



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA  
SUPERIOR INGENIERÍA  
INDUSTRIAL VALENCIA

Curso Académico:

## AGRADECIMIENTOS

A quienes siempre estuvieron a mi lado y siempre lo estarán.

A mis padres por haberme dado todo cuanto tengo y más de lo que nunca podré devolverles ni agradecerles. Por hacerme sentir orgulloso de ellos.

A mi hermana, por su fortaleza y su alegría... por su sonrisa.

A mi familia y amigos por el calor y el amor brindados. Por ayudarme a seguir adelante.

A mi tutor por el tiempo y conocimiento compartidos. Por su consejo y su guía.

A todos aquellos que han luchado por seguir adelante en estos tiempos convulsos. A quienes han permanecido en primera línea contra la COVID-19, a quienes lo han sacrificado todo por los demás.

A todos vosotros, gracias.

## RESUMEN

En el presente Trabajo Fin de Máster se aborda el diseño y dimensionamiento de una planta de electrólisis de agua de tecnología de membrana de intercambio protónico con una potencia total de 124MW y con una capacidad nominal de producción de hidrógeno de 26.055Nm<sup>3</sup>/h (o 2.345kg/h) para abastecer de hidrógeno renovable al polo petroquímico y al Sistema Gasista de Huelva; y de una central fotovoltaica de 247MW de potencia pico que suministre energía a dicha planta e inyecte la energía excedentaria generada en la red eléctrica, con lo que se pretende contribuir a la descarbonización de los citados sectores. Asimismo, se realiza el dimensionamiento de una subestación eléctrica transformadora y de una línea aérea de alta tensión para conectar dicha central fotovoltaica con la red eléctrica de transporte secundario.

El diseño y dimensionamiento de estas instalaciones es complementado mediante una serie de planos, donde se ilustra el diagrama unifilar de la central fotovoltaica y de la subestación eléctrica, y los P&ID del sistema de purificación y suministro de agua a la planta de electrólisis y del sistema de compresión y almacenamiento de hidrógeno.

Además, se ha elaborado el presupuesto del proyecto, el cual asciende a un total de 944,9M€, de los cuales 551,6M€ corresponden a la central fotovoltaica e instalación eléctrica de conexión con la red de transporte y 393,3M€ corresponden a la planta de electrólisis. A partir de dicho presupuesto se ha elaborado un estudio de viabilidad económica según la normativa y la legislación vigentes, concluyéndose que a menos que se reduzcan los costes de adquisición y de operación de los sistemas de electrólisis y se otorguen subvenciones, no será posible competir con el precio de venta del hidrógeno convencional (el precio de venta del hidrógeno renovable que permite cubrir costes asume un valor medio de 3,79€/kg, frente a un coste del orden de 1€/kg del hidrógeno convencional).

**Palabras clave:** electrólisis, fotovoltaica, hidrógeno, renovable, descarbonización, petroquímico, Gasista, convencional, Huelva, red, transporte, presupuesto, costes, viabilidad, subvenciones, normativa, legislación.

## RESUM

En el present Treball Fi de Màster s'aborda el diseny i dimensionament d'una planta d'electròlisi d'aigua de tecnologia PEM de potència total de 124MW i amb una capacitat nominal de producció d'hidrogen de 26.055Nm<sup>3</sup>/h (o 2.345kg/h) per proveir d'hidrogen renovable al pol petroquímic i al Sistema Gasista de Huelva; i d'una central fotovoltaica de 247MW de potència màxima que subministre energia a dita planta i injecte l'energia excedentèria generada en la xarxa elèctrica, amb el que es pretén contribuir a la descarbonització dels citats sectors. Així mateix, es realitza el dimensionament d'una subestació elèctrica transformadora i d'una línia aèria d'alta tensió per a connectar dita central fotovoltaica amb la xarxa elèctrica de transporte secundari.

El diseny i dimensionament d'aquestes instal·lacions es complementat mitjançant una sèrie de plànols, on s'il·lustra el diagrama unifilar de la central fotovoltaica i de la subestació elèctrica, i els P&ID del sistema de purificació i subministrament d'aigua a la planta PEMWE i del sistema de compressió i emmagatzematge d'hidrógen.

A més, s'ha elaborat el pressupost del projecte, el qual assumeix un valor total de 944,9M€, dels quals 551,6M€ corresponen a la central fotovoltaica i instal·lació elèctrica de connexió con la red de transporte i 393,3M€ corresponen a la planta PEMWE. A partir del pressupost s'ha elaborat un estudi de viabilitat econòmica segons la normativa i la legislació vigents, conclouent-se que, a menys que es reduïxquen els costos d'adquisició i d'operació dels sistemes d'electròlisi i es concedixquen subvencions, no serà possible competir amb el preu de venda de l'hidrogen convencional (el preu de venda de l'hidrogen renovable que permet cobrir costos assumeix un valor mitjà de 3,79€/kg, davant un cost de l'ordre de 1€/kg de l'hidrogen convencional).

**Paraules clau:** electròlisi, fotovoltaica, hidrogen, renovable, descarbonització, petroquímic, Gasista, convencional, Huelva, xarxa, transport, pressupost, cost, viabilitat, subvencions, normativa, legislació.

## ABSTRACT

The present Master's Thesis addresses the design and sizing of a water electrolysis plant based on PEM technology with an installed power of 124MW and a nominal hydrogen production of 26,055Nm<sup>3</sup>/h (or 2,345kg/h) to provide renewable hydrogen to the petrochemical and gas sector of Huelva; and the design and sizing of a photovoltaic power plant with a peak power of 247MW, which provides energy to the mentioned plant and injects the excedentary generated energy into the electrical grid. The objective of this project is to contribute to the decarbonization of the mentioned sectors. Moreover, the sizing of an electrical transformation substation and a high voltage aerial line to connect the photovoltaic power plant and the electrical grid is addressed in this thesis.

The design and sizing of this installations is complemented with a series of plans, where the single line diagram of the photovoltaic power plant and power substation is represented, and the P&IDs of the water feeding and purification system and hydrogen compression and storage system.

Furthermore, a budget of the project has been elaborated, which amounts to a total of 944.9M€, of which 551.6M€ correspond to the PV power plant and electrical installation and 393.3M € correspond to the PEMWE plant. Based on the budget and taking into account the current normative and legislation, a feasibility economic study has been prepared, which conclusion is that unless a reduction of the CAPEX and OPEX of electrolysis systems took place and subsidies were granted, there wont be a chance for the green hydrogen to compete with the low costs of conventional hydrogen (the selling price of the green hydrogen which makes the total incomes cover all the outcomes amounts an average value of 3,79€/kg, against an estimated cost of 1€/kg for the conventional hydrogen).

**Keywords:** electrolysis, phototovoltaic, hydrogen, renewable, decarbonization, petrochemical, gas, conventional, Huelva, grid, transport, budget, costs, feasibility, subsidies, normative, legislation.

## Índice de la memoria

<b>Índice de tablas</b> .....	10
<b>Índice de figuras</b> .....	12
<b>MEMORIA</b> .....	16
<b>1. INTRODUCCIÓN</b> .....	17
1.1. Contexto y motivación .....	17
1.2. Objetivos .....	18
1.3. Alcance .....	18
1.4. Organización del contenido .....	20
<b>2. ESTADO DEL ARTE</b> .....	22
2.1. Introducción .....	22
2.2. Propiedades fisicoquímicas del hidrógeno.....	24
2.3. Métodos convencionales de producción de hidrógeno.....	25
2.4. Demanda de hidrógeno. Usos actuales y tendencias de futuro .....	27
2.5. Almacenamiento de hidrógeno.....	29
2.6. Transporte de hidrógeno mediante conductos .....	33
2.7. Legislación relativa a la producción de hidrógeno mediante fuentes no contaminantes y su inyección en la red de gas natural. Trazabilidad de origen .....	34
<b>3. METODOLOGÍA. DISEÑO Y DIMENSIONAMIENTO</b> .....	37
3.1. Introducción .....	37
3.2. Diseño y dimensionamiento de la planta PEMWE .....	37
3.2.1. Descripción de la planta de electrólisis .....	37
3.2.2. Determinación de la demanda potencial de hidrógeno y de la potencia instalada de electrólisis.....	38
3.2.2.1. Estimación de la demanda de hidrógeno por parte del Sistema Gasista (onubense) .....	38
3.2.2.2. Estimación de la demanda de hidrógeno por parte del resto del sector industrial de Palos de la Frontera.....	39
3.2.2.3. Análisis de alternativas. Determinación de la potencia de electrólisis instalada	40
3.2.3. Dimensionamiento del sistema de almacenamiento de hidrógeno .....	40
3.2.4. Dimensionamiento del sistema de compresión de hidrógeno .....	40
3.2.5. Dimensionamiento del sistema de suministro de agua purificada .....	41
3.2.5.1. Dimensionamiento del subsistema de purificación de agua de red. Parámetros del agua en cada tramo del sistema.....	41
3.2.5.2. Dimensionamiento del depósito de agua de red .....	43

3.2.5.3.	Regulación de los parámetros del agua .....	44
3.2.5.4.	Dimensionamiento de los grupos de bombeo de agua de red .....	44
3.2.5.5.	Dimensionamiento de la válvula motorizada de regulación del caudal a la salida del primer grupo de bombeo .....	45
3.2.5.6.	Dimensionamiento de las válvulas reductoras de presión .....	46
3.2.5.7.	Dimensionamiento del depósito de agua purificada .....	46
3.2.5.8.	Dimensionamiento del grupo de bombeo de circulación de agua purificada ....	47
3.2.6.	Dimensionamiento del sistema de refrigeración del PEMEL .....	48
3.3.	Diseño y dimensionamiento de la central PV .....	50
3.3.1.	Localización de la central PV .....	50
3.3.2.	Dimensionamiento del campo fotovoltaico.....	50
3.3.2.1.	Justificación del uso de seguidor solar.....	51
3.3.2.2.	Selección del modelo comercial de panel PV.....	51
3.3.2.3.	Cálculo de pérdidas que afectan a la determinación de la potencia de pico de la central PV .....	51
3.3.2.4.	Cálculo de la potencia de pico de la central fotovoltaica y del mínimo número de paneles PV necesarios .....	52
3.3.2.5.	Configuración del campo PV .....	53
3.3.2.6.	Selección de la estructura soporte y disposición de los módulos PV sobre ésta	54
3.3.2.7.	Diseño espacial del campo PV .....	54
3.3.3.	Dimensionamiento de la instalación eléctrica de la central PV .....	55
3.3.3.1.	Consideraciones previas al diseño y dimensionamiento de las instalaciones de baja tensión (BT).....	55
3.3.3.2.	Dimensionamiento de la instalación y de los cables de las líneas de BT .....	56
3.3.3.3.	Dimensionamiento de la instalación y de los cables de las líneas de AC de MT.	58
3.3.3.4.	Sistema de puesta a tierra de la central PV .....	59
3.3.3.4.1.	PAT del campo PV .....	59
3.3.3.4.2.	PAT de los CTMT.....	60
3.3.3.5.	Sistema de protecciones eléctricas.....	62
3.3.3.5.1.	Protección frente a contactos directos .....	62
3.3.3.5.2.	Protección frente a contactos indirectos .....	62
3.3.3.5.3.	Protección de las líneas frente a sobrecargas y cortocircuitos.....	63
3.3.3.5.4.	Protección de las líneas frente a sobretensiones: sobretensiones de servicio y sobretensiones transitorias.....	64
3.3.3.6.	Diseño y dimensionamiento de los CTMT.....	65
3.3.4.	Monitorización de variables en el campo PV .....	65

3.4.	Instalación de conexión de la central PV con la red de transporte secundario. SET no transporte y LAT aérea no transporte .....	65
3.4.1.	PAT de la SET. Protección frente a contactos indirectos.....	66
3.4.2.	Dimensionamiento de los cables de AC de AT. Distancias de aislamiento .....	67
<b>4.</b>	<b>CASO DE APLICACIÓN .....</b>	<b>69</b>
4.1.	Justificación de la tecnología de electrolizador escogida .....	69
4.2.	Diseño y dimensionamiento de la planta de electrólisis de agua tipo PEM .....	69
4.2.1.	Determinación de la potencia instalada de electrólisis .....	70
4.2.1.1.	Descripción del entorno de la planta de electrólisis .....	70
4.2.1.1.1.	Ubicación. Municipios y núcleos poblacionales.....	70
4.2.1.1.2.	Red eléctrica, gasoductos y oleoductos .....	73
4.2.1.1.3.	Empresas del sector energético e industrial .....	74
4.2.1.2.	Análisis de la demanda potencial de hidrógeno por parte de la industria local y de la red gasista.....	76
4.2.1.2.1.	Inyección de hidrógeno renovable en la red de gas natural .....	76
4.2.1.2.2.	Demanda potencial de hidrógeno por parte de la industria química y petroquímica de Huelva .....	81
4.2.1.2.3.	Discusión sobre la viabilidad de la capacidad de producción de hidrógeno estimada. Modelo de electrolizador seleccionado. Consideraciones finales..	82
4.2.2.	Dimensionamiento del sistema de almacenamiento de hidrógeno .....	85
4.2.3.	Dimensionamiento del sistema de compresión de hidrógeno .....	88
4.2.4.	Dimensionamiento del sistema de suministro de agua purificada .....	89
4.2.4.1.	Dimensionamiento del subsistema de purificación de agua .....	91
4.2.4.1.1.	Definición de los parámetros del caudal de agua en el sistema de purificación .....	92
4.2.4.2.	Dimensionamiento del depósito de almacenamiento de agua de red .....	95
4.2.4.3.	Dimensionamiento del grupo de bombeo de impulsión de agua de red .....	97
4.2.4.4.	Dimensionamiento de las válvulas motorizadas de regulación del caudal a la salida del grupo de bombeo de impulsión de agua de red .....	99
4.2.4.5.	Dimensionamiento de las válvulas reductoras de presión .....	101
4.2.4.5.1.	Primera válvula reductora de presión.....	101
4.2.4.5.2.	Segunda válvula reductora de presión.....	104
4.2.4.6.	Dimensionamiento del depósito de almacenamiento de agua purificada .....	105
4.2.4.7.	Dimensionamiento del segundo grupo de bombeo .....	106
4.2.4.8.	Dimensionamiento de las válvulas motorizadas de regulación del caudal a la salida del grupo de bombeo de circulación de agua purificada.....	107
4.2.5.	Dimensionamiento del sistema de refrigeración del electrolizador. Balance termodinámico .....	108



4.3.	Dimensionamiento de la central fotovoltaica conectada a red .....	109
4.3.1.	Barreras regulatorias.....	109
4.3.2.	Ubicación de la central fotovoltaica.....	110
4.3.3.	Diseño y dimensionamiento del campo fotovoltaico y de los inversores MPPT ..	111
4.3.3.1.	Justificación del uso de seguidor solar y selección de éste.....	111
4.3.3.2.	Selección del panel fotovoltaico .....	112
4.3.3.3.	Pérdidas de rendimiento en el campo fotovoltaico y en el control de potencia.... .....	113
4.3.3.4.	Dimensionamiento de la potencia de pico del generador solar .....	114
4.3.3.5.	Configuración del campo PV .....	117
4.3.3.6.	Selección de la estructura de montaje de los paneles fotovoltaicos y disposición de los mismos sobre ésta .....	119
4.3.3.7.	Diseño espacial provisional del generador solar.....	120
4.3.4.	Diseño y dimensionamiento de las líneas eléctricas de corriente continua (DC) de baja tensión (BT).....	121
4.3.4.1.	Descripción de las líneas de DC de BT .....	121
4.3.4.2.	Dimensionamiento de los cables de DC de BT .....	122
4.3.5.	Diseño y dimensionamiento de las líneas eléctricas de AC de BT.....	123
4.3.5.1.	Descripción de las líneas de AC de BT .....	123
4.3.5.2.	Conexión eléctrica de los inversores MPPT de cada subgenerador PV a sendos CTMT. Cajas de conexión y monitorización de parámetros.....	125
4.3.5.3.	Dimensionamiento de los cables de AC de BT .....	127
4.3.6.	Diseño y dimensionamiento de las líneas de AC de MT.....	130
4.3.6.1.	Descripción de las líneas de AC de MT.....	130
4.3.6.2.	Dimensionamiento de los cables de AC de MT .....	131
4.3.7.	Diseño y dimensionamiento del sistema de puesta a tierra del campo fotovoltaico y de los CTMT.....	133
4.3.7.1.	Puesta a tierra del campo PV .....	133
4.3.7.2.	Puesta a tierra del CTMT .....	134
4.3.8.	Diseño y dimensionamiento del sistema de protecciones eléctricas del generador PV .....	135
4.3.8.1.	Consideraciones previas. Protecciones integradas .....	135
4.3.8.2.	Protecciones frente a contactos directos .....	136
4.3.8.3.	Protecciones frente a contactos indirectos .....	136
4.3.8.4.	Protección de las líneas frente a sobrecargas y cortocircuitos .....	137
4.3.8.5.	Protección de las líneas frente a sobretensiones: sobretensiones de servicio y sobretensiones transitorias.....	139

4.3.8.5.1.	Protección frente a descargas atmosféricas. Impactos lejano y directo .....	139
4.3.8.5.2.	Tensión soportada por los equipos a impulsos de tipo rayo .....	142
4.3.9.	Dimensionamiento de los componentes de los CTMT.....	143
4.3.10.	Variables a monitorizar en el generador PV.....	147
4.3.11.	Instalación de conexión de la central fotovoltaica con la red de transporte secundario .....	147
4.3.11.1.	Subestación eléctrica transformadora 30/220kV no transporte .....	147
4.3.11.2.	Línea aérea 220kV no transporte .....	152
4.3.11.3.	Conexión a la red eléctrica de transporte secundario .....	155
<b>5.</b>	<b>ESTUDIO DE LA VIABILIDAD ECONÓMICA DEL PROYECTO.....</b>	<b>157</b>
5.1.	Inversión inicial necesaria .....	157
5.2.	Estimación de los flujos de caja netos, de la TIR y del periodo de recuperación de la inversión o “payback” .....	157
5.2.1.	Ingresos de explotación e ingresos financieros (retribuciones).....	159
5.2.2.	Gastos operativos y gastos financieros (interés del préstamo) .....	160
5.2.3.	Resultados obtenidos en el primer escenario planteado .....	160
5.2.3.1.	Hipótesis planteadas y resultados.....	160
5.2.3.2.	Discusión de los resultados obtenidos en el primer escenario planteado .....	162
5.2.4.	Resultados obtenidos en el segundo escenario planteado.....	163
5.2.4.1.	Hipótesis planteadas y resultados.....	163
5.2.4.2.	Discusión de los resultados obtenidos en el segundo escenario planteado.....	165
5.2.5.	Análisis económico del sistema de almacenamiento de energía mediante baterías frente a la venta del excedente de energía y abastecimiento desde la red eléctrica y otras fuentes complementarias de energía renovable.....	165
<b>6.</b>	<b>CONCLUSIÓN.....</b>	<b>167</b>
<b>ANEXO I.</b>	<b>TABLAS .....</b>	<b>168</b>
<b>ANEXO II.</b>	<b>PUESTA A TIERRA DE LOS CTMT .....</b>	<b>177</b>
<b>ANEXO III.</b>	<b>CUENTAS DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS .....</b>	<b>178</b>
<b>7.</b>	<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>180</b>

## Índice de tablas

Tabla 1. Propiedades fisicoquímicas del hidrógeno .....	24
Tabla 2. Comparativa entre las tres tecnologías principales de electrólisis de agua .....	69
Tabla 3. Máxima concentración volumétrica de hidrógeno admitida en la mezcla en función de la densidad relativa del GN.....	77
Tabla 4. Máxima concentración volumétrica de hidrógeno admitida en la mezcla en función del PCS del GN. ....	77
Tabla 5. Evaluación del cumplimiento de la restricción impuesta al índice de Wobbe del gas natural.....	78
Tabla 6. Parámetros eléctricos del electrolizador. ....	85
Tabla 7. Ratio de agua consumida y caudal de agua no consumida en cada módulo del sistema de electrólisis.....	90
Tabla 8. Caudal de agua en función del tramo del sistema de purificación y del estado de funcionamiento del mismo.....	93
Tabla 9. Valores de la presión de entrada, caída de presión y presión de salida en cada uno de los subsistemas de purificación de agua .....	94
Tabla 10. Relación entre el grado de apertura de la válvula y el caudal trasegado por ésta .....	101
Tabla 11. Calor a evacuar por los sistemas de refrigeración y de ventilación.....	109
Tabla 12. Producción fotovoltaica de un solo módulo PV de referencia en 4 supuestos diferentes.....	112
Tabla 13. Pérdidas o ganancias de rendimiento según la temperatura de operación de la celda solar.....	114
Tabla 14. Producción fotovoltaica diaria de un solo panel PV a lo largo de un año y consumo energético diario de la planta de electrólisis. Número de paneles PV necesarios en función del mes.....	115
Tabla 15. Intensidad de cortocircuito, tensión de circuito abierto y potencia en el punto de máxima potencia del panel fotovoltaico en los casos extremo. ....	118
Tabla 16. Resumen de los resultados obtenidos en el dimensionamiento del generador solar .....	119
Tabla 17. Análisis de diferentes distribuciones espaciales del generador solar. Las distribuciones que resultan de permutar el número de filas y columnas son igualmente válidas, pero no han sido incluidas con objeto de evitar la redundancia de los datos mostrados.....	121
Tabla 18. Longitud de las líneas de corriente continua de cada una de las 18 ramas PV conectadas a un mismo inversor.....	122
Tabla 19. Características técnicas de la caja de conexiones de AC seleccionada.....	126
Tabla 20. Factores de corrección de la máxima intensidad admisible según el material conductor y el material aislante empleados, secciones mínimas necesarias de conductor y sus valores corregidos de intensidad en servicio permanente. ....	129
Tabla 21. Valores de caída de tensión en las líneas de 0,6/1kV .....	129
Tabla 22. Caída de tensión en las líneas de AC de BT.....	130
Tabla 23. Parámetros de operación de las líneas de AC de MT entre el CTMT y el CCM, en diferentes supuestos. ....	132
Tabla 24. Máxima caída de tensión media en las líneas en función de la solución adoptada .....	132

Tabla 25. Caída de tensión en cada una de las líneas de AC de MT del generador fotovoltaico .....	132
Tabla 26. Intensidad de defecto a tierra y tensiones de paso y de contacto máximas y admisibles en los CTMT, en función del diseño de PAT.....	135
Tabla 27. Eficiencia requerida del sistema pararrayos según el DB-SUA-08 del CTE. ....	140
Tabla 28. Tabla 1 de la ITC-RAT-12 .....	143
Tabla 29. Tabla 1 de la ITC-BT-23. Tensión soportada a impulsos (kV) de los materiales y equipos de la instalación de BT del generador PV.....	143
Tabla 30. Parámetros geométricos de la red mallada de PAT de la SET y comprobación del cumplimiento de la ITC-RAT-13. ....	151
Tabla 31. Parámetros involucrados y resultados obtenidos en el cálculo de las tensiones de contacto y de paso máximas admisibles en la PAT de la SET .....	152
Tabla 32. Caídas de tensión en la línea aérea de AC de AT según el conductor empleado. ....	153
Tabla 33. Distancias de aislamiento eléctrico para evitar descargas según ITC-LAT-07. ...	154
Tabla 34. Producción de la planta de regasificación de Huelva en el periodo 2013-2020.	168
Tabla 35. Características del sistema de electrólisis Silyzer-300. ....	169
Tabla 36. Información técnica del sistema de purificación de agua.....	170
Tabla 37. Características principales de las bombas seleccionadas. ....	171
Tabla 38. Especificaciones del panel fotovoltaico seleccionado .....	172
Tabla 39. Especificaciones del inversor solar de rama seleccionado. ....	173
Tabla 40. Características del fusible seleccionado para la protección de las líneas de BT de AC.....	173
Tabla 41. Características del pararrayos PDC seleccionado .....	174
Tabla 42. Especificaciones técnicas del modelo de embarrado de BT empleado en la unión de las cajas de conexión de AC de BT con el devanado de BT del transformador y representación esquemática del mismo. ....	174
Tabla 43. Características técnicas de las celdas de MT empleadas.....	175
Tabla 44. Parámetros a monitorizar según el estándar internacional IEC 61724:1998. ....	176
Tabla 45. Valores de los parámetros de cálculo de las PAT de los CTMT.....	177
Tabla 46. Cuenta de pérdidas y ganancias en el último año de explotación en el primer escenario planteado, suponiendo una subvención inicial del 40% del presupuesto de ejecución por contrata del proyecto .....	178
Tabla 47. Cuenta de pérdidas y ganancias en el último año de explotación en el segundo escenario planteado, suponiendo una subvención inicial del 40% del presupuesto de ejecución por contrata del proyecto y unas retribuciones a la operación de la PEMWE equivalentes a incrementar en un 110% el precio de venta del hidrógeno.....	179

## Índice de figuras

Figura 1. Visión global del hidrógeno en una futura economía.....	22
Figura 2. Principales fuentes del hidrógeno producido a escala global .....	25
Figura 3. Izquierda: representación de una celda unidad de electrólisis de tipo bipolar y geometría plana en su vista de perfil. Derecha: esquema del proceso electroquímico acontecido en la MEA de los principales tipos de celda unidad en función de la tecnología empleada .....	26
Figura 4. Evolución de la demanda según aplicación .....	28
Figura 5. Consumo Anual de Hidrógeno según el Uso Final .....	29
Figura 6. Tiempo de descarga vs Energía almacenada .....	32
Figura 7. Tiempo de descarga vs Potencia entregada .....	32
Figura 8. Energía específica vs Potencia específica. ....	33
Figura 9. Limitaciones de la mezcla del hidrógeno y gas natural en función de la etapa ....	34
Figura 10. Etapas principales del proceso de diseño y dimensionamiento de la planta PEMWE y de la central PV. ....	37
Figura 11. Representación esquemática de un electrolizador y BoP de un sistema de electrólisis de tecnología PEM.....	70
Figura 12. Mapa de municipios, núcleos poblacionales colindantes, Polígono Industrial de Nuevo Puerto y representación esquemática de la planta de electrólisis en la parcela.....	72
Figura 13. Infraestructuras energéticas de Huelva.....	73
Figura 14. Red de transporte de gas natural .....	74
Figura 15. Representación gráfica de la frecuencia acumulada y de la producción acumulada de la planta de regasificación de Huelva en el periodo 2013-2020.....	79
Figura 16. Evolución temporal de la irradiación solar global el día 21 de diciembre sobre el plano horizontal.....	80
Figura 17. Modelo convencional de un electrolizador de agua y parte de su BoP .....	91
Figura 18. Operación de la bomba CME 10-3. ....	99
Figura 19. Curva de bombeo (HB) vs Curva Resistente (Hv).....	100
Figura 20. Válvula VRP1 seleccionada y punto de operación. ....	102
Figura 21. Caída de presión en la VRP1 en función del caudal trasegado.....	103
Figura 22. Cavitación de válvulas en función de la velocidad y de la presión del fluido ....	104
Figura 23. Punto de operación de la VRP2 en función del estado considerado.....	105
Figura 24. Curva característica de la bomba de circulación escogida y punto de operación .....	107
Figura 25. Posición relativa entre la central PV y la planta de electrólisis .....	111
Figura 26. Curva I-V y P-V del panel fotovoltaico seleccionado .....	113
Figura 27. Producción fotovoltaica media mensual de un solo panel PV con seguimiento solar en el eje vertical.....	115
Figura 28. Nivel de irradiancia solar diaria en el mes de junio, para un ángulo de inclinación de 55° y azimut de superficie de -80°, 0° y 80° .....	116
Figura 29. Irradiancia solar en el día tipo del mes de diciembre sobre el plano con inclinación de 55° y azimut de -45°, 0° y 45°.....	117
Figura 30. Representación esquemática de la posición relativa entre estructuras soporte .....	120
Figura 31. Distribución de paneles PV en sendas estructuras soporte .....	121
Figura 32. Disposición de los centros de transformación respecto a su correspondiente subgenerador PV .....	124

Figura 33. Designación del código de los inversores de un mismo C.T. ....	125
Figura 34. Modo de conexión del dispositivo de comunicación SmartLogger3000A mediante cable M-Bus. ....	127
Figura 35. Tipo de suelos en la ubicación de la planta fotovoltaica .....	128
Figura 36. Especificaciones de los cables AC de salida del inversor. ....	129
Figura 37. Disposición de los PDC. ....	141
Figura 38. Toma de tierra tipo A1 según norma UNE 21186:2011.....	142
Figura 39. Panel de las celdas de línea y de protección mediante IA empleadas .....	146
Figura 40. Esquema de las conexiones del sistema autónomo de protección “RPGM” integrado en la CMP-V-36 y del sistema de control por telemando “CCP” de las celdas del CTMT.....	146
Figura 41. Centro de transformación prefabricado tipo skid de la compañía Electrisol con aparellaje y transformador del fabricante Ormazábal. ....	147
Figura 42. Lado de 220kV de la SET 30/220kV.....	150
Figura 43. Dimensiones y parámetros geométricos de la serie Condor Delta del fabricante IMDEXA.....	154
Figura 44. A la izquierda se muestra la imagen satelital del entorno de la línea aérea no transporte y dibujado sobre ésta su trazado aproximado. A la derecha se muestra el mismo trazado sobre el mapa del SEPE de REE del año 2005.....	155
Figura 45. Procedimiento de cálculo del beneficio neto de la empresa en un periodo dado .....	159
Figura 46. TIR y Payback del proyecto en diferentes supuestos del primer escenario planteado.....	162
Figura 47. EBITDA, EBIT, EBT, beneficio neto, beneficio neto acumulado y flujo de caja neto en cada año de vida útil de la instalación, suponiendo una inversión inicial del 40% del presupuesto de ejecución por contrata .....	162
Figura 48. EBITDA, EBIT, EBT, beneficio neto, beneficio neto acumulado y flujo de caja neto en cada año de vida útil de la instalación, suponiendo una inversión inicial del 40% del presupuesto de ejecución por contrata .....	164

## Índice del presupuesto

<b>1. CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 247MW E INSTALACIÓN DE CONEXIÓN CON LA RED ELÉCTRICA DE TRANSPORTE SECUNDARIO .....</b>	<b>2</b>
1.1. Partida 1. Elaboración del proyecto .....	2
1.2. Partida 2. Campo fotovoltaico .....	2
1.2.1. Subpartida 1. Estructuras soporte con seguidor solar de eje vertical y losa de cimentación circular de 12m de diámetro y 0,5m de profundidad .....	3
1.2.2. Subpartida 2. Paneles fotovoltaicos instalados sobre estructura soporte .....	3
1.2.3. Subpartida 3. Inversores con seguimiento del punto de máxima potencia instalados sobre estructura metálica a la intemperie .....	3
1.3. Partida 3. Líneas eléctricas de la central PV: AC de BT y AC de MT.....	4
1.4. Partida 4. Centro de transformación de media tensión .....	4
1.5. Partida 5. Subestación elevadora de tensión 30/220kV.....	4
1.6. Partida 6. Línea aérea de alta tensión .....	5
1.7. Partida 7. Puestas a tierra de las instalaciones.....	5
1.7.1. Subpartida 4. Losa de equipotencialidad del centro de transformación de media tensión .....	6
1.7.2. Subpartida 5. Puesta a tierra 8/68 (UNESA).....	6
1.7.3. Subpartida 6. Puesta a tierra 8/84 (UNESA).....	6
1.7.4. Subpartida 7. Puesta a tierra 80-40/5/44 (UNESA).....	6
1.7.5. Subpartida 8. Puesta a tierra 80-35/5/00 (UNESA).....	7
1.7.6. Subpartida 9. Puesta a tierra en red mallada de la SET .....	7
1.7.7. Subpartida 10. Puesta a tierra en pata de ganso .....	7
1.7.8. Partida 8. Movimientos de tierras y gestión de residuos.....	7
1.7.9. Subpartida 11. Desbroce del terreno .....	8
1.7.10. Subpartida 12. Excavación de zanjas y cimentaciones.....	8
1.7.11. Subpartida 13. Relleno de zanjas de instalaciones .....	8
1.7.12. Subpartida 14. Gestión de residuos vegetales, inertes y tierras sobrantes.....	8
1.7.13. Subpartida 15. Viales de tránsito en central PV .....	9
1.8. Partida 9. Edificio de control, incluidos equipamientos .....	9
1.8.1. Subpartida 16. Edificio de control, excluidos equipamientos.....	9
1.8.2. Subpartida 17. Instalación de saneamiento y fontanería en edificio de control ....	10
1.8.3. Subpartida 18. Puestos de trabajo, sistemas informáticos y de control en edificio de control.....	10
1.8.4. Subpartida 19. Instalación contra incendios en edificio de control.....	11

1.8.5.	Subpartida 20. Instalación de iluminación en edificio de control.....	11
1.8.6.	Subpartida 21. Sistema anti-intrusión y videovigilancia .....	11
1.8.7.	Subpartida 22. Sistema de climatización en edificio de control .....	12
1.8.8.	Subpartida 23. Instalación eléctrica interior en edificio de control.....	12
1.9.	Presupuesto total. Central PV, SET y LAT .....	12
<b>2.</b>	<b>PLANTA DE ELECTRÓLISIS DE AGUA DE TECNOLOGÍA PEM DE 124MW .....</b>	<b>14</b>
2.1.	Partida 10. Elaboración del proyecto de planta PEMWE .....	14
2.2.	Partida 11. Sistema de electrólisis .....	14
2.3.	Partida 12. Sistema de almacenamiento de hidrógeno .....	15
2.4.	Partida 13. Conducciones de hidrógeno de conexión con la planta regasificadora de ENAGAS.....	15
2.5.	Partida 14. Captación y almacenamiento de agua de red.....	16
2.6.	Partida 15. Sistema de suministro de agua purificada .....	16
2.6.1.	Subpartida 24. Impulsión de agua de red .....	17
2.6.2.	Subpartida 25. Subsistema de purificación de agua de red .....	17
2.6.3.	Subpartida 26. Válvulas de control .....	18
2.7.	Partida 16. Movimientos de tierra, gestión de residuos y obra civil en la planta PEMWE .....	18
2.7.1.	Subpartida 27. Viales de tránsito en la planta PEMWE.....	18
2.7.2.	Subpartida 28. Parcela industrial y nave industrial.....	19
2.8.	Partida 17. Equipamientos de nave industrial y parcela .....	20
2.9.	Presupuesto total. Planta de electrólisis tipo PEM de 124MW.....	21
<b>3.</b>	<b>PRESUPUESTO CONJUNTO .....</b>	<b>22</b>



Diseño y dimensionamiento de una planta de obtención de hidrógeno mediante electrólisis de agua de 124MW alimentada con energía solar fotovoltaica en la provincia de Huelva y análisis de viabilidad

# MEMORIA

---

# 1. INTRODUCCIÓN

## 1.1. Contexto y motivación

La “lucha” de la humanidad contra los efectos adversos que el desarrollo de sus actividades provoca sobre el medio ambiente, el clima, las sociedades y la economía se remonta a principios de la década de 1970. No obstante, pese a los esfuerzos realizados en estos últimos 50 años y los muchos avances en materia de igualdad y erradicación de la pobreza, los efectos del cambio climático y la desaparición de los ecosistemas son hoy más evidentes que nunca. Uno de los últimos hitos de esta gran empresa tras la “Agenda 2030” y el llamado “Acuerdo de París”<sup>1</sup> es la definición de la “Década de Acción”, período comprendido entre el año 2020 y el año 2030 en que han de materializarse, en gran medida, los objetivos de los citados acuerdos. Pese a esta declaración de intenciones, los datos que arroja uno de los últimos informes del Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA) [1] auguran una realidad diferente: la producción de combustibles fósiles debe disminuir un 6% anual para mantener el incremento de la temperatura media global por debajo de 1,5°C antes del año 2030 (uno de los años marcados como referencia en el proceso de descarbonización), sin embargo, lejos de disminuir dicha producción se prevé un aumento del 2% anual si se mantiene el paradigma actual.

Otra fecha principal en el proceso de consecución de los objetivos de los acuerdos mencionados es el año 2050, año definido como límite para alcanzar una economía neta nula en emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) o, como suele ser denominada en la literatura anglosajona, “The Net-Zero Economy”.

En este nuevo escenario que se plantea, la presencia de la energía renovable en el mix de generación eléctrica será total. El mayor inconveniente de la producción de energía eléctrica a partir de recursos renovables radica en su fuerte dependencia de las condiciones climáticas, con lo que la gestión de los excedentes y déficits de producción de energía (eléctrica) cobrará una importancia capital. Asimismo, son varios los sectores en que la electricidad no representa una alternativa factible a los combustibles fósiles, como sucede en los altos hornos o en el sector petroquímico, donde dichos combustibles no cumplen una función energética si no que sirven de materia prima en el proceso productivo; o en el sector del transporte marítimo a gran escala, donde el uso de baterías supondría elevados períodos de recarga y un aumento considerable del peso muerto de las embarcaciones.

Con el fin de presentar una de las posibles soluciones a la problemática descrita, este Trabajo de Fin de Máster (TFM) se plantea como un estudio para evaluar la viabilidad técnica y económica de la producción mediante energía solar fotovoltaica de una sustancia que, además de permitir el almacenamiento de energía eléctrica y su posterior producción y de presentarse como una alternativa “limpia” a los combustibles fósiles en diversos procesos productivos, se postula como firme candidata del mañana a crear toda una nueva economía en torno a ella, de forma similar a como en su momento lo hiciese el carbón o el petróleo, dicha sustancia es: el hidrógeno.

---

<sup>1</sup> En dicho acuerdo 189 de las 197 naciones o “Partes” de la “Conferencia de las Naciones Unidas sobre el cambio climático” se comprometieron a mantener el incremento de la temperatura media global por debajo de 2°C y, de ser posible, por debajo de 1,5°C respecto a los niveles “preindustriales” antes del final del siglo XXI.

## 1.2. Objetivos

El objetivo principal del presente TFM es el de diseñar y dimensionar una planta de electrólisis de agua de tecnología de membrana de intercambio protónico (PEMWE) para la producción de hidrógeno renovable mediante la energía eléctrica producida por una central fotovoltaica (central PV).

Este objetivo principal se desarrolla en los siguientes objetivos específicos:

- Ilustrar el dimensionamiento de dicha central PV, la cual estará conectada a la red eléctrica: desde el estudio de las condiciones climáticas que afectarán a la producción, pasando por la selección y justificación de todos los dispositivos y sistemas que conformarán la propia central PV, hasta el diseño de conexión con la red eléctrica.
- Ilustrar el dimensionamiento de los diferentes subsistemas que conforman la planta de electrólisis: desde el sistema de suministro de agua purificada hasta el sistema de compresión y almacenamiento de hidrógeno, pasando por los electrolizadores y sistema de refrigeración, en cuyo desarrollo se prestará especial atención al estado del arte de las tecnologías involucradas, justificando convenientemente las decisiones e hipótesis adoptadas.
- Comprobar si en el paradigma actual de las tecnologías del hidrógeno y del sector fotovoltaico es viable/factible la producción centralizada de hidrógeno renovable mediante una planta de electrólisis y una central fotovoltaica, tanto desde un punto de vista técnico como desde un punto de vista económico.
- Informar sobre la idoneidad de la localización en que se ha decidido desarrollar el proyecto con el fin de evidenciar los puntos de entrada del hidrógeno renovable en los sectores productivos más contaminantes de la economía actual, para lo cual se mostrará el proceso seguido a la hora de determinar las condiciones más favorables para el desarrollo de dicha actividad, así como a la hora de determinar los clientes y demanda potenciales de hidrógeno.
- Indicar el orden de magnitud de la inversión necesaria en este tipo de proyectos y de su rentabilidad, para lo cual se elaborará un presupuesto y se analizarán los flujos de caja y otros indicadores de la rentabilidad en diferentes supuestos planteados, enfocados en mostrar todos los aspectos, tanto negativos como positivos (desde un punto de vista económico) de este tipo de inversiones.
- Por último y no menos importante, transmitir al lector la imperiosa necesidad de cambiar el modelo productivo actual hacia uno más sostenible y justo.

## 1.3. Alcance

El alcance del presente Trabajo de Fin de Máster contempla:

- La descripción del estado del arte actual de las tecnologías de producción de hidrógeno, ahondando en aquellas que potencialmente permiten una producción libre de emisiones de GEI.
- La determinación de la demanda de hidrógeno a la que hacer frente y, en consecuencia, la potencia nominal de electrólisis a instalar.
- El dimensionamiento de la central fotovoltaica conectada a la red eléctrica de transporte: número de paneles PV necesarios, sistema de seguimiento solar óptimo (desde el punto de vista del ajuste demanda/generación), diseño y dimensionamiento de las líneas eléctricas, puestas a tierra (PAT), elementos de protección de líneas y

personas y un dimensionamiento somero de la subestación eléctrica transformadora (SET) no transporte y de la línea de alta tensión (LAT) aérea no transporte.

- La justificación de la tecnología de electrolizador empleada.
- El dimensionamiento de la planta de electrólisis: sistema de almacenamiento del agua de red, sistema de purificación del agua de red, sistema de impulsión del agua de red y del agua purificada, sistema de almacenamiento del agua purificada, sistema de “valvulería” y conducciones, sistema de compresión de hidrógeno y sistema de almacenamiento de hidrógeno.
- Definir, someramente, el marco regulatorio en materia de producción de hidrógeno renovable y su vertido en la red de gas natural.
- Definir, someramente, el marco regulatorio en materia de autoconsumo, retribuciones a la inversión y a la operación de centrales fotovoltaicas y conexión con la red eléctrica de transporte.
- Definir, someramente, el modo en que la energía eléctrica será vendida o comprada.
- Introducir los reglamentos y normas, tanto nacionales como internacionales, de aplicación en cada una de las fases del dimensionamiento de las instalaciones.
- La justificación de la selección de los diferentes dispositivos empleados.

No forma parte del alcance del presente Trabajo de Fin de Máster:

- Por motivos de extensión:
  - El cálculo mecánico y estructural de las diferentes estructuras y elementos sometidos a esfuerzos mecánicos presentes en las instalaciones proyectadas: soportes de los paneles PV, naves industriales, edificios de control, torres eléctricas (apoyos), pararrayos, cables eléctricos, anclajes, cimentaciones, embarrados, tubos de canalización eléctrica, cables eléctricos, pararrayos, etc.
  - El diseño y dimensionamiento íntegro de las protecciones y sistemas de control y medida de la SET y de la LAT no transporte.
  - El diseño y dimensionamiento de las puestas a tierra, protecciones eléctricas y demás sistemas de control de potencia de la planta de electrólisis.
  - El diseño y dimensionamiento de alumbrado de la SET de la central PV y de la parcela de la planta de electrólisis.
  - El diseño y dimensionamiento de la fontanería de uso no productivo de la planta de electrólisis ni del sistema de protección contra incendios.
  - La delimitación de viales de acceso y demás elementos de la parcelación del recinto de ambas instalaciones.
  - El diseño de los sistemas de control de la planta de electrólisis (incluyendo analizadores de composición del agua consumida y de los gases generados).
- Por exceder la complejidad o los objetivos del propio TFM:
  - El diseño y dimensionamiento íntegro de las protecciones y sistemas de control y medida de la SET y de la LAT no transporte.
  - El diseño de los sistemas de control de electrolizadores y del balance de planta (BoP).
  - El diseño de los electrolizadores (sin contar el BoP).
  - El diseño del sistema de refrigeración de los electrolizadores.
  - El estudio de impacto medioambiental de sendas instalaciones.

- Los diversos proyectos y procesos administrativos que han de efectuarse con el fin de iniciar la construcción y eventual explotación de las instalaciones.
  - La evaluación del peligro y riesgo asociado a la industria que opera con gases inflamables, ni de sus métodos de prevención, control o mitigación.
  - La elaboración de un plan de mantenimiento.
  - La gestión del oxígeno obtenido como subproducto en la electrólisis del agua.
- Por ser contrarias a los principios de concreción y originalidad exigidos al TFM:
    - La descripción detallada del modo de funcionamiento y magnitudes físicas involucradas en el proceso de electrólisis.
    - La descripción pormenorizada de las diferentes tecnologías y partes que constituyen una celda unitaria de electrólisis, un apilamiento de las mismas y del BoP asociado.

#### 1.4. Organización del contenido

Amén de lo ya introducido en apartados precedentes de la memoria del proyecto, el contenido del presente TFM se estructurará del modo que sigue:

- En el “Capítulo II” se realizará un análisis breve pero completo acerca del estado del arte de las tecnologías del hidrógeno como vector energético. Se indicarán los métodos convencionales de producción, los principales sectores consumidores de hidrógeno, las diferentes categorías de hidrógeno en función de su método de obtención, la legislación relativa a su proceso productivo y posterior comercialización como vector energético, las tendencias de futuro en cuanto a su producción, consumo y legislación, así como el grado de desarrollo e implementación de las principales tecnologías técnicamente viables a día de hoy (su viabilidad económica será objeto de análisis en un capítulo posterior).
- El “Capítulo III” corresponde a la metodología general a aplicar en el diseño y dimensionamiento de la planta de electrólisis y de la central fotovoltaica.
- En el “Capítulo IV” se procederá a la aplicación de la metodología general desarrollada en el Capítulo III al caso tratado en el presente TFM. Asimismo, se desarrollará aquella metodología que no puede ser definida de forma genérica y que debe ser desarrollada paralelamente a la aplicación de la misma.
- En el “Capítulo V” se realizará un estudio de la viabilidad económica del proyecto en base al presupuesto de ambas instalaciones y a la producción de energía eléctrica y de hidrógeno calculadas. Para ello, se plantearán diferentes supuestos e hipótesis a fin de paliar la falta de datos y poder llegar a resultados y conclusiones válidas. Los indicadores empleados en dicho estudio son los flujos de caja, la tasa interna de retorno (TIR) y el periodo de recuperación de la inversión (o *payback*).
- En el “Capítulo VI” se desarrolla la conclusión del TFM, donde se indican los aspectos más relevantes de éste: principales resultados obtenidos y aportaciones.
- El “Capítulo VII” corresponde al anexo dedicado a recoger los cálculos y resultados intermedios del proceso de dimensionamiento de la PAT de los centros de transformación de media tensión (CTMT).
- El “Capítulo VIII” corresponde a la bibliografía empleada (y referenciada) en la elaboración del presente trabajo. En la referenciación de los documentos consultados y citados se ha seguido el estilo IEEE.

- En el documento “Presupuesto del proyecto” se elaborará el presupuesto de ambas instalaciones, indicando el coste total de cada partida y desglosando cada una de ellas en sus precios descompuestos.
- En el documento “Planos” se ilustrará el esquema unifilar de la planta PV y de la SET no transporte, el P&ID del sistema de suministro de agua purificada y el P&ID del sistema de compresión y almacenamiento de hidrógeno.

## 2. ESTADO DEL ARTE

### 2.1. Introducción

El objetivo del presente capítulo es ofrecer al lector datos técnicos y concretos sobre el hidrógeno como vector energético: sus principales características; los métodos de producción y aprovechamiento y las tecnologías asociadas; las ventajas e inconvenientes de unas tecnologías sobre otras, así como el grado de implementación actual de dichas tecnologías. A fin de ilustrar el lugar que puede ocupar el hidrógeno en la economía se remite al lector a la figura 1.

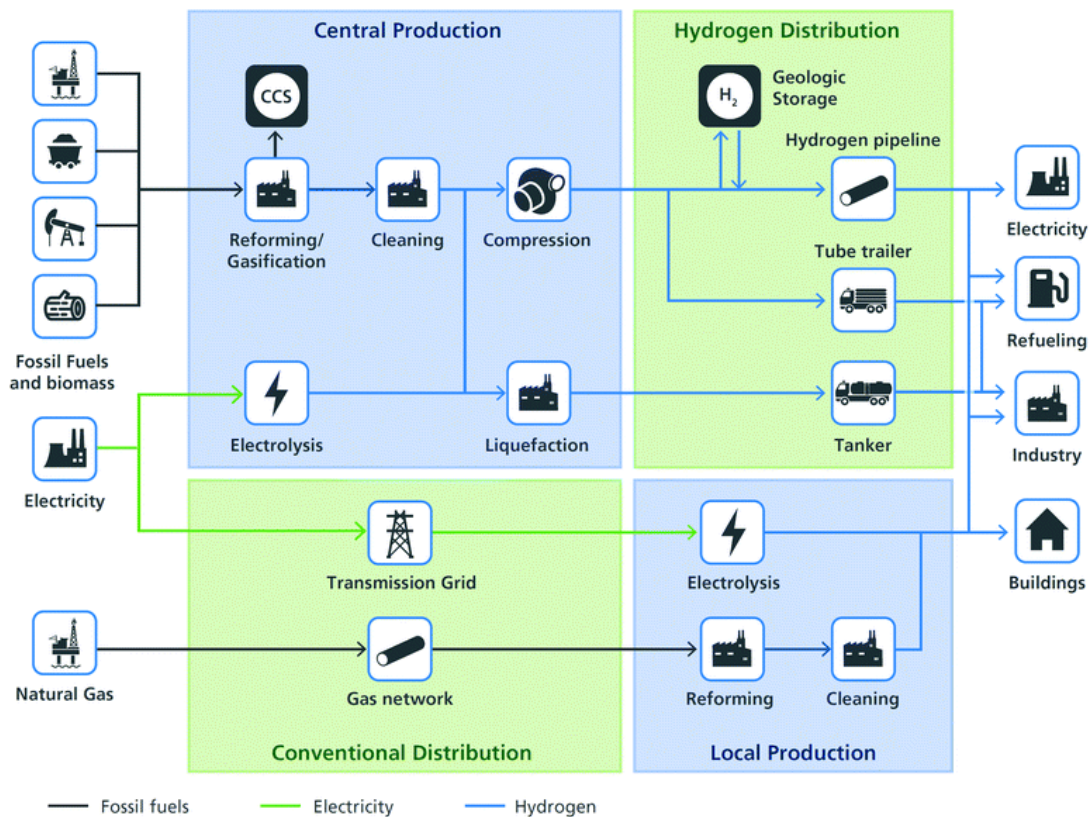


Figura 1. Visión global del hidrógeno en una futura economía. Fuente: [2]

Huelga destacar que el sector del hidrógeno (renovable) como vector energético está viviendo una época prolífica, de hecho, en el transcurso del presente TFM (y en fechas próximas al inicio del mismo) han sido o están siendo desarrollados muchos proyectos de investigación, desarrollo, ensayo... así como hojas de ruta del hidrógeno por parte de las administraciones públicas de diversos países y regiones que pretenden servir de guía en el proceso de penetración del hidrógeno renovable en el modelo productivo actual como sustituto de los combustibles fósiles. Por ejemplo, a nivel europeo la “Fuel Cell and Hydrogen Joint Undertaking (FCH2JU)”, una asociación público-privada conformada por la Comisión Europea (CE), la industria y centros de investigación europeos (miembros de la “Hydrogen Europe” y “Hydrogen Europe Research”, respectivamente), se dedica a las actividades de investigación y desarrollo tecnológico de las pilas de combustible y del hidrógeno y en 2019 publicó la “Hydrogen Roadmap for Europe” y el “Study on Value Chain and Manufacturing Competitiveness Analysis for Hydrogen and Fuel Cells Technologies”: una hoja de ruta hacia una Europa neutra en emisiones de GEI para el año 2050 y el papel que desempeña en éste el hidrógeno (renovable), y un estudio pormenorizado sobre la cadena de valor y la competitividad de las tecnologías del hidrógeno y las pilas de combustible, respectivamente. Entre los proyectos desarrollados por los miembros de esta asociación se



citarán y describirán brevemente aquellos que guardan mayor relación con la aplicación del hidrógeno tratada en el presente TFM:

- HyBalance: este proyecto está liderado por las compañías AirLiquide e Hydrogenics (ahora parte de Cummins) entre otros. Su objetivo es el de desarrollar un modelo a pequeña escala, pero representativo, del papel de la PEMWE en el balance de la red eléctrica y en el proceso de descarbonización de la industria y el transporte. En dicho modelo se ha tenido en cuenta tanto el balance de la energía eléctrica producida y demandada como el precio horario de ésta. Este proyecto ha sido desarrollado en Dinamarca debido a la gran participación de las energías renovables (especialmente la eólica) en el mix eléctrico del país. La principal conclusión de este proyecto ha sido que, en efecto, el hidrógeno es una alternativa viable al balance de la red eléctrica y a los combustibles fósiles en el sector transporte e industria. En cuanto a resultados numéricos el proyecto contó con un presupuesto total de alrededor de 15 millones de euros, se construyó una planta PEMWE de 1,2MW y se produjeron 120 toneladas de hidrógeno desde su inauguración en el año 2018, de las cuales 60 toneladas fueron suministradas a un único consumidor del sector industrial y el resto a diversos clientes, entre los cuales se incluye una flota de autobuses y de taxis de pila de combustible de hidrógeno (FCHV). [3]
- HPEM2GAS [4]: el objetivo de este proyecto es semejante al del proyecto HyBalance pero a una escala más pequeña y enfocado a la construcción de un PEMEL y su BoP cuya respuesta dinámica frente a fluctuaciones del sistema eléctrico y su operación en régimen nominal presenten una mayor eficiencia que la de la tecnología PEMWE actual a un precio asequible. El proyecto ha contado con un presupuesto de 2,65 millones de euros y se ha desarrollado en 5 países europeos (Italia, Alemania, Reino Unido, Dinamarca y Países Bajos) y la fase de pruebas se ha realizado en la ciudad alemana de Emdem. El PEMEL desarrollado está conformado por 75 celdas unidad, ascendiendo la potencia total de electrólisis a 200kW y el hidrógeno fue producido a una presión de 20 bar, posteriormente reducida a 10 bar, e inyectado en la red de gas natural de Emdem a 8,5bar durante la fase de pruebas. La inyección de hidrógeno puro directamente en la red de gas natural de la citada ciudad contó con la certificación TÜV, indicativo de calidad y seguridad. Los resultados del proyecto no han sido publicados en su totalidad por motivos de confidencialidad.
- HIGGS: coordinado por la Fundación para el Desarrollo de Nuevas Tecnologías del Hidrógeno en Aragón este proyecto tiene por objetivo principal la descarbonización del sistema gasista mediante la inyección de hidrógeno renovable a alta presión en la red de gas natural (RGN). Según la propia fundación [5]: “HIGGS trabaja en el mapeo de barreras y aspectos de facilitación técnicos, legales y regulatorios, la prueba y validación de sistemas e innovaciones, el modelado tecno-económico y la preparación de un conjunto de conclusiones para facilitar la inyección de hidrógeno en las redes de gas a alta presión”.

Los proyectos introducidos a continuación serán descritos someramente ya que su relación con el presente proyecto es menos directa:

- HyLaw. De acuerdo con la propia definición que se da en el sitio web del proyecto [6]: “los socios de HyLaw identificarán primero la legislación y las regulaciones relevantes para las aplicaciones de pilas de combustible e hidrógeno y las barreras legales para su comercialización. A continuación, proporcionarán a las autoridades públicas puntos de



referencia específicos de cada país y recomendaciones sobre cómo eliminar estas barreras”.

- CertifHy [7]. El objetivo de este proyecto es de desarrollar un sistema de certificación del origen del hidrógeno renovable o de bajo consumo de carbono, para lo cual plantea un esquema de actuaciones a lo largo de todo el ciclo de vida del hidrógeno que aseguren dicho origen libre de emisiones de GEI. Asimismo, cuenta con cuatro plantas piloto ubicadas en Europa para la producción de hidrógeno mediante diferentes métodos: refinado del petróleo (Francia), electrólisis de cloruro de sodio (Países Bajos), PEMWE (Bélgica), electrólisis de agua y metanación (Alemania).

En el próximo apartado del presente capítulo se resumen las propiedades fisicoquímicas del hidrógeno que hacen de éste una atractiva alternativa a los combustibles fósiles.

## 2.2. Propiedades fisicoquímicas del hidrógeno

De entre todas sus propiedades fisicoquímicas es su elevada energía específica (energía referida a la unidad de masa la propiedad que hace del hidrógeno un potencial sustituto de los combustibles fósiles. Se ha indicado que es una alternativa potencial en tanto que sus otras propiedades dificultan su compatibilidad con la tecnología convencional utilizada en muchos de los sectores de la economía. Por ejemplo, su reducida viscosidad, una baja temperatura de inflamabilidad, un amplio rango de inflamabilidad y de detonación en el aire a presión atmosférica, una elevada propagación del frente de llama y la elevada temperatura de ésta, así como el hecho de que dicha llama no es visible, complican su almacenamiento y uso en sistemas de combustión interna o en quemadores convencionales. Asimismo, presenta la menor densidad de los todos los elementos, lo cual supone que su “densidad” energética (energía referida a la unidad de volumen”) sea inferior a la de los combustibles fósiles tradicionales, que su almacenamiento sea ineficiente y que gran parte de los esfuerzos actuales en materia de desarrollo estén centrados en desarrollar nuevos métodos de almacenamiento que permitan obtener una elevada densidad energética, al menos igual a la de los combustibles fósiles. Además, la fragilización que el hidrógeno produce sobre diversos tipos de acero implica que su transporte y distribución mediante gasoductos o tuberías convencionales y su uso como combustible en diversos procesos productivos y energéticos sea objeto de estudio, a fin de determinar el impacto real de las concentraciones de éste sobre la integridad estructural de los materiales nombrados. Otros factores que aumentan la peligrosidad de su uso, junto con los ya citados, es su difícil detección por los sentidos humanos, ya que aparte de arder sin emitir llama visible es un gas inodoro, incoloro e insípido. En la tabla 1 se reúnen los valores de algunas de sus propiedades y las de otros combustibles ampliamente utilizados.

Propiedades a [1bar, 20°C]	Hidrógeno	Metano	Metanol	Etanol	Propano	Gasolina
Masa molecular (kg/kmol)	2,016	16,043	32,04	46,06	44,1	~107
Densidad (kg/m <sup>3</sup> )	0,08375	0,6682	791	789	1865	751
Punto de ebullición (°C)	-252,8	-161,5	64	78,5	-42,1	27
Punto de destello (°C)	-253	-188	11	13	-104	-43
Límites de inflamabilidad en el aire (% volumen)	4,0-75,0	5,0-15,0	6,7-36,0	3,3-19	2,1-10,1	1,0-7,6
Temperatura de autoignición en el aire (°C)	585	540	385	423	490	230-480
Poder Calorífico Superior (MJ/kg)	142	55,5	22,9	29,8	50,2	47,3
Poder Calorífico Inferior (MJ/kg)	120	50	20,1	27	46,3	44
Poder Calorífico Superior (MJ/l)	0,0118925	0,0370851	18,1139	23,5122	93,623	35,5223
Poder Calorífico Inferior (MJ/l)	0,01005	0,03341	15,8991	21,303	86,3495	33,044

Tabla 1. Propiedades fisicoquímicas del hidrógeno. Fuentes: [8], [9]. Modificado por: Álvaro Zamora Garrido.

Teniendo en cuenta lo anterior, cabe plantearse por qué el hidrógeno renovable es una mejor alternativa a los combustibles fósiles que la propia electricidad y sus tecnologías de almacenamiento convencionales, como las baterías. Esto será dilucidado, posteriormente, en este mismo capítulo.

### 2.3. Métodos convencionales de producción de hidrógeno

Tradicionalmente el hidrógeno ha sido producido a partir de una serie de procesos termoquímicos aplicados a diferentes hidrocarburos, entre los que destacan, por volumen de hidrógeno generado (ver figura 2): el reformado de hidrocarburos (metano y gas natural, principalmente) mediante vapor “SMR” y en mucha menor cantidad el reformado de hidrocarburos líquidos y de ácido sulfhídrico, la oxidación parcial de todo tipo de hidrocarburos líquidos y gaseosos, la gasificación del carbón (y, actualmente, de la biomasa en una proporción anecdótica), la pirólisis de hidrocarburos, la combustión y reformado de amoníaco, la reducción de vapor mediante hierro (uno de los primeros procesos de producción de hidrógeno, actualmente en desuso), y la separación termoquímica del agua. Otros procesos de obtención de hidrógeno a pequeña o muy pequeña escala (o bien a nivel de laboratorio) son: la fotólisis, la fotocatalisis, procesos biológicos de fermentación bacteriana como la fermentación oscura o la fotofermentación, y los procesos de electrólisis, entre los cuales el que representa la práctica totalidad del hidrógeno producido en esta categoría de procesos es la electrólisis de la salmuera para la producción a gran escala de cloro, en la que se obtiene hidrógeno como subproducto. En este punto se definirá brevemente el proceso de electrólisis y se desarrollarán, con algo más de profusión, los diferentes procesos de electrólisis convencionales.

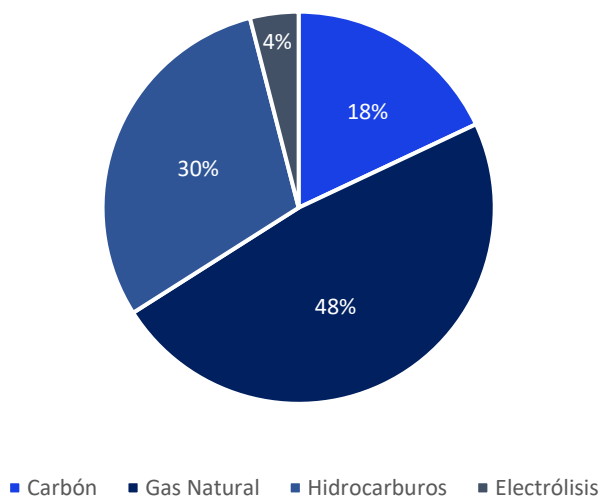


Figura 2. Principales fuentes del hidrógeno producido a escala global. Fuente: [10]. Modificado por: Álvaro Zamora Garrido.

La electrólisis del agua es, a grandes rasgos, un proceso en el cual se consigue disociar agua pura en hidrógeno y oxígeno en un dispositivo denominado electrolizador mediante la aplicación de tensión eléctrica entre los electrodos de éste. La clasificación de los métodos de electrólisis del agua se realiza en función del tipo de electrolizador empleado. Los electrolizadores están constituidos por la interconexión de celdas unitarias. Cada una de ellas está conformada por los siguientes componentes: dos electrodos (ánodo, cátodo y sus respectivos compartimentos); un separador entre electrodos; los separadores de gas (típicamente placas bipolares con mecanizado interno); los colectores de corriente y el sellado. El ánodo es el electrodo conectado al polo positivo de la fuente de alimentación externa y el

cátodo es el electrodo conectado al polo negativo de ésta. Al conjunto entre ánodo, cátodo y separador se le conoce como conjunto de electrodo-membrana (MEA) y constituye el núcleo de la celda. En la figura 3 se muestran los componentes de una celda unidad de electrólisis (considerando una geometría plana y una configuración bipolar, la más extendida y usada) y la representación esquemática del proceso electroquímico acontecido en el seno de la celda unidad de los tres tipos de electrolizador atendiendo a la tecnología de cada uno de ellos.

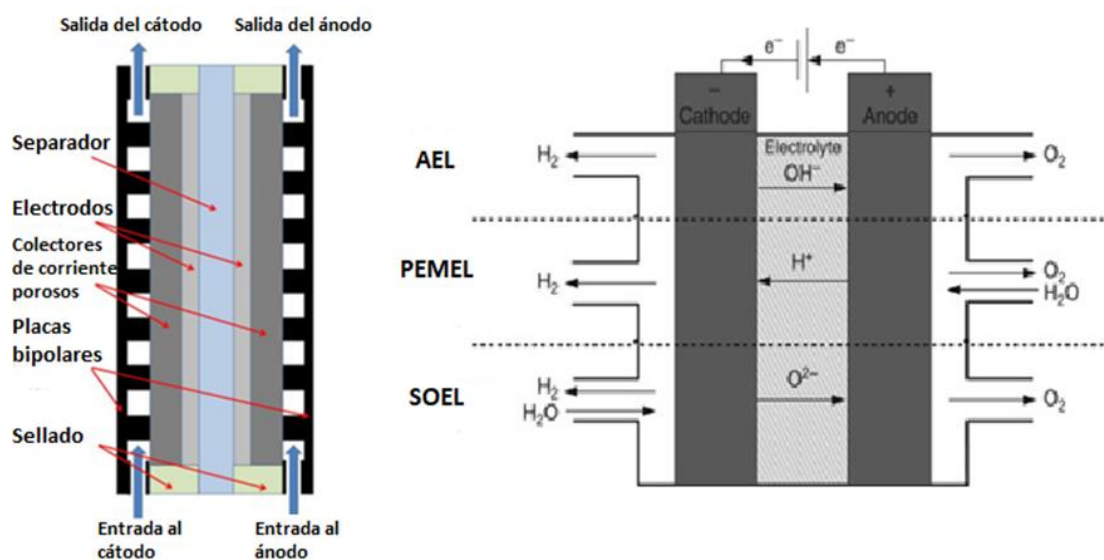


Figura 3. Izquierda: representación de una celda unidad de electrólisis de tipo bipolar y geometría plana en su vista de perfil. Extraído de: [11] y modificado por Álvaro Zamora Garrido. Derecha: esquema del proceso electroquímico acontecido en la MEA de los principales tipos de celda unidad en función de la tecnología empleada, extraído de [12] y modificado por Álvaro Zamora Garrido.

A continuación, se introducirán brevemente las dos tecnologías principales de electrólisis de agua disponibles comercialmente y un tercer tipo en fase avanzada de desarrollo:

- **Electrólisis alcalina del agua (AWE):** en un electrolizador alcalino (AEL) el separador entre el ánodo y el cátodo está conformado por un diafragma poroso e iónicamente inactivo, el cual está embebido en una solución, llamada electrolito, de hidróxido de sodio o potasio (típicamente), la cual confiere al separador la cualidad de conductividad iónica. Asimismo, el separador evita la mezcla del H<sub>2</sub> y el O<sub>2</sub> producidos, de otro modo dicha mezcla gaseosa podría comportar problemas de seguridad debido al riesgo de explosión de la misma. De forma simplificada, en el cátodo se produce la disociación del agua en hidrógeno e iones OH<sup>-</sup> cuando recibe corriente continua, estos iones OH<sup>-</sup> atraviesan el separador hasta el ánodo, donde son oxidados en agua y oxígeno y los electrones generados son conducidos hacia el cátodo. Es prácticamente el único método de producción de hidrógeno mediante electrólisis empleado a escala industrial. La eficiencia de esta tecnología se estima entre un 63% y un 70%-71% [13], [14], [15]. Actualmente se están llevando a cabo investigaciones para desarrollar membranas poliméricas selectivas de aniones (en cierto modo análogas a las PEM) que sustituyan al diafragma y al electrolito líquido y con ello lograr temperaturas de operación inferiores y evitar el traspaso de gases entre compartimentos [15].
- **Electrólisis del agua mediante membrana de intercambio protónico (PEMWE):** a diferencia del AEL, en los electrolizadores de membrana de intercambio protónico (PEMEL) el separador está constituido por una membrana polimérica que permite el intercambio protónico entre ánodo y cátodo, por tanto, la membrana hace las veces de separador y

electrolito sólido. En el ánodo del PEMEL se produce la disociación del agua en oxígeno, protones y electrones. Los protones atraviesan la membrana hacia el cátodo, mientras que los electrones llegan a éste a través de un circuito exterior. En el cátodo se produce, por tanto, la reducción de los protones en hidrógeno gaseoso. Esta tecnología se encuentra en estado de investigación avanzado y además existen modelos comerciales de PEMEL de gran potencia. Asimismo, la eficiencia alcanzada en la PEMWE se encuentra, típicamente, entre el 60% y el 68% [14], [15], aunque puede llegar a alcanzar el 80% [13], [16].

- Electrólisis del agua (vapor) a elevada temperatura (SOWE): en los electrolizadores empleados en este tipo de tecnología de electrólisis la temperatura de operación es considerablemente superior a la de los AEL y PEMEL. La principal ventaja de operar a temperaturas en el rango de los 700°C a 1000°C [15] es que la velocidad de reacción se ve incrementada, con lo que es posible prescindir de metales nobles para la confección de los electrodos, permitiendo el empleo de óxidos metálicos mixtos (SO). Asimismo, este incremento de temperatura supone una reducción de la tensión de equilibrio en la celda, lo que redundaría en una disminución (del orden de un tercio) de la energía eléctrica consumida, [13] aunque el conjunto del proceso consuma más energía de la que se ahorra debido a que se precisa de una fuente de calor que permita alcanzar las temperaturas requeridas. El separador debe ser capaz de soportar las altas temperaturas y posibilitar el intercambio iónico, por lo que se emplean materiales cerámicos, siendo el más empleado el óxido de circonio estabilizado con óxido de itrio [15], [17]. Por lo que respecta al proceso de electrólisis de vapor de agua en un electrolizador de óxido sólido (SOEL), éste es reducido en el cátodo cuando es sometido a una tensión eléctrica, produciendo hidrógeno molecular e iones  $O^{2-}$ . Los iones atraviesan el separador hasta el ánodo, donde son oxidados en oxígeno molecular y electrones, que son conducidos hacia el cátodo mediante un circuito exterior. Esta tecnología se encuentra en fase de investigación y desarrollo, no existiendo modelos comerciales actualmente. Por otra parte, se estima que puede alcanzar eficiencias de hasta el 100% [13], [16], [17].

Se hace necesario indicar que ha sido desarrollada una nueva terminología para designar al hidrógeno en función de su origen. De este modo [18], se habla de hidrógeno “gris”, cuando proviene de la gasificación del carbón, o del SMR del gas natural o derivados líquidos del petróleo; de hidrógeno azul, si el  $CO_2$  producido en los procesos anteriores es “secuestrado” con una eficiencia esperada del 85%-95% (la eficiencia actual en la captura de  $CO_2$  ronda el 30%, como máximo [19]); de hidrógeno turquesa, cuando es producido mediante la pirólisis del metano, obteniéndose negro de carbón o “carbon black” en lugar de  $CO_2$ ; y de hidrógeno verde<sup>2</sup>, cuando se obtiene mediante procesos alimentados por fuentes renovables de energía.

#### 2.4. Demanda de hidrógeno. Usos actuales y tendencias de futuro

La industria es el principal consumidor de hidrógeno. En el año 2015 se estima que el consumo de hidrógeno en este sector ascendió a 7,7EJ<sup>3</sup> [20]. En la figura 4 puede observarse la evolución de la demanda anual de hidrógeno (en megatoneladas) en función de las aplicaciones principales, mientras que en la figura 5 se representa el consumo de hidrógeno porcentual según

---

<sup>2</sup> En adelante se empleará el término “hidrógeno verde” e “hidrógeno renovable” indistintamente. El término “hidrógeno”, sin distinciones, se empleará cuando se hable de forma genérica sobre algún aspecto relativo a sus tecnologías, consumo o usos finales.

<sup>3</sup> “EJ” denota exajulios. 1EJ equivale a  $10^{18}J$  o 277,78TWh, 7,7EJ equivalen, por tanto, a 2.140TWh. A modo comparativo, la irradiación solar sobre toda la superficie del planeta en un intervalo de 1 minuto es de aproximadamente 10,4EJ.

el uso final, incluyendo las aplicaciones “secundarias”, basado en el consumo total anual de 7,7EJ.

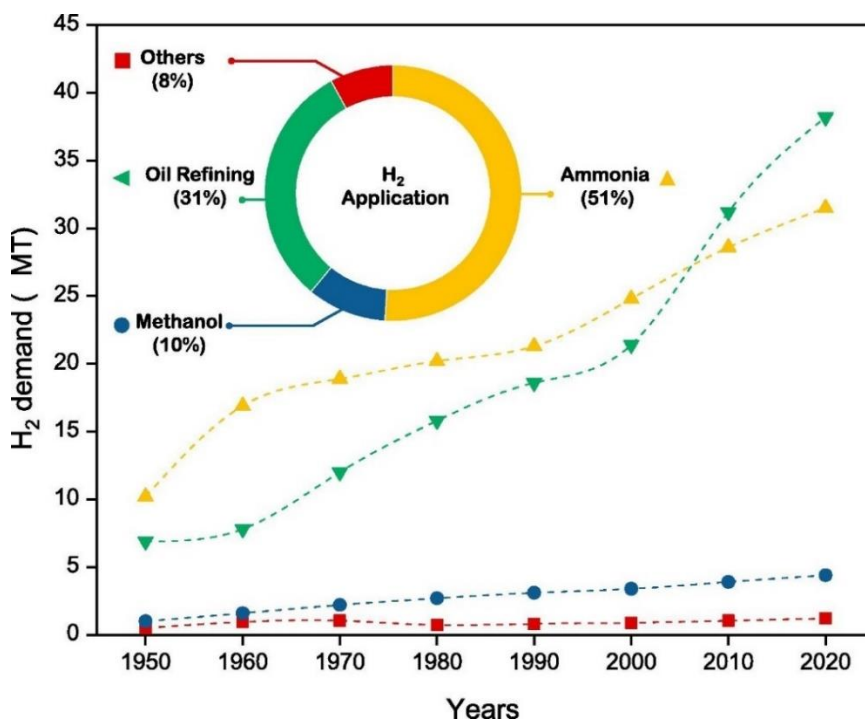


Figura 4. Evolución de la demanda según aplicación. Fuente: [21].

Se colige que, pese a los acuerdos y tratados internacionales en materia de sostenibilidad, el consumo de los recursos fósiles sigue al alza. Asimismo, hoy día el uso del hidrógeno como vector energético apenas puede ser contabilizado en el mercado energético global, principalmente relegado a aplicaciones aeroespaciales, unos pocos vehículos de pila de combustible o a plantas piloto. En el nuevo escenario planteado, en el que se ha alcanzado una economía neta nula en emisiones de GEI en la mayoría de países desarrollados, el hidrógeno estará presente en múltiples sectores: como combustible en el sector del transporte público, de mercancías, marítimo, aéreo, personal, de maquinaria industrial...; en el sector energético en aplicaciones estacionarias, como amortiguador de las fluctuaciones del sistema eléctrico, en los intercambios de energía dentro del territorio nacional o transfronterizos, como fuente de reserva en sistemas aislados o en la producción de combustibles sintéticos; en el sector industrial como combustible o como materia prima; como combustible en sistemas de calefacción residencial o terciario; o en el almacenamiento energético de dispositivos

electrónicos, entre otros. Para conocer más sobre estas aplicaciones y tendencias se remite al lector a la bibliografía recomendada.

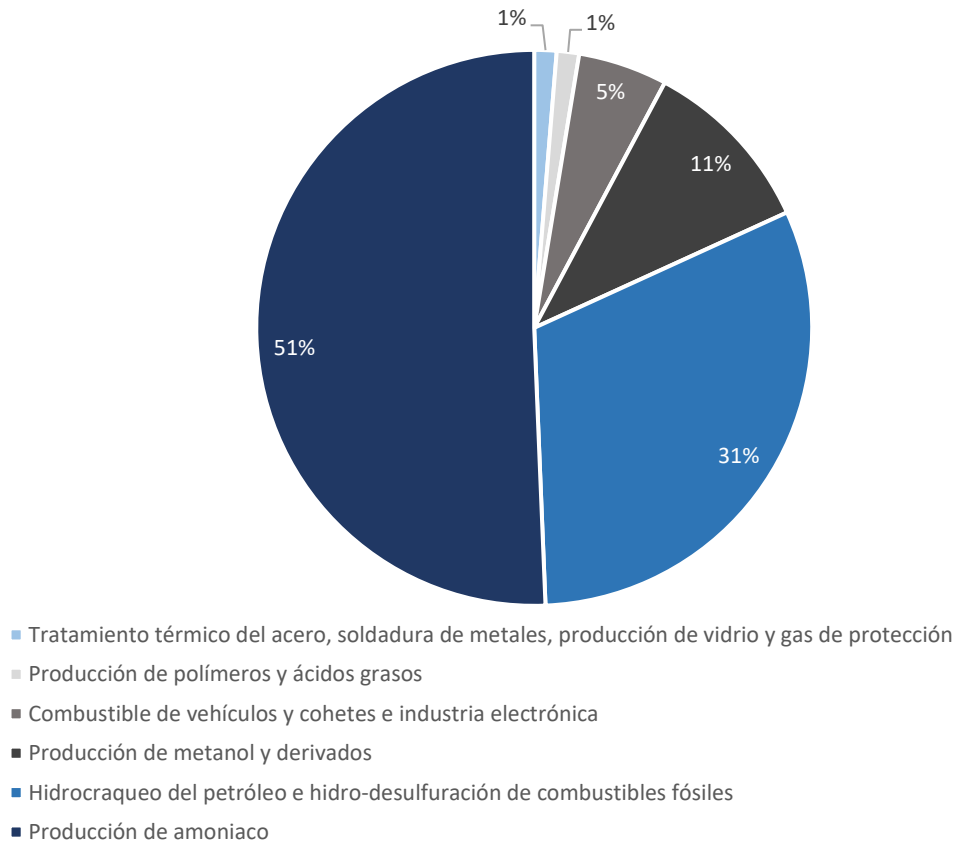


Figura 5. Consumo Anual de Hidrógeno según el Uso Final. Fuente: [20].

## 2.5. Almacenamiento de hidrógeno

Tal y cómo se planteó en un apartado anterior, existen otras tecnologías que compiten con el hidrógeno por postularse como alternativa a los combustibles fósiles, entre las cuales destacan las baterías eléctricas. En este punto se analizarán las ventajas de unas tecnologías de almacenamiento energético sobre otras y el lugar que le corresponde a cada una de ellas en los diferentes sectores de la economía en función de los requisitos exigidos. Para ello se definirán los diferentes tipos de almacenamiento de hidrógeno actualmente en uso o en vías de investigación y desarrollo, posteriormente se describirán las principales tecnologías empleadas actualmente en el almacenamiento de energía y, por último, se discutirá qué tecnología de almacenamiento energético es la idónea en función de la aplicación o sector.

Actualmente, las principales formas de almacenamiento de hidrógeno son dos: a pequeña escala el hidrógeno puede comprimirse a temperatura ambiente en el interior de tanques de material especial que resisten elevadas presiones y el fenómeno de fragilización por hidrógeno. Dichos tanques pueden clasificarse, típicamente, en 4 categorías (tipo I, II, III y IV) en base al material y diseño del mismo y de la presión que soportan, oscilando dichas presiones entre los 20bar, en tanques de tipo I, y hasta los 1.000bar en tanques de tipo II y IV [22], [23]. La capacidad gravimétrica de dichos tanques es del orden del 1% cuando la presión de almacenamiento es de 200bar a 300bar en tanques de tipo I [22], mientras que es del orden del 5% en los tanques de tipo III, cuyo peso se reduce ostensiblemente y la presión de almacenamiento aumenta hasta los 450bar [24]. A media y gran escala el hidrógeno puede ser almacenado, respectivamente, en depósitos similares a los empleados en el almacenamiento de gas natural, denominados



gasómetros, con presiones de almacenamiento que oscilan entre 1,5bar y 20bar y volúmenes geométricos de hasta 300.000m<sup>3</sup> [23], y en cavidades subterráneas, como ciertas minas, yacimientos de gas natural y, en mayor medida, cavernas de sal excavadas por el hombre, donde la extracción del agua de los yacimientos salinos confiere a las paredes de éstas una gran estabilidad y hermetismo [25], siendo las pérdidas anuales de hidrógeno por fugas de entre el 1% al 3% [26]. En estas últimas la presión de almacenamiento varía significativamente entre unas instalaciones y otras, encontrándose cavernas de sal cuya presión de almacenamiento es de 10bar (Diadema, Argentina [25]) y otras donde ésta alcanza los 202bar (Spindletop EE.UU. [27]). La capacidad de almacenamiento de éstas puede alcanzar cotas del orden de 1.000.000m<sup>3</sup> [25] e incluso más, siendo el equivalente típico en energía almacenada de 85GWh [28]. El otro método de almacenamiento de hidrógeno empleado a pequeña escala desde hace décadas en la industria y en el sector de la medicina consiste en la licuefacción del hidrógeno. De este modo se reduce su temperatura hasta los 20K y su densidad aumenta hasta 70,78kg/m<sup>3</sup> en su punto de ebullición normal, con lo que la capacidad gravimétrica típica es del 5,5% [29]. No obstante, en el proceso de licuefacción de hidrógeno se consume una gran cantidad de energía, del orden del 20% al 45% del PCI del propio hidrógeno [19], [23], [30], [31], (frente al 5%-20% del PCI del hidrógeno en el proceso de compresión [23]). Otras tecnologías en vías de desarrollo son la criocompresión de hidrógeno, la fisorción del hidrógeno en zeolitas, nanotubos de carbono y otros compuestos experimentales, la quimisorción de hidrógeno en hidruros o líquidos iónicos y la producción de amoníaco como portador de hidrógeno.

En cuanto al conjunto de los sistemas de almacenamiento de energía, éstos pueden ser clasificados en virtud de la naturaleza física del mecanismo de almacenamiento de energía<sup>4</sup> [32]:

- Sistemas mecánicos: volante de inercia, centrales hidráulicas de bombeo, aire comprimido (CAES: adiabático, diabático, isoterma o isóbaro).
- Sistemas electroquímicos: baterías convencionales como baterías de plomo-ácido, litio-ion, Ni-Cd, Na-S, etc.; baterías de flujo redox, híbridas y de membrana; baterías de aire-metal; producción y almacenamiento de gas (hidrógeno, metano, etc.) y posterior conversión en electricidad mediante pilas de combustible alcalinas (AFC), de membrana de intercambio protónico (PEMFC), de metanol directo (DMFC), de ácido fosfórico (PAFC), de carbonatos fundidos (MCFC), de óxido sólido (SOFC) o turbinas y condensadores electroquímicos (también llamados supercondensadores o ultracondensadores) como los EDLC y los pseudocondensadores.
- Sistemas eléctricos: condensadores y bobinas superconductoras.
- Sistemas térmicos: de alta temperatura (sales fundidas) y aire licuado (LAES).

Los sistemas anteriores pueden clasificarse, a su vez, en base al tiempo de almacenamiento de energía o al tiempo de descarga “t<sub>d</sub>” [32]:

- Sistemas de almacenamiento dinámicos (t<sub>d</sub><60s / P2E<sub>ratio</sub>≈50): condensadores y ultracondensadores, bobinas superconductoras, baterías litio-ion y volantes de inercia.
- Sistemas de almacenamiento a corto plazo (t<sub>d</sub><15min / P2E<sub>ratio</sub>≈4): baterías litio-ion, Ni-Cd y Ni-MH.

---

<sup>4</sup> Ésta es en realidad una sub-clasificación de los métodos de almacenamiento de energía dentro de una clasificación de orden mayor. En concreto pertenece a la categoría de almacenamiento de energía que emplea la electricidad de la red eléctrica o de un sistema de potencia para devolver dicha electricidad de nuevo a la red (electricidad a electricidad), la cual se enmarca dentro de la clasificación de los sistemas de almacenamiento de energía en base a las necesidades de la red [32].

- Sistemas de almacenamiento diario ( $1h < t_d < 10h$  /  $P2E_{ratio} \approx [0,1-1]$ ): CAES; almacenamiento térmico de alta temperatura; baterías plomo-ácido, litio-ion, de flujo tipo redox o pseudo-redox, Na-Ni-Cl, S-Na; centrales hidroeléctricas de bombeo, LAES y almacenamiento de gas.
- Sistemas de almacenamiento a largo plazo ( $t_d > 10h$  /  $P2E_{ratio} \approx [0,002-0,01]$ ): producción y almacenamiento de gas, LAES y centrales hidroeléctricas de bombeo.

La ratio potencia-energía ( $P2E_{ratio}$ ) es un indicador del tiempo de descarga, así como del número de ciclos que puede realizar el sistema de almacenamiento, de modo tal que un  $P2E$  elevado indica tiempos de descarga cortos y un mayor número de ciclos de funcionamiento por año.

La selección de un sistema de almacenamiento de energía para un ámbito de aplicación determinado depende de varios factores [11]: la cantidad de energía almacenada en términos de energía específica (Wh/kg) y la energía total almacenada, la potencia entregada en términos de potencia específica (W/kg) y la potencia total, el tiempo de respuesta, la eficiencia, la ratio de auto-descarga, el número de ciclos anuales, la sensibilidad al calor, el volumen y masa del sistema, la fiabilidad, la durabilidad, la seguridad, el coste (inversión, operación y mantenimiento), la reciclabilidad y el impacto medioambiental. No obstante, en tanto que se está llevando a cabo una comparativa en el supuesto en que la energía eléctrica generada es “verde” este último factor no se tendrá en consideración. En las figuras 6, 7 y 8 se puede observar una comparativa entre los tiempos de descarga, la potencia entregada, la energía almacenada, la energía específica y la potencia específica de diferentes sistemas de almacenamiento de energía (por otro lado, una serie de tablas donde se comparan las propiedades de diferentes métodos de almacenamiento de energía empleados actualmente puede ser consultada en [33] y en [34]).

Se observa que el hidrógeno presenta unas características que lo postulan como candidato al almacenamiento de grandes cantidades de energía durante largos periodos de tiempo, en competencia con la hidráulica de bombeo, el metano, el CAES/LAES y algunos tipos de batería de flujo, lo cual es de especial interés en la operación del sistema eléctrico. Asimismo, en las figuras mostradas no se observa la capacidad del hidrógeno para funcionar en pequeñas y medianas aplicaciones portátiles o estacionarias, como en el sector transporte o en sistemas auxiliares de generación de potencia. No obstante, algunas de las compañías del sector de la automoción (como por ejemplo Tesla) se muestran reticentes a iniciar proyectos de investigación y desarrollo de las tecnologías del hidrógeno por considerar que las baterías eléctricas constituyen una mejor alternativa en un estado de madurez tecnológico notablemente más avanzado, aunque es pronto para realizar dicha aseveración, pues, por otra parte, ya existen modelos de FCEV cuya autonomía ha sido, en la fase de pruebas iniciada el 26 de mayo de 2021, superior a la de cualquier vehículo de batería eléctrica (el modelo en cuestión es el Toyota Mirai de segunda generación [Toyota Mirai 2021] con el cual se realizó un trayecto de 1.003km con un único tanque de hidrógeno verde y un consumo medio de 0,55kg de éste por cada 100km [35]).

Sin embargo, a diferencia del resto de tecnologías de almacenamiento de energía potencialmente “limpias”, el hidrógeno puede ser transportado mediante gasoductos, posibilitando el intercambio energético a larga distancia y descongestionando la red eléctrica y ser empleado, además, en procesos productivos en que ninguna del resto de tecnologías de almacenamiento puede sustituir al hidrógeno. Por ello, el hidrógeno (verde), es una alternativa tan atractiva a los combustibles fósiles pese a su reducida densidad energética y relativa



peligrosidad, peligrosidad que por otra parte muchos estudios consideran similar e incluso inferior a la de los combustibles fósiles.

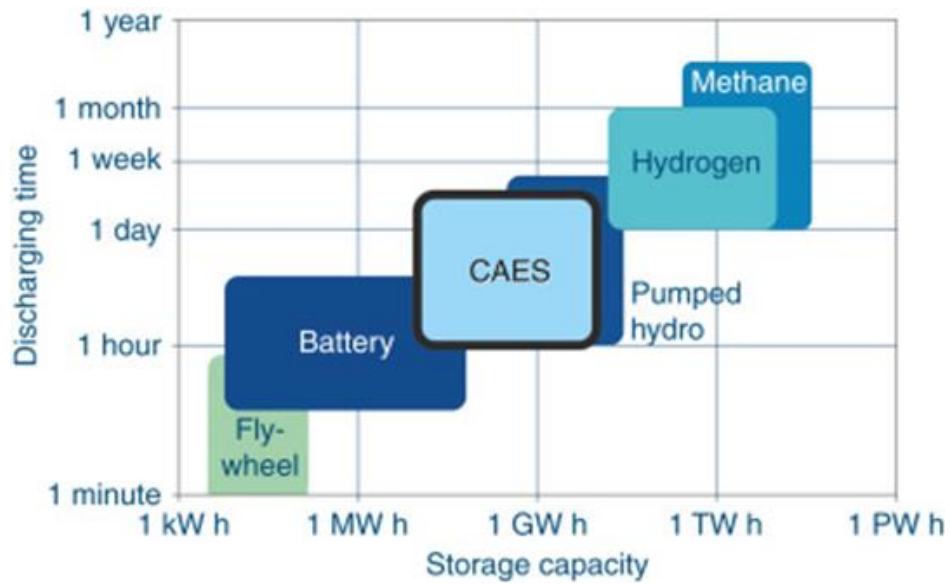
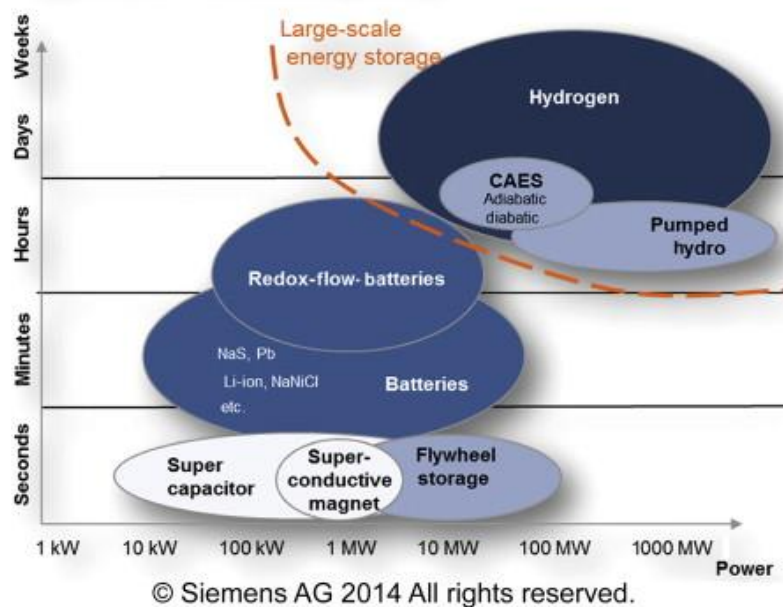


Figura 6. Tiempo de descarga vs Energía almacenada. Fuente: KBB Underground Technologies.

Segmentation of electrical energy storage



© Siemens AG 2014 All rights reserved.

Figura 7. Tiempo de descarga vs Potencia entregada. Fuente: [28].

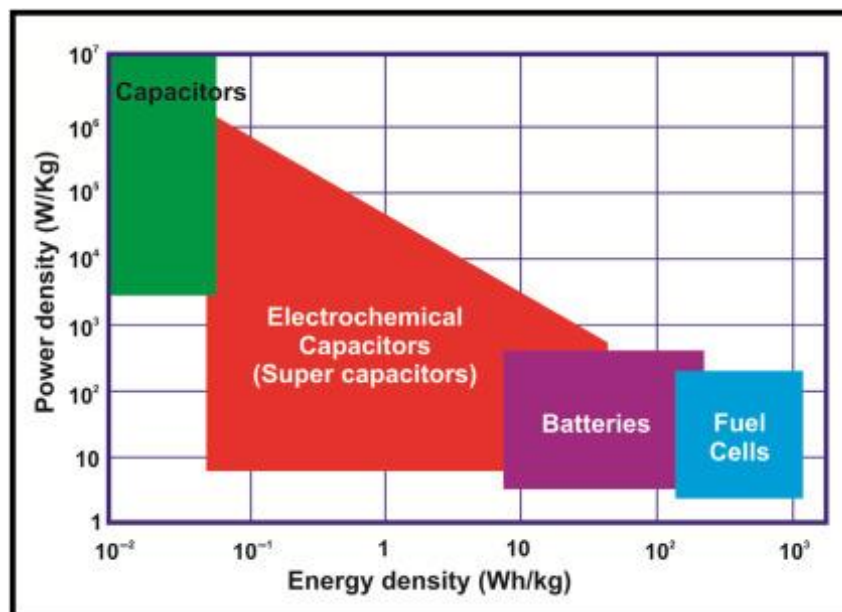


Figura 8. Energía específica vs Potencia específica. Fuente: [36].

## 2.6. Transporte de hidrógeno mediante conductos

Este apartado se incluye con vistas a sentar la base teórica sobre la cual fundamentar parte del proceso de determinación de la capacidad de absorción de hidrógeno de la red de gas natural.

El transporte de hidrógeno mezclado con gas natural presenta diversas limitaciones (ver figura 98), debidas a las propiedades fisicoquímicas únicas del hidrógeno:

- En primer lugar, la fragilización por hidrógeno de los gasoductos convencionales limita su concentración a entre el 20% y el 30% (dependiendo de la presión de operación y el material empleado en las conducciones) [37].
- En segundo lugar, la densidad y la densidad energética de la mezcla gaseosa es inferior a la del GN, por ello, en una mezcla con una proporción del 20% de hidrógeno el flujo de gas debería aumentar en un 10% para satisfacer la demanda de GN actual [37].
- Por último, el aspecto más restrictivo viene introducido por las necesidades de los consumidores finales (turbinas, compresores, etc.) que a grandes rasgos únicamente toleran un 2% de concentración de hidrógeno [37].

Por todo ello, para poder hacer uso de la red de gas natural en el transporte y distribución del hidrógeno, ya sea mezclado con gas natural en concentración elevada o en su forma pura, es necesaria una mayor investigación, así como también es necesaria la implementación de ajustes y modificaciones al sistema existente. Asimismo, dichos ajustes y modificaciones dependen fuertemente de la tipología y operación de las diferentes redes de gasoductos, por lo que cada país deberá establecer los estándares y normas pertinentes.



Figura 9. Limitaciones de la mezcla del hidrógeno y gas natural en función de la etapa. Adaptado de: [38]

## 2.7. Legislación relativa a la producción de hidrógeno mediante fuentes no contaminantes y su inyección en la red de gas natural. Trazabilidad de origen

La legislación española (y en general la legislación del resto de países) concerniente al uso, almacenamiento, transporte, manipulación y demás aspectos relativos al hidrógeno y, en concreto, al hidrógeno renovable, es escasa y no contribuye a fomentar (de hecho imposibilita) el desarrollo de una economía del hidrógeno o, desde otro punto de vista, los avances de la industria son mayores y más avanzados (valga la redundancia) que la redacción de un nuevo marco legislativo que ampare los nuevos procesos de producción y campos de aplicación del hidrógeno y, más específicamente, del hidrógeno verde, lo cual imposibilita la expansión de esta nueva economía.

La producción de hidrógeno, independientemente del método de producción, es catalogada por el RD 815/2013 como industria química a razón del apartado 4.2 a) de su Anejo I, donde quedan incluidas las “instalaciones químicas para la fabricación de productos químicos inorgánicos, como el hidrógeno” y, por lo tanto, únicamente puede ser ubicada en suelos de uso industrial. Esto limita, fundamentalmente, la producción descentralizada de hidrógeno, en tanto que no es posible disponer de pequeñas unidades de producción en suelos cuyo uso no sea el industrial, mientras que la producción centralizada no se ve afectada en tal grado, pues su

finalidad última es la de abastecer de grandes cantidades de hidrógeno a la industria u otros clientes con elevada demanda de este elemento, para lo cual el hidrógeno producido puede ser transportado mediante tuberías o depósitos.

Por otro lado, la Directiva (UE) 2018/2001, en su consideración número 90 previa a los artículos de dicha Directiva indica que, para que los gases producidos de forma no biológica puedan ser considerados “renovables” ha de existir una correlación temporal y geográfica entre la producción de dicho gas y la generación renovable de electricidad. Asimismo, indica que debe darse un elemento de adicionalidad en tanto que el productor del gas contribuya a la utilización o a la financiación de las energías renovables. En el sentido más estricto, dichas condiciones suponen que el hidrógeno generado hoy en día mediante la electrólisis de agua únicamente pueda considerarse renovable si la energía instantánea consumida por la planta de electrólisis es igual o inferior a la energía instantánea generada de forma renovable y si ambas instalaciones se encuentran ubicadas en el mismo territorio. Esto supondrá que para poder considerar renovable el hidrógeno producido el periodo de funcionamiento de la planta de electrólisis deberá coincidir con el periodo productivo de la central PV, o fuera de éste si la energía consumida en el proceso es comprada a cualquier productor de energía eléctrica que emplee fuentes renovables y esté ubicado en el mismo territorio.

