



ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL



FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA

ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UNA FLOTA DE CAMIONES ELÉCTRICOS Y SISTEMA DE CARGA FOTOVOLTAICO PARA LA EMPRESA KUBIEC

TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO MECÁNICO

XIMENA MICAELA PAZMIÑO DÍAZ

ximena.pazmino@epn.edu.ec

JEAN PIERRE QUINCHUELA LLAMUCA

jean.quinchuela@epn.edu.ec

DIRECTOR:

Dr. FREDDY ORDÓÑEZ MALLA

freddy.ordonez@epn.edu.ec

FECHA

2020-2021

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por **Ximena Micaela Pazmiño Díaz y Jean Pierre Quinchuela Llamuca**, bajo mi supervisión.

Dr. Freddy Ordóñez

DIRECTOR DE PROYECTO

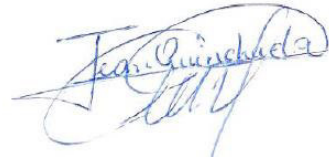
DECLARACIÓN

Yo, **Ximena Micaela Pazmiño Díaz y Jean Pierre Quinchuela Llamuca**, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondiente a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normativa institucional vigente.



Pazmiño Díaz Ximena Micaela



Quinchuela Llamuca Jean Pierre

DEDICATORIA

Este trabajo está dedicado a mi mamá, el ángel que me ha guiado y protegido toda mi vida. A mis abuelitos Sergio, Manuel, Victoria y Dolores, tía Cumandá, mi papá y hermana que son las personas que siempre han creído en mí.

Pazmiño Ximena

DEDICATORIA

A mi madre, a mi Anita, por ser el pilar fundamental de cariño y sabiduría que me ha enseñado a valorar los pequeños detalles y profundizar más allá de lo evidente. Por representar la unidad familiar, el compromiso y tenacidad de una gran madre. Por enseñarme a ser más fuerte para sobreponerme durante los momentos más difíciles con sus palabras de aliento.

A mi padre Jorge, por los conocimientos brindados en favor de entender y apreciar el mundo de la ingeniería. Por su templanza, apoyo y ejemplo de rectitud e integridad.

A mi hermana Vanessa, por brindarme su apoyo y entendimiento durante mi formación académica mientras residimos lejos de nuestro hogar. Por ser mi amiga y cómplice para las travesuras como también guía para la responsabilidad del diario vivir. Por permitirme crecer como persona y hablarme con franqueza con su peculiar carácter.

Quinchuela Jean

AGRADECIMIENTO

Un especial agradecimiento a los doctores Freddy Ordóñez y Rafael Soria, por la guía
y paciencia durante el desarrollo del trabajo.

A mi abuelita Victoria y tía Cumandá por apoyarme durante mi educación, les estaré
eternamente agradecida.

A mi hermana Elizabeth por cuidarme, ser mi cómplice y formarme para ser la
persona que soy ahora.

Pazmiño Ximena

AGRADECIMIENTO

Agradecimiento especial a los doctores Freddy Ordóñez y Rafael Soria por su colaboración y paciencia al ser guías durante la elaboración de este trabajo de titulación.

A mis padres y hermana, por dedicar su esfuerzo, paciencia y tiempo para hacer de mí una persona integra y llena de valores. Por su apoyo familiar y económico al brindarme la oportunidad de luchar por mis metas siendo a ellos a quien agradezco por todas mis victorias y la persona que en la actualidad soy.

A Micaela Pazmiño, una de las buenas personas que conocí en la universidad, una gran amiga y compañera en el presente trabajo de titulación, como también a los grandes amigos y aquellas entrañables personas que me acogieron, me brindaron su cariño y comprensión al hacer de Quito mi segundo hogar y dejando grandes lecciones que forman parte de mí.

Quinchuela Jean

INDICE

INTRODUCCIÓN	2
Justificación.....	3
Pregunta de Investigación.....	3
Objetivo general.....	3
Objetivos específicos.....	3
1. MARCO TEÓRICO	4
1.1.Camiones eléctricos.....	4
Elementos de un camión eléctrico.....	5
1.2.Estaciones de carga.....	6
Tecnologías de carga para camiones eléctricos.....	6
1.3.Sistemas de carga con energías renovables.....	8
1.4.Ecuador y la apertura de soluciones energéticas para el sector transporte.....	9
1.5.Análisis situacional de Kubiec.....	11
2. METODOLOGÍA	12
2.1. Caso de estudio.....	12
Condiciones de trabajo.....	12
2.2 Demanda energética diaria del camión.....	14
2.3 Escenarios para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico.....	15
Escenario 1.....	16
Escenario 2.....	16
2.5 Dimensionamiento del sistema fotovoltaico en SAM.....	18
3. COSTO TOTAL DE LA PROPIEDAD (CTP)	24
3.1 Costo del vehículo.....	25
3.2 Costo del reemplazo de la batería.....	26
3.3 Costo del cargador.....	27
3.4 Costos de mantenimiento.....	27
3.5 Costos de electricidad y combustible.....	28
3.6 Recargos adicionales.....	31
3.7 Costo de emisiones de CO ₂	31
4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN	33
4.1.Resultados.....	33
Escenario 1.....	34
Escenario 2.....	44
Costo Total de la Propiedad.....	48
4.2.Discusión	52

5. CONCLUSIONES Y TRABAJOS A FUTURO	54
5.1.Conclusiones.....	54
5.2.Trabajos a Futuro.....	55
ANEXOS.....	61

Índice de Figuras

Figura 1. Modelos de vehículos eléctricos con baterías en producción en Estados Unidos	5
Figura 2. Elementos de un camión eléctrico	6
Figura 3. Carga de camión in situ	7
Figura 4. Esquema de carretera eléctrica	8
Figura 5. Comparación de costos de sustitución para alternativas en el transporte.	10
Figura 6. Metodología.....	12
Figura 7. Ruta Guayaquil-Portoviejo.	13
Figura 8. Configuración de la estación de carga con almacenamiento	16
Figura 9. Configuración de la estación de carga conectado a la red	17
Figura 10. Comportamiento del módulo en función de la irradiancia y temperatura	20
Figura 11. Proyecciones de los precios de la batería.....	26
Figura 12. Proyecciones para el precio del diésel	30
Figura 13. Demanda energética diaria ruta Guayaquil-Portoviejo.....	33
Figura 14. Demanda Energética y Producción mensual del sistema en Guayaquil.	36
Figura 15. Influencia de la irradiancia sobre la producción para junio.....	37
Figura 16. Comportamiento del banco de baterías 12-19 junio.....	37
Figura 17. Comportamiento del banco de baterías 20-27 noviembre.....	39
Figura 18. Demanda Energética y Producción mensual del sistema en Portoviejo	40
Figura 19. Comportamiento del banco de baterías 9-16 julio.	41
Figura 20. Comportamiento del banco de baterías 15-22 octubre.....	43
Figura 21. Demanda Energética y Producción de la red Guayaquil	46
Figura 22. Demanda Energética y Producción red Portoviejo	47
Figura 23. Costo Total de la Propiedad para los 5 escenarios	50
Figura 24. Circuito equivalente.....	69

Índice de Tablas

Tabla 1. Elementos de un camión eléctrico.....	6
Tabla 2. Tipos de carga	7
Tabla 3. Flota de camiones de Kubiec	11
Tabla 4. Ruta Guayaquil-Portoviejo	13
Tabla 5. Consumo estimado de la batería.....	15
Tabla 6. Especificaciones técnicas del camión EMS1220	15
Tabla 7. Costos fijos y recurrentes.....	24
Tabla 8. Precios referenciales para camiones eléctricos y diésel.....	25
Tabla 9. Precios referenciales para cargadores	27
Tabla 10. Costos de mantenimiento para camiones.....	28
Tabla 11. Tarifas Arancelarias	31
Tabla 12. Potencia del arreglo fotovoltaico	34
Tabla 13. Configuración del sistema para Guayaquil y Portoviejo.....	34
Tabla 14. Configuración banco de baterías.....	35
Tabla 15. Producción y demanda de energía mensual del sistema en Guayaquil.....	36
Tabla 16. Acumulado del banco de baterías junio.....	38
Tabla 17. Acumulado del banco de baterías noviembre.....	39
Tabla 18. Demanda Energética y Producción mensual del sistema en Portoviejo	40
Tabla 19. Acumulado en el banco de baterías julio	42
Tabla 20. Acumulado del banco de baterías octubre	43
Tabla 21. Potencia del arreglo fotovoltaico	44
Tabla 22. Configuración del sistema para Guayaquil y Portoviejo.....	45
Tabla 23. Balance anual de energía estimado Guayaquil	46
Tabla 24. Balance anual de energía estimado Portoviejo	47
Tabla 25. Costos de inversión y operación & mantenimiento para el LCOE.....	48
Tabla 26. Costo nivelado de la energía LCOE	49
Tabla 27. Costo únicos y recurrentes por escenario.	49
Tabla 28. Costo Total de la Propiedad por escenario.....	51
Tabla 29. Variables modelo de radiación difusa HDKR.....	67
Tabla 30. Variables del modelo CEC para el módulo fotovoltaico.	68
Tabla 31. Variables submodelo de corrección de temperatura de la celda NOCT.....	70
Tabla 32. Distancia de separación para el índice de temperatura NOCT	70
Tabla 33. Variables para el submodelo de determinación del inversor.....	71

RESUMEN

El presente trabajo tiene como objetivo realizar un análisis técnico económico para la implementación de camiones eléctricos y sistemas de carga fotovoltaico a través del estudio de una ruta representativa para la empresa Kubiec. Esta ruta fue determinada a partir de datos proporcionados por la empresa. La demanda energética del camión se cuantificó considerando la distancia recorrida en la ruta, así como la jornada laboral en una semana típica de trabajo. Esta semana fue replicada para todo el año. Se plantearon dos escenarios para el análisis del sistema de carga para el camión eléctrico. El primero, un sistema fotovoltaico con almacenamiento en un banco de baterías, y el segundo, un sistema fotovoltaico conectado a la red. En el segundo caso, la energía producida se inyecta en la red en el momento de producción y se recupera de la red cuando se necesita cargar la batería del camión. El dimensionamiento fotovoltaico fue realizado con el programa "System Advisor Model-SAM" para ambos. Para el análisis económico se usó el indicador Costo Total de la Propiedad que permitió estimar todos los costos directos e indirectos que influyen al momento de adquirir un vehículo eléctrico y la implementación del cargador fotovoltaico. Finalmente, se encontró que el segundo escenario cubre los aspectos técnico-económicos y se proyectan como una opción viable hacia un transporte de carga más limpio.

Palabras clave: camiones eléctricos, costo total de la propiedad, sistema fotovoltaico

ABSTRACT

The present work aims to carry out a technical-economic analysis for the implementation of electric trucks and photovoltaic charging system through the study of a representative route for Kubiec. This route was established from data provided by the company. The energy demand of the truck was quantified considering the distance traveled on the route, as well as the work shifts over a week. This week was replicated for the whole year. Two scenarios were proposed for the analysis of the charging system for the electric truck. The first was a photovoltaic system with storage in a battery bank and the second with grid connection. For the second case, the energy produced is injected into the grid at the time of production and is recovered from it when the battery of the truck needs to be charged. The photovoltaic sizing was carried out with the program "System Advisor Model-SAM". For the economic analysis, the Total Cost of Ownership indicator was used, which allowed estimating all the direct and indirect costs that influence the decision-making process when buying an electric or internal combustion engine vehicle. Finally, it was found that the second scenario covers the technical and economic parameters, and this can be projected as a viable option towards a cleaner freight transportation.

Keywords: electric trucks, total cost of ownership, photovoltaic system

ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UNA FLOTA DE CAMIONES ELÉCTRICOS Y SISTEMA DE CARGA FOTOVOLTAICO PARA LA EMPRESA KUBIEC

INTRODUCCIÓN

Según datos del Instituto Nacional de Estadística y Censos (INEC), el número total de vehículos matriculados en Ecuador en 2018 fueron de alrededor de 2,4 millones, siendo 588.000 vehículos de carga [1]. Además, se sabe que en Ecuador el subsector del transporte de carga impulsado con diésel emite 8,9 millones de toneladas de CO₂eq a la atmósfera, mientras que el impulsado por gasolina (principalmente vehículos livianos) emite 4,3 millones de toneladas de CO₂eq [2]. Esto representa el 69% de emisiones del sector de transporte, correspondiendo el resto de las emisiones al transporte de pasajeros, aéreo y marítimo.

Una de las razones para el uso mayoritario de diésel en el transporte de carga es el costo menor de \$1,90 por galón de este frente al de la gasolina con un valor de \$2,55 por galón. Una de las alternativas para disminuir el consumo de combustibles fósiles en este sector es el uso de energía solar la cual se puede transformar a energía eléctrica que servirá para la alimentación de vehículos eléctricos [3].

Este trabajo busca evaluar tecno-económicamente el cambio de la transportación de carga convencional por uno eléctrico con sistema de carga fotovoltaico, mediante un caso de estudio. El caso de estudio analizado es para la empresa Kubiec y consiste en un solo camión de su flota en la ruta Guayaquil-Portoviejo.

Justificación

En años recientes, el Estado Ecuatoriano está dirigiendo algunas de sus políticas energéticas hacia el cambio de la matriz energética del transporte desde los combustibles fósiles hacia el transporte eléctrico. Por ejemplo, en la ley de eficiencia energética de 2019 se prioriza el uso de transporte eléctrico [4]. Así mismo, en el plan de eficiencia energética (PLANEE) se espera la optimización del consumo de energía en el sector transporte de pasajeros y carga para el año 2035 [5].

Sin embargo, la incorporación de estas medidas en el sector transporte han tenido poca recepción. Como ejemplo, para el año 2019 los vehículos eléctricos representaban el 0,02% del parque automotor del país, de estos, solamente 5 son camiones [6]. Así mismo, la existencia de pocos estudios en el país que traten sobre el potencial de implementación de esta tecnología no ayudan a su incorporación [3-4].

A través de este trabajo se espera proporcionar información que permita conocer el potencial de cambiar camiones de combustión interna por camiones eléctricos, que además usen estaciones de carga con energía solar.

Pregunta de Investigación

¿Qué tan viable es técnica y económicamente reemplazar los camiones a diésel por camiones eléctricos con un sistema de carga fotovoltaico para Kubiec?

Objetivo general

Analizar técnica y económicamente la implementación de una flota de camiones eléctricos y su sistema de carga fotovoltaico para la empresa Kubiec.

Objetivos específicos

- Determinar el potencial técnico de la incorporación de camiones eléctricos en la empresa Kubiec.
- Dimensionar el sistema de generación fotovoltaica para la alimentación del caso de estudio.
- Analizar el impacto económico de los camiones a través del Costo Total de la propiedad (TCO).

1. MARCO TEÓRICO

Según la Agencia Internacional de la Energía (IEA) el consumo mundial de energía ha ido en aumento desde 8.800 Mtoe en el 2010 hasta las 9.900 Mtoe en el 2018 [9]. De este total de energía consumida, el 66,5 % son combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas natural). Para el 2018, la quema de estos combustibles fósiles fue responsable de la emisión de 33.408 MTCO₂ a la atmósfera. Este gas es de efecto invernadero (GEI) y es uno de los responsables del cambio climático. A nivel mundial, el sector que más energía consume es el transporte. Por ejemplo, el transporte significó el 29% del consumo de energía final a nivel mundial [9], seguido del sector manufacturero, que consumió 28%. En este sector, la principal fuente consumida es el petróleo. De hecho, el 91% del combustible consumido en este sector son derivados del petróleo [9].

En Ecuador, el sector transporte representó aproximadamente el 48% del consumo nacional de energía final para el 2018. Así mismo, el transporte de carga es el subsector de mayor consumo de energía dentro del sector transporte, representando el 47% del consumo del sector. Este consumo está dado principalmente en forma de diésel (865 millones de galones), seguido por gasolina (503 millones de galones) [2] .

En el caso de las emisiones de CO₂ en el país, el sector de transporte emite 19,25 millones de toneladas de CO₂eq. que representa el 48,5% del total de emisiones por energía consumida en el país. De este total, el subsector del transporte de carga aporta con 13,3 millones de toneladas a pesar de representar solo el 24,5 % del parque automotor nacional [2]. En este contexto, es evidente la necesidad de buscar alternativas energéticas para el sector transporte, especialmente el de carga, con el objetivo de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.

1.1. Camiones eléctricos

Los camiones eléctricos surgen como una alternativa para la reducción del consumo de energía fósil debido a las múltiples ventajas que estos presentan [10]. Una de estas ventajas es la eficiencia de conversión de energía por parte del sistema de los vehículos eléctricos. En la actualidad se encuentra en un rango entre 59-62%, en comparación con los valores para el sistema de los vehículos tipo diésel el cual alcanza eficiencias de 34% a 42%. Esto representa una reducción de energía consumida de aproximadamente 80% [11].

Adicionalmente, según la Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos (EPA) en su reporte del 2020 indica que el desarrollo de la tecnología ha permitido un incremento en promedio del rendimiento energético de 0,21 kWh/km en 2012 a 0,15 kWh/km en 2020 [12]. Este parámetro ha influenciado la autonomía del camión, aumentando la distancia recorrida de 160 km a 480 km en este período. En la Figura 1, se indican las marcas en producción según el peso del vehículo y su respectivo rango de autonomía.



Figura 1. Modelos de vehículos eléctricos con baterías en producción en Estados Unidos

(Fuente:[13])

Debido a la mejora de la autonomía, se sugiere que los camiones con recorridos de hasta 260 km sean la primera opción para la incorporación de camiones eléctricos, como por ejemplo camiones urbanos, de reparto, camiones de basura, etc.

Elementos de un camión eléctrico

Los principales componentes de un vehículo eléctrico que corresponden al par motor-transmisión son presentados en la Figura 2. Mientras que, en la Tabla 1 se describe de manera general la función de cada uno.

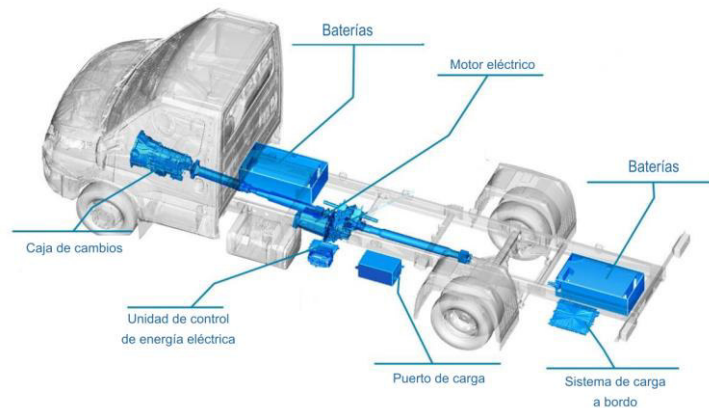


Figura 2. Elementos de un camión eléctrico

(Fuente: [14])

Tabla 1. Elementos de un camión eléctrico

Elementos de un camión eléctrico	
Baterías	Almacenan energía, es quien limita la máxima distancia recorrida dependiendo de su capacidad
Unidad de control de energía eléctrica (EPCU en sus siglas en inglés)	Distribuye energía por todo el vehículo, incluye los sistemas electrónicos comunes como radio, luces, etc
Sistema de carga a bordo	Usado para convertir corriente AC en DC, cuando es usado un cargador de suministro lento.
Puerto de carga	Punto de ingreso de energía para la carga de la batería.

(Fuente: [15])

1.2. Estaciones de carga

Las estaciones de carga eléctrica son los puntos de reabastecimiento para las baterías de vehículos eléctricos. Estas no difieren en función con respecto a las estaciones de combustible para modelos de combustión interna donde las bombas son sustituidas por cargadores. Una estación de carga debe tener en cuenta parámetros como el tiempo de permanencia del vehículo, tipo de carga, la velocidad de carga, etc. [13,16].

Tecnologías de carga para camiones eléctricos

Las extensas rutas realizadas por un camión representan un obstáculo para la autonomía de su batería al momento de mantenerlo en circulación [17,18]. Al tomar esto en consideración, diferentes tecnologías han sido desarrolladas para satisfacer la recarga de

la batería durante los recorridos. A continuación, se recopila los tipos de carga más utilizados.

- Cargadores in situ

Este tipo de sistema de carga utiliza la energía eléctrica de la red para proporcionar energía a los cargadores como se muestra en la Figura 3. Otras posibles soluciones son el uso de energías alternativas como: solar, eólica, gas natural. La tecnología de los cargadores in situ es la de mayor uso a nivel mundial por su facilidad de implementación, sin embargo, demanda de amplios espacios donde se puedan retener los vehículos durante la carga.



Figura 3. Carga de camión in situ

(Fuente:[18])

Se prefiere este modo de carga debido a la rapidez con la que se supe energía a la batería mediante los conectores. Existen 4 modos de carga: lenta, semirápida, rápida y ultrarápida. Esta última se encuentra en fase de experimentación con tiempos de carga de máximo 15 minutos con el uso de superconductores [19]. En la Tabla 2, se indican las características de estos tipos de carga.

Tabla 2. Tipos de carga

Tipos de carga	Potencia [kW]	Voltaje [V]	Amperaje [A]	Tiempo de recarga
Carga lenta	3,7	230	16 monofásica	6h-8h
Carga semi rápida	22	400	Hasta 68	3h-4h
Carga rápida	50	240-400	Hasta 200	15-30min

(Fuente: [19])

- Sistemas de carga en carreteras

Este sistema se divide en tres categorías: líneas aéreas, ferroviarias y conductoras. Esta solución hace posible tener viajes más largos y disminuir los problemas de la capacidad de la batería. Sin embargo, es necesaria la instalación de brazos de conexión, una red eléctrica sólida y que el vehículo este completamente alineado a las líneas. En la Figura 4 se muestra un esquema de este tipo de sistema.



Figura 4. Esquema de carretera eléctrica

(Fuente: [18])

- Baterías precargadas

Para vehículos eléctricos existen dos formas para el cambio de baterías precargadas. Una forma, por la parte inferior del vehículo que generalmente es para vehículos livianos, mientras que para vehículos pesados se realiza un intercambio lateral. Estos procedimientos toman 4 minutos en llevarse a cabo [18].

1.3. Sistemas de carga con energías renovables

Los sistemas de carga para los camiones eléctricos utilizan típicamente como fuente de carga una conexión directa a la red eléctrica [16 – 18]. Esta opción es la más implementada debido a la facilidad de instalación y estabilidad.

Recientemente, se está buscando también la integración de energías alternativas en los cargadores, esto se menciona a continuación:

Xydis y Nanaki estudiaron la factibilidad de implementar estaciones de carga alimentadas con energía eólica. Los autores realizaron una evaluación del recurso eólico y señalaron que debido al área necesaria para los generadores la instalación de los cargadores es posible en zonas escasamente pobladas [20].

Trabajos realizados por Esfandyari et al., Figueiredo et al. y Chandra et. al, estudian el potencial técnico de la generación de electricidad con paneles fotovoltaicos con almacenamiento y soporte de la red para la carga de vehículos eléctricos.

En el primer trabajo los autores demostraron que la estación de carga en meses dónde la intensidad solar era la más alta, el sistema alcanzaba el 88% de autosuficiencia. Caso contrario en meses de baja intensidad solar este llegó al 67% donde el porcentaje restante fue cubierto por la red. Por lo que los autores concluyeron que esta configuración puede ofrecer el 100% de electricidad necesaria para la carga [21].

Figueiredo et al., demostraron que con un plan de carga controlada para los vehículos la energía almacenada en las baterías puede ser mejor distribuida y reducir el uso de la red [22]. Finalmente, en el trabajo realizado por Chandra et. al, encontraron que el almacenamiento en baterías no elimina la dependencia de la red, pero se puede reducir en un 25 % [23].

La mayoría de las estaciones de carga asistidas por energía fotovoltaica con almacenamiento utilizan el soporte de la red. Sin embargo, los sistemas fotovoltaicos cada vez atraen más interés debido a la mejora en la tecnología y el aumento en la eficiencia en los paneles fotovoltaicos y baterías [24].

1.4. Ecuador y la apertura de soluciones energéticas para el sector transporte.

La Agencia Internacional de Energías Renovables IRENA, por sus siglas en inglés, en su reporte del 2016 presenta un estudio para 40 países, incluido Ecuador, donde presentan a las energías renovables como alternativas energéticas para abastecer a la movilidad eléctrica desde perspectivas gubernamentales y comerciales por país [25].

En la Figura 5, se señala que los países ubicados en los dos cuadrantes superiores tales como Alemania, Bélgica, Ecuador, Polonia, entre otros, presentan oportunidades favorables de inversión. Esto quiere decir que las políticas gubernamentales, así como el mercado dan apertura hacia la inserción de energías renovables al transporte a través de incentivos económicos como la eliminación de impuestos [25].

