoltaicos se pueden conectar en serie por string al dividir el voltaje MPPT de operación del inversor entre el voltaje de operación del panel seleccionado.

$$N_{serie (mín)} = \frac{V_{MPPT}}{V_{pmp}} = \frac{64 V}{39,5 V} = 1,6 \approx 2 \text{ paneles}$$

$$N_{serie (máx)} = \frac{V_{MPPT}}{V_{pmp}} = \frac{130 V}{39,5 V} = 3,3 \approx 3 \text{ paneles}$$

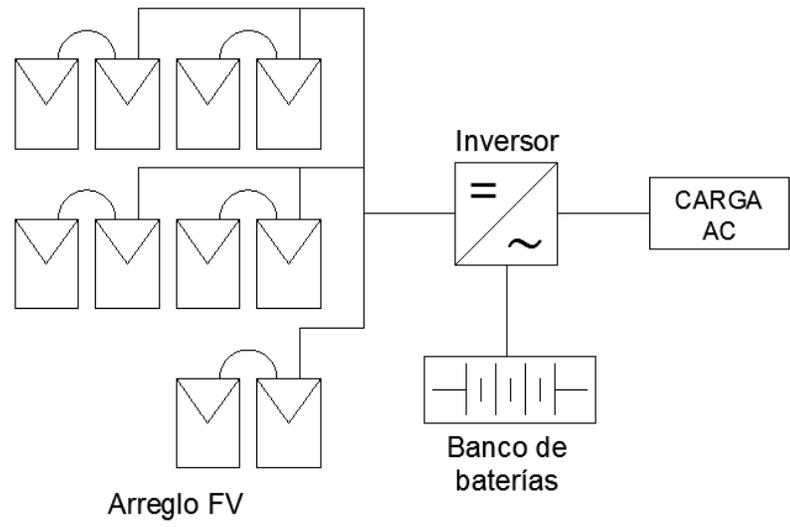
Ahora para calcular la cantidad de paneles fotovoltaicos que se pueden conectar en paralelo se calcularon las corrientes máximas de entrada al inversor y luego se dividió dicha corriente entre la corriente de operación del panel seleccionado.

$$N_{paralelo} = \frac{I_{máx}}{I_{pmp}} = \frac{80 A}{9,24 A} = 8,7 \approx 8 \text{ paneles}$$

Así, el inversor cargador que se puede utilizar permite conectar en serie de 2 a 3 paneles fotovoltaicos y de 8 en paneles en paralelo.

f) **Arreglo fotovoltaico**

Entonces, como el sistema necesita 10 paneles fotovoltaicos, la configuración del arreglo fotovoltaico es el siguiente.



Apéndice E. Memoria de cálculo para el sistema eólico conectado a red.

E.1. Cálculos para el punto de carga de 7,2 kW.

a) Cantidad de aerogeneradores

Características técnicas del aerogenerador.	
Marca: Greef	Modelo: GS-5KW
<ul style="list-style-type: none">• $P_{\text{nominal}} = 5000 \text{ W}$ (potencia nominal)• $v_{\text{arranque}} = 2,8 \text{ m/s}$ (velocidad a la que comienza a generar electricidad)• $A_{\text{barrido}} = 21,1 \text{ m}^2$ (área del flujo de viento)	

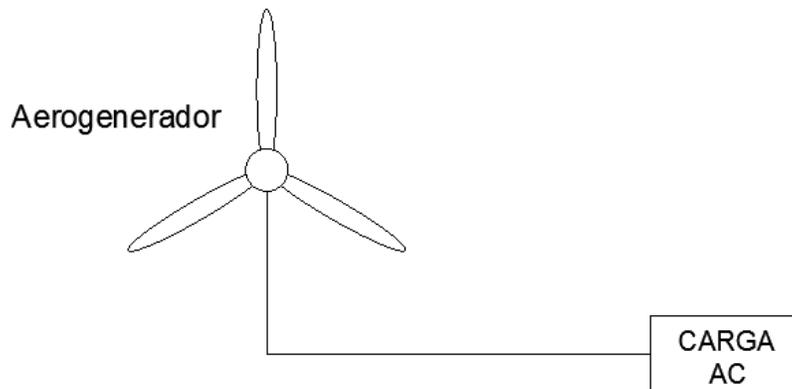
Para calcular la cantidad de aerogeneradores se dividió la potencia del punto de carga entre la potencia del aerogenerador seleccionado.

$$N_{\text{aerogeneradores}} = \frac{P_{\text{punto de carga}}}{P_{\text{nominal}}} = \frac{7,2 \text{ kW}}{5000 \text{ W}} = 1,44 \approx 1 \text{ aerogenerador}$$

Por tanto, el sistema necesita solamente un aerogenerador.

b) Configuración eólica

La ventaja del aerogenerador que se seleccionó es que incluye en la compra el inversor adecuado para su operación, por lo tanto, no es necesario seleccionar un inversor. Entonces el sistema eólico queda con la siguiente configuración.



E.2. Cálculos para el punto de carga de 3,6 kW.

a) Cantidad de aerogeneradores

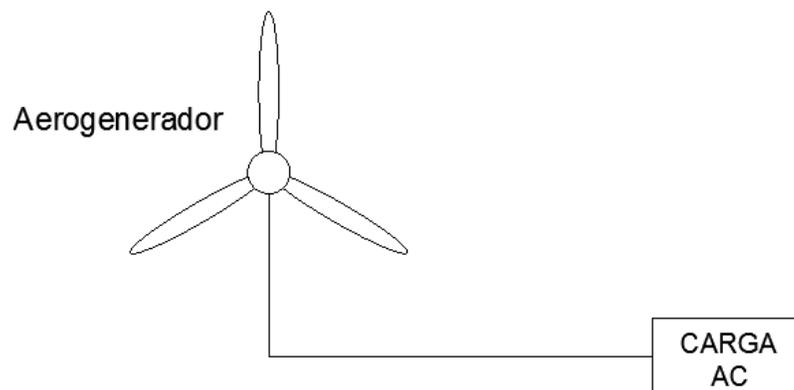
Características técnicas del aerogenerador.	
Marca: Greef	Modelo: GV-2KW
<ul style="list-style-type: none">• $P_{nominal} = 2000 \text{ W}$ (potencia nominal)• $v_{arranque} = 2,8 \text{ m/s}$ (velocidad a la que comienza a generar electricidad)• $A_{barrido} = 9,6 \text{ m}^2$ (área del flujo de viento)	

De la misma forma que se hizo antes, la cantidad de aerogeneradores se obtuvo al dividir la potencia del punto de carga entre la potencia del aerogenerador seleccionado.

$$N_{aerogeneradores} = \frac{P_{punto\ de\ carga}}{P_{nominal}} = \frac{3,6 \text{ kW}}{2000 \text{ W}} = 1,8 \approx 1 \text{ aerogenerador}$$

b) Configuración eólica

Como se mencionó anteriormente, la ventaja del aerogenerador seleccionado es que incluye el inversor adecuado para su operación, por lo tanto, no es necesario seleccionar un inversor. Entonces el sistema eólico queda con la siguiente configuración.



Apéndice F. Memoria de cálculo para el sistema eólico aislado.

F.1. Cálculos para el punto de carga de 7,2 kW.

a) Potencia máxima

El consumo de este punto de carga durante 2 horas de operación por día se calculó al multiplicar la potencia del punto de carga por la cantidad de horas de operación.

$$\text{Consumo diario} = P_{\text{punto de carga}} \times h_{\text{diarias}} = 7,2 \text{ kW} \times 2 \text{ horas} = 14,4 \text{ kWh/día}$$

Sin embargo, al tratarse de un sistema aislado, se deben considerar las pérdidas implicadas en la transmisión de la energía desde los paneles fotovoltaicos hasta el punto de carga.

Pérdidas contempladas.
<ul style="list-style-type: none">• $K_b = 0,5 \%$ (pérdidas debido al rendimiento de las baterías nuevas)• $K_r = 10 \%$ (pérdidas en el regulador)• $K_x = 10 \%$ (pérdidas debido a las caídas de tensión)• $K_a = 0,5 \%$ (pérdidas debido a la autodescarga diaria de la batería)• $D_{\text{aut}} = 2$ días (días de autonomía)• $P_{\text{dmáx}} = 70 \%$ (profundidad máxima de descarga)• $K_c = 10 \%$ (pérdidas debidas al inversor)

La suma de estas pérdidas se denomina como KT o rendimiento del sistema y se calculan de la siguiente forma.

$$KT = [1 - (K_b + K_c + K_r + K_x)] \left[1 - \frac{K_a \times D_{\text{aut}}}{P_{\text{dmáx}}} \right]$$
$$\Leftrightarrow KT = [1 - (0,5\% + 10\% + 10\% + 10\%)] \left[1 - \frac{0,5\% \times 2 \text{ días}}{70\%} \right] = 68,5\%$$

Entonces para calcular el consumo del punto de carga, contemplando las pérdidas, se dividió el consumo inicial entre KT.

$$\text{Consumo neto} = \frac{\text{Consumo diario}}{KT} = \frac{14,4 \text{ kWh/día}}{68,5\%} = 21021,9 \text{ Wh/día}$$

Características técnicas del aerogenerador.	
Marca: TECHNO SUN	Modelo: FSH2000
<ul style="list-style-type: none"> • $P_{\text{nominal}} = 2000 \text{ W}$ (potencia nominal) • $v_{\text{arranque}} = 3 \text{ m/s}$ (velocidad a la que comienza a generar electricidad) • $A_{\text{barrido}} = 2,5 \text{ m}^2$ (área del flujo de viento) • $V_{\text{nominal}} = 48 \text{ V}$ (voltaje de salida) 	

Con base en los datos del aerogenerador seleccionado, se calculó la potencia eólica que se puede generar por aerogenerador con la velocidad del viento mínima. Este sistema se analizó con la velocidad del viento promedio durante el año, es decir, 5,1 m/s (ver Figura 4.4).

$$P_{\text{eólica}} = \frac{1}{2} \times \rho_{\text{aire}} \times A_{\text{barrido}} \times v_{\text{viento}}^3 = \frac{1}{2} \times 1,2 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \times 2,5 \text{ m}^2 \times \left(5,1 \frac{\text{m}}{\text{s}}\right)^3$$

$$\Leftrightarrow P_{\text{eólica}} = 199,0 \text{ W}$$

Luego se calculó la potencia eléctrica que se puede generar por aerogenerador con la velocidad mínima de viento multiplicando la potencia eólica por el coeficiente de Betz, 0,59.

$$P_{\text{eléctrica}} = 0,59 \times P_{\text{eólica}} = 0,59 \times 199,0 \text{ W} = 117,4 \text{ W/día}$$

b) Cantidad de aerogeneradores

Para calcular la cantidad de aerogeneradores primero se calculó la energía eólica que se produce multiplicando la potencia eléctrica calculada anteriormente por las horas de viento durante el día, que en promedio son 12 horas.

$$E_{\text{eólica}} = P_{\text{eléctrica}} \times \text{horas de viento} = 117,4 \text{ W} \times 12 \text{ horas} = 1408,8 \text{ Wh/día}$$

Y la cantidad de aerogeneradores se obtuvo al dividir el consumo diario del punto de carga entre la energía eólica producida.

$$N_{\text{aerogeneradores}} = \frac{\text{Consumo neto}}{E_{\text{eólica}}} = \frac{21021,9 \frac{\text{Wh}}{\text{día}}}{1408,8 \frac{\text{Wh}}{\text{día}}}$$

$$\Leftrightarrow N_{\text{aerogeneradores}} = 14,9 \approx 15 \text{ aerogeneradores}$$

De esta forma, el sistema eólico necesitará de 15 aerogeneradores para que el punto de carga pueda operar con normalidad.

Por lo tanto, la potencia total generada es de

$$P_{\text{aerogeneradores}} = P_{\text{eléctrica}} \times N_{\text{aerogeneradores}} = 117,4 \frac{\text{W}}{\text{día}} \times 15$$

$$\Leftrightarrow P_{\text{aerogeneradores}} = 1761,0 \text{ W/día}$$

c) Selección del regulador

Se propone utilizar el siguiente regulador.

Características técnicas del regulador.	
Marca: Must	Modelo: PC18-8015F
<ul style="list-style-type: none"> • $P_{\text{nominal}} = 5000 \text{ W}$ (potencia nominal) • $V_{\text{entrada}} = 48 \text{ V}$ (voltaje de entrada de la batería) • $I_{\text{entrada}} = 80 \text{ A}$ (corriente de entrada) 	

De esta forma, la corriente por aerogenerador se calculó dividiendo la potencia eléctrica generada por cada aerogenerador entre el voltaje del sistema y multiplicado por la cantidad de aerogeneradores.

$$I_{aerogeneradores} = \frac{P_{eléctrica}}{V_{sistema}} \times N_{aerogeneradores} = \frac{117,4 \text{ W}}{48 \text{ V}} \times 15 = 36,7 \text{ A}$$

Entonces, se puede determinar que al conectar los 15 aerogeneradores en paralelo se puede utilizar el inversor propuesto.

d) Selección del inversor

Para el inversor se propone el siguiente.

Características técnicas del inversor.	
Marca: Victron	Modelo: Phoenix 48/250
<ul style="list-style-type: none"> • $P_{nominal} = 250 \text{ VA}$ (potencia nominal) • $V_{entrada} = 36,8 - 62,0 \text{ V}$ (voltaje de entrada) • $V_{salida} = 210 - 245 \text{ V}$ (voltaje de salida) 	

Por lo tanto, al ir solamente conectado el banco de baterías, este inversor es adecuado para utilizarlo en el sistema.

e) Banco de baterías

Para establecer la capacidad del banco de baterías primero se definió el voltaje del sistema al que se va a conectar. Para este caso se diseñó para operar en un sistema de 48 V, durante 2 días con una profundidad de descarga del 70%.

$$Q_{banco} = \frac{110\% \times \text{Consumo neto} \times D_{aut}}{V_{sistema} \times 70\%} = \frac{110\% \times 21021,9 \text{ Wh} \times 2 \text{ días}}{48 \text{ V} \times 70\%}$$

$$\Leftrightarrow Q_{banco} = 1376,4 \text{ Ah}$$

Características técnicas de la batería seleccionada.	
Marca: Trojan	Modelo: T125
<ul style="list-style-type: none"> • $V_{bat} = 6 \text{ V}$ (voltaje nominal) • $Q_{bat} = 240 \text{ Ah}$ (capacidad nominal) 	

La batería que se seleccionó es una batería de ciclo profundo que es muy común ver en sistemas aislados. Para determinar la configuración de estas baterías en el banco de baterías se calcularon cuántas se deberán conectar en serie y cuántas en paralelo.

$$N_{bat,serie} = \frac{V_{sistema}}{V_{bat}} = \frac{48 V}{6 V} = 8 \text{ baterías}$$

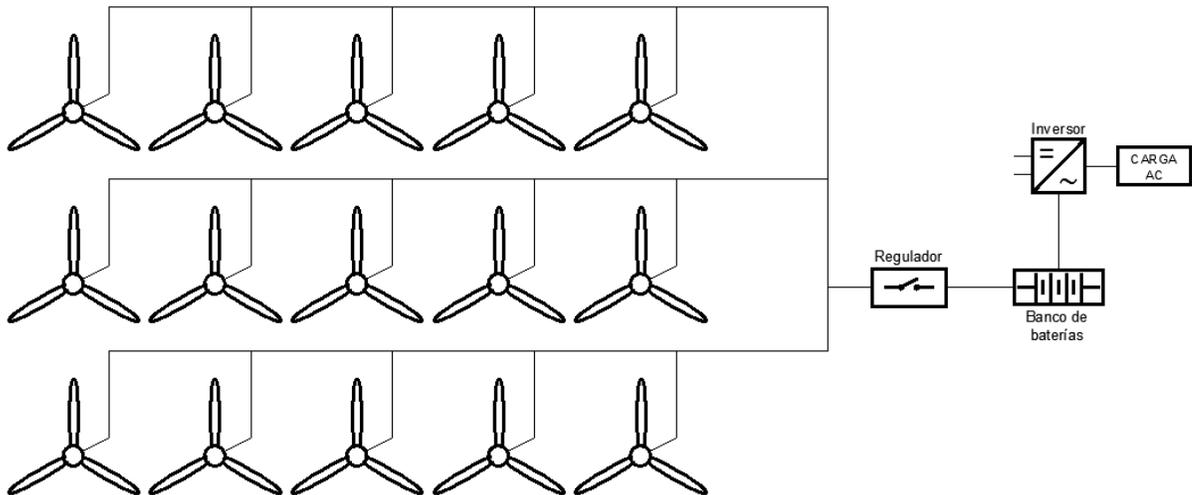
$$N_{bat,paralelo} = \frac{Q_{banco}}{Q_{bat}} = \frac{1376,4 Ah}{240 Ah} = 5,7 \approx 6 \text{ baterías}$$

$$N_{bat} = N_{bat,serie} \times N_{bat,paralelo} = 8 \times 6 = 48 \text{ baterías}$$

Por tanto, el banco de baterías se va a conformar por 48 baterías, 8 baterías conectadas en serie y 6 baterías conectadas en paralelo.

f) Configuración eólica

Los 15 aerogeneradores se colocarían de la siguiente manera junto al banco de baterías.



