



**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA**

**SEDE QUITO**

**CARRERA DE ELECTRICIDAD**

**DIMENSIONAMIENTO ÓPTIMO DE UNA  
ELECTROLINERA AISLADA PARA LA  
AGENCIA SANGOLQUÍ DE LA EEQ., BASADO  
EN RECURSOS DISTRIBUIDOS**

Trabajo de titulación previo a la obtención del  
Título de Ingeniero Eléctrico

**AUTOR: ISAAC ALEXANDER RAMOS ZACARIAS**

**TUTOR: EDWIN MARCELO GARCÍA TORRES**

Quito -Ecuador

2025

**CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE  
TITULACIÓN**

Yo, Isaac Alexander Ramos Zacarias con documento de identificación N° 1755945241 manifiesto que:

Soy el autor y responsable del presente trabajo; y, autorizo a que sin fines de lucro la Universidad Politécnica Salesiana pueda usar, difundir, reproducir o publicar de manera total o parcial el presente trabajo de titulación.

Quito, 14 de octubre del año 2025

Atentamente,



---

Isaac Alexander Ramos Zacarias  
1755945241

**CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE  
TITULACIÓN A LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA**

Yo, Isaac Alexander Ramos Zacarias con documento de identificación No. 1755945241, expreso mi voluntad y por medio del presente documento cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del Proyecto Técnico: “Dimensionamiento óptimo de una electrolinera aislada para la agencia Sangolquí de la EEQ., basado en recursos distribuidos”, el cual ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En concordancia con lo manifestado, suscribo este documento en el momento que hago la entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Quito, 14 de octubre del año 2025

Atentamente,



---

Isaac Alexander Ramos Zacarias

1755945241

## **CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN**

Yo, Edwin Marcelo García Torres con documento de identificación N° 1803087400, docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: DIMENSIONAMIENTO ÓPTIMO DE UNA ELECTROLINERA AISLADA PARA LA AGENCIA SANGOLQUÍ DE LA EEQ., BASADO EN RECURSOS DISTRIBUIDOS realizado por Isaac Alexander Ramos Zacarias con documento de identificación N° 1755945241, obteniendo como resultado final el trabajo de titulación bajo la opción Proyecto Técnico que cumple con todos los requisitos determinados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Quito, 14 de octubre del año 2025

Atentamente,



Ing. Edwin Marcelo García Torres, Ph.D  
1803087400

## ÍNDICE GENERAL

1. INTRODUCCIÓN .....	1
1.1. Planteamiento del problema .....	4
1.2. Alcance .....	5
1.3. Objetivo Principal .....	6
1.4. Objetivos específicos .....	6
2. MARCO TEORICO .....	6
2.1. Recursos Distribuidos .....	7
2.1.1. Que son los recursos distribuidos.....	7
2.1.2. Tipos de Recursos Distribuidos .....	7
2.2. Vehículos Eléctricos .....	8
2.2.1. Tipos de Vehículos Eléctricos (EVs) .....	8
2.3. Electrolinerías.....	9
2.4. Tipos de Carga.....	10
2.4.1. Carga Convencional .....	10
2.4.2. Carga Semi Rápida.....	10
2.4.3. Carga Rápida .....	10
2.4.4. Carga Súper Rápida .....	11
2.4.5. Carga Inalámbrica .....	11
2.5. Sistema de suministro de energía para electrolinerías.....	11
2.6. Sistemas con autoabastecimiento .....	12
2.7. Sistemas Fotovoltaicos .....	12
2.7.1. Sistemas Fotovoltaicos Aislados .....	12
2.7.2. Sistemas PV conectados a la red de distribución.....	13
2.8. Banco de Baterías .....	13
3. PROBLEMA .....	13
4. CASO DE ESTUDIO.....	14
4.1. Electrolinería instalada en la agencia de recaudación Sangolquí .....	14
4.2. Ubicación.....	15
4.3. Área de Instalación. ....	16
4.4. Tipo de carga.....	16
4.4.1. Consumo mensual electrolinería Sangolquí 2023 .....	18
4.5. Dimensionamiento del Sistema Fotovoltaico PV .....	20
4.5.1. Análisis de Consumo .....	20
4.5.2. Recurso Solar .....	21

4.5.3. Potencia Fotovoltaica .....	22
4.5.4. Número de Paneles Solares.....	23
4.5.5. Plano de Distribución.....	23
4.6. Dimensionamiento del Inversor .....	24
4.6.1. Potencia del inversor .....	24
4.6.2. Conexiones del inversor.....	24
4.7. Potencia Pico Total y Arreglo de paneles elegidos.....	26
4.8. Dimensionamiento del banco de baterías .....	26
4.8.1. Banco de baterías arreglo en paralelo y serie.....	27
4.8.2. Racks.....	28
4.9. Optimización del costo de Operación.....	28
4.9.1. Minimización del costo neto de operación diario .....	29
4.9.2. Restricciones.....	29
4.9.3. Evaluación de la función objetivo .....	32
5. VALIDACIÓN DE DISEÑO .....	35
5.1. Estudio de validación por medio del software PV*SOL.....	35
5.2. Modelos de instalación fotovoltaica en AutoCAD.....	36
6. SIMULACIÓN.....	36
6.1. Simulación y datos de potencia entregada del sistema FV on - grid.....	37
6.2. Simulación y datos de potencia entregada del sistema FV off - grid .....	38
7. ANÁLISIS ECONÓMICO .....	39
8. CONCLUSIONES .....	48
9. BIBLIOGRAFÍA.....	49
10. ANEXOS.....	53
1 Vista general del proyecto sistema FV aislado.....	54
1.1 Instalación FV.....	54
1.2 Pronóstico rendimiento.....	55
1.3 Evaluación económica .....	56
2 Disposición de la instalación.....	57
2.1 Resumen .....	57
2.2 Superficies de módulos.....	58
2.2.1 1. Superficie fotovoltaica - Edificio 01-Superficie Noroeste.....	58
2.2.2 2. Superficie fotovoltaica - Edificio 02-Superficie Norte .....	59
2.3 Línea del horizonte, Planificación 3D .....	60
2.4 Conexión del inversor.....	60
2.5 Red de CA.....	61
2.6 Instalaciones de batería.....	61

2.7	Vehículos eléctricos.....	61
3	Resultados de simulación .....	62
3.1	Resultados Sistema completo .....	62
4	Análisis de rentabilidad.....	67
4.1	Resumen .....	67
4.2	Flujo de caja.....	69
5	Planos y listado de piezas.....	71
5.1	Esquema eléctrico .....	71
5.2	Plano de conjunto .....	73
5.3	Plan de acotación .....	74
5.4	Plano de líneas.....	79
5.5	Lista de piezas.....	83
6	Vista general del proyecto sistema FV conectado a la red .....	85
6.1	Instalación FV.....	85
6.2	Pronóstico rendimiento.....	86
6.3	Evaluación económica .....	87
7	Disposición de la instalación.....	88
7.1	Resumen .....	88
7.2	Superficies de módulos.....	89
7.2.1	1. Superficie fotovoltaica - Edificio 01-Superficie Noroeste.....	89
7.2.2	2. Superficie fotovoltaica – Edificio 02-Superficie Norte .....	90
7.3	Línea del horizonte, Planificación 3D .....	91
7.4	Conexión del inversor.....	91
7.5	Red de CA.....	92
7.6	Vehículos eléctricos.....	92
8	Resultados de simulación .....	93
8.1	Resultados Sistema completo .....	93
9	Análisis de rentabilidad.....	98
9.1	Resumen .....	98
9.2	Flujo de caja.....	100
10	Planos y listado de piezas.....	102
10.1	Esquema eléctrico .....	102
10.2	Plano de conjunto .....	104
10.3	Plan de acotación .....	105
10.4	Plano de líneas.....	110
10.5	Lista de piezas.....	114

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Electrolinea Sangolquí.....	15
Figura 2. Área techo Agencia Sangolquí .....	16
Figura 3. Consumo mensual electrolinea Sangolquí.....	19
Figura 4. Promedio de Irradiancia Mensual .....	22
Figura 5. Evolución (SoC) Vs Energía inyectada a la red .....	34
Figura 6. Número de Paneles Calculados por PV*SOL y Potencia Entregada.....	35
Figura 7. Diagrama unifilar instalación fotovoltaica aislada – off grid .....	36
Figura 8. Diagrama unifilar instalación fotovoltaica conectada a la red on – grid .....	36
Figura 9. Flujo de energía Sistema FV conectado a la red.....	38
Figura 10. Flujo de energía Sistema FV aislado .....	39
Figura 11. Análisis de tesorería.....	45
Figura 12. Análisis de rentabilidad .....	46
Figura 13. Tesorería acumulada .....	47

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Datos electrolinea Terra 54.....	17
Tabla 2 Especificaciones técnicas Terra 54 .....	18
Tabla 3 Datos de consumo mensual.....	19
Tabla 4 Irradiancia solar promedio diaria anual.....	21
Tabla 5 Características del Inversor .....	24
Tabla 6 Combinación Óptima .....	26
Tabla 7 Variables de decisión .....	33
Tabla 8 Comparativa instalación aislada - conectada a la red.....	37
Tabla 9 Flujo de caja de 1 – 10 años .....	43
Tabla 10 Flujo de caja de 11 – 20 años .....	44

## **RESUMEN**

El Ecuador enfrenta problemas energéticos debido al estiaje provocado por el fenómeno del Niño, lo que limita la generación en grandes centrales hidroeléctricas y afecta el suministro a industrias y usuarios. Ante esta situación, se plantea como alternativa la implementación de sistemas fotovoltaicos (PV) que permitan el autoabastecimiento y la integración con estaciones de carga para vehículos eléctricos (VE). Estos sistemas contemplan tanto carga lenta como carga rápida, y se complementan con bancos de baterías que aseguran el almacenamiento y suministro continuo de energía, incluso en condiciones aisladas de la red. La Empresa Eléctrica Quito busca impulsar la electromovilidad mediante estaciones de recarga en puntos estratégicos, con cargadores universales y un enfoque en la reducción de emisiones contaminantes y la optimización del costo-beneficio. La propuesta incluye el diseño, dimensionamiento y análisis de un sistema fotovoltaico con baterías para la recarga de VE, considerando aspectos de ubicación, compatibilidad, mantenimiento y monitoreo para garantizar la viabilidad y sostenibilidad del proyecto. Finalmente, se realizó una simulación con el software PV SOL que permitió evaluar el desempeño técnico y económico de la solución, confirmando la factibilidad de contar con estaciones de carga basadas en energías renovables para fortalecer la transición hacia una movilidad más limpia y eficiente.

Palabras Claves: Baterías, Carga Rápida, Pv Sol, Sistema PV, Vehículos Eléctricos.

## **ABSTRACT**

Ecuador faces energy problems due to low water levels caused by the El Niño phenomenon, which limits generation at large hydroelectric power plants and affects supply to industries and users. In response to this situation, the implementation of photovoltaic (PV) systems is being proposed as an alternative, allowing for self-sufficiency and integration with charging stations for electric vehicles (EV). These systems include both slow and fast charging, and are complemented by battery banks that ensure the storage and continuous supply of energy, even in conditions isolated from the grid. Empresa Eléctrica Quito seeks to promote electromobility through charging stations at strategic locations, with universal chargers and a focus on reducing pollutant emissions and optimizing cost-benefit. The proposal includes the design, sizing, and analysis of a photovoltaic system with batteries for EV charging, considering aspects of location, compatibility, maintenance, and monitoring to ensure the viability and sustainability of the project. Finally, a simulation was carried out using PV SOL software to evaluate the technical and economic performance of the solution, confirming the feasibility of having charging stations based on renewable energies to strengthen the transition towards cleaner and more efficient mobility.

**Keywords:** Batteries, Fast Charging, Solar PV, PV System, Electric Vehicles.

# 1. INTRODUCCIÓN

El avance de la electromovilidad conforma una estrategia para aumentar la eficiencia general del transporte público y privado por medio de la integración de energía limpia proveniente de fuentes renovables. Un ejemplo de la movilidad eléctrica se da en California en donde se anunció un régimen para prohibir el comercio de vehículos nuevos a gasolina a partir de 2035. Esta prohibición pretenderá que en el año 2035 la totalidad de los vehículos nuevos que estén dentro del mercado operen sin emisiones de CO<sub>2</sub> [1]. Los vehículos ligeros se caracterizan por su baja potencia propuesto a un uso sencillo que no demanda una potencia motriz fuerte, el vehículo Todo Terreno es un auto de 4 ruedas motrices capaz de superar rampas y que necesita una determinada potencia para garantizar su validez [2]. Las baterías de ion de litio, el módulo más importante para los vehículos eléctricos, experimenta un fuerte crecimiento anual del 22.96%, además. En 2030, la cantidad de baterías eléctricas al terminar su vida útil alcanzaron los 314 [GWh] [3].

La capacidad de la batería de un vehículo sólo puede ser simultáneo con la batería de litio [4]. Un cargador solar y los vehículos genuinamente eléctricos son una mezcla perfecta, sobre todo cuando se encaja un cuadro energético encaminado a la energía solar. Para conseguir un transporte sin emisiones, se pueden utilizar y cargar vehículos eléctricos en casa. Hoy en día, es factible establecer un sistema fotovoltaico basado en la energía solar para alimentar el hogar y los Ev's [5]. Los autores en [6] trazan una estación de carga avalada en energía fotovoltaica de 4 kW que es capaz de recargar de 10 a 12 vehículos eléctricos con baterías de iones de litio de 30 amperios - hora y 48 voltios, con el fin de proteger las altas tasas de carga necesarias para enlazar un número particular de vehículos eléctricos a la red. En [7] han perfeccionado destrezas de acoplamiento de carga de EV'S como una recreación escalonada en el que las estaciones de carga (CS) intentan extender sus lucros obteniendo energía a un precio inferior y vendiéndola a un precio más costoso.

Con la rápida unión del transporte eléctrico, los parqueaderos privados y residenciales se pueden convertir de manera efectiva en estaciones de carga. El número óptimo de cargas en este ejemplo se puede establecer usando los posibles tipos de tráfico de vehículos eléctricos considerando a los usuarios suscriptos [8]. El constante aumento de VE afecta negativamente al sistema eléctrico en capacidad, estabilidad y eficiencia debido que no cuentan con estaciones de carga con sistemas de gestión apropiados, esto ocasiona que en la red eléctrica los VE se consideren como una carga adicional [9], [10]. Estas acciones provocan incertidumbres en la red por ende afecta al voltaje y la frecuencia al no poder coordinar oferta y demanda [11]. Para mejorar los beneficios del sistema eléctrico los modelos de carga se deben administrar adecuadamente. Cada estación de carga suministra energía considerando la demanda de los VE en equilibrio a su consumo esperado. Además, cada provincia se encarga de asignar las tarifas de recarga en tiempo real para sus vehículos eléctricos enchufables sea carga lenta o rápida [12], [13].

Para la frecuencia de carga, la continuidad de la escena debe ser mucho más corta que la carga que se da en los hogares. Los EV's pueden alcanzar el máximo en media hora debido a la carga rápida. [14], [15], [16], mientras que la carga doméstica requiere de 6 a 8 horas. El control de la estabilidad y la velocidad de la recarga de los vehículos eléctricos resulta no distintiva a las cláusulas operativas de la estación de carga, evitando en los sistemas de distribución una alteración negativa.

Cuando se busca aumentar el recurso de las estaciones de carga de los VE, un método que plantea Almaghrebí y varios en [16] [17] es considerar el estudio del impacto del tráfico vehicular, así se considera la continuidad de la conexión en las estaciones de carga por medio de la ubicación demostrando que, según este estudio, el 23% de la duración total de la conexión se utiliza para la carga y el 77% del tiempo restante para el aparcamiento.

La electrificación de los vehículos pesados está comenzando, a medida que las empresas de vehículos eléctricos (EV) logran avances tecnológicos y lanzan al mercado camiones eléctricos rentables. Los camiones eléctricos están equipados con baterías muy grandes que tienen capacidades de más de 200 kWh. Para conservar un tiempo de carga prudente, las frecuencias de carga para camiones eléctricos requieren velocidades de carga extremadamente rápidas. Estas grandes cargas generadas por la recarga de la batería del camión podrían causar caídas

significativas de voltaje, lo que puede restringir la integración de la estación de carga y/o aumentar los costos de interconexión a la red [18]. La carencia de una estación de carga de vehículos eléctricos con un tamaño más pequeño y una utilización eficaz de los componentes del convertidor [19] propone un nuevo estado de carga para vehículos eléctricos basado en el convertidor PHC DAB. El convertidor planteado tiene la capacidad de funcionar juntamente como estación de carga y también de soportar la red de AC con potencia activa y reactiva, lo que garantiza que la tensión del condensador de todos los HBSM esté equitativa, incluso en situación de carga desequilibrada.

El cargador del VE consta de un convertidor en AC-DC y un convertidor de DC-DC aislado en un sistema conectado en AC. Un convertidor DC-DC aislado forma parte de la red conectado en DC. Basándonos en los puntos anteriores sobre los sistemas conectados en AC y DC, se puede ver que los sistemas conectados a DC requieren menos pasos de transformación de potencia, lo que lleva a una mayor eficiencia y menores costos en comparación con los sistemas conectados en AC, lo que hace que los sistemas conectados en DC sean más ventajosos para la carga de VE [20]. Los convertidores de AC/DC colocados a la red suministran una interfaz entre la red y una barra en DC regularizada. La alta calidad de la energía, tanto en el lado de AC como en el de DC, es un requisito clave para el rendimiento de estos convertidores, para lo cual se calcula la corriente eléctrica de ingreso y una leve regulación de voltaje de partida [21], [22].

Con el arribo de los VE en la icónica ciudad de Cuenca, se ha realizado el análisis perturbación en la curva de recarga del sector residencial. Las estrictas reglas gubernamentales, combinadas con el uso de un modelo tarifario, animan a los usuarios a completar el proceso de recarga durante las horas valle a precios más asequibles. Sin embargo, el aumento del uso de VE puede requerir una planificación más sofisticada y el uso de la recarga inteligente, que requiere equipos más caros que integren la comunicación con el distribuidor [23].

En las estaciones de carga (CS), [24] propone la teoría de colas que permite considerar el procedimiento del servicio, fundamentando factores como el número de beneficiarios, el tiempo medio de carga y el tiempo de apertura de las estaciones de recarga. En este caso, se ha utilizado un modelo de colas estándar o simple. Galápagos es una provincia bastante pequeña, por lo que a la hora de determinar dónde ubicar las estaciones de carga, se han considerado las distancias desde

los núcleos de población hasta los lugares de mayor influencia turística, así como el tipo de vehículo eléctrico con menor autonomía.

El desarrollo de esta actividad demuestra que la construcción de estaciones de carga en el país es posible. Actualmente, existe la necesidad de eliminar los autos con motor a combustión debido a los efectos sobre el medio ambiente. Por lo tanto, los modelos de estaciones de carga en el mercado fomentarán el uso de vehículos eléctricos, causando la producción de energía renovable y minimizando las emisiones de Co<sub>2</sub>. La necesidad de disponer estaciones de carga induce al desarrollo de baterías, así como de circuitos de los que forman parte, permitiendo lograr mayor carga en un rango de tiempo mínimo [25].

En [26] se propone un modelo heurístico basado en la respuesta a la demanda la cual administra una correcta carga de VE. El algoritmo húngaro optimiza adecuadamente los recursos energéticos, minimizando los picos de demanda durante las horas de mayor carga que suelen ser por la noche. Minimizando estos picos, también se reduce la necesidad de expandir la red eléctrica además de una correcta frecuencia equilibrando generación carga.

El problema se da en el lugar idóneo para las estaciones de recarga eléctrica en los espacios metropolitanos, el diseño de las estaciones de carga debe suplir la demanda energética requerida por los vehículos eléctricos. Uno de los instrumentos más primordiales de los VE son las baterías, y su principal objetivo es la mejora continua, ya que nos suministran la autonomía de trabajo que puede tener un vehículo [27].

### **1.1. Planteamiento del problema**

Actualmente el Ecuador presenta problemas energéticos como apagones en corto tiempo y falta de energía para las industrias. Esto se debe al estiaje que presenta el fenómeno del niño provocando que las grandes centrales de generación no puedan producir energía suficiente para el país. La progresiva demanda de energía ha llevado a las empresas distribuidoras a que opten por nuevas formas de generación eléctrica a pequeña escala, que sean benéficas para los usuarios.

Hasta marzo del 2021 se tiene un registro de 80 sistemas fotovoltaicos que ayudan al autoabastecimiento de la demanda. Los automóviles eléctricos (VE) han resultado ser de ayuda en los servicios complementarios, por ejemplo, la disposición de la frecuencia. Esto se debe principalmente a su eficiencia y a su veloz respuesta. Por el contrario, la rápida unión de los VE en la red plantea retos, como la duración de la frecuencia y la estabilidad de voltaje [28], [29].

La solución [30] plantea mediante la ejecución de paneles fotovoltaicos que aprovechen la generación de energía renovable para el dimensionamiento de estaciones de carga lenta o rápida con avances tecnológicos como sistemas fotovoltaicos asilados de la red. La Empresa Eléctrica Quito ((EEQ)) busca formar parte y mejorar el plan de electromovilidad fomentando una concientización energética y reducción de material particulado con automóviles eléctricos que se carguen con sistemas fotovoltaicos, una estación de carga en C.C que cumpla con un rango determinado de voltaje de recarga universal y sea un excelente plan en relación costo beneficio [31].

## **1.2. Alcance**

La Empresa Eléctrica Quito busca realizar un dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos para la recarga de vehículos eléctricos (EV) considerando potencias máximas y mínimas. Se desarrollará el estudio utilizando el software HOMER Pro basado en los casos de radiación solar máxima, media y mínima, carga lenta y rápida en modo de operación aislado. La investigación propone el diseño y el análisis de un sistema PV, así como el dimensionamiento del banco de baterías para suministrar la carga apropiada a los vehículos eléctricos. Además, se analizará el costo beneficio y el presupuesto para implementación futura del presente proyecto, se requiere un diseño óptimo de la estación de carga aislada a través de una integración de tecnologías de generación renovable, considerando carga lenta o rápida, que permita la recarga de vehículos eléctricos en un determinado tiempo.

### **1.3. Objetivo Principal**

- Diseñar una electrolinera aislada mediante la relación costo beneficio, basando en sistemas fotovoltaicos, banco de baterías, modo de operación en carga lenta o rápida, para la agencia de recaudación Sangolquí de la EEQ.

### **1.4. Objetivos específicos**

- Analizar los recursos distribuidos para la estación de recarga de vehículos aislada en la agencia de recaudación Sangolquí de la EEQ.
- Realizar el diseño óptimo de una electrolinera aislada que permita la recarga lenta o rápida de vehículos eléctricos en base a sistemas PV empleando un banco de baterías para la agencia de recaudación Sangolquí EEQ.
- Analizar el costo beneficio del proyecto propuesto para la estación de recarga aislada de vehículos eléctricos cumpliendo con el plan de electromovilidad.

## **2. MARCO TEORICO**

Una estación de carga requiere de un diseño óptimo para vehículos eléctricos (VE'S) considerando varias características significativas que harán funcionar correctamente el diseño planteado, en: eficiencia, sostenibilidad, accesibilidad, durabilidad, etc.

Por tal motivo se debe tener en cuenta una ubicación estratégica, compatibilidad de cargadores, monitoreo, mantenimiento y un correcto orden de puntos de carga. Así, una estación de recarga basada en energías renovables es viable para el censo de energía de vehículos eléctricos adoptando un sistema fotovoltaico y siendo complementado con el uso de un almacenamiento de energía sustentado en un sistema de baterías, lo que permite disponer de energía constante sin suspensiones en la estación [32].

## **2.1. Recursos Distribuidos**

### **2.1.1. Que son los recursos distribuidos**

Los sistemas de generación a pequeña escala que pueden conectarse al sistema de distribución o funcionar de forma independiente, se denominan recursos energéticos distribuidos (DER). Pueden incluir energía solar, turbinas eólicas compactas y pequeñas, generadores de gas natural y más. Dentro de un conjunto con tecnología avanzada y sistemas de almacenamiento, la energía solar de DER se efectúa en un radio cercano de donde se genera así demuestra ser una solución eficiente y sostenible [33].

### **2.1.2. Tipos de Recursos Distribuidos**

#### **2.1.2.1. Generación a través de energía renovable**

- Turbinas Eólicas
- Geotermia
- Paneles Solares

#### **2.1.2.2. Almacenamiento de energía**

- Baterías
- Vehículos Eléctricos (EVs)
- Almacenamiento de Energía por Bombeo Hidráulico

#### **2.1.2.3. Gestión de la demanda**

- Dispositivos Inteligentes como: luminarias, termostatos, sensores, etc
- Dispositivos de gestión activa de la demanda
- Gestión de carga para VE

#### **2.1.2.4. Microred**

- Redes eléctricas a pequeña escala que son independientes y pueden operar a manera de isla
- Ofrecen una mayor confiabilidad en zonas remotas en donde no continua el sistema de distribución.
- Conserva combinaciones de recursos energéticos distribuidos (DER), almacenamiento, generación y consumo de energía.

## **2.2. Vehículos Eléctricos**

La energía química que almacena una batería de un VE se convierte en energía eléctrica activando así el movimiento de un motor que impulsa el vehículo. Muchas empresas en diversos países a nivel mundial optan por crear estrategias sostenibles para mejorar la movilidad eléctrica, que resguardarán el medio ambiente y acelerarán la evolución hacia las ciudades inteligentes [34].

### **2.2.1. Tipos de Vehículos Eléctricos (EVs)**

#### **2.2.1.1. Vehículos Eléctricos con Batería (BEV)**

Los VE con baterías son impulsados con un motor eléctrico alimentado por energía de su sistema de baterías compuesta. Se presenta comúnmente en un mercado dirigido hacia el transporte urbano, emiten cero emisiones durante la conducción y no necesitan gasolina.

### **2.2.1.2. Vehículo Eléctrico Híbrido Enchufable (PHEVs)**

Su recarga va desde la red eléctrica por medio de conectores AC o DC, además, su sistema de propulsión permite la recarga que puede ser de combustible tipo gasolina, un motor de combustión se puede acoplar a uno eléctrico a través de un tren híbrido que puede recargarse conectándose directamente al sistema de distribución. Esta menos presente en el mercado y produce emisiones si ocupa un motor de combustión interna. Al ser híbrido se tiene en cuenta que el motor de combustión es más útil para viajes largos y en modo eléctrico para dentro de ciudad.

### **2.2.1.3. Vehículos Eléctricos Híbridos (HEVs)**

Son semejantes a los automóviles eléctricos enchufables, aunque para recargar la batería se emplean frenos regenerativos en vez de un enchufe, es decir que aprovechan la energía cinética al momento de frenar para recargar su batería.

### **2.2.1.4. Vehículos con celda de combustible (FCEV)**

El combustible de hidrógeno se emplea en vehículos que comprimen el almacenamiento de del mismo hidrogeno para generar electricidad y operar un motor eléctrico. A lo largo de esta fase existen baterías que son cargadas con celdas de combustible, siendo vapor de agua la única emisión generada.

## **2.3. Electrolinerías**

Las electrolinerías son similares a las gasolineras tradicionales, las baterías de los VE necesitan un suministro constante de energía para ofrecer varios tipos de carga según su velocidad de carga. Se hallan estratégicamente en áreas urbanas, centros comerciales, estacionamientos e incluso parqueaderos privados [35].

## **2.4. Tipos de Carga**

### **2.4.1. Carga Convencional**

Es un tipo de carga básica que usa un enchufe estándar de 120 o 240 [V] a un tomacorriente común. Dura aproximadamente 8 horas para cargar completamente, lo que lo hace ideal para cargar durante la noche. Al ser de corriente alterna es comúnmente ver este tipo de carga en parqueaderos de hogares y puntos de carga de baja potencia.

### **2.4.2. Carga Semi Rápida**

La carga semi rápida tiene una potencia de 7 a 22 [Kw] y requiere 32 [A], es más común en centros comerciales y áreas urbanas, este tipo de carga primero rectifica el voltaje de AC en DC para que la batería pueda cargarse más rápido, aun así, toma alrededor de 3 horas cargar la batería al 80% con un cargador de 22 [Kw], entre los voltajes más comunes para este tipo de carga se encuentra 220 [V] o 440 [V] sistema trifásico.

### **2.4.3. Carga Rápida**

Los VE'S se cargan entre 30 a 40 minutos, siendo este un tiempo valioso para el usuario, se conecta directamente a una fuente o estación de carga en DC, esto minimiza el tiempo de carga debido a que se inyecta voltaje en DC a la batería del vehículo. Las estaciones de carga especializadas para este tipo de funcionamiento van desde los 22 [Kw] y 50 [Kw], Al emplear la carga rápida la batería se puede ver afectada severamente, dado que la temperatura que se genera al interior de la batería se da por la corriente eléctrica que circula dentro de la misma. La semejanza con este tipo de carga esta adecuada a cargadores específicos como: CCS y CHAdeMO.

#### **2.4.4. Carga Súper Rápida**

La carga Super Rápida se ve comúnmente en cargadores de tipo CCS y CHAdeMO, que llega a poseer un tiempo de carga de 15 minutos a un máximo de 30 con una cargad el 80%; Este tipo de carga llega a operar a más de 100 Kw y puede superar los 350 Kw.

#### **2.4.5. Carga Inalámbrica**

Es un conjunto de técnicas emergentes que recarga la batería del vehículo sin conexión física, utilizando un campo electromagnético. Se ve comparable a la carga semi rápida y se encuentra en proceso de mejora, aunque no se comercializa.

### **2.5. Sistema de suministro de energía para electrolineras**

Las baterías de los VE conforman el dispositivo central en una estación de carga, así mismo el sistema que suministra energía se encarga de suplir la carga necesaria a las baterías. Este sistema permite obtener esquemas de carga específicos como parcial o compartido, de esta forma la gestión de la demanda se optimiza y mejora [36].

Se necesitan los siguientes elementos:

- Fuente de energía
- Transformadores y equipos de distribución
- Cargadores Eléctricos
- Sistema de Gestión de Carga
- Medidores y Sistemas de Facturación

- Sistema de Monitoreo y Control

## **2.6. Sistemas con autoabastecimiento**

El proceso de autoabastecimiento eléctrico es la generación independiente y basada en la oportunidad de suministros externos. A partir de la reducción del consumo de la red pública, se produce energía eléctrica suficiente para cubrir una demanda determinada. En un sistema de autoabastecimiento se requiere tecnología renovable que contribuya a la eficiencia energética, como los paneles fotovoltaicos.

## **2.7. Sistemas Fotovoltaicos**

La exigencia de la demanda de energía al cargar los vehículos eléctricos crea problemas para la estabilidad de la red, como perjuicios de la potencia activa y caídas de voltaje. Esta problemática da paso a la investigación en energías alternativas para satisfacer la necesidad de cubrir la demanda. Entre las mejores opciones la generación PV siendo energía renovable resalta como la más aguda solución para cargar baterías de vehículos eléctricos. Existen 2 configuraciones los llamados aislados o también off grid y los conectados a la red llamados on grid [37], [38].

### **2.7.1. Sistemas Fotovoltaicos Aislados**

Utiliza un banco de baterías para almacenar energía, lo que garantiza que la demanda se compense durante el día o cuando no hay radiación solar [39]. Este procedimiento se especifica porque se utiliza con frecuencia en áreas poco accesibles en donde la red de distribución no llega. La ventaja de utilizar este sistema se da en la capacidad que tiene para recargar baterías en DC empleando la energía eléctrica sin utilizar un inversor, esto hace que el precio de los sistemas fotovoltaicos aislados se acrecienta [40]. Al tener corriente DC en las electrolineras, las baterías se cargan en menor tiempo, esto disminuye el precio asociado de la energía, así la opción de vehículos eléctricos es mucho más interesante, siendo el equipo de carga rápida como un factor clave dentro del mercado de EV [41].

### **2.7.2. Sistemas PV conectados a la red de distribución**

Este diseño es de gran ayuda para el sistema de distribución, ya que accede a suministrar potencia a la red cuando ninguna carga consume potencia. Brindando así una mejor estabilidad al sistema eléctrico público.

### **2.8. Banco de Baterías**

Los bancos de baterías al implementarse en sistemas de generación fotovoltaica off grid son de suma importancia para garantizar el suministro de energía a la carga de vehículos eléctricos cuando los paneles no estén en ejecución [42], [43]; Especialmente la distribución de las baterías depende directamente del perfil de consumo de la carga y de la energía generada por el sistema fotovoltaico, en los sistemas solares, las baterías aumentan el voltaje y la corriente si lo conectamos en paralelo; mientras que si lo conectamos en serie, acrecientan el voltaje y la corriente [44], [45]. La suma de baterías necesarias para un sistema de generación fotovoltaica depende del sistema de almacenamiento deseado.

## **3. PROBLEMA**

En el sector industrial, existen grandes consumidores de energía como fábricas e industrias, así como cargas mucho más pequeñas que exigen un consumo continuo. Con el exponencial crecimiento de VE en la ciudad, aparece la obligación de crear sistemas de generación fotovoltaica que sean aislados y confiables siendo estos mixtos con bancos de baterías que sean capaces de suplir estaciones de carga de VE.

Con este argumento la Empresa Eléctrica Quito S.A. propone el diseño de una electrolinera aislada la cual busca reducir costos operativos asociados al consumo de la red pública. Además, promueve la electromovilidad en la ciudad de Quito, optando por la generación distribuida como una fuente de energía limpia confiable y segura.