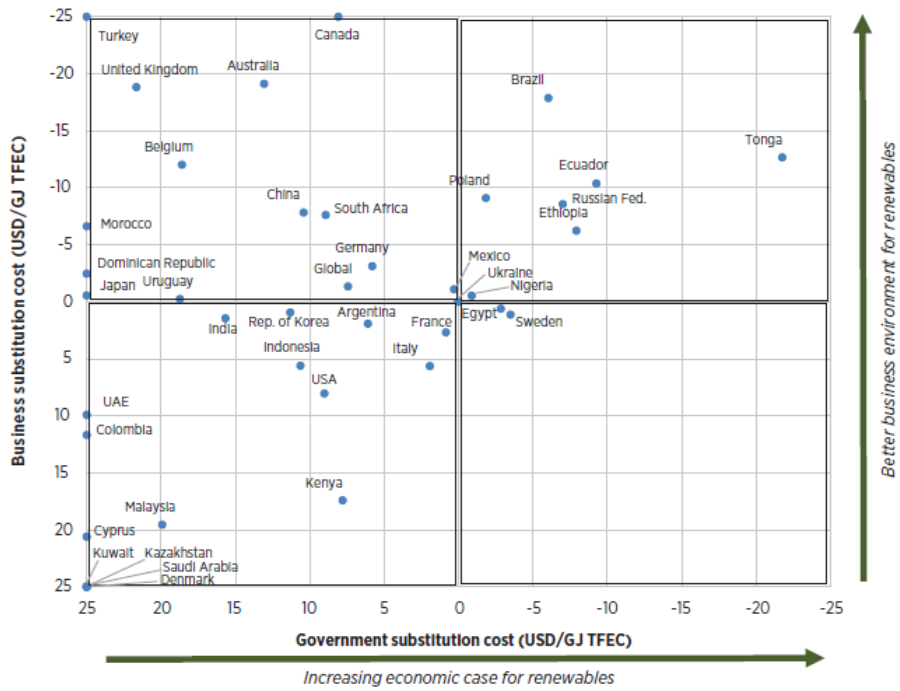


Figura 5. Comparación de costos de sustitución para alternativas en el transporte.

(Fuente: [25])

Entre las iniciativas tomadas por el gobierno en Ecuador para el cambio de matriz energética en el sector transporte está el Plan Nacional de Eficiencia Energética 2016-2035 y la Ley Orgánica de Eficiencia Energética. El primero busca la incorporación de vehículos eléctricos para reducir el consumo de combustibles [5]. Mientras que la ley en su artículo 14 indica que para 2025 todos los vehículos que se integren al transporte público deberán ser eléctricos y que los Gobiernos Autónomos Descentralizados deberán establecer incentivos que fomenten el uso de este tipo de vehículos [4].

En cuanto al aspecto económico, a nivel nacional existen varios incentivos tributarios y económicos como los establece la resolución No. 016-2019, creada por el Comité de Comercio Exterior, que señala la excepción de impuestos y aranceles para vehículos eléctricos y sus accesorios de carga [26].

1.5. Análisis situacional de Kubiec

Kubiec es una organización empresarial que se dedica a la fabricación metalmecánica, distribución y venta de diversos productos basados en acero, como también aglomerados, encofrados y productos en arcilla [27]. La sede principal se encuentra ubicada en la ciudad de Guayaquil, la cual se encarga de distribuir a las sucursales localizadas tanto en la sierra como costa ecuatoriana.

Para la realización de estas actividades, la empresa cuenta con una flota de camiones a diésel con un rango de carga que varía entre 3 a 20 toneladas, cómo se observa en la Tabla 3, que se encarga del transporte y logística de los productos. Los camiones son asignados a diferentes rutas en función de su capacidad de carga, así pues, en la ruta Quito-Guayaquil los más usados son de 12 a 15 toneladas, mientras que, los de menor capacidad son usados en rutas cortas y los restantes en rutas de mayor extensión a nivel nacional [28].

Tabla 3. Flota de camiones de Kubiec

Capacidad [ton]	Número
3-6	4
12-15	28
18-20	3

(Fuente: propia)

2. METODOLOGÍA

A continuación, en la Figura 6 se detalla la metodología técnica del estudio. A grandes rasgos, el procedimiento utilizado empieza con la descripción de las condiciones del caso de estudio para obtener la demanda energética. Luego, se establecen los escenarios y para el dimensionamiento que finalmente serán simulados en SAM acorde a las condiciones de cada uno de los escenarios.

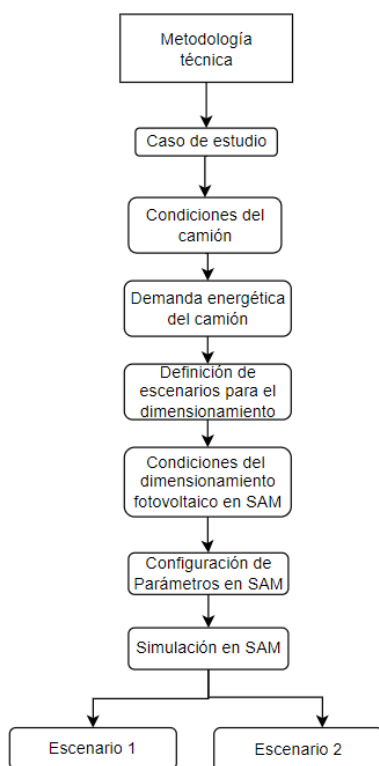


Figura 6. Metodología

(Fuente: propia)

2.1. Caso de estudio

Condiciones de trabajo

De acuerdo con los datos proporcionados por Kubiec, se sabe que los camiones realizan sus actividades de lunes a viernes en el intervalo de 9h00 a 18h00. Para el caso de estudio se asume que el camión parte de la planta de Guayaquil con carga a las 9h00 con destino a la sucursal ubicada en Portoviejo. Este trayecto ida y vuelta tiene una duración de 5 horas. En el trayecto de regreso a Guayaquil se asume que el camión retorna sin carga. Al llegar a Portoviejo, se asume que el camión para de 2 a 4 horas para la descarga del

producto. En estas dos horas se incluye la hora de almuerzo del conductor y acompañante, con lo cual el camión completa una jornada de 7 horas. La jornada no sobrepasa el horario de actividades establecido por la empresa por tal motivo se limita el número de viajes a uno por día. El tiempo de viaje supuesto se encuentra dentro del promedio de tiempo de viaje que es alrededor de 7 h, entre ida y vuelta para camiones con carga como tubos, planchas metálicas, etc. que parten desde Guayas hacia Manabí [29].

Especificación de la ruta

En la Figura 7 se indica la vía que tomaría el camión para el viaje entre las sedes de Guayaquil y Portoviejo. Mientras que la Tabla 4 son presentados detalles de la ruta.

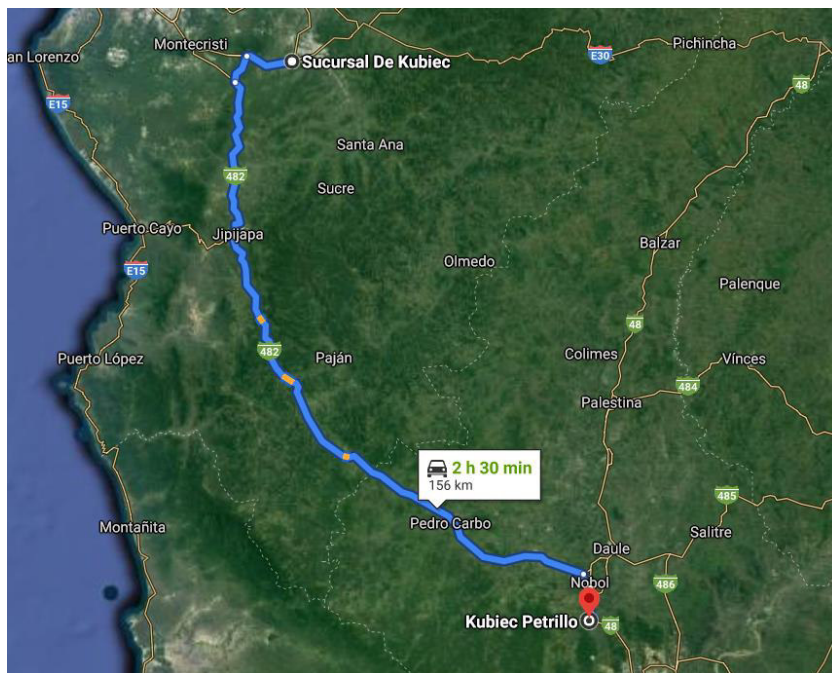


Figura 7. Ruta Guayaquil-Portoviejo.

(Fuente: [30])

Tabla 4. Ruta Guayaquil-Portoviejo

Ruta	Vía	Distancia [km]	Tiempo [h]
Guayaquil-Portoviejo	E48 y E482	156	2 h 30 min

(Fuente: propia)

La ruta seleccionada maneja carreteras de primer orden, es decir, carreteras construidas con asfalto negro. La altura entre ambas ciudades es prácticamente la misma debido a que pertenecen a la costa ecuatoriana y su cercanía con el mar, por lo que la carretera tiene un nivel uniforme.

El interés de detallar esta ruta específica (Guayaquil-Portoviejo) de entre las utilizadas por KUBIEC, surge de mantener parámetros similares con estudios realizados fuera del país. Tal es el caso del reporte técnico realizado por ICCT en Los Ángeles, el cual indica que las especificaciones de la ruta influyen directamente en el establecimiento de la demanda [13]. La zona de Los Ángeles ofrece un tráfico comercial como particular de alta demanda por su cercanía al mar, el traslado de productos desde los puertos señala que el camión hace su recorrido partiendo y regresando al mismo sitio. También el orden de las carreteras es de primer nivel. Algunos aspectos geográficos, principalmente la altura de la ciudad establece que los consumos nominales de los camiones eléctricos en el reporte serán muy próximos al caso escogido para este trabajo, debido a que la carretera no posee elevaciones o depresiones notables, considerando así un consumo constante de combustible y/o consumo eléctrico (kWh) por kilómetro recorrido.

Si bien los camiones entre 12 a 15 toneladas representan el mayor número en la flota, la limitante para el estudio recae en el número de puntos de recarga necesarios para cubrir la ruta Quito-Guayaquil (430 km). Por lo que se toma una ruta más corta entre las utilizadas por la empresa, la cual es Guayaquil-Portoviejo (156 km). La empresa generalmente destina esta ruta para los camiones de 3 a 6 toneladas.

Por consiguiente, el estudio será desarrollado para un camión de la flota de 5 toneladas de carga en la ruta Guayaquil – Portoviejo. El estudio económico será comparado con un camión perteneciente a la flota marca Hino modelo FC-9JJ7A, el cual tiene características similares al camión del caso de estudio. La ficha técnica es presentada en el Anexo 1.

2.2 Demanda energética diaria del camión

La capacidad de la batería del camión toma un papel importante para completar la jornada de trabajo entre ambas ciudades. Por lo cual se toma primero en cuenta la proyección de consumo de la batería durante el viaje. Mediante la ecuación 1:

Guayaquil- Portoviejo

$$\text{Consumo} = \text{Distancia [km]} \times \text{factor de consumo}_{bat} \left[\frac{\text{kWh}}{\text{km}} \right]$$

Eq. 1

En donde el factor de consumo es un parámetro comparable con el rendimiento del combustible en los vehículos de combustión interna. El factor está dado ya sea por las

especificaciones técnicas del camión o según datos de la ICCT y Huismans. Para camiones con capacidad de carga de 5 ton este valor es 0,85 kWh/km sin carga y 1,2 kWh/km con carga [13,33]. En este estudio serán tomados los factores de consumo dados por la ICCT y Huismans, el consumo estimado durante la ruta se muestra en la Tabla 5.

Tabla 5. Consumo estimado de la batería.

Ruta	Vía	Distancia [km]	Factor de Consumo [kWh/km]	Consumo [kWh]
Guayaquil-Portoviejo ida	E48 y E482	156	1,2 [13]	187
Portoviejo-Guayaquil regreso			0,85 [16]	136

(Fuente: Propia)

Entre las opciones existentes en el mercado que cumplan con el consumo que tendrá la batería y capacidad para realizar el recorrido, está el camión de la marca EMOSS modelo EMS1220. Sus especificaciones técnicas son detalladas en la Tabla 6, la ficha técnica es presentada en el Anexo 1.

Tabla 6. Especificaciones técnicas del camión EMS1220

Batería	200 kWh
Autonomía	250 km
Potencia del motor	150 kW
Capacidad de carga	5.422 kg

(Fuente: [31])

Se asume que el camión en Guayaquil se recarga durante 5 horas por la noche previo al recorrido diario. El recorrido desde la ciudad de Guayaquil hacia Portoviejo consume el 93,5% de la capacidad de la batería del camión (200 kWh), por lo que este deberá recargarse en la ciudad de Portoviejo para su regreso. La carga de la batería en Portoviejo será realizada hasta el 75% (150kWh), debido al tiempo de estadía de 2h que tiene en esta sede.

2.3 Escenarios para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico

El dimensionamiento será realizado para dos escenarios, el primero considerando un banco de baterías para el almacenamiento de energía y el segundo conectado a la red en función de la demanda energética del camión. Adicionalmente se conoce que los techos de los galpones en las sedes de Guayaquil y Portoviejo tienen un área de 2000 m² y 500 m², respectivamente. Esto es importante conocer debido a que esta área será utilizada para la instalación de los módulos fotovoltaicos.

Escenario 1

Para el primer escenario, la configuración usada cuenta con un banco de baterías que será el encargado de almacenar y distribuir la energía eléctrica para la carga del camión, de tal manera la estación fotovoltaica deberá proveer la energía suficiente y su producción únicamente responde a las necesidades del camión. En la Figura 8 se observa un esquema de la configuración del sistema.

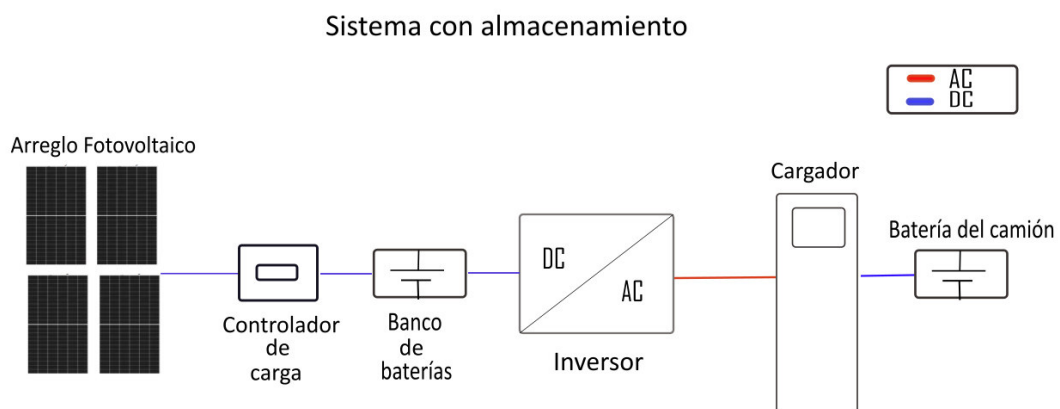


Figura 8. Configuración de la estación de carga con almacenamiento

(Fuente: Propia)

Escenario 2

En el segundo escenario, será realizado con un sistema fotovoltaico conectado a la red donde la energía producida es enviada a esta, y a través de un medidor bidireccional se tomará la energía de la red pública para la carga del camión. Este caso está regulado por la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCERNR), mediante su resolución N°013-2021, en la que se estipula que la producción en plantas será para autoconsumo y en caso de generar excedentes estos serán enviados a la red. En la Figura 9, se presenta un esquema del sistema dependiente de la red.

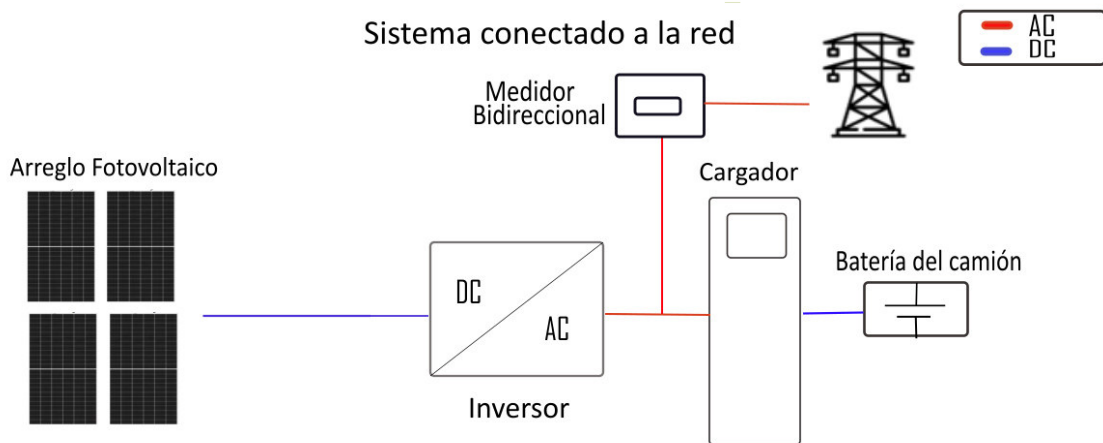


Figura 9. Configuración de la estación de carga conectada a la red

(Fuente: propia)

Estimación de la potencia pico del arreglo

La estimación de la potencia se realiza con el método de horas solares que permite dar una guía al momento de configurar el sistema para los escenarios. La potencia pico es calculada con la ecuación 2, en donde HS representa las horas solares (ecuación 3), obtenidas a partir de la irradiancia media anual (\overline{HT}) en cada ciudad y PR es el factor de rendimiento global del sistema que considera las pérdidas energéticas, entre las principales se encuentran:

- Rendimiento por funcionamiento a temperatura diferente de las condiciones normales.
- Rendimiento por suciedades acumuladas en los módulos fotovoltaicos.
- Rendimiento del regulador de carga, banco de baterías, inversor y cables.

$$W_p = \frac{\text{Demanda energética diaria}}{HS \times PR}$$

Eq. 2

$$HS = \frac{\overline{HT}}{1000} \left[\frac{Wh/m^2 / día}{W/m^2} \right]$$

Eq. 3

El valor de la irradiancia para las dos ciudades es de aproximadamente 4,8 [h], tomadas del mapa solar del Ecuador [32]. El factor de rendimiento de 0,73 se toma del estudio realizado por Rubén et. al, para una instalación fotovoltaica con almacenamiento [33]. El factor de rendimiento del sistema del escenario 2 se asume el valor de 0,9 debido a que

solo se consideran las pérdidas por suciedades acumuladas como también por la ausencia de baterías en el escenario conectado a la red.

Los valores resultantes de la estimación de esta potencia son un predimensionamiento debido a que los escenarios serán simulados completamente en SAM.

2.5 Dimensionamiento del sistema fotovoltaico en SAM

El dimensionamiento es llevado a cabo a través del programa informático System Advisor Modeling (SAM). Este es un programa de acceso gratuito desarrollado por el Laboratorio de Energía Renovable (NREL, por sus siglas en inglés) de Estados Unidos de América, que permite estudiar el desempeño de proyectos de energías renovables.

Los parámetros utilizados en los dos escenarios son los mismos, la diferencia que radica en el segundo escenario es que el apartado de sistema de almacenamiento no es considerado.

Demanda de Energía

En el caso de estudio, la demanda está representada por la energía necesaria para la carga de las baterías del camión. Los períodos de carga se consideran para una semana, diferenciando entre la demanda para Guayaquil y Portoviejo. El perfil de demanda se repite a lo largo del año. Esta semana se repite a lo largo del año debido a que SAM admite un análisis horario con un total de 8760 datos (1 año). El ingreso de datos se puede realizar bajo importación de archivos de texto (.txt) o de una hoja de Excel (.csv).

En Guayaquil se considera una carga rápida con potencia de 40 kW que en un tiempo de 5h completará los 200 kWh del camión durante la noche. De igual manera para Portoviejo será necesaria una carga rápida de 75 kW que en 2 h cargará la batería del camión a un 75% para que pueda retornar a Guayaquil. En el Anexo 2, se presenta la semana típica de los períodos de carga del camión en una hoja formato Excel.

Ubicación y recurso

SAM usa archivos de clima, los cuales recopilan datos de las condiciones meteorológicas de las coordenadas deseadas que el software necesita como punto de partida. NREL genera estas estimaciones meteorológicas mediante fotos satelitales con resolución temporal de media hora y resolución espacial de 4x4 km. Estas estimaciones han sido contrastadas con datos medidos a nivel terrestre para Estados Unidos [34]. En Ecuador, las estimaciones satelitales de radiación han sido comparadas con mediciones terrestres

por Ordóñez et al.[35], encontrando errores promedios de 8%. Los archivos generados estructurados en 8760 filas con información horaria que contienen los siguientes datos:

- Latitud
- Longitud
- Altura sobre el nivel del mar
- Hora del día
- Radiación global, directa y difusa
- Factor de Albedo
- Temperatura
- Velocidad el viento

Para el caso estudiado, los datos corresponden a las coordenadas de las sedes de Kubiec ubicadas en las localidades de Guayaquil y Portoviejo.

Selección del modelo de difusión radial.

SAM presenta 3 modelos de cálculo para la radiación difusa en el arreglo fotovoltaico. Estas operaciones lo realizan de manera interna usando los datos de clima del mismo software. A los modelos se los conoce como *isotrópico*, *HDRK* y *de Pérez*.

La importancia de escoger uno u otro modelo determinará la cantidad aproximada de energía que se podrá extraer sujeto a las condiciones climáticas existentes en la zona.

Para el presente análisis, se ha escogido el modelo desarrollado por Hay, Davies, Klucher y Reindl (HDRK) en 1979., debido a que los resultados obtenidos tienen concordancia ente los valores medidos y calculados [3]. Este es un algoritmo que toma en cuenta el modelo isotrópico y donde la radiación es uniforme en todo el cielo agregando la radiación circunsolar que el sol posee en sus alrededores. Las ecuaciones de este modelo utilizadas por SAM se indican en el Anexo 3.

Módulo fotovoltaico

La potencia que puede ser obtenida de estos elementos es dependiente de la cantidad de irradiancia incidente en su superficie, así como a los cambios de temperatura de trabajo de la celda fotovoltaica. En la Figura 10 se puede observar de forma esquemática cómo estos parámetros influyen sobre la corriente y voltaje con que responden los paneles. Debido a

que la potencia del módulo es el área bajo esta curva, se consideró el uso de un sistema de seguimiento del punto de máxima potencia MPPT (*maximum power point tracking*) [36].

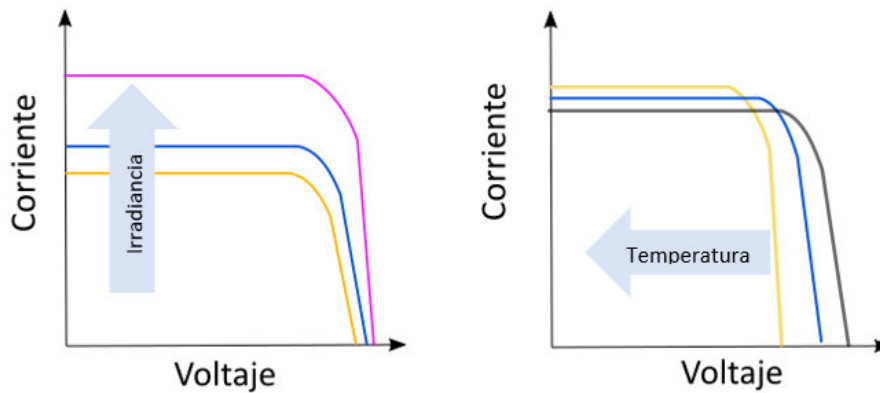


Figura 10. Comportamiento del módulo en función de la irradiancia y temperatura

(Fuente: propia)

La configuración para el módulo fotovoltaico se realiza a través de los submodelos que presenta SAM para estos elementos. Los submodelos permiten calcular la potencia de salida en corriente continua (DC) en función de las características físicas, la irradiancia efectiva y la temperatura de la celda.

En este caso es usado el modelo de la Comisión de Energía de California (CEC) que trabaja en conjunto con la base de datos de módulos de la librería de SAM y el modelo NOCT para la corrección de temperatura de la celda. Las ecuaciones de estos modelos se encuentran detalladas en el Anexo 3.

Los parámetros que se ajustan para el caso de estudio en las dos ciudades serán los siguientes: la altura medida desde el suelo corresponde es mayor 5,5 [m], debido a que los módulos serán ubicados en el techo de los galpones de la empresa. Mientras que para el montaje de los módulos sobre los techos se escoge el rango entre 63,5 mm a 88,9 mm para evitar incrementos en la temperatura NOCT en la celda de los módulos.