F.2. Cálculos para el punto de carga de 3,6 kW.

a) Potencia máxima

El consumo de este punto de carga durante 2 horas de operación por día se calculó al multiplicar la potencia del punto de carga por la cantidad de horas de operación.

$$\text{Consumo diario} = P_{\text{punto de carga}} \times h_{\text{diarias}} = (3,6 \text{ kW}) \times (2 \text{ horas}) = 7,2 \text{ kWh/día}$$

Sin embargo, al tratarse también de un sistema aislado, se deben considerar las pérdidas implicadas en la transmisión de la energía desde los paneles fotovoltaicos hasta el punto de carga. Para esto, se utilizó el mismo porcentaje de pérdidas que con el punto de carga anterior, 68,5%.

Entonces para calcular el consumo del punto de carga, contemplando las pérdidas, se dividió el consumo inicial entre KT.

$$\text{Consumo neto} = \frac{\text{Consumo diario}}{KT} = \frac{7,2 \text{ kWh/día}}{68,5\%} = 10510,9 \text{ Wh/día}$$

Características técnicas del aerogenerador.	
Marca: TECHNO SUN	Modelo: FSH2000
<ul style="list-style-type: none">• $P_{\text{nominal}} = 2000 \text{ W}$ (potencia nominal)• $v_{\text{arranque}} = 3 \text{ m/s}$ (velocidad a la que comienza a generar electricidad)• $A_{\text{barrido}} = 2,5 \text{ m}^2$ (área del flujo de viento)• $V_{\text{nominal}} = 48 \text{ V}$ (voltaje de salida)	

Utilizando el mismo aerogenerador, se calculó la potencia eólica que se puede generar con la velocidad promedio del viento. El resultado para la potencia eólica es de 199,0 W y para la potencia eléctrica es 117,4 W/día.

b) Cantidad de aerogeneradores

Para calcular la cantidad de aerogeneradores primero se calculó la energía eólica que se produce por generador multiplicando la potencia eléctrica calculada anteriormente por las horas de viento durante el día, que en promedio son 12 horas, lo que dio resultado a 1408,8 Wh/día. Por tanto, la cantidad de aerogeneradores se obtuvo al dividir el consumo diario del punto de carga entre la energía eólica producida.

$$N_{\text{aerogeneradores}} = \frac{\text{Consumo neto}}{E_{\text{eólica}}} = \frac{10510,9 \frac{\text{Wh}}{\text{día}}}{1408,8 \frac{\text{Wh}}{\text{día}}}$$

$$\Leftrightarrow N_{\text{aerogeneradores}} = 7,5 \approx 8 \text{ aerogeneradores}$$

De esta forma, el sistema eólico necesitará de 8 aerogeneradores para que el punto de carga pueda operar con normalidad.

Por lo tanto, la potencia total generada es de

$$P_{\text{aerogeneradores}} = P_{\text{eléctrica}} \times N_{\text{aerogeneradores}} = 117,4 \frac{\text{W}}{\text{día}} \times 8$$

$$\Leftrightarrow P_{\text{aerogeneradores}} = 939,2 \text{ W/día}$$

c) Selección del regulador

Se propone utilizar el mismo regulador para el punto de carga de 7,2 kW mostrado anteriormente.

Características técnicas del regulador.	
Marca: Must	Modelo: PC18-8015F
<ul style="list-style-type: none"> • $P_{\text{nominal}} = 5000 \text{ W}$ (potencia nominal) • $V_{\text{entrada}} = 48 \text{ V}$ (voltaje de entrada de la batería) • $I_{\text{entrada}} = 80 \text{ A}$ (corriente de entrada) 	

De esta forma, la corriente por aerogenerador se calculó dividiendo la potencia eléctrica generada por cada aerogenerador entre el voltaje del sistema y multiplicado por la cantidad de aerogeneradores.

$$I_{\text{aerogeneradores}} = \frac{P_{\text{eléctrica}}}{V_{\text{sistema}}} \times N_{\text{aerogeneradores}} = \frac{117,4 \text{ W}}{48 \text{ V}} \times 8 = 19,6 \text{ A}$$

Entonces, se puede determinar que al conectar los 8 aerogeneradores en paralelo se puede utilizar el inversor propuesto.

d) Selección del inversor

Para el inversor se propone el mismo que para el punto de carga de 7,2 kW.

Características técnicas del inversor.	
Marca: Victron	Modelo: Phoenix 48/250
<ul style="list-style-type: none"> • $P_{\text{nominal}} = 250 \text{ VA}$ (potencia nominal) • $V_{\text{entrada}} = 36,8 - 62,0 \text{ V}$ (voltaje de entrada) • $V_{\text{salida}} = 210 - 245 \text{ V}$ (voltaje de salida) 	

Por lo tanto, al ir solamente conectado el banco de baterías, este inversor es adecuado para utilizarlo en el sistema.

e) Banco de baterías

Para establecer la capacidad del banco de baterías se definió que el sistema va a operar a 48 V, durante 2 días con una profundidad de descarga del 70%.

$$Q_{banco} = \frac{110\% \times Consumo\ neto \times D_{aut}}{V_{sistema} \times 70\%} = \frac{110\% \times 10510,9\ Wh \times 2\ días}{48\ V \times 70\%}$$

$$\Leftrightarrow Q_{banco} = 688,2\ Ah$$

Para este caso, se utilizó la misma batería que para el punto de carga anterior.

Características técnicas de la batería seleccionada.	
Marca: Trojan	Modelo: T125
<ul style="list-style-type: none"> • $V_{bat} = 6\ V$ (voltaje nominal) • $Q_{bat} = 240\ Ah$ (capacidad nominal) 	

Así, para determinar la configuración de estas baterías en el banco de baterías se calcularon cuántas se deberán conectar en serie y cuántas en paralelo.

$$N_{bat,serie} = \frac{V_{sistema}}{V_{bat}} = \frac{48\ V}{6\ V} = 8\ baterías$$

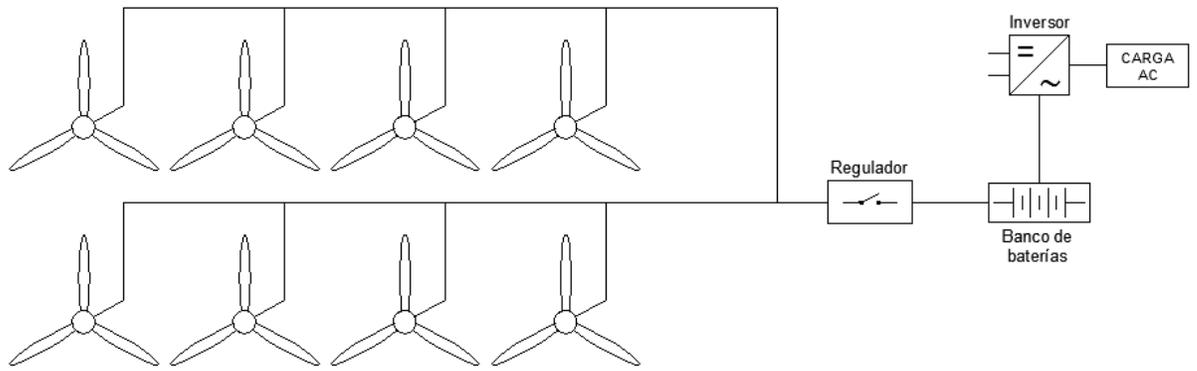
$$N_{bat,paralelo} = \frac{Q_{banco}}{Q_{bat}} = \frac{688,2\ Ah}{240\ Ah} = 2,9 \approx 3\ baterías$$

$$N_{bat} = N_{bat,serie} \times N_{bat,paralelo} = 8 \times 3 = 24\ baterías$$

Por tanto, el banco de baterías se va a conformar por 24 baterías, 8 baterías conectadas en serie y 3 baterías conectadas en paralelo.

f) Configuración eólica

Entonces, los 8 aerogeneradores irán conectados de la siguiente manera.



Apéndice G. Memoria de cálculo para el sistema híbrido conectado a red.

G.1. Cálculos para el punto de carga de 7,2 kW.

a) Cantidad de aerogeneradores

Generalmente, estos sistemas híbridos operan con un solo aerogenerador, por lo que el aerogenerador seleccionado es el siguiente y se utilizará solo uno.

Características técnicas del aerogenerador.	
Marca: Eleksol	Modelo: -
<ul style="list-style-type: none">• $P_{\text{aerogenerador}} = 2000 \text{ W}$ (potencia nominal)• $v_{\text{arranque}} = 3 \text{ m/s}$ (velocidad a la que comienza a generar electricidad)• $A_{\text{barrido}} = 2,5 \text{ m}^2$ (área del flujo de viento)• $V_{\text{salida}} = 24 \text{ V}$ (voltaje nominal de salida)	

b) Cantidad de paneles

Antes de calcular la cantidad de paneles fotovoltaicos, primero se calculó la potencia del arreglo fotovoltaico al restar la potencia del aerogenerador seleccionado de la potencia del punto de carga.

$$P_{\text{arreglo FV}} = P_{\text{punto de carga}} - P_{\text{aerogenerador}} = 7,2 \text{ kW} - 2000 \text{ W} = 5200,0 \text{ W}$$

Para el arreglo fotovoltaico se seleccionó el siguiente panel fotovoltaico.

Características técnicas del panel fotovoltaico seleccionado.	
Marca: Mission Solar	Modelo: Mission Solar 365
<ul style="list-style-type: none">• $P_{\text{panel}} = 365 \text{ Wp}$ (potencia nominal)• $V_{\text{pmp}} = 39,5 \text{ V}$ (voltaje de operación)• $V_{\text{oc}} = 48,1 \text{ V}$ (voltaje de circuito abierto)• $I_{\text{pmp}} = 9,24 \text{ A}$ (corriente de operación)• $I_{\text{sc}} = 9,71 \text{ A}$ (corriente de corto circuito)	

Entonces, la cantidad de paneles fotovoltaicos se obtiene al dividir la potencia del arreglo fotovoltaico entre la potencia del panel seleccionado.

$$N_{\text{paneles}} = \frac{P_{\text{arreglo FV}}}{P_{\text{panel}}} = \frac{5200,0 \text{ W}}{365 \text{ Wp}} = 14,2 \approx 14 \text{ paneles}$$

Así, el arreglo fotovoltaico va a estar conformado por 14 paneles fotovoltaicos.

c) **Selección del inversor**

El inversor que se puede seleccionar debe permitir en su entrada al menos una potencia de

$$P_{\text{entrada}} = P_{\text{aerogenerador}} + (P_{\text{panel}} \times N_{\text{paneles}}) = 2000 \text{ W} + (365 \text{ Wp} \times 14)$$

$$\Leftrightarrow P_{\text{entrada}} = 7110,0 \text{ W}$$

G.2. Cálculos para el punto de carga de 3,6 kW.

a) **Cantidad de aerogeneradores**

Como se mencionó antes, los sistemas híbridos generalmente operan con un solo aerogenerador, por lo que el aerogenerador seleccionado es el siguiente y se utilizará solo uno.

Características técnicas del aerogenerador.	
Marca: Elekson	Modelo: -
<ul style="list-style-type: none"> • $P_{\text{aerogenerador}} = 2000 \text{ W}$ (potencia nominal) • $v_{\text{arranque}} = 3 \text{ m/s}$ (velocidad a la que comienza a generar electricidad) • $A_{\text{barrido}} = 2,5 \text{ m}^2$ (área del flujo de viento) • $V_{\text{salida}} = 24 \text{ V}$ (voltaje nominal de salida) 	

b) **Cantidad de paneles**

Antes de calcular la cantidad de paneles fotovoltaicos, primero se calculó la potencia del arreglo fotovoltaico al restar la potencia del aerogenerador seleccionado de la potencia del punto de carga.

$$P_{\text{arreglo FV}} = P_{\text{punto de carga}} - P_{\text{aerogenerador}} = 3,6 \text{ kW} - 2000 \text{ W} = 1600,0 \text{ W}$$

Para el arreglo fotovoltaico se seleccionó el siguiente panel fotovoltaico.

Características técnicas del panel fotovoltaico seleccionado.	
Marca: Mission Solar	Modelo: Mission Solar 365
<ul style="list-style-type: none"> • $P_{\text{panel}} = 365 \text{ Wp}$ (potencia nominal) • $V_{\text{pmp}} = 39,5 \text{ V}$ (voltaje de operación) • $V_{\text{oc}} = 48,1 \text{ V}$ (voltaje de circuito abierto) • $I_{\text{pmp}} = 9,24 \text{ A}$ (corriente de operación) • $I_{\text{sc}} = 9,71 \text{ A}$ (corriente de corto circuito) 	

Entonces, la cantidad de paneles fotovoltaicos se obtiene al dividir la potencia del arreglo fotovoltaico entre la potencia del panel seleccionado.

$$N_{\text{paneles}} = \frac{P_{\text{arreglo FV}}}{P_{\text{panel}}} = \frac{1600,0 \text{ W}}{365 \text{ Wp}} = 4,4 \approx 4 \text{ paneles}$$

Así, el arreglo fotovoltaico va a estar conformado por 4 paneles fotovoltaicos.

c) Selección del inversor

El inversor que se puede seleccionar debe permitir en su entrada al menos una potencia de

$$P_{\text{entrada}} = P_{\text{aerogenerador}} + (P_{\text{panel}} \times N_{\text{paneles}}) = 2000 \text{ W} + (365 \text{ Wp} \times 4)$$

$$\Leftrightarrow P_{\text{entrada}} = 3460,0 \text{ W}$$

Apéndice H. Memoria de cálculo para el sistema híbrido aislado.

H.1. Cálculos para el punto de carga de 7,2 kW.

a) Consumo del punto de carga

Para este sistema, el consumo del punto de carga durante 2 horas de operación por día se obtuvo al multiplicar la potencia del punto de carga por la cantidad de horas de operación.

$$\text{Consumo diario} = P_{\text{punto de carga}} \times h_{\text{diarias}} = 7,2 \text{ kW} \times 2 \text{ horas} = 14,4 \text{ kWh/día}$$

Sin embargo, al tratarse de un sistema aislado, se deben considerar las pérdidas implicadas en la transmisión de la energía desde los paneles fotovoltaicos hasta el punto de carga.

Pérdidas contempladas.
<ul style="list-style-type: none">• $K_b = 0,5 \%$ (pérdidas debido al rendimiento de las baterías nuevas)• $K_r = 10 \%$ (pérdidas en el regulador)• $K_x = 10 \%$ (pérdidas debido a las caídas de tensión)• $K_a = 0,5 \%$ (pérdidas debido a la autodescarga diaria de la batería)• $D_{\text{aut}} = 2$ días (días de autonomía)• $P_{\text{dmáx}} = 70 \%$ (profundidad máxima de descarga)• $K_c = 10 \%$ (pérdidas debidas al inversor)

La suma de estas pérdidas se denomina como KT o rendimiento del sistema y se calculan de la siguiente forma.

$$KT = [1 - (K_b + K_c + K_r + K_x)] \left[1 - \frac{K_a \times D_{\text{aut}}}{P_{\text{dmáx}}} \right]$$
$$\Leftrightarrow KT = [1 - (0,5\% + 10\% + 10\% + 10\%)] \left[1 - \frac{0,5\% \times 2 \text{ días}}{70\%} \right] = 68,5\%$$

Entonces para calcular el consumo del punto de carga, contemplando las pérdidas, se dividió el consumo inicial entre KT.

$$\text{Consumo neto} = \frac{\text{Consumo diario}}{KT} = \frac{14,4 \text{ kWh/día}}{68,5\%} = 21021,9 \text{ Wh/día}$$

b) Energía eólica producida

En este sistema híbrido se utilizará el siguiente aerogenerador.

