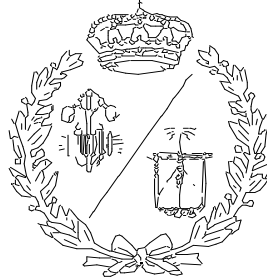


ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS
INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIÓN
UNIVERSIDAD DE CANTABRIA



Proyecto Fin de Máster

**Diseño de un sistema de generación
eléctrico fundamentado en pilas de
hidrógeno para la implantación en edificios
residenciales**

**(Design of an electric generation system based
on Hydrogen Fuel Cells for implementation in
residential buildings)**

Para acceder al Título de

**MÁSTER UNIVERSITARIO EN
INGENIERIA INDUSTRIAL**

Autor: Lucía Álvaro Álvarez

Septiembre - 2019

Índice de contenidos

Índice de figuras.....	5
Índice de tablas.....	7
Resumen	9
Palabras clave	9
Lista de abreviaturas, siglas y símbolos	11
1. Introducción.....	13
1.1. Contextualización	13
1.1.1. Historia.....	13
1.1.2. Estado del arte	15
1.1.3. Síntesis	22
1.2. Marco del proyecto.....	22
1.3. Objetivos	23
1.4. Justificación.....	24
1.5. Estructura.....	25
2. Metodología.....	26
2.1. Escenario y características técnicas del proyecto.....	26
2.2. Normativa	27
2.3. Componentes.....	28
2.3.1. Pila de Hidrógeno.....	29
2.3.2. Instalación solar fotovoltaica	41
2.3.3. Electrolizador	49
2.3.4. Baterías	56
2.3.5. Acumulador de calor	63
2.3.6. Regulador de Carga.....	67
2.3.7. Convertidores DC/DC.....	71
2.3.8. Inversor DC/AC.....	75
2.3.9. Almacenamiento de hidrógeno	79
2.3.10. Sistemas de protección.....	83
3. Resultados y diseño	85
3.1. Selección de equipos	86
3.2. Balance energético	95
3.3. Conexiones y funcionamiento	97
3.4. Presupuesto	99

4. Conclusiones	100
5. Referencias.....	101
ANEXO I: NOMENCLATURA.....	107
ANEXO II: CÁLCULOS.....	111
ANEXO III: PRESUPUESTO	156
ANEXO IV: PLANOS.....	176
ANEXO V: FICHAS TÉCNICAS EQUIPOS.....	181

Índice de figuras

FIGURA 1. SITUACIÓN ENERGÉTICA ACTUAL [1]	15
FIGURA 2. USO DE LAS DIFERENTES PILAS DE COMBUSTIBLE [ELABORACIÓN PROPIA]	17
FIGURA 3. PROYECTO ENE-FARM [9].....	18
FIGURA 4. CICLO IDEAL DE GENERACIÓN DE HIDRÓGENO [25]	21
FIGURA 5. ESQUEMA SIMPLIFICADO DEL SISTEMA [ELABORACIÓN PROPIA]	28
FIGURA 6. FUNCIONAMIENTO DE PILA DE COMBUSTIBLE DE HIDRÓGENO [29]	29
FIGURA 7. ESQUEMA DE FUNCIONAMIENTO DE UNA PEMFC [31].....	31
FIGURA 8. COMPONENTES PEMFC [32]	31
FIGURA 9. ESTRUCTURA DEL NAFIÓN [32]	33
FIGURA 10. CURVA DE POLARIZACIÓN [35]	35
FIGURA 11. CURVA DE POTENCIA [33]	36
FIGURA 12. CIRCUITO EQUIVALENTE DE UNA PILA DE COMBUSTIBLE [38]	39
FIGURA 13. UTILIZACIÓN DE PILAS DE HIDRÓGENO EN TRANSPORTE [39]	40
FIGURA 14. EFECTO FOTOELÉCTRICO [40]	41
FIGURA 15. ESQUEMA FUNCIONAMIENTO CELDA SOLAR [41].....	42
FIGURA 16. COMPONENTES MÓDULO FOTOVOLTAICO [42]	42
FIGURA 17. CURVA CARACTERÍSTICA MÓDULO SOLAR [44]	46
FIGURA 18. VARIACIÓN DE LA CURVA CARACTERÍSTICA CON LA IRRADIANCIA Y LA TEMPERATURA [45]	46
FIGURA 19. CIRCUITO EQUIVALENTE DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO [1]	47
FIGURA 20. ESQUEMA DE UN ELECTROLIZADOR [46]	50
FIGURA 21. CONFIGURACIÓN DE LOS TIPOS DE ELECTROLIZADOR [45]	50
FIGURA 22. ESQUEMA FUNCIONAMIENTO ELECTROLIZADOR PEM [48]	52
FIGURA 23. CIRCUITO EQUIVALENTE ELECTROLIZADOR [49].....	55
FIGURA 24. FUNCIONAMIENTO TÍPICO BATERÍA [50].....	56
FIGURA 25. CICLOS DE VIDA EN FUNCIÓN DE LA PROFUNDIDAD DE DESCARGA [50]	60
FIGURA 26. CIRCUITO EQUIVALENTE DE UNA BATERÍA [50]	60
FIGURA 27. CONDICIONES DE OPERACIÓN A LO LARGO DE UN MES [52]	62
FIGURA 28. ESQUEMA DE ACUMULADOR DE CALOR [53]	64
FIGURA 29. ESQUEMA FUNCIONAMIENTO SISTEMA COMBINADO [55]	66
FIGURA 30. FUNCIONAMIENTO DE REGULADORES PWM A BATERÍA DESCARGADA, MEDIA CARGA Y PLENA CARGA [56]	67
FIGURA 31. CICLO DE CARGA DE UN REGULADOR [58].....	69
FIGURA 32. REGULADOR DE CARGA TIPO SERIE [59]	70
FIGURA 33. REGULADOR DE CARGA TIPO PARALELO [59]	70
FIGURA 34. CONVERTIDOR REDUCTOR [60]	72

FIGURA 35. CONVERTIDOR ELEVADOR [60]	72
FIGURA 36. CONVERTIDOR REDUCTOR-ELEVADOR [60]	72
FIGURA 37. FUNCIONAMIENTO SEGÚN CICLO DE TRABAJO [61]	73
FIGURA 38. ESQUEMA DE UN INVERSOR [62]	75
FIGURA 39. ESQUEMA FUNCIONAMIENTO INVERSORES [63]	76
FIGURA 40. EFECTO SPILLOVER [65]	81
FIGURA 41. EJEMPLO CURVA CARACTERÍSTICA TEMPERATURA-PRESIÓN [56]	82
FIGURA 42. FUSIBLE [66]	83
FIGURA 43. PROTECTOR DE SOBRETENSIONES [68]	84
FIGURA 44. FCGEN-1020ACS	87
FIGURA 45. AKCOME SK6612P 330 W	88
FIGURA 46. NEL PROTON PEM ELECTROLYSER S20	89
FIGURA 47. WINSTON LFP1000AHC CELL	91
FIGURA 48. BLUESOLAR MPPT 150/70	92
FIGURA 49. INVERSOR PHOENIX 24/2000	93
FIGURA 50. TANQUE DE ALMACENAMIENTO MAHYTEC 500 BAR / 300 L	94
FIGURA 51. TANQUE SOL AE 200	94
FIGURA 52. DIAGRAMA DE BLOQUES DEL BALANCE ENERGÉTICO [ELABORACIÓN PROPIA]	95
FIGURA 53. EMPLAZAMIENTO VALDALIGA	112
FIGURA 54. EMPLAZAMIENTO NOVALES	112
FIGURA 55. ÁNGULO DE AZIMUT Y ÁNGULO DE INCLINACIÓN [70]	113
FIGURA 56. ORIENTACIÓN ESTE-OESTE TIPO DIENTES DE SIERRA [68]	113
FIGURA 57. HORAS SOL PICO MENSUALES PARA ORIENTACIÓN SUR	119
FIGURA 58. HORAS SOL PICO MENSUALES ORIENTACIÓN ESTE-OESTE	120
FIGURA 59. CONSUMO HORARIO TOTAL POR ESTACIÓN	125
FIGURA 60. CONSUMO MENSUAL EN KWH	126
FIGURA 61. RELACIÓN CONSUMO Y PRODUCCIÓN MENSUAL	127
FIGURA 62. PRODUCCIÓN MENSUAL AÑO 2016 SEGÚN CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA [73]	131
FIGURA 63. DISTANCIA MÍNIMA ENTRE PANELES [57]	133
FIGURA 64. ESQUEMA DIMENSIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN [ELABORACIÓN PROPIA]	134
FIGURA 65. CONSUMO Y PRODUCCIÓN MENSUAL EN KWH SEGÚN DATOS DE RADIACIÓN Y ESTIMACIÓN DE CARGAS	135
FIGURA 66. CONSUMO-PRODUCCIÓN ENERO	137
FIGURA 67. CONSUMO-PRODUCCIÓN FEBRERO	137
FIGURA 68. CONSUMO-PRODUCCIÓN MARZO	137
FIGURA 69. CONSUMO-PRODUCCIÓN ABRIL	138
FIGURA 70. CONSUMO-PRODUCCIÓN MAYO	138

FIGURA 71. CONSUMO-PRODUCCIÓN JUNIO	138
FIGURA 72. CONSUMO-PRODUCCIÓN JULIO	139
FIGURA 73. CONSUMO-PRODUCCIÓN AGOSTO.....	139
FIGURA 74. CONSUMO-PRODUCCIÓN SEPTIEMBRE	139
FIGURA 75. CONSUMO-PRODUCCIÓN OCTUBRE	140
FIGURA 76. CONSUMO-PRODUCCIÓN NOVIEMBRE	140
FIGURA 77. CONSUMO-PRODUCCIÓN DICIEMBRE	140
FIGURA 78. DIFERENCIA ENTRE PRODUCCIÓN-CONSUMO HORARIO MENSUAL	141
FIGURA 79. INTENSIDADES MÁXIMAS ADMISIBLES ITC-BT-19.....	159
FIGURA 80. VALORES ORIENTATIVOS DE LA RESISTIVIDAD DEL TERRENO (ITC-BT-18)	162

Índice de tablas

TABLA 1. CARACTERÍSTICAS DEL HIDRÓGENO [2]	14
TABLA 2. CLASIFICACIÓN PILAS DE COMBUSTIBLE [30]	30
TABLA 3. VALORES DE EFICIENCIA DE PILAS DE COMBUSTIBLE [37]	38
TABLA 4. TABLA COMPARATIVA CELDAS SOLARES [43]	44
TABLA 5. CARACTERÍSTICAS TIPOS DE ELECTROLIZADORES.....	53
TABLA 6. CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO VOLUMÉTRICA SEGÚN EL HIDRURO	80
TABLA 7. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS PICEA	85
TABLA 8. COMPARACIÓN PILAS PEM Y SOFC	86
TABLA 9. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS PILA DE HIDRÓGENO FCGEN – 1020ACS	87
TABLA 10. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS GENERADOR SOLAR AKCOME SK6612P 330 W	88
TABLA 11. TABLA COMPARATIVA ELECTROLIZADOR PEM Y ALCALINO	89
TABLA 12. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL ELECTROLIZADOR NEL PROTON PEM ELECTROLYZER S20.....	89
TABLA 13. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS BATERÍA WINSTON LFP1000AHC CELL	90
TABLA 14. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL REGULADOR DE CARGA BLUESOLAR MPPT 150/70	91
TABLA 15. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS INVERSOR DC/AC PHOENIX C24/2000	92
TABLA 16. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL TANQUE DE ALMACENAMIENTO MAHYTEC TANK – 500 BAR 200L/300L.....	93
TABLA 17. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS TANQUE SOLAR TANK SOL AE 200.....	94
TABLA 18. BALANCE ENERGÉTICO MENSUAL.....	96
TABLA 19. VALORES ANUALES DEL BALANCE ENERGÉTICO	96
TABLA 20. UBICACIÓN EMPLAZAMIENTOS	112
TABLA 21. ÁNGULO DE DECLINACIÓN MENSUAL.....	114
TABLA 22. ÁNGULO DE INCLINACIÓN ÓPTIMO MENSUAL	115

TABLA 23. RADIACIÓN GLOBAL HORIZONTAL GDM	116
TABLA 24. RADIACIÓN GLOBAL DIARIA PARA PLANO INCLINADO GDM ($0, \beta$)	117
TABLA 25. FACTOR DE IRRADIANCIA PARA ORIENTACIÓN SUR	118
TABLA 26. FACTOR DE IRRADIANCIA PARA ORIENTACIÓN ESTE-OESTE.....	118
TABLA 27. HORAS DE SOL PICO DIARIA PARA ORIENTACIÓN SUR	119
TABLA 28. HORAS DE SOL PICO DIARIAS PARA ORIENTACIÓN ESTE-OESTE	120
TABLA 29. INVENTARIO DE CONSUMO	121
TABLA 30. CONSUMO DIARIO VERANO EN WH	122
TABLA 31. CONSUMO DIARIO INVIERNO EN WH	123
TABLA 32. CONSUMO DIARIO PRIMAVERA/OTOÑO EN WH.....	124
TABLA 33. ESTIMACIÓN DEL CONSUMO MENSUAL SEGÚN (KWH/MES).....	126
TABLA 34. RELACIÓN PRODUCCIÓN-CONSUMO	127
TABLA 35. SUPERFICIE DE INSTALACIÓN SEGÚN DISPOSICIÓN DE MÓDULOS (ORIENTACIÓN SUR).....	134
TABLA 36. SUPERFICIE DE INSTALACIÓN SEGÚN DISPOSICIÓN DE MÓDULOS (ORIENTACIÓN ESTE-OESTE)	134
TABLA 37. PRODUCCIÓN HORARIA POR MES (KWH)	136
TABLA 38. ENERGÍA PROPORCIONADA AL ELECTROLIZADOR EN KWH/MES	142
TABLA 39. H2 PRODUCIDO POR EL ELECTROLIZADOR EN NM3/MES	143
TABLA 40. ENERGÍA PRODUCIDA POR LA PILA EN KWH/MES.....	144
TABLA 41. H2 CONSUMIDO POR LA PILA EN NM3/MES	145
TABLA 42. DIFERENCIA H2 PRODUCIDO Y CONSUMIDO	147
TABLA 43. H2 CONSUMIDO, PRODUCIDO Y DIFERENCIA	148
TABLA 44. VALORES LÍMITE DE RENDIMIENTO DEL INVERSOR.....	153
TABLA 45. CALOR MENSUAL PRODUCIDO POR LA PILA	155
TABLA 46. CAÍDAS DE TENSIÓN MÁXIMAS ADMISIBLES	156
TABLA 47. VALORES DE SECCIÓN NORMALIZADOS SEGÚN LA CAÍDA DE TENSIÓN	157
TABLA 48. VALORES DE SECCIÓN NORMALIZADOS SEGÚN DENSIDAD DE CORRIENTE	160
TABLA 49. TABLA RESUMEN SECCIONES NORMALIZADAS.....	161
TABLA 50. RESUMEN DE PROTECCIONES	163

Resumen

El Proyecto detallará el diseño de un sistema de generación energético estacionario para uso residencial formado por pilas de combustible de Hidrógeno y su implantación en viviendas. El concepto de prototipo se basará en la obtención de energía eléctrica dentro de un ciclo renovable, con recursos inagotables y de contaminación mínima.

El conjunto estará formado por técnicas de producción eléctrica renovables, ej. paneles solares, y contará con un electrolizador de agua para la producción de hidrógeno dentro del propio ciclo. Se optimizará el funcionamiento del sistema para ajustar el modo de trabajo según condiciones temporales, horarias y de demanda, aprovechando los picos de producción de energía de los sistemas renovables en la alimentación del electrolizador para la producción de hidrógeno y recurriendo a la pila de hidrógeno para cubrir la demanda cuando la producción renovable sea escasa e incluso nula.

Para mejorar la eficiencia global, el calor residual de las pilas se aprovechará para configurar un sistema de cogeneración capaz de producir energía eléctrica y energía térmica útil, proporcionando agua caliente y calefacción a las viviendas.

En el Proyecto se definirán los productos comerciales a utilizar dentro de las posibilidades del mercado, así como las especificaciones técnicas del conjunto y la aplicación de normativas vigentes en el ámbito de las pilas de combustible, almacenamiento de gases y sistemas de producción de hidrógeno.

Palabras clave

Pila de Hidrógeno; Sistema combinado; Panel solar; Electrólisis; Generación estacionaria

Lista de abreviaturas, siglas y símbolos

PEM	Proton Exchange Membrane
SOFC	Solid Oxide Fuel Cell
MCFC	Molten Carbonate Fuel Cell
AFC	Alkaline Fuel Cell
PAFC	Phosphoric Acid Fuel Cell
DMFC	Direct Methanol Fuel Cell
MEA	Membrane Exchange Assembly
PTFE	Politetrafluoretileno (Teflón)
GDL	Gas Diffusion Layer
CCM	Catalyst Coated Membrane
GDE	Gas Diffusion Electrode
ACS	Agua Caliente Sanitaria
DC	Corriente Continua
AC	Corriente Alterna
PWM	Pulse Width Modulation
MPPT	Maximum Power Point
BFD	Banda de Flotación Dinámica
DPS	Descargador de Sobretensiones Transitorias
CC	Corriente Continua
CA	Corriente Alterna

1. Introducción

1.1. Contextualización

1.1.1. Historia

La progresión de la demanda energética global, que se espera se doble en los próximos 50 años debido al incremento de la población y al empleo de las nuevas tecnologías, ha supuesto un considerable acrecentamiento en el consumo de recursos fósiles. Esto ha constituido un notable aumento de la contaminación por gases de efecto invernadero afectando gravemente al calentamiento global.

Actualmente, el creciente interés por el futuro desarrollo de las tecnologías de producción de energía ha llevado a impulsar la evolución de nuevas legislaciones y genera una intensificada presión hacia el perfeccionamiento de sistemas alternativos fundamentados en un principio de generación renovable y libre de contaminación.

La introducción de métodos electroquímicos basados en el concepto de pilas de combustible proporciona prometedoras esperanzas para los sistemas renovables. Particularmente, las pilas de hidrógeno han destacado como métodos alternativos, ya que el hidrógeno es un vector energético, un portador de energía capaz de almacenarla para posteriormente utilizarla de manera renovable y eficiente.

El hidrógeno es el elemento que más predomina en la naturaleza, componiendo el 75% de la materia del Universo [1]. El hidrógeno es un gas de alta densidad energética, incoloro, no tóxico, insípido e inodoro. En la Tabla 1 se especifican las características básicas del hidrógeno gas.

Tabla 1. Características del hidrógeno [2]

<i>Característica</i>	<i>Valor</i>
<i>Número atómico</i>	1
<i>Estado de oxidación</i>	+1
<i>Electronegatividad</i>	2.1
<i>Configuración electrónica</i>	1s ¹
<i>Primer potencial de ionización (eV)</i>	13.65
<i>Masa atómica (g/mol)</i>	1.00797
<i>Densidad (g/ml)</i>	0.08988
<i>Punto de ebullición (°C)</i>	-252.7
<i>Punto de fusión (°C)</i>	-259.2

Sin embargo, a diferencia de recursos energéticos como el carbón, el gas natural o el petróleo, el hidrógeno no se puede extraer de la naturaleza de manera directa. Es necesaria su producción mediante otras materias primas a través de un proceso que consume otro tipo de energía primaria. Esto supone que se ha de consumir energía para producir potencia mediante el hidrógeno, lo cual genera una descompensación económica. Por ello, el desarrollo de las tecnologías de producción con hidrógeno y fuente renovables permitirán que su uso sea económicamente viable.

Si se analiza la evolución de los recursos energéticos, se observa que durante la revolución industrial (siglo XIX) el carbón fue utilizado como fuente de energía base.

Durante el siglo XX, la aparición del petróleo centralizó la generación de energía en dicho recurso.

Sin embargo, a partir de la última década del siglo XX, se empezó a plantear en mayor medida el uso de gas natural como recurso energético. En la Figura 1 se ven representados los porcentajes de la producción energética global actualmente.

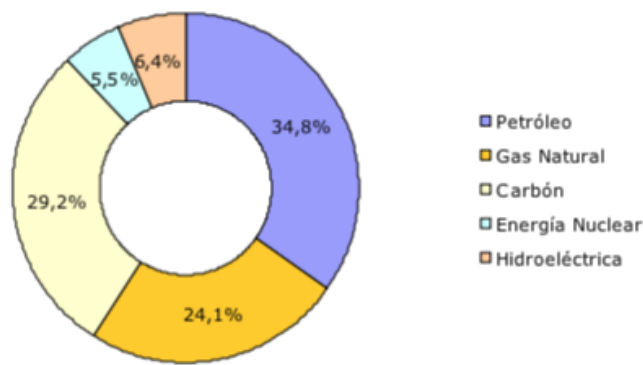


Figura 1. Situación energética actual [1]

Esto permite predecir una evolución hacia otro tipo de combustibles y reconoce el hidrógeno como una fuente energética que atiende a los requisitos medioambientales actuales.

Con el hidrógeno como vector energético y los recursos de energía renovables como fuentes primarias de generación, se consigue cumplir con las necesidades energéticas y alcanzar una emisión de gases contaminantes nula.

Es este, pues, el escenario futuro que se plantea durante la realización de este proyecto.

1.1.2. Estado del arte

Son numerosos los estudios que se han llevado a cabo sobre los sistemas actuales que utilizan algún tipo de tecnología de producción de energía con hidrógeno. Además, la preocupación gubernamental, nacional e internacional, sobre el futuro desarrollo de los recursos fósiles y los niveles de contaminación actuales han facilitado el impulso de programas y proyectos de apoyo a las tecnologías de hidrógeno y su aplicación en múltiples sectores.

Se plantea a continuación, el estado del arte de dichos estudios y proyectos sobre las pilas de combustible.

Entre las diversas tecnologías de generación de hidrógeno se encuentran procesos como el reformado de gas natural, la conversión de carbón, uso de energía nuclear, electrólisis del agua y producción con biomasa [3]. Dentro de dichos métodos, la **electrólisis del agua**, utilizando electricidad proporcionada por paneles solares, y el uso de biomasa se presentan como técnicas más sostenibles, ya que no producen residuos contaminantes [4].

Existen dos tipos principales de pilas de hidrógeno: Polymer Exchange Membrane (**PEM**) y Solid Oxide Fuel Cell (**SOFC**). La diferencia entre ellas es el tipo de electrolito que utilizan. Las pilas PEM utilizan una membrana fina hecha de un material de tipo polímero que deja pasar los iones positivos de hidrógeno a través del ánodo, pero bloquea los electrones, que deben ser conducidos hacia el cátodo, produciendo electricidad. Las pilas SOFC utilizan una membrana más densa, que deja pasar los iones negativos de oxígeno generando, en una reacción química, electrones que producen la corriente eléctrica. Una de las principales desigualdades entre los dos modelos de pila de hidrógeno es la temperatura de operación, rondando los 80 °C en el caso de las PEM y los 1000 °C en las SOFC [5].

Las pilas **PEM** comprenden la tecnología más desarrollada, representando en 2012 el 88% del total del mercado [6]. La Figura 2 es una representación gráfica de la situación actual de los tipos de pilas de combustible empleadas.

La primera pila de hidrógeno PEM se lanzó al mercado en 2009, y desde entonces se han presentado nuevos modelos progresivamente, teniendo 0.2 millones de unidades instaladas en Japón a mayo de 2017 [7].

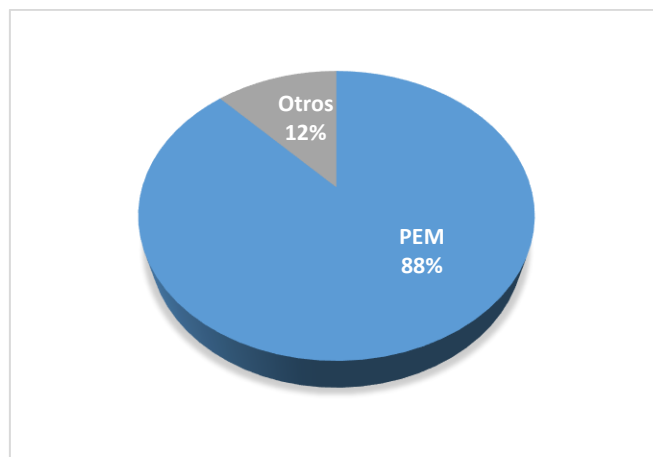


Figura 2. Uso de las diferentes pilas de combustible [Elaboración propia]

En los últimos años se han desarrollado diversos estudios y análisis sobre la implantación y funcionamiento de sistemas estacionarios de uso residencial e industrial usando ambos modelos. La contribución en el avance de los sistemas de generación de energía sostenibles proporcionada por los **sistemas combinados** de calor, potencia e incluso refrigeración se posiciona como una alternativa viable debido a su alta eficiencia, reducidas emisiones y ausencia de ruidos [8].

Muchos de los modelos planteados y estudiados están basados en diferentes proyectos que utilizan pilas de combustible (*ENE-FARM* [9], *Callux* [10], *FC-District Project* [11] y *ene-Field* [12]), la Figura 3 es el esquema del prototipo del proyecto ENE-FARM. Facci et al [6] plantean una nueva propuesta utilizando una pila PEM de 100 kW para impulsar un microsistema combinado de calor y potencia analizando su funcionamiento en cinco tipos diferentes de edificios y bajo cinco condiciones climáticas distintas. Para el caso residencial, se considera un grupo de 4 edificios, que se corresponde con 40-60 familias. El hidrógeno se obtiene a través de un procesador de gas natural y una posterior reducción de CO en un reactor. En el estudio de Ozawa et al [7] se presenta el estudio del funcionamiento de un sistema de cogeneración con pilas de combustible para un conjunto general de una comunidad de viviendas, teniendo en cuenta que los dispositivos a instalar dependen del número de ocupantes de la vivienda, ya que afectan directamente a la demanda. Plantean el estudio de cuatro tipos de vivienda y diferentes tipos de pila, PEM y SOFC, a diferentes condiciones de trabajo. Yang et al [13] estudian un

modelo formado por una pila PEM de 1.8 kW en conjunto con un reformador de gas natural para generar energía y calor. Los resultados indican que la eficiencia total de las SOFC es un 6% mayor que la de las PEM, sin embargo, el tiempo de reembolso es mayor en las primeras debido al alto coste de inversión inicial. En el análisis de Abderezzak et al [14] se estudia la factibilidad de incorporar una pila PEM para abastecer energía a un refrigerador y mejorar sus condiciones de operación para aumentar la vida útil de la pila.

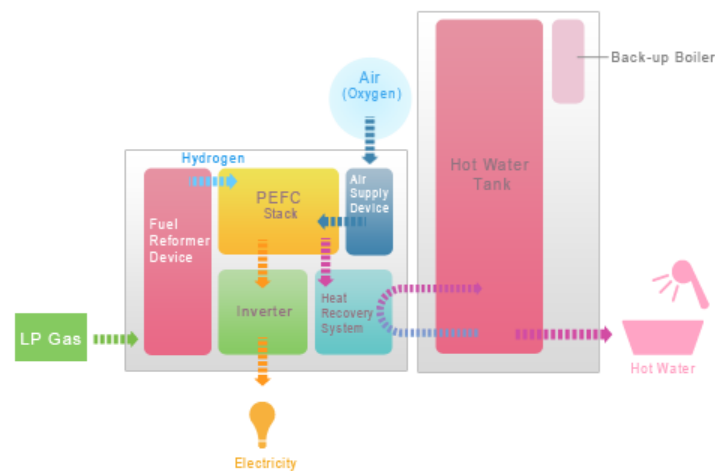


Figura 3. Proyecto ENE-FARM [9]

Dentro de los estudios sobre las pilas de tipo **SOFC**, la evaluación de Ramadhani et al [15] presenta el concepto de un sistema de poligeneración que sea capaz de abastecer a edificios residenciales y a puntos de carga de vehículos de manera independiente de la red. Debido a la alta calidad del calor de escape útil de las SOFC, se elige este modelo para la implantación del sistema poligeneración. Wang et al [5] plantean resolver las dos grandes huellas medioambientales creadas por el sector residencial (producción de residuos y consumo de energía) a través de un sistema multigeneración que produce biogás desde los residuos y energía a través de una SOFC. En el análisis de Steilen et al [16] se plantea una planta híbrida de una pila SOFC de 30 kW y una turbina de gas de 3 kW basada en actuales demostraciones y proyectos (*German Aerospace Center* [17]). Los equipos operan en conjunto para mejorar la eficiencia del sistema: los gases de escape de la SOFC se usan para impulsar la turbina de gas y generar energía eléctrica adicional. Esta configuración de planta se presenta como una manera satisfactoria de generar

energía en aplicaciones estacionarias, proporcionando una alta eficiencia, flexibilidad de combustible, estabilidad operacional, seguridad y rápida respuesta a los cambios de demanda. Sin embargo, las altas temperaturas de operación de las pilas SOFC presentan inconvenientes que hacen necesario un estudio más efectivo en su infraestructura de gestión de calor. El análisis de Rashid et al [18] plantea el diseño de una caja caliente capaz de soportar los grandes gradientes de temperatura que sufren las SOFC.

Dentro de las pilas PEM, se han planteado estudios con una estructura que permite **aumentar la temperatura de operación**, reflejando diversas ventajas y desventajas que permiten comparar las dos disposiciones. Authayanun et al [19] diseñan y analizan un sistema combinado de refrigeración, calor y potencia compuesto por una pila PEM de alta temperatura de 5 kW y un proceso de producción de hidrógeno integrado, formado por un reformador de biogás y un reactor. El escrito de Drakselová et al [20] presenta un modelo a gran escala de una pila de combustible PEM de alta temperatura. El enfoque de Mamaghani et al [21] señala que las PEM de baja temperatura son las más extensamente usadas, sin embargo, los problemas de gestión del agua y la necesidad de refrigeración continua generan dudas sobre su implantación. Por eso, se plantea un sistema formado por una pila PEM de alta temperatura, un reformador de metano y un reactor. Las pilas PEM de alta temperatura son capaces de salvar los inconvenientes de las de baja temperatura: envenenamiento por CO del catalizador y gestión del agua y además mejoran la cinética de la reacción. Además, la temperatura de los gases de escape de las pilas de temperatura es de 40°C, mientras que la de las de alta temperatura es de 120°C, lo que proporciona un rango de utilización termal mucho mayor un aprovechamiento del calor desprendido más eficiente. Por otra parte, Romdhane et al [8] simulan un sistema combinado considerando ocho diferentes localizaciones francesas, para analizar el efecto del clima sobre la operación del sistema. En base a previos estudios que analizan, se determina que las PEM funcionan más eficientemente que las SOFC en condiciones normales de presión y temperatura, además, aunque las PEM de alta temperatura parecen tener un mayor rendimiento, su funcionamiento se ve alterado por las dificultades de recuperación de calor. Es por ello por lo que ese estudio se

utilizan PEM de baja temperatura para los sistemas combinados de refrigeración, calor y potencia.

Igualmente, los sistemas de cogeneración han resaltado como una provechosa **combinación con técnicas de generación renovables** como son la energía solar o eólica. Estas configuraciones actúan eficazmente supliendo la intermitencia de los recursos renovables al funcionar como generador de hidrógeno, alimentando a un electrolizador, cuando hay exceso de energía y como generador eléctrico en los picos bajos [3]. En el estudio de Ghenai et al [22] se diseña un sistema híbrido renovable para los cubrir la demanda de 150 casa en los Emiratos Árabes considerando los parámetros de polvo y temperatura en la eficiencia de los paneles solares. Se demuestra que la combinación híbrida de generadores de energía renovables es una solución económica y adecuada para satisfacer la demanda de las viviendas. En la publicación de Lototsky et al [23] se propone un sistema de generación combinada de calor, refrigeración y potencia a través de una pila SOFC reversible y uso de hidruros de metal para la gestión del calor. Las pilas SOFC regenerativas permiten producir hidrógeno a través de la electrólisis del agua y transformar ese hidrógeno en energía eléctrica. Los hidruros de metal (MgH_2) utilizados a alta temperatura han demostrado un control de la temperatura muy eficiente. Sorgulu et al [24] diseñan un sistema de energía solar y eólica junto con una pila de hidrógeno para abastecer a 100 casas (1381.5 MWh/año) en Ontario, Canadá. La turbina eólica genera electricidad directamente mientras que los paneles solares proporcionan calor a una turbina de vapor. Cuando existe exceso de energía, ésta se usa para generar hidrógeno a través de un electrolizador, y este hidrógeno es usado en la pila de hidrógeno para suplir la falta de generación de las renovables.

En la Figura 4 se esquematiza el ciclo de funcionamiento de un sistema combinado de generación renovable y con pilas de hidrógeno.

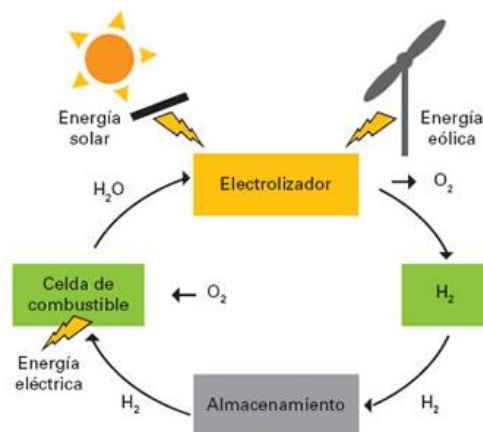


Figura 4. Ciclo ideal de generación de hidrógeno [25]

Una propuesta que se desarrolla es la de introducir **sistemas de control** para ajustar el funcionamiento de las pilas de hidrógeno a los cambios de la demanda. En los artículos de Ou et al [26] y Patel et al [27] se valora el funcionamiento de un sistema híbrido de potencia para aplicaciones estacionarias, así como un sistema de gestión de energía que consiste en el control y modulación del conjunto para la optimización de la operación. Este procedimiento mejora la eficiencia del sistema ya que se consigue evitar los efectos que empeoran el rendimiento, como son los cambios bruscos de demanda, que producen un agotamiento y desgaste de combustible que culmina en una disminución de la vida útil de la pila. Así, un sistema híbrido formado por pila de hidrógeno y batería ajusta su funcionamiento dejando actuar a la batería antes los rápidos cambios de demanda mientras la pila actúa de manera estacionaria, permitiendo que la batería compense los picos de demanda.

En el análisis de Sinha et al [3] se comentan las contradicciones significativas que afectan al desarrollo de las pilas de hidrógeno: el coste, el combustible y su infraestructura y los materiales y su fabricación. Respecto a la infraestructura, el hidrógeno se ve en desventaja debido a que, al contrario que con combustibles fósiles como la gasolina o el gas natural, no dispone de una infraestructura de producción, almacenamiento y transporte que actualmente pueda usarse a gran escala. En la evaluación de Sdanghi et al [4] se detalla el estado actual de las tecnologías de compresión de hidrógeno, tratando de analizar y resolver el problema referente a la baja densidad volumétrica del gas y su correspondiente

almacenamiento. En el análisis de Ghenai et al [22] se resalta la importancia del equipamiento del sistema para el diseño, la gestión de energía, el análisis económico y la optimización de tamaño.

1.1.3. Síntesis

La situación energética actual es prueba evidente de la necesidad de desarrollo de fuentes de generación sostenibles. La escasez de recursos convencionales, sumado al aumento del consumo año tras año, concibe un futuro energético bastante desfavorable.

Por ello, el planteamiento de sistemas de generación de energía con fuentes renovables y el uso de un vector energético como el hidrógeno para almacenar energía a cobrado fuerza en los últimos años.

Muchos son los estudios que han planteado diversos modelos de funcionamiento que podrían llevarse a cabo en sistemas viables. Incluso en varios proyectos internacionales, se han ejecutado instalaciones que funcionan con estos métodos alternativos.

1.2. Marco del proyecto

El Trabajo Fin de Máster se enmarca dentro de las actividades del proyecto europeo SUDOE ENERGY PUSH (Efficient eENERGY for PUBlic Social Housing), en el que participa la Universidad de Cantabria, y cuyo investigador principal es el Dr. Alfredo Ortiz, perteneciente al Departamento de Ingenierías Química y Biomolecular. El proyecto propone una solución innovadora para la gestión global de las viviendas sociales localizadas en territorio SUDOE, como referencia para aumentar la eficiencia energética de las construcciones públicas y mejorar la calidad de vida de los ciudadanos menos favorecidos. Dada la experiencia y trayectoria del grupo de investigación en el campo de la tecnología de pilas de combustible e hidrógeno, la Universidad de Cantabria contribuye al proyecto con el diseño, adquisición e instalación de un sistema autosuficiente de energía en una vivienda social de

Cantabria, basado en tecnologías de energía renovable, paneles solares, y de hidrógeno, electrolizador y pila de combustible. El proyecto tiene una duración de 36 meses, comenzado en septiembre de 2019, participan 10 socios de España, Francia y Portugal, y cuenta con un presupuesto total de 1.849.943,51 € financiado con fondos FEDER. El presente TFM, pretende establecer las primeras bases de diseño

1.3. Objetivos

El objetivo final del proyecto es el planteamiento del diseño completo de un sistema combinado de generación basado en pilas de combustible de hidrógeno para su aplicación en un edificio residencial.

Se pretenderá también examinar la incorporación de fuentes de generación totalmente renovables como son los paneles solares, dotando al sistema de una generación íntegramente limpia y sin residuos contaminantes.

A lo largo de este proyecto, se tratarán los siguientes aspectos

- Caracterización de los elementos que componen el sistema
- Dimensionamiento de una instalación capaz de suministrar energía durante todo el año
- Estudio de implantación en el emplazamiento
- Análisis de los excedentes de energía solar que serán utilizados para generar hidrógeno, que será almacenado para su posterior utilización
- Estimación de la acumulación térmica que se puede alcanzar
- Validación del caso y la viabilidad de instalación del sistema combinado
- Síntesis de los resultados

1.4. Justificación

El fundamento del prototipo se debe a una serie de motivos que se comentarán a continuación. El uso de sistemas de generación eléctrica renovables, como son los generadores fotovoltaicos, conforma la base del suministro de energía para instalaciones de generación autónoma, aislada de la red.

Sin embargo, el desaprovechamiento de los excedentes de energía durante las horas de producción limita el uso de dichos remanentes durante las horas en las que la demanda supera a la producción.

Generalmente, el almacenamiento de los excedentes de energía se lleva a cabo con baterías electroquímicas que, aunque son eficaces para la acumulación a corto plazo, presentan ciertos inconvenientes para el almacenamiento en temporadas largas.

Se presenta entonces el modelo de funcionamiento del prototipo del proyecto: aprovechar los excedentes de energía para la producción de hidrógeno a través de un electrolizador, almacenar dicho hidrógeno y emplearlo durante los intervalos de mayor demanda.

Se consigue de esta manera acumular energía durante largos períodos, como puede ser de verano a invierno, y conseguir un sistema autónomo de generación de energía limpia, ya que no origina residuos contaminantes, y renovable.

El hidrógeno es un combustible versátil, que puede convertirse y aprovecharse en distintas formas de energía, destacando la energía eléctrica y térmica. La eficiencia del conjunto de generación, aprovechando ambas energías producidas, es mayor que los combustibles fósiles.

Aunque actualmente el sistema híbrido de generación solar y pila de combustible presenta una gran desventaja competitiva debido al alto coste del sistema de generación energética con hidrógeno, se prevé que el futuro desarrollo de las

tecnologías que lo componen permitirán abaratar considerablemente los costes y posicionar esta alternativa como una instalación viable y competitiva.

Por ello, el objeto de este trabajo es el de plantear el funcionamiento técnico del sistema híbrido y establecerlo como una base de referencia para desarrollos futuros.

1.5. Estructura

En el presente trabajo, primeramente, se tratará el escenario en el cual se implementará el sistema combinado de generación eléctrica y térmica, obteniendo los parámetros determinantes para su aplicación en un edificio residencial en Novales, Cantabria

Después, se expondrá el funcionamiento de cada uno de los componentes de un sistema, detallando los parámetros técnicos que definirán el conjunto

Seguidamente, se concretarán los fabricantes comerciales que conformarán los distintos elementos del sistema.

Finalmente, se concluirá con la solución de diseño del sistema final, indicando sus capacidades de producción, rendimiento total, volumen ocupado.

2. Metodología

2.1. Escenario y características técnicas del proyecto

El proyecto plantea la incorporación de una pila de combustible a un sistema de generación basado en paneles fotovoltaicos para proveer de energía a una vivienda unifamiliar situada en Novales, Cantabria.

La implantación del sistema de pila de combustible estacionario se llevará a cabo en un complejo residencial rural de la comarca de Cantabria.

El pueblo de Novales está situado en la zona Norte de la comarca en un valle montañoso, es la capital del municipio de Alfoz de Lloredo y cuenta con 423 habitantes (INE, 2017).

El edificio residencial en la que se va a instalar el sistema combinado se encuentra en una parcela donde se han construido dos bloques de 6 viviendas cada uno.

La vivienda es unifamiliar y de unos 100 m² de superficie. El consumo medio de una residencia unifamiliar en la zona atlántica es de 1.71 kW [28]. La potencia actualmente contratada es de 3.45 kW y se conoce que el consumo, en los meses de febrero a abril de 2018, ha sido de 266 kWh.

El solar cuenta con un depósito de gas natural de 4000 L que suministra calefacción y ACS a los dos bloques de viviendas.

Las dimensiones de la parcela donde se proyecta instalar el campo fotovoltaico rondan los 500 m² y permite la orientación de los módulos hacia el sur.

La vivienda será facilitada por GESVICAN, socio del proyecto Energy Push, que será el encargado de acondicionar las instalaciones para la implantación del piloto.

2.2. Normativa

La siguiente normativa se ha utilizado como referencia para la realización del dimensionamiento del sistema, así como para reconocer los requisitos técnicos para la instalación y funcionamiento del mismo.

- UNE 62282 Tecnologías de pilas de combustible (Seguridad, Módulos, Ensayo de rendimiento, Métodos de ensayo de funcionamiento, Instalación, Terminología)
- Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red. Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica. PCT-A-REV-Febrero 2009
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial
- Guía técnica para la medida y determinación del calor útil, de la electricidad y del ahorro de energía primaria de cogeneración de alta eficiencia
- Real Decreto 616/2007 de 11 de mayo, sobre fomento de la cogeneración
- Directiva Europea 2004/8/CE del 11 de Febrero sobre la promoción de la cogeneración
- Decisión de la Comisión del 21 de diciembre 2006 donde se establecen valores de referencia para las eficiencias de producción separada de electricidad y calor
- Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión e ITC

2.3. Componentes

A continuación, en la Figura 5, se detallan la estructura y funcionamiento los diferentes elementos que conforman el sistema.

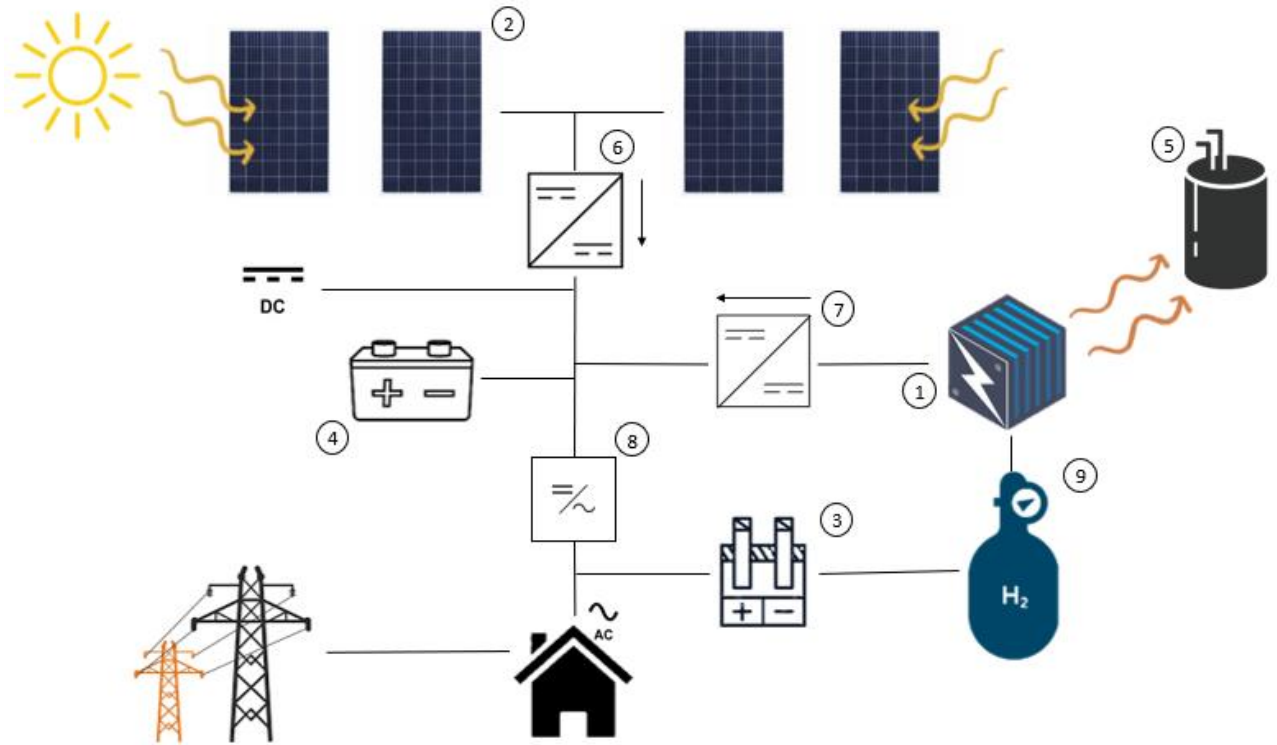


Figura 5. Esquema simplificado del sistema [Elaboración propia]

El sistema está formado por:

- 1) Pila de hidrógeno
- 2) Instalación solar fotovoltaica
- 3) Electrolizador
- 4) Baterías
- 5) Acumulador de calor
- 6) Regulador de carga
- 7) Convertidor DC/DC
- 8) Inversor DC/AC
- 9) Almacenamiento de hidrógeno
- 10) Elementos de protección

2.3.1. Pila de Hidrógeno

Introducción

La pila de combustible de hidrógeno es un sistema electroquímico que transforma directamente energía química en energía eléctrica a través de reacciones de oxidación y reducción.

La pila está compuesta principalmente por un ánodo, un cátodo y un electrolito. El combustible, hidrógeno, se introduce por el electrodo negativo, ánodo, y se disocia en protones H^+ y electrones. Los protones pasan a través del electrolito mientras que los electrones atraviesan un circuito externo, generando electricidad. Por el cátodo, electrodo positivo, se introduce el oxidante, generalmente O_2 del aire, que reacciona con los protones de hidrógeno y los electrones del circuito externo, generando agua como único producto. El funcionamiento de una pila de combustible viene representado en la Figura 6.