Por otra parte, el módulo escogido es el modelo TSM-500DE 18M (II) fabricado por Vertex que es el de mayor potencia dentro de la librería de SAM, las especificaciones técnicas se detallan en el Anexo 4. Este posee una potencia de 500 W con la finalidad de alcanzar la potencia estimada para el arreglo con el menor número de módulos posibles en cada sede.

Inversor

Para la configuración del inversor, SAM presenta dos submodelos que determinan la potencia total de salida en corriente alterna (AC), en este caso se usa el modelo CEC,

debido a que trabaja con la librería predeterminada en SAM .Las ecuaciones que rigen estén modelo se encuentran detalladas en el Anexo 3.

Con respecto al caso de estudio, los inversores se escogerán con base a la potencia requerida por el cargador para alimentar el camión en el escenario 1. Mientras que para el escenario 2 el inversor estará en función de la potencia del arreglo fotovoltaico que responde a la demanda de energía diaria.

Configuración del sistema arreglo de módulos- inversor

El diseño del sistema se realiza una vez que ha sido elegido el módulo y el inversor para cada ciudad. En este apartado son considerados la relación DC/AC, la configuración eléctrica de los módulos, el seguimiento y orientación.

Relación DC/AC

La potencia máxima generada por los módulos se calcula bajo las condiciones estándar (STC). No obstante, el arreglo no trabaja todo el tiempo a este ritmo, permitiendo que la selección del inversor sea de menor potencia nominal. El valor normalmente usado para esta relación se encuentra entre 1,2 a 1,8 en sistemas de energía solar, como lo señalan Leuken, Iru [36-38] en sus estudios. SAM calcula este parámetro como la suma de la potencia de salida DC máxima del arreglo dividido para la capacidad del inversor en AC como se indica en la ecuación 4.

En dónde:

$$P_{dc,arreglo} = P_{dc,módulo} [W_{dc}] \times 0,001 \left[\frac{kW}{W} \right] \times N^{\circ} \text{ de módulos}$$

Eq. 4

Configuración eléctrica de los módulos

En esta sección, se establecen el número de arreglos y el número de módulos conectados en serie y paralelo. Es importante considerar para el escenario 1, que el voltaje en circuito abierto (V_{oc}) de los módulos conectados en serie del arreglo debe ser menor al voltaje del banco de baterías al momento de establecer el número de módulos. Mientras, que para el escenario 2 este voltaje debe ser menor al voltaje MPPT DC máximo del inversor. SAM verifica el V_{oc} a través de la ecuación 5.

$$V_{oc,arreglo} = V_{oc,módulo} [V] \times N^{\circ} \text{ de módulos en serie}$$

Eq. 5

El programa calcula la potencia del arreglo considerando la potencia del módulo fotovoltaico multiplicado por el número de módulos conectados en paralelo y en serie a través de la ecuación 6.

$$N^{\circ} \text{ total de módulos} = N^{\circ} \text{módulos en serie} \times N^{\circ} \text{ de hileras en paralelo}$$

$$Potencia \text{ DC del arreglo} = \frac{N^{\circ} \text{ total de módulos} \times Potencia \text{ máx. módulo } [W]}{1000 \left[\frac{W}{kW} \right]}$$

Eq.6

Seguimiento y orientación

SAM presenta cuatro opciones de seguimiento para los módulos, estos son: fijo, en 1 eje, 2 ejes y eje azimutal. Para las 3 últimas opciones se necesita establecer un ángulo de rotación, a fin de simplificar el caso de estudio el seguimiento escogido es el fijo. En esta configuración el ángulo de inclinación de la superficie y el ángulo azimutal son cero.

La orientación del módulo está dada por el ángulo de elevación, el ángulo azimutal, el factor de cobertura. Para el primer parámetro se considera una elevación de 10° para que la suciedad pueda ser retirada por la lluvia y el ángulo azimutal de 180° por la ubicación geográfica del país [40]. Finalmente, la relación de cobertura del suelo se considera 0, porque para el caso de estudio se asume que los módulos no producirán sombras entre sí.

Sistema de almacenamiento de energía

Para el sistema de almacenamiento de energía, se seleccionará un sistema de tipo DC como se mostró en la Figura 8. Para determinar la potencia del banco SAM considera que el número de celdas en serie determina el voltaje del arreglo y este debe ser similar al manejado por el inversor para evitar flujos de corriente opuestos y daños en el mismo. El voltaje y la corriente manejada por cada celda son datos del fabricante. Por último, la potencia del arreglo de baterías, SAM la calcula a partir de la ecuación 7.

- Potencia nominal del banco de baterías

$$P_{nom,banco} [kWh_{dc}] = A_{celda} [Ah] \times V_{celda} [V_{dc}] \times N^{\circ} \text{ total de celdas}$$

Eq.7

Para la capacidad del banco generalmente es recomendado tener una capacidad entre 3 a 5 días [41], por lo que se asume un valor de 3 días de autonomía en Guayaquil (600 kWh) y 2 en Portoviejo (300 kWh). En Portoviejo el valor es menor debido a que la estancia del camión es de 2 horas al día. A partir de esto SAM calcula la potencia del banco en conjunto con las especificaciones de las baterías PDC-121100 de plomo-ácido de 12V (6 celdas de 2V cada una) con un amperaje de 107,2 [Ah]. Escogidas para los dos escenarios y así obtener la potencia del banco.

Equipos adicionales

Los elementos como controladores de carga y cargadores no forman parte de la interfaz en SAM. Sin embargo, son equipos que forman parte de la estación de carga del camión.

El controlador de carga será utilizado para el escenario 1 su función es evitar una sobrecarga en el banco haciendo necesario el uso de uno de estos en cada estación. En adición, los cargadores serán escogidos considerando la potencia requerida para la carga del camión en cada ciudad, Guayaquil (40kW) y Portoviejo (75kW).

3. COSTO TOTAL DE LA PROPIEDAD (CTP)

CTP es un indicador económico que permite a compradores, productores e inversionistas estimar todos los costos directos e indirectos al momento de adquirir un producto para determinar si invertir o no en este [16]. El CTP es ampliamente utilizado por organizaciones de transportistas, como el Consejo para la Eficiencia Energética de Norte América (NACFE), el Consejo Internacional para el Transporte Limpio (ICCT, por sus siglas en inglés), entre otros. Estas organizaciones hacen uso del CTP, al comparar los costos involucrados en el reemplazo de camiones diésel por eléctricos. De acuerdo a varios autores, el costo total de la propiedad para diferentes tipos y tamaños de vehículos puede ser calculado a través de la ecuación 9 [20-40-41].

$$CTP = CU + \sum_{n=1}^N CR \times \frac{1}{(1+i)^n}$$

Eq. 9

Dónde:

$CU = \text{costos únicos}$

$CR = \text{costos recurrentes}$

$N = \text{período del proyecto}$

$i = \text{tasa de descuento}$

Los costos únicos se refieren a los valores que intervienen una vez durante el período del proyecto por lo cual no necesitan de un cálculo. Mientras que los costos recurrentes son aquellos que se presentarán de manera continua y se calculan con la ecuación 10. Los costos que intervienen en cada categoría se presentan en la Tabla 7.

Tabla 7. Costos fijos y recurrentes

Tipo de Costo	Descripción
Costo Único (CU)	Costo del camión C_v
	Costo del cargador C_c
Costos recurrentes (CR)	Costos de mantenimiento $C_{mant.}$
	Costos de reemplazo de batería $C_{r_{bat}}$
	Costos de combustible y electricidad $C_{combust\&Elect.}$

(Fuente: propia.)

$$CR = \left[C_{mant.} + \left(C_{combust\&Elect.} \times \frac{kWh}{km} \right) \right] \times km_{año} + C_{bat}$$

Eq. 10

Dónde $C_{mant.}$ es el costo de mantenimiento $\frac{\$mant.}{km}$. El costo del combustible depende del uso de kWh por km y de su costo $C_{combust\&Elect.} \frac{\$comb.\&elec.}{km}$, estos dos elementos basados en la distancia recorrida por año $km_{año}$.

El C_{bat} es el costo por reemplazo de batería el cual está dado por la ecuación 11

$$C_{bat} = (P_{bat} \times C_{batería})$$

Eq. 11

$$C_{batería} = \text{Capacidad de la batería [kWh]}$$

$$P_{bat} = \text{precio de la batería} \left[\frac{\$_{kWh}}{kWh} \right]$$

Las consideraciones para el cálculo del CTP son: un período de 20 años; la tasa de descuento será considerada en 8 % [16] y un recorrido operativo de 81.120 km anuales entre ambas sedes, que es el producto de los kilómetros recorridos en la ruta por los 260 días de trabajo.

3.1 Costo del vehículo

Los precios de los vehículos comerciales pueden variar dependiendo de la negociación entre el fabricante y los clientes. Dependen de factores como tipo de batería, autonomía o la capacidad de carga. Sin embargo, precios referenciales para camiones de carga media (clase 3-6) y pesada (clase 8) eléctricos y a diésel son presentados en la Tabla 8.

Tabla 8. Precios referenciales para camiones eléctricos y diésel

Clase de camión	Peso bruto del vehículo [ton]	Tipo de camión	Precio [\$]	Fuente
Clase 3	4,5-6,5	Eléctrico	60.000-70.000	[18]
		Diésel	34.490	[45]
Clase 6	9,75-13	Eléctrico	78.664	[46],[16]
		Diésel	57.490	[47]
Clase 8	16,5 en adelante	Eléctrico	107.362	[44]
		Diésel	95.990	[48]

(Fuente: propia.)

El camión del caso de estudio pertenece a la clase 6 por lo que el valor considerado para los cálculos es de \$78.664 para el camión eléctrico y de \$57.490 para el de combustión interna.

3.2 Costo del reemplazo de la batería

El costo del reemplazo de la batería es relevante por los elevados valores históricos de la tecnología, debido a esto se espera una gran participación en el resultado final del CTP [16]. No obstante, las proyecciones en este rubro han disminuido desde 420 \$/kWh en 2015 hasta 225 \$/kWh para 2030, como se indica en las proyecciones realizadas por Huismans en la Figura 11.

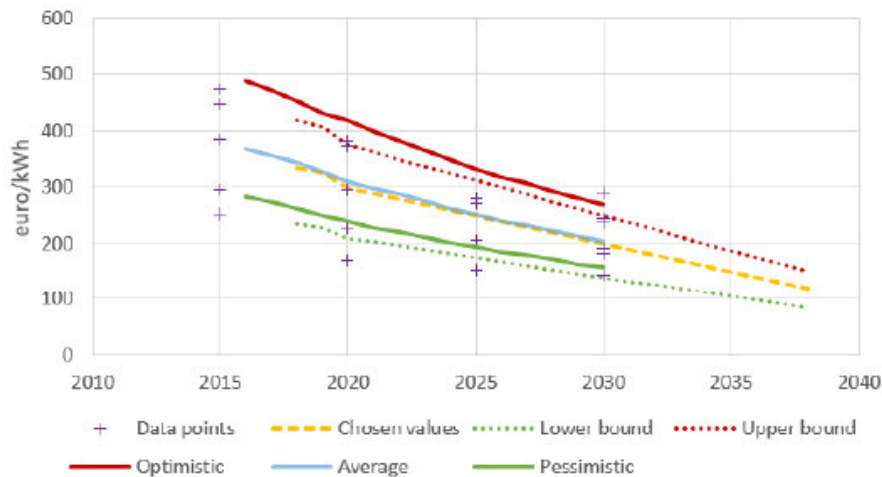


Figura 11. Proyecciones de los precios de la batería

(Fuente:[16])

En la actualidad las baterías utilizadas en camiones eléctricos son de níquel-metal, plomo-ácido e ión-litio [17], [18]. Estas últimas son las de mayor empleo en camiones eléctricos a nivel mundial por su capacidad de recarga durante varios ciclos sin presentar efectos colaterales o fugas de corriente [18].

Las baterías de ión-litio tienen un promedio de vida útil de 8 años [11], por lo que el estudio considera que la batería deberá ser reemplazada dos veces durante el período de vida del camión que serán durante los años 2028 y 2036. Los precios de la batería correspondientes a cada año son de 200 [\$/kWh] y 150 [\$/kWh] respectivamente tomados de la Figura 11.

3.3 Costo del cargador

El cargador es el elemento principal de la electrolinera por tal motivo su costo es el más representativo al momento del cálculo del CTP esto se ve reflejado en los camiones a diésel donde el punto de recarga o gasolinera se encuentra amortizado debido a la tecnología madura implementada a nivel mundial. Por lo que, en estudios realizados por la NACFE, ICCT y Huismans, este valor no es considerado. En contraste, las electrolineras para los camiones eléctricos se encuentran en fases de implementación incidiendo en el cálculo de este costo.

En la Tabla 9 se presentan precios referenciales para cargadores de carga rápida debido a que esta es la más utilizada para camiones [21- 32].

Tabla 9. Precios referenciales para cargadores

Cargador	Potencia	Precio [\$]	Fuente
De carga rápida	350 kW	170.000	[16]
	100 kW	50.000	[49]
	54 kW	25.500	[50]

(Fuente: propia.)

Para los escenarios 1 y 2 los valores del costo del cargador para las ciudades de Guayaquil y Portoviejo serán de \$ 25.500 y \$50.000 respectivamente dada la potencia requerida en cada ciudad. Con el fin de equiparar la diferencia de infraestructura entre los escenarios, este estudio se ajusta al mayor período de carga del camión el cuál ocurre en la sede de Guayaquil al ser de 5 horas, se asume que un máximo de 5 camiones al día podrán hacer uso de los cargadores. Amortizando el costo individual del cargador.

3.4 Costos de mantenimiento

Las diferencias que existen entre el mantenimiento para camiones diésel y eléctricos recaen en que estos últimos no presentan fugas, bombas, filtros, componentes a altas temperaturas, etc. Los camiones eléctricos experimentan menos paradas por mantenimiento al tener menos partes móviles. De igual manera debido a sus motores de accionamiento eléctrico y los frenos regenerativos las llantas se desgastarán de manera diferente y llegan a prolongar su vida útil más que en un camión a diésel [18]. Todos estos factores en general disminuyen el costo del mantenimiento tal como se indica en la Tabla 10.

Tabla 10. Costos de mantenimiento para camiones.

Camión	Costos de mantenimiento [\$/km]		
	Eléctrico	Diesel	Fuente
Clase 3	0,07	0,09	[51]
Clase 6	0,07	0,17	[11]
Clase 8	0,17	0,19	[44]

(Fuente: propia)

3.5 Costos de electricidad y combustible

Los costos de electricidad y combustibles son los que definen el consumo de energía por tecnología. Estos costos dependen de la tarifa utilizada en cada país. A continuación, se describen las consideraciones para los escenarios considerados.

Escenarios 1 y 2

El costo de la electricidad producida en la estación fotovoltaica se obtiene a través del Costo Nivelado de Energía (LCOE, por sus siglas en inglés) dado por la ecuación 12.

$$LCOE_A = \frac{(I_o + O\&M) \times FRC}{(\sum_{t=1}^n E_t)/n}$$

Eq. 12

$$FRC = \frac{i \times (1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1}$$

$$O\&M = M_t + (R_{bat.} + R_{inv})$$

Eq 13

$$R_{bat.} = I_{o,bat.} \times \left(\frac{1}{(1+r)^5} + \frac{1}{(1+r)^{10}} + \frac{1}{(1+r)^{15}} \right)$$

Eq. 14

$$R_{inv.} = I_{o,inv.} \times \left(\frac{1}{(1+r)^{10}} \right)$$

Eq 15

Dónde:

I_o = Inversión inicial de paneles [\\$]

$O\&M$ = Costos de operación y mantenimiento [\\$]

M_t = Mantenimiento programado [\\$]

$R_{bat.}$ = Costo de reemplazo de las baterías [\\$]

R_{inv} = Costo de reemplazo del inversor [\\$]

E_t = Energía eléctrica total producida en un año [kWh]

FRC = Factor de recuperación de capital

i = tasa de descuento del proyecto [%]

n = tiempo de vida útil del proyecto [años]

Los costos de mantenimiento programado se consideran como un 2% de la inversión inicial [52] y son calculados con la ecuación 13. En un sistema con almacenamiento con baterías, éstas deben ser reemplazadas debido a su tiempo de vida, de igual manera el inversor. Bhayo y Maleki, consideran un tiempo de vida de 5 años y para el inversor de 10 años [52], [53]. Los costos de estos dos equipos se obtienen con las ecuaciones 14 y 15, respectivamente. La tasa de descuento es asumido 8% y un tiempo de vida útil 20 años, de acuerdo a los trabajos de Maleki y Lai [53], [54].

Una vez obtenido el LCOE para cada ciudad, el estudio considera el promedio de estos valores, así como el promedio de los factores de consumo eléctrico, que es de 1,025 [kWh/km] para obtener el costo final de electricidad.

Escenario referencial (camión diésel)

Para obtener el costo del combustible en este escenario que considera el camión a diésel y servirá para la comparación con los escenarios 1 y 2 utilizados para la carga del camión eléctrico Se toma el precio estimado para los próximos 20 años según la Administración de la Información de la Energía de Estados Unidos, el cuál va de 2,5 [\$/gal] en 2021 a 3,5 [\$/gal] en 2041 [55] cómo se muestra en la Figura 12. Se utiliza el valor de 0,05 [gal/km] valor obtenido del estudio realizado por Pachacama & Simbaña para un camión con similares características [56].

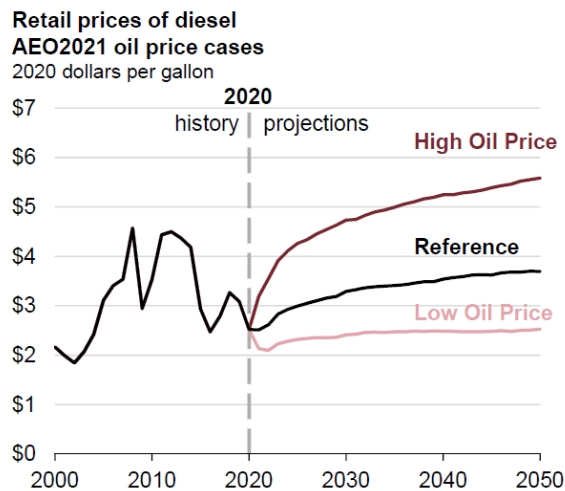


Figura 12. Proyecciones para el precio del diésel

(Fuente: [55])

El estado actual de las tarifas de electricidad y combustible que se usan en el transporte influirá en el CTP. El estudio al estar orientado a los sistemas de carga es de interés establecer variantes a los escenarios presentados para conocer el comportamiento de estos costos en diferentes situaciones. Se añaden dos variaciones a los escenarios presentados previamente para este costo. La primera variación considerará el precio de diésel con el subsidio nacional. Mientras que la segunda variación considerará que la electricidad necesaria para la batería dependerá únicamente de la red por lo que el precio estará dado por el pliego tarifario nacional para el sector industrial con demanda horaria.

Así también, los costos de electricidad y combustible para todos los escenarios tendrán una variación de +- 10% [11], para conocer su incidencia en el CTP.

Variante escenario referencial

El precio de venta al público está definido por la Agencia de Regulación y Control de Energía y recursos no Renovables (ARC), y es al que se rigen las gasolineras estatales. Los combustibles se siguen manejando bajo subsidio por lo que el precio por galón para el diésel actualmente está en 1,90 [\$/gal]. Por tal motivo, se considera importante analizar este escenario a fin de conocer el impacto en los costos si los subsidios se mantienen en el periodo considerado.

Variante Escenario 2

Este escenario considera que la energía necesaria para la carga de la batería del camión provendrá únicamente de la red. Por lo que el costo de la electricidad estará dado por el pliego tarifario dado por la ARC, el cuál es de 0,069 [\$/kWh] para sectores industriales con bajo voltaje (menor a 600 V) con demanda horaria al cual pertenece la empresa.

3.6 Recargos adicionales

Los recargos adicionales hacen referencia a las tarifas en la importación de las tecnologías. En Ecuador las tarifas para vehículos eléctricos, así como equipos de carga son 0% y que rigen desde el 2019, como se observa en la Tabla 11. Esto beneficia a los escenarios 1 y 2 al momento de calcular los costos para estos equipos.

Tabla 11. Tarifas Arancelarias

Código	Designación de la Mercancía	UF	Tarifa Arancelaria	Observaciones
8711.60.00.00	-Propulsados con motor eléctrico	u	30	0% solo para vehículos eléctricos para uso particular, transporte público y de carga. Para los vehículos eléctricos de tres ruedas se aplicará lo dispuesto en la Resolución No.010-2017 del Pleno del COMEX.
8504.40.9.0.00	-- los demás	u	5	0% únicamente para cargadores para electrolíneas y cargadores para vehículos eléctricos

(Fuente: [26])

3.7 Costo de emisiones de CO₂

Las emisiones de CO₂ son un parámetro relevante al momento de comparar el funcionamiento de camiones eléctricos y diésel. Si bien las dos tecnologías generan emisiones a lo largo de su vida útil [11 , 17].Este estudio se limita a las emisiones generadas durante la fase de operación debido a que es de interés conocer las emisiones que pueden ser evitadas al reemplazar un camión diésel por uno eléctrico. Así como conocer el costo que representa la generación de estas emisiones.

Al tener en cuenta la fase de operación será considerado que el camión eléctrico no generará emisiones, debido a que no tiene emisiones del tubo de escape [57]. Para el camión a diésel las emisiones serán calculadas a partir de la ecuación 8. En dónde serán

considerados la cantidad de diésel utilizado durante el tiempo de vida del camión (81.120 gal). El precio de las emisiones será tomado de la tarifa establecida por el sistema de comercio de emisiones de la Unión Europea (UE ETS por sus siglas en inglés). Este precio ha ido en aumento desde 18 [\$/tonCO₂] en 2011 hasta los 100 [\$/tonCO₂] en 2021 [58]. El costo de las emisiones será calculado con la ecuación 9 durante los 20 años del proyecto.

$$Emisiones_{CO_2-diésel} = Cantidad\ de\ diesel\ [gal] \times Coeficiente\ de\ emisión_{diésel} \left[\frac{kg_{CO_2}}{gal} \right]$$

Eq. 8

$$Coeficiente\ de\ emisión_{diésel} = 10,19 \left[\frac{kg_{CO_2}}{gal} \right] \text{ [59]}$$

$$Costo\ Emisiones_{CO_2-diésel} = Emsiones\ [kg_{CO_2}] \times \frac{1\ ton}{1000\ kg_{CO_2}} \times 100 \left[\frac{\$}{ton} \right]$$

Eq. 9

4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1. Resultados

En esta sección son presentados los resultados obtenidos para los escenarios 1 y 2 así como el escenario base de comparación. Como se mencionó antes, el primer escenario es un sistema fotovoltaico con acumulación de energía en baterías estacionarias, mientras que el segundo escenario es un sistema fotovoltaico conectado a la red, que aprovecha la legislación nacional (Regulación Arconel 003-2021) para inyectar la energía producida y recuperarla en los momentos que se la necesite.

Demanda energética diaria del camión

La demanda energética diaria para cada sede se muestra en la Figura 13. Las columnas en azul representan la demanda del camión con carga al 100% y 75%. Mientras las columnas en verde simbolizan la demanda considerando los factores de consumo. Aquí se puede verificar que la autonomía del camión supera a la demanda obtenida con los factores de consumo por lo que la ruta escogida podrá ser cubierta.

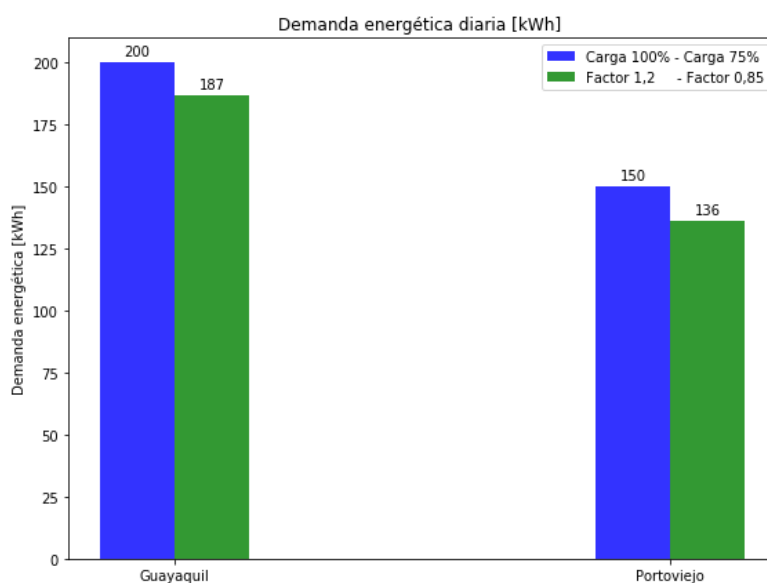


Figura 13. Demanda energética diaria ruta Guayaquil-Portoviejo

(Fuente: propia)

Escenario 1

Estimación del arreglo fotovoltaico

Con los valores establecidos para la demanda diaria del camión, en la Tabla 12, se presentan los valores estimados para la potencia del arreglo.