Características técnicas del aerogenerador.	
Marca: TECHNOSUN	Modelo: FSH2000
<ul style="list-style-type: none"> • $P_{\text{nominal}} = 2000 \text{ W}$ (potencia nominal) • $v_{\text{arranque}} = 3 \text{ m/s}$ (velocidad a la que comienza a generar electricidad) • $A_{\text{barrido}} = 2,5 \text{ m}^2$ (área del flujo de viento) • $V_{\text{salida}} = 48 \text{ V}$ (voltaje nominal de salida) 	

Con base en los datos del aerogenerador seleccionado, se calculó la potencia eólica que se puede generar con la velocidad del viento promedio. La razón por la que se utiliza la velocidad del viento promedio es porque este sistema híbrido tiene generación eólica y generación fotovoltaica, por lo que uno es respaldo del otro dependiendo si está nublado o hay poco viento. Entonces se utilizó una velocidad promedio del viento igual a 5,1 m/s (ver Figura 4.4).

$$P_{\text{eólica}} = \frac{1}{2} \times \rho_{\text{aire}} \times A_{\text{barrido}} \times v_{\text{viento}}^3 = \frac{1}{2} \times 1,2 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \times 2,5 \text{ m}^2 \times \left(5,1 \frac{\text{m}}{\text{s}}\right)^3$$

$$\Leftrightarrow P_{\text{eólica}} = 198,9 \text{ W}$$

Luego se calculó la potencia eléctrica que se puede generar con la velocidad mínima de viento multiplicando la potencia eólica por el coeficiente de Betz, 0,59.

$$P_{\text{eléctrica}} = 0,59 \times P_{\text{eólica}} = 0,59 \times 198,9 \text{ W} = 117,3 \text{ W/día}$$

Lo común es que para este tipo de sistemas híbridos se utilice un solo aerogenerador. Entonces, para calcular la energía eólica que produce el aerogenerador

seleccionado se multiplicó la potencia eléctrica producida por la cantidad de horas de viento, que en este caso son 12 horas.

$$E_{eólica} = P_{elétrica} \times \text{horas de viento} = 117,3 \text{ W} \times 12 \text{ horas} = 1407,6 \text{ Wh/día}$$

c) **Potencia máxima solar**

La energía que debe producir el arreglo fotovoltaico es la diferencia entre el consumo neto del punto de carga y la energía producida por el aerogenerador seleccionado.

$$E_{arreglo \text{ FV}} = \text{Consumo neto} - E_{eólica} = 21021,9 \text{ Wh/día} - 1407,6 \text{ Wh/día}$$

$$\Leftrightarrow E_{arreglo \text{ FV}} = 19614,3 \text{ Wh/día}$$

Entonces la potencia máxima solar es el resultado de dividir la energía que debe respaldar el arreglo fotovoltaico por el recurso solar promedio que es igual a 4,4 horas (ver Figura 4.3).

$$P_{máx} = \frac{E_{arreglo \text{ FV}}}{HSP} = \frac{19614,3 \text{ kWh/día}}{4,4 \text{ horas}} = 4457,8 \text{ W/día}$$

d) **Cantidad de paneles**

El arreglo fotovoltaico se hizo con el siguiente panel fotovoltaico.

Características técnicas del panel fotovoltaico seleccionado.	
Marca: Mission Solar	Modelo: Mission Solar 365
<ul style="list-style-type: none"> • $P_{panel} = 365 \text{ Wp}$ (potencia nominal) • $V_{pmp} = 39,5 \text{ V}$ (voltaje de operación) • $V_{oc} = 48,1 \text{ V}$ (voltaje de circuito abierto) • $I_{pmp} = 9,24 \text{ A}$ (corriente de operación) • $I_{sc} = 9,71 \text{ A}$ (corriente de corto circuito) 	

Entonces, al dividir la potencia máxima solar entre la potencia del panel fotovoltaico seleccionado se obtuvo que

$$N_{\text{paneles}} = \frac{1,1 \times P_{\text{máx}}}{P_{\text{panel}}} = \frac{4457,8 \text{ W}}{365 \text{ Wp}} = 13,4 \approx 14 \text{ paneles}$$

$$P_{\text{arreglo FV}} = P_{\text{panel}} \times N_{\text{paneles}} = 365 \text{ Wp} \times 14 = 5110,0 \text{ W}$$

es decir, que el arreglo fotovoltaico va a necesitar 14 paneles fotovoltaicos.

e) **Banco de baterías**

Para establecer la capacidad del banco de baterías primero se definió el voltaje del sistema al que se va a conectar. Para este caso se diseñó para operar en un sistema de 48 V, durante 2 días con una profundidad de descarga del 70%.

$$Q_{\text{banco}} = \frac{110\% \times \text{Consumo neto} \times D_{\text{aut}}}{V_{\text{sistema}} \times 70\%} = \frac{110\% \times 21021,9 \text{ Wh} \times 2 \text{ días}}{48 \text{ V} \times 70\%}$$

$$\Leftrightarrow Q_{\text{banco}} = 1376,4 \text{ Ah}$$

Características técnicas de la batería seleccionada.	
Marca: Trojan	Modelo: T125
<ul style="list-style-type: none"> • $V_{\text{bat}} = 6 \text{ V}$ (voltaje nominal) • $Q_{\text{bat}} = 240 \text{ Ah}$ (capacidad nominal) 	

La batería que se seleccionó es una batería de ciclo profundo que es muy común ver en sistemas aislados. Para determinar la configuración de estas baterías en el banco de baterías se calcularon cuántas se deberán conectar en serie y cuántas en paralelo.

$$N_{\text{bat,serie}} = \frac{V_{\text{sistema}}}{V_{\text{bat}}} = \frac{48 \text{ V}}{6 \text{ V}} = 8 \text{ baterías}$$

$$N_{bat,paralelo} = \frac{Q_{banco}}{Q_{bat}} = \frac{1376,4 Ah}{240 Ah} = 5,7 \approx 6 \text{ baterías}$$

$$N_{bat} = N_{bat,serie} \times N_{bat,paralelo} = 8 \times 6 = 48 \text{ baterías}$$

Por tanto, el banco de baterías se va a conformar por 48 baterías, 8 baterías conectadas en serie y 6 baterías conectadas en paralelo.

f) Selección del regulador

Por criterio del diseñador, se hizo la selección de un regulador para el sistema eólico y otro para el sistema fotovoltaico.

El regulador para el sistema eólico se puede seleccionar con base a la potencia del aerogenerador y el voltaje de salida.

Características técnicas del regulador seleccionado.	
Marca: Victron	Modelo: MPPT 150/85
<ul style="list-style-type: none"> • $P_{entrada} = 4900 \text{ W}$ • $V_{entrada} = 150 \text{ V}$ (voltaje nominal de operación) • $I_{entrada} = 85 \text{ A}$ (corriente de entrada por string) 	

Al comprobar con el voltaje y la potencia de salida del aerogenerador se cumple que son menores que los del regulador seleccionado.

g) **Selección del inversor**

Características técnicas del inversor seleccionado.	
Marca: Ingecon	Modelo: SUN STORAGE 6TL
<ul style="list-style-type: none">• $P_{\text{entrada}} = 11500 \text{ W}$• $V_{\text{entrada}} = 550 \text{ V}$ (voltaje nominal de operación)• $V_{\text{MPPT}} = 330 - 480 \text{ V}$ (rango de activación del inversor por string)• $I_{\text{máx}} = 30 \text{ A}$ (corriente de entrada por string)	

Para el arreglo fotovoltaico se seleccionó un inversor que incluye un regulador. A partir de esta tabla, se determinó cuántos paneles fotovoltaicos se pueden conectar en serie por string al dividir el voltaje MPPT de operación del inversor entre el voltaje de operación del panel seleccionado.

$$N_{\text{serie (mín)}} = \frac{V_{\text{MPPT}}}{V_{\text{pmp}}} = \frac{330 \text{ V}}{39,5 \text{ V}} = 8,3 \approx 9 \text{ paneles}$$

$$N_{\text{serie (máx)}} = \frac{V_{\text{MPPT}}}{V_{\text{pmp}}} = \frac{480 \text{ V}}{39,5 \text{ V}} = 12,1 \approx 12 \text{ paneles}$$

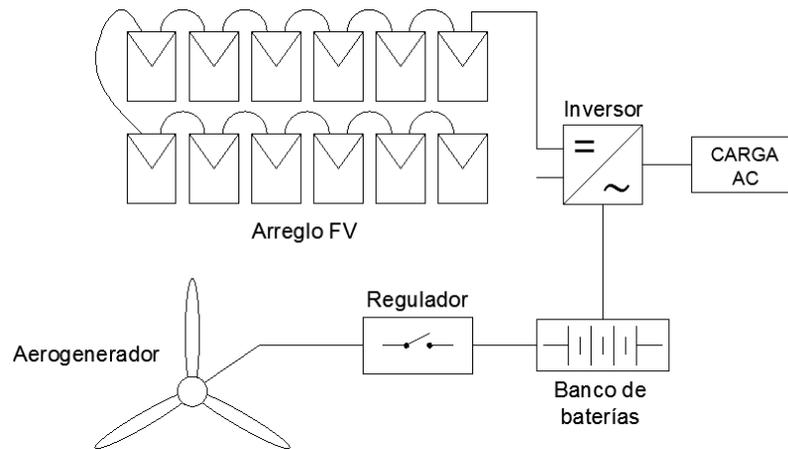
Ahora para calcular la cantidad de paneles fotovoltaicos que se pueden conectar en paralelo se pueden conectar en paralelo se calcularon las corrientes máximas de entrada al inversor y luego se dividió dicha corriente entre la corriente de operación del panel seleccionado.

$$N_{\text{paralelo}} = \frac{I_{\text{máx}}}{I_{\text{pmp}}} = \frac{30 \text{ A}}{9,24 \text{ A}} = 3,2 \approx 3 \text{ paneles}$$

Así, el inversor que se puede utilizar permite conectar en serie de 9 a 12 paneles fotovoltaicos y de 3 en paneles en paralelo.

h) Arreglo del sistema híbrido

De esta forma, el sistema híbrido se conforma de un aerogenerador y de un arreglo fotovoltaico configurado con 3 paneles fotovoltaicos conectados en paralelo y de 9 a 12 paneles conectados en serie por string. Sin embargo, debido a que no se encontró otro inversor, el arreglo fotovoltaico se hizo con 12 paneles conectados en serie y uno en paralelo.



H.2. Cálculos para el punto de carga de 3,6 kW.

a) Consumo del punto de carga

Para este sistema, el consumo del punto de carga durante 2 horas de operación por día se obtuvo al multiplicar la potencia del punto de carga por la cantidad de horas de operación.

$$\text{Consumo diario} = P_{\text{punto de carga}} \times h_{\text{diarias}} = 3,6 \text{ kW} \times 2 \text{ horas} = 7,2 \text{ kWh/día}$$

Al tratarse de un sistema aislado, se deben considerar las pérdidas implicadas en la transmisión de la energía desde los paneles fotovoltaicos hasta el punto de carga.

Pérdidas contempladas.
<ul style="list-style-type: none"> • $K_b = 0,5\%$ (pérdidas debido al rendimiento de las baterías nuevas) • $K_r = 10\%$ (pérdidas en el regulador) • $K_x = 10\%$ (pérdidas debido a las caídas de tensión) • $K_a = 0,5\%$ (pérdidas debido a la autodescarga diaria de la batería) • $D_{aut} = 2$ días (días de autonomía) • $P_{dmáx} = 70\%$ (profundidad máxima de descarga) • $K_c = 10\%$ (pérdidas debidas al inversor)

La suma de estas pérdidas se denomina como KT o rendimiento del sistema y se calculan de la siguiente forma.

$$KT = [1 - (K_b + K_c + K_r + K_x)] \left[1 - \frac{K_a \times D_{aut}}{P_{dmáx}} \right]$$

$$\Leftrightarrow KT = [1 - (0,5\% + 10\% + 10\% + 10\%)] \left[1 - \frac{0,5\% \times 2 \text{ días}}{70\%} \right] = 68,5\%$$

Entonces para calcular el consumo del punto de carga, contemplando las pérdidas, se dividió el consumo inicial entre KT.

$$\text{Consumo neto} = \frac{\text{Consumo diario}}{KT} = \frac{7,2 \text{ kWh/día}}{68,5\%} = 10510,9 \text{ Wh/día}$$

b) Energía eólica producida

En este sistema híbrido se utilizará el siguiente aerogenerador.

Características técnicas del aerogenerador.	
Marca: TECHNOSUN	Modelo: FSH2000
<ul style="list-style-type: none"> • $P_{nominal} = 2000$ W (potencia nominal) • $v_{arranque} = 3$ m/s (velocidad a la que comienza a generar electricidad) • $A_{barrido} = 2,5$ m² (área del flujo de viento) • $V_{salida} = 48$ V (voltaje nominal de salida) 	

Con base en los datos del aerogenerador seleccionado, y de la misma forma que con el punto de carga de 7,2 kW, la potencia eólica es igual 198,9 W y la potencia eléctrica producida por el aerogenerador es igual a 117,3 W.

Como se mencionó antes, es muy común ver que en sistemas híbridos se utilice un solo aerogenerador, por tanto, la energía eólica es igual a 1407,6 Wh/día, la misma que con el punto de carga de 7,2 kW.

c) **Potencia máxima solar**

La energía que debe producir el arreglo fotovoltaico es la diferencia entre el consumo neto del punto de carga y la energía producida por el aerogenerador seleccionado.

$$E_{\text{arreglo FV}} = \text{Consumo neto} - E_{\text{eólica}} = 10510,9 \text{ Wh/día} - 1407,6 \text{ Wh/día}$$

$$\Leftrightarrow E_{\text{arreglo FV}} = 9103,3 \text{ Wh/día}$$

Entonces la potencia máxima solar es el resultado de dividir la energía que debe respaldar el arreglo fotovoltaico por el recurso solar promedio que es igual a 4,4 horas (ver Figura 4.3).

$$P_{\text{máx}} = \frac{E_{\text{arreglo FV}}}{HSP} = \frac{9103,3 \text{ Wh/día}}{4,4 \text{ horas}} = 2068,9 \text{ W/día}$$

d) **Cantidad de paneles**

El arreglo fotovoltaico se hizo con el siguiente panel fotovoltaico.

