



SEPTIEMBRE DE 2025

ANALISIS DE VIABILIDAD DE UNA ESTACIÓN
DUAL BEV-FCEV ALIMENTADA POR ENERGÍA
FOTOVOLTAICA CON ALMACENAMIENTO
HÍBRIDO: APLICACIÓN AL TRANSPORTE
PESADO EN UNA UBICACIÓN EN ESPAÑA
PROYECTO FIN DE MÁSTER-ANEXOS

Alumnos: Danilo Diaferia, Jahan Hossein Shiekhy, Jose Angel Gonzalez
Blanco, Nancy Yaneth Gaitan Naranjo, Rocío Medina Herrera
UNIVERSIDAD EUROPEA DE CANARIAS
TUTOR: José Antonio La Cal Herrera **CURSO 2024/2025**

Tabla de contenido

Listado de tablas.....	2
Listado de figuras.....	4
Anexo I. Selección del emplazamiento	6
Anexo II. Fichas técnicas de equipos de la hidrogenera	15
Anexo III. Parametrización de equipos de la hidrogenera	21
Anexo IV. Cálculos manuales y simulación del sistema PV-BESS	24
Anexo V. Evaluación financiera	57
Anexo VI. Archivos adjuntos de cálculos, simulación del sistema PV-BESS y de la evaluación financiera	68
Referencias Bibliográficas	69

Listado de tablas

Tabla 1. Datos de la ubicación de la TF-1.....	6
Tabla 2. Datos de la ubicación de la AP-4.....	8
Tabla 3. Datos de la ubicación de la AP-7.....	11
Tabla 4. Cálculo del volumen de los tanques de almacenamiento, 30 bar.	22
Tabla 5. Cálculo del volumen nominal del tanque de almacenamiento, 450 bar.	22
Tabla 6. Equipos elegidos para la instalación.	25
Tabla 7. Cálculo consumo diario y horario de Electrolizador.	27
Tabla 8. Cálculo potencia dispensador.	27
Tabla 9. Resumen de cálculos por estimación de potencia y consumos diarios.....	28
Tabla 10. Cálculo de Lmd.....	28
Tabla 11. Ubicación de los emplazamientos.	28
Tabla 12. Radiación global mensual en ubicación AP-4.....	30
Tabla 13. Gd media diaria HSP en ubicación AP-4.....	30
Tabla 14. Lmd/Gd para ubicación de AP-4.....	31
Tabla 15. Resumen del mes crítico para las tres ubicaciones.	31
Tabla 16. Cálculo perdidas por temperatura, ubicación AP-4.	33
Tabla 17. Resume de perdidas por temperatura.	33
Tabla 18. Cálculo analítico de las perdidas por desorientación y desinclinación.....	34
Tabla 19. Cálculo rendimiento del inversor.	34
Tabla 20. Perdidas adicionales a las de temperatura, consideradas para cálculo PR en ubicación AP4.....	35
Tabla 21. Resumen otras perdidas para estimación de PR.....	35
Tabla 22. Estimación PR aplicando todos los factores de perdidas, ubicación AP4.	35

Tabla 23. Resumen estimación PR para las tres ubicaciones.....	36
Tabla 24. Dimensionado generador fotovoltaico.....	37
Tabla 25. Características de los paneles.....	37
Tabla 26. Características del regulador de carga DC/DC.....	37
Tabla 27. Número de regulador de carga DC/DC con MPPT en AP4.....	38
Tabla 28. Cálculo del número de paneles en AP4.....	38
Tabla 29. Cálculo del número de módulos en serie, Ns, en AP4.....	38
Tabla 30. Validación Ns con rango MPP, en AP4.....	39
Tabla 31. Validación Ns con máxima tensión de entrada DC, en AP4.....	39
Tabla 32. Cálculo número de módulos en paralelo, Np, en AP4.....	39
Tabla 33. Validación de Np, en AP4.....	40
Tabla 34: Verificación corriente máxima, en AP4.....	40
Tabla 35. Resumen dimensionado paneles y regulador DC/DC-MPPT en AP4.....	41
Tabla 36. Resumen dimensionado paneles y regulador DC/DC-MPPT en TF1.....	41
Tabla 37. Resumen dimensionado paneles y regulador DC/DC-MPPT en AP7.....	41
Tabla 38. Parámetros de entrada para el dimensionamiento de la batería.....	42
Tabla 39. Cálculo capacidad nominal de la batería.....	43
Tabla 40. Dimensionado inversor.....	43
Tabla 41. Cálculo de la energía a la salida del sistema, ubicación AP4.....	44
Tabla 42. Resumen energía a la salida del sistema y otros parámetros clave para las tres ubicaciones.....	45
Tabla 43. Resumen de resultados para el análisis comparativo.....	46
Tabla 44. Resumen comparativo predimensionado en PVsyst y manual.....	48
Tabla 45. Cálculos realizados de la distancia entre paneles disposición 1P y 2P.....	49
Tabla 46. Resumen distancia paneles en las tres ubicaciones.....	50
Tabla 47. Comparativa dimensionados baterías PVsyst y Manual.....	53
Tabla 48. Resultados principales de la simulación y comparativa entre las tres ubicaciones.....	56
Tabla 49. Resumen macrodatos del sistema para evaluación económica.....	56
Tabla 50. Costo unitario y total de los elementos de la planta fotovoltaica y baterías.....	57
Tabla 51. Cálculo del CAPEX total de la planta fotovoltaica y del sistema de baterías.....	58
Tabla 52. Cálculo del CAPEX del sistema de producción, almacenamiento y dispensación de hidrógeno.....	60
Tabla 53. Cálculo del CAPEX total del sistema de dispensación de vehículos eléctricos.....	60
Tabla 54. Cálculo del OPEX para la planta fotovoltaica.....	61
Tabla 55. Cálculo del costo de operación y mantenimiento del sistema de producción de hidrógeno.....	61
Tabla 56. OPEX para el sistema de baterías y el dispensador BEV.....	62

Tabla 57. Variables del análisis de sensibilidad en el escenario base.	63
Tabla 58. Resultados del flujo de caja en el escenario base.	64
Tabla 59. Resultados del análisis de sensibilidad en la variable Precio del hidrógeno vendido.	64
Tabla 60. Resultados del análisis de sensibilidad en la variable CAPEX.	64
Tabla 61. Resultados del análisis de sensibilidad en la variable OPEX.	64
Tabla 62. Resultados del análisis de sensibilidad en la variable Costo de capital.	65
Tabla 63. Resultados del análisis de sensibilidad en la variable Tasa de variación anual del OPEX.	65
Tabla 64. Resultados del análisis de sensibilidad en la variable factor de capacidad del electrolizador.	65
Tabla 65. Resultados de las variaciones del VAN con los cambios porcentuales en las variables definidas: análisis de tornado.	65
Tabla 66. Flujo de caja del proyecto sin y con costo de capital.	67
Tabla 67. Listado de los archivos adjuntos relacionados con los diferentes cálculos y con la simulación del sistema PV-BESS.	68

Listado de figuras

Figura 1. Situación geográfica de la ubicación en la TF-1.	6
Figura 2. Mapa de irradiación con la localización en la TF-1.	7
Figura 3. Mapa hidrológico de Tenerife con la localización en la TF-1.	7
Figura 4. Mapa de la Red Natura 2000 con localización de la TF-1.	8
Figura 5. Plano de la AP-4.	9
Figura 6. Situación geográfica de la ubicación en la AP-4.	9
Figura 7. Mapa de irradiación con la localización en la AP-4.	10
Figura 8. Mapa hidrológico de Cádiz con la localización en la AP-4.	10
Figura 9. Mapa de la Red Natura 2000 con localización de la AP-4.	11
Figura 10. Ilustración de la AP-7 desde la Junquera hasta Barcelona.	12
Figura 11. Situación geográfica de la ubicación en la AP-7.	12
Figura 12. Mapa de irradiación con la localización en la AP-7.	13
Figura 13. Mapa hidrológico de Cataluña con la localización en la AP-7.	13
Figura 14. Mapa de la Red Natura 2000 con localización de la AP-7.	14
Figura 15. Electrolizador Hylzer-500.	15
Figura 16. Ficha técnica del tanque LH 200V.	16
Figura 17. Ficha técnica de los tanques Bundle 33x220 L.	17
Figura 18. Ficha técnica del tanque RGV500.	18
Figura 19. Ficha técnica del compresor KS50.	19
Figura 20. Ficha técnica del dispensador SK700-II (C-frame) tipo H35.	20
Figura 21. Sistema fotovoltaico con batería acoplado en DC de Enjoypowers.	25
Figura 22. Mapa de las ubicaciones.	29

Figura 23. Comparativa radiación mensual para las 3 ubicaciones.	45
Figura 24. Comparativa radiación y temperatura anual.	46
Figura 25. Comparativa PR sistema y potencia DC en las tres ubicaciones.	47
Figura 26. Resultado predimensionado por 2 días de autonomía en AP4.	48
Figura 27. Configuración parámetros de orientación, variante cobertizo ilimitado 1P.	50
Figura 28. Configuración de perdidas por temperatura en PVSyst.	51
Figura 29. Configuraciones perdidas por dispersión, fabricación y mismatch.	51
Figura 30. Dimensionado sistema de almacenamiento por 2 días de autonomía en AP4.	52
Figura 31. Dimensionado sistema fotovoltaico en AP4.	53
Figura 32. Diagrama estado de carga de la batería para 2 días de autonomía en ubicación AP4.	54
Figura 33. Resultados principales para 2 días de autonomía en ubicación AP4.	54
Figura 34. Resultados principales para 5 días de autonomía en ubicación AP4.	55
Figura 35. Diagrama estado de carga de la batería para 5 días de autonomía en ubicación AP4.	55
Figura 36. Diagrama de pérdidas para 5 días de autonomía en ubicación AP4.	55

Anexo I. Selección del emplazamiento

A continuación, se describe el análisis realizado en las ubicaciones seleccionadas de acuerdo con los criterios definidos en la metodología.

TF-1

La TF-1, en el punto kilométrico 59 a la altura del Aeropuerto Tenerife Sur, es uno de los lugares de la isla de Tenerife con mayor concentración de tráfico.

Autovía	Estación	Provincia	PK	IMD Ligero	IMD Pesado	IMD Total
TF-1	47	Tenerife	59	49540	2993	52533

Tabla 1. Datos de la ubicación de la TF-1.

Fuente: (Intensidad Media Diaria (IMD) de tráfico de Tenerife - Portal de datos abiertos del Gobierno de Canarias, 2025) modificado por los autores.

La TF-1 es una autopista que parte de la capital de la isla y llega hasta los centros turísticos ubicados en el sur de Tenerife. Tiene una longitud total de 103 km, siendo la autopista más grande de Canarias.

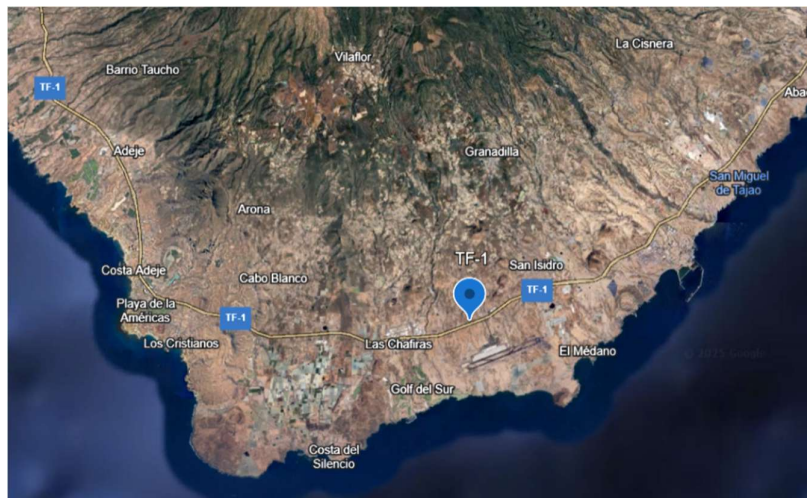


Figura 1. Situación geográfica de la ubicación en la TF-1.

Fuente: (Posibles ubicaciones de las hidrogenas - Google Earth, 2025)

La ubicación seleccionada se encuentra en la zona de irradiación de Nivel 5 entregando más de 1.825 kWh/m².

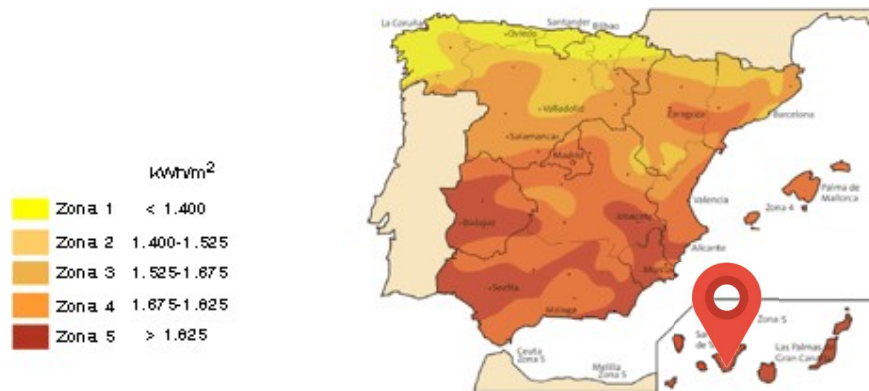


Figura 2. Mapa de irradiación con la localización en la TF-1.
Fuente: ((Futura), 2010)

En cuanto a la disponibilidad de agua, la isla de Tenerife se encuentra con una gran cantidad de acuíferos que permiten contar con el recurso necesario.



Figura 3. Mapa hidrológico de Tenerife con la localización en la TF-1.
Fuente: (Redes de Seguimiento, 2025)

Los acuíferos de la isla de Tenerife están divididos en varias zonas, siendo el acuífero ubicado en el emplazamiento seleccionado la masa costera de la vertiente sur.

Por último, tras revisar los requisitos anteriormente mencionados, es necesario conocer la disposición de la Red Natura 2000 para comprobar que no afecta a la localización seleccionada.

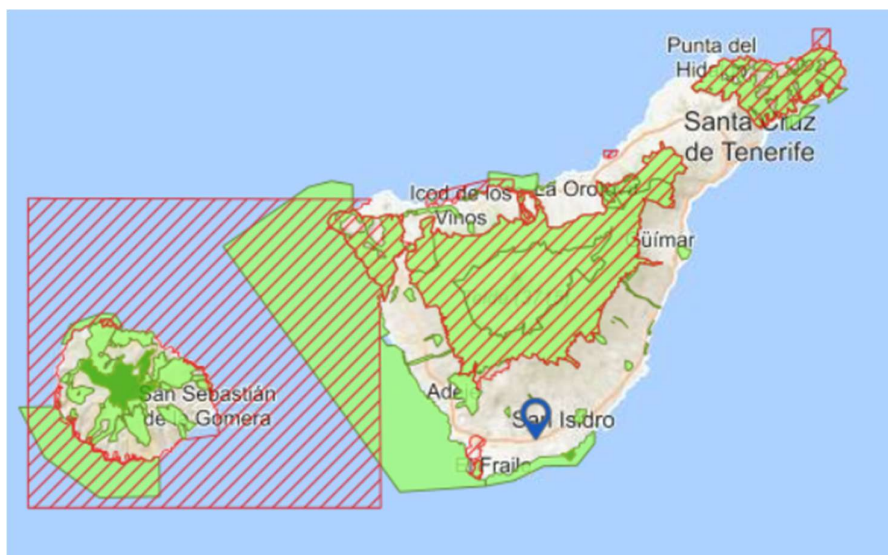


Figura 4. Mapa de la Red Natura 2000 con localización de la TF-1.
Fuente: (Red Natura 2000, 2025)

AP-4 (Cádiz-Sevilla)

La ubicación seleccionada de la AP-4 se encuentra próxima al punto kilométrico 82, cerca de la ciudad de Jerez de la Frontera, y soporta una elevada densidad de tráfico. Esta autopista, que une las capitales de provincia de Sevilla y Cádiz, tiene una longitud de 93 km.

Autovía	Estación	Provincia	PK	IMD Ligero	IMD Pesado	IMD Total
AP-4	CA-27-0	Cádiz	82,78	30.254	3.502	33.756

Tabla 2. Datos de la ubicación de la AP-4.
Fuente: (Mapa de tráfico, 2025) modificado por los autores.



Figura 5. Plano de la AP-4.
Fuente: (MAPA DE CARRETERAS, 2025)

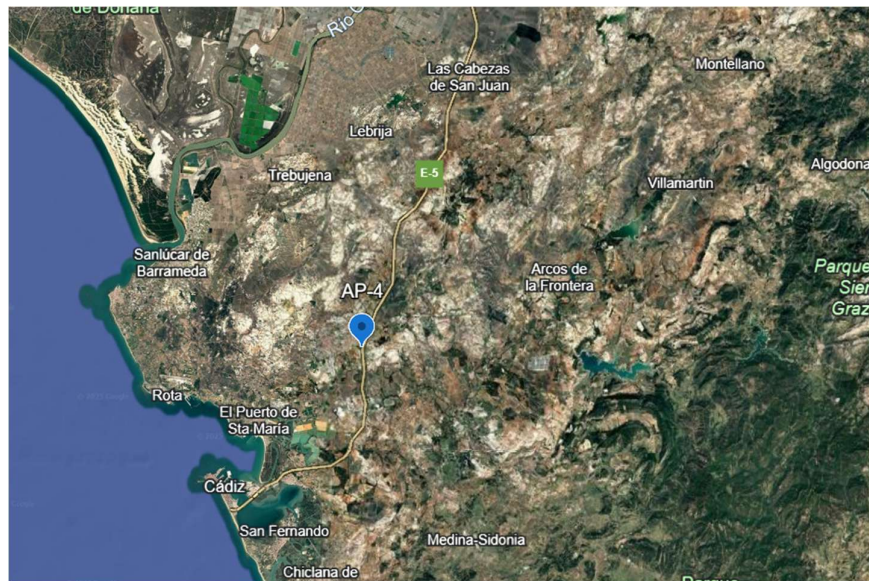


Figura 6. Situación geográfica de la ubicación en la AP-4.
Fuente: (Posibles ubicaciones de las hidrogeneras - Google Earth, 2025)

Al consultar el mapa de radiación, se observa que la ubicación pertenece a la zona de nivel 4, con una irradiación comprendida entre 1.675 kWh/m^2 y 1.825 kWh/m^2 .

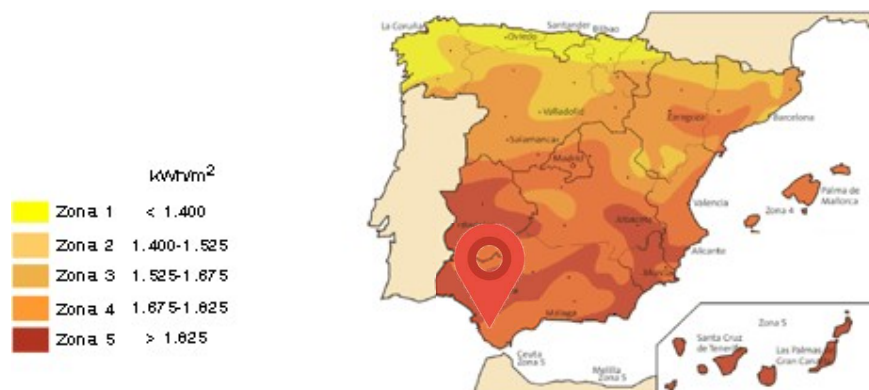


Figura 7. Mapa de irradiación con la localización en la AP-4.
Fuente: ((Futura), 2010)

Otro paso necesario es verificar la disponibilidad del recurso hídrico en la zona mediante el mapa correspondiente. La masa de agua subterránea a la que pertenece la ubicación es la de Jerez de la Frontera.

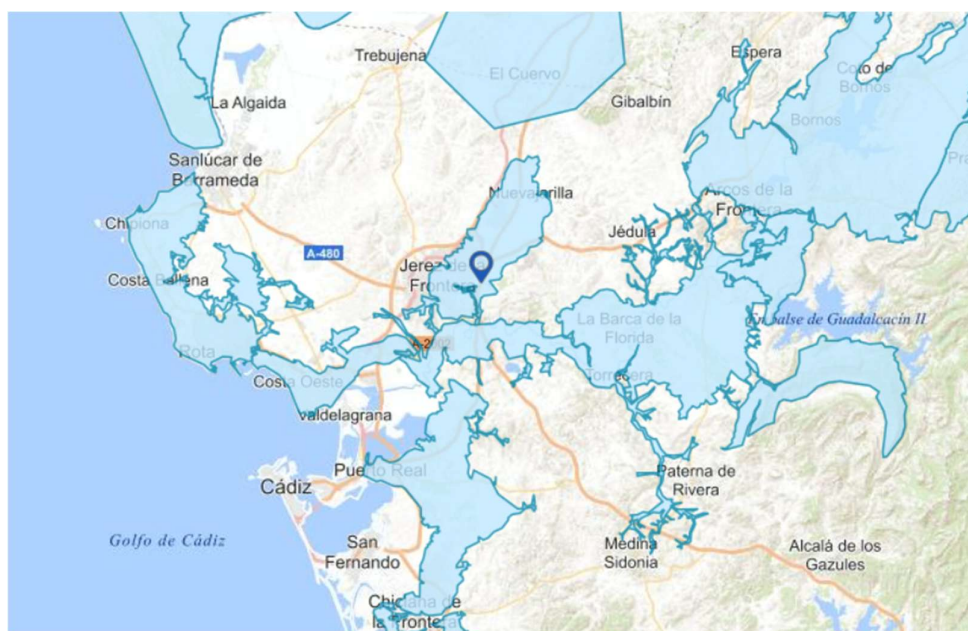


Figura 8. Mapa hidrológico de Cádiz con la localización en la AP-4.
Fuente: (Redes de Seguimiento, 2025)

En cuanto a la Red Natura 2000 se comprueba que no existen limitaciones que confronte nuestra ubicación.