## 4. CASO DE ESTUDIO

La electrolinera situada en la Agencia de Recaudación Sangolquí se encuentra actualmente instalada y operativa. Considerando esta infraestructura ya implementada, se procedió al diseño de un sistema fotovoltaico PV específicamente dimensionado para integrarse a esta infraestructura existente. Para ello, se utilizaron los datos proporcionados por la Empresa Eléctrica Quito, los cuales fueron esenciales en el dimensionamiento del sistema. El objetivo de este diseño es permitir que la electrolinera opere de manera aislada, garantizando una integración adecuada entre la generación fotovoltaica PV y la demanda de la electrolinera.

La factibilidad de este proyecto fue posible gracias al convenio entre la Empresa Eléctrica Quito (EEQ) y la carrera de Electricidad de la Universidad Politécnica Salesiana. En el marco de dicho acuerdo, y mediante el memorando o Nro. EEQ-GAF-DTH-2024-629, emitido el 27 de mayo de 2024, la Dirección de Talento Humano concluyó que “es viable brindar el apoyo en el desarrollo del proyecto de tesis”. En consecuencia, se delegó al Departamento de Energías Renovables y Eficiencia Energética, ubicado en el edificio El Transformador, la emisión del informe de *factibilidad* correspondiente para el presente proyecto.

### 4.1. Electrolinera instalada en la agencia de recaudación Sangolquí

En la agencia de recaudación Sangolquí se instaló una electrolinera Terra 54 multi-standard DC charging station.



Figura 1. Electrolinera Sangolquí

#### 4.2. Ubicación

En la agencia de Recaudación Sangolquí de la Empresa Eléctrica Quito S.A. se instaló una electrolinera Terra 54 multi-standard, que empezó a operar en el año 2021, al presente año 2024 la EEQ. S.A adquirió una flota de camionetas y furgonetas eléctricas para su movilización, por lo cual la distribuidora Quito ha aumentado su consumo de energía.

Según el reporte de [46] en Sangolquí se presentó una irradiancia de 1903.32 [Kwh/m<sup>2</sup>] en el año 2023, la cual es un recurso de beneficio para instalar un sistema fotovoltaico a la red, que permita alimentar la electrolinera y reducir costos de operación.

### 4.3. Área de Instalación.

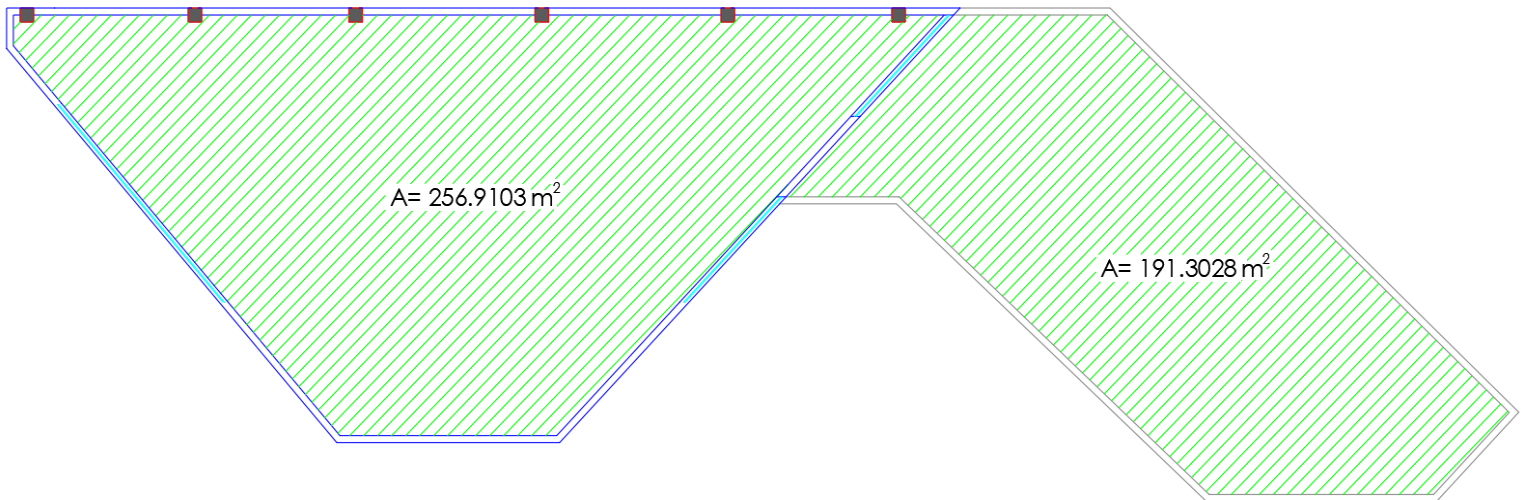


Figura 2. Área techo Agencia Sangolquí

El área total de instalación es de  $448.2131 \text{ m}^2$  juntando los 2 techos, cabe mencionar que el área más pequeña se encuentra un piso más abajo, el techo no es uno solo.

### 4.4. Tipo de carga

La electrolinera lleva la configuración CJT | CCS, CHAdeMO and 22 Kw AC socket

En la siguiente tabla se puede observar las condiciones de carga con las que cuenta la electrolinera, en una configuración CJT tenemos escenarios para carga rápida y lenta.

- Configuración C ((Default)), Tipo de conector CCS - Carga Rápida
- Configuración J ((Opcional)), Tipo de conector CHAdeMO - Carga Medía Rápida
- Configuración T ((Opcional)), Tipo de conector Type 2 socket – Carga Lenta

**Tabla 1** Datos electrolinera Terra 54

Outlet specifications	C (default)	J (option)	G (option)	T (option)
Charging standard	CCS	CHAdeMO	Type 2 cable	Type 2 socket
Maximum output power	50 Kw	50 Kw	22 or 43 Kw	22 Kw
Output voltage Terra 54	200 - 500 VDC	200 - 500 VDC	400 V +/- 10%	400 V +/- 10%
Output voltage Terra 54 HV	200 - 920 V DC	200 - 500 V DC	400 V +/- 10%	400 V +/- 10%
Maximum output current	125 A DC	125 A DC	63 A	32 A
Connector/socket type	CCS 2/IEC 62196 Mode-4	CHAdeMO/JEVS G105	IEC 62196 Mode-3 Type-2	IEC 62196 Mode-3 Type-2
Cable length	3,9 m	3,9 m	3,9 m	-

Los detalles técnicos de la electrolinera Terra 54 se encuentran en la tabla 2, que contiene valores en centígrados que nos indica hasta que temperatura máxima puede soportar la electrolinera, así también los valores más altos se dan en las configuraciones que se tiene, está por ejemplo la condición CJT que soporta una entrada de potencia y corriente de 112 Amperios y 77 KVA.

**Tabla 2** Especificaciones técnicas Terra 54

<b>General specifications</b>	
Environment	Indoor / outdoor
Operating temperature	-35°C to + 55°C (de - rating characteristics apply)
Compliance and safety	CE, RCM, EAC, CHAdeMO 1.0
EMC emission	IEC 61000-6-3 Class B-Residential
EMC immunity	IEC 61000-6-2 Industrial
Input AC power connection	3P + N + PE
Input voltage range	400 V AC +/- 10% (50 Hz or 60 Hz)
Max. Rated input current & power	CJ: 80 A, 55 KVA CT, CJT: 112 A, 77 KVA CJG, CG: 143 A, 98 KVA
Power factor (full load)	> 0.96
Efficiency	94% at nominal output power
RFID system	ISO/IEC 14443 A/B, ISO/IEC 15393, FeliCa 1, NFC reader mode, Mifare, Calypso, (option: Legic)
Network connection	GSM/3G modem, 10/100 Base-T Ethernet
Protection	IP54
Dimensions (DxWxH)	780 mm x 565 mm 1900 mm
Mass	350 Kg

#### 4.4.1. Consumo mensual electrolinera Sangolquí 2023

El consumo que se registra en la electrolinera durante el año 2023 es de 1137.83 Kwh/Año ((Mil ciento treinta y siete punto ochenta y tres Kilovatios hora año)). Datos proporcionados por el departamento de Eficiencia Energética y Proyectos Especiales de la Eléctrica Quito S.A.

**Tabla 3** Datos de consumo mensual

DATOS DE CONSUMO MENSUAL	
MES	CONSUMO
Enero	83,24
Febrero	96,89
Marzo	75,49
Abril	97,99
Mayo	160,45
Junio	69,29
Julio	112,82
Agosto	94,37
Septiembre	68,69
Octubre	90,03
Noviembre	71,58
Diciembre	116,99
TOTAL 2023	1137,83 [Kwh/Año]

El mes de mayo expone un mayor consumo durante el 2023, esto nos permite saber que se ha registrado una mayor movilización de autos eléctricos en la Agencia Sangolquí durante ese mes.

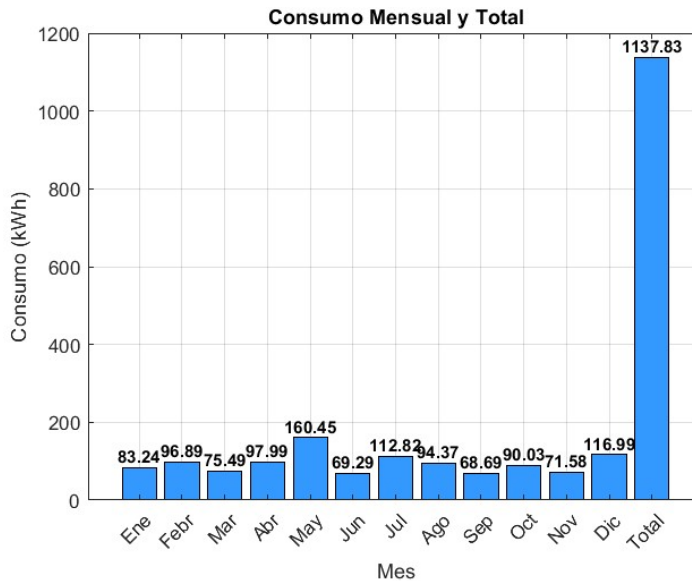


Figura 3. Consumo mensual electrolinera Sangolquí

## 4.5. Dimensionamiento del Sistema Fotovoltaico PV

Se partió del análisis del perfil de consumo energético de la electrolinera, considerando la operatividad de la misma. Esta evaluación permitió determinar la totalidad de energía diaria a generar, expresada en unidades de kWh/día. Se dimensiono un sistema de generación fotovoltaico capaz de cubrir de manera íntegra la demanda, según lo representado en la Figura 3.

### 4.5.1. Análisis de Consumo

*Potencia de Diseño* = 50 [Kw]

*Días hábiles* = 365

*Horas de uso* = 8.4 [Hrs]

$$\text{Total Energía Anual a Generar} = \text{Pot. Diseño} * \text{días hábiles} * \text{Hrs de uso} \quad (1)$$

$$\text{Total Energía Anual a Generar} = 50 * 365 * 8.4$$

$$\text{Total Energía Anual a Generar} = 153300 \frac{\text{Kwh}}{\text{año}}$$

$$\text{Total Energía Diaria a Generar} = \frac{153300 \frac{\text{Kwh}}{\text{año}}}{365 \text{ día}} \quad (2)$$

$$\text{Total Energía Diaria a Generar} = 420,00 \frac{\text{Kwh}}{\text{día}}$$

#### 4.5.2. Recurso Solar

El recurso solar en Ecuador fue calculado por medio de la página Photovoltaic Geographical Information System [47] de la comisión europea, en el cual se utilizaron datos recopilados de enero a diciembre del año 2023, los cuales proporcionaron la información anexada en la tabla 4. Posteriormente calculamos la irradiancia promedio de cada mes y con la ayuda de la irradiancia se desarrolló el diseño del sistema PV.

**Tabla 4** Irradiancia solar promedio diaria anual

MES	IRRADIANCIA [Kwh/m <sup>2</sup> /día]
Enero	0,674
Febrero	0,678
Marzo	0,806
Abril	0,954
Mayo	0,97
Junio	0,984
Julio	1,045
Agosto	0,998
Septiembre	0,92
Octubre	0,8
Noviembre	0,665
Diciembre	0,602

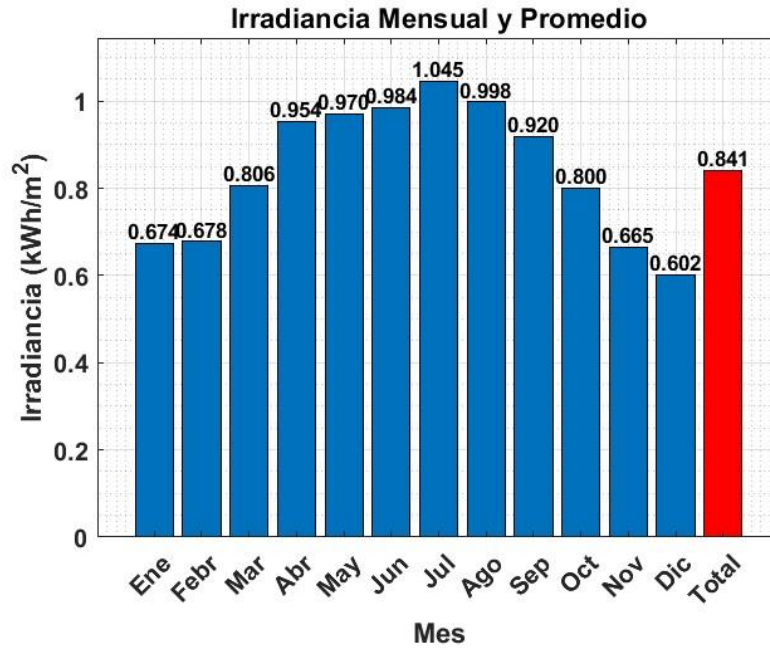


Figura 4. Promedio de Irradiancia Mensual

$$Irradiación\ Solar = 0.602 * 1000 = 602 [Wh/m^2/día] \quad (3)$$

$$Hora\ Solar\ Pico = \frac{602}{100} = 6.02 [Hrs] \quad (4)$$

#### 4.5.3. Potencia Fotovoltaica

*Eficiencia FV* = 95 [%]

$$PFV = \frac{420 \frac{Kwh}{día}}{0.95 * 6.02} = 73.4394 [Kw] \quad (5)$$

$$PFV = 74[Kw]$$

#### 4.5.4. Número de Paneles Solares

*Potencia Nom. del panel Escogido = 550 [W]*

$$\#de\ Paneles\ Necesarios = \frac{PFV*1000}{Pot.Nom} [ud] \quad (6)$$

$$\#de\ Paneles\ Necesarios = \frac{74*1000}{550} = 134.5454 [ud]$$

$$\#de\ Paneles\ Necesarios = 135 [ud]$$

$$Pot.\ Pico\ Fv = \frac{\#de\ Paneles*Pot.Nom}{1000} [Kw] \quad (7)$$

$$Pot.\ Pico\ Fv = \frac{135*550}{1000} [Kw]$$

$$Pot.\ Pico\ Fv = 74.25 [Kw]$$

#### 4.5.5. Plano de Distribución

Los paneles fotovoltaicos irán ubicados de forma coplanar la cual aprovechará la inclinación del lugar donde se realizará la instalación de los paneles.

$$Superficie\ por\ panel = 2 [m^2]$$

$$Superficie\ disponible = 448 [m^2]$$

$$\#de\ paneles\ necesarios = 135 [ud]$$

$$\text{Superficie fotovoltaica necesaria} = \# \text{de Paneles} * \text{Superf. Por Panel} [m^2] \quad (8)$$

$$\text{Superficie fotovoltaica necesaria} = 135 * 2 [m^2]$$

$$\text{Superficie fotovoltaica necesaria} = 270 [m^2]$$

#### 4.6. Dimensionamiento del Inversor

##### 4.6.1. Potencia del inversor

$$\text{Pot. Pico Fv} = 74 [Kw]$$

$$\text{Factor de Sobredimensionamiento} = 1.2$$

$$\text{Pot. Nom. del Inversor} = \text{Pot. Pico Fv} * \text{Fact. de Sobredimensionamiento} [Kw] \quad (9)$$

$$\text{Pot. Nom. del Inversor} = 74.25 * 1.2 [Kw]$$

$$\text{Pot. Nom. del Inversor} = 88.8 [Kw]$$

**Tabla 5** Características del Inversor

Potencia nominal [kW]	Nivel de voltaje de operación [V]	Voltaje mínimo MPP [V]	Voltaje máximo MPP [V]	Número de entradas MPPT	Máxima corriente de entrada [A]
0,48	16 - 65	22	66	1	14

##### 4.6.2. Conexiones del inversor

Número máximo de paneles en serie

$$\text{Tensión de Operación MPP} = 22 [V]$$

$$Tensión\ de\ Circ.\ abierto\ del\ Panel = 48.63 [V]$$

$$\# \text{ máx de paneles en serie} = \frac{Tensión\ de\ Operación\ MPP}{Tensión\ de\ Circ.\ abierto\ Panel} \quad (10)$$

$$\# \text{ máx de paneles en serie} = \frac{22\ V}{48.63\ V}$$

$$\# \text{ máx de paneles en serie} = 0.4523$$

Redondeo al inmediato superior

$$\# \text{ máx de paneles en serie} = 1$$

Número máximo de strings (paralelos)

$$Máxima\ Corriente\ de\ Entrada = 14 [A]$$

$$Corriente\ de\ C.C\ del\ Panel = 10.87 [A]$$

$$\# \text{ máx de strings} = \frac{Máx\ Corriente\ de\ Entrada}{Corriente\ de\ C.C\ del\ Panel} \quad (11)$$

$$\# \text{ máx de strings} = \frac{14\ A}{10.87\ A}$$

$$\# \text{ máx de strings} = 1.287$$

Redondeo al inmediato inferior

$$\# \text{ máx de strings} = 1$$

**Tabla 6** Combinación Óptima

Entrada 1 [número de paneles en serie]	Entrada 1 [número de strings]	Entrada 2 [número de paneles en serie]	Entrada 2 [número de strings]
14	1	14	2

#### 4.7. Potencia Pico Total y Arreglo de paneles elegidos

$$\#de\ paneles\ total\ elegido = Entrada\ 1 + Entrada\ 2 \quad (12)$$

$$\#de\ paneles\ total\ elegido = 14 + 14$$

$$\#de\ paneles\ total\ elegido = 28$$

$$Potencia\ Nominal = 550 [W]$$

$$Potencia\ Pico\ Total = \frac{\#de\ Paneles\ Total\ Elegido * Potencia\ Nom}{1000} [Kw] \quad (13)$$

$$Potencia\ Pico\ Total = \frac{28 * 550}{1000} [Kw]$$

$$Potencia\ Pico\ Total = 15.4 [Kw]$$

#### 4.8. Dimensionamiento del banco de baterías

$$Pot.\ Pico\ Fv = 74 [Kw]$$

$$Voltaje\ referencia = 48 [V]$$

$$\text{Capacidad del banco de baterias} = \frac{\text{Pot.Pico Fv}}{\text{Voltaje de Ref}} [\text{Ah}] \quad (14)$$

$$\text{Capacidad del banco de baterias} = \frac{74000}{48} [\text{Ah}]$$

$$\text{Capacidad del banco de baterias} = 1541.66 [\text{Ah}]$$

#### 4.8.1. Banco de baterías arreglo en paralelo y serie

$$\text{Arreglo en paralelo} = \frac{\text{Capacidad del Banco de Baterias}}{200} \quad (15)$$

$$\text{Arreglo en paralelo} = \frac{1541.66}{200}$$

$$\text{Arreglo en paralelo} = 7.7083 [\text{Baterias}]$$

Redondeo al inmediato inferior

$$\text{Arreglo en Paralelo} = 7 [\text{Baterias}]$$

Para el arreglo en serie se permite un uso de máximo 4 baterías

$$\text{Arreglo en Serie} = 4 [\text{Baterias}]$$

$$\text{Total de Baterias} = \text{Arreglo en Serie} * \text{Arreglo en Paralelo} \quad (16)$$

$$\text{Total de Baterias} = 7 * 4$$

$$\text{Total de Baterias} = 28 [\text{Baterias}]$$

## 4.8.2. Racks

Huawei

1 Rack de 10 [Kw]

*Pot. Pico Fv* = 7.4 [Kw]

$$\text{Banco de Racks} = \frac{\text{Pot. Pico Fv}}{1 \text{ Rack Huaewi}} \quad (17)$$

$$\text{Banco de Racks} = \frac{74000}{10000}$$

$$\text{Banco de Racks} = 7.4 \text{ [Kw]}$$

*Se necesitan 7 Racks de 10 [Kw]*

## 4.9. Optimización del costo de Operación

A través de la formulación del modelo de optimización lineal, que contiene la función objetivo y las restricciones operativas y técnicas, se busca minimizar el costo operativo diario de la electrolinera. Este modelo considera la conexión con la red eléctrica bajo esquemas de compra y venta de energía, así como el uso de recursos energéticos distribuidos, tales como generación fotovoltaica y almacenamiento energético. La función objetivo busca reducir el costo neto diario, maximizando el uso eficiente de la energía disponible y minimizando la dependencia del sistema eléctrico de distribución; Actualmente en Ecuador para el sector que consume media tensión el precio por Kwh se encuentra en \$0.1164 [48].

#### 4.9.1. Minimización del costo neto de operación diario

- Función Objetivo

$$\min \sum_{t \in T} (C_{grid}^{buy}(t) * P_{grid}^+(t) - C_{grid}^{sell}(t) * P_{grid}^-(t)) \quad (18)$$

En donde:

- $P_{PV}(t)$ : Potencia generada por la planta fotovoltaica en el tiempo t [Kw], ver tabla 7.
- $P_{grid}(t)$ : Potencia intercambiada con la red eléctrica (positiva si se compra, negativa si se vende) [Kw].
- $P_{VE}(t)$ : Potencia suministrada para la carga de los vehículos eléctricos [Kw], ver tabla 7.
- $SOC_i(t)$ : Estado de carga de la batería del vehículo eléctrico i en el tiempo t [kWh], si se modela cada VE individualmente.

#### 4.9.2. Restricciones

- Balance de Potencia

En el balance de potencia para cada instante de t en el periodo T se requiere que la demanda del vehículo eléctrico,  $P_{VE}(t)$ , sea cubierta por la potencia combinada del sistema fotovoltaico,  $P_{PV}(t)$ , y la red eléctrica,  $P_{grid}(t)$ .

$$P_{PV}(t) + P_{grid}(t) = P_{VE}(t), \forall t \in T \quad (19)$$

- Límite de Generación FV

La potencia fotovoltaica generada,  $P_{PV}(t)$ , está limitada en todo momento  $t$  entre un mínimo de cero y un máximo de  $P_{PV}^{max}(t)$ . El límite inferior (0) indica que el sistema no puede generar potencia si no hay irradiancia, mientras que el límite superior  $P_{PV}^{max}(t)$  corresponde a la potencia máxima disponible según las condiciones ambientales y técnicas del sistema.

$$0 \leq P_{PV}(t) \leq P_{PV}^{max}(t), \forall t \quad (20)$$

$P_{PV}^{max}(t)$  depende de la irradiancia solar en cada instante.

- Límite de Potencia de la red de Distribución.

$P_{grid}(t)$  es la potencia que fluye entre el sistema de distribución y el sistema fotovoltaico, en un instante de tiempo  $t$ , considerando las condiciones:

$$-P_{grid}^{max} \leq P_{grid}(t) \leq P_{grid}^{max}, \forall t \quad (21)$$

- $P_{grid}(t) \geq 0$ : Entonces se consume potencia de la red de distribución
  - $P_{grid}(t) \leq 0$ : Entonces se inyecta potencia a la red de distribución
  - $P_{grid}^{max}$ : Potencia máxima permitida que puede ser intercambiada por la red de distribución.
- Restricciones de carga de VE (si se modelan individualmente)

Esta ecuación modela cómo evoluciona el estado de carga de la batería en función de la potencia de carga aplicada en cada instante de tiempo. Esta restricción dinámica asegura consistencia en el modelo matemático, permitiendo calcular el SOC futuro basado en el presente y en la potencia de carga suministrada. Las baterías del VE no se descargan por debajo del límite seguro asignado  $SOC_i^{min}$ , y tampoco se sobrecargan por encima de su capacidad máxima permitida  $SOC_i^{max}$ .

$$SOC_i(t + 1) = SOC_i(t) + \eta_{ch} * P_{VE_i}(t) * \Delta t, \forall i, t \quad (22)$$

$$SOC_i^{min} \leq SOC_i(t) \leq SOC_i^{max}, \forall i, t \quad (23)$$

- $SOC_i(t)$ : Estado de carga inicial del VE en función del tiempo t, representa el % de la batería en este instante.
- $SOC_i(t + 1)$ : Estado de carga en el próximo instante de tiempo.
- $\eta_{ch}$ : Eficiencia de carga, indica brevemente cuanta energía entregada de la electrolinera realmente se almacena en la batería del VE.
- $P_{VE_i}(t)$ : Potencia de carga inicial del VE en el instante t.
- $\Delta t$ : Intervalo de tiempo entre t y t+1.
- $SOC_i^{min}$ : Valor mínimo permitido para el estado de carga de la batería i.
- $SOC_i^{max}$ : Valor máximo permitido para el estado de carga de la batería.
- $\forall i, t$ : Esta relación se cumple para todo estado inicial para cada instante de tiempo t.
- Disponibilidad de vehículos

Si el VE no está físicamente conectado al sistema entonces no consigue participar en la gestión energética, y por ende su potencia se fuerza a cero.

$$P_{VE_i}(t) = 0 \text{ si el vehículo } i \text{ no está conectado en } t \quad (24)$$

### 4.9.3. Evaluación de la función objetivo

- Costos

$$C_{grid}^{buy}(t) = 0.1164 \frac{USD}{kWh}$$

$$C_{grid}^{sell}(t) = 0.1 \frac{USD}{kWh}$$

- Generación PV

$$P_{PV}^{max}(1) = 12 \text{ Kw}, \quad P_{PV}^{max}(2) = 8 \text{ Kw}, \quad P_{PV}^{max}(3) = 15 \text{ Kw}$$

$$P_{PV}^{max}(4) = 11 \text{ Kw}, \quad P_{PV}^{max}(5) = 13 \text{ Kw}, \quad P_{PV}^{max}(6) = 15 \text{ Kw}$$

- Límite de Red

$$P_{grid}^{max} = 74 \text{ Kw}$$

- Condiciones del VE

$$SOC_{ini} = 30\%$$

$$SOC_{min} = 20\% ; SOC_{max} = 100\%$$

$$SOC_{fin} \geq 80\%; \eta_{ch} = 0.95; \Delta t = 1 \text{ h}$$

**Tabla 7** Variables de decisión

t	$P_{PV}(t)$ [Kw]	$P_{grid}^+(t)$ [Kw]	$P_{VE}(t)$ [Kw]	$P_{grid}^-(t)$ [Kw]
0	0	0	0	0
1	12	0	12	0
2	8	0	8	0
3	15	0	15	0
4	11	0	11	0
5	13	0	13	6.37
6	15	0	15	15.00

- Cálculos del Estado de Carga (SoC)

$$SoC(t + 1) = SoC(t) + \eta_{ch} * P_{VE}(t) * \Delta t$$

$$SoC(0) = 30.00\% + 0.95 * 0 = 30.00\%$$

$$SoC(1) = 30.00\% + 0.95 * 12 = 41.4\%$$

$$SoC(2) = 41.40\% + 0.95 * 8 = 49.00\%$$

$$SoC(3) = 49.00\% + 0.95 * 15 = 63.25\%$$

$$SoC(4) = 63.25\% + 0.95 * 11 = 73.70\%$$

$$SoC(5) = 73.70\% + 0.95 * 13 = 86.05\%$$

- Excedentes de potencia

Excedente en t=5

$$Excedente 1 = 13[Kw] - 6.63[Kw] = 6.37[Kw]$$

Excedente en t=6

$$\text{Excedente 2} = 15 \text{ [Kw]} - 0 \text{ [Kw]} = 15 \text{ [Kw]}$$

- Potencia vendida a la red

$$\text{Total vendido} = 6.37 \text{ [Kw]} + 15 \text{ [Kw]}$$

$$\text{Total vendido} = 21.37 \text{ [Kw]}$$

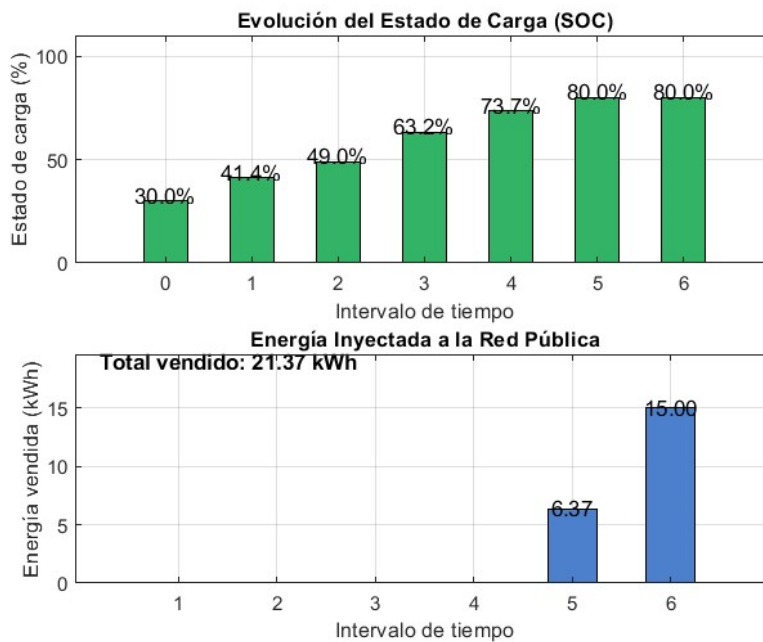


Figura 5. Evolución (SoC) Vs Energía inyectada a la red

- Minimización del Costo de Operación

$$\min \sum_{t \in T} (C_{grid}^{buy}(t) * P_{grid}^{+}(t) - C_{grid}^{sell}(t) * P_{grid}^{-}(t))$$

$$\min = 0.1164 * (0) - 0.1 * (6.37 + 15.00)$$

$$\min = 0 - 2.137$$

$$\min = (-2.137)(-1)$$

$$\min = 2.137 \frac{USD}{KwH}$$

## 5. VALIDACIÓN DE DISEÑO

En la validación del diseño se manejó el software especializado PV SIST que efectúa ampliamente la simulación del rendimiento de nuestro sistema PV, así como un dimensionamiento en 2D y 3D, nos ayuda con una breve rentabilidad económica y un análisis en el trabajo del diseño en On - Grid y Off - Grid

### 5.1. Estudio de validación por medio del software PV\*SOL.



Número de superficies ocupadas	2
Número de módulos	135
Número de inversores	135
Potencia generador FV	61,54 kWp

Figura 6. Número de Paneles Calculados por PV\*SOL y Potencia Entregada

## 5.2. Modelos de instalación fotovoltaica en AutoCAD

En esta figura se analiza el diagrama unifilar del sistema On - Grid, el cual cuenta con un inversor a la salida de los paneles que transforma la señal de DC a AC, así mismo un medidor bidireccional a la salida de la barra, el cual mide la energía que entrega el sistema PV, así como el consumo energético de la carga conectada al sistema. El banco de baterías se encuentra conectado a la salida del inversor y este al mismo tiempo se conectado al VE.

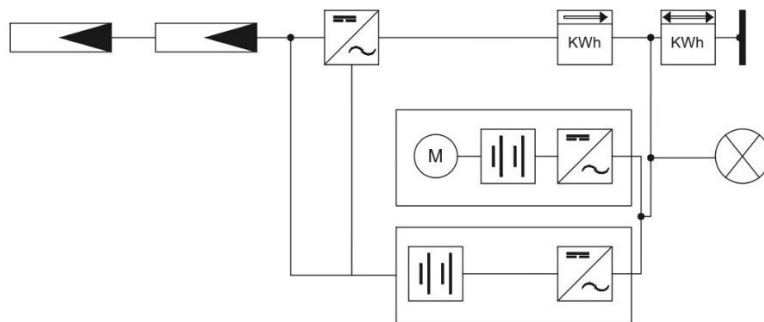


Figura 7. Diagrama unifilar instalación fotovoltaica aislada – off grid

Basado en este diagrama de conexión unifilar la instalación se conecta determinadamente al sistema de distribución, por lo que se analiza la conexión en paralelo entre la carga y le VE, a su vez su consumo está siendo captado por el medidor bidireccional. La configuración de los paneles solares conserva una similitud con la instalación aislada, varía a la salida, debido a que en este caso no se conecta el sistema de baterías.

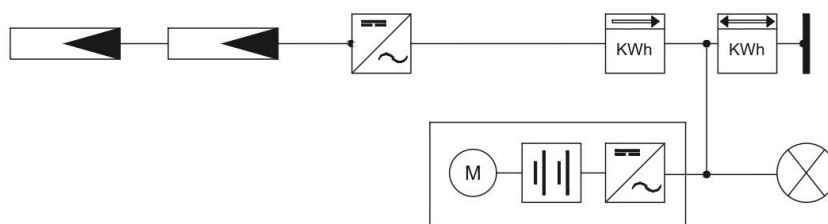


Figura 8. Diagrama unifilar instalación fotovoltaica conectada a la red on – grid

## 6. SIMULACIÓN

## 6.1. Simulación y datos de potencia entregada del sistema FV on - grid.

La simulación utilizó una ubicación en donde se encuentra conectada la electrolinera, que está instalada en la Agencia de Recaudación Sangolquí de la EEQ. Dado que se tiene una gran cantidad de irradiancia al año se registra en julio 1.045 Kwh/m<sup>2</sup> siendo el mes más favorable, por esta razón se considera una ubicación estratégica y fundamental para la instalación FV.