Características técnicas del panel fotovoltaico seleccionado.	
Marca: Mission Solar	Modelo: Mission Solar 365
<ul style="list-style-type: none"> • $P_{panel} = 365 \text{ Wp}$ (potencia nominal) • $V_{pmp} = 39,5 \text{ V}$ (voltaje de operación) • $V_{oc} = 48,1 \text{ V}$ (voltaje de circuito abierto) • $I_{pmp} = 9,24 \text{ A}$ (corriente de operación) • $I_{sc} = 9,71 \text{ A}$ (corriente de corto circuito) 	

Entonces, al dividir la potencia máxima solar entre la potencia del panel fotovoltaico seleccionado se obtuvo que

$$N_{paneles} = \frac{1,1 \times P_{m\acute{a}x}}{P_{panel}} = \frac{1,1 \times 2068,9 \text{ W}}{365 \text{ Wp}} = 6,2 \approx 7 \text{ paneles}$$

$$P_{arreglo} = P_{panel} \times N_{paneles} = 365 \text{ Wp} \times 7 = 2555,0$$

es decir, que el arreglo fotovoltaico va a necesitar 7 paneles fotovoltaicos, la mitad que con el punto de 7,2 kW.

e) **Banco de baterías**

Para establecer la capacidad del banco de baterías primero se definió el voltaje del sistema al que se va a conectar. Para este caso se diseñó para operar en un sistema de 48 V, durante 2 días con una profundidad de descarga del 70%.

$$Q_{banco} = \frac{110\% \times \text{Consumo neto} \times D_{aut}}{V_{sistema} \times 70\%} = \frac{110\% \times 10510,9 \text{ Wh} \times 2 \text{ días}}{48 \text{ V} \times 70\%}$$

$$\Leftrightarrow Q_{banco} = 688,2 \text{ Ah}$$

Características técnicas de la batería seleccionada.	
Marca: Trojan	Modelo: T125
<ul style="list-style-type: none"> • $V_{bat} = 6 \text{ V}$ (voltaje nominal) • $Q_{bat} = 240 \text{ Ah}$ (capacidad nominal) 	

La batería que se seleccionó es una batería de ciclo profundo que es muy común ver en sistemas aislados. Para determinar la configuración de estas baterías en el banco de baterías se calcularon cuántas se deberán conectar en serie y cuántas en paralelo.

$$N_{bat,serie} = \frac{V_{sistema}}{V_{bat}} = \frac{48 V}{6 V} = 8 \text{ baterías}$$

$$N_{bat,paralelo} = \frac{Q_{banco}}{Q_{bat}} = \frac{688,2 Ah}{240 Ah} = 2,9 \approx 3 \text{ baterías}$$

$$N_{bat} = N_{bat,serie} \times N_{bat,paralelo} = 8 \times 3 = 24 \text{ baterías}$$

Por tanto, el banco de baterías se va a conformar por 24 baterías, 8 baterías conectadas en serie y 3 baterías conectadas en paralelo.

f) Selección del regulador

De la misma forma, se hizo la selección de un regulador para el sistema eólico y otro para el sistema fotovoltaico.

El regulador para el sistema eólico se seleccionó con base a la potencia del aerogenerador y el voltaje de salida.

Características técnicas del regulador seleccionado.	
Marca: Victron	Modelo: MPPT 150/85
<ul style="list-style-type: none"> • $P_{entrada} = 4900 \text{ W}$ • $V_{entrada} = 150 \text{ V}$ (voltaje nominal de operación) • $I_{entrada} = 85 \text{ A}$ (corriente de entrada por string) 	

Al comprobar con el voltaje y la potencia de salida del aerogenerador se cumple que son menores que los del regulador seleccionado.

g) **Selección del inversor**

Características técnicas del inversor seleccionado.	
Marca: SolaX	Modelo: X1 Hybrid SK-SU30000E
<ul style="list-style-type: none">• $P_{\text{entrada}} = 3300 \text{ W}$• $V_{\text{entrada}} = 550 \text{ V}$ (voltaje nominal de operación)• $V_{\text{MPPT}} = 125 - 530 \text{ V}$ (rango de activación del inversor por string)• $I_{\text{máx}} = 12 \text{ A}$ (corriente de entrada por string)	

Para el arreglo fotovoltaico se seleccionó un inversor que incluye un regulador. A partir de esta tabla, se determinó cuántos paneles fotovoltaicos se pueden conectar en serie por string al dividir el voltaje MPPT de operación del inversor entre el voltaje de operación del panel seleccionado.

$$N_{\text{serie (mín)}} = \frac{V_{\text{MPPT}}}{V_{\text{pmp}}} = \frac{125 \text{ V}}{39,5 \text{ V}} = 3,2 \approx 4 \text{ paneles}$$

$$N_{\text{serie (máx)}} = \frac{V_{\text{MPPT}}}{V_{\text{pmp}}} = \frac{530 \text{ V}}{39,5 \text{ V}} = 13,4 \approx 13 \text{ paneles}$$

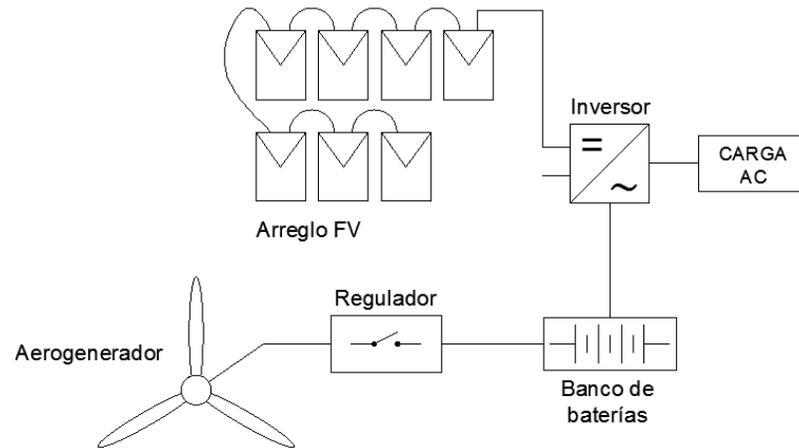
Ahora para calcular la cantidad de paneles fotovoltaicos que se pueden conectar en paralelo se pueden conectar en paralelo se calcularon las corrientes máximas de entrada al inversor y luego se dividió dicha corriente entre la corriente de operación del panel seleccionado.

$$N_{\text{paralelo}} = \frac{I_{\text{máx}}}{I_{\text{pmp}}} = \frac{12 \text{ A}}{9,24 \text{ A}} = 1,3 \approx 1 \text{ paneles}$$

Así, el inversor que se puede utilizar permite conectar en serie de 4 a 13 paneles fotovoltaicos y de 1 en paneles en paralelo.

h) Arreglo del sistema híbrido

Entonces, el sistema híbrido se compone de un aerogenerador y un arreglo de 7 paneles fotovoltaicos, como se muestra en el siguiente esquema.

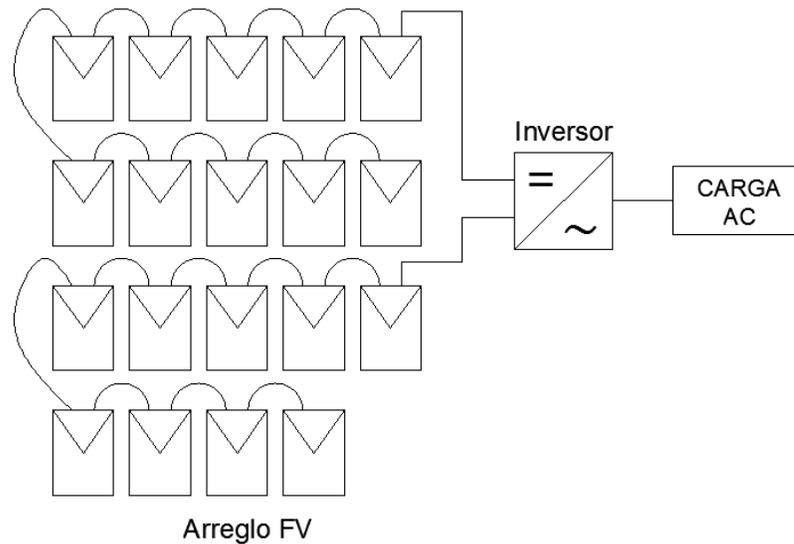


Apéndice I. Memoria de cálculo de la conexión eléctrica del sistema fotovoltaico conectado a red para el punto de carga de 7,2 kW

Este sistema cuenta con los siguientes equipos.

Características técnicas del panel fotovoltaico seleccionado.	Características técnicas del inversor seleccionado.	Características técnicas del punto de carga
<ul style="list-style-type: none"> • $P_{nominal} = 365 \text{ Wp}$ • $I_{sc} = 9,705 \text{ A}$ • $V_{oc} = 48,05 \text{ V}$ • $I_{pm} = 9,236 \text{ A}$ • $V_{pm} = 39,56 \text{ V}$ 	<ul style="list-style-type: none"> • $P_{entrada} = 9,0 \text{ kW}$ • $V_{MPP} = 240 - 800 \text{ V}$ • $I_{entrada} = 18 \text{ A}$ • $V_{entrada} = 710 \text{ V}$ • $I_{salida} = 26,1 \text{ A}$ • Entradas MPP = 2 	<ul style="list-style-type: none"> • $P_{nominal} = 7,2 \text{ kW}$ • $V_{entrada} = 220 \text{ V}$ • $I_{entrada} = 32 \text{ A}$

Se recuerda que para este sistema el esquema del arreglo fotovoltaico que se definió es el siguiente



I.1. Circuito paneles fotovoltaico – entrada de inversor.

Para calcular la tensión máxima (Artículo 690.7, A) del circuito a la salida del string 1 con la entrada 1 del inversor se multiplicó el voltaje de circuito abierto del panel fotovoltaico por la cantidad de paneles fotovoltaicos que hay en el string y por el factor de corrección por temperatura utilizando la temperatura más baja de Tabla 4.3 y la Tabla 690.7 mostrada abajo.

$$V_{m\acute{a}x,1} = V_{oc,panel} \times N_{paneles} \times factor = 48,05 V \times 10 \times 1,06 = 509,3 V$$

Tabla 690.7 Factores de corrección de la tensión para módulos de silicio cristalinos y multicristalinos

Factores de corrección para temperaturas ambiente inferiores a 25° C (77° F) (Se multiplica la tensión nominal de circuito abierto por el factor de corrección adecuado que se muestra a continuación)		
Temperatura ambiente (° C)	Factor	Temperatura ambiente (° F)
24 a 20	1.02	76 a 68
19 a 15	1.04	67 a 59
14 a 10	1.06	58 a 50
9 a 5	1.08	49 a 41
4 a 0	1.10	40 a 32
-1 a -5	1.12	31 a 23
-6 a -10	1.14	22 a 14
-11 a -15	1.16	13 a 5
-16 a -20	1.18	4 a -4
-21 a -25	1.20	-5 a -13
-26 a -30	1.21	-14 a -22
-31 a -35	1.23	-23 a -31
-36 a -40	1.25	-32 a -40

Y la corriente del mismo circuito (Artículo 690.8, A y B) se calcula al multiplicar la corriente de cortocircuito del panel fotovoltaico por la cantidad de strings conectados en paralelo a esa entrada del inversor.

$$I_{m\acute{a}x,1} = I_{sc,panel} \times N_{strings} \times 125\% \times 125\% = 9,705 A \times 1 \times 125\% \times 125\% = 15,2 A$$

Lo que implica que para este circuito se debe utilizar un cable #12 AWG THHN.

Para el circuito el voltaje y la corriente se calcula de la misma forma.

$$V_{m\acute{a}x,2} = V_{oc,panel} \times N_{panels} \times factor = 48,05 V \times 9 \times 1,06 = 458,4 V$$

$$I_{m\acute{a}x,2} = I_{sc,panel} \times N_{strings} \times 125\% \times 125\% = 9,705 A \times 1 \times 125\% \times 125\% = 15,2 A$$

Se utiliza un cable #12 AWG THHN y un dispositivo de protecci3n contra sobre corriente de 16 A para cada entrada del inversor, seg3n el Art3culo 690.9, C.

I.2. Circuito salida de inversor – caja de breakers.

Para calcular la corriente de este circuito (Art3culo 690.8, A y B) se multiplic3 la corriente de salida del inversor por un 125%.

$$I_{m\acute{a}x,3} = I_{salida} \times 125\% = 26,1 A \times 125\% = 32,6 A$$

inversor

Por tanto, se utilizar3 un cable #10 AWG THHN y un dispositivo de protecci3n contra sobre corriente de 35 A. Este se puede conectar al lado de la alimentaci3n seg3n el Art3culo 690.64, A.

I.3. Circuito caja de breakers – punto de carga.

Para calcular el calibre del cable que va a alimentar el punto de carga se multiplic3 la corriente por 125%.

$$I_{m\acute{a}x,4} = I_{punto\ de} \times 125\% = 32 A \times 125\% = 40 A$$

carga

Lo que implica que se debe utilizar un cable #10 AWG THHN y un dispositivo de protecci3n contra sobre corriente de 45 A, seg3n el Art3culo 240.6, A.

I.4. Canalización de cables.

Debido a que los cables del circuito paneles fotovoltaicos – entrada del inversor y los cables del circuito salida del inversor – caja de breakers tienen voltajes mayores a 30 V (Artículo 690.31, A) deben ir canalizados. Preferiblemente tubería Conduit.

I.5. Puesta a tierra.

Según la Tabla 250.122 el conductor de puesta a tierra para las estructuras de los paneles fotovoltaicos y las canalizaciones puede tener un calibre #14 AWG y ser de cobre, conectado a un electrodo de cobre de al menos 2,44 m de largo ubicado cerca del arreglo fotovoltaico. Esto con respecto al dispositivo de protección contra sobre corrientes ubicado entre el string y la entrada del inversor.

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

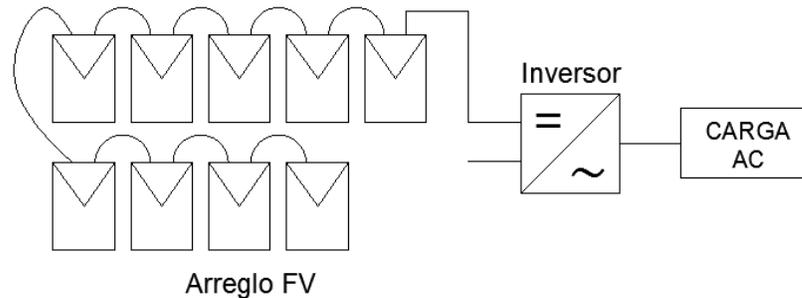
Valor nominal o ajuste de dispositivos automáticos contra sobrecorriente en circuitos antes del equipo, conduit, etc., sin exceder de (Amperes)	Calibre (AWG o kcmil)	
	Cobre	Aluminio o aluminio recubierto de cobre*
15	14	12
20	12	10
30	10	8
40	10	8
60	10	8
100	8	6
200	6	4
300	4	2
400	3	1
500	2	1/0
600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

Apéndice J. Memoria de cálculo de la conexión eléctrica del sistema fotovoltaico conectado a red para el punto de carga de 3,6 kW

Este sistema cuenta con los siguientes equipos.

Características técnicas del panel fotovoltaico seleccionado.	Características técnicas del inversor seleccionado.	Características técnicas del punto de carga
<ul style="list-style-type: none"> • $P_{\text{nominal}} = 365 \text{ Wp}$ • $I_{\text{sc}} = 9,705 \text{ A}$ • $V_{\text{oc}} = 48,05 \text{ V}$ • $I_{\text{pm}} = 9,236 \text{ A}$ • $V_{\text{pm}} = 39,56 \text{ V}$ 	<ul style="list-style-type: none"> • $P_{\text{entrada}} = 5,3 \text{ kW}$ • $V_{\text{MPP}} = 200 - 800 \text{ V}$ • $I_{\text{entrada}} = 12 \text{ A}$ • $V_{\text{entrada}} = 710 \text{ V}$ • $I_{\text{salida}} = 15,2 \text{ A}$ • Entradas MPP = 2 	<ul style="list-style-type: none"> • $P_{\text{nominal}} = 3,6 \text{ kW}$ • $V_{\text{entrada}} = 220 \text{ V}$ • $I_{\text{entrada}} = 16 \text{ A}$

Se recuerda que para este sistema el esquema del arreglo fotovoltaico que se definió es el siguiente



J.1. Circuito paneles fotovoltaico – entrada de inversor.