Por lo que respecta al almacenamiento estacionario de hidrógeno comprimido en fase gaseosa, únicamente se hace referencia al mismo en la instrucción técnica complementaria ITC EP-3 del Reglamento de equipos a presión aprobado en el RD 2060/2008, de 12 de diciembre, la cual, no obstante, está dirigida a los equipos a presión de refinerías de petróleo y plantas petroquímicas, por lo que tampoco existe una normativa ni reglamentación específica para el almacenamiento de hidrógeno comprimido producido mediante electrólisis de agua.

Por otra parte, el Protocolo de Detalle PD-01 de las Normas de Gestión Técnica del Sistema (Gasista Español) hace referencia, únicamente, a los parámetros admisibles del gas natural “convencional” inyectado a la red y a los parámetros admisibles del “gas natural” proveniente de fuentes no convencionales, sin especificar la cantidad máxima de estos gases, a excepción del biogás, que puede ser inyectada en la red y sin hacer mención de otros gases combustibles recogidos en la Ley 34/1998. Se observa un vacío legal que no cubre la inyección directa o indirecta de hidrógeno en la red de gas natural. En contraposición con la legislación española, la legislación francesa permite una concentración del 6% molar (o, equivalentemente, volumétrica) de hidrógeno en el gas natural previamente a su inyección en la red, mientras que Finlandia admite una concentración de hidrógeno en el gas natural del 1% molar, la inyección de hidrógeno puro en la red no está admitida en ninguno de estos países. Dinamarca por su parte, admite la inyección de gas natural mezclado con hidrógeno, pero la legislación no hace referencia a concentraciones máximas de este gas, aunque se precisa de una autorización por parte de la autoridad competente previamente a la inyección de la mezcla gaseosa en la red. En cuanto a normativa relativa a la inyección de hidrógeno en la red de gas natural, la norma UNE-EN 16726:2016+A1:2019, según su propia introducción: “establece los requisitos para la calidad del gas con el objetivo de permitir el libre flujo del gas entre los estados miembros del CEN y para posibilitar la seguridad del suministro hasta los usuarios finales”. No obstante, en ésta también se indica lo siguiente: “Para el hidrógeno, en el presente no es posible especificar un valor límite que fuese válido de forma general para todas las partes de la infraestructura gasista europea” remitiéndose al lector al Anexo E de dicha norma, el cual es de carácter informativo e indica las concentraciones (molares) admisibles de hidrógeno en los sistemas de gas natural, donde el valor límite más restrictivo reflejado es del 2%, coincidiendo con lo expuesto en el apartado 2.6. del presente capítulo.

Diseño y dimensionamiento de una planta de obtención de hidrógeno mediante electrólisis de agua de 124MW alimentada con energía solar fotovoltaica en la provincia de Huelva y análisis de viabilidad

La metodología y aplicación práctica de ésta serán desarrolladas teniendo en cuenta todo lo expuesto.

### 3. METODOLOGÍA. DISEÑO Y DIMENSIONAMIENTO

#### 3.1. Introducción

En el presente capítulo se expondrá la metodología empleada en el diseño y dimensionamiento de ambas instalaciones: de la planta de electrólisis de tecnología PEM y de la central PV. A tal fin, se describirán las diferentes etapas del proceso, indicando la base teórica en que se sustentan las hipótesis planteadas, los cálculos realizados y los resultados obtenidos e indicando las ecuaciones empleadas. Seguidamente, se ilustra el procedimiento seguido en el desarrollo de la memoria mediante un diagrama de bloques (ver figura 10):

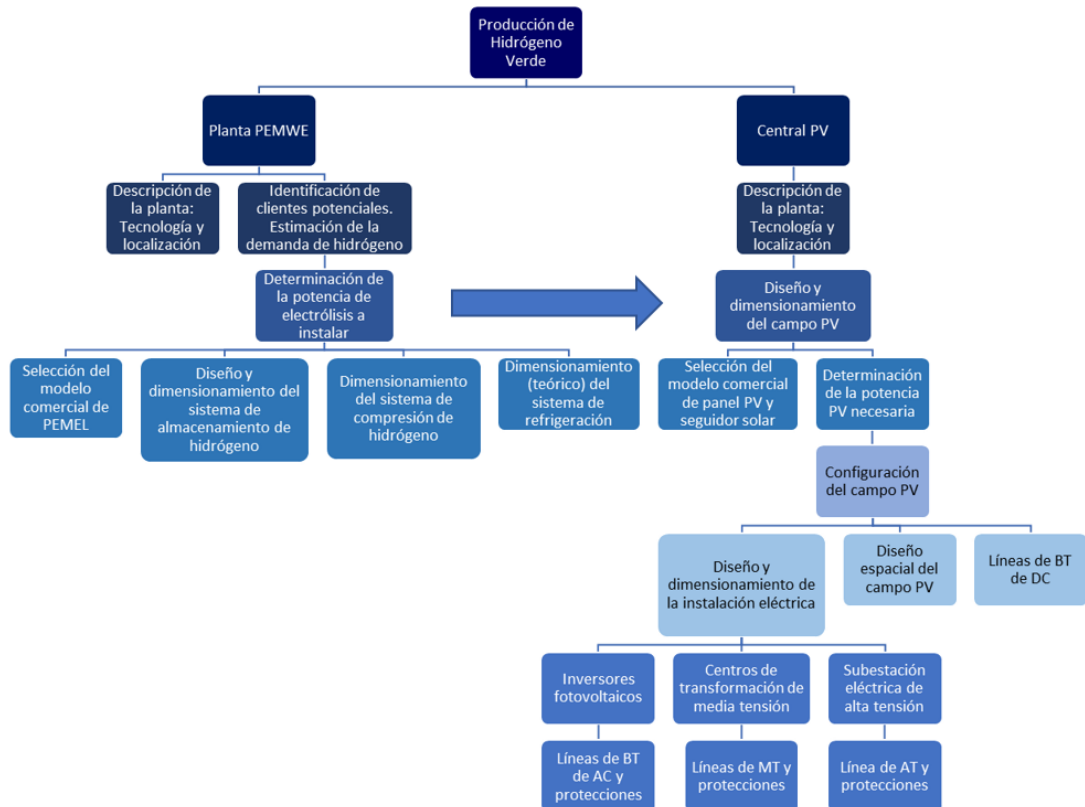


Figura 10. Etapas principales del proceso de diseño y dimensionamiento de la planta PEMWE y de la central PV.

Las etapas globales se sitúan en el nivel superior del diagrama, las etapas más específicas se sitúan en niveles inferiores del diagrama. La flecha horizontal indica que a partir de dicha etapa se puede comenzar a desarrollar las etapas situadas en el mismo nivel en el “árbol” de la central PV.

#### 3.2. Diseño y dimensionamiento de la planta PEMWE

El diseño y dimensionamiento de la planta PEMWE abarca todos los dispositivos y sistemas que la conforman: los electrolizadores (PEMEL), el sistema de compresión de hidrógeno, el sistema de almacenamiento de hidrógeno, el sistema de purificación de agua y todos sus subsistemas y el sistema de refrigeración de los PEMEL. Si bien, tal y como será indicado en los correspondientes apartados, el dimensionamiento de ciertos dispositivos no será posible por falta de datos o por exceder el alcance del presente TFM.

##### 3.2.1. Descripción de la planta de electrólisis.

El primer paso en el proceso de dimensionamiento de la planta de electrólisis es conocer que tecnología se empleará en el proceso de obtención de hidrógeno, pues de ésta dependerán

todos los parámetros de operación. Una vez justificada esta elección se procederá a seleccionar la ubicación de dicha planta de electrólisis con el fin de determinar los consumidores potenciales de hidrógeno y la demanda de este elemento.

### 3.2.2. Determinación de la demanda potencial de hidrógeno y de la potencia instalada de electrólisis

Una vez identificados los clientes potenciales se estimará la demanda potencial de hidrógeno a partir de la cual se determinará la potencia instalada de electrólisis siguiendo criterios realistas.

#### 3.2.2.1. Estimación de la demanda de hidrógeno por parte del Sistema Gasista (onubense)

Tal y como será justificado en el caso de aplicación, uno de los principales consumidores de hidrógeno considerados es el Sistema Gasista. El cálculo de la cantidad de hidrógeno admisible por dicho sistema en el punto de acceso de la planta regasificadora de Huelva se realizará en base a la legislación vigente y a la compatibilidad técnica entre la RGN y los consumidores finales y el hidrógeno. Seguidamente se procede a ilustrar el procedimiento seguido en la determinación de la concentración volumétrica de hidrógeno admitida por el GN en la RGN.

A falta de una legislación específica sobre la inyección de hidrógeno en el Sistema Gasista, según el Protocolo de Detalle "PD-01" de las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista, el contenido en hidrógeno del gas natural procedente de fuentes no convencionales (biogases) será del 5% molar (o volumétrico, equivalentemente) como máximo, mientras que el contenido mínimo de metano será del 90% molar. Sin embargo, dicho protocolo fija en 5.000Nm<sup>3</sup>/h la cantidad máxima de biogás que puede ser inyectado a la red de transporte, lo que supone una cantidad máxima de hidrógeno inyectado a la red de 250Nm<sup>3</sup>/h. Este límite se considera demasiado restrictivo. Asimismo, el gas natural mezclado con hidrógeno renovable no es un biogás por lo que al presente caso no le será de aplicación esta norma. Por otro lado, no existen restricciones sobre el contenido en hidrógeno del gas natural convencional inyectado a la red, más allá de las restricciones impuestas a la densidad relativa " $\rho_{relativa}$ ", al poder calorífico superior (PCS) y al índice de Wobbe mínimo y máximo que debe presentar el gas natural. Para determinar la cantidad máxima admisible por la RGN según las prescripciones del PD-01 se calcularán los valores de los parámetros anteriormente introducidos según diferentes valores de concentración volumétrica " $x_i$ " del hidrógeno. En dicho cálculo se hará uso de las ecuaciones (1), (2) y (3), respectivamente, asumiendo que el PCS del hidrógeno es de 3,303kWh/m<sup>3</sup> a 20°C y 1 bar y su densidad relativa (comparación realizada con el aire) es igual a 0,0695.

$$x_{H_2}(\%) = \frac{\rho_{relativa,GN} - \rho_{relativa,minima\ GN}}{\rho_{relativa,GN} - \rho_{relativa,H_2}} * 100 \quad (1)$$

$$x_{H_2}(\%) = \frac{PCS_{GN} - PCS_{minimo\ GN}}{PCS_{GN} - PCS_{H_2}} * 100 \quad (2)$$

$$\text{Índice de Wobbe} = \frac{PCS_{mezcla}}{\sqrt{\rho_{relativa,mezcla}}} \quad (3)$$

$$PCS_{mezcla} = x * PCS_{H_2} + (1 - x) * PCS_{GN} \quad (3.1)$$

$$\rho_{relativa,mezcla} = x * \rho_{relativa,H_2} + (1 - x) * \rho_{relativa,GN} \quad (3.2)$$

Huelga indicar que los rangos de densidad relativa, PCS e índice de Wobbe admitidos por el PD-01 son, respectivamente: [0,555-0,700], [10,26-13,26]kWh/m<sup>3</sup> y [13,403-16,058]kWh/m<sup>3</sup>. Asimismo, puesto que un mayor contenido en hidrógeno disminuirá tanto la densidad relativa,



como el PCS e índice de Wobbe del gas natural, sólo será necesario analizar el límite inferior de dicha restricción. También ha de indicarse que el subíndice “GN” de las ecuaciones anteriores hace referencia al gas natural previamente a su mezcla con el hidrógeno.<sup>5</sup> Los resultados obtenidos serán indicados en el capítulo dedicado al caso de aplicación.

Una vez determinada la concentración volumétrica de hidrógeno admisible por la RGN se procederá a realizar una primera estimación de la demanda diaria de GN. Para ello se ha acudido a la página web del Gestor Técnico del Sistema (Enagás), donde se pueden consultar los Planes de Operación del Sistema Gasista (PSOG) y donde figuran, entre otros datos, la cantidad diaria de GNL regasificado en cada una de las plantas de regasificación del Sistema Gasista para cada día y mes del año, desde el año 2013 hasta la fecha actual. Se analizará la producción de GN de la planta de regasificación de Huelva durante un periodo total de 2.649 días desde el año 2013 hasta finales de 2020 (los datos de algunos meses de 2013 y de 2014 hacían referencia a la producción programada y no a la producción real, por lo que no han sido contabilizados), obteniéndose la frecuencia, la frecuencia acumulada, la producción de GN y la producción de GN acumulada para cada rango de producción (dichos rangos serán determinados en el caso de aplicación). Seguidamente, se procederá a determinar las horas de funcionamiento de la planta de electrólisis (lo que dependerá fuertemente de las horas de luz solar). En función de éstas y de la marca de clase del rango de producción considerado para el cálculo será determinado el caudal de hidrógeno a producir. Para ello se hará uso de la ecuación (4), donde se relaciona el caudal volumétrico de GN producido “ $\dot{\varphi}_{GN}$ ”<sup>6</sup> con el caudal volumétrico de hidrógeno admisible “ $\dot{\varphi}_{H_2}$ ” por la RGN.

$$\dot{\varphi}_{H_2} = \frac{x_{H_2}(\%)}{100-x_{H_2}(\%)} * \dot{\varphi}_{GN} \quad (4)$$

Dicho resultado constituirá una primera aproximación de la capacidad de electrólisis a generar.

### 3.2.2.2. Estimación de la demanda de hidrógeno por parte del resto del sector industrial de Palos de la Frontera

A partir del análisis del sector industrial presente en el entorno de la planta de electrólisis y de la información pública o facilitada por las diferentes empresas del sector se estimará el consumo de hidrógeno de dichas empresas. Tal y como será justificado en el capítulo siguiente, la demanda por parte de este sector es demasiado elevada, conllevando un sistema de producción de hidrógeno de proporciones inasumibles por la economía onubense a día de hoy, por lo que la potencia de electrólisis instalada se realizará en función de la demanda estimada del Sistema Gasista.

---

<sup>5</sup> Los datos reflejados en las tablas hacen referencia a los facilitados en el Protocolo de Detalle de las Normas de Gestión Técnica del Sistema “PD-01”, donde los parámetros mostrados han sido medidos a una temperatura de 0°C y una presión de 1,01325bar. En dicho protocolo se facilita un factor de conversión del PCS de 0°C a 25°C, no obstante, la variación de su valor no es significativa y no altera los resultados alcanzados, por lo que se ha decidido mantener los datos tal y como son expuestos en el citado protocolo.

<sup>6</sup> Se ha empleado la letra griega “ $\varphi$ ” y dicha letra acentuada y no el símbolo ampliamente empleado en la bibliografía “V” para designar al volumen y al caudal volumétrico, respectivamente, con el fin de evitar posibles confusiones con la diferencia de potencial eléctrico, que en el presente TFM será denotado mediante la letra “V”.



### 3.2.2.3. Análisis de alternativas. Determinación de la potencia de electrólisis instalada

En base al caudal de hidrógeno calculado en la primera estimación para satisfacer la demanda potencial del Sistema Gasista y a la tecnología de electrólisis escogida se seleccionará aquel modelo comercial de electrolizador que mejor se ajuste a las necesidades descritas. Posteriormente, se analizará la variación de la demanda de GN entre los años 2015 y 2020 (consultar los POSG correspondientes) en función de la cual se comprobará la validez de la primera estimación planteada y se comparará con otros supuestos, para lo cual se calculará la producción y la demanda de hidrógeno, el excedente de producción y el déficit de producción, tanto diario como acumulado (ver grupo de ecuaciones (5)).

$$P_{total\ k,i}^{acum} = \sum_{i=2, k=2016}^{i=365, k=2020} P_{total\ k,i-1}^{acum} + (P_{k,i=1} - D_{k,i=1}) \quad (5)$$

$$P_{total\ k=2015,i}^{acum} = \sum_{i=1}^{i=365} (P_{k=2015,i} - D_{k=2015,i}) \quad (5.1)$$

$$P_{total\ k,i=1}^{acum} = P_{total\ k-1,i=365}^{acum} + (P_{k,i=1} - D_{k,i=1}); k \neq 2015 \quad (5.2)$$

Donde “P” denota la producción de hidrógeno, “D” la demanda de éste, ambas expresadas en unidades de volumen, el subíndice “k” el año analizado e “i” denota el día en cuestión de dicho año. La demanda de hidrógeno coincide con la cantidad de hidrógeno consumida durante un día siendo el caudal consumido igual al calculado a partir de la ecuación (4) y considerando el caudal de GN inyectado en la RGN el año y día en cuestión, cuyo valor es extraído de los POSG. La producción es calculada en función del número de electrolizadores considerados en cada supuesto y se considera constante. En función de los periodos de desabastecimiento observados y del superávit y déficit máximos se confirmará la validez de la primera estimación o la de cualquiera de los otros supuestos planteados.

En dicho apartado, y con fines meramente académicos, se determinarán los parámetros eléctricos del electrolizador, ya que éstos no son facilitados por el fabricante por motivos de confidencialidad.

### 3.2.3. Dimensionamiento del sistema de almacenamiento de hidrógeno

En esencia, la capacidad de almacenamiento de hidrógeno que debe presentar la planta de electrólisis debe ser suficiente para almacenar el total de excedentes de producción estimados a lo largo de un cierto periodo de tiempo con el fin de cubrir la demanda en aquellos periodos en que la producción sea insuficiente para satisfacer la demanda.

En este punto ha de señalarse que la gran variabilidad que presenta la demanda de gas natural y el estado del arte de las tecnologías de almacenamiento de hidrógeno juegan un papel fundamental en la determinación de la capacidad de almacenamiento de hidrógeno. Por ello, se plantearán diferentes escenarios y se seleccionará aquél cuyos resultados sean más factibles. Para ello se tendrá en cuenta la producción diaria de hidrógeno y la serie temporal de datos de la demanda de gas natural empleada en la determinación de la potencia de electrólisis instalada.

Asimismo, en este paso se explicará el modo de operación del sistema de almacenamiento, cuyo diagrama de tuberías e instrumentación (P&ID) es mostrado en el documento “Planos” del presente TFM.

### 3.2.4. Dimensionamiento del sistema de compresión de hidrógeno

Tras analizar las condiciones del GN inyectado en la RGN desde la planta de Enagás se determinará la presión a la que debe ser suministrado el hidrógeno desde la planta de electrólisis. En base a las propiedades fisicoquímicas del hidrógeno, al caudal de hidrógeno

producido y a la presión del mismo se escogerá el tipo de compresor a emplear en la instalación. Asimismo, se describirá el modo de funcionamiento de este sistema y su P&ID será ilustrado en el documento Planos del presente TFM.

### 3.2.5. Dimensionamiento del sistema de suministro de agua purificada

En este apartado se analizará el procedimiento seguido a la hora de dimensionar los diferentes subsistemas de purificación de agua de red, bombeo, regulación/control y almacenamiento de agua que conforman el sistema de suministro de agua purificada demandada por el electrolizador. Para ello se han determinado los puntos límite de funcionamiento de dicho sistema y el punto de operación en régimen estacionario nominal en base al rango de carga admisible por el electrolizador. Los diferentes subsistemas de purificación del agua de red, así como las bombas de impulsión, de circulación, las tuberías y “valvulería” han sido dimensionados de acuerdo con dichos puntos de funcionamiento. En este punto se hace preciso indicar que el sistema de suministro de agua purificada presenta dos modos de operación diferentes:

- Modo directo: cuando no es posible operar en modo desacoplado el agua purificada es suministrada directamente al electrolizador y todos los subsistemas citados, a excepción de la instalación aguas abajo del depósito de agua purificada, que se encontrará fuera de servicio, operan en el punto de funcionamiento definido como nominal.
- Modo desacoplado: siempre que sea posible los citados subsistemas ubicados aguas arriba del depósito de agua purificada operan a máxima carga hasta llenar el depósito de agua purificada, momento en el cual éstos se apagan. Los subsistemas ubicados aguas abajo del depósito de agua purificada suministran el agua demandada por el electrolizador. Una vez se alcanza el nivel mínimo de agua en el interior del depósito de agua purificada los subsistemas aguas arriba del depósito se reconectan y proceden al llenado del depósito.

Lo anterior será desarrollado con mayor grado de detalle en el capítulo dedicado al caso de aplicación. A fin de facilitar la comprensión de este sistema y de la literatura desarrollada en los apartados subsiguientes se remite al lector al documento “Planos”, donde se incluye un P&ID de dicho sistema.

#### 3.2.5.1. Dimensionamiento del subsistema de purificación de agua de red. Parámetros del agua en cada tramo del sistema

El primer paso en el dimensionamiento del subsistema purificación de agua de red consiste en determinar el caudal de agua de red que debe ser tratado en cada uno de los posibles estados de funcionamiento del propio subsistema. En este punto se indicará que el subsistema de purificación de agua será diseñado para operar en 3 puntos de funcionamiento diferentes, 2 asociados al modo de operación directo y 1 asociado al modo de operación desacoplado:

- En modo directo: inicialmente el caudal de agua de red a purificar quedará determinado por el caudal de agua purificada consumida por el electrolizador en estado nominal y, una vez alcanzado el régimen estacionario el caudal de agua de red a purificar será menor, ya que parte del caudal de agua no consumida en el proceso de electrólisis será recirculado de nuevo al electrolizador. Dichos puntos de funcionamiento serán denominados, respectivamente, “estado inicial” y “estado nominal”.

- En modo desacoplado: el caudal de agua de red a la entrada del subsistema será igual al máximo caudal de agua que es posible purificar. A este punto de funcionamiento se le denominará “estado máximo”.

El caudal de agua demandado por el PEMEL y el caudal de hidrógeno producido “ $\dot{n}_{H_2}$ ” en estado nominal son datos facilitados por el fabricante del mismo, mientras que el caudal de agua consumida y el caudal de agua no consumida en el proceso de electrólisis en cada apilamiento del PEMEL pueden ser calculados a partir de la relación estequiométrica entre el agua consumida y el hidrógeno producido en la PEMWE (relación 1 a 1) y aplicando las leyes de Faraday de la electrólisis: la producción de hidrógeno en una celda unidad es directamente proporcional a la intensidad de la corriente eléctrica “ $I$ ” que la atraviesa (ver ecuaciones (6) y (7), respectivamente).

$$\dot{m}_{H_2O,consumida} = \frac{I}{2 \cdot F} * PM_{H_2O} = \dot{n}_{H_2} * PM_{H_2O} \quad (6)$$

$$\dot{n}_{H_2} = \frac{\dot{m}_{H_2}}{PM_{H_2}} \quad (6.1)$$

$$\dot{m}_{H_2O,no\ consumida} = \left( \frac{m_{H_2O,suministrada\ real}}{m_{H_2,producido}} - \frac{n_{H_2O} * PM_{H_2O}}{n_{H_2} * PM_{H_2}} \right) * \dot{n}_{H_2} * PM_{H_2O} \quad (7)$$

$$\dot{m}_{H_2O,no\ consumida} = (\dot{m}_{H_2O,suministrada\ real} - \dot{m}_{H_2O,consumida}) \quad (7.1)$$

$$\dot{n}_{H_2O,no\ consumida} = \frac{\dot{m}_{H_2O,no\ consumida}}{PM_{H_2O}} \quad (7.2)$$

Expresando lo anteriormente descrito en su forma matemática, la cantidad de agua no electrolizada en cada uno de los apilamientos del electrolizador puede obtenerse a partir de la ecuación (7) o (7.1), donde la “masa suministrada real de agua” hace referencia a la masa de agua necesaria para electrolizar la unidad de masa de hidrógeno. En dichas ecuaciones el símbolo “ $m_i$ ” denota masa de la especie “ $i$ ”, el símbolo “ $n$ ” es asignado al número de moles de la especie “ $i$ ” y el símbolo “ $PM$ ” denota peso molecular de la especie “ $i$ ”, de forma análoga “ $\dot{m}_i$ ” es el símbolo designado al gasto másico de la especie “ $i$ ” y “ $\dot{n}_i$ ” denota flujo molar de la especie “ $i$ ”. Por otro lado “ $F$ ” es el símbolo reservado a la constante de Faraday (la cual asume un valor de 96485,33212 C/mol).

Precisado lo anterior y considerando el caudal de agua de red que ha de ser purificada en el estado inicial, se seleccionarán los tres dispositivos que conforman el subsistema de purificación de agua, los cuales son (orden de aparición según el sentido de avance del agua en la instalación): suavizador de agua de red, sistema de filtración de ósmosis inversa (RO) y electrodesionizador (EDI). Cada uno de estos dispositivos presenta un rango admisible de los parámetros del agua de entrada (presión, caudal, e impurezas). Asimismo, tanto el dispositivo de RO como el EDI generan un caudal de rechazo o concentrado, a partir del cual evacúan las impurezas del sistema, por lo que el caudal de agua en los diferentes tramos del subsistema variará. El cálculo del caudal en cada tramo de dicho subsistema en los estados inicial y nominal se realizará considerando la tasa de retorno “ $TR_i$ ” de cada dispositivo “ $i$ ”, para lo cual se emplearán el grupo de ecuaciones (8), mientras que el estado máximo viene determinado por aquel dispositivo que presente el menor valor del caudal máximo que puede purificar.

$$\dot{\phi}_{inicial}^{entrada,purificación} = \dot{\phi}_{nominal}^{electrolizador} * (TR_{RO} * TR_{EDI})^{-1} \quad (8)$$

$$\dot{\phi}_{nominal}^{entrada,purificación} = (\dot{\phi}_{nominal}^{electrolizador} - \dot{\phi}_{recirculado}^{electrolizador}) * (TR_{RO} * TR_{EDI})^{-1} \quad (8.1)$$

$$\dot{\phi}_{inicial}^{entrada,EDI} = \dot{\phi}_{inicial}^{entrada,purificación} * TR_{RO} \quad (8.2)$$

$$\dot{\phi}_{nominal}^{entrada,EDI} = \dot{\phi}_{nominal}^{entrada,purificación} * TR_{RO} \quad (8.3)$$

Una vez determinado el caudal de agua en cada punto de funcionamiento y en cada tramo del subsistema de purificación se procederá a determinar la presión “p” que ha de presentar el caudal de agua en dichos tramos, lo cual es función del valor del propio caudal de agua. Asumiendo que la presión necesaria para el filtrado es directamente proporcional al caudal trasegado, la presión de diseño a la entrada de cada dispositivo de purificación se calculará de acuerdo con las ecuaciones (9) y (9.1) en función del estado de funcionamiento. Por otro lado, la presión de salida de cada dispositivo de purificación se calculará como la presión resultante de restar a la presión de diseño la caída de presión definida para cada dispositivo que, en caso de estar comprendida dentro de un rango de valores o de indicarse como valor único<sup>7</sup>, se calculará según la ecuación (9) o (9.1), respectivamente, donde el término “presión” se sustituirá por el término “caída de presión”, salvo en el caso del sistema de RO, en el que se asume que las pérdidas de carga son constantes.

$$p_{diseño,i} = \frac{p_{máxima} - p_{mínima}}{\phi_{máximo} - \phi_{mínimo}} * \phi_{diseño,i} \quad (9)$$

$$p_{diseño,i} = \frac{\phi_{diseño,i}}{\phi_{diseño,k}} * p_{diseño,k} \quad (9.1)$$

Donde los valores de presión y caudal máximo y mínimo son facilitados en la ficha técnica de los dispositivos seleccionados, el subíndice “i” hace referencia al dispositivo del subsistema de purificación cuya presión de entrada está siendo calculada y donde el subíndice “k” hace referencia a los valores de caudal y de presión admisibles que han sido facilitados como un solo valor y no un rango de valores.

Una vez calculados los parámetros del agua en cada tramo del subsistema de purificación de agua y en cada estado de funcionamiento definido se procederá a dimensionar el sistema de almacenamiento de agua de red.

### 3.2.5.2. Dimensionamiento del depósito de agua de red

La capacidad del depósito de agua de red “ $\phi$ ” será dimensionada para ser capaz de dar suministro a la planta de electrólisis, operando ésta en estado nominal, durante un determinado número de días de autonomía (considerando el tiempo diario nominal de funcionamiento “t” y el caudal de agua nominal que es consumido en el proceso “ $\dot{\phi}$ ”) y considerando un determinado factor de seguridad “f” (ver ecuación (10)).

$$\phi_{depósito,calculado} = \dot{\phi}_{agua consumida} * t_{operación,día} * N^{\circ} días_{autonomía} * (1 + f_{seguridad}) \quad (10)$$

Realizada esta primera aproximación del volumen del depósito se procederá a seleccionar aquella compañía cuyos productos mejor se ajusten a la capacidad de diseño (atendiendo también a las prestaciones que ofrece). Seleccionada ésta se procederá a diseñar el depósito, para lo cual se asumirá una geometría cilíndrica y se aplicará la ecuación (11), la cual representa la fórmula para calcular el volumen de un objeto cilíndrico a partir de su altura “H” y el diámetro de sus bases “D”. En dicho cálculo se considerará que el principal criterio de diseño es que el depósito presente una elevada superficie lateral a fin de posibilitar el acople de múltiples grupos de bombeo.

$$\phi_{depósito,total} = H_{total} * \pi * \frac{D_{depósito}^2}{4} \quad (11)$$

<sup>7</sup> Deberá consultarse la ficha técnica de cada dispositivo una vez seleccionado éste.

A continuación, se procederá a explicar el modo de regulación de los parámetros del agua, de lo que dependerá el diseño y el dimensionamiento de los diferentes dispositivos involucrados en el proceso.

### 3.2.5.3. Regulación de los parámetros del agua

El modo en que se llevará a cabo la regulación del punto de funcionamiento según el tramo de la instalación y el estado de carga del electrolizador será descrito a continuación. Convencionalmente, la regulación de las instalaciones hidráulicas ha consistido en mantener constante un valor de presión, de caudal o seguir una curva de consigna aguas abajo del punto de máxima altura o presión. Dicha regulación se ha efectuado bien mediante bombas de velocidad fija y válvulas de control, calderines o ambos; bien mediante bombas de velocidad variable, transductores de presión, de caudal o ambos; o bien mediante sistemas mixtos de bombas fijas y variables. A diferencia de los casos anteriores, en esta aplicación debe modificarse tanto la curva de la bomba como la curva de consigna para que ambas intersequen en el punto de funcionamiento deseado, donde la velocidad de giro de la bomba se modificará para regular la presión del agua y el grado de apertura de la válvula motorizada (VM) para ajustar el caudal trasegado al caudal demandado en cada momento.

Asimismo, en aquellos tramos de la instalación en que la presión aguas arriba de un cierto dispositivo sea demasiado elevada deberá disponerse de una válvula reductora de presión que, para el caudal que ha sido establecido mediante los grupos de bombeo, reduzca la presión a su salida a los valores de diseño.

### 3.2.5.4. Dimensionamiento de los grupos de bombeo de agua de red

El primer grupo de bombeo, también llamado grupo de impulsión en el presente TFM, tiene por objeto suministrar el caudal total de agua de red demandado por el subsistema de purificación en cada momento a la presión definida por las pérdidas de carga en la tubería de impulsión, la altura de columna de agua en la aspiración del depósito y la presión de operación del primer dispositivo del sistema de purificación de agua, es decir, del dispositivo de suavizado del agua. La bomba seleccionada debe ser capaz de operar entre el estado máximo y el estado nominal de la instalación, sumando a las presiones de diseño calculadas a la entrada del suavizador las pérdidas de carga en la línea de impulsión, las cuales deben ser compensadas por la altura de bombeo.

Las pérdidas de carga por fricción en las conducciones “ $h_f$ ” serán calculadas mediante la ecuación de Darcy-Weisbach (ver ecuación (12)), donde “ $f$ ” es el factor de fricción, el cual será calculado mediante un proceso iterativo basado en la ecuación de Colebrook-White (ver ecuación (12.1)) para lo que deberá asumirse un valor inicial de dicho factor de fricción; donde la rugosidad relativa “ $\epsilon_r$ ” se calculará según la ecuación (12.2) siendo “ $\epsilon$ (PE- 100)” la rugosidad absoluta del polietileno de alta densidad; donde el número de Reynolds “ $Re$ ” se calculará según la ecuación (12.3), siendo “ $\mu$ ” la viscosidad dinámica del fluido; donde el diámetro de las conducciones “ $D$ ” se ha estimado igual al diámetro nominal interior “ $DN$ ” de tubería más próximo al valor del diámetro exterior de los colectores de impulsión de las bombas seleccionadas, el cual depende del espesor de dichas tuberías y del diámetro nominal de las mismas (ver ecuación (12.3.2)), y; donde la longitud estimada “ $L$ ” es igual a la longitud real del trazado de la línea de impulsión más un determinado porcentaje de mayoración que equivale a contabilizar las pérdidas menores en los diferentes elementos de la línea, como codos y válvulas.

$$h_{1-2} = \frac{8 * f * L_{equivalente}}{\pi^2 * D^5 * g} * \dot{V}_{1-2}^2 \quad (12)$$

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 * \log\left(\frac{\varepsilon_r}{3,7} + \frac{2,51}{Re*\sqrt{f}}\right) \rightarrow f_{i+1} = \frac{1}{\left(-2*\log\left(\frac{\varepsilon_r}{3,7} + \frac{2,51}{Re*\sqrt{f_i}}\right)\right)^2} \quad (12.1)$$

$$\varepsilon_r = \frac{\varepsilon}{D}; \varepsilon(PE - 100) = 0,1mm \quad (12.2)$$

$$Re = \frac{\rho*v*D}{\mu(T)}; \mu(20^\circ C) = 0,001003kg/(m * s); \rho = 1000kg/m^3 \quad (12.3)$$

$$v = \frac{v}{\text{Área}_{tubería}} \quad (12.3.1)$$

$$D = D_{interior} = DN - 2 * e \quad (12.3.2)$$

Calculadas las pérdidas de carga en los estados máximo y nominal se procederá a obtener la altura de bombeo “H<sub>B</sub>” necesaria en sendos estados, para lo cual se planteará la ecuación de Bernoulli entre la aspiración de la bomba y la entrada al suavizador de agua (ecuación (13)).

$$H_B(mca) = \frac{p_{suavizador}}{\gamma} + h_{1-2} + h_{aspiración} - Z_1 \quad (13)$$

Donde el término “h<sub>1-2</sub>” denota las pérdidas de carga entre la descarga de la bomba “1” y la admisión del suavizador “2”, “h<sub>aspiración</sub>” denota las pérdidas de carga en la conducción de aspiración, “Z<sub>1</sub>” se corresponde con la altura relativa de la superficie del agua respecto a la aspiración de la bomba y el término de presión en el suavizador hace referencia a la presión de diseño calculada en los estados máximo e inicial pero expresada ésta en metros de columna de agua (mca).

Conocidos el caudal de agua de red a trasegar y la altura de bombeo necesaria en ambos estados de operación, se procederá a seleccionar el modelo comercial de bomba hidráulica de velocidad variable que permita un mejor ajuste del punto de operación. Tras esto se comprobará que no se produzca el fenómeno de cavitación. A tal fin se deberá cumplir la condición indicada en la expresión (14): la altura de aspiración neta positiva (NPSH) disponible a la entrada de la bomba debe ser superior a la NPSH requerida en el punto de funcionamiento de ésta para evitar la cavitación.

$$NPSH_{disponible} = P_{atmosférica} + Z_{superficie,agua} - P_{vapor}(T) - h_{pérdidas,aspiración} > NPSH_{requerida} \quad (14)$$

### 3.2.5.5. Dimensionamiento de la válvula motorizada de regulación del caudal a la salida del primer grupo de bombeo

El procedimiento para obtener el valor de caudal en los posibles estados de funcionamiento definidos ya ha sido determinado, así como también lo ha sido el procedimiento para calcular la presión de diseño. Conocidos dichos valores de caudal se procederá a seleccionar aquella válvula motorizada (VM) que mejor se ajuste a los parámetros de operación. Para ello, deberá comprobarse que dicha válvula pueda operar bajo el régimen de funcionamiento definido. En dicha comprobación se calculará el grado de apertura de la válvula “θ” en función del caudal trasegado “φ̇”. Con este objetivo se planteará la ecuación de Bernoulli entre la entrada “1” y la salida de la válvula “2” (grupo de ecuaciones (15)) considerando que la presión del agua entre la entrada y la salida de la VM no varía y que por tanto la presión del agua es igual a la altura de bombeo suministrada. Esta asunción se ha tomado ya que en el propio cálculo de la altura de bombeo se han considerado las pérdidas de presión en la línea de impulsión, cuya suma total es superior a las posibles pérdidas de carga en la VM. También se han considerado nulas las pérdidas en la conducción existente entre la descarga de la bomba y la VM dada su reducida

longitud. Una vez calculada la resistencia hidráulica “ $R_v$ ” de la VM se estudiarán diversos modelos de válvulas comerciales cuyo grado de apertura para la resistencia calculada permita la regulación del caudal “ $\dot{\phi}$ ” en los estados de funcionamiento definidos (grupo de ecuaciones (16), donde se despreciará la contribución del término cinético).

$$z_1 + \frac{p_1}{\gamma} + \frac{v_1^2}{2 \cdot g} + H_B = z_2 + \frac{p_2}{\gamma} + \frac{v_2^2}{2 \cdot g} + h_{1-2} + R_v * \dot{\phi}_{VM}^2 \quad (15)$$

$$H_B = R_v * \dot{\phi}_{VM}^2 = h_v \quad (15.1)$$

$$\dot{\phi}_{VM} = K_v(\theta) * \sqrt{h_v} \rightarrow K_v(\theta) = \frac{\dot{\phi}_{VM}}{\sqrt{h_v}} \quad (16)$$

$$\left. \begin{array}{l} h_v = R_v * \dot{\phi}_{VRP}^2 \\ \dot{\phi}_{VM} = K_v(\theta) * \sqrt{h_v} \end{array} \right\} \rightarrow R_v = \frac{1}{K_v(\theta)^2} \quad (16.1)$$

Donde se observa que la  $R_v$  depende del factor de caudal de la VM “ $K_v(\theta)$ ”, que a su vez es función de su grado de apertura “ $\theta$ ”. La determinación del grado de apertura de las válvulas se realizará mediante el empleo de una gráfica (o tabla) que relaciona el grado de apertura de la válvula y la relación entre el factor de caudal calculado en las condiciones de operación definidas y el factor de caudal a válvula abierta ( $K_{v0} = K_v(\theta=100\%)$ ), dato facilitado por el fabricante.

### 3.2.5.6. Dimensionamiento de las válvulas reductoras de presión

Continuando con el dimensionamiento y diseño del control de los parámetros del agua, los siguientes dispositivos que se instalarán en el sistema de suministro de agua purificada con este fin son las válvulas reductoras de presión (VRP). El tramo concreto donde éstas se instalarán será indicado en el caso de aplicación.

A la hora de seleccionar el modelo comercial de la VRP se calculará, en primer lugar, el punto de operación de ésta en el estado máximo a partir de los grupos de ecuaciones (15) y (16), donde el subíndice “VM” será sustituido por el de “VRP”, considerando el caudal máximo definido previamente y la diferencia de presión que debe presentarse entre la entrada y la salida de la VRP. Conocido el punto de operación más restrictivo (máximo) se procederá a seleccionar un modelo de válvula comercial y se comprobarán los parámetros de operación en los otros dos estados de funcionamiento.

Posteriormente se comprobará que las VRP no cavitan, para lo cual se hará uso de una gráfica que relaciona la velocidad del fluido en la VRP y la caída de presión en ésta (ver figura 22).

### 3.2.5.7. Dimensionamiento del depósito de agua purificada

A la hora de calcular la capacidad de dicho depósito han de definirse los caudales de entrada y de salida. Tal y como se indicó en el modo de operación desacoplado el caudal de entrada será igual al caudal calculado en el estado máximo mientras que el caudal de salida coincidirá con el caudal demandado por el electrolizador, el cual varía dentro del rango determinado por el punto de operación del PEMEL a potencia máxima y a potencia mínima. De lo anterior se observa que el caudal de salida siempre es inferior al caudal de entrada, por lo que la capacidad del depósito deberá determinarse en base a criterios como el tiempo requerido de paro del sistema de purificación o del sistema de bombeo, es decir, en base al tiempo deseado de autonomía. Así pues, se realizará una estimación del tiempo de autonomía requerido (caudal de entrada nulo) y se calculará el volumen necesario mediante la ecuación (10) sin considerar ningún factor de



seguridad y donde el número de días es igual a 1. Calculado el volumen del depósito se procederá a la selección del modelo comercial cuyo volumen mejor se ajuste al calculado y cuyas prestaciones lo hagan apto para el almacenamiento de agua pura.

Por otro lado, en condiciones normales de operación (lo cual excluye las paradas técnicas por mantenimiento, reparación o limpieza), el sensor de nivel mínimo de agua en el interior de dicho depósito “ $H_{\text{mínimo}}$ ” dará señal al sistema de impulsión de reanudar el funcionamiento cuando el nivel del agua alcance dicho límite inferior. Este nivel mínimo de agua será definido en base al tiempo máximo de llenado deseado (ver ecuación 17), el cual puede depender del tiempo máximo de operación de la bomba de impulsión en caso de no poder trabajar ésta de forma continua. El tiempo máximo de llenado del depósito se define como el tiempo transcurrido desde que el nivel de agua en su interior se encuentra en el límite inferior hasta que alcanza su límite superior, asumiendo que entra en él el máximo caudal posible de agua purificada desde el EDI y sale el máximo caudal demandado por el PEMEL (potencia nominal). Lo anterior queda expresado de forma matemática en las ecuaciones (17) y (17.1). La ecuación (17.2) permite calcular el nivel mínimo de agua a partir de las condiciones impuestas, mientras que la ecuación (18) permite obtener el tiempo mínimo de reposo de las bombas de impulsión y del subsistema de purificación (y del correspondiente sistema de control), el cual corresponde al tiempo que transcurre en alcanzar el nivel mínimo de agua en el interior del depósito desde su estado lleno cuando el caudal de agua a la entrada del mismo es nulo y el caudal de salida es igual al demandado por el electrolizador en el estado de carga nominal estacionario.

$$t_{\text{máximo,llenado}} = \frac{V_{\text{vacío}}}{\dot{\varphi}_{\text{máximo,EDI}}^{\text{salida}} - \dot{\varphi}_{\text{máximo,depósito}}^{\text{salida}}} \quad (17)$$

$$\varphi_{\text{vacío}} = \pi * \frac{D_{\text{depósito}}^2}{4} * (H_{\text{total,depósito}} - H_{\text{mínimo}}) \quad (17.1)$$

$$H_{\text{mínimo}} = H_{\text{total,depósito}} - \frac{t_{\text{máximo,llenado}} * (\dot{\varphi}_{\text{máximo,EDI}}^{\text{salida}} - \dot{\varphi}_{\text{máximo,depósito}}^{\text{salida}})}{\pi * \frac{D_{\text{depósito}}^2}{4}} \quad (17.2)$$

$$t_{\text{mínimo,reposo}} = \frac{\varphi_{\text{vacío}}}{\dot{\varphi}_{\text{máximo,depósito}}^{\text{salida}}} \quad (17.3)$$

$$\varphi_{\text{vacío}} = \varphi(\text{lleno}) - \varphi(\text{nivel mínimo}) \quad (17.4)$$

### 3.2.5.8. Dimensionamiento del grupo de bombeo de circulación de agua purificada

Previamente al desarrollo del dimensionamiento del segundo grupo de bombeo, ubicado a la salida del depósito de agua purificada, huelga indicar que la bomba del sistema de RO está instalada por defecto en el propio sistema de RO, por lo que no será necesario realizar su dimensionamiento.

La función de la bomba de circulación es la de suministrar el caudal de agua purificada demandado por el electrolizador sin superar la presión máxima admisible por éste. En concreto, se ha optado por mantener constante la altura de bombeo proporcionada por dicha bomba, de este modo la regulación del caudal suministrado mediante el control del grado de apertura de las VM es más sencillo.

La altura de bombeo será determinada de modo análogo a como se procedió con las bombas de impulsión considerando, en este caso, que la presión del agua suministrada será constante independientemente del caudal trasegado.

Por otra parte, las VM deberán operar según un régimen de funcionamiento diferente al definido para la instalación aguas arriba del depósito de agua purificada. En este caso operarán



con una presión del agua de entrada fija (proporcionada por la bomba de circulación), una presión de salida variable, pero siempre inferior a la máxima presión admisible por el PEMEL, y un caudal de agua directamente proporcional al caudal demandado por el PEMEL. Posteriormente se comprobará el punto de funcionamiento de las VM en base a los estados de funcionamiento definidos, de modo análogo a como se procedió en el dimensionamiento de la VMO.

### 3.2.6. Dimensionamiento del sistema de refrigeración del PEMEL

En primer lugar, debe indicarse que, si bien el modelo de sistema de electrólisis comercial seleccionado permite incluir el sistema de refrigeración de los apilamientos, se ha considerado de interés ilustrar su proceso de dimensionamiento, lo que permitirá conocer los valores esperados de las variables de operación en los diferentes regímenes de funcionamiento de la planta.

La temperatura necesaria para hacer posible la reacción electroquímica puede ser proporcionada mediante una fuente externa de calor o, como en el caso de los PEMWE, proporcionado por la propia energía eléctrica suministrada al proceso, a tal fin el potencial eléctrico aplicado debe ser superior al potencial termoneutro [39]. El modelo térmico de una sola celda de electrólisis tipo PEM puede diseñarse de forma sencilla a la par que precisa. Por ejemplo, el modelo propuesto en [40] considera cuatro fuentes de calor: la propia reacción química (aumento en la entropía), la termodinámica de los compuestos químicos (gases y agua), la temperatura exterior (considerada constante) y el efecto Joule introducido por la corriente eléctrica (cuyo efecto es despreciado). A continuación, y a modo ilustrativo, se reproduce la ecuación empleada en dicho modelo (ver ecuación (19)).

$$C_p * \frac{d(T - T_{ambiente})}{dt} = (V_{celda} - E_{tn}^{\circ}) * I - h * (T - T_{ambiente}) \quad (19)$$

Donde “ $E_{tn}^{\circ}$ ” denota el potencial termoneutro de la reacción de electrólisis, “ $V_{celda}$ ” indica la diferencia de potencial eléctrico de la celda de electrólisis, mediante el símbolo “ $I$ ” se designa la corriente eléctrica que es suministrada a la celda, “ $h$ ” es la entalpía específica de las especies involucradas en el proceso (no confundir con la pérdida de carga en circuitos hidráulicos), “ $C_p$ ” es el calor específico de dichas especies y “ $T_i$ ” es la temperatura en las condiciones “ $i$ ” consideradas.

El comportamiento térmico de un apilamiento de celdas de electrólisis (anteriormente denominado módulo) depende de cada celda individual y del flujo de calor entre ellas y hacia otros focos (como el ambiente o los flujos de agua y gas), de modo que su modelización es mucho más compleja y su análisis escapa al alcance del presente trabajo. No obstante, la mayor parte de los estudios consultados [40], [41], [42], [43], [44], modelizan el comportamiento térmico del electrolizador según el modelo “macro-homogéneo” o “de capacitancia térmica agrupada”, según el cual el electrolizador es tratado como una única “capacitancia térmica” ( $C_p$ ) cuya temperatura es considerada homogénea. El modelo propuesto en dichos estudios difiere ligeramente de unos a otros en base al volumen de control definido y al modo en que la contribución térmica de cada especie o fuente térmica involucrada es calculada. La expresión que se ha decidido emplear en el presente trabajo, debido a su mayor sencillez y precisión, es mostrada en la ecuación (20) y se basa en los modelos propuestos en [41] y en [42], donde el volumen de control definido consiste en el apilamiento o “stack”, con su salida y entrada de agua, la salida de gases y la entrada y salida del circuito de refrigerante, que se asumirá mecanizado en las BP. En el grupo de ecuaciones (21) se ilustra el cálculo de las diferentes variables involucradas en la ecuación (20).

$$C_p * \frac{dT}{dt} = \dot{Q}_{stack} + \dot{Q}_{agua,entrante} - \dot{Q}_{refrigeración} - \dot{Q}_{ambiente} - \sum_i^n \dot{n}_i * dh_i \quad (20)$$

$$\dot{Q}_{stack} = N_{celdas} * (V_{celda} - E_{tn}^{\circ}) * I_{celda/stack} \quad (21)$$

$$\dot{Q}_{ambiente} = h * A_{stack} * (T_{operación} - T_{ambiente}); h = h_0 + K * I_{celda/stack} \quad (21.1)$$

$$\dot{Q}_{ambiente} = \frac{1}{R_T} * (T_{operación} - T_{ambiente}) \quad (21.1.1)$$

$$\dot{Q}_{agua,entrante} = \dot{n}_{H_2O}^{ent} * C_{P,H_2O}(T) * (T_{H_2O}^{ent} - T_{operación}) \quad (21.2)$$

$$\dot{Q}_{agua,entrante} = \dot{n}_{H_2O,consumida}^{ent} * C_{P,H_2O}(T) * (T_{red} - T_{operación}) + \dot{n}_{H_2O,no\ consumida}^{ent} * C_{P,H_2O}(T) * (T_{entrada} - T_{operación}) \quad (21.2.1)$$

$$\dot{Q}_{refrigeración} = U * A_{intercambiador} * LMTD = U * A_{inter.} * \frac{\Delta T_A - \Delta T_B}{\ln(\Delta T_A) - \ln(\Delta T_B)} \quad (21.3)$$

$$\sum_i^n \dot{n}_i * dh_i = \dot{n}_{H_2} * C_{P,H_2}(T) * (T_{operación} - T_{ambiente}) + \dot{n}_{O_2} * C_{P,O_2}(T) * (T_{operación} - T_{ambiente}) + \dot{n}_{H_2O,no\ consumida} * C_{P,H_2O}(T) * (T_{operación} - T_{ambiente}) \quad (21.4)$$

$$\left. \begin{aligned} C_{P,H_2}(T) &= 29,11 - 1,92 * 10^{-3} * T + 4 * 10^{-6} * T^2 - 8,7 * 10^{-10} * T^3 \\ C_{P,O_2}(T) &= 25,48 + 1,52 * 10^{-2} * T - 7,16 * 10^{-6} * T^2 + 1,31 * 10^{-9} * T^3 \end{aligned} \right\} \quad (21.4.1)$$

Siendo " $\dot{Q}_{stack}$ " la potencia térmica generada en el electrolizador asociada a la generación de entropía en la reacción de electrólisis de agua (pese a que dicha reacción es endotérmica), " $\dot{Q}_{agua,entrante}$ " la carga térmica introducida al sistema o disipada por el flujo de agua introducido en él a la temperatura " $T_{H_2O,entrada}$ " (asumiendo que no se produce el cambio de fase líquido-gas) y donde se ha asumido que el caudal de agua purificada y el caudal de agua no consumida en el proceso y recirculada al electrolizador no se mezclan antes del proceso, " $\dot{Q}_{refrigeración}$ " es la potencia térmica evacuada del sistema mediante el fluido refrigerante que circula por el circuito mecanizado en las BP de los apilamientos, " $\dot{Q}_{ambiente}$ " es el término de la potencia térmica del sistema evacuada hacia el entorno (bien mediante convección natural o bien mediante convección forzada) y donde el último término contabiliza la pérdida de potencia térmica debida a la variación de entalpía del flujo de los gases producidos en la electrólisis de agua y del flujo de agua no consumida en la reacción, asumiendo que éstos abandonan el electrolizador a la temperatura de operación " $T_{operación}$ " y que el mínimo nivel térmico que puede alcanzar el sistema es la temperatura ambiente " $T_{ambiente}$ ", considerada ésta constante. En el grupo de ecuaciones (21) se ilustra el método para calcular cada uno de dichos términos, donde se asume que todas las celdas del apilamiento o "stack" se encuentran conectadas en serie, siendo la intensidad eléctrica que recorre el apilamiento igual a la intensidad que recorre cada celda " $I_{celda/stack}$ ", donde el coeficiente de convección "h" puede estimarse constante e independiente de la intensidad eléctrica " $h_0$ " o dependiente de ésta según un parámetro de proporcionalidad " $h_0 + K * I_{celda/stack}$ ", siendo " $A_{inter.}$ " el área de intercambio de calor entre las corrientes de entrada y de salida, donde el término "U" denota el coeficiente de transferencia térmica del intercambiador y donde el término de diferencia media de temperatura logarítmica "LMTD" evalúa el incremento de temperatura entre la corriente "fría" y la corriente "caliente" entre la entrada "A" y la salida "B" del intercambiador (válido para el estado estacionario con fluidos que no experimentan cambio de fase y en intercambiadores de equicorriente o contracorriente).

A la hora de dimensionar el sistema de refrigeración se asumirá constante la temperatura de operación (con lo que el término de acumulación de calor se anulará " $dT=0$ ", es decir, se considera el estado estacionario del electrolizador) y donde el término de pérdidas de calor hacia el ambiente representará la potencia que deba presentar el sistema de ventilación

complementario al sistema de refrigeración. En la ecuación (22) se resumen todas las consideraciones planteadas en el cálculo del calor a evacuar del electrolizador “ $\dot{Q}_{evacuar}$ ”.

$$\dot{Q}_{evacuar} = \dot{Q}_{refrigeración} + \dot{Q}_{ambiente} = N_{celdas} * (V_{celda} - E_{tn}^{\circ}) * I_{celda/stack} + \dot{n}_{H_2O,consumida}^{ent} * C_{P,H_2O}(T) * (T_{red} - T_{operación}) - \dot{n}_{H_2} * C_{P,H_2}(T) * (T_{operación} - T_{ambiente}) - \dot{n}_{O_2} * C_{P,O_2}(T) * (T_{operación} - T_{ambiente}) + \dot{n}_{H_2O,no consumida} * C_{P,H_2O}(T) * (T_{entrada} - T_{salida}) \quad (22)$$

Siendo “ $N_{celdas}$ ” el número de celdas que conforman el apilamiento (o en su defecto electrolizador).

Por otro lado, el caudal de oxígeno producido es igual a la mitad del caudal de hidrógeno, lo cual se deduce de la ley de la electrólisis de Faraday y de la relación estequiométrica entre el hidrógeno y el oxígeno de la reacción de electrólisis. Así pues, únicamente resta determinar el resto de los parámetros que afectan al cálculo de la carga térmica introducida al volumen de control por el caudal de agua. Para ello y en tanto que no se dispone de información técnica al respecto, se asumirá que los caudales de agua no consumida recogidos en los separadores de hidrógeno y oxígeno son recirculados de forma conjunta al interior del electrolizador, por lo que el caudal de agua a refrigerar será igual al caudal total de agua no consumida (ver grupo de ecuaciones (7)).

Asimismo, se ilustra en la ecuación (23) una fórmula aproximada y alternativa a la ecuación (22) que permite calcular, con bastante precisión y en función de la eficiencia eléctrica “ $\eta_{eléctrica}$ ” del sistema, el calor que es necesario evacuar del PEMEL.

$$\dot{Q}_{evacuar} = \dot{Q}_{refrigeración} + \dot{Q}_{ambiente} \approx (1 - \eta_{eléctrica}) * P_{PEMEL} \quad (23)$$

Siendo “ $P_{PEMEL}$ ” la potencia eléctrica total absorbida por el PEMEL.

### 3.3. Diseño y dimensionamiento de la central PV

El diseño y dimensionamiento de la central fotovoltaica abarca todos los dispositivos y sistemas que la conforman: paneles PV, estructuras soporte, seguidores solares (si procede), inversores MPPT, centros de transformación, subestación eléctrica no transporte, líneas eléctricas, sistemas de protección eléctrica y sistemas de control. No obstante, y previamente a éste se desarrollará un apartado en el que se describirá el marco legislativo/normativo que afecta a la operación conjunta de la planta PEMWE y de la central PV.

#### 3.3.1. Localización de la central PV

Considerando lo expuesto en el apartado dedicado a la definición del marco legislativo/normativo y teniendo en cuenta las circunstancias del entorno que rodea al emplazamiento de la planta PEMWE se determinará la ubicación idónea de la central PV.

#### 3.3.2. Dimensionamiento del campo fotovoltaico

El sistema de campo fotovoltaico está conformado por el conjunto de paneles solares fotovoltaicos conectados en serie entre sí, formando ramas o “strings”, y la asociación en paralelo de dichas ramas con los inversores con seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT). En el presente trabajo, el fin último del generador solar consiste en suministrar la potencia eléctrica demandada por la planta de electrólisis para producir hidrógeno (y oxígeno), aplicación conocida como “Power-to-gas”, y no en la aplicación convencional de generación de potencia eléctrica y su posterior inyección a la red. Como apunte, al proceso inverso, o conversión de la energía química en electricidad, se le conoce como “Gas-to-power”, por lo que, de provenir dicha energía química de un proceso “Power-to-gas”, al proceso global se le denominaría “Power-to-power”.

A continuación, se expondrá el procedimiento a seguir en el dimensionamiento de la potencia de pico del campo fotovoltaico y en el cálculo de la energía generada por éste. Para ello y en primer lugar se determinará si la instalación contará con seguidor solar o no y, en caso afirmativo, se determinará el tipo de seguidor y el ángulo de inclinación de los paneles fotovoltaicos que optimice la producción solar. A tal fin se hará uso del software PVGIS y su base de datos PVGIS-SARAH. Posteriormente, se calcularán o estimarán las pérdidas energéticas en el proceso de captación solar, así como las pérdidas de eficiencia en los procesos de conversión de la potencia generada entre la salida de los módulos PV y la entrada al sistema de electrólisis. Seguidamente, las variables irradiancia solar “G” (no confundir con la energía libre de Gibbs) e irradiación solar “H” (no confundir con entalpía), serán obtenidas, también, mediante dicho software. En concreto se estimarán los valores medios diarios de dichas variables para cada mes del año. Tras lo cual y en base a las condiciones de producción del periodo de referencia considerado y a la potencia de pico de los PEMEL y del conjunto de BoP se determinará el número mínimo de paneles fotovoltaicos para generar la potencia demandada.

Puesto que la potencia generada por los paneles fotovoltaicos depende de la irradiancia solar incidente, se observará una gran variación entre la potencia total generada en los meses estivales y en los meses invernales, lo cual supondrá la obtención de diferentes resultados según el periodo del año tomado como referencia en los cálculos efectuados. De este modo, en invierno se necesitará de una mayor potencia total instalada que en los meses de verano. Por último, deberá seleccionarse el tipo de inversor MPPT a emplear y el modelo comercial elegido, el cual determinará el modo de asociación de los paneles PV en el campo PV. Asimismo, deberá diseñarse la distribución espacial de dichos módulos de modo que se eviten, en la medida de lo posible, las pérdidas por sombreado parcial o total de unos módulos sobre otros y se minimice la longitud de las líneas eléctricas.

#### 3.3.2.1. Justificación del uso de seguidor solar

A la hora de justificar el uso o no de un sistema de seguimiento solar se empleará el software PVGIS, mediante el cual es posible obtener la producción fotovoltaica anual de una determinada instalación PV en 4 supuestos diferentes: instalación fija, con seguidor solar E-O de eje vertical, con seguidor solar E-O de eje inclinado o con seguimiento solar en dos ejes (E-O y N-S). En base a los resultados obtenidos para la simulación realizada se determinarán las causas que conlleven la utilización o no del sistema de seguimiento solar.

#### 3.3.2.2. Selección del modelo comercial de panel PV

Una vez determinado el tipo de central PV (fija o con seguimiento solar), es preciso determinar el modelo comercial de panel fotovoltaico que se utilizará en el generador fotovoltaico, ya que en función de sus parámetros de operación y características técnicas se determinarán, entre otros, las pérdidas de eficiencia, el número de módulos PV necesarios, el número de módulos PV por rama y el número total de ramas. La selección de dicho panel PV se realizará atendiendo a criterios de eficiencia y potencia de pico, a fin de minimizar el número total de paneles necesarios y por ende la superficie ocupada por éstos y de minimizar las pérdidas energéticas en el proceso PV.

#### 3.3.2.3. Cálculo de pérdidas que afectan a la determinación de la potencia de pico de la central PV

Huelga indicar que no es objeto del presente trabajo realizar una descripción pormenorizada de aquellos aspectos de la instalación fotovoltaica relativos a las pérdidas de eficiencia de la instalación, a la relación entre la irradiación solar sobre una superficie y la latitud, orientación e inclinación de la misma, ni del cálculo de la irradiación solar disponible, pues éstos ya fueron analizados en el TFG precedente a este TFM [45], además, la repetición de dicho proceso resultaría redundante y limitaría la extensión de aquellos apartados dedicados a nuevos

conceptos. Por todo ello, sólo serán descritos con mayor detalle aquellos parámetros y variables no introducidos en el citado TFG. En el caso de aplicación se realizará la estimación de la mayoría de las pérdidas de rendimiento, mientras que en el presente apartado se indicarán las ecuaciones empleadas en el cálculo de aquellas pérdidas de rendimiento que no han sido estimadas:

- Pérdidas por funcionamiento en condiciones diferentes a las condiciones estándar (STC): el rendimiento del módulo PV indicado en la ficha técnica del fabricante es obtenido en las condiciones de diseño de operación, de este modo, cuando la temperatura de operación de la celda y la irradiancia incidente “G” difieren de los valores nominales y estándar, respectivamente, el rendimiento del módulo también varía proporcionalmente al parámetro “ $k_T$ ”.

$$T_{celda}(T_{amb}, G) = T_{amb} + \frac{G}{G_{STC}} * \left( \frac{NOCT - T_{NOCC}}{G_{NOCC}} \right) \quad (24)$$

$$k_T = 1 + \gamma * (T_{celda} - NOCT) \quad (25)$$

$$Pérdidas_{T_{celda}}(\%) = (1 - k_T) * 100 \quad (26)$$

Nótese que en el caso en que la temperatura de operación de la celda fotovoltaica sea inferior a su temperatura nominal de operación (NOCT), el parámetro “ $k_T$ ” será mayor que la unidad, lo que implica que las pérdidas no sean tales ya que esto supondrá un aumento del rendimiento. Se destaca, una vez más, el hecho de que el valor obtenido mediante este cálculo es un valor aproximado de las pérdidas reales que permitirá realizar el dimensionamiento del resto del sistema. En condiciones reales de operación dicha temperatura será medida con los correspondientes sensores.

- Pérdidas por tolerancia del módulo PV: estas pérdidas se deben a la discrepancia entre la potencia real generada por el panel PV en unas condiciones dadas y la potencia que debiera generar en dichas condiciones. La tolerancia suele ser indicada en la ficha técnica del módulo PV en términos de potencia.

$$Pérdidas_{tolerancia}(\%) = \left( 1 - \left| \frac{\pm Tolerancia}{P_{pico, PV}} \right| \right) * 100 \quad (27)$$

A las pérdidas estimadas y calculadas en el campo fotovoltaico deberán sumarse las pérdidas en las líneas eléctricas, inversores MPPT y transformadores de potencia.

#### 3.3.2.4. Cálculo de la potencia de pico de la central fotovoltaica y del mínimo número de paneles PV necesarios

Conocida la potencia de pico (o nominal) de la planta de electrólisis “ $P_{PEMWE}$ ”, la determinación de la potencia de pico del generador solar es sencilla “ $P_{PV, pico}$ ”, basta con realizar el balance energético entre dicho generador y la planta de electrólisis (ver grupo de ecuaciones (28)), teniendo en cuenta que, cuando la irradiancia solar es suficiente, ésta funciona únicamente con energía solar (con lo que el periodo de funcionamiento “ $t_{funcionamiento}$ ” del sistema de electrólisis coincide con el periodo de generación fotovoltaica).

$$E_{PEMWE} = E_{PV, neta} \rightarrow P_{PEMWE} = P_{PV}(G) * \eta_T \rightarrow P_{PV}(G) = \frac{P_{PEMWE}}{\eta_T} \quad (28)$$

$$P_{PV, pico} = \frac{P_{PV}(G)}{P_{panel PV}(G)} * P_{pico, panel} \rightarrow P_{PV, pico} = N^{\circ} \text{ paneles PV} * P_{pico, panel} \quad (28.1)$$

$$N^{\circ} \text{ paneles PV} = \frac{P_{PV(G)}}{P_{\text{panel PV}(G)}} = \frac{E_{PEMWE}}{E_{\text{panel PV}}} = \frac{P_{PEMWE} * t_{\text{funcionamiento}}}{E_{\text{panel PV}}} \quad (28.2)$$

Donde el término “E<sub>i</sub>” hace referencia a la energía consumida por la planta de electrólisis o generada por la central PV, “η<sub>T</sub>” refleja la eficiencia del generador fotovoltaico una vez determinadas las diferentes pérdidas que afectan a la potencia generada y de los dispositivos de control de potencia instalados entre éste y el sistema de electrólisis. Por otro lado, la producción fotovoltaica media diaria (de un solo panel PV) definida como base de los cálculos depende del periodo del año seleccionado, por lo que se analizará el tamaño del generador solar en base a la producción fotovoltaica media diaria de cada mes del año. El número mínimo de paneles PV necesario en función del periodo de referencia puede calcularse a partir de la ecuación (28.2).

### 3.3.2.5. Configuración del campo PV

Conocido el número total de paneles PV que conformarán el campo PV se deberá proceder, a continuación, a definir el modo en que dichos paneles se asociarán (eléctricamente) y como se distribuirán sobre las estructuras soporte y sobre la superficie disponible.

Los módulos PV pueden asociarse en serie, aumentando la tensión eléctrica, o en paralelo, aumentando la intensidad de corriente eléctrica. El modo de conexión eléctrica de los paneles PV también afecta a la tensión de circuito abierto “V<sub>OC</sub>”, a la intensidad de cortocircuito “I<sub>SC</sub>” y a la potencia generada en el punto de máxima potencia “P<sub>MPP</sub>” de cada agrupación de paneles PV. Existen tres configuraciones habituales [46] en la conexión entre sí de los módulos PV y de éstos con el inversor o controlador:

- Generador solar con inversor central: se compone de “n<sub>P</sub>” ramas en paralelo con “n<sub>S</sub>” módulos PV conectados en serie en cada una de ellas. Dichas ramas se conectan a un único inversor central. El principal inconveniente de este tipo de configuración es la gran longitud de cableado de corriente continua, lo que supone unas pérdidas considerables de rendimiento debido a las caídas de tensión en dichas líneas. Asimismo, esta configuración es más vulnerable a las pérdidas por sombras parciales y por desacople entre módulos. Como ventaja se destaca una mayor eficiencia eléctrica por parte de los inversores centrales respecto a inversores de rama o modulares.
- Generador solar con inversores de rama: cada una de las “n<sub>P</sub>” ramas con “n<sub>S</sub>” módulos PV que componen el generador solar se conectan a sendos inversores de rama, los cuales se hallan, a su vez, conectados entre sí en el lado de corriente alterna, también, en paralelo. Este tipo de configuración permite reducir la longitud de la línea de corriente continua y las pérdidas asociadas. Además, en tanto que cada inversor ajusta el punto de operación en base a las condiciones de insolación de sendas ramas, quedando cada rama “aislada” del punto de operación de las demás, las pérdidas por sombras parciales y por desacople de la corriente generada se ven reducidas, ya que sólo afectan a la rama en cuestión. Estas ventajas pueden suponer que la eficiencia del generador solar sea superior al caso de configuración con inversor central y de hecho son la elección escogida en plantas de elevada potencia [47] aunque el coste de los inversores de rama es superior al de un inversor central.
- Generador solar con inversores modulares: cada módulo PV cuenta con su propio inversor, lo que permite prescindir de la línea de corriente continua. Sin embargo, los inversores modulares presentan una menor eficiencia y han de ubicarse cerca de los módulos PV (a la intemperie) aislados térmicamente de éstos y el coste asociado a su implantación no resulta rentable para instalaciones con un elevado número de módulos PV, aunque ha de indicarse que permiten reducir al máximo los problemas por desacople y sombras parciales.



Una vez seleccionada la configuración del campo fotovoltaico y escogido el modelo de inversor MPPT se determinará el modo de conexión de los paneles PV entre sí y de estos con el inversor. En la ficha técnica de los inversores puede leerse el rango de valores admisibles de intensidad, tensión y potencia. La intensidad admisible determinará el número máximo de ramas en paralelo que es posible conectar a un mismo inversor (ecuación (29)), mientras que el número mínimo y máximo de paneles que pueden ser conectados en serie en cada rama queda determinado por la tensión admisible (ecuación (30)). La potencia máxima del inversor determinará el número total de paneles fotovoltaicos que es capaz de gestionar (ecuación (31)).

$$n_P \leq \frac{I_{SC,inversor}}{I_{SC,PV}(T)} \quad (29)$$

$$\frac{V_{mínimo,inversor}}{V_{mínimo,PV}(T,G)} \leq n_S \leq \frac{V_{OC,inversor}}{V_{OC,PV}(T)} \quad (30)$$

$$n_T = n_P * n_S \leq \frac{P_{máxima,inversor}}{P_{MPP,PV}} \quad (31)$$

Debe tenerse en cuenta que la temperatura de operación de la celda fotovoltaica afecta a los valores de la corriente de cortocircuito, a la tensión de circuito abierto y a la potencia en el punto de máxima potencia (MPP), por lo que en su cálculo deben considerarse aquellas condiciones “más desfavorables”, es decir aquellas condiciones que maximicen los valores obtenidos. En la ficha técnica del fabricante se indican los factores correctores de estos parámetros en base a la temperatura de operación de la celda.

#### 3.3.2.6. Selección de la estructura soporte y disposición de los módulos PV sobre ésta

En función del seguidor solar escogido, y considerando el número total de paneles PV que pueden conectarse a un mismo inversor MPPT se seleccionará aquella estructura soporte que permita maximizar el número de paneles soportados, al tiempo que posibilite un diseño espacial del campo PV más regular/simétrico. Asimismo, será necesario valorar en qué modo se dispondrán los módulos PV sobre la estructura, para lo cual se deberá atender a criterios de producción PV, económicos y técnicos:

- En el aspecto productivo, la disposición vertical de los módulos fotovoltaicos es más restrictiva en cuanto al sombreado parcial del mismo, debido a las sombras proyectadas por las filas de módulos ubicadas frente a estos. Estas sombras impiden que la luz solar incida sobre cierto número de celdas de cada una de las filas de celdas (conectadas en serie eléctricamente) comprometiendo la producción de todo el módulo y por ende de toda la rama. Por el contrario, la disposición de los paneles fotovoltaicos en horizontal supone una menor sensibilidad al sombreado parcial del mismo por parte de la fila de módulos PV precedente en tanto que las celdas sombreadas pertenecen a una misma fila de celdas conectadas en serie, pudiendo operar con normalidad el resto de las filas de celdas.
- En cuanto al aspecto económico, la disposición vertical de los módulos fotovoltaicos implica una menor longitud de la estructura soporte, ya que el lado más corto del panel es aquel que se apoya sobre el riel de la estructura. En el presente caso, el “largo” del panel fotovoltaico es ligeramente superior al doble del “ancho”, por lo que en caso de disponer los módulos en su posición horizontal se necesitaría dos veces más longitud de riel que en la disposición vertical (dos veces más longitud de riel inferior y dos veces más longitud de riel superior).

#### 3.3.2.7. Diseño espacial del campo PV

Una vez determinada la ubicación del emplazamiento, el modelo de panel PV, el modelo de inversor MPPT, el modelo de estructura soporte y la configuración de paneles PV con respecto

al inversor, ha de establecerse la disposición de dichos elementos sobre la superficie disponible, de modo tal que se minimicen, si no se eviten, todas las posibles sombras sobre los módulos PV producidas por elementos circundantes, tales como otros módulos PV, inversores, centros de transformación, antenas pararrayos, muros, árboles, elevaciones del terreno, etc. lo cual, además, condicionará el trazado de las líneas eléctricas. Asimismo, siempre que sea posible, ha de realizarse el diseño espacial de modo tal que se minimice la longitud de las líneas eléctricas a fin de reducir costes y minimizar las pérdidas óhmicas. La separación entre estructuras soporte, considerando los ejes del plano en planta, vendrá determinada tanto por las dimensiones de las propias estructuras, como por la posición relativa del Sol. Para determinar las distancias entre estructuras soporte en los ejes "Y" (Norte-Sur) y "X" (Este-Oeste) del plano de planta se hará uso de la versión de prueba "7.2" del software "PVsyst".

### 3.3.3. Dimensionamiento de la instalación eléctrica de la central PV

En el capítulo dedicado al caso de aplicación se desarrollará la descripción de la instalación eléctrica de la central PV. En el presente capítulo se abordará el proceso de dimensionamiento de los cables de las líneas eléctricas, del sistema de protecciones eléctricas, del sistema de puesta a tierra (PAT) y de los sistemas de conversión de potencia. Sin embargo, no es posible realizar dicho dimensionamiento sin conocer previamente los detalles de cada parte de la instalación, ya que en base a éstos será de aplicación una normativa específica que determinará los parámetros y ecuaciones de cálculo, pero los detalles de la instalación deben ser definidos en el caso de aplicación a partir de los resultados obtenidos en apartados precedentes de dicho capítulo y por lo tanto no es posible definir, en este capítulo, un método general de dimensionamiento que aplicar, posteriormente, al proyecto desarrollado en este TFM.

#### 3.3.3.1. Consideraciones previas al diseño y dimensionamiento de las instalaciones de baja tensión (BT)

Previamente al dimensionamiento de las líneas eléctricas ha de especificarse que tanto a la instalación de corriente continua (DC) como a la instalación de corriente alterna (AC) aguas arriba de los centros de transformación de media tensión (CTMT) de la planta PV les será de aplicación, con carácter general, el "Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión"<sup>8</sup> (en adelante REBT), ya que en el artículo segundo del mismo se indica que el valor límite de tensión eléctrica para que éste sea de aplicación es de 1.000V para instalaciones de corriente alterna y de 1.500V para instalaciones de corriente continua, siendo el valor de tensión nominal del inversor en su lado de alterna de 800V y la tensión nominal en su lado de continua de 1.080V (tal y como se verá en la aplicación del método en el capítulo IV). Por otro lado, en el artículo cuarto del REBT se indica que para valores de tensión nominal en instalaciones de AC comprendidos entre 500V y 1.000V, ambos inclusive, les corresponde la categoría de "tensión especial" de igual modo que a aquellas instalaciones de continua cuyos valores de tensión nominal estén comprendidos entre los 750V y los 1.500V, ambos inclusive, siendo la frecuencia en dichas instalaciones de 50Hz. La clasificación de una instalación eléctrica como instalación de tensión especial implica que deban solicitarse permisos adicionales al órgano competente de la Administración Pública para que autorice su ejecución, cuando, literalmente: "se justifique ante el mismo su necesidad, no se produzcan perturbaciones significativas en el funcionamiento de otras instalaciones y no se menoscabe el nivel de seguridad para las personas y los bienes". La elaboración de tal informe justificativo escapa al alcance del presente TFM. Además, según lo expuesto en la ITC-BT-37, la tensión nominal de dichos cables no será inferior a 1kV.

---

<sup>8</sup> En el presente TFM se ha hecho uso de la versión del REBT actualizada a 28 de abril del año 2.021.



### 3.3.3.2. Dimensionamiento de la instalación y de los cables de las líneas de BT

Una vez definido el esquema de distribución de las líneas de BT y su trazado será necesario determinar el modo de instalación de las líneas y los cables eléctricos empleados en éstas. El proceso de dimensionamiento se explicará, en el presente capítulo, de forma genérica para las líneas de BT de la central PV, el cual será aplicado a las líneas de DC y a las líneas de AC según los parámetros de diseño propios de cada línea.

En primer lugar, será necesario definir el modo de instalación de las líneas eléctricas. Tal y como se verá en el capítulo de aplicación del método, todas las líneas de la central PV (tanto de BT como de MT) serán instaladas en el interior de conductos de sección circular enterrados en zanjas no registrables. A las líneas de BT enterradas les es de aplicación la ITC-BT-07 del REBT, y en concreto, para la ejecución de su instalación y dimensionamiento del cableado:

- El punto 2.1.2, relativo a la instalación de cables aislados en el interior de canalizaciones entubadas: donde se indica el tipo y distribución de las arquetas o calas de tiro y el tipo de canalización a emplear.
- El punto 3.1.3 donde se indica que cada tubo podrá alojar un solo circuito eléctrico. Asimismo, Los tubos empleados en dichas instalaciones deberán cumplir con el punto 1.2.4 de la ITC-BT-21.
- Con carácter general el punto 2.2 sobre condiciones generales de cruzamientos, proximidades y paralelismos.
- Con carácter general, el apartado 3, relativo a la máxima intensidad que puede presentarse en la línea para no superar la máxima temperatura de operación en servicio permanente y en cortocircuito, lo cual será determinado en base a la instalación de referencia, al material conductor y al material aislante empleados. La aplicación de este apartado será desarrollada con más detalle a continuación.

El dimensionamiento del cableado según el apartado 3 de la ITC-BT-07 es conocido como “dimensionamiento según criterio térmico”. No obstante, tal y como se verá en el caso de aplicación, el elevado número de tubos que se instalará en cada zanja de la línea de AC de BT no es contemplado por dicha ITC, con lo que (únicamente) el dimensionamiento por criterio térmico de los conductores de AC de BT se realizará según el Anexo (Informativo) B de la norma “UNE-HD 60364-5-52:2014 Instalaciones eléctricas de baja tensión. Parte 5-52: Selección e instalación de equipos eléctricos. Canalizaciones”, mientras que el dimensionamiento de las líneas de DC de BT se realizará según la citada ITC-BT. Ha de indicarse que el método de instalación descrito coincide con el elemento 70 de la tabla A.52.3 del Anexo (Normativo) A, correspondiéndole la instalación de referencia D1. A continuación, se citan los factores de corrección de la máxima intensidad admisible según la instalación de referencia y el tipo de cable empleado, y las tablas de cálculo empleadas que son indicados en la citada norma. Por motivos de extensión no se reproducirán todas las tablas empleadas, por lo que se insta al lector a consultar el citado REBT, cuyo acceso es gratuito, y la citada norma UNE-HD.

- Factor de corrección por temperatura del terreno “ $T_{\text{terreno}}$ ” distinta de 20°C. Véase tabla B.52.15 de la norma UNE-HD (tabla 6 de la ITC-BT-07). En dicho anexo no se indica ninguna fórmula de cálculo del citado factor de corrección para temperaturas del terreno diferentes a las indicadas en la tabla indicada, por lo que se asumirá válido el valor del factor de corrección correspondiente al valor de temperatura del terreno inmediatamente superior al calculado. La temperatura del terreno se calculará mediante la ecuación de corrección de la temperatura del terreno a 0,2m de

profundidad indicada en el “Anexo 7.1 Relación entre temperatura ambiente media y temperatura del terreno a 20 cm” de la “Guía técnica de condiciones climáticas exteriores de proyecto” del IDAE (ver ecuación (32)), la cual será considerada como válida para cualquier profundidad del terreno superior a 20cm (ya que la temperatura será, en realidad, inferior cuanto mayor sea dicha profundidad, con lo que se introduce un margen de seguridad en el dimensionamiento).

$$T_{\text{terreno}}(0,2m) = 0,0068 * T_{\text{media diurna}}^2 + 0,963 * T_{\text{media diurna}} + 0,6865 \quad (32)$$

- Factor de corrección por resistividad térmica del terreno distinta de 2,5K\*m/W a 0,7m de profundidad. Tabla B.52.16 de la norma UNE-HD (tabla 7 de la ITC-BT-07).
- Factor de reducción por agrupación de circuitos (multipolares o unipolares). Tabla B.52.19 de la norma UNE-HD (tabla 8 de la ITC-BT-07).
- El factor de corrección para profundidades de la instalación distintas a la de diseño contemplado en la ITC-BT-07 (tabla 9 de dicha ITC) no es definido en la norma UNE-HD.

Una vez determinados los factores de corrección de la máxima intensidad admisible se procederá a seleccionar aquel tipo de cable cuyo material conductor, su sección y el material aislante empleados presenten un valor de máxima intensidad admisible corregida en régimen permanente superior a la intensidad de diseño de la línea (ver ecuación (33)). Los valores de máxima intensidad admisible para la instalación de referencia D1 en función del material conductor su sección y el material aislante empleado se recogen en las tablas B.52.2 (aislamiento de PVC) y B.52.3 (aislamiento de XLPE o EPR) para las líneas de DC de BT (dos conductores activos) y en las tablas B.52.4 (PVC) y B.52.5 (XLPE o EPR) para las líneas de AC de BT (tres conductores activos). En la norma UNE no se hace diferenciación entre circuitos de cables tripolares o circuitos de ternas de cables multipolares en los valores de intensidad admisible indicados en las tablas mencionadas, únicamente se consideran en el cálculo del factor de corrección por agrupación. En la ITC-BT-07 sí se realiza esta distinción, correspondiendo valores de intensidad admisible diferentes a cada tipología de circuito (tablas 4 y 5 de dicha ITC).

$$I_n \leq I_T * \prod F_i \quad (33)$$

Donde “ $I_n$ ” es la intensidad nominal de la línea, “ $I_T$ ” es la máxima intensidad admisible del cable considerado en condiciones de diseño y donde “ $F_i$ ” son los diferentes factores de corrección de la intensidad admisible estimados.

La máxima caída de tensión en las líneas de AC en las condiciones de operación nominales se obtendrá a partir de la ecuación (34), para lo cual se considerará un factor de potencia unitario (en este caso la caída de tensión asume el mayor valor posible ya que la resistencia de la línea siempre es superior a la reactancia de ésta). La caída de tensión en las líneas de DC se calculará mediante la ecuación (34.1).

$$\Delta U_{AC} = \sqrt{3} * (R(T) * I * \cos(\varphi) + X * I * \sin(\varphi)) \rightarrow \Delta U_{AC,m\acute{a}xima} = \sqrt{3} * R(T) * I \quad (34)$$

$$\Delta U_{DC} = R(T) * I \quad (34.1)$$

Donde la resistencia de la línea “ $R$ ” se calculará en función de la máxima temperatura de servicio permanente “ $T$ ” considerada, la cual depende del tipo de aislamiento utilizado en el cable. Los valores de máxima temperatura en servicio permanente en función del aislamiento empleado son indicados en la tabla 52.1 de la mencionada norma UNE-HD (tabla 2 de la ITC-BT-07). La relación entre la temperatura del conductor y la resistencia eléctrica que ofrece la línea

se ilustra en las ecuaciones (35) y (35.1), donde no se ha considerado el “efecto piel” ni el efecto de proximidad de otros conductores activos.

$$R(T) = \rho_{conductor}(T) * \frac{l}{S} \quad (35)$$

$$\rho_{conductor}(T) = \rho_{conductor}(20^{\circ}\text{C}) * (1 + \alpha(20^{\circ}\text{C}) * \Delta T) \quad (35.1)$$

Siendo “S” la sección del conductor de fase, “l” la longitud de la línea, “ $\rho$ ” la resistividad eléctrica del material conductor a la temperatura “T” considerada y “ $\alpha$ ” el coeficiente de temperatura del material conductor empleado, medido a 20°C. Los valores de  $\rho$  y de  $\alpha$  a 20°C se corresponderán con los indicados en la norma UNE 21144-1-1:2012. Con fines meramente académicos se ilustra el método de cálculo de la reactancia de las líneas en la ecuación (36) y considerando que la terna de conductores se dispone espacialmente formando un triángulo equilátero (desde su vista transversal) de modo que la inductancia aparente “ $L_a$ ” es idéntica en las tres fases de la línea, la cual será calculada mediante la ecuación (36.1).

$$X = 2 * \pi * f * L_a \quad (36)$$

$$L_a = \frac{\mu_0}{8\pi} + \frac{\mu_0}{2\pi} * \ln\left(\frac{d}{r}\right) \quad (36.1)$$

Donde “d” es la distancia entre los ejes de los conductores de fase, “r” es el radio del conductor de fase empleado, “f” es la frecuencia eléctrica y “ $\mu_0$ ” es la permeabilidad magnética en el vacío ( $4 \cdot \pi \cdot 10^{-7} \text{T}\cdot\text{m}\cdot\text{A}^{-1}$ )

Obtenida la caída de tensión en las líneas en función del cable dimensionado considerado, se determinará el cable a emplear en las líneas eléctricas. En caso de obtener caídas de tensión similares para diferentes posibles soluciones se escogerá aquella cuyo coste económico sea menor.

### 3.3.3.3. Dimensionamiento de la instalación y de los cables de las líneas de AC de MT

Diseñada la distribución espacial del campo PV y de los CTMT y determinada la ubicación de la SET no transporte el trazado de las líneas de MT queda definido por éstas. Asimismo, será necesario definir el modo de instalación de dichas líneas que, de acuerdo CON lo indicado en el apartado anterior, consistirá en líneas dispuestas en el interior de conductos de sección circular enterrados en zanjas no registrables.

El modo de instalación y los cables empleados en dichas líneas serán dimensionados de acuerdo con lo prescrito en las instrucciones técnicas “ITC-LAT” (más concretamente la ITC-LAT-06) del Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión aprobado en el RD 223/2008, de 15 de febrero. Los puntos de la ITC-LAT-06 de aplicación al dimensionamiento de la instalación y de los cables son:

- El punto 4.2, en el que se dan las indicaciones para realizar correctamente la instalación de las líneas en canalizaciones entubadas.
- El punto 4.9, en el cual se indican las condiciones de puesta a tierra de las armaduras metálicas de los cables empleados.
- Con carácter general, el apartado 5 sobre las condiciones de cruzamientos, proximidades y paralelismos.
- Con carácter general, el apartado 6 sobre el dimensionamiento de los cables según criterio térmico.

A continuación, se desarrollará el dimensionamiento de los cables según el criterio térmico y las indicaciones del apartado 6 de la ITC-LAT-06 de aplicación a la instalación de AC de MT en cuestión, de modo análogo a como se procediese con la instalación de BT y la ya introducida norma UNE-HD. En esencia, el proceso es idéntico al descrito en el dimensionamiento de la instalación de BT, salvo en las condiciones de diseño de la instalación de referencia, por lo que en primer lugar se determinarán los factores de corrección de la máxima intensidad admisible en la línea:

- Factor de corrección por temperatura del terreno distinta de 25°C. Tabla 7 de la ITC-LAT-06, ecuación (32) y ecuación (37). Huelga destacar que, la ITC citada, a diferencia de la norma UNE-HD, indica diferentes valores de corrección por temperatura del terreno no sólo en función de la propia temperatura del terreno sino también de la máxima temperatura de operación en régimen permanente. Los valores de máxima temperatura de operación en función del aislamiento empleado en los cables se indican en la tabla 5 de dicha ITC-LAT.

$$F_{T,terreno} = \sqrt{\frac{T_s - 25^{\circ}\text{C}}{T_s - \theta_{terreno}}} \quad (37)$$

- Factor de corrección por resistividad térmica del terreno distinta de 1,5K\*m/W. Tabla 8 de la ITC-LAT-06. La tabla 9 de esta misma ITC-LAT indica una serie de valores orientativos de la resistividad térmica del terreno en función de su naturaleza y de su grado de humedad. Asimismo, los valores del factor de corrección indicados en dicha tabla 8 dependen de la sección del conductor empleado, lo cual, a priori, es desconocido, por lo que se realizará una hipótesis inicial en que se asumirán las condiciones más restrictivas.
- Factor de reducción por agrupación de circuitos (multipolares o unipolares). Tabla 10 de la ITC-LAT-06.
- El factor de corrección para profundidades de la instalación distintas de 1m. Tabla 11 de la ITC-LAT-06.

Una vez determinados los valores de los factores de corrección y planteadas una serie de posibles alternativas al cable a emplear se comprobará su idoneidad. Para ello y en primera instancia se calculará la máxima intensidad admisible corregida mediante la ecuación (33) y se comprobará que ésta es superior a la intensidad de diseño de la línea. Los valores de máxima intensidad admisible en servicio permanente se muestran en la tabla 12 de la cita ITC-LAT. Hecho esto, se procederá a calcular la máxima caída de tensión media en las líneas (ecuación (34)) y a valorar el coste económico de las líneas (si esto fuese necesario), tras lo cual se adoptará la solución que mejor se adapte a las condiciones definidas.

#### 3.3.3.4. Sistema de puesta a tierra de la central PV

Una vez conocido el diseño espacial del campo PV y dimensionados todos sus elementos se procederá a diseñar el sistema de puestas a tierra (PAT) del mismo. Para ello es preciso, en primer lugar, determinar el esquema de distribución de las diferentes líneas de la instalación eléctrica. Se adelantará en el presente capítulo que las líneas de BT y de MT se configuran en triángulo según el esquema de distribución aislado de tierra (IT).

##### 3.3.3.4.1. PAT del campo PV

Desde un punto de vista terminológico, la PAT del campo PV incluirá todos aquellos elementos conductores y masas existentes en el mismo, con la salvedad de las masas y

elementos conductores de los CTMT y sistema pararrayos, pues en la práctica se efectuará una única PAT general a todas las masas y elementos conductores de un conjunto de dispositivos que conectan con un mismo CTMT.

Por lo que respecta a la normativa a aplicar, será de aplicación la norma “UNE-HD 60364-7-712:2017. Instalaciones eléctricas de baja tensión. Parte 7-712: Requisitos para instalaciones o emplazamientos especiales. Sistemas de alimentación solar fotovoltaica (FV)” y la ITC-BT-18.

Huelga indicar que dicha PAT será común con la de los CTMT, por lo que el proceso de dimensionamiento de dicha PAT general se desarrollará en el apartado dedicado a desarrollar el proceso de dimensionamiento de la PAT de los CTMT. No obstante, conforme a lo prescrito en el punto 3.4 de la ITC-BT-18, la sección del conductor de protección será igual a la mitad de la mayor sección de conductor activo considerado, o igual al valor de sección normalizado inmediatamente superior. Tanto las conexiones de las masas con los cables de protección como las de éstos con el borne principal de tierra deberán ser accesibles para verificación y ensayo, por lo que se dispondrán sendas arquetas junto a cada borne de tierra. Los conductores de equipotencialidad presentarán una sección no inferior a la mitad de la empleada en el conductor de protección.

#### 3.3.3.4.2. PAT de los CTMT

Tanto las masas del aparellaje de BT como las masas del aparellaje de MT del centro de transformación de MT serán puestos a una tierra única de acuerdo con la ITC-RAT-13, para lo cual debe garantizarse que la corriente de defecto máxima en la línea de MT no genere una tensión transferida a las masas de BT superior al límite convencional de 24V según el punto 11 de la ITC-BT-18.

El apartado 6.1 de la ITC-RAT-13 enumera todos aquellos elementos del C.T. que deben ser puestos a tierra por motivos de protección (masas del C.T., tanto de baja como de alta tensión), mientras que el apartado 6.2 de la misma indica aquellos elementos que deben ser conectados a tierra por motivos de servicio (neutros de transformadores entre otros). El apartado 6.3 de ésta establece que los elementos especificados en los apartados 6.1 y 6.2 deberán conectarse a una instalación de tierra general, salvo casos concretos:

- “a) Los señalados en la presente Instrucción para Centros de Transformación.
- b) Los casos en que fuera conveniente separar de la instalación de tierra general los puntos neutros de los devanados de los transformadores.
- c) Los limitadores de tensión de las líneas de corriente débil (telefónicas, telegráficas, etc.) que se extienden fuera de la instalación.”

Según el punto 7.7.1 de la ITC-RAT-13, los pararrayos se unirán a la misma puesta a tierra del CTMT.

Por otra parte, la intensidad de defecto “ $I_d$ ” será calculada de acuerdo con el documento [48], mediante la ecuación (38), en la cual se contempla que el defecto se produce al final de la línea.

$$I_d = \frac{\sqrt{3} \cdot U \cdot (\omega \cdot C_a \cdot L_a + \omega \cdot C_c \cdot L_c)}{\sqrt{1 + (\omega \cdot C_a \cdot L_a + \omega \cdot C_c \cdot L_c)^2 \cdot (3 \cdot R_t)^2}} \quad (38)$$

$$U_c \approx U_d = I_d \cdot R_t \quad (39)$$

$$R_t = k_r \cdot \rho \quad (39.1)$$

Donde “U” es la tensión nominal de la línea, “C” es la capacidad homopolar por unidad de longitud de la línea, “L” es la longitud total de la línea, “a” es el subíndice relativo a líneas aéreas, “c” el subíndice relativo a líneas subterráneas y “R<sub>t</sub>” es la resistencia de la PAT del CTMT. Debido a la gran distancia entre las masas de los dispositivos fotovoltaicos e inversores respecto a la PAT (ubicada junto a los CTMT) puede asumirse que la tensión transferida al terreno cercano a éstos en caso de defecto o fuga en la línea de MT es nula, por lo que la tensión de contacto a que pueden estar sometidas dichas masas es igual a la tensión de defecto “U<sub>d</sub>” que aparece en los electrodos de la citada PAT debido a una posible corriente de fuga o de defecto en la línea de MT. Dicha tensión de contacto “U<sub>c</sub>” puede calcularse mediante la ecuación (39), debiendo ser inferior a 24V (límite convencional prescrito en el REBT para condiciones especiales, como los locales húmedos o a la intemperie) si se desea unificar las PAT de BT y de MT. Asimismo, las tensiones de paso “V<sub>p</sub>” y de contacto máximas “V<sub>c</sub>” (ver ecuaciones (40) y (41), respectivamente) que pueden presentarse en las masas del CTMT deben ser inferiores a los valores admisibles de dichas tensiones “V<sub>p,ad</sub>” y “V<sub>c,ad</sub>”, cuyo cálculo es indicado en la ITC-RAT-13 y reproducido en las ecuaciones (42) y (43), respectivamente. En base al valor aceptable de la resistencia de la PAT del CTMT se seleccionará su tipología de entre los modelos propuestos por UNESA. Dicha resistencia puede calcularse en base a la resistividad del terreno “ρ” y el parámetro “k<sub>r</sub>” (ver ecuación 39.1), el cual depende de la tipología de la propia PAT y cuyo valor viene indicado en el mencionado documento de UNESA para diferentes configuraciones preestablecidas de ésta.

El proceso de dimensionamiento y diseño de las PAT de sendos CTMT se explica a continuación:

- En primer lugar, se introducirán los datos de las líneas de MT en el software “Excel” y mediante el algoritmo “GRG Nonlinear” del complemento “Solver” y las ecuaciones anteriormente introducidas se calcularán las resistencias de puesta a tierra que suponen una tensión de contacto de 24V en las masas de BT del campo fotovoltaico conectadas a cada CTMT en caso de un primer defecto fase-masa en las líneas de MT.
- A continuación, serán seleccionadas las tipologías de PAT del citado documento de UNESA que permitan cumplir con el requisito del punto anterior y que conlleven una instalación más sencilla o un mayor ahorro de material.
- Seguidamente se calculará la resistencia de las PAT seleccionadas, la intensidad de defecto máxima y las tensiones de defecto, de contacto y de paso máximas.
- Por último, se verificará que la tensión de defecto en la PAT sea inferior al límite convencional de 24V y que las tensiones de contacto y de paso máximas en el CTMT sean inferiores a los valores admisibles calculados.

Además, puesto que los CTMT de la central fotovoltaica se instalarán a la intemperie sobre una plataforma, es de aplicación lo indicado en el citado documento de UNESA [48] acerca de CT instalados sobre apoyos, esto es: “Para controlar la tensión de contacto se colocará una losa de hormigón de espesor no inferior a 20cm que cubra, como mínimo, hasta 1,20m de las aristas exteriores de la cimentación de los apoyos. Dentro de la losa y hasta 1m de las aristas exteriores de la cimentación del apoyo, se dispondrá un mallazo electrosoldado de construcción con redondos de diámetro no inferior a 4mm formando una retícula no superior a 0,30x0,30m Este mallazo se conectará a la puesta a tierra de protección del centro al menos en 2 puntos preferentemente opuestos, y quedará recubierto por un espesor de hormigón no inferior a 10cm.

$$V'_p = I_d * k_p * \rho_{terreno,PV} \quad (40)$$

$$V'_c = I_d * k_c * \rho_{terreno,PV} \quad (41)$$

$$V_{p,ad} = \frac{10 * K}{t^n} * \left(1 + \frac{6 * \rho_{CTMT}}{1000}\right) \quad (42)$$

$$V_{c,ad} = \frac{K}{t^n} * \left(1 + \frac{1,5 * \rho_{CTMT}}{1000}\right) \quad (43)$$

### 3.3.3.5. Sistema de protecciones eléctricas

En el presente apartado se definirán los requisitos que deben cumplir los dispositivos de protección eléctrica en función del objetivo de la protección, de la naturaleza del fallo eléctrico y de los parámetros de operación de las líneas eléctricas del generador fotovoltaico.

