

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE MADRID

**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR
DE INGENIEROS DE TELECOMUNICACIÓN**



TRABAJO FIN DE GRADO

**GRADO EN INGENIERÍA DE TECNOLOGÍAS Y
SERVICIOS DE TELECOMUNICACIÓN**

**DISEÑO DE UN SISTEMA DE
GENERACIÓN FOTOVOLTAICA
PARA LA RECARGA DE
VEHÍCULOS ELÉCTRICOS EN
EDIFICIOS DEL SECTOR
TERCIARIO: caso de estudio de la
ETSIT UPM**

Jorge Silva Sánchez

2018

TRABAJO FIN DE GRADO

Título: Diseño de un sistema de generación fotovoltaica para la recarga de vehículos eléctricos en edificios del sector terciario: caso de estudio de la ETSIT UPM

Autor: D. Jorge Silva Sánchez

Tutor: Dña. Estefanía Caamaño Martín

Ponente: -

Departamento: Departamento de Electrónica Física, Ingeniería Eléctrica y Física Aplicada

TRIBUNAL:

Presidente: D. el nombre del presidente

Vocal: D. el nombre del vocal

Secretario: D. el nombre del secretario

Suplente: D. el nombre del suplente

Fecha de lectura:

Calificación:

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE MADRID

**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR
DE INGENIEROS DE TELECOMUNICACIÓN**



TRABAJO FIN DE GRADO

**GRADO EN INGENIERÍA DE TECNOLOGÍAS Y
SERVICIOS DE TELECOMUNICACIÓN**

**DISEÑO DE UN SISTEMA DE
GENERACIÓN FOTOVOLTAICA
PARA LA RECARGA DE
VEHÍCULOS ELÉCTRICOS EN
EDIFICIOS DEL SECTOR
TERCIARIO: caso de estudio de la
ETSIT UPM**

Jorge Silva Sánchez

2018

Resumen

En el presente trabajo de fin de grado se ha querido presentar un diseño de sistema de generación fotovoltaica para la recarga de vehículos eléctricos en la ETSIT UPM. A partir de la elección estratégica del emplazamiento del sistema en uno de los parkings de la Escuela, se ha procedido con una simulación completa de la generación de energía del sistema con la herramienta de software comercial de referencia PVSyst. Una vez obtenidos los resultados de la simulación, se ha realizado un análisis del comportamiento del sistema a partir de los datos de generación de energía y una demanda potencial de recarga de vehículos eléctricos obtenida de una encuesta realizada a los diferentes trabajadores de la escuela. Este análisis se ha realizado a partir de gráficas dinámicas que representan la energía disponible y demandada a hora del día, en una semana típica de cada estación del año. Para así, comprobar la satisfacción de la demanda del servicio de recarga, y calcular la cantidad de energía que es necesario almacenar para suministrar el servicio. Con estos datos, se han introducido las soluciones comerciales de almacenamiento de energía y recarga de vehículos eléctricos.

Una vez propuesta y analizada la solución completa, se ha realizado un cálculo de costes y beneficios del sistema. En primer lugar, se ha calculado un presupuesto con los productos principales, los costes de mano de obra necesarios, el transporte del material, certificados de instalación, material eléctrico, etc, para así obtener una inversión inicial. En segundo lugar, se han calculado los beneficios económicos que generaría el servicio de recarga y el ahorro que aportan los excedentes de energía del sistema para la Escuela. Combinando estos dos últimos y añadiendo unos costes de O&M se ha comprobado la rentabilidad del sistema. Por último, se ha calculado el LCOE (Levelized cost of electricity) y los beneficios medioambientales del sistema. Para así, proporcionar a la UPM información de calidad y utilidad para apostar por proyectos similares a este y ser un líder en el marco de las estrategias para la sostenibilidad.

Palabras clave

Diseño, generación, fotovoltaica, vehículos, eléctricos, ETSIT UPM, simulación, energía, PVSyst, recarga, servicio, almacenamiento, solución, inversión, beneficios, ahorro, rentabilidad, LCOE, medioambientales, sostenibilidad.

Summary

In the present work of end of degree has wanted to present a design of photovoltaic generation system for the recharging of electric vehicles in the ETSIT UPM. Based on the strategic choice of the system location in one of the parking garages of the School, a complete simulation of the power generation of the system with the commercial software tool of reference PVSyst has been proceeded. Once the results of the simulation have been obtained, an analysis of the behavior of the system has been made from the data of power generation and a potential demand for recharging electric vehicles obtained from a survey made to the different workers of the school. This analysis has been made from dynamic graphs that represent the energy available and demanded at the time of day, in a typical week of each season of the year. To do so, check the satisfaction of the demand of the recharge service, and calculate the amount of energy that it is necessary to store to supply the service. With these data, commercial solutions for energy storage and charging of electric vehicles have been introduced.

Once the complete solution has been proposed and analyzed, a calculation of the costs and benefits of the system has been made. In the first place, a budget has been calculated with the main products, the labor costs necessary, the material transport, installation certificates, electrical material, etc, in order to obtain an initial investment. Secondly, the economic benefits that the recharging service would generate and the savings provided by the system's surplus energy for the School have been calculated. Combining these last two and adding O&M costs has proven the profitability of the system. Finally, the LCOE (Levelized cost of electricity) and the environmental benefits of the system have been calculated. In order to do so, provide the UPM with quality and useful information to bet on projects similar to this one and be a leader in the framework of strategies for sustainability.

Keywords

Design, generation, photovoltaic, vehicles, electrical, ETSIT UPM, simulation, energy, PVSyst, recharge, service, storage, solution, investment, benefits, saving, profitability, LCOE, environmental, sustainability.

Índice

1	INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS.....	1
1.1	INTRODUCCIÓN.....	1
1.2	OBJETIVOS.....	2
	1.3 EMPLAZAMIENTO.....	2
2	DESARROLLO	6
2.1	EQUIPOS.....	6
	2.1.1 <i>MÓDULO FOTOVOLTAICO</i>	6
	2.1.2 <i>INVERSORES</i>	7
2.2	LIMITACIONES.....	7
2.3	ANÁLISIS DE LAS SIGUIENTES SIMULACIONES REALIZADAS.....	8
	2.3.1 <i>SIMULACIÓN DE 8 PLAZAS (SIMULACIÓN INICIAL)</i>	9
	2.3.2 <i>SIMULACIÓN DE 16 PLAZAS (REPLICACIÓN)</i>	10
	2.3.3 <i>SIMULACIÓN SIN ARBOL PRINCIPAL (ESTUDIO DE POSIBLE ELIMINACIÓN DE ÉSTE)</i>	11
	2.3.4 <i>SIMUALCIÓN SIN ÁRBOLES (ESTUDIO DE POSIBLE ELIMINACIÓN DE ÉSTOS)</i>	12
	2.3.5 <i>SIMULACIÓN SECTOR ESTE DE LA ESTRUCTURA (ESTUDIO DE PÉRDIDAS PARA LA ZONA ESTE)</i>	13
	2.3.6 <i>SIMULACIÓN SECTOR OESTE DE LA ESTRUCTURA (ESTUDIO DE PÉRDIDAS DE LA ZONA OESTE)</i>	14
3	RESULTADOS	15
3.1	ELECCIÓN DE LA SIMULACIÓN.....	15
3.2	PERFIL DE GENERACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA DEL SISTEMA.....	16
	3.2.1 <i>PERFIL DE GENERACIÓN EN INVIERNO</i>	16
	3.2.2 <i>PERFIL DE GENERACIÓN EN PRIMAVERA</i>	17
	3.2.3 <i>PERFIL DE GENERACIÓN EN VERANO</i>	18
	3.2.4 <i>PERFIL DE GENERACIÓN EN OTOÑO</i>	19
	3.2.5 <i>ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA DEL SISTEMA</i>	20
3.3	DEMANDA POTENCIAL DE RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS EN LA ETSIT UPM.....	21
	3.3.1 <i>POSTES DE RECARGA</i>	21
3.4	ANÁLISIS DE LA GESTIÓN DE LA DEMANDA Y GENERACIÓN DEL SISTEMA...22	
	3.4.1 <i>ANÁLISIS DE LA DEMANDA Y GENERACIÓN EN INVIERNO</i>	22
	3.4.2 <i>ANÁLISIS DE LA DEMANDA Y GENERACIÓN EN PRIMAVERA</i>	23
	3.4.3 <i>ANÁLISIS DE LA DEMANDA Y GENERACIÓN EN VERANO</i>	24
	3.4.4 <i>ANÁLISIS DE LA DEMANDA Y GENERACIÓN EN OTOÑO</i>	24
3.5	COSTES DEL SISTEMA.....	25

3.6	INGRESOS ECÓNOMICOS DEL SERVICIO QUE PROPORCIONA EL SISTEMA...	26
3.7	AHORRO POR EXCEDENTES DE ENERGÍA CEDIDOS A LA ESCUELA.....	27
3.8	GANANCIAS TOTALES ANUALES DEL SISTEMA.....	27
3.9	LCOE (LEVELIZED COST OF ELECTRICITY)	28
3.10	BENEFICIOS MEDIOAMBIENTALES.....	28
4	CONCLUSIONES Y LÍNEAS FUTURAS	30
4.1	CONCLUSIONES.....	30
4.2	LÍNEAS FUTURAS.....	30
5	BIBLIOGRAFÍA.....	31

1 INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

1.1 INTRODUCCIÓN

Conseguir compatibilizar el desarrollo económico y social con la sostenibilidad es sin duda uno de los principales desafíos de la Generación Distribuida (GD) a partir de tecnologías basadas en fuentes de energías renovables. En el contexto actual de España, y del mundo en general, con la certeza del cambio climático, se plantean nuevas oportunidades originadas por una reforma necesaria en los modelos y sistemas de generación energética.

Concretamente, la GD de origen solar fotovoltaico (GD-FV) se encuentra en un contexto favorable para ser integrada de manera generalizada en las proximidades de los centros de consumo. Aprovechando así la reducción de costes de esta tecnología debido a la gran reducción en los precios de los módulos fotovoltaicos (80% en promedio entre los años 2007 y 2014). Si a esto se añade la progresiva concentración de la población mundial en las ciudades y la creciente electrificación de las economías y sociedades, resulta muy interesante realizar estudios para determinar el potencial de esta GD-FV en ámbitos urbanos.

Con esto, resulta de especial interés combinar todo lo anteriormente mencionado, con la irrupción del vehículo eléctrico (EV), que trae consigo una completa revolución en los sectores de la energía y del transporte. Los años de vida de los vehículos de combustión interna están contados. El futuro es eléctrico, las grandes compañías de automoción planean unirse a la senda iniciada por Tesla. Volvo ha anunciado que todos sus coches tendrán motores eléctricos en 2019. Aston Martin planea los mismo en 2025. General Motors estima tener al menos 20 modelos de coches eléctricos en 2023. Y esta lista va en aumento.

El obvio beneficio de la combinación del EV con las energías renovables son las bajas emisiones. La Unión Europea ha asumido el objetivo de bajar estas emisiones mundiales de gases de efecto invernadero un 20% en el año 2050 con respecto a los niveles de 1990. El Protocolo de Kioto, que estipula una reducción de emisiones para los países desarrollados de un 5,2% en 2012 respecto a 1990, no pasa de ser un ejercicio para aprender a caminar en la senda necesaria para atenuar el cambio climático y sus efectos.

Con el EV, la necesidad de que la electricidad sea generada en el mismo momento en el que se consume desaparece. Éste es un consumidor que habrá veces que pueda esperar para cargarse o incluso sus baterías podrán abastecer a viviendas o edificios que cuenten con la infraestructura adecuada (funcionalidad “Vehicle to grid”) en momentos determinados. Esta funcionalidad tiene el potencial de cambiar la distribución de energía para siempre. También serán capaces de almacenar excedentes de generación renovable (solar fotovoltaica en este caso).

En definitiva, si queremos velar por la sostenibilidad de nuestro planeta y apoyar las soluciones innovadoras que propicien el desarrollo económico y social, debemos apostar por sistemas con una energía limpia, infinita, segura y silenciosa. Fomentando así la integración de estas energías en sectores estratégicos como el del transporte y aprovechando la progresiva disminución de costes y líneas futuras que estas tecnologías nos brindan.

1.2 OBJETIVOS

En el presente trabajo, se va a realizar el diseño de un sistema de generación fotovoltaica híbrida (formada por generadores fotovoltaicos, inversores y sistemas de almacenamiento eléctrico) con ubicación en la escuela ETSIT UPM. Como estudio de viabilidad inicial, se determinará el potencial de la Generación Distribuida de origen solar fotovoltaico (GD-FV) en los parkings la Escuela. Y posteriormente se estudiará el uso de esta energía generada en la recarga de vehículos eléctricos en distintos escenarios de implantación de los mismos.

A partir de la elección del emplazamiento, se procederá con el diseño gráfico (2D y 3D) de una estructura solar con techo a dos aguas (orientación este-oeste), para reducir las pérdidas por sombras, y se colocarán módulos fotovoltaicos en su superficie. Se realizará una simulación completa con el software de referencia PvSyst, en la que se elegirán los elementos comerciales del sistema (módulos e inversor), se calcularán las pérdidas de potencia originadas por las sombras del entorno, las características de los componentes escogidos, y se asignará la distribución eléctrica de los módulos. Obteniendo así un análisis general del comportamiento energético del sistema.

Por último, se incluirá un análisis económico. Teniendo como objetivo proporcionar a la universidad información de calidad y utilidad para acometer proyectos e inversiones similares. Combinando esta infraestructura energética con estrategias inteligentes de gestión de demanda (en este caso la recarga inteligente de vehículos eléctricos) y almacenamiento local.

Se comentarán también las líneas para ampliar el proyecto e integrarlo a mayor escala tanto en la propia escuela, como en otros edificios del sector terciario.

1.3 EMPLAZAMIENTO

La localización del estudio será la E.T.S.I. Telecomunicación, centro de la Universidad Politécnica de Madrid donde se imparten estudios de Ingeniería de sistemas de Telecomunicaciones e Ingeniería Biomédica. Se encuentra en la Avenida Complutense 30, en la Ciudad Universitaria de Madrid.

Se ha elegido estratégicamente una zona concreta del parking del edificio B de profesores por razones tanto técnicas (sombras del entorno, orientación...), como de visibilidad en la que colocar la estructura y así realizar un estudio de viabilidad inicial. El diseño inicial de la estructura ocupará ocho plazas de parking de la zona central, y se acoplará a las medidas estipuladas para las plazas de la Legislación de la comunidad de Madrid en su punto número 4, sobresaliendo su proyección respecto al suelo unos 25cm, medida que se ha considerado funcionalmente viable. Una vez estudiada la capacidad de generación de la estructura a partir de la simulación, se estudiará su replicación, y se realizarán otras simulaciones con distintas variantes, intentando optimizar las pérdidas por sombras del entorno. El sistema tiene una ubicación geográfica de 40.45°N, -3.72°W en la cual se recopilarán los datos de la irradiación horizontal en las distintas bases de datos que se disponen.

En cuanto al diseño de la estructura, se ha diseñado tanto en 2D con el software Autocad, como en 3D con el software Rhinoceros. Teniendo en cuenta las limitaciones de espacio y la optimización para la colocación de los módulos fotovoltaicos.

A continuación, se incluye una imagen satelital de la localización concreta del sistema inicial marcado en rojo el área aproximada que ocupa la estructura:

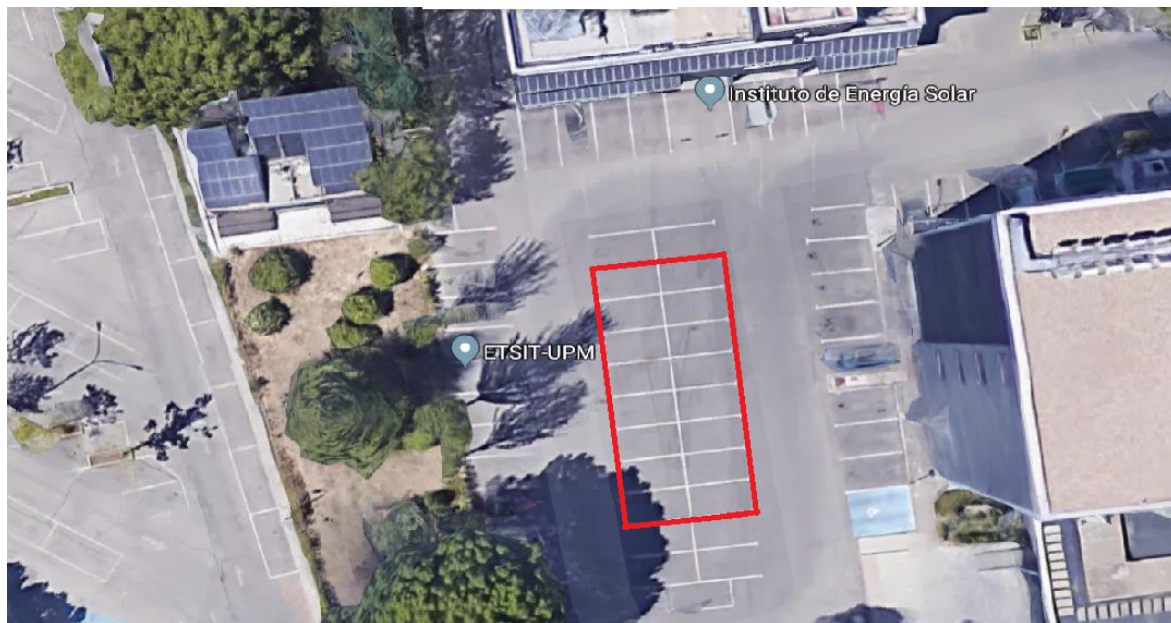


Figura 1. Imagen satelital del parking del Edificio B de la ETSIT UPM

Para el diseño de un sistema de generación fotovoltaica es necesario conocer los niveles de irradiación solar en la zona a estudiar. En la siguiente tabla se muestra la irradiación solar directa y difusa horizontal, la temperatura ambiente, y la irradiación solar a 15° de inclinación que tiene la estructura sobre la que se colocan los módulos, con el fin de adecuarse bien a una estructura de aparcamiento. Se puede comprobar que a 15° la irradiación es ligeramente menor al tener que adaptar nuestra estructura al entorno, pero se siguen teniendo irradiaciones muy elevadas.

Mes	GlobHor (kWh/m ²)	DiffHor (kWh/m ²)	T amb (°C)	GlobInc (kWh/m ²)
Enero	64.2	27.59	4.6	64
Febrero	86.8	32.12	5	85.5
Marzo	144.2	57.66	8.6	142.1
Abril	166.5	63.27	12.4	163.7
Mayo	205.2	69.78	16.4	203
Junio	231	62.37	21.4	227.7
Julio	248.3	49.66	25.7	244.1
Agosto	216.7	49.84	25.3	213.7
Septiembre	160.8	43.42	20.5	159.2
Octubre	114.1	41.07	14.7	112.8
Noviembre	70.8	29.03	8.9	69.9
Diciembre	58.6	25.19	5	58

Tabla 1. Irradiaciones en el entorno a estudiar

También se incluye el diseño gráfico de la estructura en 2D y 3D con sus respectivas medidas:

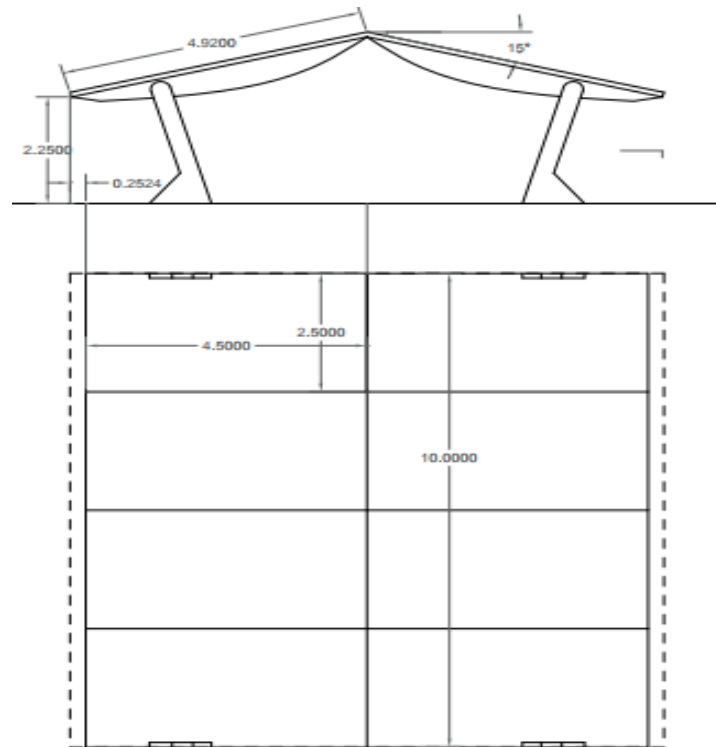


Figura 2. Diseño 2D de la estructura a estudiar para la simulación inicial (cotas en metros)

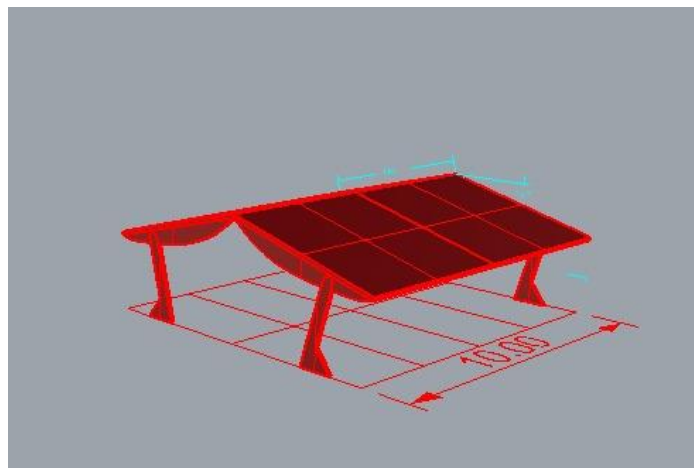


Figura 3. Diseño 3D de la estructura a estudiar para la simulación inicial (cotas en metros).

