



UNIVERSITAT DE
BARCELONA

Comparativa Entre Sistemas De Alimentación Y Su Viabilidad Técnico-Económica Del Modelo Idealizado: “Renting De Baterías”

Autor: Osmar Geovanni Lema Caicedo

Tutor: Cristian Fabrega Gallego

Curso académico: 2019-2020

Máster en Energías Renovables y
Sostenibilidad Energética

Dos Campus d'Excel·lència Internacional:



Agradecimientos.

A Dios, por otorgarme las bendiciones necesarias en los momentos más propicios de mi vida.

A mi esposa, quien me impulsó y apoyó a seguir este master.

A mis padres y hermano, por estar siempre presentes, alentándome para que logre mis metas.

A mi tutor, por haberme guiado y asesorado para el cometimiento de este trabajo.

Contenido

1	Introducción	4
2	Objetivos.	4
3	Metodología.....	4
4	Alcances del modelo y características de su implantación.	5
4.1	Mercado objetivo.....	5
4.2	Alcances.....	5
4.3	Investigación de mercado	5
4.3.1	Opciones actualmente disponibles en el mercado europeo.	6
5	Modelo “Renting de Baterías”	7
6	Dimensionamiento de electrolinerías.....	7
7	Sistemas de alimentación para carga de baterías.....	10
7.1	Generación fotovoltaica.....	10
7.1.1	Localidad	10
7.1.2	Paneles fotovoltaicos	11
7.1.3	Cargadores o controladores de carga DC/DC.....	11
7.1.4	Régimen de carga de las baterías para el sistema FV	11
7.1.5	Dimensionamiento de planta fotovoltaica (FV)	12
7.1.6	Configuración del “Array” (formación de la matriz de paneles)	12
7.1.7	Evaluación de la producción de energía fotovoltaica.	13
7.1.8	Aspectos económicos: generación fotovoltaica.....	14
7.2	Generación eólica.....	15
7.2.1	Tratamiento estadístico de los datos de viento	16
7.2.2	Variación de las características del viento con la altura	18
7.2.3	Densidad de potencial eólica media disponible.....	20
7.2.4	Selección de aerogenerador.....	21
7.2.5	Evaluación de la producción de energía del aerogenerador.....	21
7.2.6	Cargadores o convertidores AC/DC.....	23
7.2.7	Régimen de carga de las baterías para el sistema eólico.....	24
7.2.8	Aspectos económicos: generación eólica.	24
8	Comparativa económica:	25
8.1	Evaluación del coste de la energía producida.....	25
9	Conclusiones.....	27
10	Referencias Bibliográficas	28

Anexos.....	I
Anexo #1: Hoja técnica Paneles solares	II
Anexo #2: Hoja técnica Controladores de carga Aplicaciones solares Off-Grid	III
Anexo #3: Iteración ángulo óptimo.....	IV
Anexo #4: Simulación de producción anual con PV-GIS	VI
Anexo #5: Simulación de sistema Off-Grid con PV-GIS.....	VII
Anexo #6: Memoria de cálculo de parque eólico	VIII
Anexo #7: Hoja técnica Aerogenerador	IX
Anexo #7: Hoja técnica Convertidor / controlador de carga.....	XI
Anexo #9: Memoria de cálculo de Proyecto “Renting de Baterías” & Estudio Económico	XII
Resumen.....	i
Abstract	ii

1 Introducción

La incorporación y puesta en vigor del Acuerdo de París, el cual busca como objetivo principal la mitigación de las consecuencias del cambio climático tomando como punto clave la reducción de las emisiones de gases efecto invernadero debidas a la actividad antropogénica, sin comprometer el crecimiento económico de los países participantes de este convenio, implicando hacia una transición energética a la electrificación, donde se enfatice reducir la dependencia actual de la economía a los combustibles fósiles con secuelas extraordinarias en la sociedad.

La electrificación como tal busca que la energía en forma de electricidad llegue a cada sector productivo y a cada uno de los habitantes del planeta. Teniendo como uno de sus mayores problemas el hecho que la electricidad no se puede almacenar a gran escala o en aspectos económicamente rentables, obligando que se genere al mismo tiempo en que se consume.

Conjuntamente, uno de los desafíos mayores para la electrificación será la adopción de esta en el sector del transporte, motivo por el cual, las preocupaciones de las instituciones nacionales y organismos europeos en general están focalizadas en encontrar una solución para lograr una cohesión definitiva y sustentable entre la electrificación y el sector transporte.

A la actualidad y con el avance de la tecnología, se propone al vehículo eléctrico como eslabón y lograr la unificación antes descrita en pro del cometimiento de los objetivos planteados en el acuerdo de París, considerando siempre la conformación y origen de la electricidad (Mix eléctrico según el país) usada para alimentar al automóvil eléctrico. (Teske 2011)

Paralelamente, con la propuesta del vehículo eléctrico surge el problema antes puntualizado, respecto al almacenamiento de la electricidad, para el cual nace el modelo idealizado "Renting de Baterías", radicado en considerar a la batería como un recipiente de la energía, similar a los tanques a presión de GLP, siendo el contenedor como tal, intercambiable y donde el usuario solo cubre el coste por la cantidad de energía contenida.

2 Objetivos.

El presente trabajo de fin de máster tiene como objetivo realizar una comparativa entre sistemas de alimentación y su viabilidad técnico-económica para modelo idealizado: "Renting de Baterías", aplicado a una zona de estudio.

3 Metodología.

Se considera principalmente las siguientes premisas:

- Tecnologías por evaluar: solar fotovoltaica y eólica, las cuales se usarán para generación de energía necesaria para sostener el modelo descrito y sus costes de inversión
- Se considera un futuro muy probable, donde el parque automotor principalmente estará compuesto de vehículos eléctricos con la capacidad estandarizada de recambio de su batería.
- Se definirán escenarios aplicados al modelo del mercado en estudio.
- Identificación de posibles barreras tecnológicas en la ejecución del proyecto.

4 Alcances del modelo y características de su implantación.

4.1 Mercado objetivo.

Para este trabajo se ha tomado a la ciudad de Zaragoza-España (Comunidad Autónoma de Aragón) como mercado objetivo para el estudio de viabilidad del proyecto “Renting de Baterías”, en la zona industrial cercana al aeropuerto.

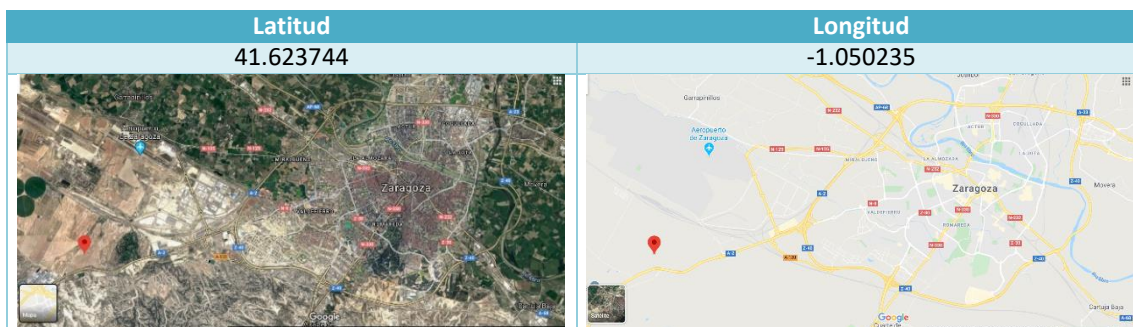


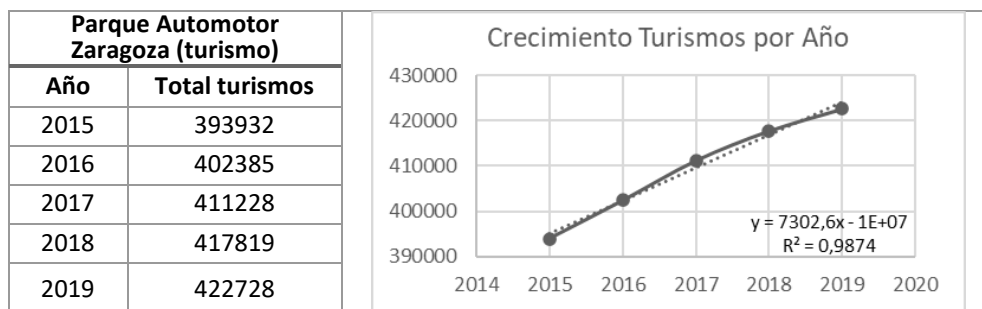
Ilustración 1: Ubicación del proyecto.

4.2 Alcances

Este proyecto está conformado por un “Centro de Distribución”, en el cual, las baterías recibirán su ciclo de carga para su posterior envío a las “estaciones de servicio” (tipo electrolineras) donde se hará el cambio de baterías a los usuarios. Para su dimensionamiento, se ha considerado que los vehículos eléctricos constan de la capacidad de intercambio de sus baterías. Sin embargo, para los análisis vertidos en este escrito se han tomado datos reales de la localidad seleccionada y de su estadística de clima, parque automotor, tráfico, entre otros.

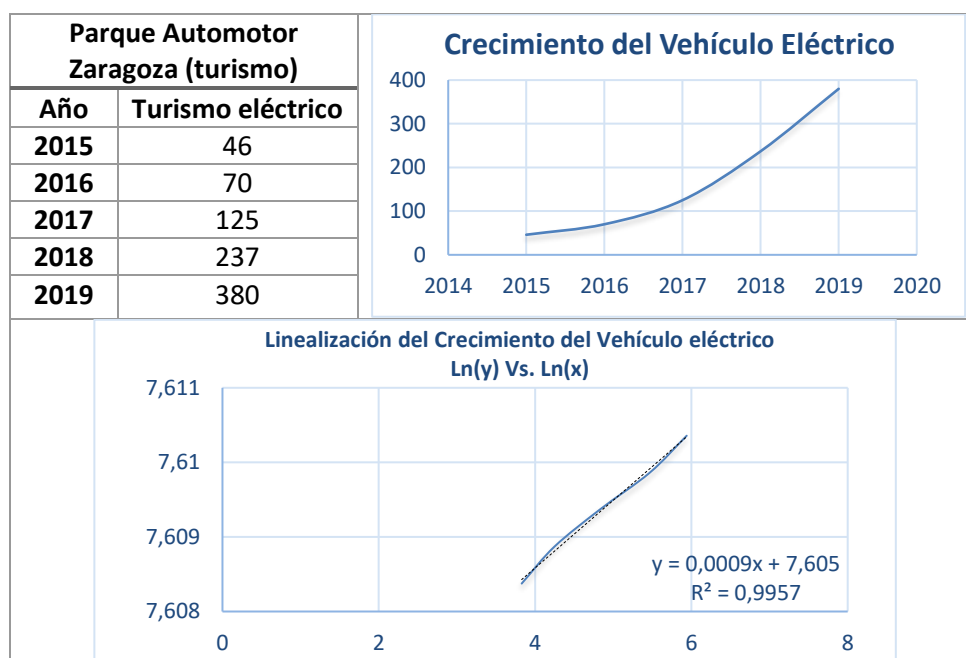
4.3 Investigación de mercado

La provincia de Zaragoza cuenta con un amplio parque automotor, donde solo se ha considerado el tipo turismo en este trabajo, el cual ha ido en aumento con tendencia aparentemente lineal, datos tomados desde el 2015 al 2019 de la Dirección General de Tráfico (DGT ESPAÑA 2019).



Gráfica 1: Crecimiento anual del parque automotor de Zaragoza

Conjuntamente, se ha analizado la penetración de vehículos eléctricos dentro de la clase “turismo” (DGT ESPAÑA 2019), donde se vio que a la actualidad, la opción eléctrica no está significativamente difundida en el mercado, pero que tiene una tendencia de crecimiento potencial en los últimos años, lo que lleva a concluir que esta tecnología tiene una aceptación buena entre los consumidores y la consideración de tener un parque automotor compuesto mayoritariamente de vehículos eléctricos a futuro, no es alejado de la realidad.



Gráfica 2: Crecimiento y tendencia del vehículo eléctrico en Zaragoza.

Por otro lado, se observó una pequeña tendencia creciente de los consumidores por seleccionar la subcategoría “urbano/sedan” de los vehículos tipo turismo, mismas que se clasifican según su cilindrada en “Urbano/Sedan” & “Crossover/SUV”:

Clasificación de los Vehículos Tipo Turismo								
Año	Urbano/Sedan				Crossover/SUV			
	Hasta 1199 c.c.	1200-1599 c.c.	Total Urbano/Sedan	Peso en el mercado	1600-1999 c.c.	> 1999 c.c.	Total Crossover/SUV	Peso en el mercado
2015	33485	147217	180702	45,9%	170735	42495	213230	54,1%
2016	36660	153294	189954	47,2%	169469	42962	212431	52,8%
2017	40529	158781	199310	48,5%	168592	43326	211918	51,5%
2018	45575	162899	208474	49,9%	166176	43169	209345	50,1%
2019	49739	166639	216378	51,2%	163420	42930	206350	48,8%
			Promedio	48,5%			Promedio	51,5%

Tabla 1: Distribución de preferencias de subcategorías en el mercado automotriz.

Este dato de preferencia entre los usuarios servirá para construir un escenario más realista en el dimensionamiento y cumplimiento de los objetivos de este proyecto.

4.3.1 Opciones actualmente disponibles en el mercado europeo.

Estudios a hoy en día y según lo antes expuesto, el mercado del vehículo eléctrico presenta un nido de oportunidades muy atractivo para las empresas del automovilismo tradicional, las cuales han comenzado una carrera para posicionarse en la cima de este sector del transporte no explotado con anterioridad.

A la actualidad, marcas importantes ya ofrecen opciones específicas, dirigidas para satisfacer las preferencias de los usuarios. A continuación, se presenta una breve tabla de los vehículos eléctricos y sus especificaciones, disponibles en el mercado europeo.

Marca	Modelo	Tipo	Potencia (kW)	Cap. Batería (KWh)	Autonomía (km)	Tiempo de carga Super Cargadores = 80% (Min)	Autonomía km/kWh	Consumo kWh/km
Audi	Etron	Crossover/SUV	300	95	300	45	3,16	0,32
Hyundai	Kona	Crossover/SUV	125	52	369	45	7,10	0,14
Jaguar	I-Pace	Crossover/SUV	295	90	480	40	5,33	0,19
Kia	E-niro	Crossover/SUV	100	52	371	41	7,13	0,14
Mazda	MX-30	Crossover/SUV	104	35,5	200	30	5,63	0,18
M. Benz	EQC	Crossover/SUV	300	90	450	40	5,00	0,20
Peugeot	e-2008	Crossover/SUV	100	50	310	30	6,20	0,16
BMW	i3 120Ah	Urbano/Sedan	135	38	285	40	7,50	0,13
Hyundai	Ioniq EV	Urbano/Sedan	100	38	331	40	8,71	0,11
Honda	E	Urbano/Sedan	106	35,5	220	41	6,20	0,16
Nissan	Leaf	Urbano/Sedan	132	51	328	60	6,43	0,16
Opel	Corsa-e	Urbano/Sedan	100	50	330	30	6,60	0,15
Renault	Zoe	Urbano/Sedan	80	52	395	45	7,60	0,13
Smart	Forfour	Urbano/Sedan	60	18	153	30	8,50	0,12
Tesla	Model 3	Urbano/Sedan	137	75	560	45	7,47	0,13
Skoda	Citigoe IV	Urbano/Sedan	61	36,8	265	60	7,20	0,14
Promedio:							6,61	0,16

Tabla 2: Características de vehículos comercializados en el mercado europeo.

De la Tabla 2 se observa que el desarrollo de la ciencia actual permite reducir a un mínimo de 30 min. el tiempo de carga de los vehículos a un 80% de su capacidad y bajo ciertas condiciones de estricto cumplimiento (uso de super cargadores, temperatura, estabilidad, regímenes de carga, etc.), esto supone una debilidad en la implementación de este tipo de tecnología frente al uso de combustibles fósiles, ya que se manifiestan incomodidades en los usuarios por cumplir con los tiempos de espera para recarga de sus vehículos.

5 Modelo “Renting de Baterías”

Tomando en cuenta los motivos expuestos en el apartado anterior, emerge el modelo “Renting de Baterías”, enfocado en considerar a la batería como un recipiente de la energía eléctrica; siendo el contenedor como tal, intercambiable y donde el usuario solo cubre el coste de la cantidad de energía contenida.

Este modelo busca, como objetivo primordial, reducir los tiempos de repostaje de energía y equiparar o mejorar a los presentes en tecnologías con motores de combustión. (García 2017)

Conjuntamente, este sistema busca tener repercusiones en otros ámbitos como:

- * Reducir el precio del vehículo, donde el cliente podrá decidir entre comprar o no la batería de su automóvil, la cual puede representar mínimo el 25% aproximadamente del precio final.
- * Contribuir al reforzamiento de la economía circular, siendo la empresa de repostaje la encargada de la disposición final y adecuada de las baterías en la conclusión de su vida útil.

6 Dimensionamiento de electrolineras

Este proyecto se basó en cinco electrolineras que ofrecerán el recambio de batería, dimensionadas para suplir la afluencia normal de una gasolinera habitual, con la posibilidad de ser escalable según la necesidad. Tomando en cuenta que se asumirá un parque automotor compuesto por vehículos eléctricos en su mayoría (consideración que no es alejada de la realidad en el futuro de corto y mediano plazo), se parte de gasolineras existentes en la actualidad en el mapa de carreteras de Zaragoza.