#### 3.3.3.5.1. Protección frente a contactos directos

La protección de las personas frente a contactos directos con partes activas de la instalación se realizará en base a lo indicado en los puntos 3.1 y 3.2 de la ITC-BT-24.

#### 3.3.3.5.2. Protección frente a contactos indirectos

La protección de las personas frente a contactos indirectos con elementos conductores o masas que, en caso de funcionamiento anómalo se encuentren sometidas a un cierto potencial eléctrico también se realizará en base a lo prescrito en la ITC-BT-24.

En primer lugar, se valorará el sistema de protección frente a contactos indirectos en caso de ocurrencia de un primer fallo fase-masa en las líneas de DC y de AC. En tanto que todas las líneas siguen un esquema de distribución IT se contará con un vigilador del aislamiento en el lado de DC del inversor, el cual da señal de alarma en caso de detectar que la resistencia a tierra de la línea “ $R_{DC-T}$ ” desciende por debajo del valor obtenido de aplicar la ecuación (44), obtenida del manual del fabricante del inversor. Donde  $U_{máx,PV}$  es igual a la máxima tensión de entrada a dicho inversor.

$$R_{DC-T} < \frac{U_{máx,PV}}{30mA} \quad (44)$$

El propio inversor también cuenta con un disyuntor que detecta las corrientes residuales que se establecen en caso de producirse un defecto de aislamiento en los conductores de DC o de AC.

Por otra parte según lo prescrito en la ITC-BT-24 en su punto 4.1.3, el dispositivo de corte en caso de un segundo fallo fase-masa (cortocircuito bifásico) en una línea con esquema de distribución IT debe garantizar la condición representada por la ecuación (45), donde la impedancia del bucle de defecto “ $Z_S$ ”, la intensidad de actuación “ $I_a$ ” es igual a la intensidad asignada de activación del dispositivo de protección para un tiempo de corte determinado “ $t$ ” y la tensión de línea es igual a la tensión nominal de salida del inversor. Asimismo, el dispositivo de protección que garantice el cumplimiento de la condición representada en la ecuación (45) debe ser capaz de interrumpir la máxima corriente de cortocircuito bifásico “ $I_{CC,2\phi,máx}$ ” el cual se produce en bornes del transformador y depende de la tensión nominal del devanado de BT y de la impedancia del transformador “ $Z_T$ ” (ver ecuaciones (46) y (47)), ya que en caso de producirse tal cortocircuito la fuente del mismo será la propia red de distribución y no la central fotovoltaica, cuya potencia se considera infinita (y nula la impedancia de la red).

$$2 * Z_S * I_a \leq U_{línea} \quad (45)$$

$$Z_T = \frac{Z(\%)}{100} * \frac{U_{BT}^2}{S_T} \quad (46)$$

$$I_{CC,2\phi,máx} = \frac{U_{BT}}{2 * Z_T} \quad (47)$$



A la hora de diseñar las protecciones eléctricas, en el caso de aplicación se considerará, además, el criterio de selectividad, por el cual se asegurará que la actuación de las protecciones en un punto de la instalación no supondrá la interrupción del servicio del resto de la instalación. Esto será de aplicación tanto en el caso de las protecciones frente a contactos indirectos como en el caso de las protecciones frente a sobrecargas.

### 3.3.3.5.3. Protección de las líneas frente a sobreintensidades: sobrecargas y cortocircuitos

En el lado de DC del generador PV las únicas causas de sobreintensidad son: el sombreado parcial de los módulos fotovoltaicos, los cuales integran fusibles de protección entre las diferentes ramas de celdas fotovoltaicas; y el impacto directo del rayo sobre la línea, lo cual se evitará mediante el sistema pararrayos.

Por otro lado, en la salida de AC de BT de los inversores no existe causa interna que genere la sobrecarga de la línea. Además, de acuerdo con lo prescrito en la norma UNE-HD 60364-4-43:2013, en su punto “433.3.2 Posición u omisión de dispositivos de protección frente a sobrecargas en sistemas IT”, apartado “433.3.2.1 c): para sistemas supervisados permanentemente sólo con la supervisión del aislamiento que: cause la desconexión del circuito cuando ocurra el primer defecto, o dé una señal indicando la presencia de un defecto. El defecto debe ser rectificado de acuerdo con los requisitos de funcionamiento y reconociendo el riesgo de un segundo defecto”. Esta condición se cumple, pues el propio inversor cuenta con un sistema de desconexión en caso de detectar un primer defecto, por lo que no es preciso contar con un sistema dedicado para la protección frente a sobrecargas a la salida del inversor. A modo ilustrativo se introducen, seguidamente, las condiciones que la citada norma UNE-HD impone para considerar como válido el sistema de protección de la línea eléctrica frente a sobrecargas (ecuaciones (48) y (49)), introducidas en su Anexo B (Informativo). La ecuación (50) permite estimar el tiempo máximo de operación del conductor bajo un cierto valor de sobreintensidad “ $I$ ”.

$$I_B \leq I_n \leq I_Z \quad (48)$$

$$I_2 \leq 1,45 * I_Z \quad (49)$$

$$t_{admisible} = \left( \frac{k * S_{conductor}}{I} \right)^2 \quad (50)$$

Donde “ $I_B$ ” es la corriente de diseño de la línea, “ $I_n$ ” es la intensidad asignada al dispositivo de protección seleccionado, “ $I_Z$ ” es la máxima intensidad admisible en condiciones de funcionamiento permanente de la línea, “ $I_2$ ” es la corriente de activación del dispositivo de protección que garantiza el corte de la sobrecarga en un tiempo inferior al daño permanente de la línea (ver ecuación 49), “ $S_{conductor}$ ” es la sección del conductor eléctrico y “ $k$ ” es un parámetro introducido en la norma UNE-HD 60364-4-43:2013 y cuyo valor depende del aislamiento del conductor empleado. Debe indicarse que la ecuación (50) es definida en la citada norma para el calentamiento del conductor en caso de cortocircuito de la línea, aunque se ha considerado su utilización para el caso de sobrecarga de la línea a fin de justificar la aceptable protección de ésta por el fusible seleccionado.

En cuanto a la protección de las líneas de AC frente a los cortocircuitos máximos ha de realizarse una distinción entre las líneas conectadas al primario del transformador (BT) y las líneas conectadas al secundario (MT), ya que la intensidad de cortocircuito presentará un valor diferente en cada caso. Por una parte, la compañía distribuidora propietaria de la red a la cual se conectará la central fotovoltaica proporciona el valor de la intensidad de cortocircuito trifásico, o la potencia de cortocircuito, en el punto de acceso a dicha red. Por otra parte la



intensidad de cortocircuito trifásico que se mediría en bornes de BT “ $I_{CC,3\phi,BT}$ ” depende de la impedancia de cortocircuito de dicho transformador, calculada en apartados precedentes (ver ecuación (46)). Su cálculo es ilustrado en la ecuación (51).

$$I_{CC,3\phi,BT,m\acute{a}x} = \frac{U_{BT}^2}{\sqrt{3} * Z_T} \quad (51)$$

#### 3.3.3.5.4. Protección de las líneas frente a sobretensiones: sobretensiones de servicio y sobretensiones transitorias

La protección de las líneas frente a sobretensiones de servicio es justificada en el caso de aplicación. El procedimiento de dimensionamiento de las protecciones del campo PV frente a sobretensiones transitorias es desarrollado a continuación.

En lo relativo a la protección de las líneas de alta tensión frente a descargas atmosféricas, según la ITC-RAT-09: “Las instalaciones eléctricas deberán protegerse contra las sobretensiones peligrosas tanto de origen interno como de origen atmosférico, de carácter transitorio...”; “Para la protección contra sobretensiones transitorias se utilizarán pararrayos, según la UNE-EN 60099-1 y UNE-EN 60099-4. Los bornes de tierra de los pararrayos y, en su caso, los cables de guarda se unirán a la toma de tierra de acuerdo con lo establecido en la ITC-RAT-13”. Asimismo, la tabla 1 de la ITC-RAT-12 indica los valores normalizados de los niveles de aislamiento nominales de los equipos de dicha instalación.

Por otro lado, en la ITC-BT-23 se indica el modo de protección de las instalaciones de BT frente a sobretensiones, entre las que se encuentran las debidas a descargas lejanas del rayo (pero no frente a descargas directas del rayo), para lo cual deberá disponerse de sendos limitadores de tensión entre las fases y tierra (en esquema de distribución IT). Asimismo, de forma análoga a lo prescrito por la ITC-RAT-12, la tabla 1 de la ITC-BT-23 indica la tensión soportada a impulsos (en kilovoltios) que deben presentar, en función de la categoría a la que pertenecen y la tensión nominal de la red, los materiales y equipos que forman parte de la instalación de BT.

En cuanto a la protección de la central PV frente a la descarga directa del rayo, tal y como se desarrollará en el caso de aplicación, se empleará un sistema pararrayos con dispositivo de cebado o “con explosores” (PDC). En el dimensionamiento de dicho sistema se plantea el uso de la norma UNE 21186:2011, la cual da las directrices para realizar, de forma satisfactoria, la protección de las estructuras ubicadas en el exterior mediante pararrayos con dispositivo de cebado. Asimismo, en el Anexo A de dicha norma se indica el procedimiento para evaluar la necesidad de implementar el sistema pararrayos en función del riesgo tolerable y las diferentes componentes del riesgo, que a su vez dependen del tipo de estructura afectada, de la fuente del daño, del tipo de daño y del tipo de pérdidas producidas. Dicho método es complejo, requiere de la estimación de múltiples parámetros y de la determinación por parte de la autoridad competente del riesgo tolerable, lo cual escapa al alcance del presente trabajo, por lo que a modo ilustrativo se ha hecho uso del método desarrollado en el documento DB-SUA 08 del Código Técnico de la Edificación (CTE) para determinar el grado de eficacia mínimo “E” del sistema pararrayos en edificaciones. Esta eficacia es calculada en base al número esperado de impactos sobre el terreno al año “ $N_e$ ” y al número admisible de impactos anuales “ $N_a$ ”, parámetros que pueden ser calculados según las expresiones (52), (53) y (54), respectivamente.

$$E = 1 - \frac{N_a}{N_e} \quad (52)$$

$$N_e = N_g * A_e * C_1 * 10^{-6} \quad (53)$$

$$A_e = (6 * H + L_x) * (6 * H + L_y) \quad (53.1)$$

$$N_a = \frac{5,5}{C_2 C_3 C_4 C_5} * 10^{-3} \quad (54)$$

Donde los coeficientes “C<sub>i</sub>” se obtienen de las tablas del citado DB en función del tipo de edificio (instalación); “N<sub>g</sub>” es la densidad de impactos (por año y kilómetro cuadrado), cuyo valor es indicado en el mapa ilustrado en la figura 1.1 de dicho documento; y donde “A<sub>e</sub>” es el área de captura equivalente y determinada por el perímetro que rodea a la instalación a una distancia 3 veces la altura “H” de la misma en cada punto de ésta.

El número de PDC a implementar y su distribución quedan definidos, en esencia, por el área total a proteger y el radio de protección del PDC. Dicho radio de protección “R<sub>p</sub>” ha sido calculado a partir de la ecuación (55) indicada en la norma UNE 21186:2011.

$$R_p = \sqrt{2 * r * h - h^2 + \Delta * (2 * r + \Delta)} \quad (55)$$

Donde “h” es la altura relativa entre el extremo superior del PDC y el punto más alto de las estructuras a proteger y donde los parámetros “r” y “Δ” son auxiliares de cálculo y cuyo valor es indicado en la citada norma UNE. *Grosso modo*, el número total de PDC necesarios se obtendría mediante la ecuación (56). Sin embargo, tras un somero análisis espacial y económico se definirá el número final de PDC a emplear en base al grado de protección asumible.

$$N^o_{PDC} = \frac{A_e}{\pi * R_p^2} \quad (56)$$

#### 3.3.3.6. Diseño y dimensionamiento de los CTMT

Todos los elementos que constituyen los CTMT, con salvedad del aparellaje de BT, serán descritos en el caso de aplicación. Las protecciones eléctricas de MT incluidas en las celdas de MT se configurarán para cumplir con lo prescrito en el apartado de la metodología dedicado al dimensionamiento de las protecciones eléctricas.

#### 3.3.4. Monitorización de variables en el campo PV

Las variables a monitorizar en el campo PV serán indicadas según lo definido en el IEC 61724:1998.

#### 3.4. Instalación de conexión de la central PV con la red de transporte secundario<sup>9</sup>. SET no transporte y LAT aérea no transporte

Dado que no es objeto del presente TFM ilustrar el dimensionamiento pormenorizado de dicha SET ni de dicha línea aérea de AT, considerando que su dimensionamiento en detalle bien podría constituir un TFM íntegro y debido, además, a la limitación impuesta a la extensión del presente trabajo se describirán, brevemente, los elementos presentes en dichas SET y LAT, sus especificaciones técnicas y la normativa que ha de cumplirse en materia de seguridad y calidad del servicio. De forma general, el dimensionamiento de la citada SET se realizará de forma que se satisfagan los Procedimientos de Operación del Operador del Sistema siguientes: P.O. 12.2 “...requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad y puesta en servicio”; y P.O. 12.3 “Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión...”. Las protecciones a implementar y los valores umbral de los parámetros de operación en el punto de acceso a la red son definidos en la ITC-RAT-9 y en el Procedimiento de Operación 1.4 de REE, respectivamente.

<sup>9</sup> En la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, en su artículo 34 punto primero, se denomina “red de transporte secundario” a todas las líneas, parques, transformadores y otros elementos eléctricos de tensión nominal igual o superior a 220kV e inferior a 380kV que cumplan con la función de transporte.

En cuanto a las protecciones eléctricas de la SET frente a cortocircuitos, en el punto 3.2.1 del P.O. 12.2 de REE se indica el valor de la intensidad de cortocircuito (en la ITC-RAT-13:  $I_{cc} = 3 \cdot I_0$ ) a considerar en el dimensionamiento del aparellaje de tensión asignada de 220kV de la SET, cortocircuito que debe ser despejado en un tiempo máximo de 500ms (según lo indicado en la ITC-LAT-07, punto 4.2.2.2). No obstante, no toda la corriente de cortocircuito circulará a tierra, por lo que en la PAT de la SET la corriente de puesta a tierra " $I_E$ " considerada es igual a la tensión de cortocircuito multiplicada por un factor reductor (véase ITC-RAT-13).

Por otro lado, tal y como es indicado en el artículo 26.3 de la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico, todas las instalaciones de producción a partir de fuentes de energías renovables con potencia instalada superior a 5MW "deberán estar adscritas a un centro de control de generación, que actuará como interlocutor con el operador del sistema (REE), remitiéndole la información en tiempo real de las instalaciones y haciendo que sus instrucciones sean ejecutadas con objeto de garantizar en todo momento la fiabilidad del sistema eléctrico". Los requisitos del envío de telemedidas son descritos en el Anexo II del RD 413/2014, mientras que en el RD 1110/2007 se aprueba el "Reglamento Unificado de Puntos de Medida del Sistema Eléctrico Español".

En el dimensionamiento de la línea aérea de 220kV, cuya función es la evacuación de la energía producida en la central fotovoltaica hacia la SET de Palos, punto de conexión con la red de transporte secundario, se deberán seguir las indicaciones del "Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09" aprobado en el RD 223/2008, de 15 de febrero. En el presente capítulo se dimensionarán los cables empleados y las distancias de aislamiento eléctrico, mientras que el trazado de la línea, el tipo y número de apoyos y la PAT de la línea serán descritos someramente en el capítulo dedicado al caso de aplicación.

#### 3.4.1. PAT de la SET. Protección frente a contactos indirectos

La PAT de la SET, consistirá en una red mallada. En el cálculo de las secciones del conductor de cobre empleado en la PAT se ha hecho uso de la ITC-RAT-13, donde se indica que la máxima densidad de corriente " $\delta_{Cu}$ " que puede presentarse en la línea durante 1s en caso de cortocircuito " $I_{cc}$ " es de 160A/mm<sup>2</sup>, además, se indica que en caso de no existir riesgo de incendio podrá aplicarse un factor de reducción de la sección calculada " $S_{Cu}$ " igual a 1,2 (ver ecuación (57)). Asimismo, en el cálculo de la resistencia de la malla " $R_{malla}$ " también se ha recurrido a las indicaciones de la ITC-RAT-13 (ver ecuación (58)). Huelga indicar que la PAT de la SET se considera independiente de las PAT del campo PV.

$$S_{Cu} = \frac{I_{cc,220kV}}{1,2 \cdot \delta_{Cu}} \quad (57)$$

$$R_{malla} = \frac{\rho}{4 \cdot r} + \frac{\rho}{L} \quad (58)$$

Donde " $\rho$ " es la resistividad eléctrica del material empleado, " $r$ " es el radio de aquel círculo con un área igual al área definida por el perímetro de la malla y " $L$ " es la longitud total de conductor empleado.

Para el cálculo de las tensiones de contacto " $U_c$ " y de paso " $U_p$ " máximas se hará uso de las ecuaciones (59) y (60) indicadas en la ITC-RAT-13, respectivamente<sup>10</sup>. El cálculo de la resistividad

<sup>10</sup> Las ecuaciones empleadas en el cálculo de las tensiones de contacto y paso máximas admisibles en la SET difieren ligeramente de las empleadas en los CTMT, ya que en los primeros se hizo uso de la

superficial aparente del terreno “ $\rho_s$ ” (ver ecuación (61)) se realizará según las indicaciones de la citada ITC.

$$U_C = U_{CA} * \left[ 2 + \frac{1,5 * \rho_S}{1000} \right] \quad (59)$$

$$U_P = U_{PA} * \left[ 5 + \frac{6 * \rho_S}{1000} \right] \quad (60)$$

$$\rho_S = \rho * C_S = \rho * \left( 1 - 0,106 * \frac{1 - \frac{\rho}{\rho^*}}{2 * h_s + 0,106} \right) \quad (61)$$

El cálculo de las tensiones de contacto y paso máximas que se presentarán en la PAT diseñada se ha realizado de acuerdo con el estándar IEEE Std 80-2000. Las ecuaciones facilitadas por dicho estándar se muestran a continuación (ecuaciones (62) a (63)). Por motivos de economía de espacio el significado de cada una de las variables involucradas y los resultados obtenidos son indicados en una tabla en el caso de aplicación, la cual será convenientemente referenciada en dicho capítulo.

$$E_m = \rho * K_m * K_i * \frac{I_g}{L_M} \quad (62)$$

$$E_s = \rho * K_s * K_i * \frac{I_g}{L_S} \quad (63)$$

$$L_M = L_C + L_R * \left[ 1,55 + 1,22 * \left( \frac{L_R}{\sqrt{L_X^2 + L_Y^2}} \right) \right] \quad (64)$$

$$L_S = 0,75 * L_C + 0,85 * L_R \quad (65)$$

$$K_m = \frac{1}{2 * \pi} * \left[ \ln \left[ \frac{D^2}{16 * h * d} + \frac{(D + 2 * h)^2}{8 * D * h} - \frac{h}{4 * d} \right] + \frac{K_{ii}}{K_h} * \ln \left[ \frac{8}{\pi * (2 * n - 1)} \right] \right] \quad (66)$$

$$n = \sqrt{n_{eje X} * n_{eje Y}} \quad (67)$$

$$K_{ii} = \frac{1}{(2 * n)^{\frac{2}{n}}}; K_h = \sqrt{1 + \frac{h}{h_0}}; K_i = 0,644 + 0,148 * n \quad (68)$$

$$K_s = \frac{1}{\pi} * \left[ \frac{1}{2 * h} + \frac{1}{D + h} + \frac{1}{D} * (1 - 0,5^{n-2}) \right] \quad (69)$$

En el presente caso y puesto que las tensiones de contacto y de paso máximas han sido obtenidas a partir del IEEE Std 80-2000, la comprobación del cumplimiento de la ITC-RAT-13 en materia de seguridad de las personas frente a contactos indirectos se realizará mediante las expresiones (70) y (71).

$$E_m < U_C \quad (70)$$

$$E_s < U_P \quad (71)$$

### 3.4.2. Dimensionamiento de los cables de AC de AT. Distancias de aislamiento

En el presente apartado se desarrollará el proceso de dimensionamiento de los cables de la LAT de AT, de forma similar a como se procediera en el dimensionamiento de los cables de MT,

---

ecuación de la gráfica de la ITC-RAT-13 y no de la tabla 1 y porque no se consideró la resistencia del calzado “ $R_{a1}$ ”.

según el criterio térmico y evaluando posteriormente las caídas de tensión en la línea y las implicaciones económicas de las soluciones propuestas.

Típicamente las líneas aéreas de alta tensión cuentan con cables de aluminio aleado o aluminio-acero, aunque también existe la posibilidad, si bien con un mayor coste de inversión, de emplear conductores de cobre duro trenzado. Dichos conductores se disponen desnudos, sin aislamiento. La mínima sección de conductor válida se determinará a partir de la tabla 11 de la ITC-LAT-07, donde se indica la densidad de corriente máxima “ $\delta_i$ ” en servicio permanente en función de la sección nominal del conductor “ $S_{i,n}$ ” y del material empleado “ $i$ ” (ver ecuaciones (72) y (73))<sup>11</sup>.

$$\delta_{cobre\ duro} = \frac{I_n}{S_{cobre\ duro}} \leq \delta_{Cu,ITC-LAT-07}(S_{Cu,n}) * \sqrt{\frac{17,241}{\rho_{cobre\ duro}}} \quad (72)$$

$$\delta_{aluminio\ duro} = \frac{I_n}{S_{aluminio\ duro}} \leq \delta_{Al,ITC-LAT-07}(S_{Al,n}) \quad (73)$$

En caso de emplear conductores de cobre duro la norma que define y fija los requisitos de éstos es la norma UNE 207015:2013. Análogamente, es de aplicación la norma UNE-EN 50182:2002 y UNE 21018:1980 para conductores de aluminio (aleado o no) o aluminio y acero cableados en capas concéntricas de aplicación en líneas aéreas. Por motivos de extensión únicamente se valorarán las soluciones de cobre duro y de aluminio duro. La resistencia por unidad de longitud de los conductores “ $R_C$ ” a una temperatura de 20°C será obtenida mediante la aplicación de la ecuación (74) indicada en el punto 6.5 de la norma UNE 207015:2013, mientras que la resistencia por unidad de longitud de los conductores de aluminio duro es indicada por la norma UNE-EN 50182:2002 y la norma UNE 21018:1980. No obstante, se ha optado por emplear los valores indicados en la norma UNE-EN 50182:2002 (en su tabla F.28 para los conductores empleados en España) ya que es la que ha sido actualizada más recientemente (concretamente en el año 2013).

$$R_{C\ 235} = \rho * \frac{k}{S} \quad (74)$$

Donde el valor del parámetro “ $k$ ” es facilitado por dicha norma, siendo “ $\rho$ ” la resistividad eléctrica del conductor y “ $S$ ” la sección del conductor.

También, se indicarán en el presente TFM las distancias de aislamiento mínimas definidas en la ITC-LAT-07. Por una parte, se considera la distancia mínima de aislamiento en aire entre los conductores de fase y cualquier punto a potencial de tierra “ $D_{el}$ ”, ya sea de la estructura torre o de cualquier elemento circundante. Por otra parte, se considera la distancia mínima de aislamiento en el aire entre conductores de fase para prevenir descargas disruptivas en caso de sobretensiones en la línea “ $D_{pp}$ ”. En último lugar, se define la distancia de descarga de la cadena de aislamiento “ $a_{som}$ ”, definida como la distancia más corta entre las partes en tensión y las partes puestas a tierra. Para ello se hará uso de la tabla 15 de la ITC-LAT-07 y de la ecuación (75) indicada en dicha ITC.

$$D_{el} > 1,1 * a_{som} \quad (75)$$

<sup>11</sup>La densidad de corriente admisible por el conductor indicada en la citada ITC ha sido ajustada en el caso del cobre mediante el segundo multiplicando del segundo término de la ecuación (72), pues en ésta se considera una resistividad del cobre de 17,241Ω\*mm<sup>2</sup>/km, mientras que la norma UNE 207015:2013 considera un valor de 17,758 Ω\*mm<sup>2</sup>/km para el cobre duro.

## 4. CASO DE APLICACIÓN

### 4.1. Justificación de la tecnología de electrolizador escogida

Se ha optado por emplear electrolizadores de agua de tecnología de membrana de intercambio protónico frente a los electrolizadores de agua alcalinos (pese a que los segundos constituyen una tecnología más madura) por tres motivos principales:

- El hidrógeno producido es de una pureza tan elevada (véase la tabla 2) que puede emplearse directamente en las aplicaciones más exigentes, como combustible en pilas de combustible de tecnología PEM.
- La respuesta dinámica de este tipo de electrolizadores es mucho más rápida que la de los electrolizadores AWE, especialmente en lo relativo al tiempo de arranque en frío, lo cual es de vital importancia si se desea sincronizar la producción fotovoltaica y la producción de hidrógeno o absorber las fluctuaciones de la red eléctrica.
- El rango de trabajo en carga abarca la práctica totalidad de escenarios, desde una operación a producción casi nula hasta sobrecargas de más de la mitad de su potencia nominal.

En la tabla 2 se muestra una comparativa entre las características más relevantes de los tres tipos principales de electrólisis del agua.

Parámetro/Tecnología	PEMWE	SOWE	AWE
Temperatura de operación (°C)	50-80	500-1000	60-90
Presión máxima de operación (bar)	4-80	15	1-60
Densidad de corriente (A/cm <sup>2</sup> )	<1-10	0,3-2	0,2-0,6
Potencial de la celda (V)	1,8-2,2	0,7-1,5	1,8-2,4
Eficiencia eléctrica (%)	46-69	74-81	51-71
Degradación (μV/hora)	4-8	n.a.	1-3
Degradación de eficiencia (%/año)	0,5-2,5	3-50	0,25-1,5
Vida útil (horas)	30.000-100.000	8.000-30.000	60.000-120.000
Tiempo de arranque en frío (min)	<20	>60	20-120
Tiempo de arranque en caliente (s)	<10	900	60-300
Rango de carga (%nominal)	0-160	(-100) 20-100	10-110
Pureza del hidrógeno (%)	99,99-99,9999	99,9	>99,5
Producción de hidrógeno (Nm <sup>3</sup> /hora)	1-400	<40	5-1.400
Consumo específico (kWh/Nm <sup>3</sup> )	4,4-6,5	3,2	3,8-5,9
Potencia nominal de apilamiento (kW)	10-2.000	2,2	30-6.000
CAPEX (€/kW)	1.700-2.500	>2.000	2500-5000 // 800-1700
OPEX (%CAPEX/año)	3-5	n.a.	2-3

Tabla 2. Comparativa entre las tres tecnologías principales de electrólisis de agua. Elaboración propia.

### 4.2. Diseño y dimensionamiento de la planta de electrólisis de agua tipo PEM

En primer lugar, es necesario conocer los diferentes componentes que forman parte del BoP y que posibilitan la operación de la planta de electrólisis y cómo éstos se integran en el sistema. Para ello, se muestra en la figura 11 una representación esquemática de un sistema PEMEL y su BoP tipo.

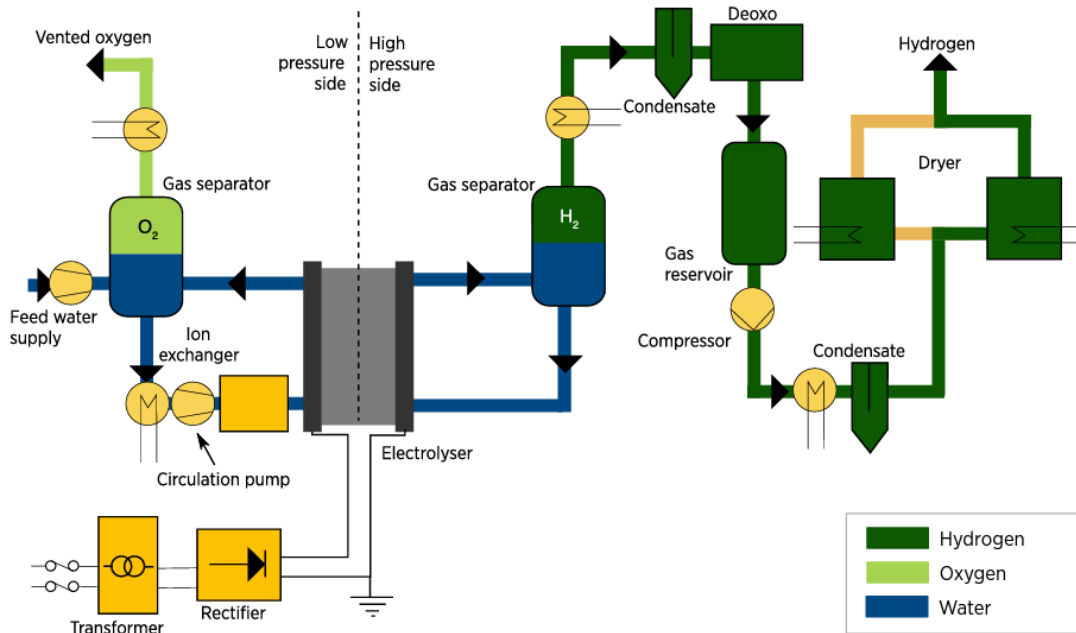


Figura 11. Representación esquemática de un electrolizador y BoP de un sistema de electrólisis de tecnología PEM. No se incluye el sistema de purificación de agua. Extraído de [49].

A continuación, se dimensionará la planta PEMWE en base a la producción de hidrógeno estimada.

#### 4.2.1. Determinación de la potencia instalada de electrólisis

En este apartado se desarrollará el procedimiento mediante el cual ha sido dimensionado el tamaño (potencia) de la planta de electrólisis de agua de tipo PEMWE<sup>12</sup>, para lo cual se realizará una subdivisión del mismo en diferentes subapartados según la etapa a describir. En primer lugar, se realizará una descripción del entorno de la planta PEMWE, en esencia, del polo químico/petroquímico de Huelva, al tiempo que se indicarán los municipios y núcleos poblacionales y las infraestructuras energéticas más cercanas. Seguidamente, se indicará el sector de actividad de cada empresa y en aquellos casos en que éstas hayan facilitado información al respecto, de su consumo de hidrógeno si procede. Por último, en base a la demanda potencial de hidrógeno por parte del sector descrito, se calculará la potencia nominal de la planta de electrólisis.

##### 4.2.1.1. Descripción del entorno de la planta de electrólisis

###### 4.2.1.1.1. Ubicación. Municipios y núcleos poblacionales.

La planta de electrólisis estará ubicada en el Polígono Industrial de Nuevo Puerto (coordenadas 37°10'21,62"N, 6°54'12,18"37 O) perteneciente al término municipal de Palos de la Frontera, Huelva, con una población, en el año 2020, de 11.742 habitantes, según el Instituto Nacional de Estadística "INE". Los municipios más cercanos a la planta con acceso a gas natural mediante gasoducto son, según [50]: Huelva, a 6 kilómetros y 301° norte<sup>13</sup>; Punta Umbría, a 8,3 kilómetros y 232° norte; San Juan del Puerto, a 10,6 kilómetros y 26° norte. Otro municipio y un núcleo urbano cercanos son, respectivamente: Moguer, a 7 kilómetros y 43° norte y Mazagón, a 11,7km y 150° norte. A continuación, se describe el código de colores empleado en la

<sup>12</sup> En adelante, simplemente, planta de electrólisis.

<sup>13</sup> Distancias y direcciones aproximadas medidas entre el ayuntamiento de Palos de la Frontera y los ayuntamientos de sendos municipios.



representación esquemática de la situación de la parcela de la planta de electrólisis, mostrada en la figura 12:

- Sombreado a rayas verdes: solares no ocupados.
- Sombreado a rayas de color gris: viales.
- Sombreado a rayas azul: edificios de la parcela colindante.
- Sombreado a rayas naranja: depósitos de productos químicos/derivados de petróleo de la parcela colindante.
- Sombreado a rayas amarillo: área verde/descanso de la parcela.
- Sombreado a rayas verde claro: gasoductos externos a la planta de electrólisis.
- Sombreado opaco granate: electrolizadores.
- Sombreado opaco naranja: depósitos de hidrógeno comprimido.
- Sombreado opaco rosa: compresores de hidrógeno.
- Sombreado opaco amarillo: sala de control y eléctrica.
- Sombreado opaco celeste: sistema de purificación de agua.
- Líneas de color rojo: límite de la parcela.
- Líneas de color azul oscuro: tanque de agua de red, bombas de impulsión (inapreciables) y línea hidrógeno de salida de los depósitos hacia línea de suministro de hidrógeno comprimido o hacia compresores.
- Líneas de color verde claro: línea de salida del compresor hacia depósitos o hacia línea de suministro de hidrógeno comprimido.



Figura 12. Mapa de municipios, núcleos poblacionales colindantes, Polígono Industrial de Nuevo Puerto y representación esquemática de la planta de electrólisis en la parcela. Todas las dimensiones del esquema se encuentran en proporción con las dimensiones reales de los dispositivos y estructuras. A modo orientativo se ha indicado la longitud del ancho real de la parcela.



#### 4.2.1.1.2. Red eléctrica, gasoductos y oleoductos

A continuación, se muestra un mapa con las infraestructuras energéticas próximas al emplazamiento y la red gasista de Andalucía (ver figuras 13 y 14, respectivamente).

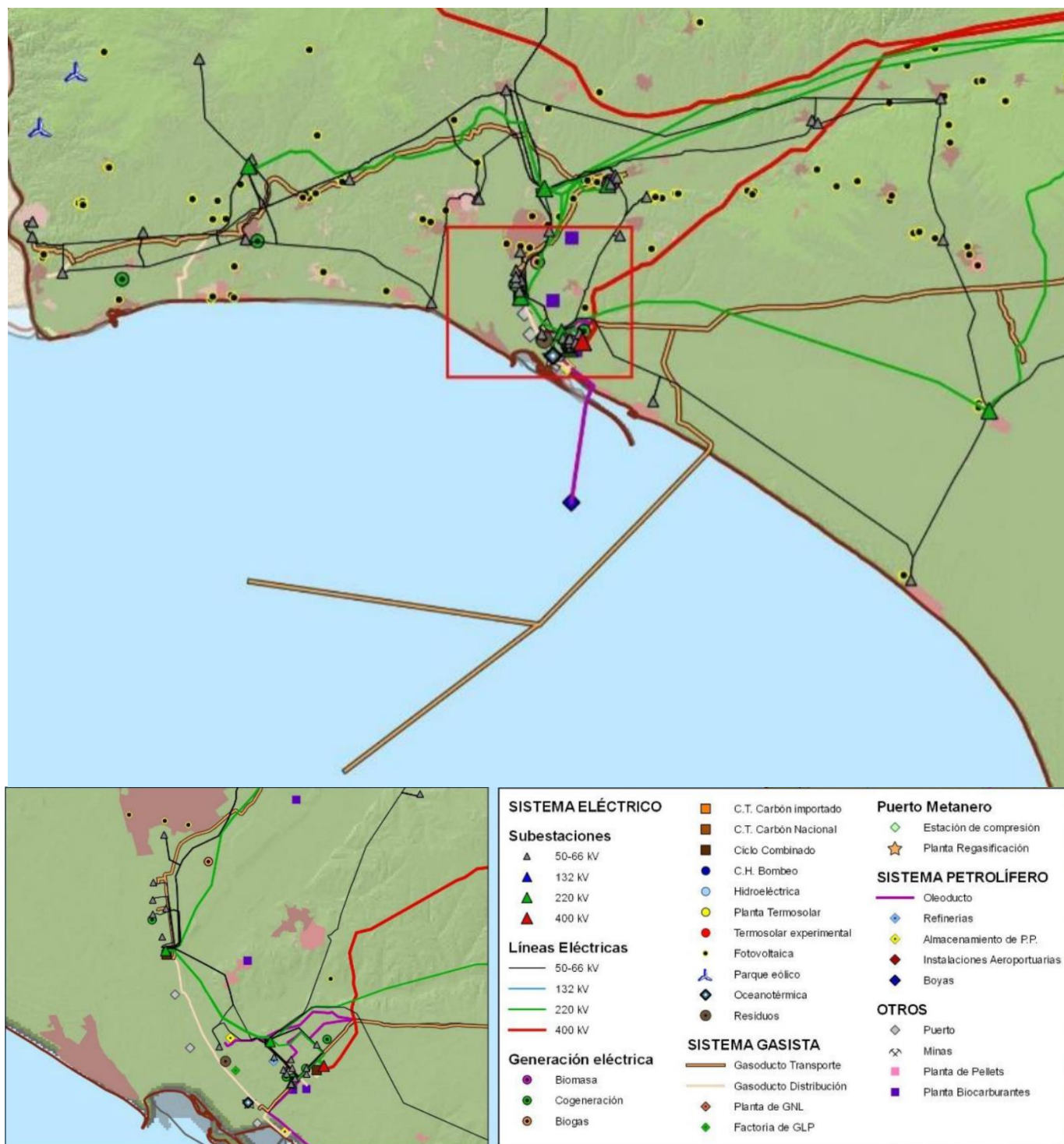


Figura 13. Infraestructuras energéticas de Huelva. Extraído de: [50].



Figura 14. Red de transporte de gas natural. Obtenido de: [80].

El tramo Huelva-Sevilla del gasoducto Huelva-Sevilla-Madrid, con fecha de inicio entre los años 1988 y 2004, cuenta con una longitud de 87,75 kilómetros, una presión de operación de 72bar y un diámetro de conducción de 4, 6, 8, 16 y 20 pulgadas. El tramo Huelva-Sevilla del gasoducto Huelva-Alcázar-Madrid, con fecha de inicio entre los años 2004 y 2005, cuenta con una longitud de 88,45 kilómetros, una presión de operación de 80bar y un diámetro de conducción de 32 pulgadas. Estos gasoductos conectan con el yacimiento submarino de gas natural llamado “Poseidón”, localizado en el Golfo de Cádiz, enfrente de las costas de Huelva y con el depósito subterráneo de las “Marismas”. Este último, no se encuentra operativo por una sentencia del TSJA debido al impacto medioambiental que su puesta en marcha tendría sobre el Parque Nacional y Natural de Doñana.

#### 4.2.1.1.3. Empresas del sector energético e industrial

En lo concerniente al sector de la industria básica, química y energética, las principales industrias de este sector son miembros de la Asociación de Industrias Químicas, Básicas y Energéticas de Huelva “AIQBE”. Los 18 miembros que forman parte de dicha asociación y sus 19 plantas son mostrados en la siguiente lista:

- **Air Liquide:** con una planta de fabricación de gases industriales ubicada en el Polígono Industrial del Odiel, en el municipio de Huelva.
- **Algry Química S.L.:** con una planta de producción de productos químicos orgánicos ubicada en el municipio de Palos de la Frontera.
- **Fertiberia - Fábrica de Palos:** la fábrica de amoníaco, urea y urea “AdBlue” de la empresa Fertiberia se encuentra ubicada en el Polígono Industrial Nuevo Puerto, en el municipio de

Palos de la Frontera. Cuenta con un amonoducto que conecta con la fábrica de Huelva. La materia prima a partir de la cual se obtiene el amoniaco anhidro es el gas natural.

- **Fertiberia - Fábrica de Huelva:** la fábrica de fosfatos amónicos y abonos complejos de la empresa Fertiberia se localiza en el municipio de Huelva, a orillas del río Odiel. Dichos productos son fabricados a partir del amoniaco suministrado desde la fábrica de Palos a través del amonoducto.
- **Venator (anteriormente Tioxide S.L.):** cuenta con una planta de producción de dióxido de titanio y aditivos de rendimiento para la agricultura, ubicada en el municipio de Palos de la Frontera.
- **Atlantic Cooper:** con una planta de producción de cobre refinado de alta pureza, ubicada en el municipio de Huelva, a orillas del río Odiel.
- **BioOils Huelva S.L.:** con una planta de fabricación de biocombustibles situada en el municipio de Palos de la Frontera.
- **Gunvor:** cuenta con una planta de producción de biodiésel ubicada en el municipio de Palos de la Frontera. Actualmente se encuentra en un proceso de mejora que le permita procesar aceites usados, dando lugar como subproductos a glicerina refinada y materia prima para fertilizantes.
- **Lípidos Santiga (Lipsa Huelva):** con una planta de producción de biocombustibles como el biodiésel o el HVO a partir de grasas animales y aceites vegetales. Se ubica en el municipio de Palos de la Frontera, colindante con las instalaciones de Decal.
- **Cepsa - Planta Química de Palos:** con una planta de producción de cumeno, fenol, acetona y alfa-metilestireno (AMS), ubicada en el municipio de Palos de la Frontera. Cuenta con una planta de cogeneración, propiedad de GEPESA, con una turbina de 26,7MW de potencia nominal alimentada con gas natural.
- **Cepsa - Refinería La Rábida:** con una planta de refinamiento de crudo ubicada en el municipio de Palos de la Frontera. Cuenta con una planta de cogeneración, propiedad de GEPESA, que emplea, principalmente, gas natural como combustible.
- **Repsol – Factoría GLP Palos de la Frontera:** en las instalaciones de dicha factoría, ubicada en el municipio homónimo, se lleva a cabo el almacenamiento, trasiego y odorización de gases licuados del petróleo “GLP”, principalmente butano, propano y autogás.
- **Electroquímica Onubense S.L.:** con una planta de producción de sosa y cloro mediante electrólisis de salmuera y de producción de ácido clorhídrico e hipoclorito sódico mediante el hidrógeno obtenido como subproducto, el cloro y la sosa caustica. Se encuentra ubicada en el municipio de Palos de la Frontera.
- **Exolum (anteriormente CLH):** con infraestructuras de almacenamiento y transporte de graneles líquidos, especialmente productos refinados, químicos y biocombustibles, destacando el gasóleo y la gasolina suministrados desde el puerto y la refinería La Rábida y el queroseno, suministrado directamente desde la refinería. Se sitúa en el municipio de Palos de la Frontera.
- **Decal:** con una planta de almacenamiento y distribución de graneles líquidos como combustibles de automoción, biocombustibles, fertilizantes y aceites vegetales. Asimismo, permite la mezcla de biocombustibles y gasolinas y la adición de aditivos. Cuenta con una red de tuberías de conexión con Exolum, la refinería de Cepsa, Biosur y Lipsa. Se encuentra ubicada en el municipio de Palos de la Frontera.
- **Enagás S.A.:** es el gestor técnico del sistema gasista español “GTS”. Cuenta con una planta de regasificación de gas natural licuado, el cual es suministrado a la planta desde buques



metaneros. Se encuentra localizada en el municipio de Palos de la Frontera, a orillas del río Odiel.

- **Ence Energía S.L.U.:** con una planta de producción de energía mediante biomasa forestal, tiene una potencia instalada de 90MW, se encuentra localizada en el municipio de Huelva, en las inmediaciones del municipio de San Juan del Puerto.
- **Endesa - Central de Ciclo Combinado Cristóbal Colón:** ubicada en el municipio de Huelva, en la confluencia del río Odiel y el río Tinto presenta una potencia nominal aproximada de 400MW y es alimentada, principalmente, con gas natural. En el año 2019 operó durante 1.300 horas generando un total de 328GWh (se remite al lector a la página web de REE).
- **Naturgy (anteriormente gas natural Fenosa) - Central de Ciclo Combinado de Palos:** la central de ciclo combinado de Palos de la Frontera, ubicada en el municipio homónimo, cuenta con tres grupos de generación de potencia de 400MW de potencia nominal aproximada cada uno, alimentados con gas natural. Debido a su baja utilización (56, 65 y cero horas de funcionamiento durante el año 2019 los grupos I, II y III, respectivamente) la planta se encuentra a la espera de recibir resolución favorable a su petición de cese de actividad emitida en el año 2019.

Las empresas pertenecientes a este sector ubicadas en Huelva o Palos de la Frontera y que no son miembros de esta asociación serán citadas a continuación: ESK, almacenamiento y transporte de GNL y GLP; García Munte Energía S.L., suministro y distribución de combustibles sólidos; Sertego, reciclado de bases lubricantes y Oligo S.A., fabricación de fertilizantes y compuestos nitrogenados.

La zona analizada cuenta con una fuerte presencia de empresas del sector transporte, servicios y agrícola, las cuales no serán analizadas en el presente trabajo por cuestiones de limitación de su extensión y por no identificarse éstas como clientes potenciales e inmediatos del hidrógeno producido.

#### 4.2.1.2. Análisis de la demanda potencial de hidrógeno por parte de la industria local y de la red gasista

Seguidamente, se analizarán los usos tradicionales del hidrógeno que pueden darse en la industria descrita, como son el hidrocrackeo en la industria petrolífera, la hidrogenación de grasas, la obtención de productos químicos y la inyección de hidrógeno a la red de gas natural para su posterior uso energético.

En primer lugar, se abordará la inyección de hidrógeno gaseoso a la red de gas natural pues, como se observará a continuación, se dispone de una base de datos suficientemente extensa como para obtener resultados precisos. Posteriormente, a partir de los datos públicos o facilitados por las empresas, se estimará la demanda de hidrógeno por parte del resto de industrias.

##### 4.2.1.2.1. Inyección de hidrógeno renovable en la red de gas natural

En base al mapa de la red de transporte de gas natural de Andalucía mostrado en la figura 14, la demanda de gas natural local se asume es cubierta mediante la planta de regasificación de Enagás. Según informa el propio operador del sistema en su sitio web [51], dicha planta cuenta con 5 tanques de almacenamiento de gas natural licuado "GNL" sumando una capacidad total de almacenamiento de 619.500m<sup>3</sup>, equivalentes a 4.244GWh. Esta planta tiene una capacidad de emisión máxima de gas natural a la red de 1.350.000Nm<sup>3</sup>/h, equivalentes a 377GWh/día y una emisión mínima de 125.394 Nm<sup>3</sup>/h, equivalentes a 35GWh/día, necesaria para la recuperación del "boil-off". Asimismo, cuenta con una capacidad de carga de GNL de 55

camiones cisterna al día, equivalentes a 17,4GWh, los cuales son abastecidos mediante 3 cargaderos. También dispone de un atraque para buques metaneros cuya capacidad de GNL oscile entre los 7.500m<sup>3</sup> y 175.000m<sup>3</sup>. No obstante, no se considerará la opción de suministrar hidrógeno a camiones cisterna o buques metaneros, ya que en tal caso no sólo el hidrógeno debería someterse a su temperatura de licuefacción, muy inferior a la del metano (ver tabla 1 del capítulo II), sino todo el volumen de gas natural, lo que en la práctica no resultaría rentable.

A continuación, se expondrán los valores de máxima concentración volumétrica de hidrógeno en el gas natural admitidos según las restricciones impuestas en el PD-01 a la densidad relativa, al PCS y al índice de Wobbe del gas natural (ver tablas 3, 4 y 5, respectivamente), calculadas según las ecuaciones (1), (2) y (3), respectivamente.

%H2	%GN	Densidad relativa GN puro
0,000%	100,000%	0,555
2,900%	97,100%	0,5695
5,637%	94,363%	0,584
8,223%	91,777%	0,5985
10,672%	89,328%	0,613
12,993%	87,007%	0,6275
15,197%	84,803%	0,642
17,291%	82,709%	0,6565
19,285%	80,715%	0,671
21,185%	78,815%	0,6855
22,998%	77,002%	0,7

Tabla 3. Máxima concentración volumétrica de hidrógeno admitida en la mezcla en función de la densidad relativa del GN.

%H2	%GN	PCS GN puro (kWh/m <sup>3</sup> )
0,000%	100,000%	10,26
4,134%	95,866%	10,56
7,940%	92,060%	10,86
11,455%	88,545%	11,16
14,711%	85,289%	11,46
17,737%	82,263%	11,76
20,555%	79,445%	12,06
23,186%	76,814%	12,36
25,649%	74,351%	12,66
27,959%	72,041%	12,96
30,130%	69,870%	13,26

Tabla 4. Máxima concentración volumétrica de hidrógeno admitida en la mezcla en función del PCS del GN.

De las tablas anteriores se hace evidente que la condición de mínima densidad relativa es más restrictiva que la condición de mínimo PCS, por lo que si se cumple la primera se cumplirá, también, la segunda. Por otra parte, el índice de Wobbe ha sido calculado de forma aproximada, ya que la norma no facilita la correlación entre la densidad relativa del gas natural y su PCS, por lo que se ha asumido que los valores límite del PCS del gas natural se dan cuando dicho gas presenta sendos valores límite de densidad relativa. Esta correlación se ha asumido también para todos los valores intermedios representados en las tablas 3 y 4. En base a dicha correlación



y a la mínima densidad relativa que debe presentar el gas natural previamente a su mezclado, la cual es a su vez función del contenido en hidrógeno, se ha elaborado la tabla 5, donde se evalúa el cumplimiento de la condición de mínimo índice de Wobbe de la mezcla gaseosa para las concentraciones volumétricas de hidrógeno calculadas en la tabla 3. En color rojo se han marcado todas aquellas celdas que, independientemente de si el valor calculado en ellas cumple o no con la condición del índice de Wobbe, no cumplen con la condición de mínima densidad relativa para la concentración en hidrógeno indicada en su respectiva columna.

PCS GN puro (kWh/m <sup>3</sup> )	Densidad relativa GN puro	%H <sub>2</sub>									
		2,90%	5,64%	8,22%	10,67%	12,99%	15,20%	17,29%	19,29%	21,19%	23,00%
10,26	0,56	13,64	13,55	13,46	13,38	13,31	13,23	13,16	13,10	13,04	12,98
10,56	0,57	13,86	13,76	13,67	13,59	13,51	13,43	13,36	13,29	13,22	13,16
10,86	0,58	14,07	13,97	13,88	13,79	13,70	13,62	13,54	13,47	13,40	13,34
11,16	0,60	14,28	14,18	14,08	13,98	13,90	13,81	13,73	13,65	13,58	13,51
11,46	0,61	14,49	14,38	14,28	14,18	14,09	14,00	13,92	13,84	13,76	13,69
11,76	0,63	14,69	14,58	14,47	14,37	14,28	14,18	14,10	14,01	13,93	13,86
12,06	0,64	14,89	14,77	14,66	14,56	14,46	14,37	14,28	14,19	14,11	14,03
12,36	0,66	15,09	14,97	14,86	14,75	14,64	14,55	14,45	14,36	14,28	14,20
12,66	0,67	15,28	15,16	15,04	14,93	14,83	14,72	14,63	14,54	14,45	14,36
12,96	0,69	15,48	15,35	15,23	15,12	15,01	14,90	14,80	14,71	14,61	14,53
13,26	0,70	15,67	15,54	15,41	15,30	15,18	15,08	14,97	14,87	14,78	14,69
Índice de Wobbe Mezcla											

Tabla 5. Evaluación del cumplimiento de la restricción impuesta al índice de Wobbe del gas natural.

Se observa que si se cumple la condición de mínima densidad relativa se cumple, además, la condición de mínimo índice de Wobbe (y también la de mínimo PCS). No obstante, dicha restricción presenta el inconveniente de ser demasiado laxa, incluso para valores de densidad relativa de gas natural cercanos a su límite inferior. Huelga indicar que los valores consultados de PCS y densidad relativa del gas natural en el municipio de Huelva son cercanos, respectivamente, a 11,8kWh/m<sup>3</sup> y 0,6, por lo que la concentración volumétrica máxima admitida de hidrógeno en éste sería, aproximadamente, del 8,5% (para más información al respecto se remite al lector a la página web del GTS [52]).

Más allá de estas restricciones, no se ha encontrado legislación ni norma alguna sobre limitaciones a la concentración de hidrógeno en el gas natural relativas al impacto del hidrógeno sobre los materiales de la red de transporte y distribución de gas natural y sobre los puntos finales de consumo, tales como turbinas o calderas o a las implicaciones que su presencia supone sobre los dispositivos de compresión y de medición y sobre los parámetros de operación del sistema. Debido a la falta de regulación se considera razonable asumir que el factor que determine la concentración volumétrica de hidrógeno en el gas natural en la red de transporte sea el impacto del hidrógeno sobre el material de los puntos finales de consumo, estaciones de compresión y tanques de almacenamiento de gas natural comprimido de acuerdo con lo expuesto en el apartado 2.7. del capítulo II, donde se indica una concentración volumétrica máxima de hidrógeno en el gas natural del 2% (siempre y cuando sea posible cumplir los requisitos de PCS, índice de Wobbe y densidad relativa mínimos indicados en el PD-01), por lo que en base a esta asunción y a la producción de gas natural en la planta de regasificación de Huelva se calculará la capacidad de la planta de electrólisis. Huelga indicar que en la Hoja de Ruta del Hidrógeno elaborada por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto

Demográfico “MITECO” se hace referencia a la inyección del hidrógeno en el Sistema Gasista, pero no se concreta la concentración máxima del mismo admitida en el gas natural.

En cuanto a la producción de GN en la citada planta, ésta es variable no sólo entre diferentes años, sino también entre diferentes meses e incluso entre diferentes días de una misma semana. Por esta razón, y de acuerdo con lo indicado en la metodología se ha realizado un somero análisis estadístico de la serie temporal estimada y se han definido las clases (rangos de producción de GN) en incrementos de producción de 10GWh/día, desde una producción nula hasta la producción máxima registrada en la serie temporal e igual a 319,9GWh/día, datos que pueden ser consultados en la tabla 34, la cual se recoge en el “Anexo I. Tablas”. Asimismo, la información mostrada en La producción total (en GWh) en cada intervalo de producción diaria ha sido calculada multiplicando la marca de clase de cada intervalo por la frecuencia absoluta del mismo, expresada ésta en días. Tomando el valor límite inferior y superior de producción de cada intervalo en lugar de la marca de clase los resultados obtenidos no experimentan una variación significativa (de entre uno a tres puntos porcentuales).

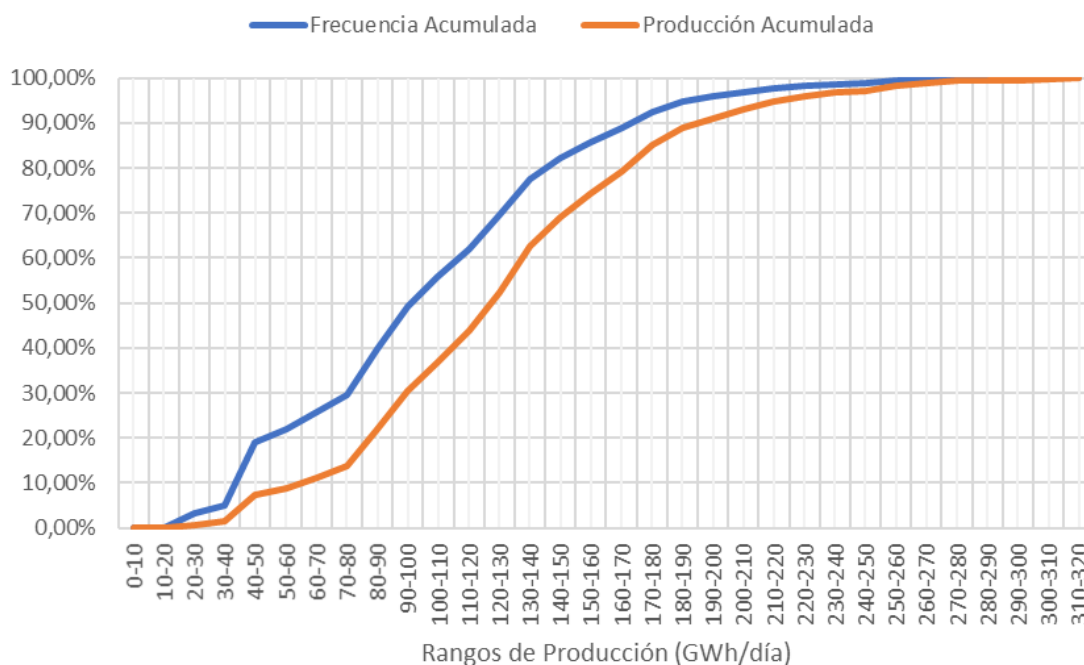


Figura 15. Representación gráfica de la frecuencia acumulada y de la producción acumulada de la planta de regasificación de Huelva en el periodo 2013-2020.

De los datos anteriores se observa un desfase entre la frecuencia acumulada y la producción acumulada, lo cual indica que los días de mayor producción, pese a ser menos frecuentes, presentan una mayor contribución sobre la producción total, de hecho, alrededor del 50% del tiempo la producción es inferior a 100GWh/día (la media es 103,02GWh/día), mientras que sólo el 30% de la energía total es producida en ese tiempo, no alcanzándose el 50% de la producción total hasta contabilizar, además, la producción comprendida entre 100GWh/día y aproximadamente, 130GWh/día, lo que supone alrededor del 70% del tiempo total de funcionamiento de la planta. En base a esta producción de gas natural (130GWh/día) se realizará una primera estimación de la capacidad de producción de hidrógeno de la planta de electrólisis de agua.

En la documentación facilitada por Enagás, la capacidad de emisión máxima de gas natural a la red de transporte de la planta de regasificación de Huelva es de 377GWh, lo cual equivale a 1.350.000Nm<sup>3</sup>/h de GN, por lo que una producción diaria de 130GWh equivalen a 465.517Nm<sup>3</sup>/h de GN. Aplicando la restricción de máxima concentración volumétrica de hidrógeno en el gas natural igual al 2%, se obtiene que la capacidad de producción nominal de la planta de electrólisis debiera ser de 9.500,35Nm<sup>3</sup>/h (ver ecuación 4). Sin embargo, la cantidad de gas natural de 130GWh ha sido emitida a la red durante el transcurso de un día completo, mientras que la planta de electrólisis, en tanto que su fuente de alimentación eléctrica consiste en una planta fotovoltaica, únicamente puede funcionar durante las horas diurnas para poder catalogar al hidrógeno producido como renovable (en principio, más tarde se evaluará su funcionamiento mediante la energía suministrada desde la red eléctrica en periodos sin producción fotovoltaica), por lo que su capacidad de producción deberá ser superior a la estimada en la primera aproximación. Para su cálculo se asumirá que la planta de electrólisis es capaz de generar una cantidad de hidrógeno equivalente al 2% volumétrico de la mezcla de dicho hidrógeno con 130GWh de gas natural en el día más desfavorable del año, esto es, el día más corto del año. Para la localización escogida, el Instituto Geográfico Nacional indica que los días de las últimas semanas de diciembre son los más cortos del año, con una duración estimada de 9 horas y 40 minutos, entre los cuales el 21 de diciembre registra la menor radiación solar global media sobre el plano horizontal de todo el año, alcanzando los 6,4MJ/m<sup>2</sup> (o 1,8kWh/m<sup>2</sup>). La evolución horaria de la radiación solar global media sobre el plano horizontal en dicho día se muestra en la figura 16.

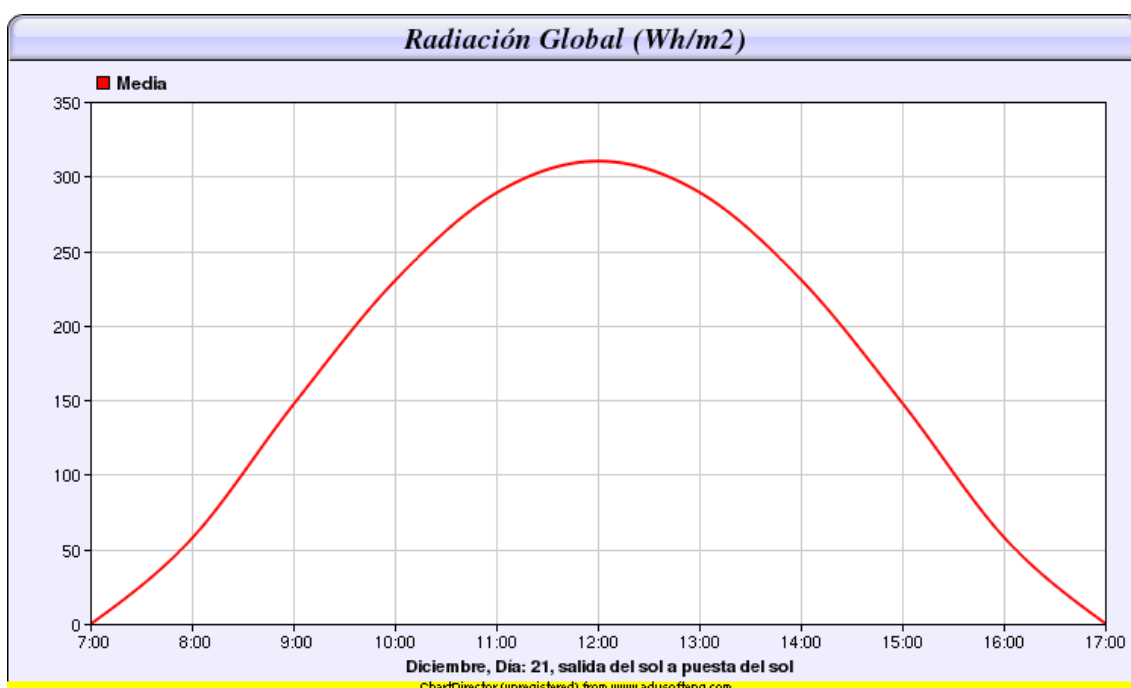


Figura 16. Evolución temporal de la irradiación solar global el día 21 de diciembre sobre el plano horizontal. Obtenido de la estación meteorológica "El Tojaillo-Gibraleón" a partir de la herramienta de la página web de la "Agencia Andaluza de la Energía" disponible en: [53].

Por lo que la capacidad de producción de la planta de electrólisis, considerando un horario de funcionamiento de 9 horas y 40 minutos, debiera ser de 23.587Nm<sup>3</sup>/h. No obstante, si además se tiene en cuenta la meteorología adversa, la media de horas solares anuales en Huelva

se sitúa en torno a las 3.120, lo que implica una media de 8,548 horas de sol al día, con lo que la capacidad de producción de la planta de electrólisis debiera ser de 26.674Nm<sup>3</sup>/h.<sup>14</sup>

Por otro lado, en aquellos casos en que la producción de gas natural sea superior a 130GWh/día, la demanda diurna estará convenientemente cubierta incluso en el caso más extremo de producción registrada de 320GWh/día, donde el caudal admitido de hidrógeno alcanzaría los 23.385Nm<sup>3</sup>/h, mientras que la demanda nocturna quedaría satisfecha con el hidrógeno almacenado en aquellos días de producción inferior a 130GWh/día (se recuerda que esto sucede el 70% del tiempo, por lo que se asume que la probabilidad de no suministrar todo el hidrógeno admitido por la red en un día de elevada producción de GN es improbable). Los cálculos han sido realizados suponiendo que en todo momento la calidad del GN inyectado en la red desde la planta regasificadora admite una concentración volumétrica de hidrógeno del 2%, que el caudal de GN inyectado en la red es constante, que la planta de electrólisis no suministra hidrógeno a ningún otro consumidor y que la planta fotovoltaica es capaz de entregar la potencia demandada por la planta PEMWE durante las 8,548h de funcionamiento definidas. A continuación, se analizará el consumo de hidrógeno del resto de la industria química y petroquímica anteriormente descrita y se recalculará la capacidad de producción de la planta de electrólisis en caso de ser necesario.

#### 4.2.1.2.2. Demanda potencial de hidrógeno por parte de la industria química y petroquímica de Huelva

Previamente al análisis de la demanda potencial de hidrógeno de la industrial descrita en apartados precedentes, ha de indicarse que la información pública disponible al respecto es escasa si no nula, y que los intentos de contactar con dichas empresas han resultado infructuosos, por lo que cualquier conclusión o postura adoptada al respecto estará basada en algunos de los datos disponibles y en hipótesis planteadas. En aquellos casos en que no ha sido posible alcanzar conclusión alguna se asumirá que la empresa no hace uso del hidrógeno en su proceso productivo o que de hacerlo se abastece desde fuentes cuya supresión redundaría en un mayor coste medioambiental.

Por volumen de producción, la primera planta analizada es la refinería de Cepsa “La Rábida”. Esta planta presenta un consumo anual medio aproximado de 9,6 millones de toneladas de crudo entre los años 2017 a 2019 [54]. El crudo es sometido a diversos procesos para obtener diferentes productos como propano, butano, naftas, gasolinas, asfaltos, etc. En la desulfuración de gasóleos se consume hidrógeno, así como en los procesos de hidrocrackeo, no obstante, este elemento es producido en otros procesos, como en el reformado catalítico, por lo que a falta de más datos se asumirá que el hidrógeno producido en el conjunto de procesos de la planta es suficiente para abastecer al resto de los procesos que lo necesitan. Por ello, se cree que desaprovechar el hidrógeno producido en el refinado del petróleo para ser sustituido por hidrógeno renovable no sólo carece de sentido, sino que además es contrario al propio principio del desarrollo sostenible en tanto que implica hacer un mayor uso de los recursos disponibles.

La planta química de Cepsa está conectada con la refinería, la cual abastece de materias primas a esta última, por lo que el razonamiento anterior es también aplicable a este caso, de

---

<sup>14</sup> Ha de indicarse que, siempre que sea rentable, se procederá a la producción de hidrógeno alimentando el proceso de electrólisis mediante la red eléctrica en aquellos períodos en que no haya luz solar y en que la cantidad de hidrógeno disponible en los tanques de almacenamiento sea insuficiente para satisfacer la demanda. Asimismo, en aras de mantener una emisión nula de CO<sub>2</sub>, se seleccionará una compañía comercializadora que únicamente compre energía a productores renovables.

modo que tampoco se considera el consumo de hidrógeno de la planta química de Cepsa en el dimensionamiento de la planta de electrólisis.

Por motivos de limitación de la extensión del TFM, se resumirá el proceso de determinación de consumos potenciales de hidrógeno indicando que del resto de empresas investigadas únicamente ha sido posible acceder a datos numéricos a partir de los cuales estimar la demanda potencial de hidrógeno de la planta de Fertiberia ubicada en Palos de la Frontera, la cual produce 400.000 toneladas al año de amoniaco para la producción de urea, fertilizantes y abonos complejos entre otros [55]. Dicho amoniaco es producido mediante el proceso Haber-Bosch, el cual emplea GN como fuente de hidrógeno, para lo cual éste ha de someterse a un proceso de reformado y posterior purificación. La sustitución del gas natural por hidrógeno puro presenta dos ventajas principales: se elimina la emisión de gases de efecto invernadero derivadas del proceso de reformado de gas natural y se reducen los costes energéticos y económicos derivados de la operación y mantenimiento de la unidad de reformado. A la hora de estimar la cantidad de hidrógeno necesaria para producir 400.000 toneladas al año de amoniaco se asumirá, por simplicidad, que todo el hidrógeno suministrado al reactor es convertido en amoniaco. La fracción másica del hidrógeno en una molécula de amoniaco “NH<sub>3</sub>” es del 17,65%, de modo que se necesitarían, como mínimo, 70.588 toneladas de hidrógeno puro para producir 400.000 toneladas de amoniaco anualmente. En condiciones normales de presión y temperatura (1,0325bar y 0°C según la norma ISO 6976) la densidad del hidrógeno calculada a partir de la ecuación de los gases ideales es de 0,09kg/m<sup>3</sup>, por lo que 70.588 toneladas de este gas ocuparían un volumen de 784.311.111Nm<sup>3</sup>. Asumiendo que la producción de amoniaco es constante a lo largo del año, la demanda horaria de hidrógeno ascendería a 89.533Nm<sup>3</sup>/h. No obstante, la planta de electrólisis únicamente se encuentra operativa durante las horas diurnas (una media de 8,548 horas), por lo que su capacidad de producción habría de alcanzar los 251.380Nm<sup>3</sup>/h. Contabilizando la capacidad de absorción de hidrógeno por parte de la red de transporte de gas natural, la capacidad total de producción de la planta de electrólisis debiera ascender a 278.054Nm<sup>3</sup>/h.

En este punto se ha de destacar que, en el caso en que los datos del resto de empresas con consumo de hidrógeno hubiesen sido accesibles, la capacidad de producción calculada de la planta de electrólisis probablemente fuese del orden de más de dos veces superior a la capacidad estimada previamente.

#### 4.2.1.2.3. Discusión sobre la viabilidad de la capacidad de producción de hidrógeno estimada. Modelo de electrolizador seleccionado. Consideraciones finales

El tamaño máximo de electrolizador de agua tipo “PEMWE” que ha sido encontrado en el mercado es el modelo “Silyzer 300” de la compañía “Siemens”, el cual presenta una potencia de pico de 17,5MW y una producción nominal de hidrógeno de 335kg/h, (cuyas principales características técnicas son resumidas en la tabla 35 del “Anexo I”) que en condiciones normales de presión (1atm) y temperatura (0°C), equivaldría a 3.722,22Nm<sup>3</sup>/h (densidad de 0,09kg/m<sup>3</sup>). Atendiendo al resultado anterior, se necesitarían 75 electrolizadores de este tipo para cubrir la demanda de hidrógeno estimada en 278.054Nm<sup>3</sup>/h, lo que además representaría una potencia instalada de electrólisis de agua de 1,31GW. A su vez, la potencia de la planta fotovoltaica que diese suministro eléctrico a dicha planta de electrólisis entraría en el “top 1” de las mayores plantas fotovoltaicas del mundo (ésta presentaría una potencia instalada de alrededor de 2,7GW). Por este motivo, porque tampoco ha sido posible estimar la demanda de hidrógeno del resto del sector petroquímico lo cual, como ya ha sido comentado anteriormente, duplicaría la potencia necesaria de electrólisis y dado el temprano estadio del hidrógeno en su proceso de

integración en la economía, se ha optado por dimensionar la planta de producción de hidrógeno de modo que sea capaz de inyectar a la red de gas natural la máxima cantidad de hidrógeno que permitan las condiciones de operación y considerando las hipótesis asumidas, con lo que el tamaño de ésta y de la planta fotovoltaica no alcanzarían cotas insólitas y poco realistas (en este caso se precisaría de 7 electrolizadores Silyzer 300 de 17,5MW cuya capacidad de producción nominal de hidrógeno ascendería a 2.345kg/h o 26.055,56Nm<sup>3</sup>/h, y con una potencia de electrólisis total instalada de 122,5MW). Por otra parte, la ampliación de las instalaciones será posible cuando el desarrollo de la economía del hidrógeno se encuentre en una etapa más avanzada (actualmente los proyectos de producción de hidrógeno verde planteados por las principales empresas del sector, como Naturgy y Enagás en España o Air Liquide en Canadá, rondan una potencia de electrólisis de agua del orden de 100MW).

A partir de la última estimación realizada, la capacidad de producción nominal de la planta de electrólisis es de 26.055,56Nm<sup>3</sup>/h. Comparando la cantidad de hidrógeno admisible por la red gasista en función de la cantidad de gas natural inyectado diariamente desde la planta de regasificación de Huelva (datos disponibles en los ya introducidos POSG) con la producción nominal diaria de hidrógeno durante el periodo estudiado (desde inicios de 2015 hasta finales de 2020), se ha observado que el día 3 de febrero del año 2019 se alcanza (hipotéticamente) el máximo valor de exceso total acumulado de producción de hidrógeno, el cual ascendería a 57.958.444,8Nm<sup>3</sup>. Por otra parte, el mayor incremento negativo del excedente acumulado<sup>15</sup>, igual a 19.754.127,5Nm<sup>3</sup>, se alcanzaría al finalizar el periodo comprendido entre el 30 de marzo del año 2019, cuando el excedente acumulado ascendería a 57.425.664,4Nm<sup>3</sup> y el 31 de marzo del año 2020, cuando éste ascendería a 37.671.536,9Nm<sup>3</sup>. En dicho periodo la demanda potencial de hidrógeno sería superior a su producción de forma casi ininterrumpida (comparando el orden de magnitud del excedente o déficit diario con el orden de magnitud del excedente acumulado). Se observa una enorme variabilidad anual e interanual en la cantidad de hidrógeno que es posible inyectar a la red, lo cual se traduce en una gran incertidumbre a la hora de dimensionar la capacidad de producción de hidrógeno en base a la cantidad de gas natural inyectado a la red gasista y a la hora de determinar la capacidad de almacenamiento de hidrógeno. Analizando el comportamiento del exceso y déficit de producción acumulados año a año para una capacidad de producción nominal de 22.333,33Nm<sup>3</sup>/h (6 electrolizadores) y 18.611,11Nm<sup>3</sup>/h (5 electrolizadores) se observa que el déficit de producción acumulado alcanzaría valores inasumibles en los años 2019 y 2020, en ambos casos. Por todo lo anterior, la capacidad de producción de la planta de electrólisis de agua será establecida en 26.055,56Nm<sup>3</sup>/h, lo que corresponde a la producción nominal de 7 electrolizadores de 17,5MW cada uno, sumando una potencia instalada total de electrólisis de 122,5MW. Dicha solución se considera óptima ya que permite la inyección de una cantidad de hidrógeno a la red igual a la capacidad admisible en cada momento del periodo tomado como referencia (siempre y cuando se almacenase el exceso de producción).

En este punto se hace necesario precisar que la capacidad nominal de producción de la planta de electrólisis se ha calculado en base a una demanda potencial fija y diaria como es la capacidad de absorción de hidrógeno de la red gasista, sin que ello quiera decir que el hidrógeno producido deba ser inyectado a la red necesariamente. Dado que la capacidad de absorción de

---

<sup>15</sup> Una variación positiva del incremento del excedente de producción acumulado en un periodo dado indica que la producción sigue siendo superior a la demanda, mientras que una variación negativa del mismo indica que la producción es inferior a la demanda y que se está recurriendo al hidrógeno almacenado para cubrir la demanda no cubierta mediante la producción.



hidrógeno del polo químico/petroquímico onubense es, con mucho, superior a la producción de hidrógeno de la planta de electrólisis, el hidrógeno producido será destinado a aquella aplicación más rentable en cada momento.

Asimismo, como será justificado en el apartado subsiguiente, el estado del arte de las tecnologías de almacenamiento de hidrógeno no permitirá el almacenamiento de los excesos de producción acumulados calculados, por lo que, en caso de no poder almacenar o dar salida a dichos excesos de producción de hidrógeno la energía eléctrica producida en la central PV será inyectada a la red.

Huelga indicar que no se han facilitado datos acerca de los parámetros eléctricos del sistema de electrólisis, los cuales serán estimados seguidamente. Asimismo, ha de señalarse que el propio sistema de electrólisis incluye un transformador, un rectificador, el sistema de refrigeración del rectificador y el sistema de control del electrolizador.

En cuanto a los parámetros eléctricos del PEMEL, la intensidad eléctrica nominal de cada uno de los 24 apilamientos, módulos o “stacks” viene determinada por la producción nominal del electrolizador (335kg/h, 13,96kg/h por apilamiento) y puede ser calculada a partir de las leyes de Faraday de la electrólisis (ver ecuación (76)), para lo cual se asumirá igual a la unidad la eficiencia de Faraday en celdas tipo PEM, [42], [56], entendida ésta como la ratio entre la cantidad de hidrógeno realmente producida y la cantidad de hidrógeno que teóricamente debería obtenerse. La tensión de cada celda de electrólisis “ $V_{celda}$ ” se calculará a partir del número de celdas del apilamiento y de la intensidad y potencia nominal del electrolizador (ver ecuación (77)). Con lo que la expresión para calcular el calor generado en cada apilamiento puede reescribirse según la ecuación (78).

$$I_{celda/stack} = \frac{\dot{n}_{H_2} * 2 * F}{N_{celdas}} \quad (76)$$

$$V_{celda} = \frac{P_{stack}}{I_{celda/stack} * N_{celdas}} = \frac{P_{stack}}{\dot{n}_{H_2} * 2 * F} \quad (77)$$

$$V_{celda} = \frac{E_{tn}^{\circ}}{\eta_{eléctrica}} \quad (77.1)$$

$$\dot{Q}_{stack} = \dot{n}_{H_2} * 2 * F * \left( \frac{P_{stack}}{\dot{n}_{H_2} * 2 * F} - E_{tn}^{\circ} \right) = P_{stack} - N_{celdas} * I_{celda/stack} * E_{tn}^{\circ} = P_{entropia} \quad (78)$$

Una forma alternativa al cálculo de la tensión nominal de la celda se muestra en la ecuación (77.1), donde se hace uso del potencial termoneutro estándar de la celda “ $E_{tn}^{\circ}$ ” (potencial en el cual la energía necesaria para cubrir las pérdidas de entropía es proporcionada por la propia energía eléctrica) y del valor de eficiencia de cada apilamiento de celdas facilitado por el fabricante e igual al 76,5%. El resultado obtenido mediante la ecuación (77.1), 1,936V, es un 1,67% inferior al calculado mediante la ecuación (77), 1,969V. Se asumirá el valor calculado mediante la ecuación (77) ya que los cálculos realizados para el estado de mínima carga se realizarán en base a dicha ecuación.

Ha de señalarse que la producción mínima del sistema de electrólisis se alcanza cuando únicamente se encuentra operativa al 20% de su capacidad nominal una asociación en serie de 6 apilamientos de las 4 existentes, produciendo un total de 3,5kg de hidrógeno con un consumo de 0,8MW de potencia eléctrica. Los resultados obtenidos para dicho estado de carga no son coherentes con la teoría, en concreto con el valor típico del potencial de la celda o de la eficiencia de la misma, la cual debe aumentar cuando disminuye el estado de carga, por lo que se asume



que, o bien la cantidad de hidrógeno producida es mayor a la indicada en la ficha técnica, o bien el consumo eléctrico indicado engloba otros procesos no especificados en ésta<sup>16</sup>.

Hechas las aclaraciones pertinentes se procede a mostrar los valores límite de intensidad y tensión correspondiente al estado de carga nominal (ver tabla 6).

Estado de carga del sistema	Nominal	Mínimo
Potencia del electrolizador (W)	17.500.000	800.000
Producción nominal de hidrógeno del electrolizador (g/s)	93,06	0,97
Número de stacks en funcionamiento	24	6
Número de celdas por stack	50	50
Potencia por stack (W)	729.167	133.333
Producción nominal de hidrógeno por stack (mol/s)	1,92	0,08
Intensidad stack/celda (A)	7.408	310
Tensión Celda (V)	1,97	8,61
Tensión Stack (V)	98,43	430,68
Eficiencia Eléctrica (%)	76,5	17,2

Tabla 6. Parámetros eléctricos del electrolizador.

#### 4.2.2. Dimensionamiento del sistema de almacenamiento de hidrógeno

La capacidad del sistema de almacenamiento será establecida mediante un proceso en el que se asumirán una serie de condiciones y se obtendrán unos resultados cuyas implicaciones serán discutidas, lo que conducirá a modificaciones en las condiciones asumidas inicialmente que conducirán a nuevos resultados cada vez más “acertados” respecto al estado del arte actual.

En una primera asunción se aceptará que el sistema de almacenamiento debe ser capaz de almacenar el exceso de hidrógeno en aquellos periodos en que la demanda es menor que la producción y de suministrar el hidrógeno restante en aquellos periodos en que la producción no es capaz de cubrir la totalidad de la demanda. A tal fin es preciso establecer la presión, a la cual el hidrógeno gaseoso será almacenado, ya que de ésta dependerá el volumen ocupado por el hidrógeno cuya producción nominal (volumétrica) ha sido definida en condiciones normales de presión y temperatura. Asimismo, es posible definir un nivel mínimo de gas almacenado, lo que significa que, una vez cubierta la demanda, el volumen de hidrógeno en el interior del tanque sea superior a dicho límite inferior. Además, ha de considerarse el volumen no útil o muerto presente en el sistema de almacenamiento. Por otra parte y en línea con lo expuesto al inicio del párrafo, el balance entre la demanda diaria potencial y la producción nominal diaria estimada de hidrógeno entre los años 2015 y 2020 realizado en el apartado dedicado al dimensionamiento de la producción nominal de la planta de electrólisis, no sólo ha permitido el ajuste de dicha potencia nominal, sino que ha proporcionado unos valores de excedente de producción acumulado de hidrógeno a partir de los cuales se obtendrá un primer valor de la

<sup>16</sup> Asumiendo un consumo eléctrico de 0,8MW por parte del electrolizador en la producción de 3,5kg/h de hidrógeno, el potencial de la celda debería ser de alrededor de 8,6V. Asimismo, si la eficiencia eléctrica se mantuviese constante en el 76,5%, la producción equivalente al 5% de la producción nominal sería de 16,75kg/h y no de 3,5kg/h. Desde otro punto de vista, si la eficiencia eléctrica se mantuviese constante en el 76,5% el consumo eléctrico para producir 3,5kg/h de hidrógeno sería del orden de 0,2MW.

capacidad del sistema de almacenamiento. A tal fin se ha considerado, además, que el excedente de producción de hidrógeno se destinará íntegramente (salvo el volumen mínimo de almacenamiento para cubrir la demanda diaria de la red de gas natural), a otras aplicaciones, como la producción de amoníaco en la planta de Fertiberia, lo cual implica que la capacidad de almacenamiento de hidrógeno sea del orden del máximo incremento negativo del excedente de producción acumulado y no igual al máximo valor del excedente de producción acumulado alcanzado. El mayor incremento negativo del excedente acumulado, según lo indicado en el apartado anterior, fue de  $19.754.127,5\text{Nm}^3$ . Considerando la densidad del hidrógeno en condiciones normales ( $1\text{atm}$  y  $0^\circ\text{C}$ ;  $0,09\text{kg}/\text{m}^3$ ), la masa de tal volumen de hidrógeno asciende a  $1.777.871,5\text{kg}$ . Actualmente no existen soluciones viables para almacenar tal cantidad de hidrógeno más allá del almacenamiento subterráneo de hidrógeno, al cual no es posible recurrir en el presente caso ya que los únicos depósitos subterráneos relativamente cercanos son el de “Marismas”, el cual no se encuentra operativo debido a cuestiones legales y medioambientales, y el yacimiento de “Poseidón”, que desde la década de 2010 estuvo envuelto en polémicas medioambientales y de cuyo estado actual no se ha encontrado información.

Por todo lo anterior, la capacidad del sistema de almacenamiento no podrá dimensionarse de tal modo que siempre sea posible acumular los excedentes de producción para hacer frente a la demanda equivalente a la cantidad de hidrógeno admisible por la red de gas natural. Atendiendo a las tecnologías de almacenamiento de  $\text{CGH}_2$  a media escala actualmente disponibles, la opción que permite almacenar una mayor cantidad de hidrógeno a una presión intermedia (hasta  $100\text{bar}$ ) es el almacenamiento de hidrógeno en tuberías enterradas. Sin embargo, el almacenamiento de hidrógeno en tuberías enterradas se engloba dentro de la actividad industrial a la cual está subordinado, por lo que no es posible hacer uso de las vastas extensiones de suelo rural próximas a la planta de electrólisis sin el permiso del propietario de las tierras y la autorización del organismo competente, por lo que en el presente trabajo no se considerará ésta como una solución factible.

Por otra parte, los modelos de tanque de almacenamiento de hidrógeno comprimido de mayor tamaño encontrados en el mercado presentan una capacidad de almacenamiento del orden de  $100\text{m}^3$ , como los tanques del fabricante “VAKO” empleados por la compañía “Linde” en sus hidrogeneras, con un volumen geométrico de  $115\text{m}^3$  y una presión de operación de  $50\text{bar}$ <sup>17</sup>, [57] lo cual equivale a unos  $470\text{kg}$  de hidrógeno. Otro importante fabricante de tanques de hidrógeno gaseoso comprimido, como es “NPROXX”, ha anunciado que se encuentra en una fase avanzada en su proyecto de desarrollo de tanques de  $\text{CGH}_2$  con capacidad para  $1.000\text{kg}$  de hidrógeno a  $500\text{bar}$  de presión [58], no obstante, no ha sido posible acceder a más información al respecto.

Teniendo en consideración las posibilidades que ofrece el estado del arte en materia de almacenamiento de hidrógeno, la capacidad de almacenamiento será calculada como la diferencia entre el máximo excedente de producción diario y el mayor déficit de producción diario alcanzados en el periodo estudiado, los cuales ascendieron, respectivamente, a  $187.655,9\text{Nm}^3$  y  $-338.353,3\text{Nm}^3$ , suponiendo un total de  $526.009,2\text{Nm}^3$  o  $47.340,8\text{kg}$ . Para almacenar tal cantidad de hidrógeno se precisaría de 101 tanques de  $115\text{m}^3$  con una presión de

---

<sup>17</sup>Este mismo fabricante da opción a la construcción de tanques de almacenamiento de hidrógeno gaseoso comprimido de hasta  $4,5\text{m}$  de diámetro y  $45\text{m}$  de altura, aunque no especifica la presión de almacenamiento para tales dimensiones y no ha tenido a bien facilitar dicha información. Se asumirá un diámetro de  $2,5\text{m}$  y una altura total de  $6\text{m}$ .

almacenamiento de 50bar (470kg de H<sub>2</sub>, cada uno). Por otro lado, dado que se dispondrá de 7 sistemas de electrólisis de 17,5MW cada uno, puede diseñarse la instalación de forma tal que cada sistema de electrólisis inyecte el hidrógeno en un mismo número de tanques de almacenamiento, de esta manera cada grupo de producción-almacenamiento tendría una misma configuración y un mismo modo de funcionamiento, facilitando su operación y mantenimiento y haciendo de ésta una instalación más segura, ya que el fallo o accidente en uno de los grupos no afectaría al resto. A tal fin se precisará de 4 tanques adicionales de almacenamiento, ascendiendo el total a 105 tanques con capacidad conjunta de 49.350kg de hidrógeno (un 1,04% superior a la capacidad estimada), asociados, en bloques de 15 unidades, a sendos sistemas de electrólisis.

Las entradas de dichos tanques se conectarán en paralelo entre sí a un nodo de conexión con la salida del compresor, de modo que el caudal de hidrógeno no inyectado en la red de gas natural es inyectado a uno sólo de los 15 depósitos mediante una válvula de tres vías y, una vez éste se encuentra lleno, se procederá al llenado del siguiente depósito. Para posibilitar este modo de funcionamiento es preciso contar con 1 válvula solenoide a la entrada de sendos grupos de depósitos cuya apertura es controlada a partir del “nivel”<sup>18</sup> de hidrógeno en el interior del respectivo depósito y del resto de depósitos, de tal manera que cuando el primer depósito se encuentra vacío (o parcialmente lleno) se procede a su llenado total, abriendo su válvula de entrada y manteniendo las válvulas de entrada del resto de depósitos cerradas y, una vez éste se ha llenado por completo, se procede al cierre de su válvula de entrada y a la apertura de la válvula del siguiente depósito vacío o parcialmente lleno, procediendo de forma secuencial con el resto de depósitos.

La inyección de hidrógeno desde los depósitos en la red se lleva a cabo, por defecto, desde el mismo compresor de llenado de los depósitos, o directamente desde los depósitos si la presión es suficiente. Para ello, las salidas de los depósitos de hidrógeno se encuentran conectadas en paralelo entre sí a la entrada al compresor. Cuando la demanda de hidrógeno de la central de regasificación es superior a la producción desde la planta de electrólisis o cuando la producción de hidrógeno es nula, las válvulas de salida de todos los depósitos se abren, permitiendo el flujo de hidrógeno hacia el compresor, desde el cual se establecerá el caudal requerido de hidrógeno a la presión determinada por la presión del gas natural en la red y las pérdidas de carga en las conducciones. Este modo de funcionamiento presenta una serie de inconvenientes que han de ser resueltos:

- Al abrir simultáneamente las salidas de todos los depósitos de hidrógeno puede darse el caso en que la presión en el interior de uno o más depósitos sea inferior a la del resto, con lo que el hidrógeno tenderá a introducirse en dichos depósitos. Por este motivo han de instalarse válvulas antirretorno “aguas abajo” de la electroválvula de salida. Se ha optado por este modo de funcionamiento, y no por abrir secuencialmente las salidas de los depósitos conforme estos se vacían, a fin de mantener un mayor nivel de presión a la entrada del compresor, reduciendo el consumo eléctrico del mismo.
- La presión y caudal de hidrógeno dependen, respectivamente, de la presión del gas natural en la red de distribución y de la demanda de hidrógeno de la central de regasificación (que a su vez ha sido calculada como el 2% volumétrico del caudal de la mezcla de gas natural e hidrógeno). Cuando el hidrógeno suministrado a la planta de

---

<sup>18</sup> La cantidad (masa) de hidrógeno en el interior de cada depósito puede estimarse con bastante precisión a partir de los valores de presión y temperatura en el interior del tanque.

regasificación proceda exclusivamente de los tanques de almacenamiento, la presión del mismo estará comprendida entre los 50bar y los 72bar, por lo que, en el caso en que el gas natural regasificado presente una presión inferior a 50bar deberá disponerse de un sistema expansor a la entrada de la planta de regasificación que reduzca la presión del hidrógeno suministrado hasta el valor de presión de dicho GN. A efectos de dimensionamiento del presente TFM se asume que dicho sistema será implementado por la propia central de regasificación.

En el “Plano I” se muestra el “diagrama de tuberías e instrumentación o P&ID” correspondiente al modo de funcionamiento descrito.

#### 4.2.3. Dimensionamiento del sistema de compresión de hidrógeno

A la hora de dimensionar el sistema de compresión de hidrógeno previamente a su almacenamiento o inyección en la red de gas natural, es necesario conocer el rango de presiones admisibles por dichas aplicaciones, la presión del hidrógeno a su salida del electrolizador y las pérdidas de carga en el sistema de conducciones.

En primer lugar, la presión de salida del gas natural de la Planta de Regasificación de Huelva está comprendida entre un valor mínimo de 30bar y un valor máximo de 72 bar, mientras que la presión máxima de almacenamiento del hidrógeno es de 50bar. De lo anterior se deduce que la presión del hidrógeno a la salida del compresor (y considerando las pérdidas de carga del sistema) deberá ser superior a la presión del gas natural a la salida de la citada planta, de lo contrario no sería posible su mezclado ya que el hidrógeno no podría “vencer” la presión del gas natural y, de no disponerse de válvulas antirretorno, éste penetraría en la instalación de hidrógeno. Por otro lado, la presión máxima de almacenamiento es de 50bar, por lo que en caso de comprimir el hidrógeno por encima de dicha presión debido a las condiciones del GN en la red, ha de disponerse de un sistema de reducción de la presión previo a los depósitos de almacenamiento a fin de evitar sobrepresiones que puedan derivar en el fallo de éstos. En cuanto a la presión (manométrica) del hidrógeno producido, en la ficha técnica del electrolizador se indica que ésta es de 100mbar (0,1bar).

En circunstancias reales, el tamaño del compresor se diseña específicamente para la aplicación analizada en el presente TFM y dada la escasez de información técnica relativa a las condiciones de funcionamiento de los compresores de hidrógeno disponibles en el mercado, únicamente se determinarán los parámetros límite de operación del mismo en el sistema de electrólisis y se indicará la compañía seleccionada. Son varias las compañías que ofrecen productos que se ajustan a las condiciones de servicio definidas como Siemens, Baker Hughes, Hofer Hochdrucktechnik GmbH, PDC machines, Brotie Technology, LMF, etc. Sin embargo, dado que el electrolizador empleado pertenece a la marca Siemens y que se da opción a integrar en el propio sistema de electrólisis el compresor, se ha optado por recurrir a ésta. En concreto se ha decidido implementar un compresor alternativo API-618 libre de lubricante, con lo que se evita la contaminación del hidrógeno, los cuales son capaces de operar con grandes caudales de gas (de hasta 1.000.000Nm<sup>3</sup>/h) y presiones relativamente elevadas (de hasta 200bar). Asimismo, al estar fabricados con acero inoxidable resisten el fenómeno de fragilización por hidrógeno.

En cuanto al diámetro de las conducciones de hidrógeno, tanto de las empleadas en la distribución en la planta de electrólisis como de las empleadas en el suministro a la planta regasificadora, éste será determinado en base al caudal máximo trasegado por cada compresor, el cual asciende a 3.722,22m<sup>3</sup>/h (o 1,034m<sup>3</sup>/s) y la velocidad máxima del gas natural en la red, la cual suele estar limitada a 20m/s. A partir de dichos datos la sección mínima de las conducciones será de 0,0517m<sup>2</sup>, a la cual le corresponde un diámetro interior de 128,28mm. A fin de limitar la velocidad del hidrógeno por debajo del valor máximo establecido se seleccionará el valor nominal de diámetro inmediatamente superior al valor del diámetro obtenido mediante

cálculo, esto es, 131,7mm (5 ½”), correspondiéndole una velocidad máxima de 17,54m/s. Por lo que respecta al material empleado en las tuberías de transporte de hidrógeno hasta la regasificadora se seguirán las indicaciones de la “Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos o ASME”, en concreto el código “ASME B31.12-2014” y se emplearán tuberías de acero inoxidable de baja resistencia X42 (sin costuras), material que soporta mejor la fragilización por hidrógeno que aceros de mayor resistencia o con mayor contenido de Mn, S, P o Cr.

Con el fin de evitar que averías en las conducciones de unión con la planta regasificadora impidan el suministro de hidrógeno a la misma, se contará con una conducción de suministro por cada sistema de electrólisis.

#### 4.2.4. Dimensionamiento del sistema de suministro de agua purificada

El sistema de suministro de agua purificada tiene por objeto establecer el flujo de agua demandado por el sistema de electrólisis en función del punto de funcionamiento del electrolizador. A continuación, se determinarán el caudal nominal de agua purificada suministrada, consumida y recirculada al electrolizador en condiciones nominales de funcionamiento.

En la ficha técnica del fabricante del electrolizador Silyzer 300 consta que el consumo de agua pura es de 10l (se asume que 10l de agua pura equivalen a 10kg de la misma) por kilogramo de hidrógeno producido. Considerando la estequiometría de la reacción de electrólisis en una celda PEM, por cada molécula de hidrógeno producido se consume una molécula de agua, mientras que el peso molecular del hidrógeno es de 2,02kg/kmol y el del agua es de 18,02kg/kmol, lo que implica que en condiciones estequiométricas el consumo de agua es de 8,92kg por cada kilogramo de hidrógeno producido. Aplicando las ecuaciones (6) y (7) y teniendo en cuenta que el electrolizador consta de 24 apilamientos de celdas unidad se obtienen los resultados recogidos en la tabla 7.

Ecuación 6			
Gasto nominal de hidrógeno producido por sistema (kg/h)	335	Gasto nominal de hidrógeno producido por sistema (kg/s)	0,09306
Gasto nominal de hidrógeno producido por módulo (kg/s)	0,00388	Caudal nominal de hidrógeno producido por módulo (mol/s)	1,91946
Gasto de agua consumido por módulo (kg/h)	124,5	Caudal de agua consumido por módulo (m3/h)	0,1245
Gasto de agua consumido por sistema (kg/h)	2.988,5	Caudal de agua consumido por sistema (m3/h)	2,9885
Ecuación 7			
Peso molecular del hidrógeno (g/mol)	2,02	n H2 (mol)	1
Peso molecular del agua (g/mol)	18,02	n H2O (mol)	1
Masa de agua suministrada (kg)	10	Masa de hidrógeno producido (kg)	1
Gasto de agua no consumida por módulo (kg/s)	0,0042	Gasto de agua no consumida por módulo (kg/h)	15,06
Gasto de agua no consumida por sistema (kg/h)	361,5	Caudal de agua no consumida por sistema (m3/h)	0,3615
Ecuación 7.1			
Gasto de agua suministrado por módulo (kg/s)	0,0388	Gasto de agua consumido por módulo (kg/s) [Ecuación (2)]	0,03459
Gasto de agua no consumida por módulo (kg/s)	0,0042	Gasto de agua no consumida por módulo (kg/h)	15,06
Gasto de agua no consumida por sistema (kg/h)	361,5	Caudal de agua no consumida por sistema (m3/h)	0,3615

Tabla 7. Ratio de agua consumida y caudal de agua no consumida en cada módulo del sistema de electrólisis. Azul: datos de partida. Rojo: cálculos preliminares. Verde: resultados.