Tabla 12. Potencia del arreglo fotovoltaico

	Guayaquil	Portoviejo
Demanda diaria [kWh]	200	150
Potencia del arreglo [kW]	57,08	42,80

(Fuente: propia)

A continuación, se presentan la configuración del sistema fotovoltaico con baterías simulado en SAM, las fichas técnicas de los elementos involucrados se muestran en el Anexo 4.

Configuración del sistema

Los resultados presentados en la Tabla 13 son calculados por SAM considerando la potencia calculada de los módulos seleccionados que permite cubrir la demanda diaria del camión, la restricción a considerar es que el voltaje de salida del arreglo sea el mismo que el voltaje de entrada del banco de baterías. De tal manera que, la configuración queda definida de la siguiente manera.

Tabla 13. Configuración del sistema para Guayaquil y Portoviejo

	Guayaquil	Portoviejo
Potencia del módulo fotovoltaico [W_{dc}]	500	
Potencia del arreglo [kW_{dc}]	52,54	42,03
Módulos en serie	7	7
Cadenas en paralelo	15	12
$V_{mp,arreglo}$ [V]	299,6	299,6
Nº de módulos totales	105	84
Seguimiento	fijo	
Inclinación β_s	10	
Ángulo azimutal γ_s	180	
Relación de cobertura del suelo	0.01	
Área total de los módulos	245,7 m ²	196,6 m ²

(Fuente: propia)

El área del arreglo de módulos representa el 12,29% del área disponible en el techo de los galpones en Guayaquil y el 39,32% en Portoviejo. Por lo que el área no será un limitante para la instalación del sistema.

Banco de Baterías

En la Tabla 14 se indican los resultados para las configuraciones del banco de baterías en cada ciudad.

Tabla 14. Configuración banco de baterías

	Guayaquil	Portoviejo
Capacidad nominal [kWh]	597,06	291,04
Potencia nominal [kW]	41,79	77,61
N° total de celdas	2790	1360
Celdas en serie	155	170
Cadenas en paralelo	18	8
Modelo	PDC-121100	
Precio [\$]	255 [60]	

(Fuente: propia)

El arreglo de baterías en Guayaquil es de 26 baterías y 18 hileras en paralelo resultando en 468 baterías. En el caso de Portoviejo son necesarias 224 baterías con 28 baterías en serie y 8 hileras en paralelo.

Resultados de la simulación en SAM

Una vez configurado los parámetros en SAM, los resultados de las simulaciones para el escenario 1 obtenidas para cada ciudad son presentados a continuación.

Guayaquil

La Figura 14 indica la demanda de energía mensual del camión y la producción mensual del sistema fotovoltaico. Los valores de la demanda son cubiertos para todos los meses y se toman como referencia el mes de junio y noviembre debido a que son los períodos de menor y mayor producción eléctrica, respectivamente, como lo indican los valores en la Tabla 15.

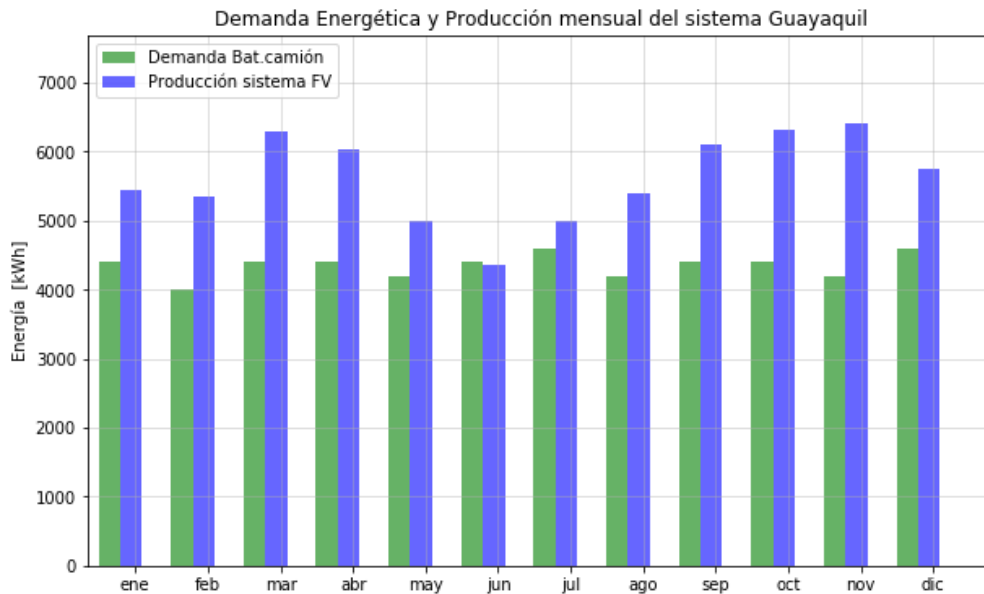


Figura 14. Demanda Energética y Producción mensual del sistema en Guayaquil.

(Fuente: propia)

Tabla 15. Producción y demanda de energía mensual del sistema en Guayaquil

Guayaquil	Producción [kWh]	Demanda [kWh]	Excedente/Faltante [kWh]
Enero	5.441,01	4.400	1.041
Febrero	5.345,6	4.000	1.345,6
Marzo	6.287,61	4.400	1.887,61
Abril	6.017,11	4.400	1.617,11
Mayo	4.987,79	4.200	787,79
Junio	4.351,94	4.400	-48,06
Julio	4.998,22	4.600	398,22
Agosto	5.396,42	4.200	1.196,42
Septiembre	6.103,7	4.400	1.703,7
Octubre	6.318,21	4.400	1.918,21
Noviembre	6.405,71	4.200	2.205,71
Diciembre	5.750,24	4.600	1.150,24

(Fuente: propia)

Se hace énfasis en el valor negativo del mes de junio ya que representaría un problema en la carga del camión. La importancia del análisis para este mes radica en conocer si el camión tendrá paradas no deseadas durante la operación diaria provocadas por el sistema fotovoltaico. Se toma como referencia el día de menor producción, el cual ocurre en la semana del 12 al 19 de junio. En la Figura 15, se muestra la irradiancia de esta semana que influye directamente en la producción.

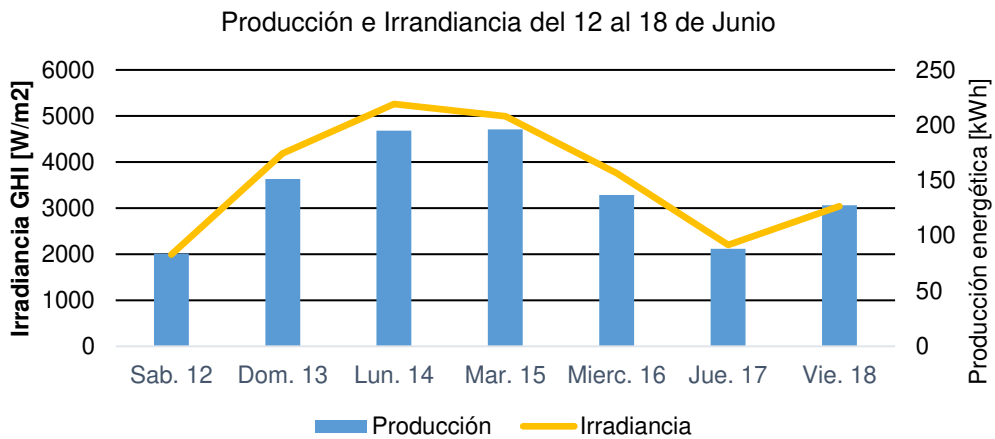


Figura 15. Influencia de la irradiación sobre la producción para junio.

(Fuente: propia)

En la Figura 15, se observa que la irradiación del jueves 17 afectará la producción de energía del sistema que en consecuencia podría afectar las actividades del camión. Por lo que se necesita conocer a detalle el comportamiento del banco de baterías dado que es el elemento encargado de gestionar la carga requerida. A continuación, se indica en la Figura 16 el comportamiento del banco y en la Tabla 16, se muestra el acumulado del almacenamiento para esta semana.

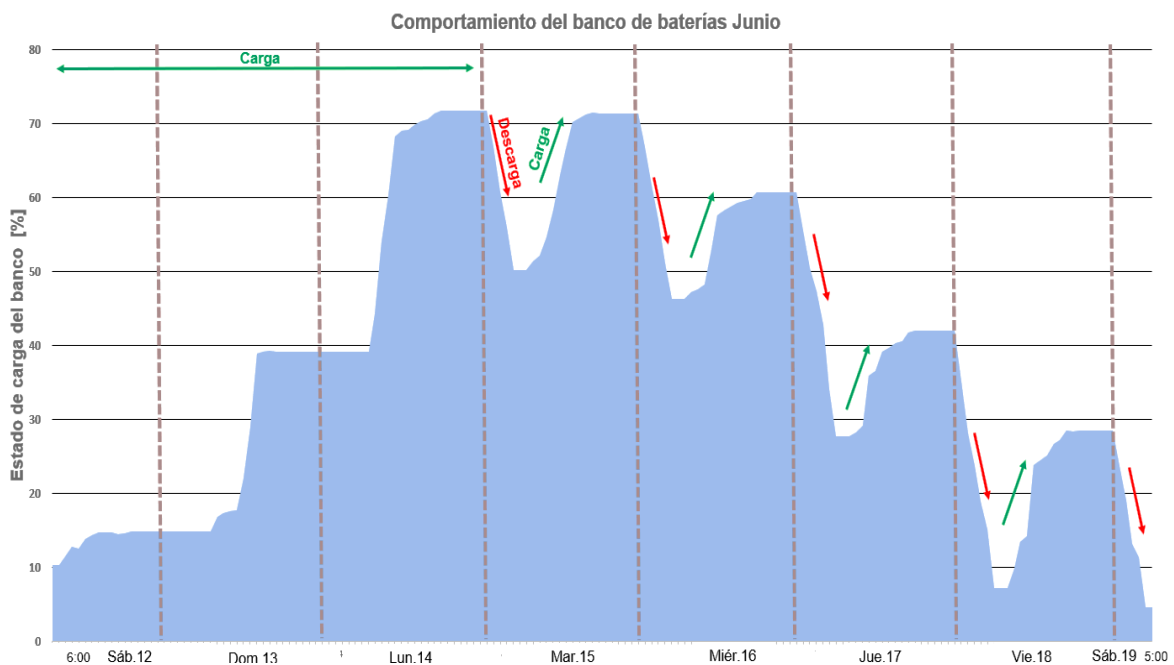


Figura 16. Comportamiento del banco de baterías 12-19 junio

(Fuente: propia)

Tabla 16. Acumulado del banco de baterías junio

Junio	Período de carga y descarga	Acumulado banco de baterías [kWh]	Capacidad banco [kWh]
Sábado 12	6:00-18:00	84	600
Domingo 13	6:00-18:00	235,21	
Lunes 14	6:00-18:00	430,30	
Martes 15	0:00-5:00	230,30	
	6:00-18:00	426,63	
Miércoles 16	0:00-5:00	226,63	
	6:00-18:00	363,64	
Jueves 17	0:00-5:00	163,64	
	6:00-18:00	251,91	
Viernes 18	0:00-5:00	43,02	
	6:00-18:00	170,53	
Sábado 19	0:00-5:00	-29,47	

(Fuente: propia)

El comportamiento presentado en la Figura 16 por el banco de baterías durante esta semana crítica, indica que el porcentaje de carga al final del jueves 17 alcanza el 40% que permite dar la energía suficiente a la batería del camión como se corrobora en la Tabla 16. Por otra parte, el banco durante la descarga presenta un estado de carga de menos de 10%. Esto afecta a la carga de la batería del camión como se observa en la Tabla 16, el valor negativo del sábado 19 representa el déficit de energía después del último viaje programado. Sin embargo, este déficit corresponde al fin de semana dónde el banco se carga en su totalidad. Lo que sugiere que la carga del camión se completará durante el transcurso del día.

Se expande el análisis del comportamiento del banco de baterías para noviembre dada la presencia de excedentes energéticos generados por la alta producción en este mes. De igual manera, se hace un análisis para la semana de mayor producción que va del 20 al 27 de noviembre. En la Figura 17 y en la Tabla 17, se muestran los resultados de este análisis.

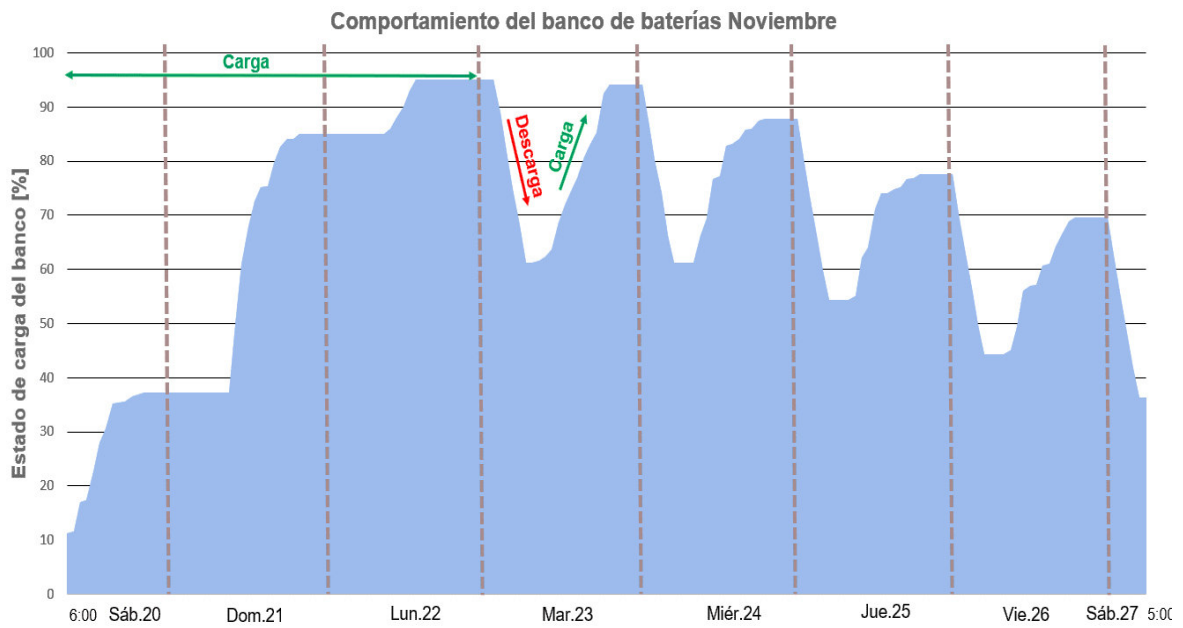


Figura 17. Comportamiento del banco de baterías 20-27 noviembre

(Fuente: propia)

Tabla 17. Acumulado del banco de baterías noviembre

Nov.	Período de carga y descarga	Acumulado banco de baterías [kWh]	Excedente [kWh]	Capacidad banco [kWh]
Sábado 20	6:00-18:00	223,44	-	600
Domingo 21	6:00-18:00	510,03		
Lunes 22	6:00-18:00	600	112,2	
Martes 23	00:00-5:00	400	-	
	6:00-18:00	568,39	-	
Miércoles 24	0:00-5:00	368,39	-	
	6:00-18:00	526,48	-	
Jueves 25	0:00-5:00	326,48	-	
	6:00-18:00	465,87	-	
Viernes 26	00:00-5:00	265,87	-	
	6:00-18:00	417,55	-	
Sábado 27	00:00-5:00	217,55		

(Fuente: propia)

Los resultados de la Figura 17, muestran que el estado de carga del banco se mantendrá entre 70% y 95%, por lo que no se presentarán problemas de carga para la batería del camión. En la Tabla 17, se observa el acumulado de carga y la magnitud del excedente, no obstante, este último será gestionado por el controlador de carga para mantener una óptima vida útil de las baterías.

Portoviejo

La Figura 18, indica la demanda de energía por parte de la batería del camión y la producción mensual del sistema fotovoltaico. Los valores de la demanda son cubiertos para todos los meses y se toman como referencia el mes de julio y octubre debido a que son los períodos en dónde el excedente es menor y mayor respectivamente como lo indican los valores en la Tabla 18.

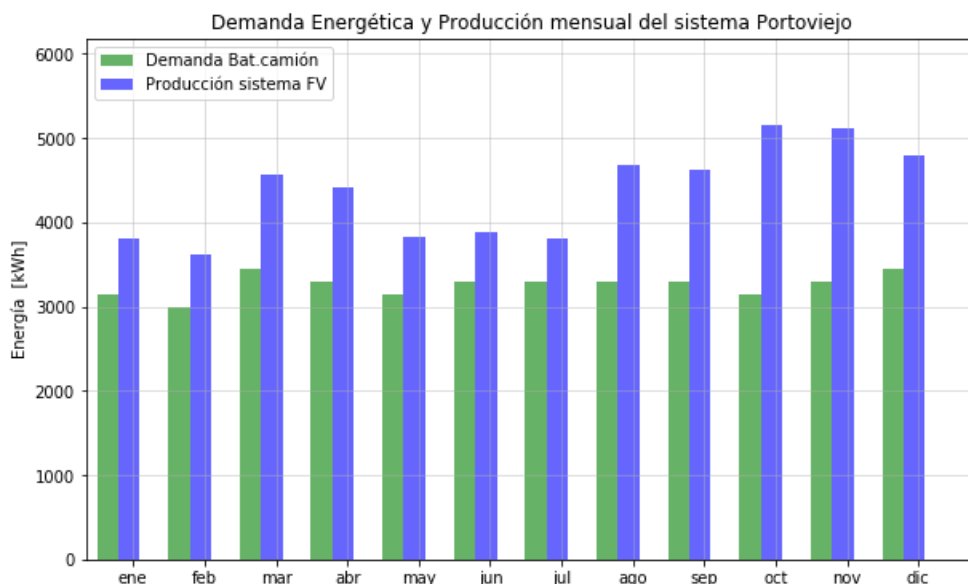


Figura 18. Demanda Energética y Producción mensual del sistema en Portoviejo

(Fuente: propia)

Tabla 18. Demanda Energética y Producción mensual del sistema en Portoviejo

Portoviejo	Producción [kWh]	Demanda [kWh]	Excedente [kWh]
Enero	3.805,12	3.150	655,12
Febrero	3.611,69	3.000	611,69
Marzo	4.559,48	3.450	1.109,48
Abril	4.420,2	3.300	1.120,2
Mayo	3.827,24	3.150	677,24

Junio	3.889,73	3.300	589,73
Julio	3.809,51	3.300	509,51
Agosto	4.681,79	3.300	1.381,79
Septiembre	4.623,62	3.300	1.323,62
Octubre	5.152,50	3.150	2.002,5
Noviembre	5.112,33	3.300	1.812,33
Diciembre	4.795,96	3.450	1.345,96

(Fuente: propia)

Los excedentes presentados en estos meses serán utilizados para realizar el análisis del comportamiento del banco de baterías. Para el mes de julio durante la semana del 9 al 16. No se toma en cuenta la radiación debido a que todos los excedentes son positivos por lo que no afectarán la operación del camión. En la Figura 19 y Tabla 19.

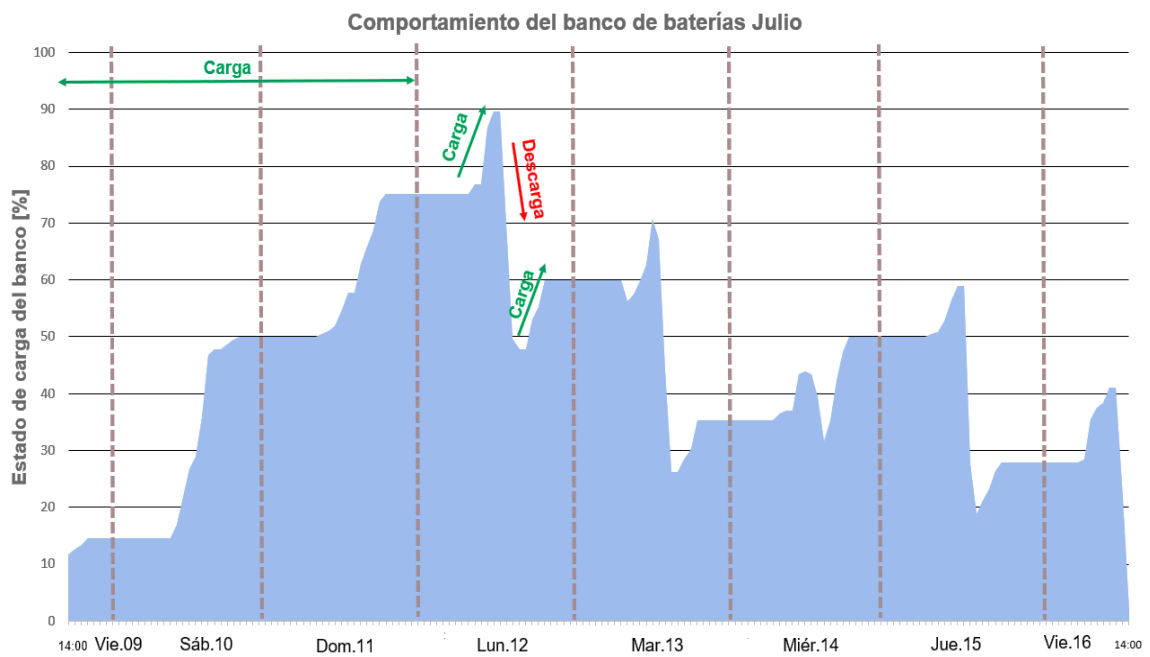


Figura 19. Comportamiento del banco de baterías 9-16 julio.

(Fuente: propia)

Tabla 19. Acumulado en el banco de baterías julio.

Julio	Período de carga y descarga	Acumulado banco de baterías [kWh]	Capacidad banco [kWh]
Viernes 09	14:00-18:00	43,69	300
Sábado 10	06:00-18:00	150,11	
Domingo 11	06:00-18:00	225,55	
Lunes 12	06:00-12:00	268,93	
	12:00-14:00	143,58	
	14:00-18:00	179,66	
Martes 13	06:00-12:00	212,42	
	12:00-14:00	79,53	
	14:00-18:00	105,78	
Miércoles 14	06:00-12:00	191,66	
	12:00-14:00	94,67	
	14:00-18:00	149,81	
Jueves 15	06:00-12:00	177,01	
	12:00-14:00	56,4	
	14:00-18:00	83,76	
Viernes 16	06:00-12:00	123,13	
	12:00-14:00	5,23	

Fuente: (propia)

El estado de carga del banco de baterías para al final del jueves 15 es de menos de 30% como se indica en la Figura 19. Esto indicaría un problema al momento de la carga debido a que la energía acumulada en el banco al final del día no es suficiente, cómo se observa en la Tabla 19. Sin embargo, con la producción del viernes 16 el estado de carga del banco alcanza un 41% y que como se observa en la Tabla 19 el valor de energía acumulado de 123,13 kWh no cubre la demanda. Esto indica que el camión tendría un retraso en su regreso a la ciudad de Guayaquil.

Por otra parte, se repite el análisis para octubre para conocer la presencia de excedentes energéticos. Se hace un análisis para la semana de mayor producción que va del 15 al 22 de octubre. En la Figura 20 y en la Tabla 20, se muestran los resultados de este análisis.

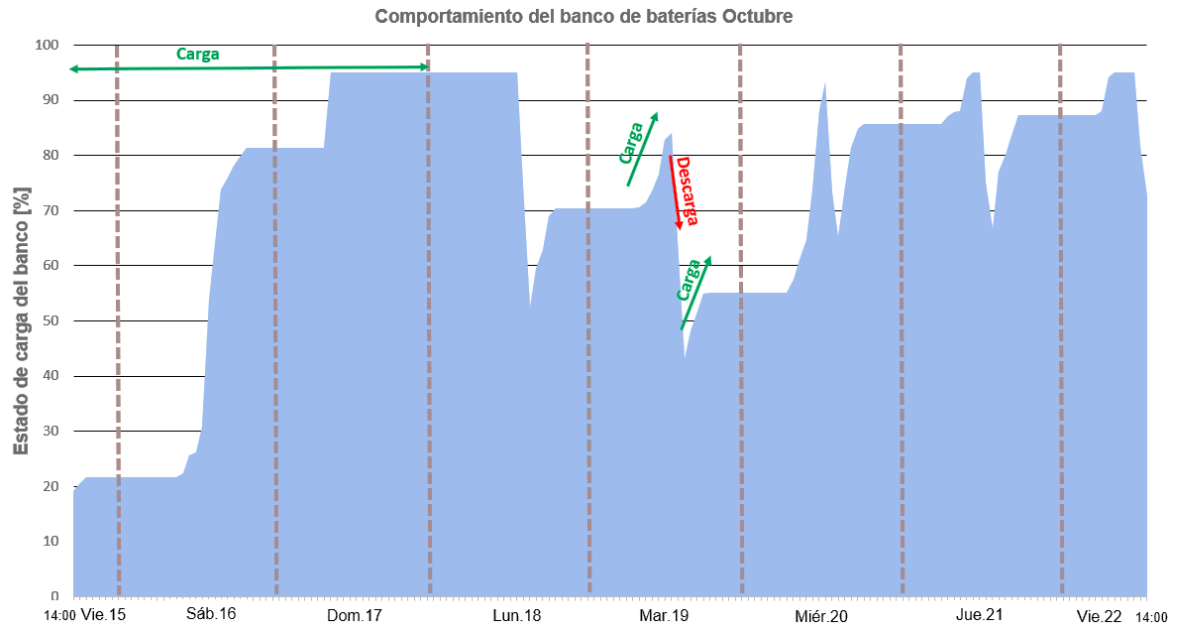


Figura 20. Comportamiento del banco de baterías 15-22 octubre.