Gasolinera	Dirección	Vía
E.S. Cepsa	Carr. Del Aeropuerto, s/n, 50190 Zaragoza	N-125
E.S. Cepsa	N-330, Pk 488.2, 50410 Cuarte de Huerva, Zaragoza	N-330
E.S. El Cisne (II)	Carretera Madrid Km 309 Margen derecho, Zaragoza	A-2
Naftè Aeropuerto	Carr. Del Aeropuerto, 236, 50011 Zaragoza	N-125
Naftè Vía Ibérica	Vía Ibérica, 91, 50012 Zaragoza	N-330



Ilustración 2: Gasolineras elegidas para el proyecto y su ubicación.

De esta manera, se facilitan ciertos aspectos a considerar en el dimensionamiento de una gasolinera o estación de servicio (Incoydesa Ingennya 2016), de los cuales se tienen:

- Datos de tráfico e intensidad de acceso a la estación de servicio.
- Número de aparcamientos en las zonas de acceso.
- Plazas para el caso de restaurantes (asientos/mesas).
- Número de ~~surtidores de combustible~~ (esto se sustituirá por bahías de cambio de baterías).
- Intensidad de acceso a las áreas de servicios auxiliares.

De los factores anteriores, interesa conocer los datos de tráfico e intensidad de acceso a la estación de servicio (IMD: intensidad media diaria de vehículos que transitan por la vía).

GOBIERNO DE ESPAÑA		MINISTERIO DE FOMENTO		SECRETARÍA GENERAL DE INFRAESTRUCTURAS		TRÁFICO EN LAS ESTACIONES DE AFORO DE LA RCE 2018																
				DIRECCIÓN GENERAL DE CARRETERAS		DATOS DEFINITIVOS ⁽¹⁾ (IMD EN VH/DÍA)																
ESTACIONES PRIMARIAS (RED SIN PEAJE)						(ordenado alfabéticamente por provincia y número de estación)																
Estación	Prov	Vía	PK	T	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	IMD	Crec. % (3)	Obs			
Z-7-1	Z	A-2	229,00	L	9.628	10.584	10.393	10.594	10.565	10.965	13.706	16.341	12.229	10.373	9.801	11.346	11.390	1.8				
					P	4.566	4.923	4.789	4.915	5.100	5.101	5.223	4.535	5.065	5.506	5.448	4.498	4.971	2.5			
					T	14.195	15.508	15.182	15.509	15.666	16.067	18.930	20.876	17.294	15.880	15.250	15.844	16.361	2			
Z-24-1	Z	N-125	6,94	L	7.765	9.145	8.695	8.886	9.880	8.519	9.587	7.840	9.194	9.311	8.547	8.531	8.823	2.1				
					P	638	744	742	768	756	748	812	708	739	771	773	636	737	3.5			
					T	8.403	9.890	9.438	9.655	10.636	9.268	10.400	8.549	9.933	10.083	9.321	9.167	9.560	2.2			
Z-14-1	Z	N-330	522,10	L	1.173	1.127	1.219	1.268	1.343	1.278	1.196	1.184	1.257	1.272	1.255	1.140	1.227	-2.8				
					P	116	112	129	115	133	105	121	139	120	126	132	123	123	8.9			
					T	1.289	1.240	1.349	1.383	1.476	1.383	1.317	1.324	1.378	1.399	1.388	1.264	1.350	-1.8			

(1) Los datos corresponden a las IMDs anuales y mensuales definitivas publicadas como oficiales en el Mapa de Tráfico del año correspondiente. Para más información sobre la composición del tráfico en las estaciones, consultar el Mapa de Tráfico.

Tabla 3: Valores de IMD; elaboración propia a partir de documento emitido por Ministerio de Fomento, ES. (MITMA 2019)

De los datos extraíbles de la Tabla 3 se puede construir un listado de los valores “IMD” correspondientes a las gasolineras escogidas; se recalca que el IMD incluye dentro de los vehículos livianos a las motocicletas, mismas que no se contemplan en este trabajo y representan

aproximadamente el 13% del parque automotor en Zaragoza (DGT 2019), por lo tanto se corrigió el IMD, para obtener un dato más acorde con la situación planteada:

Gasolinera	Vía	IMD	IMD (- 13%)
E.S. Cepsa	N-125	8.823	7.676
E.S. Cepsa	N-330	1.227	1.067
E.S. El Cisne (II)	A-2	11.390	9.909
Naftè Aeropuerto	N-125	8.823	7.676
Naftè Vía Ibérica	N-330	1.227	1.067

Tabla 4: IMD de las vías donde se ubican las gasolineras elegidas.

Del total de vehículos que transitan por una vía (IMD), el 5% ingresan por los puntos de acceso de una estación de servicio, y el 80% de esta proporción repostan (recambio) energía (Incoydesa Ingennya 2016). Por lo cual, la siguiente tabla presenta la media de vehículos atendidos en recambios de batería por día:

Gasolinera	5% Veh. Ingresan a E.S.	80% Veh. Repostan
E.S. Cepsa	384	307
E.S. Cepsa	53	43
E.S. El Cisne (II)	495	396
Naftè Aeropuerto	384	307
Naftè Vía Ibérica	53	43
	Total	1.096

Tabla 5: Media de vehículos que repostan energía por día.

Se destaca que, en el proceso de renting de baterías, las bahías de servicio alcanzan casi el mismo rendimiento (en tiempo) que los surtidores tradicionales; siendo de 2:46 min. en los puertos de recambio (CASTELLS 2018) y 2:18 min. en surtidores tradicionales (Incoydesa Ingennya 2016).

Además, con la información de la Tabla 1, Tabla 2 y Tabla 5 se estimó el número de baterías necesarias para cumplir los alcances del proyecto; además se toma un 10% adicional como factor de seguridad.

Cap. Prom. Según Tipo [kWh]		Proporción según Categoría		Cantidad de baterías por tipo	
Urbano/sedan	crossover/SUV	Urbano/sedan	crossover/SUV	Urbano/sedan	crossover/SUV
45,0	70,0	48,5%	51,5%	585	621
				Total	1260

Tabla 6: Cantidad de baterías necesarias para el proyecto.

Además, se estimó el tiempo requerido para alimentar la totalidad de las baterías mediante la ecuación:

$$\text{Tiempo de carga} = \frac{1,3 * \text{Cap. de la Batería [Wh]}}{\text{Potencia de carga [W]}}$$

Ecuación i: Tiempo de carga de baterías (válido para tipo Litio). (Woodbank Communications 2010)

Cantidad de energía requerida [kWh]	
Urbano/sedan	crossover/SUV
26.309	43.456
Total	69.765

Tabla 7: Energía requerida de alimentación.

7 Sistemas de alimentación para carga de baterías

En esta sección se consideró dos alternativas de generación: Fotovoltaica y Eólica; por lo tanto, cada sistema se diseñó de tal manera, para obtener alrededor de 70 [MWh] o 252 [GJ] diarios.

De la Tabla 6, se observa que se han considerado baterías de dos capacidades 45 & 75 [kWh], pensadas para atender las dos subcategorías dentro de los vehículos tipo turismo. También, las características de una batería para coche eléctrico difieren ampliamente de las baterías (arranque) normalmente usadas en vehículos mecánicos, debido a que los acumuladores para autos eléctricos deben tener propiedades de soportar ciclos completos de carga y descarga, descargas profundas, etc.; además, en capacidad son mil veces mayores y su voltaje están entorno a los 300 voltios o más (Almendros Molina 2012), por lo que se deben tener consideraciones específicas en su ciclo de carga.

7.1 Generación fotovoltaica

Este sistema fue considerado como “off-grid” (aislado) con la finalidad de facilitar, generalizar y dar mayor escalabilidad al proyecto. Además, para aumentar la eficiencia, esta planta se la situó lo más cerca posible del centro de distribución del proyecto, compartiendo predios (idealizado).

7.1.1 Localidad

La planta fotovoltaica se localizó en la ciudad de Zaragoza (C.A. Aragón), en un terreno con 72 Hectáreas superficie disponibles.

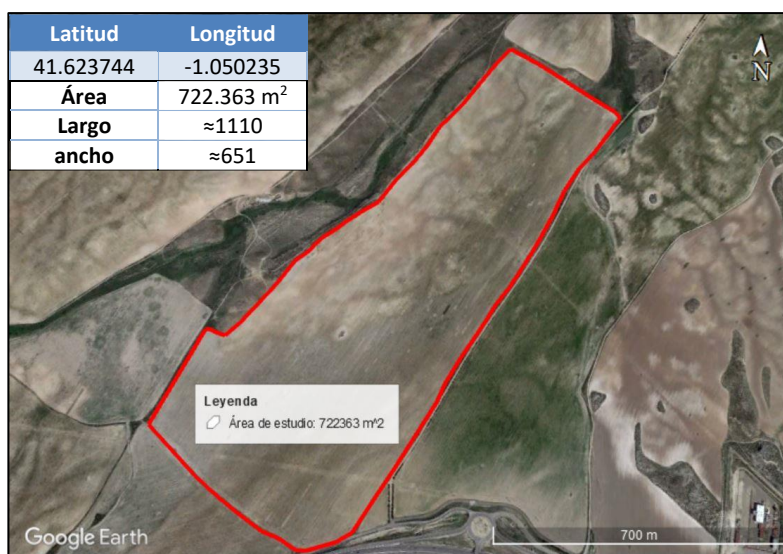


Ilustración 3: Localidad elegida para la planta fotovoltaica.

En la Ilustración 3, se observa que el solar se encuentra en una amplia planicie, donde se puede situar los paneles, sin el efecto de las sombras sobre el sistema fotovoltaico debidas a las colinas, montañas, edificaciones, vegetación, etc.

Por otro lado, debido a condiciones climáticas propias de la zona, se consideraron posibles problemas por depósitos de suciedad o lodos, acarreados por los vientos húmedos y precipitaciones de la localidad, lo que repercutirá en el coeficiente de pérdidas del sistema.

7.1.2 Paneles fotovoltaicos

Los paneles fotovoltaicos elegidos para este proyecto con sus características se describen en la tabla 8.

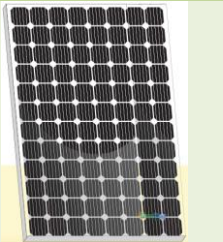
Empresa de manufactura	Sunday Energy Co., Ltd. Changzhou, China	
Tipo	Silicio cristalino (Mono-Si)	
Modelo	SDM500-96	
Potencia pico	500 W	
Imp	10,28 A.	
Vmp	48,63 V.	
Eficiencia módulo	19,51 %	
Rendimiento lineal	90% @ 12 años; 80% @ 25 años	

Tabla 8: Especificaciones de los paneles seleccionados¹.

Los módulos por estar en el hemisferio norte se orientan hacia el sur (azimut 0°) y se disponen en una inclinación optimizada para la captación de irradiancia para un plano fijo. Paralelamente, según recomendación del fabricante los paneles deben estar, mínimo a 60 cm de elevación.

7.1.3 Cargadores o controladores de carga DC/DC

Debido a la naturaleza de la electricidad generada (corriente directa), los cargadores tendrán como función controlar la tensión y flujo eléctrico (Potencia) de carga de las baterías (Tabla 9).


Empresa de manufactura	Sandi Electric Co., Ltd. Zhejiang, China	
Tecnología	PWM ²	
Modelo	SDC600V-300A	
Potencia Nominal	180 kW	
Voltaje @ Potencia Solar Max. De Entrada	900 VDC	
Voltaje Nominal del Sistema (Batería)	600 VDC	
Corriente de Carga Máxima de Batería	300 A.	
Eficiencia máxima	95 %	

Tabla 9: Especificaciones del controlador de carga elegidos¹.

7.1.4 Régimen de carga de las baterías para el sistema fotovoltaico.

Se dispusieron las baterías con conexión en serie y en paralelo, de tal manera que su ciclo de carga tome aproximadamente 8 horas³.

Capacidad Batería [kWh]	Potencia de Carga [kW] @ [A]/[V]	Nivel de carga Alcanzada ⁴ [%]
45	6 @ 20/300	≈82
70	9 @ 30/300	≈80

Tabla 10: Régimen teórico de carga para las baterías del proyecto.

Haciendo ajustes para cumplir con los detalles descritos en la Tabla 9 y 10, se obtiene el régimen de carga de las baterías y los controladores necesarios para alimentar al proyecto (Tabla 11).

Capacidad Batería [kWh]	Baterías en serie	Baterías en paralelo	Baterías por controlador de carga	Controladores de Carga	Pot. Total Suministrada [kW] @ [A]/[V]
45	2	8	16	37	5,63 @ 18,8/300
70	2	5	10	62	9 @ 30/300
			Total	99	

Tabla 11: Configuración de carga para el sistema fotovoltaico.

¹ Información recogida de <https://es.ensolar.com/> (Anexo 1 & 2)

² Modulación por ancho de pulsos (también conocida como PWM, siglas en inglés de pulse-width modulation)

³ Valor de referencia tomado de los datos estadísticos de <https://www.climatedata.eu/climate.php?loc=spxx0086&lang=es>

⁴ Tomando en cuenta la Ecuación i, la potencia de carga elegida no completaría al 100% la capacidad de las baterías, pero se recuerda que en este modelo se busca que el consumidor pague por la cantidad de energía contenida; además para preservar y extender la vida útil de las baterías se prefiere mantener los niveles de carga debajo del 85% (Asakura 2003).

7.1.5 Dimensionamiento de planta fotovoltaica (FV)

Dependiente de la latitud de ubicación, se debió obtener el ángulo óptimo de inclinación de los paneles, el cual, con ayuda de PV-GIS⁵ se iteró la irradiación solar mensual en un periodo de 5 años con diferentes ángulos; siendo 38° donde las gráficas se asemejan (Anexo 3), por lo tanto, se tomó ese valor donde el aprovechamiento de la irradiancia recibida es el más óptimo.

Consecuentemente, esta inclinación proyecta sombra que afecta a los paneles contiguos. Para lo cual, se consideró la separación entre filas mediante cálculos geométricos o con la ayuda de un software disponible en internet⁶ (ver Ilustración 4).

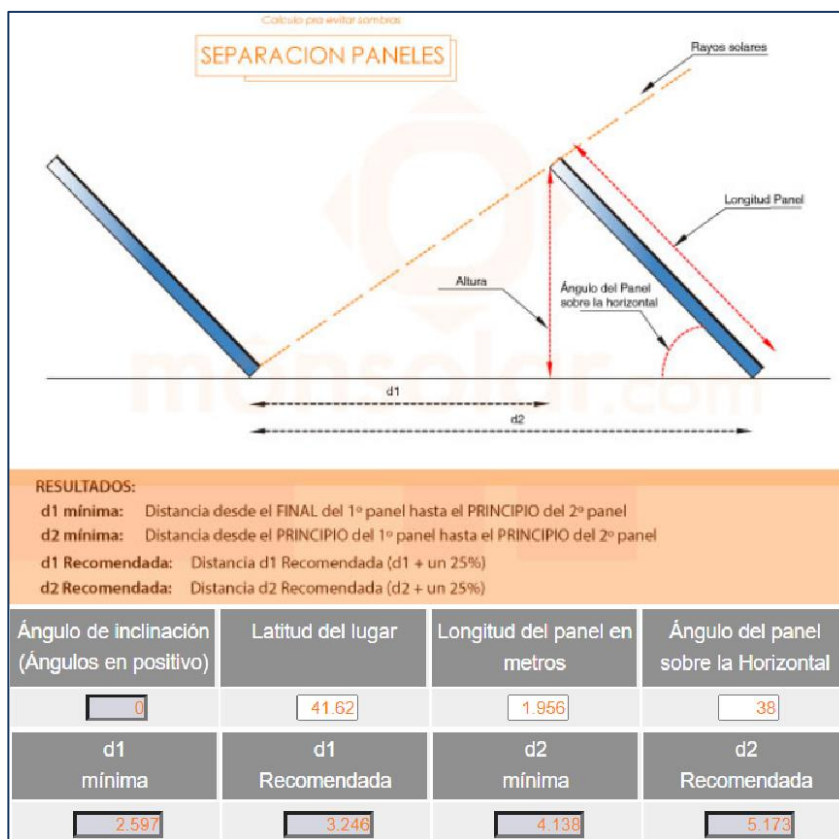


Ilustración 4: Resultados software de Monsolar; "Separación de paneles"

De la Ilustración 4 se obtiene las distancias de separación y se selecciona d1: 2,9m y d2: 4,7 m.

7.1.6 Configuración del "Array" (formación de la matriz de paneles)

Teóricamente, es conocido que las conexiones en paralelo de los paneles suman las intensidades de corriente generada y conectándolos en serie ocurre lo mismo con el voltaje, por lo tanto:

$$\#Paneles Paralelo = \frac{I_{DC\ Cargador}^{in}}{I_{DC\ panel}^{out}}$$

Ecuación ii: Cálculo de número de paneles en paralelo

$$\#Paneles Serie = \frac{V_{DC\ Cargador}^{in}}{V_{DC\ panel}^{out}}$$

Ecuación iii: Cálculo de número de paneles en serie

⁵ PV-GIS; PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM; European Commission; EU Science Hub; <https://ec.europa.eu/irc/en/pvgis>

⁶ Monsolar; <https://www.monsolar.com/separacion-paneles-solares>

Usando la Ecuación ii & Ecuación iii se calcula el tamaño de la matriz (Array) y el número de paneles necesarios para alimentar los controladores de carga.