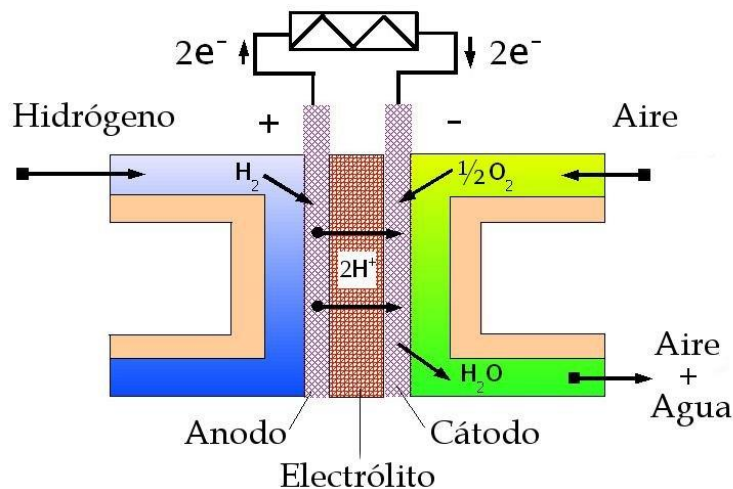


Figura 6. Funcionamiento de pila de combustible de hidrógeno [29]

A diferencia de las baterías o de las pilas eléctricas, la pila de combustible no requiere ser recargada, ya que estará en operación mientras el combustible y el oxidante sean suministrados.

Como ya se ha mencionado previamente, son varias las ventajas que se presentan al usar pilas de combustible frente a otros sistemas convencionales. Son sistemas de alto rendimiento, silenciosos y respetuosos con el medio ambiente.

La clasificación principal de las pilas de combustible es según su electrólito o por el combustible utilizado, proporcionando sistemas de operación a diversas temperaturas y para múltiples aplicaciones. Así, se puede distinguir entre los siguientes tipos de pila de combustible: Polymer Exchange Membrane Fuel Cell (PEMF), Solid Oxide Fuel Cell (SOFC), Molten Carbonate Fuel Cell (MCFC), Alkaline Fuel Cell (AFC), Phosphoric Acid Fuel Cell (PAFC) y Direct Methanol Fuel Cell (DMFC). Las características de cada modelo de pila se detallan en la Tabla 2.

Tabla 2. Clasificación Pilas de Combustible [30]

	PEMFC	SOFC	MCFC	AFC	PAFC	DMFC
<i>Combustible</i>	Hidrógeno	Gas Natural	Gas Natural	Hidrógeno	Hidrógeno Gas Natural	Metanol
<i>Portador de la carga</i>	H ⁺	O ²⁻	CO ₃ ²⁻	OH ⁻	H ⁺	H ⁺
<i>Electrolito</i>	Membrana de Polímero Sólido	Óxido Sólido	Carbonatos Fundidos	Solución Alcalina	Ácido Fosfórico	Membrana de Polímero Sólido
<i>Temperatura de operación</i>	60-80 °C	800-1000 °C	600-700 °C	100-120 °C	200-250 °C	50-120 °C
<i>Potencia</i>	5-250 kW	100-250 kW	100 kW-2MW	5-150kW	50 kW-11mW	5 kW
<i>Aplicaciones</i>	Transporte Estacionario Portátil	Generación eléctrica y calor	Generación eléctrica y calor	Espaciales	Generación eléctrica y calor	Portátil
<i>Ventajas</i>	Baja T ^a Arranque rápido Baja corrosión y mantenimiento	Cogeneración	Cogeneración	Mayor eficiencia Reacción catódica más rápida	Acepta H ₂ impuro	No necesita reformado de combustible
<i>Desventajas</i>	Catalizadores caros y H ₂ puro	Ruptura de componentes	Corrosión Ruptura de componentes	Eliminar CO ₂ de aire y combustible	Catalizador caro Corriente y potencia bajas Peso y tamaño elevados	

El objeto de este trabajo es el estudio de un sistema que opera con pila de tipo PEM. Es un tipo de pila que utiliza hidrógeno como combustible y una membrana polimérica de electrolito sólido. La membrana permite el paso de los protones de H^+ pero actúa como barrera para el resto de elementos.

Este tipo de pila opera a temperaturas dentro del rango 60-80°C, lo que aumenta su durabilidad al evitar la exposición a tensiones térmicas. Sin embargo, el uso de platino, Pt, como catalizador aumenta notablemente el coste económico de este sistema además de requerir un alto control de la gestión de la humedad y de la contaminación por CO.

La Figura 7 es una representación gráfica del funcionamiento de una pila PEM.

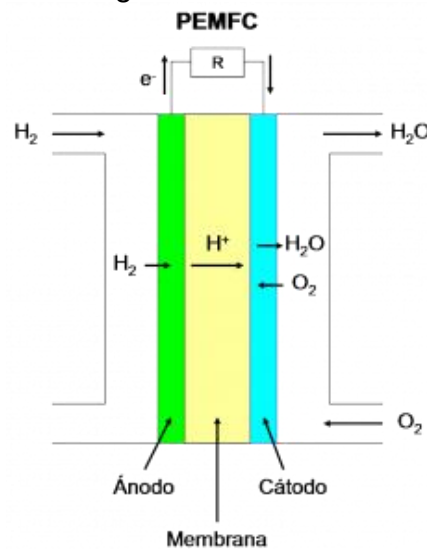


Figura 7. Esquema de funcionamiento de una PEMFC [31]

Los componentes principales de una PEMFC, representados en la Figura 8, son los electrodos (ánodo y cátodo), el electrolito, las placas bipolares y las placas difusoras.

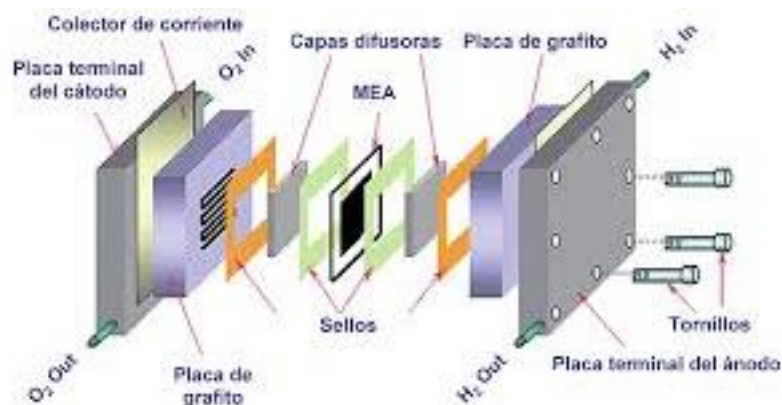
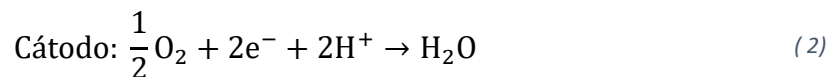


Figura 8. Componentes PEMFC [32]

Al conjunto de electrodos y membrana se le conoce como MEA (*Membrane Electrode Assembly*) y constituye la parte más significativa del sistema pila de combustible, ya que es dónde ocurren las reacciones. Las reacciones que se producen en ánodo y cátodo son las siguientes:



Los electrodos están constituidos por ánodo y cátodo. En el ánodo se introduce el combustible, que reacciona y provoca la conducción de los electrones hasta la placa bipolar. En el cátodo se introduce el oxidante y se reciben los electrones de la placa bipolar.

La placa bipolar es el elemento de unión entre varias celdas que sirven como nexo eléctrico entre ánodo y cátodo de MEAs colocadas de forma sucesiva. Permiten acumular los potenciales individuales para obtener voltajes más elevados. Presentan alta conductividad eléctrica y térmica, elevada resistencia mecánica, permeabilidad y conformabilidad y alta estabilidad. Cabe mencionar que la unión de monoceldas suele recibir el nombre de pila, siendo más correcto denominarla stack y definir pila como el grupo que compone una monocelda.

La membrana o electrolito tiene la función principal de transportar los protones de ánodo a cátodo y bloquear los electrones. Así pues, las propiedades que debe presentar una membrana son la de alta conductividad protónica, aislamiento eléctrico, alta estabilidad y baja pérdida de rendimiento. La pérdida de rendimiento se produce debido a que las membranas están diseñadas para trabajar bajo unas condiciones específicas. Si no se opera bajo dichas condiciones, el reactivo puede permear a través de la membrana sin haber reaccionado completamente, reduciendo la capacidad de voltaje de la pila.

Los electrolitos más usados comercialmente para pilas PEM son los de Nafion, cuya estructura molecular consiste en una cadena de politetrafluoroetileno (PTFE, Teflón). Este componente dota la membrana de alta estabilidad y conductividad protónica. En la Figura 9 se muestra la estructura de este material.

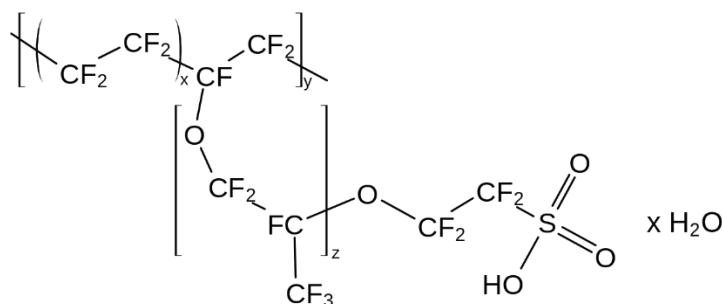


Figura 9. Estructura del Nafión [32]

Las placas difusoras, también llamadas GDL (*Gas Diffusion Layer*), se ofrecen como soporte mecánico para la correcta distribución de los reactivos. Están formadas por capas porosas de alta conductividad eléctrica, que permiten el paso de los electrones y la extracción del agua líquida. Generalmente se utilizan papeles carbonosos de un material hidrófobo, como el Teflón.

Para que las reacciones que se producen en la pila ocurran de manera eficaz, es necesaria la utilización de un catalizador. El catalizador afecta a la velocidad y rendimiento de la reacción y, al ser el platino el material más comúnmente usado, afecta notablemente al coste global de la pila de hidrógeno. El catalizador puede situarse de dos maneras dentro de la pila: en la membrana o en la GDL. Si se deposita el catalizador en la membrana, ésta queda cubierta y se forma la CCM (*Catalyst Coated Membrane*). Si, por el contrario, se deposita sobre la GDL, se crea la GDE (*Gas Diffusion Electrode*). En ambos casos, el proceso de depositado es de una tinta catalítica sobre una base, siendo la membrana en la CCM o la GDL en el GDE. La tinta catalítica suele estar formada por el catalizador, el ionómero y el disolvente. [33]

Para establecer el modelo de pila de combustible que mejor se adapte a los requerimientos del sistema, es necesario analizar cuáles son los parámetros esenciales que lo definen y determinan el funcionamiento de la pila.

- Potencial máximo teórico

La máxima energía teórica que se puede generar a través de una pila de combustible de hidrógeno trabajando a presión y temperatura constante viene indicada según la siguiente expresión [34]

$$W_{PILA} = \Delta G = nFE_{celda} \quad (4)$$

Siendo n el número de electrones que se intercambian, F la constante de Faraday y E_{celda} el potencial máximo teórico de la pila.

Si se trabaja en condiciones estándar

$$\Delta G^0 = -nFE^0 \quad (5)$$

Luego el potencial de la pila para una temperatura y presión definidas es

$$E^0 = -\frac{\Delta G}{nF} \quad (6)$$

Considerando la energía libre de Gibbs ($237160.95 \text{ J mol}^{-1}$) y teniendo en cuenta que la constante de Faraday, F , es $96485,3365 \text{ C mol}^{-1}$, y que por cada mol se transportan 2 electrones, se tiene que el potencial máximo teórico es

$$E^0 = 1.229 \text{ V} \quad (7)$$

- Curvas de polarización

El potencial real que alcanza la pila es menor que el potencial teórico debido a que se producen pérdidas internas.

Una de las maneras de determinar las pérdidas de las pilas de combustible es a través de las curvas de polarización. La curva de polarización (Figura 10) presenta el potencial de la pila frente a la densidad de corriente.

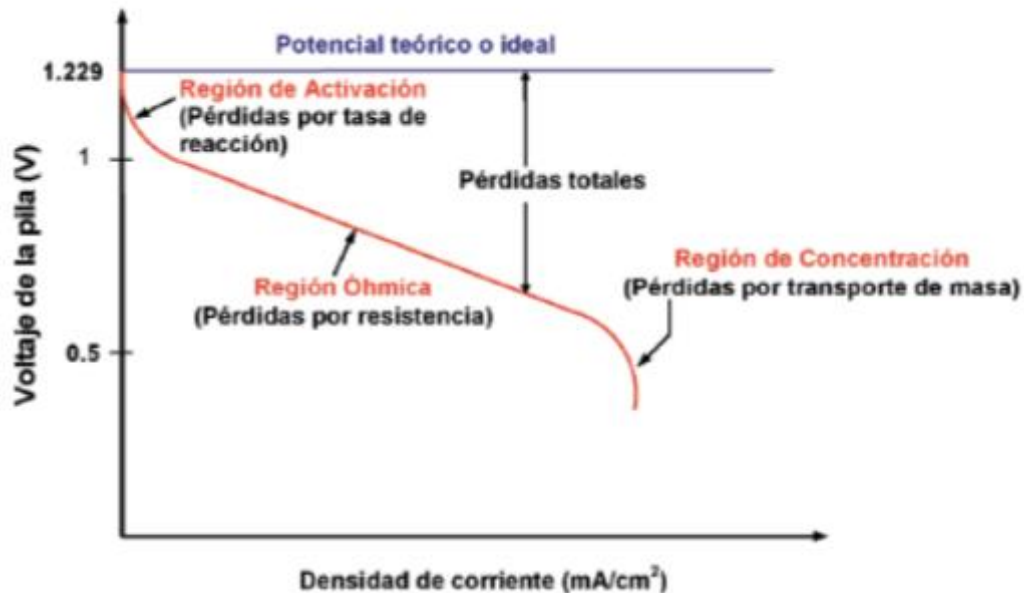


Figura 10. Curva de polarización [35]

La curva de polarización de la Figura 10 muestra tres zonas diferenciadas: región de polarización por activación, región óhmica y región de polarización de la concentración.

La primera región, delimita las densidades de corriente baja y se observa una disminución pronunciada del potencial de la pila. Este comportamiento se debe a las pérdidas ocasionadas por la baja velocidad de reducción del oxígeno y depende del catalizador.

En la segunda, a densidades de corriente medias, la relación voltaje-densidad se vuelve lineal, y las pérdidas se deben a la resistencia interna de los componentes de la pila, sobretudo por el electrolito.

La última región, a densidades de corriente altas, presenta un decrecimiento notable debido a limitaciones de transferencia de masa.

- Potencia nominal

La potencia nominal que una pila de combustible puede suministrar viene determinada por dos factores: número de celdas y área de paso.

El número de celdas afecta directamente a la tensión suministrada por la pila, y el área de paso a la corriente.

Teniendo en cuenta que la potencia queda expresada como

$$P = V \cdot I \quad (8)$$

Siendo V la tensión de la pila (V) e I la corriente (A).

Se podrá controlar el valor de potencia nominal regulando estos dos parámetros.

La curva de potencia es una representación gráfica que presenta la potencia generada frente a la densidad de potencia, permitiendo determinar la energía producida según el régimen de operación de la pila.

Se obtiene a partir de la curva de polarización de la Figura 11, considerando la expresión (8).

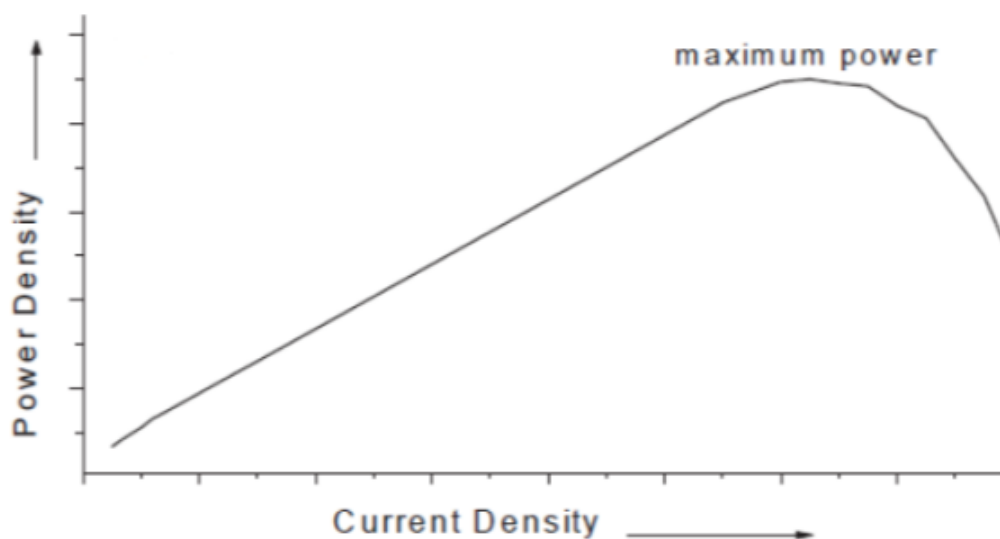


Figura 11. Curva de potencia [33]

Se observa en la gráfica que la potencia aumenta al incrementar la densidad de corriente, alcanzándose un valor pico que constituirá la potencia máxima que podrá suministrar la pila.

- Eficiencia

Uno de los parámetros que determinan el funcionamiento de cualquier sistema es su nivel de eficiencia. La eficiencia queda definida como la relación entre la energía útil que se produce en el proceso y la energía total. Es decir, la relación entre la energía eléctrica producida y la energía consumida por el hidrógeno, siempre medido en términos de potencia (W o kW). La energía útil siempre será menor que la energía total debido a las pérdidas que se producen.

$$\eta = \frac{P}{W_{H_2}} \quad (9)$$

Siendo P la energía producida por la pila y W_{H_2} la energía consumida por el hidrógeno.

La eficiencia global del sistema vendrá determinada por los valores de rendimientos de combustible, térmicos y de voltaje.

La energía eléctrica producida es el producto entre corriente y voltaje.

$$P = V \cdot I \quad (10)$$

Por otra parte, la energía consumida por el hidrógeno se define como,

$$W_{H_2} = \Delta H \frac{I}{nF} \quad (11)$$

Siendo ΔH el poder calorífico superior del hidrógeno (286 kJmol^{-1}), I la corriente (A), n el número de moles y F la constante de Faraday.

Para un valor de ΔH de 286 kJmol^{-1} , el valor $\Delta H/nF$ vale 1.482 V y se denomina potencial termoneutral [36]. Con ello, la expresión de la eficiencia de la pila queda en función únicamente del potencial.

$$\eta = \frac{V}{1.482} \quad (12)$$

En ocasiones, se utiliza el poder calorífico inferior ($\Delta H=241 \text{ kJmol}^{-1}$) para expresar la eficiencia. Esto se debe a que el agua puede abandonar la pila en ambos estados: líquido y vapor. Por ello, ambos valores de eficiencia son correctos, aunque se debe especificar que poder calorífico se ha usado para calcular la eficiencia. El valor de eficiencia usando el poder calorífico inferior es el siguiente.

$$\eta = \frac{V}{1.254} \quad (13)$$

Los valores de eficiencia varían según el modelo de pila de combustible, en la Tabla 3 se expresan los valores usuales de eficiencia que alcanzan los diferentes modelos de pila.

Tabla 3. Valores de eficiencia de pilas de combustible [37]

<i>Pila de combustible</i>	<i>Eficiencia</i>
<i>AFC</i>	70%
<i>MCFC</i>	60-80% (con cogeneración)
<i>PAFC</i>	40-80% (con cogeneración)
<i>SOFC</i>	60%
<i>PEMFC</i>	40-50%

Operación y esquema

- Circuito equivalente

El modelo de operación de una pila de combustible se puede ajustar como el circuito equivalente de la Figura 12.

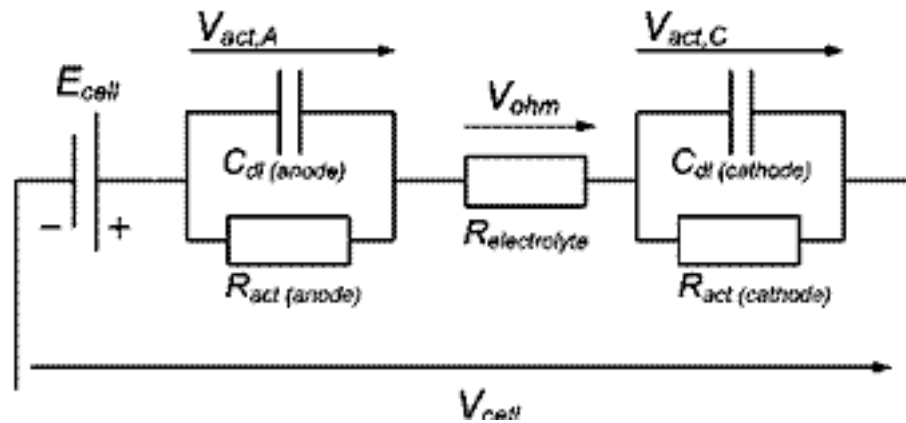


Figura 12. Circuito equivalente de una pila de combustible [38]

Del circuito de la Figura 12 se establece que E_{CELL} es el voltaje termoneutral de la celda, V_{ACT} representa las pérdidas de activación, siendo $V_{ACT,A}$ de ánodo y $V_{ACT,C}$ del cátodo, y se deben a la capas capacitivas de la pila, representadas por C_{dl} . Las pérdidas del electrolito se representan en R_E y suponen la pérdida de voltaje V_{OHM} . Por último, V_{CELL} es la tensión final de la celda.

- Aplicaciones

El uso de pilas de combustible en aplicaciones comerciales se encuentra en pleno desarrollo y es una prometedora alternativa a los métodos de producción energética habituales. Sus principales campos de aplicación son: transporte, dispositivos portátiles y sistemas estacionarios.

En aplicaciones de transporte, las pilas de combustible ofrecen una alta eficiencia con bajas emisiones, lo que ha llevado a las compañías automovilísticas a desarrollar prototipos que incluyen el uso de pilas de combustible. Sin embargo, al ser una tecnología en desarrollo, su coste de fabricación supone un gran

inconveniente. Esto, añadido a las cuestiones de seguridad que implica el transporte de las botellas de hidrógeno, frena la completa aplicación de las pilas de combustible en el transporte.



Figura 13. Utilización de pilas de hidrógeno en transporte [39]

Para el uso de pilas de combustible en dispositivos portátiles se requiere de celdas que funcionen a baja temperatura, generalmente PEM y DMFC. Las pilas de combustible presentan una mayor autonomía y menor peso que las baterías convencionales, lo que las posiciona con grandes ventajas operacionales para su uso en un futuro cercano.

Por último, el uso de pilas de combustible para aplicaciones estacionarias elimina varios de los inconvenientes de las aplicaciones en transporte, siendo adecuadas para su aplicación en edificios residenciales. Además, el calor que se produce durante su funcionamiento puede ser aprovechado como apoyo para el sistema de calefacción y agua caliente sanitaria (ACS), lo que aumenta su eficacia global.

2.3.2. Instalación solar fotovoltaica

Introducción

La energía fotovoltaica consiste en la transformación de energía lumínica solar en energía eléctrica mediante el efecto fotovoltaico. La transformación se lleva a cabo utilizando células solares. Las células solares están compuestas por materiales semiconductores que generan artificialmente un campo eléctrico constante, liberando electrones del material al ser expuesto a radiación electromagnética.

El efecto fotovoltaico (Figura 14) se produce por medio de la energía de los fotones de la luz solar. Esta energía viene definida según la siguiente relación.

$$E_{\text{fotón}} = h \cdot \nu = \frac{h \cdot c}{\lambda} \quad (14)$$

Siendo h la constante de Planck ($6.63 \cdot 10^{-34} \text{ J} \cdot \text{s}$), ν la frecuencia de radiación (Hz), c es la velocidad de la luz ($3 \cdot 10^8 \text{ m/s}$) y λ es la longitud de onda (m).

Cuando los fotones alcanzan el material, su energía es absorbida por los electrones. Si la energía añadida por el fotón es suficiente, se produce la rotura de los enlaces de valencia de los electrones, el electrón es expulsado y se genera un par electrón-hueco. De igual manera, si la energía no es suficiente, el electrón no podrá abandonar el material.

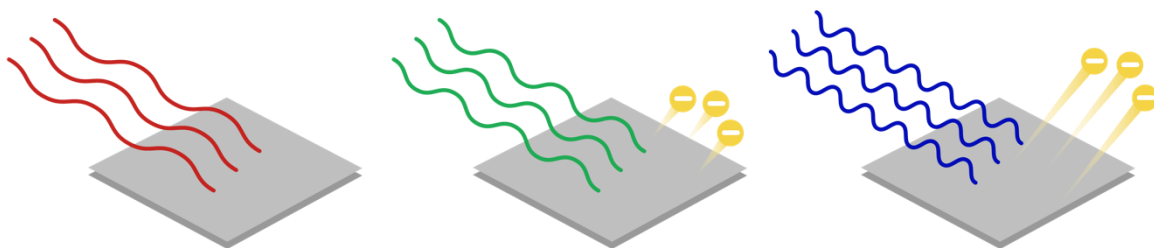


Figura 14. Efecto fotoeléctrico [40]

En la expresión de la energía de los fotones, se observa que depende directamente de la frecuencia de la radiación o de la longitud de onda, por ello, para generar una mayor cantidad de electrones expulsados, se deberá buscar una radiación solar de alta frecuencia o de baja longitud de onda.

Dependiendo del material semiconductor utilizado, se tendrá una energía mínima necesaria para la expulsión de electrones, en consecuencia, se requerirá de una radiación con una frecuencia mínima o una longitud de onda máxima.

El material semiconductor es un material que conduce electricidad bajo unas condiciones, pero funciona como aislante eléctrico en otras. El material semiconductor que normalmente conforma las células solares es el Silicio (Si). Las células solares de Si están constituidas por uniones p-n. Esta unión separa el par electrón-hueco, llevando los electrones a la zona p y los huecos a la zona n, generando una corriente eléctrica que atraviesa la célula de la zona p a la zona n y que puede ser conectada a un circuito exterior, produciendo corriente continua. El funcionamiento se puede observar en la Figura 15.

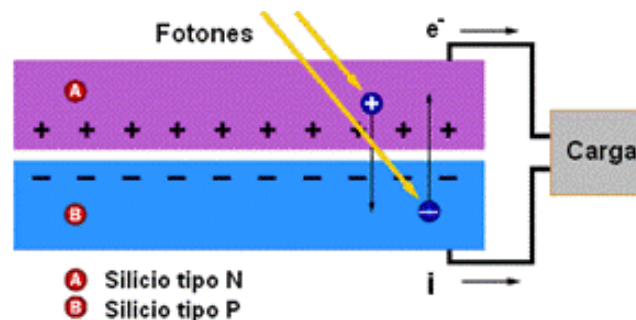


Figura 15. Esquema funcionamiento celda solar [41]

Los componentes principales de una instalación fotovoltaica son: generador fotovoltaico, regulador de carga, baterías y convertidores.

El generador fotovoltaico (Figura 16) está constituido por los módulos fotovoltaicos que convierten la energía solar en energía eléctrica. Los módulos fotovoltaicos quedan formados por el marco, el cristal frontal, el material encapsulado y las células solares.

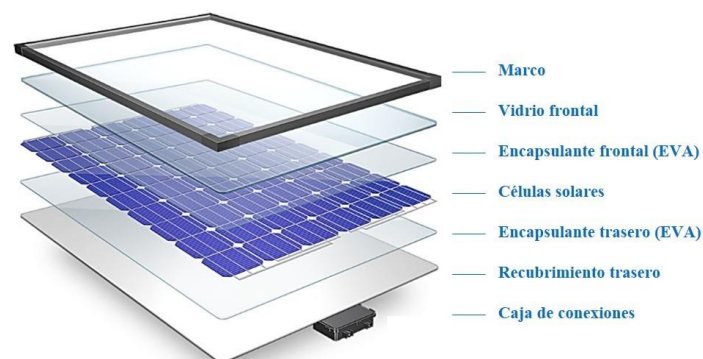


Figura 16. Componentes módulo fotovoltaico [42]

El marco del módulo fotovoltaico consiste en una estructura, generalmente de aluminio anodizado, que protege, da rigidez y permite que el conjunto sea manejable.

De igual manera, el cristal frontal es una película transparente que protege las células solares de agentes contaminantes que puedan reducir su funcionamiento a la vez que permite el paso de la radiación solar de manera más optimizada.

El material encapsulado se sitúa a ambos lados de las células y está formado por etileno acetato de vinilo, un polímero que protege a las células de vibraciones y a los componentes eléctricos de la humedad.

Las células solares son generalmente de Si y se clasifican según el nivel de pureza de dicho componente. Así, se puede distinguir entre células de Silicio monocristalino, Silicio policristalino y Silicio amorfo.

Las células de silicio monocristalino son extraídas del corte de un cristal de Si y presentan una estructura ordenada y cristalina. Los paneles formados por células monocristalinas tienen la mayor vida útil y alcanzan rendimientos dentro del rango de 15-20%. Las células de silicio policristalino están compuestas por silicio que es depositado sobre otro sustrato, con lo cual las líneas de alineación se van modificando. El coste de fabricación de estas células es bajo, pero su eficiencia se reduce frente a las células monocristalinas (13-16%). Por último, las células de silicio amorfo están formadas por un compuesto no cristalino de silicio que es depositado sobre otro sustrato. Su estructura no es ordenada y permite que el material sea flexible. Son las células más baratas y con más bajo rendimiento (6%).

Aparte de las células solares de Silicio, existen otros dos tipos de materiales semiconductores que son utilizados como módulos fotovoltaicos: paneles solares de película fina y de fotovoltaicos concentrados.

Los paneles solares de película fina están compuestos por delgadas capas de semiconductor que se depositan generalmente sobre vidrio. Esta composición permite reducir los gastos de manufactura y posiciona a los paneles solares de

película fina como una competente opción comercial. Al igual que los módulos de Silicio, existen varios tipos de película: Teluro de Cadmio (CdTe) y Cobre-Indio-Galio-Selenuro (CIGS).

Los concentrados fotovoltaicos aprovechan un dispositivo óptico que concentra la energía solar en la celda solar, reduciendo el material fotovoltaico y, con ello, los gastos del sistema.

Tabla 4. Tabla comparativa celdas solares [43]

<i>Celda</i>	<i>Eficiencia (%)</i>	<i>Área (cm²) para 1kW</i>	<i>Resistencia de temperatura</i>
<i>Policristalina</i>	13-16	8-9	Menos resistentes que monocristalina
<i>Monocristalina</i>	15-20	6-9	Operación baja un 10-15% a altas temperaturas
<i>Amorfo</i>	6-8	13-20	Aguanta temperaturas extremas
<i>Película fina (CdTe)</i>	9-11	11-13	Leve impacto
<i>Película fina (CIGS)</i>	10-12	9-11	

Las baterías, los reguladores de carga y convertidores se tratarán en mayor detalle en los siguientes apartados.

Criterios de diseño

Los parámetros característicos de los módulos solares servirán para detallar su funcionamiento y determinar qué tipo de módulo y modelo comercial será el adecuado para cumplir con los requisitos que se precisan en el proyecto.

- Potencia máxima ($P_{\text{máx}}$)

Es el valor de potencia máxima que los paneles solares son capaces de producir. Se obtiene para el punto de operación de tensión pico, V_{mp} , e intensidad pico, I_{mp} . Este punto de operación se denomina Punto de Máxima Potencia (MPPT).

- Corriente para máxima potencia (I_{mp})

Es el valor de corriente suministrada por los paneles cuando éstos se encuentran en el MPPT.

- Voltaje para máxima potencia (V_{mp})

Es el valor de voltaje en el que se encuentra el sistema cuando se trabaja en el MPPT.

- Corriente de cortocircuito (I_{sc})

Es el valor de corriente máxima proporcionada por los módulos cuando el voltaje de salida es nulo (0 V).

- Voltaje de circuito abierto (V_{oc})

Es el valor de voltaje máximo que se puede medir en el sistema cuando entre sus terminales no atraviesa corriente (0 A).

- Factor de Carga (FC)

Permite analizar la calidad de la operación de los paneles solares. Viene indicado como la relación entre la producción máxima real y la que se hubiera conseguido en condiciones ideales. Su valor suele estar comprendido dentro del rango 0.7 a 0.8

$$FC = \frac{P_{MAX}}{I_{SC} \times V_{OC}} \quad (15)$$

- Eficiencia (η)

La eficiencia del generador solar queda definida como el cociente entre la potencia eléctrica máxima que se obtiene y la potencia de la radiación que incide sobre los módulos.

- Curva característica

La curva característica (Figura 17) de cada módulo permite conocer el modo de operación del panel seleccionado. Esta representación gráfica del funcionamiento del panel viene dada en el catálogo.

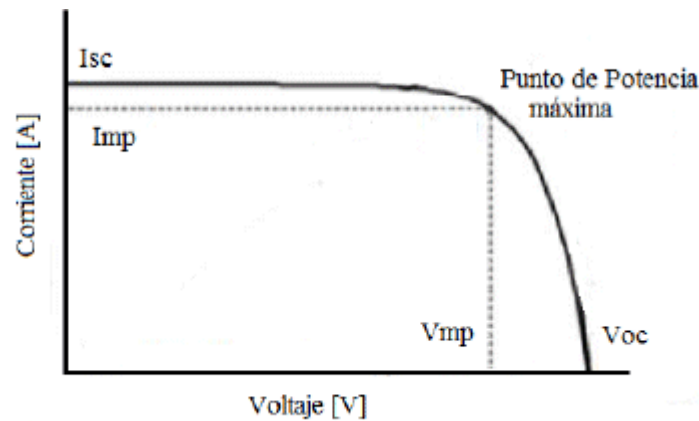


Figura 17. Curva característica módulo solar [44]

La curva característica facilita la información necesaria a través de la determinación de los parámetros característicos del panel, medidos bajo ciertas condiciones específicas. Las condiciones específicas miden el funcionamiento del panel a 25°C, bajo una irradiancia solar de 1000 W/m² y una distribución espectral solar de AM 1.5. Así, la curva específica de cada panel se verá modificada según estos dos parámetros: irradiancia y temperatura.

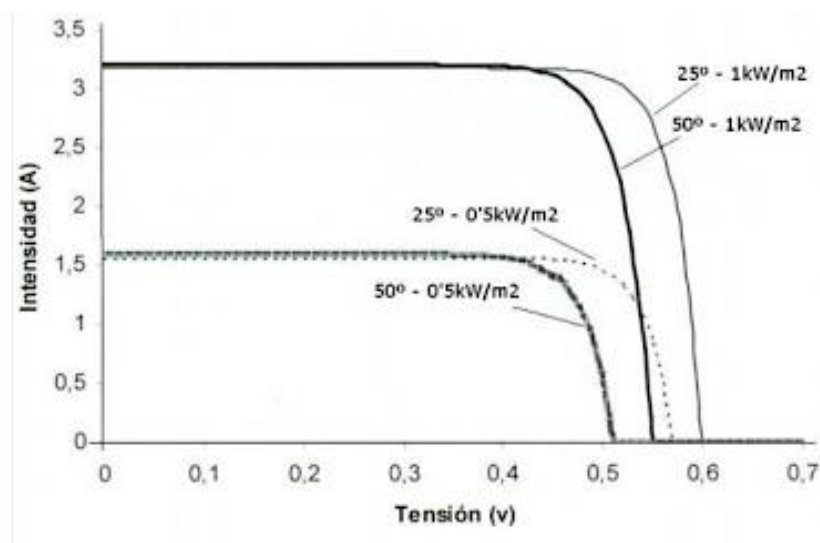


Figura 18. Variación de la curva característica con la irradiancia y la temperatura [45]

Como se observa en la Figura 18 la variación de temperatura afecta principalmente a la tensión de salida mientras que la variación de irradiancia afecta a la corriente. Sin embargo, las modificaciones que se presentan al variar la irradiancia son mucho más notables que las obtenidas al modificar la temperatura, luego se puede decir que el valor de la potencia es proporcional a la irradiancia.

Operación y esquema

- Circuito equivalente

El modelo de funcionamiento de un módulo fotovoltaico se obtiene como el circuito equivalente de la Figura 19.

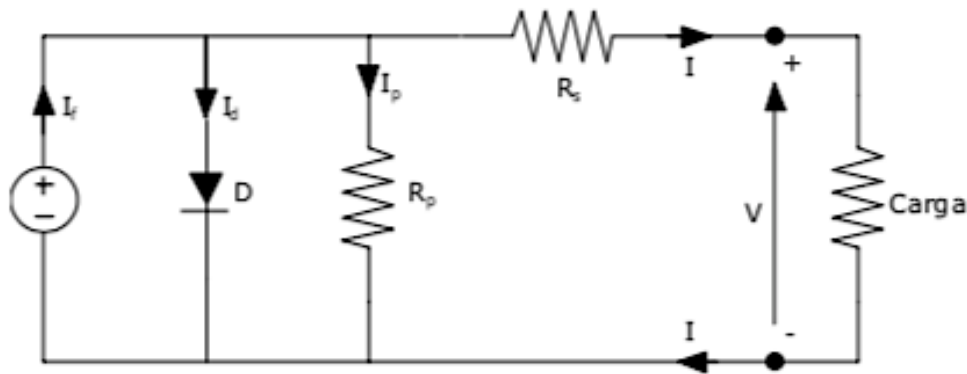


Figura 19. Circuito equivalente del módulo fotovoltaico [1]

El circuito está formado por un generador de corriente, una resistencia en serie (R_S), una resistencia en paralelo (R_P) y un diodo (D).

Dando una interpretación de los componentes y valores que constituyen el circuito, se tiene que la resistencia en serie simboliza la resistencia de los componentes internos del módulo (malla, contactos, material). La resistencia en paralelo representa las imperfecciones en la unión p-n y genera la corriente de fugas I_P

$$I_P = \frac{V + I * R_S}{R_P} \quad (16)$$

La corriente fotovoltaica (I_F) representa la intensidad generada por la radiación solar y es proporcional a la irradiancia.

La corriente de diodo (I_D) es la intensidad de polarización directa del diodo y viene formulada como

$$I_D = I_0 * \left(e^{\frac{q(V + I R_S)}{A K T}} - 1 \right) \quad (17)$$

Donde I_0 es la corriente inversa de saturación del diodo (A), q es la carga del electrón ($1.6021 \cdot 10^{-19}$ C), V es la tensión en bornes, A es el factor de idealidad del

diodo, comprendido entre 1 y 2, K es la constante de Boltzmann ($1.380658 \cdot 10^{-23}$ J/K) y T es la temperatura interna de la celda en K.

Mientras que la intensidad generada (I) es la corriente que alcanza la carga. Si se define la corriente generada como

$$I = I_F - I_D - I_P \quad (18)$$

Y se sustituye

$$I = I_F - I_0 * \left(e^{\frac{q(v+IR_S)}{AKT}} - 1 \right) - \frac{V + I * R_S}{R_P} \quad (19)$$

Considerando que la potencia generada se define como el producto de tensión y corriente

$$P = VI_F - VI_0 * \left(e^{\frac{q(v+IR_S)}{AKT}} - 1 \right) - V \frac{V + I * R_S}{R_P} \quad (20)$$

A partir de estas expresiones, se pueden determinar las curvas características $I=f(V)$ y $P=f(V)$.

El punto de operación queda determinado por el punto de corte de la curva característica del generador con la recta de carga. La recta de carga es la representación I-V del equivalente Thevenin de la carga vista desde el generador.

- Conexiones

Para alcanzar los requisitos de potencia del sistema, generalmente es necesario instalar varios paneles solares en serie y/o paralelo.

La conexión serie permite adaptar el generador fotovoltaico a la tensión nominal.

$$N_{PSERIE} = \frac{V_{INST}}{V_{NOM_{panel}}} \quad (21)$$

La conexión en paralelo permite alcanzar la potencia deseada.

$$N_{PPARALELO} = \frac{P_P}{N_{PSERIE} \cdot P_{NOM}} \quad (22)$$

Siendo P_P la potencia pico necesaria (W) y P_{NOM} la potencia nominal del generador.

2.3.3. Electrolizador

Introducción

Dado que el hidrógeno es un combustible que no se encuentra de forma natural, es necesario la práctica de ciertos procesos de transformación que permitan su obtención.

Los procesos de transformación pueden ser químicos (reformado, pirolisis, gasificación), termoquímicos, biológicos (biofotolisis, fotodescomposición, fermentación) o electroquímicos.

Dentro de este último conjunto de tipos de procesos, se encuentra la electrólisis.

Aunque el proceso de electrólisis como generador de hidrógeno no se encuentra competentemente desarrollado comercialmente, debido al elevado consumo energético que requiere, presenta cierto interés al ser utilizado junto a fuentes de generación renovables, como paneles solares o aerogeneradores. Esto se debe a que el dimensionamiento de los sistemas renovables produce estaciones de excedentes energéticos que se desaprovechan. Estos excedentes pueden ser destinados a la generación de hidrógeno a través de un electrolizador y ser utilizados después para producir energía a través de una pila de hidrógeno.

Un electrolizador es el sistema que permite transformar energía eléctrica en hidrógeno a través del proceso de electrólisis, dividiendo catalíticamente el agua en oxígeno e hidrógeno.



Un electrolizador consta de un electrodo positivo, conocido como ánodo, y de un electrodo negativo, cátodo. Los electrodos suelen ser conductores metálicos, semiconductores o de grafito.

Para la descomposición del agua, se hace pasar corriente eléctrica a través de una sustancia iónica. Esta sustancia iónica se diluye en un disolvente o se funde por

calor, cediendo los iones que lo forman, que quedan en el líquido. La corriente eléctrica que atraviesa el electrolizador induce a que cada electrodo atraiga los iones de carga opuesta, así, los cationes se dirigen al cátodo y los aniones al ánodo. Se trata, por tanto, de un proceso de oxidación-reducción, siendo la oxidación en el ánodo y la reducción en el cátodo. La Figura 20 muestra un esquema del funcionamiento de un electrolizador.

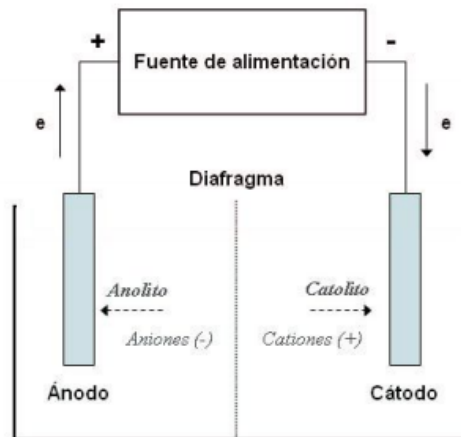


Figura 20. Esquema de un electrolizador [46]

La electrólisis de agua pura ocurre a una velocidad muy lenta, debido a su baja conductividad eléctrica. Por ello, para acelerar la velocidad del proceso, se añade un electrolito, que puede ser un ácido, una sal o una base.

Existen tres tipos de electrólisis: óxido sólido (SOEC), alcalina (AEC) y membrana de intercambio protónico (PEMEC). La operación de cada uno se representa en la Figura 21.

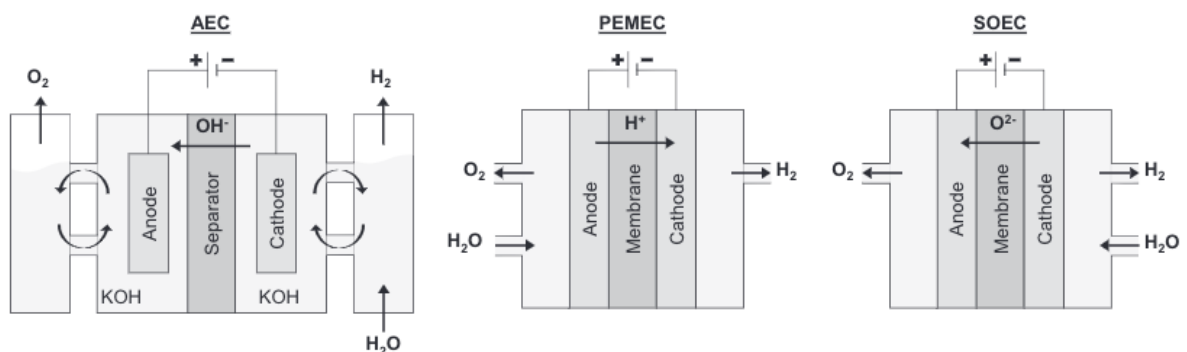
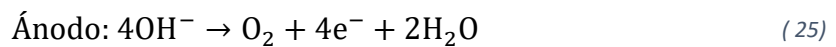
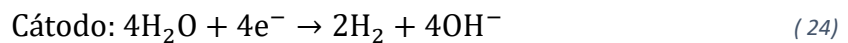


Figura 21. Configuración de los tipos de electrolizador [46]

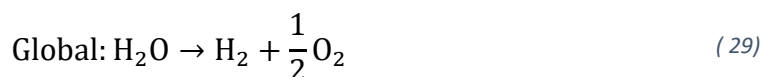
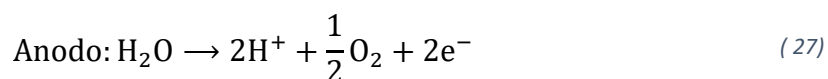
En los electrolizadores alcalinos se utiliza un electrolito líquido, normalmente hidróxido de potasio (KOH) en disolución, y se consiguen altas eficiencias en aplicaciones a larga escala. También se puede usar ácido sulfúrico (H₂SO₄), cloruro sódico (NaCl) o hidróxido de sodio (NaOH) como electrólitos. Los electrolizadores alcalinos operan adecuadamente a temperaturas de entre 25-100°C y a presiones de 1-30 bar [47]. Las reacciones químicas que suceden en un electrolizador alcalino son las siguientes.



Los electrolizadores de óxido sólido utilizan un material cerámico como electrolito que deja pasar los iones negativos de oxígeno O²⁻. Se diferencian de los alcalinos en los lugares donde se libera hidrógeno y donde se forma el oxígeno, siendo en el caso de los electrolizadores de sólido óxido en el cátodo y en el ánodo respectivamente. Las temperaturas de trabajo deben ser elevadas para un correcto funcionamiento, rondando los 700-800°C [48]. Las altas temperaturas de operación permiten un aprovechamiento de la producción a modo de cogeneración de manera sencilla.