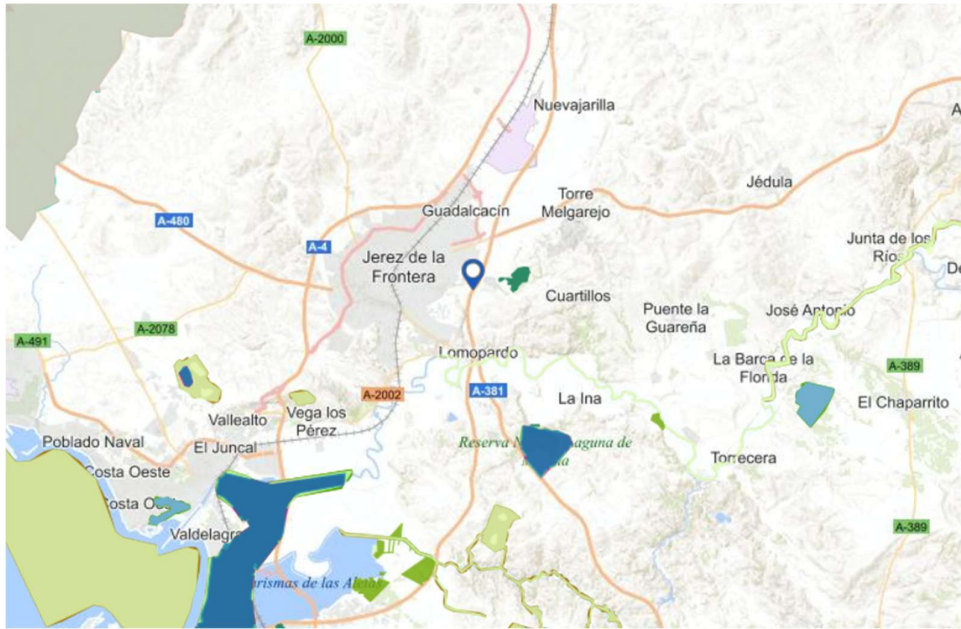


Figura 9. Mapa de la Red Natura 2000 con localización de la AP-4.
Fuente: (Red Natura 2000, 2025)

AP-7

La autopista del Mediterráneo o AP-7 es un eje que comunica toda la costa mediterránea española desde la frontera con Francia hasta Guadiaro.

Autovía	Estación	Provincia	PK	IMD Ligero	IMD Pesado	IMD Total
AP-7	GI-17-0	Girona	50.11	39 827	15 272	55 099

Tabla 3. Datos de la ubicación de la AP-7.
Fuente: (Mapa de tráfico, 2025) modificado por los autores.



Figura 10. Ilustración de la AP-7 desde la Jonquera hasta Barcelona.
Fuente: (MAPA DE CARRETERAS, 2025)

La localización seleccionada se encuentra ubicada en el extremo norte de España, cerca de la capital de provincia de Girona y próxima a la frontera con Francia. Esto genera un alto índice de movilidad que puede hacer rentable una hidrogenara.

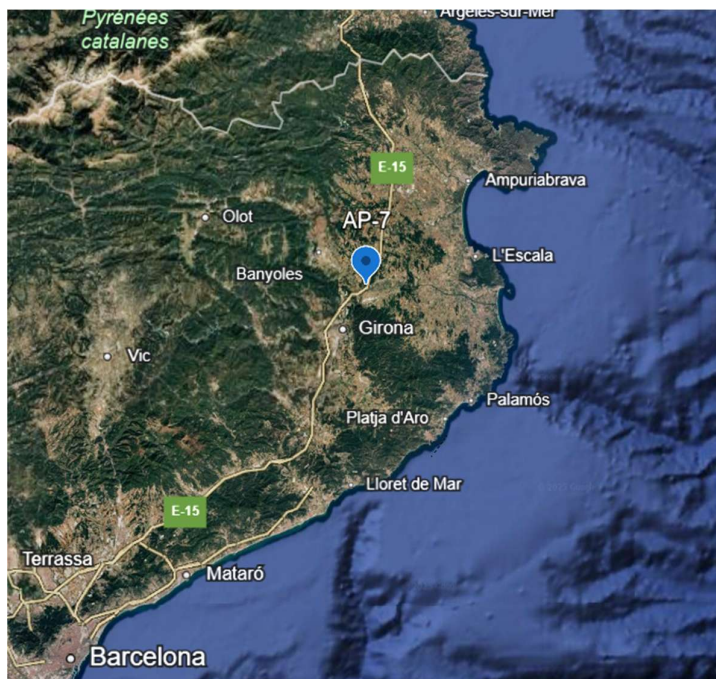


Figura 11. Situación geográfica de la ubicación en la AP-7.
Fuente: (Posibles ubicaciones de las hidrogenaras - Google Earth, 2025)

A diferencia del resto de ubicaciones seleccionadas, la zona de Medinyà se encuentra en el norte de la península ibérica, donde la irradiación es menor en comparación con el sur del país. Esta localidad se ubica en el nivel 3 del mapa de irradiación, con una energía comprendida entre 1.525 kWh/m² y 1.675 kWh/m².

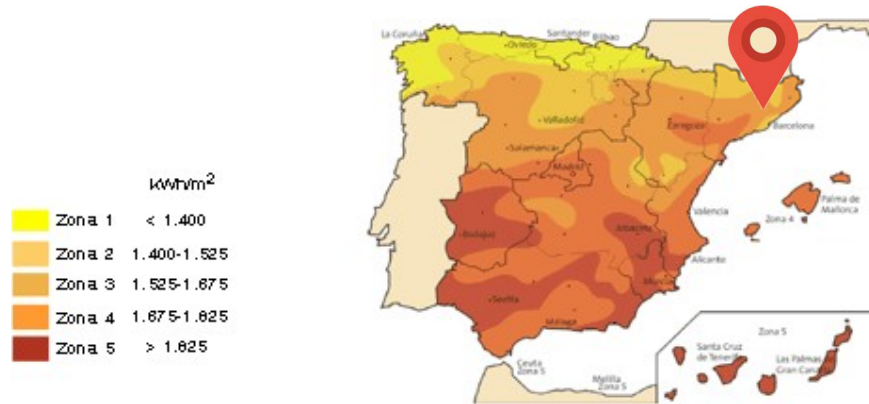


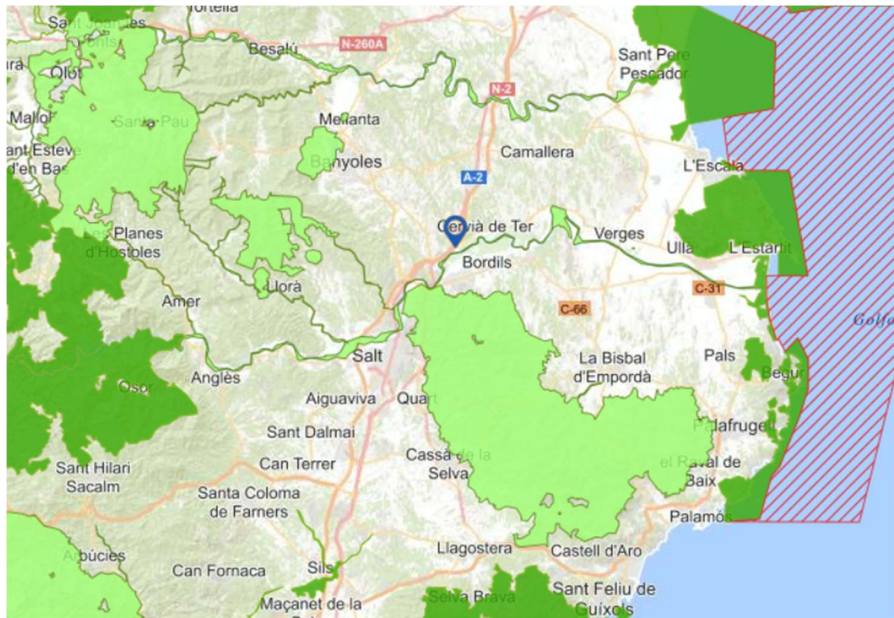
Figura 12. Mapa de irradiación con la localización en la AP-7.
Fuente: ((Futura), 2010)

Al consultar el mapa de masas de agua subterránea, se comprueba que existe una gran disponibilidad de recursos. Además, próximo a la ubicación transcurre el río Ter, que representa otra opción de aprovechamiento de agua.



Figura 13. Mapa hidrológico de Cataluña con la localización en la AP-7.
Fuente: (Redes de Seguimiento, 2025)

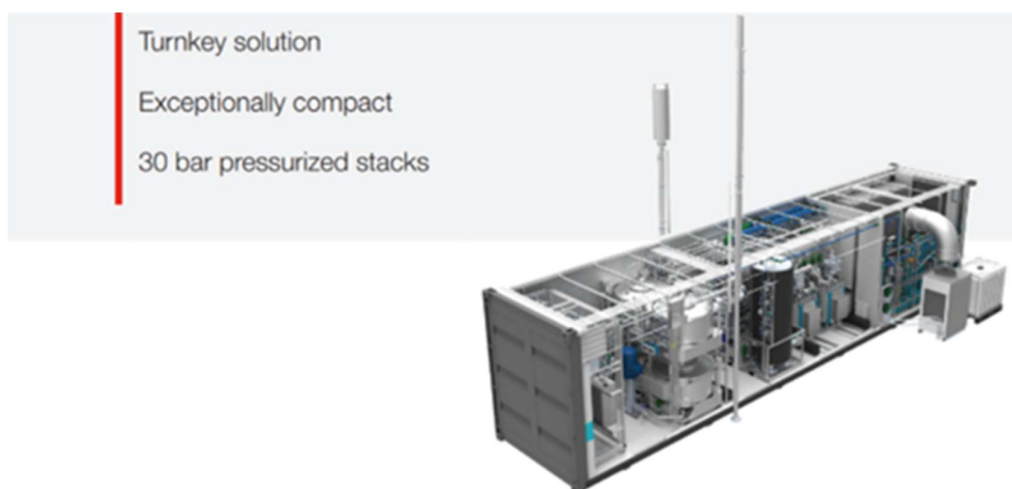
La localidad de Medinyà se encuentra próxima al río Ter y su cuenca está protegida por la Red Natura 2000. No obstante, el resto del territorio en la zona se encuentra libre de restricciones.



*Figura 14. Mapa de la Red Natura 2000 con localización de la AP-7.
Fuente: (Red Natura 2000, 2025)*

Anexo II. Fichas técnicas de equipos de la hidrogenera

i. Ficha técnica del electrolizador



FEATURES

	HyLYZER® - 400	HyLYZER® - 500
Technology	PEM water electrolysis	
Hydrogen production	400 Nm³/h (862 kg/day)	500 Nm³/h (1080 kg/day)
H ₂ delivery pressure	30 bar _g (435 psig) without a compressor	
H ₂ quality max impurities	99.998% O ₂ < 2 ppm, N ₂ < 12 ppm (higher purities optional); Atm. Dew point: -75°C	

TECHNICAL SPECIFICATIONS

	HyLYZER® - 400	HyLYZER® - 500
Operating range	5-100%	
DC power consumption at stack	40 to 48 kWh/kg (3.6 to 4.3 kWh/Nm³)	
System specific consumption*	≤ 54 kWh/kg	
Utilities required to operate the plant	Electrical power, potable water, nitrogen for purging requirements	
Rectifier specifications	6 to 36kV± 10% - 50/60 Hz - 3.2 MVA 97% efficiency	
Auxiliary installed power	125 kVA	
Potable water consumption	Scope of supply includes a water treatment plant with reverse osmosis that requires 1.2 to 1.5 L/Nm³ [13 to 17 L/kg of H ₂] to produce 0.8 L/Nm³ of demin water for the electrolysis process	
Total footprint (including maintenance area)	18 m x 11 m (~ 198 m²)	
Product setup	Outdoor (2x 40ft ISO container)	
Installation environment	Outdoors -20°C to 40°C / -4°F to 104°F	

*System specific consumption considers: the standard scope of supply (refer to BOS and BOP tables); 100% Load capacity; Beginning Of Life; 1% increase per annum (at 28000 hours operation)

Figura 15. Electrolizador Hylzer-500.
Fuente: (Hydrogenics Corporation, 2021).

ii. Fichas técnicas de los tanques de almacenamiento

lapesa | Storage of HYDROGEN GAS

TYPE OF TANK

Pressure tank for hydrogen storage, compressed in gas phase, at ambient temperature.

Cylindrical, horizontal or vertical installation, without thermal insulation.

DESIGN

Maximum allowable pressure (PS) up to 40 bar (standard version). For other pressure ratings please consult

Working temperature: -20 °C - ambient.

Approved in accordance with Directive 2014/68/EU (European Pressure Equipment Directive).

MANUFACTURING

Made of carbon steel (for other materials, please consult), with the necessary controls and inspections for an adequate storage of H₂ gas.

Welding processes controlled for hydrogen use.

Manufactured according to code.

With specific thermal distensioning for H₂.

QUALITY ASSURANCE

Control of internal steel defects for use with pressurised hydrogen.

100% x-ray of the tank body.

Pressure strength test.

Rest of controls according to code.

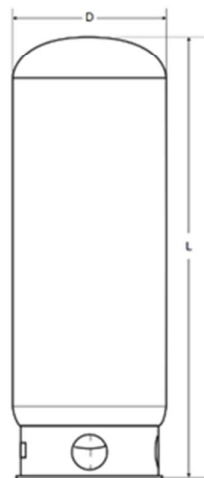
The tank is accompanied by its corresponding EU Declaration of Conformity.

EXTERIOR FINISH

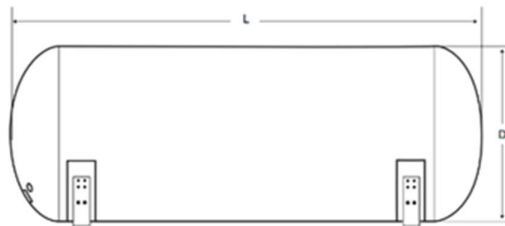
Outer surface pickled by shot blasting, and protected by two coats of paint: primer with high anticorrosive power, and exterior in reflective white polyurethane.

EQUIPMENT

Connections for equipment can be adapted to customer's requirements, subject to definition before purchase order.



Tanks specifically designed and manufactured for compressed HYDROGEN GAS, intended for hydrogen supply stations or industrial applications.



MODELS AND MAIN FEATURES

HORIZONTAL MODELS	LH 10H	LH 25H	LH 50H	LH 100H	LH 145H	LH 200H
Nominal volume (m ³)	10	25	50	100	145	200
Outside diameter D (mm)	1.500	2.200	2.450	3.000	3.000	3.500
Total length L (mm)	5.950	7.350	11.550	15.350	21.850	22.300
Empty weight (Ton)	3,5	8,9	18,2	34,7	48,3	66,8
H ₂ content mass (kg) ⁽¹⁾	36	90	180	360	522	720

VERTICAL MODELS	LH 10V	LH 25V	LH 50V	LH 100V	LH 145V	LH 200V
Nominal volume (m ³)	10	25	50	100	145	200
Outside diameter D (mm)	1.500	2.200	2.450	3.000	3.000	3.500
Total height L (mm)	6.300	7.850	12.000	15.850	22.350	22.800
Empty weight (Ton)	3,7	10,1	19,2	36	49,6	69
H ₂ content mass (kg) ⁽¹⁾	36	90	180	360	522	720

(1) Gas mass at 40 bar and 15°C. For other pressure ratings please consult.

Figura 16. Ficha técnica del tanque LH 200V.
Fuente: (Lapesa, 2025).



STATIONARY BUNDLE

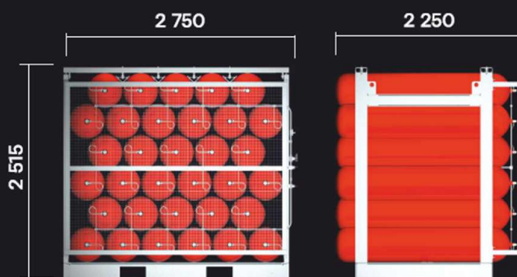
115 kg H₂

Water volume	7 260 L
Working pressure	200 bar
Working temperature	- STANDARD -20 ÷ +65 °C
	- POLAR -40 ÷ +65 °C
Type of gas	H ₂
Cylinder alignment	horizontal
Number of sections	1
Bundle dimensions H x W x L	2 515 x 2 750 x 2 250 mm
Bundle weight TARA	8 032 kg
Amount of H ₂ stored	115 kg

200 BAR

33 x 220 L

The bundles are not designed for stacking on each other. The bundle can be handled only by means of a crane using the lifting lugs or by a forklift truck. The contact area between the bundle frame and the floor when the bundle is placed directly on the floor is 68 3570 mm².



VÍTKOVICE CYLINDERS a.s.

Vítkovice 3041, 703 00 Ostrava, Czech Republic
vitkovicecylinders.cz/en, sales@cylinders.cz



Figura 17. Ficha técnica de los tanques Bundle 33x220 L.
Fuente: (Vítkovice Cylinders, 2025).

RGV500

Hydrogen Tank 500 Bar

Specifications

Terms of services				
	Stationary use (PED)		Transportation use (TPED)	
Maximal working pressure	500 bar		590 bar	
Maximal refilling pressure	500 bar		590 bar	
Operating temperature	From -40°C to + 65°C			
Position of use	Vertical or horizontal			
Permeation rate	0.1 Ncm³/h/L			
Dimensions				
Inner volume	160 L	200 L	240 L	292 L
Weight of empty tank	150 kg	185 kg	220 kg	260 kg
Mass of hydrogen stored (500 bar, 15°C)	5,1 kg	6,5 kg	7,8 kg	9,4 kg
External sizes (cm) without support	Ø48 L 179	Ø48 L 217	Ø48 L 257	Ø48 L 307
Thread Int.	1" ½ - 12 UNF			
Materials				
Body material	Polymer liner with composite materials (carbon fiber)			
Boss (x2)	Aluminum alloy			
Approval				
Certification	EN12245 - PED (2014/68/EU) & TPED (2010/35/EU)			
Service life	10.000 cycles (PED) - 20 years (TPED)			
Hydraulic pressure proof test	750 bar			
Stored gases	Hydrogen, also approved for Helium and Nitrogen			
Options				
Plug	Thread on request			
Valve	PED or TPED			
PRV	Max 500 bar (PED) or 590 bar (TPED)			
Fitting rack	Simple or configuration in bundle			

Figura 18. Ficha técnica del tanque RGV500.
Fuente: (MAHYTEC, 2025).

iii. Ficha técnica del compresor



Two-stage Piston Compressor



The most important component of this unit is the high pressure piston compressor
It has different sections to carry out the compression

Number of stages	2 ^a
Stroke	Single
Turndown of the compressor	0 to 100% Flow Rate ^b
Outlet temperature	<40°C / <104°F
Footprint	One Plug-&-Play 20' Container ^c
Option	Configurable to include one or two piston compressor ^d

^a Except KD95 Model (one stage)

^b Thanks to the hydraulic unit of the axial pump used

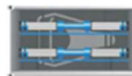
^c Includes cooling, control, safety and ventilation systems

^d Which duplicates the flow rate

Technical specifications of Hiperbaric Hydrogen Compressor Groups



One compressor



Two compressors

Hiperbaric KS50 - Outlet max pressure 500 barg

Model	Inlet pressure Range (barg)	Hydrogen flow (kg / h)	Hydrogen flow (kg / day)	Energy consumption*** (kWh / kg of H ₂)	Total installed power (up to...kW)
KS50 *	15-50 / 10-50	24 / 47	565 / 1130	1.3 / 1.4	75 / 120
KS50 Pro *		32 / 64	772 / 1544	1.3 / 1.4	115 / 190
KS50 Sup **	20-300 / 20-300	140 / 280	3360 / 6720	<1 / <1	115 / 190

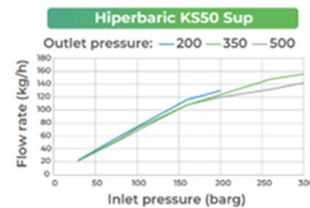
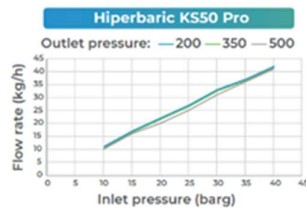
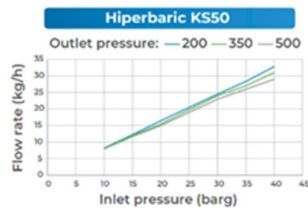




Figura 19. Ficha técnica del compresor KS50.
Fuente: (Hiperbaric, 2025).

iv. Ficha técnica del dispensador


**GILBARCO
VEEDER-ROOT**


gilbarco.com
hydrogen.sales@gilbarco.com

H2 Refueling Solutions

TECHNICAL SPECIFICATIONS

CONFIGURATION OPTIONS

CABINET	Modular Gilbarco design, available as Encore 700S (H-frame) and SK700-II (C-frame)
# OF SIDES	Single sided or dual sided
HOSE ORIENTATION	Lane oriented or island oriented design
# OF INLET LINES	Single line inlet configuration (available in buffer or one inlet per hose configuration) Three line inlet configuration
# OF HOSES PER SIDE	One hose per side or two hoses per side
FILLING PRESSURE	H35 – 350 BAR (5,000 PSI) H70 – 700 BAR (10,000 PSI) Multi-pressure configurations available
FLOW CAPACITY	Standard flow (3.6 kg/min) High flow (7.2 kg/min) - H35 filling pressure only Split flow configurations available
METER TECHNOLOGY	Coriolis mass flow metering
COOLING TECHNOLOGY	Diffusion bonded internal heat exchanger - single or dual channel
FLOW CONTROL	Emerson flow control valve
FUELING PROTOCOLS	SAE J2601 SAE J2601-2
NOZZLE OPTIONS	Multiple nozzle and breakaway configurations available
DISPENSER-TO-VEHICLE COMMUNICATIONS	Communicative and non-communicative fueling (compliant to requirements of applicable fueling protocol)
FILTRATION	One hydrogen filter included per hose

COMMUNICATIONS AND USER INTERFACE OPTIONS

USER INTERFACE	Proprietary payment terminal with 5.7" or 10.4" (NA Design)/12" (EU Design) color display. Other options available via 3rd party integrated payment solutions. Dispenser multimedia display with 15" color display with integrated Money-Mass-PPU information.	EMV ready card reader High speed USB printer Optional alphanumeric keypad Optional EMV ready contactless card reader Optional barcode reader
POS CONNECTION PROTOCOLS	Standard 2-wire protocol IFSF	Gilbarco point-of-sale/payment terminal protocols
COMMUNICATIONS	RS-485 for SCADA and remote monitoring connections	
BRANDING OPTIONS	Brandview canopy (available with full wrap graphics) Customizable branding and graphics	

GENERAL SPECIFICATIONS

POWER	Europe: 220 VAC, 50 Hz, 10A North America: 110 VAC, 60 Hz, 10A	
OPERATING TEMPERATURE RANGE	-40 °C (-40 °F) to 50 °C (122 °F)	
HUMIDITY	20-95% Rh (non-condensing)	
DIMENSIONS	C-Frame Height: 2388 mm / 94.02 in. Width: 1202 mm / 47.32 in. (1360 mm / 53.51 in. including canopy) Depth: 583 mm / 22.95 in. (643 mm / 25.32 in. including canopy)	H-Frame Height: 2434 mm / 95.81 in. Width: 1491 mm / 58.7 in. (1679 mm / 66.1 in. including canopy) Depth: 611 mm / 24.06 in. (884 mm / 34.82 in. including canopy)

REGULATORY & SAFETY

CERTIFICATIONS	Our hydrogen dispensers are designed to meet all applicable regulatory and industry certifications, namely: CE, ATEX, PED, HGV 4.1, HGV 4.3, SAE J2601, SAE J2601-2, SAE J2799, ISO/NFPA2, NFPA 70, US NCWM, Measurement Canada, OIML, ISO 19880, UL, FCC, ADA, and any local government regulations based on region
----------------	--

Figura 20. Ficha técnica del dispensador SK700-II (C-frame) tipo H35.