Array			
# Paneles Paralelo (Teórico)		# Paneles Serie (Teórico)	
29,19		12,34	
Array por Cargador Cap. 45 kWh (LxA)	30	Array por Cargador Cap. 70 kWh (LxA)	29
	13		13
#Módulos/Array	390	#Módulos/Array	377
Subtotal Módulos	14.251	Subtotal Módulos	23.404
Total Módulos FV			37.655

Tabla 12: Configuración del Array y cantidad de paneles necesarios para el proyecto.

Por lo tanto, de la información presentada en Tabla 12 se tiene que la capacidad instalada de la planta es de 18,83 MW. Adicional, se ha considerado diferencias en el array (30 & 29 conectados en paralelo) según la capacidad de la batería para maximizar el uso de suelo del proyecto.

Seguidamente, recopilando la información obtenida de apartados anteriores se calculó la superficie mínima real que ocuparía la planta de generación fotovoltaica (Tabla 13).

Superficie de implantación			
Largo d2 [m] (obtenido a partir de cálculos de separación entre paneles)	4,7	Ancho [m] (panel)	1,31
Medidas Baterías/Array Cap. 45 kWh (LxA)	39,3	Medidas Baterías/Array Cap. 70 kWh (LxA)	37,99
	61,1		61,1
Superficie (unitaria) [m ²]	2.401,23	Superficie (unitaria) [m ²]	2.321,19
Subtotal Superficie	87740,5	Subtotal Superficie	144.099,5
Total Superficie Ocupada/Paneles [m²]			231.840,0

Tabla 13: Cálculo de superficie mínima ocupada por la instalación FV.

7.1.7 Evaluación de la producción de energía fotovoltaica.

La variación del porcentaje de pérdidas de esta planta, han sido simuladas por PV-GIS (14%), pero se ha hecho un análisis por separado dada ciertas consideraciones específicas del proyecto:

- Ángulo de incidencia, estimado mediante iteración, tomado la radiación solar promedio de 5 años, considerando esta metodología como un proceso más confiable que la simulación.
- Pérdidas por temperatura, se reconsideraron debido a que el promedio de temperaturas diarias no sobrepasó la temperatura nominal de trabajo de los paneles ($\approx 45^{\circ}\text{C}$).
- Controlador de carga, se considera la eficiencia tabulada en la ficha técnica del fabricante.
- Como fue comentado, el proyecto está localizado en una zona de vientos considerables, donde el aire circundante está cargado de humedad y con precipitaciones durante todo el año³, lo que provocará que se deposite suciedad o lodos en los paneles con mayor celeridad.

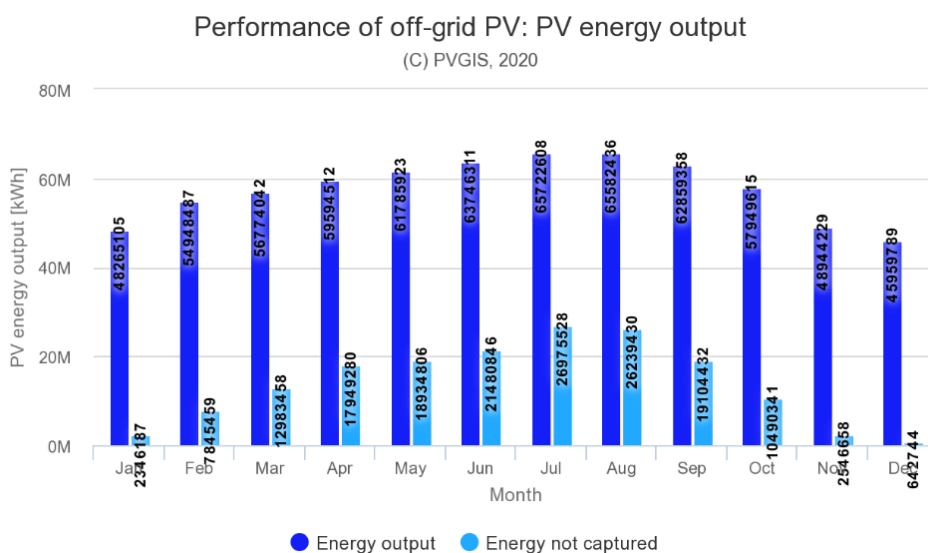
	K (%)	PR (%)
Angulo de incidencia	1,50	101,50
Temperatura	4,0	104,00
Cargador	-5,0	95,00
Suciedad	-0,5	99,50
Otros	-14,0	86,00
Combinado		85,81
%Tot Pérdidas		14,2%

Tabla 14: Cálculo de pérdidas en el sistema.

Posteriormente, se usó el Software PV-GIS, junto con los resultados de la Tabla 14, para simular las características de la planta y estimar la generación de energía anual para el proyecto. De este modo, se logró contrastar los resultados obtenidos y vislumbrar posibles errores en el cálculo.

PV-GIS proyecta que anualmente la planta generará 30,45 GWh o lo que equivale a aproximadamente 83,42 MWh diarios, lo que evidentemente supe de la energía requerida para alimentar al proyecto (Anexo 4).

Asimismo, con la ayuda de PV-GIS se simularon las especificaciones de la planta en un sistema “Off-Grid” (Anexo 5), el cual, toma en cuenta el almacenamiento de la energía con baterías y estima los promedios diarios de generación de energía para la carga de los acumuladores y consumo dentro del sistema. Esta cualidad se ajusta para simular un gasto total y puntual en el día (desconexión de las baterías después de su régimen de carga), donde se obtuvieron los siguientes resultados.



Gráfica 3: Resultados de simulación de PV-GIS Sistema Off-Grid (sistema aislado).

La Gráfica 3 presenta mensualmente los promedios diarios de la energía producida y la no capturada debido a que las baterías estuvieron cargadas al 100%, además se tiene como resultado que el 65,43% del tiempo (anual) los acumuladores alcanzarán su carga completa.

Por último, se generó una tabla “resumen” con los aspectos más relevantes de la planta de generación fotovoltaica.

Especificaciones de la planta FV			
Baterías totales para cargar	1205	Potencia Nominal cargadores [kW]	180
Capacidad total (baterías) [kWh]	69.765	Número de controladores de carga	99
Potencia pico instalada [MW]	18,83	Eficiencia de los controladores de carga	95,0%
Potencia pico de modulo [kW]	0,5	Número de paneles	37.655
Consumo Diario considerando Eficiencia de los cargadores [kWh]	73.253	Estimación PV-GIS Energía Anual Planta [GWh]	30,45
Estimación PV-GIS Energía diaria [MWh]	83,42	Área ocupada por la Planta [ha]	23,18

Tabla 15: Características relevantes de la instalación FV.

7.1.8 Aspectos económicos: generación fotovoltaica.

Debido al tamaño del proyecto, donde se tiene una potencia instalada 18,83 MW, se consideró como un sistema de gran escala para hacer el estudio económico.

Tomando los costos promedios obtenidos en internet (ENF 2020) & (IDAE 2011) para tamaños de todo tipo de escalas tenemos:

- Para el panel fotovoltaico elegido se tiene precios de 0,229 €/Wp.
- Para los controladores de carga se tienen precios de 3.700 €/unidad.

Asimismo, mediante la ayuda del Software EduPack se estima un 20% para el restante de equipos necesarios y para obra civil 15% (IDAE 2011), en la implantación del proyecto.

	Cantidades	Coste unitario	Coste total de inversión [€]
Paneles PV @ 500W	37655	0,229 [€/Wp]	4'311.462,45
Cargadores	99	3.700 [€/u]	364.893,37
Otros Equipos (Cables, soportes, etc.)	Varios	0,229 x 20%	862.292,49
Obra civil (llave en mano)		+15%	830.797,25
Coste Total del Sistema			6'369.445,56

Tabla 16: Costes inmersos de la planta de generación FV.

Conjuntamente, se obtuvieron los precios promedio de terrenos en la Comunidad Autónoma de Aragón, siendo de aproximadamente 6.272 €/Ha (MAPA 2019); de igual forma, se pueden encontrar los precios de arrendamiento para este tipo de propiedades destinadas para la generación solar, siendo de aproximadamente de 1.500 €/Ha – año⁷. Con lo cual, es posible determinar que opción es más viable para este proyecto.

Acción	Coste unitario	Dimensión	Coste Total [€]
Compra	6.272 [€/Ha]	40 Ha.	250.880
Arrendamiento (30 años)	1.500 [€/Ha – año]	40 Ha.	1'800.000

Tabla 17: Opciones de adquisición del terreno para la planta solar.

Finalmente, de la Tabla 16: Costes inmersos de la planta de generación FV. se estima el coste de parcial de inversión del proyecto considerando como sistema de alimentación la generación fotovoltaica, al cual se adicionará los demás gastos en los que se incurra para la implantación de proyecto (costes operativos, baterías, infraestructura, etc.). Además, se escogió la opción de alquiler del terreno, considerando a esta como la más viable para el proyecto.

7.2 Generación eólica

Al igual que en la sección de Generación , se tomó como punto de partida la misma localidad y los datos obtenidos en las primeras secciones de este trabajo para la caracterización y dimensionamiento de un parque de generación eólica, para obtener la energía requerida según los requerimientos del modelo de mercado descritos en este proyecto.

Sin embargo, la implantación de un parque eólico involucra más variables a considerar, además del tratamiento estadístico cuidadoso de los datos donde se planea ubicar el parque eólico; con mayor complejidad en los cálculos a realizar, para determinar el potencial energético del viento.

Para lo cual, se tomaron datos reales (recopilados de la agencia española de meteorología) de una estación meteorológica "ZAZ" (DatosClima 2020), para modelizar el viento de la zona y en función

⁷ Valores tomados de <https://suelosolar.com/>; 06/2020

de sus características, se seleccionó un aerogenerador comercial para constituir el diseño de un parque eólico.

7.2.1 Tratamiento estadístico de los datos de viento

La ubicación de estudio es la ciudad de Zaragoza-España, por lo que se tomaron los datos de la estación meteorológica más cercana, cuyas características se resumen en la Tabla 18.

Provincia / Ciudad	Zaragoza / Zaragoza
Localidad	Zaragoza-Aeropuerto (ZAZ)
Altitud	250 (m.s.n.m.)
Temperatura Media Anual	15 °C

Tabla 18: Datos de Estación Meteorológica ZAZ

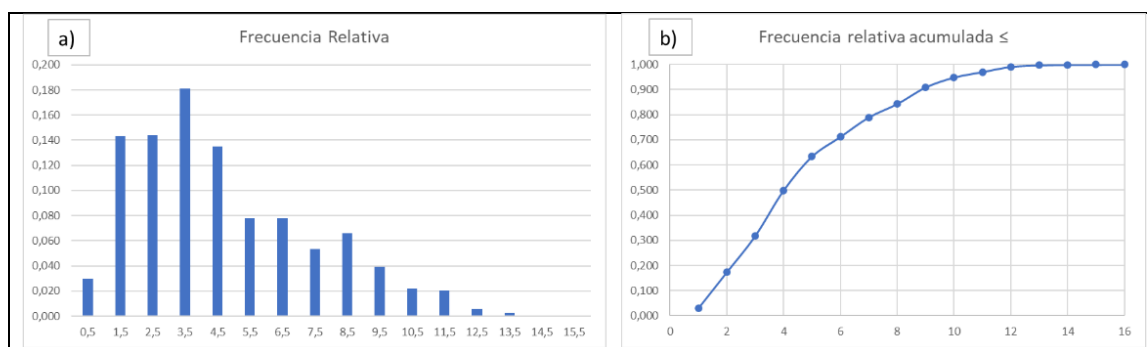
En este trabajo y debido a la disponibilidad de los datos, se han tomado valores diarios de la velocidad promedio [m/s] de los últimos 8 años a una altura de 10 m sobre el suelo, los cuales se ordenan⁸ con ayuda de una hoja de cálculo, clasificándolos por clases y frecuencia, obteniendo sus respectivas gráficas de comportamiento.

Parámetros de interés General			
No. De Datos	2915	Mediana \tilde{V} [m/s]	4,2
Veloc. Max [m/s]	15,3	Media cubo de veloc. $\langle v^3 \rangle$ [m/s]	233,95
Veloc. Media $\langle v \rangle$ [m/s]	4,7	Velocidad Eficaz V^* [m/s]	6,16178393

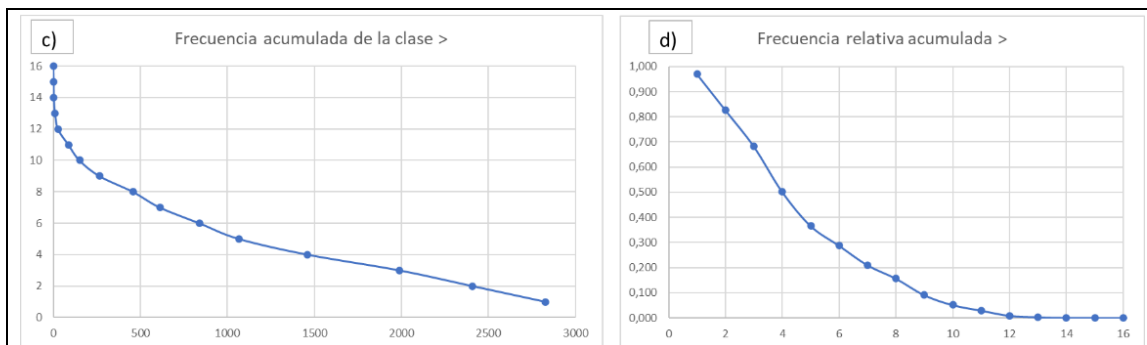
Tabla 19: Parámetros obtenidos a partir del tratamiento estadístico.

Tratamiento Estadístico de los datos								
Intervalo de la clase (m/s)	Lím. Sup. Clase	Centro de la clase	Frecuencia de la clase	Frecuencia acumulada de la clase \leq	Frecuencia acumulada de la clase $>$	Frecuencia Relativa	Frecuencia relativa acumulada \leq	Frecuencia relativa acumulada $>$
$0 \leq v \leq 1$	1	0,5	87	87	2828	0,030	0,030	0,970
$1 < v \leq 2$	2	1,5	418	505	2410	0,143	0,173	0,827
$2 < v \leq 3$	3	2,5	420	925	1990	0,144	0,317	0,683
$3 < v \leq 4$	4	3,5	528	1453	1462	0,181	0,498	0,502
$4 < v \leq 5$	5	4,5	394	1847	1068	0,135	0,634	0,366
$5 < v \leq 6$	6	5,5	228	2075	840	0,078	0,712	0,288
$6 < v \leq 7$	7	6,5	227	2302	613	0,078	0,790	0,210
$7 < v \leq 8$	8	7,5	155	2457	458	0,053	0,843	0,157
$8 < v \leq 9$	9	8,5	192	2649	266	0,066	0,909	0,091
$9 < v \leq 10$	10	9,5	115	2764	151	0,039	0,948	0,052
$10 < v \leq 11$	11	10,5	64	2828	87	0,022	0,970	0,030
$11 < v \leq 12$	12	11,5	60	2888	27	0,021	0,991	0,009
$12 < v \leq 13$	13	12,5	17	2905	10	0,006	0,997	0,003
$13 < v \leq 14$	14	13,5	7	2912	3	0,002	0,999	0,001
$14 < v \leq 15$	15	14,5	1	2913	2	0,000	0,999	0,001
$15 < v \leq 16$	16	15,5	2	2915	0	0,001	1,000	0,000

Tabla 20: Tratamiento estadístico; Datos de viento ZAZ.



⁸ Información detallada en Anexo 6



Gráfica 4: Representaciones gráficas de a) Histograma de Frecuencia; b) Frecuencia Relativa Acumulada ≤; c) Frecuencia Acumulada de la Clase >; d) Frecuencia Relativa Acumulada >

Como se observa en la Gráfica 4a), se comprobó que la variación de las velocidades de viento sigue la tendencia de una distribución “Weibull”, esto permite modelar los valores disponibles con una curva de probabilidades y extrapolar resultados, según lo requiera el proyecto.

$$p(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k}$$

p: Probabilidad de acontecimiento de un evento;
v: Evento (velocidad de viento);
k & c: Parámetros de Weibull

Ecuación iv: Distribución de probabilidades de Weibull

La frecuencia acumulada para la distribución de Weibull se define como:

$$F(v \leq V) = \int_0^v p(v) dv = 1 - e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k}$$

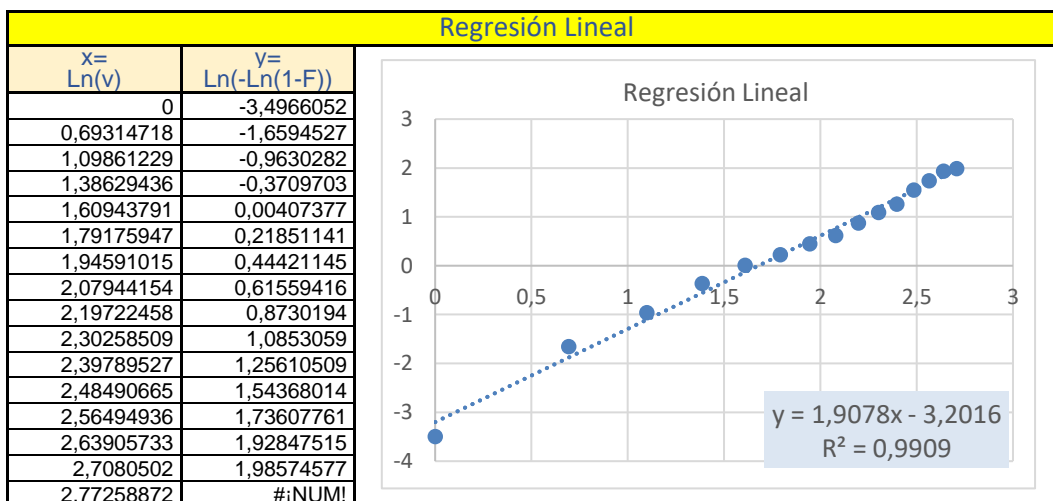
Ecuación v: Frecuencia Acumulada F para un valor de velocidad V

Por lo tanto, se procedió a linealizar los datos disponibles, mediante la transformación de la Ecuación v, asemejándola a una recta aplicando logaritmo neperiano dos veces:

$$\ln(1 - F(v)) = -\left(\frac{v}{c}\right)^k \rightarrow \underbrace{\ln[-\ln(1 - F(v))]}_y = \underbrace{k}_{A} \underbrace{\ln v}_x - \underbrace{k \ln c}_B$$

Ecuación vi: Linealización Frecuencia Acumulada.