(Fuente: propia)

Tabla 20. Acumulado del banco de baterías octubre

Octubre	Período de carga y descarga	Acumulado banco de baterías [kWh]	Excedente [kWh]	Capacidad banco [kWh]
Viernes 15	14:00-18:00	65,08	-	300
Sábado 16	06:00-18:00	244,29	-	
Domingo 17	06:00-18:00	300	145,27	
Lunes 18	06:00-12:00	300	37,84	
	12:00-14:00	178,82	-	
	14:00-18:00	210,98	-	
Martes 19	06:00-12:00	252,28	-	
	12:00-14:00	129,43	-	
	14:00-18:00	165,39	-	
Miércoles 20	06:00-12:00	280,58	-	
	12:00-14:00	195,75	-	
	14:00-18:00	256,85	-	
Jueves 21	06:00-12:00	300	60,64	
	12:00-14:00	199,62	-	
	14:00-18:00	261,66	-	
Viernes 22	06:00-12:00	300	77,69	
	12:00-14:00	217,75	-	

Fuente: (propia)

Los valores en la Tabla 20, muestran el acumulado en baterías donde al final de la semana no sobrepasa la capacidad del banco. Además, el estado de carga del banco para octubre se mantiene entre 55% y 95% permitiendo el flujo de energía necesario para la carga de la batería.

Una vez realizado el análisis en las dos ciudades, con respecto al comportamiento del banco de baterías. Los resultados indican que los valores asumidos de tres y dos días respectivamente son suficientes para mantener una carga constante hacia la batería camión.

Escenario 2

A continuación, se presentan la configuración del sistema simulado en SAM. Las fichas técnicas de cada elemento que conforma el sistema fotovoltaico simulado son incluidas en el Anexo 4.

La estimación de la potencia del arreglo fotovoltaico fue obtenida con la ecuación 2. Los valores obtenidos para cada sede se presentan en la Tabla 21.

Tabla 21. Potencia del arreglo fotovoltaico

	Guayaquil	Portoviejo
Demanda diaria [kWh]	200	150
Potencia del arreglo [kW]	46,29	34,72

(Fuente: propia)

A pesar de que la potencia estimada del arreglo es menor que en el escenario 1, el modelo para los módulos es el mismo para el escenario 2 para aprovechar una potencia de salida similar y optimizar la cantidad de módulos para este nuevo caso.

Inversor

Los inversores fueron escogidos con base a la potencia de salida del arreglo y la relación DC/AC dentro de los rangos recomendados. Las potencias del inversor estimadas según la ecuación 9 dan como resultado 35,7 kW y 19,4 kW.

Configuración del sistema

Los resultados presentados en la Tabla 22 fueron calculados por SAM considerando la potencia calculada para el arreglo de que permite cubrir la demanda diaria del camión, la restricción a considerar es que el voltaje de salida del arreglo sea el mismo que el voltaje de entrada al inversor. De tal manera que, la configuración queda definida de la siguiente manera.

Tabla 22. Configuración del sistema para Guayaquil y Portoviejo

	Guayaquil	Portoviejo
Relación DC/AC	1,22	1,54
Potencia del módulo fotovoltaico [W_{dc}]	500	
Potencia del arreglo [kW_{dc}]	40,53	31,52
Módulos en serie	9	7
Cadenas en paralelo	9	9
$V_{mp,arreglo}$ [V]	465,3	299,6
Nº de módulos totales	81	63
Seguimiento	fijo	
Inclinación β_s	10	
Ángulo azimutal γ_s	180	
Factor de cobertura	0.01	
Área total de los módulos	189,5 m ²	147,4 m ²

(Fuente: propia)

El área del arreglo de módulos representa el 9,48% del área disponible en el techo de los galpones en Guayaquil y el 29,48% en Portoviejo. Por lo que el área no será un limitante para la instalación del sistema.

Resultados de la simulación en SAM

Los resultados de las simulaciones para el escenario 2 obtenidas en SAM para cada ciudad son presentados a continuación.

Guayaquil

En la Figura 21, se presentan los valores de producción del sistema y demanda de energía. Se observa que los meses de mayo a junio la producción es menor que la demanda. Esto representa que la energía faltante será tomada de la red para completar la carga del camión.

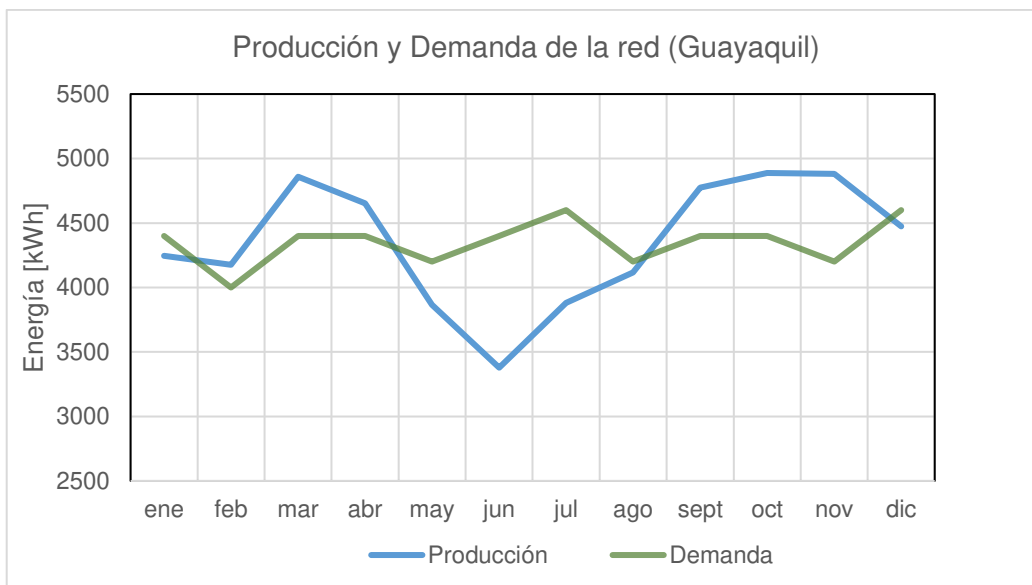


Figura 21. Demanda Energética y Producción de la red Guayaquil

(Fuente: propia)

Los valores presentados en la Tabla 23 indican que el balance de energía al final del año es cercano a cero. Esto quiere decir que la energía en los meses de consumo se equipara con la producción en los meses de alta generación. Por lo que este resultado indica que la configuración del sistema es el adecuado.

Tabla 23. Balance anual de energía estimado Guayaquil

Guayaquil	Producción [kWh]	Demanda [kWh]	Energía desde/hacia la red [kWh]
Enero	4.245,16	4.400	-154,84
Febrero	4.177,01	4.000	177,01
Marzo	4.858,98	4.400	458,98
Abril	4.652,96	4.400	252,96
Mayo	3.865,55	4.200	-334,45
Junio	3.378,53	4.400	-1.021,47
Julio	3.881,35	4.600	-718,65
Agosto	4.116,46	4.200	-83,53
Septiembre	4.774,68	4.400	374,67
Octubre	4.887,84	4.400	487,84
Noviembre	4.881,63	4.200	681,63
Diciembre	4.475,11	4.600	-124,88
		Balance de energía	-4,73

Fuente: (propia)

Portoviejo

En la Figura 22 se presentan los valores de producción del sistema y demanda de energía. En donde se observa que los meses de mayo a junio la producción es menor que la demanda. Esto representa que la energía faltante será tomada de la red para completar la carga del camión.

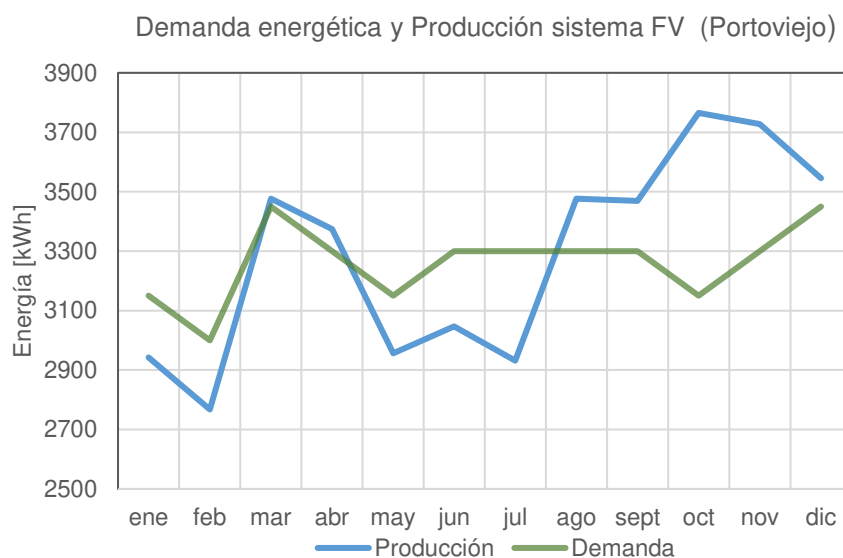


Figura 22. Demanda Energética y Producción red Portoviejo

(Fuente: propia)

Los valores presentados en la Tabla 24 indican que el balance de energía al final del año pasa a ser un crédito para el siguiente período según lo establecido en la regulación No ARCENNR-13/2021-. En donde estipula que dicho crédito podrá ser almacenado hasta dos años.

Tabla 24. Balance anual de energía estimado Portoviejo

Portoviejo	Producción [kWh]	Demanda [kWh]	Energía desde/hacia la red [kWh]
Enero	2.942,79	3.150	-207,21
Febrero	2.767,54	3.000	-232,46
Marzo	3.476,51	3.450	26,50
Abril	3.374,85	3.300	74,8451
Mayo	2.956,84	3.150	-193,15
Junio	3.046,92	3.300	-253,08
Julio	2.931,3	3.300	-368,70
Agosto	3.476,4	3.300	176,39
Septiembre	3.468,95	3.300	168,94

Octubre	3.765,22	3.150	615,22
Noviembre	3.727,71	3.300	427,70
Diciembre	3.545,9	3.450	95,89
		Balance de energía	330,91

Fuente: (propia)

Costo Total de la Propiedad

Los resultados mostrados a continuación siguen la metodología mencionada en el capítulo 3 para el cálculo del CTP para los 3 escenarios con las variantes considerados para su posterior comparativa.

Costos de electricidad

Escenarios 1 y 2

Resultados del costo nivelado de energía (LCOE)

En la Tabla 25 se presentan los rubros del LCOE durante los 20 años de vida del proyecto.

Tabla 25. Costos de inversión y operación & mantenimiento para el LCOE.

Rubros LCOE	Escenario 1		Escenario 2	
	Guayaquil	Portoviejo	Guayaquil	Portoviejo
Módulos fotovoltaicos	24.622	19.698	18.994	14.773
Inversor	22.076 [61]	44.152 [62]	21.589 [63]	12.178 [63]
Controlador de carga	2.100 [64]	2.400 [64]	-	-
Banco de baterías	119.340	57.120	-	-
Inversión inicial por sede	168.138	123.370	40.583	26.951
Inversión total	291.508		67.534	
Costos de O&M	232.759	112.264	10.811	6.179
Costos de O&M total	345.023		16.990	

Fuente: (propia)

Los valores presentados en la Tabla 25 indican la diferencia existente entre los escenarios considerados. Así pues, la inversión inicial en el escenario 1 resulta ser 5 veces más que el escenario 2 debido principalmente al valor del banco de baterías. Además, se puede ver en el costo de los inversores los cuales en el escenario 1 son mayores debido a que son equipos de mayor potencia.

Con respecto a los costos de operación y mantenimiento, esta diferencia también es significativa entre los escenarios debido al reemplazo del banco de baterías, que es común en este tipo de proyectos.

Finalmente, los valores obtenidos anteriormente permiten el cálculo del LCOE para cada escenario. Los resultados se presentan en la Tabla 26 donde el valor para el escenario 1 es 6 veces mayor al escenario 2 por la diferencia en los rubros involucrados.

Tabla 26. Costo nivelado de la energía LCOE.

	Escenario 1		Escenario 2	
	Portoviejo	Guayaquil	Portoviejo	Guayaquil
LCOE [\$/kWh]	0,47	0,56	0,09	0,11
LCOE Total [\$/kWh]	0,52		0,10	
Factor de consumo	1,02			
Costo de electricidad [\$/km]	0,53		0,10	

(Fuente: propia)

Costos únicos y recurrentes por escenario

En la Tabla 27 se presentan los costos involucrados en el CTP por escenario y sus variantes, se puede observar que el rubro de electricidad y combustible presenta los valores más variables. Por ejemplo, el escenario 2 con variante es el que presenta el mejor costo de electricidad con respecto a los demás escenarios.

Tabla 27. Costo únicos y recurrentes por escenario.

Costos para el CTP	Escenario 1 (sistema FV + almacenamiento)	Escenario 2 (sistema FV conectado a la red)	Escenario referencial (diésel precio EIA)	Variante escenario Referencial (diésel con subsidio nacional)	Variante Escenario 2 (solo conectado a la red)
Costo camión [\$]	78.664	78.664	57.490	57.490	78.664
Costo del cargador [\$]	15.100	15.100	-	-	15.100
Costo de reemplazo de la batería [\$]	30.367	30.367	-	-	30.367
Costo de electricidad &	0,53	0,10	0,125	0,095	0,0704

combustible [\$/km]					
Costo de mantenimiento [\$/km]	0,07	0,07	0,17	0,17	0,07

Resultados del costo total de la propiedad (CTP)

Una vez obtenidos los costos únicos y recurrentes para cada caso, se consigue los valores del Costo Total de la Propiedad en dólares [\$] aplicando una variación de $\pm 10\%$ en los costos de electricidad y combustible para los 5 escenarios como se muestra en la Figura 23 y Tabla 28.

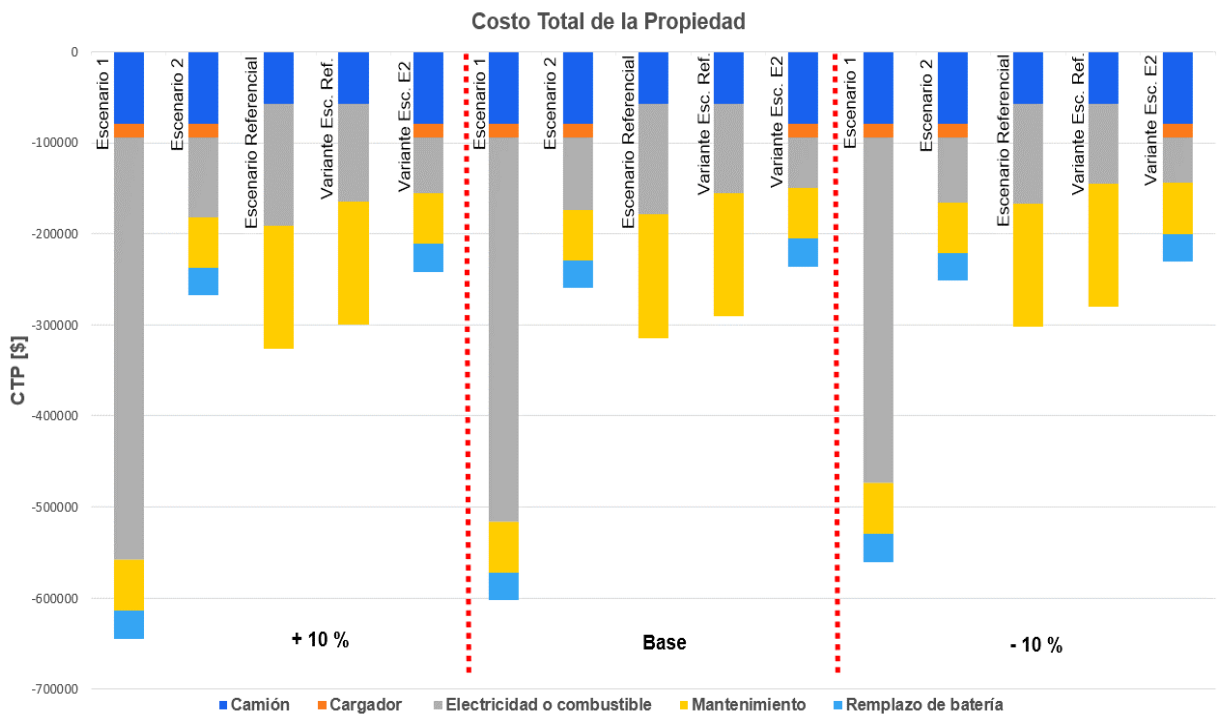


Figura 23. Costo Total de la Propiedad para los 5 escenarios

(Fuente: propia)

En la Figura 23 los costos son presentados por debajo del eje x debido a que se hace énfasis en que representarán gastos para la empresa en cualquier escenario. Sin embargo, el mejor escenario es aquel donde este valor sea más cercano a cero. Así es como se puede observar que los escenarios 2 y 5 son las opciones en las que la empresa tendrá menos gastos para mantener en operación al camión eléctrico.

Tabla 28. Costo Total de la Propiedad por escenario

CTP por escenario	+ 10% Costo Electricidad & Combustible	Base	- 10% Costo Electricidad & Combustible
1	644.562	602.319	466.311
2	251.372	244.873	238.373
Referencial	326.310	314.181	302.051
Variante Esc. Referencial	300.027	290.287	280.547
Variante Escenario 2	241.559	235.953	230.345

(Fuente: propia)

En los resultados proporcionados por la Tabla 28, se observa como la variación en el precio de la electricidad y combustible influencia al CTP. Para el escenario 2 y 5 se presentan mejores valores que el escenario 3 y 4 con un costo base y un aumento del 10%. No obstante, con una reducción del 10%, todos los escenarios que hacen uso de energía eléctrica para la carga empiezan a ser competitivos con respecto a los escenarios con diésel.

Costo de emisiones de CO₂

Las emisiones de CO₂ generadas por el camión a diésel durante los 20 años son de 826.612 [kg/CO₂] con un costo de \$82.661. Adquirir un camión a diésel representará un costo de \$4.133 por año para el pago de emisiones.

4.2. Discusión

En esta sección se analizará los resultados obtenidos y el aporte de este trabajo para la implementación de movilidad eléctrica con sistemas de carga solares. En el trabajo fueron desarrollados dos escenarios para la autogeneración de electricidad con energía solar que será utilizado como combustible para el camión eléctrico.

La implementación de un sistema fotovoltaico bajo las condiciones del caso de estudio en Kubic resultaron ser favorables en los dos escenarios como se presentó las tablas : Tabla 15, Tabla 18, Tabla 23 y Tabla 24. A partir de esto se afirma, de manera teórica, que un sistema fotovoltaico es capaz de proveer suficiente energía para que un camión eléctrico entre en operación sin presentar paradas. Esta propuesta se diferencia de estudios realizados por NACFE, Huisman, ICCT dónde dependen únicamente de la energía de la red para el abastecimiento de energía.

Los equipos que conforman los sistemas fotovoltaicos se mostraron en la Tabla 25. Estos a su vez dan a conocer el impacto económico que representa la infraestructura en la generación de electricidad. Este impacto está representado en las tarifas obtenidas, mediante el LCOE, para la carga de la batería del camión. Los resultados fueron de 0,53 [\$/km] (Escenario 1) y 0,10 [\$/km] (Escenario 2), frente a la tarifa nacional para el sector industrial de 0,07 [\$/km] (Variante escenario 2). Los valores de electricidad al ser comparados con los valores para el diésel resultan ser menores que el precio dado por la EIA de 0,125 [\$/km] y el precio con subsidio de 0,095 [\$/km].

Estos valores dan paso a la comparación del CTP y la variación de los costos de electricidad y combustible. Los resultados de CTP se presentaron en la Tabla 28, donde el escenario 1 no se presenta como una buena opción para la carga eléctrica del camión. Sin embargo, el escenario 2 y su variante son las opciones que actualmente pueden competir al tener valores menores a los casos con diésel. Esto implica que operar camiones a diésel, así sea con subsidio, representará un gasto mayor que operar un eléctrico en los próximos 20 años. Por lo tanto, se destinaría los fondos del subsidio para el desarrollo y financiamiento estatal de proyectos de generación de electricidad con energía solar para flotas vehiculares.

Finalmente, existen beneficios adicionales al reemplazar los camiones diésel. Uno de estos es la eliminación de emisiones de CO₂ durante el ciclo operativo del camión. Se estimó 826.612[kg/CO₂] de emisiones que serán evitadas en el periodo analizado, así como un ahorro de \$82.661 durante su operación. Esto derivará en el mejoramiento de la calidad de

vida en las urbes al reducir los factores de riesgo y los costes para tratamientos de enfermedades respiratorias [65], sin mencionar la contribución ambiental en la descarbonización en el sector transporte al cambiar la matriz energética.

5. CONCLUSIONES Y TRABAJOS A FUTURO

5.1. Conclusiones

- Se concluye que la diversidad de los resultados obtenidos en SAM permitió un correcto dimensionamiento y seguimiento a los puntos de interés de cada escenario. En el escenario 1, el estudio fue horario sobre el comportamiento del banco de baterías, mientras que en el escenario 2 fue el análisis del balance energético anual en cada sede.
- Se estableció teóricamente que Kubic tiene el potencial técnico gracias al área disponible en los techos de los galpones en cada sede favoreciendo la implementación de un sistema fotovoltaico capaz de suplir la energía para la operación de un camión eléctrico.
- Se concluye que un correcto dimensionamiento permite unificar las energías renovables (energía solar, para este caso), con el transporte de carga para su operación en el país. Al ser sistemas que generan su propia energía no impiden ser combinados con la red. En consecuencia, no se convertirán en una carga extra para la red al momento de cargar al camión
- Se determinó con base a los valores de CTP calculados que, en la actualidad, el escenario 2 (sistema FV conectado a la red) y su variante presentaron valores menores a los casos con diésel. Proyectándose como las mejores opciones para ser implementadas a corto plazo colaborando a la transición hacia una matriz energética más limpia.

5.2. Trabajos a Futuro

- A futuro se recomienda estudiar el impacto que presentaría los excedentes generados a mayor escala, en un posible desfase y sobrecarga en el funcionamiento de la red eléctrica.
- Para futuras simulaciones sería recomendable utilizar un camión con una batería de mayor capacidad para evitar problemas de paradas inesperadas en el camino. Así también para preservar la vida útil de la batería.
- Se recomienda realizar simulaciones para el sistema fotovoltaico con seguimiento en uno y dos ejes para conocer los beneficios de estas configuraciones en cuanto a la radiación captada y una posible disminución del número de paneles fotovoltaicos en conjunto con un análisis de sombras.
- Se recomienda elaborar planes y estrategias de ejecución para la implementación de proyectos de generación eléctrica con energía solar, a fin de fomentar una cultura de transporte limpio.