A diferencia del anterior, este cálculo se hizo para un solo string. Para calcular la tensión máxima (Artículo 690.7, A) del circuito a la salida del string 1 con la entrada 1 del inversor se multiplicó el voltaje de circuito abierto del panel fotovoltaico por la cantidad de paneles fotovoltaicos que hay en el string y por el factor de corrección por temperatura utilizando la temperatura más baja de Tabla 4.3 y la Tabla 690.7 mostrada abajo.

$$V_{\text{máx},1} = V_{\text{oc,panel}} \times N_{\text{paneles}} \times \text{factor} = 48,05 \text{ V} \times 9 \times 1,06 = 458,4 \text{ V}$$

Tabla 690.7 Factores de corrección de la tensión para módulos de silicio cristalinos y multicristalinos

Factores de corrección para temperaturas ambiente inferiores a 25° C (77° F) (Se multiplica la tensión nominal de circuito abierto por el factor de corrección adecuado que se muestra a continuación)		
Temperatura ambiente (° C)	Factor	Temperatura ambiente (° F)
24 a 20	1.02	76 a 68
19 a 15	1.04	67 a 59
14 a 10	1.06	58 a 50
9 a 5	1.08	49 a 41
4 a 0	1.10	40 a 32
-1 a -5	1.12	31 a 23
-6 a -10	1.14	22 a 14
-11 a -15	1.16	13 a 5
-16 a -20	1.18	4 a -4
-21 a -25	1.20	-5 a -13
-26 a -30	1.21	-14 a -22
-31 a -35	1.23	-23 a -31
-36 a -40	1.25	-32 a -40

Y la corriente del mismo circuito (Artículo 690.8, A y B) se calcula al multiplicar la corriente de cortocircuito del panel fotovoltaico por la cantidad de strings conectados en paralelo a esa entrada del inversor.

$$I_{m\acute{a}x,1} = I_{sc,panel} \times N_{strings} \times 125\% \times 125\% = 9,705 A \times 1 \times 125\% \times 125\% = 15,2 A$$

Así, se selecciona un cable #12 AWG THHN y un dispositivo de protección contra sobre corriente de 16 A para cada entrada del inversor, según el Artículo 690.9, C.

I.2. Circuito salida de inversor – caja de breakers

Para calcular la corriente de este circuito (Artículo 690.8, A y B) se multiplicó la corriente de salida del inversor por un 125%.

$$I_{m\acute{a}x,2} = I_{salida\ inversor} \times 125\% = 15,2 A \times 125\% = 19,0 A$$

Por tanto, se utilizará un cable #12 AWG THHN y un dispositivo de protección contra sobre corriente de 15 A. Este se puede conectar al lado de la alimentación según el Artículo 690.64, A.

J.3. Circuito caja de breakers – punto de carga.

Para calcular el calibre del cable que va a alimentar el punto de carga se multiplicó la corriente por 125%.

$$I_{m\acute{a}x,4} = I_{\substack{\text{punto de} \\ \text{carga}}} \times 125\% = 16 \text{ A} \times 125\% = 20 \text{ A}$$

Lo que implica que se debe utilizar un cable #12 AWG THHN y un dispositivo de protección contra sobre corriente de 25 A, según el Artículo 240.6, A.

J.4. Canalización de cables.

Debido a que los cables del circuito paneles fotovoltaicos – entrada del inversor y los cables del circuito salida del inversor – caja de breakers tienen voltajes mayores a 30 V (Artículo 690.31, A) deben ir canalizados. Preferiblemente tubería Conduit.

J.4. Puesta a tierra.

Según la Tabla 250.122 el conductor de puesta a tierra para las estructuras de los paneles fotovoltaicos y las canalizaciones puede tener un calibre 14 AWG y ser de cobre, conectado a un electrodo de cobre de al menos 2,44 m de largo ubicado cerca del arreglo fotovoltaico. Esto con respecto al dispositivo de protección contra sobre corrientes ubicado entre el string y la entrada del inversor.

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

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

Anexos

Anexo 1. Características de los puntos de carga.

1.1. Tipos de conector.

	Tipo de conector: 1
	N° pins: 5 (L1, L2/N, PE, CP, CS)
	Tensión máxima: 250 V c.a. monofásica
	Corriente máxima: 32 A monofásica (hasta 7,2 kW)
	Normativas: IEC 62196-2
	Características especiales: Regulación SAE J1772

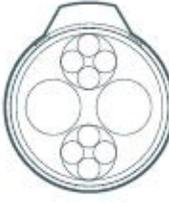
Fuente: Elaboración propia con base en datos de (Circutor, sin fecha).

Word 2016.

	Tipo de conector: 2
	N° pins: 7 (L1, L2, L3, N, PE, CP, PP)
	Tensión máxima: 500 V c.a. trifásica, 250 V a.c. monofásica
	Corriente máxima: 63 A trifásica (hasta 43 kW), 70 A monofásica
	Normativas: IEC 62196-2
Características especiales: Un solo tipo para carga monofásica o trifásica	

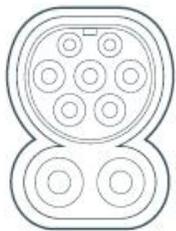
Fuente: Elaboración propia con base en datos de (Circutor, sin fecha).

Word 2016.

	Tipo de conector: 4
	N° pins: 9 (2 de potencia, 7 de señal)
	Tensión máxima: 500 V c.c.
	Corriente máxima: 120 A c.c.
	Normativas: IEC 62196-1, UL 2551
	Características especiales: Carga rápida en CC, conforme JEVS G105, tipo CHAdeMO

Fuente: Elaboración propia con base en datos de (Circutor, sin fecha).

Word 2016.

	Tipo de conector: 5
	N° pins: 9 (L1, L2, L3, N, PE, CP, PP, DC+ DC-)
	Tensión máxima: 850 V c.c.
	Corriente máxima: 125 A c.c.
	Normativas: IEC 62196-2, IEC 62196-3
Características especiales: Conector combinado CA/CC, tipo Combo 2 CCS	

Fuente: Elaboración propia con base en datos de (Circuitur, sin fecha).

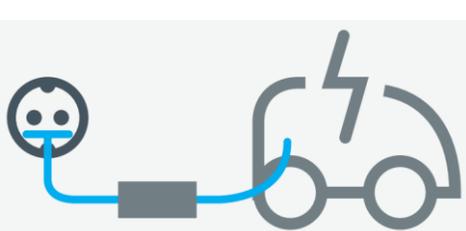
Word 2016.

1.2. Modos de carga.

Modo 1	
	Conector específico para VE: No
	Tipo de carga: Lenta en CA
	Corriente máxima: 16 A por fase (3,7 kW – 11 kW)
	Protecciones: La instalación requiere de protección diferencial y magneto térmica
Características especiales: Conexión del VE a la red de CA utilizando tomas de corriente normalizadas	

Fuente: Elaboración propia con base en datos de (Circuitur, sin fecha, b).

Word 2016.

Modo 2	
	Conector específico para VE: No
	Tipo de carga: Lenta en CA
	Corriente máxima: 32 A por fase (3,7 kW – 22 kW)
	Protecciones: La instalación requiere de protección diferencial y magneto térmica
Características especiales: Cable especial con dispositivo electrónico intermedio con función de piloto de control y protecciones	

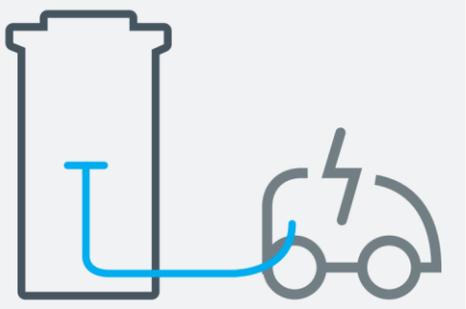
Fuente: Elaboración propia con base en datos de (Circuitur, sin fecha).

Word 2016.

Modo 3	
	Conector específico para VE: Sí
	Tipo de carga: Lenta o semi-rápida, monofásica o trifásica
	Corriente máxima: Según conector utilizado
	Protecciones: Incluidas en la infraestructura especial para VE
	Características especiales: Conexión del VE a la red de alimentación en CA utilizando un equipo específico (SAVE)

Fuente: Elaboración propia con base en datos de (Circutor, sin fecha).

Word 2016.

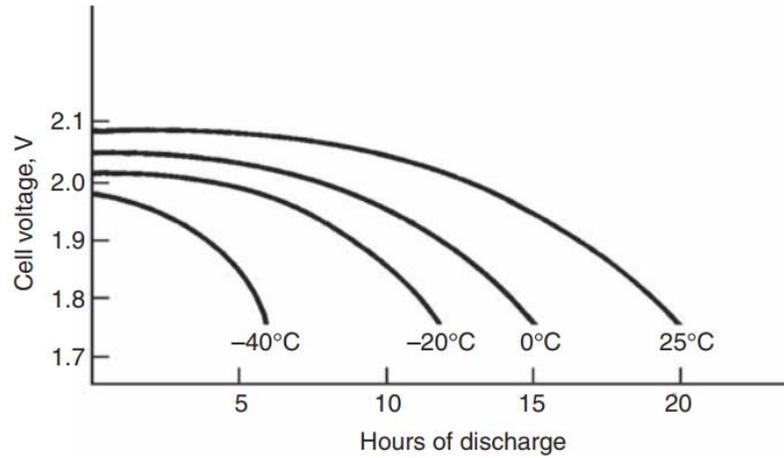
Modo 4	
	Conector específico para VE: Sí
	Tipo de carga: En CC
	Corriente máxima: Según cargador
	Protecciones: Instaladas en infraestructura
	Características especiales: Conexión del VE utilizando un cargador externo fijo

Fuente: Elaboración propia con base en datos de (Circutor, sin fecha).

Word 2016.

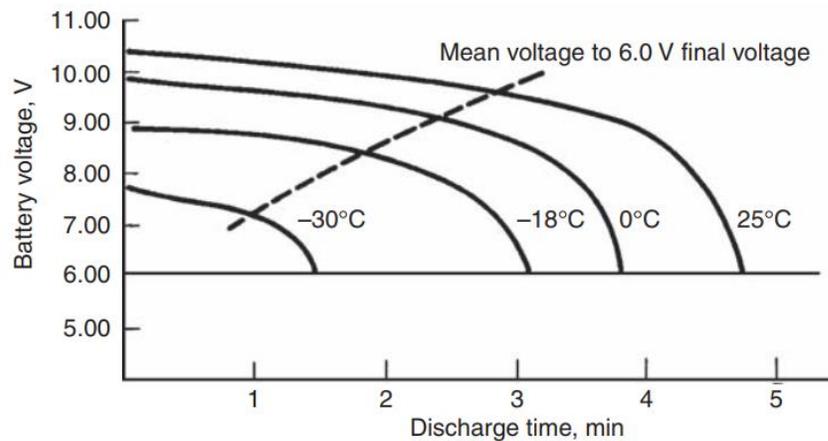
Anexo 2. Batería de plomo-ácido.

2.1. Curvas de descarga de baterías de plomo-ácido a varias temperaturas a una tasa de C/20.



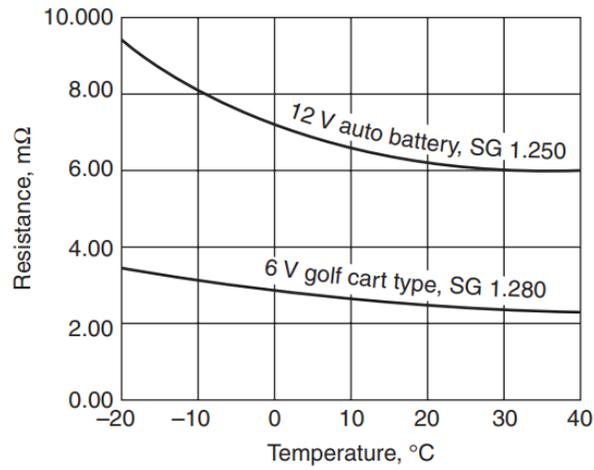
Fuente: (Reddy, 2011).

2.2. Curvas de descarga de baterías de plomo-ácido a varias temperaturas a 340 A, batería de 12 V, capacidad nominal 60 Ah, velocidad de 20 h a 25° C.



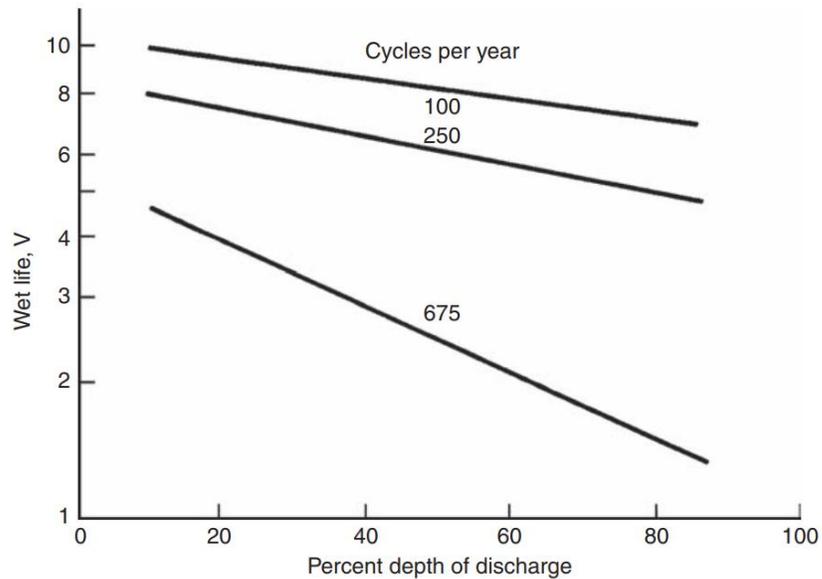
Fuente: (Reddy, 2011).

2.3. Efecto de la temperatura en la resistencia de la batería.



Fuente: (Reddy, 2011).

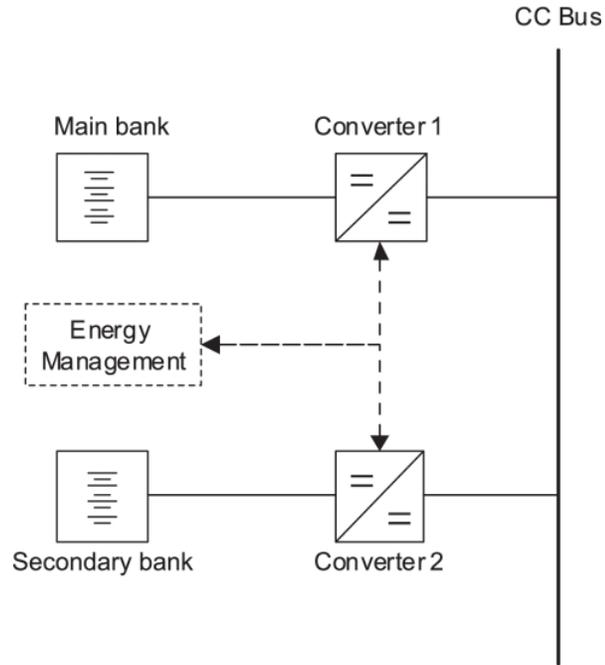
2.4. Efecto de la profundidad de descarga y el número de ciclos por año sobre la vida húmeda a 25 °C.



Fuente: (Reddy, 2011).

Anexo 3. Sistema de almacenamiento de energía.

3.1. Topología del sistema de almacenamiento de energía de doble batería.



Fuente: (Neto et al., 2018).

Anexo 4. Ficha técnica de punto de carga ELCO



COSTA RICA
MECHATRONICS
SYSTEMS

ELCO

ENERGÍAS LIMPIAS DE COSTA RICA



tel. +506 8879-1585
Info@mechatronicssystems.com
crcmechatronicssystems.com



Características del Cargador ELCO

- Tipo de cargador: L2 (240 V, 30 A)
- Pantalla táctil de 3.8 pulgadas y luces led indicadores del estado del cargador
- Cumple con el estándar SAEJ1772
- Función de temporizador: Se puede seleccionar la hora a la que se desea que inicie la carga del vehículo.
- Conector de entrada tipo NEMA 50-10R
- Reloj de tiempo real
- Power Interlock: seguro que des-energiza el conector del cargador cuando este es desconectado del vehículo. De esta forma el conector no tiene poder si no esta conectado al vehículo
- Señal de piloto: el cargador soporta la señal de piloto del estándar SAEJ1772 la cual des-energiza el conector del cargador si el cable sufre de exceso de tensiones mecánicas. Este seguro funciona si el cable del conector se estira mas de lo permitido y se desprende del cargador, si esto sucede el poder es interrumpido inmediatamente.