Con ayuda de una hoja de cálculo se linealizó los datos de viento de la estación meteorológica.



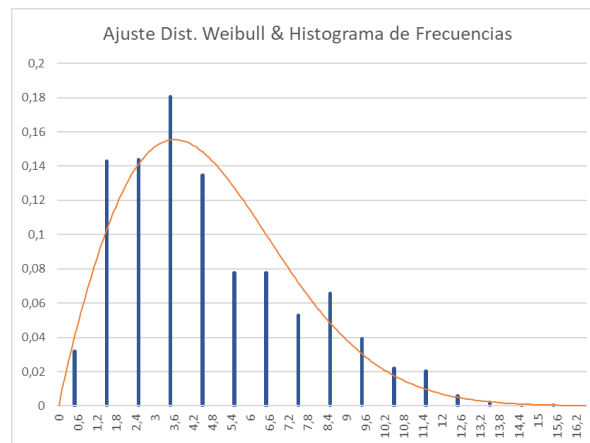
Gráfica 5: Linealización datos de velocidad de viento.

De la regresión lineal⁹ se obtuvieron los valores de A y B (Ecuación vi), usados para determinar los parámetros de Weibull k y c; siendo:

$k = A; c = e^{-\left(\frac{B}{A}\right)}$	k=	1,90776289
	c=	5,35596952
$p(v) = \frac{1,908}{5,356} \left(\frac{v}{5,356}\right)^{1,908-1} e^{-\left(\frac{v}{5,356}\right)^{1,908}}$		

Ecuación vii: Parámetros de Weibull y ecuación resultante de linealizar los datos de viento ZAZ.

Finalmente, después del proceso de modelado, se obtuvo una curva que se adapta a las características del viento en la zona.



Gráfica 6: Comparación; curva obtenida del modelado e histograma de frecuencia ZAZ (datos reales).

Con la curva obtenida, es posible calcular directamente variables de interés para el diseño del campo eólico con las siguientes ecuaciones:

$$\frac{v_m}{c} = \left(\frac{k-1}{k}\right)^{1/k}$$

Ecuación viii: Moda de Velocidad

$$\frac{v_{mp}}{c} = \left(1 + \frac{2}{k}\right)^{1/k}$$

Ecuación xi: Velocidad v_{mp} cuya contribución a la energía anual disponible es máxima

$$\frac{\langle v \rangle}{c} = \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)$$

Ecuación ix: Velocidad Media.

$$F_e = \frac{\langle v^3 \rangle}{\langle v \rangle^3} = \frac{\Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right)}{\Gamma^3\left(1 + \frac{1}{k}\right)}$$

Ecuación xii: Factor de energía o de potencia eólica.

$$\frac{v^*}{\langle v \rangle} = F_e^{1/3}$$

Ecuación x: Velocidad Eficaz.

$$\langle v^3 \rangle = c^3 \Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right)$$

Ecuación xiii: Valor Medio del Cubo de las Velocidades.

Además, se tiene la posibilidad de extrapolar los parámetros de Weibull, a diferentes alturas para así determinar las características de diseño del parque eólico.

7.2.2 Variación de las características del viento con la altura

En el diseño de un parque eólico, lo ideal es contar con los datos reales recolectados por una estación o torre meteorológica a la altura en que se planea instalar la góndola del aerogenerador, pero en la mayoría de los casos no se dispone de tal información, por lo que conviene realizar un estudio de la zona y contemplar factores como:

- Turbulencias de origen mecánico debidas a irregularidades de la superficie del terreno.
- Turbulencias de origen térmico debido al gradiente vertical de temperatura (convección).

⁹ En este procedimiento no se ha considerado los datos de los extremos

Por lo general, en lugares donde se desea aprovechar la energía eólica, es conocido que se dispone de velocidades de viento relativamente elevadas, donde el efecto de las turbulencias de origen térmico puede ser pequeño o despreciable. Además, la influencia del gradiente de temperaturas para alturas alrededor de 100m desde el suelo es pequeña (Fabrega 2020). Por lo cual, se consideran principalmente los efectos debidos a las irregularidades de la superficie del terreno.

En capas próximas al suelo, el viento experimenta un efecto de cizallamiento o frenado por efecto del rozamiento con la superficie, este hecho depende esencialmente de la rugosidad del terreno, la cual es nombrada perfil de velocidades y varía con la altura, según ley exponencial de Hellmann.

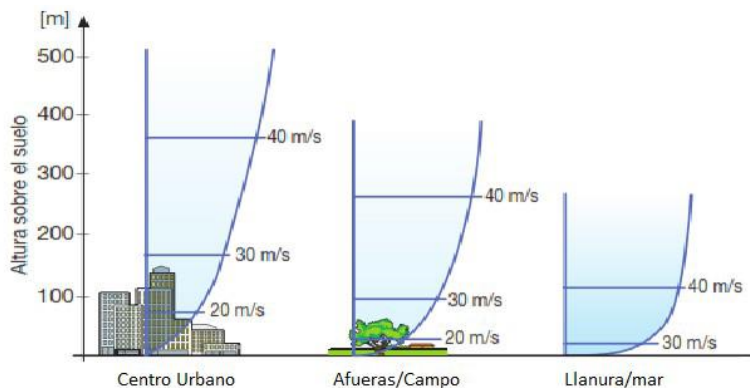


Ilustración 5: Variación esquemática del perfil de velocidades del viento con el tipo de superficie, (AGUIRRE 2009).

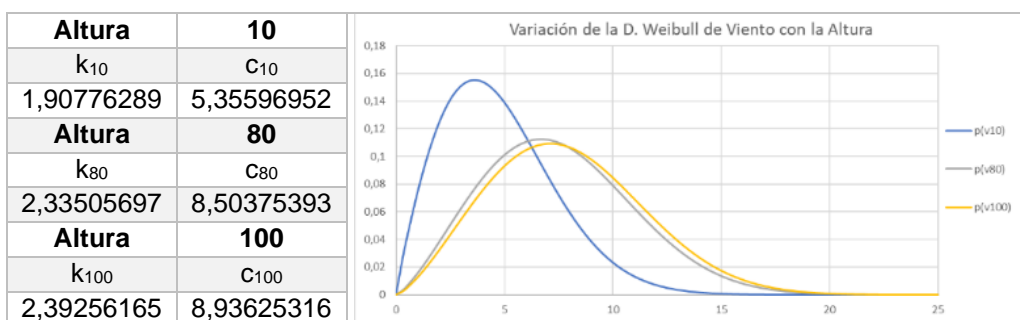
Esta variación hace que se diseñen aerogeneradores con torres cada vez más altas, con la finalidad de captar vientos de mayor velocidad, estabilidad y por ende obtener más energía. Por tanto, para extrapolar la distribución a diferentes alturas se usan ciertas condiciones (Villarubia 2012) como:

- Solo para velocidades medias a corto (10min.) y largo plazo (anual). Nunca Instantáneas
- Hasta alturas que no excedan unos 100 metros sobre el nivel del suelo
- Rugosidad máxima de clase 3 (Pueblos, bosques y terreno accidentado y desigual)
- Considerar siempre como resultados aproximados y no sustituyen medidas reales.

$k' = k \left(\frac{1 - 0.088 \ln\left(\frac{z}{10}\right)}{1 - 0.088 \ln\left(\frac{z'}{10}\right)} \right)$	$c' = c \left(\frac{z'}{z} \right)^\beta$	<p>Donde:</p> $\beta = \frac{0.37 - 0.088 \ln c}{1 - 0.088 \ln\left(\frac{z}{10}\right)}$
----------------------------------------------------------------------------------------------------------------	--------------------------------------------	-------------------------------------------------------------------------------------------

Ecuación xiv: Variación de los parámetros de Weibull con la altura (Expresión Empírica Justus y Milhail).

Partiendo de la Ecuación xiv se obtienen los parámetros de Weibull y por ende sus distribuciones de probabilidades¹⁰ a diferentes alturas para así poder estimar los potenciales eólicos de la zona.



Gráfica 7: Variación de parámetros y distribución Weibull con la altura

¹⁰ Aproximaciones, deben usarse sólo en caso de no disponer de medidas de viento a la altura deseada y con rugosidades bajas; además se constató que la zona de estudio cumple con las condiciones para la aplicación de esta aproximación.

Asimismo, se pueden determinar datos de interés usados en el diseño del parque eólico.

Altura	Parámetros de Weibull		Moda de la velocidad	Velocidad media	Desviación	Factor de energía	Velocidad Eficaz	Valor medio cubo de las velocidades	Velocidad cuya contribución a la energía anual es máxima
	k	c	V_m	$\langle V \rangle$	σ	F_e	V^*	$\langle V^3 \rangle$	V_{mp}
10	1,9078	5,3560	3,6288	4,7521	2,5920	2,0054	5,9926	215,2042	7,7995
80	2,3351	8,5038	6,6932	7,5351	3,4275	1,6619	8,9252	710,9728	11,0836
100	2,3926	8,9363	7,1271	7,9214	3,5256	1,6303	9,3230	810,3369	11,5196

Tabla 21: Variación de datos con la altura

7.2.3 Densidad de potencial eólica media disponible.

Este valor se estudia para evaluar el recurso energético del que se dispone, teniendo una noción a priori la potencia energética por unidad de área disponible en la localidad elegida.

$$\frac{P_d}{A} = \frac{1}{2} \rho v^3$$

Ecuación xv: Densidad de potencial eólica disponible.

Como se observa en la Ecuación xv la densidad de potencial está relacionada con la densidad del aire, por tanto, antes de su aplicación se debe hacer una corrección, ya que su valor varía con la altura y temperatura de la zona (Tabla 18: Datos de Estación Meteorológica ZAZ).

$\rho = 1.225 \left(\frac{288}{t + 273} \right) e^{-\left(\frac{h}{8435} \right)}$	<p>Donde $h = h_{s.n.m.} + z$</p>
--------------------------------------------------------------------------------------	--------------------------------------------------

Ecuación xvi: Corrección de la densidad del aire considerando temperatura y altitud.

$P_{(80)}$ [kg/m ³]	$\rho_{(100)}$ [kg/m ³]
1,1780	1,1752

Tabla 22: Valores corregidos; densidad del aire.

Consecuentemente, con los valores anteriores, es posible calcular la densidad de potencial eólica disponible a las alturas seleccionadas, para lo cual se sumarán todas las contribuciones de cada clase y así tener un resultado más preciso al evaluar el recurso.

		Para 80 metros:			Para 100 metros:		
Intervalo de la clase	Centro de la clase	frecuencia relativa	Densidad de potencia eólica media disponible		frecuencia relativa	Densidad de potencia eólica media disponible	
(m/s)	(m/s)	$f_i = n_i/N$	$\frac{P_d}{A}$	$\frac{P_d}{A} f_i$	$f_i = n_i/N$	$\frac{P_d}{A}$	$\frac{P_d}{A} f_i$
1 < v ≤ 2	1,5	0,0266	1,9879	0,0529	0,0220	1,9832	0,0436
2 < v ≤ 3	2,5	0,0506	9,2031	0,4655	0,0433	9,1813	0,3978
3 < v ≤ 4	3,5	0,0740	25,2534	1,8691	0,0653	25,1936	1,6443
4 < v ≤ 5	4,5	0,0936	53,6726	5,0254	0,0849	53,5455	4,5436
5 < v ≤ 6	5,5	0,1069	97,9949	10,4771	0,0996	97,7628	9,7357
6 < v ≤ 7	6,5	0,1125	161,7541	18,1908	0,1077	161,3711	17,3876
7 < v ≤ 8	7,5	0,1101	248,4844	27,3691	0,1087	247,8959	26,9422
8 < v ≤ 9	8,5	0,1011	361,7196	36,5558	0,1028	360,8630	37,1107
9 < v ≤ 10	9,5	0,0872	504,9939	44,0246	0,0916	503,7979	46,1545
10 < v ≤ 11	10,5	0,0709	681,8412	48,3094	0,0770	680,2264	52,3742
11 < v ≤ 12	11,5	0,0543	895,7954	48,6546	0,0611	893,6739	54,6184
12 < v ≤ 13	12,5	0,0393	1150,3907	45,2079	0,0458	1147,6663	52,6111
13 < v ≤ 14	13,5	0,0268	1449,1610	38,8971	0,0325	1445,7290	46,9785
14 < v ≤ 15	14,5	0,0173	1795,6402	31,0746	0,0218	1791,3877	38,9872
15 < v ≤ 16	15,5	0,0105	2193,3625	23,0958	0,0138	2188,1680	30,1259
16 < v ≤ 17	16,5	0,0060	2645,8618	15,9924	0,0082	2188,1680	17,9910
17 < v ≤ 18	17,5	3,2716E-03	3182,9775	10,4135	4,6325E-03	3182,9775	14,7450
18 < v ≤ 19	18,5	1,6689E-03	3760,4049	6,2759	2,4608E-03	3760,4049	9,2538
19 < v ≤ 20	19,5	8,0191E-04	4403,7561	3,5314	1,2316E-03	4403,7561	5,4238
20 < v ≤ 21	20,5	3,6272E-04	5116,5946	1,8559	5,8032E-04	5116,5946	2,9692

		Para 80 metros:			Para 100 metros:		
Intervalo de la clase	Centro de la clase	frecuencia relativa	Densidad de potencia eólica media disponible		frecuencia relativa	Densidad de potencia eólica media disponible	
(m/s)	(m/s)	$f_i = n_i/N$	$\frac{P_d}{A}$	$\frac{P_d}{A} f_i$	$f_i = n_i/N$	$\frac{P_d}{A}$	$\frac{P_d}{A} f_i$
21 < v ≤ 22	21,5	1,5434E-04	5902,4838	0,9110	2,5722E-04	5902,4838	1,5183
22 < v ≤ 23	22,5	6,1745E-05	6764,9872	0,4177	1,0717E-04	6764,9872	0,7250
23 < v ≤ 24	23,5	2,3208E-05	7707,6682	0,1789	4,1937E-05	7707,6682	0,3232
24 < v ≤ 25	24,5	8,1902E-06	8734,0903	0,0715	1,5401E-05	8734,0903	0,1345
		$\langle P_d \rangle / A$ 80	Total:	418,9186 [W/m ²]	$\langle P_d \rangle / A$ 100	Total:	472,7395 [W/m ²]

Tabla 23: Resultados de la densidad de potencial eólico a 80 y 100m (ZAZ).

Los valores resultantes de la Tabla 23 nos da la cantidad de energía aprovechable en la zona a una altura dada.

7.2.4 Selección de aerogenerador

Seleccionar el aerogenerador más idóneo depende de las características del emplazamiento donde se ubicará el parque eólico y se clasifican según la velocidad de referencia o la velocidad promedio ($v_{ref} = 5 v_{media}$) (Bayón Gómez 2009) por lo tanto, se ha seleccionado un equipo existente en el mercado cumpliendo con las características obtenidas en las secciones anteriores (Tabla 24).

Se ha elegido un aerogenerador de las siguientes especificaciones (Anexo 7):			
Marca:	Siemens-Gamesa		
Modelo	G114-2.0MW		
Año	2012- adelante		
Potencia nominal [MW]	2		
Clase de viento (IEC)	IIIA		
Rotor:			
Diámetro [m]	114		
Área de Barrido [m²]	10207		
Largo Pala [m]	56		
Alturas de góndola del fabricante [m]		Veloc. De entrada [m/s]	3
Min: 80	125	Veloc. Pot Nominal [m/s]	11
93	127	Veloc. Red. Corte [m/s]	21
106	Max: 153	Veloc. Corte [m/s]	25

Tabla 24: Especificaciones de aerogenerador elegido.

7.2.5 Evaluación de la producción de energía del aerogenerador.

La energía producida anualmente por el aerogenerador se determinó por métodos numéricos resolviendo la integral de la potencia media que debería tener el generador a lo largo de un período T, para producir la misma energía en condiciones reales. (Villarubia 2012).

$$\langle P \rangle = \frac{E}{T} = \int_0^{\infty} p(v) P(v) dv$$

Ecuación xvii: Potencia Media del Aerogenerador a lo largo de un periodo de Tiempo.