Referencias Bibliográficas

- [1] INEC, “Tabulados del Anuario de Transporte 2018.” pp. 10–12, 2018.
- [2] Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables, “BALANCE ENERGÉTICO,” Quito, 2018.
- [3] C. E. Morales Cumba, “Estudio energético en sistemas fotovoltaicos empleando seguimiento solar en regiones ecuatoriales.,” 2017.
- [4] Asamblea Nacional República del Ecuador, “Ley orgánica de eficiencia energética,” p. 8, 2019.
- [5] MEER, *Plan Nacional de Eficiencia Energética 2016-2035*. 2017.
- [6] Instituto Nacional de Estadísticas y Censos, “2019_Anet_Tabulados.” 2019.
- [7] F. Ordonez, C. Morales, J. Lopez-Villada, and S. Vaca, “Assessment of the energy gain of photovoltaic systems by using solar tracking in equatorial regions,” *J. Sol. Energy Eng. Trans. ASME*, vol. 140, no. 3, pp. 1–7, 2018, doi: 10.1115/1.4039095.
- [8] J. Cevallos-Sierra and J. Ramos-Martin, “Spatial assessment of the potential of renewable energy: The case of Ecuador,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 81, no. August 2017, pp. 1154–1165, 2018, doi: 10.1016/j.rser.2017.08.015.
- [9] IEA, “Data & Statistics - IEA.” <https://www.iea.org/data-and-statistics?country=WORLD&fuel=Oil&indicator=OilProductsConsBySector> (accessed Dec. 21, 2020).
- [10] M. Moultak, N. Lutsey, and D. Hall, “Transitioning to zero-emission heavy-duty freight vehicles,” 2017. [Online]. Available: www.theicct.org.
- [11] T. Zhou, M. J. Roorda, H. L. MacLean, and J. Luk, “Life cycle GHG emissions and lifetime costs of medium-duty diesel and battery electric trucks in Toronto, Canada,” *Transp. Res. Part D Transp. Environ.*, vol. 55, pp. 91–98, 2017, doi: 10.1016/j.trd.2017.06.019.
- [12] EPA, “The 2020 EPA Automotive Trends Report,” *Epa*, no. March, pp. 1–12, 2020.
- [13] D. Hall and N. Lutsey, “Estimating the infrastructure needs and costs for the launch of zero-emission trucks,” *Int. Counc. Clean Transp.*, no. August, pp. 1–31, 2019, [Online]. Available: https://theicct.org/sites/default/files/publications/ICCT_EV_HDVs_Infrastructure_20190809.pdf.
- [14] Ecochamps, “medium duty truck.” <https://www.ecochamps.eu/wp-content/uploads/2018/11/MedDutyFig1.jpg> (accessed Dec. 09, 2021).
- [15] Hyundai Motor Group, “EV A to Z Encyclopedia - 1: Understanding EV Components,” Mar. 25, 2020. <https://news.hyundaimotorgroup.com/Article/Understanding-EV-Components> (accessed Feb. 27, 2021).

- [16] M. Huismans, “Electric trucks : wishful thinking or the real deal ?,” Delft University of Technology, 2018.
- [17] M. Pöllänen, “ELECTRIFYING ROAD FREIGHT TRANSPORT A comparative study in Finland and Switzerland,” 2020.
- [18] R. Mihelic, M. Roeth, B. Ballschmidt, and J. Lund, “Medium-Duty Electric Trucks: Cost of Ownership,” 2018. [Online]. Available: <https://nacfe.org/future-technology/medium-duty-electric-trucks-cost-of-ownership/>.
- [19] D. Viera and D. Arévalo, “Estudio y Normativas para la implementación de Automóviles Eléctricos en el Distrito Metropolitano de Quito.,” 2017.
- [20] G. Xydis and E. Nanaki, “Wind Energy Based Electric Vehicle Charging Stations Siting. A GIS/Wind Resource Assessment Approach,” *Challenges*, vol. 6, no. 2, pp. 258–270, 2015, doi: 10.3390/challe6020258.
- [21] A. Esfandyari, B. Norton, M. Conlon, and S. J. McCormack, “Performance of a campus photovoltaic electric vehicle charging station in a temperate climate,” *Sol. Energy*, vol. 177, no. December 2018, pp. 762–771, 2019, doi: 10.1016/j.solener.2018.12.005.
- [22] R. Figueiredo, P. Nunes, and M. C. Brito, “The feasibility of solar parking lots for electric vehicles,” *Energy*, vol. 140, pp. 1182–1197, 2017, doi: 10.1016/j.energy.2017.09.024.
- [23] G. R. Chandra Mouli, P. Bauer, and M. Zeman, “System design for a solar powered electric vehicle charging station for workplaces,” *Appl. Energy*, vol. 168, no. 2016, pp. 434–443, 2016, doi: 10.1016/j.apenergy.2016.01.110.
- [24] C. Youssef, E. Fatima, E. S. Najia, and A. Chakib, “A technological review on electric vehicle DC charging stations using photovoltaic sources,” *IOP Conf. Ser. Mater. Sci. Eng.*, vol. 353, no. 1, pp. 0–9, 2018, doi: 10.1088/1757-899X/353/1/012014.
- [25] IRENA - International Renewable Energy Agency, “The Renewable Route To Sustainable Transport,” 2016.
- [26] Comité de Comercio Exterior, “RESOLUCIÓN No. 016-2019.” p. 5, 2019.
- [27] “Kubiec – Más que un buen acero.” <https://kubiec.com/> (accessed Mar. 26, 2021).
- [28] KUBIEC, “Lista_de_requerimientos_de_los_camiones.” 2020.
- [29] J. F. Ortega, “Dimensionamiento de las Compañías de Transporte de Carga Pesada en el Ecuador,” 2014.
- [30] google maps, “kubiec conduit sucursal portoviejo to Kubiec Petrillo, Unnamed Road, Guayaquil .” <https://www.google.com.ec/maps/dir/kubiec+conduit+sucursal+portoviejo,+Portoviejo/Kubiec+Petrillo,+Unnamed+Road,+Guayaquil/@-1.4029172,->

- 80.4486163,147925m/data=!3m1!1e3!4m13!4m12!1m5!1m1!1s0x902bf2f79555555555:0xc4df0b2ce892711!2m2!1d-80.497996!2d-1.0712584!1m5!1m1!1s0x902d08ca97007cc3:0x4fd7ceb526feaa74!2m2!1d-80.0130365!2d-1.9786866?hl=en&authuser=0 (accessed Oct. 26, 2021).
- [31] EMOSS, “Full electric drivelines.” p. 16, 2016.
- [32] O. F. Vaca D, “Research in alternative energy,” 2019, [Online]. Available: https://www.ingenieriaverde.org/wp-content/uploads/2020/01/Mapa_Solar_del_Ecuador_2019.pdf.
- [33] E. Ruben, M. Pastor, A. Jiménez, and C. Sales, “Diseño de una instalación fotovoltaica aislada para una explotación avícola,” 2018.
- [34] P. Gilman, “SAM Photovoltaic Model Technical Reference SAM Photovoltaic Model Technical Reference,” *Solar Energy*, vol. 63, no. May. pp. 323–333, 2015, [Online]. Available: www.nrel.gov/publications.
- [35] O. F. Vaca D, “Mapa Solar del Ecuador 2019,” 2019. [Online]. Available: https://www.ingenieriaverde.org/wp-content/uploads/2020/01/Mapa_Solar_del_Ecuador_2019.pdf.
- [36] J. A. Duffie, W. A. Beckman, and J. McGowan, *Solar Engineering of Thermal Processes*, vol. 53, no. 4. 1985.
- [37] HelioScope, “Understanding DC/AC Ratio,” 2021. <https://help.helioscope.com/article/248-understanding-dc-ac-ratio> (accessed Oct. 23, 2021).
- [38] Leuken Colleen, Mashal James, and Sloane Taylor, “The economics and technical considerations of solar+ storage,” 2018. Accessed: Oct. 23, 2021. [Online]. Available: <https://www.eqmagpro.com/wp-content/uploads/2021/01/Solar-Storage-White-Paper.pdf>.
- [39] R. I. Iru *et al.*, “Boosting DC/AC Ratio of PV Plant for BESS Integration on DC side,” pp. 7–10, 2018.
- [40] P. Potes and X. Proaño, “Diseño de un Sistema Fotovoltaico Conectado a la Red en el Bloque B de la Universidad Técnica de Cotopaxi,” *Rev. Técnica “Energía,”* vol. 16, no. 2, pp. 148–157, 2020, doi: 10.37116/revistaenergia.v16.n2.2020.362.
- [41] CED Greentech, “Size a Solar Battery Bank -Part 1 | CED Greentech.” <https://www.cedgreentech.com/article/how-size-solar-battery-bank-part-1> (accessed Feb. 04, 2022).
- [42] A. M. Van Velzen, “Electric Vehicles : a cost competitive game changer or technology ’ s false hope ? Electric Vehicles : a cost competitive game changer or technology ’ s false hope ?,” 2015.

- [43] M. Zhou, "Life Cycle Emissions and Lifetime Costs of Medium-duty Diesel and Alternative Fuel Trucks . A Case Study for Toronto," 2016.
- [44] B. Sen, T. Ercan, and O. Tatari, "Does a battery-electric truck make a difference? – Life cycle emissions, costs, and externality analysis of alternative fuel-powered Class 8 heavy-duty trucks in the United States," *J. Clean. Prod.*, vol. 141, no. 2017, pp. 110–121, 2017, doi: 10.1016/j.jclepro.2016.09.046.
- [45] Teojama comercial, "DUTRO FM - HINO." <https://www.teojama.com/serie-300/616-dutro-fm/#gris> (accessed Oct. 26, 2021).
- [46] D. Y. Lee, V. M. Thomas, and M. A. Brown, "Electric urban delivery trucks: Energy use, greenhouse gas emissions, and cost-effectiveness," *Environ. Sci. Technol.*, 2013, doi: 10.1021/es400179w.
- [47] "FC9JJ7A NEW - Grupo Mavesa." <https://grupomavesa.com.ec/marcas-pesados-hino/serie-500/fc9jj7a-new/> (accessed Dec. 29, 2021).
- [48] Chevrolet, "FVZ 2630 Camiones ." <https://www.chevrolet.com.ec/camiones-y-buses/fvz-2630-corto-volqueta-grande> (accessed Oct. 26, 2021).
- [49] "chager 100kw Ev Charging Station ." https://www.alibaba.com/product-detail/100kw-Ev-Charging-Station-120kw-lochager_62182517564.html?spm=a2700.7724857.normal_offer.d_title.3a6271c7GR40fM&s=p (accessed Dec. 30, 2021).
- [50] CHRGSHP.EU, "ABB Terra 54 DC - 50kW fast charging station ." <https://chargingshop.eu/product/abb-terra-54-dc-50kw-fast-charging-station/> (accessed Dec. 10, 2021).
- [51] Y. Zhao, N. C. Onat, M. Kucukvar, and O. Tatari, "Carbon and energy footprints of electric delivery trucks: A hybrid multi-regional input-output life cycle assessment," *Transp. Res. Part D Transp. Environ.*, vol. 47, pp. 195–207, 2016, doi: 10.1016/j.trd.2016.05.014.
- [52] B. A. Bhayo, H. H. Al-Kayiem, and S. I. Gilani, "Assessment of standalone solar PV-Battery system for electricity generation and utilization of excess power for water pumping," *Sol. Energy*, vol. 194, no. May, pp. 766–776, 2019, doi: 10.1016/j.solener.2019.11.026.
- [53] A. Maleki and F. Pourfayaz, "Optimal sizing of autonomous hybrid photovoltaic/wind/battery power system with LPSP technology by using evolutionary algorithms," *Sol. Energy*, vol. 115, pp. 471–483, 2015, doi: 10.1016/j.solener.2015.03.004.
- [54] C. S. Lai and M. D. McCulloch, "Levelized cost of electricity for solar photovoltaic and electrical energy storage," *Appl. Energy*, vol. 190, pp. 191–203, 2017, doi:

- 10.1016/j.apenergy.2016.12.153.
- [55] U.S. Energy Information Administration, "Petroleum and other liquids," vol. 2021, 2021.
- [56] D. Pachacama and J. Simbaña, "Evaluación del consumo de combustible en un camión con la implementación de un deflector de aire," Escuela Politécnica Nacional, 2017.
- [57] EPA, "Environmental Electric vehicles," *Green Vehicle Guide*. <https://www.epa.gov/greenvehicles/electric-vehicle-myths> (accessed Jan. 18, 2022).
- [58] icap, "International Carbon Action Partnership (ICAP) - ETS Prices." <https://icapcarbonaction.com/en/ets-prices> (accessed Feb. 06, 2022).
- [59] U. . E. P. Agency, "Carbon Dioxide Emissions Coefficients." https://www.eia.gov/environment/emissions/co2_vol_mass.php (accessed Jan. 18, 2022).
- [60] "Power-Sonic AGM Deep Cycle PDC-121100 107Ah 12V Rechargeable Sealed Lead Acid (SLA) Battery - T11 Terminal." <https://www.batteryjunction.com/powersonic-pdc-121100-b-t6.html> (accessed Dec. 24, 2021).
- [61] SolarConduit, "SMA SUNNY TOWER 42KW INVERTER SYSTEM - P/N ST42." <https://solarconduit.com/shop/sma-sunny-central-125-2091.html> (accessed Nov. 27, 2021).
- [62] ecodirect, "Advanced Energy AE75TX-208 - 75,000 Watt 208 Volt Inverter - PV Powered PVP75kW-208." <https://www.ecodirect.com/PV-Powered-75kW-p/pv-powered-75kw.htm> (accessed Nov. 27, 2021).
- [63] KingSolarman, " Fronius 33.3 kW-20 kW." <https://king-solarman.com/power-inverters/fronius.html?p=2> (accessed Feb. 06, 2022).
- [64] Sandi Electric, "SDC360V(200A~300A) | Solar Charge Controller Datasheet | ENF Charge Controller Directory." https://www.enfsolar.com/pv/charge-controller-datasheet/955?utm_source=ENF&utm_medium=charge_controller_list&utm_campaign=enquiry_product_directory&utm_content=11508 (accessed Feb. 06, 2022).
- [65] SLOCAT, "Transport and Climate Change Global Status Report Tracking Trends in a Time of Change: The Need for Radical Action Towards Sustainable Transport Decarbonisation," 2021. [Online]. Available: https://tcc-gsr.com/wp-content/uploads/2021/06/Slocat-Global-Status-Report-2nd-edition_high-res.pdf.

ANEXOS

Anexo 1

FICHAS TÉCNICAS DE LOS CAMIONES

Camión a diésel

HINO FC9JJ7A

Grupo **Mavesa**

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

TRACCIÓN: 4x2



MODELO: FC9JJ7A

Motor	○ Especificaciones	○ Simbología
Marca / Modelo	Hino / J05EVC	OL
Nivel de emisiones	Euro 3	OW
Cilindrada	5.123 cm ³	OH
Potencia	172 HP @ 2.500 RPM	WB
Torque máximo	51 Kg m @ 1.500 RPM	FO
Nº de cilindros	4 en línea	RO
Sistema de válvulas	OHC - Válvulas	FT
Sistema de combustible	Inyección electrónica - Riel común	RT
Sistema de admisión de aire	Turbo - Intercooler	PS
Distribución	Engranajes	
Transmisión	○ Especificaciones	○ Especificaciones
Marca / modelo	HINO / LX08	
Tipo	Manual	
Número de marchas	6 + Reversa	
Relación		
1.*	8.190	
2.*	5.072	
3.*	2.981	
4.*	1.848	
5.*	1.343	
6.*	1.000	
Rev.	7.619	
Relación del diferencial	4.100 / 41 a 10	
Embrague	Mando hidroneumático / Disco seco e 350 mm	
Sistema de combustible	○ Especificaciones	○ Especificaciones
Tipo de combustible	Diésel	
Tipo de inyección	Directa	
Filtro de combustible	Filtro primario y secundario con retención de agua	
Capacidad del tanque	200L / 52.83 Gal	
Sistema de lubricación	○ Especificaciones	○ Especificaciones
Tipo	Lubricación mediante bomba de aceite	
Filtro de aceite	Flujo total y Bypass	
Capacidad de aceite	10L / 2.65 Gal	
Sistema de refrigeración	○ Especificaciones	○ Especificaciones
Tipo	Precalentado con termostato	
Ventilador	Bomba centrífuga / radiador con tapa	
Tipo embague		
Neumáticos	○ Especificaciones	○ Especificaciones
Medidas	235/75 R17.5	
Aro rueda frontal	Metálico	
Aro rueda posterior	Metálico	
Materiales del rim	Acero	
Ejes	○ Especificaciones	○ Especificaciones
Eje delantero	Tipo Viva "I" Elliot Inversa reforzada	
Eje posterior	Reducción y velocidad sencilla por engranajes hipoides	

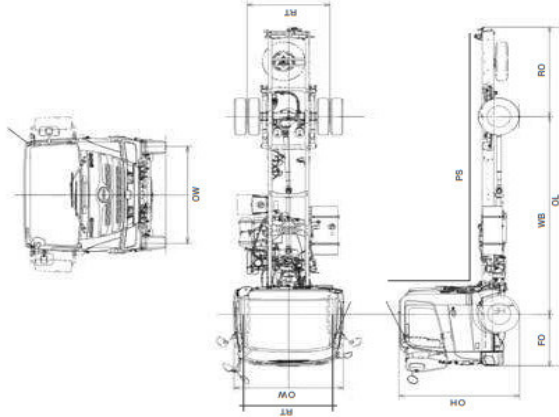
Dimensiones	○ Especificaciones	○ Simbología
Longitud total	7.505 mm	OL
Ancho total	2.190 mm	OW
Alto total	2.485 mm	OH
Distancia entre ejes	4.350 mm	WB
Voladizo delantero	1.145 mm	FO
Voladizo posterior	1.910 mm	RO
Trocha del eje delantero	1.800 mm	FT
Trocha del eje posterior	1.660 mm	RT
Radio de giro	7.600 mm	
Espacio de carga útil	5.635 mm	PS
Pesos y capacidades	○ Especificaciones	○ Especificaciones
Capacidad del eje delantero	3.600 kg	
Capacidad del eje posterior	7.000 kg	
Peso bruto vehicular	10.600 kg / *10.400 kg	
Peso vacío	3.260 kg	
Capacidad de carga	7.340 kg / *7.140 kg	
Suspensión	○ Especificaciones	○ Especificaciones
Delantera	Ballestas semielípticas con amortiguadores de acción simple	
Posterior	Ballestas semielípticas principales y auxiliares (tipo reforzado)	
Dirección	Hidráulica de bolas circulantes tipo integral	
	Columna de dirección regulable	
Frenos	○ Especificaciones	○ Especificaciones
Tipo	100% Aire, Circuito Dual	
Servicio Delantero	Tambor / zapatas con Leva - S	
Posterior	Tambor / zapatas con Leva - S	
Sistema de control	ABS (control electrónico)	
Freno de estacionamiento	Resorte de freno en las ruedas posteriores	
Freno auxiliar	Control electro-neumático con restricción a la salida de escape	
Estilo de cabina	○ Especificaciones	○ Especificaciones
Estilo de cabina	Extendida	
Cinturón de seguridad 3 puntos	/	
Alternador	24 V / 60 Amp	
Batería (2)	12 V 2U	
Vidrios eléctricos	/	
Bloqueo central	/	
Audio / mp3 / Bluetooth	/	
Cámara de retro	/	
A/C	/	
Asiento con suspensión	N/A	
Neblineros	N/A	
PTO	N/A	
Opción de color	Costo adicional	

(1) Homologado en Ecuador

Aplicaciones



DIMENSIONES



SOPORTE TOTAL
SERVICIO COMPLETO DE POSTVENTA



☎ 1800 MAVESA 8 6 3 3 7 2 grupomavesa.com.ec

Camión eléctrico

EMS1220

7,5 t	EMS 712 	Battery: 120 kWh Range: 160 km Motor power: 120 kW Charging time: 8 hours Payload: 4.600 kg
10 t	EMS 1008 	Battery: 80 kWh Range: 100 km Motor power: 150 kW Charging time: 2 hours Payload: 5.265 kg
12 t	EMS 1212 	Battery: 120 kWh Range: 150 km Motor power: 150 kW Charging time: 3 hours Payload: 6.550 kg
	EMS 1220 	Battery: 200 kWh Range: 250 km Motor power: 150 kW Charging time: 5 hours Payload: 5.422 kg

R

emoss

Anexo 2

SEMANA TÍPICA PARA LA CARGA DE LA BATERÍA DEL CAMIÓN

Guayaquil

Día	Intervalo [h]	Carga [kW]										
Viernes	24-1	40	Sábado	24-1	40	Domingo	24-1	0	Lunes	24-1	0	
	1-2	40		1-2	40		1-2	0		1-2	0	
	2-3	40		2-3	40		2-3	0		2-3	0	
	3-4	40		3-4	40		3-4	0		3-4	0	
	4-5	40		4-5	40		4-5	0		4-5	0	
	5-6	0		5-6	0		5-6	0		5-6	0	
	6-7	0		6-7	0		6-7	0		6-7	0	
	7-8	0		7-8	0		7-8	0		7-8	0	
	8-9	0		8-9	0		8-9	0		8-9	0	
	9-10	0		9-10	0		9-10	0		9-10	0	
	10-11	0		10-11	0		10-11	0		10-11	0	
	11-12	0		11-12	0		11-12	0		11-12	0	
	12-13	0		12-13	0		12-13	0		12-13	0	
	13-14	0		13-14	0		13-14	0		13-14	0	
	14-15	0		14-15	0		14-15	0		14-15	0	
	15-16	0		15-16	0		15-16	0		15-16	0	
	16-17	0		16-17	0		16-17	0		16-17	0	
	17-18	0		17-18	0		17-18	0		17-18	0	
	18-19	0		18-19	0		18-19	0		18-19	0	
	19-20	0		19-20	0		19-20	0		19-20	0	
	20-21	0		20-21	0		20-21	0		20-21	0	
	21-22	0		21-22	0		21-22	0		21-22	0	
	22-23	0		22-23	0		22-23	0		22-23	0	
	23-24	0		23-24	0		23-24	0		23-24	0	

Día	Intervalo [h]	Carga [kW]						
Martes	24-1	40	Miércoles	24-1	40	Jueves	24-1	40
	1-2	40		1-2	40		1-2	40
	2-3	40		2-3	40		2-3	40
	3-4	40		3-4	40		3-4	40
	4-5	40		4-5	40		4-5	40
	5-6	0		5-6	0		5-6	0
	6-7	0		6-7	0		6-7	0
	7-8	0		7-8	0		7-8	0
	8-9	0		8-9	0		8-9	0
	9-10	0		9-10	0		9-10	0
	10-11	0		10-11	0		10-11	0
	11-12	0		11-12	0		11-12	0
	12-13	0		12-13	0		12-13	0
	13-14	0		13-14	0		13-14	0
	14-15	0		14-15	0		14-15	0
	15-16	0		15-16	0		15-16	0
	16-17	0		16-17	0		16-17	0
	17-18	0		17-18	0		17-18	0
	18-19	0		18-19	0		18-19	0
	19-20	0		19-20	0		19-20	0
	20-21	0		20-21	0		20-21	0
	21-22	0		21-22	0		21-22	0
	22-23	0		22-23	0		22-23	0
	23-24	0		23-24	0		23-24	0

PORTOVIEJO

Día	Intervalo [h]	Carga [kW]									
Viernes	24-1	0	Sábado	24-1	0	Domingo	24-1	0	Lunes	24-1	0
	1-2	0		1-2	0		1-2	0		1-2	0
	2-3	0		2-3	0		2-3	0		2-3	0
	3-4	0		3-4	0		3-4	0		3-4	0
	4-5	0		4-5	0		4-5	0		4-5	0
	5-6	0		5-6	0		5-6	0		5-6	0
	6-7	0		6-7	0		6-7	0		6-7	0
	7-8	0		7-8	0		7-8	0		7-8	0
	8-9	0		8-9	0		8-9	0		8-9	0
	9-10	0		9-10	0		9-10	0		9-10	0
	10-11	0		10-11	0		10-11	0		10-11	0
	11-12	0		11-12	0		11-12	0		11-12	0
	12-13	75		12-13	0		12-13	0		12-13	75
	13-14	75		13-14	0		13-14	0		13-14	75
	14-15	0		14-15	0		14-15	0		14-15	0
	15-16	0		15-16	0		15-16	0		15-16	0
	16-17	0		16-17	0		16-17	0		16-17	0
	17-18	0		17-18	0		17-18	0		17-18	0
	18-19	0		18-19	0		18-19	0		18-19	0
	19-20	0		19-20	0		19-20	0		19-20	0
	20-21	0		20-21	0		20-21	0		20-21	0
	21-22	0		21-22	0		21-22	0		21-22	0
	22-23	0		22-23	0		22-23	0		22-23	0
	23-24	0		23-24	0		23-24	0		23-24	0

Día	Intervalo [h]	Carga [kW]						
Martes	24-1	0	Miércoles	24-1	0	Jueves	24-1	0
	1-2	0		1-2	0		1-2	0
	2-3	0		2-3	0		2-3	0
	3-4	0		3-4	0		3-4	0
	4-5	0		4-5	0		4-5	0
	5-6	0		5-6	0		5-6	0
	6-7	0		6-7	0		6-7	0
	7-8	0		7-8	0		7-8	0
	8-9	0		8-9	0		8-9	0
	9-10	0		9-10	0		9-10	0
	10-11	0		10-11	0		10-11	0
	11-12	0		11-12	0		11-12	0
	12-13	75		12-13	75		12-13	75
	13-14	75		13-14	75		13-14	75
	14-15	0		14-15	0		14-15	0
	15-16	0		15-16	0		15-16	0
	16-17	0		16-17	0		16-17	0
	17-18	0		17-18	0		17-18	0
	18-19	0		18-19	0		18-19	0
	19-20	0		19-20	0		19-20	0
	20-21	0		20-21	0		20-21	0
	21-22	0		21-22	0		21-22	0
	22-23	0		22-23	0		22-23	0
	23-24	0		23-24	0		23-24	0

Anexo 3

Modelo de difusión radial.