Los electrolizadores PEM disponen de un electrolito sólido, formado por una película fina de membrana conductora de iones. Las temperaturas y presiones de operación adecuadas son entre 70-80°C, mayores que las de los electrolizadores alcalinos pero menores que las de los electrolizadores de óxido sólido. Para este proyecto, se considerará el uso de este tipo de electrolizador y se procederá a detallar su funcionamiento.

Las reacciones que ocurren en el ánodo y el cátodo de un electrolizador PEM son las siguientes.



Se observa, comparando con las expresiones (1), (2) y (3) que el proceso que tiene lugar en el electrolizador PEM es inverso al que ocurre en la pila de combustible PEM.

El agua introducida por el ánodo se divide en oxígeno gas O_2 , protones H^+ y electrones e^- . Los protones de hidrógeno atraviesan la membrana hasta el cátodo, mientras los electrones atraviesan un circuito externo. Protones y electrones se encuentran en el cátodo y forman el gas hidrógeno. En la Figura 22 se muestra el funcionamiento de un electrolizador PEM.

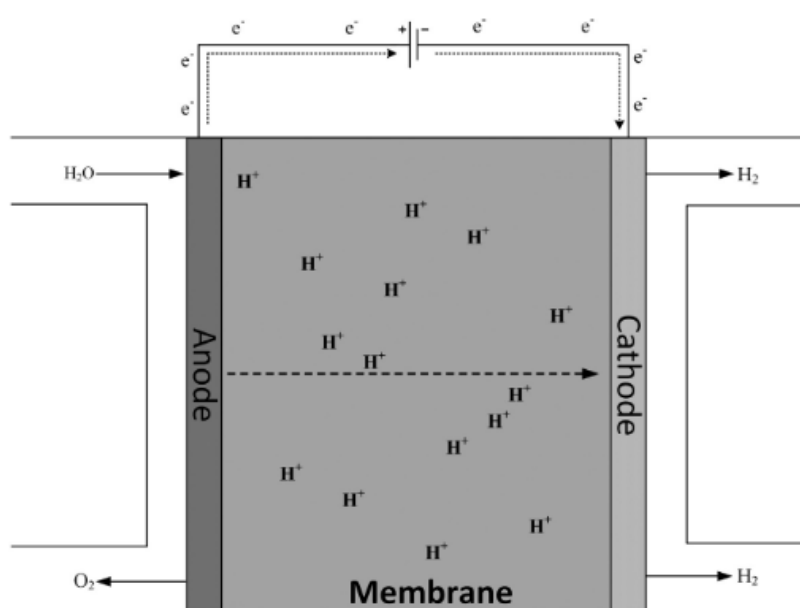


Figura 22. Esquema funcionamiento electrolizador PEM [49]

Los electrolizadores tipo PEM presentan un futuro favorable gracias a las ventajas operativas que conllevan. Se excluye el problema de gestión de agua presente en las pilas de hidrógeno tipo PEM, además, la calidad del hidrógeno producido es de alta pureza.

La Tabla 5 expresa las características de los distintos tipos de electrolizadores.

Tabla 5. Características tipos de electrolizadores

	AEC	PEMFC	SOFC
<i>Electrolito</i>	Hidróxido de potasio acuoso	Membrana de polímero	Circonia estabilizada con itria (YSZ)
<i>Cátodo</i>	Ni, aleaciones Ni-Co	Pt, Pt-Pd	Ni/YSZ
<i>Ánodo</i>	Ni, aleaciones Ni-Co	RuO ₂ , IrO ₂	LSM/YSZ
<i>Densidad de corriente (a cm⁻²)</i>	0.2-0.4	0.6-2.0	0.3-2.0
<i>Voltaje de celda (v)</i>	1.8-2.4	1.8-2.2	0.7-1.5
<i>Área de celda (m²)</i>	<4	<0.3	<0.01
<i>Temperatura de operación (°C)</i>	25-100	50-80	700-800
<i>Presión de operación (bar)</i>	<30	<200	<25
<i>Producción (m³_{h2} h⁻¹)</i>	<760	<40	<40
<i>Energía de celda (kWh m⁻³_{h2})</i>	4.5-6.6	4.2-6.6	>3.7
<i>Pureza de gas (%)</i>	>99.5	99.99	99.9
<i>Vida útil (h)</i>	60000-90000	20000-60000	<10000
<i>Coste (€ kW⁻¹)</i>	1000-1200	1860-2320	>2000

Criterios de diseño

Las propiedades técnicas de un electrolizador permitirán analizar su funcionamiento, especificando valores como la producción de hidrógeno y las conexiones de potencia necesarias.

- Caudal de hidrógeno producido

Uno de los parámetros que define el funcionamiento de un electrolizador es el caudal de hidrógeno que es capaz de producir. Este caudal H_g (g/s) se define

$$H_g = \frac{I_H * N_m * P_H}{I_M} \quad (30)$$

Siendo I_H la corriente generada por el hidrógeno producido (A), N_m el número de moles de H_2 , P_H el peso molecular del H_2 (1.00797 u) e I_M la corriente que genera un mol de hidrógeno por segundo (A·s/mol).

- Energía requerida

La energía requerida por un electrolizador para descomponer el agua depende del calor de combustión del hidrógeno y de la energía eléctrica, determinada por la energía libre de Gibbs.

$$W_{el} = \Delta G = nFE_{celda} \quad (31)$$

Siendo n el número de electrones ($4 e^-$), F la constante de Faraday, E_{CELDA} el potencial de la celda y ΔG la energía libre de Gibbs, definida como

$$\Delta G^0 = 2G_{H_2}^0 + G_{O_2}^0 - 2G_{H_2O}^0 \quad (32)$$

La energía libre de Gibbs de la reacción, expresada en (25), resulta positiva ($\Delta G^0 = +474.4$ kJ/mol), luego la reacción de descomposición no se produce de manera espontánea. En consecuencia, se ha de aplicar un potencial eléctrico mínimo E^0 de 1.229 V. El potencial real a aplicar se encuentra entre 1.6 y 1.8 V, debido a que se deben considerar las pérdidas internas del electrolizador.

- Eficiencia

La eficiencia del electrolizador viene definida como la inversa de la eficiencia de la pila de combustible, detallada en apartados anteriores.

$$\eta_{El} = \frac{1.48}{V} \quad (33)$$

Operación y esquema

El funcionamiento de un electrolizador se puede modelar como el circuito equivalente de la Figura 23.

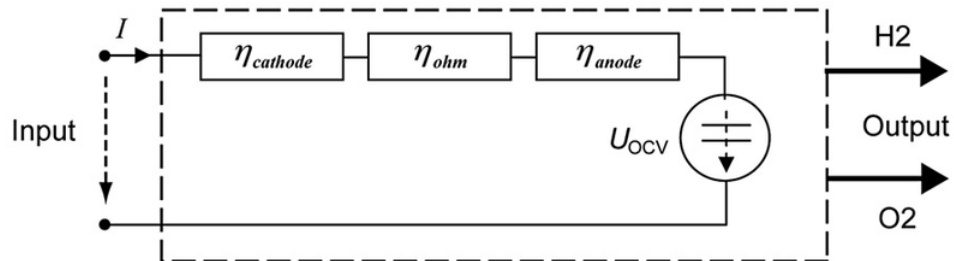


Figura 23. Circuito equivalente electrolizador [50]

Del esquema, representando $\eta_{cátodo}$ las pérdidas en el cátodo, η_{ohm} las pérdidas en el electrolito, $\eta_{ánodo}$ las pérdidas en el ánodo y U_{OCV} el potencial de circuito abierto. Se puede distinguir que el circuito equivalente del electrolizador es similar al de la pila de hidrógeno (Figura 12).

2.3.4. Baterías

Introducción

Las baterías son un sistema de almacenamiento de energía que sirve para compensar los períodos en los que la generación energética no alcanza los niveles necesarios. Quedan representadas en la Figura 24.

El sistema que se presenta en este trabajo recurre a las baterías para almacenar la energía en exceso que se origina en los paneles solares y utilizarla en períodos de baja radiación para dotar de autonomía a la vivienda.

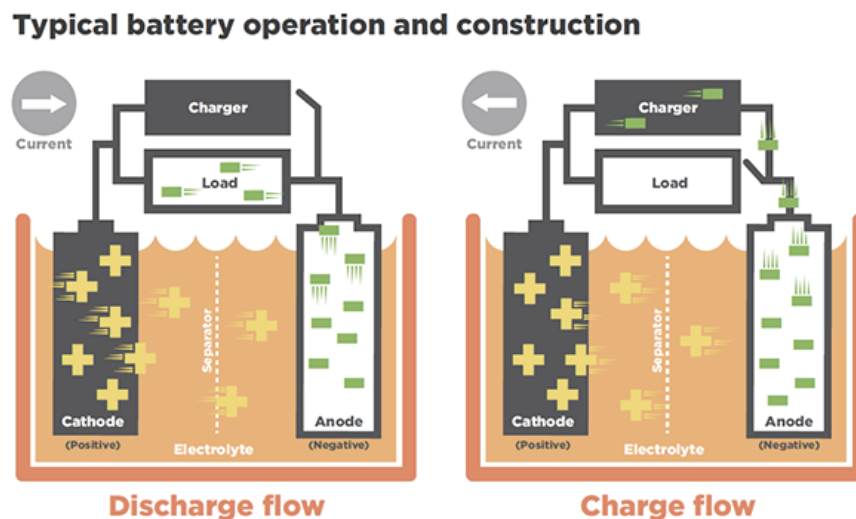


Figura 24. Funcionamiento típico batería [51]

Existen varios tipos de baterías que presentan características de funcionamiento diversas y que se podrán ajustar al tipo de sistema que se quiera implementar. Así, se distinguen principalmente baterías de plomo-ácido (Pb-ácido), baterías de electrolito absorbido, baterías gelificadas, baterías de Níquel-Cadmio (Ni-Cd) y baterías de ion-Litio.

En las baterías de electrolito absorbido, el electrolito se encuentra entre una fibra de vidrio microporoso o de fibra polimérica.

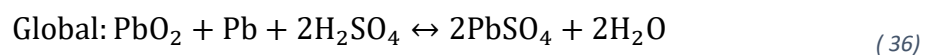
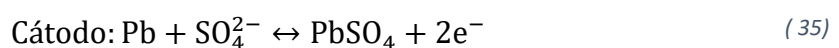
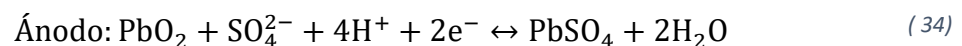
Las baterías gelificadas cuentan con un electrolito en forma de gel cuya consistencia puede presentarse en varias densidades. Son generalmente más caras y no ofrecen un aumento de la capacidad de potencia, además, tienen ratios de descarga lentos.

Las baterías de Níquel-Cadmio ofrecen múltiples ventajas, pero únicamente para grandes instalaciones. Su electrolito es alcalino, admiten descargas profundas y tienen un elevado rendimiento frente a las variaciones de temperatura.

Las baterías de ion-Litio funcionan bajo el concepto de potencial electromecánico. Son más ligeras y poseen una densidad energética mayor. Además, no tienen efecto memoria, con lo cual no necesitan seguir un ciclo de carga y descarga completo y aguantan un mayor número de ciclos de carga-descarga. Sin embargo, tienen un ciclo de vida corto y son muy sensibles a las altas temperaturas.

Las baterías de plomo-ácido son las más recurrentes para los sistemas fotovoltaicos. Este tipo de baterías cuentan con celdas de 2 V de tensión nominal y se pueden conectar tanto en serie como en paralelo. Al conectarlas en serie (positivo a negativo), las tensiones de las celdas se suman, llegando a alcanzar baterías de voltajes más elevados. Al conectarlas en paralelo (positivo a positivo y negativo a negativo), la tensión nominal de la batería no cambia, pero sí su capacidad de almacenamiento. La capacidad de almacenamiento de una batería se mide en Ah y es, junto al ciclo de vida, una de las características principales que define la batería. Los acumuladores plomo-ácido están compuestos por un ánodo de dióxido de plomo (electrodo positivo), un cátodo de plomo (electrodo negativo) y un electrolito de ácido sulfúrico disuelto en agua.

Las reacciones que ocurren en una batería plomo-ácido son



Durante la carga se forma óxido de plomo en ánodo y plomo en el cátodo, descargando ácido sulfúrico al electrolito, y durante la descarga se produce sulfato de plomo en ambos electros, absorbiendo ácido sulfúrico del electrolito.

Criterios de diseño

- Tensión nominal (V)

La tensión nominal de las baterías varía según el proceso de operación, aunque un valor que suele utilizarse para definir el funcionamiento del acumulador es la tensión de carga. La tensión de carga es la tensión necesaria para vencer la resistencia de la batería a ser cargada.

- Capacidad nominal (C_N)

La capacidad nominal de las baterías determina la cantidad de energía que puede obtenerse de ellas partiendo de una carga inicial máxima hasta una descarga total.

La capacidad de las baterías, que permitirá establecer el número de dispositivos de almacenamiento energético a instalar, queda establecida según la profundidad máxima de descarga y la autonomía que se requiere.

La autonomía recomendable para cada comunidad queda determinada por el IDAE [52] y la profundidad de descarga es un parámetro característico de cada modelo de batería.

La capacidad de la batería se determina con la siguiente expresión y se mide en amperios-hora (Ah).

$$C_N = E * D_{AUT} \quad (37)$$

Cuando la capacidad de las baterías viene expresada en Watios-hora (Wh), se denomina capacidad energética y se obtiene como

$$C_{Wh} = C_{Ah} * V \quad (38)$$

- Profundidad de descarga (Depth of Discharge, DOD)

La profundidad de descarga de una batería expresa la energía obtenida de la batería durante una descarga, expresada en tanto por ciento respecto al estado de plena carga.

Un parámetro característico de un acumulador es la profundidad de descarga máxima ($DOD_{m\acute{a}x}$) y permite establecer la capacidad útil de la batería.

$$C_{\acute{u}til} = C_N * DOD_{m\acute{a}x} \quad (39)$$

- Estado de carga (State of Charge, SOC)

El estado de carga de una batería determina el nivel de carga de la batería y viene expresado en tanto por ciento respecto al estado de plena carga.

Para conseguir una óptima operación de los acumuladores, se recomienda no alcanzar un SOC inferior al denominado estado de carga mínimo ($SOC_{m\acute{i}n}$).

$$SOC_{m\acute{i}n} = 100 - DOD_{m\acute{a}x} \quad (40)$$

- Vida útil

El ciclo de vida de una batería es uno de los parámetros que determinan la selección del modelo a utilizar. Se considera que las baterías han consumido su vida útil cuando alcanzan una reducción del 80% de su capacidad inicial. Para maximizar la vida útil de la batería, se deben seguir una serie de recomendaciones como coordinar las diferentes tecnologías del sistema y evitar las descargas profundas.

El número de ciclos que puede efectuar una batería dependen mayoritariamente de la profundidad de descarga, como se puede observar en la Figura 25.

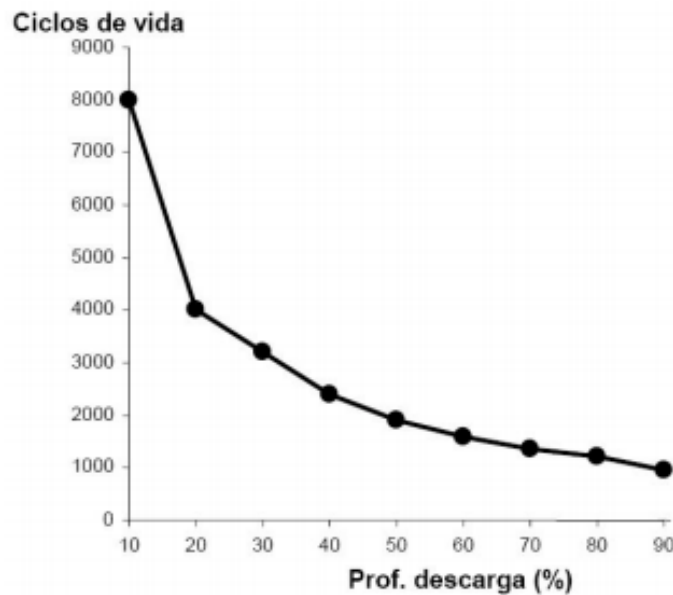


Figura 25. Ciclos de vida en función de la profundidad de descarga [51]

- Eficiencia global del proceso (η_{global})

La eficiencia global del proceso de carga y descarga viene definida como el cociente entre la energía proporcionada durante la descarga y la energía consumida durante la carga.

$$\eta_{global} = \frac{\text{Energía cedida}}{\text{Energía consumida}} = \eta_{descarga} * \eta_{carga} \quad (41)$$

Operación y esquema

- Circuito equivalente

La operación eléctrica de una batería se puede determinar a través del modelo de circuito equivalente de la Figura 26.

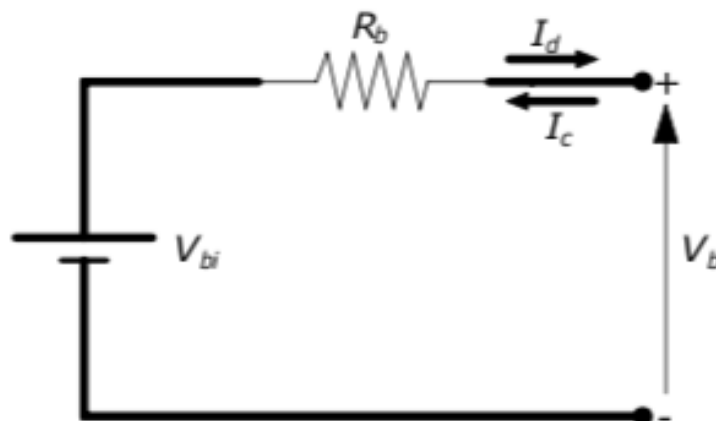


Figura 26. Circuito equivalente de una batería [51]

El circuito está formado por una fuente de tensión (V_{bi}) y una resistencia en serie (R_b).

La resistencia en serie R_b representa las pérdidas internas del acumulador.

Mientras sucede la carga, la liberación de iones al electrolito provoca un aumento de la tensión en las celdas V_{bi} y un decrecimiento de la corriente de carga I_c y de la resistencia interna R_b . Por tanto, la tensión en bornes V_b varía según

$$V_b = V_{bi} + R_b * I_c \quad (42)$$

Durante la descarga, la demanda de corriente descompone los iones del electrolito, lo que se traduce en una disminución de V_{bi} y un crecimiento R_b . Luego, la tensión en bornes se definirá como

$$V_b = V_{bi} - R_b * I_d \quad (43)$$

- Modos de operación

Las baterías pueden operar bajo tres tipos de funcionamiento: exceso de energía, falta de energía y ciclo flotante. En la Figura 27 se puede ver la operación habitual de una batería a lo largo de un mes.

El modo exceso de energía tiende a ocurrir en verano a partir del mediodía, y supone que las baterías alcanzan su máximo voltaje de carga. Durante la noche, las baterías se descargan, alcanzando un mínimo de carga del 70%, en condiciones óptimas.

El modo de déficit de energía ocurre en invierno o cuando se solapan varios días de bajas condiciones de irradiancia solar. En estos casos, la batería se va progresivamente descargando, alcanzando el valor mínimo de voltaje. El último modo es el tipo de operación en el que no se alcanza ni el nivel máximo ni el nivel mínimo de carga [53].

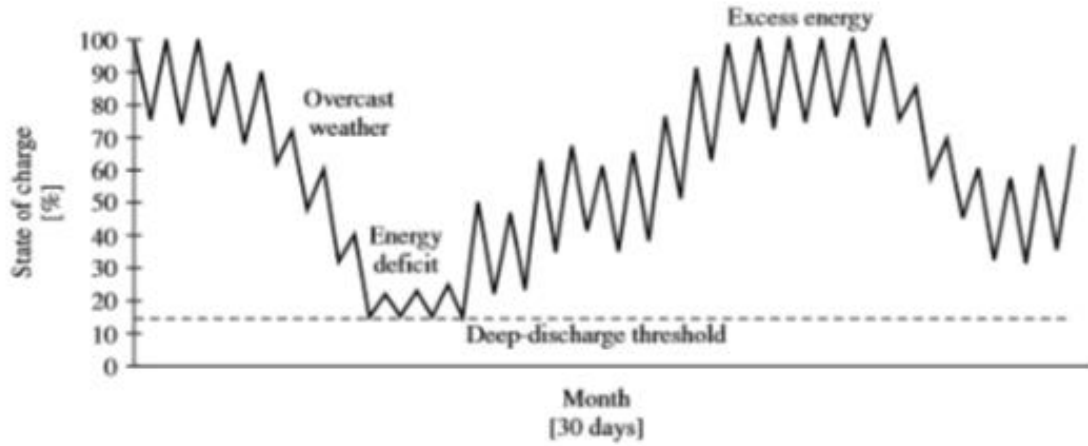


Figura 27. Condiciones de operación a lo largo de un mes [53]

- Conexiones

Un banco de baterías se puede examinar como un conjunto de acumuladores conectados en serie o en paralelo, para alcanzar los valores de capacidad y tensión de salida requeridos.

Así, al variar el número de baterías en serie, se consigue modificar la tensión, mientras que la conexión en paralelo permite aumentar la capacidad del banco.

Luego, el número de baterías en serie se determina según

$$N_{\text{BATSERIE}} = \frac{V_{\text{INST}}}{V_{\text{BATERÍA}}} \quad (44)$$

Y el número de baterías en paralelo

$$N_{\text{BATPARALELO}} = \frac{C_{\text{NOMBAT}}}{C_{\text{BAT}}} \quad (45)$$

2.3.5. Acumulador de calor

Introducción

Un acumulador de calor (Figura 28) es un depósito de agua caliente que permite almacenar el calor producido durante un proceso para usarlo posteriormente.

El agua como medio de almacenamiento de calor resulta considerablemente provechoso debido a su elevado poder calorífico. Esto implica que se pueda almacenar más calor por unidad de masa que con otros medios.

Los sistemas de almacenamiento térmico pueden complementarse con calderas o intercambiadores de calor para satisfacer las necesidades totales de calefacción y ACS.

Los tanques de almacenamiento de calor suelen construirse de acero inoxidable, cobre o de acero al carbono con revestimiento de esmalte vítreo.

Los depósitos requieren de un mantenimiento periódico para proteger de posibles fallos de funcionamiento. Además, se pueden incorporar forros de vidrio para evitar la corrosión o varillas de ánodo que se consumen en lugar del acero e impiden la oxidación.

Los componentes principales de un depósito de agua caliente incluyen: válvula de drenaje, una válvula TPR (Temperature-Pressure Relief), un tubo de inmersión, varilla de ánodo, tubos y accesorios. Además, se incluyen sistemas de control de la temperatura (termóstato).



Figura 28. Esquema de acumulador de calor [54]

Criterios de diseño

La principal característica que define a un acumulador de calor es su capacidad, que determinará, a su vez, las dimensiones de almacenamiento que serán necesarias en la vivienda para cumplir con exigencias de producción y consumo de hidrógeno.

- Capacidad de almacenamiento

La capacidad de almacenamiento depende de las necesidades de la vivienda. Debe encontrarse un equilibrio entre el ahorro de producción térmica y el consumo por uso del acumulador.

Generalmente, una familia de 3-4 integrantes necesitará un almacenamiento térmico de unos 40-50 L [55].

- Eficiencia

La eficiencia de un acumulador de calor depende de la capacidad de almacenamiento y de la velocidad de recuperación.

La velocidad de recuperación indica el volumen de agua que se es capaz de calentar a una temperatura de referencia en una hora.

Si la velocidad de recuperación es menor que el consumo de agua, no se conseguirá calentar el volumen de líquido necesario.

Sin embargo, si se dispone de una capacidad de almacenamiento elevada, el calor acumulado puede suplir las necesidades energéticas.

La eficiencia del acumulador dependerá de cómo se ajustan los valores de velocidad de recuperación y capacidad de almacenamiento a la demanda de la vivienda.

- Aislamiento

El material con el que fabrican los acumuladores de calor debe cumplir con los requisitos de aislamiento térmico que permitan al equipo funcionar a la temperatura deseada, reduciendo las pérdidas térmicas durante el tiempo de espera. El aislamiento térmico viene definido por el fabricante, aunque se pueden añadir capas que preserven mejor la energía térmica. Uno de los materiales más comunes para alcanzar el aislamiento térmico es fibra de vidrio, aunque desarrollos actuales están trabajando con espuma de poliuretano.

Sin embargo, el uso de capas aislantes debe contemplar la posible condensación en climas húmedos, que puede llevar a problemas de óxido o de moho, así como permitir que en el depósito exista una adecuada ventilación.

Operación y esquema

- Funcionamiento con pilas de combustible

Las unidades que son capaces de generar electricidad y calor son conocidas como sistemas combinados de calor y potencia (Combined Heat and Power, CHP). Su funcionamiento esquematizado se muestra en la Figura 29.

Cuando las pilas de combustible se acoplan con sistemas de acumulación de calor, se consigue alcanzar eficiencias globales considerablemente mayores.

Esto se debe a que el calor es un subproducto del proceso de las pilas de combustible, que puede ser dirigido directamente hacia un tanque de almacenamiento donde se calienta agua de manera sencilla y eficaz.

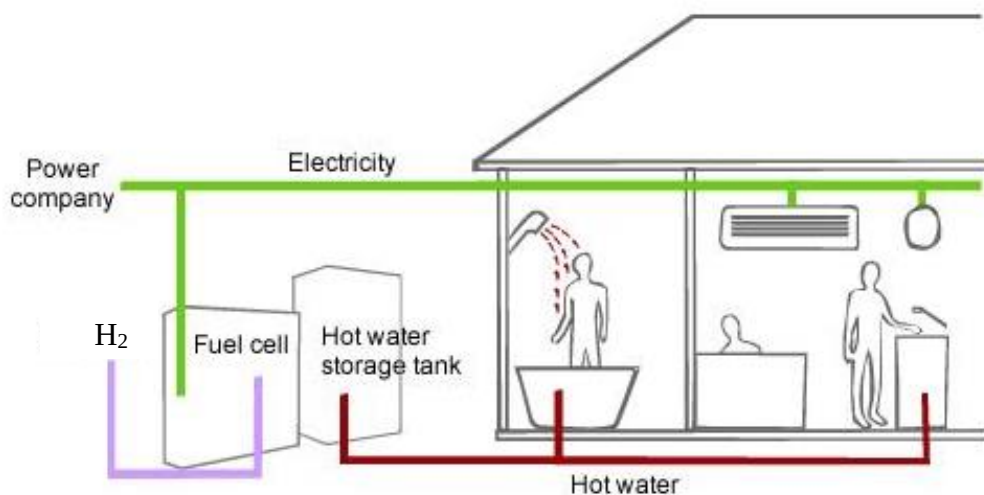


Figura 29. Esquema funcionamiento sistema combinado [56]

2.3.6. Regulador de Carga

Introducción

La función principal del regulador de carga y los convertidores es la de ajustar adecuadamente el nivel de corriente y de tensión para proteger de sobrecargas y sobredescargas.

En un sistema fotovoltaico, el regulador de carga se coloca entre los paneles fotovoltaicos y las baterías y regula el flujo de electricidad que entra en las baterías según su nivel de carga, asegurando que su funcionamiento siempre se encuentre en el punto de máxima potencia. De esta manera se consigue aumentar su vida útil.

Existen dos tipos de reguladores de carga: Modulación del ancho de pulso (*Pulse-Width Modulation*, PWM) y seguimiento de punto de máxima potencia (*Maximum Power Point Track*, MPPT).

Los reguladores PWM actúan como interruptores que posicionan a los paneles solares a la tensión de las baterías, sin equipamiento adicional. Al alcanzar el límite de la batería, el regulador ajusta la intensidad de los pulsos y evita que la batería sufra una sobrecarga, como se puede observar en la Figura 30. El principal inconveniente que conllevan este tipo de reguladores es limitación que presentan ante sistemas de cargas elevadas.

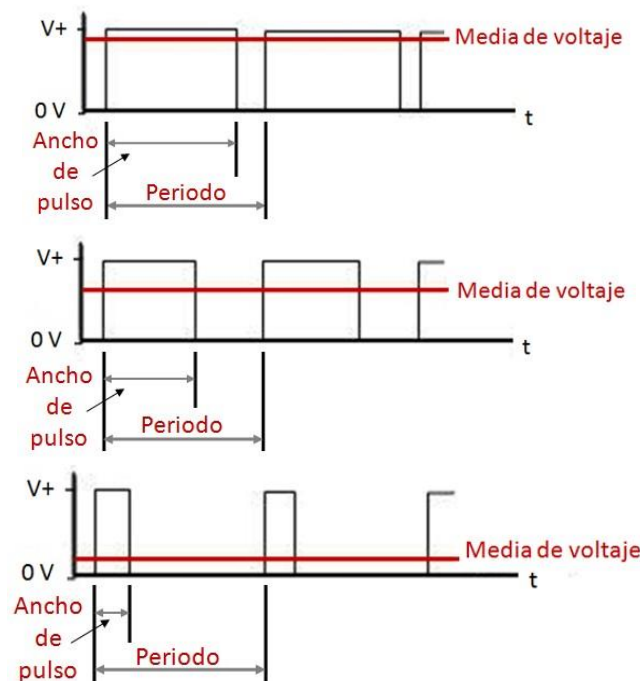


Figura 30. Funcionamiento de reguladores PWM a batería descargada, media carga y plena carga [57]

Los reguladores MPPT no presentan esta limitación y pueden hacer funcionar un sistema con paneles solares de voltaje superior al de las baterías. Un regulador tipo MPPT mantiene la operación del generador fotovoltaico en su punto de máxima potencia, adaptando los valores de tensión y corriente según los requisitos del bus de CC.

Criterios de diseño

Para un correcto funcionamiento de un regulador de carga es necesario que éste sea capaz de soportar los valores de voltaje nominal y máxima corriente que los paneles suministran al sistema. Así, los principales parámetros que definen el funcionamiento de un regulador son los siguientes.

- Voltaje máximo de admisión

Es el valor de tensión máximo que el regulador es capaz de recoger de los generadores del sistema. Este parámetro se puede medir también a través de la intensidad máxima de carga.

- Voltaje de desconexión

Es el valor de tensión en el que se sitúa la conexión del consumo a fin de evitar sobrecargas. Se interrumpe la conexión entre generador y baterías. Para una batería de plomo ácido de tensión nominal de 12 V, el voltaje de desconexión toma un valor de 14.1 V [58].

- Intervalo de histéresis superior

Es la diferencia entre el valor de voltaje máximo de admisión y el valor real en el que el regulador de carga transfiere al resto de componentes toda la corriente generada por los paneles solares.

- Intervalo de histéresis inferior

Es la diferencia entre el valor de voltaje de desconexión y el valor de tensión al que se reconectan los dispositivos tras la desconexión.

Operación y esquema

La regulación de la intensidad de carga tras un período de descarga se realiza en varias fases. En la Figura 31 se muestra el ciclo de carga general de un regulador.

Cuando el estado de carga ha estado bajo durante un cierto periodo de tiempo, el regulador responde mediante cargas de igualación que ajustan los niveles de carga.

Una vez establecida la igualación, el regulador transfiere corriente de carga de manera ininterrumpida hasta que se alcanza el 90% de la capacidad de las baterías.

Una vez se ha alcanzado el punto de tensión final de carga, se inicia la etapa de flotación, estableciendo la zona de trabajo dentro de la denominada Banda de Flotación Dinámica (BFD). La BFD es un rango de tensiones entre la tensión nominal y la tensión final de carga. El regulador inyecta una corriente de flotación que mantiene la capacidad de la batería a plena carga.

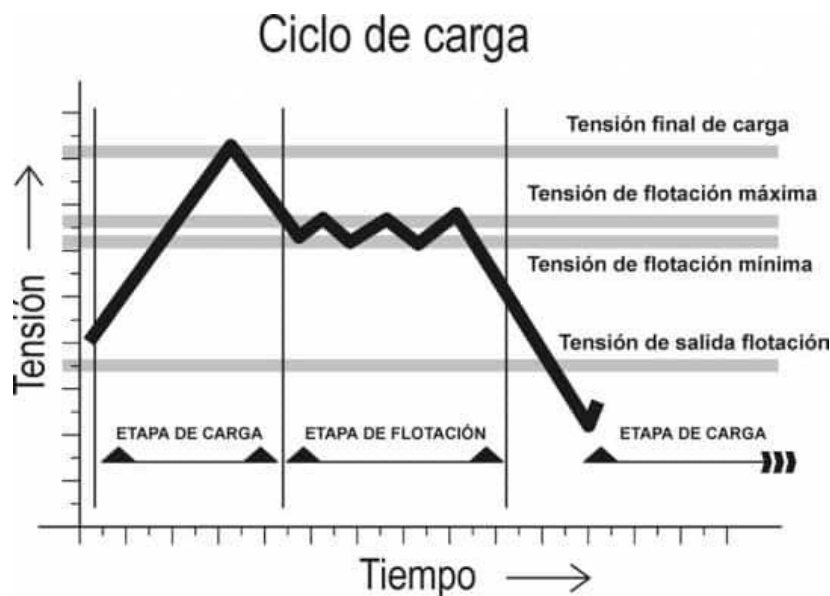


Figura 31. Ciclo de carga de un regulador [59]

- Regulador tipo serie

Los reguladores serie (Figura 32) desconectan los generadores fotovoltaicos de las baterías cuando estas alcanzan el estado de plena carga. Su funcionamiento se asemeja al de un conmutador que opera en circuito abierto cuando se alcanza la carga total.

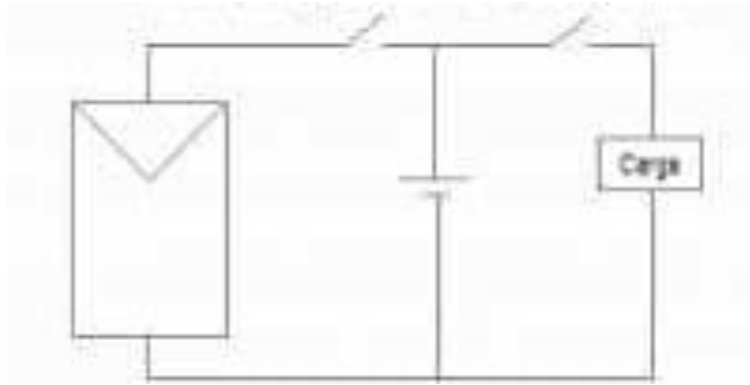


Figura 32. Regulador de carga tipo serie [60]

- Regulador tipo paralelo

Los reguladores tipo paralelo (Figura 33) miden el potencial de las baterías y, al alcanzar el valor específico de plena carga, aumentan la resistencia del camino a los bornes del acumulador, derivando la corriente.

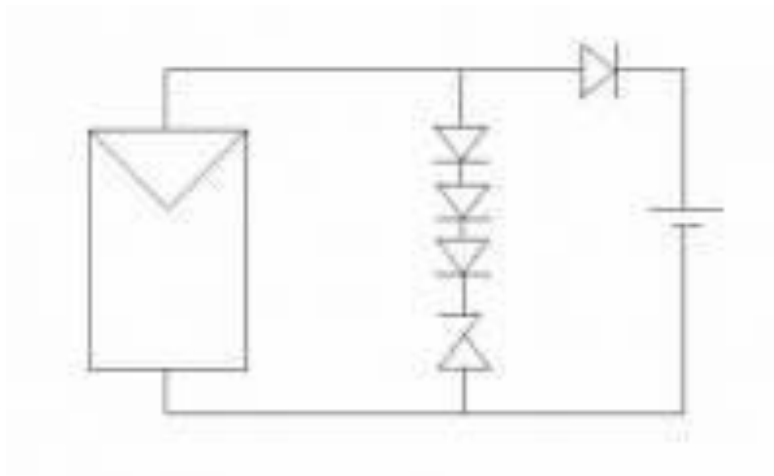


Figura 33. Regulador de carga tipo paralelo [60]

2.3.7. Convertidores DC/DC

Introducción

Los convertidores están situados entre las baterías y la carga, y su aplicación permite el uso de los inversores de potencia adaptando la corriente que sale de las baterías a los niveles de corriente y tensión nominales del inversor. Los convertidores actúan con semiconductores que controlan el nivel de tensión funcionando como interruptores.

Existen varios métodos de control de la amplitud de la apertura de los semiconductores, entre ellos, la modulación por ancho de pulsos (PWM) y la variación de la frecuencia de conmutación.

El método PWM consiste en conmutar los semiconductores a frecuencia constante, variando el tiempo de conducción. El control de la conmutación se lleva a cabo comparando una señal moduladora y otra señal periódica tipo dientes de sierra, de amplitud y frecuencia constantes. Esta frecuencia será la que establecerá la frecuencia de conmutación de los semiconductores. La señal moduladora se obtiene de la diferencia entre la tensión media de salida y el valor de operación deseado (error). Cuando la señal moduladora es mayor que la señal de control, se admitirá el paso de corriente, cerrando el interruptor. Y, por el contrario, cuando la señal moduladora sea menor, el semiconductor permanecerá abierto [61].

El segundo método varía la frecuencia de conmutación y el tiempo de conducción. Este método presenta mayores inconvenientes respecto al filtrado de las componentes de rizado de la onda de entrada.

Existen tres tipos de convertidores DC/DC: reductor (*buck*), elevador (*boost*) o reductor-elevador (*buck-boost*).

El convertidor reductor (Figura 34) produce una tensión de salida media menor que la de entrada.

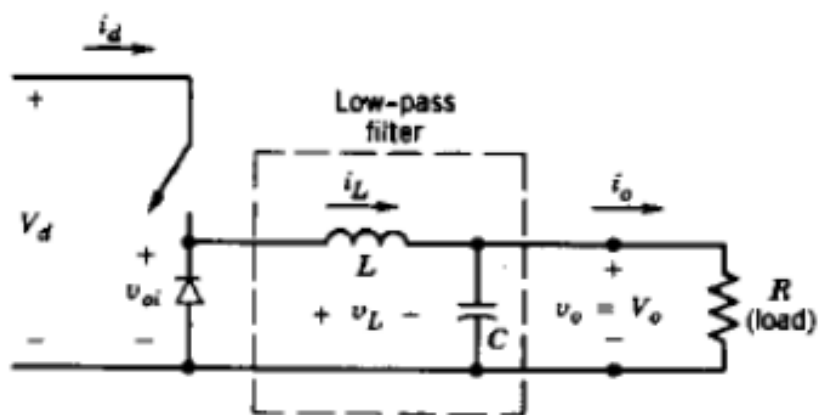


Figura 34. Convertidor reductor [61]

El convertidor elevador (Figura 35) genera una tensión de salida media mayor que la de entrada.

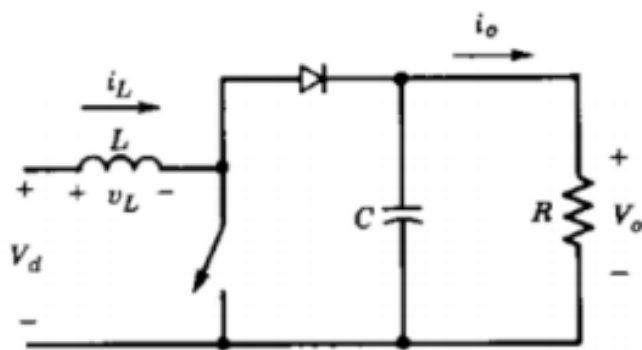


Figura 35. Convertidor elevador [61]

Por último, el convertidor reductor-elevador (Figura 36) permite funcionar tanto como reductor como elevador.

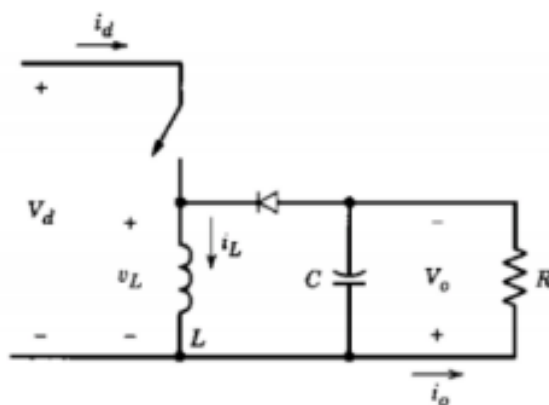


Figura 36. Convertidor reductor-elevador [61]

Criterios de diseño

El principal parámetro que define el funcionamiento de un convertidor es el ciclo de trabajo, así como las tensiones de entrada y salida.

- Ciclo de trabajo

Este parámetro de funcionamiento viene determinado por la tensión pico de la señal moduladora y el valor de dicha tensión a lo largo del tiempo.

$$D = \frac{V_{\text{control}}}{V_s} = \frac{t_{\text{on}}}{T} \quad (46)$$

Siendo V_{control} el voltaje de control del convertidor (V), V_s la tensión de referencia (V), T el periodo (s) y t_{on} el tiempo de apertura (s)

En el método PWM, el ciclo de trabajo es variable, como se ejemplifica en la Figura 37.



Figura 37. Funcionamiento según ciclo de trabajo [62]

Operación y esquema

Los modos de funcionamiento de los convertidores variarán según el tipo que se esté analizando.

- Modo continuo

Se considera que el convertidor funciona en modo continuo cuando la corriente que pasa por la inductancia nunca se anula, es decir, la inductancia no se descarga completamente durante el tiempo de apertura.

Si se analiza el comportamiento del convertidor durante los tiempos donde el interruptor está abierto, t_{off} , y cerrado, t_{on} , se llega a las siguientes expresiones, que relacionan las tensiones y corrientes de entrada y salida.

En el caso de un convertidor reductor

$$\frac{V_o}{V_d} = \frac{I_d}{I_o} = \frac{t_{on}}{T} = D \quad (47)$$

Para un convertidor elevador

$$\frac{V_o}{V_d} = \frac{I_d}{I_o} = \frac{1}{1 - D} \quad (48)$$

Finalmente, para un convertidor reductor-elevador, que se obtiene como la conexión en cascada de los dos anteriores, se tiene

$$\frac{V_o}{V_d} = \frac{I_d}{I_o} = D \frac{1}{1 - D} \quad (49)$$

- Modo discontinuo

Cuando el convertidor opera en modo discontinuo, se puede considerar a su vez que la tensión de entrada V_d se mantiene constante, o que la tensión de salida V_o no varía. El modo de funcionamiento dependerá de la aplicación que se busca del convertidor.

2.3.8. Inversor DC/AC

Introducción

Los inversores (Figura 38) son convertidores electrónicos de potencia que convierten la energía eléctrica de corriente continua (DC) producida por los sistemas de generación en energía eléctrica de corriente alterna (AC) para suministrarla a la carga.

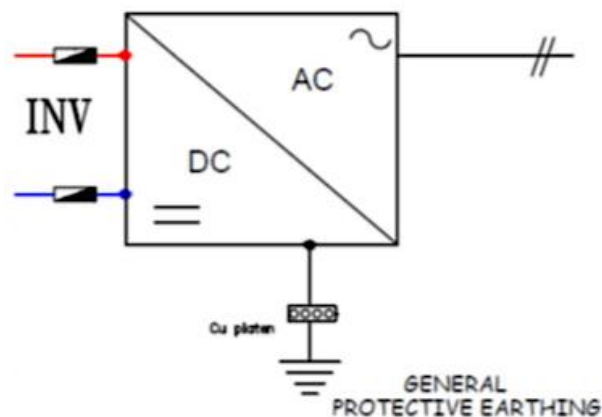


Figura 38. Esquema de un inversor [45]

La tensión que se produce en el generador fotovoltaico, las baterías y la pila de combustible es continua.

Los inversores pueden producir tensión de distintos tipos de forma de onda. La forma de onda es la representación de la tensión suministrada por el inversor en función del tiempo, y proporciona información sobre amplitud y frecuencia de la tensión alterna producida. Los tipos de onda que se pueden producir son onda cuadrada, onda sinusoidal pura y onda sinusoidal modificada.

La onda cuadrada presenta gran cantidad de armónicos que provocan una distorsión de armónicos total muy elevada. Por ello, pese a ser los inversores más económicos, son poco eficientes a altas potencias.

Los inversores de onda sinusoidal pura generan una onda perfecta capaz de alimentar cualquier tipo de receptor ya que la onda que se produce es muy similar a la obtenida en las centrales eléctricas, con muy bajos armónicos. Para conseguir dicho nivel de armónicos, la tensión se hace pasar por filtros L-C.

Por último, los inversores de onda sinusoidal modificada pueden ser utilizados en la mayoría de los receptores. Sin embargo, presentan inconvenientes para ciertas cargas inductivas, ya que su operación es efectiva para dispositivos con potencia nominal menor de 1 kVA [45]. En la Figura 39 se representa el valor del voltaje con el tiempo para los distintos tipos de inversores.

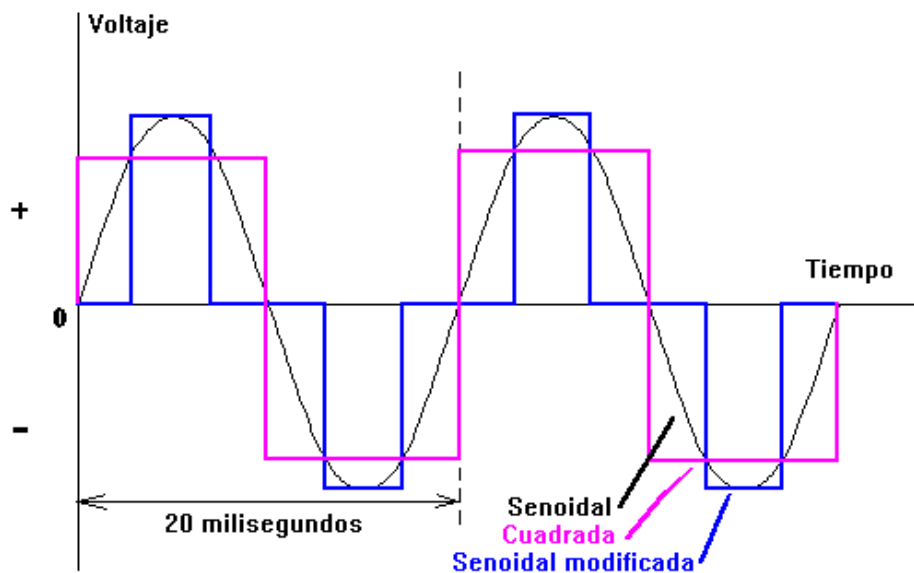


Figura 39. Esquema funcionamiento inversores [63]

El principio de funcionamiento de un inversor se basa en el uso de transistores MOSFET. Estos transistores utilizan la técnica de modulación de ancho de pulsos, que produce una conmutación de la corriente continua a una frecuencia elevada, generando así una corriente alterna de baja distorsión.