Siendo su solución numérica de la forma:

$A = \int_{v_A}^{v_N} p(v) P(v) dv \approx \sum_i p_i P_i \Delta v_i$ $B = P_N (F(v_D) - F(v_N))$	$\langle P \rangle = A + B$	Donde:	
		P(v): Potencia (curva de aerogenerador)	
		v_A: Velocidad de arranque del aerogenerador	v_D: Velocidad de corte
		v_N: Velocidad de viento donde el generador trabaja a potencia nominal.	P_N: Potencia Nominal Aerogenerador

Ecuación xviii: Solución numérica de la Potencia Media del Aerogenerador

Por lo tanto, se procedió a calcular la energía producida por el generador a las alturas elegidas:

Velocidades Discretizadas	Cálculos para altura de 80 m			Cálculos para altura de 100 m			$\Delta v = 1$
	$\rho(v)$	$P[\text{kW}]$	$\rho \cdot P \cdot \Delta v$	$\rho(v)$	$P[\text{kW}]$	$\rho \cdot P \cdot \Delta v$	
0-2	-	-	-	-	-	-	
3	0,0626	32	2,0027	0,0544	32	1,7412	A
4	0,0845	146	12,3341	0,0755	146	11,0270	
5	0,1012	342	34,6040	0,0930	342	31,7909	
6	0,1107	621	68,7401	0,1046	621	64,9291	
7	0,1122	1008	113,1396	0,1091	1008	109,9902	
8	0,1063	1486	158,0226	0,1065	1486	158,3183	
9	0,0946	1836	173,6403	0,0978	1836	179,5294	
10	0,0792	1965	155,5744	0,0846	1965	166,2254	
11-21	0,1611	2000	322,2486	0,1928	2000	385,5318	
22	9,8381E-05	1906	0,1875	0,0002	1906	0,3189	C
23	3,8152E-05	1681	0,0641	6,7571E-05	1681	0,1136	
24	1,3896E-05	1455	0,0202	2,5618E-05	1455	0,0373	
25	4,7509E-06	1230	0,0058	9,1112E-06	1230	0,0112	
	Total	1040,5841 [kW]		Total	1109,5644 [kW]		=A+B+C

Tabla 25: Potencia Promedio del aerogenerador a 80 y 100 m.

Se incluyó un sumando extra "C" debido al comportamiento de la curva de potencia (Tabla 24) para el aerogenerador escogido.

7.2.5.1 Rendimiento estacional y factor de carga:

Son valores importantes que considerar para tener una noción del aprovechamiento energético que tendrá el aerogenerador seleccionado.

Densidad de Potencial Eólico [W/m ²]		→	Potencia Eólica Disponible Media Anual [kW]			Potencia Útil Media Anual de func. Generador [kW]	
$\langle P_d \rangle / A_{80}$	$\langle P_d \rangle / A_{100}$		$\langle P_d \rangle_{80}$	$\langle P_d \rangle_{100}$		$\langle P \rangle_{80}$	$\langle P \rangle_{100}$
418,9186	472,7395		4.275,90	4.825,25		1040,5841	1109,5644

$\eta_{EST} = \frac{E}{E_d} = \frac{\langle P \rangle}{\langle P_d \rangle}$	η_{EST80}	η_{EST100}
<i>Ecuación xix: Rendimiento Estacional.</i>	0,2434	0,2299

Tabla 26: Rendimiento estacional del aerogenerador para 80 y 100 m.

$FC = \frac{E}{P_N \times T} = \frac{\langle P \rangle}{P_N}$	FC_{80}	FC_{100}
<i>Ecuación xx: Factor de Carga.</i>	0,5203	0,5548

Tabla 27: Factor de carga del Aerogenerador a 80 y 100 m.

7.2.5.2 Energía producida:

En este apartado se estimó la energía producida [GWh] en un año tipo (8760 h) a partir de la Ecuación xvii: Potencia Media del Aerogenerador a lo largo de un periodo de Tiempo..

E_{80} [GWh]	E_{100} [GWh]
9,1155	9,7198

Tabla 28: Energía producida en un año tipo.

7.2.5.2.1 Corrección de la energía producida:

Los valores antes presentados, suponen condiciones ideales de trabajo para el aerogenerador, pero deberán ser corregidos mediante factores para aproximar a la realidad la energía producida.

$E_{real} = k_t E$ en donde $k_t = k_d k_c k_i k_a k_p k_u$ Ecuación xxi: Corrección de energía producida.			
Factor de corrección de la densidad del aire (k_d)	Considerado en los cálculos de extrapolación de la distribución "Weibull" a diferentes alturas	(k_d) ₈₀	(k_d) ₁₀₀
		1,00	1,00
Factor de comportamiento (k_c)	Debido a influencia climática de la zona en las palas del aerogenerador, se estimará su valor de reportes meteorológicos y climáticos.	(k_c) ₈₀	(k_c) ₁₀₀
		0,99	0,99
Factor por interferencias (k_i)	Se considerará que no existen obstáculos, ni se presentan interferencias de otros generadores.	(k_i) ₈₀	(k_i) ₁₀₀
		1,00	1,00
Factor de disponibilidad (k_a)	Se considera mismas características en cuanto a fallos y mantenimiento, pero se adiciona el grado de dificultad por el cambio de altura.	(k_a) ₈₀	(k_a) ₁₀₀
		0,85	0,80
Factor de pérdidas de interconexión con la red (k_p)	Este proyecto no está pensado para descargar el excedente a red, se toma en cuenta respecto la eficiencia de equipos complementarios.	(k_p) ₈₀	(k_p) ₁₀₀
		0,99	0,99
Factor de utilización (k_u)	Proyecto aislado de la red y las probabilidades de presentarse velocidades de viento de corte son muy escasas.	(k_u) ₈₀	(k_u) ₁₀₀
		0,99	0,99
Factor de corrección total (k_t)		(k_t) ₈₀	(k_t) ₁₀₀
		0,80	0,75

Tabla 29: Factores de corrección de energía producida.

La energía anual producida, considerando los factores de corrección será:

Energía Producida Anual Corregida	
E ₈₀ [GWh]	E ₁₀₀ [GWh]
7,5788	7,6069

Tabla 30: Corrección de la energía anual producida por el generador a 80 y 100 m.

Finalmente, con los valores de la Tabla 30 se determinó que se necesitan **4 aerogeneradores** de las mismas características para alimentar al proyecto, con una elevación mínima de la góndola a **80 m**.

7.2.6 Cargadores o convertidores AC/DC

Debido a la naturaleza del sistema conviene usar convertidores de carga, cuya función es la de tomar la energía producida por el generador (A.C.), rectificarla (D.C.) y adaptarla con la mayor eficiencia posible al régimen de carga de las baterías, para lo cual, se ha seleccionado un equipo cuyas características se resumen en la Tabla 31.


Empresa de manufactura	Power Electronics Valencia, España	
Tecnología	Topología multinivel	
Modelo	PCSK 690V	
Potencia Nominal	Adaptable a requerimientos	
Voltaje Max. De Entrada	690 VAC	
Voltaje Nominal del Sistema (Batería)	1500 VDC	
Corriente de Carga Máxima (DC)	Adaptable según la potencia requerida	
Eficiencia máxima	98,87 %	

Tabla 31: Especificaciones del cargador y convertidor AC/DC

7.2.7 Régimen de carga de las baterías para el sistema eólico

Se dispusieron las baterías con conexión en serie y en paralelo, de tal manera que su ciclo de carga tome aproximadamente 24 horas¹¹.

Capacidad Batería [kWh]	Potencia de Carga [kW] @ [A]/[V]	Nivel de carga Alcanzada ⁴ [%]
45	2 @ 6,7/300	≈82
70	3,2 @ 10,7/300	≈84

Tabla 32: Régimen de carga para las baterías del proyecto.

Ajustando los valores de configuración con las especificaciones descritas en la Tabla 31 y Tabla 32, se deduce la potencia total que recibirán las baterías y los convertidores de carga necesarios para alimentar al proyecto (Tabla 33).

Capacidad Batería [kWh]	Baterías en serie	Baterías en paralelo	Baterías por controlador de carga	Convertidores de Carga	Pot. Total Suministrada [kW] @ [A]/[V]
45	5	117	585	1	1100 @730/1500
70	5	124	620	1	1820@1210/1500
Total				2	

Tabla 33: Configuración de carga en el sistema Eólico.

7.2.8 Aspectos económicos: generación eólica.

Debido al tamaño del proyecto con una potencia instalada 8,0 MW, se consideró como un parque eólico pequeño de mediana potencia aislado de la red; además, se aclara que las consideraciones en cuanto aspectos económicos varían según el mercado y periodos temporales, por lo que las cantidades son referenciales y deberán actualizarse según lo amerite el caso.

Por otro lado, el modelo “Renting de Baterías” no tiene suficiente madurez en el mercado, por lo que se hicieron cálculos con base a estimaciones e investigaciones (IDAE 2011) hechas por el autor.

Componente	Coste unitario [M€/MW]	Coste Total de la Inversión
Planta: Aerogenerador	0,65	5'200.000,00
Equipos Eléctricos Cargadores	0,17	1'360.000,00
Instalación Eléctrica	0,05	400.000,00
Obra civil e Ingeniería (Llave en mano)	0,08	640.000,00
Promoción	0,02	160.000,00
Coste Total del Sistema		7'760.000,00

Tabla 34: Costes inmersos de un parque de generación eólico

Por último, la Tabla 34 presenta costes aproximados para la implantación de un parque solar, se aclara que los costes de alquiler de terrenos están incluidos en los costes operativos y se estiman aproximadamente de 15884 m², tomando en cuenta la cimentación de los aerogeneradores, plataformas auxiliares, zanjas, zonas libre de obstáculos ,etc (Bayón Gómez 2009) (ENERFÍN 2019).

¹¹ Tiempo de carga determinado de esa manera, debido a que la generación de energía se da durante las 24 horas del día

8 Comparativa económica:

Los costes de inversión por separado de los dos sistemas de generación se encuentran tabulados en secciones anteriores (7.1.8 & 7.2.8), sin considerar costes comunes del proyecto como son las baterías, costos operativos, entre otros.

En este proyecto se hicieron dos distinciones: la generación(planta) y la infraestructura necesaria para el “Renting de Baterías” (servicio); además, se consideraron el doble de baterías necesarias para asegurar el almacenamiento constante de energía (captura) en el proyecto, por tanto, la inversión para la infraestructura y sus costes comunes anuales se describen en la Tabla 35.

Concepto	Coste unitario	Coste Total [€]
Infraestructura (Servicio) [€]	919.248,28	919.248,28
Baterías [€/kWh]¹²	88,00	12'278.583,32
	Subtotal	13.197.831,60
Gastos Generales (anualidades)	1.996.432,50	1.996.432,50
	Total costes comunes	14'611.127,94

Tabla 35: Estimación de costes comunes del proyecto.

Por otro lado, se plantearon costes anuales recurrentes separados para las dos tecnologías (Tabla 36).

Concepto	Planta FV		Parque Eólico	
	Coste unitario [M€/MW]	Coste total [€]	Coste unitario [M€/MW]	Coste total [€]
Costes operativos¹³	0,015	282.000,00	0,03	240.000,00
Seguros, tasas, otros	0,184	3'462.960,00	0,01	80.000,00
Arriendos	0,096	1'801.040,00	0,01	80.000,00
	Total costes recurrentes	5'546.000,00		400.000,00

Tabla 36: Estimación de costes anuales recurrentes.

Entonces, los valores de inversión (CapEx) y costes operativos (OpEx) del proyecto, considerando las dos opciones de generación quedan resumidos en la Tabla 37.

	Planta FV	Parque Eólico
CapEx [€]	19'567.277,16	20'957.831,60
OpEx [€]	7'542.432,50	2'396.432,50

Tabla 37: Estimación de la inversión inicial y costes operativos del proyecto según la tecnología usada.

8.1 Evaluación del coste de la energía producida.

Considerando un tiempo de aprovechamiento de 30 años para el plan de negocio y de 15 años para las baterías, se utilizó el análisis del valor actual neto (VAN) para estimar el total de inversión durante la vida útil de este proyecto, según la alternativa de generación utilizada.

¹² Dato recopilado de (Henze 2019)

¹³ Datos recopilados de (Roca 2020) & (IDAE 2011)

Inversión (Fotovoltaica)

Tasa de interés	7,3%						
Tasa de inflación	0,7%						
Periodo (Anual)	0	1	2	...	15	...	30
(CapEx)	19'567.277,16						
(OpEx)		7'542.432,50	7'595.229,53	...	8'316.182,66	...	9'233.494,15
Costes de Reemplazo					6'976.467,80		
Flujo de Caja Neto	19'567.277,16	7'542.432,50	7'595.229,53		15'292.650,46		9'233.494,15
VAN (Solar)	119'255.058,52						

Tabla 38: Estimación de la inversión total a la largo del proyecto con generación solar.

Inversión (Eólica)

Tasa de interés	7,3%						
Tasa de inflación	0,7%						
Periodo (Anual)	0	1	2	...	15	...	30
(CapEx)	20'957.831,60						
(OpEx)		2'396.432,50	2'413.207,53	...	2'642.273,62	...	2'933.728,01
Costes de Reemplazo					6'976.467,80		
Flujo de Caja Neto	20'957.831,60	2'396.432,50	2'413.207,53		9'618.741,41		2'933.728,01
VAN (Eólico)	54'285.543,98						

Tabla 39: Estimación de la inversión total a la largo del proyecto con generación eólica.

De igual forma, el valor de la energía varía con el tiempo (LCOE)¹⁴ (IRENA 2019), por lo que se realizó una evaluación similar utilizando el VAN y así estimar la fluctuación del valor de la energía durante la ejecución del proyecto.

Tasa LCOE Eólico	9,0%						
Tasa LCOE Solar	4,0%						
Periodo (Anual)	0	1	2	...	15	...	30
Energía generada [MWh]	0	25.550	25.550				25.550
Energía perdida [MWh]							
Energía Neta [MWh]	0	25.550	25.550	...			25.550
VAN Energía (solar)	441.811,45 [MWh]						
VAN Energía (Eólico)	262.491,86 [MWh]						

Tabla 40: Análisis de la fluctuación del valor de la energía durante la vida útil del proyecto.

Por consiguiente, de la información obtenida de las tablas anteriores (38, 39 & 40) se puede deducir el precio mínimo del kilovatio-hora para cubrir los costos del proyecto, considerando la energía capturada durante la ejecución total del proyecto.

Energía Producida LCOE (Solar) [MWh]	Energía Producida LCOE (Eólico) [MWh]
441.811,45	262.491,86
Precio (Sist. Solar) [€/kWh]	Precio (Sist. eólico) [€/kWh]
0,270	0,207

Tabla 41: Precio mínimo para cubrir los costes del proyecto.

¹⁴ Levelized cost of energy; medida del costo presente neto promedio de generación de energía para una planta generadora durante su vida útil

En consecuencia, de la Tabla 41 se obtuvo el precio mínimo del kilovatio-hora, al cual se deberá adicionar un margen de ganancia para volver rentable al proyecto.

Conjuntamente, haciendo un breve análisis de los valores de la Tabla 2 se puede determinar que el repostaje de energía tendría un precio aproximado de € 13,50 para vehículos urbano/sedan y de € 21,00 para la categoría crossover/SUV, con una autonomía alrededor de 350 km.

Por otro lado, tomando en cuenta eficiencias en consumo de tecnologías como los coches híbridos (subtipo urbano/sedan), la cual ronda los 25,0 km / l de combustible (Gemelli 2019) y precios de alrededor de € 1,30 el litro de combustible fósil (DIESELGASOLINA 2020), se obtiene que aún con los rendimientos mejorados de la opción híbrida, el repostaje tendría un coste en torno a € 19,00 para cubrir el mismo recorrido (350 km), por lo que se puede predecir que a futuro, el vehículo eléctrico será muy competitivo e importante para el sector “Transporte y Movilidad”.

9 Conclusiones

Después de los análisis hechos en este trabajo, se puede concluir que el modelo “Renting de Baterías” es muy recomendable para la transición energética que se ha planteado la Unión Europea en busca del cometimiento de los objetivos de mitigación de las consecuencias del cambio climático y descarbonización de la energía, en especial área de transporte y movilidad.

Se entrevé que el sustento del modelo a través de fuentes de energía renovables es muy viable, más aún con el desarrollo de la tecnología en el campo de la generación, primando la eficiencia y capacidad.

En cuanto al almacenamiento con baterías, todavía quedan muchas barreras por derribar, como son precio/kWh (en vehículos puede representar más del 25% de valor total), densidad energética, aumento de ciclo de vida, relación peso/energía almacenada, siendo este último, una debilidad debido a que, a la actualidad, superan en peso a los motores de combustión interna, necesitándose más inversiones en I+D.

En comparativa, las dos tecnologías de generación seleccionadas contienen aspectos económicos muy competitivos entre sí, debido a que la zona de estudio tiene buenas características para albergar ambas opciones. Sin embargo, a pesar de tener una mayor inversión inicial con la alternativa eólica, al final del ejercicio económico realizado, se podría obtener una mejor rentabilidad o competitividad en el mercado, siendo esta elección la mejor en cuanto a viabilidad técnico-económica dentro de este caso de estudio, por tener un 23% de diferencia en su coste por kilovatio-hora.

Asimismo, al terminar la proyección económica para este proyecto se develó que a la actualidad, este modelo de mercado resulta muy competitivo frente a las alternativas fósiles tradicionales, las cuales han tenido periodos de desarrollo mayores, en comparación a la alternativa eléctrica, por lo que dicha condición es estimulante respecto al fomento y mejoras en materias concernientes a las energías renovables.

Finalmente, es importante recalcar que realizar estudios, como los que se encuentran en el presente trabajo, son necesarios para caracterizar zonas idóneas según el tipo de tecnología de generación y así, mejorar eficientemente el uso de las energías renovables.