Fuente: (Gilbarco Veeder-Root, 2025).

Anexo III. Parametrización de equipos de la hidrogenera

- Parametrización del electrolizador

Se considera una demanda de hidrógeno de 1.000 kg/día, entonces el electrolizador necesita la capacidad de producir esta cantidad, considerando un funcionamiento de 24 horas. Se ha escogido un electrolizador tipo PEM, el Hylzer-500, fabricado por HyLYZER, que es capaz de producir 1.080 kg/día y con una presión de salida de 30 bar. Además, el hidrógeno producido tiene una pureza de 99,998%, la que es suficiente para su uso en vehículos tipo FCEV, según los estándares SAE J2719 y ISO 14687, (SAE International Technical Standard, 2020), (ISO (International Organization for Standardization), 2025).

- Parametrización del almacenamiento

Para dimensionar los tanques de almacenamiento, se necesita 1.000 kg para los tanques de 30 bar y 1.000 kg (11.125 Nm³) en total para los dos demás grupos de tanques (de 200 y 450 bar, cada uno necesita almacenar 500 kg o 5563 Nm³ de H₂). Así, el sistema será capaz de suministrar vehículos durante un día sin producción.

Entonces, para el tanque de 30 bar, se ha escogido el modelo LH 200V, fabricado por Lapesa, que tiene un volumen nominal de 200 m³ y tiene un diseño vertical, lo que reduce la superficie ocupada.

Entonces, se emplea la ecuación a continuación para estimar el volumen requerido para almacenar 1.000 kg a 30 bar (Zúñiga-Saiz & Sánchez-Díaz, 2025).

$$V_g = (V_n * Z) / P$$

Donde,

- V_g (volumen geométrico): el volumen necesario de los tanques de almacenamiento (m³).
- V_n (volumen gravimétrico): el volumen de H₂ en condiciones estándares (Nm³).
- Z : factor de compresibilidad que depende de su presión.
- P : presión de almacenamiento (bar).

Primero, se hace una extrapolación lineal para calcular un valor de Z de 1,019 (Zúñiga-Saiz & Sánchez-Díaz, 2025). Entonces en la tabla a continuación se muestra el cálculo del volumen nominal del almacenamiento:

Parámetro	Valor
$V_n H_2 (Nm^3)$	11125
Z	1.019
$P (bar)$	30
$V_g (m^3)$	378

Tabla 4. Cálculo del volumen de los tanques de almacenamiento, 30 bar.

Fuente: Elaborado por los autores.

Entonces, para cumplir con un volumen geométrico de 378 m³, se escoge utilizar dos tanques del modelo LH 200V para obtener un volumen nominal de 400 m³.

Para el tanque de cascada de 200 bar, se necesita almacenar aproximadamente 500 kg de H₂. Por esto, se ha escogido el modelo Bundle 33x220 L, fabricado por Vitkovice, lo que es un grupo de 33 tanques que llegan a tener una capacidad de almacenamiento de 115 kg a una presión de 200 bar.

En consecuencia, se requieren 5 unidades para obtener una capacidad total de 575 kg de H₂, según el cálculo a continuación.

$$500 \text{ kg total} / 115 \text{ kg (cada grupo)} = 4,3 = 5 \text{ grupos de tanques}$$

Para el tanque de cascada de 450 bar, se necesita almacenar aproximadamente 500 kg (5563 Nm³) de H₂. Entonces, se ha escogido el modelo RGV500, fabricado por Mayhtec, lo que es un tanque con una capacidad de almacenamiento de 6,5 kg a una presión de 500 bar.

Como la ficha técnica muestra la capacidad de almacenamiento a 500 bar, se necesita hacer un cálculo del volumen requerido para almacenar el hidrógeno a 450 bar, utilizando la ecuación mencionada anteriormente. Primero, se hace una extrapolación lineal para calcular un valor de Z de 1,307 (Zúñiga-Saiz & Sánchez-Díaz, 2025).

Entonces en la tabla a continuación se muestra el cálculo del volumen nominal de los tanques de almacenamiento:

Parámetro	Valor
$V_n H_2 (Nm^3)$	5563
Z	1.307
$P (bar)$	450
$V_g (m^3)$	16
Volumen _g (L)	16156

Tabla 5. Cálculo del volumen nominal del tanque de almacenamiento, 450 bar.

Fuente: Elaborado por los autores.

$$16156 \text{ L total} / 200 \text{ L (cada grupo)} = 81 \text{ tanques}$$

Como resultado, se requieren 81 tanques para obtener una capacidad total de aproximadamente 500 kg (5563 Nm³) de H₂.

- Parametrización del compresor

Para el compresor, se necesita elevar el gas de hidrógeno desde 30 bar hasta 200 y 450 bar. Además, el compresor debe tener un caudal mayor al ritmo de producción del electrolizador (1.000 kg/día). Por esto, se ha escogido el modelo KS50 de 2 compresores fabricado por Hyperbaric, que tiene un caudal de 1.130 kg/día. Tiene presiones de entrada de 10-50 bar (la que cumple con la presión de salida del tanque de almacenamiento) y presiones de salida entre 200-500 bar (se necesita comprimir el gas hasta 200 y 450 bar).

- Parametrización del dispensador

Para el dispensador, se requieren al menos dos entradas para conectar los dos grupos de tanques del sistema de cascada. Además, se necesita un sistema de refrigeración para la seguridad, por los motivos mencionados anteriormente. Por esto se ha escogido el modelo SK700-II (C-frame) tipo H35 (para vehículos que operan a 350 bar), fabricado por Gilbarco Veeder-Root. Este dispensador cuenta con un sistema de refrigeración, tres entradas y dos mangueras. Su caudal es de 7,2 kg/min, por lo que el tiempo de llenado para un vehículo con un tanque de 38,5 kg (Zúñiga-Saiz & Sánchez-Díaz, 2025), es de aproximadamente 6 minutos.

Anexo IV. Cálculos manuales y simulación del sistema PV-BESS

El dimensionamiento del sistema fotovoltaico autónomo se inicia con cálculos manuales, los cuales no contemplan la variabilidad diaria de la radiación solar ni las fluctuaciones debidas a la temperatura, según lo siguiente pasos de acuerdo con la normativa vigente indicada en el “Pliego de condiciones técnicas de instalaciones aisladas de red” del IDAE (*Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red*, 2009).

1. Estimación del consumo.
2. Aplicación del método del mes crítico.
3. Dimensionamiento del generador fotovoltaico.
4. Dimensionamiento del sistema de acumulación.
5. Dimensionamiento del regulador.
6. Dimensionamiento del inversor.

Posteriormente, se realiza una simulación en PVsyst que incorpora estos factores, con el fin de ajustar y validar el diseño.

Todos los cálculos, las tablas, las comparativas entre manual y PVsyst se encuentran en el anexo “Anexo PV2 Dimensionado PV-BESS.xls”. Las simulaciones en PVsyst se encuentran en los anexos “Anexo PV3 TFM Independiente AP4.zip”, “Anexo PV5 TFM Independiente TF-1”, “Anexo PV4 TFM Independiente AP7.zip”.

Arquitectura y equipos

Para el dimensionamiento, el primer paso consiste en seleccionar equipos concretos disponibles en el mercado. En el caso de sistemas fotovoltaicos con baterías de tipo industrial, existen diversos fabricantes que ofrecen soluciones completas. Entre ellos se ha elegido la solución del fabricante Enjoypowers, para los motivos a continuación.

1. Se adopta una arquitectura con acoplamiento en corriente continua (DC).
2. Sistema modular orientado a aplicaciones de gran escala, con posibilidad de acoplar múltiples unidades hasta alcanzar la potencia requerida.
3. Flexibilidad de diseño, gracias a la compatibilidad con tensiones de hasta 1000 V en DC, lo que permite reducir el número de cadenas en paralelo, disminuir la corriente total y, en consecuencia, minimizar las pérdidas en los conductores.
4. Posible conexión a red en caso de necesidad.

En la figura siguiente se muestra el esquema simplificado del sistema, en el que no se requiere el uso de un STS, ni de conexión a red, dado que se trata de una instalación de tipo aislado.

Enjoypowers 500kW-1MW Hybrid BESS Solutions

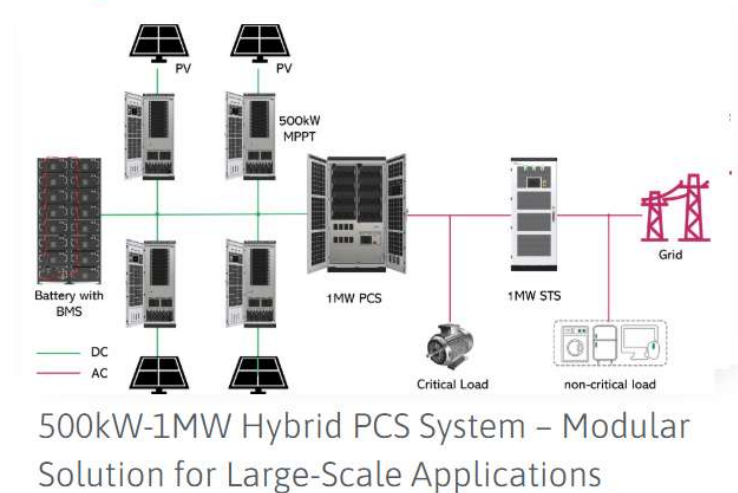


Figura 21. Sistema fotovoltaico con batería acoplado en DC de Enjoypowers.
Fuente: (Gabinete BESS PCS de 1 MW - Enjoypowers, 2025).

Entre las opciones de 12 V, 24 V y 48 V, se selecciona la de mayor tensión y capacidad (48 V), lo que reduce el número de baterías en serie y en paralelo, optimizando el tamaño del sistema. De los modelos disponibles en PVsyst, se selecciona la batería Cegasa de 1120 Ah.

Finalmente, para los paneles se ha elegido Longi LR5-54HTH-450M para sus excelentes características a continuación.

- Tecnología de silicio monocristalino, que ofrece mayor eficiencia por superficie y reduce el espacio requerido para la instalación.
- Selección de módulos con el coeficiente de potencia frente a temperatura más bajo posible, con el fin de minimizar las pérdidas por calentamiento.
- Tecnología half-cell, que reduce el recorrido interno de los conductores, disminuyendo así las pérdidas óhmicas.

En la tabla a continuación el resumen de los equipos elegidos para la instalación.

Equipo	Fabricante	Modelo
Paneles solar	Longi Solar	LR5-54HTH-450M
regulador DC/DC MPPT	Enjoypowers	EDCS63-500kW
Batería BESS	Cegasa	ULTRA_175 48V 1120Ah
PCS/inverter	Enjoypowers	EPCS1000-AS

Tabla 6. Equipos elegidos para la instalación.
Fuente: Elaborado por los autores.

En el anexo “Anexo 1 DATASHEET equipo.zip” se encuentran las fichas técnicas de los equipos seleccionado.

Estimación del consumo

1. El consumo energético diario de cada equipo se calcula mediante la fórmula a continuación.

$$\text{Consumo diario (Wh)} = \text{Potencia (W)} \cdot \text{Tiempo de uso (h)}$$

No obstante, en algunas fichas técnicas de la instalación no se indica directamente la potencia, sino la tensión y la corriente, o incluso el consumo diario. En estos casos, es necesario estimar la potencia a partir de dichos datos, para posteriormente dimensionar el inversor DC/AC.

2. El consumo total diario del sistema se obtiene sumando los consumos de todos los dispositivos. De manera análoga, la suma de la potencia de los equipos proporciona la potencia total, parámetro clave para el dimensionamiento del inversor.
3. Al calcular el consumo medio diario, se deben considerar las diferencias entre dispositivos que funcionan con corriente alterna (AC) y corriente continua (DC). Además, la batería, el inversor y los conductores impactan en el consumo de energía debido a que su rendimiento de conversión no es unitario. Por ello, se emplea la siguiente expresión

$$L_{md} = \frac{L_{md,DC} + \frac{L_{md,AC}}{\eta_{INV}}}{\eta_{BATT} \cdot \eta_{CONV}}$$

Siendo:

- L_{md} Consumo medio diario (Wh/día)
- $L_{md,DC}$ Energía consumida en corriente continua (Wh/día).
- $L_{md,AC}$ Energía consumida en corriente alterna (Wh/día).
- η_{BATT} Rendimiento de la batería.
- η_{INV} Rendimiento del inversor.
- η_{CONV} Rendimiento de conductores.

Los equipos considerados son

1. Electrolizador
2. Auxiliares Electrolizador
3. Compresor
4. Dispensador
5. Recarga vehículos eléctrico
6. Iluminación

7. SCADA y comunicación

Para los auxiliares del electrolizador, iluminación y SCADA, la potencia se conoce desde la ficha técnica, por lo que aplica la formula siguiente.

$$\text{Consumo diario (Wh)} = \text{Potencia (W)} \cdot \text{Tiempo de uso (h)}$$

Para el electrolizador, la ficha técnica indica el consumo en kWh por kilogramo de H₂ producido. Conociendo el objetivo de producción diario de hidrógeno, se calcula el consumo diario correspondiente.

$$\text{Consumo diario} \left(\frac{kWh}{\text{dia}} \right) = \text{Consumo por Kg} \left(\frac{kWh}{kgH_2} \right) \cdot \text{Target produccion} \left(\frac{kgH_2}{\text{dia}} \right)$$

Parámetro	Valor	Unidad
Target producción de hidrogeno	1000	kg H ₂ /día
Consumo	48	kWh/kg
Consumo diario	48000	kWh h ₂ /día

Tabla 7. Cálculo consumo diario y horario de Electrolizador.
Fuente: Elaborado por los autores.

Para dispensador, la ficha técnica indica tensión y corriente; se asume un factor de potencia conservativo de 0,8 para estimar la potencia.

$$P(W) = \text{Tension (V)} \cdot \text{corriente (A)} \cdot PF(1)$$

Parámetro	Valor	Unidad
Tension	220	V
Corriente	10	A
Cos(phi)	0.8	0-1
Potencia	1.76	kW

Tabla 8. Cálculo potencia dispensador.
Fuente: Elaborado por los autores.

Para el compresor se conoce el consumo diario en kWh y la potencia se estima según la fórmula a continuación.

$$\text{Potencia estimada (W)} = \text{Consumo diario (Wh)} / \text{Tiempo de uso (h)}$$

En la tabla siguiente se presenta un resumen de las potencias y consumos estimados para cada equipo, de acuerdo con las fórmulas descritas.

Equipo	Consumo conocido (kWh/día)	Potencia conocida (kW)	Potencia estimada (kW)	Unidades	Horas/día	Consumo Lmd,DC (kWh/día)	Consumo Lmd,AC (kWh/día)
Electrolizador	48000	-	2000	1	24	-	48000.00
Auxiliares Electrolizador	-	125	125	1	24	-	3000.00
Compresor	190	-	7.92	1	24	-	190.00
Dispensador	-	1.76	1.76	1	9	-	15.84
Recarga vehículos eléctrico	7000	3000	3000	1	2.33	-	7000.00
Iluminación	-	300	0.3	6	14	-	25.20
SCADA y comunicación	-	1	1	1	24	-	24.00
Total			5135.98			0.00	58255.04

Tabla 9. Resumen de cálculos por estimación de potencia y consumos diarios.
Fuente: Elaborado por los autores.

Tras calcular el consumo medio diario de equipos DC y AC, se determina L_{md} considerando el rendimiento de la batería, del inversor y de los conductores.

$$L_{md} = \frac{L_{md,DC} + \frac{L_{md,AC}}{\eta_{INV}}}{\eta_{BATT} \cdot \eta_{CONV}}$$

Parámetro	Valor	Unidad
Rendimiento batería	95%	%
Rendimiento inversor	97%	%
Rendimiento conductores	100%	%
Lmd	63217.6	kWh/día
Lmd,mensual	1896528.7	kWh/mes
consumo Lmd	63.22	MWh/día
consumo Lma	23074.4	MWh/anual
Potencia AC	2.91	MW_AC

Tabla 10. Cálculo de Lmd.
Fuente: Elaborado por los autores.

Ubicaciones

A continuación, se presentan las ubicaciones consideradas y un mapa correspondiente obtenido de Google Earth.

Emplazamientos	latitud (°)	longitud (°)	mslm	latitud y longitud (°,')"
TF-1 (Las chafiras)	28.0531494	-16.6027107	140	28°03'11"N 16°36'09"W
AP-4 (Jerez de la frontera)	36.6736325	-6.0867894	9.24	36°40'25"N 6°05'12"W
AP-7 (Medinya)	42.0515196	2.8792317	42	42°03'05"N 2°52'45"E

Tabla 11. Ubicación de los emplazamientos.
Fuente: Elaborado por los autores.



Figura 22. Mapa de las ubicaciones.
Fuente: (Google Earth, 2024).

Método intuitivo/manual

1. Estimación de la radiación global horizontal

Para el cálculo intuitivo es necesario estimar la radiación global horizontal recibida en cada mes, para varios ángulos de inclinación. Se han obtenido datos desde PVGIS, para ángulos de inclinación desde 0° hasta 60°.

2. Cálculo inclinación óptima de los módulos

Al emplear el método del mes crítico se deben seguir los siguientes pasos.

- Cálculo de las horas solares picos HSP, o sea la radiación diaria media mensual G_d (KWh/m²/día), para comparársela directamente con el consumo medio diario L_{md} .

$$G_d \text{ (KWh/m}^2\text{/día)} = G_d \text{ (KWh/m}^2\text{/mes)} / \text{DíasMes(días/mes)}$$
- Cálculo de la relación L_{md}/G_d para cada mes e inclinación, con el fin de establecer la potencia pico necesaria.
- Buscar inclinación óptima para maximizar la captación solar en el mes crítico
 - Por cada inclinación escoger el mes con mayor cociente entre consumo y radiación, ya que es imprescindible cubrir las necesidades de este mes.
 - Escoger el ángulo de inclinación que da el menor cociente, ya que esto optimiza la relación entre consumo y radiación, asegurando que no se sobredimensione el sistema.

En la tabla a continuación, la radiación mensual de 0-60° obtenida de PVGIS para en la ubicación de AP4.

Mes	Gd GLOBAL (kWh/m2/mes)							Temp
	0º	10º	20º	30º	40º	50º	60º	
Enero	91.86	113.92	133.29	149.33	161.5	169.37	172.68	11.7
Febrero	109.01	127.46	142.98	155.03	163.17	167.1	166.65	12.7
Marzo	164.22	180.69	192.97	200.59	203.23	200.72	193.06	16.3
Abril	211.98	223.07	228.85	229.06	223.54	212.39	196.01	20.2
Mayo	228.35	231.32	229.09	221.83	209.61	192.89	171.8	20.8
Junio	233.25	232.48	226.9	216.4	201.09	181.61	158.13	24.6
Julio	251.9	252.82	248.36	238.5	222.89	202.1	177.13	26.9
Agosto	225.2	232.94	235.42	232.45	223.81	209.66	190.53	28.4
Septiembre	167.15	180.5	189.78	194.58	194.68	189.97	180.51	22.8
Octubre	124.79	140.71	153.49	162.67	167.9	168.94	165.71	21.4
Noviembre	92.22	111.33	127.88	141.32	151.18	157.11	158.89	15.9
Diciembre	81.77	104.02	123.81	140.48	153.48	162.37	166.84	11.8

Tabla 12. Radiación global mensual en ubicación AP-4.
Fuente: Elaborado por los autores.

En la tabla a continuación, la radiación global diaria de 0-60° en la ubicación de AP4.

Mes	Gd GLOBAL (kWh/m2/dia, HSP)						
	0º	10º	20º	30º	40º	50º	60º
Enero	2.963	3.675	4.300	4.817	5.210	5.464	5.570
Febrero	3.893	4.552	5.106	5.537	5.828	5.968	5.952
Marzo	5.297	5.829	6.225	6.471	6.556	6.475	6.228
Abril	7.066	7.436	7.628	7.635	7.451	7.080	6.534
Mayo	7.366	7.462	7.390	7.156	6.762	6.222	5.542
Junio	7.775	7.749	7.563	7.213	6.703	6.054	5.271
Julio	8.126	8.155	8.012	7.694	7.190	6.519	5.714
Agosto	7.265	7.514	7.594	7.498	7.220	6.763	6.146
Septiembre	5.572	6.017	6.326	6.486	6.489	6.332	6.017
Octubre	4.025	4.539	4.951	5.247	5.416	5.450	5.345
Noviembre	3.074	3.711	4.263	4.711	5.039	5.237	5.296
Diciembre	2.638	3.355	3.994	4.532	4.951	5.238	5.382

Tabla 13. Gd media diaria HSP en ubicación AP-4.
Fuente: Elaborado por los autores.

En la tabla a continuación, el consciente Lmd/Gd de 0-60° en la ubicación de AP4.

Mes	Lmd (kWh)/Gd (kWh/m2) -> (Wp/m2)						
	0º	10º	20º	30º	40º	50º	60º
Enero	21334.06	17202.83	14702.88	13123.59	12134.65	11570.80	11349.01
Febrero	16237.90	13887.44	12380.01	11417.75	10848.16	10593.02	10621.62
Marzo	11933.66	10845.90	10155.70	9769.91	9643.00	9763.58	10150.97
Abril	8946.73	8501.94	8287.21	8279.62	8484.07	8929.46	9675.67
Mayo	8582.20	8472.01	8554.48	8834.45	9349.49	10159.92	11407.14
Junio	8130.88	8157.81	8358.43	8764.00	9431.24	10442.86	11993.48
Julio	7779.86	7751.55	7890.75	8216.97	8792.44	9696.91	11063.89
Agosto	8702.25	8413.09	8324.47	8430.83	8756.29	9347.26	10285.76
Septiembre	11346.27	10507.08	9993.30	9746.78	9741.77	9983.31	10506.50
Octubre	15704.35	13927.56	12767.91	12047.37	11672.10	11600.25	11826.36
Noviembre	20565.26	17035.20	14830.53	13420.10	12544.84	12071.34	11936.11
Diciembre	23966.57	18840.09	15828.66	13950.36	12768.74	12069.63	11746.26
Max	23966.57	18840.09	15828.66	13950.36	12768.74	12071.34	11993.48
min	11993.48						

Tabla 14. Lmd/Gd para ubicación de AP-4.
Fuente: Elaborado por los autores.

Por ejemplo, para la ubicación AP-4, a partir de las tablas anteriores se determina que la inclinación óptima que minimiza el tamaño del sistema es de 60°. En esta inclinación, el mes crítico, es decir, aquel con menor radiación capaz de satisfacer los consumos, corresponde a julio, con los valores que se presentan en la tabla siguiente. En la tabla a continuación, se muestra un resumen de los resultados para las tres ubicaciones analizadas.

Parámetro	AP4	TF1	AP7	unidad
Mes critico	Junio	Febrero	Noviembre	mes
consumo Lmd	63.22	63.22	63.22	MWh/día
inclinación óptima	60	40	60	°
Gd	5.3	4.6	4.1	kWh/m2/día
Lmd/Gd	11993.5	13666.6	15439.6	Wp/m2

Tabla 15. Resumen del mes crítico para las tres ubicaciones.
Fuente: Elaborado por los autores.