En este punto se considera necesario definir el modo en que el agua es suministrada al módulo. Según la información pública del modelo comercial de electrolizador empleado, el agua le es suministrada desde el cátodo y por tanto de forma contraria al modelo convencional descrito en la literatura (ver figura 17) [59], donde el agua a electrolizar es introducida en el ánodo, mientras que el agua no consumida en el proceso, es devuelta al electrolizador (pese a que el agua abandona sendos electrodos en fase gaseosa, se asume que ésta abandona el separador de gas-agua en fase líquida). En la figura 17 se observa que los modelos convencionales de planta de electrólisis de agua cuentan con una bomba principal de impulsión, y una bomba secundaria de circulación en el lado del ánodo. La bomba de impulsión del agua de alimentación tiene por misión elevar la presión de dicho caudal de agua hasta la presión de operación del sistema de purificación del agua, mientras que la bomba de circulación tiene por objeto compensar las pérdidas de carga en el circuito de alimentación anódico y mantener un caudal continuo de agua a través del intercambiador de calor a fin de evacuar el calor absorbido por dicho flujo de agua. No obstante, se especifica en la ficha técnica del fabricante que el modo de recirculación del agua al electrolizador se realiza mediante convección natural, por lo que se prescinde de la bomba de recirculación mostrada en la figura 17, y además se cuenta con intercambiador de calor para el enfriamiento de los caudales recirculados en ambos lados de la membrana y no sólo en el lado del ánodo a diferencia de cómo se muestra la citada figura.

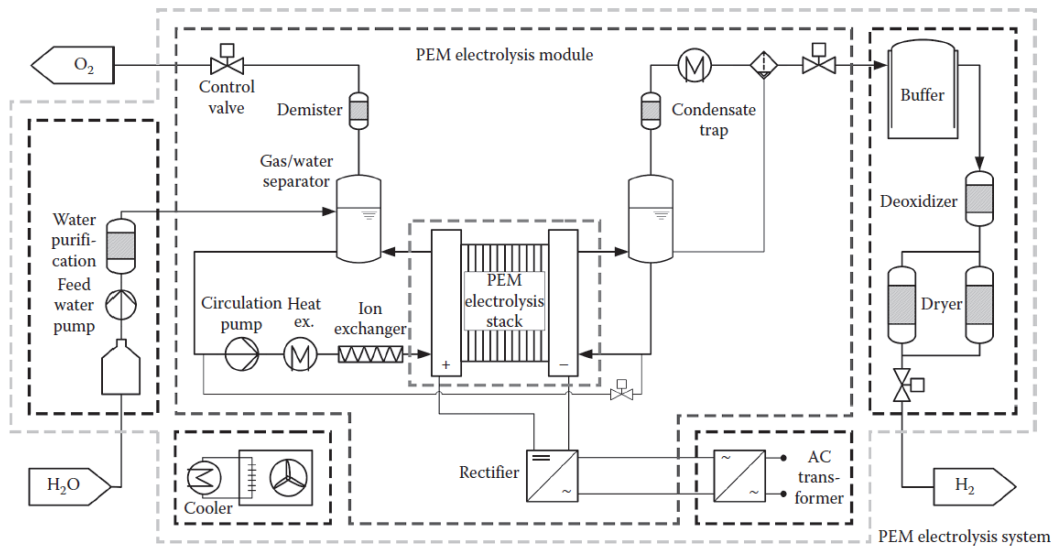


Figura 17. Modelo convencional de un electrolizador de agua y parte de su BoP. Extraído de: [59].

#### 4.2.4.1. Dimensionamiento del subsistema de purificación de agua

Amén de lo ya introducido en el capítulo de metodología se realizará una descripción complementaria de dicho subsistema. El subsistema de purificación de agua tiene por objeto eliminar las partículas sólidas, dióxido de carbono, iones metálicos y demás impurezas del agua, con objeto de alargar la vida útil de los módulos de electrólisis. Para ello, en primer lugar, el agua tomada de la red municipal de abastecimiento (puesto que se desconoce la procedencia del agua empleada en el Polígono Industrial de Nuevo Puerto en Palos de la Frontera se asume que ésta procede de la red municipal de abastecimiento) será almacenada en un depósito de agua (una función secundaria de dicho depósito es permitir la evaporación del cloro presente en el agua de red). Desde dicho depósito el agua será bombeada hacia el sistema de purificación, donde el primer proceso al que será sometida es el suavizado, en el cual los iones de magnesio y calcio son sustituidos por iones de sodio, evitando así la calcificación de las conducciones y demás sistemas hidráulicos. Tras el suavizado, el agua será sometida a un proceso de RO donde se eliminarán las sales y otros elementos que ésta pudiera contener, como el sodio procedente del suavizado del agua, el dióxido de carbono disuelto o las trazas del cloro empleado en la potabilización del agua. Por último, a fin de eliminar los iones metálicos que el agua pudiera contener tras el proceso de RO, ésta será sometida a un proceso de desionización, en concreto se ha optado por un sistema EDI, lo cual permite prescindir de los filtros convencionales de resina, evitando el empleo de productos químicos que, por otra parte, pudieran introducir pequeñas cantidades de impurezas y evitando, además, la sustitución periódica de la resina del filtro. No es objeto del presente TFM la determinación del modo de limpieza de las membranas de RO ni de la sustitución de la resina empleada en el suavizado del agua y en el proceso de electrodesionización, así como tampoco lo es el diseño del sistema de gestión del caudal de concentrado producido en el proceso de RO y EDI. Asimismo, se cree preciso indicar que no se ha incluido un sistema de filtración de agua ya que ésta se asumido proviene de la red de abastecimiento municipal, en la que la lectura NTU de turbidez habitual es de 0,35, de modo que los pre-filtros del sistema RO son considerados como una medida suficiente para eliminar cualquier posible sólido en suspensión del agua. También es de reseñar el hecho de que todos los subsistemas de purificación de agua seleccionados cuentan con su respectiva unidad de medida de los parámetros del agua y de control sobre los elementos hidráulicos. En cualquier caso, será preciso controlar los parámetros de caudal, temperatura, presión, pH y conductividad



del agua a la salida del subsistema de purificación, a fin de garantizar que la calidad del agua suministrada es adecuada, así como monitorizar la presión, temperatura y nivel en los depósitos de agua. Dicha información será enviada a la unidad central de control de la planta de electrólisis.

A la hora de implementar el sistema de purificación de agua se ha optado por recurrir a la empresa SUEZ para la selección del sistema de RO y EDI debido a que los productos que ofrece se adaptan perfectamente a los parámetros de operación definidos y, además, por ser una de las empresas líderes del sector en el tratamiento de agua para diferentes fines, tales como el industrial o el energético. En tanto que no se dispone de información técnica relativa al sistema de suavizado o “ablandamiento” de agua de la compañía SUEZ, se ha optado por acudir al fabricante PureAqua, pues cuenta con una amplia gama de soluciones al tratamiento de agua y el modelo seleccionado se ajusta mejor al caudal de agua de diseño que otros sistemas de suavizado considerados. En la tabla 36 del “Anexo I” se muestran los parámetros de operación de los citados dispositivos y otras características técnicas de interés<sup>19</sup>.

Huelga indicar que los parámetros de calidad del agua de la red municipal de abastecimiento de Huelva cumplen holgadamente los requisitos de entrada del sistema de suavizado del agua, lo cual puede comprobarse en los informes mensuales elaborados por la empresa Aguas de Huelva disponibles en su página web [60].

Por otro lado, la caída de presión en el sistema de RO no se especifica en la ficha técnica del modelo seleccionado, por lo que ha sido estimada en 0,3bar por elemento de acuerdo con la bibliografía consultada [61] y, puesto que el sistema de RO está compuesto por 15 membranas y dos pre-filtros (se remite al lector a la ficha técnica del fabricante para más información al respecto), la caída total de presión en dicho sistema ascenderá a 5,1bar (aunque en la realidad dicha caída de presión es función del caudal circulante). La caída de presión no debe ser demasiado elevada (inferior a 4bar por cada 6 membranas) a fin de evitar daños en las membranas. Por otra parte, no se especifica el caudal de concentrado generado en el sistema de suavizado, por lo que se asume que éste opera en co-corriente, donde todas las impurezas quedan retenidas en el medio filtrante, no existiendo un flujo de concentrado con el que evacuar la mayor parte de dichas impurezas. Este modo de operación de filtración requiere del lavado periódico y eventual sustitución del medio filtrante, cuya descripción, dimensionamiento y diseño no forman parte del objeto del presente trabajo.

#### 4.2.4.1.1. Definición de los parámetros del caudal de agua en el sistema de purificación

Conocida toda la información técnica relativa a la operación de cada uno de los dispositivos que conforman el sistema de purificación de agua se procederá, seguidamente, a definir la magnitud y los parámetros del caudal de agua de entrada al sistema de purificación.

Para alcanzar la producción nominal de hidrógeno en el electrolizador, éste debe ser alimentado con un caudal de 3,35m<sup>3</sup>/h de agua desionizada. Observando las tasas de recuperación “TR” del sistema de RO y de EDI y en tanto que los diferentes dispositivos de tratamiento del agua se encuentran conectados en serie, se puede deducir que el caudal de entrada al sistema de purificación deberá ser de 4,963m<sup>3</sup>/h en el estado inicial (véase la ecuación (8)) y, una vez se alcance el estado nominal en el que 0,362m<sup>3</sup>/h de agua no consumida de los

---

<sup>19</sup> Los datos consultados del suavizador de agua no están expresados en el sistema internacional, por ello, en el caso en que las unidades definidas admitan diferentes factores de conversión al sistema internacional, como los galones por minuto (gpm), se asumirá que estos están definidos según el sistema de medida estadounidense, puesto que la empresa manufacturera está establecida en EE.UU.

3,35m<sup>3</sup>/h introducidos en el electrolizador son recirculados, el caudal de agua en estado nominal a la entrada del sistema de purificación deberá ser de 4,427m<sup>3</sup>/h (véase la ecuación (8.1)).

En el polo opuesto de la operación del sistema se sitúa el punto de mínima carga, en el cual el caudal a trasegar en un primer momento debiera ser igual a 10 veces la producción mínima de hidrógeno, esto es, 0,035m<sup>3</sup>/h a la entrada del electrolizador y 0,052m<sup>3</sup>/h a la entrada del sistema de purificación. Sin embargo, el mínimo caudal que es posible establecer en el sistema de purificación queda determinado por el máximo valor del caudal mínimo admisible, correspondiente al sistema de suavizado de agua, cuyo caudal mínimo de 3,35m<sup>3</sup>/h equivale a 2,55m<sup>3</sup>/h a la entrada del EDI y por lo tanto es superior al caudal mínimo de éste (1,89m<sup>3</sup>/h). De lo anterior se deduce que cuando el caudal demandado por el electrolizador aguas arriba del sistema de purificación sea inferior a 3,35m<sup>3</sup>/h, dicho sistema no será capaz de purificar el agua.

A fin de solventar este problema y permitir una regulación precisa del caudal suministrado al electrolizador, se contará con un depósito de almacenamiento de agua purificada, el cual dispondrá de un by-pass normalmente cerrado entre su entrada y su salida. Desde este depósito se suministrará el caudal de agua demandado por el PEMEL, encontrándose el sistema de impulsión y purificación desconectado u operando a la máxima capacidad admisible en función del nivel de agua en el depósito. La regulación del caudal de salida del depósito se efectuará mediante el empleo de una bomba circuladora de velocidad variable, ya que regular el caudal de salida mediante el grado de apertura de una VM es menos preciso en tanto que la presión del agua en el interior del depósito desciende conforme éste se vacía. Asimismo, puesto que el caudal de salida del depósito siempre será inferior al caudal de entrada, se hace necesario disponer de un sensor de nivel máximo y de otro de nivel mínimo que den señal a la bomba de impulsión de parar o de arrancar, respectivamente. La definición del nivel mínimo se realizará en el apartado dedicado al dimensionamiento del depósito de almacenamiento de agua purificada. Por otro lado, cuando no sea posible operar en este modo desacoplado y el PEMEL funcione a su capacidad nominal, el caudal de impulsión coincidirá con el caudal equivalente demandado por el electrolizador aguas arriba del subsistema de suavizado (4,963m<sup>3</sup>/h o 4,427m<sup>3</sup>/h, en función del estado de funcionamiento, inicial o nominal), el by-pass se encontrará abierto y el agua le será suministrada directamente. Estos modos de operación han sido previamente introducidos en la metodología, donde fueron denominados “modo de operación desacoplado” y “modo de operación directo”, respectivamente.

Dispositivo	Estado de funcionamiento	Caudal de Entrada (m <sup>3</sup> /h)	Caudal de Salida (m <sup>3</sup> /h)
Suavizador	Inicial	4,963	4,963
	Nominal	4,427	4,427
	Máximo	5,700	5,700
RO	Inicial	4,963	3,722
	Nominal	4,427	3,320
	Máximo	5,700	4,275
EDI	Inicial	3,722	3,350
	Nominal	3,320	2,988
	Máximo	4,275	3,848

Tabla 8. Caudal de agua en función del tramo del sistema de purificación y del estado de funcionamiento del mismo.

En este punto se hace necesario determinar el valor máximo de caudal de agua que es posible trasegar en cada tramo del sistema de purificación el cual coincide, a la entrada de dicho sistema, con el caudal nominal del sistema de RO (5,7m<sup>3</sup>/h), ya que el máximo caudal de entrada al suavizador es de 11,13m<sup>3</sup>/h mientras que el del EDI es, aguas arriba del sistema de RO, superior al caudal nominal de dicho sistema (6,67m<sup>3</sup>/h, que resulta de dividir el máximo caudal admisible por el EDI entre la TR del sistema de RO). Al permitir un modo de operación en directo y un modo de operación desacoplado se logra reducir el tiempo de operación de los diferentes dispositivos y se consigue una precisión en la regulación del caudal que de otro modo no sería posible alcanzar.

Como parte de la regulación del punto de operación del sistema, la presión del caudal de agua deberá ajustarse en base a los requisitos de cada subsistema de tratamiento de agua y del propio electrolizador. En la tabla 9 se resumen los valores de presión a la entrada y salida de cada uno de los citados subsistemas de purificación de agua según el estado de funcionamiento, calculado ello según el grupo de ecuaciones (9) expuesto en la metodología.

Dispositivo	Estado de Funcionamiento	Presión de Entrada (bar)	Caída de Presión (bar)	Presión de Salida (bar)	Salto de Presión entre Dispositivos (bar)
Suavizador	Inicial	3,146	0,734	2,412	10,648
	Nominal	2,806	0,655	2,152	9,498
	Máximo	3,613	0,843	2,770	12,230
RO	Inicial	13,061	5,100	7,961	-3,412
	Nominal	11,650	5,100	6,550	-2,493
	Máximo	15,000	5,100	9,900	-4,677
EDI	Inicial	4,548	1,676	2,872	-1,872
	Nominal	4,057	1,495	2,562	-1,562
	Máximo	5,223	1,924	3,299	-2,299

Tabla 9. Valores de la presión de entrada, caída de presión y presión de salida en cada uno de los subsistemas de purificación de agua. Valores negativos del salto de presión entre sistemas consecutivos indican una caída de presión en válvula reductora. Valores positivos de éste indican un aumento de presión mediante un proceso de compresión.

Comparando los valores de la presión de salida del sistema de RO y del EDI, con los valores de presión máxima admisible a la entrada del EDI y del electrolizador, respectivamente, se colige que será preciso contar con sendas válvulas reductoras de presión entre la salida del sistema de RO y el EDI (VRP1), y entre la salida del EDI y la entrada al depósito y by-pass (VRP2). En este punto se hará una pequeña concesión y se asumirá que los modelos comerciales de VRP seleccionados cuentan con la opción de modificar su presión de tarado de forma automática y que ésta puede regularse de forma continua y no en saltos de presión predeterminados, de tal manera que siempre fuese posible ajustar la presión de entrada al EDI, depósito y by-pass a los valores calculados para cada estado de funcionamiento. Asimismo, se asumirá que las pérdidas de carga en las conducciones de interconexión de los subsistemas de purificación son nulas debido a la corta longitud de las mismas.

Una vez indicados los valores de caudal y presión de diseño en cada punto del sistema de purificación de agua ha de señalarse que éstos se garantizarán mediante el empleo de bombas de velocidad variable, transductores de presión y de caudal, VRP, válvulas motorizadas y controladores PLC.

Por otro lado, la temperatura que debe presentar el agua durante el proceso de purificación depende de los parámetros de operación de los dispositivos empleados, siendo el dispositivo

más restrictivo el subsistema de RO, el cual está diseñado para operar a 25°C, no admitiendo en ningún caso temperaturas superiores a 30°C ni inferiores a 13°C. Por ello se deberá valorar la inclusión de un intercambiador de calor que mantenga la temperatura del agua lo más estable posible entorno al valor de diseño, lo cual también resultaría beneficioso en caso de emplear conducciones de material polimérico, pues su presión nominal desciende significativamente con ligeros incrementos de la temperatura del fluido trasegado.

Conocida la presión de diseño a la entrada de cada elemento de la red de purificación de agua se dimensionarán, a continuación, el depósito de agua de red y el sistema de control y regulación de los parámetros del agua, constituido éste último por las bombas de impulsión y de circulación, las VM, las VRP y el depósito de agua purificada, además se explicará su modo de funcionamiento.

#### 4.2.4.2. Dimensionamiento del depósito de almacenamiento de agua de red

El propósito del depósito de agua de red es suministrar, de forma ininterrumpida, la cantidad de agua demandada por la planta de electrólisis en cada momento. Los mayores inconvenientes que presenta la aspiración directa de red son el elevado número de grupos de bombeo a conectar en un mismo punto de la red, las fluctuaciones en la presión del agua en la red y el elevado caudal demandado por la planta e igual a 30,989m<sup>3</sup>/h (en condiciones nominales de operación y considerando que el caudal de agua a suministrar a cada bomba es igual al caudal de agua consumido por el electrolizador bajo carga nominal y régimen estacionario, esto es, 4,427m<sup>3</sup>/h aguas arriba del sistema de suavizado de agua, ver tabla 8). Además, dado que se desconoce si realmente el agua suministrada al emplazamiento proviene de la red, se considera prudente disponer de dicho depósito en caso de que la calidad de dicho abastecimiento fuese insuficiente (cortes de suministro, parámetros del agua no admisibles, etc.). La capacidad de dicho depósito se dimensionará de acuerdo con el consumo diario medio de agua estimado y el nivel de seguridad y autonomía que se deseen. A tal fin se ha establecido que el tiempo de funcionamiento del sistema de electrólisis sea de 12 horas (lo cual introduce un factor de "seguridad" del 40,4% con respecto a la media anual de horas diarias de luz solar de 8,548h, pues como ya se ha indicado en apartados anteriores, la producción de la planta podría extenderse más allá de las horas de producción solar si esto fuese rentable y el hidrógeno generado pudiese ser considerado como renovable), y una autonomía de 5 días, lo que permitirá mantener la planta operativa en caso que se produjese un corte de suministro en la red municipal de abastecimiento (o de cualquiera que fuere la fuente del agua consumida) y que impidiese el llenado del depósito. Asimismo, se ha considerado introducir un factor de seguridad "f" del 10% a fin de proporcionar a la bomba una altura de aspiración suficiente en caso de alcanzar el quinto día de operación autónoma. La capacidad útil calculada de dicho depósito es igual a 2.045,27m<sup>3</sup> y ha sido obtenida mediante la ecuación (13). Huelga indicar que dicha capacidad ha sido dimensionada de acuerdo con el tiempo de autonomía deseado, sin considerar que en el funcionamiento normal de la planta de electrólisis se asume que el aporte de agua al tanque desde la red de abastecimiento es suficiente para cubrir el consumo diario por dicha planta durante el periodo de tiempo comprendido entre el inicio de dos jornadas consecutivas de trabajo.

Dicho depósito puede ser empleado, además, como depósito de suministro de agua de apoyo en caso de incendio de la instalación, principalmente de los tanques de almacenamiento de hidrógeno.

En cuanto al fabricante se ha optado por recurrir a la compañía líder en España, esto es, TANKEROS, que fabrica depósitos de agua de hasta 4.000m<sup>3</sup>. Dicha compañía permite diámetros

de hasta 30,5m y alturas de hasta 12m. Ha de considerarse que el centro geométrico de la aspiración de las bombas seleccionadas estará elevado una determinada distancia respecto a la base de dicho depósito la cual se asumirá igual a 0,2m (valor determinado en base a la altura de aspiración observada en diferentes grupos de bombeo comerciales). Esta altura supone un volumen no útil respecto del volumen total del depósito, por lo que dicha altura “muerta”  $H_{muerta}$  deberá sumarse a la altura efectiva del depósito a fin de no incurrir en un infradimensionamiento del mismo. Se ha considerado correcto diseñar el depósito de tal forma que presente la mayor superficie disponible para la conexión de los siete grupos de bombeo que alimentarán a sendos sistemas de electrólisis, por lo que la altura útil  $H_{util}$  del depósito ha sido fijada en 5m (con lo que el nivel máximo del agua se situará a 5,2m  $H_{total}$ ) de modo que el diámetro calculado será igual a 22,82m, resultando la capacidad total del depósito en 2126,79m<sup>3</sup> (ver ecuación (11)), siendo el volumen muerto igual a 81,80m<sup>3</sup>, calculado este último de forma análoga a la capacidad total.

Cabe señalar que dicho depósito deberá fabricarse con materiales que aporten el aislamiento térmico suficiente como para que la temperatura del agua en el interior de éste se mantenga lo más estable posible entorno al valor del agua de la red. Lo anterior tiene un propósito doble: por un lado, las tuberías de aspiración se fabricarán con polietileno, debido a su menor coste y a fin de evitar la contaminación del agua con iones metálicos procedentes de las tuberías de acero o cloruros del PVC que incrementasen la carga del sistema de purificación, material el cual no admite temperaturas superiores a 20°C sin que sus propiedades mecánicas se vean alteradas y, por otro lado, el agua a la entrada del sistema de electrólisis deberá ser lo más reducida posible a fin de minimizar las cargas térmicas introducidas en el sistema, las cuales deben ser evacuadas mediante el sistema de refrigeración. El diseño del material aislante del depósito escapa al alcance del presente TFM.

Asimismo, el depósito se construirá sin ningún tipo de obertura al exterior, también con un doble propósito: evitar la contaminación del agua con partículas sólidas y demás impurezas que pudieran introducirse en éste desde el exterior y minimizar la carga térmica transmitida al agua mediante convección. A tal fin deberá disponerse de una serie de válvulas que equilibren la presión del interior del depósito con la presión atmosférica una vez la bomba de impulsión entre en funcionamiento, ya que en el proceso de aspiración la presión en el interior del tanque disminuye, pudiendo llegar a colapsar en caso de no disponer de las citadas válvulas. Además, se contará con una válvula de purga que permita la evacuación del cloro evaporado y con sendos sensores de nivel mínimo y máximo, de modo que el agua consumida durante la operación normal del sistema sea compensada por la red de abastecimiento.

Por lo que respecta a la acometida se emplearán tuberías de polietileno de alta densidad “PEHD” de diámetro nominal DN63 y diámetro interior de 51,4mm, compatible con el contador de agua de red de uso industrial y calibre 50mm instalado por la compañía “Aguas de Huelva” [62], con lo que la velocidad del agua en la admisión al depósito será, aproximadamente, de 1m/s.

La instalación hidráulica contará, además, con una llave de paso general manual, una válvula de apertura/cierre general, un contador de agua de red, transductores de temperatura del agua de red, transductores de presión interna del depósito, pHímetro, transductores de conductividad del agua, electroválvulas de apertura/cierre en cada tubería de salida del depósito, válvula de vaciado en el inicio de cada tubería de impulsión, un centro de comunicaciones y control, el cual recibirá la lectura de los citados sensores y transductores,

actuando en caso de ser necesario sobre las electroválvulas, y una alarma que de señal en caso de operar fuera del rango admisible.

#### 4.2.4.3. Dimensionamiento del grupo de bombeo de impulsión de agua de red

El primer grupo de bombeo se situará junto al depósito de agua y no junto a los electrolizadores y al sistema de purificación de agua a fin de evitar que la elevada longitud de la conducción resultante en el supuesto planteado provoque la cavitación por pérdidas de carga en la tubería de aspiración si, además, se diese el hipotético caso en que el nivel del agua en el depósito fuese insuficiente para compensar las pérdidas de carga en las conducciones, la altura neta positiva de aspiración (NPSH) requerida por la bomba y la presión de vapor del agua líquida a 20°C. Asimismo, de acuerdo con la metodología, dicha bomba debe ser capaz de operar entre el estado máximo y el estado nominal, esto es, 5,700m<sup>3</sup>/h y 3,613bar y 4,427m<sup>3</sup>/h y 2,806bar, respectivamente, sumando a las presiones anteriores las pérdidas de carga que deben ser compensada por la altura de bombeo.

En el cálculo de las pérdidas de carga en la línea de impulsión se ha asumido un valor inicial de “f” igual a 0,1, el diámetro de las conducciones “D” se ha estimado igual al diámetro interior de los colectores de impulsión de las bombas seleccionadas, esto es, 40mm (ver desarrollos posteriores) y la longitud estimada desde la descarga de las bombas hasta la admisión del suavizador de agua ha sido de 120m, asumiendo un factor de pérdidas menores del 30% que contabiliza las pérdidas en válvulas, cambios del trazado, etc. la longitud equivalente asciende a 156m. Para la determinación de la longitud real de 120m se ha realizado un croquis de la distribución de los diferentes elementos de la planta de electrólisis sobre el terreno a ocupar, coligiéndose que la distancia definitiva entre la descarga de la bomba y la admisión del citado dispositivo en las diversas distribuciones planteadas no sobrepasará los 100m de distancia, dejándose un margen de 20m que reflejan la incertidumbre del proceso).

Sustituyendo valores en el grupo de ecuaciones (12) se obtienen los siguientes resultados para el estado máximo:

- $v = 1,260\text{m/s}$
- $\epsilon_r = 0,002500$
- $Re = 50.248,32$
- $f = 0,027587$
- $h_{1-2} = 8,705\text{mca} (0,853\text{bar})$

Se observa que el valor de las pérdidas calculado es elevado pero asumible. Es posible disminuir las pérdidas por fricción en la impulsión practicando un aumento de sección, sin embargo, en la práctica se mantendrá dicho diámetro, pues los fabricantes nunca recomiendan modificar los diámetros de las bombas. Si se emplean tuberías de polietileno de alta densidad PE-100 (de calidad AENOR) de presión nominal “PN” igual a 16bar, el diámetro nominal “DN” más próximo al diámetro calculado es el DN50, al cual le corresponde un espesor “e” de 4,6mm, con lo que su diámetro interior “D<sub>interior</sub>” es de 40,8mm (ver ecuación (12.3.2)).

Se han recalculado las pérdidas en la conducción de impulsión con el nuevo diámetro seleccionado, obteniéndose los siguientes resultados:

- $v = 1,211\text{m/s}$
- $\epsilon_r = 0,002451$
- $Re = 49.263,06$
- $f = 0,027530$
- $h_{1-2} = 7,869\text{mca} (0,771\text{bar})$



Con todo, la presión que debe ser capaz de suministrar la bomba al caudal máximo considerado es igual a la presión de operación del sistema de suavizado del agua en las condiciones definidas (3,613bar), más las pérdidas de carga en la conducción de impulsión y en la de aspiración (consideradas nulas estas últimas), menos la altura de la columna de agua de la impulsión “ $z_1$ ” (ver ecuación (13))<sup>20</sup>, es decir, 39,722mca o 3,894bar. Los valores introducidos en la citada ecuación son mostrados a continuación a fin de facilitar al lector su identificación:

$$\left\{ \begin{array}{l} z_1 = 5mca \\ h_{1-2} = 7,869mca \\ \frac{p_{suavizador}}{\gamma} = 36,853mca \end{array} \right.$$

A la hora de seleccionar un modelo comercial de bomba de impulsión se ha recurrido al fabricante de bombas “Grundfos” debido a la amplia gama de bombas de que dispone y a las herramientas online facilitadas en su página web que permiten seleccionar la bomba que mejor se adapta a los puntos de funcionamiento definidos.

En cuanto a la operación de la bomba en el punto de funcionamiento en estado estacionario y carga nominal del electrolizador (4,427m<sup>3</sup>/h y 2,806bar a la entrada del sistema de purificación), se han obtenido los siguientes valores de las variables definidas anteriormente:

- $v = 1,003m/s$
- $\epsilon_r = 0,002451$
- $Re = 40.800,00$
- $f = 0,028017$
- $h_{1-2} = 5,50mca$  (0,539bar)
- $H_B = 29,16mca$  (2,855bar)

La solución adoptada entre las muchas opciones valoradas consiste en el empleo de una válvula motorizada conectada en serie con una bomba centrífuga de aspiración final multietapa familia “CM”, modelo “10-3”, variante “A-R-A-E-AVBE F-A-A-N”, la cual permite operar sobre el punto de máximo caudal y presión (5,700m<sup>3</sup>/h, 3,894bar) al 91% de su velocidad nominal de giro (2.685rpm, 45,5Hz) mientras que para operar en el punto de caudal y presión en estado estacionario y carga nominal, la velocidad de giro debiera ser del 77% (2.288rpm, 38,6Hz). La regulación del punto de funcionamiento se llevará a cabo mediante una válvula motorizada a cuya salida se dispondrá un transductor de caudal conectado con una unidad de control, la cual gobernará el grado de apertura de dicha válvula motorizada y con ello el caudal trasegado, y mediante un transductor de presión ubicado también a la salida de la válvula motorizada y conectado con el sistema de control y el variador de frecuencia, se modificará la velocidad de giro de la bomba para ajustar la presión entregada. Asimismo, a dicha unidad de control le llegará una señal desde el centro de control del electrolizador informando del grado de carga bajo el que operará el electrolizador, en función del cual deberá ajustarse el caudal trasegado. Además, también recibirá las señales de los caudales de concentrado evacuados en el sistema de RO y en el EDI y el caudal recirculado a la salida del electrolizador a fin de realizar un mejor ajuste y minimizar el error cometido en la regulación. En la figura 20 se representa la curva de la bomba en los puntos de funcionamiento definidos y sus principales parámetros de operación se muestran en la tabla 14. Seguidamente, se comprobará que la bomba seleccionada no cavita en las condiciones de operación definidas.

En la figura 18 se observa que la NPSH requerida por la bomba en el punto de operación nominal es de 0,09bar o 0,918mca (la cual suele mayorarse en 0,5mca por cuestiones de

<sup>20</sup> Todas las ecuaciones de Bernoulli aplicadas en el presente TFM han sido planteadas asumiendo presiones manométricas, salvo en el cálculo de la NPSH disponible.



seguridad, con lo que ascendería a 1,418mca o 0,139bar, redondeados a 0,15bar o 1,53mca). Sin embargo, la altura neta positiva de aspiración disponible es igual a la altura de la superficie del agua en el tanque respecto a la altura del punto de aspiración de la bomba (considerada ésta como el nivel mínimo de agua dentro del tanque y por lo tanto coincidente con la altura de aspiración, siendo nula, por tanto, la diferencia entre ambas cotas) más la presión atmosférica, menos las pérdidas de carga en la aspiración y menos la presión de vapor a la temperatura de aspiración, lo cual resulta en una NPSH disponible de 10,09mca (ver ecuación (14)), superior a la NPSH requerida y, por lo tanto, suficiente para alimentar a la bomba sin que la presión del agua disminuya por debajo de la presión de vapor.

Donde todos los términos de la ecuación se expresan en metros de columna de agua “mca”, donde la presión de vapor del agua a 20°C es de 0,2385mca y donde las pérdidas de carga en la aspiración se han considerado nulas puesto que las bombas se sitúan junto al depósito de agua. En el caso de operar a mínimo caudal la bomba tampoco cavitara, pues la NPSH requerida sería de 0,07bar, inferior a la requerida en el caso anterior.

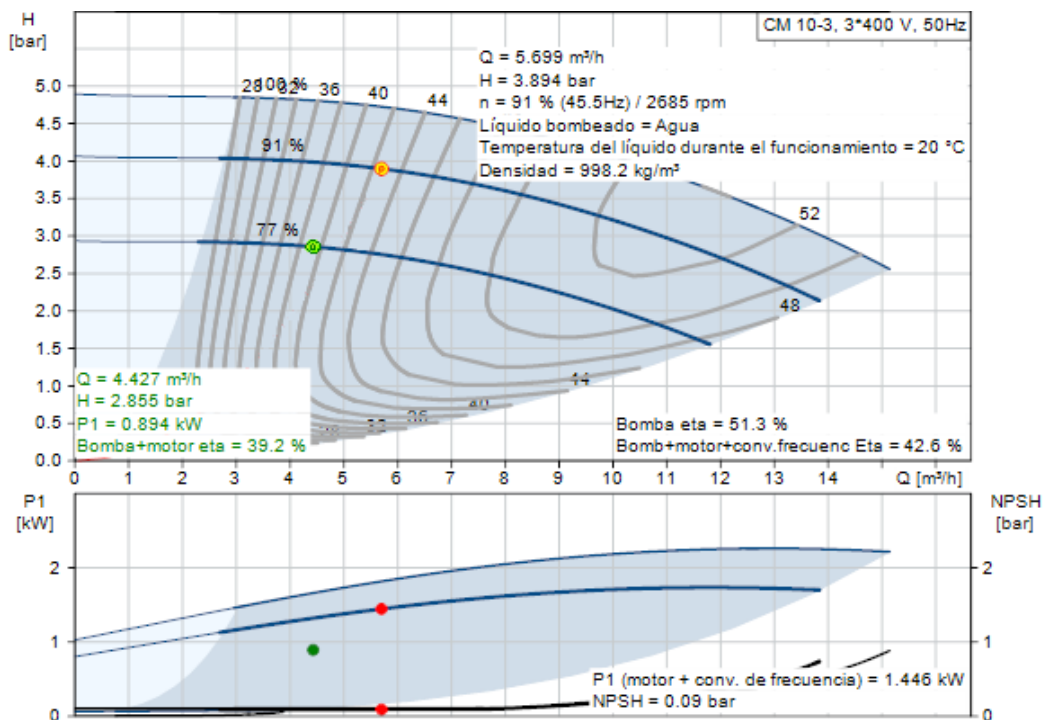


Figura 18. Operación de la bomba CME 10-3.

Se ha optado por incluir una segunda bomba del mismo tipo, asociadas ambas en paralelo con objeto de no interrumpir la producción en caso de fallo de una de las bombas, así como de repartir las horas de funcionamiento continuo a lo largo de la jornada de forma equitativa entre ambas. Además de la válvula motorizada situada aguas abajo de las bombas y de los transductores de caudal y de presión situados aguas abajo de la válvula motorizada, se instalará una válvula de corte en la aspiración de sendas bombas, además de una válvula de corte, una válvula de vaciado y una válvula antirretorno en la descarga de sendas bombas. Asimismo, se instalará un calderín a la salida de las bombas con objeto de amortiguar los picos de presión que pudieran producirse en el arranque de éstas.

#### 4.2.4.4. Dimensionamiento de las válvulas motorizadas de regulación del caudal a la salida del grupo de bombeo de impulsión de agua de red

Una vez determinados los puntos de funcionamiento de la bomba de impulsión en régimen continuo se dimensionará la VM de la impulsión “VM0”, para lo cual se recurrirá a la ecuación

(16.1), obteniéndose los resultados listados a continuación, los cuales a su vez han sido representados de forma aproximada y con fin meramente ilustrativo en la figura 22. Se ha seleccionado una válvula motorizada de globo e igual porcentaje<sup>21</sup> de la “serie Mark 8000” del fabricante “LowFlow”, cuyo diámetro nominal es DN32 y cuyo factor de caudal a válvula abierta es de  $3,0(\text{m}^3/\text{h})/\text{bar}$ . La tabla que relaciona el grado de apertura con la ratio del factor de caudal “ $k_v(\theta)$ ” y el factor de caudal a válvula abierta “ $k_{v0}$ ” corresponde con la tabla 10.

- N = 91%:
  - $H_B = 3,984\text{bar}$
  - $V^* = 5,7\text{m}^3/\text{h}$
  - $R_v = 0,1199\text{bar}/(\text{m}^3/\text{h})^2$
  - $K_v(\theta) = 2,8885(\text{m}^3/\text{h})/\text{bar}$
  - $K_v(\theta)/K_{v0} = 96,28\%$
  - $\theta = 98,1\%$
  
- N = 77%:
  - $H_B = 2,855\text{bar}$
  - $V^* = 4,427\text{m}^3/\text{h}$
  - $R_v = 0,1457\text{bar}/(\text{m}^3/\text{h})^2$
  - $K_v(\theta) = 2,6200(\text{m}^3/\text{h})/\text{bar}$
  - $K_v(\theta)/K_{v0} = 87,33\%$
  - $\theta = 89,1\%$

Donde los valores del grado de apertura de la válvula han sido interpolados a partir de los datos facilitados por el fabricante en la ficha técnica de dicha VM0 (tabla 10).

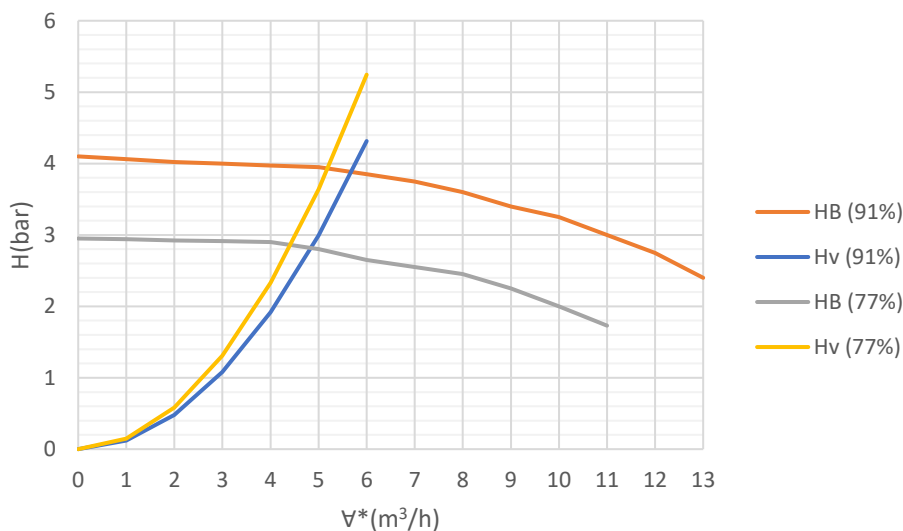


Figura 19. Curva de bombeo (HB) vs Curva Resistente (Hv).

<sup>21</sup> Se ha optado por una válvula de igual porcentaje en lugar de lineal ya que al trabajar con un grado de apertura cercano al 100% este tipo de válvulas permiten un mejor ajuste en dicho rango de funcionamiento.

Size	Type	5%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
1"-2"	Línear	8	15	30	42	54	65	78	85	94	99	100
	Equal Percentage	2	3	6	10	16	24	34	49	73	95	100

Tabla 10. Relación entre el grado de apertura de la válvula y el caudal trasegado por ésta. La fila marcada en naranja indica el porcentaje de caudal trasegado y las filas en color blanco indican el grado de apertura de la válvula correspondiente. Datos obtenidos de la ficha técnica de la serie "MK800" del fabricante "LowFlow". DN32 equivale a NPS 1 1/4".

#### 4.2.4.5. Dimensionamiento de las válvulas reductoras de presión

En el presente apartado se realizará el dimensionamiento y selección del modelo comercial de las válvulas reductoras de presión a instalar en la línea de agua purificada.

##### 4.2.4.5.1. Primera válvula reductora de presión

La primera válvula reductora de presión "VRP1" se instalará, tal y como se ha indicado previamente, entre la salida del sistema de RO y la entrada al EDI. El caudal de diseño de dicha válvula coincide con el máximo caudal de salida inicial del sistema de RO ( $4,275\text{m}^3/\text{h}$ ) y su presión de tarado se corresponde con la presión de entrada al EDI correspondiente a dicho caudal ( $5,223\text{bar}$ ), aunque ésta puede mayorarse ligeramente en aras de compensar las pérdidas de carga por fricción en las conducciones de conexión entre dicha VPR1 y el EDI (en este caso se ha optado por no realizar dicha mayoración ya que la longitud de las líneas es muy reducida y apenas existen elementos hidráulicos entre ambos dispositivos). Conocida la diferencia de presión " $h_v$ " entre la entrada y la salida de la VRP1 ( $4,677\text{bar}$ ) y el caudal a trasegar " $V_{VRP}^*$ ", sólo resta calcular la resistencia que debe presentar dicha válvula " $R_v$ " a partir del grupo de ecuaciones (15) y (16).

Sustituyendo valores en dichas ecuaciones, el factor de caudal " $K_v(\theta)$ " en las condiciones definidas (estado máximo) es de  $1,977(\text{m}^3/\text{h})/\text{bar}$ , mientras que la resistencia de la VRP1 en el punto de diseño definido deberá ser de  $0,256\text{bar}/(\text{m}^3/\text{h})^2$ .

Seguidamente se seleccionará una VRP que se considere pueda cumplir con los requisitos indicados y comprobar que los resultados obtenidos son razonables. Acudiendo al catálogo de válvulas reductoras de presión de asiento inclinado del fabricante "Cla-Val", la que mejor se ajusta a los parámetros de operación es el modelo "AQUA 80-451" de asiento inclinado y pistón plano, presión máxima de entrada de  $25\text{bar}$ , presión de tarado entre  $1\text{bar}$  y  $6\text{bar}$  y diámetro nominal "DN25", al que le corresponde un coeficiente de caudal a válvula completamente abierta " $K_{v0}$ " de  $3,0(\text{m}^3/\text{h})/\text{bar}$ . Si bien las VRP de DN inferior también permiten la operación del sistema en las condiciones definidas, se ha optado por la DN25 ya que su diámetro coincide con el diámetro de las conducciones de salida y entrada del sistema de RO y del EDI, respectivamente. Dicho fabricante no ha facilitado un gráfico con la relación entre el grado de apertura y el factor " $K_v(\theta)/K_{v0}$ ", cuyo valor en el presente caso es del  $65,90\%$ , por lo que se recurrirá al facilitado en la asignatura de Instalaciones de Fluidos del Máster de Ingeniería Industrial de la UPV, del cual se puede leer que el grado de apertura de la VRP1 deberá ser de aproximadamente el  $46\%$  (ver figura 20, líneas amarillas). En el caso en que el sistema inicie la jornada de producción y el depósito de agua purificada se encuentre lleno, los valores de las variables definidas para la VRP1 en dicho estado inicial se listan a continuación y se corresponden con las líneas rojas de la figura 20:

- $V_{VRP} = 3,722\text{m}^3/\text{h}$
- $h_v = 3,41\text{bar}$
- $K_v(\theta) = 2,02(\text{m}^3/\text{h})/\text{bar}$
- $R_v = 0,246\text{bar}/(\text{m}^3/\text{h})^2$

- $K_v(\theta)/K_{v0} = 67,19\%$
- $\theta = 47\%$

Mientras que, una vez alcanzado el estado nominal, los parámetros de operación de la válvula variarán hasta alcanzar los valores listados a continuación y representados mediante las líneas verdes en la figura 20:

- $V_{VRP} = 3,320\text{m}^3/\text{h}$
- $h_v = 2,49\text{bar}$
- $K_v(\theta) = 2,10(\text{m}^3/\text{h})/\text{bar}$
- $R_v = 0,226\text{bar}/(\text{m}^3/\text{h})^2$
- $K_v(\theta)/K_{v0} = 70,0\%$
- $\theta = 50\%$

Se hace necesario realizar una diferenciación entre la presión del agua inmediatamente antes de la válvula (referenciada anteriormente como “presión de entrada”) y la presión del agua a la entrada de la válvula una vez ésta ha accionado el pistón de dicha VRP, la cual disminuye en tanto que tiene que vencer la resistencia introducida por el resorte/diafragma y gobernada por la presión de tarado. El valor de la presión resultante tras el accionamiento del pistón puede ser calculado mediante la ecuación (79) y el diagrama facilitado por el fabricante (figura 21), que relaciona la pérdida de carga en la garganta de la válvula con el caudal trasegado, obteniéndose un resultado aproximado de 6,05 bar en el estado máximo, 5,3bar en el estado inicial y de 4,76bar en el estado nominal.

$$p_{\text{resultante}} = p_{\text{tarado}} + \Delta p \quad (79)$$

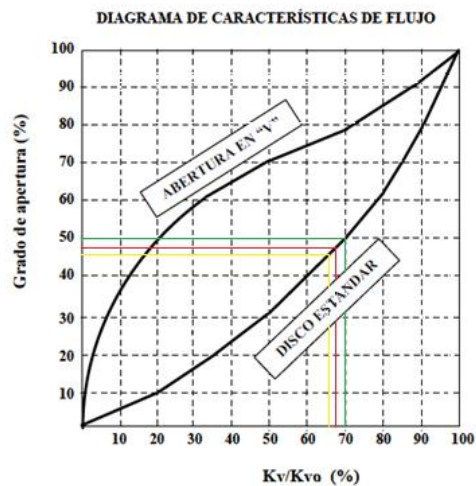
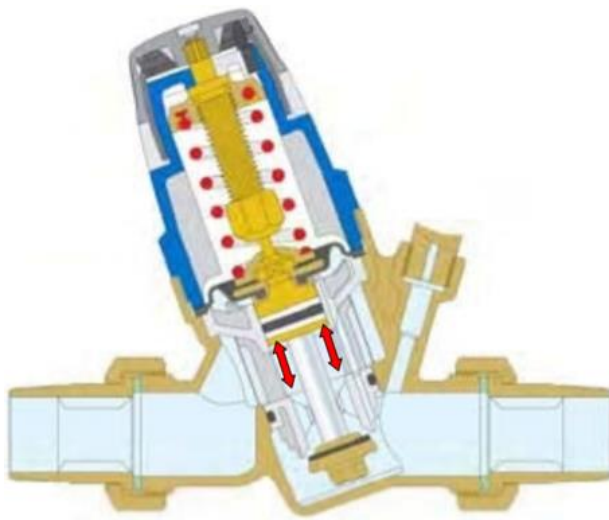


Figura 20. Válvula VRP1 seleccionada y punto de operación.

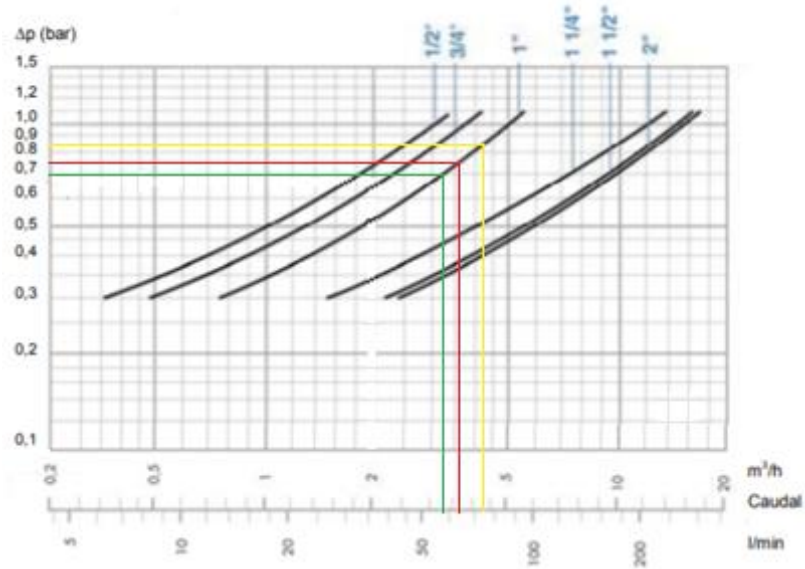


Figura 21. Caída de presión en la VRP1 en función del caudal trasegado. Rojo: estado inicial. Verde: estado estacionario. Amarillo: estado de máxima carga.

A pesar de que el fabricante no haya facilitado un gráfico con la zona de cavitación de la VRP en función de las presiones aguas abajo y arriba y en función, además, de la velocidad del flujo de agua, dada la reducida pérdida de carga entre la denominada presión resultante tras el accionamiento del pistón y la presión de tarado y, puesto que la velocidad en el seno de la válvula queda comprendida entre 1m/s y 2m/s (consultar diagrama “caudal vs velocidad” facilitado por el fabricante), se asume no se producirá cavitación en ninguna de las VRP definidas. A modo orientativo se muestra el diagrama para la determinación de la cavitación de una válvula, extraído de los apuntes de la asignatura Instalaciones de Fluidos del Máster en Ingeniería Industrial de la UPV (ver figura 22), donde se observa que el punto correspondiente a la intersección entre la presión aguas abajo (presión de tarado) y arriba (presión resultante) queda por encima, en cualquier caso, de la curva de cavitación definida para una velocidad del fluido de 2m/s, de hecho, dicho punto quedaría por encima incluso de la curva definida para una velocidad de 7m/s. Aún si la presión aguas arriba de la VRP se definiese como la presión previa al accionamiento del pistón, ésta no cavitaría.

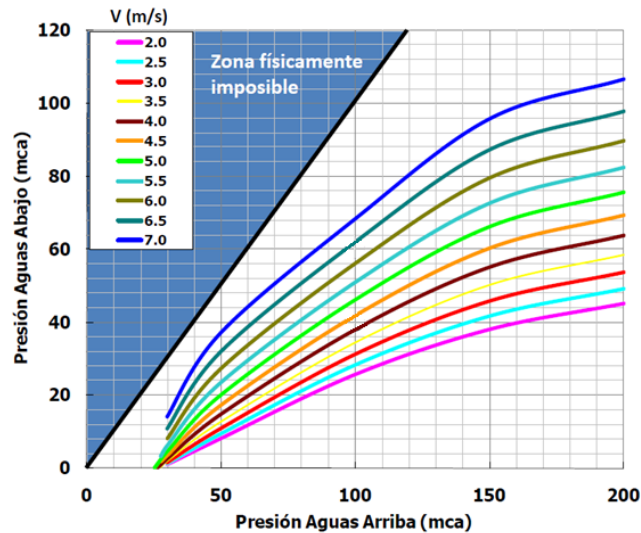


Figura 22. Cavitación de válvulas en función de la velocidad y de la presión del fluido. Puntos situados por encima de la curva de velocidad indican que no se produce la cavitación de la válvula en las condiciones definidas.

#### 4.2.4.5.2. Segunda válvula reductora de presión

La segunda válvula reductora de presión “VRP2” fijará la presión de entrada al depósito de agua purificada en 1bar, valor considerado como seguro para la integridad de dicho depósito. En el punto de diseño de dicha válvula se asumirán las condiciones de máximo caudal y presión a la salida del EDI (3,848m<sup>3</sup>/h, 3,30bar), se aplicarán las ecuaciones (15) y (16) en la determinación de las variables de operación de la válvula y, seguidamente, se seleccionará un modelo comercial de VRP que se adapte a las condiciones de funcionamiento descritas. Posteriormente, se definirán dichas variables en el régimen estacionario. A continuación, se resumen los resultados obtenidos en base al modelo de VRP seleccionado, el cual coincide con el seleccionado en la VRP1:

- Estado máximo (líneas marrones, figura 23):
  - $\forall_{VRP} = 3,848\text{m}^3/\text{h}$
  - $h_v = 2,30\text{bar}$
  - $K_v(\theta) = 2,537(\text{m}^3/\text{h})/\text{bar}$
  - $R_v = 0,155\text{bar}/(\text{m}^3/\text{h})^2$
  - $K_v(\theta)/K_{v0} = 84,57\%$
  - $\theta = 69\%$
  - $p_{\text{resultante}} = 1,77\text{bar}$
  
- Estado inicial (líneas azules, figura 23):
  - $\forall_{VRP} = 3,350\text{m}^3/\text{h}$
  - $h_v = 1,87\text{bar}$
  - $K_v(\theta) = 2,450(\text{m}^3/\text{h})/\text{bar}$
  - $R_v = 0,167\text{bar}/(\text{m}^3/\text{h})^2$
  - $K_v(\theta)/K_{v0} = 81,67\%$
  - $\theta = 64\%$
  - $p_{\text{resultante}} = 1,75\text{bar}$
  
- Estado nominal (líneas lilas, figura 23):
  - $\forall_{VRP} = 2,988\text{m}^3/\text{h}$



- $h_v = 1,56\text{bar}$
- $K_v(\theta) = 2,392(\text{m}^3/\text{h})/\text{bar}$
- $R_v = 0,175\text{bar}/(\text{m}^3/\text{h})^2$
- $K_v(\theta)/K_{v0} = 79,73\%$
- $\theta = 61\%$
- $p_{\text{resultante}} = 1,66\text{bar}$

En la figura 23 se representan el grado de apertura de dicha VRP2 y la caída de presión en la misma en función del estado de operación definido.

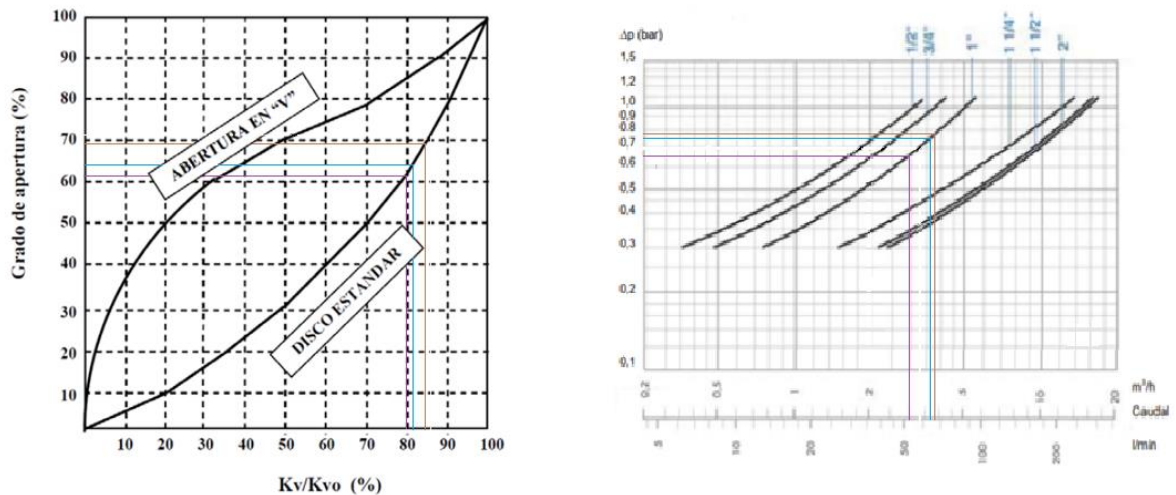


Figura 23. Punto de operación de la VRP2 en función del estado considerado.

#### 4.2.4.6. Dimensionamiento del depósito de almacenamiento de agua purificada

El depósito de agua purificada, como ya se indicó anteriormente, tiene por objeto permitir que el sistema de purificación de agua opere bajo el mismo régimen de funcionamiento independientemente del estado de carga del electrolizador, lo cual conlleva dos ventajas principales frente a otros tipos de regulación: permite regular el caudal entregado al electrolizador evitando las fluctuaciones y las restricciones que pueden darse aguas arriba del depósito, como las restricciones impuestas al caudal mínimo admisible o las fluctuaciones dadas en el ajuste del punto de funcionamiento de las válvulas y de las bombas, lo que permite una operación más estable y un ajuste más preciso de dicho caudal. Asimismo, huelga indicar que el depósito seleccionado no es de tipo hidroneumático, por lo que a fin de evitar aumentos de presión en su interior debidos a la compresión del aire que éste pudiera contener, o al colapso del mismo debido a la creación de un vacío en la aspiración de las bombas circuladoras, se dispondrá de una válvula de equilibrado de presión, por donde el aire será evacuado a la atmósfera o introducido en el depósito.

En el presente caso el caudal de entrada al depósito será fijo e igual a  $3,848\text{m}^3/\text{h}$ , mientras que el caudal de salida variará dentro del rango  $[3,350\text{m}^3/\text{h}; 0,031\text{m}^3/\text{h}]$ . Por otra parte, estimando que las labores de limpieza y mantenimiento de los dispositivos del subsistema de purificación del agua de red podrán prolongarse durante tres horas, el volumen de almacenamiento requerido será de  $10,05\text{m}^3$ , equivalentes al caudal consumido durante el periodo de mantenimiento considerado. Se ha recurrido al fabricante “AAtanks” el cual ofrece depósitos de elevada capacidad de almacenamiento y presiones de operación de hasta 10bar (150psi). En concreto se ha optado por emplear un depósito de almacenamiento de agua de acero inoxidable con revestimiento interno de vidrio de  $9,6\text{m}^3$  de capacidad, 1.829mm de



diámetro y 3.759mm de altura, el cual se dispondrá en vertical ya que permitirá contar con una mayor altura de aspiración para la bomba de circulación.

Por otra parte, el fabricante de las bombas de circulación no indica el tiempo máximo de funcionamiento de éstas, razón por la cual el tiempo de llenado máximo habrá de ser estimado. Por este motivo se ha considerado prudente establecer dicho tiempo en 2 horas, el cual ofrece un amplio margen de maniobra en caso de incrementar, posteriormente, el tiempo de llenado. El nivel mínimo de agua que puede presentarse en el interior del depósito, según las condiciones impuestas, será de 3,104m. Asimismo, el tiempo mínimo de reposo del sistema de impulsión y purificación de agua será de 34 minutos y 32 segundos.

#### 4.2.4.7. Dimensionamiento del segundo grupo de bombeo

El máximo caudal trasegado por las bombas será igual al caudal demandado por el PEMEL cuando éste opera a carga nominal antes de se establezca el flujo de recirculación del agua no consumida en el proceso, esto es, de 3,350m<sup>3</sup>/h, a una altura de bombeo constante e inferior a la presión máxima de entrada al electrolizador. De los diferentes modelos de bomba considerados, se ha optado por el modelo “MAGNA1 25-40” del fabricante Grundfos, la cual permite operar a presión constante, velocidad de giro constante o presión proporcional. En concreto, se ha optado por mantener constante la altura de bombeo proporcionada por dicha bomba, de este modo la regulación del caudal suministrado mediante el control del grado de apertura de las VM es más sencillo. La curva característica de la bomba es mostrada en la figura 24, mientras que sus características principales se resumen en la tabla 37 del “Anexo I”.

A la hora de calcular las pérdidas en la línea de circulación se considerará que la distancia entre las bombas y el electrolizador no sobrepasará los 15m, que las pérdidas menores se contabilizan incrementando dicha longitud en un 30% (19,5m de longitud efectiva) y que el diámetro de las conducciones de impulsión es igual al diámetro máximo de los colectores de descarga del modelo de bomba escogida, esto es, 32mm. De este modo, aplicando el grupo de ecuaciones (12) y asumiendo un valor de rugosidad absoluta de 0,2mm (pues se empleará acero inoxidable en lugar de polietileno [63]) se obtienen los siguientes resultados cuando dicha bomba trasiega el máximo caudal demandado:

- $v = 1,157\text{m/s}$
- $Re = 36.914,88$
- $\epsilon_r = 0,0031250$
- $f = 0,029591$
- $h_{1-2} = 0,284\text{mca} (0,028\text{bar})$

El diámetro normalizado de acero inoxidable que mejor se ajusta al colector de descarga de la bomba es el “DN35”, al que le corresponde un espesor de 1,5mm, con lo que recurriendo a la ecuación (21) el diámetro interior de la conducción será igual a 32mm, coincidente con el diámetro del colector. Tras observar la curva de la bomba, se ha optado por que ésta trabaje suministrando una altura de bombeo constante “ $\Delta H$ ” de 0,17bar adicionales a la presión de entrada (0,304bar-0,351bar, correspondientes a la altura del agua en el interior del depósito).

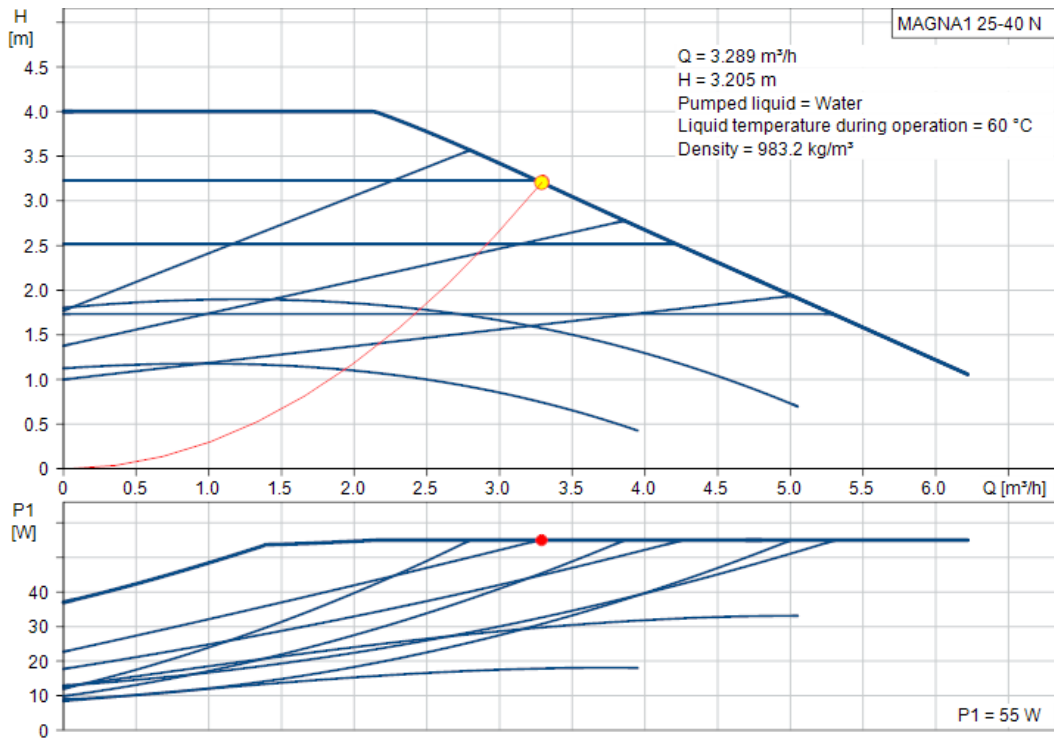


Figura 24. Curva característica de la bomba de circulación escogida y punto de operación.

#### 4.2.4.8. Dimensionamiento de las válvulas motorizadas de regulación del caudal a la salida del grupo de bombeo de circulación de agua purificada

Dado que el valor que puede asumir el caudal de agua purificada a suministrar al PEMEL puede variar varios órdenes de magnitud, se emplearán dos modelos de VM diferentes: una que regule los caudales más grandes “VM1”; y otra válvula encargada de regular los caudales más pequeños “VM2”. En concreto, se ha recurrido a las válvulas de la “serie Mark 8000” del fabricante “LowFlow” para la selección de la VM1, la cual presenta un diámetro nominal DN40 y un factor de caudal a válvula abierta de  $10,8(\text{m}^3/\text{h})/\text{bar}$  y en la que la VM2 pertenece a la “serie Mark 708MV” del mismo fabricante y presenta un diámetro nominal DN15 y un factor de caudal a válvula abierta de  $1,1(\text{m}^3/\text{h})/\text{bar}$ . Seguidamente se justifica la selección de dichas válvulas mediante la determinación de los valores límite de las variables de operación.

Considerando que a la salida de las VM la presión será igual a 0,304bar (igual a la presión de agua correspondiente al nivel mínimo de agua en el depósito), que la VM1 trabaja entre el máximo caudal demandado por el electrolizador y el máximo caudal trasegado por la VM2 y que la VM2 trabaja entre el mínimo caudal demandado por el electrolizador y el máximo caudal que es capaz de trasegar para la caída de presión definida, se obtienen los siguientes valores de resistencia de la válvula, de factor de caudal y de grado de apertura de las válvulas:

- VM2:
  - $V_{VM2, \text{MÍN}} = 0,031 \text{m}^3/\text{h}$
  - $R_{VM2} = 176,90 \text{bar}/(\text{m}^3/\text{h})^2$
  - $Kv_{VM2}(\theta) = 0,075(\text{m}^3/\text{h})/\text{bar}$
  - $Kv_{VM2}(\theta) / Kv_{VM2} = 6,84\%$
  - $\theta_{\text{MÍN}} = 10,6\%$
  - $V_{VM2, \text{MÁX}} = 0,187 \text{m}^3/\text{h}$
  - $R_{VM2} = 4,861 \text{bar}/(\text{m}^3/\text{h})^2$
  - $Kv_{VM2}(\theta) = 0,454(\text{m}^3/\text{h})/\text{bar}$

- $K_{V_{VM2}}(\theta) / K_{V0_{VM2}} = 41,27\%$
- $\theta_{MÁX} = 55,4\%$
  
- VM1:
  - $V_{VM1,MÁX} = 3,35\text{m}^3/\text{h}$
  - $R_{VM1} = 0,0151\text{bar}/(\text{m}^3/\text{h})^2$
  - $K_{V_{VM1}}(\theta) = 8,125(\text{m}^3/\text{h})/\text{bar}$
  - $K_{V_{VM1}}(\theta) / K_{V0_{VM1}} = 75,23\%$
  - $\theta_{MÁX} = 90\%$
  - $V_{VM1,MÍN} = 0,187\text{m}^3/\text{h}$
  - $R_{VM1} = 4,861\text{bar}/(\text{m}^3/\text{h})^2$
  - $K_{V_{VM1}}(\theta) = 0,454(\text{m}^3/\text{h})/\text{bar}$
  - $K_{V_{VM1}}(\theta) / K_{V0_{VM1}} = 4,20\%$
  - $\theta_{MÍN} = 6,72\%$

Donde el grado de apertura en función del cociente entre el factor de caudal y el factor de caudal a válvula abierta ha sido interpolado a partir de los datos facilitados por el fabricante en la ficha técnica de dichas VM. Cabe indicar que en la práctica los valores reales de caída de presión en las válvulas y el caudal trasegado variarán respecto a los valores definidos, para lo cual será necesario disponer de un transductor de caudal a la salida de sendas válvulas y de un transductor de presión en la descarga de la bomba de modo que se ajuste el caudal entregado en base al estado de carga del PEMEL y a las condiciones reales de operación.

En el documento “Planos” se muestra un diagrama de tuberías e instrumentación “P&ID” del sistema de suministro de agua purificada. La simbología empleada en dicho P&ID responde a los símbolos más ampliamente reconocibles (muchos de ellos recogidos por la norma UNE 101-149-86) y otros pertenecientes a los estándares ANSI/ISA.

#### 4.2.5. Dimensionamiento del sistema de refrigeración del electrolizador. Balance termodinámico

De acuerdo con la ficha técnica del fabricante y considerando que la temperatura de operación del sistema es igual a la temperatura de salida del hidrógeno producido ésta ascenderá a 60°C.

Tras un análisis del calor evacuado del stack por la refrigeración del caudal de agua recirculado se ha observado que su contribución a la refrigeración total del stack es despreciable (del orden de 1kW frente a 180kW) al tiempo que la materialización de un nuevo circuito de agua y de un sistema auxiliar de refrigeración comporta una complejidad que no es compensada con los resultados obtenidos, por esta razón el último sumando de la ecuación (22) puede ser obviado. Los resultados obtenidos se resumen en la tabla 11.

Datos de entrada		Resultados por stack		Resultados por electrolizador	
Temperatura media mensual máxima del ambiente (K)	300,45	Calor generado en la reacción (kW)	180,60	Calor generado en la reacción (kW)	4.334,50
Temperatura máxima del agua purificada (K)	293,15	Disipación de calor por el caudal de agua purificada (kW)	-5,07	Disipación de calor por el caudal de agua purificada (kW)	-121,56
Temperatura máxima de operación (K)	333,15	Disipación de calor por el caudal de hidrógeno (kW)	-1,81	Disipación de calor por el caudal de hidrógeno (kW)	-43,51
Cp(T) H <sub>2</sub> (J/mol*K)	28,88	Disipación de calor por el caudal de oxígeno (kW)	-0,94	Disipación de calor por el caudal de oxígeno (kW)	-22,44
Cp(T) O <sub>2</sub> (J/mol*K)	29,80	Calor a evacuar (kW)	172,79	Calor a evacuar (kW)	4.146,99

Tabla 11. Calor a evacuar por los sistemas de refrigeración y de ventilación. Se ha asumido un incremento de la temperatura del agua purificada de 5°C respecto a la temperatura considerada del agua de red. La temperatura media mensual máxima corresponde.

El diseño del sistema de refrigeración y de ventilación no será realizado en el presente trabajo, por motivos de extensión, porque la complejidad del mismo excede el alcance de éste y por falta de datos, como el tipo de mecanizado en las BP, el material con el que éstas están fabricadas, las dimensiones de cada stack, etc. Se asumirá, por tanto, que éste está integrado en el propio sistema de electrólisis, ya que dicha opción está contemplada en la compra del sistema y presumiblemente englobada en el consumo eléctrico del propio electrolizador indicado en la información pública disponible al respecto.

Se ha considerado de interés indicar que un resultado aproximado se alcanza (4.112,5kW) si se aplica la ecuación (23), siendo la diferencia entre ambos resultados de 34,49kW o, equivalentemente, del 0,83% del resultado obtenido mediante la ecuación (22).

#### 4.3. Dimensionamiento de la central fotovoltaica conectada a red

En este apartado se expondrán los resultados obtenidos tras aplicar el proceso de dimensionamiento de la central PV descrito en el capítulo de metodología.

##### 4.3.1. Barreras regulatorias

Ha de indicarse que, debido a la imposibilidad de cumplir con las condiciones del RD 244/2019 impuestas a las instalaciones para acogerse a las modalidades de suministro de energía con autoconsumo, y en especial a la modalidad de autoconsumo con excedentes acogida a compensación, la planta de electrólisis de agua y la planta fotovoltaica deben definirse como dos instalaciones independientes. En concreto, una de las condiciones que deben satisfacerse para acogerse a cualquiera de las tres modalidades de suministro con autoconsumo, y cuyo cumplimiento está sumido en la incertidumbre, es la condición de proximidad, la cual solo es posible cumplir si la conexión eléctrica entre las citadas plantas se efectuase mediante una línea directa, que en el presente caso podría materializarse si ambas instalaciones se conectasen a la red de transporte en un mismo punto (como una misma subestación eléctrica, véase RD 413/2014, artículo 7.c) (lo cual puede encarecer notablemente la instalación de conexión con la red eléctrica de la planta de electrólisis al requerir de un aparellaje con mayor nivel de aislamiento) o mediante una línea de suministro directo según el punto primero del artículo 42 de la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico, debiendo pertenecer al mismo grupo empresarial la instalación generadora y la consumidora. Por otro lado, la imposibilidad de conexión de la planta fotovoltaica a la red interior de los consumos se debe a que, según el RD 815/2013, la producción de hidrógeno únicamente puede desarrollarse sobre suelo industrial, por lo que la distancia entre la planta de electrólisis y la planta fotovoltaica será excesiva para poder conectar ambas instalaciones en dicho punto. Sin embargo, aún en caso de cumplir con la condición de proximidad, no sería posible acogerse a la modalidad de suministro con autoconsumo con excedentes acogida a compensación, ya que la potencia de pico de la central

fotovoltaica excede con mucho el máximo de 100kW indicado en el RD 244/2019 (tal y como se verá en apartados ulteriores), mientras que la modalidad no acogida a compensación supondría la inviabilidad económica del proyecto.

De este modo, la planta fotovoltaica inyectará toda la producción energética en la red eléctrica de transporte, mientras que la energía demandada por la planta de electrólisis le será suministrada desde la red de distribución. Para ello y a fin de evitar el procedimiento para convertirse en sujeto del mercado y, eventualmente, en agente del mercado (procedimientos detallados en la página web de REE y OMIE, respectivamente [64], [65], así como las obligaciones que dichas entidades contraen para con la operación del sistema, se ha optado por participar en el mercado eléctrico a través de un contrato bilateral con un agente representante en nombre ajeno (posibilidad indicada en el artículo 6.2 de la Ley 24/2013 y reiterado en el artículo 9.2 del RD 413/2014), es decir, una compañía comercializadora a través de la cual realizar ofertas de venta de la energía producida en la planta fotovoltaica y ofertas de compra de toda la energía demandada por la planta de electrólisis, la cual, a su vez, se encargará de proveer los servicios de regulación exigidos a los agentes productores. Dichos contratos bilaterales están exceptuados del sistema de ofertas a través del operador del mercado (según el artículo 24.4 de la Ley 24/2013), aunque según el artículo 25.5 de dicha ley “...todas las unidades de producción a que se refiere el presente artículo deberán comunicar al operador del mercado, en los términos que reglamentariamente se establezcan, la producción prevista para cada período de programación”. Pese a no ser preciso dar de alta a la compañía productora como agente del mercado eléctrico, de acuerdo con lo expuesto en el artículo 21.2 de la Ley 24/2013: “las instalaciones de producción de energía eléctrica deberán estar inscritas en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, donde se reflejarán las condiciones de dicha instalación y, en especial, su respectiva potencia”.

A partir de lo anteriormente expuesto se colige que, desde una perspectiva técnica, ambas instalaciones operarán de forma independiente con conexiones independientes a la red eléctrica. En este punto se hace notable la falta de legislación relativa a la trazabilidad o certificación del origen del hidrógeno verde, por lo que podría suponerse que, si el balance entre la energía producida mediante la central fotovoltaica y la energía consumida por la planta de electrólisis de agua fuese nulo o positivo, el hidrógeno generado sería considerado renovable. Debido a la incertidumbre que suscita la falta de legislación, se ha optado por dimensionar la planta fotovoltaica de modo que la producción energética coincida con la demanda de la planta de electrólisis a nivel diario, de modo que en todo momento la energía consumida por la planta de electrólisis será, virtualmente, de origen renovable. Dicho modo de dimensionamiento posibilitaría la operación de ambas plantas de forma conjunta una vez la legislación permitiese la instalación de las plantas de electrólisis de agua junto a las centrales de producción, lo cual únicamente resultaría rentable si se permitiese a los productores de más de 100kW acogerse a la modalidad con compensación (y la retribución económica fuese razonable), de lo contrario todas las grandes plantas de producción de hidrógeno renovable y las centrales de generación deberán funcionar de forma independiente. Asimismo, cabe plantear la posibilidad de contratar la compra de energía a una comercializadora que únicamente operase con productores renovables para que el hidrógeno generado pudiese ser calificado como renovable cuando la producción fotovoltaica fuese inferior al consumo de la planta de electrólisis.

#### 4.3.2. Ubicación de la central fotovoltaica

A priori, la ubicación idónea para la central PV es aquella que ofrezca una elevada irradiación solar, un horizonte plano, un terreno limpio de vegetación y de superficie lisa, cercano a cualquier SET de conexión con la red eléctrica de transporte y con un buen acceso por carretera. Todas estas características son reunidas por los terrenos agrícolas situados al sureste de los



campos de fresas de Huelva y en un primer momento se valoró ubicar la planta en dichos terrenos. Sin embargo, un análisis más exhaustivo puso de manifiesto que uno de los sectores extremo del Parque Nacional de Doñana se extiende hasta las inmediaciones de los terrenos considerados, además, en dichos terrenos hay un gran número de pistas forestales y vías de servicio con lo que se hubo de trasladar la ubicación de la planta fotovoltaica al término municipal de Gibraleón, cuya principal desventaja frente a la primera ubicación considerada es su distancia respecto a la SET de conexión con la red eléctrica de transporte (ver figura 25), la cual es del orden de tres veces la distancia de la ubicación considerada inicialmente.



Figura 25. Posición relativa entre la central PV (representada mediante un cuadrado amarillo) y la planta de electrólisis (representada mediante un rectángulo rojo). En la parte derecha se ha representado de forma esquemática la distribución de los paneles PV, CTMT y SET (color negro) y de los trazados de las líneas de AC de BT (color lila) y de los trazados de las líneas de MT (color azul). La flecha roja indica la ubicación de la SET y punto de acceso a la central PV.

#### 4.3.3. Diseño y dimensionamiento del campo fotovoltaico y de los inversores MPPT

En este apartado se mostrarán los resultados obtenidos en el dimensionamiento del campo PV, indicando la configuración adoptada en la asociación de paneles fotovoltaicos individuales (en adelante “paneles o módulos PV”), la orientación e inclinación de los mismos, así como los resultados obtenidos en el dimensionamiento de todos los subsistemas de control de potencia, monitorización y protecciones eléctricas.

##### 4.3.3.1. Justificación del uso de seguidor solar y selección de éste

En la tabla 12 se muestran los resultados de producción solar de un único módulo fotovoltaico de 550Wp obtenidos mediante PVGIS en 4 supuestos prácticos, a saber: estructura fija e inclinación anual óptima, estructura con seguimiento solar E-O de eje vertical e inclinación de 55° (1° superior al óptimo por motivos constructivos), estructura con seguimiento solar E-O de eje horizontal e inclinación nula (una de las tipologías más habituales en centrales fotovoltaicas debido a su sencilla construcción y operación y a un coste más reducido que el de otras estructuras), y estructura con seguimiento solar de dos ejes. Se ha optado por recurrir al seguidor solar de eje vertical, ya que dicho ángulo óptimo permite maximizar la energía generada en los meses de menor irradiación solar y minimiza la energía en los meses de mayor irradiación solar, lo cual permitirá reducir el déficit y el superávit de potencia generada y, en consecuencia, dimensionar de forma óptima el generador solar.

Cabe indicar que el sistema de seguimiento solar a dos ejes ha sido descartado dadas las limitaciones que presentan los modelos comerciales de este tipo de sistemas. Éstos presentan restricciones severas en cuanto al ángulo máximo de inclinación de los paneles PV, por una parte, lo cual comporta una reducción de la energía extra generada respecto al seguidor solar de eje vertical, equiparando sendas producciones de energía; y al número total de paneles PV

por estructura soporte, por otra parte, lo que conlleva el empleo de un mayor número de estructuras y el encarecimiento de la planta fotovoltaica (mayor mantenimiento y control y mayor superficie necesaria).

Parámetro	Sin seguidor solar	Seguidor solar de eje vertical	Seguidor solar de eje horizontal	Seguidor solar de dos ejes
Ángulo de inclinación (°)	34	55	0	Variable
Azimut (°)	-	Variable	0	Variable
Potencia de pico (Wp)	550	550	550	550
Pérdidas de eficiencia en la captación (%)	14	14	14	14
Producción PV anual (kWh)	957,79	1.282,44	1.184,67	1.329,34
Incremento de la producción anual respecto al caso base (%)	0%	33,90%	23,69%	38,79%
Producción PV "invernal" [N-D-E-F] (kWh)	252,93	321,37	238,57	329,01
Producción PV "estival" [M-J-J-A] (kWh)	377,61	536,31	552,64	565,27
Ratio Verano/Invierno (%)	49,29%	66,88%	131,65%	71,81%

Tabla 12. Producción fotovoltaica de un solo módulo PV de referencia en 4 supuestos diferentes: sin seguidor solar, seguidor solar de eje vertical, seguidor solar de eje horizontal y seguidor solar de dos ejes. El ángulo de azimut de 0° corresponde al Sur, 90° al Oeste, -90° al Este y 180° al Norte.

Tras una búsqueda exhaustiva entre las principales compañías del sector de la fabricación de estructuras para paneles fotovoltaicos con seguimiento solar, se ha observado una gran predominancia en la producción de aquellas con seguimiento solar en un solo eje horizontal. En menor medida se ha observado la presencia de seguidores solares en dos ejes, y únicamente se ha encontrado una compañía que fabrique un modelo comercial de seguidor solar de eje vertical en la escala requerida para el presente proyecto, dicha compañía es "Bielefeld a+f GmbH" (se asume que bajo encargo existirán compañías que fabriquen estructuras con seguidor solar de estas dimensiones, no obstante, se ha optado por recurrir a esta compañía en concreto pues ofrece información pública sobre las características técnicas del producto).

#### 4.3.3.2. Selección del panel fotovoltaico

Tras una comparativa entre los productos ofrecidos por las principales compañías del sector, se ha optado por emplear el modelo de panel fotovoltaico monofacial "Tiger Pro 72HC" de 550Wp (potencia definida en condiciones estándar "STC"), producido por la compañía china "Jinko Solar", cuyas celdas son de silicio monocristalino con dopaje tipo P. Las principales ventajas que este modelo de panel fotovoltaico ofrece respecto a paneles de menor potencia de pico son una mayor eficiencia STC (21,33% frente al 18%-20% en modelos de menor tamaño) y una mayor potencia generada por unidad de superficie (entorno a 213W/m<sup>2</sup>). Las características técnicas de dicho modelo de panel fotovoltaico se muestran en la tabla 38 recogida en el "Anexo I" de la memoria. Por otro lado, su curva característica I-V es representada en la figura 26.



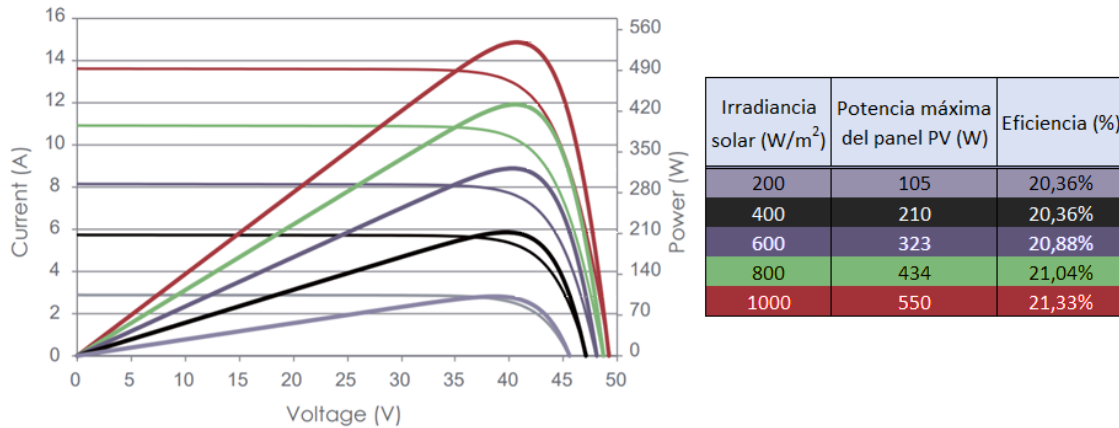


Figura 26. Curva I-V y P-V del panel fotovoltaico seleccionado. Figura extraída de la ficha técnica facilitada en la página web del fabricante. Se asume que las curvas mostradas han sido obtenidas para valores de irradiancia solar comprendidos entre 200W/m<sup>2</sup> (color gris-malva) y 1.000W/m<sup>2</sup> (color rojo), en incrementos de 200W/m<sup>2</sup>.

#### 4.3.3.3. Pérdidas de rendimiento en el campo fotovoltaico y en el control de potencia

La casuística que afecta a la pérdida de rendimiento del campo fotovoltaico es diversa, tanto como variada es la naturaleza de la misma, de este modo se dan pérdidas de rendimiento por [66]:

- Sombras parciales o totales → 1,5% (estimación) [66]
- Acumulación de suciedad en módulos PV → 1,5% (estimación) [66]
- Acumulación de nieve en módulos PV → 0% (estimación, la probabilidad de nevadas en la ubicación del emplazamiento es, a efectos prácticos, nula)
- Reflexión parcial de la irradiación solar → 1% (estimación) [66]
- Desacople espectral → 0,58% (PVGIS)
- Temperatura de operación e irradiación solar fuera de las condiciones nominales → 6,02% (PVGIS, ilustración del cálculo ecuaciones (24) a (26))
- Efecto Joule en las líneas del generador solar → 3% (estimación, posterior cálculo de caída de tensión en todas las líneas de la central PV)
- Desacople entre el punto de operación de diferentes módulos → 1% (estimación) [66]
- Desajuste en el seguimiento del punto de máxima potencia "MPPT" → 1% (estimación) [66]
- Tolerancia de los módulos PV → En el presente caso dichas pérdidas ascienden a un 3% según lo indicado en la ficha técnica del fabricante, aunque en otras ocasiones debe emplearse la ecuación (27) para su cálculo.

A continuación, se muestran las ecuaciones que permiten calcular aquellas pérdidas cuyo valor no ha sido obtenido mediante estimación:

Los resultados de las pérdidas por funcionamiento fuera de las condiciones estándar obtenidos para el día más favorable y para el día más desfavorable del año se resumen en la tabla 13. La temperatura ambiente (temperatura seca diurna) ha sido obtenida a partir de los datos facilitados por la estación meteorológica de Huelva (4642E) en la guía técnica del IDAE. Sin embargo, PVGIS calcula por defecto dichas pérdidas, las cuales han sido estimadas en un 6,02% de media anual. Se empleará el valor facilitado por PVGIS ya que el resto de los cálculos se realizarán en base a los datos proporcionados por dicho software. Asimismo, dicho valor permite introducir un margen de seguridad en el dimensionamiento del generador solar, lo cual es de especial relevancia en aquellos meses de menor irradiación solar.

21-dic					
G (W/m <sup>2</sup> )	T <sub>diurna</sub> (°C)	NOCT (°C)	T <sub>celda</sub> (°C)	kt	Pérdidas (%)
290,1	11,6	45	20,67	1,085	-8,52%
13-jul					
G (W/m <sup>2</sup> )	T <sub>diurna</sub> (°C)	NOCT (°C)	T <sub>celda</sub> (°C)	kt	Pérdidas (%)
968	27,7	45	57,95	0,955	4,53%

Tabla 13. Pérdidas o ganancias de rendimiento según la temperatura de operación de la celda solar.

Considerando los valores estimados anteriormente para cada una de las pérdidas de eficiencia definidas en el generador solar, las pérdidas ascienden al 18,6%.

Por otro lado, en los dispositivos de control de potencia conectados entre el generador PV y el sistema de electrólisis, como inversores y rectificadores, tienen lugar pérdidas de eficiencia que afectan a la energía final que le es entregada al sistema de electrólisis. En tanto que las ramas PV serán conectadas a sendos inversores MPPT de idéntica eficiencia y los sistemas de electrólisis cuentan con el mismo tipo de rectificador, puede asumirse el mismo valor de eficiencia para cada tipo de dispositivo. De este modo, y teniendo en cuenta los valores típicos de eficiencia de inversores, se ha considerado razonable asumir la eficiencia de ambos en un 98%<sup>22</sup>, con lo que las pérdidas por conversión serán del 4%<sup>23</sup>. Ascendiendo el total de pérdidas al 22,6% y el “rendimiento”<sup>24</sup> de la planta fotovoltaica al 77,4%.

#### 4.3.3.4. Dimensionamiento de la potencia de pico del generador solar

El generador solar debe ser capaz de suministrar la potencia nominal del conjunto de electrolizadores y de los diferentes subsistemas involucrados en el proceso, la cual asciende a 124MW<sup>25</sup>.

Los resultados obtenidos tras aplicar la metodología descrita en el capítulo anterior se muestran en la tabla 14, los cuales han sido alcanzados a partir de los valores de la producción fotovoltaica media mensual proporcionados por PVGIS para las condiciones de operación definidas (ver figura 27).

<sup>22</sup> Según lo indicado en el estándar internacional IEC 61683.

<sup>23</sup> En el presente caso el 2% de pérdidas asociado a los rectificadores de los sistemas de electrólisis se traducen en las pérdidas en los centros de transformación de media tensión, ya que ambas instalaciones son independientes, como ya ha sido indicado reiteradas veces en apartados precedentes.

<sup>24</sup> Pese a emplear el término “rendimiento” lo que realmente se persigue expresar es la eficiencia de la planta fotovoltaica según las condiciones ambientales y de operación en un momento dado respecto a la operación de la misma en condiciones ideales, por lo que en este sentido no debe confundirse con el rendimiento fotovoltaico, entendido este último como la ratio entre la irradiación solar incidente y la energía eléctrica producida por unidad de área.

<sup>25</sup> El consumo energético de compresores, sistemas de ventilación y refrigeración, y del sistema de purificación y de impulsión de agua se ha estimado en un 1,22% de la potencia de electrólisis instalada, basado ello en los valores de potencia máxima de diferentes productos comerciales que se ajustan a las condiciones de operación definidas y a los datos del consumo de los sistemas auxiliares facilitados en la ficha técnica del fabricante del electrolizador en función de la temperatura ambiente.

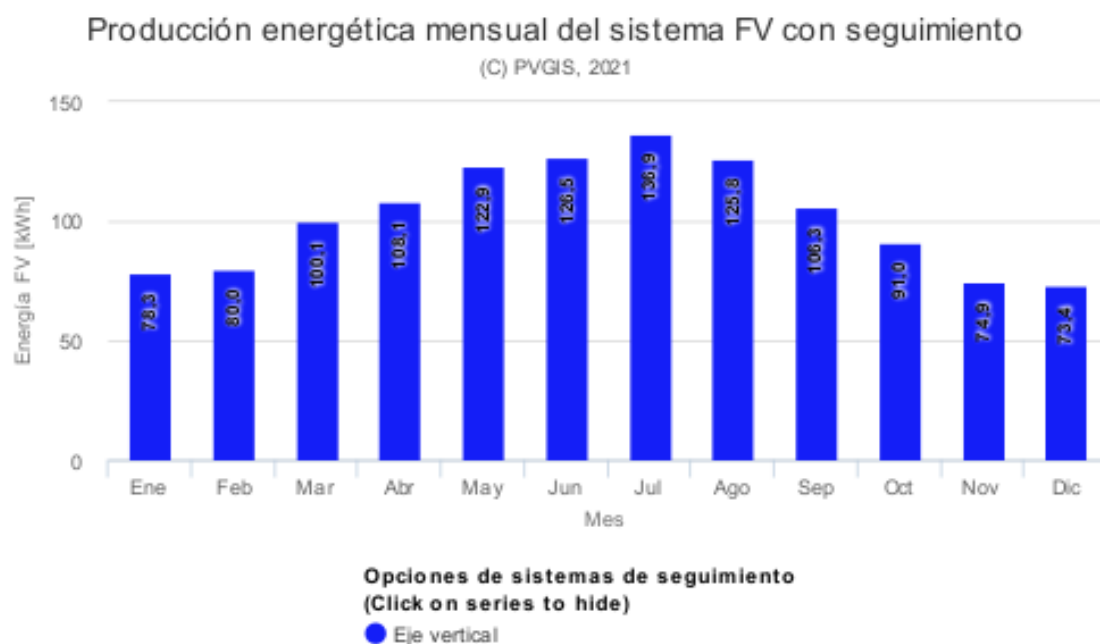


Figura 27. Producción fotovoltaica media mensual de un solo panel PV con seguimiento solar en el eje vertical e inclinación de 55°, asumiendo unas pérdidas medias anuales del 22,6%.

Mes	Producción PV media mensual (kWh)	Producción PV media diaria (kWh)	Consumo diario planta de electrólisis (kWh)	Número mínimo de paneles PV	Potencia de pico del generador PV (MW)
Enero	78,34	2,53	1.059.952	419.435	230,69
Febrero	80,03	2,86		370.845	203,96
Marzo	100,10	3,23		328.257	180,54
Abril	108,09	3,60		294.186	161,80
Mayo	122,94	3,97		267.273	147,00
Junio	126,54	4,22		251.293	138,21
Julio	136,90	4,42		240.019	132,01
Agosto	125,81	4,06		261.176	143,65
Septiembre	106,31	3,54		299.112	164,51
Octubre	90,97	2,93		361.202	198,66
Noviembre	74,88	2,50		424.661	233,56
Diciembre	73,35	2,37		447.969	246,38

Tabla 14. Producción fotovoltaica diaria de un solo panel PV a lo largo de un año y consumo energético diario de la planta de electrólisis. Número de paneles PV necesarios en función del mes.

Por otra parte, sustituyendo valores en la ecuación (28) la potencia fotovoltaica necesaria en función de la irradiancia debe ser igual a 160,21MW para que la planta de electrólisis opere a capacidad nominal. La principal contrariedad a la hora de dimensionar el generador solar (número de paneles PV) radica en la gran variabilidad de la irradiancia solar a lo largo del día, así como la variabilidad de ésta entre los meses de verano e invierno, pues provoca que el tamaño del generador solar calculado varíe notablemente en función del periodo del año seleccionado

como base de cálculo. De hecho, los resultados alcanzados mediante las ecuaciones (28.2) y (28.3) son válidos en el supuesto en que toda la energía producida por el captador solar es aprovechada por la planta de electrólisis en el mismo lapso de tiempo, lo cual sólo es cierto si la potencia del generador solar es igual o inferior a la potencia nominal de dicha planta, lo que dependerá del nivel de irradiancia solar, o bien, en caso de superarse la potencia nominal de electrólisis, se cuenta con un sistema de almacenamiento del excedente de energía PV (potencia) generada. A fin de ilustrar este hecho, se ha recurrido a la base de datos de PVGIS para obtener los niveles de irradiancia solar sobre el plano con inclinación de  $55^\circ$  y azimut óptimo en el día tipo del mes de junio y calcular la potencia máxima del generador solar alcanzada en dicho día, considerando que éste ha sido dimensionado según el mes de diciembre (447.969 paneles PV), para lo cual se ha hecho uso de la ecuación (28) y de la figura 26 y cuyos resultados se describen seguidamente: mediante tanteo se ha concluido que en el día 21 de junio el nivel máximo de irradiancia sobre el plano con inclinación de  $55^\circ$  se alcanza a las 15:00 (UTC) cuando el azimut de dicho plano es de  $80^\circ$ , ascendiendo su valor a  $908,09\text{W}/\text{m}^2$ , la potencia generada por cada panel PV a  $496,69\text{W}$  y la potencia generada por el generador solar a  $222,50\text{MW}$ , la que, tras aplicarle las pérdidas de eficiencia totales (22,6%), se ve reducida hasta  $172,22\text{MW}$  a la entrada de la planta de electrólisis. Asimismo, el nivel de irradiancia solar por encima del cual la potencia entregada por dicho generador fotovoltaico supera la máxima potencia de operación de la planta de electrólisis es de  $662,39\text{W}/\text{m}^2$ , siendo la potencia generada por cada panel PV de  $357,63\text{W}$  (y la potencia total del generador de  $160,21\text{MW}$ ).

En la figura 28 se representa, a modo ilustrativo, el nivel de irradiancia por encima del cual la potencia PV generada supera a la potencia nominal de electrólisis, considerando un azimut de superficie de entre  $-80^\circ$  y  $80^\circ$  el día tipo del mes de junio.

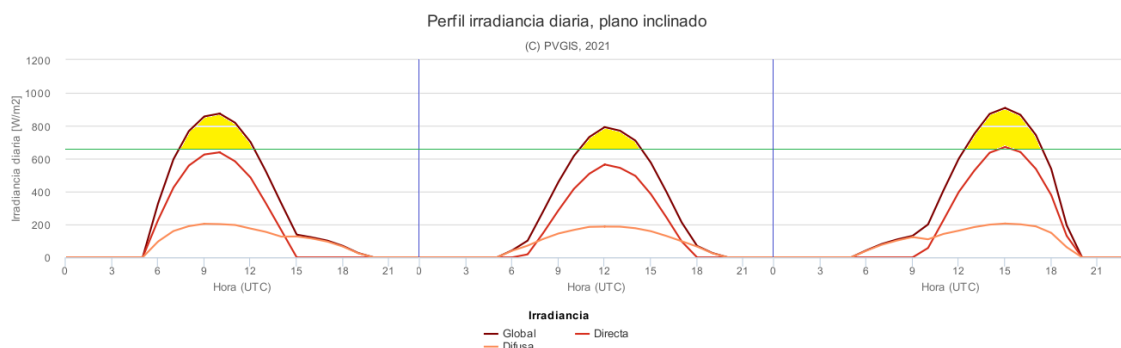


Figura 28. Nivel de irradiancia solar diaria en el mes de junio, para un ángulo de inclinación de  $55^\circ$  y azimut de superficie de  $-80^\circ$ ,  $0^\circ$  y  $80^\circ$ . En amarillo se ha marcado la producción PV excedentaria para el azimut considerado, que ha de almacenarse o derivarse a la red eléctrica. La línea verde indica el límite de irradiancia solar aprovechable para la electrólisis de agua.