10 Referencias Bibliográficas

- AGUIRRE, DOUGLAS. «Energía Eólica.» Guayaquil, Guayas: ESPOL;
<https://docplayer.es/86423122-Energia-eolica-profesor-ing-msc-douglas-aguirre-h.html>,
 01 de 05 de 2009.
- Almendros Molina, Ana Isabel. *Regulación Eólica con Baterías en Vehículos Eléctricos*. Sevilla: Universidad De Sevilla, 2012.
- Asakura, Shimomura, Shodai. «Study of life evaluation methods for Li-ion batteries for backup applications.» *www.sciencedirect.com*. 2003.
<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775303002088>.
- Bayón Gómez, Roberto; Cebadera Miranda, Laura; Del Castillo Gómez, Raquel. «Diseño de un Parque Eólico de 6 MW.» La Coruña : EOI-Escuela de Negocios, 21 de 07 de 2009.
- CASTELLS, JORGE J. *Híbridos y Eléctricos*. 12 de 11 de 2018.
<https://www.hibridosyelectricos.com/articulo/sector/coches-electricos-baterias-intercambiables-china-triunfa-fracaso-europa/20181112092345023013.html>.
- DATOS MACROS. *datosmacro.com*. 12 de 2019. <https://datosmacro.expansion.com/mercado-laboral/salario-medio/espana#:~:text=El%20salario%20m%C3%A9dio%20en%20Espa%C3%B1a,es%20de%20615%20euros..>
- DatosClima. *datosclima.es*. 18 de 02 de 2020. <https://datosclima.es/>.
- DGT. «Dirección General de Tráfico, Es.» <https://sedeapl.dgt.gob.es>. 25 de 05 de 2019.
https://sedeapl.dgt.gob.es/WEB_IEST_CONSULTA/configurarInformePredefinido.faces.
- DGT ESPAÑA. <http://www.dgt.es/>. 30 de 12 de 2019. <http://www.dgt.es/es/seguridad-vial/estadisticas-e-indicadores/parque-vehiculos/tablas-estadisticas/>.
- DIESELGASOLINA. «www.dieselgasolina.com.» *Histórico del precio de la gasolina y diésel en ESPAÑA*. 17 de 06 de 2020. <https://www.dieselgasolina.com/Estadisticas/Historico> (último acceso: 17 de 06 de 2020).
- ENERFÍN. «Gobierno de Navarra.» 04 de 2019.
https://gobiernoabierto.navarra.es/sites/default/files/infraestructurasenergeticas//ante-proyecto_pe_volandin.pdf.
- ENF. *ENFSolar*. 28 de 05 de 2020. <https://es.enfsolar.com/>.
- Fabrega, Cristian. «Apuntes: Energía Eólica, Minihidráulica y Marina; Tema #3.» *Caracterización Energética Del Viento Potencial Eólico*. Barcelona: UB, 03 de 02 de 2020.
- García, Christian. *Autocasion*. 25 de 08 de 2017.
<https://www.autocasion.com/actualidad/reportajes/alquilar-o-comprar-las-baterias-de-un-coche-electrico-que-es-mejor>.

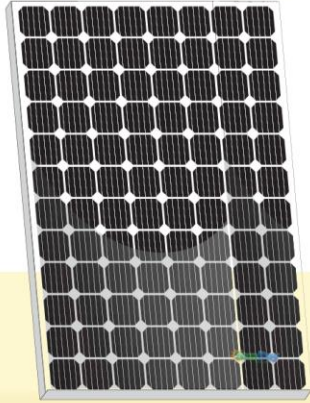
- Gemelli, Fabio. «Motor1.com.» *Pruebas de consumo real 2019: los coches más eficientes a mitad de año*. 03 de 06 de 2019. <https://es.motor1.com/reviews/357834/prueba-consumo-real-2019-clasificacion/> (último acceso: 10 de 06 de 2020).
- Henze, Veronika. *BloombergNEF*. 3 de 12 de 2019. <https://about.bnef.com/blog/battery-pack-prices-fall-as-market-ramps-up-with-market-average-at-156-kwh-in-2019/>.
- IDAE. «IDAE.» *Evolución tecnológica y prospectiva de costes de las energías renovables*. 2011. https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_11227_e2_tecnologia_y_costes_7d24f737.pdf.
- Incoydesa Ingennya. «mitma.es.» *Ministerio de Transportes, Movilidad y Agenda Urbana*. 05 de 10 de 2016. https://prod.fomento.gob.es/recursos_mfom/pdf/95A2C10C-3548-4548-AEA4-1B887E99A893/142854/A1_09_Dimen_05.pdf.
- IRENA. «International Renewable Energy Agency.» *Renewable Power Generation Costs in 2018*. 2019. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/May/IRENA_Renewable-Power-Generations-Costs-in-2018.pdf.
- MAPA. «Subdirección General de Análisis, Coordinación y Estadística del Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación.» *Encuesta de Precios de la tierra*. 09 de 2019. https://www.mapa.gob.es/es/estadistica/temas/estadisticas-agrarias/encuestadepreciosdelatierra2018_tcm30-514197.pdf.
- MITMA. «Ministerio de Transporte, Movilidad y Agencia Urbana.» *mitma.es*. 22 de 10 de 2019. https://www.mitma.es/recursos_mfom/comodin/recursos/1_prestaciones18_111119.pdf.
- Roca, José. «El periódico de la energía.» 05 de 06 de 2020. <https://elperiodicodelaenergia.com/las-plantas-fotovoltaicas-tienen-cada-vez-una-vida-mas-larga-y-menos-costes-operativos/>.
- Teske, Sven. «es.greenpeace.org.» *Greenpeace Internacional*. 08 de 07 de 2011. http://archivos.es.greenpeace.org/espana/Global/espana/report/cambio_climatico/The%20silent%20Energy.pdf.
- Villlarubia, Miguell. *Ingeniería de la Energía Eólica*. Barcelona: Marcombo, 2012.
- Woodbank Communications. «Battery Chargers and Charging Methods.» *mpoweruk.com*. 22 de 08 de 2010. <https://www.mpoweruk.com/chargers.htm>.

Anexos

Anexo #1: Hoja técnica | Paneles solares

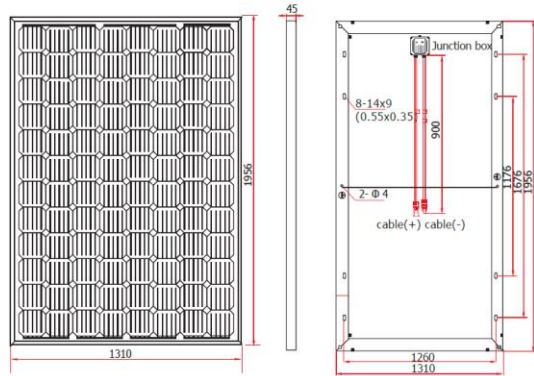


MONOCRYSTALLINE MODULES 440W - 500W



SOLAR MODULE:
SDM440-96, SDM450-96, SDM460-96
SDM470-96, SDM480-96, SDM490-96, SDM500-96

PHYSICAL CHARACTERISTICS Unit: mm (inch)



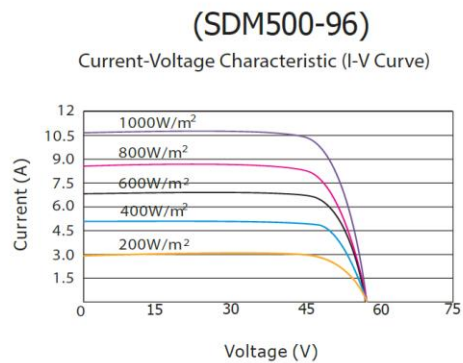
ELECTRICAL SPECIFICATIONS

Model Type	SDM440-96	SDM450-96	SDM460-96	SDM470-96	SDM480-96	SDM490-96	SDM500-96
Nominal Maximum Power (Pmax)	440W	450W	460W	470W	480W	490W	500W
Optimum Operating Voltage (Vmp)	47.78V	47.87V	48.01V	48.25V	48.35V	48.45V	48.63V
Optimum Operating Current (Imp)	9.21A	9.40A	9.59A	9.74A	9.93A	10.12A	10.28A
Open Circuit Voltage (Voc)	58.50V	58.57V	58.75V	58.82V	58.89V	58.89V	58.95V
Short Circuit Current (Isc)	9.40A	9.73A	9.78A	9.90A	10.04A	10.67A	10.87A
Module Efficiency	17.17%	17.56%	17.95%	18.34%	18.73%	19.12%	19.51%
Cell Efficiency	19.2%	19.6%	19.8%	20%	20.5%	21%	21.5%
Power Tolerance	0 to +3%						
Maximum System Voltage	DC 1000V						
Operating Temperature	-40 °C ~ +85 °C						
Maximum Series Fuse Rating	20A						
Number of Bypass Diode	6						

MECHANICAL DATA

Cell Type	156mm x 156mm
Cell Arrangement	96 cells in series
Dimensions	1956 x 1310 x 45 mm (With bar fixed in the middle)
Weight	26kg
Front Cover	3.2mm tempered glass
Frame Material	Anodized aluminium alloy
J- Box	IP65/IP67, 6 diodes
Cable	4mm (IEC) / 12AWG (UL), 900mm (650mm is optional)
Connectors	MC4 or MC4 compatible

ELECTRICAL CHARACTERISTICS



TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Temperature Coefficient (Pmax)	-0.420% / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.336% / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.042% / °C
Normal Operating Cell Temperature	45.3 ± 2 °C



Anexo #2: Hoja técnica | Controladores de carga | Aplicaciones solares Off-Grid



Solar Charge Controller

Product Introduction

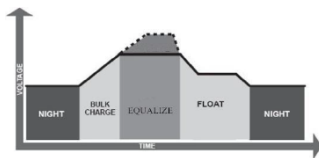
The SANDI PV charge controller adopts advanced digital control technology, LCD display and automatically operation. With the features of Pulse Width Modulation (PWM) battery charging and unique control technology, the PV charge controller improves battery life efficiently. The PV charge controller is only suitable for controlling solar modules. Never connect any other type of charging source to the charge controller. This can destroy the controller and/or the charging source.

To meet different power stations' need, there are 24V、48V、96V、120V、192V、220V、240V、360V、384V、480V、492V and 600V other normal series voltage level base on different battery voltage of off-grid PV power station system project.

Product Feature:

1. Excellent EMC design
2. Industrial-grade chip
3. Full enclosed duct design and high speed fan for cooling
4. Users can parallel connect lots of our controllers in a system
5. Infineon IGBT module or IR MOSFET ensures stable performance
6. New SOC method indicates the power generation information of daily, monthly and total
7. 3"LCD+LED display+touching keys as HMI makes the operation more easy
8. PWM Charging technology: fast charging, equalize charging and float charging
9. Advanced battery activation technology increases battery lifetime 30% at least and improves the system performance
10. Temperature compensation function compensates the voltage based on different temperature
11. RTC function indicates the real time and temperature
12. The second protection will protect battery from destroying when the power switch (IGBT) is down (optional function)
13. DC output function (Optional function)
14. Standard Modbus protocol for RS485 or GPRS communication.

PWM Charging Diagram



High efficiency PWM charging technology which has three charging stages (Buck charging, equalize charging and float charging), and improves battery storage efficiency and charging efficiency. Advanced battery activation technology which increases battery lifetime 30% at least and improves the system performance.



Solar Charge Controller

Technical Parameter 24V~600V / 150A~300A

Battery group system voltage	24V	48V	96V	192V	240V	360V	480V	540V	600V
PV Max. input open circuit voltage	100V	100V	200V	350V	450V	700V	950V	1000V	1000V
Rated charging current	□150A □200A □250A □300A								
Number of PV input string	150A/3 strings, 200A/4 strings, 250A/ 4 or 5 strings, 300A/5 or 6 strings								
Equalize charging voltage	28.8V	57.6V	115.2V	230.4V	288V	432V	576V	648V	720V
Equalize charging recovery voltage	26.4V	52.8V	105.6V	211.2V	264V	396V	528V	594V	660V
Equalize charging time	120 minutes								
Float charging voltage	27.6V	55.2V	110.4V	220.8V	276V	414V	552V	621V	690V
Over voltage disconnect	32V	64V	128V	256V	320V	480V	640V	720V	800V
Over voltage reconnect	30V	60V	120V	240V	300V	450V	600V	675V	750V
No-load loss	<0.5W								
Environment temperature	-25°C ~ 55°C								
Terminal type	TC series barrier terminal								
Elevation	≤4000M, it should reduce power if the elevation high than 4000M								
Humidity	0 ~ 98%, Non-condensing								
Protection level	IP32								
Display	3" LCD(White backlight)								
Display language	English								
Indicator light	Error indicator/Charging indicator								
Noise	< 30dBA								
Cooling method	Fan + heat sink								
Dimension	420*345*157mm								
Net Weight	10KG								
Package size	540x470x280mm								
Gross weight	12KG								
Package information	Standard export wooden box								
Optional function	DC output, RS485, GPRS								

Remark: "Equalize voltage", "Equalize recovery voltage", "Equalize charging time", "Float voltage", "High voltage disconnect", "High voltage reconnect" are default setting, users can adjust them according to different requirement.

Our company can adjust parameter configuration according to user's requirement.

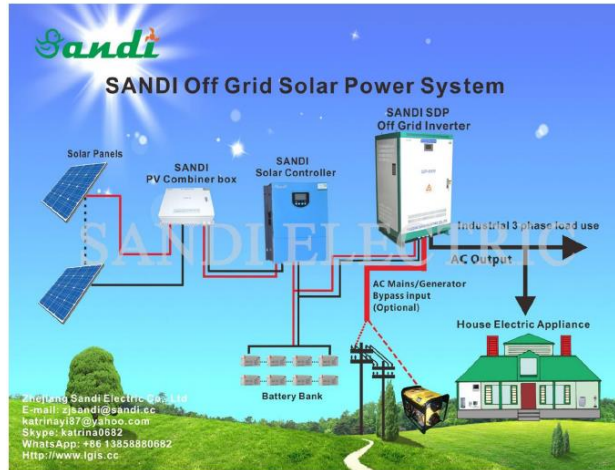


Solar Charge Controller

PV Off-grid Solar Power System

PV Off-grid solar power generation system including solar panel array, solar charge controller, storage battery, Off-grid inverter, PV combiner box and etc. In the sunshine, the solar panel convert the solar energy to DC power and charge the battery group by the charge controller. Then the off grid inverter convert the DC power into AC power for power supply the AC load.

System Schematic



The PV charge controller is a smart device which designed for off-grid PV power system. It has great running performance with LCD display and convenient operation. The controller also automatically control cell cut or connect ordinarily according to the change of battery voltage. The charge controller is very important for solar power system, the performance will affect the life of system directly, especially the battery life. Anyway, the battery's life will be shorted when battery being charged or discharged. The SANDI series PV charge controller adopts PWM charge model which can improve battery life greatly.



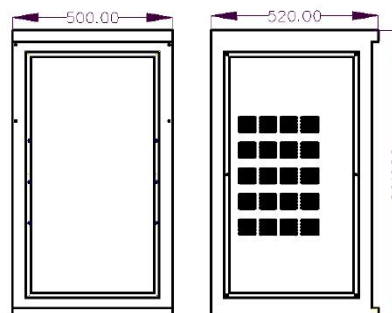
Solar Charge Controller

Product Show



150A~300A floor-type mounted

Product dimension



Anexo #3: Iteración ángulo óptimo



PVGIS-5 geo-temporal irradiation database

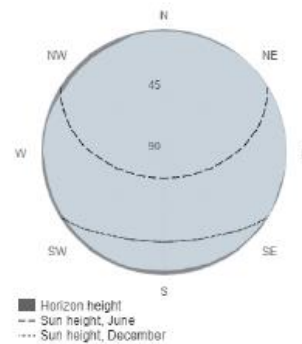
Provided inputs

Latitude/Longitude: 41.624, -1.050
 Horizon: Calculated
 Database used: PVGIS-SARAH
 Start year: 2011
 End year: 2016

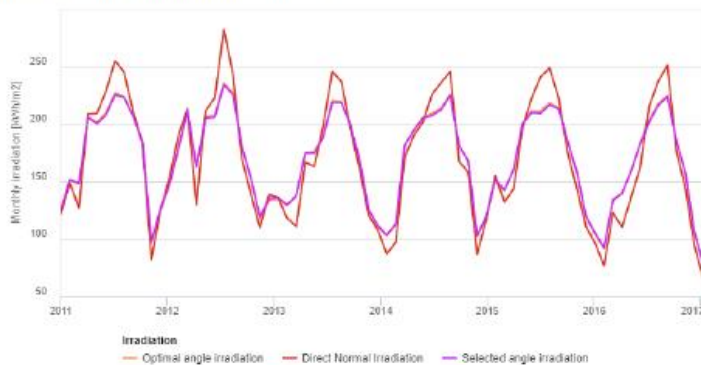
Variables included in this report:

Global horizontal irradiation: No
 Direct Normal Irradiation: Yes
 Global irradiation optimum angle: Yes
 Global irradiation at angle 38°: Yes
 Diffuse/global ratio: Yes
 Average temperature: Yes

Outline of horizon at chosen location:



Monthly solar irradiation estimates



Direct Normal irradiation

Month	2011	2012	2013	2014	2015	2016
January	121.64	153.42	136.12	86.94	154.87	76.97
February	148.12	189.72	118.36	97.07	132.16	122.73
March	127.02	213.14	110.87	170.93	143.53	110.4
April	208.42	129.72	166.58	189.96	196.37	136.03
May	208.95	211.02	163.04	201	222.3	161.53
June	228.52	222.41	198.82	225.69	240.87	215.8
July	254.64	282.1	245.44	235.88	248.31	237.3
August	244.75	243.61	236.83	245.27	222.6	250.8
September	210.83	169.81	196.1	167.12	175.18	170.28
October	184.25	139.04	160.52	158.06	143.6	143.98
November	82.34	110.08	120.34	86.8	110.86	94.15
December	124.64	138.4	108.06	116.74	96.54	65.51

Global irradiation optimum angle

Month	2011	2012	2013	2014	2015	2016
January	123.05	146.23	134.58	102.7	150.07	91.6
February	150.3	177.72	129.26	112.39	141.59	133.42
March	148.02	210.72	137.39	181.19	160.09	139.37
April	205.83	162.87	174.97	194.63	200.41	159.24
May	201.28	206.3	175.62	205.65	210.94	183.21
June	209.66	207.26	190.18	208.95	210.87	203.47
July	228.95	235.72	220.26	213.81	218.12	217.8
August	223.7	226.58	219.23	225.47	213.89	224.49
September	206.6	180.42	199.07	180.88	184.79	165.11
October	184.09	152.18	167.63	167.3	157.41	156.44
November	97.08	118.08	124.49	102.18	118.73	105.38
December	124.99	133.59	110.73	118.54	104.29	77.01

Global at user angle

Month	2011	2012	2013	2014	2015
January	124.38	147.91	136.07	103.62	151.79
February	151.44	179.14	130.17	113.08	142.59
March	148.27	211.33	137.59	181.69	160.47
April	205.35	162.44	174.55	194.16	199.96
May	199.97	204.93	174.51	204.39	209.54
June	207.87	205.55	188.57	207.2	209.06
July	225.15	233.77	218.51	212.12	216.36
August	222.76	225.62	218.29	224.52	213.01
September	206.79	180.46	199.21	180.92	184.92
October	185.16	152.96	168.58	168.22	158.24
November	97.86	119.17	125.69	102.99	119.84
December	126.48	135.25	111.98	119.93	105.42

PVGIS ©European Union, 2001-2020.
 Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged,
 save where otherwise stated.