COSTA RICA
MECHATRONICS
SYSTEMS

- Monitoreo de temperatura interna: si la temperatura interna excede los 65 °C el proceso de carga es interrumpido.
- Cálculo de Watts hora consumidos en cada carga.
- Monitoreo de ventilación: si el vehículo requiere ventilación, la carga es interrumpida.
- Monitoreo de la corriente de carga: si la corriente de carga excede el límite permitido, se interrumpe la carga.
- Monitoreo de falta de conexión a tierra (cada vez que el contactor se encuentra cerrado)
- Monitoreo de presencia de vehículo: se revisa el estado del diodo del vehículo.
- Secuencia de auto chequeo: cada vez que el cargador se enciende realiza los siguientes chequeos:
 - GFCI (interrupción por falla del circuito a tierra), se revisa si existe una fuga de corriente de más de 15 miliamperios a tierra, esta prueba se realiza al inicio y constantemente durante toda la operación del cargador.



- Contactor fundido (cada vez que el contactor se encuentra cerrado).
- Estado de la línea piloto. Estado y funcionamiento de los sensores de corriente.
- Estado de la tensión de entrada, el estado de la tensión de entrada es chequeado al inicio y constantemente durante toda la operación del cargador.



ENERGÍAS LIMPIAS DE COSTA RICA

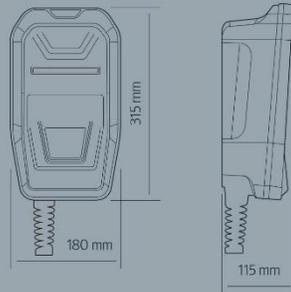
tel. +506 8879-1585
Info@mechatronicssystem.com
crcmechatronicssystem.com

Anexo 5. Ficha técnica de punto de carga eHome

eHome



> WallBox para recarga doméstica



Características

La gama eHome consta de dos versiones: la eHome más básica para instalaciones sencillas y la eHome para instalaciones que requieren de características extra como protección diferencial, contadores de energía para subcontaje con certificación MID o cierre con llave. Todas las versiones de la eHome incorporan las siguiente características:

- > Indicador luminoso de estado de carga (azul, verde y rojo)
- > Indicación de fin de carga
- > Recarga en Modo 3
- > Disponibles con dos tipos de toma (Tipo I SAE J1772 y Tipo II Mennekes), con cable, conector y soporte
- > Dos tipos de potencia máxima: 3,6 kW / 7,2 kW
- > Potencia máxima ajustable
- > Dimensiones: 315x180x115 mm
- > Caja en plástico ABS auto extingible
- > Protección IP 54 / IK 10.

Toda la gama eHome puede incorporar un sensor inteligente CirBEON para el control de la potencia de recarga del vehículo.



Referencias

Tipo	Código	Potencia	Corriente	Conector	Características
eHome T1C16	V25000	3,6 kW	16 A	Tipo I	
eHome T1C32	V25010	7,2 kW	32 A	Tipo I	
eHome T2C16	V25020	3,6 kW	16 A	Tipo II	
eHome T2C32	V25030	7,2 kW	32 A	Tipo II	
eHome T1C32-A	V25011	7,2 kW	32 A	Tipo I	Protección diferencial Tipo A de 30 mA Acceso a las protecciones con llave
eHome T1C32-A MID	V25012	7,2 kW	32 A	Tipo I	Protección diferencial Tipo A de 30 mA Contador de energía; certificación MID Acceso a las protecciones con llave
eHome T1C32-B	V25013	7,2 kW	32 A	Tipo I	Protección diferencial Tipo B de 30 mA Acceso a las protecciones con llave
eHome T2C32-A	V25031	7,2 kW	32 A	Tipo II	Protección diferencial Tipo A de 30 mA Acceso a las protecciones con llave
eHome T2C32-A MID	V25032	7,2 kW	32 A	Tipo II	Protección diferencial Tipo A de 30 mA Contador de energía; certificación MID Acceso a las protecciones con llave
eHome T2C32-B	V25033	7,2 kW	32 A	Tipo II	Protección diferencial Tipo B de 30 mA Acceso a las protecciones con llave

Incluyen cable de 5 m y soporte para el cable.

Anexo 6. Ficha técnica de panel fotovoltaico Mission Solar 365

PERC 72

CLASS LEADING 365-375W

ELECTRICAL SPECIFICATIONS

Electrical Parameters at Standard Test Conditions (STC)

Module Type			MSE365SQ9S	MSE370SQ9S	MSE375SQ9S
Power Output	P _{max}	W _p	365	370	375
Module Efficiency	%		18.39	18.64	18.89
Tolerance			0 ⁺ +3%	0 ⁺ +3%	0 ⁺ +3%
Short-Circuit Current	I _{sc}	A	9.705	9.767	9.826
Open Circuit Voltage	V _{oc}	V	48.05	48.08	48.16
Rated Current	I _{mp}	A	9.236	9.323	9.432
Rated Voltage	V _{mp}	V	39.52	39.69	39.76
Fuse Rating			20	20	20

CERTIFICATIONS & TESTS

IEC

61215 / 61730 / 61701, Salt mist

UL

UL 1703 listed



TEMPERATURE COEFFICIENTS

Normal Operating Cell Temperature (NOCT)	46.43°C (±2°C)
Temperature Coefficient of P _{max}	-0.375%/°C
Temperature Coefficient of V _{oc}	-0.280%/°C
Temperature Coefficient of I _{sc}	0.045%/°C

OPERATING CONDITIONS

Maximum System Voltage	1,500VDC or 1000VDC
Operating Temperature Range	-40°C (-40°F) to +85°C (185°F)
Maximum Series Fuse Rating	20A
Fire Safety Classification	Type 2, Class C
Front & Back Load (UL standard)	5631 Pa (117 psf) Tested load to UL1703
Hail Safety Impact Velocity	25mm at 23 m/s

MECHANICAL DATA

Solar Cells	P-type Mono-crystalline Silicon (156.75mm)
Cell orientation	72 cells (6x12), 5 busbar
Module dimension	1987mm x 999mm x 40mm (78.23 in. x 39.33 in. x 1.58 in.)
Weight	21.6 kg (47.6 lb)
Front Glass	3.2mm (0.126 in.) tempered, Low-iron, Anti-reflective coating
Frame	Anodized aluminum alloy
Encapsulant	Ethylene vinyl acetate (EVA)
J-Box	Protection class IP67 with 3 bypass-diodes
Cables	PV wire, 1.2m (47.24 in.), 4mm ² / 12 AWG
Connector	MC4

SHIPPING INFORMATION

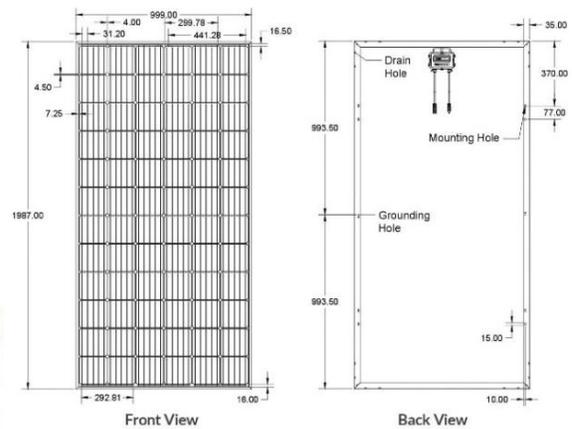
Container FT		Pallets	Panels	360 W		
53'	Double stack	30	780	280.80 kW		
40'	Double stack	24	624	224.64 kW		
Pallet		Panels	Weight	Height	Width	Length
		26	1,325lbs	45.50"	45.50"	79.50"

MSE370SQ9S: 370WP, 72CELL SOLAR MODULE CURRENT-VOLTAGE CURVE



Current-voltage characteristics with dependence on irradiance and module temperature

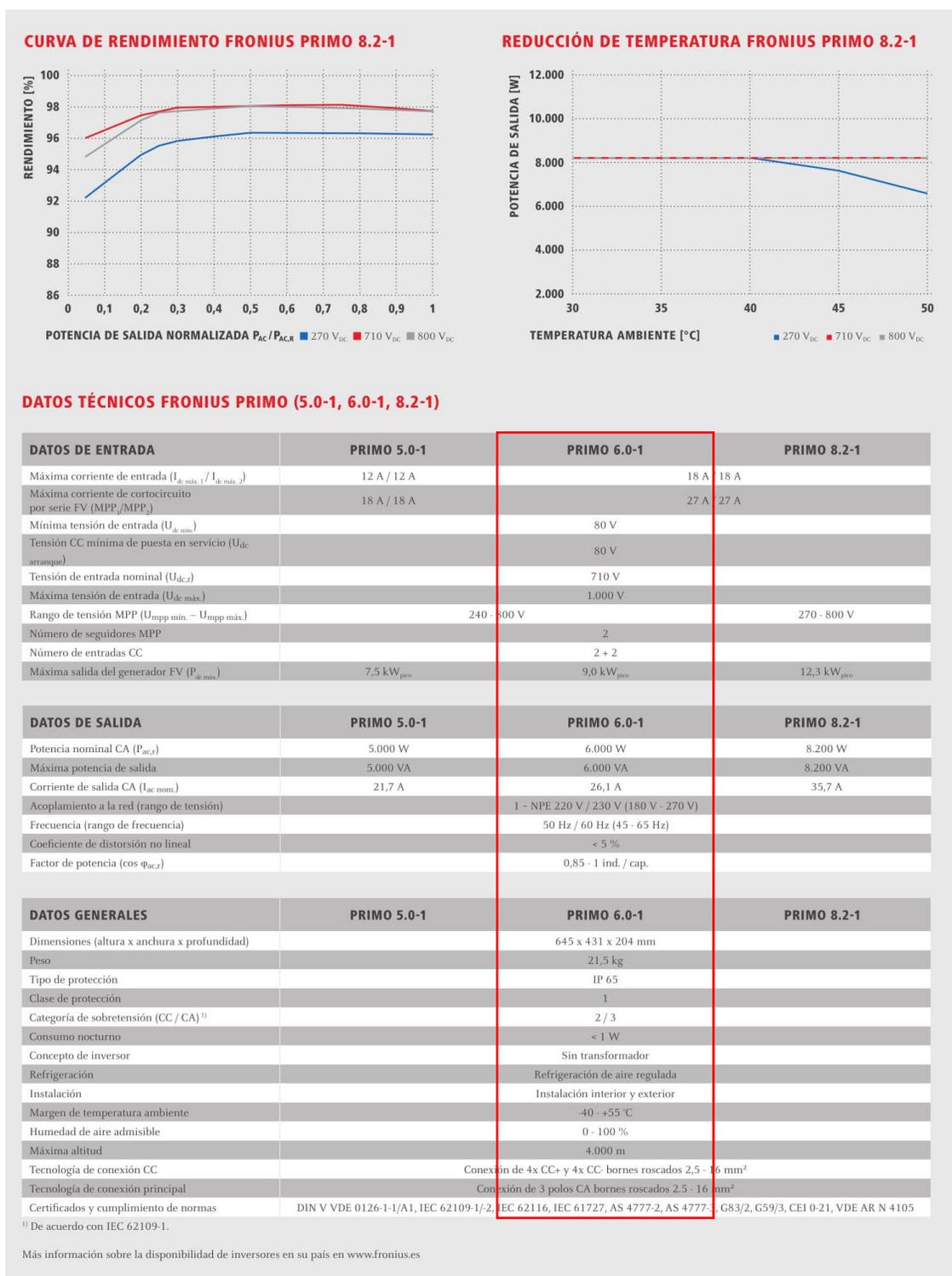
BASIC DESIGN (UNITS: mm)



Mission Solar Energy | 8303 S. New Braunfels Ave., San Antonio, Texas 78235
info@missionsolar.com | www.missionsolar.com

Mission Solar Energy reserves the right to make specification changes without notice

Anexo 7. Ficha técnica de inversor Fronius Primo 6.0-1



Anexo 8. Ficha técnica de inversor FRONIUS PRIMO 3.5-1 light

DATOS TÉCNICOS FRONIUS PRIMO (3.0-1, 3.5-1, 3.6-1, 4.0-1, 4.6-1)

DATOS GENERALES	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1	PRIMO 4.6-1
Dimensiones (altura x anchura x profundidad)			645 x 431 x 204 mm		
Peso			21,5 kg		
Tipo de protección			IP 65		
Clase de protección			1		
Categoría de sobretensión (CC / CA) ¹⁾			2 / 3		
Consumo nocturno			< 1 W		
Concepto de inversor			Sin transformador		
Refrigeración			Refrigeración de aire regulada		
Instalación			Instalación interior y exterior		
Margen de temperatura ambiente			-40 - +55 °C		
Humedad de aire admisible			0 - 100 %		
Máxima altitud			4.000 m		
Tecnología de conexión CC			Conexión de 4x CC+ y 4x CC- bornes roscados 2,5 - 16 mm ²		
Tecnología de conexión principal			Conexión de 3 polos CA bornes roscados 2,5 - 16 mm ²		
Certificados y cumplimiento de normas	DIN V VDE 0126-11/A1, IEC 62109-1/2, IEC 62116		IEC 61727, AS 4777-2, AS 4777-3, G83/2, G59/3, CEI 0-21, VDE AR N 4105		

RENDIMIENTO	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1	PRIMO 4.6-1
Máximo rendimiento	97,9 %	98,0 %	98,0 %	98,0 %	98,0 %
Rendimiento europeo (η _{EU})	96,1 %	96,8 %	96,8 %	97,0 %	97,0 %
η con 5 % P _{ac,r} ²⁾	80,8 / 82,5 / 82,5 %	80,8 / 82,5 / 82,5 %	80,8 / 82,5 / 82,5 %	80,8 / 82,5 / 82,5 %	80,8 / 82,5 / 82,5 %
η con 10 % P _{ac,r} ²⁾	84,1 / 86,5 / 86,1 %	86,3 / 93,6 / 91,8 %	85,3 / 93,6 / 91,8 %	86,6 / 93,9 / 92,2 %	88,9 / 94,4 / 92,9 %
η con 20 % P _{ac,r} ²⁾	90,3 / 95,5 / 94,8 %	91,6 / 96,2 / 95,2 %	91,6 / 96,2 / 95,2 %	92,2 / 96,7 / 95,6 %	93,0 / 97,0 / 95,9 %
η con 25 % P _{ac,r} ²⁾	91,8 / 96,4 / 95,1 %	92,7 / 96,9 / 95,8 %	92,7 / 96,9 / 95,8 %	93,2 / 97,2 / 96,1 %	93,9 / 97,2 / 96,6 %
η con 30 % P _{ac,r} ²⁾	92,7 / 96,9 / 96,0 %	93,5 / 97,2 / 96,3 %	93,5 / 97,2 / 96,3 %	94,0 / 97,2 / 96,8 %	94,5 / 97,3 / 96,9 %
η con 50 % P _{ac,r} ²⁾	94,5 / 97,4 / 97,0 %	95,0 / 97,7 / 97,3 %	95,0 / 97,7 / 97,3 %	95,2 / 97,8 / 97,4 %	95,6 / 97,9 / 97,6 %
η con 75 % P _{ac,r} ²⁾	95,4 / 97,9 / 97,7 %	95,6 / 97,8 / 97,8 %	95,6 / 97,8 / 97,8 %	95,8 / 97,9 / 97,8 %	96,0 / 97,9 / 97,8 %
η con 100 % P _{ac,r} ²⁾	95,7 / 97,9 / 97,8 %	95,8 / 98,0 / 97,8 %	95,8 / 98,0 / 97,8 %	95,9 / 98,0 / 97,9 %	96,2 / 97,9 / 98,0 %
Rendimiento de adaptación MPP					> 99,9 %

EQUIPAMIENTO DE SEGURIDAD	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1	PRIMO 4.6-1
Medición del aislamiento CC			Sí		
Comportamiento de sobrecarga			Desplazamiento del punto de trabajo, limitación de potencia		
Seccionador CC			Sí		
Protección contra polaridad inversa			Sí		

INTERFACES	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1	PRIMO 4.6-1
WLAN / Ethernet LAN			Fronius Solar.web, Modbus TCP SunSpec, Fronius Solar API (JSON)		
6 inputs y 4 inputs/outputs digitales			Interfaz receptor del control de onda		
USB (Conector A) ³⁾			Datalogging actualización de inversores vía USB		
2 conectores RJ 45 (RS422) ³⁾			Fronius Solar Net		
Salida de aviso ³⁾			Gestión de la energía (salida de relé libre de potencial)		
Datalogger y Servidor web			Incluido		
Input externo ³⁾			Interface SO-Meter / Input para la protección contra sobretensión		
RS485			Modbus RTU SunSpec o conexión del contador		

¹⁾ De acuerdo con IEC 62109-1.