Criterios de diseño

Los parámetros de funcionamiento de un inversor permiten establecer que modelo comercial se va a seleccionar, ofreciendo información sobre la potencia y las tensiones de entrada y salida.

- Potencia nominal aparente (VA)

La potencia aparente de un inversor es la potencia que es capaz de suministrar de forma indefinida. Generalmente se habla de potencia nominal aparente porque si la carga no tiene factor de potencia igual a 1, el inversor no es capaz de suministrar toda la potencia nominal activa (W).

- Tensiones de entrada y de salida

Las tensiones de entrada y de salida de un inversor deben estar acordes con los requisitos de operación del conjunto. Generalmente, los inversores son capaces de adaptarse a un gran rango de tensiones de entrada.

- Eficiencia

La eficiencia de un inversor es el parámetro que define su comportamiento ante la operación bajo valores distintos del nominal.

Para conseguir alcanzar valores de alto rendimiento, el inversor cuenta con un sistema de control que detecta el punto de máxima potencia (MPPT) de manera continua. El reconocimiento de dicho punto debe ser efectuado de manera constante, ya que este varía según diversos factores operacionales.

Operación y esquema

- Tipo de servicio

Los inversores se diseñan y definen para funcionar bajo dos tipos de funcionamiento determinados. El primero es bajo servicio continuo, que fija la potencia nominal del receptor y, con ello, el tamaño y características representativas del inversor. Y el segundo modo de funcionamiento es de servicio intermitente o de pico, que permita al inversor proporcionar un pico de corriente alterna para suministrar la energía eléctrica que requieren algunos receptores en su arranque. Este modo transitorio define los valores de sobrepotencia que el inversor deberá ser capaz de soportar.

- Conexión a la red

El funcionamiento de un inversor se ve modificado según sea el modo de operación del sistema: conectado a la red eléctrica o desconectado (*standalone*).

Funcionamiento con conexión a la red eléctrica

Considerando el escenario de conexión a la red, la operación del inversor procura convertir la corriente continua de los paneles fotovoltaicos en corriente alterna a la frecuencia de la red.

Funcionamiento con desconexión a la red eléctrica

Si el sistema se encuentra aislado de la red eléctrica, se debe garantizar que la generación es capaz de cubrir la demanda de potencia de la vivienda, sobretodo en los servicios pico en los que la demanda puede verse aumentada por 25. Por ello, los inversores que se instalen en este tipo de sistemas deben ofrecer una alta eficiencia, aproximadamente del 90%, y ser capaces de soportar elevadas sobrecargas [64].

- Situaciones particulares

Fallo en el suministro

Si se produce la suspensión de suministro, el interruptor se posiciona en modo circuito abierto, desconectándose.

Tensión del generador fotovoltaico insuficiente

Si el voltaje proporcionado por los módulos fotovoltaicos es demasiado bajo, el inversor no podrá operar.

Corriente del generador fotovoltaico escasa

Cuando se alcanza la tensión de operación, el inversor comienza a funcionar. Sin embargo, si la potencia suministrada por el generador no es suficiente, no se alcanzará la intensidad mínima de funcionamiento y no podrá activarse el sistema.

Temperatura elevada

El inversor requiere de un sistema de refrigeración por convección. Si la temperatura ambiente aumenta, el inversor podrá seguir trabajando, pero facilitando menor potencia, para no alcanzar valores de temperatura interna demasiado elevados. Si se alcanza un valor límite de temperatura interna, el inversor dejará de funcionar.

2.3.9. Almacenamiento de hidrógeno

Introducción

El almacenamiento de hidrógeno es uno de los limitantes en la implantación de este tipo de equipos en sistemas estacionarios. Sin embargo, la amplia investigación y desarrollo de nuevos sistemas de almacenamiento de hidrógeno permite acumular hidrógeno de maneras más eficientes que los métodos tradicionales

Dentro de dichas prácticas, las tecnologías actuales permiten modificar el estado físico del hidrógeno utilizando depósitos a presión o criogénicos.

El hidrógeno presenta una baja densidad en estado gaseoso, 0.08989 g/L, con lo cual no resulta interesante almacenar el hidrógeno en ese estado. Además, su baja temperatura de ebullición, -252.77 °C, provoca que para almacenar hidrógeno en estado líquido se necesite una unidad de refrigeración que acaba aumentando pérdidas y volumen del equipo.

Hay diversos tipos de técnicas de almacenamiento de hidrógeno, como son gas comprimido, hidrógeno líquido, hidruros metálicos, sólidos porosos, almacenamiento químico y por efecto spillover.

El almacenamiento de hidrógeno en modo gas comprimido incluye grandes ventajas, debido a su sencillez, pero para conseguir densidades energéticas elevadas se ha de someter al gas a altas presiones, actualmente de unas 350 atm. El uso de hidrógeno a estas presiones presenta problemas de seguridad que se deben combatir con la utilización de tanques ligeros y muy resistentes, generalmente fabricados con fibras de vidrio, fibras de carbono y aluminio. En pequeñas instalaciones, se pueden utilizar botellas de acero de 10 o 50 litros de volumen a una presión de 200 bar.

Para almacenar hidrógeno en estado líquido la unidad de refrigeración criogénica. Esta técnica es compleja y su uso se limita para aplicaciones industriales. El hidrógeno se enfría hasta temperaturas que rondan los -251 °C, siendo el estado

criogénico de una sustancia a partir de los $-150\text{ }^{\circ}\text{C}$. El uso de este tipo de almacenamiento para suministrar hidrógeno a una pila de combustible resulta limitado debido a que el hidrógeno se debe encontrar en estado gaseoso al entrar a la pila. Esto supondría la necesidad de calentar del hidrógeno previo a su uso en la pila, lo que disminuye notablemente la eficiencia global del proceso.

El almacenamiento mediante hidruros metálicos se distingue como una alternativa a los métodos tradicionales que presenta ventajas tanto de capacidad como de seguridad. Un hidruro metálico es una combinación de hidrógeno y un metal que reacciona reversiblemente con el hidrógeno. Esta reacción se denomina hidrogenación y es exotérmica y reversible. Durante la formación del hidruro, los átomos de hidrógeno se disocian y quedan alojados en la red metálica. Cuando se aumenta la temperatura o se reduce la presión, el hidrógeno se libera de la red.

La Tabla 6 especifica los diferentes valores de capacidad volumétrica para distintos métodos de almacenamiento.

Tabla 6. Capacidad de almacenamiento volumétrica según el hidruro

<i>Material</i>	<i>Capacidad de almacenamiento volumétrica (g/L)</i>
MgH_2	101
Mg_2NiH_4	81
$FeTiH_{1.95}$	96
$TuFe_{0.7}Mn_{0.2}H_{1.9}$	90
$LaNi_5H_6$	89

Los sólidos porosos pueden ser materiales carbonosos o de otro tipo (zeolitas, silicatos, ...). El almacenamiento por sólidos porosos supone la ventaja de que estos materiales tienen mayor capacidad volumétrica y mayor seguridad.

La técnica de almacenamiento químico supone considerar los compuestos químicos que contienen hidrógeno como medios de acumulación de hidrógeno. Este método permite utilizar infraestructuras convencionales de transporte ya que los compuestos se encuentran en estado líquido a presión y temperatura ambiente. Sin embargo, la producción de estos compuestos se ha de llevar a cabo en planta y los productos de reacción quedan desaprovechados, lo que hace de esta técnica un proceso no reversible.

Por último, el efecto spillover (Figura 40) supone el transporte de hidrógeno de una superficie a otra. En la primera superficie, el hidrógeno se disocia, adsorbe o se forma, por ello es generalmente un metal.

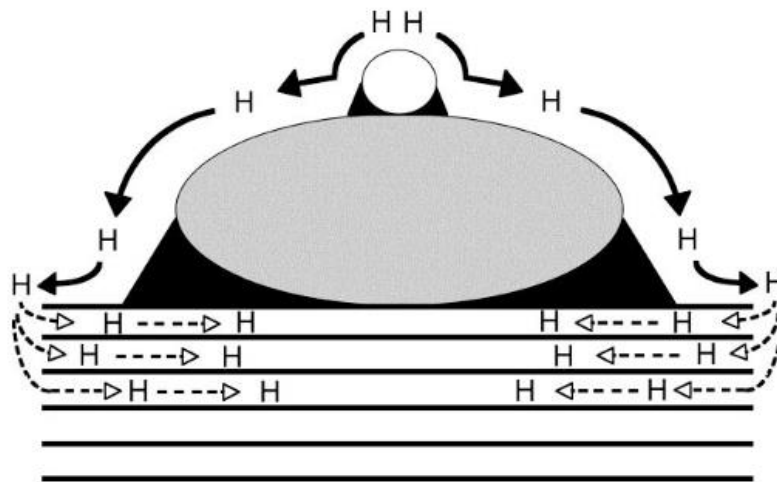


Figura 40. Efecto spillover [65]

Criterios de diseño

- Capacidad de almacenamiento

De manera general, la capacidad de almacenamiento se puede evaluar de cuatro formas distintas: volumétrica, gravimétrica, métodos de extracción caliente y liberación térmica espectroscópica.

- Descarga nominal

La descarga nominal de un acumulador de hidrógeno indica los valores óptimos de presión y temperatura para los procesos de carga y descarga del gas.

- Dimensiones

Las dimensiones de un tanque de almacenamiento permitirán establecer el espacio necesario para su instalación. Dependen directamente de la densidad del material durante el tiempo de almacenaje.

Operación y esquema

- Característica temperatura-presión

Para asegurar un correcto estado de carga en la botella, se debe considerar la relación que existe entre presión y temperatura. La presión del gas introducido en la botella crece con la temperatura. Se ha de controlar la presión en el interior para que, alcanzado el equilibrio, ésta se encuentre dentro de los límites establecidos para cada temperatura de equilibrio.

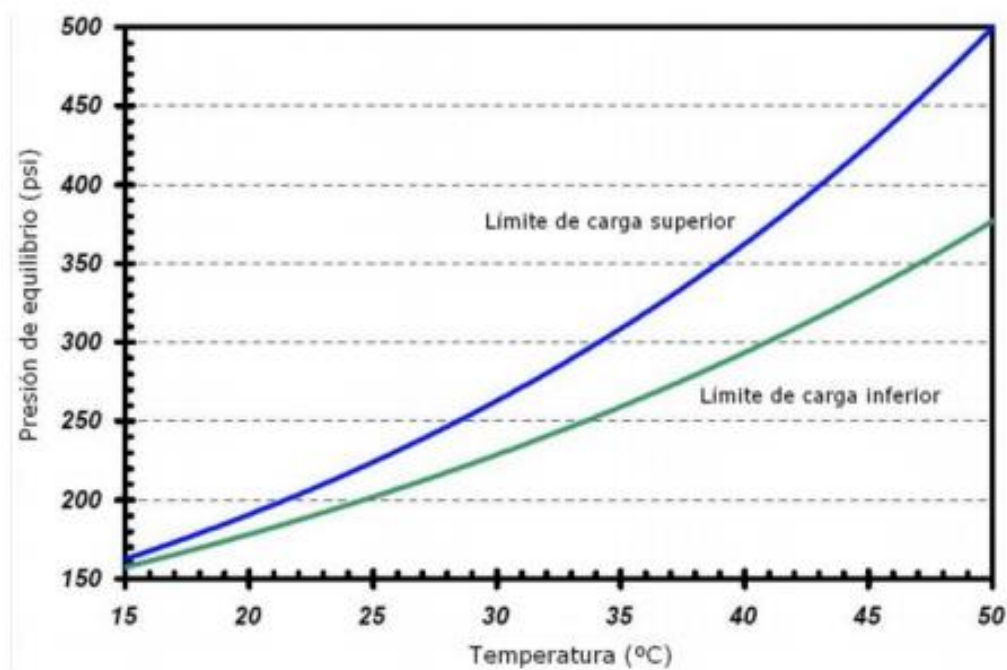


Figura 41. Ejemplo curva característica temperatura-presión [56]

Como se observa en la Figura 41, si, a la temperatura de la botella, la presión se encuentra por encima del límite superior, habrá que vaciar el depósito para que bajo la presión. En cambio, si la presión se sitúa por debajo del límite inferior, habrá que seguir llenando la botella para que la presión suba.

2.3.10. Sistemas de protección

Introducción

Para la correcta operación del sistema, se deben incorporar las correspondientes protecciones y puestas a tierra. Así, la instalación constará de los siguientes dispositivos de protección.

- Fusibles

Un fusible (Figura 42) es un elemento de protección compuesto por un filamento que permite pasar la corriente hasta alcanzar un límite a partir del cual, por el aumento de la temperatura, el filamento del fusible comienza a fundirse.



Figura 42. Fusible [66]

Estos elementos se colocan antes de las cargas, para evitar que éstas absorban una intensidad demasiado elevada.

Existen diversos tipos de fusibles, siendo los más generales: cilíndricos, de cuchillas, de pastilla, encapsulado de vidrio, chicote, tapón enroscable, cartucho, de plomo y diazed [67].

- Interruptor de corte de carga

Durante el manejo de una instalación eléctrica, puede existir la necesidad de inspeccionar una parte de la instalación sin tensión para realizar mantenimiento o reparaciones.

Para aislar una parte del conjunto de la alimentación, se requiere el uso de interruptores de corte de carga que permitan el seccionamiento de las distintas distribuciones que conforman la instalación completa.

- Desconectador de baterías

El desconectador de baterías es un relé que suspende la alimentación de la batería a la carga cuando se alcanza en el acumulador una tensión de referencia. Cuando la tensión disminuye, el relé se cierra y permite de nuevo la alimentación.

- Descargador de sobretensiones transitorias (DPS)

Las sobretensiones transitorias son picos de voltaje de duración del orden de los microsegundos. Pese a la corta duración de las sobretensiones, se pueden alcanzar valores de decenas de kilovoltios, lo cual puede afectar gravemente a los equipos de la instalación.

Para evitar complicaciones, se instalan descargadores de sobretensiones (Figura 43), que son elementos capaces de soportar la sobretensión y la deriva a través de la puesta a tierra.



Figura 43. Protector de sobretensiones [68]

- Diodos de protección

Los diodos son dispositivos que permiten el paso de corriente en una dirección, pero no en la contraria. En una instalación con baterías, los diodos pueden ser de bloqueo o de by-pass.

Los primeros, los diodos de bloqueo, impiden el paso de corriente de las baterías al generador fotovoltaico cuando se encuentran a plena carga.

Los diodos by-pass permiten el paso de corriente a través de los módulos conectados en serie. Esto permitirá que la corriente atraviese los módulos fotovoltaicos que se encuentran a la sombra o que no generan suficiente corriente, que presentan una alta resistencia.

3. Resultados y diseño

En este apartado se presentan los equipos individuales seleccionados para conformar la instalación completa.

Cabe comentar la existencia de equipos comerciales que incluyan en su propuesta la mayoría de los componentes que conforman el sistema.

Un ejemplo de este tipo de productos es el modelo PICEA de la compañía Home Power Solutions. El conjunto incluye: pila de combustible, electrolizador, baterías, controlador de carga, inversor, almacenamiento de hidrógeno y acumulador de calor. Únicamente requiere de la instalación de los paneles solares.

Tabla 7. Características técnicas PICEA

CARACTERÍSTICA	UNIDAD	VALOR
Potencia pico (5 s)	kW	20
Potencia elevada (3h)	kW	8
Potencia nominal	kW	1.5
Capacidad	kWh _{el+th}	600-3000
Capacidad eléctrica diaria	kWh _{el}	25
Capacidad térmica diaria	kWh _{th}	25
Emisiones		H ₂ O
Fuente primaria		Energía solar
Reducción de CO ₂ anual	kg	2350-3500
Energía producida anual	kWh/a	3000-6000
Espacio interno requerido	m ²	3
Espacio externo requerido	m ²	3-5
Calidad del agua		G ½'

Sin embargo, la información técnica de la que se dispone sobre este tipo de productos no es suficiente para alcanzar un profundo entendimiento del funcionamiento de los equipos particulares del sistema, así como de la capacidad de producción energética del mismo. Por ello, se opta por un análisis individual de los productos comerciales existentes para distinguir la mejor alternativa para cada equipo.

3.1. Selección de equipos

Valorando los parámetros característicos que se muestran en la sección Componentes y los cálculos desarrollados en el ANEXO II: CÁLCULOS se seleccionarán los equipos que conformarán la instalación y que proporcionarán un correcto funcionamiento, asegurando el cumplimiento de los requisitos de demanda energética.

Pila de combustible

Basándose en las características de la Tabla 2 y analizando el desarrollo actual de las tecnologías de la pila de combustible, se plantea el uso una pila tipo PEM.

Tabla 8. Comparación pilas PEM y SOFC

	PEM	SOFC
	Baja T ^a	Cogeneración
Ventajas	Arranque rápido	Mayor potencia
	Baja corrosión y mantenimiento	
Desventajas	Catalizadores caros	Alta T ^a de operación
	H ₂ puro	Ruptura de componentes

Las características de este modelo de pila, que incluyen una baja temperatura de operación, una alta densidad energética y una rápida respuesta a demandas de potencia pico, las presentan como una adecuada alternativa para su uso en aplicaciones estacionarias de baja potencia.

Para seleccionar un modelo comercial que se ajuste a los requisitos de la instalación, se debe asegurar que la potencia que proporciona es capaz de suministrar la potencia demandada por la vivienda. Además, se debe comprobar que el flujo de H₂ que consume para generar dicha potencia no es demasiado elevado, de ser así, el hidrógeno generado por el electrolizador en las horas de máxima producción podría no ser suficiente para proveer de energía a la vivienda durante todo el año.

Así, se selecciona el modelo FCGen-1020ACS de la compañía Ballard.

Tabla 9. Características técnicas pila de hidrógeno Fcgen – 1020ACS

Número de celdas	35 (para 1500W)
Potencia	43 W/celda
Operación	660 mV @ 65 A
Flujo máximo de H₂	50 L/min celda
Pureza de H₂	>99.95%
Presión de H₂	0.16 – 0.56 bar
Enfriamiento	Aire
Temperatura máxima en la pila	-40 °C – 52 °C
Dimensiones	363 x 103 x 351 mm
Peso	11 kg



Figura 44. FCGen-1020ACS

Paneles fotovoltaicos

Para el conjunto de los módulos que conformarán el generador fotovoltaico, se seleccionan celdas policristalinas que ofrecen valores de eficiencia similares a las celdas monocristalinas a un coste menor, lo cual permitirá reducir el valor final de la instalación, que se ve incrementado por los equipos de generación de hidrógeno.

Se escoge por el modelo SK6612P de 330 W de la empresa Akcome.

Tabla 10. Características técnicas generador solar Akcome SK6612P 330 W

Potencia máxima de salida	330 W
Voltaje a máxima potencia	37.1 V
Intensidad a máxima potencia	8.89 A
Voltaje de trabajo	24 V
Voltaje en circuito abierto	45.7 V
Intensidad en cortocircuito	9.38 A
Eficiencia del módulo	17 %
Tipo de célula	Policristalino
Dimensiones	1957 x 992 x 40 mm
Peso	22.5 kg



Figura 45. Akcome SK6612P 330 W

Electrolizador

Para la implantación del sistema, se ha seleccionado un electrolizador tipo PEM debido a las ventajas que presenta en la utilización en unidades pequeñas de producción.

Los electrolizadores tipo PEM ofrecen una alta eficiencia, altas presiones de operación y una construcción sencilla [69]. Sin embargo, presentan una gran desventaja respecto al coste por los materiales con los que se fabrica.

Tabla 11. Tabla comparativa electrolizador PEM y alcalino

	PEM	ALCALINO
Ventajas	Mayor rendimiento	Menor coste
	Altas presiones de salida	Buenos rendimientos (en aplicaciones industriales)
	Seguridad	
	No se maneja KOH	
Desventajas	Poco desarrollo	Circulación de KOH
	Coste mayor	

Se selecciona el modelo S20 de la marca Nel Proton.

Tabla 12. Características técnicas del electrolizador Nel Proton PEM Electrolyzer S20

Producción nominal	
Nm ³ /h @0°C, 1 bar	0.53
SCF/h @ 70°F, 1 atm	20
SLPM @ 70°F, 1 atm	9.4
Kg per 24 h	1.14
Potencia consumida	6.1 kWh/Nm ³
Pureza	99.9995%
Contenido de O ₂	< 1 ppm v
Contenido de H ₂ O	< 5 ppm v
Dimensiones – WxDxH	0.8 m x 1 m x 1.1 m
Temperatura ambiente	5-40 °C
Presión	13.8 barg
Electrolito	PEM



Figura 46. Nel Proton PEM Electrolyzer S20

Baterías

En la selección de las baterías, se plantea el uso de baterías de plomo-ácido y de baterías de ion-Litio. Finalmente, se opta por una batería ion-Litio ya que requieren menor mantenimiento y poseen capacidades de carga más elevadas. La batería seleccionada es de tipo ion-Litio de capacidad mayor a la requerida para la potencia de la instalación. Se trata del modelo LFP1000AHC de la marca Winston.

Tabla 13. Características técnicas batería Winston LFP1000AHC cell

Voltaje nominal	3.2 V	Bajo carga, voltaje de 3.0 V
Capacidad	1000 Ah	+/- 5%
Voltaje de operación	Máx. 3.8 V- mín. 2.8 V	A 80% DOD
Voltaje de máxima descarga	2.5 V	Daño de la batería si voltaje inferior
Voltaje de máxima carga	4 V	Daño de la batería si voltaje superior
Corriente óptima de descarga	< 500 A	0.5 C
Máxima corriente de descarga	< 3000 A	3 C, continuo por máximo 15 min
Máxima corriente pico de descarga	< 10000 A	10 C, máximo 5 segundos en 1 min
Corriente óptima de carga	< 500 A	0.5 C
Corriente máxima de carga	< 3000 A	< 3 C, monitoreando temperatura de batería
Temperatura máxima de operación continua	65 °C	La temperatura de batería no debe exceder
Dimensiones	560 x 356 x 130	mm (+/- 2 mm)
Peso	21 kg	+/- 150 g



Figura 47. Winston LFP1000AHC cell

Regulador de carga

El criterio de selección del regulador de carga se basa en la corriente de máxima descarga. Esta intensidad característica del regulador de carga seleccionado debe ser mayor que la corriente de máxima descarga calculada en el apartado 6 del ANEXO II: CÁLCULOS. Se opta por un regulador tipo MPPT para alcanzar la potencia máxima del sistema.

Así, se selecciona el modelo BlueSolar MPPT 150/70 de la compañía Victron Energy, con corriente de máxima descarga de 70 A.

Tabla 14. Características técnicas del regulador de carga BlueSolar MPPT 150/70

Tensión del sistema	24 V
Potencia máxima	2000 W
Tensión de circuito abierto	150 V en condiciones frías 145 V en arranque y funcionando al máximo
Corriente máxima de descarga	70 A
Autoconsumo	10 mA
Peso	3 kg
Dimensiones	185 x 250 x 95



Figura 48. BlueSolar MPPT 150/70

Inversor

Para la selección del inversor, se escoge un modelo de potencia de salida superior a la de las cargas y que presente un rango de tensión de entrada en el que se incluya el voltaje de la instalación.

Se opta por el modelo Phoenix C24/2000 de la marca Victron Energy.

Tabla 15. Características técnicas inversor DC/AC Phoenix C24/2000

Rango tensión de entrada	19-33 V
Tensión de salida	230 V +/- 2%
	50/60 Hz +/-0.1%
Potencia de salida (VA)	2000
Potencia de salida (W)	1600
Pico de potencia (W)	4000
Eficacia máx	92 %
Peso	12 kg
Dimensiones	520 x 255 x 125



Figura 49. Inversor Phoenix 24/2000

Almacenamiento de hidrógeno

El tanque de almacenamiento de hidrógeno se selecciona en base a su capacidad, teniendo en cuenta las necesidades de acumulación de hidrógeno según el balance neto de producción y consumo diario.

Así, se escoge un tanque a alta presión de 300 L de capacidad de la marca Mahytec.

Tabla 16. Características técnicas del tanque de almacenamiento Mahytec Tank – 500 bar 200L/300L

Condiciones de servicio	
Masa almacenada a 500 bar y 15 °C	9.5 kg
Temperatura	De -40°C a 65 °C
Máxima presión de trabajo	500 bar
Posición	Vertical u horizontal
Dimensiones	
Volumen interno	300 L
Masa de tanque vacío	260 kg
Dimensiones externas	Ø49cm x 307
Materiales	
Tanque	Tipo IV – Forro de polímero reforzado con material compuesto



Figura 50. Tanque de almacenamiento Mahytec 500 bar / 300 L

Acumulador de calor

La selección del tanque de acumulación de calor se basa principalmente en el volumen necesario de almacenamiento necesario para una vivienda. Además, se debe escoger un modelo de bajas pérdidas térmicas.

Tabla 17. Características técnicas tanque Solar Tank SOL AE 200

Capacidad	200 L
Pérdidas de calor	1.67 kWh/24h
Dimensiones	1340 mm x ø610 mm
Peso	118 kg



Figura 51. Tanque SOL AE 200

3.2. Balance energético

Una medida para evaluar el funcionamiento global del sistema consiste en medir energía consumida y producida durante las diferentes etapas del sistema. La Figura 52 esquematiza el diagrama de bloques del balance energético que ocurre a lo largo del sistema.

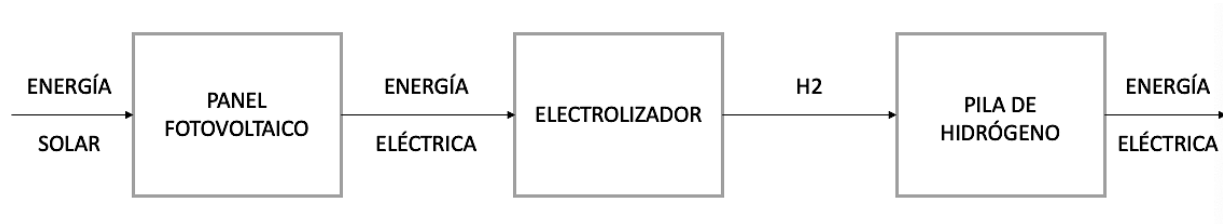


Figura 52. Diagrama de bloques del balance energético [Elaboración propia]

En la Tabla 18, se expresan los valores mensuales de los términos energéticos que componen el sistema del proyecto. La primera columna expresa la energía solar que incide sobre la instalación fotovoltaica a instalar en el emplazamiento. La segunda columna representa la energía eléctrica que los generadores solares son capaces de producir al recibir dicha energía solar. La tercera columna expresa la cantidad de hidrógeno producido por el electrolizador con los excedentes de energía eléctrica que no son consumidos por la demanda. Finalmente, la última columna representa la energía eléctrica generada por la pila de combustible al consumir el volumen de hidrógeno producido por el electrolizador.

Se puede observar que, mientras los valores de energía solar incidente, energía eléctrica generada por los paneles solares e hidrógeno producido por el electrolizador aumentan durante los meses de verano, la energía eléctrica producida por la pila disminuye para dichos meses.

Estos resultados concuerdan con el funcionamiento esperado del sistema: una producción solar mayor en los meses de verano, que producirá un mayor aprovechamiento del excedente de energía en forma de generación de hidrógeno, y una mayor producción energética a través de la pila de hidrógeno en los meses de invierno, supliendo la falta de generación de los paneles fotovoltaicos por la disminución en la energía solar incidente.

Tabla 18. Balance energético mensual

Mes	Energía solar (kWh/m ²)	Energía eléctrica (kWh)	Hidrógeno producido (Nm ³)	Energía eléctrica producida por la pila (kWh)
Enero	2.740	242.329	4.589	170.402
Febrero	3.729	297.941	20.666	146.345
Marzo	4.786	423.289	47.717	132.971
Abril	5.243	448.754	54.352	117.288
Mayo	5.869	519.074	67.733	108.897
Junio	6.340	542.665	70.548	93.370
Julio	6.114	540.723	68.714	98.633
Agosto	5.679	502.263	60.677	107.124
Septiembre	5.360	458.751	56.441	125.505
Octubre	4.130	365.262	35.591	137.046
Noviembre	2.812	240.698	10.876	138.030
Diciembre	2.698	238.620	3.814	171.421

Anualmente, se tienen los valores expuestos en la Tabla 19. Se advierte que la suma de la energía producida por los generadores fotovoltaicos y por la pila de hidrógeno supondrá el total del consumo energético anual de la vivienda.

Tabla 19. Valores anuales del balance energético

Energía solar (kWh/m ²)	Energía eléctrica (kWh)	Hidrógeno producido (Nm ³)	Energía eléctrica producida por la pila (kWh)
55.498	4820.370	501.718	1547.033

3.3. Conexiones y funcionamiento

Una vez determinados todos los equipos y obtenidas sus características principales, se establece la demanda energética de la vivienda y se dimensionan las características principales necesarias para dotar a la instalación de energía eléctrica a lo largo de todo el año durante las 24 horas del día.

Se tiene, pues, un generador fotovoltaico formado por 10 módulos solares de 330 W conectados en paralelo, que generan 4820.37 kWh anuales para cubrir la demanda durante las horas de radiación solar efectiva.

El generador está conectado a dos reguladores de carga MPPT a la tensión del bus DC, es decir 24 V, que soporta los valores de corriente máxima que pueden aplicarse desde el generador.

Los reguladores de carga controlan la corriente transmitida al bus DC, en el que se encuentran conectados las baterías, la pila de combustible y el inversor DC/AC.

El banco de baterías está compuesto por 8 baterías en paralelo que dotan al sistema de una autonomía de 3 días. La capacidad de las baterías es de

Por su parte, la pila de combustible consume 50 L/min de hidrógeno por celda, siendo el número de celdas totales igual a 35, es decir, la pila empleará 105 Nm³/h. En estas condiciones, la pila será capaz de generar 1547.033 kWh anuales para satisfacer las necesidades de demanda del consumidor.

El inversor DC/AC transforma la energía producida en corriente continua en corriente alterna a 230 V, y se conecta al electrolizador y a las cargas de la vivienda.

El electrolizador puede producir un caudal de producción de 0.53 Nm³/h, consumiendo 6.1 kWh/Nm³. Esto, permitirá generar un total de 501.178 Nm³ al año.

Estos equipos conforman la instalación completa de generación eléctrica con paneles fotovoltaicos y pila de combustible, capaz de producir el total de consumo energético de la vivienda.

Sin embargo, para asegurar una fuente de energía eficaz y a modo de prevención, se plantea la conexión del sistema energético de la vivienda a la red eléctrica, para suplir la falta de producción en casos puntuales.

La legislación actual permite la operación de un sistema de autoconsumo dentro del marco normativo, aunque define los tipos de contrato entre usuario y suministrador eléctrico y establece diversos tipos de conexión según los requisitos del sistema de autoconsumo.

El nuevo Real Decreto de Autoconsumo 5/4/19 establece las condiciones de operación bajo dos modos de conexión: aislado o conectado a la red.

El modo aislado de la red supone generación energética de manera autosuficiente, se depende únicamente de la capacidad de producción y de almacenamiento propias de la instalación.

El modo conectado a la red incluye a la vez dos tipos de conexión y relación con la red eléctrica: instantáneo y con vertido.

El modo de conexión instantáneo implica que el consumo es inmediato y no hay vertido de la generación sobrante a la red.

El modo de conexión con vertido permite verter a la red el exceso de producción (hasta 1 mes). De nuevo, este tipo de conexión establece dos contratos: balance neto y venta a la red.

El contrato tipo balance neto define una compensación simplificada, se vierte el exceso de producción eléctrica, pero sin compensación económica para aprovecharlo cuando falte en la instalación. Este tipo de contrato es únicamente aceptable para potencias instaladas menores de 10 kW.

El tipo de conexión queda como punto a definir con la compañía eléctrica suministradora. Durante la realización de este proyecto, se ha tratado de establecer un acuerdo formal con la compañía Viesgo, sin embargo, debido al requerimiento de reposo y estudio que demandan este tipo de ajustes, la definición del modo de conexión a la red, así como el contrato a establecer, quedan pendientes para futuros avances en la ejecución del proyecto.

3.4. Presupuesto

El presupuesto del Proyecto asciende a la cantidad de TREINTA MIL OCHOCIENTOS SESENTA Y NUEVE EUROS CON CUARENTA Y CUATRO CÉNTIMOS (30,869.44 €), según lo calculado en el ANEXO III.

Amortización

Si se considera que el total de la energía producida por el sistema suplirá al consumo contratado con una empresa distribuidora, cuyo precio por kWh rondará los 0.14 €/kWh, según facturas facilitadas por la vivienda, además del precio por la potencia contratada de 3.45 kW (0.1152 €/kW/día) y añadiendo además el 21% de IVA. Se tendrá que

$$\text{Ahorro anual} = kWh \cdot \text{Precio kWh} \cdot 1.21 \quad (50)$$

$$\left(2477.32 \frac{kWh}{año} \cdot 0.14 \frac{€}{kWh} + 3.45 kW \cdot 0.1152 \frac{€}{kW \cdot día} \cdot 365 días \right) \cdot 1.21 \quad (51)$$

$$\text{Ahorro anual} = 595.18 €/año \quad (52)$$

Luego el ahorro anual será de QUINIENTOS NOVENTA Y CINCO EUROS CON DIECIOCHO CÉNTIMOS (595.18 €).

4. Conclusiones

En base a los resultados obtenidos durante la realización de este proyecto se alcanzan las siguientes conclusiones:

- Se ha planteado un prototipo de generación energética combinado que permite aprovechar las horas pico de producción solar para suplir el consumo de energía a través de la red.
- Se han conseguido caracterizar los equipos que componen el sistema, optimizando el balance energético de producción y consumo. La identificación de los parámetros de funcionamiento de los equipos ha permitido analizar el flujo de energía que discurre a lo largo de la instalación.
- Se ha alcanzado un dimensionado de la instalación apto para el emplazamiento de estudio, Novalés (Cantabria) estableciendo las condiciones de operación para la futura implantación del prototipo.
- Se ha diseñado un sistema capaz de suministrar una potencia nominal de 3300 W a través de 10 paneles fotovoltaicos de potencia pico 330 W. Además, el sistema producirá 501.718 Nm³/año de hidrógeno a través del electrolizador, aprovechados por una pila de hidrógeno de potencia nominal 1500 W, capaz de suministrar energía a una vivienda con un consumo máximo de 1.6 kW. Se conseguirá un apoyo al sistema de calefacción y ACS de 1060 kWh anuales. Estos resultados convierten al prototipo en un sistema capaz de autoabastecerse de manera autónoma.
- El presupuesto estimado para la realización del proyecto asciende a un valor de 30,869.44 €. Con la implementación del prototipo en las circunstancias actuales se conseguiría una amortización anual de 595.18€, lo que significaría un tiempo de amortización considerablemente elevado. Se concluye entonces comentando que la implantación de este sistema mejorará a nivel económico de manera pareja al desarrollo de las tecnologías que lo componen, consiguiéndose un abaratamiento de los equipos, y consiguientemente de la inversión, en un futuro próximo.

5. Referencias

- [1] M. C. Godoy, «Estudio, Diseño y Optimización de un sistema integrado de gestión energética para una instalación autónoma fotovoltaica/eólica con apoyo de hidrógeno,» Badajoz, 2010.
- [2] Lenntech, «Propiedades químicas del hidrógeno,» [En línea]. Available: <https://www.lenntech.es/periodica/elementos/h.htm>.
- [3] V. Sinha y S. Mondal, «Recent development on performance modelling and fault diagnosis of fuel cell systems,» *International Journal of Dynamics and Control*, vol. 6, nº 2, pp. 511-528, 2018.
- [4] G. Sdanghi, G. Maranzana, A. Celzard y V. Fierro, «Review of the current technologies and performances of hydrogen compression for stationary and automotive applications,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 102, pp. 150-170, 2019.
- [5] Q. Wang, H.-H. Wei y Q. Xu, «A Solid Oxide Fuel Cell (SOFC)-Based Biogas-from-Waste Generation System for Residential Buildings in China: A Feasibility Study,» *Sustainability*, vol. 10, nº 7, p. 2395, 2018.
- [6] A. L. Facci y S. Ubertini, «Analysis of a fuel cell combined heat and power plant under realistic smart management scenarios,» *Applied Energy*, vol. 216, pp. 60-72, 2018.
- [7] A. Ozawa y Y. Kudoh, «Performance of residential fuel-cell-combined heat and power systems for various household types in Japan,» *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 43, pp. 15412-15422, 2018.
- [8] J. Romdhane y H. Louahlia-Gualous, «Energy assessment of PEMFC based MCCHP with absorption chiller for small scale French residential application,» *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 43, pp. 19661-19680, 2018.
- [9] T. Gas, «Tokio Gas,» [En línea]. Available: https://www.tokyo-gas.co.jp/techno/english/menu3/2_index_detail.html.
- [10] Callux, «Callux,» [En línea]. Available: http://enefield.eu/wp-content/uploads/2015/09/NIP-Vollversammlung_Callux_engl_15-05-05.pdf.
- [11] F.-D. Project, «FC-District Project,» [En línea]. Available: <http://www.fc-district.eu/>.
- [12] E. Field, «Ene Field,» [En línea]. Available: <http://enefield.eu/>.
- [13] F. Yang, N. Huang, Q. Sun, L. Cheng y R. Wennersten, «Modeling and techno-economic analysis of the heat pump-integrated PEMFC-based micro-CHP system,» de *Applied Energy Symposium and Forum 2018: Low carbon cities and urban energy systems*, Shangai, 2018.

- [14] B. Abderezzak, D. Rekioua, R. Binns, K. Busawon, M. Hinaje, B. Douine y D. Guilbert, «Technical feasibility assessment of a PEM fuel cell refrigerator system,» *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. XXX, pp. 1-9, 2018.
- [15] F. Ramadhani, M. Hussain, H. Mokhlis, M. Fazly y J. M. Ali, «Evaluation of solid fuel cell based polygeneration system in residential areas integrating with electric charging and hydrogen fueling stations for vehicles,» *Applied Energy*, vol. 238, pp. 1373-1388, 2019.
- [16] M. Steilen, C. Saletti, M. P. Heddrich y K. A. Friedrich, «Analysis of the influence of heat transfer on the stationary operation and performance of a solid oxide fuel cell/gas turbine power plant,» *Applied Energy*, vol. 211, pp. 479-491, 2018.
- [17] G. A. Center, «German Aerospace Center,» [En línea]. Available: <https://www.dlr.de/dlr/en/desktopdefault.aspx/tabid-10002/>.
- [18] K. Rashid, S. K. Dong, M. T. Mehran y D. W. Lee, «Design and analysis of compact hotbox for solid fuel cell based 1 kW-class power generation system,» *Applied Energy*, vol. 208, pp. 620-636, 2017.
- [19] S. Authayanun y V. Hacker, «Energy and exergy analyses of a stand-alone HT-PEMFC based trigeneration system for residential applications,» *Energy Conversion and Management*, vol. 160, pp. 230-242, 2018.
- [20] M. Drakselová, R. Kodým, D. Snita, F. Beckmann y K. Bouzek, «Three-dimensional macrohomogeneous mathematical model of an industrial-scale high-temperature PEM fuel cell stack,» *Electrochimica Acta*, vol. 273, pp. 432-446, 2018.
- [21] A. H. Mamaghani, B. Najafi, A. Casalegno y F. Rinaldi, «Optimization of an HT-PEM fuel cell based residential micro combined heat and power system: A multi-objective approach,» *Journal of Cleaner Production*, vol. 180, pp. 126-138, 2018.
- [22] C. Ghenai, T. Salameh y A. Merabet, «Technico-economic analysis of off grid solar PV/Fuel cell energy system for residential community in desert region,» *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. XXX, pp. 1-11, 2018.
- [23] M. Lototskyy, S. N. Nyamsi, S. Pasupathi, I. Waernhus, A. Vik, C. Ilea y V. Yartys, «A concept of combined cooling, heating and power system utilising solar power and based on reversible solid oxide fuel cell and metal hydrides,» *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 43, pp. 18650-18663, 2018.
- [24] F. Sorgulu y I. Dincer, «A renewable source based hydrogen energy system for residential applications,» *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 43, pp. 5842-5851, 2018.
- [25] A. a. I. Mecánica, «Vehículos de hidrógeno,» [En línea]. Available: <http://www.aficionadosalamecanica.net/motores-hidrogeno.htm>.

- [26] K. Ou, W.-W. Yuan, M. Choi, S. Yang, S. Jung y Y.-B. Kim, «Optimized power management based on adaptive-PMP algorithm for a stationary PEM fuel cell/battery hybrid system,» *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 43, pp. 15433-15444, 2018.
- [27] P. U. Patel y H. D. Pandya, «Control and grid synchronization of fuel cell based inverter using MATLAB,» de *2nd International conference on Electronics, Communication and Aerospace Technology*, Surat, 2018.
- [28] IDAE, «Consumos del sector residencial en España - Resumen de información básica».
- [29] U. d. Cornell. [En línea]. Available: <https://www.cornell.edu/>.
- [30] C. N. d. Hidrógeno, «Pilas de Combustible,» [En línea]. Available: <https://www.cnh2.es/pilas-de-combustible/>.
- [31] O. Santiago, «Apilados,» [En línea]. Available: <http://apilados.com/blog/tipos-de-pilas-de-combustible-su-clasificacion/>.
- [32] A. Lozano y F. Barreras, «Hidrógeno. Pilas de combustible de tipo PEM,» 2012.
- [33] L. A. H. Rozas, «Estudio de la deposición de catalizador sobre membranas de intercambio protónico basadas en líquidos iónicos polimerizados para su aplicación en pilas de combustible,» 2017.
- [34] I. M. García, «Desarrollo de nuevos electrolitos basados en plásticos iónicos orgánicos cristalinos soportados en membranas para su aplicación en pilas de combustible,» Santander, 2014.
- [35] I. M. García, «Desarrollo de nuevos electrolitos basados en plásticos iónicos orgánicos cristalinos soportados en membranas para su aplicación en pilas de combustible,» Santander, 2014.
- [36] F. Barbir, «Chapter 3 - Fuel Cell Electrochemistry,» de *PEM Fuel Cells*, 2013, pp. 33-72.
- [37] Z. Salameh, «Energy Storage,» de *Renewable Energy System Design*, 2014.
- [38] M. Michon, J. Duarte, M. Hendrix y M. Godoy Simoes, «A three-port bi-directional converter for hybrid fuel cell systems,» de *IEEE Annual Power Electronics Specialist Conference*, 2004.
- [39] E.-m. d. Volkswagen, «Volkswagen también trabaja en la pila de combustible,» *AutoBid*, 13 02 2015.
- [40] K. Academy, «Photoelectric effect,» [En línea]. Available: <https://www.khanacademy.org/science/physics/quantum-physics/photons/a/photoelectric-effect>.
- [41] A. Gonzalez Arias, «Eficientes, flexibles... y baratas,» 2009.

- [42] I. Mártil, «Un poco de ciencia, por favor,» 23 Junio 2017. [En línea]. Available: <https://blogs.publico.es/ignacio-martil/2017/06/23/como-lograr-energia-limpia-y-abundante-de-la-celula-solar-al-sistema-fotovoltaico/>.
- [43] E. informative, «Solar Cell Comparison Chart – Mono-, Polycrystalline and Thin Film,» [En línea]. Available: <https://energyinformative.org/solar-cell-comparison-chart-mono-polycrystalline-thin-film/>.
- [44] J. P. Vargas B. y G. Navia A., «DESARROLLO DE UN SISTEMA DE CONTROL PARA LA CAPTURA Y MEDICIÓN EXPERIMENTAL DE LA EFICIENCIA Y CURVA CARACTERÍSTICA I-V EN TIEMPO REAL DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO UTILIZANDO LABVIEW® Y ARDUINO,» *Investigación y Desarrollo*, vol. 1, nº 15, pp. 49-64, 2015.
- [45] J. L. Irulegui Parra, «Solar photovoltaic installation for a single-family house,» Warsaw, 2015.
- [46] O. Schmidt, A. Gambhir, I. Staffel, A. Hawkes, J. Nelson y S. Few, «Future cost and performance of water electrolysis: An expert elicitation study,» *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 42, pp. 30470-30492, 2017.
- [47] D. C. Spiegel, «Fuel Cell Store,» 11 07 2017. [En línea]. Available: <https://www.fuelcellstore.com/blog-section/introduction-to-electrolyzers>.
- [48] O. o. E. E. & R. Energy, «Hydrogen Production: Electrolysis,» [En línea]. Available: <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-production-electrolysis>.
- [49] Z. Abdin, C. J. Webb y E. M. Gray, «Modelling and simulation of a proton exchangemembrane (PEM) electrolyser cell,» *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 40, pp. 13243-13257, 2015.
- [50] J. J. Hwang y W. R. Chang, «Dynamic modelling of a Wind Hydrogen System,» de *3rd International Conference on Energy Sustainability collated with the Heat Transfer and InterPACK09 Conferences*, 2009.
- [51] H. I. o. E. Engineers, «Battery operation and construction,» 22 Agosto 2016. [En línea]. Available: <http://hiee123.blogspot.com/2016/08/battery-operation-and-construction.html>.
- [52] IDAE, «Pliego de condiciones técnicas de instalaciones aisladas de red,» Madrid, 2009.
- [53] V. B. Expósito, «Solar Power Station,» Maribor, 2018.
- [54] InterNACHI, «Water Heating Hot Water Storage,» [En línea]. Available: <https://imgbin.com/png/7yGMD9iz/water-heating-hot-water-storage-tank-anode-electric-heating-electricity-png>.
- [55] H. W. C. NZ, «Hot Water Storage Cylinders,» [En línea]. Available: <https://www.hotwatercylinders.nz/blog/hot-water-storage-cylinders-the-facts/>.