En cuanto al cálculo de estructura y elección de materiales se ha planteado una solución para esta. Para el material de las columnas se ha propuesto de material el acero 304- L (bajo contenido en carbono por lo que resulta fácil de soldar) con su base anclada al suelo. Para la fijación del techo se propone una estructura metálica del mismo material (acero 304-L). Para el soporte de los módulos se utilizarían dos estructuras de PVC, una por cada orientación, habiendo calculado previamente que el peso de los módulos puede ser soportado por este tipo de material. Por último, para la fijación de los módulos se propone utilizar un sistema de sujeción basado en tornillería.

El presupuesto de la estructura, incluida su mano de obra necesaria, será añadido al presupuesto total del sistema. Aun así, no se ha querido entrar en excesivo detalle dado que el cálculo y análisis de estructura no es uno de los objetivos principales del proyecto. Simplemente se ha querido realizar un estudio de viabilidad para ver si conseguir este tipo de estructura sería posible, y con qué presupuesto, además de plantear una solución simplificada de esta.

2 DESARROLLO

En el siguiente apartado se mostrarán los procedimientos técnicos que se han realizado con el objetivo de realizar una simulación completa del sistema con el software PVSyst, proporcionado por el Instituto de Energía Solar.

2.1 EQUIPOS

2.1.1 MÓDULO FOTOVOLTAICO

Tras un análisis y diseño de implantación del sistema fotovoltaico se ha elegido el módulo LGNeon2. Se trata del módulo más vendido de LG. Se trata de uno de los módulos más potentes del mercado, ofreciendo una gran eficiencia, fiabilidad y versatilidad gracias a su avanzada tecnología.

La elección de este módulo se justifica por que posee una potencia nominal adecuada, unos parámetros de rendimiento muy válidos y sus dimensiones nos permite integrarlo de manera óptima a la estructura previamente diseñada (Figuras 2 y 3) conectando en serie en varias filas de estos. Además, cabe destacar la importancia de su aspecto (marco y superficie completa revestida de placas de pizarra de color negro) dado que se va a colocar en zonas muy visibles, adecuándose así fácilmente a la infraestructura de la Escuela.

Cabe a destacar también la fiabilidad del proveedor As-Ibérica, proporcionándonos soporte técnico y garantía a largo plazo, y contando con su gran experiencia internacional en la distribución de productos fotovoltaicos. Además, el módulo cumple la normativa internacional eléctrica y de seguridad (IEC61215, IEC61730).

En la siguiente tabla se muestran las principales características mecánicas y eléctricas del módulo seleccionado:

Mechanical Properties	
Cells	6x10
Cell Type	Monocrystalline / N-type
Cell Dimensions	156.75 x 156.75 mm
Dimensions (L x W x H)	1640 x 1000 x 40 mm
Weight	17.0 ± 0.5 kg
Connector Type	MC4
Front cover	High Transmission Tempered Glass

Tabla 2. Principales características mecánicas del módulo fotovoltaico (LGNeon2).

Electrical Properties	
Nominal Power	320W
MPP Voltage V_{mpp} (V)	33.6
MPP Current I_{mpp} (A)	9.53
Open Circuit Voltage V_{oc} (V)	40.9
Short Circuit Current I_{sc} (A)	10.05
Module Efficiency (%)	19.5
Operating Temperature ($^{\circ}C$)	-40 ~ +90
Maximum System Voltage (V)	1000
Maximum Series Fuse Rating (A)	20

Tabla 3. Principales características eléctricas del módulo fotovoltaico (LGNeon2).

En el anexo 1 se puede ver la información completa con la ficha de características del módulo seleccionado.

2.1.2 INVERSORES

Los inversores se han seleccionado en función de la Potencia de los generadores fotovoltaicos, intentando siempre aprovechar al máximo su dimensionamiento. Dado que la Potencia de nuestra estructura ronda los 19 kWp se ha seleccionado un inversor con el valor comercial de Potencia Nominal de 20 kW. Para la replicación simplemente se replicará también el número de inversores de 20kW.

La marca comercial seleccionada es SMA por cumplir con los requisitos de potencia del sistema. Además, se trata de una marca muy asentada en el mercado, implantada en un gran número de proyectos energéticos. Concretamente se ha elegido el modelo Sunny Tripower 20000TL. Cuenta con una eficiencia del 98,4% y ofrece una alta flexibilidad de diseño y compatibilidad con muchos módulos fotovoltaicos disponibles.

En el anexo 2 se puede ver la información completa con la ficha de características del inversor seleccionado.

2.2 LIMITACIONES

En cuanto a las limitaciones del Sistema, se tendrá muy en cuenta el análisis de pérdidas por sombras del entorno. Para ello se realizará una simulación en PVSyst con el diseño de los elementos que afectarán al sombreado del Sistema en el parking donde se colocará. Los principales elementos son:

- El edificio B, orientado al este de nuestra estructura, y con unas medidas de (21,4m x 110,57 x 21 m), siendo el principal limitante de pérdidas con sombras.
- El arbolado cercano, concretamente dos árboles situados a unos 9m al oeste de la estructura. Se modelarán sus medidas y se realizará una simulación para comprobar las pérdidas que producen, y estudiar así su posible eliminación.



Figura 4. Foto del parking de profesores y el edificio B de la ETSIT UPM

Respecto a la replicación, tenemos una limitación de plazas en la zona concreta donde se va situar el sistema. La zona central del parking de profesores cuenta con 22 plazas centrales situadas una disposición de 12x2. La más cercana al IES está descartada por evitar dificultades en los giros de los vehículos grandes, luego contamos con 20 plaza hábiles. Dado que el factor de replicación será x2, solo podremos estudiar una replicación en esta zona concreta. Replicando de las 8 plazas iniciales a las 16.

Por otra parte, también existe la limitación de la legislación española aplicada a instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia que establece como límite para la potencia nominal de las instalaciones el 50% de la potencia nominal del centro de transformación. (Real Decreto 99/2011).

Teniendo los datos de los centros de transformación de la ETSIT UPM podemos ver que hay dos centros de transformación en la escuela que tiene unas capacidades de 630kVA y 1630kVA. Nuestro Sistema de generación manejará unas potencias nominales de entre 19kW a 38kW, siendo un porcentaje mucho más bajo que la limitación del 50%. Por lo que esta legislación no será una limitación real en el Proyecto. Si se tendría que tener en cuenta en una posible ampliación de este a los demás parkings de la escuela.

2.3 ANÁLISIS DE LAS DISTINTAS SIMULACIONES REALIZADAS

Con el objetivo de optimizar los recursos que se disponen, se van a realizar varias simulaciones, partiendo de la simulación inicial de 8 plazas. Se estudiará su replicación, las pérdidas por sombra que causa cada elemento del entorno, y se estudiará el sector este y oeste de la estructura por separado. El objetivo es generar la mayor energía posible con una eficiencia razonable. En el apartado de Resultados se elegirá una de las simulaciones realizadas teniendo en cuenta los parámetros de eficiencia, generación y otros aspectos como puede ser el posible talado de árboles o la elección de solo una orientación (Este/Oeste). Las simulaciones realizadas se detallarán a continuación y se analizarán sus resultados:

- Simulación para ocho plazas (simulación inicial).
- Simulación para dieciséis plazas (replicación).
- Simulación sin árbol principal (estudio de posible eliminación de este).
- Simulación sin arboles (estudio de posible eliminación de estos).
- Simulación sector oeste de la estructura (estudio de pérdidas para la zona oeste).
- Simulación sector este de la estructura (estudio de pérdidas de la zona este).

2.3.1 SIMULACIÓN DE 8 PLAZAS (SIMULACIÓN INICIAL)

Tras el diseño de la estructura solar de ocho plazas se procederá a estudiar el comportamiento energético de esta. En primer lugar, se elegirán los elementos comerciales del sistema en el software PVSYST ya detallados en el apartado 2.1. El número de módulos y su disposición eléctrica se detalla a continuación:

Nº Total de módulos	Cara Este	Cara Oeste	Nº Módulos Serie/Cara	Número cadenas Serie
60	30	30	15	2

Tabla 4. Disposición de módulos para la simulación inicial.

Tras la elección del sistema se procederá a la simulación del entorno, con el objetivo de obtener un cálculo fiable de las pérdidas por sombras. El edificio B se modelará como un paralelepípedo con sus respectivas medidas obtenidas de los planos de la Escuela. La estructura diseñada en 3D con el software Rhinoceros se importará al PVSyst en formato .3ds. Por último, los árboles se modelarán con el propio software que tiene una herramienta para específica para éstos. La simulación del entorno queda de la siguiente manera en PVSyst:

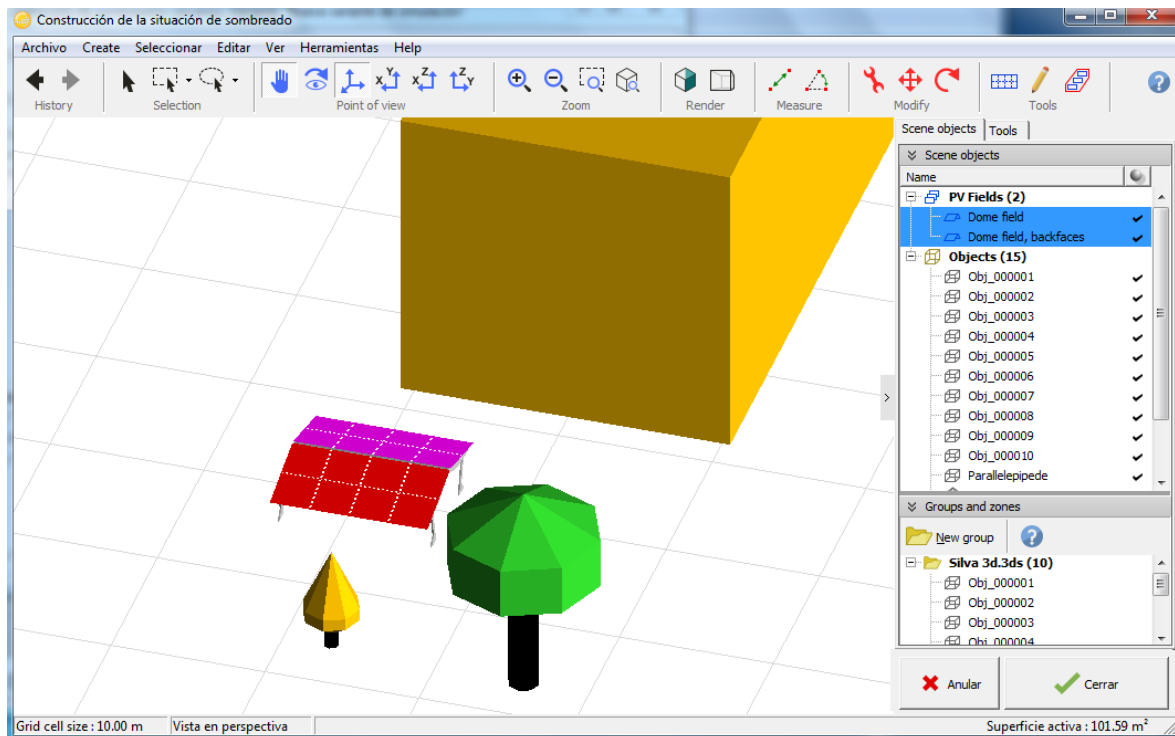


Figura 5. Diseño del entorno para la simulación inicial

- **Resultados y conclusiones de la simulación:**

Potencia Nominal	E_grid/Año	Factor de Rendimiento (PR)
19,20 kWp	22,165 MWh	0,662

Tabla 5. Resultados de la simulación inicial

Con una potencia nominal de 19,2 kWp tenemos una generación de 22,165 MWh en un año, se considera bastante aceptable en un inicio. El factor de rendimiento es 0.662, tenemos un factor algo elevado, debido a las sombras del entorno. En las siguientes simulaciones se estudiará cómo afectan los distintos elementos de entorno (Edificio B y arbolado) para intentar aumentar este factor, además de estudiar su replicación y aumentar así esta generación inicial.

2.3.2 SIMULACIÓN DE DIECISEIS PLAZAS (REPLICACIÓN)

En esta simulación se pretende estudiar la viabilidad de la replicación de la estructura inicial. Se pasará de 8 plazas a 16 plazas de parking. Por tanto, se doblará la superficie y el número de módulos. Se comprobará como varía el factor de rendimiento y en base a este se decidirá si merece la pena duplicar la estructura para conseguir más generación.

Dado que se trata del sistema más complejo a estudiar, a continuación se muestra captura del software PVSyst, con los elementos comerciales, el número de módulos e inversores y sus configuraciones eléctricas:

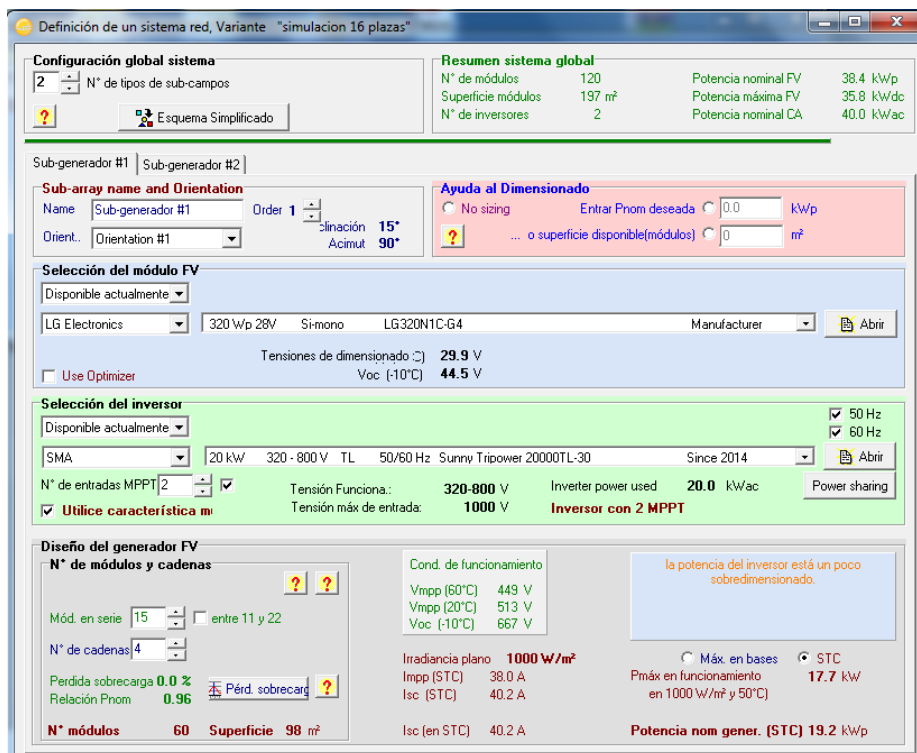


Figura 6. Definición del sistema para la simulación de dieciséis plazas

El propio software nos avisa de que “la potencia del inversor está un poco sobredimensionada” dado que se cuenta con 2 inversores de 20Kw cada uno, y la potencia nominal de sistema son 38,4 kWp, a pesar de esto se considera bastante aceptable con solo 1,6 kW de sobredimensionamiento. Se está trabajando con elementos comerciales, luego es difícil que los parámetros se ajusten exactamente al dimensionamiento del sistema.

En la simulación del entorno se puede comprobar cómo se ha replicado la estructura, respecto a la ya mostrada en la página 9, al cubrir más área recibirá más sombras, pero el objetivo es compensar ese aumento de pérdidas con una mayor potencia de generación, la simulación es la siguiente:

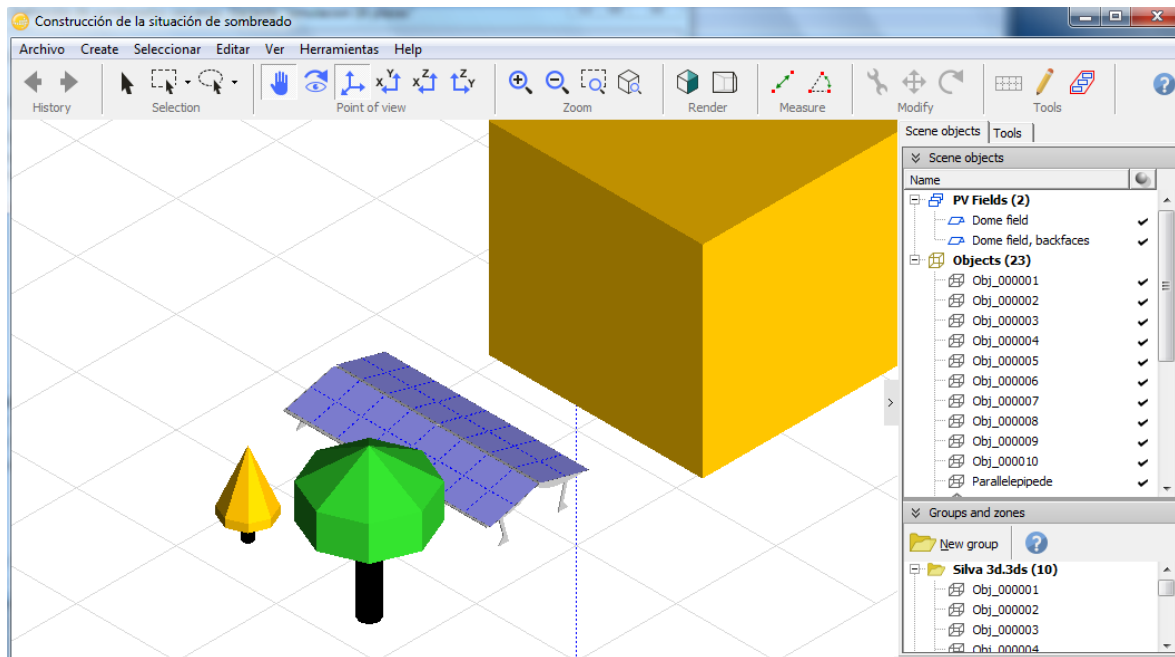


Figura 7. Diseño del entorno para la simulación de dieciséis plazas

- **Resultados y conclusiones de la simulación:**

Potencia Nominal	E_grid/Año	Factor de Rendimiento (PR)
38,40 kWp	43,462 MWh	0,649

Tabla 6. Resultados de simulación de 16 plazas

Teniendo los resultados, podemos ver como el PR se ha reducido un 1,97 %, debido a que como se ha explicado previamente, la estructura está más influenciada por sombras. Sin embargo, se generan 43,462 MWh/Año, un 99,1 % de incremento de energía generada con respecto a la simulación de 8 plazas, lo que demuestra que la replicación de la estructura y del sistema es efectiva y viable.

2.3.3 SIMULACIÓN SIN ÁRBOL PRINCIPAL (ESTUDIO DE POSIBLE ELIMINACIÓN DE ÉSTE)

Como ya se ha comentado en el apartado 2.2 de Limitaciones, el arbolado es uno de los principales elementos generadores de sombras en el entorno de nuestro sistema. El objetivo de esta simulación es cuantificar cuanto influye en las pérdidas el árbol principal, situado en la zona sur-oeste. En el caso de que se viera que éste árbol es totalmente determinante en las pérdidas, se plantearía su eliminación para mejorar la eficiencia del sistema.

- **Resultados y conclusiones de la simulación:**

Potencia Nominal	E_grid/Año	Factor de Rendimiento (PR)
38,40 kWp	46,629 MWh	0,696

Tabla 7. Resultados de la simulación sin árbol principal.