²⁾ Y con Umpp mín. / Udc,r / Umpp máx.

³⁾ También disponible en la versión light.

Más información sobre la disponibilidad de inversores en su país en www.fronius.es

Anexo 9. Ficha técnica de batería Trojan T125



DATA SHEET

MOTIVE T-125

MODEL T-125 with Bayonet Cap
VOLTAGE 6
MATERIAL Polypropylene
DIMENSIONS Inches (mm)
BATTERY Deep-Cycle Flooded/Wet Lead-Acid Battery
COLOR Maroon
WATERING HydroLink™ Watering System



WITH T₂ TECHNOLOGY



6 VOLT

PHYSICAL SPECIFICATIONS

BCI	MODEL NAME	VOLTAGE	CELL(S)	TERMINAL TYPE ^a	DIMENSIONS ^a INCHES (mm)			WEIGHT ^a LBS. (kg)
					LENGTH	WIDTH	HEIGHT ^f	
GC2	T-125	6	3	1, 2, 3, 4	10.30 (262)	7.13 (181)	11.15 (283)	66 (30)

ELECTRICAL SPECIFICATIONS

CRANKING PERFORMANCE		CAPACITY ^a MINUTES		CAPACITY ^a AMP-HOURS (Ah)				ENERGY (kWh)	INTERNAL RESISTANCE (mΩ)	SHORT CIRCUIT CURRENT (amps)
C.C.A. ^a @ 0°F (-18°C)	C.A. ^a @ 32°F (0°C)	@ 25 Amps	@ 75 Amps	5-Hr	10-Hr	20-Hr	100-Hr	100-Hr		
—	—	448	132	195	221	240	266	1.60	—	—

CHARGING INSTRUCTIONS

SYSTEM VOLTAGE	CHARGER VOLTAGE SETTINGS (AT 77°F/25°C)				
	6V	12V	24V	36V	48V
Bulk Charge	7.41	14.82	29.64	44.46	59.28
Float Charge	6.75	13.50	27.00	40.50	54.00
Equalize Charge	8.10	16.20	32.40	48.60	64.80

Do not install or charge batteries in a sealed or non-ventilated compartment. Constant under or overcharging will damage the battery and shorten its life as with any battery.

CHARGING TEMPERATURE COMPENSATION

ADD	SUBTRACT
0.005 volt per cell for every 1°C below 25°C 0.0028 volt per cell for every 1°F below 77°F	0.005 volt per cell for every 1°C above 25°C 0.0028 volt per cell for every 1°F above 77°F

OPERATIONAL DATA

OPERATING TEMPERATURE	SELF DISCHARGE
-4°F to 113°F (-20°C to +45°C). At temperatures below 32°F (0°C) maintain a state of charge greater than 60%.	5 – 15% per month depending on storage temperature conditions.

RECYCLE RESPONSIBLY



STATE OF CHARGE MEASURE OF OPEN-CIRCUIT VOLTAGE

PERCENTAGE CHARGE	SPECIFIC GRAVITY	CELL	6 VOLT
100	1.277	2.122	6.37
90	1.258	2.103	6.31
80	1.238	2.083	6.25
70	1.217	2.062	6.19
60	1.195	2.040	6.12
50	1.172	2.017	6.05
40	1.148	1.993	5.98
30	1.124	1.969	5.91
20	1.098	1.943	5.83
10	1.073	1.918	5.75

Anexo 10. Ficha técnica de inversor MUST PV18-5048 HM

Inversor de Alta Frecuencia

Especificaciones

MODELO		PV18-3024 HM	PV18-5048 HM
Voltaje de Baterías del Sistema		24VDC	48VDC
SALIDA INVERSOR	Potencia del Inversor	3000VA	5000VA
	Pico potencia	2400W	4000W
		6000VA	10000VA
	Tipo de Onda	Onda Senoidal Pura	
	Regulación de Voltaje AC (Modo baterías)	220VAC-240VAC	
	Eficiencia del Inversor	98%	
Tiempo de Tránsito		10ms(FST - APL); 20ms(SLO)	
AC ENTRADA	Voltaje Salida AC	230VAC	
	Rango V. Salida (Seleccionable)	170-280VAC(FST) ; 90-280VAC(SLO);184-253VAC(APL)	
	Rango de Frecuencia	50Hz/60Hz (Auto programado)	
BATERÍA	Voltaje nominal	24VDC	48VDC
	Voltaje carga flotación	27VDC	54VDC
	Protección sobrevoltaje	31VDC	60VDC
CARGADOR SOLAR & CARGADOR AC	Voltaje máximo FV Circuito abierto	145VDC	
	Rango voltaje MPPT	30-130VDC	64-130VDC
	Consumo en stand-by	2W	
	Potencia entrada FV	1500W	4000W
	Corriente carga máxima FV	60A	80A
	Eficiencia máxima	98%	
	Corriente carga máxima AC	30A	60A
Carga máx. combinada	80A	140A	
ESPECIF. MECÁNICAS	Dimensiones (mm)	272*355*100	295*528*121
	Dimensiones caja (mm)	540*395*241	628*425*251
	Peso neto(kg)	11	14
	Peso paquete(kg)	12	15
VARIOS	Humedad	5% a 95% Humedad relativa (sin condensación)	
	Temperatura funcionam.	0°C-55°C	
	Temperatura almac.	-15°C-60°C	

Conexiones



Anexo 11. Ficha técnica de aerogenerador Greef GS-5KW Vertical

MODEL	GS-5KW
PERFORMANCE	
RATED POWER	5KW
MAX POWER	6KW
START WIND SPEED	2.8M/S (9.184MPH)
RATED WIND SPEED	11M/S(24.64MPH)
WORKING WIND SPEED	3-25M/S (6.72-56 MPH)
SAFETY WIND SPEED	50M/S(112MPH)
PHYSICAL PARAMETERS	
BLADES LENGTH	5.2M(17.056FT)
BLADES ROTOR DIAMETER	4.05M(13.284FT)
BLADES MATERIAL & QUANTITY	FRP /3PCS
MILL WEIGHT	530KG
SWEPT AREA	21.06M2
TOWER HEIGHT	12M (39.36FT.) FREE STAND TOWER
GENERATOR PARAMETERS	
GENERATOR TYPE	AXIAL FLUX CORELESS OUTER ROTOR DISC PERMANENT MAGNET DIRECT DRIVE GENERATOR
RATED SPEED	100RPM
START TORQUE	<1N.M
OPTION VOLTAGE	120-500V
PROTECTION METHOD	ELECTROMAGNETIC BRAKE +PWM
PROTECTION GRADE	IP54
WORKING TEMPERATURE	-40-50°C
LIFE TIME	20 YEARS

Anexo 12. Ficha técnica de aerogenerador Greef GV-2KW Vertical

Modelo	GV-2KW
Actuación	
Potencia nominal	2kW
Máximo poder	2500W
Comience la velocidad del viento	2.8 m / s (6.27 mph)
Velocidad de viento nominal	11 m / s (24,64 mph)
Velocidad del viento de trabajo	3-25m / s (6.72-56 mph)
Velocidad del viento de seguridad	50 m / s (112 mph)

Parámetros físicos

Longitud de las cuchillas	3.65M (11.97ft)
Diámetro del rotor de cuchillas	2.3M (7.54ft)
Material y cantidad de cuchillas	FRP / 3PCS
Peso del molino	285kg
Área barrida	9.62 m ²
Altura de la torre	Torre de plegado libre de 6 m (19,68 pies).

Parámetros del generador

Tipo de generador	Generador de accionamiento directo de imán permanente de disco de rotor externo sin núcleo de flujo continuo
Velocidad nominal	160 rpm
Par de arranque	<0.3NM
Voltaje de opción	24-380vac
Método de protección	Freno Electromagnético + PWM
Grado de protección	IP54
Temperatura de trabajo	-40-50 ℃
Toda la vida	20 años

Anexo 13. Ficha técnica de aerogenerador Eleksol

Características del aerogenerador:

Palas con un nuevo diseño que permite que empiece a funcionar con la brisa

Diseño y estética elegante

Generador de energía con un peso de 7,2Kg y una potencia máxima de 4,5kW

Produce energía a bajas velocidades de viento

Funcionamiento silencioso

Monitor inalámbrico

Vida útil de 15 años

Tipo de aerogenerador: eje horizontal contra el viento

Diámetro del rotor: 1,776mts (69.9")

Peso: 18Kg (38lbs)

Diámetro de montaje: 48,6mm (1-15/16")

Número de palas: 3

Material de las palas: fibra de carbono

Peso de cada pala: 532g

Material del cuerpo: aluminio fundido a presión

Acabado: pintura a base de teflón

Generador: generador de potencia de tipo síncrono, trifásico con imanes de neodimio, hierro-boro

Circuito de protección incorporado

Data logger incorporado

Giro libre a 360 grados

Control de dirección con el giro de la cola

Control de salida sin parar

Velocidad de arranque: 3m/s

Velocidad máxima: 49,2m/s

Potencia máxima: 2kW (20m/s)

Máxima velocidad del rotor: 1000rpm (20m/s)

Tensión de salida: DC 50V

Sistema de frenos: sistema de frenado electromagnético regenerativo

Sistema de comunicaciones (señal de salida) recomendado: sistema remoto de interfaz Wireless 2

Funcionamiento sin red: 12V, 420Ah, de ciclo profundo, con baterías marinas

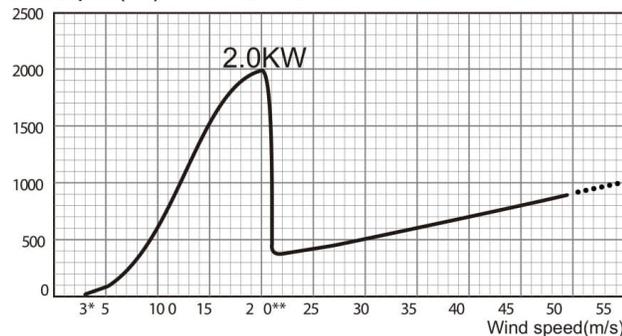
Anexo 14. Ficha técnica de aerogenerador TECHNO-SUN-FSH2000

TECHNO SUN

Specifications

Wind Turbine Type	Horizontal axis, up-wind
UPC code	839290007075
Rotor Diameter	1776mm(69.9 ")
Weight	18kg(38lbs)
Mount Diameter	48.6mm(1-15/16 ")
Number Blades	3
Blade Material	Carbon-fiber
Blade Mass (per piece)	532g
Body Material	Aluminum diecast
Product Finish	Telfon-based paint
Generator	Synchronous-type, three phase power generator with neodymium iron boron magnets
Controller	Built-in
Yaw control	Free yaw (360 degrees)
Over Wind Control	Stall control
Start-up wind speed	3m/s(11KPH, 6.7MPH)
Cut-out wind speed	20m/s(72KPH, 45MPH)
Survival wind speed	49.2m/s(177KPH, 110MPH)
Rated Power	1KW (12.5m/s, 45KPH, 28MPH)
Rated Rotor Speed	1000rpm
Maximum Power	2KW(20m/s,72KPH, 45MPH)
Output Voltage	DC24/DC48V
Braking System	Regenerative electromagnetic braking system
Communication System	Remote monitor(Optional accessory)
Recommended System	Off-grid: deep cycle lead acid battery, 420Ah or more

Power output(W) Output power characteristics



*Cut-in: wind speed at which the turbine begins to produce power.

**Cut-out: wind speed at which the turbine stops to produce power.

Anexo 15. Ficha técnica de inversor Ingecon SUN STORAGE 6TL

	3TL	6TL
Potencia nominal	3 kVA	6 kVA
Máx. temperatura para potencia nominal		40 °C
Entrada de Baterías (DC)		
Rango de tensión con instalación FV ⁽¹⁾		40 – 300 V
Rango de tensión sin instalación FV ⁽²⁾		40 – 450 V
Corriente carga / descarga máxima		50 A
Tipo de batería		Plomo-ácido, ion-litio ⁽³⁾
Comunicación con baterías de ion-litio		CAN Bus 2.0
Entrada Campo Fotovoltaico (DC)		
Potencia máxima campo fotovoltaico	7,5 kWp	11,5 kWp
Rango de tensión MPP		330 ⁽⁴⁾ – 480 V
Tensión máxima de entrada		550 V ⁽⁴⁾
Corriente máxima de entrada	20 A	30 A
MPPT		
Número de entradas		2
Entrada auxiliar red/generador (AC)		
Tensión nominal		230 V
Rango de tensión		172 – 264 V
Frecuencia nominal		50 / 60 Hz
Rango de frecuencia		40 – 70 Hz
Potencia máxima		11,5 kVA
Corriente máxima		50 A rms
Factor de Potencia		0 – 1
Salida red de consumo (AC)		
Modo aislado (sin generador auxiliar)		
Potencia (25 °C) 30 min, 2 min, 3 s ⁽⁵⁾	3.500 / 3.900 / 5.080 W	6.400 / 6.900 / 7.900 W
Corriente máxima	13 A rms	26 A rms
Tensión nominal ⁽⁶⁾		220 – 240 V
Frecuencia nominal ⁽⁶⁾		50 / 60 Hz
Factor de Potencia		-0.8 – 1 – 0.8
Modo conectado a red o generador auxiliar		
Corriente máxima		50 A rms
Rango de tensión		172 – 264 V
Rango de frecuencia		40 – 70 Hz
Factor de Potencia		-0.8 – 1 – 0.8
Tiempo de respuesta de la función Back-up		12 ms
Prestaciones		
Eficiencia máxima	95,5%	96%
Euroeficiencia	95,1%	95,2%
Datos generales		
Sistema de refrigeración		Ventilación forzada
Caudal de aire	27 m ³ /h	45 m ³ /h
Consumo en stand-by		< 10 W
Temperatura de funcionamiento		-20 – +65 °C
Humedad relativa (sin condensación)		4 – 100 %
Grado de protección		IP65
Altitud máxima		2.000 m
Marcado		CE
Normativa EMC y de seguridad	EN 61000-6-1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-3, EN 61000-6-4, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12, EN 62109-1, EN 62109-2, EN 50178, IEC6103, AS62040.1, FCC Part 15	
Normativa de conexión a red de distribución	DIN V VDE V 0126-1-1, EN 50438, CEI 0-21, VDE-AR-N4105:2011-08, G59/3, G83/2, AS4777.2:2015, IEC 62116, IEC 61727, UNE 206007-1:2013, UNE 206006:2011, UNE 217001 IN-2015, NRS097-2-1, ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150, DEWA, South African Grid code, IEEE 929 Thailand, MEA & PEA requirements, Netbilling Chile	

Notas: ⁽¹⁾ La máxima potencia del inversor será la tensión de baterías multiplicada por la máxima corriente de descarga (50 A). ⁽²⁾ Contacte con Ingeteam para conocer el listado de baterías compatibles. ⁽³⁾ En modo conectado a red, $V_{mpo, min} = 1.44 \times V_{ac}$ (tensión de la red de distribución). En modo aislado, $V_{mpo, min} = 1.44 \times V_{ac}$ (tensión nominal configurada para la red de consumos). ⁽⁴⁾ No superar en ningún caso. Considerar el aumento de tensión de los paneles 'Voc' a bajas temperaturas. ⁽⁵⁾ Estas potencias están disponibles solamente si la tensión de baterías multiplicada por la máxima corriente de descarga alcanza estos valores. ⁽⁶⁾ Tensión configurable a través del display.