3. Estimación PR

Para el dimensionamiento del generador fotovoltaico, es fundamental estimar el *performance ratio* (PR), ya que este relaciona la radiación solar previamente calculada con la energía entregada al sistema, que en este caso debe cubrir el consumo, considerando la eficiencia de conversión. La eficiencia del sistema refleja la capacidad de los paneles y de otros componentes, como inversores y cableado, para convertir la energía solar en electricidad. El rendimiento energético indica la cantidad de energía efectivamente generada, mientras que el *performance ratio* o rendimiento

final constituye una métrica común para evaluar la energía entregada a la red o a la carga respecto a la capacidad nominal del sistema (Pearsall, 2016).

$$PR_{mensual} = P_{ois} \times P_{rae} \times P_{tpm} \times P_{mismatch} \times P_{psp} \times P_{ctc} \times P_{rin} \times P_{spm} \times P_{tmt} \times P_{fdi} \times P_t$$

En donde:

- P_{ois} : Pérdidas por orientación, inclinación y sombreado.
- P_{rae} : Pérdidas por reflectancia angular y espectral.
- P_{tpm} : Pérdidas por tolerancia de la potencia de los módulos fotovoltaicos.
- $P_{mismatch}$: Pérdidas por dispersión de parámetros durante la conexión del campo fotovoltaico (mismatch).
- P_{psp} : Pérdidas por polvo o suciedad en el panel.
- P_{ctc} : Pérdidas por caída de tensión cableado.
- P_{rin} : Pérdidas por rendimiento del inversor.
- P_{spm} : Pérdidas por seguimiento del punto de máxima potencia.
- P_{tmt} : Pérdidas en el transformador de media tensión.
- P_{fdi} : Pérdidas por falta de disponibilidad de la instalación.
- P_t : Pérdidas por temperatura en los módulos fotovoltaicos.

a. Pérdidas por temperatura

El valor TONC puede utilizarse directamente para predecir la temperatura del módulo bajo cualquier combinación de irradiancia y temperatura ambiente, siempre que los demás parámetros del sistema estén cuidadosamente ajustados a las condiciones de medición del TONC, es decir, montaje en estante abierto con buena ventilación y baja velocidad del viento. Sin embargo, el TONC representa la temperatura del módulo únicamente para un conjunto específico de condiciones, aunque es más representativo de las condiciones operativas que los parámetros STC. Por ello, resulta útil disponer de un modelo que permita predecir la temperatura del módulo en un rango más amplio de condiciones (Pearsall, 2016)(Pearsall, 2017). En este caso, las pérdidas por temperatura se calculan considerando la ecuación de la temperatura del módulo basada en el valor TONC, de la siguiente manera:

$$T_c = T_a + \left(\frac{TONC - 20}{800} \right) \times G$$

En donde:

- T_c : Temperatura del módulo en °C.
- T_a : Temperatura ambiente °C.
- TONC: Temperatura nominal de operación de las células que en este caso es de 45°C.
- G : Irradiancia solar incidente en el momento en (W/m²).

Las pérdidas y el rendimiento estarán dados por la siguiente expresión:

$$1 - \delta \times (T_c - T_c^*)$$

En donde:

- T_c^* : Temperatura de 25°C o STC
- δ : Pérdida de potencia con la temperatura. Coeficiente suministrado por el fabricante en %/°C.

En la tabla a continuación, se presentan los resultados resumidos de los cálculos de las pérdidas y del factor de rendimiento, considerando las pérdidas analizadas previamente.

	Temperatura ambiente	HSP	Gdm(0,60)	Irradiancia G	Tc (temperatura de los módulos)	$\Delta T = (T_c - T_{stc})$	Coeficiente pérdida potencia con T γ (%)	$\Delta T^* * \gamma$ (%)	Rendimiento RT (1- $\Delta T^* * \gamma$ (%))
Mes	°C	horas	kWh/m2 día	W/m2	°C	°C	%	°C	%
1	10.1	5.5703	5.5703	1000	41.4	16.4	0.29	4.74	95.26
2	9.7	5.9518	5.9518	1000	41.0	16.0	0.29	4.63	95.37
3	14.4	6.2277	6.2277	1000	45.7	20.7	0.29	5.99	94.01
4	17	6.5337	6.5337	1000	48.3	23.3	0.29	6.74	93.26
5	19.9	5.5419	5.5419	1000	51.2	26.2	0.29	7.58	92.42
6	24	5.2710	5.2710	1000	55.3	30.3	0.29	8.77	91.23
7	25.6	5.7139	5.7139	1000	56.9	31.9	0.29	9.24	90.76
8	25.8	6.1461	6.1461	1000	57.1	32.1	0.29	9.29	90.71
9	24.5	6.0170	6.0170	1000	55.8	30.8	0.29	8.92	91.08
10	19	5.3455	5.3455	1000	50.3	25.3	0.29	7.32	92.68
11	15.9	5.2963	5.2963	1000	47.2	22.2	0.29	6.42	93.58
12	13.5	5.3819	5.3819	1000	44.8	19.8	0.29	5.73	94.27

Tabla 16. Cálculo pérdidas por temperatura, ubicación AP-4.

Fuente: Elaborado por los autores.

En la tabla siguiente se presenta un resumen de los cálculos realizados para las tres ubicaciones analizadas.

Parámetro	AP4	TF1	AP7	unidad
Rendimiento termico (1- $\Delta T^* * \gamma$ (%))	92.89%	92.08%	93.49%	%

Tabla 17. Resume de perdidas por temperatura.

Fuente: Elaborado por los autores.

b. Pérdidas por orientación e inclinación del generador

De acuerdo con el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aislada a la Red del IDAE (*Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red*, 2009) se deben determinar los límites en la orientación e inclinación de los módulos de acuerdo con las pérdidas máximas permisibles por este concepto. Las pérdidas por este concepto se calcularán en función del ángulo de inclinación β y el ángulo azimut.

$$Perdidas (\%) = 100 * \left[1,2 * 10^{-4} * (\beta - \beta_{optimo})^2 + 3,5 * 10^{-5} * \alpha^2 \right]$$

La anterior ecuación aplica para $15^\circ < \beta < 90^\circ$ como es nuestro caso para las 3 ubicaciones. En las siguientes tablas se indica el resultado del cálculo realizado.

Parametro	simbolo	AP4	TF1	AP7	unidad
latitud	beta_opt	36.67	28.05	42.05	°dec
inclinacion	beta	60.00	40.00	60.00	°dec
acimut	alpha	0.00	0.00	0.00	°dec
perdidas (%) beta>15	Poi	7%	2%	4%	%

Tabla 18. Cálculo analítico de las pérdidas por desorientación y desinclinación.
Fuente: Elaborado por los autores.

Se observa que los valores por cada ubicación son menores del valor máximo permitido del 20% establecido en la Tabla 1 del IDAE.

c. Pérdidas en el inversor

Por otra parte, se calculan las pérdidas de rendimiento en el inversor. La ficha técnica del inversor nos suministra la información de eficiencia que se indica en la siguiente tabla. Con base en lo anterior se calcula el rendimiento del inversor.

Tipo	Eficiencia	Pérdida (Prin)	Simbolo
En catálogo	98.50%	1.5%	Prin

Tabla 19. Cálculo rendimiento del inversor.
Fuente: Elaborado por los autores.

d. Otras pérdidas

La siguiente tabla resume las pérdidas consideradas, además de las pérdidas por temperatura. Se incluyen tanto las pérdidas calculadas previamente como aquellas tomadas de referencias habituales para este tipo de sistemas. En ninguna de las dos ubicaciones se han considerado pérdidas por obstáculos o sombreado, ya que se asume un horizonte despejado.

Símbolo	Descripción	Pérdida % calculadas	% consideradas	Rangos usuales	Eficiencia%
-	Pérdidas por desviación de los factores de irradiación del emplazamiento		1.00%	4%	99.00%
Poi	Pérdida por Orientación e inclinación campo FV	6.53%	6.53%	2%	93.47%
Ps	Pérdida por sombreado		0.00%	2-3%	100.00%
Prae	Pérdidas angulares y espectrales		1.00%	0-3%	99.00%
Ptpm	Pérdidas por tolerancia de potencia de los módulos fotovoltaicos (dispersion fabricación)		1.00%	0-3%	99.00%
Pmismatch	Pérdidas por dispersión de parámetros (mismatch)		1.00%	0.5-3%	99.00%
Ppsp	Pérdidas por polvo o suciedad en el panel		1.30%	2-5%	98.70%
Pctc	Pérdidas por caída de tensión cableado		1.50%	1.50%	98.50%
Prin	Pérdidas por rendimiento del inversor	1.5%	1.50%	3%	98.50%
Pspm	Pérdidas por seguimiento del punto de máxima potencia		0.30%	0.30%	99.70%
-	Pérdidas por limitación de potencia del inversor o derating		0.50%	0.50%	99.50%
Pui	Umbral de potencia del inversor (power threshold) ($\approx 3\%$)		0.00%	3.00%	100.00%
Ptmt	Pérdidas en el transformador de media tensión		1.50%	1.50%	98.50%
Pfdi	Pérdidas por falta de disponibilidad de la instalación		0.00%		100.00%
Total otras	total otras pérdidas a considerar		17.13%		84.02%

Tabla 20. Pérdidas adicionales a las de temperatura, consideradas para cálculo PR en ubicación AP4.

Fuente: Elaborado por los autores.

En la tabla siguiente se presenta un resumen de los cálculos realizados para las tres ubicaciones analizadas.

Parámetro	AP4	TF1	AP7	unidad
Rendimiento por otros factores	84.02%	85.96%	85.96%	%

Tabla 21. Resumen otras pérdidas para estimación de PR.

Fuente: Elaborado por los autores.

Cabe destacar que la ubicación AP-4 presenta una eficiencia menor, principalmente debido a mayores pérdidas por temperatura y orientación e inclinación del campo fotovoltaico, de acuerdo con los cálculos previos del IDAE, que consideran la latitud y la inclinación del sitio.

e. Cálculo performance ratio

Aplicando la fórmula del rendimiento que considera todas las pérdidas señaladas anteriormente, a continuación, se muestra el resultado del PR para cada ubicación.

Mes	Rendimiento Temperatura RT ($1 - \Delta T^a \cdot \gamma(\%)$)	Eficiencia de Otros factores	PR con todos los factores
mes	%	%	%
1	95.26%	84.02%	80.03%
2	95.37%	84.02%	80.13%
3	94.01%	84.02%	78.98%
4	93.26%	84.02%	78.35%
5	92.42%	84.02%	77.64%
6	91.23%	84.02%	76.65%
7	90.76%	84.02%	76.26%
8	90.71%	84.02%	76.21%
9	91.08%	84.02%	76.52%
10	92.68%	84.02%	77.86%
11	93.58%	84.02%	78.62%
12	94.27%	84.02%	79.20%
PR promedio			78.03%

Tabla 22. Estimación PR aplicando todos los factores de pérdidas, ubicación AP4.

En la tabla siguiente se presenta un resumen de los cálculos realizados para las tres ubicaciones analizadas.

Parámetro	AP4	TF1	AP7	unidad
PR anual PV	78%	79%	79%	%

Tabla 23. Resumen estimación PR para las tres ubicaciones.
Fuente: Elaborado por los autores

4. Dimensionamiento paneles y regulador de carga

El dimensionado del generador fotovoltaico se realiza utilizando la fórmula del PR, que relaciona la radiación solar G_d con la energía en la salida del sistema L_{md} , considerando la eficiencia de conversión del sistema PR.

$$E_p(kWh/dia) = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) \cdot P_{mp} \cdot PR}{G_{CEM}}$$

Donde

- $G_{dm}(\alpha, \beta)$ (kWh/m²) = es la irradiación solar sobre el plano de los módulos
- P_{mp} (kWp) = potencia pico del generador
- G_{CEM} = 1kW/m² irradiación solar en condiciones estándar al cual se refiere la potencia pico del generador.

En el caso de un sistema aislado:

- $E_p = L_{md}$
- $G_{dm}(\alpha, \beta) = G_d$ es la irradiación del mes crítico, o sea a la inclinación óptima β y azimut $\alpha = 0$ al surte.
- $P_{mp} = N_T \cdot P_{max}$ o sea, la potencia pico de los módulos fotovoltaico para el número de paneles

Para determinar la potencia pico del generador fotovoltaico, así como el número de paneles, se emplea la fórmula a continuación.

$$N_T = \frac{E_p(kWh/dia) \cdot G_{CEM}}{P_{max} \cdot G_{dm}(\alpha, \beta) \cdot PR} = \frac{L_{md}}{P_{max} \cdot G_{dm}(\alpha, \beta) \cdot PR}$$

En la tabla siguiente se presenta un resumen de los cálculos realizados para las tres ubicaciones analizadas.

Parámetro	AP4	TF1	AP7	Unidad
consumo Lmd	63.22	63.22	63.22	MWh/día
Gd	5.27	4.09	4.09	kWh/m2/día
Pmax	450.00	450.00	450.00	Wp
PR	78%	79%	79%	%
Nt	34169.5	43707.4	43707.4	unidad
Nt redondeado	34170	43708	43708	unidad
P aproximada	15.38	19.67	19.67	MWp
Produccion	63.22	63.22	63.22	MWh

Tabla 24. Dimensionado generador fotovoltaico.
Fuente: Elaborado por los autores.

Es momento de incorporar un factor de seguridad del 10–20 % al valor aproximado de la potencia pico calculada previamente y, al mismo tiempo, completar la configuración real del generador fotovoltaico conforme a los equipos seleccionados. A continuación, se calcula el número de reguladores de carga DC/DC con MPPT, el número de paneles y las demás variables del sistema, utilizando la información disponible en las fichas técnicas de los equipos, resumida en las tablas siguientes.

Parametro	Simbolo	Valor	Unidad
Potencia	Pmp_modulo	450	Wp
Corriente punto de máxima potencia	Imp_modulo	13.38	A
Tensión punto de máxima potencia	Vmp_modulo	33.64	V
Corriente de Cortocircuito	Icc_modulo	14.45	A
Tensión a circuito abierto	Voc_modulo	39.93	V

Tabla 25. Características de los paneles.
Fuente: Elaborado por los autores.

Parametro	Simbolo	Valor	Unidad
Potencia nominal	Pnom_reg	500	kW
Potencia máxima	Pmax_reg	630	kW
Nominal corriente de salida	Inom_reg	1600	A
Máx. corriente de salida	Imax_reg	1600	A
Máxima tensión de entrada	VmaxDC_reg	1000	Vdc
Tensión MPP entrada Minima	VminMPP_reg	200	V
Tensión MPP entrada maxima	VmaxMPP_reg	1000	V
Máxima corriente de entrada	ImaxDC_reg	1200	A
Vmppt normal	Vmppt_nom	816	A

Tabla 26. Características del regulador de carga DC/DC.
Fuente: Elaborado por los autores.

Para el cálculo del número de regulador se considera la potencia máxima del equipo.

$$N^{\circ}regulador = \frac{Potencia\ pico}{Potencia\ max.\ adm.\ regulador}$$

Parametro	Simbolo	Valor	Unidad
Potencia total de la instalacion con	Ptotal	15376.50	kWp
Potencia Maxima admisible regulador	Pmax_inv	500	KWp
Nreg	ninv	30.8	Unidad
Nreg redondeado	ninv	31.0	Unidad

Tabla 27. Número de regulador de carga DC/DC con MPPT en AP4.
Fuente: Elaborado por los autores.

Para el cálculo del número de paneles totales se considera un 15% extra de potencia.

$$N^{\circ} \text{modulos} = \frac{\text{Potencia nominal regulador con 15\% extra}}{\text{Potencia unitaria celula}}$$

En la siguiente tabla se resumen los datos de entrada y el resultado de la aplicación de este método.

Numero regulador	Ninv	31	#
Potencia nominal	Pnom_inv	500	kW
Potencia nominal con un 15% extra	Pnom_inv+15%	575	kW
Potencia paneles	Pmp_modulo	450	Wp
No de modulos por regulador	Nmod/inversor	1277.8	paneles
No de modulos total	Npaneles	39611.1	paneles

Tabla 28. Cálculo del número de paneles en AP4.
Fuente: Elaborado por los autores.

Para el cálculo del número de módulos en serie se tiene en cuenta que:

$$N_s = \frac{V_{in \text{ MPP}}}{V_{out \text{ MPP}}}$$

Teniendo en cuenta esta expresión se calcula el número de módulos en serie en la siguiente tabla.

Tensión MPP entrada Minima	VminMPP_inv	200	V
Tensión MPP entrada maxima	VmaxMPP_inv	1000	V
Tension de entrada al regulador MPP	Vin MPP	816	V
Tension de salida de los modulos MPP	Vout MPP	33.64	V
Numero de modulos en serie	Ns	24.3	paneles
Numero de modulos en serie redondear	Ns	25	paneles

Tabla 29. Cálculo del número de módulos en serie, Ns, en AP4.
Fuente: Elaborado por los autores.

Para este número de módulos en serie se deben realizar algunas validaciones. En primer lugar, se debe cumplir el rango de MPPT de inversor:

$$\frac{V_{\min \text{ MPP}}}{V_{\text{mod}}} < N_s < \frac{V_{\max \text{ MPP}}}{V_{\text{mod}}}$$

En la tabla a continuación se muestra el resultado de la validación. Se observa que N_s cumple con lo establecido en dicha validación.

VminMPP	VminMPP_inv	200	V
VmaxMPP	VmaxMPP_inv	1000	V
Vmod(tmax)/(tmin)	Vmp_modulo	34	V
Ns	Ns	25	paneles
Vmax MPP/Vmod	Vmax MPP/Vmod	29.73	#
VminMPP/Vmod	VminMPP/Vmod	5.95	#
Validacion Ns	Validacion	cumple	

Tabla 30. Validación N_s con rango MPP, en AP4.
Fuente: Elaborado por los autores.

Adicionalmente se valida el número de módulos en serie con la máxima tensión en abierto de entrada DC así:

$$V_{ocstring} = N_s * V_{ocmodulo} < \text{Maxima tension de entrada}$$

Esta validación nos indica que N_s también cumple este criterio como se indica en la siguiente tabla.

Tensión a circuito abierto	Voc_modulo	39.93	V
Numero de modulos en serie redondear	Ns	25	paneles
Voc string = $N_s * V_{ocmodulo}$	Voc_string	998.25	Vdc
Máxima tensión de entrada	VmaxDC_inv	1000	Vdc
Verificacion tension circuito abierto	Validacion	Cumple	

Tabla 31. Validación N_s con máxima tensión de entrada DC, en AP4.
Fuente: Elaborado por los autores.

Por otra parte, el número de módulos en paralelo se calcula así:

$$N_p = \frac{N_t}{N_s}$$

Numero paneles por regulador	-	1277.777778	paneles
Numero ramas en paralelo por regulador	N_p	51.111	ramas en paralelo
Numero ramas en paralelo redondeado por regulador	N_p	52.000	ramas en paralelo
N_t recalculado por regulador	N_t	1300	paneles/inversor
Paneles totales planta	Npaneles	40300	paneles

Tabla 32. Cálculo número de módulos en paralelo, N_p , en AP4.
Fuente: Elaborado por los autores.

El número de series o ramas en paralelo deberá no sobrepasar la potencia nominal y máxima del regulador, o sea debe cumplir:

$$\frac{P_{MAX}}{1.1 * P_{PMP} * N_s} > N_p > \frac{P_{NOM}}{(1.1 * P_{PMP} * N_s)}$$

En donde:

- P_{MAX} : Potencia máxima en vatios de entrada admitida al inversor
- P_{NOM} : Potencia nominal en vatios del inversor
- P_{PMP} : Potencia en vatios del módulo en su punto de máxima potencia
- N_s : Número de módulos por string
- N_p : Número de ramas en paralelo

Se realizó la validación, la cual indica que N_p cumple con lo requerido tal como se indica en la siguiente tabla.

$PMAX$: Potencia máxima de entrada admitida	Pmax	1200000	W
$PNOM$: Potencia nominal en vatios	Pnom	500000	W
$PPMP$: Potencia del módulo en su punto de máxima potencia	PPMP	450	W
N_s : Número de módulos por string.	Ns	25	paneles
N_p : Número de ramas en paralelo por regulador	Np	52	paneles
$PMAX/(1,1 \times PPMP \times N_s)$	Validacion	97	#
$PNOM/(1,1 \times PPMP \times N_s)$	Validacion	40	#
Validacion N_p	Validacion	Cumple	

Tabla 33. Validación de N_p , en AP4.
Fuente: Elaborado por los autores.

Adicionalmente se realizan verificaciones de la corriente máxima.

Parametro	Simbolo	Valor	Unidad	tipo
Corriente maxima entrada	I_{maxDC_inv}	1200	A	enunciado
Corriente punto de máxima potencia	I_{mp_modulo}	13.38	A	enunciado
Corriente nominal total del campo	I_{nom_string}	13.38	A	calculado
Número ramales en paralelo conectada a regulador	N_{pi}	52	unidad	calculado
Corriente nominal total del campo	$I_{nom_tot_pv}$	695.76	A	calculado
Verificación ($I_{nom_tot_pv} < I_{maxDC_inv}$)	-	Cumple	Si/No	calculado
Corriente de cortocircuito por string	I_{cc_string}	14.45	A	calculado
Corriente de cortocircuito total	$I_{cc_tot_pv}$	751.4	A	calculado
Verificación ($I_{cc_tot_pv} < I_{maxDC_inv}$)	-	Cumple	Si/No	calculado

Tabla 34: Verificación corriente máxima, en AP4.
Fuente: Elaborado por los autores.

Al repetir los mismos cálculos para las ubicaciones TF1 y AP-4, todas las verificaciones resultan satisfactorias. En la tabla siguiente se presenta un resumen de los cálculos realizados para las tres ubicaciones analizadas.

Parametro	Símbolo	Valor	unidad
Numero reg DC/DC con MPPT	Ninv	31	unidad
Numero paneles por regulador	Ntinv	1300	unidad
Módulos por string Ns	Ns	25	unidad
Numero ramas en paralelo por regulador	Np	52	unidad
Ramas totales	Nptot	1612	unidad
Paneles totales	NT	40300	unidad
Potencia total PV DC	PDC	18135	kWp
Potencia total regulador	PAC	15500	kW
Potencia total regulador max	PAC	19530	kW

Tabla 35. Resumen dimensionado paneles y regulador DC/DC-MPPT en AP4.

Fuente: Elaborado por los autores.

Parametro	Símbolo	Valor	unidad
Numero reg DC/DC con MPPT	Ninv	35	unidad
Numero paneles por regulador	Ntinv	1300	unidad
Módulos por string Ns	Ns	25	unidad
Numero ramas en paralelo por regulador	Np	52	unidad
Ramas totales	Nptot	1820	unidad
Paneles totales	NT	45500	unidad
Potencia total PV DC	PDC	20475	kWp
Potencia total regulador	PAC	17500	kW
Potencia total regulador max	PAC	22050	kW

Tabla 36. Resumen dimensionado paneles y regulador DC/DC-MPPT en TF1.