En los meses de mayor irradiación solar, el hecho de que parte de la energía generada no pueda ser aprovechada por la planta de electrólisis no supone, en principio, problema alguno en tanto que cualquier episodio de irradiación solar inferior al valor habitual puede ser compensado con una mayor duración de la jornada, superior a las 8,548h de diseño a capacidad nominal de dicha planta de electrólisis. Por ejemplo, se ha observado (ver figura 28) que la irradiación solar en el mes de junio para el ángulo azimutal óptimo es superior al valor de irradiación solar por encima del cual la potencia PV supera a la potencia de electrólisis, por lo que se colige que dicho exceso de energía generado podrá ser inyectado en la red eléctrica sin que existan periodos de déficit significativos. Sin embargo, en aquellos meses en que el día presenta una menor duración, en que la potencia PV generada es inferior a la potencia de

electrólisis en buena parte del día y, a su vez, se dan periodos de exceso de potencia, será preciso contar con un sistema de almacenamiento del exceso de energía, o bien recurrir a la red eléctrica (entendiéndose por esto a otros generadores) para cubrir el déficit de energía, lo anterior es representado en la figura 29 para el día tipo del mes de diciembre considerando un ángulo azimutal de entre  $-45^\circ$  y  $45^\circ$ .

Se observa que la producción PV únicamente es suficiente entre las 10:00 (UTC) y las 14:00 (UTC), aproximadamente, coligiéndose que, necesariamente, el exceso de energía producido ha de almacenarse o bien ha de recurrirse a otra fuente de alimentación. Cabe indicar que en el análisis efectuado no se ha planteado la posibilidad de ocurrencia de episodios de elevada nubosidad e irradiancia nula o por debajo del nivel medio, los cuales hacen más necesaria la presencia de un sistema de almacenamiento de energía o bien de una fuente de alimentación complementaria (como la red eléctrica)<sup>26</sup>. No obstante, a fin de no incurrir en un sobredimensionamiento excesivo de la central PV, se considerará válido el resultado de potencia de pico obtenido considerando el mes de diciembre como base del cálculo. Asimismo, en el estudio de viabilidad económica no se considerarán los periodos de producción PV deficitarios diarios, ya que la complejidad que se añadiría al citado estudio excedería al alcance del presente TFM.

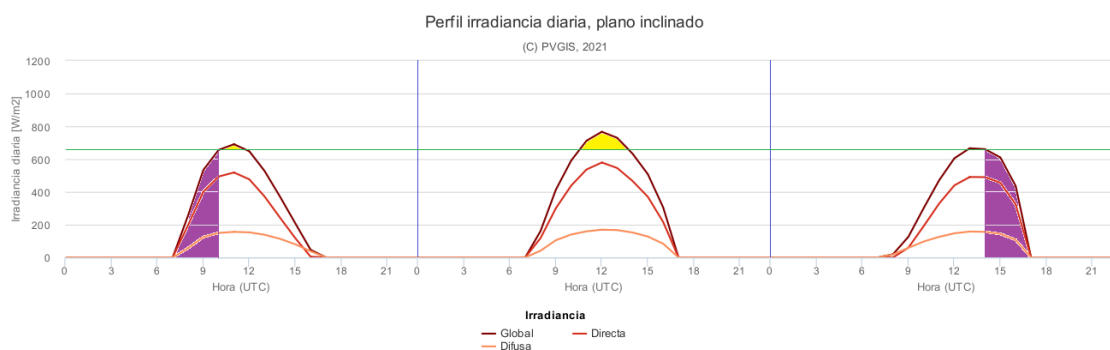


Figura 29. Irradiancia solar en el día tipo del mes de diciembre sobre el plano con inclinación de  $55^\circ$  y azimut de  $-45^\circ$ ,  $0^\circ$  y  $45^\circ$ . En morado se han marcado los periodos en que la potencia generada es inferior a la demandada y en amarillo el caso contrario. La línea verde indica el límite de irradiancia solar aprovechable para la electrólisis de agua.

#### 4.3.3.5. Configuración del campo PV

Pese a que, según la legislación actual, no es posible acogerse a ninguna de las modalidades de suministro con autoconsumo y la planta fotovoltaica deberá verter toda la energía producida a la red eléctrica, la central PV se ha diseñado de forma modular, de manera que los paneles fotovoltaicos se asociarán en ramas conectadas a sendos inversores de rama conformando 7 subgeneradores fotovoltaicos con el objetivo de comparar la generación eléctrica de cada uno de éstos con la producción de hidrógeno de cada uno de los 7 PEMEL de la planta PEMWE. Virtualmente, la demanda de cada uno de los 7 sistemas de electrólisis es cubierta mediante un mismo número de paneles PV (o ramas), esto es, 63.996 paneles PV. Huelga recalcar que, pese a diseñarse de este modo la central PV, tanto ésta como la planta de electrólisis no se encuentran conectadas eléctricamente entre sí, sino a través la red eléctrica.

<sup>26</sup> Entendiéndose por red eléctrica a la energía generada por otros productores que necesariamente deberán emplear recursos renovables si se desea que el hidrógeno producido sea considerado “verde”.

La intensidad de cortocircuito de cada módulo PV en las condiciones del día más favorable del año (13 de julio)<sup>27</sup> y su tensión de cortocircuito en las condiciones del día más desfavorable del año (21 de diciembre) son mostradas en la tabla 15, calculadas según la temperatura de operación de la celda PV y los coeficientes de ajuste indicados en la ficha técnica del panel PV empleado (sin considerar la irradiancia solar).

21-dic					
Tcelda (°C)	I <sub>SC</sub> (A)	I <sub>MPP</sub> (A)	V <sub>OC</sub> (V)	V <sub>MPP</sub> (V)	P <sub>MPP</sub> (W)
20,67	14,00	13,42	50,22	41,40	558
13-jul					
Tcelda (°C)	I <sub>SC</sub> (A)	I <sub>MPP</sub> (A)	V <sub>OC</sub> (V)	V <sub>MPP</sub> (V)	P <sub>MPP</sub> (W)
57,95	14,25	13,66	45,04	37,13	499

Tabla 15. Intensidad de cortocircuito, tensión de circuito abierto y potencia en el punto de máxima potencia del panel fotovoltaico en los casos extremo.

Se observa que el valor calculado de máxima potencia generada por el panel fotovoltaico el día 21 de diciembre tipo es poco realista ya que, como se pudo colegir del análisis realizado sobre la potencia generada por los paneles PV en función de la irradiancia solar, la máxima irradiancia solar en el mes de diciembre no permite que el panel PV sea capaz de generar la potencia de pico estándar, de hecho, dicho valor es muy inferior a éste. Por ello, a la hora de determinar el máximo número de paneles que es posible conectar a un mismo inversor se considerará el valor de potencia en el MPP del día más favorable, esto es, 499Wp.

En cuanto al modelo de inversor de rama a emplear, se ha llevado a cabo una extensa comparación entre los productos ofrecidos por las principales empresas del sector (Fronius, Solar Edge, SMA, ABB, Huawei, etc.), donde los factores más determinantes han sido el coste de cada dispositivo, la eficiencia del mismo y la garantía, siendo un parámetro importante, también, la máxima potencia admisible, ya que un menor número de inversores de mayor tamaño suponen un menor CAPEX y una menor cantidad de dispositivos de monitorización y control que un mayor número de inversores de menor tamaño. En la tabla 39 del “Anexo I” se muestran las especificaciones del modelo de inversor de rama escogido.

Se observa que la tensión de arranque es de 550V. Cabría plantear si en los momentos del día con menor irradiación solar (primeras y últimas horas del día, o meteorología adversa) la tensión generada sería suficiente para arrancar el inversor. En principio sí sería posible pues, se observa que la V<sub>MPP</sub> varía ligeramente cuando disminuye la irradiación solar (siendo la I<sub>MPP</sub> la variable que presenta una mayor dependencia de la irradiación). Asimismo, en los periodos de máxima temperatura de operación de celda la tensión de circuito abierto es mínima y alcanza un valor de 990,88V, suficiente para garantizar el arranque del inversor. Huelga destacar que el nivel de protección de la envolvente corresponde al IP66.

A partir de los valores indicados en la tabla 15, de las especificaciones del inversor seleccionado y haciendo uso de las ecuaciones (29) a (31), se ha calculado el número de paneles fotovoltaicos que es posible asociar en serie en cada una de las 18 ramas que puede gestionar el inversor, el cual es de 29, con lo que la tensión máxima de circuito abierto ascendería a 1.456,38V. Por otra parte, el número total de paneles PV que es posible conectar al inversor

<sup>27</sup> En este caso ha sido considerado el día 13 de julio y no el 21 de junio ya que los valores máximos de irradiación solar y temperatura registrados son superiores, con lo que se introduce cierto margen de seguridad a la hora de realizar el dimensionamiento de la potencia instalada.

asciende a 400 en condiciones nominales, asumiendo la potencia activa de salida del inversor también como límite de entrada al mismo. No obstante, puesto que todas las ramas han de presentar el mismo número de paneles PV, el número de paneles por rama será de 22, con lo que el inversor gestionará un total de 396 paneles PV. Asimismo, puesto que la máxima  $I_{sc}$  de cada rama es de 14,25A, el valor máximo de intensidad de cortocircuito que podrá establecerse en cada MPPT será de 28,50A, inferior al límite de 50A. Además, la intensidad entregada a cada MPPT en el punto de máxima potencia ascenderá a 27,32A en el peor escenario posible, siendo inferior al límite de 30A. Con la configuración diseñada el inversor operará normalmente por debajo de su potencia nominal, mientras que en aquellos periodos cuya irradiancia solar sea próxima a la irradiancia en condiciones STC la potencia generada será similar a la potencia nominal del inversor, y en aquellos periodos en que se dé un episodio de elevada irradiancia y baja temperatura ambiente o elevada convección natural la potencia generada por el grupo de paneles PV se aproximará al máximo admitido de 215kW. Huelga indicar que en la práctica será altamente improbable que se reproduzcan las condiciones STC, menos aun considerando la ubicación del emplazamiento, donde las temperaturas suelen ser elevadas en los periodos de mayor irradiación solar, con lo que no se alcanzará la máxima potencia admitida por el inversor.

Teniendo en cuenta que cada subgenerador solar ha de presentar un mínimo de 63.996 paneles PV, el número total de inversores que será necesario implementar en cada uno de éstos será de 162, con lo que el número final de paneles PV que hipotéticamente conectarían con sendos sistemas de electrólisis sería de 64.152, correspondientes al número de paneles de cada uno de los 7 subgeneradores PV. El número total de inversores y paneles que conformarán el generador solar ascenderá a 1.134 y 449.064, respectivamente, comportando una potencia PV de pico de 246,9852MWp. En la tabla 16 se resumen los resultados obtenidos.

Número máximo de paneles PV por rama	29	Máxima intensidad de cortocircuito en cada MPPT (A)	28,50
Número máximo de ramas por MPPT	18	Número de inversores por sistema de electrólisis	162
Número máximo de paneles PV por inversor	400	Número de paneles PV por sistema de electrólisis	64.152
Número de paneles PV por rama	22	Potencia de pico por sistema de electrólisis (MWp)	35,3
Número de ramas por MPPT	18	Número total de inversores en el generador solar	1.134
Número de paneles PV por inversor	396	Número total de paneles PV en el generador solar	449.064
Máxima tensión de circuito abierto de rama (V)	1.104,84	Potencia de pico del generador solar (MW <sub>p</sub> )	247,0

Tabla 16. Resumen de los resultados obtenidos en el dimensionamiento del generador solar.

#### 4.3.3.6. Selección de la estructura de montaje de los paneles fotovoltaicos y disposición de los mismos sobre ésta

En el presente caso la tipología de estructura empleada es la que determinará la disposición de montaje de los módulos fotovoltaicos. En cuanto al modelo y compañía seleccionados se ha tomado como representativos a “Bielefeld a+f GmbH” y su producto comercial más grande: el “SunCarrier 300” con capacidad de hasta 100 de los paneles seleccionados (unos 53kWp). No obstante, dada la envergadura del proyecto se asume que bajo demanda será posible realizar una ligera modificación en el diseño base para dar servicio al presente proyecto, aumentando dicho límite hasta 132 paneles PV (72,6kWp), los cuales serán dispuestos en vertical en 3 filas de 44 unidades, equivalentes a 6 ramas de 22 paneles PV conectados eléctricamente en serie a un mismo inversor, por lo que se requerirá de 3 estructuras por cada inversor, ascendiendo el total de estructuras a 486 por subgenerador o a 3.402 en el generador solar. Estas estructuras son capaces de soportar vientos de hasta 128,9m/h sin necesidad de modificar su posición gracias a una cimentación de hormigón armado de 12m de diámetro (dicha cimentación es incluida en la adquisición de la estructura, según el catálogo del fabricante).



#### 4.3.3.7. Diseño espacial provisional del generador solar

Como primera aproximación, la distancia en el eje Y entre dos estructuras soporte (considerando sendos centros geométricos como punto de referencia) será igual a dos veces la longitud de media estructura cuando ésta se encuentra orientada al sur, esto es, el ancho de 44 paneles PV o 50,76m (se ha considerado un margen de 0,02m entre módulos), más un margen de seguridad de 3m (a fin de posibilitar la instalación del inversor), con lo que dicha distancia se redondeará a 54m. Dicha consideración se basa en el hecho de que las estructuras pueden adoptar un azimut de  $|90^\circ|$  o más, por lo que debe evitarse el impacto entre los extremos de dichas estructuras cuando éstas rotan. La distancia en el eje X entre estructuras será igual a la calculada en el eje Y en una primera aproximación, considerando que ésta es medida entre centros. Los resultados obtenidos tras simular el transcurso de un año tipo (base de datos "TMY" o año meteorológico típico de PVGIS) para 9 estructuras soporte dispuestas en 3 filas de 3 columnas, equivalentes a las 54 ramas de 22 paneles PV cada una conectadas a un total de 3 inversores, indican que las pérdidas anuales por sombreado son del 1,7%, aunque de la simulación animada se observa que se concentran en las primeras horas del día en que la irradiación solar es muy reducida, y del 1% en el día más desfavorable del año (21 de diciembre), próximas al 1,5% estimado en los cálculos de dimensionamiento, por lo que se considera que dicha distancia es suficiente. En la figura 30 se muestra la disposición esquemática en planta de las 9 estructuras soporte y sus respectivos paneles PV, cuando su azimut es de  $0^\circ$ .

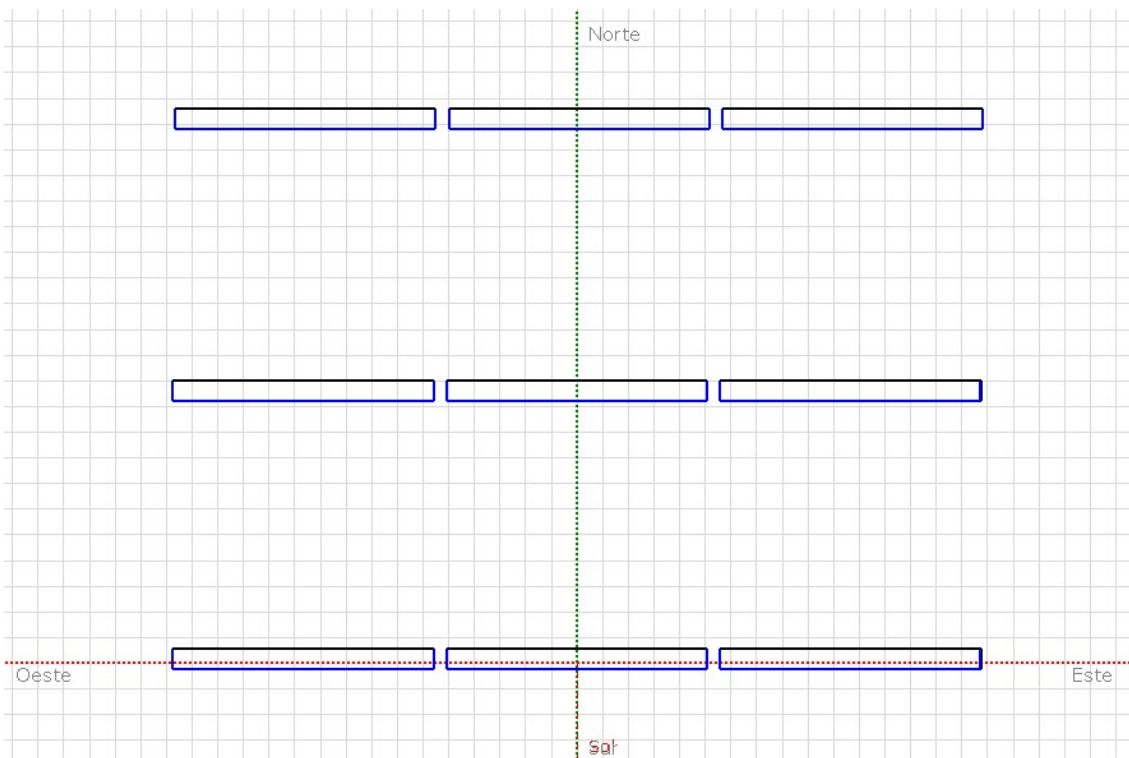


Figura 30. Representación esquemática de la posición relativa entre estructuras soporte, elaborado con la versión de prueba del software PVsyst 7.2. La línea punteada de color verde representa el eje Y (Norte-Sur), mientras que la línea punteada de color rojo representa el eje X (Este-Oeste).

En lo relativo a la disposición del total de estructuras sobre la superficie disponible, se han analizado diferentes configuraciones que permitan una distribución "regular" de paneles PV, y se ha optado, de forma provisional, por aquella en que las estructuras soporte han sido dispuestas en 63 filas de 54 columnas cada una (ver tabla 17). De este modo se reduce la longitud de cableado necesaria, al tiempo que el incremento de superficie ocupada respecto a otras distribuciones se ve compensada con dicha reducción del cableado empleado. Los indicadores principales de la longitud necesaria de cableado son la distancia total del generador solar en el

eje “Y” y en el eje “X”. Huelga indicar que la configuración de los subgeneradores PV, así como la distribución final de los paneles PV será determinada en función del número de centros de transformación empleados.

Estructura					
Anchura de la estructura soporte eje inclinado (m)	6,86				
Inclinación (°)	55				
Anchura en planta eje Y (m)	3,93				
Longitud en planta eje X (m)	50,76				
Distancia entre centros de estructuras en ambos ejes (m)	54				
Generador solar					
Número total de estructuras	3.402				
Número de filas eje Y	14	21	42	63	126
Longitud total eje Y (m)	706	1.084	2.218	3.352	6.754
Número de columnas eje X	243	162	81	54	27
Longitud total eje X (m)	13.119	8.745	4.371	2.913	1.455
Área (m <sup>2</sup> )	9.260.988	9.478.749	9.694.060	9.763.381	9.825.354
Área (ha)	926,10	947,87	969,41	976,34	982,54

Tabla 17. Análisis de diferentes distribuciones espaciales del generador solar. Las distribuciones que resultan de permutar el número de filas y columnas son igualmente válidas, pero no han sido incluidas con objeto de evitar la redundancia de los datos mostrados.

#### 4.3.4. Diseño y dimensionamiento de las líneas eléctricas de corriente continua (DC) de baja tensión (BT)

##### 4.3.4.1. Descripción de las líneas de DC de BT

En cuanto al diseño de las líneas de DC de BT se analizará el conjunto de tres estructuras conectadas a un mismo inversor MPPT. Cada estructura soporte cuenta con 6 ramas de 22 paneles PV, dispuestas en 3 filas de 2 columnas. La conexión de cada una de las 6 ramas de cada una de las 3 estructuras soporte existentes por inversor MPPT al propio inversor se realiza de forma directa, sin necesidad de caja de conexión previa, gracias a la corta distancia entre dichas estructuras y el inversor y a que éste cuenta con las protecciones eléctricas y aparellaje de maniobra necesarias, tal y como se indica en la ficha técnica del producto facilitada por el fabricante. El inversor MPPT se ubicará bajo aquella de las tres estructuras que ocupa la posición central en el eje X, de modo que la longitud de las líneas de corriente continua de cada una de las 18 ramas conectadas a dicho inversor será diferente. En la tabla 18 se resumen dichas longitudes, mientras que en la figura 31 se muestra de forma esquemática la vista en planta del conjunto de 3 estructuras soporte y los 132 paneles PV soportados por cada una de ellas, los cuales han sido coloreados según la línea de corriente continua de la que forman parte.

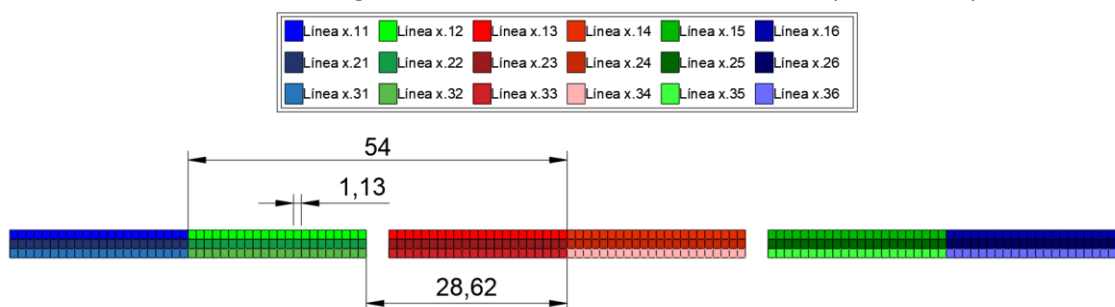


Figura 31. Distribución de paneles PV en sendas estructuras soporte. Las unidades mostradas están expresadas en metros. La letra "x" que acompaña al rótulo de cada línea hace referencia al inversor al cual se encuentran conectados los paneles PV. Dicha letra "x" debe sustituirse por el código asignado a cada inversor en la tabla 18.

Estructura Soporte	Línea	Longitud X (m)	Longitud Y (m)	Coefficiente de mayoración	Longitud total (m)
Izquierda	x.11	54	5,54	1,1	65,49
	x.21	54	3,66		63,43
	x.31	54	1,78		61,36
	x.12	28,62	5,54		37,58
	x.22	28,62	3,66		35,51
	x.32	28,62	1,78		33,44
Central	x.13	0	5,54		6,09
	x.23	0	3,66		4,03
	x.33	0	1,78		1,96
	x.14	0	5,54		6,09
	x.24	0	3,66		4,03
	x.34	0	1,78		1,96
Derecha	x.15	28,62	5,54		37,58
	x.25	28,62	3,66		35,51
	x.35	28,62	1,78		33,44
	x.16	54	5,54		65,49
	x.26	54	3,66		63,43
	x.36	54	1,78		61,36

Tabla 18. Longitud de las líneas de corriente continua de cada una de las 18 ramas PV conectadas a un mismo inversor.

Donde la longitud en el eje “X” ha sido medida desde el borde del último panel PV de cada rama hasta el inversor MPPT, y la longitud en el eje “Y” ha sido calculada como la suma de la distancia entre el centro de dichos paneles PV respecto al suelo en proyección frontal y la altura de la base del inversor respecto al suelo, considerando que su centro se ha ubicado a 1,2m sobre éste y que, por tanto, su base se encuentra a una altura de 0,85m. La longitud medida de cada una de las líneas ha sido mayorada en un 10% a fin de contemplar posibles desviaciones entre la distancia proyectada y la materialización del proyecto.

Por otra parte, el valor de diseño de tensión de circuito abierto e intensidad de cortocircuito de cada una de las 18 ramas que conectan con un mismo inversor MPPT ya ha sido determinado en el apartado destinado al dimensionamiento del inversor y a la descripción del modo de conexión de los módulos PV a su entrada, cuyos resultados quedan plasmados en la tabla 16.

#### 4.3.4.2. Dimensionamiento de los cables de DC de BT

Los cables y caja de conexión integrados en sendos módulos PV se consideran suficientes para materializar la interconexión de dichos paneles. Dichos cables cuentan con un conductor de cobre de 6mm<sup>2</sup> y aislamiento de EPR, mientras que la longitud de los mismos puede establecerse bajo demanda.

Por lo que respecta al modo de instalación de las líneas de DC se dispondrán los 6 circuitos de DC de BT correspondientes a los paneles PV de una misma estructura soporte en el interior de conducciones enterradas superficialmente (factor de corrección de la intensidad admisible igual a 1,03), en contacto mutuo (factor de corrección de la intensidad admisible de 0,56), hasta su conexión con el respectivo inversor MPPT. Considerando que, salvo la distancia entre circuitos y la profundidad de enterramiento de los circuitos, el resto de los parámetros de instalación coinciden con los del cálculo de la ITC-BT-07, la máxima intensidad admisible por cables conductores de cobre de 6mm<sup>2</sup> de sección en las condiciones de instalación descritas es de 40,38A (70A en condiciones de diseño de la citada ITC), muy superior a la máxima intensidad de cortocircuito que podría presentarse en la línea (14,25A, ver tabla 15).

#### 4.3.5. Diseño y dimensionamiento de las líneas eléctricas de AC de BT

En el presente apartado se llevará a cabo la descripción y el dimensionamiento de las líneas de AC de BT indicando los parámetros eléctricos y las especificaciones técnicas de los cables empleados, así como de los diferentes dispositivos que forman parte de la operación de la línea. Las protecciones eléctricas de dichas líneas serán dimensionadas en el apartado dedicado a tal fin.

##### 4.3.5.1. Descripción de las líneas de AC de BT

En primer lugar, debe determinarse el número de centros de transformación de media tensión de que dispondrá la central PV. Puesto que no se dispone de una fuente de datos fiable en lo relativo al precio de los transformadores y del aparellaje eléctrico presente en los centros de transformación (únicamente se cuenta con precios orientativos<sup>28</sup>) no es posible realizar un balance económico fiable, por lo que se ha optado por dimensionar el sistema de transformación siguiendo el criterio de modularidad de la central fotovoltaica aplicado hasta ahora, de modo que cada subgenerador PV será subdividido, a su vez, en 6 grupos uniformes de 27 inversores (9 filas de 9 columnas de estructuras soporte) que conectarán con sendos transformadores de 5,63MW<sup>29</sup>, sumando un total de 42 transformadores (esta misma organización del sistema de transformación de potencia del generador solar, pero a menor escala, fue la implementada en la "Planta Solar Fotovoltaica Costa Luz 0" [67], si bien dicha coincidencia es fortuita).

Las líneas de AC trifásica de BT que parten desde cada inversor a su respectivo centro de transformación de media tensión (CTMT) están configuradas en triángulo y serán instaladas en el interior de canalizaciones entubadas enterradas en zanja (separadas 0,25m entre sí en las zanjas comunes a más de un conducto). Asimismo, se realizará una zanja común a todos los circuitos que parten de sendos inversores y que conectan con una misma caja de conexiones del CTMT y una zanja, común a tramos, para todos los circuitos de aquellos inversores que se encuentran en la misma coordenada "X" del subgenerador PV y que conectan a un mismo CTMT. Estas zanjas se unirán, en diferentes puntos, a la zanja común de conexión con dicho CT. Los CTMT serán dispuestos de modo tal que se evite el sombreado de los paneles PV más próximos y se minimice la longitud de las líneas de AC de BT. De forma esquemática las figuras 32 y 33 muestran la ubicación de los 42 centros de transformación, los trazados de las zanjas de los subgeneradores PV, el código asignado a cada subgenerador PV y un ejemplo de la designación de los códigos de los centros de transformación, donde las líneas rojas delimitan el área cuyos inversores se conectarán a un mismo CTMT, las líneas moradas representan el trazado de las líneas de AC de BT y las líneas azules el trazado de las líneas de AC de MT.

La longitud medida en planta de cada una de las líneas de conexión entre cada inversor de rama y su respectivo centro de transformación ha sido mayorada en 22,7m, equivalentes al 5%

---

<sup>28</sup> Del orden de 500.000€ para transformadores "estándar" de potencia del orden de 10MVA, alrededor de 700.000€ para potencias comprendidas entre 10MVA y 50MVA, y en torno a los 2.100.000€ para potencias del orden de 100MVA [81].

<sup>29</sup> Se ha considerado la potencia MPP total de los 27 inversores que conectan con un mismo CTMT.

de la longitud medida en planta de la línea más larga. En la tabla 22 se resumen las longitudes de cada línea de AC de BT junto con la caída de tensión en cada una de ellas.

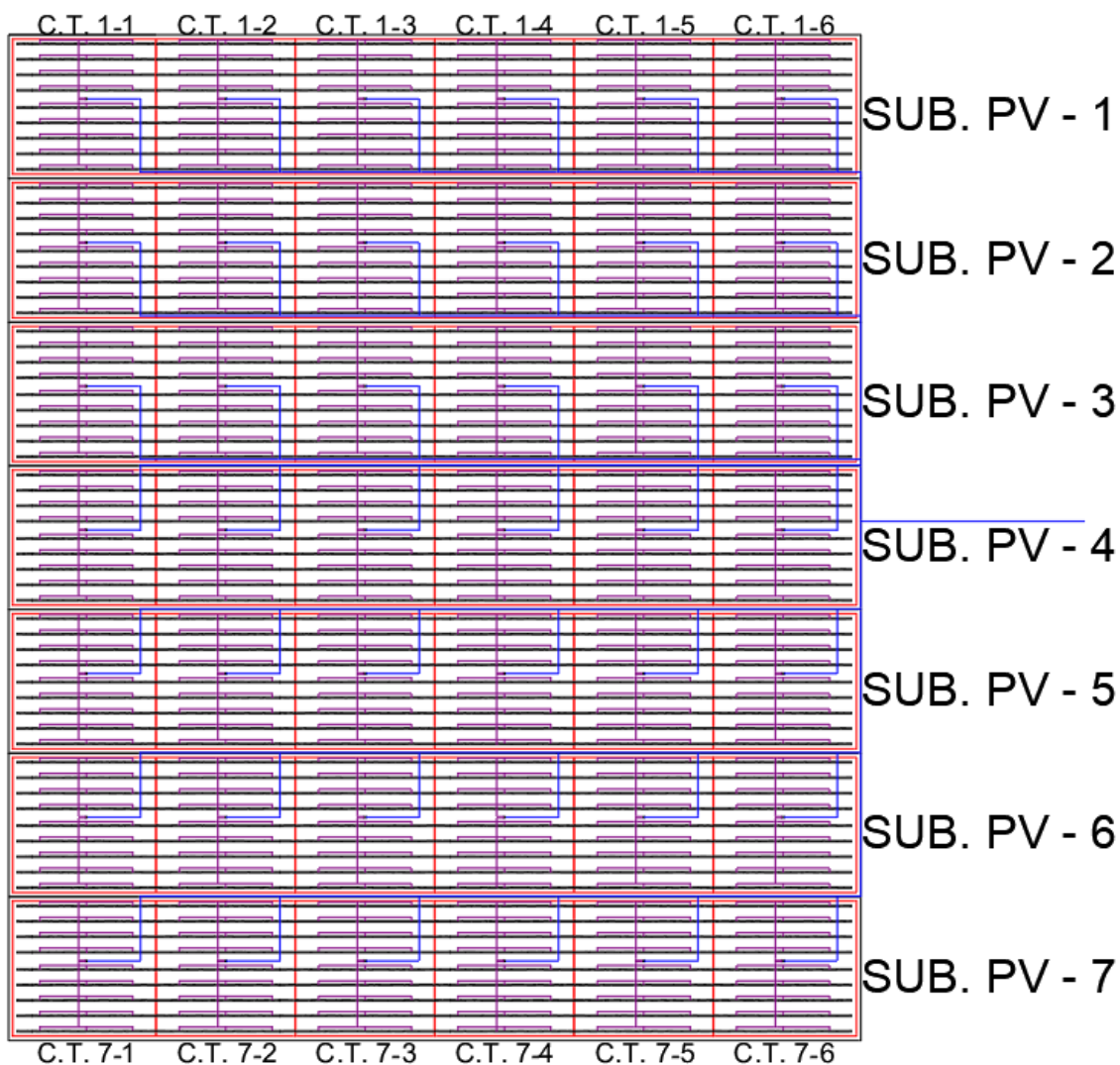


Figura 32. Disposición de los centros de transformación respecto a su correspondiente subgenerador PV, designados mediante el código "C.T. i-j" y "SUB. PV - i", respectivamente. Escala 1:2000. Las líneas negras delimitan cada subgenerador PV. Las líneas rojas delimitan cada subconjunto de cada subgenerador PV. Las líneas lilas representan el trazado aproximado de las zanjas de las líneas eléctricas de BT y las líneas azules representan el análogo para las líneas de MT.

# C.T. i-j

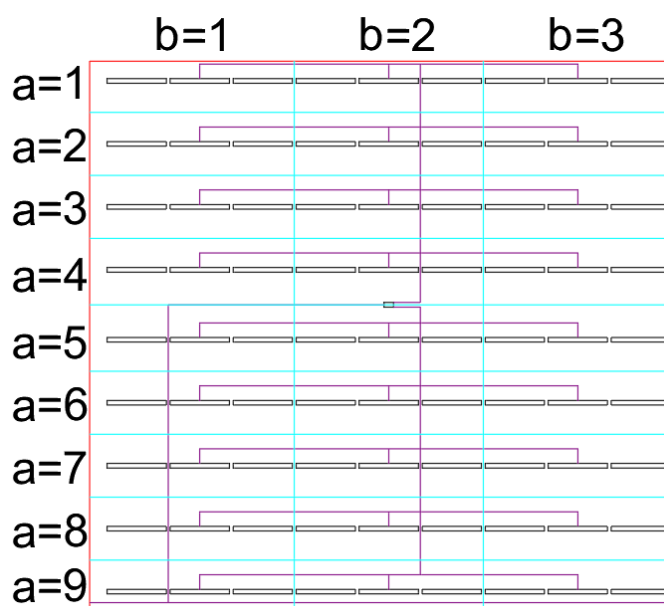


Figura 33. Designación del código de los inversores de un mismo C.T. Las líneas celestes delimitan las diferentes "filas" y "columnas" de cada subdivisión del subgenerador PV. Las líneas rojas podrían interpretarse como los viales de tránsito del campo PV.

Ha de indicarse que el campo PV contará con 8 viales de tránsito paralelos al eje este-oeste de 2.913m de longitud y 7 viales de tránsito paralelos al eje norte-sur de 3.454m, de modo que cada grupo de paneles PV y su respectivo CTMT queda delimitado por la intersección de dichos viales (ver figura 33). Éstos tendrán una anchura de 5m y serán realizados en zahorra y cemento Portland de 20cm de espesor.

#### 4.3.5.2. Conexión eléctrica de los inversores MPPT de cada subgenerador PV a sendos CTMT. Cajas de conexión y monitorización de parámetros

En el presente subapartado se definirá el modo de conexión eléctrica de los 27 inversores de un mismo subgenerador PV a su respectivo CTMT. A tal fin es preciso identificar los parámetros de intensidad y tensión nominales en cada línea de AC de BT.

En primer lugar, cabe recordar que la tensión de salida nominal del inversor es de 800V, mientras que la intensidad de salida depende de la potencia generada en los paneles PV, siendo la intensidad máxima de línea de 155,2A. Se observa que el valor de intensidad eléctrica que recorrerá cada línea de AC de BT es relativamente elevado, por lo que desde el punto de vista de las pérdidas por efecto Joule y en tanto que no se dispondrá de etapa de transformación en el propio inversor, la forma más eficiente de asociar en paralelo los diferentes inversores consiste en realizar dicha conexión en el punto más cercano al CTMT, de modo que la intensidad que recorra cada línea de AC de BT sea la del propio inversor a la tensión de 800V.

Tras una vasta búsqueda entre los productos ofrecidos por diferentes compañías referentes del sector (Ormazabal, ABB, Schneider Electric, Huawei...), se ha concluido que la mayoría de las cajas de conexión comerciales ofrecidas por las compañías del sector fotovoltaico son diseñadas para la agrupación entre sí de paneles PV y no de los propios inversores, ni siquiera Huawei, la compañía de la cual ha sido seleccionado el inversor MPPT, ofrece cajas de conexión de AC comerciales para la asociación de dichos inversores, no al menos en su sitio web. Dicho lo cual,

la compañía “Innovative Solar Utility” o “ISU” ofrece la caja de conexión de AC que mejor se ajusta a los parámetros de operación del generador solar, tanto por el valor de tensión máxima admitida como por la potencia que es capaz de soportar. Las especificaciones de ésta se muestran en la tabla 19, si bien sus parámetros pueden ser definidos por el cliente según sus necesidades. Huelga indicar que dicha caja de conexiones no presenta un nombre comercial ni código de identificación (al menos ninguno que se muestre públicamente) por lo que se le denominará, simplemente, “caja de conexiones de AC”.

Caja de conexiones de AC "ISU" - Especificaciones	
Máxima potencia activa (MW)	5
Máxima tensión AC de entrada (V)	800
Máxima intensidad de salida (A)	6.000
Fusibles - Intensidad asignada (A)	150-400
Máxima sección de cable de entrada (mm <sup>2</sup> )	500
Conductor de salida	Embarrado
Temperatura de operación (°C)	-40-60
Dimensiones (Alto·Largo·Ancho)	225x75x75
Peso (kg)	450

Tabla 19. Características técnicas de la caja de conexiones de AC seleccionada.

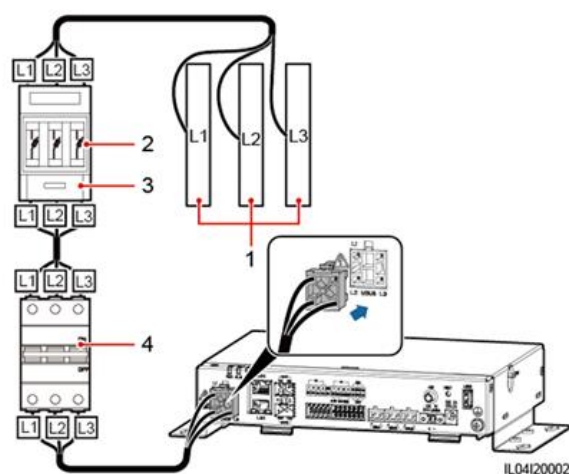
Cada centro de transformación contará con dos cajas de conexiones como la mostrada en la tabla 19 o similar. A una de ellas se conectarán 12 inversores/líneas y a la otra se conectarán 15 inversores/líneas, de este modo, la intensidad máxima de salida de dichas cajas será de 1.862,4A y de 2.328A, respectivamente. La conexión de dichas cajas con el transformador se realizará a través de un embarrado dada la elevada intensidad total (4.190,4A) que recorrerá el devanado de baja tensión del transformador. La selección de dicho embarrado y su descripción ha sido realizada en el apartado dedicado al diseño de los CTMT.

Con el fin de monitorizar los parámetros de operación de los inversores y en tanto que éstos no disponen de un sistema de comunicación integrado será preciso hacer uso de un dispositivo de comunicación específico, tal y como indica el propio fabricante. En concreto se hará uso del “SmartLogger3000A”, del fabricante Huawei, el cual es capaz de comunicar con hasta 80 inversores, pero se aconseja su uso con menos de 30. Por lo tanto, se dispondrá de uno de estos dispositivos de comunicación en cada CTMT, junto a cada caja de conexión de BT, que registre los datos de los 27 inversores conectados a éste. La conexión con los inversores se hará mediante un cable “M-BUS” siguiendo las indicaciones del fabricante (ver figura 34). A fin de minimizar la complejidad de las líneas eléctricas, la alimentación de dicho dispositivo se efectuará mediante baterías de 24V instaladas en el mismo armario que el propio sistema de comunicación y los fusibles de protección. Dichos fusibles coincidirán con los empleados en la protección de las líneas de BT frente a cortocircuitos en bornes de BT del transformador. La transmisión de la información con el servidor se efectuará vía red 4G, para lo cual deberá instalarse una tarjeta SIM en el dispositivo. En caso de emplear fusibles e interruptor de cuchilla como sistema de protección no es necesaria la implementación de un PIA. Por otra parte, la carcasa del citado sistema de comunicación será conectada a la PAT del CTMT mediante un cable de protección propio.

Huelga indicar que, según indicaciones del fabricante, a la salida de cada inversor e instalado en el mismo armario que éste, se dispondrá un interruptor seccionador de corte en carga. En



concreto se ha seleccionado el modelo “S5000” del fabricante “WEG” de intensidad asignada de 160A y tensión asignada de 800V<sup>30</sup>.



(1) Embarrado de baja tensión del centro de transformación

(2) Fusibles

(3) Interruptor de cuchilla

(4) Interruptor automático (magnetotérmico)

*Figura 34. Modo de conexión del dispositivo de comunicación SmartLogger3000A mediante cable M-Bus. Pese a haber representado ambos sistemas de protección frente a cortocircuitos, es el propio fabricante quien indica que en caso de emplear fusibles no es necesario el empleo de un IA.*

#### 4.3.5.3. Dimensionamiento de los cables de AC de BT

En el presente subapartado se determinarán el material conductor y el material aislante empleados en las líneas de AC trifásicas de BT, así como su sección, teniendo en cuenta que éstas están conformadas por un cable multipolar de tres conductores, uno por cada fase de la línea, conectados en triángulo (condición impuesta por el inversor MPPT escogido). El cálculo de dicha sección se realizará, en primera instancia, mediante el denominado “criterio térmico” del REBT y se comprobará, según los materiales seleccionados, si la caída de tensión en las diferentes líneas es admisible. Se considerará que la caída de tensión en la línea es admisible si el valor obtenido es sensiblemente inferior al 3% estimado en el dimensionamiento de la potencia de pico del generador solar para el total de pérdidas en las líneas eléctricas. Asimismo, la selección de uno u otro material conductor y material aislante se realizará en base a criterios económicos (siempre que su implementación esté permitida por la ITC-BT-07 y las características del inversor empleado).

Se ha creído oportuno emplear la misma sección de conductor en todas las líneas de AC de BT con independencia de si éstas discurren por las zanjas de 12 líneas o por las de 15, no obstante, la sección se ha calculado en base a las zanjas que alojan 15 líneas por ser ésta una condición más restrictiva.

En segundo lugar, se ha asumido una temperatura ambiental igual a la temperatura media diurna máxima del año, es decir, 27°C, correspondiente a los primeros días del mes de agosto, según los datos de la estación meteorológica de Gibrleón y una profundidad media de instalación de los tubos de 0,7m, dando como resultado una temperatura del terreno de 31,64°C. Por otra parte, la resistividad térmica del terreno en la ubicación de la planta

<sup>30</sup> Las marcas más reconocidas internacionalmente, como ABB o Schneider Electric, ofrecen este tipo de productos, pero hasta una tensión de trabajo de 690V al menos en su gama comercial.

fotovoltaica está conformado por vertisoles crómicos y cambisoles vérticos con cambisoles cálcicos, regosoles calcáreos y vertisoles pélicos<sup>31</sup>, (*grosso modo*: suelos arcillosos básicos), según lo indicado en el mapa de suelos de Huelva<sup>32</sup>, representado parcialmente en la figura 35, por lo que su resistividad térmica podría estimarse igual a la de suelos arcillosos, esto es,  $1,08K*m/W$  [68]. Sin embargo, de acuerdo con la norma UNE-HD 60364-5-52:2014 a falta de datos empíricos la resistividad térmica del terreno debe suponerse igual a  $2,5K*m/W$ . En base a lo anterior se ha optado por seguir un criterio conservador y se ha estimado un valor de resistividad térmica del terreno cercano al indicado por la citada norma UNE-HD de  $2K*m/W$ , ya que es conocida la naturaleza del terreno, pero no se dispone de mediciones de campo.



Figura 35. Tipo de suelos en la ubicación de la planta fotovoltaica, representada ésta por un rectángulo negro. Extraído del Mapa de Suelos de Andalucía disponible en REDIAM.

En la tabla 20 se observa que los cables tripolares de conductor de cobre o de aluminio y aislamiento de EPR o XLPE admiten una intensidad en servicio permanente prácticamente idéntica. Sin entrar en el ámbito económico, se seleccionará el cable a emplear, de entre las cuatro configuraciones indicadas previamente, según la caída de tensión media que se produzca en las líneas de AC de BT (ver tabla 21) según el material conductor y el material aislante. En la figura 36 se indican las secciones de conductor de fase y los diámetros externos de los cables admisibles por el inversor MPPT seleccionado.

<sup>31</sup> Clasificación del suelo según la “Base referencial mundial del recurso suelo” o WRB, estándar a nivel internacional.

<sup>32</sup> Disponible en su totalidad en el apartado de descargas del sitio web de la Red de Información Ambiental de Andalucía “REDIAM”, accesible desde el sitio web de la Junta de Andalucía, también disponible en el sitio web del Instituto de Estadística y Cartografía de Andalucía.

Cables tripolares en conducto (1 conductor por cable y circuito)								
Material conductor	Material Aislante	$F_{temp,terreno}$	$F_{res,terreno}$	$F_{agrupación}$	$F_{global}$	Sección mínima del conductor (mm <sup>2</sup> )	Intensidad máxima admisible "I <sub>T</sub> " (A)	Intensidad máxima admisible corregida "I <sub>Z</sub> " (A)
Cobre	XLPE	0,89	1,05	0,67	0,626	150	251	157,15
	EPR	0,89			0,626	150	251	157,15
	PVC	0,84			0,591	240	280	165,46
Aluminio	XLPE	0,89			0,626	240	253	158,41
	EPR	0,89			0,626	240	253	158,41
	PVC	0,84			0,591	>300	-	-
Ternas de cables unipolares en sendos conductos (1 conductor por cable, 3 conductos por circuito)								
Material conductor	Material Aislante	$F_{temp,terreno}$	$F_{res,terreno}$	$F_{agrupación}$	$F_{global}$	Sección mínima del conductor (mm <sup>2</sup> )	Intensidad máxima admisible "I <sub>T</sub> " (A)	Intensidad máxima admisible corregida "I <sub>Z</sub> " (A)
Cobre	XLPE	0,89	1,05	0,52	0,486	240	324	157,44
	EPR	0,89			0,486	240	324	157,44
	PVC	0,84			0,459	>300	-	-
Aluminio	XLPE	0,89			0,486	>300	-	-
	EPR	0,89			0,486	>300	-	-
	PVC	0,84			0,459	>300	-	-

Tabla 20. Factores de corrección de la máxima intensidad admisible según el material conductor y el material aislante empleados, secciones mínimas necesarias de conductor y sus valores corregidos de intensidad en servicio permanente.

Material conductor	$\rho(20^{\circ}\text{C}) [\Omega \cdot \text{m}]$	$\alpha(20^{\circ}\text{C}) [\Omega \cdot \text{m}]$	$T_{máxima} (^{\circ}\text{C})$	$\rho(T_{máxima}) [\Omega \cdot \text{m}]$	$S (\text{m}^2)$	Longitud media de las líneas (m)	Resistencia media de las líneas ( $\Omega$ )	Caída de tensión media en las líneas (V)	Caída de tensión media en las líneas (%)
Cobre	1,7241E-08	3,93E-03	90	2,1984E-08	0,00015	298	0,0437	11,74	1,47%
			70	2,0629E-08	0,00024		0,0256	6,88	0,86%
Aluminio	2,8264E-08	4,03E-03	90	3,6237E-08	0,00024		0,0450	12,09	1,51%
			70	3,3959E-08	-		-	-	-

Tabla 21. Valores de caída de tensión en las líneas de 0,6/1kV.

Table 5-1 AC power cable specifications

Cable Type	Conductor Cross-Sectional Area	Cable Outer Diameter
Copper-core cable	50–240 mm <sup>2</sup>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Multi-core cable: 24–66 mm</li> <li>Single-core cable: 14–32 mm</li> </ul>
Copper-clad aluminum cable and aluminum alloy cable	<ul style="list-style-type: none"> <li>Multi-core cable: 70–240 mm<sup>2</sup></li> <li>Single-core cable: 70–240 mm<sup>2</sup></li> </ul>	

Figura 36. Especificaciones de los cables AC de salida del inversor.

Por una parte, se ha considerado que las caídas de tensión en las líneas en los 4 supuestos planteados son asumibles, ya que éstas fueron asumidas inicialmente en un 3% para el conjunto de todas las líneas eléctricas de la central PV, y en las líneas de AC de MT dichas caídas de tensión serán inferiores, tal y como se podrá comprobar en el apartado correspondiente a su dimensionamiento. Asimismo, dichas caídas de tensión han sido calculadas según el escenario más restrictivo, en el que se considera que las líneas operan a la máxima temperatura de servicio permanente admisible con un factor de potencia unitario, por lo que presumiblemente dicha caída de tensión será inferior a la indicada en la tabla 21 (lo cual no es posible afirmar con

rotundidad ya que no se han considerado ni el efecto pelicular ni el de proximidad de otros conductores activos).

Por otra parte, se ha optado por emplear cables de conductor de aluminio de 240mm<sup>2</sup> de sección ya que la caída de tensión media que se producirá en las líneas es muy similar, mientras que el precio de las líneas será mucho más reducido. Realizando un análisis económico somero, el precio del cobre es del orden de 3,3 veces superior al del aluminio y, si bien la sección del conductor de cobre es 0,625 veces inferior a la sección del conductor de aluminio, la densidad del cobre es 3,32 veces la éste, con lo que el coste por unidad de longitud de línea del cobre es, *grosso modo*, 6,82 veces superior al del aluminio. En concreto, se emplearán cables tripolares (sin neutro ni tierra) con aislamiento de XLPE y cubierta termoplástica libre de halógenos no propagadora de llama, conductor de aluminio de clase 2 y sección de 240mm<sup>2</sup> por fase, tensión asignada de 0,6/1kV, según la nomenclatura indicada en la norma: RZ1-AL 0,6/1kV 3x240mm<sup>2</sup>. De las mayores compañías del sector, la que ofrece la gama de cables más asequible es GeneralCable y, en concreto, se recurrirá a la gama “Exzhellent® Class AL RZ1-AL(AS) 0,6/1 kV”. El diámetro nominal exterior de estos cables es de 51,9mm según su ficha técnica y por lo tanto apto para conectarse al inversor MPPT seleccionado, cuyo máximo diámetro de conexión admitido es de 66mm (ver figura 36). El peso de estos cables es de 3.805kg/km según el catálogo del fabricante. Los tubos por los que discurrirán sendas líneas deberán presentar un diámetro exterior de 225mm según lo indicado en la tabla 9 de la ITC-BT-21 para menos de 6 conductores de 240mm<sup>2</sup> de sección por tubo. Las caídas de tensión en cada una de las líneas de AC de BT de un mismo CTMT son mostradas en la tabla 22 junto con la longitud de éstas.

Centro de Transformación "i-j"								
Inversor de rama "i. i-j a.b" // Longitud de la línea AC-BT (m) // Caída de tensión (%)								
I. i-j 1.1	452	2,29%	I. i-j 1.2	290	1,47%	I. i-j 1.3	398	2,02%
I. i-j 2.1	398	2,02%	I. i-j 2.2	236	1,20%	I. i-j 2.3	344	1,75%
I. i-j 3.1	344	1,75%	I. i-j 3.2	182	0,92%	I. i-j 3.3	290	1,47%
I. i-j 4.1	290	1,47%	I. i-j 4.2	128	0,65%	I. i-j 4.3	236	1,20%
I. i-j 5.1	261	1,32%	I. i-j 5.2	99	0,50%	I. i-j 5.3	207	1,05%
I. i-j 6.1	315	1,60%	I. i-j 6.2	153	0,78%	I. i-j 6.3	261	1,32%
I. i-j 7.1	369	1,87%	I. i-j 7.2	207	1,05%	I. i-j 7.3	315	1,60%
I. i-j 8.1	423	2,15%	I. i-j 8.2	261	1,32%	I. i-j 8.3	369	1,87%
I. i-j 9.1	477	2,42%	I. i-j 9.2	315	1,60%	I. i-j 9.3	423	2,15%
Media (%)					1,51%			

Tabla 22. Caída de tensión en las líneas de AC de BT.

#### 4.3.6. Diseño y dimensionamiento de las líneas de AC de MT

En el presente apartado se llevará a cabo la descripción y el dimensionamiento de las líneas de AC de MT indicando los parámetros eléctricos y las especificaciones técnicas de los cables empleados. Las protecciones eléctricas de dichas líneas serán dimensionadas en el apartado dedicado a tal fin. Del mismo modo, el diseño de los CTMT será desarrollado en un apartado posterior.

##### 4.3.6.1. Descripción de las líneas de AC de MT

Desde cada CTMT partirán sendas líneas de corriente alterna de media tensión hacia la SET elevadora no transporte, las cuales estarán constituidas por ternas de cables unipolares configurados en triángulo. A la salida de los CTMT dichas líneas serán instaladas enterradas en sus respectivas zanjas en el interior de sendos tubos, hasta el punto de conexión con una zanja común, por donde discurrirán conjuntamente las 6 líneas de MT de cada subgenerador PV hasta la citada SET (ver figura 32).

#### 4.3.6.2. Dimensionamiento de los cables de AC de MT

En primera instancia, debe determinarse la tensión de diseño de las líneas de AC de MT. La tensión nominal secundaria del transformador será de 30kV, y la máxima que puede soportar la red y el material de 36kV, por lo que se confirma que sí será de aplicación la ITC-LAT-06, siendo el máximo nivel de tensión asignada a la línea contemplado por ésta de 30kV. Dicha elección se ha tomado de acuerdo con las soluciones adoptadas en otras centrales fotovoltaicas consultadas, por suponer un menor coste económico que las subestaciones de 66kV y menores pérdidas energéticas que los CTMT de 20kV. Dicho valor de tensión (30kV) no supone grandes pérdidas por caída de tensión debido a la, relativamente, corta distancia media entre los CTMT y la SET de no transporte, y a un valor moderado de la potencia eléctrica transformada. Cabe recordar que el valor de tensión en el devanado primario del transformador del CTMT será de 800V, coincidiendo con la tensión nominal de los inversores MPPT.

A la hora de determinar los parámetros eléctricos de las líneas de AC de MT a la salida de los CTMT, se considerará que no se producen pérdidas energéticas en el proceso de transformación de potencia y que, por lo tanto, la potencia entregada por el transformador es igual a la potencia que le es suministrada (5,63MW), con lo que la intensidad de diseño de las líneas de MT será igual a 108,35A.

En base a la metodología y considerando el tramo del trazado de las líneas de AC de MT más restrictivo se han obtenido una serie de factores de corrección, cuyos valores se muestran en la tabla 23 junto con las secciones y las intensidades máximas admisibles corregidas que cumplen con las condiciones de operación de la línea. En la obtención de dichos factores se ha considerado una profundidad de zanja de 1 metro; la temperatura y resistividad del terreno consideradas en el dimensionamiento de las líneas de AC de BT; y la agrupación bajo sendos tubos enterrados en zanja de 6 ternas de cables unipolares (con un solo conductor por fase) separados, los tubos, 0,8m entre sí. Sin embargo, en el punto 6.1.2.2.5 de la ITC-LAT-06 se indica que para líneas instaladas en el interior de tubos de gran longitud (más de 15m), la resistividad térmica a considerar será la del tubo, cuyo valor indicado en dicha norma es de  $3,5K \cdot m/W$ . El factor de corrección por resistividad térmica del terreno más restrictivo indicado en dicha ITC-LAT se aplica para una resistividad térmica de  $3K \cdot m/W$ . En concreto se ha asumido un valor de 0,81 correspondiente a una resistividad térmica del tubo de  $3K \cdot m/W$  y una sección de conductor comprendida entre  $200mm^2$  y  $400mm^2$ . Cabe destacar que, el valor de dicho factor de corrección para la menor sección de conductor considerada, a igual valor de resistividad térmica, es de 0,83, con lo que cualquier error cometido no sólo estará del lado de la seguridad, sino que será de pequeña magnitud.

Por otra parte, la máxima caída de tensión media que se produciría en las líneas de MT de un mismo CTMT según la solución adoptada se muestra en la tabla 24. Mientras que en la tabla 25 se muestra la caída de tensión en cada una de dichas líneas (ecuación (34)).

Además, aunque en la ITC-LAT-06 se contemplan secciones de conductor para cables de media tensión inferiores a  $50mm^2$ , en la práctica, dichas secciones únicamente se emplean para tensiones asignadas inferiores a 18/30kV, siendo la mínima sección empleada en dicho caso de  $50mm^2$ .



Material Aislante	Temperatura máxima en servicio permanente (°C)	F <sub>temp,terreno</sub>	F <sub>res,terreno</sub>	F <sub>agrupación</sub>	F <sub>global</sub>	Material conductor	Sección mínima del conductor (mm <sup>2</sup> )	Intensidad máxima admisible "I <sub>r</sub> " (A)	Intensidad máxima admisible corregida "I <sub>z</sub> " (A)	
XLPE	90	0,95	0,81	0,81	0,622	Cobre	70	205	127,44	
							Aluminio	95	190	118,12
HEPR	105	0,99			0,648	Cobre	50	220	142,53	
					Aluminio	70	170	110,13		
EPR	90	0,95			0,622	Cobre	70	200	124,33	
						Aluminio	95	185	115,01	

Tabla 23. Parámetros de operación de las líneas de AC de MT entre el CTMT y el CCM, en diferentes supuestos.

Material Aislante	T <sub>máxima</sub> (°C)	Material conductor	Resistividad eléctrica del conductor a T <sub>máxima</sub> (Ω·m)	S (m <sup>2</sup> )	Longitud media de las líneas de MT (m)	Resistencia media de las líneas (Ω)	Caída de tensión media (V)	Caída de tensión media (%)
XLPE	90	Cobre	2,20E-08	0,000070	2.619	0,82	154,38	0,51%
		Aluminio	3,62E-08	0,000095		1,00	187,51	0,63%
HEPR	105	Cobre	2,30E-08	0,000050		1,20	226,13	0,75%
		Aluminio	3,79E-08	0,000070		1,42	266,48	0,89%
EPR	90	Cobre	2,20E-08	0,000070		0,82	154,38	0,51%
		Aluminio	3,62E-08	0,000095		1,00	187,51	0,63%

Tabla 24. Máxima caída de tensión media en las líneas en función de la solución adoptada.

Si bien los cables de cobre presentan una caída de tensión notablemente inferior a la caída de tensión que se produce en los cables con conductor de aluminio, dada la elevada longitud total de las líneas de MT se ha optado por emplear cables de conductor de aluminio de 95mm<sup>2</sup> de sección y aislamiento de XLPE. Se ha optado por esta opción ya que las pérdidas energéticas debidas a las caídas de tensión son notablemente inferiores al caso más económico, correspondiente a cables de conductor de aluminio de 70mm<sup>2</sup> de sección y aislamiento de HEPR. No se ha considerado el uso de EPR ya que los principales fabricantes consultados han cesado su producción en pro del HEPR. Asimismo, las pérdidas energéticas totales asociadas a las caídas de tensión en las líneas de AC de BT y de AC de MT serán del 2,09%, inferiores al 3% estimado inicialmente.

En concreto, se emplearán cables tripolares AL VOLTALENE RHZ1 3x95/25mm<sup>2</sup> 18/30kV del fabricante Prysmian, con pantalla de aluminio de 25mm<sup>2</sup> de sección, cuyo diámetro exterior es de 41,4mm y cuyo peso por unidad de longitud es de 2.605kg/km, según el catálogo del fabricante.

C.T.M.T. "CT. i-j" // Longitud de la línea AC-MT (m) // Caída de tensión (%)																	
CT. 1-1	4.373	1,04%	CT. 1-2	3.887	0,93%	CT. 1-3	3.401	0,81%	CT. 1-4	2.915	0,70%	CT. 1-5	2.429	0,58%	CT. 1-6	1.943	0,46%
CT. 2-1	3.871	0,92%	CT. 2-2	3.385	0,81%	CT. 2-3	2.899	0,69%	CT. 2-4	2.413	0,58%	CT. 2-5	1.927	0,46%	CT. 2-6	1.441	0,34%
CT. 3-1	3.369	0,80%	CT. 3-2	2.883	0,69%	CT. 3-3	2.397	0,57%	CT. 3-4	1.911	0,46%	CT. 3-5	1.425	0,34%	CT. 3-6	939	0,22%
CT. 4-1	3.348	0,80%	CT. 4-2	2.862	0,68%	CT. 4-3	2.376	0,57%	CT. 4-4	1.890	0,45%	CT. 4-5	1.404	0,34%	CT. 4-6	918	0,22%
CT. 5-1	3.458	0,83%	CT. 5-2	2.972	0,71%	CT. 5-3	2.486	0,59%	CT. 5-4	2.000	0,48%	CT. 5-5	1.514	0,36%	CT. 5-6	1.028	0,25%
CT. 6-1	3.960	0,94%	CT. 6-2	3.474	0,83%	CT. 6-3	2.988	0,71%	CT. 6-4	2.502	0,60%	CT. 6-5	2.016	0,48%	CT. 6-6	1.530	0,37%
CT. 7-1	4.462	1,06%	CT. 7-2	3.976	0,95%	CT. 7-3	3.490	0,83%	CT. 7-4	3.004	0,72%	CT. 7-5	2.518	0,60%	CT. 7-6	2.032	0,48%
Caída de tensión media (%)										0,63%							

Tabla 25. Caída de tensión en cada una de las líneas de AC de MT del generador fotovoltaico.

Los tubos por los cuales discurrirán sendos circuitos de MT deberán cumplir con lo establecido en la ITC-LAT-06, siendo su diámetro interior superior a vez y media el diámetro exterior del cable tripolar que alberga. El diámetro nominal del tubo empleado será, por tanto, de 160mm.



#### 4.3.7. Diseño y dimensionamiento del sistema de puesta a tierra del campo fotovoltaico y de los CTMT

Previamente al diseño y dimensionamiento del sistema de protecciones eléctricas ha de definirse el esquema de distribución de las diferentes líneas eléctricas presentes en el generador fotovoltaico. La conexión a tierra del generador fotovoltaico tiene por objeto proteger frente a contactos indirectos a cualquier operario de la central presente en el espacio ocupado por los paneles PV y los CTMT, o a cualquier otra persona que por motivos extraordinarios se encuentre en el interior de la instalación, así como la de derivar a tierra cualquier corriente de defecto o de descarga de origen atmosférico.

##### 4.3.7.1. Puesta a tierra del campo PV

De acuerdo con la norma UNE-HD 60364-7-712:2017, concretamente con su apartado "712.542.102", un conductor activo del lado de corriente continua del inversor únicamente puede conectarse a tierra si existe separación galvánica entre la parte de DC y la parte de AC de dicho inversor. En tanto que dicho inversor carece de etapa de transformación, no será posible conectar a tierra el conductor activo en el lado de continua y el esquema de distribución de la instalación de DC corresponde al "IT" (partes activas aisladas de tierra y masas puestas a tierra) definido en el "REBT" (o norma UNE-HD 60364-1:2009). En cualquier caso, la puesta a tierra de la instalación de corriente continua según el esquema IT asegura una protección casi total de las personas frente a contactos indirectos, tanto si se produce un primer contacto eléctrico entre uno de los conductores activos con la parte metálica de la instalación como si se produce un segundo contacto eléctrico con ésta por parte del otro conductor: en el primer caso la diferencia de potencial entre las masas y tierra es nula, por lo que no circulará corriente de defecto a tierra; mientras que en el segundo caso tendrá lugar un cortocircuito entre el conductor positivo y el negativo, no produciéndose una corriente de derivación a tierra a través de la persona. Únicamente en el caso en que el segundo defecto se produjese a través del usuario se produciría un accidente fatal, lo cual sólo es posible si éste toca directamente el conductor activo que no se encuentra en contacto con la masa tras haberse producido previamente un primer defecto a tierra. Sin embargo, el contacto directo con dicho conductor queda impedido por las protecciones descritas en el apartado precedente, por lo que queda garantizado que no se establecerán corrientes de defecto a través de la persona en caso de fallo simple o doble en la instalación fotovoltaica. Las estructuras metálicas de los paneles PV de una misma estructura soporte se unirán entre sí mediante cables de equipotencialidad, conectados al marco metálico de dichos paneles mediante el orificio practicado en éstos a tal fin. A su vez, el extremo final del conductor de equipotencialidad se unirá a la parte metálica de la estructura soporte, la cual será conectada al borne de tierra mediante el correspondiente conductor de protección. Al mismo tiempo, las masas del seguidor solar serán conectadas a dicho borne de tierra mediante su propio conductor de protección.

Por otro lado, dado que los motores y el sistema de control de las estructuras soporte con seguimiento solar serán alimentadas desde los propios inversores, éstos serán conectados a tierra, también, según el esquema de distribución IT. De esta manera todas las masas y elementos conductores tendrán el mismo potencial eléctrico en caso de fallo fase-masa o descarga atmosférica. Un esquema de distribución diferente al IT presenta el inconveniente de tener que realizar la puesta a tierra de un conductor activo del inversor de forma que ésta fuese independiente de las puestas a tierra del resto de masas de generador PV, lo cual complicaría sustancialmente el diseño del sistema de PAT sin que ello comportase una mejora notable en cuanto a la protección de la instalación y de las personas frente a cortocircuitos, descargas atmosféricas o corrientes de defecto. Asimismo, el inversor MPPT seleccionado ha sido diseñado con vistas a este esquema de distribución, tal y como se indica en el apartado 2.1 de su manual de usuario.

La conexión de las masas de las estructuras, de los paneles PV, del seguidor solar y de los inversores MPPT a la puesta a tierra del CTMT correspondiente se realizará de modo que todos los bornes de tierra a que se conectan los elementos citados se unan en paralelo al conductor de tierra.

Considerando el esquema de distribución elegido, se conectarán a un mismo borne de tierra el conjunto de las masas y de los elementos conductores presentes en el grupo generador conformado por tres estructuras soporte, sus correspondientes módulos PV, el seguidor solar (controlador, motor y transmisión) y el inversor MPPT, de acuerdo con lo anteriormente indicado y éste, a su vez, se unirá en paralelo al conductor de tierra de la toma de tierra del centro de transformación correspondiente. Conforme a lo indicado en la metodología, la sección del conductor de protección será igual a,  $120\text{mm}^2$  en el caso de las masas de AC y de  $4\text{mm}^2$  en el caso de las masas de DC. En dichos conductores se empleará el mismo tipo de aislamiento que el empleado en los cables de AC de BT. Los cables de PAT serán de cobre rígido, trenzado y desnudo, de igual sección que los conductores de protección de AC. Asimismo, se dispondrá 1 arqueta de registro de los bornes de PAT por cada conjunto de 3 estructuras soporte o, equivalentemente, 1 por cada inversor). Los conductores de equipotencialidad presentarán una sección de  $70\text{mm}^2$  para las masas de AC y de  $4\text{mm}^2$  para las masas de DC.

#### 4.3.7.2. Puesta a tierra del CTMT

Las masas de BT del CTMT se unirán al borne de tierra mediante un conductor de protección propio mientras que las masas de MT se conectarán a éste mediante otro conductor de protección.

De acuerdo con el diseño de la PAT descrito, un primer fallo de aislamiento en la línea de AC de BT provocaría una corriente de defecto a tierra definida por la capacidad, longitud y tensión de la línea en cuestión, la cual es despreciable en las líneas de BT, mientras que un segundo defecto provocaría un cortocircuito en la línea, con lo que no se establece corriente de defecto a tierra y, en este caso, el dispositivo de protección frente a cortocircuitos no depende de la PAT. El mismo razonamiento es de aplicación en el caso de producirse un defecto de aislamiento fase-masa en la línea de MT, ya que el esquema de distribución de dicha línea se corresponde, también, con el IT. Sin embargo, en la línea de MT la corriente de defecto a tierra por efecto capacitivo en caso de un primer defecto fase-masa puede asumir un valor no despreciable, debido ello a la elevada tensión y longitud de la línea. En la tabla 26 se muestran los valores de intensidad de defecto y las tensiones de paso y de contacto aplicadas y admisibles en función del diseño de PAT realizado, calculadas según lo indicado en la metodología, mientras que los valores de los diferentes parámetros involucrados en el proceso de cálculo son recogidos en la tabla 45 del "Anexo II. Puesta a tierra de los centros de transformación de media tensión".

En dicho cálculo, se ha asumido un valor de la resistividad eléctrica del terreno de  $100\Omega\cdot\text{m}$  ya que el REBT indica tal valor para suelos fértiles y cultivables, como es el caso del suelo sobre el que se ubicará la central fotovoltaica<sup>33</sup> y un valor de la resistividad de la losa de hormigón del CTMT de  $3.000\Omega\cdot\text{m}$ .

Por otra parte, el cemento empleado en la losa de equipotencialidad pertenecerá a la clase "IIB" ("Exteriores, en ausencia de cloruros, sometidos a la acción del agua de lluvia, en zonas con precipitación media anual inferior a 600mm") indicada en el artículo 8.2. de la norma EHE-08, y

---

<sup>33</sup>Previamente a la ejecución de la PAT deberán realizarse una serie de mediciones de la resistividad del terreno y, en caso de que ésta resulte superior a la estimada en la fase de diseño deberá seleccionarse una tipología de PAT que reduzca el valor de la resistencia de tierra hasta asegurar que la tensión límite convencional sea inferior a 24V, para lo cual podrían aumentarse las dimensiones de la PAT y del número de electrodos o emplearse mejoradores de la PAT.

presentará una resistencia mecánica de 40N/mm<sup>2</sup> (HA-40/B/20/IIb). Asimismo, se le adicionará material hidrófugo a fin de alargar la vida útil de la losa.

Tipología de la PAT	8/68	8/84	80-35/5/86	80-40/5/44	80-35/5/00
Descripción	Hilera de 8 picas de 14mm de diámetro y 6m de longitud enterradas a 0,8m de la superficie, separadas 12m entre sí y unidas mediante cable de cobre desnudo de 50mm <sup>2</sup> de sección.	Hilera de 4 picas de 14mm de diámetro y 8m de longitud enterradas a 0,8m de la superficie, separadas 12m entre sí y unidas mediante cable de cobre desnudo de 50mm <sup>2</sup> de sección.	Cable de cobre desnudo dispuesto en rectángulo de (8x3,5)m enterrado a 0,5m de la superficie con 4 picas en sus vértices y 4 picas en el punto medio de sus aristas, de 14mm de diámetro y 6m de longitud.	Cable de cobre desnudo dispuesto en rectángulo de (8x4)m enterrado a 0,5m de la superficie con 4 picas en sus vértices de 14mm de diámetro y 4m de longitud.	Cable de cobre desnudo dispuesto en rectángulo de (8x3,5)m enterrado a 0,5m de la superficie, sin picas.
Aplicado a los CT. i-j	1-1; 7-1; 7-2; 6-1; 1-2; 2-1; 7-3; 6-2; 5-1; 1-3; 2-2; 3-1; 4-1	7-4; 6-3; 5-2; 1-4; 2-3; 3-2; 4-2; 7-5; 6-4; 5-3; 1-5; 2-4; 3-3; 4-3	7-6; 6-5; 5-4; 1-6; 2-5; 3-4; 4-4	6-6; 5-5; 2-6; 3-5; 4-5	5-6; 3-6; 4-6
$k_r$ ( $\Omega/\Omega\cdot m$ )	0,0211	0,0305	0,046	0,061	0,091
$k_p$ [ $V/((\Omega\cdot m)\cdot A)$ ]	0,002	0,00301	0,0085	0,0127	0,0176
$k_c$ [ $V/((\Omega\cdot m)\cdot A)$ ]	-	-	0,0144	0,0255	0,0531
CT.	7-1	7-4	7-6	6-6	5-6
$R_t$ ( $\Omega$ )	2,11	3,05	4,6	6,1	9,1
$I_d$ (A)	11,22	7,55	5,11	3,85	2,58
$U_d$ (V)	23,67	23,03	23,50	23,46	23,52
$V_p'$ (V)	2,24	2,27	4,34	4,88	4,55
$V_c'$ (V)	23,67	23,03	7,36	9,81	13,72
$P_{ctmt}$ ( $\Omega^*\cdot m$ )			3.000		
$t=t_0$ (s)			0,3		
K			72		
n			1		
$V_{p,ad}$ (V)			45.600		
$V_{c,ad}$ (V)			1.320		

Tabla 26. Intensidad de defecto a tierra y tensiones de paso y de contacto máximas y admisibles en los CTMT, en función del diseño de PAT.

Se observa que las tipologías de PAT seleccionadas presentan una resistencia a tierra lo suficientemente baja para que las corrientes de defecto (en caso de un primer fallo fase-masa) en la línea de MT no provoquen tensiones de contacto en las masas de BT del campo PV por encima de la tensión límite convencional de 24V. Asimismo, independientemente del tiempo de interrupción del dispositivo de protección, las tensiones de paso y contacto máximas en los CTMT son siempre inferiores a las tensiones de paso y contacto admisibles, y también inferiores al límite convencional de 24V, lo cual garantiza la correcta protección de las personas frente a contactos indirectos en caso de un primer fallo fase-masa en las líneas de MT, aún en caso de no disponer de interruptor diferencial y permitiendo la continuidad del servicio de la central PV (o del subgrupo generador en cuestión).

Huelga indicar que el dimensionamiento de las PAT de cada CTMT se ha realizado teniendo en cuenta las condiciones propias de cada uno de ellos, aplicándoles el mismo tipo de PAT cuando sus líneas de MT son muy similares, resultando en 5 grupos de CTMT. Sin embargo, en la práctica las PAT de los CTMT pueden ser todas iguales, o bien hacer una única diferenciación, de modo que se practicasen, solamente, dos tipos de PAT. De hecho, a la hora de realizar el presupuesto, se observa que la PAT 80-35/5/86 tiene un mayor coste y peores características que la 8/84 (un coste del orden del 15% superior), por lo que podrá ser suprimida y sustituida por la citada PAT lineal.

#### 4.3.8. Diseño y dimensionamiento del sistema de protecciones eléctricas del generador PV

##### 4.3.8.1. Consideraciones previas. Protecciones integradas

En primer lugar, en el manual "TÜV" del fabricante de los paneles PV se especifica que dichos paneles incorporan de serie los diodos de bypass, sin especificar el número de éstos. El diodo de bypass se instala entre ramas en paralelo de celdas PV conectadas en serie y tiene por función evitar que aquellas celdas PV inversamente polarizadas (por sombreado parcial o total) operen

evacuando en forma de calor la potencia generada por el resto de las celdas PV del panel PV. De acuerdo con la disposición habitual de dichos diodos en otros modelos comerciales de paneles PV, se asume que los extremos de 2 las 6 filas de 24 celdas del panel fotovoltaico se conectan entre sí a través de su propio diodo de bypass, de modo que cada panel PV cuenta con 3 de estos diodos. También cabría esperar que los extremos de cada fila de 24 celdas estuviesen conectados con un diodo de bypass, ascendiendo el total a 6 de éstos por cada módulo PV. Asimismo, se asume que dichos diodos son capaces de soportar una intensidad de corriente eléctrica, al menos, un 25% superior a la intensidad de cortocircuito de una sola celda solar operando en condiciones STC y una tensión de circuito abierto del orden de 2 veces superior a la tensión de circuito abierto del sistema en serie, también en condiciones STC [69].

Las protecciones integradas en el inversor MPPT consisten en: protección frente a polarización inversa, con lo que se prescinde de la instalación de los diodos de rama adicionales que protejan frente a defectos en las ramas conectadas “en paralelo” al inversor de rama; un dispositivo de protección frente a sobretensiones transitorias o “SPD” por cada tres MPPT, equivalentes a seis ramas de una misma estructura soporte; protección frente al efecto “islanding” o funcionamiento aislado de red; protección frente a sobreintensidades en el lado de alterna (en el lado de continua no pueden darse sobreintensidades en tanto que la intensidad producida depende de la irradiación solar y los cortocircuitos son detectados y extinguidos mediante otros mecanismos de protección), detección de corrientes residuales en el lado de AC; y detección de fallo de aislamiento en el lado de DC (según la norma “UNE-EN 62109-2” dicho fallo se da cuando la impedancia entre la parte activa del generador fotovoltaico y tierra es inferior al cociente entre la máxima tensión fotovoltaica de entrada y una corriente eléctrica igual a 30mA). La extinción de un posible arco eléctrico en el lado de corriente continua se realiza de forma automática por el propio inversor, el cual, tras detectar el fallo en cualquiera de las ramas, desconecta dicha rama extinguiendo el arco eléctrico.

#### 4.3.8.2. Protecciones frente a contactos directos

Todas las partes activas del generador fotovoltaico cuentan con un aislamiento suficiente para garantizar la protección frente a contactos directos, salvo los embarrados de las cajas de conexión de AC y las electrobarras de conexión con los transformadores, que serán protegidos mediante la interposición de una barrera con grado de protección IP XXB, IP 2X o superior. Asimismo, todas las conexiones eléctricas entre el cableado y los diferentes dispositivos y bornes de tierra quedarán protegidas por la correspondiente envolvente, también de grado de protección IP 2X, o superior. Dichas protecciones han sido descritas con mayor detalle en las especificaciones técnicas de los dispositivos empleados.

#### 4.3.8.3. Protecciones frente a contactos indirectos

Se ha considerado que la instalación de la parte del campo fotovoltaico de DC queda protegida frente a contactos indirectos mediante la puesta a tierra descrita, pues en ninguno de los escenarios en que se produce un primer fallo de aislamiento de los conductores activos se establece una corriente de defecto a tierra a través de la persona, al tiempo que la tensión de contacto que aparece en las masas de éste es inferior a la tensión límite convencional de 24V. El fallo de aislamiento es detectado y la alarma es activada (la cual también es comunicada a través del puerto de comunicaciones del inversor) cuando la resistencia a tierra desciende por debajo de los 36k $\Omega$  (considerando una tensión máxima de entrada al inversor de 1.080V).

Por otra parte, cuando el disyuntor de CA integrado en el inversor<sup>34</sup> detecta una corriente residual superior a 10mA/kVA (aproximadamente 2,15A en el caso del inversor seleccionado), interrumpe el suministro eléctrico en un tiempo inferior a 0,3s y envía una señal de alarma (según lo indicado en el manual del inversor). Al interrumpir la conexión con la red eléctrica en

<sup>34</sup> Dicho disyuntor cumple con el estándar “NB32004-2013”.

el caso de ocurrencia de un primer fallo fase-masa en la línea de AC de BT, impide la aparición de un segundo fallo fase-masa, a menos que sendos defectos se produzcan de forma simultánea, en cuyo caso actuará el sistema de protección frente a cortocircuitos. En el caso en que el primer defecto fase-masa se produce en la línea de MT de AC será el sistema de protección frente a corrientes de fuga del CTMT el que actúe para extinguir dicha corriente. El dispositivo empleado a tal fin será convenientemente descrito en el apartado dedicado al dimensionamiento de los CTMT. No obstante, se adelanta que la curva del dispositivo (normalmente inversa, muy inversa, extremadamente inversa o a tiempo indefinido), así como la corriente de actuación frente a corrientes de fuga y la corriente de actuación frente a sobrecargas son ajustables mediante una serie de diales dispuestos a este fin. En consecuencia, la intensidad de actuación de cada dispositivo de protección de MT será establecida en función de las intensidades de defecto que puedan presentarse en sus respectivas líneas de MT (ver tabla PAT y anexo PAT). A modo de ejemplo se expone que, en el centro de transformación CT. 5-6, la intensidad de actuación del dispositivo de protección frente a corrientes de fuga de MT (RPGM) deberá ajustarse, mediante los diales dispuestos a este fin, a un valor inferior a la intensidad de defecto de dicha línea de MT (2,58A) para garantizar la actuación del mismo.

Por lo que respecta al cálculo de la máxima intensidad de cortocircuito bifásico se ha considerado una impedancia del bucle de defecto “ $Z_S$ ” aproximadamente igual a la resistencia del circuito eléctrico formado por las fases defectuosas<sup>35</sup>, esto es, 76,81m $\Omega$ .; además, para instalaciones con una tensión nominal de línea de 1.000V y neutro no distribuido la norma indica un tiempo de actuación de 0,1s. La intensidad de actuación de los dispositivos de protección frente a cortocircuitos empleados en las líneas de AC de BT serán descritos en su respectivo apartado, no obstante, se indica que la intensidad de actuación de éstos en un tiempo de 0,1s es de 1.000A. Por otra parte, la impedancia de cortocircuito del transformador es desconocida a priori, puesto que al ser fabricado bajo demanda no se cuenta con sus especificaciones técnicas. No obstante, se ha considerado un valor de impedancia porcentual del 5%, valor típico en transformadores de potencia aparente superior a 1.600kVA [68], incluso dicho valor puede considerarse conservador si se tiene en cuenta que esta impedancia suele ser mayor conforme aumenta la potencia del transformador a fin de limitar el valor de las corrientes de cortocircuito que se pueden presentar en las líneas. Los resultados obtenidos se listan a continuación:

$$2 * Z_S * I_a \leq U_{línea} \rightarrow 153,62V < 800V \left\{ \begin{array}{l} t = 0,1s \\ I(t = 0,1s) = I_a = 1.000A \\ Z_S = 76,81m\Omega \\ P_C = 80kA \end{array} \right.$$

$$Z_T = 5,68m\Omega$$

$$I_{CC,2\phi,m\acute{a}x} = 56,34kA$$

#### 4.3.8.4. Protección de las líneas frente a sobreintensidades: sobrecargas y cortocircuitos

A continuación, se introducen los resultados obtenidos tras aplicar la metodología y habiendo considerado como sistema de protección frente a sobrecargas de las líneas de AC de BT al propio sistema de protección frente a cortocircuitos, el cual será convenientemente descrito posteriormente.

<sup>35</sup> Se han considerado aquellos inversores más alejados de sus respectivos CTMT, es decir, los inversores MPPT “I. i-j 9.1”, cuya longitud de línea es de 477m (954m en total para dos fases), siendo la resistencia del cable a 90°C igual a 80,51m $\Omega$ /km.

$$I_B \leq I_n \leq I_Z \rightarrow 150,32A \leq 160A \sim 158,41A$$

$$I_2 \leq 218A \rightarrow I_2 \equiv I_a(t = 700'' \approx 11'40'')$$

$$t_{admisible}(I = I_2 = 218A) = 6h53'4'' \gg 11'40''$$

La primera condición no se cumple de forma estricta, no obstante, el valor de  $I_Z$  obtenido se considera un tanto restrictivo dadas las asunciones realizadas durante el diseño de la línea. Asimismo, aumentar la sección de la línea hasta  $300\text{mm}^2$  se considera una medida demasiado conservadora, pues la duración de las sobrecargas en el presente sistema (en caso en que éstas pudiesen presentarse) serán de ocurrencia infrecuente y breve duración, mientras que una sobrecarga apenas superior a la máxima intensidad de la línea puede mantenerse durante un elevado periodo de tiempo sin producirse daños en la línea (alrededor de  $13h10'40''$  según la ecuación (50) para el presente caso). Asimismo, aumentar la sección del conductor hasta los  $300\text{mm}^2$  imposibilitaría el uso de los inversores seleccionados y de gran parte del aparellaje comercialmente disponible, lo cual tampoco es necesario en tanto que la citada norma UNE-HD permite prescindir del dispositivo de protección frente a sobrecargas. Por otro lado, la condición de interrupción de una corriente de sobrecarga igual al 145% se da en  $11'40''$ , inferior al tiempo máximo durante el cual el conductor puede soportar dicha sobrecarga sin sufrir daños (casi 7 horas).

En el presente caso se asumirá la intensidad de cortocircuito en el lado de MT del transformador igual a 20kA, valor indicado en la norma "MT 2.00.03" de la compañía Iberdrola para redes de 30kV de tensión nominal. Aunque debe indicarse que en realidad la central PV se conectará a la red de transporte secundario de 220kV y no a la de distribución de 30kV. Dicho valor de intensidad de cortocircuito es el que se mediría en los bornes de MT del transformador en caso de producirse un cortocircuito trifásico. Por otra parte, la intensidad de cortocircuito trifásico calculada en bornes de BT es de 65,05kA. El cortocircuito bifásico o trifásico que se produjese en un punto cualquiera de las líneas de BT alejado de los bornes del CTMT sería de menor magnitud ya que, al considerarse la impedancia de la línea, la impedancia del bucle de defecto sería mayor

Como sistema de protección de las líneas de BT frente a cortocircuitos se emplearán fusibles de uso general y protección de línea "gG" de tensión asignada de 800V, los cuales serán instalados en las cajas de conexión de AC de BT, uno por cada línea conectada a éstas. Se ha recurrido a la compañía "DF Electric" por ofrecer una gama de fusibles especialmente diseñada para la protección de las líneas de salida del inversor en instalaciones fotovoltaicas. En concreto se empleará el modelo de fusible de cuchillas "NH1 gG" que presenta una intensidad asignada de 160A, próxima a la máxima intensidad que es capaz de entregar el inversor MPPT (155,2A) pero superior a ésta, lo que garantiza que en condiciones normales de operación no se produzca la fusión del cartucho fusible, y con un poder de corte de 80kA. El resumen de sus características puede observarse en la tabla 40 del "Anexo I". Asimismo, éste cumple con las normas IEC/EN 60269-1 (UNE-EN 60269-1:2008), IEC/EN 60269-2 (UNE-HD 60269-2:2014) y DIN 43620.

Donde los 4 puntos baliza de intensidad, así como la intensidad de no funcionamiento han sido obtenidos de la norma UNE-EN 60269-1:2008, mientras que el resto de los parámetros son facilitados por el propio fabricante.

La protección de la línea de MT frente al máximo cortocircuito trifásico que se presente en la línea queda garantizada por la celda de protección de media tensión instalada a la salida del secundario del transformador, cuyas características son indicadas en el apartado dedicado a tal fin.



#### 4.3.8.5. Protección de las líneas frente a sobretensiones: sobretensiones de servicio y sobretensiones transitorias

Del mismo modo que la intensidad máxima que puede establecerse en las líneas de DC del generador PV depende de la potencia y tensión generadas en los paneles PV, la tensión máxima de estas líneas queda determinada, en esencia, por la tensión entregada por el conjunto de ramas PV y por el seguimiento del punto MPP por parte del inversor MPPT. No obstante, en las líneas con esquema de distribución IT (líneas de DC y, en este caso concreto, líneas de AC de BT), el fallo de aislamiento de una de las fases provoca que la tensión en las otras dos fases sea igual a la tensión de línea, lo cual no supone ningún inconveniente en tanto que los cables empleados cuentan con un aislamiento que no se ve deteriorado por dicho aumento de tensión (su tensión de aislamiento es de 1kV), los dispositivos conectados a esa línea no se ven sometidos a ninguna tensión por encima de la máxima tensión que pueden soportar y, principalmente, el propio inversor se desconecta de la red en caso de detectar este tipo de fallo.

Por otro lado, entre las fuentes exógenas de sobretensiones se encuentran las descargas atmosféricas sobre la red aérea de enlace con la subestación de transporte, cuyo sistema de protección será descrito en un apartado posterior, y las maniobras de conexión/desconexión en la red de transporte a la cual se conectará la central PV. Las sobretensiones generadas por dichos fenómenos son de carácter transitorio y de elevado valor, pudiendo comprometer la integridad de los aislamientos de los conductores y de los dispositivos conectados a la línea afectada. La protección de la instalación aguas abajo de la subestación de enlace frente a las sobretensiones transitorias se efectúa mediante una serie de elementos llamados limitadores de tensión o “SPD” (ver apartado dedicado a la protección de la instalación frente a descargas atmosféricas), los cuales son conectados entre las partes activas del elemento a proteger y tierra. De acuerdo con [68] no existe un método universalmente aceptado para la selección del limitador de tensión, sino que dicha selección suele basarse en la experiencia e indicaciones del fabricante. Las sobretensiones de servicio (las ocasionadas por un defecto fase-masa en líneas eléctricas con esquema de distribución IT), en tanto que no pueden provocar el deterioro de los elementos de la línea de AC de BT, serán corregidas por los operarios de la central mediante la sustitución del aislamiento comprometido una vez el inversor MPPT detecte el fallo de la fase en cuestión y emita la señal de alarma.

##### 4.3.8.5.1. Protección frente a descargas atmosféricas. Impactos lejano y directo

La protección de las líneas de DC y de AC de BT frente a sobretensiones transitorias o de servicio está garantizada por el propio inversor MPPT. En el primer caso cuenta con un dispositivo de protección frente a sobretensiones transitorias o “SPD”, tanto en el lado de DC como en el de AC, el cual conecta cada uno de los polos de DC y cada una de las fases de AC a la misma PAT. Se asume que dichos SPD cumplen con las normas UNE EN 61643-11:2013 y UNE CLC/TS 61643-12, o al menos el equivalente del estándar chino (no especificado en la ficha técnica del producto). En el segundo caso detecta cualquier tensión por encima de cierto umbral, el cual es programable, y desconecta el inversor hasta que se resuelve la incidencia.

Para la protección de los equipos de las instalaciones de AT y de BT frente al impacto directo del rayo se emplearán pararrayos con dispositivo de cebado o “PDC” (denominado “pararrayos con explosor” en otras normas), ya que presentan una eficacia de casi el 100% en la protección frente a la caída del rayo<sup>36</sup>. Su principio de funcionamiento general es el siguiente: cuando se forman nubes con carga eléctrica se genera un campo eléctrico entre éstas y el terreno, lo que a su vez provoca una diferencia de potencial entre la punta y el conjunto deflector (potencial cero o tierra) y el conjunto excitador (potencial atmosférico) del PDC, almacenando en el

---

<sup>36</sup>Asimismo, puede ser condición indispensable la correcta protección frente a la caída del rayo para que las compañías aseguradoras cubran los gastos en caso de siniestro o al menos reducir el coste de la póliza.

condensador electroatmosférico integrado la energía del campo eléctrico generado. Posteriormente, cuando el control de carga del PDC detecta que el valor de tensión entre la punta y el conjunto excitador está muy próximo al valor de ruptura del gradiente de la atmósfera, emite un impulso ascendente (o trazador) de alta frecuencia a partir de la energía almacenada, generando un trayecto de baja impedancia para que la caída del rayo se efectúe sobre la punta del propio PDC, el cual es conducido a tierra.

En el cálculo del sistema se ha asumido que el área de captura equivalente es igual al área rectangular delimitada, en ambos ejes, por sendos lados de longitud igual a 6 veces la altura considerada de la estructura soporte sumada a la longitud en planta de cada eje de la central fotovoltaica). A efectos de cálculo se ha considerado que la altura de las estructuras soporte es uniforme e igual a la máxima altura de las mismas (6,86m), con lo que el área equivalente asciende a 423,54m<sup>2</sup> para una sola estructura, sin embargo, para el conjunto del campo de captación solar el área aproximada asciende a 1.000ha. Asimismo, el valor de la densidad de impactos obtenido es igual a 1,5 impactos por año y km<sup>2</sup> para la provincia de Huelva. Los valores de los coeficientes, las asunciones tomadas, las tablas del DB-SUA 08 consultadas y los resultados obtenidos se resumen en la tabla 27.

Parámetro	Símbolo	Obtención	Asunción	Valor/Resultado
Coeficiente de entorno	C <sub>1</sub>	Tabla 1.1 DB-SUA-08	Próximo a otras instalaciones de la misma altura	0,5
Coeficiente de tipo de construcción	C <sub>2</sub>	Tabla 1.2 DB-SUA-08	Estructura metálica	0,5
Coeficiente de contenido de la construcción	C <sub>3</sub>	Tabla 1.3 DB-SUA-08	Otros contenidos	1
Coeficiente de uso de la construcción	C <sub>4</sub>	Tabla 1.4 DB-SUA-08	No ocupado normalmente	0,5
Coeficiente de régimen de servicio	C <sub>5</sub>	Tabla 1.5 DB-SUA-08	Resto de edificios	1
Superficie de captura equivalente (m <sup>2</sup> )	A <sub>e</sub>	Cálculo	-	10.023.938
Número esperado de impactos de rayo (número de impactos/año)	N <sub>e</sub>	Cálculo	-	7,52
Riesgo admisible (número de impactos/año)	N <sub>a</sub>	Cálculo	-	0,022
Eficacia requerida del sistema pararrayos	E	Cálculo	-	0,997

Tabla 27. Eficiencia requerida del sistema pararrayos según el DB-SUA-08 del CTE.

El hecho de haber definido el área de captura equivalente ligeramente superior a toda la superficie del campo de captación solar implica que la eficiencia del sistema pararrayos sea prácticamente igual a la unidad, lo cual puede resultar demasiado restrictivo no obstante asumible por los pararrayos con dispositivo de cebado.

Una vez estimada la eficiencia del sistema PDC requerida se procede a la selección del modelo comercial a implementar en la instalación. De las múltiples opciones consideradas se ha optado por recurrir al modelo “PDC 6.4” de la compañía INGESCO por presentar una eficacia del 100% según se indica en la ficha técnica del fabricante, cuyos datos más relevantes se resumen en la tabla 41 del “Anexo I”.

La distribución de los PDC sobre la superficie definida por el área de captura equivalente se ilustra, de forma esquemática, en la figura 37, para lo cual se ha tomado como referencia uno de los 7 subgeneradores PV. Dado que las estructuras soporte rotan alrededor de su eje vertical (Z) la ubicación escogida responde al criterio de garantizar la protección de la mayor área del campo de captación solar, empleando el mínimo número de PDC y sin modificar las estructuras para situarlos sobre éstas. En total cada subgenerador PV contará con 57 PDC, aunque podría aumentarse en 34 PDC adicionales si se deseara asegurar una protección total del área de captura equivalente, en cuyo caso se precisaría de 637 PDC en el total del campo PV. Huelga destacar que el número total de PDC que garantizarían una cobertura igual al 100% del área de captura equivalente, aplicando una relación algebraica y sin considerar la geometría del espacio a cubrir ni la restricción del espacio ya ocupado, es de 512. Se considera que la protección adicional que proporciona la implementación de dichos PDC extra no compensa el incremento del coste (del 60%), ya que el área de estructuras soporte que queda sin cubrir por el sistema pararrayos es marginal respecto al área cubierta, al tiempo que la altura media de éstas es inferior a la empleada en los cálculos, con lo que la probabilidad real de impacto será aún menor. En el conjunto del campo PV se necesitará un total de 399 PDC según las consideraciones tomadas (sin incluir los ubicados en la subestación elevadora no transporte).

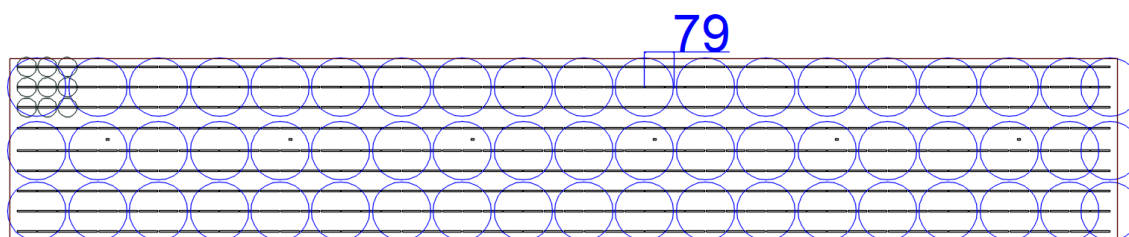


Figura 37. Disposición de los PDC. En azul oscuro se ha dibujado el perímetro cuya área interior queda protegida por el PDC. En granate se ha delimitado el área de captura equivalente del subgenerador PV y en gris se ha ilustrado la circunferencia descrita por las estructuras.

En cuanto a la puesta a tierra del PDC, el propio fabricante indica que ésta debe presentar una resistencia inferior a  $10\Omega$ , para lo cual propone una distribución de los conductores, de igual material y sección que el conductor de bajada, en “pata de ganso” enterrados a 0,5m de profundidad y de 7 a 8 metros de longitud (coincidente con la puesta a tierra tipo A1 indicada en la norma UNE 21186:2011, véase la figura 38). En tanto que no se dispone de datos sobre la resistividad del terreno, se asume como válida dicha configuración de puesta a tierra, aunque esto debe ser verificado una vez realizada la instalación y, en caso de ser insuficiente debido a una resistividad del terreno demasiado elevada, debe aplicarse lo prescrito en la citada norma, como añadir conductores extra o mejorar la conductividad del terreno adyacente. Asimismo, el fabricante indica que el conductor de bajada del PDC debe conectarse a la puesta a tierra de la instalación fotovoltaica mediante vía de chispas, para lo cual se empleará el modelo “VX-1” de INGESCO, cuya sección coincidirá con la del conductor de bajada, es decir  $50\text{mm}^2$ . La sección mínima del conductor de bajada es determinada en función del material empleado y la configuración del mismo según la norma UNE-EN IEC 62561-2:2018. De acuerdo con la tabla 1 de dicha norma se emplearán cables de cobre electrolítico desnudo y trenzado de (al menos)  $50\text{mm}^2$  de sección, el cual será adquirido al mismo fabricante del PDC. El conductor de bajada será unido al conductor de protección mediante un seccionador de tierra, también del fabricante INGESCO.