Teniendo los resultados, podemos ver como el PR ha mejorado un 7,24 % y la generación ha aumentado en 3,167 MWh/Año. Se puede ver que el árbol influye claramente en las pérdidas del sistema. Sin embargo, la principal fuente de sombras es el Edificio B. Habría que poner en un balance las necesidades de mejora de eficiencia del sistema y las implicaciones medioambientales que conlleva el talado de uno de los principales árboles de la escuela.

2.2.4 SIMULACIÓN SIN ÁRBOLES (ESTUDIO DE POSIBLE ELIMINACIÓN DE ESTOS)

El objetivo de esta simulación es comprobar cómo influye en las pérdidas el árbol secundario, dado que a pesar de tener menores dimensiones que el principal se encuentra muy cercano a nuestra estructura. En caso que hubiera una sustancial mejora respecto a la simulación sin árbol principal, se plantearía la eliminación de este árbol secundario.

- **Resultados y conclusiones de la simulación :**

Potencia Nominal	E_grid/Año	Factor de Rendimiento (PR)
38,40 kWp	46,629 MWh	0,696

Tabla 8. Resultados simulación sin árboles.

Podemos comprobar que tanto el PR como la generación es completamente similar que la simulación anterior sin árbol principal. Por lo que este árbol secundario no ocasiona sombreado a nuestra estructura. No se planteará la eliminación de éste.

2.2.5 SIMULACIÓN SECTOR OESTE DE LA ESTRUCTURA (ESTUDIO DE PÉRDIDAS PARA LA ZONA OESTE)

El objetivo de esta simulación es analizar las pérdidas de la zona oeste por separado. Las sombras del entorno afectan de manera distinta a la zona este y a la oeste, luego se quiere comprobar si hay mucha diferencia en la eficiencia de cada zona, si esto ocurriera, se puede decidir implementar solamente una zona u otra. La configuración y el número de módulos e inversores es similar a la de la simulación de ocho plazas inicial, pero solo apareciendo módulos en la zona oeste, como se representa a continuación en la tabla:

Nº Total de módulos	Cara Este	Cara Oeste	Nº Módulos Serie/Cara	Número cadenas Serie
60	0	60	15	4

Tabla 9. Disposición de módulos para la simulación del sector Oeste.

- **Resultados y conclusiones de la simulación:**

Potencia Nominal	E_grid/Año	Factor de Rendimiento (PR)
19,20 kWp	24,752 MWh	0,741

Tabla 10. Resultados de la simulación del sector oeste.

Debemos contrastar estos resultados con los de la simulación inicial (para comprobar si con el mismo número de módulos y cambiando su disposición varía mucho el PR) y con la simulación del sector oeste (para comparar ambos sectores).

Vemos que respecto a la simulación inicial de ocho plazas el PR ha pasado de 0.662 a 0.741, una clara mejora. Esto es debido a que el sector oeste se ve menos afectado por las sombras del Edificio B, siendo éste el principal generador de sombras del entorno de la estructura. Lo que significa que, en el caso de elegir una disposición de 60 módulos, sería mucho más interesante la disposición de esta última simulación frente a la simulación inicial.

Respecto a la comparación con la cara este, pasaremos a realizarla en el siguiente apartado, cuando se analicen los resultados de esta última.

2.3.6 SIMULACIÓN SECTOR ESTE DE LA ESTRUCTURA (ESTUDIO DE PÉRDIDAS PARA LA ZONA ESTE)

Como en la simulación anterior, el objetivo es analizar las pérdidas de la zona este por separado. En el caso que se eligiera una configuración de 60 módulos (zona este, zona oeste o simulación inicial) habría que decidir entre una de estas tres simulaciones, teniendo en cuenta los parámetros de eficiencia (PR) y generación anual. La configuración de módulos es similar a la de la simulación de la cara oeste, pero para la cara este, se detalla en la siguiente tabla:

Nº Total de módulos	Cara Este	Cara Oeste	Nº Módulos Serie/Cara	Número cadenas Serie
60	60	0	15	4

Tabla 11. Disposición de módulos para la simulación del sector Este.

- **Resultados y conclusiones de la simulación:**

Potencia Nominal	E_grid/Año	Factor de Rendimiento (PR)
19,20 kWp	20,289 MWh	0,605

Tabla 12. Resultados de la simulación del sector Este.

Comprobando los resultados, podemos ver un decremento en el PR respecto a las otras dos simulaciones de 60 módulos (sector oeste y simulación inicial). Esto es debido a que este sector, es el más cercano al Edificio B, principal generador de sombras del entorno. Por tanto, dentro de las simulaciones de 60 módulos, esta última es la menos eficiente.

Cabe a destacar que tras el estudio de las tres simulaciones de 60 módulos, la más eficiente y que más energía genera es la simulación del sector oeste, luego en el caso de elegir una configuración final de 60 módulos para el proyecto, se escogería, a priori, esta simulación.

La elección final de la simulación se hará en el apartado de Resultados, y se detallará en el anexo de este documento con los resultados más detallados de esta simulación, proporcionados por el software PVSyst.

3 RESULTADOS

3.1 ELECCIÓN DE LA SIMULACIÓN

A partir de los resultados de las simulaciones de los apartados 2.3, se va a proceder a la elección de una de las configuraciones propuestas. Se van a tener en cuenta diferentes criterios, y la simulación que mejor los cumpla será la escogida. Los criterios son:

- **Eficiencia medida por el PR:** Se manejan unos valores de entre el 60% y 75%, es un dato muy relevante dado que conseguir un sistema eficiente es uno de los principales objetivos del diseño de este sistema.
- **Números de módulos e inversores:** Es claro que contra más módulos se puedan integrar, mayor será la generación. Se intentará elegir una simulación con el mayor número de módulos posible pero que cumpla satisfactoriamente también los otros criterios. Contra mayor sea la generación de energía, más demanda se podrá atender.
- **Facilidad y rapidez de la integración del sistema:** Es un factor a tener en cuenta en el diseño de un sistema de dimensiones considerables como este. El hecho de tener que realizar alguna modificación previa del entorno, o que la integración del sistema suponga alguna dificultad puede decidir la elección de una simulación u otra.

Una vez expuestos los criterios de elección, la simulación elegida va a ser la del apartado 2.3.2, se trata de la **simulación de dieciséis plazas (replicación)**. Está simulación es una de las que mayor número de módulos tiene, contando con 120 módulos, lo que resulta interesante para satisfacer una mayor demanda de energía. En cuanto a la eficiencia, el PR es 0,649, es cierto que hay simulaciones con mayor eficiencia, como puede ser la de la cara oeste, pero queda descartada por poseer menor número de módulos (60) y ser menos atractiva para satisfacer una demanda potencial. La simulación sin el árbol principal cuenta con un PR de 0,696, significativamente mayor, pero se ha descartado debido al criterio de facilidad y rapidez de integración del sistema, dado que es un árbol grande que lleva mucho tiempo en la Escuela y su eliminación supondría unos costes y unos permisos que dificultarían la puesta en marcha del proyecto.

Por tanto, una vez escogida la simulación se va a pasar a estudiar el perfil horario de generación para satisfacer una potencial demanda de vehículos eléctricos en la Escuela.

En el **anexo 3** se detalla el informe de los resultados de esta simulación, incluyendo:

- Los parámetros de la simulación.
- La definición de las sombras del sistema.
- Los resultados de generación mensual y anual.
- El diagrama de pérdidas.

3.2 PERFIL DE GENERACIÓN Y ALMECENAMIENTO DE ENERGÍA DEL SISTEMA

Una vez realizada la simulación, el software PVSyst genera un archivo .csv con los parámetros de generación horaria anual del sistema. Se va a proceder a realizar un análisis de la generación con el fin realizar una correlación de estos datos con una demanda potencial de vehículos eléctricos y así poder dimensionar la capacidad del sistema.

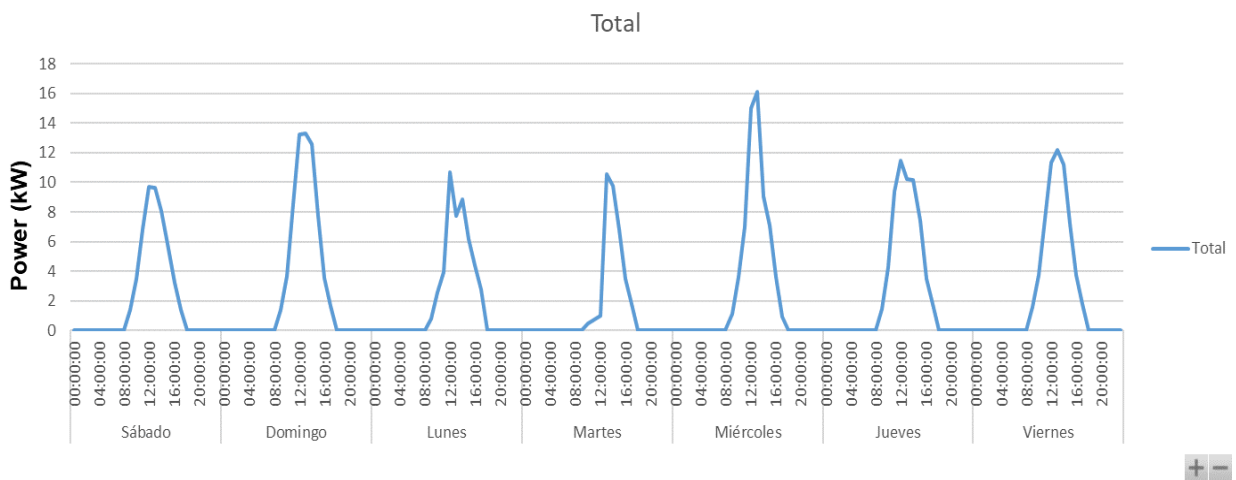
El análisis de la generación se va a separar por estaciones del año (invierno, primavera, verano y otoño), estudiando en esta memoria una semana al azar de cada estación. Se considera suficiente estudiar una semana de cada estación para analizar el sistema tanto en días más favorables y más desfavorables para la generación con los diferentes tipos de clima de las cuatro estaciones. Aun así,

se poseen los datos completos y las herramientas para estudiar día a día del año la generación del sistema.

En el siguiente apartado se van a detallar los perfiles de generación por cada estación a partir de unas gráficas dinámicas generadas con el software Microsoft Excel.

3.2.1 PERFIL DE GENERACIÓN EN INVIERNO

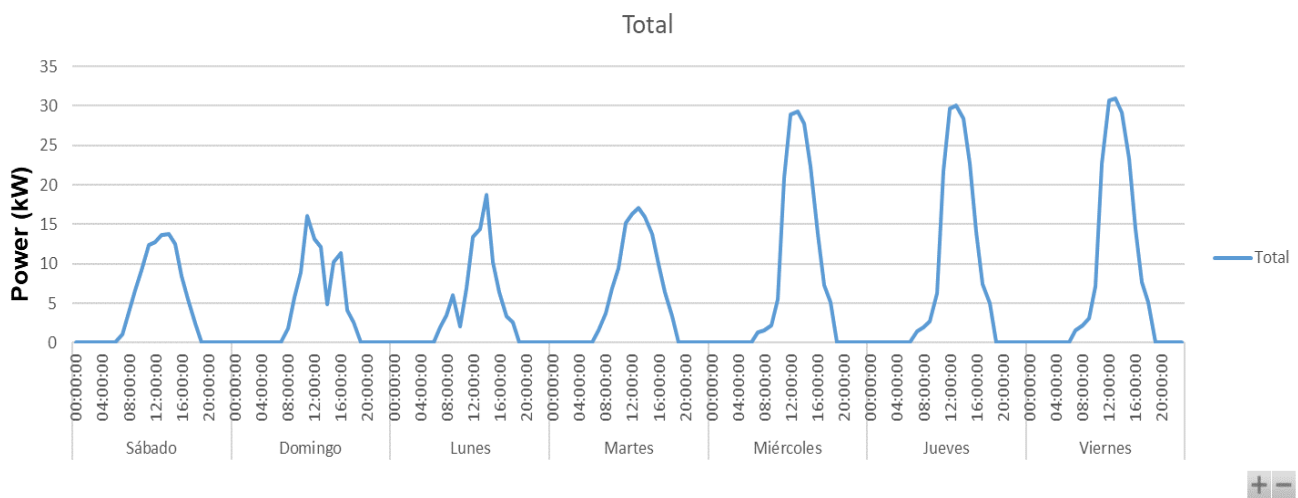
En la siguiente gráfica podemos ver el perfil de generación del sistema para una semana de invierno (concretamente la del 13 al 19 de enero). En la gráfica podemos comprobar la clara diferencia entre un día favorable para la generación, siendo el más óptimo el miércoles, consiguiendo una generación de hasta **16kWh**, frente a otros días más desfavorables, como lo son el sábado, el lunes y el martes, rondando una generación pico de **10kWh**. Cabe a destacar que los días de sábado y domingo, al ser un edificio universitario, no habrá demanda para la recarga de coches eléctricos. Por lo tanto, esa energía generada pasará a ser almacenada plenamente, para después ser utilizada durante la semana laboral. Concretamente se llegan a almacenar **109,458kWh** en este fin de semana, lo que se considera muy interesante para la sostenibilidad del sistema durante la semana, que analizaremos en los siguientes apartados al realizar la correlación de esta generación con la demanda de energía.



Gráfica 1. Perfil de generación de energía en invierno.

3.2.2 PERFIL DE GENERACIÓN EN PRIMAVERA

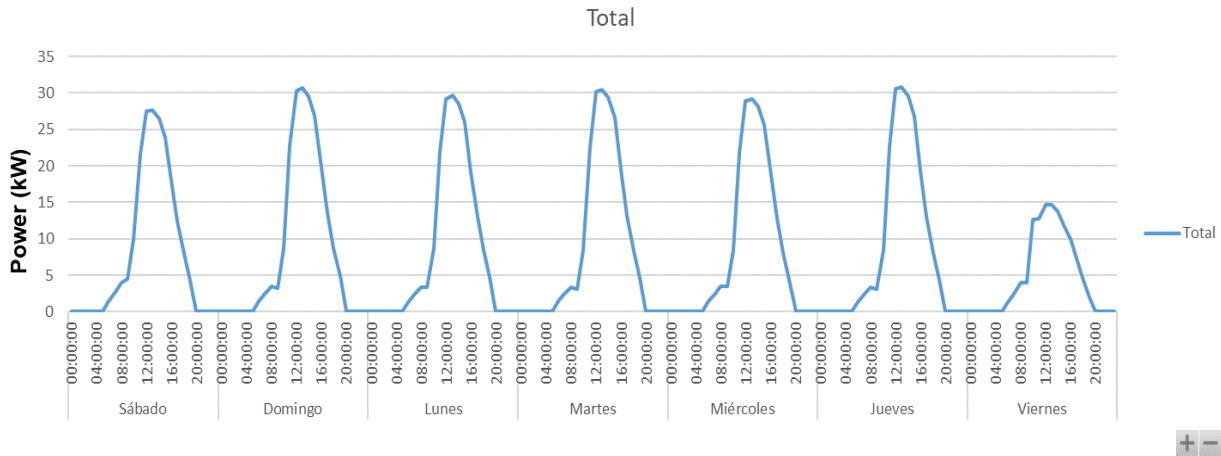
En la siguiente gráfica podemos ver el perfil de generación del sistema para una semana de primavera (concretamente la del 6 al 12 de abril). Se puede apreciar que respecto a la semana de invierno la generación es mucho mayor. Rondando una generación pico de **30 kWh** en los días más favorables (miércoles, jueves y viernes en este caso). Los días más desfavorables se ronda una generación pico de **15 kWh**, ambas cifras prácticamente doblan la generación de invierno, además, el ancho de los diagramas es mayor, dado que, al haber más horas de sol, se genera energía durante más tiempo. Durante el fin de semana se llegan a almacenar **183,54 kWh**, más del doble que en el fin de semana de invierno estudiado en el anterior apartado. Sin duda primavera es una estación muy favorable para la generación de energía. Se estudiará el aprovechamiento este exceso de energía tras realizar la correlación con la demanda energética.



Gráfica 2. Perfil de generación de energía en primavera.

3.2.3 PERFIL DE GENERACIÓN EN VERANO

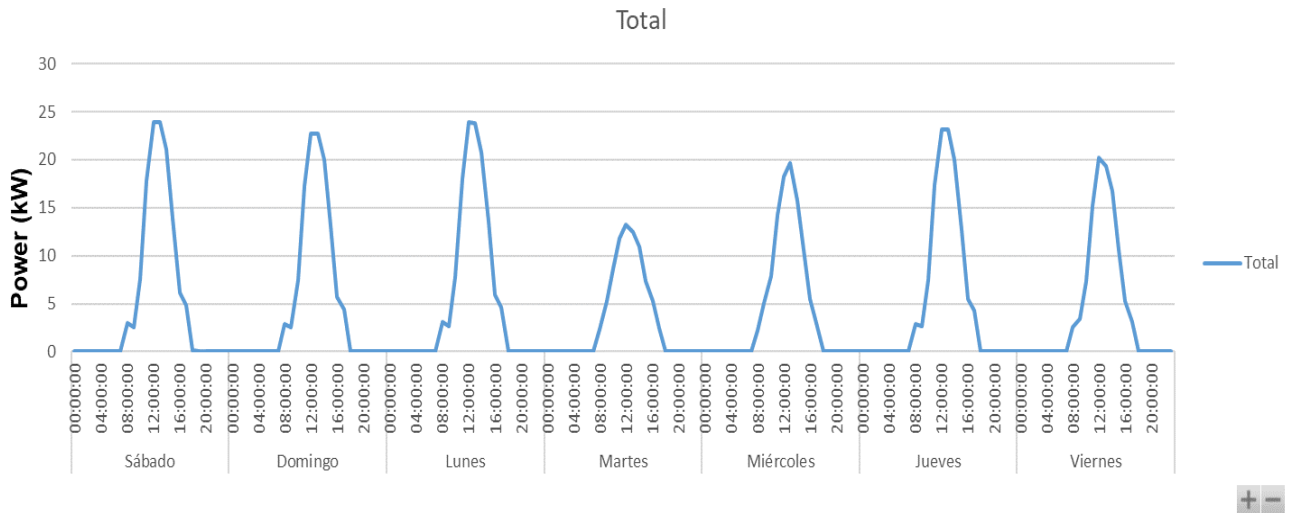
En la siguiente gráfica podemos ver el perfil de generación del sistema para una semana de verano (concretamente la del 6 al 12 de Julio). Comparando con las anteriores estaciones estudiadas podemos ver como los días más favorables la producción es muy similar a la de la semana de primavera, rondando los **30 kWh** pico, sin embargo, estos días se repiten con mucha más frecuencia por lo que la generación en esta estación será aún mayor. Los días desfavorables se tiene una generación pico de **15 kWh**. Nótese que el día más desfavorable de esta semana (viernes) prácticamente iguala a la generación de los días más favorables en la semana de invierno. Esto demuestra una clara diferencia de generación entre las distintas estaciones del año. Durante el fin de semana se llegan a almacenar **379.29 kWh**, una cifra mucho más elevada que en las demás estaciones estudiadas. Al haber más horas de sol se puede ver más claramente el efecto de las principales sombras del entorno, apreciándose cómo a pesar de empezar a generar a partir de las 6 a.m. hasta pasadas las 8 a.m. la curva de generación no empieza a tomar una pendiente elevada. Esto es sin duda por el sombreado del Edificio B, orientado al este de la estructura y que por tanto tiene una mayor influencia en las primeras horas de la mañana.



Gráfica 3. Perfil de generación de energía en verano.

3.2.4 PERFIL GENERACIÓN EN OTOÑO

En la siguiente gráfica podemos ver el perfil de generación del sistema para una semana de otoño (concretamente la del 6 al 12 de octubre). Se puede ver como los días más favorables se tiene una generación pico de unos **23 kWh** y en los desfavorables de unos **13 kWh**. Durante el fin de semana llegan a almacenarse **231.63 kWh**. Estos valores son inferiores a los de verano y primavera, pero siguen siendo bastante superiores que los valores de invierno.



Gráfica 4. Perfil de generación de energía en otoño.

3.2.5 ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA DEL SISTEMA

Una vez vistos los perfiles de generación en las diferentes estaciones climáticas, se va a plantear la solución respecto al almacenamiento energético del sistema. Como hemos visto en los perfiles, la generación es muy distinta dependiendo de cada estación, y es en invierno cuando menos energía se genera y por tanto donde menos energía se requiere para almacenar. Por lo que es esta estación la que va a marcar el nivel de energía a almacenar por el sistema. En invierno es necesario almacenar **109,458kWh** durante el fin de semana para que el sistema tenga toda la autosuficiencia posible. La solución comercial va a ser de la empresa SAFT, concretamente el modelo Intensium Smart 58M Indoor. Este modelo es ideal para proyectos energéticos relacionados con Smart buildings, requiriendo una capacidad de potencia media, para cualquier condición de carga proporcionando una gran eficiencia y un largo tiempo de vida. La capacidad de almacenaje es de 58 kWh, dado que la generación está repartida el 50-50% para cada inversor, se almacenarán 55kWh por cada uno de los inversores, por lo que se requerirá la adquisición de 2 baterías del modelo citado.