Fuente: Elaborado por los autores.

Parametro	Símbolo	Valor	unidad
Numero reg DC/DC con MPPT	Ninv	39	unidad
Numero paneles por regulador	Ntinv	1300	unidad
Módulos por string Ns	Ns	25	unidad
Numero ramas en paralelo por regulador	Np	52	unidad
Ramas totales	Nptot	2028	unidad
Paneles totales	NT	50700	unidad
Potencia total PV DC	PDC	22815	kWp
Potencia total regulador	PAC	19500	kW
Potencia total regulador max	PAC	24570	kW

Tabla 37. Resumen dimensionado paneles y regulador DC/DC-MPPT en AP7.

Fuente: Elaborado por los autores.

5. Dimensionamiento batería

La capacidad nominal de la batería se calcula considerando dos criterios:

- Capacidad nominal diaria (C_{nd}): la energía requerida para cubrir el consumo diario promedio, teniendo en cuenta los ciclos diarios y la profundidad de descarga máxima diaria.
- Capacidad nominal estacional (C_{ne}): la energía requerida para satisfacer el consumo durante un número concreto de días de autonomía en condiciones

de poca radiación solar, teniendo en cuenta la profundidad de descarga máxima estacional.

Una vez calculadas ambas capacidades, se selecciona el valor mayor para garantizar que la batería pueda satisfacer las demandas energéticas en ambos escenarios.

Se calcula la capacidad nominal diaria, C_{nd} , con las siguientes ecuaciones.

$$C_{nd} (Wh) = L_{md} / (PD_{maxd} \cdot F_{CT})$$

$$C_{nd} (Ah) = C_{nd} (Wh) / V_{BAT}$$

Y por otro lado se calcula la capacidad nominal estacional, C_{ne} , con las siguientes ecuaciones.

$$C_{ne} (Wh) = L_{md} \cdot N / (PD_{maxe} \cdot F_{CT})$$

$$C_{ne} (Ah) = C_{ne} (Wh) / V_{BAT}$$

Siendo:

- L_{md} : consumo medio mensual diario (Wh/día). Se utiliza L_{md} para el cálculo según el criterio de mes crítico.
- PD_{maxd} y PD_{maxe} : profundidad de descarga máxima diaria y estacional (valor entre 0 y 1).
- F_{CT} : factor de temperatura.
- V_{BAT} : tensión nominal de la batería (V).
- N : Días de autonomía necesarios.

Parámetro	Valor	Unidad
Lmd	63217.62	kWh/día
Tension nominal	48	V
Pdmax,d	80%	%
Fct	1	0-1
Pdmax,e	80%	%
Ns baterías	17	Unidad
Tension nominal	816	V

Tabla 38. Parámetros de entrada para el dimensionamiento de la batería.
Fuente: Elaborado por los autores.

En la tabla a continuación, se presentan los resultados obtenidos al aplicar las fórmulas anteriores para períodos de autonomía de 2 y 5 días.

Parámetro	2 días	5 días	Unidad
Cnd	79.02	79.02	MWh
Cnd	96841	96841	Ah
Cne	158.04	395.11	MWh
Cne	193681	484204	Ah
C batería	1120	1120	Ah
N batería redondeado	2766.9	6917.2	unidad
N batería redondeado	2866	7017	unidad
Ns baterías	17	17	unidad
Np baterías	169	413	unidad

Tabla 39. Cálculo capacidad nominal de la batería.
Fuente: Elaborado por los autores.

En la tabla anterior se han considerado las siguientes hipótesis:

- El número de baterías en serie, 17 unidades, se ha calculado para alcanzar una tensión total de 816 V, compatible con el regulador DC/DC MPPT seleccionado.
- La batería se emplea en modalidad C10, es decir, no puede descargarse al 100 % de su capacidad en una hora sin riesgo de deterioro. Por tanto, para poder cargar o descargar la misma capacidad en ese tiempo es necesario aumentar el número de baterías.

6. Dimensionamiento inversor

El inversor se encarga de convertir la corriente continua de la instalación en corriente alterna con la frecuencia requerida por la red eléctrica (50 Hz). En sistemas aislados, se selecciona un inversor capaz de suministrar la potencia demandada por la carga AC del sistema cuando todos los dispositivos operan simultáneamente. Se opta por un inversor con una potencia un 10–20 % superior a la potencia requerida por la carga, de acuerdo con la siguiente expresión a continuación.

$$P_{inv} = 1,2 \cdot P_{AC}$$

Siendo P_{AC} a potencia de la carga en corriente alterna, calculada previamente como 5,135 MW, conforme al consumo de la instalación. En la tabla siguiente se muestran los resultados de la aplicación de esta fórmula.

Parámetro	Valor	Unidad
PAC	5135.98	kWac
Pac*1.2	5906.37	kWac
PAC inverter	1000	kWac
Ninverter	5.9	unidad
N inverter redondeado	6	unidad
PAC total	6000.00	MWac

Tabla 40. Dimensionado inversor.
Fuente: Elaborado por los autores.

7. Cálculo de la energía a la salida del sistema y rendimiento específico

La energía entregada por el sistema puede aproximarse utilizando la definición del performance ratio (PR).

$$E_p[kWh/dia] = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) P_{mp} PR}{G_{CEM}}$$

En donde:

- P_{mp} : potencia pico del generador
- G_{CEM} : 1 kW/m² (irradiación solar en condiciones estándar de medida)
- PR: Performance Ratio

Adicionalmente, se puede calcular el rendimiento específico (YF o Specific Yield) así:

$$Rendimiento\ específico\ (YF) = \frac{E_p(kWh)}{P_{mp}(kW)}$$

Igual se ha calculado el PR anual con base a la siguiente formula.

$$PR = \frac{E_p \cdot G_{CEM}}{G_{dm}(\alpha, \beta) P_{mp}}$$

En la tabla a continuación, se presentan los resultados de los cálculos para la ubicación de AP4.

	Consumo Lmd	Ep-Lmd	Gdm (α=0,β=23)	PR	Ep	Numero de día a mes	Ep	Gdm	PR PV acoplado a BESS
Mes	kWh/día	%	kWh/m2día	%	kWh/día	día/mes	kWh/mes	kWh/m2mes	%
Enero	63217.62	27.9%	5.57	80.03%	80846.53	31	2506242.42	172.68	63%
Febrero	63217.62	36.8%	5.95	80.13%	86488.20	28	2421669.60	166.65	59%
Marzo	63217.62	41.1%	6.23	78.98%	89204.94	31	2765353.03	193.06	56%
Abril	63217.62	46.9%	6.53	78.35%	92836.35	30	2785090.40	196.01	53%
Mayo	63217.62	23.4%	5.54	77.64%	78034.79	31	2419078.57	171.80	63%
Junio	63217.62	15.9%	5.27	76.65%	73264.92	30	2197947.64	158.13	66%
Julio	63217.62	25.0%	5.71	76.26%	79016.71	31	2449518.12	177.13	61%
Agosto	63217.62	34.4%	6.15	76.21%	84940.07	31	2633142.04	190.53	57%
Septiembre	63217.62	32.1%	6.02	76.52%	83501.11	30	2505033.32	180.51	58%
Octubre	63217.62	19.4%	5.35	77.86%	75481.17	31	2339916.32	165.71	65%
Noviembre	63217.62	19.4%	5.30	78.62%	75512.60	30	2265377.91	158.89	66%
Diciembre	63217.62	22.3%	5.38	79.20%	77303.79	31	2396417.62	166.84	65%
Total anual							29684787.00	2097.94	-
Rendimiento final o específico Yf [h]							1636.88	-	-
PR anual %							78.0%		61%

Tabla 41. Cálculo de la energía a la salida del sistema, ubicación AP4.

Fuente: Elaborado por los autores.

En la tabla siguiente se presenta un resumen de los cálculos realizados para las tres ubicaciones analizadas.

Parámetro	AP4	TF1	AP7	unidad
PDC	18135	20475	22815	KWp
Gd	2097.94	2120.19	1808.60	kWh/m2 anual
Ep	29685	34344	32410	mwh/anual
PR anual PV	78%	79%	79%	%
PR anual sistema	61%	53%	56%	%
Rendimiento específico	1636.88	1677.34	1420.55	kWh/KWp

Tabla 42. Resumen energía a la salida del sistema y otros parámetros clave para las tres ubicaciones.
Fuente: Elaborado por los autores.

De los resultados anteriores se observa que, para las tres ubicaciones analizadas:

- La producción del sistema fotovoltaico por sí sola excede entre un 15 % y un 50 % el consumo del usuario en cada mes. Esto asegura que la energía generada sea suficiente para cargar las baterías durante las horas de sol, permitiendo que estas suministren energía al usuario durante todo el día.
- El performance ratio (PR) calculado considerando la energía producible por el sistema fotovoltaico se encuentra en el rango estimado de 78–79 %. Sin embargo, al considerar la energía realmente consumida, el PR efectivo del sistema disminuye a valores entre 50 % y 60 %.

8. Comparación de resultados

Las gráficas siguientes permiten comparar la radiación y la temperatura entre las tres ubicaciones.

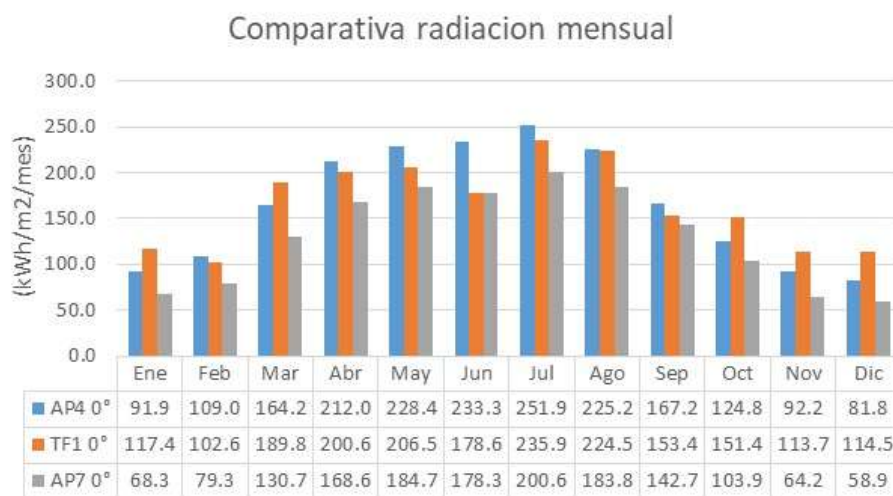


Figura 23. Comparativa radiación mensual para las 3 ubicaciones.
Fuente: Elaborado por los autores.

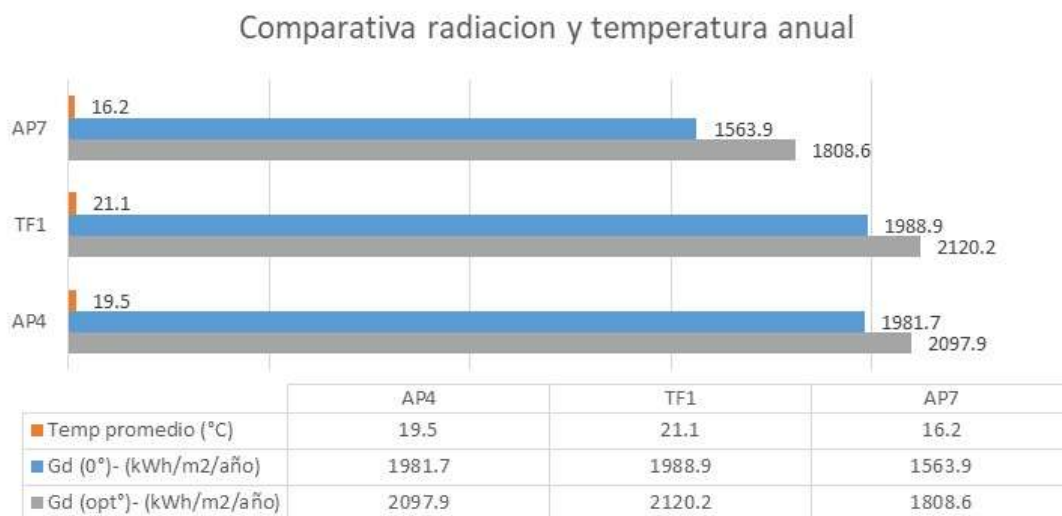


Figura 24. Comparativa radiación y temperatura anual.
Fuente: Elaborado por los autores.

Desde las gráficas destaca lo siguiente:

- TF1: ubicación con mejores condiciones meteorológicas, con radiación ligeramente superior a lo largo de todos los meses y en el promedio anual, aunque con temperaturas más altas que AP-4.
- AP-4: segunda mejor ubicación en términos meteorológicos. Aunque presenta una radiación anual ligeramente menor que TF1, su temperatura más baja favorece el rendimiento de los paneles.
- AP-7: ubicación con las peores condiciones meteorológicas.

De lo anterior, podría pensarse que TF1 tendría la mayor producción de energía. Sin embargo, mientras que en un sistema conectado a la red maximizar la producción es prioritario, en un sistema aislado lo más importante es que la energía generada cubra las necesidades del usuario durante todos los meses, utilizando la planta fotovoltaica de menor tamaño posible para reducir los costos. Por ello, la elección de la ubicación depende de los resultados del dimensionamiento, presentados en la tabla siguiente.

Parámetro	AP4	TF1	AP7	unidad
PDC	18135	20475	22815	KWp
Gd	2097.94	2120.19	1808.60	kWh/m2 anual
Ep	29685	34344	32410	mwh/anual
PR anual PV	78%	79%	79%	%
PR anual sistema	61%	53%	56%	%
Rendimiento específico	1636.88	1677.34	1420.55	kWh/KWp

Tabla 43. Resumen de resultados para el análisis comparativo.
Fuente: Elaborado por los autores.

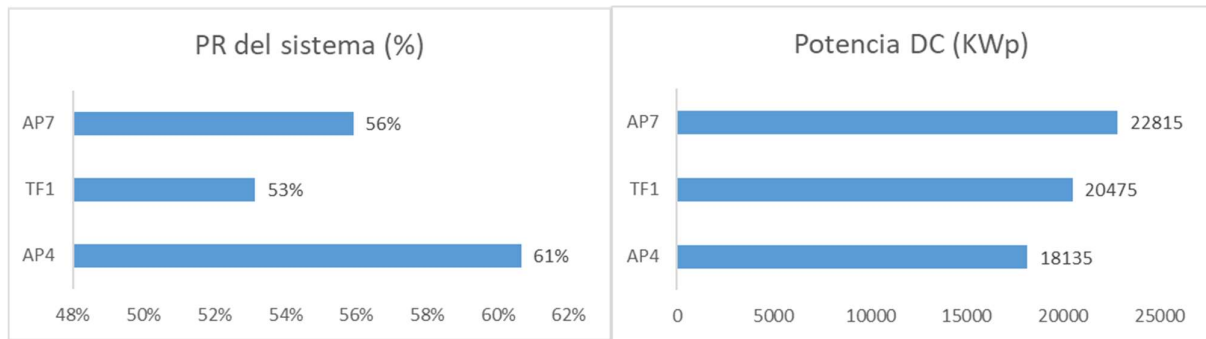


Figura 25. Comparativa PR sistema y potencia DC en las tres ubicaciones.
Fuente: Elaborado por los autores.

AP-4 se selecciona como la mejor ubicación por los siguientes motivos.

- Su producción E_p es cercana a la de TF1 y, en cualquier caso, ampliamente superior a la necesidad del usuario, siendo capaz de cubrir la demanda durante todos los meses, incluyendo el mes crítico.
- Requiere el menor tamaño del sistema en DC de las tres ubicaciones, debido a sus características de radiación y temperatura en el mes crítico.
- Presenta el mayor rendimiento del sistema, con un 61 % frente al 53–56 % de las otras ubicaciones, lo que significa que, con un tamaño menor, la producción es suficiente para cubrir la demanda de manera más eficiente.
- El performance ratio (PR) de la parte exclusivamente fotovoltaica es menor que en TF1, debido a mayores pérdidas por orientación e inclinación del campo fotovoltaico, según los cálculos previos del IDAE que consideran la latitud y la inclinación del sitio.

Dimensionado con PVsyst

1. Predimensionado y comparación con cálculos manuales

En PVsyst se selecciona un sistema independiente para el pre-dimensionamiento y se procede con la simulación. Esta incluye la consideración de los días de autonomía de la batería, evaluando tanto 2 como 5 días, y se analizan los resultados obtenidos.

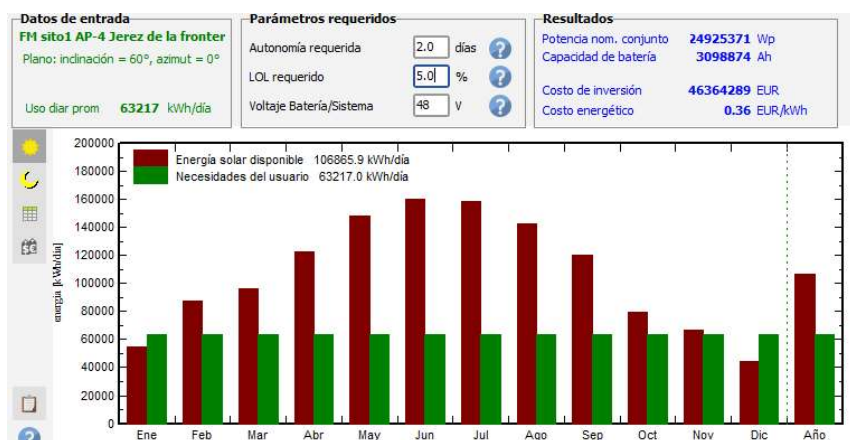


Figura 26. Resultado predimensionado por 2 días de autonomía en AP4.
 Fuente: Elaborado por los autores.

Sin embargo, en esta etapa PVSyst no permite introducir valores de tensión de sistema superiores a 500 V, mientras que en nuestro caso se utiliza una tensión de 816 V. Por ello, la estimación de la capacidad de la batería no resulta completamente fiable. Para consultar el valor sugerido por PVSyst es necesario acceder al módulo de dimensionamiento. En la tabla siguiente se presenta la comparativa de la potencia pico obtenida mediante ambos métodos, lo que indica que el sistema podría sobredimensionarse ligeramente.

Parámetro	AP4	TF1	AP7	unidad
PDC manual	18135	20475	22815	KWp
PDC Pre-dim PVsyst	24190	18640	31340	KWp
PDC Pre-dim PVsyst	75%	110%	73%	KWp

Tabla 44. Resumen comparativo predimensionado en PVsyst y manual.
 Fuente: Elaborado por los autores.

2. Necesidad de usuario

El primero paso es definir las necesidades del usuario, en este caso 63,22 MWh/día.

3. Orientación y tipo de montaje

Este paso consiste en definir la orientación del generador fotovoltaico, es decir, el azimut y la inclinación, así como el tipo de montaje (techo, cobertizo, seguimiento de un eje, etc.). Debido al tamaño de la instalación, se ha considerado un montaje tipo cobertizo, por lo que es imprescindible calcular la distancia mínima entre filas para garantizar un mínimo de 4 horas de sol durante el día, considerando la hora más desfavorable: el mediodía del solsticio de invierno.

Para la disposición en configuración 1P (single portrait), se deben realizar los cálculos siguientes:

- Longitud o configuración arista: en el caso 1P (single portrait) el panel se instala con el lado corto a tierra y el lato largo sujeto, por esto

$$L = 1 * longitud\ panel = 1.722\ m$$

- Declinación solar al día 355 o sea al 21/12/2025 que es el solsticio de invierno, que es el día más desfavorable siendo la altura de sol más reducida y las sombras más prolongadas:

$$\sigma = 23.45 \sin(0.973N - 77.84)$$

- Altura solar máxima:

$$\alpha = 90 - Lat + \sigma$$

- Ocupación a tierra del panel:

$$S1 = L \cos(\beta)$$

- Altura del panel desde tierra:

$$h = L \sin(\beta)$$

- Distancia al suelo entre la proyección en tierra del panel frontal (S1) y el panel siguiente:

$$S = h / \tan(\alpha)$$

- Distancia mínima seria S1+S.

En la tabla siguiente se presenta un resumen de los cálculos realizados para las tres ubicaciones analizadas.

Parametro	Símbolo	1P AP4	2P AP4	1P TF1	1P AP7	unidad
Latitud	L	36.674	36.674	28.053	42.052	°dec
Inclinación paneles	β	60	60	40	60	°dec
Ancho panel	-	1.134	1.134	1.134	1.134	m
Longitud panel	-	1.722	1.722	1.722	1.722	m
Configuración	-	1P (single portrait)	2P (double portrait)	1P (single portrait)	1P (single portrait)	-
Longitud configuración, arista (L)	L	1.722	3.444	1.722	1.722	m
Fecha (solsticio de invierno)	-	46012	46012	46012	46012	dd/mm/aaaa
N día	N día	355	355	355	355	#
Declinación	σ	-23.43	-23.43	-23.43	-23.43	°dec
Altura solar máxima norte	α	29.90	29.90	38.52	24.52	°dec
Ocupación a tierra panel S1=L*cos(B)	S1	0.86	1.72	1.32	0.86	m
Ancho banda de colectores h=L*sin(B)	h	1.49	2.98	1.11	1.49	m
Distancia a tierra entre S1 y otro panel S=h/tan α	S	2.59	5.19	1.39	3.27	m
Distancia entre filas d=S1+S	d	3.45	6.91	2.71	4.13	m
Verificación d>k	-	SI	SI	SI	SI	SI/NO

Tabla 45. Cálculos realizados de la distancia entre paneles disposición 1P y 2P.

Fuente: Elaborado por los autores.

Además, se ha calculado el número de filas necesarias para acomodar los paneles en bloques de 180 unidades. Finalmente, los valores obtenidos se ingresan en PVSyst, como se muestra en la imagen a continuación para la ubicación de AP-4.

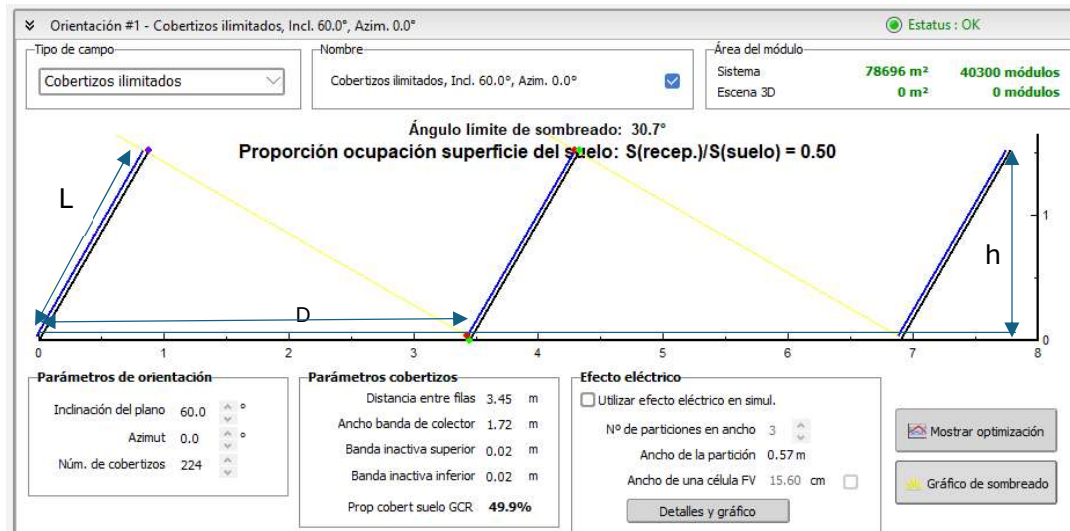


Figura 27. Configuración parámetros de orientación, variante cobertizo ilimitado 1P.
Fuente: Elaborado por los autores.