- [56] BUILD, «Home Fuel Cell (HFC) hot water systems,» [En línea]. Available: <https://build.com.au/home-fuel-cell-hfc-hot-water-systems>.
- [57] Generatuluz, «Funciones de un regulador solar PWM,» [En línea]. Available: <https://www.generatuluz.com/funciones-regulador-solar-pwm/>.
- [58] V. R. Marcos, «Instalación solar fotovoltaica para una casa rural en Uceda,» Santander, 2014.
- [59] S. Europe, «Equipos solares: Regulador-Controlador de carga,» [En línea]. Available: <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/equipos-solares-regulador-controlador-de-carga/>.
- [60] SunFields, «Equipos solares: Regulador-Controlador de Carga,» [En línea]. Available: <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/equipos-solares-regulador-controlador-de-carga/>.
- [61] C. Ramos Flores, «Análisis de un convertidor DC/DC destinado al almacenamiento híbrido de energía,» Madrid.
- [62] J. J. Marulanda Durango, J. J. Ordoñez y L. F. Mosquera Machado, «Diseño y construcción de un convertidor dc/dc tipo Boost con PWM ajustable,» *Scientia et Technica Año XXII*, vol. 22, nº 1, pp. 9-14, 2017.
- [63] P. fotovoltaico, «INEEL,» [En línea]. Available: https://www2.ineel.mx/proyctofotovoltaico/preg_20.html.
- [64] V. B. Expósito, «Solas Power Station,» Maribor, 2018.
- [65] R. J. Prins, «Hydrogen spillover. Facts and fiction,» Chemical Reviews, 2012.
- [66] I. Mecafenix, «El fusible,» [En línea]. Available: <https://www.ingmecafenix.com/electronica/el-fusible/>.
- [67] I. Mecafenix, «¿Qué es un fusible?,» [En línea]. Available: <https://www.ingmecafenix.com/electronica/el-fusible/>.
- [68] Ingesco, «Productos,» [En línea]. Available: <https://www.ingesco.com/es/productos/sls-c20>.
- [69] J. D. Velasquez Piedrahita y J. F. Quiceno Castañeda, «Diseño de un sistema de generación de hidrógeno por electrólisis,» Pereira, 2013.
- [70] J. I. Palacios Rios y A. Morales Benavides, «Productividad de paneles solares monocristalinos,» de *Memorias del XXIII Congreso Internacional Anual de la SONIM*, Cuernavaca, 2017.
- [71] G. d. R. d. CIEMAT, «Acceso a Datos de Radiación Solar en España,» [En línea]. Available: <http://www.adrase.com/>.

- [72] E. y. T. Ministerio de Industria, «Consumos del Sector Residencial en España - Resumen de Información Básica,» 2018.
- [73] E. Comission, «Photovoltaic geographical information system,» [En línea]. Available: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/tools.html#MR.
- [74] E. T. León, «Electrólisis PEM de baja temperatura y sus aplicaciones industriales,» 2015.
- [75] IDAE, «Guía Técnica para la medida y determinación del calor útil, de la electricidad y del ahorro de energía primaria de cogeneración de alta eficiencia,» 2008.
- [76] A. Estatal, «Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión e ITCs,» 2019.
- [77] CYPE, «Generador de precios,» [En línea]. Available: <http://www.generadordeprecios.info/>.

ANEXO I: NOMENCLATURA

H ₂	Hidrógeno
O ₂	Oxígeno
Pt	Platino
W _{PILA}	Energía proporcionada por la pila
n	Número de electrones
F	constante de Faraday (96485.3365 C mol ⁻¹)
E	potencial de la celda (V)
P	potencia (W)
V	voltaje (V)
I	corriente (A)
W _{H2}	energía consumida por el hidrógeno
ΔH	Poder Calorífico Superior del hidrógeno (286 kJ mol ⁻¹)
η _{PILA}	eficiencia de la pila (%)
E _{FOTÓN}	energía de los fotones de la luz
h	constante de Planck (6.63·10 ⁻³⁴ J·s)
ν	frecuencia de la radiación solar (Hz)
c	velocidad de la luz (3·10 ⁸ m/s)
λ	longitud de onda (m)
Si	Silicio
CdTe	Telururo de Cadmio
CIGS	Cobre-Indio-Galio-Selenuro
P _{MÁX}	potencia máxima

V_{mp}	tensión pico/de máxima potencia
I_{mp}	intensidad pico/de máxima potencia
I_{sc}	corriente de cortocircuito
V_{oc}	voltaje de circuito abierto
η	eficiencia
R	resistencia
D	diodo
I_P	corriente de fugas
I_F	corriente fotovoltaica
I_D	corriente de diodo
I_o	corriente inversa de saturación del diodo
q	carga del electrón ($1.6021 \cdot 10^{-19}$ C)
A	factor de idealidad del diodo
K	constante de Boltzmann ($1.380658 \cdot 10^{-23}$ J·K ⁻¹)
T	temperatura
$N_{P\text{Serie}}$	número de paneles solares en serie
V_{INST}	voltaje de la instalación
$V_{NOM\text{Panel}}$	voltaje nominal del panel
KOH	hidróxido de potasio
H_2SO_4	ácido sulfúrico
$NaCl$	cloruro sódico
$NaOH$	hidróxido sódico
H_g	caudal de hidrógeno
I_H	corriente generada por el hidrógeno

N_m	número de moles
P_H	peso molecular del hidrógeno
I_m	corriente que genera un mol de hidrógeno por segundo
C_N	capacidad nominal
E_{con}	energía consumida
D_{AUT}	días de autonomía
N_{BAT}	número de baterías
T	período
α	ángulo de azimuth
β	ángulo de inclinación
δ	ángulo de declinación
d_n	número de día
β_{OPT}	ángulo de inclinación óptimo
γ	latitud
G_{DM}	radiación solar horizontal
$G_{DM}(0,\beta)$	radiación solar en plano inclinado
FI	factor de irradiancia
HSP	Horas de Sol Pico diarias
E_{con}'	energía consumida real
PR	ratio de operación
μ_{inv}	rendimiento del inversor
μ_{bat}	rendimiento de la batería
μ_{reg}	rendimiento del regulador
C_s	coeficiente de seguridad

K_T	coeficiente de temperatura ($^{\circ}\text{C}^{-1}$)
T_{REF}	temperatura de referencia
T_C	temperatura de las células
T_{AMB}	temperatura ambiental
T_{NOM}	temperatura nominal de operación
P_{RMAX}	potencia real máxima
P_P	potencia pico
I_{CCGen}	corriente de cortocircuito del generador
N_R	número de reguladores

ANEXO II: CÁLCULOS

En este apartado se proyecta el dimensionamiento de la instalación para la determinación de los distintos componentes que conforman el sistema. La caracterización de los equipos y de sus condiciones reales de operación permitirán establecer la viabilidad y futuro desarrollo del proyecto.

Los valores obtenidos de bases de datos de radiación solar y la estimación de consumo de la vivienda servirán como punto de partida para el dimensionamiento del conjunto.

1. Dimensionado del sistema fotovoltaico

1.1. Objetivo

Aplicar las consideraciones del proyecto para el cálculo y dimensionamiento de la instalación fotovoltaica que cumpla los requisitos del sistema.

1.2. Consideraciones iniciales

Para el dimensionado de la instalación se presentan las demandas energéticas de la vivienda frente a la producción del sistema fotovoltaico. Con el fin de satisfacer las necesidades de potencia durante todo el año, se seguirá el criterio del mes más desfavorable.

Las consideraciones iniciales serán

- Estudio climático de la zona
- Irradiación solar en el emplazamiento
- Tipo de modulo seleccionado
- Distancias de separación entre módulos fotovoltaicos
- Dimensionamiento

Se definen dos escenarios de emplazamiento (Tabla 20) para su futura implantación en uno de ellos: Valdaliga (Figura 53) y Novales (Figura 54).

Tabla 20. Ubicación emplazamientos

<i>Ubicación</i>	<i>Valdaliga</i>	<i>Novales</i>
<i>Coordenadas</i>	43° 19' 45" N 4° 20' 57" O	43° 22' 43" N 4° 10' 40 " O

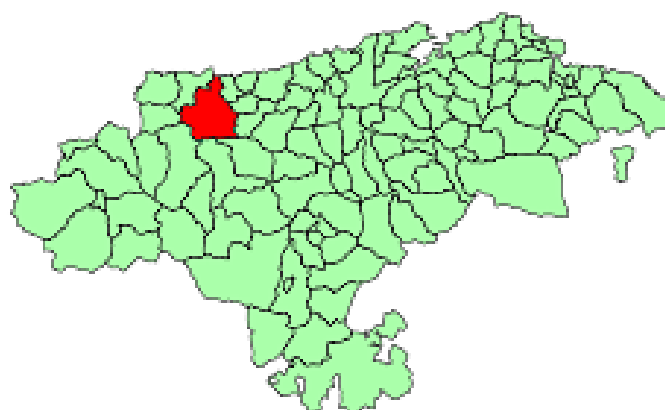


Figura 53. Emplazamiento Valdaliga



Figura 54. Emplazamiento Novales

1.3. Orientación de los módulos

La orientación de los módulos viene definida por dos parámetros fundamentales: ángulo de azimut α y ángulo de inclinación β . Se expresan gráficamente en la Figura 55.

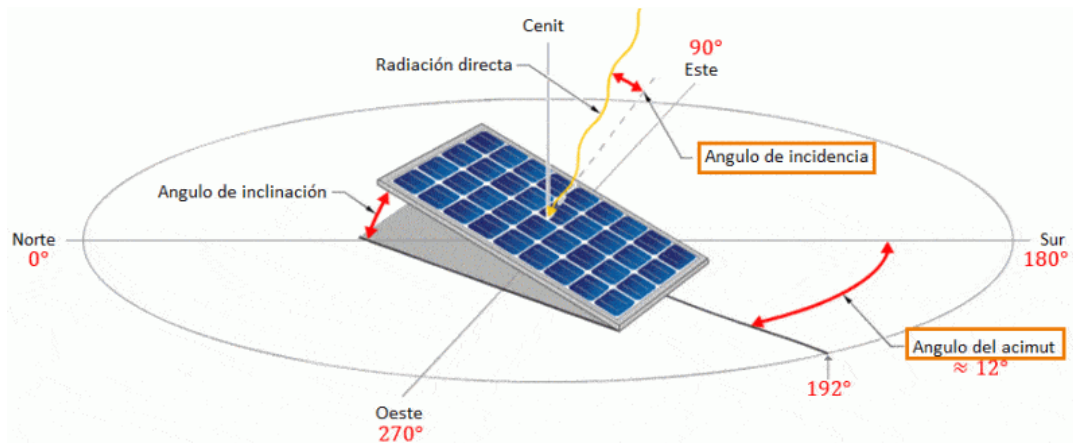


Figura 55. Ángulo de acimut y ángulo de inclinación [70]

A fin de obtener el máximo rendimiento de la operación de los módulos solares, éstos han de orientarse hacia el Ecuador terrestre, es decir, hacia el sur en localizaciones del hemisferio norte y hacia el norte en las localizaciones del hemisferio sur. En el caso del proyecto, situado en el hemisferio norte, esto se corresponderá con un ángulo de acimut de 0°.

El objetivo del proyecto es de estudiar todas las opciones viables a fin de determinar cuál es la óptima para su implantación. Por ello, se analizará también la orientación este-oeste de los módulos solares a modo de dientes de sierra (Figura 56). Tomando el ángulo de acimut en este caso un valor de 90°.

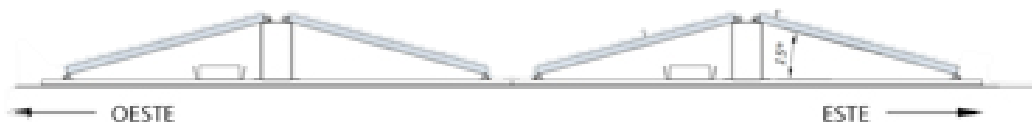


Figura 56. Orientación Este-Oeste tipo dientes de sierra [68]

En relación con el ángulo de inclinación, la irradiancia que reciben los módulos fotovoltaicos varía a lo largo del año debido al ángulo de declinación δ . Este ángulo es el que se forma entre el plano ecuatorial y la línea que una el centro de la Tierra con el centro del Sol. Este ángulo varía según la posición de la Tierra alrededor del Sol y viene definido a través de la siguiente expresión.

$$\delta = 23.45 \sin\left(\frac{360(d_n - 93)}{365}\right) \quad (53)$$

Siendo d_n el número de día desde el inicio del año.

Considerando para cada mes el día medio, se tendrá un ángulo de declinación que no dependerá de la ubicación del sistema, si no de la fecha de estudio, como se puede ver en la Tabla 21.

Tabla 21. Ángulo de declinación mensual

Mes	Día	Declinación δ (°)
Enero	15	-21.26
Febrero	45	-13.61
Marzo	76	-2.01
Abril	106	9.78
Mayo	137	19.26
Junio	168	23.38
Julio	198	21.18
Agosto	229	13.12
Septiembre	259	1.81
Octubre	290	-10.33
Noviembre	321	-19.60
Diciembre	351	-23.40

La optimización de la recepción de la energía se consigue cuando la superficie receptora es perpendicular a la dirección del Sol. Como se ha mencionado, el ángulo de declinación es variable a lo largo del año.

El ángulo de inclinación es el ángulo que forma el plano horizontal con la superficie del módulo fotovoltaico. Se considerará que el ángulo será óptimo cuando cumpla

$$\beta_{\text{OPT}} = \gamma - \delta \quad (54)$$

Siendo γ la latitud del emplazamiento y δ el ángulo de declinación por mes. Así, el ángulo de inclinación óptima por mes será el detallado en la Tabla 22.

Tabla 22. Ángulo de inclinación óptimo mensual

Mes	β_{OPT}	β_{OPT}
	Valdaliga	Novales
Enero	64.599	64.648
Febrero	56.949	56.998
Marzo	45.345	45.394
Abril	33.546	33.595
Mayo	24.066	24.115
Junio	19.942	19.991
Julio	22.145	22.195
Agosto	30.207	30.256
Septiembre	41.514	41.564
Octubre	53.659	53.709
Noviembre	62.932	62.981
Diciembre	66.730	66.780
MEDIA	40.006	40.060

Para llevar a cabo los cálculos de los dimensionamientos, se tomarán como β_{OPT} los valores medios de inclinación óptima. Siendo 40.006° para Valdaliga y 40.060° para Novales.

En la Tabla 22 se observa que los ángulos de inclinación más elevados favorecen al posicionamiento óptimo en los meses de invierno y los ángulos de inclinación menores son más adecuados para los meses de verano.

Cabe mencionar la existencia de módulos fotovoltaicos que alteran su orientación según la posición del Sol. Sin embargo, en el sistema a considerar se supondrá un generador fijo con una inclinación constante.

1.4. Irradiancia diaria

La energía solar se transmite en forma de radiación. Para determinar el dimensionado de la instalación fotovoltaica, es necesario una medida de la radiación solar en el emplazamiento seleccionado. Es necesario distinguir entre

energía y potencia, siendo la irradiancia (W/m^2) la densidad de potencia sobre una superficie y la irradiación (Wh/m^2) la densidad de energía sobre una superficie en un período de tiempo.

La radiación solar horizontal G_{dm} depende de la latitud y viene definida en diversas bases de datos. Para este caso, se toman los valores de la base de datos ADRASE [71], dados en la Tabla 23.

Tabla 23. Radiación global horizontal G_{dm}

Mes	G_{dm} (kWh/m^2) Valdaliga	G_{dm} (kWh/m^2) Novales
Enero	1.6	1.6
Febrero	2.5	2.5
Marzo	3.7	3.7
Abril	4.5	4.5
Mayo	5	5.4
Junio	6	6
Julio	5.8	5.7
Agosto	5	5
Septiembre	4.3	4.3
Octubre	2.9	2.9
Noviembre	1.7	1.7
Diciembre	1.5	1.5

Sin embargo, considerando que los módulos solares no tienen una inclinación horizontal, se obtendrá la radiación global diaria de una superficie inclinada según la siguiente expresión.

$$G_{dm}(0, \beta) = \frac{1}{1 - 4.46 * 10^{-4} * G_{dm} - 1.19 * 10^{-4} * \beta_{OPT}^2} \quad (55)$$

Los resultados del cálculo se expresan en la Tabla 24.

Tabla 24. Radiación global diaria para plano inclinado Gdm (0, β)

Mes	Gdm (0, β)	Gdm (0, β)
	Valdaliga	Novales
Enero	3.371	3.377
Febrero	4.247	4.252
Marzo	5.033	5.037
Abril	5.287	5.290
Mayo	5.433	5.869
Junio	6.357	6.359
Julio	6.225	6.119
Agosto	5.695	5.698
Septiembre	5.538	5.542
Octubre	4.578	4.583
Noviembre	3.396	3.401
Diciembre	3.406	3.413

Las condiciones ideales de orientación de los módulos serán $\alpha=0$ y $\beta= \beta_{opt}$. Sin embargo, las condiciones óptimas son difícilmente alcanzables. Por ello, se han de considerar las pérdidas por inclinación y orientación. El coeficiente que expresa estas pérdidas se denomina factor de irradiación FI y se define según.

$$FI = 1 - (1.2 * 10^{-4} * (\beta - \beta_{OPT})^2 + 3.5 * 10^{-5} * \alpha^2) \quad 15 < \beta < 90 \quad (56)$$

$$FI = 1 - (1.2 * 10^{-4} * (\beta - \beta_{OPT})^2) \quad \beta \leq 15 \quad (57)$$

En el sistema a considerar, se quiere potenciar la producción generada en los meses de mayor radiación, los meses de verano, luego se tomará un ángulo de inclinación real de $\beta= 25^\circ$, se seguirá entonces la ecuación (56).

- Para un ángulo de acimut $\alpha=0^\circ$ (orientación sur) se tiene la Tabla 25

Tabla 25. Factor de irradiancia para orientación sur

	Valdaliga	Novales
ENERO	0.812	0.811
FEBRERO	0.878	0.877
MARZO	0.950	0.950
ABRIL	0.991	0.991
MAYO	1.000	1.000
JUNIO	0.997	0.997
JULIO	0.999	0.999
AGOSTO	0.997	0.997
SEPTIEMBRE	0.967	0.967
OCTUBRE	0.901	0.901
NOVIEMBRE	0.827	0.827
DICIEMBRE	0.791	0.791

- Para un ángulo de acimut $\alpha=90^\circ$ (orientación este-oeste) se tiene la Tabla 26

Tabla 26. Factor de irradiancia para orientación este-oeste

	Valdaliga	Novales
ENERO	0.528	0.528
FEBRERO	0.594	0.594
MARZO	0.667	0.667
ABRIL	0.708	0.708
MAYO	0.716	0.716
JUNIO	0.713	0.713
JULIO	0.716	0.716
AGOSTO	0.713	0.713
SEPTIEMBRE	0.684	0.684
OCTUBRE	0.618	0.618
NOVIEMBRE	0.544	0.543
DICIEMBRE	0.508	0.507

Por último, se obtienen las horas sol pico día multiplicando la radiación global diaria por el ángulo óptimo.

$$\text{HSP} = \text{FI} * G_{\text{dm}}(0, \beta) \quad (58)$$

Siendo FI el factor de Irradiancia, Gdm la radiación global diaria y HSP las Horas Sol Pico diarias (1 HSP=1000 Wh/m² día). Aplicando el cálculo, se obtienen las tablas 27 (orientación sur) y 28 (orientación este-oeste).

- Orientación sur

Tabla 27. Horas de Sol Pico diaria para orientación sur

HSP (kWh/m² día)

	Valdaliga	Novales
ENERO	2.737	2.740
FEBRERO	3.727	3.729
MARZO	4.783	4.786
ABRIL	5.241	5.243
MAYO	5.432	5.869
JUNIO	6.338	6.340
JULIO	6.219	6.114
AGOSTO	5.677	5.679
SEPTIEMBRE	5.357	5.360
OCTUBRE	4.127	4.130
NOVIEMBRE	2.809	2.812
DICIEMBRE	2.695	2.698

Gráficamente, se obtiene la Figura 57

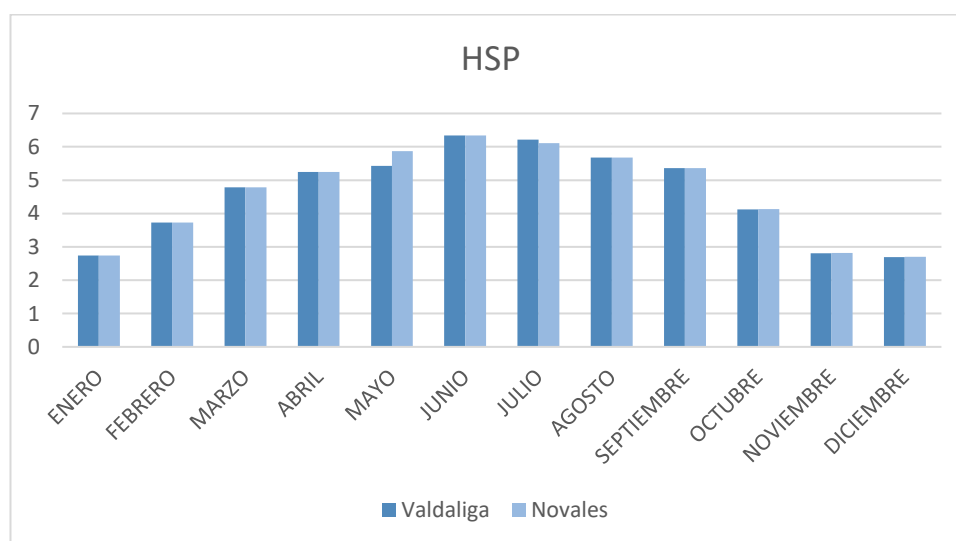


Figura 57. Horas Sol Pico mensuales para orientación sur

- Orientación este-oeste

Tabla 28. Horas de Sol Pico diarias para orientación este-oeste

HSP (kWh/m² día)		
	Valdaliga	Novales
ENERO	1.781	1.782
FEBRERO	2.523	2.524
MARZO	3.356	3.358
ABRIL	3.742	3.743
MAYO	3.892	4.205
JUNIO	4.536	4.537
JULIO	4.454	4.379
AGOSTO	4.062	4.063
SEPTIEMBRE	3.787	3.788
OCTUBRE	2.829	2.830
NOVIEMBRE	1.847	1.848
DICIEMBRE	1.729	1.730

Gráficamente, se obtiene la Figura 58

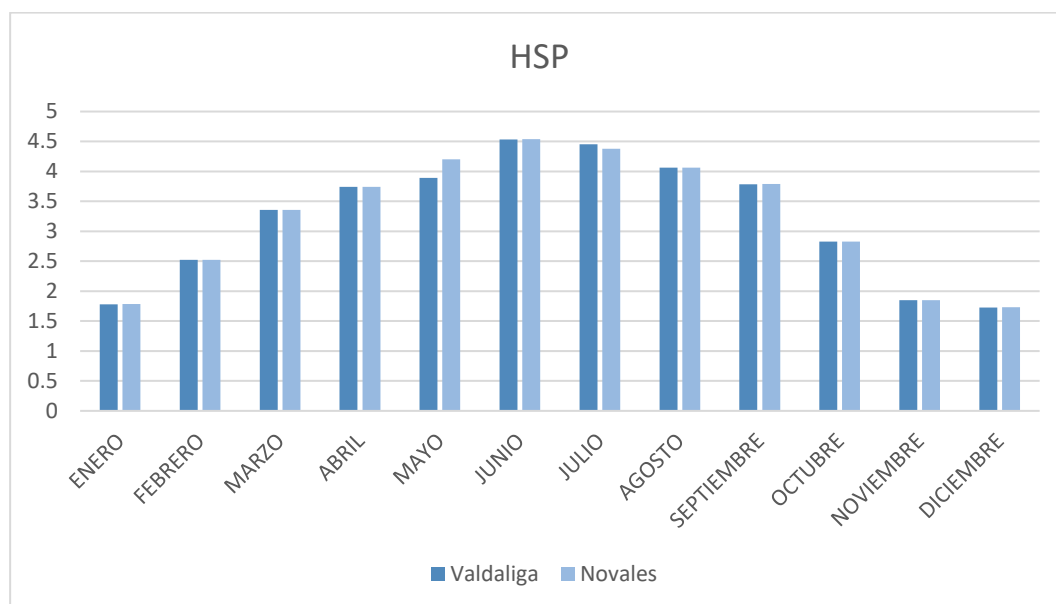


Figura 58. Horas Sol Pico mensuales orientación este-oeste

1.5. Previsión de cargas

Para acondicionar el dimensionado del sistema fotovoltaico es preciso conocer las necesidades energéticas de la vivienda. Para ello, se han de analizar los equipos a utilizar y las horas de funcionamiento de cada unidad. Se ha de tener en cuenta que el consumo de una vivienda puede diferir según las horas del día y, sobre todo, según la estación del año. De esta forma, son menores las horas de luz en invierno, luego el consumo lumínico será mayor en estos meses y considerando las variaciones de horarios en los meses de verano, las horas de consumo serán también diferentes.

Para establecer el consumo horario estacional, se han seguido los criterios del IDAE sobre el consumo energético del sector residencial [72]. Se realiza un inventario de los electrodomésticos más comunes en una residencia (Tabla 29) y se plantean sus horas de uso según estación.

Tabla 29. Inventario de consumo

APARATO	POTENCIA (W)
<i>ILUMINACIÓN</i>	100
<i>COCINA</i>	100
<i>HORNO</i>	200
<i>NEVERA</i>	100
<i>LAVADORA</i>	500
<i>TELEVISIÓN</i>	100
<i>MICROONDAS</i>	300
<i>OTROS</i>	200
TOTAL	1600

A la hora de plantear los electrodomésticos que disponen una vivienda, se reconocen dos equipos cuyo uso podría aumentar considerablemente el consumo global de la vivienda: sistema de refrigeración (portátil, aire acondicionado o bomba de calor) y calefacción.

Respecto al aire acondicionado, según el IDAE [28], en la zona atlántica, que incluye a la comarca de Cantabria, únicamente el 1.1% de la población dispone de sistemas de refrigeración frente a otras zonas donde este porcentaje alcanza el 39.3% (zona continental) y 66.7% (zona mediterránea). Por ello, el aire acondicionado como carga de demanda de consumo no se considerará para el cálculo de este sistema.

Por otro lado, se conoce que el sistema de calefacción de la vivienda en donde se implantará el sistema es de gas natural y ya se encuentra instalado. Analizando los valores normales de consumo de un sistema de calefacción de gas natural, se encuentra que éstos aumentan con creces las necesidades de producción del generador fotovoltaico, lo cual incrementará notablemente las dimensiones del sistema. Por ello, y considerando que el sistema de calefacción y Agua Caliente Sanitaria (ACS) se verá reforzado por el calor residual del electrolizador y de la pila de combustible, se excluye el consumo del sistema de calefacción para el dimensionamiento del generador fotovoltaico.

Se representa en las siguientes tablas (Tabla 30, Tabla 31 y Tabla 32) el consumo en Wh a lo largo de un día de las estaciones de verano, invierno y primavera-otoño.

Tabla 30. Consumo diario verano en Wh

Aparato	Iluminación	Cocina	Horno	Nevera	Lavadora	TV	Microondas	Otros	
Horas/Potencia	100	100	200	100	500	100	300	200	Wh
1				100					100
2				100					100
3				100					100
4				100					100
5				100					100
6				100					100
7	100			100					200
8		100		100				200	400
9				100					100
10				100					100
11				100	500				600
12				100					100
13		100		100					200
14		100		100					200
15			200	100					300
16				100					100
17				100					100
18				100				200	300
19				100					100
20	100			100			300		500
21	100			100		100			300
22	100			100		100			300
23	100			100		100			300
24	100			100					200
TOTAL	600	300	200	2400	500	300	300	400	5000

Tabla 31. Consumo diario invierno en Wh

Aparato	Iluminación	Cocina	Horno	Nevera	Lavadora	TV	Microondas	Otros	
Horas/Potencia	100	100	200	100	500	100	300	200	Wh
1				100					100
2				100					100
3				100					100
4				100					100
5				100					100
6				100					100
7	100			100			300	200	700
8	100			100					200
9				100					100
10				100					100
11				100					100
12				100					100
13		100	200	100					400
14		100		100					200
15				100					100
16				100					100
17				100					100
18	100			100					200
19	100			100					200
20	100			100	500	100		200	1000
21	100			100		100			300
22	100			100		100			300
23	100			100		100			300
24				100					100
TOTAL	800	200	200	2400	500	400	300	400	5200

Tabla 32. Consumo diario primavera/otoño en Wh

	Iluminación	Cocina	Horno	Nevera	Lavadora	TV	Microondas	Otros	
Horas/Potencia	100	100	200	100	500	100	300	200	Wh
1				100					100
2				100					100
3				100					100
4				100					100
5				100					100
6				100					100
7	100			100			300		500
8	100			100					200
9				100					100
10				100					100
11				100					100
12				100					100
13		100		100					200
14		100	200	100					400
15				100					100
16				100					100
17				100					100
18				100					100
19				100	500				600
20	100			100				200	400
21	100			100		100			300
22	100			100		100			300
23	100			100					200
24				100					100
TOTAL	600	200	200	2400	500	200	300	200	4600

El consumo diario total se estimará como la suma del consumo horario a lo largo del día. Así, si representamos el consumo diario para las distintas épocas del año en la Figura 59.

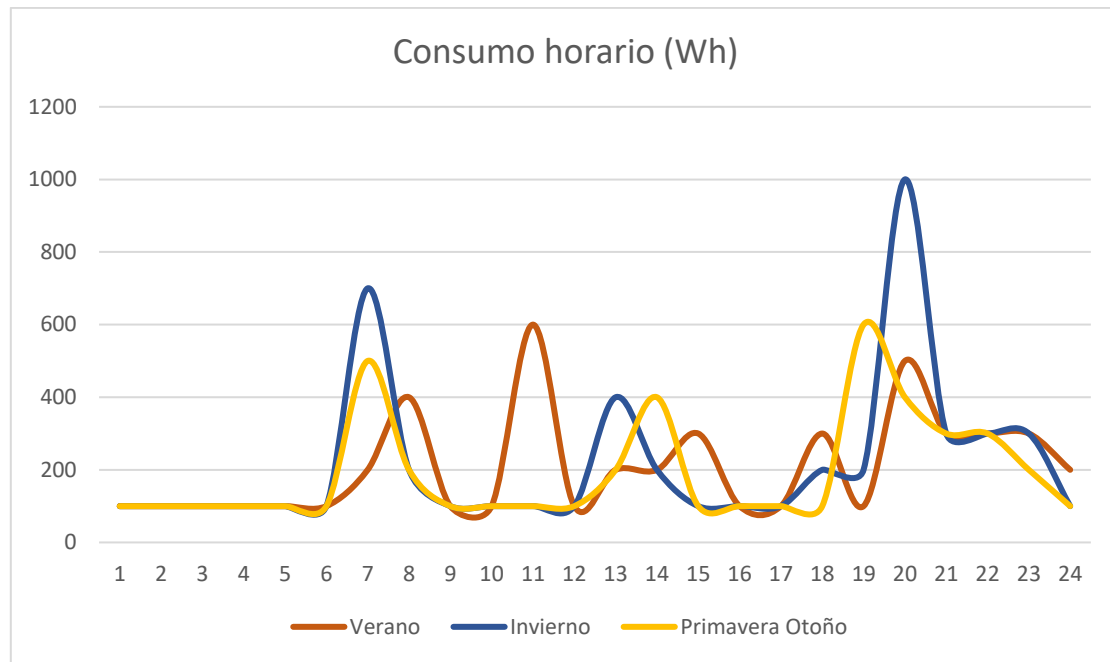


Figura 59. Consumo horario total por estación

Se observa en la figura anterior que la potencia instalada debe ser capaz de soportar, al menos, 1 kW. La suma de las potencias de todos los dispositivos es de 1.6 kW y se ha de considerar que la tensión de la instalación se establece a través de la potencia requerida por el sistema.

Como valores de referencia se pueden tomar los siguientes.

- 12 V para potencias menores a 1.5 kW
- 24 V para potencias entre 1.5 kW y 5 kW
- 48 V/120 V para potencias mayores de 5 kW

En este caso, la tensión de la instalación valdrá 24 V.

La estimación del número de módulos fotovoltaicos se deberá analizar según la producción y el consumo mensuales. Así, si establecemos un consumo medio según el mes del año, teniendo en cuenta el número de días según el mes.

$$\text{Consumo mensual} = \text{Consumo diario} \cdot \frac{\text{Días}}{\text{mes}} \quad (59)$$

Luego, el consumo mensual se obtendrá en la Tabla 33.

Tabla 33. Estimación del consumo mensual según (kWh/mes)

MES	Energía diaria (Wh)	Días mes	Energía mes (Wh)	Energía mes (kWh)
Enero	5200	31	161200	161.2
Febrero	5200	28	145600	145.6
Marzo	4600	31	142600	142.6
Abril	4600	30	138000	138
Mayo	4600	31	142600	142.6
Junio	5000	30	150000	150
Julio	5000	31	155000	155
Agosto	5000	31	155000	155
Septiembre	4600	30	138000	138
Octubre	4600	31	142600	142.6
Noviembre	4600	30	138000	138
Diciembre	5200	31	161200	161.2
			TOTAL	1769.8

Se obtiene así el consumo mensual a lo largo del año, gráficamente en la Figura 60.

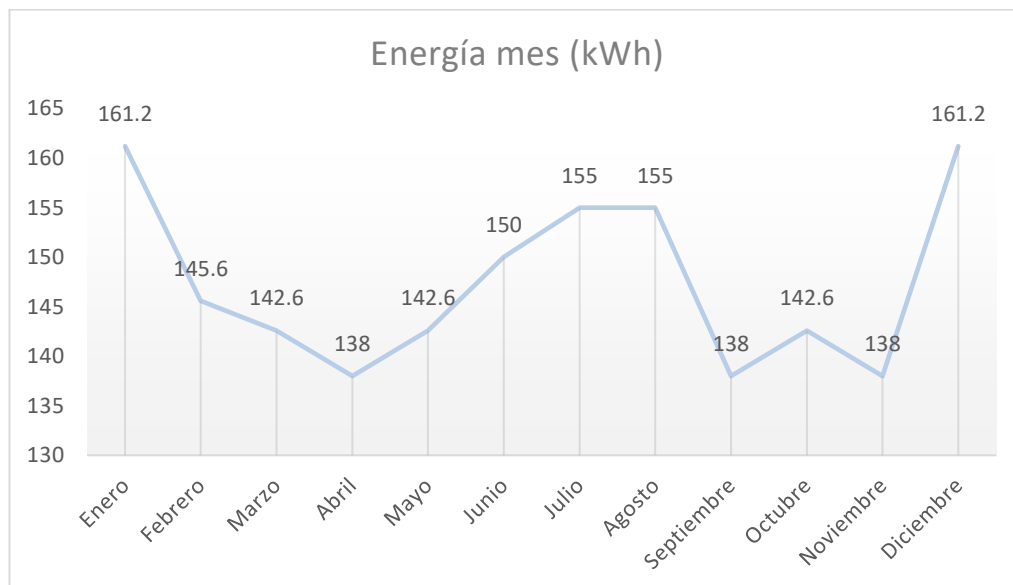


Figura 60. Consumo mensual en kWh

1.6. Criterio del mes más desfavorable

La determinación del número de módulos fotovoltaicos se lleva a cabo siguiendo el criterio del mes más desfavorable. Se dimensionará la instalación según el mes en

el que el consumo sea más elevado en relación con la producción solar. De esta manera se asegurará la producción a lo largo de todo el año.

$$\text{Relación} = \frac{\text{Consumo (kWh)}}{\text{HSP (kWh)}} \quad (60)$$

La Tabla 34 muestra la relación entre la producción y el consumo energético para todos los meses.

Tabla 34. Relación Producción-Consumo

Mes	Consumo (Wh)	HSP (Valdaliga)	HSP (Novales)	Relación (Valdaliga)	Relación (Novales)
Enero	5200	2.74	2.74	1.90	1.90
Febrero	5200	3.73	3.73	1.40	1.39
Marzo	4600	4.78	4.79	0.96	0.96
Abril	4600	5.24	5.24	0.88	0.88
Mayo	4600	5.43	5.87	0.85	0.78
Junio	5300	6.34	6.34	0.84	0.84
Julio	5300	6.22	6.11	0.85	0.87
Agosto	5300	5.68	5.68	0.93	0.93
Septiembre	4600	5.36	5.36	0.86	0.86
Octubre	4600	4.13	4.13	1.11	1.11
Noviembre	4600	2.81	2.81	1.64	1.64
Diciembre	5200	2.69	2.70	1.93	1.93

Si se expresa gráficamente según la Figura 61.

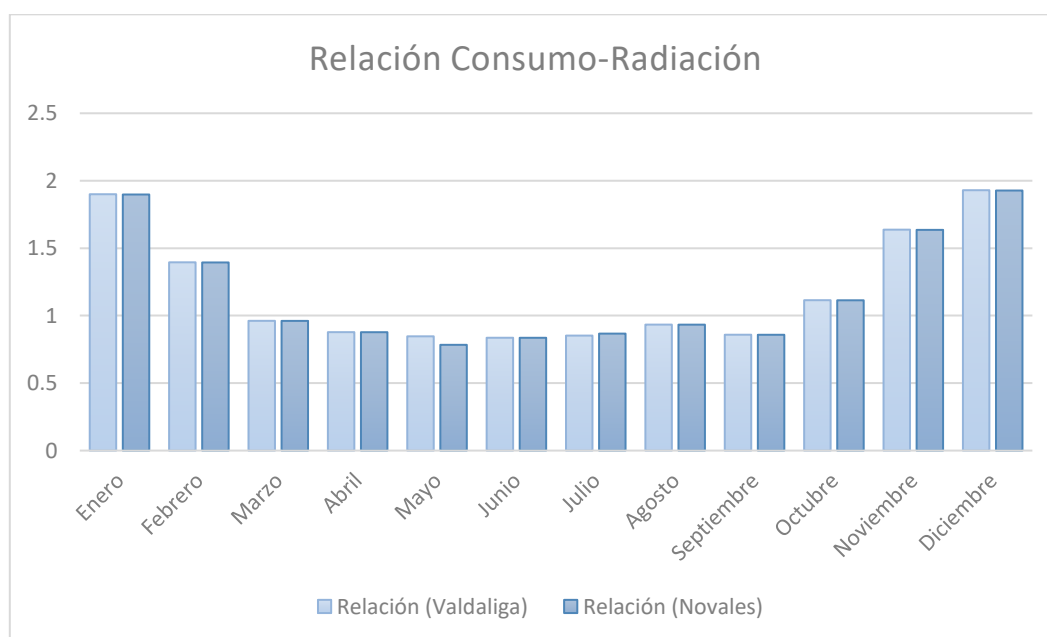


Figura 61. Relación consumo y producción mensual

De la Tabla 34 y la Figura 61 se observa que el mes con mayor diferencia entre la producción fotovoltaica y el consumo energético es el mes de diciembre, luego ese será el mes más desfavorable y sobre el cual se calculará el dimensionamiento de la instalación.

Una vez definido el mes crítico, el número de módulos se definirá según la siguiente expresión.

$$N_M = \frac{E'_{con}}{P * HSP * PR} \quad (61)$$

Siendo E'_{con} la energía consumida real, P la potencia nominal de los módulos solares, HSP las Horas Sol Pico del emplazamiento y PR el ratio de operación.

La energía consumida real viene definida por los rendimientos de los dispositivos que transfieren la energía a lo largo del sistema. Así, la expresión tomaría la siguiente forma:

$$E'_{con} = \frac{E_{con}}{\mu_{inv} * \mu_{bat} * \mu_{reg}} * C_S \quad (62)$$

Siendo μ_{inv} el rendimiento del inversor, de valor 96%, μ_{bat} el rendimiento de la batería, de valor 94%, μ_{reg} el rendimiento del regulador de carga, de valor 95% [52] y C_S el Coeficiente de seguridad para cumplir con los requisitos de potencia pico de alguno de los dispositivos durante su arranque, de valor 1.2.

La potencia nominal vendrá determinada por las características técnicas del módulo solar elegido, así, en este caso, la potencia nominal será de 330 W.

El ratio de operación PR se verá afectado por las pérdidas que se producen al trabajar en condiciones reales. Las pérdidas a tener en cuenta son

- **Disipación de potencia:** indicada en la ficha técnica del panel seleccionado, la tolerancia de potencia es

$$P_1 = 3\% \quad (63)$$

- **Aumento de la temperatura:** el rendimiento de los paneles fotovoltaicos disminuirá al aumentar la temperatura de operación

$$P_2 = K_T * (T_c - T_{REF}) \quad (64)$$

Donde K_T es el coeficiente de temperatura ($-0.004\text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$), T_{REF} es la temperatura de referencia para rendimiento óptimo ($25\text{ }^{\circ}\text{C}$) y T_C es la temperatura de las células ($^{\circ}\text{C}$) y viene definida como

$$T_C = T_{AMB} + \frac{(T_{nom} - T_{REF}) * HSP}{800} \quad (65)$$

Donde T_{AMB} es la temperatura ambiente de la localización, en este caso y para el mes de diciembre $T_{AMB}=10.1\text{ }^{\circ}\text{C}$, T_{NOM} es la temperatura nominal de operación que son 45°C y HSP es la radiación media diaria del mes.

Luego $T_C = 10.16\text{ }^{\circ}\text{C}$ y $P_2 = 0.06\%$

- **Acumulación de polvo:** se tomará un valor de

$$P_3 = 3\% \quad (66)$$

- **Sombras:** se tomará un valor de

$$P_4 = 4\% \quad (67)$$

- **Degradación de los módulos:** el valor habitual es

$$P_5 = 1\% \quad (68)$$

- **Pérdidas eléctricas:** especificado en el IDAE [52], no debe superar el 3%

$$P_6 = 3\% \quad (69)$$

- **Reflectancia:** según estudios

$$P_7 = 2.9\% \quad (70)$$

Luego, el valor del ratio de operación será

$$PR = 100\% - \sum_i P_i = 100 - 3 - 0.06 - 4 - 1 - 3 - 2.9 = 86.04\% \quad (71)$$

Para estos valores, y tomando diciembre como el mes más desfavorable, se tiene que el número de módulos necesarios según la orientación serán los siguientes.

- Orientación sur (HSP= 2.69)

$$N_M = \frac{E'_{con}}{P_{NOM} * HSP * PR} = \frac{7278.83}{330 * 2.69 * 0.86} = 9.46 \approx 10 \text{ módulos} \quad (72)$$

- Orientación este-oeste (HSP= 1.73)

$$N_M = \frac{E'_{con}}{P_{NOM} * HSP * PR} = \frac{7278.83}{330 * 1.73 * 0.86} = 14.75 \approx 15 \text{ módulos} \quad (73)$$

Una vez obtenidos los valores que indican el número de módulos a instalar, se establecen las siguientes conclusiones:

- El emplazamiento de la instalación no afecta al número de módulos necesarios para cubrir la demanda energética de la vivienda. Esto se debe a que la radiación en ambas localizaciones no difiere notablemente. Luego, para cálculos posteriores, se considerará el emplazamiento del municipio de Novales
- La orientación este-oeste incrementa el número de módulos necesarios, lo cual acrecentaría el coste de la instalación. Sin embargo, se debe realizar un estudio de dimensionamiento, ya que esta disposición puede reducir el espacio requerido para la disposición de los módulos fotovoltaicos
- Considerando la situación residencial de la vivienda, se plantea también el dimensionamiento de un generador fotovoltaico que suministre energía para un conjunto de 3 viviendas. Así,

$$E'_{\text{con-3 viviendas}} = 3 \cdot E'_{\text{con}} = 21836.49 \text{ Wh} \quad (74)$$

Luego, se requerirá un número de módulos igual a

$$N_M = \frac{E'_{\text{con}}}{P_{\text{NOM}} \cdot \text{HSP} \cdot \text{PR}} = \frac{21836.49}{330 \cdot 2.69 \cdot 0.86} = 28.6 \approx 29 \text{ módulos} \quad (75)$$

En la Figura 62, se representan los valores de producción mensual para la localización y la disposición de los generadores tomados de la base de datos PVGIS [73] para el año 2016.

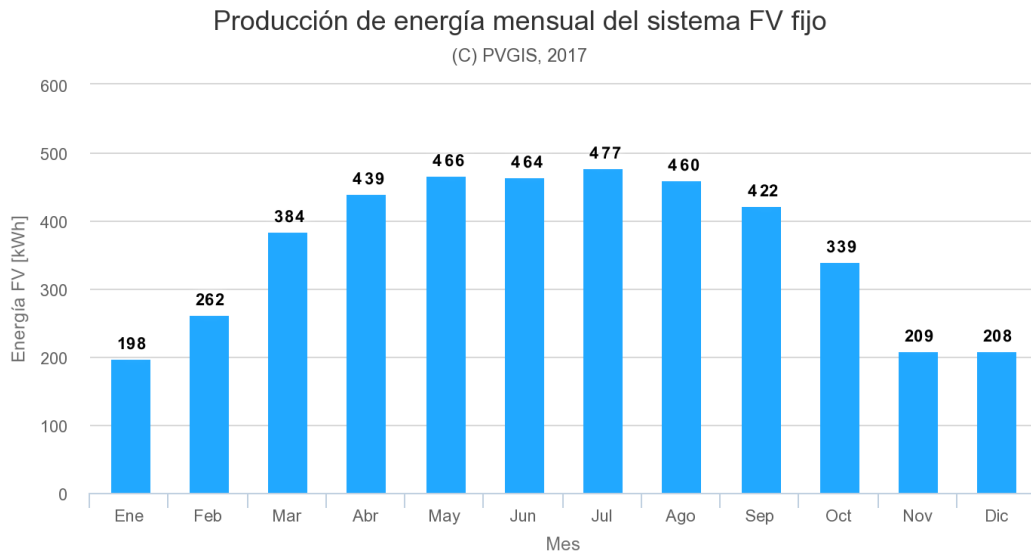


Figura 62. Producción mensual año 2016 según configuración del sistema [73]

El número de paneles a conectar en serie se calcula según la siguiente expresión

$$N_{\text{SERIE}} = \frac{V_{\text{REG}}}{V_{\text{OC}}} \quad (76)$$

Siendo V_{REG} la tensión del regulador (V), que se corresponde con la tensión del bus DC ($V_{\text{INST}}=24\text{V}$), y V_{OC} la tensión de circuito abierto del módulo (45.7 V).

Luego el número de módulos en serie será

$$N_{\text{SERIE}} = \frac{24}{45.7} = 0.52 \approx 1 \text{ módulo} \quad (77)$$

La conexión en paralelo de los módulos fotovoltaicos permitirá obtener los valores de potencia que se demandan. Luego, el número de módulos fotovoltaicos en paralelo será

$$N_{\text{P}} = \frac{P_{\text{P}}}{N_{\text{S}} * P_{\text{RMAX}}} \quad (78)$$

Siendo P_{P} la potencia pico en W, N_{S} el número de módulos en serie y P_{RMAX} la potencia real máxima.

Las características técnicas del módulo fotovoltaico vienen establecidas para unas condiciones estándar que son: nivel de irradiancia de 1000 W/m² y temperatura interna de 25°C. La potencia que se obtiene bajo estas condiciones se denomina potencia pico y se expresa en W_P.