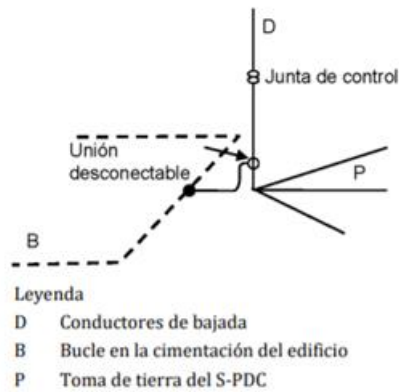


Figura 38. Toma de tierra tipo A1 según norma UNE 21186:2011. El bucle en la cimentación del edificio (B) equivaldría al bucle en la instalación fotovoltaica. La junta de control se materializará mediante el seccionador de tierra mencionado anteriormente. La unión desconectable se practicará mediante la citada vía de chispas.

Por último, ha de indicarse que el dispositivo PDC se instalará sobre un mástil de acero galvanizado de tres tramos empalmados (del fabricante INGESCO) cuya altura máxima es de 9m, mientras que la altura total del pararrayos es de 9,598m una vez instalado el PDC. El diámetro en el primer tramo del mástil (base) es de 60mm y de 42,5mm en su extremo superior. Cabría valorar la posibilidad de proponer a dicha compañía que aumentase la altura de dichos mástiles hasta los 12m con el fin de que la punta del PDC se alzase 6m sobre la máxima altura de las estructuras soporte, altura recomendada por los fabricantes consultados de dispositivos PDC con aplicación en el ámbito fotovoltaico. El cálculo de la unión de dicho mástil a la placa base instalada en el terreno y su resistencia frente al viento escapa al alcance del presente documento.

#### 4.3.8.5.2. Tensión soportada por los equipos a impulsos de tipo rayo

En la parte de la instalación de MT, la tensión más elevada del material es de 36kV, por lo que aquel material que responda a los requisitos de la lista 1 mostrados en la tabla 1 de la ITC-RAT-12 (ver tabla 28) podrá emplearse en instalaciones conectadas a líneas aéreas mediante un transformador de potencia, estando el neutro del mismo conectado a tierra directamente (con o sin protección frente a sobretensiones mediante un pararrayos) o a través de una bobina de extinción y contando éste con un sistema pararrayos.

En la parte de BT de la instalación eléctrica, “los armarios de distribución, los embarrados, el aparellaje (interruptores, seccionadores, tomas de corriente...) y las canalizaciones y sus accesorios (cables, caja de derivación...)” pertenecen a la categoría III, mientras que “los aparatos de telemedida y los equipos principales de protección contra sobretensiones” pertenecen a la categoría IV, mostrándose en la tabla 29 los valores de aislamiento de los materiales a emplear.

TENSIÓN MÁS ELEVADA PARA EL MATERIAL (Um) (kV eficaces)	TENSIÓN SOPORTADA NOMINAL A FRECUENCIA INDUSTRIAL (kV eficaces)	TENSIÓN SOPORTADA NOMINAL A LOS IMPULSOS TIPO RAYO (kV cresta)		Distancia mínima de aislamiento en aire fase a tierra y entre fases (mm)			
		Lista 1	Lista 2	Lista 1		Lista 2	
				Instalación en interior	Instalación en exterior	Instalación en interior	Instalación en exterior
3,6	10	20		60	120		
			40			60	120
7,2	20	40		60	120		
			60			90	120
12	28	60		90	150		
			75			120	150
17,5	38	75		120	160		
			95			160	160
24	50	95		160	160		
			125			220	220
			145			270	270
36	70	145		270	270		
			170			320	320

Tabla 28. Tabla 1 de la ITC-RAT-12. En verde se ha indicado la distancia mínima de aislamiento para la instalación en interior de la subestación eléctrica y en rojo las casillas de aplicación al presente caso.

Tensión nominal de la instalación (V)		Tensión soportada a impulsos 1,2/50 (kV)			
Sistemas trifásicos	Sistemas monofásicos	Categoría IV	Categoría III	Categoría II	Categoría I
230/400	230	6	4	2,5	1,5
400/690	-	8	6	4	2,5
1000	-				

Tabla 29. Tabla 1 de la ITC-BT-23. Tensión soportada a impulsos (kV) de los materiales y equipos de la instalación de BT del generador PV.

#### 4.3.9. Dimensionamiento de los componentes de los CTMT

En este apartado se desarrollará el proceso de dimensionamiento de los dispositivos y elementos presentes en los centros de transformación de media tensión 0,8kV/30kV. La estructura de alojamiento de los centros de MT será prefabricada tipo skid, del fabricante “Electricol” (ver figura 41), ubicada a la intemperie sobre la losa de hormigón anteriormente descrita, de ventilación natural y contando con los siguientes elementos:

- Envoltorio metálico para el conjunto de celdas de MT de grado de protección IP65.
- Malla de acero galvanizado y pintado para alojar el transformador y el depósito de aceite.

- 2 cajas de conexión de AC de BT “ISU” o similar (véase tabla 19) de grado de protección IP65.
- Electrobarra de conexión con el primario del transformador. Dichas electrobarra serán capaces de soportar la intensidad nominal del conjunto de líneas de BT (4.058,8A) y de resistir la máxima intensidad de cortocircuito en bornes de BT del transformador (65,05kA). En la tabla 42 del “Anexo I” se indican las especificaciones de un sistema de soporte de embarrado aislante y pletinas de cobre de la compañía “SOCOMEK”, familia “SB C 30” que cumple con dichos requisitos, fabricado conforme a los estándares IEC 60439-1 e IEC 60865-1. El cálculo electrodinámico de las mismas no será necesario, ya que el propio fabricante indica que, de respetar las distancias indicadas entre los soportes del embarrado y entre fases (polos), las deformaciones que aparecen en las pletinas de cobre en el caso del máximo cortocircuito admisible por dicha configuración del soporte son aceptables según el citado IEC 60439-1.
- 1 transformador trifásico elevador de tensión 0,8/30kV y 5,63MVA ( $\cos(\phi)=1$ ) de llenado integral, sumergido en líquido dieléctrico biodegradable del fabricante Ormazábal, el cual cuenta con los siguientes accesorios:
  - Pantalla electrostática.
  - Nivel de aceite.
  - Relé de sobrepresión con válvula de alivio.
  - Cajón cubre bornas en lado BT.
  - Dispositivo de vaciado.
  - Tapón de llenado.
  - Ruedas.
  - Termómetro.
  - Conectores MT.
- Celdas modulares de MT de simple barra con aislamiento integral en hexafluoruro de azufre “SF6” de 36kV (sellado garantizado durante toda la vida útil del dispositivo) en el secundario del transformador, familia “CGM” del fabricante Ormazábal, las cuales cumplen con la normativa UNE y CEI vigente. Se emplearán las siguientes celdas modulares:
  - Dos celdas de línea “CML-36”, una para la entrada y otra para la salida del circuito secundario del transformador.
  - Una celda de protección mediante interruptor automático de corte en vacío “CMP-V-36”, la cual integra el sistema autónomo de protección “RPGM” (relés de protección, ver figura RPGM-CCP).
  - Una celda de medida de tensión e intensidad “CMM-36”.
  - Interruptores de línea integrados.
  - Seccionadores de puesta a tierra integrados.
  - Envoltorio metálico de grado de protección IP33 y protección contra impactos mecánicos de nivel IK08.

En la tabla 43 del “Anexo I” se resumen las características de dichos modelos de celdas de MT, mientras que en la figura 39 se ilustra de forma esquemática la interconexión de dichas celdas. El RPGM cuenta con las siguientes funciones:

- Protección contra cortocircuitos entre fases.
- Protección contra sobreintensidades.
- Protección contra cortocircuito fase-tierra.
- Protección contra corrientes de fuga.

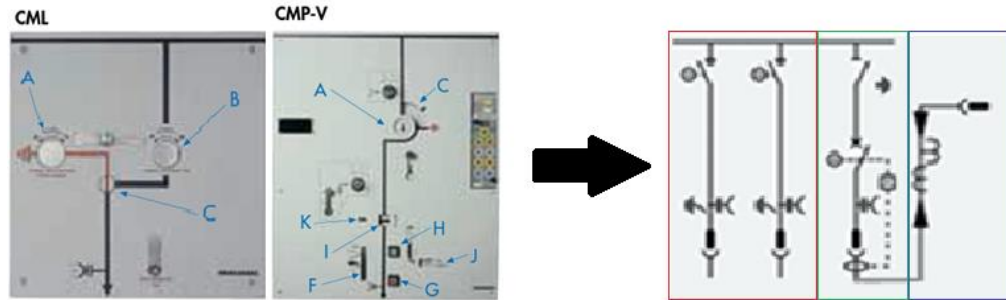


- Protección contra sobrecalentamiento.
- Ajuste de la corriente de actuación frente a sobrecargas.
- Ajuste de la corriente de actuación frente a corrientes de fuga.
- Ajuste de la curva del relé de protección: normalmente inversa, muy inversa, extremadamente inversa o a tiempo indefinido.

Según se indica en el manual de usuario de dicho dispositivo, el tiempo de actuación de las protecciones es de 0,1s. Asimismo, éste será configurado para que las protecciones actúen en caso de detectar una corriente de sobreintensidad un 20% superior a la intensidad nominal de la línea (126,22A) y una corriente de fuga igual a la corriente de defecto calculada en el caso de un primer fallo fase-masa en la línea de MT de cada CTMT (del orden del 10% de la intensidad de línea, no obstante, con objeto de conocer las intensidades de defecto de cada CTMT se remite al lector al anexo donde se muestra el cálculo de las PAT de dichos centros de transformación). Por otra parte, se observa que el poder de corte de la celda de protección CMP-V-36 es suficiente para extinguir el máximo cortocircuito trifásico indicado en el apartado correspondiente a la protección de la instalación frente a cortocircuitos (20kA). El reenganche de la línea podrá ser efectuado una vez el defecto ha sido extinguido, bien mediante orden del puesto de control, o bien de forma automática si el CCP es configurado con este fin. Además, contará con un termostato capaz de emitir una señal de disparo externo (instantáneo) si la temperatura del transformador excede la temperatura límite de operación.

- Armario de control con controlador de celdas programables “CCP” del fabricante Ormazábal, conectado a las celdas CGM. Dicho CCP cuenta con 16 entradas digitales y 16 salidas (relé mecánico o de estado sólido) para el telemando de las celdas CGM. Asimismo, cuenta con 4 canales de comunicación:
  - Canal en serie RS-232 optoacoplado para telemando.
  - Canal RS-232 para conexión a celda de medida.
  - Canal de carga del programa.
  - Canal RS-485 optoacoplado para el funcionamiento con otros CCP en sistemas complejos.

El CCP se comunica con el puesto de control correspondiente al subgenerador PV al cual pertenece, transmitiendo los parámetros de la línea eléctrica y permitiendo el control remoto de los automatismos del aparellaje (ver figura 40). Dicho puesto de control consiste en un software dedicado e instalado en el centro de control de la central fotovoltaica, en el cual puede definirse el número de CTMT de cada subgenerador, ubicarlos física y eléctricamente, así como fijar los parámetros de control de cada uno de ellos. Las celdas CGM de Ormazábal cuentan con los elementos necesarios para su telecontrol y monitorización, según se indica en el manual del fabricante (mando “BM” y “RAMV”), por lo que bastará con realizar la conexión entre éstas y el CCP. Dicha conexión queda representada en la figura 40. La envolvente metálica del armario de control presenta un grado de protección IP65. El CCP será alimentado desde una batería de 48V instalada en el armario de control, siendo el consumo medio de 20W y quedando el estado de carga de la misma monitorizado por el propio CCP.



**Leyenda:**

- A: Cierre y Apertura del seccionador/ seccionador de puesta a tierra.
- B: Cierre y Apertura del interruptor (mandos B y BM). Cierre del interruptor y carga de muelles (mandos BR y AR).
- C: Señalización de posición del seccionador/interruptor.
- D: Apertura del interruptor.
- E: Señalización de la fusión de fusibles.
- F: Carga de resortes.
- G: Apertura del interruptor automático.
- H: Cierre del interruptor automático.
- I: Señalización de posición del interruptor automático.
- J: Indicación de tensado de resortes.
- K: Contador de maniobras (opcional).

**Leyenda:**

- Celdas de línea E/S CML-36
- Celda de protección mediante IA CMP-V-36
- Celda de medida CMM-36

Figura 39. Panel de las celdas de línea y de protección mediante IA empleadas. Esquema de conexión de las celdas.

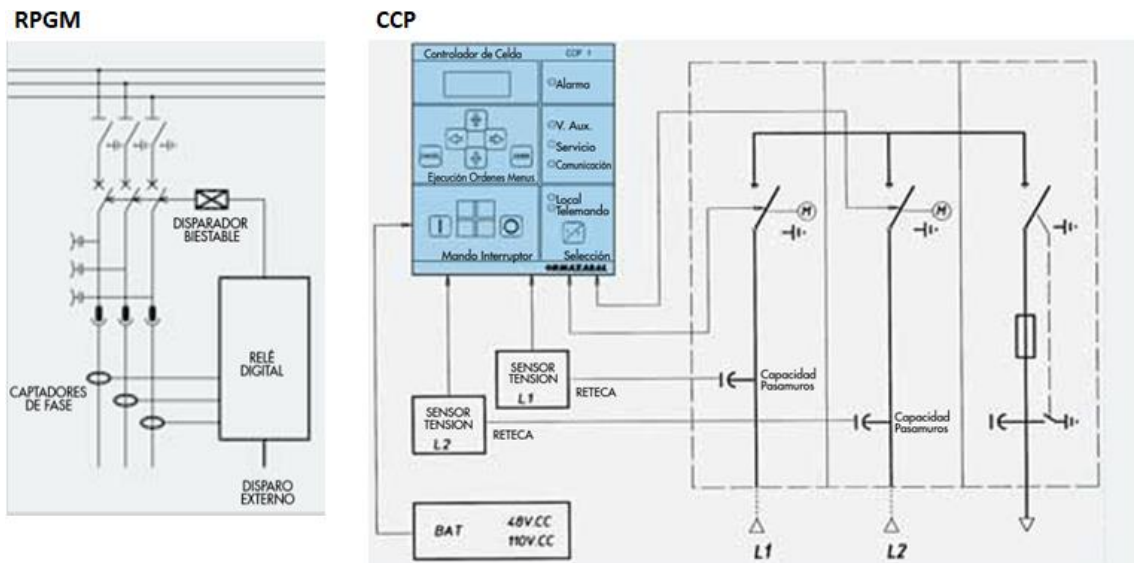


Figura 40. Esquema de las conexiones del sistema autónomo de protección "RPGM" integrado en la CMP-V-36 y del sistema de control por telemando "CCP" de las celdas del CTMT (la celda de la derecha corresponde a una celda de protección mediante fusible, que en el presente caso es sustituida por una celda de protección mediante IA, ver figura 37).



Figura 41. Centro de transformación prefabricado tipo skid de la compañía Electrisol con aparellaje y transformador del fabricante Ormazábal.

#### 4.3.10. Variables a monitorizar en el generador PV

Amén de la medida y registro de las variables eléctricas de las líneas también será necesario conocer los niveles de irradiación solar incidente sobre los paneles PV, la temperatura ambiente, la velocidad y dirección del viento, etc. Para poder llevar a cabo una tarea de control efectiva y eficiente es preciso contar con un sistema de monitorización, de adquisición y procesamiento de datos y una línea de comunicación adecuados. Las variables que deben ser monitorizadas según el estándar internacional IEC 61724:1998 son recogidas en la tabla 44 del “Anexo I”.

El ángulo acimutal y de inclinación de los paneles PV son registrados por el propio sistema de control del seguidor solar (PLC según indicaciones del fabricante) instalado en las estructuras soporte. Para la medición de la irradiancia global sobre el plano de los paneles PV, se emplearán piranómetros instalados en la estructura central y extremo de cada subgenerador PV. La medición de la velocidad y dirección del viento y la temperatura ambiente a la sombra se realizarán desde una estación atmosférica instalada junto al edificio de control de la central PV.

En tanto que no existen fuentes de almacenamiento o de reserva de energía, las variables correspondientes a éstas indicadas en la tabla 44 serán omitidas.

#### 4.3.11. Instalación de conexión de la central fotovoltaica con la red de transporte secundario

La conexión de la central fotovoltaica con la red de transporte se efectuará mediante una SET elevadora de 30kV/220kV, de intemperie, la cual conectará con la red de transporte de 220kV mediante una línea aérea de 220kV.

##### 4.3.11.1. Subestación eléctrica transformadora 30/220kV no transporte

La SET elevadora consistirá en una subestación de transformación y maniobra aislada en aire, de intemperie, de doble barra con acoplamiento y constará de las siguientes partes:

- 1 posición de línea para sendas líneas de entrada de MT (30kV), 1 posición de conexión del transformador de AT con las barras de AT, 1 posición de conexión del transformador de AT con las barras de MT, 1 posición de conexión del transformador de servicios auxiliares con la barra de MT y 1 posición de línea de salida de AT (220kV) para la evacuación de la energía generada. En total contará con 42 posiciones de línea de entrada de MT, 2 posiciones de línea de salida de MT, 1 posición de línea de entrada de AT y 1 posición de línea de salida de AT.

- 3 posiciones de barras: 1 para la conexión de las 42 líneas subterráneas de 30kV de salida de los CTMT y de ambos transformadores (de potencia y de servicios auxiliares), y 2 para la conexión del transformador con la línea aérea de alta tensión de 220kV para la evacuación de la energía producida y conexión con la SET colectora de Palos, punto de acceso a la red de transporte secundario.
- 1 posición de acoplamiento “ACP” de las barras de 220kV.
- 1 posición de transformador de alta tensión. En concreto se empleará un transformador de potencia sumergido en aceite de 250MVA y 30/220kV.
- 1 posición de transformador de servicios auxiliares. Se empleará un transformador sumergido en aceite 30/0,4kV de potencia suficiente para alimentar el conjunto de equipos de control, medida y demás usos de la SET.
- Se instalarán seccionadores de puesta a tierra en cada posición de línea de AT.
- Se instalarán autoválvulas en cada fase de la línea aérea de salida y en cada fase del devanado secundario del transformador. Su función es la de derivar a tierra sobretensiones transitorias.
- Se instalarán transformadores de tensión monofásicos “TC” que contarán, al menos, con dos devanados secundarios, uno para la función de medida y otro para la función de protección.
- Se instalarán transformadores de intensidad monofásicos “TI” que contarán, al menos, con dos devanados secundarios, uno para la función de medida y otro para la función de protección
- El número y posición de seccionadores, interruptores automáticos, TC y TI se muestra en la figura 40, en la cual se representa la instalación en el lado de AT (220kV) del transformador.
- En el edificio de control se dispondrán los armarios de medida, protección y control pertinentes, los cuales serán alimentados desde los devanados secundarios de los transformadores de tensión e intensidad.
- Las protecciones a implementar y los valores umbral de los parámetros de operación en el punto de acceso a la red son:
  - “Mínima tensión (205kV y eventualmente 200kV), con medida de la tensión entre fases o fase tierra, según los criterios de protección de la red a la que se conecte la instalación.
  - Máxima tensión (245kV), con medida de la tensión entre fases o fase tierra, según los criterios de protección de la red a la que se conecte la instalación. (Según el P.O. 1.4, 245kV).
  - Máxima tensión homopolar.
  - Máxima y mínima frecuencia (49,85Hz-50,15Hz).
  - Sobreintensidad de fase y neutro, tanto temporizada como instantánea”.

Asimismo, se dispondrá de un sistema de teledesconexión de la red de transporte. La protección “anti-isla” es proporcionada por los inversores de BT. La reconexión a la red de transporte tras la interrupción del servicio provocada por un fallo en la SET se realizará una vez se halla solventado el problema y la tensión a ambos lados del punto de conexión esté sincronizada. (Para más información relativa a los sistemas de protección y PAT se remite al lector a la bibliografía consultada y al documento “Criterios generales de protección de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares” de 2005, elaborado por REE y demás empresas distribuidoras).

- De acuerdo con la ITC-RAT-12, la tensión más elevada del material será de 245kV. La distancia mínima de aislamiento en aire entre fases, y entre fase y tierra será de 1.500mm, correspondiendo una tensión nominal soportada a frecuencia industrial de 325kV y frente a impulsos tipo rayo de 750kV<sub>cresta</sub>.
- De acuerdo con el RD 1110/2007 (introducido en la metodología), los puntos de medida de la energía entregada a la red o suministrada desde la red serán los siguientes:
  - El punto de medida de configuración principal se encuentra en la SET colectora de Palos 220kV, donde se instalará un contador de la energía activa y reactiva vertida a la red.
  - El punto de medida de configuración comprobante se encuentra en la posición de línea de salida de la SET elevadora 30/220kV de la central PV, donde se instalará un contador de la energía activa y reactiva entregada a la línea junto al resto de transformadores de medida.
  - El punto de medida de configuración principal para el consumo del transformador de servicios auxiliares se encuentra en la posición de transformación de servicios auxiliares, donde se instalará un contador de la energía activa y reactiva consumida desde la red (y no desde el propio sistema).

Todos los contadores pertenecientes al punto de medida de configuración principal se ubicarán en zonas de fácil acceso para los responsables del Operador del Sistema encargados de realizar las tareas de comprobación y registro y no serán accesibles para su manipulación por los operarios de la central PV, ni por cualquier otro particular. Los equipos electrónicos de medida serán los siguientes y registrarán la información de sendas posiciones de línea de 220kV y de la posición de transformador:

- Amperímetro
- Voltímetro
- Contador de potencia activa
- Contador de potencia reactiva
- Contador de energía activa
- Contador de energía reactiva
- Control del factor de potencia
- Control de la frecuencia

En la figura 42 se observa que se dispondrán sendos seccionadores de línea “89” y de tierra “57” en la conexión de la línea de entrada de AT y de la línea de salida de AT con las respectivas barras, sendos seccionadores de línea en las posiciones de acoplamiento con cada barra, así como 1 seccionador junto al IA en las posiciones de línea, sumando un total de 8 seccionadores. Se instalará 1 IA “52” en sendas posiciones de línea. Asimismo, cada posición de línea contará con 1 transformador de tensión (TC) y 1 transformador de intensidad (TI) por cada fase, la ACP contará con 1 transformador de intensidad y cada posición de barra contará con 1 transformador de tensión. En total, la SET contará con 12 TC (monofásicos), 9 TI (monofásicos) 3 IA de 220kV, 3 seccionadores de puesta a tierra de 220kV, 8 seccionadores en carga de 220kV y 6 autoválvulas de 220kV.

En cuanto al fabricante del aparellaje y demás elementos de la SET, se ha optado por recurrir a “Siemens Energy”, compañía referente del sector a la cual también será adquirido el sistema de electrólisis.

Por lo que respecta a los parámetros eléctricos de operación, en el lado de MT la intensidad total que recorrerá el embarrado será de 4.550,7A a una tensión de 30kV, mientras que, en el

lado de AT, la intensidad nominal será de 648,21A a una tensión de 220kV. Además, la intensidad de cortocircuito es de 40kA, siendo el factor reductor de la corriente derivada a tierra igual a 0,7.

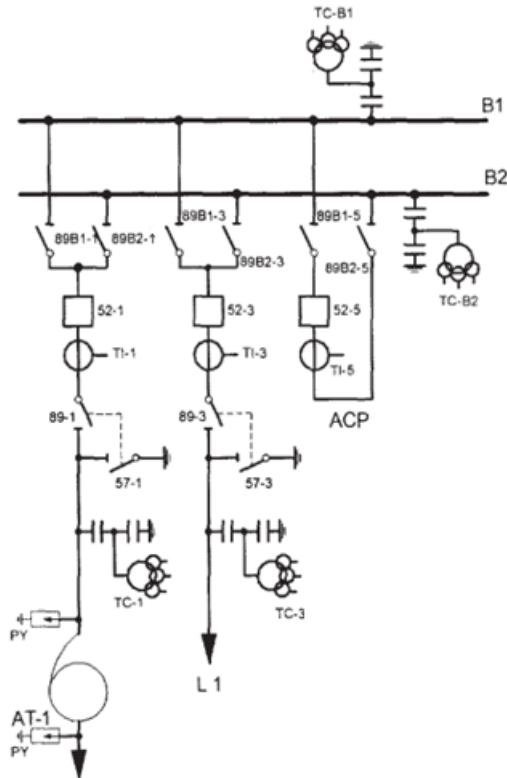


Figura 42. Lado de 220kV de la SET 30/220kV. Extraído y modificado del P.O. 12.2. Códigos: Seccionador-89; Interruptor automático-52; Transformador de tensión-TC; Transformador de intensidad-TI; Seccionador de puesta a tierra-57; Autoválvula-PY. Línea aérea de evacuación-AT-1; Línea de entrada de AT-L1; Posición de acoplamiento-ACP.

Para la puesta a tierra de las masas y del neutro del transformador de potencia, la corriente de defecto a tierra estimada en el diseño se considerará, en el presente trabajo, igual a la intensidad de cortocircuito indicada anteriormente multiplicada por el factor reductor (28kA). A priori, la puesta a tierra en la SET es más compleja que en el generador PV, pues coexisten líneas de alta tensión de categoría especial (220kV), líneas de media tensión de 30kV y líneas de baja tensión de 400V, con esquemas de distribución diferentes (por ejemplo, TT en el caso de la línea de servicios auxiliares y circuitos de BT de los dispositivos de medida). No obstante, se practicará una puesta a tierra general para todas las masas de AT, MT y BT (envolventes metálicas, pantallas y armaduras de cables, etc.) y demás elementos conductores de la SET, como el vallado perimetral del recinto, puertas metálicas... así como del neutro del transformador de potencia, autoválvulas y seccionadores de puesta a tierra, la cual consistirá en un mallazo de cobre enterrado a 1m de la superficie y espaciado 3m en ambos ejes, con picas de acero cobreado de 4m de longitud enterradas verticalmente en cada nodo del perímetro (60 picas en total) y un conductor perimetral, también de cobre y enterrado a 1m, para evitar tensiones de paso y de contacto peligrosas en el acceso al recinto. A efectos de cálculo el recinto queda delimitado por el vallado perimetral, modelado como un rectángulo de 80x70m (X-Y), a una distancia en todo su perímetro de 2m respecto a la SET. En la tabla 30 se resumen las



dimensiones de la PAT practicada, la resistencia de ésta y los valores de tensión de paso y de contacto máximos y admisibles.

Para el cálculo de la tensión de contacto aplicada admisible “ $U_{CA}$ ” se ha considerado un tiempo de falta de 500ms, al cual le corresponde un valor de  $U_{CA}$  de 204V (tabla 1 ITC-RAT-13) y un valor de tensión de paso aplicada admisibles “ $U_{PA}$ ” igual a 10 veces el valor de “ $U_{CA}$ ”, es decir, 2.040V. Pese a que en la superficie de la SET coexistirán diferentes materiales (grava y hormigón de las aceras y viales) se ha tomado el valor más restrictivo indicado para éstos en la ITC-RAT-13, el cual es de  $2.000\Omega\cdot m$ .

El resumen de la PAT de la SET se muestra en la tabla 30, mientras que en la tabla 31 se citan todos los parámetros empleados en el cálculo de las tensiones de paso y de contacto máximas según el citado estándar y los valores de éstos. En cualquier caso, será preciso verificar la idoneidad de la PAT diseñada mediante mediciones de la resistividad del terreno y demás ensayos indicados en la norma. En caso de no cumplir en la práctica, las medidas más eficaces a la hora de reducir las tensiones de contacto consisten en mejorar la resistividad del terreno natural o disminuir la distancia entre los conductores paralelos de la red mallada, lo cual es más sencillo de realizar desde el punto de vista técnico. Modificar las dimensiones de las picas y su número o la sección de los conductores no tienen un efecto tan notable como las medidas indicadas previamente.

Características Geométricas			Datos del terreno		Símbolo	Valor
Características de la retícula			Naturaleza del terreno		-	Suelos fértiles y cultivables
Distancia media entre conductores (Eje X) [m]	$d_x$	3	Resistividad del terreno natural ( $\Omega\cdot m$ )	$\rho$		100
Distancia media entre conductores (Eje Y) [m]	$d_y$	3	Espesor de hormigón superficial (m)	$h_s$		0,1
Superficie media de la retícula ( $m^2$ )	$A_{reticula}$	9	Resistividad de la capa superficial de hormigón ( $\Omega\cdot m$ )	$\rho^*$		2.000
Características de la malla			Coeficiente de reducción de la resistividad superficial		$C_s$	0,671
Profundidad de soterramiento de la red mallada (m)	$h$	1	Resistividad aparente de la capa superficial de hormigón ( $\Omega\cdot m$ )	$\rho_s$		1.342
Profundidad de soterramiento del conductor perimetral (m)	$h_{cp}$	1	Datos de REE		Símbolo	Valor
Superficie de la malla ( $m^2$ )	$A_{malla}$	5.600	Intensidad de cortocircuito (kA)	$I_{CC, 3^*} I_0$		40
Lado longitudinal (Eje X) [m]	$L_x$	80	Factor de reducción (S>100kVA) [UNE-EN 50522:2012]	$r$		0,7
Lado transversal (Eje Y) [m]	$L_y$	70	Corriente de puesta a tierra (A)	$I_{E, I_g}$		28.000
Nº de conductores paralelos al eje X	$n_x$	24,3	Resultados		Símbolo	Valor
Nº de conductores paralelos al eje Y	$n_y$	27,7	Tensión de contacto aplicada admisible (V)	$U_{CA}$		204
Longitud total del conductor enterrado (m)	$L$	3.883	Tensión de contacto máxima admisible (V)	$U_C$		819
Radio del círculo de área igual a la malla (m)	$r$	42,22	Tensión de paso aplicada admisible (V)	$U_{PA}$		2.040
Sección calculada del conductor de cobre ( $mm^2$ )	$S_{Cu}$	145,83	Tensión de paso máxima admisible (V)	$U_p$		26.624
Sección normalizada del conductor de cobre ( $mm^2$ )	$S_{Cu, norm}$	150	Tensión máxima de contacto (V)	$E_m$		750
Resistencia de la malla ( $\Omega$ )	$R$	0,62	Tensión máxima de paso (V)	$E_s$		1.389

Tabla 30. Parámetros geométricos de la red mallada de PAT de la SET y comprobación del cumplimiento de la ITC-RAT-13.

Se observa que las tensiones de contacto y de paso máximas que pueden presentarse en las masas de la SET en caso de producirse una corriente de defecto a tierra a través de la PAT (de características iguales a las estimadas a partir de los datos de REE y las indicaciones de la ITC-RAT-13), son inferiores a los valores máximos admisibles característicos de la SET dimensionada, por lo que dicha instalación cumplirá con lo prescrito en la ITC-RAT-13.

Parámetro	Símbolo	Resultado
Número de conductores equivalentes en una dirección	n	25,9
Profundidad de soterramiento de la red mallada (m)	h	1,0
Diámetro del electrodo enterrado (m)	d	0,014
Separación media entre conductores paralelos (m)	D	3,0
Profundidad de la malla de referencia (m)	$h_0$	1,0
Longitud total de los conductores de la red mallada (m)	$L_C$	3.883,3
Longitud de la pica vertical (m)	$L_r$	4,0
Número total de picas verticales	-	60,0
Longitud total de las picas enterradas (m)	$L_R$	240,0
Factor de ubicación de los electrodos pica	$K_{ji}$	0,7
Factor de profundidad de soterramiento	$K_h$	1,4
Factor de geometría de la malla	$K_i$	4,5
Factor de espaciado de la malla	$K_m$	0,255
Longitud de cálculo de la tensión de contacto (m)	$L_M$	4.266,4
Tensión máxima de contacto (V)	$E_m$	750,1
Factor de espaciado de la malla	$K_s$	0,345
Longitud de cálculo de la tensión de paso (m)	$L_S$	3.116,5
Tensión máxima de paso (V)	$E_s$	1.389,2

Tabla 31. Parámetros involucrados y resultados obtenidos en el cálculo de las tensiones de contacto y de paso máximas admisibles en la PAT de la SET.

#### 4.3.11.2. Línea aérea 220kV no transporte

Por motivos de limitación de la extensión del trabajo únicamente se indicarán: el trazado de la línea (ver figura 44), el tipo de conductor empleado, el número de conductores empleados por fase y su sección, su configuración, los apoyos empleados y una breve descripción de su PAT.

El trazado de la línea se inicia a la salida de la SET no transporte de la central PV y discurre hasta la SET colectora de Palos, siguiendo un trazado aproximadamente paralelo a la carretera A-494, a una distancia de ésta igual o superior a la indicada en la ley autonómica correspondiente. La longitud aproximada de la línea es de 21km.

Dado que se trata de una línea aérea de corta longitud y se busca minimizar las pérdidas de energía, se empleará como material conductor cobre duro. El cable será desnudo conformado por hilos de cobre duro arrollados entre sí mediante torsión conforme a la norma UNE 207015:2013.

En el caso de emplear conductores de cobre duro, el cable C 235 207015, cuya sección nominal es de 236mm<sup>2</sup>, presentará una densidad de corriente en régimen permanente de 2,747A/mm<sup>2</sup> (se recuerda que la intensidad nominal de línea será de 648,20A), inferior al valor corregido indicado en la citada ITC para la sección nominal inmediatamente superior (250mm<sup>2</sup>, 2,857A/mm<sup>2</sup>) y por lo tanto seguro de utilizar<sup>37</sup>. Dicho cable presenta un diámetro aparente de 19,05mm y está conformado por 37 alambres de 2,85mm de diámetro nominal. El factor “k” para 37 cables es de 1,028. Este cable presentará una resistencia eléctrica por unidad de longitud, según la norma UNE anteriormente indicada, de 0,07735Ω/km (ver ecuación (74)).

<sup>37</sup> La máxima densidad de corriente admitida por el cable disminuye conforme aumenta la sección de éste.

En el caso de emplear conductores de aluminio duro, el cable 381-AL1 (antiguamente L 400), cuya sección nominal es de 381mm<sup>2</sup>, presentará una densidad de corriente en régimen permanente de 1,701A/mm<sup>2</sup>, inferior al valor indicado en la citada ITC para la sección inmediatamente superior (400mm<sup>2</sup>, 1,95A/mm<sup>2</sup>) y por lo tanto seguro de utilizar. Este conductor presenta un diámetro de 25,4mm y está conformado por 61 alambres de 2,81mm de diámetro nominal. La resistencia eléctrica de estos conductores por unidad de longitud es de 0,0874 Ω/km según la citada norma UNE-EN. El resumen de todo lo indicado para cada tipo de conductor valorado y las caídas de tensión máximas que se producirían en la línea (ecuación (34)) se muestran en la tabla 32.

Material conductor	Denominación del cable	S (mm <sup>2</sup> )	Longitud aproximada de la línea (km)	Resistencia de la línea (Ω/km)	Resistencia de la línea (Ω)	Caída de tensión en la línea (V)	Caída de tensión en la línea (%)
Cobre duro	C 235 207015	236	21	0,07735	1,624	1.823,68	0,83%
Aluminio duro	381-AL1 (L 400)	381		0,08740	1,835	2.060,63	0,94%

Tabla 32. Caídas de tensión en la línea aérea de AC de AT según el conductor empleado.

Una vez más se optará por emplear conductores de aluminio, ya que la caída de tensión en ambos casos es similar, pero el coste económico de los conductores de aluminio duro es muy inferior al de los conductores de cobre duro (se remite al lector planteamiento económico desarrollado en el dimensionamiento de las líneas de AC de BT, el cual es también aplicable al presente caso).

Por otra parte, los cables de guarda serán de aluminio-acero, en concreto se empleará el cable ACSR LA455 conforme a la norma UNE 21018. Dicho cable está conformado por 54 alambres de aluminio de 3,08mm de diámetro y 7 alambres de acero de 3,08mm de diámetro, con lo que la sección nominal del cable es de 402,33mm<sup>2</sup>. El peso por unidad de longitud de este cable es de 1.519,7kg/km.

En este punto ha de indicarse que la máxima caída de tensión que se producirá en el conjunto de las líneas de AC de BT, de AC de MT y de AC de AT (se desprecian las caídas de tensión en las líneas de DC de BT) ascenderá al 3,08% (1,51% en BT, 0,63% en MT y 0,94% en AT), por lo que se considera válida la hipótesis asumida inicialmente de que las pérdidas energéticas totales por caída de tensión en las líneas de la central PV ascenderían al 3%.

En lo que respecta a los apoyos de la línea se propone el uso de torres metálicas, en concreto torres de fuste tronco-piramidal de sección cuadrada y armado en configuración delta, en los que cada fase ocupa un mismo plano, con un conductor por fase y 2 cables de guarda. Todas las torres deberán ser puestas a tierra, cumpliendo los cables de guarda la función de unir las PAT de sendas torres (y eventualmente dirigir a tierra descargas atmosféricas). En la figura 43 se ilustra el tipo de torre empleada y sus dimensiones, que corresponden con la familia de torres “Cóndor Delta” de la compañía “IMDEXA”. A fin de lograr la misma inductancia en cada conductor se procederá a realizar una transposición de fases de modo que cada conductor ocupe cada posición de la línea la misma distancia que el resto de los conductores.

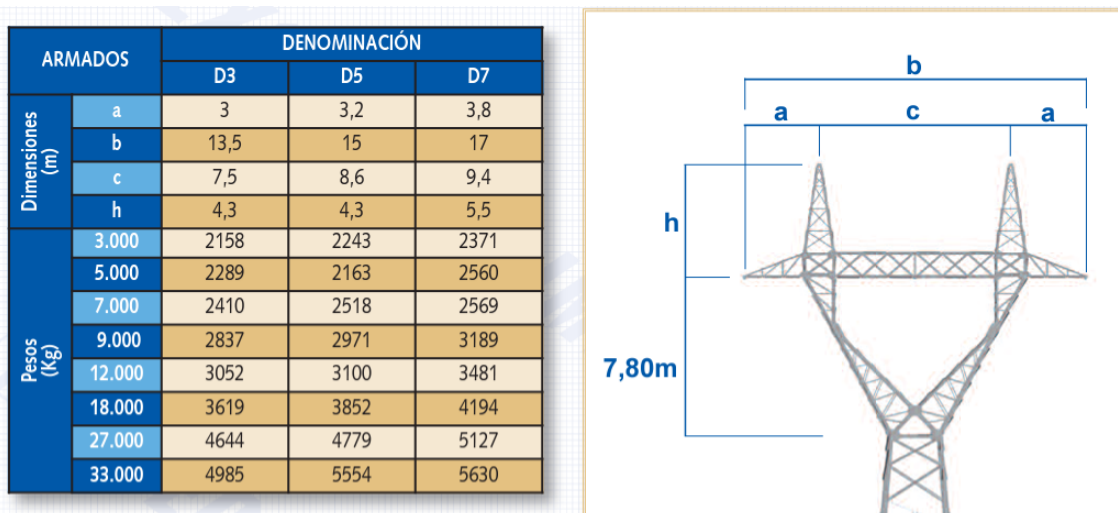


Figura 43. Dimensiones y parámetros geométricos de la serie Condor Delta del fabricante IMDEXA. La altura libre de estas torres oscila entre los 14m y los 35m. La altura total entre los 18,3m y los 40,5m.

En la tabla 33 se resumen los valores de la distancia de aislamiento definidos por la tabla 15 de la ITC-LAT-07 para redes de tensión más elevada de 245kV, donde el valor de “ $a_{som}$ ” ha sido calculado según la ecuación (75) a partir de lo indicado en dicha norma.

Distancias de aislamiento eléctrico para evitar descargas	
$D_{el}$ (m)	1,70
$D_{pp}$ (m)	2,00
$a_{som}$ (m)	1,55

Tabla 33. Distancias de aislamiento eléctrico para evitar descargas según ITC-LAT-07.

Se observa que las distancias de aislamiento obtenidas son inferiores a las distancias definidas por el tipo de apoyos escogido, con lo que se garantiza un correcto aislamiento, pues, por otra parte, no existe masa forestal en el trazado de la línea cuya altura implicase una distancia de aislamiento respecto a los conductores activos inferior a la indicada en la citada ITC.

En cuanto a la distancia entre cada apoyo deberán tenerse en cuenta todos los esfuerzos a que estará sometida la línea (fundamentalmente viento y propio peso y, eventualmente, peso del hielo) con el fin de que la flecha que se produzca en ésta esté dentro de un rango tolerable de valores para unas condiciones de operación dadas (temperatura, tensión de línea, etc.). También deberá comprobarse la resistencia de la línea a tracción, así como la idoneidad de los anclajes del apoyo y del resto de elementos frente a los esfuerzos indicados en la norma. No obstante, por la razón mencionada con anterioridad se asumirá que la distancia entre torres es igual a la mínima distancia recomendada por REE, la cual es de 400m, ascendiendo a 53 el total de torres a lo largo de la línea.

Por último, en lo que respecta a la PAT de las torres, todas ellas serán puestas a tierra uniendo el conductor de puesta a tierra a una de las patas de anclaje de la torre. La resistencia de sendas PAT será inferior a  $10\Omega$ . Para ello será necesario evaluar la resistividad del terreno en cada punto del trazado donde se ubique un apoyo. Con todo, se ha optado por emplear una PAT tipo pata de ganso en cada torre. Asimismo, cada PAT contará con un seccionador de tierra para las tareas de mantenimiento de la línea.

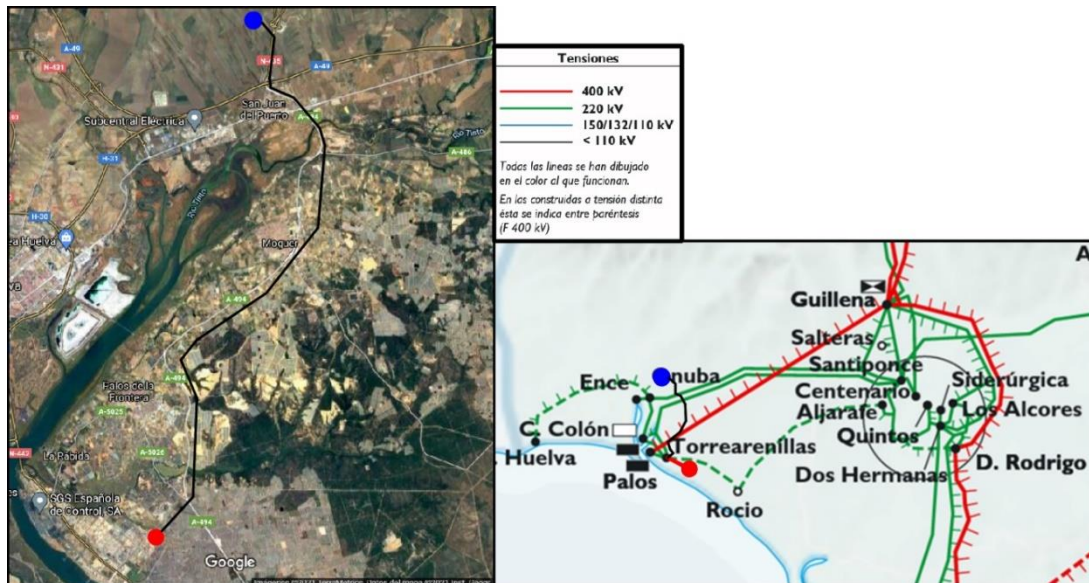


Figura 44. A la izquierda se muestra la imagen satelital del entorno de la línea aérea no transporte y dibujado sobre ésta su trazado aproximado (líneas negras). A la derecha se muestra el mismo trazado sobre el mapa del SEPE de REE del año 2005, donde cada punto negro representa una SET. El punto azul indica la ubicación de la SET de la planta PV y el punto rojo indica la posición de la SET de transporte propiedad de REE. A fin de no superponer dichos puntos en la imagen de la derecha, el punto rojo se ha separado de la señalización de la SET de transporte del mapa original.

#### 4.3.11.3. Conexión a la red eléctrica<sup>38</sup> de transporte secundario

El procedimiento (técnico y administrativo) de acceso a la red de transporte (secundario) es complejo y el desarrollo en detalle del mismo escapa al alcance del presente trabajo. Por este motivo, únicamente se indicará la subestación a la cual se pretende conectar la planta fotovoltaica (asumiendo que ésta presenta una capacidad de acceso igual o superior a la potencia de pico generada). Las leyes y normativa a consultar son: “Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico”, “RD 1955/2000 de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica” y el “RD 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos”, los procedimientos de operación, con especial relevancia del P.O. 12.1 y del P.O. 12.2 y las prescripciones técnicas de REE.

El punto de conexión a la red de transporte considerado es la SET (colectora) de Palos de la Frontera de 220kV, situada en [37,184829, -6,882970], la cual es susceptible de ser ampliada según REE [70], y a cuyo escenario de maximización no eólica le corresponde una capacidad máxima admisible de 438MW (datos actualizados a fecha de 31 de abril de 2021, accesibles desde la página web de REE). De lo anterior y por simplicidad se asumirá que, en principio, es posible realizar la conexión de la planta fotovoltaica a dicha subestación eléctrica, no obstante, de acuerdo con la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, en su artículo 33 punto segundo: “En la evaluación de la capacidad de acceso se deberán considerar, además del propio nudo al que se conecta la instalación, todos los nudos con influencia en el nudo donde se conecta la instalación, teniendo en cuenta las instalaciones de producción de energía eléctrica y consumo existentes y con permisos de acceso y conexión vigentes”, evaluación que excede los objetivos del presente TFM. Asimismo, la potencia instalada de la instalación no podrá ser

<sup>38</sup> En el RDL 23/2020 se estableció una moratoria a las solicitudes de acceso y conexión a la red eléctrica, moratoria que fue prorrogada en la circular 1/2021 del 20 de enero y que durante el desarrollo del presente TFM aún seguía en vigor.

Diseño y dimensionamiento de una planta de obtención de hidrógeno mediante electrólisis de agua de 124MW alimentada con energía solar fotovoltaica en la provincia de Huelva y análisis de viabilidad

superior al 50% de la capacidad de la línea (en este caso de transporte secundario) en el punto de conexión, según lo indicado en el anexo XV del RD 413/2014.



## 5. ESTUDIO DE LA VIABILIDAD ECONÓMICA DEL PROYECTO

El alcance del presente estudio económico queda limitado al análisis de los costes de inversión del proyecto, los costes de producción del hidrógeno, los ingresos obtenidos por la venta de la energía eléctrica generada y por la venta del hidrógeno producido, los gastos de explotación, así como al cálculo del periodo de recuperación o “payback” de la inversión, el VAN y la TIR. En el cálculo de dichos indicadores se asumirá la hipótesis de que al año siguiente de realizar la inversión inicial se comienza a percibir ingresos, es decir, comienza la explotación de las instalaciones (a pleno rendimiento). Dichos indicadores serán calculados y posteriormente comparados en dos escenarios:

- En el primer escenario únicamente se aborda el proyecto de central fotovoltaica, SET y LAT, en el que se venderá toda la energía generada durante la vida útil de la instalación.
- En el segundo escenario se asumirá que toda la energía demandada por la planta de electrólisis es suministrada por la planta fotovoltaica (siendo nulo el gasto variable asociado al consumo de energía salvo un porcentaje del valor total de la energía consumida correspondiente a los honorarios de la comercializadora), vendiendo el hidrógeno producido (inyectado a la red de GN o al polo petroquímico onubense) y los excedentes de energía eléctrica generados. En este escenario es el precio de venta del hidrógeno la variable determinante en el estudio de viabilidad, el cual será estimado para que la rentabilidad del proyecto sea al menos igual a la del primer escenario planteado.

### 5.1. Inversión inicial necesaria

La inversión inicial se corresponde con el presupuesto de ejecución por contrata de ambos proyectos, el cual asciende a 944.900.613,75€. De dicho presupuesto total, 551.644.389,12€ corresponden al proyecto de central fotovoltaica y conexión a la red eléctrica de transporte secundario y 393.256.224,63€ corresponden al proyecto de planta de electrólisis. Seguidamente se procederá al cálculo del flujo de caja por el método indirecto.

### 5.2. Estimación de los flujos de caja netos, de la TIR y del periodo de recuperación de la inversión o “payback”

Los flujos de caja serán calculados por el método indirecto a partir del resultado del ejercicio estimado en el periodo definido para el estudio. Para ello, se calculará en primer lugar el beneficio neto en cada periodo y posteriormente se le sumarán las amortizaciones y provisiones, obteniendo de este modo el flujo de caja neto (en adelante, indistintamente, flujo de caja o flujo de caja neto). Las hipótesis asumidas en el cálculo de dichos flujos de caja son las siguientes:

- El flujo de caja de cada año es igual a la suma del flujo de caja de cada mes de dicho año.
- Los únicos conceptos que varían mes a mes en un mismo año son la energía producida y el precio de ésta.
- Los únicos conceptos que varían en meses homónimos de años consecutivos son la energía generada, siendo un 0,55% inferior en el mismo mes del año subsiguiente; la energía consumida, un 0,5% inferior cada año debido a la pérdida de eficiencia de los electrolizadores, y la producción de hidrógeno también un 0,5% inferior respecto del primer año de explotación.

- En caso de que los ingresos por la venta de la energía eléctrica sean inferiores a los gastos de explotación se considerará que las retribuciones a la operación cubrirán esta diferencia.
- Las amortizaciones han sido calculadas mediante la ecuación (82).
- La inversión inicial, en ambos supuestos planteados, ha sido costeada con un 60% de capital propio y con un préstamo que cubre el 40% del capital restante con un interés nominal anual del 1% (con lo que en el primer escenario planteado la cuota mensual ascenderá a 709.722,55€ (ver ecuación (80)) y el importe total pagado será de 255.500.116,96€, de los cuales 34.842.361,31€ responden a intereses. En el segundo escenario planteado la cuota mensual ascenderá a 1.215.669,52€ y el importe total pagado será de 437.641.027,60€, de los cuales 59.680.782,10€ responden a intereses).

$$Cuota = Capital\ del\ préstamo * \left(1 - \frac{(1+i)^{-n}}{i}\right) \quad (80)$$

Donde “i” representa el interés mensual (0,083%) y “n” el número de meses en que se prorratea el pago del préstamo (360 meses).

- La tasa de retribución a la inversión se considerará como una subvención directa pagada en el año “0” (una vez realizado el pago del proyecto) cuyo importe será calculado como un porcentaje del presupuesto de ejecución por contrata.
- El impuesto de sociedades es igual al 25% del beneficio neto y únicamente aplicable en aquellos periodos en que el EBT es positivo.
- La vida útil será considerada igual a la vida útil regulatoria de instalaciones fotovoltaicas tipo (según la Orden TED/171/2020, de 24 de febrero), esto es, 30 años.
- Se asume que en todo momento será posible inyectar a la red eléctrica de transporte secundario la energía generada, y a la red de GN y al polo petroquímico onubense todo el hidrógeno producido.
- La producción de hidrógeno diaria es definida como la cantidad de hidrógeno producida por la planta de electrólisis operando a potencia nominal durante el número medio de horas diarias de sol (8,548h).
- Como primera aproximación se considerará que el precio de venta del hidrógeno será tal que los ingresos obtenidos por su venta y por la venta del excedente de energía sean iguales a los ingresos obtenidos por la venta del total de energía eléctrica generada en el primer escenario planteado. Expresado en términos económicos, el precio del hidrógeno deberá ser igual o superior a la suma del coste de oportunidad de la venta de la energía consumida y de la no utilización del agua necesaria en el proceso productivo. Para ello, los ingresos por la venta del hidrógeno producido serán iguales a los costes directos de su producción (consumo de energía eléctrica y agua). En realidad, el precio de venta del hidrógeno debe ser tal que los ingresos por su venta sean superiores a la suma de los costes de oportunidad de la inversión total de la planta de electrólisis y de los gastos directos e indirectos asociados (siempre que no se consideren retribuciones o subvenciones), no obstante, esto será analizado y discutido posteriormente.

<b>Cuenta de resultados</b>	
<b>Ingresos o ventas netas</b>	
- Costes directos de los bienes vendidos	
<b>Margen Bruto</b>	
- Gastos generales, de personal y administrativos	
<b>EBITDA</b>	
- Gastos de amortización y provisiones	
<b>Beneficio antes de intereses e impuestos (BAIT) o EBIT</b>	
+ Ingresos extraordinarios	
- Gastos extraordinarios	
<b>Resultado ordinario</b>	
+ Ingresos financieros	
- Gastos financieros	
<b>Beneficio antes de impuestos (BAT) o EBT</b>	
- Impuesto de sociedades	
<b>BENEFICIO NETO O RESULTADO DEL EJERCICIO</b>	

Figura 45. Procedimiento de cálculo del beneficio neto de la empresa en un periodo dado. Extraído de Economipedia.

En la figura 45 se resume el procedimiento seguido en el cálculo del beneficio neto, al cual sólo faltaría sumar las amortizaciones para obtener el flujo de caja neto.

#### 5.2.1. Ingresos de explotación e ingresos financieros (retribuciones)

Los ingresos de explotación son iguales a los ingresos percibidos por la venta de los bienes producidos. En el primer supuesto serán iguales a los ingresos por la venta de la energía generada y en el segundo supuesto serán iguales a los ingresos por la venta del hidrógeno producido y de los excedentes de energía generados.

El precio de venta de la energía eléctrica generada ha sido estimado a partir del valor medio mensual del precio horario final alcanzado en el mercado diario tras finalizar el proceso de casación de oferta y demanda. En dicha estimación se han considerado los valores medios del precio horario de la energía desde el mes de enero de 2018<sup>39</sup> hasta el mes de diciembre de 2019, los cuales están disponibles en los informes mensuales elaborados por REE y disponibles en su página web. El cálculo de las retribuciones a la inversión y a la operación de aquellas instalaciones de generación eléctrica mediante fuentes renovables e inscritas en el régimen de retribución específico, definidas en la Ley de 24/2013 y desarrolladas en el RD 413/2014, no será llevado a cabo, ya que en la Orden TED/171/2020, de 24 de febrero, no se ha definido ninguna instalación tipo del subgrupo b.1.1 definido en el RD 413/2014 (fotovoltaica) cuyas características de año de autorización, de explotación definitiva, de seguimiento solar y de potencia instalada se correspondan con las de la instalación proyectada. No obstante, a efectos del cálculo de la cuenta de resultados se asume que la retribución a la inversión compensará la parte de la amortización de los activos del periodo analizado cuando ésta no pueda ser repercutida por la venta de la energía eléctrica al precio del mercado diario.

<sup>39</sup> No se dispone de informes mensuales anteriores al año 2018. No se ha contabilizado el precio medio mensual de la energía del año 2020 dada la extraordinaria bajada en los precios causada por la pandemia.

### 5.2.2. Gastos operativos y gastos financieros (interés del préstamo)

Los gastos operativos engloban los costes directos de los bienes vendidos (materia prima empleada) y los gastos indirectos asociados al desarrollo de la actividad productiva (masa salarial, alquiler del terreno, servicios contratados (luz, agua, internet), etc.). Los costes directos en la generación de electricidad mediante tecnología fotovoltaica son nulos, mientras que en la producción de hidrógeno son iguales al coste de oportunidad de la energía y del agua consumidas. En este punto cabe recalcar que la energía es vendida a través de una comercializadora al precio diario del mercado y posteriormente es comprada, a través de la misma comercializadora, para el abastecimiento de la planta de electrólisis a un precio estimado en un 2% superior al precio de venta. Asimismo, se listarán a continuación algunos de los gastos operativos considerados:

- El coste de arrendamiento del terreno ocupado por la central PV y la SET no transporte se ha considerado igual al coste medio de arrendamiento del terreno dedicado al cultivo de herbáceos de secano indicado para la comunidad autónoma de Andalucía en el documento “Encuesta de Cánones de Arrendamiento Rústico 2019” publicado por la Subsecretaría de Agricultura, Pesca y Alimentación, Subdirección General de Análisis, Coordinación y Estadística, perteneciente al Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación, el cual asciende a 177€/ha anuales.
- Contador de agua de calibre de 50mm (velocidad del agua a la entrada del depósito de 1,096m/s) cuyo coste mensual para uso industrial es de 76,18€ [62], mientras que el precio del agua consumida es igual a 0,992€/m<sup>3</sup>.
- El gasto financiero mensual se ha estimado igual al 0,083% del valor del capital vivo en dicho mes del préstamo contraído.
- El gasto en limpieza y mantenimiento de la central fotovoltaica se ha considerado igual a 8,64€/kWp anuales, prorrateados en los doce meses del año [71], mientras que el gasto en limpieza y mantenimiento de la planta de electrólisis se ha considerado igual al 20% del resto de gastos operativos (incluida la compra de energía eléctrica).
- El número de operarios o trabajadores fijos en la central PV ha sido estimado en 5, mientras que en la planta de electrólisis se ha considerado el doble de éstos. El sueldo medio mensual de los trabajadores de ambas instalaciones se ha estimado en 2.500€ y las cotizaciones a la seguridad social igual al 30% de éste.

### 5.2.3. Resultados obtenidos en el primer escenario planteado

#### 5.2.3.1. Hipótesis planteadas y resultados

Como hipótesis inicial se asume que las retribuciones a la inversión y a la operación son nulas. La TIR obtenida para la hipótesis actual es del 1,173%, lo cual quiere decir que el VAN será negativo para cualquier valor de la tasa de retorno superior a dicho valor. En cuanto al periodo de recuperación éste será calculado como la inversión inicial dividida entre el flujo de caja total, calculado éste como la suma de los flujos de caja de cada uno de los 30 años de vida útil de la instalación (ver ecuación (81)).

$$\text{Período de Recuperación al Inicio de la Explotación} = \frac{I_0}{\sum_i^{t=30} (FC_i) * t^{-1}} \quad (81)$$

Donde “I<sub>0</sub>” representa la inversión inicial, “FC<sub>i</sub>” representa el flujo de caja del año “i” y “t” representa el número total de periodos considerados, en este caso los 30 años de vida útil de la instalación. Sustituyendo valores resulta un periodo de recuperación de 25,23 años.

Los resultados obtenidos indican que el proyecto es viable desde un punto de vista económico pero muy poco atractivo desde el punto de vista de los inversores, ya que alternativas más seguras ofrecen TIR del orden del 4% al 5% o incluso superiores. Se cree prudente afirmar que la baja rentabilidad del proyecto en este escenario puede ser debida a un posible sobre coste en ciertas partidas del presupuesto y a la no consideración de las retribuciones a la inversión y a la operación.

Seguidamente se plantearán diferentes supuestos en los que se percibirán retribuciones a la inversión y serán expresadas como parte porcentual de la inversión inicial y se indicarán los valores de las TIR asociadas a cada uno de dichos supuestos (ver figura 46). En este punto cabe destacar que tanto la TIR como el payback calculados dependen fuertemente de la forma en que son percibidas las retribuciones a la inversión o las subvenciones, es decir, de si se perciben de forma fraccionada y periódica, o de si se consideran como una subvención directa al inicio de la explotación de la instalación (por sencillez se ha asumido que a efectos de cálculo esto equivale a descontar la cantidad percibida de la inversión inicial). Se considerará que dicho pago se realizará una vez se haya realizado el gasto, con lo que el importe del préstamo y las cuotas mensuales serán iguales en cualquier supuesto, si bien las amortizaciones e intereses variarán mes a mes (ver ecuaciones (82) y (83)). En el presente TFM únicamente se abordará el estudio de viabilidad económica considerando que la retribución a la inversión se realiza en un único pago directo al inicio de la explotación, si bien cabe señalar que en el caso en que el pago de las retribuciones fuese fraccionado (por ejemplo, mensual) el payback sería mayor y la TIR sería menor. Se ha optado por asumir una subvención inicial del 40%, (similar a las ayudas concedidas a los proyectos de autoconsumo) con una TIR asociada del 4,498% y un payback de 16,42 años, para representar la variación del EBITDA, EBIT, EBT, beneficio neto, beneficio neto acumulado y flujo de caja en cada año de explotación de la central PV (ver figura 47).

$$Amortizaciones_i = \frac{(Inversión\ inicial - Importe\ del\ Préstamo)}{n} + Cuota - Intereses_i \quad (82)$$

$$Intereses_i (i > 1) = Capital\ vivo\ del\ préstamo_{i-1} * i \quad (83)$$

$$Intereses_i (i = 1) = Importe\ del\ préstamo * i \quad (83.1)$$

$$Capital\ vivo\ del\ préstamo_i (i > 1) = Capital\ vivo\ del\ préstamo_{i-1} - Cuota + Intereses_i \quad (83.2)$$

$$Capital\ vivo\ del\ préstamo_i (i = 1) = Importe\ del\ préstamo - Cuota + Intereses_i \quad (83.3)$$

Por otro lado, en la tabla 46 del “Anexo III. Cuentas de Pérdidas y Ganancias” se muestran todos los parámetros calculados y los resultados obtenidos en el procedimiento de obtención del flujo de caja neto del último año de explotación (se ha optado por representar la cuenta de pérdidas y ganancias del último año de explotación ya que permite comprobar que las amortizaciones e intereses mensuales han sido calculados correctamente). Las amortizaciones, pese a ser gastos de explotación, no se contabilizan en el cálculo del EBITDA, pero sí en el cálculo del EBIT.

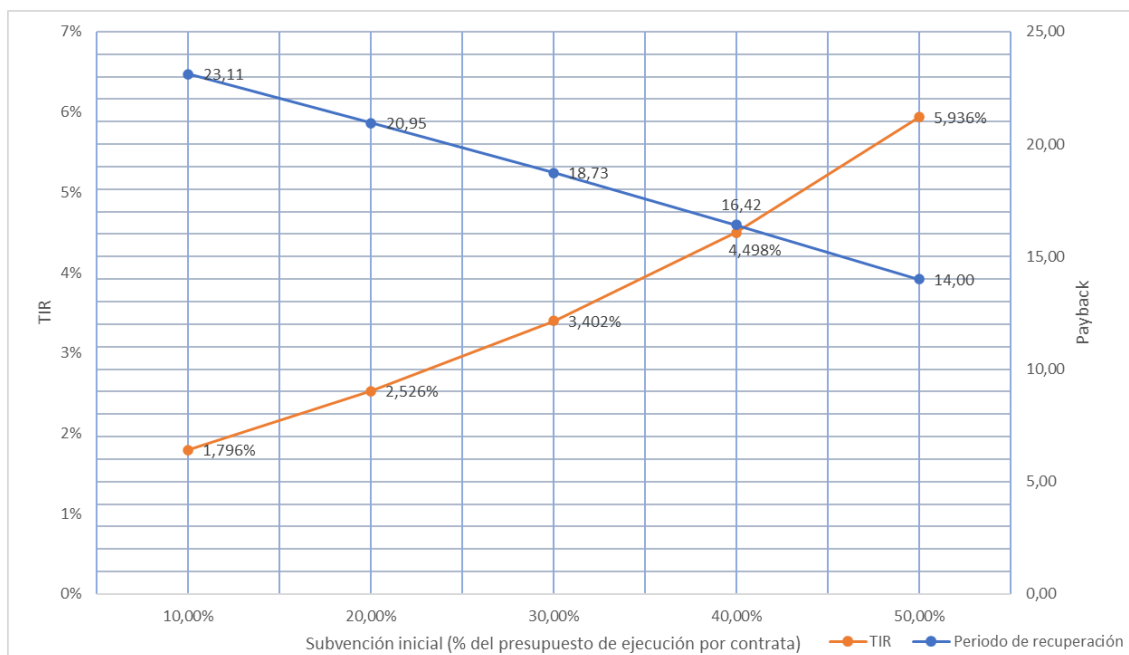


Figura 46. TIR y Payback del proyecto en diferentes supuestos del primer escenario planteado.

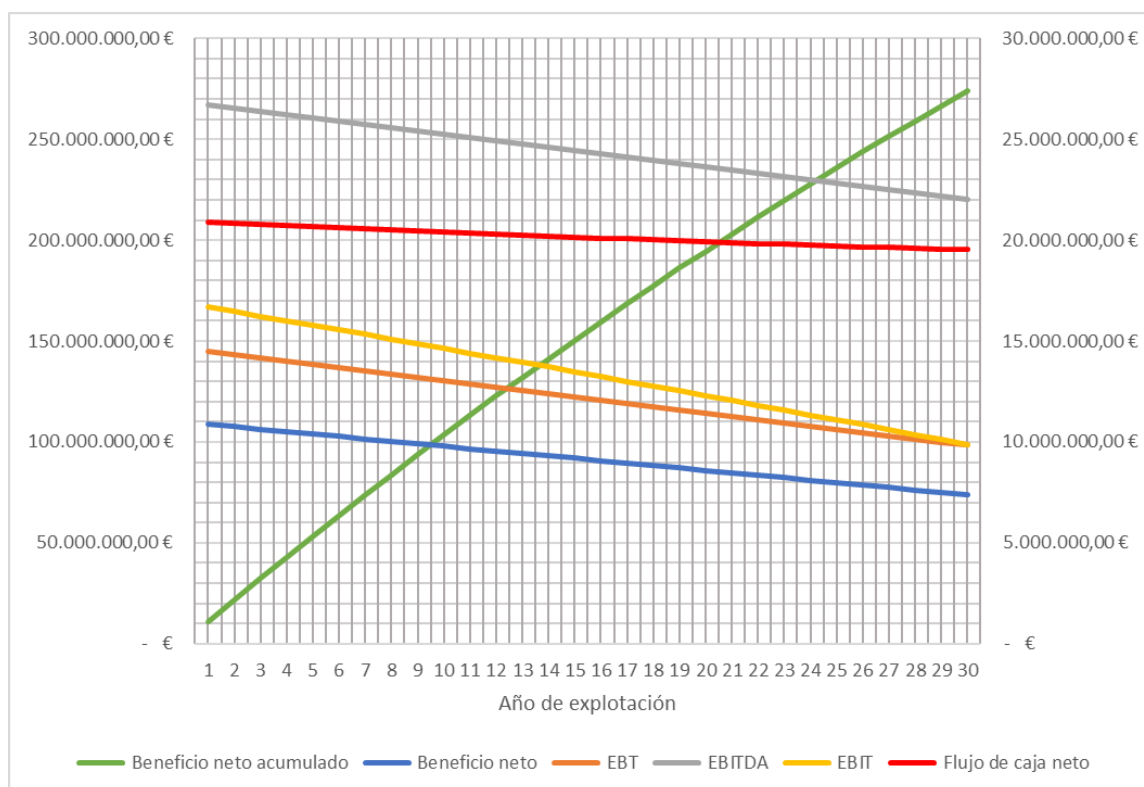


Figura 47. EBITDA, EBIT, EBT, beneficio neto, beneficio neto acumulado y flujo de caja neto en cada año de vida útil de la instalación, suponiendo una inversión inicial del 40% del presupuesto de ejecución por contrata. El eje izquierdo corresponde al beneficio neto acumulado y el eje derecho al resto de parámetros representados.

### 5.2.3.2. Discusión de los resultados obtenidos en el primer escenario planteado

La baja rentabilidad obtenida para el proyecto fotovoltaico desarrollado en el presente TFM se puede deber a dos factores principales:



- Una estimación al alza de los costes en el presupuesto.
- Una mejorable elección en el sistema de seguimiento solar. El uso de estructuras con seguimiento solar ha podido encarecer notablemente los costes de la instalación por encima del óptimo, pudiendo ser una alternativa más rentable la elección de un sistema de ejes fijos (aunque en este segundo supuesto para mantener la misma potencia instalada se requeriría de un mayor número de paneles solares, un mayor número de estructuras soporte de ejes fijos, mayor área ocupada, por lo que debería comprobarse que la reducción de costes de inversión y posiblemente de mantenimiento y quizá de mano de obra fuese superior al aumento de costes relativos a una mayor área ocupada y a un mayor tamaño de la instalación eléctrica y movimientos de tierras).

Como apunte final se colige que la producción centralizada de energía mediante la tecnología fotovoltaica presenta un elevado coste de inversión y un reducido margen de beneficios que suponen una baja rentabilidad de la inversión realizada, al menos en proyectos de envergadura similar al desarrollado en el presente TFM. Asimismo, el periodo de recuperación resulta excesivo, próximo a la vida útil de la instalación. La única forma de hacer atractiva dicha tecnología en la generación centralizada de energía eléctrica es mediante las retribuciones anteriormente introducidas.

#### 5.2.4. Resultados obtenidos en el segundo escenario planteado

##### 5.2.4.1. Hipótesis planteadas y resultados

De modo análogo a como se procedió en el primer escenario, en este apartado se plantea una primera hipótesis en que únicamente se aborda el proyecto de planta PEMWE asumiendo que toda la energía consumida es generada por productores renovables y no se cuenta con subvenciones. El precio de venta del hidrógeno producido que permite cubrir todos los gastos de inversión, de operación y financieros varía en función del mes y del año, desde un valor medio de 5,70€/kg en el primer año de explotación hasta un valor medio de 6,10€/kg en el último año de explotación. No obstante, el precio de venta del hidrógeno anteriormente indicado es muy superior al precio actual del hidrógeno gris en el mercado, por debajo de 1€/kg [72], por lo que únicamente en el caso en que se concedan retribuciones a la producción del hidrógeno renovable (y disminuya el CAPEX y OPEX de estos tipo de centrales de producción de hidrógeno verde) para que su precio de venta sea competitivo y la empresa productora no incurra en pérdidas será factible la producción de hidrógeno verde.

En una segunda hipótesis se asume el proyecto conjunto considerando que únicamente la central PV contará con una subvención del 40% del presupuesto de ejecución por contrata de dicha instalación. En este caso el precio de venta del hidrógeno que supone un beneficio neto nulo y un payback de 30 años varía desde un valor medio de 3,43€/kg en el primer año de explotación hasta un valor medio de 4,18€/kg en el último año de explotación. Se observa que al no tener que pagar más que por la comisión de la compañía comercializadora y por el consumo de agua, sumado ello a la venta del excedente de energía producida, se reduce notablemente el precio de venta del hidrógeno respecto de la primera hipótesis planteada.

Como tercera hipótesis se asumirá que se cuenta con una subvención para la construcción de la planta PEMWE también del 40% y que se concederán retribuciones a la operación en el caso de la planta PEMWE que permitirán reducir el precio de venta del hidrógeno hasta valores competitivos, permitiendo aumentar la rentabilidad de la empresa hasta valores de la TIR y del payback semejantes a los obtenidos en el primer escenario planteado. A efectos de cálculo se aumentará el precio de venta del hidrógeno hasta alcanzar los citados valores de TIR y payback.

Se ha observado que reducir en un 40% la inversión inicial de ambas instalaciones y aumentar en un 105% el nuevo precio de venta del hidrógeno (precio base medio de 3,01€/kg aumentado a 6,18€/kg) tiene un efecto prácticamente idéntico a aumentar únicamente en un 105% el precio de venta del hidrógeno calculado en la segunda hipótesis (precio base medio de 3,79€/kg aumentado a 7,77€/kg), obteniéndose una TIR del 4,410% en el primer caso y del 4,375% en el segundo caso y un payback de 16,23 años en el primer caso y de 16,35 años en el segundo caso.

En este punto cabe indicar el orden de magnitud de las citadas subvenciones a la producción del hidrógeno (o equivalentemente cuanto debiera abarataarse el coste de producción de hidrógeno verde mediante tecnología PEMWE alimentada mediante una central PV), ya que recibir 5,18€/kg de hidrógeno producido a fin de vender el mismo a 1€/kg (precio actual estimado del hidrógeno gris) obteniendo una rentabilidad (hasta cierto punto) aceptable, equivaldría a percibir una subvención total a la producción de 1.054.545.099,26€, más 157.302.489,90€ en concepto de subvención directa a la inversión inicial de la planta PEMWE.

En la figura 48 se muestra la variación anual del EBITDA, EBIT, EBT, beneficio neto, beneficio neto acumulado y del flujo de caja para el supuesto en que se percibe una subvención inicial del 40% del presupuesto de ejecución por contrata y unas retribuciones a la operación equivalentes a aumentar en un 105% el precio base medio de venta del hidrógeno. En dicha figura se observa que el beneficio neto se mantiene relativamente estable, si bien aumenta ligeramente, ya que el precio de venta calculado para los últimos años de explotación es superior al calculado en los primeros años de explotación a fin de compensar la pérdida de rendimiento de las instalaciones.

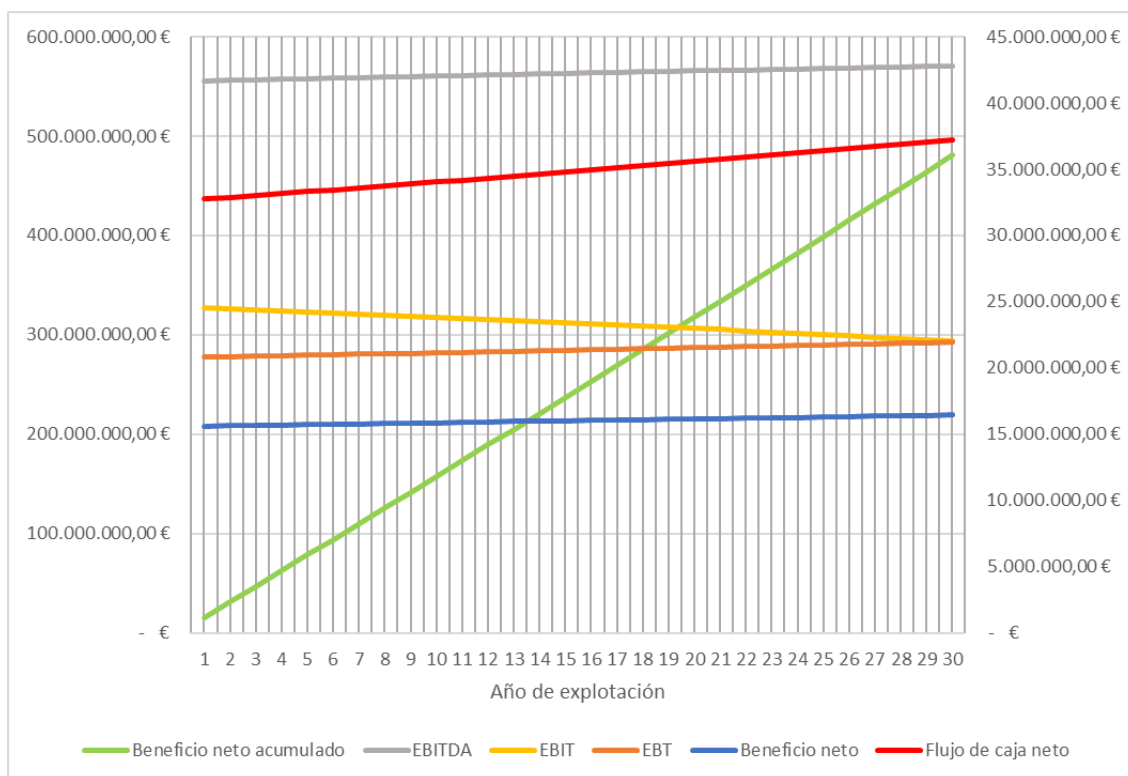


Figura 48. EBITDA, EBIT, EBT, beneficio neto, beneficio neto acumulado y flujo de caja neto en cada año de vida útil de la instalación, suponiendo una inversión inicial del 40% del presupuesto de ejecución por contrata. El eje izquierdo corresponde al beneficio neto acumulado y el eje derecho al resto de parámetros representados.

Por otro lado, en la tabla 47 del “Anexo III. Cuentas de Pérdidas y Ganancias” se representa la cuenta de pérdidas y ganancias del último año de explotación de las instalaciones en la última hipótesis planteada.

#### 5.2.4.2. Discusión de los resultados obtenidos en el segundo escenario planteado

Los resultados obtenidos indican que a menos que se instaure un régimen de subvenciones a la producción de hidrógeno mediante tecnologías verdes, éstas no podrán hacer frente a los métodos convencionales de producción de hidrógeno (gris). Sin embargo, debido al elevado importe de las mismas, es muy probable que la administración pública no conceda una subvención tan cuantiosa, por lo que la única forma de producir hidrógeno verde mediante la tecnología PEMWE de forma rentable consiste en reducir los costes de adquisición y operación de los equipos y sistemas, lo cual es posible mediante la consecución de una economía de escala en la producción de los mismos, un abaratamiento de los materiales empleados en su fabricación y un aumento en la eficiencia de los sistemas.

Huelga recalcar que la venta del oxígeno generado en la electrólisis del agua no ha sido contemplada en el presente TFM por motivos de extensión del mismo, si bien ésta contribuiría a aumentar la rentabilidad del proyecto.

#### 5.2.5. Análisis económico del sistema de almacenamiento de energía mediante baterías frente a la venta del excedente de energía y abastecimiento desde la red eléctrica y otras fuentes complementarias de energía renovable

El presente subapartado ha sido incluido con un fin meramente ilustrativo considerando el hipotético caso en que la operación conjunta de la planta de electrólisis y la planta fotovoltaica fuese posible debido a un cambio en la legislación introducida en apartados anteriores de la memoria del proyecto. Huelga indicar que, en tanto que en el presente trabajo se ha concluido que ambas plantas han de operar de forma independiente, inyectando y consumiendo energía directamente de la red eléctrica, el sistema de almacenamiento de energía carece de sentido. Hecha esta precisión se procede al desarrollo del subapartado.

Un indicador ampliamente empleado en el sector energético a la hora de comparar los costes de diferentes tecnologías de generación y almacenamiento de energía es el llamado “coste nivelado de la energía”, más conocido por sus siglas en inglés “LCOE”. En la bibliografía consultada se indica un LCOE para el almacenamiento de energía a gran escala mediante baterías (generalmente de ion-litio) del orden de 150€/MWh [73], [74]. Por otro lado, el precio máximo de compra de la energía en el mercado diario es de 180,30€/MWh. En la página web del “Operador del Mercado Ibérico de la Energía - polo español, OMIE” se puede consultar, entre otros, el precio medio diario de la energía eléctrica, donde se observa que, pese a la gran variabilidad del mismo en función del día estudiado, excepcionalmente se alcanzan precios cercanos a los 100€/MWh (mucho menos el precio máximo de 180,30€/MWh), siendo el valor medio del precio en el Programa Diario Base de Casación “PDMBC” en el año 2020 y en la zona española de 33,96€/MWh, mientras que el precio final medio de la demanda nacional ascendió a 40,38€/MWh [75]. Además, la venta del excedente de energía solar en aquellos periodos de producción excedentaria y posterior compra de la energía en aquellos periodos deficitarios puede comportar beneficios económicos según el precio horario del mercado alcanzado en sendos periodos de compra y de venta. Por todo ello, se ha considerado una mejor solución prescindir del sistema de almacenamiento de energía mediante baterías y recurrir a la venta del exceso de energía en los periodos de superávit y posterior compra en los periodos de déficit, siempre que el beneficio asociado a la venta de hidrógeno sea mayor que el coste de la energía empleada en el proceso productivo o en caso de que existiera una obligación contractual asociada al suministro de hidrógeno.

A modo comparativo respecto al paradigma actual se ha planteado el supuesto en que el déficit de energía a cubrir mediante el sistema de almacenamiento de energía fuese igual a la potencia consumida por la planta de electrólisis durante una hora, lo cual implicaría que la capacidad de dicho sistema fuese superior a 124MWh. Teniendo en cuenta la profundidad de

descarga de diseño del conjunto de baterías, dicha capacidad podría incrementarse notablemente, por ejemplo, para una profundidad de descarga del 50% la capacidad de dicho sistema debiera ser del doble de la capacidad calculada anteriormente, esto es, de 248MWh, mientras que para una profundidad de descarga del 80% ésta ascendería a 155MWh. Ha de indicarse que actualmente el almacenamiento de energía solar a gran escala mediante el uso de baterías no es habitual. Asimismo, si bien el tamaño del sistema calculado no es insólito a nivel global, sí se encuentra parejo con algunas de las centrales de almacenamiento de energía mediante baterías más grandes en operación actualmente, como la central “Hornsedale Power Reserve” en Australia, de tecnología ion-litio (de la compañía Tesla) y capacidad para 193,5MWh (150MW) [76].

Por otra parte, la información publicada en diferentes medios de comunicación referente a futuros proyectos de producción de hidrógeno renovable refleja que en éstos se contempla el uso de la energía eólica como fuente de energía complementaria a la solar, especialmente en aquellos periodos de menor irradiación solar, lo que parece permite abaratar el LCOE del sistema de electrólisis de agua. No obstante, por motivos de extensión en el presente trabajo no se ha contemplado tal solución.

## 6. CONCLUSIÓN

Con el fin de avanzar en la transición ecológica hacia una economía neutra en emisiones de GEI en el presente TFM se ha desarrollado una central PV, la instalación eléctrica de conexión con la red eléctrica de transporte secundario y una planta de electrólisis de agua de tecnología PEM para la producción de hidrógeno verde y contribuir así a la descarbonización del sector eléctrico y del polo petroquímico onubense. En concreto se ha dimensionado una potencia instalada de electrólisis de 122,5MW (124MW contando todo el BoP), equivalentes a una producción de hidrógeno nominal de 2.345kg/h o 26.055,56Nm<sup>3</sup>/h (ascendiendo la producción total prevista de hidrógeno verde durante los 30 años de vida útil a 203,58Mt), con miras a reducir el consumo de GN de la provincia de Huelva, (se realizará una mezcla del 2% molar de éste con el GN previamente a su inyección en la RGN) y de su industria petroquímica, atendiendo en dicho proceso a la normativa española y a las tendencias observadas en las fuentes de información de los organismos más prestigiosos/representativos, como la IEA, IRENA, FCH2JU, etc. Para poder mantener operativa la citada planta de electrólisis y que el hidrógeno generado pueda ser considerado como renovable deberá contarse con una potencia fotovoltaica instalada de 247MWp, del orden del doble de la potencia nominal de la planta de electrólisis.

En cuanto a la inversión necesaria para el conjunto de las instalaciones y demás conceptos del proyecto, la central fotovoltaica y la instalación eléctrica asociada suponen el 58,4% del importe total (551.644.389,12€), mientras que la planta PEMWE supone el 41,6% restante (393.256.224,63€). En términos de rentabilidad, ambos proyectos dependen fuertemente de las subvenciones concedidas por la administración pública, debiendo ascender el importe total de las mismas a más del 50% del importe del presupuesto de ejecución por contrata del conjunto de ambos proyectos (el 40% del mismo más el equivalente a aumentar en un 105% el precio de venta base del hidrógeno) y aún en dicho escenario la rentabilidad sigue siendo muy baja, del orden del 4,5%, con un periodo de recuperación de en torno a 16,5 años. Dichas subvenciones asumirían valores que superan el millar de millones de euros, siendo muy improbable la concesión de su totalidad por parte de la administración pública, por lo que la única forma de que dichos proyectos sean rentables consiste en reducir el CAPEX y OPEX de los PEMEL y del BoP asociado, de modo que el coste de producción del hidrógeno verde se aproxime lo máximo posible al coste de producción del hidrógeno gris y en ese caso sea posible que la administración pública conceda subvenciones que cubran la diferencia del precio de venta.

Por otro lado, el presente TFM ha ofrecido una visión general del estado del arte de las tecnologías sostenibles de producción de hidrógeno, así como del grado de penetración de las mismas en la economía actual y los aspectos normativos y económicos a solventar si se desea que la producción de hidrógeno verde a gran escala llegue a ser una alternativa viable a la producción de éste mediante los métodos convencionales, en que los combustibles fósiles son la materia prima. Asimismo, se ha ofrecido un orden de magnitud de las dimensiones que deberán alcanzar las instalaciones dedicadas a la producción de hidrógeno renovable (y de las centrales generadoras de electricidad mediante fuentes renovables) si se desea sustituir por completo a los combustibles fósiles en todos los sectores de la economía, y especialmente en los que la electrificación no es una alternativa factible, como lo son aquellos en que el hidrógeno no sirve de vector energético, sino de materia prima en procesos productivos.

## ANEXO I. TABLAS

En el presente anexo de la memoria se reúnen una serie de tablas, que pese a ser relevantes para la comprensión y entendimiento de la memoria, su inclusión en la misma puede dificultar su estructuración y lectura, por lo que se considera apropiado incluirlas en un anexo.

Rango (GWh/día)	Frecuencia (días)	Frecuencia Acumulada (días)	Frecuencia Acumulada (%)	Producción (GWh)	Producción Acumulada (GWh)	Producción Acumulada (%)
0-10	3	3	0,11%	15	15	0,01%
10-20	1	4	0,15%	15	30	0,01%
20-30	79	83	3,13%	1.975	2.005	0,71%
30-40	52	135	5,10%	1.820	3.825	1,36%
40-50	373	508	19,18%	16.785	20.610	7,32%
50-60	75	583	22,01%	4.125	24.735	8,79%
60-70	102	685	25,86%	6.630	31.365	11,15%
70-80	97	782	29,52%	7.275	38.640	13,73%
80-90	271	1.053	39,75%	23.035	61.675	21,92%
90-100	249	1.302	49,15%	23.655	85.330	30,32%
100-110	176	1.478	55,79%	18.480	103.810	36,89%
110-120	168	1.646	62,14%	19.320	123.130	43,76%
120-130	196	1.842	69,54%	24.500	147.630	52,46%
130-140	212	2.054	77,54%	28.620	176.250	62,63%
140-150	123	2.177	82,18%	17.835	194.085	68,97%
150-160	96	2.273	85,81%	14.880	208.965	74,26%
160-170	83	2.356	88,94%	13.695	222.660	79,12%
170-180	94	2.450	92,49%	16.450	239.110	84,97%
180-190	58	2.508	94,68%	10.730	249.840	88,78%
190-200	30	2.538	95,81%	5.850	255.690	90,86%
200-210	30	2.568	96,94%	6.150	261.840	93,05%
210-220	21	2.589	97,73%	4.515	266.355	94,65%
220-230	15	2.604	98,30%	3.375	269.730	95,85%
230-240	10	2.614	98,68%	2.350	272.080	96,69%
240-250	5	2.619	98,87%	1.225	273.305	97,12%
250-260	12	2.631	99,32%	3.060	276.365	98,21%
260-270	8	2.639	99,62%	2.120	278.485	98,96%
270-280	4	2.643	99,77%	1.100	279.585	99,35%
280-290	1	2.644	99,81%	285	279.870	99,45%
290-300	1	2.645	99,85%	295	280.165	99,56%
300-310	2	2.647	99,92%	610	280.775	99,78%
310-320	2	2.649	100,00%	630	281.405	100,00%

Tabla 34. Producción de la planta de regasificación de Huelva en el periodo 2013-2020. Elaboración propia a partir de los Planes de Operación del Sistema, disponibles en: [77].



Electrolizador					
Fabricante		Siemens			
Modelo		Silyzer-300			
Tecnología		PEM-WE			
Condiciones de Medición de Parámetros del Agua/Operación		Parámetros del Agua de Alimentación			
Temperatura Ambiente (°C)	15	Ratio Agua/Hidrógeno (kg <sub>H2O</sub> /kg <sub>H2</sub> )		10/1	
Presión Atmosférica (bar)	1,013	Presión Máxima del Agua de Entrada (bar)		2	
Humedad Ambiental Relativa (%)	60	Temperatura Máxima del Agua de Entrada (°C)		50	
Características Constructivas		Parámetros de Operación			
Número de Celdas por Módulo	50	Conductividad Máxima a 25°C (µS/cm)		1	
Número de Módulos PEMWE	24				
Número de Módulos por Asociación	6	Temperatura del Hidrógeno Producido (°C)	60-30	Potencia Nominal (MW)	17,5
Número de Asociaciones en Serie	4	Pureza del Hidrógeno (%)	99,9	Producción Nominal de Hidrógeno (kg/h)	335
Alto (mm)	3.700	Eficiencia del PEMWE (%)	>76,5	Potencia Mínima (MW)	0,8
Largo (mm)	15.000	Eficiencia del PEMWE + Aparamento Eléctrica (%)	>76	Producción Mínima de Hidrógeno (kg/h)	3,5
Ancho (mm)	7.500	Eficiencia del PEMWE + Aparamento Eléctrica + Refrigeración (%)	>75,5	Presión del Hidrógeno Producido (bar)	0,1
Peso Bruto (kg)	21.000	Vida Útil (horas de operación equivalente)	80.000	Incremento del Consumo (entre 20°C y 35°C) (kW/°C)	8

Tabla 35. Características del sistema de electrólisis Silyzer-300.

Diseño y dimensionamiento de una planta de obtención de hidrógeno mediante electrólisis de agua de 124MW alimentada con energía solar fotovoltaica en la provincia de Huelva y análisis de viabilidad

Sistema de suavizado del agua		Sistema de RO		Sistema de EDI			
Fabricante	PureAqua	Fabricante	SUEZ	Fabricante	SUEZ		
Serie	SF-110	Serie	E4H	Serie	-		
Modelo	WSF18-150-1.5	Modelo	E4H-27K DLX 1200066	Modelo	E-CELL MK-3		
Parámetros de Operación		Parámetros de Operación		Parámetros de Operación		Parámetros del Agua de Salida	
Tensión de Alimentación (V)	1x240	Tensión de Alimentación (V)	3x230	Tensión de Alimentación (V)	3x230	Resistividad (MQ·cm)	16
Frecuencia (Hz)	50	Frecuencia (Hz)	50	Frecuencia (Hz)	50	Sodio (ppb)	<3
Caudal Mínimo (m <sup>3</sup> /h)	3,40	Potencia de Bomba (kW)	7,4	Tensión Máxima "DC" (V)	300	Silicatos (ppb)	<5
Caudal Nominal (m <sup>3</sup> /h)	5,68	Potencia de Autolimpieza (KW)	1,5	Intensidad Máxima "DC" (A)	5,2	Eliminación de Boro (%)	95
Caudal Máximo (m <sup>3</sup> /h)	11,13	Caudal Total (m <sup>3</sup> /h)	5,7	Potencia Consumida (KVA)	3,5	Dimensiones	
Caudal de Lavado (m <sup>3</sup> /h)	2,04	Caudal de Permeado (m <sup>3</sup> /h)	4,3	Caudal de Permeado Mínimo (m <sup>3</sup> /h)	1,7		
Presión de Operación (bar)	2,1-7	Caudal de Concentrado (m <sup>3</sup> /h)	1,4	Caudal de Permeado Nominal (m <sup>3</sup> /h)	3,4	Diámetro de las Conducciones de Entrada (mm)	25
Caída de Presión (bar)	0,84	Tasa de Recuperación (%)	75	Caudal de Permeado Máximo (m <sup>3</sup> /h)	4,5	Diámetro de las Conducciones de Permeado (mm)	25
Temperatura de Operación (°C)	0-60	Presión de Operación Máxima (bar)	15	Caudal de Concentrado (m <sup>3</sup> /h)	0,21-0,34	Diámetro de las Conducciones de Concentrado (mm)	13
Parámetros del Agua de Entrada		Mínima Presión de Entrada (bar)	2	Caudal de Alimentación (m <sup>3</sup> /h)	1,89-5	Altura (mm)	610
TDS (ppm)	<3000	Temperatura de Operación (°C)	13-30	Tasa de Recuperación (%)	90	Anchura (mm)	300
Dureza (ppm CaCO <sub>3</sub> )	<1550	Temperatura de Diseño (°C)	25	Parámetros del Agua de Salida		Profundidad (mm)	480
Turbidez (NTU)	0-5	Parámetros del Agua de Salida		Caída de Presión (bar)	1,4-2,8	Peso (kg)	92
pH	5-14	Rechazo Nominal (%)	95-98	Temperatura de Operación (°C)	4,4-40		
Parámetros del Agua de Salida		Dimensiones		Parámetros del Agua de Entrada			
Dureza (ppm CaCO <sub>3</sub> )	<3	Diámetro de las Conducciones de Entrada (mm)	38	Aniones "TEA" (ppm)	<25		
Dimensiones		Diámetro de las Conducciones de Permeado (mm)	25	Conductividad (µS/cm)	<43		
Diámetro del Tanque (mm)	457	Diámetro de las Conducciones de Concentrado (mm)	25	Dureza (ppm CaCO <sub>3</sub> )	<1		
Altura del Tanque (mm)	1651	Altura (mm)	1580	Silicatos (ppm)	<1		
Diámetro de las Conducciones (mm)	25	Anchura (mm)	3350	Carbono Orgánico "TOC" (ppm)	<0,5		
Diámetro de las Válvulas (mm)	25	Profundidad (mm)	920	Cloro Total (ppm)	<0,05		
		Peso (kg)	570				

Tabla 36. Información técnica del sistema de purificación de agua.

Diseño y dimensionamiento de una planta de obtención de hidrógeno mediante electrólisis de agua de 124MW alimentada con energía solar fotovoltaica en la provincia de Huelva y análisis de viabilidad

1º Grupo de Impulsión				2º Grupo de Impulsión			
Modelo	CM 10-3 A-R-A-E-AVBE F-A-A-N			Modelo	MAGNA1 25-40		
Tipo	Centrífuga Horizontal de Aspiración Final Multietapa	Frecuencia de la Red (Hz)	50	Tipo	Centrífuga Circuladora en Línea	Frecuencia de la Red (Hz)	50
Temperatura Exterior (°C)	-20-55	Eficiencia Motor en Punto de Trabajo (%)	83,04	Temperatura Exterior Máxima (°C)	40	Eficiencia Motor en Punto de Trabajo (%)	-
Temperatura del Líquido Bombeado (°C)	-20-90	Velocidad Nominal (rpm)	2900	Temperatura del Líquido Bombeado (°C)	-10-110	Rango de Velocidad (rpm)	360-4000
Presión Máxima de Trabajo (bar)	16	Peso Neto (kg)	35	Presión Máxima de Trabajo (bar)	10	Peso Neto (kg)	4,41
Presión Máxima de Salida (bar)	11,5	Peso Bruto (kg)	37,5	Presión Máxima de Salida (bar)	0,38	Peso Bruto (kg)	4,9
Diámetro de las Conducciones Entrada - Salida (mm)	40-40	Largo (mm)	480,7	Diámetro de las Conducciones (mm)	40	Largo (mm)	213
Potencia Nominal (por Bomba) (kW)	2,2	Alto (mm)	241,8	Potencia Nominal (por Bomba) (W)	9-56	Alto (mm)	196
Tensión Nominal Y (V)	3x400	Ancho (mm)	199	Tensión Nominal (V)	1x230	Ancho (mm)	190
Intensidad Nominal Y (A)	4,6	Precio Estimado (euros)	2x731	Intensidad Nominal (A)	0,09-0,45	Precio (euros)	2x734

Tabla 37. Características principales de las bombas seleccionadas.

Panel Fotovoltaico				
Fabricante	Jinko Solar			
Serie	Tiger Pro 72HC			
Modelo	JKM550M-72HL4			
Especificaciones		Características Mecánicas		
Potencia Máxima (W)	STC	550	Tipo de Celda	Monocrystalina P
	NOCT	409	Número de Celdas (Paralelo x Serie)	144 (6x24)
Tensión MPP (V)	STC	40,9	Dimensiones Largo x Ancho x Alto (mm)	2274x1134x35
	NOCT	38,42	Peso (kg)	28,9
Intensidad MPP (A)	STC	13,45	Espesor del Cristal Frontal (mm)	3,2
	NOCT	10,65	Material del Armazón	Aleación de Aluminio Anodizado
Tensión de Circuito Abierto "V <sub>oc</sub> " (V)	STC	49,62	Caja de Conexiones	IP68
	NOCT	46,84	Sección del Cableado de Salida (mm <sup>2</sup> )	4
Intensidad de Cortocircuito "I <sub>sc</sub> " (A)	STC	14,03		
	NOCT	11,33		
Eficiencia STC (%)	21,33		Condiciones STC	
Temperatura de Operación (°C)	-40;85		G (W/m <sup>2</sup> )	1000
Tensión Máxima de Operación (V)	1000;1500		Temperatura de la Celda (°C)	25
Intensidad Máxima de Fusible en Serie (A)	25		Masa de Aire "AM"	1,5
Tolerancia Máxima (%W)	3		Condiciones NOCT	
Coeficiente de Temperatura-Potencia "γ" (%/T)	-0,35		G (W/m <sup>2</sup> )	800
Coeficiente de Temperatura-Tensión "β" (%/T)	-0,28		Temperatura Ambiente (°C)	20
Coeficiente de Temperatura-Intensidad "α" (%/T)	0,048		Masa de Aire "AM"	1,5
Temperatura Nominal de Operación de la Celda "NOCT" (°C)	43;47 (45)		Velocidad del Aire (m/s)	1

Tabla 38. Especificaciones del panel fotovoltaico seleccionado. Datos extraídos de la ficha técnica facilitada en la página web del fabricante.