Ingeteam

Anexo 16. Ficha técnica de inversor SolaX X1 Hybrid SK-SU3000E



X1-Hybrid X1-Hybrid Ready Inverter

X1-Hybrid X1-Hybrid Inverter

	SK-TL3000E	SK-TL3700E	SK-TL5000E	SK-SU3000E	SK-SU3700E	SK-SU5000E
INPUT (DC)						
Max. recommended DC Power [W]	3300	4000	5000	3300	4000	5000
Max. DC Voltage [V]		550	550		550	550
Nominal DC operating voltage [V]		360	360		360	360
MPPT voltage range [V]		125-530	125-530		125-530	125-530
Max. input current [A]		12/12	12/12	12	12/12	12/12
Max. short circuit current [A]		15/15	15/15	15	15/15	15/15
No. of MPPT trackers		2	2	1	2	2
Strings per MPPT tracker		1	1	1	1	1
OUTPUT AC						
AC Nominal Power [W]	3000	3680	4600	3000	3680	4600
Nominal AC Voltage, Range (V), Frequency[Hz]		230,180-270; 50/60	230,180-270; 50/60		230,180-270; 50/60	230,180-270; 50/60
AC Nominal Current [A]	13	16	20	13	16	20
Max. AC Current [A]	14.4	16	21.7	14.4	16	21.7
Total Harmonic Distortion (THD) [%]		<3	<3		<3	<3
Power Factor (Rated Power)		1	1		1	1
Displacement power factor		0.8 leading to 0.8 lagging	0.8 leading to 0.8 lagging		0.8 leading to 0.8 lagging	0.8 leading to 0.8 lagging
EFFICIENCY						
MPPT efficiency [%]		99.9	99.9		99.9	99.9
Euro efficiency [%]		97.0	97.0		97.0	97.0
Max. efficiency [%]		97.6	97.6		97.6	97.6
Standby Consumption [W]		<7	<7		<7	<7
DISPLAY						
LCD		Backlight 16*4 character	Backlight 16*4 character		Backlight 16*4 character	Backlight 16*4 character
Communications		Ethernet/WiFi/Dry Contact/Meter(optional)	Ethernet/WiFi/Dry Contact/Meter(optional)		Ethernet/WiFi/Dry Contact/Meter(optional)	Ethernet/WiFi/Dry Contact/Meter(optional)
Led light		4	4		4	4
Button		4	4		4	4
BATTERY CHARGER (INTERNAL)						
Compatible Battery Type		Leading-acid battery/lithium battery	Leading-acid battery/lithium battery		Leading-acid battery/lithium battery	Leading-acid battery/lithium battery
Nominal Battery Voltage [V]		48	48		48	48
Battery Voltage Range [V]		40-60	50(adjustable)		40-60	50(adjustable)
Max. Charging Current [A]		3-stage adaptive with maintenance	3-stage adaptive with maintenance		3-stage adaptive with maintenance	3-stage adaptive with maintenance
Charging Curve		Yes	Yes		Yes	Yes
Over Current Protection/Over Temperature Protection		Can/RS232	Can/RS232		Can/RS232	Can/RS232
Communication Interfaces		Optional	Optional		Optional	Optional
OTHERS						
DC switch		1	1		0	0
Max. No. of Supported External Charger		-10--+50 (derating at 40)	-10--+50 (derating at 40)		-10--+50 (derating at 40)	-10--+50 (derating at 40)
Operating Temperature Range [°C]		-20--+60	-20--+60		-20--+60	-20--+60
Storage Stability Range [°C]		<2000	<2000		<2000	<2000
Altitude Limit [m]		Forced airflow	Forced airflow		Forced airflow	Forced airflow
Cooling Concept		<40	<40		<40	<40
Noise Emission (typical) [dB]		0-95 (non-condensing)	0-95 (non-condensing)		0-95 (non-condensing)	0-95 (non-condensing)
Humidity [%]		IP20 (indoor use)	IP20 (indoor use)		IP20 (indoor use)	IP20 (indoor use)
Protection Class		III (electric supply side), II (PV SIDE)	III (electric supply side), II (PV SIDE)		III (electric supply side), II (PV SIDE)	III (electric supply side), II (PV SIDE)
Overvoltage Category		IEC61000-6-1/2/3	IEC61000-6-1/2/3		IEC61000-6-1/2/3	IEC61000-6-1/2/3
EMC Standard		Transformer-less	Transformer-less		Transformer-less	Transformer-less
Topology		5-10	5-10		5-10	5-10
Warranty (years)		475*591*151	475*591*151		700*591*151	700*591*151
Dimensions W*H*D [mm]		21.5	21.5		27.7	27.7
Weight [kg]		VDE 4105 / AS/NZS4777.2 / C10 11 / EN50438-NL / EN50438-DK / OVE/ONORME 8001/ G83.G59 / CEI 0-21	VDE 4105 / AS/NZS4777.2 / C10 11 / EN50438-NL / EN50438-DK / OVE/ONORME 8001/ G83.G59 / CEI 0-21		VDE 4105 / AS/NZS4777.2 / C10 11 / EN50438-NL / EN50438-DK / OVE/ONORME 8001/ G83.G59 / CEI 0-21	VDE 4105 / AS/NZS4777.2 / C10 11 / EN50438-NL / EN50438-DK / OVE/ONORME 8001/ G83.G59 / CEI 0-21
Certification						
X-HYBRID INVERTER (EPS=EMERGENCY POWER SUPPLY)						
EPS Rated Power [VA]	2000(50A)/3000(100A)	2000(50A)/3680(100A)	2000(50A)/4000(100A)	2000	2000	2000
EPS rated Voltage[V], Frequency [Hz]		230; 50/60	230; 50/60		230; 50/60	230; 50/60
EPS Rated Current [A]	8.7/13	8.7/16	8.7/17	8.7	8.7	8.7
EPS Peak Power [A],Duration [s]	1.5xRated, 10	1.5xRated, 10	1.5xRated, 10	1.5xRated, 10	1.5xRated, 10	1.5xRated, 10
Total Harmonic Distortion (THD) [%]		<3	<3		<3	<3
Switch Time [s]		<5	<5		<5	<5

*Can be modified without notice.(V2)

Anexo 17. Ficha técnica de regulador Victron MPPT 150/85

a
torio



1 caso de alta

Controlador de carga SmartSolar	MPPT 150/85	MPPT 150/100
Tensión de la batería	Ajuste automático a 12, 24 ó 48V (Se precisa una herramienta de <i>software</i> para ajustar el sistema en 36V)	
Corriente de carga nominal	85A	100A
Potencia FV máxima, 12 V 1a,b)	1200W	1450W
Potencia FV máxima, 24 V 1a,b)	2400W	2900W
Potencia FV máxima, 48 V 1a,b)	4900W	5800W
Máxima corriente de corto circuito FV 2)	70A	70A
Tensión máxima del circuito abierto FV	150V máximo absoluto en las condiciones más frías 145V en arranque y funcionando al máximo	
Eficacia máxima	98%	
Autoconsumo	Menos de 35mA a 12V / 20mA a 48V	
Tensión de carga de "absorción"	Valores predeterminados: 14,4 / 28,8 / 43,2 / 57,6V (Regulable con: selector giratorio, pantalla, VE.Direct o Bluetooth)	
Tensión de carga de "flotación"	Valores predeterminados: 13,8 / 27,6 / 41,4 / 55,2V (Regulable con: selector giratorio, pantalla, VE.Direct o Bluetooth)	
Algoritmo de carga	adaptativo multifase	
Compensación de temperatura	-16 mV / -32 mV / -68 mV / °C	
Protección	Polaridad inversa de la batería (fusible, no accesible por el usuario) Polaridad inversa/Cortocircuito de salida/Sobretensión	
Temperatura de trabajo	-30 a +60°C (potencia nominal completa hasta los 40°C)	
Humedad	95%, sin condensación	
Puerto de comunicación de datos	VE.Direct o Bluetooth	
Interruptor on/off remoto	Sí (conector bifásico)	
Relé programable	DPST Capacidad nominal CA 240 V AC / 4 A Capacidad nominal CC 4 A hasta 35 V CC, 1 A hasta 60 V CC	
Funcionamiento en paralelo	Sí (no sincronizado)	
CARCASA		
Color	Azul (RAL 5012)	
Terminales FV 3)	35mm ² / AWG2 (Modelos Tr)	Tres pares de conectores MC4 (modelos MC4)
Bornes de batería	35mm ² / AWG2	
Grado de protección	IP43 (componentes electrónicos), IP22 (área de conexión)	
Peso	4,5kg	
Dimensiones (al x an x p) en mm	Modelos Tr: 216 x 295 x 103	Modelos MC4: 246 x 295 x 103
NORMATIVAS		
Seguridad	EN/IEC 62109	
1a) Si se conecta más potencia FV, el controlador limitará la potencia de entrada al máximo estipulado. 1b) La tensión FV debe exceder en 5 V la V _{bat} (tensión de la batería) para que arranque el controlador. Una vez arrancado, la tensión FV mínima será de V _{bat} + 1 V. 2) Unos paneles FV con una corriente de cortocircuito más alta podría dañar el controlador en caso de polaridad inversa de dichos paneles FV. 3) Modelos MC4: se podrían necesitar varios separadores para conectar en paralelo las cadenas de paneles solares. Corriente máximo por conector MC4: 30A (los conectores MC4 están conectados en paralelo a un rastreador MPPT)		



Anexo 18. Ficha técnica de regulador Must PC18-8015F

Especificaciones

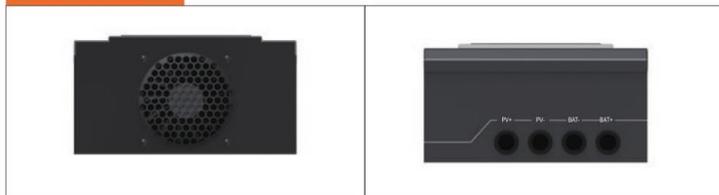
MODELO		PC18-6015F		PC18-8015F	
Voltaje nominal sistema baterías		12V/24V/48VDC (Auto detección); 36V(setting)			
CONTROLADOR ENTRADA	Voltaje de baterías	12V	24V	36V	48V
	Voltaje máximo entrada solar	100V	145V		
	Rango del MPPT	15-95V	30-130V	45-130V	60-130V
	Potencia máxima entrada paneles (12V)	938W		1250W	
	Potencia máxima entrada paneles (24V)	1875W		2500W	
	Potencia máxima entrada paneles (36V)	2813W		3750W	
	Potencia máxima entrada paneles (48V)	3750W		5000W	
BATERÍA	Configuraciones de carga	Estado de absorción		Estado de flotación	
	Flooded Battery	14.2V/28.4V/42.6V/56.8V		13.7V/27.4V/41.1V/54.8V	
	AGM/Gel/LEAD battery (predeterm.)	14.4V/28.8V/43.2V/57.6V		13.7V/27.4V/41.1V/54.8V	
	Voltaje de sobre-carga	15.5V/30.0V/45.0V/60.0V			
	Voltaje recuperacion de sobre-carga	14.5V/29.5V/44.5V/59.0V			
	Voltaje bajo batería defectuosa	10.0V/17.0V/25.5V/34.0V			
	Coefficiente compensación temperatura	-3mV°C /celda (25°C vef)			
MPPT	Pico de eficiencia de conversión	98% (MPPT Eficiencia 99%)			
	Máxima corriente de carga	60 amps constantes @ 40°C ambiente		80 amps constantes @ 40°C ambiente	
ESPECIFICACIONES GENERALES	Modo de ventilación	ventilacion forzada			
DISPLAY & PROTECCIÓN	Protecciones	Desconexión voltaje FV excesivo Reconexión voltaje FV excesivo Desconexión voltaje batería excesivo Reconexión voltaje batería excesivo Desconexión temperatura excesiva Reconexión temperatura excesiva			
ESPECIFICACIONES FÍSICAS	Montaje	En pared			
	Dimensiones (W*H* D)	152*100*294mm			
	Peso (Kg)	3Kg/pcs			
	Dimensiones paquete (W*H* D)	612*308.2*235.6mm			
	Peso total (Kg) (por embalaje)	17.4Kg	19Kg (per Carton)		
OTROS	Lugar de instalación	Interior			
	Rango temperatura de funcionamiento	-25-55°C			
	Humedad ambiente	0-90% humedad relativa(sin condensación)			
	Altitud	≤3000m			
	Contenedor(20GP/40GP/40HQ)	3000pcs / 6000pcs / 7200pcs			

* Product specifications are subject to change without further notice.

Lateral regulador



Plano trasero



Anexo 19. Ficha técnica de inversor Victron Phoenix 48/250

Inversor Phoenix	12 voltios 24 voltios 48 voltios	12/250 24/250 48/250	12/375 24/375 48/375	12/500 24/500 48/500	12/800 24/800 48/800	12/1200 24/1200 48/1200
Potencia cont a 25°C (1)		250VA	375VA	500VA	800VA	1200VA
Potencia cont. a 25°C / 40°C		200 / 175W	300 / 260W	400 / 350W	650 / 560W	1000 / 850W
Pico de potencia		400W	700W	900W	1500W	2200W
Tensión / frecuencia CA de salida (ajustable)		230VCA o 120VCA +/- 3% 50Hz o 60Hz +/- 0,1%				
Rango de tensión de entrada		9,2 - 17 / 18,4 - 34,0 / 36,8 - 62,0V				
Desconexión por CC baja (ajustable)		9,3 / 18,6 / 37,2V				
Dinámica (dependiente de la carga)		Desconexión dinámica, ver				
Desconexión por CC baja (totalmente ajustable)		https://www.victronenergy.com/live/ve-direct:phoenix-inverters-dynamic-cutoff				
Reinicio y alarma por CC baja (ajustable)		10,9 / 21,8 / 43,6V				
Detector de batería cargada (ajustable)		14,0 / 28,0 / 56,0V				
Eficacia máx.		87 / 88 / 88%	89 / 89 / 90%	90 / 90 / 91%	90 / 90 / 91%	91 / 91 / 92%
Consumo en vacío		4,2 / 5,2 / 7,9W	5,6 / 6,1 / 8,5W	6 / 6,5 / 9W	6,5 / 7 / 9,5W	7 / 8 / 10W
Consumo en vacío predeterminado en modo ECO (Intervalo de reintento: 2,5 s, ajustable)		0,8 / 1,3 / 2,5W	0,9 / 1,4 / 2,6W	1 / 1,5 / 3,0W	1 / 1,5 / 3,0W	1 / 1,5 / 3,0
Ajuste de potencia de parada y arranque en modo ECO		Ajustable				
Protección (2)		a - f				
Rango de temperatura de trabajo		-40 to +65°C (refrigerado por ventilador) (reducción de potencia del 1,25% por cada °C por encima de 25°C)				
Humedad (sin condensación)		máx. 95%				
CARCASA						
Material y color		Chasis de acero y carcasa de plástico (azul RAL 5012)				
Conexión de la batería		Bornes de tornillo				
Sección de cable máxima:		10mm ² / AWG8	10mm ² / AWG8	10mm ² / AWG8	25/10/10mm ² / AWG4/8/8	35/25/25 mm ² / AWG 2/4/4
Tomas de corriente CA estándar		230V: Schuko (CEE 7/4), IEC-320 (enchufe macho incluido) UK (BS 1363), AU/NZ (AS/NZS 3112) 120V: Nema 5-15R				
Tipo de protección		IP 21				
Peso		2,4kg / 5,3lbs	3,0kg / 6,6lbs	3,9kg / 8,5lbs	5,5kg / 12lbs	7,4kg / 16,3lbs
Dimensiones (al x an x p en mm.) (al x an x p, pulgadas)		86 x 165 x 260 3.4 x 6.5 x 10.2	86 x 165 x 260 3.4 x 6.5 x 10.2	86 x 172 x 275 3,4 x 6,8 x 10,8	105 x 216 x 305 4.1 x 8.5 x 12.1 (12V modelo: 105 x 230 x 325)	117 x 232 x 327 4.6 x 9.1 x 12.9 (12V modelo: 117 x 232 x 362)
ACCESORIOS						
On/Off remoto		Sí				
Conmutador de transferencia automático		Filax				
ESTÁNDARES						
Seguridad		EN-IEC 60335-1 / EN-IEC 62109-1				
EMC		EN 55014-1 / EN 55014-2 / IEC 61000-6-1 / IEC 61000-6-2 / IEC 61000-6-3				
Directiva de automoción		ECE R10-4				
1) Carga no lineal, factor de cresta 3:1 2) Claves de protección: a) cortocircuito de salida b) sobrecarga c) tensión de la batería demasiado alta d) tensión de la batería demasiado baja h) temperatura demasiado alta f) ondulación CC demasiado alta						