La comparativa de las variables entre una instalación aislada y una conectada a la red se muestra en la tabla 8. La tasa de carga de baterías influye en el perfil de voltaje, debió a que afecta la inyección de potencia hacia la red en una instalación aislada, así mismo cuando es conectada al sistema eléctrico la inyección de potencia aumenta en 0.771 [kWh/Año].

**Tabla 8** Comparativa instalación aislada - conectada a la red

VARIABLES	AISLADO	CONECTADO A LA RED
Potencia Generador FV	61,54 [kWp]	61,54 [kWp]
Rendimiento anual espec.	1755,28 [kWh/kWp]	1755,28 [kWh/kWp]
Coeficiente de rendimiento de la instalación (PR)	89,11 [%]	89,11 [%]
Reducción de Rendimiento por sombreado	2,1 [%]	2,1 [%]
Energía de generador FV (Red AC)	108,088 [kWh/Año]	108,088 [kWh/Año]
Consumo propio directo	561 [kWh/Año]	561 [kWh/Año]
Carga de baterías	771 [kWh/Año]	***
Carga del VE	5,126 [kWh/Año]	5,126 [kWh/Año]
Limitación en el punto de inyección	0 [kWh/Año]	0 [kWh/Año]
Inyección a la red	101,630 [kWh/Año]	102,401 [kWh/Año]
Proporción de consumo propio	5,9 [%]	5,2 [%]
Emisiones de CO2 evitadas	50,747 [Kg/Año]	50,769 [Kg/Año]

En esta figura se observa como la instalación PV es capaz de inyectar 102.401 [Kwh/Año] a la red eléctrica y cargar las baterías del VE, de igual forma es capaz de suministrar energía a la carga conectada al sistema que consume 1.138 [Kw].

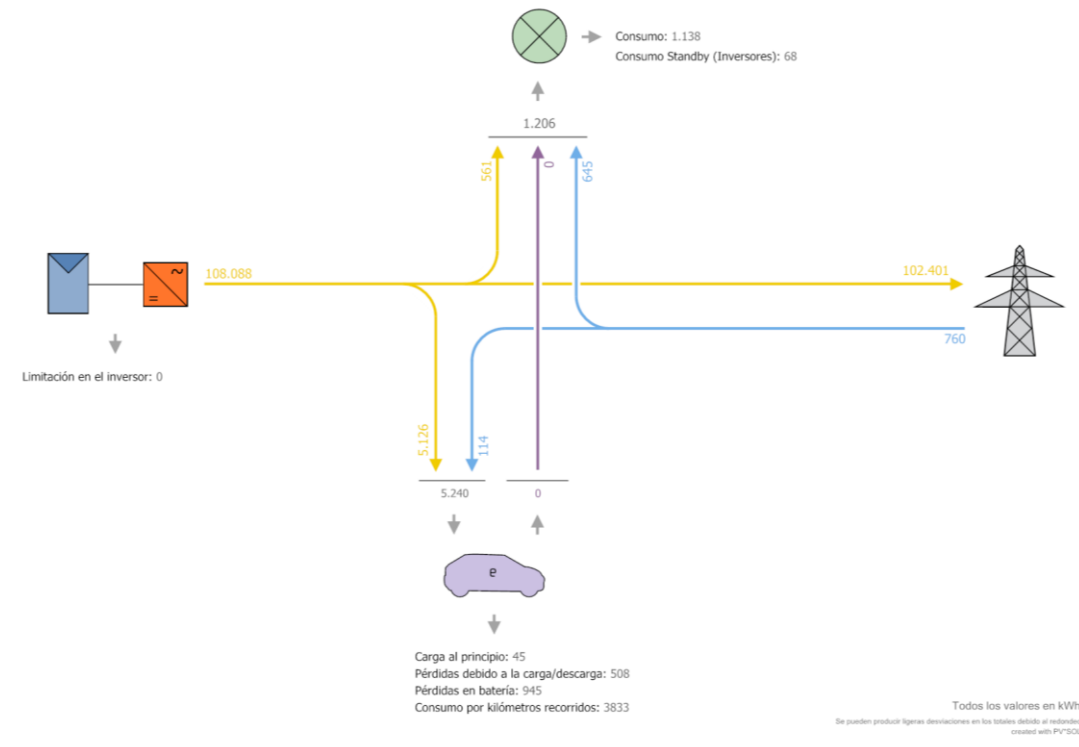


Figura 9. Flujo de energía Sistema FV conectado a la red

## 6.2. Simulación y datos de potencia entregada del sistema FV off - grid

En esta figura se observa como la instalación PV inyecta 101.630 [Kwh/Año] a la red electrica y carga las baterias del VE, de igual forma es capaz de suministrar energía al banco de baterias conectado a la salida del inversor con un potencia de 771 Kwh.

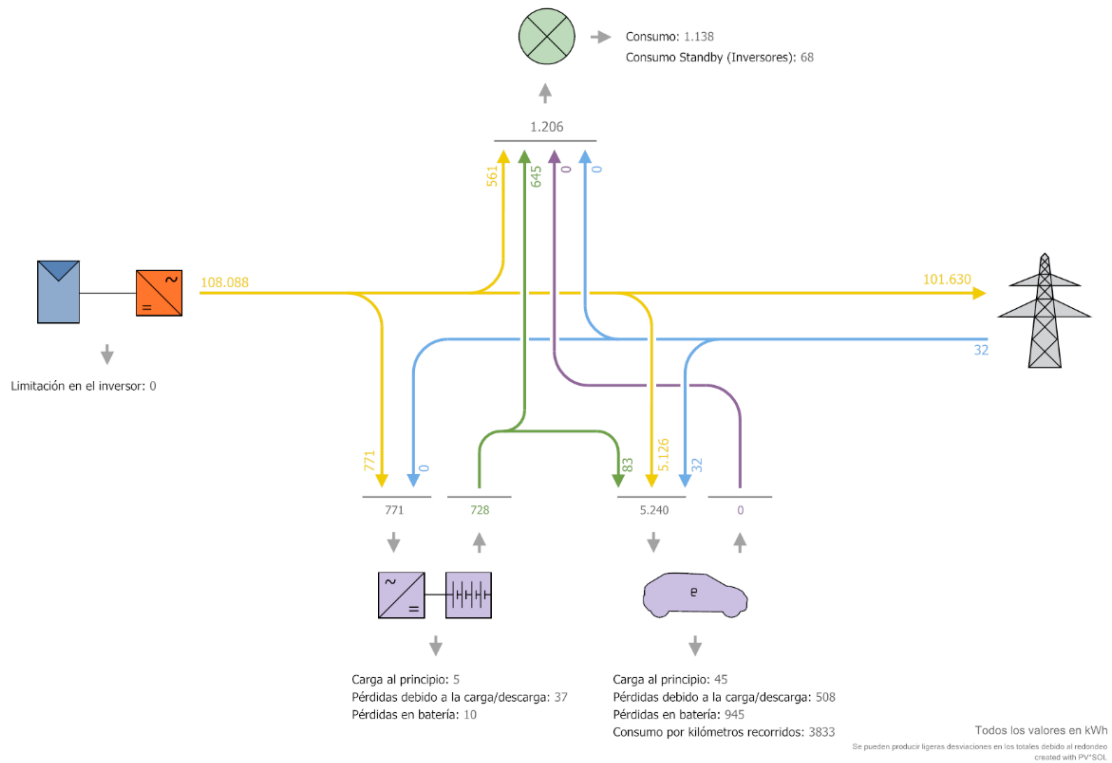


Figura 10. Flujo de energía Sistema FV aislado

## 7. ANÁLISIS ECONÓMICO

El análisis financiero permite conocer si es factible la implementación de dimensionamiento óptimo de una electrolinera aislada para la agencia Sangolquí de la EEQ., basado en recursos distribuidos. De este modo, se lleva el análisis de los indicadores financieros como lo son la Tasa Interna de Retorno (TIR) y, El Valor Actual Neto (VAN), los cuales ayudan a medir parámetros como rentabilidad y viabilidad económica de un proyecto que se sostiene por inversión.

- **Valor Actual Neto (VAN)**

Una herramienta esencial en la evaluación de inversiones es el valor actual neto que proporcionando una visión clara de la rentabilidad esperada.

$$VAN = - C_0 + \frac{Fc1}{(1+i)} + \frac{Fc2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{FCn-1}{(1+i)^{n-1}} + \frac{FCn}{(1+i)^n} \quad (18)$$

Donde:

- $C_0$ = Inversión para los sistemas PV
- $Fc$ = Flujo de caja hasta 20 años
- $n$ =Viuda útil del proyecto 20 años para sistemas PV

### **Interpretación del VAN**

- $VAN > 0$ : El proyecto presenta una viabilidad positiva financiera, quiere decir que se proyecta un retorno estimado superior al costo inicial de la capital.
- $VAN = 0$ : El proyecto se encuentra en el umbral de rentabilidad, donde los ingresos esperados igualan los costos.
- $VAN < 0$ : El proyecto no es viable desde el tema financiero, debido a que las perspectivas de las proyecciones indican que los costos excederán los ingresos esperados.

En el proyecto se obtuvieron valores positivos en la estimación del Valor Actual Neto (VAN), demostrando la factibilidad del proyecto, valores que se aprecia en la tabla del flujo de caja.

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

La Tasa Interna de Retorno es una cantidad importante en la prueba de proyectos que conllevan inversión, ya que estima una rentabilidad por medio del cálculo de la tasa de descuento que hace que el valor presente neto (VPN) del flujo de caja se iguale a cero. No obstante, el TIR tiene ciertas limitaciones como soluciones múltiples en flujos de caja no convencionales.

$$TIR = \left[ \sqrt[n]{\frac{VAN}{I_0} + 1} (1 + TMAR) \right] - 1 \quad (19)$$

Donde:

- **VAN:** Valor actual neto
- **I<sub>0</sub>:** Inversión realizada
- **TMAR=** Tasa mínima aceptable

### **Interpretación del TIR**

- Si  $TIR >$  tasa de descuento: La inversión que se realizara es financieramente rentable, puesto que el rendimiento que se espera excede el costo de la capital inicial.
- Si  $TIR <$  tasa de descuento: La inversión es descalificada es decir que no es rentable, a causa que el rendimiento esperado no es suficiente para compensar la inversión de la capital.
- Si  $TIR =$  tasa de descuento: La inversión se encuentra en el umbral de rentabilidad.

De esta manera en la siguiente tabla se aprecia la Tasa Interna de Retorno (TIR), del proyecto de forma anual por los veinte años.

Desde el primer año, el proyecto muestra una Tasa Interna de Retorno (TIR) positiva, que con seguridad su viabilidad financiera es el resultado de que la inversión resulta rentable, en vista de que se prevé los flujos de caja generados superan el costo capital la ejecución del proyecto es factible.

### **Flujo de caja**

El flujo de caja es un indicador financiero que evidencia el movimiento de efectivo en ingresos y salidas de una empresa en un rango de tiempo. Es primordial el análisis para evaluar la liquidez operativa de la organización, así como su disposición para generar efectivo y cumplir con obligaciones financieras para sostener sus operaciones y proyectos de inversión.

**Tabla 9** Flujo de caja de 1 – 10 años

<b>AÑO</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>
PÉRDIDA ANUAL DE EFICIENCIA	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
PRODUCCIÓN ENERGÉTICA ANUAL PORCENTUAL	1,00	0,99	0,98	0,97	0,96	0,95	0,94	0,93	0,92	0,91
<b>PRODUCCIÓN ENERGÉTICA ANUAL (kWh)</b>	<b>141912</b>	<b>140418</b>	<b>138924</b>	<b>137431</b>	<b>135937</b>	<b>134443</b>	<b>132949</b>	<b>131455</b>	<b>129962</b>	<b>128468</b>
INCREMENTO DEL PRECIO DE LA ENERGÍA (%)		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PRECIO DEL kWh FOTOVOLTAICO	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
<b>ENTRADAS</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>
VENTA DE ENERGÍA	14191,20	14041,82	13892,44	13743,06	13593,68	13444,29	13294,91	13145,53	12996,15	12846,77
DESGRAVACIÓN FISCAL.	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
<b>TOTAL ENTRADAS</b>	<b>14196</b>	<b>14047</b>	<b>13897</b>	<b>13748</b>	<b>13599</b>	<b>13449</b>	<b>13300</b>	<b>13151</b>	<b>13001</b>	<b>12852</b>
<b>SALIDAS</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>
MANTENIMIENTO	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400
PAGO EEQ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CUOTAS DE CRÉDITO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PAGO DE INTERESES	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
AMORTIZACIÓN DEL CRÉDITO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SEGURO INTEGRAL DE LA INSTALACIÓN	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>TOTAL SALIDAS</b>	<b>400</b>	<b>400</b>	<b>400</b>	<b>400</b>	<b>400</b>	<b>400</b>	<b>400</b>	<b>400</b>	<b>400</b>	<b>400</b>
<b>TESORERÍA</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>
TESORERÍA INICIAL	-97848	-84052	-70405	-56908	-43559	-30361	-17312	-4412	8339	20940
FLUJO PERÍODO ENTRADAS-SALIDAS	13796	13647	13497	13348	13199	13049	12900	12751	12601	12452
<b>TESORERÍA FINAL</b>	<b>-84052</b>	<b>-70405</b>	<b>-56908</b>	<b>-43559</b>	<b>-30361</b>	<b>-17312</b>	<b>-4412</b>	<b>8339</b>	<b>20940</b>	<b>33392</b>
<b>RESULTADOS</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>
RESULTADO BRUTO	13791	13647	13492	13343	13194	13044	12895	12746	12596	12447
AMORTIZACIÓN DE LA INSTALACIÓN	12231	12231	12231	12231	12231	12231	12231	12231	0	0
BENEFICIOS ANTES DE INTERESES E IMPUESTOS	1560	1416	1261	1112	963	813	664	515	12596	12447
PAGO DE INTERESES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>BENEFICIO ANTES DE IMPUESTOS</b>	<b>1560</b>	<b>1416</b>	<b>1261</b>	<b>1112</b>	<b>963</b>	<b>813</b>	<b>664</b>	<b>515</b>	<b>12596</b>	<b>12447</b>
RENTABILIDAD ECONÓMICA DEL EJERCICIO (%)	1,5945	1,4470	1,2892	1,1365	0,9838	0,8312	0,6785	0,5258	12,8732	12,7205
<b>RENTABILIDAD FINANCIERA (%)</b>	<b>1,59%</b>	<b>1,45%</b>	<b>1,29%</b>	<b>1,14%</b>	<b>0,98%</b>	<b>0,83%</b>	<b>0,68%</b>	<b>0,53%</b>	<b>12,87%</b>	<b>12,72%</b>
<b>ACUMULADOS</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>
BENEFICIOS ACUMULADOS	1560,20	2976,02	4237,46	5349,51	6312,19	7125,48	7789,40	8303,93	20900,08	33346,85
RENTABILIDAD ACUMULADA (%)	1,59	3,04	4,33	5,47	6,45	7,28	7,96	8,49	21,36	34,08
<b>RENTABILIDAD MEDIA ANUAL (%)</b>	<b>1,59</b>	<b>1,52</b>	<b>1,44</b>	<b>1,37</b>	<b>1,29</b>	<b>1,21</b>	<b>1,14</b>	<b>1,06</b>	<b>2,37</b>	<b>3,41</b>
<b>TASA INTERNA DE RENTABILIDAD -TIR</b>								<b>1,88%</b>	<b>4,13%</b>	<b>5,84%</b>
<b>TASA DE RETORNO - VAN</b>								<b>-32243,69</b>	<b>-29007,16</b>	<b>-26215,46</b>

Tabla 10 Flujo de caja de 11 – 20 años

AÑO	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
PÉRDIDA ANUAL DE EFICIENCIA	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
PRODUCCIÓN ENERGÉTICA ANUAL PORCENTUAL	0,89	0,88	0,87	0,86	0,85	0,84	0,83	0,82	0,81	0,80
<b>PRODUCCIÓN ENERGÉTICA ANUAL (kWh)</b>	<b>126974</b>	<b>125480</b>	<b>123986</b>	<b>122492</b>	<b>120999</b>	<b>119505</b>	<b>118011</b>	<b>116517</b>	<b>115023</b>	<b>113530</b>
INCREMENTO DEL PRECIO DE LA ENERGÍA (%)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PRECIO DEL kWh FOTOVOLTAICO	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
<b>ENTRADAS</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	16	17	18	19	20
VENTA DE ENERGÍA	12697,39	12548,01	12398,63	12249,25	12099,87	11950,48	11801,10	11651,72	11502,34	11352,96
DESGRAVACIÓN FISCAL.	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
<b>TOTAL ENTRADAS</b>	<b>12702</b>	<b>12553</b>	<b>12404</b>	<b>12254</b>	<b>12105</b>	<b>11955</b>	<b>11806</b>	<b>11657</b>	<b>11507</b>	<b>11358</b>
<b>SALIDAS</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	16	17	18	19	20
MANTENIMIENTO	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400
PAGO EEQ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CUOTAS DE CRÉDITO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PAGO DE INTERESES	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
AMORTIZACIÓN DEL CRÉDITO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SEGURO INTEGRAL DE LA INSTALACIÓN	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>TOTAL SALIDAS</b>	<b>400</b>	<b>400</b>	<b>400</b>	<b>400</b>	<b>400</b>	<b>400</b>	<b>400</b>	<b>400</b>	<b>400</b>	<b>400</b>
<b>TESORERÍA</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	16	17	18	19	20
TESORERÍA INICIAL	33392	45694	57847	69851	81705	93410	104965	116372	127628	138736
FLUJO PERÍODO ENTRADAS-SALIDAS	12302	12153	12004	11854	11705	11555	11406	11257	11107	10958
<b>TESORERÍA FINAL</b>	<b>45694</b>	<b>57847</b>	<b>69851</b>	<b>81705</b>	<b>93410</b>	<b>104965</b>	<b>116372</b>	<b>127628</b>	<b>138736</b>	<b>149694</b>
<b>RESULTADOS</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	16	17	18	19	20
RESULTADO BRUTO	12297	12148	11999	11849	11700	11550	11401	11252	11102	10953
AMORTIZACIÓN DE LA INSTALACIÓN	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BENEFICIOS ANTES DE INTERESES E IMPUESTOS	12297	12148	11999	11849	11700	11550	11401	11252	11102	10953
PAGO DE INTERESES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>BENEFICIO ANTES DE IMPUESTOS</b>	<b>12297</b>	<b>12148</b>	<b>11999</b>	<b>11849</b>	<b>11700</b>	<b>11550</b>	<b>11401</b>	<b>11252</b>	<b>11102</b>	<b>10953</b>
RENTABILIDAD ECONÓMICA DEL EJERCICIO (%)	12,5678	12,4152	12,2625	12,1099	11,9572	11,8045	11,6519	11,4992	11,3465	11,1939
<b>RENTABILIDAD FINANCIERA (%)</b>	<b>12,57%</b>	<b>12,42%</b>	<b>12,26%</b>	<b>12,11%</b>	<b>11,96%</b>	<b>11,80%</b>	<b>11,65%</b>	<b>11,50%</b>	<b>11,35%</b>	<b>11,19%</b>
<b>ACUMULADOS</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	16	17	18	19	20
BENEFICIOS ACUMULADOS	45644,24	57792,25	69790,88	81640,12	93339,99	104890,47	116291,58	127543,30	138645,64	149598,60
RENTABILIDAD ACUMULADA (%)	46,65	59,06	71,33	83,44	95,39	107,20	118,85	130,35	141,69	152,89
<b>RENTABILIDAD MEDIA ANUAL (%)</b>	<b>4,24</b>	<b>4,92</b>	<b>5,49</b>	<b>5,96</b>	<b>6,36</b>	<b>6,70</b>	<b>6,99</b>	<b>7,24</b>	<b>7,46</b>	<b>7,64</b>
<b>TASA INTERNA DE RENTABILIDAD -TIR</b>	<b>7,16%</b>	<b>8,19%</b>	<b>9,01%</b>	<b>9,67%</b>	<b>10,20%</b>	<b>10,60%</b>	<b>10,92%</b>	<b>11,19%</b>	<b>11,41%</b>	<b>11,60%</b>
<b>TASA DE RETORNO - VAN</b>	<b>23807,81</b>	<b>21731,68</b>	<b>19941,69</b>	<b>18398,64</b>	<b>17068,68</b>	<b>16068,24</b>	<b>15206,23</b>	<b>14463,64</b>	<b>13824,02</b>	<b>13273,21</b>

En el proyecto se presenta un flujo periodo entradas - salidas, positivo lo que favorece para presentar una factibilidad para ejecutar el proyecto, la implementación del dimensionamiento óptimo de una electrolinera aislada para la agencia Sangolquí de la EEQ., basado en recursos distribuidos.

### Análisis de tesorería

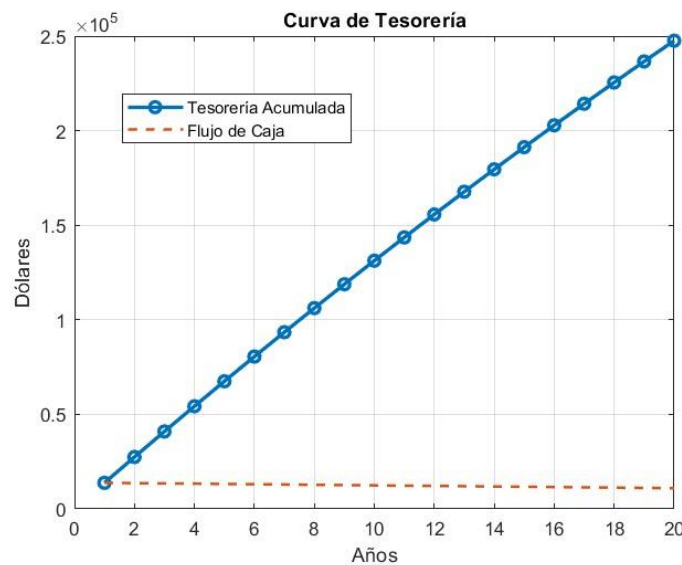


Figura 11. Análisis de tesorería

La tesorería inicial, comienza con un saldo negativo de -97848 en el período 0, lo que indica que la entidad inicia con una deuda o un déficit de efectivo. Flujo de Período Entradas-Salidas, a lo largo de los primeros 8 períodos, del 8vo periodo en adelante el flujo de caja manifiesta que será positivo, proponiendo así que la entidad está generando ingresos que superan sus gastos. Los flujos de caja comienzan en 13.796 en el período 1 y disminuyen gradualmente hasta 12.751 en el período 8. La última etapa de la tesorería al final del período 20 es de 149.694, lo que indica que la entidad continúa acumulando efectivo, a pesar de la disminución en los flujos de caja.

## Análisis de rentabilidad

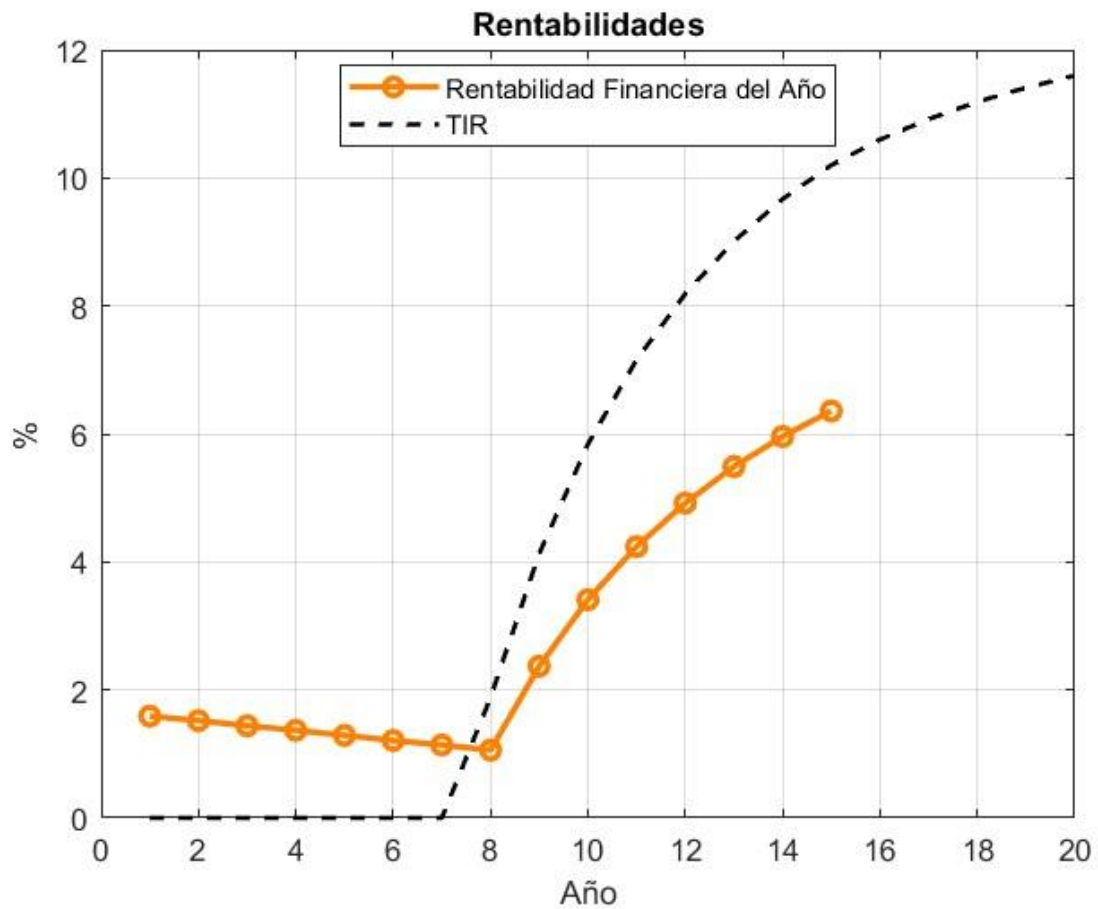


Figura 12. Análisis de rentabilidad

La rentabilidad financiera comienza inicialmente en 1.59% en el primer año y presenta una caída durante el periodo analizado, alcanzando 7.54% al año 20. Esta disminución progresiva sugiere que, aunque la rentabilidad sigue siendo alta, la capacidad de la empresa para generar retornos sobre la inversión está disminuyendo gradualmente.

A lo largo de los 20 años, la rentabilidad a mostrado niveles altos de rentabilidad, por encima del 10%. Esto revela que la empresa ha mantenido una operación constante a pesar de tendencias de desaceleración o presiones a la baja, demostrando así una excelente gestión de recursos y eficiencia.

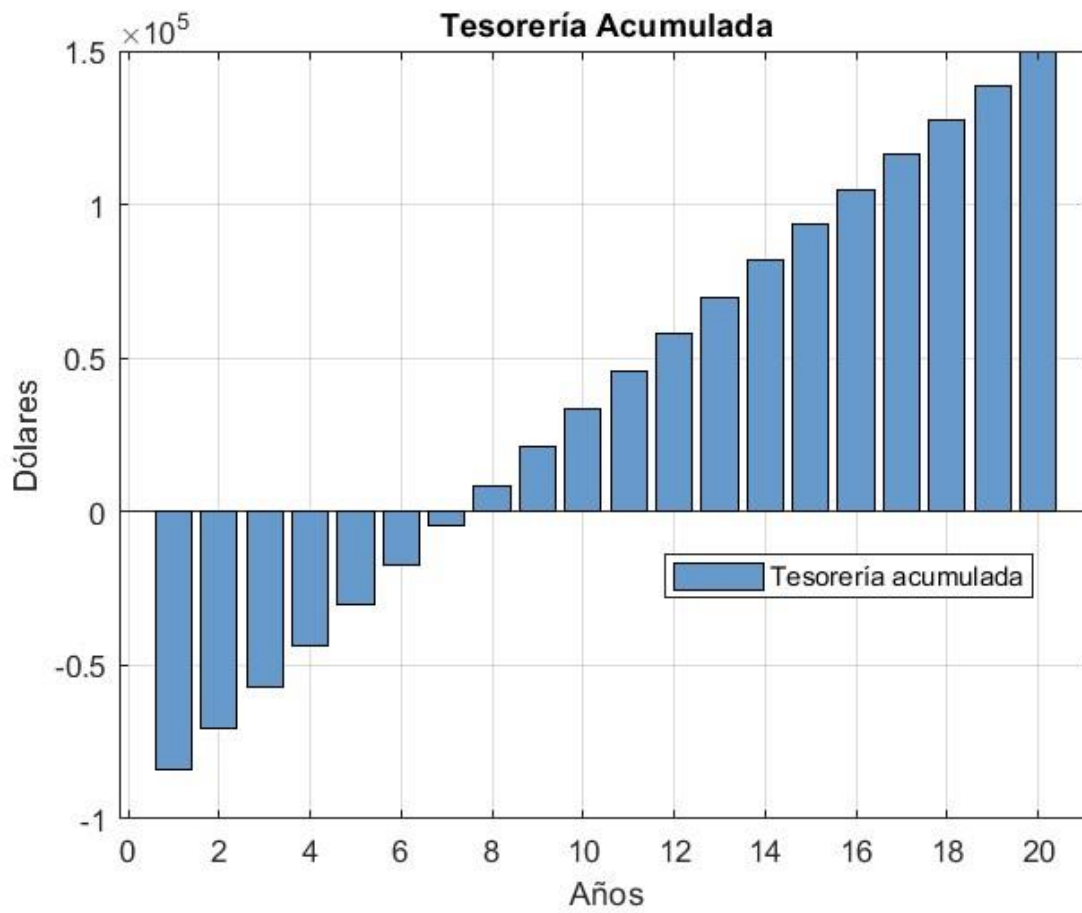


Figura 13. Tesorería acumulada

## 8. CONCLUSIONES

Sintetizando el caso de estudio del proyecto Dimensionamiento óptimo de una electrolinera aislada para la agencia Sangolquí de la EEQ., Basado en recursos distribuidos se puede concluir:

- En definitiva, la irradiancia que se produce en el sector Sangolquí específicamente en el mes de Julio con  $1.045 \text{ Kwh/m}^2$  y durante todo el año es suficiente para producir energía solar por medio de un sistema fotovoltaico para alimentar a una electrolinera aislada o conectada a la red, la cual inyecte 101.630 Kwh de potencia activa a la red si trabaja de manera aislada y ayude mantener la estabilidad del sistema eléctrico.
- De acuerdo con los objetivos establecidos, se concluye que la implementación de la electrolinera cumple moderadamente los requisitos de una recarga eficiente para vehículos eléctricos, asegurando una velocidad de carga adecuada sin afectar la red de distribución. En el escenario analizado con una generación solar total de 74 Kw distribuida en 6 intervalos de hora solar pico, se obtiene el estado de carga requerido del 80 % sin necesidad de comprar energía a la red, cumpliendo con las restricciones. Además, se inyectaron 21.37 Kwh a la red pública, generando ingresos por \$2.13 y un costo neto de operación negativo, lo cual representa un beneficio económico.
- Se determinó que los flujos de caja comienzan en \$13.796 en el primer año y disminuyen gradualmente hasta \$12.751 en el octavo año. A pesar de la disminución en los ingresos netos de caja, la acumulación de efectivo sostiene un saldo final de \$149.694 al final de los 20 años de vida de la instalación. lo que indica que la entidad continúa con una capacidad de generación fuerte para mantener sus obligaciones y fortalecer sus beneficios económicos.
- En los 20 años de análisis, se aprecia que la rentabilidad muestra fluctuaciones, pero se conserva firme por encima del 10%, lo que revela que la capacidad se sustenta para generar un retorno de la capital, reflejando así una evidente gestión de recursos con relación a las variaciones del contexto económico.