En el anexo 5 se detalla el datasheet de la solución elegida.

3.3 DEMANDA POTENCIAL DE RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS EN LA ETSIT UPM

Para la demanda potencial de vehículos eléctricos en la Escuela se utilizarán datos extraídos de la encuesta realizada por el alumno Ignacio Garrido Botella realizada en 2016 para su trabajo de fin de grado sobre uso de Baterías de Vehículos Eléctricos de potenciales usuarios de la Escuela (alumnos y personal) para facilitar la integración de energía eléctrica producida por instalaciones fotovoltaicas en la Escuela. En esta encuesta se consiguieron los datos de movilidad de diferentes usuarios de la Escuela, detallando tanto los kilómetros recorridos para llegar de sus casas a la escuela, como los horarios de trabajo de cada usuario. Suponiendo un consumo medio de los vehículos de 0,15 kWh/Km, podemos saber la energía que necesitamos para recargar estos vehículos y el tiempo de tenemos durante el día para la recarga. Dado que la encuesta está realizada para un centenar de usuarios, y las plazas que se disponen en la simulación del parking solar son 16, se va a escalar este proyecto a un sistema de estas dimensiones. Tomando así 16 tipos de usuarios con diferentes valores de número de kilómetros recorridos y diferentes horarios de trabajo. Con el objetivo de dar servicio a todo tipo de usuarios de la Escuela y realizar una correlación entre la energía generada y la recarga de estos vehículos.

A continuación, se detallarán los 16 usuarios con los kilómetros recorridos y los horarios de trabajo en una tabla:

Usuario	Km de viaje	Tiempo necesario de recarga (horas)	Horario Laboral	Margen Temporal de Carga
coche 1	15	1:07:30	10h-20h	10h
coche 2	20	1:30:00	8h-16h	8h
coche 3	25	1:52:30	10h-16h	6h
coche 4	90	6:45:00	9h-19h	10h
coche 5	13	0:58:30	9h-20h	11h
coche 6	4	0:18:00	11h-20h	9h
coche 7	20	1:30:00	7h-14h	7h
coche 8	30	2:15:00	15h-21h	6h
coche 9	50	3:45:00	11h-17h	6h
coche 10	7	0:31:30	10h-19h	9h
coche 11	75	5:37:30	14h-21h	7h
coche 12	18	1:21:00	9h-18h	9h

coche 13	30	2:15:00	15h-22h	7h
coche 14	18	1:21:00	9h-19h	10h
coche 15	50	3:45:00	10h-19h	9h
coche 16	18	1:21:00	7h-15h	8h

Tabla 13. Horarios y kilómetros recorridos de los usuarios escogidos de la ETSIT.

Una vez obtenidos los kilómetros recorridos y los horarios de los usuarios, se ha calculado el margen de recarga del que se dispone, y la energía necesaria para recargar lo que han gastado en cada trayecto. Así, construimos una tabla con la demanda de coches para la recarga, y los kWh necesarios en cada hora, teniendo en cuenta que la carga de cada coche se realiza a **2kWh**.

La tabla de la demanda de recarga de vehículos y de energía por hora queda de la siguiente manera:

Hora/Demanda	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Demanda Nº Coches/hora	1	2	3	3	5	5	4	5	4	4	4	1	1	0	0	0
Demanda kW/h	2	4	6	6	10	10	8	10	8	8	8	2	2	0	0	0

Tabla 14. Reparto horario del número de vehículos a recargar y la energía necesaria.

Se ha pretendido optimizar los horarios de carga de los vehículos acoplándose a sus márgenes de carga, de esta forma para dar servicio a 16 vehículos, solo necesitamos 5 conectores, lo que es muy positivo para la reducción de presupuestos de la inversión inicial del sistema.

Además, dado que los inicios de recarga de cada vehículo se marcan a las horas en punto, se han redondeado hacia arriba las horas inexactas, de manera que si por ejemplo un coche necesita un tiempo de carga de 1:07h, su coche estará cargando 2 horas. Por lo que prácticamente la totalidad de los vehículos, consigue más carga de batería que la que ha gastado al realizar el trayecto. Esto es un aspecto positivo para la calidad del servicio que ofrece el sistema.

3.3.1 P0stes de recarga

En cuanto a los postes de recarga se ha elegido la solución de la empresa Circutor que cuenta con una gama de cargadores URBAN especialmente adecuados para todo tipo de aparcamientos en intemperie. Concretamente el modelo URBAN T12-MIX. Este modelo se caracteriza por ser resistente frente a diversas condiciones ambientales y actos vandálicos además simplificar el proceso de instalación y mantenimiento por lo que resulta muy atractivo para un proyecto de estas características. Presentan diferentes opciones de carga (lenta, media y rápida) a pesar de que el proyecto se ha dimensionado para la recarga lenta, estas otras configuraciones pueden ser útiles en líneas futuras del proyecto y ampliaciones del servicio a más usuarios.

En el anexo 4 se detallan las especificaciones de este modelo.

3.4 ANÁLISIS DE LA GESTIÓN DE DEMANDA Y GENERACIÓN DEL SISTEMA.

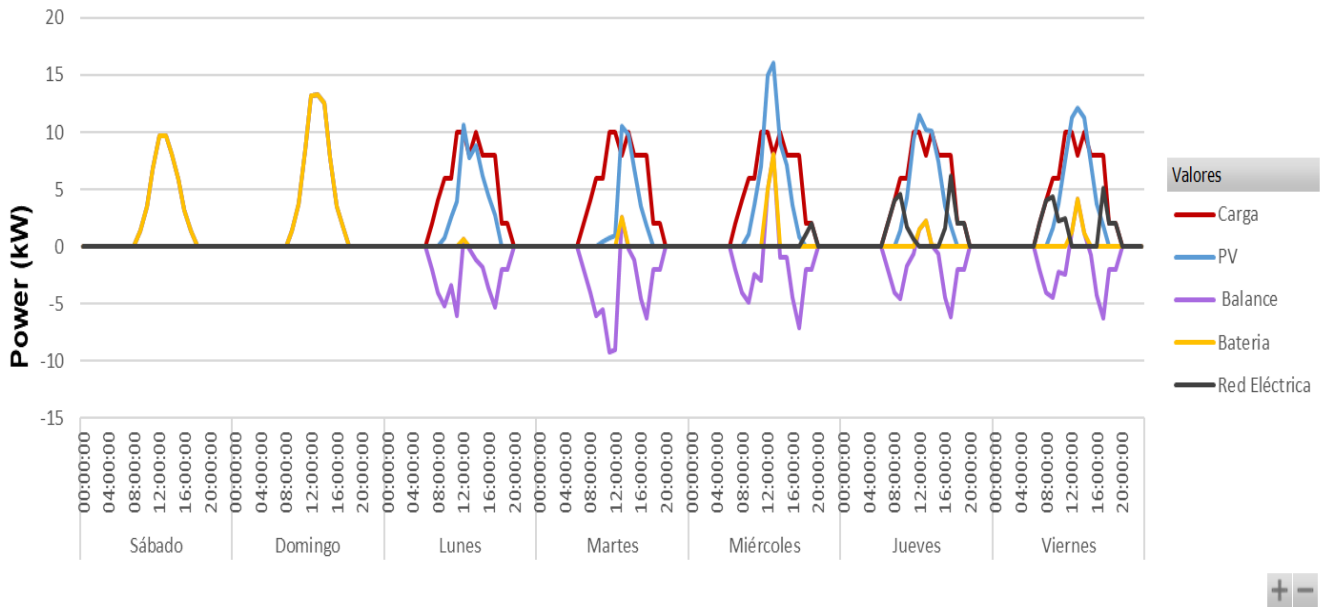
A continuación, se va a realizar la correlación de cada perfil de generación con la demanda de recarga de coches eléctricos en la escuela. Se han generado unas gráficas dinámicas con la herramienta Microsoft Excell, de manera que los excedentes de energía, en el caso de que la generación supere a la demanda, se almacenan en una batería, que en apartados posteriores se detallaran las especificaciones de esta. Por otro lado, en el caso de que la batería se encuentre vacía, y la demanda supere a la generación, la energía para la recarga se obtendrá de la red eléctrica. Se intentará que este último caso no se repita en demasiadas ocasiones, dado que la utilización de los recursos de la red eléctrica puede encarecer nuestro sistema.

Se podrá ver que los meses menos favorables para la generación son los que limitarán la demanda de energía que puede satisfacer el sistema. Mientras que los meses más favorables para la generación tendrán unos excedentes de energía considerables, para los que se estudiará su aprovechamiento.

3.4.1 ANÁLISIS DE LA DEMANDA Y GENERACIÓN DEL SISTEMA EN INVIERNO

En la gráfica anterior podemos comprobar el comportamiento del sistema en una semana de invierno. Durante el sábado y domingo el sistema solamente almacena energía en la batería, dado que estos días no hay demanda de vehículos. Posteriormente esa energía es utilizada para la recarga en los días laborales. Podemos ver como el sistema es completamente autosuficiente el lunes y el martes, dado que no utiliza energía de la red eléctrica. Sin embargo, dado que en esta semana la demanda de recarga supera en muchas ocasiones a la generación, al final de la jornada laboral del miércoles, el sistema empieza a requerir energía de la red eléctrica. Como hemos visto en el apartado de perfiles de generación, la semana de invierno es la que menos energía se genera, luego es necesario utilizar la red eléctrica para completar la demanda. Los días jueves y viernes a mitad de día, el sistema vuelve a ser autosuficiente, dado que la generación se hace superior a la demanda en algunas horas y es capaz incluso de guardar energía en las baterías. Sin embargo también requiere de la red eléctrica al principio y al final de día.

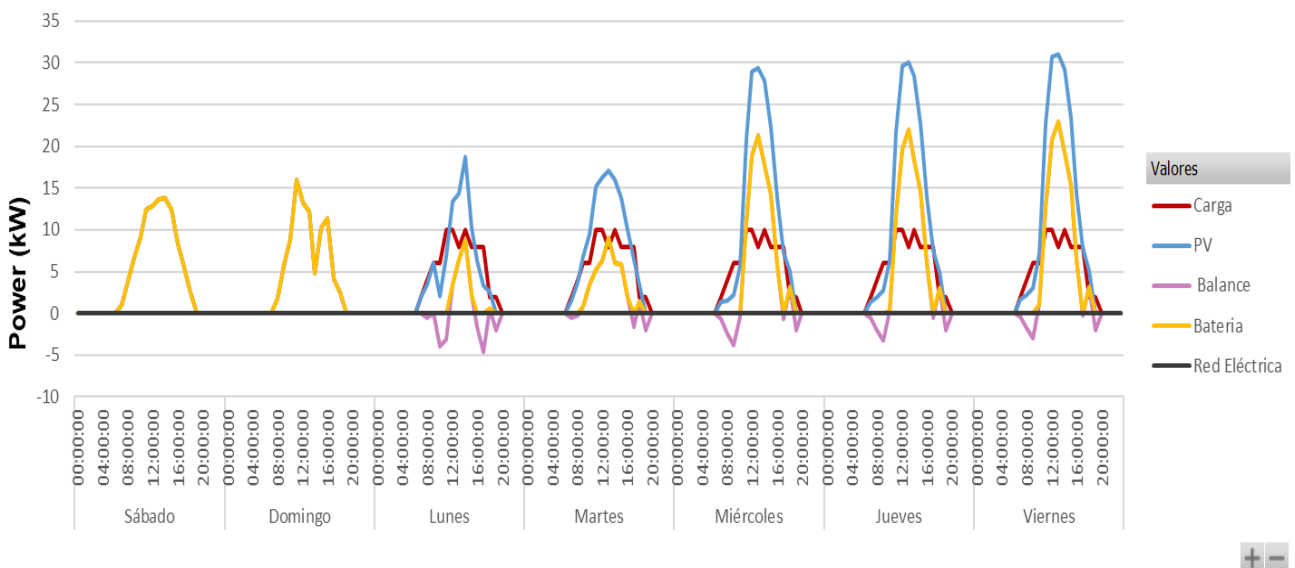
Es cierto que el hecho de que el sistema requiera de energía de la red puede encarecer los costes del servicio ofrecido, que serán calculados en los apartados posteriores. Pero, por otro lado, el sistema es capaz de abastecer a los vehículos eléctricos con su propia energía almacenada o bien generada en el momento en más del 70% del tiempo en el que hay demanda. Teniendo en cuenta que la semana de invierno es la más desfavorable para la generación, los resultados son bastante positivos.



Gráfica 5. Análisis de la demanda y generación del sistema en invierno.

3.4.2 ANÁLISIS DE LA DEMANDA Y GENERACIÓN DEL SISTEMA EN PRIMAVERA

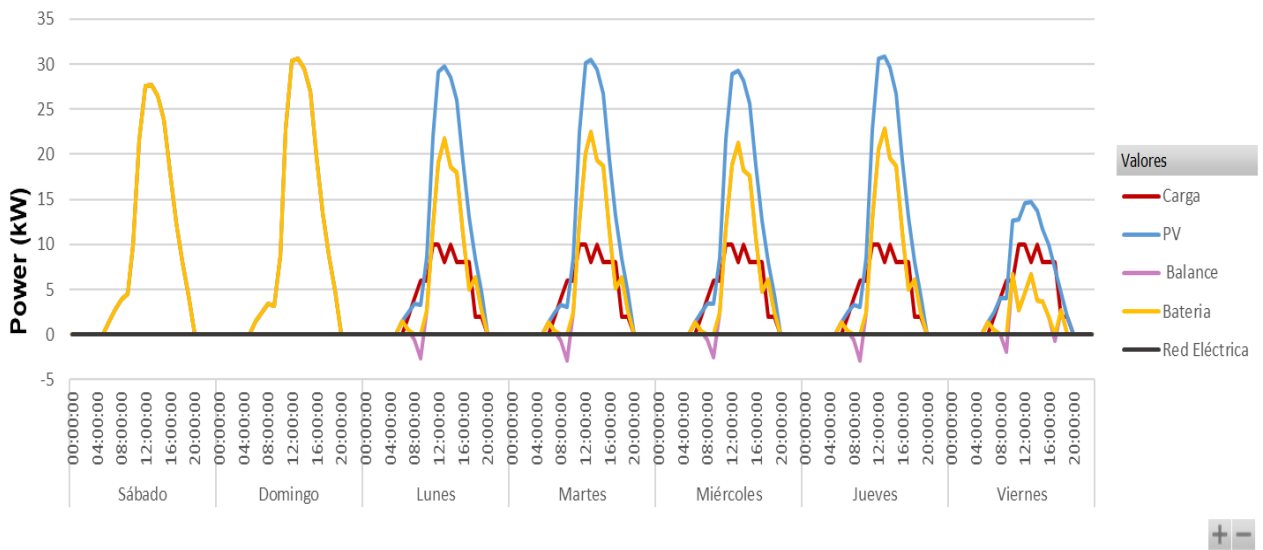
En la siguiente gráfica podemos comprobar el comportamiento del sistema en una semana de primavera. Tras el almacenaje de energía durante el fin de semana, se puede comprobar que el sistema es autosuficiente y no requiere de la red eléctrica para cubrir la demanda. La generación en esta estación es bastante superior a la de invierno y podemos ver que en la mayor parte de tiempo el balance es positivo, cosa que no se cumplía en invierno. Además, el almacenaje genera unos excedentes de energía de 468,65 kWh que se venderán a la red proporcionando unos beneficios económicos muy interesante para la viabilidad del proyecto.



Gráfica 6. Análisis de la demanda y generación del sistema en primavera.

3.4.3 ANÁLISIS DE LA DEMANDA Y GENERACIÓN DEL SISTEMA EN VERANO

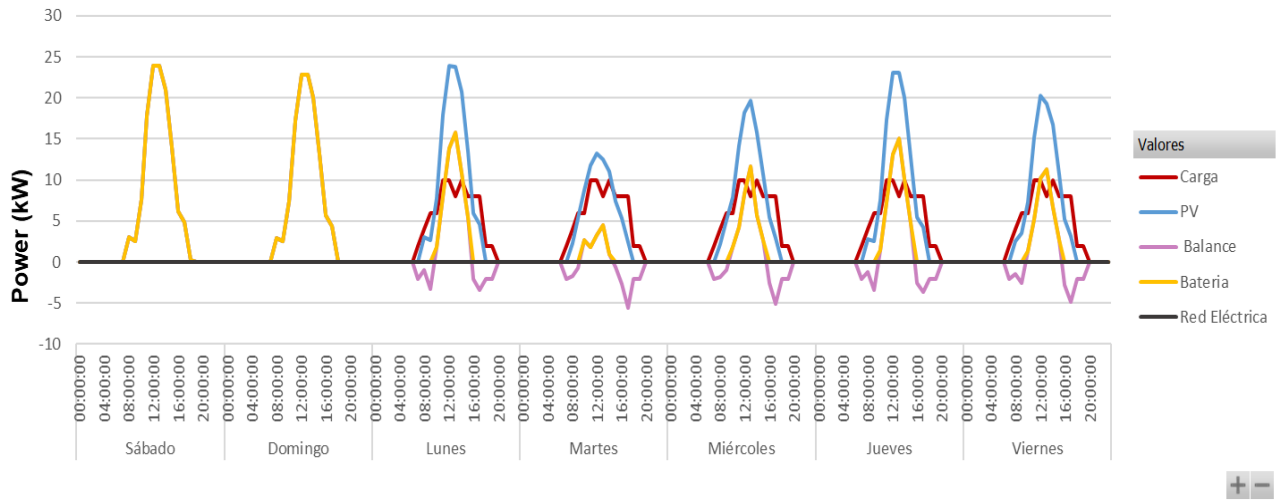
En la siguiente gráfica podemos comprobar el comportamiento del sistema en una semana de verano. Tras el almacenaje de energía durante el fin de semana, se puede comprobar que el sistema es completamente autosuficiente, y casi el 100 % del tiempo el balance energético es positivo. La generación es más del doble que la demanda energética. Por tanto, este es el periodo del año donde más excedentes de energía se van a generar, y por tanto donde más beneficio se va a obtener de la venta de estos excedentes a la red. Concretamente, en esta semana tipo, se generan 853,33 kWh de energía.



Gráfica 7. Análisis de la demanda y generación del sistema en verano.

3.4.3 ANÁLISIS DE LA DEMANDA Y GENERACIÓN DEL SISTEMA EN OTOÑO.

En la siguiente gráfica podemos comprobar el comportamiento del sistema en una semana de otoño. Tras el almacenaje de energía durante el fin de semana se puede comprobar que el sistema es autosuficiente durante la semana. Aun siendo esta estación la segunda donde menos energía se genera, se consiguen unos excedentes de 326,81 kWh. Por lo que el otoño estaría mucho más cerca de los resultados obtenidos en primavera, que los obtenidos en invierno, siendo unos resultados muy positivos en los que a comportamiento del sistema se refiere.



Gráfica 8. Análisis de la demanda y generación del sistema en otoño.

3.5 COSTES DEL SISTEMA

A continuación, se va a detallar un informe de los costes necesarios para la implementación del sistema propuesto. Esto costes los conforman: módulos, inversores, baterías, postes de recarga, estructura de fijación de módulos, material eléctrico, transporte de material, mano de obra de instalación eléctrica, mano de obra de ingeniería, y otros costes menos relevantes. En cada concepto se detalla el precio unitario, el precio total, y el descuento asociado. Estas cifras han sido obtenidas a partir de contactar con las diversas empresas que proporcionan o fabrican los productos y basándose en presupuesto reales de sistemas similares. Podemos verlo en la siguiente tabla:

Unidad	Concepto	Cantidad	PVP unitario [€]	Descuento [€]	Precio unitario con descuento	Total [€]
ud	Módulo LG3201C-G4 320 W	120	224 €	41%	132.16 €	15,859.20 €
ud	Inversor SUNNY TRIPOWER 20000 TL-30	2	2,700 €	30%	1,890.00 €	3,780.00 €
ud	Batería SAFT Intensium Smart 58M Indoor	2	9,500 €	36%	6,080.00 €	12,160.00 €
ud	Postes de recarga Circutor URBAN T12-MIX	3	2,250 €	20%	1,800.00 €	5,400.00 €
ud	Estructura de fijación módulos Materia prima, mano de obra, elementos de sujeción (accesorios de montaje, tornillería, perfiles, pintura anticorrosión etc)	1	6,000 €	26%	4,440.00 €	4,440.00 €
ud	Material eléctrico Protecciones, cableado eléctrico, canalizaciones, cajas, etc.	1	4,200.00 €	24%	3,192.00 €	3,192.00 €
ud	Transporte de material, transporte especial de batería y medios de elevación	1	1,747.00 €	10%	1,572.30 €	1,572.30 €
ud	Mano de obra instalación eléctrica	1	6,500.00 €	10%	5,850.00 €	5,850.00 €
ud	Mano de obra de ingeniería y administrativo	1	2,000.00 €	0%	2,000.00 €	2,000.00 €
ud	Certificado de instalación eléctrica en baja tensión	1	577.00 €	0%	577.00 €	577.00 €
	Monitorización de generación y consumo	1	3,100.00 €	10%	2,790.00 €	2,790.00 €
Subtotal						57,620.50 €
	IVA	21%				12,100.31 €
TOTAL						69,720.81 €

Tabla 15. Presupuesto del Sistema propuesto.