Fabricante		Huawei			
Modelo		SUN2000-215KTL-H0			
Parámetros eléctricos de entrada "DC"		Parámetros eléctricos de salida "AC"		Dimensiones y condiciones de operación	
Tensión máxima (V)	1.500	Potencia activa nominal (W)	200.000	Largo (mm)	1.035
Rango de tensión MPP (V)	500-1.500	Potencia aparente nominal (VA)	215.000	Alto (mm)	700
Tensión de arranque (V)	550	Potencia activa máxima (W)	215.000	Ancho (mm)	365
Tensión nominal (V)	1.080	Tensión nominal (V)	3x800	Peso (kg)	86
Máxima intensidad por MPPT (A)	30	Frecuencia (Hz)	50	Humedad relativa (%)	0-100
Máxima intensidad de cortocircuito por MPPT	50	Intensidad nominal (A)	144,4	Temperatura de operación (°C)	-25-60
Número de MPPT	9	Intensidad máxima (A)	155,2	Altitud máxima (msnm)	4.000
Número de ramas por MPPT	2	THD (%)	<1	Ajuste del factor de potencia	0,8LG-0,8LD
Número total de ramas	18	Eficiencia máxima (%)	99	Tipología	Sin transformador

Tabla 39. Especificaciones del inversor solar de rama seleccionado.

Compañía	DF Electric
Modelo	NH1 gG
Tensión asignada (V)	800
Intensidad asignada (A)	160
Poder de corte (kA)	80
Potencia disipada (W)	18
Característica $I^2t$ de prearco ( $A^2s$ )	95,3
Característica $I^2t$ total ( $A^2s$ )	195
$I_{mín}$ (10s) [A]	460
$I_{máx}$ (5s) [A]	950
$I_{mín}$ (0,1s) [A]	1.450
$I_{máx}$ (0,1s) [A]	2.590
$I_{nf}$ (A)	200

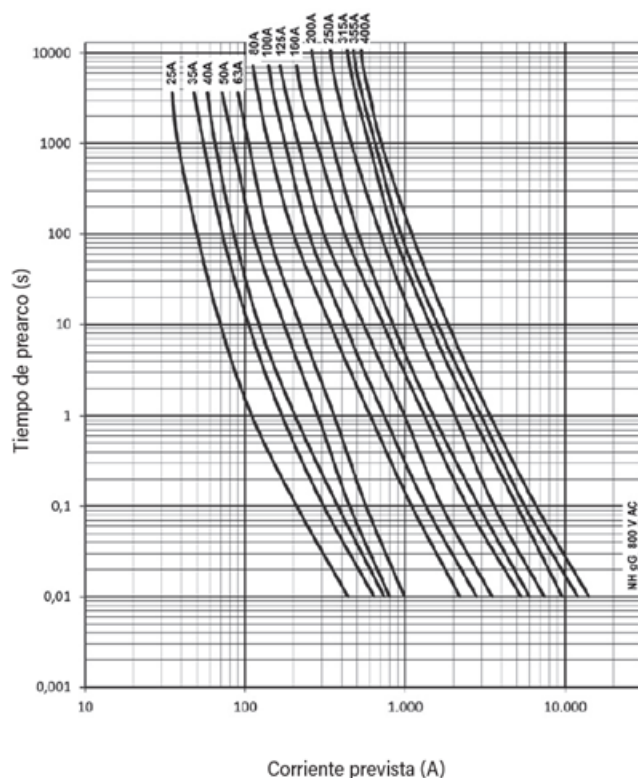


Tabla 40. Características del fusible seleccionado para la protección de las líneas de BT de AC.

Compañía		INGESCO	
Modelo		PDC 6.4	
Propiedad	Símbolo	Valor	
Eficacia o cebado del pararrayos ( $\mu\text{s}$ )	$\Delta T$	60	
Nivel de protección	-	I	
Altura sobre estructuras (m)	h	6	
-	r (m)	20	
-	$\Delta$ (m)	60	
Radio de protección (m)	R <sub>p</sub>	79	
Eficacia frente a descarga (%)	E	100	
Temperatura máxima soportada ( $^{\circ}\text{C}$ )	T	125	
Intensidad máxima soportada (kA)	I <sub>máx</sub>	200	
Altura del dispositivo (mm)	H	598	
Radio de la base (mm)	A	186	
Diámetro de la punta (mm)	D1	16	
Paso de la rosca	M1	M 20	
Peso del dispositivo (kg)	-	4,15	
Material	-	Acero inoxidable	

Tabla 41. Características del pararrayos PDC seleccionado.

Compañía	SOCOMEK
Modelo	SB C 20
Número de polos	3
Material del conductor (pletina)	Cobre
Número de pletinas por polo	2
Ancho de la pletina (mm)	160
Grosor de la pletina (mm)	10
Tensión de aislamiento del soporte (V)	1.000
Intensidad de diseño a 80°C (A)	4.150
Separación máxima entre soportes (L) [mm]	400
Separación máxima entre polos (d) [mm]	90
Máxima intensidad de cresta de cortocircuito (kA)	264
Máxima intensidad eficaz de cortocircuito (kA)	120

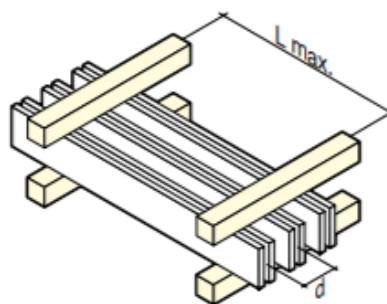


Tabla 42. Especificaciones técnicas del modelo de embarrado de BT empleado en la unión de las cajas de conexión de AC de BT con el devanado de BT del transformador y representación esquemática del mismo.



Diseño y dimensionamiento de una planta de obtención de hidrógeno mediante electrólisis de agua de 124MW alimentada con energía solar fotovoltaica en la provincia de Huelva y análisis de viabilidad

Fabricante		Ormazábal	
Familia		CGM-36	
Tensión asignada (kV)	36	Dimensiones CML-36	
Intensidad asignada (A)	400/630	Ancho (mm)	420
Intensidad asignada en la derivación (A)	200	Alto (mm)	1.800
Intensidad de corta duración (1s o 3s) [kA]	16/20	Fondo (mm)	850
Nivel de aislamiento a frecuencia industrial (1minuto)		Peso (kg)	140
A tierra y entre fases (kV)	70	Dimensiones CMP-V-36	
A la distancia de seccionamiento (kV)	80		
Nivel de aislamiento frente a impulso tipo rayo		Ancho (mm)	600
A tierra y entre fases (kV)	170	Alto (mm)	1.800
A la distancia de seccionamiento (kV)	195	Fondo (mm)	850
Capacidad de cierre (posición de línea) [kA]	40/50	Peso (kg)	238
Capacidad de cierre (posición de fusibles) [kA]	2,5	Dimensiones CMM-36	
Capacidad de corte (celdas de línea CML-36)			
Corriente principalmente activa (A)	400/630	Ancho (mm)	1100
Corriente capacitiva (A)	50	Alto (mm)	1950
Corriente inductiva (A)	16	Fondo (mm)	1160
Falta a tierra ( $I_{CE}$ ) [A]	64	Peso (kg)	290
Falta a tierra ( $I_{CL}$ ) [A]	31,5	Dimensiones CCP	
Capacidad de ruptura (kA)	20		
Corriente de transferencia (A)	320	Ancho (mm)	310
Celda CMP-V-36		Alto (mm)	250
Capacidad de cierre [kA]	50	Fondo (mm)	280
Capacidad de ruptura [kA]	20	Peso (kg)	9

Tabla 43. Características técnicas de las celdas de MT empleadas. Se observa que el nivel de aislamiento de las celdas cumple con lo dispuesto en la ITC-RAT-12 (ver tabla 28).

Parámetro	Símbolo	Unidad
<b>Meteorología</b>		
Irradiancia total en el plano del campo fotovoltaico	$G_I$	$W/m^2$
Temperatura ambiente a la sombra	$T_{am}$	$^{\circ}C$
Velocidad del viento	$S_w$	$m/s$
<b>Campo fotovoltaico</b>		
Tensión de salida	$V_A$	$V$
Intensidad de salida	$I_A$	$A$
Potencia de salida	$P_A$	$kW$
Temperatura del módulo	$T_m$	$^{\circ}C$
Ángulo de inclinación del seguidor	$\phi_T$	grados
Ángulo acimutal del seguidor	$\phi_A$	grados
<b>Almacenamiento de energía</b>		
Tensión de operación	$V_S$	$V$
Intensidad hacia el almacenamiento	$I_{TS}$	$A$
Intensidad desde el almacenamiento	$I_{FS}$	$A$
Potencia hacia el almacenamiento	$P_{TS}$	$kW$
Potencia desde el almacenamiento	$P_{FS}$	$kW$
<b>Carga</b>		
Tensión de la carga	$V_L$	$V$
Intensidad de la carga	$I_L$	$A$
Potencia de la carga	$P_L$	$kW$
<b>Red eléctrica</b>		
Tensión de la red	$V_u$	$V$
Intensidad hacia la red	$I_{TU}$	$A$
Intensidad desde la red	$I_{FU}$	$A$
Potencia hacia la red	$P_{TU}$	$kW$
Potencia desde la red	$P_{FU}$	$kW$
<b>Fuentes de reserva</b>		
Tensión de salida	$V_{BU}$	$V$
Intensidad de salida	$I_{BU}$	$A$
Potencia de salida	$P_{BU}$	$kW$

Tabla 44. Parámetros a monitorizar según el estándar internacional IEC 61724:1998.

## ANEXO II. PUESTA A TIERRA DE LOS CTMT

En el presente anexo se muestra la tabla donde se recogen los valores de los parámetros involucrados en el cálculo de la resistencia eléctrica de las diferentes PAT tipo recogidas en el citado documento de UNESA, así como en el cálculo de la máxima tensión de contacto y de paso admisibles.

Centro de transformación	CT. 1-1	CT. 1-2	CT. 1-3	CT. 1-4	CT. 1-5	CT. 1-6	CT.2-1	CT.2-2	CT.2-3	CT.2-4	CT.2-5	CT.2-6
$L_c$ (km)	4,37	3,89	3,40	2,92	2,43	1,94	3,87	3,39	2,90	2,41	1,93	1,44
$I_d$ (A)	10,99	9,77	8,55	7,33	6,11	4,88	9,73	8,51	7,29	6,07	4,84	3,62
$R_{t,MÁXIMA}$ ( $\Omega$ )	2,14	2,46	2,81	3,28	3,93	4,91	2,47	2,82	3,29	3,96	4,95	6,63
$R_{t,PAT}$ ( $\Omega$ )	2,11	2,11	2,11	3,05	3,05	4,60	2,11	2,11	3,05	3,05	4,60	6,10
$kr$ ( $\Omega/\Omega*m$ )	0,0211	0,0211	0,0211	0,0305	0,0305	0,0460	0,0211	0,0211	0,0305	0,0305	0,0460	0,0610
$U_c=U_d$ (V)	23,20	20,62	18,04	22,35	18,62	22,47	20,53	17,96	22,23	18,50	22,28	22,10
Centro de transformación	CT. 3-1	CT. 3-2	CT. 3-3	CT. 3-4	CT. 3-5	CT. 3-6	CT. 4-1	CT. 4-2	CT. 4-3	CT. 4-4	CT. 4-5	CT. 4-6
$L_c$ (km)	3,37	2,88	2,40	1,91	1,43	0,94	3,35	2,86	2,38	1,89	1,40	0,92
$I_d$ (A)	8,47	7,25	6,03	4,80	3,58	2,36	8,42	7,19	5,97	4,75	3,53	2,31
$R_{t,MÁXIMA}$ ( $\Omega$ )	2,83	3,31	3,98	5,00	6,70	10,17	2,85	3,34	4,02	5,05	6,80	10,40
$R_{t,PAT}$ ( $\Omega$ )	2,11	3,05	3,05	4,60	6,10	9,10	2,11	3,05	3,05	4,60	6,10	9,10
$kr$ ( $\Omega/\Omega*m$ )	0,0211	0,0305	0,0305	0,0460	0,0610	0,0910	0,0211	0,0305	0,0305	0,0460	0,0610	0,0910
$U_c=U_d$ (V)	17,87	22,11	18,38	22,10	21,85	21,48	17,76	21,94	18,22	21,86	21,53	21,00
Centro de transformación	CT. 5-1	CT. 5-2	CT. 5-3	CT. 5-4	CT. 5-5	CT. 5-6	CT. 6-1	CT. 6-2	CT. 6-3	CT. 6-4	CT. 6-5	CT. 6-6
$L_c$ (km)	3,46	2,97	2,49	2,00	1,51	1,03	3,96	3,47	2,99	2,50	2,02	1,53
$I_d$ (A)	8,69	7,47	6,25	5,03	3,81	2,58	9,96	8,73	7,51	6,29	5,07	3,85
$R_{t,MÁXIMA}$ ( $\Omega$ )	2,76	3,21	3,84	4,77	6,31	9,29	2,41	2,75	3,20	3,82	4,74	6,24
$R_{t,PAT}$ ( $\Omega$ )	2,11	3,05	3,05	4,60	6,10	9,10	2,11	2,11	3,05	3,05	4,60	6,10
$kr$ ( $\Omega/\Omega*m$ )	0,0211	0,0305	0,0305	0,0460	0,0610	0,0910	0,0211	0,0211	0,0305	0,0305	0,0460	0,0610
$U_c=U_d$ (V)	18,34	22,79	19,06	23,13	23,22	23,52	21,01	18,43	22,91	19,18	23,31	23,46
Centro de transformación	CT. 7-1		CT. 7-2		CT. 7-3		CT. 7-4		CT. 7-5		CT. 7-6	
$L_c$ (km)	4,46		3,98		3,49		3,00		2,52		2,03	
$I_d$ (A)	11,22		10,00		8,77		7,55		6,33		5,11	
$R_{t,MÁXIMA}$ ( $\Omega$ )	2,14		2,40		2,74		3,18		3,79		4,70	
$R_{t,PAT}$ ( $\Omega$ )	2,11		2,11		2,11		3,05		3,05		4,60	
$kr$ ( $\Omega/\Omega*m$ )	0,0211		0,0211		0,0211		0,0305		0,0305		0,0460	
$U_c=U_d$ (V)	23,67		21,09		18,51		23,03		19,31		23,50	
Parámetros comunes a todas las líneas de MT												
$U$ (V)	30.000	$f$ (Hz)	50	$\omega$	314,16	$C_c$ (F/km)	1,54E-07	$\rho$ ( $\Omega\cdot m$ )	100	$U_c=U_d$ (V)	24	

Tabla 45. Valores de los parámetros de cálculo de las PAT de los CTMT.

## ANEXO III. CUENTAS DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS

En el presente anexo se recogen las cuentas de pérdidas y ganancias de los escenarios planteados durante el último año de explotación de las instalaciones (año 30). Se ha optado por representar los datos de este año en particular a fin de ilustrar que los cálculos son coherentes, pues se puede observar que el capital vivo del préstamo al finalizar el periodo es nulo.

Concepto	Período	Año 30												Total Anual
		Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	
		<b>Ingresos de explotación</b>												
Venta de energía eléctrica	Energía producida (MWh)	30.514,95	30.748,30	38.144,40	40.686,42	46.424,06	48.068,02	52.367,09	48.074,14	40.264,62	34.547,45	29.322,67	28.737,28	467.899,42
	Precio de venta (€/MWh)	55,99 €	54,45 €	44,50 €	46,54 €	51,66 €	52,83 €	56,67 €	54,65 €	56,69 €	56,13 €	52,08 €	47,81 €	-
	Inversión de capital (€)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	<b>Margen Bruto</b>	<b>1.708.379,62 €</b>	<b>1.674.091,37 €</b>	<b>1.697.425,83 €</b>	<b>1.893.545,86 €</b>	<b>2.398.034,92 €</b>	<b>2.539.193,21 €</b>	<b>2.967.642,86 €</b>	<b>2.627.011,30 €</b>	<b>2.282.601,37 €</b>	<b>1.938.975,84 €</b>	<b>1.527.124,89 €</b>	<b>1.373.929,47 €</b>	<b>24.627.956,56 €</b>
		<b>Gastos operativos indirectos</b>												
Arrendamiento	Alquiler anual del terreno (€/ha)	177,00	177,00	177,00	177,00	177,00	177,00	177,00	177,00	177,00	177,00	177,00	177,00	177,00
	Cantidad (ha)	1.000,00	1.000,00	1.000,00	1.000,00	1.000,00	1.000,00	1.000,00	1.000,00	1.000,00	1.000,00	1.000,00	1.000,00	1.000,00
	<b>Coste total del arrendamiento (€)</b>	<b>14.750,00 €</b>	<b>14.750,00 €</b>	<b>14.750,00 €</b>	<b>14.750,00 €</b>	<b>14.750,00 €</b>	<b>14.750,00 €</b>	<b>14.750,00 €</b>	<b>14.750,00 €</b>	<b>14.750,00 €</b>	<b>14.750,00 €</b>	<b>14.750,00 €</b>	<b>14.750,00 €</b>	<b>14.750,00 €</b>
Masa Salarial	Salario medio de operario de la central (€/operario)	2.500,00 €	2.500,00 €	2.500,00 €	2.500,00 €	2.500,00 €	2.500,00 €	2.500,00 €	2.500,00 €	2.500,00 €	2.500,00 €	2.500,00 €	2.500,00 €	150.000,00 €
	Número de operarios	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
	Salarios (€)	12.500,00 €	12.500,00 €	12.500,00 €	12.500,00 €	12.500,00 €	12.500,00 €	12.500,00 €	12.500,00 €	12.500,00 €	12.500,00 €	12.500,00 €	12.500,00 €	150.000,00 €
	Seguridad Social (30%)	3.750,00 €	3.750,00 €	3.750,00 €	3.750,00 €	3.750,00 €	3.750,00 €	3.750,00 €	3.750,00 €	3.750,00 €	3.750,00 €	3.750,00 €	3.750,00 €	150.000,00 €
	<b>Coste total de los salarios(€)</b>	<b>16.250,00 €</b>	<b>16.250,00 €</b>	<b>16.250,00 €</b>	<b>16.250,00 €</b>	<b>16.250,00 €</b>	<b>16.250,00 €</b>	<b>16.250,00 €</b>	<b>16.250,00 €</b>	<b>16.250,00 €</b>	<b>16.250,00 €</b>	<b>16.250,00 €</b>	<b>16.250,00 €</b>	<b>195.000,00 €</b>
Servicios contratados	Internet (€)	40,00 €	40,00 €	40,00 €	40,00 €	40,00 €	40,00 €	40,00 €	40,00 €	40,00 €	40,00 €	40,00 €	40,00 €	480,00 €
	Telefonía (€)	200,00 €	200,00 €	200,00 €	200,00 €	200,00 €	200,00 €	200,00 €	200,00 €	200,00 €	200,00 €	200,00 €	200,00 €	2.400,00 €
	Agua (€)	26,00 €	26,00 €	26,00 €	26,00 €	26,00 €	26,00 €	26,00 €	26,00 €	26,00 €	26,00 €	26,00 €	26,00 €	312,00 €
	Luz (€)	60,00 €	60,00 €	60,00 €	60,00 €	60,00 €	60,00 €	60,00 €	60,00 €	60,00 €	60,00 €	60,00 €	60,00 €	720,00 €
	Seguridad (€)	3.000,00 €	3.000,00 €	3.000,00 €	3.000,00 €	3.000,00 €	3.000,00 €	3.000,00 €	3.000,00 €	3.000,00 €	3.000,00 €	3.000,00 €	3.000,00 €	36.000,00 €
	Mantenimiento de la central (€)	177.840,00 €	177.840,00 €	177.840,00 €	177.840,00 €	177.840,00 €	177.840,00 €	177.840,00 €	177.840,00 €	177.840,00 €	177.840,00 €	177.840,00 €	177.840,00 €	2.134.080,00 €
	Renovación de licencias de software (€)	15.000,00 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	15.000,00 €
	<b>Coste total de los servicios (€)</b>	<b>196.166,00 €</b>	<b>181.166,00 €</b>	<b>181.166,00 €</b>	<b>181.166,00 €</b>	<b>181.166,00 €</b>	<b>181.166,00 €</b>	<b>181.166,00 €</b>	<b>181.166,00 €</b>	<b>181.166,00 €</b>	<b>181.166,00 €</b>	<b>181.166,00 €</b>	<b>181.166,00 €</b>	<b>2.188.992,00 €</b>
Desplazamiento de operarios	Combustible (€/operario)	200,00 €	200,00 €	200,00 €	200,00 €	200,00 €	200,00 €	200,00 €	200,00 €	200,00 €	200,00 €	200,00 €	200,00 €	2.000,00 €
	Número de operarios	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	
	Coste total combustible (€)	1.000,00 €	1.000,00 €	1.000,00 €	1.000,00 €	1.000,00 €	1.000,00 €	1.000,00 €	1.000,00 €	1.000,00 €	1.000,00 €	1.000,00 €	1.000,00 €	12.000,00 €
	Alquiler de vehículos (€)	2.083,33 €	2.083,33 €	2.083,33 €	2.083,33 €	2.083,33 €	2.083,33 €	2.083,33 €	2.083,33 €	2.083,33 €	2.083,33 €	2.083,33 €	2.083,33 €	25.000,00 €
	<b>Coste total del transporte (€)</b>	<b>3.083,33 €</b>	<b>3.083,33 €</b>	<b>3.083,33 €</b>	<b>3.083,33 €</b>	<b>3.083,33 €</b>	<b>3.083,33 €</b>	<b>3.083,33 €</b>	<b>3.083,33 €</b>	<b>3.083,33 €</b>	<b>3.083,33 €</b>	<b>3.083,33 €</b>	<b>37.000,00 €</b>	
<b>Total</b>	<b>Coste total de los gastos de explotación</b>	<b>230.249,33 €</b>	<b>215.249,33 €</b>	<b>215.249,33 €</b>	<b>215.249,33 €</b>	<b>215.249,33 €</b>	<b>215.249,33 €</b>	<b>215.249,33 €</b>	<b>215.249,33 €</b>	<b>215.249,33 €</b>	<b>215.249,33 €</b>	<b>215.249,33 €</b>	<b>215.249,33 €</b>	<b>2.597.992,00 €</b>
	<b>EBITDA</b>	<b>1.478.130,29 €</b>	<b>1.458.842,03 €</b>	<b>1.482.176,50 €</b>	<b>1.678.296,52 €</b>	<b>2.182.785,59 €</b>	<b>2.323.943,88 €</b>	<b>2.752.393,53 €</b>	<b>2.411.761,96 €</b>	<b>2.067.352,04 €</b>	<b>1.723.726,51 €</b>	<b>1.311.875,56 €</b>	<b>1.158.680,14 €</b>	<b>22.029.964,56 €</b>
<b>Inversión año 0</b>	<b>330.986.633,47 €</b>	<b>Préstamo año 0</b>	<b>220.657.755,65 €</b>	<b>Tipo de interés nominal anual</b>	<b>1%</b>	<b>Cuota mensual</b>	<b>709.722,55 €</b>							
Amortizaciones		1.009.132,72 €	1.009.718,27 €	1.010.304,31 €	1.010.890,84 €	1.011.477,86 €	1.012.065,37 €	1.012.653,37 €	1.013.241,85 €	1.013.830,83 €	1.014.420,30 €	1.015.010,26 €	1.015.600,71 €	12.148.346,70 €
EBIT		468.997,57 €	449.123,76 €	471.872,18 €	667.405,68 €	1.171.307,73 €	1.311.878,51 €	1.739.740,16 €	1.398.520,11 €	1.053.521,21 €	709.306,21 €	296.865,30 €	143.079,43 €	9.881.617,86 €
Ingresos financieros		- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Capital vivo del préstamo al final del periodo		7.768.053,83 €	7.064.804,66 €	6.360.969,45 €	5.656.547,71 €	4.951.538,95 €	4.245.942,69 €	3.539.758,43 €	2.832.985,68 €	2.125.623,95 €	1.417.672,76 €	709.131,60 €	-	0,00 €
Gastos financieros (intereses del préstamo)		7.058,93 €	6.473,38 €	5.887,34 €	5.300,81 €	4.713,79 €	4.126,28 €	3.538,29 €	2.949,80 €	2.360,82 €	1.771,35 €	1.181,39 €	590,94 €	45.953,12 €
EBT		461.938,64 €	442.650,38 €	465.984,85 €	662.104,87 €	1.166.593,94 €	1.307.752,23 €	1.736.201,88 €	1.395.570,31 €	1.051.160,39 €	707.534,86 €	295.683,91 €	142.488,49 €	9.835.664,73 €
Impuesto de Sociedades (25%)		115.484,66 €	110.662,60 €	116.496,21 €	165.526,22 €	291.648,48 €	326.938,06 €	434.050,47 €	348.892,58 €	262.790,10 €	176.883,71 €	73.920,98 €	35.622,12 €	2.458.916,18 €
Beneficio Neto		346.453,98 €	331.987,79 €	349.488,63 €	496.578,65 €	874.945,45 €	980.814,17 €	1.302.151,41 €	1.046.677,73 €	788.370,29 €	530.651,14 €	221.762,93 €	106.866,37 €	7.376.748,55 €
Flujo de Caja Neto		1.355.586,70 €	1.341.706,06 €	1.359.792,95 €	1.507.469,50 €	1.886.423,31 €	1.992.879,54 €	2.314.804,78 €	2.059.919,59 €	1.802.201,12 €	1.545.071,44 €	1.236.773,19 €	1.122.467,08 €	19.525.095,25 €

Tabla 46. Cuenta de pérdidas y ganancias en el último año de explotación en el primer escenario planteado, suponiendo una subvención inicial del 40% del presupuesto de ejecución por contrata del proyecto. El valor indicado para la inversión en el año 0 ha sido obtenido como la resta entre el presupuesto de ejecución por contrata y la subvención obtenida en el año 0.

Concepto	Periodo	Año 30												Total Anual
		Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	
<b>Margen Bruto</b>														
Generación de energía eléctrica y producción de hidrógeno	Energía producida (MWh)	30.514,95	30.748,30	38.144,40	40.686,42	46.424,06	48.068,02	52.367,09	48.074,14	40.264,62	34.547,45	29.322,67	28.737,28	467.899,42
	Precio de venta de la energía (€/MWh)	55,99 €	54,45 €	44,50 €	46,54 €	51,66 €	52,83 €	56,67 €	54,65 €	56,69 €	56,13 €	52,08 €	47,81 €	
	Ingresos por la venta de energía (€)	1.708.379,62 €	1.674.091,37 €	1.697.425,83 €	1.893.545,86 €	2.398.034,92 €	2.539.193,21 €	2.967.642,86 €	2.627.011,30 €	2.282.601,37 €	1.938.975,84 €	1.527.124,89 €	1.373.929,47 €	24.627.956,56 €
	Hidrógeno producido (kg)	531.294,32	479.878,74	531.294,32	514.155,79	531.294,32	514.155,79	531.294,32	531.294,32	514.155,79	531.294,32	514.155,79	531.294,32	6.255.562,10
	Precio de venta del hidrógeno (€/kg)	8,76	8,69	7,14	6,67	5,39	4,93	3,86	4,90	6,47	7,76	8,87	8,83	
	Ingresos por la venta de hidrógeno (€)	4.651.971,84 €	4.171.613,80 €	3.796.080,57 €	3.431.363,64 €	2.864.213,17 €	2.536.546,43 €	2.050.041,96 €	2.605.587,27 €	3.326.228,26 €	4.120.390,38 €	4.560.462,92 €	4.692.581,70 €	42.807.081,94 €
	Energía consumida (MWh)	28.094,03	25.375,25	28.094,03	27.187,77	28.094,03	27.187,77	28.094,03	28.094,03	27.187,77	28.094,03	27.187,77	28.094,03	330.784,52
	Precio de compra de la energía (€/MWh)	57,10 €	55,53 €	45,39 €	47,47 €	52,69 €	53,88 €	57,80 €	55,74 €	57,82 €	57,25 €	53,12 €	48,77 €	
	Coste total de la energía consumida (€)	1.604.301,03 €	1.409.186,64 €	1.275.187,92 €	1.290.625,14 €	1.480.220,94 €	1.464.917,76 €	1.623.930,32 €	1.565.902,11 €	1.572.100,11 €	1.608.312,85 €	1.444.257,78 €	1.370.038,98 €	17.708.981,59 €
	Agua consumida (m³)	8.211,71	7.417,03	8.211,71	7.946,82	8.211,71	7.946,82	8.211,71	8.211,71	7.946,82	8.211,71	7.946,82	8.211,71	96.686,30
	Precio del agua (€/m³)	0,992 €	0,992 €	0,992 €	0,992 €	0,992 €	0,992 €	0,992 €	0,992 €	0,992 €	0,992 €	0,992 €	0,992 €	
	Coste del contador de agua de 50mm de calibre (€/mes)	76,18 €	76,18 €	76,18 €	76,18 €	76,18 €	76,18 €	76,18 €	76,18 €	76,18 €	76,18 €	76,18 €	76,18 €	
	Coste total del agua consumida (€)	8.222,20 €	7.433,87 €	8.222,20 €	7.959,42 €	8.222,20 €	7.959,42 €	8.222,20 €	8.222,20 €	8.222,20 €	7.959,42 €	8.222,20 €	7.959,42 €	96.826,97 €
	Inversión de capital (€)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Margen bruto (€)	4.747.828,23 €	4.429.084,65 €	4.210.096,28 €	4.026.324,93 €	3.773.804,95 €	3.602.862,45 €	3.385.532,31 €	3.658.474,26 €	4.028.770,10 €	4.442.831,17 €	4.635.370,61 €	4.688.250,00 €	49.629.229,94 €	
<b>Gastos operativos indirectos</b>														
Arrendamiento	Alquiler anual del terreno (€/ha)	177,00	177,00	177,00	177,00	177,00	177,00	177,00	177,00	177,00	177,00	177,00	177,00	
	Cantidad (ha)	1.000,00	1.000,00	1.000,00	1.000,00	1.000,00	1.000,00	1.000,00	1.000,00	1.000,00	1.000,00	1.000,00	1.000,00	
Coste total del arrendamiento (€)	14.750,00 €	14.750,00 €	14.750,00 €	14.750,00 €	14.750,00 €	14.750,00 €	14.750,00 €	14.750,00 €	14.750,00 €	14.750,00 €	14.750,00 €	14.750,00 €	177.000,00 €	
Masa Salarial	Salario medio de los operarios (€/operario)	2.500,00 €	2.500,00 €	2.500,00 €	2.500,00 €	2.500,00 €	2.500,00 €	2.500,00 €	2.500,00 €	2.500,00 €	2.500,00 €	2.500,00 €	2.500,00 €	
	Número de operarios	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	
	Salarios (€)	37.500,00 €	37.500,00 €	37.500,00 €	37.500,00 €	37.500,00 €	37.500,00 €	37.500,00 €	37.500,00 €	37.500,00 €	37.500,00 €	37.500,00 €	37.500,00 €	
	Seguridad Social (30%)	11.250,00 €	11.250,00 €	11.250,00 €	11.250,00 €	11.250,00 €	11.250,00 €	11.250,00 €	11.250,00 €	11.250,00 €	11.250,00 €	11.250,00 €	11.250,00 €	
Coste total de los salarios(€)	48.750,00 €	48.750,00 €	48.750,00 €	48.750,00 €	48.750,00 €	48.750,00 €	48.750,00 €	48.750,00 €	48.750,00 €	48.750,00 €	48.750,00 €	48.750,00 €	585.000,00 €	
Servicios contratados	Internet (€)	80,00 €	40,00 €	40,00 €	40,00 €	40,00 €	40,00 €	40,00 €	40,00 €	40,00 €	40,00 €	40,00 €	40,00 €	520,00 €
	Telefonía (€)	600,00 €	200,00 €	200,00 €	200,00 €	200,00 €	200,00 €	200,00 €	200,00 €	200,00 €	200,00 €	200,00 €	200,00 €	2.800,00 €
	Agua (€)	52,00 €	26,00 €	26,00 €	26,00 €	26,00 €	26,00 €	26,00 €	26,00 €	26,00 €	26,00 €	26,00 €	26,00 €	338,00 €
	Luz (€)	120,00 €	60,00 €	60,00 €	60,00 €	60,00 €	60,00 €	60,00 €	60,00 €	60,00 €	60,00 €	60,00 €	60,00 €	780,00 €
	Seguridad (€)	6.000,00 €	3.000,00 €	3.000,00 €	3.000,00 €	3.000,00 €	3.000,00 €	3.000,00 €	3.000,00 €	3.000,00 €	3.000,00 €	3.000,00 €	3.000,00 €	39.000,00 €
	Mantenimiento de la central PV y de la planta PEMWE (€)	514.894,65 €	475.714,10 €	449.072,02 €	452.106,91 €	490.078,63 €	486.965,44 €	518.820,50 €	507.214,86 €	508.401,91 €	515.697,01 €	482.833,44 €	468.042,24 €	5.869.841,71 €
	Renovación de licencias de software (€)	30.000,00 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	30.000,00 €
	Coste total de los servicios (€)	551.746,65 €	479.040,10 €	452.398,02 €	455.432,91 €	493.404,63 €	490.291,44 €	522.146,50 €	510.540,86 €	511.727,91 €	519.023,01 €	486.159,44 €	471.368,24 €	5.943.279,71 €
Desplazamiento de operarios	Combustible (€/operario)	200,00 €	200,00 €	200,00 €	200,00 €	200,00 €	200,00 €	200,00 €	200,00 €	200,00 €	200,00 €	200,00 €	200,00 €	
	Número de operarios	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	
	Coste total combustible (€)	3.000,00 €	3.000,00 €	3.000,00 €	3.000,00 €	3.000,00 €	3.000,00 €	3.000,00 €	3.000,00 €	3.000,00 €	3.000,00 €	3.000,00 €	36.000,00 €	
	Alquiler de vehículos (€)	6.250,00 €	6.250,00 €	6.250,00 €	6.250,00 €	6.250,00 €	6.250,00 €	6.250,00 €	6.250,00 €	6.250,00 €	6.250,00 €	6.250,00 €	6.250,00 €	
Coste total del transporte (€)	9.250,00 €	9.250,00 €	9.250,00 €	9.250,00 €	9.250,00 €	9.250,00 €	9.250,00 €	9.250,00 €	9.250,00 €	9.250,00 €	9.250,00 €	9.250,00 €	111.000,00 €	
<b>Total</b>	<b>Coste total de los gastos de explotación (€)</b>	<b>624.496,65 €</b>	<b>551.790,10 €</b>	<b>525.148,02 €</b>	<b>528.182,91 €</b>	<b>566.154,63 €</b>	<b>563.041,44 €</b>	<b>594.896,50 €</b>	<b>583.290,86 €</b>	<b>584.477,91 €</b>	<b>591.773,01 €</b>	<b>558.909,44 €</b>	<b>544.118,24 €</b>	<b>6.816.279,71 €</b>
<b>EBITDA</b>	<b>4.123.331,59 €</b>	<b>3.877.294,55 €</b>	<b>3.684.948,26 €</b>	<b>3.498.142,02 €</b>	<b>3.207.650,32 €</b>	<b>3.039.821,02 €</b>	<b>2.790.635,80 €</b>	<b>3.075.183,40 €</b>	<b>3.444.292,19 €</b>	<b>3.851.058,16 €</b>	<b>4.076.461,17 €</b>	<b>4.144.131,76 €</b>	<b>42.812.950,23 €</b>	
<b>Inversión año 0</b>	<b>566.940.368,25 €</b>	<b>Préstamo año 0</b>	<b>377.960.245,50 €</b>	<b>Tipo de interés nominal anual</b>	<b>1%</b>	<b>Cuota mensual</b>	<b>1.215.669,52 €</b>							
Amortizaciones	1.728.523,20 €	1.729.526,19 €	1.730.530,00 €	1.731.534,66 €	1.732.540,15 €	1.733.546,48 €	1.734.553,65 €	1.735.561,66 €	1.736.570,50 €	1.737.580,19 €	1.738.590,72 €	1.739.602,09 €	20.808.659,50 €	
EBIT	2.394.808,38 €	2.147.768,36 €	1.954.418,25 €	1.766.607,36 €	1.475.110,17 €	1.306.274,54 €	1.056.082,15 €	1.339.621,74 €	1.707.721,69 €	2.113.477,97 €	2.337.870,45 €	2.404.529,67 €	22.004.290,74 €	
Ingresos financieros	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	
Capital vivo del préstamo al final del periodo	13.305.743,65 €	12.101.162,25 €	10.895.577,03 €	9.688.987,16 €	8.481.391,79 €	7.272.790,10 €	6.063.181,23 €	4.852.564,36 €	3.640.938,65 €	2.428.303,24 €	1.214.657,31 €	0,00 €		
Gastos financieros (intereses del préstamo)	12.091,10 €	11.088,12 €	10.084,30 €	9.079,65 €	8.074,16 €	7.067,83 €	6.060,66 €	5.052,65 €	4.043,80 €	3.034,12 €	2.023,59 €	1.012,21 €	78.712,18 €	
EBT	2.382.717,28 €	2.136.680,24 €	1.944.333,95 €	1.757.527,72 €	1.467.036,02 €	1.299.206,71 €	1.050.021,49 €	1.334.569,09 €	1.703.677,89 €	2.110.443,86 €	2.335.846,86 €	2.403.517,46 €	21.925.578,55 €	
Impuesto de Sociedades (25%)	595.679,32 €	534.170,06 €	486.083,49 €	439.381,93 €	366.759,00 €	324.801,68 €	262.505,37 €	333.642,27 €	425.919,47 €	527.610,96 €	583.961,72 €	600.879,36 €	5.481.394,64 €	
Beneficio Neto	1.787.037,96 €	1.602.510,18 €	1.458.250,46 €	1.318.145,79 €	1.100.277,01 €	974.405,03 €	787.516,12 €	1.000.926,82 €	1.277.758,42 €	1.582.832,89 €	1.751.885,15 €	1.802.638,09 €	16.444.183,92 €	
Flujo de Caja Neto	3.515.561,17 €	3.332.036,37 €	3.188.780,47 €	3.049.680,45 €	2.832.817,16 €	2.707.951,51 €	2.522.069,77 €	2.736.488,47 €	3.014.328,92 €	3.320.413,08 €	3.490.475,87 €	3.542.240,18 €	37.252.843,41 €	

Tabla 47. Cuenta de pérdidas y ganancias en el último año de explotación en el segundo escenario planteado, suponiendo una subvención inicial del 40% del presupuesto de ejecución por contrata del proyecto y unas retribuciones a la operación de la PEMWE equivalentes a incrementar en un 110% el precio de venta del hidrógeno.

## 7. BIBLIOGRAFÍA

- [1] SEI, IISD, ODI, E3G, and UNEP., «The Production Gap Report: 2020 Special Report.,» 2020. [En línea]. Available: <http://productiongap.org/2020report>. [Último acceso: Noviembre 2020].
- [2] I. Staffell, D. Scamman, A. V. Abad, P. Balcombe, P. E. Dodds, P. Ekins, N. Shahd y K. R. Warda, «The role of hydrogen and fuel cells in the global energy system,» vol. Energy Environ. Sci, nº 12, 463, 2019.
- [3] «HyBalance,» 30 11 2020. [En línea]. Available: <https://hybalance.eu/press-releases/>. [Último acceso: 1 2021].
- [4] S. Steinigeweg, G. Kielmann, A. Flat, B. Green, D. Greenhalgh, A. S. Aricò, S. Siracusano, N. Briguglio y F. Pantò, «HPEM2GAS - Deliverable report,» 04-11-2019.
- [5] «Fundación para el desarrollo de las nuevas tecnologías del hidrógeno en Aragón,» [En línea]. Available: <https://hidrogenoaragon.org/es/proyectos/higgs/>. [Último acceso: 1 2021].
- [6] «HyLaw,» 2017. [En línea]. Available: <https://www.hylaw.eu/about-hylaw>. [Último acceso: 1 2021].
- [7] «CertifHy,» [En línea]. Available: <https://www.certifhy.eu/>.
- [8] R. GARRETT, C. GRISHAM y B. LUBOCHINSKY, Biochimie, Louvain-la-Neuve, Paris: De Boeck, 2000.
- [9] B. Abderezzak, *1 - Introduction to Hydrogen Technology*, Elsevier, 2018, pp. 1-51.
- [10] K. RAJESHWAR, S. LICHT y R. MCCONNELL, *Solar Hydrogen Generation: Toward a Renewable Energy Future*, Nueva York: Springer, 2008.
- [11] G. P. Bruno, I. Staffell y J. L. Shang, «Current status of hybrid, battery and fuel cell electric vehicles: From electrochemistry to market prospects,» *Electrochimica Acta*, vol. 84, nº 12, pp. 235-249, 2012.
- [12] I. Dincer y A. A. AlZahrani, *4.25 Electrolyzers*, I. Dincer, Ed., Elsevier, 2018, pp. 985-1025.
- [13] S. Grigoriev, V. Fateev, D. Bessarabov y P. Millet, «Current status, research trends, and challenges in water electrolysis science and technology,» *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 45, nº 19, pp. 26036-26058, 2020.
- [14] A. Keçebaş, M. Kayfeci y M. Bayat, *Chapter 9 - Electrochemical hydrogen generation*, F. Calise, M. D. D'Accadia, M. Santarelli, A. Lanzini y D. Ferrero, Edits., Academic Press, 2019, pp. 299-317.

- [15] J. Hnát, M. Paidar y K. Bouzek, *5 - Hydrogen production by electrolysis*, A. B. Adolfo Iulianelli, Ed., Elsevier, 2020, pp. 91-117.
- [16] T. Wilberforce, F. N. Khatib, E. Ogungbemi y A. G. Olabi, *Water Electrolysis Technology*, Elsevier, 2018.
- [17] C. Coutanceau, S. Baranton y T. Audichon, *Chapter 3 - Hydrogen Production From Water Electrolysis*, S. B. T. A. Christophe Coutanceau, Ed., Academic Press, 2018, pp. 17-62.
- [18] IRENA (2020), *Green Hydrogen: A guide to policy making*, 2020.
- [19] IRENA (2019), *Hydrogen: A renewable energy perspective*, 2019.
- [20] Hydrogen Council, *Hydrogen Scaling Up: A sustainable pathway for the global energy transition*, 2017.
- [21] R. Y. Kannah, S. Kavitha, Preethi, O. P. Karthikeyan, G. Kumar, N. V. Dai-Viet y J. R. Banu, *Techno-economic assessment of various hydrogen production methods – A review*, vol. 319, 2021.
- [22] H. Barthelemy, M. Weber y F. Barbier, *Hydrogen storage: Recent improvements and industrial perspectives*, vol. 42, 2017.
- [23] V. Tietze, S. Luhr y D. Stolten, *Chapter 27 - Bulk Storage Vessels for Compressed and Liquid Hydrogen*, D. B. E. Prof. Dr. Detlef Stolten, Ed., Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, 2016.
- [24] R. Moradi y K. M. Groth, *Hydrogen storage and delivery: Review of the state of the art technologies and risk and reliability analysis*, vol. 44, 2019, pp. 12254-12269.
- [25] M. Panfilov, *4 - Underground and pipeline hydrogen storage*, R. B. Gupta, A. Basile y T. N. Veziroğlu, Edits., Woodhead Publishing, 2016, pp. 91-115.
- [26] M. Kayfeci y A. Keçebaş, *Chapter 4 - Hydrogen storage*, F. Calise, M. D. D'Accadia, M. Santarelli, A. Lanzini y D. Ferrero, Edits., Academic Press, 2019, pp. 85-110.
- [27] D. Zivar, S. Kumar y J. Foroozesh, *Underground hydrogen storage: A comprehensive review*, vol. 46, 2021, pp. 23436-23462.
- [28] E. Wolf, *Chapter 9 - Large-Scale Hydrogen Energy Storage*, J. G. Patrick T. Moseley, Ed., Elsevier, 2015, pp. 129-142.
- [29] Z. Xu, Y. Yan, W. Wei, D. Sun y Z. Ni, *Supply system of cryo-compressed hydrogen for fuel cell stacks on heavy duty trucks*, vol. 45, 2020, pp. 12921-12931.
- [30] J. Abe, A. Popoola, E. Ajenifuja y O. Popoola, *Hydrogen energy, economy and storage: Review and recommendation*, vol. 44, 2019, pp. 15072-15086.
- [31] S. Niaz, T. Manzoor y A. H. Pandith, *Hydrogen storage: Materials, methods and perspectives*, vol. 50, 2015, pp. 457-469.



- [32] D. U. Sauer, *Chapter 2 - Classification of Storage Systems*, J. G. Patrick T. Moseley, Ed., Elsevier, 2015, pp. 13-21.
- [33] E. Bullich-Massagué, F. J. C. García, I. G. Crende, M. C. Mañé, M. A. Peñalba, F. D. González y O. Gomis-Bellmunt, *A review of energy storage technologies for large scale photovoltaic power plants*, vol. 274, 2020.
- [34] G. F. Frate, L. Ferrari y U. Desideri, *Energy storage for grid-scale applications: Technology review and economic feasibility analysis*, vol. 163, 2021, pp. 1754-1772.
- [35] «Sala de Prensa: TOYOTA,» [En línea]. Available: [<https://prensa.toyota.es/toyota-mirai-bate-el-record-mundial-al-superar-los-1000-km-con-un-deposito-de-hidrogeno/>]. [Último acceso: 18 Septiembre 2021].
- [36] S. Sagadevan, A. Marlinda, Z. Z. Chowdhury, Y. B. A. Wahab, N. A. Hamizi, M. Shahid, F. Mohammad, J. Podder y M. R. Johan, *Chapter two - Fundamental electrochemical energy storage systems*, N. Arshid, M. Khalid y A. N. Grace, Edits., Elsevier, 2021, pp. 27-43.
- [37] International Energy Agency, *Technology Roadmap - Hydrogen and Fuel Cells*, OECD/IEA, 2015.
- [38] (DVGW), Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. Technisch wissenschaftlicher Verein, *Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz*, 2013.
- [39] D. Falcão y A. Pinto, *A review on PEM electrolyzer modelling: Guidelines for beginners*, vol. 261, 2020.
- [40] M. Lebbal y S. Lecœuche, *Identification and monitoring of a PEM electrolyser based on dynamical modelling*, vol. 34, 2009, pp. 5992-5999.
- [41] M. Espinosa-López, C. Darras, P. Poggi, R. Glises, P. Baucour, A. Rakotondrainibe, S. Besse y P. Serre-Combe, *Modelling and experimental validation of a 46 kW PEM high pressure water electrolyzer*, vol. 119, 2018, pp. 160-173.
- [42] P. Olivier, C. Bourasseau y P. B. Bouamama, *Low-temperature electrolysis system modelling: A review*, vol. 78, 2017, pp. 280-300.
- [43] F. Aouali, M. Becherif, H. Ramadan, M. Emziane, A. Khellaf y K. Mohammedi, *Analytical modelling and experimental validation of proton exchange membrane electrolyser for hydrogen production*, vol. 42, 2017, pp. 1366-1374.
- [44] K. Agbli, M. Péra, D. Hissel, O. Rallières, C. Turpin y I. Doumbia, *Multiphysics simulation of a PEM electrolyser: Energetic Macroscopic Representation approach*, vol. 36, 2011, pp. 1382-1398.
- [45] Á. Z. Garrido, *Trabajo Fin de Grado: Diseño de una instalación fotovoltaica aislada de 10kWp con soporte de baterías*, Valencia, 2017.

- [46] H. Häberlin, *Chapter 5 - PV Energy Systems*, Wiley, 2012, pp. 264-266.
- [47] V. P. Rabindra Satpathy, *Chapter 9 - Grid-connected solar PV power systems*, V. P. Rabindra Satpathy, Ed., Academic Press, 2021, pp. 365-433.
- [48] UNESA (AELEC), *Método de cálculo y proyecto de instalaciones de puesta a tierra para centros de transformación conectados a redes de tercera categoría*, 1989.
- [49] IRENA (2020), *Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal*, International Renewable Energy Agency, 2020.
- [50] Agencia Andaluza de la Energía, *INFORME DE INFRAESTRUCTURAS ENERGÉTICAS - Actualización: 31 de Diciembre de 2020*, 2020.
- [51] ENAGAS, «Transporte de gas,» [En línea]. Available: [https://www.enagas.es/enagas/es/Transporte\\_de\\_gas/PlantasRegasificacion/PlantaHuelva](https://www.enagas.es/enagas/es/Transporte_de_gas/PlantasRegasificacion/PlantaHuelva). [Último acceso: Febrero 2021].
- [52] ENAGAS, «Gestión Técnica del Sistema: Calidad del Gas,» [En línea]. Available: [https://www.enagas.es/enagas/es/Gestion\\_Tecnica\\_Sistema/CalidadGas/CalidadGasMunicipio](https://www.enagas.es/enagas/es/Gestion_Tecnica_Sistema/CalidadGas/CalidadGasMunicipio). [Último acceso: 2021].
- [53] Agencia Andaluza de la Energía, 2021. [En línea]. Available: <http://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/Radiacion/radiacion1.php>.
- [54] CEPESA, «DECLARACIÓN MEDIOAMBIENTAL - REFINERÍA LA RÁBIDA,» Huelva, 2020.
- [55] Fertiberia, «Grupo Fertiberia,» [En línea]. Available: <https://www.grupofertiberia.com/es/estructura/centros-de-produccion/>. [Último acceso: Marzo 2021].
- [56] H. Tebibel y R. Medjebour, *Comparative performance analysis of a grid connected PV system for hydrogen production using PEM water, methanol and hybrid sulfur electrolysis,*, vol. 43, 2018, pp. 3482-3498.
- [57] LINDE, «LINDE: Industrial Gases: Hydrogen,» [En línea]. Available: [https://www.lindegas.com/en/processes/hydrogen\\_energy\\_h2/h2\\_one\\_stop\\_shop/h2\\_distribution\\_and\\_storage/index.html](https://www.lindegas.com/en/processes/hydrogen_energy_h2/h2_one_stop_shop/h2_distribution_and_storage/index.html). [Último acceso: 2021].
- [58] NPROXX, «NPROXX: Stationary Hydrogen Storage Applications,» [En línea]. Available: <https://www.nproxx.com/hydrogen-storage-transport/stationary-applications/>. [Último acceso: 2021].
- [59] T. Smolinka, E. T. Ojong y T. Lickert, «Chapter 2 - Fundamentals of PEM Water Electrolysis,» de *PEM Electrolysis For Hydrogen Production: Principles And Applications*, H. W. H. L. N. Z. Dmitri Bessarabov, Ed., 6000 Broken Sound Parkway NW, Suite 300, Taylor & Francis Group, LLC, 2016.
- [60] Aguas de Huelva, «Control Calidad del Agua,» [En línea]. Available: <https://www.aguashuelva.com/control-calidad-del-agua>. [Último acceso: 2021].

- [61] Water Treatment Guide, «Technical Database for the Water Treatment Industry,» [En línea]. Available: [https://watertreatmentguide.com/commercial\\_ro\\_systems.htm](https://watertreatmentguide.com/commercial_ro_systems.htm). [Último acceso: 2021].
- [62] Aguas de Huelva, «Tarifas: Abastecimiento de Agua potable: Uso industrial,» [En línea]. Available: <https://www.aguashuelva.com/tarifas>.
- [63] Beal Industry Group, «Contenido: Rugosidad de la tubería de acero inoxidable,» 2 Enero 2020. [En línea]. Available: <http://es.beallindustry.com/news/roughness-of-stainless-steel-pipe-31235913.html>. [Último acceso: 2021].
- [64] Red Eléctrica de España, «Clientes: Generador: Participación en el Mercado de Producción Peninsular: Solicita el alta como participante,» 2021. [En línea]. Available: <https://www.ree.es/es/clientes/generador/participacion-mercado-peninsular/solicita-el-alta-como-participante>.
- [65] OMIE, «Cómo hacerse agente,» [En línea]. Available: <https://www.omie.es/es/como-hacerse-agente>. [Último acceso: 2021].
- [66] H. Häberlin, *Chapter 8 - PV Installation Sizing*, John Wiley & Sons, Ltd, 2012, pp. 513-517.
- [67] BOE, *V. Anuncios B. Otros anuncios oficiales*, 2021, pp. Sec. V-B. Pág. 9551.
- [68] J. R. Folch, M. R. Guasp y C. R. Porta, *Tecnología eléctrica*, SINTESIS, 2010, p. 201.
- [69] H. Häberlin, «Chapter 4 - Solar Modules and Solar Generators,» de *Photovoltaics : system design and practice*, Wiley, 2012, p. 149.
- [70] Red Eléctrica de España, [En línea]. Available: <https://www.ree.es/es/clientes/generador/acceso-conexion/subestaciones-no-ampliables-para-nuevas-conexiones>. [Último acceso: 2021].
- [71] W. Driscoll, «Las plantas fotovoltaicas duran más tiempo, y los costos de operación son cada vez menores,» 2020.
- [72] Hydrogen Council in collaboration with McKinsey & Company, «Hydrogen Insights: A perspective on hydrogen investment, market development and cost competitiveness,» 2021.
- [73] B. Robertson, «Grid scale Battery costs are declining faster than Wind and Solar,» 2020.
- [74] LAZARD, «Levelized Cost of Energy and Levelized Cost of Storage 2019,» 7 Noviembre 2019. [En línea]. Available: <https://www.lazard.com/perspective/lcoe2019>.
- [75] OMIE, «OMIE: Inicio/Publicaciones,» [En línea]. Available: <https://www.omie.es/es/publicaciones/informe-anual>. [Último acceso: 2021].
- [76] HORNSDALE POWER RESERVE, [En línea]. Available: <https://hornsdalepowerreserve.com.au/learn/>.. [Último acceso: 2021].

- [77] ENAGAS, «Gestión Técnica del Sistema: Operación del Sistema Gasista: Plan de Operación del Sistema,» [En línea]. Available: [https://www.enagas.es/enagas/es/Gestion\\_Tecnica\\_Sistema/Operacion\\_del\\_Sistema\\_Gasista/Plan\\_de\\_Operacion\\_del\\_Sistema](https://www.enagas.es/enagas/es/Gestion_Tecnica_Sistema/Operacion_del_Sistema_Gasista/Plan_de_Operacion_del_Sistema). [Último acceso: 2021].
- [78] F. F. CAÑAS, *ESTIMACIÓN RÁPIDA DEL PRECIO DE UN TANQUE DE ALMACENAMIENTO*, vol. INGENIERÍA QUÍMICA, Intecsa-UHDE Industrial, S.A., 1998.
- [79] Ministerio de Transportes, Movilidad y Agenda Urbana, «Boletín Estadístico Online - Información Estadística,» 2021. [En línea]. Available: <https://www.fomento.gob.es/BE2/?nivel=2&orden=36000000>.
- [80] Agencia Andaluza de la Energía, «Información energética - Infraestructuras energéticas,» [En línea]. Available: <https://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/es/informacion-energetica/infraestructuras-energeticas/sistema-gasista/transporte-de-gas>. [Último acceso: Marzo 2021].
- [81] PEguru, «Substation Design | Power System Analysis,» [En línea]. Available: <https://peguru.com/2019/08/power-transformer/#cost-of-transformer>.

Diseño y dimensionamiento de una planta de obtención de hidrógeno mediante electrólisis de agua de 124MW alimentada con energía solar fotovoltaica en la provincia de Huelva y análisis de viabilidad

# PRESUPUESTO

# 1. CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 247MW E INSTALACIÓN DE CONEXIÓN CON LA RED ELÉCTRICA DE TRANSPORTE SECUNDARIO

En el presente capítulo se elaborará el presupuesto de la central PV que dará suministro eléctrico a la planta PEMWE de producción de hidrógeno (verde) y de la instalación eléctrica de conexión con la red de transporte secundario, esto es, la SET y la LAT aérea. Para ello y en primer lugar se realizará la división del capítulo en subapartados en función de la fase de ejecución del proyecto y de la naturaleza de la misma, de modo que en cada uno de ellos se realice la subpartida presupuestaria correspondiente (cuadro de precios descompuestos). Huelga indicar que no se han considerado los costes asociados a seguros, a formación de personal si procediese, a ensayos “in situ” de las instalaciones y equipos ni a gastos administrativos. Asimismo, puesto que el diseño en detalle de la SET y la LAT no transporte exceden al alcance del presente proyecto, se ha recurrido al uso de estimaciones de costes basadas en la bibliografía y en los precios publicados de diversos productos disponibles comercialmente en la elaboración de su presupuesto, por lo que éste no presenta el mismo grado de detalle que el resto de las partidas presupuestarias. Ha de señalarse que los costes de mano de obra, de equipo y maquinaria y de ciertas instalaciones tipo, como la instalación eléctrica o de fontanería del edificio de control, han sido estimados o directamente trasladados al presente proyecto desde el generador de precios del software CYPE. Huelga indicar que todos los precios unitarios y parciales indicados en las diferentes partidas presupuestarias no incluyen el IVA.

## 1.1. Partida 1. Elaboración del proyecto

En la elaboración de esta partida se ha considerado que la mitad del tiempo equivalente de los créditos asignados a la elaboración del TFM ha sido destinado a la elaboración del proyecto de central fotovoltaica, esto es, 150h.

Referencia	Unidades	Descripción	Precio unitario	Cantidad	Parcial
p1	ud	Elaboración del proyecto de central PV			
<b>MANO DE OBRA</b>					
h19	h	Ingeniero de la energía	40,00 €	150,00	6.000,00 €
<b>TOTAL PRECIO DE EJECUCIÓN MATERIAL</b>					<b>6.000,00 €</b>

## 1.2. Partida 2. Campo fotovoltaico

En la elaboración de la partida presupuestaria del campo fotovoltaico se considerará, a grandes rasgos, las estructuras soporte de los paneles fotovoltaicos, los paneles fotovoltaicos y los inversores MPPT. Seguidamente se muestra el cuadro de precios descompuestos del campo fotovoltaico y en las subsecciones posteriores se indicarán las subpartidas presupuestarias que conforman la partida del campo fotovoltaico.

Referencia	Unidades	Descripción	Precio unitario	Cantidad	Parcial
p2	ud	Campo fotovoltaico, incluye los paneles fotovoltaicos, las estructuras de soporte con seguidor solar de eje vertical y los inversores fotovoltaicos con MPPT			
<b>SUBPARTIDAS</b>					
sp1	ud	Estructura soporte con seguidor solar de eje vertical, incluida la cimentación y excluidas la línea eléctrica, movimiento de tierras y la albañilería	68.839,56 €	3.402,00	234.192.186,90 €
sp2	ud	Paneles fotovoltaicos de 550Wp instalados sobre estructura soporte, incluidas la interconexión eléctrica y el montaje	23.987,02 €	3.402,00	81.603.831,49 €
sp3	ud	Inversor fotovoltaico con 9 seguidores del punto de máxima potencia con conexión a 18 ramas fotovoltaicas, montado a la intemperie sobre estructura metálica e interruptor de desconexión externo instalado en armario metálico	7.679,75 €	1.134,00	8.708.839,34 €
<b>TOTAL PRECIO DE EJECUCIÓN MATERIAL</b>					<b>324.504.857,72 €</b>

Diseño y dimensionamiento de una planta de obtención de hidrógeno mediante electrólisis de agua de 124MW alimentada con energía solar fotovoltaica en la provincia de Huelva y análisis de viabilidad

1.2.1. Subpartida 1. Estructuras soporte con seguidor solar de eje vertical y losa de cimentación circular de 12m de diámetro y 0,5m de profundidad

Referencia	Unidades	Descripción	Precio unitario	Cantidad	Parcial
sp1	ud	Estructura soporte con seguidor solar de eje vertical, incluida la cimentación y excluidas la línea eléctrica, movimiento de tierras y la albañilería			
<b>MATERIALES</b>					
m1	Wp	Estructura soporte con seguidor solar de eje vertical SunCarrier	0,75 €	72.600,00	54.450,00 €
m3	m <sup>3</sup>	Hormigón HA-40/B/20/IIb, fabricado en central, con aditivo hidrófugo	90,90 €	56,55	5.140,27 €
m4	kg	Acero en barras corrugadas, UNE-EN 10080 B 500 S	1,22 €	4.670,00	5.697,40 €
m5	kg	Alambre galvanizado para atar, de 1,30mm de diámetro	1,10 €	23,00	25,30 €
m6	ud	Separador homologado para cimentaciones	0,15 €	270,00	40,50 €
<b>MANO DE OBRA</b>					
h3	h	Oficial 1ª ferrallista	20,17 €	29,35	592,02 €
h4	h	Ayudante ferrallista	19,46 €	44,05	857,29 €
h5	h	Oficial 1ª estructurista	20,17 €	4,80	96,82 €
h6	h	Ayudante estructurista	19,46 €	6,46	125,76 €
<b>EQUIPO Y MAQUINARIA</b>					
e1	h	Regla vibrante de 3m	4,67 €	10,00	46,70 €
e2	h	Camión bomba estacionado en obra, para bombeo de hormigón	170,00 €	2,26	384,20 €
e3	h	Grúa autopropulsada de brazo telescópico con una capacidad de elevación de 30t y 27m de altura máxima de trabajo	67,00 €	0,50	33,50 €
<b>COSTES DIRECTOS COMPLEMENTARIOS</b>					
-	%	Medios auxiliares sobre costes directos	67.489,77 €	2%	1.349,80 €
<b>TOTAL PRECIO DE EJECUCIÓN MATERIAL</b>					<b>68.839,56 €</b>

En función de la bibliografía consultada y las comprobaciones realizadas a partir de la información comercial disponible de diferentes modelos de estructuras soporte con seguidor solar, se han encontrado estructuras soporte con seguidor solar de un eje desde 430€ por panel para las de menor capacidad (del orden del kWp), y en torno a los 0,50€ por Wp para los seguidores solares de gran capacidad (típicamente por encima de los 30kWp). Se ha considerado un valor de 0,75€/Wp dado que la capacidad de las estructuras soporte con seguidor solar es de 72,6kWp, pero en tanto que su complejidad estructural es mayor que la de los seguidores solares horizontales se ha considerado prudente incrementar en un 50% el precio unitario base indicado.

1.2.2. Subpartida 2. Paneles fotovoltaicos instalados sobre estructura soporte

Referencia	Unidades	Descripción	Precio unitario	Cantidad	Parcial
sp2	ud	Paneles fotovoltaicos de 550Wp instalados sobre estructura soporte, incluidas la interconexión eléctrica y el montaje			
<b>MATERIALES</b>					
m2	ud	Panel Fotovoltaico TIGER PRO JKM550M-72HL4	165,29 €	132,00	21.818,28 €
<b>MANO DE OBRA</b>					
h1	h	Oficial de 1ª electricista	19,78 €	6,60	130,55 €
h2	h	Oficial 1ª instalador de captadores solares	19,91 €	45,00	895,95 €
<b>COSTES DIRECTOS COMPLEMENTARIOS</b>					
-	%	Medios auxiliares sobre costes directos	22.844,78 €	5%	1.142,24 €
<b>TOTAL PRECIO DE EJECUCIÓN MATERIAL</b>					<b>23.987,02 €</b>

1.2.3. Subpartida 3. Inversores con seguimiento del punto de máxima potencia instalados sobre estructura metálica a la intemperie

Referencia	Unidades	Descripción	Precio unitario	Cantidad	Parcial
sp3	ud	Inversor fotovoltaico con 9 seguidores del punto de máxima potencia con conexión a 18 ramas fotovoltaicas, montado a la intemperie sobre estructura metálica e interruptor de desconexión externo instalado en armario metálico			
<b>MATERIALES</b>					
m7	ud	Inversor con 9 MPPT Huawei Sun2000-KTL-215-H0	5.990,62 €	1,00	5.990,62 €
m8	ud	Soporte metálico para inversor	100,00 €	1,00	100,00 €
m9	ud	Armario metálico IP65 300x250x160mm	89,00 €	1,00	89,00 €
m10	ud	Interruptor bajo carga "WEG" "S5000" 160A 800V	1.000,00 €	1,00	1.000,00 €
<b>MANO DE OBRA</b>					
h1	h	Oficial de 1ª electricista	19,78 €	1,00	19,78 €
h7	h	Ayudante electricista	18,52 €	3,00	55,56 €
h5	h	Oficial 1ª estructurista	20,17 €	1,00	20,17 €
h6	h	Ayudante estructurista	19,46 €	2,00	38,92 €
<b>COSTES DIRECTOS COMPLEMENTARIOS</b>					
-	%	Medios auxiliares sobre costes directos	7.314,05 €	5%	365,70 €
<b>TOTAL PRECIO DE EJECUCIÓN MATERIAL</b>					<b>7.679,75 €</b>



Diseño y dimensionamiento de una planta de obtención de hidrógeno mediante electrólisis de agua de 124MW alimentada con energía solar fotovoltaica en la provincia de Huelva y análisis de viabilidad

1.3. Partida 3. Líneas eléctricas de la central PV: AC de BT y AC de MT

Referencia	Unidades	Descripción	Precio unitario	Cantidad	Parcial
p3	ud	Líneas eléctricas de BT (0,8kV) y MT (30kV) instaladas bajo tierra en el interior de canalización de sección circular. Excluidos los movimientos de tierra, aparellaje eléctrico y puestas a tierra			
<b>MATERIALES</b>					
m11	km	Cable tripolar sin neutro ni tierra Exzhellent® Class AL RZ1-AL(AS) 3x240mm <sup>2</sup> 0,6/1 kV	25.000,00 €	337,81	8.445.250,00 €
m12	km	Cable tripolar sin neutro ni tierra AL VOLTALENE RHZ1 3x95/25mm <sup>2</sup> 18/30kV	32.000,00 €	110,02	3.520.640,00 €
m13	km	Tubo curvable de polietileno de doble pared (interior lisa y exterior corrugada) de 225mm de diámetro nominal, para canalización enterrada, resistencia a la compresión 450N, resistencia al impacto 40J, con grado de protección IP549 según UNE 20324, con hilo guía incorporado. Según UNE-EN 61386-1, UNE-EN 61386-22 y UNE-EN 50086-2-4	7.300,00 €	337,81	2.466.013,00 €
m14	km	Tubo curvable de polietileno de doble pared (interior lisa y exterior corrugada) de 160mm de diámetro nominal, para canalización enterrada, resistencia a la compresión 450N, resistencia al impacto 40J, con grado de protección IP549 según UNE 20324, con hilo guía incorporado. Según UNE-EN 61386-1, UNE-EN 61386-22 y UNE-EN 50086-2-5	4.530,00 €	110,02	498.390,60 €
<b>MANO DE OBRA</b>					
h1	%	Oficial de 1ª electricista	14.930.293,60 €	10%	1.493.029,36 €
h7	%	Ayudante electricista	14.930.293,60 €	10%	1.493.029,36 €
<b>COSTES DIRECTOS COMPLEMENTARIOS</b>					
-	%	Medios auxiliares sobre costes directos	17.916.352,32 €	5%	895.817,62 €
<b>TOTAL PRECIO DE EJECUCIÓN MATERIAL</b>					<b>18.812.169,94 €</b>

1.4. Partida 4. Centro de transformación de media tensión

Referencia	Unidades	Descripción	Precio unitario	Cantidad	Parcial
p4	ud	Centro de transformación de media tensión (30kV) de estructura prefabricada, incluyendo montaje y aparellaje eléctrico			
<b>MATERIALES</b>					
m15	ud	Estructura del CTMT prefabricada de la compañía Electricol	9.000,00 €	1,00	9.000,00 €
m16	ud	Caja de conexiones de AC de BT de la compañía ISU de 800V de tensión asignada, máxima intensidad de entrada de 6.000A y máxima potencia de entrada de 5MW con interruptor seccionador y base portafusibles	2.000,00 €	2,00	4.000,00 €
m17	ud	Embarrado tripolar con conductor de cobre de 1.000V de tensión asignada, máxima intensidad a 80°C de 4.150A y máxima corriente eficaz de cortocircuito soportada de 120kA modelo SB C 30 del fabricante SOCOMEC	320,00 €	1,00	320,00 €
m18	ud	Transformador de potencia Ormazábal de 0,6/30kV y 5,63MVA, refrigeración ONAN/ONAF y conexión Dd0	120.000,00 €	1,00	120.000,00 €
m19	ud	Celda de línea Ormazábal aislada en hexafluoruro de azufre de 36kV de tensión de aislamiento modelo CML-36	6.500,00 €	2,00	13.000,00 €
m20	ud	Celda de protección Ormazábal aislada en hexafluoruro de azufre de 36kV de tensión de aislamiento modelo CMP-V-36	24.000,00 €	1,00	24.000,00 €
m21	ud	Celda de medida Ormazábal aislada en hexafluoruro de azufre de 36kV de tensión de aislamiento modelo CMM-36	6.500,00 €	1,00	6.500,00 €
m22	ud	Controlador de celdas Ormazábal "CCP"	3.000,00 €	1,00	3.000,00 €
m23	ud	Conectores a transformador de la compañía Elastimold modelo M400LR	250,00 €	3,00	750,00 €
m24	ud	Armario metálico IP65 para celdas de MT	1.200,00 €	1,00	1.200,00 €
m25	ud	Sistema de monitorización de inversores SmartLogger3000A con conexión M-BUS a embarrado de BT y tarjeta SIM para transmisión de datos vía 4G	596,31 €	1,00	596,31 €
m26	ud	Batería eléctrica de 24V y capacidad de 100Ah	200,00 €	1,00	200,00 €
m27	ud	Cargador de batería automático 24V y 50Hz	50,00 €	1,00	50,00 €
m28	ud	Fusibles de Cuchilla de la compañía df Electric modelo gG NH de 800V de tensión asignada y 160A de intensidad asignada	55,00 €	27,00	1.485,00 €
m29	ud	Armario metálico IP65 para sistema de monitorización de BT y batería eléctrica	300,00 €	1,00	300,00 €
m30	ud	Interruptor bajo carga para desconexión de baterías de 24V y 2A	15,00 €	1,00	15,00 €
m31	ud	Fusible y base portafusibles de cartucho de 24V y 2A	30,00 €	1,00	30,00 €
<b>MANO DE OBRA</b>					
h1	%	Oficial de 1ª electricista	184.446,31 €	10%	18.444,63 €
h7	%	Ayudante electricista	184.446,31 €	10%	18.444,63 €
<b>EQUIPO Y MAQUINARIA</b>					
e3	h	Grúa autopropulsada de brazo telescópico con una capacidad de elevación de 30t y 27m de altura máxima de trabajo	67,00 €	2,00	134,00 €
<b>COSTES DIRECTOS COMPLEMENTARIOS</b>					
-	%	Medios auxiliares sobre costes directos	221.469,57 €	10%	22.146,96 €
<b>TOTAL PRECIO DE EJECUCIÓN MATERIAL</b>					<b>243.616,53 €</b>

1.5. Partida 5. Subestación elevadora de tensión 30/220kV

En este subapartado se mostrará la partida presupuestaria relativa a la SET no transporte de 30/220kV de la central PV. Puesto que su diseño en detalle no ha sido objeto del presente TFM, su presupuesto ha sido elaborado de forma aproximada, considerando aquellos elementos que han sido dimensionados y descritos en la memoria y estimando el coste de aquellos otros elementos que, pese a no haber sido dimensionados ni descritos en la memoria del proyecto, han de incluirse en la SET.

Diseño y dimensionamiento de una planta de obtención de hidrógeno mediante electrólisis de agua de 124MW alimentada con energía solar fotovoltaica en la provincia de Huelva y análisis de viabilidad

Referencia	Unidades	Descripción	Precio unitario	Cantidad	Parcial
p5	ud	Subestación elevadora no transporte 30/220kV			
<b>MATERIALES</b>					
m32	ud	Transformador 30/220kV 250MVA Dy6	4.000.000,00 €	1,00	4.000.000,00 €
m33	ud	Transformador de Intensidad 220kV	18.000,00 €	9,00	162.000,00 €
m34	ud	Transformador de Tensión 220kV	7.500,00 €	12,00	90.000,00 €
m35	ud	Interruptor Automático 220kV	150.000,00 €	3,00	450.000,00 €
m36	ud	Seccionador de PAT 220kV	20.000,00 €	6,00	120.000,00 €
m37	ud	Seccionador en carga 220kV	30.000,00 €	8,00	240.000,00 €
m38	ud	Autoválvula 220kV	3.000,00 €	6,00	18.000,00 €
m39	ud	Aislante de línea 220kV	15.000,00 €	1,00	15.000,00 €
m40	ud	Embarrado de MT (30kV)	100.000,00 €	1,00	100.000,00 €
m41	ud	Embarrado de AT (220kV)	50.000,00 €	2,00	100.000,00 €
m42	ud	Conductores de 220kV	30.000,00 €	1,00	30.000,00 €
m43	ud	Medida y control 220kV	125.000,00 €	1,00	125.000,00 €
m44	ud	Transformador de servicios auxiliares 30/0,4kV	25.000,00 €	1,00	25.000,00 €
m45	ud	Celdas de BT (400V)	10.000,00 €	1,00	10.000,00 €
m46	ud	Sistema informático y comunicaciones (ordenadores, servidores, licencia software, router, fibra óptica, SCADA)	100.000,00 €	1,00	100.000,00 €
m47	ud	Alumbrado LED (estructuras, cableado y luminaria)	20.000,00 €	1,00	20.000,00 €
m48	ud	Sistema de seguridad (videovigilancia, vallado perimetral SET, alarmas)	15.000,00 €	1,00	15.000,00 €
m49	ud	Fontanería en edificio de control	20.000,00 €	1,00	20.000,00 €
m50	ud	Sistema de protección contra incendios en edificio de control	10.000,00 €	1,00	10.000,00 €
m51	ud	Estación meteorológica (termómetro, barómetro, higrómetro, anemómetro, veleta, pluviómetro, panel PV de referencia, registro y transmisión de datos)	3.000,00 €	1,00	3.000,00 €
<b>MANO DE OBRA, EQUIPO Y MAQUINARIA</b>					
-	%	Mano de obra equipo y maquinaria, excluidos movimientos de tierra	5.653.000,00 €	20%	1.125.145,45 €
<b>COSTES DIRECTOS COMPLEMENTARIOS</b>					
-	%	Medios auxiliares sobre costes directos	6.778.145,45 €	10%	677.814,55 €
<b>TOTAL PRECIO DE EJECUCIÓN MATERIAL</b>					<b>7.455.960,00 €</b>

1.6. Partida 6. Línea aérea de alta tensión

Referencia	Unidades	Descripción	Precio unitario	Cantidad	Parcial
p6	ud	Línea aérea no transporte de 220kV de conexión con la red eléctrica de transporte secundario			
<b>MATERIALES</b>					
m52	km	Cable unipolar de aluminio duro desnudo y trenzado 381-AL1 (L 400), conformado por 61 alambres de 2,81mm de diámetro nominal, de sección total de 381mm <sup>2</sup>	10.000,00 €	63,00	630.000,00 €
m53	km	Cable de guarda de aluminio-acero ACSR LA455, conformado por 54 alambres de aluminio duro desnudo de 3,08mm de diámetro y 7 alambres de acero de 3,08mm en el alma, de sección total de 402,33mm <sup>2</sup>	7.000,00 €	42,00	294.000,00 €
m54	ud	Torre eléctrica de fuste tronco-piramidal de sección cuadrada y armado en configuración delta, modelo Cóndor Delta de la compañía IMDEXA	100.000,00 €	53,00	5.300.000,00 €
m3	m <sup>3</sup>	Hormigón HA-40/B/20/IIb, fabricado en central, con aditivo hidrófugo	90,90 €	1060,00	96.354,00 €
m4	kg	Acero en barras corrugadas, UNE-EN 10080 B 500 S	1,22 €	87.503,00	106.753,66 €
m5	kg	Alambre galvanizado para atar, de 1,30mm de diámetro	1,10 €	430,89	473,98 €
<b>MANO DE OBRA, EQUIPO Y MAQUINARIA</b>					
-	%	Mano de obra equipo y maquinaria, excluidos movimientos de tierras	6.427.581,64 €	20%	1.285.516,33 €
<b>COSTES DIRECTOS COMPLEMENTARIOS</b>					
-	%	Medios auxiliares sobre costes directos	7.713.097,97 €	10%	771.309,80 €
<b>TOTAL PRECIO DE EJECUCIÓN MATERIAL</b>					<b>8.484.407,76 €</b>

1.7. Partida 7. Puestas a tierra de las instalaciones

Referencia	Unidades	Descripción	Precio unitario	Cantidad	Parcial
p7	ud	Puesta a tierra de la central fotovoltaica, de la SET y de la LAT aérea, excluidos los movimientos de tierras			
<b>SUBPARTIDAS</b>					
sp4	ud	Losa de equipotencialidad de los CTMT	3.119,41 €	42,00	131.015,26 €
sp5	ud	Puesta a tierra 8/68	2.189,65 €	13,00	28.465,44 €
sp6	ud	Puesta a tierra 8/84	1.656,59 €	21,00	34.788,29 €
sp7	ud	Puesta a tierra 80-40/5/44	824,69 €	5,00	4.123,46 €
sp8	ud	Puesta a tierra 80-35/5/00	291,63 €	3,00	874,88 €
sp9	ud	Puesta a tierra en red mallada de la SET	76.356,70 €	1,00	76.356,70 €
sp10	ud	Puesta a tierra en pata de ganso	475,18 €	452,00	214.780,23 €
<b>TOTAL PRECIO DE EJECUCIÓN MATERIAL</b>					<b>490.404,25 €</b>

Diseño y dimensionamiento de una planta de obtención de hidrógeno mediante electrólisis de agua de 124MW alimentada con energía solar fotovoltaica en la provincia de Huelva y análisis de viabilidad

1.7.1. Subpartida 4. Losa de equipotencialidad del centro de transformación de media tensión

Referencia	Unidades	Descripción	Precio unitario	Cantidad	Parcial
sp4	ud	Losa de equipotencialidad de los CTMT			
<b>MATERIALES</b>					
m3	m <sup>3</sup>	Hormigón HA-40/B/20/I/b, fabricado en central, con aditivo hidrófugo	90,90 €	10,80	981,72 €
m55	m3	Mallazo electrosoldado cobreado de (0,3x0,3)m y 4mm de diámetro	1,50 €	336,00	504,00 €
<b>MANO DE OBRA</b>					
h1	h	Oficial de 1ª electricista	19,78 €	38,00	751,64 €
h7	h	Ayudante electricista	18,52 €	38,00	703,76 €
h5	h	Oficial 1ª estructurista	20,17 €	1,00	20,17 €
h6	h	Ayudante estructurista	19,46 €	1,20	23,35 €
<b>EQUIPO Y MAQUINARIA</b>					
e1	h	Regla vibrante de 3m	4,67 €	1,20	5,60 €
e2	h	Camión bomba estacionado en obra, para bombeo de hormigón	170,00 €	0,40	68,00 €
<b>COSTES DIRECTOS COMPLEMENTARIOS</b>					
-	%	Medios auxiliares sobre costes directos	3.058,25 €	2%	61,16 €
<b>TOTAL PRECIO DE EJECUCIÓN MATERIAL</b>					<b>3.119,41 €</b>

1.7.2. Subpartida 5. Puesta a tierra 8/68 (UNESA)

Referencia	Unidades	Descripción	Precio unitario	Cantidad	Parcial
sp5	ud	Puesta a tierra 8/68			
<b>MATERIALES</b>					
m56	m	Pica vertical de 14mm de diámetro de acero cobreado	31,48 €	48,00	1.511,04 €
m57	m	Conductor de cobre rígido, trenzado, desnudo de 50mm <sup>2</sup>	4,81 €	84,00	404,04 €
m58	ud	Arqueta de polipropileno para toma de tierra, de 300x300mm, con tapa de registro	74,00 €	1,00	74,00 €
m59	ud	Grapa abarcón para conexión de pica	1,00 €	8,00	8,00 €
m60	ud	Seccionador de puesta a tierra	50,00 €	1,00	50,00 €
<b>MANO DE OBRA</b>					
h1	h	Oficial de 1ª electricista	19,78 €	1,00	19,78 €
h7	h	Ayudante electricista	18,52 €	1,00	18,52 €
<b>COSTES DIRECTOS COMPLEMENTARIOS</b>					
-	%	Medios auxiliares sobre costes directos	2.085,38 €	5%	104,27 €
<b>TOTAL PRECIO DE EJECUCIÓN MATERIAL</b>					<b>2.189,65 €</b>

1.7.3. Subpartida 6. Puesta a tierra 8/84 (UNESA)

Referencia	Unidades	Descripción	Precio unitario	Cantidad	Parcial
sp6	ud	Puesta a tierra 8/84			
<b>MATERIALES</b>					
m56	m	Pica vertical de 14mm de diámetro de acero cobreado	31,48 €	32,00	1.007,36 €
m57	m	Conductor de cobre rígido, trenzado, desnudo de 50mm <sup>2</sup>	4,81 €	84,00	404,04 €
m58	ud	Arqueta de polipropileno para toma de tierra, de 300x300mm, con tapa de registro	74,00 €	1,00	74,00 €
m59	ud	Grapa abarcón para conexión de pica	1,00 €	4,00	4,00 €
m60	ud	Seccionador de puesta a tierra	50,00 €	1,00	50,00 €
<b>MANO DE OBRA</b>					
h1	h	Oficial de 1ª electricista	19,78 €	1,00	19,78 €
h7	h	Ayudante electricista	18,52 €	1,00	18,52 €
<b>COSTES DIRECTOS COMPLEMENTARIOS</b>					
-	%	Medios auxiliares sobre costes directos	1.577,70 €	5%	78,89 €
<b>TOTAL PRECIO DE EJECUCIÓN MATERIAL</b>					<b>1.656,59 €</b>

1.7.4. Subpartida 7. Puesta a tierra 80-40/5/44 (UNESA)

Referencia	Unidades	Descripción	Precio unitario	Cantidad	Parcial
sp7	ud	Puesta a tierra 80-40/5/44			
<b>MATERIALES</b>					
m56	m	Pica vertical de 14mm de diámetro de acero cobreado	31,48 €	16,00	503,68 €
m57	m	Conductor de cobre rígido, trenzado, desnudo de 50mm <sup>2</sup>	4,81 €	24,00	115,44 €
m58	ud	Arqueta de polipropileno para toma de tierra, de 300x300mm, con tapa de registro	74,00 €	1,00	74,00 €
m59	ud	Grapa abarcón para conexión de pica	1,00 €	4,00	4,00 €
m60	ud	Seccionador de puesta a tierra	50,00 €	1,00	50,00 €
<b>MANO DE OBRA</b>					
h1	h	Oficial de 1ª electricista	19,78 €	1,00	19,78 €
h7	h	Ayudante electricista	18,52 €	1,00	18,52 €
<b>COSTES DIRECTOS COMPLEMENTARIOS</b>					
-	%	Medios auxiliares sobre costes directos	785,42 €	5%	39,27 €
<b>TOTAL PRECIO DE EJECUCIÓN MATERIAL</b>					<b>824,69 €</b>

Diseño y dimensionamiento de una planta de obtención de hidrógeno mediante electrólisis de agua de 124MW alimentada con energía solar fotovoltaica en la provincia de Huelva y análisis de viabilidad

1.7.5. Subpartida 8. Puesta a tierra 80-35/5/00 (UNESA)

Referencia	Unidades	Descripción	Precio unitario	Cantidad	Parcial
sp8	ud	Puesta a tierra 80-35/5/00			
<b>MATERIALES</b>					
m57	m	Conductor de cobre rígido, trenzado, desnudo de 50mm <sup>2</sup>	4,81 €	24,00	115,44 €
m58	ud	Arqueta de polipropileno para toma de tierra, de 300x300mm, con tapa de registro	74,00 €	1,00	74,00 €
m60	ud	Seccionador de puesta a tierra	50,00 €	1,00	50,00 €
<b>MANO DE OBRA</b>					
h1	h	Oficial de 1ª electricista	19,78 €	1,00	19,78 €
h7	h	Ayudante electricista	18,52 €	1,00	18,52 €
<b>COSTES DIRECTOS COMPLEMENTARIOS</b>					
-	%	Medios auxiliares sobre costes directos	277,74 €	5%	13,89 €
<b>TOTAL PRECIO DE EJECUCIÓN MATERIAL</b>					<b>291,63 €</b>

1.7.6. Subpartida 9. Puesta a tierra en red mallada de la SET

Referencia	Unidades	Descripción	Precio unitario	Cantidad	Parcial
sp9	ud	Puesta a tierra de la SET en red mallada de 80x70m y retícula de 3x3m con picas de acero cobreado de 4m de longitud en vértices y perímetro			
<b>MATERIALES</b>					
m56	m	Pica vertical de 14mm de diámetro de acero cobreado	31,48 €	240,00	7.555,20 €
m57	m	Conductor de cobre rígido, trenzado, desnudo de 150mm <sup>2</sup>	14,52 €	4191,00	60.869,47 €
m58	ud	Arqueta de polipropileno para toma de tierra, de 300x300mm, con tapa de registro	74,00 €	8,00	592,00 €
m59	ud	Grapa abarcón para conexión de pica	1,00 €	240,00	240,00 €
m60	ud	Seccionador de puesta a tierra	50,00 €	8,00	400,00 €
<b>MANO DE OBRA</b>					
h1	h	Oficial de 1ª electricista	19,78 €	80,00	1.582,40 €
h7	h	Ayudante electricista	18,52 €	80,00	1.481,60 €
<b>COSTES DIRECTOS COMPLEMENTARIOS</b>					
-	%	Medios auxiliares sobre costes directos	72.720,67 €	5%	3.636,03 €
<b>TOTAL PRECIO DE EJECUCIÓN MATERIAL</b>					<b>76.356,70 €</b>

1.7.7. Subpartida 10. Puesta a tierra en pata de ganso

Referencia	Unidades	Descripción	Precio unitario	Cantidad	Parcial
sp10	ud	Puesta a tierra en pata de ganso			
<b>MATERIALES</b>					
m57	m	Conductor de cobre rígido, trenzado, desnudo de 50mm <sup>2</sup>	4,81 €	25,00	120,25 €
m58	ud	Arqueta de polipropileno para toma de tierra, de 300x300mm, con tapa de registro	74,00 €	1,00	74,00 €
m60	ud	Seccionador de puesta a tierra	50,00 €	1,00	50,00 €
m61	ud	Vía de chispas modelo VX-1 de la compañía INGESCO	170,00 €	1,00	170,00 €
<b>MANO DE OBRA</b>					
h1	h	Oficial de 1ª electricista	19,78 €	1,00	19,78 €
h7	h	Ayudante electricista	18,52 €	1,00	18,52 €
<b>COSTES DIRECTOS COMPLEMENTARIOS</b>					
-	%	Medios auxiliares sobre costes directos	452,55 €	5%	22,63 €
<b>TOTAL PRECIO DE EJECUCIÓN MATERIAL</b>					<b>475,18 €</b>

1.7.8. Partida 8. Movimientos de tierras y gestión de residuos

Referencia	Unidades	Descripción	Precio unitario	Cantidad	Parcial
p8	ud	Movimientos de tierras y gestión de residuos			
<b>SUBPARTIDAS</b>					
Referencia	Unidades	Descripción	Precio unitario	Cantidad	Parcial
sp11	m2	Desbroce y limpieza del terreno, con medios mecánicos. Comprende los trabajos necesarios para retirar de las zonas previstas para la edificación o urbanización: pequeñas plantas, maleza, broza, maderas caídas, escombros, basuras o cualquier otro material existente, hasta una profundidad no menor que el espesor de la capa de tierra vegetal, considerando como mínima 25cm; y carga a camión	1,15 €	1.000.000,00	1.148.418,00 €
sp12	m3	Excavación de zanjas para instalaciones hasta una profundidad de 2m, en suelo de arcilla semidura, con medios mecánicos, y acopio en los bordes de la excavación	18,58 €	382.837,69	7.111.489,49 €
sp13	m3	Relleno de zanjas de líneas eléctricas y PAT con tierra original	2,57 €	175.654,71	450.714,53 €
sp14	ud	Gestión de residuos vegetales, inertes y tierras sobrantes	1.543.810,84 €	1,00	1.543.810,84 €
sp15	m2	Viales de tránsito en la central PV	9,32 €	237.410,00	2.212.661,20 €
<b>TOTAL PRECIO DE EJECUCIÓN MATERIAL</b>					<b>12.467.094,06 €</b>

Diseño y dimensionamiento de una planta de obtención de hidrógeno mediante electrólisis de agua de 124MW alimentada con energía solar fotovoltaica en la provincia de Huelva y análisis de viabilidad

1.7.9. Subpartida 11. Desbroce del terreno

Referencia	Unidades	Descripción	Precio unitario	Cantidad	Parcial
sp11	m <sup>2</sup>	Desbroce y limpieza del terreno, con medios mecánicos. Comprende los trabajos necesarios para retirar de las zonas previstas para la edificación o urbanización: pequeñas plantas, maleza, broza, maderas caídas, escombros, basuras o cualquier otro material existente, hasta una profundidad no menor que el espesor de la capa de tierra vegetal, considerando como mínima 25cm; y carga a camión			
<b>MANO DE OBRA</b>					
h9	h	Peón ordinario de construcción	17,82 €	0,01	0,16 €
<b>EQUIPO Y MAQUINARIA</b>					
e4	m <sup>2</sup>	Pala cargadora sobre neumáticos de 120 kW/1,9 m <sup>3</sup>	40,23 €	0,02	0,97 €
<b>COSTES DIRECTOS COMPLEMENTARIOS</b>					
-	%	Medios auxiliares sobre costes directos	1,13 €	2%	0,02 €
<b>TOTAL PRECIO DE EJECUCIÓN MATERIAL</b>					<b>1,15 €</b>

1.7.10. Subpartida 12. Excavación de zanjas y cimentaciones

Referencia	Unidades	Descripción	Precio unitario	Cantidad	Parcial
sp12	m <sup>3</sup>	Excavación de zanjas para instalaciones hasta una profundidad de 2m, en suelo de arcilla semidura, con medios mecánicos, y acopio en los bordes de la excavación			
<b>MANO DE OBRA</b>					
h9	h	Peón ordinario de construcción	17,82 €	0,262	4,67 €
<b>EQUIPO Y MAQUINARIA</b>					
e5	h	Retroexcavadora hidráulica sobre neumáticos, de 115kW	48,54 €	0,279	13,54 €
<b>COSTES DIRECTOS COMPLEMENTARIOS</b>					
-	%	Medios auxiliares sobre costes directos	18,21 €	2%	0,36 €
<b>TOTAL PRECIO DE EJECUCIÓN MATERIAL</b>					<b>18,58 €</b>

1.7.11. Subpartida 13. Relleno de zanjas de instalaciones

Referencia	Unidades	Descripción	Precio unitario	Cantidad	Parcial
sp13	m <sup>3</sup>	Relleno de zanjas de líneas eléctricas y PAT con tierra original			
<b>MANO DE OBRA</b>					
h8	h	Oficial 1ª construcción	19,23 €	0,06	1,15 €
h9	h	Peón ordinario de construcción	18,03 €	0,06	1,08 €
<b>EQUIPO Y MAQUINARIA</b>					
e6	m <sup>3</sup>	Pisón vibrante de guiado manual, de 80kg, con placa de 30x30cm, tipo rana	3,50 €	0,08	0,28 €
<b>COSTES DIRECTOS COMPLEMENTARIOS</b>					
-	%	Medios auxiliares sobre costes directos	2,52 €	2%	0,05 €
<b>TOTAL PRECIO DE EJECUCIÓN MATERIAL</b>					<b>2,57 €</b>

1.7.12. Subpartida 14. Gestión de residuos vegetales, inertes y tierras sobrantes

Referencia	Unidades	Descripción	Precio unitario	Cantidad	Parcial
sp14	ud	Gestión de residuos vegetales, inertes y tierras sobrantes			
<b>EQUIPO Y MAQUINARIA</b>					
e7	m <sup>3</sup>	Camión basculante de 12t de carga, de 162kW, transporte a menos de 10km de distancia	4,42 €	230.854,28	1.020.375,92 €
e8	m <sup>3</sup>	Canon de vertido por entrega de tierras procedentes de la excavación, en vertedero específico, instalación de tratamiento de residuos de construcción y demolición externa a la obra o centro de valorización o eliminación de residuos	2,00 €	230.855,28	461.710,56 €
e9	m <sup>3</sup>	Transporte con camión de mezcla sin clasificar de residuos inertes producidos en obras de construcción y/o demolición, a vertedero específico, instalación de tratamiento de residuos de construcción y demolición externa a la obra o centro de valorización o eliminación de residuos, situado a 10km de distancia. El precio incluye el tiempo de espera en obra durante las operaciones de carga, el viaje de ida, la descarga y el viaje de vuelta	1,87 €	230,86	431,70 €
e10	m <sup>3</sup>	Canon de vertido por entrega de residuos inertes de ladrillos, tejas y materiales cerámicos, producidos en obras de construcción y/o demolición, en vertedero específico, instalación de tratamiento de residuos de construcción y demolición externa a la obra o centro de valorización o eliminación de residuos	8,00 €	230,86	1.846,85 €
e11	m <sup>3</sup>	Camión de transporte de 15t con una capacidad de 12m <sup>3</sup> y 2 ejes, transporte a menos de 10km de distancia	3,90 €	2.500,00	9.750,00 €
e12	m <sup>3</sup>	Canon de vertido por entrega de residuos vegetales producidos durante los trabajos de limpieza de solares, poda y tala de árboles, en vertedero específico	7,77 €	2.500,00	19.425,00 €
<b>COSTES DIRECTOS COMPLEMENTARIOS</b>					
-	%	Medios auxiliares sobre costes directos	1.513.540,04 €	2%	30.270,80 €
<b>TOTAL PRECIO DE EJECUCIÓN MATERIAL</b>					<b>1.543.810,84 €</b>

Diseño y dimensionamiento de una planta de obtención de hidrógeno mediante electrólisis de agua de 124MW alimentada con energía solar fotovoltaica en la provincia de Huelva y análisis de viabilidad

1.7.13. Subpartida 15. Viales de tránsito en central PV

Referencia	Unidades	Descripción	Precio unitario	Cantidad	Parcial
sp15	m <sup>2</sup>	Viales de tránsito en la central PV			
<b>MATERIALES</b>					
m62	t	Zahorra natural caliza	8,66 €	0,431	3,73 €
m63	kg	Cemento Portland CEM I 32,5 N, en sacos, según UNE-EN 197-1	0,11 €	17,325	1,91 €
m64	kg	Ligante Greenfor Dust "FORESA", color blanco, a base de acetato de vinilo y éster vinílico de ácido versático, libre de alquilfenoles y de amoníaco	1,60 €	1,300	2,08 €
m65	m <sup>3</sup>	Agua	1,50 €	0,023	0,03 €
<b>EQUIPO Y MAQUINARIA</b>					
e13	h	Tractor agrícola, de 37kW, equipado con rotovator	39,50 €	0,015	0,59 €
e14	h	Dumper de descarga frontal de 2t de carga útil	9,27 €	0,020	0,19 €
e15	h	Compactador monocilíndrico vibrante autopropulsado, de 74kW, de 7,42t, anchura de trabajo 167,6cm	50,40 €	0,008	0,40 €
e16	h	Camión cisterna, de 8m <sup>3</sup> de capacidad	40,08 €	0,005	0,20 €
<b>COSTES DIRECTOS COMPLEMENTARIOS</b>					
-	%	Medios auxiliares sobre costes directos	9,13 €	2%	0,18 €
<b>TOTAL PRECIO DE EJECUCIÓN MATERIAL</b>					<b>9,32 €</b>