Sin embargo, las condiciones de operación difieren de estas condiciones estándar, luego la potencia real vendrá definida como

$$P_{RMAX} = P_{NOM} - (T_{REF} - T_{MEDIA}) * \frac{\%}{^{\circ}C} \quad (79)$$

Siendo P_{NOM} la potencia nominal del generador (W), T_{REF} la temperatura de referencia de medida del generador (25 °C), T_{MEDIA} la temperatura media mensual exterior (10.1 °C) y %/°C el coeficiente de temperatura (-0.4 %/°C).

Luego $P_{RMAX} = 331.76 \text{ W}$

Para definir la potencia pico de los generadores que se obtiene con el número de módulos calculados, habrá que determinar la potencia pico máxima.

$$P_P = N_M * P_{RMAX} \quad (80)$$

Si se simplifica la expresión (78)

$$N_P = \frac{P_P}{N_S \cdot P_{RMAX}} = \frac{N_M}{N_S} = \frac{10}{1} = 10 \text{ módulos} \quad (81)$$

1.7. Dimensionamiento

Para establecer la superficie necesaria para la instalación del generador fotovoltaico, se necesitarán conocer las dimensiones del módulo, así como la distancia mínima entre paneles, necesaria para evitar sombras. La Figura 63 representa el esquema para la obtención de la distancia mínima entre paneles.

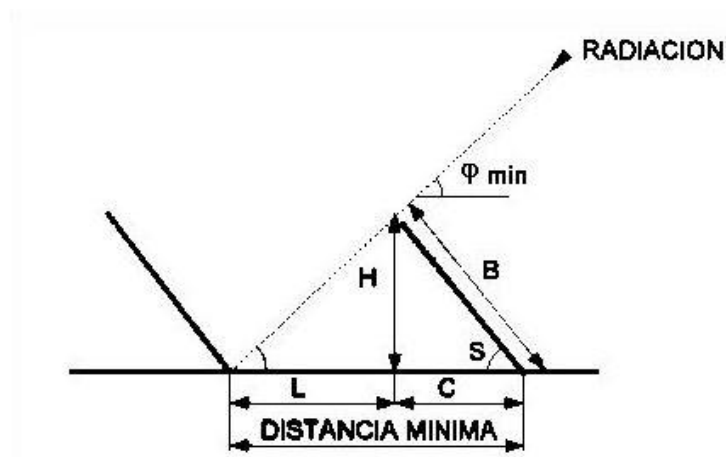


Figura 63. Distancia mínima entre paneles [58]

Las dimensiones del módulo vienen especificadas en la ficha técnica del mismo, y son

	Altura	Longitud
Dimensión (mm)	992	1957

La distancia mínima entre paneles viene determinada como

$$D_{\min} = B * \left(\cos \beta_{OPT} + \operatorname{sen} \frac{\beta_{OPT}}{\operatorname{tg} \varphi_{\min}} \right) \quad (82)$$

Siendo, B la longitud del panel (mm), β_{OPT} la inclinación óptima anual (40°) y $\varphi_{\min}$ el ángulo mínimo de incidencia, que se produce en diciembre y vale 23.4° .

Luego $D_{\min} = 4406 \text{ mm}$

Conocidas las dimensiones que definirán la superficie de la instalación, y el número de módulos a emplazar, se presentan las distintas alternativas de posicionamiento.

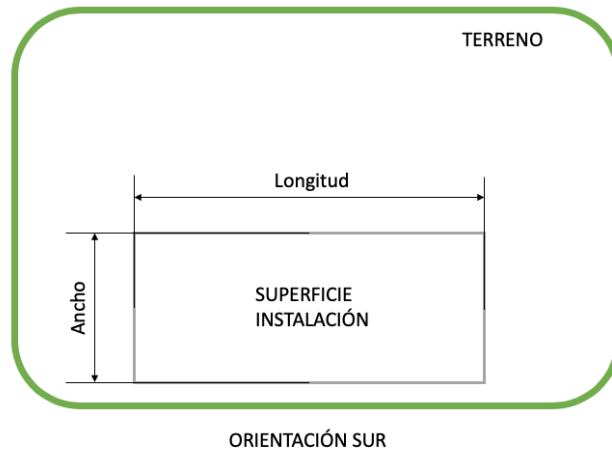


Figura 64. Esquema dimensionamiento de la instalación [Elaboración propia]

Considerando el esquema de la Figura 64, se plantean las alternativas siguientes, definidas en la Tabla 35 y la Tabla 36.

Tabla 35. Superficie de instalación según disposición de módulos (orientación sur)

Número de filas	Número de columnas	Longitud (m)	Ancho (m)	Superficie (m ²)
10	1	41.61	0.992	41.28
1	10	9.92	1.96	19.41
5	2	1.98	19.58	38.85
2	5	4.96	6.36	31.56

Tabla 36. Superficie de instalación según disposición de módulos (orientación este-oeste)

Número de filas	Número de columnas	Longitud (m)	Ancho (m)	Superficie (m ²)
15	1	29.35	0.992	29.12
1	15	14.88	1.96	29.12
5	3	2.98	9.78	29.12
3	5	4.96	5.871	29.12

Se observa que, para la orientación sur, la segunda alternativa de disposición facilita una superficie mucho menor y que en el caso de orientación este-oeste, no se consigue un valor inferior, luego esta disposición supondrá mayor número de módulos y una superficie mayor. Es por ello por lo que se opta por una disposición de 10 columnas y 1 fila con orientación sur.

1.8. Operación

Una vez establecido el número de módulos fotovoltaicos y la potencia del sistema, se plantea el funcionamiento diario de los equipos que lo componen.

Si se obtiene gráficamente la producción mensual energética, según la expresión

$$P_{\text{PRODUCIDO}} = G * P_{\text{RMAX}} * N_{\text{M}} \quad (83)$$

Siendo N_{M} el número de módulos, P_{RMAX} la potencia real del generador (W), y G la radiación diaria (kWh/m^2) obtenida de los datos actuales de la base de datos CIEMAT [71] y se reflejan junto al consumo mensual estimado en la Tabla 33 en la Figura 65.

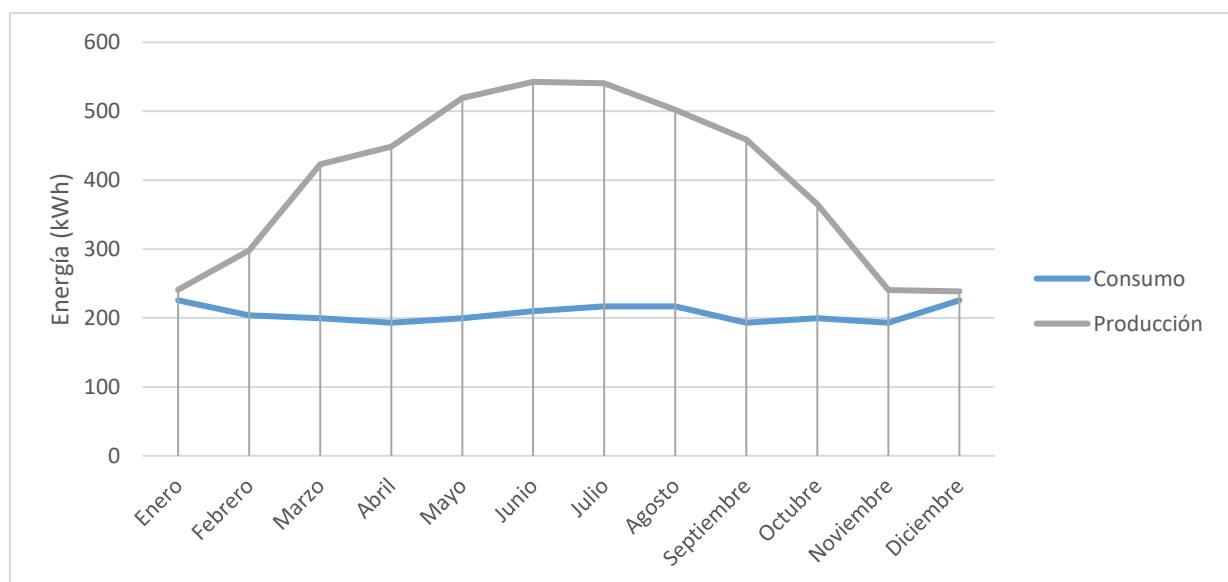


Figura 65. Consumo y producción mensual en kWh según datos de radiación y estimación de cargas

Se observa que el dimensionamiento del generador fotovoltaico genera una sobreproducción mensual que será la utilizada para la generación de hidrógeno a utilizar durante las horas de falta de producción.

Así, aunque la energía producida mensualmente es mayor que la consumida, para todos los meses, a lo largo del día la potencia producida varía debido a la radiación

que incide sobre los paneles solares, que cambia según la hora y se vuelve nula antes del amanecer y después del atardecer.

Tomando los valores de G horarios de la base de datos PVGIS [73] y utilizando la expresión (83), se obtiene la Tabla 37, que indica la producción energética por horas para los distintos meses.

Tabla 37. Producción horaria por mes (kWh)

Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sep	Octubre	Nov	Dic
1:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6:00	0	0	0	0	16.60	59.76	26.56	0	0	0	0	0
7:00	0	0	0	53.12	156.03	156.03	165.99	126.15	19.92	0	0	0
8:00	0	0	73.04	209.15	318.70	325.34	288.82	212.47	132.79	53.12	0	0
9:00	53.12	112.87	239.03	677.24	1019.18	1098.85	1065.66	922.90	305.42	215.79	146.07	63.08
10:00	189.23	265.58	876.43	1450.75	1527.11	1606.78	1563.63	1517.15	1487.27	647.36	239.03	195.87
11:00	285.50	790.11	1616.74	1902.25	1958.68	2021.76	1971.96	1971.96	1975.28	1653.26	717.08	298.78
12:00	1022.50	1576.91	1955.36	2234.23	2300.62	2333.82	2380.30	2353.74	2287.34	1942.08	1321.28	995.94
13:00	1304.68	1815.93	2210.99	2443.37	2430.09	2436.73	2496.49	2533.01	2479.89	2084.83	1371.08	1460.71
14:00	1291.40	1722.98	2147.91	2450.01	2320.54	2350.42	2373.66	2433.41	2443.37	2028.40	1354.48	1351.16
15:00	1142.01	1573.59	1885.65	2161.19	2008.48	2161.19	2104.75	2114.71	2137.95	1699.74	1092.21	1161.93
16:00	810.03	1241.61	1563.63	1752.85	1663.22	1772.77	1825.89	1786.05	1716.34	1278.12	766.87	786.79
17:00	365.18	786.79	1102.17	1274.80	1244.93	1354.48	1391.00	1271.48	1138.69	730.36	315.38	149.39
18:00	39.84	222.43	551.09	707.12	780.15	876.43	893.03	783.47	574.33	152.71	16.60	0
19:00	0	3.32	99.59	239.03	345.26	424.93	448.17	312.06	116.19	0	0	0
20:00	0	0	0	16.60	106.23	185.91	189.23	83.00	0	0	0	0
21:00	0	0	0	0	0	6.64	0	0	0	0	0	0
22:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Se representan a continuación, en las figuras 66 a 77, las variaciones diarias de producción y consumo por horas para cada mes.

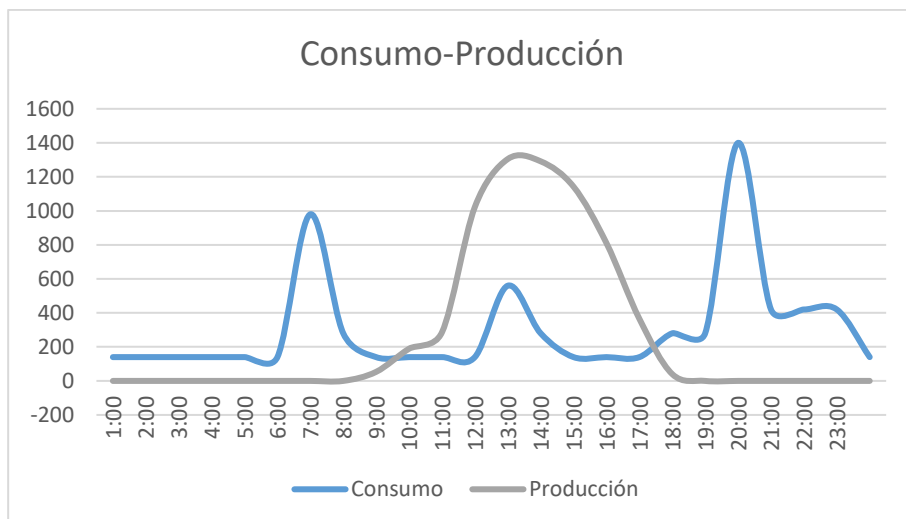


Figura 66. Consumo-Producción Enero

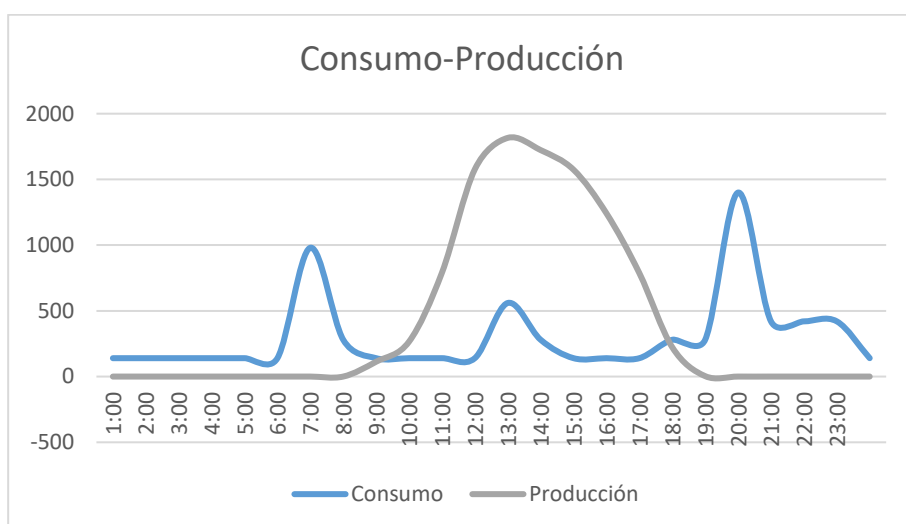


Figura 67. Consumo-Producción Febrero

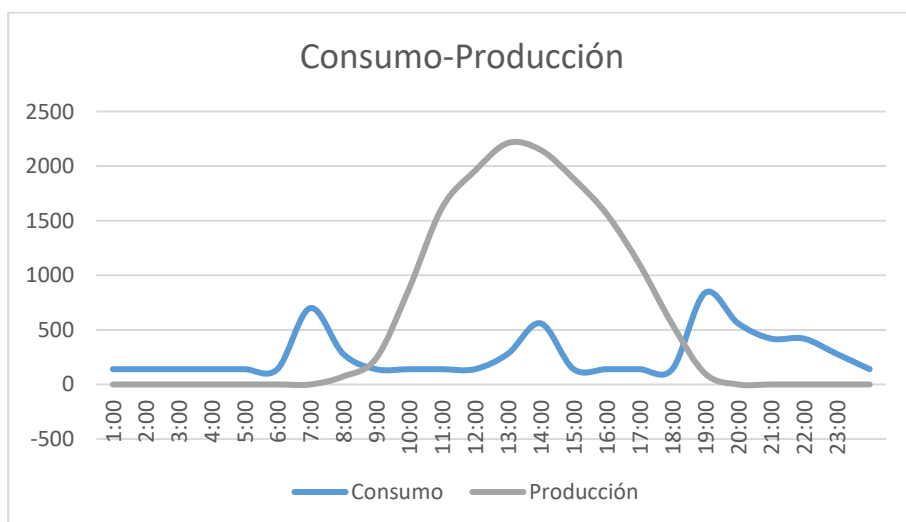


Figura 68. Consumo-Producción Marzo

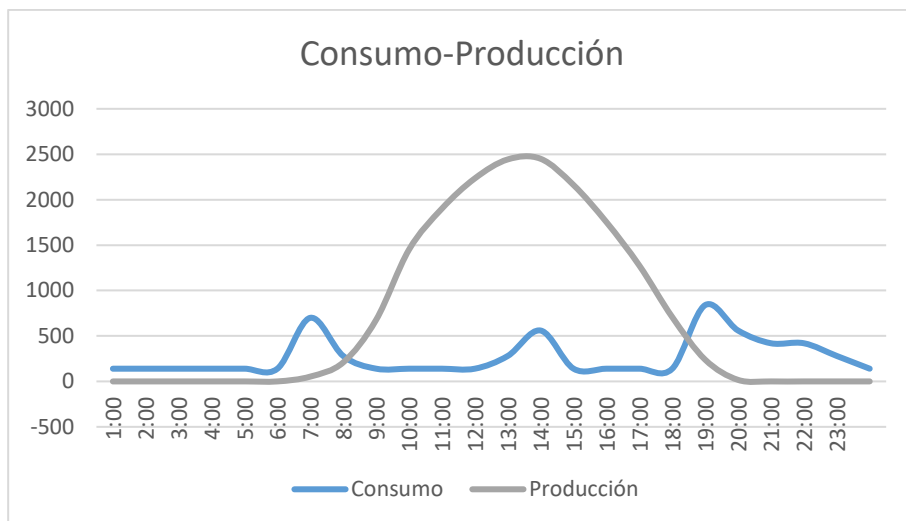


Figura 69. Consumo-Producción Abril

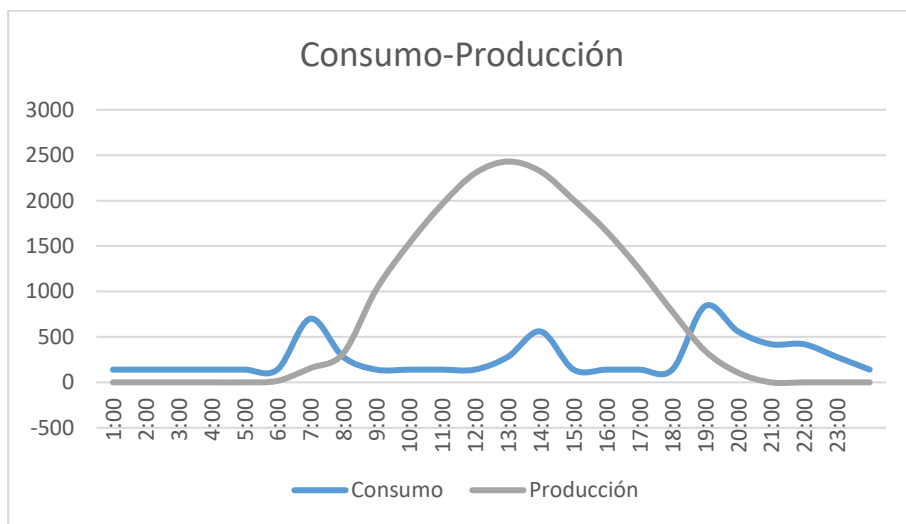


Figura 70. Consumo-Producción Mayo

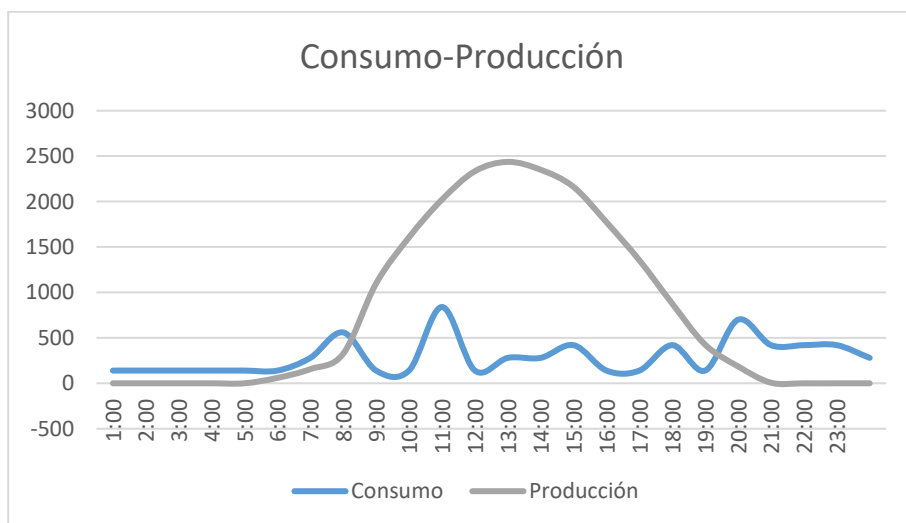


Figura 71. Consumo-Producción Junio

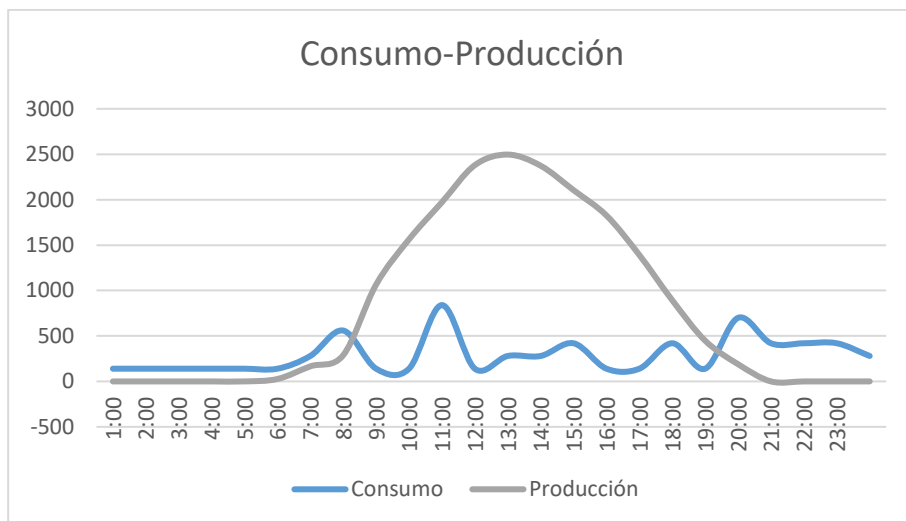


Figura 72. Consumo-Producción Julio

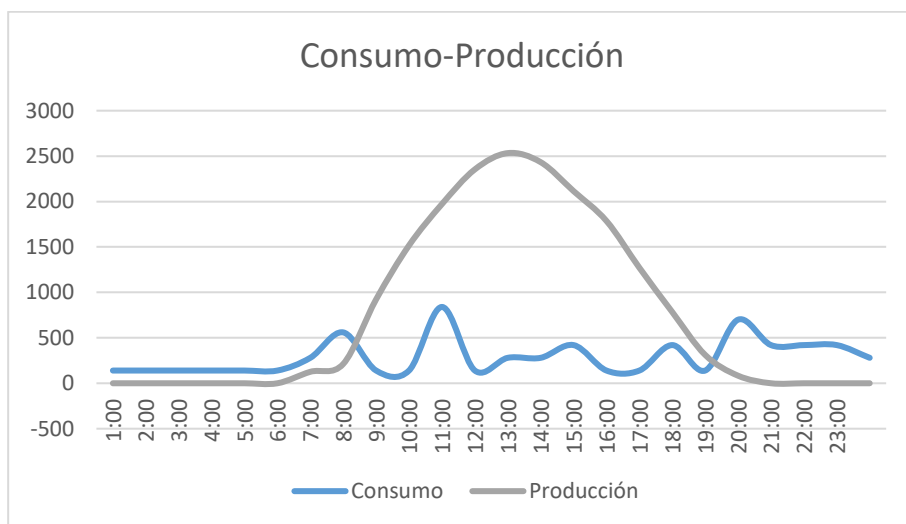


Figura 73. Consumo-Producción Agosto

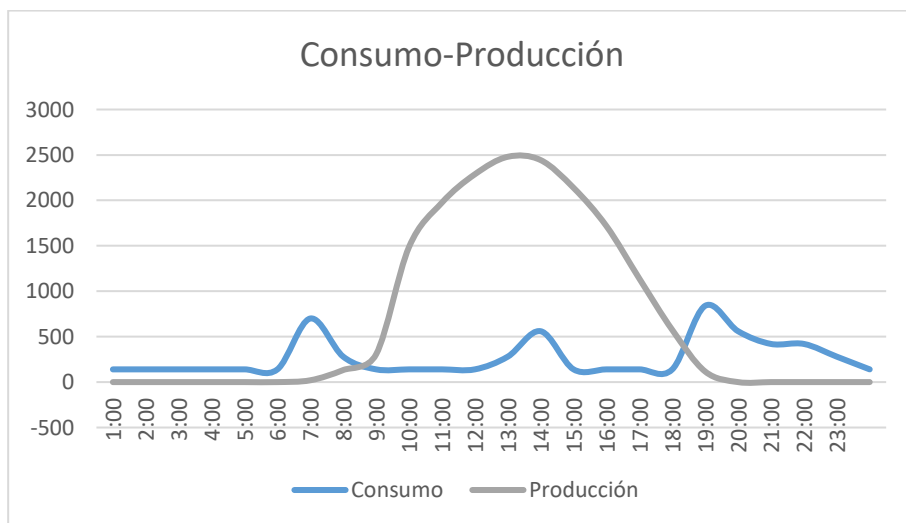


Figura 74. Consumo-Producción Septiembre

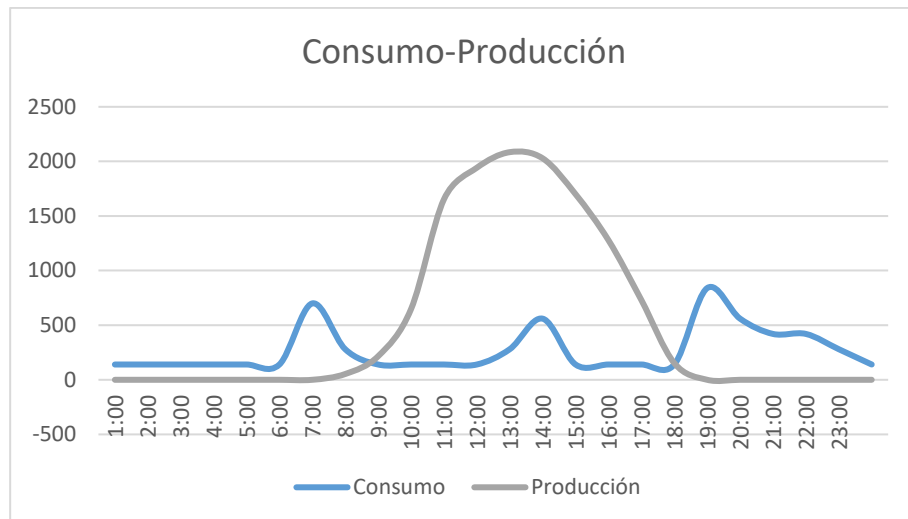


Figura 75. Consumo-Producción Octubre

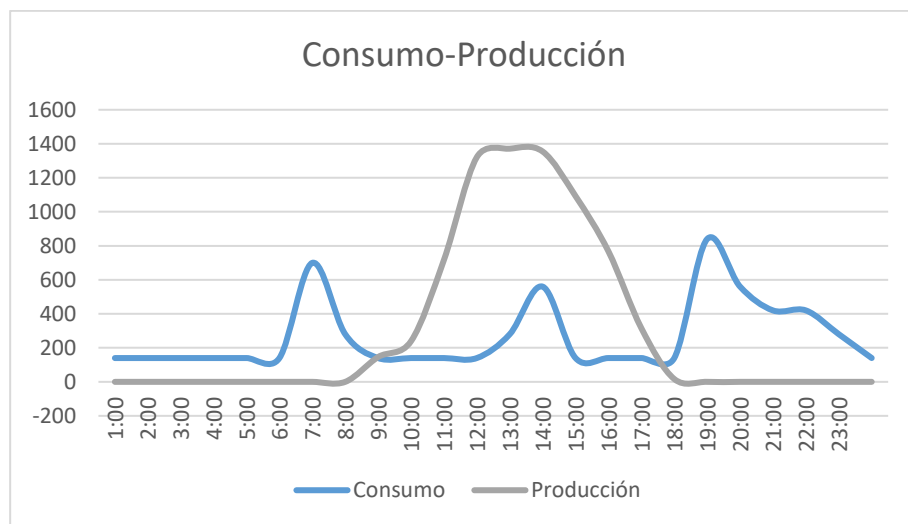


Figura 76. Consumo-Producción Noviembre

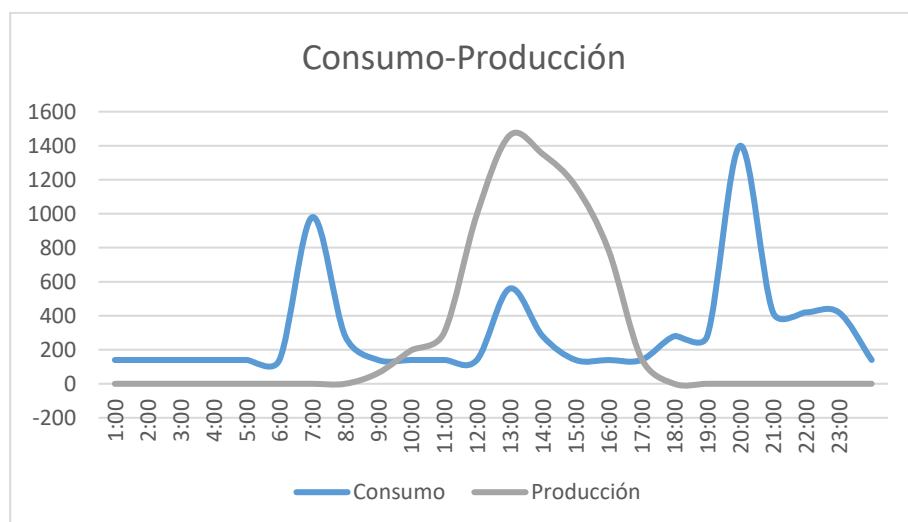


Figura 77. Consumo-Producción Diciembre

Se observa que, a lo largo del día, hay fluctuaciones en los valores de generación y de consumo energético, existiendo rangos horarios donde la producción es mayor que el consumo e intervalos en los que el consumo es superior a la producción.

Si se estudia la desigualdad entre producción y consumo a lo largo del día para los distintos meses y se plantea una representación gráfica de dicha diferencia, se obtiene la Figura 78.

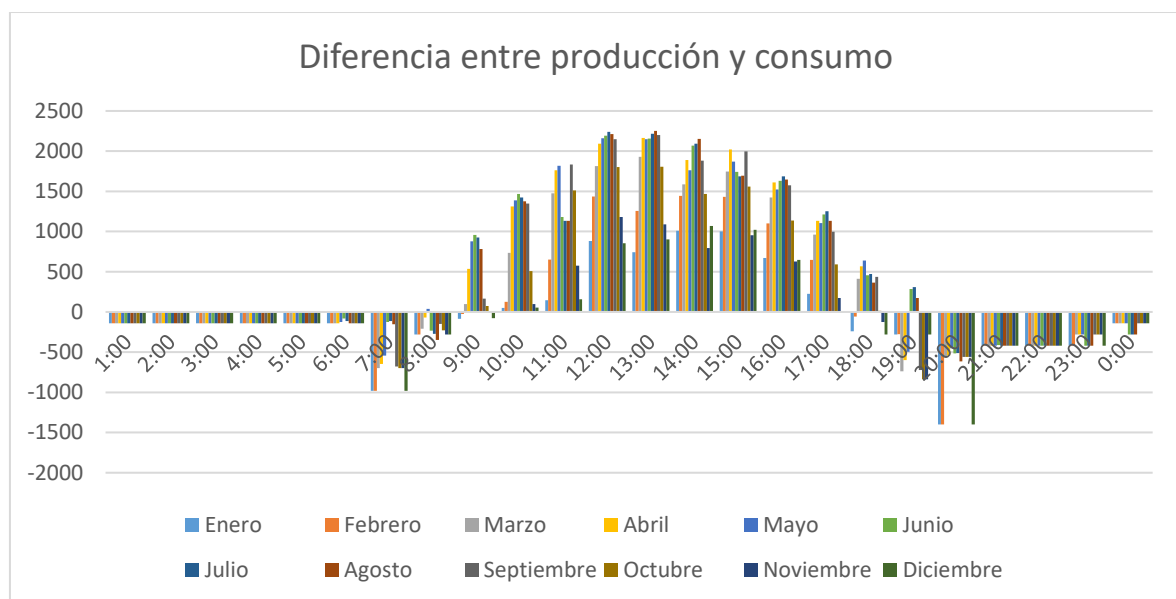


Figura 78. Diferencia entre producción-consumo horario mensual

Se observa que, a lo largo del día y para todos los meses, se producen diferencias positivas dentro del rango horario de 9.00 a 18.00, y diferencias negativas para el rango de 19.00 a 8.00.

Se plantea, pues, el siguiente funcionamiento del sistema:

- Cuando existe excedente de energía, ésta se utiliza para poner en funcionamiento electrolizador que producirá hidrógeno para su almacenamiento
- Cuando la energía producida es menor que la energía consumida, se recurrirá a la pila de hidrógeno para suministrar potencia a la vivienda

2. Dimensionado del electrolizador

2.1. Objetivo

El objetivo de este apartado es el de obtener la producción horaria, mensual y anual de hidrógeno según el aprovechamiento energético de las horas de excedentes facilitadas en el apartado anterior.

Con ello, se permitirá estimar el modelo de electrolizador que se ajuste a los valores calculados y sea factible para la implantación en el sistema.

2.2. Consideraciones iniciales

La potencia suministrada al electrolizador es aquella que se origina con el excedente de energía producida por los paneles solares.

$$P_{elec} = \frac{P_{n\,FV}}{h} - \frac{C}{h} \quad (84)$$

Luego, si se obtiene la diferencia entre la energía producida por los módulos y la consumida por la vivienda se produce la Tabla 38.

Tabla 38. Energía proporcionada al electrolizador en kWh/mes

Mes	Excedente (kWh/mes)
Enero	22.485
Febrero	101.265
Marzo	233.812
Abril	266.326
Mayo	331.89
Junio	345.687
Julio	336.7
Agosto	297.319
Septiembre	276.561
Octubre	174.396
Noviembre	53.29
Diciembre	18.687

2.3. Dimensionamiento

El consumo energético del electrolizador viene definido como

$$W_{el} = n_{e^-} * F * E \quad (85)$$

Siendo E la energía necesaria para separar agua e hidrógeno, de valor 1.7 V [74].

Luego, sustituyendo en la expresión.

$$W_{el} = n_{e^-} * F * E = 2 \frac{\text{mol } e^-}{\text{mol } H_2} * 96485 \frac{C}{\text{mol } e^-} * 1.7 V = 328049 \frac{C * V}{\text{mol } H_2} = 328049 \frac{W * s}{\text{mol } H_2} \quad (86)$$

Teniendo en cuenta que la masa atómica del H₂ es 1.00797 u (g/mol) y su densidad es de 0.08988 kg/m³

$$W_{el} = 328049 \frac{W * s}{\text{mol } H_2} * \frac{1 h}{3600 s} * \frac{1 \text{ mol } H_2}{2 \text{ gr } H_2} * 1000 \frac{\text{gr } H_2}{1 \text{ kg } H_2} * \frac{1 \text{ kW}}{1000 W} = 45.56 \frac{\text{kWh}}{\text{kg } H_2} = 3.82 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^3} \quad (87)$$

El consumo específico real del electrolizador se encontrará dentro del rango comercial de 4.5 a 6.5 kWh/m³. El electrolizador seleccionado tiene un consumo específico de 6.1 kWh/m³.

La producción de hidrógeno mensual será entonces la definida por la Tabla 39.

Tabla 39. H2 producido por el electrolizador en Nm3/mes

Mes	H2 producido (Nm3/mes)
Enero	4.589
Febrero	20.666
Marzo	47.717
Abril	54.352
Mayo	67.733
Junio	70.548
Julio	68.714
Agosto	60.677
Septiembre	56.441
Octubre	35.591
Noviembre	10.876
Diciembre	3.814

Dando una producción anual de hidrógeno de **501.718 Nm³/año**.

3. Dimensionado de la pila de combustible

3.1. Objetivo

En el caso de la pila de combustible, el dimensionamiento permitirá mostrar la energía producida diaria, mensual y anualmente por el hidrógeno generado por el electrolizador, y estimar sus características técnicas para que la pila sirva como generador de energía durante las horas de escasez de radiación.

3.2. Consideraciones iniciales

Como ya se mencionó en apartados anteriores, la pila está en funcionamiento cuando los paneles solares no producen energía.

Si se analiza la demanda energética horaria, se obtienen consumos no compensados que requieren del aporte de energía de la pila de combustible.

Si se obtiene la suma de la potencia necesaria diaria para suplir dichos consumos, y se multiplica por el número de días de cada mes, se obtendrá la potencia que debe suministrar la pila mensualmente, representada en la Tabla 40.

Tabla 40. Energía producida por la pila en kWh/mes

Mes	Energía producida (kWh/mes)
Enero	170.691
Febrero	147.294
Marzo	133.506
Abril	118.842
Mayo	110.831
Junio	95.571
Julio	100.712
Agosto	108.431
Septiembre	126.311
Octubre	137.211
Noviembre	138.08
Diciembre	171.617

3.3. Dimensionamiento

La energía consumida por cantidad de hidrógeno (PCS) se determinará como

$$W_{el} = n * F * E \quad (88)$$

Siendo n el número de moles, F la constante de Faraday y E el potencial real de la pila.

El potencial real de la celda viene determinado por el fabricante. En este caso E=660 mV

$$\begin{aligned} W_{el} = n * F * E &= 2 \frac{\text{mol e}^-}{\text{mol H}_2} * 96485 \frac{\text{C}}{\text{mol e}^-} * 0.66 \text{ V} = 127360 \frac{\text{C} * \text{V}}{\text{mol H}_2} \\ &= 127360 \frac{\text{J}}{\text{mol H}_2} = 127360 \frac{\text{W} * \text{s}}{\text{mol H}_2} \end{aligned} \quad (89)$$

Teniendo en cuenta que la masa atómica del H₂ es 1.00797 u (g/mol) y su densidad es de 0.08988 kg/m³.

$$W_{el} = 126353 \frac{\text{W} * \text{s}}{\text{g H}_2} = 35 \frac{\text{Wh}}{\text{g H}_2} = 3.15 \frac{\text{kWh}}{\text{Nm}^3 \text{ H}_2} \quad (90)$$

Luego la consumición mensual de hidrógeno por parte de la pila es la indicada en la Tabla 41

Tabla 41. H2 consumido por la pila en Nm³/mes

Mes	H2 consumido (Nm ³ /mes)
Enero	54.26
Febrero	46.822
Marzo	42.44
Abril	37.778
Mayo	35.232
Junio	30.38
Julio	32.015
Agosto	34.468
Septiembre	40.152
Octubre	43.617
Noviembre	43.893
Diciembre	54.554

Lo que implica un consumo anual de H₂ de **495.612 Nm³/año**.

3.4. Rendimiento

Como se determinó en los Criterios de diseño de la pila de combustible, la eficiencia del equipo se define como

$$\eta = \frac{P}{W_{H_2}} \quad (91)$$

Que, según la expresión (12), se puede expresar

$$\eta = \frac{V}{1.482} \quad (92)$$

Luego el rendimiento, considerando un voltaje V de 660 mV por celda, será

$$\eta = 44.5\% \quad (93)$$

4. Dimensionado del almacenamiento de hidrógeno

4.1. Objetivo

El propósito de este apartado es el de dimensionar el almacenamiento de hidrógeno para establecer la capacidad que se necesita almacenar para, así, escoger el modelo comercial que cumpla con los requisitos de acumulación.

4.2. Consideraciones iniciales

El volumen de almacenamiento mensual se establece como la diferencia entre el H₂ producido por el electrolizador y el consumido por pila, indicado en la Tabla 42.

Tabla 42. Diferencia H₂ producido y consumido

Mes	Diferencia H ₂ producido-consumido (Nm ³ /mes)
Enero	-49.671
Febrero	-26.156
Marzo	5.277
Abril	16.574
Mayo	32.501
Junio	40.168
Julio	36.7
Agosto	26.209
Septiembre	16.289
Octubre	-8.026
Noviembre	-33.018
Diciembre	-50.741

Los meses en los que el balance neto entre el hidrógeno producido y el consumido es negativo, significa que para suplir el consumo de la pila es necesario contar con hidrógeno acumulado en los depósitos de almacenamiento. Estos depósitos se llenarán cuando el balance neto mensual sea positivo.

4.3. Dimensionamiento

Si se establece el total de volumen a almacenar, como la suma del almacenamiento mensual necesario según la producción del electrolizador, se tiene que el volumen total almacenado es de **501.718** Nm³, es decir, **501718** NL anuales.

Para dimensionar los equipos de almacenamiento, se debe analizar el volumen máximo mensual a almacenar. Esto es 70.548 Nm³ durante el mes de Junio.

Si se analiza la diferencia entre producción y consumo diaria por meses y se expresa en la Tabla 43.

Tabla 43. H2 consumido, producido y diferencia

Mes	H2 consumido diario (Nm ³ /día)	H2 producido diario (Nm ³ /día)	Diferencia diaria (Nm ³ /día)
Enero	1.75	0.148	-1.602
Febrero	1.672	0.738	-0.934
Marzo	1.369	1.539	0.17
Abril	1.259	1.812	0.552
Mayo	1.137	2.185	1.048
Junio	1.013	2.352	1.339
Julio	1.033	2.217	1.184
Agosto	1.112	1.957	0.845
Septiembre	1.338	1.881	0.543
Octubre	1.407	1.148	-0.259
Noviembre	1.463	0.363	-1.101
Diciembre	1.76	0.123	-1.637

Se observa que para el mes de junio será necesario almacenar 1.339 m³ diarios, es decir, 1339L diarios.

Siendo el depósito seleccionado de 300 L, se necesitarán 5 botellas para cumplir con las necesidades diarias de almacenamiento de hidrógeno.

5. Dimensionado de las baterías

5.1. Objetivo

En este apartado se estimará la capacidad mínima requerida de las baterías para lograr una autonomía de 3 días [52], según la producción solar del sistema.

5.2. Consideraciones iniciales

De igual manera que en el dimensionamiento de los módulos fotovoltaicos, el cálculo de las baterías se realizará para el mes más desfavorable.

5.3. Dimensionamiento

La capacidad útil de las baterías queda establecida por la energía real diaria y el número de días de autonomía. La autonomía de las baterías está definida en el IDEA [52].

$$C_u = E * D_{AUT} \quad (94)$$

Considerando una energía diaria de 5.2 kWh/día y una autonomía mínima de 3 días [52], se obtiene una capacidad útil de 15.6 kWh.

Una vez determinada la capacidad útil, la capacidad nominal en Wh se establece como la relación entre C_u y la profundidad de descarga máxima $P_{D_{MAX}}$.

Para el equipo seleccionado, la profundidad de descarga máxima toma un valor de $\frac{2.5 V}{3.2 V} \times 100 = 78\%$

$$C = \frac{C_u}{P_{D_{MAX}}} \quad (95)$$

Luego la capacidad nominal valdrá 20 kWh.

Generalmente, la capacidad de las baterías viene expresada en Ah, luego, si se divide entre la tensión de la instalación V_{INST} .

$$C_{BAT} = \frac{C}{V_{INST}} \quad (96)$$

Se obtiene un valor de 833.33 Ah.

Por último, para establecer el número de baterías en paralelo a instalar, se ha de dividir la capacidad calculada C_{BAT} entre la capacidad nominal de la batería seleccionada C_{NOMBAT} . Luego el número de baterías en paralelo necesarias será.

$$N_P = \frac{C_{BAT}}{C_{NOMBAT}} \quad (97)$$

En este caso, el conjunto suministrado, de capacidad nominal igual a 1000 Ah, será suficiente para cumplir con la necesidad de acumulación.

Calculando ahora el número de baterías en serie, con el que se alcanzará la tensión de la instalación, se tiene

$$N_S = \frac{V_{INST}}{V_{BAT}} \quad (98)$$

Considerando que la tensión nominal de la batería es de 3 V, se necesitarán 8 baterías en serie.

5.4. Verificaciones

Se ha de comprobar que las baterías seleccionadas cumplen con los requisitos de óptimas condiciones de carga. Esto es, la capacidad del acumulador (Ah) no puede exceder en más de 25 veces la corriente de cortocircuito del generador [52].

$$C'_{BAT} < 25I_{CCGen} \quad (99)$$

Siendo I_{CCGen} la corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico y quedando definida como:

$$I_{CCGen} = I_{SC} \cdot NP \quad (100)$$

Donde I_{SC} es la corriente de cortocircuito de cada módulo y NP es el número de paneles.

Realizando los cálculos

$$I_{SC} \cdot NP = 11 \cdot 9.38 \cdot 25 = 2580 > 833.33 \quad (101)$$

Luego las baterías seleccionadas cumplen con los requisitos.

6. Dimensionado del regulador de carga

6.1. Objetivo

Se deberán obtener los parámetros característicos de un regulador de carga para asegurar una correcta conexión entre los generadores y el bus DC.

6.2. Dimensionamiento

La intensidad de entrada al regulador depende del número de módulos NP y de su potencia de cortocircuito I_{SC} . Además, se deberá considerar un factor de corrección para que sea capaz de soportar sobrecargas.

$$I_{Entrada} = NP * I_{SC} * 1.25 \quad (102)$$

Donde NP es el número de paneles fotovoltaicos y I_{SC} es la corriente de cortocircuito del módulo.

Sustituyendo, se obtiene una corriente de entrada $I_{ENTRADA}$ de valor de 117.25 A.

Por otro lado, la intensidad de salida del regulador se determina según la potencia máxima de las cargas en CC P_{CC} y la tensión de la instalación V_{INST} . Se habrá de considerar también un factor de corrección para soportar sobrecargas.

$$I_{Salida} = \frac{V_{MP} * I_{MP}}{V_{INST} * 1.25} * NP \quad (103)$$

Donde V_{MP} es la tensión a máxima potencia, I_{MP} es la corriente a máxima potencia y V_{INST} es la tensión del bus de CC.

En el caso del proyecto, no se han considerado cargas en continua por parte de la vivienda, sin embargo, tanto baterías como electrolizador consumirán potencia en corriente continua.

Luego, la corriente máxima de carga I_{SALIDA} tendrá un valor de 110 A.

El número de reguladores a instalar dependerá de la corriente de entrada $I_{Entrada}$ y de la corriente máxima del regulador I_{MAX} . Definido como

$$N_R = \frac{I_{Entrada}}{I_{MAX}} \quad (104)$$

Luego, siendo la intensidad máxima de carga del regulador de 70 A, será necesario instalar 2 reguladores para soportar la corriente de entrada.