Report generated on 2020/05/31



Monthly average diffuse to global ratio



Diffuse/global ratio

Month	2011	2012	2013	2014	2015	2016
January	0.39	0.29	0.32	0.5	0.29	0.5
February	0.32	0.22	0.37	0.44	0.37	0.38
March	0.43	0.27	0.46	0.33	0.38	0.49
April	0.31	0.47	0.34	0.32	0.32	0.45
May	0.32	0.33	0.4	0.34	0.31	0.43
June	0.29	0.3	0.34	0.28	0.28	0.32
July	0.26	0.22	0.27	0.29	0.25	0.28
August	0.25	0.25	0.26	0.25	0.27	0.24
September	0.28	0.33	0.29	0.33	0.33	0.32
October	0.29	0.37	0.32	0.33	0.37	0.36
November	0.5	0.4	0.37	0.48	0.41	0.44
December	0.38	0.31	0.4	0.39	0.46	0.57

Monthly average temperature



Monthly average temperature

Month	2011	2012	2013	2014	2015	2016
January	6.3	6.4	7	8	5.6	8.7
February	8.1	4.3	6.4	8.2	5.9	8
March	10.1	11.3	10.2	11	10.5	8.9
April	15.6	11.8	12.2	15.5	14	11.9
May	18.5	19.5	13.5	16.5	18.7	16.5
June	21.5	24.1	19.3	21.7	22.5	22.1
July	22.7	24.7	25.2	22.2	26.8	24.9
August	25.6	26.9	23.1	23.6	23.8	24.6
September	22.4	20.6	20.5	21.9	18.7	21.9
October	16.1	15.7	16.5	18.3	15.5	16.7
November	11.7	10	8.6	11.9	11.6	10
December	7.1	7.4	5.9	6	8.6	6.8

The European Commission maintains this website to enhance public access to information about its initiatives and European Union policies in general. Our goal is to keep this information timely and accurate. If errors are brought to our attention, we will try to correct them.

However, the Commission accepts no responsibility or liability whatsoever with regard to the information on this site.

This information is:

i) of a general nature only and is not intended to address the specific circumstances of any particular individual or entity,

ii) not necessarily comprehensive, complete, accurate or up to date,

iii) sometimes linked to external sites over which the Commission services have no control and for which the Commission assumes no responsibility,

iv) not professional or legal advice (if you need specific advice, you should always consult a suitably qualified professional).

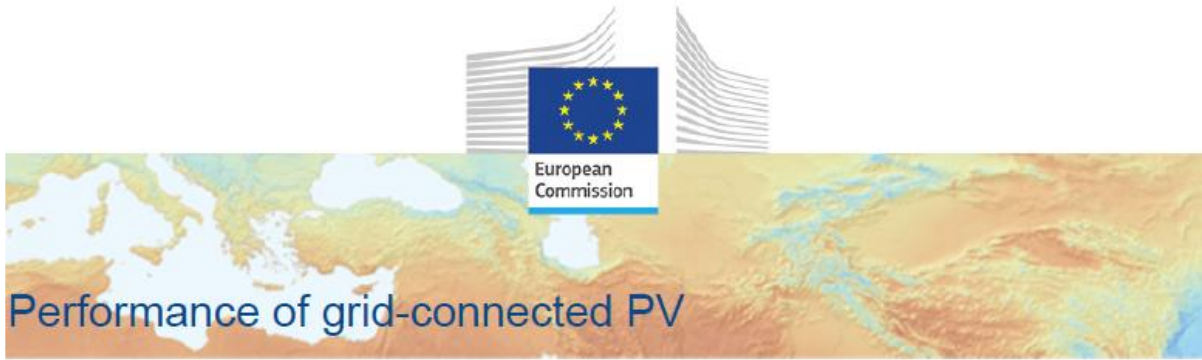
Joint
Research
Centre

PVGIS ©European Union, 2001-2020.

Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged, save where otherwise stated.

Report generated on 2020/05/31

Anexo #4: Simulación de producción anual con PV-GIS



PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

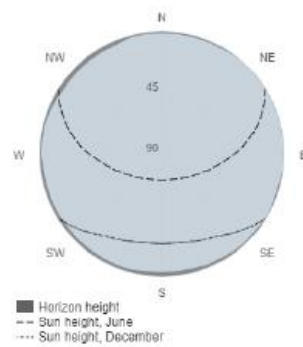
Provided inputs:

Latitude/Longitude: 41.624, -1.050
 Horizon: Calculated
 Database used: PVGIS-SARAH
 PV technology: Crystalline silicon
 PV installed: 18827 kWp
 System loss: 14.2 %

Simulation outputs

Slope angle: 38 °
 Azimuth angle: 0 °
 Yearly PV energy production: 30447629.14 kWh
 Yearly in-plane irradiation: 2044.77 kWh/m²
 Year-to-year variability: 1151966.33 kWh
 Changes in output due to:
 Angle of incidence: -2.52 %
 Spectral effects: 0.81 %
 Temperature and low irradiance: -6.2 %
 Total loss: -20.91 %

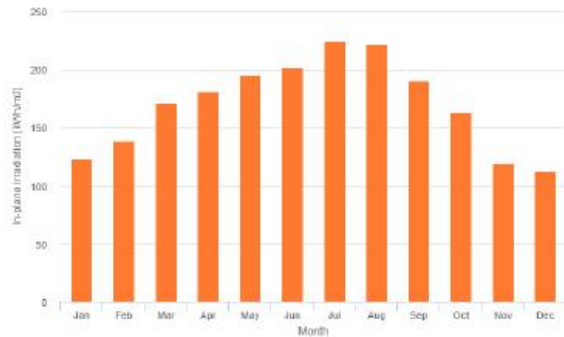
Outline of horizon at chosen location:



Monthly energy output from fix-angle PV system:



Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



Monthly PV energy and solar irradiation

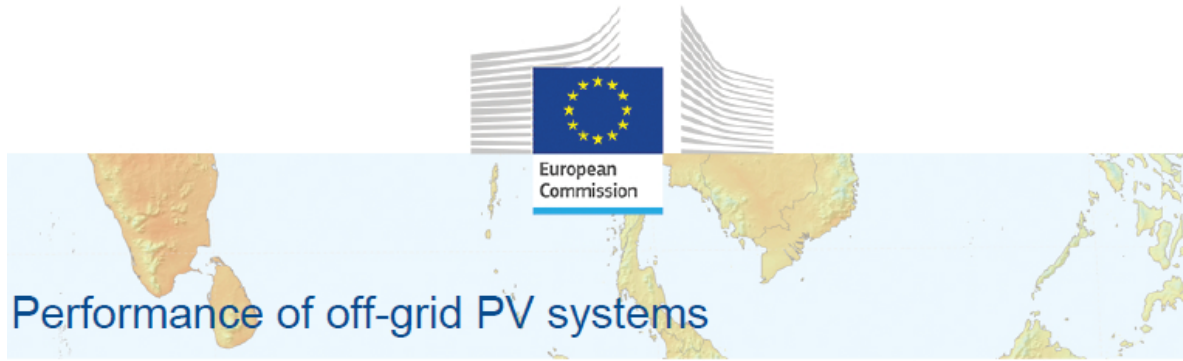
Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	1978999.03.3	305583.7	
February	2205568.38.9	291770.0	
March	2631564.51.0	329944.3	
April	2714402.91.7	221428.5	
May	2863832.55.5	198724.9	
June	2856682.01.4	76851.9	
July	3143992.04.1	99187.1	
August	3134232.21.8	56337.2	
September	2771758.91.1	138057.2	
October	2458050.63.8	180600.6	
November	1879508.49.5	264738.9	
December	1809029.92.8	282699.2	

E_m: Average monthly electricity production from the given system [kWh].
 H(i)_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m²].
 SD_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

The European Commission maintains this website to enhance public access to information about its initiatives and European Union policies in general. Our goal is to keep this information timely and accurate. If errors are brought to our attention, we will try to correct them.
 However, the Commission accepts no responsibility or liability whatsoever with regard to the information on this site.
 This information is:
 i) of a general nature only and is not intended to address the specific circumstances of any particular individual or entity,
 ii) not necessarily comprehensive, complete, accurate or up to date,
 iii) sometimes linked to external sites over which the Commission services have no control and for which the Commission assumes no responsibility,
 iv) not professional or legal advice (if you need specific advice, you should always consult a suitably qualified professional).



Anexo #5: Simulación de sistema Off-Grid con PV-GIS



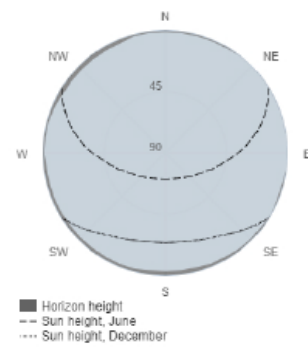
PVGIS-5 estimates of solar electricity generation

Provided inputs

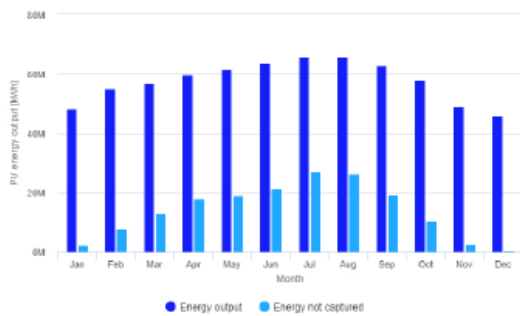
Latitude/Longitude: 41.624, -1.050
 Horizon: Calculated
 Database used: PVGIS-SARAH
 PV installed: 18827000 Wp
 Battery capacity: 69765000 Wh
 Cutoff limit: 5 %
 Consumption per day: 69765000 Wh

Slope angle: 38 °
 Azimuth angle: 0 °
Simulation outputs
 Percentage days with full battery: 65.43 %
 Percentage days with empty battery: 100 %
 Average energy not captured: 21379427.59 Wh
 Average energy missing: 12070985.4 Wh

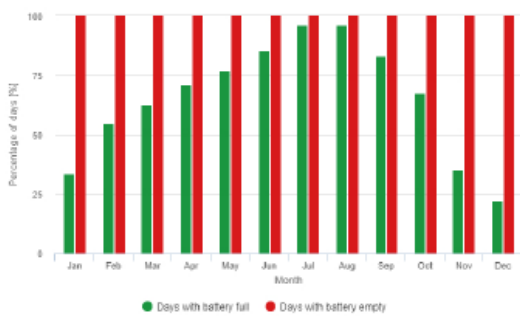
Outline of horizon at chosen location:



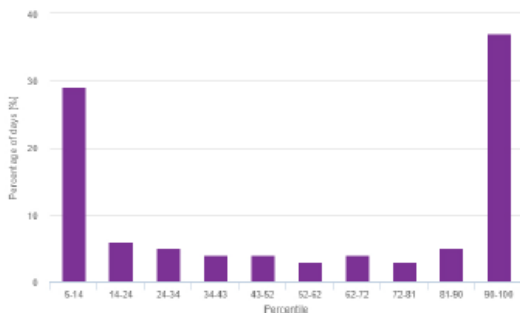
Power production estimate for off-grid PV:



Battery performance for off-grid PV system:



Probability of battery charge state at the end of the day:



Monthly average performance

Month	E_d	E_l	f_f	f_e
January	48265105.23	46186.73	3.6	100.0
February	54948486.78	45458.75	5.1	100.0
March	56774042.02	98345.8	2.6	100.0
April	59594511.97	94279.1	1.1	100.0
May	61785922.88	93480.7	2.2	100.0
June	63746311.21	80846.8	5.6	100.0
July	65722608.26	97552.7	9.6	100.0
August	65582435.26	239430.9	6.0	100.0
September	62859357.89	104431.5	3.1	100.0
October	57949615.80	490341.6	7.5	100.0
November	48944229.25	46657.8	3.3	100.0
December	45959789.84	2743.8	22.0	100.0

E_d: Average energy production per day [Wh/day].
 E_l: Average energy not captured per day [Wh/day].
 f_f: percentage of days when battery became full [%].
 f_e: percentage of days when battery became empty [%].

Cs	Cb
5-14	29.0
14-24	6.0
24-34	5.0
34-43	4.0
43-52	4.0
52-62	3.0
62-72	4.0
72-81	3.0
81-90	5.0
90-100	37.0

Cs: Charge state at the end of each day [%].
 Cb: percentage of days with this charge state [%].

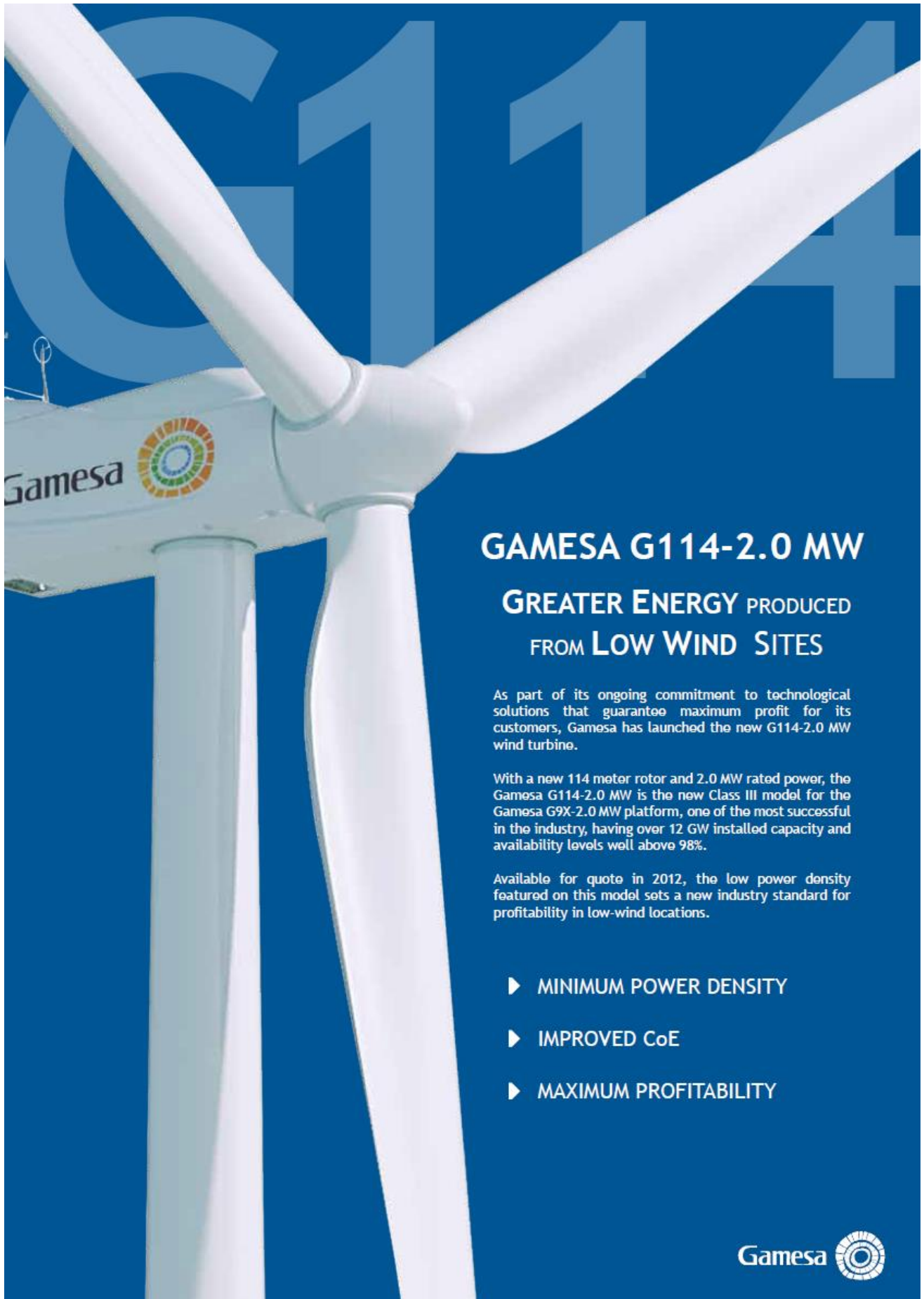
The European Commission maintains this website to enhance public access to information about its initiatives and European Union policies in general. Our goal is to keep this information timely and accurate. If errors are brought to our attention, we will try to correct them.
 However, the Commission accepts no responsibility or liability whatsoever with regard to the information on this site.
 This information is:
 (a) of a general nature only and is not intended to address the specific circumstances of any particular individual or entity.
 (b) not necessarily comprehensive, complete, accurate or up to date.
 (c) sometimes linked to external sites over which the Commission services have no control and for which the Commission assumes no responsibility.
 (d) not professional or legal advice (if you need specific advice, you should always consult a suitably qualified professional).