1.8. Partida 9. Edificio de control, incluidos equipamientos

Referencia	Unidades	Descripción	Precio unitario	Cantidad	Parcial
p9	ud	Edificio de control, incluidos equipamientos			
<b>SUBPARTIDAS</b>					
sp16	ud	Edificio de control, excluidos equipamientos	476.244,60 €	1,00	476.244,60 €
sp17	ud	Saneamiento y fontanería en edificio de control	2.449,90 €	1,00	2.449,90 €
sp18	ud	Puestos de trabajo en edificio de control y sistemas informáticos y de control	154.472,29 €	1,00	154.472,29 €
sp19	ud	Instalación contra incendios en edificio de control	1.453,45 €	1,00	1.453,45 €
sp20	ud	Luminaria de interior y exterior del edificio de control	6.781,32 €	1,00	6.781,32 €
sp21	ud	Sistema anti-intrusión y videovigilancia	6.734,55 €	1,00	6.734,55 €
sp22	ud	Sistema de climatización	8.034,66 €	1,00	8.034,66 €
sp23	ud	Instalación eléctrica interior de BT empotrada del edificio de control, incluidas protecciones eléctricas y cuadros de distribución	4.027,67 €	1,00	4.027,67 €
<b>TOTAL PRECIO DE EJECUCIÓN MATERIAL</b>					<b>660.198,44 €</b>

1.8.1. Subpartida 16. Edificio de control, excluidos equipamientos

Referencia	Unidades	Descripción	Precio unitario	Cantidad	Parcial
sp16	ud	Edificio de control, excluidos equipamientos			
<b>MATERIALES</b>					
m66	m <sup>2</sup>	Edificio de control prefabricado 20x20m y 4m de altura	1.000,00 €	400,00	400.000,00 €
m67	m <sup>3</sup>	Losa de cimentación de hormigón armado edificio de control	260,00 €	200,00	52.000,00 €
m68	m <sup>2</sup>	Solera de hormigón autocompactante edificio de control	19,48 €	400,00	7.792,00 €
<b>MANO DE OBRA</b>					
h3	h	Oficial 1ª ferrallista	20,17 €	129,40	2.610,00 €
h4	h	Ayudante ferrallista	19,46 €	194,00	3.775,24 €
h5	h	Oficial 1ª estructurista en trabajos de puesta en obra del hormigón	20,17 €	2,20	44,37 €
h6	h	Ayudante estructurista en trabajos de puesta en obra del hormigón	19,46 €	28,60	556,56 €
<b>EQUIPO Y MAQUINARIA</b>					
e1	m <sup>3</sup>	Regla vibrante de 3m	1,80 €	25,00	45,00 €
e2	m <sup>3</sup>	Camión bomba estacionado en obra, para bombeo de hormigón	8,33 €	10,00	83,30 €
<b>COSTES DIRECTOS COMPLEMENTARIOS</b>					
-	%	Medios auxiliares sobre costes directos	466.906,47 €	2%	9.338,13 €
<b>TOTAL PRECIO DE EJECUCIÓN MATERIAL</b>					<b>476.244,60 €</b>

Diseño y dimensionamiento de una planta de obtención de hidrógeno mediante electrólisis de agua de 124MW alimentada con energía solar fotovoltaica en la provincia de Huelva y análisis de viabilidad

1.8.2. Subpartida 17. Instalación de saneamiento y fontanería en edificio de control

Referencia	Unidades	Descripción	Precio unitario	Cantidad	Parcial
sp17	ud	Saneamiento y fontanería en edificio de control			
<b>MATERIALES</b>					
m69	ud	Acometida enterrada para abastecimiento de agua potable de 2 m de longitud, de polietileno PE 100, de 32mm de diámetro exterior, PN=10atm y 2mm de espesor, colocada sobre lecho de arena de 15cm de espesor, en el fondo de la zanja previamente excavada, debidamente compactada y nivelada con pisón vibrante de guiado manual, relleno lateral compactando hasta los riñones y posterior relleno con la misma arena hasta 10cm por encima de la generatriz superior de la tubería; collarín de toma en carga colocado sobre la red general de distribución que sirve de enlace entre la acometida y la red; llave de corte de esfera de 1" de diámetro con mando de cuadradillo colocada mediante unión roscada, situada junto a la edificación, fuera de los límites de la propiedad, alojada en arqueta prefabricada de polipropileno de 30x30x30cm, colocada sobre solera de hormigón en masa HM-20/P/20/l de 15 cm de espesor. Incluido hormigón en masa HM-20/P/20/l para la posterior reposición del firme existente, accesorios y piezas especiales. Excluida mano de obra y equipos	178,47 €	1,00	178,47 €
m70	ud	Instalación interior de fontanería para aseo con dotación para: inodoro, lavabo sencillo, ducha, realizada con tubo de polietileno reticulado (PE-X), para la red de agua fría y caliente que conecta la derivación particular o una de sus ramificaciones con cada uno de los aparatos sanitarios, con los diámetros necesarios para cada punto de servicio. Incluidas las llaves de paso de cuarto húmedo para el corte del suministro de agua, de polietileno reticulado (PE-X), material auxiliar para montaje y sujeción a la obra, derivación particular, accesorios de derivaciones. El precio no incluye mano de obra ni equipos	130,14 €	2,00	260,28 €
m71	ud	WC con salida dual Cavally	149,00 €	2,00	298,00 €
m72	ud	Lavabo sencillo de 58cm con pedestal modelo Corfu. Incluido grifo monomando Hoffell	98,85 €	2,00	197,70 €
m73	ud	Cabina de ducha de 1/4 de círculo de 90cm modelo Omega	239,00 €	2,00	478,00 €
m74	ud	Red de pequeña evacuación, colocada superficialmente, de PVC, serie B, de 32mm de diámetro, unión pegada con adhesivo. Excluida mano de obra y equipos	43,00 €	2,00	86,00 €
<b>MANO DE OBRA</b>					
h8	h	Oficial 1ª construcción	19,23 €	2,50	48,08 €
h9	h	Peón ordinario de construcción	18,03 €	2,50	45,08 €
h10	h	Oficial 1ª fontanero	19,78 €	16,00	316,48 €
h11	h	Ayudante fontanero	18,52 €	16,00	296,32 €
<b>EQUIPO Y MAQUINARIA</b>					
e12	h	Compresor portátil eléctrico 2 m³/min de caudal	3,81 €	2,00	7,62 €
e13	h	Martillo neumático	4,08 €	2,00	8,16 €
e6	h	Pisón vibrante de guiado manual, de 80 kg, con placa de 30x30 cm, tipo rana	3,50 €	2,00	7,00 €
<b>COSTES DIRECTOS COMPLEMENTARIOS</b>					
-	%	Medios auxiliares sobre costes directos	2.227,18 €	10%	222,72 €
<b>TOTAL PRECIO DE EJECUCIÓN MATERIAL</b>					2.449,90 €

1.8.3. Subpartida 18. Puestos de trabajo, sistemas informáticos y de control en edificio de control

Referencia	Unidades	Descripción	Precio unitario	Cantidad	Parcial
sp18	ud	Puestos de trabajo en edificio de control y sistemas informáticos y de control			
<b>MATERIALES</b>					
m75	ud	Silla de trabajo modelo Markus (IKEA)	149,00 €	7,00	1.043,00 €
m76	ud	Escritorio para oficina 160x80cm modelo Idasen (IKEA)	249,00 €	7,00	1.743,00 €
m77	ud	Torre de ordenador personal HP modelo Workstation PC HP Z2 G5 Torre, incluye Windows 10 Pro 64, Intel® Core™ i7-10700 (frecuencia base de 2,9 GHz, hasta 4,8 GHz con tecnología Intel®, Turbo Boost, 16 MB de caché L3, 8 núcleos), RAM DDR4-3200 MHz 16 GB (1 x 16 GB), Unidad HP Z, Turbo SSD 512 GB, PCIe® NVMe™ TLC, Gráficos Intel® UHD 630	1.146,13 €	7,00	8.022,91 €
m78	ud	Monitor de ordenador LG, modelo 32MN500M-B, con pantalla de 31.5" Full-HD, 5ms, 75Hz, 2 puertos HDMI, Radeon FreeSync	197,00 €	7,00	1.379,00 €
m79	ud	Teclado inalámbrico Logitech K380	36,57 €	7,00	255,99 €
m80	ud	Ratón inalámbrico Bluestork Wireless Office 80 de 2,4 GHz, Sensibilidad ajustable: 800 - 1200 - 1600 ppp, 6 botones, Plug & Play, Compatible con Windows, Alcance: 10 m	19,75 €	7,00	138,25 €
m81	ud	Punto de distribución de fibra óptica formado por caja de segregación, de acero galvanizado, de 80x80x30mm, con capacidad para fusionar 8 cables. Incluso elementos para el guiado de las fibras, cierre con llave, accesorios y fijaciones	50,52 €	1,00	50,52 €
m82	ud	Modem-Router	100,00 €	1,00	100,00 €
m83	ud	Annadue Teléfono Fijo, C258	43,30 €	7,00	303,10 €
m84	ud	Sistema SCADA y dispositivos de control y comunicación de la central PV y de la SET	100.000,00 €	1,00	100.000,00 €
<b>MANO DE OBRA</b>					
h12	h	Oficial 1ª instalador de telecomunicaciones	19,78 €	20,00	395,60 €
h13	h	Ayudante instalador de telecomunicaciones	18,52 €	20,00	370,40 €
h14	h	Técnico de soporte informático	19,78 €	12,00	237,36 €
<b>EQUIPO Y MAQUINARIA</b>					
e17	ud	Software y licencias	2.000,00 €	6,00	12.000,00 €
<b>COSTES DIRECTOS COMPLEMENTARIOS</b>					
-	%	Medios auxiliares sobre costes directos	128.726,91 €	20%	25.745,38 €
<b>TOTAL PRECIO DE EJECUCIÓN MATERIAL</b>					154.472,29 €



Diseño y dimensionamiento de una planta de obtención de hidrógeno mediante electrólisis de agua de 124MW alimentada con energía solar fotovoltaica en la provincia de Huelva y análisis de viabilidad

1.8.4. Subpartida 19. Instalación contra incendios en edificio de control

Referencia	Unidades	Descripción	Precio unitario	Cantidad	Parcial
sp19	ud	Instalación contra incendios en edificio de control			
<b>MATERIALES</b>					
m85	ud	Extintor portátil de polvo químico ABC polivalente antibrasa, con presión incorporada, de eficacia 21A-144B-C, con 6 kg de agente extintor, con manómetro y manguera con boquilla difusora. Incluso soporte y accesorios de montaje	41,83 €	4,00	167,32 €
m86	ud	Central de detección automática de incendios, convencional, microprocesada, de 4 zonas de detección, con caja metálica y tapa de ABS, con módulo de alimentación, rectificador de corriente y cargador de batería, panel de control con indicador de alarma y avería y conmutador de corte de zonas. Incluso baterías	266,61 €	1,00	266,61 €
m87	ud	Luminaria de emergencia, con tubo lineal fluorescente, 6W - G5, flujo luminoso 155 lúmenes, carcasa de 245x110x58mm, clase II, IP42, con baterías de Ni-Cd de alta temperatura, autonomía de 1 h, alimentación a 230 V, tiempo de carga 24 h. Incluso accesorios y elementos de fijación	41,73 €	20,00	834,60 €
<b>MANO DE OBRA</b>					
h15	h	Oficial 1ª instalador de redes y equipos de detección y seguridad	19,91 €	3,00	59,73 €
h16	h	Ayudante instalador de redes y equipos de detección y seguridad	18,66 €	3,00	55,98 €
<b>COSTES DIRECTOS COMPLEMENTARIOS</b>					
-	%	Medios auxiliares sobre costes directos	1.384,24 €	5%	69,21 €
<b>TOTAL PRECIO DE EJECUCIÓN MATERIAL</b>					<b>1.453,45 €</b>

1.8.5. Subpartida 20. Instalación de iluminación en edificio de control

Referencia	Unidades	Descripción	Precio unitario	Cantidad	Parcial
sp20	ud	Luminaria de interior y exterior del edificio de control			
<b>MATERIALES</b>					
m88	ud	Luminaria rectangular de luz reflejada, de 1.196x596x104mm, para 2 lámparas fluorescentes T5 de 54W; cuerpo de luminaria de chapa de acero, acabado lacado mate, de color blanco; óptica formada por reflector asimétrico de chapa de acero, acabado lacado mate, de color blanco y difusor de chapa de acero microperforada; balasto electrónico; protección IP20 y aislamiento clase F; instalación empotrada. Incluso lámparas	248,61 €	10,00	2.486,10 €
m89	ud	Luminaria circular, de 220mm de diámetro, para 1 lámpara fluorescente compacta triple TC-TELI de 26W, con cuerpo de luminaria de aluminio inyectado, aluminio y acero inoxidable, vidrio de seguridad, reflector de aluminio puro anodizado, portalámparas GX 24, clase de protección I, grado de protección IP65, aislamiento clase F; instalación empotrada en techo. Incluso lámparas	366,59 €	10,00	3.665,90 €
<b>MANO DE OBRA</b>					
h1	h	Oficial de 1ª electricista	19,78 €	8,00	158,24 €
h7	h	Ayudante electricista	18,52 €	8,00	148,16 €
<b>COSTES DIRECTOS COMPLEMENTARIOS</b>					
-	%	Medios auxiliares sobre costes directos	6.458,40 €	5%	322,92 €
<b>TOTAL PRECIO DE EJECUCIÓN MATERIAL</b>					<b>6.781,32 €</b>

1.8.6. Subpartida 21. Sistema anti-intrusión y videovigilancia

Referencia	Unidades	Descripción	Precio unitario	Cantidad	Parcial
sp21	ud	Sistema anti-intrusión y videovigilancia			
<b>MATERIALES</b>					
m90	ud	Central microprocesada bidireccional con transmisor telefónico integrado, para un máximo de 4 zonas, ampliable a 28 mediante módulo opcional, control de 1 zona las 24 horas, de 249x185x68mm, con llave mecánica para puesta en marcha y desactivación y 2 relés de salida, admite hasta 4 teclados y 4 lectores de llave con 2 zonas suplementarias de alarma en cada uno de ellos, divisible en 3 particiones, conversión a sistema híbrido supervisado (cableado/vía radio) mediante módulo opcional, memoria de hasta 60 eventos, 8 formatos de transmisión, programable mediante teclado, con PC local mediante el protocolo RS232 o bien vía módem a través de la línea telefónica usando el software Fast Link y teclado	146,72 €	1,00	146,72 €
m91	ud	Circuito cerrado de cámaras de videovigilancia Reolink RLK8-410B4, incluye 4 cámaras para exteriores de 4MP 1440p HD, NVR de 8 canales para control de hasta 8 cámaras con almacenamiento de disco duro incorporado de 2TB, detección de movimiento y notificación (push y correo electrónico), capacidad de visión nocturna (hasta 100 pies), audio disponible (micrófono incorporado), transmisión en vivo y acceso remoto (iOS, Android, PC Windows, Mac, navegadores web), soporte 24/7 grabación sin parar	550,00 €	1,00	550,00 €
m92	m	PoE, instalación simple, plug & play, admite software de terceros como Blue Iris / Milestone / iSpy / Synology / QNAP incorporado para grabación 24/7			
m92	m	Vallado perimetral a 2m de la SET con puerta de acceso incluida, de acero electrosoldado, 2m de altura, cuadrícula de 20x5cm y pilares de perfil cuadrado en acero pintado	18,80 €	300,00	5.640,00 €
<b>MANO DE OBRA</b>					
h15	h	Oficial 1ª instalador de redes y equipos de detección y seguridad	19,91 €	2,00	39,82 €
h16	h	Ayudante instalador de redes y equipos de detección y seguridad	18,66 €	2,00	37,32 €
<b>COSTES DIRECTOS COMPLEMENTARIOS</b>					
-	%	Medios auxiliares sobre costes directos	6.413,86 €	5%	320,69 €
<b>TOTAL PRECIO DE EJECUCIÓN MATERIAL</b>					<b>6.734,55 €</b>

Diseño y dimensionamiento de una planta de obtención de hidrógeno mediante electrólisis de agua de 124MW alimentada con energía solar fotovoltaica en la provincia de Huelva y análisis de viabilidad

1.8.7. Subpartida 22. Sistema de climatización en edificio de control

Referencia	Unidades	Descripción	Precio unitario	Cantidad	Parcial
sp22	ud	Sistema de climatización			
<b>MATERIALES</b>					
m93	ud	Equipo autónomo bomba de calor reversible aire-aire compacto de cubierta (roof-top), de 2.400x1.400x1.497mm, potencia frigorífica total nominal 21,9 kW (temperatura de bulbo seco en el interior 27°C, temperatura de bulbo seco en el exterior 35°C), potencia frigorífica sensible nominal 15,9 kW (temperatura de bulbo húmedo en el interior 19°C, temperatura de bulbo seco en el exterior 35°C), potencia calorífica nominal 22,3 kW (temperatura de bulbo seco en el interior 20°C, temperatura de bulbo húmedo en el exterior 6°C), EER (calificación energética nominal) 2,9, COP (coeficiente energético nominal) 3,5, potencia sonora 75 dBA, montaje (toma de aire exterior con compuerta sin motorizar), para gas R-410A, equipado con carrocería de chapa de acero galvanizado con aislamiento térmico de 10 mm de espesor, circuito exterior con 1 ventilador axial con motor estanco clase F y grado de protección IP54 y batería de tubos de cobre y aletas de aluminio, circuito interior con 1 ventilador centrífugo con 1 turbina con motor eléctrico de 0,75 kW, filtros de aire reutilizables (prefiltro G4), batería de tubos de cobre y aletas de aluminio, bandeja de recogida de condensados y válvulas de expansión termostáticas, circuito frigorífico con 1 compresor hermético de tipo scroll, protecciones, cuadro eléctrico y regulación electrónica con microprocesador Gesclima. Totalmente montada, conexiónada y puesta en marcha por la empresa instaladora para la comprobación de su correcto funcionamiento. El precio no incluye los elementos antivibratorios de suelo	7.827,33 €	1,00	7.827,33 €
<b>MANO DE OBRA</b>					
h17	h	Oficial 1ª instalador de climatización	19,78 €	1,30	25,71 €
h18	h	Ayudante instalador de climatización	18,52 €	1,30	24,08 €
<b>COSTES DIRECTOS COMPLEMENTARIOS</b>					
-	%	Medios auxiliares sobre costes directos	7.877,12 €	2%	157,54 €
<b>TOTAL PRECIO DE EJECUCIÓN MATERIAL</b>					8.034,66 €

1.8.8. Subpartida 23. Instalación eléctrica interior en edificio de control

Referencia	Unidades	Descripción	Precio unitario	Cantidad	Parcial
sp23	ud	Instalación eléctrica interior de BT empotrada del edificio de control, incluidas protecciones eléctricas y cuadros de distribución			
<b>MATERIALES</b>					
m94	ud	Red eléctrica de distribución interior para oficina de 400 m², compuesta de: cuadro general de mando y protección; circuitos interiores con cableado bajo tubo protector de PVC flexible: 2 circuitos para alumbrado, 2 circuitos para tomas de corriente, 1 circuito para aire acondicionado, 2 circuitos para alumbrado de emergencia, 1 circuito para cierre automatizado; mecanismos gama media (tecla o tapa: blanco; marco: blanco; embellecedor: blanco)	2.878,38 €	1,00	2.878,38 €
<b>MANO DE OBRA</b>					
h1	h	Oficial de 1ª electricista	19,78 €	25,00	494,50 €
h7	h	Ayudante electricista	18,52 €	25,00	463,00 €
<b>COSTES DIRECTOS COMPLEMENTARIOS</b>					
-	%	Medios auxiliares sobre costes directos	3.835,88 €	5%	191,79 €
<b>TOTAL PRECIO DE EJECUCIÓN MATERIAL</b>					4.027,67 €

1.9. Presupuesto total. Central PV, SET y LAT

Seguidamente se muestra el presupuesto de ejecución por contrata del conjunto de la planta PV de 247MW y de las instalaciones eléctricas de conexión con la red de transporte secundario.

Referencia	Unidades	Descripción	Precio unitario	Cantidad	Parcial
a1	ud	Central fotovoltaica de 247MW, subestación eléctrica elevadora 30/220kV no transporte y línea aérea de 220kV no transporte de conexión con la red eléctrica de transporte secundario en la subestación eléctrica colectora Palos 220kV, propiedad de Red Eléctrica de España			
<b>PARTIDAS</b>					
p1	ud	Elaboración del proyecto de central PV	6.000,00 €	1,00	6.000,00 €
p2	ud	Campo fotovoltaico, incluye los paneles fotovoltaicos, las estructuras de soporte con seguidor solar de eje vertical y los inversores fotovoltaicos con MPPT	324.504.857,72 €	1,00	324.504.857,72 €
p3	ud	Líneas eléctricas de BT (0,8kV) y MT (30kV) instaladas bajo tierra en el interior de canalización de sección circular. Excluidos los movimientos de tierra, aparellaje eléctrico y puestas a tierra	18.812.169,94 €	1,00	18.812.169,94 €
p4	ud	Centro de transformación de media tensión (30kV) de estructura prefabricada, incluyendo montaje y aparellaje eléctrico	243.616,53 €	42,00	10.231.894,23 €
p5	ud	Subestación eléctrica elevadora no transporte 30/220kV	7.455.960,00 €	1,00	7.455.960,00 €
p6	ud	Línea aérea no transporte de 220kV de conexión con la red eléctrica de transporte secundario	8.484.407,76 €	1,00	8.484.407,76 €
p7	ud	Puesta a tierra de la central fotovoltaica, de la SET y de la LAT aérea, excluidos los movimientos de tierras	490.404,25 €	1,00	490.404,25 €
p8	ud	Movimientos de tierras y gestión de residuos	12.467.094,06 €	1,00	12.467.094,06 €
p9	ud	Edificio de control, incluidos equipamientos	660.198,44 €	1,00	660.198,44 €
<b>TOTAL PRECIO DE EJECUCIÓN MATERIAL</b>					383.112.986,40 €
<b>BENEFICIO INDUSTRIAL (6%)</b>					22.986.779,18 €
<b>GASTOS GENERALES (13%)</b>					49.804.688,23 €
<b>SUMA PARCIAL</b>					455.904.453,82 €
<b>IVA (21%)</b>					95.739.935,30 €
<b>PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN POR CONTRATA</b>					551.644.389,12 €

Diseño y dimensionamiento de una planta de obtención de hidrógeno mediante electrólisis de agua de 124MW alimentada con energía solar fotovoltaica en la provincia de Huelva y análisis de viabilidad

Asciende el presupuesto de ejecución por contrata a la expresada cantidad de 551.644.389,12€ (QUINIENTOS CINCUENTA Y UN MILLONES SEISCIENTOS CUARENTA Y CUATRO MIL TRESCIENTOS OCHENTA Y NUEVE EUROS CON DOCE CÉNTIMOS DE EURO).

## 2. PLANTA DE ELECTRÓLISIS DE AGUA DE TECNOLOGÍA PEM DE 124MW

En el presente capítulo se elaborará el presupuesto de la planta PEMWE de 124MW de potencia instalada. Dada la escasa información publicada relativa a los precios de los diferentes dispositivos que conforman la planta de electrólisis y, especialmente, a los PEMEL, compresores de hidrógeno y tanques de hidrógeno, se ha debido recurrir a la información disponible en diversos informes y publicaciones, a partir de la cual se han realizado las pertinentes estimaciones de costes. Asimismo, en tanto que la instalación eléctrica de la planta de electrólisis y la nave industrial en que se ubican los diferentes sistemas de la planta no han sido diseñadas en el presente trabajo, su presupuesto consistirá en una estimación de materiales y costes (los sistemas de monitorización y sensores se consideran incluidos dentro del aparellaje eléctrico). Por otra parte, en lo relativo a los costes de equipos y mano de obra, éstos han sido considerados, en la mayoría de los casos, como un porcentaje de la partida presupuestaria en cuestión, ya que no se dispone de la información suficiente para realizar una estimación más detallada. Huelga indicar que todos los precios unitarios y parciales indicados en las diferentes partidas presupuestarias no incluyen el IVA.

### 2.1. Partida 10. Elaboración del proyecto de planta PEMWE

En la elaboración de esta partida se ha considerado que la mitad del tiempo equivalente de los créditos asignados a la elaboración del TFM ha sido destinado a la elaboración del proyecto de planta de electrólisis de tecnología PEM, esto es, 150h.

Referencia	Unidades	Descripción	Precio unitario	Cantidad	Parcial
p10	ud	Elaboración del proyecto de planta PEMWE			
MANO DE OBRA					
h19	h	Ingeniero de la energía	40,00 €	150,00	6.000,00 €
<b>TOTAL PRECIO DE EJECUCIÓN MATERIAL</b>					<b>6.000,00 €</b>

### 2.2. Partida 11. Sistema de electrólisis

De acuerdo con lo descrito en la memoria del trabajo, el sistema de electrólisis ha sido definido como el propio PEMEL y el BoP constituido por la instalación eléctrica y de control, el sistema de compresión de hidrógeno y el sistema de refrigeración, siendo diseñado aparte el sistema de suministro y purificación de agua y el sistema de almacenamiento de hidrógeno. En la elaboración del presupuesto y a efectos prácticos, lo anterior supone que los sistemas de compresión, de refrigeración, la instalación eléctrica y la instalación de control se contemplen incluidos en la partida del propio sistema de electrólisis. Dado que la compañía no ha publicado ni facilitado información al respecto, los costes de dichas instalaciones han sido estimados a partir de la bibliografía consultada y no se ha elaborado una relación detallada de los componentes/materiales de las mismas.

## Diseño y dimensionamiento de una planta de obtención de hidrógeno mediante electrólisis de agua de 124MW alimentada con energía solar fotovoltaica en la provincia de Huelva y análisis de viabilidad

Referencia	Unidades	Descripción	Precio unitario	Cantidad	Parcial
p11	ud	Sistema de electrólisis de agua pura de membrana de intercambio protónico de 4 asociaciones en paralelo de 6 apilamientos en serie de 50 celdas unitarias Silyzer300 de la compañía Siemens, de potencia nominal de 17,5MW, producción nominal de hidrógeno de 335kg/h y consumo nominal de agua de 3,35m <sup>3</sup> /h. Incluye sistema de refrigeración, instalación eléctrica (aparellaje, protecciones, PAT, convertidores de potencia), sistema de control, sistema de compresión del hidrógeno producido, valvulería y conducciones locales			
<b>MATERIALES</b>					
m95	kW	Electrolizador de agua pura de 4 asociaciones en paralelo de 6 apilamientos en serie de 50 celdas unitarias, también en serie, Silyzer300 de la compañía Siemens, de potencia nominal de 17,5MW, producción nominal de hidrógeno de 335kg/h y consumo nominal de agua de 3,35m <sup>3</sup> /h, incluye el sistema de separación de gases, recirculación de agua, valvulería y conducciones locales	840,00 €	17.500,00	14.700.000,00 €
m96	kg/h	Compresor alternativo de hidrógeno API-618 libre de lubricante de la compañía Siemens, de capacidad nominal de compresión de 335kg/h y presión de trabajo de 30bar-72bar, incluye sistema de control y alimentación eléctrica	7.600,00 €	335,00	2.546.000,00 €
m97	kW	Sistema de alimentación eléctrica y control del sistema de electrólisis. Incluye transformador de potencia, rectificador, conductores, PAT, aparellaje eléctrico, protecciones central de control, transductores instalados en planta y sus respectivas líneas de comunicación	412,50 €	17.500,00	7.218.750,00 €
m98	kW	Sistema de refrigeración del PEMEL mediante convección forzada e intercambiador de calor en sendos electrodos de cada apilamiento de celdas unidad	66,00 €	17.500,00	1.155.000,00 €
<b>MANO DE OBRA</b>					
-	%	Oficial de 1ª electricista, ayudante electricista, ayuda de albañilería, operario de maquinaria, oficial de 1ª instalador de líneas de telecomunicación, etc.	25.619.750,00 €	10%	2.556.260,72 €
<b>EQUIPO Y MAQUINARIA</b>					
-	%	lizado de estructuras, carretillas elevadoras, plataformas de elevación, escaleras, etc.	25.619.750,00 €	5%	1.280.987,50 €
<b>COSTES DIRECTOS COMPLEMENTARIOS</b>					
-	%	Medios auxiliares sobre costes directos	5,0%	29.456.998,22 €	1.472.849,91 €
<b>TOTAL PRECIO DE EJECUCIÓN MATERIAL</b>					30.929.848,13 €

### 2.3. Partida 12. Sistema de almacenamiento de hidrógeno

Referencia	Unidades	Descripción	Precio unitario	Cantidad	Parcial
p12	ud	Sistema de almacenamiento de hidrógeno. Incluye tanques de almacenamiento de hidrógeno comprimido, valvulería y conducciones			
<b>MATERIALES</b>					
m99	ud	Depósito vertical de almacenamiento de hidrógeno comprimido a 50bar "VAKO" de 115m <sup>3</sup> de capacidad. Incluye montaje y sistema de detección de fugas	258.500,00 €	15,00	3.877.500,00 €
m100	ud	Válvula solenoide de rearme automático libre de fugas y alto sellado de la compañía "Perfect Valve" en entrada y salida de los tanques de almacenamiento, DN 5 1/2", PN50. Fabricada en acero inoxidable. Tensión de alimentación 230VAC. Incluye actuadores	7.500,00 €	30,00	225.000,00 €
m101	ud	Válvula antirretorno libre de fugas y alto sellado de la compañía "Perfect Valve" en entrada y salida de los tanques de almacenamiento, DN 5 1/2", PN50. Fabricada en acero inoxidable	1.000,00 €	30,00	30.000,00 €
m102	ud	Válvula de alivio de presión libre de fugas y alto sellado de la compañía "Perfect Valve" en tanque de almacenamiento. Fabricada en acero inoxidable	400,00 €	15,00	6.000,00 €
m103	ud	Válvula motorizada libre de fugas y alto sellado de la compañía "Perfect Valve" en la salida de cada asociación de tanques de almacenamiento y en la línea de suministro de hidrógeno, DN 5 1/2", PN50. Fabricada en acero inoxidable. Tensión de alimentación 230VAC. Incluye actuadores	10.000,00 €	5,00	50.000,00 €
m104	ud	Electroválvula de tres vías libre de fugas y alto sellado de la compañía "Perfect Valve", DN 5 1/2", PN72. Fabricada en acero inoxidable. Tensión de alimentación 230VAC. Incluye actuadores	10.000,00 €	3,00	30.000,00 €
m105	m	Tuberías de acero inoxidable de baja resistencia API X42 sin costuras, DN 5 1/2", PN50	17,96 €	300,00	5.388,78 €
m106	ud	Contador de hidrógeno vertido a la red de GN, DN 5 1/2", PN72	500,00 €	1,00	500,00 €
<b>MANO DE OBRA, EQUIPO Y MAQUINARIA</b>					
-	%	Total	20%	4.224.388,78 €	844.877,76 €
<b>COSTES DIRECTOS COMPLEMENTARIOS</b>					
-	%	Medios auxiliares sobre costes directos	5%	5.069.266,54 €	253.463,33 €
<b>TOTAL PRECIO DE EJECUCIÓN MATERIAL</b>					5.322.729,86 €

### 2.4. Partida 13. Conducciones de hidrógeno de conexión con la planta regasificadora de ENAGAS

Referencia	Unidades	Descripción	Precio unitario	Cantidad	Parcial
p13	ud	Conducciones de hidrógeno de conexión con la planta regasificadora de ENAGÁS			
<b>MATERIALES</b>					
m107	m	Tuberías de acero inoxidable de baja resistencia API X42 sin costuras, DN 5 1/2", PN72	17,96 €	5.400,00	96.998,04 €
<b>MANO DE OBRA, EQUIPO Y MAQUINARIA</b>					
-	%	Total	96.998,04 €	15%	14.549,71 €
<b>COSTES DIRECTOS COMPLEMENTARIOS</b>					
-	%	Medios auxiliares sobre costes directos	111.547,75 €	5%	5.577,39 €
<b>TOTAL PRECIO DE EJECUCIÓN MATERIAL</b>					117.125,13 €

## 2.5. Partida 14. Captación y almacenamiento de agua de red

Referencia	Unidades	Descripción	Precio unitario	Cantidad	Parcial
p14	ud	Captación y almacenamiento de agua de red			
<b>MATERIALES</b>					
m108	ud	Acometida enterrada para abastecimiento de agua potable de 20m de longitud, que une la red general de distribución de agua potable de la empresa suministradora con la instalación general del edificio, continua en todo su recorrido sin uniones o empalmes intermedios no registrables, formada por tubo de polietileno PE 100, de 63mm de diámetro exterior, PN=10atm y 3,8mm de espesor, colocada sobre lecho de arena de 15cm de espesor, en el fondo de la zanja previamente excavada, debidamente compactada y nivelada con pisón vibrante de guiado manual, relleno lateral compactando hasta los riñones y posterior relleno con la misma arena hasta 10cm por encima de la generatriz superior de la tubería; collarín de toma en carga colocado sobre la red general de distribución que sirve de enlace entre la acometida y la red; llave de corte de esfera de diámetro con mando de cuadrado colocada mediante unión, situada junto a la edificación, fuera de los límites de la propiedad, alojada en arqueta de dimensiones interiores 51x51x65cm de obra de fábrica, construida con fábrica de ladrillo perforado tosco de 1/2 pie de espesor, recibido con mortero de cemento, industrial, M-5, colocada sobre solera de hormigón en masa HM-20/P/20/l de 15cm de espesor, enfoscada y bruñida por el interior con mortero de cemento, industrial, con aditivo hidrófugo, M-15 y cerrada superiormente con marco y tapa de fundición dúctil. Incluso hormigón en masa HM-20/P/20/l para la posterior reposición del firme existente, accesorios y piezas especiales. Includos filtros de cartucho de carbón activo	725,92 €	1,00	725,92 €
m109	ud	Suministro y montaje de tanque de acero al carbono TANKEROS de 2.126,79m <sup>3</sup> de capacidad, de 22,82m de diámetro y nivel máximo interior de agua de 5,2m, cerrado al exterior y sistema de compensación de presión	170.000,00 €	1,00	170.000,00 €
m110	ud	Acabado superficial del tanque de agua de red mediante pinturas resistentes a la radiación UV y demás agentes corrosivos presentes en la atmósfera	40.000,00 €	1,00	40.000,00 €
<b>MANO DE OBRA</b>					
h10	h	Oficial 1º fontanero	19,78 €	2,81	55,58 €
h11	h	Ayudante fontanero	18,52 €	2,81	52,04 €
h8	h	Oficial 1º construcción	19,23 €	3,32	63,84 €
h9	h	Peón ordinario de construcción	18,03 €	3,03	54,63 €
<b>EQUIPO Y MAQUINARIA</b>					
e18	h	Compresor portátil eléctrico 2m <sup>3</sup> /min de caudal	3,81 €	1,74	6,63 €
e19	h	Martillo neumático	4,08 €	1,74	7,10 €
e6	h	Pisón vibrante de guiado manual, de 80kg, con placa de 30x30cm, tipo rana	3,50 €	1,53	5,36 €
<b>COSTES DIRECTOS COMPLEMENTARIOS</b>					
-	%	Medios auxiliares sobre costes directos	210.971,10 €	10%	21.097,11 €
<b>TOTAL PRECIO DE EJECUCIÓN MATERIAL</b>					232.068,21 €

El coste del tanque de agua de red queda incluido en el presupuesto del subsistema de suministro de agua y ha sido calculado a partir de las siguientes expresiones [78]:

$$Peso_{tanque}(\text{toneladas}) = 12 + 0,0231 * \forall_{tanque} - 1,2 * 10^{-7} * \forall_{tanque}^2 = 62,24 \quad (84)$$

$$Coste_{tanque}(\text{Mpesetas de 1997}) = 0,80741 * Peso_{tanque}(\text{toneladas})^{0,75} = 17,89\text{Mpesetas} \quad (85)$$

$$Coste_{acabados}(\text{Mpesetas de 1997}) = 0,22 * Coste_{tanque}(\text{Mpesetas de 1997}) = 3,94\text{Mpesetas} \quad (86)$$

Actualizando dichas cantidades a dinero actual se obtiene un total aproximado de 210.000,00€.

## 2.6. Partida 15. Sistema de suministro de agua purificada

Referencia	Unidades	Descripción	Precio unitario	Cantidad	Parcial
p15	ud	Sistema de suministro de agua purificada. Incluye todos los subsistemas involucrados en el proceso: desde los grupos de bombeo de agua de red hasta el grupo de bombas de circulación de agua purificada			
<b>MATERIALES</b>					
sp24	ud	Subsistema de impulsión de agua de red desde el depósito de almacenamiento hasta el subsistema de purificación	73.062,45 €	1,00	73.062,45 €
sp25	ud	Subsistema de purificación de agua de red, almacenamiento de agua purificada y subsistema de circulación de agua purificada hacia PEMEL	1.174.590,35 €	1,00	1.174.590,35 €
sp26	ud	Válvulas de control	10.044,38 €	1,00	10.044,38 €
<b>TOTAL PRECIO DE EJECUCIÓN MATERIAL</b>					1.257.697,18 €

Diseño y dimensionamiento de una planta de obtención de hidrógeno mediante electrólisis de agua de 124MW alimentada con energía solar fotovoltaica en la provincia de Huelva y análisis de viabilidad

2.6.1. Subpartida 24. Impulsión de agua de red

Referencia	Unidades	Descripción	Precio unitario	Cantidad	Parcial
sp24	ud	Subsistema de impulsión de agua de red desde el depósito de almacenamiento hasta el subsistema de purificación			
<b>MATERIALES</b>					
m111	ud	Bomba centrífuga de aspiración final multietapa Grundfos modelo CM 10-3 A-R-A-E-AVBE F-A-A-N, máxima presión de operación de 16bar, potencia nominal de 2,2kW y velocidad nominal de 2900rpm, tensión de alimentación 1x230V a 50Hz	731,00 €	14,00	10.234,00 €
m112	ud	Variador de frecuencia modelo CUE 1X200-240V IP21 2,2KW del fabricante Grundfos, de potencia nominal 2,2kW, frecuencia de red 50/60Hz, tensión nominal 200-240V, intensidad nominal 10,6A, eficiencia a plena carga 96%, grado de protección (IEC 34-5) IP21, protección de motor integrada, protección térmica exterior	1.979,00 €	14,00	27.706,00 €
m113	ud	Interruptor de bomba modelo IO50 Metric del fabricante Grundfos	93,00 €	14,00	1.302,00 €
m114	ud	Válvula de esfera de latón niquelado para roscar DN50	38,06 €	49,00	1.864,94 €
m115	ud	Válvula de retención de latón niquelado para roscar DN50	12,61 €	21,00	264,81 €
m116	ud	Manguito antivibración de goma DN50	30,00 €	14,00	420,00 €
m117	m	Tuberías de PEHD (PEAD) 100 DN50 PN10	19,23 €	385,00	7.403,55 €
m118	ud	Caseta de hormigón prefabricada para alojamiento de bombas de impulsión de 12x3m y 2,5m de altura	10.000,00 €	1,00	10.000,00 €
m119	ud	Calderín de 200l, DN32, con ventosa purgadora y válvula de alivio incluidas para absorción de sobrepresiones en arranque de bombas	400,00 €	7,00	2.800,00 €
<b>MANO DE OBRA</b>					
h10	h	Oficial 1º fontanero	19,78 €	88,77	1.755,87 €
h11	h	Ayudante fontanero	18,52 €	56,29	1.042,49 €
h1	h	Oficial 1º electricista	19,78 €	14,00	276,92 €
h7	h	Ayudante electricista	18,52 €	14,00	259,28 €
h8	h	Oficial 1º construcción	19,23 €	23,30	448,06 €
h9	h	Peón ordinario de construcción	18,03 €	23,00	414,69 €
<b>EQUIPO Y MAQUINARIA</b>					
e18	h	Compresor portátil eléctrico 2m³/min de caudal	3,81 €	20,00	76,20 €
e19	h	Martillo neumático	4,08 €	20,00	81,60 €
e6	h	Pisón vibrante de guiado manual, de 80kg, con placa de 30x30cm, tipo rana	3,50 €	20,00	70,00 €
<b>COSTES DIRECTOS COMPLEMENTARIOS</b>					
-	%	Medios auxiliares sobre costes directos	66.420,41 €	10%	6.642,04 €
<b>TOTAL PRECIO DE EJECUCIÓN MATERIAL</b>					<b>73.062,45 €</b>

2.6.2. Subpartida 25. Subsistema de purificación de agua de red

Referencia	Unidades	Descripción	Precio unitario	Cantidad	Parcial
sp25	ud	Subsistema de purificación de agua de red, almacenamiento de agua purificada y subsistema de circulación de agua purificada hacia PEMEL			
<b>MATERIALES</b>					
m120	ud	Suavizador de agua PureAqua modelo WSF18-150-1.5, caudal nominal de agua de 5,7m³/h, presión de operación de 2,1bar a 7bar, tensión de alimentación 1x240VAC a 50Hz. Incluye sistema de control del equipo	12.000,00 €	7,00	84.000,00 €
m121	ud	Filtro de ósmosis inversa SUEZ modelo E4H-27K DLX 1200066, caudal nominal de agua de 5,7m³/h, presión de operación de 2bar a 15bar, tasa de recuperación del 75%, tensión de alimentación 3x230VAC a 50Hz. Incluye bomba elevadora de presión a su entrada y sistema de control del equipo	40.000,00 €	7,00	280.000,00 €
m122	ud	Equipo de electrodesionización de agua SUEZ modelo E-CELL MK-3, caudal nominal de permeado de 3,4m³/h, presión de operación de 3,1bar a 6,9bar, tasa de recuperación del 90%, tensión de alimentación 3x230VAC a 50Hz. Incluye sistema de control del equipo	75.000,00 €	7,00	525.000,00 €
m123	ud	Depósito de agua purificada AAtanks de acero inoxidable y revestimiento interno de vidrio de 9,6m³ de capacidad y presión máxima de llenado de 10bar, geometría cilíndrica y disposición vertical	10.000,00 €	7,00	70.000,00 €
m124	ud	Bomba circuladora centrífuga instalada en línea Grundfos modelo MAGNA1 25-40, de 9-56W de potencia nominal, máxima presión de operación 10bar, tensión de alimentación 1x230V a 50Hz. Incluye variador de frecuencia	734,00 €	14,00	10.276,00 €
m125	ud	Válvula de esfera INOX para roscar DN32	20,29 €	49,00	994,21 €
m126	ud	Válvula de retención INOX para roscar DN32	21,27 €	21,00	446,67 €
m127	ud	Red de evacuación de caudales de concentrado en tubos de PVC de DN32 de 75m de longitud hasta red de alcantarillado	161,25 €	7,00	1.128,75 €
m128	ud	Tubería INOX DN40 PN16	3,00 €	300,00	900,00 €
<b>MANO DE OBRA</b>					
-	%	Oficial 1º fontanero, ayudante fontanero, oficial 1º electricista, ayudante electricista, oficial 1º construcción y peón ordinario de construcción	972.745,63 €	10%	97.274,56 €
<b>EQUIPO Y MAQUINARIA</b>					
-	%	Excavación de zanjas para tuberías, apisonado de suelo, suministro de hormigón y material de relleno, transporte de equipos, etc.	972.745,63 €	5%	48.637,28 €
<b>COSTES DIRECTOS COMPLEMENTARIOS</b>					
-	%	Medios auxiliares sobre costes directos	1.118.657,47 €	5%	55.932,87 €
<b>TOTAL PRECIO DE EJECUCIÓN MATERIAL</b>					<b>1.174.590,35 €</b>



Diseño y dimensionamiento de una planta de obtención de hidrógeno mediante electrólisis de agua de 124MW alimentada con energía solar fotovoltaica en la provincia de Huelva y análisis de viabilidad

2.6.3. Subpartida 26. Válvulas de control

Referencia	Unidades	Descripción	Precio unitario	Cantidad	Parcial
sp26	ud	Válvulas de control			
<b>MATERIALES</b>					
m129	ud	Válvula reductora de presión de asiento inclinado y pistón plano del fabricante Cla-Val modelo AQUA 80-451, DN25 PN16. Cuerpo y partes móviles en bronce antigalvanización y eje de control en acero inoxidable	87,52 €	14,00	1.225,28 €
m130	ud	Válvula motorizada de globo e igual porcentaje del fabricante LowFlow serie Mark 8000 DN40 PN16. Cuerpo fabricado en acero inoxidable. Actuadores incluidos	200,00 €	7,00	1.400,00 €
m131	ud	Válvula motorizada de globo e igual porcentaje del fabricante LowFlow serie Mark 8000 DN32 PN16. Cuerpo fabricado en acero inoxidable. Actuadores incluidos	175,00 €	14,00	2.450,00 €
m132	ud	Válvula motorizada de globo e igual porcentaje del fabricante LowFlow serie Mark 708MV DN15 PN16. Cuerpo fabricado en acero inoxidable. Actuadores incluidos	300,00 €	7,00	2.100,00 €
m133	ud	Válvula selectora de tres vías del fabricante LowFlow serie Mark 8000 DN32 PN16. Cuerpo fabricado en acero inoxidable. Actuadores incluidos	60,00 €	7,00	420,00 €
m134	ud	Válvula selectora de tres vías del fabricante LowFlow serie Mark 8000 DN25 PN16. Cuerpo fabricado en acero inoxidable. Actuadores incluidos	36,00 €	14,00	504,00 €
m135	ud	Válvula solenoide LowFlow serie Mark 8000 DN50 PN16. Cuerpo fabricado en acero inoxidable. Actuadores incluidos	70,00 €	1,00	70,00 €
m136	ud	Válvula solenoide LowFlow serie Mark 8000 DN40 PN16. Cuerpo fabricado en acero inoxidable. Actuadores incluidos	56,00 €	14,00	784,00 €
<b>MANO DE OBRA</b>					
h10	h	Oficial 1ª fontanero	19,78 €	16,00	316,48 €
h11	h	Ayudante fontanero	18,52 €	16,00	296,32 €
<b>COSTES DIRECTOS COMPLEMENTARIOS</b>					
-	%	Medios auxiliares sobre costes directos	9.566,08 €	5%	478,30 €
<b>TOTAL PRECIO DE EJECUCIÓN MATERIAL</b>					<b>10.044,38 €</b>

2.7. Partida 16. Movimientos de tierra, gestión de residuos y obra civil en la planta PEMWE

Referencia	Unidades	Descripción	Precio unitario	Cantidad	Parcial
p16	ud	Movimientos de tierras, gestión de residuos y obra civil en parcela de planta PEMWE			
<b>SUBPARTIDAS</b>					
Referencia	Unidades	Descripción	Precio unitario	Cantidad	Parcial
sp28	m2	Parcela de 205x308m y nave industrial de 62x80m en Polígono Industrial Nuevo Puerto en el municipio de Palos de la Frontera	9.398.119,82 €	1,00	9.398.119,82 €
sp11	m2	Desbroce y limpieza del terreno, con medios mecánicos. Comprende los trabajos necesarios para retirar de las zonas previstas para la edificación o urbanización: pequeñas plantas, maleza, broza, maderas caídas, escombros, basuras o cualquier otro material existente, hasta una profundidad no menor que el espesor de la capa de tierra vegetal, considerando como mínima 25cm; y carga a camión	1,15 €	63.140,00	72.511,11 €
sp12	m3	Excavación de zanjas para instalaciones hasta una profundidad de 2m, en suelo de arcilla semidura, con medios mecánicos, y acopio en los bordes de la excavación	18,58 €	1.000,00	18.575,73 €
sp13	m3	Relleno de zanjas con tierra original	2,57 €	1.000,00	2.565,91 €
sp14	ud	Gestión de residuos vegetales, inertes y tierras sobrantes	5.351,94 €	1,00	5.351,94 €
sp27	m2	Viales de tránsito y estacionamientos en la planta PEMWE	27,75 €	18.942,00	525.568,58 €
<b>TOTAL PRECIO DE EJECUCIÓN MATERIAL</b>					<b>10.022.693,09 €</b>

2.7.1. Subpartida 27. Viales de tránsito en la planta PEMWE

Referencia	Unidades	Descripción	Precio unitario	Cantidad	Parcial
sp27	m <sup>2</sup>	Viales de tránsito y estacionamiento en la planta PEMWE			
<b>MATERIALES</b>					
m137	t	Mezcla bituminosa continua en caliente AC22 base S, para capa base, de composición semidensa, con árido granítico de 22mm de tamaño máximo y betún asfáltico modificado con polímeros, según UNE-EN 13108-1. Espesor de capa de 8cm	60,24 €	0,184	11,08 €
m138	t	Mezcla bituminosa continua en caliente AC22 bin D, para capa intermedia, de composición densa, con árido granítico de 22mm de tamaño máximo y betún asfáltico de penetración, según UNE-EN 13108-1	52,48 €	0,138	7,24 €
m139	t	Mezcla bituminosa continua en caliente AC16 surf D, para capa de rodadura, de composición densa, con árido granítico de 16 mm de tamaño máximo y betún asfáltico modificado con polímeros, según UNE-EN 13108-1	61,43 €	0,115	7,06 €
<b>MANO DE OBRA</b>					
h12	h	Oficial 1ª construcción de obra civil	19,03 €	0,010	0,19 €
h13	h	Ayudante construcción de obra civil	18,05 €	0,045	0,81 €
<b>EQUIPO Y MAQUINARIA</b>					
e20	h	Extendidora asfáltica de cadenas, de 81kW	80,34 €	0,005	0,40 €
e21	h	Rodillo vibrante tándem autopropulsado, de 24,8kW, de 2450kg, anchura de trabajo 100cm	16,58 €	0,007	0,12 €
e22	h	Compactador de neumáticos autopropulsado, de 12/22t	58,20 €	0,005	0,29 €
<b>COSTES DIRECTOS COMPLEMENTARIOS</b>					
-	%	Medios auxiliares sobre costes directos	27,20 €	2%	0,54 €
<b>TOTAL PRECIO DE EJECUCIÓN MATERIAL</b>					<b>27,75 €</b>

## 2.7.2. Subpartida 28. Parcela industrial y nave industrial

Referencia	Unidades	Descripción	Precio unitario	Cantidad	Parcial
sp28	ud	Parcela de 205x308m y nave industrial de 62x80m en Polígono Industrial Nuevo Puerto en el municipio de Palos de la Frontera			
<b>MATERIALES</b>					
m140	m <sup>2</sup>	Suelo industrial en Polígono Industrial Nuevo Puerto en el municipio de Palos de la Frontera	110,00 €	63.140,00	6.945.400,00 €
m141	m <sup>2</sup>	Nave industrial de estructura de hormigón y cubierta inclinada. Excluidos equipamientos	375,00 €	4.960,00	1.860.000,00 €
m142	m <sup>3</sup>	Zapata de cimentación de hormigón armado, realizada con hormigón HA-40/B/20/11b fabricado en central, y vertido desde camión, y acero UNE-EN 10080 B 500 S, con una cuantía aproximada de 50kg/m <sup>3</sup> . Incluso armaduras de espera del pilar, alambre de atar, y separadores. El precio incluye la elaboración de la ferralla (corte, doblado y conformado de elementos) en taller industrial y el montaje en el lugar definitivo de su colocación en obra	193,55 €	250,00	48.387,50 €
m143	m <sup>2</sup>	Montaje de sistema de encofrado recuperable metálico, para zapata de cimentación, formado por paneles metálicos, amortizables en 200 usos, y posterior desmontaje del sistema de encofrado. Incluso elementos de sustentación, fijación y acodamientos necesarios para su estabilidad y líquido desencofrante, para evitar la adherencia del hormigón al encofrado	1,44 €	1.000,00	1.440,00 €
m144	m <sup>2</sup>	Solera de hormigón armado de 20cm de espesor, realizada con hormigón HA-40/B/20/11b fabricado en central, y vertido desde camión, y malla electrosoldada ME 20x20 Ø 5-5 B 500 T 6x2,20 UNE-EN 10080 como armadura de reparto, colocada sobre separadores homologados, extendido y vibrado manual mediante regla vibrante, sin tratamiento de su superficie; con juntas de retracción de 5mm de espesor, mediante corte con disco de diamante. Incluso panel de poliestireno expandido de 3cm de espesor, para la ejecución de juntas de dilatación	23,30 €	4.960,00	115.568,00 €
<b>MANO DE OBRA, EQUIPO Y MAQUINARIA</b>					
-	%	Oficiales y ayudantes de construcción, ferrallistas, estructuristas, etc. y equipo de obra necesario	2.025.395,50 €	12%	243.047,46 €
<b>COSTES DIRECTOS COMPLEMENTARIOS</b>					
-	%	Medios auxiliares sobre costes directos	9.213.842,96 €	2%	184.276,86 €
<b>TOTAL PRECIO DE EJECUCIÓN MATERIAL</b>					<b>9.398.119,82 €</b>

El coste medio del metro cuadrado de suelo industrial en la provincia de Huelva considerado corresponde al coste del suelo industrial en dicha provincia en el primer trimestre del año 2021 (alrededor de 110€/m<sup>2</sup>), publicado en la “Estadística de precios de suelo urbano” en la página web del Ministerio de Transportes, Movilidad y Agenda Urbana [79].

Diseño y dimensionamiento de una planta de obtención de hidrógeno mediante electrólisis de agua de 124MW alimentada con energía solar fotovoltaica en la provincia de Huelva y análisis de viabilidad

2.8. Partida 17. Equipamientos de nave industrial y parcela

Referencia	Unidades	Descripción	Precio unitario	Cantidad	Parcial
p17	ud	Equipamientos de la parcela y nave industrial			
<b>MATERIALES</b>					
m70	ud	Instalación interior de fontanería para aseo con dotación para: inodoro, lavabo sencillo, ducha, realizada con tubo de polietileno reticulado (PE-X), para la red de agua fría y caliente que conecta la derivación particular o una de sus ramificaciones con cada uno de los aparatos sanitarios, con los diámetros necesarios para cada punto de servicio. Incluidas las llaves de paso de cuarto húmedo para el corte del suministro de agua, de polietileno reticulado (PE-X), material auxiliar para montaje y sujeción a la obra, derivación particular, accesorios de derivaciones. El precio no incluye mano de obra ni equipos	130,14 €	4,00	520,56 €
m71	ud	WC con salida dual Cavalry	149,00 €	4,00	596,00 €
m72	ud	Lavabo sencillo de 58cm con pedestal modelo Corfu. Incluido grifo monomando Hoffell	98,85 €	4,00	395,40 €
m73	ud	Cabina de ducha de 1/4 de círculo de 90cm modelo Omega	239,00 €	4,00	956,00 €
m74	ud	Red de pequeña evacuación, colocada superficialmente, de PVC, serie B, de 32mm de diámetro, unión pegada con adhesivo. Excluida mano de obra y equipos	43,00 €	4,00	172,00 €
m75	ud	Silla de trabajo modelo Markus (IKEA)	149,00 €	14,00	2.086,00 €
m76	ud	Escritorio para oficina 160x80cm modelo Idasen (IKEA)	249,00 €	7,00	1.743,00 €
m77	ud	Torre de ordenador personal HP modelo Workstation PC HP Z2 GS Torre, incluye Windows 10 Pro 64, Intel® Core™ i7-10700 (frecuencia base de 2,9 GHz, hasta 4,8 GHz con tecnología Intel® Turbo Boost, 16 MB de caché L3, 8 núcleos), RAM DDR4-3200 MHz 16 GB (1 x 16 GB), Unidad HP Z Turbo SSD 512 GB PCIe® NVMe™ TLC Gráficos Intel® UHD 630	1.146,13 €	9,00	10.315,17 €
m78	ud	Monitor de ordenador LG, modelo 32MN500M-B, con pantalla de 31.5" Full-HD, 5ms, 75Hz, 2 puertos HDMI, Radeon FreeSync	197,00 €	9,00	1.773,00 €
m79	ud	Teclado inalámbrico Logitech K380	36,57 €	9,00	329,13 €
m80	ud	Ratón inalámbrico Bluestork Wireless Office 80 de 2,4 GHz, Sensibilidad ajustable: 800 - 1200 - 1600 ppp, 6 botones, Plug & Play, Compatible con Windows, Alcance: 10 m	19,75 €	9,00	177,75 €
m81	ud	Punto de distribución de fibra óptica formado por caja de segregación, de acero galvanizado, de 80x80x30mm, con capacidad para fusionar 8 cables. Incluso elementos para el guiado de las fibras, cierre con llave, accesorios y fijaciones	50,52 €	1,00	50,52 €
m82	ud	Modem-Router	100,00 €	1,00	100,00 €
m83	ud	Annadue Teléfono Fijo, C258	43,30 €	9,00	389,70 €
m145	ud	Mesa de Reuniones ovalada Sigma de Mobel Linea	429,00 €	1,00	429,00 €
m85	ud	Extintor portátil de polvo químico ABC polivalente antibrasa, con presión incorporada, de eficacia 21A-144B-C, con 6 kg de agente extintor, con manómetro y manguera con boquilla difusora. Incluso soporte y accesorios de montaje	41,83 €	25,00	1.045,75 €
m86	ud	Central de detección automática de incendios, convencional, microprocesada, de 4 zonas de detección, con caja metálica y tapa de ABS, con módulo de alimentación, rectificador de corriente y cargador de batería, panel de control con indicador de alarma y avería y conmutador de corte de zonas. Incluso baterías	266,61 €	4,00	1.066,44 €
m87	ud	Luminaria de emergencia, con tubo lineal fluorescente, 6W - G5, flujo luminoso 155 lúmenes, carcasa de 245x110x58mm, clase II, IP42, con baterías de Ni-Cd de alta temperatura, autonomía de 1 h, alimentación a 230 V, tiempo de carga 24 h. Incluso accesorios y elementos de fijación	41,73 €	100,00	4.173,00 €
m90	ud	Central microprocesada bidireccional con transmisor telefónico integrado, para un máximo de 4 zonas, ampliable a 28 mediante módulo opcional, control de 1 zona las 24 horas, de 249x185x68mm, con llave mecánica para puesta en marcha y desactivación y 2 relés de salida, admite hasta 4 teclados y 4 lectores de llave con 2 zonas suplementarias de alarma en cada uno de ellos, divisible en 3 particiones, conversión a sistema híbrido supervisado (cableado/vía radio) mediante módulo opcional, memoria de hasta 60 eventos, 8 formatos de transmisión, programable mediante teclado, con PC local mediante el protocolo RS232 o bien vía módem a través de la línea telefónica usando el software Fast Link y teclado	146,72 €	2,00	293,44 €
m91	ud	Círculo cerrado de cámaras de videovigilancia Reolink RLK8-410B4, incluye 4 cámaras para exteriores de 4MP 1440p HD, NVR de 8 canales para control de hasta 8 cámaras con almacenamiento de disco duro incorporado de 2TB, detección de movimiento y notificación (push y correo electrónico), capacidad de visión nocturna (hasta 100 pies), audio disponible (micrófono incorporado), transmisión en vivo y acceso remoto (iOS, Android, PC Windows, Mac, navegadores web), soporte 24/7 grabación sin parar	550,00 €	2,00	1.100,00 €
m92	m	PoE, instalación simple, plug & play, admite software de terceros como Blue Iris / Milestone / iSpy / Synology / QNAP incorporado para grabación 24/7			
m146	ud	Vallado perimetral con puerta de acceso incluida, de acero electrosoldado, 2m de altura, cuadrícula de 20x5cm y pilares de perfil cuadrado en acero pintado	18,80 €	1.026,00	19.288,80 €
m93	ud	Caseta de hormigón prefabricada para garita de seguridad. Incluye equipamientos Equipo autónomo bomba de calor reversible aire-aire compacto de cubierta (roof-top), de 2.400x1.400x1.497mm, potencia frigorífica total nominal 21,9 kW (temperatura de bulbo seco en el interior 27°C, temperatura de bulbo seco en el exterior 35°C), potencia frigorífica sensible nominal 15,9 kW (temperatura de bulbo húmedo en el interior 19°C, temperatura de bulbo seco en el exterior 35°C), potencia calorífica nominal 22,3 kW (temperatura de bulbo seco en el interior 20°C, temperatura de bulbo húmedo en el exterior 6°C), EER (calificación energética nominal) 2,9, COP (coeficiente energético nominal) 3,5, potencia sonora 75 dBA, montaje (toma de aire exterior con compuerta sin motorizar), para gas R-410A, equipado con carrocería de chapa de acero galvanizado con aislamiento térmico de 10 mm de espesor, circuito exterior con 1 ventilador axial con motor estanco clase F y grado de protección IP54 y batería de tubos de cobre y aletas de aluminio, circuito interior con 1 ventilador centrífugo con 1 turbina con motor eléctrico de 0,75 kW, filtros de aire reutilizables (prefiltro G4), batería de tubos de cobre y aletas de aluminio, bandeja de recogida de condensados y válvulas de expansión termostáticas, circuito frigorífico con 1 compresor hermético de tipo scroll, protecciones, cuadro eléctrico y regulación electrónica con microprocesador Gesclima. Totalmente montada, conectada y puesta en marcha por la empresa instaladora para la comprobación de su correcto funcionamiento	7.827,33 €	2,00	15.654,66 €
m94	ud	Red eléctrica de distribución interior para oficina de 400 m², compuesta de: cuadro general de mando y protección; circuitos interiores con cableado bajo tubo protector de PVC flexible: 2 circuitos para alumbrado, 2 circuitos para tomas de corriente, 1 circuito para aire acondicionado, 2 circuitos para alumbrado de emergencia, 1 circuito para cierre automatizado; mecanismos gama media (tecla o tapa: blanco; marco: blanco; embellecedor: blanco)	2.878,38 €	2,00	5.756,76 €
m147	ud	Campana industrial LED, de 200W, ángulo de apertura de 120° y 19.000lm, UFO Chipled Bridgelux, IC Driverless	69,95 €	400,00	27.980,00 €
<b>MANO DE OBRA, EQUIPO Y MAQUINARIA</b>					
-	%	Electricidad, fontanería, ayuda de albañilería, redes de telecomunicaciones, software y licencias y seguridad	101.392,08 €	20,0%	20.278,42 €
<b>COSTES DIRECTOS COMPLEMENTARIOS</b>					
-	%	Medios auxiliares sobre costes directos	121.670,50 €	5%	6.083,52 €
<b>TOTAL PRECIO DE EJECUCIÓN MATERIAL</b>					127.754,02 €

## 2.9. Presupuesto total. Planta de electrólisis tipo PEM de 124MW

Seguidamente se muestra el presupuesto de ejecución por contrata de la planta PEMWE de 124MW.

Referencia	Unidades	Descripción	Precio unitario	Cantidad	Parcial
a2	ud	Planta de electrólisis de tecnología PEM de 124MW conectada a la red de distribución de gas natural en el punto de acceso de la planta de regasificación de GNL de ENAGAS			
<b>PARTIDAS</b>					
p10	ud	Elaboración del proyecto de planta PEMWE	6.000,00 €	1,00	6.000,00 €
p11	ud	Sistema de electrólisis de agua pura de membrana de intercambio protónico de 4 asociaciones en paralelo de 6 apilamientos en serie de 50 celdas unitarias Silyzer300 de la compañía Siemens, de potencia nominal de 17,5MW, producción nominal de hidrógeno de 335kg/h y consumo nominal de agua de 3,35m <sup>3</sup> /h. Incluye sistema de refrigeración, instalación eléctrica (aparellaje, protecciones eléctricas, PAT, convertidores de potencia), sistema de control, sistema de compresión del hidrógeno producido, valvulería y conducciones locales	30.935.848,13 €	7,00	216.550.936,88 €
p12	ud	Sistema de almacenamiento de hidrógeno. Incluye tanques de almacenamiento de hidrógeno comprimido, valvulería y conducciones	5.322.729,86 €	7,00	37.259.109,04 €
p13	ud	Conducciones de hidrógeno de conexión con la planta regasificadora de ENAGÁS	117.125,13 €	1,00	117.125,13 €
p14	ud	Captación y almacenamiento de agua de red	232.068,21 €	1,00	232.068,21 €
p15	ud	Sistema de suministro de agua purificada. Incluye todos los subsistemas involucrados en el proceso: desde los grupos de bombeo de agua de red hasta el grupo de bombas de circulación de agua purificada	1.257.697,18 €	7,00	8.803.880,29 €
p16	ud	Movimientos de tierras, gestión de residuos y obra civil en parcela de planta PEMWE	10.022.693,09 €	1,00	10.022.693,09 €
p17	ud	Equipamientos de la parcela y nave industrial	127.754,02 €	1,00	127.754,02 €
<b>TOTAL PRECIO DE EJECUCIÓN MATERIAL</b>					273.113.566,66 €
<b>BENEFICIO INDUSTRIAL (6%)</b>					16.386.814,00 €
<b>GASTOS GENERALES (13%)</b>					35.504.763,67 €
<b>SUMA PARCIAL</b>					325.005.144,33 €
<b>IVA (21%)</b>					68.251.080,31 €
<b>PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN POR CONTRATA</b>					393.256.224,63 €

Asciende el presupuesto de ejecución por contrata a la expresada cantidad de 393.256.224,63€ (TRESCIENTOS NOVENTA Y TRES MILLONES DOSCIENTOS CINCUENTA Y SEIS MIL DOSCIENTOS VEINTICUATRO EUROS CON SESENTA Y TRES CÉNTIMOS DE EURO).

### 3. PRESUPUESTO CONJUNTO

Se han presentado por separado los presupuestos de la planta PEMWE de 124MW, de la central PV de 247MW y de su instalación eléctrica de conexión a la red de transporte secundario a fin de facilitar su elaboración y la comprensión por parte del lector, además de posibilitar la comparación entre los costes de una y otra instalación, lo cual es de especial relevancia en la elaboración del estudio de viabilidad económica desarrollado en la memoria del proyecto. Seguidamente se procede a mostrar el presupuesto conjunto de ambas centrales.

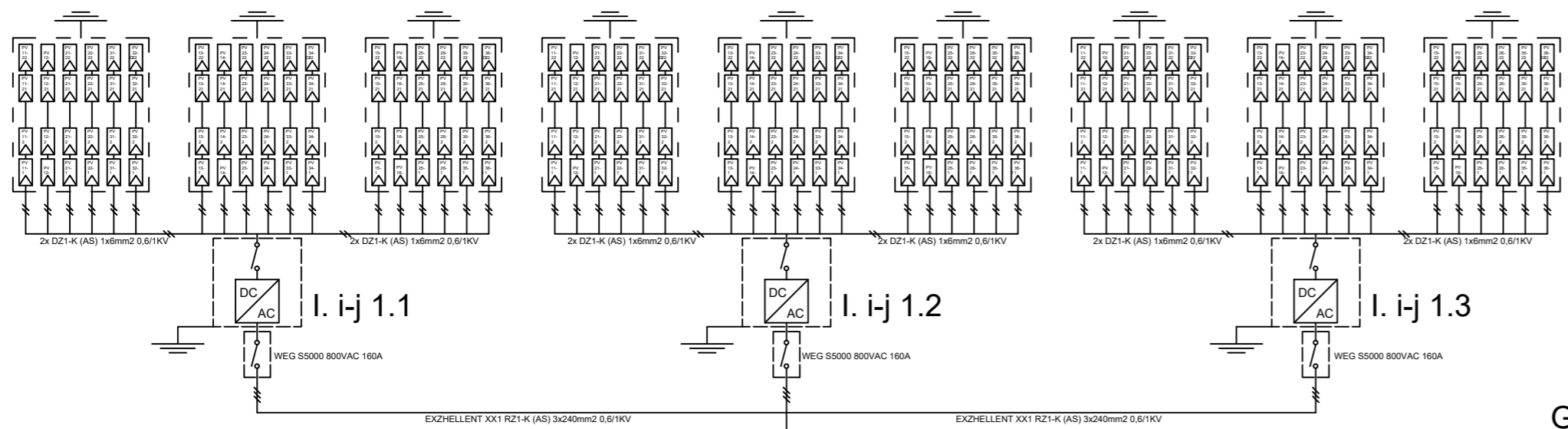
Referencia	Unidades	Descripción	PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN POR CONTRATA
a1	ud	Central fotovoltaica de 247MW, subestación eléctrica elevadora 30/220kV no transporte y línea aérea de 220kV no transporte de conexión con la red eléctrica de transporte secundario en la subestación eléctrica colectora Palos 220kV, propiedad de Red Eléctrica de España	551.644.389,12 €
a2	ud	Planta de electrólisis de tecnología PEM de 124MW conectada a la red de distribución de gas natural en el punto de acceso de la planta de regasificación de GNL de ENAGAS	393.256.224,63 €
<b>TOTAL PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN POR CONTRATA</b>			<b>944.900.613,75 €</b>

Asciende el presupuesto de ejecución por contrata de ambas centrales a la cantidad expresada de 944.900.613,75€ (NOVECIENTOS CUARENTA Y CUATRO MILLONES NOVECIENTOS MIL SEISCIENTOS TRECE EUROS CON SETENTA Y CINCO CÉNTIMOS DE EURO).

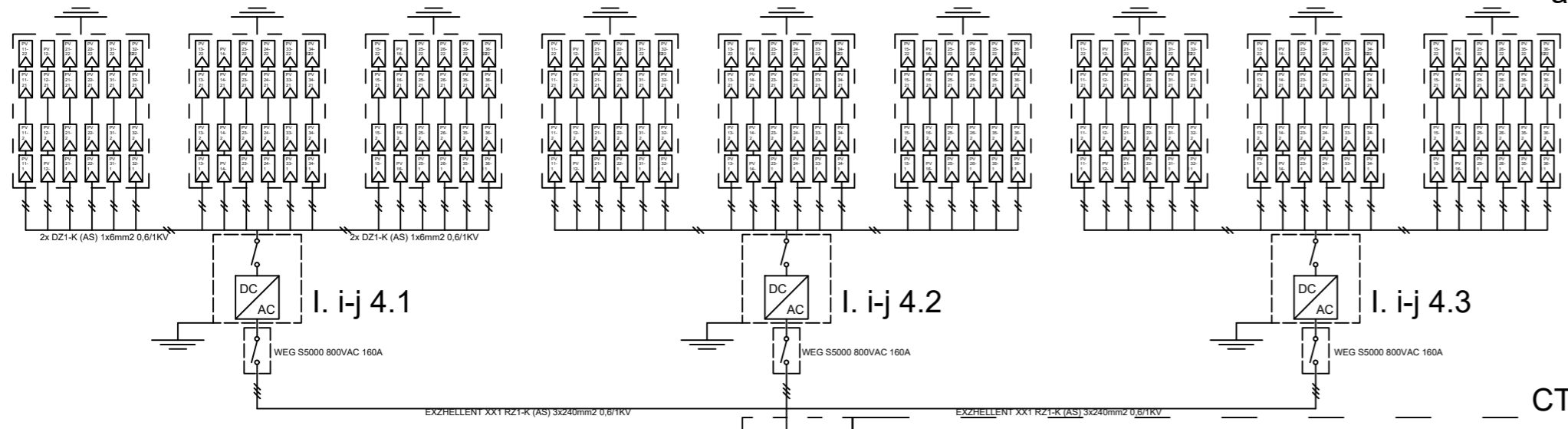
Diseño y dimensionamiento de una planta de obtención de hidrógeno mediante electrólisis de agua de 124MW alimentada con energía solar fotovoltaica en la provincia de Huelva y análisis de viabilidad

# PLANOS

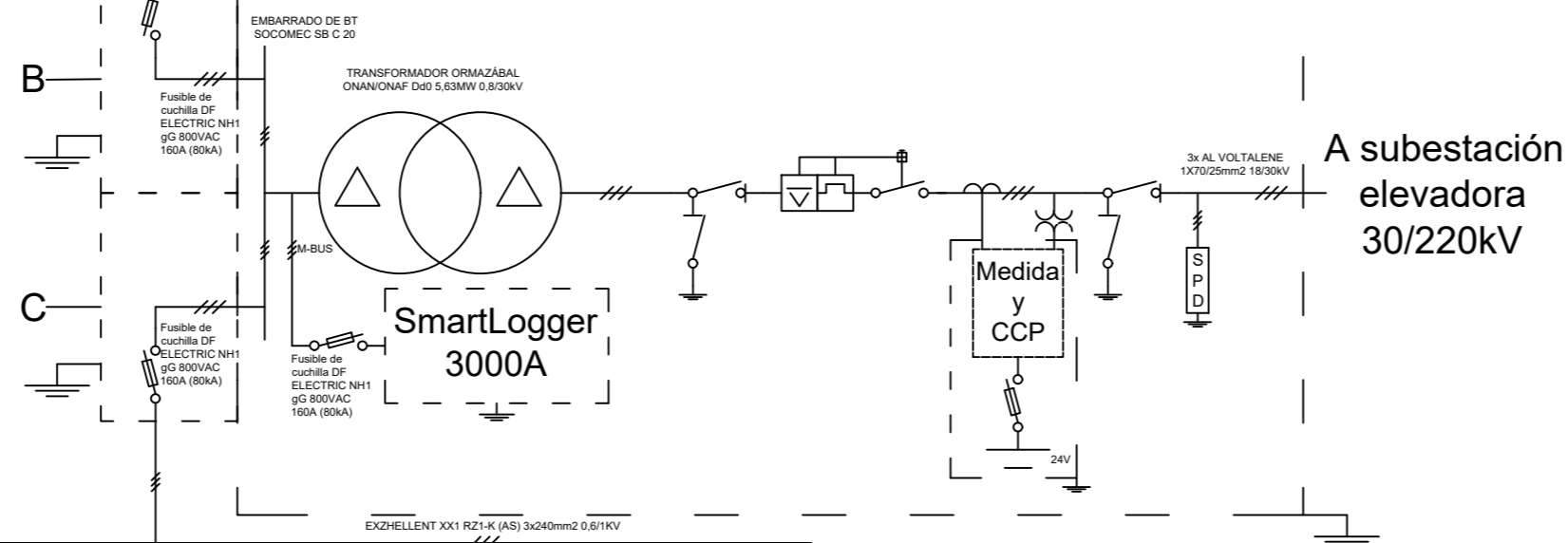
---



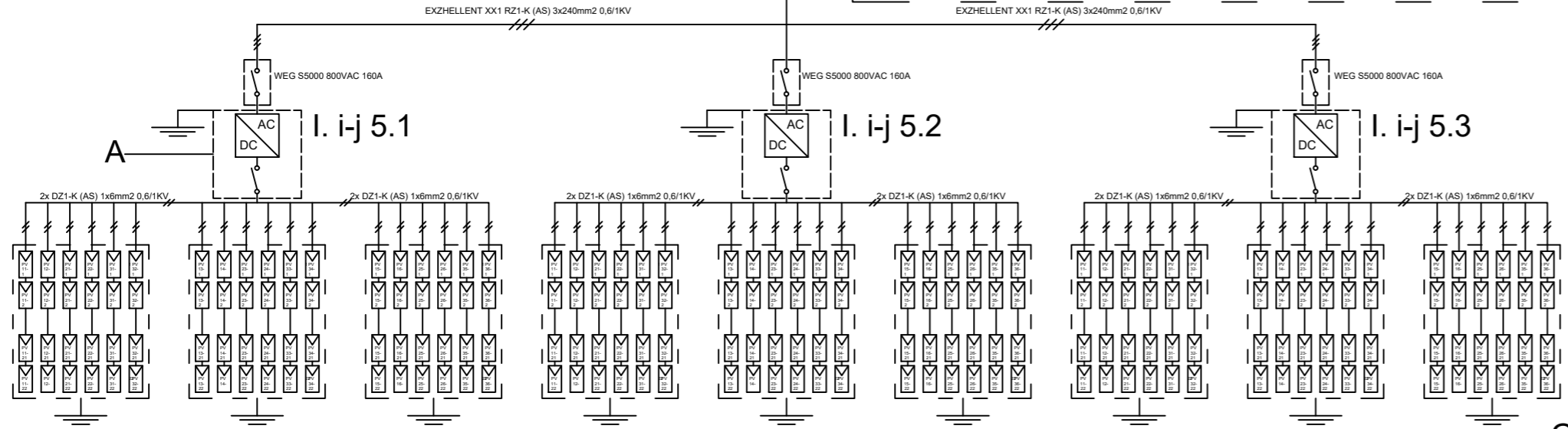
Grupo I. i-j 2.1 a I. i-j 4.3



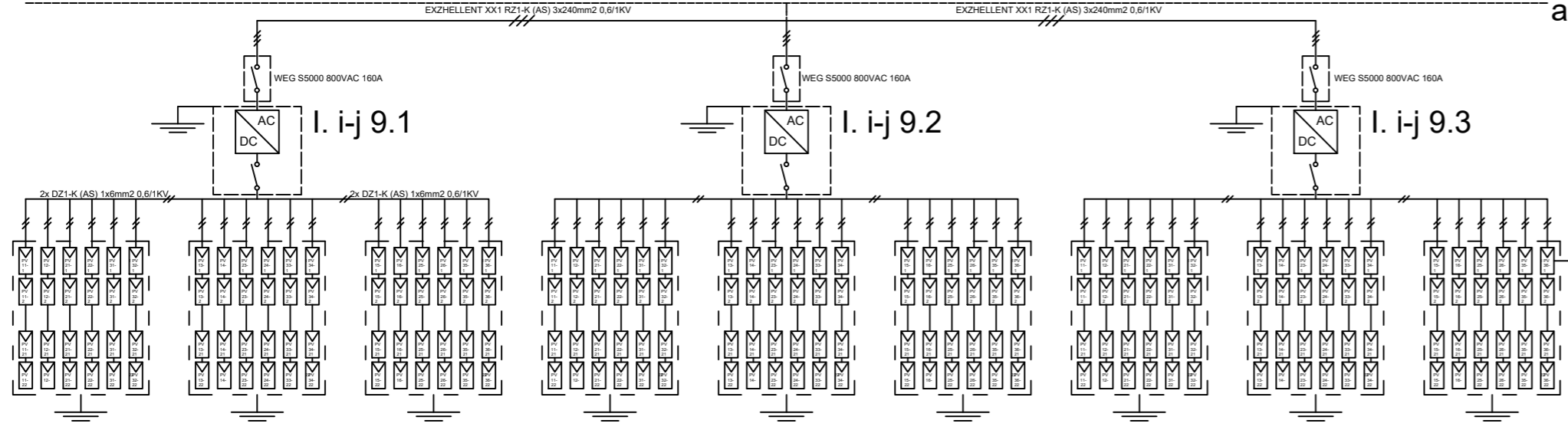
CT. i-j



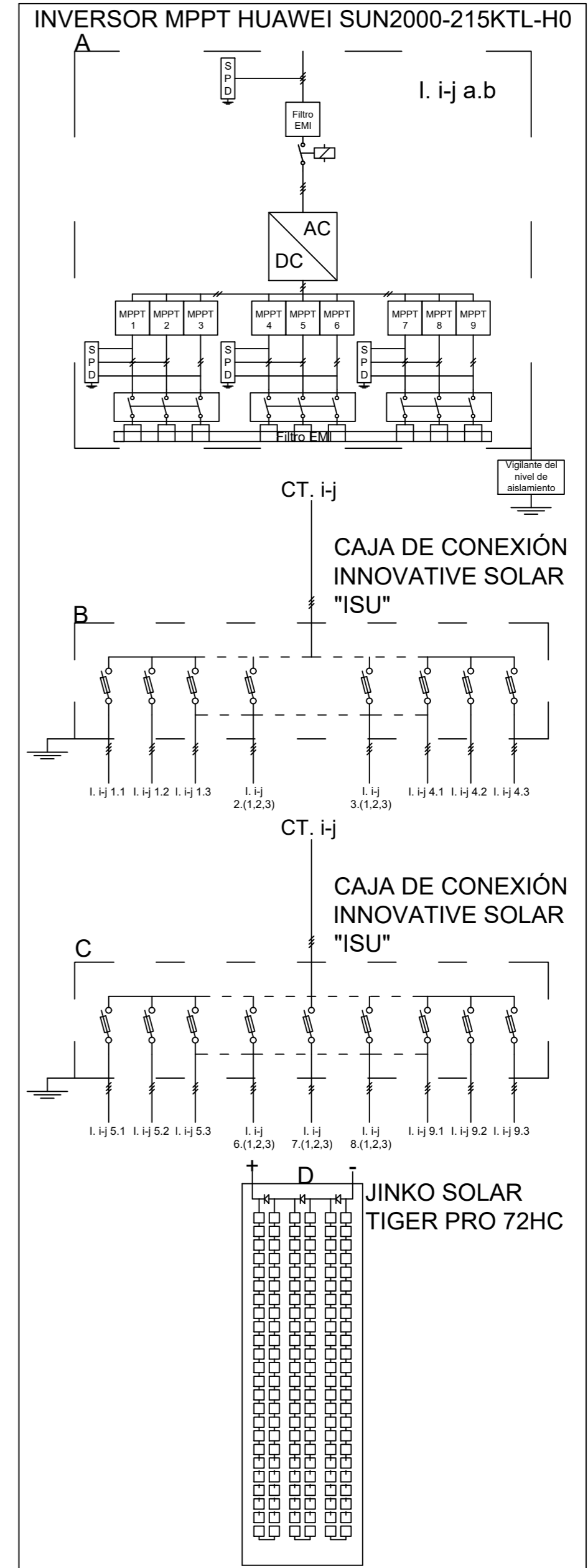
A subestación elevadora 30/220kV



Grupo I. i-j 6.1 a I. i-j 8.3



D



TRABAJO FINAL DE MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

ESCUOLA TÉCNICA SUPERIOR INGENIERÍA INDUSTRIAL VALENCIA

Proyecto: Diseño y dimensionamiento de una planta de obtención de hidrógeno mediante energía solar fotovoltaica de 124MW en la provincia de Huelva y análisis de alternativas para la utilización de su producción

Fecha: Septiembre 2021

Escala: NA

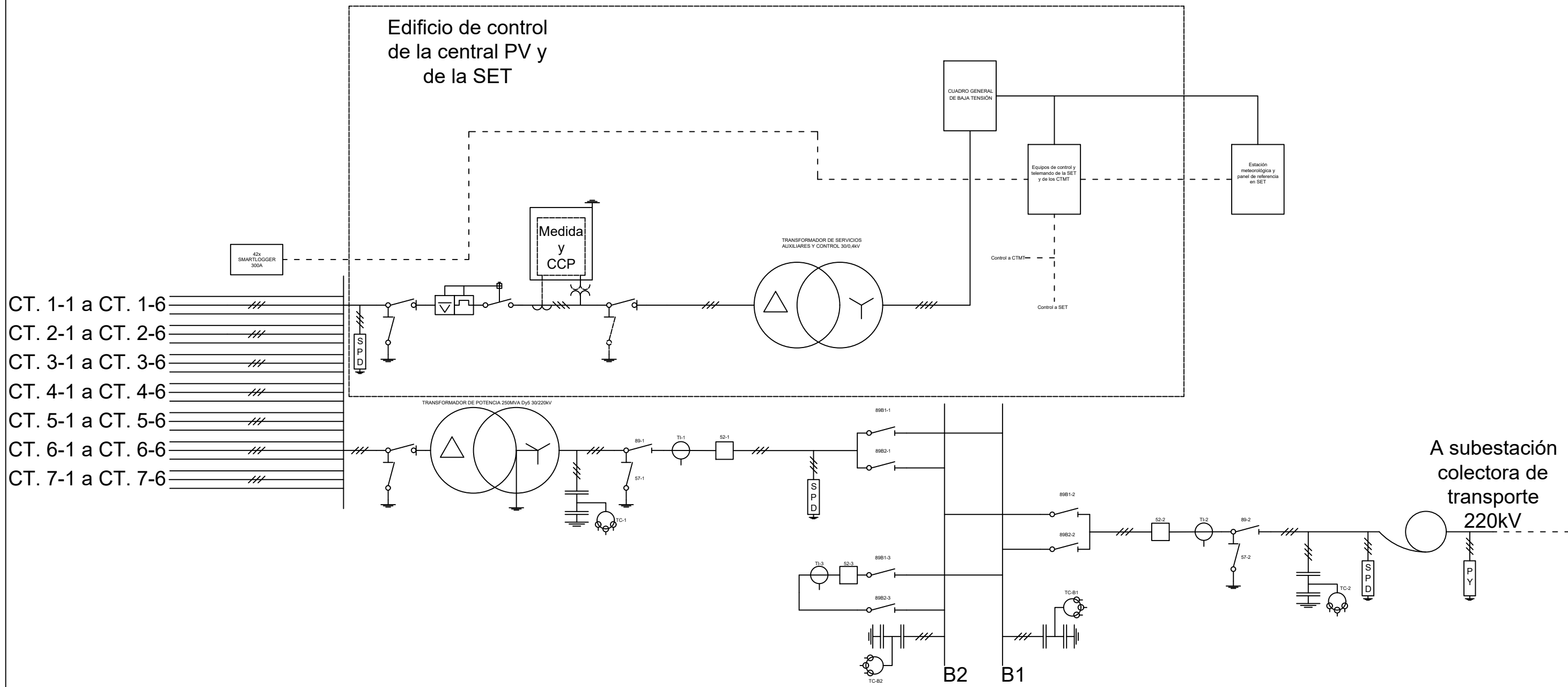
Plano: Diagrama unifilar BT



Nº Plano:

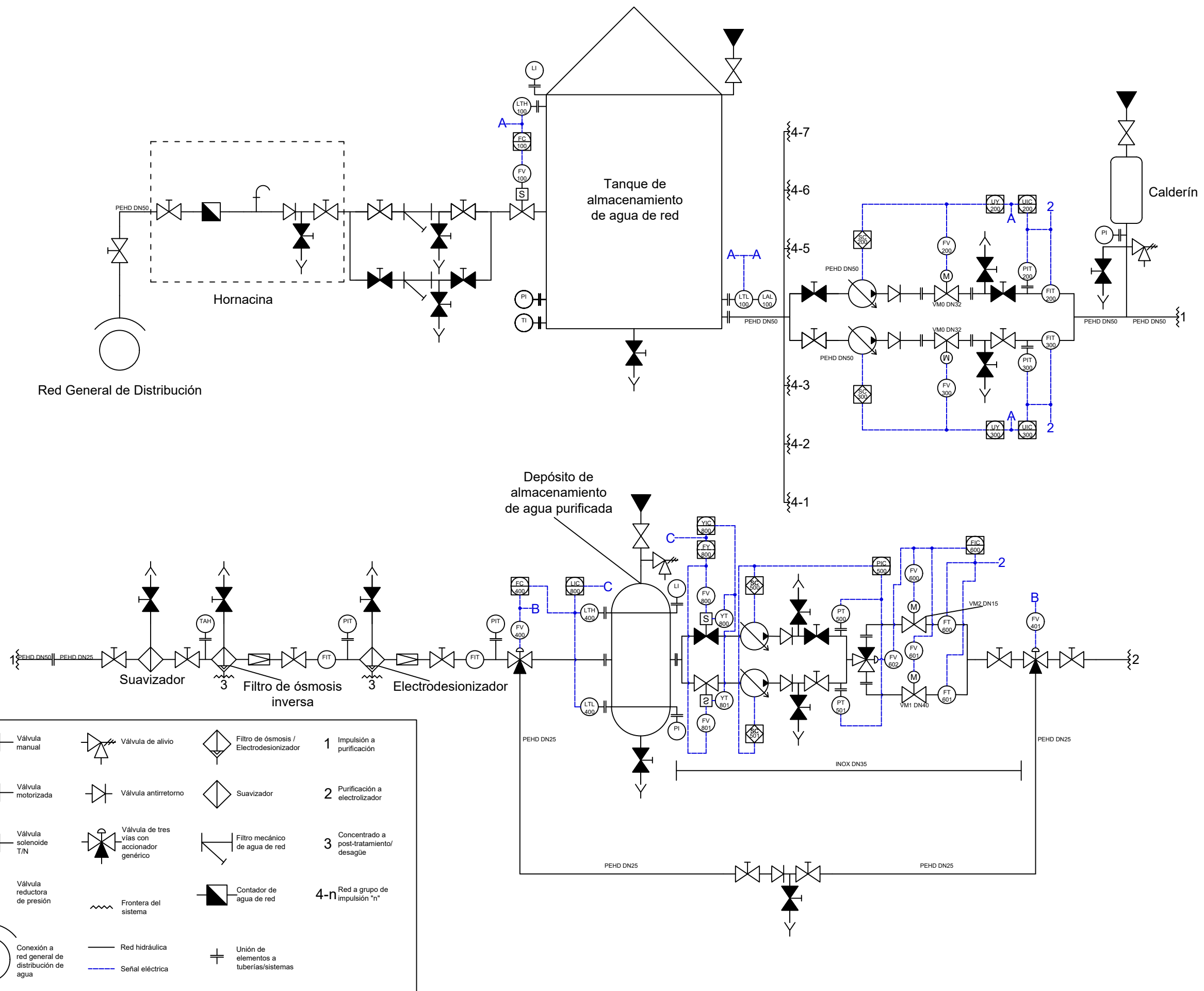
Álvaro Zamora Garrido  
Autor proyecto

1





<p>TRABAJO FINAL DE MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL</p>  <p><b>UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA</b></p>  <p><b>ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR INGENIERÍA INDUSTRIAL VALENCIA</b></p>	<p>Proyecto: Diseño y dimensionamiento de una planta de obtención de hidrógeno mediante energía solar fotovoltaica de 124MW en la provincia de Huelva y análisis de alternativas para la utilización de su producción</p>	<p>Plano: <b>Diagrama unifilar de las líneas de la SET y edificio de control</b></p> <p>Autor: Álvaro Zamora Garrido</p>	<p>Fecha: Septiembre 2021</p> <p>Escala: NA</p> <p>Nº Plano: <b>2</b></p>
---	---	--	---



**LEYENDA:**

	Válvula manual		Válvula de alivio		Filtro de ósmosis / Electrodesionizador	1	Impulsión a purificación
	Válvula de desagüe normalmente cerrada		Válvula motorizada		Válvula antirretorno	2	Purificación a electrolizador
	Purgador de aire		Válvula solenoide T/N		Válvula de tres vías con accionador genérico	3	Concentrado a post-tratamiento/ desagüe
	Grifo de pruebas		Válvula reductora de presión		Filtro mecánico de agua de red	4-n	Red a grupo de impulsión "n"
	Conexión a red general de distribución de agua		Frontera del sistema		Contador de agua de red		
	Red hidráulica		Señal eléctrica		Unión de elementos a tuberías/sistemas		

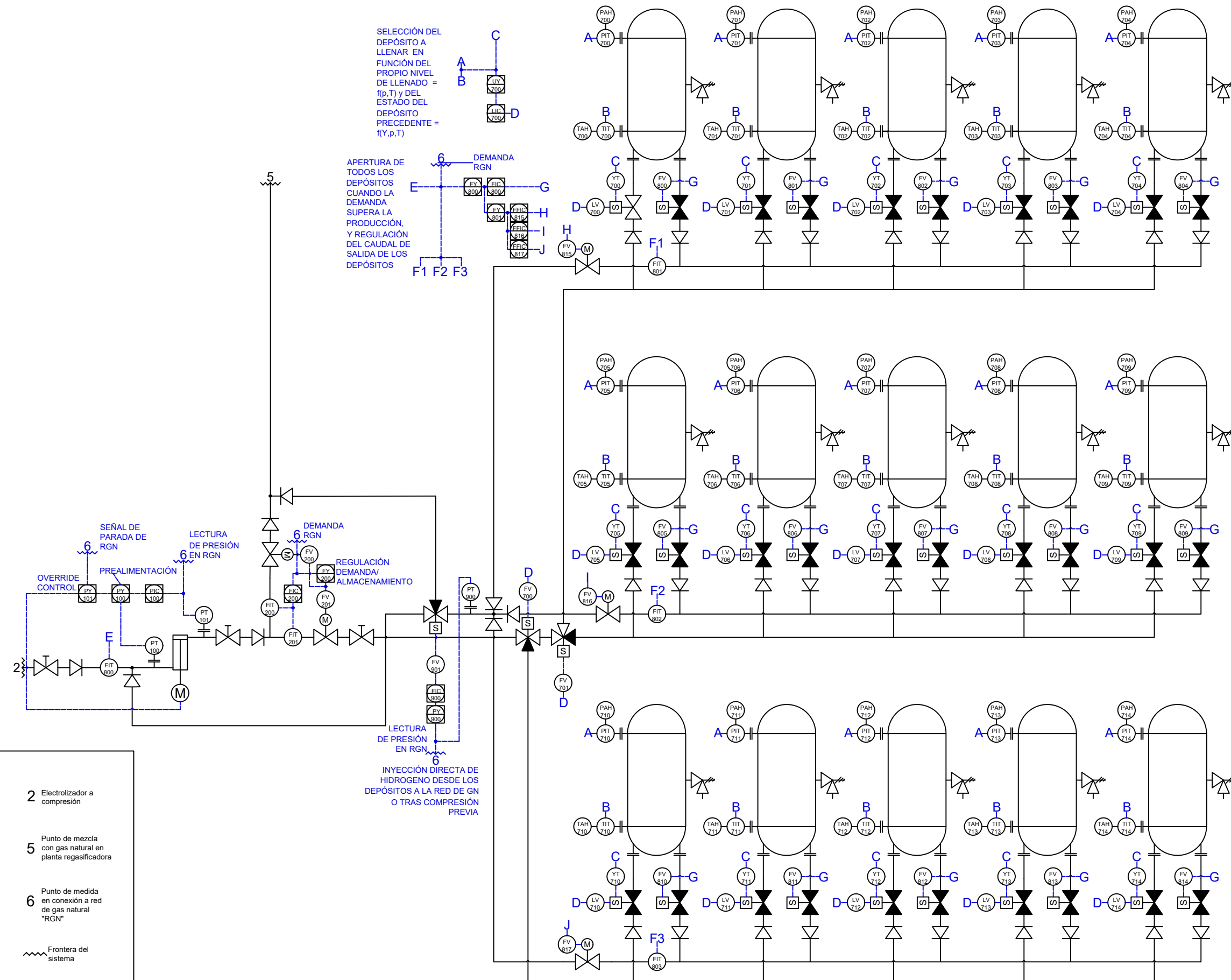
TRABAJO FINAL DE MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

Proyecto: Diseño y dimensionamiento de una planta de obtención de hidrógeno mediante energía solar fotovoltaica de 124MW en la provincia de Huelva y análisis de alternativas para la utilización de su producción

Plano: P&ID del sistema de alimentación de agua del electrolizador  
 Autor: Álvaro Zamora Garrido

Fecha: Septiembre 2021  
 Escala: NA

Nº Plano: 3



SELECCIÓN DEL DEPÓSITO A LLENAR EN FUNCIÓN DEL PROPIO NIVEL DE LLENADO = f(p,T) y DEL ESTADO DEL DEPÓSITO PRECEDENTE = f(Y,p,T)

APERTURA DE TODOS LOS DEPÓSITOS CUANDO LA DEMANDA SUPERA LA PRODUCCIÓN, Y REGULACIÓN DEL CAUDAL DE SALIDA DE LOS DEPÓSITOS

SEÑAL DE PARADA DE RGN  
LECTURA DE PRESIÓN EN RGN  
OVERRIDE CONTROL  
PREALIMENTACIÓN  
DEMANDA RGN  
REGULACIÓN DEMANDA/ALMACENAMIENTO  
LECTURA DE PRESIÓN EN RGN  
INYECCIÓN DIRECTA DE HIDROGENO DESDE LOS DEPÓSITOS A LA RED DE GN O TRAS COMPRESIÓN PREVIA

**LEYENDA:**

	Válvula manual		Válvula de alivio		Compressor alternativo
	Válvula motorizada		Válvula antirretorno		Válvula de tres vías con accionador genérico
	Válvula solenoide T/N		Válvula de dos vías con accionador genérico		Red de hidrógeno (Tuberías X42 DN5 1/2)
	Electrolizador a compresión		Punto de medida en conexión a red de gas natural "RGN"		Punto de mezcla con gas natural en planta regasificadora
	Unión de elementos a tuberías/sistemas		Frontera del sistema		Señal eléctrica

TRABAJO FINAL DE MASTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

Proyecto: Diseño y dimensionamiento de una planta de obtención de hidrógeno mediante energía solar fotovoltaica de 124MW en la provincia de Huelva y análisis de alternativas para la utilización de su producción

Plano: P&ID del sistema de compresión y almacenamiento de hidrógeno de uno de los 7 grupos de electrólisis  
 Autor: Álvaro Zamora Garrido

Fecha: Septiembre 2021  
 Escala: NA  
 Nº Plano: 4