## 9. BIBLIOGRAFÍA

- [1] V. Cirimele, F. Freschi, and M. Mitolo, “I Charge, Therefore I Drive: Current State of Electric Vehicle Charging Systems,” *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 21, no. 6, pp. 91–97, Nov. 2023, doi: 10.1109/MPE.2023.3308227.
- [2] Jāmi‘at Šafāqīs. National Engineering School of Sfax. Laboratory of Sciences and Techniques of Automatic Control & Computer Engineering, IEEE-Tunisia Section., and Institute of Electrical and Electronics Engineers, *Sixteenth International Conference on Sciences and Techniques of Automatic Control & Computer Engineering : STA’2015*.
- [3] S. Srinivasan, S. Shanthakumar, and B. Ashok, “Sustainable lithium-ion battery recycling: A review on technologies, regulatory approaches and future trends,” *Energy Reports*, vol. 13, pp. 789–812, Jun. 2025, doi: 10.1016/J.EGYR.2024.12.043.
- [4] Y. Deng, H. Hao, and C. Jia, “Exploring the potential of cutting battery use in electric vehicles,” *Clean Technol Environ Policy*, vol. 26, no. 2, pp. 367–379, Feb. 2024, doi: 10.1007/s10098-023-02634-9.
- [5] R. N. Shaw, P. Siano, S. Makhilef, A. Ghosh, and S. L. Shimi, Eds., *Innovations in Electrical and Electronic Engineering*, vol. 1109. in *Lecture Notes in Electrical Engineering*, vol. 1109. Singapore: Springer Nature Singapore, 2024. doi: 10.1007/978-981-99-8289-9.
- [6] P. Singla, S. Boora, P. Singhal, N. Mittal, V. Mittal, and F. Gared, “Design and simulation of 4 kW solar power-based hybrid EV charging station,” *Sci Rep*, vol. 14, no. 1, pp. 1–13, Dec. 2024, doi: 10.1038/S41598-024-56833-5/FIGURES/16.
- [7] J. Tan and L. Wang, “Real-time charging navigation of electric vehicles to fast charging stations: A hierarchical game approach,” *IEEE Trans Smart Grid*, vol. 8, no. 2, pp. 846–856, Mar. 2017, doi: 10.1109/TSG.2015.2458863.
- [8] Y. Zhang, T. Li, S. Wang, L. Jiang, W. Han, and X. Diao, “Safety assessment of charging stations connected to the power grid considering distribution network constraints,” *2020 IEEE 4th Conference on Energy Internet and Energy System Integration: Connecting the Grids Towards a Low-Carbon High-Efficiency Energy System, EI2 2020*, pp. 2852–2857, Oct. 2020, doi: 10.1109/EI250167.2020.9347268.
- [9] K. J. Dyke, N. Schofield, and M. Barnes, “The impact of transport electrification on electrical networks,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 57, no. 12, pp. 3917–3926, Dec. 2010, doi: 10.1109/TIE.2010.2040563.
- [10] N. Rotering and M. Ilic, “Optimal charge control of plug-in hybrid electric vehicles in deregulated electricity markets,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 3, pp. 1021–1029, Aug. 2011, doi: 10.1109/TPWRS.2010.2086083.
- [11] S. Deilami, A. S. Masoum, P. S. Moses, and M. A. S. Masoum, “Real-time coordination of plug-in electric vehicle charging in smart grids to minimize power losses and improve voltage profile,” *IEEE Trans Smart Grid*, vol. 2, no. 3, pp. 456–467, Sep. 2011, doi: 10.1109/TSG.2011.2159816.
- [12] D. Wu, D. C. Aliprantis, and L. Ying, “Load scheduling and dispatch for aggregators of plug-in electric vehicles,” *IEEE Trans Smart Grid*, vol. 3, no. 1, pp. 368–376, Mar. 2012, doi: 10.1109/TSG.2011.2163174.

- [13] K. M. S. Y. Konara and M. L. Kolhe, "Charging Coordination of Opportunistic EV Users at Fast Charging Station with Adaptive Charging," *2021 IEEE Transportation Electrification Conference, ITEC-India 2021*, 2021, doi: 10.1109/ITEC-INDIA53713.2021.9932507.
- [14] W. Lee, L. Xiang, R. Schober, and V. W. S. Wong, "Analysis of the behavior of electric vehicle charging stations with renewable generations," *2013 IEEE International Conference on Smart Grid Communications, SmartGridComm 2013*, pp. 145–150, 2013, doi: 10.1109/SMARTGRIDCOMM.2013.6687948.
- [15] J. J. Escudero-Garzás and G. Seco-Granados, "Charging station selection optimization for plug-in electric vehicles: An oligopolistic game-theoretic framework," *2012 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies, ISGT 2012*, 2012, doi: 10.1109/ISGT.2012.6175791.
- [16] Q. Guo, S. Xin, H. Sun, Z. Li, and B. Zhang, "Rapid-charging navigation of electric vehicles based on real-time power systems and traffic data," *IEEE Trans Smart Grid*, vol. 5, no. 4, pp. 1969–1979, 2014, doi: 10.1109/TSG.2014.2309961.
- [17] A. Almaghrebsi, S. Shom, F. Al Juheshi, K. James, and M. Alahmad, "Analysis of User Charging Behavior at Public Charging Stations," *ITEC 2019 - 2019 IEEE Transportation Electrification Conference and Expo*, Jun. 2019, doi: 10.1109/ITEC.2019.8790534.
- [18] X. Zhu, R. Mahmud, B. Mather, P. Mishra, and A. Meintz, "Grid voltage control analysis for heavy-duty electric vehicle charging stations," *2021 IEEE Power and Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference, ISGT 2021*, Feb. 2021, doi: 10.1109/ISGT49243.2021.9372213.
- [19] N. S. Patil, I. C. Rath, M. S. Ansari, and A. Shukla, "A Novel Multilevel EV Charging Station Based on the Parallel Hybrid Converter and Dual Active Bridge," *2022 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition, ECCE 2022*, 2022, doi: 10.1109/ECCE50734.2022.9947726.
- [20] H. Tu, H. Feng, S. Srdic, and S. Lukic, "Extreme Fast Charging of Electric Vehicles: A Technology Overview," *IEEE Transactions on Transportation Electrification*, vol. 5, no. 4, pp. 861–878, Dec. 2019, doi: 10.1109/TTE.2019.2958709.
- [21] B. Singh, B. N. Singh, A. Chandra, K. Al-Haddad, A. Pandey, and D. P. Kothari, "A review of three-phase improved power quality ac-dc converters," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 51, no. 3, pp. 641–660, Jun. 2004, doi: 10.1109/TIE.2004.825341.
- [22] J. W. Kolar and T. Friedli, "The essence of three-phase PFC rectifier systems part i," *IEEE Trans Power Electron*, vol. 28, no. 1, pp. 176–198, 2013, doi: 10.1109/TPEL.2012.2197867.
- [23] G. A. Putrus, P. Suwanapingkarl, D. Johnston, E. C. Bentley, and M. Narayana, "Impacto de las estaciones de carga para vehículo eléctrico en la curva de carga de la Ciudad de Cuenca," *Maskana*, vol. 8, pp. 239–246, Dec. 2017, doi: 10.1109/VPPC.2009.5289760.
- [24] P. Otero, L. Mera, E. Calle, P. Otero, L. Mera, and E. Calle, "Aplicación de la Simulación de Montecarlo para el Análisis de la Implementación de Estaciones de Carga Rápida para Vehículos Eléctricos en la Provincia de Galápagos," *Revista Técnica energía*, vol. 17, no. 2, pp. 143–152, Jan. 2021, doi: 10.37116/REVISTAENERGIA.V17.N2.2021.434.
- [25] J. V. A. Restrepo Laverde and D. A. Tobón Ramírez, "Desarrollo de estación de carga de vehículos eléctricos," *Lámpsakos (revista descontinuada)*, no. 19, pp. 22–29, Dec. 2018, doi: 10.21501/21454086.2532.

- [26] J. F. M. Cartagena and E. M. G. Torres, "Asignación de recursos para la recarga de vehículos eléctricos en estaciones de servicios basado en la respuesta a la demanda," *I+D Tecnológico*, vol. 14, no. 2, pp. 66–73, Dec. 2018, doi: 10.33412/IDT.V14.2.2075.
- [27] D. A. COMBA CIFUENTES, "SISTEMA DE CARGA PARA VEHÍCULOS ELÉCTRICOS APLICADOS AL ÁREA METROPOLITANA DE BUCARAMANGA," Jul. 2020, Accessed: May 07, 2024. [Online]. Available: <http://repositorio.uts.edu.co:8080/xmlui/handle/123456789/3460>
- [28] "Análisis Técnico y Económico de la Implementación del Net Metering para diferentes tipos de Consumidores de Electricidad en el Ecuador | Revista Técnica 'energía.'" Accessed: Nov. 16, 2023. [Online]. Available: <https://revistaenergia.cenace.gob.ec/index.php/cenace/article/view/464/580>
- [29] M. Y. Metwly, M. Ahmed, M. S. Hamad, A. S. Abdel-Khalik, E. Hamdan, and N. A. Elmalhy, "Power management optimization of electric vehicles for grid frequency regulation: Comparative study," *Alexandria Engineering Journal*, vol. 65, pp. 749–760, Feb. 2023, doi: 10.1016/j.aej.2022.10.030.
- [30] C. R. Vásquez Ruiz, "Análisis, modelamiento y gestión de una micro red eléctrica para edificaciones residenciales usando paneles fotovoltaicos," 2014, Accessed: Oct. 31, 2023. [Online]. Available: <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/7477>
- [31] O. Zayed, A. Elezab, A. Abuelnaga, and M. Narimani, "A Dual-Active Bridge Converter with a Wide Output Voltage Range (200-1000 V) for Ultra-Fast DC-Connected EV Charging Stations," *IEEE Transactions on Transportation Electrification*, 2022, doi: 10.1109/TTE.2022.3232560.
- [32] T. S. Biya and M. R. Sindhu, "Design and Power Management of Solar Powered Electric Vehicle Charging Station with Energy Storage System," *Proceedings of the 3rd International Conference on Electronics and Communication and Aerospace Technology, ICECA 2019*, pp. 815–820, Jun. 2019, doi: 10.1109/ICECA.2019.8821896.
- [33] "▷ ¿Qué son los recursos energéticos distribuidos?" Accessed: May 13, 2024. [Online]. Available: <https://verdesolar.org/que-son-los-recursos-energeticos-distribuidos/>
- [34] "¿Qué es un auto eléctrico y qué tipos hay? - enel.pe." Accessed: May 13, 2024. [Online]. Available: <https://www.enel.pe/es/sostenibilidad/que-es-un-auto-electrico-y-que-tipos-hay.html>
- [35] "Electrolineras: qué son, características, funcionamiento y precio | Renovables Verdes." Accessed: May 13, 2024. [Online]. Available: <https://www.renovablesverdes.com/electrolineras/>
- [36] Carrera, "UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA SEDE QUITO".
- [37] E. DE Profesional and C. Minera Miski Mayo SRL Bayóvar Perú, "FACULTAD DE INGENIERÍA".
- [38] C. Aguirre, L. Villa, and E. Salvador, "UNIVERSIDAD NACIONAL TECNOLÓGICA DE LIMA SUR FACULTAD DE INGENIERIA Y GESTIÓN ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA "ELABORACION DEL PLAN DE MANTENIMIENTO ELÉCTRICO PREVENTIVO APLICADO A LOS GRUPOS ELECTRÓGENOS DE LA EMPRESA ADEPROSAC TRABAJO DE SUFICIENCIA PROFESIONAL Para optar el título profesional de INGENIERO MECÁNICO ELÉCTRICISTA PRESENTADO POR EL BACHILLER," 2019.

- [39] U. Distrital, F. José De Caldas, C. Mendoza, C. C. ; Quintero, and A. M. ; Alarcón, “Algoritmo de gestión para la recarga de vehículos eléctricos,” *Tecnura*, vol. 19\*, no., pp. 90–98, 2015, doi: 10.14483/udistrital.jour.tecnura.2015.ICE.a11.
- [40] C. Peña Ordóñez, “Estudio de baterías para vehículos eléctricos,” 2011. Accessed: May 19, 2024. [Online]. Available: <https://hdl.handle.net/10016/11805>
- [41] E. Cardona Rendón, M. H. Cálad, G. López Álvarez, and E. De Administración, “Método para optimizar los costos del servicio de energía eléctrica de grandes usuarios en Colombia, incorporando flexibilidad de la demanda,” 2013, *Universidad EAFIT*. Accessed: May 19, 2024. [Online]. Available: <http://hdl.handle.net/10784/2340>
- [42] O. Á. Revelo Ger, “Diseño y construcción de un módulo inversor trifásico acoplado a un emulador de banco de baterías para la incorporación de energía a una red de entrenamiento de Ciele,” 2019, Accessed: May 19, 2024. [Online]. Available: <https://repositorio.utn.edu.ec/handle/123456789/9025>
- [43] “(PDF) Analysis of Photovoltaic Panel Temperature Effects on its Efficiency.” Accessed: May 19, 2024. [Online]. Available: [https://www.researchgate.net/publication/310673805\\_Analysis\\_of\\_Photovoltaic\\_Panel\\_Temperature\\_Effects\\_on\\_its\\_Efficiency](https://www.researchgate.net/publication/310673805_Analysis_of_Photovoltaic_Panel_Temperature_Effects_on_its_Efficiency)
- [44] V. José, I. Campo, N. Naidee, M. Riveira, A. José, and P. Moscote, “SISTEMA HIBRIDO DE ENERGÍAS ALTERNATIVAS Y SU PERCEPCIÓN SOCIAL EN LA ALTA GUAJIRA HYBRID SYSTEM OF ALTERNATIVE ENERGIES AND ITS SOCIAL PERCEPTION IN THE ALTA GUAJIRA.”
- [45] M. Antonio and G.-M. Br, “ANÁLISE DE CUSTOS HISTÓRICOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS NO BRASIL,” *Anais Congresso Brasileiro de Energia Solar - CBENS*, Dec. 2012, doi: 10.59627/CBENS.2012.2246.
- [46] “Resultados...” Accessed: Jul. 07, 2024. [Online]. Available: [https://renovables.tulider.net/pv/hsp/resultados.php?&tilt=10&azimuth=0&perdidas=3&latit=-0.32878020008326536&longit=-78.44378253609239&country=0&select\\_inc=1&estruc\\_fixed=1&cubierta=5](https://renovables.tulider.net/pv/hsp/resultados.php?&tilt=10&azimuth=0&perdidas=3&latit=-0.32878020008326536&longit=-78.44378253609239&country=0&select_inc=1&estruc_fixed=1&cubierta=5)
- [47] “JRC Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) - European Commission.” Accessed: Mar. 30, 2025. [Online]. Available: [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/en/](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/)
- [48] “Alza de tarifas eléctricas para las industrias de alto y medio voltaje, subsidio se mantiene para sector residencial | Economía | Noticias | El Universo.” Accessed: Jun. 07, 2025. [Online]. Available: <https://www.eluniverso.com/noticias/economia/alza-tarifas-electricas-industrias-av1-mv-junio-2025-ecuador-nota/>

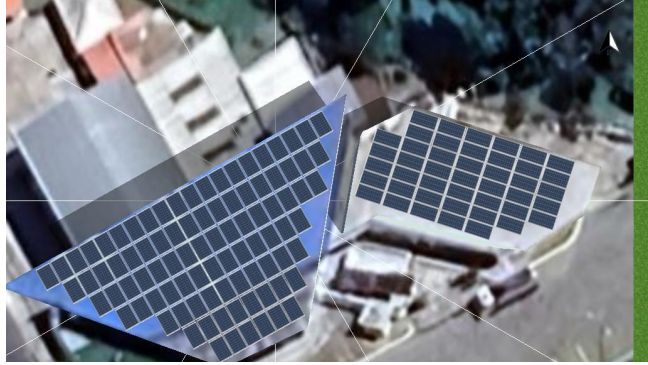
## 10. ANEXOS

Sistema FV Aislado

Dirección de la instalación

---

-0.32877907409287754, -78.44393002434273



# 1 Vista general del proyecto sistema FV aislado

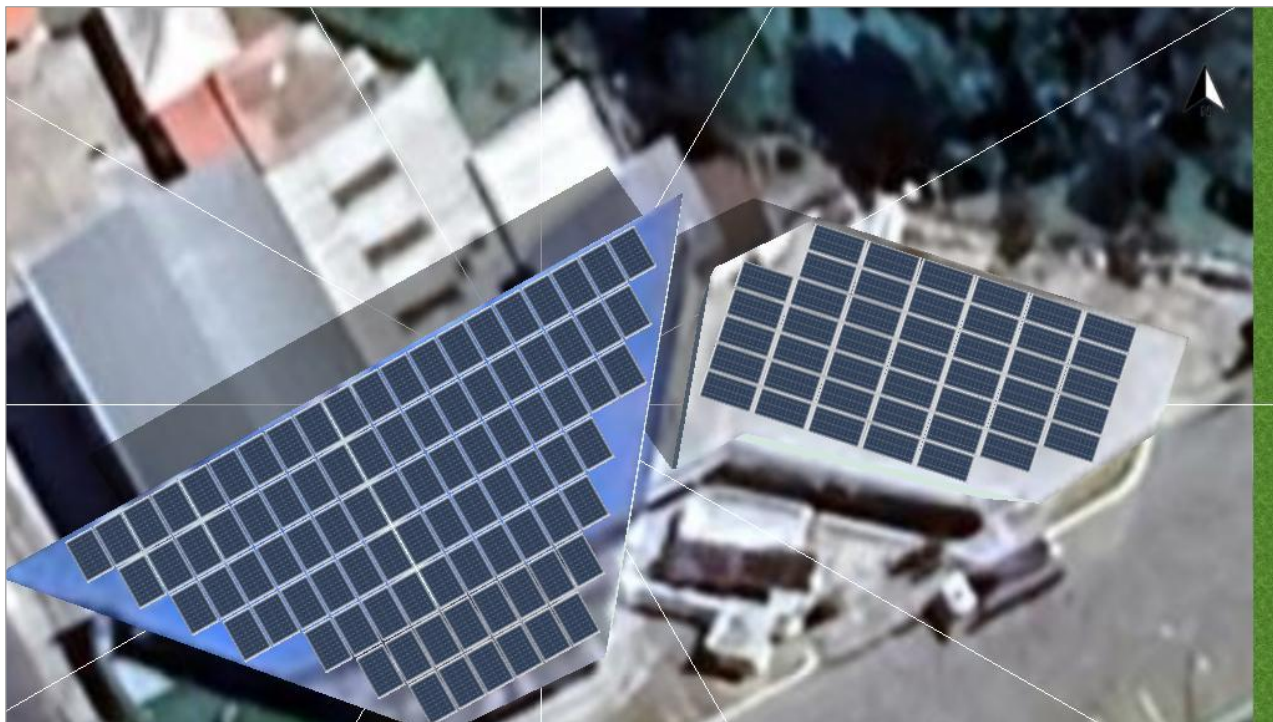


Figura: Vista general, Planificación 3D

## 1.1 Instalación FV

3D, Instalación fotovoltaica conectada a la red con consumidores eléctricos, vehículos eléctrico y sistemas de batería

Datos climáticos	Sangolqui, EEQ, ECU (2001 - 2020)
Fuente de los valores	Meteonorm 8.2(i)
Potencia generador FV	61,54 kWp
Superficie generador FV	291,2 m <sup>2</sup>
Número de módulos FV	135
Número de inversores	135
N.º de sistemas de baterías	1
N.º de vehículos	1

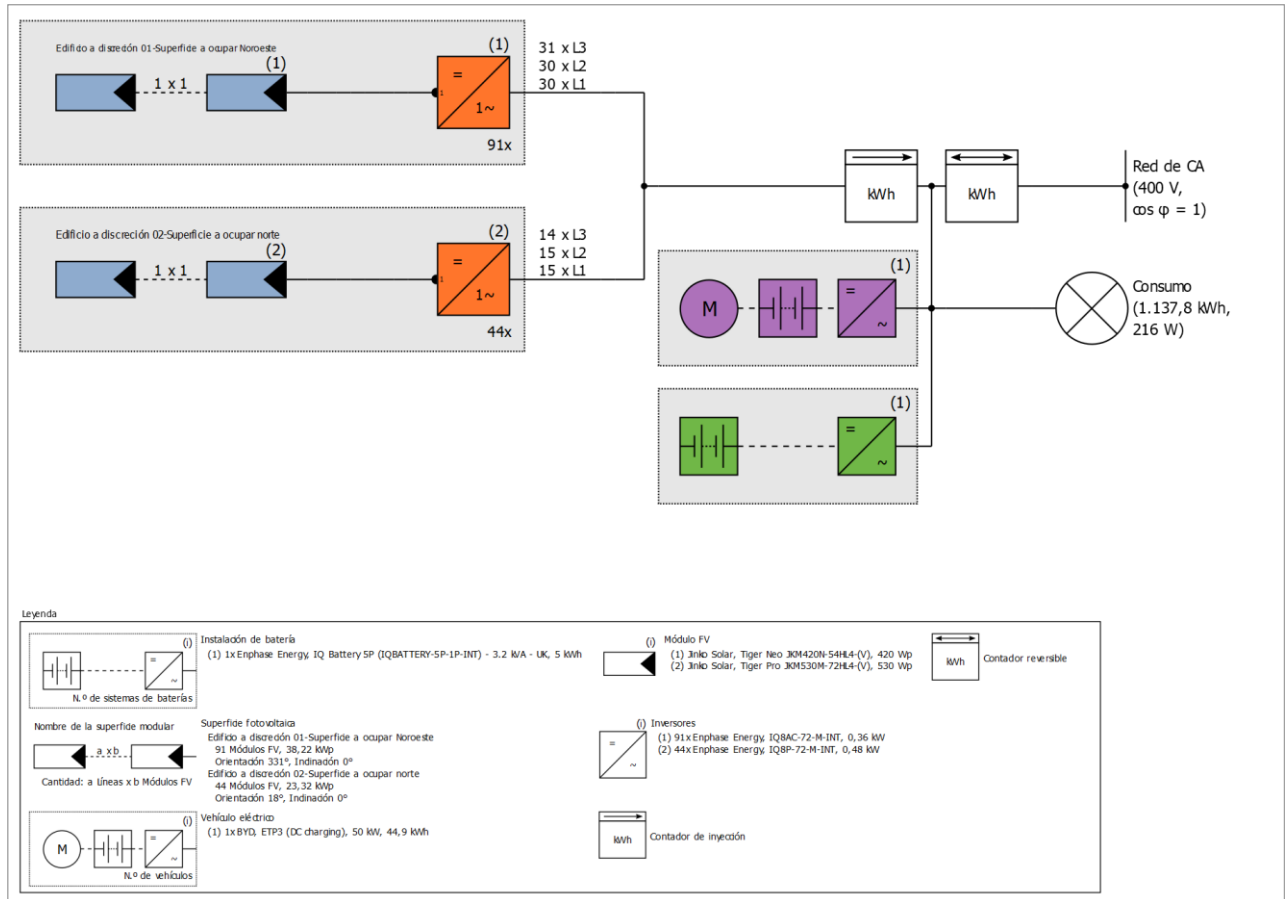


Figura: Diagrama esquemático

## 1.2 Pronóstico rendimiento.

Pronóstico rendim.

Potencia generador FV	61,54 kWp
Rendimiento anual espec.	1.755,28 kWh/kWp
Coefficiente de rendimiento de la instalación (PR)	89,11 %
Reducción de rendimiento por sombreado	2,1 %
Energía de generador FV (Red CA)	108.088 kWh/Año
Consumo propio directa	561 kWh/Año
Carga de baterías	771 kWh/Año
Carga del vehículo eléctrico	5.126 kWh/Año
Limitación en el punto de inyección	0 kWh/Año
Inyección en la red	101.630 kWh/Año
Proporción de consumo propio	5,9 %
Emisiones de CO <sub>2</sub> evitadas	50.747 kg / año
Grado de autarquía	99,5 %

### 1.3 Evaluación económica

Su beneficio

Costes totales de inversión	92.310,00 \$
Tasa interna de retorno (TIR)	13,32 %
Duración amortización	7,2 Años
Costes de producción de energía	0,0474 \$/kWh
Balance / Concepto de alimentación	Inyección del excedente en la red

## 2 Disposición de la instalación

### 2.1 Resumen

#### Datos del sistema

Tipo de instalación	3D, Instalación fotovoltaica conectada a la red con consumidores eléctricos, vehículos eléctrico y sistemas de batería
---------------------	--

#### Datos climáticos

Ubicación	Sangolqui, EEQ, ECU (2001 - 2020)
Fuente de los valores	Meteonorm 8.2(i)
Resolución de los datos	1 h
Modelos de simulación utilizados:	
- Radiación difusa sobre la horizontal	Hofmann
- Radiación sobre superficie inclinada	Hay & Davies

#### Consumo

Consumo total	1138 kWh
EEQ	1138 kWh
Pico de carga	0,2 kW

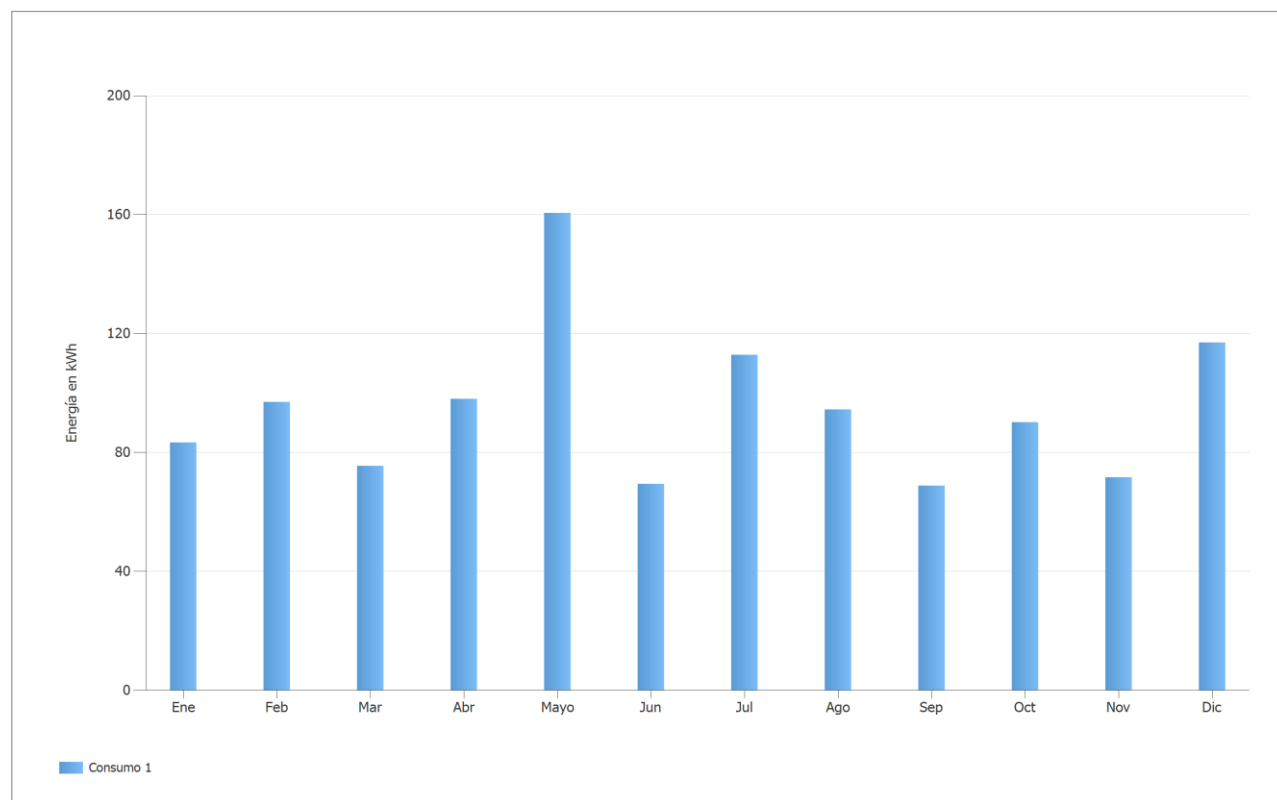


Figura: Consumo

## 2.2 Superficies de módulos

### 2.2.1 1. Superficie fotovoltaica - Edificio 01-Superficie Noroeste

Generador FV, 1. Superficie fotovoltaica - Edificio a discreción 01-Superficie a ocupar Noroeste

Nombre	Edificio a discreción 01-Superficie a ocupar Noroeste
Módulos FV	91 x Tiger Neo JKM420N-54HL4-(V) (v1)
Fabricante	Jinko Solar
Inclinación	0 °
Orientación	Noroeste 331 °
Situación de montaje	Paralelo a la cubierta
Superficie generador FV	177,7 m <sup>2</sup>

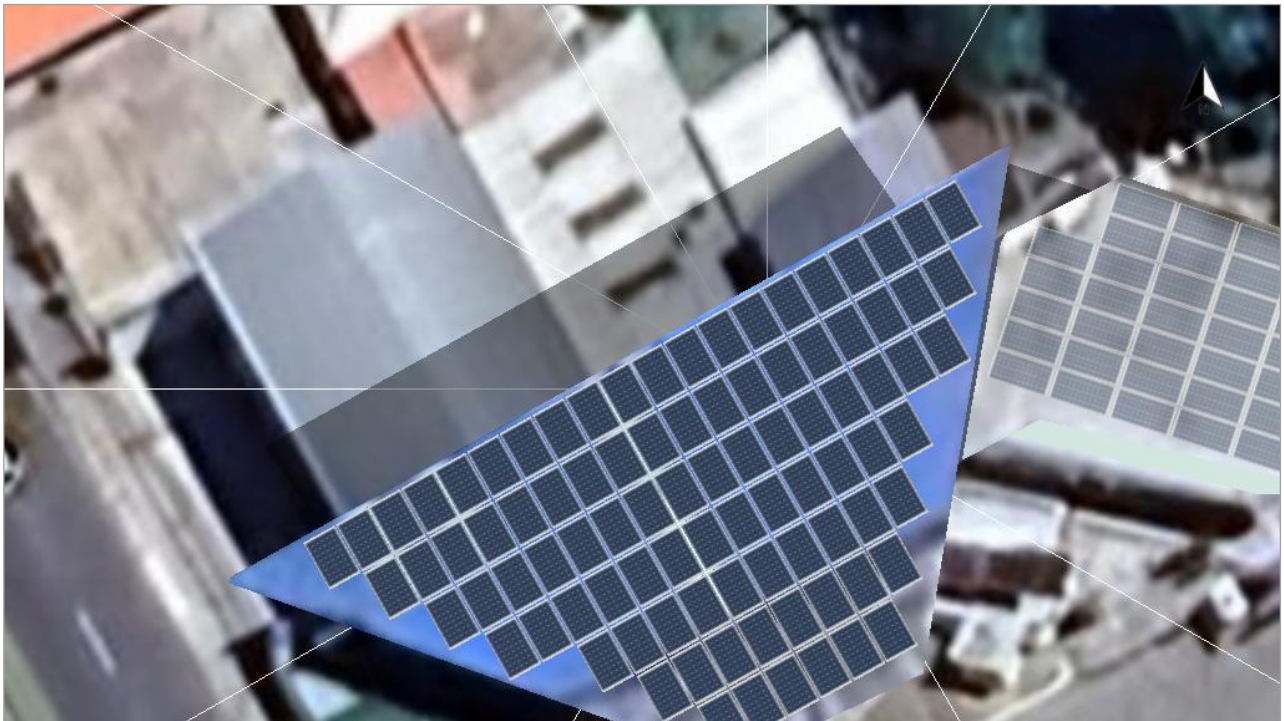


Figura: 1. Superficie fotovoltaica - Edificio a discreción 01-Superficie a ocupar Noroeste

### 2.2.2 2. Superficie fotovoltaica - Edificio 02-Superficie Norte

Generador FV, 2. Superficie fotovoltaica - Edificio a discreción 02-Superficie a ocupar norte	
Nombre	Edificio a discreción 02-Superficie a ocupar norte
Módulos FV	44 x Tiger Pro JKM530M-72HL4-(V) (v2)
Fabricante	Jinko Solar
Inclinación	0 °
Orientación	Norte 18 °
Situación de montaje	Paralelo a la cubierta
Superficie generador FV	113,5 m <sup>2</sup>

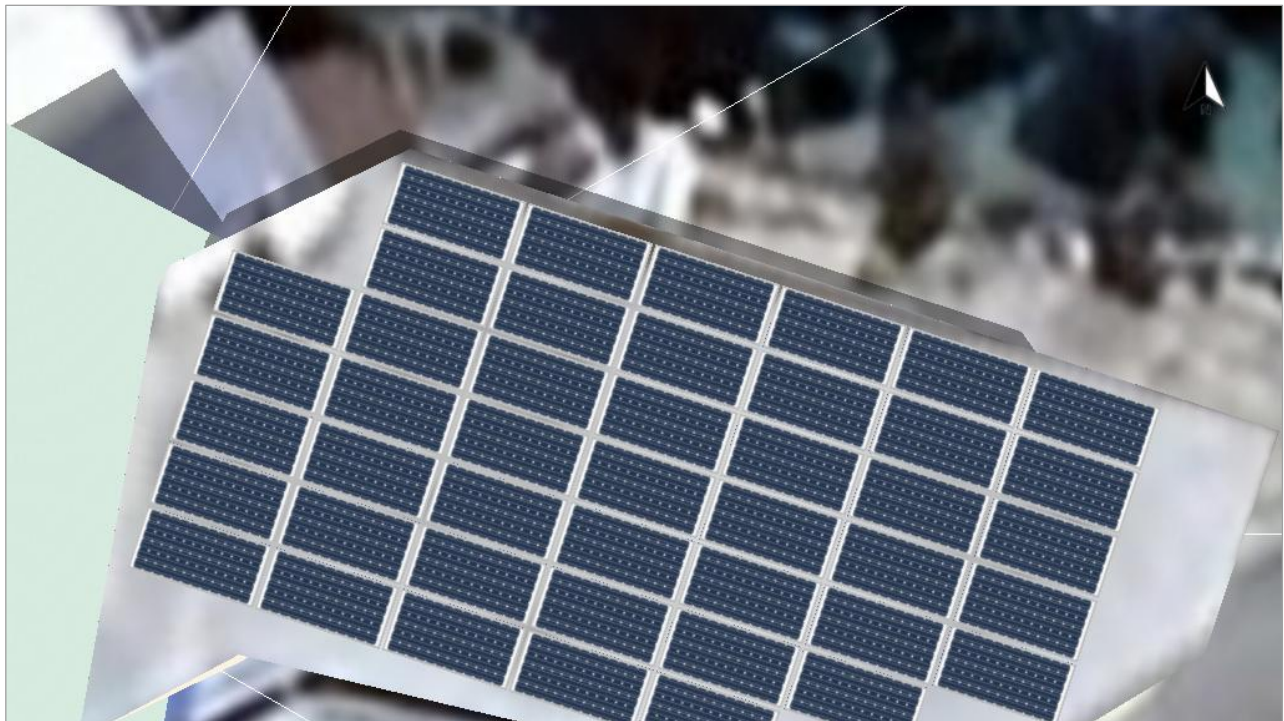


Figura: 2. Superficie fotovoltaica - Edificio a discreción 02-Superficie a ocupar norte