La información que requiere de entrada es la radiación difusa horizontal y directa (DNI & DHI) que por defecto se encuentra seleccionado en SAM y sirve para determinar la irradiancia difusa total con la ecuación 16.

De manera general, son mostrados los parámetros en la Tabla 29 y ecuaciones involucradas en el proceso [34].

$$I_{dT} = I_d \left[A_i \frac{I_b}{I_T} + (1 - A_i) \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) \left(1 + f \sin^3 \left(\frac{\beta}{2} \right) \right) \right]$$

Eq. 16

Tabla 29. Variables modelo de radiación difusa HDKR

		Submodelo Radiación HDKR	
		Símbolo	Descripción
Entradas		I_{bh}	Irradiancia horizontal incidente
		H	Transmitancia atmosférica
		A_i	Factor anisotrópico
		I_T	Irradiancia Total
		f	Factor modulador de corrección del resplandor horizontal
		I_{TISO}	Irradiancia total isotrópica
		I_{gh}	Irradiancia total incidente horizontal
		I_{cs}	Radiación circunsolar
Salida		I_d	Irradiancia difusa
		I_{dT}	Irradiancia difusa total

(Fuente: [34])

Modelo para el módulo fotovoltaico

El modelo CEC calcula la potencia de salida DC por hora del módulo fotovoltaico a través de variables y ecuaciones almacenadas en la librería de SAM bajo las siguientes condiciones estándar de prueba (STC): irradiancia incidente total de 1.000 W/m² y temperatura de la celda de 25°C. En la Tabla 30 se muestran las variables del modelo.

Tabla 30. Variables del modelo CEC para el módulo fotovoltaico.

		Submodelo CEC	
		Símbolo	Descripción
Entradas		$I_{mp,ref}$	Corriente de potencia máxima de referencia
		$V_{oc,ref}$	Voltaje en circuito abierto de referencia
		$I_{sc,ref}$	Corriente en cortocircuito de referencia
		$\alpha_{sc,ref}$	Coef. De temperatura de corriente en cortocircuito (A/°C)
		$\beta_{oc,ref}$	Coef. De temperatura de voltaje en circuito abierto (V/°C)
		$I_{L,ref}$	Corriente de luz de referencia
		$I_{o,ref}$	Corriente de saturación del diodo de referencia
		$R_{s,ref}$	Resistencia en serie de referencia
		a_{ref}	Factor ideal de referencia
		$R_{sh,ref}$	Resistencia de derivación de referencia
		adjust	Factor de ajuste del coeficiente de temperatura
Salida		$P_{dc,m}$	Potencia de salida DC del módulo

(Fuente: [34])

Estas variables de entrada no son editables al trabajar con la base de datos de módulos. En este modelo la potencia de salida se calcula solo cuando la irradiancia efectiva ajustada es mayor a 1. En dónde la irradiancia efectiva ajustada está dada por la ecuación 17, que está en función del modificador de la masa de aire (M) y la irradiancia absorbida por la celda fotovoltaica (G_0).

$$G > 1$$

$$G = MG_0$$

Eq. 17

La corriente de potencia máxima I_{mp} , se calcula a partir de la ecuación 18 del circuito equivalente presentado en la Figura 24.

$$I_{mp} = I_L - I_o \exp \frac{V + IR_s}{a} - 1 - \frac{V + IR_s}{R_{sh}}$$

Eq. 18

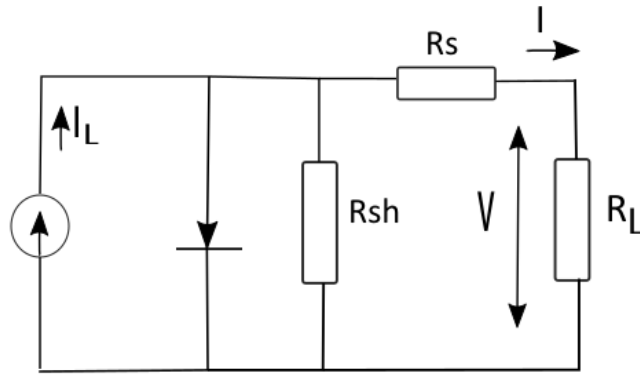


Figura 24. Circuito equivalente

(Fuente: propia)

Los valores de I_L , I_o son calculados a partir de las siguientes ecuaciones 19 y 20:

$$I_L = \frac{G}{1000} I_{L,ref} + \mu_{I,sc} (T_c - 298,15)$$

Eq. 19

La corriente I_L se multiplica por un factor de 0,9 cuando se calcula corriente I_{mp} . En dónde k es la constante de Boltzmann en eV/K y E_{bg} se obtiene considerando una diferencia de energía de la banda de silicio de 1,12 eV.

$$I_o = I_{o,ref} \left(\frac{T_c}{298,15} \right)^3 \exp \left(\frac{1}{k} \frac{1,12}{T_{c,ref}} - \frac{E_{bg}}{T_c} \right)$$

Eq. 20

Para los valores de R_{sh} y R_s , se calculan a partir de la ecuación 21, se consideran iguales debido a que el efecto causado por las resistencias en serie para la potencia máxima es relativamente pequeño. Mientras que para a_{ref} , se obtiene a partir de la ecuación 22.

$$R_{sh} = R_{sh,ref} \frac{1000}{G}$$

Eq. 21

$$a = a_{ref} \frac{T_c}{T_{c,ref}}$$

Eq. 22

SAM determina un voltaje entre 0 y V_{oc} para el voltaje V_{mp} del cual se obtiene la máxima potencia a través de la ecuación 23.

$$P_{dc,m} = V_{mp} I_{mp}$$

Eq. 23

En cuanto a la temperatura de la celda, esta se calcula a partir del submodelo NOCT. Las variables involucradas en este modelo son presentadas en la Tabla 31.

Tabla 31. Variables submodelo de corrección de temperatura de la celda NOCT.

Submodelo NOCT		
	Símbolo	Descripción
Entradas	G	Irradiancia efectiva transmitida a la celda fotovoltaica
	$\tau\alpha$	-
	V_w	Velocidad del viento del archivo del clima
	-	Altura del arreglo
	-	Montaje
	T_{NOCT}	Temperatura NOCT del módulo
	I_{mp}	Corriente de potencia máxima
	V_{mp}	Voltaje de potencia máxima
	A_m	Área del módulo en metros
Salida	T_c	Temperatura de la celda

(Fuente:[34])

La temperatura de la celda se calcula únicamente cuando la irradiancia de la ecuación 17 es mayor a cero, $G > 0$. Mientras que la eficiencia de referencia del módulo se basa en una irradiancia incidente de 1.000 W/m^2 con la ecuación 24.

$$n_{ref} = \frac{I_{mp}V_{mp}}{1000A_m}$$

Eq. 24 Para la corrección de la temperatura también se consideran la altura del arreglo y el montaje de los módulos. La altura a la que se encuentre el arreglo por encima del suelo servirá para un ajuste de la velocidad del viento en los que se tiene los siguientes casos:

$$v_{m,adj} \begin{cases} 0,51v_w & 4,5 \text{ m o menos} \\ 0,61v_w & 5,5 \text{ m o más} \end{cases}$$

En cuanto a la temperatura NOCT, el ajuste se realiza a partir del tipo de montaje en la superficie escogida. Mientras menor sea la separación la temperatura aumentará causando una disminución en la potencia de salida de los módulos. En la Tabla 32, se presentan los valores para distintas configuraciones.

Tabla 32. Distancia de separación para el índice de temperatura NOCT

Índice de temperatura NOCT ajustada	
$T_{noct, adj}$	Distancia de separación
$T_{noct} + 2$	Es parte del edificio, mayor a 88,9 mm, o montado en el suelo
$T_{noct} + 2$	63,5 mm a 88,9 mm
$T_{noct} + 6$	38,1 mm a 63,5 mm
$T_{noct} + 11$	12,7 mm a 38,1 mm
$T_{noct} + 18$	Menor que 12,7 mm

(Fuente: [34])

Finalmente, la temperatura de la celda se calcula con la ecuación 25 en grados Celsius (°C):

$$T_c = T_a + \frac{G}{800} T_{noct,adj} - 20 \left(1 - \frac{n_{ref}}{\tau \alpha} \frac{9,5}{5,7 + 3,8v_{w,adj}} \right)$$

Eq. 25

Inversor

Para la configuración del inversor, SAM presenta dos submodelos que determinan la potencia total de salida en corriente alterna (AC), en este caso se usa el modelo CEC. Este es un modelo que utiliza coeficientes derivados empíricos (C_0 , C_1 , C_2 , C_3), junto con las especificaciones dadas por el fabricante. Las variables de este submodelo se presentan en la Tabla 33.

Tabla 33. Variables para el submodelo de determinación del inversor

Submodelo CEC		
	Símbolo	Descripción
Entradas	P_{dc}	Potencia de entrada DC al inversor
	V_{dc}	Voltaje de entrada del inversor
	$V_{dc,máx}$	Voltaje de potencia máxima DC
	V_{dc}	Voltaje DC nominal
	P_s	Potencia consumida durante operación
	P_{nt}	Potencia consumida durante la noche
	P_{ac}	Potencia AC máxima
	P_{dc}	Potencia DC máxima
	C_0	Curvatura entre potencia AC y DC W^{-1}
	C_1	Coficiente de variación $P_{dc,0}$ con el voltaje DC de entrada V^{-1}
	C_2	Coficiente de variación $P_{s,0}$ con el voltaje DC de entrada V^{-1}
	C_3	Coficiente de variación C_0 con el voltaje DC de entrada V^{-1}
	Salida	P_{ac}
n_{inv}		Eficiencia del inversor

(Fuente: [34])

La potencia de entrada del inversor es la potencia de salida total del arreglo en DC para el número de inversores presentes en el sistema. Está representada por la ecuación 26.

$$P_{dc} = \frac{P_{dc,tot}}{N}$$

Eq. 26

SAM calcula la potencia de salida del inversor con la ecuación 27 En dónde los coeficientes A, B y C están en función de las potencias iniciales y el voltaje DC.

$$P_{ac} = \frac{P_{ac,0}}{A - B} - C(A - B)(P_{dc} - B) + C(P_{dc} - B)^2$$

Eq. 27

Mientras que la eficiencia de conversión de energía DC/AC del inversor está dado por la ecuación 28.

$$n_{inv} = \frac{P_{ac}}{P_{dc}}$$

Eq. 28


Anexo 4

FICHAS TÉCNICAS DE LOS EQUIPOS PARA EL SISTEMA FV


Módulos Fotovoltaicos

TSM-500DE 18M (II)

Mono Multi Solutions



BACKSHEET MONOCRYSTALLINE MODULE



500W+
MAXIMUM POWER OUTPUT

21.1%
MAXIMUM EFFICIENCY

0~+5W
POSITIVE POWER TOLERANCE

PRODUCTS | POWER RANGE

TSM-DE18M(II) | 480-505W

High customer value

- Lower LCOE (Levelized Cost Of Energy), reduced BOS (Balance Of System) cost, shorter payback time
- Lower guaranteed first year and annual degradation
- Designed for compatibility with existing mainstream system components
- Higher return on investment

High power up to 505W

- Large area cells based on 210mm silicon wafers and 1/3-cut cell technology
- Up to 21.1% module efficiency with high density interconnect technology
- Multi-busbar technology for better light trapping effect, lower series resistance and improved current collection

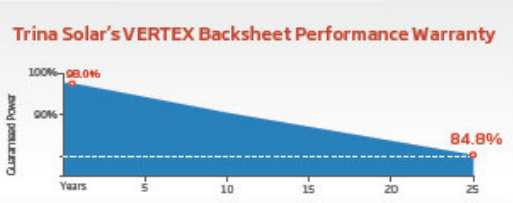
High reliability

- Minimized micro-cracks with innovative non-destructive cutting technology
- Ensured PID resistance through cell process and module material control
- Resistant to harsh environments such as salt, ammonia, sand, high temperature and high humidity areas
- Mechanical performance up to 5400 Pa positive load and 2400 Pa negative load

High energy yield

- Excellent IAM (Incident Angle Modifier) and low irradiation performance, validated by 3rd party certifications
- The unique design provides optimized energy production under inter-row shading conditions
- Lower temperature coefficient (-0.36%) and operating temperature


Trina Solar's VERTEX Backsheet Performance Warranty




Years	Guaranteed Power (%)
0	100.0%
25	84.8%

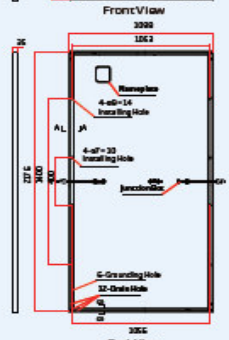
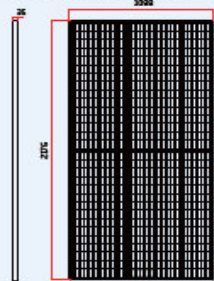
Founded in 1997, Trina Solar is the world's leading total solution provider for solar energy. With local presence around the globe, Trina Solar is able to provide exceptional service to each customer in each market and deliver our innovative, reliable products with the backing of Trina as a strong, bankable brand. Trina Solar now distributes its PV products to over 100 countries all over the world. We are committed to building strategic, mutually beneficial collaborations with installers, developers, distributors and other partners in driving smart energy together.

Comprehensive Products and System Certificates
 IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716
 ISO 9001: Quality Management System
 ISO 14001: Environmental Management System
 ISO 14064: Greenhouse Gas Emissions Verification
 ISO 45001: Occupational Health and Safety Management System

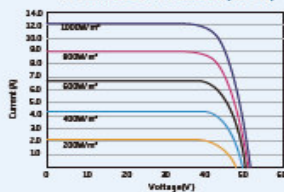




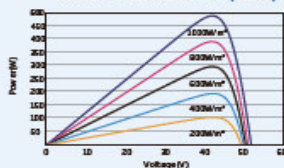
DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)



I-V CURVES OF PV MODULE(490W)



P-V CURVES OF PV MODULE(490W)



ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts- P_{max} (Wp)*	490	485	490	495	500	505
Power Tolerance- P_{max} (W)	0 ~ +5					
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	42.0	42.2	42.4	42.6	42.8	43.0
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	11.42	11.49	11.56	11.63	11.69	11.75
Open Circuit Voltage- V_{oc} (V)	50.8	51.1	51.3	51.5	51.7	51.9
Short Circuit Current- I_{sc} (A)	11.99	12.07	12.14	12.21	12.28	12.35
Module Efficiency η (%)	20.1	20.3	20.5	20.7	20.9	21.1

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass 1.5
 *Measuring tolerance: ±3%

ELECTRICAL DATA (NMOT)

Maximum Power- P_{max} (Wp)	363	367	371	375	379	382
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	39.6	39.8	40.0	40.2	40.4	40.6
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	9.15	9.20	9.26	9.32	9.37	9.43
Open Circuit Voltage- V_{oc} (V)	48.0	48.2	48.4	48.6	48.8	49.0
Short Circuit Current- I_{sc} (A)	9.65	9.72	9.77	9.83	9.89	9.94

NMOT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
Cell Orientation	150 cells
Module Dimensions	2176 × 1098 × 35 mm (85.67 × 43.23 × 1.38 Inches)
Weight	26.3 kg (58.0 lb)
Glass	3.2 mm (0.13 Inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant Material	EVA
Backsheet	White
Frame	35 mm (1.38 Inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 Inches ²), Portrait: N 280mm/P 280mm (11.02/11.02 Inches) Landscape: N 1400mm/P 1400mm (55.12/55.12 Inches)
Connector	MC4EV02 / TS4*

*Please refer to regional datasheet for specified connector.

TEMPERATURE RATINGS

NMOT (Maximal Module Operating Temperature)	41°C (±3°C)
Temperature Coefficient of P_{max}	-0.36%/°C
Temperature Coefficient of V_{oc}	-0.26%/°C
Temperature Coefficient of I_{sc}	0.04%/°C

(Do not connect Fuse in Combiner Box with two or more strings in parallel connection)

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40 ~ +85 °C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)
Max Series Fuse Rating	20A

WARRANTY

- 12 year Product/Workmanship Warranty
- 25 year Power Warranty
- 2% first year degradation
- 0.55% Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

- Modules per box: 30 pieces
- Modules per 40' container: 600 pieces

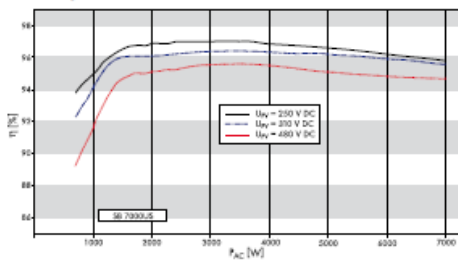
Inversor

Escenario 1
SMA America ST42 Guayaquil

Technical Data Sunny Tower ST36 / ST42

	ST36	ST42
Input Data (DC)		
Max. Recommended Array Input Power (DC @ STC)	45.0 kW	52.5 kW
Max. DC Voltage	600 V	600 V
Peak Power Tracking Voltage	250 - 480 V @ 208 V 250 - 480 V @ 240 V	250 - 480 V @ 208 V 250 - 480 V @ 240 V
DC Max. Input Current	150 A	180 A
DC Voltage Ripple	< 5%	< 5%
Number of Fused String Inputs	24	24
PV Start Voltage (adjustable)	300 V	300 V
Output Data (AC)		
AC Nominal Power	36.0 kW	42.0 kW
AC Maximum Output Power	36.0 kW	42.0 kW
AC Maximum Output Current (per phase @ 208, 240, 277 V)	100 A, 87 A, 44 A	117 A, 101 A, 51 A
AC Nominal Voltage / Range	183 - 229 V @ 208 V 211 - 264 V @ 240 V	183 - 229 V @ 208 V 211 - 264 V @ 240 V
AC Frequency / Range	60 Hz / 59.3 Hz - 60.5 Hz	60 Hz / 59.3 Hz - 60.5 Hz
Power Factor	1	1
Efficiency		
Peak Inverter Efficiency	97.0 %	97.1 %
CEC weighted Efficiency	95.5 % @ 208 V, 240 V 96.0 % @ 277 V	95.5 % @ 208 V 96.0 % @ 240 V, 277 V
Mechanical Data		
Dimensions W x H x D in inches	43.3 x 70.5 x 39	43.3 x 70.5 x 39
Weight / With 6 Inverters / Total Shipping Weight in lbs.	330 / 1115 / 1700	330 / 1115 / 1700
Ambient temperature range	-13 to +113 °F	-13 to +113 °F
Power Consumption: standby / nighttime	< 42 W / 1.5 W	< 42 W / 1.5 W
Topology	PWM, true sinewave, current source	PWM, true sinewave, current source
Cooling Concept	Convection, regulated fan cooling	Convection, regulated fan cooling
Mounting Location Indoor / Outdoor (NEMA 3R)	● / ●	● / ●
Features		
LCD Display	●	●
Lid Color: aluminum / red / blue / yellow	● / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○
Communication: RS485 / Wireless	○ / ○	○ / ○
Warranty: 10-year	●	●
Compliance: IEEE-929, IEEE-1547, UL 1741, UL 1998, FCC Part 15 A & B	●	●
Specifications for nominal conditions	● Included ○ Option – Not available	

Efficiency Curves

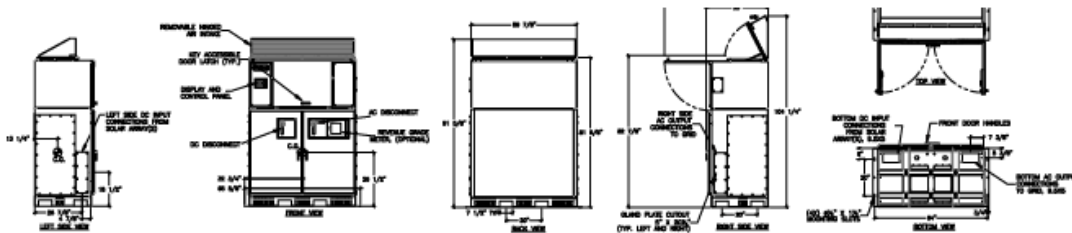


www.sma-america.com

Sunny Tower (March 2007) Sunny 36 and SMA are registered trademarks of SMA Technology AG. Test and figures comply with the state of the art applicable to the printing. Subjects without charge. We accept no liability for typographical and other errors. Based on data sheet paper.

Advanced Energy Industries AE 75TX [208 V] Portoviejo

Dimensions - AE 75TX and AE 100TX



AE 75TX and AE 100TX Summary Specifications*

Mechanical	AE 75TX	AE 100TX
Weight	2750 lbs	3000 lbs
Construction	Powder coated steel, optional stainless steel	Powder coated steel, optional stainless steel
Environmental Rating	NEMA 4	NEMA 4
Mounting	Pad Mount	Pad Mount
Isolation Transformer	Integrated	Integrated
Integrated AC/DC Disconnect	Included	Included
AC and DC Surge Protection	Included	Included
Electrical		
DC Inputs		
Array Configuration	Positive or negative ground	Positive or negative ground
Maximum Operating Input Current	267A	356 A
Maximum DC Input Voltage (VOC)	600 V	600 V
MPPT Voltage Range	295-595 V	295-595 V
Open-Circuit Turn-On Voltage	330 V	330 V
AC Output		
Continuous Output Power (kW)	75 kW	100 kW
Nominal Voltage	208 Y, 480 Y, 600 Y	208 Y, 480 Y, 600 Y
Operating Voltage Range	-12% / +10%	-12% / +10%
Electrical Service Compatibility	3 phase, 4 wire, grounded Wye	3 phase, 4 wire, grounded Wye
Maximum Continuous Current	208: 208 A 480: 91 A 600: 72 A	208: 278 A 480: 120 A 600: 96 A
Short Circuit Fault Current	208: 320 Arms @ 208 VAC, 60.3 ms 480: 139 Arms @ 480 VAC, 60.3 ms 600: 111 Arms @ 600 VAC, 60.3 ms	208: 320 Arms @ 208 VAC, 60.3 ms 480: 139 Arms @ 480 VAC, 60.3 ms 600: 111 Arms @ 600 VAC, 60.3 ms
Nominal Frequency	60 Hz	60 Hz
Frequency Range	59.3 - 60.5 Hz, adjustable to 57.0 Hz	59.3 - 60.5 Hz, adjustable to 57.0 Hz
Total Harmonic Distortion	< 3% THD	< 3% THD
Efficiency		
Efficiency: Peak/CEC	208: 96.1% / 95.5% 480: 96.6% / 95.5% 600: 96.5% / 96.0%	208: 96.4% / 95.5% 480: 97.1% / 96.0% 600: 96.4% / 96.0%
Standby Losses	< 42 W	< 42 W
Inverter Controls and Monitoring		
Power Factor	> 0.99, adjustable to 0.9 leading or lagging	> 0.99, adjustable to 0.9 leading or lagging
Power Curtailment	5 - 100%, 1% increments	5 - 100%, 1% increments
Communication Interfaces and Protocols	RS-485, Ethernet, Modbus, TCP/IP	RS-485, Ethernet, Modbus, TCP/IP
Environmental		
Operating Ambient Temp. Range	-30 °C to 50 °C	-30 °C to 50 °C
Standby/Storage Ambient Temp. Range	-40 °C to 60 °C	-40 °C to 60 °C
Cooling	Forced Convection	Forced Convection
Relative Humidity	0 to 95%, non-condensing	0 to 95%, non-condensing
Elevation	6000 ft	6000 ft
Noise Emission	< 61 dBA, typical at full load	< 61 dBA, typical at full load
Regulatory		
Agency Approvals / Regulatory Compliance	UL 1741, IEEE 519, IEEE 929, IEEE 1547, CSA 107.1-1, FCC Class A	UL 1741, IEEE 519, IEEE 929, IEEE 1547, CSA 107.1-1, FCC Class A
Inverter Warranty	10 Year	10 Year

Subject to change without notice. Refer to user manual for detailed specification.

*Note: Not all performance window specifications can be achieved simultaneously. Performance varies per site.

Consult your AE sales or service representatives for specific PV system design questions at sales.support@aei.com.

Advanced Power Controls

- Power factor
- Curtailment
- Controlled ramp rate
- Remote enable/disable

Options

- Integrated fused subcombiner: up to 9 inputs of 70 A - 600 A (max total of 675 A)
- Integrated fused subcombiner with monitoring: Up to 6 inputs of 70 A - 100 A or up to 5 inputs of 70 A - 200 A (max total of 675 A)
- Integrated revenue grade meter
- Integrated data monitoring
- 24 V auxiliary power supply
- Stainless steel
- 20-year extended warranty


Performance Monitoring

Increase uptime and reduce maintenance costs with integrated performance monitoring hardware that enables connectivity to a variety of software solutions from industry leading monitoring partners. The tight integration between Advanced Energy and our monitoring partners creates a superior service and support experience while seamlessly delivering meaningful data. Factory integration and testing of our UL listed monitoring solution ensures high reliability and significantly reduces field installation costs.

ecoDIRECT
CLEAN ENERGY SOLUTIONS

Escenario 2
Fronius USA CL33.3 Guayaquil


/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging




SHIFTING THE LIMITS

FRONIUS CL CENTRAL INVERTER


/ The central inverter for long-term peak performance.