3.6 INGRESOS ECONÓMICOS DEL SERVICIO QUE PROPORCIONA EL SISTEMA.

Una vez calculados los costes del sistema. Se ha realizado un estudio de diferentes tarifas para la recarga de vehículos eléctricos en Madrid y norte de España. Con el objetivo de obtener un precio competitivo y razonable para ofrecer el servicio de recarga de vehículos eléctricos en la escuela. A partir de este precio, que se basa en pago por el alta de usuario sumado un coste unitario del kWh recargado por cada usuario, se han calculado los ingresos económicos que se conseguirían con este servicio. A continuación, se detallan el coste de la tarifa (alta + precio kWh) y los beneficios que esto supone en las siguientes tablas:

Tarifa Servicio	Descuento	
Precio kW/h	0.30 €	0.27 €
Alta	60 €	

Tabla 16. Tarifa del servicio de recarga de EV.

Ingresos por el servicio de recarga			
	Año 1	Año 2	Año 3
kWh Mensuales	1680	1680	1680
Ingresos de servicio (€)/mes	1,413.60 €	453.60 €	453.60 €
Ingresos de servicio (€)/año	15,549.60 €	4,989.60 €	4,989.60 €

Tabla 17. Ingresos por el servicio de recarga de EV

Estos resultados se consideran bastante positivos comparando estos ingresos con la inversión inicial del sistema. En los tres primeros años estos ingresos conforman el 35% de la inversión inicial, a lo que habría que sumarle el ahorro producido por los excedentes de energía cedidos a la escuela en las estaciones de verano, otoño, y primavera, que se analizarán en los siguientes apartados.

En cuanto al coste de la tarifa, si consideremos un usuario medio, que recorre 30 Km diarios, recargando el coche 3 horas en la escuela, yéndose con más batería que con la que llegó. Este usuario pagaría el primer año, con el alta incluida, 37,4€ al mes y 32.4€ al mes los siguientes años. Un precio bastante más bajo que el que se puede conseguir recargando el coche fuera de la universidad, que rondaría los 47€.

Por supuesto, además de tener un precio más económico que otros servicios de recarga, hay que recordar que la energía con la que se recargan los vehículos es 100% libre de emisiones, frente a otros servicios que utilizan energía de la red eléctrica, produciendo emisiones de CO² a la atmósfera.

3.7 AHORRO POR EXCEDENTES DE ENERGÍA CEDIDOS A LA ESCUELA.

Como se ha detallado en los apartados de análisis y generación del sistema (**Gráficas 6, 7 y 8**), en las estaciones de primavera, verano y otoño, se producen unos excedentes de energía. Estos excedentes se plantean para ser usados para abastecer una pequeña parte de demanda energética de la Escuela. Para el cálculo de este ahorro se ha utilizado los datos de costes proporcionado por la escuela, que haciendo un promedio el kWh se paga a 0,15€. A partir de este dato, podemos calcular el ahorro que generarían estos excedentes, que se muestra en la siguiente tabla:

Ahorro por excedentes de PV	
Estación	Ganancias
Verano	3,429.15 €
Primavera	1,320.20 €
Otoño	1,191.42 €
Invierno	0.00 €
Soporte de suministro (10kWh)	-400.00 €
Media Mensual	495.06 €
TOTAL AÑO	5,540.76 €

Tabla 18. Ahorro por excedentes de PV

Como podemos ver, se consigue un ahorro de 5940.76€, entre las tres estaciones. Dentro de las cifras que se manejan para la inversión del sistema, es un porcentaje muy relevante. Cabe destacar, que debido a que la estación de invierno no es totalmente autosuficiente y requiere en ciertas horas de la red eléctrica, se ha añadido una tarifa de soporte de suministro. Esta tarifa genera un pago de 400€ al año por 10kWh de potencia. Como vimos en el apartado de demanda de recarga (**Tabla 14**), la máxima demanda de potencia en una hora determinada, son 10kWh. Por lo que esta tarifa sería suficiente para no interrumpir el servicio en el caso de que se produjera una incidencia en la generación fotovoltaica, y además proporcionaría energía de la red eléctrica con bastante margen para que en la estación de invierno no cese en ningún momento el servicio ofrecido (como podemos ver en la **Gráfica 5** solo se demandan 6kWh como máximo de la red eléctrica en esa semana de invierno).

3.8 GANANCIAS TOTALES ANUALES DEL SISTEMA

Una vez calculados los ingresos que proporciona el servicio de recarga y el ahorro que generan los excedentes, se va a calcular las ganancias totales anuales que genera el sistema. En cuanto a los excedentes de energía se ha introducido un decremento anual de la eficiencia de los equipos del 5%. Se han introducido también unos costes de O&M anuales correspondientes con el 1% de la inversión inicial y suponiendo una inflación del 2%. En la siguiente tabla podemos ver estas ganancias anuales del año 1 al año 7 de puesta en marcha del sistema.

Ganancias totales anuales								
	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	TOTAL
Ingresos Servicio	15,549.60 €	4,989.60 €	4,989.60 €	4,989.60 €	4,989.60 €	4,989.60 €	4,989.60 €	45,487.20 €
Ahorro por excedentes de PV	5,540.76 €	5,513.06 €	5,485.49 €	5,458.07 €	5,430.78 €	5,403.62 €	5,376.60 €	38,208.39 €
Costes de O & M	-697.21 €	-711.15 €	-725.38 €	-739.88 €	-754.68 €	-769.77 €	-785.17 €	-5,183.24 €
Total	20,393.16 €	9,791.51 €	9,749.72 €	9,707.78 €	9,665.70 €	9,623.45 €	9,581.04 €	78,512.35 €

Tabla 19. Ganancias totales anuales del sistema.

Podemos ver que, a los 7 años, se generan unas ganancias de **78,512.35€**, superando a la inversión inicial del sistema (**69,720.81€**). Resultado que se considera muy positivo, teniendo en cuenta que no solo se está presentando un proyecto sostenible para el medioambiente, sino que también se están presentando un proyecto rentable y con unos beneficios económicos muy interesantes para la Escuela.

3.9 LCOE (LEVELIZED COST OF ELECTRICITY)

A continuación, se va a proceder a calcular el LCOE, este índice nos da el precio del kWh generado por nuestro sistema, con el fin de compararlo con el precio que costaría si nos lo suministrara la red eléctrica. Es una manera de comprobar si la inversión en nuestro sistema merece la pena, desde el punto de vista de generación energética. Teniendo en cuenta la inversión inicial (I), los costes de O&M (Ct), la depreciación (DEP), la tasa de descuento de nuestro país (r), la tasa de impuesto corporativa (TR) y la energía anual que genera nuestro sistema (Et), lo calculamos con esta fórmula:

$$LCOE = \frac{I + \sum_{t=1}^T \frac{C_t \times (1 - TR)}{(1 + r)^t} - \sum_{t=1}^T \frac{DEP_t \times TR}{(1 + r)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{E_t}{(1 + r)^t}} = 0.11\text{€/kWh}$$

Con nuestra inversión inicial ya calculada (I=69,720.81€), asumiendo unos costes de O&M del 1% de esta última (Ct=697.208€), con una TR del 25%, una tasa de descuento del 5.2%, y teniendo en cuenta una vida útil de nuestro sistema de 30 años, con una depreciación lineal, el resultado del LCOE es 0.11€/kWh.

Este precio del kWh de nuestro sistema es un 26.6% más bajo que el que paga la Escuela (0.15€). Este es un resultado muy positivo para el cálculo de viabilidad del sistema, dado que hay que tener en cuenta que en este cálculo no están incluidos los ingresos del servicio, ni el ahorro energético que producen los excedentes. Por tanto, abstrayendo solo las variables de generación de energía e inversión económica, el sistema seguiría siendo viable.

3.10 BENEFICIOS MEDIOAMBIENTALES.

Como ya se ha comentado en los apartados anteriores, los beneficios de este tipo de proyectos no deben ser solo económicos. Tenemos que tener en cuenta la cantidad de beneficios medioambientales y sociales de este tipo de proyectos. Uno de estos beneficios sería la eliminación de emisiones nocivas que producen las fuentes de generación convencionales (carbón, gas natural, nuclear, etc). Estas emisiones las conforman sobre todo los subproductos de la combustión: CO2, SO2, NOx y residuos radiactivos. Por tanto, se han calculado la estimación de emisiones evitadas de estos gases y residuos, con los datos la producción anual del sistema propuesto. Se pueden ver en la siguiente tabla:

Estimación de las emisiones evitadas anuales		
Fuente	Emisiones/kWh	Emisión Evitada
CO ₂	0.174 kg/kWh	7.56 tons
SO ₂	0.366 g/kWh	15.90 Kg
NO _x	0.261 g/kWh	11.34 Kg
Residuos Radioactivos	0.00240 cm ³ /kWh	104.31 cm ³

Tabla 20. Estimación de emisiones evitadas anuales.

Como podemos ver, a pesar de la potencia de este sistema se puede considerar como media-baja (inferiores de 100kWp), los números son bastantes relevantes, sobretodo tratándose de CO₂, que se han estimado cifras que llegan a toneladas.

Además, este proyecto en concreto, tiene el valor añadido de fomentar el transporte mediante el vehículo eléctrico ofreciendo el servicio de recarga en la escuela. Gracias a este sistema de transporte conseguimos evitar una inmensa cantidad de emisiones día a día, lo que hace que los beneficios medioambientales de este proyecto sean totalmente considerables.

4 CONCLUSIONES Y LÍNEAS FUTURAS

4.1.1 Conclusiones

Una vez expuestos todos los resultados, se puede decir que los objetivos del proyecto se han cumplido. Se ha proporcionado una simulación del comportamiento energético del sistema, una propuesta de solución comercial y análisis del sistema completo, un cálculo de los costes y beneficios del servicio de recarga a ofrecer. Todo esto conforman una información de calidad y utilidad cuyo principal destinatario es la UPM, para ayudar a acometer proyectos de investigación e inversiones futuras similares a esta.

Los proyectos de este tipo tienen un conjunto de importantes beneficios, como lo son la sostenibilidad del planeta, y la responsabilidad social, no tan fáciles de cuantificar como lo son los aspectos económicos. Y además de haber presentado un proyecto repleto de ese tipo de beneficios no tan cuantificables, se está presentando un sistema rentable y atractivo desde el punto de vista de inversión económica. Para así, convertir a la UPM en un referente en España en lo que a Smart Buildings se refiere.

Como ya se dijo en la introducción del proyecto, es necesario un cambio inminente en nuestros modelos de generación de energía y de transporte, para conseguir preservar la sostenibilidad del planeta. Con este proyecto se ha querido demostrar que, con una planificación y unos recursos relativamente accesibles, se puede acometer un proyecto rentable y sostenible para el medioambiente

4.1.2 Líneas futuras

Las líneas futuras de este proyecto son diversas. Por un lado, se puede plantear la replicación del sistema en la propia escuela, en otras zonas de los distintos parkings. Precedido de un estudio de posibles emplazamientos, como se ha realizado con este mismo proyecto. También se podría extender este proyecto a otras escuelas de la UPM, siguiendo la metodología utilizada en este proyecto. Este sería un importante paso para la universidad para mostrarse como un referente en el marco de las estrategias para la mejora de la sostenibilidad en la UPM. Además, este tipo de proyectos es idóneo para implantar en edificios del sector terciario que cuenten con instalaciones de parking al aire libre. El horario laboral de este tipo de edificios, facilitan el almacenaje de energía los fines de semana y eso da muchas posibilidades para la implementación de servicios de recarga durante las jornadas laborales y para el ahorro energético que pueden producir los excedentes de energía.

Por otro lado, otra de las líneas futuras relacionadas con este proyecto, es el intercambio de energía entre particulares (P2P) que se puede realizar a partir de tecnologías en pleno desarrollo como el Blockchain. En este proyecto se ha propuesto utilizar los excedentes de energía para alimentar parte de la demanda energética que tiene la Escuela y así calcular un ahorro económico. Esta aplicación es posible dado que los edificios de la escuela consumen una enorme cantidad de energía. Sin embargo, puede ser que, en otros sistemas similares, estos excedentes no tengan una aplicación tan directa, y se puede estudiar su venta. Actualmente la única solución de venta de excedentes en España es a la propia red eléctrica, por unos precios mucho más bajos que los precios por los que se compra la energía a esta. Sería muy interesante plantear la cesión de estos excedentes a otros edificios terciarios cercanos sin pasar por ningún intermediario regulador, y así conseguir un beneficio mutuo, por una parte, económico y por otra parte energético. Esto sería posible con las tecnologías mencionadas, y se está empezando a implantar en algunos países. La generación de energía renovables, tiene la especial característica de que no se puede controlar, y una de las principales claves de viabilidad de este tipo de proyectos, es aprovechar al máximo este tipo de excedentes.

5 BIBLIOGRAFÍA

- [1] http://www.pvsyst.com/images/pdf/PVsyst_Tutorials.pdf. *Manual de Aprendizaje PvSyst*.
- [2] <http://as-iberica.com/catalogodeproductos/lg-neon-2-2/>. *Catálogo de módulos*.
- [3] <http://circuitor.es/es/productos/recarga-inteligente-para-vehiculos-electricos>. *Catálogo Productos de recarga inteligente de vehículos eléctricos*.
- [4] <https://www.forbes.com/sites/sap/2017/12/19/3-ways-electric-vehicles-are-changing-everything/#386e9c757647> *SAP voice – 3 ways electric vehicles are changing everything*.
- [5] <http://www.fronius.com/es-es/spain/energia-solar/productos>. *Productos y soluciones*.
- [6] <https://www.sma.de/en/products/overview.html>. *SMA - Solar inverters*.
- [7] Alejandro Díaz-Guerra Fernández. *Gestión inteligente de sistemas fotovoltaicos híbridos para reducción del gasto de electricidad: caso de estudio de la ETSIT Telecomunicación UPM*. Universidad politécnica de Madrid.
- [8] Ignacio Garrido Botella. *Diseño y estudio de viabilidad de una propuesta de utilización de baterías de vehículos eléctricos como apoyo a la integración de energía fotovoltaica en la ETSI de Telecomunicación*.
- [9] <https://unef.es/informacion-sectorial/legislacion/>
- [10] <https://www.boe.es/boe/dias/2015/10/10/pdfs/BOE-A-2015-10927.pdf> *Real decreto de autoconsumo*.
- [11] AEMET. Agencia Estatal de Meteorología, 2017.
- [12] Estefanía Caamaño. *Análisis de emplazamientos: sombras*. Universidad Politécnica de Madrid
- [13] Estefanía Caamaño. *Calculos_RadiacionSolar_Sombras_2017.xlsx*
- [14] Ignacio Garrido Botella. *DatosMovilidadPDI_PAS_ETSI.xls*
- [15] E.T.S.I. Telecomunicación – Universidad Politécnica de Madrid. *Informe anual de gastos en electricidad de la ETSIT. Control_Electricidad.xlsx*.

[16] Oficina de Mantenimiento de la E.T.S.I. Telecomunicación - UPM. *Planos de la escuela (formato dwg)*.

[17] CREA ENERGY EXPERTS. *PV Grid Parity Monitor Comercial Sector 3rd issue. Calculation of the LCOE*.

[18]<https://www.saftbatteries.com/products-solutions/> *Products Solutions in Renewables and Microgrids*.

[19] WWF. *Observatorio de la electricidad Año 2016.pdf. Cálculo de las emisiones nocivas evitadas*

6 ANEXO

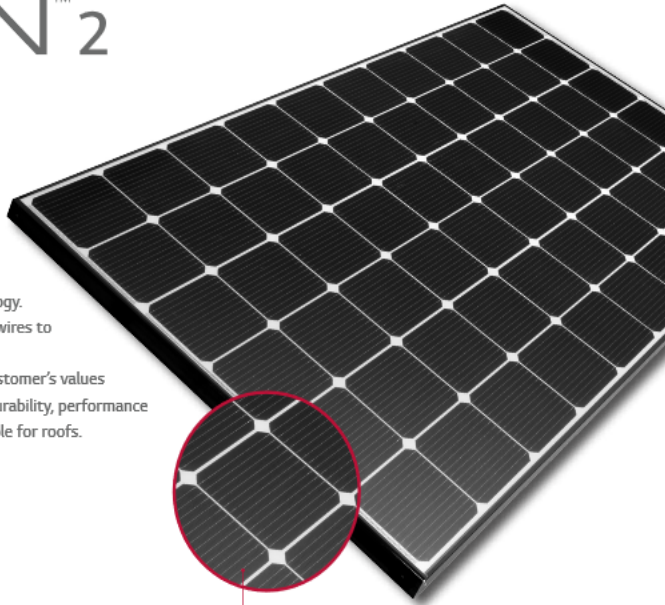
6.1 ANEXO 1

LG NeON™ 2

LG320N1C-G4 | LG315N1C-G4
LG310N1C-G4 | LG305N1C-G4

60 Cells

LG's new module, NeON™ 2, adopts CELLO technology. CELLO technology replaces 3 busbars with 12 thin wires to enhance power output and reliability. NeON™ 2 demonstrates LG's efforts to increase customer's values beyond efficiency. It features enhanced warranty, durability, performance under real environment, and aesthetic design suitable for roofs.



CELLO technology



KEY FEATURES



Enhanced Performance Warranty

LG NeON™ 2 has an enhanced performance warranty. The annual degradation has fallen from -0.7%/year to -0.6%/year. Even after 25 years, the cell guarantees 2.4% more output than the previous NeON™ modules.



Aesthetic Roof

LG NeON™ 2 has been designed with aesthetics in mind; thinner wires that appear all black at a distance. The product can increase the value of a property with its modern design.



Better Performance on a Sunny Day

LG NeON™ 2 now performs better on sunny days thanks to its improved temperature coefficient.



High Power Output

Compared with previous models, the LG NeON™ 2 has been designed to significantly enhance its output efficiency making it efficient even in limited space.



Outstanding Durability

With its newly reinforced frame design, LG has extended the warranty of the NeON™ 2 for an additional 2 years. Additionally, LG NeON™ 2 can endure a front load up to 6000 Pa, and a rear load up to 5400 Pa.



Double-Sided Cell Structure

The rear of the cell used in LG NeON™ 2 will contribute to generation, just like the front; the light beam reflected from the rear of the module is reabsorbed to generate a great amount of additional power.

About LG Electronics

LG Electronics is a global big player committed to expanding its operations with the solar market. The company first embarked on a solar energy source research program in 1983, supported by LG Group's vast experience in the semi-conductor, LCD, chemistry and materials industries. In 2010, LG Solar successfully released its first Mono® series to the market, which is now available in 32 countries. In 2013, the NeON™ (previous Mono® NeON) won the "Intarsolar Award", which demonstrates LG Solar's lead, innovation and commitment to the industry.