6.3. Verificación

Se debe comprobar que los cálculos obtenidos en el dimensionamiento de los módulos fotovoltaicos cumplen con las especificaciones del regulador. Esto es, que la tensión máxima de circuito abierto del generador sea menor que el voltaje de circuito abierto del regulador ($37.1\text{ V} < 145\text{ V}$).

7. Dimensionado del inversor

7.1. Objetivo

El inversor debe proporcionar un funcionamiento adecuado frente al rango de tensiones admitidas por el sistema. Se requiere extraer dicho rango y obtener el valor de potencia bajo el que opera el inversor.

7.2. Consideraciones iniciales

Se establecen los valores de voltaje y corriente del conjunto de módulos solares para el punto de máxima potencia.

$$V_{\text{mptotal}} = V_{\text{mp}} * N_{\text{M}} \quad (105)$$

$$I_{\text{mptotal}} = I_{\text{mp}} * N_{\text{M}} \quad (106)$$

El cálculo da unos valores de $V_{\text{mptotal}}=371\text{ V}$ y $I_{\text{mptotal}}=93.8\text{ A}$

Además, el inversor debe establecer la tensión y frecuencia de salida de manera que se incluyan dentro de los siguientes márgenes

$$V_{\text{NOM}} \pm 5\% \quad (107)$$

$$50\text{ Hz} \pm 2\% \quad (108)$$

Siendo $V_{\text{NOM}}= 220/230\text{ V}$

Por último, la potencia del inversor queda determinada como la potencia máxima de consumo de las cargas en CA en relación con el rendimiento de aprovechamiento de las cargas. Según el IDAE [52], los rendimientos de los inversores deben ser superiores a los límites especificados en la Tabla 44.

Tabla 44. Valores límite de rendimiento del inversor

Tipo de inversor		Rendimiento al 20% de la potencia nominal	Rendimiento a la potencia nominal
<i>Onda senoidal</i>	$P_{\text{NOM}} < 500 \text{ VA}$	>85%	>75%
	$P_{\text{NOM}} > 500 \text{ VA}$	>90%	>85%
<i>Onda no senoidal</i>		>90%	>85%

Como el inversor a instalar es de tipo onda senoidal, de $P_{\text{NOM}} > 500 \text{ VA}$, se considera un rendimiento del 85%.

7.3. Dimensionamiento

Así, en este caso, la potencia del inversor deberá ser

$$P_{\text{INVERSOR}} = \frac{P_{\text{ConsumoCA}}}{\eta} \quad (109)$$

Siendo la potencia de consumo total de 1600 W, se requiere de un inversor de potencia 1885 W.

7.4. Verificación

Se comprueba que el inversor seleccionado cumple con los requisitos.

Se verifica primero que el rendimiento del inversor es adecuado para la instalación, es decir, que sea mayor del 85%.

$$92\% > 85\% \quad (110)$$

Se debe confirmar que la intensidad pico del inversor es mayor que la corriente total de máxima potencia de los generadores.

$$121 \text{ A} > 93.8 \text{ A} \quad (111)$$

Por último, la potencia que soporta el inversor debe ser mayor que la potencia de las cargas.

$$2000 \text{ VA} > 1885 \text{ VA}$$

(112)

Luego, el inversor seleccionado cumple con los requisitos.

8. Dimensionado del aprovechamiento del calor residual

8.1. Objetivo

Realizar una estimación de la producción térmica que se puede alcanzar al aprovechar el calor residual de los procesos del electrolizador y la pila de combustible.

8.2. Consideraciones iniciales

Se reconoce que una planta de cogeneración, conociéndose como cogeneración la producción simultánea de electricidad y calor, resulta provechosa si la energía térmica generada en el proceso de producción eléctrico puede sustituir al calor necesario que se pudiera conseguir a través de otro combustible [75].

El calor generado durante un proceso de producción de energía eléctrica es un caudal de materia con capacidades calorífico.

Se define calor útil a aquel que se produce durante el proceso de cogeneración y será válido para su aplicación.

8.3. Dimensionamiento

La energía térmica se puede entregar al consumidor a través de un medio de transmisión de calor.

Entre estos medios se encuentra el agua líquida, el vapor de agua, los gases calientes, refrigerantes y demás fluidos térmicos [75].

En el caso de una pila de combustible tipo PEM, como es el caso del proyecto, se considerará que el medio transmisor es agua líquida.

El calor extraído H se define como

$$H = \dot{m} \cdot (h_1 - h_2) = \dot{m} \cdot C_e \cdot (T_1 - T_2) \quad (113)$$

Donde, $\dot{m}$ es el caudal, h_1 y h_2 son las entalpías de salida y retorno respectivamente, C_e es el calor específico medio del fluido (considerándolo constante) y T_1 y T_2 son las temperaturas de salida y retorno respectivamente.

La finalidad primera de una planta de cogeneración es la de producir energía eléctrica E, luego se puede considerar que sólo una parte de la energía requerida se transforma en calor. Se puede definir como

$$E = C \cdot H \quad (114)$$

Siendo C el parámetro de conversión.

Este parámetro según se puede determinar como

$$C = \frac{\eta_E}{\eta_o - \eta_E} \quad (115)$$

Siendo η_E el rendimiento eléctrico del proceso y η_o el rendimiento global. Para pilas de combustible, el rendimiento global η_o toma un valor del 75% [75], luego $C = 1.46$

Esto supondrá unos valores de calor mensual producido expresados en la Tabla 45.

Tabla 45. Calor mensual producido por la pila

Mes	Calor (kWh/mes)
Enero	116.714
Febrero	100.237
Marzo	91.076
Abril	80.334
Mayo	74.587
Junio	63.952
Julio	67.557
Agosto	73.372
Septiembre	85.962
Octubre	93.867
Noviembre	94.541
Diciembre	117.412

9. Cálculo de las líneas eléctricas

9.1. Objetivo

En el presente apartado se presenta el cálculo de las secciones de los conductores de la línea eléctrica, así como de los elementos de protección que la conforman. Para el dimensionamiento de las líneas, se seguirá el RBT e ITCs [76].

Para un correcto dimensionamiento, se plantearán dos métodos. El primero consiste en determinar la sección para los datos dados, una vez calculada la sección, se seleccionará el valor normalizada seguidamente superior. Se comprobará después que la caída de tensión que se produce para dicha sección cumple con los requisitos.

9.2. Consideraciones iniciales

Para el cálculo de las secciones de los conductores, se considerará un cable unipolar de cobre RV-k 0.6/1 kV y aislamiento en XLPE.

Según la Tabla 46 del RBT ITC-14,15,19 la caída de tensión se determinará de acuerdo con la parte de la instalación.

Tabla 46. Caídas de tensión máximas admisibles

Parte de la instalación	Para alimentar a :	Caída de tensión máxima en % de la tensión de suministro.
LGA: (Línea General de Alimentación)	Suministros de un único usuario	No existe LGA
	Contadores totalmente concentrados	0,5%
	Centralizaciones parciales de contadores	1,0%
DI (Derivación Individual)	Suministros de un único usuario	1,5%
	Contadores totalmente concentrados	1,0%
	Centralizaciones parciales de contadores	0,5%
Circuitos interiores	Circuitos interiores en viviendas	3%
	Circuitos de alumbrado que no sean viviendas	3%
	Circuitos de fuerza que no sean viviendas	5%

Luego, la caída de tensión será del 1.5% para los tramos de corriente continua y del 2% (1.5+0.5) para los tramos de corriente alterna.

La resistividad del cobre a 20°C toma un valor 0.0171 Ω mm²/ m. Sin embargo, la temperatura de operación es superior (70°C), luego la resistividad a esta temperatura tomará el siguiente valor

$$\rho_{70} = \rho_{20}(1 + \alpha \cdot \Delta T) \quad (116)$$

9.3. Secciones

La sección del cable conductor S (mm²) viene definida como

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I \cdot \rho}{e \cdot U} \quad (117)$$

Donde L es la longitud del conductor (m), I es la intensidad que atraviesa el conductor (A), ρ es la resistividad del conductor (m/Ω mm²) y e es la caída de tensión admisible (%) y U la tensión del tramo (V).

Caída de tensión

Según la expresión (117), se calcula el valor de la sección mínima del conductor para cada tramo, y se selecciona el valor normalizado inmediatamente superior al calculado.

Se comprueba después que la caída de tensión para dicho valor normalizado no supera el valor establecido.

$$e = \frac{2 \cdot L \cdot I \cdot \rho}{S \cdot U} \quad (118)$$

Tabla 47. Valores de sección normalizados según la caída de tensión

Tramo	DC/AC	L (m)	I (A)	e (%)	S (mm2)	S norm (mm2)	e (%)
P1-Cuadro CC	DC	10	9.38	0.015	2.40	4	0.090
P2-Cuadro CC	DC	11	9.38	0.015	2.64	4	0.099
P3-Cuadro CC	DC	12	9.38	0.015	2.88	6	0.072
P4-Cuadro CC	DC	13	9.38	0.015	3.12	6	0.078
P5-Cuadro CC	DC	14	9.38	0.015	3.36	6	0.084
P6-Cuadro CC	DC	15	9.38	0.015	3.60	6	0.090
P7-Cuadro CC	DC	16	9.38	0.015	3.84	6	0.096
P8-Cuadro CC	DC	17	9.38	0.015	4.08	6	0.102
P9-Cuadro CC	DC	18	9.38	0.015	4.32	6	0.108
P10-Cuadro CC	DC	19	9.38	0.015	4.56	10	0.068
Cuadro CC-Regulador	DC	3	93.8	0.015	7.20	16	0.007
Regulador-batería	DC	2	70	0.015	3.58	10	0.007
Regulador-inversor	DC	5	70	0.015	8.95	16	0.011
Pila-inversor	DC	2	83.33	0.02	3.20	10	0.007
Inversor-CGP	AC	2	83.33	0.02	3.20	10	0.007
Inversor-Electrolizador	AC	2	65	0.015	3.33	10	0.007
Pila-Convertidor	DC	2	8.7	0.015	0.45	1.5	0.048
Convertidor-Inversor	DC	2	9.38	0.015	2.40	4	0.090

Densidad de corriente

La corriente de cálculo dependerá del tramo que se esté estudiando. Así, para los tramos entre los paneles y el cuadro de continua se tendrá que I es la intensidad de cortocircuito de los módulos

$$I = I_{SC} = 9.38 \text{ A} \quad (119)$$

Para el tramo del cuadro de CC al regulador de cargas, la corriente de cálculo será la suma de las corrientes de los módulos, luego

$$I = N_M \cdot I_{SC} = 10 \cdot 9.38 = 93.8 \text{ A} \quad (120)$$

Para los tramos que salen del regulador de carga, se cogerá la intensidad nominal del equipo, es decir,

$$I = I_{MP} = 70 \text{ A} \quad (121)$$

Para el tramo de la pila de combustible al convertidor, se tiene que la intensidad de cálculo es

$$I = 65 \text{ A} \quad (122)$$

Por último, la intensidad que atraviesa el inversor viene definida como la relación entre la potencia pico del inversor (4000 W) y la tensión del tramo, siendo 24 V para los tramos anteriores al inversor y 230 V para los tramos posteriores. Luego

$$I = \frac{P}{2 \cdot V} = \frac{4000}{2 \cdot 24} = 83.33 \text{ A} \quad (123)$$

Para el bus de DC y

$$I = \frac{P}{2 \cdot V} = \frac{4000}{2 \cdot 230} = 8.7 \text{ A} \quad (124)$$

Para el bus de AC.

Según la tabla A. 52-1 bis del ITC-BT-19 (Figura 79), considerando que se utilizará un cable unipolar de cobre RV-k 0.6/1 kV y aislamiento en XLPE (caso B1, columna 10).

TABLA A. 52-1bis:
INTENSIDADES ADMISIBLES EN AMPERIOS AL AIRE (40 °C)

Número de conductores con carga y naturaleza del aislamiento													
A1			PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2						
A2		PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2							
B1					PVC3	PVC2		XLPE3		XLPE2			
B2				PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2					
C						PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2		
D*													
E							PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2	
F								PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2
Cobre	mm ²	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	16,5	19	20	21	24	-
	2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	23	26	26,5	29	33	-
	4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	39	45	-
	6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	-
	10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	78	-
	16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	-
	25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	116	123	140
	35	-	77	86	96	104	110	119	127	137	144	154	174
	50	-	94	100	117	125	133	145	155	167	175	189	210
	70	-	-	-	149	160	171	185	199	214	224	244	269
	95	-	-	-	180	194	207	224	241	259	271	295	327
	120	-	-	-	208	225	240	260	280	301	314	348	380
	150	-	-	-	236	260	278	299	322	343	363	404	438
	185	-	-	-	268	297	317	341	366	391	415	464	500
	240	-	-	-	315	350	374	401	435	468	490	552	590
Aluminio	mm ²	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	2,5	11,5	12	13,5	14	16	17	18	20	20	22	25	-
	4	15	16	18,5	19	22	24	24	26,5	27,5	29	35	-
	6	20	21	24	25	28	30	31	33	36	38	45	-
	10	27	28	32	34	38	42	42	46	50	53	61	-
	16	36	38	42	46	51	55	57	63	68	70	83	-
	25	46	50	54	61	64	71	72	79	84	88	94	105
	35	-	61	67	75	78	88	89	97	104	109	117	130
	50	-	73	80	90	96	105	106	118	127	133	145	160
	70	-	-	-	116	122	136	139	151	162	170	187	205
	95	-	-	-	140	148	167	169	183	197	207	230	251
	120	-	-	-	162	171	193	195,5	213	228	239	269	293
	150	-	-	-	187	197	223	227	246	264	277	312	338
	185	-	-	-	212	229	259	259	281	301	316	359	389
	240	-	-	-	248	265	300	306	332	355	372	429	461

* NOTA: Para método D a T ambiente del terreno 25 °C la tabla de aplicación es la siguiente:

Método D

	Sección mm ²	1,5	2,5	4	6	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240	300
Cobre	PVC2	20,5	27,5	36	44	59	76	96	118	140	173	205	233	264	296	342	367
	PVC3	17	22,5	29	37	49	63	81	97	115	143	170	192	218	245	282	319
	XLPE2	24,5	32,5	42	53	70	91	116	140	166	204	241	275	311	340	402	455
	XLPE3	21	27,5	35	44	58	75	96	117	138	170	202	230	260	291	336	380
Aluminio	XLPE2						70	89	107	126	156	185	211	239	267	309	349
	XLPE3						58	74	90	107	132	157	178	201	226	261	295

Figura 79. Intensidades máximas admisibles ITC-BT-19

Se coge la intensidad normalizada inmediatamente superior a I

$$I_z > I$$

(125)

En la Tabla 48, se detallan los valores que determinan la sección normalizada según los tramos de la línea.

Tabla 48. Valores de sección normalizados según densidad de corriente

Tramo	DC/AC	L (m)	I (A)	I _z (A)	e /%	S (mm ²)	S norm (mm ²)
P1-Cuadro CC	DC	10	9.38	20	0.015	5.12	6
P2-Cuadro CC	DC	11	9.38	20	0.015	5.63	6
P3-Cuadro CC	DC	12	9.38	20	0.015	6.14	10
P4-Cuadro CC	DC	13	9.38	20	0.015	6.65	10
P5-Cuadro CC	DC	14	9.38	20	0.015	7.16	10
P6-Cuadro CC	DC	15	9.38	20	0.015	7.68	10
P7-Cuadro CC	DC	16	9.38	20	0.015	8.19	10
P8-Cuadro CC	DC	17	9.38	20	0.015	8.70	10
P9-Cuadro CC	DC	18	9.38	20	0.015	9.21	10
P10-Cuadro CC	DC	19	9.38	20	0.015	9.72	10
Cuadro CC-Regulador	DC	3	93.8	110	0.015	8.44	10
Regulador-batería	DC	2	70	87	0.015	4.45	6
Regulador-inversor	DC	5	70	87	0.015	11.13	16
Pila-inversor	DC	2	83.33	87	0.02	3.34	4
Inversor-CGP	AC	2	83.33	87	0.02	3.34	4
Inversor-Electrolizador	AC	2	65	87	0.015	4.45	6
Pila-Convertidor	DC	2	8.7	20	0.015	1.02	1.5
Convertidor-Inversor	DC	2	9.38	20	0.015	5.12	6

Se escogerá el valor mayor de las secciones normalizadas obtenidas.

Luego, en la Tabla 49, se resumen la longitud y sección de los tramos que conforman las líneas eléctricas del sistema.

Tabla 49. Tabla resumen secciones normalizadas

<i>Tramo</i>	L (M)	S (MM2)
<i>P1-Cuadro CC</i>	10	6
<i>P2-Cuadro CC</i>	11	6
<i>P3-Cuadro CC</i>	12	10
<i>P4-Cuadro CC</i>	13	10
<i>P5-Cuadro CC</i>	14	10
<i>P6-Cuadro CC</i>	15	10
<i>P7-Cuadro CC</i>	16	10
<i>P8-Cuadro CC</i>	17	10
<i>P9-Cuadro CC</i>	18	10
<i>P10-Cuadro CC</i>	19	10
<i>Cuadro CC-Regulador</i>	3	16
<i>Regulador-batería</i>	2	10
<i>Regulador-inversor</i>	5	16
<i>Inversor-CGP</i>	2	10
<i>Inversor-Electrolizador</i>	2	10
<i>Pila-Convertidor</i>	2	10
<i>Convertidor-Inversor</i>	2	1.5

9.4. Puesta a tierra

El cálculo de puesta a tierra se lleva a cabo según la ITC-BT-18 del REBT y se define como la 'unión de todas las partes metálicas de una instalación, sin fusibles ni otros sistemas de protección, de sección adecuada y uno o varios electrodos enterrados en el suelo, con objeto de conseguir que el conjunto de instalaciones, edificios y superficies próximas al terreno, no existan diferencias de potencial peligrosas y que, al mismo tiempo, permita el paso a tierra de las corrientes de defecto o la de descarga de origen atmosférico'.

La resistencia a tierra de las protecciones, para picas verticales, se calcula como

$$R = \frac{\rho}{L} \quad (126)$$

Siendo ρ la resistividad del terreno (Ωm) y L la longitud de la pica (m).

La resistividad del terreno viene definida según la ITC-BT-18

Valores orientativos de la resistividad del terreno (ITC BT 18)

Naturaleza del terreno	Resistividad en Ohmios · metro
Pantanosos	Menor de 30
Limo	20 a 100
Humos	10 a 150
Turba húmeda	5 a 100
Arcilla plástica	50
Margas y Arcillas compactas	100 a 200
Margas del Jurásico	30 a 40
Arena arcillosa	50 a 500
Arena silíceas	200 a 3.000
Suelo pedregoso cubierto de césped	300 a 5.000
Suelo pedregoso desnudo	1.500 a 3.000
Calizas blandas	100 a 300
Calizas compactas	1.000 a 5.000
Calizas agrietadas	500 a 1.000
Pizarras	50 a 300
Roca de mica y cuarzo	800
Granitos y gres procedente de alteración	1.500 a 10.000
Granito y gres muy alterado	100 a 600

Figura 80. Valores orientativos de la resistividad del terreno (ITC-BT-18)

Para un terreno pedregoso cubierto de césped (300 Ωm) y dos picas de longitud igual a 2 m, se tiene una resistencia a tierra de $R=75 \Omega$.

Las picas se enterrarán en el suelo a 0.5 m de profundidad, separadas entre ellas una distancia mínima de dos veces su longitud y se conectarán en paralelo con un cable de cobre desnudo.

9.5. Protecciones

La función de las protecciones es la de salvaguardar la instalación de sobretensiones y sobreintensidades, así como proteger a las personas de contactos directos e indirectos.

Fusibles

Se colocarán fusibles en el cuadro de cc, uno por cada módulo solar, además de en la línea que une el regulador con las baterías.

Los fusibles deben cumplir con dos condiciones de operación

$$I_B \leq I_N \leq I_Z \quad (127)$$

Siendo I_B la intensidad del circuito (A), I_N la intensidad nominal del interruptor (A) y I_Z la intensidad máxima admisible del conductor.

$$I_F \leq 1.45 \cdot I_Z \quad (128)$$

Donde I_F es la corriente convencional de los fusibles.

Para los fusibles del cuadro de cc, la intensidad que circula es de 9.38 A, luego se seleccionarán fusibles 16 A de I_N .

Para los fusibles de la salida del regulador, se tendrá que la intensidad que circula es de 70 A, expresión (121), luego se seleccionará un fusible de $I_N=80$ A.

Magnetotérmicos

Con el fin de interrumpir la corriente eléctrica de un segmento cuando esta sobrepasa un cierto valor, se instala un interruptor magnetotérmico de corriente nominal $I_N=16$ A en cada módulo fotovoltaico y uno de 70 A en las salidas del regulador.

Diferencial

Para los tramos tras el inversor, se tendrán en cuenta las protecciones propias del inversor, además se considerará un diferencial general de sensibilidad 30 mA e intensidad nominal de 10 A.

En la Tabla 50 se presenta un resumen de los valores de intensidad nominal de las protecciones del sistema.

Tabla 50. Resumen de protecciones

Tramo	I_B (A)	I_N (A)
<i>P1-Cuadro CC</i>	9.38	10
<i>P2-Cuadro CC</i>	9.38	10
<i>P3-Cuadro CC</i>	9.38	10
<i>P4-Cuadro CC</i>	9.38	10
<i>P5-Cuadro CC</i>	9.38	10
<i>P6-Cuadro CC</i>	9.38	10
<i>P7-Cuadro CC</i>	9.38	10
<i>P8-Cuadro CC</i>	9.38	10
<i>P9-Cuadro CC</i>	9.38	10
<i>P10-Cuadro CC</i>	9.38	10
<i>Regulador-batería</i>	70	80
<i>Inversor-CGP</i>	8.7	10
<i>Inversor-Electrolizador</i>	8.7	10

ANEXO III: PRESUPUESTO

Objetivo

A continuación, se presenta el presupuesto del proyecto por partidas y descompuesto. Se ha tomado como referencia la información del Generador de precios del CYPE [77] así como otros proyectos de índole similar. Se considera un 6% de beneficio industrial y un 13% de gastos generales. Al precio base, se le añadirá un 21% de IVA.

Cabe comentar que el concepto de este proyecto es principalmente técnico, y se estima que la inversión para este tipo de sistemas disminuya en un futuro.

Partidas

Código	Resumen	Cantidad	Precio	Total
CAP1	Instalación solar fotovoltaica	1	7,381.40	7,381.40
CAP2	Generación de hidrógeno	1	13,212.92	13,212.92
CAP3	Instalación eléctrica corriente continua	1	341.15	341.15
CAP4	Instalación eléctrica corriente alterna	1	125.96	125.96

Descompuesto

<i>Cód</i>	<i>Nat</i>	<i>Ud</i>	<i>Resumen</i>	<i>Cant</i>	<i>Precio</i>	<i>Total</i>
CAP1	Capítulo		Instalación solar fotovoltaica	0	0.00	0.00
MSF	Partida	Ud	Módulo solar fotovoltaico	1.00	1,294.93	1,294.93
			Módulo solar fotovoltaico de células de silicio policristalino, potencia máxima (Wp) 330 W, tensión a máxima potencia (Vmp) 37.1 V, intensidad a máxima potencia (Imp) 8,89 A, tensión en circuito abierto (Voc) 45,7 V, intensidad de cortocircuito (Isc) 9,38 A, eficiencia 17%, 72 células de 156,75x156,75 mm, vidrio exterior templado de 4 mm de espesor, capa adhesiva de etilvinilacetato (EVA), capa posterior de polifluoruro de vinilo, poliéster y polifluoruro de vinilo (TPT), marco de aluminio anodizado, temperatura de trabajo -40°C hasta 85°C, dimensiones 1957x992x40 mm, resistencia a la carga del viento 240/ kg/m ² , resistencia a la carga de la nieve 540 kg/m ² , peso 22,5 kg, con caja de conexiones con diodos, cables y conectores. Incluso accesorios de montaje y material de conexionado eléctrico. El precio no incluye la estructura soporte.			
PV	Material	Ud	Módulo solar fotovoltaico de células de silicio policristalino, potencia máxima (Wp) 330 W, tensión a máxima potencia (Vmp) 37.1 V, intensidad a máxima potencia (Imp) 8,89 A, tensión en circuito abierto (Voc) 45,7 V, intensidad de cortocircuito (Isc) 9,38 A, eficiencia 17%, 72 células de 156,75x156,75 mm, vidrio exterior templado de 4 mm de espesor, capa adhesiva de etilvinilacetato (EVA), capa posterior de polifluoruro de vinilo, poliéster y polifluoruro de vinilo (TPT), marco de aluminio anodizado, temperatura de trabajo -40°C hasta 85°C, dimensiones 1957x992x40 mm, resistencia a la carga del viento 240/ kg/m ² , resistencia a la carga de la nieve 540 kg/m ² , peso 22,5 kg, con caja de conexiones con diodos, cables y conectores. Incluso accesorios de montaje y material de conexionado eléctrico.	10.000	128.04	1,280.40
O1	Mano de obra	h	Oficial 1ª instalador de captadores solares.	0.384	19.70	7.56
A1	Mano de obra	h	Ayudante instalador de captadores solares.	0.384	18.15	6.97

			MSF	1.00	1,294.93	1,294.93
INV	Partida	Ud	Inversor fotovoltaico	1.00	883.77	883.77
			Inversor monofásico para conexión a red, potencia máxima de entrada 4000 W, voltaje de entrada máximo 33 Vcc, potencia nominal de salida 1600 W, potencia máxima de salida 2000 VA, eficiencia máxima 92%, rango de voltaje de entrada de 179 a 33 Vcc, dimensiones 520x255x125 mm, con carcasa de aluminio azul para su instalación en interior o exterior, interruptor de corriente continua, puertos RS-485 y Ethernet, regulador digital de corriente sinusoidal, preparado para instalación en carril. Incluso accesorios necesarios para su correcta instalación.			
INV	Material	Ud	Inversor monofásico para conexión a red, potencia máxima de entrada 4000 W, voltaje de entrada máximo 33 Vcc, potencia nominal de salida 1600 W, potencia máxima de salida 2000 VA, eficiencia máxima 92%, rango de voltaje de entrada de 179 a 33 Vcc, dimensiones 520x255x125 mm, con carcasa de aluminio azul para su instalación en interior o exterior, interruptor de corriente continua, puertos RS-485 y Ethernet, regulador digital de corriente sinusoidal, preparado para instalación en carril.	1.000	872.00	872.00
O1E	Mano de obra	h	Oficial 1ª electricista	0.311	19.70	6.13
AE	Mano de obra	h	Ayudante electricista	0.311	18.15	5.64
			INV	1.00	883.77	883.77
REG	Partida	Ud	Regulador de carga	1.00	565.93	565.93

			Regulador de carga potencia máxima de entrada 2000 W, corriente de carga nominal 70 A, tensión máxima de circuito abierto 150 V, eficiencia máxima 98%, autoconsumo 10 mA, rango de temperatura de operación - 30°C hasta 60°C, dimensiones 185x250x95 mm, peso 3 kg, con algoritmo de carga flexible y pantalla en tiempo real. Incluso accesorios necesarios para su correcta instalación.			
REG	Material	Ud	Regulador de carga potencia máxima de entrada 2000 W, corriente de carga nominal 70 A, tensión máxima de circuito abierto 150 V, eficiencia máxima 98%, autoconsumo 10 mA, rango de temperatura de operación - 30°C hasta 60°C, dimensiones 185x250x95 mm, peso 3 kg, con algoritmo de carga flexible y pantalla en tiempo real.	1.000	550.00	550.00
O1E	Mano de obra	h	Oficial 1ª electricista	0.421	19.70	8.29
AE	Mano de obra	h	Ayudante electricista	0.421	18.15	7.64
			REG	1.00	565.93	565.93
BAT	Partida	Ud	Batería	1.00	4,609.62	4,609.62
			Acumulador estacionario voltaje nominal 3.2 V, capacidad 100 Ah, voltaje de profundidad de descarga 2.5 V, máximo voltaje de carga 4 V, temperatura de operación 65°C, dimensiones 560x356x130 mm, peso 21 kg			
BAT	Material	Ud	Acumulador estacionario voltaje nominal 3.2 V, capacidad 100 Ah, voltaje de profundidad de descarga 2.5 V, máximo voltaje de carga 4 V, temperatura de operación 65°C, dimensiones 560x356x130 mm, peso 21 kg	8.000	570.00	4,560.00
O1E	Mano de obra	h	Oficial 1ª electricista	1.311	19.70	25.83
AE	Mano de obra	h	Ayudante electricista	1.311	18.15	23.79
			BAT	1.00	4,609.62	4,609.62
CON V	Partida	Ud	Convertidor DC/DC	1.00	1,962.75	1,962.75
CON V	Material	Ud	Convertidor DC/DC	1.000	119.00	119.00
O1E	Mano de obra	h	Oficial 1ª electricista	0.311	19.70	6.13

AE	Mano de obra	h	Ayudante electricista	0.311	18.15	5.64
CONV				1.00	130.77	130.77
CAP1				1.00	7,485.02	7,485.02
CAP2	Capítulo	Generación por hidrógeno		0	0.00	0.00
PIL	Partida	Ud	Pila de combustible	1.00	8,354.64	8,354.64
Pila de combustible tipo PEM de 35 celdas, potencia nominal 1500 W, corriente nominal 65 A, voltaje nominal 660 mV/celda, combustible hidrógeno, rango presión de entrada de combustible 0.16 bar hasta 0.56 bar, rango temperatura de operación -40°C hasta 52°C, dimensiones 363x103x351 mm, peso 11 kg, con refrigeración por aire						
PIL	Material	Ud	Pila de combustible tipo PEM de 35 celdas, potencia nominal 1500 W, corriente nominal 65 A, voltaje nominal 660 mV/celda, combustible hidrógeno, rango presión de entrada de combustible 0.16 bar hasta 0.56 bar, rango temperatura de operación -40°C hasta 52°C, dimensiones 363x103x351 mm, peso 11 kg, con refrigeración por aire	1.000	8,325.00	8,325.00
O1	Mano de obra	h	Oficial 1ª	0.783	19.70	15.43
A	Mano de obra	h	Ayudante	0.783	18.15	14.21
PIL				1.00	8,354.64	8,354.64
ELEC	Partida	Ud	Electrolizador	1.00	3,656.25	3,656.25

			Electrolizador de generación de hidrógeno in-situ tipo PEM, potencia nominal 4.5 kVA, voltaje de conexión 208-240 VAC, potencia consumida por volumen de hidrógeno 6.1 Wh/Nm3, presión nominal 13.8 bar, caudal de producción 0.53 Nm3/h, pureza hidrógeno 99.9995%, consumo de agua a máxima producción 0.47 L/h, dimensiones 79x97x112 cm, peso 209 kg, con control remoto, funcionamiento y detección de fallo automático. Preparado para instalación en emplazamiento.			
ELEC	Material	Ud	Electrolizador de generación de hidrógeno in-situ tipo PEM, potencia nominal 4.5 kVA, voltaje de conexión 208-240 VAC, potencia consumida por volumen de hidrógeno 6.1 Wh/Nm3, presión nominal 13.8 bar, caudal de producción 0.53 Nm3/h, pureza hidrógeno 99.9995%, consumo de agua a máxima producción 0.47 L/h, dimensiones 79x97x112 cm, peso 209 kg, con control remoto, funcionamiento y detección de fallo automático.	1.000	3,591.00	3,591.00
O1	Mano de obra	h	Oficial 1ª	1.724	19.70	33.96
A	Mano de obra	h	Ayudante	1.724	18.15	31.29
ELEC				1.00	3,656.25	3,656.25
ALM H	Partida	Ud	Almacenamiento de hidrógeno	1.00	1,206.91	1,206.91
			Tanque de almacenamiento de 300 L, para hidrógeno gas, a presión máxima de 500 bar, rango de temperatura de operación -40°C hasta 65°C, diámetro 49 cm, de acero inoxidable y aleación de aluminio, 10 años de vida útil			
ALM H	Material	Ud	Tanque de almacenamiento de 300 L, para hidrógeno gas, a presión máxima de 500 bar, rango de temperatura de operación -40°C hasta 65°C, diámetro 49 cm, de acero inoxidable y aleación de aluminio, 10 años de vida útil	5.000	219.00	1,095.00

VALV	Material	Ud	Válvula antirretorno de rosca métrica hembra-macho de 20 mm de diámetro y 150 mm de longitud, con junta.	1.000	2.360	2.36
LP	Material	Ud	Limitador de presión, de 10 kg/h de caudal nominal y 1,75 bar de presión de salida.	1.000	25.590	25.59
VALV	Material	Ud	Válvula portamanómetro de rosca cilíndrica GAS hembra-macho de 1/4" de diámetro, PN=25 bar, con tapón.	1.000	17.730	17.73
						1,140.68
O1	Mano de obra	h	MANO DE OBRA OFICIAL 1ª	1.500	26.00	39.00
A	Mano de obra	h	Ayuntante	1.500	18.15	27.23
ALMH				1.00	1,206.91	1,206.91
ACUM	Partida		Acumulador de calor	1.00	212.24	212.24
Suministro e instalación de Interacumulador combinado AE modelo SOL AE 200 litros de capacidad 150 litros en calefacción y 50 litros en ACS, para producción de ACS y apoyo de calefacción con paneles solares, pila de hidrógeno y de caldera. Aislado con poliuretano expandido con aluminio. Temperatura máxima de funcionamiento 95°C. Presión de trabajo de 10 bar. Superficie del serpentín superior de 0.75 metros cuadrados e inferior de 0.5 metros cuadrados. Ánodo de magnesio recambiable según DIN 4753. Montaje apoyado en suelo. Control de temperatura de agua. Diámetro exterior: 610mm. Altura: 1450mm. Peso: 118kg.						
ACUM	Material		Acumulador de calor	1.000	156.24	156.24

			Suministro e instalación de Interacumulador combinado AE modelo SOL AE 200 litros de capacidad 150 litros en calefacción y 50 litros en ACS, para producción de ACS y apoyo de calefacción con paneles solares, pila de hidrógeno y de caldera. Aislado con poliuretano expandido con aluminio. Temperatura máxima de funcionamiento 95°C. Presión de trabajo de 10 bar. Superficie del serpentín superior de 0.75 metros cuadrados e inferior de 0.5 metros cuadrados. Ánodo de magnesio recambiable según DIN 4753. Montaje apoyado en suelo. Control de temperatura de agua. Diámetro exterior: 610mm. Altura: 1450mm. Peso: 118kg.			
O1	Mano de obra		MANO DE OBRA OFICIAL 1ª	2.000	28.00	56.00
			ACUM	1.00	212.24	212.24
			CAP2	1.00	13,430.04	13,430.04
CAP3	Capítulo	Instalación eléctrica corriente continua		1	0.00	0.00
C_CU_16	Partida	m	Cable unipolar RZ1-K 16mm Cu	8.00	2.49	19.92
			Suministro e instalación de cable eléctrico unipolar, Afumex Class 1000 V (AS), tipo RZ1-K (AS), tensión nominal 0,6/1 kV, de alta seguridad en caso de incendio (AS), reacción al fuego clase Cca-s1b,d1,a1, con conductor de cobre recocido, flexible (clase 5), de 1x16 mm² de sección, aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), de tipo DIX3, cubierta de poliolefina termoplástica, de tipo Afumex Z1, de color verde, y con las siguientes características: no propagación de la llama, no propagación del incendio, baja emisión de humos opacos, reducida emisión de gases tóxicos, libre de halógenos, nula emisión de gases corrosivos, resistencia a la absorción de agua, resistencia al frío, resistencia a los rayos ultravioleta y resistencia a los agentes químicos. Según UNE 21123-4. incluyendo p.p. de elementos auxiliares y elementos de conexión. Totalmente montado, conexionado y probado			
C_CU_10	Partida	m	Cable unipolar RZ1-K 10mm Cu	132.00	1.97	260.04

			Suministro e instalación de cable eléctrico unipolar, Afumex Class 1000 V (AS), tipo RZ1-K (AS), tensión nominal 0,6/1 kV, de alta seguridad en caso de incendio (AS), reacción al fuego clase Cca-s1b,d1,a1, con conductor de cobre recocido, flexible (clase 5), de 1x10 mm² de sección, aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), de tipo DIX3, cubierta de poliolefina termoplástica, de tipo Afumex Z1, de color verde, y con las siguientes características: no propagación de la llama, no propagación del incendio, baja emisión de humos opacos, reducida emisión de gases tóxicos, libre de halógenos, nula emisión de gases corrosivos, resistencia a la absorción de agua, resistencia al frío, resistencia a los rayos ultravioleta y resistencia a los agentes químicos. Según UNE 21123-4. incluyendo p.p. de elementos auxiliares y elementos de conexión. Totalmente montado, conexionado y probado			
C_CU _6	Partida	m	Cable unipolar RZ1-K 6mm Cu	21.00	1.49	31.29
			Suministro e instalación de cable eléctrico unipolar, Afumex Class 1000 V (AS), tipo RZ1-K (AS), tensión nominal 0,6/1 kV, de alta seguridad en caso de incendio (AS), reacción al fuego clase Cca-s1b,d1,a1, con conductor de cobre recocido, flexible (clase 5), de 1x6 mm² de sección, aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), de tipo DIX3, cubierta de poliolefina termoplástica, de tipo Afumex Z1, de color verde, y con las siguientes características: no propagación de la llama, no propagación del incendio, baja emisión de humos opacos, reducida emisión de gases tóxicos, libre de halógenos, nula emisión de gases corrosivos, resistencia a la absorción de agua, resistencia al frío, resistencia a los rayos ultravioleta y resistencia a los agentes químicos. Según UNE 21123-4. incluyendo p.p. de elementos auxiliares y elementos de conexión. Totalmente montado, conexionado y probado			
C_CU _1.5	Partida	m	Cable unipolar RZ1-K 1,5mm Cu	2.00	0.95	1.90

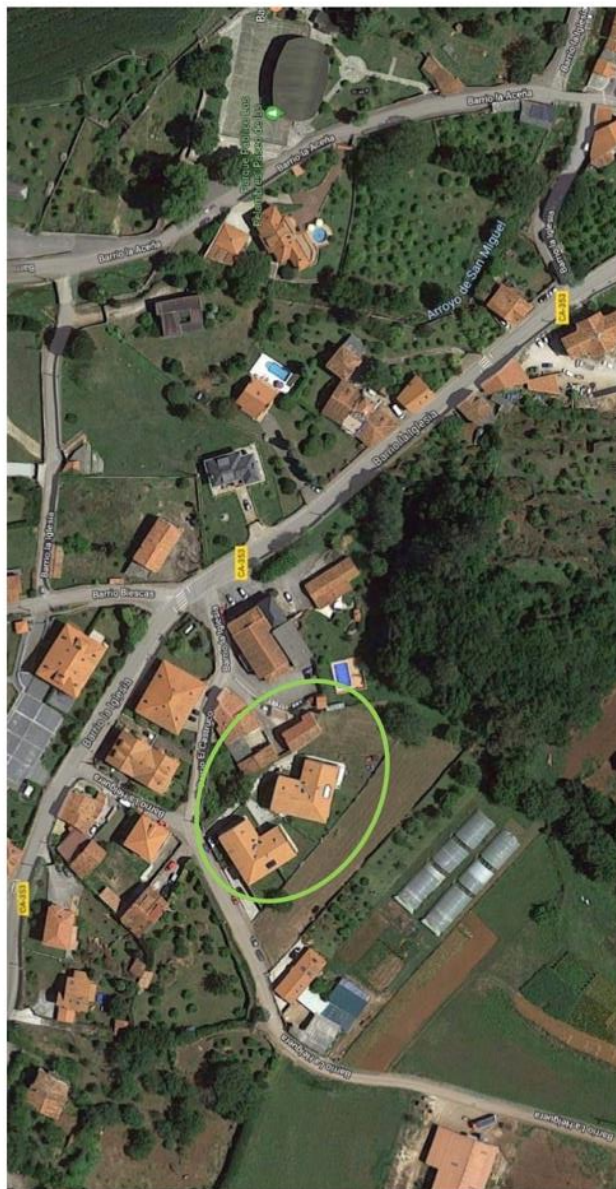
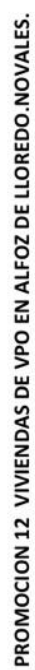
			Suministro e instalación de cable eléctrico unipolar, Afumex Class 1000 V (AS), tipo RZ1-K (AS), tensión nominal 0,6/1 kV, de alta seguridad en caso de incendio (AS), reacción al fuego clase Cca-s1b,d1,a1, con conductor de cobre recocido, flexible (clase 5), de 1x1,5 mm ² de sección, aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), de tipo DIX3, cubierta de poliolefina termoplástica, de tipo Afumex Z1, de color verde, y con las siguientes características: no propagación de la llama, no propagación del incendio, baja emisión de humos opacos, reducida emisión de gases tóxicos, libre de halógenos, nula emisión de gases corrosivos, resistencia a la absorción de agua, resistencia al frío, resistencia a los rayos ultravioleta y resistencia a los agentes químicos. Según UNE 21123-4. incluyendo p.p. de elementos auxiliares y elementos de conexión. Totalmente montado, conexionado y probado			
FUS	Partida	ud	Fusible	10.00	0.45	4.50
PICA	Partida	ud	Pica de puesta a tierra 2 m	2.00	11.75	23.50
	Material		CABLE CU	1	341.15	341.15
O1E	Mano de obra	h	Oficial 1ª electricista	3.000	19.70	59.10
AE	Mano de obra	h	Ayudante electricista	3.000	18.15	54.45
INSTCC				1.00	454.70	454.70
CAP3				1.00	454.70	454.70
CAP4	Capítulo	Instalación eléctrica corriente alterna		0	0.00	0.00

INST CA	Partida	Ud	Instalación corriente alterna	1.00	140.49	140.49
C_CU _6	Material	m	Cable unipolar RZ1-K 6mm Cu	4.00	1.49	5.96
			Suministro e instalación de cable eléctrico unipolar, Afumex Class 1000 V (AS), tipo RZ1-K (AS), tensión nominal 0,6/1 kV, de alta seguridad en caso de incendio (AS), reacción al fuego clase Cca-s1b,d1,a1, con conductor de cobre recocido, flexible (clase 5), de 1x6 mm ² de sección, aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), de tipo DIX3, cubierta de poliolefina termoplástica, de tipo Afumex Z1, de color verde, y con las siguientes características: no propagación de la llama, no propagación del incendio, baja emisión de humos opacos, reducida emisión de gases tóxicos, libre de halógenos, nula emisión de gases corrosivos, resistencia a la absorción de agua, resistencia al frío, resistencia a los rayos ultravioleta y resistencia a los agentes químicos. Según UNE 21123-4. incluyendo p.p. de elementos auxiliares y elementos de conexión. Totalmente montado, conexionado y probado			
DIF3 0	Material	ud	Diferencial sensibilidad 30 mA e intensidad nominal	1.000	120.00	120.00
O1E	Mano de obra	h	Oficial 1ª electricista.	0.384	19.70	7.56
AE	Mano de obra	h	Ayudante electricista	0.384	18.15	6.97
			INSTCA	1.00	140.49	140.49
			CAP4	1.00	140.49	140.49
CAPR ES	Capítulo		Resum	0	0.00	0.00
U972 2000	Capítulo		Material	1.00	21,061.43	21,061.43

0000 2					
	Partida	Instalación solar fotovoltaica			7,381.40
	Partida	Generación por hidrógeno			13,212.92
	Partida	Instalación eléctrica corriente continua			341.15
	Partida	Instalación eléctrica corriente alterna			125.96
D220 0000 002	Capítulo	Mano de obra	1.000	0.00	448.82
D%N 0001 1000	Capítulo	Gastos generales	13%		2,737.99
D898 9898 003	Capítulo	Beneficios Industriales	6%		1,263.69
		BASE			25,511.93
		IVA	21%		5,357.51
		COSTE TOTAL	1.00		30,869.44

Luego, el presupuesto del proyecto asciende a la cantidad de TREINTAMIL OCHOCIENTOS SESENTA Y NUEVE EUROS CON CUARENTA Y CUATRO CÉNTIMOS (30,869.44 €).

ANEXO IV: PLANOS



PROYECTO DE EJECUCION DE FECHA 10 de noviembre 2010 redactado por Joaquín Barrientos Barquín y José Luís Matabuena Santos.

FIN DE OBRA: 13 de diciembre de 2013



PROMOCION 12 VIVIENDAS DE VPO EN ALFOZ DE LLOREDO.NOVALES.





PROMOCION 12 VIVIENDAS DE VPO EN ALFOZ DE LLOREDO.NOVALES.

SUPERFICIES TOTALES POR VIVIENDAS

NOVALES 12 VIVIENDAS EN DOS BLOQUES DE 6 VIVIENDAS CADA UNO. SE DISTRIBUYE EN PLANTA SÓTANO CON GARAJES Y TRASTEROS, Y PLANTA BAJA Y PRIMERA DESTINADA A VIVIENDA.					
BLOQUE	VIVIENDA	Superficie útil cerrada	Superficie útil total	Superficie construida	Jardín
BLOQUE A	P. BAJA A	78,85	86,73	101,00	108,72
	P.BAJA B	78,85	86,73	86,24	168,53
	P. BAJA C	78,40	101,00	105,80	163,82
	P.1º A	78,85	80,00	101,15	
	P. 1ºB	78,85	80,00	101,15	
	P.1ºC	78,85	80,00	101,15	
BLOQUE B	P. BAJA A	78,85	86,73	101,15	116,46
	P.BAJA B	78,85	86,73	101,15	244,30
	P. BAJA C	78,40	86,24	101,45	187,97
	P.1º A	78,85	80,00	101,15	
	P. 1ºB	78,85	80,00	101,15	
	P.1ºC	78,85	83,40	105,45	

ANEXO V: FICHAS TÉCNICAS EQUIPOS

Picea

100% energy solution for self-supply

The HPS system Picea combines energy storage, heating support and indoor ventilation in one compact product, controlled by an integrated energy manager. It meets all the electrical energy needs of a single family home.