Anexo #6: Memoria de cálculo de parque eólico

Se adjunta en almacenamiento magnético

Anexo #7: Hoja técnica | Aerogenerador



GAMESA G114-2.0 MW


GREATER ENERGY PRODUCED FROM LOW WIND SITES

As part of its ongoing commitment to technological solutions that guarantee maximum profit for its customers, Gamesa has launched the new G114-2.0 MW wind turbine.

With a new 114 meter rotor and 2.0 MW rated power, the Gamesa G114-2.0 MW is the new Class III model for the Gamesa G9X-2.0 MW platform, one of the most successful in the industry, having over 12 GW installed capacity and availability levels well above 98%.

Available for quote in 2012, the low power density featured on this model sets a new industry standard for profitability in low-wind locations.

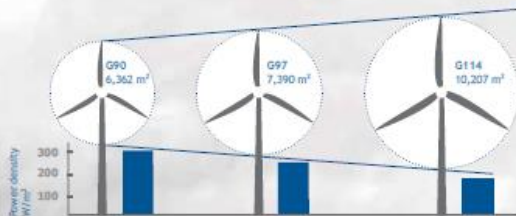
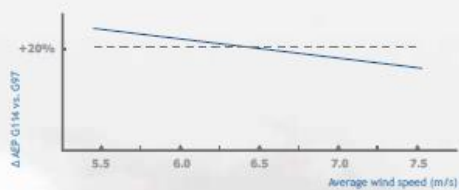
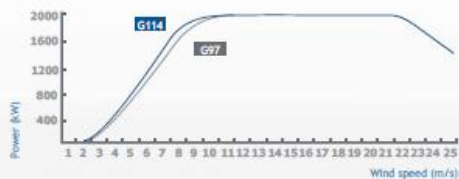
- ▶ MINIMUM POWER DENSITY
- ▶ IMPROVED CoE
- ▶ MAXIMUM PROFITABILITY

Gamesa 

MORE ENERGY PRODUCTION IN LOW-WIND LOCATIONS

The Gamesa G114-2.0 MW wind turbine inherits many of the technologies developed over 10 years with the Gamesa G97-2.0 MW platform.

Now, with a new 114 m rotor, the Gamesa G114-2.0 MW has a 38% larger swept area than the Gamesa G97-2.0 MW and produces over 20% more energy annually. The new 55.5 m blade with state-of-the-art airfoil design ensures maximum energy production, reduced noise levels and a significantly lower Cost of Energy for Gamesa's Class III products.



SPECIFICATIONS

General Details	
Rated power	2.0 MW
Wind class	IIIA
Rotor diameter	114m
Swept area	10,207m ²
Power density	195.94 W/m ²
Control	Independent pitch and variable speed
Gearbox	3 stages
Generator	Doubly fed
Frequency	50 Hz / 60 Hz
Blades	
Length	55.5 m
Airfoil	Gamesa
Towers	
Height	93, 120, 140 m and site-specific

In order to minimize the environmental impact, this document has been printed on paper made from 50% pure cellulose fiber (ECF), 40% selected pre-consumer recycled fiber, and 10% post-consumer deinked recycled fiber into based exclusively on vegetable oils with a minimum volatile organic compound (VOC) content. Varnish based predominantly on natural and renewable raw materials.

The present document, its content, its annexes and/or amendments has been drawn up by Gamesa Corporación Tecnológica, S.A. for information purposes only and could be modified without prior notice. All the content of the Document is protected by intellectual and industrial property rights owned by Gamesa Corporación Tecnológica, S.A. The addressee shall not reproduce any of the information, neither totally nor partially.

Printed date: March 2012.



C / Ciudad de la Innovación, 9-11
31621 Sarriguren (Spain)
Tel: +34 948 771 000
Fax: +34 948 165 039
info@gamesacorp.com
www.gamesacorp.com

AUSTRALIA
Level 13, 167 Macquarie Street,
Sydney NSW 2000
Tel: +61 (2) 8667 3000

BRAZIL
Rua Hungria 1240, 3ºA
Jd. América, CEP 01455-000
São Paulo (SP)
Tel: +5511 3096 4444

CHINA
23/F, Tower 1,
Beijing Prosper Center No. 5
Guanghua Road, Chaoyang District,
Beijing 100020
Tel: +86 10 5789 0899
Fax: +86 10 5761 1996

EGYPT
3, 218 St. Degla,
Maadi, Cairo
Tel: +20 225 211 048
Fax: +20 225 211 282

FRANCE
Parc Mail, Bâtiment G
6 Allée Irène Joliot-Curie
69791 Saint Priest Cedex
Tel: +33 (0) 4 72 79 49 39

GERMANY
Stadthausbrücke 1-3, 5 Stock
20355 Hamburg
Tel: +49 (0) 403 7644 743

INDIA
The Futura IT Park, Block B, 8th floor
No. 334 Rajiv Gandhi Salai
Sholinganallur, Chennai 600119
Tel: +91 44 3924 2424
sales.india@gamesacorp.com

ITALY
Via Mentore Maggini 48/50
00143 Rome
Tel: +39 0645543650
Fax: +39 0645553974

JAPAN
Daiwa Jisho Building 4F - 411
74-1 Naka-ku, Yamashita-cho
Yokohama-City
231-0023 Kanagawa
Tel: +81 45 680 50 80
Fax: +81 45 680 50 81

MEXICO
Torre Diana, Piso 14
Av. Pr. de la Reforma 389
Colonia Cuauhtemoc
06500 Mexico DF
Tel: +52 55 50934637

MOROCCO
345, Lot. Gzenayya A.B.P. 397
Tanger (Boukhalef)
Tel: +212 539 393308/09
Fax: +212 539 393312

POLAND
Ul. Galaktyczna 30A
80-299 Odąnsk
Tel: +48 58 766 62 62
Fax: +48 58 766 62 99
poland.wind@gamesacorp.com

SINGAPORE
3 Temasek Avenue
Centennial Tower - Level 34
Singapore 039190
Tel: +65 6549 7763
Fax: +65 6549 7011

SOUTH AFRICA
The Colosseum
1st Floor Century Way, Foyer 3
Century City
7441 Cape Town
Tel: +27 0 215260300
Fax: +27 0 215260311

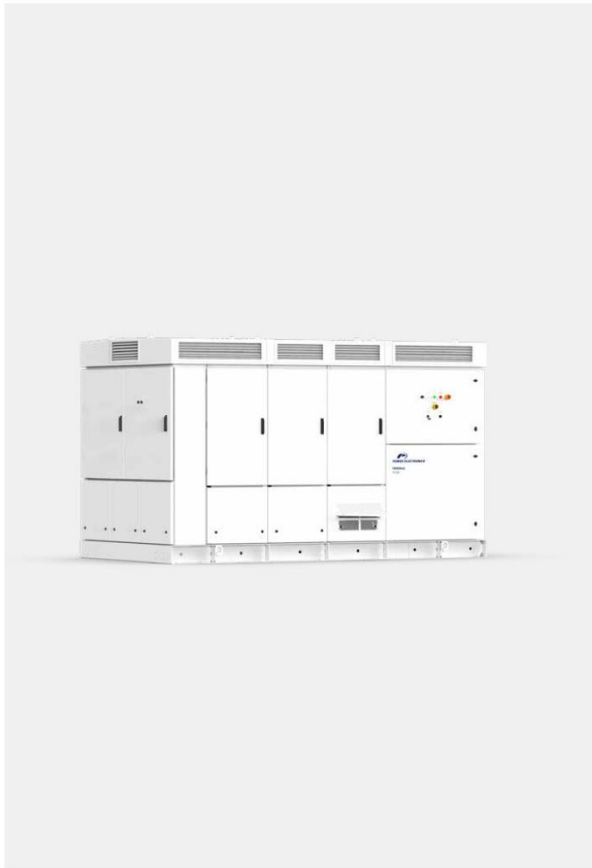
TURKEY
Astoria, Büyükdere Cad. No. 127
Kule A, Kat: 10
Esenyurt
Istanbul 34394
Tel: +90 212 340 76 00

UNITED KINGDOM
25 Napier Place
Wardpark North
Cumbernauld G68 0LL
Tel: +44 1236724890

UNITED STATES
2050 Cabot Boulevard West
Langhorne, PA 19047
Tel: +1 215 710 3100
Fax: +1 215 741 4048

Anexo #7: Hoja técnica | Convertidor / controlador de carga

POWER ELECTRONICS



FREEMAQ PCSK FREEMAQ MULTI PCSK

UTILITY SCALE BATTERY INVERTER

- POWER CONVERSION SYSTEM
- FIELD REPLACEABLE UNITS
- MODULAR DESIGN
- UP TO 3 INDEPENDENT BESS INPUTS
- iCOOL 3
- 4 QUADRANT
- 3 LEVEL TOPOLOGY
- NEMA 3R / IP55

PROVEN HARDWARE AND ROBUST OUTDOOR DESIGN FEATURED WITH THE LATEST CONTROL

The Freemaq PCSK is a modular solution from 1700 kW to 3800 kW with configurable DC and AC voltages making it compatible with all battery technology and manufacturers. Power Electronics is a proven partner in the solar and energy storage market. The PCSK has been designed to be the lowest LCOE solution in the market for storage applications. The Power Electronics Freemaq PCSK offers proven hardware to meet storage and grid support challenges. The energy production industry is embracing renewable energy sources. However, high penetration creates power transmission instability challenges, thus Grid Operators require stringent dynamic and static grid support features for solar inverters and Power Conversion Systems (PCS). The MULTI PCSK can support two or three independent battery systems and optimize the storage facility. The converters can perform grid support functions such as: Peak Shaving, Ramp Rate Control, Frequency Regulation, Load Leveling and Voltage Regulation, controlled by a Power Plant Controller or SCADA. The converters stations are turn-key solutions ready for connection to the battery container and MV power distribution wiring. Units are designed for concrete pads or piers, open skids or integrated into full container solutions.

POWER ELECTRONICS

POWER ELECTRONICS

TECHNICAL CHARACTERISTICS

FREEMAQ MULTI PCSK 690V

	FRAME 1	FRAME 2
NUMBER OF MODULES	4	6
REFERENCES	FP2445K2	FP3670K2 FP3670K3
AC		
AC Output Power (kVA/kW) @50°C ^[1]	2445	3670
AC Output Power (kVA/kW) @40°C ^[1]	2530	3800
Max. AC Output Current (A) @50°C	2047	3070
Max. AC Output Current (A) @40°C	2117	3179
Operating Grid Voltage (VAC)	690V ±10%	
Operating Grid Frequency (Hz)	50/60 Hz	
Current Harmonic Distortion (THDI)	< 3% per IEEE519	
Power Factor (cosine phi) ^[2]	0.5 leading...0.5 lagging	
Reactive power compensation	Four quadrant operation	
DC		
DC Voltage Range (full power)	976V-1310V / 976V-1500V (optional)	
Maximum DC voltage	1500V	
DC Voltage Ripple	< 3%	
Max. DC continuous current (A)	2646	3969
Max. DC short-circuit current (A)	180kA / 5ms	
Battery Technology	All type of batteries (BMS required)	
Number of separate DC inputs	2	2 3
EFFICIENCY & AUX. SUPPLY		
Efficiency (Max) (η) ^[3]	98.87%	98.93%
Euroeta (η) ^[3]	98.48%	98.65%
Max. Power Consumption (kVA)	8	10
CABINET		
Dimensions [WxDxH] (ft)	12 x 7 x 7	
Dimensions [WxDxH] (m)	3.7 x 2.2 x 2.2	
Weight (lbs)	12125	12677
Weight (kg)	5500	5750
Type of ventilation	Forced air cooling	
ENVIRONMENT		
Degree of protection	NEMA 3R / IP55	
Permissible Ambient Temperature	-35°C to +60°C, >50°C / Active Power derating (>50°C)	
Relative Humidity	4% to 100% non condensing	
Max. Altitude (above sea level)	2000m / >2000m power derating (Max. 4000m)	
Noise level ^[4]	< 79 dBA	
CONTROL INTERFACE		
Communication protocol	Modbus TCP	
Power Plant Controller	Optional, Third party SOADA systems supported	
Keyed ON/OFF switch	Standard	
PROTECTIONS		
Ground Fault Protection	Insulation monitoring device	
Humidity control	Active Heating	
General AC Protection & Disconn.	Circuit Breaker	
General DC Protection & Disconn.	DC switch ^[5]	
Overvoltage Protection	AC and DC protection (type 2)	
CERTIFICATIONS		
Safety	UL1741, CSA 22.2 No. 107.1-16, IEC62109-1, IEC62109-2	
Utility interconnect ^[6]	UL 1741 SA - Feb. 2018, IEEE 1547-1-2005	

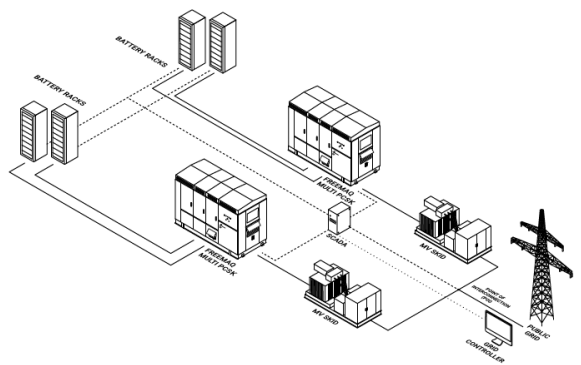
[1] Values at 1.00-Vac nom and cos φ= 1. Consult Power Electronics for derating curves.
 [2] Consult P-Q charts available: Q(kVAr)=S(kVA)-P(kW).
 [3] Consult Power Electronics for the extended DC voltage range option efficiency data.

[4] Readings taken 1 meter from the back of the unit.
 [5] Battery short circuit disconnection has to be done on the battery side.
 [6] Consult Power Electronics for other applicable standards / grid codes.

MULTI BATTERY ENERGY STORAGE SYSTEM

The Freemaq MULTI PCSK can support two or three independent battery systems. A BESS comprises a battery containers connected to a Freemaq MULTI PCSK (Power Conversion System) that follows the instruction of the main governor of the plant, the PPC (Power Plant Controller) or SCADA.

EXAMPLE 1



— Power connections
 - - - Plant communications
 Grid controller communication

Anexo #9: Memoria de cálculo de Proyecto “Renting de Baterías” & Estudio Económico

Se adjunta en almacenamiento magnético

Resumen

En este trabajo, se evaluaron dos tecnologías para alimentar el modelo de mercado “Renting de Baterías”, el cual consiste en intercambiar las baterías de los vehículos eléctricos, evitando o eliminando los tiempos de espera en la recarga de estos.

Los sistemas evaluados fueron la generación fotovoltaica y la eólica, la cuales se dimensionaron según las características de la ciudad de Zaragoza, con la finalidad de determinar la opción más viable en términos técnico-económicos, tomando como escenario idealizado: un parque automotor compuesto principalmente de vehículos eléctricos.

Esta comparativa sirvió para definir e identificar la tecnología más idónea a aplicar, donde la opción eólica resultó tener ventaja sobre la alternativa solar, tomando como indicador el precio del kilovatio-hora resultante al final del ejercicio económico realizado, teniendo una diferencia de precio de alrededor del 23%. Además, se desveló que el modelo de mercado “Renting de Baterías” es una opción muy competitiva frente a las alternativas fósiles.

Finalmente, durante la ejecución se identificaron posibles barreras o debilidades en cada etapa (generación y servicio de recambio) del proyecto. Sin embargo, debido a las características de la zona de estudio se concluye que la ciudad de Zaragoza presenta buenas características para albergar ambas opciones de generación. Además, se evidenció que ambas tecnologías de generación tienen la suficiente madurez para sostener un modelo de mercado que involucra un consumo energético importante en un sector clave para la sociedad como es “Transporte y Movilidad”.

Abstract

In this work, two technologies were evaluated to feed the “Battery Renting” market model, which consists of exchanging the batteries of electric vehicles, to avoid or eliminate the waiting times for recharging them.

The evaluated systems were: photovoltaic and wind generation, which were dimensioned according to the characteristics of Zaragoza city, in order to determine the most viable option in technical-economic terms, taking as an idealized scheme: a vehicle fleet consisting mainly by electrical vehicles.

This comparison was used to define and identify the most suitable technology to apply, where the wind option turned out with some advantage over the solar alternative, taking as an “indicator” the price of the resulting kilowatt-hour at the end of the financial period, having a price difference of around 23%. In addition, it was revealed that the “Battery Renting” market model is a very competitive option against fossil alternatives.

Finally, during execution, possible barriers or weaknesses were identified at each stage (generation and replacement service) of the project. However, due to the characteristics of the study area, it is concluded that the city of Zaragoza has good characteristics to housing both generation options. Furthermore, it was evidenced that both generation technologies are sufficiently mature to sustain a market model that involves a significant energy consumption in a key sector for society such as "Transport and Mobility".