Mechanical Properties

Cells	6 x 10
Cell Vendor	LG
Cell Type	Monocrystalline / N-type
Cell Dimensions	156.75 x 156.75 mm
# of Buses	12 (Multi Wire Busbar)
Dimensions (L x W x H)	1640 x 1000 x 40 mm
Static Load	6000 Pa (snow load)
	5400 Pa (wind load)
Weight	17.0 ± 0.5 kg
Connector Type	MC4
Junction Box	IP67 with 3 Bypass Diodes
Length of Cables	2 x 1000 mm
Front cover	High Transmission Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminum

Certifications and Warranty

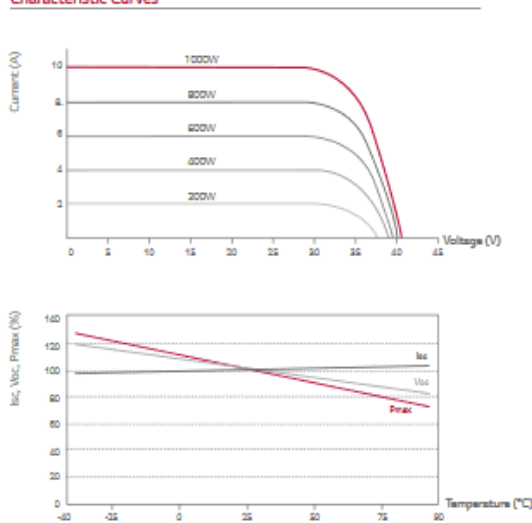
Certifications	IEC 61215, IEC 61730-1/-2
	ISO 9001, IEC 62716 (Ammonia Test)
	IEC 61701 (Salt Mist Corrosion Test)
Module Fire Performance	Class C
Product Warranty	12 Years
Output Warranty of Pmax (Measurement Tolerance ± 3%)	25 years linear warranty*

* 1) 1st year 98%, 2) After 2nd year 0.65% annual degradation, 3) 83.6% for 25 years

Temperature Coefficients

NOCT	46 ± 3 °C
Pmpp	-0.38 %/°C
Voc	-0.28 %/°C
Isc	0.03 %/°C

Characteristic Curves



Electrical Properties (STC*)

	320 W	315 W	310 W	305 W
MPP Voltage Vmpp (V)	33.6	33.2	32.8	32.5
MPP Current Impp (A)	9.53	9.50	9.45	9.39
Open Circuit Voltage Voc (V)	40.9	40.6	40.4	40.1
Short Circuit Current Isc (A)	10.05	10.02	9.96	9.93
Module Efficiency (%)	19.5	19.2	18.9	18.6
Operating Temperature (°C)	-40 - +90			
Maximum System Voltage (V)	1000			
Maximum Series Fuse Rating (A)	20			
Power Tolerance (%)	0 - +3			

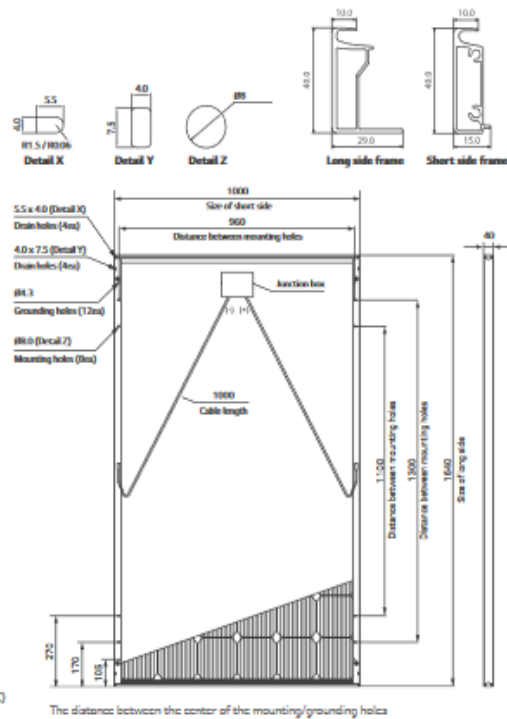
* STC (Standard Test Condition): Irradiance 1000 W/m², Module Temperature 25 °C, AM 1.5. The nominal power output is measured and determined by LG Electronics at its sole and absolute discretion. The typical change in module efficiency at 200 W/m² in relation to 1000 W/m² is -2.0%.

Electrical Properties (NOCT*)

	320 W	315 W	310 W	305 W
Maximum Power Pmax (W)	234	230	226	223
MPP Voltage Vmpp (V)	30.7	30.4	30.0	29.7
MPP Current Impp (A)	7.60	7.58	7.54	7.49
Open Circuit Voltage Voc (V)	37.9	37.6	37.4	37.1
Short Circuit Current Isc (A)	8.10	8.08	8.03	8.01

* NOCT (Nominal Operating Cell Temperature): Irradiance 800 W/m², ambient temperature 20 °C, wind speed 1 m/s

Dimensions (mm)



LG Electronics Deutschland GmbH
EU Solar Business Group
Berliner Straße 93
40880 Ratingen, Germany
E-Mail: solar@lg.de
www.lg-solar.com/uk

All details in this data sheet comply with DIN EN 50380.
Subject to errors and alterations.
Date: 06/2015
Document: DS-N1C-G4-EN-201506
Copyright © 2015 LG Electronics. All rights reserved.



6.2 ANEXO 2

SUNNY TRIPOWER
15000TL / 20000TL / 25000TL



Rentable

- Rendimiento máximo del 98,4 %

Seguro

- Descargador de sobretensión de CC integrable (DPS tipo II)

Flexible

- Tensión de entrada de CC hasta 1000 V
- Diseño de plantas perfecto gracias al concepto de multistring
- Pantalla opcional

Innovador

- Innovadoras funciones de gestión de red gracias a Integrated Plant Control
- Suministro de potencia reactiva las 24 horas del día (Q on Demand 24/7)

SUNNY TRIPOWER
15000TL / 20000TL / 25000TL

El especialista flexible para plantas comerciales y centrales fotovoltaicas de gran tamaño

El Sunny Tripower es el inversor ideal para plantas de gran tamaño en el sector comercial e industrial. Gracias a su rendimiento del 98,4 %, no solo garantiza unas ganancias excepcionalmente elevadas, sino que a través de su concepto de multistring combinado con un amplio rango de tensión de entrada también ofrece una alta flexibilidad de diseño y compatibilidad con muchos módulos fotovoltaicos disponibles.

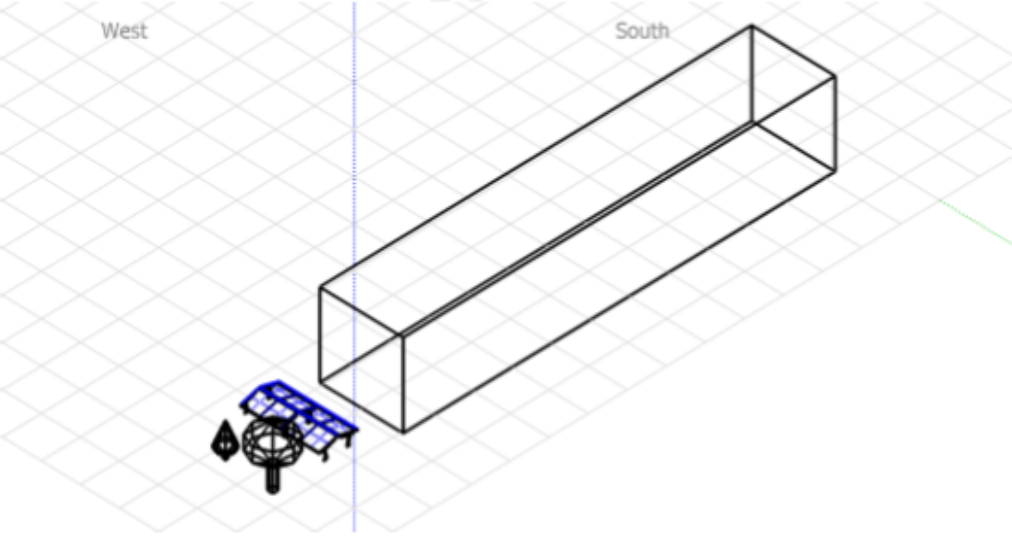
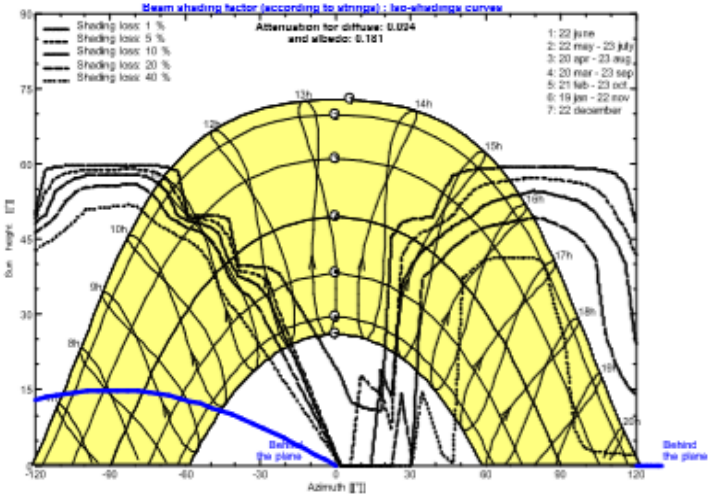
La integración de nuevas funciones de gestión de energía como, por ejemplo, Integrated Plant Control, que permite regular la potencia reactiva en el punto de conexión a la red tan solo por medio del inversor, es una firme apuesta de futuro. Esto permite prescindir de unidades de control de orden superior y reducir los costes del sistema. El suministro de potencia reactiva las 24 horas del día (Q on Demand 24/7) es otra de las novedades que ofrece.

Curva de rendimiento		Accesorios	
<p>Datos técnicos</p> <p>Entrada (CC)</p> <p>Potencia máxima de CC (con $\cos \varphi = 1$)/potencia asignada de CC</p> <p>Tensión de entrada máx.</p> <p>Rango de tensión MPP/tensión asignada de entrada</p> <p>Tensión de entrada mín./de inicio</p> <p>Corriente máx. de entrada, entradas: A/B</p> <p>Número de entradas de MPP independientes/strings por entrada de MPP</p> <p>Salida (CA)</p> <p>Potencia asignada (a 230 V, 50 Hz)</p> <p>Potencia máx. aparente de CA</p> <p>Tensión nominal de CA</p> <p>Rango de tensión de CA</p> <p>Frecuencia de red de CA/rango</p> <p>Frecuencia asignada de red/tensión asignada de red</p> <p>Corriente máx. de salida/corriente asignada de salida</p> <p>Factor de potencia a potencia asignada/Factor de desfase ajustable</p> <p>THD</p> <p>Fases de inyección/conexión</p> <p>Rendimiento</p> <p>Rendimiento máx./europeo</p> <p>Dispositivos de protección</p> <p>Punto de desconexión en el lado de entrada</p> <p>Monitorización de toma a tierra/de red</p> <p>Descargador de sobretensión de CC: DPS tipo II</p> <p>Protección contra polarización inversa de CC/resistencia al cortocircuito de CA/con separación galvánica</p> <p>Unidad de seguimiento de la corriente residual sensible a la corriente universal</p> <p>Clase de protección (según IEC 62109-1)/categoría de sobretensión (según IEC 62109-1)</p> <p>Datos generales</p> <p>Dimensiones (ancho/alto/fondo)</p> <p>Peso</p> <p>Rango de temperatura de servicio</p> <p>Emisión sonora, típica</p> <p>Autoconsumo nocturno</p> <p>Topología/principio de refrigeración</p> <p>Tipo de protección (según IEC 60529)</p> <p>Clase climática (según IEC 60721-3-4)</p> <p>Valor máximo permitido para la humedad relativa (sin condensación)</p> <p>Equipamiento / función / accesorios</p> <p>Conexión de CC/CA</p> <p>Pantalla</p> <p>Interfaz: RS485, Speedwire/Webconnect</p> <p>Interfaz de datos: SMA Modbus / SunSpec Modbus</p> <p>Relé multifunción/Power Control Module</p> <p>OptiTrack Global Peak/Integrated Plant Control/IQ on Demand 24/7</p> <p>Compatible con redes aisladas/con SMA Fuel Save Controller</p> <p>Garantía: 5/10/15/20 años</p> <p>Certificados y autorizaciones (otros a petición)</p>		<p>Sunny Tripower 20000TL</p> <p>20440 W/20440 W</p> <p>1000 V</p> <p>320 V a 800 V/600 V</p> <p>150 V/188 V</p> <p>33 A/33 A</p> <p>2/A:3; B:3</p> <p>20000 W</p> <p>20000 VA</p> <p>3 / N / PE; 220 V / 380 V</p> <p>3 / N / PE; 230 V / 400 V</p> <p>3 / N / PE; 240 V / 415 V</p> <p>180 V a 280 V</p> <p>50 Hz/44 Hz a 55 Hz</p> <p>60 Hz/54 Hz a 65 Hz</p> <p>50 Hz/230 V</p> <p>29 A/29 A</p> <p>1/0 inductivo a 0 capacitivo</p> <p>≤ 3%</p> <p>3/3</p> <p>98,4%/98,0%</p> <p>● ●/● ○ ●/●/- ● I / AC III; DC II</p> <p>661/682/264 mm (26,0/26,9/10,4 in)</p> <p>61 kg (134,48 lb)</p> <p>-25 °C a +60 °C (-13 °F a +140 °F)</p> <p>51 dB(A)</p> <p>1 W</p> <p>Sin transformador/OptiCool</p> <p>IP65</p> <p>4K4H</p> <p>100%</p> <p>SUNCLIX/Borne de conexión por resorte</p> <p>○ ○/● ●/● ○/○ ●/●/● ●/● ●/○/○/○</p> <p>ANRE 30, AS 4777, BDEW 2008, C10/11.2012, CE, CEI 0-16, CEI 0-21, EN 50438-2013*, G59/3, IEC 60068-3, IEC 61727, IEC 62109-1/2, IEC 62116, IEC 62118, IEC 62119, IEC 62120, IEC 62121, IEC 62122, IEC 62123, IEC 62124, IEC 62125, IEC 62126, IEC 62127, IEC 62128, IEC 62129, IEC 62130, IEC 62131, IEC 62132, IEC 62133, IEC 62134, IEC 62135, IEC 62136, IEC 62137, IEC 62138, IEC 62139, IEC 62140, IEC 62141, IEC 62142, IEC 62143, IEC 62144, IEC 62145, IEC 62146, IEC 62147, IEC 62148, IEC 62149, IEC 62150, IEC 62151, IEC 62152, IEC 62153, IEC 62154, IEC 62155, IEC 62156, IEC 62157, IEC 62158, IEC 62159, IEC 62160, IEC 62161, IEC 62162, IEC 62163, IEC 62164, IEC 62165, IEC 62166, IEC 62167, IEC 62168, IEC 62169, IEC 62170, IEC 62171, IEC 62172, IEC 62173, IEC 62174, IEC 62175, IEC 62176, IEC 62177, IEC 62178, IEC 62179, IEC 62180, IEC 62181, IEC 62182, IEC 62183, IEC 62184, IEC 62185, IEC 62186, IEC 62187, IEC 62188, IEC 62189, IEC 62190, IEC 62191, IEC 62192, IEC 62193, IEC 62194, IEC 62195, IEC 62196, IEC 62197, IEC 62198, IEC 62199, IEC 62200, IEC 62201, IEC 62202, IEC 62203, IEC 62204, IEC 62205, IEC 62206, IEC 62207, IEC 62208, IEC 62209, IEC 62210, IEC 62211, IEC 62212, IEC 62213, IEC 62214, IEC 62215, IEC 62216, IEC 62217, IEC 62218, IEC 62219, IEC 62220, IEC 62221, IEC 62222, IEC 62223, IEC 62224, IEC 62225, IEC 62226, IEC 62227, IEC 62228, IEC 62229, IEC 62230, IEC 62231, IEC 62232, IEC 62233, IEC 62234, IEC 62235, IEC 62236, IEC 62237, IEC 62238, IEC 62239, IEC 62240, IEC 62241, IEC 62242, IEC 62243, IEC 62244, IEC 62245, IEC 62246, IEC 62247, IEC 62248, IEC 62249, IEC 62250, IEC 62251, IEC 62252, IEC 62253, IEC 62254, IEC 62255, IEC 62256, IEC 62257, IEC 62258, IEC 62259, IEC 62260, IEC 62261, IEC 62262, IEC 62263, IEC 62264, IEC 62265, IEC 62266, IEC 62267, IEC 62268, IEC 62269, IEC 62270, IEC 62271, IEC 62272, IEC 62273, IEC 62274, IEC 62275, IEC 62276, IEC 62277, IEC 62278, IEC 62279, IEC 62280, IEC 62281, IEC 62282, IEC 62283, IEC 62284, IEC 62285, IEC 62286, IEC 62287, IEC 62288, IEC 62289, IEC 62290, IEC 62291, IEC 62292, IEC 62293, IEC 62294, IEC 62295, IEC 62296, IEC 62297, IEC 62298, IEC 62299, IEC 62300, IEC 62301, IEC 62302, IEC 62303, IEC 62304, IEC 62305, IEC 62306, IEC 62307, IEC 62308, IEC 62309, IEC 62310, IEC 62311, IEC 62312, IEC 62313, IEC 62314, IEC 62315, IEC 62316, IEC 62317, IEC 62318, IEC 62319, IEC 62320, IEC 62321, IEC 62322, IEC 62323, IEC 62324, IEC 62325, IEC 62326, IEC 62327, IEC 62328, IEC 62329, IEC 62330, IEC 62331, IEC 62332, IEC 62333, IEC 62334, IEC 62335, IEC 62336, IEC 62337, IEC 62338, IEC 62339, IEC 62340, IEC 62341, IEC 62342, IEC 62343, IEC 62344, IEC 62345, IEC 62346, IEC 62347, IEC 62348, IEC 62349, IEC 62350, IEC 62351, IEC 62352, IEC 62353, IEC 62354, IEC 62355, IEC 62356, IEC 62357, IEC 62358, IEC 62359, IEC 62360, IEC 62361, IEC 62362, IEC 62363, IEC 62364, IEC 62365, IEC 62366, IEC 62367, IEC 62368, IEC 62369, IEC 62370, IEC 62371, IEC 62372, IEC 62373, IEC 62374, IEC 62375, IEC 62376, IEC 62377, IEC 62378, IEC 62379, IEC 62380, IEC 62381, IEC 62382, IEC 62383, IEC 62384, IEC 62385, IEC 62386, IEC 62387, IEC 62388, IEC 62389, IEC 62390, IEC 62391, IEC 62392, IEC 62393, IEC 62394, IEC 62395, IEC 62396, IEC 62397, IEC 62398, IEC 62399, IEC 62400, IEC 62401, IEC 62402, IEC 62403, IEC 62404, IEC 62405, IEC 62406, IEC 62407, IEC 62408, IEC 62409, IEC 62410, IEC 62411, IEC 62412, IEC 62413, IEC 62414, IEC 62415, IEC 62416, IEC 62417, IEC 62418, IEC 62419, IEC 62420, IEC 62421, IEC 62422, IEC 62423, IEC 62424, IEC 62425, IEC 62426, IEC 62427, IEC 62428, IEC 62429, IEC 62430, IEC 62431, IEC 62432, IEC 62433, IEC 62434, IEC 62435, IEC 62436, IEC 62437, IEC 62438, IEC 62439, IEC 62440, IEC 62441, IEC 62442, IEC 62443, IEC 62444, IEC 62445, IEC 62446, IEC 62447, IEC 62448, IEC 62449, IEC 62450, IEC 62451, IEC 62452, IEC 62453, IEC 62454, IEC 62455, IEC 62456, IEC 62457, IEC 62458, IEC 62459, IEC 62460, IEC 62461, IEC 62462, IEC 62463, IEC 62464, IEC 62465, IEC 62466, IEC 62467, IEC 62468, IEC 62469, IEC 62470, IEC 62471, IEC 62472, IEC 62473, IEC 62474, IEC 62475, IEC 62476, IEC 62477, IEC 62478, IEC 62479, IEC 62480, IEC 62481, IEC 62482, IEC 62483, IEC 62484, IEC 62485, IEC 62486, IEC 62487, IEC 62488, IEC 62489, IEC 62490, IEC 62491, IEC 62492, IEC 62493, IEC 62494, IEC 62495, IEC 62496, IEC 62497, IEC 62498, IEC 62499, IEC 62500, IEC 62501, IEC 62502, IEC 62503, IEC 62504, IEC 62505, IEC 62506, IEC 62507, IEC 62508, IEC 62509, IEC 62510, IEC 62511, IEC 62512, IEC 62513, IEC 62514, IEC 62515, IEC 62516, IEC 62517, IEC 62518, IEC 62519, IEC 62520, IEC 62521, IEC 62522, IEC 62523, IEC 62524, IEC 62525, IEC 62526, IEC 62527, IEC 62528, IEC 62529, IEC 62530, IEC 62531, IEC 62532, IEC 62533, IEC 62534, IEC 62535, IEC 62536, IEC 62537, IEC 62538, IEC 62539, IEC 62540, IEC 62541, IEC 62542, IEC 62543, IEC 62544, IEC 62545, IEC 62546, IEC 62547, IEC 62548, IEC 62549, IEC 62550, IEC 62551, IEC 62552, IEC 62553, IEC 62554, IEC 62555, IEC 62556, IEC 62557, IEC 62558, IEC 62559, IEC 62560, IEC 62561, IEC 62562, IEC 62563, IEC 62564, IEC 62565, IEC 62566, IEC 62567, IEC 62568, IEC 62569, IEC 62570, IEC 62571, IEC 62572, IEC 62573, IEC 62574, IEC 62575, IEC 62576, IEC 62577, IEC 62578, IEC 62579, IEC 62580, IEC 62581, IEC 62582, IEC 62583, IEC 62584, IEC 62585, IEC 62586, IEC 62587, IEC 62588, IEC 62589, IEC 62590, IEC 62591, IEC 62592, IEC 62593, IEC 62594, IEC 62595, IEC 62596, IEC 62597, IEC 62598, IEC 62599, IEC 62600, IEC 62601, IEC 62602, IEC 62603, IEC 62604, IEC 62605, IEC 62606, IEC 62607, IEC 62608, IEC 62609, IEC 62610, IEC 62611, IEC 62612, IEC 62613, IEC 62614, IEC 62615, IEC 62616, IEC 62617, IEC 62618, IEC 62619, IEC 62620, IEC 62621, IEC 62622, IEC 62623, IEC 62624, IEC 62625, IEC 62626, IEC 62627, IEC 62628, IEC 62629, IEC 62630, IEC 62631, IEC 62632, IEC 62633, IEC 62634, IEC 62635, IEC 62636, IEC 62637, IEC 62638, IEC 62639, IEC 62640, IEC 62641, IEC 62642, IEC 62643, IEC 62644, IEC 62645, IEC 62646, IEC 62647, IEC 62648, IEC 62649, IEC 62650, IEC 62651, IEC 62652, IEC 62653, IEC 62654, IEC 62655, IEC 62656, IEC 62657, IEC 62658, IEC 62659, IEC 62660, IEC 62661, IEC 62662, IEC 62663, IEC 62664, IEC 62665, IEC 62666, IEC 62667, IEC 62668, IEC 62669, IEC 62670, IEC 62671, IEC 62672, IEC 62673, IEC 62674, IEC 62675, IEC 62676, IEC 62677, IEC 62678, IEC 62679, IEC 62680, IEC 62681, IEC 62682, IEC 62683, IEC 62684, IEC 62685, IEC 62686, IEC 62687, IEC 62688, IEC 62689, IEC 62690, IEC 62691, IEC 62692, IEC 62693, IEC 62694, IEC 62695, IEC 62696, IEC 62697, IEC 62698, IEC 62699, IEC 62700, IEC 62701, IEC 62702, IEC 62703, IEC 62704, IEC 62705, IEC 62706, IEC 62707, IEC 62708, IEC 62709, IEC 62710, IEC 62711, IEC 62712, IEC 62713, IEC 62714, IEC 62715, IEC 62716, IEC 62717, IEC 62718, IEC 62719, IEC 62720, IEC 62721, IEC 62722, IEC 62723, IEC 62724, IEC 62725, IEC 62726, IEC 62727, IEC 62728, IEC 62729, IEC 62730, IEC 62731, IEC 62732, IEC 62733, IEC 62734, IEC 62735, IEC 62736, IEC 62737, IEC 62738, IEC 62739, IEC 62740, IEC 62741, IEC 62742, IEC 62743, IEC 62744, IEC 62745, IEC 62746, IEC 62747, IEC 62748, IEC 62749, IEC 62750, IEC 62751, IEC 62752, IEC 62753, IEC 62754, IEC 62755, IEC 62756, IEC 62757, IEC 62758, IEC 62759, IEC 62760, IEC 62761, IEC 62762, IEC 62763, IEC 62764, IEC 62765, IEC 62766, IEC 62767, IEC 62768, IEC 62769, IEC 62770, IEC 62771, IEC 62772, IEC 62773, IEC 62774, IEC 62775, IEC 62776, IEC 62777, IEC 62778, IEC 62779, IEC 62780, IEC 62781, IEC 62782, IEC 62783, IEC 62784, IEC 62785, IEC 62786, IEC 62787, IEC 62788, IEC 62789, IEC 62790, IEC 62791, IEC 62792, IEC 62793, IEC 62794, IEC 62795, IEC 62796, IEC 62797, IEC 62798, IEC 62799, IEC 62800, IEC 62801, IEC 62802, IEC 62803, IEC 62804, IEC 62805, IEC 62806, IEC 62807, IEC 62808, IEC 62809, IEC 62810, IEC 62811, IEC 62812, IEC 62813, IEC 62814, IEC 62815, IEC 62816, IEC 62817, IEC 62818, IEC 62819, IEC 62820, IEC 62821, IEC 62822, IEC 62823, IEC 62824, IEC 62825, IEC 62826, IEC 62827, IEC 62828, IEC 62829, IEC 62830, IEC 62831, IEC 62832, IEC 62833, IEC 62834, IEC 62835, IEC 62836, IEC 62837, IEC 62838, IEC 62839, IEC 62840, IEC 62841, IEC 62842, IEC 62843, IEC 62844, IEC 62845, IEC 62846, IEC 62847, IEC 62848, IEC 62849, IEC 62850, IEC 62851, IEC 62852, IEC 62853, IEC 62854, IEC 62855, IEC 62856, IEC 62857, IEC 62858, IEC 62859, IEC 62860, IEC 62861, IEC 62862, IEC 62863, IEC 62864, IEC 62865, IEC 62866, IEC 62867, IEC 62868, IEC 62869, IEC 62870, IEC 62871, IEC 62872, IEC 62873, IEC 62874, IEC 62875, IEC 62876, IEC 62877, IEC 62878, IEC 62879, IEC 62880, IEC 62881, IEC 62882, IEC 62883, IEC 62884, IEC 62885, IEC 62886, IEC 62887, IEC 62888, IEC 62889, IEC 62890, IEC 62891, IEC 62892, IEC 62893, IEC 62894, IEC 62895, IEC 62896, IEC 62897, IEC 62898, IEC 62899, IEC 62900, IEC 62901, IEC 62902, IEC 62903, IEC 62904, IEC 62905, IEC 62906, IEC 62907, IEC 62908, IEC 62909, IEC 62910, IEC 62911, IEC 62912, IEC 62913, IEC 62914, IEC 62915, IEC 62916, IEC 62917, IEC 62918, IEC 62919, IEC 62920, IEC 62921, IEC 62922, IEC 62923, IEC 62924, IEC 62925, IEC 62926, IEC 62927, IEC 62928, IEC 62929, IEC 62930, IEC 62931, IEC 62932, IEC 62933, IEC 62934, IEC 62935, IEC 62936, IEC 62937, IEC 62938, IEC 62939, IEC 62940, IEC 62941, IEC 62942, IEC 62943, IEC 62944, IEC 62945, IEC 62946, IEC 62947, IEC 62948, IEC 62949, IEC 62950, IEC 62951, IEC 62952, IEC 62953, IEC 62954, IEC 62955, IEC 62956, IEC 62957, IEC 62958, IEC 62959, IEC 62960, IEC 62961, IEC 62962, IEC 62963, IEC 62964, IEC 62965, IEC 62966, IEC 62967, IEC 62968, IEC 62969, IEC 62970, IEC 62971, IEC 62972, IEC 62973, IEC 62974, IEC 62975, IEC 62976, IEC 62977, IEC 62978, IEC 62979, IEC 62980, IEC 62981, IEC 62982, IEC 62983, IEC 62984, IEC 62985, IEC 62986, IEC 62987, IEC 62988, IEC 62989, IEC 62990, IEC 62991, IEC 62992, IEC 62993, IEC 62994, IEC 62995, IEC 62996, IEC 62997, IEC 62998, IEC 62999, IEC 63000, IEC 63001, IEC 63002, IEC 63003, IEC 63004, IEC 63005, IEC 63006, IEC 63007, IEC 63008, IEC 63009, IEC 63010, IEC 63011, IEC 63012, IEC 63013, IEC 63014, IEC 63015, IEC 63016, IEC 63017, IEC 63018, IEC 63019, IEC 63020, IEC 63021, IEC 63022, IEC 63023, IEC 63024, IEC 63025, IEC 63026, IEC 63027, IEC 63028, IEC 63029, IEC 63030, IEC 63031, IEC 63032, IEC 63033, IEC 63034, IEC 63035, IEC 63036, IEC 63037, IEC 63038, IEC 63039, IEC 63040, IEC 63041, IEC 63042, IEC 63043, IEC 63044, IEC 63045, IEC 63046, IEC 63047, IEC 63048, IEC 63049, IEC 63050, IEC 63051, IEC 63052, IEC 63053, IEC 63054, IEC 63055, IEC 63056, IEC 63057, IEC 63058, IEC 63059, IEC 63060, IEC 63061, IEC 63062, IEC 63063, IEC 63064, IEC 63065, IEC 63066, IEC 63067, IEC 63068, IEC 63069, IEC 63070, IEC 63071, IEC 63072, IEC 63073, IEC 63074, IEC 63075, IEC 63076, IEC 63077, IEC 63078, IEC 63079, IEC 63080, IEC 63081, IEC 63082, IEC 63083, IEC 63084, IEC 63085, IEC 63086, IEC 63087, IEC 63088, IEC 63089, IEC 63090, IEC 63091, IEC 63092, IEC 63093, IEC 63094, IEC 63095, IEC 63096, IEC 63097, IEC 63098, IEC 63099, IEC 63100, IEC 63101, IEC 63102, IEC 63103, IEC 63104, IEC 63105, IEC 63106, IEC 63107, IEC 63108, IEC 63109, IEC 63110, IEC 63111, IEC 63112, IEC 63113, IEC 63114, IEC 63115, IEC 63116, IEC 63117, IEC 63118, IEC 63119, IEC 63120, IEC 63121, IEC 63122, IEC 63123, IEC 63124, IEC 63125, IEC 63126, IEC 63127, IEC 63128, IEC 63129, IEC 63130, IEC 63131, IEC 63132, IEC 63133, IEC 63134, IEC 63135, IEC 63136, IEC 63137, IEC 63138, IEC 63139, IEC 63140, IEC 63141, IEC 63142, IEC 63143, IEC 63144, IEC 63145, IEC 63146, IEC 63147, IEC 63148, IEC 63149, IEC 63150, IEC 63151, IEC 63152, IEC 63153, IEC 63154, IEC 63155, IEC 63156, IEC 63157, IEC 63158, IEC 63159, IEC 63160, IEC 63161, IEC 63162, IEC 63163, IEC 63164, IEC 63165, IEC 63166, IEC 63167, IEC 63168, IEC 63169, IEC 63170, IEC 63171, IEC 63172, IEC 63173, IEC 63174, IEC 63175, IEC 63176, IEC 63177, IEC 63178, IEC 63179, IEC 63180, IEC 63181, IEC 63182, IEC 63183, IEC 63184, IEC 63185, IEC 63186, IEC 63187, IEC 63188, IEC 63189, IEC 63190, IEC 63191, IEC 63192, IEC 63193, IEC 63194, IEC 63195, IEC 63196, IEC 63197, IEC 63198, IEC 63199, IEC 63200, IEC 63201, IEC 63202, IEC 63203, IEC 63204, IEC 63205, IEC 63206, IEC 63207, IEC 63208, IEC 63209, IEC 63210, IEC 63211, IEC 63212, IEC 63213, IEC 63214, IEC 63215, IEC 63216, IEC 63217, IEC 63218, IEC 63219, IEC 63220, IEC 63221, IEC 63222, IEC 63223, IEC 63224, IEC 63225, IEC 63226, IEC 63227, IEC 63228, IEC 63229, IEC 63230, IEC 63231, IEC 63232, IEC 63233, IEC 63234, IEC 63235, IEC 63236, IEC 63237, IEC 63238, IEC 63239, IEC 63240, IEC 63241, IEC 63242, IEC 63243, IEC 63244, IEC 63245, IEC 63246, IEC 63247, IEC 63248, IEC 63249, IEC 63250, IEC 63251, IEC 63252, IEC 63253, IEC 63254, IEC 63255, IEC 63256, IEC 63257, IEC 63258, IEC 63259, IEC 63260, IEC 63261, IEC 63262, IEC 63263, IEC 63264, IEC 63265, IEC 63266, IEC 63267, IEC 63268, IEC 63269, IEC 63270, IEC 63271, IEC 63272, IEC 63273, IEC 63274, IEC 63275, IEC 63276, IEC 63277, IEC 63278, IEC 63279, IEC 63280, IEC 63281, IEC 63282, IEC 63283, IEC 63284, IEC 63285, IEC 63286, IEC 63287, IEC 63288, IEC 63289, IEC 63290, IEC 63291, IEC 63292, IEC 63293, IEC 63294, IEC</p>	