/ Fronius MIX technology




/ IEE transformer switchover




/ Fronius Module Manager




/ Easy PC based software



/ Ventilation concept



/ Transport technology



/ The Fronius CL combines efficient power electronics with a unique modular system design of up to 15 power stage sets in the Fronius MIX technology. This makes the Fronius CL the perfect central inverter for PV systems of up to several hundred kilowatts(kW). Other advantages: precise maximum power point tracking of the Fronius Module Manager, automatic transformer switchover, and much more. The Fronius CL is available in six power classes from 33 to 60 kW.

TECHNICAL DATA: FRONIUS CL

INPUT DATA	CL 33.3 _{DC/3A}	CL 36.0 _{WT/2T}	CL 44.4 _{DC/3A}	CL 48.0 _{WT/2T}	CL 55.5 _{DC/3A}	CL 60.0 _{WT/2T}
Recommended PV Power	28.3 - 39.0 kWp	30.6 - 42.1 kWp	37.8 - 52.0 kWp	40.8 - 56.2 kWp	47.2 - 65.0 kWp	51.0 - 70.2 kWp
MPP Voltage Range	151 - 500 V					
DC Starting Voltage	260 V					
Max. Input Voltage Range	600 V					
Max. Single Input Current	134.0 A	166.5 A	205.4 A	222. A	256.7 A	277.5 A
Admissible Conductor Size (DC)	150 kCM					
No. of DC Input Terminals	Accommodates up to 1 single- or dual-hole legs per pole, M12 (1/2") studs					
No. of MPP Trackers	1					

OUTPUT DATA	CL 33.3 _{DC/3A}	CL 36.0 _{WT/2T}	CL 44.4 _{DC/3A}	CL 48.0 _{WT/2T}	CL 55.5 _{DC/3A}	CL 60.0 _{WT/2T}		
Max. Continuous Output Power (40°C)	306V	33,300 W	n/a	44,400 W	n/a	55,500 W	n/a	
	240 V	33,300 W	n/a	44,400 W	n/a	55,500 W	n/a	
	277 V	n/a	36,000 W	n/a	48,000 W	n/a	60,000 W	
Nominal AC Output Voltage	208 / 240 V		480 / 277 V		208 / 240 V		480 / 277 V	
Operating AC Voltage Range Default (±12 / 10%)	208 V	183 - 299 V	n/a	183 - 299 V	n/a	183 - 299 V	n/a	
	240 V	211 - 264 V	n/a	211 - 264 V	n/a	211 - 264 V	n/a	
	277 V	n/a	244 - 305 V	n/a	244 - 305 V	n/a	244 - 305 V	
No. of Phases	3							
Admissible Conductor Size (AC)	150 MCM							
Nominal Output Frequency	60 Hz							
Operating Frequency Range	59.3 - 60.5 Hz							
Total Harmonic Distortion (THD)	< 3%							
Power Factor (at Nominal Output Power)	1							

GENERAL DATA	CL 33.3 _{DC/3A}	CL 36.0 _{WT/2T}	CL 44.4 _{DC/3A}	CL 48.0 _{WT/2T}	CL 55.5 _{DC/3A}	CL 60.0 _{WT/2T}	
Max. Efficiency	95.9 %						
CEC Efficiency	208 V	94.5 %	n/a	94.5 %	n/a	94.5 %	n/a
	240 V	95.0 %	n/a	95.0 %	n/a	95.0 %	n/a
	277 V	n/a	95.5 %	n/a	95.5 %	n/a	95.5 %
Consumption in Standby (Night)	< 5 W						
Consumption During Operating	45 W						
Cooling	Controlled forced ventilation, variable speed fan						
Compliance	UL 1741-2009, IEEE 1547-2003, IEEE 1547.1, ANSI/IEEE C82.41, FCC Part 15 B, NEMO Article 699, C22.2 No. 307.1-01 (September 2003), California Solar Initiative - Program Handbook - Appendix C, Inverter Integral 2% More Performance Specification						
Standard Warranty	5 Years						
Available Warranty	5 and 15 Year						
Dimensions (W x H x D)	43.5" x 76.6" x 31.4"						
Weight	661 lbs	641 lbs	721 lbs	721 lbs	783 lbs	783 lbs	

Agepower Limit TL3 277V Portoviejo



Agepower Limit TL3 Agepower AP 20000 TL3-US-277

Agepower Limit

★★★★★ Manufacturer Reviews (0)

Good

Efficiency: 96.5%

Type: String inverter

20000 W, 277 Vac Utility Interactive Inverter

[See all Agepower Limit Solar Inverters](#)

[See all Solar Inverters](#)

Inverter Overview ▲

Type	String inverter
Efficiency	96.5%
Nominal Voltage ⓘ	277VAC
Maximum Output Power ⓘ	20.42kW

Individual models of inverters are designed specifically for certain types of solar installations: residential vs. utility-scale, 60 cell vs. 72 cell solar panels, system level or module level power economics.

Inverter Characteristics ▲

Features ⓘ

- ✓ Built In Meter
- ✓ Microinverter
- ✓ Panel-level Optimization
- ✓ Smart Inverter Phase 1
- ✓ Smart Inverter Phase 1 with Tested

There are three primary inverter types: string inverters, power optimizers paired with string inverters and microinverters. Inverters may come with additional features and capabilities beyond their standa... [Read more](#)

Voltage ▲

Nominal ⓘ	420.0VDC
Minimum	250.0VDC
Maximum	480.0VDC
Night Tare Loss ⓘ	0.2W

The voltage and voltage range across which an inverter can operate are indicative of the overall performance of an inverter. A wide range of voltages means the inverter can perform well across a variety of sc... [Read more](#)

Product Certifications ▲

Certifications Received: None

Organizations like the International Electrotechnical Commission (IEC) and Underwriters Laboratories (UL) create national and international standards for inverter systems to ensure any products on the m... [Read more](#)

Baterías

PDC-121100



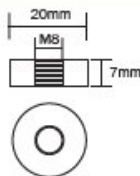
Features

- Absorbent Glass Mat (AGM) technology for superior performance
- Valve regulated, spill proof construction allows safe operation in any position
- Oversize negative plates and a specialized paste formulation provide true deep cycle performance.
- Special additives in the paste ensure superior performance in deep discharge situations.
- Power/volume ratio yielding unrivaled energy density
- Rugged impact resistant ABS case and cover (UL94-HB)
- Approved for transport by air. D.O.T., I.A.T.A., F.A.A. and C.A.B. certified
- U.L. recognized under file number MH 20845

Terminals

(mm)

- T11: Threaded insert w. 8 mm stud fastener



Performance Specifications

Nominal Voltage 12 volts (6 cells)

Nominal Capacity

20-hr. (5.36A to 10.50 volts)	107.2 AH
10-hr. (10.0A to 10.50 volts)	100.0 AH
8-hr. (12.2A to 10.50 volts)	97.6 AH
5-hr. (17.5A to 10.20 volts)	87.7 AH
1-hr. (64.6A to 9.00 volts)	64.6 AH
15-min. (197.6A to 9.00 volts)	49.3 AH

Approximate Weight 66.2 lbs. (30.0 kg)

Energy Density (20-hr. rate) 1.62 W-h/in³ (99.14 W-h/l)

Specific Energy (20-hr. rate) 18.13 W-h/lb (39.96 W-h/kg)

Internal Resistance (approx.) 4.9 milliohms

Max Discharge Current (7 Min.) 321.6 amperes

Max Short-Duration Discharge Current (10 Sec.) 1070.2 amperes

Shelf Life (% of nominal capacity at 68°F (20°C))

1 Month	97%
3 Months	91%
6 Months	83%

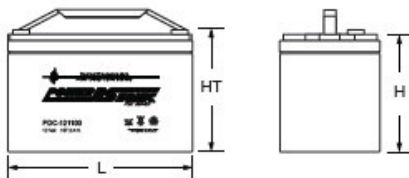
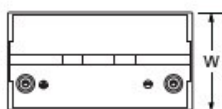
Operating Temperature Range

Charge	-4°F (-20°C) to 122°F (50°C)
Discharge	-40°F (-40°C) to 140°F (60°C)

Case ABS Plastic

Power-Sonic Chargers PSC-121000A-C

Physical Dimensions: in (mm)



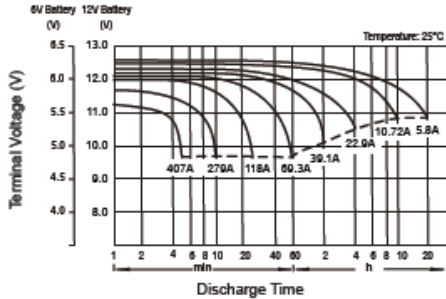
L: 12.99 (330) W: 6.81 (173) H: 8.35 (212) HT: 8.66 (220)

Tolerances are +/- 0.04 in. (+/- 1mm) and +/- 0.08 in. (+/- 2mm) for height dimensions. All data subject to change without notice.

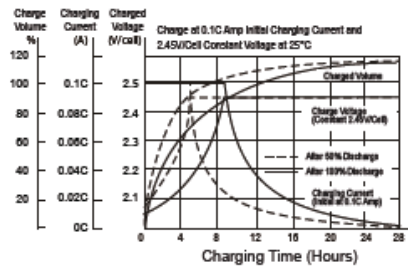
To ensure safe and efficient operation always refer to the latest edition of our Technical Manual, as published on our website. All data subject to change without notice.

www.power-sonic.com

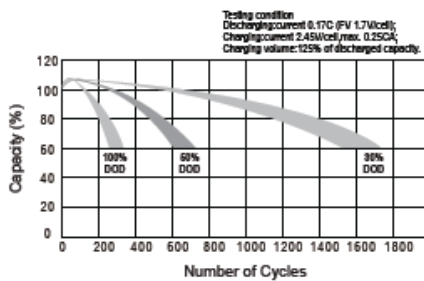
Discharge Characteristics



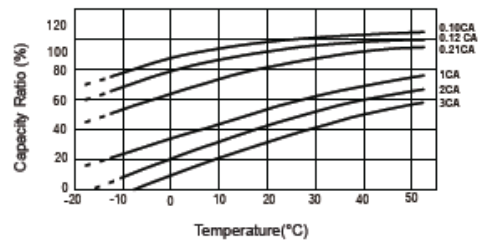
Charging Characteristics (Cycle Use)



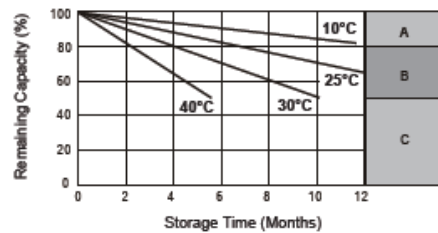
Cycle Life in Relation to Depth of Discharge



Temperature Effects in Relation to Battery Capacity



Self Discharge Characteristics



- A** No supplementary charge required
(Carry out supplementary charge before use if 100% capacity is required.)
- B** Supplementary charge required before use. Optional charging way as below:
1. Charged for above 3 days at limited current 0.25CA and constant voltage 2.25V/cell.
2. Charged for above 20 hours at limited current 0.25CA and constant voltage 2.45V/cell.
3. Charged for 8*10 hours at limited current 0.05CA.
- C** Supplementary charge may often fail to recover the capacity.
The battery should never be left standing till this is reached

Charging

Cycle Applications: Limit initial current to 32.1A. Charge until battery voltage (under charge) reaches 14.4 to 14.7 volts at 68°F (20°C). Hold at 14.4 to 14.7 volts until current drops to under 1070mA. Battery is fully charged under these conditions, and charger should be disconnected or switched to "float" voltage.

"Float" or "Stand-By" Service: Hold battery across constant voltage source of 13.5 to 13.8 volts continuously. When held at this voltage, the battery will seek its own current level and maintain itself in a fully charged condition.

Note: Due to the self-discharge characteristics of this type of battery, it is imperative that they be charged within 6 months of storage, otherwise permanent loss of capacity might occur as a result of sulfation.

Chargers

Power-Sonic offers a wide range of chargers suitable for batteries up to 100AH. Please refer to the Charger Selection Guide in our specification sheets for "C-Series Switch Mode Chargers" and "Transformer Type A and F Series". Please contact our Technical department for advice if you have difficulty in locating suitable models.

Further Information

Please refer to our website www.power-sonic.com for a complete range of useful downloads, such as product catalogs, material safety data sheets (MSDS), ISO certification, etc..

Contact Information

DOMESTIC SALES Tel: +1-619-661-2020 Fax: +1-619-661-3650 national-sales@power-sonic.com		CUSTOMER SERVICE Tel: +1-619-661-2030 Fax: +1-619-661-3648 customer-service@power-sonic.com		TECHNICAL SUPPORT Tel: +1-619-661-2020 Fax: +1-619-661-3648 support@power-sonic.com		INTERNATIONAL SALES Tel: +1-650-364-5001 Fax: +1-650-366-3662 international-sales@power-sonic.com	
CORPORATE OFFICE • 7550 Panasonic Way • San Diego, CA 92154 • USA • Tel: +1-619-661-2020 • Fax: +1-619-661-3650							

Controlador de carga

Guayaquil

Zhenjiang SDC240V 250A

No. de Modelo	SDC240V-200A	SDC240V-250A	SDC240V-300A
Datos Eléctricos			
Potencia Solar Max. De Entrada	48000 W	60000 W	72000 W
Voltaje @ Potencia Solar Max. De Entrada	440 VDC	440 VDC	440 VDC
Voltaje Max. De Circuito Abierto del Panel Solar	440 V	440 V	440 V
Corriente Max. De Corto Circuito del Panel Solar	200 A	250 A	330 A
Voltaje Nominal del Sistema (Batería)	240 V	240 V	240 V
Rango Operativo de Voltaje de Batería	240 - 290 V		
Corriente de Carga Máxima de Batería	200 A	250 A	300 A
Autoconsumo	≤ 1 mA	≤ 1 mA	≤ 1 mA
Eficiencia de Conversión de Pico	95,00 %	95,00 %	95,00 %
Datos generales			
Dimensiones (AxAxP)	900x500x520 mm	900x500x520 mm	900x500x520 mm
Peso	80,00 Kg	80,00 Kg	80,00 Kg
Terminales (Tamaño del Cable)	35,0 - 50,0 mm ²	50,0 - 70,0 mm ²	50,0 - 95,0 mm ²
Voltaje de Carga de Ecuilibración	288,0 V	288,0 V	288,0 V
Voltaje de Carga de Flotador	276,0 V	276,0 V	276,0 V
Tipo de Batería	GEL, AGM, VLA, Li-ion		
Algoritmo de Carga	3 Stage		
Etapas de Carga	Bulto, Flotante, Ecuilibración, Silencioso		
Coefficiente de Compensación de Temperatura	-4mV/°C@2V		
Rango de Compensación de Temperatura	-35 ~ +80 °C		

Portoviejo

Zhenjiang SDC360V 200A

Model No.	SDC360V-200A	SDC360V-250A	SDC360V-300A
Price (MSRP)	€2,120 / Unit	€2,290 / Unit	€2,470 / Unit
Electrical Data			
Max. Solar Input Power	72000 W	90000 W	108000 W
Voltage @ Max. Solar Input Power	750 VDC	750 VDC	750 VDC
Max. Solar Panel Open Circuit Voltage	750 V	750 V	750 V
Max. Solar Panel Short Circuit Current	200 A	250 A	300 A
Nominal System (Battery) Voltage	360 V	360 V	360 V
Battery Voltage Operating Range	315 - 450 V	315 - 450 V	315 - 450 V
Maximum Battery Charge Current	200 A	250 A	300 A
Self-Consumption	≤ 1 mA	≤ 1 mA	≤ 1 mA
Peak Conversion Efficiency	85.00 %	85.00 %	85.00 %
General Data			
Dimensions (H/W/D)	900x520x500 mm	900x520x500 mm	900x520x500 mm
Weight	70.00 Kg	75.00 Kg	80.00 Kg
Terminals (Wire Size)	25.0 - 35.0 mm ²	35.0 - 50.0 mm ²	50.0 - 60.0 mm ²
Equalize Charging Voltage	432.0 V	432.0 V	432.0 V
Float Charging Voltage	414.0 V	414.0 V	414.0 V
Battery Type	GEL, AGM, VLA, Li-ion, Lead Carbon		
Charging Algorithm	3 Stage		
Charging Stages	Bulk, Float, Equalization		
Protection Class	IP 32		
Operating Temperature Range	-25 ~ +55 °C		
Storage Temperature Range	0 ~ +90 °C		

Cargadores

ABB Terra 54

Main features

- 50 kW DC fast charger supporting CCS and CHAdeMO
- Paralleled power module topology with automatic failover offers high uptime through redundancy
- Delivers full 50kW output power continuously and reliably over its lifetime
- EMC Class B certified for safe use at fuel stations, retail centers, offices, and residential adjacent sites
- Always connected, enables open industry standards, including remote services, updates and upgrades
- High brightness, daylight readable touchscreen display with graphic visualization of charging progress
- RFID authorization modes
- Robust all-weather powder-coated stainless steel enclosure
- Quick and easy installation as well as serviceability
- Spare parts are backwards and forwards compatible with Terra 53 product line

New features for Terra 54

- CCS cable exit on the left side for even easier cable management and improved cable handling usability
- High voltage charging capability up to 920 VDC with Terra 54HV configuration
- New connector holders for easier handling and stability
- Enhanced payment terminal
- Prepared for options like DC metering, integration with building management systems and cable management.

Optional features

- Cable management solution that is reliable, RAL-matched and easy to install in the field
- Customizable user interface
- PIN code authorization via ABB web tools
- Web tools for statistics and access management
- Credit card payment terminal
- Integration with OCPP networks, payment platforms and energy management; Autocharge enabled

Specifications	Terra 54	Terra 54 HV
Electrical		
Max output power	50 kW continuous	
AC input voltage	480V / 277 VAC +/- 10% (60 Hz)	
AC input connection	3-phase: L1, L2, L3, GND (no neutral)	
Nominal input current and input power rating	64 A, 54 kVA	
Recommended upstream circuit breaker(s)	80 A	
Power Factor*	> 0.96	
Current THD*	IEEE 519 Compliant; 5%	
Short circuit current rating	65 kA; 10 kA optional	
DC output voltage	CCS1: 200 - 500 VDC CHAdeMO: 50 - 500 VDC	CCS1: 200 - 920 VDC
DC output current	125 A	
Efficiency*	95%	
Interface and Control		
Charging protocols	CCS1 and CHAdeMO	CCS1
User interface	7" high brightness full color touchscreen display	
RFID system	ISO/IEC 14443A/B, ISO/IEC 15393, Felica™ 1, NFC reader mode, Mifare, Calypso, (option: Legic)	
Network connection	GSM/3G/4G modem; 10/100 Base-T Ethernet	
Communication	OCPP 1.6 Core and Smart Charging Profiles Autocharge via OCPP	
Supported languages	English (others available on request)	
Environment		
Operating temperature	-35 °C to +55 °C / -31 °F to +131 °F (de-rating characteristics apply at extreme temperatures)	
Recommended storage conditions	-10 °C to +70 °C / 14 °F to +158 °C (dry environment)	
Protection	IP54, NEMA 3R; indoor and outdoor rated	
Humidity	5% to 95%, non-condensing	
Altitude	2500 m (8200 ft)	
General		
Charge cable	6 m (19.6 ft) standard	
Dimensions (H x W x D)	1900 x 565 x 780 mm 74.8 x 22.2 x 30.7 in	
Weight	350 kg / 775 lbs	
Compliance and safety	UL 2202, CSA No. 107.1-16, NEC Article 625, EN 61851, EN 62196; CHAdeMO 1.2, DIN 70121, ISO 15118; IEC 61000-6-3; EMC Class B	

*Data shown at nominal output power

ABB Inc.
950 W Elliot Road, Suite 101
Tempe, AZ 85284
United States
Phone: 800-435-7365
E-mail: US-evci@us.abb.com

ABB Inc.
800 Hymus Boulevard
Saint-Laurent, QC H4S 0B5
Canada
Phone: 800-435-7365
E-mail: CA-evci@abb.com

We reserve the right to make technical changes or modify the contents of this document without prior notice. We reserve all rights in this document and in the subject matter and illustrations contained therein. Any reproduction, disclosure to third parties or utilization of its contents – in whole or in parts – is forbidden without prior written

P-LR/5 C

ABB Terra 94

Key features

- A compact, all-in-one charger from 90 kW to 180 kW
- Terra 124 and Terra 184 can fast-charge two vehicles at the same time
- Paralleled power module topology with automatic failover offers high uptime through redundancy
- Delivers output power continuously and reliably over its lifetime
- Flexible configurations include CCS-single, CCS-dual and CCS+CHAdeMO-dual outlets
- Up to 920 VDC for every passenger or fleet EV
- Bright, daylight readable touchscreen display with graphic visualization of charging session
- High short circuit current rating
- EMC Class B certified for safe use at fuel stations, retail centers, offices, and residential-adjacent sites
- Design enables ADA compliant installations
- RFID authorization modes
- Always connected, enabling remote services, updates and upgrades
- Robust all-weather powder-coated stainless steel enclosure
- Quick and easy installation as well as serviceability

Optional features

- Reliable cable management system available as ordered or field upgrade
- Customizable user interface
- Integrated payment terminal
- Web tools for statistics and PIN access management
- Integration with OCPP networks, payment platforms and energy management
- Autocharge and ISO 15118 enabled

Why charging operators and fleets prefer ABB

- ABB offers the most advanced, safe and reliable EV infrastructure and grid connected technologies
- ABB Connected Services enable every business and remote services model
- ABB's decade of EV charging experience and close cooperation with EV OEMs, networks and fleets

Specifications	Terra 94	Terra 124	Terra 184
Electrical			
Maximum output power	90 kW	120 kW or 60 kW x 2	180 kW or 90 kW x 2
AC Input voltage	480Y / 277 VAC +/- 10% (60 Hz)		
AC input connection	3-phase: L1, L2, L3, GND (no neutral)		
Nominal input current and input power rating	115 A, 96 kVA	153 A, 128 kVA	230 A, 192 kVA
Recommended upstream circuit breaker(s)	150 A	200 A	300 A
Power Factor*	> 0.96		
Current THD*	< 5%		
Short circuit current rating	65 kA		
DC output voltage	CCS-1: 150 - 920 VDC; CHAdeMO: 150 - 500 VDC		
DC output current	CCS-1: 200 A; CHAdeMO: 200 A		
Efficiency*	95%		
Interface and Control			
Charging protocols	CCS1 and CHAdeMO 1.2		
User interface	7" high brightness full color touchscreen display		
RFID system	ISO/IEC 14443A/B, ISO/IEC 15393, FeliCa™ 1, NFC reader mode, Mifare, Calypso, (option: Legic)		
Network connection	GSM/3G/4G modem; 10/100 Base-T Ethernet		
Communication	OCPP 1.6 Core and Smart Charging Profiles; Autocharge		
Supported languages	English (others available on request)		
Environment			
Operating temperature	-35 °C to +55 °C / -31 °F to +131 °F (de-rating characteristics apply at extreme temperatures)		
Recommended storage	-10 °C to +70 °C / 14 °F to +158 °C (dry environment)		
Protection	IP54, NEMA 3R; indoor and outdoor rated		
Humidity	5% to 95%, non-condensing		
Altitude	2000 m (6560 ft)		
General			
Charge cable	6 m (19.6 ft)		
Dimensions (H x W x D)	1900 x 565 x 880 mm / 74.8 x 22.2 x 34.6 in		
Weight	350 kg / 775 lbs	365 kg / 800 lbs	395 kg / 870 lbs
Compliance and safety	UL 2202, CSA No. 107.1-16; UL 2231-1, UL 2231-2, CSA STD C22.2 No. 107.1; NEC Article 625, EN 61851, EN 62196; CHAdeMO 1.2; DIN 70121, ISO 15118; IEC 61000-6-3; EMC Class B, FCC Part 15		

*Data shown at nominal output power

ABB Inc.
950 W Elliott Rd. Suite 101
Tempe, AZ, 85284
United States
Phone: 800-435-7365
E-mail: US-evci@us.abb.com

abb.com/evcharaina

ABB Inc.
800 Hymus Boulevard
Saint-Laurent, QC H4S 0B5
Canada
Phone: 800-435-7365
E-mail: CA-evci@abb.com

We reserve the right to make technical changes or modify the contents of this document without prior notice. We reserve all rights in this document and in the subject matter and illustrations contained therein. Any reproduction, disclosure to third parties or utilization of its contents – in whole or in parts – is forbidden without prior written consent of ABB. Copyright © 2021 ABB. All rights reserved.

1AKK10791A-624C