La gráfica se ajusta según los cálculos siendo:

- $h=1.49$ la altura de la banda da tierra, efectivamente es de 1.49 en el eje Y
- la distancia entre paneles es efectivamente 3.45m en el eje X

Al calcular el área de ocupación en tierra para las configuraciones 1P y 2P, se opta por la configuración 1P, ya que requiere un área menor y la ganancia de rendimiento de la configuración 2P resulta despreciable.

Parametro	1P AP4	2P AP4	1P TF1	1P AP7	unidad
Npanel	40300	40300	45500	50700	unidad
N fila fila	90	90	90	90	unidad
Nfila completa	447	223	505	563	unidad
Npanel fila incompleta	70	160	50	30	unidad
Nfilas	448	224	506	564	unidad
longitud fila	102	102	102	102	m
area fila completa	157607	157255	139663	237332	m2
area fila incompleta	274	1254	154	141	m2
Area en tierra	157881	158508	139816	237473	m2
Area panel	2	2	2	2	m2
Area total panel	78696	78696	88850	99004	m2

Tabla 46. Resumen distancia paneles en las tres ubicaciones.
Fuente: Elaborado por los autores.

4. Pérdidas detalladas

Por la **pérdida por temperatura**, en esto tipo de instalación en terreno o tejado plano con uso de cobertizo, el valor correspondiente de factor de pérdida térmica es de $U_c =$

29 W/m²K para “modulo montado con libre circulación de aire”, valor típico sugerido de PVsyst para este tipo de instalación.

Figura 28. Configuración de perdidas por temperatura en PVsyst.
Fuente: Elaborado por los autores.

De la misma manera que los cálculos manuales se han introducido los valores de:

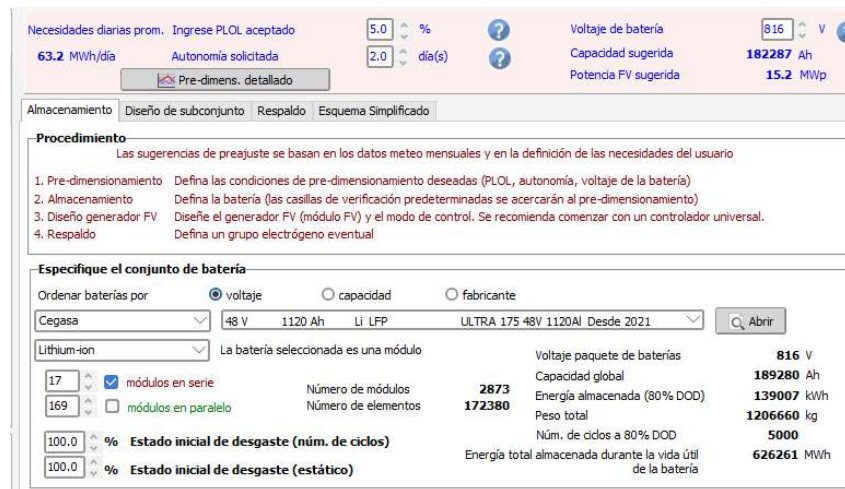
- Para la **perdida en el cableado**, al igual que en los cálculos manuales se ha introducido el valor de 1.5%.
- Pérdidas por tolerancia de potencia de los módulos fotovoltaicos (dispersión fabricación) =1%
- Perdidas por dispersión de parámetros (mismatch) =1%
- Perdida por desajuste voltaje de cadenas=0.3%, que corresponde a la de falso MPPT generado en el inversor por mismatch de los ramales.
- Perdidas por suciedad 2%

Figura 29. Configuraciones perdidas por dispersión, fabricación y mismatch.
Fuente: Elaborado por los autores.

5. Sistema

Primero se define el sistema de baterías.

- Se selecciona el modelo elegido
- Se ajustan el número de ramas en serie 17 y en paralelo para las dos variantes 2 días de autonomía 169 y 5 días de autonomía 413 conforme a los cálculos manuales.



Necesidades diarias prom. Ingrese PLOL aceptado 5.0 % ? Voltaje de batería 816 V ?

63.2 MWh/día Autonomía solicitada 2.0 día(s) ? Capacidad sugerida 182287 Ah

Pre-dimens. detallado Potencia FV sugerida 15.2 MWp

Almacenamiento Diseño de subconjunto Respaldo Esquema Simplificado

Procedimiento

Las sugerencias de preajuste se basan en los datos meteo mensuales y en la definición de las necesidades del usuario

1. Pre-dimensionamiento Defina las condiciones de pre-dimensionamiento deseadas (PLOL, autonomía, voltaje de la batería)
2. Almacenamiento Defina la batería (las casillas de verificación predeterminadas se acercarán al pre-dimensionamiento)
3. Diseño generador FV Diseñe el generador FV (módulo FV) y el modo de control. Se recomienda comenzar con un controlador universal.
4. Respaldo Defina un grupo electrógeno eventual

Especifique el conjunto de batería

Ordenar baterías por ☒ voltaje ☐ capacidad ☐ fabricante

Cegasa 48 V 1120 Ah Li LFP ULTRA 175 48V 1120Ah Desde 2021

Lithium-ion La batería seleccionada es una módulo

17	<input checked="" type="checkbox"/> módulos en serie	Número de módulos	2873	Voltaje paquete de baterías	816 V
169	<input type="checkbox"/> módulos en paralelo	Número de elementos	172380	Capacidad global	189280 Ah
100.0	% Estado inicial de desgaste (núm. de ciclos)			Energía almacenada (80% DOD)	139007 kWh
100.0	% Estado inicial de desgaste (estático)			Peso total	1206660 kg
				Núm. de ciclos a 80% DOD	5000
				Energía total almacenada durante la vida útil de la batería	626261 MWh

Figura 30. Dimensionado sistema de almacenamiento por 2 días de autonomía en AP4.
Fuente: Elaborado por los autores.

Siguiente paso es configurar el campo fotovoltaico.

- Se selecciona el módulo fotovoltaico previamente elegido.
- Se selecciona un convertidor universal con MPPT.
- Se ajusta el número de paneles en serie y ramas en paralelo de acuerdo con los cálculos realizados manualmente.

Necesidades diarias prom. Ingrese PLOL aceptado 5.0 % Autonomía solicitada 5.0 día(s) Voltaje de batería 816 V Capacidad sugerida 455717 Ah Potencia FV sugerida 14.6 MWp

Pre-dimens. detallado

Almacenamiento Diseño de subconjunto Respaldo Esquema Simplificado

Nombre y orientación del subconjunto: Nombre Generador FV Oriente Cobertizos ilimitados, Incl. 60.0°, Azim. 0.0°

Ayuda de pre-dimensionamiento: Sin dimensionamiento Potencia planeada 14652.0 kWp Redimens. o área disponible 63582 m²

Seleccione el módulo FV: Disponible ahora Ordenar módulos Potencia Tecnología Longi Solar 450 Wp 28V Si-mono LR5-54HTH-450M Desde 202 Abrir

Dimensiona. voltaje: Vmpp (60°C) 29.4 V Voc (-10°C) 43.2 V

Seleccione el modo de control y el controlador: Controlador universal Genérico Convertidor de potencia MPPT Corriente máx. de carga-descarga MPPT 1000 W 816 V 24452 A 3228 A Universal controller with MPPT conve Abrir

Modo operativo: Acoplamiento directo Convertidor MPPT Convertidor CC-CC Los parámetros de funcionamiento del controlador universal se ajustará automáticamente de acuerdo con las propiedades del sistema.

Diseño el conjunto: Número de módulos y cadenas: Mód. en serie 25 debe ser/estar: Sin restricciones Núm. cadenas 1612 entre 1042 y 1563

Condiciones de operación: Vmpp (60°C) 735 V Vmpp (20°C) 837 V Voc (-10°C) 1081 V Irradia. plano 1000 W/m² Imp (60°C) 22218 A Isc (60°C) 23701 A Isc (en STC) 23584 A Potencia de funcionamiento máx. (a irrad. máx. y 50°C) 16.9 MW Potencia nom. conjunto (STC) 18.1 MWp

Núm. de módulos 0300 Área 78696 m²

Figura 31. Dimensionado sistema fotovoltaico en AP4.
Fuente: Elaborado por los autores.

6. Comparativa dimensionados baterías PVsyst y manual

De acuerdo con las recomendaciones de PVsyst y los cálculos realizados, las baterías se encuentran correctamente dimensionadas, con desviaciones inferiores al 4 %, tal como se muestra en la tabla siguiente.

Parámetro	2 días	5 días	unidad
Np batería manual	169	413	unidad
Np batería PVsyst	163	407	unidad
Np Desviación	3.6%	1.5%	%

Tabla 47. Comparativa dimensionados baterías PVsyst y Manual.
Fuente: Elaborado por los autores.

7. Resultados simulación y comparativa con cálculos manuales

En las tablas siguientes se presenta un resumen de los datos principales obtenidos de la simulación en PVsyst, de los cuales destacan los siguientes puntos:

- La producción Ep y el performance ratio (PR) del sistema están alineados con los cálculos manuales, presentando desviaciones inferiores al 1 %.
- En la configuración de baterías para 2 días de autonomía, el sistema no cubre entre un 1,8 % y un 2,6 % de la demanda, dependiendo de la ubicación.
- En la configuración de baterías para 5 días de autonomía, TF1 no presenta falta de energía; en AP-7 solo falta el 0,1 %; en AP-4 falta un 0,8 % de energía. Para

alcanzar una cobertura completa en AP-4 sería necesario sobredimensionar el sistema fotovoltaico hasta 22 MWp.

- El estado de carga (SOC) de la batería es particularmente bajo en algunos días de los meses con déficit de cobertura, lo que se relaciona con desviaciones de la radiación y la temperatura respecto a la radiación diaria promedio mensual considerada en el mes crítico. En la configuración de 5 días de autonomía, la gráfica del SOC es mucho más estable.

Se observa que la cobertura del consumo depende tanto del tamaño de la batería como del dimensionamiento de la planta fotovoltaica. Aunque la configuración con 5 días de autonomía parece adecuada considerando el año típico (TMY), en la práctica podría ocurrir un año fuera de la estadística, con varios días consecutivos de lluvia, quedando el sistema sin energía. En ese caso, incluso esta capacidad de batería podría ser insuficiente y resultar antieconómica.

A continuación, se presentan los resultados de la simulación para 2 días de autonomía en la ubicación AP-4.

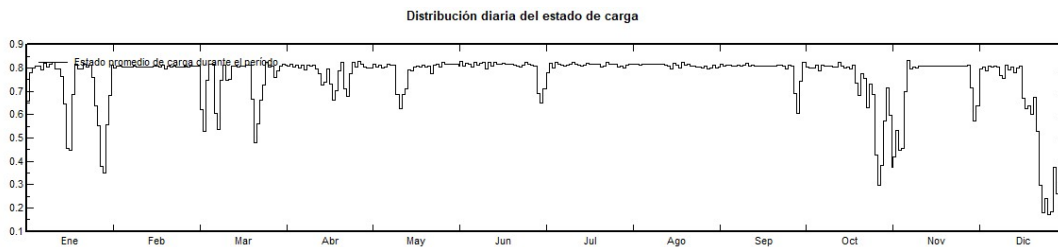


Figura 32. Diagrama estado de carga de la batería para 2 días de autonomía en ubicación AP4.
Fuente: Elaborado por los autores.

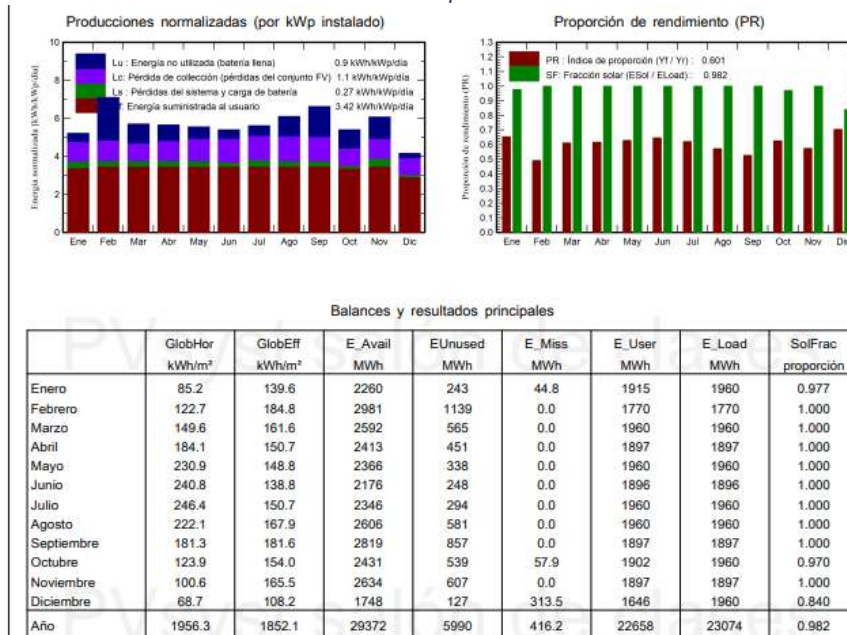


Figura 33. Resultados principales para 2 días de autonomía en ubicación AP4.
Fuente: Elaborado por los autores.

	GlobHor kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	E_Avail MWh	EUunused MWh	E_Miss MWh	E_User MWh	E_Load MWh	SoFrac proporción
Enero	85.2	139.6	2260	102	0.0	1960	1960	1.000
Febrero	122.7	184.8	2981	1145	0.0	1770	1770	1.000
Marzo	149.6	161.6	2592	554	0.0	1960	1960	1.000
Abril	184.1	150.7	2413	449	0.0	1897	1897	1.000
Mayo	230.9	148.8	2366	340	0.0	1960	1960	1.000
Junio	240.8	138.8	2176	237	0.0	1897	1897	1.000
Julio	246.4	150.7	2346	291	0.0	1960	1960	1.000
Agosto	222.1	167.9	2606	572	0.0	1960	1960	1.000
Septiembre	181.3	181.6	2819	862	0.0	1896	1896	1.000
Octubre	123.9	154.0	2431	526	0.0	1960	1960	1.000
Noviembre	100.6	165.5	2634	550	0.0	1897	1897	1.000
Diciembre	68.7	108.2	1748	128	184.4	1775	1960	0.906
Año	1956.3	1852.1	29372	5756	184.4	22890	23074	0.992

Figura 34. Resultados principales para 5 días de autonomía en ubicación AP4.
Fuente: Elaborado por los autores.

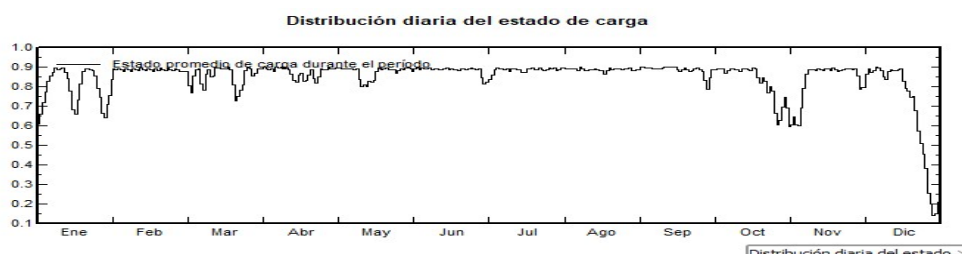
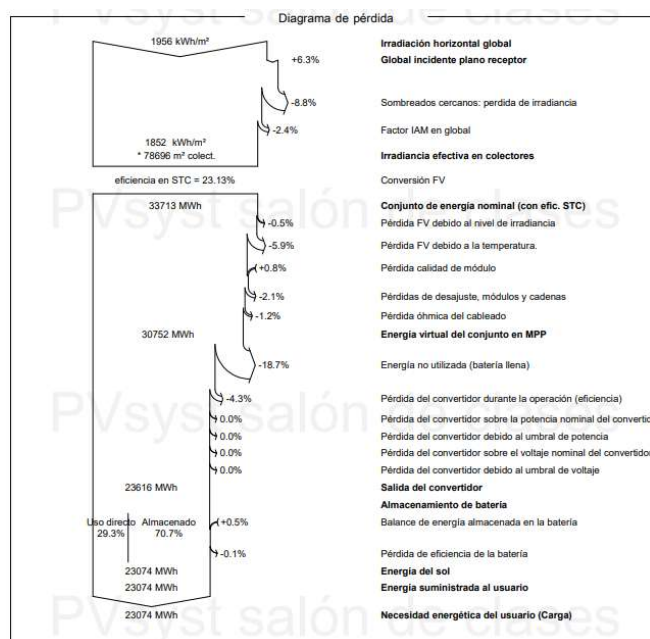


Figura 35. Diagrama estado de carga de la batería para 5 días de autonomía en ubicación AP4.
Fuente: Elaborado por los autores.



*Figura 36. Diagrama de pérdidas para 5 días de autonomía en ubicación AP4.
Fuente: Elaborado por los autores.*

En las tablas siguientes se presenta un resumen comparativo entre los resultados obtenidos con PVSyst y los cálculos manuales para las tres ubicaciones analizadas.

	AP4			TF1			AP7			
Parámetro	Manual	PVsyst	Dev	Manual	PVsyst	Dev	Manual	PVsyst	Dev	unidad
Ep	29684.8	29371.9	1.1%	34343.5	36582.3	6.1%	32409.9	32772.5	1.1%	mwh/añual
PR anual sistema	60.65%	60.60%	0.0%	53.15%	50.50%	2.7%	55.92%	55.50%	0.4%	%

Parámetro	AP4 2 días	AP4 5 días	TF1 2 días	TF1 5 días	AP7 2 días	AP475 días	unidad
Eload	23074	23074	23074	23074	23074	23074	mwh/añual
Emiss	416.18	184.383	590.027	0%	590.027	15.804	mwh/añual
Emiss	1.8%	0.8%	2.6%	0.0%	2.6%	0.1%	mwh/añual

*Tabla 48. Resultados principales de la simulación y comparativa entre las tres ubicaciones.
Fuente: Elaborado por los autores.*

En conclusión, la simulación confirma la validez de los cálculos manuales, con desviaciones inferiores al 1 %. Esto respalda la elección de AP-4 como la mejor ubicación, debido a su tamaño reducido y a la mayor eficiencia en la cobertura de los consumos. Finalmente, se selecciona la configuración con 2 días de autonomía, ya que la falta de energía aproximada del 2 % es aceptable para un sistema aislado y permite reducir los costes.

A continuación, se presentan los macrodatos del sistema, que servirán como entrada para el modelo económico.

Equipo	Fabricante	Modelo	unidad
Paneles solar	Longi Solar	LR5-54HTH-450M	40300
regulador DC/DC MPPT	Enjoypowers	EDCS63-500kW	31
Bateria BESS	Cegasa	ULTRA_175 48V 1120Ah	2866
PCS/inverter	Enjoypowers	EPCS1000-AS	6

*Tabla 49. Resumen macrodatos del sistema para evaluación económica.
Fuente: Elaborado por los autores.*

Anexo V. Evaluación financiera

A continuación, se describen las premisas y el proceso de realización de la evaluación financiera. Los cálculos se detallan en el archivo Excel también anexo a este documento. Con el modelo construido, se realiza un análisis de sensibilidad de algunas variables.

Como parámetros generales se tiene un costo de capital del 6% (variable que será considerada en el análisis de sensibilidad), un periodo de evaluación de 25 años, habitual para estos proyectos y un parámetro de diseño de la estación de 1000 kg/día de H₂ producido.

1. Estimación del CAPEX de la planta fotovoltaica y el sistema de baterías

Para la estimación del CAPEX, una vez dimensionada la planta, se procede a calcular su coste en la ubicación seleccionada (AP4) teniendo en cuenta el número de unidades resultantes del diseño y los costos unitarios. A continuación, se relacionan los cálculos y fuentes de información.

Equipo	Fabricante	Modelo	Unidades	Precio/unidad	Costo total	Fuente
Paneles solares	Longi Solar	LR5-54HTH-450M	40300	€ 40.50	€ 1,632,150.00	(Alibaba, s.f.).
Regulador DC/DC MPPT	Enjoypowers	EDCS63-500kW	31	€ 22,000.00	€ 682,000.00	(Enjoypowers, s. f.)
Batería BESS	Cegasa	ULTRA_175 48V 1120Ah	2866	€ 4,383.00	€ 12,561,678.00	(MG-Solar-Shop, s. f.)
PCS/inversor	Enjoypowers	EPCS1000-AS	6	€ 22,566.67	€ 135,400.00	(Enjoypowers, 2025)

Tabla 50. Costo unitario y total de los elementos de la planta fotovoltaica y baterías.

Fuente: (CEGASA eBick Ultra 175 LiFePO4 battery extension 13.44 kWh, s. f.; Gabinete BESS PCS de 1 MW - Enjoypowers, 2025; Gabinete BESS PCS de 1 MW - Enjoypowers, 2025; Precio De Fábrica Del Panel Solar Del Marco Negro 440w 450w De Los 440 ~ 450m De La Lr5-54hth, 2025) modificado por los autores

A estos costes se deben agregar otros componentes como por ejemplo los costos asociados a estructuras de montaje, cableado (CC y CA), seguidores, conectores eléctricos, protecciones eléctricas, cajas, transformadores, conductos y canalizaciones y el sistema de puesta a tierra. Estos elementos constituyen el BoS hardware (Balance of system hardware) y su costo se infiere a partir del (*Photovoltaics Report - Fraunhofer ISE*, 2025) en el cual se indica que representa aproximadamente un 26% del CAPEX. Por otra parte, se deben adicionar los costos relacionados con ingeniería y diseño, permisos, licencias, costos legales y financieros, gestión del proyecto, capacitación, soporte y marketing. Estos constituyen el “Soft Cost” tomado también del (*Photovoltaics Report - Fraunhofer ISE*, 2025) que se estima en un 19% del CAPEX. Del mismo reporte se infieren los costos de instalación, aproximadamente un 16% del CAPEX.

Con base en los anterior se calcula el CAPEX total de la instalación fotovoltaica y del sistema de baterías como se resume en la siguiente tabla.