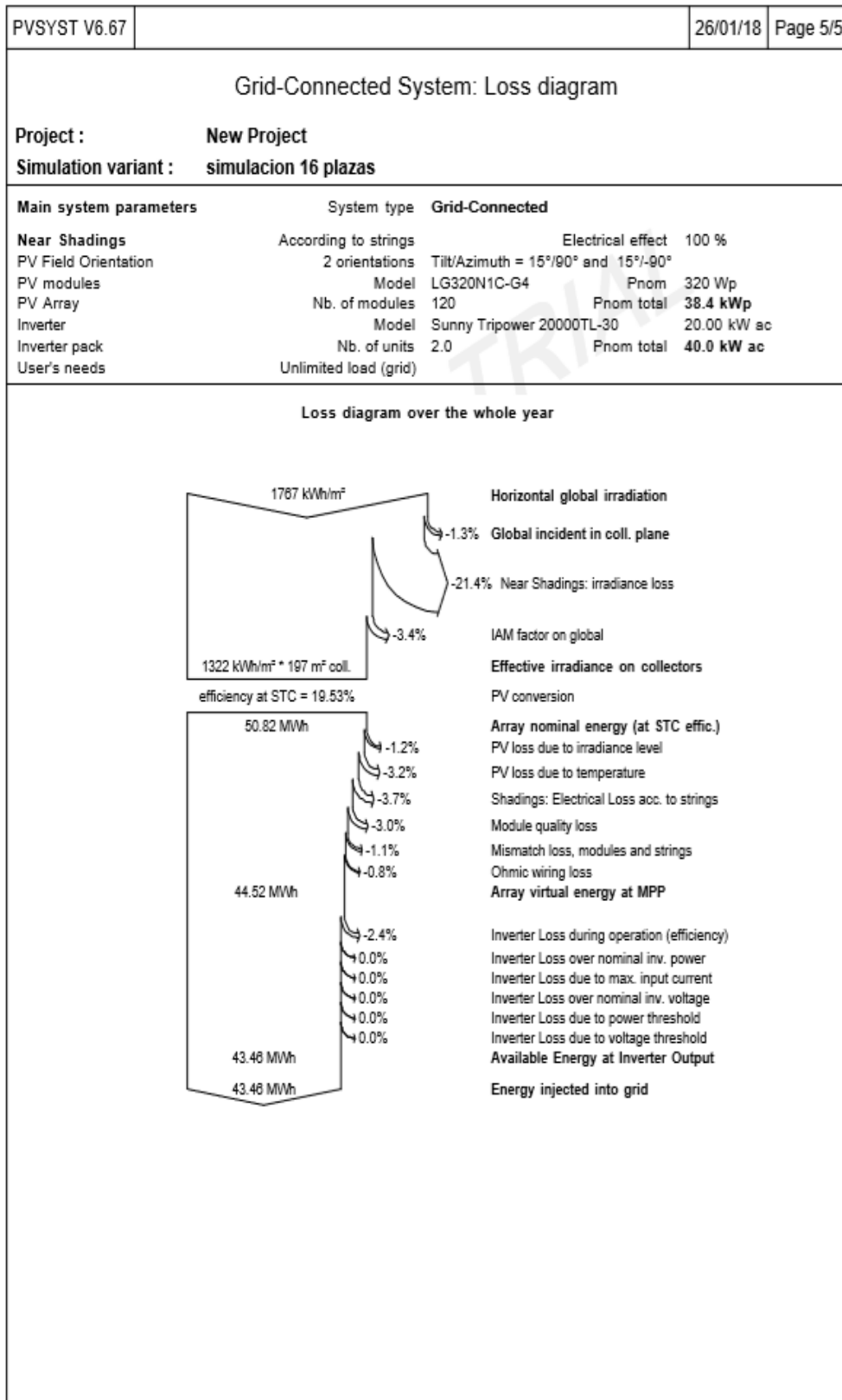
6.3 Anexo 3

PVSYST V6.67		26/01/18	Page 1/5
Grid-Connected System: Simulation parameters			
Project :	New Project		
Geographical Site	Madrid	Country	Spain
Situation	Latitude 40.45° N	Longitude	-3.72° W
Time defined as	Legal Time Time zone UT+1	Altitude	665 m
Meteo data:	Albedo 0.20	ETSIT UPM PVGIS CM SAF, satélite 1998-2011 - Síntesis	
Simulation variant :	simulacion 16 plazas		
	Simulation date	26/01/18 20h08	
Simulation parameters			
2 orientations	Tilts/Azimuths	15°/90° and 15°/-90°	
Models used	Transposition	Perez	Diffuse Perez, Meteonorm
Horizon	Free Horizon		
Near Shadings	According to strings	Electrical effect	100 %
PV Arrays Characteristics (2 kinds of array defined)			
PV module	Si-mono	Model	LG320N1C-G4
Original PVsyst database	Manufacturer	Lg Electronics	
Sub-array "Sub-generador #1"	Orientation	#1	Tilt/Azimuth 15°/90°
Number of PV modules	In series	15 modules	In parallel 4 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	60	Unit Nom. Power 320 Wp
Array global power	Nominal (STC)	19.20 kWp	At operating cond. 17.67 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	465 V	I mpp 38 A
Sub-array "Sub-generador #2"	Orientation	#2	Tilt/Azimuth 15°/-90°
Number of PV modules	In series	15 modules	In parallel 4 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	60	Unit Nom. Power 320 Wp
Array global power	Nominal (STC)	19.20 kWp	At operating cond. 17.67 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	465 V	I mpp 38 A
Total	Arrays global power	Nominal (STC)	38 kWp
	Module area		197 m²
		Total	120 modules
		Cell area	177 m²
Inverter			
	Model	Sunny Tripower 20000TL-30	
Original PVsyst database	Manufacturer	SMA	
Characteristics	Operating Voltage	320-800 V	Unit Nom. Power 20.0 kWac
Sub-array "Sub-generador #1"	Nb. of inverters	2 * MPPT 50 %	Total Power 20 kWac
Sub-array "Sub-generador #2"	Nb. of inverters	2 * MPPT 50 %	Total Power 20 kWac
Total	Nb. of inverters	2	Total Power 40 kWac
PV Array loss factors			
Thermal Loss factor	Uc (const)	29.0 W/m²K	Uv (wind) 0.0 W/m²K / m/s
Wiring Ohmic Loss	Array#1	199 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC
	Array#2	199 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC
	Global		Loss Fraction 1.5 % at STC
Module Quality Loss			Loss Fraction 3.0 %
Module Mismatch Losses			Loss Fraction 1.0 % at MPP
Strings Mismatch loss			Loss Fraction 0.10 %
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Param. 0.05

PVsyst Evaluation mode

PVSYST V6.67		26/01/18	Page 3/5																																					
Grid-Connected System: Near shading definition																																								
Project : New Project Simulation variant : simulacion 16 plazas																																								
<table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 30%;">Main system parameters</td> <td style="width: 30%;">System type</td> <td colspan="2">Grid-Connected</td> </tr> <tr> <td>Near Shadings</td> <td>According to strings</td> <td>Electrical effect</td> <td>100 %</td> </tr> <tr> <td>PV Field Orientation</td> <td>2 orientations</td> <td>Tilt/Azimuth =</td> <td>15°/90° and 15°/-90°</td> </tr> <tr> <td>PV modules</td> <td>Model</td> <td>LG320N1C-G4</td> <td>Pnom</td> <td>320 Wp</td> </tr> <tr> <td>PV Array</td> <td>Nb. of modules</td> <td>120</td> <td>Pnom total</td> <td>38.4 kWp</td> </tr> <tr> <td>Inverter</td> <td>Model</td> <td>Sunny Tripower 20000TL-30</td> <td></td> <td>20.00 kW ac</td> </tr> <tr> <td>Inverter pack</td> <td>Nb. of units</td> <td>2.0</td> <td>Pnom total</td> <td>40.0 kW ac</td> </tr> <tr> <td>User's needs</td> <td>Unlimited load (grid)</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </table>				Main system parameters	System type	Grid-Connected		Near Shadings	According to strings	Electrical effect	100 %	PV Field Orientation	2 orientations	Tilt/Azimuth =	15°/90° and 15°/-90°	PV modules	Model	LG320N1C-G4	Pnom	320 Wp	PV Array	Nb. of modules	120	Pnom total	38.4 kWp	Inverter	Model	Sunny Tripower 20000TL-30		20.00 kW ac	Inverter pack	Nb. of units	2.0	Pnom total	40.0 kW ac	User's needs	Unlimited load (grid)			
Main system parameters	System type	Grid-Connected																																						
Near Shadings	According to strings	Electrical effect	100 %																																					
PV Field Orientation	2 orientations	Tilt/Azimuth =	15°/90° and 15°/-90°																																					
PV modules	Model	LG320N1C-G4	Pnom	320 Wp																																				
PV Array	Nb. of modules	120	Pnom total	38.4 kWp																																				
Inverter	Model	Sunny Tripower 20000TL-30		20.00 kW ac																																				
Inverter pack	Nb. of units	2.0	Pnom total	40.0 kW ac																																				
User's needs	Unlimited load (grid)																																							
Perspective of the PV-field and surrounding shading scene																																								
																																								