## 2.3 Línea del horizonte, Planificación 3D

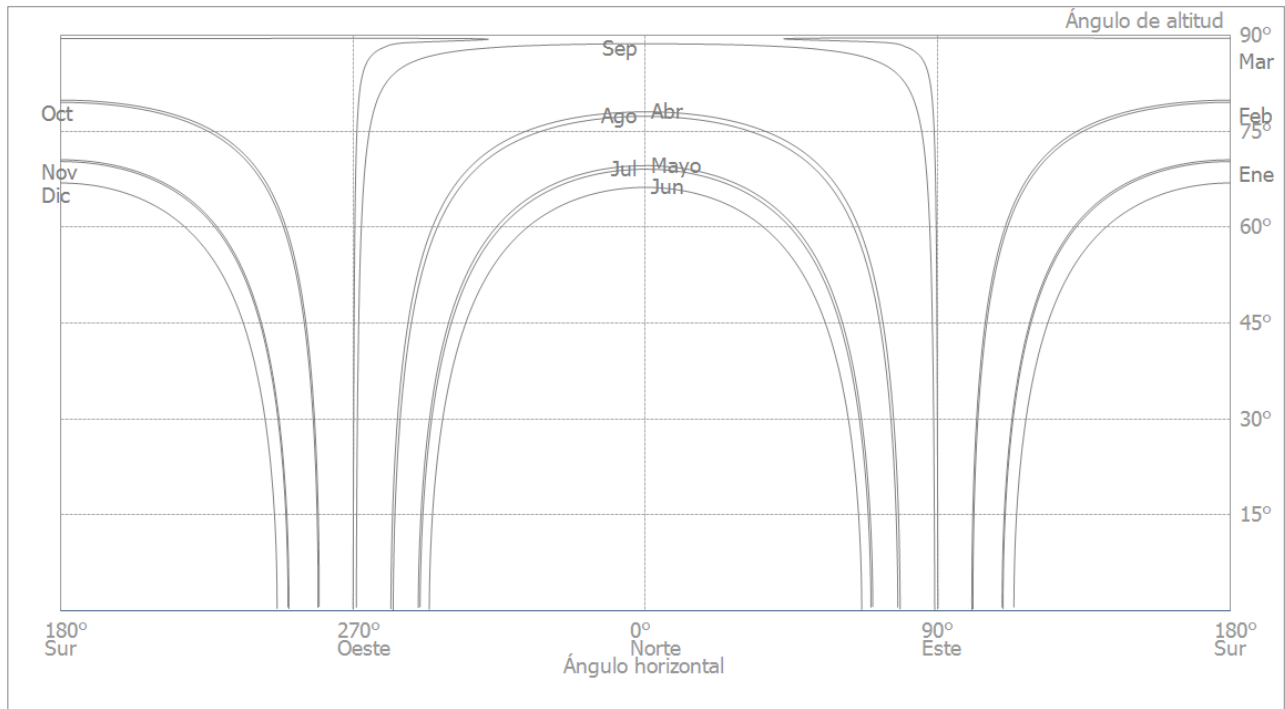


Figura: Horizonte (Planificación 3D)

## 2.4 Conexión del inversor

### Conexión 1

Superficie fotovoltaica	Edificio a discreción 01-Superficie a ocupar Noroeste
Inversores 1	
Modelo	IQ8AC-72-M-INT (v2)
Fabricante	Enphase Energy
Cantidad	91
Factor de dimensionamiento	116,7 %
Conexión	MPP 1: 1 x 1

### Conexión 2

Superficie fotovoltaica	Edificio a discreción 02-Superficie a ocupar norte
Inversores 1	
Modelo	IQ8P-72-M-INT (v1)
Fabricante	Enphase Energy
Cantidad	44
Factor de dimensionamiento	110,4 %
Conexión	MPP 1: 1 x 1

## 2.5 Red de CA

### Red de CA

Número de fases	3
Tensión de red entre fase y neutro	400 V
Factor de desfase (cos phi)	+/- 1

## 2.6 Instalaciones de batería

### Instalación de batería - Grupo1

Modelo	IQ Battery 5P (IQBATTERY-5P-1P-INT) - 3.2 kVA - UK (v1)
Fabricante	Enphase Energy
Cantidad	1
Inversors de batería	
Tipo de conexión	Conexión a CA
Potencia nominal	3,2 kW
Batería	
Fabricante	Enphase Energy
Modelo	IQ Battery 5P Module (v1)
Cantidad	1
Energía de la batería	5 kWh
Tipo de batería	Fosfato de hierro y litio

## 2.7 Vehículos eléctricos

### Vehículo eléctrico - Grupo 1

Vehículo eléctrico	
Modelo	ETP3 (DC charging) (v1)
Fabricante	BYD
N.º de vehículos	1
Alcance según WLTP	233 km
Capacidad de la batería	44,9 kWh
Consumo	21 kWh / 100km
Estación de carga	
Potencia de carga	50 kW
Técnica de carga	DC CCS
Modo de carga	Estándar
¿Descarga para cubrir el consumo	No
Uso	
Rango deseado por semana	350 km
Rendimiento por año	18250 km

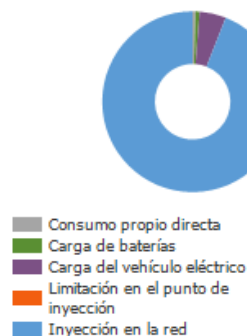
### 3 Resultados de simulación

#### 3.1 Resultados Sistema completo

##### Instalación FV

Potencia generador FV	61,54 kWp
Rendimiento anual espec.	1.755,28 kWh/kWp
Coefficiente de rendimiento de la instalación (PR)	89,11 %
Reducción de rendimiento por sombreado	2,1 %
Energía de generador FV (Red CA)	108.088 kWh/Año
Consumo propio directa	561 kWh/Año
Carga de baterías	771 kWh/Año
Carga del vehículo eléctrico	5.126 kWh/Año
Limitación en el punto de inyección	0 kWh/Año
Inyección en la red	101.630 kWh/Año
Proporción de consumo propio	5,9 %
Emisiones de CO <sub>2</sub> evitadas	50.747 kg / año

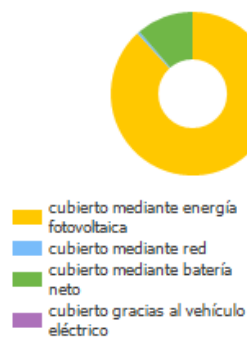
Energía de generador FV (Red CA)



##### Consumidores

Consumidores	1.138 kWh/Año
Consumo Standby (Inversores)	68 kWh/Año
Carga del vehículo eléctrico	5.240 kWh/Año
Consumo total	6.447 kWh/Año
cubierto mediante energía fotovoltaica	5.687 kWh/Año
cubierto mediante red	32 kWh/Año
cubierto mediante batería neto	728 kWh/Año
cubierto gracias al vehículo eléctrico	0 kWh/Año
Fracción de cobertura solar	99,5 %

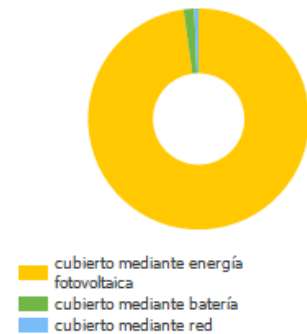
Consumo total



### Vehículo eléctrico

Carga al principio	45 kWh
Carga del vehículo eléctrico (Total)	5.240 kWh/Año
cubierto mediante energía fotovoltaica	5.126 kWh/Año
cubierto mediante batería	83 kWh/Año
cubierto mediante red	32 kWh/Año
Descarga del vehículo eléctrico para cubrir el consumo	0 kWh/Año
Pérdidas debido a la carga/descarga	508 kWh/Año
Pérdidas en batería	945 kWh/Año
Consumo por kilómetros recorridos	3833 kWh/Año
Rendimiento por año	18250 km/Año
del cual solar	18139 km/Año

Carga del vehículo eléctrico (Total)



### Instalación de batería

Carga al principio	5 kWh
Carga de baterías (Total)	771 kWh/Año
cubierto mediante energía fotovoltaica	771 kWh/Año
cubierto mediante red	0 kWh/Año
Energía procedente de las baterías destinada para consumo	728 kWh/Año
Carga del vehículo eléctrico	83 kWh/Año
Consumo	645 kWh/Año
Pérdidas debido a la carga/descarga	37 kWh/Año
Pérdidas en batería	10 kWh/Año
Carga de ciclos	3,5 %
Vida útil	>20 Años

Carga de baterías (Total)



### Grado de autarquía

Consumo total	6.447 kWh/Año
cubierto mediante red	32 kWh/Año
Grado de autarquía	99,5 %

# Gráfico de flujo de energía

Proyecto: Cargador PV EEQ

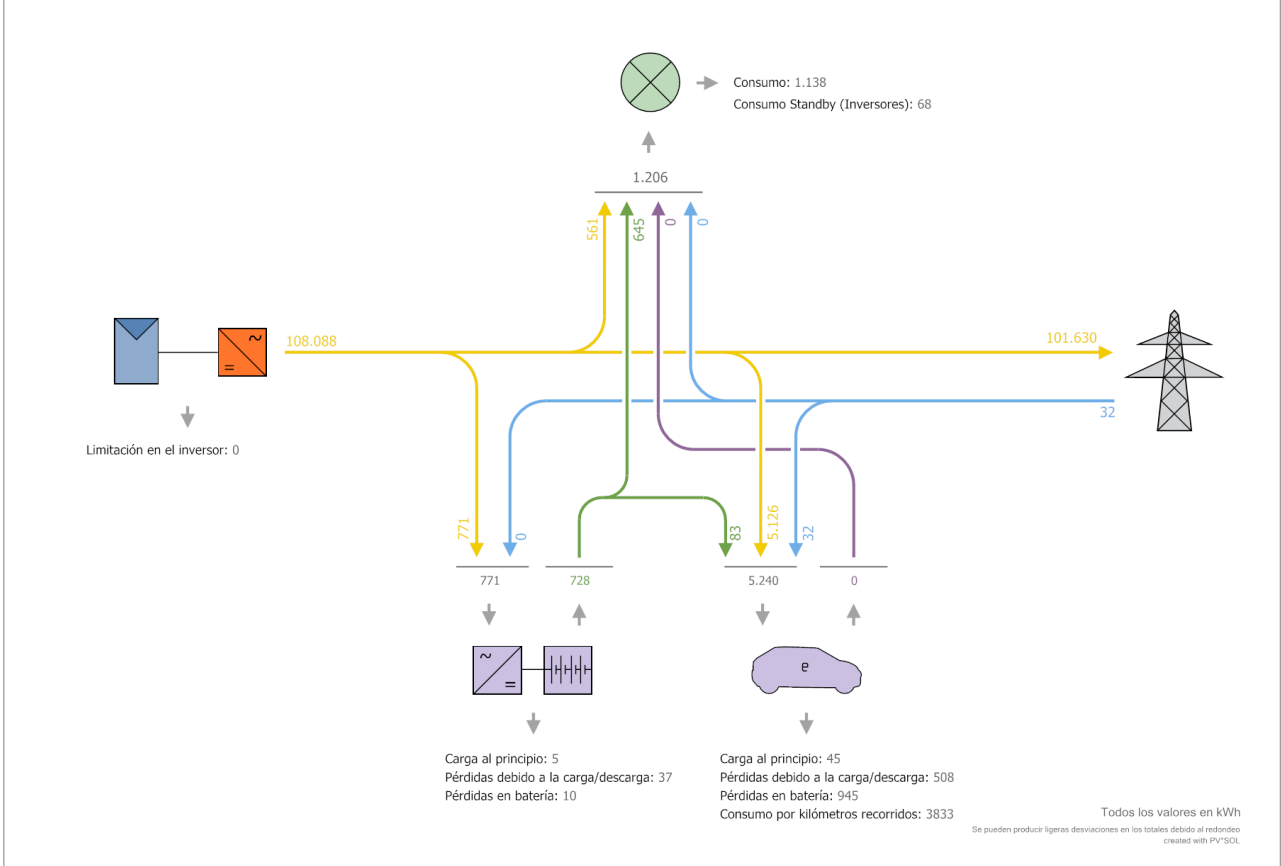


Figura: Flujo de energía

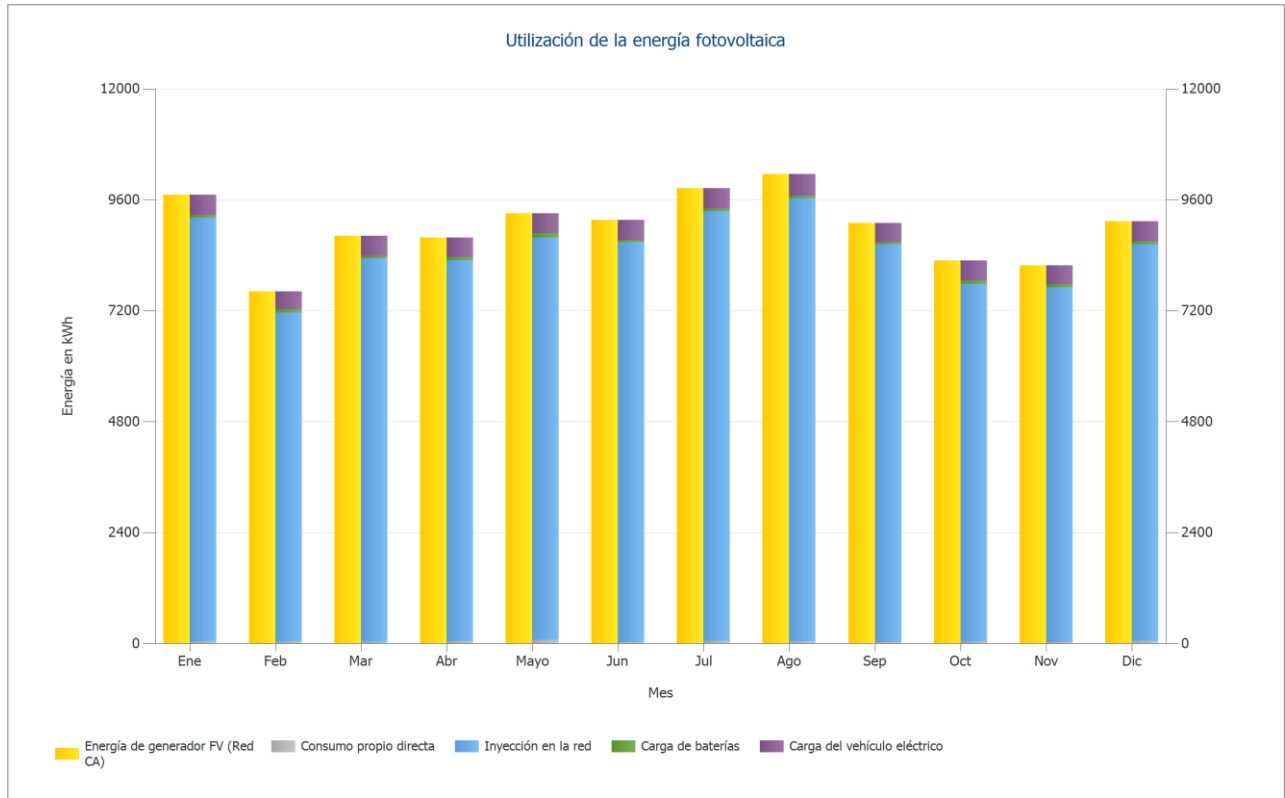


Figura: Utilización de la energía fotovoltaica

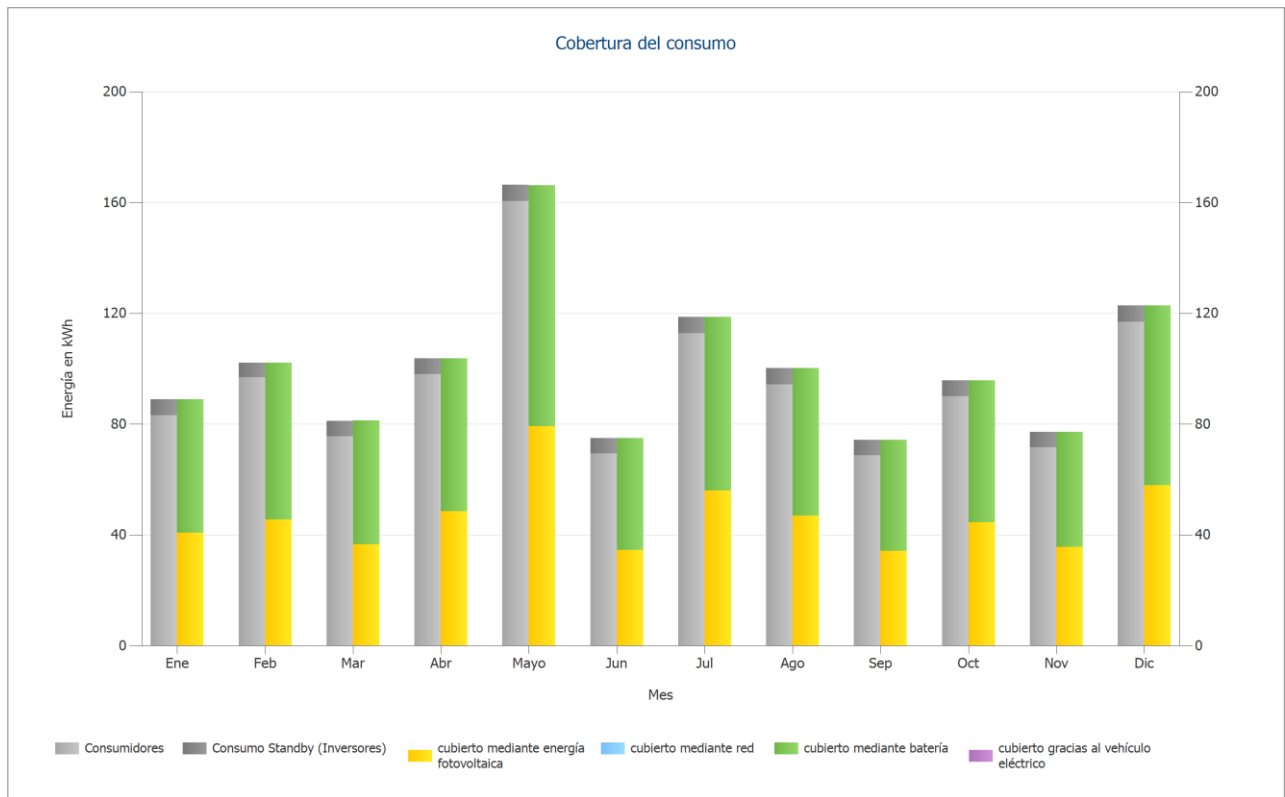


Figura: Cobertura del consumo

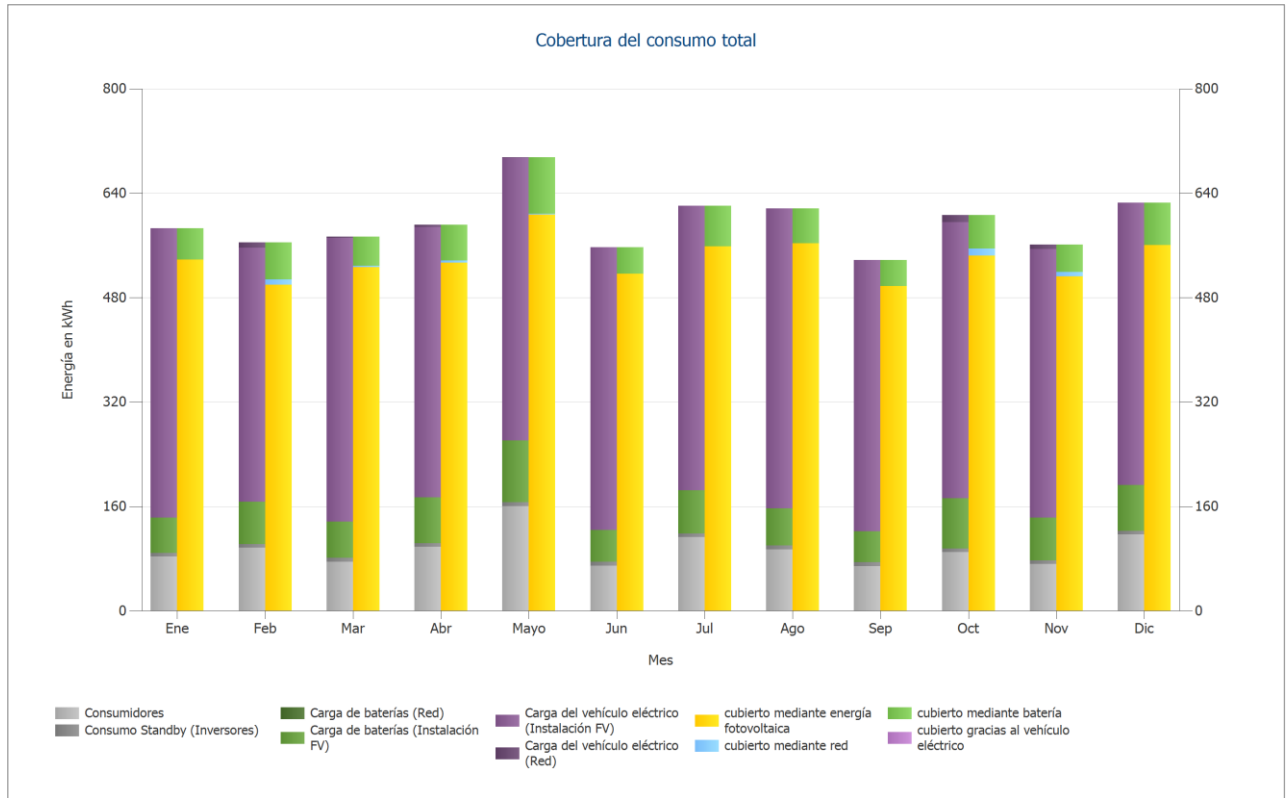


Figura: Cobertura del consumo total

## 4 Análisis de rentabilidad

### 4.1 Resumen

#### Datos del sistema

Inyección en la red en el primer año (incl. degradación del módulo)	101.630 kWh/Año
Potencia generador FV	61,5 kWp
Puesta en marcha de la instalación	2/10/2024
Periodo de consideración	20 Años
Interés del capital	1 %

#### Parámetros económicos

Tasa interna de retorno (TIR)	13,32 %
Cashflow acumulado (caja)	152.904,93 \$
Duración amortización	7,2 Años
Costes de producción de energía	0,0474 \$/kWh
Costes de trayecto sin energía fotovoltaica	6,37 \$/100 km
Costes de trayecto con energía fotovoltaica	1,47 \$/100 km

#### Resumen de pagos

costes específicos de inversión	1.500,00 \$/kWp
Coste de la inversión	92.310,00 \$
Pagos únicos	0,00 \$
Subvenciones	0,00 \$
Costes anuales	0,00 \$/Año
Otros beneficios y ahorros.	0,00 \$/Año

#### Remuneración y ahorros

Remuneración total en el primer año	11.891,50 \$/Año
Ahorros durante el primer año	1.407,66 \$/Año

#### EEG 2015 (Mai) - Gebäudeanlage

Validez	2/10/2024 - 31/12/2044
Remuneración spec. por energía inyectada en la red	0,117 \$/kWh
Tarifa de inyección	11891,5007 \$/Año

#### Example Private (Example)

Precio de trabajo	0,2218 \$/kWh
Precio base	6,9 \$/Mes
Factor de cambio del precio del costo del consumo energético	2 %/Año

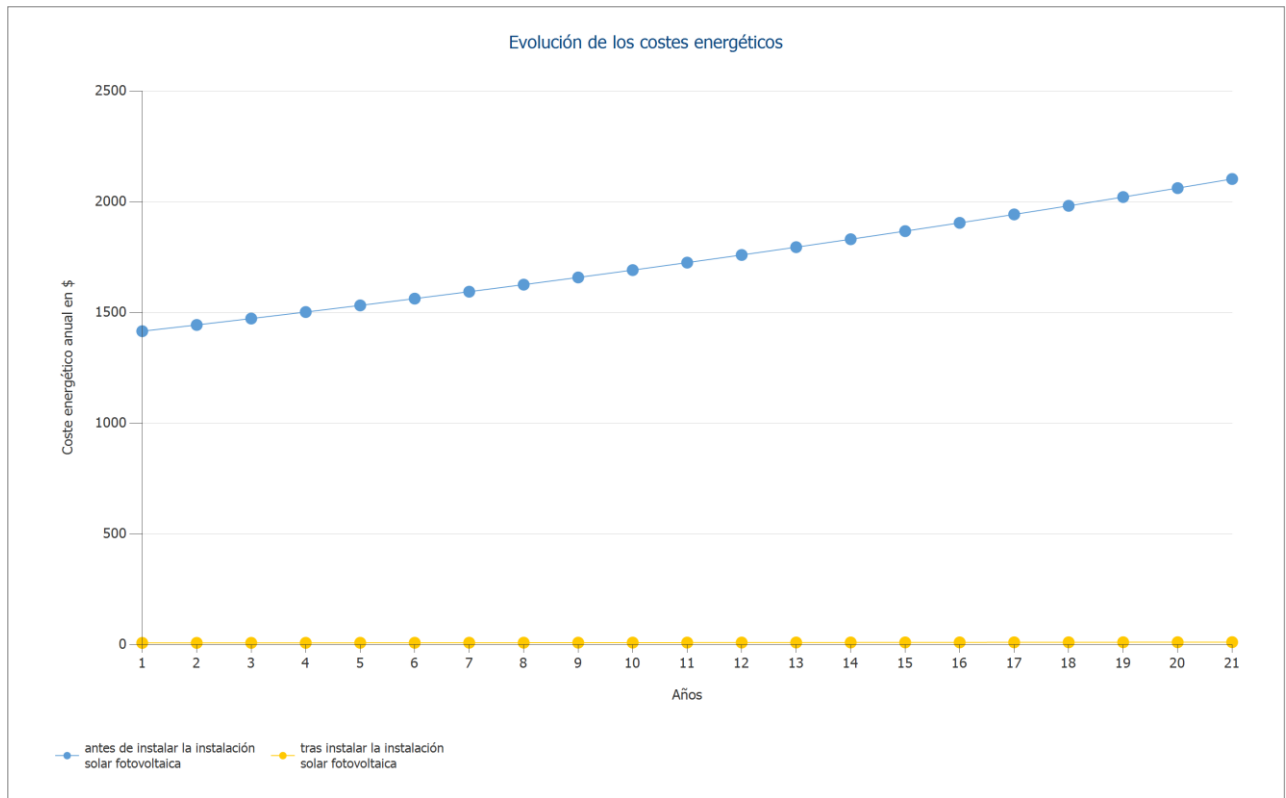


Figura: Evolución de los costes energéticos

## 4.2 Flujo de caja

### Flujo de caja

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Inversiones	\$-92.310,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00
Tarifa de inyección	\$11.744,85	\$11.657,19	\$11.541,77	\$11.427,50	\$11.314,35
Ahorro consumo electricidad	\$1.389,98	\$1.407,52	\$1.421,46	\$1.435,53	\$1.449,75
<b>Flujo de caja anual</b>	<b>\$-79.175,17</b>	<b>\$13.064,72</b>	<b>\$12.963,23</b>	<b>\$12.863,03</b>	<b>\$12.764,10</b>
Cashflow acumulado (caja)	\$-79.175,17	\$-66.110,46	\$-53.147,22	\$-40.284,19	\$-27.520,09

### Flujo de caja

	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Inversiones	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00
Tarifa de inyección	\$11.202,33	\$11.091,42	\$10.981,60	\$10.872,87	\$10.765,22
Ahorro consumo electricidad	\$1.464,10	\$1.478,60	\$1.493,24	\$1.508,02	\$1.522,95
<b>Flujo de caja anual</b>	<b>\$12.666,43</b>	<b>\$12.570,01</b>	<b>\$12.474,84</b>	<b>\$12.380,89</b>	<b>\$12.288,17</b>
Cashflow acumulado (caja)	\$-14.853,65	\$-2.283,64	\$10.191,20	\$22.572,09	\$34.860,27

### Flujo de caja

	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15
Inversiones	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00
Tarifa de inyección	\$10.658,63	\$10.553,10	\$10.448,62	\$10.345,17	\$10.242,74
Ahorro consumo electricidad	\$1.538,03	\$1.553,26	\$1.568,64	\$1.584,17	\$1.599,85
<b>Flujo de caja anual</b>	<b>\$12.196,66</b>	<b>\$12.106,36</b>	<b>\$12.017,26</b>	<b>\$11.929,33</b>	<b>\$11.842,59</b>
Cashflow acumulado (caja)	\$47.056,93	\$59.163,29	\$71.180,55	\$83.109,88	\$94.952,47

### Flujo de caja

	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Inversiones	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00
Tarifa de inyección	\$10.141,32	\$10.040,92	\$9.941,50	\$9.843,07	\$9.745,61
Ahorro consumo electricidad	\$1.615,69	\$1.631,69	\$1.647,85	\$1.664,16	\$1.680,64
<b>Flujo de caja anual</b>	<b>\$11.757,02</b>	<b>\$11.672,61</b>	<b>\$11.589,35</b>	<b>\$11.507,23</b>	<b>\$11.426,25</b>
Cashflow acumulado (caja)	\$106.709,49	\$118.382,10	\$129.971,45	\$141.478,68	\$152.904,93

Las tasas de degradación e inflación se aplican mensualmente durante todo el período de observación. Esto ya se realiza en el primer año.