Equipo	Fabricante	Modelo	Costo
Paneles solares	Longi Solar	LR5-54HTH-450M	€ 1,632,150
PCS/inverter	Enjoypowers	EPCS1000-AS	€ 135,400
BoS Hardware	Estimacion		€ 1,178,367
Soft cost	Estimacion		€ 861,114
Instalacion	Estimacion		€ 725,149
Regulador DC/DC MPPT	Enjoypowers	EDCS63-500kW	€ 682,000
Bateria BESS	Cegasa	ULTRA_175 48V 1120Ah	€ 12,561,678
			€ 17,775,857

Tabla 51. Cálculo del CAPEX total de la planta fotovoltaica y del sistema de baterías.
Fuente: Elaborado por los autores

El costo asociado al terreno donde funcionará la planta fotovoltaica se considerará como parte del OPEX y no del CAPEX.

2. Estimación del CAPEX de producción y dispensación de hidrógeno

2.1 Electrolizador

Para calcular el costo del electrolizador, se hizo una estimación basada en la potencia del electrolizador. Utilizando el consumo del electrolizador de 48 kWh/kg H₂ producido (indicado en la ficha técnica del electrolizador), un flujo objetivo de producción de 1.000 kg/día y un funcionamiento de 24 horas, se calcula una potencia de 2.000 kW. Entonces, con un coste de 700 €/kW para los electrolizadores tipo PEM (Morante et al., 2020), se estima un coste de 1.400.000 € para el electrolizador.

2.2 Compresor

En el caso del compresor, se realizó consulta al fabricante quien proporcionó un precio de 700.000 €.

2.3 Tanques de almacenamiento

Para calcular los costos de los tanques de almacenamiento, se hicieron unas estimaciones basadas en los costos de un sistema con un diseño y tamaño similar y datos dados por el fabricante.

En primer lugar, para los tanques de 200 bar fabricados por Vitkovice, el fabricante proporcionó un precio de 70.400 € por unidad. Entonces, para 5 unidades, el costo para este grupo de tanques es de 352.000€.

Para los tanques de almacenamiento de 30 bar, se utilizó una estimación de 635 USD/kg H₂ almacenado (Parks et al., 2014). Además, se emplea un factor de conversión de 1,00 USD = 0,86 € (*EUR to USD Exchange Rate*, 2025). Entonces, para almacenar 1.000 kg H₂, se estima un costo de 539.750 euros.

Para los tanques de almacenamiento de 450 bar, se utilizó una estimación de 940 USD/kg H₂ almacenado (Parks et al., 2014). Se emplea un factor de conversión de 1,00 USD = 0,86€ (*EUR to USD Exchange Rate*, 2025). Así se estima un costo de 399.500 €.

Se agrega además un 7% como contingencias al costo total de los tanques.

2.4 Dispensador

Para estimar el coste del dispensador con un sistema de refrigeración, se utilizaron los costos de un sistema con un diseño y tamaño similar. Se estimo un coste de 189.000 USD para el dispensador y de 227.000 USD para el sistema de refrigeración (Parks et al., 2014). Se emplea un factor de conversión de 1,00 USD = 0,86 € (*EUR to USD Exchange Rate*, 2025). Entonces, para un sistema de dispensación y refrigeración, se estima un coste total de 353.600 €.

2.5 Otros costos

En los costos del sistema de producción, debe considerarse costos adicionales a los anteriormente descritos como equipos, compras, ingeniería e instalación del rectificador, el transformador conectado al rectificador, el sistema de separación de gas/liquido, alimentación de agua y purificación de gases. Esto constituye el “Balance of plant” que se tomó del informe actualizado para 2025 del (*Electrolyser cost | European Hydrogen Observatory*, 2024) para electrolizadores PEM. Según este reporte se estima un valor de 647 EUR/kW por ese concepto.

Adicionalmente, según el mismo reporte se estima un valor de 693 €/kW por concepto de otras facilidades como son equipo, ingeniería, compra e instalación de los transformadores de alto voltaje, equipo de tratamiento de agua, enfriamiento, sistema de control y otros servicios. Dado que este factor incluye también la compresión, se descuenta del valor calculado el costo del compresor ya estimado para calcular los costos adicionales a la compresión.

Finalmente, el reporte del (*Electrolyser cost | European Hydrogen Observatory*, 2024) presenta también un factor de 601 EUR/kW para otros componentes del CAPEX como son terrenos, seguros, permisos, estudio de factibilidad, contingencias y gestión del proyecto. Solamente el terreno asociado al sistema de producción y almacenamiento de hidrógeno se considerará como parte del CAPEX; para la planta fotovoltaica este costo estará en el OPEX.

Considerando los elementos anteriores, se obtiene el costo total del sistema de producción de hidrógeno, almacenamiento y dispensación que se resume en la siguiente tabla.

Potencia de electrolisis kW	2000
Electrolizador	1,400,000 €
Balance of plant	1,294,000 €
Compresor	700,000 €
Otros Servicios	686,000 €
Otros componentes del CAPEX	1,202,000 €
Total CAPEX sistema produccion (Euros)	5,282,000 €
Dispensador con sistema de refrigeracion	353,600 €
Tanques de almacenamiento	1,386,500 €
Total CAPEX sistema dispensacion (Euros)	1,740,100 €
Total CAPEX	€ 7,022,100

Tabla 52. Cálculo del CAPEX del sistema de producción, almacenamiento y dispensación de hidrógeno.
Fuente: Elaborado por los autores

3. Estimación del CAPEX del sistema de dispensación de vehículos eléctricos.

Para el costo del sistema de dispensación de vehículos eléctricos seleccionado, se tomó el mayor valor de las páginas web encontradas como escenario conservador (HYC400 | Alpitronic, 2025). Adicionalmente se incluyó un costo de “balance of system” que incorpora el sistema de manejo de las baterías, sistema de manejo térmico, cableado y conectores, sistema de aislamiento y protección y sistema de manejo de incendios. Ese valor se estima en 40 EUR/kW (Singh et al., 2024). Además, se agregó un 10% por contingencias al costo total.

Teniendo en cuenta lo anterior, se calculó el costo total de CAPEX del sistema de dispensación de vehículos eléctricos.

Costo sistema de dispensacion	108,785.50 €
Potencia kW	3,000
BOS	120,000.00 €
Contingencias	22,878.55 €
CAPEX estimacion	€ 251,664

Tabla 53. Cálculo del CAPEX total del sistema de dispensación de vehículos eléctricos.
Fuente: Elaborado por los autores

4. Otras Consideraciones sobre el CAPEX

De acuerdo con los numerales 1 a 3 anteriores, se tiene el CAPEX total del proyecto. Sin embargo, este corresponde al CAPEX en el año cero. Dado que el análisis se hace a 25 años, algunos equipos exigirán reposiciones a lo largo de este periodo. Por lo anterior, considerando un factor de capacidad del electrolizador, se calculan las horas de operación de este. Con este insumo, se incluye un cambio de electrolizador cada 80.000 horas de operación (Technical Targets for Proton Exchange Membrane Electrolysis | Department of Energy, 2024). Además, se incluye un cambio de las

baterías a los 15 años y un cambio de dispensador de vehículos eléctricos a los 10 años, teniendo en cuenta su vida útil. Se toma una tasa de actualización del CAPEX del 2,5% para calcular el valor de estas inversiones en el tiempo. El CAPEX será una de las variables del análisis de sensibilidad para ver el impacto de su variación en la rentabilidad del proyecto.

5. OPEX de la planta de generación fotovoltaica

De acuerdo con el reporte (*Guidelines for Operation and Maintenance of Photovoltaic Power Plants in Different Climates*, 2022), se estima un costo base de O&M de 6 a 14 €/ kWp/ año que incluye mantenimiento preventivo total, limpieza regular de los módulos y seguridad remota o en sitio. A esto se adiciona un costo de 0.25 a 2.5 €/ kWp/ año por limpieza más detallada de los módulos. Además, se debe adicionar el costo asociado al alquiler del terreno. De acuerdo con (Ponce de León, 2023) y (Nieuwsbericht, 2023), el costo de alquiler de terreno oscila entre 1500 y 2000 €/hectárea/año. Considerando para este proyecto la potencia pico de 18.153 kWp y la extensión de 15.79 ha se tiene un factor de 1.3 a 1.7 €/ kWp/ año.

Por lo anterior se toma un factor de OPEX de 17 €/ kWp/ año (13 por O&M, 2,3 por limpieza profunda de los módulos, 1,7 por alquiler de terreno). Con base en este factor y la potencia pico se obtiene el costo OPEX.

O&M planta de generacion FV	\$17.0	Euros/Kwp-Año
Potencia	18,135	KWp
O&M planta de generacion FV	€ 308,295	Euro/Año

Tabla 54. Cálculo del OPEX para la planta fotovoltaica.
Fuente: Elaborado por los autores

6. OPEX del sistema de producción de hidrógeno

De acuerdo con el informe (*Technical Targets for Proton Exchange Membrane Electrolysis | Department of Energy*, 2024), se puede asumir un costo de operación anual fijo (sin reemplazos del stack del electrolizador) del 5% del costo de capital total instalado. Adicionalmente, se recomienda un cambio de stack cada 40000 horas de operación con un costo de 11% del costo del capital total instalado. Con base en lo anterior se calcula el costo total.

O&M sistema produccion H2- sin stack	264,100.00 €
Costo reemplazo y mantenimiento stack	581,020.00 €
Plazo reposicion stack (horas)	40,000

Tabla 55. Cálculo del costo de operación y mantenimiento del sistema de producción de hidrógeno.
Fuente: Elaborado por los autores

7. OPEX asociado al consumo de agua

Con base en la ficha técnica del electrolizador, se establece un consumo de agua de 15 lt/kg de H₂ (calculado para cada escenario de producción de H₂ evaluado en el análisis de sensibilidad). Con base en la producción de H₂ se estima la producción de agua. Adicionalmente, se toma un costo base del agua de 1.92 €/m³ para la región de Andalucía (Silvia Solera, 2025). Con base en esta tarifa y el consumo de agua se calcula este componente del OPEX.

8. OPEX asociado al sistema de baterías y al dispensador BEV

De acuerdo con el informe “Commercial Battery Storage” (Denholm et al., 2017) se estima un costo de operación y mantenimiento de 2,5% sobre el costo de capital. Se aplica también un porcentaje de 2,5% sobre el costo de capital para el cálculo del OPEX asociado al sistema de recarga para vehículos eléctricos.

OPEX anual durante vida útil (baterías)	€ 314,041.95
OPEX sistema carga vehiculos electricos	€ 6,291.60

Tabla 56. OPEX para el sistema de baterías y el dispensador BEV.
Fuente: Elaborado por los autores

9. Otras Consideraciones sobre el OPEX

Se toma un factor de la actualización anual del OPEX de 2,5%. Sin embargo, esta es una variable que se considera en el análisis de sensibilidad.

10. Cálculo de la producción de hidrógeno

Se calcula la producción de hidrógeno mediante la siguiente expresión:

$$Produccion\ H_2\left(\frac{kgH_2}{dia}\right) = \frac{Potencia\ de\ electrolisis\ (kW) * 8760\ horas/año * factor\ de\ capacidad\ electrolizador}{consumo\ DC\ stack\ \left(\frac{kWh}{kg}\right) * factor\ de\ degradacion\ stack * 365\ dias/año}$$

De la ficha técnica del electrolizador se toma el consumo DC del stack de 48 kWh/kg y un factor de degradación del stack de 1% por año después de 8500 horas de operación. El factor de capacidad del electrolizador se fija para el escenario base en 80% pero se incluye como variable en el análisis de sensibilidad.

11. Precio de venta del hidrógeno

El precio de venta del hidrógeno es una variable crítica para la viabilidad de este tipo de proyectos. Adicionalmente, para motivar el crecimiento de una economía del hidrógeno, es una de las variables que se puede utilizar para la implementación de subsidios, incentivos o ayudas de cara a una mayor competitividad para el usuario final. Existen diferentes visiones sobre el comportamiento futuro del precio del hidrógeno, por lo que para este análisis se definirá un precio para el escenario base y se realizarán sensibilidades sobre este para visualizar el impacto de su aumento o

disminución en la rentabilidad del proyecto, abarcando el rango de precios que se visualizan en diferentes proyecciones.

Actualmente, el precio en estaciones de repostaje puede estar entre 10 y 20 €/Kg («What is the price of hydrogen at the pump?», 2025). La visión de los precios de H₂ en España se definió con base en el estudio “The future of hydrogen in Spain: A probabilistic cost analysis using Montecarlo simulation” (Moreno Donaire, 2024), documento en el que se realizó un análisis probabilístico del comportamiento del precio actual y futuro del H₂ para diferentes ubicaciones en España. En este documento se establece un costo medio de 10.38 a 11.62 €/Kg en la región de Andalucía y rangos de precio P10 a P90 de 6.75 a 16.06€/Kg a 2023-2030. Se toma un precio base para el análisis de sensibilidad de 11.62 €/Kg.

12. Producción y venta de energía eléctrica para vehículos

Para la energía destinada a la recarga de vehículos eléctricos, se usa la producción base estimada de 7000KWh con un factor de utilización del 95% y un precio de venta de 0.79 €/kWh (Valdehita, 2025).

13. Variables del análisis de sensibilidad y escenario base

Con las variables y premisas anteriormente descritas se calculó el flujo de caja descontado por costo de capital, actualizando tanto CAPEX, OPEX como ingresos. Se seleccionan las siguientes variables del flujo de caja para realizar el análisis de sensibilidad:

- Precio del hidrógeno vendido
- CAPEX
- OPEX
- Costo de capital
- Tasa de variación del OPEX
- Factor de capacidad del electrolizador

En el escenario base, se resumen a continuación los valores de estas variables:

	PRECIO DEL H2 VENDIDO	CAPEX	OPEX	COSTO DE CAPITAL	TASA VARIACION OPEX	FACTOR DE CAPACIDAD ELECTROLIZADOR
Unidad	€/Kg	%	%	%	%	%
Valor	11.62	100%	100%	6.0%	2.50%	80%

Tabla 57. Variables del análisis de sensibilidad en el escenario base.
Fuente: Elaborado por los autores

Lo anterior implica que en el escenario base se tiene el 100% del CAPEX y OPEX que se estimó en los numerales anteriores y los demás valores señalados.

14. Flujos de caja en el escenario base

Para el escenario base, con los valores indicados se obtienen los siguientes resultados.

VAN	-7,956,115 €
TIR	1%
CAPEX	34,426,948 €
OPEX	15,207,312 €
INGRESOS	41,678,145 €

Tabla 58. Resultados del flujo de caja en el escenario base.

Fuente: Elaborado por los autores

15. Análisis de sensibilidad

Para el análisis de sensibilidad, se calcula el flujo de caja con variaciones de -25%, -20%, -15%, -10%, -5%, +5%, +10%, +15%, +20%, +25% con respecto al escenario base en cada una de las variables. Esto permite ver cómo se comportan los ingresos, los costos, VAN y TIR.

A continuación, se resumen los resultados para cada una de las variables.

VARIABLE	-25%	-20%	-15%	-10%	-5%	Escenario Base	5%	10%	15%	20%	25%
PRECIO DEL H2 VENDIDO	8.7	9.3	9.9	10.5	11.0	11.62	12.2	12.8	13.4	13.9	14.5
VAN	-18,412,577 €	-16,263,989 €	-14,115,401 €	-11,966,813 €	-10,176,323 €	-7,956,115 €	-5,879,147 €	-3,730,559 €	-1,581,971 €	208,519 €	2,357,107 €
TIR	-13.9%	-9.4%	-5.9%	-3.2%	-1.3%	0.6%	2.2%	3.7%	5.1%	6.1%	7.3%
CAPEX	34,426,948 €	34,426,948 €	34,426,948 €	34,426,948 €	34,426,948 €	34,426,948 €	34,426,948 €	34,426,948 €	34,426,948 €	34,426,948 €	34,426,948 €
OPEX	15,207,312 €	15,207,312 €	15,207,312 €	15,207,312 €	15,207,312 €	15,207,312 €	15,207,312 €	15,207,312 €	15,207,312 €	15,207,312 €	15,207,312 €
INGRESOS	31,221,684 €	33,370,272 €	35,518,860 €	37,667,448 €	39,457,938 €	41,678,145 €	43,755,114 €	45,903,702 €	48,052,290 €	49,842,780 €	51,991,368 €

Tabla 59. Resultados del análisis de sensibilidad en la variable Precio del hidrógeno vendido.

Fuente: Elaborado por los autores

VARIABLE	-25%	-20%	-15%	-10%	-5%	Escenario Base	5%	10%	15%	20%	25%
CAPEX	75%	80%	85%	90%	95%	100%	105%	110%	115%	120%	125%
VAN	650,622 €	-1,070,725 €	-2,792,073 €	-4,513,420 €	-6,234,768 €	-7,956,115 €	-9,677,463 €	-11,398,810 €	-13,120,157 €	-14,841,505 €	-16,562,852 €
TIR	6.5%	5.2%	4.0%	2.8%	1.7%	0.6%	-0.4%	-1.4%	-2.4%	-3.3%	-4%
CAPEX	25,820,211 €	27,541,559 €	29,262,906 €	30,984,254 €	32,705,601 €	34,426,948 €	36,148,296 €	37,869,643 €	39,590,991 €	41,312,338 €	43,033,686 €
OPEX	15,207,312 €	15,207,312 €	15,207,312 €	15,207,312 €	15,207,312 €	15,207,312 €	15,207,312 €	15,207,312 €	15,207,312 €	15,207,312 €	15,207,312 €
INGRESOS	41,678,145 €	41,678,145 €	41,678,145 €	41,678,145 €	41,678,145 €	41,678,145 €	41,678,145 €	41,678,145 €	41,678,145 €	41,678,145 €	41,678,145 €

Tabla 60. Resultados del análisis de sensibilidad en la variable CAPEX.

Fuente: Elaborado por los autores

VARIABLE	-25%	-20%	-15%	-10%	-5%	Escenario Base	5%	10%	15%	20%	25%
OPEX	75%	80%	85%	90%	95%	100%	105%	110%	115%	120%	125%
VAN	-4,154,287 €	-4,914,653 €	-5,675,018 €	-6,435,384 €	-7,195,750 €	-7,956,115 €	-8,716,481 €	-9,476,846 €	-10,237,212 €	-10,997,577 €	-11,757,943 €
TIR	3.5%	3.0%	2.4%	1.9%	1.3%	0.6%	-0.1%	-0.8%	-1.6%	-2.5%	-3.5%
CAPEX	34,426,948 €	34,426,948 €	34,426,948 €	34,426,948 €	34,426,948 €	34,426,948 €	34,426,948 €	34,426,948 €	34,426,948 €	34,426,948 €	34,426,948 €
OPEX	11,405,484 €	12,165,850 €	12,926,215 €	13,686,581 €	14,446,946 €	15,207,312 €	15,967,678 €	16,728,043 €	17,488,409 €	18,248,774 €	19,009,140 €
INGRESOS	41,678,145 €	41,678,145 €	41,678,145 €	41,678,145 €	41,678,145 €	41,678,145 €	41,678,145 €	41,678,145 €	41,678,145 €	41,678,145 €	41,678,145 €

Tabla 61. Resultados del análisis de sensibilidad en la variable OPEX.

Fuente: Elaborado por los autores

VARIABLE	-25%	-20%	-15%	-10%	-5%	Escenario Base	5%	10%	15%	20%	25%
COSTO DE CAPITAL	4.5%	4.8%	5.1%	5.4%	5.7%	6%	6.3%	6.6%	6.9%	7.2%	7.5%
VAN	-6,321,722 €	-6,674,969 €	-7,014,246 €	-7,340,366 €	-7,654,087 €	-7,956,115 €	-8,247,108 €	-8,527,680 €	-8,798,402 €	-9,059,808 €	-9,312,398 €
TIR	0.6%	0.6%	0.6%	0.6%	0.6%	0.6%	0.6%	0.6%	0.6%	0.6%	0.6%
CAPEX	36,692,932 €	36,195,812 €	35,721,785 €	35,269,689 €	34,838,424 €	34,426,948 €	34,034,279 €	33,659,485 €	33,301,684 €	32,960,042 €	32,633,769 €
OPEX	17,931,866 €	17,332,839 €	16,762,436 €	16,219,042 €	15,701,141 €	15,207,312 €	14,736,222 €	14,286,621 €	13,857,335 €	13,447,262 €	13,055,366 €
INGRESOS	48,303,076 €	46,853,681 €	45,469,976 €	44,148,366 €	42,885,478 €	41,678,145 €	40,523,393 €	39,418,426 €	38,360,617 €	37,347,496 €	36,376,737 €

Tabla 62. Resultados del análisis de sensibilidad en la variable Costo de capital.

Fuente: Elaborado por los autores

VARIABLE	-25%	-20%	-15%	-10%	-5%	Escenario Base	5%	10%	15%	20%	25%
TASA VARIACION OPEX	1.9%	2.0%	2.1%	2.3%	2.4%	2.50%	2.6%	2.8%	2.9%	3.0%	3.1%
VAN	-7,084,057 €	-7,224,479 €	-7,366,830 €	-7,657,435 €	-7,805,750 €	-7,956,115 €	-8,108,562 €	-8,419,829 €	-8,578,715 €	-8,739,815 €	-8,903,162 €
TIR	1.5%	1.4%	1.2%	0.9%	0.8%	0.6%	0.5%	0.1%	-0.1%	-0.3%	-0.5%
CAPEX	34,426,948 €	34,426,948 €	34,426,948 €	34,426,948 €	34,426,948 €	34,426,948 €	34,426,948 €	34,426,948 €	34,426,948 €	34,426,948 €	34,426,948 €
OPEX	14,335,253 €	14,475,676 €	14,618,026 €	14,908,631 €	15,056,947 €	15,207,312 €	15,359,759 €	15,671,026 €	15,829,912 €	15,991,012 €	16,154,359 €
INGRESOS	41,678,145 €	41,678,145 €	41,678,145 €	41,678,145 €	41,678,145 €	41,678,145 €	41,678,145 €	41,678,145 €	41,678,145 €	41,678,145 €	41,678,145 €

Tabla 63. Resultados del análisis de sensibilidad en la variable Tasa de variación anual del OPEX.

Fuente: Elaborado por los autores

VARIABLE	-25%	-20%	-15%	-10%	-5%	Escenario Base	5%	10%	15%	20%	25%
FACTOR DE CAPACIDAD ELECTROLIZADOR	60.0%	64.0%	68.0%	72.0%	76.0%	80%	84.0%	88.0%	92.0%	96.0%	100%
VAN	-17,858,146 €	-15,778,212 €	-13,718,596 €	-11,653,570 €	-9,604,031 €	-7,956,115 €	-5,833,058 €	-3,720,825 €	-1,622,998 €	210,545 €	2,305,739 €
TIR	-10.9%	-7.3%	-4.6%	-2.4%	-0.5%	0.6%	2.3%	3.8%	5.1%	6.1%	7.3%
CAPEX	33,662,593 €	33,690,528 €	33,719,418 €	33,749,294 €	33,749,294 €	34,426,948 €	34,480,984 €	34,503,823 €	34,560,483 €	34,560,483 €	34,584,908 €
OPEX	15,095,375 €	15,110,970 €	15,141,634 €	15,157,771 €	15,174,139 €	15,207,312 €	15,224,794 €	15,242,548 €	15,276,537 €	15,536,337 €	15,563,444 €
INGRESOS	30,899,821 €	33,023,285 €	35,142,455 €	37,253,494 €	39,319,402 €	41,678,145 €	43,872,720 €	46,025,546 €	48,214,023 €	50,307,365 €	52,454,092 €

Tabla 64. Resultados del análisis de sensibilidad en la variable factor de capacidad del electrolizador.