Iso-shadings diagram																																								
<p>New Project</p> <p>Beam shading factor (according to strings) ; iso-shading curves</p> <p>Attenuation for diffuse: 0.024 and albedo: 0.181</p>  <p> Shading loss: 1 % Shading loss: 5 % Shading loss: 10 % Shading loss: 20 % Shading loss: 40 % </p> <p> 1: 22 June 2: 22 May - 23 July 3: 20 Apr - 23 Aug 4: 20 Mar - 23 Sep 5: 21 Feb - 23 Oct 6: 19 Jan - 22 Nov 7: 22 December </p> <p> Sun height [°] Azimuth [°] </p> <p>Behind the plane</p>																																								
PVSyst Evaluation mode																																								

PVSYST V6.67	26/01/18	Page 4/5																																																																																																																														
Grid-Connected System: Main results																																																																																																																																
Project :	New Project																																																																																																																															
Simulation variant :	simulacion 16 plazas																																																																																																																															
Main system parameters	System type	Grid-Connected																																																																																																																														
Near Shadings	According to strings	Electrical effect 100 %																																																																																																																														
PV Field Orientation	2 orientations	Tilt/Azimuth = 15°/90° and 15°/-90°																																																																																																																														
PV modules	Model	LG320N1C-G4 Pnom 320 Wp																																																																																																																														
PV Array	Nb. of modules	120 Pnom total 38.4 kWp																																																																																																																														
Inverter	Model	Sunny Tripower 20000TL-30 20.00 kW ac																																																																																																																														
Inverter pack	Nb. of units	2.0 Pnom total 40.0 kW ac																																																																																																																														
User's needs	Unlimited load (grid)																																																																																																																															
Main simulation results	System Production	Produced Energy 43.46 MWh/year Specific prod. 1132 kWh/kWp/year																																																																																																																														
	Performance Ratio PR	64.91 %																																																																																																																														
<div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="width: 45%;"> <p>Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 38.4 kWp</p> <p>Legend: ■ Lc : Collection Loss (PV-array losses) 1.6 kWh/kWp/day ■ Ls : System Loss (inverter, ...) 0.08 kWh/kWp/day ■ Yl : Produced useful energy (inverter output) 3.1 kWh/kWp/day</p> </div> <div style="width: 45%;"> <p>Performance Ratio PR</p> <p>PR : Performance Ratio (Yl / W) : 0.649</p> </div> </div> <p style="text-align: center;">simulacion 16 plazas Balances and main results</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>GlobHor kWh/m²</th> <th>DiffHor kWh/m²</th> <th>T Amb °C</th> <th>GlobInc kWh/m²</th> <th>GlobEff kWh/m²</th> <th>EArray MWh</th> <th>E_Grid MWh</th> <th>PR</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>January</td><td>64.2</td><td>27.59</td><td>4.60</td><td>64.0</td><td>49.5</td><td>1.771</td><td>1.725</td><td>0.702</td></tr> <tr><td>February</td><td>86.8</td><td>32.12</td><td>5.00</td><td>85.5</td><td>66.0</td><td>2.347</td><td>2.292</td><td>0.698</td></tr> <tr><td>March</td><td>144.2</td><td>57.66</td><td>8.60</td><td>142.1</td><td>107.5</td><td>3.760</td><td>3.676</td><td>0.674</td></tr> <tr><td>April</td><td>166.5</td><td>63.27</td><td>12.40</td><td>163.7</td><td>122.5</td><td>4.216</td><td>4.119</td><td>0.655</td></tr> <tr><td>May</td><td>205.2</td><td>69.78</td><td>16.40</td><td>203.0</td><td>154.0</td><td>5.196</td><td>5.076</td><td>0.651</td></tr> <tr><td>June</td><td>231.0</td><td>62.37</td><td>21.40</td><td>227.7</td><td>176.0</td><td>5.770</td><td>5.634</td><td>0.644</td></tr> <tr><td>July</td><td>248.3</td><td>49.66</td><td>25.70</td><td>244.1</td><td>186.7</td><td>5.980</td><td>5.835</td><td>0.623</td></tr> <tr><td>August</td><td>216.7</td><td>49.84</td><td>25.30</td><td>213.7</td><td>158.7</td><td>5.161</td><td>5.036</td><td>0.614</td></tr> <tr><td>September</td><td>160.8</td><td>43.42</td><td>20.50</td><td>159.2</td><td>116.9</td><td>3.886</td><td>3.793</td><td>0.620</td></tr> <tr><td>October</td><td>114.1</td><td>41.07</td><td>14.70</td><td>112.8</td><td>85.3</td><td>2.916</td><td>2.848</td><td>0.658</td></tr> <tr><td>November</td><td>70.8</td><td>29.03</td><td>8.90</td><td>69.9</td><td>53.9</td><td>1.889</td><td>1.840</td><td>0.686</td></tr> <tr><td>December</td><td>58.6</td><td>25.19</td><td>5.00</td><td>58.0</td><td>45.5</td><td>1.630</td><td>1.587</td><td>0.713</td></tr> <tr><td>Year</td><td>1767.1</td><td>550.99</td><td>14.10</td><td>1743.6</td><td>1322.3</td><td>44.523</td><td>43.462</td><td>0.649</td></tr> </tbody> </table> <p>Legends: GlobHor Horizontal global irradiation DiffHor Horizontal diffuse irradiation T Amb Ambient Temperature GlobInc Global incident in coll. plane GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings EArray Effective energy at the output of the array E_Grid Energy injected into grid PR Performance Ratio</p>				GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR	January	64.2	27.59	4.60	64.0	49.5	1.771	1.725	0.702	February	86.8	32.12	5.00	85.5	66.0	2.347	2.292	0.698	March	144.2	57.66	8.60	142.1	107.5	3.760	3.676	0.674	April	166.5	63.27	12.40	163.7	122.5	4.216	4.119	0.655	May	205.2	69.78	16.40	203.0	154.0	5.196	5.076	0.651	June	231.0	62.37	21.40	227.7	176.0	5.770	5.634	0.644	July	248.3	49.66	25.70	244.1	186.7	5.980	5.835	0.623	August	216.7	49.84	25.30	213.7	158.7	5.161	5.036	0.614	September	160.8	43.42	20.50	159.2	116.9	3.886	3.793	0.620	October	114.1	41.07	14.70	112.8	85.3	2.916	2.848	0.658	November	70.8	29.03	8.90	69.9	53.9	1.889	1.840	0.686	December	58.6	25.19	5.00	58.0	45.5	1.630	1.587	0.713	Year	1767.1	550.99	14.10	1743.6	1322.3	44.523	43.462	0.649
	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR																																																																																																																								
January	64.2	27.59	4.60	64.0	49.5	1.771	1.725	0.702																																																																																																																								
February	86.8	32.12	5.00	85.5	66.0	2.347	2.292	0.698																																																																																																																								
March	144.2	57.66	8.60	142.1	107.5	3.760	3.676	0.674																																																																																																																								
April	166.5	63.27	12.40	163.7	122.5	4.216	4.119	0.655																																																																																																																								
May	205.2	69.78	16.40	203.0	154.0	5.196	5.076	0.651																																																																																																																								
June	231.0	62.37	21.40	227.7	176.0	5.770	5.634	0.644																																																																																																																								
July	248.3	49.66	25.70	244.1	186.7	5.980	5.835	0.623																																																																																																																								
August	216.7	49.84	25.30	213.7	158.7	5.161	5.036	0.614																																																																																																																								
September	160.8	43.42	20.50	159.2	116.9	3.886	3.793	0.620																																																																																																																								
October	114.1	41.07	14.70	112.8	85.3	2.916	2.848	0.658																																																																																																																								
November	70.8	29.03	8.90	69.9	53.9	1.889	1.840	0.686																																																																																																																								
December	58.6	25.19	5.00	58.0	45.5	1.630	1.587	0.713																																																																																																																								
Year	1767.1	550.99	14.10	1743.6	1322.3	44.523	43.462	0.649																																																																																																																								
PVsyst Evaluation mode																																																																																																																																



6.4 Anexo 4

Sistemas de Recarga Inteligente para Vehículos Eléctricos



URBAN

Postes para recarga exterior



Descripción

Los postes para exterior deben resistir a las diversas condiciones ambientales y posibles actos vandálicos, toda vez que deben simplificar el proceso de instalación y mantenimiento para los operadores. Con los postes URBAN se ha conseguido reducir el tiempo de instalación y simplificar las tareas de operación y mantenimiento.

Los equipos URBAN facilitan las tareas de recarga a los distintos usuarios de VE, incorporando todas las protecciones eléctricas necesarias para garantizar una plena seguridad en el interior de un cuerpo metálico de aluminio. Pueden disponer de tomas Tipo II y/o tomas Schuko en diversas combinaciones, posibilitando la recarga en Modo 1-2 y Modo 3 en función de la configuración escogida.

La serie consta de dos gamas distintas; la básica URBAN 10, pensada para ubicaciones en las que se precise de cargadores con operativa Plug&Charge en aplicaciones sencillas en las que tan sólo se requiera de recarga simplificada; y la serie Smart URBAN 20 para aplicaciones complejas donde se necesite ofrecer las máximas prestaciones que exige el mercado, se precise de gestión y monitorización con control remoto o integrarse en plataformas de gestión basadas en el protocolo OCPP 1.5.

Aplicaciones

Los postes URBAN son especialmente adecuados para todo tipo de aparcamientos en intemperie. Sus aplicaciones se extienden desde plazas en vía pública, grandes superficies, aeropuertos, empresas de venta y alquiler de vehículos, aparcamientos privados, etc.

Características técnicas

Conexión	Tipo de conector	Tipo II (según IEC 62196-2) ó Schuko
	Tipo de carga	Carga en Modo 1 / 2 (Schuko) Carga en Modo 3 (según IEC 61851-1)
Características eléctricas	Tensión de entrada	230 Vc.a. / 400 Vc.a.
	Tolerancia	±10%
	Frecuencia de entrada	50...60 Hz
	Tensión de salida	230 Vc.a. / 400 Vc.a.
	Corriente máxima de salida	16 A / 32 A según tipo
	Rango de potencia de salida	3,6 / 7,2 / 22 kW
Protecciones eléctricas	Medida de potencia (Urban 20)	Contador (MID Clase 1 EN 50470-3)
	Medida de energía (Urban 20)	Contador (MID Clase 1 EN 50470-3)
	Protección diferencial	RCD Tipo A (30 mA) RCD Tipo A (30 mA) con reconexión automática (opcional) RCD Tipo B (opcional)
	Protección magnetotérmica	MCB (curva C)
Interfaz	Balza luminosa	Indicación luminosa de estado de carga RGB
	Control de acceso (URBAN 20)	Tarjeta sistema RFID
	Frecuencia de trabajo RFID (URBAN 20)	ISO / IEC 14443A/B MIFARE Classic / DESFire EV1 ISO 15692 / ECMA-340 NFC 13,56 MHz
Comunicaciones (Urban 20)	Lector RFID (URBAN 20)	ISO 14443 A
	Tipo	Ethernet, 3G (opcional)
Características constructivas	Protocolo	OCPP, XML
	Envoltorio	Aluminio y plástico ABS
	Dimensiones	450 mm x 290 mm x 1950 mm
	Peso	55 kg
	Grado protección mecánica	IK 10
	Grado protección	IP 54
Seguridad	Fijación	Fijación al suelo con 4 pernos
	Categoría III – 300 Vc.a. (EN 61010)	Protección contra choque eléctrico por doble aislamiento clase II
Normas	EN 61851-1 : 2001 parte1, IEC 61000, IEC 60364-4-41, IEC 61008-1, IEC 60884-1, IEC 60529, IEC 61010, UNE-EN55011, ISO 14443A	



Sistemas de Recarga Inteligente para Vehículos Eléctricos

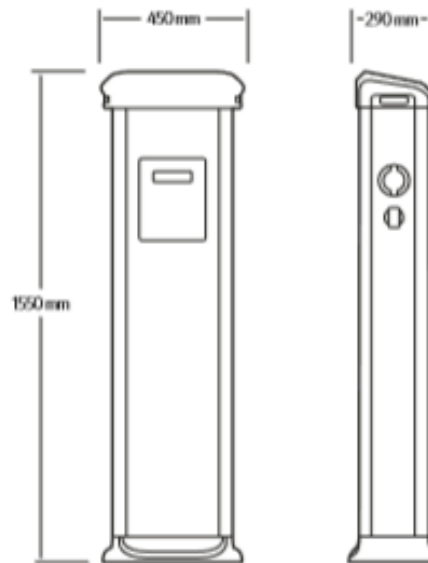
URBAN

Postes para recarga exterior

Referencias

Tipo	Código	Nº conectores	Tipo conector	Alimentación	Características eléctricas
URBAN M11	V10610	1	Tipo II	Monofásica	230 V _{ca} , 32 A, 7,2 kW
URBAN T11	V10611	1	Tipo II	Trifásica	400 V _{ca} , 32 A, 22 kW
URBAN M12	V10612	2	Tipo II, Tipo II	Monofásica Monofásica	230 V _{ca} , 32 A, 7,2 kW 230 V _{ca} , 32 A, 7,2 kW
URBAN T12	V10613	2	Tipo II, Tipo II	Trifásica Trifásica	400 V _{ca} , 32 A, 22 kW 400 V _{ca} , 32 A, 22 kW
URBAN T12-MIX	V10614	2	Tipo II, Schuko	Trifásica Monofásica	400 V _{ca} , 32 A, 22 kW 230 V _{ca} , 16 A, 3,6 kW
URBAN M21	V10620	1	Tipo II	Monofásica	230 V _{ca} , 32 A, 7,2 kW
URBAN T21	V10621	1	Tipo II	Trifásica	400 V _{ca} , 32 A, 22 kW
URBAN M22	V10622	2	Tipo II, Tipo II	Monofásica Monofásica	230 V _{ca} , 32 A, 7,2 kW 230 V _{ca} , 32 A, 7,2 kW
URBAN T22	V10623	2	Tipo II, Tipo II	Trifásica Trifásica	400 V _{ca} , 32 A, 22 kW 400 V _{ca} , 32 A, 22 kW
URBAN T22-C2	V10626	2	Tipo II cable, Tipo II cable	Trifásica Trifásica	400 V _{ca} , 32 A, 22 kW 400 V _{ca} , 32 A, 22 kW
URBAN T24-MIX	V10627	2	Tipo II / Schuko, Tipo II / Schuko	Trifásica / Monofásica Trifásica / Monofásica	400 V _{ca} , 32 A, 22 kW / 230 V _{ca} , 16 A, 3,6 kW 400 V _{ca} , 32 A, 22 kW / 230 V _{ca} , 16 A, 3,6 kW

Dimensiones



6.5 Anexo 5

Intensium® Smart 58M – Indoor

Medium power lithium-ion energy storage system

Saft's Intensium® Smart 58M is a storage system in two double-side cabinets designed for community energy storage and smart-building applications requiring medium power capability from any state of charge, high efficiency and long lifetime.

Built with proven Saft NCA Li-ion technology, Saft's Intensium Smart is a fully integrated storage system, providing high operational reliability over thousands of cycles with excellent energy efficiency. Its modular design based on 29 Synerion® 24M modules in series allows a power rating above 100kW and an energy rating above 50kWh, which is a typical sizing for smart-buildings and community energy storage.

Applications

- Community energy storage: Load peak shaving, management of feeder congestion, voltage regulation, black-out management, islanding
- Smart-buildings: self-consumption (PV, CHP), energy shifting, price arbitrage

Features

- Field-proven NCA Li-ion technology (15 years' experience)
- Advanced industrial design offering highest safety and robustness
- 20 years design life with daily cycles at 60% depth of discharge
- Sophisticated battery management system composed of one Battery Management Module (BMM)
 - Monitoring and control of voltage at temperature at cell level
 - Real time calculation of charge and discharge current limits
 - Real time calculation of SOC using temperature, aging, voltage and currents
 - Balancing of State of Charge (SOC) between strings
 - Alarms and faults management (contactor opening rules)
 - Indication of State of Health (SOH) of the system integrating cycling and calendar aging
 - Black box registering alarms and number of cycles



Nominal characteristics at + 25°C/+ 77°F	
Voltage (V)	730
Capacity (C/5) (Ah)	84
Rated energy (C/5) (kWh)	58
Continuous discharge power (kW)	110
Continuous charge power (kW)	60
Mechanical characteristics	
Width (mm)	1200
Height (mm)	1450
Length (mm)	850
Weight (kg)	820
Electrical characteristics at + 25°C/+ 77°F	
Minimum Voltage (V)	609
Maximum Voltage (V)	812
Maximum continuous discharge current (A)	200 (180 if several Intensium Smart in parallel)
Maximum continuous recharge current (A)	82
Discharge time at nominal power (h)	0.5
Recharge time at nominal power (h)	1
Insulation resistance (1000 V – DC)	>100 MΩ
Dielectric	3 kV rms
Operating conditions	
Operating temperature	0°C to 40°C (32°F to 104°F)
Cycle efficiency (one way)	>95%
Self-discharge	≤5% per month
Calendar lifetime at + 25°C/+ 77°F	>20 years



Benefits

- Flexibility to provide both power and energy functions
- Best energy efficiency of all electrochemical technologies (better than 95%)
- Easy system integration: compatible with most power conversion systems in the market
- Excellent flexibility: possible to reduce number of modules inside the cabinets and to upscale energy and power by paralleling multiple Intensium Smart
- Low maintenance
- Diagnostic interface available

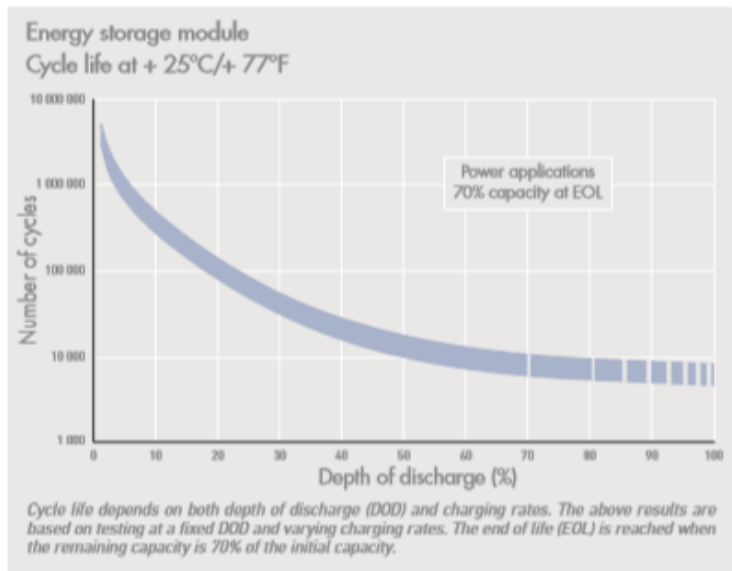
Functional characteristics

- High power capability
- Well suited for highly dynamic charge/discharge profiles from any state of charge
- Outstanding calendar and cycle life
- Stable internal resistance
- High energy density cells
- High charge retention

Safety

- Safety driven design guarantees safe behavior in case of abuse usage
 - cell level: shutdown effect separator, mechanical venting to release gases, materials selected to resist high temperatures
 - module level: electronic board for voltage and temperature monitoring, cells balancing and structural protection to avoid heat propagation
 - string level: BMM with both circuit breaker and contactor to manage short-circuits, over-currents, over-temperature and over-voltages
- Stringent qualification processes
- Safe handling of battery modules during maintenance because of low voltage modules (24 V)

Storage conditions	
Storage temperature	-30°C to 70°C (-22°F to +158°F)
Storage time	6 months
Maximum altitude	3000 m above sea level
Maximum relative humidity	95% (non-condensing)
Compliance to standards	
Cell safety	UL 1642
Module safety	EN 50178 / IEC 60950
EMC	IEC 62 040-2 Cat C1 and C3
Cabinet protection class	IP 20
Vibrations and shocks	IEC 60721-3-3 (class 3M4 and 3M2 respectively)
Seismic	IEEE 693 high level
Environment	IEC 62093 (indoor conditioned)
Transport classification	UN 3480 - Class 9
Transport regulation compliance	UN 3480 - ST/SG/AC.10/11 Rev 5 § 38.3
Marking	CE
Directives	ROHS, REACH, WEEE
Manufacturing plants	ISO 9001, QS 9000 and ISO 14000



Saft
Industrial Battery Group
12, rue Sadi Carnot
93170 Bagnolet - France
Tel : +33 1 49 93 19 18
Fax : +33 1 49 93 19 64
www.saftbatteries.com

Doc No: 21867-2-0115
Edition: January 2015
Data in this document is subject to change without notice and becomes contractual only after written confirmation.
Société par Actions Simplifiée au capital de 31 944 000 €
RCS Bobigny B 383 703 873
Produced in the UK by Arthur Associates Limited