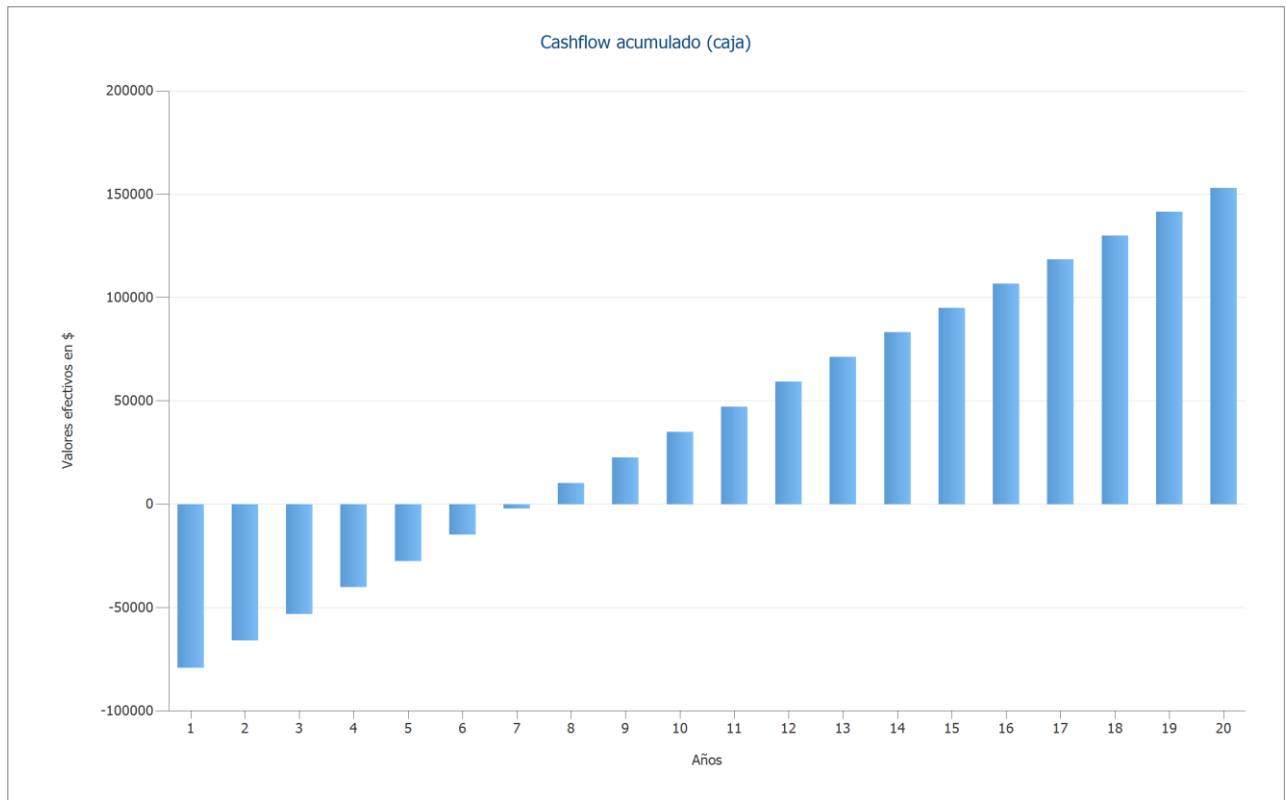
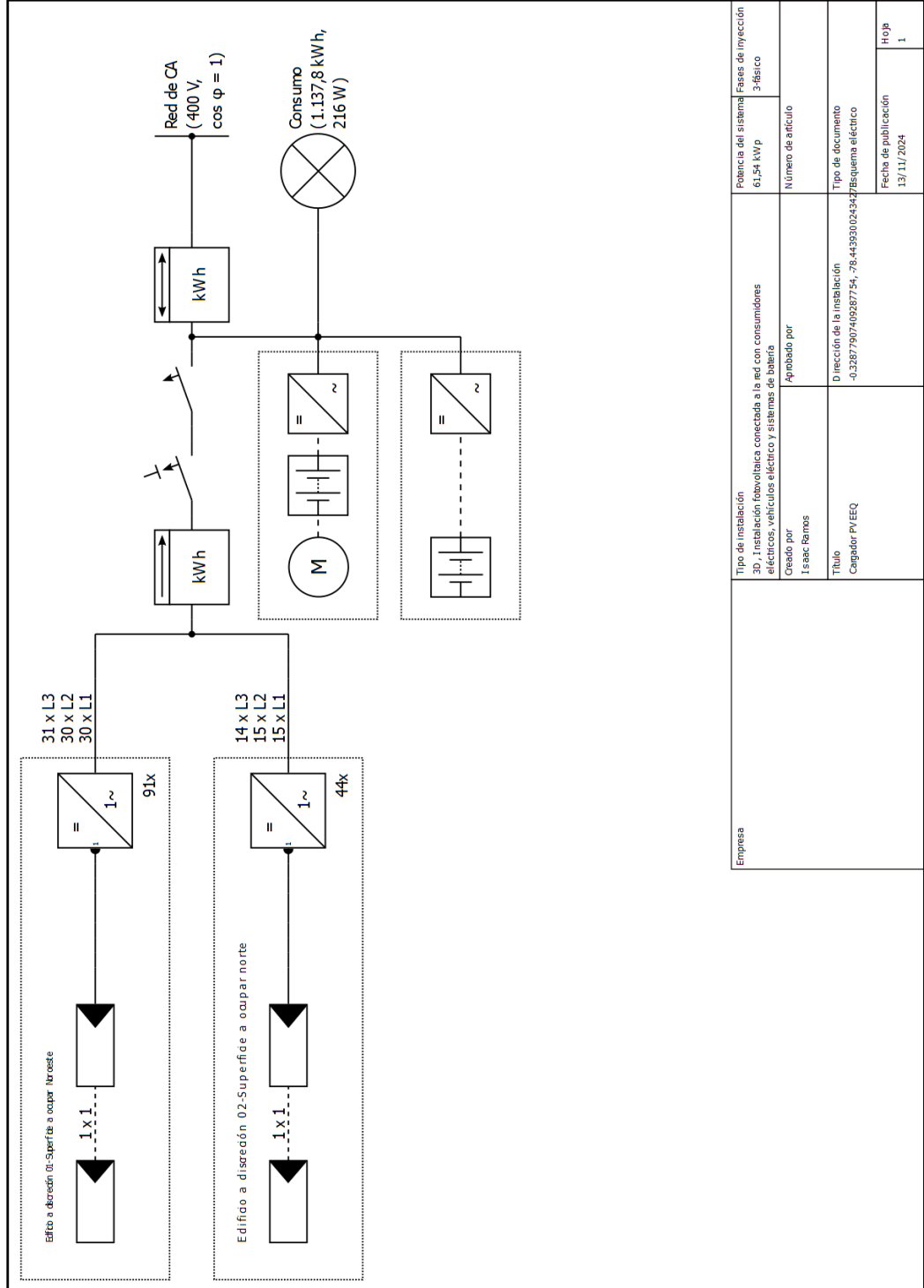


Figura: Cashflow acumulado (caja)

## **5 Planos y listado de piezas**

### **5.1 Esquema eléctrico**



Empresa	Tipo de instalación 30.1 Instalación fotovoltaica conectada a la red con consumidores eléctricos, vehículos eléctricos y sistemas de batería		Potencia del sistema 61,54 kWp	Fases de inyección 3-fásico
	Creado por Isaac Ramos	Aprobado por	Número de artículo	
	Título Cargador PVIEEQ	Dirección de la instalación -0,32877907469287754, -78,4439300243427	Tipo de documento	
			Fecha de publicación	
			Hoja 1	

Figura: Esquema eléctrico

**5.2 Plano de conjunto**

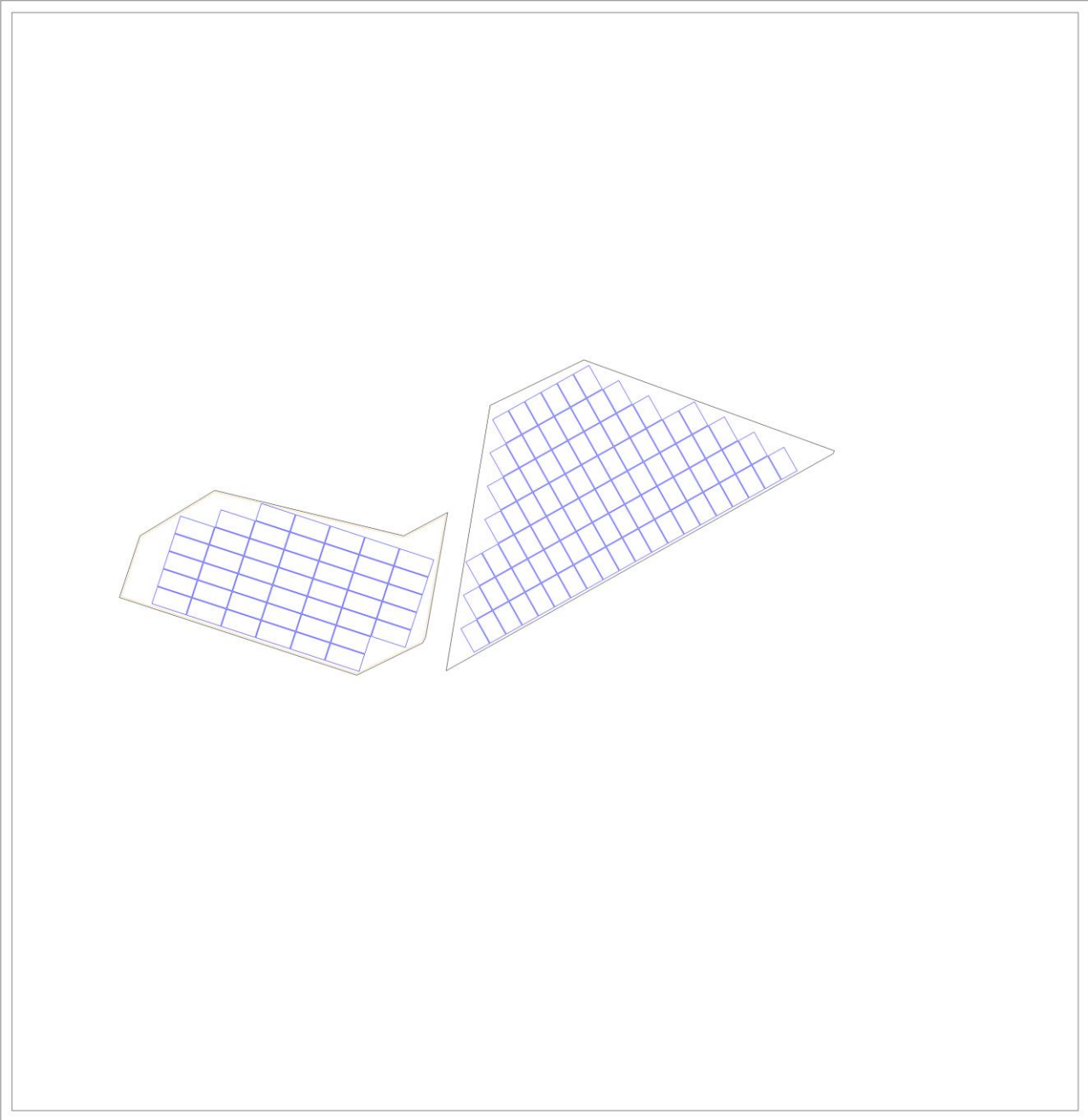


Figura: Plano de conjunto

### **5.3 Plan de acotación**

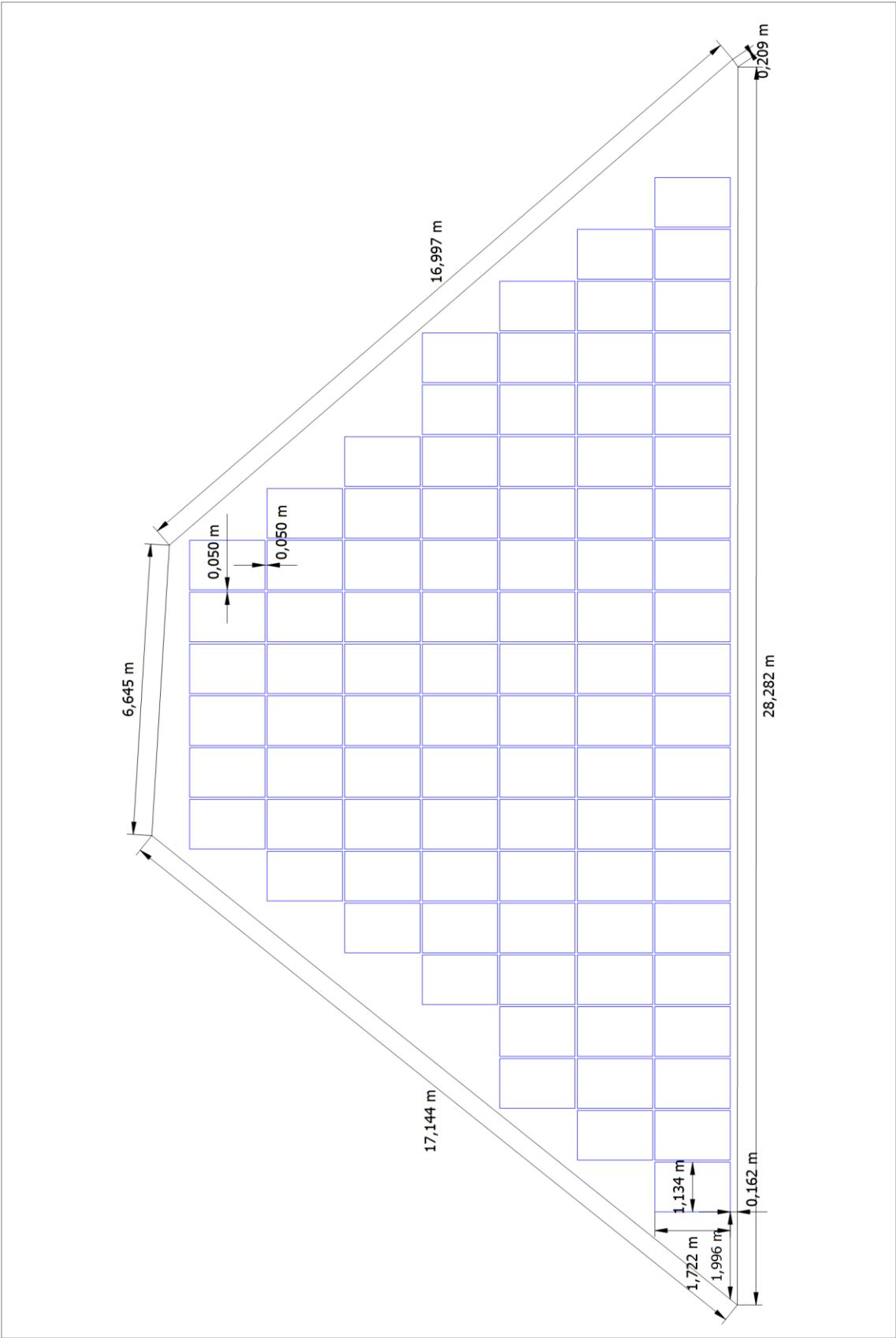


Figura: Edificio a discreción 01 - Superficie a ocupar Noroeste

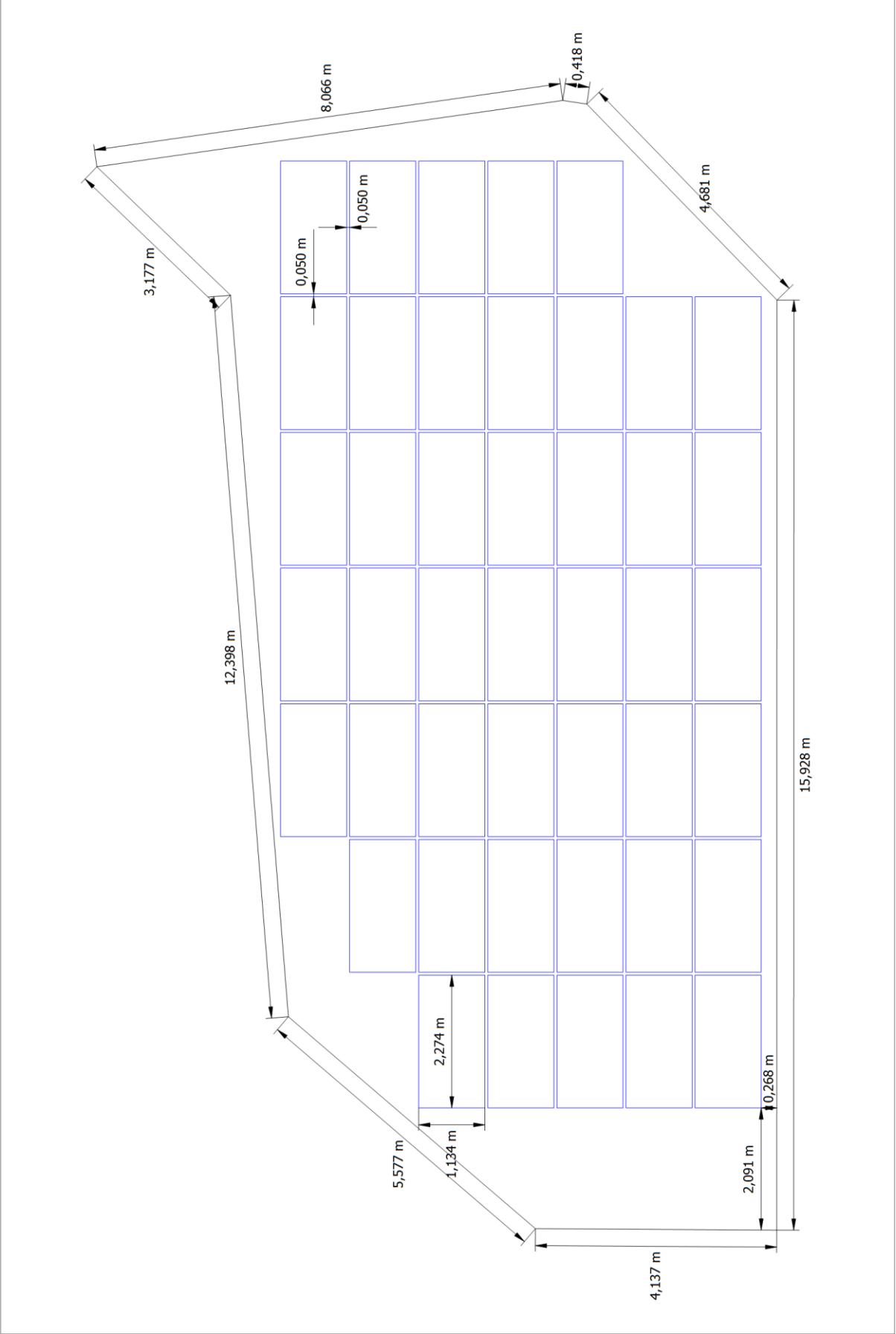


Figura: Edificio a discreción 02 - Superficie a ocupar norte

## 5.4 Plano de líneas

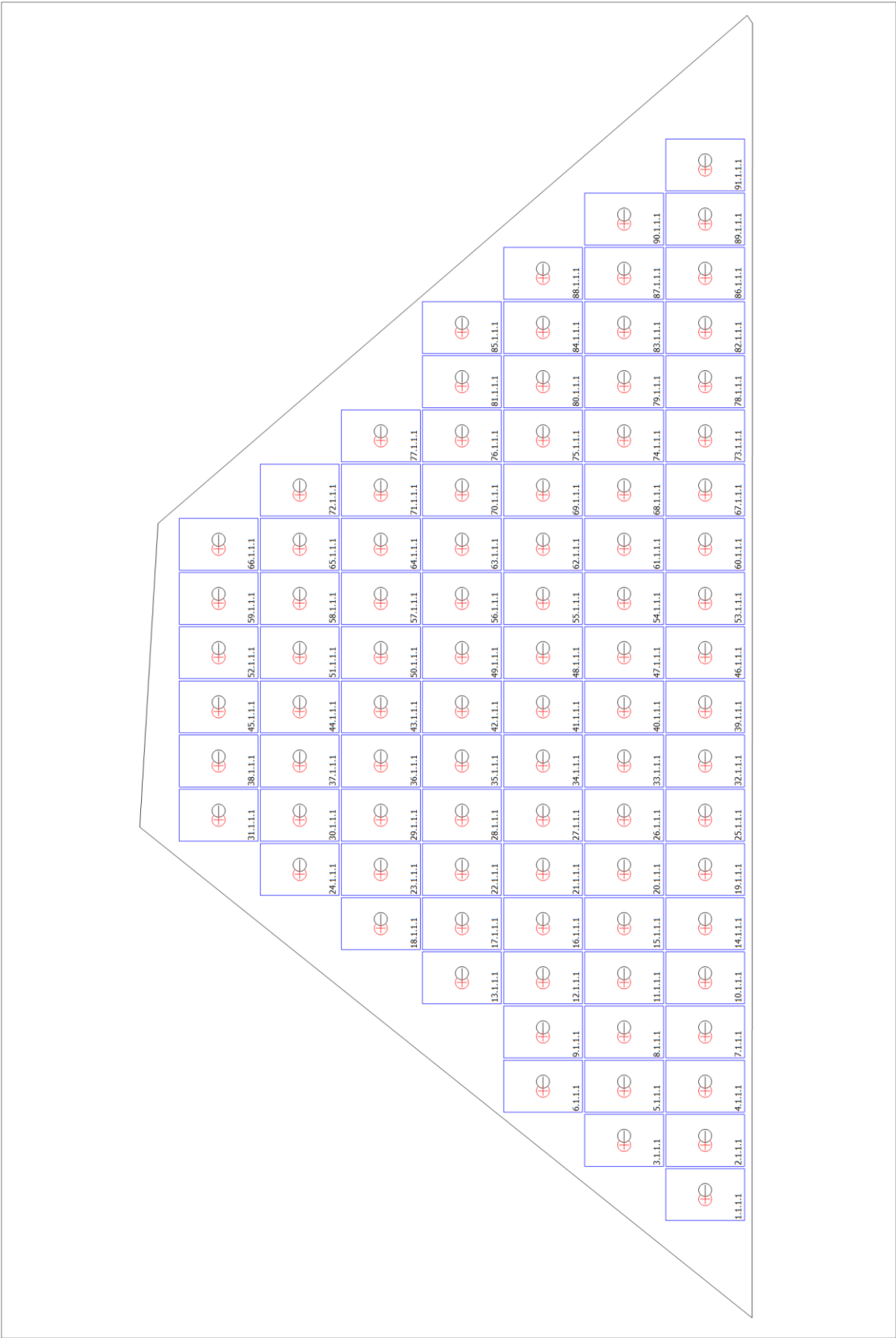
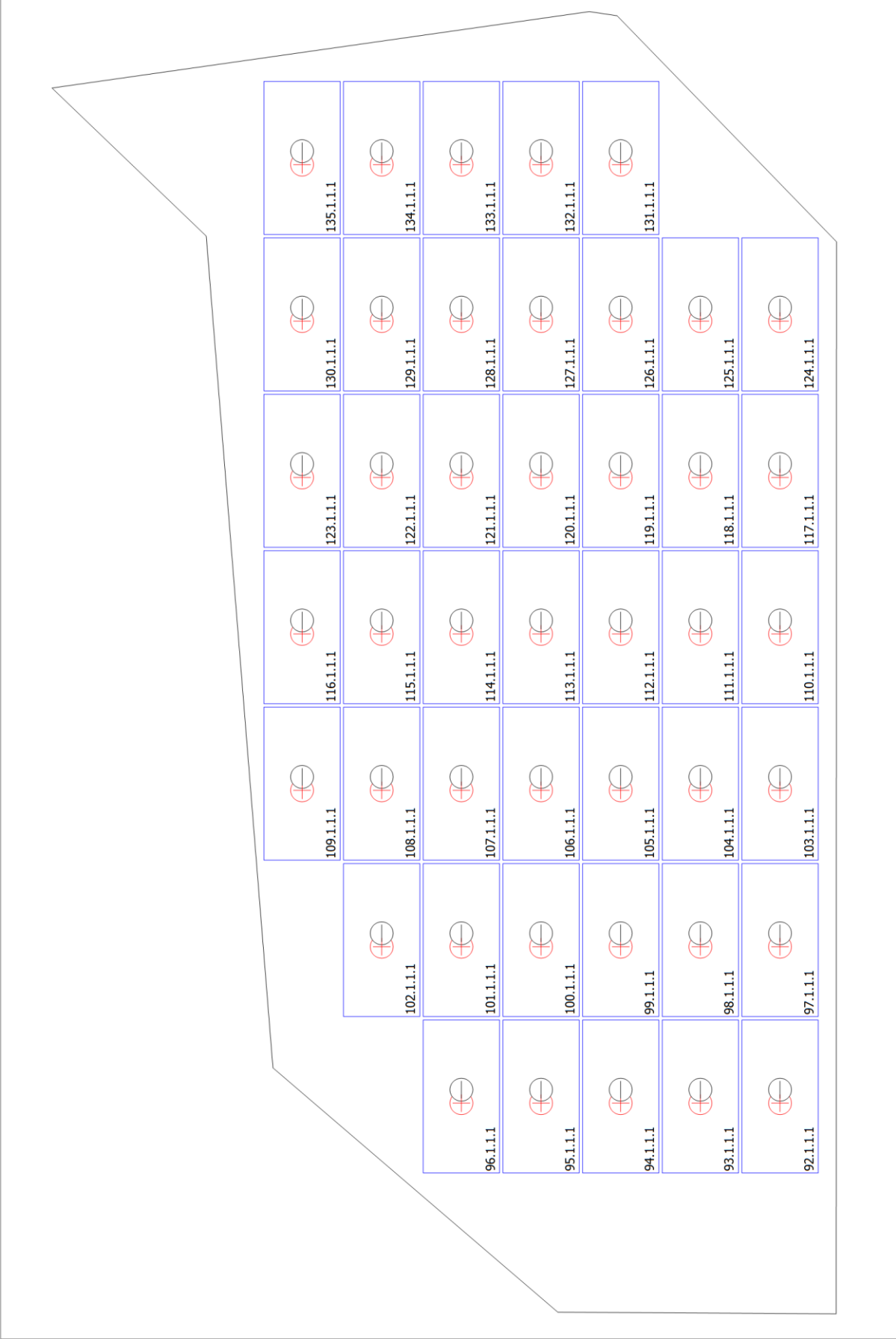


Figura: Edificio a discreción 01 - Superficie a ocupar Noroeste



## 5.5 Lista de piezas

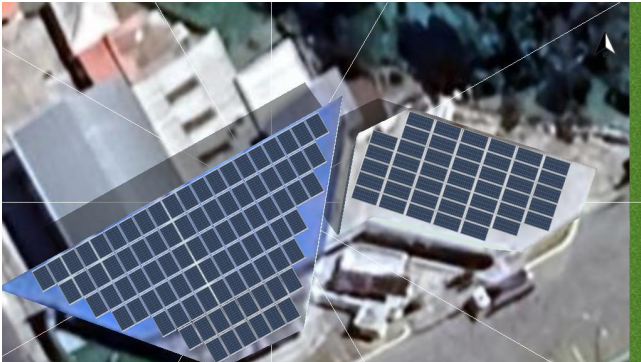
### Lista de piezas

#	Tipo	Número de artículo	Fabricante	Nombre	Cantidad	Unidad
1	Módulo FV		Jinko Solar	Tiger Neo JKM420N-54HL4- (V)	91	Pieza
2	Módulo FV		Jinko Solar	Tiger Pro JKM530M-72HL4- (V)	44	Pieza
3	Inversores		Enphase Energy	IQ8AC-72-M-INT	91	Pieza
4	Inversores		Enphase Energy	IQ8P-72-M-INT	44	Pieza
5	Instalación de batería		Enphase Energy	IQ Battery 5P (IQBATTERY-5P- 1P-INT) - 3.2 kVA - UK	1	Pieza
6	Vehículo eléctrico		BYD	ETP3 (DC charging)	1	Pieza
7	Componentes			Contador de inyección	1	Pieza
8	Componentes			Dispositivo diferencial residual (FI/DDR)	1	Pieza
9	Componentes			Disyuntor	1	Pieza
10	Componentes			Contador reversible	1	Pieza

Sistema FV Conectado a la red

Dirección de la instalación

-0.32877907409287754, -78.44393002434273



## 6 Vista general del proyecto sistema FV conectado a la red

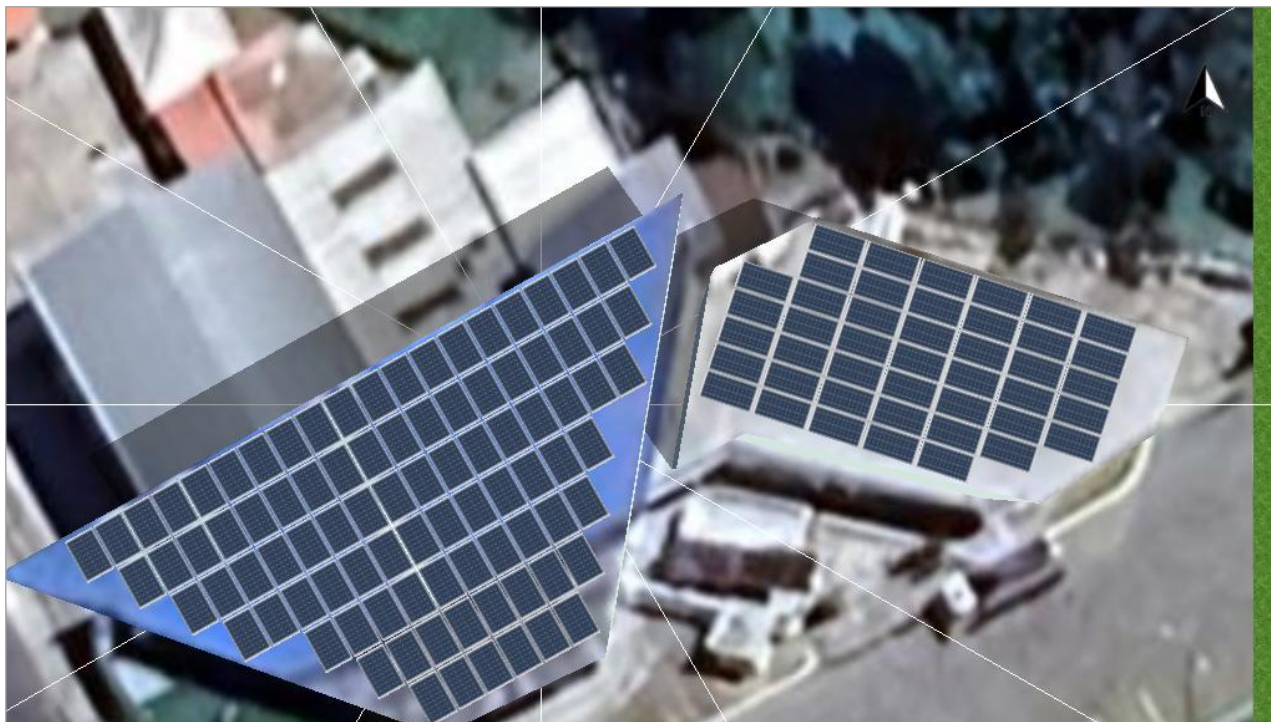


Figura: Vista general, Planificación 3D

### 6.1 Instalación FV

3D, Instalación fotovoltaica conectada a la red con consumidores eléctricos y vehículos eléctrico

Datos climáticos	Sangolqui, EEQ, ECU (2001 - 2020)
Fuente de los valores	Meteonorm 8.2(i)
Potencia generador FV	61,54 kWp
Superficie generador FV	291,2 m <sup>2</sup>
Número de módulos FV	135
Número de inversores	135
N.º de vehículos	1

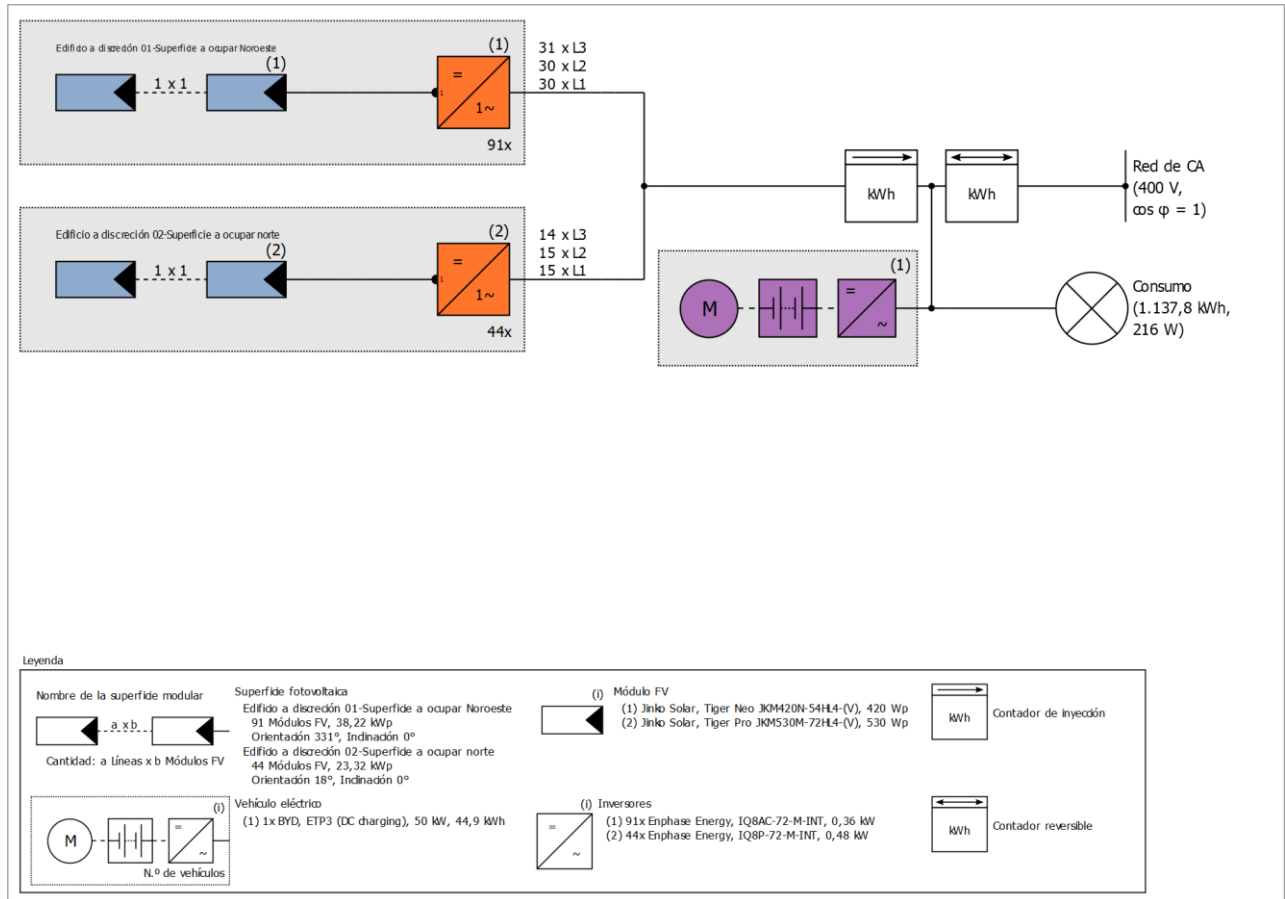


Figura: Diagrama esquemático

## 6.2 Pronóstico rendimiento.

Pronóstico rendim.

Potencia generador FV	61,54 kWp
Rendimiento anual espec.	1.755,28 kWh/kWp
Coefficiente de rendimiento de la instalación (PR)	89,11 %
Reducción de rendimiento por sombreado	2,1 %
Energía de generador FV (Red CA)	108.088 kWh/Año
Consumo propio directa	561 kWh/Año
Carga del vehículo eléctrico	5.126 kWh/Año
Limitación en el punto de inyección	0 kWh/Año
Inyección en la red	102.401 kWh/Año
Proporción de consumo propio	5,2 %
Emisiones de CO <sub>2</sub> evitadas	50.769 kg / año
Grado de autarquía	88,2 %

### 6.3 Evaluación económica

Su beneficio

Costes totales de inversión	92.310,00 \$
Tasa interna de retorno (TIR)	13,20 %
Duración amortización	7,2 Años
Costes de producción de energía	0,0474 \$/kWh
Balance / Concepto de alimentación	Inyección del excedente en la red

Los resultados han sido calculados mediante un modelo de cálculo matemático de la empresa Valentin Software GmbH (algoritmos PV\*SOL). Los resultados reales de la instalación fotovoltaica pueden mostrar variaciones debido a las variaciones meteorológicas, curvas de eficiencia de los módulos o de inversores así como a otras causas.