Fuente: Elaborado por los autores

Adicionalmente se calcularon las variaciones porcentuales en el VAN con el cambio porcentual de cada una de las variables para construir el análisis de tornado. Los resultados se muestran en la siguiente tabla.

	% Variacion VAN con ajuste de variables					
Variable analizada	PRECIO DEL H2 VENDIDO	CAPEX	OPEX	COSTO DE CAPITAL	TASA VARIACION OPEX	FACTOR DE CAPACIDAD ELECTROLIZADOR
-25%	-131%	108%	48%	21%	11%	-124%
-20%	-104%	87%	38%	16%	9%	-98%
-15%	-77%	65%	29%	12%	7%	-72%
-10%	-50%	43%	19%	8%	4%	-46%
-5%	-28%	22%	10%	4%	2%	-21%
0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
5%	26%	-22%	-10%	-4%	-2%	27%
10%	53%	-43%	-19%	-7%	-6%	53%
15%	80%	-65%	-29%	-11%	-8%	80%
20%	103%	-87%	-38%	-14%	-10%	103%
25%	130%	-108%	-48%	-17%	-12%	129%

Tabla 65. Resultados de las variaciones del VAN con los cambios porcentuales en las variables definidas: análisis de tornado.

Fuente: Elaborado por los autores

El modelo financiero se puede consultar en el archivo Excel “Anexo 3 modelo financiero.xls”. En la tabla a continuación se presenta el flujo de caja en el escenario base a partir del cual se realizaron los anteriores cálculos.

Año	CAPEX	Tasa de incremento OPEX	OPEX base anual actualizado (FV+BEV) €	Factor de capacidad electrolisis	Horas de operación electrolizador	Horas acumuladas operacion electrolizador	Años de cambio stack		Años cambio electrolizador		Opex sistema produccion H2 sin stack €	Opex reposicion stack €	CAPEX cambio electrolizador €	CAPEX reposicion baterias y cargador BEV €	CAPEX reposicion dispensador BEV €	OPEX reposiciones periodicas baterias (actualizado) €
0	25,049,622 €															
1		1.00	314,587 €	80%	7008	7008	0		0		264,100 €	0 €				314,042 €
2		1.03	322,451 €	80%	7008	14016	0	0	0	0	270,703 €	0 €	0 €			321,893 €
3		1.05	330,513 €	80%	7008	21024	0	0	0	0	277,470 €	0 €	0 €			329,940 €
4		1.08	338,775 €	80%	7008	28032	0	0	0	0	284,407 €	0 €	0 €			338,189 €
5		1.10	347,245 €	80%	7008	35040	0	0	0	0	291,517 €	0 €	0 €			346,644 €
6		1.13	355,926 €	80%	7008	42048	1	1	0	0	298,805 €	657,371 €	0 €			355,310 €
7		1.16	364,824 €	80%	7008	49056	1	0	0	0	306,275 €	0 €	0 €			364,192 €
8		1.19	373,945 €	80%	7008	56064	1	0	0	0	313,932 €	0 €	0 €			373,297 €
9		1.22	383,293 €	80%	7008	63072	1	0	0	0	321,780 €	0 €	0 €			382,630 €
10		1.25	392,876 €	80%	7008	70080	1	0	0	0	329,825 €	0 €	0 €		364,485 €	392,195 €
11		1.28	402,697 €	80%	7008	77088	1	0	0	0	338,070 €	0 €	0 €			402,000 €
12		1.31	412,765 €	80%	7008	84096	2	0	1	1	346,522 €	0 €	1,882,844 €			412,050 €
13		1.34	423,084 €	80%	7008	91104	2	0	1	0	355,185 €	0 €	0 €			422,352 €
14		1.38	433,661 €	80%	7008	98112	2	0	1	0	364,065 €	0 €	0 €			432,910 €
15		1.41	444,503 €	80%	7008	105120	2	0	1	0	373,166 €	0 €	0 €	18,193,055 €		0 €
16		1.45	455,615 €	80%	7008	112128	2	0	1	0	382,496 €	0 €	0 €			454,826 €
17		1.48	467,006 €	80%	7008	119136	2	0	1	0	392,058 €	0 €	0 €			466,197 €
18		1.52	478,681 €	80%	7008	126144	3	1	1	0	401,859 €	884,091 €	0 €			477,852 €
19		1.56	490,648 €	80%	7008	133152	3	0	1	0	411,906 €	0 €	0 €			489,798 €
20		1.60	502,914 €	80%	7008	140160	3	0	1	0	422,204 €	0 €	0 €			502,043 €
21		1.64	515,487 €	80%	7008	147168	3	0	1	0	432,759 €	0 €	0 €			514,594 €
22		1.68	528,374 €	80%	7008	154176	3	0	1	0	443,578 €	0 €	0 €			527,459 €
23		1.72	541,583 €	80%	7008	161184	4	0	2	1	454,667 €	0 €	2,470,455 €			540,646 €
24		1.76	555,123 €	80%	7008	168192	4	0	2	0	466,034 €	0 €	0 €			554,162 €
25		1.81	569,001 €	80%	7008	175200	4	0	2	0	477,685 €					568,016 €

Año	Consumo de agua lt/Año	Tarifa suministro agua €/m³	OPEX consumo de agua €	CAPEX ADICIONAL €	OPEX TOTAL €	Factor de degradacion stack	Produccion H₂ (kg/día)	Precio venta H₂ €/Kg	Ingresos por venta de H₂ €	Produccion energia para vehiculos kWh	% utilizacion	Precio de venta energia vehiculos €/kWh	Ingresos por venta de energia vehiculos €	Ingresos totales €	Flujo de caja anual €	Flujo de caja a origen €
0															-25,049,622 €	-25,049,622 €
1	4,380,000	1.92	8,410	0	901,138	1.00	800	11.6 €	3,393,040 €	7000	95%	0.79	5,254 €	3,398,294 €	2,497,155 €	-22,552,466 €
2	4,336,634	1.97	8,534	0	923,581	1.01	792	11.6 €	3,359,446 €	7000	95%	0.79	5,254 €	3,364,699 €	2,441,118 €	-20,111,348 €
3	4,293,697	2.02	8,661	0	946,584	1.02	784	11.6 €	3,326,184 €	7000	95%	0.79	5,254 €	3,331,437 €	2,384,853 €	-17,726,495 €
4	4,251,185	2.07	8,790	0	970,161	1.03	776	11.6 €	3,293,251 €	7000	95%	0.79	5,254 €	3,298,505 €	2,328,344 €	-15,398,152 €
5	4,209,094	2.12	8,920	0	994,326	1.04	769	11.6 €	3,260,645 €	7000	95%	0.79	5,254 €	3,265,898 €	2,271,573 €	-13,126,579 €
6	4,167,420	2.17	9,053	0	1,018,464	1.05	761	11.6 €	3,228,361 €	7000	95%	0.79	5,254 €	3,233,615 €	1,557,151 €	-11,569,428 €
7	4,126,158	2.23	9,187	0	1,044,479	1.06	754	11.6 €	3,196,397 €	7000	95%	0.79	5,254 €	3,201,651 €	2,157,172 €	-9,412,257 €
8	4,085,305	2.28	9,324	0	1,070,498	1.07	746	11.6 €	3,164,750 €	7000	95%	0.79	5,254 €	3,170,003 €	2,099,506 €	-7,312,751 €
9	4,044,857	2.34	9,462	0	1,097,165	1.08	739	11.6 €	3,133,416 €	7000	95%	0.79	5,254 €	3,138,669 €	2,041,504 €	-5,271,247 €
10	4,004,808	2.40	9,603	364,485	1,124,498	1.09	731	11.6 €	3,102,392 €	7000	95%	0.79	5,254 €	3,107,645 €	1,618,662 €	-3,652,585 €
11	3,965,157	2.46	9,745	0	1,152,513	1.10	724	11.6 €	3,071,675 €	7000	95%	0.79	5,254 €	3,076,928 €	1,924,415 €	-1,728,170 €
12	4,380,000	2.52	11,034	1,882,844	1,182,371	1.00	800	11.6 €	3,393,040 €	7000	95%	0.79	5,254 €	3,398,294 €	333,078 €	-1,395,092 €
13	4,336,634	2.58	11,198	0	1,211,819	1.01	792	11.6 €	3,359,446 €	7000	95%	0.79	5,254 €	3,364,699 €	2,152,880 €	757,788 €
14	4,293,697	2.65	11,364	0	1,242,000	1.02	784	11.6 €	3,326,184 €	7000	95%	0.79	5,254 €	3,331,437 €	2,089,437 €	2,847,225 €
15	4,251,185	2.71	11,533	18,193,055	829,202	1.03	776	11.6 €	3,293,251 €	7000	95%	0.79	5,254 €	3,298,505 €	-15,723,753 €	-12,876,528 €
16	4,209,094	2.78	11,704	0	1,304,641	1.04	769	11.6 €	3,260,645 €	7000	95%	0.79	5,254 €	3,265,898 €	1,961,257 €	-10,915,271 €
17	4,167,420	2.85	11,878	0	1,337,139	1.05	761	11.6 €	3,228,361 €	7000	95%	0.79	5,254 €	3,233,615 €	1,896,476 €	-9,018,795 €
18	4,126,158	2.92	12,055	0	2,254,537	1.06	754	11.6 €	3,196,397 €	7000	95%	0.79	5,254 €	3,201,651 €	947,113 €	-8,071,682 €
19	4,085,305	2.99	12,234	0	1,404,585	1.07	746	11.6 €	3,164,750 €	7000	95%	0.79	5,254 €	3,170,003 €	1,765,418 €	-6,306,264 €
20	4,044,857	3.07	12,415	0	1,439,576	1.08	739	11.6 €	3,133,416 €	7000	95%	0.79	5,254 €	3,138,669 €	1,699,093 €	-4,607,171 €
21	4,004,808	3.15	12,600	0	1,475,439	1.09	731	11.6 €	3,102,392 €	7000	95%	0.79	5,254 €	3,107,645 €	1,632,206 €	-2,974,966 €
22	3,965,157	3.22	12,787	0	1,512,197	1.10	724	11.6 €	3,071,675 €	7000	95%	0.79	5,254 €	3,076,928 €	1,564,731 €	-1,410,235 €
23	4,380,000	3.31	14,478	2,470,455	1,551,374	1.00	800	11.6 €	3,393,040 €	7000	95%	0.79	5,254 €	3,398,294 €	-623,535 €	-2,033,770 €
24	4,336,634	3.39	14,693	0	1,590,011	1.01	792	11.6 €	3,359,446 €	7000	95%	0.79	5,254 €	3,364,699 €	1,774,688 €	-259,082 €
25	4,293,697	3.47	14,911	0	1,629,612	1.02	784	11.6 €	3,326,184 €	7000	95%	0.79	5,254 €	3,331,437 €	1,701,825 €	1,442,743 €

FLUJOS ACTUALIZADOS CON COSTO DE CAPITAL						
Ratio de coste de capital	CAPEX	CAPEX ADICIONAL €	OPEX TOTAL €	Ingresos totales €	Flujo de caja anual €	Flujo de caja a origen €
1.00	25,049,622 €	0 €	0 €	0 €	-25,049,622 €	-25,049,622 €
0.94	0 €	0 €	850,130 €	3,205,937 €	2,355,807 €	-22,693,815 €
0.89	0 €	0 €	821,984 €	2,994,570 €	2,172,586 €	-20,521,228 €
0.84	0 €	0 €	794,770 €	2,797,139 €	2,002,369 €	-18,518,860 €
0.79	0 €	0 €	768,458 €	2,612,725 €	1,844,266 €	-16,674,593 €
0.75	0 €	0 €	743,018 €	2,440,469 €	1,697,451 €	-14,977,142 €
0.70	0 €	0 €	1,181,841 €	2,279,571 €	1,097,730 €	-13,879,413 €
0.67	0 €	0 €	694,638 €	2,129,281 €	1,434,643 €	-12,444,770 €
0.63	0 €	0 €	671,643 €	1,988,899 €	1,317,256 €	-11,127,514 €
0.59	0 €	0 €	649,410 €	1,857,773 €	1,208,363 €	-9,919,151 €
0.56	0 €	203,526 €	627,914 €	1,735,293 €	903,852 €	-9,015,299 €
0.53	0 €	0 €	607,130 €	1,620,887 €	1,013,758 €	-8,001,541 €
0.50	0 €	935,716 €	587,602 €	1,688,848 €	165,529 €	-7,836,012 €
0.47	0 €	0 €	568,148 €	1,577,502 €	1,009,354 €	-6,826,657 €
0.44	0 €	0 €	549,338 €	1,473,498 €	924,160 €	-5,902,498 €
0.42	0 €	7,591,326 €	345,997 €	1,376,351 €	-6,560,973 €	-12,463,470 €
0.39	0 €	0 €	513,567 €	1,285,609 €	772,041 €	-11,691,429 €
0.37	0 €	0 €	496,566 €	1,200,849 €	704,284 €	-10,987,145 €
0.35	0 €	0 €	789,863 €	1,121,678 €	331,815 €	-10,655,330 €
0.33	0 €	0 €	464,234 €	1,047,727 €	583,494 €	-10,071,836 €
0.31	0 €	0 €	448,867 €	978,652 €	529,785 €	-9,542,051 €
0.29	0 €	0 €	434,008 €	914,131 €	480,122 €	-9,061,929 €
0.28	0 €	0 €	419,643 €	853,863 €	434,221 €	-8,627,708 €
0.26	0 €	646,758 €	406,145 €	889,664 €	-163,240 €	-8,790,948 €
0.25	0 €	0 €	392,699 €	831,008 €	438,310 €	-8,352,638 €
0.23	0 €	0 €	379,697 €	776,220 €	396,523 €	-7,956,115 €
	25,049,622 €	9,377,327 €	15,207,312 €	41,678,145 €	-7,956,115 €	

Tabla 66. Flujo de caja del proyecto sin y con costo de capital.
Fuente: Elaborador por los autores

Anexo VI. Archivos adjuntos de cálculos, simulación del sistema PV-BESS y de la evaluación financiera

A continuación, se presenta una tabla del listado de los archivos adjuntos relacionados con los diferentes cálculos y con la simulación del sistema PV-BESS.

Nombre archivo	Descripción
Anexo 1 DATASHEET equipo.zip	Ficha técnica de los equipos elegidos
Anexo 2 KMZ Emplazamientos.kml	Ubicación emplazamientos analizados
Anexo PV2 Dimensionado PV-BESS DC cupled.xls	Cálculos manuales, y comparativa con PVsyst, incluyendo las tablas reportadas en este documento.
Anexo PV3 TFM Independiente AP4_Project.zip	Simulación en PVsyst de ubicación AP4.
Anexo PV4 TFM Independiente AP7_Project.zip	Simulación en PVsyst de ubicación AP7.
Anexo PV5 TFM Independiente TF-1_Project.zip	Simulación en PVsyst de ubicación TF1.
Anexo 3 modelo financiero.xls	Modelo financiero de la ubicación seleccionada en Excel

Tabla 67. Listado de los archivos adjuntos relacionados con los diferentes cálculos y con la simulación del sistema PV-BESS.

Fuente: Elaborado por los autores.

Referencias Bibliográficas

CEGASA eBick Ultra 175 LiFePO4 battery extension 13.44 kWh. (s. f.). mg-solar-shop.com. Recuperado 10 de septiembre de 2025, de <https://www.mg-solar-shop.com/cegasa-ebick-ultra-175-lifepo4-battery-extension-13.44-kwh>

Denholm, P. L., Margolis, R. M., & Eichman, J. D. (2017). *Evaluating the Technical and Economic Performance of PV Plus Storage Power Plants* (No. NREL/TP--6A20-68737, 1376049; p. NREL/TP--6A20-68737, 1376049). <https://doi.org/10.2172/1376049>

Electrolyser cost | European Hydrogen Observatory. (2024). <https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/hydrogen-landscape/production-trade-and-cost/electrolyser-cost>

EUR to USD Exchange Rate. (2025). Bloomberg.com. <https://www.bloomberg.com/quote/EURUSD:CUR>

(Futura), A. D. (Energética. (2010, junio 8). ¿Cuánta energía se puede extraer de la radiación solar? *ENERGÉTICA FUTURA - BLOG del autoconsumo energético actual y del futuro.* <https://energeticafutura.com/blog/cuanta-energia-se-puede-extraer-de-la-radiacion-solar/>

Gabinete BESS PCS de 1 MW - Enjoypowers. (2025, marzo 10). <https://enjoypowers.com/30kw-100mw-energy-storage-system-design-solutions/1mw-bess-pcs-cabinet/>

Gilbarco Veeder-Root. (2025). *Hydrogen Dispensing System.* <https://www.gilbarco.com/us/products/hydrogen-dispensing-system>

Google Earth. (2024). <https://earth.google.com/web/@28.97917472,-13.51702518,5.01339581a,884.72966743d,35y,335.99987541h,0t,0r/data=OgMKATA>

Guidelines for Operation and Maintenance of Photovoltaic Power Plants in Different Climates. (s.f.). Recuperado 11 de septiembre de 2025, de <https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2022/11/IEA-PVPS-Report-T13-25-2022-OandM-Guidelines.pdf>

Hiperbaric. (2025). Hiperbaric 1KS 50. *Hiperbaric.* <https://www.hiperbaric.com/es/compresion-h2/equipo-de-compresion/hiperbaric-1ks-50/>

HYC400 | Alpitronic. (2025). <http://www.alpitronic.it/en/hypercharger/hyc-400/>

Hydrogenics Corporation. (2021, junio). *HyLYZER® WATER ELECTROLYZERS.* <https://www.cummins.com/sites/default/files/2021-08/cummins-hylyzer-500-specsheet.pdf>

Intensidad Media Diaria (IMD) de tráfico de Tenerife—Portal de datos abiertos del Gobierno de Canarias. (2025). <https://datos.canarias.es/catalogos/general/dataset/intensidad-media-diaria-imd-de-trafico-de-tenerife1>

Lapesa. (2025). *SPECIAL PRODUCTS AND NEW FUELS.* <https://www.lapesa.es/en/special-products-and-new-fuels>

MAHYTEC. (2025). Compressed hydrogen storage. *MAHYTEC.* <https://www.mahytec.com/en/compressed-hydrogen-storage/>

MAPA DE CARRETERAS. (2025). <https://mapaoficialcarreteras.transportes.gob.es/>

Mapa de tráfico. (2025). <https://mapadetrafico.transportes.gob.es/>

Morante, J. R., Tarancón, A., Guilera, J., Andreu, T., & Torrell, M. (2020). *Hidrógeno. Vector energético de una economía descarbonizada.*

Moreno Donaire, A. (Alfonso). (2024). *The future of hydrogen in Spain: A probabilistic cost analysis using Montecarlo simulation.*
<https://hdl.handle.net/10171/69630>

Nieuwsbericht. (2023, febrero 27). *Spain: Can crops and solar panels coexist? - Nieuwsbericht - Agroberichten Buitenland* [Nieuwsbericht]. Ministerie van Landbouw, Visserij, Voedselzekerheid en Natuur.
<https://www.agroberichtenbuitenland.nl/actueel/nieuws/2023/02/27/spain-can-crops-and-solar-panels-coexist>

Parks, G., Boyd, R., Cornish, J., & Remick, R. (2014). *Hydrogen Station Compression, Storage, and Dispensing Technical Status and Costs* (No. NREL/BK--6A10-58564, 1130621; p. NREL/BK--6A10-58564, 1130621).
<https://doi.org/10.2172/1130621>

Pearsall, N. (2016). *The Performance of Photovoltaic (PV) Systems: Modelling, Measurement and Assessment.* Woodhead Publishing.

Photovoltaics Report—Fraunhofer ISE. (2025). Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE.
<https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/photovoltaics-report.html>

Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red. (s. f.). Recuperado 10 de septiembre de 2025, de
https://www.idae.es/sites/default/files/documentos_5654_FV_Pliego_aisladas_de_red_09_d5e0a327.pdf

Ponce de León, P. (2023, julio 12). Precio por alquilar un terreno para placas solares en 2023. *The Eco Experts*. <https://www.theecoexperts.com/es/placas-solares/alquilar-terreno>

Posibles ubicaciones de las hidrogeneras—Google Earth. (2025). <https://earth.google.com/web/@34.82310933,-9.09680351,-2837.43961978a,3224768.402161d,30y,0h,0t,0r/data=CgRCaggBMikKJwolCiExNm9YQzBfZ1VNYV9Hc3Z0MGhIMEh5SEJFTHNqOVNIR0EgAToDCgEwQglIAEoICInWpa4DEAE?authuser=0>

Precio De Fábrica Del Panel Solar Del Marco Negro 440w 450w De Los 440 ~ 450m De La Lr5-54hth. (2025). https://www.alibaba.com/product-detail/Longi-LR5-54HTH-440-450M-black_1600901796875.html

Red Natura 2000: Cartografía. (2025). Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. https://www.miteco.gob.es/es/biodiversidad/servicios/banco-datos-naturaleza/informacion-disponible/rednatura_2000_desc.html

Redes de Seguimiento. (2025). <https://sig.miteco.gob.es/redes-seguimiento/>

Silvia Solera. (2025, junio 30). *¿Cuál es el precio del agua en España y quién lo regula?* <https://tarifasdeagua.es/info/precio>

Singh, G., D'Arpino, M., & Goveas, T. (2024). A Techno-Economic Assessment of DC Fast-Charging Stations with Storage, Renewable Resources and Low-Power Grid Connection. *Energies*, 17(16), 4012. <https://doi.org/10.3390/en17164012>

Technical Targets for Proton Exchange Membrane Electrolysis | Department of Energy. (2024). <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/technical-targets-proton-exchange-membrane-electrolysis>

Valdehita, B. (2025, julio 15). Principales operadores de carga de vehículos eléctricos en 2025. *Movilidad Eléctrica*. <https://movilidadelectrica.com/operadores-carga-vehiculos-electricos-espana/>

Vítkovice Cylinders. (2025). *Hydrogen gas bundles and containers*. Vítkovice Cylinders. <https://www.vitkovicecylinders.cz/en/products-and-services/hydrogen-storages>

What is the price of hydrogen at the pump? | FAQ HRS. (2025). *Hydrogen stations: HRS french refueling station manufacturer*. <https://www.hydrogen-refueling-solutions.fr/en/frequently-asked-questions/what-is-the-price-of-hydrogen-at-the-pump/>

Zúñiga-Saiz, P., & Sánchez-Díaz, C. (2025). Design of a Hydrogen Refueling Station with hydrogen production by electrolysis, storage and dispensing for a bus fleet in the city of Valencia. *International Journal of Hydrogen Energy*, 104, 651-664. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.07.387>