Picea combines the following energy supply components in one compact product:

Fuel cell

supplies electricity from the hydrogen storage during the winter

Electrolyzer

transforms the solar energy collected during the summer into hydrogen

Batteries

allow the power from the midday sun to be used in the evening

Solar charge controller

stores solar energy

Stand-alone inverter

provides the domestic electrical grid

Hydrogen storage

makes it possible to use solar energy in the winter

Hot water storage tank

utilizes waste heat in the house's heating supply system

Ventilation device

supplies the home with fresh air

Enthalpy heat exchanger

keeps the house warm through heat recovery

Energy management

ensures an efficient interaction between all the components in a single solution

Energy center and battery storage system as all-in-one unit



Benefits for the customer

- Meet the complete electrical energy needs of a single-family home with the consumer's own Photovoltaic system
- Reduce heating costs by utilizing waste heat
- Maintenance-friendly technology
- Complete energy transparency with the HPS app

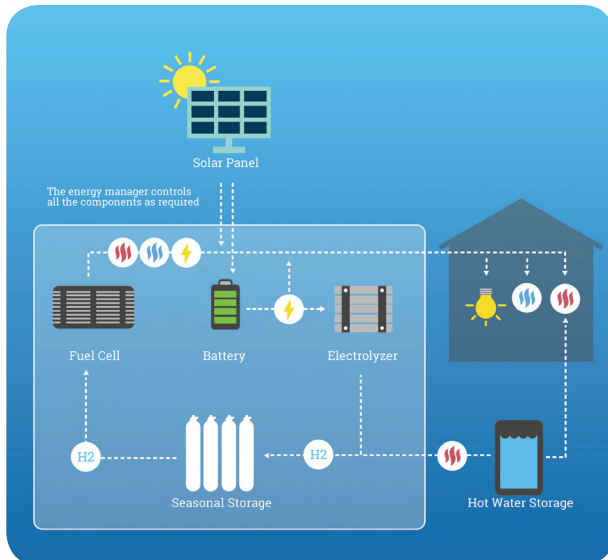
Benefits for specialist companies

- Suited to the space requirements and other prerequisites of standard private homes
- Standard interfaces to common HVAC technology ensure quick installation and service
- Commercial potential for sales, installation and service
- Outstanding market potential



Picea at a glance

Picea: 100% independent and clean energy



Peak electrical output (5s)	kW	20
High electrical output (3h)	kW	8
Continuous electrical output	kW	1.5
Electrical stand-alone grid	V/Hz	230 / 50
Comfortable indoor ventilation	m ²	300
Indoor heat recovery	%	93
Seasonal storage capacity (usable)	kWh _{el+th}	600 – 3,000 ¹
Daily storage capacity (usable)	kWh _{el}	25
Thermal storage tank capacity (usable)	kWh _{th}	20
Emission		H ₂ O
Energy source		Solar energy
Annual CO ₂ reduction ²	kg	2,350 – 3,500
Annual power supply to home	kWh/a	3,000 – 6,000
Indoor space required	m ²	3
Outdoor space required	m ²	3 – 5
Water connection		G ½"
Ventilation connection	DN	100 – 200
Photovoltaic connection	VDC	3 x 250
Communication		MobileAPP

¹ Can be scaled according to location and consumption

² Source: German Federal Environmental Agency; 4-person household consuming 4,000 kWh of power

About HPS Home Power Solutions GmbH (HPS)

HPS develops and produces systems for storing and using solar energy in single and multi-family homes. HPS stands for safety, independence and sustainability in decentralized energy supply. The first system from HPS, Picea, combines energy storage, heating support and indoor ventilation in one compact system. Thanks to its high-performance energy management system, Picea is designed to meet the complete electrical energy needs of a family home. In addition, all waste heat produced is used to provide the house with heat and hot water, thus lowering the cost of heating. Compared to commercially available battery solutions, Picea has a hundred times more storage capacity with twice the output. Picea is energy efficient and provides energy in all seasons. This allows Picea to provide complete energy self-supply and independence from the grid. The energy produced by the photovoltaic installation on sunny days can either be used straightaway, or converted into hydrogen and stored. This energy is then made available at night or during the winter when there is little or no sunshine. The HPS system's fuel cell converts the energy stored as hydrogen back into electrical energy and heat as needed. HPS is based in Berlin. For more information, please visit: www.homepowersolutions.de/en



HPS Home Power Solutions GmbH
Carl-Scheele-Str. 16, 12489 Berlin, Germany
+49 30 5169 581 0
mail@homepowersolutions.de
www.homepowersolutions.de/en



PRODUCT SPECIFICATIONS

Type:	PEM (Proton Exchange Membrane) fuel cell stack	
Typical Performance: ¹	Rated Power	43 W/cell
	Rated current	65 Amps
	DC voltage	660 mV/cell
Fuel:	Hydrogen	99.95% or better
	Fuel supply pressure	0.16 to 0.56 bar g
	Fuel flow rate	~0.5 slpm/cell ²
Oxidant/Coolant:	Coolant	Air
	Coolant flow rate	~50 slpm/cell ²
Temperatures:	Operating temperature	-40°C to 52°C
	Start up temperature	≥ -10°C to 52°C
Physical Characteristics: (56-cell stack)	Length x width x height	363 x 103 x 351 mm
	Mass	11.0 kg
Product Certification	CAN/CSA-C22.2 No. 62282-2 Fuel Cell Modules	

NOTE: Specifications are subject to change without notification.

1. Performance specifications at lab ambient conditions (20°C, 30% relative humidity)
2. At rated power.

FCgen-1020ACS

Ballard Power Systems offers an air-cooled, scalable proton exchange membrane fuel cell stack suitable for a wide range of light duty applications where durability, reliability and a simplified balance of plant are key requirements.

The FCgen-1020ACS fuel cell has been engineered to incorporate advanced open cathode technology and state of the art self-humidifying membrane electrode assemblies. These features completely eliminate the need for humidification systems and simplify system integration. The result is a simple, low cost design delivering reliable operation over a wide range of challenging conditions.

With no moving parts and high efficiency, the FCgen-1020ACS produces clean DC power with a low thermal and acoustic signature. The FCgen-1020ACS stack can be scaled to meet power requirements from 450W to 3kW and integrated into various end user applications.

FCgen-1020ACS fuel cell product is available in a number of cell configuration options.

Please contact us for product availability and pricing.



Specifications and descriptions in this document were in effect at the time of publication. Ballard Power Systems, Inc. reserves the right to change specifications, product appearance or to discontinue products at any time (05/2015)

BALLARD®, Ballard®, Powered by Ballard®, FCgen® and FCvelocity® are trademarks of Ballard Power Systems Inc.
SPC5101559-0H

Ballard Power Systems, Inc.
9000 Glenlyon Parkway
Burnaby, British Columbia
Canada, V5J 5J8

TEL: (+1) 604.454.0900
FAX: (+1) 604.412.4700

www.ballard.com

SK6612P

330/335/340W

72 CELLS

POLY 5BB MODULE



PRODUCT FEATURES



High Efficiency

Output efficiency up to 17.5%
0~3% positive power tolerance
5-busbar has better collected current capability



Excellent Low-Irradiance

Well generation capacity and temperature stability especially in faint lighting conditions



Anti-PID Design

Products satisfy IEC62804 tests by anti-PID cell and module technology



Harsh Environment Adaptability

Salt mist resistance
Ammonia resistance
Dust and sand resistance



Robust Mechanical Durability

Strong mechanical durability of 5400Pa snow load, 2400Pa wind load



COMPANY PROFILE

Akcome Optronics is a leading manufacturer and service provider of professional photovoltaic cells and modules that can be widely utilized in residence, commerce and ground photovoltaic plant. Founded in 2010, and became wholly-owned subsidiary of Jiangsu Akcome Science & Technology Co., Ltd. (002610).

Akcome Optronics provides PV products with exceptional power output and reliability by integrating rigorous design, advanced production technology and fully automatic production equipment. Strict quality control and test standards confirm its pursuit of zero-defect output.

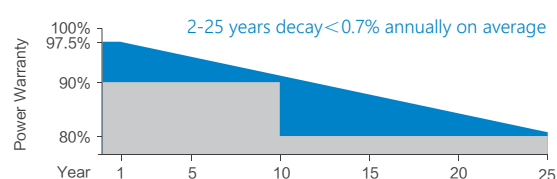
LINEAR PERFORMANCE WARRANTY



Product warranty on materials and workmanship



Linear power output warranty



CERTIFICATES

IEC 61215 / IEC 61730

ISO 9001: 2015

Quality Management System

ISO 14001: 2015

Environmental Management System

OHSAS 18001: 2007

Occupational Health & Safety Management System

*Certification requirements vary in different markets, please consult with Akcome Optronics sales team for appropriate certification.



SK6612P 330/335/340W

ELECTRICAL PARAMETERS @ STC

Max. Power Output Pmax (W)	330	335	340
Power Tolerance	0~+3%	0~+3%	0~+3%
Max. Power Voltage Vmp (V)	37.1	37.3	37.7
Max. Power Current Imp (A)	8.89	8.98	9.02
Open Circuit Voltage Voc (V)	45.7	46.2	46.4
Short Circuit Current Isc (A)	9.38	9.47	9.51
Module Efficiency (%)	17.0	17.3	17.5

*STC (Standard Test Condition): Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass 1.5

ELECTRICAL PARAMETERS @ NOCT

Max. Power Output Pmax (W)	243.5	247.4	251.1
Max. Power Voltage Vmp (V)	34.35	34.60	34.89
Max. Power Current Imp (A)	7.09	7.15	7.20
Open Circuit Voltage Voc (V)	42.39	42.67	42.84
Short Circuit Current Isc (A)	7.61	7.66	7.69

*NOCT(Nominal Operating Cell Temperature): Irradiance 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s

TEMPERATURE COEFFICIENTS

Temperature Coefficients of Pmp	-0.40%/°C
Temperature Coefficients of Voc	-0.31%/°C
Temperature Coefficients of Isc	+0.055%/°C

MECHANICAL PARAMETERS

Cell Type	Poly 156.75x156.75mm
Number of Cells	72pcs(6x12)
Dimensions (L*W*H)	1957x992x40mm
Weight	22.5kg
Frame	Anodised Aluminum
Junction Box	IP67, 3 bypass diodes
Cable, Length	4.0mm ² , 900mm

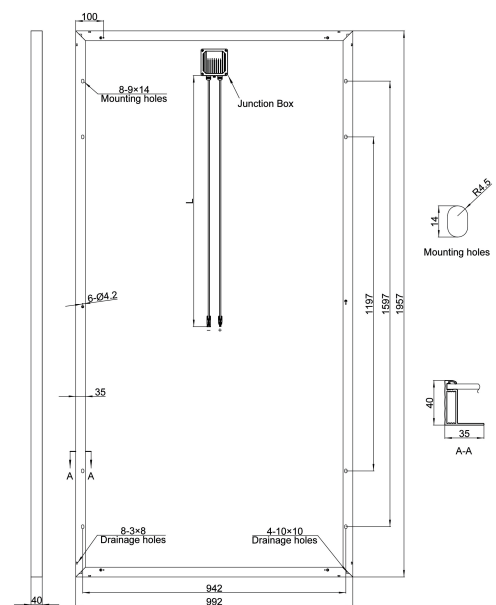
OPERATING CONDITION

Maximum System Voltage(V)	1000(DC)
Operating Temperature(°C)	-40~+85
Max. Wind Load / Snow Load(pa)	2400/5400
Max. Over Current(A)	15
Application Class	Class A
Fire Rating	Class C
NOCT(°C)	45±2

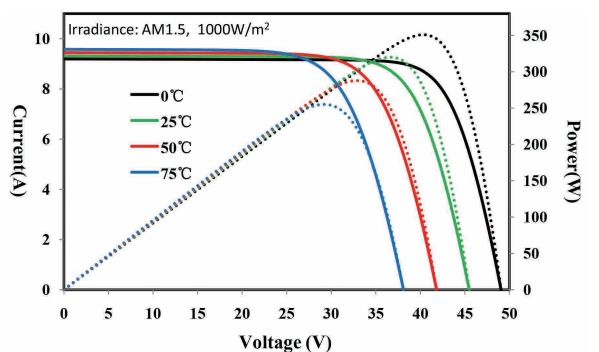
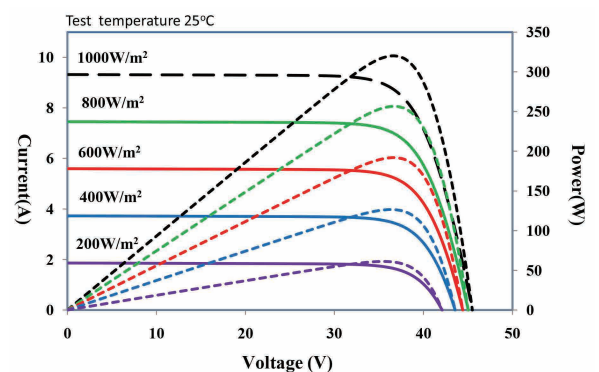
PACKAGE INFORMATION

Truck 9.6m / 13m / 17.5m	459 / 612/ 1257pcs
Container 20'GP / 40'GP / 40'HQ	260 / 624 / 672pcs
Quantity / Pallet	24(Truck)/26(CTNR)pcs

ASSEMBLY DRAWING (Unit:mm)



I-V CURVES / SK6612P-325



AKCOME OPTRONICS SCIENCE & TECHNOLOGY CO.,LTD.

Add: No. 110 Jintang Road, Zhangjiagang economic and Technological Development Area, Jiangsu P.R. China

Tel: 400-101-7000

Email: modulesales@akcome.com

www.akoptronics.com





PROTON® PEM

S Series

Hydrogen Generation Systems



MODEL	S10	S20	S40
Description	On-site hydrogen generator in an integrated, automated, site-ready enclosure Load following operation automatically adjusts output to match demand Full differential Pressure, H ₂ over O ₂		
Electrolyte	Proton Exchange Membrane (PEM) – Caustic-Free		
HYDROGEN PRODUCTION			
Nominal Production Rate Nm ³ /h @ 0°C, 1 bar SCF/h @ 70°F, 1 atm SLPM @ 70°F, 1 atm kg/24 h	0.27 Nm ³ /h 10 SCF/h 4.8 SLPM 0.58 kg/24 h	0.53 Nm ³ /h 20 SCF/h 9.4 SLPM 1.14 kg/24 h	1.05 Nm ³ /h 40 SCF/h 18.8 SLPM 2.27 kg/24 h
Delivery Pressure – Nominal	13.8 barg (200 psig)		
Power Consumption by System per Volume of H ₂ Gas Produced ¹	6.1 kWh/Nm ³ (16.3 kWh/100 ft ³)		
Purity (Concentration of Impurities)	99.9995% [H ₂ O < 5 ppm, -65°C (-85°F) Dew Point, N ₂ < 2 ppm, O ₂ < 1 ppm, all other undetectable]		
Turndown Range	0-100% net product delivery (automatic)		
Upgradeability	N/A		
DI WATER REQUIREMENT			
Consumption Rate at Maximum Production	0.26 L/h (0.08 gal/h)	0.47 L/h (0.13 gal/h)	0.94 L/h (0.25 gal/h)
Temperature	5-35°C (41-95°F)		
Pressure	1.5-4 barg (21.8-58 psig)		
Input Water Quality	Required: ASTM Type II Deionized Water, < 1µS/cm (> 1 MΩ-cm) Preferred: ASTM Type I Deionized Water, < 0.1 µS/cm (> 10 MΩ-cm)		
HEAT LOAD AND COOLANT REQUIREMENT			
Coolant	Air-cooled; ambient air		
Maximum Heat Load	1.1 kW (3,754 BTU/h)	2.2 kW (7,507 BTU/h)	4.3 kW (14,673 BTU/h)
ELECTRICAL SPECIFICATIONS			
Maximum Power Required within Expected System Life	3 kVA	4.5 kVA	8.5 kVA
Electrical Requirements	208-240 VAC, single phase, 50 or 60 Hz		

Model		S10	S20	S40
INTERFACE CONNECTIONS – CONSULT INSTALLATION MANUAL FOR DETAILS				
H ₂ Product Port		1/4” CPI™ compression tube fitting, SS		
H ₂ /H ₂ O Vent Port		1/2” CPI™ compression tube fitting, SS		
O ₂ Vent Port		3/8” FNPT		
DI Water Port		1/4” tube push-to-lock, polypropylene		
Drain Port		1/4” tube push-to-lock polypropylene		
Electrical		Connect to on-board circuit breaker		
Communications		Ethernet, 24 VDC dry contacts		
CONTROL SYSTEMS				
Standard Features		• Fully automated, push button start/stop • Automatic fault detection and system depressurization • E-stop • Remote start/stop • On-board H₂ leak detection • Remote communications		
Remote Shutdown		Hardwire input to safety PLC		
PHYSICAL CHARACTERISTICS				
Dimensions W x D x H	Product Est. Shipping	79 cm x 97 cm x 112 cm (31” x 38” x 44”) 97 cm x 114 cm x 137 cm (38” x 45” x 54”)		
Weight	Product Est. Shipping	209 kg (460 lbs) 289 kg (635 lbs)		
IP Rating		IP 22		
ENVIRONMENTAL CONSIDERATIONS – DO NOT FREEZE				
Standard Siting Location		Indoor, level ± 1°, 0-90% RH non-condensing, non-hazardous/non-classified environment		
Storage/Transport Temperature		5-60°C (41-140°F)		
Ambient Temperature Range		5-40°C (41-104°F); Optional: 5-50°C (41-122°F)	5-40°C (41-104°F)	
Altitude Range – Sea Level		1,520 m (5,000 ft)		
Ventilation		Proper ventilation must be provided from a non-hazardous area, at a rate in accordance with IEC60079-10, Zone 2 NE		
SAFETY AND REGULATORY CONFORMITY				
Maximum On-board H ₂ Inventory at Full Production		0.016 Nm ³ 0.56 SCF 0.001 kg		
Cabinet Ventilation with Environment		NFPA 69 and EN 1127-1, Clause 6.2 Vent fan draws fresh air up to 28 Nm ³ /min (1,000 ft ³ /min)		
Noise dB(A) at 1 Meter		< 70		
Conformity		cTUVus (UL and CSA equivalent), CE (PED, Mach. Dir., EMC), ISO 22734-1		



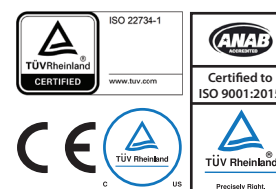
Specifications are subject to change. Please contact Nel Hydrogen for solutions to best fit your needs.

¹ Dependent on configuration and operating conditions.

www.nelhydrogen.com | +1.203.949.8697 | info@nelhydrogen.com

MADE IN USA

© 2019 Nel ASA. All Rights Reserved. Nel, number one by nature, Proton, and the Nel and Proton logos are trademarks of Nel ASA or its subsidiaries.



PD-0600-0061 Rev F

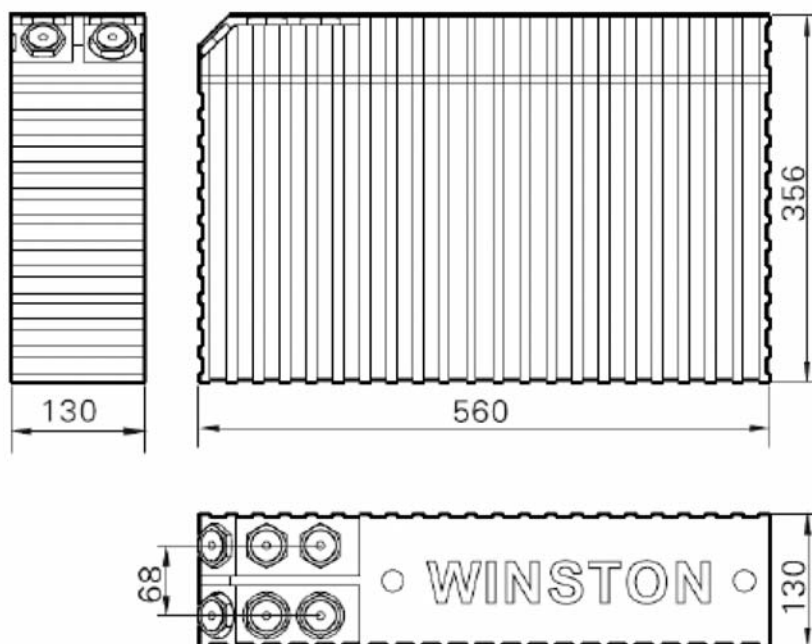
Technical specification

Winston LFP1000AHC cell



Winston LFP1000AHC cell

Specifications		
Model name	LFP1000AHC	Alternative product marking WB-LYP1000AHC(A)
Nominal voltage	3.2 V	Operating voltage under load is 3.0 V
Capacity	1000 AH	+/- 5%
Operating voltage	max 3.8V - min 2.8V	At 80% DOD
Deep discharge voltage	2.5 V	The cells is damaged if voltage drops bellow this level
Maximal charge voltage	4 V	The cells is damaged if voltage exceeds this level
Optimal discharge current	< 500 A	0.5 C
Maximal discharge current	< 3000 A	3 C, continuous for max 15 minutes from full charge
Max peak discharge current	< 10000 A	10 C, maximal 5 seconds in 1 minute
Optimal charge current	< 500 A	0.5 C
Maximal charge current	< 3000 A	< 3 C with battery temperature monitoring
Maximal continuous operating temperature	65 °C	The battery temperature should not increase this level during charge and discharge
Dimensions	560 x 356 x 130	Millimeters (tolerance +/- 2 mm)
Weight	21 kg	Kilograms (tolerance +/- 150g)
Model name	LFP1000AHC	Alternative product marking WB-LYP1000AHC(A)



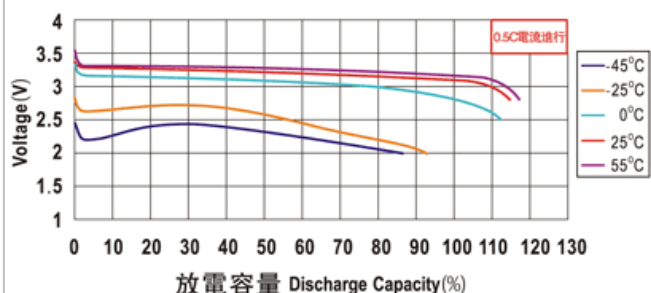


**GWL
POWER**

www.ev-power.eu
Your complete power solutions.

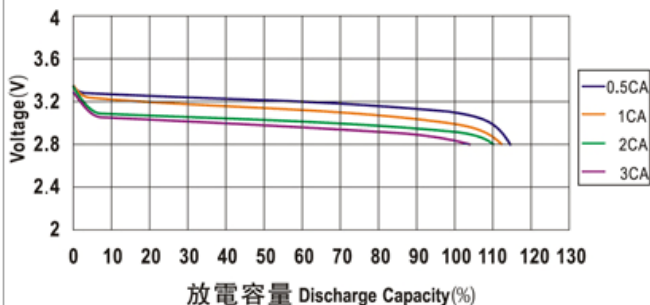
不同環境溫度下LYP類電池的放電特性曲線

Discharge characteristic curve of LYP type battery under different ambient temperature



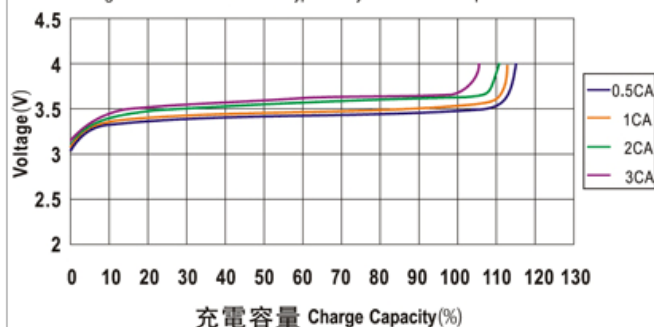
常溫下LYP類電池的放電特性曲線

Discharge characteristic curve of LYP type battery under normal temperature



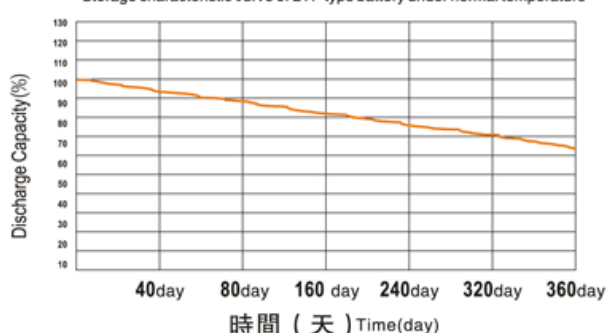
常溫下LYP類電池的充電特性曲線

Charge characteristic curve of LYP type battery under normal temperature



在常溫下LYP類電池的存儲特性曲線

Storage characteristic curve of LYP type battery under normal temperature



PRODUCT WEBPAGE



GWL Power a.s.
Průmyslová 11, 102 19 Prague 10
Czech Republic, European Union

www.ev-power.eu

Controladores de carga BlueSolar con conexión roscada- o MC4 PV

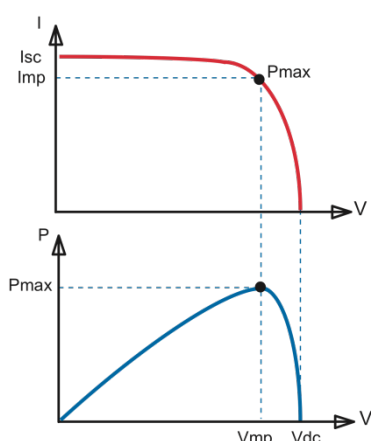
MPPT 150/45, MPPT 150/60, MPPT 150/70, MPPT 150/85, MPPT 150/100

www.victronenergy.com


Controlador de carga solar
MPPT 150/70-Tr



Controlador de carga solar
MPPT 150/70-MC4



Seguimiento del punto de potencia máxima

Curva superior:

Corriente de salida (I) de un panel solar como función de tensión de salida (V). El punto de máxima potencia (MPP) es el punto Pmax de la curva en el que el producto de I x V alcanza su pico.

Curva inferior:

Potencia de salida $P = I \times V$ como función de tensión de salida. Si se utiliza un controlador PWM (no MPPT) la tensión de salida del panel solar será casi igual a la tensión de la batería, e inferior a V_{mp} .

Seguimiento ultrarrápido del punto de máxima potencia (MPPT, por sus siglas en inglés)

Especialmente con cielos nublados, cuando la intensidad de la luz cambia continuamente, un controlador MPPT ultrarrápido mejorará la recogida de energía hasta en un 30%, en comparación con los controladores de carga PWM, y hasta en un 10% en comparación con controladores MPPT más lentos.

Detección Avanzada del Punto de Máxima Potencia en caso de nubosidad parcial

En casos de nubosidad parcial, pueden darse dos o más puntos de máxima potencia (MPP) en la curva de tensión de carga.

Los MPPT convencionales tienden a seleccionar un MPP local, que pudiera no ser el MPP óptimo.

El innovador algoritmo de BlueSolar maximizará siempre la recogida de energía seleccionando el MPP óptimo.

Excepcional eficiencia de conversión

Sin ventilador. La eficiencia máxima excede el 98%.

Algoritmo de carga flexible

Algoritmo de carga totalmente programable (consulte la sección Asistencia y Descargas > Software en nuestra página web), y ocho algoritmos preprogramados, seleccionables mediante interruptor giratorio (ver manual para más información).

Amplia protección electrónica

Protección de sobretensión y reducción de potencia en caso de alta temperatura.

Protección de cortocircuito y polaridad inversa en los paneles FV.

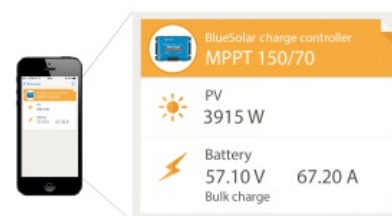
Protección de corriente inversa FV.

Sensor de temperatura interna

Compensa la tensión de carga de absorción y flotación en función de la temperatura.

Opciones de datos en pantalla en tiempo real

- Smartphones, tabletas y otros dispositivos Apple y Android consulte "Mochila inteligente de conexión VE.Direct a Bluetooth"
- Panel ColorControl



Controlador de carga BlueSolar	MPPT 150/45	MPPT 150/60	MPPT 150/70	MPPT 150/85	MPPT 150/100
Tensión de la batería	Selección automática 12 / 24 / 48 V (se necesita una herramienta de software)				
Corriente de carga nominal	45 A	60 A	70 A	85 A	100 A
Potencia FV máxima, 12V 1a,b)	650 W	860 W	1000 W	1200 W	1450 W
Potencia FV máxima, 24V 1a,b)	1300 W	1720 W	2000 W	2400 W	2900 W
Potencia FV máxima, 48V 1a,b)	2600 W	3440 W	4000 W	4900 W	5800 W
Tensión máxima del circuito abierto FV	150 V máximo absoluto en las condiciones más frías 145 V en arranque y funcionando al máximo				
Eficacia máxima	98 %				
Autoconsumo	10 mA				
Tensión de carga de "absorción"	Valores predeterminados: 14,4 / 28,8 / 43,2 / 57,6 V (ajustable)				
Tensión de carga de "flotación"	Valores predeterminados: 13,8 / 27,6 / 41,4 / 55,2 V (ajustable)				
Algoritmo de carga	variable multietapas				
Compensación de temperatura	-16 mV / °C, -32 mV / °C resp.				
Protección	Polaridad inversa de la batería (fusible, no accesible por el usuario) Polaridad inversa/Cortocircuito de salida/Sobretensión				
Temperatura de trabajo	-30 a +60°C (potencia nominal completa hasta los 40°C)				
Humedad	95 %, sin condensación				
Puerto de comunicación de datos y on-off remoto	VE.Direct (consulte el libro blanco sobre comunicación de datos en nuestro sitio web)				
Funcionamiento en paralelo	Sí (no sincronizado)				

CARCASA	
Color	Azul (RAL 5012)
Terminales FV 2)	35 mm ² /AWG2 (modelos Tr), o conectores Dual MC4 (modelos MC4)
Bornes de batería	35 mm ² / AWG2
Tipo de protección	IP43 (componentes electrónicos), IP22 (área de conexión)
Peso	3 kg
Dimensiones (al x an x p)	Modelos Tr: 185 x 250 x 95 mm Modelos MC4: 215 x 250 x 95 mm

ESTÁNDARES	
Seguridad	EN/IEC 62109
1a) Si se conecta más potencia FV, el controlador limitará la potencia de entrada al máximo estipulado.	
1b) La tensión FV debe exceder en 5V la Vbat (tensión de la batería) para que arranque el controlador.	
Una vez arrancado, la tensión FV mínima será de Vbat + 1V.	
2) Modelos MC4: se necesitarán varios separadores para conectar en paralelo las cadenas de paneles solares	

Inversores Phoenix

1200VA - 5000VA (por módulo)

www.victronenergy.com



Phoenix Inverter
24/5000

SinusMax – Diseño superior

Desarrollado para uso profesional, la gama de inversores Phoenix es ideal para innumerables aplicaciones. El criterio utilizado en su diseño fue el de producir un verdadero inversor sinusoidal con una eficiencia optimizada pero sin comprometer su rendimiento. Al utilizar tecnología híbrida de alta frecuencia, obtenemos como resultado un producto de la máxima calidad, de dimensiones compactas, ligero y capaz de suministrar potencia, sin problemas, a cualquier carga.

Potencia de arranque adicional

Una de las características singulares de la tecnología SinusMax consiste en su muy alta potencia de arranque. La tecnología de alta frecuencia convencional no ofrece un rendimiento tan extraordinario. Los inversores Phoenix, sin embargo, están bien dotados para alimentar cargas difíciles, como frigoríficos, compresores, motores eléctricos y aparatos similares.

Potencia prácticamente ilimitada gracias al funcionamiento en paralelo y trifásico.

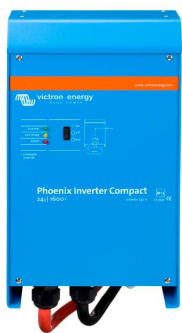
Hasta 6 unidades del inversor pueden funcionar en paralelo para alcanzar una mayor potencia de salida. Seis unidades 24/5000, por ejemplo, proporcionarán 24 kW / 30 kVA de potencia de salida. También es posible su configuración para funcionamiento trifásico.

Transferencia de la carga a otra fuente CA: el conmutador de transferencia automático

Si se requiere un conmutador de transferencia automático, recomendamos usar el inversor/cargador MultiPlus en vez de este. El conmutador está incluido en este producto y la función de cargador del MultiPlus puede deshabilitarse. Los ordenadores y demás equipos electrónicos continuarán funcionando sin interrupción, ya que el MultiPlus dispone de un tiempo de conmutación muy corto (menos de 20 milisegundos).

Interfaz para el ordenador

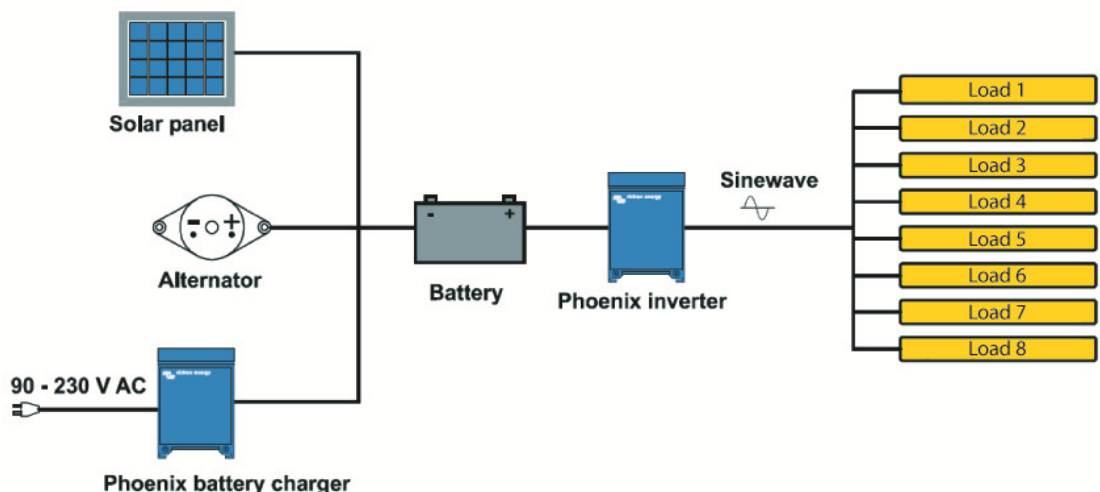
Todos los modelos disponen de un Puerto RS-485. Todo lo que necesita conectar a su PC es nuestro interfaz MK2 (ver el apartado "Accesorios"). Este interfaz se encarga del aislamiento galvánico entre el inversor y el ordenador, y convierte la toma RS-485 en RS-232. También hay disponible un cable de conversión RS-232 en USB. Junto con nuestro software [VEConfigure](http://www.victronenergy.com), que puede descargarse gratuitamente desde nuestro sitio Web www.victronenergy.com, se pueden personalizar todos los parámetros de los inversores. Esto incluye la tensión y la frecuencia de salida, los ajustes de sobretensión o subtensión y la programación del relé. Este relé puede, por ejemplo, utilizarse para señalar varias condiciones de alarma distintas, o para arrancar un generador. Los inversores también pueden conectarse a [VENet](http://www.victronenergy.com), la nueva red de control de potencia de Victron Energy, o a otros sistemas de seguimiento y control informáticos.



Phoenix Inverter Compact
24/1600

Nuevas aplicaciones para inversores de alta potencia

Las posibilidades que ofrecen los inversores de alta potencia conectados en paralelo son realmente asombrosas. Para obtener ideas, ejemplos y cálculos de capacidad de baterías, le rogamos consulte nuestro libro "[Electricity on board](http://www.victronenergy.com)" (electricidad a bordo), disponible gratuitamente en Victron Energy y descargable desde www.victronenergy.com.



Inversor Phoenix	C12/1200 C24/1200	C12/1600 C24/1600	C12/2000 C24/2000	12/3000 24/3000 48/3000	24/5000 48/5000
Funcionamiento en paralelo y en trifásico	Sí				
INVERSOR					
Rango de tensión de entrada (V DC)	9,5 – 17V 19 – 33V 38 – 66V				
Salida	Salida: 230V ± 2% / 50/60Hz ± 0,1% (1)				
Potencia cont. de salida 25 °C (VA) (2)	1200	1600	2000	3000	5000
Potencia cont. de salida 25 °C (W)	1000	1300	1600	2500	4500
Potencia cont. de salida 40 °C (W)	900	1200	1450	2200	4000
Pico de potencia (W)	2400	3000	4000	6000	10000
Eficacia máx. 12/ 24 / 48 V (%)	92 / 94	92 / 94	92 / 92	93 / 94 / 95	94 / 95
Consumo en vacío 12 / 24 / 48 V (W)	8 / 10	8 / 10	9 / 11	15 / 15 / 16	25 / 25
Consumo en vacío en modo AES (W)	5 / 8	5 / 8	7 / 9	10 / 10 / 12	20 / 20
Consumo en vacío modo Search (W)	2 / 3	2 / 3	3 / 4	4 / 5 / 5	5 / 6
GENERAL					
Relé programable (3)	Sí				
Protección (4)	a - g				
Puerto de comunicación VE.Bus	Para funcionamiento paralelo y trifásico, supervisión remota e integración del sistema				
On/Off remoto	Sí				
Características comunes	Temperatura de funcionamiento: -20 a +50°C (refrigerado por ventilador) Humedad (sin condensación): Máx. 95%				
CARCASA					
Características comunes	Material y color: aluminio (azul RAL 5012) Tipo de protección: IP 21				
Conexiones de la batería	cables de batería de 1,5 metros se incluye		Pernos M8	2+2 Pernos M8	
Conexiones 230 V CA	Enchufe G-ST18i		Abrazadera-resorte	Bornes atornillados	
Peso (kg)	10		12	18	30
Dimensiones (al x an x p en mm.)	375x214x110		520x255x125	362x258x218	444x328x240
NORMATIVAS					
Seguridad	EN 60335-1				
Emisiones / Inmunidad	EN 55014-1 / EN 55014-2				
Directiva de automoción	2004/104/EC	2004/104/EC		2004/104/EC	
1) Puede ajustarse a 60 Hz, y a 240 V. 2) Carga no lineal, factor de cresta 3:1 3) Relé programable que puede configurarse en alarma general, subtensión de CD o como señal de arranque de un generador (es necesario el interfaz MK2 y el software VEConfigure) Capacidad nominal CA 230V / 4A Capacidad nominal CC 4 A hasta 35VDC, 1 A hasta 60VDC	4) Protección: a) Cortocircuito de salida b) Sobrecarga c) Tensión de la batería demasiado alta d) Tensión de la batería demasiado baja e) Temperatura demasiado alta f) 230 V CA en la salida del inversor g) Ondulación de la tensión de entrada demasiado alta				



Panel de Control para Inversor Phoenix

También puede utilizarse en un inversor/cargador MultiPlus cuando se desea disponer de un conmutador de transferencia automático, pero no de la función como cargador. La luminosidad de los LED se reduce automáticamente durante la noche.



Funcionamiento y supervisión controlados por ordenador

Hay varias interfaces disponibles:

- **Convertidor MK2.2 VE.Bus a RS232**
Se conecta al puerto RS232 de un ordenador (ver "Guía para el VEConfigure")
- **Convertidor MK2-USB VE.Bus a USB**
Se conecta a un puerto USB (ver Guía para el VEConfigure")
- **Convertidor VE.Net a VE.Bus**
Interfaz del VE.Net (ver la documentación VE.Net)
- **Convertidor VE.Bus a NMEA 2000**
- **Victron Global Remote**
El Global Remote de Victron es un módem que envía alarmas, avisos e informes sobre el estado del sistema a teléfonos móviles mediante mensajes de texto (SMS). También puede registrar datos de monitores de baterías Victron, Multi, Quattro e inversores en una web mediante una conexión GPRS. El acceso a esta web es gratuito.
- **Victron Ethernet Remote**
Para conectar a Ethernet.



Monitor de baterías BMV

El monitor de baterías BMV dispone de un avanzado sistema de control por microprocesador combinado con un sistema de medición de alta resolución de la tensión de la batería y de la carga/descarga de corriente. Aparte de esto, el software incluye unos complejos algoritmos de cálculo, como la fórmula Peukert, para determinar exactamente el estado de la carga de la batería. El BMV muestra de manera selectiva la tensión, corriente, Ah consumidos o tiempo restante de carga de la batería. El monitor también almacena una multitud de datos relacionados con el rendimiento y uso de la batería.

Hay varios modelos disponibles (ver la documentación del monitor de baterías).

DATASHEET

TANK - 500bar 200L / 300L

High-pressure hydrogen storage

The solution for 350bar hydrogen refilling stations and gas transportation



Can be installed/packaged in a rack by 1, 2, 3...

SERVICE CONDITIONS	
Mass of hydrogen stored at 500bar (15°C)	6.5kg (200L) or 9.5kg (300L)
Temperature of use	From -40°C to 65°C
Maximum working pressure (PS)	500bar
Maximum refilling pressure	500bar
Position of use	Vertical or horizontal
DIMENSIONS	
Inner volume	200L or 300L
Mass of empty tank	188kg (200L) or 260kg (300L)
External dimensions (cm) (without support)	Ø49 x L223 (200L) Ø49 x L307 (300L)
MATERIALS	
Hydrogen tank	Type IV – Polymer liner reinforced with composite material
Nozzle Stainless steel – Aluminum alloy	x2
REGULATION TEST	
Service life	10 years / 5,000 cycles
Hydrostatic test pressure	750bar
Approved according to	EN12245 – PED 2014/68/EU & TPED 2010/35/EU

SOLARSYSTEM

SOLAR TANK

SOL AE 200

SOL AE 300

SOL AE 400

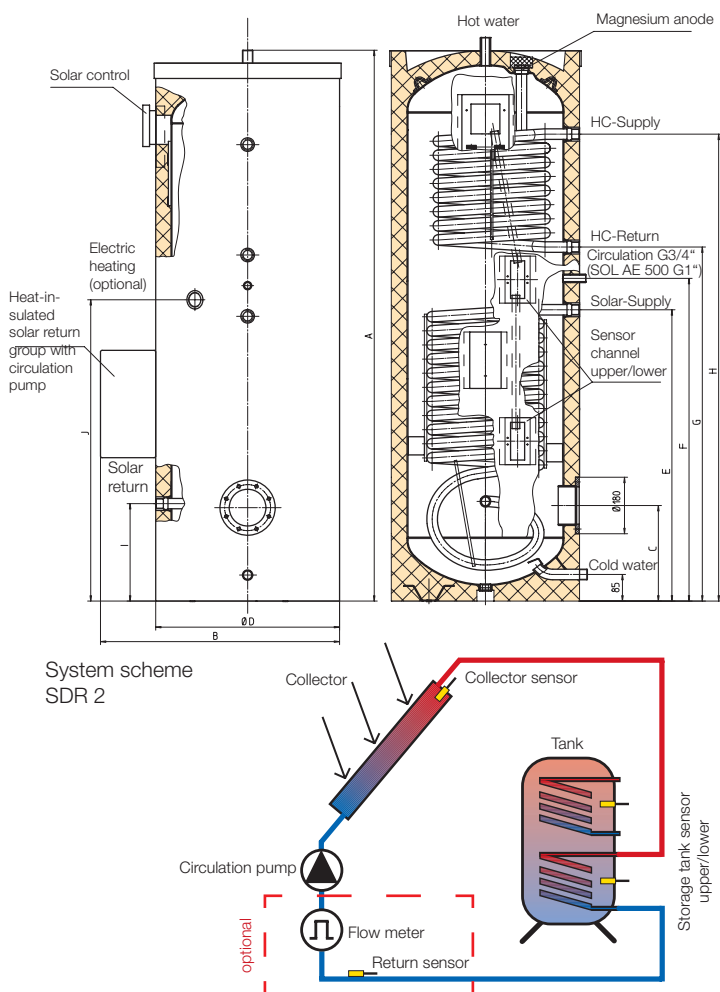
SOL AE 500



AE
Austria Email

SOLAR TANK

SOL AE 200, 300, 400, 500



EQUIPMENT/SCOPE OF SUPPLY

- Compact system for solar operation
- Pressure-tight upright tank with large enamelled high-performance pipe arrays
- DIN 4753 compliant enamelling offers optimum corrosion protection
- Operating pressure 10 bar
- Low energy/thermal losses due to 50 mm PU direct foaming
- Foil jacket mounted (silver-grey)
- Inspection flange with 180 mm diameter
- DIN 4753-compliant magnesium sacrificial anode
- Circulation connection 3/4" male threading, for SOL AE 500: 1
- 1/2" sleeve for screw-in heater, sealed with brass plug
- Solar hydraulics including pre-mounted flow meter and safety valve, wired pump
- Including mounted SDR 2 solar controller
- Collector sensor included
- Temperature sensor to control the solar energy system and check the hot water temperature installed and wired
- Cold water connection 1", male thread
- Hot water outlet 1", male thread
- Compression fitting 22 mm (fitted for connection to collector supply and return line)

ACCESSORIES

- Screw-in heaters
- 24- or 35-litre expansion tank
- Yield measurement set
- Sensor connection box with overvoltage protection

ECO DESIGN - LABELING

Type	Content l	Heat loss in EN 12897		Zapf Profile	Energy Efficiency Class
		in kWh/24h	in Watt		
SOL AE 200	200	1,67	69,6	XL	C
SOL AE 300	300	2,19	91,3	XXL	C
SOL AE 400	400	2,45	102,1	XXL	C
SOL AE 500	500	2,72	113,3	3XL	C

TECHNICAL DETAILS

Type	Content l	A	Ø D	B	C	E	F	G	H	I	J	Heating surface pipe array upper/lower m ²	Register capacity upper/lower litres	Diagonal height	Weight kg
SOL AE 200	200	1340	610	780	305	659	905	805	1030	318	732	0,7 / 0,6	4,4 / 3,6	1450	118
SOL AE 300	300	1797	610	780	305	929	1029	1129	1489	318	983	1,4 / 0,9	8,7 / 5,8	1870	160
SOL AE 400	400	1832	680	850	345	945	1045	1145	1505	335	1010	1,8 / 0,9	11,2 / 5,8	1940	203
SOL AE 500	500	1838	760	930	370	986	1086	1186	1456	370	1040	2,0 / 1,0	12,2 / 6,2	1970	238

Head office and factory: Austria Email AG
A-8720 Knittelfeld, Austriastrasse 6
Phone (03512) 700-0, Fax (03512) 700-239
Internet: www.austria-email.at
E-mail: office@austria-email.at

Customer Service: Phone (03512) 700-297
E-mail: kundendienst@austria-email.at

Sales offices Germany:

Germany North/East
D-14770 Brandenburg, Beetzseeufer 3
Phone 0049/(0)3381 / 766-0
Fax 0049/(0)3381 / 766-244
E-mail: sgobi@austria-email.at

Germany South
D-92637 Weiden/Opf., Parksteiner Strasse 49
Phone 0049/(0)961 / 63 490-0
Fax 0049/(0)961 / 63 490-30
E-mail: ahirmer@austria-email.at

AE
Austria Email