## 7 Disposición de la instalación

### 7.1 Resumen

#### Datos del sistema

Tipo de instalación	3D, Instalación fotovoltaica conectada a la red con consumidores eléctricos y vehículo eléctrico
---------------------	--

#### Datos climáticos

Ubicación	Sangolqui, EEQ, ECU (2001 - 2020)
Fuente de los valores	Meteonorm 8.2(i)
Resolución de los datos	1 h
Modelos de simulación utilizados:	
- Radiación difusa sobre la horizontal	Hofmann
- Radiación sobre superficie inclinada	Hay & Davies

#### Consumo

Consumo total	1138 kWh
EEQ	1138 kWh
Pico de carga	0,2 kW

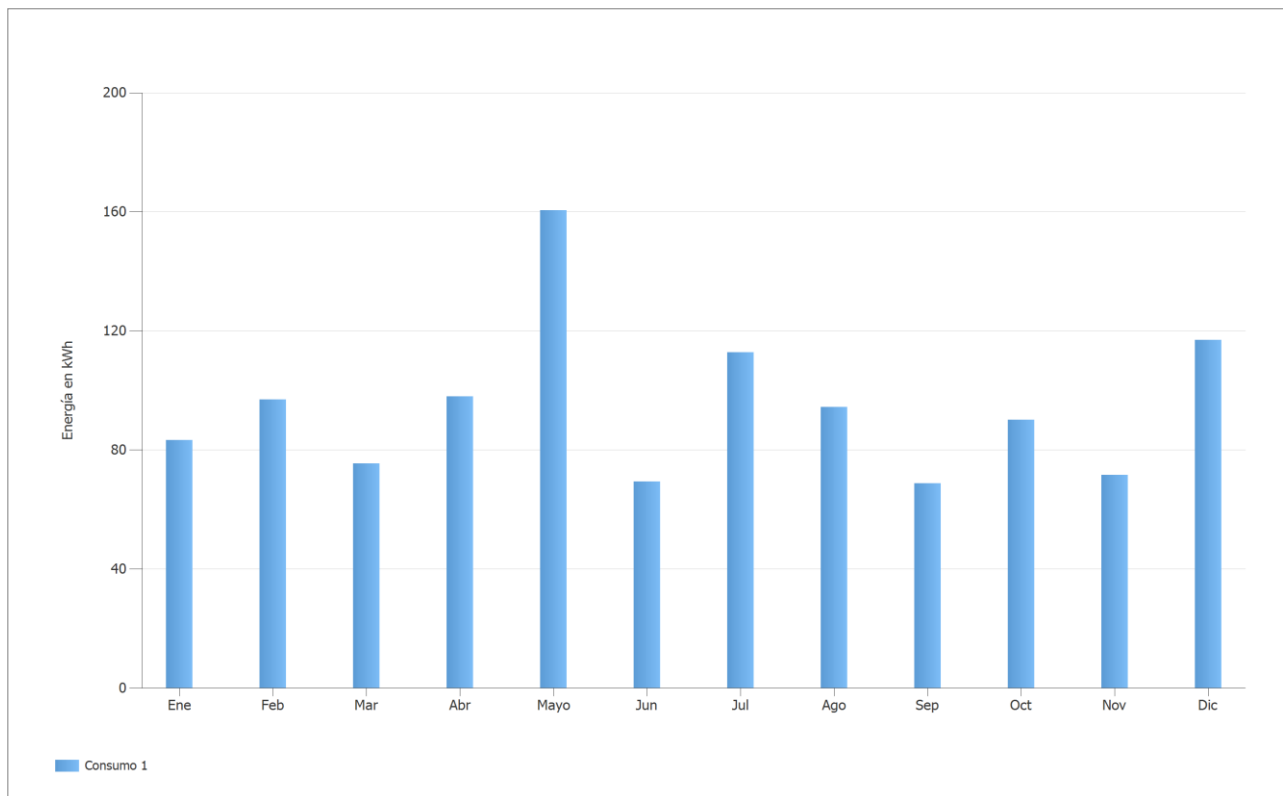


Figura: Consumo

## 7.2 Superficies de módulos

### 7.2.1 1. Superficie fotovoltaica - Edificio 01-Superficie Noroeste

Generador FV, 1. Superficie fotovoltaica - Edificio a discreción 01-Superficie a ocupar Noroeste

Nombre	Edificio a discreción 01-Superficie a ocupar Noroeste
Módulos FV	91 x Tiger Neo JKM420N-54HL4-(V) (v1)
Fabricante	Jinko Solar
Inclinación	0 °
Orientación	Noroeste 331 °
Situación de montaje	Paralelo a la cubierta
Superficie generador FV	177,7 m <sup>2</sup>

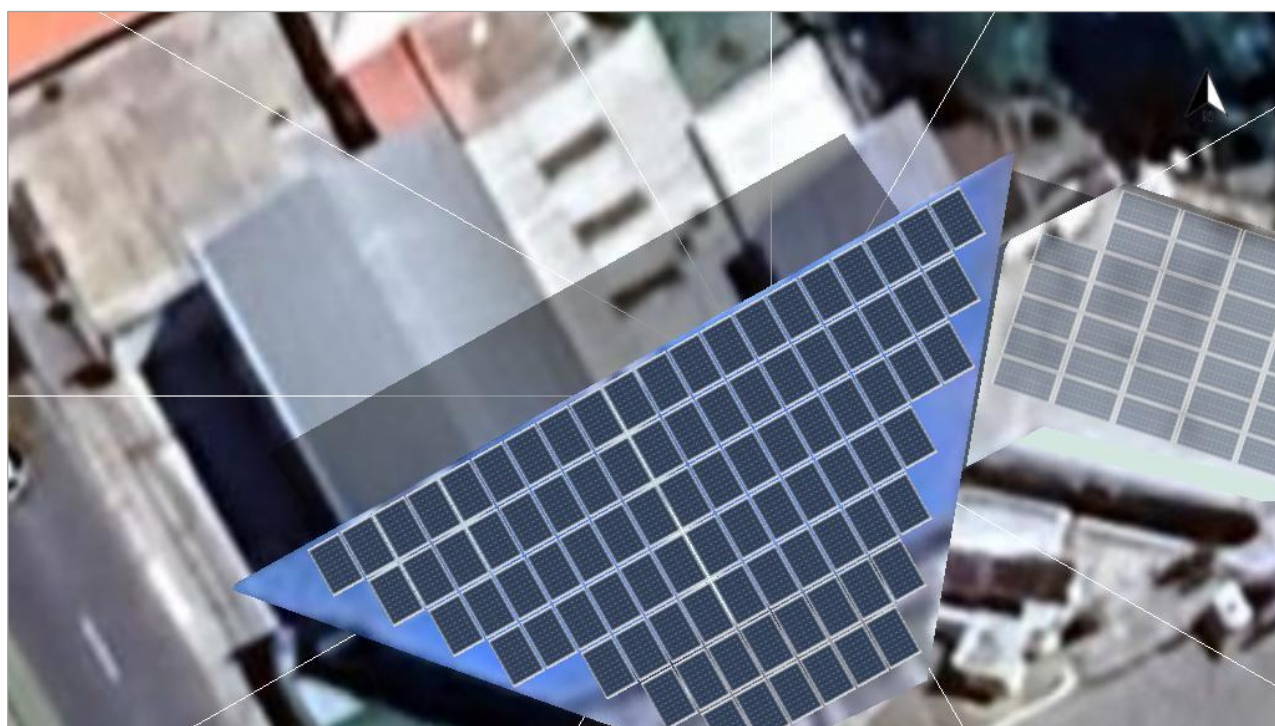


Figura: 1. Superficie fotovoltaica - Edificio a discreción 01-Superficie a ocupar Noroeste

### 7.2.2 2. Superficie fotovoltaica – Edificio 02-Superficie Norte

Generador FV, 2. Superficie fotovoltaica - Edificio a discreción 02-Superficie a ocupar norte

Nombre	Edificio a discreción 02-Superficie a ocupar norte
Módulos FV	44 x Tiger Pro JKM530M-72HL4-(V) (v2)
Fabricante	Jinko Solar
Inclinación	0 °
Orientación	Norte 18 °
Situación de montaje	Paralelo a la cubierta
Superficie generador FV	113,5 m <sup>2</sup>

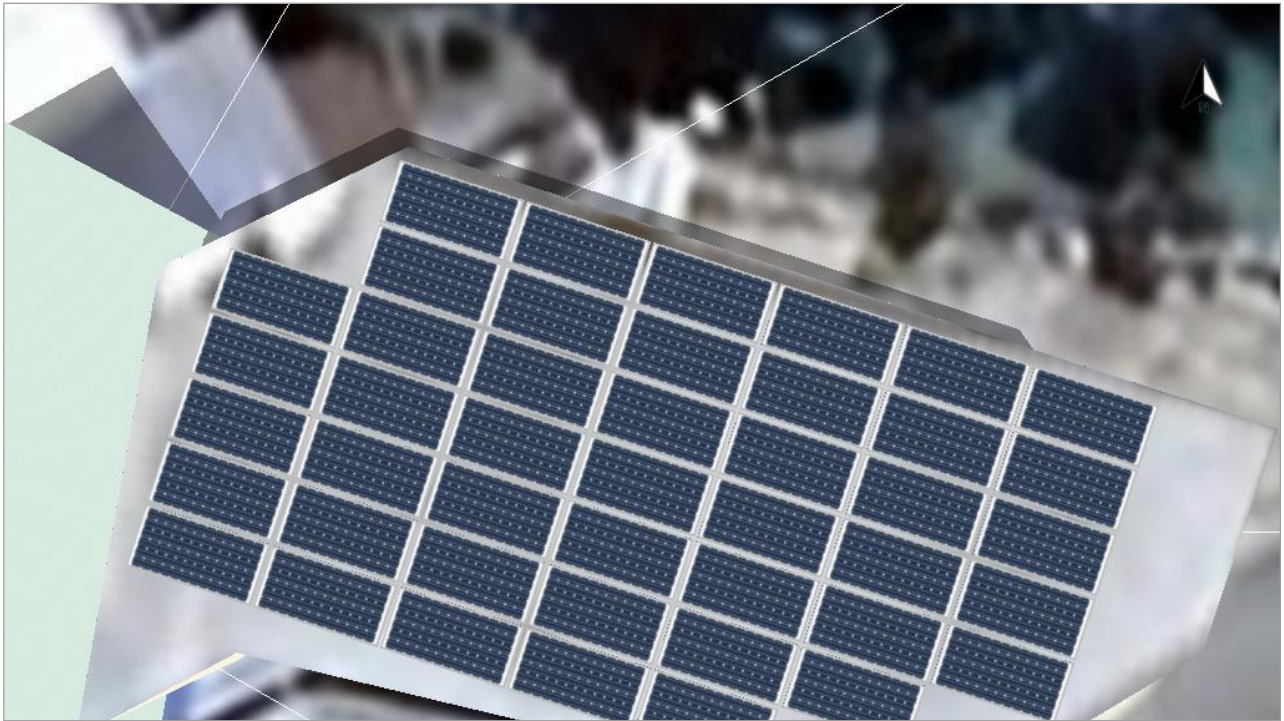


Figura: 2. Superficie fotovoltaica - Edificio a discreción 02-Superficie a ocupar norte

### 7.3 Línea del horizonte, Planificación 3D

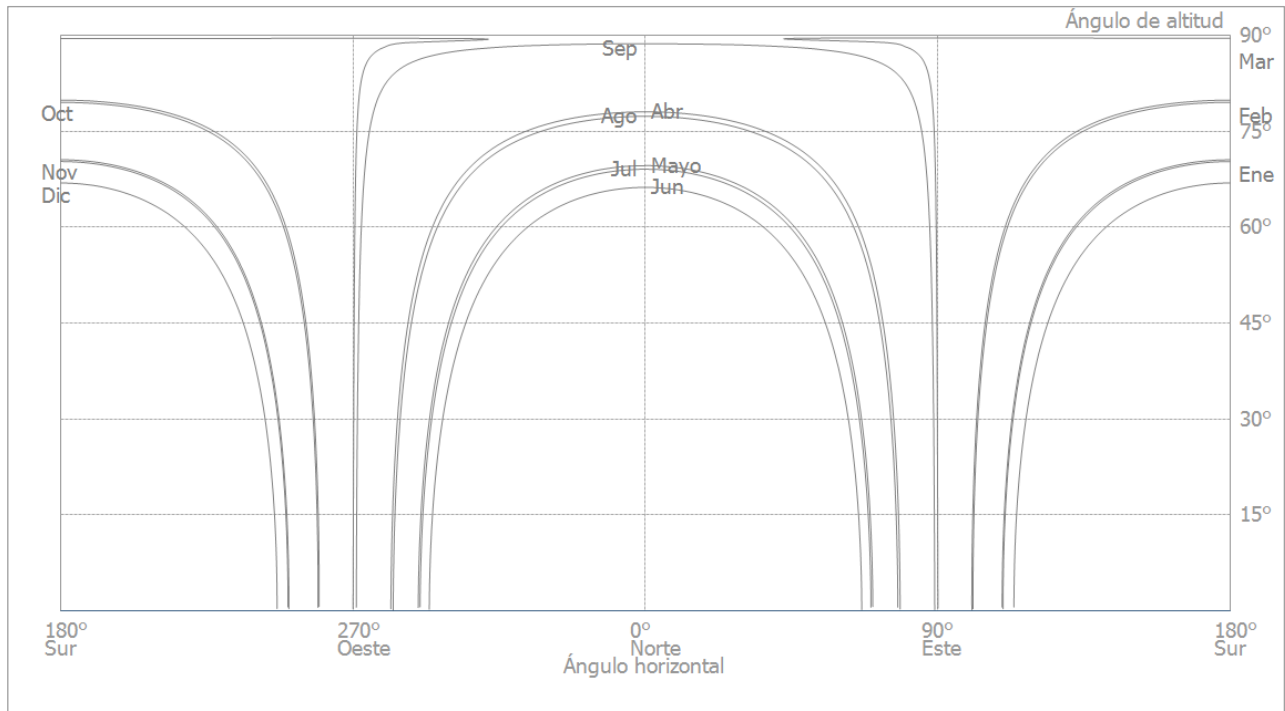


Figura: Horizonte (Planificación 3D)

### 7.4 Conexión del inversor

#### Conexión 1

Superficie fotovoltaica	Edificio a discreción 01-Superficie a ocupar Noroeste
Inversores 1	
Modelo	IQ8AC-72-M-INT (v2)
Fabricante	Enphase Energy
Cantidad	91
Factor de dimensionamiento	116,7 %
Conexión	MPP 1: 1 x 1

#### Conexión 2

Superficie fotovoltaica	Edificio a discreción 02-Superficie a ocupar norte
Inversores 1	
Modelo	IQ8P-72-M-INT (v1)
Fabricante	Enphase Energy
Cantidad	44
Factor de dimensionamiento	110,4 %
Conexión	MPP 1: 1 x 1

## 7.5 Red de CA

### Red de CA

Número de fases	3
Tensión de red entre fase y neutro	400 V
Factor de desfase (cos phi)	+/- 1

## 7.6 Vehículos eléctricos

### Vehículo eléctrico - Grupo 1

#### Vehículo eléctrico

Modelo	ETP3 (DC charging) (v1)
Fabricante	BYD
N.º de vehículos	1
Alcance según WLTP	233 km
Capacidad de la batería	44,9 kWh
Consumo	21 kWh / 100km

#### Estación de carga

Potencia de carga	50 kW
Técnica de carga	DC CCS
Modo de carga	Estándar
¿Descarga para cubrir el consumo	No

#### Uso

Rango deseado por semana	350 km
Rendimiento por año	18250 km

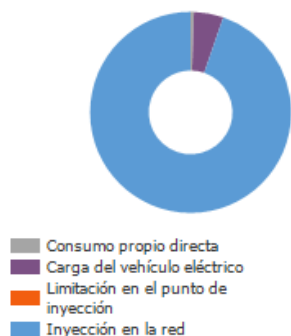
## 8 Resultados de simulación

### 8.1 Resultados Sistema completo

#### Instalación FV

Potencia generador FV	61,54 kWp
Rendimiento anual espec.	1.755,28 kWh/kWp
Coefficiente de rendimiento de la instalación (PR)	89,11 %
Reducción de rendimiento por sombreado	2,1 %
Energía de generador FV (Red CA)	108.088 kWh/Año
Consumo propio directa	561 kWh/Año
Carga del vehículo eléctrico	5.126 kWh/Año
Limitación en el punto de inyección	0 kWh/Año
Inyección en la red	102.401 kWh/Año
Proporción de consumo propio	5,2 %
Emissiones de CO <sub>2</sub> evitadas	50.769 kg / año

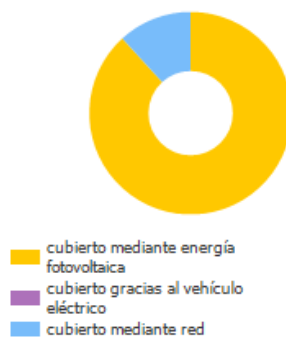
Energía de generador FV (Red CA)



#### Consumidores

Consumidores	1.138 kWh/Año
Consumo Standby (Inversores)	68 kWh/Año
Carga del vehículo eléctrico	5.240 kWh/Año
Consumo total	6.447 kWh/Año
cubierto mediante energía fotovoltaica	5.687 kWh/Año
cubierto gracias al vehículo eléctrico	0 kWh/Año
cubierto mediante red	760 kWh/Año
Fracción de cobertura solar	88,2 %

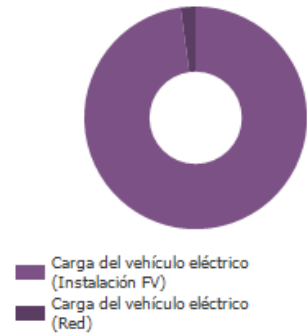
Consumo total



### Vehículo eléctrico

Carga al principio	45 kWh
Carga del vehículo eléctrico (Total)	5.240 kWh/Año
Carga del vehículo eléctrico (Instalación FV)	5.126 kWh/Año
Carga del vehículo eléctrico (Red)	114 kWh/Año
Descarga del vehículo eléctrico para cubrir el consumo	0 kWh/Año
Descarga de la batería en la red	0 kWh/Año
Pérdidas debido a la carga/descarga	508 kWh/Año
Pérdidas en batería	945 kWh/Año
Consumo por kilómetros recorridos	3833 kWh
Rendimiento por año	18250 km
del cual solar	17852 km

Carga del vehículo eléctrico (Total)



### Grado de autarquía

Consumo total	6.447 kWh/Año
cubierto mediante red	760 kWh/Año
Grado de autarquía	88,2 %

# Gráfico de flujo de energía

Proyecto: Cargador PV EEQ

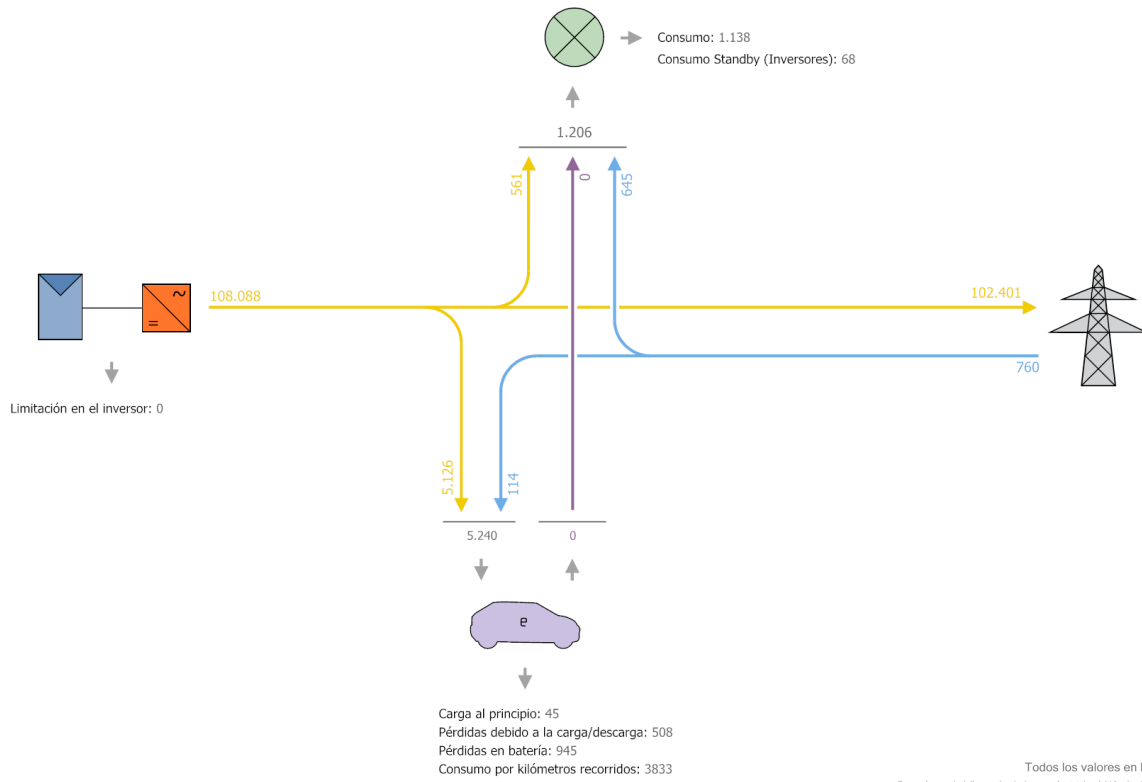


Figura: Flujo de energía

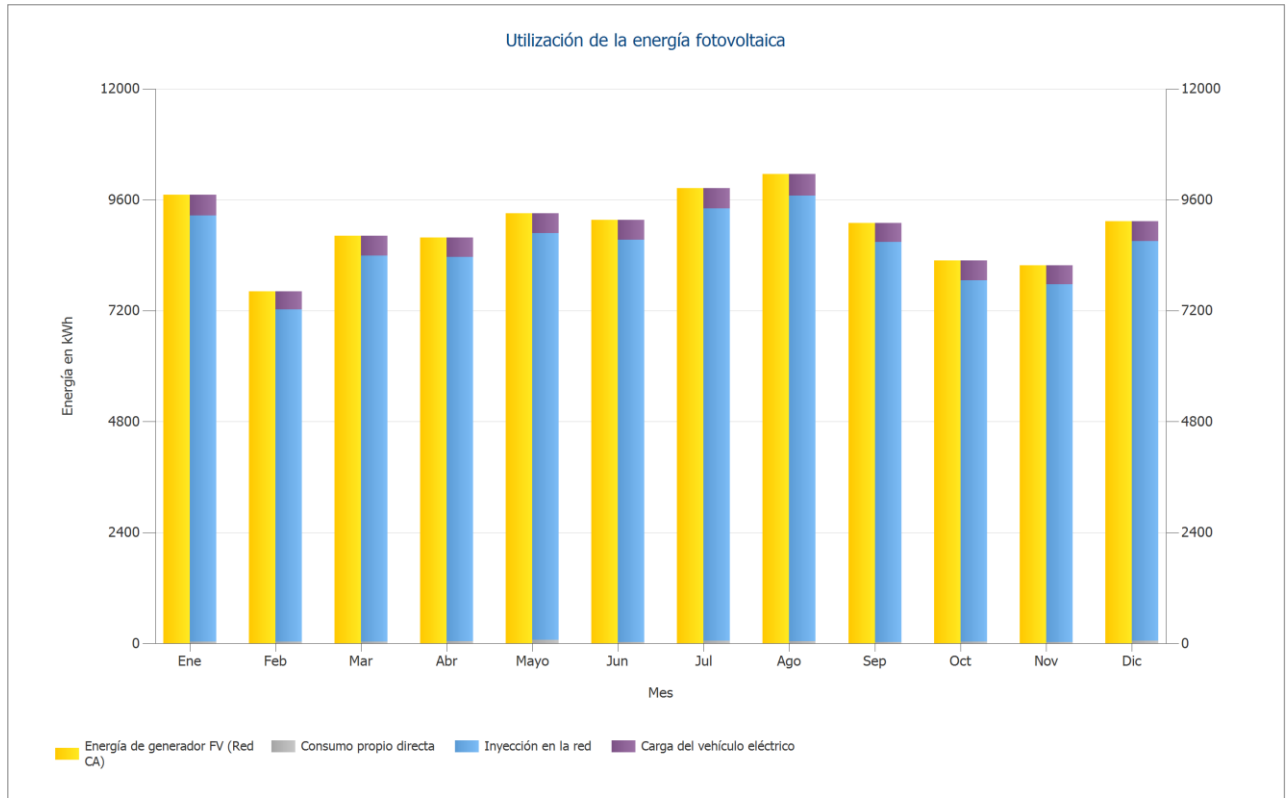


Figura: Utilización de la energía fotovoltaica

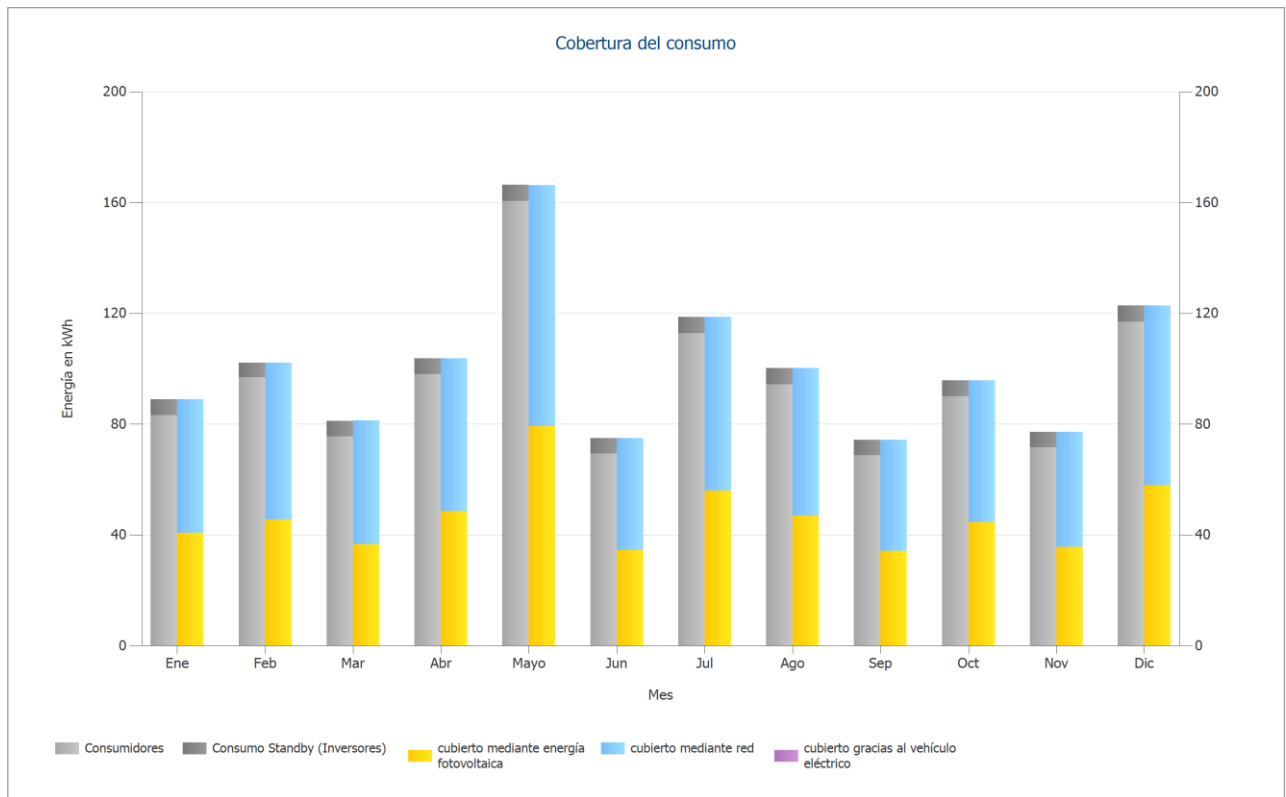


Figura: Cobertura del consumo

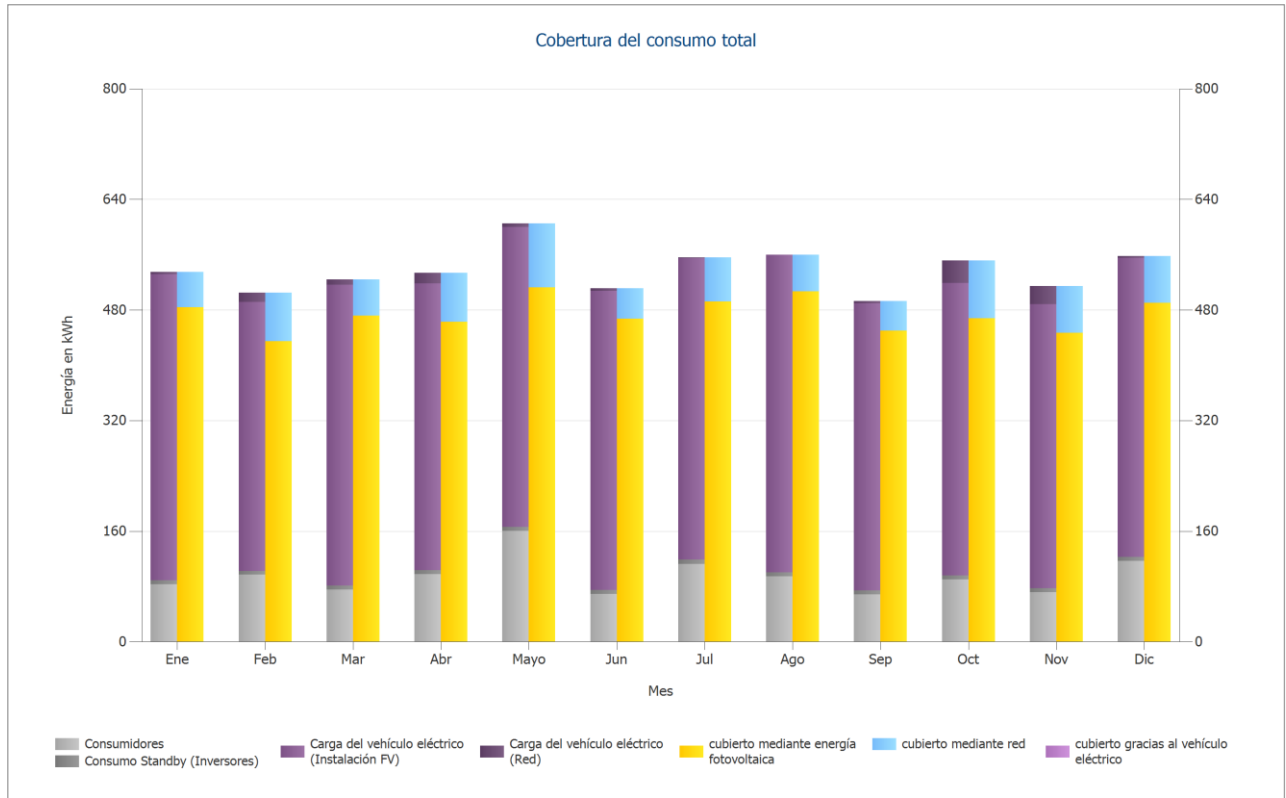


Figura: Cobertura del consumo total

## 9 Análisis de rentabilidad

### 9.1 Resumen

#### Datos del sistema

Inyección en la red en el primer año (incl. degradación del módulo)	102.401 kWh/Año
Potencia generador FV	61,5 kWp
Puesta en marcha de la instalación	2/10/2024
Periodo de consideración	20 Años
Interés del capital	1 %

#### Parámetros económicos

Tasa interna de retorno (TIR)	13,20 %
Cashflow acumulado (caja)	151.015,58 \$
Duración amortización	7,2 Años
Costes de producción de energía	0,0474 \$/kWh
Costes de trayecto sin energía fotovoltaica	6,37 \$/100 km
Costes de trayecto con energía fotovoltaica	1,47 \$/100 km

#### Resumen de pagos

costes específicos de inversión	1.500,00 \$/kWp
Coste de la inversión	92.310,00 \$
Pagos únicos	0,00 \$
Subvenciones	0,00 \$
Costes anuales	0,00 \$/Año
Otros beneficios y ahorros.	0,00 \$/Año

#### Remuneración y ahorros

Remuneración total en el primer año	11.981,68 \$/Año
Ahorros durante el primer año	1.246,19 \$/Año

#### EEG 2015 (Mai) - Gebäudeanlage

Validez	2/10/2024 - 31/12/2044
Remuneración spec. por energía inyectada en la red	0,117 \$/kWh
Tarifa de inyección	11981,6849 \$/Año

#### Example Private (Example)

Precio de trabajo	0,2218 \$/kWh
Precio base	6,9 \$/Mes
Factor de cambio del precio del costo del consumo energético	2 %/Año

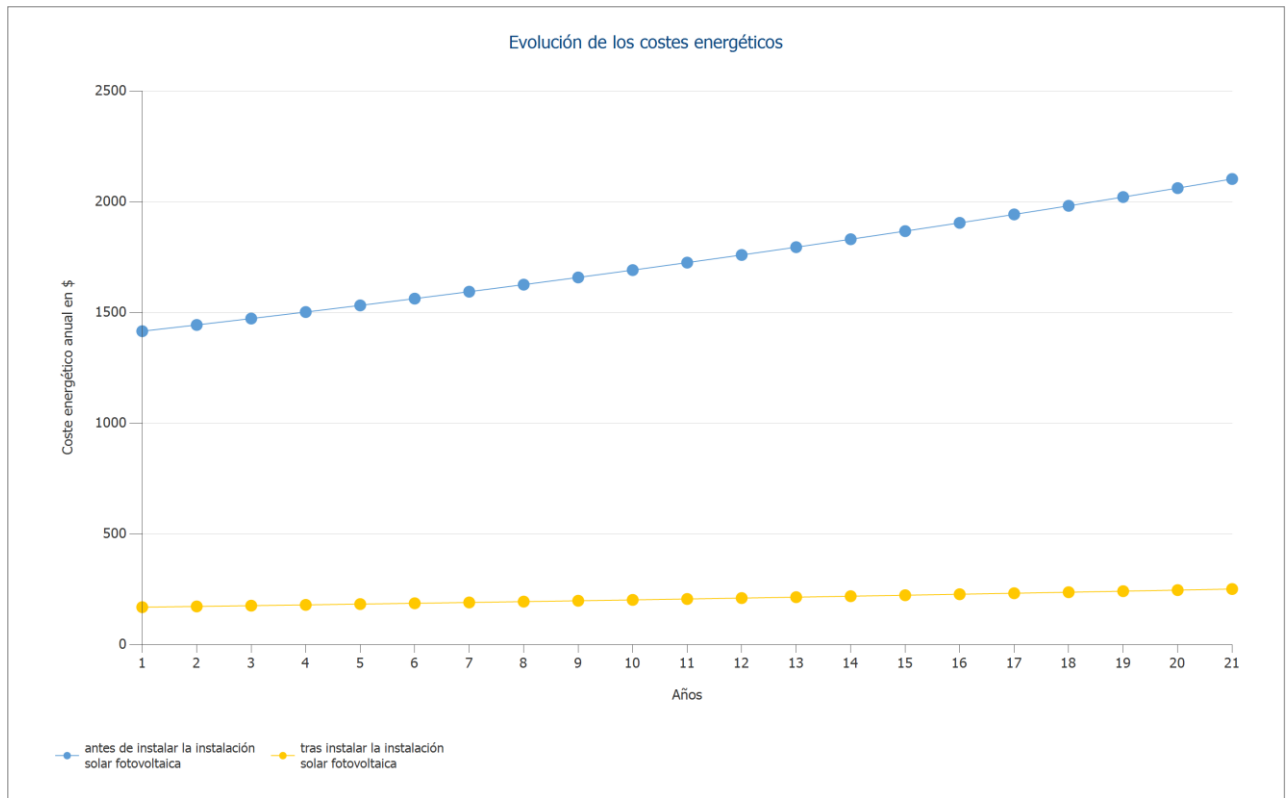


Figura: Evolución de los costes energéticos

## 9.2 Flujo de caja

### Flujo de caja

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Inversiones	\$-92.310,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00
Tarifa de inyección	\$11.833,86	\$11.745,60	\$11.629,31	\$11.514,16	\$11.400,16
Ahorro consumo electricidad	\$1.230,46	\$1.246,07	\$1.258,41	\$1.270,87	\$1.283,45
<b>Flujo de caja anual</b>	<b>\$-79.245,68</b>	<b>\$12.991,67</b>	<b>\$12.887,71</b>	<b>\$12.785,03</b>	<b>\$12.683,61</b>
Cashflow acumulado (caja)	\$-79.245,68	\$-66.254,01	\$-53.366,30	\$-40.581,27	\$-27.897,66

### Flujo de caja

	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Inversiones	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00
Tarifa de inyección	\$11.287,29	\$11.175,53	\$11.064,88	\$10.955,33	\$10.846,86
Ahorro consumo electricidad	\$1.296,16	\$1.308,99	\$1.321,95	\$1.335,04	\$1.348,26
<b>Flujo de caja anual</b>	<b>\$12.583,45</b>	<b>\$12.484,52</b>	<b>\$12.386,83</b>	<b>\$12.290,37</b>	<b>\$12.195,12</b>
Cashflow acumulado (caja)	\$-15.314,21	\$-2.829,69	\$9.557,14	\$21.847,51	\$34.042,63

### Flujo de caja

	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15
Inversiones	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00
Tarifa de inyección	\$10.739,47	\$10.633,14	\$10.527,86	\$10.423,62	\$10.320,42
Ahorro consumo electricidad	\$1.361,60	\$1.375,09	\$1.388,70	\$1.402,45	\$1.416,34
<b>Flujo de caja anual</b>	<b>\$12.101,07</b>	<b>\$12.008,22</b>	<b>\$11.916,56</b>	<b>\$11.826,07</b>	<b>\$11.736,75</b>
Cashflow acumulado (caja)	\$46.143,71	\$58.151,93	\$70.068,49	\$81.894,56	\$93.631,32

### Flujo de caja

	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Inversiones	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00
Tarifa de inyección	\$10.218,24	\$10.117,06	\$10.016,90	\$9.917,72	\$9.819,52
Ahorro consumo electricidad	\$1.430,36	\$1.444,52	\$1.458,82	\$1.473,27	\$1.487,85
<b>Flujo de caja anual</b>	<b>\$11.648,60</b>	<b>\$11.561,59</b>	<b>\$11.475,72</b>	<b>\$11.390,99</b>	<b>\$11.307,38</b>
Cashflow acumulado (caja)	\$105.279,91	\$116.841,50	\$128.317,22	\$139.708,21	\$151.015,58

Las tasas de degradación e inflación se aplican mensualmente durante todo el período de observación. Esto ya se realiza en el primer año.

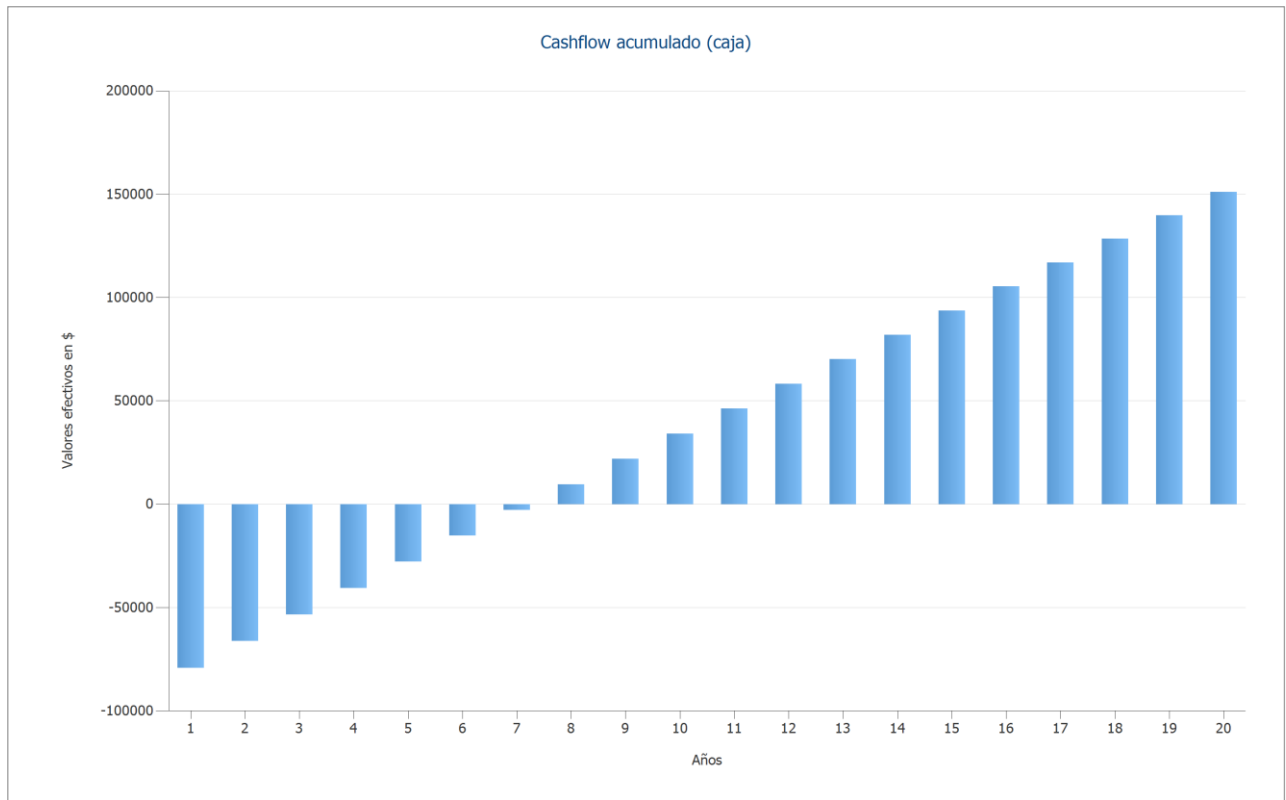
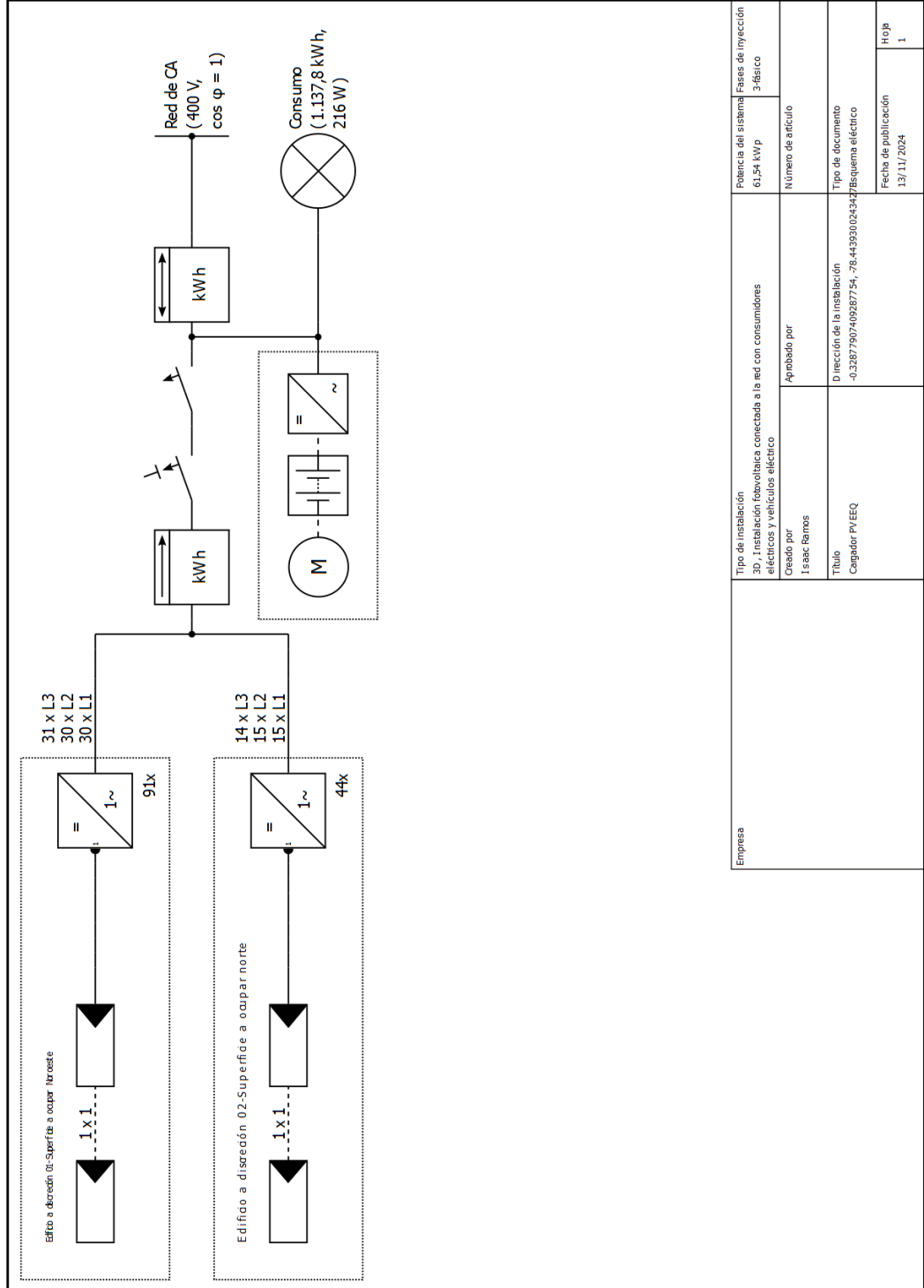


Figura: Cashflow acumulado (caja)

## **10 Planos y listado de piezas**

### **10.1 Esquema eléctrico**



Empresa	Tipo de instalación 30.1 Instalación fotovoltaica conectada a la red con consumidores eléctricos y vehículos eléctrico		Potencia del sistema 61,54 kWp	Fases de inyección 3-fásico
	Creado por Isaac Ramos		Número de artículo	
Título Cargador PVEEQ		Dirección de la instalación -0,32877907469287754, -78,4439300243427		Tipo de documento Bosquema eléctrico
		Fecha de publicación 13/11/2024		Hojas 1

Figura: Esquema eléctrico

**10.2 Plano de conjunto**

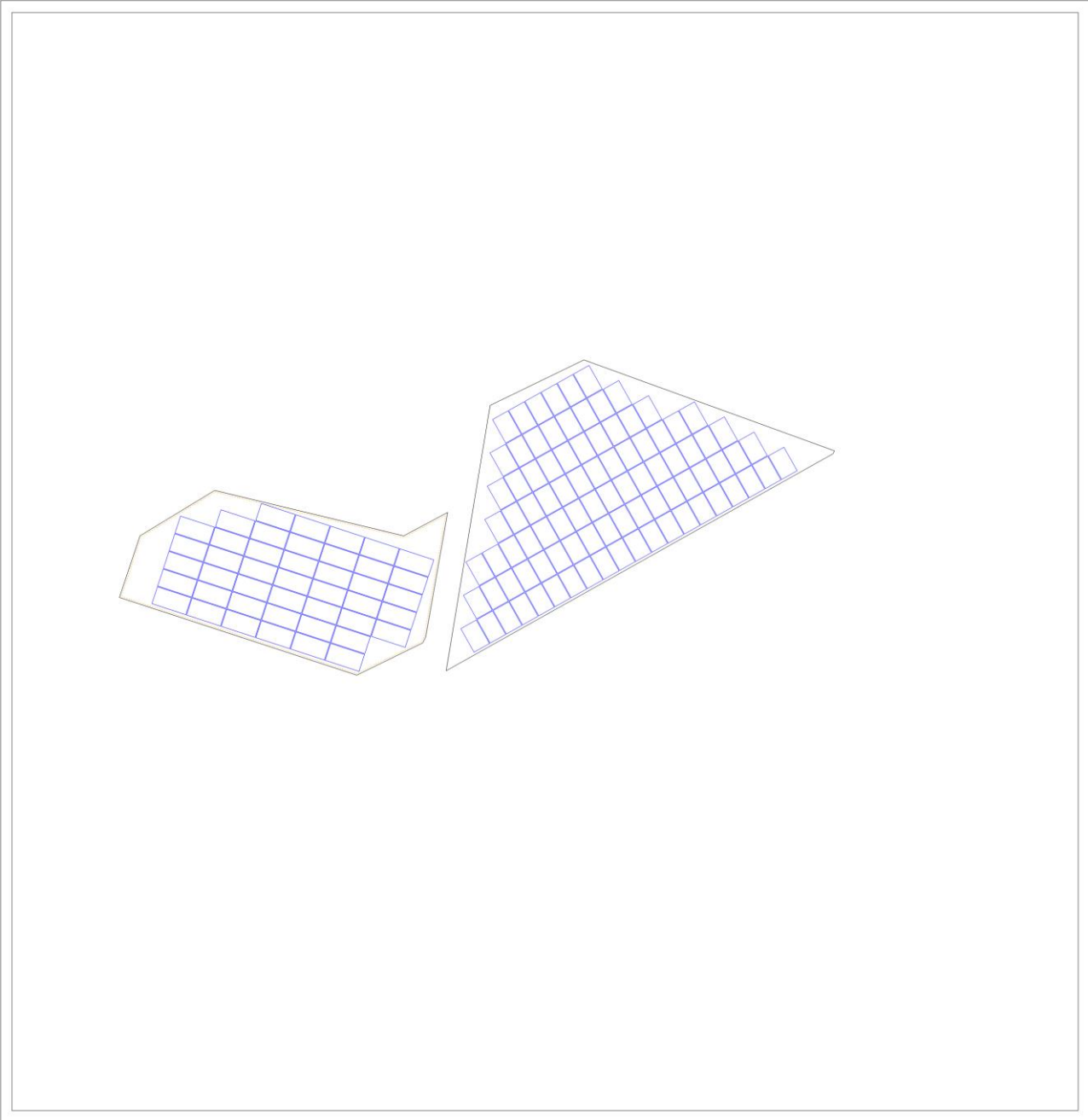


Figura: Plano de conjunto

**10.3 Plan de acotación**

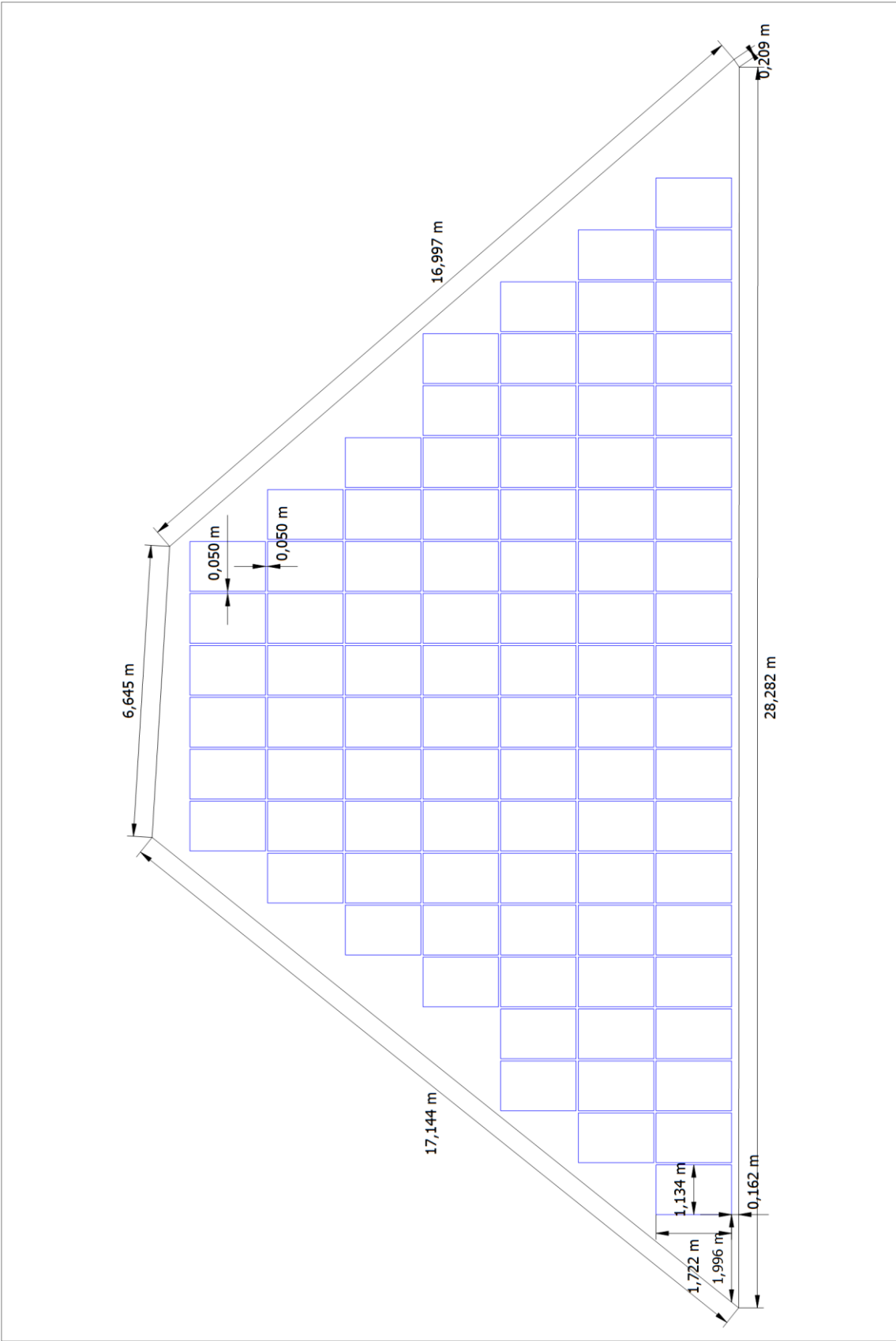


Figura: Edificio a discreción 01 - Superficie a ocupar Noroeste

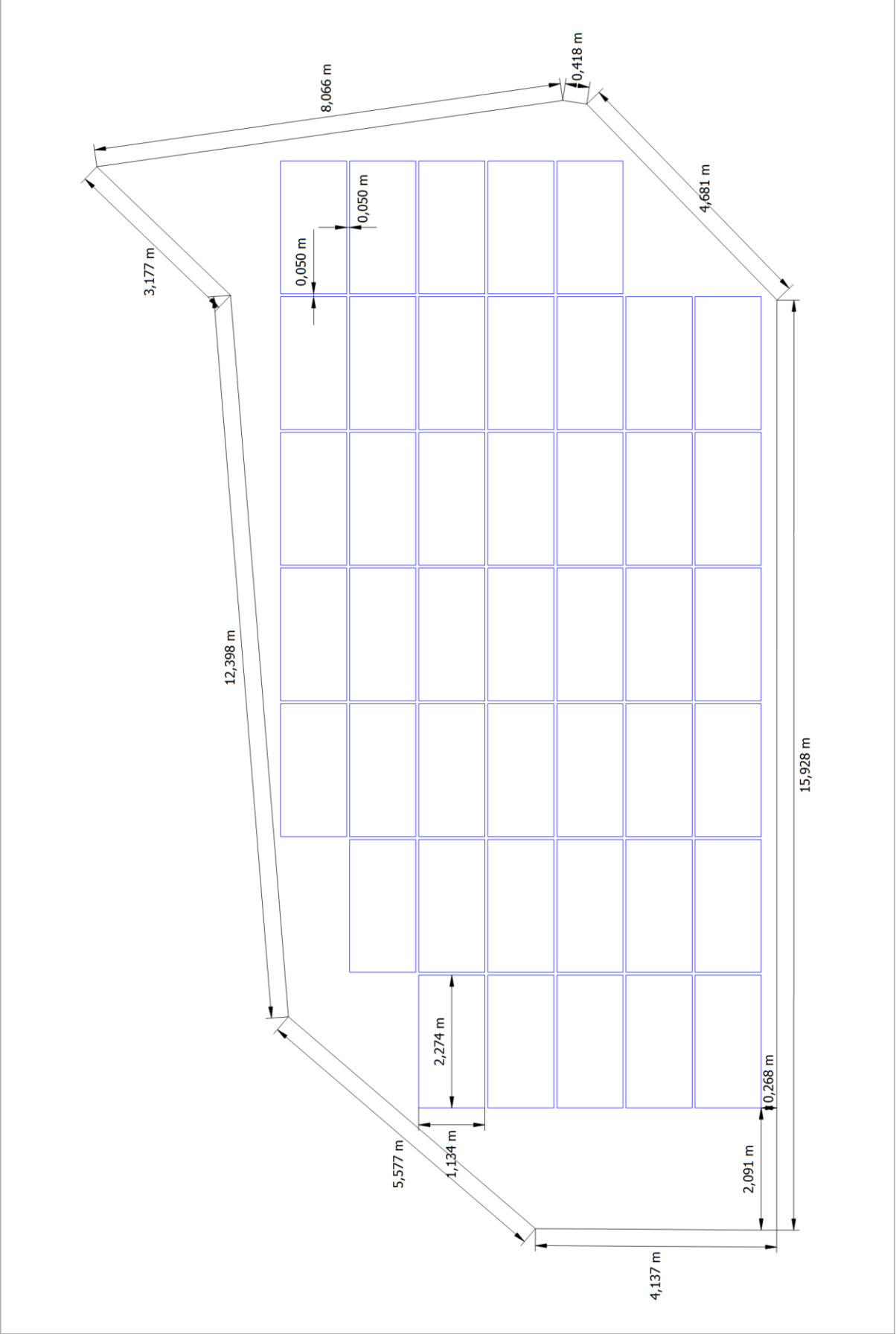


Figura: Edificio a discreción 02 - Superficie a ocupar norte

**10.4 Plano de líneas**

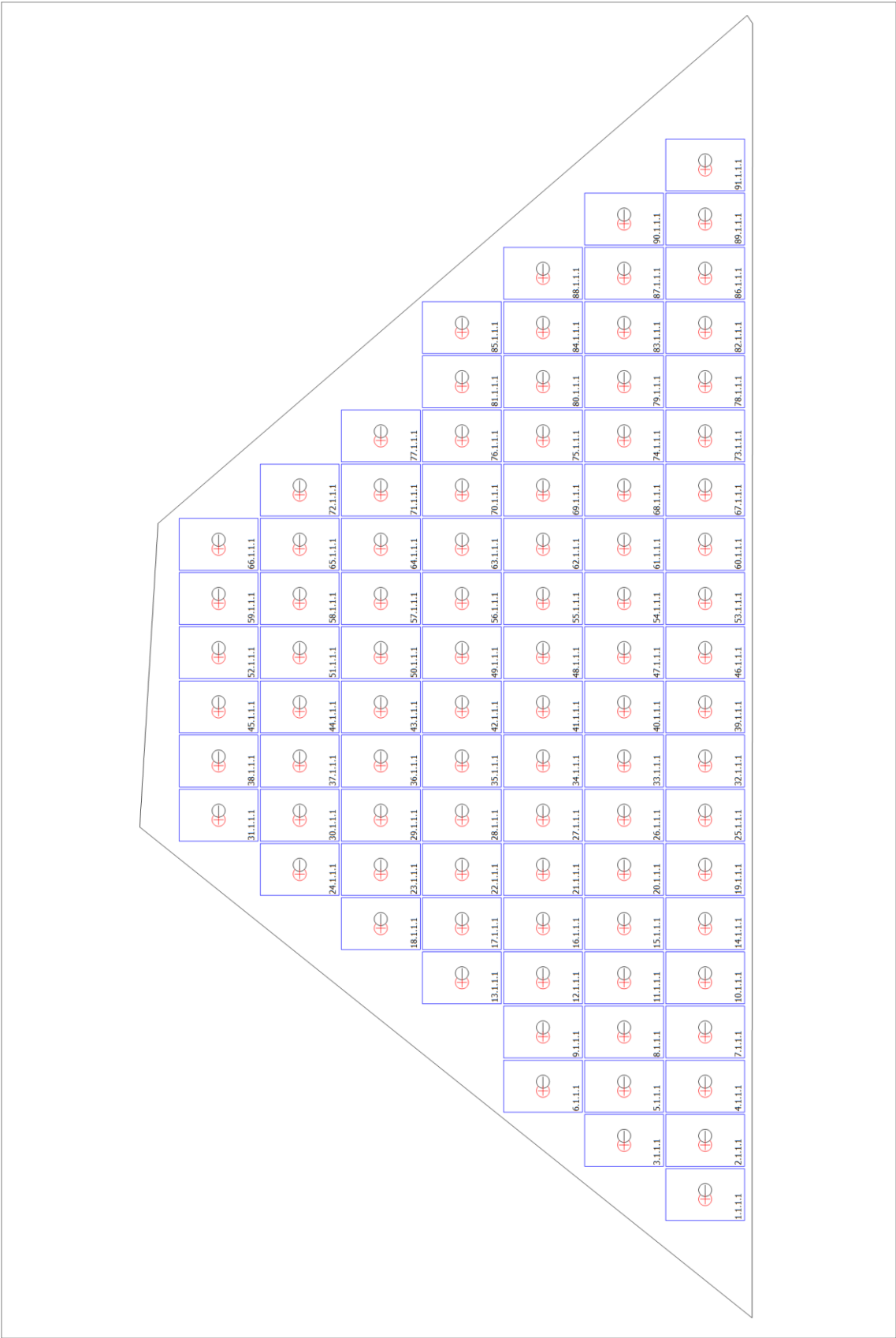
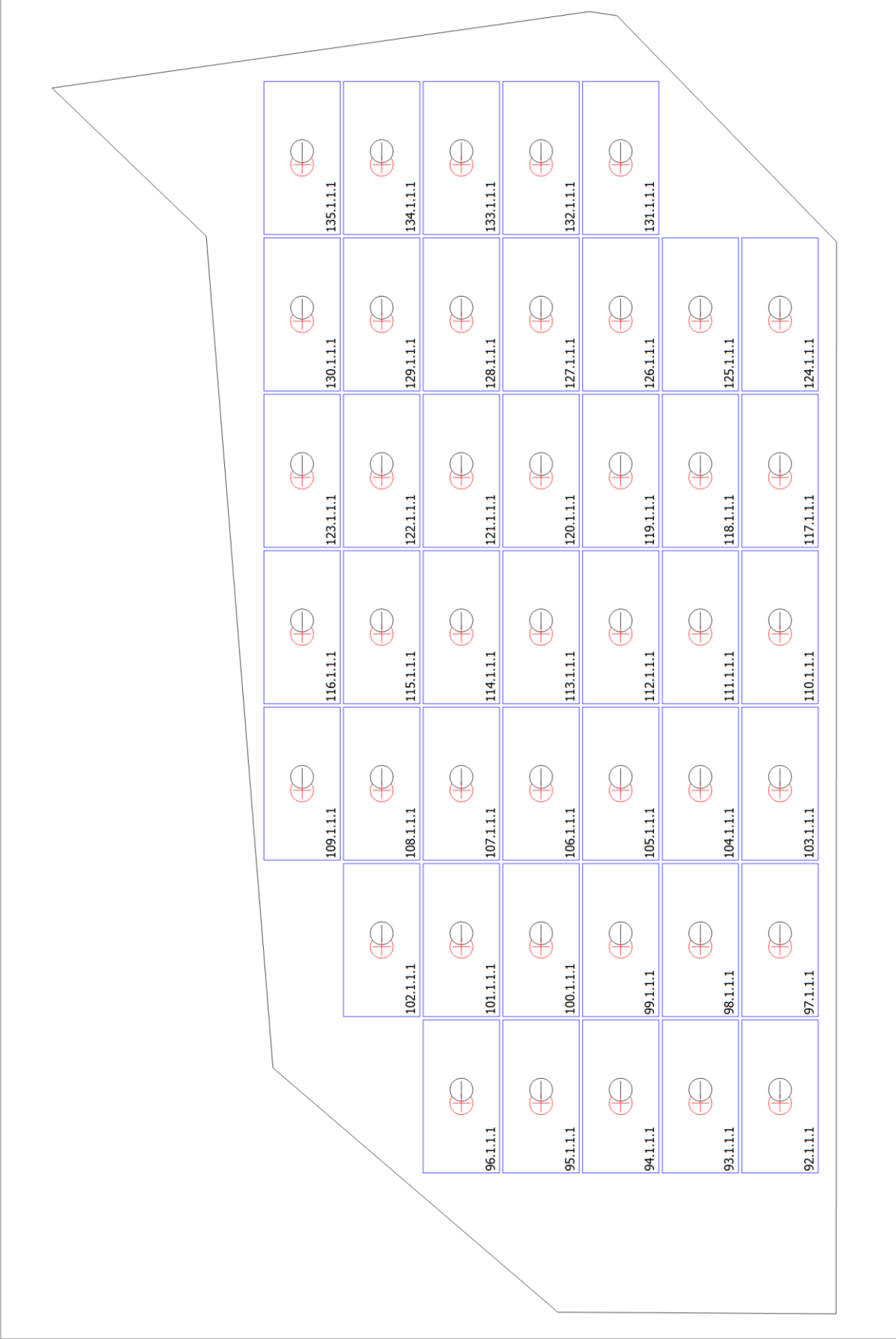


Figura: Edificio a discreción 01 - Superficie a ocupar Noroeste



## 10.5 Lista de piezas

### Lista de piezas

#	Tipo	Número de artículo	Fabricante	Nombre	Cantidad	Unidad
1	Módulo FV		Jinko Solar	Tiger Neo JKM420N-54HL4- (V)	91	Pieza
2	Módulo FV		Jinko Solar	Tiger Pro JKM530M-72HL4- (V)	44	Pieza
3	Inversores		Enphase Energy	IQ8AC-72-M-INT	91	Pieza
4	Inversores		Enphase Energy	IQ8P-72-M-INT	44	Pieza
5	Vehículo eléctrico		BYD	ETP3 (DC charging)	1	Pieza
6	Componentes			Contador de inyección	1	Pieza
7	Componentes			Dispositivo diferencial residual (FI/DDR)	1	Pieza
8	Componentes			Disyuntor	1	Pieza
9	Componentes			Contador reversible	1	Pieza